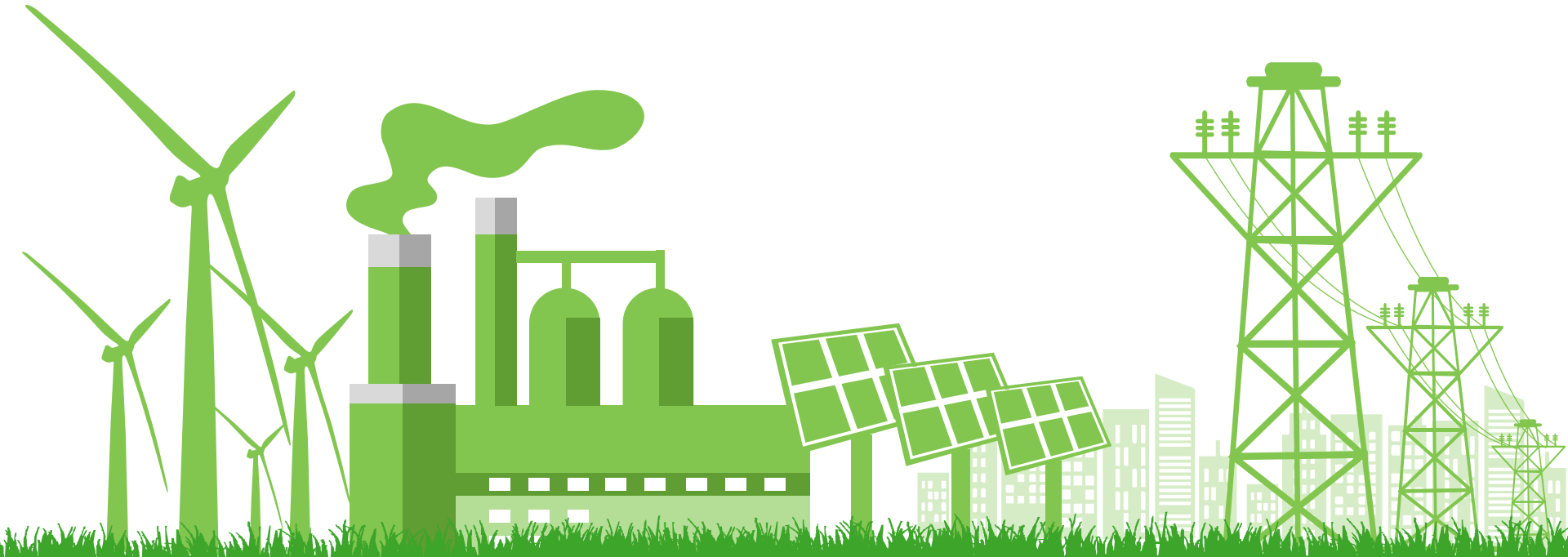
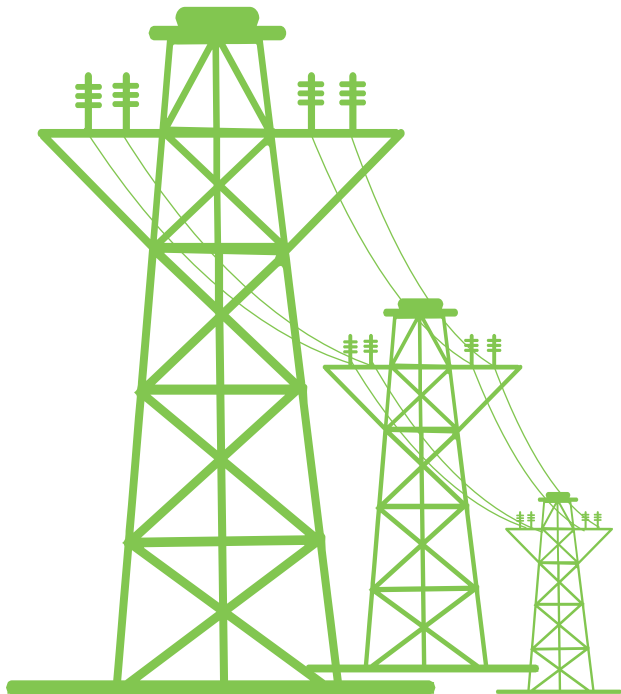


BÁO CÁO NGÀNH ĐIỆN

NGÀNH ĐIỆN CHUYỂN MÌNH, TIẾN VÀO CHU KỲ MỚI





MỤC LỤC

NGÀNH ĐIỆN CHUYỂN MÌNH, TIẾN SANG CHU KỲ MỚI

01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Phụ tải tăng trưởng cao do hoạt động sản xuất công nghiệp phục hồi.

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Thủy điện hưởng lợi từ La Nina. Xây lắp và Năng lượng tái tạo được xác định là cột sống của ngành.

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

QTP – MUA – 19.476 (+17%)

POW – MUA – 13.798 (+22%)

PC1 – MUA – 33.000 (+18%)

REE – MUA – 72.400 (+22%)

TV2 – MUA – 51.000 (+20%)

NT2 – TRUNG LẬP – 22.450 (+1,0%)

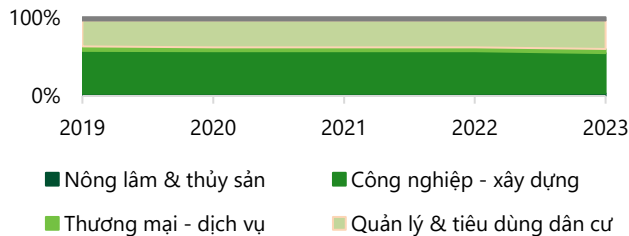
PGV – TRUNG LẬP – 21.988 (+5%)

Tính đến hết quý I, sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống đạt 69,4 tỷ kWh - tăng 11,8% yoy, sản lượng điện truyền tải đạt 54,36 tỷ kWh, tăng 11,17% yoy (hoàn thành 22% KH của BCT). Theo kế hoạch vận hành điện 2024 của EVN đã được điều chỉnh theo kế hoạch Bộ Công Thương ngày 19/04 thì sản lượng điện toàn hệ thống dự báo ở mức 310,6 tỷ Kwh (+10,6% yoy). Phụ tải điện quốc gia tăng trưởng khoảng 10,7% yoy, trong đó phụ tải miền Bắc tăng 9,9%, miền Nam tăng 12,7%, miền Trung tăng 8,3%.

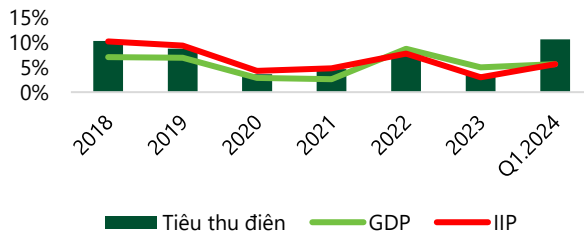
Nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ trọng huy động cao trong các loại hình nguồn điện toàn hệ thống trong quý I, trong đó Thủy điện: 10,62 tỷ kWh, chiếm 15,3%. Nhiệt điện than: đạt 39,99 tỷ kWh, chiếm 57,6%. Tua bin khí: 6,06 tỷ kWh, chiếm 8,7%. Năng lượng tái tạo: 11,45 tỷ kWh, chiếm 16,5% (trong đó điện mặt trời đạt 6,61 tỷ kWh, điện gió đạt 4,43 tỷ kWh). Điện nhập khẩu: 1,15 tỷ kWh, chiếm 1,7%.

Tăng trưởng cao ở các nhóm thành phần phụ tải: Công nghiệp - xây dựng (tăng 12,4%); Nông nghiệp (tăng 17%); Thương mại - Khách sạn - nhà hàng (tăng 14,6%). Tăng trưởng điện thương phẩm của thành phần Quản lý tiêu dùng ở mức 10,1%, riêng khu vực miền Nam tăng cao (15,6%) do đang trong giai đoạn nắng nóng mùa khô.

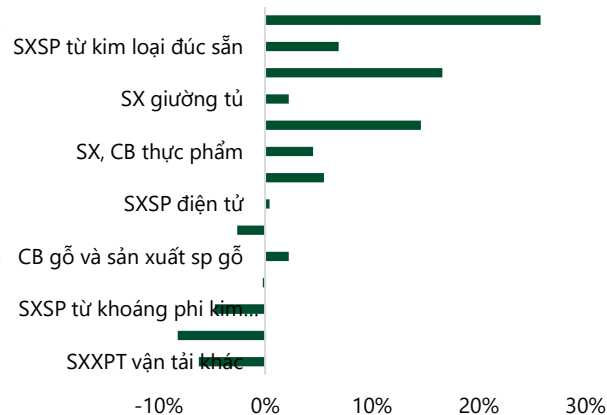
Tỷ trọng tiêu thụ điện theo các lĩnh vực



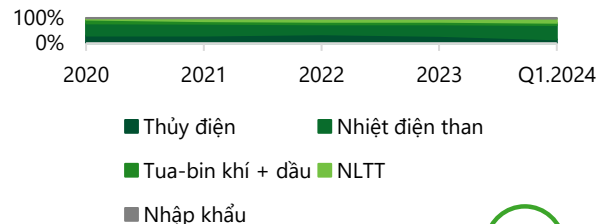
Tiêu thụ điện, GDP, IIP



Tăng trưởng các ngành năm Q1.2024



Cơ cấu sản lượng điện theo loại hình



Tính đến cuối năm 2023, tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống đạt khoảng 80.555 MW, tăng 2.755 MW (+4% yoy) so với năm 2022. Tăng trưởng công suất nguồn điện chậm chủ yếu đến từ nhiều dự án điện chậm tiến độ, điển hình là 1 số dự án điện than như An Khánh Bắc Giang, Quảng Trạch I, các dự án điện khí như NT3&4 hay dự án chuỗi điện khí LỒ B.

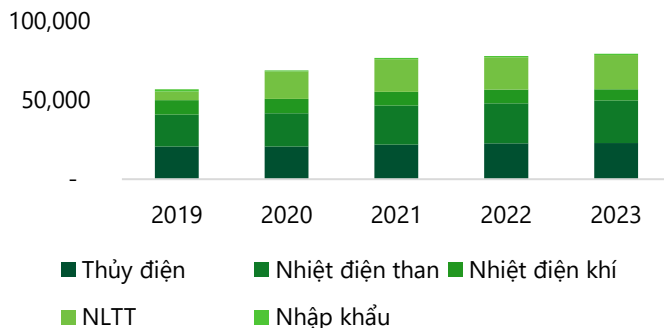
Tổng công suất các nguồn điện năng lượng tái tạo chiếm tỷ trọng 26,9% (tăng 3.420 MW so với năm 2022); thủy điện (bao gồm thủy điện nhỏ) chiếm tỷ trọng 28,4%; nhiệt điện than chiếm tỷ trọng 33,2%; nhiệt điện khí chiếm tỷ trọng 8,9%. Như vậy, tỷ lệ năng lượng tái tạo (bao gồm điện gió, điện mặt trời, thủy điện) chiếm tỷ trọng 55,3% tổng công suất đặt của hệ thống.

Năm 2023, 2 Dự án Nhiệt điện chính thức vận hành thương mại là Nhiệt điện Vân Phong 1 (hoàn thành tổ máy 1, công suất 716 MW) và Nhiệt điện Thái Bình 2 (1.200 MW). Nhiệt điện Thái Bình 2 là một trong các nhà máy có quy mô công suất lớn nhất khu vực Đồng bằng Bắc bộ. Đây là nguồn điện lớn, quan trọng để cấp điện cho miền Bắc trong tình hình thiếu nguồn trầm trọng.

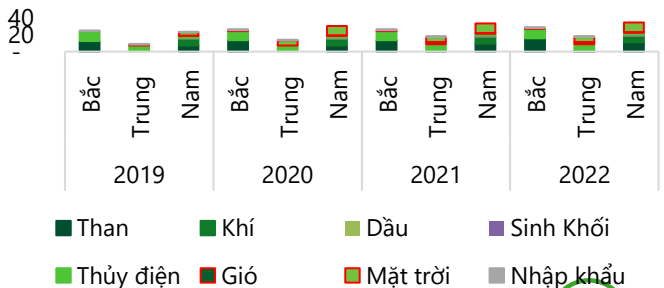
Trong năm 2023 đã đưa vào vận hành Nhà máy Thủy điện Hồi Xuân (102 MW), nhà máy Thủy điện Sông Lô 7 (36 MW), nhà máy Thủy điện Nậm Cúm (56 MW) và các nhà máy thủy điện nhỏ tổng công suất 857 MW. Các dự án nguồn điện lớn trên được kỳ vọng giúp bổ sung công suất ở khu vực phía Bắc trong bối cảnh phụ tải ở khu vực này tăng trưởng cao trong những năm gần đây.

Hệ thống truyền tải điện: Trong quý I, EVN và các đơn vị đã đạt được mục tiêu khởi công 1 trong 4 công trình thuộc cụm đường dây 500 kV mạch 3 Quảng Trạch - Phố Nối, khởi công 25 công trình và hoàn thành đóng điện, đưa vào vận hành 22 công trình lưới điện từ 110 kV đến 500 kV, trong đó có một số dự án quan trọng như: đường dây 220 kV Nha Trang - Tháp Chàm (2 mạch), trạm biến áp 220 kV Vĩnh Hảo, mạch 2 đường dây 220 kV Cao Bằng - Bắc Kạn, trạm biến áp 220 kV Phố Cao và đấu nối.

Công suất đặt theo từng loại hình (MW)



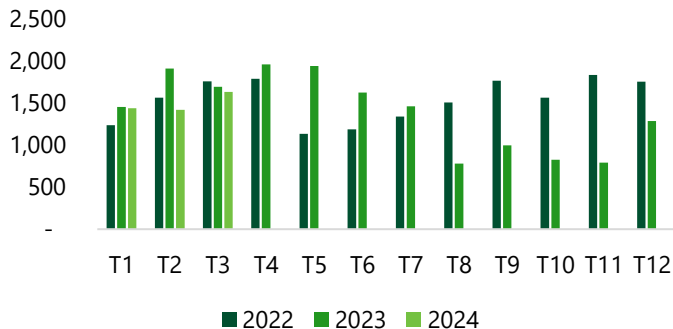
Công suất đặt các loại hình nguồn điện theo miền (GW)



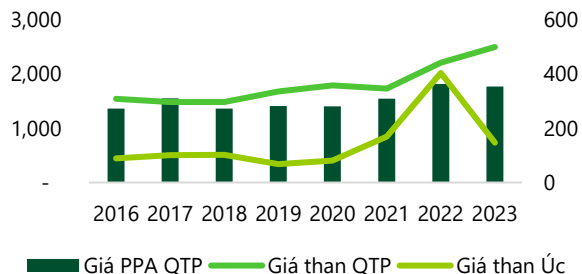
Giá trung bình CGM trong quý 1 năm 2024 đạt 1.499 đồng/kWh (-11% yoy), có thể do giá nguyên liệu đầu vào của các nhà máy nhiệt điện than đã hạ nhiệt. Tuy nhiên, vào tháng 3, giá CGM là 1.635 đồng/kWh, tăng 13% so với tháng trước. Do đó với thời gian cao điểm của mùa khô sẽ rơi vào cao điểm Quý 2 và là thời điểm căng thẳng nhất trong năm về cung cấp điện toàn hệ thống, giá CGM có thể sẽ tăng mạnh trong quý 2.

Giá than đá Newcastle của Australia vào quý 1 trung bình là khoảng 125 USD/tấn (-40% so với cùng kỳ năm trước) do sự sụt giảm nhu cầu từ EU. Mức giá này vẫn cao hơn nhiều so với thời điểm trước năm 2021 gây áp lực lên các doanh nghiệp điện trong bối cảnh thiếu hụt nguồn cung than nội địa. Giá than nhập khẩu về Việt Nam trung bình 2 tháng đầu năm hiện ở mức khoảng 147 USD/tấn (cao hơn trung bình nhiều năm) làm tăng giá thành sản xuất các các doanh nghiệp điện than. Sự huy động mạnh mẽ từ nguồn điện than đá trong Quý 1 chủ yếu là do giá than nhập khẩu giảm đáng kể so với cùng kỳ.

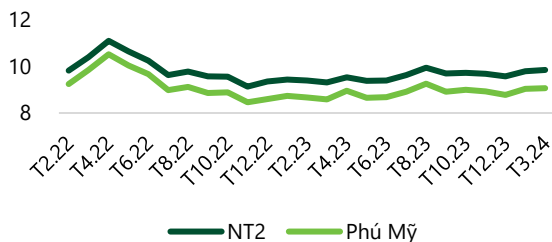
Giá toàn phần thị trường điện bình quân (CGM)



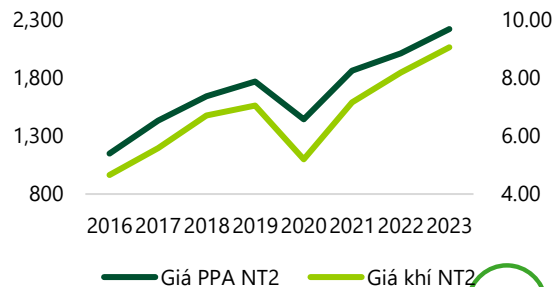
Diễn biến giá Than và giá PPA



Giá khí đầu vào cho các nhà máy nhiệt điện (USD/MMBTU)



Diễn biến giá khí đầu vào và giá PPA

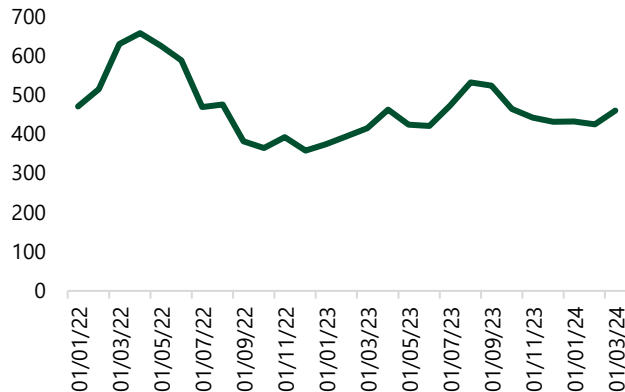




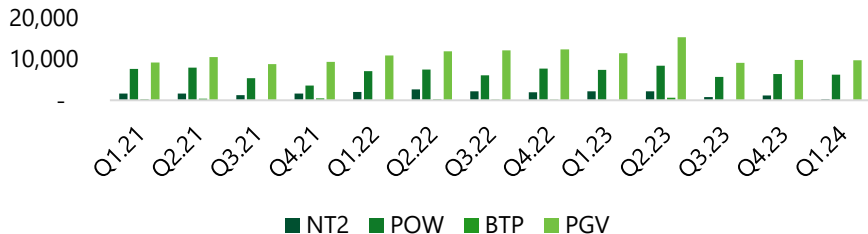
Điện khí trước bài toán nguồn cung khí đốt tự nhiên đang cạn kiệt, việc phát triển thị trường khí LNG đối mặt nhiều khó khăn khi nguồn khí LNG phải nhập khẩu hoàn toàn.

- **2 chuyến tàu nhập khẩu LNG đầu tiên của Việt Nam cập bến kho cảng Thị Vải** trong năm 2023 và Q1.2024, khánh thành dự án Kho cảng LNG Thị Vải. Ký kết các hợp đồng liên quan và triển khai Chuỗi dự án khí, điện Lô B - Ô Môn, đánh dấu bước tiến quan trọng trong phát triển dự án nguồn cung khí nội địa.
- **Các doanh nghiệp nhiệt điện khí có KQKD kém khả quan Quý 1 do:** (1) Tình trạng thiếu khí, đặc biệt ở khu vực Đông Nam Bộ khiến cho nhà máy nhiệt điện khí ở khu vực này không vận hành hiệu quả, hệ quả là A0 giảm sản lượng huy động; (2) Giá khí đầu vẫn duy trì ở mức cao, khó cạnh tranh trên thị trường điện.
- **EVN lần đầu tiên chạy điện khí LNG, giải tỏa áp lực thiếu điện mùa khô.** PV GAS đã ký hợp đồng bán gần 70 nghìn tấn LNG cho EVN để bổ sung nguồn khí phục vụ sản xuất điện năm 2024. Theo đó, lượng khí LNG sẽ được cung cấp cho Nhà máy Nhiệt điện Phú Mỹ 3, trong giai đoạn tháng 4-5/2024, bổ sung khoảng 500 triệu kWh cho hệ thống điện.

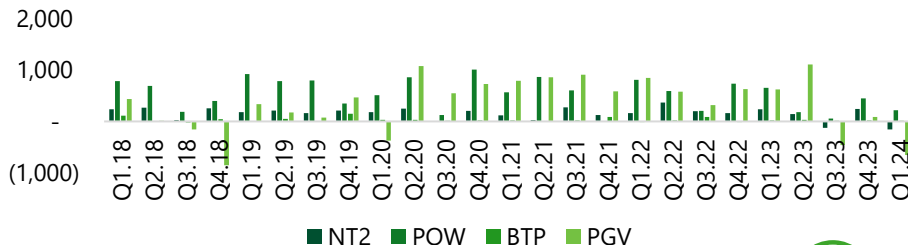
Diễn biến giá dầu MFO (USD/tấn)



Doanh thu một số doanh nghiệp nhiệt điện khí (Tỷ đồng)



LNST một số doanh nghiệp nhiệt điện khí (Tỷ đồng)

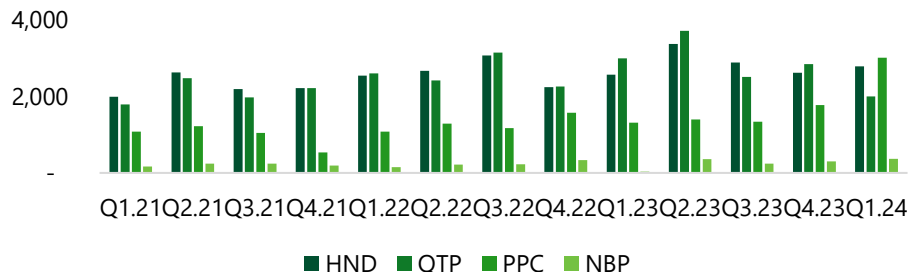


Sự phụ thuộc nhiệt điện than tác động tiêu cực đến môi trường trong khi ngày càng phụ thuộc vào nguyên liệu nhập khẩu

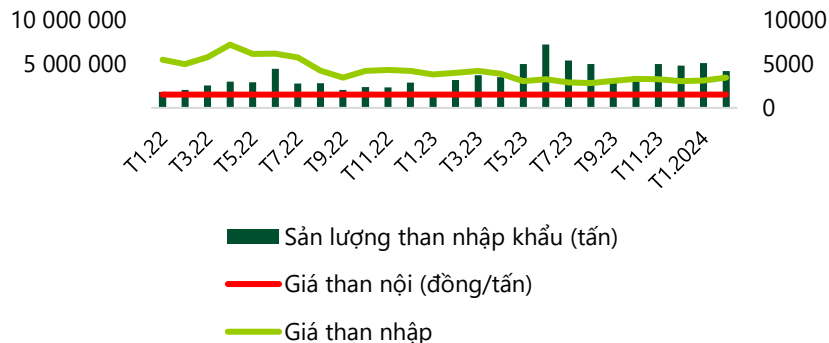
Quý 1 năm 2024, các doanh nghiệp nhiệt điện than ghi nhận KQKD tích cực khi tăng trưởng cả doanh thu và lợi nhuận, đặc biệt là nhóm nhiệt điện than miền Bắc do (1) sản lượng điện than được huy động cao do nhu cầu điện cao ở miền Bắc, (2) giá thành sản xuất giảm do giá nguyên liệu đầu vào giảm và (3) giá bán điện bình quân CGM giảm 11% yoy.

Cụ thể: Sản lượng điện sản xuất trong quý I/2024 của HND và QTP lần lượt đạt 1.816 tỷ kWh và 1.965 tỷ kWh. Với kết quả này, cả HND và QTP đều ghi nhận kết quả doanh thu tích cực 2.788 tỷ đồng (+8,8% yoy) và 3.009 tỷ đồng (+0.46% yoy). Lợi nhuận trước thuế ở mức 162,8 tỷ đồng (+1.421% yoy) và 251,7 tỷ đồng (+66,1% yoy). PPC cũng có KQKD tích cực với doanh thu đạt 2,0 nghìn tỷ đồng (+52% yoy) và LNTT đạt 159 tỷ đồng (cao gấp 4 lần yoy do (1) sản lượng điện thương phẩm tăng 64% yoy sau khi khởi động lại Tổ máy S6 và (2) chi phí bảo trì và các chi phí khác giảm 18% yoy.

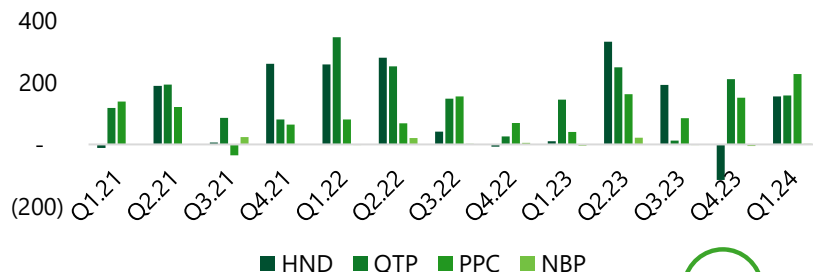
Doanh thu một số doanh nghiệp nhiệt điện than (Tỷ đồng)



Diễn biến giá nhập khẩu

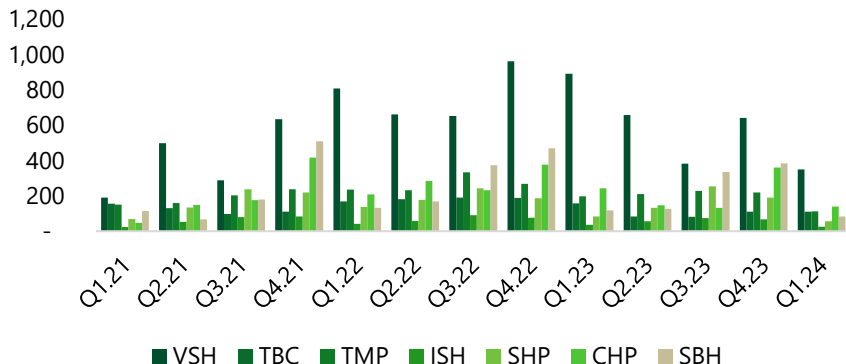


LNST một số doanh nghiệp nhiệt điện than (Tỷ đồng)

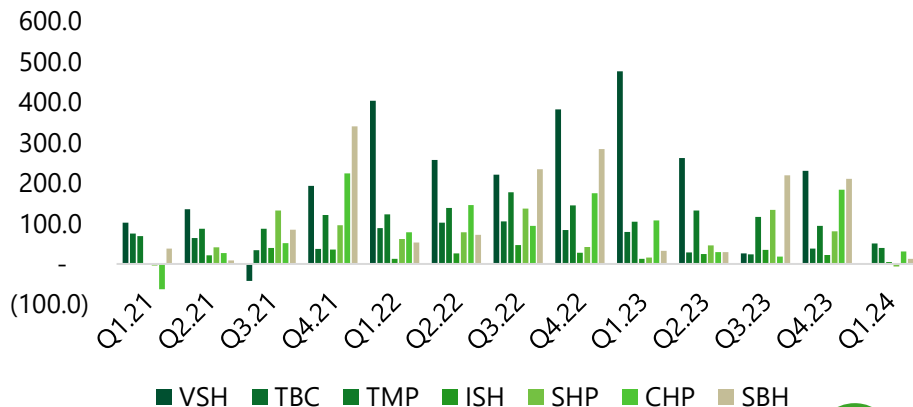


- Tổng công suất nguồn thủy điện tính đến cuối năm 2023 là 23.595 MW.** Dung tích chống lũ của các hồ thủy điện trên cả nước đạt 15,8 tỷ m3 (riêng các hồ chứa thủy điện ở phía Bắc chiếm 15 tỷ m3).
- Trong quý 1, EVN cũng đã tổ chức vận hành cao các nhà máy thủy điện Hòa Bình, Thác Bà và Tuyên Quang** để bổ sung nguồn nước theo yêu cầu của Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn, đồng thời bảo đảm cung cấp điện cho các trạm bơm và bơm nội đồng hoạt động phục vụ gieo cấy lúa vụ Đông Xuân 2023 - 2024 cho các tỉnh Trung du và Đồng bằng Bắc bộ.
- Các nhà máy thủy điện trong Quý 1 tiếp tục chịu ảnh hưởng của biến đổi khí hậu và hiện tượng El Nino dẫn tới tình hình thủy văn không thuận lợi,** mưa ít, nắng nóng kéo dài đã ảnh hưởng đến công tác vận hành các nhà máy thủy điện trong cả nước. Lưu lượng nước về các hồ thủy điện giảm mạnh, nhất là các nhà máy thủy điện tại khu vực miền Trung và miền Nam. Bên cạnh đó, sản lượng huy động trong Quý 1 của các nhà máy thủy điện cũng bị hạn chế nhằm giữ nước phục vụ phát điện vào các tháng cao điểm nắng nóng.

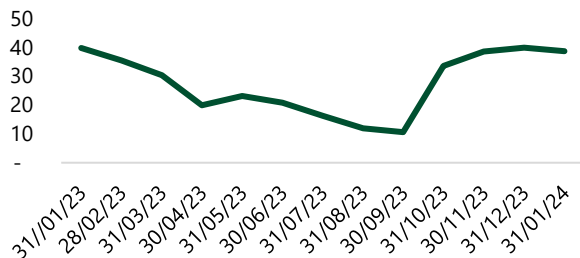
Doanh thu một số doanh nghiệp thủy điện (Tỷ đồng)



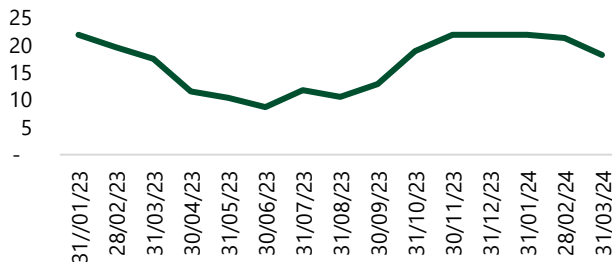
LNST một số doanh nghiệp thủy điện (Tỷ đồng)



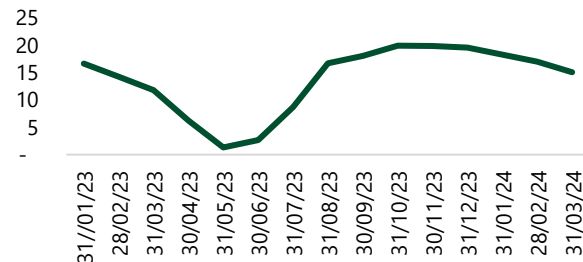
Khoảng cách đến mực nước chết hồ thủy điện A Vương (m)



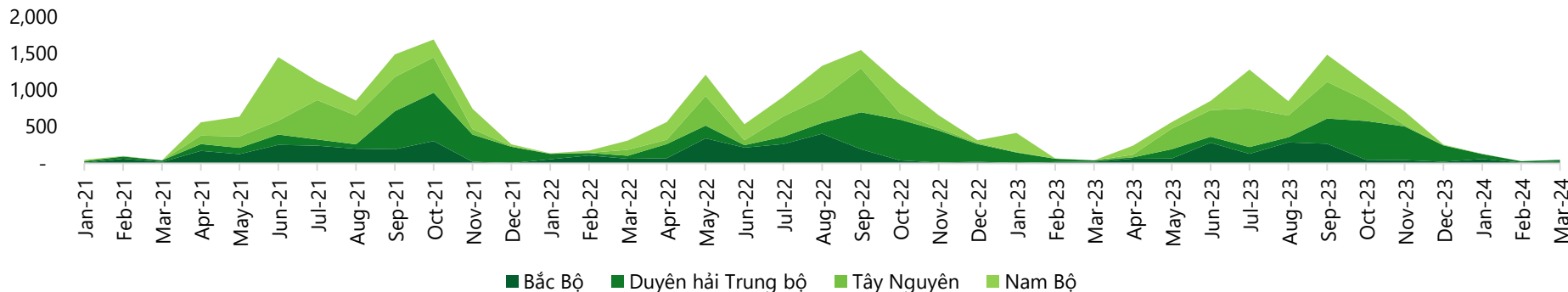
Khoảng cách đến mực nước chết hồ thủy điện Thượng Kon Tum (m)



Khoảng cách đến mực nước chết hồ thủy điện Thác Mơ (m)



Lượng mưa tại các trạm quan trắc (mm)



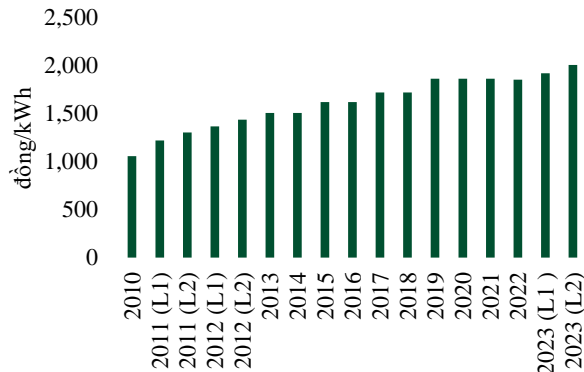


Trong năm 2023, giá bán lẻ điện bình quân đã được điều chỉnh tăng 2 lần, lên khoảng 2,007 VND/kWh (+7,5 yoy). Trong khi đó theo EVN giá thành sản xuất kinh doanh điện năm 2023 ước tính khoảng 2,098 VND/kWh. Việc điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân sẽ giúp EVN cải thiện tình hình tài chính, thúc đẩy thực hiện các hoạt động đầu tư cho các dự án lưới điện bị cắt giảm trong năm 2023. Mặc dù việc tăng giá bán lẻ điện bình quân không tác động trực tiếp đến các doanh nghiệp điện, nhưng gián tiếp tác động đến khả năng thu hồi công nợ từ EVN, góp phần cải thiện dòng tiền của các nhà máy điện. Theo Tổng giám đốc EVN, công ty mẹ EVN đã có thể giảm lỗ ròng từ 35,4 nghìn tỷ đồng trong 6 tháng đầu năm 2023 xuống còn khoảng 24,5 nghìn tỷ đồng trong cả năm 2023 nhờ giá điện tăng 7,5%.

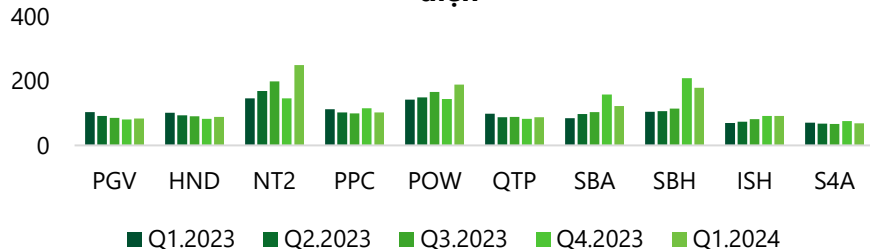


Giảm thời gian điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân từ 6 tháng xuống còn 3 tháng. Thông tin này giúp Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) điều chỉnh giá bán lẻ thường xuyên hơn, giúp đảm bảo giá điện bán lẻ phản ánh kịp thời những thay đổi trong chi phí phát điện và cải thiện tình hình tài chính của EVN, góp phần cải thiện dòng tiền cho các nhà máy điện thông qua việc tăng khả năng thu hồi các khoản phải thu từ việc bán điện cho EVN. Điều này gián tiếp giúp EVN có thêm dư địa tài chính để huy động các nguồn điện giá cao như điện khí và LNG.

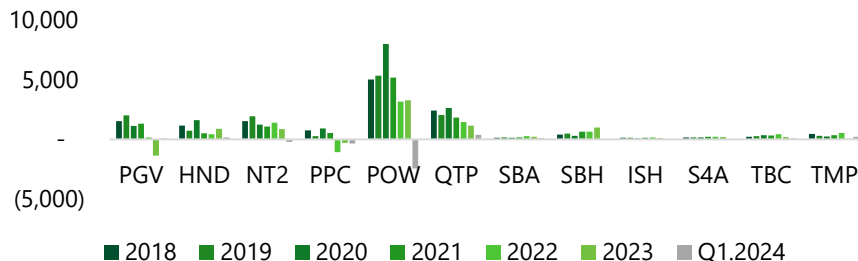
Giá bán lẻ điện bình quân



Số ngày phải thu của các doanh nghiệp sản xuất điện

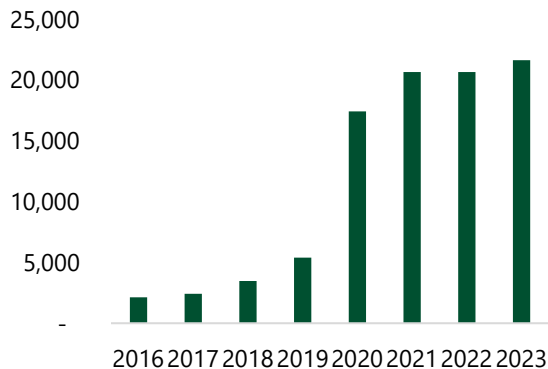


Dòng tiền từ HĐSXKD (Tỷ đồng)

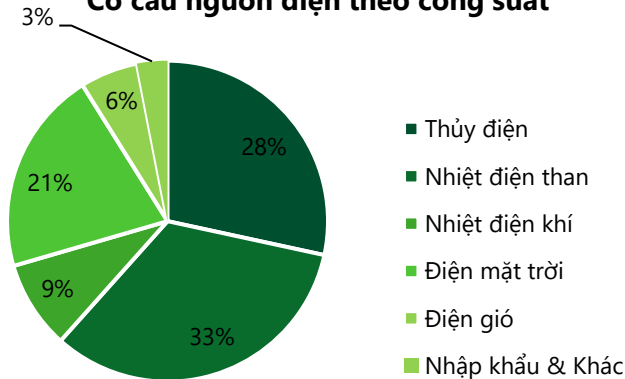


- Theo báo cáo của Tập đoàn Điện lực Việt Nam: tổng công suất năng lượng tái tạo (NLTT) của Việt Nam là 21.664 MW vào năm 2023 (+1.038 MW so với năm 2022, xấp xỉ 5% YoY).** Trong khi đó, tổng công suất hệ thống điện Việt Nam khoảng 80.555MW, công suất NLTT đóng góp khoảng 27% toàn hệ thống. Việt Nam đang dẫn đầu khu vực ASEAN về công suất điện. Năm 2023, cơ cấu nguồn điện của Việt Nam vẫn phụ thuộc vào nhiệt điện than, điện khí và thủy điện.
- Loại hình NLTT:** Tại Việt Nam bao gồm thủy điện nhỏ (công suất <30 MW), điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối và điện rác. Hai loại năng lượng tái tạo có tiềm năng nhất là năng lượng gió và năng lượng mặt trời.
- Lưu trữ năng lượng** là một trong những điều kiện tiên quyết để tích hợp công suất NLTT lớn vào hệ thống và duy trì sự ổn định. Tuy nhiên, hệ thống lưu trữ hiện tại có chi phí đầu tư cao và đây thực sự là thách thức kinh tế đối với Việt Nam.
- Truyền tải:** Tiềm năng năng lượng tái tạo của Việt Nam phân bố không đồng đều nên việc truyền tải là nhu cầu tất yếu để phân bổ năng lượng hiệu quả. Hiện nay, Việt Nam đang đẩy mạnh phát triển mạng lưới truyền tải phù hợp nhằm đáp ứng nhanh sự tăng trưởng của công suất và nhu cầu điện, đưa điện từ nơi thừa sang nơi thiếu.

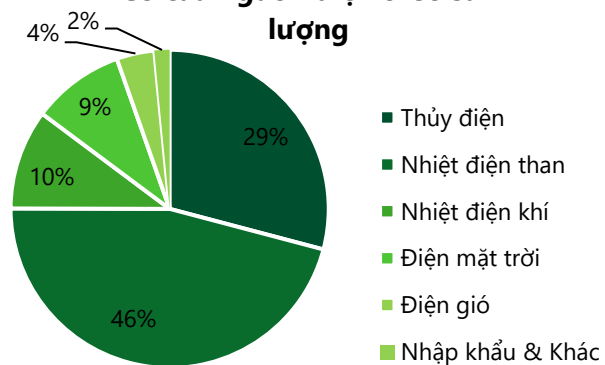
Công suất của NLTT (MW)



Cơ cấu nguồn điện theo công suất



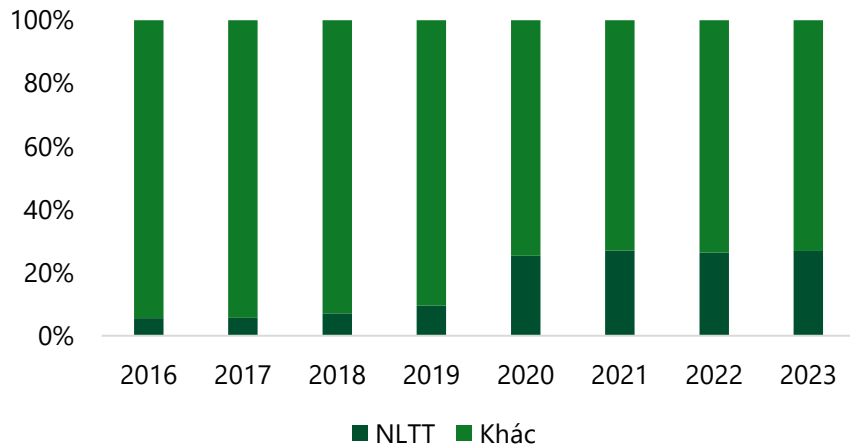
Cơ cấu nguồn điện theo sản lượng



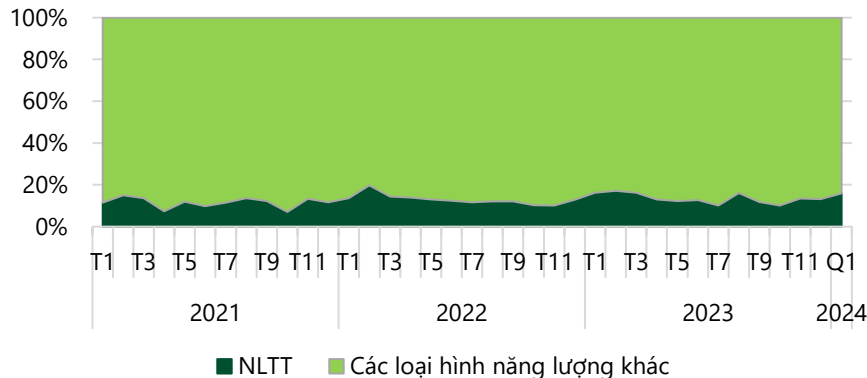
Công suất của năng lượng tái tạo (NLTT) tăng nhanh trong giai đoạn 2019 – 2023:

- **Tổng công suất NLTT năm 2023 tăng gấp 6 lần so với năm 2018**, hiện tại công suất NLTT đóng góp 27% tổng công suất hệ thống điện của Việt Nam. Trong đó, điện mặt trời góp 16,9 GW, điện gió góp 4,8 GW.
- **Sự tăng trưởng mạnh mẽ này đến từ cơ chế giá FiT ưu đãi cho các dự án.** Sau giai đoạn giá FiT, công suất bổ sung chững lại khi chưa có cơ chế giá mới.
- LCOE duy trì xu hướng giảm trong dài hạn giúp NLTT có lợi thế cạnh tranh với các loại hình điện khác.
- **Trong năm 2023, sản lượng điện NLTT đóng góp khoảng 13% tổng sản lượng điện tiêu thụ**, ngang bằng so với năm 2022. Quý 1 năm 2024, sản lượng điện NLTT đóng góp gần 16% tổng sản lượng điện tiêu thụ.

Cơ cấu công suất của NLTT



Tỷ lệ huy động của NLTT trong cơ cấu nguồn điện



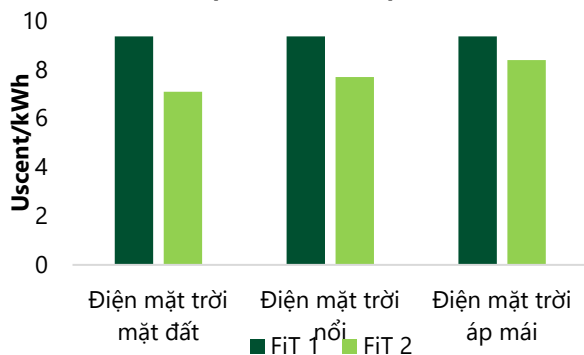
Chính sách giá FIT cho các dự án điện mặt trời và điện gió :

- **Điện mặt trời (DMT):** giá FiT 1 ở mức 9,35 Uscent cho tất cả các loại hình điện COD trước ngày 30/6/2019. Giá FiT 2 dành cho các dự án CoD từ ngày 1/7/2019 đến hết 31/12/2020.
- **Điện gió:** Các dự án điện gió COD trước ngày 1/11/2021 sẽ được hưởng ưu đãi giá FiT.

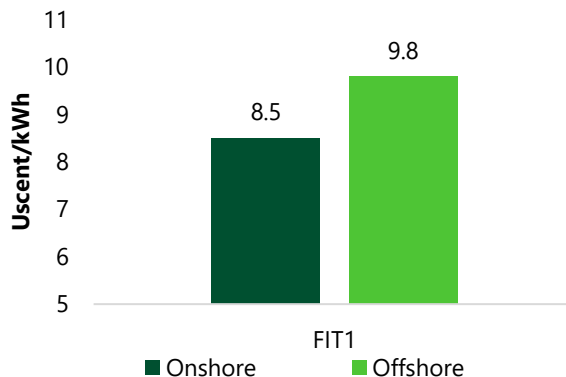
Bộ Công Thương ban hành khung giá chuyển tiếp vào ngày 7/1/2023 với mức giá thấp hơn từ 17%-29% so với mức giá FiT2 trước đó. Các dự án trễ hạn COD với giá FIT trước đó là các đối tượng chính của khung giá chuyển tiếp.

Bộ Công thương đã ban hành Thông tư số 19/2023/TT-BCT vào ngày 1/11/2023 quy định phương pháp xây dựng khung giá phát điện áp dụng cho nhà máy điện mặt trời, điện gió.

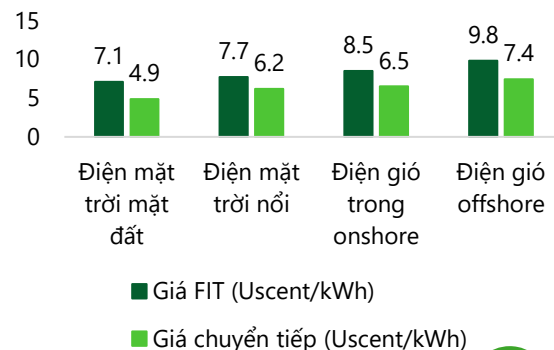
Giá FIT cho điện mặt trời (UScent/kWh)



Giá FIT cho điện gió (UScent/kWh)



Khung giá điện chuyển tiếp



Khung giá chuyển tiếp cho các nhà máy điện mặt trời và điện gió.

Cập nhật đến tháng 11/2023 theo thông tin của EVN:

- Lũy kế đến ngày 10/11/2023, 21 nhà máy/phần nhà máy năng NLTT chuyển tiếp (tổng công suất 1.201MW) hoàn thành thủ tục COD đã phát điện thương mại lên lưới với sản lượng điện (tính từ thời điểm COD) gần 793,4 triệu kWh.
- 81/85 dự án (4.597 MW) đã gửi hồ sơ lên EPTC để đàm phán giá điện và PPA.
- 69 dự án (3.927 MW) đề xuất giá tạm bằng 50% giá trần của khung giá chuyển tiếp.
- 63 dự án đã hoàn tất đàm phán giá và ký hợp đồng PPA. Bộ Công Thương phê duyệt giá tạm cho 62 dự án (3.399 MW).

Phương pháp tính giá PPA với các dự án điện mặt trời và điện gió theo thông tư 19/2023/TT-BCT vào ngày 1/11/2023.

- **Giá PPA cho dự án điện mặt trời/điện gió** = Giá cố định bình quân của nhà máy ĐMT, điện gió chuẩn + Giá vận hành và bảo dưỡng cố định của nhà máy ĐMT, điện gió chuẩn
 - Giá cố định bình quân của nhà máy ĐMT, điện gió chuẩn = Chi phí vốn đầu tư xây dựng nhà máy ĐMT, điện gió chuẩn/ Điện năng giao nhận bình quân nhiều năm của nhà máy ĐMT, điện gió chuẩn
 - Giá vận hành và bảo dưỡng cố định của nhà máy ĐMT/điện gió chuẩn = Tổng chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định của nhà máy ĐMT, điện gió chuẩn/ Điện năng giao nhận bình quân nhiều năm của nhà máy ĐMT, điện gió chuẩn

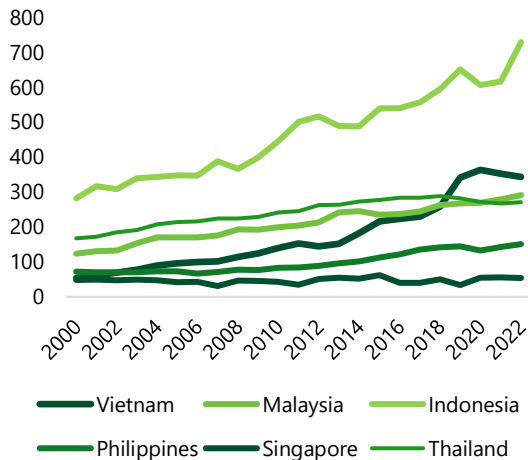


Tổng mức phát thải carbon của Việt Nam cao thứ 2 Đông Nam Á và mật độ khí thải CO₂/GDP cao nhất Đông Nam Á.

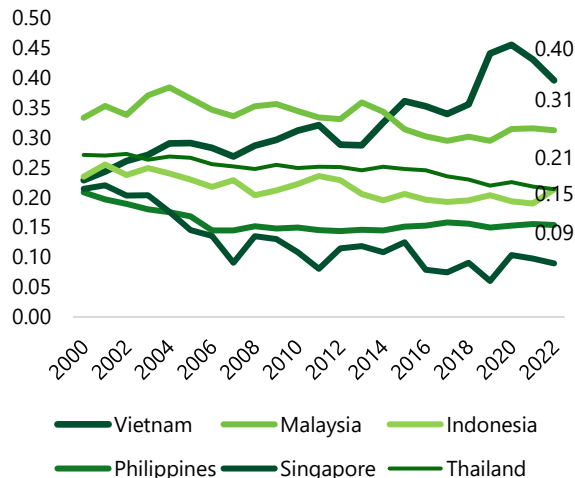
- **Tại hội nghị COP26, Thủ Tướng đã cam kết sẽ đưa phát thải ròng carbon về 0 vào năm 2050.** Tổng khí thải carbon của Việt Nam ở mức 344 triệu tấn CO₂ vào năm 2022 đứng thứ hai Đông Nam Á sau Indonesia. Trong năm 2021 và 2022, mỗi năm tổng khí thải carbon của nước ta đã giảm 3%.
- **Về mật độ khí thải trên GDP, Việt Nam đứng đầu Đông Nam Á và thứ hai châu Á (chỉ sau Trung Quốc)** với 0,4 kgCO₂/GDP. Xu hướng gia tăng mật độ khí thải/GDP đã chấm dứt vào năm 2020 và đảo chiều giảm.

=> Do đó, để đạt được mục tiêu phát thải ròng carbon về 0, nước ta cần một cơ cấu nguồn điện với năng lượng tái tạo là nòng cốt.

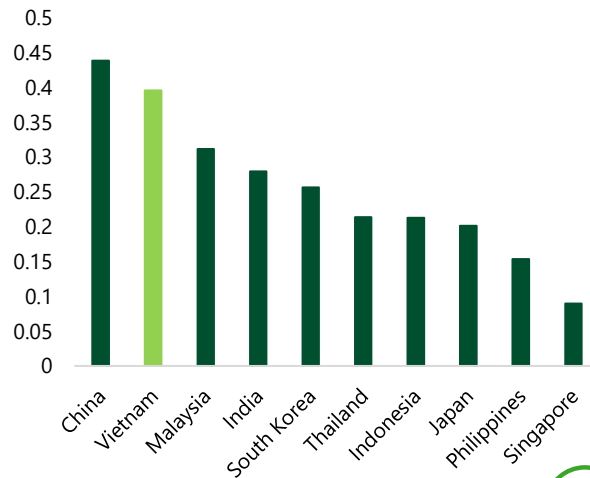
Tổng khí thải carbon các quốc gia Đông Nam Á (triệu tấn CO₂)

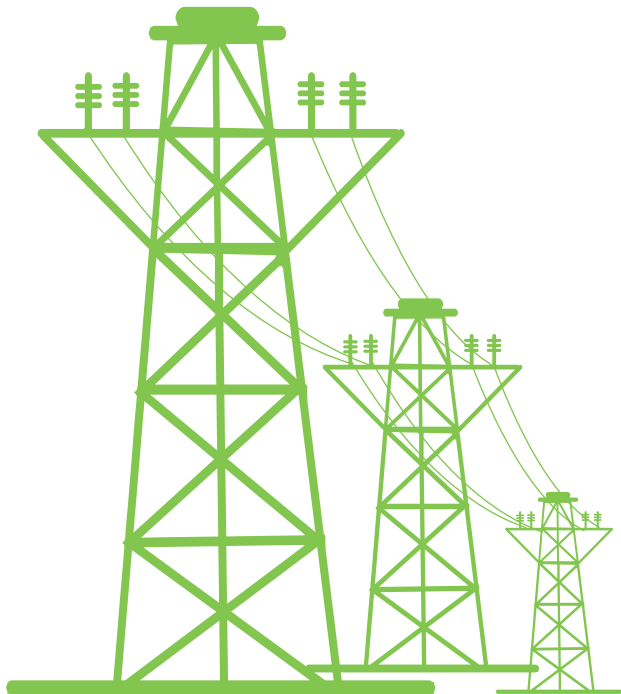


Khí thải CO₂/GDP của các quốc gia Đông Nam Á



Khí thải carbon/GDP của một số quốc gia châu Á năm 2022 (kgCO₂/GDP)





MỤC LỤC

NGÀNH ĐIỆN CHUYỂN MÌNH, TIẾN SANG CHU KỲ MỚI

01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Phụ tải tăng truong cao do hoạt động sản xuất công nghiệp hồi phục.

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Thủy điện hưởng lợi từ La Nina. Xây lắp và Năng lượng tái tạo được xác định là cột sống của ngành.

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

QTP – MUA – 19.476 (+17%)

POW – MUA – 13.798 (+22%)

PC1 – MUA – 33.000 (+18%)

REE – MUA – 72.400 (+22%)

TV2 – MUA – 51.000 (+20%)

NT2 – TRUNG LẬP – 22.450 (+1,0%)

PGV – TRUNG LẬP – 21.988 (+5%)

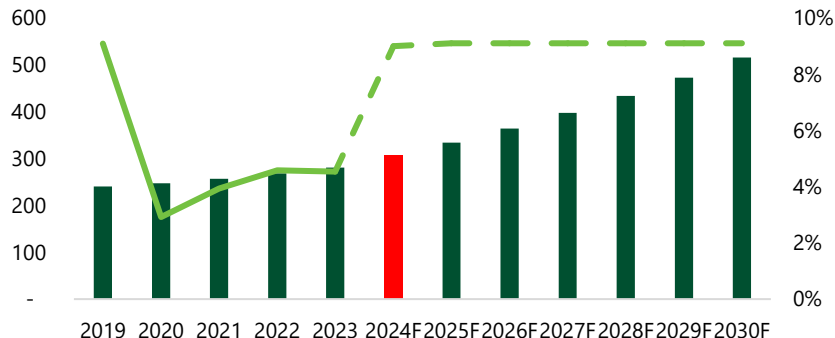


Nhu cầu tiêu thụ điện dự báo tăng, EVN sẽ tăng cường huy động công suất các nhà máy điện hiện hữu và phụ tải. Chúng tôi kỳ vọng sản lượng điện sản xuất sẽ tăng trưởng ở mức 9% trong năm 2024 (tương đương mức sản lượng 306 tỷ kWh). Sản lượng điện tăng trưởng so với nền thấp năm 2023 nhưng thấp hơn mức 10,7% theo kế hoạch của Bộ Công Thương do: (1) Triển vọng tăng trưởng nhóm công nghiệp sản xuất vẫn yếu, (2) Tác động từ El Nino làm cho thời tiết trở nên nóng bức hơn vào mùa khô và làm gia tăng nhu cầu sử dụng thiết bị điện của khu vực dân cư, (3) 02 dự án nhiệt điện lớn là Vân Phong 1 và Thái Bình 2 đi vào vận hành, (4) Sản lượng khí cung cấp cho nhóm nhiệt điện khí từ các nguồn khí hiện hữu đang ở giai đoạn suy giảm, nguồn khí mới vẫn chậm tiến độ và (5) nhu cầu than cho phát điện tăng cao nên lượng than nhập khẩu tăng cao.

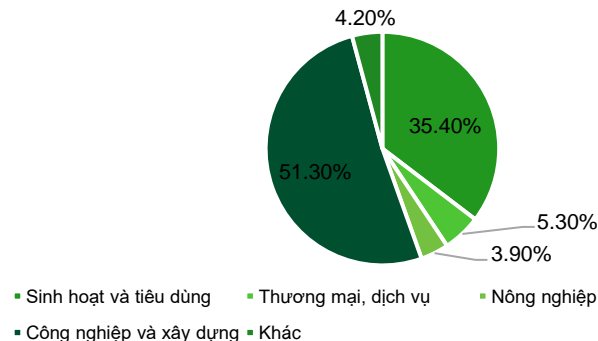


Cung ứng điện trong năm 2024 được đảm bảo tối đa so với năm 2023 thông qua các giải pháp (1) Nguồn điện: đảm bảo vận hành tối đa công suất các nhà máy nhiệt điện, đặc biệt tại miền Bắc, chủ động tích nước sớm các hồ thủy điện, tiết kiệm giữ mực nước đảm bảo khai thác tối đa công suất phát điện vào mùa hè. BCT và BTC hướng dẫn việc xác định giá điện đối với các dự án điện NLTT đã hoàn thành nhưng chưa được ký hợp đồng mua bán điện. (2) Về giá điện: Chính Phủ đồng ý nguyên tắc về điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân cho phù hợp với tình hình thực tế trên cơ sở đánh giá đầy đủ tác động, bảo đảm phù hợp tình hình thực tiễn, mục tiêu kiểm soát lạm phát và thúc đẩy hồi phục, phát triển kinh tế. Về nhu cầu điện: Tổng giám đốc EVN cho biết, tập đoàn đã tính toán cân đối cung - cầu điện năm 2024 với nhu cầu điện tăng trưởng 8,96% so với năm 2023.

Sản lượng điện sản xuất (tỷ kWh)



Tỷ trọng thành phần phụ tải điện toàn quốc năm 2024



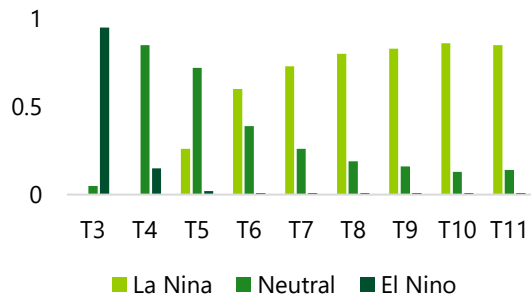


Theo dự báo của IRI, La Nina có thể trở lại vào 2H.2024 sau khi El Nino tiếp tục duy trì với xác suất từ 80-100% với cường độ giảm dần đến hết Q1 và chuyển sang pha trung tính trong Q2. Các nhà máy thủy điện sau khi bị ảnh hưởng tiêu cực do pha El Nino sẽ hưởng lợi từ La Nina vào 2H.2024 nhờ tình hình thủy văn thuận lợi, mưa nhiều, mực nước về hồ nhiều hơn.

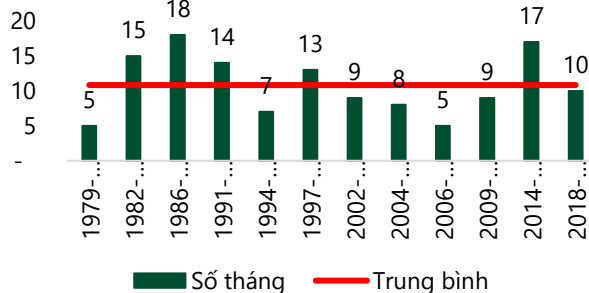


Trong bối cảnh EVN đang gặp khó khăn tài chính, thủy điện vẫn là nguồn điện được ưu tiên huy động do rẻ nhất hệ thống. Tuy nhiên thủy điện chịu tác động mạnh bởi thời tiết và diễn biến sát sao theo biến động thủy văn. Chúng tôi kỳ vọng sản lượng thủy điện phục hồi từ mức nền thấp 2023 (-16% yoy), đặc biệt vào 2H.2024 dưới tác động của La Nina.

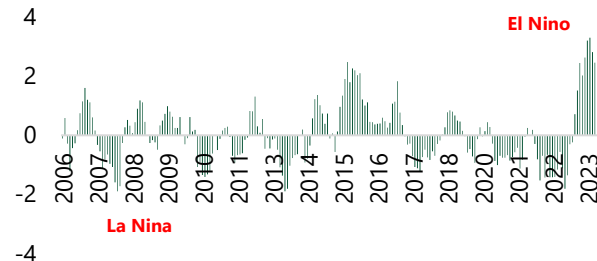
Xác suất xảy ra El Nino



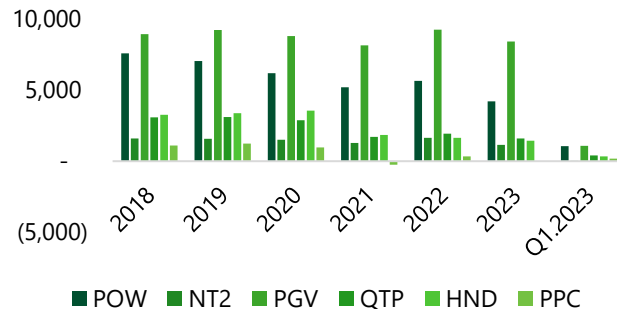
Thời gian bình quân của một chu kỳ El Nino



Thay đổi nhiệt độ bề mặt biển ở khu vực xích đạo Thái Bình Dương (+/- °C)



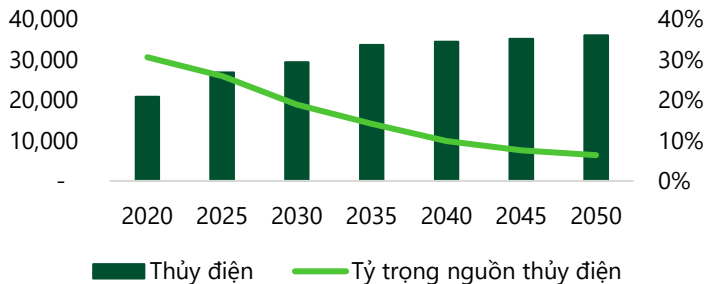
EBITDA các DN nhiệt điện (Tỷ đồng)



Công suất thủy điện dự kiến đạt 29.346 MW đến năm 2030 và hơn 36.000 MW đến năm 2050. Tuy nhiên, tổng công suất nguồn thủy điện đang vận hành đến năm 2023 đã đạt 22.872 MW (gồm khoảng 17.930 MW thủy điện vừa và lớn). Do đó tiềm năng nguồn thủy điện vừa và lớn về cơ bản đã được khai thác gần hết, tiềm năng thủy điện trong tương lai chủ yếu tăng thêm do mở rộng các nhà máy hiện có và xây mới thủy điện nhỏ.

Trong giai đoạn từ 2021-2025, dự kiến sẽ có 3 nhà máy thủy điện lớn đi vào vận hành: Hòa Bình MR, Ialy MR và Trị An MR.

Công suất thủy điện theo QHĐ VIII (MW)



Một số dự án thủy điện trong QHĐ VIII

Danh mục thủy điện vừa và lớn	Công suất (MW)	Tỉnh/TP	Năm vận hành	Ghi chú
Nậm Cúm 1,4,5	95.8	Lai Châu		Đang thi công (Nậm cúm 4-56 MW dự kiến vận hành 2025, Nậm Cúm 5-10 MW dự kiến vận hành 2024, Nậm Cúm 1 -29.8 MW dự kiến vận hành 2027)
Nậm Cúm 2,3,6	79.5	Lai Châu		Nậm Cúm 3 -48.5 MW đã vận hành, Nậm Cúm 2 -24 MW vận hành 2024, Nậm Cúm 6-7 MW dự kiến vận hành 2027
Sống Hiếu (Bản Mòng)	45	Nghệ An	2024	Đang thực hiện
Phú Tân 2	93	Đồng Nai	2023	Đã vận hành
Yên Sơn	90	Tuyên Quang	2025	Đang thi công
Hồi Xuân	102	Thanh Hóa	2024	Đang thi công
Italy MR	360	Gia Lai	2024	Đang thi công
Đak Mi 1	84	Kon Tum	2024	Đang thi công
Hòa Bình MR	480	Hòa Bình	2025	Đang thi công
Trị An MR	200	Đồng Nai	2027	Đang triển khai
Thanh Sơn	40	Đồng Nai	2026	Đang điều chỉnh quy hoạch
Mỹ Lý	120	Nghệ An	2028	Đang điều chỉnh chủ trương đầu tư
Nậm Mô 1	51	Nghệ An	2028	Đang điều chỉnh chủ trương đầu tư
Đức Thành	40	Bình Phước	2026	Đang thi công
La Ngâu	46	Bình Thuận	2026	
Cột nước thấp Phú Thọ	105	Phú Thọ	2026	
Cắm Thủy 2	38	Thanh Hóa	2030	Chờ lần quy hoạch với Hồ thủy lợi Cắm Hoàng

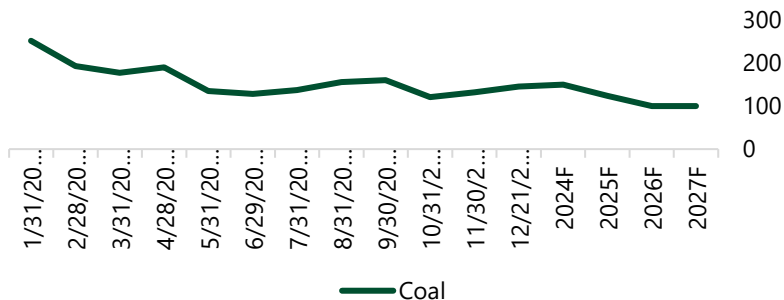


Các nhà máy nhiệt điện tại miền Bắc sẽ có triển vọng tăng trưởng cao hơn trong nửa đầu năm do khu vực này đang có nguy cơ thiếu điện rất cao. Công suất lắp đặt tại miền Bắc không tăng trưởng trong khi nhu cầu phụ tải ngày càng gia tăng. Miền Bắc chủ yếu là thủy điện và nhiệt điện than. Thủy điện thiếu ổn định và ảnh hưởng của EL Nino trong nửa đầu năm 2024 sẽ giúp nhiệt điện than tiếp tục duy trì ở mức cao.

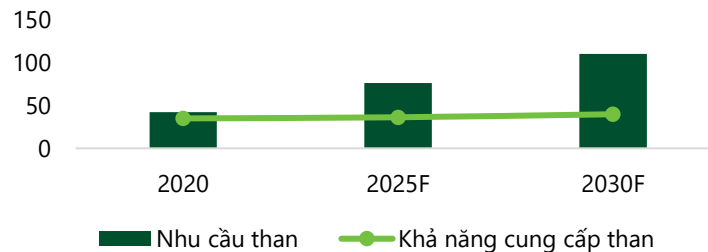


Đảm bảo nguồn nguyên liệu cho sản xuất điện trong năm 2024, đặc biệt là nguồn nguồn cung than cho nhà máy điện than. Bộ Công Thương và các ban ngành liên quan đã lên kế hoạch để đảm bảo cung cấp đủ than cho sản xuất điện năm 2024 như khai thác tối đa nguồn than trong nước, đa dạng hóa nguồn than nhập khẩu để đảm bảo đủ than đầu vào cho nhà máy điện vận hành ổn định và đáp ứng kế hoạch cung cấp và vận hành hệ thống điện quốc gia. Nguồn cung than cho sản xuất điện năm 2024 được dự báo đạt mức 74 triệu tấn than (+20% yoy). Tuy nhiên nguồn cung than trong nước dự kiến đáp ứng là 48,2 triệu, còn lại phải nhập thêm hơn 26 triệu tấn. Tập đoàn Công nghiệp Than – Khoáng sản Việt Nam (TKV) chia sẻ: Trong điều kiện khó khăn ngày càng khai thác xuống sâu, dự kiến năm 2024, Tập đoàn sẽ sản xuất 38,74 triệu tấn than, tiêu thụ 50 triệu tấn than; sản lượng phát điện tối thiểu 10,5 tỷ kWh.

Dự phóng giá than Úc (USD/tấn)



Cung cầu than trong nước cho sản xuất điện (triệu tấn)

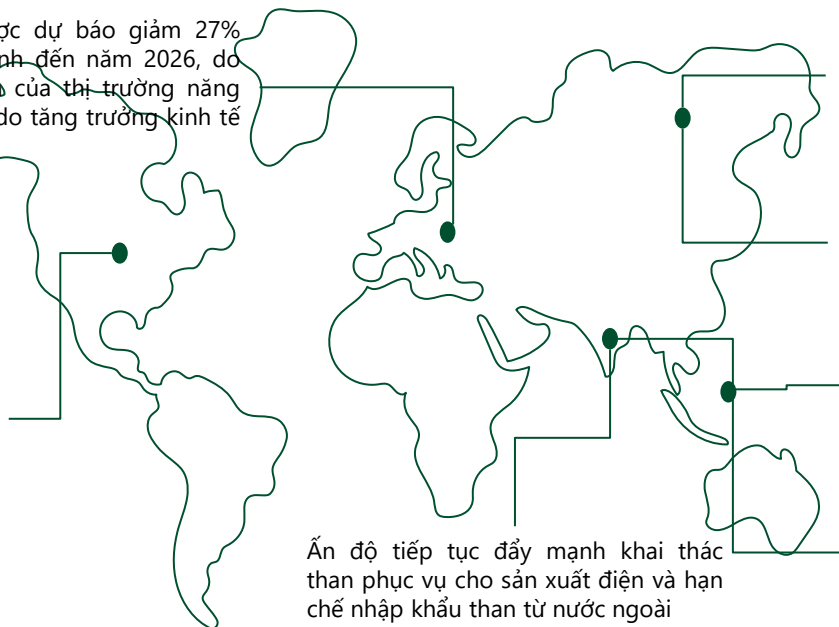




Nhu cầu than trên toàn thế giới được dự báo giảm kể từ năm 2024. Với sự tăng trưởng ở Ấn Độ và ASEAN bù đắp cho sự suy giảm ở Liên minh Châu Âu và Hoa Kỳ. Sự phục hồi kinh tế Trung Quốc vẫn là nhân tố quyết định trong việc thiết lập xu hướng nhu cầu than toàn cầu. Tốc độ tăng trưởng phát triển năng lượng tái tạo cao hơn tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện nói chung có thể sẽ đẩy mức tiêu thụ than toàn cầu giảm. Sản lượng than toàn cầu được dự báo giảm kể từ năm 2024, phù hợp với nhu cầu than toàn cầu. **Giá than được dự báo giảm, tạo điều kiện cho TKV giảm giá than trộn, giúp giá bán điện than cạnh tranh hơn.** Giá than nhiệt của Úc bình quân năm 2023 đã giảm 55% yoy (cao hơn 8% so với năm 2021), giá than nội vẫn cao hơn 38% yoy mặc dù đã giảm 11% so với mức đỉnh Q3.23. Kỳ vọng giá than trộn trong năm 2024-2025 sẽ giảm theo đà giảm của giá than Thế giới, phần ổn định nguồn cung than và giảm áp lực chi phí nguyên liệu đầu vào cho các nhà máy điện.

Nhu cầu than của EU được dự báo giảm 27% trong giai đoạn ba năm tính đến năm 2026, do thúc đẩy bởi sự phát triển của thị trường năng lượng tái tạo và một phần do tăng trưởng kinh tế vừa phải.

Công suất sản xuất điện đốt than của Hoa Kỳ dự kiến sẽ giảm khoảng 13% vào năm 2026 so với năm 2022. Do đó nhu cầu than tại Hoa Kỳ được dự báo sẽ tiếp tục suy giảm khi có đến 21GW điện than sẽ được cắt giảm hoặc chuyển sang nhiên liệu khác.



Ấn độ tiếp tục đẩy mạnh khai thác than phục vụ cho sản xuất điện và hạn chế nhập khẩu than từ nước ngoài

Mức tiêu thụ than của Trung Quốc sẽ giảm vào năm 2024 và ổn định cho đến năm 2026 do sản lượng thủy điện sẽ phục hồi khi La Nina quay trở lại và sản lượng điện từ năng lượng mặt trời và gió tăng đáng kể.

Sản lượng khai thác than của Trung Quốc sẽ bắt đầu xu hướng giảm kể từ năm 2024, giảm 1,4%/năm đến năm 2026. Kể từ sau năm 2027, Chính phủ Trung Quốc sẽ thiết lập mức dự trữ công suất khai thác là 300 Mtpa.

Nhu cầu tiêu thụ than tại Indonesia được dự báo tăng trưởng ở mức 4,7%/năm trong giai đoạn từ 2024-2026 khi dự kiến có thêm 13 GW công suất điện than đi vào vận hành phục vụ công nghiệp.

Nhu cầu than tại Ấn Độ dự báo tăng trưởng kép ở mức 3,5%/năm đến năm 2026 lên 1.397 Mt, với mức tăng trưởng ở mọi loại than khi nhiệt điện than vẫn là nguồn điện quan trọng, đóng góp 73% tổng sản lượng điện.

Nhiều dự án nhiệt điện than bị chậm tiến độ và bị loại bỏ trong Quy hoạch điện VIII.

- Miền Bắc: Nếu các dự án bị chậm tiến độ có thể hoàn thành kịp đến năm 2030, thì miền Bắc chỉ có thêm tối đa 3.160 MW nhiệt điện than. Trong khi nhu cầu được tính toán theo QHĐVIII thì cần có thêm 10.800MW nguồn mới để đáp ứng.
- Miền Trung: Dự án Nhiệt điện Quảng Trạch 1 (1.200 MW) dự kiến hoàn thành vào năm 2026, chậm tiến độ 5 năm. Còn Nhiệt điện Quảng Trạch 2 (2027 - 2028) được chuyển sang sử dụng khí LNG.
- Miền Nam: Hai dự án nhiệt điện than chưa bố trí được vốn: Sông Hậu 2 BOT (2.000 MW) và Vĩnh Tân 3 BOT (1.980 MW). Nhiệt điện Long Phú 1 (1.200 MW) dự kiến đưa vào năm 2018 - 2019, bị dừng lại do nhà thầu Powermachine - Nga bị Mỹ cấm vận. Quy hoạch điện VIII đã loại bỏ một loạt dự án điện than ở miền Nam với khoảng 6.600 MW như: Long Phú 2 và 3, Long An 1 và 2, còn dự án Nhiệt điện Bạc Liêu chuyển sang LNG.

Một số dự án nhiệt điện than trong QHĐ VIII

Dự án	Công suất (MW)	Tỉnh/thành phố	Năm vận hành	Ghi chú
Dự án nhiệt điện than				
Vân Phong I	1.432	Khánh Hòa	2024	Đã vận hành
Vũng Áng II	1.330	Hà Tĩnh	2025-2026	
Na Dương II	110	Lạng Sơn	2026	Đang thi công
Quảng Trạch I	1.403	Quảng Bình	2026	Đang thi công
An Khánh - Bắc Giang	650	Bắc Giang	2027	
Long Phú I	1.200	Sóc Trăng	2027	
Dự án nhiệt điện than chậm tiến độ, gặp khó khăn trong thay đổi cổ đông, thu xếp vốn				
Quản Trị	1.320	Quảng Trị		Bộ Công Thương làm việc với các nhà đầu tư, cho phép kéo dài đến tháng 6/2024 mà không triển khai được thì phải xem xét chấm dứt theo quy định của pháp luật
Công Thanh	600	Thanh Hóa		
Nam Định I	1.200	Nam Định		
Vĩnh Tân III	1.980	Bình Thuận		
Sông Hậu II	2.120	Hậu Giang		
Dự án nguồn điện đồng phát, sử dụng nhiệt dư, khí lo cao, sản phẩm phụ của các dây chuyền công nghệ trong các cơ sở công nghiệp				
Formosa HT2	650	Hà Tĩnh	2026	
NĐ đồng phát Đức Giang	100	Lao Cai	2027	
NĐ đồng phát Hải Hà 1	300	Quảng Ninh	2026-2030	
NĐ khí dư Hòa Phát II	300	Quảng Ngãi	2026-2026	

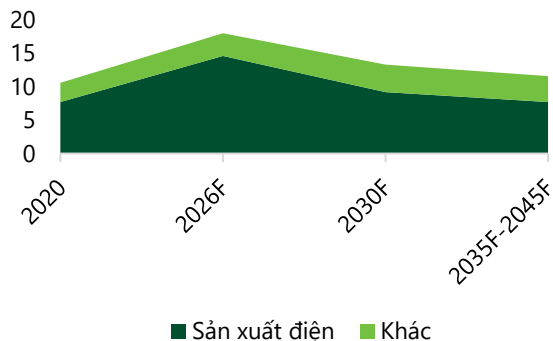


Các mỏ khí chủ lực hiện nay đã và đang trong giai đoạn suy giảm sau quá trình dài khai thác. Do đó sản lượng khí cung cấp cho điện tại khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ giảm dần. Nguồn cung khí nội địa mới cho điện chỉ còn nguồn khí miền Trung (Cá Voi Xanh và Báo Vàng) và nguồn khí Lô B. Tổng cung khí cho điện giai đoạn 2035-2045 sẽ chỉ còn duy trì khoảng 7,7 tỷ m³/năm. Trong phần trữ lượng nguồn khí nội địa đã phát hiện nhưng chưa khai thác đến hiện nay, trữ lượng từ các dự án này chiếm tới 30%, bằng với trữ lượng còn lại của các mỏ đang khai thác. Do đó việc phát triển các dự án này là cần thiết, sẽ đem lại hiệu quả và lợi ích tổng thể rất lớn cho nhà nước.

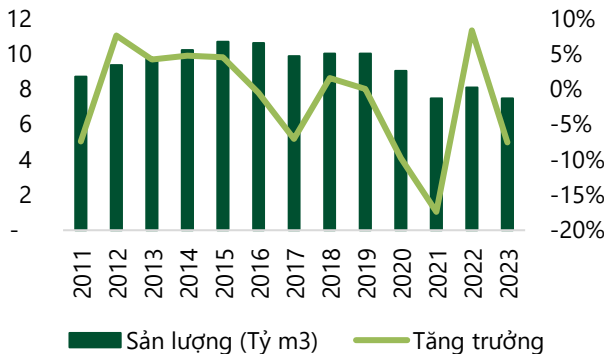


Nhu cầu khí trong nước sẽ ngày càng tăng trong các lĩnh vực: sản xuất điện, hóa chất, công nghiệp, giao thông vận tải, đô thị... Tổng nhu cầu khí dự kiến theo quy hoạch ngành khí (nhu cầu cơ sở) lên tới khoảng 13 tỷ m³ vào năm 2020, hơn 22 tỷ m³ vào năm 2025 và trên 34 tỷ m³ vào năm 2030. Trong khi sản lượng khai thác khí trong nước đang ngày càng giảm dần. Do vậy việc nhập khẩu khí LNG là tất yếu để đáp ứng nhu cầu khí trong nước.

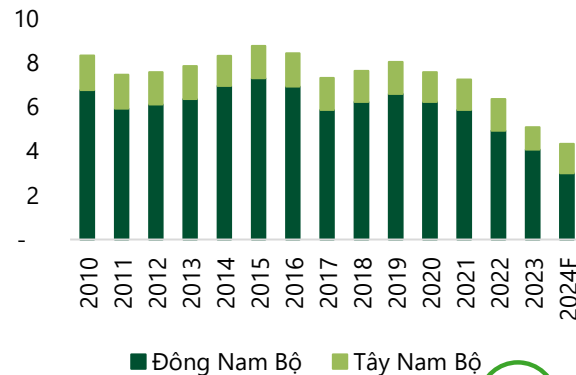
Dự báo khả năng cung cấp khí trong nước (tỷ m³) (Phương án cơ sở)



Sản lượng khí khai thác hàng năm ở Việt Nam (Tỷ m³)



Sản lượng khí tiêu thụ cho sản xuất điện (Tỷ m³)



ĐẨY MẠNH TRIỂN KHAI DỰ ÁN KHÍ TRONG NƯỚC ĐỂ BÙ ĐÁP NGUỒN CUNG KHÍ SUY GIẢM



Dự kiến đến năm 2030, sẽ có khoảng 6.500 MW công suất nhiệt điện khí trong nước được triển khai, với 10 dự án, với tổng công suất 8.740 MW. Tuy nhiên, hầu hết các dự án quan trọng lại bị chậm tiến độ. Điển hình là:

- Chuỗi khí - điện Lô B - Ô Môn (3.750 MW): Hiện tại chỉ mới có Ô Môn 1 vận hành từ năm 2009 (chạy dầu FO). Cả chuỗi dự kiến có thể vào được đầu năm 2027, chậm 15 năm so với Quy hoạch điện VII. Do EVN liên tiếp hai năm thua lỗ, gặp khó khăn về tài chính, chủ đầu tư của 2 dự án Ô Môn 3 và 4 đã được Chính phủ cho phép chuyển từ EVN sang PVN.
- Chuỗi khí - điện Cá Voi Xanh cấp khí cho các nhà máy ở khu vực Chu Lai (Quảng Nam) và Dung Quất (Quảng Ngãi), tổng công suất 3.750 MW. Quy hoạch điện VII (điều chỉnh) đưa vào năm 2023 - 2024, nhưng đến nay chưa triển khai được bất kỳ khâu nào do vướng mắc nhiều thủ tục ở khâu thương nguồn xuất phát từ các yêu cầu của nhà thầu Exxon Mobil (Hoa Kỳ), chưa thỏa thuận được hành lang tuyến ống khí từ Chu Lai sang Dung Quất; Cảng Kỳ Hà chưa giao chủ đầu tư nâng cấp để có thể đưa tàu vào nhận và xuất condensate.

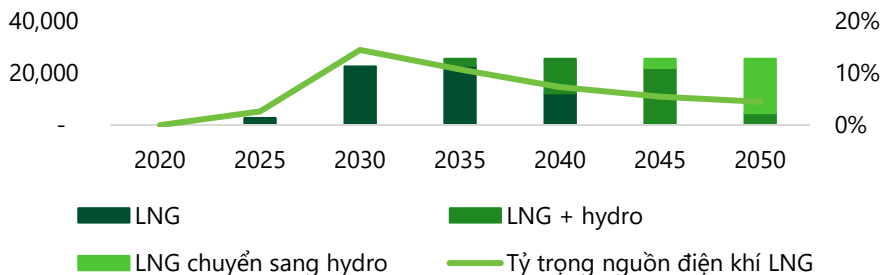
Các dự án nhiệt điện khí trong QHĐ VIII

Dự án	Công suất (MW)	Nguồn khí	Chủ đầu tư	Tiến độ triển khai	Dự kiến đi vào vận hành
Dung Quất I	750	Cá Voi Xanh	EVN	Lập FS	2028
Dung Quất II	750	Cá Voi Xanh	BOT	Đưa vào QH	2028
Dung Quất III	750	Cá Voi Xanh	EVN	Lập FS	2028
Miền Trung I	750	Cá Voi Xanh	PVN	Lập FS	2030
Miền Trung II	750	Cá Voi Xanh	PVN	Lập FS	2030
Quảng Trị	340	Bảo Vàng	BOT	Bổ sung QHĐ VII điều chỉnh	2030
Ô Môn III	1.050	Lô B	EVN	EVN đã thực hiện bàn giao hồ sơ/tài liệu để PVN rà soát, đánh giá tiếp tục thực hiện dự án	2030
Ô Môn IV	1.050	Lô B	EVN	EVN đã thực hiện bàn giao hồ sơ/tài liệu để PVN rà soát, đánh giá tiếp tục thực hiện dự án	2028
Ô Môn II	1.050	Lô B	Marubeni, BOT	Lập FS	2027



Nhiệt điện khí LNG sẽ được đẩy mạnh phát triển đến năm 2030 với tổng công suất hơn 22.400 MW trước khi chuyển dần sang nguồn điện hydro nhằm hạn chế sự phụ thuộc vào nhập khẩu LNG. Trong tổng 22.400 MW điện LNG theo QHĐVIII, đến nay mới chỉ có 2 dự án đang trong quá trình triển khai xây dựng ở miền Nam là Nhơn Trạch 3 và 4 (1.500 MW) và Hiệp Phước 1 (1.200 MW). Dự án điện LNG Nhơn Trạch 3 và 4 do Tổng công ty Điện lực Dầu khí (PV Power) làm chủ đầu tư được triển khai từ năm 2017 và đến nay, hiện đang thực hiện công tác thu xếp vốn, đàm phán hợp đồng mua bán khí và hợp đồng mua bán điện cho dự án theo đúng tiến độ. POW và EPTC đang đàm phán hợp đồng mua bán điện phục vụ giai đoạn thử nghiệm. Với dự án điện LNG Bạc Liêu của Công ty Delta Offshore được cấp chủ trương đầu tư từ năm 2020, nhưng 3 năm nay vẫn chưa đàm phán được xong PPA, chưa vay được vốn cho đầu tư xây dựng.

Công suất nhiệt điện khí LNG (MW)



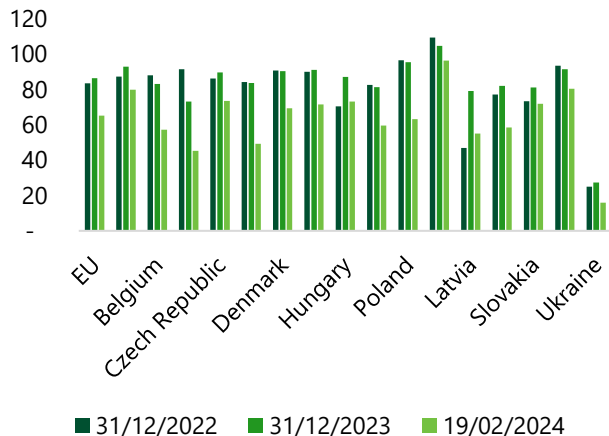
Các dự án nhiệt điện khí LNG trong QHĐ VIII

Dự án	Chủ đầu tư	Công suất (MW)	Tiến độ triển khai	Dự kiến đi vào vận hành
LNG Cà Ná 1		1.500	Đang lựa chọn chủ đầu tư	2029-2030
Sơn Mỹ II CCGT	BOT	2.250	Đang lập FS	2027-2029
Sơn Mỹ I CCGT	BOT	2.250	Đang lập FS	2027-2029
Nhơn Trạch 3-4	POW	1.624	Đang thi công	2024-2025
LNG Bạc Liêu	Delta Offshore Energy	3.200	Đang lập FS	2027-2029
LNG Hiệp Phước	Hai Linh	1.200	Đang thi công	2025
LNG Long An I	VinaCapital-GS Energy	1.500	Đang lập FS	2029-2030
LNG Long Sơn	PGV-TV2-GE-TTC-MC	1.200-1.500	Được bổ sung vào QHĐ VII ĐC	2025-2026
LNG Quảng Ninh I	PV Power-Colavi-Tokyo Gas-Marubeni	1.500	Đang lập FS	2028-2029
LNG Hải Lăng	Hanwha-Kogas-Kospo-T&T	1.500	Đang lập FS	2028-2029
LNG Thái Bình		1.500	Đang lựa chọn chủ đầu tư	2029
LNG Nghi Sơn		1.500	Đang lựa chọn chủ đầu tư	2029-2030
LNG Quảng Trạch II		1.500		2029-2030
LNG Quỳnh Lập		1.500		2029-2030

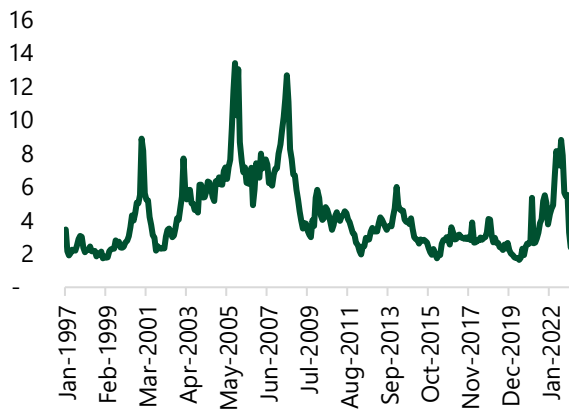
Năm 2024, IEA dự báo nhu cầu khí đốt toàn cầu sẽ tăng 2,5%, tương đương 100 tỷ mét khối (bcm) do (1) Dự kiến thời tiết mùa đông lạnh hơn vào năm 2024 và giá khí đốt tự nhiên đã giảm mạnh sẽ hỗ trợ sự phục hồi nhu cầu khí đốt. (2) Nhu cầu trong các lĩnh vực công sẽ tăng trưởng trở lại và (4) Xu hướng chuyển dịch năng lượng xanh, giảm phát thải nhà kính thúc đẩy nhu cầu LNG tăng nhanh ở các quốc gia Châu Á.

Dự báo nguồn cung sẽ thắt chặt trở lại vào năm 2024, dự kiến sẽ tăng 3,5% trong năm 2024 – thấp hơn nhiều so với tốc độ tăng trưởng 8% trong giai đoạn 2016-2020 và công suất LNG mới chỉ được đưa vào sử dụng sau năm 2024. Bên cạnh đó, căng thẳng địa chính trị, hạn chế vận chuyển ngày càng gia tăng cũng có thể làm gia tăng căng thẳng thị trường và biến động giá LNG.

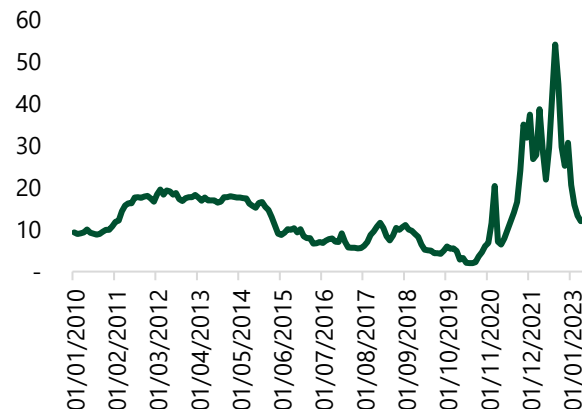
Tỷ lệ dự trữ khí đốt tại châu Âu



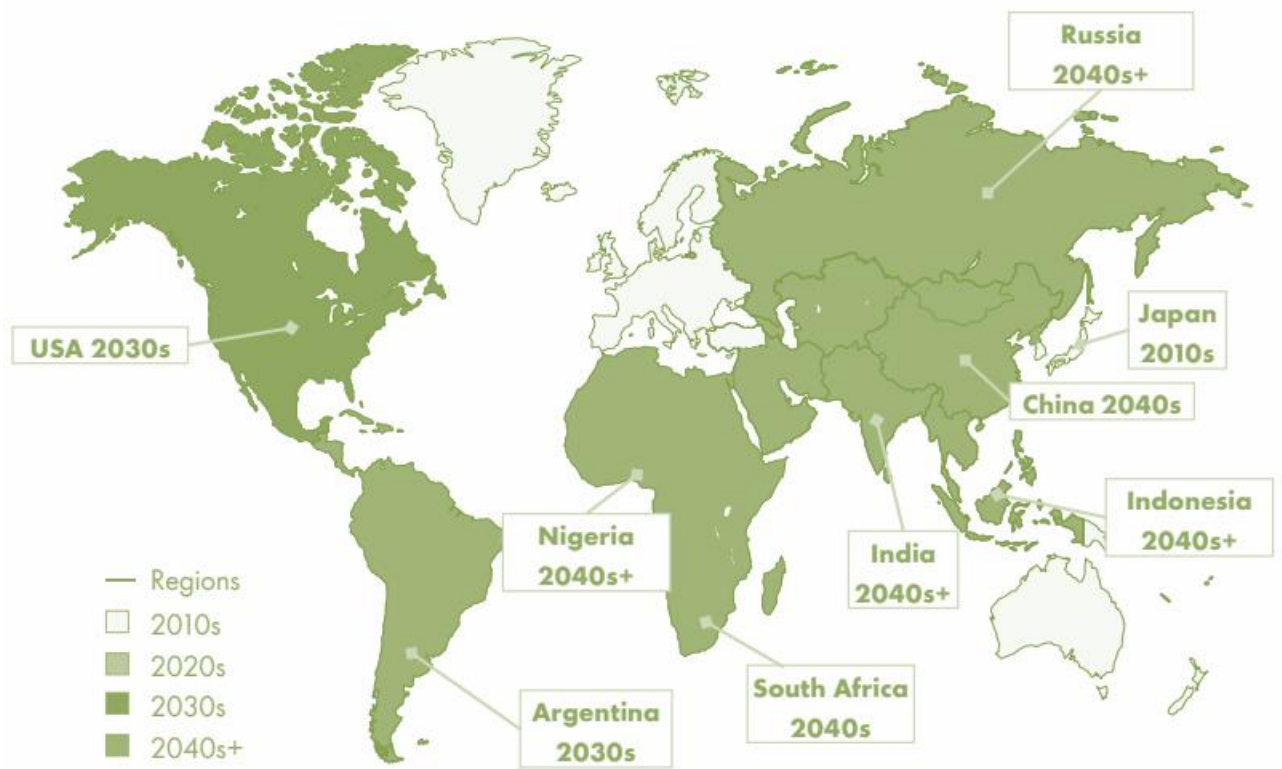
Giá khí tự nhiên Henry Hub (USD per Million Btu)



Giá khí thiên nhiên hóa lỏng LNG nhập khẩu châu Á (USD/MMBTU)



Dự báo định nhu cầu khí đốt các quốc gia

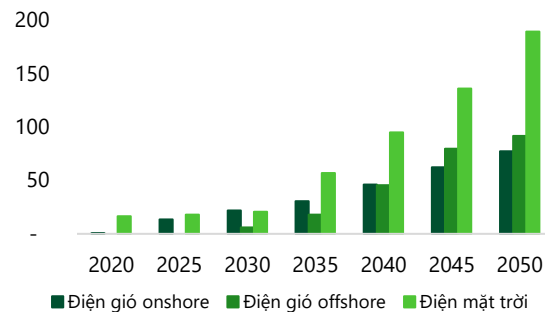




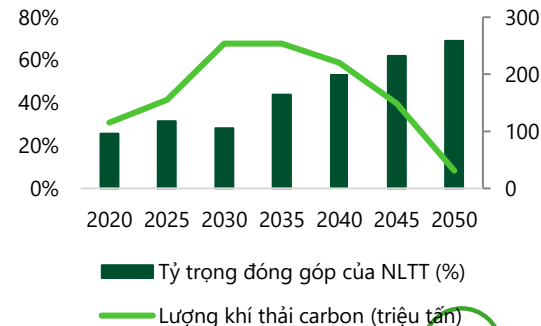
Năng lượng tái tạo sẽ đóng vai trò trụ cột trong cơ cấu năng lượng quốc gia. Ngày 15/5/2023, Chính phủ đã ký Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch điện VIII quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050. Quy hoạch điện VIII tiếp tục phát triển mạnh mẽ nguồn điện tái tạo. Tổng công suất NLTT (không tính thủy điện) sẽ đóng góp 63% tổng công suất thiết kế vào năm 2050. Trong giai đoạn 2021-2030, nhóm điện gió được đẩy mạnh cả trên bờ và ngoài khơi, sau năm 2030, nhóm điện mặt trời sẽ gia tăng công suất nhanh chóng.

- **Điện mặt trời:** tổng công suất đạt 20,6 GW vào năm 2030 (tăng trưởng 2%/năm). Giai đoạn 2030-2035, điện mặt trời sẽ được đẩy mạnh với tốc độ tăng trưởng hằng năm lên tới 23%.
- **Điện gió trên bờ:** tổng công suất đạt 12,9 GW vào năm 2030 (tăng trưởng 55%/năm). Giai đoạn 2030-2025, điện gió trên bờ tiếp tục tăng trưởng ở mức 7%/năm.
- **Điện gió ngoài khơi:** tổng công suất đạt 6 GW vào năm 2030 và 18 GW vào năm 2035.
- **Các nguồn NLTT khác** như điện sinh khối, điện rác,... vẫn được tạo điều kiện phát triển nhưng có công suất không lớn trong hệ thống điện quốc gia do tiềm năng không cao.

Công suất điện gió và điện mặt trời (GW)



Tỷ trọng công suất NLTT và lượng phát thải carbon

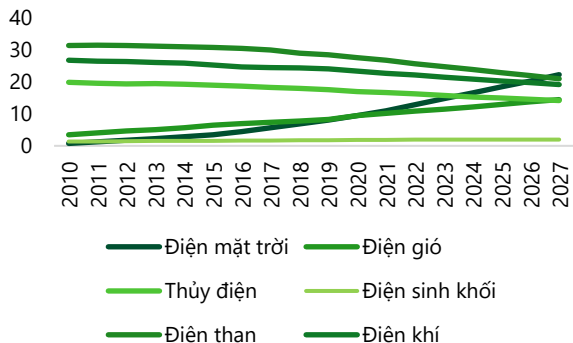




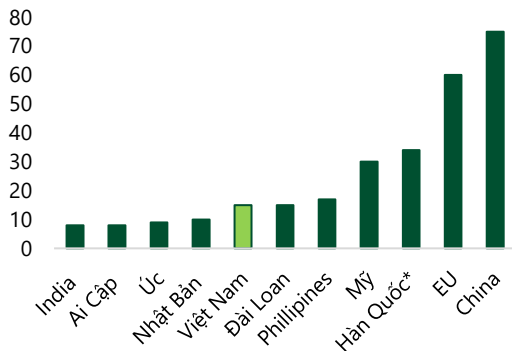
Định hướng đẩy mạnh công suất điện gió theo QHĐ VIII phù hợp với xu hướng chung của thế giới

- **Tổng công suất điện gió toàn cầu đã vượt qua công suất 1 TW** (Wood Mackenzie) và dự báo sẽ đạt 2TW vào năm 2030 (BNEF). Trong giai đoạn 2023-2027, GWEN dự báo tổng công suất lắp đặt điện gió toàn cầu sẽ đạt 680 GW với CAGR khoảng 15%.
- **Theo IEA, điện gió sẽ chiếm 22.2% trong cơ cấu điện toàn cầu vào năm 2026.** Tại Việt Nam, điện gió dự kiến sẽ đóng góp khoảng 20% trong cơ cấu điện của quốc gia vào 2030.

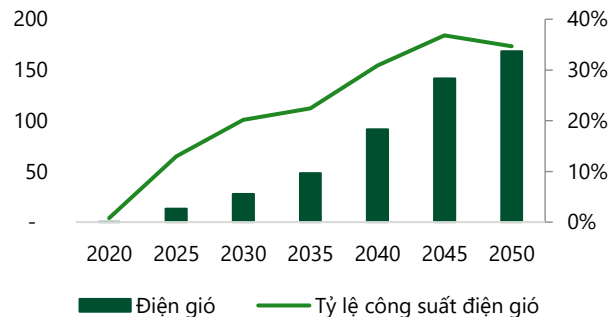
Tỷ trọng của các loại hình điện toàn cầu(%)



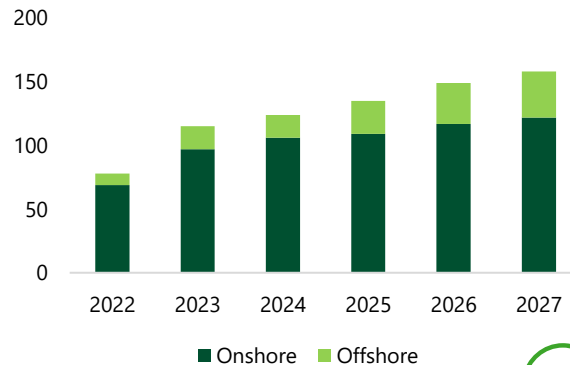
Công suất điện gió mục tiêu đến năm 2030 (GW)



Công suất điện gió theo QHĐ VII và tỷ trọng trong nguồn điện



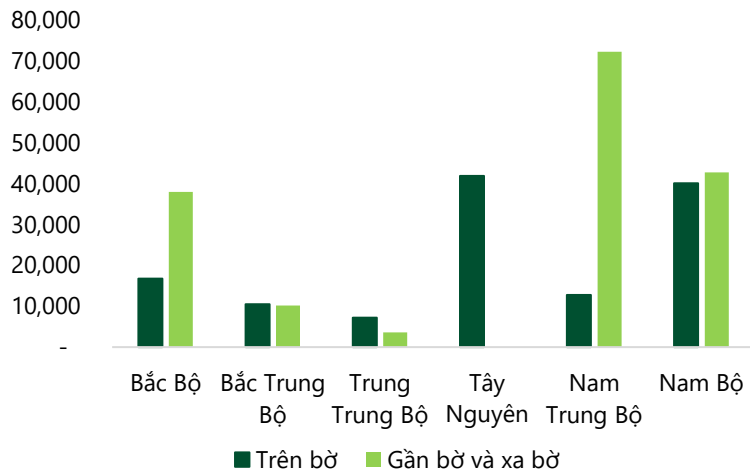
Dự phóng công suất lắp đặt điện gió toàn cầu hằng năm (GW)



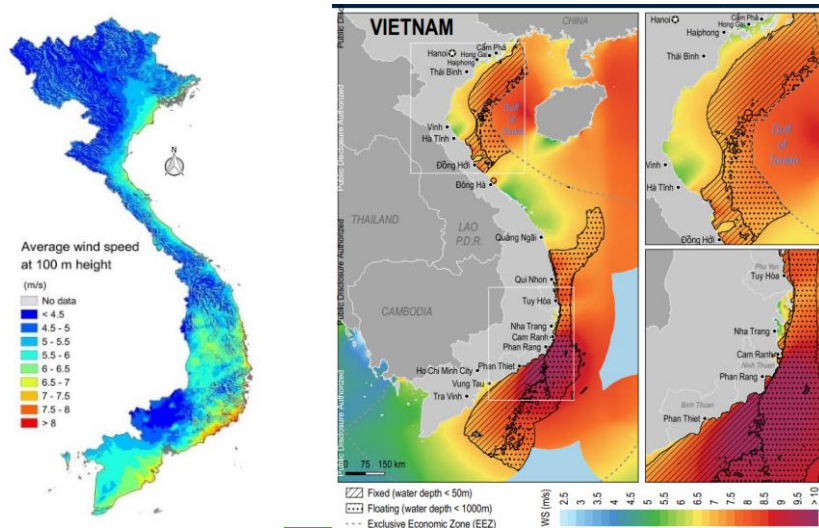
Việt Nam có tiềm năng kỹ thuật phát triển điện gió lên tới 821 GW theo quy hoạch điện VIII :

- **Điện gió trên bờ có tiềm năng 221 GW** chủ yếu với tốc độ gió tương đối thấp (4,5-5,5 m/s) với 163 GW, còn lại khoảng 30GW tiềm năng có tốc độ gió trung bình và cao tập trung tại Tây Nguyên, Tây Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Hiện tại, các dự án điện gió trên bờ đã vận hành, được phê duyệt và nghiên cứu tập trung chủ yếu tại khu vực Tây Nguyên (41.818 MW) và Nam Bộ (40.044MW).
- **Điện gió ngoài khơi có tiềm năng khoảng 600 GW** tập trung chủ yếu tại Nam Trung Bộ (210MW), Nam Bộ (174MW), Trung Trung Bộ (78 MW). Các dự án tiềm năng có trong quy hoạch điện VIII tập trung chủ yếu tại Nam Trung Bộ (72 MW), Nam Bộ (43 MW) và Bắc Bộ (38 MW).
- Những tháng có tốc độ gió tốt nhất tại Tây Nguyên (5-7m/s) là 1, 2, 6, 7, 8, 11, 12; tại Nam Bộ (5-7 m/s) là tháng 1-4, 11,12.

Công suất các NMDG đã vận hành, được phê duyệt và đang nghiên cứu đầu tư (MW)



Tiềm năng điện gió tại Việt Nam

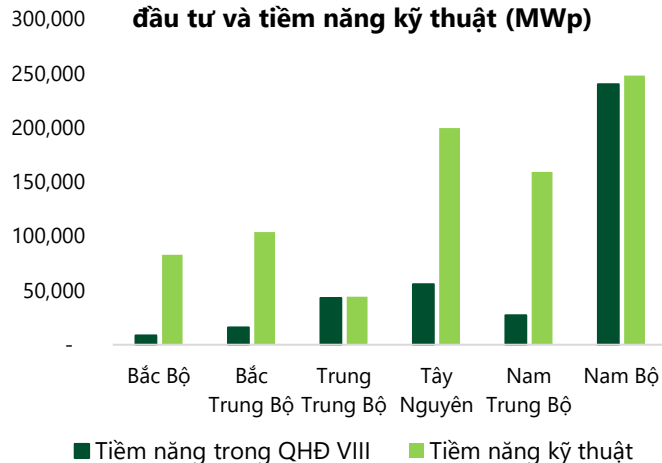




Việt Nam có tiềm năng lớn phát triển điện mặt trời lên tới 914GW :

- **Tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời mặt đất của Việt Nam tập trung chủ yếu tại khu vực Nam Bộ (248 GW), Tây Nguyên (199 GW)** nhờ vào số giờ nắng và tổng năng lượng bức xạ cao.
- **Số giờ nắng khu vực phía Nam có số giờ nắng từ 2.300-2.500 giờ/năm** (cả nước khoảng 1.800 giờ/năm) phù hợp phát triển điện mặt trời với mức bức xạ cao lên tới gần 2.000 kWh/m²/năm.

Công suất các NMĐMT mặt đất đã vận hành, được phê duyệt và đang nghiên cứu đầu tư và tiềm năng kỹ thuật (MWp)



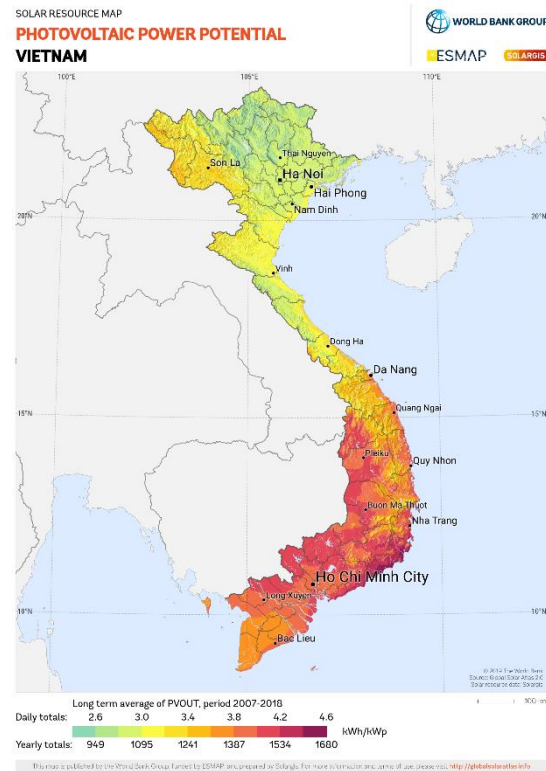
Khu vực Tổng năng lượng bức xạ năm (Kwh/m²/năm) Hiệu quả khai thác

Miền Bắc 1.354 Trung bình

Miền Trung 1.664 Hiệu quả

Miền Nam 1.940 Hiệu quả tốt

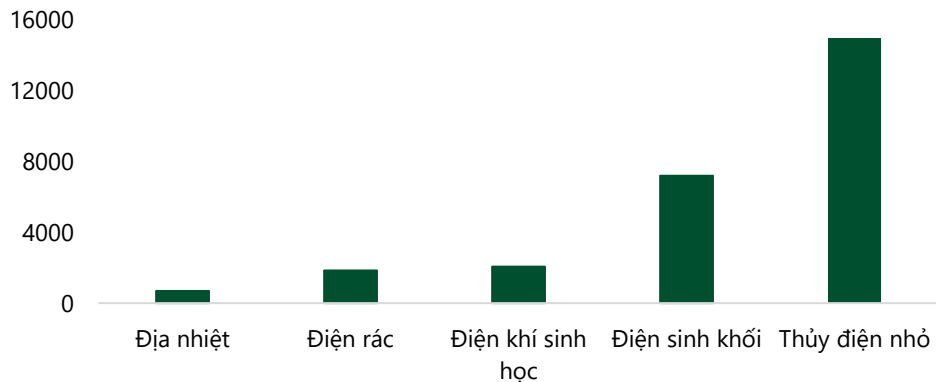
Tiềm năng điện mặt trời của Việt Nam



Ngoài điện gió và điện mặt trời, các nguồn năng lượng tái tạo khác cũng có tiềm năng tại Việt Nam:

- **Thủy điện:** Tổng công suất tiềm năng của thủy điện tại Việt Nam lên tới 27,4 GW, trong đó đã phát triển: 22 GW, còn lại là thủy điện nhỏ. Các địa điểm này tập trung chủ yếu ở khu vực miền núi phía Bắc, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên. Tiềm năng kỹ thuật thủy điện nhỏ hiện tại ở mức 15MW và đã được đưa vào quy hoạch 11,5 MW.
- **Điện sinh khối:** Đến năm 2025, tổng tiềm năng lý thuyết của nguồn sinh khối ước đạt 130 triệu tấn, tổng tiềm năng kỹ thuật ở mức 7.213 MW. Các khu vực tiềm năng cho phát triển điện sinh khối là Bắc Bộ (1.734 MW) và Nam Bộ (2.557 MW) Trong đó, các phụ phẩm nông nghiệp vẫn chiếm tỷ trọng lớn trên 67%, gỗ và phế thải gỗ chiếm phần còn lại.

Tiềm năng kỹ thuật của các dạng NLTT khác (MW)

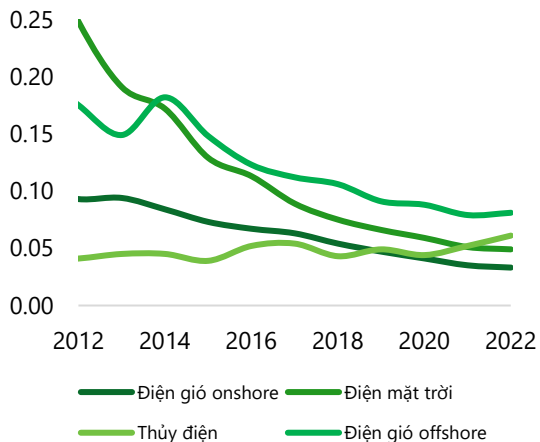




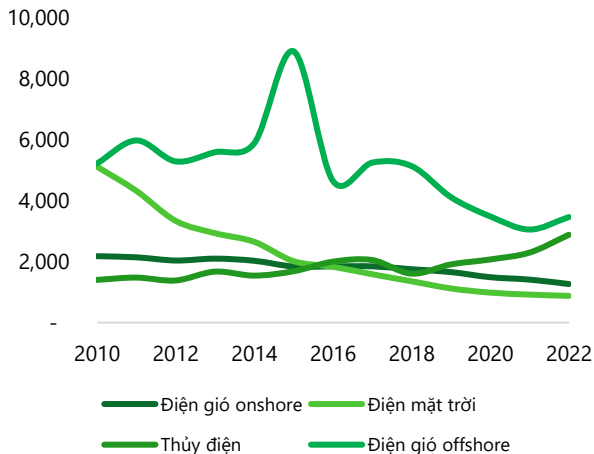
Chi phí năng lượng quy dẫn (LCOE) của NLTT duy trì xu hướng giảm dài hạn.

- **Điện gió onshore:** LCOE giảm mạnh từ 0,107 USD/kWh năm 2010 về 0,033 USD/kWh năm 2022, chi phí lắp đặt giảm từ 2.179 USD/kW về 1.274 USD/kW. Sự giảm sút này nhờ vào các tiến bộ công nghệ (độ dài cánh quạt, trụ, hiệu suất của rotor, tự động hóa...), lợi thế kinh tế theo quy mô, sự giảm sút của chi phí đầu tư và vận hành. Hiệu suất của điện gió cũng được cải thiện từ 27,2% của năm 2010 lên 37% của năm 2022.
- **Điện mặt trời:** LCOE giảm từ 0,445 USD/kWh năm 2010 về 0,049 USD/kWh năm 2022, chi phí lắp đặt giảm từ 5.124 USD/kW năm 2010 về 876 USD/kW năm 2022, thấp nhất trong các loại hình điện. Xu hướng giảm này đến từ giá module năng lượng mặt trời giảm nhanh. Tại châu Âu, giá module năng lượng mặt trời giảm từ 88% đến 94% tùy loại trong giai đoạn 2009-2022. Bên cạnh đó, hiệu suất của điện mặt trời cũng cải thiện từ 14,7% năm 2010 lên 21,1% năm 2022 nhờ chuyển đổi công nghệ đơn tinh thể sang đa tinh thể.

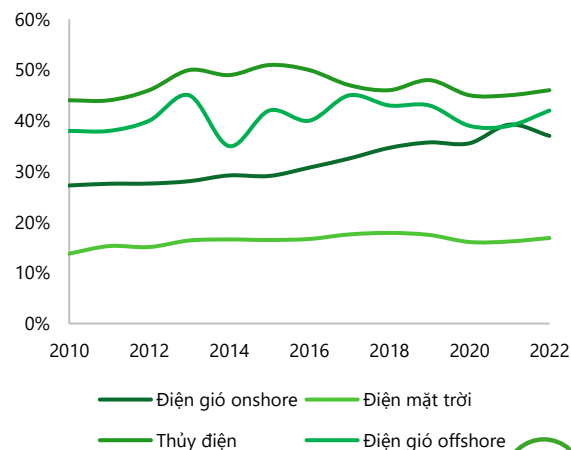
LCOE (USD/kWh)



Chi phí lắp đặt (USD/kW)

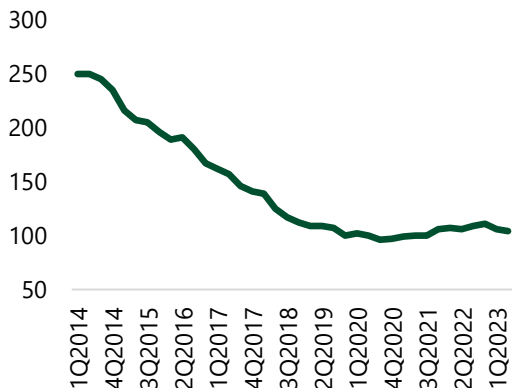


Hệ số công suất

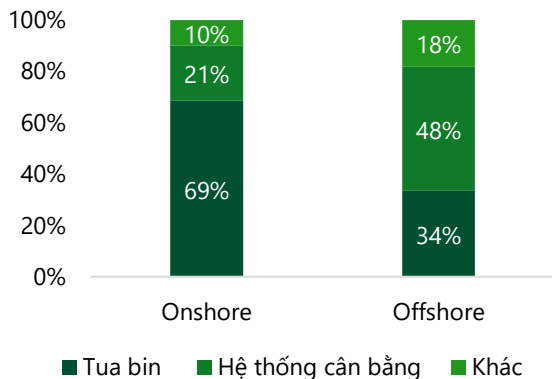


- Giá thiết bị năng lượng sạch của IEA giảm trung bình 14%/năm trong giai đoạn 2014-2020, giai đoạn 2020-2022 tăng lên do giá cả hàng hóa tăng vọt sau đó giảm trở lại. Chỉ số này được xây dựng dựa trên giá của các sản phẩm: tấm pin điện mặt trời, tua bin gió, pin lithium ion.
- Đối với một dự án điện gió trên bờ, tua bin chiếm tới gần 70% chi phí lắp đặt. Theo IEA, ngoài thép được sử dụng để xây dựng trụ tuabin, các nguyên liệu khác cần thiết gồm có: là đồng, kẽm, mangan, crom, niken, molybden và đất hiếm. Trong năm 2020-2022, khi giá cả các loại nguyên liệu đầu vào tăng mạnh do ảnh hưởng của dịch Covid-19, đứt gãy chuỗi cung ứng đã khiến giá tuabin gia tăng và dần ổn định trong năm 2023.
- Giá tua bin tại hầu hết các quốc gia trên thế giới giảm từ 49% đến 64% trong giai đoạn 2009 - 2022. Khi ngành năng lượng tái tạo ngày càng phát triển, chuỗi cung ứng trở dần trở nên hoàn thiện, năng lực sản xuất tăng lên, những hạn chế về nguồn dần được giải quyết giúp giá tuabin duy trì đà giảm dài hạn giảm bất chấp chiều dài trụ, đường kính cánh quạt gia tăng.

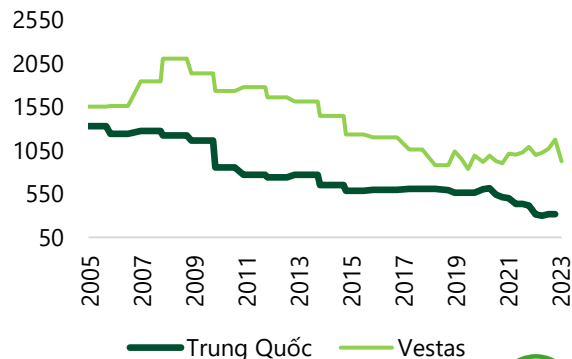
Chỉ số giá thiết bị năng lượng sạch của IEA



Cơ cấu chi phí dự án điện gió trên bờ



Giá tua bin bình quân giai đoạn 2005-2023 (USD/kW)





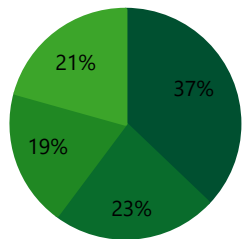
Chính phủ khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà.

- **Quy hoạch điện VIII đặt mục tiêu phấn đấu đến năm 2030 có 50% tòa nhà văn phòng và hộ dân sử dụng điện mặt trời tự sản tự tiêu.** Mục tiêu khuyến khích cá nhân, tổ chức lắp đặt điện mặt trời tự sản xuất, tự sử dụng từ đó giảm áp lực cho ngành điện. Quy hoạch điện VIII dự báo công suất của nguồn điện này sẽ đạt 2.600 MW vào năm 2030.
- **Bộ Công Thương đang đề nghị xây dựng Nghị định của Chính phủ quy định về phát triển điện mặt trời mái nhà vào tháng 12/2023.** Về chính sách phát triển điện mặt trời mái nhà, Bộ Công Thương có hai đề xuất như sau (1) Liên kết với lưới điện, không bán điện cho các tổ chức, cá nhân khác; (2) Không liên kết với lưới điện quốc gia.



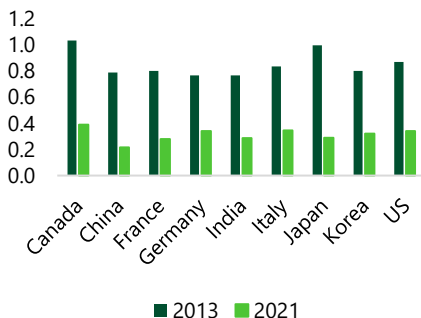
Sự phát triển của điện mặt trời áp mái được hỗ trợ bởi xu hướng chi phí lắp đặt giảm nhờ giá module. Giá module đã giảm từ 88% đến 94% tùy loại tại châu Âu từ năm 2009 đến năm 2022. Trong giai đoạn 2021-2022, giá module đã đảo chiều tăng lại sau khi giảm nhiều năm, lý do đến từ giá của polysilicon. Tại Trung Quốc vào đầu năm 2021, polysilicon có giá 12USD/kg đã tăng lên 33USD/kg vào cuối năm. Năm 2023, giá của polysilicon quay trở về mức 23 USD/kg đưa giá module quay trở lại xu hướng giảm.

Cơ cấu chi phí của điện mặt trời

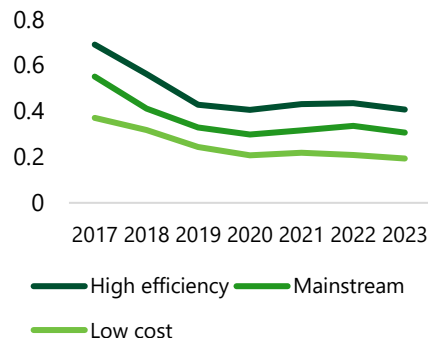


■ Module và inverter
■ BoS
■ Lắp đặt
■ Khác

Giá module điện mặt trời (USD/W)



Giá trung bình một số loại Module (USD/W)

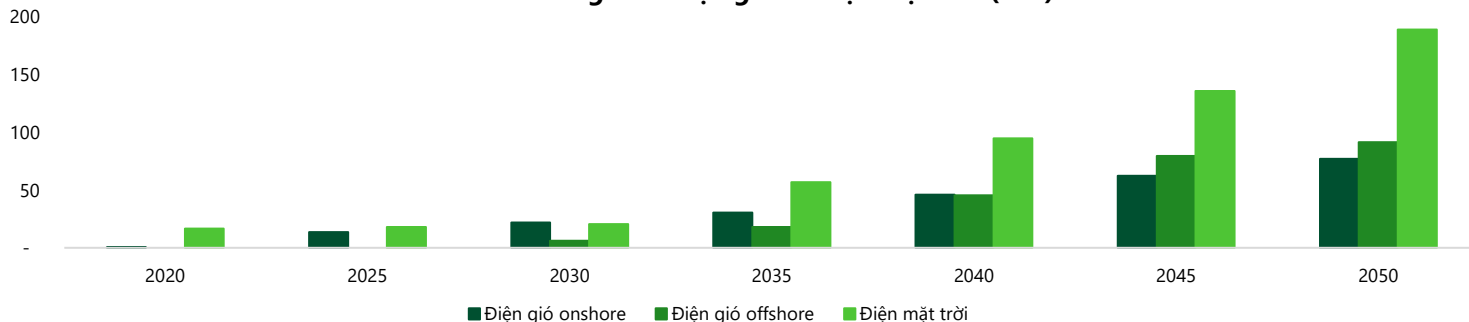


Giá Polysilicon (USD/kg)



- Tại hội nghị COP28, các nhà lãnh đạo, nhà hoạt động môi trường từ hơn 200 quốc gia đã đưa ra quyết định chung về đánh giá toàn cầu (global stocktake) nhằm đẩy mạnh các hoạt động tăng cường về khí hậu với mục tiêu giới hạn tăng không quá 1,5 độ C. Trọng tâm của COP28 là việc đánh giá toàn cầu, để hiện thực hóa mục tiêu hạn chế gia tăng nhiệt độ toàn cầu ở mức 1,5 độ C thì lượng khí thải vào năm 2030 cần cắt giảm 43% so với năm 2019.
- Nhằm hiện thực giới hạn duy trì mục tiêu 1,5 độ C vào năm 2030, ngành điện của Việt Nam dự kiến sẽ tiếp tục đẩy mạnh nguồn điện từ NLTT.
 - NLTT: Đẩy mạnh phát triển điện gió trên bờ và ngoài khơi, điện mặt trời tự sản tự tiêu phù hợp với khả năng hấp thụ của hệ thống. Nghiên cứu phát triển các nguồn năng lượng mới như hydro, ammoniac xanh. Phát triển thủy điện tích năng và các nguồn pin lưu trữ để điều hòa phụ tải và lưu trữ năng lượng.
 - Nhiệt điện than: Chỉ phát triển các dự án đã có trong QHĐ VII ĐC và dần chuyển sang sử dụng sinh khối, ammoniac xanh, dừng các nhà máy có tuổi thọ trên 40 năm. Đến năm 2050 không sử dụng than để phát điện.
 - Điện khí: Phát triển các nguồn điện sử dụng khí trong nước, LNG nhập khẩu, định hướng chuyển đổi sang nguyên liệu hydro xanh với giá thành phù hợp.
- Về nguồn lực, giai đoạn 2021-2030 cần mỗi năm từ 9-12 tỷ USD cho nguồn điện và khoảng 1,5 tỷ USD cho lưới điện. Giá điện bình quân vào năm 2030 sẽ ở mức 8,3-8,9 USDcent/kWh (năm 2020 là 7,9 USDcent/kWh).

Công suất điện gió và điện mặt trời (GW)



- Tại hội nghị COP28, Việt Nam chính thức công bố kế hoạch huy động nguồn lực thực hiện Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP) cùng với Nhóm các đối tác quốc tế gồm có EU, Anh và Bắc Ireland, Mỹ, Nhật Bản, Đức, Pháp, Ý, Canada, Đan Mạch và Na Uy (IPG). **Các đối tác trên cam kết sẽ huy động 15,5 tỷ trong từ 3 đến 5 năm tới.** Trong đó, nhóm IPG cam kết huy động ít nhất 7,75 tỷ USD. Bên cạnh đó, Liên minh tài chính Glasgow cũng cam kết huy động ít nhất 7,75 tỷ USD tài chính tư nhân nhằm mục tiêu đưa phát thải ròng về 0.
- Tổng mức đầu tư cho nguồn điện và lưới điện giai đoạn 2021-2030 ở mức 113.3 tỷ USD, nguồn vốn 15.5 tỷ tương đương 13.7%.**

Chi tiết gói tài chính của JETP theo nguồn

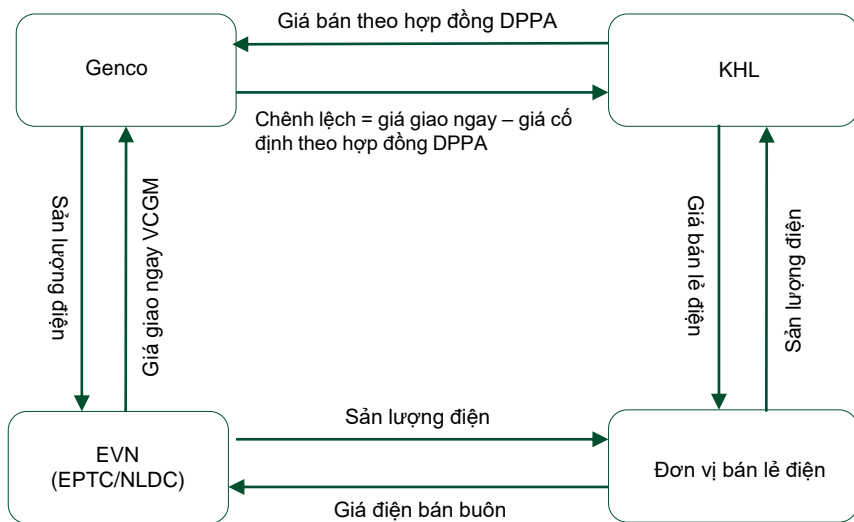
Quốc gia	Tổng (triệu USD)	Tài trợ	Vay ưu đãi		Công cụ DFI thương mại			
			Chính phủ	Phi chính phủ	Vốn chủ sở hữu	Bảo đảm	Vay	Khác
Canada	59	4	51	4				
Denmark	10	10						
EU	920	185	735					
France	525	1		524				
Germany	672	63	399				210	
Italy	528						264	264
Japan	342	2					340	
Norway	251	1			250			
UK	304	4			50	200	50	
US	1.050	50			10	40	950	
ADB	2.100		1,000				1,100	
FMO	315						315	
Khác	1.000						1,000	
Tổng	8.077	322	2,185	528	310	240	4,229	264



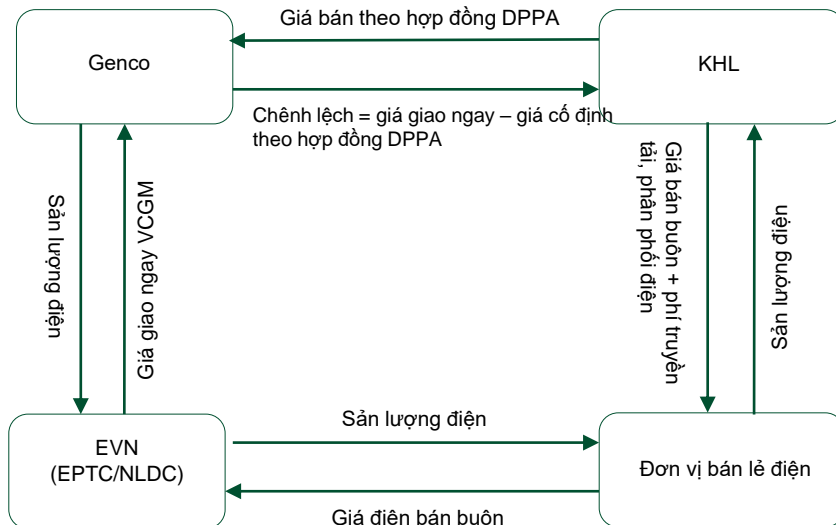
Hợp đồng mua bán điện trực tiếp cho các dự án năng lượng tái tạo.

- Ngày 25/7/2023, Bộ Công Thương đã đề xuất cơ chế thỏa thuận mua bán điện trực tiếp (DDPA) cho các dự án năng lượng tái tạo.
- MOIT đề xuất cơ cấu DDPA với hai phương án: Lưới điện trực tiếp và Lưới điện quốc gia.
- MOIT đã kiến nghị Thủ tướng bổ sung cơ chế DPPA vào luật Điện lực sửa đổi. Về tiến độ, luật Điện lực sửa đổi dự kiến sẽ được trình lấy ý kiến Quốc Hội và kỳ họp thứ 8 (khoảng tháng 10-11/2024) sau đó trình Quốc hội để thông qua vào kỳ họp thứ 9 (khoảng tháng 5-6/2025) và có hiệu lực vào 1/1/2026.

Cơ chế DPPA có kết nối lưới điện trực tiếp với nhau



Cơ chế DPPA không có kết nối lưới điện trực tiếp với nhau

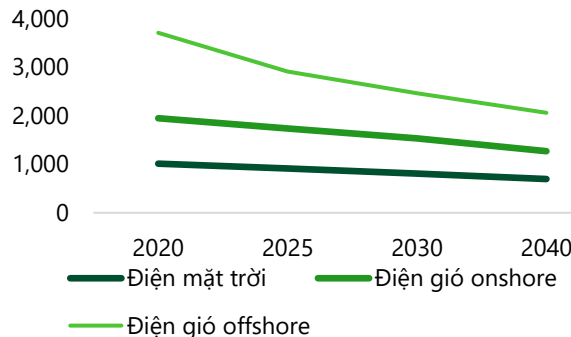




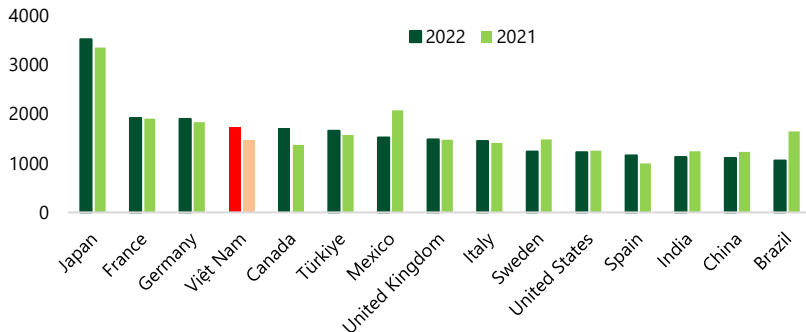
Chi phí lắp đặt các loại hình NLTT của Việt Nam vẫn còn ở mức cao so với trên thế giới.

- **Chi phí lắp đặt của điện mặt trời và điện gió onshore cao hơn trung bình 14% và 9% so với các quốc gia trong thống kê của IRENA.**
- Mặc dù các công nghệ trong ngành NLTT ngày càng phát triển giúp giảm chi phí tuy nhiên Việt Nam chưa tự sản xuất các thiết bị cần thiết và phải nhập khẩu từ Trung Quốc và châu Âu nên khiến chi phí lắp đặt cao hơn các quốc gia khác.
- Trong giai đoạn năm 2022, giá cả nguyên vật liệu tăng mạnh đã khiến cho chi phí đầu tư tại Việt Nam tăng cao. Tuy nhiên, năm 2023 khi giá cả bình ổn sẽ giúp chi phí lắp đặt quay trở lại xu hướng giảm.
- **Quy hoạch điện VIII dự báo rằng chi phí lắp đặt của điện gió và điện mặt trời dự kiến sẽ giảm với tốc độ CAGR từ 2% đến 3% trong giai đoạn 2020-2040**

Chi phí lắp đặt các loại hình điện đến năm 2040 (USD/kW)



Tổng chi phí lắp đặt trung bình điện gió trên bờ (USD/kW)



Tổng chi phí lắp đặt của điện mặt trời (USD/kW)



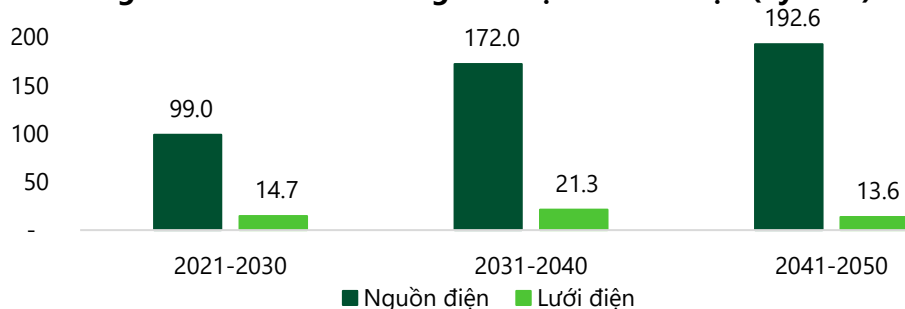
VCBS HỆ THỐNG TRUYỀN TẢI GIỮ VAI TRÒ THEN CHỐT TRONG PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN



Mục tiêu hướng tới NLTT đó là điện khí hóa kết hợp nâng cao hiệu quả năng lượng và NLTT kết hợp lưu trữ năng lượng

Phát triển hệ thống lưới điện truyền tải sẽ tháo gỡ được điểm nghẽn trong phát triển nguồn điện trong bối cảnh công suất cao NLTT đang phát triển nhanh và giải quyết nhu cầu thiếu điện các tỉnh miền Bắc vào mùa nắng nóng, được hỗ trợ bởi (1) Tình hình tài chính của EVN đang dần được cải thiện, hỗ trợ đẩy mạnh dòng tiền đầu tư các dự án truyền tải phát điện và 2) Xu hướng chuyển dịch cơ cấu năng lượng sang năng lượng xanh, đẩy mạnh phát triển NLTT mới từ 2024. Do đó hoạt động xây lắp sẽ hưởng lợi từ việc đẩy mạnh đầu tư hệ thống truyền tải điện.

Nguồn vốn đầu tư cho nguồn điện và lưới điện (Tỷ USD)

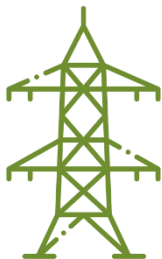


Hạng mục	Đơn vị	Khối lượng	
		2021-2030	Định hướng 2031-2050
HVDC			
Trạm biến áp	MW		40.000-60.000
Đường dây	km		5.200-8300
Trạm biến áp 500kV			
Xây dựng mới	MVA	45.750-52.050	90.900-105.400
Cải tạo	MVA	36.000-38.700	117.482-120.150
Đường dây 500 kV			
Xây dựng mới	km	11.048-12.300	9.276-11.152
Cải tạo	km	1.324	801
Trạm biến áp 220 kV			
Xây dựng mới	MVA	71.525-82.775	124.875-134.125
Cải tạo	MVA	34.247-37.247	104.625-106.750
Đường dây 220 kV			
Xây dựng mới	km	15.921-16.520	11.395-11.703
Cải tạo	km	6.484	504-654

HỆ THỐNG TRUYỀN TẢI GIỮ VAI TRÒ THEN CHỐT TRONG PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

Tiểu dự án	Chiều dài (km)	Vốn đầu tư (nghìn tỷ đồng)	Tiến độ triển khai (18/05/2024)
Thanh Hóa - Nam Định	74	2,9	Hoàn thành 180/180 vị trí móng, đã hoàn thành và đang lắp dựng 167 cột thép, đang kéo dây 6 khoảng néo
Nam Định - Phố Nối	124	5,5	Hoàn thành 315/334 vị trí móng; đã hoàn thành và đang lắp dựng 157 cột.
Quảng Trạch - Quỳnh Lưu	225	9,8	Dự án đã hoàn thành 434/463 vị trí móng, hoàn thành dựng cột 88 vị trí, đang dựng 86 vị trí
Quỳnh Lưu - Thanh Hóa	92	4,1	Hoàn thành 192/200 vị trí móng; đã hoàn thành và đang lắp dựng 72 cột thép

Quy mô lưới điện truyền tải 220KV – 500KV năm 2024



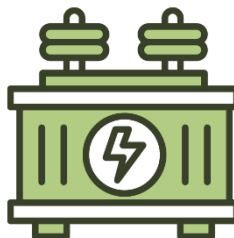
CHIỀU DÀI ĐƯỜNG DÂY

10.728 km

500KV

18.504 km

220KV



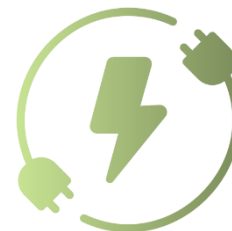
TRẠM BIẾN ÁP

36 Trạm

500KV

149 Trạm

220KV



DUNG LƯỢNG MÁY BIẾN ÁP

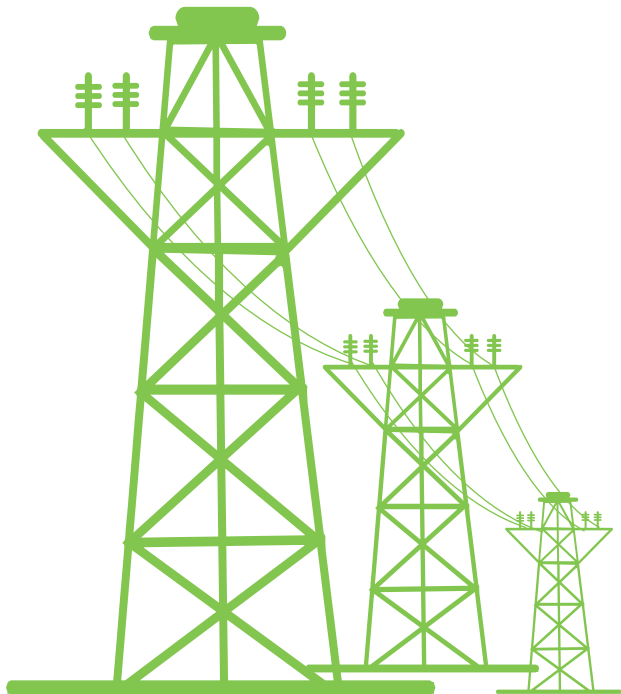
46.350 MVA

500KV

69.875 MVA

220KV

Nhóm DN	Mã	Khuyến nghị	Triển vọng KD	LNST Q1.2024 YoY%	% KH năm	P/E (FYI)	P/E (TTM)	P/B (TTM)	Tỷ suất cổ tức (TTM)
Nhiệt điện than	QTP	Mua	Tăng trưởng	57%	49%	9,88	10,87	1,41	8,91%
	HND	Mua	Tăng trưởng	1.424%	27%	13,73	13,60	1,30	6,66%
	NBP	Trung lập	Tăng trưởng	-141%	21%	21,75	11,29	0,66	3,85%
	PPC	Trung lập	Tăng trưởng	295%	59%	8,00	9,31	1,13	3,12%
Nhiệt điện khí	NT2	Trung lập	Đi ngang	-168%	N/A	77,18	61,53	1,59	6,85%
	POW	Mua	Tăng trưởng	-67%	17%	20,67	31,47	0,82	0,00%
	PGV	Trung lập	Đi ngang	-205%	N/A	32,68	442	1,61	5,10%
Thủy điện	CHP	Không đánh giá	Không đánh giá	-71%	15%	25,48	18,62	2,47	6,83%
	SHP	Không đánh giá	Không đánh giá	-141%	N/A	12,89	14,52	2,95	8,24%
	SJD	Không đánh giá	Không đánh giá	-18%	11%	8,25	8,17	1,01	12,04%
	TMP	Không đánh giá	Không đánh giá	-62%	14%	19,68	12,74	3,65	13,11%
	TBC	Không đánh giá	Không đánh giá	-37%	19%	11,18	26,59	2,40	5,13%
	VSH	Trung lập	Đi ngang	-100%	0%	19,05	22,30	2,52	4,02%
Xây lắp	PC1	Mua	Tăng trưởng	63%	25%	18,91	41,40	1,59	5,31%
	TV2	Mua	Tăng trưởng	34%	18%	18,94	44,35	1,84	2,29%
NLTT phối hợp	REE	Mua	Tăng trưởng	-48%	23%	14,2	14,15	1,57	0,00%
	GEG	Trung lập	Đi ngang	22%	70%	29,06	32,53	1,17	0,00%
	BCG	Trung lập	Đi ngang	1.016%	12%	7,32	60,28	0,99	0,00%
	HDG	Trung lập	Đi ngang	-26%	27%	14,20	13,27	1,36	6,84%



MỤC LỤC

NGÀNH ĐIỆN CHUYỂN MÌNH, TIẾN SANG CHU KỲ MỚI

01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Phụ tải tăng truenrg cao do hoạt động sản xuất công nghiệp hồi phục.

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Xây lắp và Năng lượng tái tạo được xác định là cột sống của ngành.

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

QTP – MUA – 19.476 (+17%)

POW – MUA – 13.798 (+22%)

PC1 – MUA – 33.000 (+18%)

REE – MUA – 72.400 (+22%)

TV2 – MUA – 51.000 (+20%)

NT2 – TRUNG LẬP – 22.450 (+1,0%)

PGV – TRUNG LẬP – 21.988 (+5%)

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	12,6-17,2
GTGD bình quân 52T	454,359
Vốn hóa (tỷ đồng)	7.515
P/E	10,8x
P/B	1,4x
% NN sở hữu	1,21%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

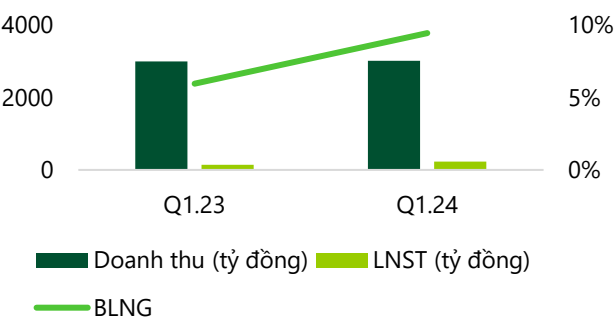
Doanh thu thuần	12.985 (+8%)
Lợi nhuận sau thuế	813 (+32%)

KQKD Q1.2024

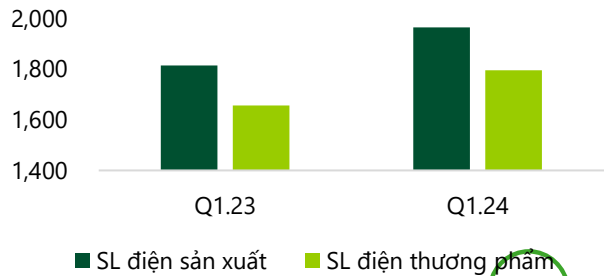
KQKD quý 1 của QTP ghi nhận tích cực với doanh thu đạt 3 nghìn tỷ đồng (tương đương cùng kỳ) và LNST đạt 227 tỷ (+57% YoY) chủ yếu nhờ (1) sản lượng điện thương phẩm tăng 8,4% yoy, đạt 1,8 tỷ kWh và (2) chi phí nguyên liệu ước tính giảm 10% yoy.

Năm 2024, Công ty được Bộ Công Thương/Cục Điều tiết điện lực giao sản lượng điện sản xuất là 7,727 tỷ kWh (tương đương mức nền cao cùng kỳ), trong đó, sản lượng điện sản xuất mùa khô là 4,152 tỷ kWh. Để đáp ứng tình hình nắng nóng gay gắt, kéo dài trên diện rộng trong năm 2024 với dự báo nhu cầu tiêu thụ điện trong thời gian mùa khô (tháng 5 đến tháng 7) được dự báo tăng trưởng rất cao (lên đến 13%, cao hơn nhiều so với kế hoạch khoảng 9,6%), riêng miền Bắc dự kiến tăng kỷ lục 17% so với cùng kỳ năm 2023, Công ty đã lập kế hoạch, triển khai và phối hợp chặt chẽ với các nhà cung cấp than, chuẩn bị đủ nguyên, vật tư cho vận hành, sửa chữa nhằm nâng cao độ khả dụng, các tổ máy vận hành tin cậy và an toàn tuyệt đối đảm bảo hoàn thành tốt nhiệm vụ sản xuất, cung ứng điện năng.

KQKD Quý 1 năm 2024



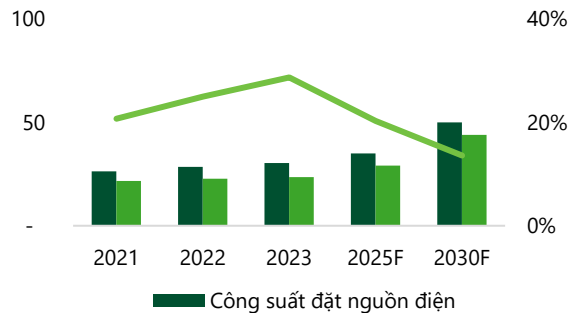
Sản lượng điện sản xuất và thương phẩm (triệu kWh)



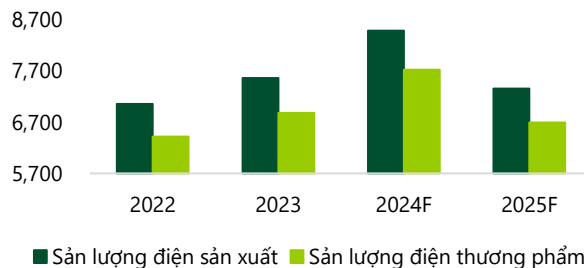
Năm 2024, chúng tôi kỳ vọng nhóm nhiệt điện than, đặc biệt tại miền Bắc tiếp tục ghi nhận mức sản lượng huy động tích cực, trong đó có QTP. Mặc dù chúng tôi cho rằng tăng trưởng doanh thu của công ty kể từ năm 2024 sẽ không cao so với nền cao 2023, tuy nhiên chúng tôi kỳ vọng kết quả kinh doanh QTP sẽ có sự cải thiện dựa trên các luận điểm sau:

- **Chúng tôi kỳ vọng sản lượng nhiệt điện than huy động vẫn tiếp tục duy trì ở mức cao** khi miền Bắc bước vào mùa khô trong bối cảnh nguồn cung thắt chặt và hiện tượng El Nino được dự báo sẽ kéo dài đến nửa đầu năm 2024 trước khi chuyển sang trạng thái trung tính.
- **Kỳ vọng giá than trộn giảm sau khi giá than thế giới giảm mạnh như đã phân tích ở phần triển vọng ngành** sẽ góp phần ổn định nguồn cung than và giảm áp lực chi phí nguyên liệu đầu vào.
- **EVN tiếp tục được tăng giá bán điện là tín hiệu tích cực**, góp phần cải thiện dòng tiền cho các nhà máy điện thông qua việc tăng khả năng thu hồi các khoản phải thu từ việc bán điện cho EVN.

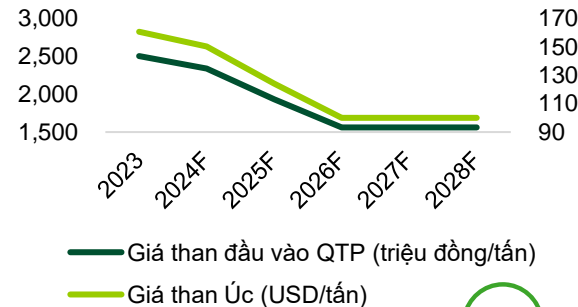
Khả năng dự phòng điện miền Bắc



Sản lượng điện sản xuất và thương phẩm (triệu kWh)



Dự phóng giá than đầu vào QTP



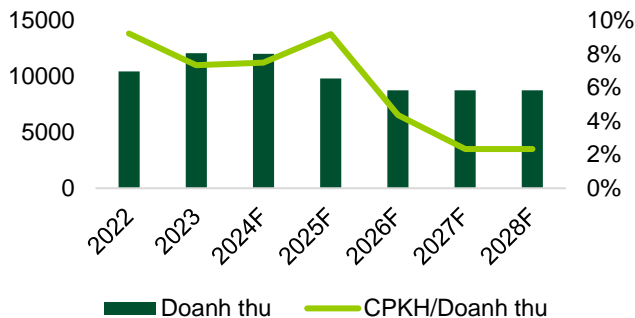
- Chi phí khấu hao giảm:**

TSCĐ hết khấu hao kể từ sau năm 2026 giúp doanh nghiệp cải thiện BLNG. Một số thiết bị máy móc của QTP đang vào giai đoạn cuối của khấu hao. Ước tính chi phí khấu hao của QTP sẽ giảm dần từ mức 900 tỷ năm 2023 xuống còn khoảng hơn 200 tỷ năm 2027.

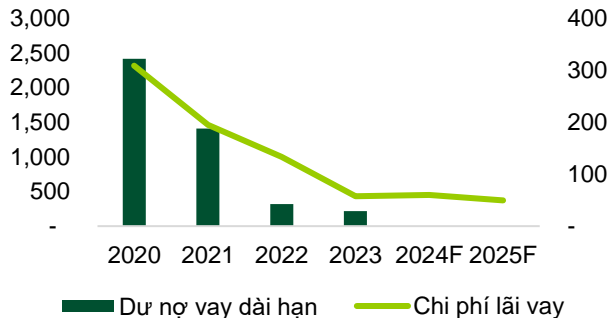
- Tình hình tài chính lành mạnh, dòng tiền cải thiện do trả hết nợ vay dài hạn, kỳ vọng duy trì mức chi trả cổ tức cao**

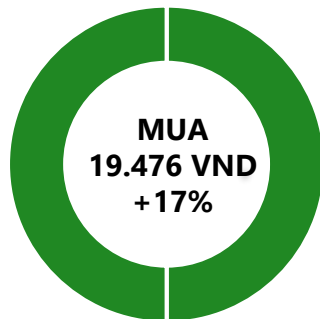
Kỳ vọng QTP tiếp tục duy trì mức chi trả cổ tức cao nhờ dòng tiền được cải thiện hơn. Sau khi hết lỗ lũy kể từ năm 2020, QTP bắt đầu chia cổ tức trở lại và tỷ lệ cổ tức cũng tăng dần qua các năm (2 năm gần nhất cụ thể là 1.600 đồng/cp và 2.250 đồng/cp). Chúng tôi kỳ vọng QTP sẽ tiếp tục chi trả mức cổ tức cao trong các năm tới nhờ: (1) Dòng tiền cải thiện sau khi đã trả gần hết các khoản nợ vay dài hạn và khấu hao giảm dần và (2) QTP chưa có nhu cầu đầu tư lớn trong thời gian tới. Chúng tôi kỳ vọng QTP có thể chi trả tỷ lệ cổ tức/VĐL vào khoảng 15% - 25%.

Dự phóng chi phí khấu hao QTP



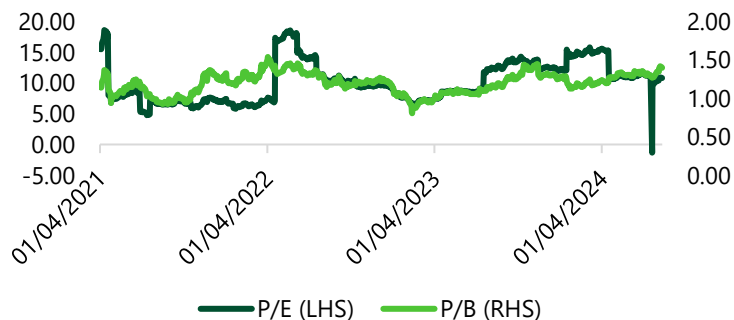
Dư nợ vay dài hạn QTP





■ DCF ■ P/E

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	12.058	12.985	11.343
+/-yoy (%)	16%	8%	-13%
LNST	614	813	827
+/- %	-20%	32%	2%
EPS (đồng/cổ phiếu)	1.365	1.680	1.710

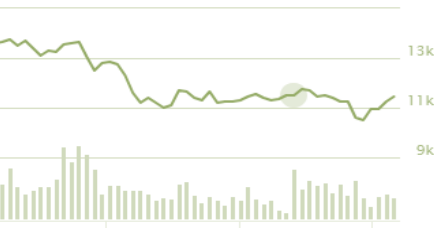
Giá định

- Kỳ vọng sản lượng điện được huy động ở mức cao do tác động El Nino.
- Giá than đầu vào giảm theo dự báo giá than thế giới.
- Giá CGM giảm 3,5% yoy dựa trên dự phóng về chu kỳ El Nino/La Nina

Rủi ro

- Nhu cầu sử dụng than của các nhà máy nhiệt điện than tăng mạnh, trong khi sản lượng than sản xuất trong nước không đáp ứng được nhu cầu tiêu thụ trong nước.
- Rủi ro biến động giá than.
- Rủi ro các tổ máy của QTP có thể gặp sự cố đang dần tăng lên do nhà máy đang phải hoạt động ở công suất cao.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	10,5-11,4
GTGD bình quân 52T	6.720.601
Vốn hóa (tỷ đồng)	26.814
P/E	32,3x
P/B	10,2x
% NN sở hữu	3,63%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

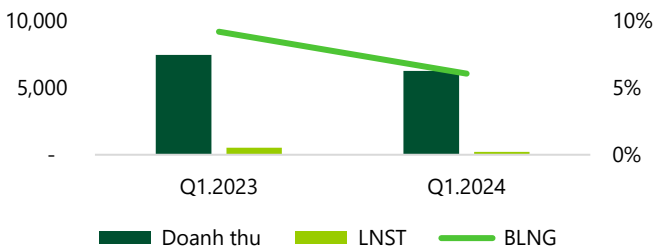
Doanh thu thuần	35.533 (+27%)
Lợi nhuận sau thuế	1.819 (+37%)

KQKD Q1.2024

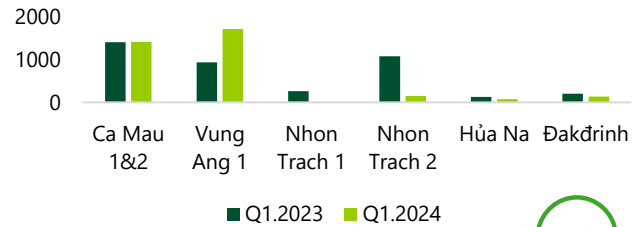
- KQKD Quý 1 kém tích cực** với Doanh thu đạt 6.243 tỷ đồng (-16% yoy), LNST đạt 216 tỷ đồng (-60% yoy). Nguyên nhân chủ yếu do (1) Tổng sản lượng điện giảm 11% yoy đạt 3.545 Tr.kWh, mặc dù sản lượng nhiệt điện than Vũng Áng 1 tăng 83% yoy nhưng không đủ bù đắp sự suy giảm sản lượng điện huy động ở Nhơn Trạch 1 và 2 (-99% yoy và 86% yoy), (2) Giá điện thị trường CGM giảm 11% yoy.
- Tình hình triển khai dự án Nhơn Trạch 3&4:** Công ty đã hoàn thành lựa chọn nhà thầu.

Tiêu chí	Tiến độ
Hợp đồng EPC	Tiến độ tổng thể của gói thầu EPC ước đạt 83% (chậm 6% so với kế hoạch).
Hợp đồng mua bán điện (PPA)	PV Power và EPTC đã tạm thống nhất giá điện NMNĐ Nhơn Trạch 3&4 để trình EVN xem xét thông qua. Ngày 05/3/2024, PV Power và EPTC tổ chức họp về nội dung PPA cho giai đoạn thử nghiệm, hiện bộ phận kỹ thuật của hai bên đang làm việc để thống nhất chương trình, kế hoạch chạy thử nghiệm thu.
Hợp đồng mua bán khí(GSA)	Tiếp tục làm việc với PV GAS về những nội dung còn chưa thống nhất giữa các bên về dự thảo hợp đồng Full GSA, HOA GSA
Công tác thu xếp vốn:	PV Power đang đảm bảo cân đối đủ nguồn vốn chủ sở hữu cho dự án. Đối với vốn vay, PV Power đã thu xếp thành công nguồn vốn vay ECA không ràng buộc xuất xứ thiết bị trị giá 200 triệu USD tại ngân hàng SMBC, do SACE bảo lãnh; thu xếp thành công khoản vay trong nước trị giá 4.000 tỷ đồng tại ngân hàng Vietcombank.

KQKD Quý 1 năm 2024 (Tỷ đồng)



Sản lượng điện của các nhà máy (Triệu kWh)



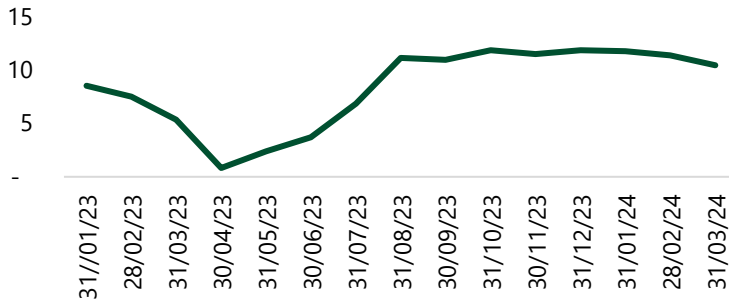
- ❖ **Nhiệt điện than hưởng lợi từ việc được huy động sản lượng cao dưới tác động của El Nino trong nửa đầu năm và La Nina trở lại trong 2H.2024 giúp sản lượng thủy điện huy động tích cực hơn nửa đầu năm**

Theo dự báo của IRI, La Nina có thể trở lại vào 2H.2024 sau khi El Nino tiếp tục duy trì với xác suất từ 80-100% với cường độ giảm dần đến hết Q1 và chuyển sang pha trung tính trong Q2. Các nhà máy thủy điện sau khi bị ảnh hưởng tiêu cực do pha El Nino sẽ hưởng lợi từ La Nina vào 2H.2024 nhờ tình hình thủy văn thuận lợi, mưa nhiều, mực nước về hồ nhiều hơn.

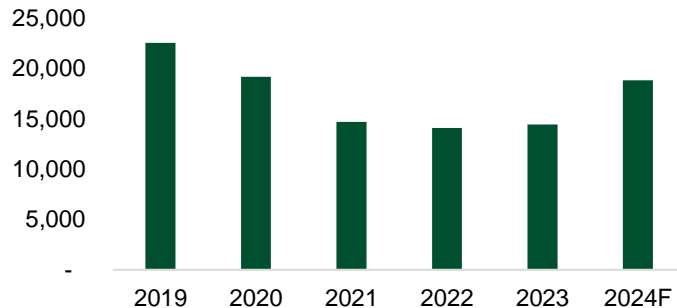
- **Tín hiệu tích cực từ đà giảm giá của giá than.** Nhà máy Vũng Áng sẽ phải sử dụng than trộn trong năm nay do nhà máy có vị trí xa mỏ than và không được ưu tiên cấp than do có chi phí vận chuyển cao hơn. Do cần phải sử dụng than trộn nên xu hướng hạ nhiệt của giá than giúp giảm giá thành sản xuất và có thể chào giá tốt hơn trên thị trường điện.
- **Cả 2 tổ máy của nhà máy Vũng Áng 1 vận hành trọn năm.** Dự phóng sản lượng điện của Vũng Áng năm 2024 đạt 7,5 tỷ kWh (+75% yoy).

- ❖ **Pow có thể ghi nhận 300 tỷ đồng bồi thường bảo hiểm gián đoạn sản xuất kinh doanh do sự cố tại nhà máy Vũng Áng 1 trong năm 2024.** Chi phí sửa chữa dự kiến đối với sự cố tại tổ máy S1 của nhà máy Vũng Áng (09/2021-08/2023) khoảng 700 tỷ đồng và POW đang thuê kiểm toán xác định lại tổng chi phí. POW đã đạt được thỏa thuận với PVI tổng số tiền bảo hiểm khoảng 15 triệu USD bao gồm bảo hiểm gián đoạn hoạt động sản xuất kinh doanh (8 triệu USD) và bảo hiểm hỗ trợ thiệt hại vật chất (7 triệu USD). Hiện tại, POW đang làm việc với PVI về các điều kiện loại trừ của bảo hiểm và thu hồi các chi phí đã bỏ ra. Chúng tôi kỳ vọng POW có thể đàm phán và thống nhất các điều khoản bảo hiểm với PVI để thu hồi đủ các khoản chi phí sửa chữa đã bỏ ra.

Khoảng cách đến mực nước chết hồ thủy điện Trị An (m)



Sản lượng điện thường phẩm POW (triệu kWh)



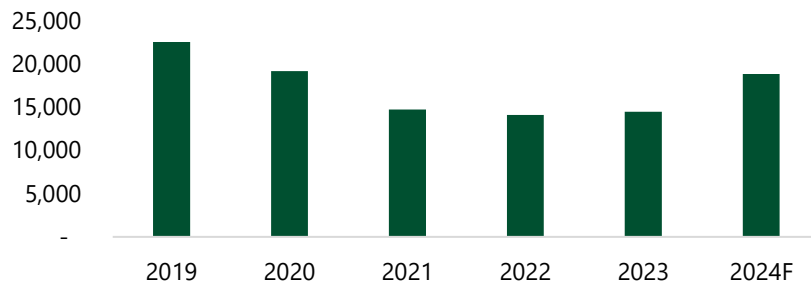
❖ **Nhiệt điện khí KV Tây Nam Bộ kì vọng được huy động sản lượng cao, bù đắp cho sự sụt giảm sản lượng điện huy động của nhóm nhà máy nhiệt điện khí KV Đông Nam Bộ trong bối cảnh sản lượng khí KV này đang suy giảm nhanh.**

• **Chúng tôi nhận thấy nguồn cung khí nội địa đang suy giảm nhanh do trữ lượng khai thác còn lại không nhiều.** Sản lượng khí khô tiêu thụ đang giảm dần với tốc độ trung bình 9% từ năm 2019 đến nay. Đặc biệt nguồn cung khí cho sản xuất điện tại khu vực Đông Nam Bộ suy giảm với tốc độ nhanh hơn 22% trong cùng giai đoạn. Do đó, rủi ro thiếu khí cho các nhà máy điện như Nhơn Trạch 1 & 2 vào mùa khô trong năm 2024 vẫn còn hiện hữu. Nguồn cung khí cho sản xuất điện tại khu vực Tây Nam Bộ vẫn đảm bảo cho hoạt động của các nhà máy khí Cà Mau 1&2 huy động ở mức sản lượng cao.

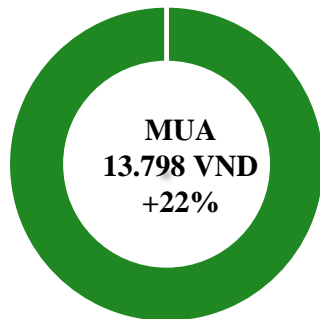
• **Tuy nhiên về dài hạn, chúng tôi nhận thấy đang có một số tín hiệu tích cực đối với nguồn cung khí** như: (1) 02 nhiệt điện BOT Phú Mỹ 3 và BOT Phú Mỹ 2.2 được đề xuất chuyển giao cho EVN sau năm 2024/2025 và không còn được ưu tiên đảm bảo nguồn khí đầu vào như hiện nay. (2) Kho cảng LNG Thị Vải giai đoạn 1 với công suất qua kho trung bình khoảng 1 triệu tấn/năm đã chính thức được khánh thành và (3) POW đang trong quá trình đàm phán mua khí bổ sung cho nhà máy điện Cà Mau 1&2 sau năm 2028 với đối tác Jadestone từ mỏ Nam Du - U Minh.

❖ **Dự án Nhơn Trạch 3-4 đi vào vận hành sẽ là yếu tố giúp DT và LN doanh nghiệp tăng trưởng.** Mặc dù POW có kế hoạch phát điện thương mại NT3 vào cuối năm 2024 nhưng tiến độ của 3 dự án truyền tải phục vụ Nhơn Trạch 3 & 4 đang chậm hơn dự kiến. PPTNC đánh giá việc này sẽ gây ảnh hưởng đến tiến độ vận hành thương mại của các nhà máy này. Việc chậm thi công các đường dây truyền tải này đến từ các vấn đề liên quan đến quy hoạch tổng thể tỉnh Đồng Nai và giải phóng mặt bằng. Do đó, chúng tôi dự báo Nhơn Trạch 3 & 4 sẽ đi vào hoạt động lần lượt vào giữa năm 2025 và giữa năm 2026, muộn hơn 6-12 tháng so với kế hoạch của POW.

SẢN LƯỢNG ĐIỆN THƯƠNG PHẨM (TRIỆU kWh)

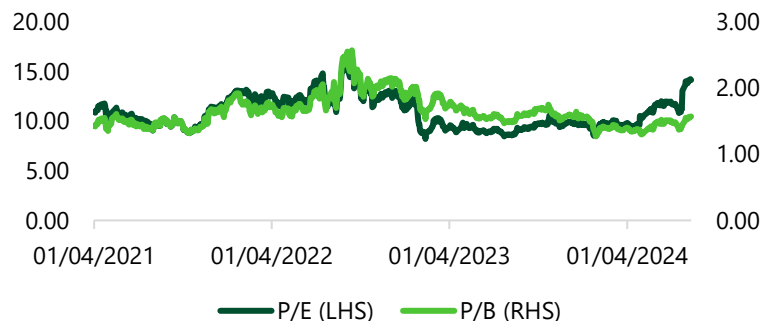


Hạng mục	Tiến độ
Hợp đồng mua bán điện PPA	Ban QLDA Điện và EPTC/EVN đang đàm phán hợp đồng mua bán điện phục vụ giai đoạn thử nghiệm
Hợp đồng mua bán khí (GSA)	POW đang dự thảo hợp đồng khung (HOA) với GAS để hai bên ký kết
Công tác thu xếp vốn	Tổng mức đầu tư được phê duyệt ~ 1,4 tỷ USD với cơ cấu vốn chủ sở hữu/vốn vay ở mức 25%/75%.



■ DCF

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	27.945	35.533	32.314
+/-yoy (%)	-1%	27%	-9%
LNST	1.329	1.819	1.589
+/- %	-48%	37%	-13%
EPS (đồng/cổ phiếu)	394	549	465

Giả định

- Kỳ vọng sản lượng nhiệt điện được huy động ở mức cao do tác động El Nino và tổ máy S1 của nhà máy Vũng Áng đã vận hành trở lại.
- Giá than đầu vào giảm theo dự báo giá than thế giới.
- Kỳ vọng sản lượng nhiệt điện khí tăng 9,4% nhờ Nhà máy Nhơn Trạch 2 và Cà Mau 2 không còn thực hiện đại tu trong năm 2024.

Rủi ro

- Rủi ro về nguồn cung khí đầu vào do nguồn khí đầu vào không ổn định và liên tục suy giảm qua các năm tại khu vực Đông Nam Bộ.
- Rủi ro từ sự chậm lại của hoạt động sản xuất sẽ ảnh hưởng đến sản lượng tiêu thụ điện.
- Biến động giá nguyên liệu đầu vào.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	20,6-30,8
GTGD bình quân 52T	3.826.848
Vốn hóa (tỷ đồng)	8.707
P/E	42,5x
P/B	1,2x
% NN sở hữu	7,04%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

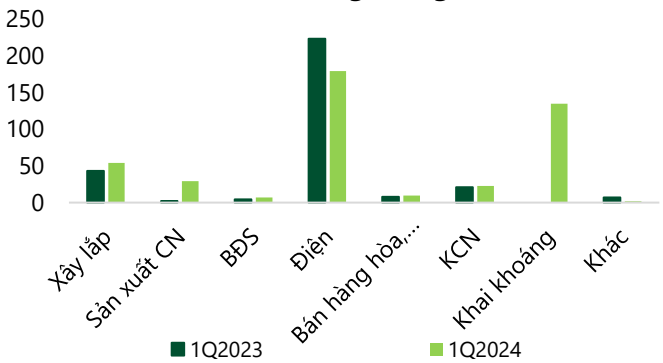
Doanh thu thuần	10.150 (+31%)
Lợi nhuận sau thuế	585 (+93%)

KQKD Q1/2024

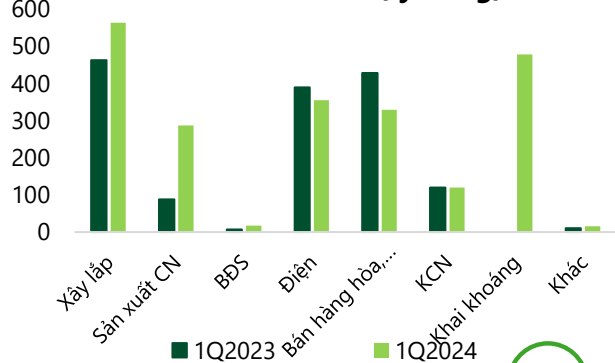
Doanh thu trong Q1/2024 của PC1 tăng 44% YoY nhờ vào sự phục hồi của mảng xây lắp và đóng góp doanh thu mới từ mảng khai khoáng. Lượng backlog khả quan của PC1 nhờ backlog chuyển tiếp từ năm 2023 và dự án đường dây 500kV mạch 3 đã thúc đẩy doanh thu xây lắp, sản xuất công nghiệp và hàng hóa vật tư. Mảng khai khoáng đóng góp doanh thu đến 478 tỷ đồng trong bối cảnh giá Niken phục hồi đã bổ sung cho đà tăng trưởng của PC1.

Bên cạnh đó, doanh thu từ mảng điện giảm 9% YoY do sản lượng giảm 10% YoY. Nhóm thủy điện có kết quả tiêu cực do hiện tượng El Nino tác động cùng việc tích nước chủ động để phát điện vào quý 2-cao điểm mùa nắng nóng.

LNG của PC1 theo từng mảng kinh doanh



Cơ cấu doanh thu (tỷ đồng)



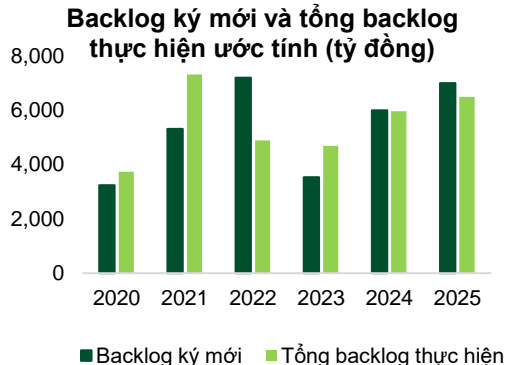
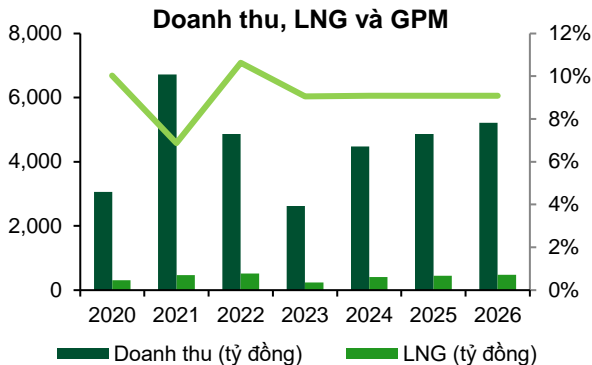
Mảng xây lắp điện phục hồi dựa trên nền thấp năm 2023 và backlog khả quan

Theo doanh nghiệp chia sẻ, tổng giá trị hợp đồng của PC1 đến hết Q1/2024 ước tính khoảng **5.580 tỷ đồng (+44% YoY)**. Trong đó, backlog ký mới 1.919 tỷ đồng (+174% YoY). PC1 đặt kế hoạch năm 2024 sẽ ký mới được thêm khoảng 7.500 tỷ đồng và doanh thu mảng xây lắp đạt 4.784 tỷ đồng (+83% so với thực hiện 2023). PC1 đã trúng nhiều gói thầu thuộc dự án đường dây 500 KV Mạch 3 mở rộng với tổng giá trị trúng thầu khoảng 2.083 tỷ đồng (khoảng 9,5% tổng giá trị dự án) bao gồm khối lượng công việc xây lắp, cung cấp cột thép, máy móc, thiết bị. Dựa trên dự phóng backlog tăng trưởng tốt, chúng tôi kỳ vọng rằng doanh thu mảng xây lắp của PC1 năm nay sẽ đạt 4.473 tỷ đồng (+71% YoY).

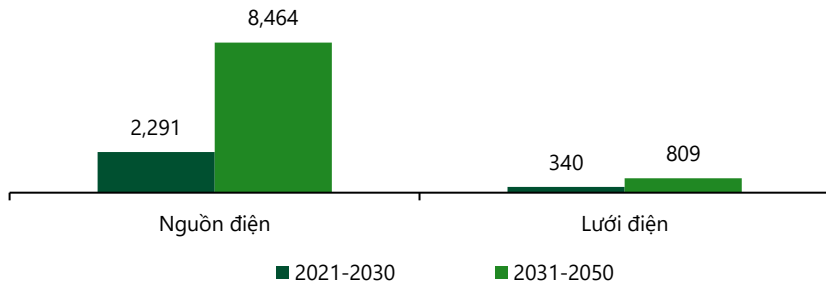
Triển vọng phát triển đối với lĩnh vực xây lắp điện và tổng thầu EPC:

Chúng tôi đánh giá rằng Kế hoạch thực hiện Quy hoạch điện VIII được thông qua vào ngày 3/4/2024 và năng lực, uy tín của PC1 thì mảng xây lắp điện của PC1 có nhiều dư địa để phát triển, đặc biệt các hợp đồng tổng thầu xây lắp các nhà máy điện. Kế hoạch có tổng cộng 103 đường dây được xây mới và cải tạo trong giai đoạn 2023-2030. Trong đó, 31 đường dây sẽ được xây mới và cải tạo trong giai đoạn 2023-2025.

Mặc dù việc triển khai các dự án năng lượng tái tạo (NLTT) mới còn gặp nhiều khó khăn nhưng phần việc về xây dựng hệ thống truyền tải sẽ gia tăng khối lượng công việc cho PC1 trong thời gian tới. Về dài hạn, PC1 kỳ vọng sẽ có thể dành được lượng backlog lớn trong lĩnh vực NLTT khi khung pháp lý dần hoàn chỉnh. Ngoài ra, PC1 cũng đã bắt đầu mở rộng kinh doanh sang thị trường quốc tế (Úc, Philippines, Lào).



Hình 9: Vốn đầu tư phát triển điện lực quốc gia (nghìn tỷ đồng)

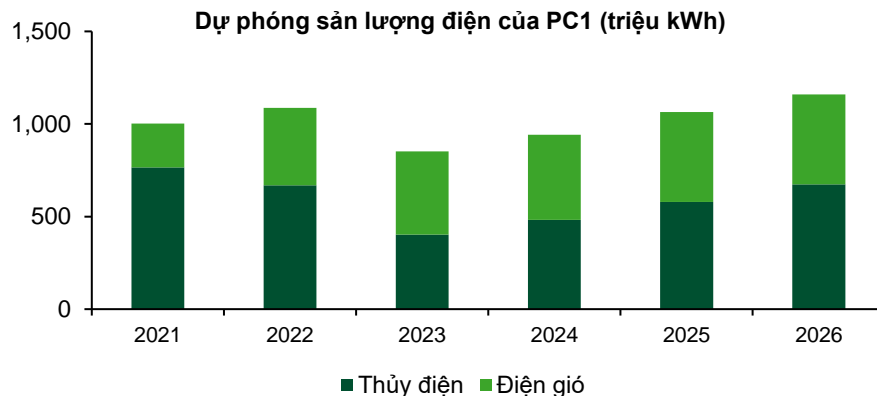


Mảng năng lượng kỳ vọng sẽ phục hồi khi thời tiết bất lợi qua đi và sự đóng góp của hai nhà máy mới

Mảng năng lượng dự kiến sẽ phục hồi từ nền thấp của năm 2023 khi El Nino dự báo sẽ kết thúc vào 2H2024. Trong năm 2023, sản lượng thủy điện của PC1 ghi nhận mức thấp trong nhiều năm khiến cho doanh thu của mảng kinh doanh này giảm sút.

Theo dự báo của IRI, trạng thái thời tiết La Nina có xác suất cao quay trở lại vào Q3/2024. Đồng thời, Trung tâm Dự báo khí tượng thủy văn quốc gia dự báo rằng lượng mưa tại khu vực Bắc Bộ sẽ duy trì ngang mức trung bình nhiều năm từ tháng 5 đến tháng 8, trong tháng 9 sẽ có lượng mưa cao hơn từ 10% đến 30% so với trung bình nhiều năm. Dựa trên giả định La Nina quay lại nửa cuối năm, chúng tôi kỳ vọng rằng sản lượng của mảng thủy điện sẽ phục hồi 20% YoY.

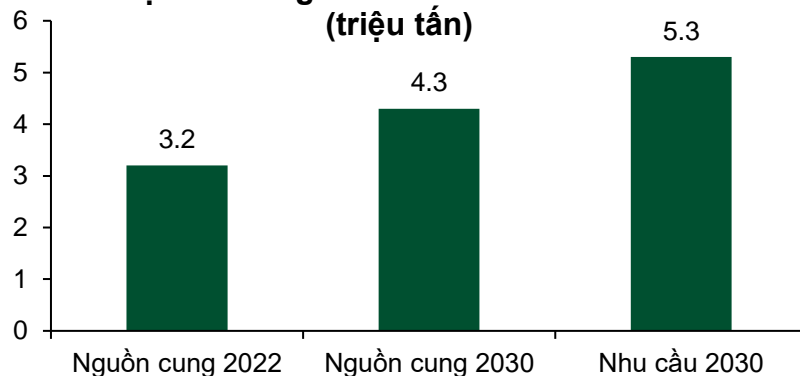
Song song với mảng thủy điện, chúng tôi dự báo mảng điện gió sẽ tiếp tục hoạt động ổn định đem về sản lượng khoảng 459 triệu kWh xấp xỉ năm 2023. Tổng hợp lại, chúng tôi kỳ vọng mảng năng lượng sẽ ghi nhận doanh thu 1.585 tỷ đồng (+9% YoY) trong năm 2024 nhờ vào sản lượng đạt 941 triệu kWh (+11% YoY).



Doanh thu mảng khai khoáng kỳ vọng tăng trên 30% YoY khi nhà máy hoạt động cả năm

Trong năm 2023, sản lượng của mảng khai khoáng ước tính khoảng 29.000 tấn. Tính đến hết Q1/2024, PC1 ghi nhận sản lượng đạt 12.375 tấn đem về 478 tỷ đồng doanh thu. **Chúng tôi kỳ vọng sản lượng niken sẽ đạt khoảng 50.000 tấn (+72% YoY) khi nhà máy vận hành trọn năm. Trong khi đó, giá Niken hiện đang có diễn biến tích cực, giá Niken trên sàn LME đã tăng 6% YTD** sau khi giảm sâu trong năm 2023 do nhu cầu giảm sút và nguồn cung đã gia tăng. Hai quốc gia xuất khẩu hàng đầu là Indonesia và Trung Quốc (cả hai chiếm khoảng 70% thị phần) đã lên kế hoạch cắt giảm nguồn cung khoảng 100.000 tấn trong năm 2024 để củng cố giá Niken. Chúng tôi kỳ vọng doanh thu đạt của mảng khai khoáng sẽ đạt 996 tỷ đồng (+41% YoY).

Ngoài ra, PC1 hiện đang bắt đầu triển khai dự án mở rộng nhà máy khai thác. Hiện tại, dự án này đang nằm trong giai đoạn chuẩn bị hồ sơ, dự kiến sẽ kéo dài khoảng 3 năm. Với quan điểm thận trọng, chúng tôi chưa phản ánh thông tin này vào mô hình định giá.

**Dự báo cung và cầu Nickel năm 2030
(triệu tấn)**

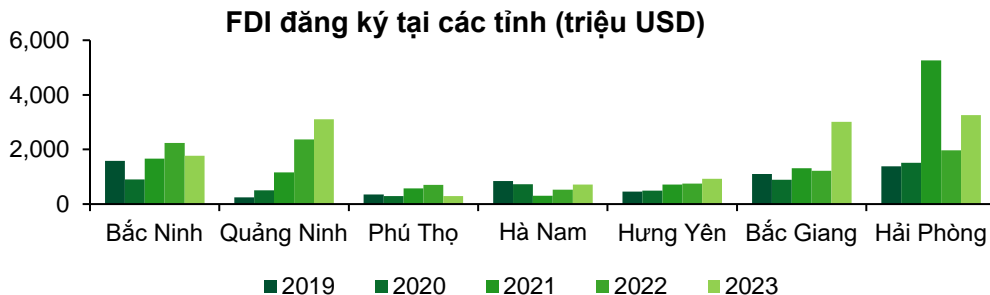
PC1 bước vào mảng BĐS KCN với nhiều tiềm năng tăng trưởng, kế hoạch tham vọng trong lĩnh vực KCN với mục tiêu tối thiểu 1.500ha

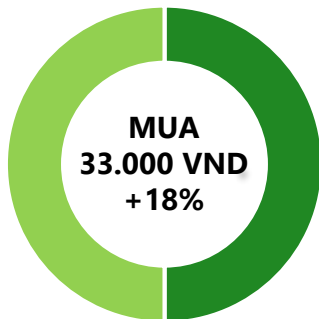
Trong thời gian tới PC1 dự kiến sẽ triển khai dự án KCN Nomura 2 với diện tích 200 ha. Về tiến độ, PC1 đặt kế hoạch sẽ hoàn tất pháp lý vào quý 3/2024 và tiến hành triển khai trong năm 2024. **Dựa trên quan điểm thận trọng, chúng tôi chưa đưa dự án này vào mô hình định giá.**

Đối với Western Pacific (WP), PC1 hiện đang nắm giữ 30,08% công ty này. Công ty chia sẻ, việc hợp tác cùng với WP sẽ phát huy thế mạnh PC1 như kinh nghiệm đầu tư, quản lý các dự án KCN cũng như khả năng tiếp cận nguồn vốn vay và huy động vốn để triển khai dự án. Trong năm 2024, doanh thu của WP chủ yếu đến từ KCN Yên Phong 2A, Cụm công nghiệp (CCN) Yên Lệnh. Trong năm 2024, chúng tôi kỳ vọng lợi nhuận đóng góp từ WP vào PC1 thông qua lợi nhuận từ công ty liên doanh, liên kết dự phóng ở mức 108 tỷ đồng.

Về chiến lược dài hạn, PC1 dự kiến sẽ tiếp tục đẩy mạnh phát triển KCN với mục tiêu sẽ hoàn thành tối thiểu 1.500 ha đến năm 2033. Cụ thể, mỗi dự án từ 200-500ha tương ứng với tổng mức đầu tư từ 2.500-6.000 tỷ đồng. Về phương pháp thực hiện kế hoạch trên, PC1 cho biết sẽ tiến hành M&A, hợp tác liên doanh liên kết hoặc tự phát triển. Hiện tại, PC1 đang tiếp cận và làm việc với các KCN tiềm năng có tổng diện tích khoảng 1.000 ha. Doanh nghiệp này kỳ vọng các dự án KCN sẽ có IRR tối thiểu 20%, thời gian thu hồi vốn dưới 5 năm. Chúng tôi đánh giá rằng việc phát triển các khu công nghiệp là một hướng đi phù hợp của PC1 trong bối cảnh dòng vốn FDI gia tăng, đặc biệt là tại các tỉnh thành phía Bắc. Bên cạnh đó, PC1 dự định sẽ nâng tỷ lệ sở hữu tại CTCP Kho Bãi Phú Bình lên mức tối thiểu là 55%. Bước đi chiến lược này của PC1 giúp PC1 triển khai các dự án tại Vũng Tàu với quy mô khoảng 300 ha/dự án.

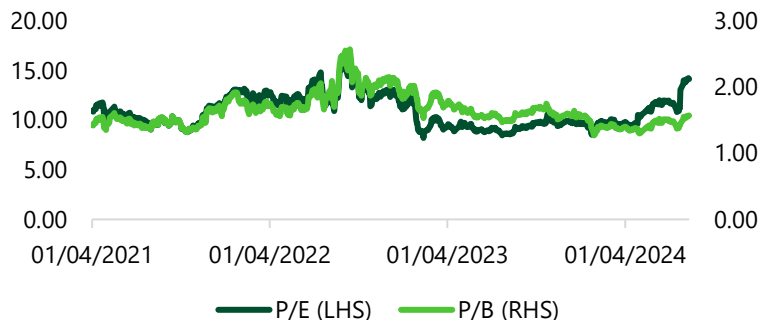
Đối với mảng bất động sản dân dụng, PC1 đặt kế hoạch doanh thu 52 tỷ đồng trong năm 2024. Về các dự án mới, PC1 cho biết sẽ khởi công dự án Gia Lâm và 1 dự án khác.





■ DCF ■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	7.775	10.150	10.830
+/-yoy (%)	-7%	31%	7%
LNST	303	585	724
+/- %	-44%	93%	24%
EPS (đồng/cổ phiếu)	405	1.478	1.589

Giả định

- Backlog ký mới kỳ vọng đạt khoảng 6.000 tỷ đồng trong năm 2024 nhờ sự phục hồi của nhu cầu xây lắp.
- Sản lượng măng điện dự kiến sẽ phục hồi, thúc đẩy sản lượng của thủy điện cùng với sản lượng điện gió ổn định.
- Mảng khai khoáng kỳ vọng tiếp tục tăng trưởng nhờ vào việc gia tăng sản lượng khi hoạt động cả năm.
- Mảng KCN dự kiến tiếp tục đóng góp doanh thu ổn định khi tỷ lệ lấp đầy đã đạt 100% tại KCN Nomura.

Rủi ro

- Rủi ro thời tiết ảnh hưởng đến sản lượng của măng điện
- Nhu cầu xây lắp và tiến độ không đạt kỳ vọng
- Giá và sản lượng Niken thấp hơn dự phóng
- Tốc độ cho thuê và giá BĐS KCN không đạt kỳ vọng.

Chúng tôi vẫn giữ giá mục tiêu PC1 ở mức 33.000 đ/cp như trong báo cáo trước mà chúng tôi đã khuyến nghị MUA "[Bảo cáo cập nhật PC1](#)" vào ngày 20.05.2024

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	44,6-59,8
GTGD bình quân 52T	789.649
Vốn hóa (tỷ đồng)	24.277
P/E	12,3x
P/B	1,2x
% NN sở hữu	49%

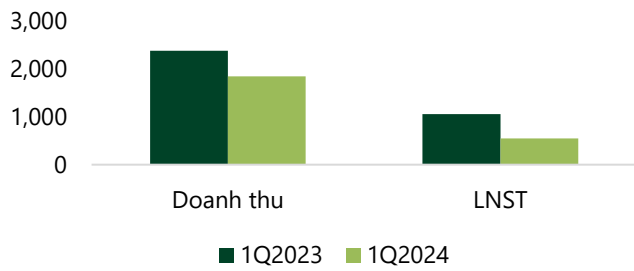
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	9.720 (+13%)
Lợi nhuận sau thuế	3.141 (+13%)

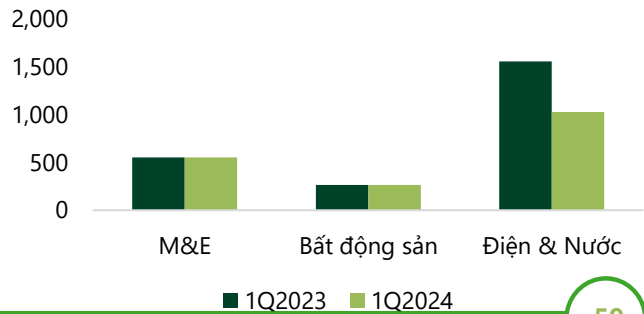
KQKD Q1/2024

- REE ghi nhận KQKD quý 1/2024 với doanh thu đạt 1.837 tỷ đồng (-23% YoY), LNST đạt 480 tỷ đồng (-36% YoY).** Trong đó, mảng năng lượng có doanh thu và lợi nhuận giảm sâu lần lượt 34% YoY và 52% YoY do sản lượng nhóm thủy điện giảm 31% YoY trong bối cảnh EL Nino ảnh hưởng cùng với việc các nhà máy thủy điện phải tích nước để chuẩn bị phát điện vào cao điểm mùa nắng nóng.
- Doanh thu mảng bất động sản giảm nhẹ 1% YoY, tỷ lệ lấp đầy giảm sâu về mức 92.8% (cùng kỳ là 96.9%) và mảng M&E đi ngang so với cùng kỳ năm trước, lượng backlog ký mới tính đến cuối quý 1 đạt 2.659 tỷ đồng (cả năm 2023 là 1.043 tỷ đồng).
- LNST mảng nước giảm mạnh 39% YoY do ghi nhận khấu hao và lãi vay tuyến ống dài 40km của nhà máy nước sông Đà.

Doanh thu và LNST của REE



Cơ cấu doanh thu của REE (tỷ đồng)



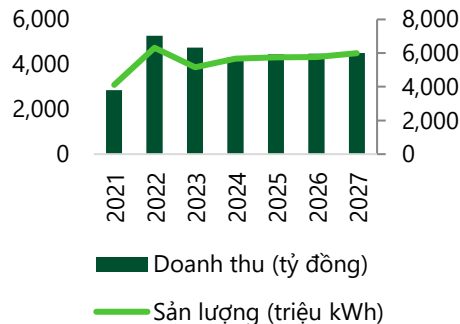
❖ Mạng năng lượng

Sản lượng điện điều chỉnh của REE dự kiến tăng khoảng 10% nhờ vào La Nina dự báo sẽ quay trở lại vào nửa cuối năm 2024 đưa sản lượng thủy điện phục hồi từ nền thấp của năm 2023, sự hoạt động ổn định của mảng điện gió và sự trở lại của tổ máy S6.

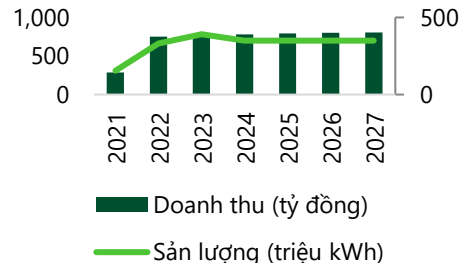
- **Thủy điện:** Sản lượng dự kiến sẽ phục hồi khi La Nina được kỳ vọng quay trở lại vào 2H2024. Bên cạnh đó, thủy điện đã được A0 chủ động tích nước vào quý 1/2024 để phát điện vào mùa khô nên sản lượng của nhóm này kỳ vọng sẽ bắt đầu khởi sắc từ quý 2/2024.
- **NLTT:** Các nhà máy năng lượng tái tạo của REE dự kiến tiếp tục hoạt động ổn định, các nhà máy điện gió tại Trà Vinh duy trì hệ số công suất ở mức cao (từ 34%-35%).
- **Nhiệt điện:** Sản lượng của nhóm nhiệt điện (PPC, NBP) dự kiến sẽ cải thiện mạnh vào năm 2024 khi A0 đẩy mạnh ưu tiên nhiệt điện trong bối cảnh El Nino ảnh hưởng vào 1H24 và tổ máy S6 của PPC quay trở lại hoạt động cả năm sau 28 tháng sửa chữa. Tuy nhiên, do các nhà máy nhiệt điện của REE đã hoạt động từ lâu nên suất hao nhiệt cao ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động.

Các dự án đáng chú ý của REE hiện đang triển khai gồm có: Nhà máy thủy điện Thác Bà 2, công suất khoảng 19 MW, tổng mức đầu tư khoảng 575 tỷ đồng; Nhà máy thủy điện Trà Khúc 2, công suất khoảng 30 MW, tổng mức đầu tư xấp xỉ 1.200 tỷ đồng. Về lĩnh vực điện gió, REE đang nghiên cứu triển khai 3 dự án điện gió tại khu vực Trà Vinh với tổng công suất khoảng 110 MW.

Doanh thu và sản lượng điều chỉnh của REE



Doanh thu và sản lượng điện gió của REE

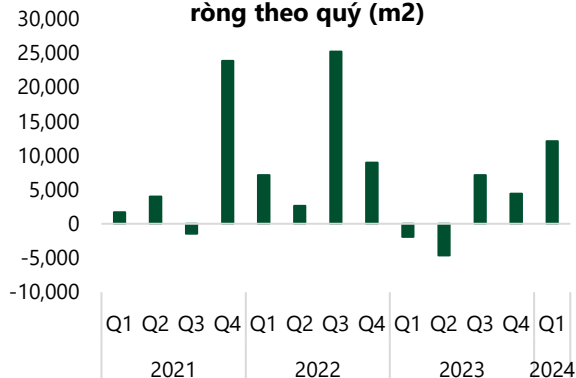


Mảng Bất động sản và cho thuê văn phòng dự kiến sẽ tăng trưởng mạnh mẽ nhờ 2 dự án Etown 6 và The Light Square:

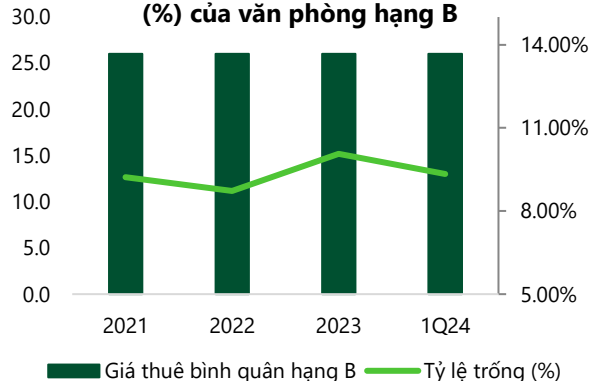
- Etown 6: Dự án Etown 6 có diện tích cho thuê là 36.798 m² dự kiến được bàn giao từ tháng 4/2024, hiện tại đã có 2 khách thuê với diện tích 6.000m², giá cho thuê kỳ vọng của Etown 6 khoảng 29 USD/m²/tháng. Chúng tôi dự phóng doanh mảng văn phòng cho thuê lần lượt là 1.278 tỷ đồng (+20% YoY) trong năm 2024 và 1.503 (+18% YoY) trong năm 2025 với giả định tỷ lệ lấp đầy 50% trong năm đầu tiên và 98% vào năm thứ hai. Bên cạnh đó, chúng tôi ước tính tỷ lệ lấp đầy các văn phòng hiện hữu vào quý 1 của REE đã giảm về ngưỡng 92.8% do tình hình khó khăn của thị trường

Diễn biến nguồn cung và giá cho thuê văn phòng tại TP.HCM

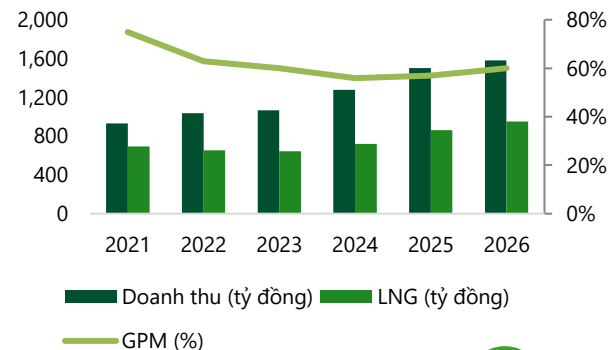
Diện tích văn phòng hạng B hấp thụ ròng theo quý (m²)



Giá bình quân (USD) và tỷ lệ trống (%) của văn phòng hạng B



Doanh thu và LNG của mảng cho thuê văn phòng

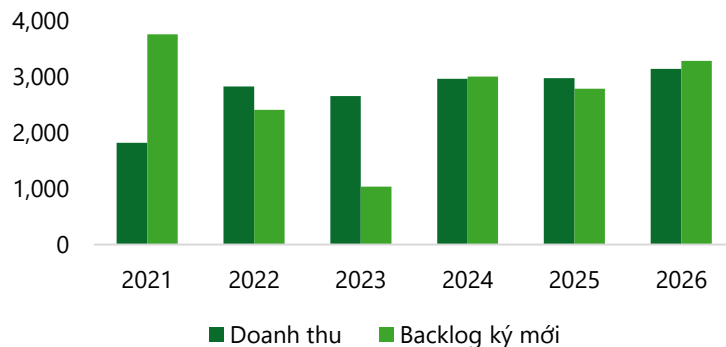


The Light Square: Dự án The Light Square gồm 45 căn biệt thự dự kiến sẽ được bàn giao và ghi nhận doanh thu trong 2H2024. Chúng tôi ước tính doanh thu và lợi nhuận ròng của dự án lần lượt khoảng 1.000 tỷ đồng và 250 tỷ đồng.

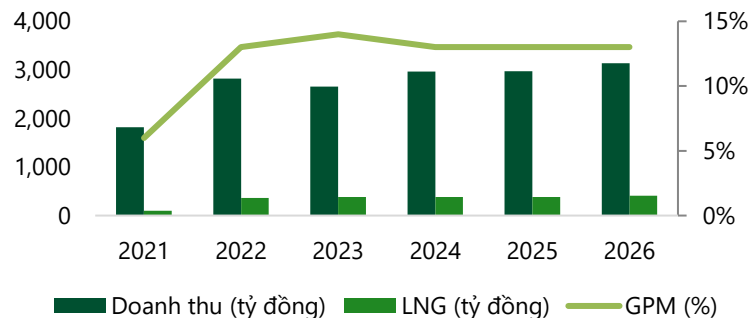
Về các dự án mới, REE cho biết đang bắt đầu triển khai dự án cao ốc văn phòng cho thuê tại Phú Hữu, quận 9. Diện tích cho thuê của dự án khoảng 33.000 m². REE kỳ vọng sẽ hoàn thành thiết kế và thủ tục trong năm 2024 và khởi công dự án vào năm 2025. Dự kiến, cao ốc văn phòng sẽ hoàn tất vào năm 2026 và được đưa vào vận hành từ năm 2027. Tuy nhiên, tốc độ triển khai của dự án sẽ được điều chỉnh phù hợp với diễn biến của thị trường bất động sản.

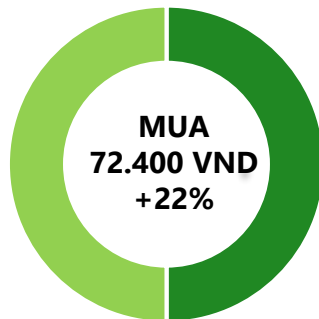
Mảng thầu cơ điện, điểm sáng ở các dự án đầu tư công. Chúng tôi dự phóng doanh thu và lợi nhuận gộp mảng M&E trong năm 2024 đạt 3.163 tỷ đồng (+19% YoY) nhờ vào lượng backlog tích cực từ đầu năm. Biên lợi nhuận gộp duy trì ở mức 13% trong năm 2024 tương đương các năm trước đó. Tính đến cuối Q1/2024, tổng backlog ký mới ở mức 2.659 tỷ đồng chủ yếu đến từ dự án sân bay Long Thành.

Doanh thu và backlog ký mới (tỷ đồng)



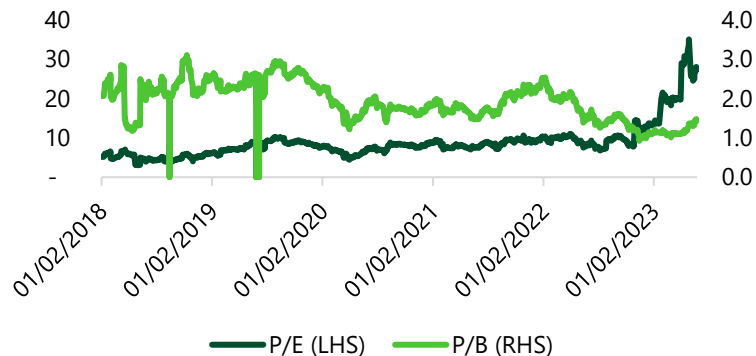
Dự phóng KQKD mảng M&E





■ DCF ■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	8.570	9.844	9.489
+/-yoy (%)	-9%	15%	-4%
LNST	2.787	3.086	3.306
+/- %	-21%	11%	7%
EPS (đồng/cổ phiếu)	5.354	5.079	4.761

Giả định

- Sản lượng điện kỳ vọng sẽ tăng trưởng nhờ vào tổ máy S6 của PPC hoạt động trở lại và El Nino qua đi.
- Backlog ký mới mảng M&E tích cực nhờ các dự án lớn như sân bay Long Thành.
- Tỷ lệ lấp đầy của Etown 6 trong năm đầu đạt 50%.
- Bàn giao và ghi nhận doanh thu toàn bộ dự án Light Square

Rủi ro

- Thời tiết bất lợi ảnh hưởng đến sản lượng.
- Nhu cầu M&E và tiến độ không đạt kỳ vọng.
- Tỷ lệ lấp đầy và giá cho thuê thấp hơn kỳ vọng.
- Bàn giao và ghi nhận doanh thu Light Square chậm hơn dự báo.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	28-46
GTGD bình quân 52T	476.848
Vốn hóa (tỷ đồng)	2.809
P/E	49,x
P/B	2,04x
% NN sở hữu	11.21%

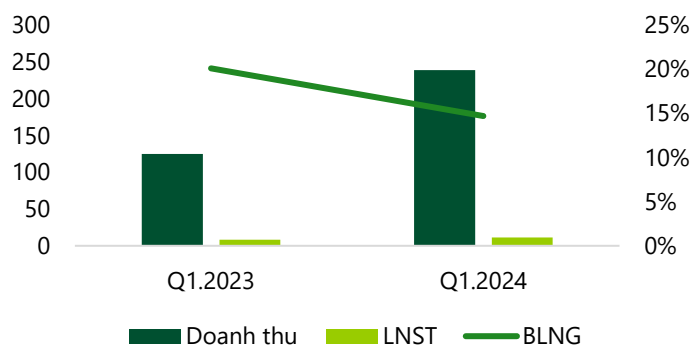
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	2.871 (+171%)
Lợi nhuận sau thuế	152 (+186%)

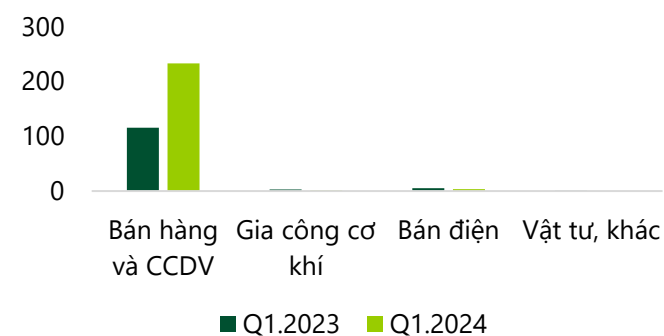
KQKD Q1 2024

- Quý 1 năm 2024, TV2 ghi nhận DTT đạt 238 tỷ đồng (+92% yoy) và LNST đạt 11 tỷ đồng (+33%yoy). KQKD ghi nhận mức sụt giảm ở hầu hết các lĩnh vực, cụ thể: doanh thu mảng xây lắp, cơ khí đạt 969 tỷ đồng (-15% yoy) , doanh thu từ mảng tư vấn, EPC và O&M đạt 233 tỷ đồng (+101% yoy), chủ yếu được đóng góp bởi khối lượng công việc đường đường dây 500 kV mạch 3 và Nhà máy Điện sinh khối Hậu Giang chuẩn bị vận hành thương mại tổ máy 1 vào tháng 11/2024 và tổ máy 2 vào tháng 2/2025. Mức tăng trưởng đáng kể của mảng này bù đắp cho mức giảm của mảng sản xuất cơ khí và mảng bán điện (-31% YoY).

KQKD Quý 1 2024 (Tỷ đồng)

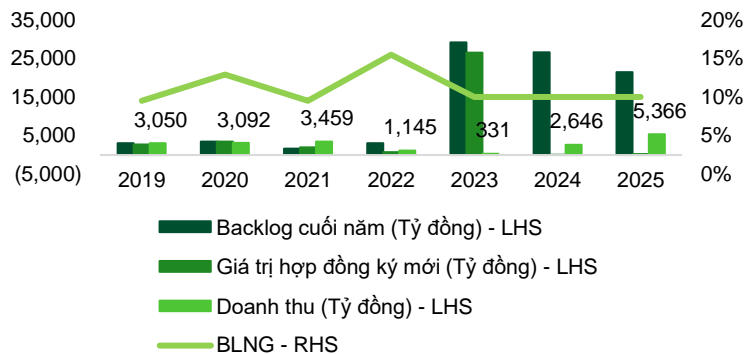


Cơ cấu doanh thu (Tỷ đồng)

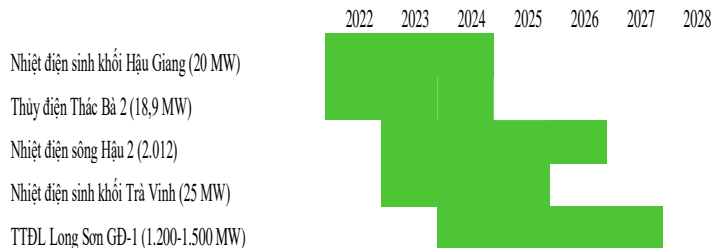


- Kỳ vọng KQKD mảng tư vấn truyền thống tăng trưởng mạnh với nhiều hợp đồng lớn được ký kết.** Trong năm 2022, các dự án mà TV2 vừa đóng vai trò là tham gia góp vốn đầu tư và vừa cung cấp dịch vụ đã chính thức khởi công: dự án nhà máy điện sinh khối 20MW tại Hậu Giang (tổng vốn đầu tư 875 tỷ đồng, TV2 làm tổng thầu EPC, cung cấp dịch vụ O&M) và dự án thủy điện Thác Bà 2 với công suất 18,9MW (tổng vốn đầu tư 709 tỷ đồng và TV2 cung cấp dịch vụ QLDA và giám sát xây dựng (PMC)). Các hợp đồng trên sẽ giúp tăng trưởng doanh thu mảng dịch vụ của TV2 trong giai đoạn 2023-2025. Trong T3.2023, TV2 và Sunway Construction (Malaysia) đã ký kết gói thầu phát triển dự án nhiệt điện Sông Hậu 2 (2.012MW) với tổng giá trị khoảng 2,12 tỷ USD., giá trị hợp đồng của TV2 trong tổ hợp thầu trên ước tính khoảng 45%. Dự án cho chủ đầu tư Ink Group Berhad làm chủ đầu tư và đã bị chậm tiến độ do chủ đầu tư chưa thu xếp vốn nên chậm thực hiện các nghĩa vụ tài chính và chi phí bồi thường tái định cư. Bên cạnh đó TV2 có vị thế tốt để hưởng lợi từ các khoản đầu tư sắp tới vào đường dây truyền tải và trạm biến áp theo QHĐ VIII, tạo cơ hội cho các nhà thầu EPC.

KQKD mảng tư vấn, thiết kế

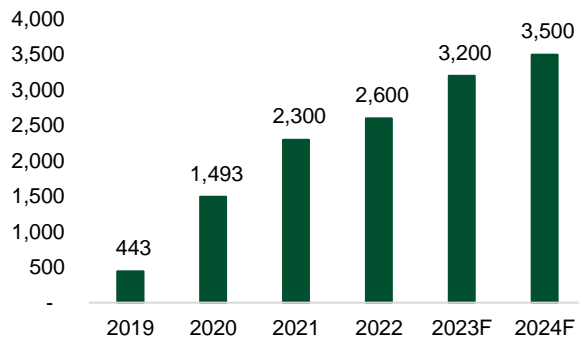


Các hợp đồng EPC lớn của TV2

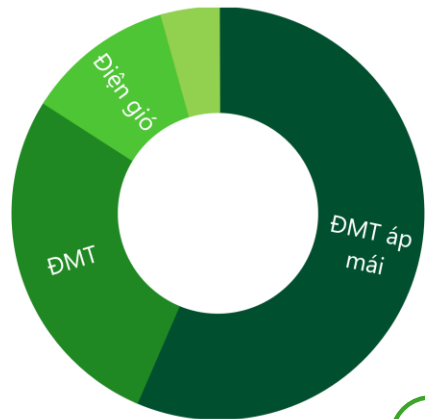


- **Mảng quản lý vận hành có biên lợi nhuận tốt tiếp tục tăng trưởng cao với hàng loạt nhà máy điện mới đi vào vận hành khi QHĐ VIII được thông qua.** Trong giai đoạn 2022-2030, dự kiến công suất nguồn điện tăng mạnh từ 77.800 MW lên 155.544 MW đặc biệt là các loại hình NLTT như ĐMT và điện gió. Số lượng các nhà đầu tư ngoài ngành điện là rất lớn sẽ làm gia tăng nhu cầu về quản lý vận hành chuyên nghiệp. TV2 là doanh nghiệp đầu tiên thành lập Trung tâm Vận hành Nhà máy điện từ xa (OCC) và đến nay đã tham gia vận hành hơn 2.600 MW các loại hình nguồn điện, chúng tôi kỳ vọng rằng công suất vận hành sẽ tăng mạnh trong thời gian tới với kinh nghiệm và uy tín trong ngành.
- TV2 đã mở rộng danh mục dịch vụ QLVH từ khoảng 450 MW công suất điện tái tạo vào năm 2019 lên gần 2.000 MW tính đến cuối năm 2023. Trong Quý 1 2024, TV2 vừa giành được thành công 2 hợp đồng QLVH với tổng công suất 1.380 MW cho nhà máy nhiệt điện Duyên Hải 2 và nhà máy thủy điện Houay LaNghe (tại Lào). Đồng thời ký 3 hợp đồng cho 3 nhà máy điện mặt trời và 1 trạm cắt 110kV tại tỉnh Tây Ninh gồm Nhà máy điện mặt trời Tân Châu 1 (50MWp), Nhà máy điện mặt trời Trí Việt 1 (30MWp), Nhà máy điện mặt trời Bách Khoa Á Châu 1 (30MWp) và Trạm cắt 110kV Tây Ninh 1. Liên danh Licogi - PECC2 vừa trúng Gói thầu số 13 Thiết kế bản vẽ thi công - chế tạo và lắp đặt kết cấu thép mái kho than và tường lưới chắn gió kho than với giá 535,56 tỷ đồng của EVN.
- Chúng tôi kỳ vọng KQKD của TV2 sẽ có sự cải thiện mạnh từ năm 2024, thời điểm hoàn thành các hợp đồng EPC và doanh nghiệp bắt đầu vận hành các nhà máy điện.

Công suất QLVH lũy kế (MW)



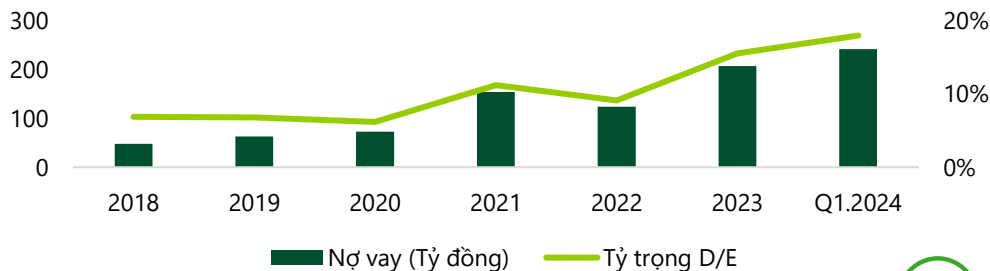
Tỷ trọng QLVH các loại hình nguồn điện

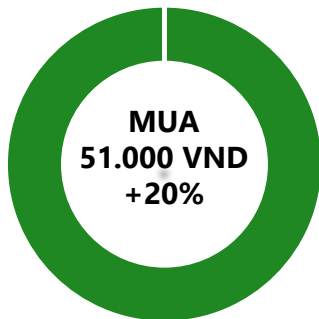


- Các dự án phát triển nguồn điện đi vào vận hành có hiệu quả đầu tư cao.** Các dự án mà TV2 trực tiếp tham gia đầu tư như: Thác Bà 2 (45%) và điện sinh khối Hậu Giang (10%) đã bắt đầu triển khai từ cuối năm 2022 và dự kiến sẽ bắt đầu phát điện trong giai đoạn cuối 2024 và đầu năm 2025. Dự án nhà máy điện sinh khối Trà Vinh (10%) đã được chấp thuận chủ trương đầu tư vào T10.2022, hiện đang lập FS và chuẩn bị công tác GPMB, chúng tôi kỳ vọng dự án sẽ hoàn tất khâu chuẩn bị và khởi công nhà máy trong năm 2025.
- Nguồn vốn đầu tư lớn cho phần nguồn điện và lưới điện theo QHĐ VIII.** TV2 hiện đang cung cấp dịch vụ toàn diện từ khâu thiết kế, tư vấn, tổng thầu EPC và vận hành nhà máy điện cho hầu hết các loại hình nguồn điện, do đó, tiềm năng về khối lượng công việc cho TV2 là rất lớn.
- TV2 là doanh nghiệp có cơ cấu tài chính lành mạnh.**

Dự án	Công suất (MW/MWp)	Tỷ lệ sở hữu	Tiến độ	IRR ước tính
ĐMT TTĐL Vĩnh Tân	6,2	100%	Vận hành 2019	19,0%
ĐMT Sơn Mỹ 3.1	50	25%	Vận hành 2019	13,6%
Thủy điện Thác Bà 2	19	25%	Khởi công T10.2022	10,9%
Sinh khối Hậu Giang	20	10%	Khởi công T12.2022	18,2%
Sinh khối Trà Vinh	25	10%	N/A	19,4%

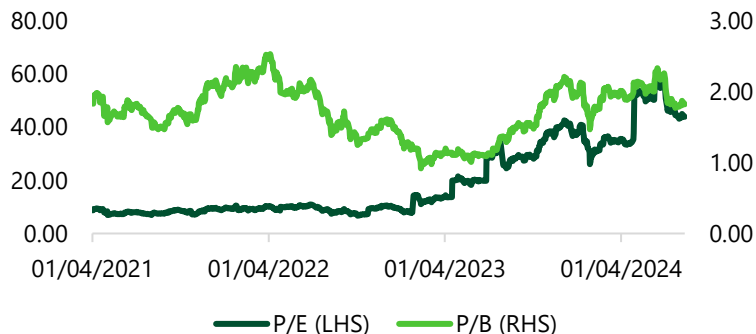
Cơ cấu nguồn vốn TV2





■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	1.061	2.871	5.822
+/-yoy (%)	-20%	171%	103%
LNST	53	152	313
+/- %	0.5%	186%	106%
EPS (đồng/cổ phiếu)	787	2.249	4.642

Giả định

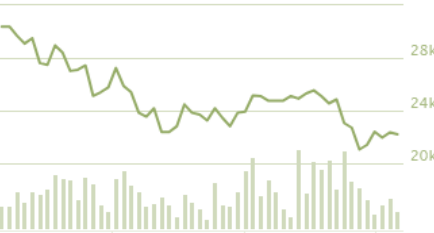
- Các điều khoản tín dụng của khoản vay tài trợ dự án Sông Hậu 2 được thống nhất và dự án được tiến hành triển khai.
- Chính sách giá cho các dự án NLTT được ban hành.

Rủi ro

- Tiến độ triển khai các dự án chậm hơn dự kiến.
- Chính sách và cơ chế giá cho các dự án NLTT chậm ban hành.
- Quá trình đàm phán khoản vay vốn triển khai dự án Sông Hậu 2 kéo dài hơn dự kiến.

Chúng tôi vẫn giữ giá mục tiêu TV2 ở mức 51.000 đồng/cp như trong “[Báo cáo triển vọng 2024](#)” mà chúng tôi đã công bố vào ngày 12/12/2023. Như trong báo cáo triển vọng 1H2024, giá mục tiêu 51.000 đồng/cp là chúng tôi giả định đưa 10% giá trị hợp đồng EPC trong dự án SH2 và không bao gồm giá trị mảng quản lý vận hành nhà máy SH2 vào dự phóng năm 2024 của TV2. Chúng tôi đánh giá chủ đầu tư của dự án SH2 vẫn còn có cơ hội để thực hiện thu xếp vốn trước ngày 30/06/2024 theo văn bản Bộ Công thương về việc “Thông báo Ý định chấm dứt” Hợp đồng BOT của dự án và việc chủ đầu tư Toyo đã phát hành thành công 295 triệu trái phiếu chuyển đổi để chuyển đổi khoản nợ của công ty ngày 25/04/2024 để chuẩn bị nguồn vốn chủ sở hữu đáp ứng việc tài trợ cho dự án SH2 bên cạnh khoản vay hợp vốn trị giá 2,4 tỷ USD. Chúng tôi sẽ cập nhật khuyến nghị khi có thông tin chính thức về kết quả của công tác thu xếp vốn.

Diễn biến giá



Thông tin cơ bản

Biến động 1 năm	21-31
GTGD bình quân 52T	777.088
Vốn hóa (tỷ đồng)	6.390
P/E	62,37x
P/B	1,61x
% NN sở hữu	12,76%

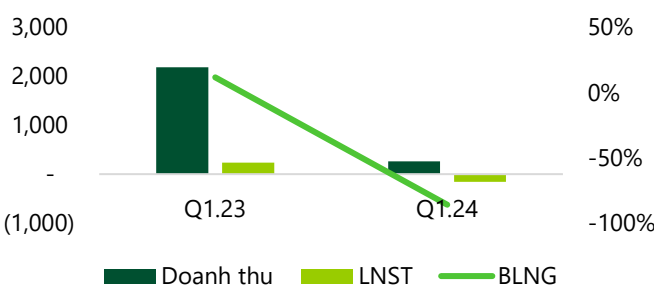
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	4.696 (-26%)
Lợi nhuận sau thuế	85 (-83%)

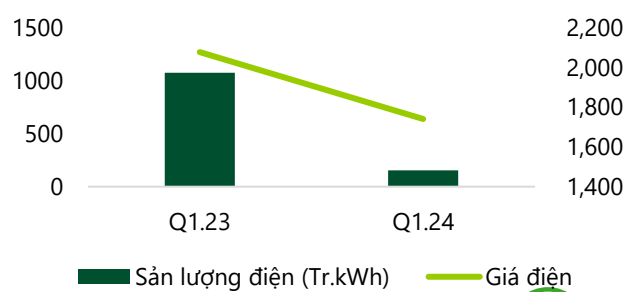
KQKD Q1.2024

- NT2 ghi nhận KQKD Quý 1 tiêu cực** với doanh thu đạt 262 tỷ đồng (-88% yoy), LNST báo lỗ 158 tỷ đồng so với mức 233 tỷ đồng cùng kỳ. Nguyên nhân chủ yếu do (1) sản lượng điện chỉ đạt 151,5 Tr.kWh (-86% yoy), (2) giá bán trung bình thấp hơn ở mức 1.730 đồng/kWh (-16% YoY) và (3) giá khí cao hơn ở mức 9,3 USD/mmBTU (+5% yoy). Lợi nhuận khác đột biến 70 tỷ so với cùng kỳ đến từ việc công ty đã thực do đánh giá lại hàng tồn đối với vật tư dự phòng cho bảo trì sau khi số giờ hoạt động lũy kế đạt 100.000.
- Tài sản: Tổng tài sản hơn 8.2 ngàn tỷ đồng, giảm 3% so với đầu năm. Trong đó, tài sản ngắn hạn còn hơn 3.5 ngàn tỷ đồng (-26% so với đầu năm). Tiền và tương đương tiền giảm 42%; phải thu ngắn hạn (EVN) còn 1.7 ngàn tỷ đồng, giảm 25%. Hàng tồn kho cuối kỳ ghi nhận 335 tỷ đồng, tăng 28%.
- Nguồn vốn: Nợ phải trả chủ yếu là nợ ngắn hạn, hơn 4.2 ngàn tỷ đồng, tăng 3% so với đầu năm. Hệ số thanh toán hiện hành và thanh toán nhanh đều dưới 1, lần lượt chỉ 0.83 lần và 0.75 lần, cho thấy rủi ro về khả năng hoạt động liên tục. Tuy vậy, điểm tích cực là Doanh nghiệp giảm được nợ vay còn 686 tỷ đồng, bằng khoảng 50% đầu năm. Đây là khoản nợ vay tín chấp ngắn hạn với Vietcombank, phục vụ cho hoạt động sản xuất kinh doanh điện.

KQKD Q1.2024 (Tỷ đồng)

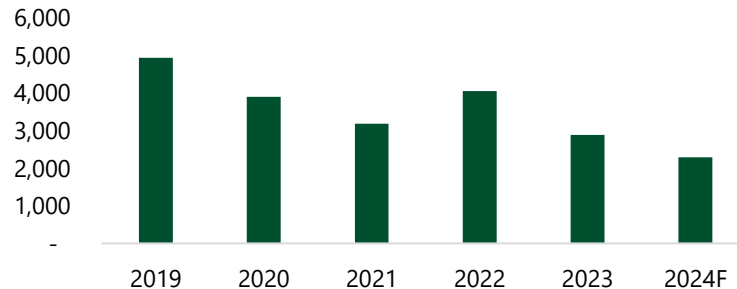


Sản lượng điện sản xuất Q1.2024

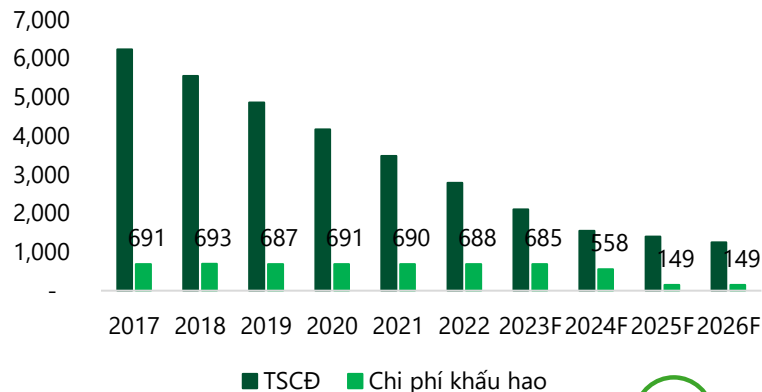


- **Nguồn cung khí KV Đông Nam Bộ suy giảm nhanh tác động tiêu cực đến sản lượng điện được huy động của NT2.** Sản lượng thương phẩm dự báo đạt mức thấp kỷ lục trong năm 2024, dựa trên kế hoạch huy động thấp của NLDC ở mức 1,3 tỷ kWh (trung bình hằng năm đạt 3,7 tỷ kWh 2016-2023). Kế hoạch huy động thấp có thể do (1) nguồn cung khí trong nước cho sản xuất điện ở mức thấp (2) Giá PPA của NT2 cao so với điện than và điện khí cùng ngành.
- **Nhà máy hoạt động trọn năm, không có gián đoạn hoạt động để thực hiện bảo dưỡng.**
- **Lợi nhuận cải thiện mạnh khi doanh nghiệp sắp hết khấu hao MMTB.** Chi phí KH hiện chiếm 10% trong tổng GVHB. Khấu hao MMTB ở mức 554 tỷ đồng và dự kiến sẽ hoàn tất khấu hao vào năm 2025. LNG sẽ có sự cải thiện mạnh từ năm 2025 khi chi phí KH giảm mạnh từ 700 tỷ đồng xuống chỉ còn 150 tỷ đồng/năm.
- **NT2 dự kiến ghi nhận khoản đền bù tỷ giá 155 tỷ đồng trong năm 2024.** NT2 dự kiến sẽ ghi nhận nốt 155 tỷ đồng khoản chênh lệch tỷ giá còn lại vào doanh thu, hiện doanh nghiệp đang trong giai đoạn hoàn thiện hồ sơ và thủ tục để có cơ sở ghi nhận doanh thu. Hiện nay, EVN vẫn đang gặp khó khăn về tài chính nên NT2 chỉ có thể ghi nhận doanh thu nhưng chưa thực sự thu được tiền từ các khoản đền bù trên.

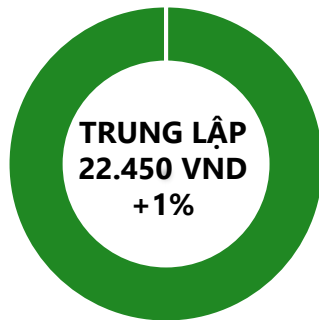
SẢN LƯỢNG ĐIỆN THƯƠNG PHẨM (TRIỆU kWh)



Tài sản cố định (Tỷ đồng)

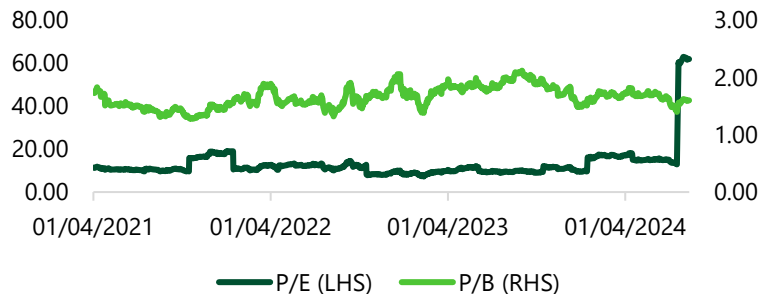


■ TSCD ■ Chi phí khấu hao



■ DCF

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	6.383	4.696	4.100
+/-yoy (%)	-27%	-26%	-13%
LNST	496	85	120
+/- %	-44%	-83%	41%
EPS (đồng/cổ phiếu)	1.624	287	405

Giả định

- Kỳ vọng sản lượng điện được huy động ở mức cao do tác động El Nino và sự phục hồi của sản xuất công nghiệp.
- Kỳ vọng tài chính EVN cải thiện, tăng khả năng huy động các nguồn khí giá cao để đảm bảo nhu cầu tiêu thụ.

Rủi ro

- Rủi ro về biến động giá nguyên vật liệu đầu vào làm giảm khả năng cạnh tranh của doanh nghiệp.
- Rủi ro thiếu khí khi nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh.
- Rủi ro từ sự chậm lại của hoạt động sản xuất.
- Rủi ro gia tăng các khoản phải thu do tình hình tài chính của EVN đang gặp khó khăn

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	19,8-27,8
GTGD bình quân 52T	35.377
Vốn hóa (tỷ đồng)	23.312
P/E	428,x
P/B	1,53x
% NN sở hữu	0,02%

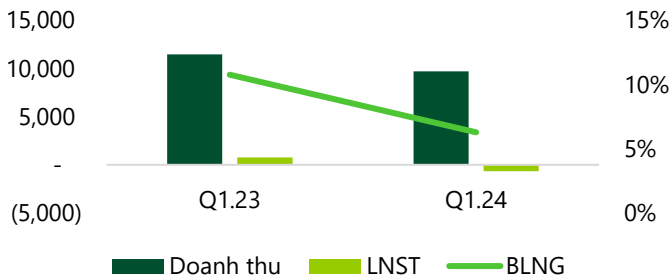
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	32.751 (~28%)
Lợi nhuận sau thuế	802 (~41%)

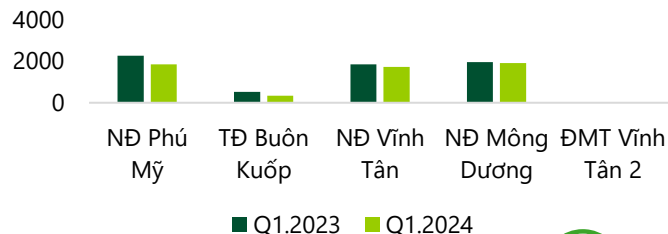
KQKD Q1.2024

- Q1 năm 2024, PGV ghi nhận KQKD kém khả quan với DTT đạt 9.688 tỷ đồng (-15% yoy) và LNST lỗ 651 tỷ đồng.** KQKD kém tích cực chủ yếu do: (1) Sản lượng điện đạt 6.603 triệu kWh (-11.5% yoy), chỉ hoàn thành 27% kế hoạch năm, sản lượng điện huy động giảm chủ yếu ở nhiệt điện khí Phú Mỹ (-18% yoy) do tình hình nguồn cung khí thiếu hụt ở ĐNB, (2) Giá bán điện trung bình giảm 4% yoy chủ yếu do chi phí nguyên liệu giảm, (3) PGV ghi nhận hơn 600 tỷ đồng chi phí lãi vay (+4% yoy) và 636 tỷ đồng lỗ chênh lệch tỷ giá khi PGV còn 34.546 tỷ đồng nợ vay với 85% là nợ vay dài hạn và (4) Tăng thêm chi phí bảo dưỡng sửa chữa NMTĐ Phú Mỹ 3 khi tiếp nhận.
- KHKD Quý 2:** Sản lượng điện kế hoạch theo Kế hoạch cung cấp điện và vận hành hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương giao là: 7.086 triệu kWh, trong đó: Công ty mẹ EVNGENCO 3: 6.487 triệu kWh và các công ty con và công ty liên kết: 599 triệu kWh.

Kết quả kinh doanh Q1.2024 (Tỷ đồng)

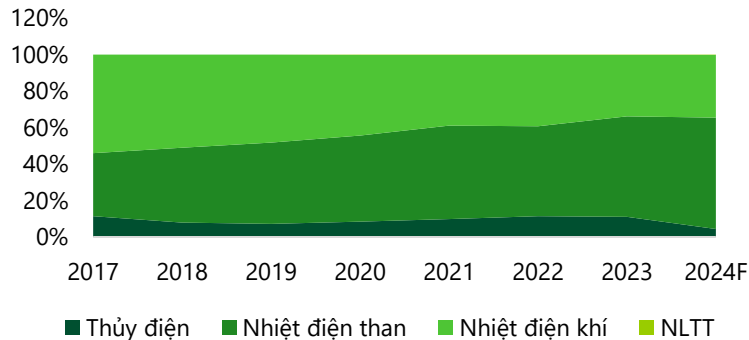


Sản lượng các nhà máy điện (Triệu kWh)

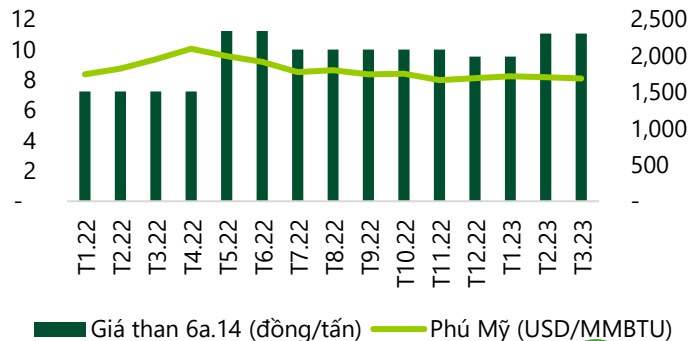


- **Chúng tôi kỳ vọng sản lượng nhiệt điện than huy động vẫn tiếp tục duy trì ở mức cao khi bước vào mùa khô trong bối cảnh nguồn cung thắt chặt và hiện tượng El Nino được dự báo sẽ kéo dài đến nửa đầu năm 2024 trước khi chuyển sang trạng thái trung tính.** Nhiệt điện chiếm gần 60% tổng sản lượng điện của PGV, chúng tôi kỳ vọng KQKD của PGV sẽ có sự tăng trưởng tốt trong năm nay do các nhà máy đều đóng vai trò chạy nền và thường được vận hành ở công suất cao.
- **Nhiệt điện khí KV Đông Nam Bộ đối mặt với rủi ro thiếu khí:** các nhà máy nhiệt điện Phú Mỹ được ưu tiên cung cấp khí ổn định hơn so với các nhà máy khác như NT1 và NT2, tuy nhiên sản lượng khí KV Đông Nam Bộ giảm nhanh khiến rủi ro thiếu khí để hoạt động ngày càng tăng.
- **Chúng tôi dự phóng sản lượng điện thường phẩm của PGV trong năm 2024 giảm 10% yoy** do (1) Sản lượng hai nhà máy NĐ Bà Rịa và NĐ Ninh Bình được huy động thấp do nhà máy lâu đời, không đảm bảo hoạt động ổn định và (2) Sản lượng nhiệt điện khí giảm 8% yoy do rủi ro thiếu khí.
- **Giá NVL đầu vào giảm mạnh có tác động tích cực đến các nhà máy điện than của PGV (Vĩnh Tân và Mông Dương)** khi các nhà máy trên phải sử dụng than trộn. Với triển vọng giá than giảm trong năm 2024 như được trình bày ở triển vọng ngành sẽ khó có thể lấy lại đà tăng mạnh trước đó khi nhu cầu giảm mạnh từ EU. Giá thành sản xuất của PGV giảm mạnh nên có thể được phân bổ sản lượng cao hơn.

Cơ cấu sản lượng điện (Triệu Kwh)

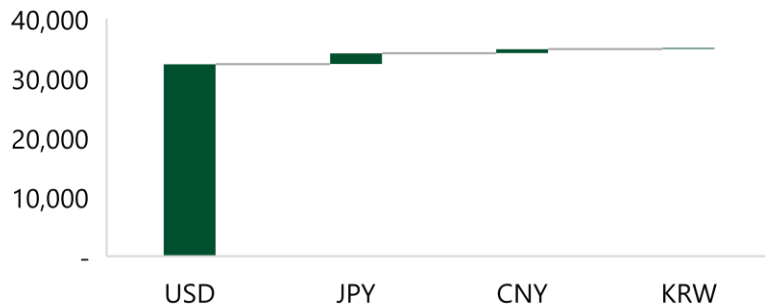


Diễn biến giá nguyên liệu đầu vào

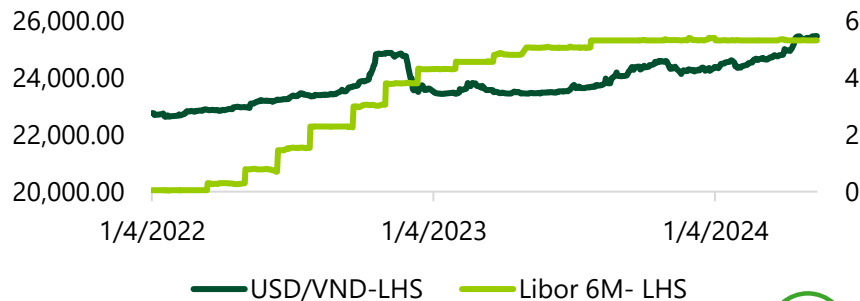


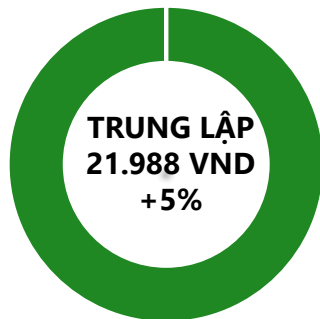
- Áp lực tăng tỷ giá kỳ vọng sớm hạ nhiệt.** PGV còn 34.546 tỷ đồng dư nợ vay bằng USD với lãi suất thả nổi Libor chủ yếu để phục vụ đầu tư các nhà máy điện. Tính đến cuối T3.2024, VND đã giảm giá 2% so với đầu năm và gần 6% yoy so với USD, giai đoạn này nguồn cung ngoại tệ trong nước được dự báo vẫn đang có những tín hiệu tích cực và việc Ngân hàng Nhà nước đã thực hiện hàng loạt các biện pháp như các hoạt động điều tiết trên thị trường mở để tăng lãi suất liên ngân hàng, đồng thời bán can thiệp ngoại tệ và trong điều kiện thế giới không xuất hiện thêm các sự kiện bất ngờ, hay chỉ số DXY không ghi nhận tăng mạnh, VND có thể không giảm giá thêm nữa trong quý II&III/2024. Trong năm 2022, khoản lỗ chênh lệch tỷ giá do đánh giá lại dư nợ cuối kỳ hơn 900 tỷ đồng đã ảnh hưởng lớn đến LNST của PGV dù EBIT vẫn ghi nhận mức tăng trưởng dương gần 30%. Bên cạnh đó, KQKD của PGV sẽ bị tác động bởi chi phí lãi vay cao, toàn bộ các khoản vay của PGV đều có lãi suất thả nổi trong bối cảnh lãi suất Libor tăng, tính đến cuối T3.2024, lãi suất Libor đã tăng mạnh lên 10% yoy. Kỳ vọng việc FED sớm hạ lãi suất vào Quý 3 sẽ góp phần giảm áp lực chi phí lãi vay cho doanh nghiệp.

Dư nợ vay ngoại tệ của PGV



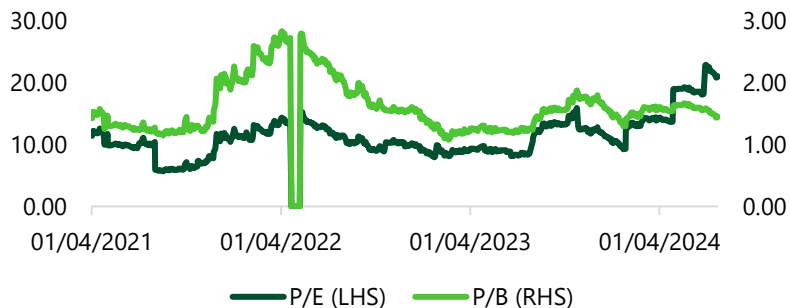
Tỷ giá USD/VND và LS LIBOR 6M





■ DCF

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	45.862	32.751	33.757
+/-yoy (%)	-3%	-28%	3%
LNST	1.083	802	1.276
+/- %	-58%	-41%	59%
EPS (đồng/cổ phiếu)	964	638	1.029

Giả định

- Kỳ vọng sản lượng điện được huy động ở mức cao do tác động El Nino và sự phục hồi của sản xuất công nghiệp.
- Kỳ vọng tài chính EVN cải thiện, tăng khả năng huy động các nguồn khí giá cao để đảm bảo nhu cầu tiêu thụ.

Rủi ro

- Rủi ro về biến động giá nguyên vật liệu đầu vào làm giảm khả năng cạnh tranh của doanh nghiệp.
- Rủi ro thiếu khí khi nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh.
- Rủi ro từ sự chậm lại của hoạt động sản xuất.
- Rủi ro gia tăng các khoản phải thu do tình hình tài chính của EVN đang gặp khó khăn

Điều khoản sử dụng

Báo cáo này và/hoặc bất kỳ nhận định, thông tin nào trong báo cáo này không phải là các lời chào mua hay bán bất kỳ một sản phẩm tài chính, chứng khoán nào được phân tích trong báo cáo và cũng không là sản phẩm tư vấn đầu tư hay ý kiến tư vấn đầu tư nào của VCBS hay các đơn vị/thành viên liên quan đến VCBS. Do đó, nhà đầu tư chỉ nên coi báo cáo này là một nguồn tham khảo. VCBS không chịu bất kỳ trách nhiệm nào trước những kết quả ngoài ý muốn khi quý khách sử dụng các thông tin trên để kinh doanh chứng khoán.

Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo phân tích đều đã được thu thập, đánh giá với mức cẩn trọng tối đa có thể. Tuy nhiên, do các nguyên nhân chủ quan và khách quan từ các nguồn thông tin công bố, VCBS không đảm bảo về tính xác thực của các thông tin được đề cập trong báo cáo phân tích cũng như không có nghĩa vụ phải cập nhật những thông tin trong báo cáo sau thời điểm báo cáo này được phát hành.

Báo cáo này thuộc bản quyền của VCBS. Mọi hành động sao chép một phần hoặc toàn bộ nội dung báo cáo và/hoặc xuất bản mà không có sự cho phép bằng văn bản của VCBS đều bị nghiêm cấm.

Thông tin liên hệ

Trần Minh Hoàng

Giám đốc Nghiên cứu – Phân tích

tmhoang@vcbs.com.vn

Lý Hoàng Anh Thi

Phó giám đốc Nghiên cứu – Phân tích doanh nghiệp

lhathi@vcbs.com.vn

Phạm Hồng Mộng Thy

Chuyên viên phân tích

phmthy@vcbs.com.vn

Nguyễn Quang Nhựt

Chuyên viên phân tích

nqnhut@vcbs.com.vn