

Số: *58* /BC-BCTHà Nội, ngày *04* tháng 6 năm 2019**BÁO CÁO****Tình hình thực hiện các dự án điện trong quy hoạch điện VII điều chỉnh****I. Cập nhật tình hình cung cầu điện năm 2018**

- Sản lượng điện sản xuất và mua năm 2018 đạt 212,9 tỷ kWh, tăng 10,36% so với năm 2017.

- Điện thương phẩm năm 2018 đạt 192,93 tỷ kWh, tăng 10,47% so với năm 2017.

- Tổng công suất đặt hệ thống năm 2018 là 48.563MW, trong đó thủy điện là 17.031MW (chiếm 35,1%), năng lượng tái tạo là 3.466MW (chiếm 7,1%), nhiệt điện than là 18.516MW (chiếm 38,1%), tua bin khí và dầu là 8.978MW (chiếm 18,5%) và nhập khẩu là 572MW (chiếm 1,2%)

- Tình hình cung cấp điện năm 2018 tiếp tục ổn định, đầy đủ và an toàn cho nền kinh tế.

II. Công suất và cơ cấu nguồn điện theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh

Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, giai đoạn 2016 – 2030 có tổng cộng 116 dự án nguồn điện đưa vào vận hành (chưa bao gồm các nguồn năng lượng tái tạo chưa ghi rõ tên hoặc chưa lập dự án), trong đó có 43 dự án thủy điện, 57 dự án nhiệt điện, 11 dự án năng lượng tái tạo, 3 dự án thủy điện tích năng và 2 dự án điện hạt nhân.

1. Giai đoạn đến năm 2020

Đến năm 2020, tổng công suất các nhà máy điện (NMD) khoảng 60.000 MW trong đó: Thủy điện lớn và thủy điện tích năng chiếm khoảng 30,1%; nhiệt điện than và khí khoảng 57,6%; nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (thủy điện nhỏ, điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối) khoảng 9,9%; nhập khẩu điện khoảng 2,4%.

Trong giai đoạn 2016-2020 sẽ đưa vào vận hành tổng cộng 21.651 MW trong đó: Tổng công suất của các dự án nhiệt điện là 13.845 MW (chiếm 63,95%), các dự án thủy điện là 4.084 MW (chiếm 16,86%), các dự án điện sử dụng năng lượng tái tạo là 3.722 MW (chiếm 17,19%).

2. Giai đoạn đến năm 2025

Đến năm 2025, tổng công suất các NMD khoảng 96.500 MW trong đó: Thủy điện lớn và thủy điện tích năng chiếm 21,1%; nhiệt điện than và khí 64,9%; nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (thủy điện nhỏ, điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối) 12,5%; nhập khẩu điện khoảng 1,5%.

Trong giai đoạn 2021-2025 sẽ đưa vào vận hành tổng cộng 38.010 MW trong đó: tổng công suất của các dự án nhiệt điện là 29.365 MW (chiếm 77,3%), các dự án thủy điện và thủy điện tích năng là 2.355 MW (chiếm 6,2%), các dự án điện sử dụng năng lượng tái tạo là 6.290 MW (chiếm 16,5%).

3. Giai đoạn đến năm 2030

Đến năm 2030, tổng công suất các NMD khoảng 129.500 MW trong đó: Thủy điện lớn và thủy điện tích năng chiếm 16,9%; nhiệt điện than và khí 57,3%; nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (thủy điện nhỏ, điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối) 21%; nhập khẩu điện khoảng 1,2%.

Trong giai đoạn 2026-2030 sẽ đưa vào vận hành tổng cộng 36.192 MW trong đó: tổng công suất của các dự án nhiệt điện là 14.350 MW (chiếm 39,6%), các dự án thủy điện và thủy điện tích năng là 2.052 MW (chiếm 5,7 %), các dự án điện sử dụng năng lượng tái tạo là 15.190 MW (chiếm 42,0 %), điện hạt nhân là 4.600 MW (chiếm 12,7%).

III. Tình hình thực hiện các dự án trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh

1. Về phụ tải và tình hình cung ứng điện

- Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, dự báo sản lượng điện thương phẩm đến năm 2020 theo các phương án cơ sở là 235 tỷ kWh và phương án cao là 245 tỷ kWh, theo đó tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm bình quân trong giai đoạn 2016-2020 của các phương án tương ứng là: 10,34%/năm và 11,26%/năm.

- Thực tế trong thời gian qua, EVN đã đảm bảo cung ứng điện cho phát triển kinh tế - xã hội đất nước và nhu cầu sinh hoạt của nhân dân với tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm bình quân giai đoạn 2016-2018 là 10,3%/năm. So với phụ tải dự báo theo phương án cơ sở của Quy hoạch điện VII điều chỉnh, năm 2017 phụ tải hệ thống điện toàn quốc tăng trưởng thấp hơn phụ tải được dự báo Quy hoạch điện VII điều chỉnh khoảng 1,5 tỷ kWh. Theo tính toán cập nhật, so với Quy hoạch điện VII điều chỉnh, phụ tải theo phương án cơ sở dự kiến sẽ giảm 3-4 tỷ kWh giai đoạn 2018-2020, giảm khoảng 5,5 tỷ kWh năm 2025 và gần 9 tỷ kWh năm 2030.

- Các năm 2019 - 2020 dự kiến đưa vào vận hành khoảng 6.900 MW, trong đó: các NMTĐ than là 2.488MW, các NMTĐ (trên 30 MW) là 592 MW, còn lại là các dự án NLTT khoảng 3.800 MW (điện mặt trời khoảng 2.500 MW, điện gió 350 MW). Hệ thống có thể đáp ứng nhu cầu điện toàn quốc. Tuy nhiên, nguồn nhiệt điện chạy dầu cần phải huy động với sản lượng tương ứng ~1,7 tỷ kWh vào năm 2019 và 5,2 tỷ kWh năm 2020. Trong trường hợp các tổ máy phát điện không đáp ứng yêu cầu về độ tin cậy vận hành hoặc không đảm bảo đủ nhiên liệu (than, khí) cho phát điện, có thể đối mặt nguy cơ thiếu điện vào năm 2020.

- Các năm 2021-2025, mặc dù đã phải huy động tối đa các nguồn điện chạy dầu, tuy nhiên hệ thống điện không đáp ứng nhu cầu phụ tải và xảy ra tình trạng thiếu điện tại miền Nam với mức thiếu hụt tăng từ 3,7 tỷ kWh (năm 2021) lên gần 10 tỷ kWh (năm 2022), mức thiếu hụt cao nhất vào năm 2023 khoảng 12 tỷ kWh, sau đó giảm dần xuống 7 tỷ kWh năm 2024 và 3,5 tỷ năm 2025.

- Tổng công suất các nguồn điện có khả năng đưa vào vận hành cả giai đoạn 15 năm 2016-2030, dự kiến khoảng 80.500MW, thấp hơn so với dự kiến của Quy hoạch điện VII điều chỉnh khoảng hơn 15.200MW, trong đó chủ yếu thiếu hụt trong các năm từ 2018-2022(với tổng công suất trên 17.000MW), nhiều dự án nguồn điện trong giai đoạn này bị chậm sang giai đoạn 2026-2030 và hầu hết là dự án nhiệt điện tại miền Nam. Do đó dẫn đến tình trạng hệ thống điện từ có dự phòng về nguồn điện 20-30% trong các năm 2015-2016, đến năm 2018-2019 hầu như không còn dự phòng và sang giai đoạn 2021-2025 xảy ra tình trạng thiếu hụt nguồn cấp điện.

- Dự kiến tổng công suất các nguồn điện có khả năng vào vận hành trong giai đoạn 2021-2030 khoảng 64.200 MW thấp hơn 10.000 MW so với Quy hoạch điện VII điều chỉnh (72.202 MW).

- Nguyên nhân chính dẫn tới việc thiếu điện tại miền Nam tăng cao hơn so với các tính toán trước đây là do: (i) Tiến độ các dự án khí Lô B, Các Voi xanh đều chậm so kế hoạch từ 9 tháng đến 1 năm; (ii) Các dự án NĐ Kiên Giang 1&2 không đáp ứng tiến độ hoàn thành trong giai đoạn 2021-2025, thậm chí lùi sau năm 2030; (iii) dự án Ô Môn III lùi tiến độ đến năm 2025. Trường hợp dự án NĐ Long Phú 1 không đáp ứng tiến độ hoàn thành năm 2023, tình trạng thiếu điện tại miền Nam trong các năm 2024-2025 sẽ trầm trọng hơn.

Dự kiến công suất các nguồn điện hoàn thành giai đoạn 2019-2030

Năm/Giai đoạn	Tổng công suất vào vận hành (MW)		Chênh lệch (MW)
	Theo QHĐ VII điều chỉnh	Sau rà soát	
2019	6.230	3.650	-2.580
2020	4.571	3.230	-1.341
Giai đoạn 2021-2025	38.010	30.485	-7.525
2021	9.435	4.520	-4.915
2022	10.290	3.890	-6.400
2023	7.185	6.635	-550
2024	5.250	8.170	2.920
2025	5.850	7.270	1.420
Giai đoạn 2025-2030	36.192	34.382	-1.810
2026	6.482	7.792	1.310
2027	5.660	6.270	610
2028	7.890	8.340	450
2029	8.950	7.310	-1.640
2030	7.210	4.670	-2.540

2. Về đầu tư phát triển nguồn điện

Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, tổng công suất các nguồn điện dự kiến đưa vào vận hành trong giai đoạn 2016-2020 trên toàn hệ thống là 21.650

MW, trong đó: các nguồn điện do EVN đầu tư là 7.185MW (chiếm 33,2%), các nguồn điện do các doanh nghiệp khác đầu tư là 14.465MW (chiếm 66,8%).

Hiện nay, các dự án nguồn điện được thực hiện theo 3 hình thức đầu tư, gồm: các dự án do các tập đoàn nhà nước EVN, PVN, TKV là chủ đầu tư; các dự án đầu tư theo hình thức BOT; các dự án đầu tư theo hình thức IPP. Tổng hợp tình hình tiến độ thực hiện 62 dự án có công suất lớn trên 200 MW thì 15 dự án đạt tiến độ, còn lại 47 dự án chậm tiến độ hoặc chưa xác định tiến độ so với tiến độ nêu trong QHĐ VII điều chỉnh. Cụ thể như sau:

2.1. Các dự án do Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) thực hiện

- EVN thực hiện 23 dự án với tổng công suất 14.809 MW (giai đoạn 2016-2020 là 12 dự án, giai đoạn 2021-2030 là 11 dự án), trong đó 10 dự án đạt tiến độ và 13 dự án chậm hoặc lùi tiến độ:

+ Đã hoàn thành xây dựng đưa vào vận hành 8 dự án; Trong đó đạt tiến độ là 7 dự án và chậm tiến độ là 1 dự án (TĐ Sông Bung 2 chậm 1,5 năm).

+ Đang xây dựng: 4 dự án; Trong đó dự kiến đạt tiến độ 3 dự án và chậm tiến độ 1 dự án (TĐ Đa Nhim MR chậm 6 tháng).

+ Đang thực hiện các công tác thực hiện thủ tục đầu tư xây dựng 11 dự án. Dự kiến đúng tiến độ phát điện 2 dự án; chậm tiến độ 7 dự án (có 4 dự án lùi tiến độ để phù hợp tiến độ cấp khí Lô B, Cá Voi Xanh và 3 dự án chậm 2 – 3 năm); 2 dự án chưa xác định tiến độ (đang trình QH địa điểm: NĐ Tân Phước I,II).

- Trong 3 năm 2016-2018, EVN hoàn thành 8 dự án nguồn điện với tổng công suất 4.540 MW; trong đó các năm 2016-2017, đưa vào phát điện 4.440 MW, vượt 1.145 MW, tương ứng vượt 35% so với khối lượng được giao trong 2 năm. Riêng năm 2018 đã hoàn thành phát điện 2 tổ máy TĐ Sông Bung 2 (100 MW).

+ Năm 2019, EVN dự kiến hoàn thành 4 dự án nguồn điện với tổng công suất 1.560 MW (NĐ Duyên Hải 3 MR; NĐ Vĩnh Tân 4 MR; Dự án TĐ Đa Nhim MR; Dự án TĐ Thượng Kon Tum).

(Chi tiết tại Phụ lục kèm theo)

2.2. Các dự án do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) thực hiện

PVN được giao làm chủ đầu tư 8 dự án trọng điểm nguồn điện với tổng công suất 11.400 MW. Trong đó giai đoạn 2016-2020 có 3 dự án và giai đoạn 2021-2025 có 5 dự án. Đến nay, cả 8 dự án đều gặp khó khăn, vướng mắc và khó có thể hoàn thành theo tiến độ trong Quy hoạch điện 7 điều chỉnh:

- Đang xây dựng: 3 dự án; Trong đó đều chậm tiến độ 2-3 năm.

- Đang thực hiện các thủ tục đầu tư xây dựng: 4 dự án. Dự kiến đều chậm tiến độ phát điện 2,5-3,5 năm so với yêu cầu của QHĐ VII điều chỉnh.

- Có 1 dự án đã đề nghị giao chủ đầu tư khác (Long Phú III).

(Chi tiết tại Phụ lục kèm theo)

2.3. Các dự án do Tập đoàn Công nghiệp Than – Khoáng sản Việt Nam (TKV) thực hiện

TKV thực hiện 4 dự án với tổng công suất 2.950 MW. Trong đó giai đoạn 2016-2020 có 2 dự án và giai đoạn 2021-2030 có 2 dự án. Hiện nay, cả 4 dự án đều chậm tiến độ từ 2 năm trở lên:

- Đang làm thủ tục chuẩn bị đầu tư: 3 dự án, trong đó 1 dự án chưa tìm được địa điểm, 1 dự án đang điều chỉnh chủ đầu tư.

- Chưa triển khai thủ tục chuẩn bị đầu tư: 1 dự án (Hải Phòng III).

(Chi tiết tại Phụ lục kèm theo)

2.4. Các dự án BOT.

Có 15 dự án. Trong đó giai đoạn 2016 – 2020 là 1 dự án, giai đoạn 2021-2030 là 14 dự án. Hiện đánh giá có 3 dự án đạt tiến độ (trong đó Vĩnh Tân I đã phát điện sớm tiến độ 6 tháng); 12 dự án chậm tiến độ hoặc chưa thể xác định tiến độ do còn vướng mắc trong đàm phán.

(Chi tiết tại Phụ lục kèm theo)

2.5. Các dự án IPP:

Hiện nay, có 8 dự án được đầu tư theo hình thức IPP với tổng công suất 7.390 MW. Trong đó có 01 dự án hoàn thành và đóng điện đúng tiến độ (NĐ Thăng Long), giai đoạn 2016-2020 có 2 dự án có khả năng đạt tiến độ, các dự án còn lại đều bị chậm, thậm chí không thể xác định được thời gian hoàn thành (như NĐ đồng phát Hải Hà, Quỳnh Lập 2).

(Chi tiết tại Phụ lục kèm theo)

2.6. Các dự án chưa có chủ đầu tư: 5 dự án đều thuộc giai đoạn 2021-2030. Trong đó 1 dự án đã loại khỏi Quy hoạch (NĐ Bạc Liêu) và 4 dự án chưa rõ tiến độ (do chưa có CĐT nên khả năng đều chậm tiến độ).

(Chi tiết tại Phụ lục kèm theo)

2.7. Về phát triển năng lượng tái tạo

Đối với năng lượng tái tạo, đến nay Thủ tướng Chính phủ và Bộ Công Thương đã phê duyệt bổ sung quy hoạch 130 dự án điện mặt trời với tổng công suất khoảng 10.600MWp (khoảng hơn 8.500MW) và các dự án điện gió với tổng công suất khoảng 2.000MW. Các dự án điện gió, điện mặt trời có đặc điểm chung là chủ yếu phát triển tập trung ở các khu vực nhu cầu phụ tải tại chỗ rất thấp, do đó tại các địa phương đã được bổ sung quy hoạch các dự án điện gió, điện mặt trời với quy mô công suất lớn thì hầu hết công suất phát của các dự án sẽ phải thực hiện thu gom, đấu nối lên lưới điện truyền tải và đưa đến các khu vực có nhu cầu phụ tải lớn. Tuy nhiên, hạ tầng lưới điện 110-500kV tại các khu vực này, mặc dù đã được đầu tư nâng cấp trong các năm qua, nhưng vẫn không đáp ứng được yêu cầu truyền tải công suất từ các dự án mới được bổ sung quy hoạch.

Trên cơ sở tính toán của EVN, Bộ Công Thương đã trình và được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận bổ sung quy hoạch một số dự án lưới điện truyền tải 220kV, 500kV khu vực Bình Thuận, Ninh Thuận để giải tỏa công suất các dự án điện từ năng lượng tái tạo. Hiện nay, EVN đang tiếp tục nghiên cứu để tiếp tục đề xuất các dự án.

3. Về lưới điện

Giai đoạn 2016-2018, EVN đã hoàn thành 117 công trình lưới điện 500-220 kV.

Hiện tại, EVN đang triển khai đầu tư các công trình lưới điện theo quy hoạch được duyệt để nâng cao năng lực hệ thống truyền tải và đáp ứng nhu cầu điện các địa phương, trong đó tập trung đầu tư ĐD 500kV Vũng Áng - Quảng Trạch - Dốc Sỏi - Pleiku 2 với mục tiêu hoàn thành đóng điện Quý II/2020 để tăng cường cấp điện miền Nam.

Ngoài ra, EVN đã chỉ đạo các đơn vị đẩy nhanh tiến độ các dự án lưới phục vụ truyền tải các dự án nguồn điện, đặc biệt các dự án điện mặt trời mới được bổ sung quy hoạch để tăng cường nguồn cấp điện quốc gia.

Trong năm 2018, EVN đã khởi công 40 công trình và hoàn thành 52 công trình lưới điện từ 220 – 500 kV. Trong đó đã đưa vào vận hành các dự án quan trọng như: TBA 500kV Lai Châu, Nâng công suất các TBA 500 kV Sơn La, Tân Định, các TBA 220 kV Phú Thọ, Nông Cống, Đắc Nông, Phong Điền,... và nâng công suất nhiều TBA 220kV khác; Nâng khả năng tải các ĐD 220 kV Hà Đông - Phú Lý, Nho Quan - Thanh Hóa, Cao Lãnh - Thốt Nốt, Long An - Cai Lậy, ... Đã khởi công được các công trình quan trọng như: ĐD 500 kV Thường Tín - Tây Hà Nội, Đường dây 500/220 kV Nho Quan - Phú Lý - Thường Tín, TBA 500 kV Chơn Thành, các đường dây 500 kV mạch 3,...

Tình hình thực hiện cụ thể một số dự án lưới điện trọng điểm như sau:

- ĐD 500 kV mạch 3: Ban Quản lý dự án các công trình điện miền Trung (NPT/AMT) đã hoàn thành công tác lựa chọn nhà thầu, ký kết hợp đồng xây lắp cho cả 03 dự án (ĐD Quảng Trạch - Dốc Sỏi; ĐD Quảng Trạch - Vũng Áng; ĐD Dốc Sỏi - Pleiku 2). Dự án đã được khởi công vào ngày 18 tháng 12 năm 2018.

- Lưới điện đồng bộ TTĐL Vĩnh Tân: (i) ĐD 500 kV Vĩnh Tân - rẽ Sông Mây - Tân Uyên: Đã hoàn thành dựng cột, kéo dây. Tuy nhiên không thể đưa vào vận hành do vướng mắc nhà cửa, vật kiến trúc trong hành lang; (ii) ĐD 220 kV Sông Mây - Tân Uyên: đang hoàn thiện hồ sơ để tiến hành cưỡng chế thi công.

- ĐD 220 kV Đồng Hới - Đông Hà - Huế mạch 2: dựng cột 474/518 ~92%, kéo dây 63,1/185,9km ~34%.

- Đường dây 220 kV Bình Long - Tây Ninh: đúc móng 168/223VT, dựng cột 118/223VT. Còn 26/223VT chưa bàn giao mặt bằng.

IV. Các yếu tố ảnh hưởng đến việc cung cấp điện trong giai đoạn tới năm 2030

1. Chậm tiến độ đưa vào vận hành các dự án nguồn điện, nhất là các dự án nhiệt điện tại miền Nam

- Các dự án NĐ Thái Bình II, Long Phú 1, Sông Hậu 1 đến nay đã chậm tiến độ 2 năm, nếu các vướng mắc không được giải quyết dứt điểm khả năng tiếp tục bị chậm tiến độ.

- Các dự án nguồn điện đầu tư theo hình thức BOT: đối với các dự án đã ký hợp đồng BOT rủi ro chậm tiến độ ít. Tuy nhiên, đối với các dự án đang trong quá trình đàm phán (như: Sơn Mỹ 1, Sông Hậu 2, Long Phú 2, Nam Định 1, Quảng Trị 1...) còn tiềm ẩn rủi ro rất lớn về tiến độ.

- Đến nay một số dự án nguồn điện lớn chưa xác định được chủ đầu tư (Long Phú 3, Quỳnh Lập 2...) nên khó khả thi hoàn thành trước năm 2030.

2. Việc đảm bảo nguồn nhiên liệu cho phát điện còn tiềm ẩn rủi ro.

- Về cung cấp than: TKV đã báo cáo dừng thực hiện dự án cảng trung chuyển than Đồng bằng sông Cửu Long do không thỏa thuận được địa điểm và hiện chưa có giải pháp để tiếp tục thực hiện. Các nhà máy NĐ Long Phú 1, Sông Hậu 1 dự kiến cấp than bằng cảng Gò Da theo phương án sang mạn tàu. NĐ Long Phú 2, Sông Hậu 2 chưa rõ phương án vận chuyển than. Việc cung cấp than cho các nhà máy điện chưa đáp ứng yêu cầu về cả khối lượng và chủng loại than. Năm 2018, mặc dù sản lượng huy động nhiệt điện than thấp hơn so với kế hoạch, nhưng đã xảy ra tình trạng thiếu than cho các tháng cuối năm 2018.

- Về cung cấp khí: khí Đông Nam Bộ cấp cho cụm NĐ Phú Mỹ sẽ suy giảm từ sau năm 2020, tới năm 2023 - 2024 dự kiến sẽ thiếu hụt khoảng 2 - 3 tỷ m³/năm và lượng thiếu hụt này tăng rất nhanh tới trên 10 tỷ m³ năm 2030. Như vậy nếu cảng Sơn Mỹ không vận hành năm 2023 thì cụm NĐ Phú Mỹ - Bà Rịa sẽ thiếu khí tương đương với khoảng 13 tỷ kWh năm 2023. Khí Tây Nam Bộ cung cấp cho cụm NĐ Cà Mau cũng sẽ thiếu hụt từ năm 2019 với lượng thiếu hụt từ 0,5 - 1 tỷ m³. Hiện PVN đang đàm phán với phía Malaysia để mua thêm khí bổ sung vào nguồn thiếu hụt này.

- Cụm NĐ Ô Môn hiện đang vướng cơ chế về giá khí và giá khí cao ảnh hưởng tới giá điện. Đây là các dự án rất quan trọng cho cấp điện tại miền Nam tới 2025. Việc sử dụng khí LNG để phát điện sau năm 2023 là không thể tránh khỏi. Cần xem xét nâng cao hiệu suất của các nhà máy NĐ Ô Môn 3, 4 để giảm giá thành điện năng.

- Các nhà máy NĐ sử dụng LNG như Nhơn Trạch 3, 4: sau năm 2022 phía Đông Nam Bộ sẽ thiếu khí và bắt buộc phải bù bằng LNG. Vì vậy, cần thiết phải đưa cảng LNG Thị Vải và Sơn Mỹ vào vận hành giai đoạn 2023 để bù khí cho cụm NĐ Phú Mỹ và cấp cho NĐ Nhơn Trạch 3, 4. Hiện tại đang xây dựng một cảng LNG khu vực Cái Mép khoảng 2 - 3 triệu tấn/năm. Nếu các cảng Thị Vải, Sơn Mỹ chậm tiến độ, có thể xem xét sử dụng cảng này để cấp bù khí Đông Nam Bộ hoặc có thể xem xét nghiên cứu xây dựng mới 1 nhà máy điện sử dụng LNG khu vực này.

3. Các yếu tố khác có ảnh hưởng đến việc vận hành và cung ứng điện

- Đường dây 500kV mạch 3 (Vũng Áng - Quảng Trạch - Dốc Sỏi - Pleiku2) để tăng cường khả năng truyền tải Bắc - Nam, hiện đã bị chậm tiến độ gần 1 năm, nếu không thể hoàn thành đường dây này đầu năm 2020 sẽ có nguy cơ thiếu điện miền Nam.

- Do hệ thống điện gần như không có dự phòng trong các năm 2021-2025 nên trong trường hợp các tổ máy nhiệt điện vận hành không ổn định, hoặc không đảm bảo cung cấp than cho phát cũng sẽ ảnh hưởng việc đảm bảo cung ứng điện.

V. Những khó khăn, vướng mắc chính

1. Về công tác quy hoạch

- Luật Quy hoạch đã có hiệu lực từ 01/01/2019 nhưng chưa có các văn bản dưới luật hướng dẫn cụ thể, gây khó khăn trong việc triển khai thực hiện.

- Thiếu đồng bộ giữa quy hoạch phát triển điện lực với quy hoạch các lĩnh vực hạ tầng khác (như quy hoạch giao thông, quy hoạch sử dụng đất, quy hoạch đô thị) dẫn tới việc xác định vị trí trạm biến áp, hướng tuyến đường dây gặp nhiều khó khăn, bị chồng lấn quy hoạch, thậm chí một số dự án phải điều chỉnh nhiều lần.

- Trong quá trình triển khai dự án, do nhu cầu phụ tải, do yêu cầu giải phóng công suất của các dự án thủy điện nên một số dự án phải bổ sung hoặc điều chỉnh quy hoạch. Mặt khác, sự sai khác giữa Quy hoạch điện VII điều chỉnh với các Quy hoạch phát triển điện lực của các tỉnh, thành phố về tiến độ, quy mô cũng phải tiến hành báo cáo Thủ tướng Chính phủ cho phép hiệu chỉnh. Thời gian để Bộ Công Thương và các cấp có thẩm quyền trình Thủ tướng Chính phủ xem xét phê duyệt điều chỉnh, bổ sung quy hoạch thường kéo dài, do đó ảnh hưởng đến tiến độ dự án.

2. Về công tác đền bù GPMB:

- Hầu hết các dự án điện gặp nhiều khó khăn về GPMB, ảnh hưởng nghiêm trọng đến tiến độ thi công các công trình, như: các dự án tại TTĐL Quảng Trạch, NĐ Vĩnh Tân 4 MR và các công trình lưới điện truyền tải, đặc biệt các công trình đường dây. Đây là nguyên nhân chính làm chậm tiến độ các dự án. Thậm chí, nhiều công trình đường dây không thể thỏa thuận được hướng tuyến do đi qua nhiều địa phương.

- Một số dự án nhiệt điện than như NĐ Long An I, II không phê duyệt được Quy hoạch địa điểm do Tỉnh không thống nhất chủ trương xây dựng NĐ than mặc dù đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong danh mục quy hoạch phát triển điện lực quốc gia.

- Luật Đất đai năm 2013 thay đổi, phải chờ các Nghị định, Thông tư và Quyết định hướng dẫn trình tự, thủ tục, chính sách của UBND các tỉnh; Hội đồng bồi thường các huyện khi áp dụng vào thực tế còn thiếu rất nhiều chính sách; Công tác thẩm định giá đất mất rất nhiều thời gian do phải chờ hướng dẫn thực hiện.

- Các dự án có tuyến đường dây qua nhiều địa phương, nhiều vị trí đất rất ảnh hưởng đến quá trình và thời gian khảo sát thẩm định giá đất (ví dụ như ĐD 500kV Vĩnh Tân – rẽ Sông Mỹ – Tân Uyên). Bên cạnh đó, đa số các hộ dân không nhận tiền bồi thường và khiếu nại do cho rằng đơn giá bồi thường, hỗ trợ thấp; Vướng các công trình xây dựng khác của các địa phương...

3. Về thu xếp vốn đầu tư

Việc thu xếp vốn của các Tập đoàn và các Chủ đầu tư trong nước rất khó khăn do Chính phủ tạm dừng chủ trương bảo lãnh vay vốn; Các nguồn vốn ODA vốn vay ưu đãi nước ngoài để đầu tư các dự án điện rất hạn chế, thậm chí một số khoản vay đã có cam kết của các ngân hàng, tổ chức tài chính quốc tế nhưng không được các cơ quan quản lý nhà nước chấp thuận; Việc thu xếp các nguồn vốn trong nước rất khó khăn, hiện tại hầu hết các ngân hàng trong nước đã vượt hạn mức tín dụng đối với Chủ đầu tư và các đơn vị liên quan.

4. Về thủ tục đầu tư xây dựng

- Một số quy định hiện hành về ĐTXD còn thiếu tính thống nhất, chồng chéo gây nên những khó khăn nhất định và dẫn tới công tác chuẩn bị đầu tư bị kéo dài (như: NMTĐ Hòa Bình MR, Ialy MR, ĐD 500kV/220 kV...). Một số dự án đang trong giai đoạn thực hiện đầu tư, nhưng thuộc phạm vi điều chỉnh của các văn bản pháp luật mới nên phải trình duyệt lại chủ trương đầu tư (như: NĐ Ô Môn III, IV...).

- Trình tự, thủ tục về hồ sơ, trình tự, thủ tục quyết định chủ trương đầu tư của Thủ tướng Chính phủ theo quy định Luật Đầu tư: về nhiệm vụ của cơ quan đăng ký đầu tư, về tổ chức thẩm định hồ sơ dự án đầu tư của Bộ Kế hoạch và Đầu tư trong thực tế thực hiện còn chưa phù hợp, đầu mỗi thực hiện thẩm định không nhất quán, gây mất nhiều thời gian cho doanh nghiệp thực hiện trình duyệt chủ trương đầu tư (như dự án NMTĐ Hòa Bình MR, NMTĐ Ialy MR); Công tác thẩm tra, phê duyệt DAĐT, TKKT-TDT bị kéo dài (*điển hình là dự án ĐZ500kV mạch 3*). Công tác chuẩn bị đầu tư, chuẩn bị xây dựng, đấu thầu khi áp dụng các quy định mới, phải trình qua nhiều cấp thẩm quyền thẩm tra, thẩm định và phê duyệt ảnh hưởng đến tiến độ của dự án.

- Quá trình đàm phán bộ hợp đồng BOT và cấp giấy phép đầu tư kéo dài do liên quan đến nhiều Bộ/ngành rất phức tạp. Các vướng mắc chủ yếu đến từ các vấn đề chính sách ưu đãi, chuyển đổi ngoại tệ, chấm dứt sớm hợp đồng... Thời gian xem xét, cho ý kiến của các cơ quan quản lý nhà nước ngoài Bộ Công Thương thường kéo dài. Bộ Công Thương không thể chủ động trong việc đàm phán, ký kết hợp đồng. Các nhà máy BOT như Vũng Áng 2, Vĩnh Tân 3, Long Phú 2, Sông Hậu 2... hiện đang gặp vấn đề này.

5. Về năng lực của Chủ đầu tư

Năng lực tài chính, kỹ thuật, nguồn lực nhân sự của một số nhà đầu tư không đảm bảo. Thậm chí, một số nhà đầu tư chưa có kinh nghiệm trong đầu tư vận hành nhà máy điện. Để tiếp tục theo đuổi dự án, các nhà đầu tư hiện hữu có khả năng phải tìm cách chuyển nhượng một phần vốn đầu tư cho các nhà đầu tư khác. Quá trình này thường mất nhiều thời gian, phải trình duyệt/thông qua cấp có thẩm quyền, tiềm ẩn rủi ro tiếp tục gây chậm trễ. Cùng nhóm này có các nhà máy điện Nam Định 1, Vĩnh Tân 3, Sơn Mỹ 1.

Một số Tổng thầu EPC hạn chế về năng lực tài chính và kỹ thuật cũng như kinh nghiệm thực hiện dự án (dự án Thái Bình 2, Long Phú 1) làm cho tiến độ của các dự án bị chậm.

6. Một số khó khăn, vướng mắc khác

- Các dự án có ảnh hưởng đến đất rừng tự nhiên, rừng phòng hộ phải thực hiện quy trình theo Chỉ thị 13 của Ban Bí thư và Thông báo 191 Thủ tướng Chính phủ nên nhiều dự án chậm phê duyệt ĐTM hoặc không thi công được (ví dụ như các dự án đường dây 500 kV Mạch 3, TBA 220 kV Nghĩa Lộ và ĐZ 220 kV Nghĩa Lộ - Việt Trì, ĐZ 220 kV Thượng Kon Tum - Quảng Ngãi). Hiện nay, theo yêu cầu của Bộ TNMT, Chủ đầu tư (EVNNPT) là đơn vị trình báo cáo ĐTM của các dự án (trước đây Ban A là đơn vị trực tiếp trình), các thủ tục trình duyệt phải thông qua nhiều cấp nên không chủ động được trong việc trình duyệt ĐTM.

- Việc truyền tải công suất các dự án NLTT tại khu vực tiềm năng lớn (như Ninh Thuận, Bình Thuận, Khánh Hòa...) trong các năm tới gặp nhiều khó khăn do các dự án lưới điện truyền tải theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh và các dự án lưới điện 110 kV theo Quy hoạch phát triển điện lực các địa phương chưa tính đến việc giải tỏa công suất các dự án NLTT mới được bổ sung trong thời gian qua. Các quyết định phê duyệt bổ sung quy hoạch các dự án NLTT hầu hết chỉ bổ sung các dự án lưới điện phục vụ đấu nối cho từng dự án cụ thể mà chưa đề cập bổ sung quy hoạch đối với các công trình lưới điện một cách tổng thể, đồng bộ, do đó không đáp ứng được yêu cầu giải tỏa công suất từ tất cả các dự án.

- Luật Quy hoạch năm 2017 có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2019 sẽ ảnh hưởng đáng kể đến công tác lập, thẩm định và bổ sung quy hoạch các công trình điện, nếu không có hướng dẫn cụ thể, khả thi sẽ kéo dài tiến độ thực hiện các công trình điện, ảnh hưởng đến tình hình cấp điện cho nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

- Từ năm 2016, thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, Bộ Công Thương đã xây dựng cơ chế đặc thù để đảm bảo tiến độ đầu tư xây dựng các dự án điện trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia (Cơ chế đặc thù). Tuy nhiên, sau nhiều lần chỉnh sửa, đến nay Cơ chế đặc thù vẫn chưa được ban hành hoặc nếu hoàn thiện theo hướng không còn quy định đặc thù thì tác dụng sẽ rất thấp.

- Lãnh đạo một số địa phương không ủng hộ đầu tư xây dựng nhiệt điện than trên địa bàn tỉnh mặc dù các dự án này đã có trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh khiến cho các dự án không thể triển khai theo đúng quy hoạch, gây ảnh hưởng xấu đến dư luận xã hội và việc cung cấp điện cho phát triển kinh tế xã hội, đặc biệt là khu vực miền Nam.

VI. Một số giải pháp nhằm đảm bảo cung cấp điện

- Đẩy nhanh việc khai thác thêm các mỏ nhỏ khu vực Tây Nam Bộ để bổ sung cho cụm NĐ Cà Mau trong các năm 2019 - 2021 khi khí lô B chưa vào vận hành; Ưu tiên khí cho phát điện trong các năm 2018 - 2021. Xây dựng và lựa chọn phương án hợp lý nhập khẩu LNG tại khu vực Tây Nam Bộ khi triển khai

xây dựng NĐ khí Kiên Giang. Đồng thời nghiên cứu xem xét bổ sung một số nhà máy điện sử dụng khí LNG đang được UBND các tỉnh và các nhà đầu tư đề xuất, như Long Sơn (Bà Rịa – Vũng Tàu), Cà Ná (Ninh Thuận) nhằm thay thế cho các nguồn điện chậm tiến độ hoặc có nguy cơ không thực hiện được (một số nhà máy nhiệt điện than).

- Có các cơ chế thích hợp (bao tiêu khí, bao tiêu điện) để đẩy sớm tiến độ của các nhà máy khí sử dụng LNG Nhơn Trạch III, IV và cảng Thị Vải, đảm bảo vào vận hành năm 2022 – 2023. Thúc đẩy tiến độ chuỗi khí điện Sơn Mỹ. Trường hợp cảng nhập khẩu LNG bị chậm, xem xét sử dụng cảng LNG khu vực Cái Mép (khoảng 2 triệu tấn/năm đang xây dựng) để cấp bù khí Đông Nam Bộ hoặc xây dựng 1 nhà máy tại khu vực này trong trường hợp nguồn cung đủ, ổn định và giá hợp lý.

- Đôn đốc, đảm bảo tiến độ của khí Cá Voi Xanh và cụm NĐ miền Trung vận hành các năm 2023-2024; kiểm soát chặt chẽ tiến độ của Chuỗi dự án; thúc đẩy các công việc của các dự án nhà máy điện sử dụng khí Cá Voi Xanh. Đôn đốc và có các cơ chế để đảm bảo tiến độ đưa khí Lô B vào bờ và cung cấp ổn định cho các nhà máy NĐ khí Ô Môn III, Ô Môn IV vận hành từ năm 2023.

- Nghiên cứu và tính toán các phương án để tăng cường việc mua điện từ Lào và Trung Quốc để bổ sung công suất cho hệ thống điện, đảm bảo việc cấp điện an toàn, ổn định cho nền kinh tế. Cho phép EVN đàm phán với CSG để tăng nhập khẩu điện Trung Quốc qua các đường dây 220 kV hiện hữu và phối hợp CSG đầu tư hệ thống Back-To-Back để tăng mua điện từ năm 2022 mà không phải thực hiện tách lưới; Nghiên cứu mua điện qua cấp điện áp 500 kV để có thể mua từ năm 2025 và chấp thuận chủ trương tăng cường nhập khẩu điện từ Trung Quốc trong thời gian tới. Giao EVN đàm phán, thống nhất với CSG về phương án nhập khẩu và các điều khoản thương mại, giá điện trong từng giai đoạn.

- Một số giải pháp kiểm soát nhu cầu phụ tải:

- + Tăng cường tiết kiệm điện, triển khai mạnh mẽ các chương trình kiểm toán năng lượng... đặc biệt các tỉnh phía Nam.

- + Khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời áp mái, đặc biệt khu vực phía Nam để giảm áp lực nguồn cung.

- + Chỉ đạo các địa phương tăng cường thực hiện tiết kiệm điện trong sản xuất và tiêu dùng.

- Một số giải pháp về đảm bảo nguồn cung cấp và giải tỏa công suất các nguồn điện:

- + Phê duyệt bổ sung quy hoạch các dự án điện mặt trời đang trình duyệt để tạo điều kiện cho các chủ đầu tư dự án điện mặt trời thực hiện đúng tiến độ đề xuất.

- + Tiếp tục xây dựng và ban hành cơ chế mới hỗ trợ phát triển các nguồn điện từ năng lượng tái tạo (gió, mặt trời, sinh khối). Có cơ chế, thủ tục mua điện từ các nước láng giềng đơn giản, thuận lợi, hấp dẫn. Về dài hạn, cần xây dựng

chế giá điện hợp lý, đủ sức thu hút các nhà đầu tư phát triển nguồn điện, nhất là các nhà đầu tư trong nước.

+ Tạo điều kiện cho các chủ đầu tư dự án điện mặt trời nói riêng và năng lượng tái tạo nói chung thực hiện đúng tiến độ đề xuất. Trong đó, cho phép bổ sung quy hoạch các công trình lưới điện nhằm giải tỏa công suất nguồn năng lượng tái tạo (như đẩy sớm tiến độ một số trạm biến áp 220kV, nâng công suất trạm biến áp 500kV Vĩnh Tân, xây dựng mới trạm biến áp 500kV Thuận Nam và đường dây 500kV đấu nối về Vĩnh Tân cũng như về miền Nam, ...).

- Bộ Kế hoạch và Đầu tư sớm ban hành hoặc trình các cấp có thẩm quyền ban hành các văn bản quy phạm pháp luật hướng dẫn Luật Quy hoạch, trong đó nghiên cứu kỹ để đưa ra các quy định cụ thể, khả thi để kịp thời điều chỉnh, bổ sung quy hoạch các dự án nguồn và lưới điện đảm bảo cấp đủ điện cho nhu cầu phát triển KT-XH của đất nước và các địa phương.

- Lựa chọn các nhà đầu tư, Tổng thầu có đủ năng lực. Trường hợp không đáp ứng thì kiên quyết thu hồi dự án/thay thế các nhà thầu đủ năng lực.

- Ủy ban quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp (UBQLVNN) chỉ đạo, đôn đốc các Chủ đầu tư, Tổng thầu xử lý các vướng mắc theo thẩm quyền về các vấn đề: vốn, hợp đồng EPC, liên quan đến Tổng mức đầu tư và hiệu quả, tiến độ dự án... Đồng thời phối hợp với Bộ Công Thương để đôn đốc, chỉ đạo Chủ đầu tư cùng với chính quyền địa phương giải quyết dứt điểm các vướng mắc về ĐBGPMB./.

Nơi nhận:

- Bộ trưởng, PTB thường trực BCDQGĐL (để b/c);
- Các Bộ: Kế hoạch và Đầu tư, Tài chính;
- UBQLVNN;
- EVN, PVN, TKV;
- Lưu: VT, ĐL(3).

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**



Hoàng Quốc Vượng

PHỤ LỤC

Tổng hợp tiến độ thực hiện một số dự án nguồn điện trọng điểm trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VII điều chỉnh	Đánh giá	
					Đánh giá tiến độ	So với QHĐ VII điều chỉnh
I	Các dự án của EVN					
1	TĐ Huội Quảng #2	260	EVN	2016	2016	Đã vận hành Đúng tiến độ
2	TĐ Lai Châu #2,3	2x400	EVN	2016	2016	Đã vận hành Đúng tiến độ
3	TĐ Trung Sơn	4x65	EVN	2016-2017	2017	Tổ 1, 2 chậm 3tháng;tổ 3,4 đúng tiến độ
4	NĐ Duyên Hải III	2x622	EVN	2016-2017	2016	Đã vận hành sớm 6 tháng
5	NĐ Thái Bình I	2x300	EVN	2017	2017	Đã vận hành đúng tiến độ
6	NĐ Vĩnh Tân IV	2x600	EVN	2018	2017-2018	Đã vận hành sớm 3 tháng
7	TĐ Thác Mơ MR	75	EVN	2017	2017	Đã vận hành đúng tiến độ
8	TĐ Sông Bung 2	2 x 50	EVN	2016	2018	Đã vận hành, chậm 1,5 năm
9	NĐ Duyên Hải III Mở rộng	660	EVN	2019	2019	Đáp ứng tiến độ
10	Thủy điện Đa Nhim MR	80	EVN	2018	2019	Chậm 6 tháng. Đã phát điện 40MW
11	Thủy điện Thượng Kon Tum	2 x 110	EVN	2019	2019	Đúng tiến độ
12	NĐ Vĩnh Tân 4 Mở rộng	600	EVN	2019	2019	Đúng tiến độ
13	TBKHH Ô Môn III	1x750	EVN (ODA)	2020	2025	Chậm 5 năm (đồng bộ tiến độ khí lò B)
14	TBKHH Ô Môn IV	1x750	EVN	2021	2023	Chậm 3 năm (đồng bộ tiến độ khí lò B)
15	NĐ Tân Phước I	2x600	EVN	2027-2028		Đang trình QH địa điểm TTĐL

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VII điều chỉnh	Đánh giá	
					Đánh giá tiến độ	So với QHĐ VII điều chỉnh
16	NĐ Tân Phước II	2x600	EVN	2028-2029		Đang trình QH địa điểm TTĐL
17	NĐ Quảng Trạch I	2x600	EVN	2021-2022	2022 -2023	Chậm 1 năm (PVN chuyển CĐT sang EVN)
18	NĐ Quảng Trạch II	2x600	EVN	2028-2029	2026	EVN đề nghị cho phép triển khai sớm
19	TBKHH Dung Quất I	750	EVN	2023	2024	Chậm 1 năm (đồng bộ khí CVX)
20	TBKHH Dung Quất III	750	EVN	2026	2025	Có thể đáp ứng (đồng bộ khí CVX)
21	Thủy điện Hòa Bình MR	2x240	EVN	2021-2022	2023	Chậm 2 năm
22	Thủy điện Ialy MR	2x180	EVN	2020	2023	Chậm 3 năm
23	Thủy điện Trị An MR	200	EVN	2025	2025	Đáp ứng tiến độ
II	Các dự án của PVN					
1	NĐ Thái Bình II	2x600	PVN	2017-2018	2021	Chậm tiến độ 3 năm và vẫn còn rủi ro chậm tiếp.
2	NĐ Long Phú I	2x600	PVN	2018-2019	2023	Chậm tiến độ có khả năng đến 48 tháng và còn có thể chậm tiếp do ảnh hưởng cấm vận của Mỹ
3	NĐ Sông Hậu I	2x600	PVN	2019	2021	Chậm tiến độ 2 năm.
4	NĐ Long Phú 3	3x600	PVN	2021-2022		PVN đã kiến nghị giao Chủ đầu tư khác
5	TBKHH Nhơn Trạch 3&4	2x750	PVN	2020-2021	2023-2024	Chậm 3 năm

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VII điều chỉnh	Đánh giá	
					Đánh giá tiến độ	So với QHĐ VII điều chỉnh
6	TBKHH Kiên Giang 1&2	2x750	PVN	2021-2022	Sau 2030	Khó đáp ứng do vấn đề nhiên liệu
7	TBKHH miền Trung 1,2	2x750	PVN	2023-2024	2024-2025	Chậm 1 năm (đồng bộ khí CVX)
8	TBKHH Sơn Mỹ II	3x750	PVN	2023-2025	2026-2028	Chậm 3 năm
III	Các dự án của TKV					
1	NĐ Na Dương 2	110	TKV	2019	2022	Chậm tiến độ ~ 3 năm
2	NĐ Cẩm Phả 3	2x220	TKV	2020	Chưa xác định tiến độ	Chưa có địa điểm
3	NĐ Quỳnh Lập 1	2x600	TKV	2022-2023	2026	Chậm tiến độ ~ 4 năm
4	NĐ Hải Phòng III	2x600	TKV	2025-2026	2028-2029	Chậm tiến độ ~ 3 năm
IV	Các dự án BOT					
1	NĐ Vĩnh Tân I	2x600	BOT	2019	2018-2019	Sớm tiến độ, trước 7 tháng
2	NĐ Hải Dương	2x600	BOT	2020-2021	2021	Chậm 1 năm
3	NĐ Duyên Hải 2	2x600	BOT	2021	2021-2022	Chậm 1 năm
4	NĐ Nam Định 1	2x600	BOT	2021-2022	2024-2025	Chậm 3 năm
5	NĐ Nghi Sơn 2	2x600	BOT	2021-2022	2022	Chậm tiến độ ~ 1 năm
6	NĐ Vũng Áng 2	2x600	BOT	2021-2022	2023-2024	Chậm tiến độ ~ 2 năm
7	NĐ Sông Hậu 2	2x1000	BOT	2021-2022	2024	Chậm tiến độ ~ 3 năm
8	NĐ Long Phú II	2x660	BOT	2021-2022	2029-2030	Chưa xác định (Khả năng chậm 8 năm)
9	NĐ Vĩnh Tân III	3x660	BOT	2022-2023	2024-2025	Chậm 2 năm
10	NĐ Vân Phong I	2x660	BOT	2022-2023	2023-2024	Chậm 1 năm
11	NĐ Quảng Trị I	2x660	BOT	2023-2024	2026-2027	Chậm 3 năm

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VII điều chỉnh	Đánh giá	
					Đánh giá tiến độ	So với QHĐ VII điều chỉnh
12	TBKHH Dung Quất II	750	BOT	2024	2026	Chưa xác định, Khó đáp ứng
13	NĐ Vũng Áng III	2x600	BOT	2024-2025	Sau năm 2030	Chưa xác định, Khó đáp ứng
14	NĐ Quỳnh Lập II	2x600	BOT	2026-2027	2027-2028	Chưa xác định, Khó đáp ứng
15	TBKHH Sơn Mỹ	3x750	BOT	2027-2028	2028-2029	Chưa xác định, Khó đáp ứng
V	Các dự án IPP					
1	NĐ Thăng Long	2x300	IPP	2017-2018	2017-2018	Đáp ứng, đã và đang đóng điện.
2	NĐ đồng phát Hải Hà 1- 4	2.100	IPP	2019-2030	Tại Phụ lục 2	
3	NĐ Công Thanh	1x600	IPP	2020	2024	Chậm 4 năm
4	NĐ An Khánh (Bắc Giang)	1x650	IPP	2022-2023	2023	Chậm 1 năm
5	Thủy điện Mỹ Lý	250	IPP	2021	2024	Chậm 3 năm
6	Thủy điện Nậm Mô	90	IPP	2021	2026	Chậm 5 năm
VI	Các dự án chưa có chủ đầu tư					
1	NĐ Long An I	2x600		2024-2025		Khó đáp ứng (chưa duyệt QH địa điểm)
2	NĐ Long An II	2x800		2026-2027		Chưa rõ (chưa duyệt QH địa điểm)
3	TBKHH Ô Môn II	750		2026		Chưa rõ
4	NĐ Quảng Ninh III	2x600		2029-2030		Chưa rõ