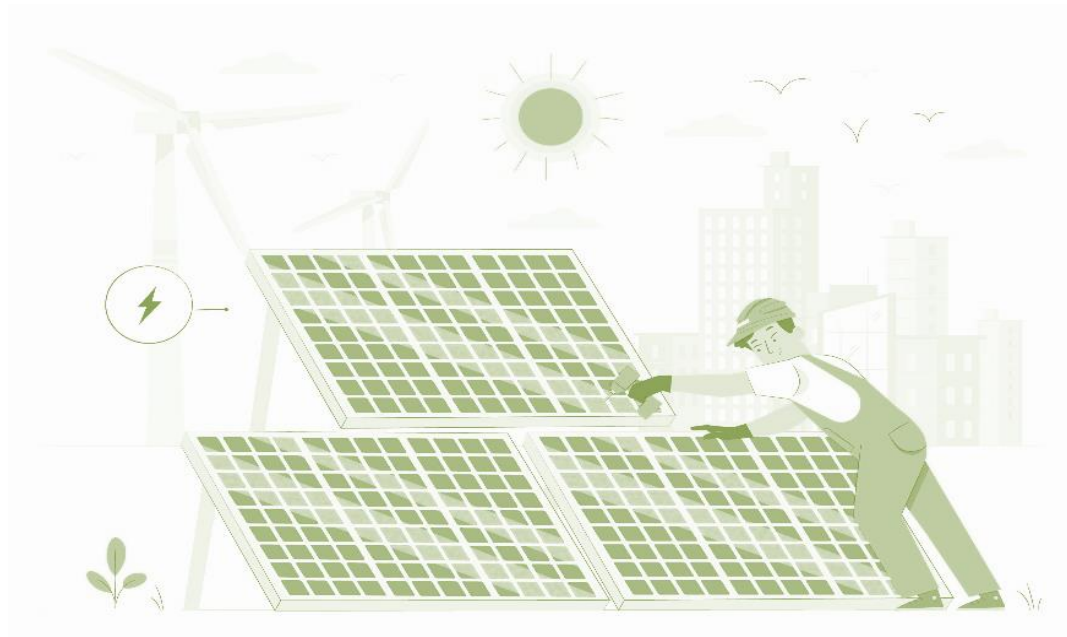
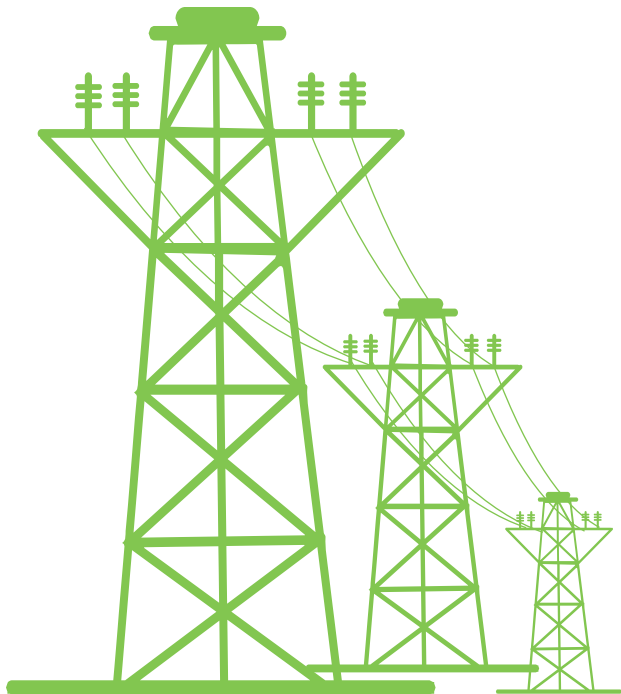


BÁO CÁO NGÀNH ĐIỆN 2H2025

XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG XANH



MỤC LỤC



01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Sản lượng điện tăng trưởng chậm hơn dự báo, hệ thống vận hành ổn định

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Năng lượng tái tạo đóng vai trò chủ đạo, khung pháp lý các loại hình điện dần hiện rõ

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

REE – 79.200 (+17%)

GEG – 18.900 (+15%)

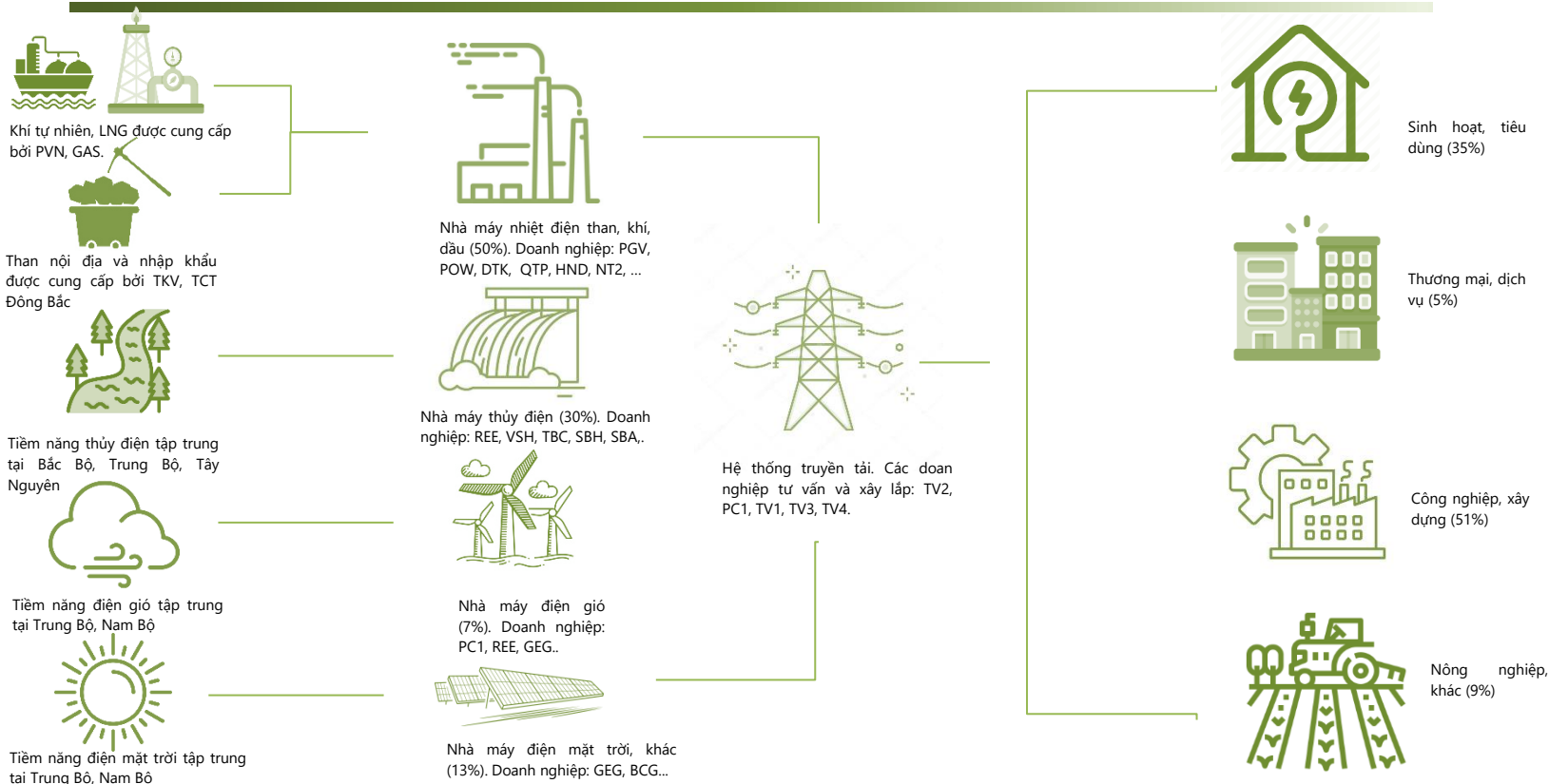
NT2 – 23.500 (+19%)

PC1 – 29.800 (+32%)

TV2 – 45.100 (+17%)

QTP – 17.100 (+29%)

POW – 13.800 (+3%)



ĐẦU VÀO

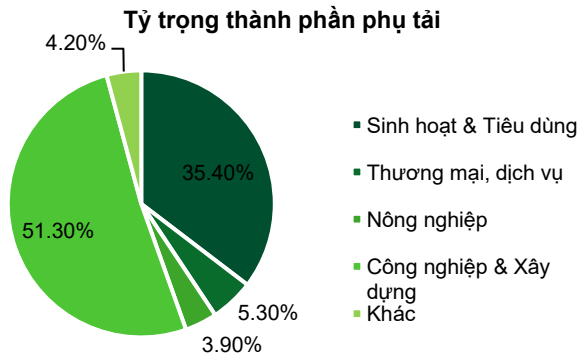
NHÀ MÁY & TRUYỀN TẢI

ĐẦU RA

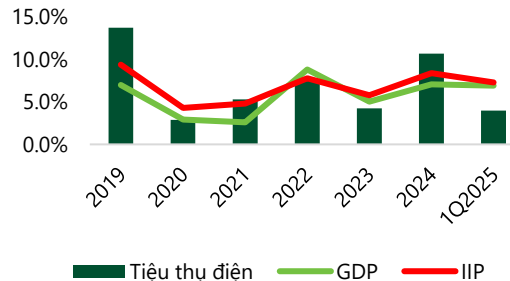
Sản lượng điện tăng trưởng chậm lại trong 5T2025. Thông tin của EVN, sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống Q1/2025 đạt 127.6 tỷ kWh (+3% YoY) do thời tiết mát mẻ khiến nhu cầu tiêu thụ điện, phụ tải tăng chậm, sản lượng điện truyền tải đạt 101.7 tỷ kWh (+2% YoY). Trong khi đó, số liệu của GSO cho thấy GDP Q1/2025 tăng trưởng 6,93%, đây là con số tăng trưởng cao nhất của quý 1 trong giai đoạn 2020-2025.

Về cơ cấu huy động theo nguồn điện: điện than đóng góp tỷ trọng lớn nhất với 57% (72,4 tỷ kWh), thủy điện chiếm 20% (25,7 tỷ kWh), tua bin khí chiếm 7% (6,8 tỷ kWh), năng lượng tái tạo chiếm 14% (18,2 tỷ kWh). Điện than đóng góp tỷ trọng lớn nhất nhiệt điện được ưu tiên huy động từ đầu năm trong khi thủy điện ưu tiên xả nước phục vụ nông nghiệp vụ Đông Xuân và chuẩn bị nước cho cao điểm mùa khô.

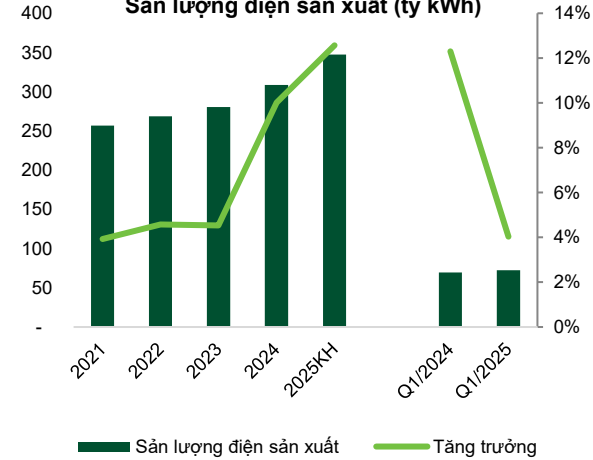
Về cơ cấu thành phần tiêu thụ: điện năng cho công nghiệp - xây dựng chiếm tỷ trọng cao nhất trên 51%, điện năng cho sinh hoạt tiêu dùng chiếm khoảng 35,4%.



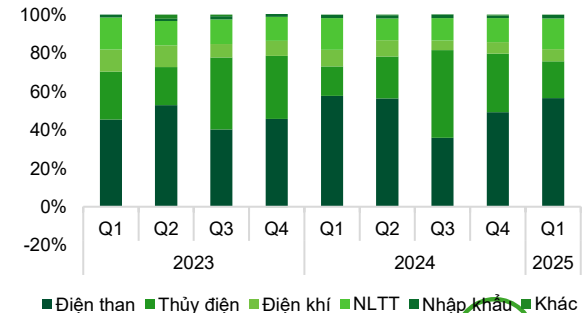
Tăng trưởng tiêu thụ điện, GDP, IIP (%)



Sản lượng điện sản xuất (tỷ kWh)



Cơ cấu điện theo loại hình



- **Tính đến T5/2025, số liệu của NSMO cho thấy tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống (bao gồm điện mặt trời mái nhà) đạt khoảng 89.401 MW (+2% YTD).** Trong đó, chiếm tỷ trọng lớn nhất là nhiệt điện than với 33%, thủy điện chiếm 28%, nhiệt điện khí và dầu chiếm 10%, NLTT chiếm 27%, còn lại là nguồn điện sinh khối và các nguồn khác
- **Về công tác mở rộng công suất nguồn điện:** các dự án lớn được đưa vào vận hành gồm có: NMNĐ LNG Nhơn Trạch 3 (750 MW) hòa lưới chạy thử từ ngày 5/2/2025, NMTĐ Ialy mở rộng (360 MW) hòa lưới vào 12/2024.
- **Nguồn điện nhập khẩu:** Tính đến T5/2025, nguồn điện nhập khẩu đóng góp 2,3 tỷ kWh trong hệ thống điện, nguồn chính đến từ Trung Quốc.
- **Công tác xây dựng lưới điện truyền tải:** Trong Q1/2025, EVN đã khởi công đường dây 500KV Lào Cai - Vĩnh Yên chiều dài 230km, tổng mức đầu tư khoảng 7.410 tỷ đồng với 20% từ vốn chủ sở hữu EVN và 80% từ vay VCB.

Nhà máy lớn	Loại hình	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Thời gian vận hành dự kiến	Địa điểm
Nhơn Trạch 3&4	Điện LNG	1,624	POW	2025	Đồng Nai
Na Dương II	Điện than	110	TKV	2026	Lạng Sơn
An Khánh - Bắc Giang	Điện than	650	CTCP Nhiệt điện An Khánh - Bắc Giang	2027	Bắc Giang
Vũng Áng II	Điện than	1,330	VAPCO	2025-2026	Hà Tĩnh
Quảng Trạch I	Điện than	1,403	EVN	2026	Quảng Bình
Long Phú I	Điện than	1,200	PVN	2027	Sóc Trăng
Hòa Bình MR	Thủy điện	480	EVN	2025	Hòa Bình

Cập nhật một số dự án nguồn điện nổi bật :

- **Hòa Bình mở rộng:** Khối lượng các công việc thi công Nhà máy Thủy điện Hòa Bình mở rộng đều đạt và vượt kế hoạch, bám sát các mốc tiến độ đảm bảo phát điện tổ máy 1 trong tháng 8/2025.
- **Trị An mở rộng:** EVN đã phê duyệt kết quả lựa chọn nhà thầu gói thầu xây lắp công trình chính (XL04-TAMR) của dự án Nhà máy Thủy điện Trị An mở rộng để phần đấu khởi công dự án vào 2/9/2025.
- **TĐTN Bắc Ái TĐTN Bắc Ái** đang lập phương án huy động vốn để báo cáo HĐQT EVN thông qua, trình Bộ Tài chính phê duyệt...
- **Nhiệt điện Ô Môn 1, 3&4:** Ngày 5/6/2025, PVN đã ký hợp đồng EPC dự án Ô Môn 4 với liên danh TV2 và Doosan, báo cáo nghiên cứu khả thi của dự án Ô Môn 3 đang được thẩm định. Ô Môn 1 đang lựa chọn nhà thầu thực hiện chuyển đổi nhiên liệu

Cập nhật đầu tư về lưới điện:

- **Trong 5 tháng đầu năm 2025,** EVN và các đơn vị đã khởi công 47 công trình và hoàn thành đóng điện 118 công trình lưới điện từ 110 đến 500kV (01 dự án 500kV, 06 dự án 220kV và 111 dự án 110kV).
- **Đối với Dự án cấp điện từ lưới điện Quốc gia cho huyện Côn Đảo:** các nhà thầu (trong đó có PC1) đang tập trung triển khai đồng loạt các gói thầu và trong tháng 5/2025 tiến độ thi công đã được đẩy nhanh...

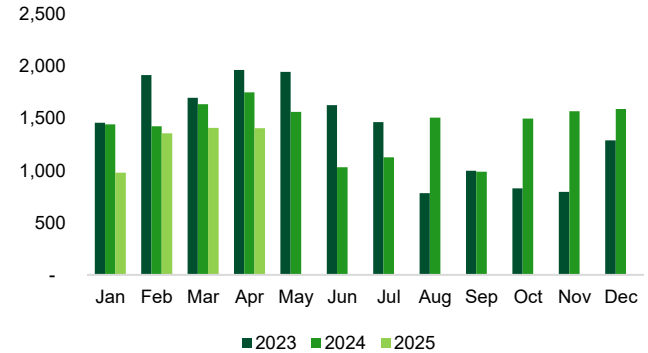
Nhà máy	Loại hình	Công suất (MW)	Tiến độ
Hòa Bình MR	Thủy điện	480	COD: Cuối 2025
Trị An MR	Thủy điện	200	Q3/2025 khởi công
Bắc Ái	TĐTN	1200	Đang lập Phương án huy động vốn
Na Dương 2	Nhiệt điện than	110	Đã hoàn thiện thiết kế phần móng các hạng mục xây dựng chính.
Vũng Áng 2	Nhiệt điện than	1.330	EPC đạt 98,8%
Quảng Trạch 1	Nhiệt điện than	1.403	EPC đạt 85,5%
Quảng Trạch 2	Nhiệt điện LNG	1.200	Đang thực hiện FS
Long Phú 1	Nhiệt điện than	1200	Đang lắp đặt lò hơi
Ô Môn 4	Nhiệt điện LNG	1.155	Đã có nhà thầu EPC
Ô Môn 3	Nhiệt điện LNG	1.050	Đang thẩm định FS
Ô Môn 1	Nhiệt điện	660	Đang lựa chọn nhà thầu thực hiện chuyển đổi nhiên liệu

Giá trung bình thị trường phát điện cạnh tranh (giá FMP) trong 4T2025 giảm 18% YoY, đạt 1.286 VND/kWh. Lý do có thể đến từ (1) Nhiệt độ thấp hơn trung bình nhiều năm vào đầu Q1 do mùa mưa đến muộn tại một số khu vực (2) Các nhà máy điện ưu tiên vận hành kết hợp xả nước vào đầu năm để phục vụ tưới tiêu vụ Đông Xuân 2025; (3) Việc điều chỉnh giảm 6% YoY giá trần của thị trường phát điện cạnh tranh

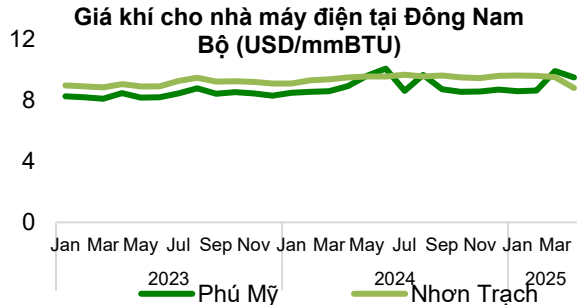
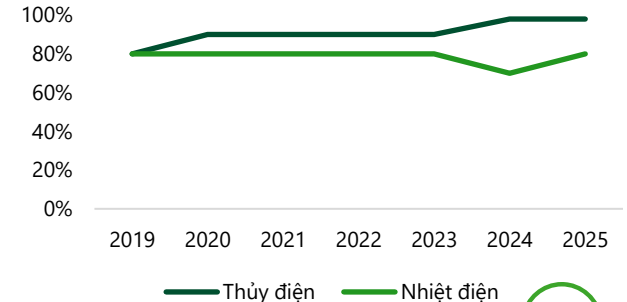
Giá than trộn 6a.14 bình quân trong 4T2025 tại các nhà máy trong nước đi ngang so với cùng kỳ. Đáng chú ý, giá than trong tháng 4/2025 đã giảm 14% so với mức đỉnh được thiết lập vào tháng 5/2024 và giảm 7% YTD, chấm dứt đà tăng suốt 2 năm qua của giá than trộn. Chúng tôi cho rằng giá than quốc tế giảm sâu đã giúp hạ nhiệt giá than trộn trong nước

Giá khí tại hàng rào nhà máy tại khu vực Đông Nam Bộ bình quân đạt 9.25 USD/mmBTU (+3% YoY) trong 4T2025 do giá dầu FO vẫn tiếp tục neo cao cùng với việc nguồn khí LNG tái hóa đã bắt đầu được sử dụng cho các nhà máy điện Phú Mỹ từ tháng 3/2025 khiến giá khí tăng

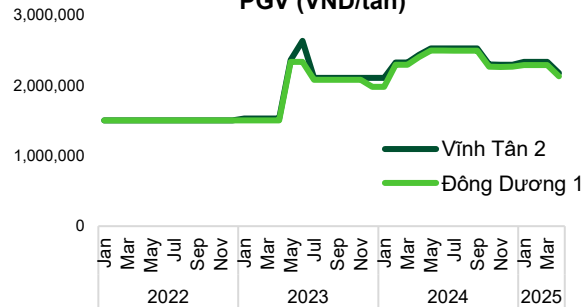
Giá điện toàn phần FMP trên thị trường phát điện cạnh tranh (VND/kWh)

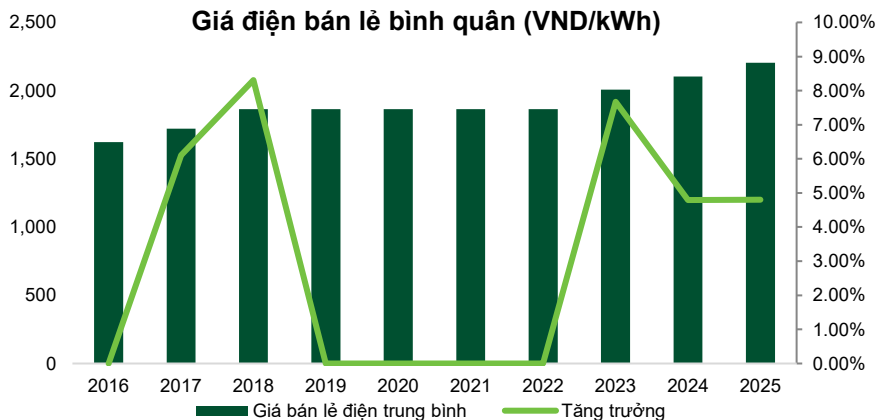


Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo hợp đồng



Giá than trộn 6a.14 tại các nhà máy của PGV (VND/tấn)





- VCBS nhận thấy rằng khung giá điện năm 2025 của hầu hết các loại hình điện đều có sự cải thiện so với trước đó. Với tiền đề là giá điện bán lẻ bình quân liên tiếp điều chỉnh tăng trong thời gian qua, chúng tôi nhận thấy rằng giá bán điện của các dự án trong thời gian tới sẽ có sự cải thiện. Cùng với khung pháp lý ngày càng vững chắc, **VCBS tin rằng các doanh nghiệp sản xuất điện sẽ có thể tự tin mở rộng danh mục công suất điện mà vẫn đảm bảo được hiệu quả.** Tuy nhiên những rủi ro như tỷ giá, lãi suất vẫn là những rủi ro mà các doanh nghiệp phải đối mặt

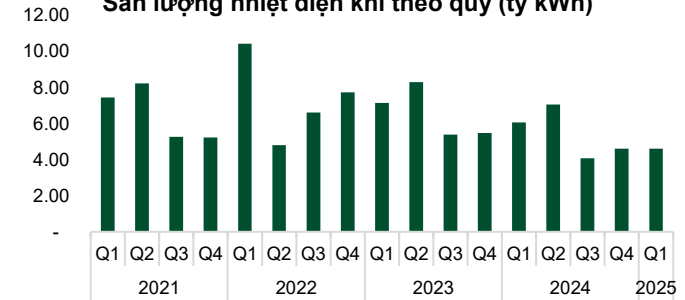
Loại hình	Khung giá điện 2025(đồng/kWh)
Nhà máy điện sử dụng than nhập khẩu	1.705,68
Nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng khí tự nhiên	3.069,38
Nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng khí LNG	3.327,42
Nhà máy thủy điện	1.110
Nhập khẩu điện từ Lào	Thủy điện: 6,95 Uscents/kWh; Điện gió: 7,02 Uscents/kWh
Nhà máy điện sinh khối	1.967,52
Nhà máy điện chất thải rắn	1.914,37
Nhà máy thủy điện tích năng	3.357,85

Điện gió (VND/kWh)	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
ĐG trên đất liền	1.959,4	1.807,4	1.840,3
ĐG gần bờ	1.987,4	1.987,4	1.987,4
ĐMT (VND/kWh)	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
ĐMT mặt đất	1.382,7	1.107,1	1.012,0
ĐMT nổi	1.685,8	1.336,1	1.228,2
ĐMT có pin lưu trữ (VND/kWh)	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
ĐMT mặt đất	1.571,98	1.257,05	1.149,86
ĐMT nổi	1.876,57	1.487,18	1.367,13

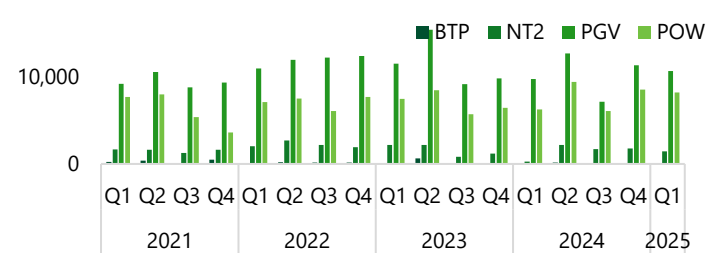
Nguồn cung khí tại Đông Nam Bộ tiếp tục suy giảm, nhưng 2 nhà máy điện Phú Mỹ hết hợp đồng BOT và gia tăng Qc đã giúp cải thiện doanh thu các doanh nghiệp nhiệt điện khí. Nguồn cung LNG bắt đầu sẵn sàng cung ứng

- Trong 1Q2025, doanh thu của nhóm nhiệt điện khí tăng 25% YoY trong khi LNST của nhóm nhiệt điện khí đạt 621 tỷ đồng (cùng kỳ lỗ 584 tỷ đồng): (1) Sản lượng tăng trưởng tốt nhờ nhu cầu tiêu thụ điện tăng, (2) Qc của các nhà máy nhiệt điện khí được cải thiện.
- Nguồn khí cho các nhà máy điện tại ĐNB (bể Cửu Long và Nam Côn sơn) tiếp tục sụt giảm. Cụ thể, sản lượng khí nội địa cho các nhà máy điện tại khu vực Đông Nam Bộ năm 2025 khoảng 2,06 tỷ m3, dự kiến năm 2026 còn 1,76 tỷ m3. Nguồn cung khí ưu tiên cho nhà máy Phú Mỹ 1, Nhơn Trạch 2.
- Một số nhà máy điện tại khu vực Phú Mỹ đã sử dụng LNG tái hóa sớm hơn cùng kỳ để sản xuất điện đáp ứng thời điểm cao điểm. Năm 2024, nguồn LNG tái hóa được sử dụng vào dịp lễ 30/4-1/5, năm 2025 nguồn LNG sử dụng ngay từ tháng 3.
- Vào ngày 2/3/2025, GAS đã ký hợp đồng cung cấp khí 25 năm với NT3&4. Ngày 16/3/2025, GAS làm việc với Conoco Phillips và Excelerate Energy đã thống nhất về các nguyên tắc hợp tác nhằm đảm bảo nguồn LNG ổn định

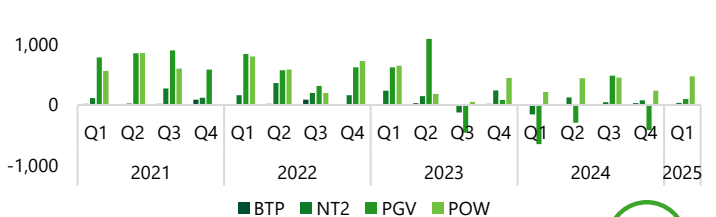
Sản lượng nhiệt điện khí theo quý (tỷ kWh)



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



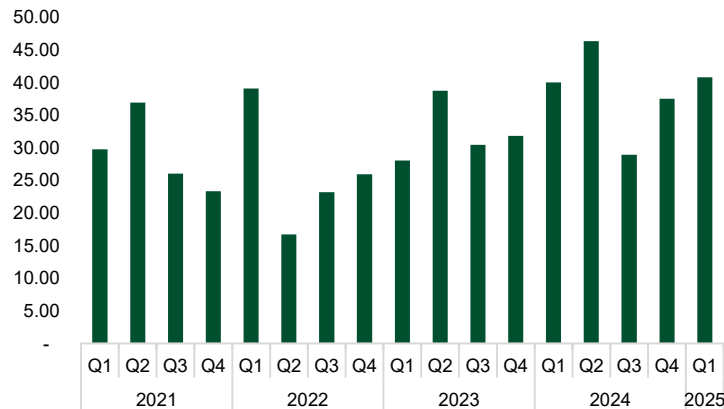
LNST của một số doanh nghiệp nhiệt điện khí (tỷ đồng)



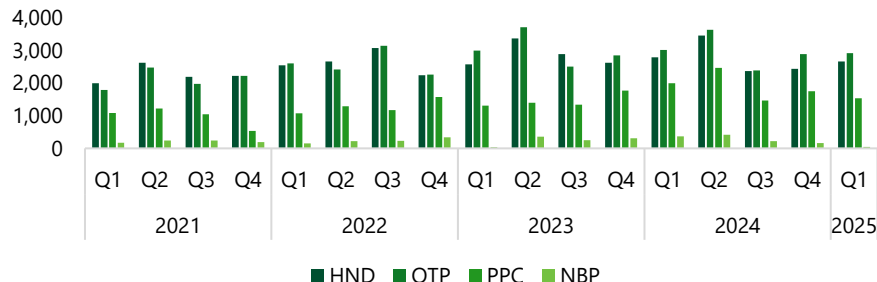
Giá than quốc tế giảm sâu tuy nhiên giá than trộn trong nước vào cao hơn cùng kỳ tác động tiêu cực đến KQKD của nhóm nhiệt điện than

- **Lũy kế 1Q2025**, doanh thu của nhóm nhiệt điện than **giảm 12% YoY** trong khi **LNST giảm 27%(1)** Giá than trộn cao hơn cùng kỳ; (2) Giá bán điện trên thị trường FMP giảm 17%.
- **Về nguồn than cho các doanh nghiệp điện**, sản lượng than tiêu thụ của TKV trong 5T2025 ở mức 22,2 triệu tấn (+2% YoY), than dành cho các khách hàng điện là 19,2 triệu tấn và tổng lượng than nhập khẩu là 6,25 triệu tấn (+19% YoY).

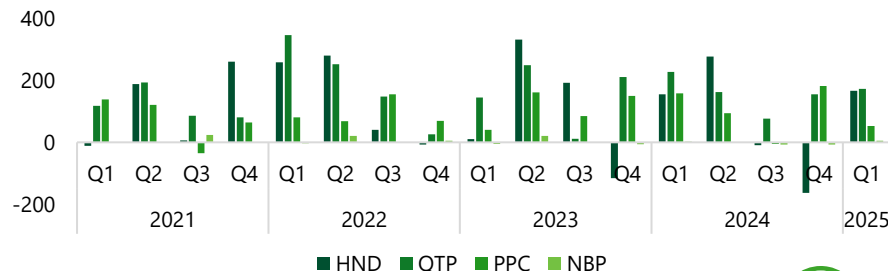
Sản lượng nhiệt điện than theo quý (tỷ kWh)



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



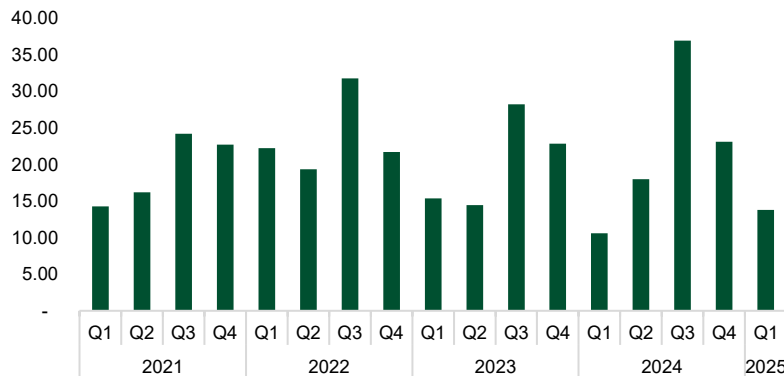
LNST một số doanh nghiệp nhiệt điện than (tỷ đồng)



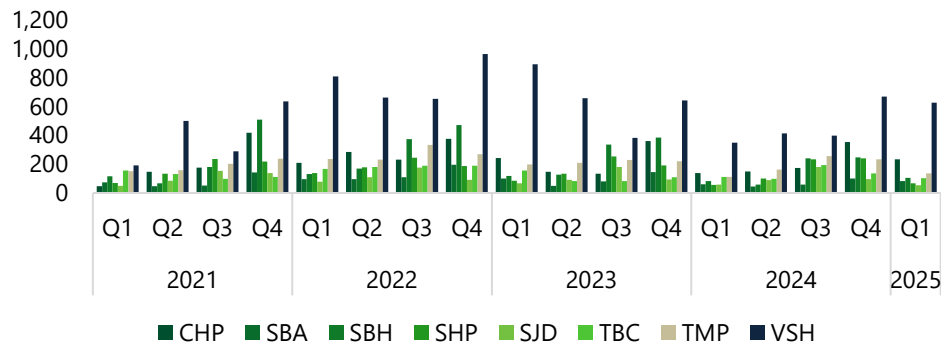
Thủy điện tăng trưởng mạnh mẽ nhờ thủy văn thuận lợi khi El Nino qua đi

- 🟢 **KQKD Q1/2025 của nhóm thủy điện trong thống kê ghi nhận sự tăng trưởng mạnh mẽ** với doanh thu và LNST lần lượt tăng trưởng 45% YoY và 246% YoY nhờ vào sản lượng tăng mạnh 30% YoY trong Q1/2025 với lượng nước về các hồ chứa tương đối tốt.
- 🟢 Chính sách Qc của các nhà máy thủy điện vẫn duy trì ở mức 98% nhưng một số nhà máy điện đã chủ động vận hành bán trên thị trường FMP giúp giá bán cải thiện.

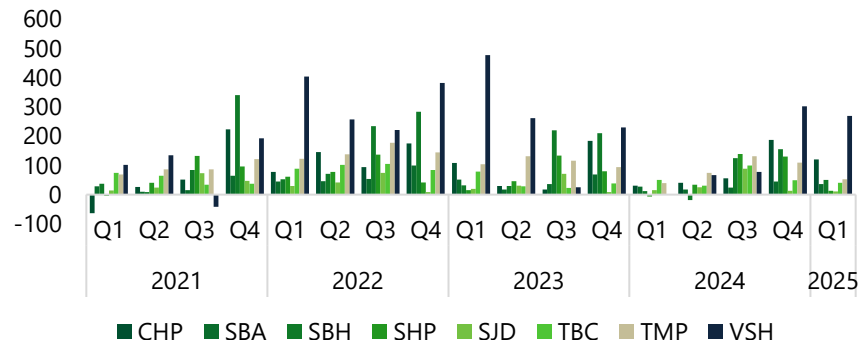
Sản lượng thủy điện theo quý (tỷ kWh)



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



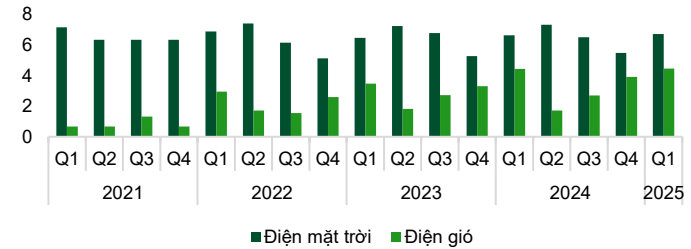
LNST một số doanh nghiệp thủy điện (tỷ đồng)



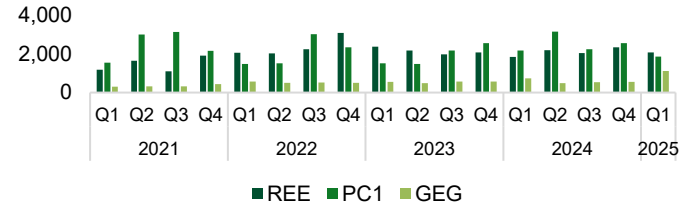
Sản lượng NLTT đạt 18,2 tỷ kWh (+3% YoY) với sự vận hành ổn định của các nhà máy NLT. Về kết quả kinh doanh, các doanh nghiệp NLTT, đa ngành có kết quả kinh doanh phân hóa theo đặc thù của từng doanh nghiệp.

- **REE:** REE ghi nhận doanh thu đạt 2.073 tỷ đồng (+13% YoY, đạt 20% KH), LNST đạt 817 tỷ đồng (+37% YoY). **Mảng năng lượng, nước tăng trưởng 30% YoY đạt 1.333 tỷ đồng**, trong đó thủy điện đóng góp 744 tỷ đồng (+55% YoY) nhờ sản lượng tăng 30% YoY chủ yếu nhờ các nhà máy thủy điện tại miền Trung. Bên cạnh đó, lợi nhuận của mảng điện cũng cải thiện nhờ (1) REE tái cơ cấu các khoản nợ, (2) Các nhà máy của REE tích cực tham gia nhiều hơn vào thị trường phát điện cạnh tranh, (3) Mảng điện mặt trời ghi nhận hoàn nhập thuế TNDN sau khi toán án phúc thẩm có phán quyết thuận lợi.
- **PC1:** KQKD Q1/2025 của PC1 ghi nhận doanh thu của PC1 đạt 1.860 tỷ đồng (-14% YoY), LNST đạt 145 tỷ đồng (+12% YoY). Doanh thu và LNST diễn biến trái chiều do các mảng kinh doanh như sản xuất công nghiệp, bán hàng hóa vật tư có biên lợi nhuận thấp giảm mạnh (cùng kỳ có dự án 500 kV mạch 3) và mảng quặng giảm doanh thu 53% YoY. Trong khi đó, các mảng kinh doanh như xây lắp và bán điện đều ghi nhận doanh thu tăng trưởng mạnh: điện tăng 21% YoY, xây lắp tăng 29% YoY
- **GEG:** Trong Q1/2025, GEG ghi nhận doanh thu đạt 1.112 tỷ đồng (+50% YoY), LNST đạt 613 tỷ đồng (+386% YoY). Động lực tăng trưởng chính dự án điện gió Tân Phú Đông 1 (TPĐ 1) đã ký giá điện 1.813 VND/kWh vào Q1/2025 và ghi nhận hồi tố 443 tỷ đồng. Các nhà máy vận hành ổn định, các nhà máy thủy điện nhỏ GEG hết PPA cũ đang được tính giá PPA tạm khoảng 792 VND/kWh.

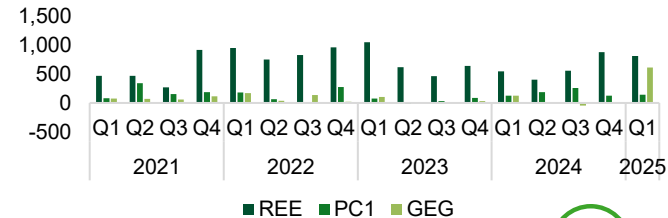
Sản lượng điện mặt trời, điện gió theo quý (tỷ kWh)

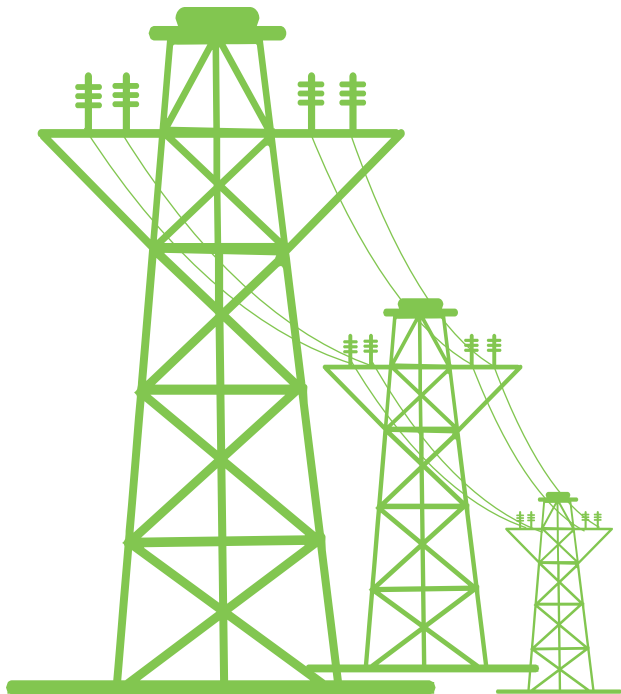


Doanh thu của REE, PC1 và GEG



LNST của REE, PC1 và GEG





MỤC LỤC

01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Sản lượng điện tăng trưởng chậm hơn dự báo, hệ thống vận hành ổn định

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Năng lượng tái tạo đóng vai trò chủ đạo, khung pháp lý các loại hình điện dần hiện rõ

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

REE – 79.200 (+17%)

GEG – 18.900 (+15%)

NT2 – 23.500 (+19%)

PC1 – 29.800 (+32%)

TV2 – 45.100 (+17%)

QTP – 17.100 (+29%)

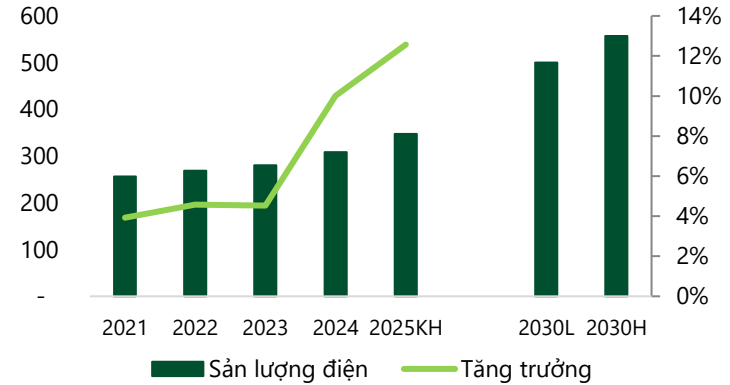
POW – 13.800 (+3%)

Về sản lượng điện năm 2025, theo kế hoạch vận hành thị trường điện, tổng sản lượng điện ước tính tăng trưởng khoảng 11.3% YoY. Tuy nhiên, sản lượng toàn hệ thống 5T2025 chỉ tăng 3% YoY. Đó đó, chúng tôi cho rằng có khả năng cao tăng trưởng sản lượng cả năm 2025 sẽ thấp hơn hai con số. Theo dự báo của Trung tâm khí tượng thủy văn quốc gia, từ tháng 5 đến tháng 11/2025 xác suất 55-90% trạng thái trung tính sẽ duy trì ảnh hưởng. Với tính mùa vụ của thủy điện vào 2H, chúng tôi tin rằng sản lượng của nhóm này sẽ tiếp tục duy trì ở mức cao

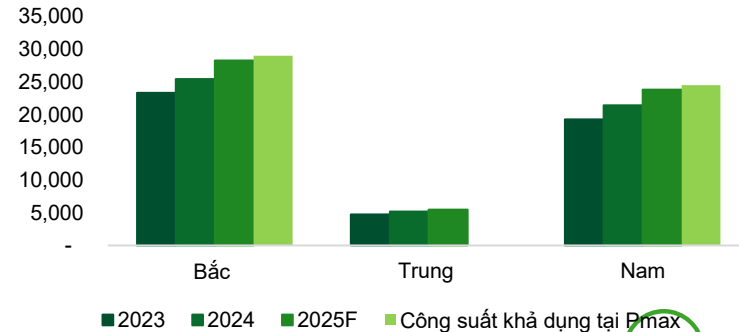
Trong năm 2025, phụ tải đỉnh (Pmax) của hệ thống điện có thể lên tới 54,3 GW và miền Bắc có thể lên tới 28,2 GW. Công suất khả dụng nguồn của miền Bắc khoảng 29GW. Do đó chúng tôi đánh giá tình cung ứng điện tại khu vực phía Bắc sẽ rất căng thẳng trong tháng 6,7 và hạ nhiệt dần khi về cuối năm.

Quy hoạch điện 8 điều chỉnh cập nhật dự phóng tốc độ tăng trưởng sản lượng và phụ tải. Tốc độ tăng trưởng sản lượng điện giai đoạn 2026-2030 khoảng 10% (trước đó dự phóng khoảng 8,8%), sản lượng năm 2030 đạt khoảng 500,4- 557,8 tỷ kWh (trước đó ở mức 567 tỷ kWh). Phụ tải đỉnh năm 2030 khoảng 89.655-99.934 MW (trước đó khoảng 90.500 MW).

Sản lượng điện toàn hệ thống (tỷ kWh)



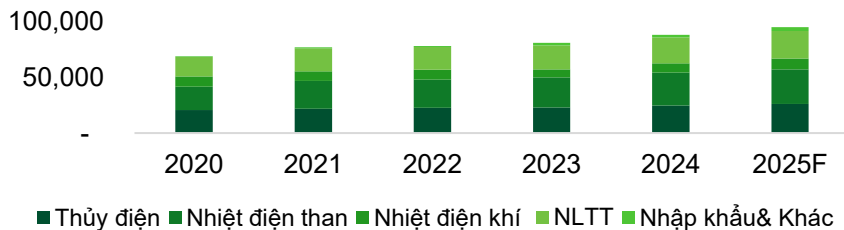
Dự phóng phụ tải cực đại (MW)



Về công suất tăng thêm trong giai đoạn 2025-2027, VCBS nhận thấy rằng các nhà máy điện LNG và điện than quy mô lớn sẽ đi vào vận hành khoảng 6GW. Tiến độ của các dự án nổi bật là các dự án như sau:

- **Nhơn Trạch 3&4:** EPC đạt 97%, NT3 dự kiến COD vào tháng 7/2025, NT4 dự kiến COD vào tháng 12/2025
- **Vũng Áng 2:** khối lượng xây dựng đạt 98,8% , tổ máy 1 dự kiến vận hành từ tháng 6/2025, tổ máy 2 dự kiến cuối 2025.
- **Long Phú 1:** Lò hơi số 1 dự kiến lắp đặt trong tháng 5/2026, dự án vận hành vào năm 2027.
- **Quảng Trạch 1:** EPC đạt 90,87%, dự kiến COD trong năm 2025.

Tổng công suất các nguồn điện (MW)



Các dự án lớn sắp vận hành trong giai đoạn 2025-2027

Nhà máy	Loại hình	Công suất (MW)	Thời gian COD dự kiến
Hòa Bình MR	Thủy điện	480	Cuối 2025
Hồi Xuân	Thủy điện	102	Q3/2025
Nhơn Trạch 3	Nhiệt điện LNG	812	T7/2025
Nhơn Trạch 4	Nhiệt điện LNG	812	T12/2025
Na Dương 2	Nhiệt điện than	110	2026
Vũng Áng 2	Nhiệt điện than	1.330	Cuối 2025
An Khánh – Bắc Giang	Nhiệt điện than	650	2027
Long Phú 1	Nhiệt điện than	1200	2026
NĐ khí dư Hòa Phát 2	Điện đồng phát	300	2027
Quảng Trạch 1	Nhiệt điện than	1.403	2025

✔ Đối với điện mặt trời, công suất tăng thêm trong giai đoạn 2025-2030 ước tính khoảng **54GW**, trong đó tập trung chủ yếu tại khu vực Bắc Bộ khoảng 28GW. VCBS nhận thấy rằng nguồn điện tại khu vực Bắc Bộ có rủi ro không đáp ứng nhu cầu phụ tải vào thời điểm cao điểm cùng với việc các nguồn điện lớn tăng chậm do đó việc triển khai điện mặt trời là một giải pháp phù hợp với ưu điểm thời gian triển khai nhanh.

✔ Sau 2030, điện mặt trời tại khu vực Nam Bộ dự kiến sẽ phát triển mạnh mẽ khoảng 25GW với ưu thế bức xạ và số giờ nắng cao

✔ Đối với điện gió, công suất điện gió trên bờ và gần bờ dự kiến tăng trưởng khoảng **16GW**, phân bổ tương đối dàn trải từ Bắc Bộ đến Nam Bộ

Dự báo công suất theo QHĐ 8 ĐC

Công suất điện mặt trời tăng thêm (MW)				
	Điện mặt trời mái nhà		Điện mặt trời tập trung	
	2025-2030	2031-2035	2025-2030	2031-2035
Bắc Bộ	17,950	1,068	10,306	9,459
Bắc Trung Bộ	1,041	210	1,670	1,529
Trung Trung Bộ	250	463	1,444	2,366
Tây Nguyên	200	-	6,333	6,513
Nam Trung Bộ	300	88	4,475	4,388
Nam Bộ	6,635	14,673	3,654	10,514

Công suất điện gió tăng thêm (MW)				
	Trên bờ và gần bờ		Ngoài khơi	
	2025-2030	2031-2035	2025-2030	2031-2035
Bắc Bộ	2,194	-	2,500	8,700
Bắc Trung Bộ	3,333	-	-	-
Trung Trung Bộ	510	-	-	-
Tây Nguyên	2,632	3,496	-	-
Nam Trung Bộ	3,254	250	2,000	2,300
Nam Bộ	4,212	2,350	1,500	-

Theo QHĐ 8 ĐC, tổng công suất của hệ thống có thể tăng từ 93GW đến 147 GW trong giai đoạn 2025-2030. Công suất tăng thêm nổi bật gồm các loại hình sau:

- **Điện mặt trời:** tăng thêm từ 30GW-56GW
- **Điện gió trên bờ và gần bờ:** tăng thêm 19GW-31GW
- **Điện gió ngoài khơi:** tăng thêm 6GW- 31GW
- **Pin lưu trữ:** tăng từ 10GW-16,3 GW
- **Nhập khẩu:** tăng thêm từ 9-12GW

VCBS đánh giá rằng với việc điều chỉnh gia tăng tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện lên mức khoảng 10%/năm, nguồn điện phải là yếu tố được đầu tư tiên quyết. Với QHĐ 8 ĐC, mục tiêu Net Zero vào 2050 vẫn tiếp tục đóng vai trò nòng cốt, cụ thể qua việc gia tăng công suất điện mặt trời, và điện gió. Bên cạnh đó, nhằm khắc phục khuyết điểm của điện mặt trời về tính ổn định, công suất pin lưu trữ đã được bổ sung với ràng buộc các dự án điện mặt trời phải đầu tư 10% công suất pin lưu trữ tương đương.

Dự báo công suất theo QHĐ 8 ĐC

Loại hình	Công suất 2025 (MW)	Công suất 2030T (MW)	Công suất 2030C (MW)
Toàn quốc	89,402	183,291	236,363
Thủy điện	24,600	33,294	34,667
Nhiệt điện than	29,539	31,055	
Nhiệt điện khí	8,921	10,861	14,930
Nhiệt điện LNG		22,524	
Nhiệt điện dầu	1,286		
Sinh khối	276	3,009	4,881
Điện mặt trời trang trại	16,919	46,459	73,416
Điện gió trên bờ & gần bờ	6,774	26,066	38,029
Điện gió ngoài khơi	-	6,000	17,032
Loại khác	1,087		
Thủy điện tích năng		2,400	6,000
Pin lưu trữ		10,000	16,300
Điện linh hoạt		2,000	3,000
Nhập khẩu		9,360	12,100
Điện hạt nhân		4,000	6,000

♥ Chính phủ ban hành Nghị định số 58/2025/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Điện Lực về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới. Trong đó quy định rõ các ưu đãi đối với các dự án năng lượng tái tạo, năng lượng mới như sau:

- **Miễn tiền sử dụng khu vực biển trong thời gian xây dựng cơ bản nhưng không quá 03 năm** tính từ ngày khởi công xây dựng. Giảm 50% tiền sử dụng khu vực biển trong thời hạn 09 năm sau thời gian được miễn của thời gian xây dựng cơ bản;
- **Miễn tiền sử dụng đất, tiền thuê đất trong thời gian xây dựng cơ bản nhưng không quá 03 năm** tính từ ngày khởi công xây dựng. Sau thời gian được miễn của thời gian xây dựng cơ bản, việc miễn, giảm tiền sử dụng đất, tiền thuê đất được thực hiện theo quy định pháp luật về đầu tư và đất đai;
- **Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn là 70% trong thời hạn trả nợ gốc vốn vay nhưng không quá 12 năm**, trừ trường hợp nhà đầu tư và bên mua điện có thỏa thuận khác. **Đối với điện gió ngoài khơi**, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn là 80% trong thời hạn trả nợ gốc vốn vay nhưng không quá 15 năm.
- **Dự án điện từ nguồn năng lượng tái tạo có lắp đặt hệ thống lưu trữ điện và có đấu nối với hệ thống điện quốc gia được ưu tiên huy động vào giờ cao điểm** của hệ thống điện theo quy định, trừ nguồn điện tự sản xuất, tự tiêu thụ.

♥ **Về thuế TNDN**, VCBS cho rằng các dự án năng lượng tái tạo sẽ nhận ưu đãi thuế theo điều 15 và 16 Nghị định số 218/2013/NĐ-CP. Theo đó, các dự án điện sẽ được miễn thuế 4 năm, giảm 50% số thuế phải nộp trong 9 năm tiếp theo và nhận được thuế suất ưu đãi 10% trong 15 năm.

♥ **Về đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư**, theo Nghị định số 56/2025 NĐ-CP ban hành ngày 3/3/2025, các dự án năng lượng tái tạo như điện mặt trời, điện gió, thủy điện, điện sinh khối nằm trong quy hoạch điện 8 và điện 8 ĐC phải tổ chức đấu thầu khi có từ 2 nhà đầu tư trở lên. Hiện tại, tỉnh Trà Vinh đang tổ chức đấu thầu 5 dự án điện gió với tổng công suất 272 MW, tổng mức đầu tư ước tính trên 13.830 tỷ đồng, REE và GEG đã tham gia đấu thầu.

Theo QHD8 ĐC, tổng công suất điện khí triển khai thêm trong thời gian tới là 7.240 MW tương tự như QHD 8 trước đó. Tiến độ của các dự án nổi bật như sau:

- **Ô Môn I:** Dự án đang trong quá trình lựa chọn nhà thầu chuyển đổi nguyên liệu
- **Ô Môn II:** Dự án đang tìm kiếm nhà thầu
- **Ô Môn III:** Dự án đang trong quá trình thẩm định báo cáo nghiên cứu khả thi
- **Ô Môn IV:** Dự án đã chọn được tổng thầu EPC là liên danh Doosan và TV2, thời gian thực hiện là 34 tháng.

Về tiến độ dự án lô B: Gói thầu EPCI#1 đạt 22%, EPCI#2 đạt 47%, EPC#3 đường ống bờ đang tiến hành giải phóng mặt bằng

TT Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Năm Tiến độ	Nguồn khí
1 Ô Môn I	660	Cần Thơ	2015	Đang xét thầu chuyển đổi nguyên vật liệu
2 Ô Môn II	1.050	Cần Thơ	2027	Đang tìm kiếm nhà thầu
3 Ô Môn III	1.050	Cần Thơ	2030	Báo cáo nghiên cứu khả thi đang được thẩm định
4 Ô Môn IV	1.050	Cần Thơ	2028	Liên danh TV2, Doosan trúng thầu EPC dự án
5 Dung Quất I	750	Quảng Ngãi	2028	Lô B
6 Dung Quất II	750	Quảng Ngãi	2028	
7 Dung Quất III	750	Quảng Ngãi	2028	PVN làm việc với Exxon Mobile để thống nhất phương án giải quyết dứt điểm
8 Miền Trung I	750	Quảng Nam	2030	việc phát triển dự án khai thác mỏ khí, báo cáo Thủ tướng Chính phủ kết quả
9 Miền Trung II	750	Quảng Nam	2030	Cá Voi Xanh
10 Quảng Trị	340	Quảng Trị	2030	

Báo Vàng

Trong giai đoạn 2025-2030, công suất của điện LNG dự kiến tăng lên mức 25,6 GW (cao hơn QHĐ 8 3,1 GW). Hai dự án LNG tăng thêm là Hải Phòng GD I và Hiệp Phước GD II.

Giai đoạn 2031-2035, ngành điện LNG sẽ có thêm 6 dự án với tổng công suất 10,7 GW. Ngoài ra, QHĐ 8 ĐC còn có 5 dự án điện LNG dự phòng.

VCBS nhận thấy các dự án LNG quy mô lớn với sự ổn định cao sẽ đóng vai trò chạy nền, lưng của biểu đồ phụ tải để đảm bảo sự ổn định của hệ thống điện khi nguồn điện tự các dự án NLTT tăng mạnh

Các dự án điện LNG dự phòng trong QHĐ 8 ĐC

STT	Dự án	Công suất (MW)	Giai đoạn vận hành
1	Quảng Ninh 2	1500	2031-2035
2	Thái Bình GD2	1500	2031-2035
3	Hòa Ninh GD1	1500	2031-2035
4	Thanh Hóa	1500	2031-2035
5	Cà Mau 1&2 MR	1500	2031-2035

Cập nhật các dự án nhiệt điện khí LNG trong quy hoạch

Dự án	Công suất (MW)	Dự kiến vận hành	Tiến độ	Chủ đầu tư
LNG Quảng Ninh	1500	2028-2029	Đang thẩm định NCKT	Liên danh POW, COLAVI, Marubeni, Tokyo Gas
LNG Thái Bình	1500	2029	Đang lập NCKT	Tập đoàn Trường Thành Việt Nam, Tokyo Gas, Kyunden
LNG Quảng Trạch II	1500	2029-2030	Đang lập NCKT	EVN
LNG Hải Lăng GD 1	1500	2028-2029	Đang thẩm định NCKT	T&T Group, HANWHA, KOSPO, KOGAS
NMĐ Nhơn Trạch 3 và 4	1624	2025	Đang xây dựng	POW
LNG Hiệp Phước GD I	1200	2025	Đang xây dựng	Hải Linh
LNG Long An I	1500	2029-2030	Đã thẩm định NCKT, đang thu xếp vốn	Vinacapital GS Energy Pte. Ltd
NMĐ BOT Sơn Mỹ I	2250	2027-2029	Đang thẩm định NCKT	EDF, Kyushu, Sojitz, Tập đoàn Thái Bình Dương - Pacific
NMĐ BOT Sơn Mỹ II	2250	2027-2029	Đang thẩm định NCKT	AES
LNG Bạc Liêu	3200	2027-2029	Đã thẩm định NCKT, đang thu xếp vốn	Delta Offshore Energy
LNG Nghi Sơn	1500	2029-2030	Đang lựa chọn CĐT	Các nhà đầu tư quan tâm: T&T, KEPCO-KOGAS-Daewoo-Anh Phát Group, Gulf Energy, SK Innovation

Cập nhật các dự án nhiệt điện khí LNG trong quy hoạch

Dự án	Công suất (MW)	Dự kiến vận hành	Tiến độ	Chủ đầu tư
LNG Cà Ná	1500	2029-20330	Đang lựa chọn CĐT	Các nhà đầu tư quan tâm: T&T - BP Gas & Power, Novatek
LNG Quỳnh Lập	1500	2029-2030	Đang lựa chọn CĐT	Các nhà đầu tư quan tâm: POW-Mía đường Nghệ An-SK, Genco1, Sumitomo, Bamboo Việt Thành, Gulf Petroleum, POSO-Trung Nam
LNG Hải Phòng GD I	1600	N/A	Vingroup và VinEnergO đầu tư	Vingroup và VinEnergO đầu tư
LNG Hiệp Phước GD II	1500	N/A		
LNG Long Sơn	1500	2031-2035	Chưa có chủ đầu tư	Các nhà đầu tư quan tâm: GTPP-GE-Marubeni-MC, Công ty TNHH Kho ngầm xăng dầu khí Việt Nam, AMATA-SCG-GPSC- PTTEP- PTT- Bechtel, Tài TâmCTCP ĐTXD&PT Phương Bắc, Rawabi, Equatoriale Energy, Thăng Uy Energy, Ngọc Long Hải Sơn, CTCP Công nghệ - Viễn Thông Sài Gòn
LNG Long An II	1500	2031-2035	Đã có chủ đầu tư	Vinacapital GS Energy Pte. Ltd
LNG Công Thanh	1500	N/A		Các nhà đầu tư quan tâm:BP-Actis-GE, SK
LNG Hải Phòng GD II	3200	N/A	Vingroup và VinEnergO đầu tư	Vingroup và VinEnergO đầu tư
LNG Vũng Áng III	1500	N/A		POW
LNG Quảng Trạch III	1500	N/A		EVN kiến nghị UBND tỉnh Quảng Bình đề xuất Thủ tướng giao EVN làm chủ đầu tư

Theo Nghị định 56/2025/NĐ-CP và Nghị định 100/2025/NĐ-CP, một số điểm lưu ý về cơ chế phát triển điện LNG như sau:

- **Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn không thấp hơn mức 65% sản lượng điện phát bình quân nhiều năm.** Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn được áp dụng trong thời hạn trả nợ gốc và lãi vay nhưng không quá 10 năm kể từ ngày đưa dự án vào vận hành phát điện;
- **Khung giá phát điện LNG năm 2025** được MOIT quy định là 3.327,42 đồng/kWh. Các thông số tính toán như sau: Công suất tính toán là 1.551.490 kW; Suất tiêu hao nhiệt tính ở mức tải 85% là 6.330,17 BTU/kWh; Giá LNG nhập khẩu là 14,05 USD/mmBTU; Giá vận chuyển (vận chuyển khí LNG về đến kho cảng tái hóa, tồn trữ, tái hóa khí, phân phối sau tái hóa tạm tính) là 2,589272 USD/tr.BTU; Tỷ giá là 25.670 đồng/USD.
- **Nguyên tắc chuyển ngang giá nhiên liệu:** Giá nhiên liệu được tính trong hợp đồng mua bán điện bằng giá nhiên liệu cung cấp tại nhà máy điện. Chi phí kho cảng, hạ tầng, đường ống khí để nhập khẩu và sử dụng trực tiếp LNG của bên Bán điện được phép thu hồi chi phí hợp lý. Giá dịch vụ tồn trữ, tái hóa và vận chuyển phân phối được MOIT định giá.
- **Đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư khi có 2 nhà đầu tư trở lên**

Bên cạnh đó, mức thuế nhập khẩu LNG giảm từ 5% xuống 2% theo Nghị định số 73/2025NĐ-CP góp phần giúp tăng tính cạnh tranh trong quá trình nhập khẩu LNG về Việt Nam từ đó tối ưu hóa chi phí, giảm giá thành khí, điện

❖ **Đối với điện hạt nhân, loại hình điện này sẽ được nhà nước đầu tư. Hiện tại, hai dự án ĐHN Ninh Thuận 1 và 2 đã được giao cho EVN và PVN làm chủ đầu tư.**

- **ĐHN Ninh Thuận 1:** Tiến độ hiện tại đang thực hiện báo cáo nghiên cứu tiền khả thi.
- **ĐHN Ninh Thuận 1:** Tiến độ hiện tại đang thực hiện giải phóng mặt bằng, UBND tỉnh Ninh Thuận đặt kế hoạch sẽ hoàn thành GPMB 100% trong năm 2025.

❖ **Về báo cáo tiền khả thi của ĐHN Ninh Thuận 1:** Liên danh TV1, TV2 và IE đã đảm nhiệm với giá trị khoảng 8 tỷ đồng. VCBS kỳ vọng rằng liên danh này sẽ tiếp tục dành được gói thầu báo cáo nghiên cứu khả thi trong thời gian tới.

❖ **Đối với các dự án pin lưu trữ, theo QHĐ 8 ĐC, tổng công suất các dự án Pin lưu trữ sẽ đạt từ 10-16GW vào năm 2030.** Các dự án điện mặt trời phải lắp pin lưu trữ tối thiểu 10% công suất dự án. Do đó, VCBS cho rằng các đơn vị kinh doanh pin (VIC), có kinh nghiệm triển khai dự án pin lưu trữ (TV2) sẽ được hưởng lợi.

Dự án	Công suất (MW)	Giai đoạn vận hành	Chủ đầu tư
Điện hạt nhân Ninh Thuận 1	2000-3200	2030-2035	EVN
Điện hạt nhân Ninh Thuận 2	2000-3200	2030-2035	PVN

Dự án	Công suất (MW)	Giai đoạn vận hành	Ghi chú
Pin lưu trữ các dự án điện mặt trời	318	2025–2035	
Pin lưu trữ tăng thêm	Khoảng 20.287	2025–2035	Các dự án điện mặt trời tập trung phải lắp pin lưu trữ với công suất tối thiểu bằng 10% công suất đặt của dự án, tích trong 2 giờ.

- ♥ Ngày 19/2/2025, Quốc Hội ban hành nghị quyết số 189/2025/QH15 về một số cơ chế, chính sách đặc biệt phát triển điện hạt nhân Ninh Thuận có một số điểm nổi bật sau:
- ♥ **Cơ chế, chính sách đặc biệt:** Triển khai đồng thời đàm phán với các đối tác ký kết quốc tế về hợp tác xây dựng, cấp tín dụng song song với quá trình điều chỉnh chu trương đầu tư và phê duyệt dự án đầu tư
- ♥ **Lựa chọn nhà đầu tư và nhà thầu:** Thủ tướng giao chủ đầu tư thực hiện dự án, áp dụng hình thức chỉ định thầu theo quy trình rút gọn và gói thầu chìa khóa trao tay xây dựng nhà máy chính, áp dụng hình thức chỉ định thầu theo quy trình rút gọn với các gói thầu tư vấn quan trọng, thẩm định công nghệ, an toàn, an ninh.
- ♥ **Phương án tài chính và thu xếp vốn:** Đàm phán với chính phủ các nước đối tác để thu xếp vốn theo nhu cầu dự án. Trong quá trình thực hiện, Thủ tướng được quyết định sử dụng nguồn tăng thu, tiết kiệm chi ngân sách và các nguồn hợp pháp khác cho dự án trong trường hợp hiệp định vay không thành công hoặc quy mô không đủ, chủ đầu tư được phép thu xếp vốn đối ứng từ nguồn vốn vay, vốn trái phiếu, doanh nghiệp, trái phiếu Chính phủ...
- ♥ Ngày 2/4/2025, Thủ tướng chính phủ giao EVN và PVN làm chủ đầu tư dự án Điện hạt nhân Ninh Thuận 1 và 2. Hiện tại, liên danh TV1, TV2, IE đang triển khai báo cáo nghiên cứu tiền khả thi dự án Điện hạt nhân Ninh Thuận 1

❖ Đối với các dự án điện sinh khối trên 50MW, tổng công suất các dự án đăng ký trong QHĐ 8 ĐC ở mức 1,8GW. Các dự án điện sinh khối phân bổ rải rác khắp cả nước.

Dự án	Công suất (MW)	Năm vận hành	Địa điểm
Nhà máy điện rác Sóc Sơn	90	2025	Hà Nội
Dự án cải tạo môi trường và đốt rác phát điện Hà Nội	60	2029	Hà Nội
Nhà máy đốt rác phát điện (NMĐRPĐ) Công ty TNHH Xử lý chất thải Việt Nam (VWS)	60	2025–2030	TP.HCM
NMĐRPĐ CTCP Đầu tư Tâm Sinh Nghĩa GD 1	60	2025–2030	TP.HCM
NMĐRPĐ CTCP Đầu tư Tâm Sinh Nghĩa GD 2	140	2025–2030	TP.HCM

Dự án điện đồng phát	Công suất (MW)	Vận hành dự kiến	Tiến độ
Formosa HT2	650	2026	CDT lập FS dự án 50 MW
NĐ đồng phát Hải Hà 1	300	2026–2030	
NĐ khí dư Hòa Phát II	300	2026–2030	Đang xây dựng
NĐ đồng phát Hải Hà 2	600	2031–2035	
NĐ đồng phát Hải Hà 3	600	2031–2035	
NĐ đồng phát Hải Hà 4	600	2031–2035	
NĐ đồng phát Đức Giang	100	2021–2030	Tỉnh Lào Cai có văn bản số 40/UBND-KT ngày 03/01/2025 đề nghị “bỏ” dự án. Tuy nhiên, chưa có quyết định cuối cùng.

Công suất điện sinh khối các tỉnh trên 50MW

Tỉnh/TP	Công suất (MW)	Năm vận hành
Yên Bái	158	2027-2029
Bắc Kạn	50	2028
Lào Cai	50	2026-2030
Tuyên Quang	100	2025-2035
Phú Thọ	50	2025-2035
Điện Biên	104	2026-2035
An Giang	104	2029-2031
Điện Biên	55	2026-2030
Hòa Bình	100	2029-2031
Phú Yên	50	2028-2029
Quảng Bình	172	2028-2033
Quảng Nam	100	2031-2035
Quảng Ngãi	50	2025-2035
Thanh Hóa	110	2029
Bình Định	50	2028-2029
Đắk Lắk	120	2025-2028
Gia Lai	105	2027-2035
Cần Thơ	150	2025-2035
Long An	75	2028-2032
Bình Phước	50	2025-2030

Cập nhật các dự án nhiệt điện than trong quy hoạch

Dự án nhiệt điện than	Tình trạng	Công suất (MW)	Thời gian COD dự kiến
Na Dương 2	Đang triển khai	110	2026
Vũng Áng 2	Đang triển khai	1.330	Cuối 2025
An Khánh – Bắc Giang	Đang triển khai	650	2027
Long Phú 1	Đang triển khai	1200	2026
Quảng Trạch 1	Đang triển khai	1.403	2025

Nhà máy điện than gặp khó khăn	Công suất (MW)	Ghi chú
Nam Định 1	1200	Dự kiến vận hành: 2025-2030
Quảng Trị	1320	Nhà đầu tư đã xin dừng dự án
Vĩnh Tân 3	1980	Dự kiến vận hành: 2025-2030
Sông Hậu 2	2120	MOIT chấm dứt hợp đồng BOT vào ngày 1/7/2024. Tuy nhiên, Chủ đầu tư Toyo cho biết đã nhận được thư đàm phán lại với MOIT từ ngày 9/4/2025

❖ **Đối với điện than, QHĐ 8 ĐC duy trì định hướng không phát triển thêm các dự án mới, chỉ phát triển các dự án đã có trong quy hoạch trước đó.** VCBS nhận thấy hiện có 5 dự án điện than với quy mô khoảng 4,7 GW kỳ vọng đi vào hoạt động trong giai đoạn 2025-2027.

❖ Ngoài 5 dự án kể trên, ngành điện than còn 4 dự án đang gặp khó khăn trong quá trình triển khai với tổng công suất khoảng 6,6GW.

❖ **Về định hướng tương lai,** các nhà máy điện than sẽ chuyển đổi nguyên liệu sang nguồn sinh khối, amoniac cho các dự án đã vận hành từ 20 năm với điều kiện giá thành phù hợp. Đối với các nhà máy có thời gian vận hành trên 40 năm sẽ dừng hoạt động nếu không thể chuyển đổi nguyên liệu phù hợp

❖ Đối với thủy điện, công suất tăng thêm trong giai đoạn 2025-2030 ước tính khoảng 2,1GW. Do hầu hết tiềm năng các thủy điện lớn đã khai thác hết nên các dự án thủy điện còn lại chỉ có quy mô vừa và nhỏ.

❖ Đối với các dự án thủy điện tích năng (TĐTN), tổng công suất tăng thêm trong thời gian tới ước tính khoảng 3,6 GW. Đối với dự án TĐTN đầu tiên của Việt Nam là dự án TĐTN Bắc Ái dự kiến sẽ phát điện 4 tổ máy vào giai đoạn 2029-2030. Đầu tháng 2/2025, EVN đã khởi công giai đoạn 2 của dự án, tổng mức đầu tư trên 21.000 tỷ đồng.

Các dự án thủy điện tích năng trong QHĐ 8 ĐC

TĐTN	Công suất (MW)	Giai đoạn vận hành	Địa điểm
Bắc Ái	1200	2025-2030	Ninh Thuận
Phước Hòa	1200	2025-2030	Ninh Thuận
Đồng Phú Yên	900	2025-2030	Sơn La
Đơn Dương	300	2025-2030	Lâm Đồng

Các dự án thủy điện trong QHĐ 8 ĐC

Dự án	Công suất dự kiến (MW)	Giai đoạn vận hành	Địa điểm
TĐ Nậm Cùm 1,4,5	100.8	2025-2030	Lai Châu
TĐ Nậm Cùm 2,3,6	83	2025-2030	Lai Châu
TĐ Hồi Xuân	102	2025-2030	Thanh Hóa
TĐ Mỹ Lý	120	2025-2030	Nghệ An
TĐ Nậm Mô 1	51	2025-2030	Nghệ An
TĐ Ialy MR	360	2025-2030	Gia Lai
TĐ Đắk Mi 1	84	2025-2030	Kon Tum
TĐ Trị An MR	200	2025-2030	Đồng Nai
TĐ Sông Lô 9	87	2025-2030	Tuyên Quang
TĐ Tuyên Quang MR	120	2025-2030	Tuyên Quang
TĐ Sê San 3 MR	130	2025-2030	Gia Lai
TĐ Sê San 4 MR	120	2025-2030	Gia Lai
TĐ Bản Chát MR	110	2025-2030	Lai Châu
TĐ Đa Nhim MR (Giai đoạn 2)	80	2025-2030	Ninh Thuận
TĐ Srêpok 3 MR	110	2025-2030	Đắk Lắk
TĐ Sê San 4A MR	29	2025-2030	Gia Lai
TĐ Mường Lát	45	2025-2030	Thanh Hóa
TĐ Đồng Văn (nâng công suất)	29.8	2025-2030	Nghệ An
Dự án sử dụng hiệu quả nguồn nước TĐ Sông Ba Hạ	18	2025-2030	Phú Yên
TĐ Sông Bô	26	2025-2030	Thừa Thiên Huế
TĐ Cẩm Sơn	36	2025-2030	Nghệ An
TĐ Thông Thụ	28	2025-2030	Nghệ An
TĐ Thái An MR	41	2025-2030	Hà Giang
TĐ Đa R'Sal	42	2025-2030	Lâm Đồng
TĐ Bản Ngà	24	2025-2030	Cao Bằng

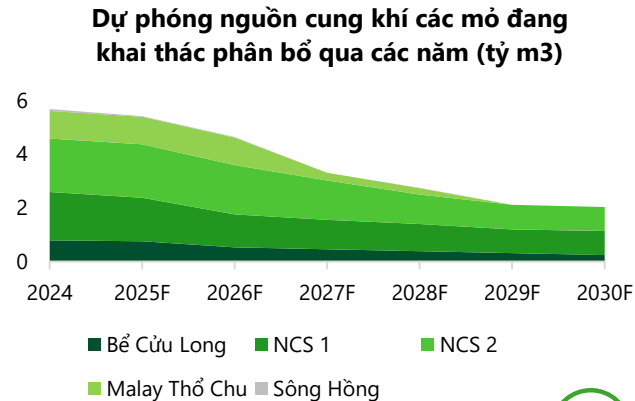
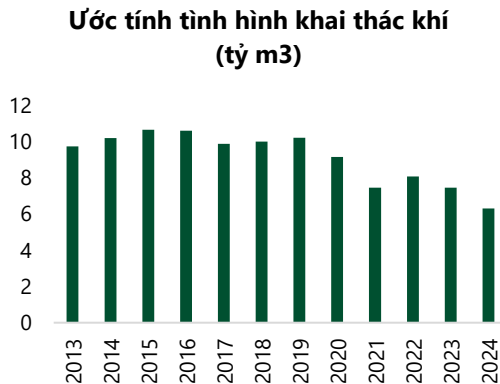
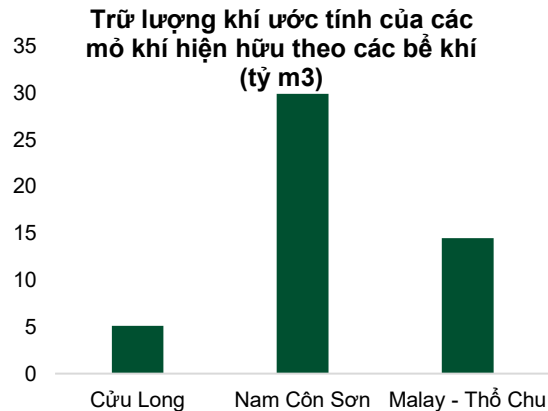
Trong giai đoạn 2025-2030, tổng vốn đầu tư cho nguồn điện là 118,2 (cao hơn 98,6 tỷ USD của QHĐ 8 giai đoạn 2021-2030), cho lưới điện truyền tải 220-500 kV là 18,1 tỷ USD (QHĐ 8 là 14,6 tỷ USD). Ước tính đến 2030, **mỗi năm đầu tư cho hệ thống truyền tải khoảng 3 tỷ USD, nguồn điện là gần 20 tỷ đô**. Chúng tôi nhận thấy rằng để giải tỏa công suất các nguồn điện hiệu quả và vận hành hệ thống điện ổn định, việc đầu tư vào lưới điện là một trong những yếu tố tiên quyết.

Khối lượng công việc của hệ thống truyền tải trong giai đoạn 2025-2030 rất lớn để giải quyết các vấn đề về giải tỏa công suất và triển khai các dự án mới. Các doanh nghiệp được hưởng lợi từ xu thế trên là: TV1, TV2, PC1,...

Giai đoạn	Loại đầu tư	Tổng vốn (nghìn tỷ)	Tổng vốn (tỷ USD)	Nhà nước (nghìn tỷ)	Nhà nước (tỷ USD)	Xã hội hóa (nghìn tỷ)	Xã hội hóa (tỷ USD)
2025–2030	Nguồn điện	2.876.397	118,2	666.779	27,4	2.209.618	90,8
2025–2030	Lưới điện	440.464	18,1	313.922	12,9	126.542	5,2
2031–2035	Nguồn điện	2.776.624	114,1	644.878	26,5	2.131.746	87,6
2031–2035	Lưới điện	386.927	15,9	289.587	11,9	97.340	4,0

Hạng mục	Đơn vị	Khối lượng	
		2025-2030	Định hướng 2031-2035
HVDC			
Trạm biến áp	MW		26.000-36.000
Đường dây	km		3.500-6.600
Trạm biến áp 500kV			
Xây dựng mới	MVA	102.900	73.800
Cải tạo	MVA	23.230	36.600
Đường dây 500 kV			
Xây dựng mới	km	12.944	7.480
Cải tạo	km	1.404	650
Trạm biến áp 220 kV			
Xây dựng mới	MVA	105.565	44.500
Cải tạo	MVA	17.509	34.625
Đường dây 220 kV			
Xây dựng mới	km	15.307	4.296
Cải tạo	km	5.483	624

- Giá khí tại hàng rào nhà máy được dự báo duy trì từ 9-10 USD/mmBTU, giá bán điện PPA bình quân của các nhà máy nhiệt điện khí rơi ước tính trên 2.000 VND/kWh.** Với mức giá này, nguồn điện khí tiếp tục có thứ tự ưu tiên đứng sau các nhà máy thủy và nhiệt điện than.
- Nguồn cung khí tại khu vực Đông Nam Bộ dự kiến tiếp tục suy giảm nhưng tốc độ đã chậm lại.** Nguồn cung khí cho sản xuất điện tại Đông Nam Bộ trong năm 2025 còn khoảng 2,06 tỷ m3 (năm 2024 khoảng 3 tỷ m3). Trong năm 2026, nguồn cung khí này ước tính giảm về mức 1,76 tỷ m3. Về thứ tự ưu tiên khí, nhà máy Phú Mỹ 1 đầu tiên sau đó đến nhà máy Nhơn Trạch 2 là các nhà máy đứng đầu trong thứ tự ưu tiên khí.
- Giá khí ngày càng có xu hướng tăng với nền giá dầu cao.** VCBS duy trì quan điểm giá khí nội địa sẽ ngày càng tăng trưởng tương lai do (1) Các mỏ cũ với giá thấp đã dần cạn kiệt; (2) Các mỏ mới có giá miệng giếng cao vì chi phí đầu tư, thu gom, vận chuyển cao (3) Cước phí đường ống trượt giá nên giá khí tại hàng rào nhà máy ngày càng tăng.



📌 **Tình hình thượng nguồn ngành dầu khí Việt Nam đang cho thấy nhiều tín hiệu tích cực.** Nhiều dự án khai thác dầu khí lớn trong nước có những bước tiến mới sẽ góp phần thúc đẩy tăng trưởng hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp đem tới nguồn cung khí bổ sung, nguồn cung khi mới đến các dự án điện hiện tại và sắp triển khai

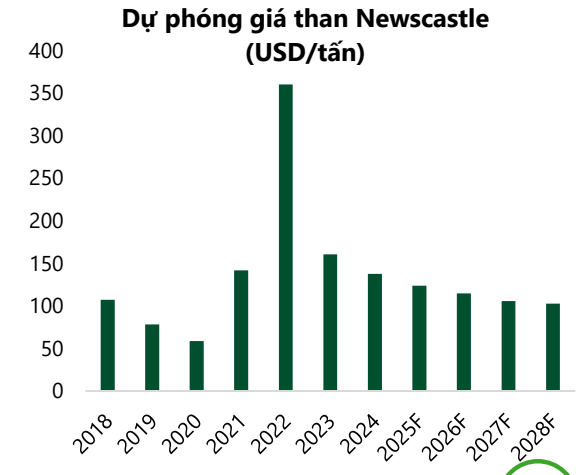
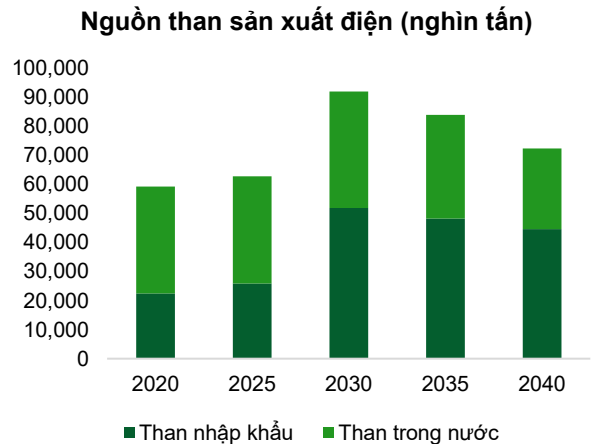
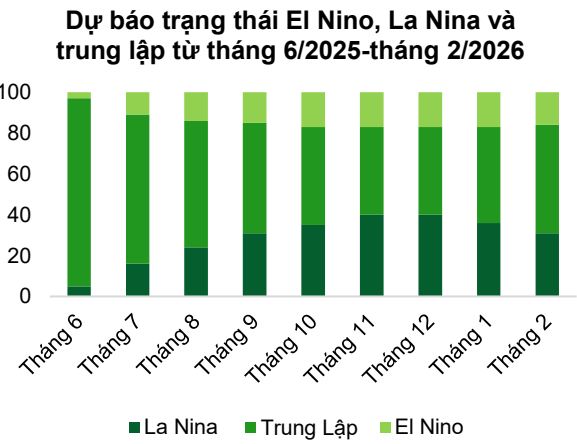
📌 **Một số dự án dầu khí quan trọng giai đoạn 2025 - 2030**

Dự án	Trữ lượng	Tổng mức đầu tư (Triệu USD)	2024	2025	2026	2027
Kinh ngư trắng	6,73 triệu m3 dầu và 2,83 tỷ m3 khí	650	Đã khởi công	Dự kiến dòng khí đầu tiên		
Lô B	107 tỷ m3 khí	12.000	Triển khai tổng thể			Dự kiến dòng khí đầu tiên
Lạc Đà Vàng	61 triệu thùng dầu	693	Đã nhận FID		Dự kiến dòng khí đầu tiên	
Sư tử Trắng - GĐ 2B	17,05 tỷ m3 khí và 74 triệu thùng dầu và condensate	1.300			Dự kiến dòng khí đầu tiên	
Cá Voi Xanh	150 tỷ m3 khí	4.600		Đang làm việc dứt điểm với Exxon Mobile trong tháng 6.2025		
Nam Du - U Minh	171,3 tỷ m3 khí và 1,6 triệu thùng dầu/condensate	N/A	Đã trình KH phát triển mỏ		Dự kiến dòng khí đầu tiên	
Thiên Nga - Hải Âu	7,43 tỷ mét khối và 332.500 tấn condensate	348			Dự kiến dòng khí đầu tiên	
Báo Vàng - Báo Đen	58 tỷ m3 khí	1.312	Đang thăm dò			
Kèn Bầu	200 - 205 tỷ m3	N/A	Đang thăm dò			

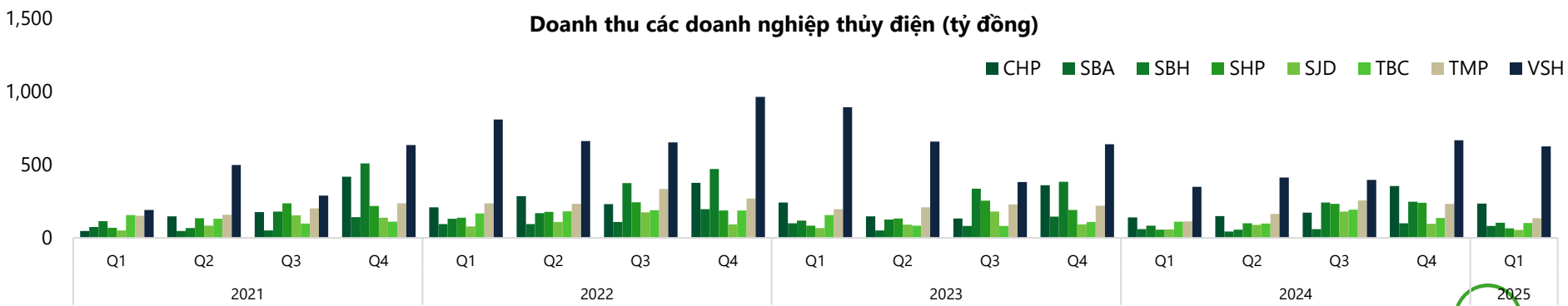
Các dự án trong nước đạt nhiều bước tiến đáng kể

Dự án	Tiến độ
Mỏ Đại Hùng – Giai đoạn 3	Hoàn thành sớm hơn kế hoạch 20 ngày, với giàn đầu giếng (Wellhead Platform- WHP) DH01 chính thức khai thác dòng dầu thương mại đầu tiên vào ngày 7/5/2025.
Mỏ Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam	Vietsovpetro và PVEP ký kết các thoả thuận Lô 09-2/09 gồm Hợp đồng thu gom khí đồng hành, Thỏa thuận lấy dầu mỏ Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam, Thỏa thuận kết nối mỏ, Thỏa thuận đo đếm và phân chia sản phẩm.
Lô B Ô Môn	EPCI #1 (22%), EPCI#2 (47%), EPC#3 đường ống bờ: tiến độ giải phóng mặt bằng đang chậm so với kế hoạch.
Sư tử trắng 2B	Petrovietnam và các đối tác vừa ký Thỏa thuận Khung (HOA). Mục tiêu là khai thác dòng khí đầu tiên vào quý 3/2026.
Kho LNG Thị Vải GD2	PVN đã chấp thuận FS, PV GAS đã phê duyệt FS dự án, đang triển khai gói thiết kế kỹ thuật tổng thể (FEED) và lập dự toán xây dựng công trình.
Kho LNG Sơn Mỹ	PV GAS đang bám sát các Bộ/Ban/Ngành để được phê duyệt báo cáo DDTM và FS của dự án

- Về tình hình thời tiết, IRI dự báo trong 3 tháng tới trạng thái Trung lập sẽ có khả năng cao tác động lên thời tiết**, về cuối năm, trạng thái La Nina có xác suất khoảng 40% quay trở lại. Trung tâm Dự báo khí tượng thủy văn quốc gia (NCHMF) dự báo nhiệt độ trung bình và tổng lượng mưa trung bình trên cả nước xấp xỉ trung bình nhiều năm. Riêng khu vực nam bộ và Ninh Thuận - Bình Thuận có thể có lượng mưa cao hơn từ 5-20%. Lưu ý, lượng dòng chảy đến các hồ chứa lớn trên sông Đà sẽ thiếu hụt so với trung bình các năm từ 15-40%, dòng chảy đến hồ tại Tuyên Quang và Thác Bà thấp hơn 5-20% từ tháng 6-7, dòng chảy trên các sông khu vực Bắc Bộ thấp hơn mức trung bình từ 5-40% trong giai đoạn tháng 9-11.
- Nguồn cung ứng than duy trì ổn định và đầy đủ.** Trong năm 2025, TKV lên kế hoạch sản lượng than nội cung ứng cho hoạt động sản xuất điện ước đạt 42 triệu tấn, nguồn than sạch trong nước ở mức 37 triệu tấn. Cùng với đó, giá than thế giới hiện đang giảm sâu góp phần kéo giá than trong nước giảm. Chúng tôi kỳ vọng rằng nhóm nhiệt điện than sẽ có KQKD tích cực hơn cùng kỳ vào nửa cuối năm.

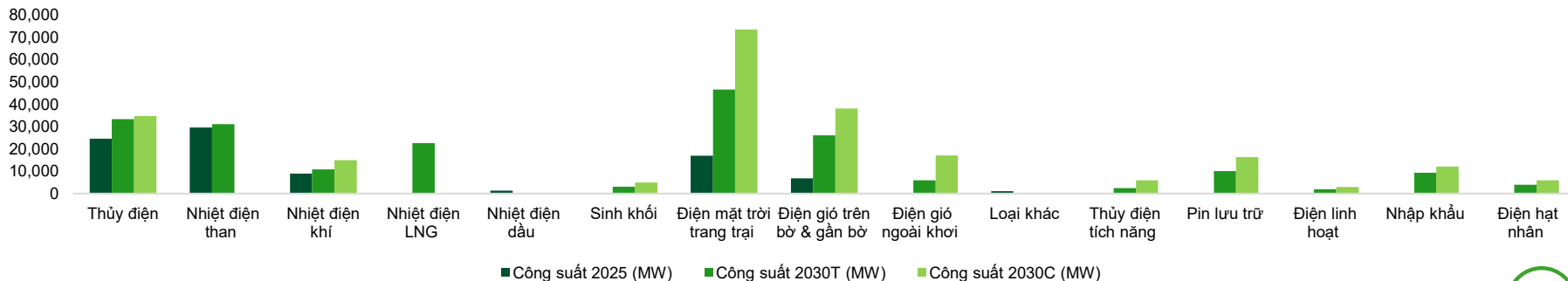


- Thủy điện:** Với ưu thế giá điện thấp và đặc tính mùa vụ theo mùa mưa, chúng tôi kỳ vọng các nhà máy thủy điện sẽ ưu tiên huy động tối đa có thể vào giai đoạn nửa cuối năm 2025. Mặc dù vậy, do nền cao của năm 2024 khi trạng thái La Nina ảnh hưởng, năm 2025 dự kiến trạng thái Trung Lập sẽ đóng vai trò chủ đạo. Do đó chúng tôi cho rằng kết quả kinh doanh của các doanh nghiệp thủy điện sẽ không có sự tăng trưởng quá vượt trội.
- Nhiệt điện:** Điểm rơi lợi nhuận của các doanh nghiệp nhiệt điện thường vào Q2/2025, giai đoạn nửa cuối năm thường kém hơn nửa đầu năm. Mặc dù vậy, do nhu cầu tiêu thụ điện tại khu vực phía Bắc tiếp tục tăng trưởng nhưng các nguồn điện quy mô lớn chưa kịp bổ sung nên chúng tôi cho rằng các nhà máy nhiệt điện than (QTP, HND) vẫn được huy động cao. Bên cạnh đó, giá than hạ nhiệt là yếu tố quan trọng các doanh nghiệp có thể tận dụng cơ hội cải thiện KQKD. Mặc dù vậy, cần lưu ý các cơn bão lớn có thể ảnh hưởng đến hoạt động sản xuất của các nhà máy điện
- Nhiệt điện khí:** Chúng tôi cho rằng Q4 là thời điểm KQKD của các doanh nghiệp (NT2, POW) sẽ cải thiện sau Q3 trầm lắng. Với sự đóng góp mới của NT3 và NT4 dự kiến sẽ giúp doanh thu nhóm nhiệt điện khí cải thiện tuy nhiên LNST sẽ bị giảm sút do chi phí lãi vay và khấu hao.
- NLTT:** Chúng tôi kỳ vọng các doanh nghiệp NLTT tiếp tục hoạt động ổn định. Câu chuyện sẽ tập trung vào việc mở rộng công suất thông qua triển khai các dự án mới. Hiện tại, REE là doanh nghiệp năng nổ nhất khi đang đấu thầu 272 MW với 4 dự án điện gió.



- Với QHĐ 8 ĐC, chúng tôi nhận thấy định hướng nhất quán về việc chuyển đổi xanh ngành điện, đạt Net Zero vào năm 2050. Do đó, dù kịch bản thấp hoặc cao, công suất của các loại hình năng lượng tái tạo (điện mặt trời, điện gió) đều có sự tăng trưởng vô cùng lớn.
- Bên cạnh ưu điểm thân thiện môi trường, loại hình này có nhược điểm về tính thiếu ổn định. Do đó, để đảm bảo an ninh năng lượng, nhiệt điện khí nội địa và LNG và điện hạt nhân cũng được đẩy mạnh. Với quy hoạch trên, nhu cầu đầu tư vào nguồn điện và lưới điện là vô cùng lớn. Từ đó tạo ra khối lượng công việc khổng lồ cho các doanh nghiệp tư vấn, xây dựng, vận hành, truyền tải, đầu tư trong ngành. Dựa trên xu thế đó, ý tưởng đầu tư dài hạn đối với các doanh nghiệp như sau:
 - Doanh nghiệp đầu tư nhà máy điện (REE, GEG):** Định hướng mở rộng công suất mạnh mẽ từ đó tăng trưởng về KQKD
 - Doanh nghiệp tư vấn, thiết kế (TV1, TV2):** Khối lượng công việc khổng lồ trong quá trình mở rộng nguồn điện và lưới điện sẽ đem về lượng backlog lớn, ổn định từ nhiều loại hình như NLTT, LNG, truyền tải, điện hạt nhân,... trong dài hạn cho các doanh nghiệp.
 - Doanh nghiệp xây dựng, EPC (PC1, PVS):** Khối lượng công việc lớn trong ngành điện đem tới sự tăng trưởng mạnh.

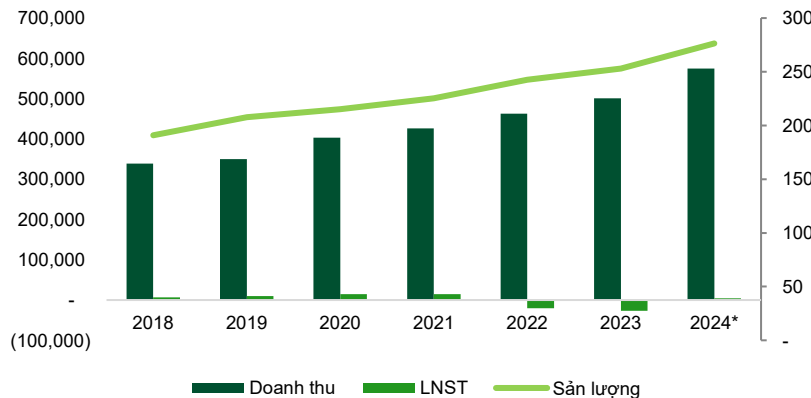
Công suất các loại hình điện theo QHĐ 8 ĐC (MW)



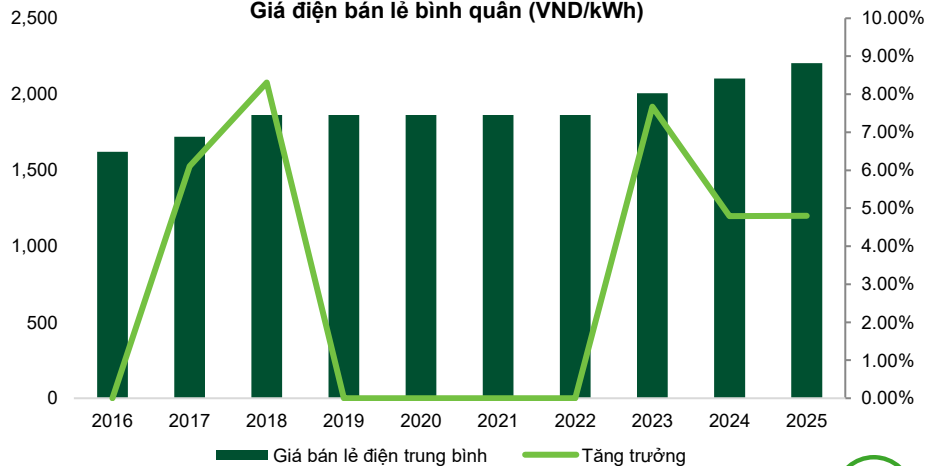
Ngày	Số	Văn bản
30/11/2024	61/2024/QH15	Luật điện lực
3/1/2025	01/CT-TTg	Về việc chủ động giải pháp bảo đảm cung ứng điện phục vụ sản xuất kinh doanh và đời sống nhân dân trong thời gian cao điểm năm 2025 và giai đoạn 2026-2030
24/1/2025	123-KL/TW,	Đề án bổ sung về phát triển kinh tế-xã hội năm 2025 với mục tiêu tăng trưởng đạt 8% trở lên.
5/2/2025	25/NQ-CP	Về mục tiêu tăng trưởng các ngành, lĩnh vực và địa phương bảo đảm mục tiêu tăng trưởng cả nước năm 2025 đạt 8% trở lên
19/2/2025	192/2025/QH15	Về bổ sung Kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội năm 2025 với mục tiêu tăng trưởng đạt 8% trở lên
19/2/2025	189/2025/QH15	Về một số cơ chế, chính sách đặc biệt đầu tư xây dựng Dự án điện hạt nhân Ninh Thuận
3/3/2025	56/2025/NĐ-CP	Hướng dẫn Luật Điện lực về quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện, đầu tư xây dựng dự án điện lực và đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư dự án kinh doanh điện lực
3/3/2025	57/2025/NĐ-CP	Quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn;
3/3/2025	58/2025/NĐ-CP	Hướng dẫn Luật Điện lực về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới;
15/4/2025	768/QĐ-TTg	Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030 (Quy hoạch điện VIII)
8/5/2025	100/2025/NĐ-CP	Sửa đổi, Bổ sung Nghị định số 56/2025/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của luật điện lực về quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện, đầu tư xây dựng dự án điện lực và đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư dự án kinh doanh điện lực
30/5/2025	1509/QĐ-BCT	Kế hoạch thực hiện Điều chỉnh Quy hoạch điện VII

- Với mô hình kinh doanh độc quyền phân phối điện, có thể thấy rằng doanh thu của EVN tăng trưởng cùng chiều với sự tăng trưởng sản lượng điện, đi theo sự phát triển của nền kinh tế. Tuy vậy, lợi nhuận của EVN trong những năm qua đã có diễn biến trái chiều
- Giai đoạn 2022-2023, EVN gặp nhiều khó khăn khi lỗ hơn 47.000 tỷ đồng, do chi phí điện đầu vào tăng mạnh (giá nguyên vật liệu than, khí tăng cao) nhưng giá điện bán lẻ bình quân không tăng. EVN đã gặp khó khăn về tài chính, chậm trả tiền điện cho các doanh nghiệp sản xuất điện.
- Sau 2 lần tăng giá điện vào năm 2023, 1 lần vào 2024 và 1 lần tính đến tháng 6/2025. Chúng tôi nhận thấy tình hình tài chính của EVN đã cải thiện rõ rệt khi năm 2024 đã ước tính có lợi nhuận khoảng 4.000 tỷ đồng. Bên cạnh đó, chi phí nguyên vật liệu dần hạ nhiệt cũng góp phần giúp EVN giảm áp lực chi phí. Từ tiền đề này, chúng tôi cho rằng trong thời gian tới EVN sẽ dễ dàng hơn trong công tác đầu tư mới, đàm phán giá điện và chi trả tiền điện cho các đơn vị sản xuất.

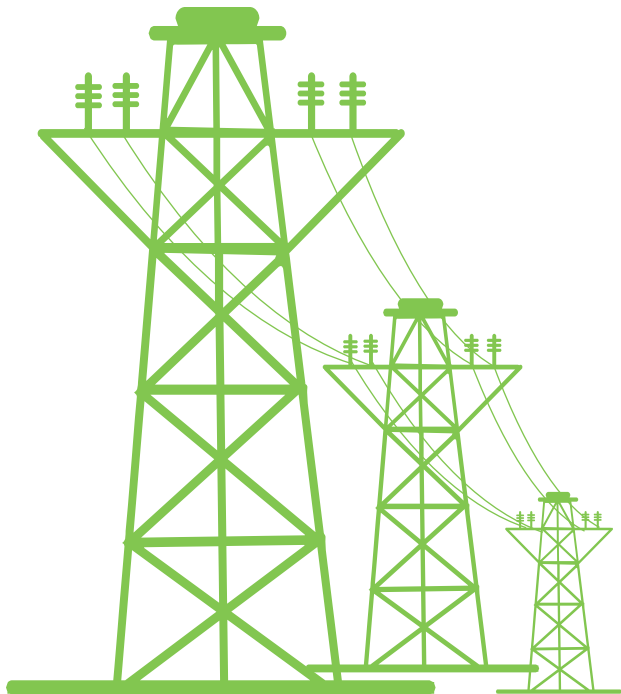
Doanh thu, sản lượng và lợi nhuận của EVN (tỷ đồng)



Giá điện bán lẻ bình quân (VND/kWh)



37



MỤC LỤC

01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Sản lượng điện tăng trưởng chậm hơn dự báo, hệ thống vận hành ổn định

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Năng lượng tái tạo đóng vai trò chủ đạo, khung pháp lý các loại hình điện dần hiện rõ

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

REE – 79.200 (+17%)

GEG – 18.900 (+15%)

NT2 – 23.500 (+19%)

PC1 – 29.800 (+32%)

TV2 – 45.100 (+17%)

QTP – 17.100 (+29%)

POW – 13.800 (+3%)

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	53,0-69,2
GTGD bình quân 52T	859.497
Vốn hóa (tỷ đồng)	36.292
P/E	17,7x
P/B	1,9x
% NN sở hữu	49%

Dự phóng 2025 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	10.216 (+22%)
Lợi nhuận sau thuế	2.995 (+25%)

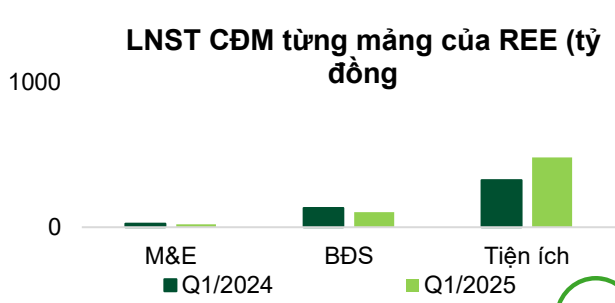
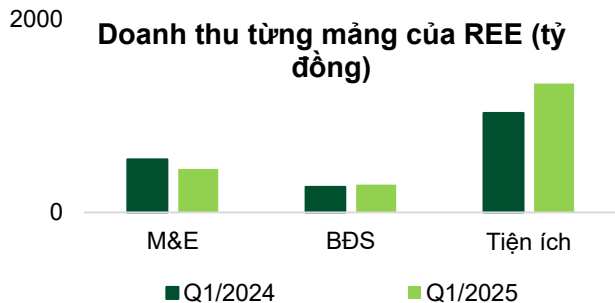
KQKD Q1/2025

Trong Q1/2025: REE ghi nhận doanh đạt 2.073 tỷ đồng (+13% YoY, đạt 20% KH), LNST đạt 817 tỷ đồng (+37% YoY). KQKD tích cực của REE trong quý 1 được thúc đẩy chính từ mảng năng lượng nhờ thủy văn thuận lợi. Cụ thể, các mảng kinh doanh cốt lõi như sau:

Mảng năng lượng, nước tăng trưởng 30% YoY đạt 1.333 tỷ đồng, trong đó thủy điện đóng góp 744 tỷ đồng (+55% YoY) nhờ sản lượng tăng 30% YoY chủ yếu nhờ các nhà máy thủy điện tại miền Trung. Bên cạnh đó, lợi nhuận của mảng điện cũng cải thiện nhờ (1) REE tía cơ cấu các khoản nợ, (2) Các nhà máy của REE tích cực tham gia nhiều hơn vào thị trường phát điện cạnh tranh, (3) Mảng điện mặt trời ghi nhận hoàn nhập thuế TNDN sau khi toán án phúc thẩm có phán quyết thuận lợi.

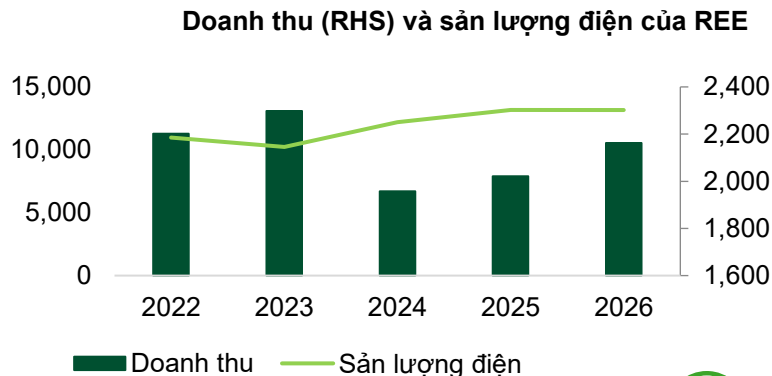
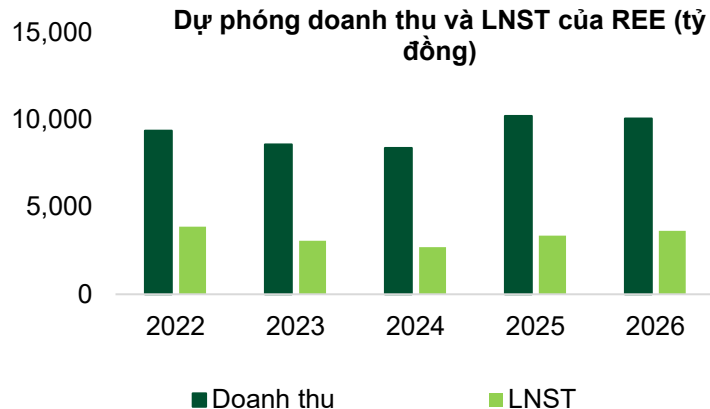
Mảng BĐS và cho thuê văn phòng ghi nhận 286 tỷ đồng (+9% YoY) nhờ giá thuê bình quân tăng nhẹ. Tuy nhiên, LNST giảm 19% YoY do chi phí khấu hao tăng (bao gồm Etown 6) và tỷ lệ lấp đầy của các văn phòng hiện hữu giảm 1,4%. Ngoài ra, dự án The Light Square ghi nhận doanh thu 15 tỷ đồng. Về chuyển nhượng khu đất trong the Light Square, REE dự kiến sẽ ghi nhận doanh thu vào Q2/2025.

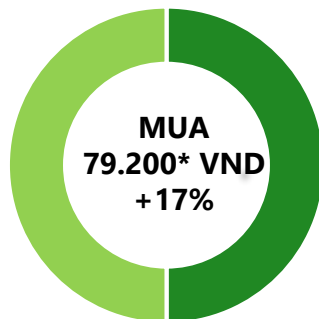
Mảng M&E có doanh thu 448 tỷ đồng (-18% YoY) do các công trình đều trong quá trình thu công chưa ghi nhận doanh thu, chi phí lãi vay và thuê kho bãi của REE tăng đã bào mòn lợi nhuận.



Trong năm 2025, VCBS kỳ vọng REE tăng trưởng từ nền thấp của năm 2024, doanh thu dự kiến đạt 10.216 tỷ (+22% YoY) đến từ các động lực chính sau:

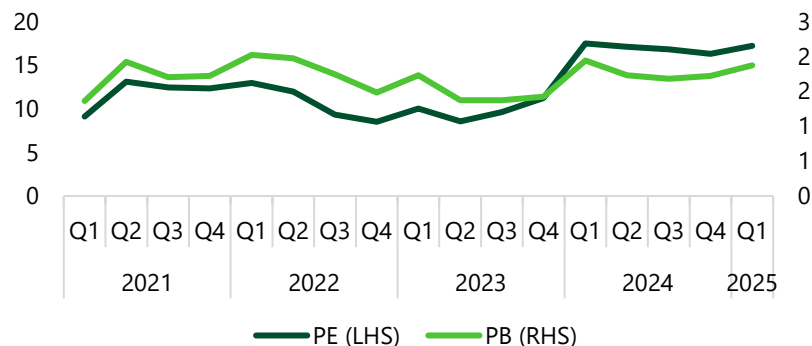
- **Doanh thu bất động sản và cho thuê VP tăng trưởng nhờ Etown 6 và The Light Square.** Trong năm 2025, VCBS dự phóng doanh thu mảng BĐS và cho thuê VP tăng trưởng 84% YoY với giả định bàn giao toàn bộ phần còn lại dự The Light Square và lấp đầy khoảng 70% Etown 6.
- **Mảng M&E phục hồi từ nền thấp với lượng backlog tăng trưởng mạnh mẽ.** Doanh thu của mảng M&E được hỗ trợ bởi lượng backlog tồn đọng đạt 5.556 tỷ đồng, khối lượng công việc chủ yếu đến từ sân bay Long Thành. VCBS kỳ vọng doanh thu năm 2025 mảng M&E tăng trưởng 25% YoY.
- **Mảng năng lượng kỳ vọng tăng trưởng nhẹ với nhà máy thủy điện Thác Bà 2.** Trong năm 2025, VCBS dự phóng doanh thu mảng năng lượng của REE tăng nhẹ 3% YoY do (1) Các nhà máy thủy điện dự kiến vận hành như năm 2024 khi tích nước chủ động trong 1H2025, (2) Hệ số thanh toán theo hợp đồng tiếp tục duy trì ở mức 98%, (3) NMTĐ Thác Bà 2 (18,9 MW) đi vào vận hành.
- **Về các dự án mới,** REE vẫn đang triển khai thủy điện Trà Khúc 2 và điện gió Duyên Hải. Bên cạnh đó, REE và các liên danh của REE đang tiến hành đầu thầu 4 dự án điện gió (tổng 272 MW) tại Trà Vinh: NMDG V-5 và V1-6 GĐ 2 (80 MW), NMDG V1-2 MR (48MW), NMDG V1-3 GĐ 2 (48 MW), NMDG V1-1 Trà Vinh GĐ 2 (48 MW), tổng mức đầu tư trên 11.000 tỷ đồng. Tiến độ COD dự kiến vào quý 4/2026.





■ DCF ■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024	2025F
Doanh thu thuần	8,384	10,216	10,062
+/-yoy (%)	-2%	22%	-2%
LNST	2,396	2,995	3,305
+/- %	-14%	25%	10%
EPS (đồng/cổ phiếu)	4,234	4,469	4,289

Giả định

- Bán xong và ghi nhận toàn bộ doanh thu dự án The Light Square
- Tỷ lệ lấp đầy của Etown 6 đạt 70%
- Doanh thu M&E tăng trưởng 25% YoY

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.

*Chúng tôi duy trì giá mục tiêu REE ở mức 79.200 VND/cổ phiếu như trong “[Báo cáo triển vọng 2H2025](#)” công bố ngày 3/7/2025

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	10,65-16,85
KLGD bình quân 52T	1.123.377
Vốn hóa (tỷ đồng)	5.608
P/E	16,4X
P/B	1,4x
% NN sở hữu	0%

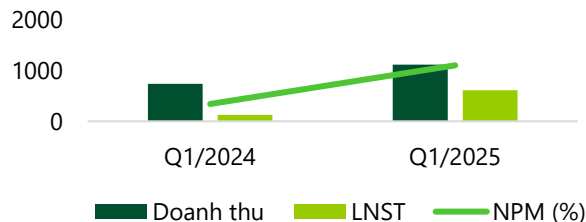
Dự phóng 2025 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	3.354 (+44%)
Lợi nhuận sau thuế	657 (+614%)

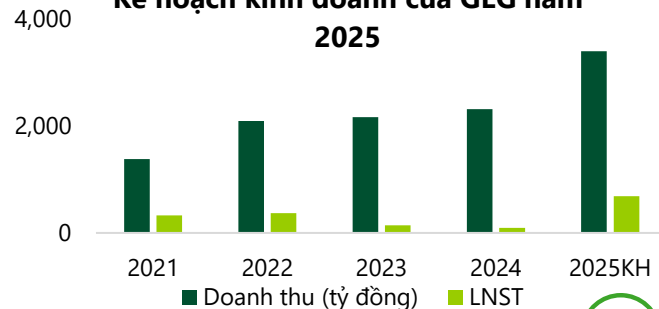
KQKD Q1.2025

- GEG ghi nhận doanh thu đạt 1.112 tỷ đồng (+50% YoY), LNST đạt 613 tỷ đồng (+386% YoY).** Động lực tăng trưởng chính dự án điện gió Tân Phú Đông 1 (TPĐ 1) đã ký giá điện 1.813 VND/kWh vào Q1/2025 và ghi nhận hồi tố 443 tỷ đồng.
- Sản lượng Q1/2025 của GEG ghi nhận giảm khoảng 18% YoY** chủ yếu do sản lượng điện gió giảm 25% YoY với tốc độ gió kém hơn cùng kỳ. Trong khi đó, giá bán bình quân tăng 12% YoY nhờ giá bán điện mới của dự án Tân Phú Đông 1.
- Về KHKD 2025,** ĐHCĐ GEG đã thông qua kế hoạch kinh doanh với doanh thu 3.399 tỷ đồng (+43% so với thực hiện 2024), LNST ở mức 687 tỷ đồng (+646% YoY). Kế hoạch trên chưa bao gồm lợi nhuận bán 25% CTCP Thủy điện Trường Phú. Tại AGM2025, GEG chia sẻ sẽ ghi nhận lợi nhuận trước thuế khoảng 120 tỷ cho thương vụ này

KQKD của GEG



Kế hoạch kinh doanh của GEG năm 2025



- Trong năm 2025, VCBS kỳ vọng GEG sẽ tăng trưởng đột phá với doanh thu dự phóng ở mức 3.354 tỷ đồng (+44% YoY), LNST dự kiến đạt 657 tỷ đồng (+614% YoY). Động lực tăng trưởng của GEG đến từ các yếu tố chính như sau:

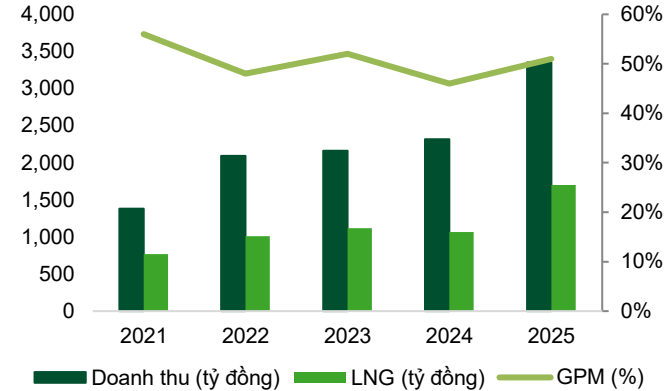
- Mảng điện gió tăng trưởng đột biến do GEG đã ký phụ lục PPA cho dự án TPĐ 1 với giá điện 1.813 VND/kWh đồng thời ghi nhận khoản hồi tố doanh thu khoảng 443 tỷ đồng.
- Các nhà máy của GEG hoạt động ổn định, dư nợ giảm giúp cải thiện LNST. Sản lượng kỳ vọng tăng nhẹ 1% YoY

- Bán 25% CTCP Thủy điện Trường Phú (TPH):** GEG chia sẻ tại AGM 2025 về việc bán 25% cổ phần TPH với giá tối thiểu 36 tỷ/MW, dự kiến thu về khoảng 218 tỷ đồng, lãi trước thuế ghi nhận khoảng 120 tỷ đồng. Theo chúng tôi tìm hiểu, thương vụ này dự kiến có thể sẽ hoàn tất trong Q2/2025. Tuy nhiên, dựa trên quan điểm thận trọng, VCBS chưa phản ánh thông tin này vào mô hình định giá.

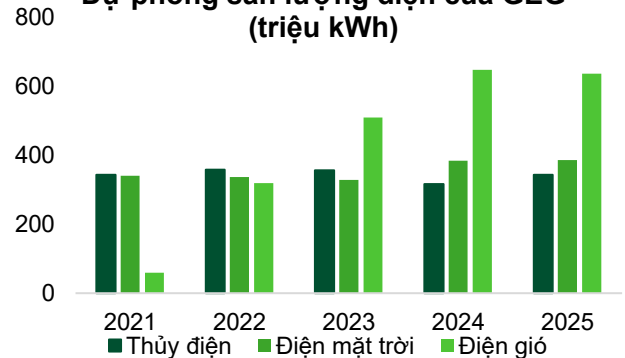
Đầu tư các dự án mới:

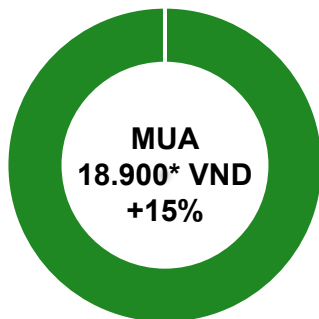
- Dự án ĐMT Đức Huệ 2:** Vướng mắc pháp lý đã được tháo gỡ, dự án đã nằm trong kế hoạch thực hiện QHĐ 8, hiện đang trình lại gia hạn Chủ trương đầu tư để triển khai dự án
- Dự án điện gió VPL 2 (30MW):** Hạ tầng và các yếu tố khác đã sẵn sàng, trong năm 2025, GEG sẽ trình HĐQT để triển khai dự án.

Dự phóng doanh thu và LNG của GEG



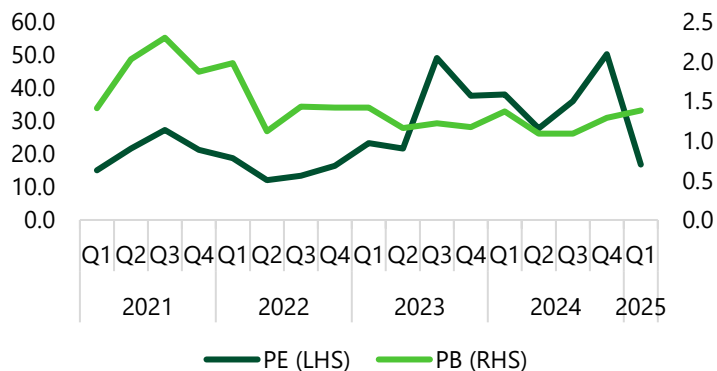
Dự phóng sản lượng điện của GEG (triệu kWh)





■ DCF

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	2,325	3,354	2,932
+/-yoy (%)	7%	44%	-13%
LNST	92	657	384
+/- %	-36%	614%	-42%
EPS (đồng/cổ phiếu)	171	1,835	1,073

Giả định

- Giá bán điện TPĐ 1 ở mức 1.813 VND/kWh, ghi nhận hồi tố
- Các nhà máy hoạt động ổn định

Rủi ro

- Rủi ro gia tăng các khoản phải thu
- Rủi ro chi phí tài chính cao hơn dự kiến
- Rủi ro thời tiết

*Chúng tôi duy trì giá mục tiêu GEG ở mức 18.900 VND/cổ phiếu như trong “[Báo cáo cập nhật GEG](#)” công bố ngày 26/5/2025

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	16,3-21,3
KLGD bình quân 52T	670.197
Vốn hóa (tỷ đồng)	5.153
P/E	18,5x
P/B	1,3x
% NN sở hữu	13,1%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

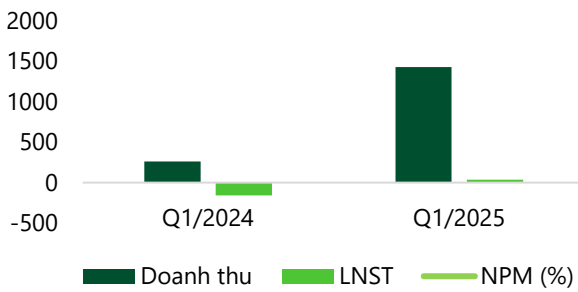
Doanh thu thuần	7.929 (+33%)
Lợi nhuận sau thuế	282 (+240%)

KQKD Q1.2025

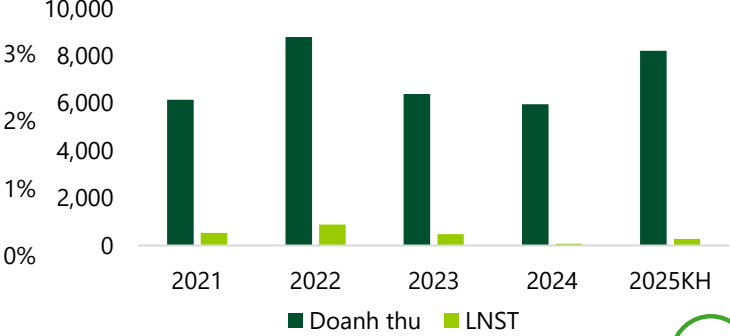
Doanh thu đạt 1.426 tỷ đồng (+446% YoY), LNTT đạt 37 tỷ đồng (cùng kỳ lỗ 158 tỷ đồng), sản lượng đạt 588 triệu kWh (+290% YoY), giá bán bình quân đạt 2.425 VND/kWh (+40% YoY). Động lực tăng trưởng chủ yếu đến từ Qc trong Q1/2025 được phân bổ ở mức 628 triệu kWh (cùng kỳ 1 triệu kWh). Giá khí đầu vào đạt 9.5 USD/mmBTU (+2% YoY). Riêng tháng 4/2025, doanh thu NT2 đạt 644 tỷ đồng (-20% YoY), sản lượng đạt 292 triệu kWh (-34% YoY)

KHKD2025: NT2 lên kế hoạch sản lượng 3,5 tỷ kWh, doanh thu 8.212 tỷ đồng (+34% YoY) lợi nhuận trước thuế đạt 310 tỷ đồng (+198% YoY), LNST ở mức 279 tỷ đồng (+226% YoY). **Lũy kế 4T2024:** Doanh thu đạt 1.998 tỷ đồng (+90% YoY), sản lượng đạt 852 triệu kWh (+57% YoY), giá bán bình quân đạt 2.333 VND/kWh (+20% YoY). **KHKD Q2/2025:** NT2 lên kế hoạch doanh thu 3.348 tỷ đồng (+53% YoY), LNST khoảng 165 tỷ đồng (+28% YoY).

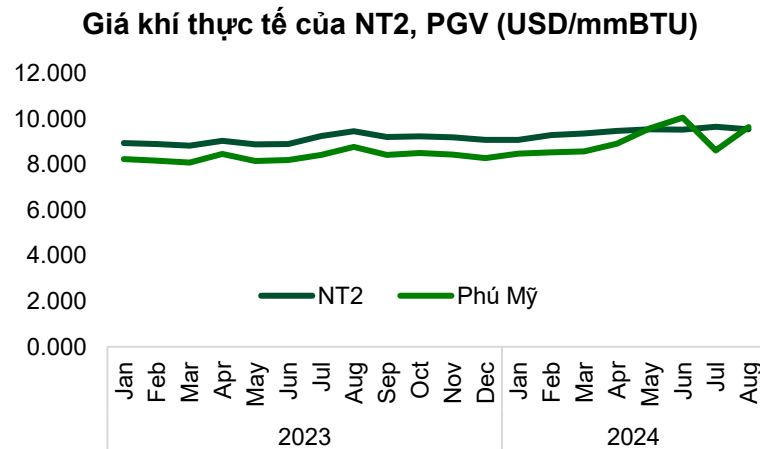
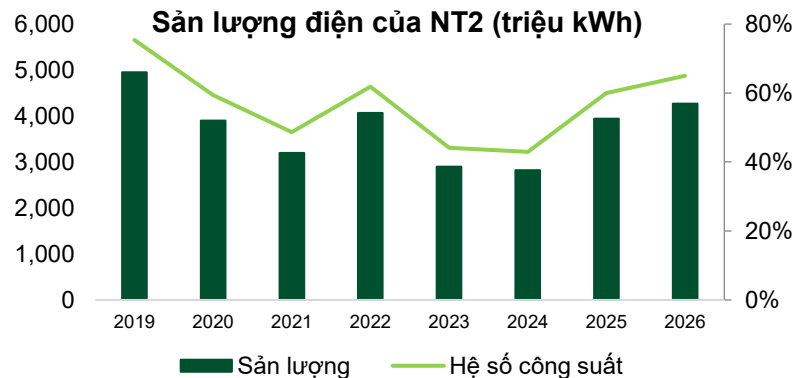
KQKD của NT2

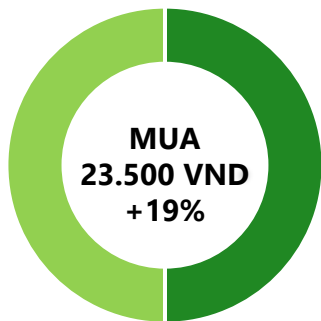


Kế hoạch kinh doanh của NT2 năm 2025



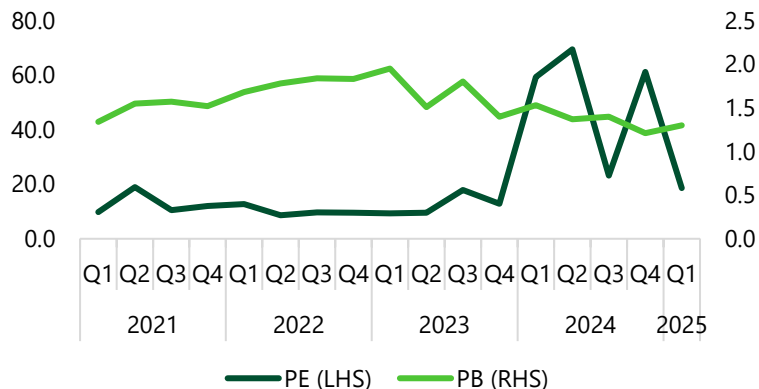
- **Sản lượng điện phục hồi từ 2025 (+29% YoY) từ nền thấp của năm 2024 nhờ vào: (1)** Thứ tự ưu tiên huy động được cải thiện sau khi Phú Mỹ 3 và Phú Mỹ 2.2 hết hợp đồng BOT, **(2)** Giá bán điện của NT2 có sức cạnh tranh tốt hơn so với điện LNG.
- **Nguồn cung khí kỳ vọng ổn định với cam kết bao tiêu 0.785 tỷ m3/năm với GAS.** Trong bối cảnh nguồn cung khí cho các khách hàng điện tại khu vực Đông Nam Bộ nhanh chóng sụt giảm do các mỏ khí ngoài khơi bước qua giai đoạn bình ổn. Chúng tôi kỳ vọng rằng với cam kết cung cấp 0.785 tỷ m3/năm sẽ giúp NT2 ổn định nguồn nguyên vật liệu đầu vào. Nguồn cung khí này có giá cạnh tranh so với nguồn khí LNG tái hóa khoảng 20%. Do vậy, chúng tôi kỳ vọng rằng nguồn cung khí khô này sẽ củng cố lợi thế cạnh tranh của NT2.
- **Sức khỏe tài chính tốt, có khả năng chi trả cổ tức tiền mặt dồi dào trong tương lai.** NT2 có cơ cấu tài chính tương đối vững mạnh, sau khi hết khấu hao dự kiến sẽ có sự nhảy vọt về lợi nhuận. Do đó, chúng tôi tin rằng từ năm 2026 NT2 sẽ có kết quả kinh doanh tích cực từ đó là tiền đề quan trọng để NT2 mạnh tay chi trả dòng cổ tức tiền mặt.





■ DCF ■ EV/EBITDA

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	5,944	7,929	8,143
+/-yoy (%)	-7%	33%	3%
LNST	83	282	616
+/- %	-82%	240%	118%
EPS (đồng/cổ phiếu)	40	657	657

Giả định

- Kỳ vọng sản lượng điện tăng trưởng từ nền thấp 2024
- Giá khí tiếp tục neo cao

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 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	18,5-28,2
GTGD bình quân 52T	2.274.848
Vốn hóa (tỷ đồng)	8.297
P/E	17,7x
P/B	1,9x
% NN sở hữu	13,8%

Dự phóng 2025 (tỷ đồng)

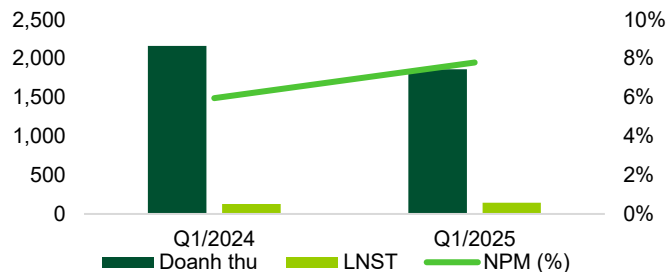
Doanh thu thuần	10.440 (+4%)
Lợi nhuận sau thuế	791 (+17%)

KQKD Q1/2025

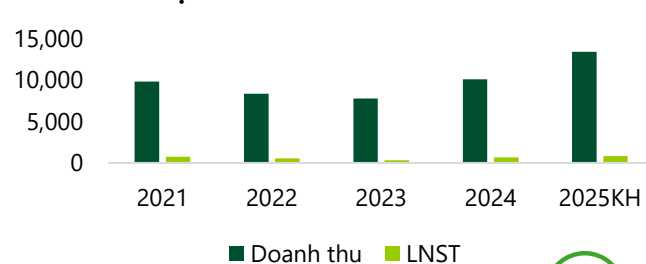
KQKD Q1/2025 của PC1 ghi nhận doanh thu của PC1 đạt 1.860 tỷ đồng (-14% YoY), LNST đạt 145 tỷ đồng (+12% YoY). Doanh thu và LNST diễn biến trái chiều do các mảng kinh doanh như sản xuất công nghiệp, bán hàng hóa vật tư có biên lợi nhuận thấp giảm mạnh (cùng kỳ có dự án 500 kV mạch 3) và mảng quảng giảm doanh thu 53% YoY. Trong khi đó, các mảng kinh doanh như xây lắp và bán điện đều ghi nhận doanh thu tăng trưởng mạnh: điện tăng 21% YoY, xây lắp tăng 29% YoY.

PC1 đặt năm 2025 với doanh thu 13.395 tỷ đồng (+33% YoY) lợi nhuận sau thuế đạt 836 tỷ đồng (+18% YoY). Về kế hoạch đầu tư, PC1 đẩy mạnh mảng BĐS với dự án Tháp Vàng, mảng BĐS KCN với dự án KCN Nomura 2, mảng năng lượng với 2 nhà máy thủy điện mới. Song song với đó, PC1 duy trì thế mạnh ở lĩnh vực xây lắp điện truyền thống với giá trị hợp đồng kỳ mới trong năm 2025 đạt từ 6.000-7.000 tỷ đồng.

KQKD của PC1

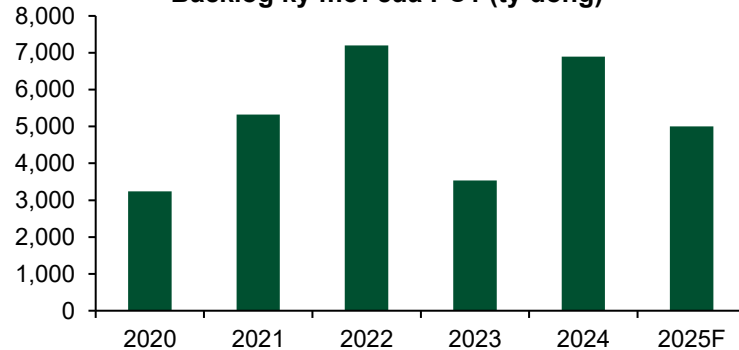


Kế hoạch kinh doanh PC1 năm 2025

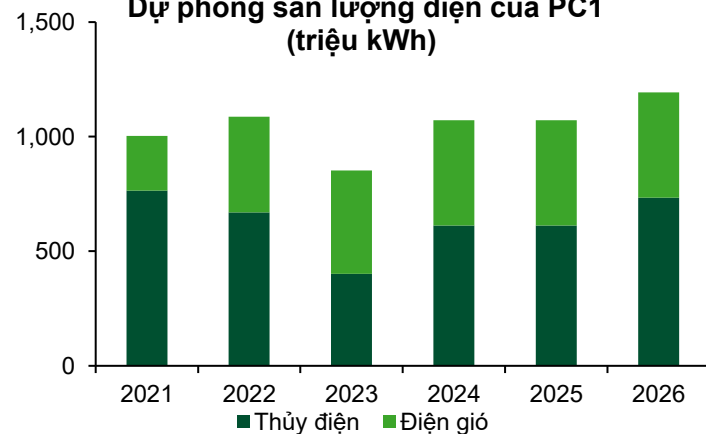


- Mảng BĐS dân dụng thúc đẩy tăng trưởng với dự án Tháp Vàng – Gia Lâm.**
 PC1 đã khởi công dự án Tháp Vàng – Gia Lâm vào tháng 10/2024, doanh nghiệp kỳ vọng hoàn thiện, bàn giao và ghi nhận khoảng 2.000 tỷ đồng doanh thu ngay trong năm 2025. VCBS kỳ vọng PC1 sẽ ghi nhận trên 700 tỷ đồng doanh thu của dự án này trong năm 2025. PC1 cho biết sẽ tập trung giải quyết pháp lý các dự án còn lại (Bắc Từ Liêm, Định Công, Gia Lâm, Vĩnh Hưng). Ngày 26/04/2025, UBND Thành phố Hà Nội đã có tờ trình về việc thông qua Danh mục khu đất dự kiến thực hiện dự án thí điểm trên địa bàn thành phố Hà Nội. Trong danh sách có dự án Gia Lâm của PC1 với tổng mức đầu tư dự kiến 163 tỷ đồng. Chúng tôi kỳ vọng rằng PC1 sẽ nhanh chóng triển khai dự án này vào giai đoạn 2025-2026
- Mảng xây lắp kỳ vọng tiếp tục tăng trưởng trong năm 2025 với backlog đạt trên 6.892 tỷ đồng (+63% YoY) và biên LNG dao động từ 9-10%.** Tính đến cuối Q1/2025, backlog ký mới vượt 3.000 tỷ đồng, cả năm đặt kế hoạch 6.000-7.000 tỷ đồng. Các dự án nổi bật có thể kể đến như: Điện gió Camarines Sur (58,5 MW, giá trị 1.200 tỷ đồng), EPC cáp ngầm Côn Đảo (giá trị 1.800 tỷ đồng).
- Mảng năng lượng kỳ vọng hoạt động ổn định và tiếp tục mở rộng công suất.**
 Trong năm 2025, VCBS dự phóng doanh thu mảng năng lượng của PC1 đi ngang do trạng thái thời tiết Trung lập dự kiến sẽ ảnh hưởng thời tiết cũng như dự phóng lượng nước về thấp hơn cùng kỳ tại khu vực phía Bắc. **Về kế hoạch mở rộng,** PC1 đang triển khai xây dựng NMTĐ Bảo Lạc A và NMTĐ Thượng Hà, tổng công suất 43 MW. Các dự án đang được triển khai theo tiến độ đề ra.

Backlog ký mới của PC1 (tỷ đồng)



Dự phóng sản lượng điện của PC1 (triệu kWh)



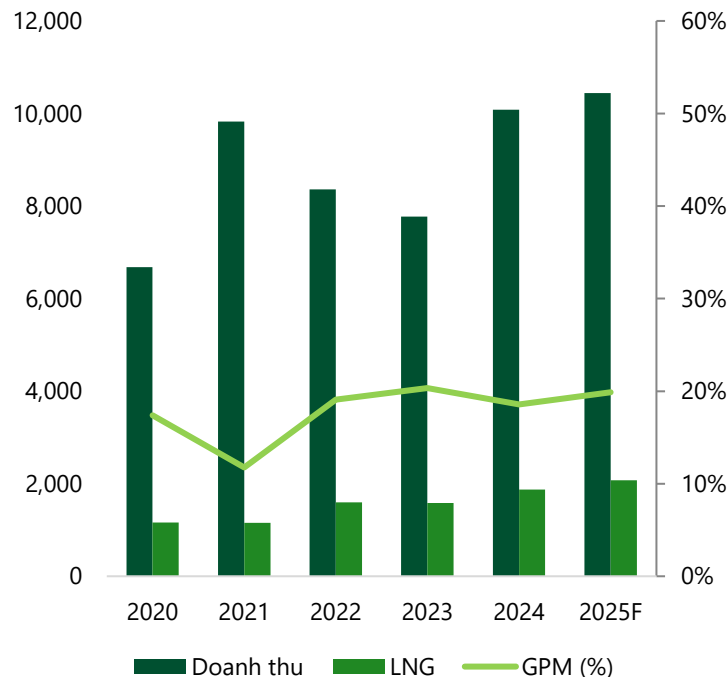
Khu công nghiệp:

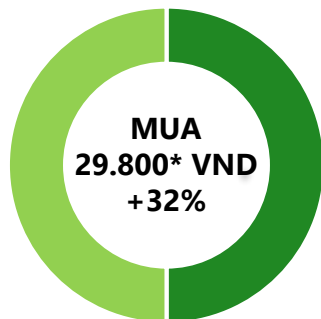
- **KCN Nomura 2:** TP. Hải Phòng đã có quyết định thu hồi 135ha, dự kiến trong tháng 5/2025 sẽ có quyết định thu hồi phần còn lại (khoảng 65ha). PC1 đặt kế hoạch đền bù GPMB khoảng 120ha trong năm 2025. PC1 dự kiến khởi công từ cuối Q3/2025, PC1 đang xây dựng kế hoạch bán hàng, dự kiến khoảng 30% trong năm 2025. PC1 kỳ vọng bán xong toàn dự án vào năm 2027 (tùy thuộc vào ảnh hưởng của thuế quan).
- **CTCP KCN PC1 – Hải Phòng:** dự kiến PC1 sẽ phát triển thêm 1 dự án KCN tại Hải Phòng với quy mô khoảng 200ha

Khai khoáng:

- **Doanh thu kỳ vọng năm 2025 khoảng 1.000 tỷ đồng**, PC1 tập trung tối ưu hóa hoạt động khai thác, nghiên cứu các sản phẩm mới, tăng cường công tác bảo vệ môi trường.
- **Về giai đoạn 2,** PC1 đang xúc tiến việc quy hoạch, dự kiến triển khai vào giai đoạn 2027-2028. Điểm thuận lợi là chính phủ đang tạo điều kiện phát triển cho ngành khoáng sản.

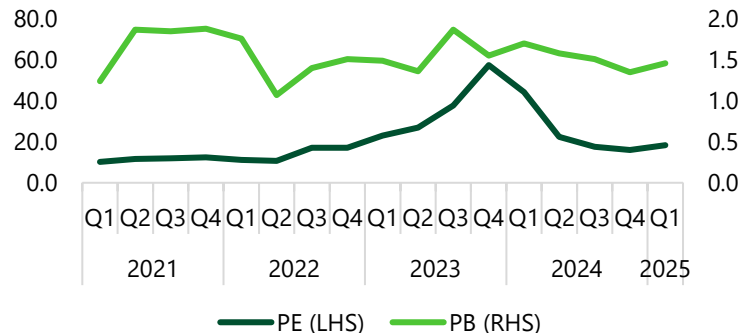
Dự phóng doanh thu và LNG của PC1 (tỷ đồng)





■ DCF ■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	10,089	10,998	11,739
+/-yoy (%)	30%	9%	7%
LNST	710	1,032	1,199
+/- %	134%	45%	16%
EPS (đồng/cổ phiếu)	1,158	1,755	1,774

Giá định

- Mảng năng lượng và khai khoáng hoạt động ổn định trong năm 2025
- 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 mảng 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.
- Rủi ro chi phí tài chính cao hơn dự kiến (tỷ giá, lãi suất)

*Chúng tôi duy trì giá mục tiêu PC1 ở mức 29.800 VND/cổ phiếu như trong "[Báo cáo triển vọng 2H2025](#)" công bố ngày 3/7/2025

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	29,9-47,1
KLGD bình quân 52T	473.327
Vốn hóa (tỷ đồng)	2.550
P/E	37,6x
P/B	3.9x
% NN sở hữu	8,1%

Dự phóng 2025 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	1.345 (+1%)
Lợi nhuận sau thuế	69 (+6%)

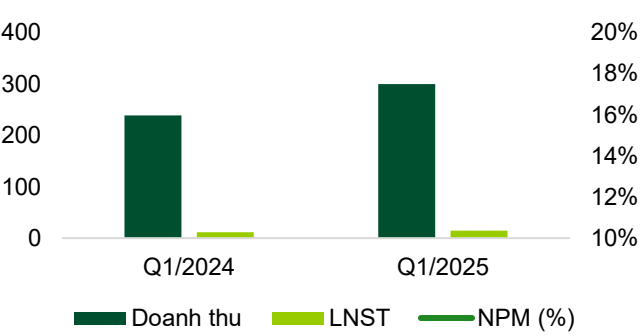
KQKD Q1.2025

TV2 là doanh nghiệp hàng đầu trong lĩnh vực tư vấn, thiết kế điện. Hiện tại, TV2 đang mở rộng sang EPC các dự án nguồn điện cũng như O&M các nhà máy điện.

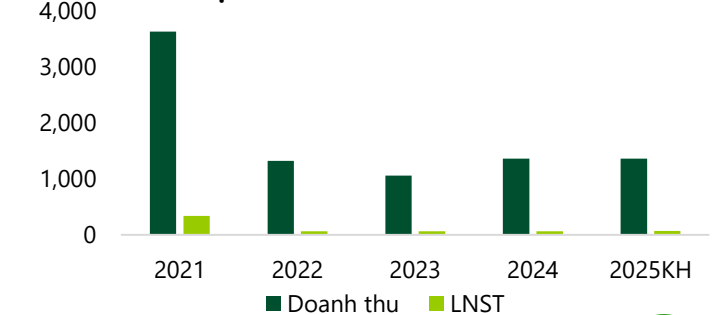
Trong Q1/2025, Doanh thu của TV2 ghi nhận 300 tỷ đồng (+26% YoY), LNST đạt 14,5 tỷ đồng (+28% YoY). Trong đó, doanh thu từ EPC, O&M và tư vấn đạt 281 tỷ đồng (+21% YoY), nhà máy Biomass Hậu Giang đóng góp khoảng 57 tỷ đồng doanh thu và dự án đã khánh thành vào ngày 25/4/2025, biên lợi nhuận gộp cải thiện nhẹ lên mức 16% (cùng kỳ đạt khoảng 15%).

- Trong Q2/2025, Liên danh của TV2 và Doosan đã trúng thầu EPC dự án Ô Môn 4.

KQKD của TV2

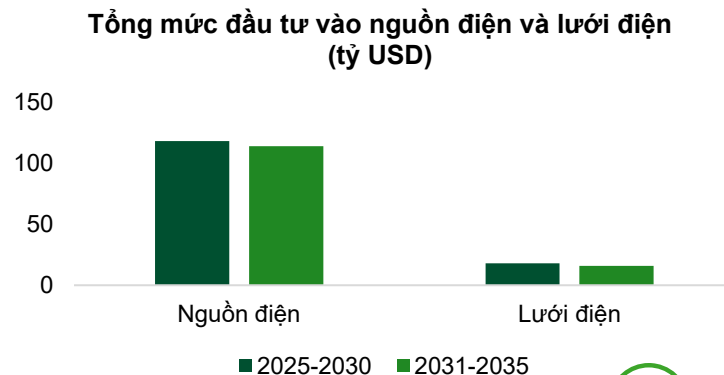
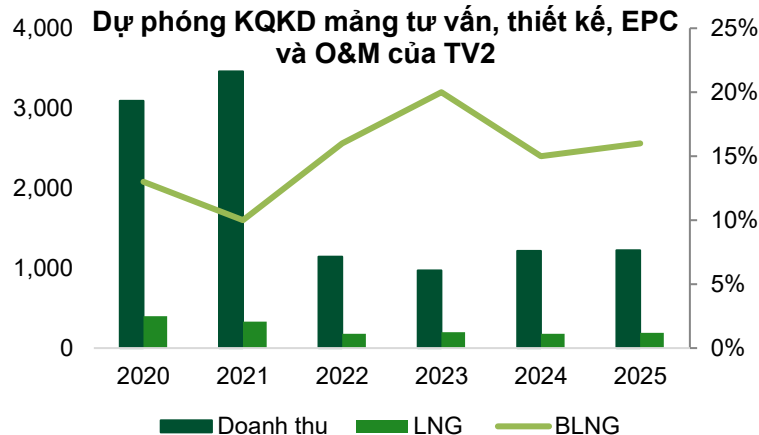


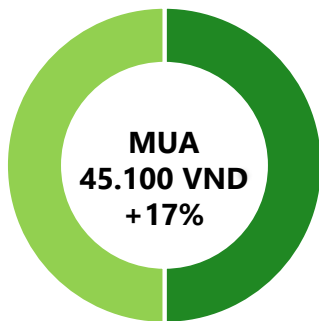
Kế hoạch kinh doanh TV2 năm 2025



Về triển vọng tư vấn, EPC điện giai đoạn 2026-2030: nhu cầu tăng trưởng tiêu thụ điện theo QHD8 điều chỉnh được dự phóng ở mức 10%. Nhu cầu đầu tư cho nguồn điện khoảng khoảng 136,3 tỷ USD (27 tỷ USD/năm) cho nguồn điện và 18,1 tỷ USD (3,6 tỷ USD/năm) cho lưới điện. Chúng tôi cho rằng mảng tư vấn, thiết kế và tổng thầu EPC của TV2 sẽ có sự tăng trưởng mạnh mẽ trong thời gian tới. Các dự án nổi bật của TV2 hiện tại như sau:

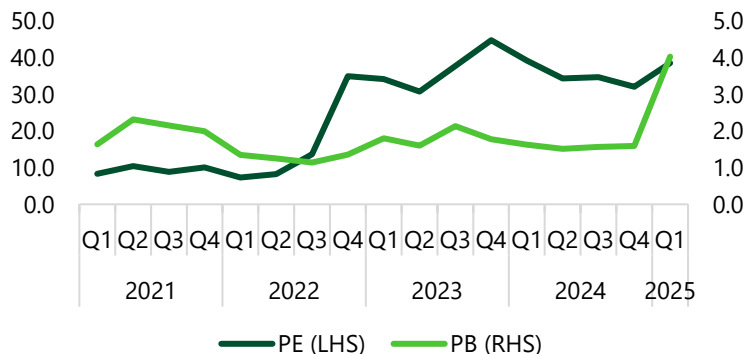
- **EPC dự án Ô Môn 4:** Vào ngày 5/6/2025, liên danh TV2 và Doosan Enerbility đã trúng thầu gói thầu EPC dự án Ô Môn 4 có giá trị là 560 triệu USD và 7.661 tỷ đồng. Thời gian thực hiện gói thầu này là 34 tháng, ngày bắt đầu công việc là 1/3/2026.
- **EPC dự án Sông Hậu 2:** Chúng tôi nhận thấy có sự chuyển biến trong việc đàm phán lại dự án Sông Hậu 2 sau khi Bộ Công thương chấm dứt hợp đồng BOT vào ngày 1/7/2024. Cụ thể, Toyo Venture (công ty mẹ của SH2P- chủ đầu tư dự án) cho biết MOIT và Toyo gia hạn thời gian thảo luận về dự án Sông Hậu 2.
- **Dự án Điện hạt nhân Ninh Thuận 1:** Liên doanh TV1, TV2 và IE đã trúng thầu gói thầu thực hiện báo cáo nghiên cứu tiền khả thi dự án Điện hạt nhân Ninh Thuận 1 với giá trúng thầu khoảng 8 tỷ đồng. Chúng tôi kỳ vọng rằng liên danh của TV2 cũng sẽ tiếp tục giành được báo cáo nghiên cứu khả thi của dự án Điện hạt nhân Ninh Thuận 1 với giá trị ước tính khoảng 500 tỷ đồng.





■ DCF ■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	1,336	1,345	2,219
+/-yoy (%)	26%	1%	65%
LNST	65	69	95
+/- %	23%	6%	38%
EPS (đồng/cổ phiếu)	963	1,022	1,407

Giá định

- Tổng công suất O&M lũy kế vượt 6GW trong năm 2025
- Dự án Ô Môn 4 bắt đầu đóng góp doanh thu từ năm 2026

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.

*Chúng tôi duy trì giá mục tiêu TV2 ở mức 45.100 VND/cổ phiếu như trong "[Báo cáo triển vọng 2H2025](#)" công bố ngày 3/7/2025

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	12,2-15,5
GTGD bình quân 52T	349.000
Vốn hóa (tỷ đồng)	5.945
P/E	10,5x
P/B	1,1x
% NN sở hữu	1,21%

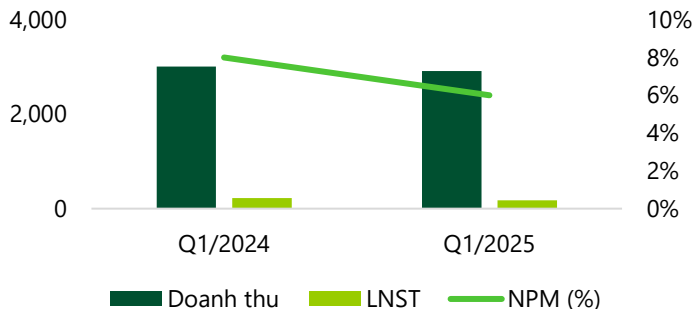
Dự phóng 2025 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	12.036 (+1%)
Lợi nhuận sau thuế	675 (+9%)

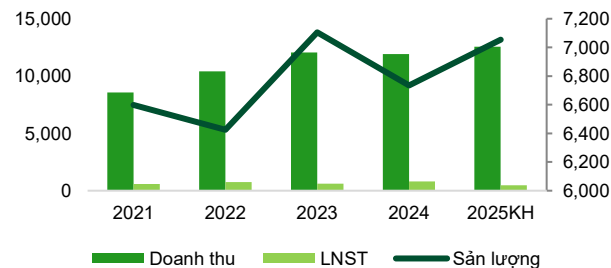
KQKD Q1.2025

- Doanh thu QTP đạt 2.912 tỷ đồng (-3% YoY), LNST đạt 173 tỷ đồng (-24% YoY).** Sản lượng ước tính khoảng 1.8 tỷ kWh (+0% YoY, đạt 26% KH2025) khi NSMO ưu tiên huy động nhiệt điện cao từ đầu năm để chuẩn bị cho cao điểm mùa khô, giá bán điện bình quân giảm 3% YoY đạt khoảng 1.624 VND/kWh. Chúng tôi cho rằng giá điện FMP giảm sâu 17% về mức 1.255 VND/kWh chính là nguyên nhân chủ yếu khiến KQKD của QTP giảm sút.
- Về KHKD 2025, QTP lên kế hoạch sản lượng điện thương phẩm ở mức 7.054 triệu kWh (+4% YoY),** doanh thu 11.893 tỷ đồng (-0,6% YoY), LNST ở mức 460 tỷ đồng (-25% YoY, -8% YoY so với KH2024). Về cổ tức, QTP chia cổ tức tiền mặt năm 2024 ở mức 1.200 VND/ cổ phiếu. Bên cạnh đó, doanh nghiệp cho biết khoản đền bù chênh lệch tỷ giá còn lại khoảng 600 tỷ đồng, QTP cho biết sẽ chia cổ tức khi nhận được đền bù.

KQKD của QTP

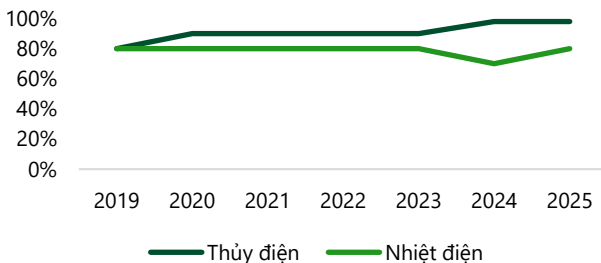


Kế hoạch kinh doanh năm 2025 của QTP

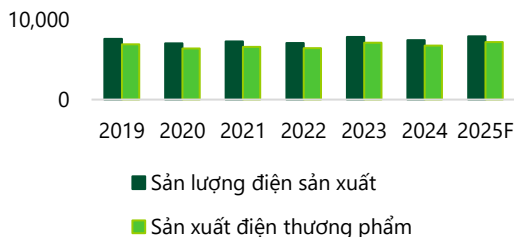


- **Sản lượng của QTP kỳ vọng tăng 7% YoY từ nền thấp của năm 2024** (bị ảnh hưởng bởi bão Yagi) nhờ nhu cầu tiêu thụ điện tiếp tục tăng trong bối cảnh công suất nguồn điện tăng chậm
- **Giá bán điện bình quân kỳ vọng tăng nhẹ 4% YoY** nhờ tỷ lệ bán điện theo hợp đồng của nhà máy nhiệt điện than được điều chỉnh tăng lên 80% (năm 2025 ở mức 70%). Với đặc điểm giá bán điện PPA thường xuyên cao hơn giá bán trên thị trường phát điện cạnh tranh. VCBS tin rằng đây là một tín hiệu tốt đối với QTP trong năm 2025.
- **QTP còn khoản đền bù tỷ giá khoảng 600 tỷ đồng.** Tại AGM2025, QTP cho biết khoản tiền này phụ thuộc vào tiến độ trả của EVN, khi nhận được tiền, QTP dự kiến sẽ chi trả cổ tức tiền mặt.
- **QTP có sức khỏe tài chính lành mạnh, dư nợ thấp và sắp trả xong các khoản nợ dài hạn.** Hiện tại, QTP còn khoảng 93 tỷ đồng vay nợ dài hạn, dự kiến doanh nghiệp sẽ trả xong trong năm 2026.

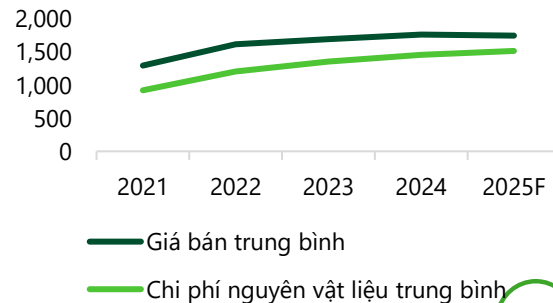
Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo hợp đồng

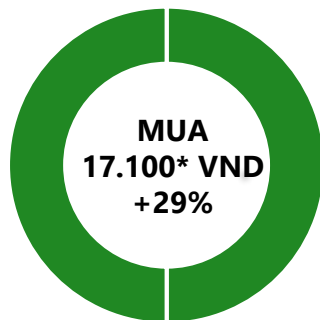


Sản lượng điện sản xuất và thương phẩm (triệu kWh)



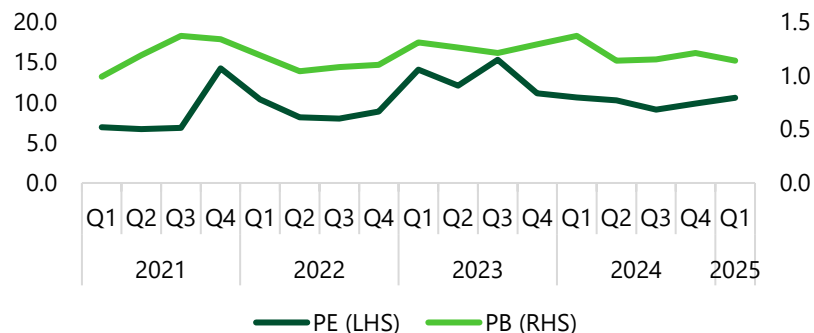
Giá bán bình quân và chi phí nguyên liệu bình quân (VND/kWh)





■ DCF ■ P/E

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	11,908	12,036	12,171
+/-yoy (%)	0%	1%	-1%
LNST	620	675	707
+/- %	1%	9%	5%
EPS (đồng/cổ phiếu)	1,378	1,500	1,571

Giả định

- Kỳ vọng sản lượng điện phục hồi từ nền thấp của năm 2024
- Giá than trộn đầu vào hạ nhiệt

Rủi ro

- 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.
- Suất hao nhiệt cao hơn kỳ vọng do sử dụng than trộn.
- Rủi ro thời tiết cực đoan

*Chúng tôi duy trì giá mục tiêu QTP ở mức 17.100 VND/cổ phiếu như trong "[Báo cáo triển vọng 2H2025](#)" công bố ngày 3/7/2025

Diễn biến giá



Biến động 1 năm	10,6-15,1
GTGD bình quân 52T	8.236.601
Vốn hóa (tỷ đồng)	29.976
P/E	23,4x
P/B	0,9x
% NN sở hữu	4%

Dự phóng 2025 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	39.327 (+30%)
Lợi nhuận sau thuế	726 (-46%)

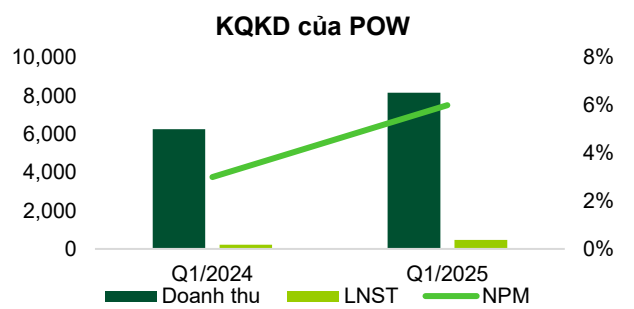
KQKD Q1.2025

Doanh thu đạt 8,104 tỷ đồng (+26% YoY), LNTT đạt 358 tỷ đồng (+38% YoY), sản lượng đạt 4,258 triệu kWh (+20% YoY). Các nhà máy hoạt động ổn định và có sự phục hồi tốt, cụ thể như: NT2 (+290% YoY) nhờ Qc của NSMO phân tích bổ sung trên 600 triệu kWh (cùng kỳ 0 kWh), Hũa Na (+56% YoY) với điều kiện thủy văn thuận lợi. Trong khi đó, Cà Mau 1&2, Vũng Áng 1 hoạt động ổn định, sản lượng tương đương cùng kỳ.

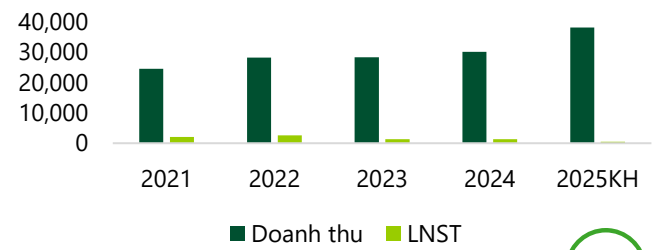
KHKD Q2/2025, POW đặt kế hoạch sản lượng ở mức 4,847 triệu kWh (tương đương cùng kỳ), doanh thu đạt 9,337 tỷ đồng (-0,7% YoY), LNST đạt 122 tỷ đồng (-70% YoY). **Về KQKD 2025,** POW đặt mục tiêu doanh thu 38.185 tỷ đồng (+27% YoY) lợi nhuận sau thuế đạt 439 tỷ đồng (-67% YoY), sản lượng điện 18,86 tỷ kWh (+17% YoY).

Về tiến độ NT3&4, gói thầu EPC đạt 99%, hợp đồng GSA đã được ký kết, dự kiến vận hành thương mại vào trong Q3/2025. Tình hình triển khai dự án Nhơn Trạch 3&4. Ban lãnh đạo cho biết Qc tối thiểu 65% trong vòng 10 năm, POW kỳ vọng năm 2027 sẽ bắt đầu có lãi.

Đền bù bảo hiểm Vũng Áng: Hiện còn khoảng 400-500 tỷ đồng chưa ghi nhận, kỳ vọng giải quyết xong trong Q2-Q3/2025.

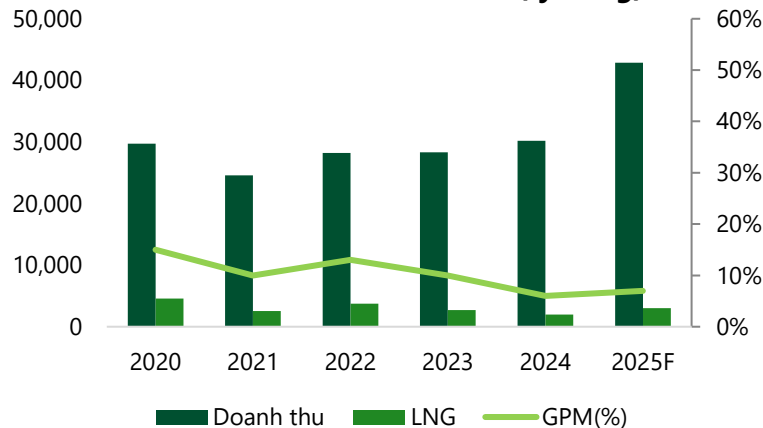


Kế hoạch kinh doanh của POW năm 2025

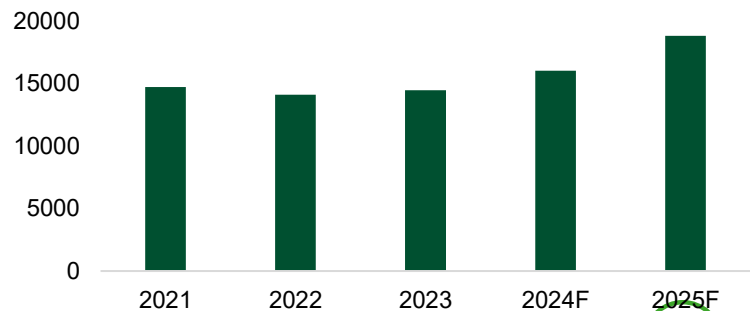


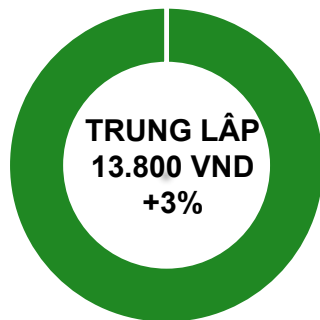
- **Doanh thu kỳ vọng tăng trưởng 42% YoY nhờ sản lượng tăng mạnh với sự đóng góp mới của NMD Nhơn Trạch 3 (NT3).** Sản lượng của POW được dự báo tăng đạt trên 21 tỷ kWh. Bên cạnh đó, NT3 dự kiến đi vào vận hành từ tháng 7/2025 kỳ vọng gia tăng thêm 2,3 tỷ kWh điện trong năm 2025. Mặc dù vậy, LNST dự báo sẽ có sự giảm sút đáng kể do các chi phí tài tăng khi nhà máy mới vào vận hành. VCBS kỳ vọng rằng sau 3 năm hoạt động (dự kiến khoảng 2028), các nhà máy điện mới của POW sẽ bắt đầu có lãi ròng do những năm đầu hoạt động nhà máy mới sẽ phát sinh chi phí khấu hao, lãi vay.
- **Về giá bán, VCBS dự phóng giá bán bình quân của POW sẽ cải thiện 7% YoY trong năm 2025 nhờ vào (1) Điều chỉnh tỷ lệ thanh toán theo giá hợp đồng 70% lên 80% đối với các nhà máy nhiệt điện; (2) Giá điện theo hợp đồng tăng do nguyên vật liệu tăng; (3) Giá điện của NT3 sử dụng LNG tái hóa cao hơn so với các nhà máy điện khí nội địa.**
- **Đối với NMD Nhơn Trạch 4,** dựa trên quan điểm thận trọng, chúng tôi kỳ vọng nhà máy sẽ **bắt đầu vận hành chính thức từ đầu năm 2026.** Khi NMD NT4 đi vào vận hành, công suất của POW sẽ tăng trưởng 38% so với hiện tại.

Doanh thu và LNG của POW (tỷ đồng)



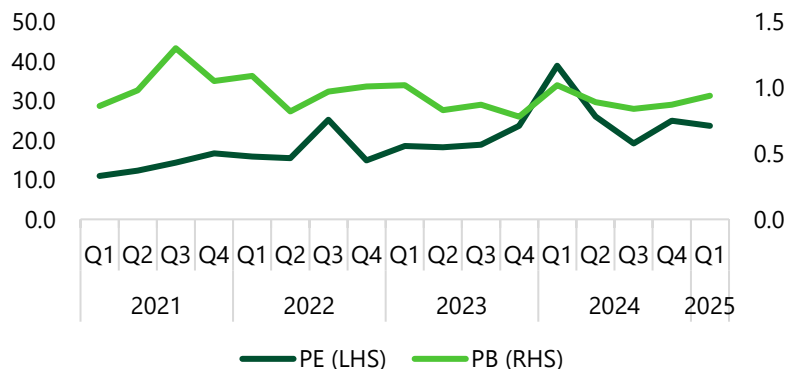
Sản lượng





■ DCF

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	30,305	39,327	57,536
+/-yoy (%)	7%	30%	46%
LNST	1,211	726	1,039
+/- %	-6%	-40%	43%
EPS (đồng/cổ phiếu)	535	289	414

Giả định

- Kỳ vọng sản lượng nhiệt điện được huy động ở mức cao từ đầu năm 2025 với nhu cầu điện tiếp tục tăng trưởng
- Giá than đầu vào hạ nhiệt

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.
- Biến động giá nguyên liệu đầu vào
- Nhà máy mới vận hành chậm hơn kỳ vọng
- Rủi ro chi phí tài chính cao hơn dự kiến (tỷ giá, lãi suất)

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

Nguyễn Quang Nhựt

Chuyên viên phân tích

nqnhut@vcbs.com.vn