

NGÀNH ĐIỆN: Kỳ nguyện “xanh hóa” ngành điện

- 2024 là năm bản lề hoàn thiện các chính sách quan trọng, hỗ trợ nhóm điện khí LNG và NLTT, tạo môi trường đầu tư hấp dẫn hơn từ 2025.
- Từ 2025, nhu cầu điện tăng trưởng 11-13% là điểm tựa chính cho huy động, trong đó, dự kiến huy động nhiệt điện tối ưu đến từ rủi ro thủy văn kém.
- Chúng tôi lựa chọn PC1, NT2, POW cho chiến lược đầu tư ngành điện, nhờ định giá hợp lý, cùng câu chuyện gắn liền với triển vọng điện khí và điện gió.

Chúng tôi nhận thấy nhiều câu chuyện hỗ trợ triển vọng ngành điện từ 2025

Năm 2025 Bộ Công Thương đặt kịch bản cơ sở tăng trưởng tiêu thụ điện đạt mức khá cao 11-13%, đây là mức thậm chí cao hơn so với kịch bản cao trong QHĐ8 là 9.8%. Trong khi đó, tăng trưởng nguồn điện chỉ đạt ~5% và duy trì mức tăng trưởng thấp hơn tiêu thụ trong 4 năm trở lại đây. Bên cạnh đó, EVN tăng giá điện bán lẻ sẽ cải thiện môi trường huy động các nhà máy từ 2025 đặc biệt tạo dư địa lớn hơn để huy động nhóm điện giá cao như điện khí. Trong 2024, Chính phủ tích cực triển khai và ban hành nhiều chính sách quan trọng trong ngành, nổi bật nhất là Luật điện lực. Chúng tôi kỳ vọng đây sẽ là cơ sở quan trọng để các thông tư, nghị định về từng khu vực riêng của ngành được đẩy nhanh ban hành trong 2025, tạo ra môi trường đầu tư thông thoáng hơn, đặc biệt đối với nhóm điện NLTT và điện khí.

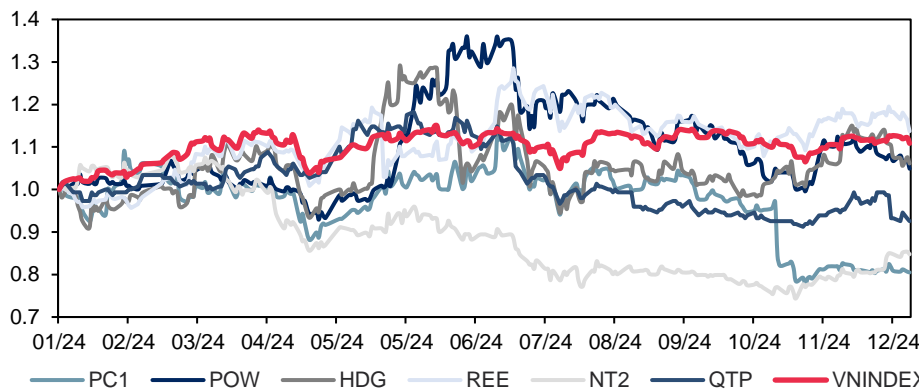
Về triển vọng từng nhóm, chúng tôi kỳ vọng 2025 sẽ là giai đoạn tái khởi động phát triển NLTT, trong khi về huy động, nhóm nhiệt điện sẽ được hưởng lợi.

Từ 2025, ngành NLTT sẽ được hưởng lợi đến từ nhiều chính sách quan trọng đã và đang được đẩy nhanh ban hành bao gồm cơ chế DPPA, và tính toán sơ bộ về khung giá điện gió. Mặt khác, chúng tôi kỳ vọng sẽ có những kết luận cuối cùng và hướng xử lý cho nhóm NLTT sai phạm. Các yếu tố trên sẽ chấm dứt giai đoạn ảm đạm của ngành trong 3 năm vừa qua, khởi động lại quá trình phát triển của nhóm để phù hợp với các nhiệm vụ trong QHĐ8. Đối với nhóm điện khí, bên cạnh những khơi thông về khung giá điện LNG, hỗ trợ triển khai các nhà máy mới, chúng tôi kỳ vọng sự phục hồi huy động của nhóm sau giai đoạn huy động kém 2023-24 do khó khăn thiếu khí. Mặt khác, chúng tôi kỳ vọng huy động điện than duy trì ở mức cao, trong bối cảnh vẫn cần dự phòng cho kịch bản thủy văn kém thuận lợi từ Q2/25.

Chúng tôi lựa chọn PC1, POW và NT2 cho chiến lược đầu tư ngành điện

Cơ sở lựa chọn dựa trên (1) Doanh nghiệp có mức định giá rẻ và tiềm năng tăng giá tốt (2) Các đại diện nổi bật, sở hữu những câu chuyện đầu tư dài hạn phù hợp với sự phát triển của nhóm điện gió và điện khí (3) Dự báo tăng trưởng LN có sự phục hồi từ mức nền thấp dựa trên phân tích về xu hướng huy động trong 2025.

Hình 1: Diễn biến giá so với đầu năm 2024 nhóm cổ phiếu ngành điện và VNINDEX



Nguồn: FiinproX, MBS Research

Trưởng phòng

Nguyễn Tiến Dũng

Dung1.NguyenTien@mbs.com.vn

Chuyên viên phân tích

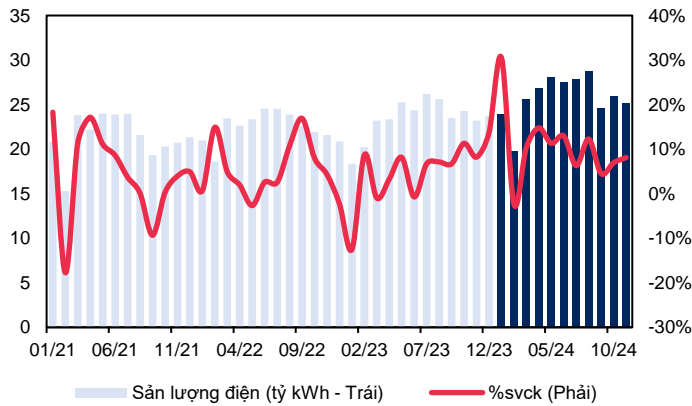
Nguyễn Hà Đức Tùng

Tung.NguyenHaDuc@mbs.com.vn

Tổng hợp ngành điện 11T24

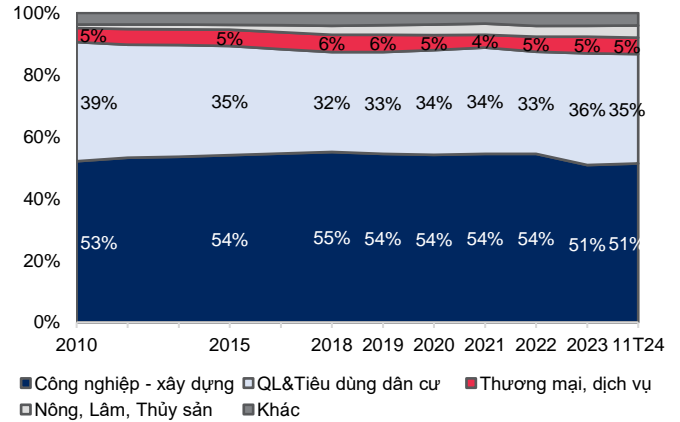
Huy động phân hóa trong bối cảnh sản lượng phục hồi mạnh

Hình 2: Sản lượng điện 11T24 tăng 10% svck, cao hơn so với kế hoạch của Bộ Công Thương, hỗ trợ bởi nền kinh tế phục hồi từ mức nền tăng trưởng thấp GD 2021-23...



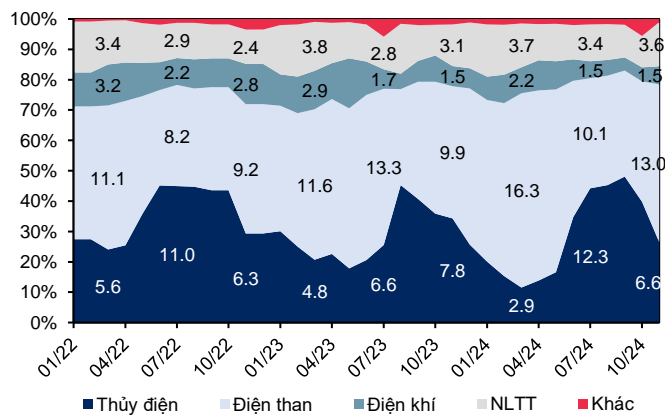
Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 3: ...Trong đó, Công nghiệp và tiêu dùng dân cư tiếp tục là những động lực chính cho tăng trưởng tiêu thụ điện, chiếm lần lượt 51% và 35% trong tổng cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc 11T24



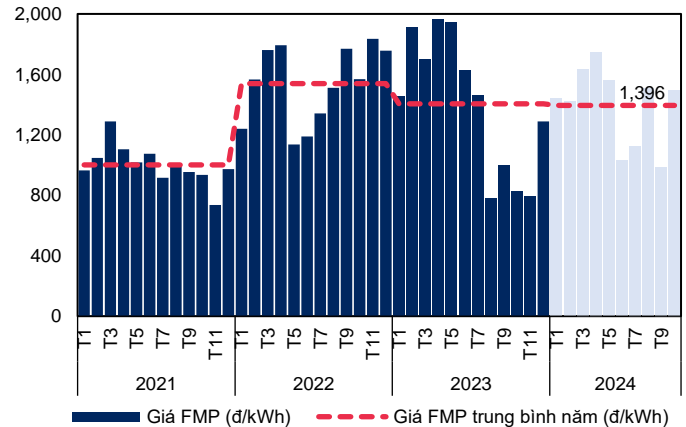
Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 4: Điện than là điểm sáng huy động trong 6T24; Thủy điện chiếm ưu thế trong nửa cuối năm nhờ thủy văn thuận lợi; Điện khí duy trì mức huy động thấp do thiếu khí; NLTT duy trì sản lượng ổn định



Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 5: Giá FMP 10T24 đạt 1,396đ/kWh (+1% svck), mức khá thấp, giảm dự địa huy động Qm nhóm nhiệt điện, chủ yếu do NSMO ưu tiên huy động nhóm thủy điện trong nửa cuối 2024



Nguồn: GENCO3, MBS Research

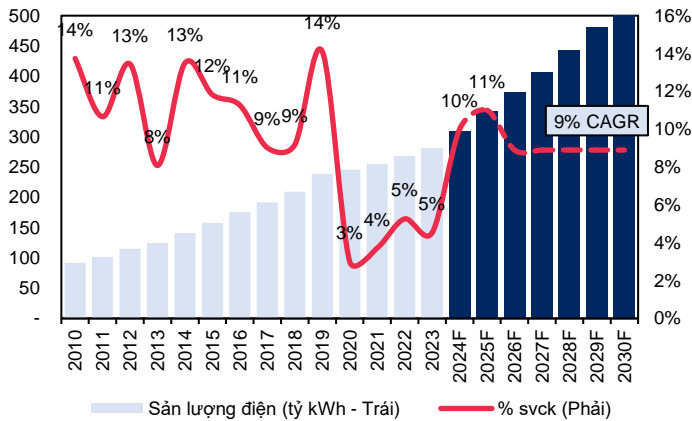
Triển vọng 2025-26: Nhiều tín hiệu tích cực hỗ trợ triển vọng ngành

Tiêu thụ điện dự kiến tăng trưởng 11% svck trong 2025, là điểm tựa cho huy động trong bối cảnh tăng trưởng nguồn điện chậm lại

Năm 2025 tiếp tục dự báo kinh tế đất nước tăng trưởng mạnh, theo đó, Bộ Công Thương đặt kịch bản cơ sở tăng trưởng tiêu thụ điện đạt mức khá cao 11-12%, đây là mức thậm chí cao hơn so với kịch bản cao trong QHĐ8 là 9.8%. Từ 2025-30, dự kiến tăng trưởng tiêu thụ điện sẽ duy trì ở mức cao ~9.1% CAGR.

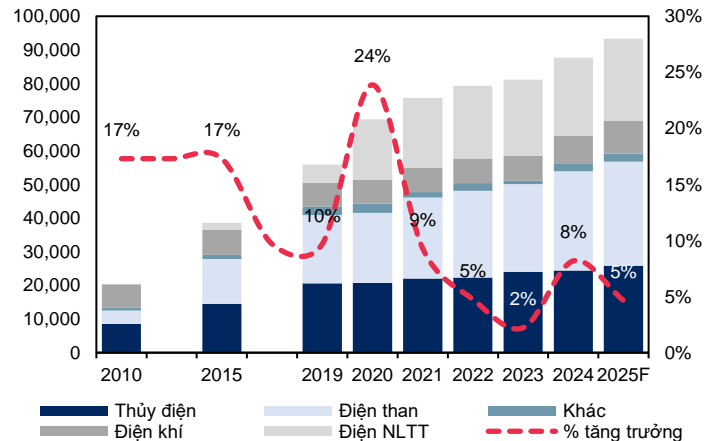
Trong bối cảnh tăng trưởng nguồn điện chậm hơn so với tốc độ tăng trưởng phụ tải, đây vừa là áp lực cũng như cơ hội cho các nhà máy hưởng lợi từ xu hướng huy động tích cực hơn, đặc biệt khi Bộ Công Thương đang tăng cường công tác chuẩn bị, quyết tâm không để xảy ra tình trạng thiếu điện như GD 2023. Cùng với 500kV mạch 3 đã đi vào hoạt động, chúng tôi cho rằng tình trạng thừa nguồn tại khu vực Miền Nam sẽ sớm được hấp thụ, nhờ năng lực phân phối điện liên miền từ Nam ra Bắc được cải thiện.

Hình 6: Dự kiến tăng trưởng tiêu thụ điện 2024-30 tăng trưởng kép đạt 9.1% svck, phục hồi rõ rệt so với nền thấp 2023



Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

Hình 7: Tốc độ tăng trưởng nguồn điện giai đoạn sau 2021 đang chậm hơn so với tốc độ tăng trưởng phụ tải (Đơn vị: MW)



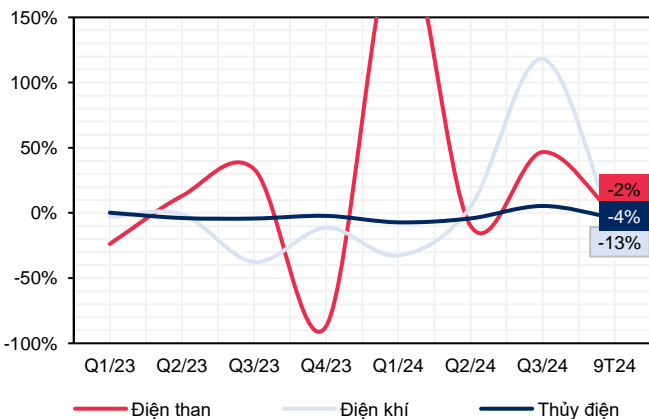
Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, MBS Research

EVN tăng giá điện bán lẻ là yếu tố quan trọng, hỗ trợ môi trường huy động các nhà máy từ 2025

Trong 2024, mặc dù tiêu thụ điện ghi nhận sự phục hồi rõ nét, KQKD các doanh nghiệp điện trong 9T24 khá âm ảm, chủ yếu xuất phát từ môi trường huy động khắc nghiệt trong bối cảnh EVN gặp khó khăn tài chính: 1) Thủy điện ghi nhận sản lượng rất thấp trong 6T24, cùng giá bán nhiều nhà máy giảm khi EVN cắt tỉ lệ Qm từ 10% xuống 2%, giảm dư địa huy động giá cao của nhóm thủy điện; 2) Điện khí tiếp tục không được huy động trong bối cảnh thiếu khí và giá bán cao; 3) Điện than mặc dù duy trì sản lượng tốt, biên LN các nhà máy giảm mạnh trong bối cảnh giá đầu vào tăng và giá thị trường điện giảm.

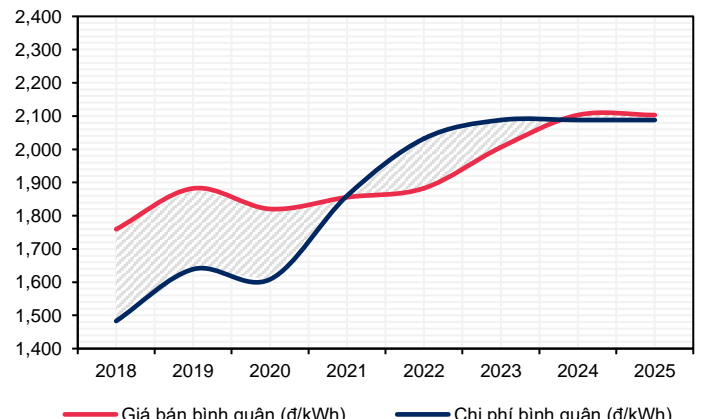
Theo đó, EVN tăng giá điện bán lẻ sẽ cải thiện tình trạng huy động các nhà máy từ 2025. Với giả định giá thành sản xuất điện là 2,088đ/kWh ngang 2023, giá bán lẻ trung bình mới sẽ bắt đầu giúp EVN có lãi ~15đ/kWh. Hơn nữa, với tình hình huy động thực tế trong 2024, mức lợi nhuận có thể lớn hơn trong bối cảnh EVN ưu tiên huy động thủy điện.

Hình 8: KQKD các doanh nghiệp điện niêm yết khá âm ảm, đến từ môi trường huy động khó khăn trong 9T24



Nguồn: FiinProX, MBS Research

Hình 9: EVN tăng giá điện bán lẻ 4.8% đạt 2,103đ/kWh từ T10/24, hỗ trợ cải thiện tình hình tài chính cho doanh nghiệp từ 2025



Nguồn: EVN, MBS Research

Giai đoạn quan trọng hoàn thiện các luật và nghị định, chuẩn bị cho kỷ nguyên điện xanh

Trong bối cảnh chỉ còn 6.5 năm để hoàn thiện nhiệm vụ được giao trong QHĐ8, giai đoạn 2024-25 chứng kiến sự ban hành của nhiều chính sách quan trọng, làm cơ sở để tiếp tục phát triển các nguồn điện từ 2025. Trong đó, Luật Điện lực sửa đổi vừa thông qua trong T11/24, đóng vai trò như một hành lang pháp lý tổng thể của ngành, bao quát được các chính sách lớn về quy hoạch phát triển điện lực, đầu tư xây dựng dự án điện lực và phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới.

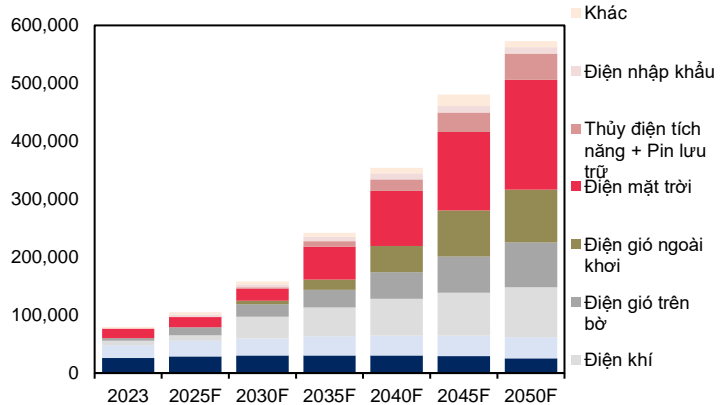
Bên cạnh một số vấn đề nổi bật như cho phép phát triển điện hạt nhân, xóa bỏ bù chéo giá điện, cải cách thị trường điện, ... Luật Điện lực sửa đổi tiếp tục đề cao vai trò của các nguồn điện NLTT và điện khí LNG, và yêu cầu có nhưng cơ chế để đẩy nhanh đầu tư các nguồn điện này trong tương lai. Ngay sau khi thông qua Luật Điện Lực, Chính phủ tiếp tục ban hành kế hoạch triển khai luật ngày 11/12/2024. Theo đó, quy định rõ về nội dung công việc, và trách nhiệm đối với các thông tư, nghị định quan trọng của ngành.

Hình 10: Danh mục đề án/dự án ưu tiên về hoàn thiện chính sách pháp luật ngành điện giai đoạn 2023-25

Đề án/dự án	Tiến độ hiện tại
Đã hoàn thành	
Khung giá nhập khẩu điện từ Lào	Phê duyệt khung giá trong T10/24, bắt đầu có hiệu lực từ 31/12/2025
khung giá phát điện LNG	Phê duyệt khung giá điện khí LNG 2024 ngày 5/6/2024
Cơ chế mua bán điện trực tiếp	Ban hành nghị định cơ chế DPPA ngày 03/07/2024
Cơ chế phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản tự tiêu	Ban hành Nghị định số 135/2024/NĐ-CP ngày 22/10/2024
Luật Điện lực (sửa đổi)	Quốc hội thông qua ngày 30/11/2024, có hiệu lực từ 01/02/2025
Đang thực hiện	
Xây dựng khung giá điện NLTT	EVN trình tính toán khung giá 2025 lên Bộ Công Thương
Giá bán lẻ điện 2 thành phần	EVN đề xuất lên BCT trong T11/24, dự kiến sẽ thí điểm tại một số nhóm khách hàng trước khi mở rộng trong 2025
Xây dựng cơ chế phát triển thị trường tín chỉ các-bon	Đang xây dựng đề án phát triển thị trường

Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

Hình 11: Nhu cầu phát triển nguồn điện rất lớn từ nay đến 2030, tập trung hai mũi nhọn điện gió và điện khí (Đơn vị: MW)



Nguồn: QHĐ8, MBS Research

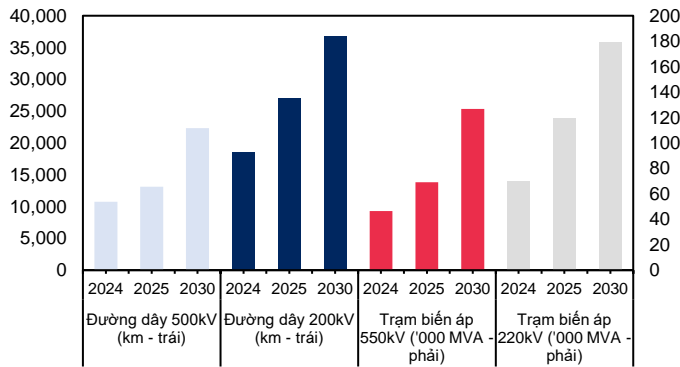
Triển vọng các nhóm ngành 2024-26

Hạ tầng điện: Bao gồm xây lắp mạng lưới phân phối và các nguồn tiếp tục đóng vai trò bản lề trong kỷ nguyên điện xanh

Trong trung và dài hạn, nhu cầu phát triển lưới điện để đáp ứng tỉ trọng công suất cao NLTT, cùng nhu cầu tăng cường cung ứng điện từ Nam ra Bắc là nhiệm vụ cấp thiết. Do đó, triển vọng xây lắp điện dự kiến sẽ duy trì ổn định từ nay đến 2030 với khối lượng công việc dự kiến đạt trung bình 1.6 tỷ USD/năm theo QHĐ8.

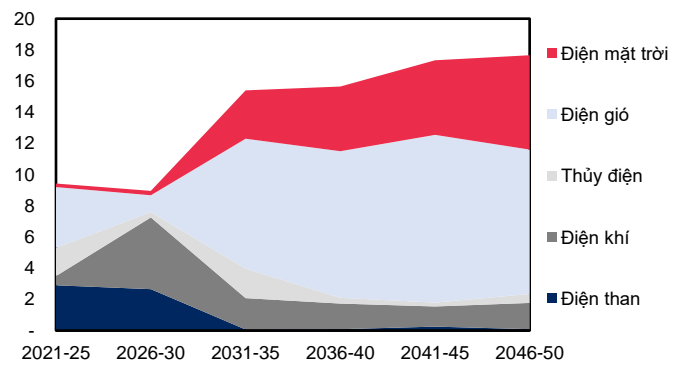
Nhu cầu phát triển nguồn điện cũng đã được định hướng rõ ràng, với khối lượng đầu tư tập trung vào điện gió và điện khí LNG, theo đó, một số nhà thầu có kinh nghiệm tham gia vào quá trình xây dựng một nhà máy điện NLTT nổi bật như PC1, TV2, PVS sẽ hưởng lợi trong xu thế này từ nay đến 2030. Đặc biệt từ 2025, chúng tôi nhận thấy một số động lực hỗ trợ thị trường xây lắp điện gió sôi động hơn, đến từ việc ban hành nhiều chính sách nổi bật như DPPA, xây dựng khung giá 2025 và cơ chế cho ĐMT áp mái.

Hình 12: Khối lượng công việc cho phát triển các dự án truyền tải điện ở mức cao trong 2021-50 với giá trị ước tính ~1.6 tỷ USD/năm



Nguồn: QHĐ8, MBS Research

Hình 13: Nhu cầu đầu tư cho các nguồn điện khá lớn trong QHĐ8, phân bổ tỉ trọng cao vào nhóm điện gió và điện khí (Đơn vị: tỷ USD)



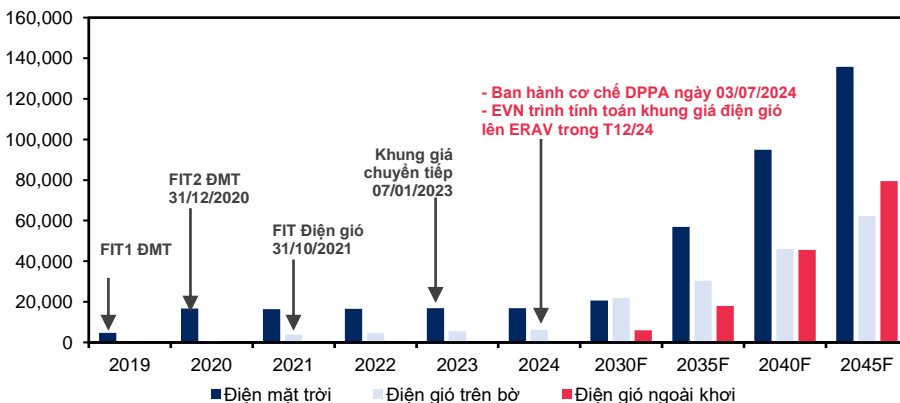
Nguồn: QHĐ8, MBS Research

Năng lượng tái tạo: Phát triển điện gió là chủ đạo từ nay đến 2030

Về triển vọng chính sách, khung giá cho các dự án chuyển tiếp sau hơn 1 năm được ban hành, hiện tại, hầu như các dự án đều đã gửi hồ sơ đàm phán giá điện, trong đó, tính đến cuối 2023, 21 nhà máy (công suất 1.201MW) hoàn thành thủ tục COD và phát điện thương mại (một số cái tên nổi bật bao gồm BCG, GEG, Trung Nam). Tuy nhiên, các dự án hiện vẫn đang được huy động theo mức giá tạm (chỉ bằng 50% giá trần chuyển tiếp), và việc đàm phán giá chính thức vẫn chưa có nhiều tiến triển gây áp lực lên dòng tiền và hiệu quả kinh tế của các dự án. Trong 2024, cơ chế DPPA đã chính thức được ban hành trong T7/24. Ngoài ra, trong T12, EVN cũng đã đưa ra kết quả tính toán sơ bộ khung giá mới điện gió, trình lên ERAV để tiếp tục đánh giá và phê duyệt, chúng tôi kỳ vọng sẽ sớm có khung giá điện gió trong 2025.

Về hướng xử lý đối với các dự án sai phạm, đã có những thống nhất trong hội nghị tháo gỡ khó khăn của Bộ Công Thương ngày 12/12/2024. Theo đó, nhìn chung các nhóm giải pháp vẫn thiên về việc tháo gỡ nhưng khó khăn, tránh lãng phí nguồn lực đầu tư. Tuy nhiên, đối với những dự án được cho là hưởng giá FIT sai nghị quyết, sẽ có những giải pháp khắc phục về kinh tế như điều chỉnh và hồi tố giá FIT. Đối với nhóm dự án dính đến vi phạm pháp luật, cần có những kết luận cuối cùng của Bộ Công An. Theo đó, chúng tôi cho rằng đây sẽ vẫn là những rủi ro của ngành và cần tiếp tục chờ đợi những kết luận cuối cùng trong 2025.

Hình 14: Nhu cầu phát triển điện gió rất lớn từ nay đến 2030, đạt tăng trưởng kép 30%, theo đó, cơ chế DPPA cùng khung giá mới sẽ là bản lề để thực hiện hóa mục tiêu này từ 2024 (Đơn vị: MW)



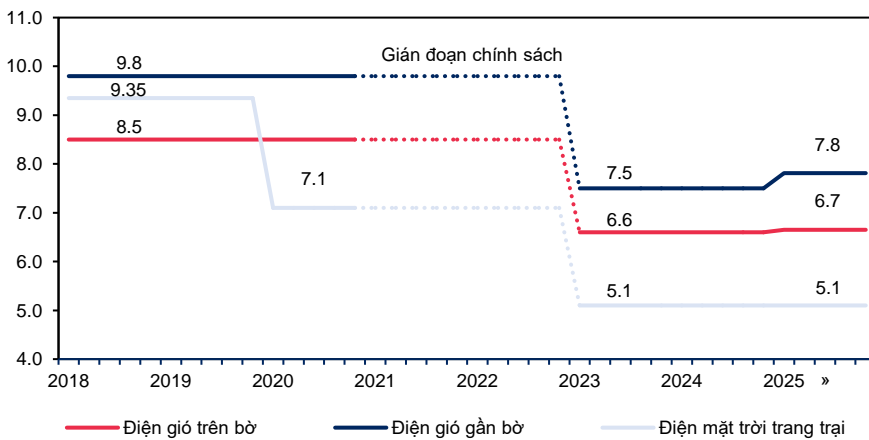
Nguồn: QHĐ8, MBS Research

Đã có những tín hiệu về khung giá cho NLTT sau khi EVN trình các tính toán lên ERAV trong T12/2024

Ngày 04/12/2024, EVN trình phương án tính toán khung giá điện gió lên ERAV để tiếp tục đánh giá và phê duyệt, chúng tôi cho rằng đây là tín hiệu tích cực, hỗ trợ các doanh nghiệp triển khai phát triển dự án từ 2025. Khung giá điện gió mới cao hơn ~1-4% so với khung giá chuyển tiếp. Mức giá này dự kiến vẫn đảm bảo tính khả thi kinh tế cho các dự án.

Những doanh nghiệp có năng lực và kinh nghiệm triển khai dự án quy mô, sở hữu những nhà máy có sản lượng phát điện hiệu quả, suất đầu tư hợp lý, và khả năng huy động vốn rẻ sẽ hưởng lợi trong giai đoạn tới bao gồm HDG, REE, GEG, PC1.

Hình 15: Khung giá sơ bộ cao hơn 4% so với khung giá chuyển tiếp



Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 16: Chúng tôi tiến hành chạy bảng phân tích độ nhạy suất đầu tư và sản lượng đối với IRR điện gió theo giá ước tính của EPTC...

Suất đầu tư (tỷ đồng)	Số giờ vận hành trung bình ĐG trên bờ (giờ/năm)							
	0%	2,700	2,800	2,900	3,000	3,100	3,200	3,300
28	11.8%	13.0%	14.3%	15.5%	16.7%	17.9%	19.2%	20.9%
30	9.7%	10.8%	11.9%	13.0%	14.2%	15.3%	16.5%	18.5%
32	7.8%	8.9%	9.9%	10.9%	12.0%	13.0%	14.1%	16.4%
34	6.2%	7.2%	8.1%	9.1%	10.1%	11.1%	12.1%	14.6%
36	4.7%	5.7%	6.6%	7.5%	8.4%	9.3%	10.2%	12.9%
38	3.5%	4.3%	5.2%	6.0%	6.9%	7.8%	8.6%	11.3%
40	2.3%	3.1%	3.9%	4.7%	5.6%	6.4%	7.2%	10.0%

Nguồn: MBS Research

Hình 17: ...Theo đó, với mỗi đơn vị suất đầu tư giảm và sản lượng tăng, IRR sẽ tăng ~2.8% theo đánh giá của MBS

Suất đầu tư (tỷ đồng)	Số giờ vận hành trung bình ĐG gần bờ (giờ/năm)						
	2,900	3,000	3,100	3,200	3,300	3,400	3,500
34	13.7%	14.9%	16.1%	17.3%	18.5%	19.6%	20.9%
36	11.7%	12.9%	14.0%	15.1%	16.3%	17.4%	18.5%
38	10.1%	11.1%	12.2%	13.2%	14.3%	15.4%	16.4%
40	8.5%	9.5%	10.5%	11.5%	12.5%	13.5%	14.6%
42	7.2%	8.1%	9.1%	10.0%	11.0%	11.9%	12.9%
44	5.9%	6.8%	7.7%	8.6%	9.5%	10.4%	11.3%
46	4.8%	5.7%	6.5%	7.4%	8.2%	9.1%	10.0%

Nguồn: MBS Research

Cơ chế DPPA là bước tiến quan trọng, thúc đẩy sử dụng năng lượng tái tạo

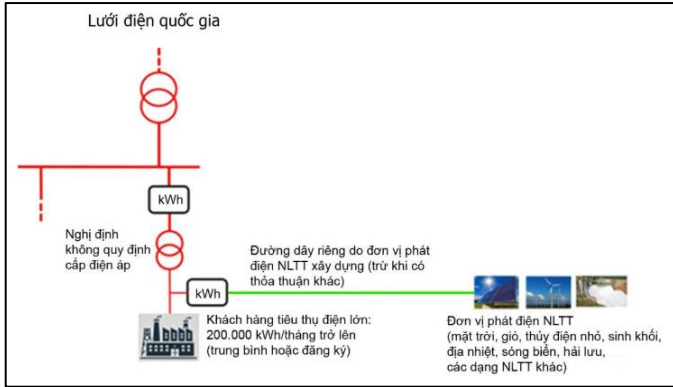
Về ưu điểm, DPPA không chỉ tăng cường tính minh bạch, cạnh tranh trong thị trường điện, mà còn hỗ trợ Việt Nam trong việc thực hiện các mục tiêu phát triển bền vững và giảm phát thải cacbon. Điều này phù hợp với xu thế hiện đại trong bối cảnh Việt Nam dự kiến đón dòng vốn FDI lớn với tiêu chuẩn 'xanh' hơn, cũng như nâng cao vị thế các doanh nghiệp xuất khẩu nội địa để đáp ứng được nhu cầu khắt khe thị trường quốc tế.

Hiện tại vẫn chưa có hướng dẫn cụ thể từ Bộ Công Thương để triển khai DPPA. Trong đó, chưa ban hành các quy định về tính toán chi phí truyền tải, phân phối,

bán lẻ điện, một cơ sở quan trọng để các bên thực hiện ước lượng khi đàm phán giá.

Theo đánh giá của MBS, nhu cầu đối với DPPA là lớn, và hiện có nhiều bên ký MOU tham gia cơ chế này. Giá bán của DPPA có thể sẽ cao hơn giá bán lẻ của EVN chủ yếu do người mua nhận được chứng chỉ sử dụng điện NLTT (REC). Tuy nhiên, sẽ cần thêm thời gian và các case DPPA đầu tiên vận hành để thực sự đánh giá được hiệu quả của chính sách.

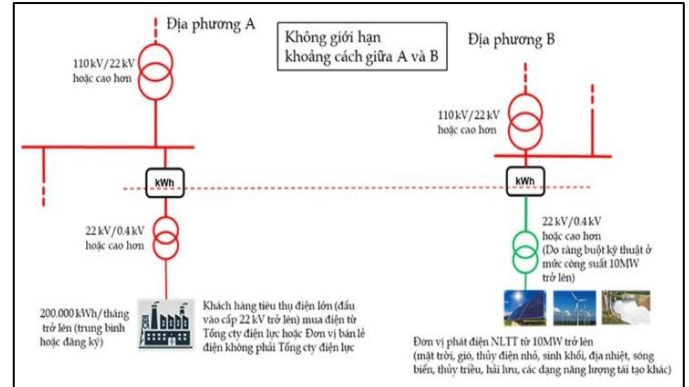
Hình 18: DPPA thông qua đường dây riêng



- Không yêu cầu cụ thể về cấp điện áp của đường dây kết nối riêng.
- Không giới hạn công suất và loại hình các nhà máy điện NLTT.
- Phù hợp với nhóm khách hàng và nhà máy có vị trí địa lý gần nhau, trong cùng một khu, cụm.

Nguồn: Tạp chí Năng lượng Việt Nam, MBS Research

Hình 19: DPPA thông qua lưới điện quốc gia



- Yêu cầu khách hàng và đơn vị NLTT đầu nối vào hệ thống cấp điện áp 22kV trở lên
- Các nhà máy điện NLTT có công suất từ 10MW trở lên được tham gia
- Đơn vị phát điện – Khách hàng: Thực hiện mua bán điện qua hợp đồng kỳ hạn CfD với mức giá sai khác giữa giá thỏa thuận (Pc) và giá thị trường điện (FMP).
- Bên mua phải trả thêm các chi phí DPPA, là chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện.
- Do là hợp đồng DPPA ảo, nên không bị giới hạn về khoảng cách.

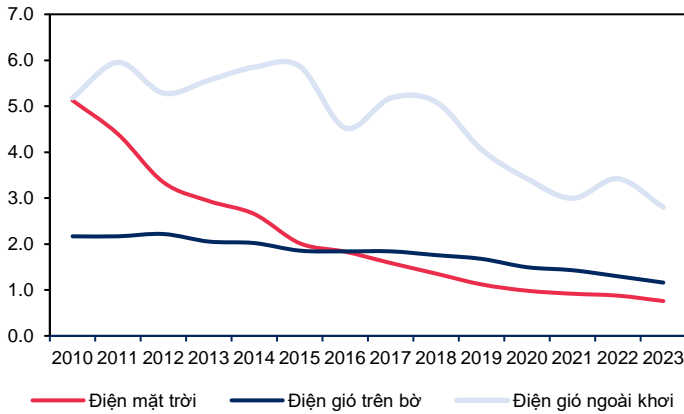
Nguồn: Tạp chí Năng lượng Việt Nam, MBS Research

Chúng tôi nhận thấy những tín hiệu tích cực trong ban hành chính sách sẽ là động lực cho thị trường NLTT từ 2025

Với những tín hiệu tích cực trong chính sách, liên quan đến 1) Ban hành DPPA; 2) Ban hành cơ chế ĐMT mái nhà tự sản tự tiêu; 3) Tính toán sơ bộ khung giá điện gió 2025, chúng tôi cho rằng thị trường phát triển NLTT sẽ sôi động hơn từ 2025, trong đó hưởng lợi sớm nhất là những nhà thầu xây lắp như PC1, TV2.

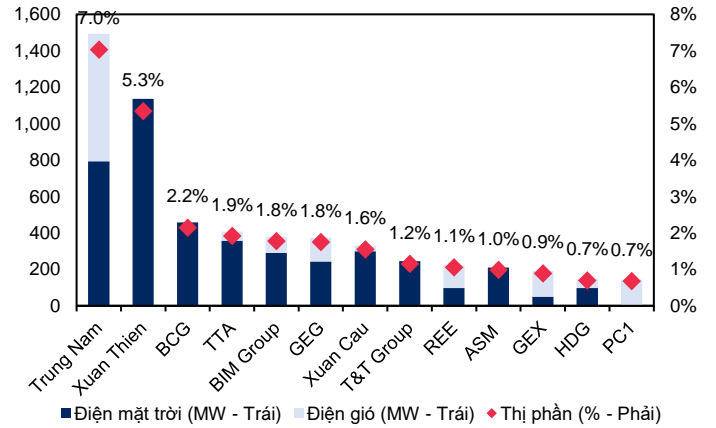
Theo IRENA, chi phí lắp đặt giảm cùng hiệu suất tuabin cải thiện là những yếu tố quan trọng hỗ trợ đầu tư điện gió. Theo đó, những doanh nghiệp có năng lực và kinh nghiệm triển khai dự án quy mô, sở hữu những nhà máy có sản lượng phát điện hiệu quả, suất đầu tư hợp lý, và khả năng huy động vốn rẻ sẽ hưởng lợi trong giai đoạn tới bao gồm HDG, REE, PC1.

Hình 20: Theo báo cáo mới nhất của IRENA, chi phí lắp đặt thiết bị đang trên đà giảm mạnh qua các năm 2010-2023 (Đơn vị: Triệu USD/MW)



Nguồn: IRENA, MBS Research

Hình 21: Các doanh nghiệp có kinh nghiệm triển khai dự án điện gió như REE, GEX, GEG, và có năng lực huy động vốn rẻ như PC1, HDG sẽ có lợi thế trong giai đoạn tới



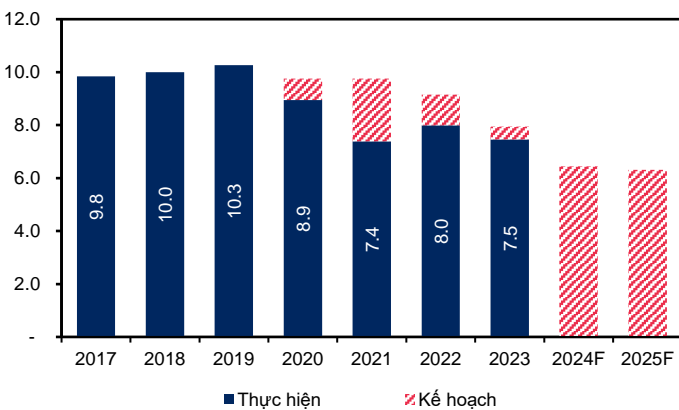
Nguồn: MBS Research

Điện khí: Cấp khí LNG là xu hướng tất yếu từ 2025

Trong 2025, thiếu khí tiếp tục là yếu tố ảnh hưởng lớn nhất đến huy động điện khí, đặc biệt với các nhà máy sử dụng khí Đông Nam Bộ. Chúng tôi nhận thấy rủi ro hiện hữu khi các dự án mở mới dự kiến có thể khai thác từ sớm nhất 2026-27.

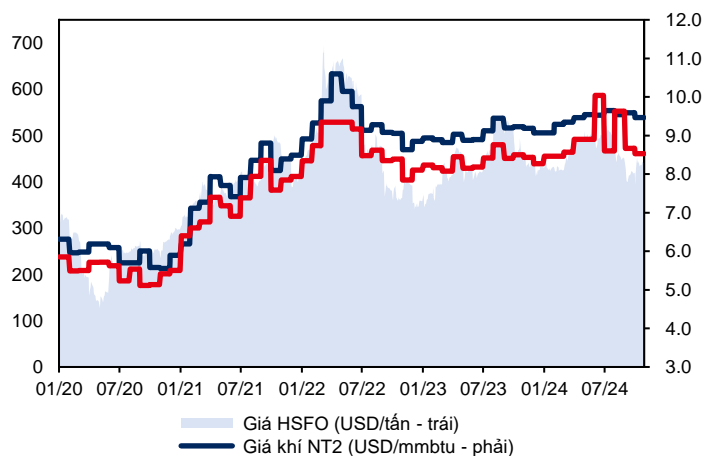
Chúng tôi cho rằng cần sớm có chính sách cấp LNG cho các nhà máy nội. Trong bối cảnh nguồn khí giảm, chi phí khai thác đất đỏ, giá khí nội neo cao trong 2022-24, ảnh hưởng lên khả năng cạnh tranh của nguồn điện khí. Chúng tôi nhận thấy tình hình có thể cải thiện khi nhu cầu điện Việt Nam tiếp tục tăng cao từ 2025, cùng việc EVN tăng giá điện phần nào tạo dư địa huy động cho nhóm điện giá cao

Hình 22: Tình hình cấp khí đang sụt giảm mạnh qua các năm, liên tục không đạt kế hoạch năm từ 2020, chúng tôi dự phóng sản lượng khí cấp năm 2024-25 sẽ tiếp tục giảm svck (Đơn vị: tỷ m3)



Nguồn: GAS, MBS Research

Hình 23: Nền giá khí duy trì ở mức cao trong giai đoạn 2022-24, dự kiến xu hướng khó có thể đảo ngược trong bối cảnh chi phí khai thác các mỏ mới ngày càng đắt đỏ



Nguồn: Bloomberg, GENCO3, NT2, MBS Research

Hình 24: Danh sách một số mô khí đang được triển khai, dự kiến dòng khí bổ sung từ các mô mới chỉ có thể khả thi từ 2026-27

Dự án	Vị trí	Vốn đầu tư (triệu USD)	Trữ lượng (m3)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lô B	Bể Malay - Thổ Chu	6,700	107 tỷ m3 khí		Dự kiến nhận FID			Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Sư Tử Trắng - GD2B	Bể Cửu Long	1,300	20 tỷ m3 khí		Dự kiến nhận FID	T9/25: HĐ hiện tại hết hạn		Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Nam Du - U Minh	Bể Malay - Thổ Chu	n/a	171.3 tỷ m3 khí		Lập KH phát triển mở			Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Cá Voi Xanh	Bể Sông Hồng	4,600	150 tỷ m3 khí		Đang lập KH phát triển mở						Dự kiến dòng khí đầu tiên
Báo Vàng - Báo Đen	Bể Sông Hồng	1,321	58 tỷ m3 khí		Đang thăm dò						
Kèn Bàu	Bể Sông Hồng	n/a	200-250 tỷ m3 khí		Đang thăm dò						

Nguồn: MBS Research

Vai trò của LNG ngày càng trở nên quan trọng trong bối cảnh nguồn cung khí nội địa suy giảm. Hiện tại, khí nhập khẩu được giao dịch với mức giá biến động từ 12 đến 14 USD/MMBtu, cao hơn 30-50% so với giá khí nội địa hiện hành. Các nguồn nhập khẩu này chủ yếu được phân bổ cho hoạt động chạy thử nghiệm của Nhơn Trạch 3 và 4, cũng như đóng vai trò là nguồn cung dự phòng cho nhà máy nhiệt điện Phú Mỹ 3 trong các giai đoạn cao điểm của quý 2 và quý 3 năm 2024.

Về tình hình triển khai dự án, hiện tại cơ chế giá điện khí LNG được ban hành sẽ hỗ trợ tích cực tiến độ đàm phán PPA các nhà máy đầu tiên đang trong giai đoạn thi công như Nhơn Trạch 3&4 và LNG Hiệp Phước 1. Giai đoạn 2024-35, chúng tôi đánh giá cao những doanh nghiệp đang tham gia vào chuỗi giá trị điện khí LNG bao gồm các doanh nghiệp đầu tư hạ tầng như GAS cũng như những doanh nghiệp phát triển dự án điện như POW, PGV.

Hình 25: Danh sách các dự án điện khí nổi bật trong giai đoạn 2024-35 theo kế hoạch thực hiện QHĐ8

Nhà máy	Công suất (MW)	Tiến độ COD dự kiến	Chủ đầu tư	Tiến độ
Điện khí LNG				
Nhơn Trạch 3&4	1,600	2025-26	PVPower	Đang thi công
LNG Hiệp Phước 1	1,200	2025	Công ty TNHH Hải Linh	Đang thi công
LNG Bạc Liêu	2,400	2027-29	Delta Offshore Energy	Đang lập FS
LNG Quảng Ninh 1	1,500	2028-29	PVPower - Colavi - Tokyo Gas - Marubeni	Đang lập FS
LNG Thái Bình	1,500	2029		Đang lựa chọn nhà đầu tư
LNG Nghi Sơn	1,500	2029-30		Đang lựa chọn nhà đầu tư
LNG Quỳnh Lập	1,500	2029-30		
LNG Quảng Trạch	1,500	2029-30	EVN	
LNG Hải Lăng	1,500	2028-29	Tập đoàn T&T - Hanwha - Kospo - Kogas	Đang lập FS
LNG Cà Ná	1,500	2029-30		Đang lựa chọn nhà đầu tư
LNG Sơn Mỹ 2	2,250	2027-29	Tập đoàn AES	Đang lập FS
LNG Sơn Mỹ 1	2,250	2027-29	EDF - Sojitz - Kyushu - Pacific Group	Đang lập FS
LNG Long Sơn	1,500	2031-35	PGV - TTC - TV2 - Mitsubitshi - GE - GTPP	
LNG Long An 1	1,500	2021-30	VinaCapital - GE	Đang lập FS
LNG Long An 2	1,500	2031-35	VinaCapital - GE	
Điện khí nội địa				
Ô Môn III, IV (Lô B)	2,100	2028-30	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	2030	PVN	

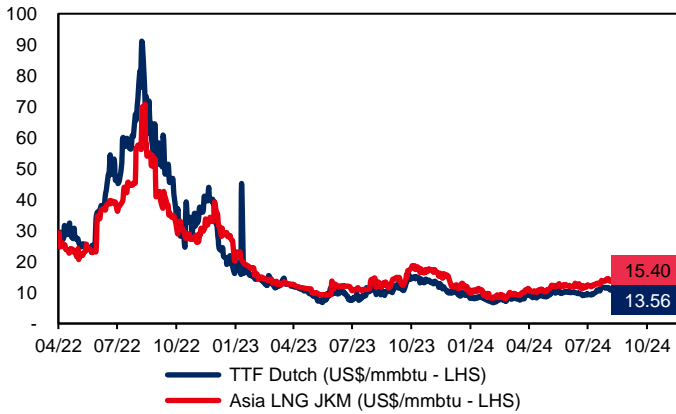
Nguồn: QHĐ8, MBS Research

Chúng tôi nhận thấy giá khí LNG có xu hướng giảm đang hỗ trợ nhu cầu đầu tư điện khí lớn của Việt nam. Hiện tại, các lô khí LNG được nhập về chủ yếu là các lô lẻ từ Indonesia và Malaysia với mức giá khoảng 12USD/mmbtu (đã bao gồm chi phí vận chuyển và tái hóa), đây vẫn là mức cao, gây áp lực lên khả năng huy

động của các nguồn điện khí LNG trong ngắn hạn. Trong tương lai, khi các nhà máy điện khí LNG đầu tiên đi vào hoạt động, chúng tôi kỳ vọng sẽ có những hợp đồng mua bán khí dài hạn, đảm bảo được nguồn đầu vào ổn định cùng giá bán có thể sẽ thấp hơn.

Về chính sách, chúng tôi cho rằng khung giá LNG được ban hành sẽ là động lực để các doanh nghiệp tiếp tục triển khai phát triển nhà máy, kéo theo là nhu cầu phát triển các kho cảng LNG trong trung và dài hạn nhằm đáp ứng nhu cầu khí ngày càng cao của Việt Nam.

Hình 26: Giá khí LNG thế giới giảm mạnh và đang có xu hướng ổn định lại, hỗ trợ tình hình đầu tư và nhập khẩu khí trong thời gian tới



Nguồn: Bloomberg, MBS Research

Hình 27: Một số dự án kho cảng LNG đang được đầu tư để đáp ứng nhu cầu các dự án điện khí LNG trong tương lai

Kho cảng LNG	Công suất (triệu tấn)	Thời gian dự kiến	Chủ đầu tư
Khu vực miền Nam			
LNG Thị Vải GD1	1.0	2023	PVPower
LNG Hải Linh	1.2	2024	Hải Linh, AG&P
LNG Sơn Mỹ	3.6	2026-30	Gas, AES
FSRU Nam Du	1.0-3.0	2026-30	
Khu vực miền Trung			
LNG Khánh Hòa	2.0-3.0	2031-35	
Khu vực miền Bắc			
FSRD Hòn Mê	1.0	2025	
LNG Lạch Huyện	3.0 - 4.0	2026-30	

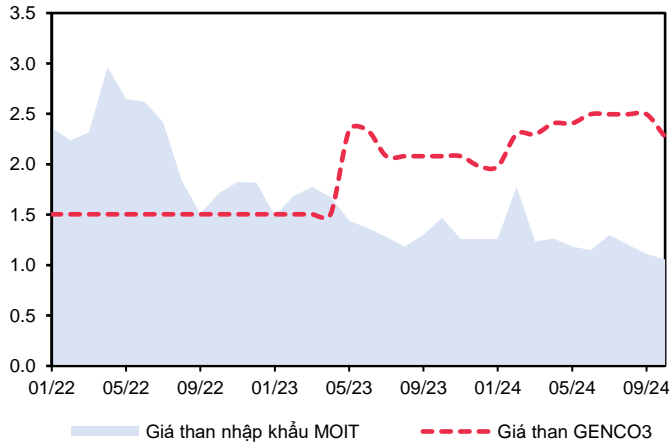
Nguồn: QHD8, MBS Research

Điện than: Duy trì triển vọng huy động khả quan, đặc biệt các doanh nghiệp tại miền Bắc trong 2025

Trong 2025, chúng tôi cho rằng xu hướng huy động điện than, đặc biệt là các nhà máy điện than tại miền Bắc sẽ tiếp tục duy trì do: 1) Tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện tại miền Bắc cao nhất cả nước, gây áp lực lên hệ thống trong bối cảnh tăng trưởng nguồn tại khu vực thấp hơn nhiều so với tăng trưởng tiêu thụ điện; and 2) Pha thời tiết diễn biến kém thuận lợi hơn dự kiến, tiếp tục gây áp lực lên rủi ro thiếu điện; 3) Nguồn than đầu vào đảm bảo khi TKV tăng cường nhập khẩu. Chúng tôi cho rằng QTP, HND, PPC sẽ tiếp tục được huy động tốt trong 2025, tuy nhiên vẫn tồn tại một số rủi ro liên quan đến giá đầu vào neo cao và giá thị trường điện thấp, làm hẹp biên LN các doanh nghiệp.

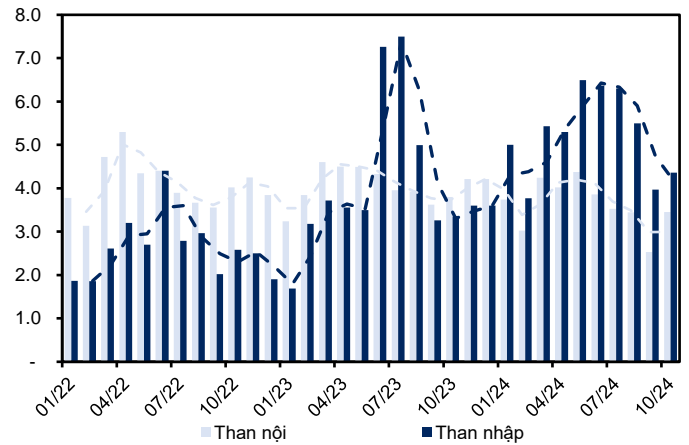
Về dài hạn, điện than khó có khả năng duy trì vai trò trọng tâm trong phát triển năng lượng do lượng phát thải cao và những thách thức trong việc huy động tài chính. Từ nay đến năm 2030, chỉ có sáu dự án nhiệt điện than được kỳ vọng triển khai, chủ yếu theo hình thức BOT. Trong số này, một số dự án như Vũng Áng 2 (1,200 MW), BOT Quảng Trạch 1 (1,403 MW) và Na Dương 2 (110 MW) đã được khởi công xây dựng và dự kiến sẽ đi vào vận hành trong tương lai gần.

Hình 28: Giá than có xu hướng tăng trở lại và neo cao từ Q1/24, ảnh hưởng đến khả năng chào giá trên thị trường điện, thu hẹp biên LN của doanh nghiệp (Đơn vị: Triệu đồng/tấn)



Nguồn: GENCO3, Bộ Công Thương, MBS Research

Hình 29: Trong bối cảnh TKV tiếp tục tăng cường nhập than, triển vọng huy động nhóm nhiệt điện than sẽ được đảm bảo nhằm phục vụ nhu cầu phụ tải tăng trưởng dự kiến rất cao từ 2025 (Đơn vị: Tấn)



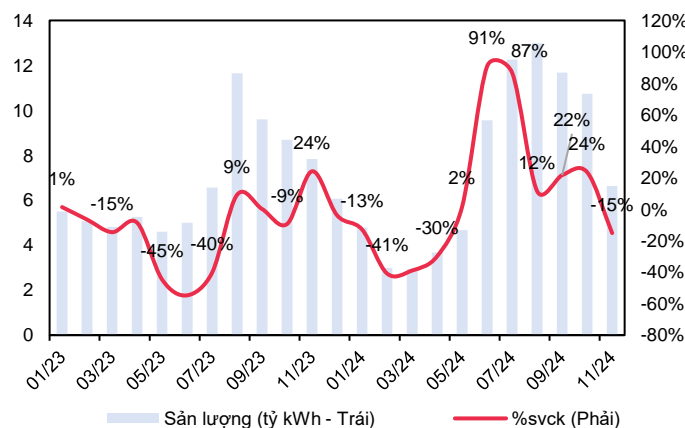
Nguồn: Bộ Công thương, MBS Research

Thủy điện: Chúng tôi kỳ vọng vẫn còn dư địa phục hồi cho nhóm thủy điện từ Q4/24 sang nửa đầu 2025

Sản lượng thủy điện sau giai đoạn kém tích cực Q1/24 bắt đầu cải thiện từ T6/24, hỗ trợ bởi thủy văn thuận lợi và kế hoạch ưu tiên huy động thủy điện trong nửa cuối năm. Trong đó, nhìn sang Q4/24, theo Trung tâm khí tượng thủy văn quốc gia, dự báo tổng lượng mưa tại các khu vực Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam bộ sẽ duy trì so với mức trung bình nhiều năm, trong khi đó lượng mưa tại khu vực Trung Trung Bộ dự kiến cao hơn 5-15% mức trung bình nhiều năm. Theo đó thì một số doanh nghiệp có nhà máy thủy điện tại các khu vực này như HDG, REE có thể sẽ được hưởng lợi. Mặt khác, chúng tôi nhận thấy xu hướng huy động giảm nhóm thủy điện tại khu vực phía Bắc, do dự báo lượng mưa cũng như thủy văn dự kiến kém tích cực hơn trong giai đoạn này.

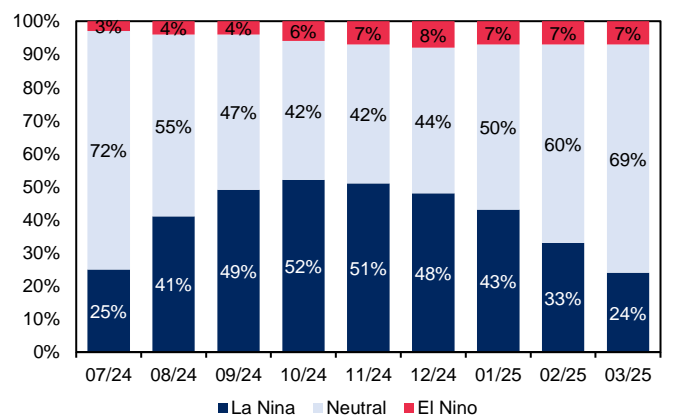
Nhìn sang 2025, pha La Nina dự kiến duy trì đến Q1/25 sau đó lại quay lại pha Trung tính với xác suất cao. Theo đó, pha La Nina đang duy trì ngắn hơn dự kiến và xu hướng thời tiết không quá rõ ràng, tuy nhiên, chúng tôi vẫn giữ quan điểm tích cực phục hồi trong nửa đầu năm từ mức nền rất thấp 6T25 năm ngoái.

Hình 30: Sản lượng thủy điện cải thiện dần từ Q2/24 và đặc biệt tăng mạnh từ T6/24 hỗ trợ bởi thủy văn thuận lợi (Đơn vị: triệu kWh)



Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 31: Theo IRI, dự kiến pha La Nina sẽ không duy trì quá rõ ràng từ Q1/25, và xu hướng chuyển pha trung tính với xác suất cao trong cả năm



Nguồn: IRI, MBS Research

Chiến lược đầu tư 2025: Chúng tôi lựa chọn PC1, NT2 và POW

Cổ phiếu	Rating	Giá mục tiêu (đồng/cp)	Luận điểm đầu tư
PC1	Khả quan (+30%)	29,300	<ul style="list-style-type: none"> Doanh nghiệp đầu ngành xây lắp điện, với bề dày kinh nghiệm thực hiện nhiều dự án trọng điểm quốc gia. Chúng tôi đánh giá triển vọng mảng tích cực từ 2025 do: 1) Chính sách cho NLTT đang được triển khai bao gồm DPPA, và khung giá phát điện gió sẽ hỗ trợ triển vọng phát triển công suất nhà máy; 2) Khối lượng công việc cho xây dựng lưới điện được đảm bảo, trung bình 1.6 tỷ USD/năm theo QHĐ8. Hướng tới mục tiêu tiếp cận không chỉ các dự án hàng đầu trong nước mà cả thị trường quốc tế, PC1 đã đạt được những thành công ban đầu từ trúng thầu hợp đồng EPC cho nhà máy điện gió 58MW tại Philippines (tổng giá trị ~1.200 tỷ đồng), khẳng định năng lực của công ty trong việc tiếp tục ký thêm các gói thầu giá trị trong tương lai. PC1 có kế hoạch mở rộng công suất phát điện, đặc biệt trong lĩnh vực thủy điện và điện gió. Công ty dự kiến đưa vào vận hành hai nhà máy thủy điện nhỏ, Bảo Lạc A (30MW) và Thượng Hà (13MW), trong giai đoạn 2026-27, đồng thời đang theo sát cơ hội đầu tư vào một dự án điện gió tại Quảng Trị. Tăng trưởng EPS giai đoạn 2024-26 sẽ được thúc đẩy mạnh bởi mảng bất động sản. Trong đó, đấu giá thành công dự án Tháp Vàng và tiến độ pháp lý tích cực hơn của PC1 Gia Lâm và Định Công là điểm tựa cho tăng trưởng doanh thu giai đoạn 2026-27. Ngoài ra, PC1 đang từng bước mở rộng sang đầu tư khu công nghiệp (IP) thông qua việc đầu tư vào liên doanh với các dự án đang triển khai như Western Pacific, cũng như tự phát triển độc lập KCN NHIZ Giai đoạn 2. Chúng tôi tin rằng điều này sẽ giúp công ty duy trì tăng trưởng lợi nhuận ổn định đến năm 2028. POW kỳ vọng sẽ hưởng lợi từ chiến lược dài hạn của Chính phủ trong việc phát triển điện khí LNG từ nay đến năm 2035, nhờ tham gia phát triển các dự án điện khí LNG trọng điểm quốc gia như Nhơn Trạch 3&4 (1.600MW – 2025-26) và Quảng Ninh LNG (1.500MW – 2029-30). Triển vọng tăng trưởng trong trung hạn đến từ Nhơn Trạch 3&4: Dự kiến nhà máy sẽ bắt đầu vận hành vào năm 2025. Việc ký kết hợp đồng mua bán điện trong tháng 10/2024 đã đánh dấu một cột mốc quan trọng sau khi các vấn đề về cơ chế giá, giải phóng mặt bằng và tài chính được giải quyết triệt để. Chúng tôi kỳ vọng Nhơn Trạch 3&4 sẽ là động lực tăng trưởng chính cho POW từ 2026-27.
POW	Khả quan (+20%)	14,900	<ul style="list-style-type: none"> Dự kiến tỷ lệ huy động sản lượng các nhà máy sẽ tiếp tục cải thiện, là điểm tựa cho tăng trưởng kép LN ròng 2024-26 đạt 25% đến từ 1) Nhu cầu phụ tải tiếp tục tăng cao trong các năm tới, gây áp lực lên nhu cầu huy động các nhà máy; 2) Tình hình tài chính của EVN được cải thiện sẽ tạo ra môi trường huy động bớt khó khăn hơn so với giai đoạn nền thấp 2023-24, đặc biệt đối với các nguồn điện giá cao như điện khí. Định giá hấp dẫn trong dài hạn: Mức giá hiện tại tương đương P/B ~0.8x, thấp hơn nhiều so với trung bình ngành (~1.5x). Chúng tôi cho rằng mức giá này đã phần nào phản ánh những khó khăn POW gặp phải trong ngắn hạn, theo đó, với tiềm năng tăng trưởng tốt trong trung hạn từ nay đến 2030, POW đang có mức định giá hấp dẫn và rủi ro giảm giá thấp.
NT2	Khả quan (+20%)	23,900	<ul style="list-style-type: none"> Trong bối cảnh sụt giảm nguồn khí nội địa, đặc biệt tại các mỏ khí Đông Nam Bộ tiếp tục là gánh nặng lên triển vọng toàn ngành, NT2 sở hữu những lợi thế và được ưu tiên phân bổ khí so với các nhà máy khác: 1) Hợp đồng BOT của Phú Mỹ 3 và 2.2 (1,400MW) sẽ hết hiệu lực trong 2024-25, dự kiến sẽ không còn được ưu tiên cấp khí và huy động; 2) NT2 vẫn còn hợp đồng bao tiêu khí với GAS đến 2027, hỗ trợ mạnh mẽ cho huy động Nhơn Trạch 2 cải thiện từ mức nền rất thấp 2024. Nhu cầu điện toàn quốc dự kiến tăng trưởng 11-13% svck, cùng với năng lực truyền tải từ Nam ra Bắc được cải thiện nhờ 500kV mạch 3 đi vào vận hành. Chúng tôi kỳ vọng đây sẽ là động lực để nhóm điện khí được huy động tích cực hơn từ 2025. Tiềm năng trả cổ tức cao khi nhà máy vận hành ổn định trở lại, cùng dòng tiền phải thu từ EVN cải thiện. Hiện tại doanh nghiệp đã trả hết nợ vay dài hạn, và nếu duy trì được mức trả cổ tức ~1,500đ/cp (tương đương tỷ suất cổ tức 7.8%), NT2 sẽ là lựa chọn phù hợp cho chiến lược đầu tư ngành phòng thủ.
HDG	Khả quan (+16%)	33,600	<ul style="list-style-type: none"> Doanh nghiệp năng lượng đầu ngành, chứng minh năng lực triển khai và vận hành dự án với chi phí đầu tư thấp, trung bình khoảng 25 tỷ đồng/MW trên tổng danh mục 461MW. Nhìn sang 2025-30, HDG giữ tham vọng tăng gấp đôi công suất phát điện hiện tại, trong đó, một số dự án nổi bật nằm trong kế hoạch bao gồm thủy điện Sơn Linh (15MW), Sơn Nham (9MW), và điện gió Phước Hữu (50MW), Bình Gia (80MW). Tăng trưởng kép LN ròng 2024-26 ấn tượng đạt 25%, chủ yếu thúc đẩy bởi bàn giao Charm Villa GĐ3 (~130 căn). Đặc biệt, HDG có cơ hội lớn hưởng lợi từ ban hành thí điểm triển khai các dự án nhà ở thương mại trên đất không phải đất ở, kỳ vọng tháo gỡ nút thắt lớn nhất các dự án của doanh nghiệp do vướng mắc về chuyển đổi mục đích sử dụng đất. Tuy nhiên, các nhà phát triển phải chờ đến ngày 1/4/2025 khi chính sách có hiệu lực. Từ nay đến đó, chính phủ cần ban hành hướng dẫn cụ thể cho việc thực hiện chính sách mới cũng như danh sách chính thức dự án sẽ được thí điểm. Sức khỏe tài chính vững mạnh là yếu tố giúp HDG đứng vững giữa thách thức thị trường. Doanh nghiệp không gặp nhiều áp lực từ chi phí tài chính do sở hữu các dự án hoạt động hiệu quả và luôn chủ động trong việc đàm phán các khoản vay mới với lãi suất thấp hơn.

QTP	Khả quan (+21%)	16,100	<ul style="list-style-type: none"> Trong năm 2025, các nhà máy nhiệt điện than, đặc biệt tại khu vực phía Bắc, dự kiến sẽ duy trì mức sản lượng cao. Xu hướng này được thúc đẩy bởi nhu cầu điện gia tăng trong các tháng mùa hè và rủi ro thiếu điện kéo dài do điều kiện thủy điện kém thuận lợi hơn dự kiến. Biên LN của doanh nghiệp dự kiến cải thiện trong 2025 khi nhà máy ghi nhận hết khấu hao thiết bị, đồng thời dự kiến hoàn tất trả nợ dài hạn vào 2026. Bên cạnh đó, áp lực chi phí đầu vào được kỳ vọng sẽ hưởng lợi từ xu hướng giảm của giá than nhập khẩu trong tháng 12/2024. QTP có tiềm năng phân phối cổ tức cao hơn (lợi suất cổ tức đạt 9-10% tại mức giá hiện tại) trong những năm tới, khi công ty hoàn tất trả nợ cùng triển vọng sản lượng được duy trì ổn định trong trung hạn.
	Trung lập (+12%)	75,300	<ul style="list-style-type: none"> Từ nửa cuối năm 2024, động lực tăng trưởng của REE dự kiến sẽ đến từ mảng bất động sản, thúc đẩy bởi ghi nhận doanh thu từ dự án nhà ở thấp tầng The Light Square GD1 và khai trương tòa nhà văn phòng mới E.Town 6. Hoạt động cơ điện (M&E) kỳ vọng sẽ ghi nhận sự phục hồi LN ròng đạt 25% CAGR trong giai đoạn 2025-2026, nhờ vào lượng backlog lớn từ dự án Nhà ga sân bay Long Thành cũng như kỳ vọng sự phục hồi của thị trường bất động sản khu vực TP.HCM. REE duy trì tăng trưởng dài hạn, hỗ trợ bởi các kế hoạch đầu tư chiến lược, bao gồm phát triển hai dự án NLTT: Thủy điện Trà Khúc 2 (30MW) và điện gió Duyên Hải (48MW), cả hai dự kiến sẽ đi vào hoạt động từ năm 2026. Ngoài ra, REE còn đang theo đuổi phát triển thêm ba dự án điện gió tại Trà Vinh với tổng công suất 344MW, khẳng định cam kết của công ty đối với việc mở rộng năng lượng tái tạo. REE là cơ hội đầu tư phù hợp trong chiến lược đầu tư ngành phòng thủ nhờ sức khỏe tài chính tốt, năng lực sinh lời hiệu quả cùng dự phóng tăng trưởng EPS ổn định đạt 15% CAGR giai đoạn 2025-26.

Hình 32: So sánh doanh nghiệp cùng ngành

Tên công ty	Mã CP	Giá thị trường	Giá mục tiêu	Khuyến nghị	Vốn hóa tr USD	P/E (x)		P/BV (x)		ROA (%)		ROE (%)		EV/EBITDA (x)		D/E
	Bloomberg	Nội tệ	Nội tệ			2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	
Điện khí																
PVPower	POW VN	12,000	14,900	Khả quan	1,167.7	12.7	20.3	0.9	0.8	1.8	1.4	4.3	3.9	8.6	8.4	0.6
GENCO3	PGV VN	19,200	NA	KKN	852.4	9.2	1.5	1.2	(1.1)	na	(1.1)	(4.1)	13.3	7.8	5.9	2.1
CTCP Điện lực Nhơn Trạch 2	NT2 VN	20,800	23,900	Khả quan	221.8	48.8	12.0	1.4	1.3	1.7	7.0	2.9	11.7	6.6	4.7	-
<i>Trung bình</i>						35.5	13.8	1.2	0.3	1.2	1.2	0.7	8.2	7.7	6.3	0.9
<i>Trung vị</i>						12.7	19.6	1.2	0.8	1.2	1.4	1.9	7.4	7.8	5.9	0.6
Điện than																
CTCP Nhiệt điện Hải Phòng	HND VN	12,800	NA	KKN	262.1	15.1	10.9	1.1	1.1	5.5	8.7	7.1	10.7	4.7	4.4	0.1
CTCP Nhiệt điện Quảng Ninh	QTP VN	13,700	16,100	Khả quan	260.7	9.1	7.9	1.2	1.1	7.9	12.5	10.6	14.9	4.3	4.2	0.1
CTCP Nhiệt điện Phả Lại	PPC VN	11,050	NA	KKN	145.3	10.8	5.8	0.8	na	6.1	12.3	6.9	7.7	41.2	15.2	-
<i>Trung bình</i>						11.6	8.2	1.0	1.1	6.5	11.2	8.2	11.1	16.7	7.9	-
<i>Trung vị</i>						10.8	7.9	1.1	1.1	6.1	12.3	7.1	10.7	4.7	4.4	0.1
Thủy điện																
Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	VSH VN	49,000	NA	KKN	465.6	31.3	na	2.5	na	4.1	na	7.6	na	10.9	na	0.7
CTCP Thủy điện Hòa Na	HNA VN	24,850	NA	KKN	230.4	22.9	na	1.8	na	7.1	na	7.9	na	9.8	na	-
CTCP Thủy điện Miền Trung	CHP VN	33,500	NA	KKN	194.0	15.9	na	2.7	na	11.1	na	16.8	na	8.8	na	0.4
<i>Trung bình</i>						23.4	na	2.3	na	7.4	na	10.8	na	9.8	na	0.4
<i>Trung vị</i>						22.9	na	2.5	na	7.1	na	7.9	na	9.8	na	0.4
Năng lượng tái tạo																
CTCP Điện Gia Lai	GEG VN	11,750	NA	KKN	154.6	28.9	15.9	1.0	0.9	0.9	1.7	3.8	5.2	8.5	8.6	1.7
CTCP BCG Energy	BGE VN	7,700	NA	KKN	296.4	na	na	1.0	na	na	na	na	na	16.4	na	0.7
Doanh nghiệp đa ngành																
CTCP Cơ Điện Lạnh	REE VN	65,400	75,300	Trung lập	1,251.2	15.4	12.4	1.5	1.3	5.6	6.7	9.4	10.5	9.3	8.5	0.6
CTCP Tập đoàn Hà Đô	HDG VN	28,600	33,600	Khả quan	406.3	15.1	8.4	1.6	1.4	4.8	7.8	11.5	16.1	8.2	6.6	0.7
CTCP Tập Đoàn PC1	PC1 VN	22,850	29,300	Khả quan	322.1	17.4	13.0	1.2	1.0	2.4	3.3	8.0	10.1	7.7	7.0	1.6
CTCP Tập đoàn Bamboo Capital	BCG VN	6,250	NA	KKN	222.0	26.5	na	0.5	na	0.4	na	2.3	na	22.3	na	0.6
<i>Trung bình</i>						18.4	12.2	1.3	1.4	3.3	4.8	9.6	14.7	11.9	7.4	0.8
<i>Trung vị</i>						16.5	13.0	1.5	1.4	3.4	5.8	9.7	16.1	8.8	7.0	0.6

Nguồn: Bloomberg, MBS Research

Hình 33: Dự phóng kết quả kinh doanh 2024-26 các doanh nghiệp trong danh mục theo dõi

Tỷ đồng	PC1			POW			REE			HDG			NT2			QTP		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026	2024	2025	2026	2024	2025	2026	2024	2025	2026	2024	2025	2026
Doanh thu	10,093	11,020	12,674	30,303	47,154	52,450	8,778	9,874	10,551	2,923	3,858	3,663	5,886	7,675	7,723	11,874	12,380	12,378
%svck	29.3%	9.2%	15.0%	8.4%	55.6%	11.2%	2.3%	12.5%	6.8%	1.4%	32.0%	-5.1%	-7.8%	30.4%	0.6%	-1.5%	4.3%	0.0%
LN gộp	2,006	2,226	2,612	2,226	4,451	5,303	3,298	3,816	3,984	1,765	2,403	2,250	79	591	900	890	1,023	951
Biên LN gộp (%)	19.9%	20.2%	20.6%	7.3%	9.4%	10.1%	37.6%	38.7%	37.8%	60.4%	62.3%	61.4%	1.3%	7.7%	11.7%	7.5%	8.3%	7.7%
EBITDA	2,229	2,439	2,783	4,389	6,861	7,613	4,028	4,501	4,677	2,034	2,685	2,538	708	1,018	960	1,378	1,507	1,434
Biên EBITDA (%)	22.1%	22.1%	22.0%	14.5%	14.5%	14.5%	45.9%	45.6%	44.3%	69.6%	69.6%	69.3%	12.0%	13.3%	12.4%	11.6%	12.2%	11.6%
LN ròng	522	773	1,139	1,172	1,470	1,945	2,013	2,504	2,668	721	1,293	1,215	118	476	760	684	832	764
%svck	282.0%	48.1%	47.4%	9.1%	25.4%	32.3%	-8.0%	24.3%	6.6%	1.3%	79.4%	-6.0%	-75.0%	303.1%	59.6%	11.8%	21.6%	-8.2%
EPS (đ/cp)	1,459	2,161	3,186	501	628	830	4,284	5,327	5,677	1,989	3,559	3,329	410	1,655	2,642	1,444	1,756	1,613
BVPS (đ/cp)	19,162	21,852	25,526	15,257	17,066	18,406	45,380	50,903	56,941	18,655	23,049	26,549	13,964	14,165	15,369	12,268	12,652	12,850
Tiền mặt ròng/cổ phiếu (đ/cp)	(20,362)	(20,210)	(17,864)	(5,637)	(7,532)	(5,051)	(9,858)	(6,001)	(1,259)	(11,154)	(8,837)	(6,864)	7,273	7,928	9,619	(230)	67	30
Nợ/VCSH	1.8	1.7	1.5	0.7	0.8	0.7	0.7	0.5	0.5	0.8	0.6	0.5	0.6	0.7	0.6	0.0	-	-
Tỷ suất cổ tức (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.4%	102.4%	202.4%	3.3%	3.3%	3.3%	7.9%	7.9%	7.9%	10.2%	10.0%	10.0%
ROAE (%)	7.6%	9.9%	12.5%	3.7%	4.4%	5.5%	9.4%	10.5%	10.0%	11.5%	16.7%	13.6%	2.9%	11.7%	17.2%	12.4%	14.6%	13.2%
ROAA (%)	2.4%	3.2%	4.4%	1.6%	1.6%	1.9%	5.6%	6.7%	6.8%	4.8%	7.8%	6.9%	1.7%	7.2%	10.9%	9.8%	11.7%	10.6%

Nguồn: MBS Research

MIỄN TRỪ TRÁCH NHIỆM

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Khối Nghiên cứu - Công ty Cổ phần Chứng khoán MBS (MBS). Thông tin trình bày trong báo cáo dựa trên các nguồn được cho là đáng tin cậy vào thời điểm công bố song MBS không chịu trách nhiệm hay bảo đảm nào về tính chính xác, tính đầy đủ, tính kịp thời của những thông tin này cho bất kỳ mục đích cụ thể nào. Những quan điểm trong báo cáo này không thể hiện quan điểm chung của MBS và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước. Báo cáo này được phát hành chung, bất kỳ khuyến nghị nào trong tài liệu này không liên quan đến các mục tiêu đầu tư cụ thể, tình hình tài chính và nhu cầu cụ thể của bất kỳ người nhận cụ thể nào. Báo cáo này và tất cả nội dung là sản phẩm sở hữu của MBS; người nhận không được phép sao chép, tái xuất bản dưới bất kỳ hình thức nào hoặc phân phối lại toàn bộ hoặc một phần, cho bất kỳ mục đích nào mà không có sự đồng ý trước bằng văn bản của MBS.

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ MBS

Khuyến nghị đầu tư cổ phiếu

Khuyến nghị đầu tư của MBS được xây dựng 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.

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 -15% đến 15%
KÉM KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu thấp hơn -15%

Khuyến nghị đầu tư ngành

KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Mua tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TRUNG LẬP	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Nắm giữ, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
KÉM KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Bán, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN MB (MBS)

Được thành lập từ tháng 5 năm 2000 bởi Ngân hàng TMCP Quân đội (MB) với tên gọi tiền thân là Công ty CP chứng khoán Thăng Long, Công ty CP Chứng khoán MB (MBS) là một trong 6 công ty chứng khoán đầu tiên tại Việt Nam. Sau nhiều năm phát triển, MBS đã trở thành một trong những công ty chứng khoán hàng đầu Việt Nam, liên tục đứng trong Top 10 thị phần tại cả hai Sở Giao dịch (Hồ Chí Minh và Hà Nội).

Địa chỉ:

Tòa nhà MB, 21 Cát Linh, Đống Đa, Hà Nội

Tel: + 8424 7304 5688 - Fax: +8424 3726 2601

Website: www.mbs.com.vn

KHỐI NGHIÊN CỨU CTCP CHỨNG KHOÁN MB

Giám đốc Khối Nghiên cứu

Trần Thị Khánh Hiền

Trưởng phòng

Nguyễn Tiến Dũng

Vĩ mô & Chiến lược thị trường

Ngô Quốc Hưng

Võ Đức Anh

Nghiêm Phú Cường

Đinh Hà Anh

Ngân hàng – Dịch vụ Tài chính

Đinh Công Luyến

Nguyễn Đức Hào

Công nghiệp – Năng Lượng

Nguyễn Hà Đức Tùng

Phạm Thị Thanh Huyền

Bất động sản

Nguyễn Minh Đức

Lê Hải Thành

Dịch vụ - Tiêu dùng

Nguyễn Quỳnh Ly