

Ngành Điện

Tăng cường nhiệt điện bù đắp cho thủy điện

- QHĐ8 ưu tiên phát triển điện gió và điện khí trong 2021-30 sau khi đẩy mạnh hơn nữa phát triển điện NLTT từ sau 2030
- Chúng tôi cho rằng điện khí và các nhà máy điện than Miền Bắc sẽ hưởng lợi trong 2023-24 trong bối cảnh thủy điện suy yếu.
- Chúng tôi kỳ vọng vào sự phục hồi của nhiệt điện và tương lai của nhóm NLTT sẽ là chủ đề chính của ngành do đó, chúng tôi chọn **POW** và **PC1**.

Tăng trưởng sản lượng điện 2023 dự kiến thấp hơn so với dự báo QHĐ8

Trong 2023, chúng tôi kỳ vọng tăng trưởng tiêu thụ điện 6% svck, thấp hơn 28% so với kịch bản thấp trong QHĐ8 do nhu cầu điện công nghiệp suy yếu. Tuy nhiên, chúng tôi kỳ vọng vào một mùa hè nền nhiệt cao sẽ thúc đẩy mức tiêu thụ nhóm dân cư trong giai đoạn Q3/23. Trong 2024-30, chúng tôi cho rằng tiêu thụ điện Việt Nam sẽ duy trì ở mức kịch bản cơ sở với tăng trưởng kép trung bình 8,4% theo QHĐ8

Mặc dù giá bán lẻ đã chính thức tăng 3% từ T5/23, chúng tôi cho rằng vẫn còn sớm để kỳ vọng vào một sự cải thiện rõ rệt. Với việc tiếp tục đề xuất tăng thêm 3%, chúng tôi cho rằng nếu giải pháp này được thông qua sẽ hỗ trợ tích cực hơn tình hình tài chính của EVN nhằm cải thiện dòng tiền thanh toán cho các nhà máy. Về tình trạng thiếu điện ở miền Bắc, chúng tôi không nhìn ra giải pháp khả thi trong ngắn hạn. Trong dài hạn, việc bổ sung công suất mới tại miền Bắc cũng như nâng cấp hệ thống truyền tải là nhiệm vụ cấp bách.

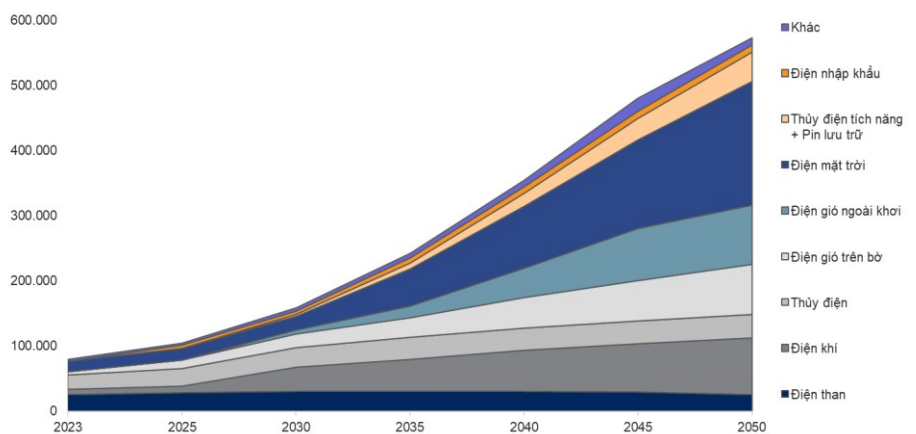
Sản lượng nhiệt điện cải thiện trong bối cảnh thủy điện suy yếu trong 2023

Trong 2023-24, chúng tôi kỳ vọng sản lượng điện khí cải thiện nhờ 1) Thủy điện suy yếu sẽ tạo dư địa huy động cho các nguồn nhiệt điện; 2) Tình trạng dư thừa công suất ở miền Nam sẽ dần được hấp thụ khi hoạt động công nghiệp của Việt Nam hồi phục. Đối với nhiệt điện than, chúng tôi nhận thấy các nhà máy nhiệt điện tại miền Bắc sẽ hưởng lợi sớm nhất do nguồn than ổn định và chi phí vận chuyển rẻ. Chúng tôi cho rằng tình trạng thiếu điện tại miền Bắc sẽ củng cố triển vọng huy động sản lượng điện than, đặc biệt khi dự kiến khu vực sẽ trải qua giai đoạn nắng nóng hơn.

Chúng tôi chọn POW, PC1 và đưa QTP, GEG, BCG, NT2 vào danh mục theo dõi

Trong 2023, chúng tôi kỳ vọng POW – doanh nghiệp điện khí hàng đầu sẽ hưởng lợi từ triển vọng tích cực của mảng điện khí. Ngoài ra, trong bối cảnh vẫn có bất ổn trong giai đoạn phát triển tiếp theo của điện NLTT, chúng tôi vẫn đặt niềm tin vào một cơ chế giá điện chính thức sẽ được ban hành trong năm nay. Khi mọi nút thắt được giải quyết, chúng tôi nhận thấy mảng xây lắp điện, bao gồm thầu EPC điện gió và xây lắp đường dây, trạm biến áp sẽ hưởng lợi sớm nhất. Do đó, chúng tôi nhận thấy PC1 – nhà xây lắp điện và thầu EPC điện gió hàng đầu là sẽ là doanh nghiệp đón đầu xu hướng này.

Hình 1: QHĐ8 ưu tiên phát triển điện gió và điện khí trong 2021-30 sau khi đẩy mạnh hơn nữa phát triển điện NLTT từ sau 2030 (Đơn vị: MW)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, PDP8

Chuyên viên phân tích:



Nguyễn Hà Đức Tùng

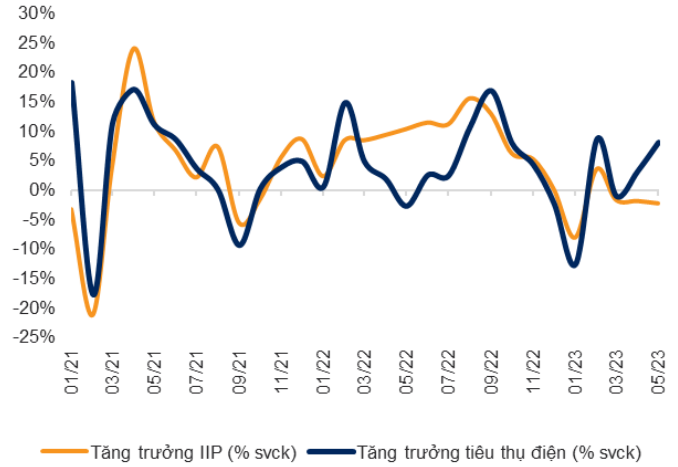
Tung.nguyenduc@vndirect.com.vn

Tăng cường nhiệt điện bù đắp cho thủy điện

Tổng quan ngành điện 5T23: Nhu cầu điện tiêu dùng dân cư tăng mạnh, bù đắp cho nhu cầu yếu của nhóm sản xuất công nghiệp

Hình 2: Sản lượng điện 5T23 tăng khiêm tốn trong bối cảnh IIP tăng trưởng chậm

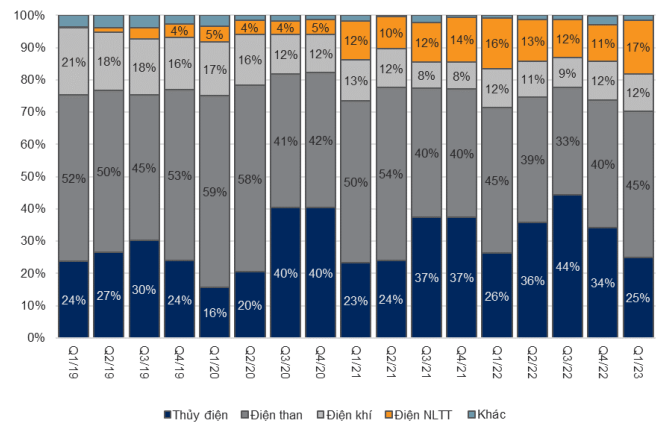
Trong bối cảnh hoạt động Công nghiệp – Xây dựng đình trệ, sản lượng điện tiêu thụ ghi nhận mức tăng trưởng khiêm tốn. Sản lượng điện toàn quốc trong 5T23 tăng nhẹ 1,4% svck, thấp hơn nhiều so với mức 9% trong dự báo QHĐ8. Tuy nhiên, tính riêng T5/23, sản lượng tiêu thụ điện tăng lên mức 8% svck do nhu cầu đột biến nhóm tiêu dùng dân cư trong bối cảnh mùa hè nóng bức.



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN, GSO

Hình 3: Huy động thủy điện giảm do thủy văn kém thuận lợi, tạo dư địa cho huy động nguồn nhiệt điện và NLTT cải thiện (Đơn vị: %)

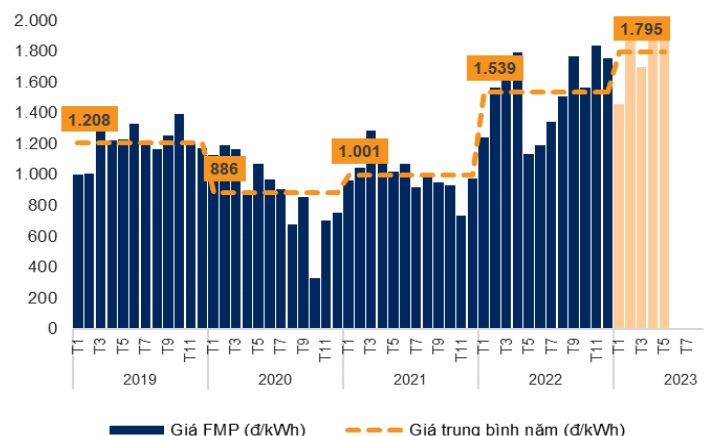
Trong Q1/23, huy động thủy điện có xu hướng giảm từ mức nền cao 2022 do thủy văn kém thuận lợi, tạo dư địa lớn cho các nguồn nhiệt điện được huy động. Tỷ trọng sản lượng điện NLTT cũng lớn hơn do sản lượng điện gió cải thiện nhờ mùa gió tốt cùng với tỉ lệ cắt giảm công suất điện mặt trời giảm.



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 4: Giá thị trường điện cạnh tranh trong 5T23 tăng mạnh do tỉ trọng huy động nhiệt điện cao hơn

Giá điện toàn phần (FMP) trên thị trường điện cạnh tranh (CGM) tăng 20% svck đạt 1.785đ/kWh trong 5T23 do tỉ trọng huy động nhóm nhiệt điện cao hơn. Hiện tại, giá bán điện cạnh tranh vẫn đang huy động theo Kế hoạch vận hành thị trường điện năm 2022 của Bộ Công thương (MOIT). Do đó, giá trần điện năng (SMP) vẫn tiếp tục neo cao ở mức 1.602đ/kWh, hỗ trợ nhóm nhiệt điện.

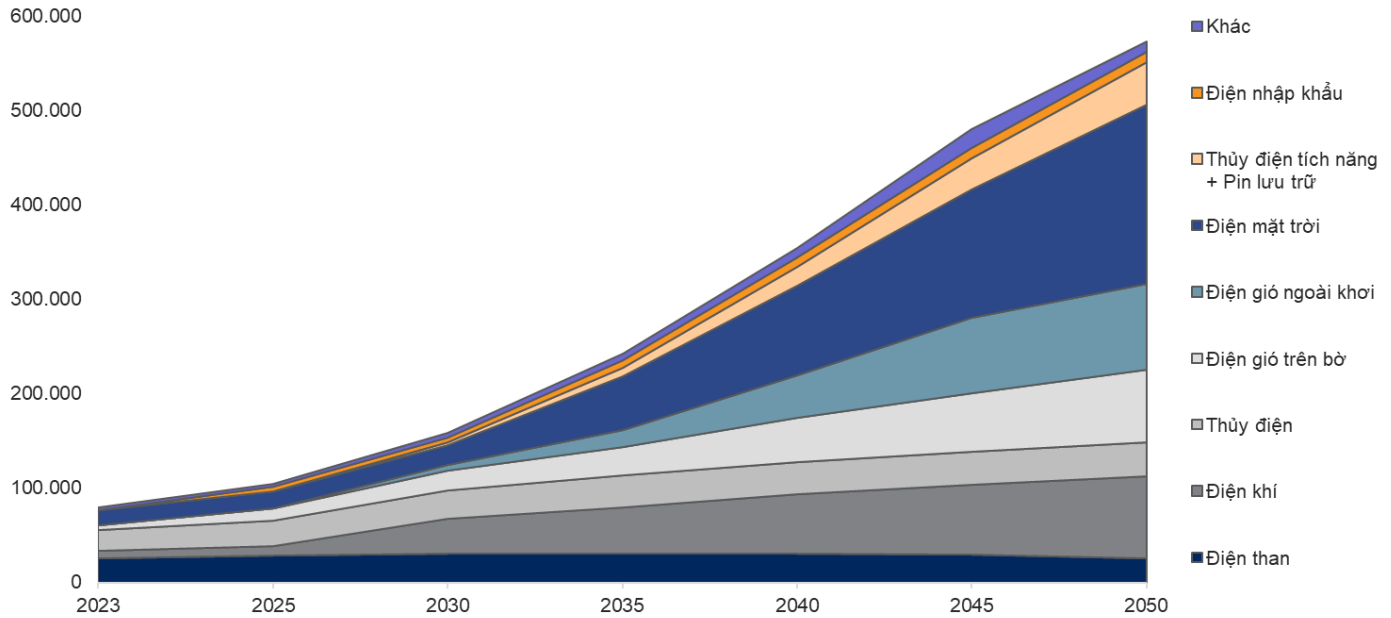


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, GENCO3

Quy hoạch điện 8 – Bước ngoặt quan trọng cho ngành điện Việt Nam

Ngày 15/05/2023, Quy Hoạch Điện 8 (QHĐ8) đã chính thức được phê duyệt, mở ra một chương mới cho ngành điện Việt Nam.

Hình 5: QHĐ8 ưu tiên phát triển điện gió và điện khí trong 2021-30 sau khi đẩy mạnh hơn nữa phát triển điện NLTT từ sau 2030 (Đơn vị: MW)

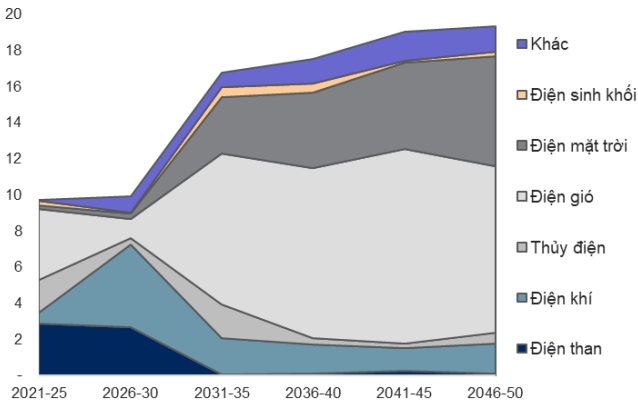


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

- **Điện than:** QHĐ8 chính thức loại bỏ tổng cộng 13.220MW điện than, đánh dấu hồi kết sớm cho nguồn điện này
- **Điện khí:** Dự kiến điện khí sẽ là nguồn điện mũi nhọn trong giai đoạn 2021-30 với tăng trưởng kép đạt 26%, mức cao nhất trong số các nguồn điện.
- **Điện gió:** Phát triển điện gió sẽ là mục tiêu quan trọng trong cả ngắn và dài hạn. Điện gió trên bờ dự kiến tăng trưởng kép 25% trong 2021-30. Ngoài ra, Việt Nam sẽ có 6.000 MW điện gió ngoài khơi đầu tiên trong 2021-30, sau đó sẽ bắt đầu phát triển mạnh mẽ hơn nguồn điện này với tăng trưởng kép đạt 15% trong 2030-50.
- **Điện mặt trời:** Sau giai đoạn phát triển ồ ạt từ 2020-21, dự kiến tăng trưởng công suất điện mặt trời sẽ chậm lại từ nay đến 2030. Tuy nhiên, QHĐ8 vẫn khuyến khích phát triển không giới hạn điện mặt trời áp mái với mục đích tự tiêu thụ.
- **Thủy điện:** Công suất thủy điện tăng trưởng kép 1% trong 2021-50 do nguồn điện này về cơ bản đã gần hết tiềm năng khai thác, chỉ còn dư địa để phát triển các dự án thủy điện vừa và nhỏ. Ở khía cạnh khác, QHĐ8 đã mạnh dạn đề cao hơn việc phát triển các nguồn điện linh hoạt khác như thủy điện tích năng, pin lưu trữ, và các nguồn điện sinh khối. Chúng tôi tin rằng sự bổ trợ của các nguồn điện mới này sẽ củng cố sự ổn định của hệ thống điện Việt Nam trong dài hạn.

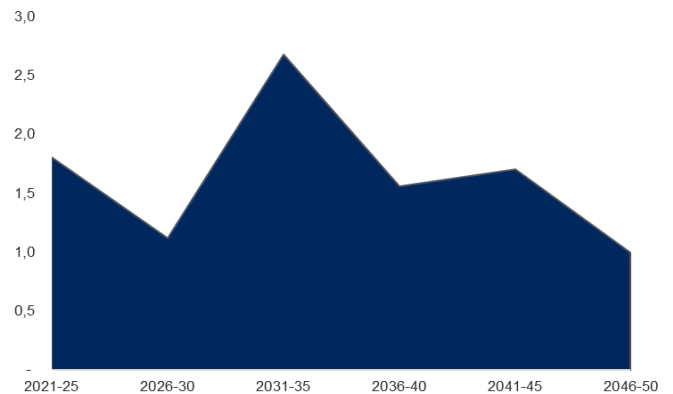
Áp lực nhu cầu vốn lớn nhằm hiện thực hóa tham vọng xanh

Hình 6: Nhu cầu vốn lớn trong kịch bản chuyển đổi năng lượng xanh, phân bổ chủ yếu cho điện gió (Đơn vị: tỷ USD/năm)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

Hình 7: Nhu cầu vốn cho phát triển lưới điện chiếm 11% tổng nhu cầu trong 2021-30 và 7% trong 2031-50 (Đơn vị: tỷ USD/năm)



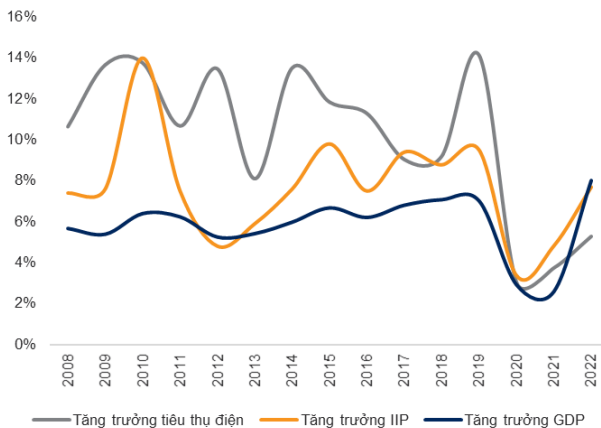
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

QHĐ8 đã thống nhất được một phương án “đủ và xanh”, nhưng có thể sẽ khó thực hiện hơn QHĐ7 điều chỉnh do sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện giá cao như điện khí và điện NLTT. Theo kịch bản cơ sở, tổng mức đầu tư cho nguồn điện dự kiến đạt 98 tỷ USD trong giai đoạn 2021-30, tương đương 9,8 tỷ USD/năm, phân bổ chủ yếu cho điện khí (30%) và điện gió (35%). Giai đoạn 2031-50, tổng nhu cầu vốn sẽ tăng mạnh và đạt khoảng 363 tỷ USD, tương đương 18,2 tỷ USD/năm, trong đó nhu cầu vốn cho điện gió chiếm phần lớn (63%) và sau đó là điện mặt trời (18%).

Nhu cầu phát triển lưới điện dự kiến chiếm khoảng 11% tổng nhu cầu vốn ngành điện trong 2021-30 và 7% trong 2031-50. Chúng tôi nhận thấy việc đảm bảo đúng tiến độ các dự án lưới điện trở nên quan trọng hơn bao giờ hết trong bối cảnh nguồn điện sẽ phát triển rất nhanh.

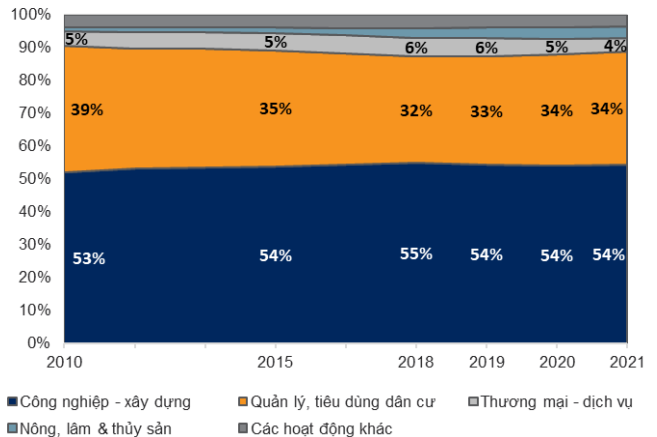
Chúng tôi đánh giá tăng trưởng tiêu thụ điện năm 2023 sẽ thấp hơn mức dự báo trong QHĐ8

Hình 8: Tăng trưởng nhu cầu điện thấp hơn GDP lần đầu tiên giai đoạn 2008-22, trong bối cảnh tăng trưởng IIP thấp (Đơn vị: %)



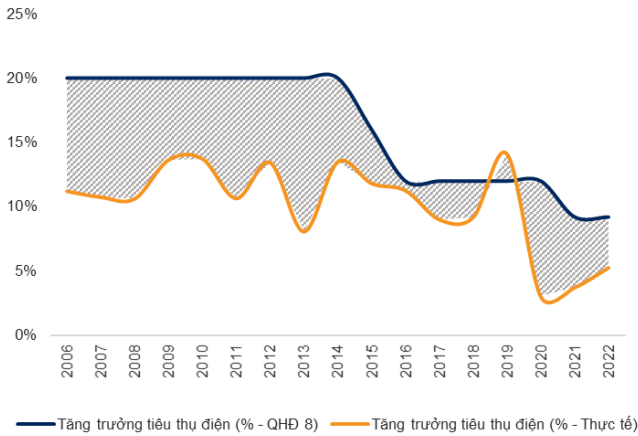
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN, GSO

Hình 9: Trong giai đoạn 2010-21, nhóm Công nghiệp – Xây dựng vẫn chiếm 54% tổng nhu cầu điện, theo sau là nhóm tiêu dùng dân cư với 34% (Đơn vị: %)



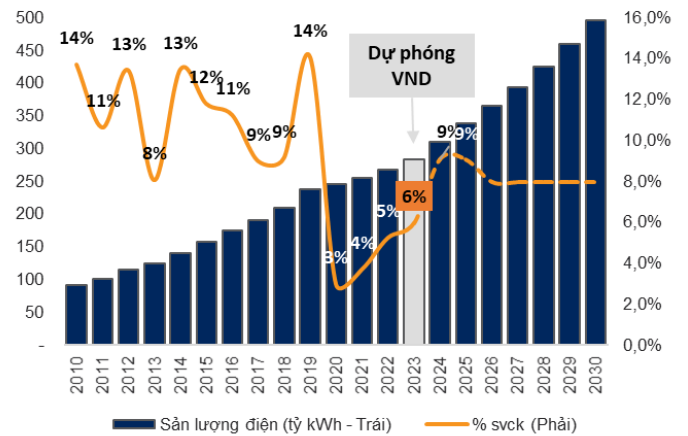
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 10: Tăng trưởng tiêu thụ điện dự báo trong các bản QHĐ cao hơn so với thực tế trong 2006-14, sau đó ghi nhận số chính xác hơn từ năm 2015



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

Hình 11: Chúng tôi kỳ vọng tăng trưởng sản lượng điện 2023 đạt 6% svck, thấp hơn QHĐ8 là 9,1% svck. Trong giai đoạn 2024-30, tăng trưởng sản lượng sẽ bám sát kịch bản cơ sở QHĐ8



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

Giai đoạn 2010-21, cơ cấu nhu cầu điện toàn quốc được đóng góp bởi trung bình 53% từ nhóm Công nghiệp – Xây dựng, 39% từ nhóm Tiêu dùng dân cư – Thương mại & Dịch vụ, còn lại đến từ Nông nghiệp và các nhóm khác. Bước sang 2022, tổng sản lượng tiêu thụ điện toàn quốc tăng 5,3% svck, lần đầu tiên thấp hơn tăng trưởng GDP và cũng thấp hơn nhiều so với kịch bản tăng trưởng thấp trong QHĐ8 là 8,4% svck. Trong 2023, chúng tôi dự báo một mức tăng trưởng tiêu thụ điện thận trọng 6% svck, tương đương với mức dự báo của Bộ Công thương cho kế hoạch cung cấp điện 2023. Đây là mức thấp hơn 38% sv kịch bản cao và 28% sv kịch bản thấp trong QHĐ 8 do:

- Chúng tôi nhận thấy hoạt động xây dựng nội địa sẽ bị ảnh hưởng đáng kể do nhu cầu thấp tại thị trường BĐS nhà ở, dự kiến kéo dài đến hết 2023. Do đó, chúng tôi tiếp tục dự báo mảng xi măng, sắt thép sẽ tiếp tục hạn chế sản xuất do nhu cầu yếu, kéo nhu cầu điện của nhóm Công nghiệp – Xây dựng giảm sút. Tuy nhiên, chúng tôi kỳ vọng hoạt động đầu tư công dự kiến sẽ giải ngân mạnh mẽ hơn năm nay phần nào bù đắp đi những mất mát cho những nhóm ngành này.
- Mặt khác, chúng tôi kỳ vọng vào một mùa hè nóng hơn khi pha El Nino chính thức trở lại từ T5/23, cùng với hoạt động thương mại, dịch vụ đang dần phục hồi về mức trước dịch sẽ hỗ trợ nhu cầu điện đột biến của nhóm ngành Tiêu dùng dân cư – Dịch vụ. Theo đó, phần nào hỗ trợ bù đắp mức tiêu thụ thấp nhóm Công nghiệp – Xây dựng.

Hình 12: Tăng trưởng công suất theo nguồn điện 2023

MW	2022			2023		
	Công suất	% svck	% trọng	Công suất	% svck	% trọng
Thủy điện	22.345	1%	28%	23.981	7%	28%
Điện than	25.820	7%	33%	28.452	10%	33%
Điện dầu	1.579	0%	2%	1.579	0%	2%
Điện khí	7.398	3%	9%	7.398	0%	9%
Điện mặt trời	16.567	1%	21%	17.019	3%	20%
Điện gió	4.667	17%	6%	6.305	35%	7%
Điện sinh khối	356	0%	0%	386	8%	0%
Khác	619	0%	1%	619	0%	1%
Tổng	79.351	4%		85.739	8%	

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 13: Dự báo sản lượng điện 2023-24 theo loại nguồn

Tỷ kWh	2022			2023			2024		
	Sản lượng	% svck	% trọng	Sản lượng	% svck	% trọng	Sản lượng	% svck	% trọng
Thủy điện	95	21%	35%	77	-19%	27%	96	25%	31%
Điện than	105	-11%	39%	128	22%	45%	127	-1%	41%
Điện khí	30	12%	11%	33	11%	12%	37	14%	12%
NLTT	35	10%	13%	43	23%	15%	43	2%	14%
Khác	4	193%	2%	4	3%	2%	6	45%	2%
Tổng	268	5%		285	6%		310	9%	

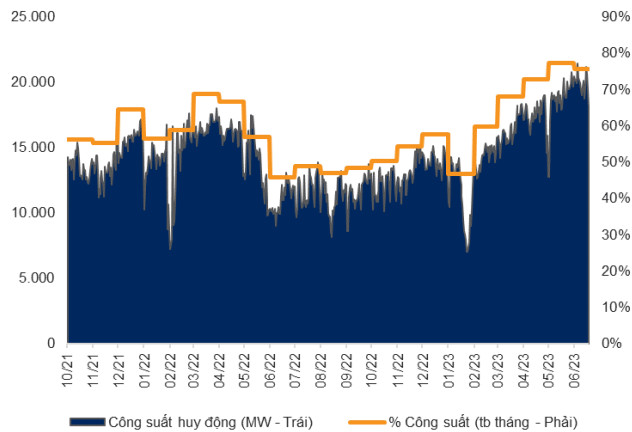
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Chúng tôi so sánh tăng trưởng sản lượng điện thực tế với dự báo của các bản QHĐ trước đó (Hình 10) để đánh giá hiệu quả cũng như việc triển khai hệ thống điện Việt Nam. Theo đó, tăng trưởng điện thực tế có xu hướng thấp hơn so với dự báo trong giai đoạn 2006-14 (giai đoạn QHĐ 6). Tuy nhiên, khoảng cách đã được thu hẹp đáng kể giai đoạn từ 2015 (QHĐ 7) với những dự báo chính xác hơn, trước khi lệch hướng do ảnh hưởng bất ngờ của Covid-19 từ năm 2020. Do đó, từ 2024, chúng tôi dự kiến sản lượng điện của Việt Nam sẽ tiếp tục tăng trưởng kép 8,4%, dựa theo kịch bản cơ sở trong QHĐ8.

Điện than: Huy động tích cực hơn bù đắp cho sự suy yếu của thủy điện

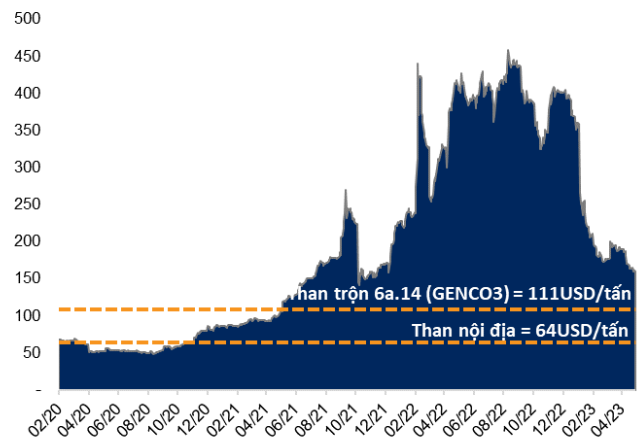
Chúng tôi nhận thấy nhóm nhiệt điện than, đặc biệt các nhà máy ở miền Bắc sẽ hưởng lợi lớn nhất trong đợt nắng nóng kéo dài và thủy văn kém thuận lợi, đặc biệt khi đây là khu vực thiếu điện. QTP, HND, PPC là một số doanh nghiệp tiềm năng hưởng lợi từ xu hướng này

Hình 14: Huy động điện than cải thiện mạnh từ đầu năm 2023, cũng cố bởi nhu cầu đột biến phía Bắc cũng như sản lượng cung cấp của thủy điện rất khiêm tốn



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NLDC

Hình 15: Trong 2023, hầu hết các nhà máy điện than đều chạy bằng than trộn với giá cao hơn so với than nội địa. Điều này ảnh hưởng đến giá bán cũng như hiệu suất hoạt động của các nhà máy (USD/tấn)



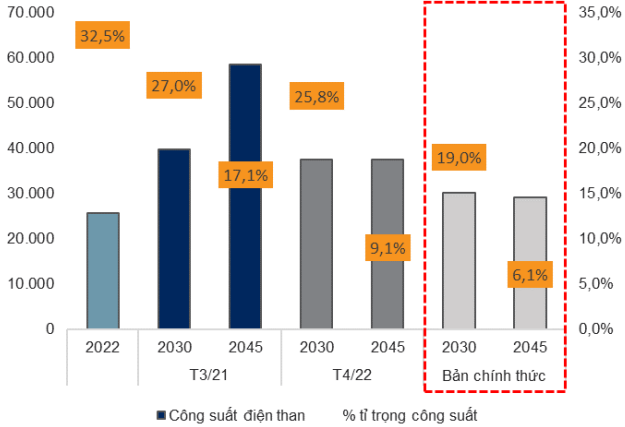
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Bloomberg, GENCO3

Trong 6T23, công suất huy động điện than cải thiện đáng kể, đạt 84% tổng công suất trong T6/23, hỗ trợ bởi nhu cầu tăng đột biến trong mùa hè cùng với sự thoái trào của thủy điện. Bên cạnh đó, nguồn than cấp trong 6T23 cũng được đảm bảo, nhiều nhà máy nhờ đó ghi nhận mức sản lượng điện cao như QTP, HND, PPC. Chúng tôi kỳ vọng xu hướng này sẽ tiếp tục kéo dài trong 2023.

Trong 2023, hầu hết các nhà máy sẽ phải sử dụng tỷ trọng than trộn lớn. Mặc dù giá than nhập khẩu có xu hướng giảm từ mức đỉnh năm 2022, đây vẫn là mức cao hơn nhiều so với than giá than nội địa và chúng tôi cho rằng giá than sẽ neo ở mức này trong 2023 do nhu cầu hồi phục từ Trung Quốc trong bối cảnh nền kinh tế của đất nước này đang trong đà hồi phục. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng ảnh hưởng giá sẽ không đáng kể trong bối cảnh miền Bắc rất thiếu nguồn điện và nhu cầu dự kiến tăng mạnh trong thời gian tới.

Nhiệt điện than: Triển vọng dài hạn kém khả quan sau khi bị cắt giảm đáng kể trong QHĐ8

Hình 16: QHĐ8 đã chính thức loại bỏ khoảng 13.220MW điện than, đánh dấu hồi kết sớm cho nguồn điện này (MW)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

Hình 17: Chúng tôi điểm tên một số dự án nổi bật dự kiến sẽ được phát triển trong giai đoạn 2021-30. Một số nhà phát triển đầu ngành được hưởng lợi bao gồm GEG, TKV, PVN

Nhà máy	Công suất (MW)	Tiến độ dự kiến	Chủ đầu tư
Na Dương II	110	2021-25	TKV
An Khánh - Bắc Giang	650	2021-25	NA
Vũng Áng II	665	2021-30	Kepeco - Mitsubishi
Vân Phong I	1.432	2021-25	Sumitomo Corp
Long Phú I	1.200	2021-25	PVN
Quảng Trạch I	1.200	2021-25	GENCO 2

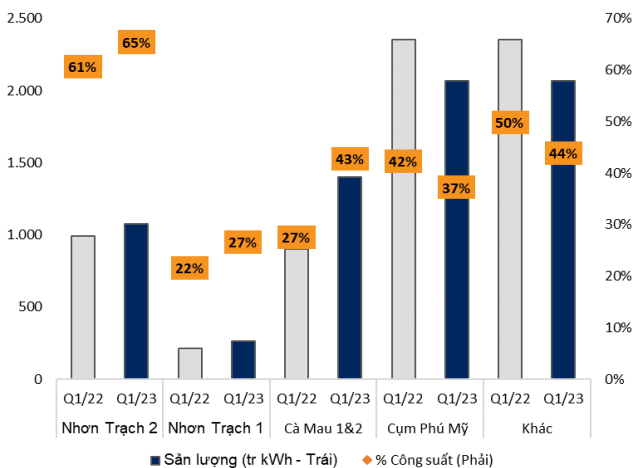
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

QHĐ8 chính thức loại bỏ 13.220MW điện than. Ngoài ra, đối với khoảng 6.800MW điện than đang gặp khó khăn trong thu xếp vốn, vẫn sẽ có kế hoạch phát triển nhưng tạm đưa ra khỏi QHĐ8 và được bù đắp bằng tỷ trọng cao hơn của nhiệt điện khí và điện gió. Dự kiến công suất điện than tăng trưởng kếp 2% trong 2023-30, và lần lượt chiếm 19% và 4% tỉ trọng nguồn điện cả nước trong 2030 và 2050.

Chúng tôi nhận thấy tầm quan trọng của một số dự án trọng điểm phía Bắc, cần được nhanh chóng đưa vào hoạt động để đảm bảo đủ điện cho khu vực miền Bắc như Quảng Trạch I, Vũng Áng II. Dự kiến trong Q4/23 nhiệt điện Vân Phong I sẽ đi vào hoạt động, củng cố hệ thống điện quốc gia.

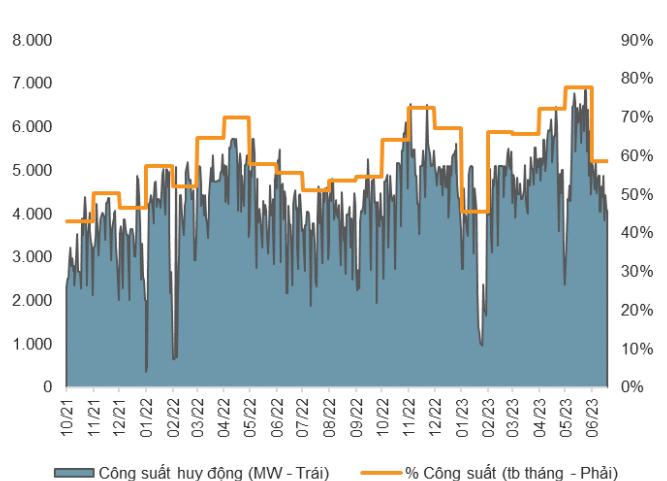
Điện khí: Nhu cầu điện phục hồi sẽ dẫn hấp thụ hết công suất dự thừa tại miền Nam trong 2023-24

Hình 18: Một số nhà máy điện khí hiệu suất cao vẫn ghi nhận hụt hụt sản lượng ổn định trong bối cảnh sản lượng toàn ngành sụt giảm trong Q1/23 do thiếu khí



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Hình 19: Công suất huy động nhiệt điện khí cải thiện so với Q4/22 nhờ giá điện bình quân giảm cũng như xu hướng truyền tải điện từ Nam ra Bắc được tăng cường

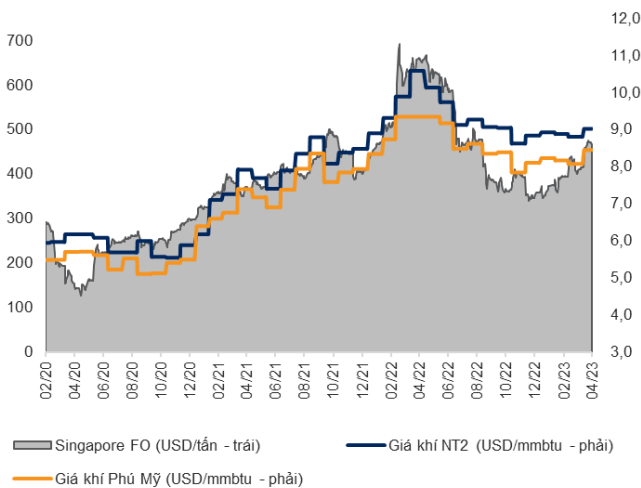


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NLDC

Trong Q1/23, một số nhà máy điện khí vẫn ghi nhận sản lượng huy động khả quan như Nhơn Trạch 2, Cà Mau 1&2 nhưng nhìn chung tổng sản lượng cả ngành vẫn giảm nhẹ do nhu cầu điện yếu đặc biệt tại các khu công nghiệp phía Nam. Từ Q2/23, chúng tôi nhận thấy sản lượng điện khí sẽ được cải thiện trong bối cảnh sản lượng thủy điện thấp cũng như xu hướng tăng cường truyền tải điện từ Nam ra Bắc để hỗ trợ tình trạng thiếu điện.

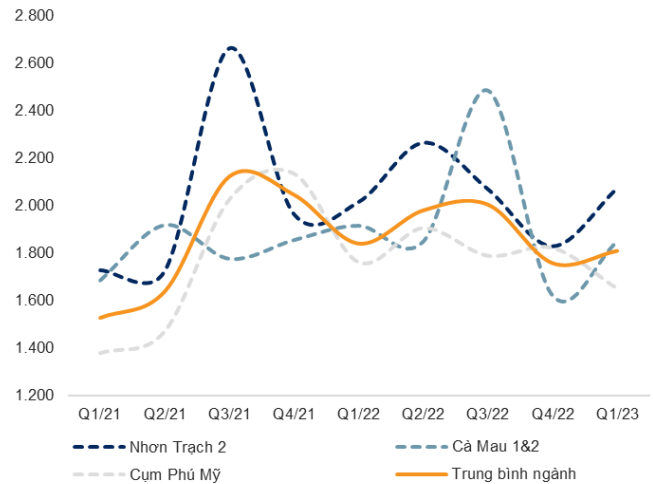
Trong 2023-24, chúng tôi kỳ vọng tăng trưởng sản lượng điện khí tích cực hơn do 1) Tiêu thụ điện Việt Nam dự kiến tăng cao trở lại, trung bình 9% trong 2023-30; 2) Thủy điện bước vào pha El Nino kém tích cực, tạo dự địa lớn cho nhóm nhiệt điện; 3) Tình trạng dư thừa nguồn cung ở miền Nam sẽ dần được hấp thụ bởi nhu cầu tăng nhanh trong bối cảnh tình trạng phát triển nguồn điện mới đang chậm lại; 4) Nhu cầu điện hồi phục nhóm Công nghiệp – Xây dựng sẽ tác động tích cực lên tăng trưởng nhu cầu điện toàn quốc khi nền kinh tế Việt Nam quay trở lại quỹ đạo tăng trưởng.

Hình 20: Giá khí giảm từ đỉnh năm 2022 nhưng xu hướng giảm đã chậm lại trong 4T23 do giá dầu FO vẫn được neo ở mức cao, trong khi chi phí khai thác các mỏ khí trong nước tăng dần...



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Bloomberg, Báo cáo công ty

Hình 21: ...theo đó, giá bán bình quân điện khí cũng đã giảm từ mức cao trong năm 2022 xuống còn khoảng 1.800 đ/kWh trong Q1/23 (đ/kWh)



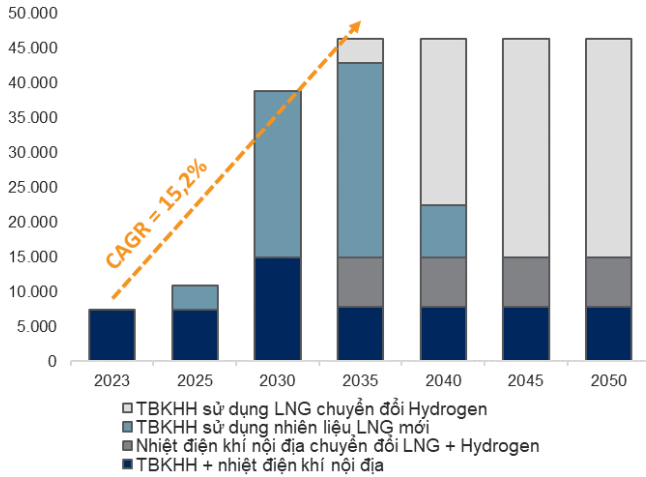
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Giá khí ghi nhận xu hướng giảm, neo theo đà giảm của giá dầu FO Singapore. Cụ thể, giá dầu FO đã giảm từ mức đỉnh năm 2022 là 700USD/tấn xuống dưới mức 400USD/tấn vào T5/23. Mặc dù đây vẫn là mức giá cao hơn so với trung bình trong quá khứ, chúng tôi cho rằng đây vẫn là dấu hiệu lạc quan, cải thiện khả năng cạnh tranh về giá cho điện khí.

Trong giai đoạn 2023-24, chúng tôi dự báo giá dầu Brent sẽ duy trì ở mức thấp hơn khoảng 85-80 USD/thùng, hỗ trợ giá khí giảm. Chúng tôi nhận thấy giá bán điện khí đang trở nên cạnh tranh hơn so với các nhà máy nhiệt điện than sử dụng than nhập khẩu. Với việc chênh lệch giá bán giữa nhiệt điện khí và nhiệt điện than đang dần được thu hẹp, chúng tôi nhận thấy điều này sẽ hỗ trợ một phần cho tình hình huy động điện khí trong bối cảnh EVN ưu tiên tối ưu hóa chi phí mua điện trong điều kiện tài chính khó khăn.

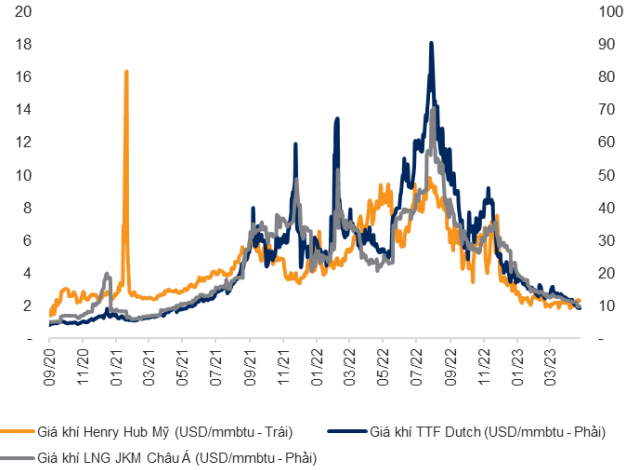
Điện khí: Nguồn điện mũi nhọn trong trung hạn hạn với định hướng rõ ràng của Chính phủ

Hình 22: Điện khí dự kiến sẽ là mũi nhọn phát triển trong giai đoạn 2021-35 với tăng trưởng kép đạt 15,2% (Đơn vị: MW)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

Hình 23: Giá khí trên thị trường quốc tế đã giảm đáng kể trong 2023, hỗ trợ tình hình đàm phán và mua bán khí cho các dự án điện khí LNG sắp tới của Việt Nam



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Bloomberg

Hình 24: Chúng tôi điểm tên một số dự án điện khí nổi bật dự kiến được xây dựng trong giai đoạn 2023-35

Nhà máy	Công suất (MW)	Tiến độ dự kiến	Chủ đầu tư
Điện khí LNG			
Nhơn Trạch 3&4	1.600	2021-30	PVPower
LNG Hiệp Phước 1	1.200	2021-30	Công ty TNHH Hải Linh
LNG Bạc Liêu	2.400	2021-30	Delta Offshore Energy
LNG Quảng Ninh 1	1.500	2021-30	PVPower - Colavi - Tokyo Gas - Marubeni
LNG Thái Bình	1.500	2021-30	TTVN Group - Tokyo Gas - Kyuden
LNG Nghi Sơn	1.500	2021-30	Millennium (USA)
LNG Quỳnh Lập	1.500	2021-30	
LNG Quảng Trạch	1.500	2021-30	EVN
LNG Hải Lăng	1.500	2021-30	Tập đoàn T&T - Hanwha - Kospo - Kogas
LNG Cà Ná	1.500	2021-30	
LNG Sơn Mỹ 2	2.250	2021-30	Tập đoàn AES
LNG Sơn Mỹ 1	2.250	2021-30	EDF - Sojitz - Kyushu - Pacific Group
LNG Long Sơn	1.500	2031-35	PGV - TTC - TV2 - Mitsubitshi - GE - GTPP
LNG Long An 1	1.500	2021-30	VinaCapital - GE
LNG Long An 2	1.500	2031-35	VinaCapital - GE
Điện khí nội địa			
Ô Môn III, IV (Lô B)	2.100	2026-27	PVN
Ô Môn II (Lô B)	1.050	2027	Vietracimex - Marubeni
Dung Quất 1,2,3 (CVX)	2.250	2028	
Miền Trung 1,2 (CVX)	1.500	2028	PVN

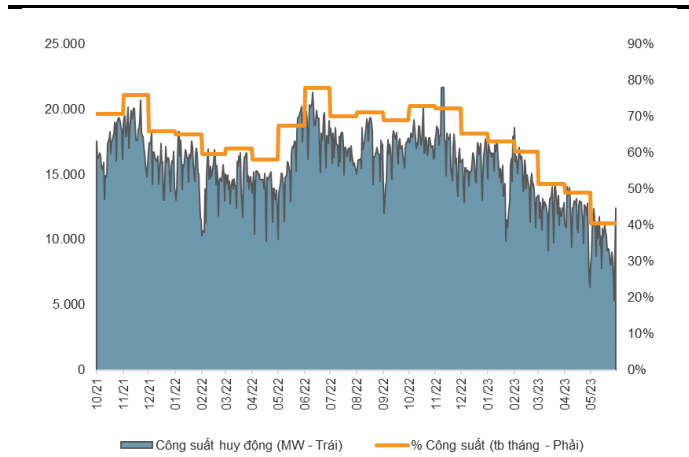
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

Điện khí sẽ là thành mũi nhọn chính trong giai đoạn 2021-2030 với tăng trưởng kép đạt 26%, mức tăng trưởng cao nhất trong số các nguồn điện chính và chiếm 27% tổng công suất nguồn điện cả nước. Tương tự như nhiệt điện than, để đẩy nhanh quá trình chuyển đổi xanh, nhiệt điện khí cũng phải chuyển sang đốt kèm hydro sau 20 năm. Từ giai đoạn 2030-50, phát triển điện khí sẽ chậm lại với tốc độ tăng trưởng kép đạt 4% và chiếm tổng 15% tỉ trọng nguồn vào năm 2050.

Chúng tôi điểm tên một số doanh nghiệp điện khí trong nước nói chung và LNG nói riêng, đang sở hữu các dự án nột bật dự kiến được phát triển bao gồm Nhơn Trạch 3&4 (POW), LNG Long Sơn (PGV, TV2) và Ô Môn III, IV (PVN). Trong giai đoạn đầu, chúng tôi cho rằng những doanh nghiệp tham gia vào chuỗi giá trị phát triển hạ tầng năng lượng, bao gồm xây dựng và vận hành các dự án điện, và khí như TV2, GAS sẽ được hưởng lợi sớm nhất.

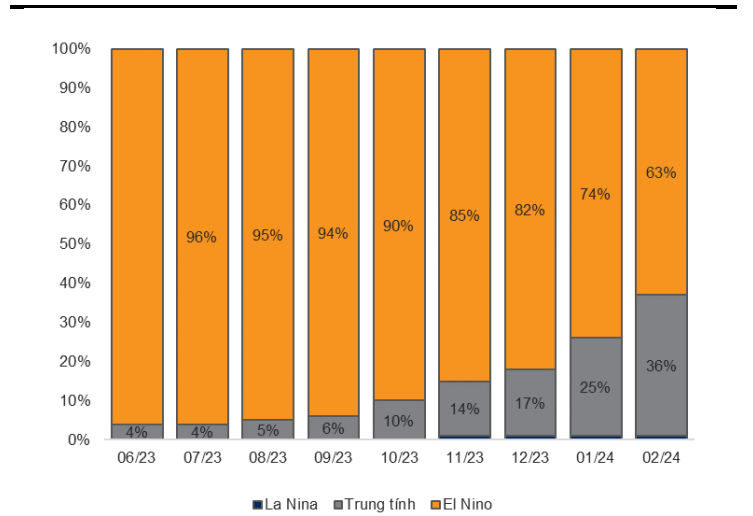
Thủy điện chính thức bước ra khỏi pha thời tiết thuận lợi từ T3/23, nhường dư địa huy động cho các nguồn điện khác

Hình 25: Theo số liệu từ EVN, công suất huy động thủy điện giảm mạnh trong 6T23 do mức thấp kỷ lục tại một số hồ chứa và sông



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NLDC

Hình 26: Pha La Nina kết thúc từ T2/23, trong khi đó pha El Nino chính thức xuất hiện từ T5/23 kéo theo những đợt nắng nóng gay gắt và hạn hán kéo dài (Đơn vị: %)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, IRI

Hình 27: Theo số liệu từ EVN, mực nước thượng lưu của các sông, hồ thủy điện trên toàn quốc đang ghi nhận mức giảm mạnh so với cùng kỳ, đặc biệt tại các khu vực Tây Bắc Bộ, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên

	Tây Bắc Bộ					Bắc Trung Bộ			Nam Trung Bộ				Tây Nguyên							Đông Nam Bộ				
	Sơn La	Hòa Bình	Thác Bà	Bản Chát	Lai Châu	Bản Vẽ	Quảng Trị	Trung Sơn	Vĩnh Sơn A	Sông A Vương	Sông Tranh 2	Sông Bung	Sông Bung 2	Tua Srah	Srêpôk 3	An Khê	Pleik rông	Ialy	Đơn Dương	Đông Nai 3	Sê San 4	Hàm Thuận	Trị An	Thác Mơ
01/23	-2,0%	5,0%	3,0%	-0,8%	-3,7%	-0,3%	-0,1%	-1,1%	-0,03%	0,1%	0,2%	0,00%	-0,2%	0,0%	-0,2%	-0,02%	-0,1%	-0,4%	0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,8%	-4,5%	-0,4%
02/23	-2,6%	5,2%	0,7%	-1,4%	-4,7%	-1,9%	0,0%	-4,3%	-0,04%	0,1%	0,5%	0,01%	-0,3%	0,0%	-0,4%	-0,04%	-0,3%	-0,5%	0,2%	-0,3%	0,1%	-0,7%	-5,6%	-0,5%
03/23	-2,9%	1,6%	-1,5%	-2,6%	-2,8%	-3,7%	0,1%	-5,3%	-0,03%	-0,1%	0,6%	-0,04%	-0,1%	-0,1%	-0,5%	0,01%	-0,6%	-0,5%	0,2%	-0,3%	-0,5%	-0,6%	-7,2%	-0,6%
04/23	-6,3%	3,8%	-3,0%	-4,6%	-4,6%	-4,6%	-0,3%	-2,5%	-0,04%	-2,3%	-2,3%	-0,8%	-0,2%	-0,8%	-0,4%	-0,1%	-1,5%	-0,4%	0,0%	-0,7%	-1,0%	-0,8%	-11,5%	-1,0%
05/23	-12,8%	4,0%	-7,8%	-5,7%	-3,5%	-6,9%	-0,6%	-4,0%	-0,04%	-2,9%	-4,3%	-1,5%	-0,4%	-0,8%	-0,4%	0,02%	-1,4%	-1,2%	-0,2%	-1,3%	-0,6%	-0,9%	-9,0%	-2,6%
06/23	-11,9%	-2,5%	-11,5%	-6,9%	-5,4%	-9,8%	-0,9%	-2,9%	-33,4%	-2,2%	-5,2%	-2,0%	-1,4%	-0,4%	-0,6%	-33,3%	-0,4%	-0,4%	-0,5%	-1,1%	-33,4%	-0,9%	-0,6%	-2,9%

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

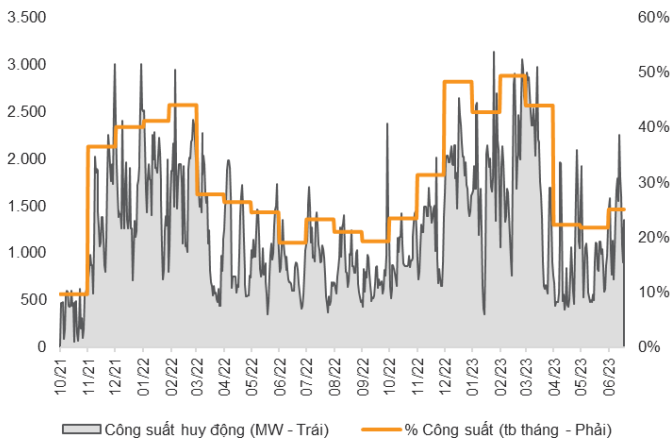
Theo EVN, mực nước thượng nguồn các sông và hồ chứa thủy điện trên toàn quốc đang ghi nhận giảm mạnh so với cùng kỳ, kéo theo việc huy động công suất thấp hơn. Chúng tôi thấy thủy điện đã chính thức bước ra khỏi giai đoạn thời tiết thuận lợi, nhường chỗ cho các nguồn điện khác. Theo Viện Nghiên cứu Quốc tế (IRI), hiện tại đã chính thức chuyển sang giai đoạn El Nino từ ngày T5/23. Pha El Nino kéo theo thời tiết nóng và lượng mưa thấp, do đó, chúng tôi kỳ vọng

sản lượng thủy điện sẽ giảm từ mức nền cao năm 2022, ảnh hưởng tiêu cực đến kết quả kinh doanh của các nhà máy thủy điện.

Về triển vọng phát triển công suất trong dài hạn, công suất thủy điện dự kiến tăng trưởng kép 1% trong 2021-50 do hiện tại về cơ bản Việt Nam đã khai thác gần hết tiềm năng của thủy điện, chỉ còn dư địa để phát triển các dự án thủy điện vừa và nhỏ.

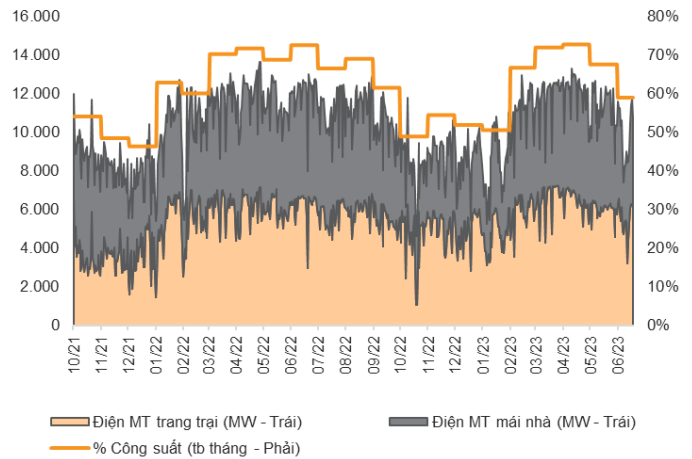
Năng lượng tái tạo: Nút thắt chính sách vẫn chưa được tháo gỡ

Hình 28: Điện gió ghi nhận sản lượng tốt trong Q4/22 và Q1/23, được hỗ trợ bởi mùa gió tốt sau khi giảm mạnh từ T4/23



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NLDC

Hình 29: Huy động công suất điện mặt trời cải thiện nhẹ từ đầu năm, đạt 60-70% tổng công suất



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NLDC

Theo số liệu từ Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC), chúng tôi nhận thấy điện gió có tính mùa vụ cao. Trong khi điện gió thường ghi nhận mức sản lượng tốt vào Q1 và Q4, điện mặt trời thường ghi nhận mức sản lượng ổn định và giảm vào Q4 để nhường chỗ cho huy động điện gió.

Trong 2023-24, tình trạng dư thừa công suất ở miền Nam sẽ dần được hấp thụ, hỗ trợ bởi tăng trưởng tiêu thụ điện cao hơn khi nhu cầu điện tại các trung tâm Công nghiệp trọng điểm tại khu vực này quay trở lại trạng thái tăng trưởng. Bên cạnh đó, việc nâng cấp lưới truyền tải cũng sẽ giúp giảm thiểu tình trạng cắt giảm công suất của các nhà máy điện mặt trời. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng việc cải thiện sản lượng điện NLTT sẽ không đáng kể vì về cơ bản các nhà máy đang được huy động gần tới đa tiềm năng. Chúng tôi nhận thấy triển vọng thật sự của các doanh nghiệp NLTT nằm ở khả năng phát triển dự án, điều mà hiện tại vẫn chưa được xây ra do những vướng mắc về chính sách giá.

Năng lượng tái tạo: Các dự án NLTT chuyển tiếp đang gấp rút đi vào vận hành

Hình 30: Danh sách các dự án chuyển tiếp đã hoàn thành COD và chính thức phát điện lên lưới, dự kiến bán giá tạm tính bằng 50% giá chuyển tiếp trong thời gian mức giá cuối cùng đang được đàm phán với Bộ Công Thương

Nhà máy	Loại hình	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Chú ý
Hoàn thành COD				
Nhơn Hội GD 2	Điện gió	30,0		
Tân Phú Đông 1	Điện gió	100,0	GEG	
Hiệp Thành	Điện gió	64,5		
Hướng Linh 7	Điện gió	16,8	SCI	
Hướng Hiệp 1	Điện gió	25,5	Tân Hoàn Cầu Group	
Phù Mỹ 1	Điện MT	64,8	BCG	
Phù Mỹ 3	Điện MT	23,8	BCG	
Thiên Tân 1.2	Điện MT	85,4	Tập đoàn T&T	Đã COD 37,8/85,4MW
Thiên Tân 1.3	Điện MT	41,3	Tập đoàn T&T	Đã COD 6,3/41,3MW
Trung Nam Thuận Nam (172MW)	Điện MT	172,1	Tập đoàn Trung Nam	Đã có Văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu cho 85,54/172MW

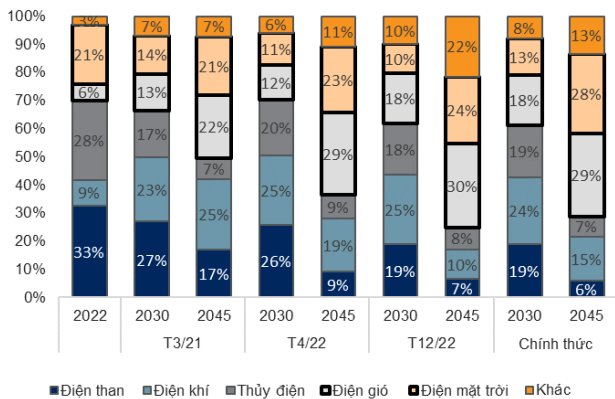
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Cập nhật đến ngày 16/6/2023, đã có 68/85 dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp với tổng công suất 3791,86MW gửi hồ sơ cho Công ty Mua bán điện để đàm phán giá điện, hợp đồng mua bán điện. EVN và chủ đầu tư đã hoàn thành đàm phán giá và ký tắt hợp đồng PPA với 55/59 dự án; trong đó Bộ Công Thương đã phê duyệt giá tạm cho 51 dự án. Có 11 dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp đã gửi hồ sơ công nhận ngày vận hành thương mại (COD), trong đó có **10 dự án/phần dự án với tổng công suất 541,52MW** đã hoàn thành thủ tục COD, được phát điện thương mại lên lưới với mức giá tạm được tính bằng 50% giá trần khung giá chuyển tiếp.

Chúng tôi nhận thấy giai đoạn phát triển tiếp theo của NLTT sẽ có tính cạnh tranh lành mạnh hơn

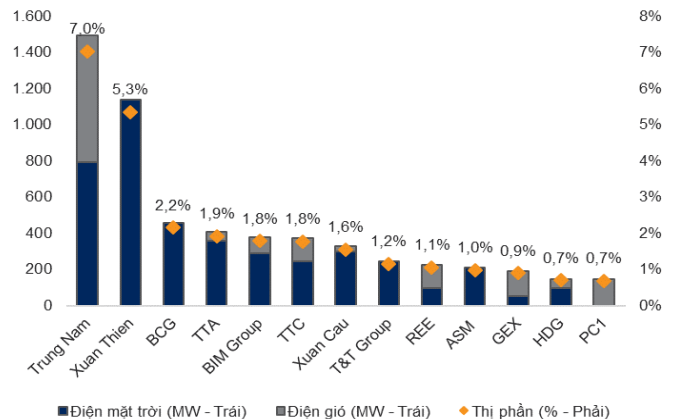
Giai đoạn phát triển tiếp theo của ngành NLTT dần được định hình khi chính phủ đang triển khai hoàn thiện cơ chế thí điểm mua bán điện trực tiếp (DPPA), cũng như xây dựng cơ chế đấu thầu cho dự án NLTT. Chúng tôi nhận thấy giai đoạn mới có tính cạnh tranh lành mạnh hơn

Hình 31: Quy hoạch điện 8 bản chính thức tiếp tục nâng tỉ trọng công suất nhóm NLTT trong 2023-45



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, QHĐ8

Hình 32: Doanh nghiệp có lợi thế về quy mô, năng lực đàm phán giá và khả năng huy động vốn lớn, sẽ vươn lên trong giai đoạn phát triển tiếp theo của ngành NLTT



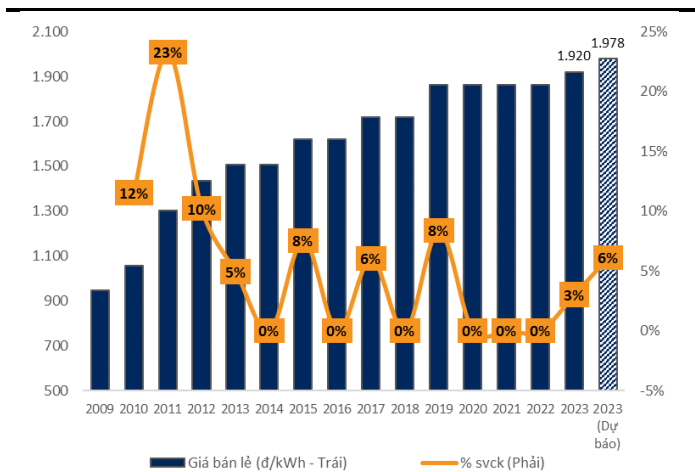
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Điện NLTT dự kiến sẽ là nguồn điện chính trong dài hạn, chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu nguồn điện năm 2050. Tuy nhiên, giai đoạn phát triển tiếp theo vẫn đang giậm chân tại chỗ do chưa có cơ chế giá rõ ràng. Việt Nam dự kiến sẽ áp dụng cơ chế thí điểm mua bán điện trực tiếp (DPPA) cho khoảng 1.000MW điện NLTT. Bên cạnh đó, Chính phủ cũng yêu cầu cần có giải pháp đột phá để khuyến khích phát triển ĐMT áp mái phục vụ tự tiêu, cũng như hoàn thiện cơ chế đấu thầu. Mặc dù hiện tại vẫn chưa thể nhận định khi nào chính sách sẽ được ban hành, giai đoạn phát triển tiếp theo của NLTT đang dần được hình thành. Chúng tôi vẫn kỳ vọng vào một cơ chế cạnh tranh hơn, nhưng vẫn đủ hấp dẫn để khuyến khích nhà đầu tư tham gia.

Trong giai đoạn đầu, chúng tôi nhận thấy các doanh nghiệp phát triển hạ tầng điện bao gồm xây dựng nhà máy và lưới điện như PC1, FCN, PVS, TV2 sẽ được hưởng lợi sớm nhất nhờ khối lượng công việc lớn theo QHĐ8. Ngoài ra, chúng tôi cho rằng những nhà phát triển điện NLTT hàng đầu, có khả năng đàm phán giá, tiềm lực tài chính và kinh nghiệm dồi dào trong ngành sẽ có lợi thế vượt lên trong giai đoạn này như BCG, GEG, REE.

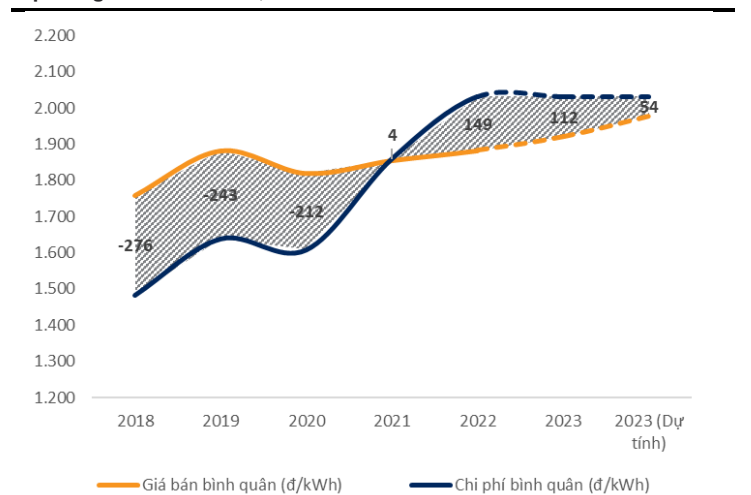
Giá điện chính thức tăng từ T5/23, tuy nhiên, vẫn còn sớm để kỳ vọng vào một sự cải thiện đáng kể

Hình 33: Giá điện bán lẻ trung bình của Việt Nam tăng 3% lên 1.920đ/kWh. Nếu tiếp tục tăng 3% như đề xuất, mức giá sẽ đạt 1.978đ/kWh



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 34: Chúng tôi cho rằng đợt tăng giá chưa có tác động đáng kể lên tình hình tài chính do chênh lệch chi phí năm 2022 là tương đối lớn, đặc biệt khi giá đầu vào than, khí vẫn neo cao

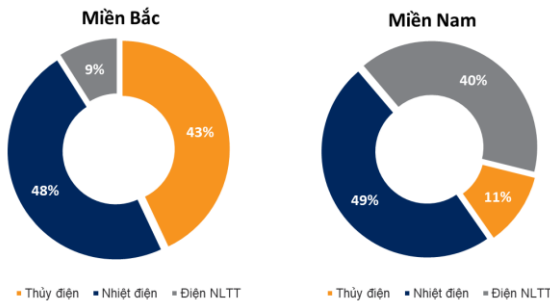


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

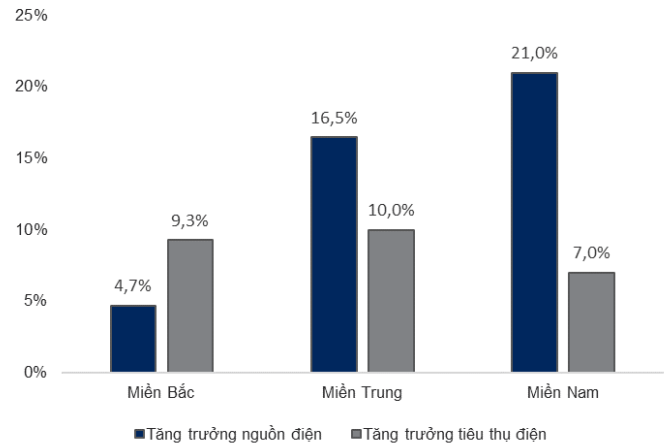
Mặc dù đã có nhiều biện pháp tiết giảm chi phí, các giải pháp vẫn chưa đủ để bù đắp cho mức tăng rất cao của giá đầu vào như than nhập khẩu, giá khí và giá dầu. Theo báo cáo đánh giá hoạt động kinh doanh, EVN ghi nhận khoản lỗ ròng 26.235 tỷ đồng trong năm 2022 và tình hình vẫn chưa được cải thiện trong 2023 trong bối cảnh giá điện đã tăng 3%. Hiện tại chỉ duy nhất giá bán thủy điện đang thấp hơn so với giá bán lẻ, mặc dù nguồn điện này chỉ chiếm 33% tổng công suất, còn lại 67% huy động từ các nguồn điện giá cao như nhiệt điện và NLTT. Chúng tôi nhận thấy giá điện bán lẻ nếu chính thức tăng thêm một đợt nữa sẽ hỗ trợ rất nhiều cho EVN trong việc cân đối tài chính và có nguồn tiền để thanh toán cho các nhà máy điện, cũng như tạo dư địa để huy động tăng cường các nguồn điện giá cao. Tuy nhiên trong bối cảnh nguồn thủy điện giá rẻ ghi nhận sản lượng thấp và giá bán các nhà máy nhiệt điện vẫn đang neo cao, chúng tôi nhận thấy vẫn còn quá sớm để kỳ vọng vào một sự cải thiện mạnh mẽ từ EVN

Thiếu điện – Rủi ro trung hạn cần được khẩn trương giải quyết

Hình 35: Tỷ trọng công suất thủy điện tại miền Bắc chiếm 43%, gây ra tình trạng thiếu điện nghiêm trọng trong bối cảnh mực nước các hồ thủy điện đang xuống thấp



Hình 36: Trong giai đoạn 2016-20, miền Bắc ghi nhận mức tiêu thụ điện tăng nhanh nhất trong khu vực, nhưng tăng trưởng công suất lại chậm nhất cả nước




Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Khu vực miền Bắc vừa trải qua một đợt hè với tình trạng cắt điện liên tục ở nhiều quận huyện, nguyên nhân là do nhu cầu điện tiêu dùng tăng đột biến khi nắng nóng gay gắt, và nguồn điện chính của khu vực là thủy điện phải hứng chịu một năm mực nước thấp kỷ lục trong khi nhiều nhà máy nhiệt điện gặp sự cố. Trong ngắn hạn, một số những giải pháp tình thế đã được triển khai để giảm bớt phần nào tình trạng cực đoan của khu vực bao gồm 1) Tăng cường truyền tải liên miền từ Nam ra Bắc; 2) Đảm bảo đủ nguồn cung than, khí để các nhà máy nhiệt điện hoạt động ở mức tối đa; 3) Đưa bổ sung các dự án NLTP chuyển tiếp vào vận hành. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng những giải pháp này không giải quyết được vấn đề cốt lõi. Về dài hạn, Việt phát triển thêm công suất tại miền Bắc, cũng như nâng cấp, xây dựng hệ thống truyền tải bắt kịp với tốc độ tăng trưởng nguồn là nhiệm vụ quan trọng để cải thiện triệt để hơn tình trạng này.

Chúng tôi ưa thích POW, PC1 và đưa NT2, QTP, BCG, GEG vào danh mục theo dõi

Hình 37: Luận điểm đầu tư

STT	Mã CK	Giá mục tiêu (đ/cp)	Khuyến nghị	Luận điểm đầu tư
1	 POW	17.800	Khả quan	<p>Chúng tôi cho rằng POW - doanh nghiệp điện khí hàng đầu sẽ được hưởng lợi từ xu hướng phát triển công suất điện khí mạnh mẽ theo những định hướng rõ ràng trong QHĐ8. Doanh nghiệp đang là chủ đầu tư của một trong những dự án trọng điểm, dự kiến sẽ là nhà máy điện khí sử dụng LNG đầu tiên tại Việt Nam - Nhơn Trạch 3&4 (1.600MW), đồng thời liên doanh đầu tư (30%) vào một dự án điện khí khác đó là LNG Quảng Ninh (1.500MW). Trong khi Nhơn Trạch 3&4 sẽ đi vào vận hành từ lần lượt Q4/24 và Q2/25, LNG Quảng Ninh sẽ triển khai trong giai đoạn 2025-30.</p> <p>Trong 2023-24 chúng tôi dự kiến LN ròng của POW sẽ tăng trưởng kép 15% bởi 1) Chúng tôi nhận thấy nhu cầu đột biến từ nhóm tiêu dùng dân cư trong mùa hè sẽ là yếu tố hỗ trợ huy động sản lượng của các nhà máy nhiệt điện, đặc biệt trong bối cảnh thủy điện ghi nhận thủy văn kém thuận lợi; 2) Xu hướng giảm của giá dầu Brent và giá dầu FO sẽ kéo theo giá bán điện giảm, hỗ trợ tình hình huy động các nguồn nhiệt điện trên thị trường điện cạnh tranh, trong khi giá LNG thế giới đang giảm nhanh là động lực thúc đẩy tiến độ đàm phán PPA, GSA cho Nhơn Trạch 3&4; 3) Chúng tôi kỳ vọng một số những khoản LN bất thường được ghi nhận trong năm nay bao gồm khoản bồi thường Vũng Áng 1, và thoái vốn EVN Việt Lào; 4) Chúng tôi nhận thấy sự quay trở lại của tổ máy 1 Vũng Áng 1 (600MW) từ Q3/23 sau thời gian dài sửa chữa sẽ hỗ trợ kết quả sản lượng tích cực hơn.</p>

2	 PC1	33.600	Khả quan	<p>Chúng tôi dự báo 2024 sẽ là giai đoạn ghi nhận tăng trưởng LN ròng tốt cho PC1, hỗ trợ bởi các hoạt động mở rộng kinh doanh ở nhiều ngành nghề, làm dày hơn hệ sinh thái của công ty bao gồm khai khoáng Niken, Bất động sản KCN và BDS nhà ở. Chúng tôi kỳ vọng mức tăng trưởng kép EPS đạt 35% giai đoạn 2023-24 từ mức thấp 2022. Chúng tôi nhận thấy những áp lực từ tỉ giá sẽ giảm trong 2023 và áp lực lãi vay sẽ hạ nhiệt từ 2024, hỗ trợ kết quả lợi nhuận tích cực hơn trong giai đoạn này.</p> <p>Hơn nữa, chúng tôi nhận thấy PC1 - với vị thế là nhà thầu EPC điện gió và xây lắp điện hàng đầu sẽ được hưởng lợi sớm nhất khi QHĐ8 được ban hành và các vướng mắc trong chính sách giá mới cho NLTT được tháo gỡ. Chúng tôi cho rằng khối lượng công việc lớn trong QHĐ8 sẽ củng cố triển vọng nhóm xây lắp điện, đặc biệt sau khi miền Bắc trải qua tình trạng thiếu điện nghiêm trọng cũng như tình hình cắt giảm công suất tại miền Nam. Đây sẽ là những động lực để PC1 tiếp tục nâng tỷ lệ back-log ký mới trong tương lai.</p>
3	NT2	33.000	Trung lập	<p>Trong 2023, NT2 sẽ có lịch đại tu, thông thường diễn ra trong 45 ngày. Chúng tôi dự báo doanh thu và LN ròng 2023 sẽ giảm 16% svck và 23% svck sau khi hồi phục 13% svck và 28% svck trong 2024.</p> <p>Chúng tôi nhận thấy luận điểm đầu tư đáng chú ý nhất của NT2 không hoàn toàn đến từ tăng trưởng LN mà bao gồm sức khỏe tài chính lành mạnh và nguồn cổ tức ổn định. NT2 đã hoàn thành nghĩa vụ trả nợ dài hạn từ 2021 và hiện tại, doanh nghiệp ghi nhận dòng tiền dồi dào. Chúng tôi kỳ vọng NT2 sẽ duy trì trả cổ tức đều đặn ít nhất 15%/năm, với nhu cầu vốn từ công ty mẹ POW là một trong những động lực chính.</p>
4	QTP	NA	KKN	<p>Chúng tôi nhận thấy câu chuyện của QTP đang khá giống với luận điểm đầu tư NT2, bao gồm nợ vay sắp hết và chính sách cổ tức ổn định. Hơn nữa, dự kiến Quảng Ninh 2 sẽ hết khấu hao từ 2024, hỗ trợ cải thiện biên LN của doanh nghiệp.</p> <p>Chúng tôi cho rằng điện than tại miền Bắc sẽ hưởng lợi trong giai đoạn 2023-24 nhờ 1) Nhu cầu điện miền Bắc dự kiến tăng mạnh trong các năm tới, với rủi ro thiếu điện hiện hữu khi công suất phát triển thêm tại khu vực này đang không cao; 2) QTP hưởng lợi từ vị trí đặt nhà máy thuận lợi, gần mỏ than có chi phí vận chuyển thấp. Ngoài ra, doanh nghiệp cũng được đảm bảo một nguồn than ổn định từ TKV, đảm bảo nguồn đầu vào và hỗ trợ huy động sản lượng tích cực hơn.</p>
5	BCG	12.100	Khả quan	<p>KQKD Q1/23 của BCG giảm mạnh 44% svck xuống còn 701,3 tỷ đồng do ghi nhận doanh thu mảng xây dựng thấp hơn từ Tracodi cũng như thị trường bất động sản đóng băng. Tuy nhiên, chúng tôi vẫn nhận thấy tiềm năng tăng trưởng của BCG cả trong ngắn hạn và dài hạn nhờ (1) Lãi suất thấp hơn làm giảm chi phí lãi vay; (2) Bàn giao lượng lớn sản phẩm từ các dự án đã mở bán. Chúng tôi kỳ vọng BCG sẽ bàn giao một phần dự án Hội An D'Or và Malibu Hội An trong năm 2023, mang lại doanh thu 2.495 tỷ đồng (+130% svck), và ghi nhận doanh thu đạt 2.012 tỷ đồng (-19% svck) trong năm 2024; (3) Năng lượng tái tạo là nền tảng cho tăng trưởng dài hạn. Chúng tôi dự báo doanh thu mảng điện của BCG sẽ đạt 1.186 tỷ đồng (+11% svck) trong năm 2023 và 1.643 tỷ đồng (+38% svck) trong năm 2024. Ngoài ra, BCG đang có danh mục khoảng 670 MW đang chờ cơ chế giá mới cho các dự án NLTT để tiếp tục triển khai.</p>
6	GEG	NA	KKN	<p>GEG nằm trong nhóm những doanh nghiệp NLTT hàng đầu, với tổng công suất đạt 556MW, bao gồm 81MW thủy điện, 245MW điện mặt trời và 230MW điện gió. Trong đó, điện gió Tân Phú Đông 1 (100MW) đã chính thức vận hành từ T6/23 với giá tạm là 908đ/kWh (50% giá trần khung giá chuyển tiếp). Hiện tại GEG đang tích cực đàm phán với Bộ Công Thương và dự kiến mức giá chính thức sẽ vào khoảng 1.815đ/kWh. Chúng tôi nhận thấy Tân Phú Đông 1 đi vào vận hành sẽ phần nào cải thiện dòng tiền của doanh nghiệp để thanh toán các nghĩa vụ nợ khá cao của mình. Trong 2024, GEG dự kiến đưa vào vận hành 1 dự án điện gió - VPL2 Bến Tre (30MW) và 1 dự án điện mặt trời Đức Huệ 2 (49MW), củng cố vị thế doanh nghiệp tái tạo hàng đầu trên thị trường.</p> <p>Hơn nữa, GEG có cơ hội để cải thiện cấu trúc tài chính nhờ nhóm cổ đông lớn là những tập đoàn hàng đầu trong ngành bao gồm TEPCO - Nhật Bản và DEG - Đức. Doanh nghiệp tự tin có thể tiếp cận được các nguồn vốn xanh giá rẻ trong thời gian tới.</p>

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 38: So sánh doanh nghiệp cùng ngành và rủi ro đầu tư ngành

Tên công ty	Mã CP	Giá thị trường	Giá mục tiêu	Khuyến nghị	Vốn hóa	P/E (lần)		P/BV (lần)		EV/EBITDA (lần)		ROE (%)	
		Bloomberg	Nội tệ			Nội tệ	Triệu USD	Trượt 12T	2023	Hiện tại	2023	Trượt 12T	2023
Điện khí													
PVPower	POW VN	13.650	17.800	Khả quan	1.356,4	19,1	11,2	0,9	0,9	4,9	2,4	7,3	8,5
GENCO 3	PGV VN	18.600	NA	KKN	1.182,2	12,1	12,3	1,6	1,5	6,8	6,3	12,8	14,3
CTCP Điện Lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 NT2 VN		31.200	33.000	Trung Lập	381,1	9,6	10,4	2,0	2,0	5,1	NA	20,9	19,8
CTCP Nhiệt điện Bà Rịa	BTP VN	13.000	NA	KKN	40,3	9,8	NA	0,8	NA	9,6	NA	7,7	NA
<i>Trung bình</i>						12,7	11,3	1,3	1,4	6,6	4,3	12,2	14,2
<i>Trung vị</i>						10,9	11,2	1,3	1,5	5,9	4,3	10,3	14,3
Điện than													
Tổng Công ty Điện Lực TKV	DTK VN	11.600	NA	KKN	336,1	11,5	NA	0,9	NA	4,6	NA	8,3	NA
CTCP Nhiệt điện Hải Phòng	HND VN	15.800	NA	KKN	335,2	14,4	12,0	1,3	1,2	5,2	NA	8,7	14,6
CTCP Nhiệt điện Quảng Ninh	QTP VN	17.000	NA	KKN	324,6	10,0	7,9	1,2	1,2	4,1	NA	12,4	16,2
CTCP Nhiệt điện Phả Lại	PPC VN	16.200	NA	KKN	220,4	11,4	6,1	1,0	NA	16,6	NA	9,0	15,7
<i>Trung bình</i>						11,8	8,7	1,1	NA	7,6	NA	9,6	15,5
<i>Trung vị</i>						11,4	7,9	1,1	1,2	4,9	NA	8,9	15,7
Thủy điện													
Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	VSH VN	44.000	NA	KKN	441,0	7,8	NA	1,9	NA	5,5	NA	27,0	NA
CTCP Thủy điện Hòa Na	HNA VN	17.600	NA	KKN	175,7	7,1	NA	1,2	NA	4,4	NA	19,0	NA
CTCP Thủy điện Thác Bà	TBC VN	36.300	NA	KKN	97,8	7,2	NA	2,2	NA	4,8	NA	32,0	NA
<i>Trung bình</i>						7,4	14,5	1,8	NA	NA	NA	26,0	NA
<i>Trung vị</i>						7,2	NA	1,9	NA	NA	NA	27,0	NA
Năng lượng tái tạo													
CTCP Điện Gia Lai	GEG VN	16.200	NA	KKN	221,3	16,9	17,8	1,7	NA	11,4	NA	5,7	6,4
Doanh nghiệp đa ngành													
CTCP Cơ Điện Lạnh	REE VN	64.300	77.000	Khả quan	1.115,1	9,6	10,8	1,7	1,4	7,7	7,5	18,6	15,3
CTCP Tập đoàn Hà Đô	HDG VN	38.700	40.200	Trung Lập	401,7	8,2	10,0	1,7	1,6	6,0	NA	22,6	16,0
CTCP Tập Đoàn PC1	PC1 VN	27.350	33.600	Khả quan	313,8	21,8	9,9	1,4	1,2	9,5	9,9	6,8	13,4
CTCP Tập đoàn Bamboo Capital	BCG VN	9.220	12.100	Khả quan	208,7	41,8	NA	0,7	NA	30,3	NA	1,5	NA
<i>Trung bình</i>						20,3	10,2	1,4	1,4	13,4	8,7	12,4	14,9
<i>Trung vị</i>						23,0	10,0	1,3	1,4	14,8	9,3	10,8	14,8

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, BLOOMBERG (Dữ liệu tại 07/07/2023)

Hình 39: Tổng hợp dự phóng KQKD các doanh nghiệp trong danh mục theo dõi

Tỷ đồng	POW		PC1		REE		NT2	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024
Doanh thu	32.394	40.536	9.446	10.280	8.366	9.758	7.516	7.836
% svck	14,8%	25,1%	13,4%	8,8%	-10,8%	16,6%	-14,5%	4,3%
Biên LN gộp (%)	11,9%	12,8%	20,5%	20,8%	40,0%	39,2%	11,7%	13,9%
Biên EBITDA (%)	17,9%	18,7%	22,6%	22,4%	43,6%	41,7%	19,8%	21,5%
LN ròng	2.204	2.575	452	705	2.208	2.631	712	898
% svck	7,0%	16,8%	0,6%	55,8%	-17,9%	19,1%	-2,3%	26,1%
EPS (đ/cp)	941	1.100	1.673	2.606	7.123	8.485	2.475	3.120
BVPS (đ/cp)	28.147	35.592	24.370	27.642	65.199	74.032	16.406	18.119
Tiền mặt ròng/cổ phiếu (đ/cp)	(1.188)	(2.755)	(29.788)	(25.722)	(19.897)	(12.917)	5.455	10.143
Nợ/VCSH	0,8	1,0	2,1	1,7	0,7	0,6	0,5	0,5
Tỷ suất cổ tức (%)	1,1%	1,0%	0,7%	0,7%	2,0%	2,2%	8,6%	8,5%
ROAE (%)	6,8%	7,3%	6,9%	9,4%	10,9%	11,5%	15,1%	17,2%
ROAA (%)	3,6%	3,5%	2,0%	3,0%	6,3%	7,1%	9,8%	11,9%

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ CỦA VNDIRECT

Khuyến nghị cổ phiếu

KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu từ 15% trở lên
TRUNG LẬP	Khả năng sinh lời của cổ phiếu nằm trong khoảng từ -10% đến 15%
KÉM KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu thấp hơn -10%

Khuyến nghị đầu tư được đưa ra dựa trên khả năng sinh lời dự kiến của cổ phiếu, được tính bằng tổng của (i) chênh lệch phần trăm giữa giá mục tiêu và giá thị trường tại thời điểm công bố báo cáo, và (ii) tỷ suất cổ tức dự kiến. Trừ khi được nêu rõ trong báo cáo, các khuyến nghị đầu tư có thời hạn đầu tư là 12 tháng.

Khuyến nghị ngành

TÍCH CỰC	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị tích cực, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TRUNG TÍNH	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị trung bình, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TIÊU CỰC	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị tiêu cực, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền

KHUYẾN CÁO

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Khối Phân tích - Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT. Thông tin trình bày trong báo cáo dựa trên các nguồn được cho là đáng tin cậy vào thời điểm công bố. Các nguồn tin này bao gồm thông tin trên sàn giao dịch chứng khoán hoặc trên thị trường nơi cổ phiếu được phân tích niêm yết, thông tin trên báo cáo được công bố của công ty, thông tin được công bố rộng rãi khác và các thông tin theo nghiên cứu của chúng tôi. VNDIRECT không chịu trách nhiệm về độ chính xác hay đầy đủ của những thông tin này.

Quan điểm, dự báo và những ước tính trong báo cáo này chỉ thể hiện ý kiến của tác giả tại thời điểm phát hành. Những quan điểm này không thể hiện quan điểm chung của VNDIRECT và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước.

Báo cáo này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin cho các nhà đầu tư của Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT tham khảo và không mang tính chất mời chào mua hay bán bất kỳ chứng khoán nào được thảo luận trong báo cáo này. Các nhà đầu tư nên có các nhận định độc lập về thông tin trong báo cáo này, xem xét các mục tiêu đầu tư cá nhân, tình hình tài chính và nhu cầu đầu tư của mình, tham khảo ý kiến tư vấn từ các chuyên gia về các vấn đề quy phạm pháp luật, tài chính, thuế và các khía cạnh khác trước khi tham gia vào bất kỳ giao dịch nào với cổ phiếu của (các) công ty được đề cập trong báo cáo này. VNDIRECT không chịu trách nhiệm về bất cứ kết quả nào phát sinh từ việc sử dụng nội dung của báo cáo dưới mọi hình thức. Bản báo cáo này là sản phẩm thuộc sở hữu của VNDIRECT, người sử dụng không được phép sao chép, chuyển giao, sửa đổi, đăng tải lên các phương tiện truyền thông mà không có sự đồng ý bằng văn bản của VNDIRECT.

Nguyễn Tiến Dũng – Trưởng phòng

Email: dung.nguyentien3@vndirect.com.vn

Nguyễn Hà Đức Tùng – Chuyên viên phân tích

Email: tung.nguyenduc@vndirect.com.vn

Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT

Số 1 Nguyễn Thượng Hiền – Quận Hai Bà Trưng – Hà Nội

Điện thoại: +84 2439724568

Email: research@vndirect.com.vn

Website: <https://vndirect.com.vn>