

ĐIỆN & TIỆN ÍCH CÔNG CỘNG

TỪ LỜI NÓI ĐẾN HÀNH ĐỘNG



Nguyễn Đức Chính – chinh1.nd@vdsc.com





Tiêu cực

Trung bình

Tích cực

2026 là năm khởi động đầu tư xây dựng hạ tầng điện quy mô lớn, được thúc đẩy bởi các cơ sở chính sách trọng điểm đã được hoàn thiện trong 2025 nhằm cân bằng cung cầu điện cho giai đoạn 2026-2030. Các chính sách chính bao gồm:

- (1) Mục tiêu mở rộng công suất:** Theo Quy hoạch điện VIII Điều chỉnh và NQ 70, đặt mục tiêu mở rộng công suất lắp đặt nguồn điện đến năm 2030 đạt 183-236 GW (CAGR 10%/năm). Chính sách tập trung ưu tiên phát triển mạnh mẽ nhóm năng lượng tái tạo (điện mặt trời, điện gió trên bờ và ngoài khơi).
- (2) Phát triển hệ thống hạ tầng truyền tải thông minh:** Đảm bảo cân bằng cung – cầu giữa các trung tâm tiêu thụ (Bắc Bộ) và các trung tâm sản xuất năng lượng tái tạo (NLTT) tại Nam Trung Bộ.
- (3) Hoàn thiện cơ chế mua điện:** Bộ Công Thương đã hoàn tất cơ chế xác định giá trần cho điện gió ngoài khơi và nhiệt điện khí LNG cùng các cơ chế hỗ trợ tiêu thụ. Mục tiêu nhằm đảm bảo lợi ích cho nhà đầu tư, thúc đẩy phát triển công suất mới cho cả tiêu thụ nội địa và xuất khẩu.
- (4) Cải cách cơ chế bán lẻ điện:** Triển khai điều chỉnh giá điện bán lẻ, Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) và cơ chế bán điện theo giá hai thành phần. Các cải cách này hỗ trợ giải quyết khó khăn tài chính cho EVN, đảm bảo nguồn vốn đầu tư cho các dự án hạ tầng năng lượng.

Nhóm nhiệt điện trở lại đường đua

Trong năm 2026, nhóm các nhà máy nhiệt điện có thể được hưởng lợi từ việc (1) tăng cường huy động trong giai đoạn Trung tính – El Nino; (2) giá nhiên liệu duy trì ở mức thấp.

Nhu cầu cấp thiết trong việc mở rộng hạ tầng hệ thống điện

Kế hoạch mở rộng ngành NLTT theo QHD8 ĐC, mục tiêu phát triển hệ thống truyền tải, và tăng trưởng nhập khẩu điện. Duy trì động lực xây dựng hệ thống điện mới thông minh

Áp lực tài chính của EVN dần được tháo gỡ

Các chính sách tăng giá bán lẻ, giá điện 2 thành phần và hợp đồng bán điện trực tiếp (DPPA) được thông qua trong năm 2025. Các biện pháp này sẽ giảm nhẹ gánh nặng tài chính cho EVN, đảm bảo nguồn vốn phát triển dự án và giảm rủi ro chính sách phát triển điện

Rủi ro đối với khuyến nghị

Giá nhiên liệu có thể biến động do sự kiện ngoài dự phóng của Công ty do các sự kiện khách quan

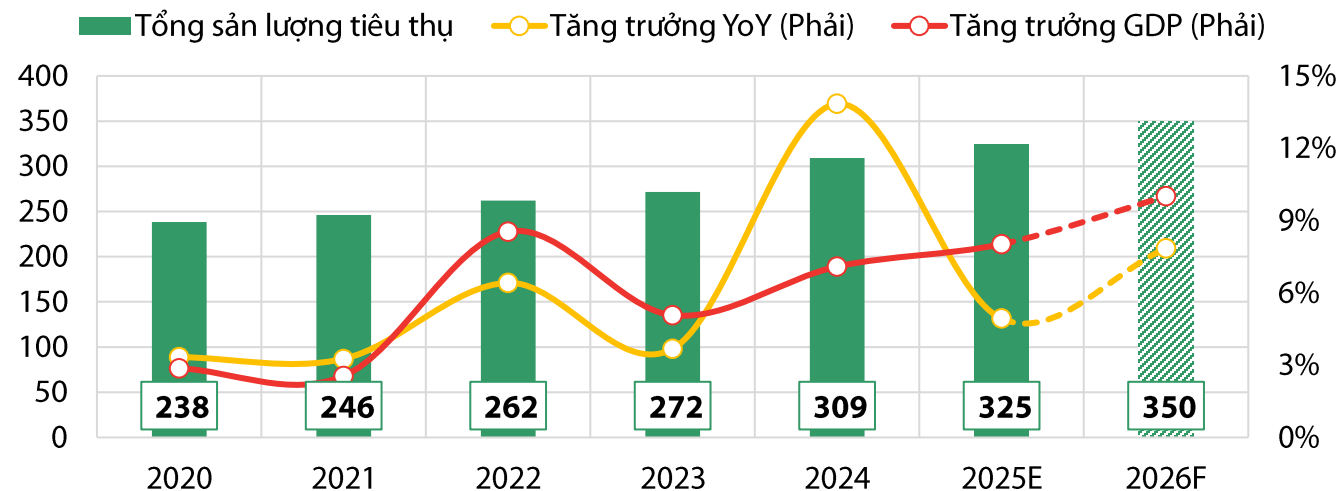
Các sự kiện thiên tai, khí hậu cực đoan, ảnh hưởng đến vận hành hệ thống điện.

Tổng sản lượng tiêu thụ điện trong năm 2025E ước đạt 325 tỷ kWh, tăng trưởng 5% YoY. Tốc độ tăng trưởng sản lượng này thấp hơn dự báo 12,5% được đưa ra đầu năm bởi NSMO, cũng như thấp hơn tốc độ tăng trưởng GDP. Nguyên nhân có thể đến từ một số nguyên nhân chủ quan và khách quan khác nằm ngoài vận hành thị trường điện:

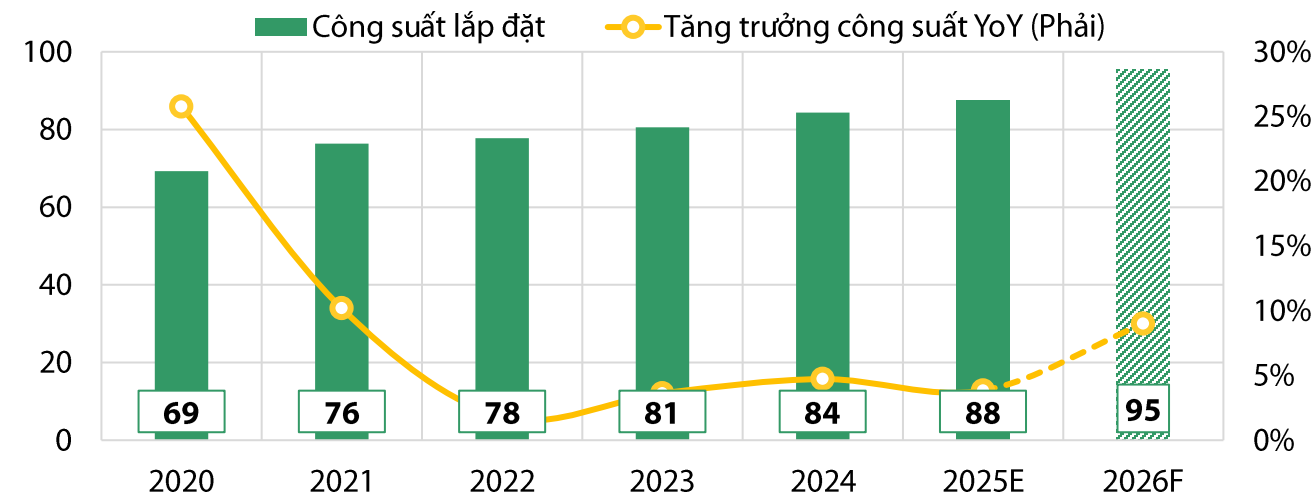
- **Điểm nghẽn hạ tầng truyền tải, lắp đặt:** Phụ tải cực đại và công suất lắp đặt chỉ tăng 4% YoY, hạn chế khả năng truyền tải điện liên miền và nhập khẩu điện từ Lào và Trung Quốc.
- **Điều kiện khí hậu:** pha La-Nina đã góp phần hạ nhiệt độ trung bình toàn quốc khoảng 1°C, giảm nhu cầu tiêu thụ điện của phân khúc dân dụng.
- **Điện mặt trời mái nhà:** với chi phí đầu tư điện mặt trời (ĐMT) mái nhà giảm thấp, thúc đẩy khả năng lắp đặt, tự sản-tự tiêu điện của cả phân khúc hộ gia đình và đơn vị sản xuất công nghiệp. Sản lượng điện này không được bán lại cho hệ thống, nên không được EVN thống kê.

Trong năm 2026F, theo như kế hoạch của Bộ Công Thương, tổng công suất tiêu thụ điện toàn quốc có thể đạt 350 tỷ kWh* (+7,8% YoY). Chúng tôi cho rằng mức kế hoạch này nhằm để (1) đảm bảo nguồn điện sinh hoạt trong điều kiện nền nhiệt độ toàn quốc nóng lên 1°C do ảnh hưởng của pha El-Nino và (2) đảm bảo nguồn cung điện cho hoạt động sản xuất công nghiệp, với mục tiêu tăng trưởng GDP trong năm 2026 đạt 10%.

Sản lượng tiêu thụ điện (tỷ kWh), tăng trưởng YoY (%) và tăng trưởng GDP hàng năm(%)



Công suất lắp đặt toàn hệ thống (GW) và tăng trưởng YoY (%)



Nguồn: EVN, CTCK Rông Việt

(*): Dựa trên kịch bản cơ sở được lập bởi Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NSMO)

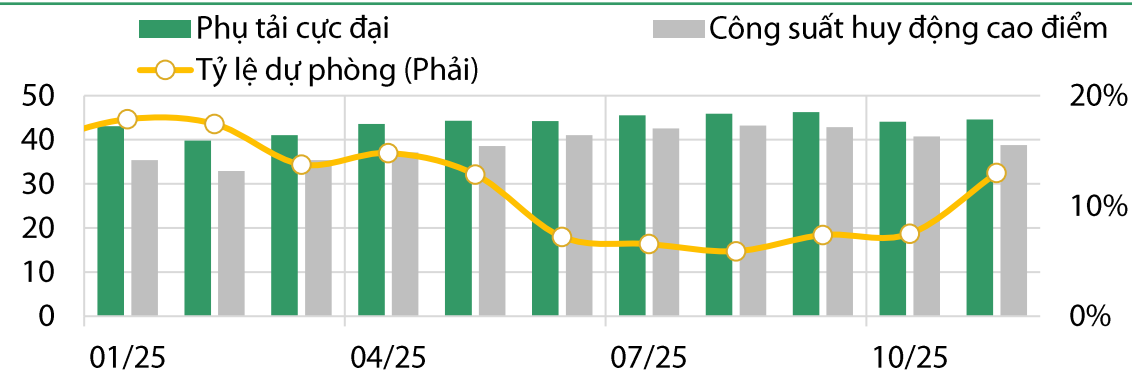
Pha La-Nina có ảnh hưởng lớn đến hệ thống điện quốc gia trong năm 2025E:

- Sản lượng thủy điện ước đạt 104,5 tỷ kWh (+18% YoY), chiếm 32% tổng sản lượng hệ thống (+3 điểm % YoY).
- Sản lượng NLTT ước đạt 42 tỷ kWh (+6% YoY), nhờ vào công suất mới hoạt động trong năm.

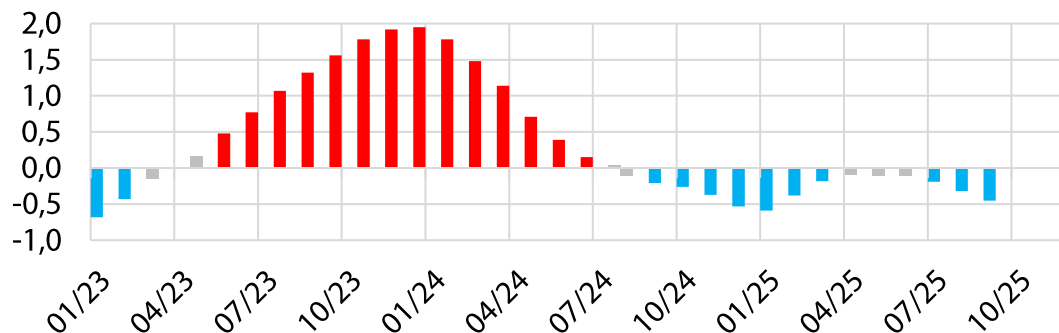
Giá điện thị trường toàn phần (FMP) trung bình trong cả năm 2025 được ước tính đạt **971 đồng/kWh (- 30% YoY)**.

Chi phí mua điện của hệ thống giảm mạnh trong năm 2025E, hỗ trợ đáng kể cho tình hình tài chính của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)

Phụ tải cực đại, công suất cao điểm (GW) tỷ lệ dự phòng hệ thống (%)

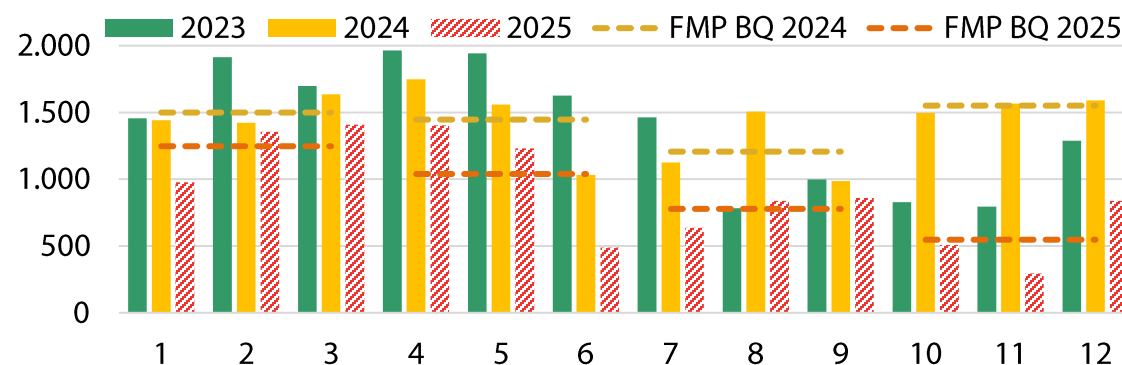


Chỉ số ONI dùng để xác định pha của chu kỳ ENSO

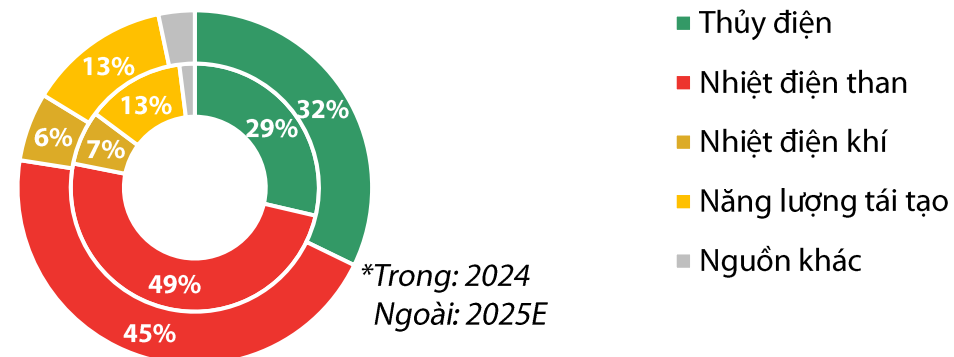


Nguồn: EVN, NOAA, IRI, CTCK Rồng Việt
Lưu ý: Đỏ: El Nino; Xanh: La Nina; Xám: Trung tính

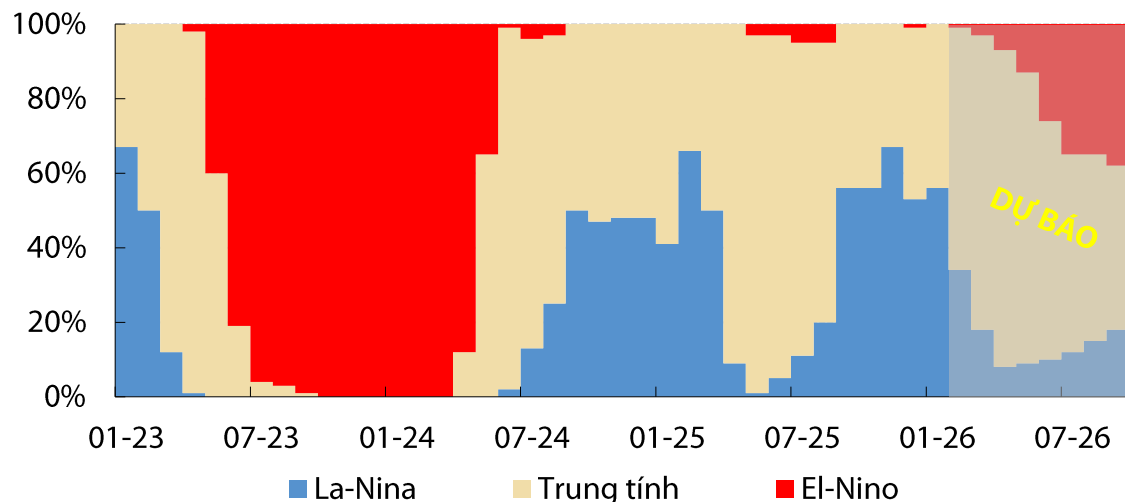
Giá FMP trong tháng qua các năm và giá bình quân quý (VND/kWh)



Cơ cấu sản lượng điện hệ thống



Dự báo chu kỳ ENSO

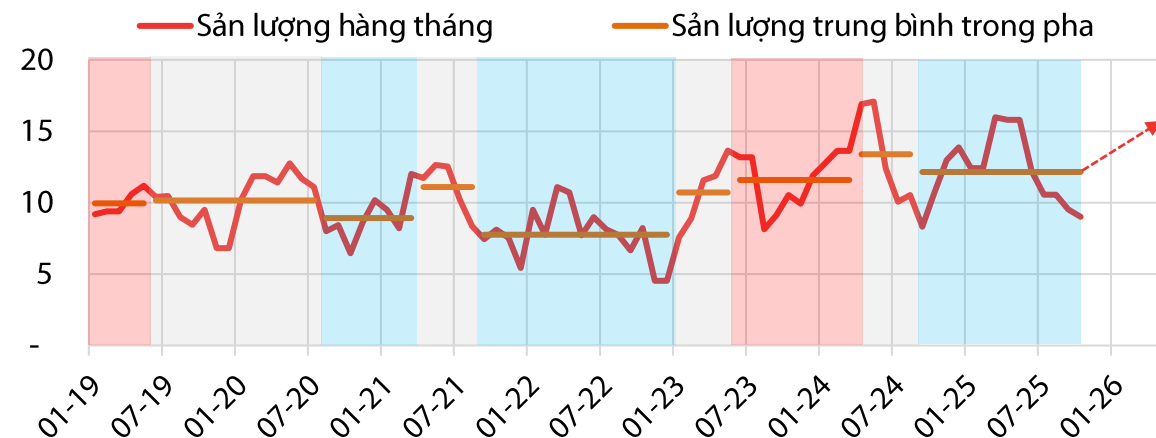


Pha La Nina dự kiến kết thúc vào cuối 12/2025 và chuyển sang giai đoạn **Trung tính**. Khả năng cao chu kỳ ENSO sẽ dịch chuyển sang **pha El Nino trong 2H2026**.

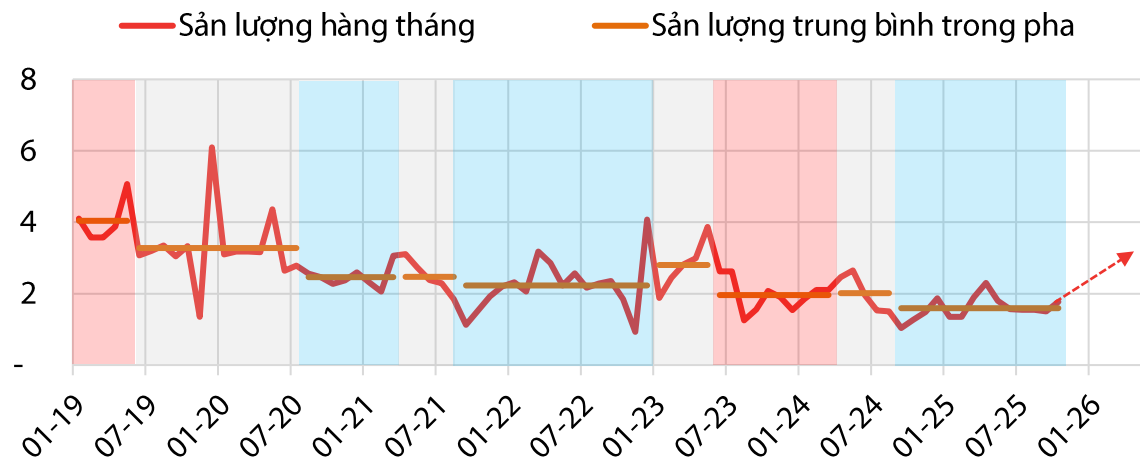
Suy giảm sản lượng thủy điện: Lưu lượng nước mưa và dòng chảy về hồ có thể giảm từ 5% (Trung Tính kéo dài) tới 20% (El Nino tới sớm), góp phần kìm hãm hiệu quả sản xuất của các nhà máy và giảm khả năng huy động thủy điện của hệ thống. Sản lượng thủy điện trong năm được dự báo sẽ **giảm 15% YoY** so với mức nền cao của năm 2025.

Tăng cường huy động nhiệt điện: chúng tôi kỳ vọng sản lượng huy động của cả nhóm nhiệt điện than và nhiệt điện khí sẽ cải thiện đến từ (1) tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ toàn hệ thống và (2) nguồn cung thủy điện giảm do không còn được hưởng lợi từ pha La Nina. Theo kế hoạch vận hành hệ thống tổng sản lượng huy động của nhóm nhiệt điện có thể **tăng 25% YoY**.

Sản lượng điện than hàng tháng (tỷ kWh) theo chu kỳ ENSO



Sản lượng điện khí hàng tháng (tỷ kWh) theo chu kỳ ENSO



Nguồn: IRI, EVN, CTCK Rong Việt

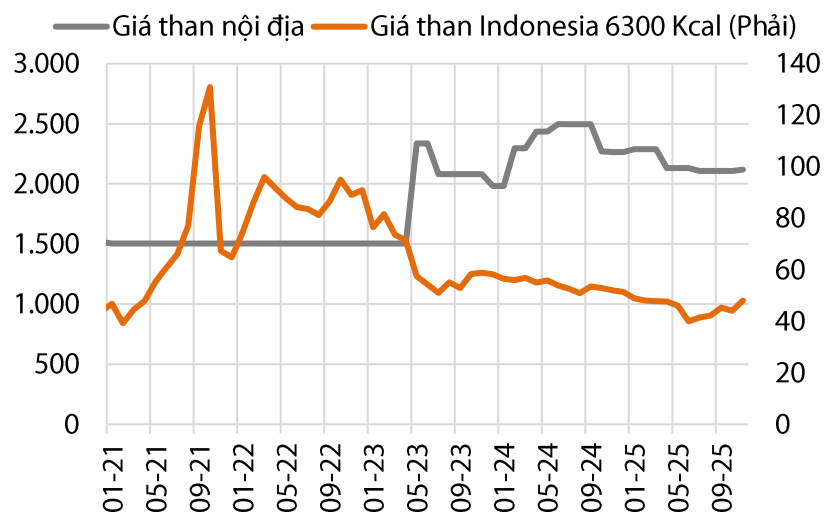
Chú ý: Đỏ: El Nino; Xanh: La Nina; Xám: Trung tính

Giá than nhập khẩu: Trong 2025, giá than nhập khẩu từ Indonesia giảm **16% YoY** (USD 45,5/tấn), chủ yếu do nhu cầu tiêu thụ từ Trung Quốc suy yếu, trong khi nguồn cung từ Indonesia và Úc vẫn duy trì ở mức cao. Diễn biến giá than quốc tế đi xuống tạo áp lực cạnh tranh lên giá than nội địa, qua đó hỗ trợ các nhà máy nhiệt điện than tiếp cận nguồn nhiên liệu với chi phí thấp hơn, góp phần cải thiện biên lợi nhuận gộp.

Giá khí tự nhiên nội địa: Giá khí nội địa được neo theo giá dầu MFO Singapore. Trong **2H2025**, giá khí bình quân giảm **4% YoY**, xuống khoảng **USD 9,1/triệu BTU** vào tháng 12/2025. Bước sang **2026**, chúng tôi kỳ vọng giá khí bình quân tiếp tục duy trì ở vùng thấp, khoảng **USD 9/triệu BTU**. Nguyên nhân chính đến từ tình trạng dư cung dầu thô toàn cầu, khiến giá dầu Brent giảm về vùng **USD 63–65/thùng**, qua đó gây áp lực giảm lên giá dầu MFO tham chiếu và giá khí tại các mỏ khí nội địa.

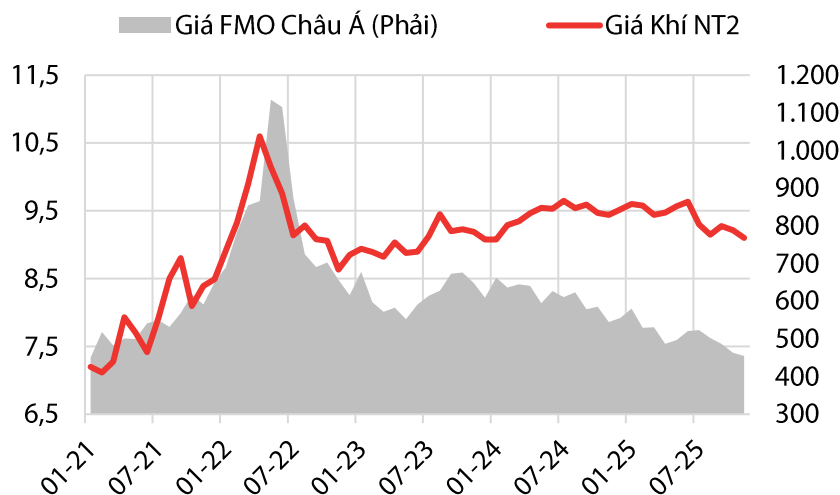
Giá LNG nhập khẩu: Nguồn cung LNG toàn cầu tăng mạnh khi nhiều dự án cảng hóa lỏng tại **Bắc Mỹ** và **Trung Đông** đi vào hoạt động, trong khi nhu cầu tiêu thụ khí trên toàn cầu chưa tăng trưởng tương ứng. Sự mất cân đối cung – cầu này đã kéo giá LNG bình quân trong **2H2025** giảm **14% YoY**, về khoảng **USD 11/triệu BTU**. Chúng tôi dự báo giá LNG tại châu Á trong năm 2026F sẽ tiếp tục duy trì ở vùng thấp, khoảng **USD 9–10/triệu BTU**, hoặc thấp hơn.

Giá than nhập khẩu (USD/tấn) và nội địa (triệu đồng/tấn)

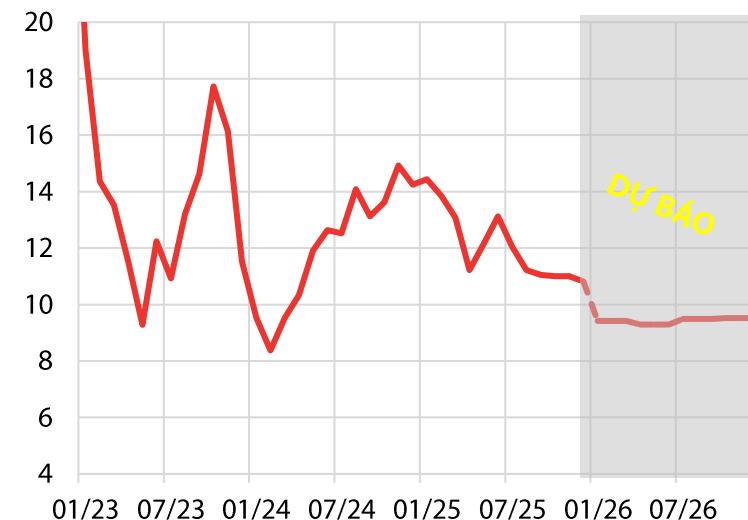


Nguồn: GENCO 3, NT2, Bloomberg, CTCK Rồng Việt

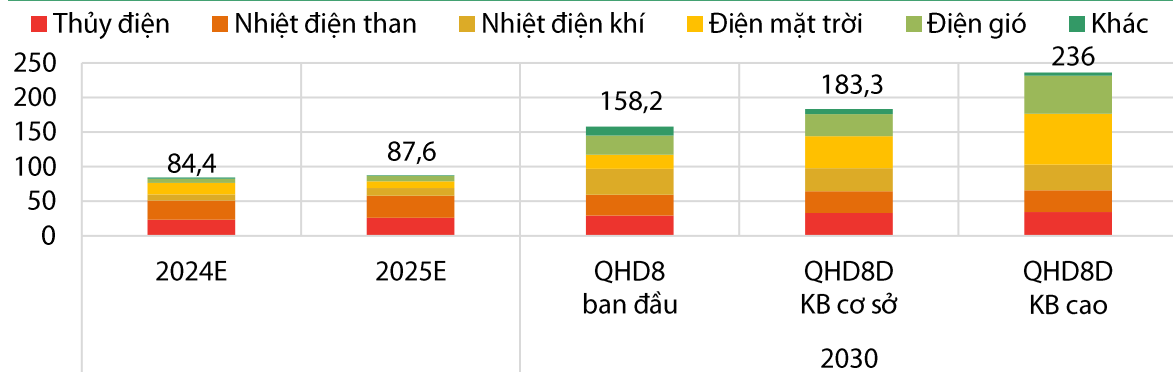
Giá khí nội địa (USD/triệu BTU) và giá dầu MFO (USD/tấn)



Giá giao ngay khí LNG châu Á (USD/triệu BTU)



Tổng công suất lắp đặt theo Quy hoạch điện 8 (GW)



Trong giai đoạn **2026–2030**, chúng tôi cho rằng **ngành điện đang chuẩn bị bước vào một giai đoạn chuyển mình**, theo mục tiêu của **Quy hoạch Điện VIII Điều chỉnh**. Theo đó, chiến lược phát triển ngành điện của Việt Nam được định hướng giảm dần sự phụ thuộc vào điện than, đồng thời chuyển dịch sang mô hình kết hợp giữa nhiệt điện khí LNG và các nguồn năng lượng tái tạo.

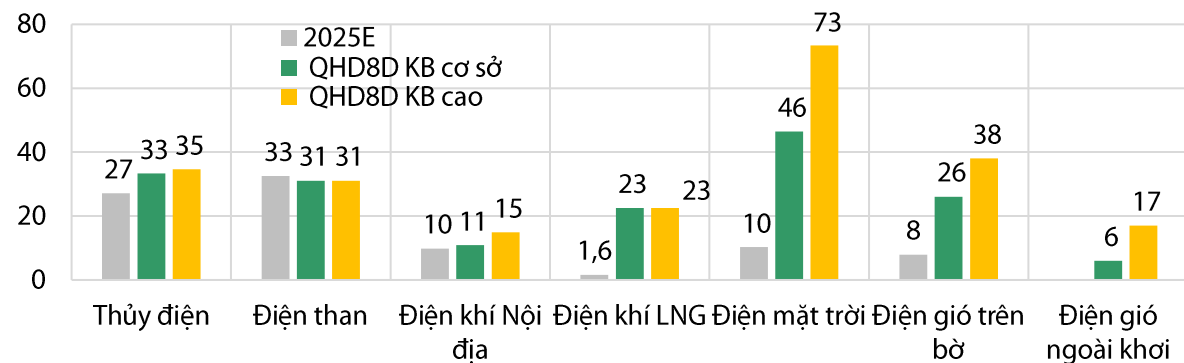
Đến năm 2030, hệ thống điện đặt mục tiêu nâng tổng công suất lắp đặt lên **183,3–236,4 GW**, tương đương **CAGR 13–18%/năm**, trong đó các nguồn năng lượng tái tạo được ưu tiên phát triển, bao gồm:

- **Nhiệt điện LNG**: mục tiêu lắp đặt 22,5 GW (13% tổng công suất hệ thống).
- **Điện mặt trời**: mục tiêu lắp đặt 43,5–73,4 GW (25–31% tổng công suất hệ thống).
- **Điện gió**: mục tiêu lắp đặt 32,2–55,2 GW (17–23% tổng công suất hệ thống).

Việc phát triển nhiệt điện LNG giúp Việt Nam đạt được các mục tiêu môi trường quốc gia; tuy nhiên, nếu sử dụng LNG làm nguồn điện nền, giá mua điện của người tiêu dùng có thể tăng đáng kể. Theo thống kê của chúng tôi, trong điều kiện giá nhiên liệu hiện tại, **chi phí sản xuất điện khí LNG cao hơn điện than khoảng 40%**.

Nguồn: Bộ Công Thương, Quy hoạch điện VIII Điều chỉnh, EVN, CTCK Rồng Việt

Kế hoạch công suất theo nguồn điện trong năm 2030 (GW)



Một số dự án nhà máy điện chiến lược giai đoạn 2026–2030

Nhóm	Dự án	Công suất dự kiến (MW)	Giai đoạn vận hành	Địa điểm
Nhiệt điện khí LNG	Quảng Ninh	1.500	2028-2029	Quảng Ninh
	Thái Bình	1.500	2028-2029	Hưng Yên
	Quảng Trạch 2	1.500	2028	Quảng Trị
	Hải Lăng 1	1.500	2028-2029	Quảng Trị
	Hiệp Phước 1	1.200	2028	TP Hồ Chí Minh
	Hiệp Phước 2	1.500	2029-2030	TP Hồ Chí Minh
	Long An 1	1.500	2028-2029	Tây Ninh
Nhiệt điện than	Long Phú 1	1.200	2027	Cần Thơ
Thủy điện	Trị An (mở rộng)	200	2027	Đồng Nai
	Tuyên Quang (mở rộng)	120	2029	Tuyên Quang
Thủy điện tích năng	Bắc Ái	1.200	2029-2030	Khánh Hòa
	Phước Hòa	1.200	2029-2030	Khánh Hòa
Điện gió ngoài khơi	Khu vực điện gió Nam Trung Bộ	1.500	2025-2030	

Khung giá trần NLTT

Khung giá Điện Mặt Trời	FIT 1	FIT 2			Chuyển tiếp		Mặt đất		Nổi	
		Mặt đất	Nổi	Mái nhà	Mặt đất	Nổi	Có BESS	Không BESS	Có BESS	Không BESS
Giai đoạn áp dụng	07/2017 - 06/2019	07/2019 - 12/2020			2021-2024		2025			
Miền Bắc	2.086 (9.35 US cents)	1.644 (7,09)	1.783 (7,69)	1.943 (8,38)	1.184.9	1.1508	1.572.0	1.328	1.876	1.685
Miền Trung							1.257.1	1.107	1.487	1.336
Miền Nam							1.149.9	1.012	1.367	1.228

Khung giá Điện gió	FIT 1	FIT 2		Chuyển tiếp		Điện gió trên bờ	Điện gió gần bờ	Điện gió ngoài bờ
		Trên bờ	Ngoài khơi	Trên bờ	Ngoài khơi			
Giai đoạn áp dụng	Trước 2018	11/2018 - 10/2022		2022-2024		2025		
Miền Bắc	1.821* (8,8)	1.928 (8,8)	2.223 (9,8)	1.587	1.816	1.959	1.987	3.975
Miền Trung						1.807	1.987	3.078
Miền Nam						1.840	1.987	3.868

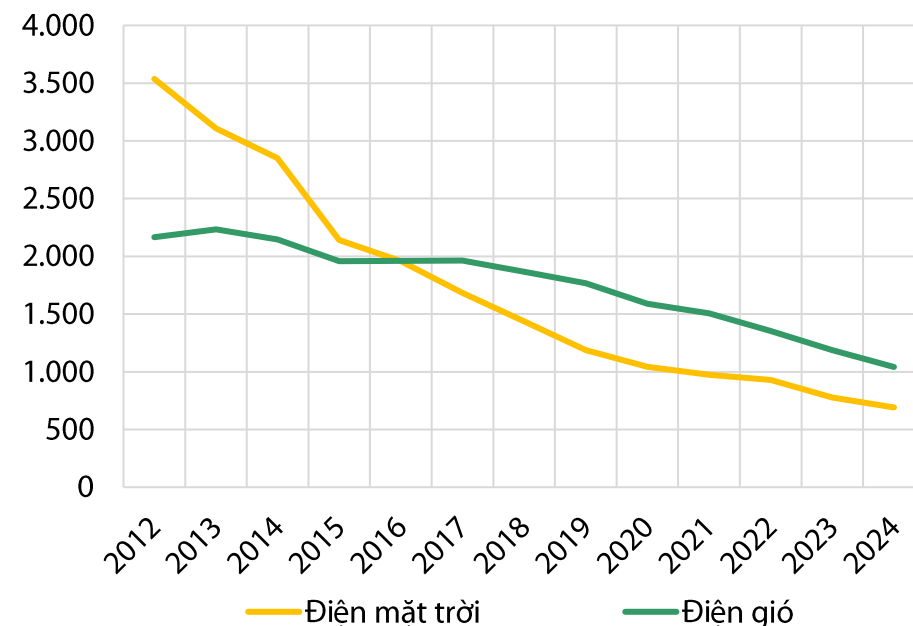
Nguồn: Bộ Công Thương, EVN, IRENA, CTCK Rồng Việt

Chú ý: (*) bao gồm trợ giá từ Quỹ Phát triển Khoa học Công nghệ Quốc gia

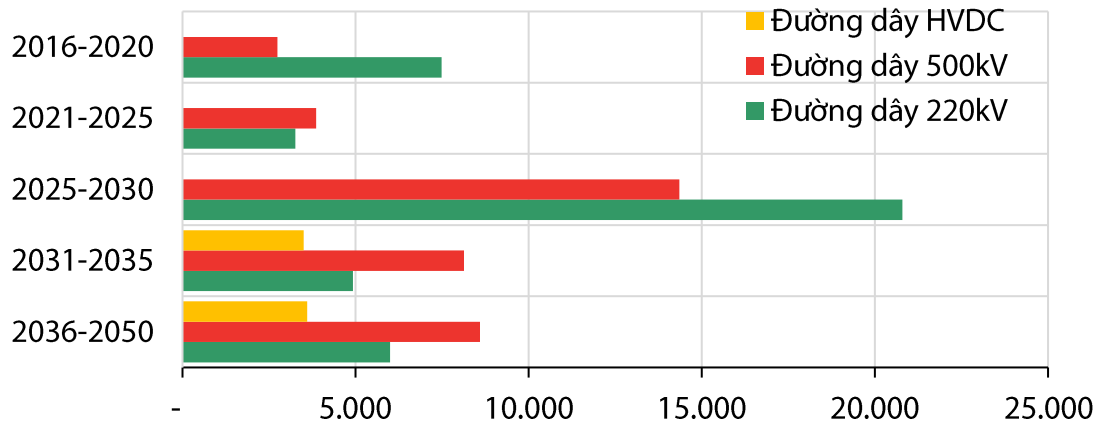
Để giảm thiểu rủi ro thiếu nhất quán về giá năng lượng tái tạo (NLTT), Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư 09/2025/TT-BCT, chuẩn hóa việc xác định khung giá dựa trên suất đầu tư, chi phí cố định và biến đổi. Cơ chế này giúp gia tăng tính minh bạch và củng cố niềm tin cho nhà đầu tư so với phương thức ấn định giá trước đây. Cụ thể trong năm 2025:

- Giá điện mặt trời:** Giá hiện tại tương đối thấp so với các mức FIT 1 và FIT2, đến từ chi phí đầu tư điện mặt trời giảm mạnh trong giai đoạn từ 2019-2020 tới nay. Ngoài ra, Bộ Công Thương cũng mong muốn khuyến khích phát triển các chủ đầu tư bổ sung thành phần **hệ thống pin lưu trữ (BESS)** khi phát triển các dự án điện mặt trời.
- Giá điện gió trên bờ/gần bờ:** Giá bán điện gió chỉ giảm khoảng 3% -12% so với FIT2. Mức giá bán ổn định do chi phí đầu tư điện gió trên bờ/gần bờ vẫn tương đối lớn, cần sự cam kết dài hạn về sản lượng và giá bán để đảm bảo lợi ích cho chủ đầu tư
- Giá điện gió ngoài khơi:** Hiện tại Việt Nam chưa có đơn vị vận hành các nhà máy điện gió ngoài khơi, chủ yếu do nhu cầu kỹ thuật cao. Mức giá hiện tại phản ánh các khó khăn này và nhằm khuyến khích đầu tư phát triển phân khúc này.

Chi phí đầu tư toàn dự án NLTT(USD/kW)



Kế hoạch phát triển đường dây truyền tải



Mở rộng và nâng cấp lưới điện quốc gia nhằm đảm bảo nguồn cung từ các trung tâm NLTT tại khu vực Nam Trung Bộ (Lâm Đồng, Khánh Hòa) đến các trung tâm sản xuất công nghiệp ở miền Bắc và miền Nam. Các mục tiêu đến năm 2030 bao gồm:

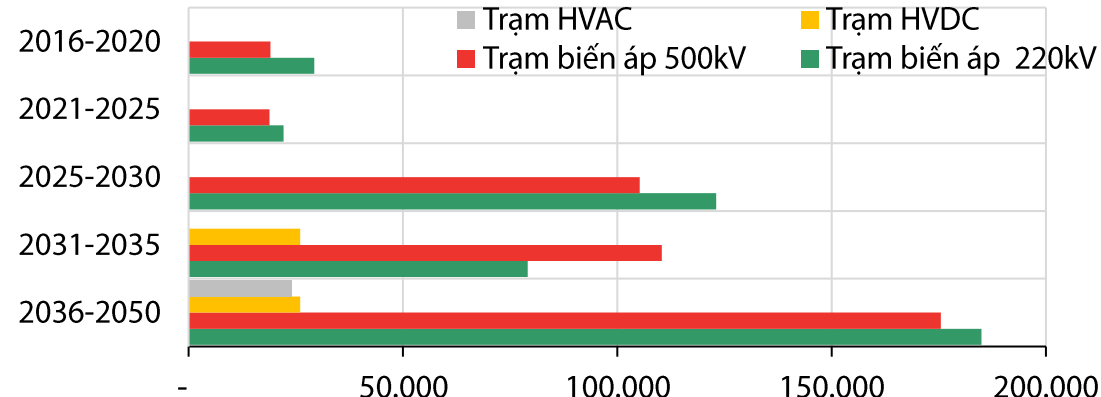
- **Xây mới và nâng cấp lưới truyền tải** 14.000 km đường dây 500kV, 21.000 km đường dây 220kV,
- **Mở rộng công suất các trạm biến áp** 500kV và 220kV lên lần lượt 105.000 MVA và 123.000 MVA.
- **Phát triển hệ thống lưới điện thông minh** để có thể dễ dàng điều phối sự biến động bất chợt của nguồn cung từ các nguồn NLTT, giảm giao động “đỉnh” và “đáy” của hệ thống điện trong ngày

Theo ước tính, tổng nguồn vốn đầu tư truyền tải trong giai đoạn ước đạt 440,5 nghìn tỷ đồng (vốn nhà nước 71%). Bước đi này sẽ tạo ra nguồn công việc lớn cho các doanh nghiệp thi công EPC dự án điện và doanh nghiệp tư vấn điện.

Nguồn: Bộ Công Thương, EVN, CTCK Rồng Việt

Lưu ý: HVDC: Điện siêu thế một chiều; HVAC: Điện siêu thế hai chiều

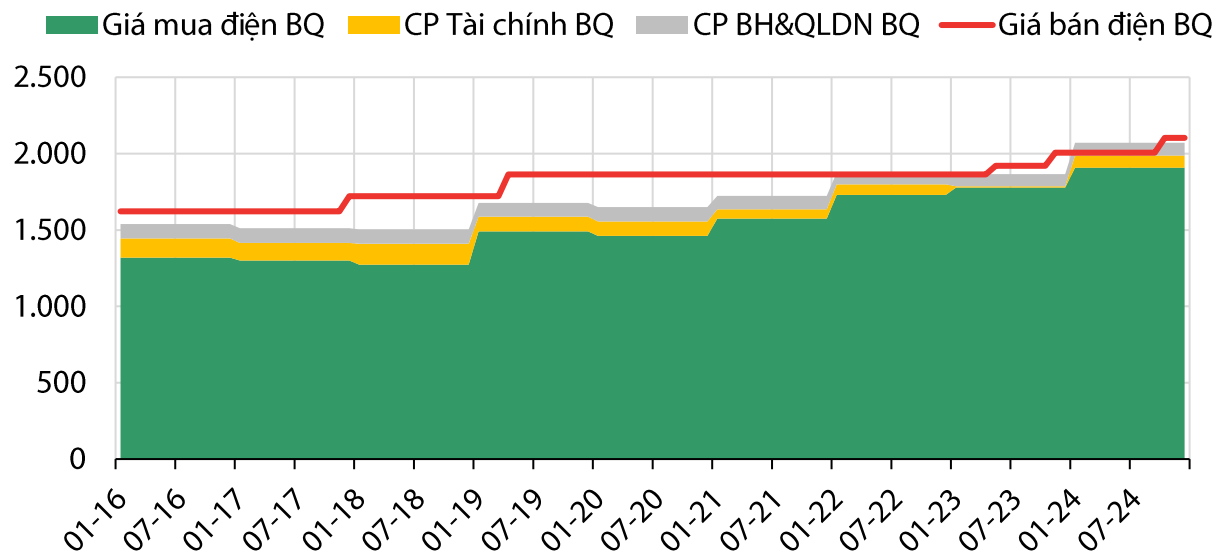
Kế hoạch phát triển mạng lưới biến áp



Các dự án lưới điện chiến lược trong giai đoạn 2025-2030

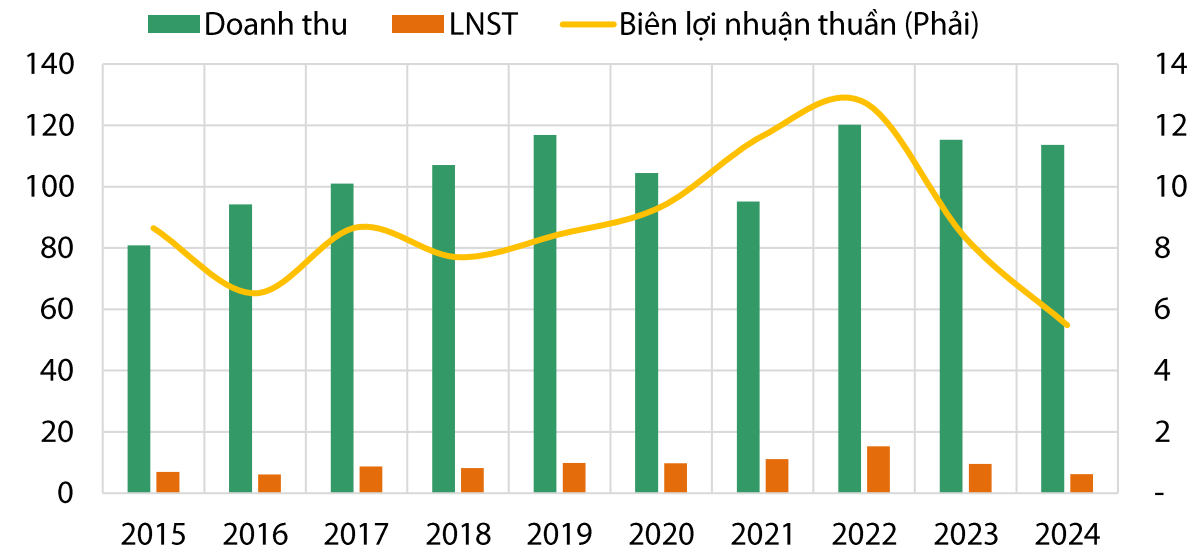
Tên nhóm dự án	Quy mô		Năm vận hành	Địa điểm
	Chiều dài (km)	Công suất (MVA)		
Các dự án giải tỏa nguồn điện lớn	2x350	900	2025-2030	Thanh hóa, Hưng yên, Khánh Hòa, Long An
Các dự án liên kết nguồn thủy điện khu vực Đông Bắc				
Trục 500kV Điện Biên- Lai Châu -Yên Bái - Thái Nguyên	2x425	7.200	2027-2028	
Trục 500kV Sơn La –Sơn Tây – Đan Phượng	2x185	3.600	2027-2028	
Tuyến khác	2x357	2x375	2025	Lào Cai, Phú Thọ, Lai Châu, Điện Biên
Các dự án nhập khẩu điện				
Từ Trung Quốc (Đường dây 220kV)	2x78	2x500	2027	Quảng Ninh
Từ Lào (Đường dây 500kV)	2x31 / 4x50	1.800	2025-2030	Quảng Trị, Đà Nẵng
Các dự án truyền tải cho khu vực phụ tải lớn				
Đường dây 500kV	4x27 / 2x376 / 45	2x900 / 2.100	2026-2027	Quảng Ninh
Đường dây 220kV	4x42 / 2x122 / 21	4x500/ 2x500/ 1.000	2026	Quảng Trị, Đà Nẵng
Nâng cấp trục truyền tải Trung-Nam	2x1.079	9.000	2026-2028	

Cơ cấu giá điện của EVN



Nguồn: Bộ Công thương, Fiinpro, CTCK Rồng Việt.

Doanh thu, lợi nhuận sau thuế (nghìn tỷ đồng) và Biên lợi nhuận thuần (%) của các doanh nghiệp điện niêm yết trên sàn HOSE

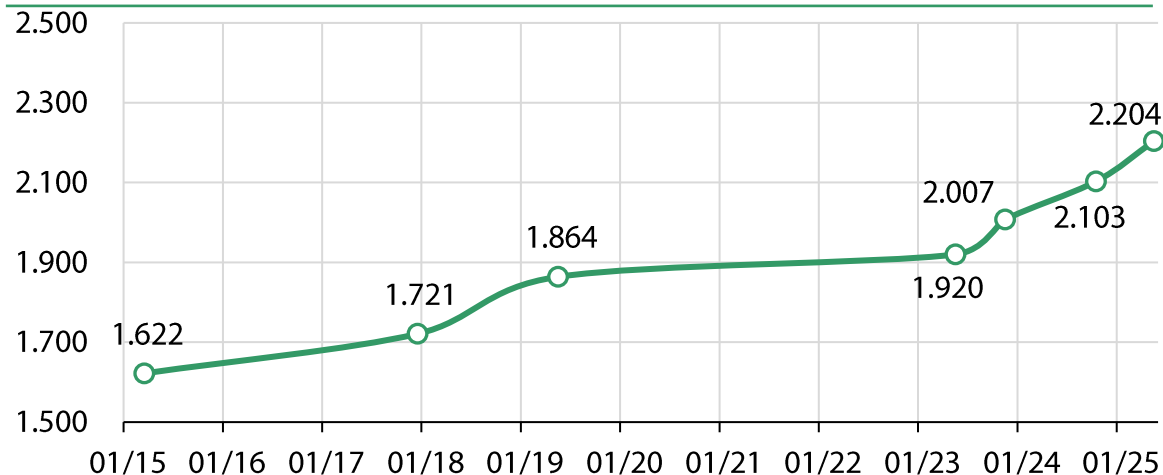


EVN với nhiệm vụ phân phối điện cũng như là nhà đầu tư chính cho các dự án hạ tầng truyền tải quy mô lớn, cần nguồn vốn lớn cũng như tình hình tài chính ổn định để vừa có thể đảm bảo khả năng vận hành hệ thống vừa có khả năng đầu tư phát triển hạ tầng điện quốc gia. Tuy nhiên, **trong giai đoạn 2022-2024**, EVN đã trải qua một giai đoạn khó khăn tài chính với khoản lỗ lũy kế vào khoảng **45 nghìn tỷ VND**, do:

- Pha El-Nino (7/2023-7/2024) hạn chế khả năng huy động nguồn thủy điện giá rẻ.
- Giá nhiên liệu than và khí tăng mạnh trong giai đoạn hậu Covid và biến động địa chính trị, khiến cho giá mua điện bình quân tăng 10%/3% YoY trong năm 2022-2023.
- Giá bán lẻ không được điều chỉnh trong giai đoạn 2019-2023.

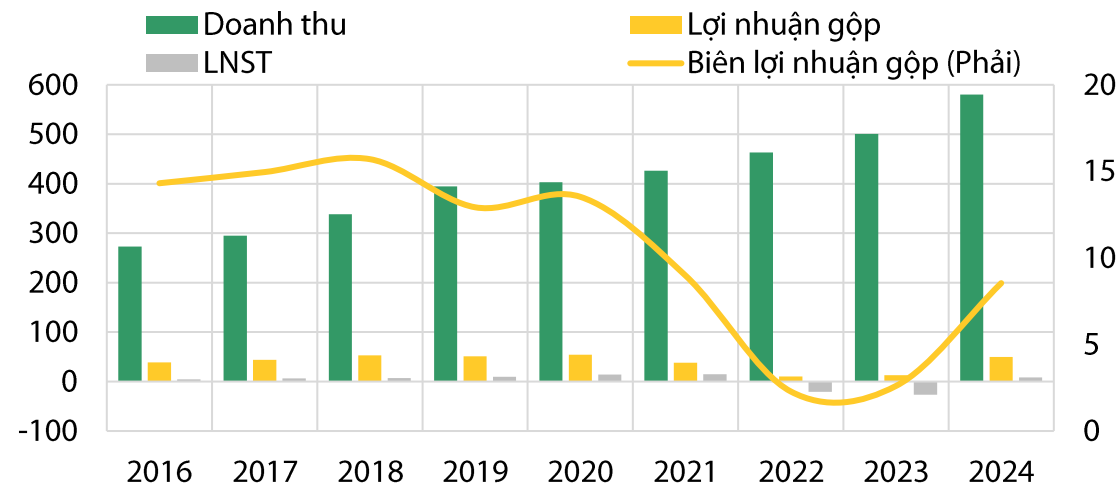
Do đó, **EVN đã lỗ lần lượt 149,5 đồng/kWh năm 2022 và 178 đồng/kWh năm 2023. Để bù đắp cho mức lỗ trong hai năm này, năm 2024, EVN đã điều tiết về tỷ lệ huy động sản lượng điện hợp đồng so với tổng phát điện của các nhà máy, qua đó khiến hiệu quả hoạt động của các nhà máy không cao.**

Giá bán lẻ bình quân (đồng/kWh)



Nguồn: Bộ Công thương, Fiinpro, CTCK Rồng Việt

Doanh thu, lợi nhuận gộp, lợi nhuận sau thuế ('000 tỷ VND) và Biên lợi nhuận gộp của EVN (%)

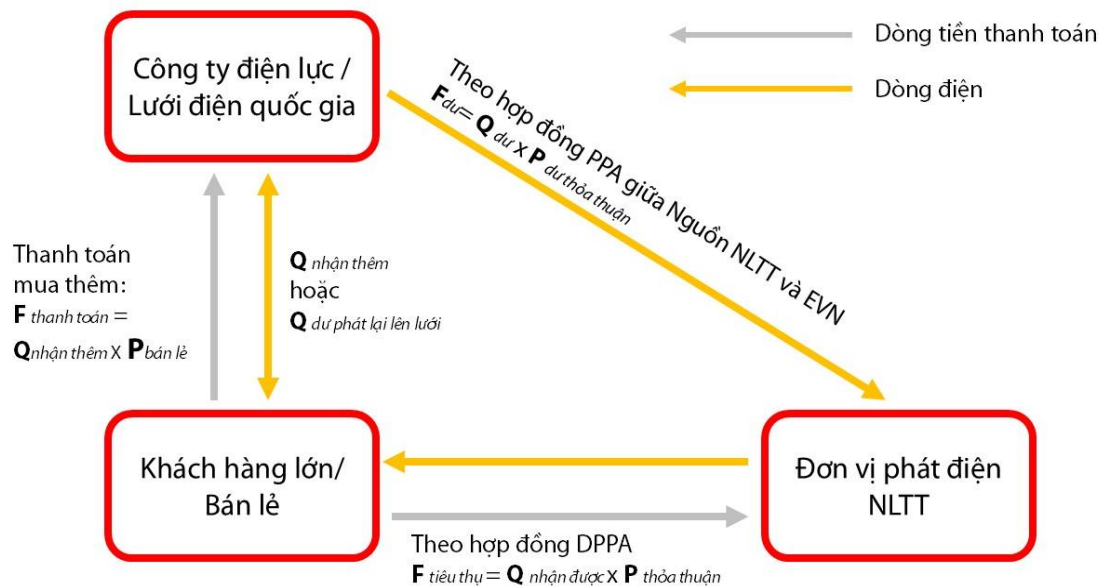


Sau các đợt tăng giá bán lẻ điện sinh hoạt năm 2024 – 2025, kết hợp với các yếu tố khác giúp tình hình huy động điện của EVN thuận lợi hơn (chi phí mua điện bình quân ước tính thấp hơn/ không tăng), qua đó giúp cải thiện tình hình tài chính của Tập đoàn. Trong giai đoạn tới, EVN đang tích cực điều chỉnh cơ cấu giá điện thông qua nhiều chính sách nhằm đảm bảo hiệu quả tài chính và ổn định vĩ mô. Các chính sách bao gồm:

- **Nghị định 72/2025/NĐ-CP:** Luật hóa cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện tự động dựa trên giá mua điện, cho phép EVN tăng giá điện bình quân tối đa 3 lần/năm, với mức tăng không quá 10% mỗi lần. Các đợt điều chỉnh này không yêu cầu Bộ Công Thương tham gia kiểm tra, rà soát, qua đó giúp EVN chủ động hơn trong quản trị giá bán điện.
- **Nghị định 57/2025/NĐ-CP:** Quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) giữa các nhà máy năng lượng tái tạo và khách hàng công nghiệp quy mô lớn.
- **Giá điện hai thành phần:** Quy định thay đổi phương pháp xác định chi phí tiền điện bán lẻ đối với khách hàng công nghiệp và hộ gia đình, theo hướng tách bạch giá công suất và giá điện năng.

Nhìn chung, các chính sách trên hướng tới mục tiêu giảm gánh nặng tài chính cho EVN và ổn định thị trường điện Việt Nam, từ đó tạo ra môi trường chính sách rõ ràng và bền vững hơn, giúp các doanh nghiệp điện tự tin đầu tư vào các dự án mới trong trung và dài hạn.

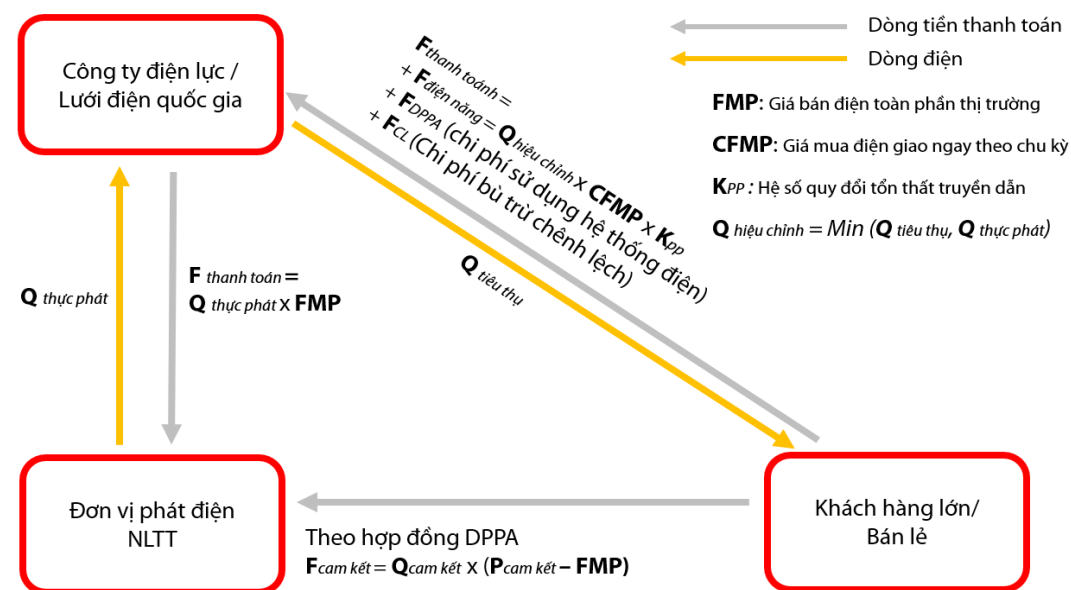
Sơ đồ cơ chế DPPA kết nối riêng



Nguồn: Bộ Công Thương, EVN, CTCK Rong Viet

Chú ý: F : chi phí phải thanh toán; Q : Khối lượng điện; P : giá điện

Sơ đồ cơ chế DPPA kết nối ảo



Cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA):

- Cho phép khách hàng doanh nghiệp ký hợp đồng mua điện trực tiếp từ các nhà máy thay vì thông qua lưới điện quốc gia làm đơn vị trung gian
- Theo quy định, bên bán chỉ giới hạn ở các nhà máy điện mặt trời và điện gió, trong khi bên mua là khách hàng tiêu thụ khối lượng lớn.
- Mức giá mua theo hợp đồng DPPA không được vượt quá khung giá bán NLTT được quy định bởi Bộ Công Thương
- Khách hàng mua điện có thể tham gia bằng 2 hình thức : **DPPA kết nối riêng** và **DPPA kết nối ảo**.

Mục tiêu:

- Đảm bảo nguồn cung năng lượng sạch cho khách hàng hàng công nghiệp
- Đảm bảo tiêu thụ toàn bộ sản lượng cho nhà máy NLTT
- Giảm chi phí đầu tư lưới điện, truyền tải và điều độ cho EVN

Mô phỏng chi phí điện doanh nghiệp quy mô lớn

	Cơ chế 1 thành phần	Cơ chế 2 thành phần	+/-
Điện áp (V/ kV)	-	>110	
Công suất cực đại (kW)	-	500	
Giá công suất (VND/kW/tháng)	-	209.459	
Chi phí công suất ('000 VND/ tháng)	-	104.729	
Điện năng sử dụng (kWh/tháng)	200.000	200.000	
Đơn giá điện năng (VND/kWh) (*)	2.009	1.378	
Chi phí điện năng ('000 VND/ tháng)	401.700	275.550	
Tổng chi phí ('000 VND/ tháng)	401.700	380.279	5%
Giá điện trung bình (VND/kWh)	2.008,5	1.901,4	5%

Nguồn: Bộ Công Thương, EVN, CTCK Rông Việt

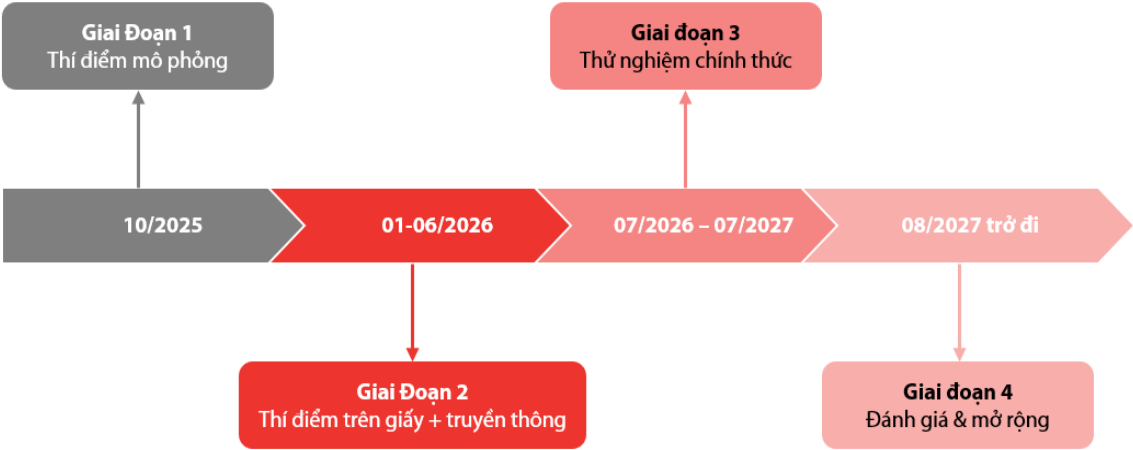
Giá điện sẽ bao gồm 2 thành phần giá chính:

- Thành phần điện năng tiêu thụ thực tế:** Tính theo sản lượng điện mà khách hàng sử dụng, nhân với giá bán lẻ điện do EVN và BCT quy định. Tương tự cách tính điện 1 thành phần hiện tại.
- Thành phần công suất đăng ký:** Tính dựa trên mức công suất cực đại (khối lượng điện tối đa mà khách hàng lấy từ lưới tại một thời điểm bất kỳ) mà khách hàng đăng ký trước với nhà bán lẻ điện. Thành phần này phản ánh chi phí duy trì hạ tầng để luôn sẵn sàng đáp ứng mức tải cao nhất.

Ảnh hưởng:

- Hộ gia đình:** hóa đơn tiền điện có thể tăng nhẹ do phải chịu hơn khoảng chi phí công suất cố định, tuy nhiên theo kế hoạch thí điểm hiện tại, cơ chế này chỉ áp dụng với các khách hàng sử dụng điện khối lượng lớn, từ 200.000 kWh trở lên.
- Doanh nghiệp:** chi phí điện của các khách hàng công nghiệp sử dụng có thể giảm nhẹ. Ngoài ra, cơ chế này còn có tác dụng khuyến khích doanh nghiệp đầu tư cơ sở vật chất (hệ thống biến áp, pin lưu trữ,...) để tối đa hiệu quả sử dụng điện.
- EVN:** Đảm bảo có một nguồn doanh thu độc lập, dành riêng cho sửa chữa, phát triển lưới điện.

Kế hoạch thí điểm cơ chế điện 2 thành phần



Cổ phiếu	Vốn hóa	Giá mục tiêu	Giá đóng cửa	Cổ tức tiền mặt 12 tháng tới	Sở hữu NN còn lại %	Tăng trưởng doanh thu %YoY			Tăng trưởng LNST-CDCTM %YoY			Khả năng sinh lời 2026(%)		EV/EBITDA		P/E		P/B	
	(tỷ đồng)	(VNĐ)	(09/02/2026)			2024A	2025E	2026F	2024A	2025E	2026F	ROE (*)	ROA (*)	Hiện tại*	TB 5 năm	Hiện tại*	TB 5 năm	Hiện tại*	TB 5 năm
NT2	6.909	27.000	26.950	1.500	35,5	-7	31	21	-82	1.106	-11	17,5	8,9	6,0	6,6	7,8	12,9	1,6	1,6
POW	37.734	15.700	13.450	0	34,4	7	19	13	7	110	-5	5,3	2,2	10,9	8,1	17,8	19,2	1,1	1,0
PC1	9.007	31.000	25.000	0	5,3	31	30	-3	1.193	125	-16	10,3	3,8	6,9	9,9	9,8	17,8	1,2	1,6
GEG	5.087	20.100	14.550	0	32.1	7	29	-8	-16	512	-58	4,7	1,9	6,4	9,4	7,4	23,7	0,8	1,5
REE	33.312	77.200	61.400	0	0	-2	19	7	-9	27	-5	9,2	5,4	10,1	10,8	16,1	13,3	1,3	1,7

Nguồn: Bloomberg, CTCK Rong Việt. Dữ liệu được lấy tại ngày 9/02/2026.

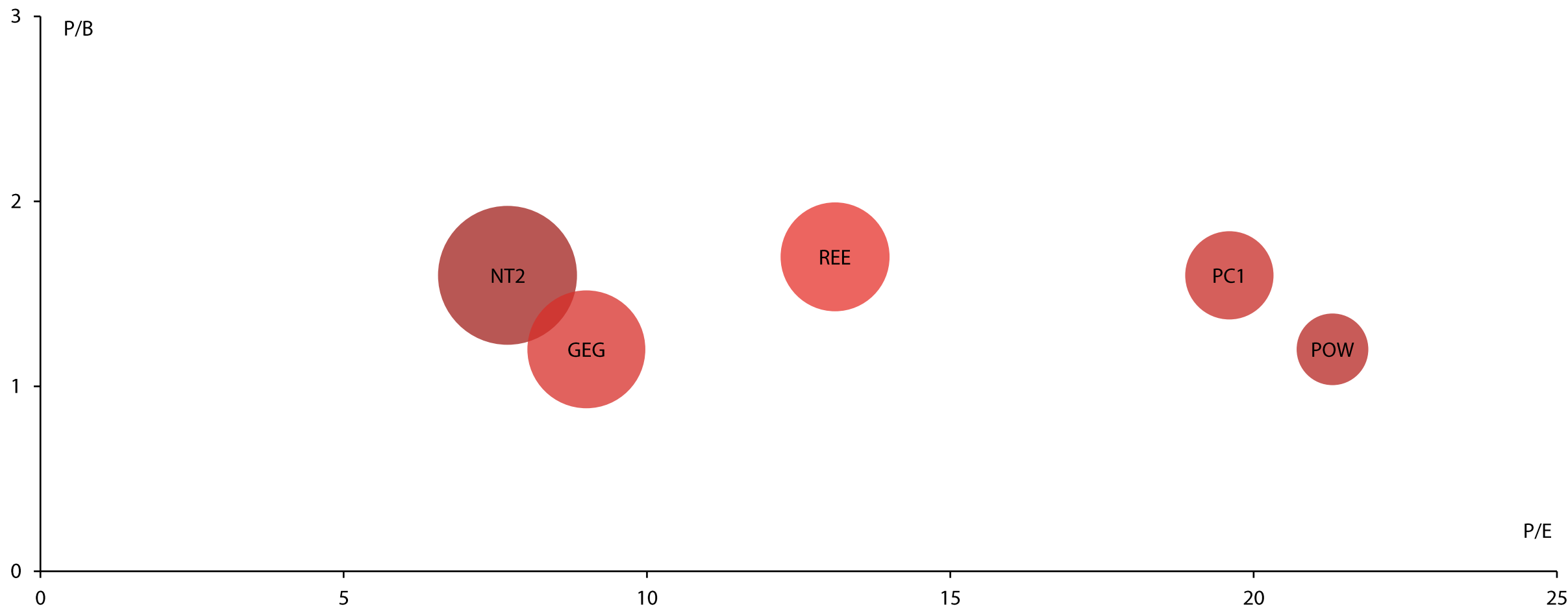
* Đối với những cổ phiếu trong danh mục khuyến nghị: ROE , ROA ,P/B , và P/E forward được tính dự phóng dựa trên dự phóng LN 2026

Đối với cổ phiếu được chúng tôi theo dõi: kết quả được cập nhật dựa trên số liệu 4 quý gần nhất

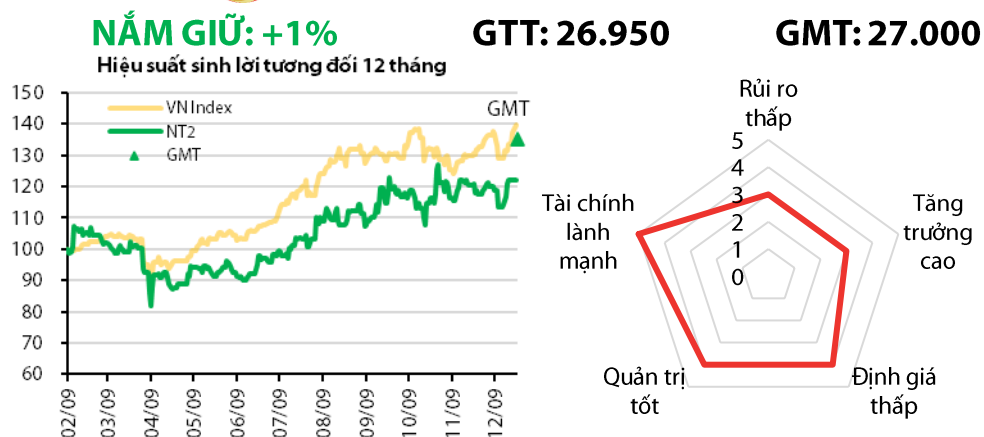
N.R: Không đánh giá

N.A: Không dự phóng hoặc không có dữ liệu

LNST-CDCTM: Lợi nhuận sau thuế của cổ đông Công ty mẹ



Nguồn: Fiinpro, CTCK Rồng Việt. Kích cỡ bong bóng bằng với ROE tương ứng. Giá cổ phiếu tại ngày 09/02/2026



THÔNG TIN CỔ PHIẾU

Ngành	Điện và Tiện ích
Vốn hóa (triệu \$)	6.952
SLCPĐLH (triệu CP)	288
KLBQ 3 tháng (nghìn CP)	1.196
GTGDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	28
SH NĐTNN còn lại (%)	22800,0
BQ giá 52 tuần (nghìn đồng)	16 - 25,35

TÀI CHÍNH

	2024A	2025E	2026F
Doanh thu (tỷ đồng)	5.944	7.804	9.446
LNST (tỷ đồng)	83	1.000	889
ROA (%)	1,0	11,0	8,9
ROE (%)	2,0	21,1	17,5
EPS (đồng)	288	3.473	3.088
GTSS (đồng)	14.552	16.427	17.682
Cổ tức tiền mặt (đồng)	3.000	1.500	2.000
P/E (x)	68	7	8
P/B (x)	1,3	1,4	1,3

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Tăng sản lượng nhờ nguồn khí mới

Trong năm 2026F, chúng tôi ước tính **sản lượng điện của NT2 có thể đạt 4,1 tỷ kWh, tăng 29% YoY**, qua đó giúp **doanh thu tăng 21% YoY, đạt khoảng 9,5 nghìn tỷ đồng**. Mức tăng trưởng này đến từ: (1) Tăng trưởng huy động nhiệt điện khí trong bối cảnh chu kỳ thủy văn chuyển dần về pha Trung tính – El Nino; (2) Nhiên liệu vận hành được đảm bảo khi a. Bộ Công thương và PV Gas lập kế hoạch cung cấp 2,62 – 2,98 tỷ m³ khí tự nhiên để sản xuất điện tại khu vực Đông Nam Bộ, cao hơn kế hoạch 2025 46-45%, và b. Nhơn Trạch 2 có hợp đồng bao tiêu khí với PV Gas.

Giá nhiên liệu duy trì ở mức thấp giúp tăng khả năng cạnh tranh với nhiệt điện than

Giá khí tự nhiên nội địa được xác định dựa trên giá dầu FMO tham chiếu và chịu ảnh hưởng bởi thị trường dầu thô toàn cầu. Trong năm 2026F, trong bối cảnh giá dầu dần ảm đạm, chúng tôi cho rằng giá khí nội địa trung bình có thể giảm về vùng ~USD 9/triệu BTU. Mức giá khí thấp có thể hỗ trợ tỷ lệ lợi nhuận của nhà máy.

Biên lợi nhuận gộp có thể giảm so với mức cao trong năm 2025

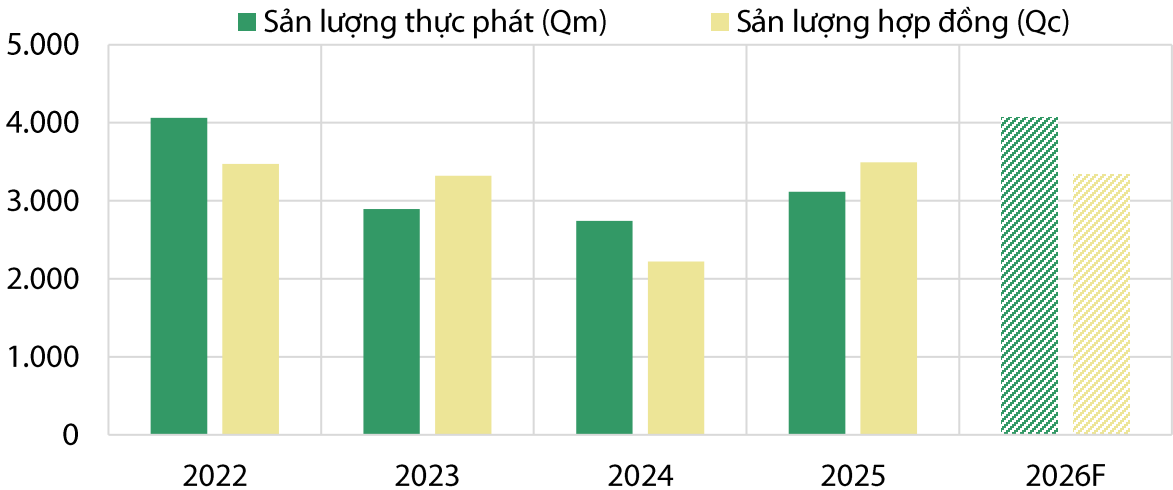
Trong năm 2025E, biên lợi nhuận gộp của NT2 đạt 14%, tăng vọt 13,1 điểm % so với mức biên của năm 2024 khó khăn. Mức biên cao này đến từ (1) tỷ lệ sản lượng hợp đồng (Qc) tối thiểu được Bộ Công Thương và EVN cải thiện lên mức 80% (+10 điểm % YoY); (2) NT2 được nhận các khoảng bồi thường chênh lệch CfD; và (3) giá nhiên liệu khí giảm dần trong 2H2025, ngoài ra NT2 còn nhận được các khoản thu nhập một lần như chênh lệch tỷ giá giai đoạn 2019–2021 (177,5 tỷ đồng) và doanh thu dịch vụ môi trường rừng giai đoạn 2019–2024 (90,8 tỷ đồng).

Sang năm 2026, chúng tôi cho rằng **biên lợi nhuận gộp của Công ty sẽ có thể giảm về mức 11,4% (-2,6 điểm % YoY)** chủ yếu đến từ (1) không thể duy trì tỷ lệ Qc/Qm cao như trong năm 2025 và (2) không còn được hưởng lợi từ các khoản thu nhập một lần. Mức biên lợi nhuận gộp có thể giảm nhẹ so với nền cao trong năm 2025 nhưng vẫn là một bước cải thiện rõ rệt so với giai đoạn khó khăn 2023-2024 (1-8%) và quay về tương tự giai đoạn vận hành ổn định 2018-2023 (11-14,7%). **LNST-CĐM của NT2 trong năm 2026F ước đạt 889 tỷ đồng (-11% YoY) với EBITDA giảm 28% YoY** với chi phí khấu hao giảm mạnh.

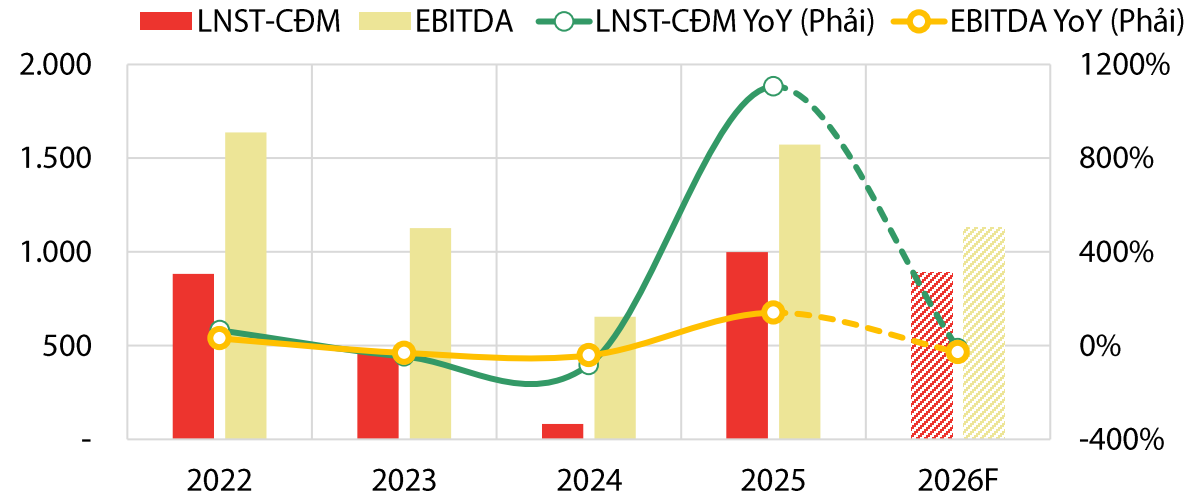
RỦI RO ĐỐI VỚI KHUYẾN NGHỊ

- Điều kiện thời tiết có thể thay đổi bất thường hơn dự phóng.
- Giá nhiên liệu có thể biến động khác với kỳ vọng của chuyên viên.

Sản lượng thực phát và sản lượng hợp đồng (triệu kWh) của NT2



EBITDA và LNST-CĐM của POW (tỷ đồng) và mức tăng trưởng YoY (%)



Nguồn: NT2, CTCK Rống Việt dự phóng

Định giá dài hạn theo phương pháp DCF

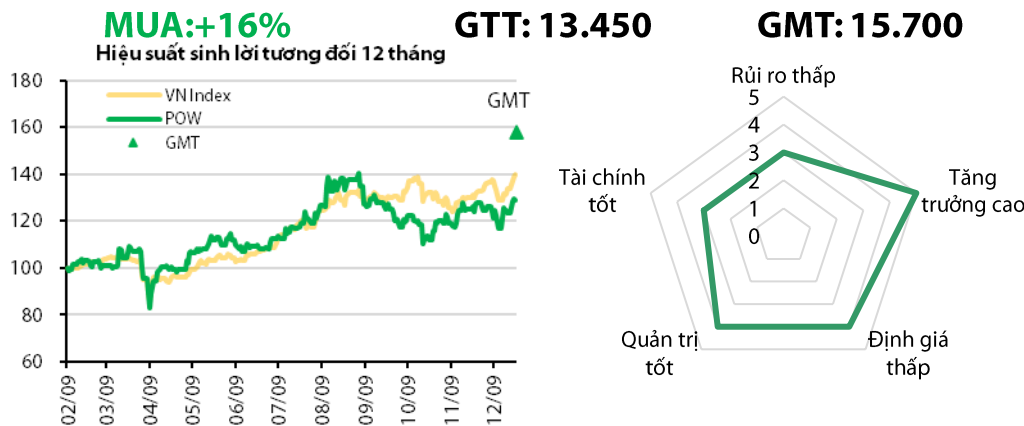
Giả định DCF	Giá trị	Tóm tắt định giá	Đơn vị: Tỷ đồng
WACC 2026	14,2%	Thời gian dự phóng DCF	5 năm
Thuế suất hiệu quả	15,0%	Dòng tiền tự do có thể chiết khấu	6.070
Chi phí vốn chủ sở hữu	14,8%	+ Tiền mặt & tương đương 2026	3.780
Lãi suất phi rủi ro	4,0%	- Nợ	(2.151)
Phần bù rủi ro vốn chủ sở hữu	9,0%	Giá trị vốn chủ sở hữu	7.699
Beta	1,2	Số lượng cổ phiếu lưu hành (triệu CP)	288
Exit EV/EBITDA	6,0x	Giá trị VCSH trên mỗi cổ phiếu (VND)	24.878

Định giá ngắn hạn theo phương pháp EV/EBITDA

			EV/EBITDA (x)				
			5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
EBITDA (tỷ VND)	2025	1.573	34.321	37.053	39.784	42.515	45.247
	2026	1.129	25.271	27.232	29.194	31.155	33.117

Định giá tổng hợp của NT2

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cổ phiếu)
SOTP (5 năm, WACC: 14%, Exit EV/EBITDA 6x)	50%	12.450
EV/EBITDA (6x, EBITDA 2026F)	50%	14.550
Tổng hợp	100%	27.000



THÔNG TIN CỔ PHIẾU

Ngành	Dịch vụ công cộng
Vốn hóa (triệu \$)	38.655
SLCPĐLH (triệu CP)	3.068
KLBQ 3 tháng (nghìn CP)	8.630
GTGDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	104
SH NĐTNN còn lại (%)	11750,0
BQ giá 52 tuần (nghìn đồng)	8,2 - 14,42

TÀI CHÍNH

	2024A	2025E	2026F
Doanh thu (tỷ đồng)	30.306	34.151	53.260
LNST (tỷ đồng)	1.112	2.332	2.223
ROA (%)	1,4	2,6	2,2
ROE (%)	3,2	6,3	5,3
EPS (đồng)	475	837	725
GTSS (đồng)	14.809	13.307	13.710
Cổ tức tiền mặt (đồng)	-	-	-
P/E (x)	25	15	17
P/B (x)	0,8	0,9	0,9

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Tăng trưởng huy động các nhóm nhiệt điện trong năm 2026

Trong năm 2026F, chúng tôi ước tính sản lượng của toàn PV Power sẽ đạt 25,2 tỷ kWh (tăng 38% YoY) và doanh thu của Công ty tăng 47%, đạt 53 nghìn tỷ đồng, nhờ vào:

- Nhà máy nhiệt điện khí hóa lỏng (LNG) Nhơn Trạch 3-4 sẽ đã đi vào vận hành từ tháng 12/2025. Trong năm 2026F, chúng tôi dự phóng nhà máy sẽ sản xuất 5,8 tỷ kWh, đóng góp 23% tổng sản lượng trong năm.
- Từ Q2/2026F, chu kỳ ENSO được dự báo sẽ dần chuyển về pha Trung Tính – El Nino, giảm khả năng huy động thủy điện và tăng nhu cầu huy động từ các nhà máy nhiệt điện. Theo đó, sản lượng của các nhà máy nhiệt điện truyền thống (Vũng Áng 1, Cà Mau 1-2, Nhơn Trạch 1 và 2) được dự báo có thể tăng 10% YoY.
- Giá FMP năm 2026F được phục hồi đáng kể, do không còn chịu ảnh hưởng của pha La-Nina, với giá CAN sẽ giao động từ 96-134 đồng/ kWh (+92-168% YoY) và giá trần SMP ở mức 1.725 đồng/ kWh (+3% YoY), mức giá FMP cải thiện trong năm 2026F sẽ hỗ trợ khả năng sinh lời của các nhà máy nhiệt điện nói chung.

Dư thừa nguồn cung giúp giảm giá nhiên liệu đầu vào của PV Power

Giá khí nội địa: Chúng tôi cho rằng giá khí nội địa trung bình có thể giảm về vùng ~USD 9/triệu BTU, mức giá này đến từ việc giá dầu FMO tham chiếu nói riêng và các loại sản phẩm dầu mỏ nói chung giảm mạnh trong 2H2025, và được kỳ vọng duy trì ở vùng thấp này trong năm 2026F.

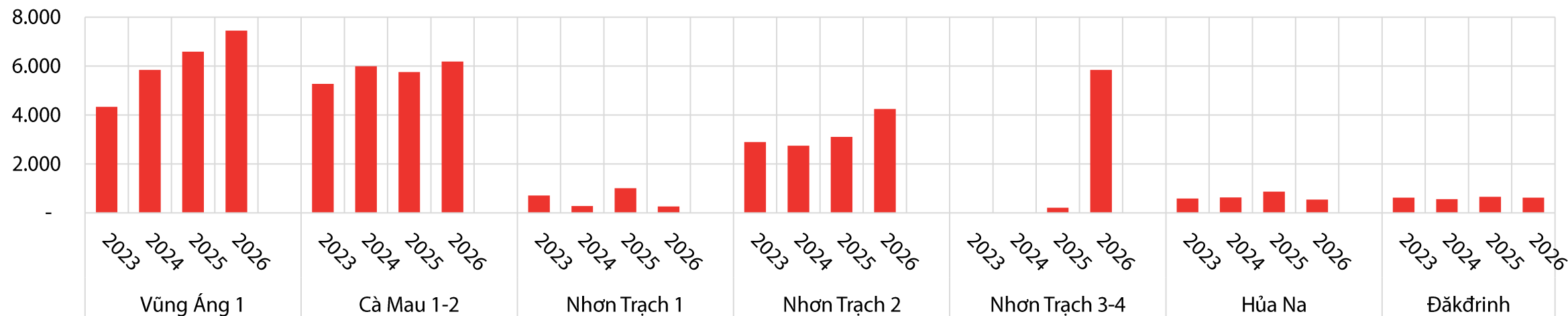
Giá khí LNG: Chúng tôi dự phóng giá LNG tại Châu Á trong năm 2026F sẽ duy trì ở vùng ~USD 9-10/triệu BTU hoặc thấp hơn. Giá LNG đã giảm mạnh trong Q4/2025 khi ngày càng nhiều các cảng hóa lỏng tại Bắc Mỹ và Trung Đông đi vào hoạt động, tuy nhiên, nguồn cầu hiện tại chưa thể bắt kịp, tạo áp lực lớn cho giá LNG toàn cầu. Mức giá LNG thấp có thể hỗ trợ khả năng sinh lời của Nhơn Trạch 3-4 trong những năm đầu vận hành.

EBITDA tăng 23% YoY với nhà máy mới đi vào vận hành, nhưng LNST-CĐM giảm 5% YoY do gánh nặng khấu hao, lãi vay của Nhơn Trạch 3-4 trong thời gian đầu hoạt động.

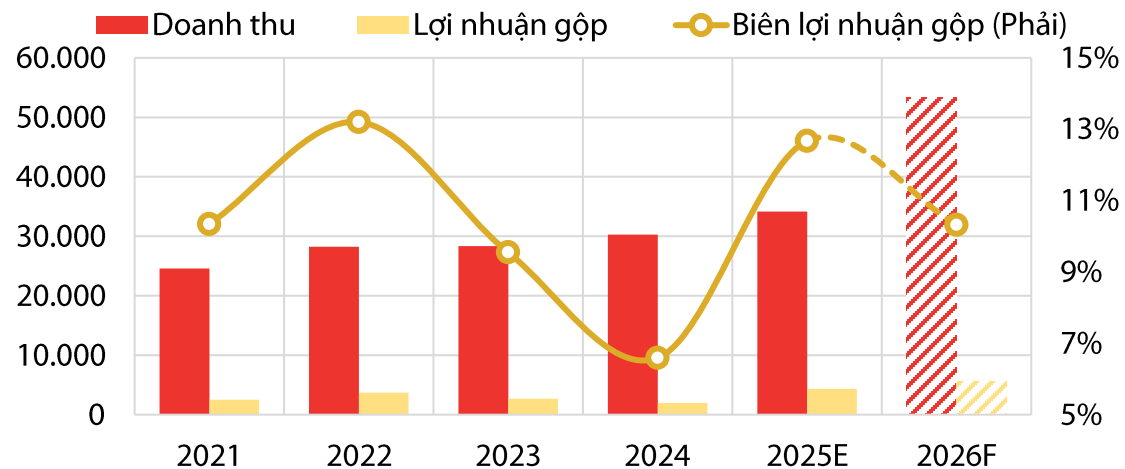
RỦI RO ĐỐI VỚI KHUYẾN NGHỊ

- Điều kiện thủy văn thay đổi khác với dự báo
- Giá nhiên liệu có sự biến động khác với dự phóng của Chuyên viên

Sản lượng điện (triệu kWh) của các nhà máy thuộc PV Power

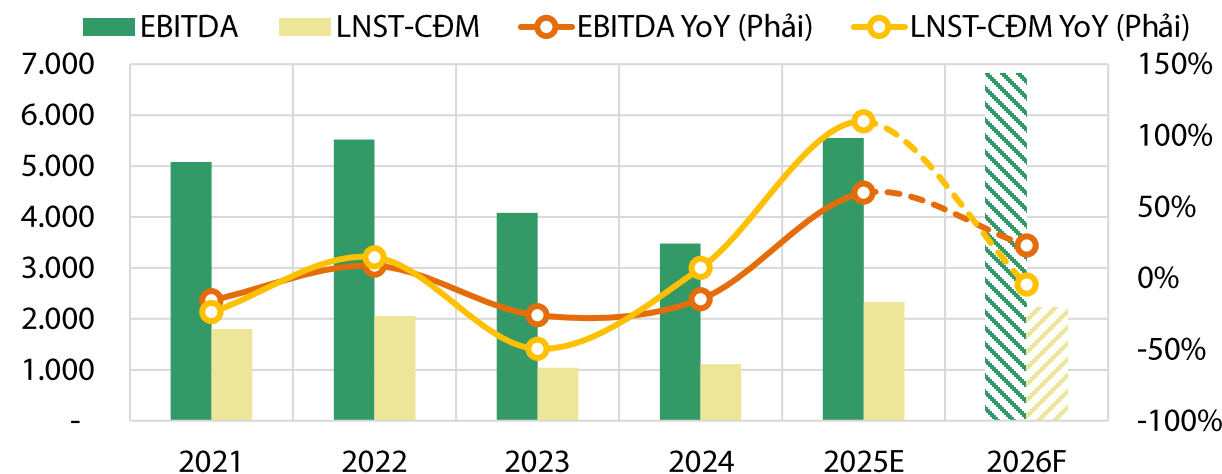


Doanh thu, lợi nhuận gộp (tỷ VND) và biên lợi nhuận gộp (%)



Nguồn: POW, CTCK Rông Việt dự phóng

EBITDA và LNST-CĐM của POW (tỷ đồng) và mức tăng trưởng YoY (%)



Định giá dài hạn theo phương pháp tổng hợp (SOTP)

Dự án	Phương pháp định giá	Tỷ suất chiết khấu (WACC)	NPV (tỷ VND)	Tỷ lệ sở hữu	Giá trị sở hữu (tỷ VND)
Vũng Áng 1	FCFE	9,6%	24.730	100%	24.730
Nhóm điện than					24.730
Cà Mau 1 &2	FCFE	9,6%	3.634	100%	3.634
Nhơn Trạch 1	FCFE	9,6%	(703)	100%	(703)
Nhơn Trạch 2	FCFE	9,6%	10.061	59%	6.011
Nhóm điện khí nội địa					8.904
Nhơn Trạch 3-4	FCFE	9,6%	8.194	100%	8.194
Nhóm điện LNG					8.194
Hỏa Na	FCFE	9,6%	5.631	81%	4.561
Đakđrinh	FCFE	9,6%	4.305	95%	4.083
Nhóm thủy điện					8.644
Giá trị doanh nghiệp					50.510
(+) Tiền mặt & đầu tư ngắn hạn					22.740
(-) Nợ					27.118
Giá trị vốn chủ sở hữu					46.132
Số lượng cổ phiếu lưu hành (triệu CP)					3.068
Giá trị VCSH trên mỗi cổ phiếu (VND)					15.037

Nguồn: CTCK Rồng Việt dự phóng

Định giá ngắn hạn theo phương pháp EV/EBITDA

			EV/EBITDA (x)				
			7,0	7,5	8,0	8,5	9,0
EBITDA	2025	4.893	10.499	11.496	12.492	13.489	14.485
	2026	6.814	14.140	15.252	16.364	17.476	18.588

Định giá tổng hợp của POW

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cổ phiếu)
SOTP (10 năm, WACC: 9,6%)	50%	7.500
EV/EBITDA (8x, EBITDA 2026F)	50%	8.200
Tổng hợp	100%	15.700

MUA: +24%

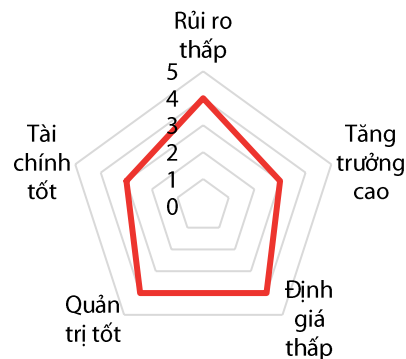
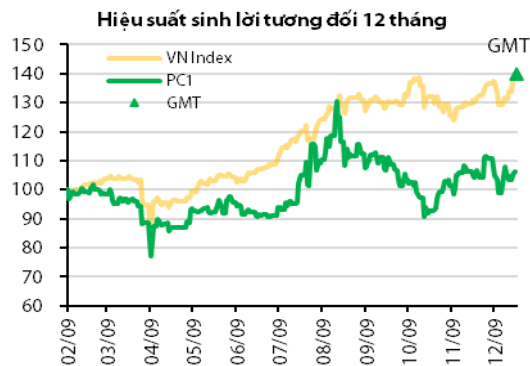
GTT: 25.000

GMT: 31.000

THÔNG TIN CỔ PHIẾU

TÀI CHÍNH

2024A 2025E 2026F



Ngành	Xây dựng và Vật liệu
Vốn hóa (triệu \$)	9.028
SLCPĐLH (triệu CP)	411
KLBQ 3 tháng (nghìn CP)	2.855
GTGDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	61
SH NĐTNN còn lại (%)	21250,0
BQ giá 52 tuần (nghìn đồng)	16 - 28,26

Doanh thu (tỷ đồng)	10.089	13.085	12.661
LNST (tỷ đồng)	468	1.050	997
ROA (%)	2,2	4,3	3,8
ROE (%)	6,1	11,8	10,3
EPS (đồng)	1.307	2.553	2.424
GTSS (đồng)	21.575	21.612	23.565
Cổ tức tiền mặt (đồng)	-	-	-
P/E (x)	15	9	9
P/B (x)	0,9	1,0	0,9

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Năm 2026F, dù LNST của Công ty có sự giảm nhẹ (-4% YoY), chúng tôi cho rằng hoạt động kinh doanh cốt lõi của Công ty đang trở nên hiệu quả hơn do không còn phụ thuộc vào kinh doanh bất động sản phát sinh một lần trong năm 2025. Các động lực tăng trưởng chính của PC1 trong đến từ:

EPC: duy trì khối lượng backlog lớn. Chúng tôi cho rằng khối lượng công việc của PC1 sẽ tiếp tục duy trì mức cao như trong năm 2025 nhờ vào định hướng phát triển – mở rộng hạ tầng truyền tải của Bộ Công Thương và EVN. Tới cuối năm, PC1 đã trúng thầu và đang trong quá trình chuẩn bị triển khai 4 dự án mới bao gồm: Cấp ngấm Tân Sơn Nhất - Thuận An, ĐZ 500kV Thái Bình – Hải Phòng, ĐZ 220kV Than Uyên – Lào Cai và Trạm biến áp 220kV Sông Công. Dựa theo chia sẻ của Công ty và kế hoạch của bộ Công Thương, mảng EPC của PC1 được kỳ vọng thực sự khởi sắc từ năm 2027, khi Công ty bắt đầu ghi nhận doanh thu từ các dự án truyền tải liên vùng.

Đáng chú ý, Công ty đang dẫn tham gia mảnh thi công cấp ngấm trên biển với dự án nổi bật là dự án điện gió Camarine Sur tại Philipine. Chúng tôi cho rằng đây là mảnh thi công thiết yếu cho các dự án điện gió ngoài khơi quy mô lớn, mở ra một thị trường mới cho Công ty, đặc biệt quan trọng khi Bộ Công Thương đang khuyến khích phát triển mở rộng công suất điện gió ngoài khơi.

Sản lượng điện của PC1 duy trì ổn định, ước đạt 1,1 tỷ kWh(+0% YoY). Sản lượng phát điện đi ngang đến từ (1) sản lượng điện gió không có sự biến động lớn khi không có nhà máy lớn đi vào vận hành và (2) sản lượng thủy điện tăng 1% YoY, nhờ 2 nhà máy mới Bảo Lạc A (30MW) và Thượng Hà (10MW) đi vào hoạt động trong 2H.2026, nếu không có 2 nhà máy này sản lượng thủy điện có thể giảm 10% YoY do ảnh hưởng của pha Trung Tính –El Nino.

Ngoài các 2 nhà máy thủy điện kể trên, PC1 đang trong quá trình nghiên cứu và phát triển dự án điện mặt trời nổi tại hồ chứa nước nhà máy thủy điện Trung Thu, dự án được kỳ vọng sẽ tích hợp cùng hệ thống pin lưu trữ BESS.

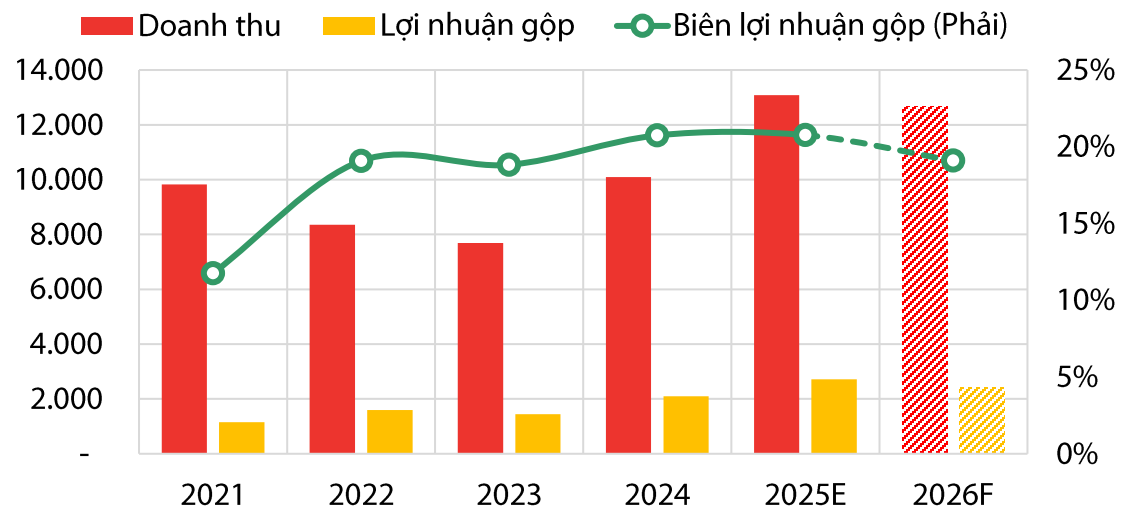
Nomura 2 đi vào vận hành trong 2026: Tại thời điểm cuối năm 2025, PC1 đã hoàn tất giải phóng và bắt đầu thi công dự án KCN Normura 2, Công ty hiện đang tiềm kiếm khách hàng cho thuê và kỳ vọng sẽ bắt đầu ghi nhận doanh thu dự án trong năm 2026, với giá cho thuê mục tiêu ước đạt USD120/m². Ngoài ra, PC1 đang trong qúa trình nghiên cứu lập kế hoạch đầu tư dự án mới tại Hải Phòng và Vũng Tàu, chi tiết về các dự án KCN mới hiện chưa được Công ty chia sẻ.

Giá Nicken có thể cải thiện trong năm 2026: Trong Tháng 12/ 2025, Bộ Năng lượng và Khoáng sản của Indonesia đã ra quyết định cắt giảm sản lượng nickel của nước này khoảng 32% YoY. Indonesia là nước khai thác và tinh luyện Nickel lớn nhất thế giới, việc nước này giảm nguồn cung sẽ nâng giá bán Nickel trên thị trường toàn cầu. Chúng tôi kỳ vọng trong năm 2026, mảng khai thác Nickel của PC1 sẽ được hưởng lợi từ mức giá bán cao hơn này.

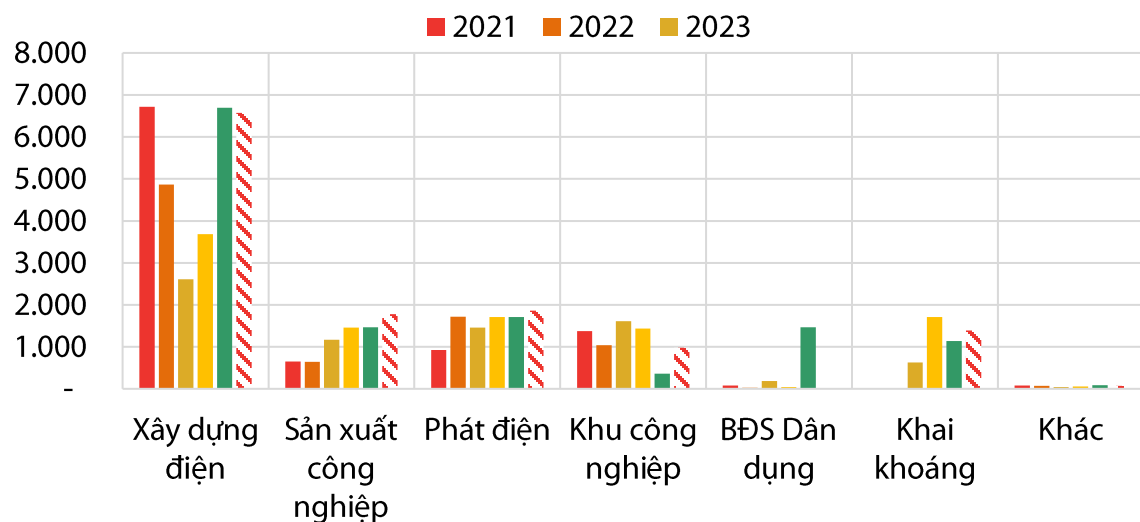
RỦI RO ĐỐI VỚI KHUYẾN NGHỊ

- Khó khăn trong giải ngân vốn đầu tư công có thể ảnh hưởng tới tốc độ ký mới dự án và ghi nhận doanh thu các dự án hiện hữu của PC1.
- Dự án Nomura 2 có thể triển khai chậm hơn kỳ vọng.

Doanh thu, lợi nhuận gộp (tỷ VND) và biên lợi nhuận gộp (%)

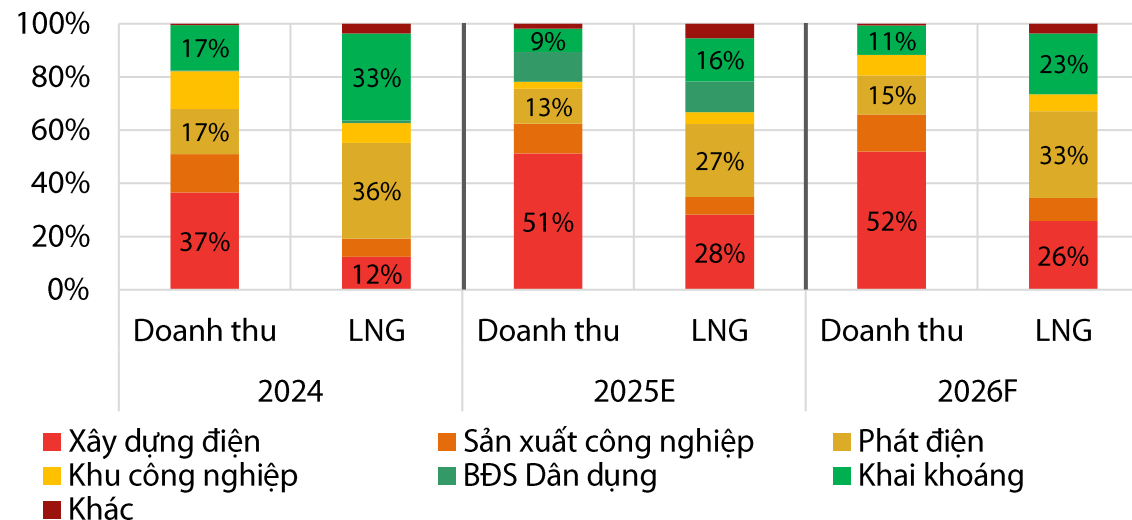


Doanh thu của từng mảng doanh thu của PC1

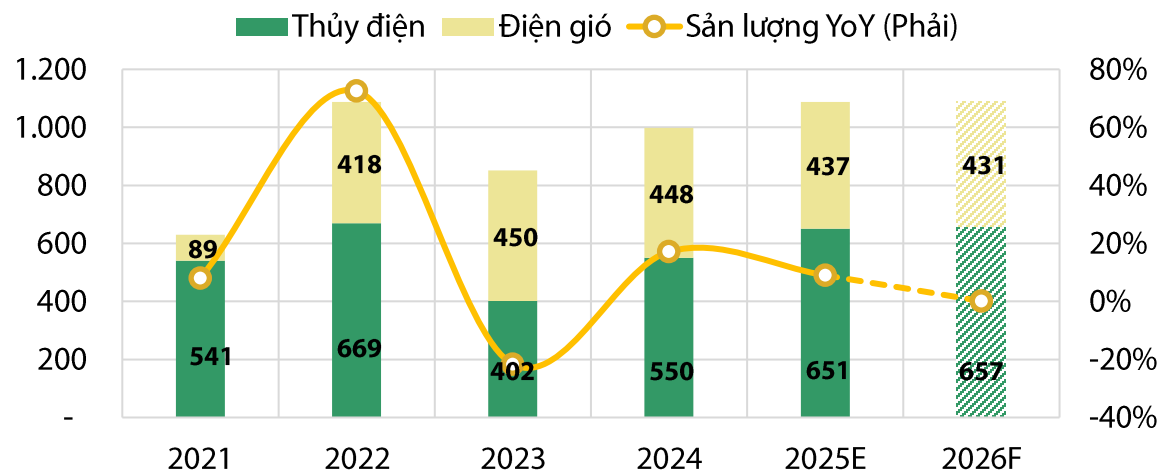


Nguồn: PC1, CTCK Rồng Việt dự phóng

Cơ cấu lợi nhuận gộp của PC1



Sản lượng điện của PC1 (triệu kWh) và tăng trưởng YoY



Định giá dài hạn theo phương pháp tổng hợp (SOTP)

Mảng kinh doanh	Phương pháp định giá	Tỷ suất chiết khấu/ Hệ số	NPV (tỷ VND)	Tỷ lệ sở hữu	Giá trị sở hữu (tỷ VND)
Xây lắp điện	P/E 2026F	8x	1.641	100%	1.641
Sản xuất công nghiệp	EV/EBITDA 2026F	6x	947	100%	947
Sản xuất điện					13.288
Thủy điện	FCFF	12,9%	7.012	86%	6.057
Điện gió	FCFF	12,9%	7.232	100%	7.232
BĐS Dân dụng	NPV		423	100%	423
BĐS Công nghiệp	NPV		1.430	100%	1.430
Khai khoáng	FCFF	12,9%	2.363	57%	1.347
Công ty liên kết	GTSS				420
Giá trị doanh nghiệp					19.497
(+) Tiền mặt & đầu tư ngắn hạn					4.704
(-) Nợ					(10.430)
Giá trị vốn chủ sở hữu					13.698
Số lượng cổ phiếu lưu hành (triệu CP)					411
Giá trị VCSH trên mỗi cổ phiếu (VND)					33.480

Định giá ngắn hạn theo phương pháp EV/EBITDA

			EV/EBITDA (x)				
			4,5	5,5	6,5	7,5	8,5
EBITDA	2025	2.876	26.074	33.065	40.057	47.049	54.041
	2026	2.678	15.381	21.893	28.425	34.916	41.428

Định giá tổng hợp của POW

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cổ phiếu)
SOTP (10 năm, WACC: 12,9%)	50%	14.250
EV/EBITDA (6,5x, EBITDA 2026F)	50%	16.750
Tổng hợp	100%	31.000

Nguồn: PC1, CTCK Rổng Việt dự phóng

MUA: +38%

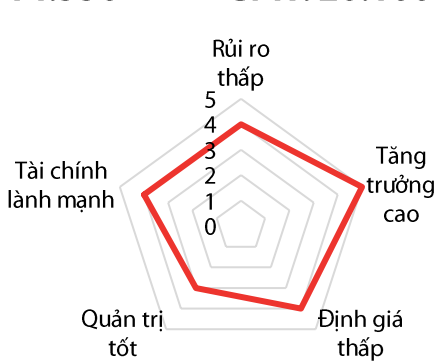
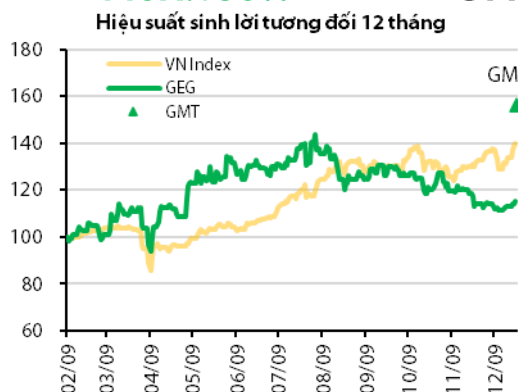
GTT: 14.550

GMT: 20.100

THÔNG TIN CỔ PHIẾU

TÀI CHÍNH

2024A 2025E 2026F



Ngành	Dịch vụ công cộng	Doanh thu (tỷ đồng)	2.325	2.999	2.749
Vốn hóa (triệu \$)	5.195	LNST (tỷ đồng)	115	702	292
SLCPĐLH (triệu CP)	358	ROA (%)	0,8	4,6	1,9
KLBBQ 3 tháng (nghìn CP)	417	ROE (%)	2,0	10,8	4,7
GTGDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	6	EPS (đồng)	320	1.960	815
SH NĐTNN còn lại (%)	13900,0	GTSS (đồng)	16.088	18.134	17.299
BQ giá 52 tuần (nghìn đồng)	11,15 - 18,45	Cổ tức tiền mặt (đồng)	-	-	-
		P/E (x)	37	7	17
		P/B (x)	0,7	0,8	0,8

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Triển vọng trung hạn khởi sắc sau giai đoạn điều chỉnh

Trong năm 2026F, chúng tôi ước tính doanh thu của Điện Gia Lai sẽ giảm 8% YoY, đạt 2.749 tỷ đồng, phần lớn do không còn khoản thu nhập bất thường từ nhà máy Tân Phú Đông 1 như năm 2025 vừa qua, kéo theo LNST-CĐM giảm còn 292 tỷ đồng (-58% YoY). Sau giai đoạn điều chỉnh này, triển vọng trung hạn của Công ty sẽ khởi sắc trở lại, với doanh thu đạt tăng trưởng CAGR 7% vào 2026-2030F nhờ mở rộng quy mô hoạt động.

Trong giai đoạn tới, GEG dự kiến xây dựng 3 nhà máy mới, mở rộng công suất thêm 139 MW, là bệ phóng thúc đẩy cả sản lượng và doanh thu của Công ty. Trong đó nhà máy Điện mặt trời Đức Huệ 1 sẽ đi vào vận hành trong 1H.2026, đặc biệt nhà máy sẽ bán điện theo cơ chế DPPA, đồng thời dự án cũng được điều chỉnh để tích hợp hệ thống BESS, hỗ trợ tăng giá bán của nhà máy. Tuy nhiên, áp lực từ chi phí tài chính nhằm tài trợ dự án mới sẽ tạm thời kìm hãm LNST trong ngắn hạn. Nhìn về trung hạn và dài hạn, sản lượng của Công ty sẽ cải thiện mạnh khi dự án điện gió Tân Thành đi vào hoạt động trong 2028F

Nhà máy Đức Huệ 2 đi vào vận hành, là động lực tăng trưởng mới cho nhóm Điện Mặt trời

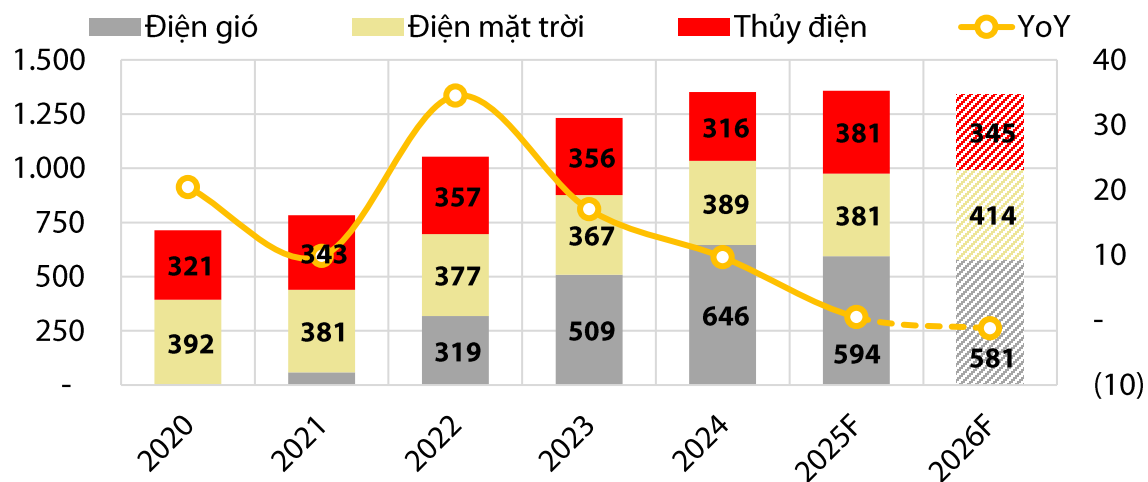
Chúng tôi kỳ vọng sản lượng của GEG đi ngang (-1% YoY), đạt 1.339 triệu kWh. Trong năm 2026F, nhà máy Đức Huệ 2 đi vào vận hành trong 1H.2026, bổ sung 49 MWp vào công suất lắp đặt của GEG và dự kiến giúp sản lượng điện mặt trời tăng trưởng 8% YoY. Tuy nhiên, mức tăng này bị bù trừ bởi mảng thủy điện giảm 10% YoY, khi chu kỳ ENSO được dự báo chuyển dần sang pha Trung tính – El Nino, gây bất lợi cho việc huy động.

Mở ra giai đoạn tăng trưởng mạnh mẽ nhờ danh mục nhà máy mới. Trong giai đoạn 2026-2028F, Công ty dự kiến sẽ xây dựng thêm 4 nhà máy điện mới, bổ sung thêm 179 MW vào tổng công suất đặt, là động lực tăng trưởng doanh thu chính Công ty trong giai đoạn tới. Để tài trợ cho các dự án này, Công ty dự kiến sẽ vay thêm 4,9 nghìn tỷ đồng, bổ sung thêm vào gánh nặng chi phí tài chính.

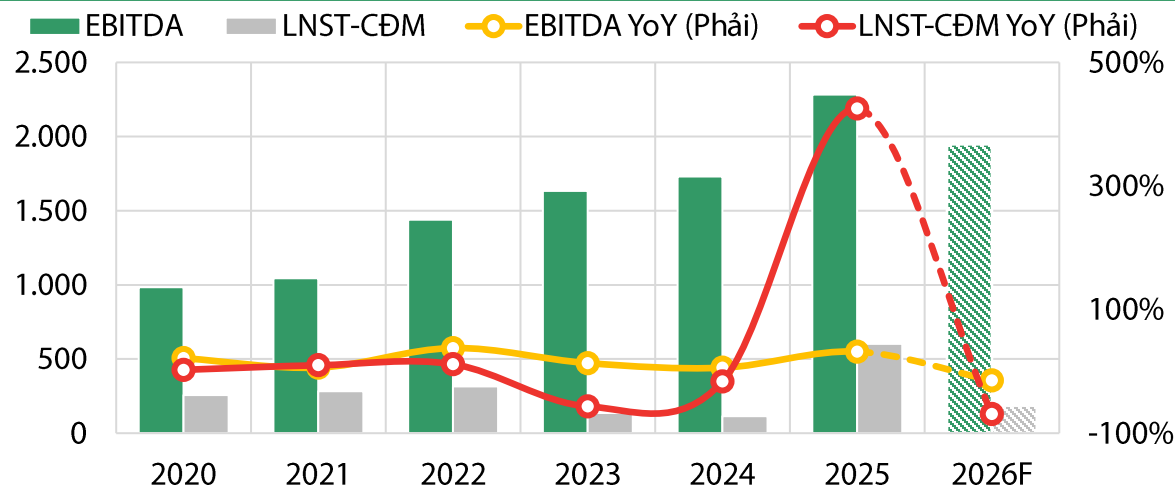
RỦI RO ĐỐI VỚI KHUYẾN NGHỊ

- Tỷ lệ đòn bẩy cao trong ngắn và trung hạn khiến Công ty dễ bị tác động bởi biến động lãi suất.
- Thay đổi bất ngờ trong chính sách giá mua bán điện có thể ảnh hưởng đến khả năng sinh lời ông ty

Sản lượng điện của GEG (triệu kWh) và tăng trưởng YoY



EBITDA và LNST-CĐM của POW (tỷ đồng) và mức tăng trưởng YoY (%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt dự phóng

Định giá dài hạn theo phương pháp tổng hợp (SOTP)

Dự án	Phương pháp định giá	Tỷ suất chiết khấu (WACC)	NPV (tỷ VND)	Tỷ lệ sở hữu	Giá trị sở hữu (tỷ VND)
Nhóm thủy điện	DCF	14,3%	2.314	92%	2.123
Nhóm điện mặt trời	DCF	14,3%	6.706	94%	6.336
Nhóm điện gió	DCF	14,3%	10.047	70%	7.012
Giá trị doanh nghiệp					15.471
(+) Tiền mặt & đầu tư ngắn hạn					455
(-) Nợ					8.491
Giá trị vốn chủ sở hữu					7.435
Số lượng cổ phiếu lưu hành (triệu CP)					358
Giá trị VCSH trên mỗi cổ phiếu (VND)					20.750

Định giá ngắn hạn theo phương pháp EV/EBITDA

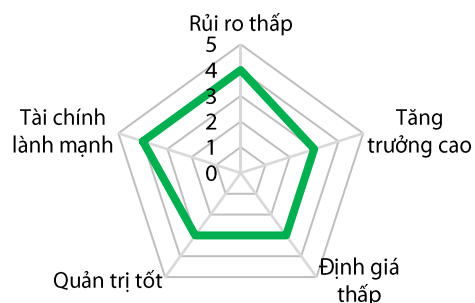
			EV/EBITDA (x)				
			6,5	7	7,5	8,2	8,7
EBITDA	2025	2.297	19.560	22.766	25.971	29.176	32.381
	2026	2.004	13.924	16.721	19.517	22.313	25.110

Định giá tổng hợp của GEG

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cổ phiếu)
SOTP (10 năm, WACC: 14,3%)	50%	10.350
EV/EBITDA (7,7x, EBITDA 2026F)	50%	9.750
Tổng hợp	100%	20.100



THÔNG TIN CỔ PHIẾU



THÔNG TIN CỔ PHIẾU		TÀI CHÍNH	2024A	2025E	2026F
Ngành	Dịch vụ Công nghiệp	Doanh thu (tỷ đồng)	8.384	10.012	10.744
Vốn hóa (triệu \$)	33.258	LNST (tỷ đồng)	1.993	2.529	2.403
SLCPĐLH (triệu CP)	542	ROA (%)	5,5	6,3	5,4
KLBQ 3 tháng (nghìn CP)	416	ROE (%)	8,9	10,2	9,2
GTGDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	27	EPS (đồng)	4.232	4.668	4.437
SH NĐTNN còn lại (%)	62100,0	GTSS (đồng)	47.673	45.778	48.436
BQ giá 52 tuần (nghìn đồng)	49,65 - 71,2	Cổ tức tiền mặt (đồng)	-	-	-
		P/E (x)	14	13	14
		P/B (x)	1,22	1,35	1,28

LUÂN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Chúng tôi dự báo doanh thu của REE có thể cải thiện nhẹ (+7% YoY) trong đó:

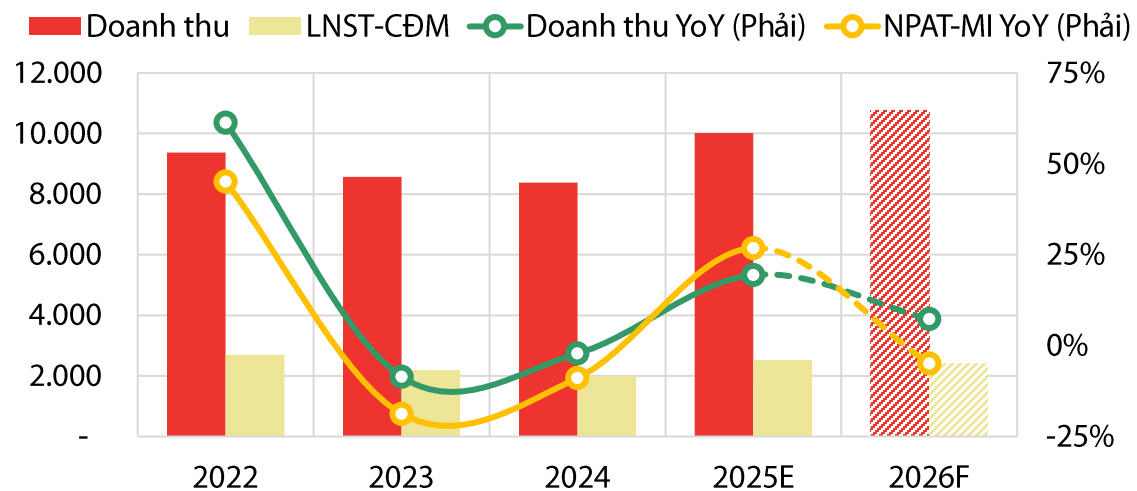
- **Công suất mới bù trừ cho ảnh hưởng của El Nino:** sản lượng điện hợp nhất của REE ước đạt 6,453 triệu kWh, -16% YoY so với mức nền cao trong năm 2025, khiến cho doanh thu từ mảng năng lượng của Công ty giảm 5% YoY. Trong đó sản lượng thủy điện của REE giảm 21% YoY, dưới tác động của pha El-Nino trong 2H2026, Bù lại, sản lượng điện gió của Công ty có thể tăng trưởng 42% YoY, khi Công ty đưa một 4 nhà máy điện gió mới đi vào hoạt động trong 2H2026, bao gồm: nhà máy điện gió V1-3 Giai đoạn 2 (48MW) ; V1-5 và V1-6 Giai đoạn 2 (80MW) , Điện gió Duyên Hải (48MW) và Thủy điện Trà Khúc (30MW). Tổng cộng các nhà máy sẽ bổ sung 192 MW vào danh mục sở hữu của REE, nâng công suất sở hữu của Công ty lên 1,249 MW (+18% so với công suất 2025).
- **Mảng M&E không còn được hỗ trợ bởi lượng backlog lớn như trước.** Trong năm 2025, doanh thu mảng M&E của REE đạt khoảng 3,5 nghìn tỷ đồng (+24% YoY), chủ yếu nhờ ghi nhận doanh thu từ siêu dự án Sân bay Quốc tế Long Thành. Tuy nhiên, sang năm 2026F, doanh thu mảng này có thể đi ngang (-5% YoY), do khối lượng hợp đồng ký mới giảm 14% YoY do không còn ghi nhận dự án có quy mô tương tự như Sân bay Long Thành.
- **Tỷ lệ lấp đầy của mảng cho thuê văn phòng có thể cải thiện** Tới hết tháng 9/2025, tỷ lệ lấp đầy của tòa nhà E-town 6 đã đạt 50%, chúng tôi cho rằng trong năm 2026, tỷ lệ này có thể tiếp tục cải thiện lên mức hơn 60%, nhờ vậy hỗ trợ cải thiện doanh thu của mảng cho thuê văn phòng lên mức 1,3 nghìn tỷ đồng (+13% YoY) trong năm 2026F.

Chúng tôi kỳ vọng biên lợi nhuận gộp của Công ty có thể tăng trưởng 4 điểm % YoY do (1) biên gộp của mảng cho thuê văn phòng sẽ có sự tăng nhẹ (+3 điểm % YoY) khi tỷ lệ lấp đầy của E-Town 6 tăng và (2) biên gộp của mảng Năng lượng cải thiện nhờ tăng trưởng sản lượng điện gió với giá bán cao hơn. LNST-CĐM của Công ty có thể giảm nhẹ 5% YoY, đạt 2.114 tỷ đồng do chi phí tài chính tăng 21% YoY để tài trợ cho các dự án mới của công ty. EBITDA của Công ty trong năm 2026 có thể tăng trưởng 18% YoY khi các các nhà máy điện gió mới đi vào vận hành thương mại.

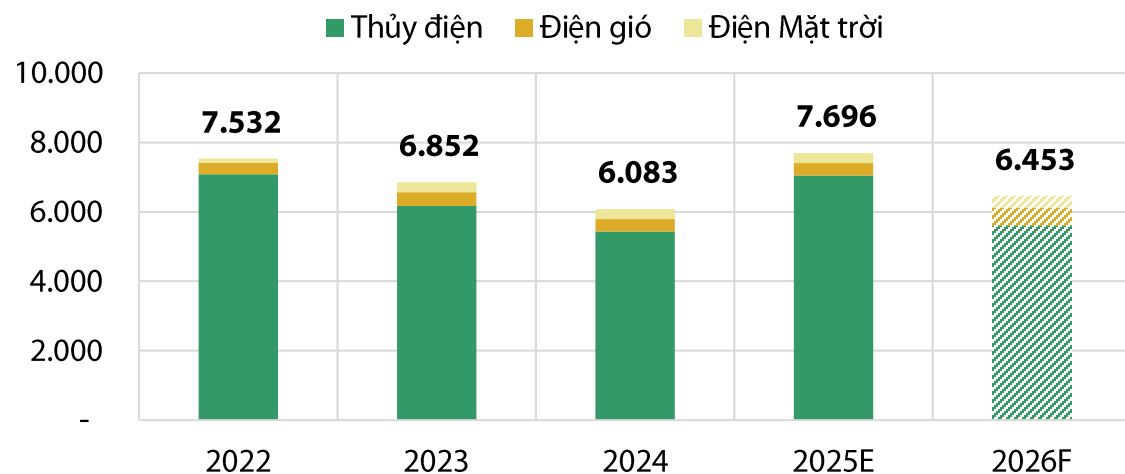
RỦI RO ĐỐI VỚI KHUYẾN NGHI

- Các dự án điện gió của REE đi vào vận hành chậm hơn kỳ vọng
- Hoạt động cho thuê văn phòng chưa thể cải thiện như kỳ vọng

Doanh thu và LNST-CDM của REE (Tỷ đồng) và tăng trưởng YoY (%)

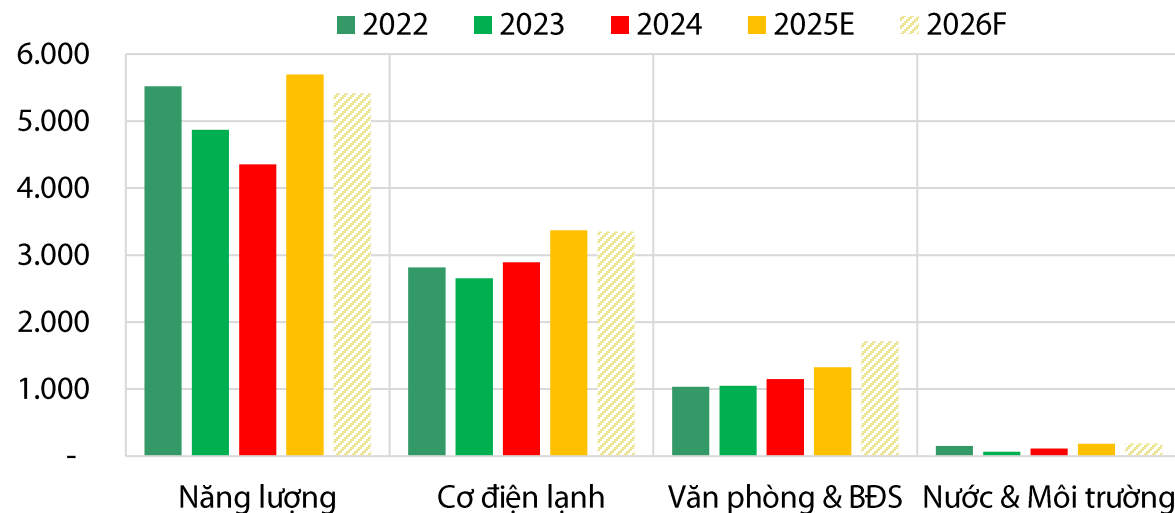


Sản lượng phát điện hợp nhất của REE

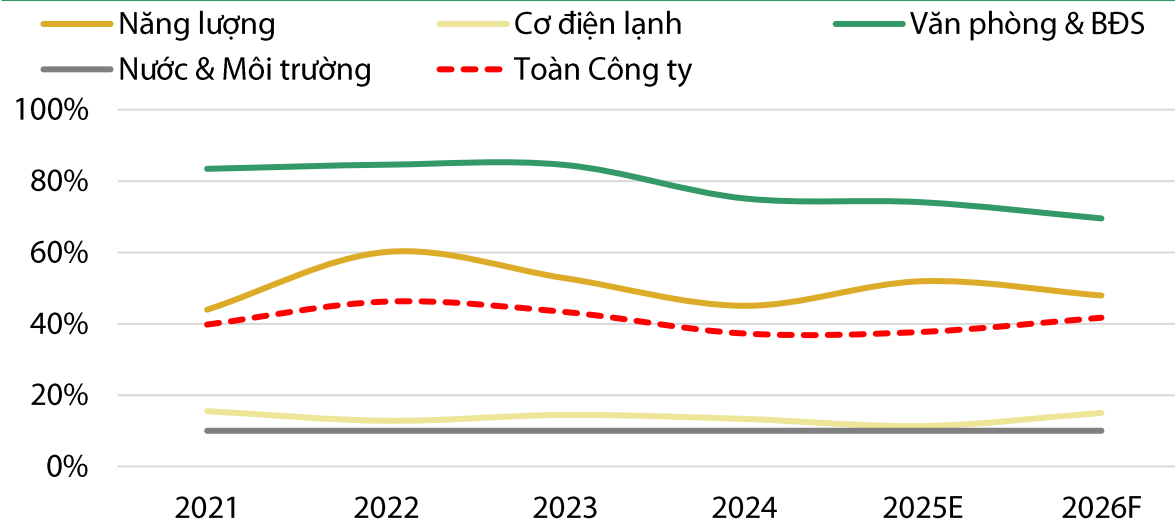


Nguồn: REE, CTCK Rồng Việt dự phóng

Doanh thu từ các mảng kinh doanh của REE (Tỷ đồng)



Biên lợi nhuận gộp của các mảng kinh doanh của REE



Định giá dài hạn theo phương pháp tổng hợp (SOTP)

Mảng kinh doanh	Phương pháp định giá	Tỷ suất chiết khấu/ Hệ số	Giá trị (tỷ VND)	Tỷ lệ sở hữu	Giá trị sở hữu (tỷ VND)
Mảng điện					26.723
Thủy điện	FCFF	11,2%	28.748	57%	16.257
Điện gió	FCFF	11,2%	7.570	77%	5.815
Điện mặt trời	FCFF	11,2%	6.523	59%	3.823
Bán lẻ điện	DCF	11,2%	1.255	66%	829
Cơ điện lạnh	P/E 2026	9x	1.941	100%	1.941
Cho thuê văn phòng	FCFF	11,2%	9.947	100%	9.947
Bất động sản	NPV		140	100%	140
Nước và Môi trường	P/E 2026	8x	2.256	65%	1.467
Công ty liên kết	GTSS				6.044
Giá trị doanh nghiệp					46.262
(+) Tiền mặt & đầu tư ngắn hạn					7.930
(-) Nợ					(12.373)
Giá trị vốn chủ sở hữu					41.819
Số lượng cổ phiếu lưu hành (triệu CP)					542
Giá trị VCSH trên mỗi cổ phiếu (VND)					77.200

Định giá ngắn hạn theo phương pháp EV/EBITDA

			EV/EBITDA (x)				
			7	8	9	10	11
EBITDA	2025	4.340	50.263	58.276	66.288	74.301	82.313
	2026	5.138	58.204	67.691	78.206	86.664	96.151

Định giá tổng hợp của REE

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cổ phiếu)
SOTP (10 năm, WACC: 11,2%)	50%	38.600
EV/EBITDA (9x, EBITDA 2026F)	50%	38.600
Tổng hợp	100%	77.200

Nguồn: CTCK Rồng Việt dự phóng



Bản báo cáo này được chuẩn bị cho mục đích duy nhất là cung cấp thông tin và không nhằm đưa ra bất kỳ đề nghị hay hướng dẫn mua bán chứng khoán cụ thể nào. Các quan điểm và khuyến cáo được trình bày trong bản báo cáo này không tính đến sự khác biệt về mục tiêu, nhu cầu, chiến lược và hoàn cảnh cụ thể của từng nhà đầu tư. Ngoài ra, nhà đầu tư cũng ý thức có thể có các xung đột lợi ích ảnh hưởng đến tính khách quan của bản báo cáo này. Nhà đầu tư nên xem báo cáo này như một nguồn tham khảo khi đưa ra quyết định đầu tư và phải chịu toàn bộ trách nhiệm đối với quyết định đầu tư của chính mình. Rong Viet Securities tuyệt đối không chịu trách nhiệm đối với toàn bộ hay bất kỳ thiệt hại nào, hay sự kiện bị coi là thiệt hại, đối với việc sử dụng toàn bộ hoặc từng phần thông tin hay ý kiến nào của bản báo cáo này.

Toàn bộ các quan điểm thể hiện trong báo cáo này đều là quan điểm cá nhân của người phân tích. Không có bất kỳ một phần thu nhập nào của người phân tích liên quan trực tiếp hoặc gián tiếp đến các khuyến cáo hay quan điểm cụ thể trong bản báo cáo này.

Thông tin sử dụng trong báo cáo này được Rong Viet Securities thu thập từ những nguồn mà chúng tôi cho là đáng tin cậy. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo rằng những thông tin này là hoàn chỉnh hoặc chính xác. Các quan điểm và ước tính trong đánh giá của chúng tôi có giá trị đến ngày ra báo cáo và có thể thay đổi mà không cần báo cáo trước.

Bản báo cáo này được giữ bản quyền và là tài sản của Rong Viet Securities. Mọi sự sao chép, chuyển giao hoặc sửa đổi trong bất kỳ trường hợp nào mà không có sự đồng ý của Rong Viet Securities đều trái luật. **Bản quyền thuộc Rong Viet Securities, 2026.**



CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN RỒNG VIỆT



Tầng 1 đến Tầng 8, Toà nhà Viet Dragon, 141 Nguyễn Du, Phường Bến Thành, TP. Hồ Chí Minh



www.vdsc.com.vn



RONGVIET SECURITIES CORPORATION (VDSC)

**DỊCH VỤ PHÂN TÍCH & TƯ VẤN ĐẦU TƯ
TỐT NHẤT VIỆT NAM 2025**
GIẢI THƯỞNG GLOBAL BANKING & FINANCE