NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

SHS | Kiến tạo Tài chính thịnh vượng

Triển vọng ngành điện năm 2027



Tháng 11/2026

Năm 2026, ngành điện Việt Nam bước vào giai đoạn tăng trưởng mạnh mẽ sau năm 2025 tăng trưởng chậm do khủng hoảng thuế quan. Nhu cầu điện trở lại mức tăng trưởng gần hai chữ số (9T/2026 +9,3% yoy so với năm 2025 chỉ tăng trưởng 4,6%) nhờ sản xuất công nghiệp và dòng vốn FDI, trong khi nguồn điện mới vẫn vào vận hành chậm hơn nhiều so với Quy hoạch điện VIII điều chỉnh đã dẫn đến rủi ro thiếu điện giai đoạn 2027 - 2030 ngày một hiện hữu. Cùng lúc, hiện tượng El Niño rất mạnh đã hình thành từ cuối tháng 6/2026 và khủng hoảng tại eo biển Hormuz đẩy giá LNG, than và dầu lên vùng cao nhất kể từ năm 2022. Với tình hình chiến sự còn nhiều bất ổn như hiện tại, chúng tôi cho rằng giá nhiên vật liệu sẽ chưa thể hạ nhiệt được ngay mà sẽ tiếp tục duy trì ở vùng cao trong năm 2027 tạo sức ép lên hệ thống nguồn điện.

Dòng lợi nhuận của ngành vì vậy sẽ dịch chuyển mạnh giữa các nhóm doanh nghiệp, trong khi áp lực chi phí dồn về EVN và khả năng điều chỉnh giá bán lẻ điện. Sau hai năm thủy điện dồi dào, cơ cấu huy động đang đảo chiều: thủy điện suy giảm, nhiệt điện than và điện khí trở thành nguồn chủ lực bảo đảm cung ứng. Hệ số huy động nhiệt điện than bình quân 9 tháng đã lên khoảng 65 – 67%, so với 57,6% của năm 2025. Nếu El Niño duy trì như dự báo, áp lực lên hệ thống sẽ tăng dần từ quý 4/2026 và đạt đỉnh trong quý 2/2027 – khi phụ tải lên cao nhất năm đúng lúc các hồ thủy điện cạn nước, buộc nhiệt điện than vận hành gần như toàn bộ công suất khả dụng.

Báo cáo của chúng tôi phân tích các yếu tố tác động chính – thủy văn, giá nhiên liệu, cân đối cung – cầu và hành lang pháp lý – từ đó đánh giá triển vọng từng phân ngành và lựa chọn các cổ phiếu có vị thế tốt nhất để đón đầu chu kỳ lợi nhuận mới của các doanh nghiệp.

Chúng tôi ưa thích các doanh nghiệp có sản lượng được bảo đảm, dòng tiền dồi dào, cổ tức ổn định và đang trong giai đoạn tăng trưởng công suất mạnh mẽ. Danh mục cổ phiếu được chúng tôi khuyến nghị trong báo cáo gồm**: REE (tiềm năng +53%), POW (tiềm năng +44%) và NT2 (tiềm năng +33%).**





MỤC LỤC

Tổng quan ngành điện

Nhu cầu điện 05
Công suất nguồn điện 07
Giá thị trường điện 08

Các yếu tố tác động

El-nino 11
Giá nhiên liệu 12
Hành lang pháp lý 16

Triển vọng ngành

Nhiệt điện than 22
Điện khí 23
Năng lượng tái tạo 24

Danh mục cổ phiếu

Khuyến nghị 27



TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN

Nhu cầu tăng tốc - Cơ cấu nguồn đảo chiều

NHU CẦU ĐIỆN TRỞ LẠI MỨC TĂNG TRƯỞNG CAO NHỜ SẢN XUẤT CÔNG NGHIỆP VÀ FDI

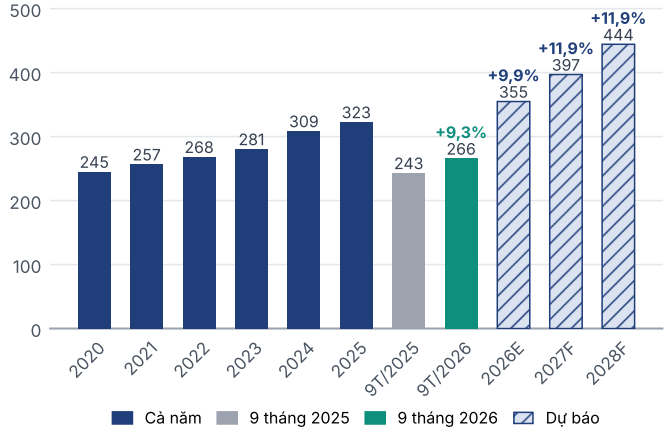
Sản lượng điện 9 tháng đầu năm 2026 tăng khoảng 9,3% so với cùng kỳ

Nhu cầu điện đã trở lại quỹ đạo tăng trưởng cao sau một năm 2025 tăng chậm. Sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu 9T/2026 đạt 265,79 tỷ kWh, tăng 9,3% yoy; riêng quý 3 đạt 94,25 tỷ kWh (+8,3% yoy), chậm lại so với mức +12,6% của quý 2 chủ yếu do thời tiết mát hơn. EVN dự kiến quý 4 đạt 88,97 tỷ kWh (+11,3% yoy), đưa cả năm 2026 lên khoảng 354,8 tỷ kWh (+9,9%); Điện thương phẩm 9T/2026 đạt 237,2 tỷ kWh (+9,66% yoy); riêng EVNNPC (17 tỉnh miền Bắc) đạt 89,31 tỷ kWh trong 9T/2026, tăng 11,49% – nhanh hơn đáng kể mức bình quân cả nước, trong khi miền Bắc cũng là khu vực có rủi ro thiếu nguồn lớn nhất.

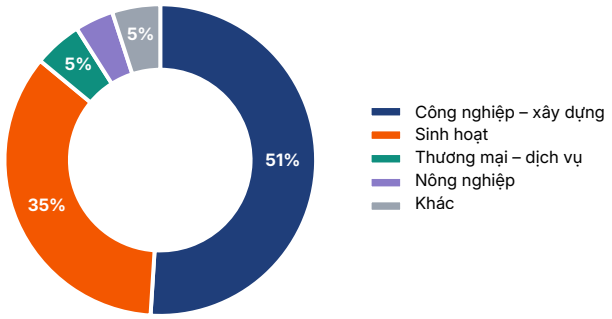
Mức tăng thấp của năm 2025 (+4,9%) một phần đến từ cú sốc thuế quan và thời tiết mát hơn trong pha Lanina. Tăng trưởng tiêu thụ điện giai đoạn 2019 – 2025 bình quân 5,9%/năm nhưng biến động mạnh theo năm: 9,1% (2019), 3,4% (2020), 3,9% (2021), 7,7% (2022), 4,5% (2023), 8,3% (2024) và 4,9% (2025).

Ba động lực cộng hưởng trong năm 2026: (i) GDP 9T/2026 tăng 9,01%, riêng quý 3 tăng 9,95%; chỉ số sản xuất công nghiệp 9T/2026 tăng 12,3% – cao nhất kể từ 2019, riêng quý 3 tăng 14,8%; (ii) vốn FDI đăng ký 9T/2026 đạt 50,36 tỷ USD (+76,4% yoy), giải ngân 21,07 tỷ USD (+12,1%, cao nhất 5 năm) – nền tảng cho nhu cầu điện công nghiệp các năm tới; (iii) nền nhiệt cao khi chuyển pha sang El Niño. Ngày 24/06/2026, hệ thống lập kỷ lục sản lượng 1.215,4 triệu kWh/ngày với công suất đỉnh 57.537 MW.

Sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu (tỷ kWh)



Cơ cấu tiêu thụ điện theo thành phần (%)



Nguồn: EVN, SHS tổng hợp

Nhóm phụ tải mới giúp tăng trưởng - nhu cầu khó hạ nhiệt

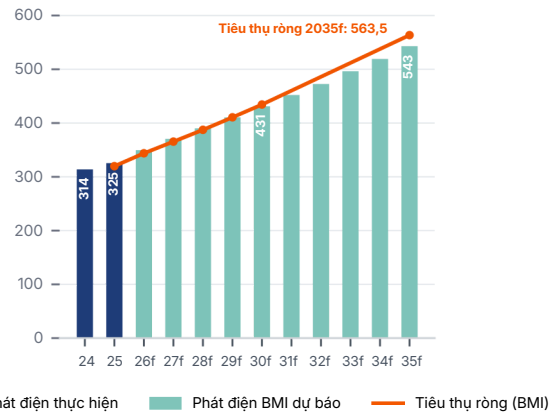
Công nghiệp – xây dựng chiếm 51% tiêu thụ, sinh hoạt 35%, thương mại – dịch vụ 5%, nông nghiệp 4%. Hai nhóm đầu quyết định toàn bộ biến động nhu cầu, trong đó nhóm công nghiệp gắn trực tiếp với dòng vốn FDI vào các khu công nghiệp phía Bắc.

Trung tâm dữ liệu, điện tử – bán dẫn và hạ tầng AI là nhóm phụ tải tăng nhanh nhất. Tổng công suất thiết kế các trung tâm dữ liệu tại Việt Nam đã tăng hơn 4 lần kể từ 2021. Nhóm phụ tải này có hệ số sử dụng gần như không đổi theo mùa và sẵn sàng trả giá cao cho nguồn điện xanh.

Nghị định 243/2026/NĐ-CP (26/06/2026) mở cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) cho trung tâm dữ liệu, trạm sạc xe điện và đơn vị bán lẻ điện trong khu công nghiệp, đồng thời hạ ngưỡng tham gia DPPA vật lý từ 200.000 kWh/tháng xuống 20.000 kWh/tháng – tạo nền cho thị trường mà các doanh nghiệp điện tái tạo đang hướng tới.

Dự báo dài hạn: BMI dự báo tiêu thụ điện tăng bình quân 5,6%/năm giai đoạn 2026 – 2035. Trong ngắn hạn, kế hoạch cung cấp điện năm 2026 của Bộ Công Thương (QĐ 3477/QĐ-BCT) đặt ba phương án 350,0 – 360,3 – 368,1 tỷ kWh; với mức tăng 9,3% của 9 tháng và kế hoạch quý 4 của EVN, sản lượng cả năm khoảng 354,8 tỷ kWh – nằm giữa phương án thấp và phương án cơ sở.

Sản lượng phát điện và tiêu thụ điện theo BMI (tỷ kWh)



NHIỆT ĐIỆN THAN GÁNH VAI TRÒ CHỦ LỰC KHI THỦY ĐIỆN SUY GIẢM

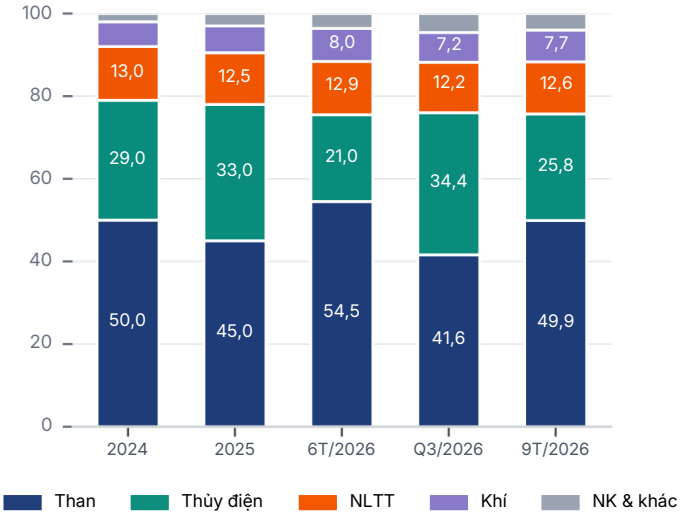
Cơ cấu huy động đảo chiều rõ rệt từ quý 2/2026

Tỷ trọng thủy điện trong cơ cấu huy động 9T/2026 giảm còn 25,8% từ mức 33% của cả năm 2025, trong khi nhiệt điện than tăng lên 50%. Sản lượng thủy điện 9T/2026 đạt 68,48 tỷ kWh; năng lượng tái tạo đạt 33,6 tỷ kWh (điện mặt trời 21,5 tỷ kWh, điện gió 10,85 tỷ kWh), chiếm 12,6% – ổn định so với các năm trước.

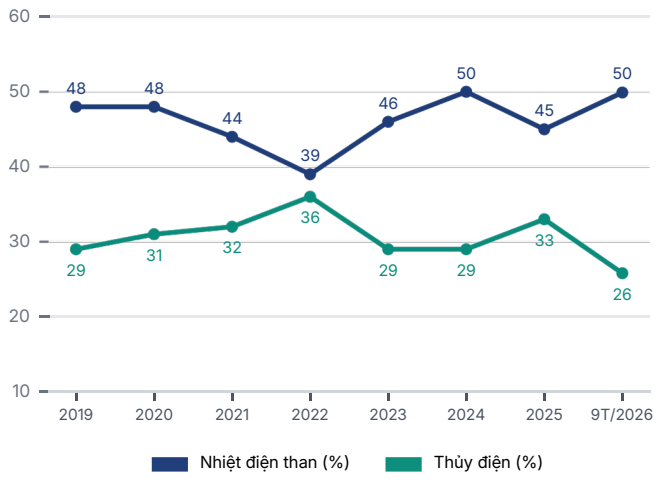
Quan hệ nghịch chiều giữa thủy điện và nhiệt điện than. Mỗi pha El Niño đều kéo tỷ trọng thủy điện xuống và đẩy nhiệt điện than lên với biên độ 4% – 7%. Điểm khác biệt của chu kỳ 2026 – 2027 là xuất phát từ nền thủy điện rất cao năm 2025 và diễn ra khi hệ thống gần như không còn công suất dự phòng.

Thứ tự huy động được quyết định bởi chi phí biến đổi: thủy điện (khoảng 1.000 đồng/kWh) luôn được huy động trước, kế đến là điện gió và mặt trời đã ký hợp đồng, sau đó tới nhiệt điện than (khoảng 2.050 đồng/kWh), khí nội địa (khoảng 2.400 đồng/kWh) và cuối cùng là LNG nhập khẩu (từ 2.850 đồng/kWh trở lên). Khi thủy điện thiếu nước, phần sản lượng thiếu hụt được bù bởi nguồn đắt hơn – kéo giá thị trường và chi phí mua điện của EVN cùng đi lên.

Cơ cấu huy động theo nguồn (%)



Tỷ trọng thủy điện và nhiệt điện than qua các pha ENSO (%)



Nguồn: EVN, SHS tổng hợp

SẢN LƯỢNG THỦY ĐIỆN THEO QUÝ (TỶ KWH)

Năm	Quý 1	Quý 2	Quý 3	Quý 4	Cả năm	Tỷ trọng
2022	16,5	25,1	31,2	22,3	95,1	36%
2023	15,4	14,5	28,2	22,9	80,9	29%
2024	10,6	18,0	36,9	23,2	88,7	29%
2025	13,8	22,7	38,7	30,6	105,7	33%
2026	16,1	20,0	32,4	–	68,5 (9T)	25,8% (9T)

Nguồn: EVN, SHS tổng hợp

CÔNG SUẤT NGUỒN MỚI VẪN CHẬM HƠN TỐC ĐỘ TĂNG CỦA NHU CẦU

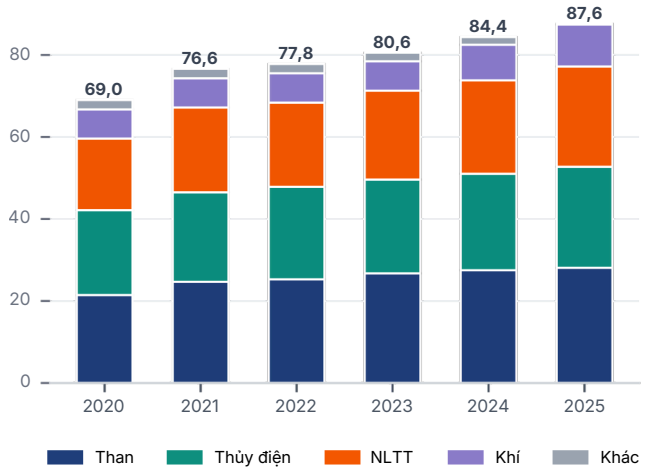
Quy hoạch điện VIII điều chỉnh đặt mục tiêu tăng trưởng 10,4%/năm

Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (Quyết định 768/QĐ-TTg ngày 15/04/2025) nâng toàn bộ chỉ tiêu so với bản gốc: điện thương phẩm năm 2030 đạt 500,4 – 557,8 tỷ kWh; công suất cực đại 89.655 – 99.934 MW; công suất lắp đặt 183.291 – 236.363 MW, tăng 30 – 50% so với 150.489 MW của quy hoạch cũ.

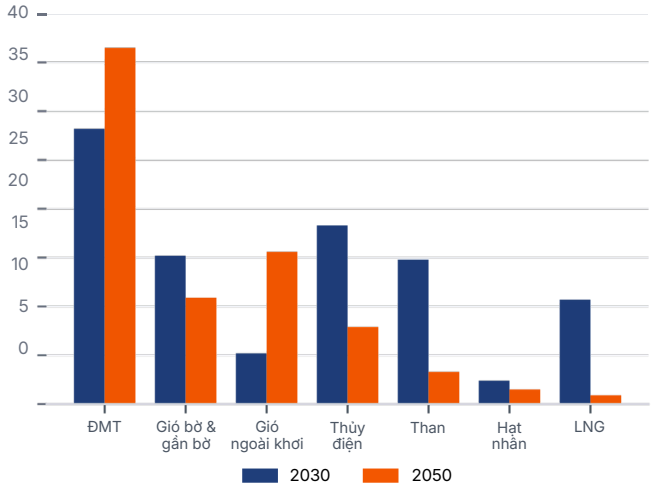
Nhu cầu bám sát quy hoạch nhưng nguồn thì không. Đến hết năm 2025, công suất lắp đặt mới đạt khoảng 50% mục tiêu năm 2030 của QHĐ VIII (75/150 GW theo quy hoạch cũ). Hàng loạt dự án LNG (Quảng Trạch II & III, Quy Nhơn, Quảng Ninh, Thái Bình, Hải Lăng, Bạc Liêu, Long An I & II) chậm tiến độ do chưa thu xếp được vốn và chưa chốt được hợp đồng mua bán điện.

Năng lượng tái tạo chiếm khoảng 27% công suất nhưng chỉ đóng góp 12,6% sản lượng. Do hệ số công suất thấp và tình trạng cắt giảm, mỗi MW điện mặt trời bổ sung không thay thế được một MW nhiệt điện trong bài toán bảo đảm cung ứng mùa khô, đặc biệt vào giờ cao điểm tối.

Công suất lắp đặt theo loại nguồn (GW)



Cơ cấu công suất theo QHĐ VIII điều chỉnh (%)



Nguồn: EVN, Quy hoạch điện VIII điều chỉnh

CÁC CHỈ TIÊU CHÍNH CỦA QUY HOẠCH ĐIỆN VIII ĐIỀU CHỈNH ĐẾN NĂM 2030

Chỉ tiêu	QHĐ VIII (2023)	QHĐ VIII điều chỉnh (2025)	Thực tế 2026
Tăng trưởng GDP 2026 – 2030	7,0%	10%	9,01% (9T/2026)
Điện sản xuất và nhập khẩu (tỷ kWh)	566,9	560,4 – 624,6	265,8 (9T/2026)
Điện thương phẩm (tỷ kWh)	505,2	500,4 – 557,8	237,2 (9T/2026)
Tăng trưởng điện sản xuất (CAGR)	8,6%	10,4%	khoảng 9,3% (9T/2026)
Công suất cực đại (MW)	90.512	89.655 – 99.934	57.537 (24/06/2026)
Công suất lắp đặt (MW)	155.544	183.291 – 236.363	89.300 (Q1/2026)

Nguồn: Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, EVN

Cơ cấu mục tiêu cho thấy hai định hướng rõ ràng: điện mặt trời và điện gió chiếm gần một nửa công suất ngay từ 2030, còn nhiệt điện than giảm về 14,8% (2030) và 3,3% (2050). Khung thời gian của nhóm nhiệt điện than là hữu hạn và đã được công bố, nhưng trong 3 – 4 năm tới nhiệt điện hiện hữu vẫn là nguồn duy nhất đủ quy mô để bù đắp khoảng trống giữa nhu cầu và nguồn mới.

GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN TĂNG MẠNH TỪ QUÝ 2/2026

FMP bình quân 8T/2026 tăng 37% yoy sau năm 2025 giá thấp kỷ lục

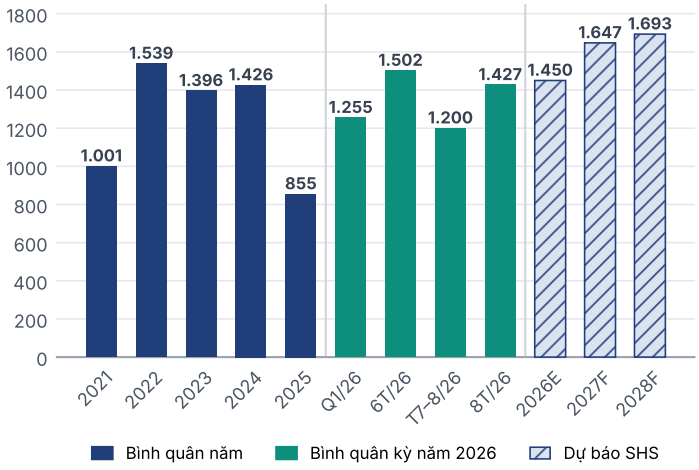
FMP bình quân 8T/2026 đạt khoảng 1.427 đồng/kWh (+37% yoy), trong đó 6T/2026 đạt 1.502 đồng/kWh (+31% so với 1.147 đồng/kWh của 6T/2025). Đây là sự phục hồi từ mức đáy năm 2025 – khi FMP bình quân cả năm chỉ khoảng 855 đồng/kWh, thấp nhất kể từ 2020 do thủy điện dồi dào – về lại vùng giá của giai đoạn 2022 – 2024 (1.396 – 1.539 đồng/kWh). Quý 1/2026, giá còn ở 1.255 đồng/kWh – gần như đi ngang so với cùng kỳ do thủy điện quý 1 vẫn tăng 16,6% nhờ dư âm La Niña; giá chỉ tăng mạnh từ quý 2 khi thủy điện suy giảm.

Sang tháng 7 – 8/2026, FMP hạ về khoảng 1.200 đồng/kWh do áp thấp nhiệt đới làm giảm nền nhiệt và phụ tải: tiêu thụ điện hai tháng này chỉ tăng khoảng 7,7% yoy so với 9,7% của cả 8 tháng. Mức giá này thấp hơn chi phí biến đổi của nhiệt điện than nhập khẩu và điện khí, cho thấy giá thị trường vẫn phụ thuộc mạnh vào thời tiết ngắn hạn; áp lực tăng giá sẽ quay lại rõ nét trong mùa khô 2027.

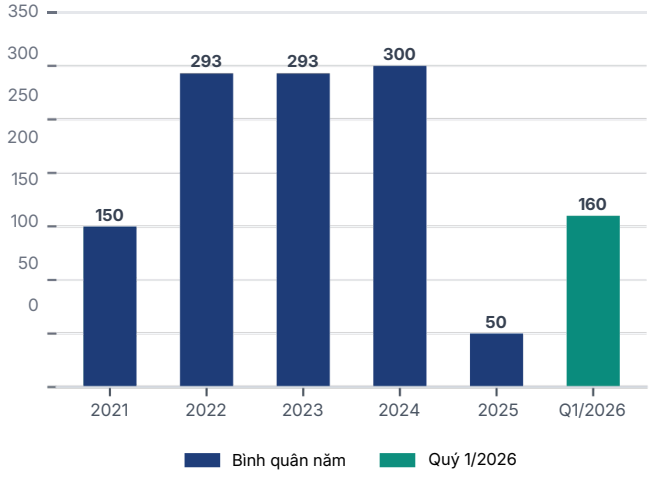
Giá công suất (CAN) quý 1/2026 đạt 160 đồng/kWh, tăng 120% yoy, sau khi giảm từ khoảng 300 đồng/kWh (2024) xuống chỉ 40 – 50 đồng/kWh trong năm 2025 – phản ánh nhu cầu trả thêm cho công suất khả dụng trong một hệ thống thiếu dự phòng.

Chúng tôi cho rằng FMP sẽ tăng trở lại từ quý 4/2026 và lên vùng cao nhất trong quý 2/2027 – khi phụ tải đạt đỉnh năm đúng lúc hồ thủy điện xuống mực nước thấp nhất. Mức tăng bị giới hạn bởi trần giá chào trên thị trường và bởi Thông tư 29/2026/TT-BCT (hiệu lực 20/07/2026). Cơ chế trần giá là van giảm áp của hệ thống, đồng thời cũng là giới hạn lợi nhuận của nhóm phát điện.

Giá thị trường điện toàn phần FMP (đồng/kWh)



Giá công suất thị trường CAN (đồng/kWh)



Nguồn: NSMO, SHS tổng hợp

Chỉ phần sản lượng vượt hợp đồng mới hưởng lợi trọn vẹn từ giá thị trường cao

Doanh thu của nhà máy tham gia thị trường được xác định theo cơ chế hợp đồng sai khác (CfD): Doanh thu = Qm × FMP + Qc × (Pc – FMP) = Qc × Pc + (Qm – Qc) × FMP, trong đó Qm là sản lượng thực phát, Qc là sản lượng hợp đồng, Pc là giá hợp đồng. Tỷ lệ Qc được thỏa thuận trong khung 60 – 100% sản lượng kế hoạch (Thông tư 21/2024/TT-BCT).

Khi nhà máy phát đúng kế hoạch, giá thị trường cao gần như không tạo thêm lợi nhuận, lợi ích thực chỉ đến từ phần sản lượng vượt Qc – đây là trường hợp của nhiệt điện than khi được huy động cao trong năm 2027.

KẾT QUẢ KINH DOANH 9T/2026 PHÂN HÓA MẠNH THEO NGUỒN PHÁT ĐIỆN

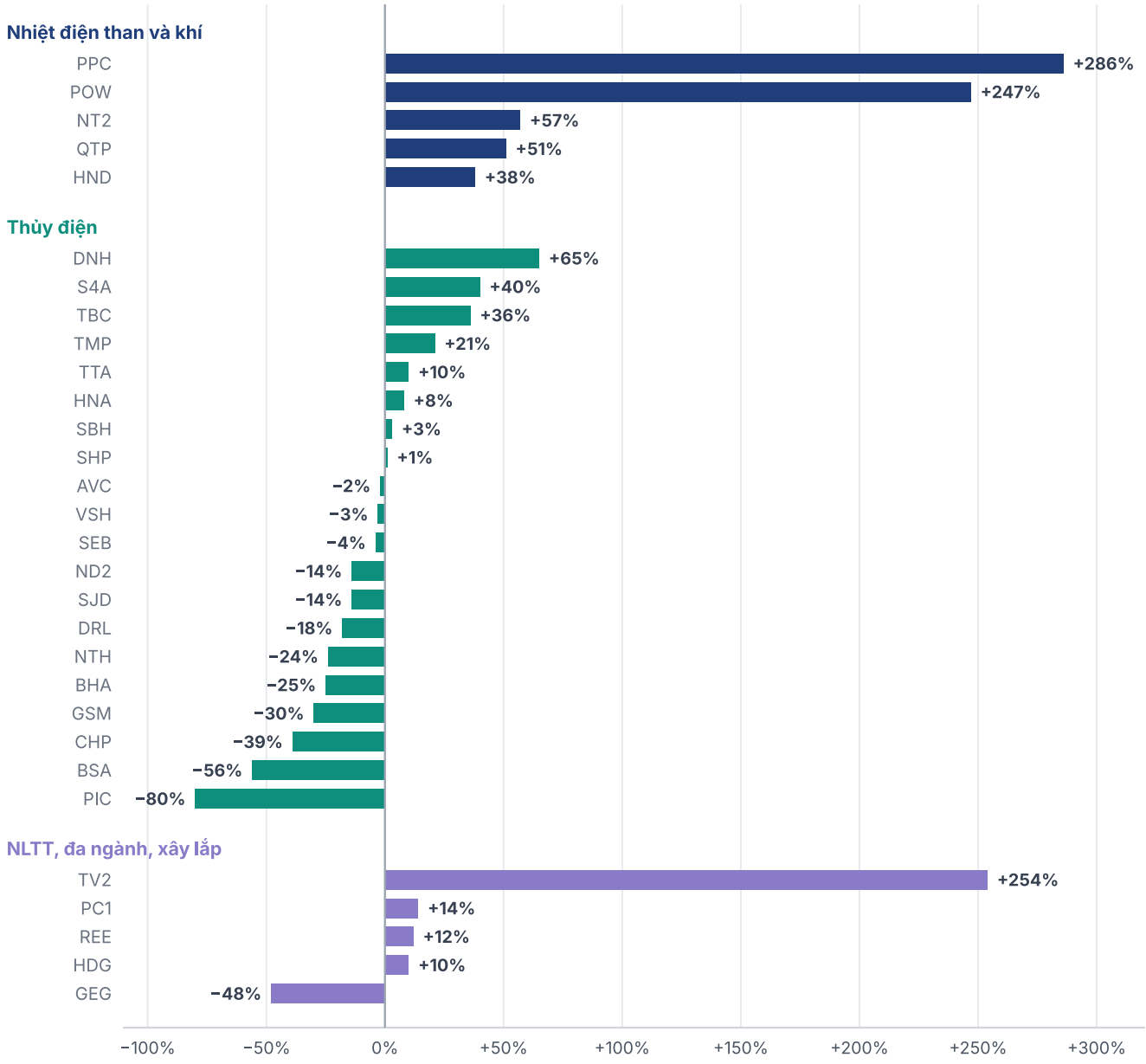
Nhóm nhiệt điện và điện khí dẫn dắt tăng trưởng lợi nhuận

Nhiệt điện than hưởng lợi rõ nhất: LNST 9T/2026 của QTP đạt 600 tỷ đồng (+51% yoy), HND 544 tỷ đồng (+38% yoy), PPC 170 tỷ đồng (gấp 3,9 lần cùng kỳ). Quý 3 là mùa thủy điện miền Bắc phát cao nên lợi nhuận nhóm than thấp theo mùa, nhưng vẫn vượt xa cùng kỳ: QTP lãi 76 tỷ đồng (gấp 2,3 lần cùng kỳ). HND và PPC có lãi trở lại (35 tỷ đồng và 4 tỷ đồng) sau khi lỗ trong quý 3/2025.

Điện khí hồi sinh nhờ Nghị định 100/2025/NĐ-CP cho phép huy động tối đa theo khả năng cấp khí: LNST 9T/2026 của POW đạt 6.434 tỷ đồng (gấp 3,5 lần cùng kỳ). Riêng quý 3 đạt 1.860 tỷ đồng (+130% yoy) khi Nhơn Trạch 3 & 4 vào vận hành thương mại, với sản lượng 9T đạt 19,3 tỷ kWh (+44% yoy). LNST 9T/2026 của NT2 đạt 906 tỷ đồng (+57% yoy); riêng quý 3 đạt 419 tỷ đồng (+95% yoy) nhờ sản lượng duy trì cao và khấu hao giảm mạnh;

Thủy điện bắt đầu phân hóa: Thủy điện suy yếu rõ trong quý 3: trong 20 doanh nghiệp thủy điện niêm yết, 14 doanh nghiệp giảm lợi nhuận quý 3 so với cùng kỳ, và chỉ 8 doanh nghiệp còn tăng LNST 9T (6T/2026 là 10/20). Nhóm tăng chủ yếu nhờ giá bán cao bù cho sản lượng: DNH lãi 1.055 tỷ đồng (+65% yoy), TBC 211 tỷ đồng (+36% yoy), S4A 105 tỷ đồng (+40% yoy), TMP 294 tỷ đồng (+21% yoy). Nhóm giảm tập trung ở Nam Trung Bộ – Tây Nguyên, nơi hạn nặng nhất: PIC −80%, BSA −56%, CHP −39%, GSM −30%.

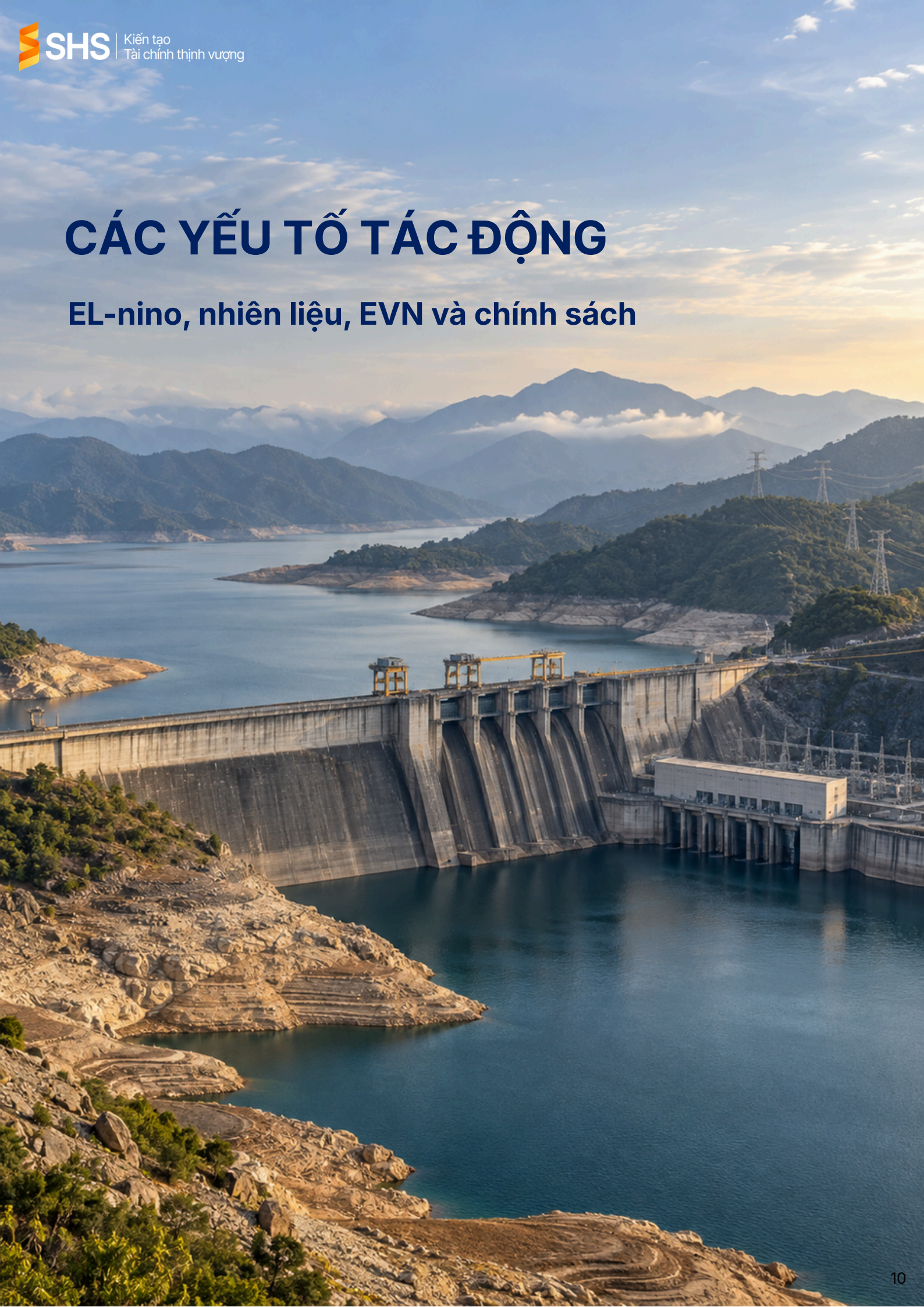
Tăng trưởng LNST 9T/2026 của các doanh nghiệp ngành điện (% yoy)



Nguồn: Báo cáo tài chính doanh nghiệp, SHS tổng hợp

CÁC YẾU TỐ TÁC ĐỘNG

EL-nino, nhiên liệu, EVN và chính sách



ElNiño đã là dữ kiện quan trắc, không còn là kịch bản dự báo

Cơ quan Khí tượng Thủy văn quốc gia xác nhận El Niño hình thành từ cuối tháng 6/2026, với xác suất trên 95% duy trì sang năm 2027. Bản tin ENSO ngày 10/09/2026 của NOAA/CPC nâng trạng thái lên "El Niño Advisory" với dị thường Niño-3.4 +1,8°C trong tháng 8. Đến giữa tháng 9, dị thường đã lên khoảng +2,0°C – ngưỡng El Niño rất mạnh; cơ quan khí tượng trong nước đánh giá xác suất khoảng 98% El Niño duy trì cường độ rất mạnh trong tháng 10 – 12/2026 và đạt cực đại vào cuối năm, lượng mưa tháng 10 – 11 tại Trung Bộ và Tây Nguyên thiếu hụt 20 – 40%.

Cơ quan trong nước đưa ra hai kịch bản: (i) El Niño mạnh, suy yếu dần từ đầu 2027, mưa thiếu hụt 10 – 20%; (ii) El Niño rất mạnh kéo dài tới giữa 2027 (xác suất 60 – 65%), mưa thiếu hụt 20 – 40%, cục bộ trên 50% tại Nam Trung Bộ, mùa mưa 2027 đến muộn.

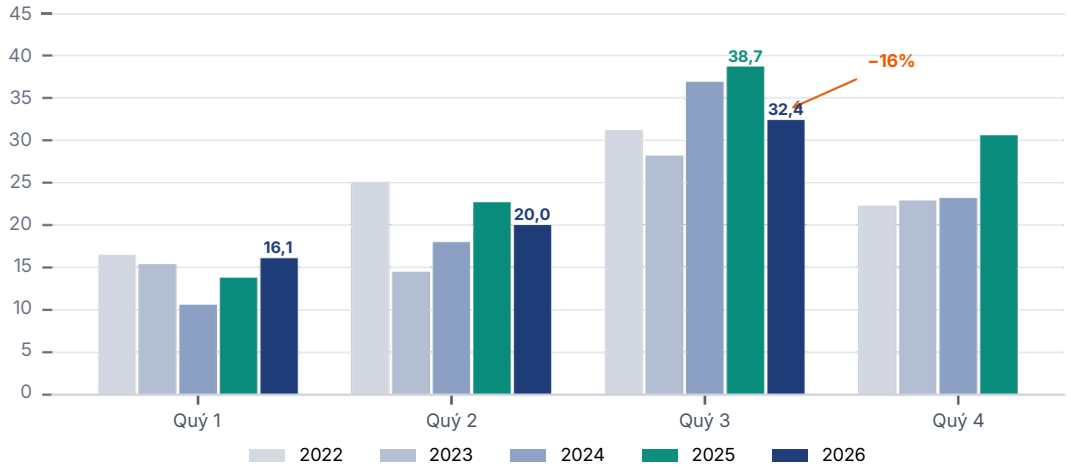
Dòng chảy tháng 6 – 9/2026 thấp hơn trung bình nhiều năm 10 – 75% ở hầu hết các sông lớn, khiến các hồ chứa không tích đủ nước. Tác động đã thể hiện rõ trong quý 3/2026: sản lượng thủy điện chỉ đạt 32,4 tỷ kWh, giảm 16% so với cùng kỳ dù đây là cao điểm mùa lũ. Vì vậy, mực nước hồ thủy điện tại thời điểm 31/12/2026 là chỉ báo dẫn dắt tốt nhất cho lợi nhuận quý 1 – quý 2/2027 của nhóm thủy điện.

DỰ BÁO THỦY VĂN MÙA KHÔ 2026 – 2027

Chỉ tiêu	Số liệu công bố	Tác động tới sản lượng điện
Dòng chảy các sông mùa khô 2026 – 2027	Thiếu hụt 15 – 78% so với trung bình nhiều năm	Tương đương các đợt hạn 2015 – 2016 và 2019 – 2020
Sông Kôn / sông Ba / Thu Bồn	Giảm 72,8% / 67,5% / 52,8%	Ảnh hưởng trực tiếp các nhà máy Nam Trung Bộ (VSH, SBA, SHP)
Hồ chứa thủy điện	Hơn 700 hồ có nguy cơ không tích đủ nước; thiếu hụt 7,73 – 11 tỷ m^3	Giảm khả năng phát điện và điều tiết đỉnh mùa khô
43 hồ lớn trên 11 lưu vực	32 hồ (74%) có thể hụt 15 – 80% dung tích thiết kế	Nhóm hồ gắn với các nhà máy chiếm 46,1% công suất phát toàn quốc
Dòng chảy tháng 6 – 8/2026	Thấp hơn trung bình nhiều năm 10 – 75%	Mùa lũ 2026 không tích đủ nước cho mùa khô 2027

Nguồn: Cục Quản lý tài nguyên nước, Cục Khí tượng Thủy văn (09/2026)

Sản lượng thủy điện theo quý (tỷ kWh)



Nguồn: EVN, SHS tổng hợp

Chu kỳ El Niño 2023 – 2024 là tham chiếu gần nhất về độ trễ tác động: El Niño hình thành tháng 6/2023, sản lượng thủy điện chạm đáy ở quý 2/2023 (14,5 tỷ kWh) và quý 1/2024 (10,6 tỷ kWh, thấp hơn 31% so với cùng kỳ) – tức trùng với mùa khô liền sau mùa lũ bị thiếu nước. Nếu quy luật này lặp lại, áp lực lớn nhất với thủy điện sẽ rơi vào quý 1 – quý 2/2027. Riêng khu vực Bắc Bộ (hệ thống sông Đà, Thác Bà) chịu tác động nhẹ hơn: sau đợt mưa lớn giữa tháng 9: ngày 16/09/2026 các hồ Sơn La, Hòa Bình, Tuyên Quang, Thác Bà chỉ còn thấp hơn mực nước dâng bình thường 3 – 6 m.

GIÁ NHIÊN LIỆU TĂNG MẠNH DO KHỦNG HOẢNG TẠI EO BIỂN HORMUZ

Cú sốc nguồn cung đẩy giá LNG, than và dầu lên vùng cao nhất kể từ 2022

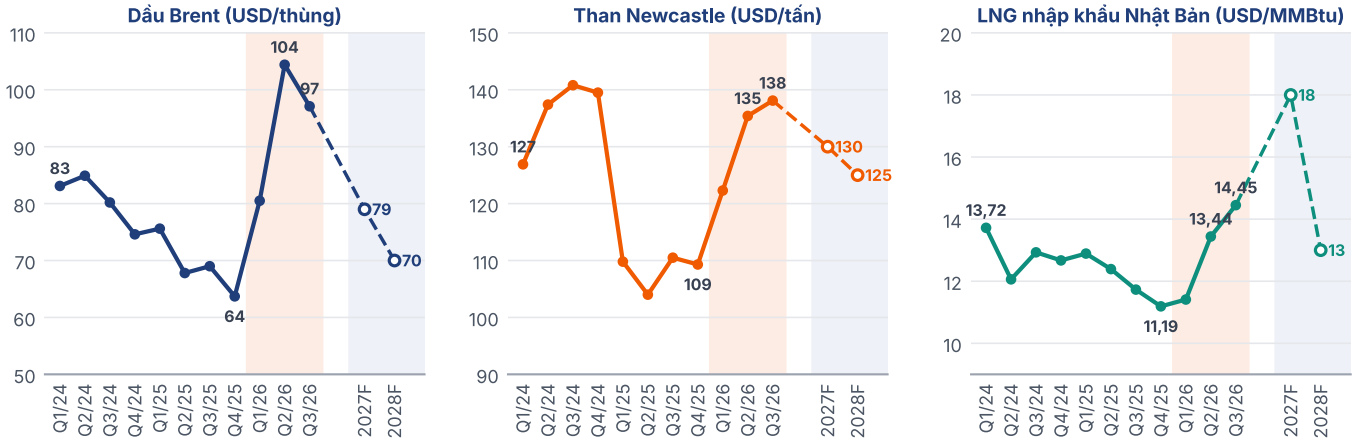
Xung đột tại Trung Đông bước sang giai đoạn hai từ tháng 2/2026. Hơn 25 công ty năng lượng tuyên bố bất khả kháng; hai dây chuyền hóa lỏng tại Ras Laffan (Qatar) bị tấn công ngày 18/03/2026, làm mất khoảng 17% công suất xuất khẩu; số lượt tàu qua eo biển Hormuz giảm 70% vào cuối tháng 7/2026.

Giá LNG JKM đạt 27,2 USD/MMBtu (16/09/2026), tăng 137% yoy; than Newcastle 144,6 USD/tấn (+42% yoy); dầu Brent 104,2 USD/thùng (+54% yoy). EIA ước tính lượng dầu thô Trung Đông bị gián đoạn bình quân 6,7 triệu thùng/ngày trong tháng 8 và dự báo Brent bình quân 91 USD/thùng năm 2026.

Tính theo bình quân quý, mức tăng thấp hơn giá giao ngay nhưng xu hướng tăng là rõ ràng. Theo World Bank, giá than Newcastle quý 3/2026 bình quân 138,1 USD/tấn (+25% yoy), riêng tháng 9 lên 147,1 USD/tấn; Brent quý 3 bình quân 97,1 USD/thùng (+41% yoy), riêng tháng 9 có lúc lên tới 116,8 USD/thùng – cao hơn cả đỉnh quý 2. Giá LNG nhập khẩu theo hợp đồng của Nhật Bản chỉ tăng khoảng 23% lên 14,45 USD/MMBtu – thấp hơn nhiều so với giá giao ngay JKM do lớp đệm của các hợp đồng dài hạn neo theo giá dầu.

Năm 2027, hệ thống phải tăng huy động nhiệt điện đúng vào lúc giá nhiên liệu ở vùng cao. Với vị thế nhập khẩu ròng cả than lẫn LNG, cú sốc thời tiết đang chuyển thành cú sốc chi phí kép cho EVN.

Giá nhiên liệu thế giới bình quân theo quý



Vùng cam: khủng hoảng Trung Đông (từ quý 1/2026) · Vùng xám: dự báo năm của World Bank (CMO 10/2026)

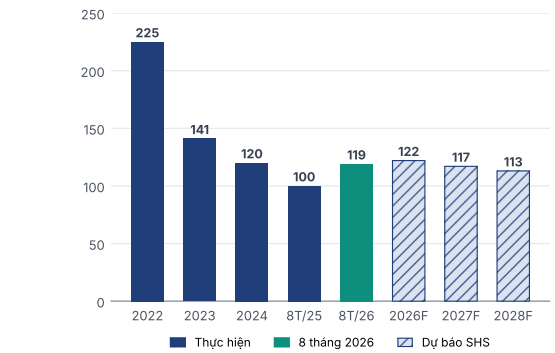
Nguồn: WorldBank (Pink Sheet 04/2025 và 10/2026), SHS tổng hợp

Nhà máy dùng than nội địa được bảo vệ trước biến động giá thế giới

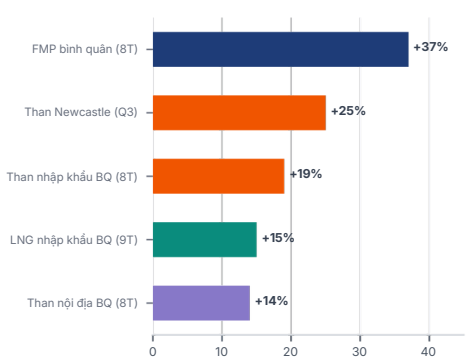
Việt Nam nhập khẩu 65,4 triệu tấn than năm 2025. Giá than nhập khẩu bình quân đã giảm từ khoảng 225 USD/tấn (2022) xuống 141 USD/tấn (2023) và khoảng 100 USD/tấn (2025), trước khi tăng trở lại khoảng 119 USD/tấn trong 8T/2026 (+19% yoy). Indonesia – nguồn cung khoảng 42% than nhập khẩu của Việt Nam – đang siết xuất khẩu, khiến mặt bằng giá than nhập năm 2027 nhiều khả năng cao hơn năm 2026.

Giá than nội địa bình quân 8T/2026 khoảng 2,54 triệu đồng/tấn, tăng 14% yoy – thấp hơn mức tăng 19% của than nhập khẩu và 37% của giá FMP. TKV cấp 31,7 triệu tấn than cho sản xuất điện trong 9T/2026, tăng khoảng 15,8% – phản ánh trực tiếp mức huy động nhiệt điện tăng cao. Nhóm nhà máy miền Bắc dùng than antraxit nội địa (QTP, HND, PPC) có lợi thế kép: chi phí biến đổi tăng chậm trong khi giá thị trường điện tăng nhanh.

Giá than nhập khẩu bình quân của Việt Nam (USD/tấn)



Mức tăng giá năm 2026 so với cùng kỳ (%)



Nguồn: Tổng cục Hải quan, World Bank, SHS tổng hợp

CHI PHÍ ĐIỆN KHÍ LNG VƯỢT KHUNG GIÁ PHÁT ĐIỆN

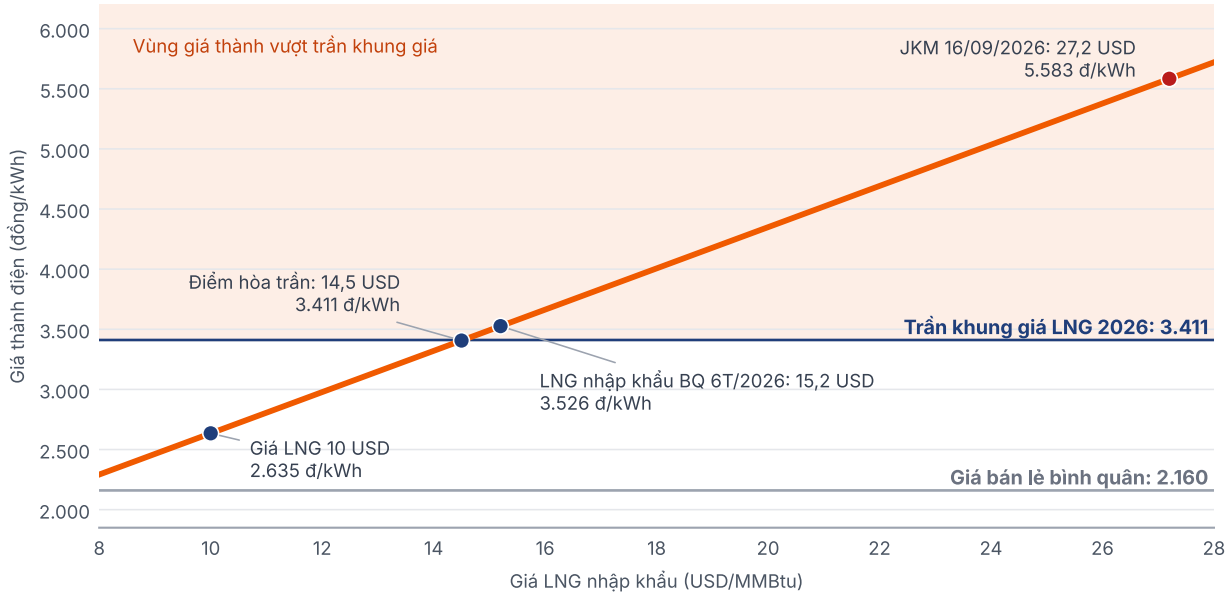
Giá thành điện LNG đã cao hơn trần khung giá ở mặt bằng giá LNG hiện tại

Khung giá phát điện năm 2026 cho nhà máy tuabin khí hỗn hợp dùng LNG có trần 3.410,64 đồng/kWh (Quyết định 1882/QĐ-BCT ngày 23/07/2026), xây dựng trên giả định giá khí 11,98 USD/MMBtu, cước vận chuyển 1,87 USD/MMBtu, suất hao nhiệt 6.542,96 BTU/kWh và tỷ giá 26.378 đồng/USD. Trần khung giá LNG đã tăng từ 2.590,85 đồng/kWh (2024) lên 3.327,42 đồng/kWh (2025); trần khung giá nhiệt điện than năm 2026 cũng được nâng khoảng 30% lên 2.218,95 đồng/kWh (Quyết định 1692/QĐ-BCT ngày 07/07/2026) từ 1.705,68 đồng/kWh năm 2025.

Giá LNG nhập khẩu bình quân 6T/2026 khoảng 15,2 USD/MMBtu (+15% yoy), tương ứng giá thành điện khoảng 3.520 đồng/kWh – vượt trần khung giá. Giá bán thực tế của Nhơn Trạch 3 & 4 trong 9T/2026 khoảng 3.280 đồng/kWh do nguồn khí chủ yếu đến từ hợp đồng dài hạn neo theo giá dầu thay vì JKM; lớp phòng vệ này sẽ mỏng dần nếu xung đột kéo dài.

Chênh lệch giữa giá thành LNG (3.280 – 3.520 đồng/kWh) và giá bán lẻ bình quân (2.160 đồng/kWh sau khi giảm 2% từ 01/11/2026) là khoản lỗ cấu trúc của EVN mà mỗi kWh LNG được huy động bổ sung – đây nguyên nhân chính khiến dự thảo nâng Qc tối thiểu cho LNG từ 65% lên 75% chưa được ban hành.

Độ nhạy giá thành điện LNG theo giá LNG nhập khẩu (đồng/kWh)



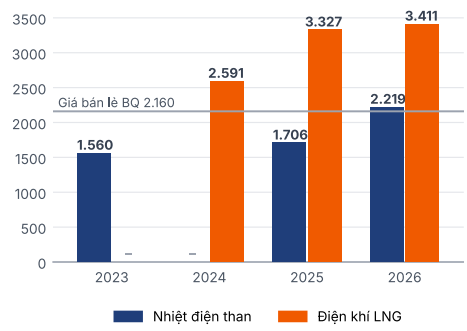
Nguồn: SHS ước tính với suất hao nhiệt 6.543 BTU/kWh, cước 1,87USD/MMBtu, tỷ giá 26.200, chi phí cố định 600 đồng/kWh

Cú sốc giá LNG bắt đầu sàng lọc các dự án điện khí

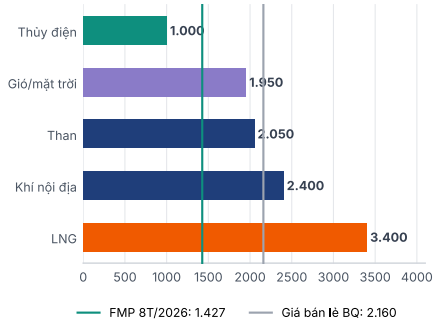
Tháng 3/2026, Vingroup đề xuất dừng dự án điện khí LNG Hải Phòng 4,8 GW để chuyển sang tổ hợp năng lượng tái tạo kết hợp pin lưu trữ, chỉ hai tuần sau khi chọn GE Vernova làm nhà cung cấp tuabin; cùng tháng, JAPEX rút khỏi dự án kho cảng LNG Nam Định Vũ. Thời gian chờ giao tuabin khí trên thế giới hiện khoảng 6 năm.

Doanh nghiệp nhà nước có hậu thuẫn chuỗi khí đang có lợi thế: dự án LNG Quỳnh Lập 1,5 GW (Nghệ An) của POW khởi công tháng 5/2026 với mục tiêu vận hành thương mại tháng 12/2030.

Trần khung giá phát điện theo năm (đồng/kWh)



Thứ tự chi phí sản xuất theo nguồn (đồng/kWh)



EVN ĐÃ XÓA LỖ LŨY KẾ

Lợi nhuận của EVN chủ yếu đến từ hoạt động tài chính

EVN đã chuyển từ lỗ lũy kế trên 45.000 tỷ đồng (cuối 2024) sang lợi nhuận lũy kế dương trên 3.000 tỷ đồng (30/06/2026). Năm 2025, công ty mẹ EVN lãi 39.762 tỷ đồng (hợp nhất lãi hơn 50.500 tỷ đồng); 6T/2026 LNST đạt 8.631 tỷ đồng (+26% yoy).

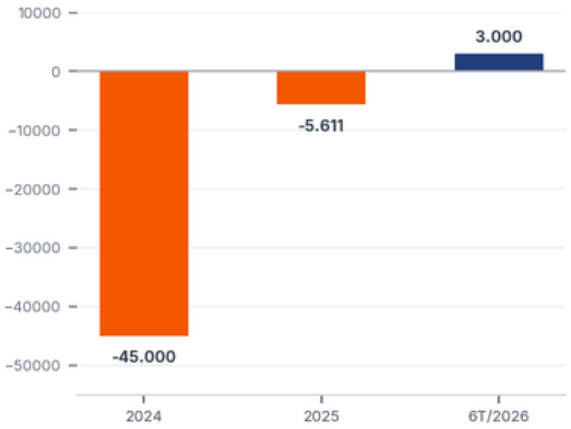
Tuy nhiên, biên lợi nhuận gộp 6T/2026 chỉ còn 2,8%. Lợi nhuận của EVN chủ yếu đến từ lãi tiền gửi, hoạt động tài chính và cổ tức từ đơn vị thành viên. **Sau khi giá bán lẻ giảm 2% từ 01/11/2026, chỉ cần chi phí mua điện tăng chưa đến 1%, EVN sẽ quay lại lỗ ở mảng kinh doanh điện**. Khi bảng cân đối của EVN căng thẳng, áp lực thường không biểu hiện bằng việc giảm giá mua mà bằng việc kéo dài công nợ với các nhà phát điện

Mỗi 10 tỷ kWh thủy điện bị thay thế làm chi phí mua điện tăng khoảng 11 nghìn tỷ đồng

Chênh lệch chi phí biến đổi giữa thủy điện và nhiệt điện than khoảng 1.100 đồng/kWh, nên mỗi 10 tỷ kWh thủy điện thiếu hụt phải bù bằng nhiệt điện than làm chi phí mua điện của EVN tăng khoảng 11 nghìn tỷ đồng – tương đương gần 2% doanh thu năm của EVN. Phần bù bằng huy động LNG còn đắt hơn, với chênh lệch khoảng 1.850 – 2.500 đồng/kWh so với thủy điện.

Với biên lợi nhuận gộp 2,8% (6T/2026) và giá bán lẻ giảm 2%(từ 01/11/2026), chỉ khoảng 4 – 5 tỷ kWh thủy điện bị thay thế là đủ xóa toàn bộ lợi nhuận gộp mảng kinh doanh điện của EVN.

Lợi nhuận lũy kế công ty mẹ EVN (tỷ đồng)



EVN là chủ đầu tư phần lớn dự án nguồn và toàn bộ lưới truyền tải. Năm 2025, EVN giải ngân 125.778 tỷ đồng vốn đầu tư (+14,7% yoy). Khi biên lợi nhuận bị bào mòn, khả năng tự tài trợ cho kế hoạch đầu tư giai đoạn 2026 – 2030 suy giảm theo – vì vậy triển vọng của nhóm xây lắp điện sẽ gắn trực tiếp với sức khỏe tài chính của EVN.

Giá bán lẻ giảm 2% đi ngược xu hướng chi phí mua điện

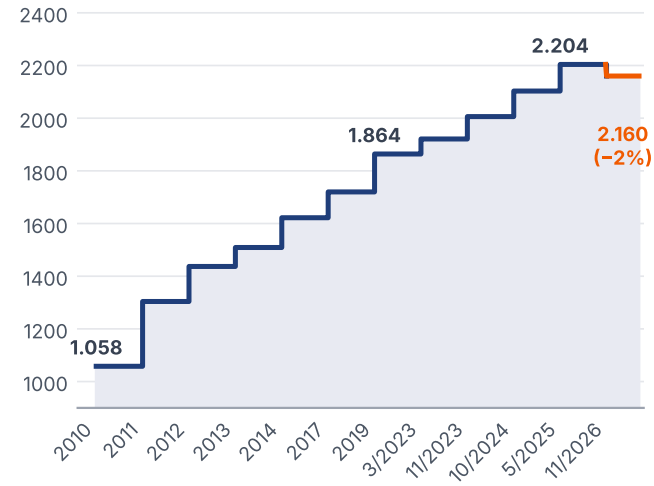
Giá bán lẻ điện bình quân giảm 2% xuống 2.159,9 đồng/kWh từ 01/11/2026 (Quyết định 2892/QĐ-BCT ngày 31/10/2026), áp dụng đến hết 31/03/2027 theo chỉ đạo của Chính phủ nhằm hỗ trợ kiểm soát lạm phát. Đây là lần điều chỉnh đầu tiên sau 18 tháng giữ ở mức 2.204 đồng/kWh, và diễn ra đúng lúc giá nhiên liệu ở vùng cao còn thủy điện suy giảm. Mức giảm này gần như xóa toàn bộ lợi nhuận gộp mảng kinh doanh điện của EVN trong thời gian áp dụng.

Nghị định 278/2026/NĐ-CP (09/07/2026) sửa đổi Nghị định 72/2025 cho phép EVN chủ động điều chỉnh tăng trong biên độ 2 – 5% (trước đây tối đa 3%) sau khi Bộ Công Thương rà soát trong 15 ngày; biểu giá hai thành phần thí điểm từ 07/2026 cho khách hàng lớn và mở rộng từ 08/2027.

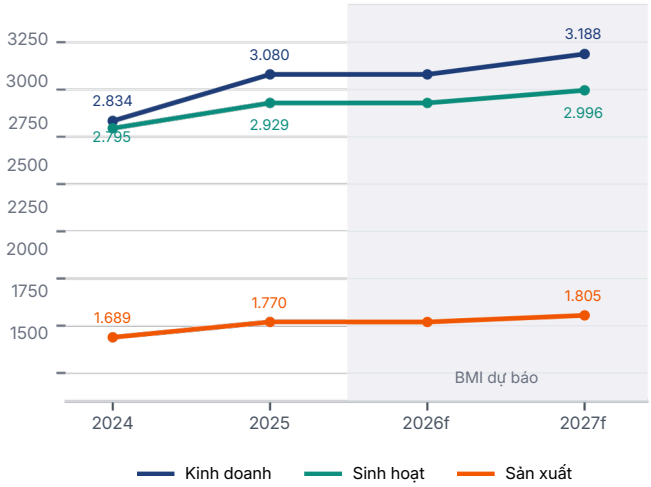
CPI bình quân 9T/2026 đã ở mức 4,52%, lạm phát cơ bản 4,26% – cao nhất trong bốn năm gần nhất và sát mục tiêu điều hành; riêng tháng 9/2026 CPI tăng 5,08% so với cùng kỳ (bình quân quý 3 tăng 4,80%), chủ yếu do giá xăng dầu. Năm 2025, giá điện sinh hoạt tăng 7,2% và là một trong các yếu tố chính đẩy nhóm nhà ở – điện nước – vật liệu xây dựng, nên dư địa tăng giá điện trong ngắn hạn dự kiến sẽ hẹp hơn giai đoạn 2023 – 2025.

GIÁ BÁN LẺ ĐIỆN GIẢM 2%, KHOẢNG CÁCH VỚI CHI PHÍ MUA ĐIỆN TIẾP TỤC NỚI RỘNG

Giá bán lẻ điện bình quân qua các lần điều chỉnh (đ/kWh)



Giá bán lẻ bình quân theo nhóm khách hàng (đ/kWh)



Nguồn: EVN, BMI (09/2026)

Giá điện giảm đúng lúc chi phí mua điện tăng

Thay vì tăng, giá bán lẻ bình quân giảm 2% trong giai đoạn 01/11/2026 – 31/03/2027. Mỗi 1% giá bán lẻ tương ứng khoảng 6.600 tỷ đồng doanh thu/năm của EVN (quy đổi từ điện thương phẩm 6T/2026 và giá 2.160 đồng/kWh). Đợt giảm giá vì vậy làm EVN mất khoảng 5.700 tỷ đồng doanh thu trong 5 tháng, tương đương chi phí bù cho khoảng 5 tỷ kWh thủy điện bị thay thế bằng nhiệt điện than. Giá bán lẻ sớm nhất chỉ có thể tăng trở lại từ quý 2/2027, trùng đỉnh mùa khô khi chi phí mua điện cao nhất.

Khách hàng sản xuất đang được trợ giá chéo mạnh nhất (1.770 đồng/kWh năm 2025 so với 3.080 đồng/kWh của nhóm kinh doanh và 2.929 đồng/kWh của nhóm sinh hoạt, theo BMI) – đây là nhóm có khả năng chịu mức tăng lớn nhất khi biểu giá hai thành phần được áp dụng rộng rãi.

BA KỊCH BẢN ĐIỀU CHỈNH GIÁ BÁN LẺ ĐIỆN

Kịch bản	Khả năng	Diễn biến	Tác động tới doanh nghiệp
A – Tăng giá theo từng bước nhỏ	Trung bình	Khôi phục mức 2.204 sau 31/03/2027, sau đó 1 – 2 đợt tăng 3 – 5% trong quý 2/2027 – quý 1/2028 theo NĐ 278/2026	EVN giữ khả năng thanh toán; nhà phát điện hưởng lợi gián tiếp; ngành thâm dụng điện chịu thêm chi phí
B – Trì hoãn vì áp lực lạm phát	Cao nhất	Giảm 2% từ 01/11/2026 đến 31/03/2027; EVN hấp thụ chi phí mùa khô, quay lại lỗ mảng điện	Lợi nhuận các nhà máy phát điện vẫn tăng nhờ sản lượng nhưng dòng tiền xấu đi do công nợ kéo dài
C – Tăng mạnh một lần trên 8%	Thấp	Chỉ xảy ra nếu mùa khô 2027 diễn biến cực đoan	Cải thiện nhanh dòng tiền toàn ngành; áp lực lên CPI

Nguồn: SHS đánh giá

HÀNH LANG PHÁP LÝ TIẾP TỤC HOÀN THIỆN NHƯNG CHƯA ĐƯỢC XỬ LÝ DỨT ĐIỂM

Cơ chế Qc cho điện khí LNG – quyết định trị giá hàng tỷ USD vẫn đang chờ ban hành

Nghị định 56/2025/NĐ-CP quy định Qc tối thiểu cho điện khí LNG ở mức 65% trong 10 năm. Từ tháng 5/2026, Bộ Công Thương lấy ý kiến dự thảo nâng lên 75% và kéo dài tối đa 15 năm; nhiều chủ đầu tư đề xuất 85 – 95% trong 20 – 25 năm, trong khi Bộ cảnh báo mức trên 80% sẽ gây tình trạng "over-contract". Đến nay dự thảo vẫn chưa được ban hành.

Toàn bộ 22.524 MW LNG theo QHĐ VIII điều chỉnh đến 2030 – tương ứng vốn đầu tư trên 20 tỷ USD – phụ thuộc vào con số này, vì dự án LNG chỉ thu xếp được vốn khi ngân hàng nhìn thấy dòng doanh thu tối thiểu được bảo đảm. Với POW, Qc 75% trong 15 năm là yếu tố hỗ trợ trực tiếp cho Nhơn Trạch 3 & 4 và điều kiện cần cho Quỳnh Lập, Vũng Áng 3.

Giá FIT – khoảng 12 GW dự án tái tạo vẫn nhận giá tạm tính

Khoảng 12 GW dự án điện gió và mặt trời đã COD trong giai đoạn ưu đãi nhưng thiếu văn bản chấp thuận nghiệm thu (CCA). Từ đầu năm 2025, EVN áp dụng giá tạm tính 1.184,9 đồng/kWh thay cho giá FIT1 (9,35 UScent/kWh) hoặc FIT2 (7,09 UScent/kWh), tương đương mức giảm 45 – 60% doanh thu trên mỗi kWh. Tổng vốn đầu tư bị ảnh hưởng ước trên 13 tỷ USD.

Tháng 4/2026, EVN đề xuất áp dụng hồi tố giá chuyển tiếp cho 173 dự án (khoảng 12 GW), có thể cắt giảm tới 43% so với giá FIT gốc và thu hồi phần đã thanh toán bằng cách khấu trừ dần vào tiền điện hằng tháng.

DPPA mở rộng tạo kênh doanh thu không phụ thuộc EVN

Nghị định 243/2026/NĐ-CP (26/06/2026) có ba thay đổi quan trọng: (i) mở rộng đối tượng tham gia DPPA sang trung tâm dữ liệu, trạm sạc xe điện và đơn vị bán lẻ điện trong khu công nghiệp; (ii) hạ ngưỡng tham gia DPPA vật lý từ 200.000 xuống 20.000 kWh/tháng; (iii) nâng trần sản lượng điện mặt trời mái nhà được bán lên lưới từ 20% lên 50%.

DPPA giúp các nhà máy phát điện tái tạo giảm phụ thuộc vào một người mua duy nhất. REE, GEG, HDG, PC1 có danh mục gió – mặt trời gần khu công nghiệp là nhóm hưởng lợi.

CÁC YẾU TỐ HỖ TRỢ TIỀM NĂNG ĐANG CHỜ CHÍNH SÁCH

Yếu tố hỗ trợ	Trạng thái	Đối tượng hưởng lợi	Mức tác động
Ban hành nghị định nâng Qc LNG lên 75% trong 15 năm	Lấy ý kiến từ 05/2026	POW	Cao
Xử lý giá FIT theo hướng giữ nguyên giá cho dự án đã COD	Đang rà soát	GEG, HDG, chủ đầu tư tư nhân	Cao với nhóm NLTT
Điều chỉnh giá bán lẻ sớm hơn, biên độ lớn hơn dự kiến	Chưa điều chỉnh từ 05/2025	Toàn ngành phát điện	Trung bình – cao
Cơ chế đấu thầu pin lưu trữ (BESS)	Đã có giá hai thành phần	PC1, REE (M&E)	Trung bình, từ 2027
Đấu thầu dự án LNG (Ô Môn II, III, Cà Ná, Nghi Sơn...)	Đang chuẩn bị	TV2, PC1	Trung bình, dài hạn

Nguồn: SHS tổng hợp và đánh giá

HÀNH LANG PHÁP LÝ TIẾP TỤC HOÀN THIỆN NHƯNG CHƯA ĐƯỢC XỬ LÝ DỨT ĐIỂM

CÁC VĂN BẢN PHÁP LÝ QUAN TRỌNG VÀ TÁC ĐỘNG TỚI DOANH NGHIỆP

Văn bản / chủ trương	Nội dung cốt lõi	Đối tượng chịu tác động
Nghị định 100/2025/NĐ-CP	Nhà máy điện khí nội địa được huy động tối đa theo khả năng cấp khí	POW, NT2
Nghị định 56/2025/NĐ-CP	Qc tối thiểu 65% trong 10 năm cho điện khí LNG; dự thảo sửa đổi 75% trong 15 năm	POW, nhóm phát triển dự án LNG
Nghị định 58/2025/NĐ-CP	Qc 80% cho điện gió ngoài khơi	REE, PVN
Nghị định 72/2025 và 278/2026	Chu kỳ điều chỉnh giá bán lẻ tối thiểu 3 tháng; EVN tự điều chỉnh trong biên độ 2 – 5%	EVN, toàn bộ nhà phát điện (qua dòng tiền EVN)
Nghị định 243/2026/NĐ-CP	Mở rộng DPPA; hạ ngưỡng tham gia; nâng trần bán điện dư từ mái nhà lên 50%	REE, GEG, HDG, PC1
Nghị định 272/2026/NĐ-CP	Khung pháp lý cho điện gió ngoài khơi: vốn chủ sở hữu tối thiểu 20%, nhà đầu tư nước ngoài tối thiểu 15%	REE, PVN
Thông tư 62/2025/TT-BCT	Giá hai thành phần cho pin lưu trữ (BESS): công suất khả dụng và điện năng phóng ra	PC1, REE (M&E), nhà thầu EPC năng lượng
Thông tư 29/2026/TT-BCT	Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh; trần giá chào	Toàn bộ nhóm phát điện
Quyết định 768/QĐ-TTg	QHĐ VIII điều chỉnh: 136,3 tỷ USD vốn đầu tư 2026 – 2030	PC1, TV1 – TV4, nhóm thiết bị điện
Nghị quyết 70-NQ/TW	Tái cơ cấu ngành điện, tăng vai trò tư nhân	Dài hạn: giảm độc quyền, mở thị trường bán lẻ
Điện hạt nhân Ninh Thuận 1 & 2	Ninh Thuận 1: Việt – Nga ký thỏa thuận (03/2026), khoảng 22 tỷ USD, mục tiêu 2035; Ninh Thuận 2: PVN – KEPCO đẩy nhanh đàm phán	Câu chuyện sau năm 2030

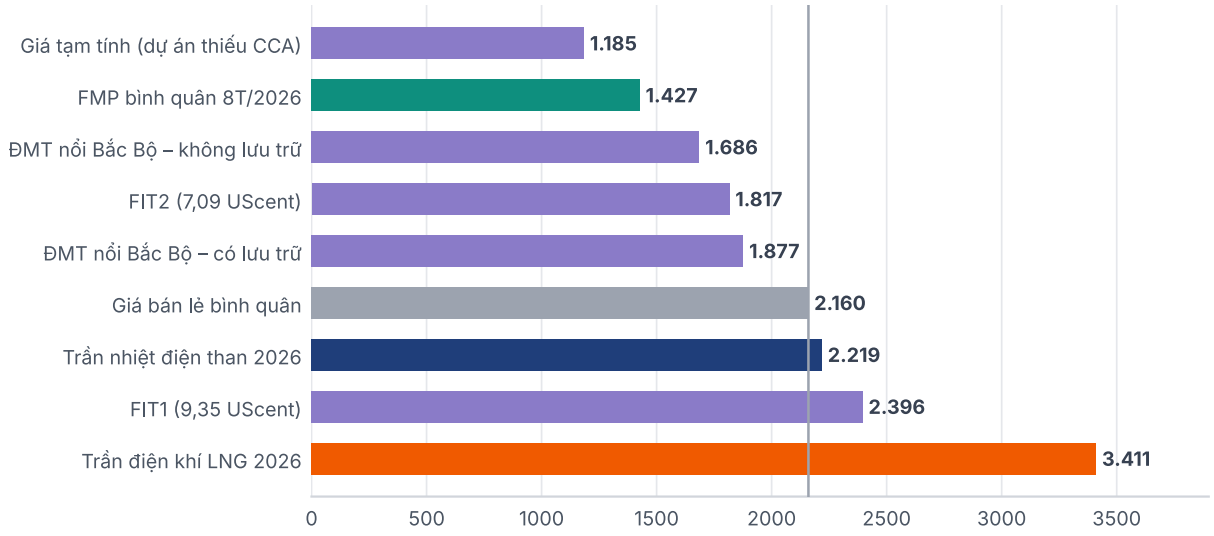
Nguồn: Chính phủ, Bộ Công Thương, SHS tổng hợp

Điểm nghẽn hiện nay không nằm ở việc thiếu chủ trương mà ở tốc độ ban hành văn bản hướng dẫn và mức độ nhất quán khi thực thi. Hồ sơ giá FIT là ví dụ rõ nhất: chủ trương tháo gỡ đã có từ Nghị quyết 233/2024 nhưng đến cuối 2026 doanh nghiệp vẫn nhận giá tạm tính. Vì vậy, các yếu tố hỗ trợ từ chính sách cần được chiết khấu theo xác suất chậm trễ thay vì giả định sẽ xảy ra đúng lịch.

MẶT BẰNG GIÁ MUA ĐIỆN THEO CÁC CƠ CHẾ HIỆN HÀNH

Chênh lệch giữa các cơ chế giá cho thấy hai vấn đề của hệ thống: nguồn tái tạo cũ hưởng giá FIT cao đang bị áp giá tạm tính thấp hơn 45 – 60%, trong khi nguồn LNG mới có giá thành cao hơn gần 55% so với giá bán lẻ bình quân. Việc cân bằng hai đầu này sẽ tiếp tục được giải quyết thông qua cơ chế Qc, giá bán lẻ và thị trường DPPA trong các năm tới.

So sánh mặt bằng giá mua điện theo cơ chế (đồng/kWh)



Nguồn: Bộ Công Thương, EVN, SHS tổng hợp

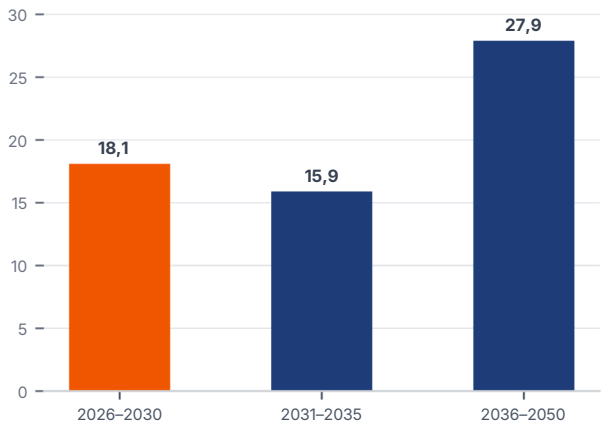
ĐẦU TƯ LƯỚI ĐIỆN TĂNG MẠNH NHƯNG TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI CÒN CHẬM

Vốn đầu tư nguồn và lưới cho giai đoạn 2026 – 2030 là 136,3 tỷ USD

QHĐ VIII điều chỉnh xác định tổng vốn đầu tư nguồn và lưới giai đoạn 2026 – 2030 khoảng 136,3 tỷ USD (khoảng 27 tỷ USD/năm), gấp khoảng 1,2 lần quy hoạch cũ; riêng lưới điện 18,1 tỷ USD.

EVN giải ngân 125.778 tỷ đồng năm 2025 (+14,7% yoy) và đặt kế hoạch khởi công 285 dự án lưới điện trong năm 2026.

Vốn đầu tư lưới điện theo QHĐ VIII (tỷ USD)



Nguồn: Quy hoạch điện VIII điều chỉnh

Tiến độ thực tế chậm hơn kế hoạch, rủi ro quản trị trở thành nút thắt mới

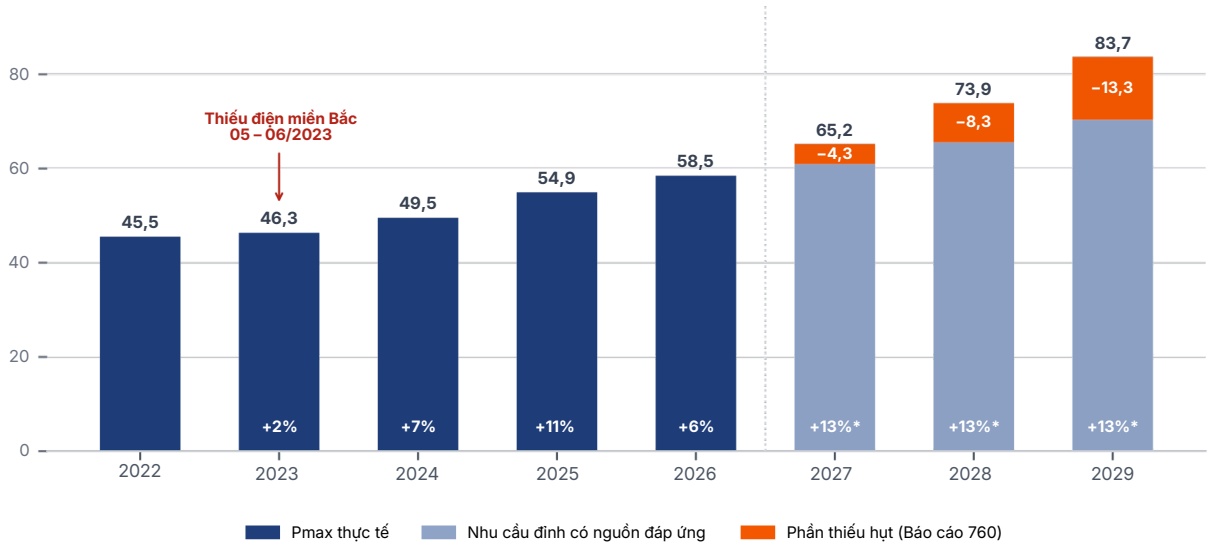
Trong 8T/2026, EVN đóng điện 116 công trình lưới 110 – 500 kV và khởi công 118 công trình. Tại Ban Quản lý dự án các công trình điện miền Bắc, mục tiêu năm 2026 là đóng điện 18 dự án và khởi công 16 dự án, nhưng đến 22/08/2026 mới hoàn thành 8 và khởi công 4 (khoảng 44% và 25% kế hoạch). Vướng mắc chính là thủ tục đầu tư, giải phóng mặt bằng và khó khăn cắt điện để thi công.

Vụ án tại EVNNPT (công bố 02/07/2026) khởi tố 47 bị can thuộc 13 đơn vị, gồm EVNNPT, các ban quản lý dự án, PC1, các công ty chế tạo cột thép và nhóm tư vấn TV1, TV2, TV3 và TV4, liên quan chủ yếu đến đường dây 500 kV mạch 3. Rủi ro lớn nhất của nhóm xây lắp điện trong 12 tháng tới không phải là thiếu việc, mà là năng lực ra quyết định của chủ đầu tư bị suy giảm và quy trình đấu thầu bị siết chặt.

Năm 2026 đủ điện, từ 2027 bắt đầu thiếu và mức thiếu tăng dần

Từ năm 2027, nhu cầu tăng thêm mỗi năm khoảng 8 – 10 GW nhưng nguồn mới chỉ bù được khoảng một nửa (3,4 – 4,8 GW). Thiếu hụt vì vậy tăng từ 4.300 MW (2027) lên 8.300 MW (2028) và 13.300 MW (2029). Miền Bắc chịu nặng nhất do năng lực truyền tải điện từ miền Trung, miền Nam ra chỉ khoảng 5.000 MW.

Phụ tải đỉnh (Pmax) toàn quốc 2022 – 2029 (GW)



Nguồn: EVN, NSMO, Bộ Công Thương (Báo cáo 760)

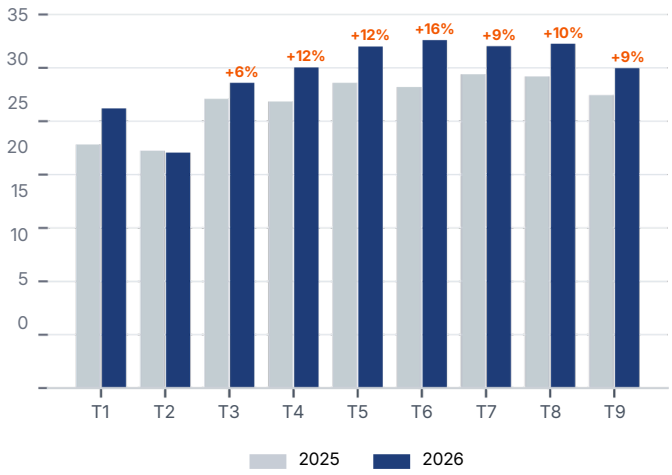
Năm 2026: không thiếu điện, nhưng hệ thống chạy sát giới hạn

Năm 2026 không xảy ra cắt điện luân phiên trên diện rộng như tháng 5-6/2023, kể cả trong đợt nắng nóng kỷ lục. Điện sản xuất và nhập khẩu 9 tháng tăng 9,3% (riêng quý 2 tăng 12,6%, quý 3 tăng 8,3%); cả năm dự kiến tăng khoảng 10%. Phụ tải đỉnh lập kỷ lục 58.456 MW ngày 24/06, cao hơn đỉnh năm 2025 khoảng 6%; miền Bắc đạt gần 30.000 MW.

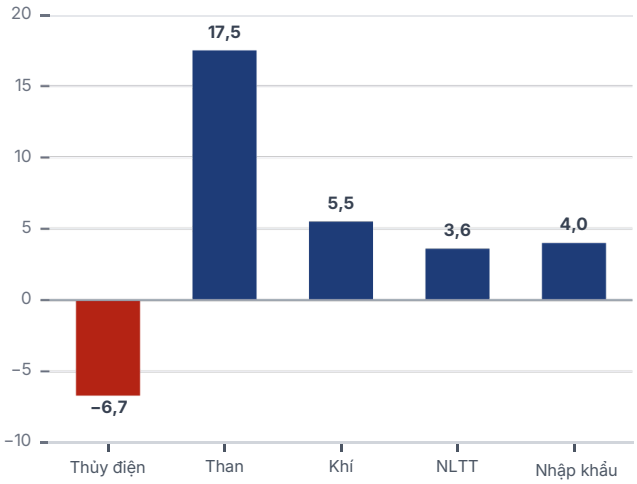
Nguồn mới đã vào kịp: Nhơn Trạch 3 & 4 (1.624 MW), tổ 2 Vũng Áng II (khoảng 665 MW), Hòa Bình mở rộng (480 MW), cùng pin lưu trữ và điện mặt trời mái nhà ở miền Bắc. Thủy điện 9 tháng giảm 9% do El Niño, nhưng được bù bằng nhiệt điện than (+15%), điện khí (+36%) và điện nhập khẩu (+63%).

Tuy nhiên hệ thống phải chạy cả LNG và nhiệt điện dầu giá cao, hoãn bảo dưỡng tổ máy; lúc nắng nóng đỉnh điểm, nhiệt điện miền Bắc bị giảm 1.800 – 2.000 MW công suất do quá tải nhiệt.

Điện sản xuất và nhập khẩu theo tháng (tỷ kWh)



Sản lượng 9T/2026 thay đổi theo nguồn (tỷ kWh)



Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, SHS tổng hợp

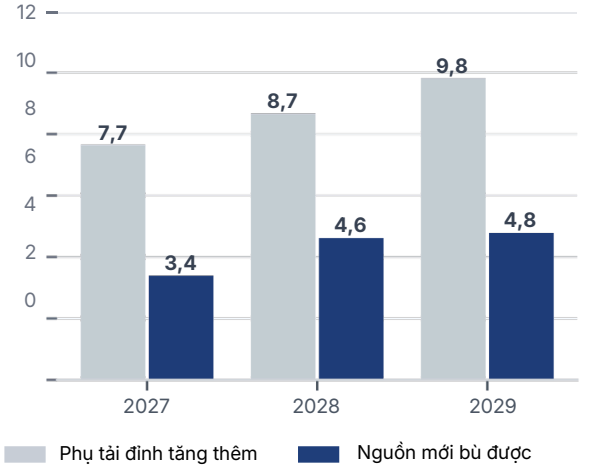
Năm 2027: bắt đầu thiếu khoảng 4.300 MW, tương đương đợt thiếu điện 2023

Bộ Công Thương giả định điện thương phẩm tăng 11,9 – 14,3%/năm và phụ tải đỉnh tăng 13,3 – 15,9%/năm. Như vậy phụ tải đỉnh 2027 lên khoảng 65.200 – 66.700 MW, tức phải có thêm 7.700 – 9.100 MW nguồn chỉ trong một năm.

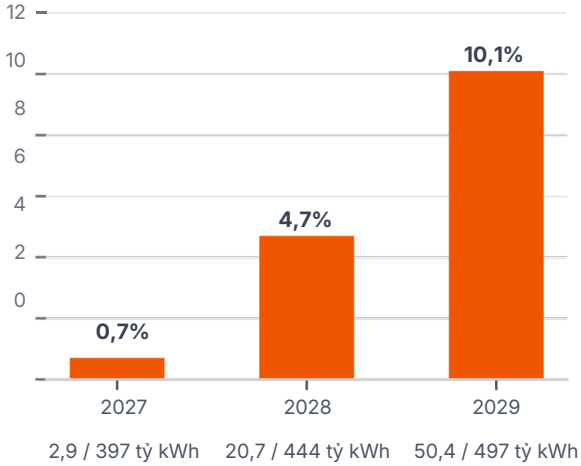
Các nhà máy lớn có mốc vận hành cho mùa khô 2027 gồm Quảng Trạch I (1.403 MW, dự kiến vận hành cuối 2026), LNG Hiệp Phước giai đoạn 1 (1.200 MW), Dầu Tiếng 5 (450 MW), Điện Biên 1 (300 MW), Trị An mở rộng (200 MW), Phú Cường (200 MW) – tổng khoảng 3.700 MW, trong đó miền Bắc chỉ có 300 MW điện mặt trời.

Kết quả: thiếu 4.256 MW công suất và 2,9 tỷ kWh điện năng (khoảng 0,7% nhu cầu cả năm). Quy mô này gần bằng đợt thiếu điện miền Bắc năm 2023 (khoảng 4.350 MW), khi đó gây thiệt hại khoảng 1,4 tỷ USD theo World Bank. Thiếu hụt không kéo dài cả năm mà chủ yếu rơi vào giờ cao điểm những tháng nắng nóng, ở miền Bắc.

Phụ tải đỉnh tăng thêm và nguồn mới bù được (GW)



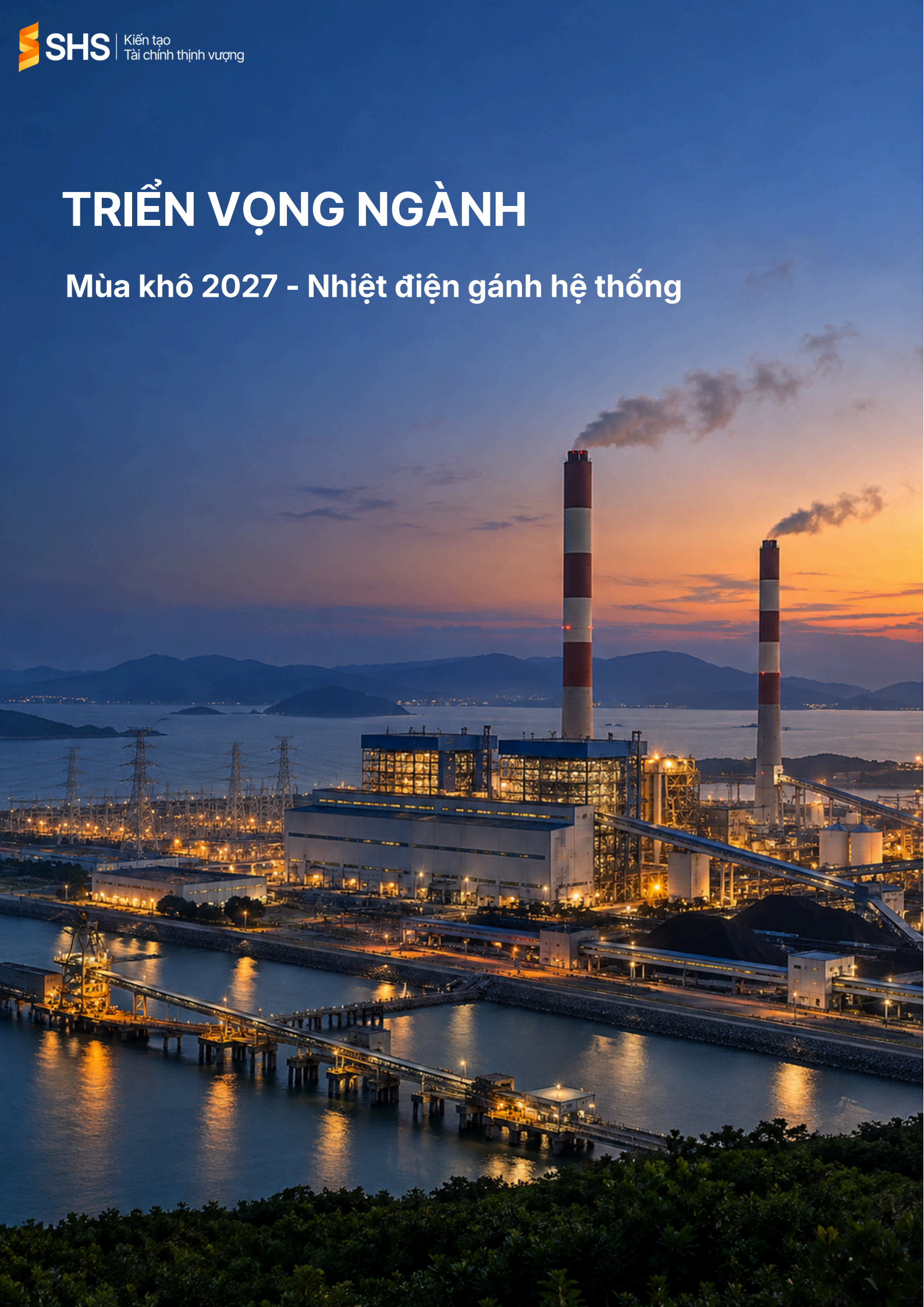
Điện năng thiếu so với nhu cầu cả năm



SHS | Kiến tạo Tài chính thịnh vượng

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Mùa khô 2027 - Nhiệt điện gánh hệ thống



HỆ THỐNG ĐIỆN ĐỐI MẶT ÁP LỰC CUNG ỨNG TĂNG DẦN ĐẾN MÙA KHÔ 2027

Thời điểm căng thẳng do lịch thủy văn và mùa phụ tải quyết định, kèm với đó là cường độ El Niño gia tăng

Thay vì dự phóng con số sản lượng – vốn phụ thuộc vào lượng mưa chưa thể dự báo chính xác – chúng tôi đánh giá thứ tự và thời điểm huy động các nguồn theo từng quý. Hướng đi của chu kỳ đã rõ: thủy điện thiếu nước, nhiệt điện than và điện khí phải bù đắp; điều nhà đầu tư cần nắm là áp lực rơi vào quý nào và nhóm doanh nghiệp nào hưởng lợi hay chịu thiệt trong từng giai đoạn.

Ba yếu tố quyết định mức huy động nhiệt điện trong mỗi quý: (i) lượng nước tích được trong hồ khi kết thúc mùa lũ – mùa lũ Bắc Bộ kết thúc vào tháng 9, Trung Bộ kéo dài đến tháng 12; (ii) mùa phụ tải – thấp nhất quanh Tết Nguyên đán, cao nhất trong các tháng nắng nóng 5 – 7 (kỷ lục năm 2026 xác lập ngày 26/05 và 24/06); (iii) nhu cầu xả nước cho nông nghiệp, như đợt lấy nước đổ ải vụ Đông Xuân ở Bắc Bộ trong tháng 1 – 2.

Chu kỳ 2023 – 2024 cho thấy tác động của El Niño đến chậm hai đến ba quý. El Niño hình thành tháng 6/2023 nhưng thủy điện chạm đáy ở quý 1/2024 (10,6 tỷ kWh, –31% yoy). Trước đó, tháng 6/2023 miền Bắc thiếu điện khi các hồ lớn về sát mực nước chết trong lúc mùa mưa đến muộn – đúng tổ hợp "phụ tải đỉnh + hồ cạn" mà quý 2/2027 có thể lặp lại.

TRIỂN VỌNG HUY ĐỘNG NGUỒN THEO QUÝ NẾU EL NIÑO DIỄN BIẾN NHƯ DỰ BÁO

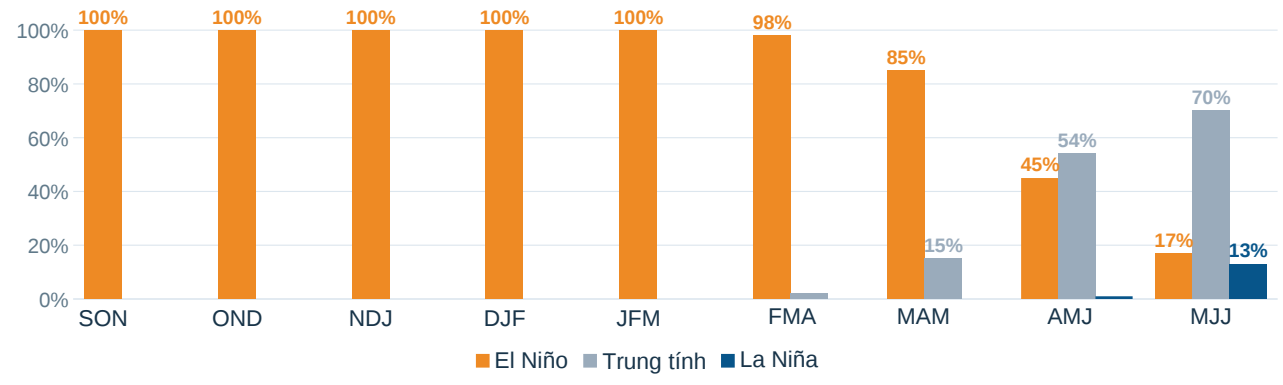
Quý	Thủy văn và phụ tải	Thủy điện	Nhiệt điện than và khí	Giá thị trường (FMP)	Mức áp lực
Q4/2026	Mùa lũ Trung Bộ – cơ hội cuối để tích nước; phụ tải thấp theo mùa	Giảm mạnh so với nền rất cao của quý 4/2025; các hồ ưu tiên giữ nước cho mùa khô	Huy động cao hơn rõ rệt so với cùng kỳ	Tăng trở lại từ vùng 1.200 đồng/kWh của tháng 7 – 8	Trung bình
Q1/2027	Đầu mùa khô, El Niño ở đỉnh; phụ tải thấp nhất năm do Tết	Bắc Bộ vẫn phát do xả nước đổ ải; Trung Bộ – Tây Nguyên hạn chế phát để giữ nước	Chạy nền liên tục	Cao hơn cùng kỳ	Cao
Q2/2027	**Nắng nóng, phụ tải đỉnh năm; hồ về gần mực nước chết**	**Thấp nhất năm, kể cả Bắc Bộ trước khi vào mùa lũ**	**Gần như toàn bộ công suất khả dụng; huy động thêm LNG và dầu**	**Vùng cao nhất, có thể chạm trần giá**	**Rất cao**
Q3/2027	Mùa lũ Bắc Bộ; thời điểm El Niño suy yếu chưa chắc chắn	Phục hồi nếu mùa mưa đến đúng hạn; chậm nếu El Niño kéo dài	Giảm dần từ mức đỉnh	Hạ nhiệt theo thủy văn	Trung bình – cao

Nguồn: SHS đánh giá dựa trên quy luật thủy văn, mùa phụ tải và chu kỳ El Niño

Tổng kết: nhóm nhiệt điện than và điện khí ghi nhận kết quả tốt nhất từ quý 4/2026 đến quý 2/2027, trong đó quý 2/2027 là đỉnh; nhóm thủy điện miền Trung – Tây Nguyên yếu nhất trong quý 1 – quý 2/2027, còn thủy điện Bắc Bộ chịu tác động muộn và nhẹ hơn. Điểm đảo chiều của chu kỳ – cũng là thời điểm cân nhắc chuyển dịch từ nhiệt điện sang thủy điện – nhiều khả năng rơi vào quý 3/2027 và phụ thuộc vào thời điểm El Niño kết thúc.

Dự báo pha thời tiết ENSO giai đoạn 2026 - 2027

Nguồn: NOAA, Bản phát hành tháng 10/2026



SON: 9–11/2026; DJF: 12/2026–2/2027; MAM: 3–5/2027; MJJ: 5–7/2027

NHIỆT ĐIỆN THAN SẼ ĐƯỢC HUY ĐỘNG SÁT NGƯỠNG KỸ THUẬT TRONG MÙA KHÔ 2027

Hệ số huy động thực tế đã tăng từ 57,6% lên khoảng 65 – 67% ngay trong năm 2026

Sản lượng nhiệt điện than 9T/2026 đạt 132,63 tỷ kWh (50% cơ cấu sản lượng, +15% yoy), tương đương hệ số huy động bình quân khoảng 65 – 67%, so với 57,6% của cả năm 2025. Mức tăng này đã diễn ra trước khi mùa khô 2027 bắt đầu, và bao gồm cả quý 3 khi thủy điện Bắc Bộ phát cao theo mùa.

Dư địa tăng thêm không còn nhiều: sau khi trừ thời gian bảo dưỡng định kỳ và sự cố, phần công suất sẵn sàng phát của các tổ máy than thường chỉ khoảng 80 – 85%. Trong các tháng cao điểm quý 2/2027, các nhà máy nhiệt điện than nhiều khả năng phải vận hành gần như toàn bộ công suất khả dụng; phần thiếu hụt còn lại phải bù bằng LNG, dầu FO/DO, điện nhập khẩu hoặc tiết giảm phụ tải.

CÁC GIẢI PHÁP BỔ SUNG NGUỒN CẤP BÁCH CỦA BỘ CÔNG THƯƠNG

Giai đoạn	Giải pháp	Quy mô	Đánh giá của SHS
Đến 6/2027	Điện mặt trời mái nhà	2.800 MW	Triển khai nhanh nhưng không giải quyết đỉnh phụ tải buổi tối
2027 – 2028	Điện mặt trời phân tán kèm pin lưu trữ	3.000 – 5.000 MW	Đã có giá hai thành phần cho BESS, chưa có cơ chế đấu thầu rõ ràng
2027 – 2028	Pin lưu trữ (BESS) độc lập	2.000 – 3.000 MW	Giải pháp đúng cho đỉnh tối
Trước 31/3/2027	Nhập khẩu điện từ Lào và Trung Quốc	–	Nhập khẩu 9T/2026 đạt 10,3 tỷ kWh; thủy điện Lào cũng chịu El Niño
2027 / 2028	Điện mặt trời tập trung	1.000 / 3.000 MW	Cần quỹ đất và đấu nối; tiến độ thường chậm
2029 – 2030	Nhiệt điện than kèm CCS, điện gió và mặt trời quy mô lớn	5.500 MW MT + 3.000 MW gió	Nằm ngoài chu kỳ 12 – 18 tháng

Nguồn: Bộ Công Thương

Danh mục giải pháp cho thấy không có nguồn mới đáng kể nào kịp vận hành trước mùa khô 2027 – gánh nặng dồn lên các nhà máy nhiệt điện hiện hữu. Đồng thời, khối lượng công việc cho nhóm EPC điện mặt trời và BESS (PC1, REE M&E, các nhà thầu lưới) sẽ tăng mạnh, nhưng chủ yếu ghi nhận doanh thu trong giai đoạn 2027 – 2028.

Nhiệt điện than: sản lượng được bảo đảm, chi phí than nội địa tăng chậm

Ba yếu tố cùng hỗ trợ trong 12 tháng tới: sản lượng huy động tăng khi thủy điện thiếu nước, giá thị trường cao trên phần sản lượng ngoài hợp đồng, và chi phí than nội địa bình quân 8T/2026 chỉ tăng 14%, so với 19% của than nhập khẩu và 37% của FMP.

Vòng đời của nhiệt điện than đang được kéo dài. Tháng 7/2026, Chính phủ phát tín hiệu có thể điều chỉnh QHĐ VIII để bổ sung công suất than sau gián đoạn nguồn cung LNG; tháng 8/2026, nhiệt điện An Khánh – Bắc Giang 650 MW khởi công.

Tiêu chí	QTP	HND	PPC
Công suất (MW)	1.200	1.200	1.040
Tuổi đời tổ máy	Vận hành từ 2011 – 2014	Vận hành từ 2009 – 2014	Phả Lại 1 trên 40 năm; Phả Lại 2 trên 20 năm
LNST 9T/2026 (tỷ đồng)	600 (+51%)	544 (+38%)	170 (+286%)
P/E TTM – P/B	4,0x – 0,83x	8,9x – 0,71x	9,6x – 0,63x
Lợi suất cổ tức	9,0%	–	5,7%

ĐIỆN KHÍ ĐƯỢC HUY ĐỘNG TỐI ĐA NHƯNG BỊ GIỚI HẠN BỞI NGUỒN KHÍ VÀ CƠ CHẾ QC

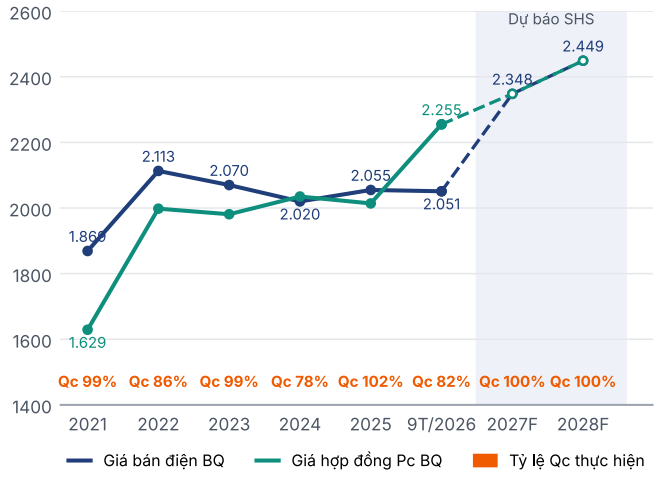
Điện khí nội địa: cơ chế đã thông, nguồn khí là nút thắt

Nghị định 100/2025/NĐ-CP đã thay đổi căn bản vị thế của điện khí nội địa. Từ tháng 5/2025, các nhà máy dùng khí trong nước được huy động tối đa theo khả năng cấp khí thay vì phải chào giá cạnh tranh với nguồn rẻ hơn. Nhóm điện khí của POW tăng sản lượng 7,8% và đạt tỷ lệ Qc khoảng 102% ngay trong năm 2025; NT2 phát 3,33 tỷ kWh trong 9T/2026 (hệ số công suất khoảng 68%), LNST tăng 57% yoy. Sản lượng điện khí toàn hệ thống 9T/2026 đạt 20,48 tỷ kWh (chiếm 7,7% tổng sản lượng).

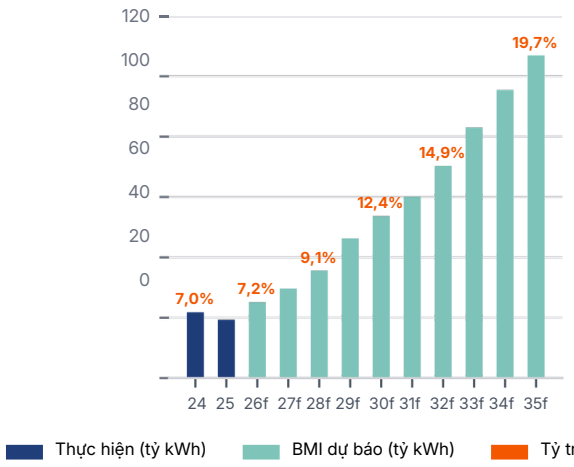
Giới hạn tăng trưởng nằm ở nguồn khí chứ không ở nhu cầu huy động. Khả năng cấp khí trong nước cho phát điện giai đoạn 2026 – 2030 chỉ khoảng 7 tỷ m^3/năm. Lô PM3 – CAA (cấp cho Cà Mau 1 & 2) đã qua đỉnh khoảng 7 triệu m^3/ngày từ 2019 và Petronas dự kiến dừng bán khí bổ sung từ 2028; các mỏ chủ lực bể Nam Côn Sơn (cấp cho Nhơn Trạch 1 & 2) giảm khoảng 25%/năm giai đoạn 2022 – 2024. Nguồn bổ sung đến theo từng bước nhỏ: Sư Tử Trắng 2B (khoảng 260 triệu m^3/năm) và Thiên Nga – Hải Âu (khoảng 160 triệu m^3/năm) từ nửa cuối 2026, Khánh Mỹ – Đầm Dơi và Nam Du – U Minh từ quý 4/2027; Hải Thạch – Mộc Tinh cấp 8,88 tỷ Sm^3 giai đoạn 2026 – 2039 với giá miệng giếng 7,38 USD/MMBtu. Chỉ khi chuỗi Lô B – Ô Môn (dòng khí đầu tiên dự kiến 2027) và Cá Voi Xanh vào vận hành, cung khí nội địa mới tăng lên khoảng 13 tỷ m^3/năm sau 2031.

Giá khí neo theo giá dầu nhưng được chuyển ngang vào giá bán. Giá khí chiếm khoảng 66% chi phí khí tại nhà máy, được tính bằng 46% giá MFO Singapore hoặc 12,7% giá Brent (sàn là giá miệng giếng); cước vận chuyển chiếm khoảng 29%. Với giá dầu Brent quý 3/2026 bình quân 97,1 USD/thùng (+41% yoy), chi phí nhiên liệu tăng mạnh nhưng phần lớn được chuyển vào giá hợp đồng Pc – lợi nhuận nhóm này vì vậy phụ thuộc vào sản lượng và tỷ lệ Qc nhiều hơn là giá dầu. Rủi ro còn lại là phần hao hụt do suất hao nhiệt thực tế cao hơn thiết kế và cước vận chuyển tăng khi cơ cấu khí dịch sang Nam Côn Sơn 2 (cước gấp đôi tuyến cũ).

Giá bán điện, giá Pc và tỷ lệ Qc nhóm điện khí của POW (đ/kWh)



Sản lượng điện khí và tỷ trọng dự kiến (tỷkWh, %)



Nguồn: POW, BMI

Nhơn Trạch 3 & 4 (1.624 MW) là dự án điện LNG đầu tiên của Việt Nam, vận hành thương mại tháng 11 – 12/2025 với nhiên liệu nhập qua kho cảng Thị Vải theo hợp đồng dài hạn với PV GAS và cơ chế Qc 65%. Trong 9T/2026, cụm nhà máy phát 3,88 tỷ kWh, đạt khoảng 84% sản lượng Qc (4,54 tỷ kWh) với giá bán khoảng 3.550 đồng/kWh, gần 2,5 lần FMP bình quân cùng kỳ. Với giá thành cao nhất trong thứ tự huy động, NT3&4 gần như không thể bán thêm ngoài Qc (POW được đền bù tiền không huy động đủ Qc trong 9T/2026).

Tuy nhiên mùa khô 2027 có thể đảo ngược trạng thái này khi thủy điện thiếu nước và nhiệt điện than chạy sát ngưỡng, NSMO nhiều khả năng sẽ phải huy động LNG vượt Qc trong quý 2/2027.

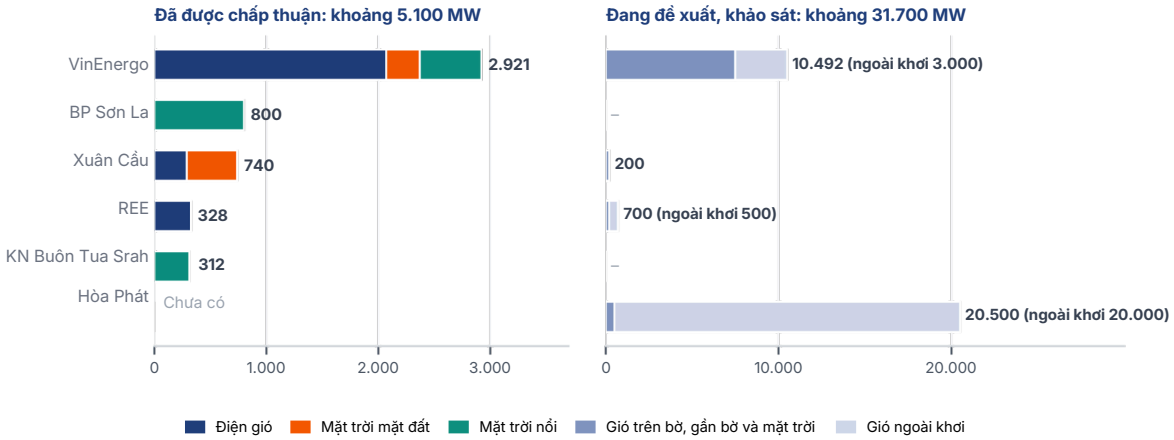
LÀN SÓNG ĐIỆN GIÓ VÀ ĐIỆN MẶT TRỜI NỔI DO CÁC TẬP ĐOÀN TƯ NHÂN LỚN DẪN DẮT

Chu kỳ đầu tư mới không còn dựa vào giá FIT mà dựa vào nhu cầu điện nội bộ và cơ chế DPPA

Sau giai đoạn ngừng trệ 2021 – 2025, làn sóng đầu tư điện gió và điện mặt trời đã khởi động lại với quy mô lớn. Chỉ riêng các dự án đã được chấp thuận trong 2025 – 2026 của sáu chủ đầu tư dưới đây đã đạt khoảng 5.100 MW – tương đương khoảng 20% tổng công suất gió và mặt trời hiện hữu (khoảng 25,5 GW năm 2025). Danh mục đang đề xuất hoặc khảo sát của cùng nhóm này còn lớn gấp khoảng sáu lần (khoảng 31,7 GW), nhưng gần 3/4 là điện gió ngoài khơi (khoảng 23,5 GW) – phân khúc mà khung pháp lý và tiêu chí năng lực tài chính mới hình thành, nên khó đóng góp công suất trước 2030. Vì vậy, khối lượng có thể hiện thực hóa trong 2027 – 2029 chủ yếu là khoảng 5 GW đã được chấp thuận. Riêng Gia Lai có 39 dự án năng lượng tái tạo (2.971,6 MW, trong đó 24 dự án điện gió với 2.150 MW) cam kết khởi công trong quý 4/2026.

Khác biệt cốt lõi so với làn sóng 2019 – 2020 là nguồn cầu và người mua. Làn sóng trước dựa vào giá FIT do EVN mua toàn bộ – và để lại khoảng 12 GW dự án đang vướng hồi tố giá. Làn sóng mới dựa vào (i) nhu cầu điện nội bộ của chính tập đoàn chủ đầu tư (nhà máy VinFast, VinES, khu công nghiệp của Vingroup; khu liên hợp thép Dung Quất của Hòa Phát), (ii) mua bán điện trực tiếp DPPA với doanh nghiệp FDI theo Nghị định 243/2026, và (iii) giá đàm phán trong khung giá kèm pin lưu trữ. Vì vậy người dẫn dắt làn sóng đầu tư này là các tập đoàn đa ngành vừa có nhu cầu tiêu thụ, vừa có năng lực huy động vốn cho dự án vay 70 – 85% tổng mức đầu tư.

Công suất các dự án điện gió và điện mặt trời mới tiêu biểu theo chủ đầu tư (MW)



Nguồn: SHS tổng hợp (đến 09/2026)

VinEnergo là nhà đầu tư lớn nhất với danh mục gần 2.920 MW và tham vọng quy mô 10 GW

VinEnergo (thành lập 03/2025) đã nâng vốn điều lệ từ 2.000 tỷ đồng lên 79.923 tỷ đồng (05/2026), trong đó ông Phạm Nhật Vượng sở hữu 71% tại thời điểm thành lập và Vingroup 19%;

Danh mục trong nước đã được chấp thuận khoảng 2.920 MW với tổng vốn khoảng 121.500 tỷ đồng, gồm điện gió Hòn Trâu giai đoạn 1 (750 MW, 48.372 tỷ đồng), Ecowind Kỳ Anh (498 MW), Kỳ Anh (400 MW), điện gió ven biển Halcom Hồng Đức tại Quảng Trị (200 MW, 9.128 tỷ đồng), Vĩnh Thuận (143 MW), Thăng Hưng 1 & 2 tại Gia Lai (80 MW, chấp thuận 06/2026), điện mặt trời Điện Biên 1 (300 MW, vận hành dự kiến quý 4/2027) và cụm điện mặt trời nổi Bản Chát 1 & 2 (550 MW).

Danh mục đang đề xuất còn lớn gấp hơn ba lần, khoảng 10,5 GW: tháng 3/2026 VinEnergo ký hợp tác phát triển cụm điện gió khoảng 5 GW tại Gia Lai (vốn dự kiến khoảng 210.000 tỷ đồng) và đề xuất với Cà Mau loạt dự án điện gió khoảng 5.490 MW, trong đó 3.000 MW ngoài khơi để xuất khẩu điện sang Malaysia. Các dự án tại Cà Mau mới ở bước xin bổ sung quy hoạch.

Việc Vingroup bỏ dự án LNG Hải Phòng 4,8 GW (03/2026) để chuyển sang tổ hợp tái tạo kết hợp pin lưu trữ là tín hiệu rõ nhất cho thấy cú sốc giá nhiên liệu đang đẩy dòng vốn tư nhân từ LNG sang năng lượng tái tạo.

LÀN SÓNG ĐIỆN GIÓ VÀ ĐIỆN MẶT TRỜI NỔI DO CÁC TẬP ĐOÀN TƯ NHÂN LỚN DẪN DẮT

Điện mặt trời nổi trên hồ thủy điện là phân khúc mới hấp dẫn

Ba dự án điện mặt trời nổi lớn nhất cả nước đều được phê duyệt trong năm 2026: Sơn La (800 MW, BP Sơn La), Bản Chát 1 & 2 tại Lai Châu (550 MW, VinEnergo) và Buôn Tua Srah tại Lâm Đồng (312 MW kèm BESS tối thiểu 10% công suất trong 2 giờ). Cả ba tập trung ở miền Bắc và Tây Nguyên nhưng chỉ vận hành từ 2028 – 2029, nên không giải quyết được rủi ro của mùa khô 2027.

Lợi thế của điện mặt trời nổi nằm ở hạ tầng sẵn có và tính bổ trợ với thủy điện. Dự án không cần giải phóng mặt bằng và dùng chung lưới 220 – 500 kV của nhà máy thủy điện. Điện mặt trời phát ban ngày cho phép thủy điện giữ nước cho cao điểm tối – một dạng "pin lưu trữ" tự nhiên, đặc biệt có giá trị trong năm El Niño. Khung giá điện mặt trời nổi Bắc Bộ năm 2025 là 1.685,8 đồng/kWh, hoặc 1.876,6 đồng/kWh nếu có lưu trữ.

Các tập đoàn công nghiệp tham gia để tự chủ nguồn điện xanh

Xuân Cầu Holdings có danh mục đã chấp thuận khoảng 740 MW: điện mặt trời Dầu Tiếng 5 (450 MW kèm BESS) – dự án DPPA quy mô lớn nhất đang triển khai, điện gió Cam Lộ (200 MW) và điện gió số 7 giai đoạn 2 tại Cần Thơ (90 MW, đang xây dựng). Ở bước đề xuất, công ty thành viên XCE cùng REE nộp hồ sơ điện gió Vĩnh Tân (Cần Thơ, 200 MW) tháng 9/2026; mục tiêu khoảng 2 GW năm 2030.

Hòa Phát chưa có dự án được chấp thuận: đề xuất 4 dự án điện mặt trời khoảng 500 MW quanh Dung Quất để tự cung cấp điện xanh cho thép xuất khẩu, và góp 30% vốn vào CTCP Điện gió ngoài khơi Sông Hậu (khoảng 20.000 MW, vốn khoảng 1,5 triệu tỷ đồng) – dự án mà TP. Cần Thơ mới kiến nghị Thủ tướng cho phép nghiên cứu (07/2026).

Cơ điện lạnh REE là doanh nghiệp niêm yết duy nhất trong nhóm có dự án điện gió đang thi công: 128 MW gió gần bờ (đóng điện 10/2026) và Phú Cường 1A & 1B (200 MW, COD tháng 10/2027). Danh mục đề xuất gồm Vĩnh Tân 200 MW, khảo sát khoảng 500 MW gió ngoài khơi và điện mặt trời nổi (1.000 MW) hồ Sông Hinh (VSH), Thác Bà (TBC) và Thác Mơ (TMP).

CÁC DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ VÀ ĐIỆN MẶT TRỜI MỚI TIÊU BIỂU

Dự án	Chủ đầu tư	Loại hình	Công suất (MW)	Vốn (tỷ đồng)	Tiến độ
Hòn Trâu GĐ1 (Gia Lai)	VinEnergo	Điện gió	750	48.372	Lùi khởi công sang đầu 2027
Ecowind Kỳ Anh, Kỳ Anh (Hà Tĩnh)	VinEnergo	Điện gió	898	39.698	Đã lập công ty dự án 06/2026
Halcom Hồng Đức (Quảng Trị)	VinEnergo	Điện gió ven biển	200	9.128	Chấp thuận 11/2025
Vĩnh Thuận, Thăng Hưng 1 & 2	VinEnergo	Điện gió	223	7.294	Thăng Hưng vận hành 03/2028
Bản Chát 1 & 2 (Lai Châu)	VinEnergo	Mặt trời nổi	550	11.647	Khởi công 10/2026, vận hành Q4/2028
Điện Biên 1	VinEnergo	Mặt trời	300	5.371	Vận hành Q4/2027
Mặt trời nổi Sơn La	BP Sơn La	Mặt trời nổi	800	18.031	Khởi công Q2/2027, vận hành Q4/2029
Buôn Tua Srah (Lâm Đồng)	KN Buôn Tua Srah	Mặt trời nổi + BESS	312	7.750	Vận hành Q2/2029
Dầu Tiếng 5 (Tây Ninh)	Xuân Cầu	Mặt trời + BESS, DPPA	450	7. 7 74	Khởi công 08/2026, vận hành 12/2027
Cam Lộ (Quảng Trị)	Xuân Cầu	Điện gió	200	6.500	Vận hành Q2/2028
Điện gió số 7 GĐ2 (Cần Thơ)	Xuân Cầu	Điện gió	90	3.728	Đang xây dựng
4 dự án quanh Dung Quất	Hòa Phát	Mặt trời đất và nổi	khoảng 500	–	Đề xuất 01/2026, chưa chấp thuận
V1-3, V1-5 & 6 GĐ2; Phú Cường 1A & 1B	REE	Gió gần bờ	328	–	Đóng điện 10/2026, 10/2027

Nguồn: SHS tổng hợp (đến 09/2026)

Kết luận: làn sóng này mang lại khối lượng công việc lớn cho nhóm xây lắp, tư vấn và thiết bị điện (PC1, REE M&E, TV1, TV2, TV3, TV4) giai đoạn 2027 – 2029. Rủi ro cần theo dõi là khả năng giải tỏa công suất của lưới, tiến độ thu xếp vốn và sự ổn định của cơ chế DPPA.

ĐÁNH GIÁ TRIỂN VỌNG CÁC PHÂN NGÀNH TRONG 12 THÁNG TỚI

Phân ngành	Doanh nghiệp tiêu biểu	Biến số quyết định	Triển vọng 12 tháng tới	Quan điểm
Nhiệt điện than	QTP, HND, PPC, POW	Sản lượng huy động, độ khả dụng, giá than nội địa	Huy động cao nhất từ quý 4/2026 đến quý 2/2027; biên gộp cải thiện nhờ giá FMP cao	Tích cực
Điện khí nội địa	POW, NT2	Nguồn khí khả dụng, NĐ 100/2025	Huy động tối đa theo khả năng cấp khí	Tích cực
Điện khí LNG	POW	Qc, giá LNG	Lợi nhuận được Qc bảo đảm, dòng tiền phụ thuộc EVN	Tích cực
Thủy điện	REE, VSH, TMP, DNH, CHP	Lưu lượng nước về hồ	Sản lượng thấp nhất trong quý 1 – quý 2/2027, nặng nhất ở miền Trung – Tây Nguyên	Kém khả quan
Năng lượng tái tạo	GEG, HDG, REE	Xử lý giá FIT, cắt giảm công suất, DPPA	Vận hành ổn định; điểm nghẽn là pháp lý	Trung lập
Xây lắp – tư vấn điện	PC1, TV1, TV2	Giải ngân đầu tư, rủi ro pháp lý	Khối lượng lớn, tiến độ chậm	Trung lập

Các giả định nền tảng có thể làm thay đổi triển vọng ngành

Giả định	Rủi ro	Dấu hiệu nhận biết sớm	Mức ảnh hưởng
El Niño duy trì cường độ mạnh tới giữa 2027	ENSO chuyển trung tính sớm từ quý 1/2027; mưa trái mùa ở Trung Bộ	Dị thường Niño-3.4 giảm dưới +1,0°C; mực nước hồ hồi phục nhanh tháng 11 – 12/2026	Rất cao
Nhu cầu điện duy trì tăng trưởng cao	Sản xuất công nghiệp chậm lại do thuế quan và lãi suất	Sản lượng điện tháng dưới +7% yoy hai tháng liên tiếp; PMI dưới 50	Cao
Nhiệt điện than đủ khả dụng để chạy nền liên tục trong mùa khô	Sự cố tổ máy, thiếu than cục bộ, kéo dài đại tu	Thông báo sự cố; tồn kho than; sản lượng tháng từng nhà máy	Trung bình
EVN thanh toán đúng hạn	Giá bán lẻ không được điều chỉnh	Số ngày phải thu của POW, NT2, QTP tăng mạnh	Cao
Giá nhiên liệu duy trì mặt bằng cao	Xung đột Hormuz hạ nhiệt; Brent về 70 USD/thùng	Giá JKM, Newcastle giảm liên tục	Trung bình

DANH MỤC CỔ PHIẾU KHUYẾN NGHỊ

Mã cổ phiếu	Khuyến nghị	Luận điểm đầu tư
REE › *Công suất điện tăng tốc, M&E bứt phá, lợi nhuận tăng trưởng bền vững với CAGR giai đoạn 2027 - 2030 đạt 23%*	**TĂNG TỶ TRỌNG** **70.300** Tiềm năng +53% Xem báo cáo	• Công suất điện theo tỷ lệ sở hữu tăng từ **1.146 MW (2026F) lên 1.730 MW (2028F)** nhờ Duyên Hải 2 & 3 (128 MW, COD quý 4/2026), Trà Khúc 2 và Phú Cường 1A & 1B (230 MW, COD 2027); danh mục dự án gió gần bờ, mặt trời nổi và Nam Bộ 3 có thể đưa công suất lên khoảng **3.000 MW năm 2030**. • M&E ký mới **9.000 tỷ đồng** trong 9T/2026 (vượt mục tiêu cả năm 7.000 – 8.000 tỷ) với trung tâm dữ liệu An Khánh, sân bay Long Thành; doanh thu M&E dự phóng tăng **21% năm 2026** và **28% năm 2027**. • LNST cổ đông công ty mẹ dự phóng **2.799 tỷ đồng (+11%yoy) năm 2026, 3.122 tỷ đồng (+11,2% yoy) năm 2027** và **3.751 tỷ đồng (+20%) năm 2028** khi các dự án đi vào hoạt động; CAGR lợi nhuận sau thuế công ty mẹ 2027F – 2030F đạt **23%.** • REE giao dịch tại P/E 2026F **10,2x;** 2027F **9,2x** và 2028F **7,7x**, thấp hơn bình quân 3 năm gần nhất (13,3x).
POW › *Nhơn Trạch 3 & 4 bước vào giai đoạn thu tiền; El-nino và tình trạng thiếu điện giúp gia tăng sản lượng các nhà máy nhiệt điện*	**TĂNG TỶ TRỌNG** **18.000** Tiềm năng +44% Xem báo cáo	• 9T/2026: sản lượng **19,3 tỷ kWh (+44% yoy)**, LNST cổ đông công ty mẹ **6.434 tỷ đồng (gấp 3,5 lần cùng kỳ).** • LNST cổ đông mẹ 2026F dự kiến đạt **7.443 tỷ đồng (gấp 3,1 lần năm 2025)**; loại trừ khoản thu nhập bất thường một lần, LNST cốt lõi đạt **5.068 tỷ đồng (+109%)**. Năm 2027F, LNST dự kiến đạt **5.130 tỷ đồng** (EPS đạt 1.672 đ/cp). • **Nhiệt điện được huy động cao trong chu kỳ El Niño**. Quý 4 là cao điểm mùa khô trong khi El Nino đang ở mức rất mạnh (xác suất duy trì 98% trong tháng 10-12/2026 theo Trung tâm Dự báo KTTV Quốc gia) hỗ trợ huy động nhóm nhiệt điện • POW giao dịch tại P/E 2026F là **5,0 lần** và P/E 2027F là **7,3 lần,** thấp hơn so với bình quân 3 năm gần nhất của doanh nghiệp là 22 lần.
NT2 › *Thêm nguồn khí, hết khấu hao: lợi nhuận tăng tốc, số dư tiền mặt lớn*	**TĂNG TỶ TRỌNG** **30.000** Tiềm năng +33%	• 9T/2026: doanh thu **7.803 tỷ đồng (+44% yoy)**, LNST **906 tỷ đồng (+57%)**; riêng quý 3 LNST **419 tỷ đồng (+95%yoy)**, biên gộp tăng từ 11,3% (9T/2025) lên 13,6% (9T/2026) trong khi khấu hao giảm từ 516 tỷ đồng (9T/2025) xuống 115 tỷ đồng (9T/2026) • Khí nội địa khả dụng năm 2027F tăng **27%** lên khoảng 1.050 triệu Sm^3 nhờ Sư Tử Trắng 2B, Thiên Nga – Hải Âu và Hải Thạch – Mộc Tinh; với cơ chế huy động tối đa theo Nghị định 100/2025, sản lượng 2027F dự kiến đạt **4,73 tỷ kWh (+6,6% yoy)**. • LNST 2026F dự phóng là **1.267 tỷ đồng** (**+12% yoy**) và 2027F là **1.824 tỷ đồng (+44% yoy)**, EPS 6.335 đ/cp. Tiền ròng cuối năm 2026 khoảng **3.200 tỷ đồng (~48% vốn hóa)**, cổ tức tiền mặt 1.500 đ/cp (dividend yield 6,5%). • NT2 đang giao dịch tại mức P/E 2026F là **5,2x** và P/E 2027F là **3,8x,** thấp hơn so với mức trung bình lịch sử của doanh nghiệp giai đoạn 2021-2025 (11x lần).

REE

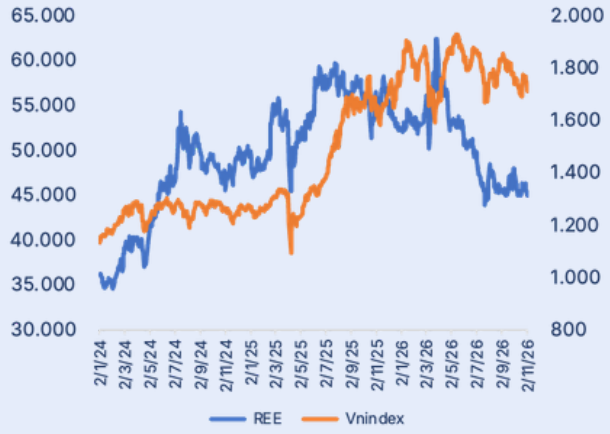
Khuyến nghị: Tăng tỷ trọng

Giá hiện tại (06/11/2026):	46.000 VND
Giá mục tiêu:	**70.300 VND**
% tăng/giảm giá:	**53%**

Thông số cơ bản:

Vốn hóa (tỷ VND):	28.279
Số lượng CP lưu hành:	623.399.036
KLCP đang niêm yết:	623.399.036
KLGD trung bình 10 phiên (CP):	271.580
Giá thấp 52w:	42.500
Giá cao 52W:	64.000
Sở hữu nhà nước:	5,3%
Sở hữu NĐT nước ngoài:	49%
Tỷ lệ CP lưu hành tự do:	35%

Diễn biến giá cổ phiếu (đồng/cp)



Nguồn: SHS Research, FiinProX

Đ/v: Tỷ đồng	2025	2026F	2027F
Tổng tài sản	40.074	47.101	59.564
Vốn chủ	24.796	26.853	29.539
Doanh thu	10.025	11.099	13.857
LNST cty mẹ	2.530	2.799	3.122
ROE	12,7%	12,4%	12,6%
ROA	7,9%	7,1%	6,3%
EPS (VND)	4.669	4.490	5.008
BVPS (VND)	38.674	37.089	41.097

LỢI NHUẬN QUÝ 3 CAO NHẤT 11 QUÝ GẦN NHẤT

Cập nhật KQKD Q3/2026

Doanh thu thuần quý 3/2026 đạt 3.270 tỷ đồng (+28,1% yoy), **LNST CĐ mẹ 788 tỷ đồng (+16,9% yoy, +24,8% qoq), cao nhất trong 11 quý**. Lũy kế 9T/2026, LNST CĐ mẹ đạt 2.134 tỷ đồng (+11,8% yoy). Tăng trưởng đến từ cơ điện lạnh (LNST 9T +85,6% yoy) và năng lượng (+8,7% yoy), khi giá thị trường điện bình quân tăng 42% bù cho sản lượng thủy điện giảm 18,7%.

Luận điểm đầu tư

(1) Cơ điện lạnh bứt phá nhờ backlog kỷ lục và đại dự án hạ tầng. Doanh thu mảng này 9T/2026 đạt 3.208 tỷ đồng (+40,5% yoy), LNST 205 tỷ đồng (+85,6% yoy). Giá trị hợp đồng ký mới 9T/2026 đạt 9.069 tỷ đồng gấp 3,5 lần doanh thu 9T của REE M&E tạo động lực doanh thu cho năm 2027.

(2) Công suất điện gió tăng gấp 4 lần giai đoạn 2026 - 2027. Duyên Hải 3 (80 MW, COD 11/2026), Duyên Hải 2 (48 MW, 12/2026) và Phú Cường 1A & 1B (200 MW, quý 4/2027) nâng công suất gió tăng 4 lần từ 126 MW lên 502 MW, giúp bổ sung khoảng 1.806 tỷ đồng doanh thu/năm.

(3) Giá điện thị trường là lực đỡ trong giai đoạn El Niño. LNST thủy điện 9T tăng 7,2% dù sản lượng giảm 18,7%; nguy cơ thiếu điện từ 2027 giúp giữ giá thị trường ở mức cao.

(4) Tài chính mạnh, chính sách cổ tức duy trì cao và ổn định. Tại 30/09/2026, tỷ lệ nợ vay ròng/VCSH của REE là 0,16 lần, mức rất thấp giúp doanh nghiệp có thể tiếp tục đẩy mạnh triển khai các dự án.

Doanh nghiệp duy trì chính sách cổ tức ổn định khi 5 năm liên tiếp đều chi trả mức 25%/năm (trong đó 10% tiền mặt và 15% cổ phiếu).

Định giá

Chúng tôi nâng nhẹ dự phóng LNST CĐ mẹ 2026F lên 2.799 tỷ đồng (+10,7% yoy), 2027F đạt 3.122 tỷ đồng (+11,5% yoy) và duy trì khuyến nghị **TĂNG TỶ TRỌNG** với giá mục tiêu **70.300 đồng/cp (tiềm năng tăng giá 53%)**. Tại mức giá hiện tại REE đang giao dịch với P/E 2026F là 10 lần, **2027F là 9 lần**, thấp hơn 23% so với bình quân 3 năm gần nhất của doanh nghiệp (13,3 lần).

POW

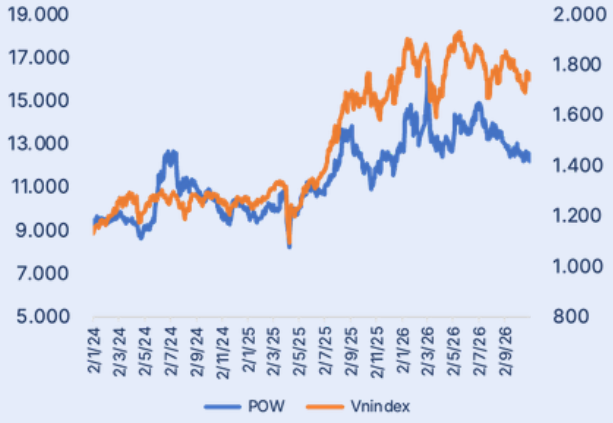
Khuyến nghị: Tăng tỷ trọng

Giá hiện tại (06/11/2026):	12.500 VND
Giá mục tiêu:	**18.000 VND**
% tăng/giảm giá:	**44%**

Thông số cơ bản:

Vốn hóa (tỷ VND):	37.428
Số lượng CP lưu hành:	3.067.845.688
KLCP đang niêm yết:	3.067.845.688
KLGD trung bình 10 phiên (CP):	4.321.079
Giá thấp 52w:	10.600
Giá cao 52W:	16.850
Sở hữu nhà nước:	79,94%
Sở hữu NĐT nước ngoài:	4,39%
Tỷ lệ CP lưu hành tự do:	20%

Diễn biến giá cổ phiếu (đồng/cp)



Nguồn: SHS Research, FiinProX

Đ/v: Tỷ đồng	2025	2026F	2027F
Tổng tài sản	88.611	105.033	107.224
Vốn chủ	37.215	44.696	48.857
Doanh thu	34.306	65.307	66.490
LNST cty mẹ	2.427	7.443	5.130
ROE	7,3%	19,8%	12,0%
ROA	3,4%	7,1%	5,6%
EPS (VND)	871	2.426	1.672
BVPS (VND)	12.277	13.384	14.460

LỢI NHUẬN QUÝ 3 GẤP 2,3 LẦN CÙNG KỲ, LŨY KẾ 9 THÁNG ĐÃ VƯỢT DỰ PHÓNG CẢ NĂM

Cập nhật KQKD Q3/2026

- **Q3/2026**: Doanh thu thuần 16.772 tỷ đồng (+113,5% yoy), LNST 2.073 tỷ đồng (+118,6% yoy), LNST cổ đông công ty mẹ 1.860 tỷ đồng (gấp 2,3 lần cùng kỳ).
- **Luỹ kế 9T/2026**: Doanh thu thuần 49.406 tỷ đồng (+94,5% yoy), LNST 6.899 tỷ đồng (gấp 3,2 lần cùng kỳ), LNST cổ đông công ty mẹ 6.434 tỷ đồng (gấp 3,5 lần cùng kỳ).

Luận điểm đầu tư

(1) Cơ chế Qc bảo vệ lợi nhuận Nhơn Trạch 3&4 khi huy động thấp. Giá LNG giao ngay châu Á (JKM) tăng lên 25-30 USD/MMBtu trong tháng 10/2026. Chi phí nhiên liệu được chuyển ngang vào giá bán theo hợp đồng, phần sản lượng Qc không được huy động được EVN đền bù, nên Nhơn Trạch 3&4 duy trì biên lợi nhuận ổn định trong giai đoạn giá LNG cao. POW được EVN thanh toán khoảng 1.463 tỷ đồng tiền đền bù không huy động đủ Qc trong 9T2026;

(2) Nhiệt điện được huy động cao trong chu kỳ El Niño. Quý 4 là cao điểm mùa khô trong khi El Nino đang ở mức rất mạnh (xác suất duy trì 98% trong tháng 10-12/2026 theo Trung tâm Dự báo KTTV Quốc gia) hỗ trợ huy động nhóm nhiệt điện. Sản lượng toàn công ty 9T đạt 19.329 triệu kWh (+44% yoy), trong đó Nhơn Trạch 2 đạt 3.302 triệu kWh (+53,2% yoy), Vũng Áng 1 đạt 5.739 triệu kWh (+20,6% yoy), Cà Mau 1&2 đạt 4.256 triệu kWh (+3,9% yoy);

Định giá

Tại mức giá 12.500 đồng POW giao dịch với **P/E 2026F khoảng 5,0 lần và 2027F là 7,3 lần**, thấp hơn đáng kể so với trung bình 3 năm gần nhất của doanh nghiệp là 22 lần. Chúng tôi duy trì khuyến nghị **TĂNG TỶ TRỌNG** đối với cổ phiếu POW với mức giá mục tiêu là **18.000 đồng/cp (tiềm năng tăng giá 44%)**.

NT2

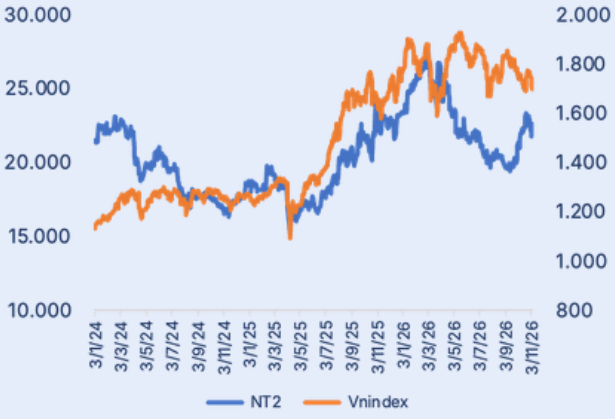
Khuyến nghị: Tăng tỷ trọng

Giá hiện tại (06/11/2026):	22.600 VND
Giá mục tiêu:	**30.000 VND**
% tăng/giảm giá:	**33%**

Thông số cơ bản:

Vốn hóa (tỷ VND):	6.333
Số lượng CP lưu hành:	287.876.029
KLCP đang niêm yết:	287.876.029
KLGD trung bình 10 phiên (CP):	1.490.720
Giá thấp 52w:	19.400
Giá cao 52W:	27.700
Sở hữu nhà nước:	59,37%
Sở hữu NĐT nước ngoài:	10,62%
Tỷ lệ CP lưu hành tự do:	41%

Diễn biến giá cổ phiếu (đồng/cp)



Nguồn: SHS Research, FiinProX

Đ/v: Tỷ đồng	2025	2026F	2027F
Tổng tài sản	9.273	12.362	13.928
Vốn chủ	4.859	5.775	7.076
Doanh thu	7.958	10.439	12.422
LNST cty mẹ	1.130	1.267	1.824
ROE	25%	23,8%	28,4%
ROA	12,6%	11,7%	13,1%
EPS (VND)	3.926	4.401	6.335
BVPS (VND)	18.832	24.581	29.186

KQKD Q3/2026: LỢI NHUẬN GẦN GẤP ĐÔI CÙNG KỲ, 9 THÁNG ĐẠT 211% KẾ HOẠCH NĂM

Cập nhật KQKD Q3/2026

- **Q3/2026**: Doanh thu 2.807 tỷ đồng (+45,6% yoy), LNST 419 tỷ đồng (+95,4% yoy). Biên lợi nhuận gộp 17,5% (Q3/2025: 10,6%).
- **Luỹ kế 9T/2026**: Doanh thu 7.803 tỷ đồng (+43,5%), LNST 906 tỷ đồng (+57%), bằng 211% kế hoạch LNST năm.

Luận điểm đầu tư

(1) Huy động tối đa theo khả năng cấp khí, khí mỏ mới nâng sản lượng từ 2027. Nghị định 100/2025 và Thông tư 29/2026 đưa nhà máy khí nội địa như NT2 vào nhóm huy động theo khả năng cấp khí, toàn bộ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng (Qc 100%) từ 2027. Khí khả dụng năm 2027F tăng 24% lên khoảng 1.025 triệu Sm^3 nhờ Sư Tử Trắng 2B, Thiên Nga – Hải Âu và Hải Thạch – Mộc Tinh; sản lượng điện dự phóng đạt 5.046 triệu kWh (+13,7% yoy);

(2) Hết khấu hao, lợi nhuận lên mặt bằng mới. Khấu hao 9T/2026 của NT2 chỉ còn 115 tỷ đồng (9T/2025: 516 tỷ đồng) do tài sản chính đã gần hết khấu hao. LNST dự phóng đạt 1.267 tỷ đồng năm 2026F (+12,1% yoy) và 1.824 tỷ đồng năm 2027F (+43,9% yoy), EPS 2027F dự kiến đạt 6.335 đồng/cp.

(3) Tài chính mạnh, cổ tức duy trì ở mức cao. Tiền và tiền gửi trừ nợ vay tại 30/09/2026 của NT2 đạt 3.578 tỷ đồng (57% vốn hóa); Cổ tức tiền mặt 3 năm gần nhất: 2023: 1.500 đồng/cp; 2024: 700 đồng/cp; 2025: 1.000 đồng/cp.

Định giá

Tại mức giá 22.600 đồng NT2 giao dịch ở P/E 2026F khoảng **5,0 lần** và 2027F là **3,5 lần**, thấp hơn đáng kể so với mức bình quân giai đoạn 2021-2025 của doanh nghiệp khoảng 11 lần. Chúng tôi khuyến nghị **TĂNG TỶ TRỌNG** đối với cổ phiếu NT2 với mức giá mục tiêu là **30.000 đồng/cp (tiềm năng tăng giá 33%).**

CONTACT INFORMATION

Research & Analysis Center
Vu Ngoc Linh
Head of Research
Linh.vn@shs.com.vn

Market Strategy
Phan Tan Nhat
Research Manager
Nhat.pt@shs.com.vn

Wealth
Vũ Quỳnh Anh
Analyst
Anh.vq@shs.com.vn

Equity

Financial
Doan Thi Anh Nguyet
Team Lead
Nguyet.dta@shs.com.vn
Le Thu Huyen
Analyst
Huyen.lt@shs.com.vn

Material
Ngo The Hien
Research Manager
Hien.nth@shs.com.vn
Vu Nhat Anh
Analyst
Anh.vn@shs.com.vn

Real Estate
Pham Hong Son
Research Manager
Son.ph@shs.com.vn
Le Anh Thang
Team Lead
Thang.la@shs.com.vn

Industrial
Nguyen Thanh Hoa
Research Manager
Hoa.nt@shs.com.vn

IT
Ngo The Hien
Research Manager
Hien.nth@shs.com.vn

Communication
Nguyen Thanh Hoa
Research Manager
Hoa.nt@shs.com.vn

Energy
Nguyen Ngoc Anh
Analyst
Anh.nn2@shs.com.vn

Health Care
Nguyen Thanh Hoa
Research Manager
Hoa.nt@shs.com.vn

Utilities
Pham Hong Son
Research Manager
Son.ph@shs.com.vn

Consumer Discretionary
Le Thu Huyen
Analyst
Huyen.lt@shs.com.vn

Consumer Staples
Doan Thi Anh Nguyet
Team Lead
Nguyet.dta@shs.com.vn

Aviation
Pham Cao Duy
Analyst
duy.pc@shs.com.vn

TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ TRÁCH NHIỆM

Tất cả những thông tin, dữ liệu và phân tích trong tài liệu này đã được thu thập, tổng hợp và xử lý một cách cẩn trọng tại thời điểm công bố. Tuy nhiên, SHS Research và tác giả không cam kết tính đầy đủ, chính xác tuyệt đối hay cập nhật liên tục của các thông tin được sử dụng. Mọi nội dung trình bày hoàn toàn không đại diện cho quan điểm chính thức của Công ty Cổ Phần Chứng Khoán SHS, trừ khi có ghi rõ.

Các quan điểm, mô hình và nhận định trong báo cáo phản ánh đánh giá chuyên môn độc lập của nhóm phân tích tại thời điểm viết, dựa trên các giả định cụ thể về bối cảnh kinh tế, chính sách và thị trường. Báo cáo này không cấu thành khuyến nghị đầu tư, lời mời gọi giao dịch, hay cam kết hiệu quả tài chính đối với bất kỳ loại tài sản nào, bao gồm nhưng không giới hạn ở cổ phiếu, trái phiếu, ngoại tệ, hàng hóa, bất động sản hoặc các sản phẩm tài chính phái sinh.

Các nội dung trong báo cáo cũng không phải là tài liệu tư vấn chính sách chính thức, và không nhằm thay thế cho đánh giá độc lập của các cơ quan hoạch định hoặc các tổ chức ra quyết định điều hành kinh tế. Mọi phân tích về chính sách công chỉ mang tính tham khảo về mặt logic truyền dẫn và kịch bản giả định, không mang tính chỉ đạo hay phản biện chính sách cụ thể.

Chúng tôi khuyến nghị người đọc (dù là nhà đầu tư tổ chức, cá nhân hay cán bộ hoạch định chính sách) cần tự đánh giá độ phù hợp của thông tin với mục tiêu sử dụng, khẩu vị rủi ro, và bối cảnh pháp lý/kinh tế tại thời điểm xem xét. Các dự báo trong báo cáo mang tính mô hình, có thể thay đổi đáng kể khi các yếu tố đầu vào hoặc định hướng chính sách thay đổi.

Tài liệu này không được sử dụng để xây dựng hồ sơ chào bán chứng khoán, truyền thông tiếp thị sản phẩm tài chính, hoặc làm căn cứ pháp lý nếu không có phê duyệt rõ ràng từ Công ty Cổ Phần Chứng Khoán SHS.

Mọi hành vi sao chép, chia sẻ, trích dẫn một phần hoặc toàn bộ báo cáo cần tuân thủ quy định về bản quyền.

Dữ liệu tài chính được cung cấp bởi Bloomberg và FiinGroup.

MỌI THÔNG TIN XIN VUI LÒNG LIÊN HỆ

Trung tâm Phân tích - Công ty Cổ phần Chứng khoán Sài Gòn - Hà Nội

Trụ sở chính tại Hà Nội
Tòa nhà SHS, Số 43 Lý Thường Kiệt, phường Cửa Nam, Thành phố Hà Nội

Tel: (84-24)-3818 1888
Fax: (84-24)-3818 1688

Chi nhánh Hà Nội
Tầng 1-5, Tòa nhà Unimex Hà Nội, Số 41 Ngô Quyền, phường Cửa Nam, Thành phố Hà Nội

Tel: (84-24)-3818 1888
Fax: (84-24)-3818 1688

Chi nhánh Đà Nẵng
Tầng 2, Tòa nhà SHB Đà Nẵng, số 06 Nguyễn Văn Linh, phường Hải Châu, Thành phố Đà Nẵng

Tel: (84-511)-352 5777
Fax: (84-511)-352 5779

Chi nhánh Hồ Chí Minh
Tầng 6, Cao ốc văn phòng HDTC, số 36 Bùi Thị Xuân, Phường Bến Thành, Thành phố Hồ Chí Minh

Tel: (84-8)-3915 1368
Fax: (84-8)-3915 1369

SHS

Kiến tạo tài chính thịnh vượng

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN SÀI GÒN - HÀ NỘI (SHS)

Website: shs.com.vn

Tel: 1900 63 8588

Email: hotrokhachhang@shs.com.vn

GIAO DỊCH NGAY CÙNG SHS

App trading: SH Smart

Bảng giá: sboard.shs.com.vn

Web trading: shsmart.shs.com.vn