

NGÀNH ĐIỆN: KỶ VỌNG TỪ CƠ CHẾ CHÍNH SÁCH HOÀN THIỆN

- 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.
- Trong 2024, dự kiến huy động điện than tích cực, đặc biệt các nhà máy tại miền Bắc. Trong khi đó, thủy điện sẽ phục hồi từ nền thấp trong 3 quý cuối.
- Chúng tôi lựa chọn POW, REE cho chiến lược đầu tư ngành điện, với vị thế doanh nghiệp lớn, định giá hợp lý, cùng triển vọng tăng trưởng dài hạn.

Giai đoạn 2024-25 là bản lề để hoàn thiện các chính sách phát triển thị trường

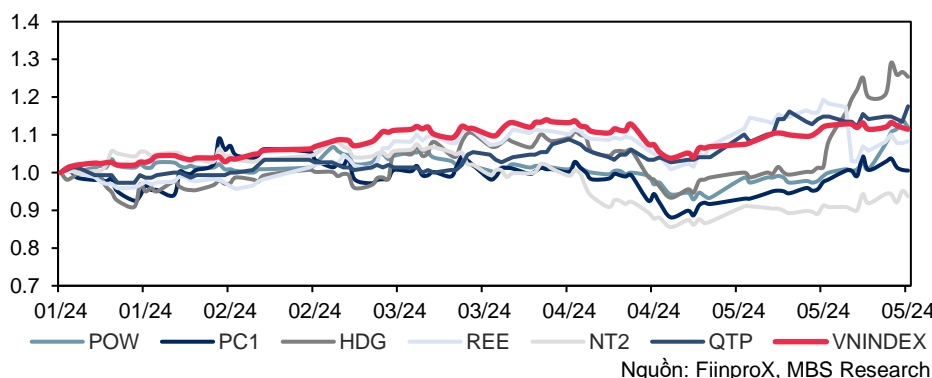
Trong 2024, nhiều chính sách quan trọng hỗ trợ triển vọng cho hai nhóm điện môi nhọn là điện khí và điện gió đang được đẩy nhanh, bao gồm khung giá cho LNG và cơ chế mua bán điện trực tiếp cho NLTT (DPPA). Ngoài ra, chúng tôi kỳ vọng một số chính sách chưa được hoàn thiện khác như khung giá cho điện NLTT sẽ được triển khai sớm, hỗ trợ triển vọng dài hạn của nhóm. Bên cạnh đó, chúng tôi cho rằng cơ chế giá bán lẻ mới sẽ giúp EVN có thể tăng giá điện từ 5-10% trong 2024, hỗ trợ tài chính của doanh nghiệp đồng thời cải thiện dòng tiền thanh toán cho các nhà máy. Chúng tôi nhận thấy môi trường đầu tư ngành điện đang trở nên thoáng đãng hơn sau thời gian dài vướng mắc các chính sách, và các doanh nghiệp nổi bật trong ngành có thể bắt đầu triển khai các dự án từ 2024-25 như POW, REE, HDG, GEX.

Sản lượng điện 2024 kỳ vọng tăng trưởng tích cực hỗ trợ triển vọng huy động điện than và thủy điện

Trong 2024, chúng tôi dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện đạt 9.8% svck, tương đương kịch bản phụ tải cao QHĐ8. Chúng tôi cho rằng nhu cầu phục hồi nhóm Công nghiệp sản xuất, cùng với nhu cầu đột biến nhóm tiêu dùng dân cư trong giai đoạn cao điểm mùa hè sẽ là hai động lực chính cho tăng trưởng tiêu thụ điện năm nay. Về triển vọng huy động các nguồn điện, chúng tôi cho rằng nhóm điện than sẽ hưởng lợi lớn nhất trong 2024, đến từ nhu cầu tăng cao đột biến tại miền Bắc, cũng như giá đầu vào giảm, giúp nguồn điện có giá bán cạnh tranh hơn điện khí. QTP sẽ hưởng lợi từ xu hướng này. Đối với thủy điện, chúng tôi kỳ vọng giai đoạn tích nước Q1/24 cũng như pha El Nino chính thức kết thúc sẽ là động lực để huy động thủy điện tốt hơn từ Q2/24, giúp sản lượng của nhóm ghi nhận tăng trưởng từ mức nền thấp 3 quý cuối năm ngoái. Theo đó, HDG và PC1 sẽ hưởng lợi từ xu hướng này. Mặt khác, chúng tôi cho rằng điện khí sẽ vẫn gặp nhiều khó khăn trong huy động sản lượng trong 2024 do suy giảm nguồn khí nội địa.

Chúng tôi lựa chọn POW, REE. Cơ sở lựa chọn dựa trên (1) Đây là hai doanh nghiệp có vị thế lớn, sức khỏe tài chính tốt, (2) Sở hữu tiềm năng phát triển các dự án quy mô lớn trong lĩnh vực điện LNG và điện gió, (3) Dự báo tăng trưởng lợi nhuận 2024-25 khả quan với POW (10.6%/38.6% svck) và REE (5.3%/10.6% svck)

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



Trưởng phòng

Nguyễn Tiến Dũng

Dung1.NguyenTien@mbs.com.vn

Chuyên viên phân tích

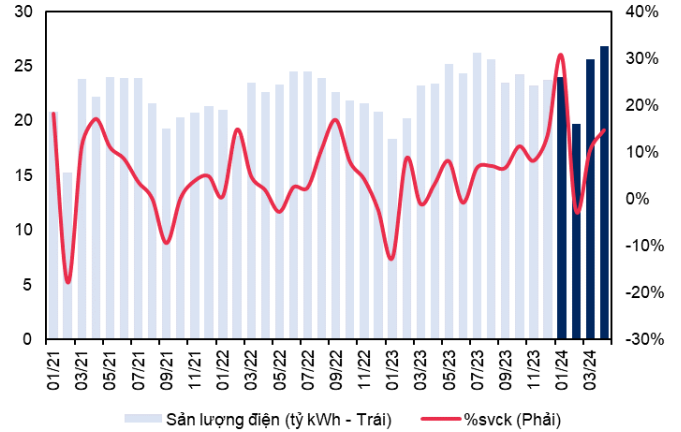
Nguyễn Hà Đức Tùng

Tung.NguyenHaDuc@mbs.com.vn

Tình hình ngành điện 4 tháng đầu năm 2024

Hình 2: Sản lượng điện tiêu thụ điện phục hồi mạnh từ mức tăng trưởng thấp cùng kỳ

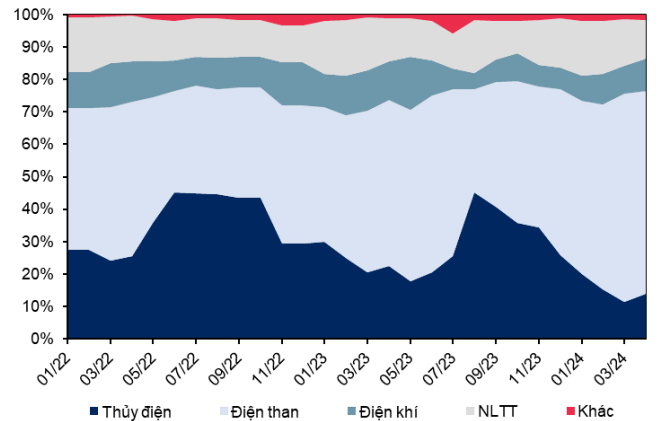
4 tháng đầu năm 2024, tiêu thụ điện toàn quốc tăng 13% svck từ mức nền thấp trong năm ngoái, hỗ trợ bởi 1) Nhu cầu điện sinh hoạt dân dụng tăng mạnh do các đợt nắng nóng đến sớm, đặc biệt tăng đột biến trong T3 và T4; 2) Nhu cầu điện cho công nghiệp cũng có sự phục hồi, chỉ số IIP đã ghi nhận tăng trưởng dương và các hoạt động sản xuất công nghiệp phục hồi, đặc biệt từ các nhóm xi măng, sắt thép và xuất khẩu. Đây là mức tăng trưởng cao hơn nhiều so với dự báo từ đầu năm của Bộ Công thương là 9%, có thể gây thêm áp lực cung ứng điện cho mùa cao điểm Q2-Q3/24.



Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 3: Tỷ trọng huy động điện than chiếm phần lớn trong Q1/24 do huy động thủy điện và điện khí giảm mạnh

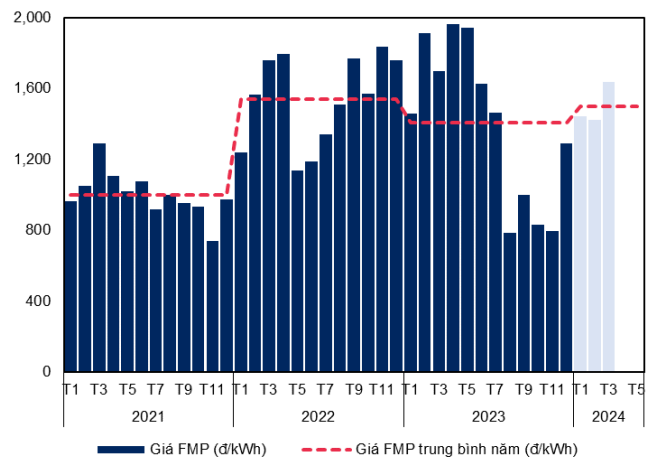
Trong đó, huy động điện than chiếm tỉ trọng vượt trội, tăng 13% svck đạt 59% tổng sản lượng toàn hệ thống, hỗ trợ bởi 1) Các nhà máy điện than được A0 ưu tiên huy động do nhu cầu cao tại miền Bắc và giá than giảm, hỗ trợ giá bán điện; 2) Thủy điện ghi nhận sản lượng giảm mạnh chiếm 15% (-9đ% svck) do pha El Nino duy trì cùng việc phải tích nước cho giai đoạn cao điểm Q2-Q3/24; 3) Sản lượng điện khí giảm mạnh do thiếu hụt nguồn khí Đông Nam Bộ, chỉ chiếm 9% tổng sản lượng (-3% svck). Mặt khác sản lượng điện NLTT ghi nhận tăng nhẹ svck do các dự án điện NLTT chuyển tiếp vận hành.



Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 4: Có những điều chỉnh trong kế hoạch vận hành thị trường điện năm 2024 so với 2023:

- Mức giá trần điện năng (SMP) là 1.510đ/kWh giảm 12% sv năm 2023, giảm dư địa chào giá và biên LN của các nguồn nhiệt điện giá cao như điện khí.
- Tỉ lệ sản lượng điện hợp đồng (Qc) thủy điện tăng từ 90% trong 2023 lên 98% trong 2024, tương đương tỉ trọng huy động trên thị trường (Qm) chỉ đạt 2%. Theo đó, dự kiến giá thủy điện sẽ giảm trong năm nay do dư địa huy động sản lượng với giá cao trên thị trường điện cạnh tranh giảm.
- Tỉ lệ Qc nhóm nhiệt điện là 70%, tương đương Qm cao hơn đạt 30%, với mức giá SMP là 1.510đ/kWh và giá CAN trung bình 330đ/kWh, các nhà máy nhiệt điện đặc biệt là nhóm điện than có thể chủ động chào giá trên thị trường để tối ưu LN.



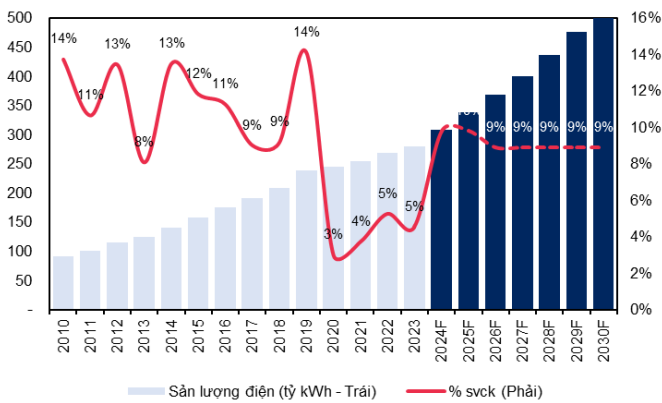
Nguồn: GENCO3, MBS Research

Bức tranh toàn ngành điện có nhiều chuyển biến tích cực

Kỳ vọng sản lượng điện tăng trưởng mạnh mẽ từ 2024

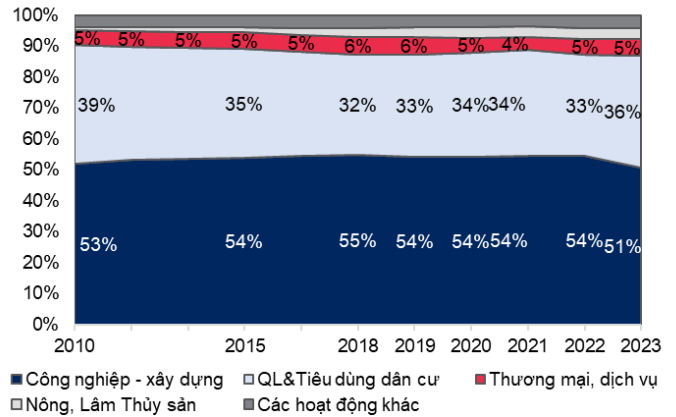
Chúng tôi kỳ vọng nhu cầu điện có thể phục hồi 9.8% svck trong 2024, tương đương kịch bản cao trong QHĐ8 và cũng cao hơn kế hoạch đầu năm của Bộ Công thương (9% svck) từ mức nền thấp của 2023, hỗ trợ bởi sản lượng điện tăng trưởng cao hơn dự kiến trong các tháng đầu năm, đạt trung bình 13% svck và dự kiến xu hướng sẽ tiếp tục duy trì trong các tháng cao điểm mùa nóng. Giai đoạn 2025-30, chúng tôi dự báo nhu cầu điện sẽ tăng trưởng ở mức cao đạt 9.3% CAGR, theo sát với diễn biến phục hồi kinh tế của Việt Nam sau giai đoạn khó khăn 2020-23, với động lực chính từ tăng trưởng sản xuất công nghiệp phục hồi và nhu cầu ngày càng tăng nhóm tiêu dùng dân cư trong các tháng mùa nóng.

Hình 5: Dự kiến tăng trưởng tiêu thụ điện 2024-30 tăng trưởng kép đạt 9.3% svck, phục hồi rõ rệt so với nền thấp 2023



Nguồn: QHĐ8, MBS Research

Hình 6: Nhu cầu điện cho công nghiệp tiếp tục là động lực chính trong khi nhu cầu dân cư cần được đảm bảo trong các tháng cao điểm



Nguồn: EVN, MBS Research

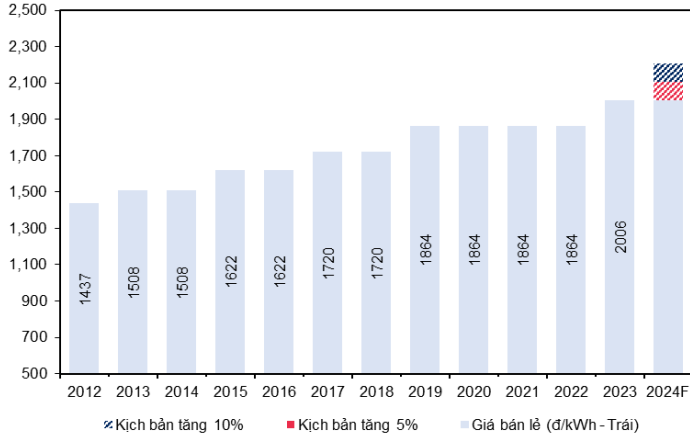
Cơ chế giá điện bán lẻ mới hỗ trợ tài chính EVN trong dài hạn

Trong 2024, bên cạnh những yếu tố về chi phí đầu vào có xu hướng hạ nhiệt, cơ chế giá bán lẻ mới sẽ hỗ trợ đáng kể hoạt động kinh doanh của EVN. Với vai trò là nhà phân phối chính, sức khỏe tài chính của tập đoàn có ảnh hưởng lớn lên nhóm doanh nghiệp điện, bao gồm dòng tiền thanh toán cho các nhà máy, cũng như dòng tiền đầu tư các dự án nguồn, lưới điện. Theo đó, cơ chế mới có nhiều điểm cải thiện:

- Chu kỳ điều chỉnh giá tối thiểu giảm từ 6 tháng xuống 3 tháng, đảm bảo phản ánh những biến động chi phí trong ngắn hạn.
- Chi phí điều hành giao dịch thị trường và chi phí điều hành – quản lý ngành được đưa vào chi phí sản xuất, phản ánh đầy đủ hơn các chi phí phát sinh.
- EVN có trách nhiệm giảm giá điện tương ứng nếu mức giá tính toán giảm từ 1% trở lên so với giá bán lẻ bình quân hiện hành. Ngược lại, tập đoàn có thẩm quyền điều chỉnh tăng giá điện nếu mức giá tính toán tăng 3%-5%. Ở mức tăng 5%-10%, EVN được phép điều chỉnh sau khi báo cáo Bộ Công Thương chấp thuận. Ở mức >10%, hoặc mức ảnh hưởng đến tình hình kinh tế vĩ mô, cần thông qua ý kiến các Bộ ban ngành và báo cáo Thủ tướng Chính phủ.

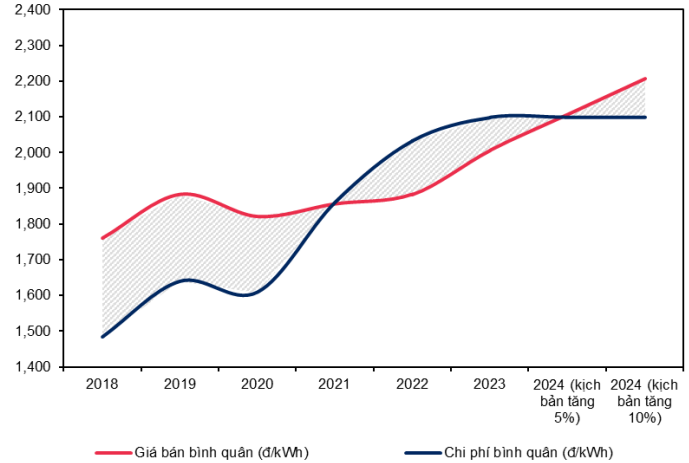
Chúng tôi đánh giá cơ chế mới là cơ sở cho các đợt tăng giá điện sau khi vẫn bản có hiệu lực từ 15/05/2024. Trong năm nay, giá điện bán lẻ có thể sẽ tăng trong khoảng 5-10% theo quan điểm của chúng tôi.

Hình 7: Dự kiến cơ chế giá mới sẽ là cơ sở để EVN tăng giá từ 5-10% trong 2024, hỗ trợ cải thiện tình hình tài chính doanh nghiệp



Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 8: Theo giá định của MBS, từ mức lỗ gộp ~92đ/kWh 2023, sang 2024, trường hợp giá bán điện tăng 5% thì EVN sẽ lãi ~8đ/kWh, trường hợp giá bán điện tăng 10% thì EVN sẽ lãi ~109đ/kWh



Nguồn: EVN, MBS Research

2024-25 là giai đoạn quan trọng hoàn thiện và ban hành các chính sách

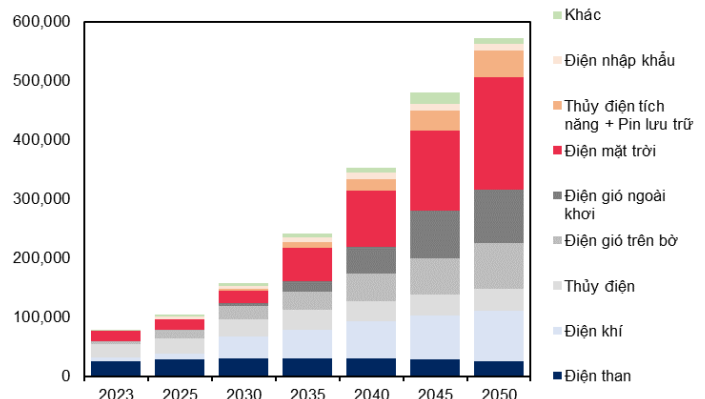
Theo kế hoạch thực hiện Quy hoạch điện 8, được phê duyệt trong T4/2024, tinh thần và định hướng phát triển của ngành điện Việt Nam cơ bản được giữ nguyên so với bản QHĐ8, tập trung nguồn lực phát triển điện gió và điện khí từ nay đến 2030, đồng thời nghiên cứu phát triển các nguồn điện linh hoạt khác như thủy điện tích năng, điện sinh khối. Đặc biệt, đến 2025, nhiều đề án/dự án về chính sách, pháp luật cần ưu tiên xây dựng và hoàn thiện, trong đó, một số chính sách mà chúng tôi cho rằng cần đẩy nhanh để làm cơ sở triển khai các dự án nguồn điện bao gồm 1) Khung giá các loại hình nguồn điện (NLTT, LNG, điện gió ngoài khơi); 2) Cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) và 3) Luật điện lực (sửa đổi). Hiện tại, hầu hết các chính sách nêu trên đều đã được trình dự thảo và trong quá trình hoàn thiện. Theo đó, năm 2024-25 sẽ là giai đoạn bản lề trong việc ban hành những chính sách then chốt khi Việt Nam chỉ còn 6.5 năm để hoàn thành các nhiệm vụ được giao trong QHĐ8.

Hình 9: 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	Giai đoạn thực hiện	Tiến độ
Xây dựng khung giá nhập khẩu điện từ Lào	2023-25	- Đề xuất xây dựng khung giá cho 2025 không thấp hơn 6.95cent/kWh
Xây dựng khung giá các loại hình nguồn điện	2023-25	- Khung giá phát điện LNG đã có - Khung giá NLTT chưa được ban hành
Xây dựng cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA)	2023-25	- Trình Chính phủ ngày 25/05/2024 - Dự kiến Q3/24 ban hành
Xây dựng cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà	2023-25	- Hoàn thiện và trình Chính phủ trước 15/06/2024.
Xây dựng luật Điện lực (sửa đổi)	2023-25	- Đang lấy ý kiến về Dự thảo 2 Luật Điện lực (sửa đổi)
Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (sửa đổi)	2023-25	-
Xây dựng cơ chế phát triển thị trường tín chỉ các-bon	2023-25	- Đang xây dựng đề án phát triển thị trường tín chỉ các-bon

Nguồn: QHĐ8, MBS Research

Hình 10: 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

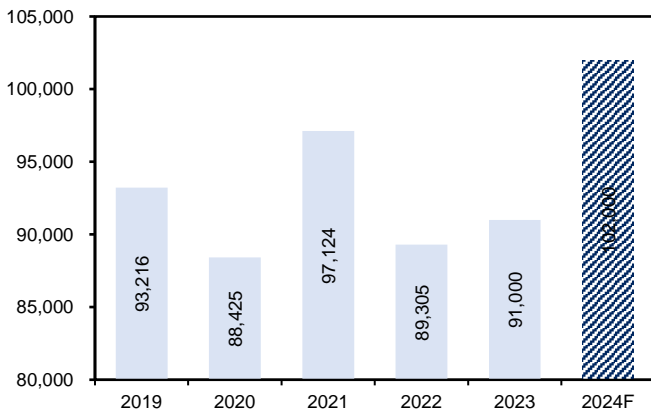
Triển vọng các nhóm ngành 2024-25

Xây lắp hạ tầng điện đóng vai trò quan trọng trong dài hạn

Chúng tôi kỳ vọng nhóm doanh nghiệp xây lắp bao gồm xây lắp dự án truyền tải và nhà máy điện, sẽ có triển vọng phục hồi từ 2024-25. Theo EVN, dự kiến kế hoạch đầu tư xây dựng cho 2024 vào khoảng 102,000 tỷ, tăng 12% sv mức thực hiện trong 2023 với dự án đường dây 500kV mạch 3 Quảng Trạch – Phối Nối là trọng tâm. PC1, TV2 sẽ là những doanh nghiệp niêm yết nổi bật hưởng lợi từ xu hướng tăng cường đầu tư cả lưới và nguồn điện.

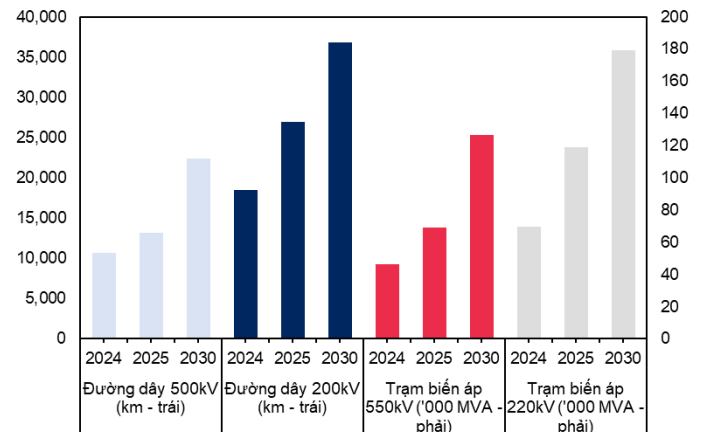
Nhìn dài hạn hơn, nhu cầu phát triển hệ thống truyền tải điện rất cần thiết trong bối cảnh hệ thống điện chưa đáp ứng được tỉ trọng công suất cao NLTT cùng với nhu cầu tăng cường cung ứng điện từ Nam ra Bắc. Trong khi đó, xây dựng các nguồn điện sẽ là điểm tựa cho tăng trưởng kinh tế, đặc biệt với ý chí quyết tâm của chính phủ tập trung phát triển NLTT để tiến tới phát thải ròng bằng “0” từ 2050. Theo QHĐ8, kế hoạch vốn và lượng công việc cho hoạt động xây lắp (hạ tầng và nguồn điện) là rất lớn từ nay đến 2030. Điều này cơ bản sẽ đảm bảo nguồn việc và hỗ trợ triển vọng tăng trưởng dài hạn nhóm xây lắp điện đặc biệt đối với những doanh nghiệp có năng lực làm dự án quy mô lớn.

Hình 11: Mục tiêu 2024 của EVN bao gồm công tác đầu tư xây dựng, với tổng vốn đầu tư dự kiến khoảng 102.000 tỷ đồng (+12% svck)



Nguồn: EVN, MBS Research

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

Năng lượng tái tạo: Khẩn trương hoàn thiện các chính sách quan trọng

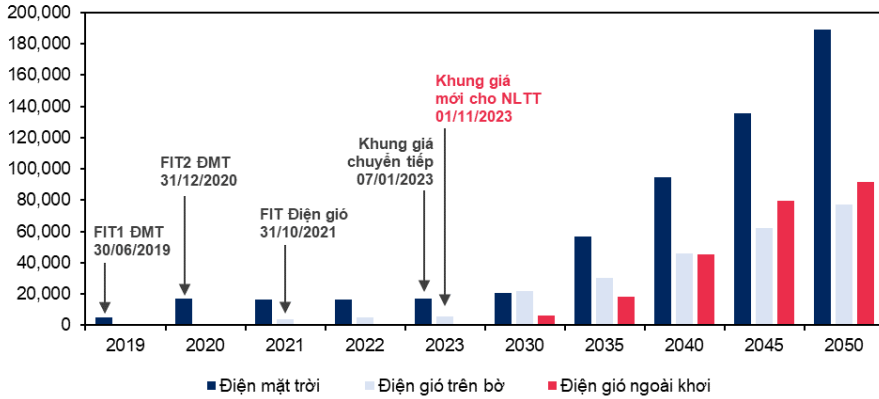
Trong 2024-25, dự kiến tăng trưởng sản lượng các nhà máy NLTT sẽ duy trì ổn định do tình trạng cắt giảm công suất được cải thiện, hỗ trợ bởi hệ thống điện được nâng cấp, cơ bản đáp ứng được tỉ trọng cao NLTT của Việt Nam.

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.

Đối với các dự án triển khai trong tương lai, chính phủ đang khẩn trương hoàn thiện một số chính sách quan trọng, bao gồm khung giá cho NLTT, và cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) nhằm tạo ra môi trường đầu tư rõ ràng hơn, giúp

các doanh nghiệp có đủ cơ sở triển khai dự án mới. Hiện tại, cả hai chính sách đều đang ở giai đoạn dự thảo và chưa có thêm thông tin cụ thể về tiến độ ban hành. Theo quan điểm của chúng tôi, đây đều là những chính sách quan trọng để Việt Nam thực hiện hóa những mục tiêu phát triển NLTT theo QHĐ8 từ nay đến 2030.

Hình 13: Nhu cầu phát triển điện gió rất lớn từ nay đến 2030, đạt tăng trưởng kép 30%, theo đó, khung giá mới sẽ là bàn đạp để thực hiện hóa mục tiêu này từ 2024 (Đơn vị: MW)

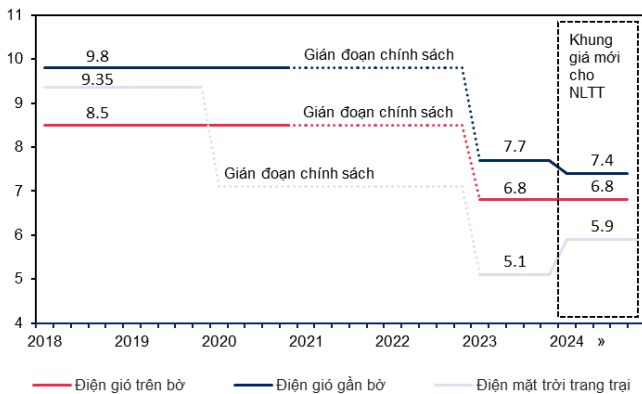


Nguồn: QHĐ8, MBS Research

Khung giá mới cho NLTT: Triển vọng chưa rõ ràng sau khi TT-19 ban hành

Sau khi Thông Tư 19 – Quy định phương pháp xây dựng khung giá phát điện NLTT được ban hành T11/23, đến nay, chưa có thêm thông tin về khung giá chính thức cho nhóm điện mặt trời, điện gió, cản trở tiến độ triển khai các dự án mới. Về ước tính, chúng tôi giữ nguyên những tính toán ban đầu và đưa ra mức giá trần mới có thể đi ngang và giảm nhẹ so với giá điện khung giá chuyển tiếp, lần lượt là 7.4 UScent/kWh và 6.8 UScent/kWh cho điện gió gần bờ và trên bờ. Giá điện mặt trời trang trại dự tính khoảng 5.9 UScent/kWh (+16% sv giá điện khung chuyển tiếp) để đảm bảo tính khả thi về kinh tế. Tuy nhiên, chúng tôi vẫn lưu ý rằng các tính toán có thể điều chỉnh tùy theo các giả định quan trọng như số giờ vận hành, suất đầu tư.

Hình 14: Giá bán điện gió có thể đi ngang so với khung chuyển tiếp, tuy nhiên, cần một mức giá cao hơn để điện mặt trời có hiệu quả về kinh tế (Đơn vị: UScent/kWh)



Nguồn: Bộ Công Thương, EVN, MBS Research

Hình 15: Chúng tôi thực hiện tính toán giá điện NLTT theo khung giá mới, dựa trên những giả định như sau

Đơn vị	Điện mặt trời	Điện gió trên bờ	Điện gió ngoài khơi
Công suất**	MW	50MW	50MW
Số giờ vận hành**	giờ/năm	1,900	3,100
Suất đầu tư**	tỷ đồng	18	34
Đời sống kinh tế*	năm	20	20
Tỷ suất LNST/VCSH*	%	12%	12%
Thuế suất quy định*	%	20%	20%
Lãi suất vay nội tệ**	%	9%	9%
Lãi suất vay ngoại tệ**	%	7%	7%
Giá cố định bình quân	đ/kWh	1,295	1,500
Giá cố định O&M	đ/kWh	123	143
Giá trần MBS ước tính	đ/kWh	1,419	1,642

(*) Thông số tính toán theo quy tắc trong Thông Tư 19

(**) Thông số giả định theo MBS Research

Nguồn: Thông Tư 19-BCT, MBS Research

Hình 16: Chúng tôi tiến hành chạy bảng phân tích độ nhạy suất đầu tư và lãi suất lên giá bán điện cho hai nguồn điện gió trên bờ (H.16) và điện gió gần bờ (H.17)....

		Lãi suất cho vay trung bình (%)						
		6.0%	6.5%	7.0%	7.4%	8.0%	8.5%	9.0%
Suất đầu tư (tỷ đồng)	28	1,315	1,329	1,342	1,353	1,369	1,382	1,395
	30	1,409	1,423	1,438	1,449	1,466	1,481	1,495
	32	1,503	1,518	1,534	1,546	1,564	1,579	1,595
	34	1,597	1,613	1,629	1,642	1,662	1,678	1,695
	36	1,691	1,708	1,725	1,739	1,760	1,777	1,794
	38	1,785	1,803	1,821	1,836	1,857	1,876	1,894
	40	1,879	1,898	1,917	1,932	1,955	1,974	1,994

Nguồn: MBS Research

Hình 17: ...Theo đó, với giả định suất đầu tư giảm 1 tỷ đồng/MW và lãi suất giảm 0.5 % mức giá khả thi triển khai điện gió sẽ giảm 6-7%

		Lãi suất cho vay trung bình (%)						
		6.0%	6.5%	7.0%	7.4%	8.0%	8.5%	9.0%
Suất đầu tư (tỷ đồng)	35	1,476	1,491	1,506	1,517	1,535	1,550	1,565
	37	1,561	1,576	1,592	1,604	1,623	1,639	1,654
	39	1,645	1,661	1,678	1,691	1,711	1,727	1,744
	41	1,729	1,746	1,764	1,778	1,798	1,816	1,833
	43	1,814	1,832	1,850	1,864	1,886	1,904	1,923
	45	1,898	1,917	1,936	1,951	1,974	1,993	2,012
	47	1,982	2,002	2,022	2,038	2,062	2,082	2,102

Nguồn: MBS Research

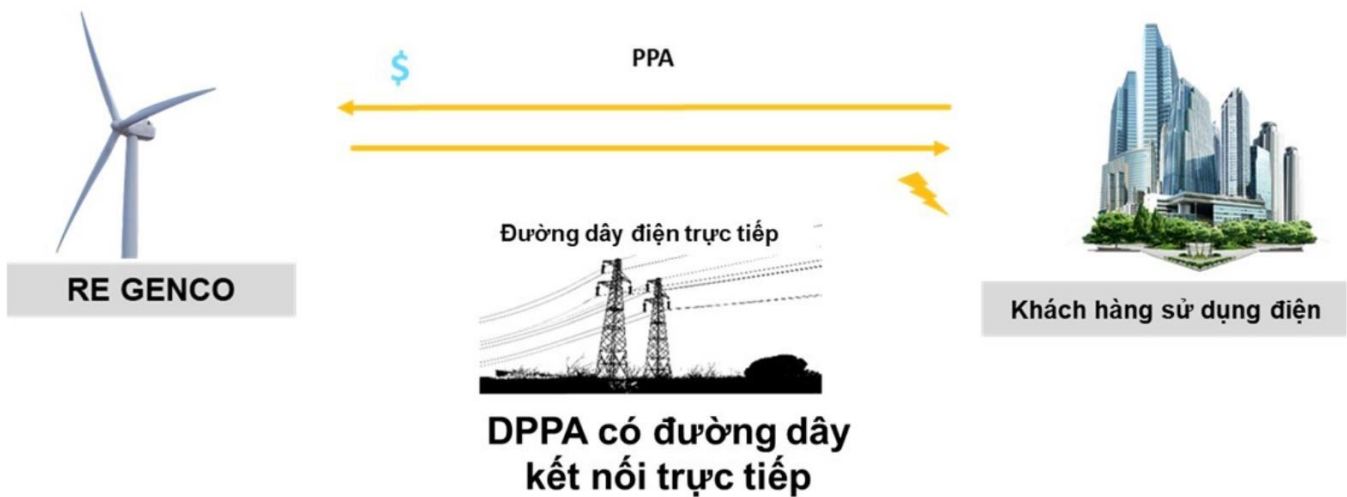
Cơ chế mua bán điện trực tiếp: Thúc đẩy triển vọng nhóm NLTT

Trong giai đoạn 2023-25, cơ chế mua bán điện trực tiếp cho NLTT là đề án trọng tâm cần được ban hành. Hiện tại, cơ chế đang được hoàn thiện, và về cơ bản các phương án đã được điều chỉnh sau nhiều bản dự thảo, tuy nhiên, thời gian ban hành chính thức vẫn còn bỏ ngỏ. Chúng tôi tóm tắt hai phương án mua bán điện trực tiếp bao gồm:

- Phương án 1: Mua bán điện trực tiếp qua đường dây riêng

Các bên ký kết DPPA để giao nhận điện thông qua đường dây kết nối trực tiếp mà không thông qua lưới điện quốc gia. Trong phương án này, bên cung ứng điện được đề xuất là các nhà máy điện NLTT (bao gồm điện gió, điện mặt trời, điện mặt trời áp mái, điện rác và điện sinh khối), không giới hạn về công suất. Khách hàng và bên phát điện sẽ tự thỏa thuận về sản lượng và giá bán, thường đàm phán trên cơ sở giá bán lẻ điện do nhà nước quy định.

Hình 18: Sơ đồ theo phương án mua bán điện trực tiếp qua đường dây riêng



Nguồn: PECC3, MBS Research

- Phương án 2: Mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia

Ở phương án này, dự thảo quy định rõ đơn vị phát điện là các nhà máy điện NLTT (điện mặt trời, điện gió) có công suất thiết kế 10MW. Khách hàng lớn là các đơn vị có sản lượng tiêu thụ trung bình từ 500 nghìn kWh/tháng. Trong đó, bên mua và bên bán sẽ thực hiện ký kết mua bán điện thông qua lưới điện của EVN và 3 bên sẽ ký với nhau những hợp đồng sau:

- 1) Đơn vị phát điện (nhà máy điện) và tập đoàn điện lực (EVN) sẽ làm hợp đồng thanh toán thông qua thị trường điện giao ngay. Giá trên thị trường điện giao ngay là giá thị trường điện toàn phần (FMP) được xác định bằng giá điện năng (SMP) cộng với giá công suất (CAN) tương tự như cách xác định giá chào bán trên thị trường điện cạnh tranh, được Bộ Công Thương ban hành hàng năm.
- 2) Đơn vị mua điện (Khách hàng lớn) sẽ ký kết hợp đồng mua điện với EVN, cũng theo giá FMP với cùng chu kỳ thanh toán, cộng thêm các chi phí dịch vụ DPPA bao gồm (Phí truyền tải điện + Phí phân phối + Phí điều độ + các chi phí phụ trợ khác).
- 3) Đơn vị mua điện và phát điện sẽ ký kết hợp đồng kỳ hạn (CfD), cam kết các nội dung về sản lượng điện và giá hợp đồng do hai bên tự thỏa thuận. Về phương án thanh toán, hai bên thực hiện thanh toán theo hợp đồng, bằng mức chênh lệch giữa giá hợp đồng (Pc) và giá FMP (giá tham chiếu) cụ thể như sau:

$$Rc = (Pc - FMP) \times Qc$$

Trong đó:

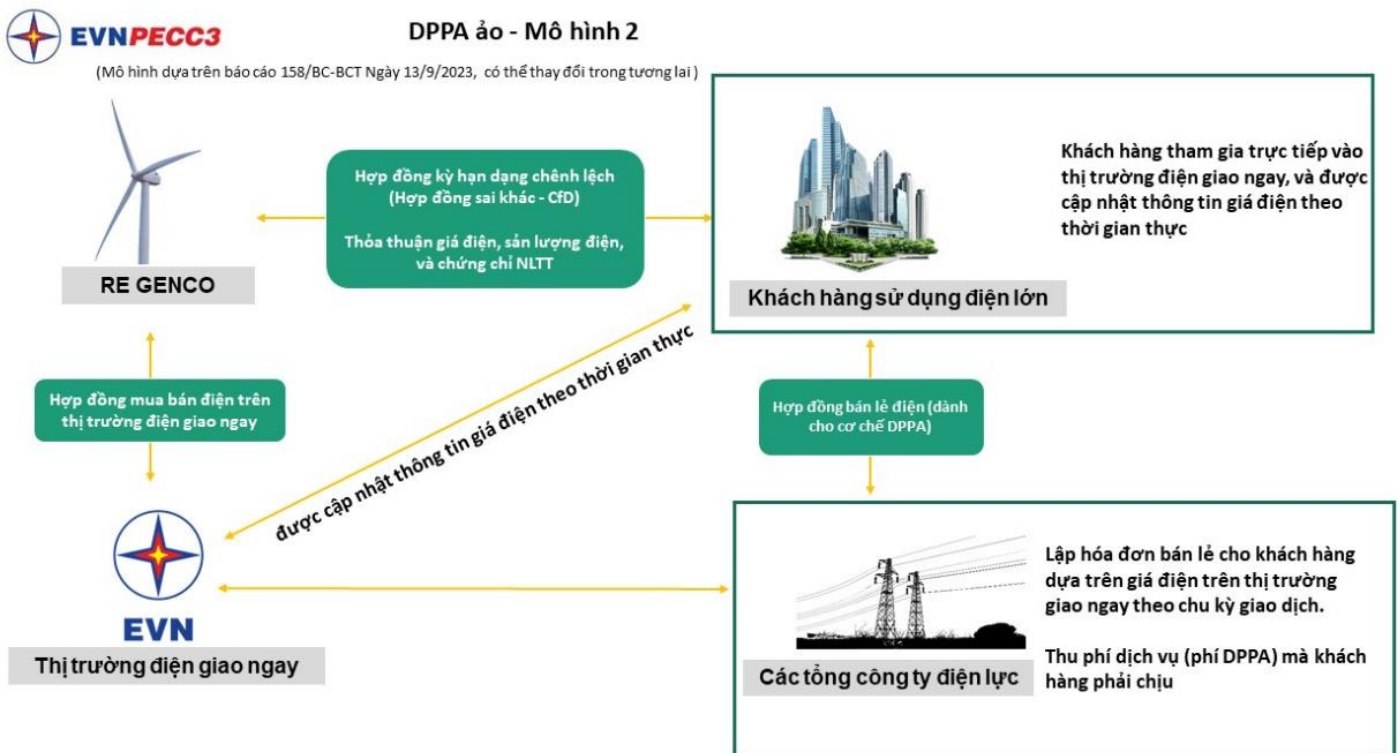
Rc là doanh thu hợp đồng trong kì giao dịch

Qc: Sản lượng điện cam kết theo hợp đồng kỳ hạn

Pc: Mức giá cam kết tại Hợp đồng trong chu kỳ giao dịch

FMP: Giá tham chiếu = giá thị trường điện toàn phần

Hình 19: Sơ đồ theo phương án mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia



Nguồn: PECC3, MBS Research

Về ưu điểm, DPPA đảm bảo cho khách hàng yếu tố “xanh” của điện, hỗ trợ các hoạt động xuất khẩu và thương mại. Về phía các nhà máy điện, hợp đồng DPPA tạo ra môi trường kinh doanh thuận lợi hơn cho các nhà máy, tăng tính cạnh

tranh và tạo động lực cho các doanh nghiệp chủ động đi tìm khách hàng. Về khía cạnh hợp đồng, DPPA vẫn đảm bảo cam kết về sản lượng, cũng như giảm thiểu các rủi ro biến động giá trên thị trường do tính chất của hợp đồng CfD. Chúng tôi cho rằng đây là những điểm tích cực khi DPPA được ban hành. Hiện tại cơ chế vẫn đang trong giai đoạn dự thảo, và vẫn còn một số điểm cần cải thiện và dự kiến sẽ có thể ban hành trong Q3/24. Trong dài hạn, DPPA sẽ là bản lề để ngành điện Việt Nam tiến thêm một bước đến thị trường điện bán lẻ cạnh tranh, chúng tôi cho rằng nhóm điện NLTT sẽ có lợi thế đến từ tính “điện sạch” cũng như sự phát triển mạnh mẽ của thị trường tín chỉ cacbon.

Vẫn còn những rủi ro từ các dự án NLTT vướng sai phạm

Hình 20: Danh sách dự án của các công ty niêm yết có tên trong văn bản thanh tra ngày 25/12/2023

Dự án	Loại hình	Chủ đầu tư	Tình trạng sai phạm	Đề xuất xử lý doanh nghiệp
Vũng Áng 1	Điện than	POW	- Chưa thực hiện tính toán lại giá điện sau khi kiểm toán vốn đầu tư dự án	- Doanh nghiệp đang đàm phán lại để điều chỉnh giá bán điện hợp đồng với EVN
Nhơn Trạch 2	Điện khí	NT2, POW	- Nhà thầu EPC thi công khi chưa có bản vẽ - Thẩm định sai giá cát san nền - Phê duyệt đầu tư xây dựng trước khi có đánh giá tác động môi trường	NA
Sông Bung 4A	Thủy điện	GEX	- Giá thanh toán ban đầu đạt 1.271đ/kWh, vượt trần khung giá năm 2015 là 1,060đ/kWh. - Trong 2022 doanh nghiệp đã ký mới hợp đồng PPA với mức giá 1.110đ/kWh phù hợp với khung giá thủy điện.	- Xử phạt kinh tế theo số tiền lãi đã thanh toán vượt khung giá.
DMT Thác Mơ	Điện mặt trời	TMP	- Nằm trong danh sách 14 dự án hưởng cơ chế giá FIT 7.09cent/USD không đúng với nghị quyết	- Rà soát, xem xét việc hưởng cơ chế khuyến khích
BCG Long An 1	Điện mặt trời	BCG	- Phê duyệt diện tích sử dụng đất tăng sai 0.6ha, thuê đất vượt 1.29ha - COD trước khi có văn bản nghiệm thu	- Rà soát, xem xét việc hưởng cơ chế khuyến khích - Thu hồi diện tích đất tăng sai (3.7% tổng diện tích)
BCG Long An 2	Điện mặt trời	BCG	- Phê duyệt diện tích sử dụng đất tăng sai 4.2ha - Xây dựng trên một phần của 124ha đất rừng sản xuất - COD trước khi có văn bản nghiệm thu	- Rà soát, xem xét việc hưởng cơ chế khuyến khích - Thu hồi diện tích đất tăng sai (3.3% tổng diện tích)
Đức Huệ	Điện mặt trời	GEG	- Phê duyệt thuê đất vượt quá 9.67ha	- Rà soát, xem xét việc hưởng cơ chế khuyến khích - Thu hồi diện tích đất tăng sai
Hồng Phong 4	Điện mặt trời	HDG	- Xây dựng trên đất mặt khu vực dự trữ khoáng sản quốc gia	- Chuyển đến Bộ Công an hồ sơ vụ việc để điều tra và xử lý - Thu hồi diện tích đất sai phạm
SP Infra 1	Điện mặt trời	HDG	- Nằm trong danh sách 14 dự án hưởng cơ chế giá FIT 9.35cent/USD không đúng nghị quyết	- Xử lý kinh tế đối với 14 dự án điện mặt trời đã và đang hưởng cơ chế khuyến khích sai phạm
Europlast Long An	Điện mặt trời	ASM	- Khởi công xây dựng khi chưa được UBND tỉnh cho thuê đất	- Rà soát xử lý theo quy định
Cư Jút	Điện mặt trời	CHP	- Sai phạm trong quy hoạch sử dụng đất và thuê đất - Khởi công xây dựng khi chưa được phê duyệt thuê đất - Vận hành thương mại trước khi kiểm tra công tác nghiệm thu	- Rà soát xử lý theo quy định các dự án vận hành thương mại trước khi có văn bản chấp thuận nghiệm thu
Phú Lạc 2	Điện gió	REE (50%)	- Xây dựng trên đất mặt khu vực dự trữ khoáng sản quốc gia	- Chuyển đến Bộ Công an hồ sơ vụ việc để điều tra và xử lý - Thu hồi diện tích đất sai phạm

Nguồn: MBS Research

Về thông tin các dự án sai phạm, đặc biệt các dự án nằm trong danh sách chuyển tiếp sang Bộ Công An để tiến hành điều tra thêm, hiện tại vẫn chưa có những kết luận cụ thể về hướng xử lý đối với các dự án này. Do đó, chúng tôi cho rằng vẫn còn những rủi ro tạo áp lực lên triển vọng ngành. Tuy nhiên, gần đây đã có thêm tín hiệu tích cực hơn, liên quan đến việc xem xét cho các dự án NLTT hợp pháp, nằm trên đất khoáng sản tại các địa phương có tính đặc thù như Đắk Nông (khoáng sản boxit) và Bình Thuận (khoáng sản titan) được tiếp tục triển khai, hoạt động đến hết vòng đời, chúng tôi cho rằng đây là thông tin

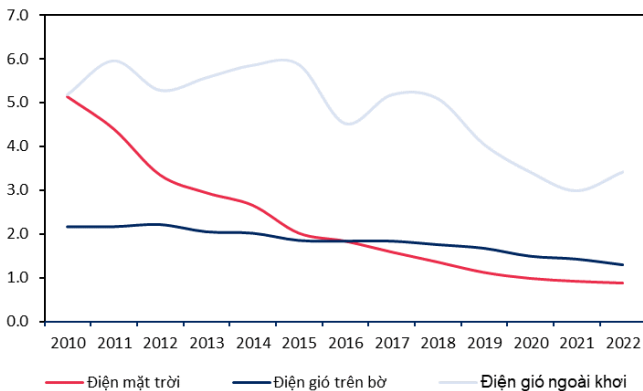
cải thiện triển vọng các dự án tại khu vực này có thể kể tên như ĐMT Hồng Phong 4 (HDG). Về quan điểm, chúng tôi giữ nguyên đánh giá các rủi ro xử lý sẽ không lớn đối với các chủ đầu tư khi trách nhiệm được nêu trong văn bản thanh tra chủ yếu hướng tới các bộ ban ngành, tuy nhiên, không loại trừ khả năng về những phương án xử lý kinh tế các dự án sai phạm.

Nhìn chung, triển vọng ngành tích cực khi các chính sách được đẩy nhanh cùng chi phí đầu tư đang có xu hướng giảm và hiệu suất cải thiện

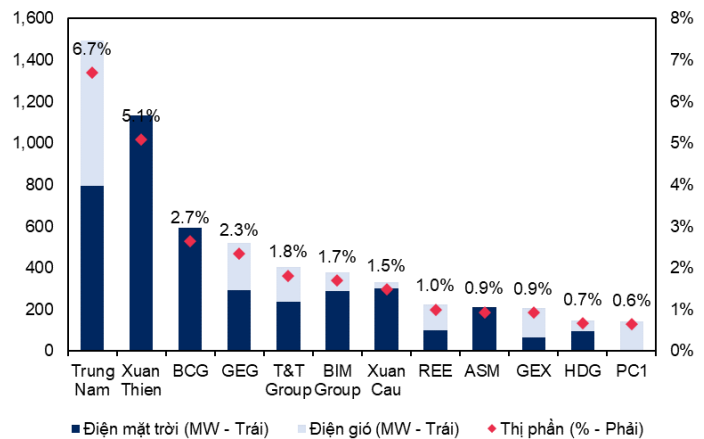
Theo báo cáo mới nhất của IRENA, chi phí LCOE của điện NLTT đặc biệt là điện gió và điện mặt trời đang giảm mạnh giai đoạn 2010-22, hỗ trợ bởi hai yếu tố chính, chi phí thiết bị giảm và hệ số khả dụng của nhà máy tăng lên do cải tiến công nghệ. Chúng tôi nhận thấy xu hướng suất đầu tư giảm, đặc biệt giá thiết bị - chi phí chiếm tỉ trọng lớn (70-75% tổng mức đầu tư) sẽ hỗ trợ triển vọng đầu tư các dự án điện gió. Trong 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, GEG, PC1.

Hình 21: Theo báo cáo mới nhất của IRENA, chi phí lắp đặt thiết bị đang trên đà giảm mạnh qua các năm 2010-2022 (Đơn vị: Triệu USD/MW)

Hình 22: 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: IRENA, MBS Research



Nguồn: Báo công doanh nghiệp, MBS Research

Điện khí: LNG là xu hướng chính trong trung dài hạn

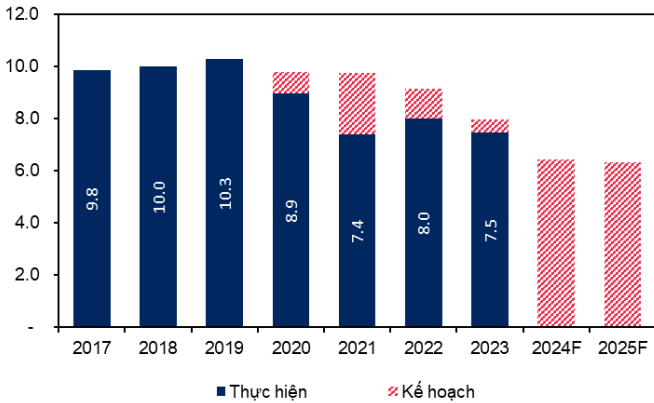
Trong giai đoạn 2024-25, chúng tôi cho rằng nhóm điện khí còn nhiều khó khăn:

- 4 tháng đầu năm 2024, sản lượng điện khí giảm 15% svck mặc dù trong 2023, các nhà máy vốn ghi nhận mức sản lượng thấp. Chúng tôi nhận thấy nguyên nhân đến từ tình trạng thiếu khí đặc biệt cho các nhà máy sử dụng khí Đông Nam Bộ và giá khí neo cao, ảnh hưởng đến khả năng cạnh tranh của nguồn. Theo đó, chúng tôi cho rằng điện khí sẽ tiếp tục gặp nhiều khó khăn trong 2024.
- Nhìn sang 2025, chúng tôi cho rằng xu hướng cấp khí nội địa sẽ tiếp tục giảm trong bối cảnh các mỏ khí mới như Sư Tử Trắng và Nam Du-U Minh dự kiến đi vào hoạt động từ sớm nhất cuối 2026-2027, đồng thời có mức giá cao hơn so với các mỏ khí cũ. Chúng tôi kỳ vọng việc cấp bổ sung khí LNG sẽ là phương án khả thi hỗ trợ cải thiện nguồn đầu vào các nhà máy. Trong T5/2024, Bộ Công Thương ban hành khung giá phát điện khí LNG với mức giá trần 2,590.85đ/kWh, với thông số giá khí

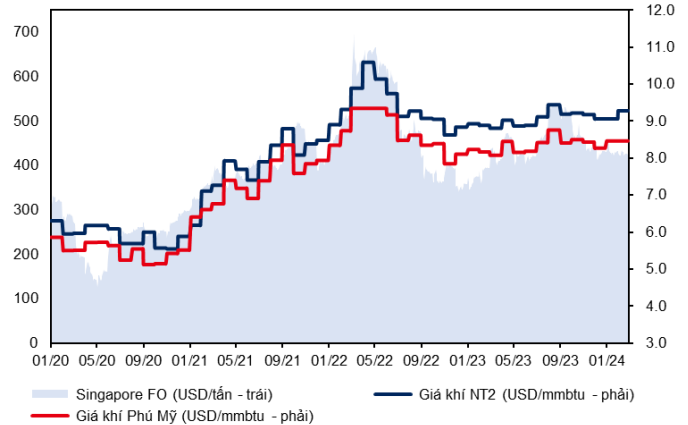
đầu vào ~12.9USD/mmbtu (chưa tính các chi phí tái hóa khí và thuế VAT). Chúng tôi cho rằng đây là mức tuy thấp hơn so với dự tính cùng giả định giá khí tương đương, nhưng đủ khả thi về kinh tế để các chủ đầu tư đẩy nhanh tiến độ đàm phán với EVN trong năm nay. Chúng tôi nhận thấy nhu cầu điện tăng cao hơn so với kế hoạch cùng với năng lực truyền tải từ Nam ra Bắc được cải thiện sẽ phần nào hấp thụ tình trạng thừa nguồn điện tại miền Nam, hỗ trợ triển vọng huy động sản lượng nhóm điện khí.

Hình 23: 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)

Hình 24: Giá khí giảm so với mức đỉnh 2022, nhưng vẫn neo ở mức cao so với trung bình quá khứ, chúng tôi cho rằng nền giá cao sẽ duy trì trong 2024-25 do chi phí các mỏ mới ngày càng đắt đỏ



Nguồn: GAS, MBS Research



Nguồn: Bloomberg, GENCO3, NT2, MBS Research

Hình 25: Danh sách một số mỏ khí đang được triển khai, dự kiến dòng khí bổ sung từ các mỏ mới chỉ có thể khả thi từ cuối 2026

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 - GĐ2B	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 mỏ		Dự kiến dòng khí đầu tiên				
Cá Voi Xanh	Bể Sông Hồng	4,600	150 tỷ m3 khí		Đang lập KH phát triển mỏ						Dự kiến dòng khí đầu tiên
Báo Vàng - Báo Đen	Bể Sông Hồng	1,321	58 tỷ m3 khí		Đang thăm dò						
Kèn Bầu	Bể Sông Hồng	n/a	200-250 tỷ m3 khí		Đang thăm dò						

Nguồn: MBS Research

Về dài hạn, điện khí sẽ là một trong những mũi nhọn phát triển chính theo QHĐ8 từ nay đến 2035:

- Điện khí LNG sẽ là nguồn chạy nền quan trọng trong hệ thống có tỉ trọng công suất NLTT cao. Chúng tôi nhận thấy vai trò của LNG càng trở nên quan trọng hơn trong bối cảnh cấp khí nội địa giảm sút. Hiện tại, những dòng khí nhập về khoảng 150.000 tấn đang dao động ở mức giá 12-14USD/mmbtu (cao hơn 30-50% giá khí nội địa hiện tại), chủ yếu phục vụ cho công tác chạy thử của Nhơn Trạch 3&4, cũng như làm nguồn khí dự phòng cho nhiệt điện Phú Mỹ 3 trong cao điểm Q2-Q3/24.
- 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

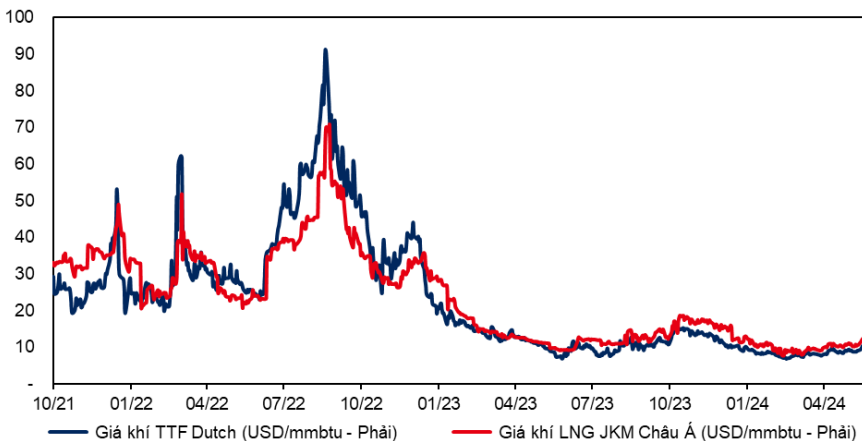
1. Hơn nữa, chúng tôi cho rằng có nhiều động lực thúc đẩy các dự án đi vào vận hành, đến từ tăng trưởng nguồn điện đang thấp hơn nhiều so với tăng trưởng tiêu thụ điện. Hơn nữa, đối với Nhơn Trạch 3&4, nhà máy nằm trong danh sách dự án trọng điểm quốc gia, được hỗ trợ hơn về các công tác đàm phán và triển khai dự án. 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 26: 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 dự kiến	Chủ đầu tư	Tiến độ
Điện khí LNG				
Nhơn Trạch 3&4	1,600	2024-25	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 - Mitsubishi - 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	PVN nhận bàn giao hồ sơ từ T6/23, đang lập GSA
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

Hình 27: Giá khí LNG thế giới có xu hướng giảm mạnh từ mức đỉnh 2022, thu hẹp chênh lệch giá với giá khí nội địa, hỗ trợ triển vọng nhập khí LNG cho Việt Nam



Nguồn: Bloomberg, MBS Research

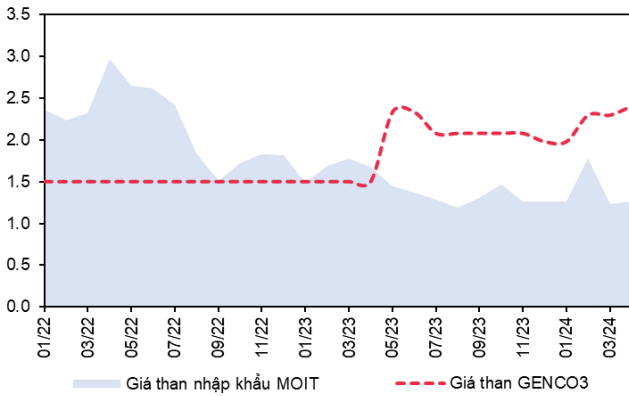
Điện than: Triển vọng huy động sản lượng tích cực trong 2024-25

Trong Q1/24, sản lượng điện than tăng trưởng mạnh 43% svck, và chiếm tỉ trọng lớn nhất, hỗ trợ bởi việc A0 ưu tiên huy động tối đa điện than trong bối cảnh nhu cầu điện tăng cao, thủy điện phải duy trì mực nước phục vụ giai đoạn cao điểm, và giá than giảm từ đỉnh, hỗ trợ cạnh tranh giá với các nguồn chạy nền khác.

Trong 2024-25, 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 nguồn cung trong bối cảnh tăng trưởng nguồn điện tại khu vực thấp hơn nhiều so với tăng trưởng tiêu thụ điện; 2) Giá than nhập khẩu đang có xu hướng giảm từ đỉnh, hỗ trợ giá bán cạnh tranh hơn so với điện khí. Theo đó, chúng tôi cho rằng những doanh nghiệp điện than tại miền Bắc như QTP, HND sẽ hưởng lợi từ 2024.

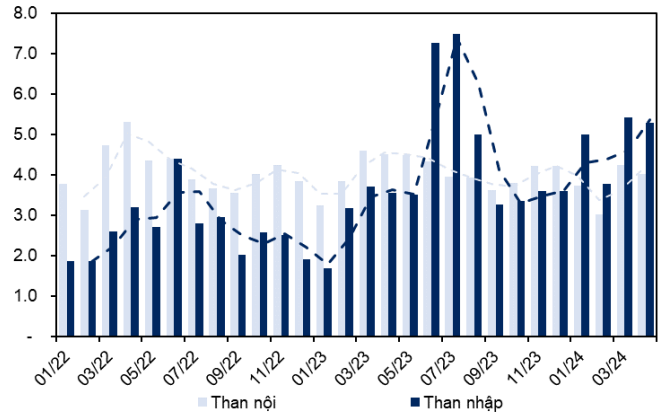
Về dài hạn, điện than sẽ không còn là mũi nhọn phát triển do phát thải cao và khả năng thu xếp vốn khó khăn. Từ nay đến 2030 sẽ chỉ còn 6 dự án điện than được triển khai, chủ yếu là các dự án BOT, trong đó, một số dự án đang được triển khai và sẽ sớm đi vào hoạt động như BOT Quảng Trạch 1 (1,403MW), và Na Dương 2 (110MW). Ngoài ra, đối với 6 dự án nằm trong diện gặp rủi ro trong công tác thu xếp vốn, Bộ Công thương xem xét chấm dứt hợp đồng nếu các dự án này không đủ khả năng triển khai đến hết T6/2024. Trong đó, nổi bật với Sông Hậu 2 do Tập đoàn Toyo (Malaysia) là chủ đầu tư cùng TV2 – Sunway (Malaysia) là liên danh nhà thầu EPC.

Hình 28: Giá than có xu hướng tăng trở lại từ đầu năm, tuy nhiên vẫn thấp hơn giá thành nhiên liệu khí (Đơn vị: triệu đồng)



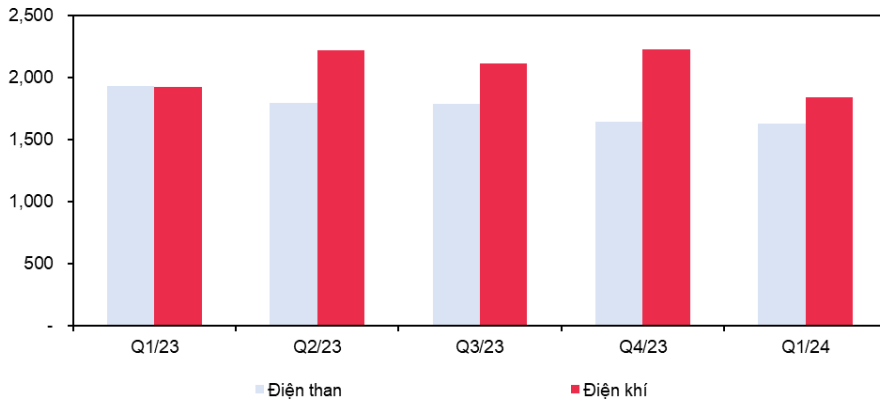
Nguồn: GENCO3, Bộ Công Thương, MBS Research

Hình 29: Nguồn than 2024 sẽ được đảm bảo khi TKV tăng cường nhập khẩu than đảm bảo cho điện từ Q3/23 (Đơn vị: tỉ tấn)



Nguồn: Bộ Công thương, MBS Research

Hình 30: Giá bán điện than có xu hướng thấp hơn giá bán điện khí trong Q1/24, hỗ trợ khả năng huy động của nhóm (Đơn vị: đ/kWh)



(*) Điện than bao gồm: Vũng Áng 1, Mông Dương, Vĩnh Tân

(*) Điện khí bao gồm: Cụm Phú Mỹ, Nhơn Trạch 1&2, Cà Mau 1&2

Nguồn: POW, GENCO3, MBS Research

Thủy điện chính thức bước ra khỏi pha El Nino từ Q2/24

Theo dữ liệu từ Viện Nghiên cứu Quốc tế về Khí hậu (IRI), pha El Nino đã kết thúc từ Q2/24, và pha La Nina có thể quay trở lại từ T8/24 với xác suất xảy ra cao nhất. Chúng tôi cho rằng nhóm thủy điện sẽ có thể được huy động tốt hơn ngay trong Q2/24 so với thấp điểm quý 1, giai đoạn các nhà máy thực hiện tích nước tối đa để phục vụ cho cao điểm mùa nóng. Hiện tại các hồ thủy điện đang duy trì mực nước cao và trong trạng thái sẵn sàng huy động. Hơn nữa, nhóm thủy điện có thể duy trì sản lượng huy động tích cực trong nửa cuối 2024 sang 2025, khi pha La Nina thường kéo dài từ 15-18 tháng. Hơn nữa, với tính chất giá rẻ, thủy điện thường được cân đối huy động ở mức tối đa.

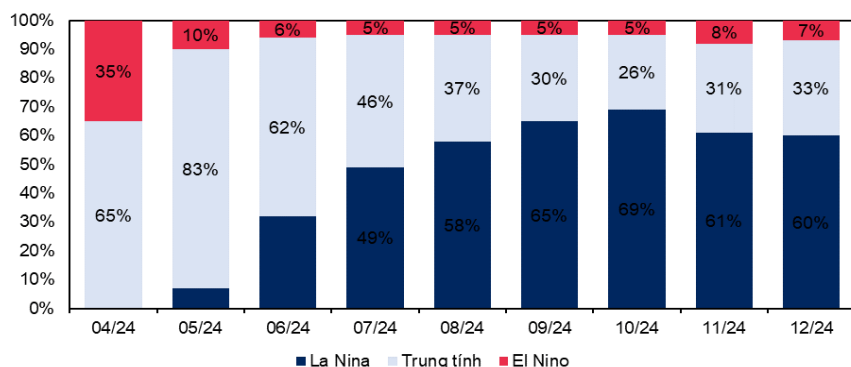
Mặt khác, giá bán thủy điện có thể sẽ giảm svck ảnh hưởng đến tăng trưởng doanh thu các nhà máy. Nguyên nhân chính đến từ quyết định tăng tỉ lệ Qc thủy điện từ 90% lên 98% trong 2024, đồng nghĩa với việc tỉ lệ Qm giảm từ 10% xuống 2%, giảm dự địa huy động sản lượng giá cao trên thị trường điện. Chúng tôi cho rằng việc giảm Qm thủy điện là một phương án để A0 kiểm soát tốt hơn hoạt động điều độ các nhà máy, tránh xảy ra tình trạng thiếu điện như nửa đầu năm 2023. Tuy nhiên, triển vọng giá điện nhóm thủy điện nhỏ (< 30MW) vẫn duy trì do hưởng lợi từ biểu phí tránh được và các nhà máy không huy động trên thị trường điện. Theo đó, một số doanh nghiệp có tỉ trọng thủy điện nhỏ cao như HDG, PC1, GEG có thể sẽ hưởng lợi trong năm nay.

Hình 31: Mặc dù ảnh hưởng của El Nino vẫn kéo dài đến hết Q1/24, nhiều khu vực hồ thủy điện duy trì mức nước cao chủ yếu do A0 không huy động, các nhà máy – đặc biệt tại Bắc Bộ phải tích nước để chuẩn bị cho mùa cao điểm tiêu thụ điện Q2-Q3/24

	T1/22	T2/22	T3/22	T4/22	T5/22	T6/22	T7/22	T8/22	T9/22	T10/22	T11/22	T12/22	T1/23	T2/23	T3/23	T4/23	T5/23	T6/23	T7/23	T8/23	T9/23	T10/23	T11/23	T12/23	T1/24	T2/24	T3/24	T4/24	T5/24	
Tây Bắc Bộ	Sơn La	22.5%	21.6%	20.7%	20.6%	18.4%	15.7%	13.7%	12.6%	17.7%	22.1%	21.3%	21.7%	19.7%	18.7%	17.3%	13.9%	3.2%	1.9%	10.1%	16.5%	18.5%	22.2%	22.8%	22.7%	22.8%	22.7%	22.6%	21.2%	20.5%
	Hòa Bình	37.3%	33.0%	34.4%	33.5%	31.9%	33.6%	30.4%	24.7%	35.4%	44.1%	43.3%	42.9%	43.7%	38.3%	36.3%	39.2%	38.4%	28.7%	21.4%	33.0%	40.6%	44.9%	45.9%	45.8%	44.7%	42.4%	41.4%	42.1%	37.1%
	Thác Bà	17.6%	15.1%	13.2%	10.4%	9.2%	13.7%	15.5%	18.8%	23.7%	26.0%	25.7%	24.8%	21.3%	15.2%	11.7%	7.1%	1.0%	0.5%	5.1%	11.5%	16.5%	21.4%	21.6%	22.2%	20.6%	16.8%	16.1%	15.9%	15.6%
	Bản Chát	10.1%	9.8%	9.2%	8.3%	7.1%	9.1%	10.0%	8.8%	8.9%	9.4%	9.6%	9.6%	9.1%	8.3%	6.4%	3.2%	1.3%	1.3%	4.3%	8.3%	9.7%	10.0%	10.2%	10.2%	10.2%	10.1%	9.8%	8.8%	7.8%
Bắc Trung Bộ	Bản Vẽ	25.9%	23.8%	22.4%	19.0%	14.9%	13.0%	10.7%	14.2%	22.4%	28.0%	28.5%	27.6%	25.1%	21.3%	18.0%	13.7%	7.2%	1.3%	1.1%	21.3%	25.8%	28.1%	28.5%	28.7%	27.7%	25.9%	24.3%	22.5%	20.0%
	Quảng Trị	6.2%	5.8%	5.2%	4.8%	4.1%	3.4%	2.3%	1.2%	1.2%	4.3%	5.9%	6.5%	6.4%	5.9%	5.3%	4.4%	3.4%	2.5%	0.8%	0.3%	0.6%	3.3%	5.9%	6.6%	6.6%	6.5%	6.5%	6.4%	6.2%
	Trung Sơn	5.3%	5.3%	2.8%	1.7%	2.3%	5.6%	1.9%	-0.5%	-0.3%	1.6%	1.0%	4.8%	3.5%	-0.3%	-1.6%	-1.7%	-2.2%	1.9%	0.6%	0.0%	-0.1%	4.3%	6.1%	5.7%	6.1%	5.9%	4.8%	3.7%	5.8%
Nam Trung Bộ	Vinh Sơn A	1.3%	1.2%	1.2%	1.2%	1.1%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.4%	1.4%	1.4%	1.3%	1.2%	1.2%	1.1%	1.0%	0.9%	0.7%	0.7%	0.6%	0.7%	1.3%	1.3%	1.3%	1.2%	1.1%	1.0%	1.0%
	Vinh Sơn B	1.5%	1.5%	1.4%	1.2%	1.0%	0.8%	1.1%	1.3%	1.4%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%	1.5%	1.3%	1.1%	1.0%	0.7%	0.6%	0.5%	0.5%	0.7%	1.1%	1.4%	1.5%	1.4%	1.4%	1.2%	1.1%
	Sông Ba Hạ	2.9%	3.0%	2.7%	2.3%	2.6%	2.4%	1.5%	2.2%	1.8%	1.9%	2.3%	3.7%	3.4%	3.0%	2.7%	1.8%	1.2%	2.0%	1.9%	1.8%	1.2%	1.7%	1.9%	3.4%	3.7%	3.7%	3.4%	2.8%	2.6%
	A Vương	11.3%	10.8%	9.9%	10.3%	9.5%	9.0%	8.3%	7.1%	6.0%	10.4%	10.0%	11.1%	11.6%	11.0%	10.1%	7.4%	6.3%	6.7%	5.2%	4.0%	2.8%	6.3%	10.8%	11.6%	11.5%	11.2%	10.6%	10.0%	8.7%
	Sông Ninh	6.2%	6.6%	6.4%	6.6%	6.6%	6.5%	5.8%	5.3%	5.2%	5.4%	6.1%	6.6%	6.6%	6.6%	6.5%	5.8%	5.0%	4.3%	3.2%	1.9%	1.1%	1.8%	5.4%	6.6%	6.6%	6.3%	6.1%	5.5%	5.0%
	Sông Bung 2	6.7%	6.5%	5.8%	5.7%	6.0%	6.4%	5.9%	4.4%	3.0%	5.9%	5.7%	6.6%	6.6%	6.1%	5.8%	5.3%	5.5%	4.8%	3.5%	2.8%	1.3%	4.8%	6.1%	6.9%	6.9%	6.8%	6.2%	5.7%	5.1%
Tây Nguyên	Buôn Kuốp	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.4%	0.5%	0.4%	0.5%	0.6%	0.5%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.3%	0.1%	0.3%	0.4%	0.4%	0.6%	0.5%	0.6%	0.6%	0.6%	0.2%	0.2%	0.6%	0.5%	0.6%
	Srêpôk 3	1.3%	1.1%	1.1%	0.7%	0.9%	1.3%	1.3%	0.9%	0.9%	0.9%	1.0%	1.2%	1.0%	0.7%	0.7%	0.0%	0.3%	0.5%	0.7%	0.8%	0.9%	1.0%	1.4%	1.3%	0.9%	0.4%	0.8%	1.3%	1.1%
	An Khê	0.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.4%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.6%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.5%	0.4%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%
	Pleikrông	6.1%	6.0%	6.1%	6.0%	4.6%	1.9%	1.4%	2.6%	4.0%	6.0%	5.9%	6.1%	6.0%	5.7%	5.4%	4.4%	3.1%	1.7%	1.8%	4.7%	5.8%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.0%	5.5%	4.9%	4.7%
	Ialy	4.7%	4.0%	2.7%	1.4%	2.2%	2.9%	2.4%	2.3%	3.9%	4.9%	4.4%	4.4%	4.3%	3.6%	2.2%	1.3%	0.7%	2.6%	2.2%	3.8%	4.4%	4.9%	5.0%	4.7%	3.6%	2.5%	2.1%	1.6%	1.5%
	Đồng Nai 3	3.4%	3.0%	2.5%	2.0%	1.8%	1.4%	1.3%	1.4%	1.8%	2.6%	3.1%	3.3%	3.2%	2.7%	2.3%	1.4%	0.4%	0.3%	0.8%	1.9%	2.4%	3.1%	3.5%	3.5%	3.3%	3.1%	2.9%	2.5%	1.9%
	Sê San 4	2.1%	1.1%	1.1%	1.4%	0.7%	0.6%	1.1%	2.0%	2.1%	2.1%	2.0%	1.8%	1.8%	1.4%	0.6%	0.1%	0.1%	0.5%	-59.5%	2.0%	2.1%	2.1%	2.4%	2.2%	2.2%	2.2%	2.1%	0.9%	0.2%
	Hàm Thuận	4.9%	4.2%	3.4%	2.6%	2.0%	2.4%	2.5%	2.6%	2.8%	3.8%	4.3%	4.5%	4.3%	3.7%	2.9%	1.8%	1.1%	1.4%	1.9%	4.4%	4.8%	5.1%	5.2%	5.2%	5.1%	4.6%	4.1%	3.3%	2.5%
	Đa Mi	0.4%	0.4%	0.2%	0.3%	0.3%	0.4%	0.3%	0.3%	0.4%	0.5%	0.3%	0.4%	0.2%	0.4%	0.3%	0.4%	0.3%	0.5%	0.3%	0.3%	0.5%	0.5%	0.6%	0.4%	0.2%	0.2%	0.3%	0.4%	0.4%
Đông Nam Bộ	Tri An	22.9%	22.6%	21.7%	20.1%	13.2%	6.7%	6.7%	12.4%	17.1%	20.1%	18.0%	17.6%	17.3%	15.7%	12.9%	5.9%	2.8%	6.6%	10.5%	21.5%	22.4%	23.1%	23.0%	23.7%	23.7%	23.0%	22.0%	19.9%	16.1%
	Thác Mơ	9.3%	8.2%	7.3%	5.8%	4.5%	3.9%	5.2%	7.9%	9.1%	9.8%	9.9%	9.4%	8.7%	7.7%	6.6%	4.9%	1.8%	0.8%	2.7%	7.7%	9.2%	-12.1%	10.1%	10.0%	9.6%	8.9%	8.1%	7.0%	5.7%

Nguồn: EVN, MBS Research

Hình 32: Theo IRI, dự kiến pha La Nina có thể quay trở lại từ tháng 7- 8/2024



Nguồn: IRI, MBS Research

Chúng tôi lựa chọn POW, REE cho chiến lược đầu tư dài hạn ngành điện

Cổ phiếu	Rating	Giá mục tiêu (đồng/cp)	Luận điểm đầu tư
POW	Khả quan	14,800	<ul style="list-style-type: none"> Doanh nghiệp điện khí hàng đầu hưởng lợi từ định hướng dài hạn của chính phủ, tập trung phát triển điện khí từ nay đến 2035. POW có cơ hội để nâng tầm vị thế khi tham gia đầu tư nhiều dự án điện khí trọng điểm có trong quy hoạch, bao gồm LNG Nhơn Trạch 3&4 (1,600MW – vận hành trong 2024-25) và LNG Quảng Ninh (1,500MW – vận hành trong 2028-29). LN ròng 2024 tăng nhẹ svck từ nền thấp 2023, tuy nhiên, sẽ có sự cải thiện rõ rệt từ Q2/24 so với Q1/24 hỗ trợ bởi: 1) Sản lượng điện khí phục hồi khi các nhà máy không còn lịch sửa chữa lớn và huy động trong mùa cao điểm; 2) Vũng Áng 1 hoạt động tối đa công suất từ T8/23; 3) Tăng trưởng LN ròng sẽ đáng kể hơn nhiều nếu ghi nhận thêm các khoản LN bất thường như bồi thường VA1 và thái vốn EVN Việt Lào (300 tỉ) vào mô hình định giá. Rủi ro thiếu khí lớn, tuy nhiên triển vọng dài hạn duy trì với định hướng điện khí LNG rõ ràng cùng với định giá rẻ so với các doanh nghiệp cùng ngành.
REE	Khả quan	71,000	<ul style="list-style-type: none"> Sở hữu dòng tiền dồi dào (CFO/Doanh thu >15% từ 2018-23) nhờ tập trung vào các mảng kinh doanh tiện ích như điện, nước, cho thuê văn phòng. Nguồn tiền dồi dào, tài chính lành mạnh giúp REE chủ động trong việc quyết định các thương vụ tiếp theo, đặc biệt khi doanh nghiệp có tham vọng đầu tư các dự án điện gió ngoài khơi quy mô lớn trong dài hạn. Trong bối cảnh danh mục thủy điện – danh mục với giá trị đầu tư lớn nhất ghi nhận kết quả kém tích cực trong 2023, kéo LN ròng giảm 11% svck. Dự kiến mảng thủy điện sẽ phục hồi từ nửa cuối năm 2024 + với E.Town 6 đi vào hoạt động sẽ hỗ trợ LN ròng duy trì tăng nhẹ svck 2024-25. Doanh nghiệp có tài sản chất lượng, sinh lời tốt với vị thế tăng trưởng trong dài hạn.
PC1	Khả quan	32,600	<ul style="list-style-type: none"> Doanh nghiệp đầu ngành trong lĩnh vực xây lắp điện, hưởng lợi từ dự án trọng điểm đường dây 500kV từ 2024. Ngoài ra, đã có những tín hiệu rõ ràng hơn về chính sách giá cho NLTT, đây là tiềm năng tăng giá của doanh nghiệp trong năm tới với vị trí là nhà thầu EPC điện gió. Giai đoạn 2024, PC1 dự kiến ghi nhận tăng trưởng LN ròng đột biến 206% svck, hỗ trợ bởi các mảng kinh doanh mũi nhọn bắt đầu ghi nhận lợi nhuận bao gồm khai khoáng vận hành cả năm, ghi nhận LN từ BDS KCN và thủy điện, xây lắp phục hồi từ nền thấp. Doanh nghiệp tiếp tục mở rộng công suất mảng điện với hai trọng tâm chính là thủy điện và điện gió. Dự kiến doanh nghiệp sẽ đưa vào vận hành 2 nhà máy thủy điện nhỏ bao gồm Bảo Lạc A (30MW) và Thượng Hà (13MW) trong 2025-26. Ngoài ra, PC1 cũng đang theo sát cơ hội đầu tư một dự án điện gió tại Quảng Trị, doanh nghiệp đã chứng minh được năng lực triển khai dự án, các dự án ghi nhận sản lượng tốt, hiệu suất >80%, có tiêu chuẩn cao và huy động vốn rẻ.
HDG	Trung lập	32,300	<ul style="list-style-type: none"> Doanh nghiệp có lợi thế huy động vốn rẻ hơn so với các doanh nghiệp cùng ngành, hỗ trợ bởi năng lực triển khai dự án, sản lượng tối ưu và suất đầu tư rẻ. Có sự chủ động đàm phán với ngân hàng để hưởng những mức lãi suất hấp dẫn. Dự kiến mảng thủy điện sẽ phục hồi từ nền thấp 2023 do pha El Nino dự báo sẽ kết thúc. Tuy nhiên, triển vọng tăng trưởng LN 2024 đến từ mảng BDS do ghi nhận doanh thu từ Charm Villa. Rủi ro từ hai dự án điện mặt trời sai phạm bao gồm Hồng Phong 4 và SP Infra 1 không quá nghiêm trọng. Định giá không còn hấp dẫn do các triển vọng về cơ bản đã phản ánh vào giá
QTP	KKN	NA	<ul style="list-style-type: none"> Trong 2024, dự kiến sản lượng các nhà máy điện than, đặc biệt tại phía Bắc sẽ tiếp tục ghi nhận ở mức cao trong ít nhất 6 tháng đầu năm, hỗ trợ bởi nhu cầu phụ tải tăng cao vào mùa hè cũng như rủi ro thiếu điện luôn hiện hữu tại khu vực. Biên LN gộp cải thiện do giá than tụt giảm, neo theo giá than nhập giảm mạnh từ mức cao. Rủi ro thiếu than thấp do nhà máy gần mỏ than, phí vận chuyển rẻ và TKV tăng cường nhập khẩu than từ Q3/23. Giai đoạn 2024-25, ghi nhận LN đột biến do hết khấu hao thiết bị trong 2024 và hết khấu hao nhà máy trong 2025. Tỉ suất cổ tức cao ~7-8%, doanh nghiệp có tiềm năng trả cổ tức cao hơn các năm tới, giai đoạn hết nợ và khấu hao cùng triển vọng huy động sản ổn định.
NT2	KKN	NA	<ul style="list-style-type: none"> Triển vọng 2024-25 kém khả quan do khó khăn về nguồn khí Đông Nam Bộ, A0 giao sản lượng thấp trong cho NT2 và dự kiến doanh nghiệp có thể ghi nhận lỗ trong năm nay. Dòng tiền cải thiện, phải thu giảm, hỗ trợ bởi tình hình tài chính EVN cải thiện sau khi tăng giá bán lẻ. Tuy nhiên, rủi ro thiếu khí hiện hữu do tình hình suy giảm sản lượng các mỏ nội địa. POW cùng các bên đang nghiên cứu cơ chế bổ sung LNG cho NT2 trong thời gian tới. Lựa chọn hợp lý đầu tư cổ tức, tỉ suất cổ tức trung bình 7-8%.
TV2	KKN	NA	<ul style="list-style-type: none"> Hưởng lợi lớn từ nhu cầu đầu tư truyền tải điện phục hồi trong 2024, trọng tâm là đường dây 500kV mạch 3 khi TV2 tham gia 3 trên 4 gói thầu tư vấn thiết kế chính. Có kinh nghiệm trong hoạt động EPC các nhà máy điện NLTT, điện sinh khối, dự kiến sẽ được hưởng lợi từ 2025 sau khi khung giá cho NLTT được ban hành. Triển vọng lớn nhất đến từ dự án nhiệt điện Sông Hậu 2 (2.120MW) với tổng mức đầu tư ~2.4 tỷ USD. TV2 liên danh cùng Sunway Construction (Malaysia) sẽ là nhà thầu EPC cho dự án. Nếu thành công triển khai, dự án sẽ đóng góp ~70-80% cho tăng trưởng doanh thu trong 2025-27. Trong trường hợp không đủ khả thi triển khai từ nay đến hết T6/24, dự án sẽ được xem xét hủy hợp đồng theo thông báo của Bộ Công Thương. Do đó, vẫn cần chờ thêm các thông tin chính thức về khả năng triển khai của dự án này

(* Các cổ phiếu lựa chọn theo MBS Research
 (*) KKN: Không khuyến nghị

Hình 33: So sánh doanh nghiệp cùng ngành

Tên công ty	Mã CP Bloomberg	Giá thị trường Nội tệ	Giá mục tiêu Nội tệ	Khuyến nghị	Vốn hóa tr USD	P/E (lần)		P/BV (lần)		EV/EBITDA (lần)		ROE (%)	
						TTM	2024	Hiện tại	2024	TTM	2024	TTM	2024
Điện khí													
PVPower	POW VN	12,600	14,800	Khả quan	1,159.4	36.0	40.3	0.9	0.9	6.4	5.8	2.5	2.3
GENCO 3	PGV VN	22,000	NA	KKN	966.8	12.7	9.6	1.6	1.4	6.5	6.6	12.2	15.4
CTCP Điện lực Nhơn Trạch 2	NT2 VN	23,350	NA	KKN	305.0	64.8	na	1.8	1.8	6.3	na	2.4	na
<i>Trung bình</i>						<i>37.8</i>	<i>24.9</i>	<i>1.4</i>	<i>1.4</i>	<i>6.4</i>	<i>6.2</i>	<i>5.7</i>	<i>8.9</i>
<i>Trung vị</i>						<i>36.0</i>	<i>24.9</i>	<i>1.6</i>	<i>1.4</i>	<i>6.4</i>	<i>6.2</i>	<i>2.5</i>	<i>8.9</i>
Điện than													
CTCP Nhiệt điện Hải Phòng	HND VN	23,700	NA	KKN	279.8	12.5	12.9	1.1	1.1	4.5	3.9	8.7	13.1
CTCP Nhiệt điện Quảng Ninh	QTP VN	17,400	NA	KKN	270.2	11.2	6.9	1.5	1.2	3.6	3.6	12.6	14.0
CTCP Nhiệt điện Phả Lại	PPC VN	16,650	NA	KKN	206.0	10.5	6.8	1.0	1.0	19.4	8.4	9.5	14.3
<i>Trung bình</i>						<i>11.4</i>	<i>8.9</i>	<i>1.2</i>	<i>1.1</i>	<i>9.2</i>	<i>5.3</i>	<i>10.3</i>	<i>13.8</i>
<i>Trung vị</i>						<i>11.2</i>	<i>6.9</i>	<i>1.1</i>	<i>1.1</i>	<i>4.5</i>	<i>3.9</i>	<i>9.5</i>	<i>14.0</i>
Thủy điện													
Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	VSH VN	49,000	NA	KKN	452.5	22.2	NA	2.5	NA	6.1	NA	10.5	NA
CTCP Thủy điện Hòa Na	HNA VN	23,400	NA	KKN	179.4	33.6	NA	1.7	NA	4.6	NA	5.0	NA
CTCP Thủy điện Miền Trung	CHP VN	34,750	NA	KKN	149.0	19.5	NA	2.6	NA	6.4	NA	13.4	NA
<i>Trung bình</i>						<i>25.1</i>	<i>NA</i>	<i>2.3</i>	<i>NA</i>	<i>5.7</i>	<i>NA</i>	<i>9.6</i>	<i>NA</i>
<i>Trung vị</i>						<i>22.2</i>	<i>NA</i>	<i>2.5</i>	<i>NA</i>	<i>6.1</i>	<i>NA</i>	<i>10.5</i>	<i>NA</i>
Năng lượng tái tạo													
CTCP Điện Gia Lai	GEG VN	14,200	NA	KKN	181.9	29.3	17.5	1.1	1.0	10.1	8.3	2.8	5.8
Doanh nghiệp đa ngành													
CTCP Cơ Điện Lạnh	REE VN	62,900	71,000	Khả quan	931.5	14.0	11.1	1.5	1.3	9.8	8.5	11.5	12.5
CTCP Tập đoàn Hà Đô	HDG VN	34,350	32,300	Trung lập	319.7	14.0	9.8	1.3	0.1	7.4	5.9	9.9	14.2
CTCP Tập Đoàn PC1	PC1 VN	28,650	32,600	Khả quan	351.9	44.3	17.7	1.5	1.4	8.8	7.8	3.6	11.5
CTCP Tập đoàn Bamboo Capital	BCG VN	9,630	NA	NA	182.0	67.6	NA	0.5	NA	26.1	NA	0.5	NA
<i>Trung bình</i>						<i>35.0</i>	<i>8.7</i>	<i>1.2</i>	<i>1.1</i>	<i>13.0</i>	<i>6.8</i>	<i>6.4</i>	<i>15.5</i>
<i>Trung vị</i>						<i>29.2</i>	<i>8.0</i>	<i>1.4</i>	<i>1.1</i>	<i>9.3</i>	<i>7.5</i>	<i>6.8</i>	<i>14.0</i>

Nguồn: Bloomberg, MBS Research

Hình 34: Dự phóng kết quả kinh doanh 2024-25 các doanh nghiệp trong danh mục theo dõi

Tỷ đồng	PC1			POW			REE		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Doanh thu	7,803	9,925	10,951	27,945	32,012	47,306	8,579	9,421	9,920
% svck	-6.6%	27.2%	10.3%	-1.0%	14.6%	47.8%	-8.5%	9.8%	5.3%
LN gộp	1,574	2,030	2,246	2,183	2,438	4,194	3,710	3,598	3,852
Biên LN gộp (%)	20.2%	20.5%	20.5%	7.8%	7.6%	8.9%	43.2%	38.2%	38.8%
EBITDA	1,958	2,293	2,490	4,213	4,565	6,616	4,180	4,281	4,533
Biên EBITDA (%)	25.1%	23.1%	22.7%	15.1%	14.3%	14.0%	48.7%	45.4%	45.7%
LN ròng	137	583	858	1,075	1,189	1,648	2,188	2,304	2,549
% svck	-70.3%	327.2%	47.0%	-47.8%	10.6%	38.6%	-18.7%	5.3%	10.6%
EPS (đ/cp)	439	1,876	2,758	459	508	704	4,656	4,903	5,424
BVPS (đ/cp)	19,777	22,247	25,548	14,589	15,453	17,258	41,174	46,125	51,812
Tiền mặt ròng/cổ phiếu (đ/cp)	-25,272	-23,151	-22,725	-789	-5,547	-7,597	-14,016	-8,705	-1,981
Nợ/VCSH	1.8	1.7	1.6	0.4	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5
Tỷ suất cổ tức (%)	0.0%	100.0%	200.0%	0.0%	100.0%	200.0%	2.4%	2.4%	2.4%
ROAE (%)	2.2%	8.4%	10.8%	3.6%	3.8%	4.9%	11.3%	10.6%	10.5%
ROAA (%)	0.7%	2.7%	3.7%	1.7%	1.6%	1.8%	6.4%	6.4%	6.7%

Nguồn: MBS Research

Hình 35: Dự phóng kết quả kinh doanh các doanh nghiệp trong danh mục theo dõi

Tỷ đồng	HDG			NT2			QTP		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Doanh thu	2,882	3,291	3,558	6,386	6,035	7,151	12,058	12,091	11,760
% svck	-19.5%	14.2%	8.1%	-27.3%	-5.5%	18.5%	15.8%	0.0%	0.0%
LN gộp	1,716	2,150	2,235	510	(28)	352	817	1,106	1,527
Biên LN gộp (%)	59.5%	65.3%	62.8%	8.0%	-0.5%	4.9%	6.8%	9.1%	13.0%
EBITDA	1,920	2,386	2,533	1,129	599	786	1,565	1,592	1,416
Biên EBITDA (%)	66.6%	72.5%	71.2%	17.7%	9.9%	11.0%	13.0%	13.2%	12.0%
LN ròng	712	977	1,149	473	-64	267	612	816	1,181
% svck	-35.1%	37.3%	17.5%	-46.4%	na	-517.5%	-19.9%	33.4%	44.7%
EPS (đ/cp)	2,142	2,975	3,472	1,643	-222	928	1,360	1,723	2,493
BVPS (đ/cp)	19,635	21,595	25,524	15,066	13,307	12,750	13,286	14,102	15,706
Tiền mặt ròng/cổ phiếu (đ/cp)	-15,675	-12,100	-10,000	4,753	6,663	6,904	1,964	1,922	1,987
Nợ/VCSH	0.9	0.8	0.6	0.5	0.6	0.7	0.2	0.0	0.0
Tỷ suất cổ tức (%)	3.2%	3.2%	3.2%	6.5%	6.5%	6.5%	8.6%	108.6%	208.6%
ROAE (%)	11.9%	14.8%	14.7%	10.9%	-1.7%	7.3%	10.2%	12.9%	16.7%
ROAA (%)	4.9%	6.3%	6.9%	6.7%	-1.0%	4.3%	7.6%	11.3%	15.1%

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

Lê Minh Anh

Nghiêm Phú Cường

Ngân hàng – Dịch vụ Tài chính

Đinh Công Luyến

Đỗ Lan Phương

Nguyễn Đức Hải

Bất động sản

Nguyễn Minh Đức

Nguyễn Minh Trí

Lê Hải Thành

Dịch vụ - Tiêu dùng

Nguyễn Quỳnh Ly

Công nghiệp – Năng Lượng

Nguyễn Hà Đức Tùng

Phạm Thị Thanh Huyền