

Ngành điện

BÁO CÁO NGÀNH · El Niño, làn sóng LNG và chu kỳ đầu tư mới · Triển vọng 2026–2030

SẢN LƯỢNG HỆ THỐNG
9T/2026**266,2**tỷ kWh · **+9,5% YoY**GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN
6T/2026**1.502**đ/kWh · **+31% YoY**

DT THUẦN 12 MÃ · 6T/2026

126.155tỷ đồng · **+34,3% YoY**LNST CỔ ĐÔNG MẸ ·
6T/2026**12.856**tỷ đồng · **+69,2% YoY**

ĐÁNH GIÁ NGÀNH · THÁNG 10/2026

Ngành điện đứng ở điểm giao hiểm gặp của bốn chu kỳ — thuận chiều nhất cho nhóm nhiệt điện. Phụ tải tăng **9,5%** chín tháng trong khi thủy điện giảm vì nước về kém, nên than được huy động trên 50% sản lượng; NOAA dự báo **El Niño rất mạnh**, đỉnh điểm cuối 2026 – đầu 2027, kéo áp lực sang mùa khô 2027. Bộ Công Thương cảnh báo **thiếu 4.256 MW từ 2027**. Lợi nhuận 6T/2026 của 8 mã phát điện **hơn gấp đôi** (+109,7%), dẫn dắt bởi POW (Nhơn Trạch 3-4). **Chúng tôi đánh giá QTP, HND, NT2 là cơ hội đầu tư hấp dẫn ở mức giá hiện tại cho nhà đầu tư dài hạn**, nhờ pha El Niño quay lại, định giá về vùng thấp nhất 5 năm (P/B dưới trung vị, QTP EV/EBITDA thấp nhất 5 năm), tài chính lành mạnh (tiền ròng) và cổ tức đều đặn; PGV cùng hưởng lợi nhưng giá đã phản ánh một phần. Nhóm điện khí LNG, chúng tôi đánh giá cao **POW** nhờ Nhơn Trạch 3-4 — nhà máy LNG đầu tiên đã ra lợi nhuận thật với cơ chế bao tiêu 65% — dù chưa có cổ tức. Nhóm thiết bị — xây lắp điện hưởng lợi sớm nhất từ chu kỳ đầu tư 136,3 tỷ USD: **GEE** chất lượng cao nhưng chưa rẻ nên giải ngân từng phần; **PC1, TV2** rẻ hơn, đổi lại tính đa ngành và quy mô nhỏ. Nhóm thủy điện (**VSH, CHP**) dành cho chu kỳ dài hạn: cổ tức cao, lợi nhuận tạo đáy 2027 là vùng mua tích lũy (chi tiết mục 8, phụ lục 2).

LNST CỔ ĐÔNG MẸ 12 MÃ THEO QUÝ · tỷ đồng · số tổng có tính trùng GEE (GEX hợp nhất) và VSH (REE hợp nhất)

BA MỐC CHI PHỐI NGÀNH

EL NIÑO ĐỈNH CUỐI 2026 – ĐẦU 2027

>90% xác suất rất mạnhNOAA CPC 10/9/2026 · 75% khả năng mạnh nhất từ 1950
(theo RONI)

CẢNH BÁO THIẾU ĐIỆN TỪ 2027

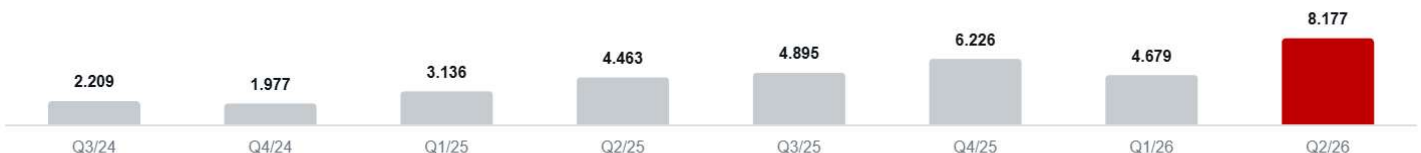
4.256 → 13.964 MW

Báo cáo 760/BC-BCT · miền Bắc thiếu 5.680 MW năm 2027

VỐN ĐẦU TƯ QHĐ VIII 2026–2030

136,3 tỷ USD

QĐ 768/QĐ-TTg · nguồn 118,2 + lưới 18,1 tỷ USD



ĐIỂM NHẤN

+109,7%
LNST PHÁT ĐIỆN

Lợi nhuận 8 mã phát điện hơn gấp đôi
POW dẫn dắt (NT3-4); than phục hồi từ nền thấp · LNST 6T 9.135 tỷ

+31%
GIÁ FMP

Giá thị trường điện 6T vào chu kỳ tăng
1.502 đ/kWh 6T/2026 · than huy động 50,6% sản lượng 8T

51.882
TỶ ĐỒNG

EVN lãi kỷ lục 2025, tài chính cải thiện
xóa lỗ lũy kế hợp nhất (mẹ còn ~5.611 tỷ) · dư địa giá bán lẻ 11%

CẦN THEO DÕI

24,9%
SẢN LƯỢNG 8T

Tỷ trọng thủy điện trong sản lượng điện hệ thống giảm mạnh
8T/2026 · hơn 700 hồ nguy cơ không tích đủ nước · lợi nhuận thủy điện tạo đáy 2027

24.803
TỶ PHẢI THU

EVN vẫn chiếm dụng vốn IPP ở mức kỷ lục
phải thu EVNEPTC của riêng POW · +76% từ đầu năm

172
DỰ ÁN FIT

Món nợ FIT của NLTT vào giai đoạn chốt
~12 GW · EVN đàm phán có trần từ 10/2026, hồi tố thu hẹp về COD-CCA

NHÓM NIÊM YẾT TRONG PHẠM VI BÁO CÁO

SỐ MÃ THEO DÕI

12

VỐN HÓA · TỶ Đ (01/10)

216.744

P/E BÌNH QUÂN · LẦN

10,0

P/B BÌNH QUÂN · LẦN

1,7

CỔ TỨC TM CAO NHẤT

10,6%

SỐ MÃ TĂNG GIÁ YTD

2/12

1. Quan điểm của TCBS về ngành

Vị trí của ngành điện tháng 10/2026 và cách chúng tôi phân bổ giữa các phân khúc

Ngành điện Việt Nam bước vào quý 4/2026 ở **điểm giao hiểm gặp của bốn chu kỳ, thuận chiều nhất cho nhóm nhiệt điện**. Phụ tải tăng 9,5% chín tháng — gấp đôi tốc độ 4,6% của năm 2025 (chưa tính điện mặt trời mái nhà tự sản tự tiêu) — theo nền kinh tế tăng trên 8% và làn sóng FDI, trung tâm dữ liệu. Nước về kém cộng phụ tải tăng khiến tỷ trọng thủy điện trong sản lượng tám tháng rơi về 24,9% còn than vọt lên trên 50%, huy động gần tối đa; NOAA công bố El Niño từ tháng 6/2026 và dự báo trên 90% xác suất đạt cường độ rất mạnh, đỉnh điểm vào cuối 2026 — đầu 2027, kéo áp lực thủy văn sang tận mùa khô 2027. Giá thị trường điện sáu tháng tăng 31% lên 1.502 đồng/kWh (dù đã hạ nhiệt trong tháng 7–8 theo mùa mưa). Trong khi đó Bộ Công Thương cảnh báo thiếu hụt 4.256 MW từ 2027 — riêng miền Bắc 5.680 MW — vì sau ba năm quy hoạch, mới 5% công suất nguồn vào vận hành. Tổ hợp "cầu tăng hai chữ số, thủy văn bất lợi, dự phòng mỏng" là môi trường vận hành thuận lợi nhất cho nhiệt điện trong một thập kỷ, kéo dài ít nhất tới mùa khô 2027.

Kết quả kinh doanh sáu tháng xác nhận bức tranh đó với độ phân hóa rất lớn. 12 mã trong phạm vi báo cáo đạt doanh thu **126.155 tỷ đồng (+34,3%)**, lợi nhuận sau thuế cổ đông mẹ **12.856 tỷ đồng (+69,2%)** — các số tổng có tính trùng phần GEE (GEX hợp nhất) và VSH (REE hợp nhất); riêng 8 mã phát điện (POW, NT2, PGV, QTP, HND, VSH, CHP, GEG) lãi 9.135 tỷ đồng, hơn gấp đôi cùng kỳ (+110%). Gần một nửa mức tăng doanh thu toàn nhóm đến từ riêng POW (+15.084 tỷ) nhờ Nhơn Trạch 3-4 vận hành với cơ chế bao tiêu Qc 65%. Nhóm điện khí (POW + NT2) lãi gấp 3,6 lần — chủ yếu từ POW, còn NT2 (khí nội địa) chỉ tăng 34%; nhiệt điện tăng 84%; thủy điện giảm nhẹ và sẽ xấu dần tới giữa 2027; cặp thiết bị điện GEX — GEE tăng trưởng doanh thu 40% nhờ chu kỳ đầu tư khởi động lại. Lưu ý lợi nhuận POW quý 2 có khoản quyết toán/hoàn nhập một lần (mục 6.1), còn mức tăng là lợi nhuận kế toán — tiền chưa thu về khi phải thu EVN tăng 76%.

Nền chính sách của chu kỳ này cũng khác hẳn các pha trước. Luật Điện lực mới cùng chùm nghị định 2025–2026 đã lấp phần lớn khoảng trống pháp lý; giá bán lẻ được điều chỉnh bốn lần từ 2023 với cơ chế ba tháng một lần và còn dư địa 11% tới trần khung; EVN — người mua duy nhất của cả ngành — đảo chiều từ lỗ 47.500 tỷ hai năm 2022–2023 sang lãi 8.238 tỷ (2024) và **lãi kỷ lục 51.882 tỷ đồng năm 2025**, xóa hết lỗ lũy kế hợp nhất (riêng công ty mẹ vẫn còn lỗ lũy kế ~5.611 tỷ). Sức khỏe tài chính EVN cải thiện rõ, nhưng việc chiếm dụng vốn của các IPP vẫn ở mức cao: phải thu của riêng POW với EVN lên 24.803 tỷ đồng (+76% từ đầu năm), số ngày phải thu của nhiều nhà máy vẫn 108–176 ngày. Điểm trừ chính sách còn lại nằm ở món nợ 172 dự án NLTT hưởng FIT (~12 GW, ~13 tỷ USD vốn đầu tư, trong đó ~4 tỷ USD vốn FDI) — nhưng diễn biến tháng 10/2026 đã thu hẹp rủi ro này: EVN chuyển từ áp giá tạm tính đơn phương sang đàm phán song phương có trần, phạm vi hồi tố giới hạn trong giai đoạn COD–CCA, nên tổn thất trở nên hữu hạn và ước lượng được (mục 9.3).

Trên thị trường, nghịch lý định giá là cơ hội chính: thị trường **đã trả trước cho câu chuyện đầu tư công suất** (nhóm thiết bị — hạ tầng định giá P/B 4–6 lần dù đã điều chỉnh sâu) nhưng **chưa trả cho câu chuyện El Niño — nhiệt điện** — PGV, QTP, NT2 ở P/E 5–5,2 lần, nhóm nhiệt điện phần lớn tiền ròng với suất cổ tức 4–9%, giá hầu hết giảm 5–14% từ đầu năm. Lưu ý P/E thấp của QTP, NT2 được khuếch đại bởi một quý bất thường Q4/2025, nên P/E chuẩn hóa cao hơn (mục 8.2); riêng PGV vừa phục hồi từ lỗ 2024 nên P/E 5,2 cũng cần đọc cùng tính chu kỳ.

Chúng tôi chia danh mục theo dõi thành ba nhóm: **nắm giữ dài hạn** POW – REE – GEE cho ba chủ đề cấu trúc (điện khí LNG, cải cách thị trường, đầu tư nguồn – lưới); **nắm giữ 12–18 tháng theo pha El Niño** PGV – QTP – HND – NT2, với kỷ luật chốt lời theo tín hiệu ONI; **mua tích lũy dần ở đáy lợi nhuận** với thủy điện (VSH, CHP) từ nửa đầu 2027. Đứng ngoài chờ chất xúc tác với GEG, GEX – riêng với GEG, chất xúc tác đang dần xuất hiện khi hồi tố FIT bước vào giai đoạn đàm phán có trần (10/2026): rủi ro thu hẹp rõ, nhưng cần xác nhận qua tiến độ ký giá với EPTC và khoản hoàn/trích lập trên BCTC quý 4/2026 trước khi nâng tỷ trọng. Riêng chủ đề đầu tư nguồn – lưới, để không gói gọn vào một mã GEE, nhà đầu tư có thể mở rộng sang lớp xây lắp – tư vấn điện: **PC1** định giá rẻ hơn hẳn (P/E 6,9 lần · P/B 1,2 lần · ROE 18,7% · lãi 6T +58%) với vị thế tổng thầu xây lắp và sản xuất cột thép, và **TV2** – mã thuần điện nhất, lợi nhuận 6T gấp ba và là chỉ báo sớm của chu kỳ giải ngân. Lưu ý cả hai có mảng kinh doanh ngoài điện (PC1) hoặc quy mô nhỏ, thanh khoản thấp (TV2), và nằm ngoài phạm vi 12 mã của báo cáo (phân tích tại mục 6.5).

ĐIỂM CHÍNH

- 01 Luận điểm trung tâm 2026–27 là nhiệt điện.** El Niño mạnh lịch sử + phụ tải hai chữ số + miền Bắc hầu như không có nguồn lớn mới tới 2028 (ngoài Quảng Trạch 1 và Vũng Áng 2 vào 2026) = huy động cao và giá thị trường điện được hỗ trợ. Nhóm hưởng lợi (PGV, QTP, NT2, HND) vào chu kỳ với bảng cân đối phần lớn tiền ròng và định giá thấp so với lịch sử – thị trường chưa trả giá.
- 02 Làn sóng LNG đã thành dòng tiền thật.** POW lãi 6T gấp 4,4 lần nhờ Nhơn Trạch 3–4 – nhà máy điện LNG đầu tiên của Việt Nam – với cơ chế bao tiêu Qc 65% và khung giá 3.410,64 đồng/kWh. Đây là phân khúc tăng trưởng mạnh nhất thập kỷ tới (LNG lên 22.524 MW vào 2030), và POW là cách tiếp cận trực tiếp duy nhất trong phạm vi.
- 03 Chu kỳ đầu tư 136,3 tỷ USD mới bắt đầu và thiếu điện 2027 biến nó thành mệnh lệnh.** Thiết bị điện là người nhận doanh thu đầu tiên, ít rủi ro chu kỳ nhất; đợt điều chỉnh giá 2026 (GEE –47%, GEX –21%) đưa nhóm này về vùng giải ngân từng phần. Ngoài GEE, lớp xây lắp – tư vấn mở rộng lựa chọn: PC1 (rẻ nhất, P/E 6,9 lần) và TV2 (thuần điện, lãi 6T gấp ba) – chi tiết mục 6.5.

2. Cơ chế vận hành của ngành điện

Chuỗi giá trị một người mua, cơ chế hình thành doanh thu của từng loại nguồn và nguồn gốc của biên lợi nhuận

2.1. Chuỗi giá trị và vị trí của doanh nghiệp niêm yết

Chuỗi giá trị ngành điện có bốn mắt xích: nhiên liệu đầu vào, phát điện, truyền tải và phân phối – bán lẻ. Khác với hầu hết các ngành, ba trong bốn mắt xích vẫn do Nhà nước chi phối. Khâu nhiên liệu do PV GAS độc quyền cung cấp khí và TKV cùng Tổng công ty Đông Bắc chi phối than trong nước. Khâu truyền tải do EVNNPT độc quyền tự nhiên, không có công ty niêm yết nào sở hữu lưới. Khâu phân phối – bán lẻ nằm trọn trong năm Tổng công ty Điện lực thuộc EVN. Chỉ duy nhất khâu **phát điện** đã được xã hội hóa rộng rãi: EVN và ba Tổng công ty Phát điện chỉ còn nắm khoảng 37% công suất đặt toàn hệ thống, phần còn lại thuộc PVN, TKV, các nhà đầu tư BOT nước ngoài và khối tư nhân. Toàn bộ cơ hội đầu tư cổ phiếu ngành điện vì vậy tập trung ở khâu phát điện, cộng thêm nhóm xây lắp – thiết bị điện hưởng lợi từ vốn đầu tư của cả bốn mắt xích. Khâu nhiên liệu (khí, than) là đầu vào của ngành điện chứ không thuộc ngành điện, nên các nhà cung cấp như PV GAS và TKV nằm ngoài phạm vi phân tích cổ phiếu của báo cáo này – chúng chỉ xuất hiện ở phần phân tích giá đầu vào.

Cấu trúc đó quyết định cách đọc ngành: mọi dòng doanh thu của nhà máy điện đều đi qua **một người mua duy nhất** là EVN (qua Công ty Mua bán điện EVNEPTC).

Sức khỏe tài chính của EVN vì vậy là biến số hệ thống, chi phối đồng thời khả năng thanh toán cho mọi nhà máy, tiến độ đàm phán hợp đồng mua bán điện (PPA) cho dự án mới, và dư địa tăng giá huy động cho các nguồn giá cao. Khi giá bán lẻ bị kìm dưới chi phí như giai đoạn 2022–2023, EVN lỗ lớn, chiếm dụng vốn của chính các nhà máy điện; khi giá bán lẻ được điều chỉnh đủ, cả chuỗi được trả tiền đúng hạn và nhanh hơn. Đây là lý do cải cách giá điện — chứ không phải tăng trưởng phụ tải — mới là biến số định giá lại cả ngành.

Phạm vi báo cáo gồm **12 mã niêm yết thuần ngành điện**, chọn theo nguyên tắc: mỗi phân khúc lấy các mã vốn hóa lớn nhất có thanh khoản đủ cho nhà đầu tư tổ chức (giao dịch tối thiểu quanh 0,3–0,5 tỷ đồng/phần và tỷ lệ cổ phiếu tự do chuyển nhượng tối thiểu), ưu tiên sàn HOSE/UPCoM; nhóm đa ngành giữ ba mã. Cụ thể: **điện khí – LNG** POW, NT2; **nhiệt điện (than và khí)** PGV, QTP, HND; **thủy điện** VSH, CHP; **đa ngành** REE, HDG, GEG; và **thiết bị điện và hạ tầng** GEE, GEX (GEX hợp nhất GEE). PGV (EVNGENCO3, HOSE) là tổng công ty phát điện lớn thứ hai sau POW, sở hữu nhiệt điện than Vĩnh Tân 2, Mông Dương 1 và điện khí Phú Mỹ — nhóm hưởng lợi trực tiếp của pha El Niño. DNH (Đa Nhim – Hàm Thuận – Đa Mi) vốn hóa lớn hơn VSH nhưng gần như không giao dịch trên UPCoM nên để ngoài phạm vi vì tiêu chí thanh khoản. Chúng tôi **không đưa PV GAS** vào danh mục dù đây là nhà cung cấp khí – LNG then chốt cho điện, vì khí chỉ là đầu vào của ngành điện; GAS được phân tích ở phần giá nhiên liệu, không nằm trong các bảng so sánh cổ phiếu. Các mã cùng ngành vốn hóa nhỏ hơn (PPC, TMP, SBA, TTA) và nhóm tổng thầu xây lắp EPC (PC1, TV2, CTR) cũng ngoài phạm vi, chỉ nhắc làm bối cảnh. Formosa, Vĩnh Tân 1 (BOT), Duyên Hải và các BOT nước ngoài không niêm yết; cộng công suất nhóm 12 mã (gồm PGV, tránh đếm trùng NT2 trong POW) chỉ chiếm **khoảng 1/5 (~17 GW, ~20%)** công suất hệ thống 87,6 GW — mọi chỉ tiêu "toàn ngành" trong báo cáo cần hiểu là của nhóm 12 mã này, và các số tổng có tính trùng phần GEE (trong GEX) và VSH (trong REE).

2.2. Doanh thu của một nhà máy điện hình thành thế nào

Trừ nhóm BOT và NLTT hưởng giá FIT, các nhà máy lớn đều tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) theo cơ chế **hai lớp**. Lớp thứ nhất là sản lượng hợp đồng Qc: mỗi năm, nhà máy và EVNEPTC chốt một sản lượng cam kết với giá hợp đồng Pc được xây từ chi phí cố định, chi phí vận hành và giá nhiên liệu chuẩn. Lớp thứ hai là thị trường giao ngay: phần sản lượng phát vượt hoặc hụt so với Qc được thanh toán theo giá thị trường toàn phần (FMP) từng chu kỳ giao dịch. Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng (hệ số alpha) hiện khoảng 80–90%, nên giá hợp đồng quyết định mặt bằng doanh thu, còn giá thị trường quyết định phần biên tăng thêm trong các giai đoạn căng thẳng nguồn.

Cơ chế này tạo ra ba hệ quả đầu tư. Thứ nhất, **doanh thu không đồng nghĩa với lợi nhuận**: nhà máy nhiệt điện được chuyển ngang giá nhiên liệu vào giá hợp đồng, nên doanh thu phình to khi giá than, giá khí tăng mà biên gộp không đổi, thậm chí co lại nếu sản lượng giảm. Ngược lại, thủy điện có chi phí biến đổi gần bằng không: mỗi kWh phát thêm trong mùa nước về gần như rơi thẳng xuống lợi nhuận gộp. Thứ hai, **sản lượng huy động do A0/NSMO điều độ theo nguyên tắc chi phí thấp phát trước**: thủy điện luôn được ưu tiên, kể đến than, rồi khí nội, cuối cùng là LNG và dầu. Vì vậy pha thủy văn quyết định không chỉ lợi nhuận thủy điện mà cả sản lượng của nhiệt điện. Thứ ba, **nhà máy mới chưa có Qc đủ lớn chịu rủi ro kép**: vừa phải chào giá cạnh tranh trên thị trường trong khi giá thành LNG cao hơn mặt bằng, vừa gánh khấu hao và lãi vay đầy đủ ngay từ năm đầu — đây chính là bài toán của Nhơn Trạch 3 và 4.

KINH TẾ ĐƠN VỊ CỦA TỪNG LOẠI NGUỒN PHÁT

Loại nguồn	Cấu trúc chi phí	Doanh thu nhạy với gì	Biên lợi nhuận nhạy với gì	Mã niêm yết
Thủy điện	Gần như toàn bộ là chi phí cố định; chi phí biến đổi chỉ gồm thuế tài nguyên, phí dịch vụ môi trường rừng	Lượng nước về hồ (ENSO), được điều độ ưu tiên nên phát được là bán được	Sản lượng. Mỗi kWh tăng thêm gần như là lợi nhuận gộp thuần; đòn bẩy lợi nhuận theo thủy văn lớn nhất ngành	VSH, CHP; REE, HDG (danh mục)
Nhiệt điện than	Than chiếm 70–75% giá thành, được chuyển ngang vào giá hợp đồng theo giá than thực tế	Sản lượng huy động (ngược pha với thủy điện), giá thị trường khi phụ tải căng	Sản lượng qua điểm hòa vốn; chênh lệch giá thị trường với giá biến đổi; các khoản quyết toán chênh lệch tỷ giá, giá than	PGV (Vĩnh Tân 2, Mông Dương 1), QTP, HND; POW (Vũng Áng 1)
Điện khí nội địa	Khí chiếm ~75% giá thành; giá khí bao tiêu neo theo dầu FO/Brent, chuyển ngang vào Pc	Nguồn khí được cấp (các mỏ hiện suy giảm), sản lượng Qc được giao	Sản lượng; phần phát trên thị trường khi giá FMP cao hơn giá thành	NT2, POW (Cà Mau 1-2, NT1); PGV (Phú Mỹ)
Điện khí LNG	Giá thành phụ thuộc giá LNG nhập (JKM + phí tái hóa khí); cao hơn mọi nguồn truyền thống	Tỷ lệ sản lượng cam kết Qc được duyệt (cơ chế mới bảo đảm tối thiểu 65%), tiến độ chạy tải	Giá LNG đầu vào; khấu hao và lãi vay giai đoạn đầu đời dự án	POW (NT3-4); đầu vào LNG do PV GAS cấp (ngoài phạm vi)
NLTT giá FIT	Toàn bộ là chi phí cố định; vận hành chi phí thấp	Bức xạ/gió và tỷ giá USD (giá FIT 7,09–9,8 UScent/kWh theo USD, 20 năm)	Sản lượng; chi phí lãi vay (đòn bẩy cao); rủi ro pháp lý hồi tố điều kiện hưởng FIT	GEG, HDG, REE
Xây lắp điện	Chi phí vật tư, nhân công theo hợp đồng; biên gộp xây lắp 5–15%	Backlog ký mới — hàm số trực tiếp của vốn đầu tư nguồn và lưới toàn ngành	Tiến độ nghiệm thu, giá vật tư (nhôm, đồng, thép), cạnh tranh thầu	GEE, GEX (thiết bị); EPC thuần ngoài phạm vi

Cùng gọi là "cổ phiếu điện" nhưng các nhóm nguồn có động cơ lợi nhuận khác nhau, thậm chí ngược pha: năm thủy văn thuận lợi là năm tốt của thủy điện và năm xấu của nhiệt điện, và ngược lại. Phân tích ngành điện vì vậy phải bắt đầu từ việc xác định pha chu kỳ, không phải từ bình quân ngành.

Nhóm thiết bị điện là cách gián tiếp duy nhất trong phạm vi để đầu tư vào lưới truyền tải — mất xích đang nhận vốn lớn nhất nhưng không có tài sản niêm yết. Vốn đầu tư của EVN và các chủ đầu tư nguồn điện chuyển hóa thành đơn hàng dây cáp, máy biến áp của GEE (và hợp nhất lên GEX) cùng backlog của các tổng thầu EPC ngoài phạm vi, với độ trễ một đến hai quý từ lúc khởi công.

2.3. Vì sao biên lợi nhuận phân hóa giữa các doanh nghiệp

Ba yếu tố giải thích phần lớn khác biệt về biên trong nhóm phát điện. Thứ nhất là **cấu trúc chi phí của loại nguồn**: biên gộp của thủy điện trong năm nước tốt lên tới 55–65%, trong khi nhiệt điện than và khí chỉ 8–15% do giá nhiên liệu chiếm phần lớn doanh thu và được chuyển ngang. So biên gộp giữa một công ty thủy điện và một công ty nhiệt điện vì vậy không nói lên hiệu quả vận hành. Thứ hai là **tuổi tài sản**: nhà máy đã khấu hao xong như NT2 (hết khấu hao phần lớn thiết bị chính) có biên và dòng cổ tức cao hơn hẳn nhà máy mới gánh khấu hao đầy đủ, dù cùng công nghệ. Thứ ba là **đòn bẩy**: các dự án điện được tài trợ 60–80% bằng nợ, phần lớn bằng ngoại tệ với nhà máy lớn; chi phí lãi vay và lỗ tỷ giá có thể triệt tiêu lợi nhuận gộp của một dự án NLTT hay LNG mới trong các năm đầu.

3. Cầu điện và cân đối cung-cầu

Phụ tải đã chuyển sang quỹ đạo tăng hai chữ số trong khi chỉ 5% công suất nguồn của quy hoạch đã vận hành

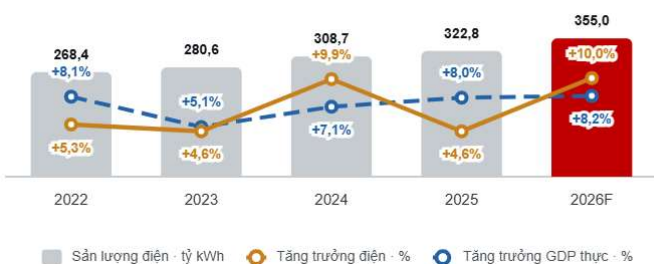
3.1. Phụ tải tăng tốc trở lại cùng nền kinh tế

Sản lượng điện toàn hệ thống đã đi qua một thập kỷ giảm tốc — hệ số đàn hồi điện/GDP giảm còn khoảng **0,57 lần năm 2025** (điện +4,6%, GDP +8,02%; lưu ý mức +4,6% chưa gồm điện mặt trời mái nhà tự sản tự tiêu) — nhưng 2026 đánh dấu sự đảo chiều. Chính tháng đầu năm, hệ thống sản xuất và nhập khẩu khoảng **266,2 tỷ kWh (ước), tăng 9,5%** so với cùng kỳ, trong khi GDP sáu tháng tăng 8,18% — cao nhất mười lăm năm. Biểu đồ bên dưới cho thấy nhịp này không đều: 2023 và 2025 sản lượng điện tăng chậm hơn GDP (hệ số đàn hồi dưới 1), nhưng 2024 và 2026 điện vượt GDP — đúng các năm nắng nóng kéo dài và sản xuất tăng tốc đẩy nhu cầu lên nhanh. Công suất đỉnh toàn quốc lập kỷ lục **58.456 MW** ngày 24/06/2026, và đáng chú ý hơn, Pmax miền Bắc tăng **14,2%** lên 30.209 MW — phụ tải đang tăng nhanh nhất đúng ở miền có dự phòng nguồn mỏng nhất. Kế hoạch cung cấp điện 2026 của Bộ Công Thương đặt ba phương án 350–368 tỷ kWh (+8,4% đến +14%); với tiến độ chín tháng, cả năm nhiều khả năng chạy quanh 352–358 tỷ kWh.

Đằng sau sự tăng tốc là ba lớp cầu cộng hưởng. Lớp nền là sản xuất: FDI đăng ký tám tháng đạt **40,63 tỷ USD** với vốn cấp mới tăng 96,8%, giải ngân 17,25 tỷ USD cao nhất năm năm, hơn nửa chảy vào chế biến chế tạo — nhóm khách hàng tiêu thụ điện lớn nhất. Lớp thứ hai là thời tiết: El Niño đẩy nhu cầu làm mát lên kỷ lục trong mùa khô. Lớp thứ ba, mới và có tính cấu trúc, là **phụ tải nền 24/7 của trung tâm dữ liệu**: tổng quy mô đăng ký, ghi nhớ và đề xuất của các dự án đã công bố cộng dồn vài trăm MW công suất IT — Viettel ~140 MW đang xây tại Tân Phú Trung, KBC 200 MW (biên bản ghi nhớ 10/2025), CMC giai đoạn đầu 30 MW (mở rộng tới 120 MW), liên danh G42 (UAE) — FPT — VinaCapital đề xuất ~2 tỷ USD — khi lấp đầy tương đương vài tỷ kWh/năm, chưa kể nhu cầu xe điện ước thêm 3–4 tỷ kWh mỗi năm. Khác với điều hòa, phụ tải data center chạy phẳng cả năm và đòi hỏi độ tin cậy tuyệt đối — đúng loại cầu có lợi nhất cho các nguồn điện nền như than, khí và cho lưới truyền tải.

Sản lượng điện và tăng trưởng GDP thực

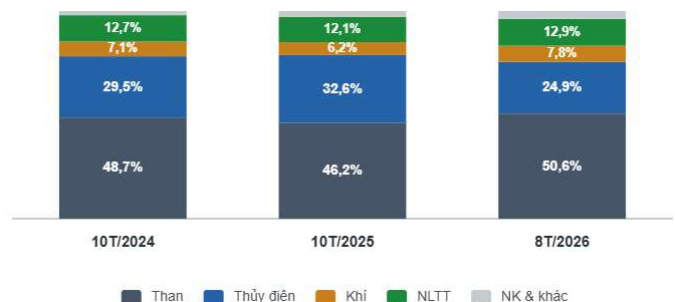
cột: sản lượng (tỷ kWh) · đường: % tăng trưởng điện và GDP thực · 2026F: điện theo tiến độ 9T, GDP theo số 6T của GSO (+8,18%)



Nguồn: EVN, NSMO, Tổng cục Thống kê (GSO), TCBS tổng hợp

Cơ cấu sản lượng huy động theo nguồn

% tổng sản lượng · than tăng lên trên 50% trong 2026



Nguồn: EVN, NSMO (10T/2024, 10T/2025, 8T/2026)

3.2. Phía cung: ba năm quy hoạch, 5% công suất về đích

Công suất đặt toàn hệ thống cuối 2025 đạt **87.600 MW**, tăng 6.400 MW trong năm — đứng thứ hai ASEAN. Nhưng so với yêu cầu của Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (183.291–236.363 MW vào 2030), hệ thống phải bổ sung **khoảng 19.000–30.000 MW mỗi năm** trong năm năm tới, gấp ba đến bốn lần tốc độ 2025. Thực tế triển khai đang ở rất xa mục tiêu: Báo cáo 760/BC-BCT (09/2026) cho biết sau hơn ba năm thực hiện quy hoạch, chỉ **5% công suất nguồn đã vận hành**, 9% đang xây dựng, 45% thậm chí chưa được phê duyệt chủ trương đầu tư. Ngoài Quảng Trạch 1 và Vũng Áng 2 vào vận hành 2025–2026, miền Bắc gần như không còn nguồn lớn mới nào trong giai đoạn 2027–2028.

Hệ quả được chính Bộ Công Thương định lượng: nếu tiến độ không cải thiện, toàn quốc thiếu hụt **4.256 MW công suất từ 2027**, tăng lên 8.309 MW (2028) và gần 14.000 MW vào 2030; riêng miền Bắc thiếu 5.680 MW ngay 2027 và 9.678 MW với 17,3 tỷ kWh sản lượng vào 2028. Đây là kịch bản cảnh báo chứ không phải dự báo chắc chắn — các giải pháp đang được đẩy (BESS 2.000–3.000 MW, tăng nhập khẩu Lào và Trung Quốc, nhóm LNG hưởng Qc 75%, truyền tải Trung–Bắc) — nhưng với chu kỳ xây dựng nguồn điện 4–6 năm, phần lớn giải pháp chỉ phát huy sau 2028. Với nhà đầu tư, thông điệp quan trọng không phải là "sẽ thiếu điện", mà là: **hệ thống sẽ vận hành với dự phòng rất mỏng trong ít nhất ba năm tới** — môi trường tối ưu cho giá thị trường điện, cho tỷ lệ huy động nhiệt điện, và cho mọi doanh nghiệp tham gia xây nguồn và lưới.

Cảnh báo thiếu hụt công suất đến 2030

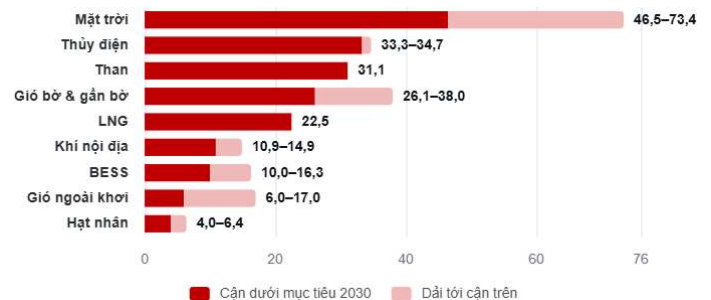
MW · kịch bản Báo cáo 760/BC-BCT nếu dự án tiếp tục chậm



Nguồn: Báo cáo 760/BC-BCT tháng 9/2026, Bộ Công Thương

Mục tiêu công suất 2030 so với hiện trạng

GW · hệ thống phải tăng hơn gấp đôi trong 5 năm



Nguồn: QĐ 768/QĐ-TTg, EVN, TCBS tổng hợp

Cầu tăng hai chữ số gấp cung gần như đứng yên ở miền Bắc — tổ hợp này quyết định trạng thái ngành đến ít nhất 2028: huy động nhiệt điện tối đa, giá thị trường điện neo cao, và áp lực chính sách phải đẩy nhanh mọi dự án nguồn — lưới có thể khởi công.

Phụ tải data center là biến số cấu trúc mới: trên 500 MW IT load đã công bố cho 2026–2030, chạy phẳng 24/7. Nhóm hưởng lợi trực tiếp là nguồn điện nền và truyền tải; đây cũng là lực đẩy khiến Bộ Công Thương phải rà soát nâng tiếp Quy hoạch điện VIII trong 2026.

4. Vị trí hiện tại trên các chu kỳ ngành

Bốn chu kỳ chồng lớp chi phối lợi nhuận ngành điện và vị trí hiện tại trên từng chu kỳ

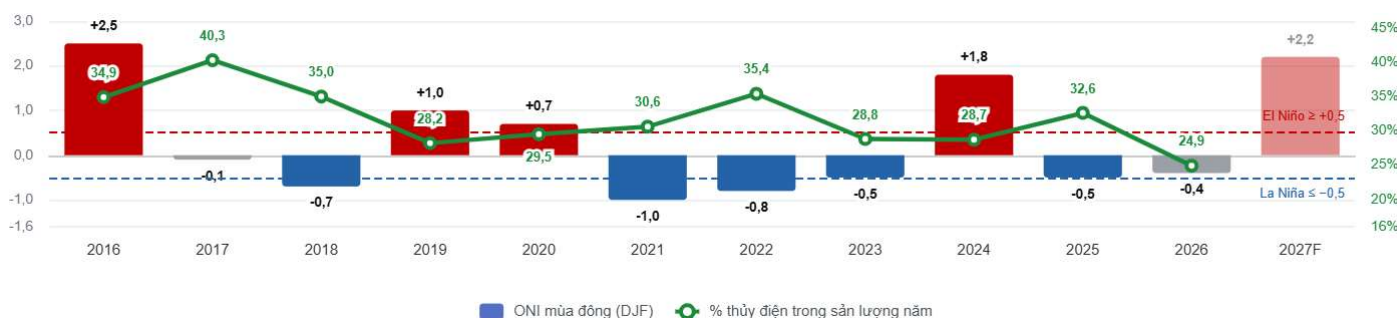
Lợi nhuận ngành điện Việt Nam không chạy theo một chu kỳ duy nhất mà là giao thoa của **bốn chu kỳ chồng lớp**: thủy văn (ENSO, 2–4 năm), nhiên liệu (than – khí – LNG, theo chu kỳ hàng hóa toàn cầu), đầu tư công suất (pha thừa/thiếu nguồn, 5–10 năm) và chính sách (giá bán lẻ, cơ chế thị trường). Đọc sai một chu kỳ là đọc sai cả nhóm cổ phiếu: năm 2025 thủy văn thuận làm giá thị trường điện sụp về 500–800 đồng/kWh trong quý 3 và lợi nhuận nhiệt điện suy giảm mạnh (HND lỗ quý 3/2025 theo số liệu TCA), rồi 2026 đảo chiều hoàn toàn. Phần này xác định vị trí hiện tại trên từng chu kỳ và nhóm cổ phiếu hưởng lợi theo từng pha.

4.1. Chu kỳ thủy văn: bước vào El Niño được dự báo mạnh lịch sử

NOAA công bố El Niño hình thành từ **11/06/2026**; theo chỉ số RONI (Relative ONI mà CPC dùng chính thức từ 02/2026), mùa JJA/2026 đạt +1,36 và CPC đánh giá **trên 90% xác suất El Niño rất mạnh** trong mùa đông 2026–27, với 75% khả năng trở thành sự kiện mạnh nhất kể từ 1950 (bản thảo luận CPC 10/9/2026; bản cập nhật tiếp theo ngày 08/10/2026). Cần tách bạch nhân quả: El Niño mới hình thành giữa 2026 và đỉnh ở mùa đông 2026–27, nên nó **chưa phải là nguyên nhân** của tỷ trọng thủy điện thấp trong tám tháng đầu 2026 – giai đoạn đó phản ánh mùa khô đầu năm sau một mùa đông La Niña yếu (ONI DJF 2026 $\approx -0,4$). Thực tế 8T/2026: nước về kém cộng phụ tải tăng nhanh khiến tỷ trọng thủy điện rơi về **24,9%**, thấp vọt lên **50,6%** và được huy động gần tối đa. El Niño rất mạnh là **yếu tố rủi ro/hỗ trợ cho mùa khô 2027**: cơ quan khí tượng cảnh báo **hơn 700 hồ thủy điện có nguy cơ không tích đủ nước** trước mùa khô 2027, nặng nhất ở miền Trung, Tây Nguyên và lưu vực Đồng Nai.

Chu kỳ ENSO mười năm và tỷ trọng thủy điện trong sản lượng hệ thống

cột: chỉ số ONI mùa đông (DJF), dương = El Niño, âm = La Niña, DJF 2027 là dự báo CPC · đường: % thủy điện trong sản lượng năm (2025 là lũy kế 10T, 2026 là lũy kế 8T)



Nguồn: NOAA CPC (chỉ số ONI phiên bản v6), EVN/NSMO, TCBS tổng hợp

Lịch sử mười năm cho thấy một xu hướng, không phải quy luật cơ học: các năm El Niño, tỷ trọng thủy điện thường ở vùng thấp (2019–2020: 28,2–29,5%; 2023–2024: 28,7–28,8%), còn các năm thủy văn thuận lên 35–40% (2017: 40,3%; 2022: 35,4%). Tuy vậy quan hệ có độ nhiễu đáng kể và cần đọc theo độ trễ: ONI mùa đông năm trước tác động lên thủy văn năm sau, nên không nên ghép thẳng ONI cùng năm với tỷ trọng cùng năm – ví dụ 2021 có La Niña mạnh nhất chuỗi (ONI DJF -1,0) nhưng thủy điện chỉ 30,6%, còn 2023 (-0,5) chỉ 28,8%. Vì thế chúng tôi trình bày tương quan ở mức xu hướng, không phải hệ số nhân quả. Giá thị trường điện đi cùng nhịp thủy văn: FMP bình quân năm lập đỉnh 1.539 đồng/kWh năm 2022, giữ 1.396–1.426 trong hai năm El Niño 2023–2024, rồi sụp về **894 đồng/kWh năm 2025** khi thủy điện dồi dào – đáy của chu kỳ – trước khi bật lại ~1.437 đồng/kWh bình quân tám tháng 2026 (dù đã hạ nhiệt trong tháng 7–8 theo mùa mưa). Một ngoại lệ đáng ghi nhớ: năm 2016 có ONI mùa đông rất cao nhưng tỷ trọng thủy điện vẫn đạt ~35% vì El Niño tan nhanh giữa năm và mưa lũ dồn về cuối 2016. Điểm khác biệt của pha El Niño lần này: nó cộng hưởng với phụ tải tăng hai chữ số và dự phòng nguồn miền Bắc mỏng nhất một thập kỷ – ba lực cùng chiều mà các pha El Niño trước không có đủ. **Mùa khô 2027 vì vậy là tâm điểm của cả chu kỳ**: thời điểm rủi ro thiếu điện cao nhất của hệ thống, đồng thời là đỉnh lợi nhuận tiềm năng của nhiệt điện và đáy lợi nhuận của thủy điện.

4.2. Chu kỳ nhiên liệu: tạo đáy giữa 2025, đi lên trong 2026

Giá than Newcastle chạm đáy nhiều năm quanh 100–110 USD/tấn giữa 2025 rồi tăng lên **146,5 USD/tấn cuối tháng 9/2026 (+38,8% so cùng kỳ)**; giá LNG giao ngay châu Á (JKM) từ đáy ~9,5 USD/MMBtu cuối 2025 đã vọt lên 25–28 USD giữa tháng 9/2026 do rủi ro eo biển Hormuz cộng nhu cầu El Niño toàn châu Á. Với các nhà máy đã có hợp đồng PPA, giá nhiên liệu được chuyển ngang vào giá hợp đồng nên tác động lợi nhuận trực tiếp không lớn — nhưng ba tác động gián tiếp rất đáng kể: giá trần thị trường và giá chào của các tổ máy biên cao hơn (lợi cho mọi nguồn chạy nền có giá thành thấp hơn giá biên); chi phí mua điện của EVN tăng, tạo áp lực tăng giá bán lẻ tiếp; và các dự án LNG chưa ký PPA khó chốt giá hơn. Lưu ý một điểm kỹ thuật: LNG Việt Nam nhập Q1/2026 bình quân chỉ ~11,3 USD/MMBtu nhờ hợp đồng kỳ hạn — thấp hơn hẳn giá spot — nên biên của chuỗi LNG trong nước không xấu như nhìn từ giá JKM.

Giá nhiên liệu đầu vào nhiệt điện

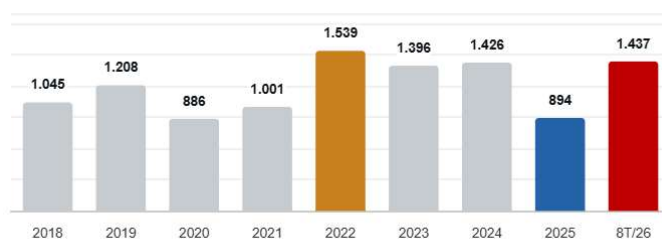
than Newcastle (USD/tấn, trái) · LNG JKM (USD/MMBtu, phải)



Nguồn: IEA, Trading Economics, Platts, TCBS tổng hợp

Giá thị trường điện toàn phần (FMP) bình quân năm

đồng/kWh · đáy thủy văn 2025, bật tăng trong 2026



Nguồn: Bản tin nhà đầu tư EVNGENCO3 (chuỗi FMP tháng), Cục Điều tiết điện lực, TCBS tổng hợp

4.3. Chu kỳ đầu tư công suất: từ ba năm đóng băng sang pha tăng tốc

Giai đoạn 2021–2024 rất ít dự án nguồn mới được phê duyệt hoặc khởi công ngoài các dự án đã có chủ trương từ trước: sau cú bùng nổ NLTT 2019–2021, khoảng trống pháp lý (hết giá FIT, chưa có khung giá mới, Quy hoạch điện VIII chậm phê duyệt) cộng tài chính EVN suy giảm mạnh làm nghẽn dòng dự án mới. Các dự án lớn vào vận hành 2025–2026 (Nhơn Trạch 3-4, Vũng Áng 2, Quảng Trạch 1) cùng đường dây 500kV mạch 3 đều đã được triển khai xây dựng trong chính giai đoạn này — nên đây là pha chững lại của dự án mới, không phải "đóng băng" tuyệt đối. Hệ quả chính là cảnh báo thiếu nguồn 2027–2030 ở chương 3. Nhưng chính sự chững lại đó tạo ra pha hiện tại: **điểm khởi đầu của một chu kỳ đầu tư lớn** — Nhơn Trạch 3-4 (1,4 tỷ USD) vận hành cuối 2025, Vũng Áng 2 hoàn thành 04/2026, Quảng Trạch 1 hòa lưới 2026, Hiệp Phước khởi công 03/2026, LNG Cà Ná ký hợp đồng đầu tư, Ninh Thuận 1 mục tiêu khởi công trong 2026, cùng chuỗi lưới 500kV (mạch 3 Quảng Trạch–Phước Ninh, Lào Cai–Vĩnh Yên) hoàn thành dồn dập. Pha này của chu kỳ — nhiều dự án cùng khởi công, giải ngân tăng tốc — là pha tốt nhất cho **nhóm xây lắp và thiết bị điện**, trước khi trở thành pha tốt cho chủ đầu tư nguồn điện khi dự án vận hành 2028–2030.

4.4. Chu kỳ chính sách: đang ở pha nói lỏng – cải cách

Chu kỳ chính sách ngành điện xoay quanh một trục: khoảng cách giữa giá bán lẻ và chi phí hệ thống. Pha siết (2022–đầu 2023) – giá kìm dưới chi phí, EVN lỗ 47.500 tỷ đồng hai năm, nợ đọng IPP, gần như không dự án nào đàm phán được PPA – chuyển dần sang pha nói từ giữa 2023 (hai đợt tăng giá tháng 5 và 11/2023) và rõ nét từ 2024–nay: tổng cộng bốn lần tăng giá, cơ chế điều chỉnh ba tháng một lần, trần khung còn dư địa 11%, EVN lãi 8.238 tỷ (2024) rồi kỷ lục 51.882 tỷ đồng năm 2025 và xóa hết lỗ lũy kế hợp nhất (công ty mẹ vẫn còn lỗ lũy kế ~5.611 tỷ). Pha chính sách thuận lợi thường kéo dài cho tới khi lạm phát buộc nhà điều hành kìm giá trở lại – rủi ro cần theo dõi khi chi phí mua điện 2026–2027 tăng theo El Niño.

BẢN ĐỒ PHA HIỆN TẠI – THÁNG 10/2026

Chu kỳ	Vị trí hiện tại	Nhóm hưởng lợi	Nhóm bất lợi	Tín hiệu dẫn báo cần theo dõi
Thủy văn	Đầu pha El Niño rất mạnh; đỉnh dự kiến mùa đông 2026-27 (CPC)	Nhiệt điện (PGV, QTP, HND), điện khí (NT2, POW)	Thủy điện (VSH, CHP; danh mục REE, HDG)	ONI/RONI ba tháng liên tiếp (ngưỡng ±0,5); mực nước hồ trước mùa khô (T11-T12/2026); bản tin CPC về thời điểm chuyển pha trung tính
Nhiên liệu	Đi lên từ đáy giữa 2025; Newcastle 146,5 USD/tấn, JKM 25–28 USD/MMBtu	Nguồn chạy nền giá thành thấp (thủy điện, than đã khấu hao) khi giá biên tăng	LNG chưa ký PPA; EVN (chi phí mua điện)	Giá JKM và Newcastle hằng tháng; căng thẳng Hormuz; dự báo Newcastle hạ về ~116 USD/tấn 2027
Đầu tư công suất	Thiếu nguồn hiện hữu từ 2027 + pha khởi công mới tăng tốc sau 3 năm chững lại	Thiết bị điện – hạ tầng (GEE, GEX); sau 2028 là chủ đầu tư nguồn mới	Hộ tiêu thụ lớn; nhóm phụ thuộc mua điện giá thị trường	Tỷ lệ dự án QHĐ8 khởi công (hiện 9% đang xây); đơn hàng dây cáp – thiết bị của GEE; tiến độ Ninh Thuận 1, nhóm LNG Qc 75%
Chính sách	Pha nói lỏng – cải cách: giá điều chỉnh 3 tháng/lần, dư địa 11% tới trần; NĐ 278/2026 siết quy trình tăng giá; VREM dự kiến từ 2027	Toàn chuỗi (tài chính EVN cải thiện); REE, HDG (bán lẻ cạnh tranh, DPPA)	NLTT chuyển tiếp kết hồ sơ FIT (GEG và nhóm chưa niêm yết)	Đợt điều chỉnh giá bán lẻ quý IV/2026; phương án xử lý 172 dự án FIT (EVN đề xuất 04/2026); mốc vận hành VREM (dự thảo: 2027, chậm nhất 2030)

VỊ TRÍ TỔNG HỢP CỦA NGÀNH – THÁNG 10/2026

- Ngành đang ở **điểm giao thuận lợi nhất cho nhiệt điện trong một thập kỷ**: El Niño mạnh lịch sử + phụ tải hai chữ số + dự phòng miền Bắc mỏng + giá thị trường điện tăng 31% – trong khi chu kỳ chính sách vẫn ở pha nói lỏng và chu kỳ đầu tư mới chỉ bắt đầu. Thủy điện đang bước vào đáy chu kỳ: lợi nhuận sẽ xấu dần tới giữa 2027, nhưng đó chính là vùng mua cho pha La Niña kế tiếp.

5. Chính sách và khung pháp lý

Khung pháp lý ngành điện đã gần hoàn chỉnh sau hai năm cải cách — các văn bản định hình lại dòng tiền của từng phân khúc

Giai đoạn 2024–2026 là chu kỳ lập pháp dày đặc nhất của ngành điện trong hai mươi năm. Luật Điện lực sửa đổi **61/2024/QH15** (hiệu lực 01/02/2025) thay thế toàn bộ luật 2004, luật hóa ba nguyên tắc nhà đầu tư chờ đợi từ lâu: giá điện theo **cơ chế thị trường có điều tiết** với lộ trình xóa bù chéo, **xã hội hóa đầu tư lưới truyền tải** (trừ lưới trọng yếu), và khung pháp lý riêng cho điện hạt nhân, điện gió ngoài khơi. Chỉ trong năm 2025, chòm nghị định hướng dẫn đã ban hành gần đủ: NĐ 56/57/58/2025 (cùng ngày 03/03/2025) về đầu tư dự án điện, DPPA và năng lượng tái tạo; NĐ 72/2025 về cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ; NĐ 100/2025 về sản lượng cam kết cho điện khí. Với nhà đầu tư, điều này có nghĩa là rủi ro "khoảng trống pháp lý" — nguyên nhân khiến gần như không dự án nguồn điện lớn nào khởi công giai đoạn 2021–2024 — đã được gỡ phần lớn.

5.1. Quy hoạch điện VIII điều chỉnh: bản kế hoạch 136 tỷ USD

Quyết định **768/QĐ-TTg (15/04/2025)** điều chỉnh Quy hoạch điện VIII nâng tổng công suất nguồn mục tiêu 2030 lên **183.291–236.363 MW**, tăng 22–57% so với bản gốc 2023, do dự báo phụ tải được nâng theo mục tiêu tăng trưởng GDP hai chữ số. Điện thương phẩm 2030 đặt ở 500,4–557,8 tỷ kWh, so với điện thương phẩm 2025 (~287,9 tỷ kWh) thì nhu cầu phải tăng khoảng 74–94% trong năm năm (lưu ý đây là điện thương phẩm, khác với sản lượng sản xuất + nhập khẩu 322,8 tỷ kWh). Nhu cầu vốn giai đoạn 2026–2030 ước **136,3 tỷ USD** — 118,2 tỷ cho nguồn và 18,1 tỷ cho lưới, tương đương 27,3 tỷ USD mỗi năm, gấp khoảng ba lần mức giải ngân thực tế của ngành các năm gần đây. Đây là con số neo cho luận điểm xây lắp điện ở chương 7: dù chỉ một phần kế hoạch được thực hiện, khối lượng công việc cho nhà thầu lưới và nguồn vẫn vượt xa năng lực hiện có.

CƠ CẤU CÔNG SUẤT MỤC TIÊU 2030 THEO QĐ 768/QĐ-TTg

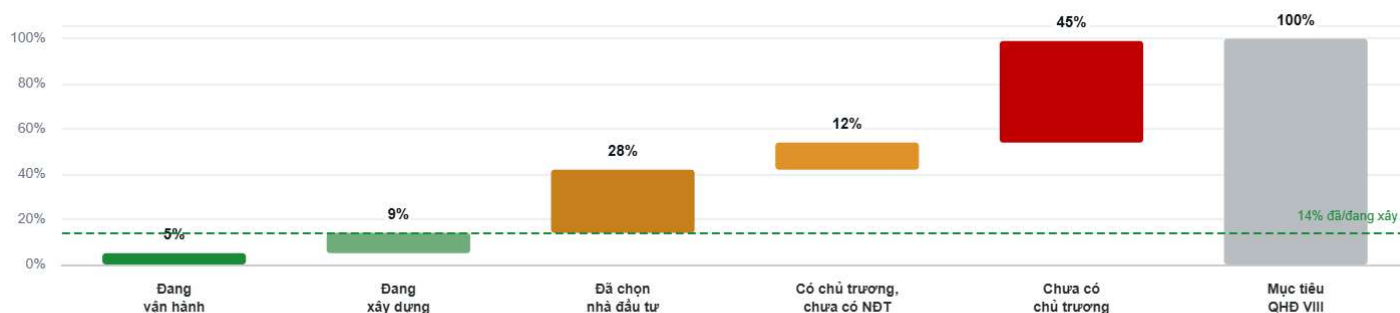
Nguồn	Công suất 2030 (MW)	Hàm ý cho nhóm nhiệm ý
Điện mặt trời	46.459 – 73.416	Nâng gấp 3–5 lần bản gốc; GEG, HDG, REE có quỹ dự án; khung giá mới 1.012–1.383 đ/kWh thấp hơn hẳn FIT cũ nên biên dự án mới mỏng hơn
Điện gió trên bờ, gần bờ	26.066 – 38.029	Gấp ~4 lần công suất hiện có; nguồn dự án cho GEG, HDG, REE và đơn hàng thiết bị cho GEE
Gió ngoài khơi	6.000 – 17.032	Lùi vận hành sang 2030–2035; khung giá 3.079–3.975 đ/kWh đã có; cơ hội dài hạn cho chuỗi cung ứng chân đế, hạ tầng biển (ngoài phạm vi báo cáo)
Thủy điện	33.294 – 34.667	Gần cạn dư địa mới, chỉ còn mở rộng và tích năng — củng cố giá trị khan hiếm của danh mục thủy điện hiện hữu (REE, VSH, CHP)
Nhiệt điện than	31.055	Không phát triển mới sau 2030; nhà máy hiện hữu (PGV, QTP, HND) chạy nền đến hết đời dự án; QT1, VA2 (2025–26) là các nguồn than mới cuối cùng
LNG nhập khẩu	22.524	Phân khúc tăng trưởng mạnh nhất thập kỷ tới; POW (NT3-4 đã vận hành); nguồn LNG do PV GAS cấp (đầu vào, ngoài phạm vi)
Khí trong nước	10.861 – 14.930	Phụ thuộc Lô B – Ô Môn; NT2, POW hưởng lợi nếu nguồn khí mới về kịp bù các mỏ đang suy giảm
Pin lưu trữ BESS	10.000 – 16.300	Nâng từ 300 MW bản gốc — thị trường thiết bị hoàn toàn mới cho GEE và các nhà thầu EPC
Điện hạt nhân	4.000 – 6.400	Ninh Thuận 1 (EVN + Rosatom, VVER-1200) mục tiêu khởi công 2026; khối lượng xây lắp và hạ tầng kèm theo rất lớn

Nguồn: Quyết định 768/QĐ-TTg ngày 15/04/2025. Bộ Công Thương đang rà soát cập nhật tiếp quy hoạch trong năm 2026 do phụ tải tăng nhanh hơn dự báo (Pmax toàn hệ thống đã lập kỷ lục 58.456 MW ngày 24/06/2026).

Khoảng cách giữa mục tiêu và thực thi mới là điều quyết định cơ hội đầu tư. Báo cáo 760/BC-BCT (09/2026) bóc tách toàn bộ danh mục nguồn điện của quy hoạch theo trạng thái triển khai: chỉ **5% đã vận hành và 9% đang xây dựng** — tức vốn vẹn 14% công suất mục tiêu là chắc chắn hoặc gần chắc chắn về đích. Phần còn lại trải trên một thang rủi ro tăng dần: 28% đã chọn nhà đầu tư nhưng chưa khởi công, 12% mới có chủ trương mà chưa có nhà đầu tư, và **45% thậm chí chưa có quyết định đầu tư nào**. Biểu đồ dưới xếp các lớp này chồng lên nhau tới mục tiêu quy hoạch — mỗi bước lên cao là một bước rủi ro trễ tiến độ lớn hơn.

Tiến độ thực hiện nguồn điện theo Quy hoạch điện VIII

% công suất dự án nguồn theo trạng thái triển khai, cộng dồn tới mục tiêu quy hoạch · thang màu theo mức rủi ro trễ tiến độ



Nguồn: Báo cáo 760/BC-BCT tháng 9/2026, Bộ Công Thương (Thanh Niên dẫn)

Cách đọc cho nhà đầu tư: 85% công suất mục tiêu còn nằm ở các pha trước khởi công, trong khi chu kỳ xây dựng một nhà máy điện là 4–6 năm. Điều đó biến cảnh báo thiếu điện 2027–2030 thành gần như chắc chắn ở kịch bản cơ sở, kéo dài môi trường giá thị trường điện cao và tỷ lệ huy động nhiệt điện tối đa; đồng thời tạo áp lực chính trị buộc đẩy nhanh mọi dự án khả thi — lực đẩy trực tiếp cho backlog của nhóm thiết bị điện và EPC. Lưu ý chiều ngược lại: phần lớn danh mục chưa khởi công cũng có nghĩa mục tiêu công suất 2030 nhiều khả năng không đạt, nên các con số tuyệt đối trong quy hoạch nên đọc là trần tham chiếu hơn là cam kết.

LƯỚI TRUYỀN TẢI — MẮT XÍCH TỤT HẬU NHẤT CỦA QUY HOẠCH

Lưới truyền tải là mắt xích có nguy cơ nghẽn song song với thiếu nguồn. Cùng Báo cáo 760, Bộ Công Thương đánh giá EVN và các đơn vị chỉ đủ năng lực thực hiện khoảng **28,6% khối lượng dự án lưới** theo Quy hoạch điện VIII cần hoàn thành giai đoạn 2025–2030, và với riêng phần lưới do Nhà nước đầu tư thì cũng chỉ đáp ứng khoảng **40,2% khối lượng** — phần còn lại trông cả vào cơ chế xã hội hóa vốn chưa có tiền lệ quy mô lớn. Cụ thể, EVN đang triển khai và dự kiến hoàn thành 292 công trình (78 tuyến 500kV và 214 tuyến 220kV, tổng khoảng 16.665 km). Đây là **vấn đề cấu trúc, không mới**: lập kế hoạch và xây một tuyến siêu cao áp mất 5–15 năm, trong khi một dự án điện mặt trời hay điện gió chỉ cần 1–5 năm, nên lưới gần như không bao giờ theo kịp tốc độ phát nguồn. Hệ quả đo được là cắt giảm công suất: một số khu vực duyên hải miền Trung – Nam thường xuyên bị tiết giảm điện tái tạo **20–30%, có thời điểm tới 50–60%** vì lưới không giải tỏa kịp.

VỐN LƯỚI · QHD VIII 2026–30

18,1 tỷ USD

~13% tổng vốn 136,3 tỷ

EVN LÀM ĐƯỢC / KẾ HOẠCH LƯỚI

28,6%

phần còn lại cần xã hội hóa

HOÀN THÀNH TRUYỀN TẢI VỐN NN

40,2%

292 công trình · ~16.665 km

CẮT GIẢM NLTT DUYÊN HẢI

20–60%

lúc cao điểm · do nghẽn lưới

Lưới lệch pha với nguồn tạo ra hai mặt đối với danh mục. **Mặt rủi ro** rơi vào nhóm năng lượng tái tạo: dự án mặt trời – gió có thể hoàn thành nhưng không bán hết sản lượng khi lưới quá tải, làm dòng tiền thực thấp hơn công suất lắp đặt – rủi ro trực tiếp với GEG và các mảng NLTT của HDG, REE, cộng dồn lên món nợ pháp lý FIT ở mục 5.3. **Mặt cơ hội** thuộc về bên cung cấp cho lưới: nhu cầu dây cáp, máy biến áp và xây lắp đường dây tăng mạnh và ít phụ thuộc chu kỳ thủy văn hay nhiên liệu – đây là trụ cột của luận điểm GEE ở chương 6–7, bên cạnh các tổng thầu EPC ngoài phạm vi. Điểm cần theo dõi là cơ chế **xã hội hóa truyền tải** đã được Luật Điện lực 2024 mở: nếu tư nhân được vào đầu tư lưới (trừ lưới trọng yếu), đây sẽ là thị trường mới cho nhóm thiết bị và hạ tầng điện trong nửa cuối thập kỷ.

5.2. Cải cách giá bán lẻ: biến số định giá lại cả ngành

Giá bán lẻ điện bình quân đã tăng bốn lần từ 2023 – 3,0% (05/2023), 4,5% (11/2023), 4,8% (10/2024) và 4,8% (10/05/2025) – lên **2.204,07 đồng/kWh**, chưa có đợt điều chỉnh nào trong 2026 tính đến ngày phát hành báo cáo. Quan trọng hơn mức tăng là **cơ chế**, và cần đọc đúng trình tự: chu kỳ điều chỉnh ba tháng một lần có từ **QĐ 05/2024/QĐ-TTg** (rút từ 6 xuống 3 tháng, hiệu lực 15/5/2024); **Nghị định 72/2025** giữ chu kỳ đó và hạ ngưỡng được phép tăng từ 3% xuống 2%, trong đó EVN quyết định mức 2–5% sau khi có ý kiến bằng văn bản của Bộ Công Thương (không phải tự quyết hoàn toàn). **Nghị định 278/2026** (09/07/2026) theo hướng **siết quy trình**: tăng dưới 2% hoặc giảm dưới 1% thì không điều chỉnh mà báo cáo Bộ Công Thương; EVN không được tự điều chỉnh từ 2% trở lên; tính lại giá trước ngày 25 tháng đầu mỗi quý. Đây là điểm cần lưu ý cho luận điểm "dư địa tăng giá": trần khung bình quân theo QĐ 07/2025/QĐ-TTg là **2.444,09 đồng/kWh** (còn dư địa khoảng **11%**), nhưng quy trình thực hiện chặt hơn trước. Giá điện hai thành phần (công suất + điện năng) đang ở giai đoạn **lập hóa đơn song song để tham khảo** từ 01/01/2026 cho khách hàng lớn (chưa thu tiền theo cơ chế mới), và thị trường bán lẻ cạnh tranh (VREM) mới ở bước dự thảo, đề xuất vận hành từ 2027, chậm nhất 2030.

Với nhà đầu tư cổ phiếu, cơ chế giá mới có hai tác động. Trực tiếp: EVN đủ nguồn thu thì thanh toán đúng hạn và đàm phán PPA cho dự án mới nhanh hơn – thực tế EVN đã đảo chiều từ lỗ hợp nhất 20.747 tỷ (2022) và 26.772 tỷ đồng (2023) sang lãi 8.238 tỷ (2024) và **51.882 tỷ đồng (2025)**, xóa hết lỗ lũy kế hợp nhất (riêng công ty mẹ vẫn còn lỗ lũy kế ~5.611 tỷ, nên chưa thể coi EVN đã "sạch lỗ" hoàn toàn). Gián tiếp: giá bán lẻ đủ cao là điều kiện tiên quyết để các nguồn giá thành cao (LNG, gió ngoài khơi) được huy động mà không làm EVN lỗ trở lại – tức cơ chế giá quyết định tốc độ triển khai của chính Quy hoạch điện VIII. Dù vậy, cần lưu ý mặt còn lại: tại 30/06/2026, phải thu của riêng PV Power với Công ty Mua bán điện EVN vẫn lên tới **24.803 tỷ đồng, tăng 76% từ đầu năm**; số ngày phải thu của các IPP vẫn cao (108–176 ngày) – EVN lãi lớn nhưng vẫn đang chiếm dụng vốn lưu động của các nhà máy điện ở quy mô cao.

5.3. Cơ chế cho nguồn mới: LNG đã đủ điều kiện, NLTT còn một món nợ cũ

Nút thắt lớn nhất của làn sóng LNG — ai gánh rủi ro giá khí — đã được tháo trong 2025. **Nghị định 56/2025** chốt cơ chế **sản lượng hợp đồng tối thiểu (Qc) 65%** sản lượng bình quân nhiều năm cho dự án điện LNG, áp dụng trong thời gian trả nợ nhưng không quá 10 năm, cho dự án vận hành trước 2031 (Nghị định 100/2025 quy định cho điện khí dùng khí thiên nhiên khai thác trong nước). Về khung giá, QĐ 1882/QĐ-BCT (23/7/2026) nâng trần khung giá phát điện tua bin khí dùng **khí thiên nhiên** 2026 lên **3.410,64 đồng/kWh** (+11% so khung 2025 là 3.069,38 đồng); dự án LNG áp khung và thông số riêng theo giá LNG nhập. Cần nhấn mạnh đây là **trần để đàm phán**, không phải giá hợp đồng thực của Nhơn Trạch 3-4. Mức bao tiêu 65% thấp hơn đề xuất 90% của chủ đầu tư, nghĩa là dự án LNG vẫn phải cạnh tranh một phần ba sản lượng trên thị trường — đủ để thu xếp vốn vay, nhưng không phải bảo đảm tuyệt đối: hiệu quả của Nhơn Trạch 3-4 và các dự án sau vẫn phụ thuộc giá LNG thế giới. (Mức Qc 75% nhắc ở chương 3 là cơ chế thiết kế cho nhóm LNG vận hành trước 2030 theo đề xuất, cần phân biệt với Qc 65% đã áp cho NT3-4.)

Ngược lại, món nợ chính sách lớn nhất vẫn nằm ở nhóm NLTT chuyển tiếp: **172–173 dự án điện mặt trời, điện gió (~12 GW, tổng vốn đầu tư ~13 tỷ USD)** bị Thanh tra Chính phủ kết luận công nhận vận hành thương mại hưởng giá FIT khi chưa đủ điều kiện nghiệm thu; trong đó nhóm có nhà đầu tư nước ngoài khoảng 4.182 MW. Từ đầu 2025, EVN áp đơn giá tạm tính, thậm chí chỉ tạm thanh toán bằng chi phí vận hành cho dự án chưa nghiệm thu. Tháng 4/2026, EVN đề xuất phương án xử lý: **28 dự án giữ FIT1, 25 dự án chuyển FIT1 sang FIT2, 13 dự án tạm dừng thanh toán, 106 dự án áp giá chuyển tiếp** — các nhà đầu tư phản đối và rủi ro khởi kiện trọng tài quốc tế vẫn treo (dù đã có Nghị quyết 233/NQ-CP định hướng tháo gỡ). Đây là lý do chúng tôi thận trọng với nhóm NLTT thuần như GEG bất chấp câu chuyện tăng trưởng công suất: nếu bị chuyển FIT1 sang FIT2 hoặc giá chuyển tiếp, dòng tiền dự án cũ suy giảm đáng kể, trong khi dự án mới phải chấp nhận khung giá thấp hơn FIT nhiều.

ĐIỂM CHÍNH CHƯƠNG 5

- 01 Khung pháp lý đã gần hoàn chỉnh.** Luật Điện lực mới cộng chòm nghị định 2025–2026 gỡ phần lớn khoảng trống pháp lý từng làm tê liệt đầu tư nguồn điện 2021–2024. Chu kỳ đầu tư mới của ngành có nền chính sách vững hơn bất kỳ giai đoạn nào trước đây.
- 02 Cải cách giá bán lẻ là biến số định giá lại cả chuỗi.** Dư địa 11% tới trần khung và EVN đã có lãi lớn giúp tài chính toàn ngành cải thiện; nhưng NĐ 278/2026 siết quy trình tăng giá, và khoản chiếm dụng vốn với IPP vẫn ở mức cao — nên "dư địa tăng giá" cần đọc thận trọng hơn.
- 03 Chính sách phân hóa rõ người thắng.** LNG và lưới truyền tải được tạo điều kiện (Qc 65%, khung giá mới, xã hội hóa truyền tải); NLTT chuyển tiếp vẫn kẹt món nợ FIT 12 GW chưa xử lý dứt điểm — cùng là "điện sạch" nhưng vị thế chính sách khác hẳn nhau.

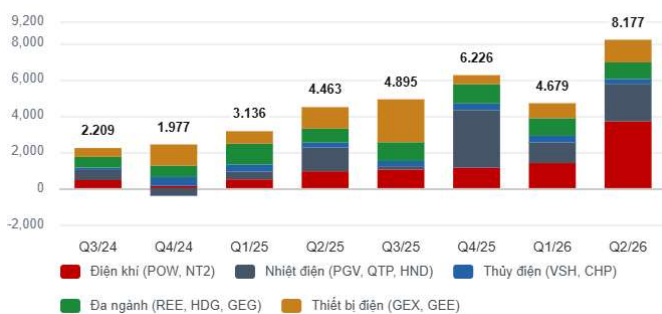
6. Phân tích từng phân khúc

Năm nhóm phân khúc theo cùng một khung: động lực, kết quả 6T/2026, vị trí chu kỳ và triển vọng

Sáu tháng đầu 2026, 12 mã trong phạm vi báo cáo đạt doanh thu **126.155 tỷ đồng (+34,3%)** và lợi nhuận sau thuế cổ đông mẹ **12.856 tỷ đồng (+69,2%)** (các số tổng có tính trùng phần GEE trong GEX và VSH trong REE). Riêng 8 mã phát điện — POW, NT2, PGV, QTP, HND, VSH, CHP, GEG — đạt lợi nhuận 9.135 tỷ đồng, **hơn gấp đôi cùng kỳ (+110%)** — nhưng sự phân hóa bên trong rất lớn và đi đúng bản đồ chu kỳ ở chương 4: điện khí tăng 3,6 lần (chủ yếu POW), nhiệt điện (PGV, QTP, HND) tăng 84%, thủy điện giảm nhẹ với phân hóa mạnh theo lưu vực; REE và HDG được phân tích trong nhóm đa ngành (6.4). Biểu đồ dưới tách lợi nhuận theo phân khúc — khung nhìn chúng tôi cho là đúng hơn mọi con số "bình quân ngành".

LNST cổ đông mẹ theo phân khúc

tỷ đồng/quý · cột chồng theo nhóm



Nguồn: BCTC doanh nghiệp, TCBS tổng hợp

Doanh thu thuần toàn nhóm theo quý

tỷ đồng · toàn bộ 12 mã và riêng nhóm phát điện



Nguồn: BCTC doanh nghiệp, TCBS tổng hợp

6.1. Điện khí và LNG — phân khúc tạo ra câu chuyện của năm

POW và NT2 đạt lợi nhuận 6T/2026 cộng dồn **5.063 tỷ đồng, gấp 3,6 lần cùng kỳ** — nhưng mức tăng chủ yếu đến từ POW; NT2 (điện khí nội địa) chỉ tăng 34%. Động lực lớn nhất là Nhơn Trạch 3-4 — nhà máy điện LNG đầu tiên của Việt Nam (**1.624 MW = 2×812 MW**, 1,4 tỷ USD) — với NT3 vận hành thương mại 20/11/2025 và NT4 nghiệm thu đủ điều kiện 03/12/2025, cơ chế bao tiêu Qc 65%. Lợi nhuận quý 2/2026 của POW đạt 3.375 tỷ đồng phần lớn đến từ các khoản quyết toán và hoàn nhập một lần (POW chưa tách riêng đóng góp của NT3-4), nên đây là **lợi nhuận kế toán**, không nên ngoại suy tuyến tính — nhất là khi phải thu EVN tăng 76% nên tiền chưa thu về. Hệ số huy động điện khí toàn hệ thống có tăng (7,8% sản lượng 8T/2026). NT2 hưởng lợi kép: huy động cao và đã hết gánh nặng khấu hao lớn, cho P/E chỉ 5,1 lần (đã loại các quý méo). Rủi ro chính của phân khúc là nguồn khí nội suy giảm và giá LNG spot 25–28 USD/MMBtu nếu phải mua bổ sung ngoài hợp đồng kỳ hạn.

6.2. Nhiệt điện (than và khí) — người thắng vận hành của pha El Niño

PGV, QTP và HND đạt lợi nhuận 6T/2026 cộng dồn 3.210 tỷ đồng, tăng 84%, nhờ than được huy động 50,6% sản lượng hệ thống — gần tối đa công suất khả dụng — và giá thị trường điện sáu tháng tăng 31%. **PGV (EVNGENCO3)** là mã lớn nhất nhóm: danh mục Vĩnh Tân 2, Mông Dương 1 (than) và Phú Mỹ (khí), ROE 29,3%, vừa phục hồi mạnh từ nền lỗ 2024 (lỗ tỷ giá), LNST 6T 2.178 tỷ (+124%); giá đã tăng 27% từ đầu năm — mã diễn biến tốt nhất nhóm. Cơ chế lợi nhuận của nhiệt điện khác thủy điện: than/khí chiếm 70–75% giá thành nên mỗi kWh phát thêm kéo theo chi phí nhiên liệu tương ứng; đòn bẩy lợi nhuận đến từ việc **phân bổ chi phí cố định trên sản lượng lớn hơn** và chênh lệch giữa giá thị trường với chi phí biến đổi, không phải "rơi gần trọn xuống lợi nhuận" như thủy điện. QTP, HND và NT2 ở trạng thái tiền ròng, đã khấu hao phần lớn; QTP giao dịch P/E 4,1 lần, song cần lưu ý P/E này được khuếch đại bởi quý bất thường Q4/2025 (mục 8.2), HND P/E 10,5 lần. Triển vọng 2027: nếu El Niño đạt đỉnh như dự báo, mùa khô 2027 là giai đoạn cao điểm của phân khúc — nhưng cần tính đến cạnh tranh huy động từ nguồn than mới Quảng Trạch 1, Vũng Áng 2 vào vận hành 2025–2026; đây cũng là phân khúc phải chốt sớm khi ONI/RONI quay về trung tính.

6.3. Thủy điện — pha nghịch của chu kỳ, kho cổ tức của ngành

Hai mã thủy điện trong phạm vi (VSH, CHP) đạt lợi nhuận 6T/2026 cộng dồn 626 tỷ đồng, giảm nhẹ 5%, nhưng con số gộp che một sự phân hóa rất lớn theo địa lý thủy văn: CHP (A Lưới, miền Trung; gồm cả 50 MW điện mặt trời Cư Jú) giảm 47% vì hớt nước sớm, trong khi VSH (+17%) còn hưởng nước về tốt ở lưu vực Thượng Kon Tum có hồ điều tiết năm — các mã thủy điện nhỏ ngoài phạm vi (TMP, SBA) cũng đi đúng hai hướng này. Nửa cuối 2026 và cả 2027, toàn nhóm sẽ chịu áp lực khi hơn 700 hồ có nguy cơ không tích đủ nước — lợi nhuận 2027 nhiều khả năng là đáy của chu kỳ ba năm. Nhưng cần đặt điều đó cạnh đặc điểm cấu trúc: đây là các doanh nghiệp biên gộp 55–65%, nợ vay thấp hoặc tiền ròng, suất cổ tức tiền mặt **9,7–10,6%** (CHP 10,6%, VSH 9,7%) — **thuộc nhóm cao nhất thị trường**. Lưu ý mức cổ tức này khó lặp lại: tỷ lệ chi trả của CHP đã lên ~125% EPS bốn quý (VSH ~100%), trong khi lợi nhuận đang vào đáy chu kỳ, nên suất cổ tức dự phóng cho 2027 nhiều khả năng thấp hơn mức lịch sử. Với nhà đầu tư tổ chức, thủy điện nên được định vị là **tài sản dòng tiền để mua ở đáy chu kỳ**: vùng giải ngân tốt nhất trong lịch sử là giữa pha El Niño, trước khi CPC xác nhận pha trung tính/La Niña quay lại.

6.4. Năng lượng tái tạo — tăng trưởng công suất chưa đổi được thành lợi nhuận

GEG — đại diện NLTT thuần niềm yết — giảm lợi nhuận 57% trên nền cao của 6T/2025 (khi được ghi nhận hồi tố giá điện Tân Phú Đông 1). Phân khúc này minh họa rõ nhất khoảng cách giữa câu chuyện vĩ mô và dòng tiền cổ đông: mục tiêu quy hoạch rất lớn (mặt trời 46–73 GW, gió 26–38 GW vào 2030) nhưng khung giá mới thấp hơn FIT cũ 20–35%, món nợ 172 dự án FIT chuyển tiếp chưa xử lý xong, và đòn bẩy nhóm này cao nhất ngành (GEG nợ ròng/EBITDA 4,1 lần). Dự án gió gần bờ — trên bờ của HDG, REE có chất lượng dòng tiền tốt hơn nhờ bảng cân đối mẹ mạnh. Nút FIT — biến số quyết định của nhóm — đã dịch chuyển tích cực trong tháng 10/2026: EVN chuyển sang đàm phán song phương có trần (giá ≤ trần chuyển tiếp Quyết định 21/2023), phạm vi hồi tố thu hẹp vào giai đoạn COD–CCA, nên tổn thất trở nên hữu hạn và ước lượng được thay vì rủi ro mất trắng. Mức độ phơi nhiễm cũng đã rõ dần: HDG đã trích 209 tỷ dự phòng cho Hồng Phong 4 (48 MW) từ kết luận thanh tra; GEG là ví dụ ngược chiều khi Tân Phú Đông 1 chốt giá chuyển tiếp và được EVN hoàn gần 400 tỷ — cho thấy dòng tiền quay lại nhanh khi vướng mắc được chốt. Chúng tôi giữ quan điểm chọn lọc: NLTT là nguồn tăng trưởng công suất của thập kỷ, nhưng trong 12–18 tháng tới, giá trị cổ đông vẫn phụ thuộc tốc độ gỡ nút FIT — nay đã có lộ trình rõ hơn — nhiều hơn việc thêm megawatt mới.

6.5. Thiết bị điện và hạ tầng — bên bán vật tư cho cả Quy hoạch điện VIII

Cặp GEX — GEE đạt doanh thu 6T/2026 cộng dồn 41.823 tỷ đồng (+40%). GEE — nhà sản xuất dây cáp điện (CADIVI), máy biến áp (THIBIDI) và thiết bị điện lớn nhất niềm yết — tăng lợi nhuận 32% nhờ nhu cầu cáp cho chuỗi dự án lưới 500kV và xuất khẩu; GEX hưởng cùng chu kỳ qua hợp nhất GEE cộng các mảng khu công nghiệp, vật liệu, và đang quay lại mảng năng lượng qua hợp tác với Sembcorp sau khi thoái danh mục NLTT cũ. Đây là phân khúc hưởng lợi **chắc chắn nhất** từ chu kỳ đầu tư 136,3 tỷ USD: không phụ thuộc thủy văn hay giá nhiên liệu, chỉ phụ thuộc tiến độ giải ngân — biến số đang được chính áp lực thiếu điện 2027 thúc đẩy; lớp tổng thầu xây lắp — tư vấn điện (PC1, TV2, CTR — phân tích dưới đây) chia sẻ cùng động lực. Đánh đổi là định giá không còn rẻ (GEE P/B 6,0 lần dù giá đã giảm 47% từ đỉnh; GEX P/E 23 lần) và lưu ý sở hữu chồng: mua cả hai mã là nhân đôi cùng một tài sản GEE.

Lớp thứ hai của chuỗi giá trị đầu tư nguồn — lưới là nhóm **xây lắp — tư vấn điện PC1, TV2, CTR** — hưởng cùng động lực giải ngân nhưng hồ sơ kinh doanh khác nhau rõ rệt. **PC1** — tổng thầu xây lắp điện và sản xuất cột thép hàng đầu — lãi ròng 6T/2026 tăng 58% (311 tỷ) dù doanh thu giảm 12% do khoảng trống giữa hai đợt ghi nhận xây lắp; định giá P/E 6,9 lần rẻ nhất nhóm, đổi lại đòn bẩy cao (nợ phải trả/VCSH 1,7 lần) và danh mục trải rộng ngoài điện. **TV2** (PECC2) — mã "thuần điện" nhất trong ba — lãi ròng gấp ~3 lần cùng kỳ (101 tỷ): khâu tư vấn — khảo sát đi trước khâu xây lắp 1–2 năm, nên đà tăng tái việc của TV2 là **chỉ báo sớm** đáng theo dõi cho cả chủ đề đầu tư. **CTR** tăng trưởng đều và chất lượng vận hành tốt nhất (doanh thu +33%, lãi +21%, ROE 31%) nhưng động lực chính đến từ hạ tầng viễn thông Viettel; xây lắp điện chỉ là phần hưởng lợi thêm từ quy hoạch. Cả ba chia sẻ đặc tính của phân khúc: không rủi ro thủy văn hay giá nhiên liệu, đổi lại biên EPC mỏng và nhạy với tiến độ giải ngân — tạm ứng của chủ đầu tư.

*Nguồn: TCBS, BCTC Q2/2026; định giá tại 08/10/2026. **Chú thích:** PC1, TV2, CTR là nhóm tham chiếu mở rộng của chuỗi giá trị đầu tư điện, **không thuộc phạm vi 12 mã** của báo cáo — doanh thu và LNST của ba mã này không được gộp vào các số tổng ngành ở trang 1 và phụ lục. Số liệu là toàn công ty, bao gồm cả các mảng ngoài điện nêu trên.*

Mã	Vai trò trong chuỗi	DT 6T/2026 tỷ đ · YoY	LNST mẹ 6T tỷ đ · YoY	Vốn hóa tỷ đ	P/E	P/B	ROE	Hoạt động ngoài xây lắp điện
PC1	Tổng thầu xây lắp điện, cột thép, trạm – đường dây	4.206 · -12,3%	311 · +58%	7.938	6,9	1,2	18,7%	Phát điện sở hữu (thủy điện, điện gió), khai thác niken, BDS khu công nghiệp
TV2	Tư vấn thiết kế – EPC – O&M (PECC2)	682 · +32,2%	101 · x3,1	1.712	10,5	1,3	12,9%	Gần như thuần điện; quy mô nhỏ, thanh khoản thấp
CTR	Xây lắp điện – năng lượng trong hệ sinh thái Viettel	7.959 · +33,2%	322 · +20,6%	9.006	13,8	4,0	30,9%	Hạ tầng viễn thông Viettel (towerco, xây lắp, vận hành khai thác) là mảng chính

7. Luận điểm đầu tư dài hạn

Năm chủ đề cho giai đoạn 2026–2030 và cách ánh xạ sang danh mục cổ phiếu

7.1. Chủ đề 1 – Giai đoạn thuận lợi nhất của nhiệt điện: El Niño gặp thiếu nguồn (2026–2028)

Tổ hợp El Niño mạnh lịch sử (xác suất trên 90% cho mùa đông 2026-27) + phụ tải tăng 9–10%/năm + miền Bắc hầu như không có nguồn lớn mới trong 2027–2028 (ngoài Quảng Trạch 1, Vũng Áng 2 vào 2026) tạo ra môi trường vận hành thuận lợi nhất cho nhiệt điện trong một thập kỷ: huy động gần tối đa, giá thị trường điện tăng 31% sáu tháng và còn dư địa khi mùa khô 2027 tới. Khác các pha El Niño trước, nhóm hưởng lợi lần này vào chu kỳ phần lớn ở **trạng thái tiền ròng** và định giá thấp so với lịch sử (QTP, NT2 P/E quanh 5 lần – dù được khuếch đại bởi một quý bất thường, xem 8.2; PGV ROE 29% phục hồi từ nền lỗ 2024). Lưu ý rủi ro riêng: Quảng Trạch 1, Vũng Áng 2 (than mới, hiệu suất cao hơn) là đối thủ trực tiếp trong thứ tự huy động của QTP, HND. Cửa sổ của chủ đề có hạn: lợi nhuận đạt đỉnh quanh mùa khô 2027 và thị trường sẽ chiết khấu pha trung tính trước ba đến sáu tháng – kỷ luật chốt theo tín hiệu ONI/RONI quan trọng hơn định giá. **Cổ phiếu:** PGV, QTP, HND, NT2.

7.2. Chủ đề 2 – Làn sóng LNG: từ chính sách thành dòng tiền (2026–2035)

LNG là phân khúc được quy hoạch tăng mạnh nhất (22.524 MW vào 2030 từ ~1,6 GW hiện tại) và là phân khúc duy nhất đã có đủ ba điều kiện: cơ chế (Qc 65–75%, khung giá 3.410,64 đồng/kWh), dự án vận hành thực tế (Nhơn Trạch 3-4) và bằng chứng lợi nhuận (POW lãi 6T gấp 4,4 lần). Trong phạm vi cổ phiếu thuần ngành điện, **POW là cách tiếp cận trực tiếp và duy nhất**: chủ đầu tư nhà máy điện LNG đầu tiên của Việt Nam, đón bẫy lợi nhuận cao theo sản lượng và tỷ lệ chạy tải Nhơn Trạch 3-4. Rủi ro đi kèm là giá LNG đầu vào và các khoản quyết toán với EVN (phải thu EVNEPTC đã lên 24.803 tỷ đồng), nên cần theo dõi dòng tiền thu hồi công nợ. Nhà đầu tư muốn tiếp cận lớp hạ tầng khí – LNG (kho cảng, tái hóa khí) phải nhìn sang PV GAS, vốn nằm ngoài phạm vi thuần điện của báo cáo này. **Cổ phiếu:** POW.

7.3. Chủ đề 3 – Siêu chu kỳ đầu tư nguồn và lưới: 27 tỷ USD mỗi năm (2026–2030)

Quy hoạch cần 136,3 tỷ USD trong 2026–2030 – gấp khoảng ba lần tốc độ giải ngân hiện tại – và cảnh báo thiếu điện 2027 đang biến kế hoạch thành yêu cầu cấp bách: mọi dự án khả thi sẽ được đẩy khởi công sớm nhất có thể, cộng thêm các hạng mục ngoài quy hoạch gốc (BESS 2.000–3.000 MW trước 2028, Ninh Thuận 1, lưới giải tỏa data center). Nhóm thiết bị điện là người nhận doanh thu **đầu tiên và ít rủi ro nhất** của dòng vốn này: không gánh rủi ro thủy văn, nhiên liệu hay đàm phán giá điện. Trong phạm vi báo cáo, cách tiếp cận trực tiếp nhất là **GEE** – dây cáp và máy biến áp là vật tư của mọi km đường dây và mọi trạm biến áp trong quy hoạch, biên sản xuất tốt hơn hẳn biên EPC và có thêm cấu phần xuất khẩu; **GEX** là cách tiếp cận gián tiếp cùng tài sản kèm quyền chọn tái gia nhập mảng năng lượng (hợp tác Sembcorp) nhưng pha loãng bởi các mảng ngoài điện. Rủi ro chung: định giá đã phản ánh một phần (GEE P/B 6,0 lần), biên nhạy giá đồng – nhôm đầu vào, và cạnh tranh thiết bị nhập khẩu. **Cổ phiếu:** GEE; GEX cho khẩu vị chấp nhận cấu trúc holding. **Tham chiếu mở rộng:** lớp xây lắp – tư vấn PC1, TV2, CTR (phân tích tại mục 6.5) chia sẻ cùng động lực giải ngân – lưu ý cả ba có hoạt động kinh doanh ngoài điện và không thuộc phạm vi 12 mã của báo cáo.

7.4. Chủ đề 4 – Thủy điện: mua dòng tiền ở đáy chu kỳ thủy văn (tích lũy 2027)

Thủy điện là nhóm tài sản chất lượng xét theo dòng tiền trọn chu kỳ – biên gộp 55–65%, không rủi ro nhiên liệu, đời tài sản 40–80 năm, suất cổ tức 9,7–10,6% (dù khó lập lại khi tỷ lệ chi trả đã trên 100%). Quy hoạch xác nhận **giá trị khan hiếm tương đối:** công suất thủy điện 2030 chỉ còn tăng ~35% (khoảng 9–10 GW, chủ yếu mở rộng và tích năng) rồi gần như dừng – ít đối thủ mới, dù không nên nói "không bao giờ". Lợi nhuận nhóm sẽ suy giảm tới giữa 2027 theo El Niño; theo quan sát các pha 2016, 2019–2020 và 2023–2024, vùng đáy lợi nhuận thường trùng vùng tích lũy tốt – tuy nhiên chúng tôi chưa lượng hóa tổng lợi suất 24 tháng sau các đáy bằng dữ liệu, nên xem đây là nhận định định tính cần kiểm chứng thêm. Chủ đề dành cho nhà đầu tư có kỷ luật mua khi lợi nhuận ở đáy: giải ngân từng phần trong 2027, ưu tiên doanh nghiệp hồ điều tiết năm. **Cổ phiếu:** VSH, CHP; REE cho tiếp cận gián tiếp kèm chiết khấu tập đoàn.

7.5. Chủ đề 5 – Cải cách thị trường điện: quyền chọn dài hạn trên cả ngành (2027+)

Thị trường bán lẻ cạnh tranh thị trường bán lẻ cạnh tranh (VREM) mới ở bước dự thảo, đề xuất vận hành từ 2027 (chậm nhất 2030), giá hai thành phần thí điểm từ 2026, DPPA đã có giao dịch thực đầu tiên (Samsung – TTC Đức Huệ 2, 06/2026) và lộ trình xóa bù chéo đã vào luật. Nếu được thực thi đúng lộ trình, chuỗi cải cách này nâng mặt bằng giá trị của mọi tài sản phát điện (giá phản ánh chi phí thực), mở nghề bán lẻ – dịch vụ năng lượng cho doanh nghiệp tư nhân, và giảm vĩnh viễn rủi ro "một người mua". Chúng tôi coi đây là lợi ích tăng thêm (quyền chọn) kèm theo các chủ đề 1–4 hơn là luận điểm giải ngân độc lập: tiến độ cải cách thị trường điện Việt Nam trong quá khứ thường chậm hơn tuyên bố. Người hưởng lợi sớm nhất là các nhà phát điện giá thành thấp có thương hiệu bán trực tiếp (REE, các thủy điện lớn) và NLTT có khách DPPA. **Cổ phiếu:** REE, HDG; theo dõi GEG.

MA TRẬN CHỦ ĐỀ x CỔ PHIẾU

Mã	1. Nhiệt điện El Niño	2. Làn sóng LNG	3. Siêu chu kỳ đầu tư	4. Thủy điện ở đáy chu kỳ	5. Cải cách thị trường
POW	●	●●	—	—	○
PGV	●●	○	—	—	○
QTP · HND	●●	—	—	—	○
NT2	●●	●	—	—	○
GEE · GEX	—	—	●●	—	○
VSH · CHP	—	—	—	●●	●
REE	○	—	● (M&E)	●	●●
HDG	○	—	—	●	●●
GEG	—	—	○	—	●

●● hưởng lợi cốt lõi · ● hưởng lợi đáng kể · ○ hưởng lợi gián tiếp · — không liên quan. GEX tiếp cận chủ đề 3 chủ yếu qua hợp nhất GEE — nắm cả hai mã là nhân đôi cùng một tài sản.

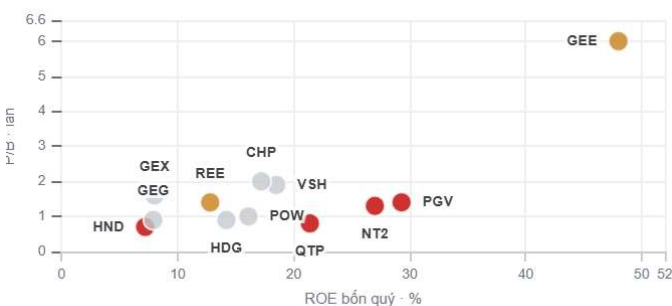
8. So sánh ngành và định vị cổ phiếu

Định giá tương quan 12 mã tại 01/10/2026 và cách thị trường đang trả giá cho từng câu chuyện

Tổng vốn hóa 12 mã đạt khoảng **216.700 tỷ đồng** (đã loại PV GAS khỏi phạm vi; số tổng có tính trùng GEE trong GEX, VSH trong REE); P/E bình quân giản đơn 10,0 lần và P/B 1,7 lần. Nhưng con số bình quân che mất điều quan trọng nhất: thị trường đang trả giá **rất khác nhau cho cùng một đồng lợi nhuận** tùy câu chuyện — nhóm thiết bị điện (GEE P/B 6,0 lần, GEX P/E 23 lần) được định giá như cổ phiếu tăng trưởng, trong khi nhóm nhiệt điện đang ở pha lợi nhuận thuận lợi nhất thập kỷ lại giao dịch ở P/E thấp (PGV, QTP, NT2 quanh 5 lần — song P/E này được khuếch đại bởi quý bất thường, cần đọc cùng P/E chuẩn hóa ở 8.2; HND 10,5 lần). Diễn biến giá từ đầu năm rất lệch: chỉ PGV (+27%) và POW (+2%) tăng; 10 mã còn lại giảm, sâu nhất là nhóm đã tăng nóng 2025 (GEE -47%, HDG -37%, GEX -21%). Nói cách khác, **thị trường đã trả trước cho chủ đề đầu tư công suất từ 2025 và phần lớn chưa trả cho chủ đề El Niño — nhiệt điện** (PGV là ngoại lệ đã được định giá lại) — khoảng lệch định giá mà chúng tôi cho là cơ hội chính của 6–12 tháng tới.

P/B so với ROE bốn quý

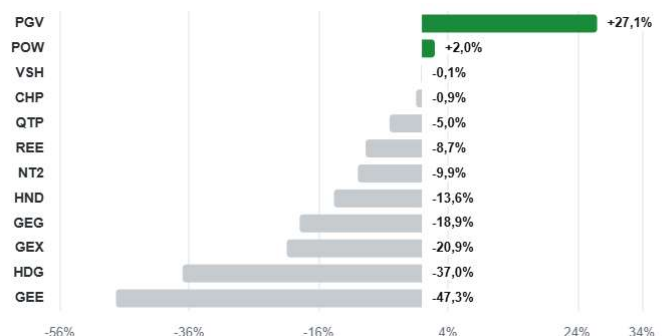
12 mã · trailing đến Q2/2026 (lưu ý P/E một số mã bị méo bởi quý bất thường)



Nguồn: TCBS, tính đến 01/10/2026

Diễn biến giá từ đầu năm 2026

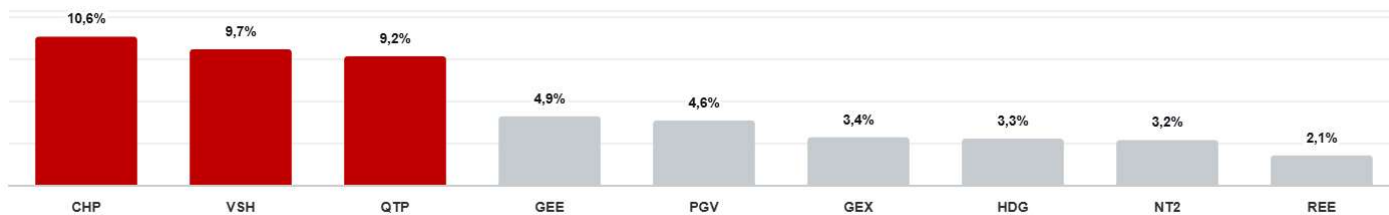
% thay đổi giá điều chỉnh đến 01/10/2026



Nguồn: FiinX, giá điều chỉnh, TCBS tổng hợp

Suất cổ tức tiền mặt 12 tháng

% · tổng cổ tức tiền mặt thực hiện quyền 12 tháng gần nhất trên giá 01/10/2026



Nguồn: TCBS, FiinX, TCBS tính toán · HND gồm đợt 300đ/cp thực hiện 02/10/2026

8.1. Ba lưu ý khi so sánh hệ số trong ngành này

Thứ nhất, **P/E của ngành điện là hàm của pha chu kỳ và của các khoản bất thường, không phải của chất lượng doanh nghiệp**: P/E 4,1 lần của QTP hiện bị khuếch đại bởi quý bất thường Q4/2025 (chiếm ~53% lợi nhuận bốn quý), tương tự NT2 (Q4/2025 ~44%), PGV (Q4/2025) và POW (Q2/2026 có quyết toán) — chuẩn hóa loại các quý này thì P/E cao hơn đáng kể. Với nhiệt điện và thủy điện, P/B kết hợp suất cổ tức chuẩn hóa qua chu kỳ là thước đo đáng tin hơn. Thứ hai, **bốn mã trong nhóm là tập đoàn đa ngành** (REE, HDG, GEX, GEE) — hệ số hợp nhất gồm cả bất động sản, nước, khu công nghiệp, vật liệu; so trực tiếp với nhà máy điện thuần sẽ lệch, và cặp GEX – GEE còn chồng sở hữu lên nhau. Thứ ba, **thanh khoản và sẵn niềm yết phân hóa mạnh**: GEX, GEE, POW giao dịch 100–270 tỷ đồng/phần trong khi VSH, CHP, HND (đều trên UPCoM) dưới nửa tỷ — nhóm cổ tức cao gần như không có hàng trôi nổi; QTP, HND cũng niêm yết UPCoM. Nhà đầu tư tổ chức cần gom qua thỏa thuận và chấp nhận chi phí thanh khoản.

8.2. Đối chiếu với lịch sử năm năm: nhóm chu kỳ đang rẻ so với chính nó

Vì P/E trailing bị méo bởi các quý bất thường, chúng tôi đọc định giá qua **dải P/B 22 quý** (Q1/2021–Q2/2026) — thước đo ít nhạy với lợi nhuận một lần. Theo P/B, nhóm nhiệt điện và tái tạo đang rẻ so với chính mình: **HDG thấp hơn trung vị 5 năm 40%**, HND -36%, PPC/GEG -25%, QTP/PC1 -16%, PGV đang ở 1,4 lần sát trung vị 1,45 (dù ROE 29% rất cao). Về EV/EBITDA, QTP ở 2,3 lần — mức thấp nhất 5 năm và bằng nửa trung vị. Ngược lại, nhóm đã được định giá lại nằm trên trung vị: CHP (P/B 2,0 so với trung vị 1,45 — cái giá của suất cổ tức cao), GEX (EV/EBITDA +27%), VSH (P/B +3%) — không đắt đột biến nhưng không còn biên an toàn; riêng GEE, dù đã giảm 47% từ đỉnh, vẫn ở P/B 6,0 lần so với trung vị 1,7 của chuỗi từ khi niêm yết 2023 — thị trường định giá lại cấu trúc, không theo chu kỳ cũ. Tín hiệu đáng tin nhất là tổ hợp "P/B dưới trung vị + lợi nhuận chưa đạt đỉnh chu kỳ" — hiện đúng với HND, và một phần QTP, NT2; với PGV thì ROE cao bù lại P/B không còn rẻ.

Dải P/B năm năm so với hiện tại

lần · thanh = biên độ min-max Q1/2021–Q2/2026 · vạch đen = trung vị · chấm đỏ = Q2/2026 · GEE: chuỗi từ Q1/2023 (niêm yết sau)



Nguồn: TCBS (chuỗi P/B theo quý 2021–2026), TCBS tính toán

8.3. Quan điểm định vị với từng nhóm mã

Mã	Định giá hiện tại nói gì	Quan điểm định vị của chúng tôi
POW	P/E 6,7x trên lợi nhuận có yếu tố quyết toán; tăng giá YTD (+2%)	Cổ phiếu đại diện điện khí LNG trực tiếp và duy nhất trong phạm vi (Nhơn Trạch 3-4); cần chiết khấu chất lượng lợi nhuận (phải thu EVN 24.803 tỷ, khoản hoàn nhập). Nắm giữ dài hạn, mua thêm khi giá điều chỉnh, theo dõi thu hồi công nợ.
PGV	P/E 5,2x · P/B 1,4x · ROE 29% · tăng giá YTD +27% (tốt nhất nhóm)	Tổng công ty phát điện lớn thứ hai (than Vĩnh Tân 2/Mông Dương 1 + khí Phú Mỹ); hưởng lợi El Niño, vừa phục hồi từ lỗ tỷ giá 2024. Lưu ý P/E thấp một phần do quý Q4/2025 đột biến; thị trường đã định giá lại một phần. Nắm giữ 12–18 tháng theo pha El Niño.
QTP · HND · NT2	P/E 4,1–10,5x · tiền ròng · cổ tức 0–9%	Nhóm hưởng lợi của pha El Niño + thiếu điện miền Bắc; thị trường chưa trả giá (giá YTD âm 5–14%). Lưu ý cạnh tranh huy động từ QT1, VA2. Nắm giữ 12–18 tháng theo pha El Niño, chốt lời theo tín hiệu ONI/RONI.
GEE · GEX	GEE P/B 6,0x dù giá đã giảm 47%; GEX P/E 23x, EV/EBITDA trên trung vị 5 năm 27%	Hưởng lợi chắc chắn nhất từ 136 tỷ USD đầu tư; chất lượng tài sản cao nhưng cần thời gian tiêu hóa định giá — giải ngân từng phần, ưu tiên GEE; nắm cả hai là nhân đôi cùng tài sản.
VSH · CHP	P/B 1,9–2,0x · suất cổ tức 9,7–10,6% · thanh khoản rất thấp	Tài sản dòng tiền khan hiếm; lợi nhuận 2027 sẽ là đáy El Niño — vùng mua tích lũy cho nhà đầu tư nắm giữ dài, giải ngân rải từ nửa đầu 2027.
REE · HDG	P/E 6,7–11,3x · P/B 0,9–1,4x · giá giảm 9–37% YTD	Danh mục điện đa nguồn + quyền chọn cải cách thị trường bán lẻ; HDG rẻ theo tài sản nhưng cần gỡ nút pháp lý NLTT và chất lượng lợi nhuận bất động sản. REE là lựa chọn cân bằng nhất toàn ngành.
GEG	P/E 11,2x nhưng nợ ròng/EBITDA 4,1x cao nhất nhóm	Đứng ngoài chờ chất xúc tác: cần nghị quyết dứt điểm 172 dự án FIT trước khi câu chuyện tăng trưởng công suất chuyển được thành dòng tiền cổ đông.
PC1 · TV2 · CTR tham chiếu*	P/E 6,9–13,8x · P/B 1,2–4,0x · giá giảm 7–28% một năm qua	Lớp xây lắp – tư vấn của chu kỳ đầu tư (mục 6.5): PC1 rẻ nhất nhưng đòn bẩy cao, danh mục trải rộng; TV2 thuần điện nhất, lợi nhuận gấp 3 là chỉ báo sớm của chu kỳ giải ngân; CTR chất lượng vận hành tốt nhất (ROE 31%) nhưng động lực chính là viễn thông.

Quan điểm phân nhóm ưu tiên theo dõi (không phải khuyến nghị mua/bán từng mã) theo ba nhóm "nắm giữ dài hạn – nắm giữ theo pha El Niño – mua tích lũy ở đáy chu kỳ": nắm giữ dài hạn POW + REE + GEE (ba chủ đề cấu trúc – điện khí LNG, cải cách thị trường, đầu tư nguồn – lưới); nắm giữ 12–18 tháng theo pha El Niño PGV/QTP/HND/NT2; mua tích lũy VSH/CHP từ 2027 khi lợi nhuận tạo đáy. Báo cáo này đưa ra quan điểm ngành, không có hệ thống xếp hạng hay giá mục tiêu từng mã; nhà đầu tư cần tự đánh giá và tham chiếu khuyến nghị chính thức của bộ phận phân tích TCBS trước khi quyết định.

*** PC1, TV2, CTR là nhóm tham chiếu ngoài phạm vi 12 mã của báo cáo:** số liệu tài chính của ba mã này không được gộp vào các số tổng ngành (trang 1, phụ lục). Cả ba có hoạt động kinh doanh ngoài điện – PC1: khai thác niken, BĐS khu công nghiệp, danh mục phát điện sở hữu; CTR: hạ tầng viễn thông Viettel là mảng chính; TV2 thuần điện nhất nhưng quy mô nhỏ, thanh khoản thấp — nên chỉ số toàn công ty không phản ánh thuần ngành điện.

9. Rủi ro và kịch bản

Các rủi ro xếp theo mức tác động lên luận điểm và ba kịch bản 12–18 tháng

9.1. Rủi ro thủy văn đảo chiều – rủi ro lớn nhất của luận điểm trung tâm

Luận điểm nhiệt điện dựa trên dự báo El Niño rất mạnh của NOAA CPC – một dự báo xác suất, không phải sự kiện đã xảy ra. Nếu El Niño suy yếu nhanh hoặc mưa về sớm hơn dự kiến (như từng xảy ra ở pha 2016), sản lượng và giá thị trường của nhiệt điện sẽ thấp hơn kịch bản, trong khi thủy điện phục hồi sớm. Tín hiệu theo dõi: bản tin CPC hằng tháng (hiện El Niño được dự báo kéo dài tới tháng 4–6/2027 với 55% khả năng chuyển trung tính vào giữa 2027) và mực nước các hồ lớn tháng 11–12/2026. Chúng tôi lưu ý: ngay cả khi El Niño yếu hơn dự báo, cân đối cung–cầu miền Bắc 2027–2028 vẫn mỏng vì nguyên nhân cấu trúc (không có nguồn mới) – luận điểm nhiệt điện giảm độ mạnh chứ không sụp đổ.

9.2. Rủi ro chính sách kìm giá trở lại

Chi phí mua điện của EVN tăng mạnh từ quý 2/2026 (FMP +31%, than +38,8%); nếu lạm phát khiến nhà điều hành trì hoãn điều chỉnh giá bán lẻ như giai đoạn 2022–2023, EVN có thể quay lại trạng thái lỗ và kéo dài chu kỳ chiếm dụng vốn với IPP – phải thu của POW với EVNEPTC đã đạt 24.803 tỷ đồng (+76% từ đầu năm) ngay trong lúc EVN có lãi. Đây là rủi ro hệ thống của cả chuỗi, tác động mạnh nhất lên nhóm có khoản phải thu lớn với EVN (đặc biệt POW) và các dự án LNG đang đàm phán PPA (Hiệp Phước khởi công khi chưa xong hợp đồng mua bán điện). Giảm nhẹ rủi ro: cơ chế điều chỉnh 3 tháng/lần đã được quy định ở cấp nghị định/quyết định, và nền tài chính EVN sau năm lãi kỷ lục dày hơn hẳn 2022.

9.3. Rủi ro hồi tố FIT với nhóm năng lượng tái tạo

172–173 dự án (~12 GW, tổng vốn ~13 tỷ USD, trong đó ~4 tỷ USD vốn FDI) bị Thanh tra Chính phủ kết luận công nhận vận hành thương mại (COD) hưởng giá FIT khi chưa đủ điều kiện nghiệm thu; từ đầu 2025 EVN áp giá tạm tính hoặc chỉ thanh toán chi phí vận hành cho các dự án thiếu hồ sơ. Diễn biến tháng 10/2026 (khung dưới) đã thu hẹp đáng kể biên độ rủi ro: kịch bản "hủy toàn bộ FIT" gần như bị loại, **kịch bản cơ sở** hiện là hồi tố một phần cho riêng giai đoạn COD–CCA, giá đàm phán không vượt trần chuyển tiếp (Quyết định 21/2023), thu hồi bằng bù trừ tiền điện tương lai. Tổn thất vì thế là có thật nhưng hữu hạn và ước lượng được: $\approx$ sản lượng giai đoạn COD–CCA $\times$ (FIT – giá đàm phán) – dự án có CCA sớm (vài tháng sau COD) chịu tác động nhỏ, dự án COD cuối 2020–2021 nhưng CCA tận 2023–2024 chịu tác động lớn nhất. Hai mặt với cổ phiếu: dòng tiền kẹt từ 2025 được giải tỏa dần (tích cực cho thanh khoản và khả năng trả nợ), nhưng khoản phải hoàn ghi nhận một lần vào lợi nhuận (tiêu cực). Trong phạm vi báo cáo, GEG chịu rủi ro trực tiếp lớn nhất nhưng cũng là ví dụ ngược chiều – Tân Phú Đông 1 đã chốt giá chuyển tiếp và được EVN hoàn gần 400 tỷ; HDG đã hiện thực hóa rủi ro (Hồng Phong 4 – 48 MW, trích 209 tỷ dự phòng khiến LNTT kiểm toán 2024 giảm 307 tỷ); REE chịu một phần. Rủi ro đuôi còn lại là một vụ trọng tài quốc tế thắng kiện, có thể buộc Chính phủ điều chỉnh lại toàn bộ cơ chế và ảnh hưởng dòng vốn FDI vào điện gió ngoài khơi và LNG.

DIỄN BIẾN MỚI NHẤT – THÁNG 10/2026

Chuyển sang đàm phán song phương có trần. Ngày 4–5/10/2026, Công ty Mua bán điện (EPTC) gửi văn bản đề nghị chủ đầu tư đàm phán giảm giá cho riêng giai đoạn vi phạm (COD→CCA), mức giá không vượt trần Quyết định 21/2023: mặt trời mặt đất 1.184,9 · mặt trời nổi 1.508,27 · gió trên bờ 1.587,12 · gió trên biển 1.815,95 đ/kWh (chưa VAT) — thấp hơn FIT1 (2.231) / FIT2 (1.692) khoảng **24–47%**. Đây là lần đầu EVN rời cách "áp giá tạm tính đơn phương" (3/2025) và thu hẹp phạm vi hồi tố vào đúng giai đoạn COD–CCA thay vì cả vòng đời dự án.

Chính phủ xác nhận hướng xử lý. Người phát ngôn Chính phủ nêu hướng này tại họp báo thường kỳ tháng 10, kỳ vọng ngân sách thu về ~50.000 tỷ đồng. Phản ứng nhà đầu tư phân hóa: một chủ đầu tư điện mặt trời đã đàm phán xong, dự kiến ký trong tuần và đề nghị EVN trả lại theo FIT gốc từ 10/2026 (bù trừ số đang giữ với số phải hoàn); nhóm điện gió cho rằng giai đoạn COD–CCA kéo dài nhiều năm nên mức trần "rất khó đàm phán".

Rủi ro đuôi vẫn còn. Năm hiệp hội nước ngoài (BritCham, EuroCham, JCCI, KOCHAM, ThaiCham) đã kiến nghị lên Chính phủ từ 3/2026; Bộ Tư pháp được giao đánh giá rủi ro khiếu kiện quốc tế, có nhắc tiền lệ Super Energy (Thái Lan).

Điểm quan sát then chốt 3–6 tháng tới: tiến độ ký thỏa thuận giá với EPTC và báo cáo tài chính quý 4/2026 của nhóm NLTT (các khoản trích lập dự phòng hoặc hoàn nhập).

9.4. Rủi ro tiến độ của chủ đề đầu tư

Luận điểm xây lắp phụ thuộc tốc độ chuyển từ quy hoạch sang hợp đồng. Lịch sử QHĐ VIII ba năm đầu (5% vận hành, 45% chưa phê duyệt chủ trương) nhắc rằng rủi ro chậm trễ là mặc định chứ không phải ngoại lệ: vướng mặt bằng, giá EPC tăng theo vật tư, năng lực thu xếp vốn của chủ đầu tư. Với bên bán thiết bị, chậm một năm nghĩa là đơn hàng dịch chuyển chứ không mất đi — nhưng định giá cổ phiếu (đặc biệt GEE đang ở P/B 6,0 lần) nhạy với từng quý doanh thu hụt kỳ vọng. Rủi ro riêng của GEE: giá đồng – nhôm đầu vào và cạnh tranh thiết bị nhập khẩu; của GEX: cấu trúc holding nhiều tầng khiến giá trị mảng điện bị pha loãng bởi khu công nghiệp, vật liệu và các khoản đầu tư tài chính.

9.5. Rủi ro thanh khoản và cấu trúc sở hữu

Phần lớn mã thủy điện và nhiệt điện có free float rất thấp (cổ đông nhà nước/GENCO nắm chi phối): VSH, CHP, HND giao dịch dưới nửa tỷ đồng mỗi phiên. Nhà đầu tư tổ chức xây vị thế phải chấp nhận thời gian gom kéo dài, chi phí tác động giá, và rủi ro không thoát được đúng thời điểm chu kỳ đảo chiều. Ngoài ra, các đợt thoái vốn nhà nước (GENCO, REE-liên quan) nếu diễn ra có thể tạo nguồn cung đột biến — đồng thời cũng là cơ hội gom hàng cho tổ chức.

BA KỊCH BẢN 12–18 THÁNG TỚI

Kịch bản	Giả định chính	Hệ quả với các nhóm cổ phiếu
Cơ sở xác suất cao nhất	El Niño mạnh đúng dự báo, đỉnh mùa khô 2027; giá bán lẻ tăng thêm một đợt trong vòng 12 tháng; phụ tải 2027 tăng 8–10%; dự án QHĐ8 tiếp tục chậm vừa phải	Nhiệt điện (QTP, HND, NT2) đạt đỉnh lợi nhuận mùa khô 2027; POW tăng trưởng theo sản lượng LNG; xây lắp ký backlog mới tăng tốc từ cuối 2026; thủy điện tạo đáy lợi nhuận giữa 2027 – vùng mua tích lũy
Thuận lợi El Niño cực đại + cải cách đúng hện	El Niño mạnh lịch sử như dự báo 75% của CPC; thiếu điện cục bộ miền Bắc mùa khô 2027 buộc huy động tối đa mọi nguồn; VREM vận hành sớm theo dự thảo (2027); nghị quyết FIT được xử lý dứt điểm	Giá FMP bình quân năm vượt đỉnh 2022 (1.539 đ/kWh); lợi nhuận nhiệt điện vượt mọi dự phóng; NLTT được định giá lại sau khi gỡ FIT; làn sóng khởi công LNG – hạt nhân – BESS đẩy backlog xây lắp lên kỷ lục – toàn ngành được định giá lại
Bất lợi El Niño hụt hơi + kìm giá	El Niño suy yếu nhanh từ đầu 2027, mưa về sớm; lạm phát khiến giá bán lẻ bị kìm; kinh tế toàn cầu giảm tốc kéo FDI và phụ tải về 5–6%; giá nhiên liệu vẫn cao do địa chính trị	Nhiệt điện hụt kỳ vọng ngay từ quý 2/2027; EVN tái lỗ, chu kỳ chiếm dụng vốn IPP kéo dài (bất lợi nhất cho POW); thủy điện phục hồi sớm hơn dự kiến – nhóm phòng thủ cổ tức (VSH, CHP) vượt trội tương đối

Quản trị danh mục theo tín hiệu, không theo kịch bản cố định: trạng thái "El Niño + phụ tải hai chữ số + dự phòng mỏng" hỗ trợ giá thị trường điện và huy động nhiệt điện tới mùa khô 2027 – giai đoạn thuận lợi nhất của nhiệt điện, kém nhất của thủy điện. Giá FMP đã giảm trong tháng 7–8/2026 theo mùa mưa miền Bắc, nên cần theo dõi liệu đà tăng có nổi lại trong mùa khô. Ba biến theo dõi hằng tháng quyết định thời điểm xoay trục từ nhiệt điện sang thủy điện (dự kiến nửa cuối 2027): bản tin ONI/RONI của NOAA CPC, mực nước hồ trước mùa khô do EVN công bố, và giá FMP bình quân tháng. Biến thứ tư, mỗi quý: tiến độ điều chỉnh giá bán lẻ theo Nghị định 72/2025.

Phụ lục 1. Kết quả kinh doanh

Quý 2/2026 và lũy kế sáu tháng · tỷ đồng, theo báo cáo hợp nhất

KẾT QUẢ KINH DOANH 12 MÃ TRONG PHẠM VI BÁO CÁO

Mã	Quý 2/2026						Lũy kế 6 tháng 2026			
	DTT	%YoY	Biên gộp	Δ biên	LNST mẹ	%YoY	DTT	%YoY	LNST mẹ	%YoY
Điện khí và LNG										
POW	20.306	+116,0%	22,6%	+10,2	3.375	+460,6%	32.633	+86,0%	4.575	+336,5%
NT2	2.825	+35,8%	12,7%	-4,9	308	-5,5%	4.996	+42,4%	488	+34,4%
Cộng nhóm	23.131	+101,5%			3.683	+296,9%	37.629	+78,7%	5.063	+258,8%
Nhiệt điện (than và khí)										
PGV	14.959	+25,4%	14,2%	-1,9	1.448	+65,5%	25.327	+12,4%	2.178	+124,3%
QTP	3.625	+26,6%	11,6%	+2,3	327	+71,2%	6.359	+10,1%	524	+44,4%
HND	3.535	+18,9%	11,0%	+1,0	292	+20,7%	6.081	+8,0%	508	+24,5%
Cộng nhóm	22.119	+24,5%			2.067	+58,0%	37.767	+11,3%	3.210	+84,3%
Thủy điện										
VSH	576	+14,7%	55,9%	+5,8	239	+44,0%	1.194	+6,0%	507	+16,6%
CHP	123	-48,1%	33,1%	-21,3	28	-73,3%	322	-31,6%	119	-47,1%
Cộng nhóm	699	-5,4%			267	-1,5%	1.516	-5,1%	626	-5,2%
Đa ngành sở hữu danh mục điện										
REE	2.426	-3,5%	37,9%	+4,0	631	+1,3%	4.897	+6,9%	1.346	+9,1%
HDG	492	-16,6%	94,0%	+51,7	251	chuyển lãi	1.175	-1,1%	301	+119,7%
GEG	580	-7,1%	40,9%	-2,8	28	-83,1%	1.348	-22,4%	235	-56,8%
Cộng nhóm	3.498	-6,2%			910	+18,0%	7.420	-1,2%	1.882	-1,7%
Thiết bị điện và hạ tầng (GEX hợp nhất GEE)										
GEE	9.524	+46,3%	14,3%	-1,6	710	+34,5%	16.621	+41,0%	1.289	+31,5%
GEX	14.480	+43,1%	20,5%	-2,6	540	-17,8%	25.202	+39,7%	786	-11,8%
Cộng nhóm	24.004	+44,4%			1.250	+5,5%	41.823	+40,2%	2.075	+10,9%
TỔNG 12 MÃ	73.451	+45,9%			8.177	+83,2%	126.155	+34,3%	12.856	+69,2%
Riêng 8 mã phát điện	46.529	+52,0%			6.045	+126,2%	78.260	+34,2%	9.134	+109,6%

Nguồn: BCTC hợp nhất quý 2/2026 của các doanh nghiệp; giá và hệ số từ hệ thống TCA, TCBS tổng hợp. Dữ liệu truy xuất ngày 01/10/2026.

Cách đọc bảng. Δ biên là thay đổi biên lợi nhuận gộp so với cùng kỳ, tính theo điểm phần trăm. Biên gộp HDG Q2/2026 (94,0%) phản ánh khoản hoàn nhập giá vốn bất thường, không phải biên hoạt động thông thường. GEX hợp nhất GEE (sở hữu 75,95%) và REE hợp nhất VSH (52,58%), nên các dòng "Cộng nhóm" tương ứng và dòng "TỔNG 12 MÃ" có tính trùng doanh thu/lợi nhuận phần GEE và VSH. PGV (EVNGENCO3) là mã mới bổ sung vào nhóm nhiệt điện so với kỳ báo cáo trước.

Doanh thu 6T/2026 của 12 mã đạt 126.155 tỷ đồng, tăng 34,3%, gần một nửa mức tăng đến từ riêng POW (+15.084 tỷ) nhờ Nhơn Trạch 3-4 vận hành. Đây là bằng chứng doanh thu đầu tiên của làn sóng điện khí LNG, không phải sự cải thiện đồng đều của cả ngành.

Lợi nhuận phân hóa theo đúng vị trí chu kỳ: điện khí tăng mạnh (chủ yếu POW, có yếu tố quyết toán); nhiệt điện (PGV, QTP, HND) phục hồi từ nền thấp — riêng PGV bật mạnh từ lỗ tỷ giá 2024; thủy điện miền Trung (CHP) giảm sâu, trong khi VSH (hồ điều tiết năm) vẫn tăng.

Phụ lục 2. Định giá, bảng cân đối và cổ tức

Giá và định giá tại 01/10/2026 · số dư bảng cân đối tại 30/06/2026 · tỷ đồng

ĐỊNH GIÁ VÀ SỨC KHỎE TÀI CHÍNH 12 MÃ

Mã	Năng lực vận hành		Thị trường · 01/10/2026				Định giá trailing 4Q			Cân đối 30/06/2026		Cổ tức
	CS điện · MW	SL 2025 · tr kWh	Giá · đ/cp	Vốn hóa · tỷ đ	%YTD	P/E · x	P/B · x	EV/EBITDA · x	ROE · %	Nợ vay ròng · tỷ đ	Nợ ròng/EBITDA · x	Suất TM 12T · %
Điện khí và LNG												
POW	5.829	18.867	12.950	39.882	+2,0%	6,7	1,0	6,6	16,1	11.647	1,1	0,0
NT2	750	~3.200	21.950	6.362	-9,9%	5,1	1,3	5,0	27,0	-3.066	tiền ròng	3,2
Nhiệt điện (than và khí)												
PGV	~6.300	n/a	21.900	26.571	+27,1%	5,2	1,4	4,4	29,3	-19.377	1,8	4,6
QTP	1.200	7.054*	10.900	4.884	-5,0%	4,1	0,8	2,3	21,4	-1.316	tiền ròng	9,2
HND	1.200	5.401	9.200	4.560	-13,6%	10,5	0,7	3,9	7,2	-921	tiền ròng	0,0 (*)
Thủy điện												
VSH	356	1.920*	41.450	9.710	-0,1%	10,4	1,9	6,5	18,5	1.591	0,9	9,7
CHP	220	714*	26.500	4.170	-0,9%	11,8	2,0	10,7	17,2	-148	tiền ròng	10,6
Đa ngành sở hữu danh mục điện												
REE	~1.051	n/a	47.650	29.861	-8,7%	11,3	1,4	8,9	12,8	2.819	0,6	2,1
HDG	462	n/a	15.350	6.247	-37,0%	6,7	0,9	5,8	14,2	2.635	1,3	3,3
GEG	~602	1.340	11.900	4.477	-18,9%	11,2	0,9	7,4	7,9	7.896	4,1	0,0
Thiết bị điện và hạ tầng (GEX hợp nhất GEE)												
GEE	—	—	71.800	48.486	-47,3%	13,6	6,0	15,3	48,0	2.944	0,8	4,9
GEX	—	—	23.800	31.534	-20,9%	23,0	1,6	9,4	8,0	17.972	2,2	3,4

Nguồn: FiinX (giá điều chỉnh, giá trị giao dịch), TCBS (định giá trailing bốn quý đến Q2/2026, bảng cân đối, cổ tức), công bố doanh nghiệp và EVNGENCO (công suất, sản lượng). Dữ liệu truy xuất ngày 01/10/2026.

Cách đọc bảng. CS điện là công suất phát điện đang vận hành theo báo cáo hợp nhất: POW đã gồm NT2 750 MW nên cần tránh cộng trùng khi tính tổng ngành; REE tính theo tỷ lệ sở hữu danh mục ~1.051 MW; điện mặt trời tính theo MWp; dấu "-" nghĩa là không sở hữu nhà máy phát điện đáng kể (GEE sản xuất thiết bị điện, GEX đã thoát danh mục NLTT cho Sembcorp). **SL 2025** là sản lượng điện năm 2025 (triệu kWh); dấu (*) là số kế hoạch do chưa công bố thực hiện; NT2 ước ~90% kế hoạch; PGV hợp nhất đa nguồn (than Vĩnh Tân 2/Mông Dương 1 + khí Phú Mỹ + thủy điện nhỏ) nên chưa có sản lượng 2025 tổng hợp. **Nợ vay ròng** = vay ngắn hạn + dài hạn - tiền và đầu tư ngắn hạn; giá trị âm là trạng thái tiền ròng. **Suất cổ tức tiền mặt 12 tháng** tính trên giá 01/10/2026 — HND bằng 0 vì đợt chi trả gần nhất (22/08/2025) nằm ngoài cửa sổ 12 tháng và đợt 3% thực hiện 02/10/2026 là sau ngày dữ liệu.

Lưu ý khi so sánh. POW, REE, HDG, GEG, GEE, GEX, PGV giao dịch trên HOSE; QTP, HND, VSH, CHP trên UPCoM với thanh khoản thấp hơn. REE, HDG, GEX, GEE là tập đoàn đa ngành — EBITDA và ROE bao gồm cả mảng ngoài điện, và GEX hợp nhất GEE nên hai mã phản ánh cùng một phần tài sản. PV GAS không thuộc phạm vi báo cáo vì khí là đầu vào của ngành điện, không phải doanh nghiệp phát điện.

Bảng cân đối của nhóm phát điện truyền thống đang sạch nhất một thập kỷ: hai mã nhiệt điện than (QTP, HND) cùng NT2 và CHP ở trạng thái tiền ròng — hệ quả của nhiều năm không đầu tư mới cộng dòng tiền khấu hao tích lũy. PGV còn nợ ròng ~19.377 tỷ (nợ ròng/EBITDA ~1,8 lần) do danh mục lớn và đang trả nợ dự án, nhưng đã giảm nhanh nhờ dòng tiền phục hồi. Đây là nền tảng của câu chuyện cổ tức và của năng lực tham gia chu kỳ đầu tư mới.

Đòn bẩy tập trung ở nhóm đang mở rộng: GEG (nợ ròng/EBITDA 4,1 lần) và GEX (2,2 lần). Trong môi trường khung giá NLTT mới thấp hơn FIT cũ, đòn bẩy cao đi kèm rủi ro pha loãng hoặc bán tài sản nếu lãi suất tăng trở lại.

Phụ lục 3. Thuật ngữ ngành điện dùng trong báo cáo

Giải thích ngắn và ý nghĩa đối với luận điểm phân tích

A. VẬN HÀNH HỆ THỐNG VÀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Thuật ngữ	Giải thích	Ý nghĩa với bài phân tích
Công suất (MW) · Sản lượng (kWh) · MWp	Công suất là khả năng phát tại một thời điểm (MW); sản lượng là điện năng phát ra trong một kỳ (kWh). MWp là công suất đỉnh của tấm quang điện ở điều kiện chuẩn, thường cao hơn công suất xoay chiều thực phát.	Tỷ trọng thủy điện 24,9% ở trang 1 là tỷ trọng sản lượng, không phải công suất. Công suất nhóm 12 mã chỉ ~20% hệ thống, nên "toàn ngành" trong báo cáo là của nhóm 12 mã.
Pmax	Công suất phụ tải cực đại của hệ thống (hoặc một miền) tại một thời điểm. Kỷ lục toàn quốc 58.456 MW ngày 24/06/2026; miền Bắc 30.209 MW (+14,2%).	Pmax tăng nhanh hơn công suất khả dụng làm dự phòng mỏng đi, buộc huy động nhiệt điện tối đa và đẩy giá thị trường. Pmax miền Bắc tăng nhanh nhất là lỗi của cảnh báo thiếu điện 2027.
Dự phòng (reserve margin)	Chênh lệch giữa công suất khả dụng và Pmax. "Dự phòng mỏng" là khi hệ thống còn rất ít nguồn dự để bù sự cố tổ máy hoặc thủy văn kém.	Điều kiện cần của luận điểm nhiệt điện: dự phòng mỏng cộng thủy điện yếu dẫn tới huy động cao và giá FMP neo cao.
Huy động · Điều độ (NSMO, trước là A0)	NSMO là đơn vị vận hành hệ thống và thị trường điện, xếp lịch phát theo nguyên tắc chi phí thấp phát trước: thủy điện → than → khí nội địa → LNG, dầu. "Huy động" là sản lượng được xếp lịch phát.	Thủy văn quyết định sản lượng của cả nhiệt điện: nước kém thì than, khí được huy động nhiều hơn — đây là cơ chế truyền dẫn El Niño vào lợi nhuận nhiệt điện.
Hệ số đàn hồi điện/GDP	Tốc độ tăng sản lượng điện chia cho tốc độ tăng GDP thực.	Từ 0,57 lần năm 2025 quay lại trên 1 trong 2026: cầu điện tăng nhanh hơn nền kinh tế — nền của trạng thái "phụ tải hai chữ số".
VWEM	Thị trường bán buôn điện cạnh tranh: nhà máy chào giá, NSMO xếp lịch, thanh toán theo giá thị trường từng chu kỳ giao dịch. BOT và NLTT hưởng giá FIT đứng ngoài thị trường này.	Khung vận hành của nhiệt điện và thủy điện lớn trong phạm vi báo cáo; là nơi giá FMP hình thành.
Qc · Pc · hệ số alpha	Qc: sản lượng hợp đồng cam kết hằng năm với EVNEPTC. Pc: giá hợp đồng xây từ chi phí cố định, chi phí vận hành và giá nhiên liệu chuẩn. Alpha: tỷ lệ sản lượng thanh toán theo Pc, hiện khoảng 80–90%.	Pc quyết định mặt bằng doanh thu, FMP quyết định phần biên tăng thêm. Nhà máy mới chưa có Qc đủ lớn (Nhơn Trạch 3–4) chịu rủi ro kép: chào giá cạnh tranh trong khi gánh đủ khấu hao, lãi vay.
FMP	Giá thị trường toàn phần (Full Market Price): giá thanh toán cho phần sản lượng ngoài Qc trên thị trường giao ngay, gồm giá điện năng và giá công suất, theo từng chu kỳ giao dịch. 6T/2026 bình quân 1.502 đ/kWh (+31%).	Chỉ báo trực tiếp nhất của độ căng cung – cầu. FMP tăng 31% là bằng chứng chu kỳ; là một trong ba tín hiệu theo dõi hằng tháng để quyết định xoay trục nhiệt điện ↔ thủy điện.
VREM · DPPA	VREM: thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, dự thảo vận hành từ 2027, chậm nhất 2030. DPPA: cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát NLTT và khách hàng lớn, không qua khâu bán lẻ của EVN.	Quyền chọn cải cách thị trường cho nhóm danh mục đa nguồn (REE, HDG); mở đường cho NLTT bán thẳng cho khách công nghiệp.
Hồ điều tiết năm	Hồ chứa đủ lớn để tích nước mùa mưa và phát dần suốt năm; khác hồ điều tiết ngày/tuần phải phát theo dòng chảy tức thời.	Nhà máy có hồ điều tiết năm (VSH) chống chịu El Niño tốt hơn — tiêu chí ưu tiên khi mua tích lũy thủy điện từ 2027.

B. NHIÊN LIỆU VÀ KHÍ HẬU

Thuật ngữ	Giải thích	Ý nghĩa với bài phân tích
Than Newcastle	Giá than nhiệt xuất khẩu tại cảng Newcastle (Úc), chuẩn tham chiếu của châu Á, tính bằng USD/tấn cho than 6.000 kcal/kg. Cuối 9/2026: 146,5 USD/tấn (+38,8% YoY).	Giá than được chuyển ngang vào Pc nên doanh thu nhiệt điện "phình" theo giá than mà biên không đổi. Giá than cao nâng giá biên thị trường — lợi tương đối cho nguồn chạy nền giá thành thấp — và tăng áp lực điều chỉnh giá bán lẻ.
JKM	Japan-Korea Marker: giá LNG giao ngay khu vực Đông Bắc Á, USD/MMBtu. Giữa 9/2026 ở 25–28 USD.	Thước đo giá thành biên của điện LNG. Việt Nam nhập theo hợp đồng kỳ hạn thấp hơn spot (Q1/2026 ~11,3 USD/MMBtu) nên biên chuỗi LNG trong nước không xấu như nhìn từ JKM.
Giá khí bao tiêu neo đầu	Khí nội địa bán theo hợp đồng dài hạn, giá neo theo dầu FO/Brent và được chuyển ngang vào Pc.	Lợi nhuận điện khí nội địa (NT2, Cà Mau) phụ thuộc lượng khí được cấp — các mỏ đang suy giảm — nhiều hơn là giá khí.
ENSO · El Niño · La Niña	Dao động nhiệt độ mặt biển Thái Bình Dương xích đạo. Pha El Niño thường gây khô hạn, nắng nóng ở Việt Nam (thủy điện yếu, phụ tải làm mát cao); La Niña ngược lại.	Biến số số một của chu kỳ ngành: El Niño rất mạnh, đỉnh cuối 2026 – đầu 2027, là pha thuận lợi nhất của nhiệt điện và đẩy của thủy điện; kỷ luật thoát vị thế đặt theo thời điểm chuyển pha.

Thuật ngữ	Giải thích	Ý nghĩa với bài phân tích
ONI · RONI · CPC	ONI: chỉ số Niño 3.4 trung bình trượt ba tháng, ngưỡng $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$. RONI: ONI tương đối, đã trừ xu hướng ấm toàn cầu, được CPC (Trung tâm Dự báo Khí hậu của NOAA) dùng chính thức từ 02/2026.	Tín hiệu theo dõi hằng tháng thứ nhất: ba kỳ RONI liên tiếp đảo chiều là mốc cân nhắc xoay trục từ nhiệt điện sang thủy điện.
Mùa JJA · DJF	Ký hiệu ba tháng theo chữ cái đầu tiếng Anh: JJA = tháng 6–8, DJF = tháng 12–2 (mùa đông Bắc bán cầu, thời điểm El Niño thường đạt đỉnh).	Đỉnh El Niño vào DJF 2026–27 nghĩa là tác động thủy văn nặng nhất rơi vào mùa khô 2027 – lý do cửa sổ nhiệt điện kéo dài ít nhất tới giữa 2027.

C. CƠ CHẾ GIÁ VÀ CHÍNH SÁCH

Thuật ngữ	Giải thích	Ý nghĩa với bài phân tích
PPA	Hợp đồng mua bán điện dài hạn giữa nhà máy và EVN/EPTC, quy định giá, sản lượng và điều kiện thanh toán.	Có PPA là được chuyển ngang chi phí nhiên liệu, rủi ro giá thấp; dự án LNG chưa ký PPA khó thu xếp vốn khi giá nhiên liệu cao.
IPP · BOT	IPP: nhà máy độc lập ngoài EVN, bán điện cho EVN. BOT: dự án nước ngoài theo hình thức xây dựng – vận hành – chuyển giao, có bảo lãnh Chính phủ, không niêm yết.	12 mã trong phạm vi đều là IPP hoặc GENCO. Khoản EVN chiếm dụng vốn của IPP (phải thu của POW 24.803 tỷ) là rủi ro dòng tiền trọng yếu.
EVN · EPTC · GENCO	EVN là người mua duy nhất của cả ngành. EPTC (Công ty Mua bán điện, thuộc EVN) ký và thanh toán PPA. GENCO 1-2-3 là ba tổng công ty phát điện của EVN; PGV chính là GENCO3 đã niêm yết.	Sức khỏe tài chính EVN là biến số hệ thống: EVN lãi kỷ lục 2025 là nền của việc giảm rủi ro thanh toán toàn ngành.
Giá bán lẻ bình quân · Nghị định 72/2025	Giá bán lẻ bình quân do EVN áp dụng (2.204,1 đ/kWh) nằm trong khung giá tối thiểu – tối đa do Thủ tướng ban hành. ND 72/2025 cho phép điều chỉnh ba tháng một lần theo biến động chi phí; ND 278/2026 siết quy trình tăng giá.	Dự địa 11% tới trần cộng cơ chế ba tháng khiến cải cách giá điện là biến số định giá lại cả chuỗi; là tín hiệu theo dõi hằng quý.
Khung giá phát điện	Mức trần giá hợp đồng cho từng loại nguồn do Bộ Công Thương ban hành hằng năm. Khung điện khí LNG 2026: 3.410,64 đ/kWh (+11% so 2025).	Khung LNG được nâng để phản ánh đúng chi phí nhập khẩu – điều kiện để POW ký được Pp cho Nhơn Trạch 3-4.
Bao tiêu Qc 65% (ND 56/2025, ND 100/2025)	Cam kết sản lượng hợp đồng tối thiểu 65% sản lượng bình quân nhiều năm cho dự án LNG trong thời gian trả nợ (không quá 10 năm), áp dụng cho dự án vận hành trước 2031.	Tháo nút "ai gánh rủi ro giá khí" – cú hích để làn sóng LNG ra dòng tiền thật. 35% sản lượng còn lại vẫn phải cạnh tranh trên thị trường nên không phải tấm séc khổng.
QHĐ VIII · QĐ 768/QĐ-TTg	Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia 2021–2030, tầm nhìn 2050; điều chỉnh bởi QĐ 768 (04/2025) với nhu cầu vốn 136,3 tỷ USD giai đoạn 2026–2030 (nguồn 118,2 + lợi 18,1 tỷ USD).	Nền của chủ đề siêu chu kỳ đầu tư cho thiết bị – xây lắp; tiến độ triển khai (mới 5% công suất vận hành sau ba năm) là rủi ro chính của chủ đề.
Luật Điện lực 2024	Luật sửa đổi có hiệu lực từ 02/2025, cùng chùm nghị định 2025–2026 về giá điện, thị trường điện, NLTT và điện khí.	Lắp phần lớn khoảng trống pháp lý từng làm tê liệt đầu tư nguồn 2021–2024; nền chính sách của chu kỳ này vững hơn mọi pha trước.
BESS	Hệ thống pin lưu trữ năng lượng quy mô lưới: nạp khi thừa nguồn (trưa nắng), xả lúc cao điểm.	Hạng mục 2.000–3.000 MW trước 2028 là đơn hàng thêm cho nhóm thiết bị – hạ tầng và là lời giải cho cắt giảm NLTT.
Lưới 500kV mạch 3	Đường dây siêu cao áp thứ ba trên trục Bắc – Nam (Quảng Trạch – Phố Nối), tăng năng lực truyền tải ra miền Bắc.	Ví dụ điển hình của đơn hàng dây cáp, máy biến áp cho GEE; giảm nghẽn lưới giữa các miền.

D. NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VÀ CƠ CHẾ FIT

Thuật ngữ	Giải thích	Ý nghĩa với bài phân tích
FIT · FIT1 · FIT2	Giá mua điện ưu đãi cố định 20 năm, tính theo USD, cho điện mặt trời và điện gió. FIT1 (QĐ 11/2017): 9,35 UScent ≈ 2.231 đ/kWh; FIT2 (QĐ 13/2020): 7,09 UScent ≈ 1.692 đ/kWh cho mặt trời mặt đất; điện gió 8,5–9,8 UScent.	Dòng tiền cố định, đòn bẩy cao; rủi ro chính của nhóm là pháp lý về điều kiện hưởng giá chứ không phải vận hành.
NLTT chuyển tiếp · giá chuyển tiếp (QĐ 21/2023)	Dự án hoàn thành sau khi FIT hết hạn, phải đàm phán giá trong khung trần QĐ 21/2023: mặt trời mặt đất 1.184,9; mặt trời nổi 1.508,27; gió trên bờ 1.587,12; gió trên biển 1.815,95 đ/kWh — thấp hơn FIT 24–47%.	Mức trần này đang được dùng làm giá đàm phán hồi tố cho giai đoạn vi phạm (10/2026) — thước đo để ước lượng tổn thất của từng dự án.
COD	Ngày vận hành thương mại (Commercial Operation Date): mốc nhà máy được công nhận bắt đầu bán điện theo hợp đồng.	Dự án COD trước hạn FIT được hưởng giá FIT; tranh chấp xoay quanh việc công nhận COD khi chưa đủ điều kiện nghiệm thu.
CCA	Văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu công trình của cơ quan quản lý xây dựng — điều kiện được nêu tại Thông tư 10/2023, sau khi FIT đã hết hạn.	Khoảng COD → CCA là phạm vi hồi tố theo hướng xử lý tháng 10/2026: tổn thất ≈ sản lượng giai đoạn này × (FIT – giá đàm phán). CCA càng muộn, thiệt hại càng lớn.
Hồi tố giá FIT · Nghị quyết 233/NQ-CP	Việc EVN/EPTC điều chỉnh lại giá đã thanh toán cho 172–173 dự án bị kết luận thanh tra. NQ 233 (2025) định hướng tháo gỡ; EVN áp giá tạm tính từ 2025 rồi chuyển sang đàm phán song phương có trần từ 10/2026.	Rủi ro lớn nhất của nhóm NLTT (GEG, HDG) — nay đã hữu hạn và định lượng được; việc chốt xong là chất xúc tác định giá lại cả nhóm.
Điện mặt trời mái nhà tự sản tự tiêu	Hệ thống trên mái dùng tại chỗ, không hoặc hạn chế bán lên lưới; không được tính vào sản lượng thương phẩm của EVN.	Mức tăng phụ tải 4,6% năm 2025 và 9,5% 9T/2026 chưa gồm nguồn này — cầu điện thực cao hơn số thống kê.
Cắt giảm công suất (curtailment)	NSMO giảm công suất huy động của NLTT khi lưới quá tải hoặc thừa nguồn; ở duyên hải có lúc 20–60% vào cao điểm.	Lý do tăng công suất NLTT chưa đổi thành lợi nhuận; BESS và lưới truyền tải mới là lời giải — đồng thời là đơn hàng cho nhóm thiết bị.

Nguồn: Luật Điện lực 2024 và các nghị định, quyết định, thông tư được dẫn; EVN, NSMO; NOAA CPC; TCBS tổng hợp. Số liệu minh họa lấy từ chính các mục của báo cáo tại thời điểm 01/10/2026 (riêng diễn biến FIT cập nhật đến 10/2026).

© **Techcom Securities** | Tầng 27, Tầng 28 và Tầng 29, Tòa C5 D'Capitale, số 119 Trần Duy Hưng, Phường Yên Hòa, Thành phố Hà Nội |
Hotline: 1900 23 23 66 | www.tcbs.com.vn

Để không bỏ lỡ các báo cáo phân tích mới nhất từ TCBS Research, Quý khách vui lòng đăng ký địa chỉ email qua link sau: **Đăng ký**.

Mọi góp ý về báo cáo phân tích, Quý khách vui lòng gửi về địa chỉ research.feedback@tcbs.com.vn. Chúng tôi xin chân thành cảm ơn.

Miễn trừ trách nhiệm:

Thông tin trong báo cáo được tổng hợp từ các nguồn TCBS đánh giá là đáng tin cậy tại thời điểm phát hành, nhưng TCBS không bảo đảm tính chính xác hoặc đầy đủ. Các nhận định phản ánh quan điểm của TCBS tại thời điểm phát hành và có thể thay đổi.

Báo cáo chỉ nhằm mục đích tham khảo, không phải khuyến nghị đầu tư. Nhà đầu tư tự đánh giá và chịu trách nhiệm đối với quyết định của mình. Hiệu quả trong quá khứ không bảo đảm kết quả trong tương lai; đầu tư luôn có rủi ro, kể cả mất vốn.

Trong phạm vi pháp luật cho phép, TCBS không chịu trách nhiệm đối với tổn thất phát sinh từ việc sử dụng báo cáo. Báo cáo thuộc sở hữu của TCBS; mọi sao chép, trích dẫn hoặc phân phối lại phải được TCBS chấp thuận bằng văn bản.

