

Trung tâm phân tích

Phạm Hồng Sơn

Son.ph@shs.com.vn

Khuyến nghị: Tăng tỷ trọng

Giá hiện tại (28/08/2026): 13.150 VND

Giá mục tiêu: **18.000 VND**

% tăng/giảm giá: **36,8%**

Thông số cơ bản:

Vốn hóa (tỷ VND): 40.649

Số lượng CP lưu hành: 3.067.845.688

KLCP đang niêm yết: 3.067.845.688

KLGD trung bình 10 phiên (CP): 13.374.080

Giá thấp 52w: 10.600

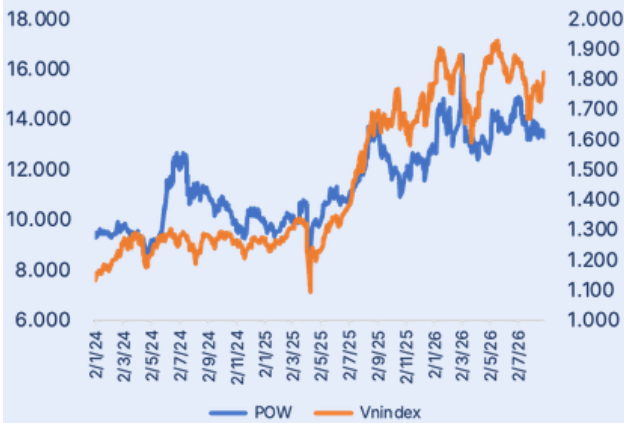
Giá cao 52W: 16.850

Sở hữu nhà nước: 79,94%

Sở hữu NĐT nước ngoài: 4,39%

Free-float: 20%

Diễn biến giá cổ phiếu



Nguồn: SHS Research, FiinProX

	2024	2025	2026F
Tổng tài sản	79.915	88.611	117.242
Vốn chủ	34.680	37.215	46.408
Doanh thu	30.305	34.306	59.587
Lãi sau thuế	1.211	3.007	6.017
ROE	3,5%	8,1%	13%
ROA	1,5%	3,4%	5,1%
EPS (VND)	475	840	1.962
BVPS (VND)	14.809	12.277	14.070

KỶ NGUYÊN LNG MỞ RA CHU KỲ TĂNG TRƯỞNG MỚI

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam là nhà sản xuất điện lớn thứ hai Việt Nam với tổng công suất lắp đặt **5.854 MW** (chiếm ~6,2% công suất đặt toàn quốc), sở hữu danh mục đa dạng gồm điện khí nội địa, điện khí LNG, điện than và thủy điện. Năm 2026 đánh dấu bước ngoặt của doanh nghiệp khi cụm Nhơn Trạch 3 & 4 – dự án điện khí LNG đầu tiên của Việt Nam vận hành thương mại, đồng thời nhóm điện khí nội địa được huy động tối đa theo Nghị định 100/2025/NĐ-CP và chuẩn bị đón nguồn cung bổ sung từ các mỏ khí mới.

KQKD 6 tháng đầu năm 2026 bùng nổ, vượt kế hoạch lợi nhuận cả năm. Doanh thu Q2/2026 đạt 20.308 tỷ đồng (+116,7% YoY), LNST đạt 3.708 tỷ đồng (gấp ~4,9 lần cùng kỳ); lũy kế 6T/2026 LNST đạt 5.008 tỷ đồng, gấp ~4,0 lần cùng kỳ. Sản lượng điện 6T đạt 13.034 triệu kWh (+45% YoY), trong đó Nhơn Trạch 3&4 đóng góp ~2,6 tỷ kWh (~20% tổng sản lượng).

Luận điểm đầu tư:

- **Nhơn Trạch 3 & 4 tạo bước nhảy về quy mô:** công suất danh mục tăng 38% từ cuối 2025, sản lượng LNG được bảo đảm bởi hợp đồng mua khí dài hạn với PV GAS và cơ chế Qc 65%.
- **Điện khí nội địa hồi sinh:** Nghị định 100/2025/NĐ-CP cho phép huy động tối đa theo khả năng cấp khí; các mỏ mới (Khánh Mỹ – Đầm Dơi, Nam Du – U Minh, Sư Tử Trắng 2B, Thiên Nga – Hải Âu) lần lượt khai thác từ H2/2026F giúp sản lượng khí đầu vào tăng giai đoạn 2026F – 2028F.
- **El Nino hỗ trợ huy động điện than:** pha El Nino trong giai đoạn 2026 – 2027 làm suy giảm thủy điện, thúc đẩy huy động Vũng Áng 1.

Rủi ro:

- Suy giảm tự nhiên từ các mỏ nguồn khí có thể ảnh hưởng đến KQKD trong dài hạn của doanh nghiệp.
- Rủi ro tỷ giá khi 73,8% dư nợ vay dài hạn của doanh nghiệp là bằng USD.
- Pha El-nino có thể kết thúc sớm hơn dự kiến ảnh hưởng đến sản lượng huy động tại nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1.

1. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

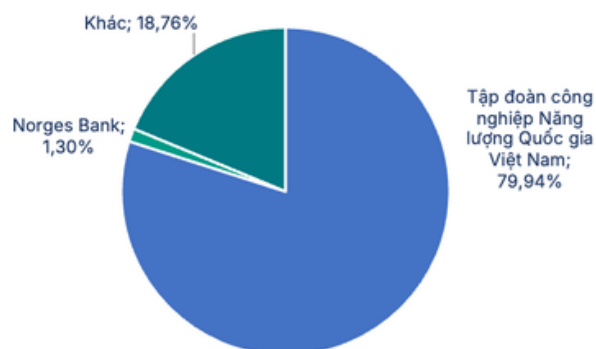
Ra đời năm 2007 dưới sự bảo trợ của Tập đoàn Công nghiệp – Năng lượng Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam – PVN), Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam ban đầu được giao nhiệm vụ tiếp nhận và phát triển các dự án điện nằm trong hệ sinh thái của tập đoàn. Sau gần hai thập kỷ, POW đã vươn lên trở thành nhà phát điện lớn thứ hai cả nước, đồng thời là đơn vị đi đầu trong việc mở lối cho điện khí LNG tại Việt Nam.

Hoạt động kinh doanh cốt lõi của doanh nghiệp xoay quanh việc đầu tư, quản lý và vận hành các nhà máy điện, bên cạnh mảng dịch vụ kỹ thuật phục vụ ngành điện. Hoạt động của POW chia thành hai nhóm:

- Nhóm sản xuất và kinh doanh điện: đóng góp gần như toàn bộ doanh thu (khoảng 99%), thông qua danh mục nhà máy đa dạng gồm nhiệt điện khí, nhiệt điện than, thủy điện và một phần nhỏ năng lượng tái tạo.
- Dịch vụ bảo dưỡng, sửa chữa cho các nhà máy trong và ngoài tập đoàn (thông qua công ty con PV Power Services – mã PPS) cùng hoạt động bán tro xỉ từ nhà máy Vũng Áng 1.

1.1. Cơ cấu sở hữu

Sở hữu tại POW mang tính tập trung rất cao. Cổ đông Nhà nước Petrovietnam nắm giữ tới 79,94% vốn, qua đó chi phối hoàn toàn định hướng chiến lược của doanh nghiệp. Mối liên hệ chặt chẽ với PVN mang lại lợi thế đặc biệt: POW được ưu tiên tiếp cận nguồn khí đầu vào nhờ vai trò kiểm soát chuỗi khí nội địa của tập đoàn mẹ.



Nguồn: FiinProX

1.2. Cấu trúc tập đoàn

Hiện POW có 5 công ty con và 2 công ty liên kết, hầu hết gắn với hoạt động vận hành nhà máy điện.

Tên công ty	Vốn điều lệ (tỷ VND)	Tỷ lệ sở hữu	Lĩnh vực
CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	2.878	59,37%	Điện khí
CTCP Thủy điện Hòa Na	2.352	80,72%	Thủy điện
CTCP Thủy điện Đakdrinh	1.160	95,27%	Thủy điện
CTCP Năng lượng tái tạo ĐLTK	270	51,00%	Năng lượng tái tạo
CTCP Dịch vụ Kỹ thuật ĐLTK VN	150	51,00%	Bảo dưỡng, sửa chữa
CTCP Điện khí LNG Quảng Ninh (LK)	360	30,00%	Sản xuất điện
CTCP Năng lượng Sông Hồng (LK)	33	44,07%	Sản xuất điện

2. HOẠT ĐỘNG KINH DOANH CHÍNH CỦA DOANH NGHIỆP

POW vận hành danh mục phát điện đa nhiên liệu với tổng công suất lắp đặt 5.854 MW, trong đó nhiệt điện khí chiếm áp đảo 73,9% công suất (4.324 MW – gồm 2.700 MW khí nội địa và 1.624 MW LNG), nhiệt điện than chiếm 20,5% (1.200 MW) và thủy điện & NLTT chiếm 5,6% (330 MW). Cấu trúc danh mục thiên về nguồn điện nền giúp POW giữ vai trò quan trọng trong đảm bảo an ninh cung ứng điện quốc gia, đặc biệt tại khu vực phía Nam – nơi tập trung cụm Cà Mau và Nhơn Trạch.

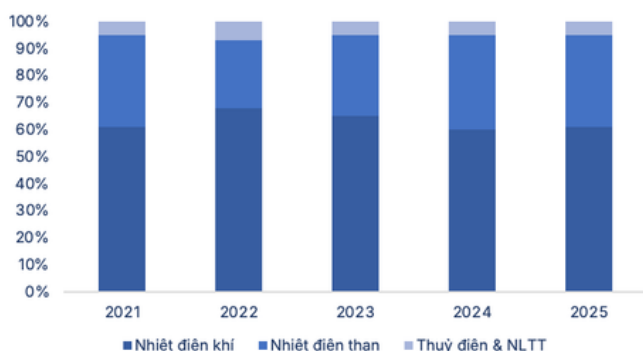
STT	Nhà máy	Công suất (MW)	Vị trí	Năm vận hành	% sở hữu	% sản lượng (2025)
Nhiệt điện khí nội địa						
1	Cà Mau 1 & 2	1.500	Cà Mau	2008	100%	37,30%
2	Nhơn Trạch 1	450	Đồng Nai	08/2009	100%	1,80%
3	Nhơn Trạch 2	750	Đồng Nai	06/2011	59%	17,10%
Nhiệt điện khí LNG						
4	Nhơn Trạch 3 & 4	1.624	Đồng Nai	12/2025	100%	N/A
Nhiệt điện than						
5	Vũng Áng 1	1.200	Hà Tĩnh	12/2015	100%	36,40%
Thủy điện & NLTT						
6	Hủa Na	180	Nghệ An	09/2013	81%	4,00%
7	Đakđrinh	125	Quảng Ngãi	06/2014	95%	3,50%
8	Nậm Nơn	20	Nghệ An	2014	81%	0,02%
9	Điện mặt trời áp mái (NLTT ĐLĐK)	5	—	2021	51%	0,03%
TỔNG CỘNG		5.854				

Nguồn: POW, SHS tổng hợp

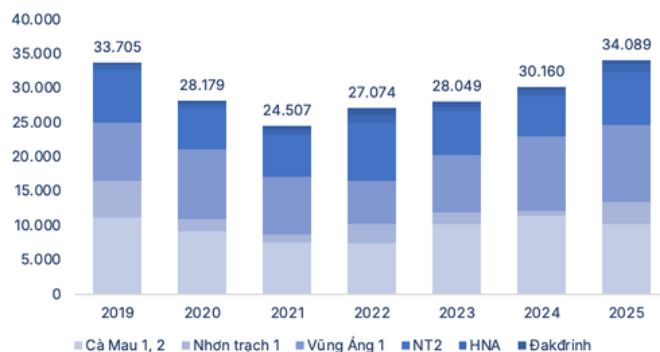
Vai trò của từng nhóm tài sản trong bức tranh lợi nhuận là rất khác nhau. Cụm Cà Mau 1 & 2 và Vũng Áng 1 là hai trụ cột sản lượng – doanh thu (mỗi cụm ~35 – 37% doanh thu bán điện); Nhơn Trạch 2 là công ty con niêm yết có hiệu quả vận hành tốt; Nhơn Trạch 3 & 4 là động lực tăng trưởng mới nhưng đồng thời cũng là nguồn phát sinh chi phí khấu hao – lãi vay lớn nhất; nhóm thủy điện đóng góp nhỏ (~5% doanh thu) song có biên lợi nhuận cao và biến động theo chu kỳ thủy văn.

Về đóng góp doanh thu, nhóm nhiệt điện áp đảo với tỷ trọng khoảng 95% doanh thu bán điện, trong đó điện khí luôn chiếm phần lớn nhất (60-65%). Cơ cấu này khiến hiệu quả kinh doanh của POW nhạy cảm với những yếu tố nằm ngoài tầm kiểm soát của doanh nghiệp – đặc biệt là khả năng cấp khí và diễn biến thủy văn.

Cơ cấu doanh thu theo nguồn điện



Cơ cấu doanh thu theo nhà máy (tỷ đồng)



Nguồn: POW, SHS tổng hợp

2.1. Cụm Cà Mau 1 & 2 (1.500 MW) – Trụ cột doanh thu, gắn với vòng đời lô khí PM3 – CAA

Cà Mau 1 & 2 là cụm tuabin khí chu trình hỗn hợp đặt tại Khu công nghiệp Khánh An, tỉnh Cà Mau, vận hành từ tháng 3 và tháng 12/2008, do POW sở hữu 100%. Cụm nhận khí từ lô PM3 – CAA (lô liên doanh Việt Nam – Malaysia do Petronas điều hành) qua đường ống PM3 – Cà Mau của PV Gas, theo một đầu mỗi hợp đồng GSA duy nhất gồm cả phần khí thuộc quyền khai thác của Việt Nam lẫn phần Petronas bán lại. Đây là cụm có tỷ trọng doanh thu bán điện lớn nhất (~37,5% tổng doanh thu) và cũng là tài sản nhạy cảm nhất với vòng đời lô khí: mỏ đã khai thác ~20 năm và bước vào suy giảm tự nhiên từ năm 2020; sản lượng khí về bờ giai đoạn 2023 – 2025 dù cải thiện +14,0%/năm sau bảo dưỡng lớn vẫn thấp hơn -17,5% so với bình quân giai đoạn 2018 – 2020 (~1.379 triệu Sm³/năm). Triển vọng cụm nhà máy này phụ thuộc vào hai mỏ mới Khánh Mỹ – Dầm Dơi và Nam Du – U Minh (từ ~Q4/2027F) và kết quả tái ký PSC lô PM3 – CAA.

2.2. Nhơn Trạch 1 (450 MW) – Nhà máy nhỏ nhất nhóm điện khí, hiệu suất vận hành tốt

Nhơn Trạch 1 vận hành từ tháng 8/2009 tại Đồng Nai, POW sở hữu 100%, nhận khí Đông Nam Bộ từ bể Nam Côn Sơn. Đóng góp doanh thu khiêm tốn (~2,2%) do công suất nhỏ và ưu tiên khí thường dành cho các tổ máy hiệu suất cao hơn, song đây là nhà máy hiếm hoi có suất hao nhiệt thực tế thấp hơn thiết kế PPA (-1,8%), giúp nhà máy giữ được biên lợi nhuận trên phần sản lượng được huy động. Nhà máy đóng vai trò nguồn linh hoạt trong cụm Nhơn Trạch và hưởng lợi trực tiếp khi nguồn khí NCS được bổ sung từ các mỏ mới.

2.3. Nhơn Trạch 2 (750 MW) – Chất lượng vận hành hàng đầu

Nhơn Trạch 2 vận hành từ tháng 6/2011, POW sở hữu 59,37% qua CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2, sử dụng công nghệ CCGT thế hệ F với hiệu suất thuộc nhóm cao nhất trong các nhà máy điện khí nội địa. NT2 chiếm ~20,1% doanh thu bán điện của POW và là nguồn cổ tức tiền mặt ổn định từ công ty con. Thách thức chính của NT2 là tuổi vận hành 15 năm khiến suất hao nhiệt thực tế cao hơn thiết kế +7,3% – mức chênh lệch lớn nhất trong danh mục các nhà máy điện của POW, và cơ cấu khí đầu vào dịch chuyển sang Nam Côn Sơn 2 với cước vận chuyển gấp đôi tuyến cũ. Việc bổ sung khí từ Sư Tử Trắng 2B và Thiên Nga – Hải Âu từ H2/2026F là động lực sản lượng chính của NT2 trong giai đoạn tới.

2.4. Nhơn Trạch 3&4 (1.624 MW) – Dự án LNG đầu tiên của Việt Nam, động lực tăng trưởng mới

Nhơn Trạch 3&4 sử dụng tuabin khí thế hệ H hiệu suất cao, tổng mức đầu tư ~1,4 tỷ USD, POW sở hữu 100%, COD lần lượt cuối tháng 11 và tháng 12/2025 – đưa POW trở thành đơn vị đầu tiên tại Việt Nam vận hành thương mại điện khí LNG. Nhiên liệu LNG nhập khẩu được cung cấp qua kho cảng LNG Thị Vải (PV GAS) theo hợp đồng mua khí dài hạn. Dự án nâng công suất danh mục thêm 38% và trong 6T/2026 đã đóng góp ~20% sản lượng toàn hệ thống. Bài toán trọng tâm của Nhơn Trạch 3&4 không nằm ở vận hành mà ở cơ chế: mức Qc, thời điểm áp dụng Qc trong PPA và khả năng chuyển ngang chi phí LNG – các nội dung đang được hoàn thiện trong khung pháp lý điện khí LNG.

2.5. Vũng Áng 1 (1.200 MW) – Nguồn điện nền miền Trung, hưởng lợi chu kỳ El Nino

Vũng Áng 1 là nhà máy nhiệt điện than ngưng hơi đặt tại Khu kinh tế Vũng Áng, Hà Tĩnh, vận hành từ tháng 12/2015. Sau giai đoạn sự cố tổ máy 2 (9/2021 – 8/2023) chỉ chạy 50% công suất, nhà máy đã vận hành ổn định cả hai tổ máy và trở thành nhà máy dẫn đầu sản lượng của POW trong 6T/2026 (sản lượng đạt 4,18 tỷ kWh). Vị trí tại miền Trung – gần trung tâm phụ tải miền Bắc đang thiếu nguồn – giúp Vũng Áng 1 có thứ tự huy động thuận lợi trong các năm khô hạn.

2.6. Nhóm thủy điện Hủa Na – Đakđrinh – Nậm Nơn (325 MW)

Hủa Na (180 MW, Nghệ An, sông Chu), Đakđrinh (125 MW, Quảng Ngãi) và Nậm Nơn (20 MW, Nghệ An) là các nhà máy thủy điện hồ chứa có dung tích điều tiết ngắn (vài giờ đến vài tuần), nằm tại các lưu vực chịu ảnh hưởng trực tiếp của mùa mưa bão miền Trung – Bắc Trung Bộ. Hủa Na và Đakđrinh bán điện theo cơ chế Qc + Qm; Nậm Nơn – được POW mua lại năm 2024 – hưởng biểu giá chi phí tránh được (ACT) ưu đãi cho thủy điện nhỏ. Nhóm này đóng góp ~5% doanh thu nhưng có biên lợi nhuận gộp cao nhất danh mục.

3. PHÂN TÍCH CÁC YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG ĐẾN DOANH THU & LỢI NHUẬN CỦA POW

Doanh thu thuần biến động theo sản lượng huy động và giá bán điện bình quân. Trong đó giá bán bình quân được quyết định bởi tỷ trọng sản lượng bán theo hợp đồng (Qc) so với tổng sản lượng (giá Pc thường cao hơn giá thị trường Pm nhờ cơ chế bù đắp đủ chi phí). Biên lợi nhuận gộp phản ánh chênh lệch giữa giá bán và giá thành, phụ thuộc vào: (1) tỷ lệ Qc – quyết định khả năng chuyển ngang chi phí nhiên liệu vào giá bán; (2) sản lượng điện thực tế – quyết định mức phân bổ chi phí cố định trên mỗi kWh.

Cơ cấu doanh thu bán điện của POW	2021	2022	2023	2024	2025
Nhiệt điện khí	61%	68%	65%	60%	61%
Nhiệt điện than	34%	25%	30%	35%	34%
Thủy điện & NLTT	5%	7%	5%	5%	5%

Nguồn: POW, SHS tổng hợp

3.1. Nhiệt điện khí nội địa (~60% doanh thu): Hồi sinh nhờ cơ chế huy động tối đa & mở khí mới

Doanh thu điện khí nội địa tập trung ở ba nhà máy: Cà Mau 1 & 2 (~52% doanh thu điện khí nội địa), Nhơn Trạch 2 (~38%) và Nhơn Trạch 1 (~10%). Giai đoạn 2019 – 2024, doanh thu mảng này suy giảm do sản lượng điện giảm theo nhiên liệu đầu vào: (1) Lô PM3 – CAA (cấp khí cho Cà Mau 1 & 2) bước vào suy giảm tự nhiên sau ~20 năm khai thác, cộng thêm các đợt dừng cấp khí để bảo dưỡng lớn đường ống PM3 – Cà Mau trong 2021 – 2022; (2) Các mỏ chủ lực tại bể Nam Côn Sơn (cấp khí cho Nhơn Trạch 1 & 2) suy giảm từ 2020, trong khi các mỏ mới đưa vào không đủ quy mô bù đắp, buộc POW tiêu thụ thêm khí từ khu vực Nam Côn Sơn 2 với cước vận chuyển cao gấp đôi tuyến NCS1.

Bước ngoặt đến từ Nghị định 100/2025/NĐ-CP: từ tháng 5/2025, các nhà máy điện khí nội địa được huy động tối đa theo khả năng cấp khí thực tế, giúp sản lượng điện khí 2025 tăng +7,8% YoY, doanh thu tăng +13,6% YoY và tỷ lệ Qc nhóm điện khí đạt ~102% (sản lượng thực tế thấp hơn Qc được giao). Cơ chế này đặc biệt quan trọng vì ngoài Qc, điện khí gần như không thể cạnh tranh trên thị trường điện do giá chào cao. Sang 6T/2026, sản lượng Cà Mau 1 & 2 đạt 2,73 tỷ kWh và Nhơn Trạch 2 đạt 2,14 tỷ kWh – tiếp tục được huy động cao trong bối cảnh phụ tải tăng 8,8%.

Chỉ tiêu nhóm điện khí	2021	2022	2023	2024	2025
Giá bán điện BQ (VND/kWh)	1.869	2.113	2.070	2.020	2.055
Giá Pc BQ (VND/kWh)	1.629	1.998	1.981	2.035	2.014
Tỷ lệ Qc	99%	86%	99%	78%	102%

Nguồn: POW, SHS tổng hợp

Bức tranh nguồn cung khí theo từng cụm nhà máy:

- Cụm Cà Mau 1 & 2 – khí Tây Nam Bộ (lô PM3 – CAA): sản lượng khí về bờ đã suy giảm rõ rệt từ mức đỉnh ~7 triệu m³/ngày (2019) khi các mỏ hiện hữu bước vào cuối vòng đời khai thác, cộng thêm các đợt tạm dừng cấp khí năm 2021 – 2022 để bảo dưỡng lớn hệ thống thượng nguồn. Sau bảo dưỡng, sản lượng khí đầu vào của cụm cải thiện +14,0%/năm giai đoạn 2023 – 2025 nhưng vẫn thấp hơn -17,5% so với bình quân 2018 – 2020. Điểm tựa trung hạn: PVEP và các đối tác đã tái ký PSC lô PM3 – CAA nhằm tận khai thác phần trữ lượng còn lại (ước tính tổng tiềm năng ~12,2 tỷ m³) và đẩy nhanh thăm dò mở mới.
- Cụm Nhơn Trạch 1 & 2 – khí Đông Nam Bộ (bể Nam Côn Sơn): sản lượng khí đầu vào suy giảm mạnh -25,2%/năm giai đoạn 2022 – 2024 khi sản lượng các mỏ chủ lực qua đỉnh, buộc POW tiêu thụ thêm khí từ khu vực Nam Côn Sơn 2 (chiếm ~52% nguồn cung của cụm) với cước phí vận chuyển gấp đôi tuyến NCS1. Năm 2025, sản lượng khí phục hồi +41,6% YoY nhờ cơ chế huy động tối đa của Nghị định 100/2025 – các nhà máy không còn bị chèn ép bởi nguồn điện giá rẻ nên hấp thụ được toàn bộ lượng khí khả dụng. Từ H2/2026F, cụm đón thêm khí từ Sư Tử Trắng 2B (~260 triệu m³/năm) và Thiên Nga – Hải Âu (~160 triệu m³/năm).

Nguồn khí	Diễn biến 2019 – 2025	Triển vọng 2026F – 2030F
PM3 – CAA (Cà Mau 1 & 2)	Suy giảm tự nhiên từ 2020; gián đoạn bảo dưỡng 2021 – 2022; phục hồi một phần 2023 – 2025	Bổ sung Khánh Mỹ – Đầm Dơi & Nam Du – U Minh từ Q4/2027F; mỏ hiện hữu suy giảm mạnh từ 2029F; Petronas dừng bán khí bổ sung từ 2028
Nam Côn Sơn 1 & 2 (NT1 & 2)	Mỏ chủ lực qua đỉnh từ 2020; -25,2%/năm 2022 – 2024; +41,6% YoY 2025	Bổ sung Sư Tử Trắng 2B & Thiên Nga – Hải Âu từ H2/2026F;

Nguồn: POW, PV Gas, SHS tổng hợp

Cơ chế giá khí đầu vào:

- Chi phí mua khí tại nhà máy được cấu thành từ ba yếu tố: giá khí (chiếm ~66% chi phí, xác định bằng 46,0% giá MFO Singapore hoặc 12,7% giá dầu Brent tùy khu vực, với giá sàn là giá miệt giồng), cước vận chuyển (chiếm ~29%) và cước phân phối (chiếm ~6%, cố định theo hợp đồng GSA). Giá MFO có hệ số tương quan ~92% với giá Brent giai đoạn 2016 – 2025, do đó chi phí nhiên liệu điện khí của POW biến động cùng chiều với giá dầu thế giới. Nhờ cơ chế chuyển ngang trong giá Pc, phần lớn biến động này được chuyển vào giá bán – ngoại trừ phần hao hụt do suất hao nhiệt thực tế cao hơn thiết kế.
- Cước vận chuyển của cụm Nhơn Trạch tăng +10,2%/năm trong 2021 – 2025 do cơ cấu khí đầu vào dịch chuyển sang các mỏ thuộc Nam Côn Sơn 2 (chiếm ~52% nguồn cung khí của cụm), nơi hệ thống đường ống có cước phí gấp đôi tuyến NCS1 – một cấu phần chi phí mang tính cơ cấu và sẽ tiếp tục tăng khi các mỏ mới (Sư Tử Trắng 2B thuộc NCS2) gia tăng tỷ trọng.

3.2. Nhiệt điện khí LNG – Nhơn Trạch 3&4: Động lực tăng trưởng chính giai đoạn 2026 – 2030

Nhơn Trạch 3 & 4 (tổng công suất 1.624 MW, tổng mức đầu tư ~1,4 tỷ USD) là dự án điện khí LNG đầu tiên của Việt Nam, vận hành thương mại lần lượt cuối tháng 11 và tháng 12/2025. Dự án sử dụng LNG nhập khẩu qua kho cảng Thị Vải, mua theo hợp đồng dài hạn với PV GAS – đủ đáp ứng mức sản lượng hợp đồng Qc 65% (~5,3 tỷ kWh/năm theo thiết kế). Trong nửa đầu 2026, cụm NT3&4 phát ~2,6 tỷ kWh (~20% tổng sản lượng POW), mang về ước tính ~9.317 tỷ đồng doanh thu.

Đặc thù kinh tế của NT3&4: giá bán cao, phụ thuộc gần như hoàn toàn vào Qc. Giá bán điện bình quân thực tế của NT3&4 ở mức ~2.850 VND/kWh – cao gần gấp đôi giá thị trường điện bình quân (~1.500 VND/kWh trong 6T/2026), do giá LNG nhập khẩu cao và suất đầu tư lớn. Điều này đồng nghĩa phần sản lượng ngoài Qc rất khó được huy động cạnh tranh; hiệu quả dự án phụ thuộc trực tiếp vào mức Qc cam kết và việc EVN thanh toán đền bù khi không huy động đủ Qc. Thực tế 6 tháng đầu 2026, với Qc 65%, hai nhà máy ở trạng thái "over-contracted" – sản lượng hợp đồng cam kết vượt khả năng hấp thụ của thị trường, và trong Q2/2026 POW đã ghi nhận khoản đền bù Qc từ EVN cùng khoản thu hồi tiền điện chạy thử 2025 (tổng ~2.475 tỷ đồng).

Thông số chính NT3&4	Nội dung
Công suất thiết kế	1.624 MW (2 nhà máy CCGT, tuabin khí thể hệ 9HA.02)
Tổng mức đầu tư	~1,4 tỷ USD (~34.000 tỷ đồng)
COD	NT3: cuối tháng 11/2025; NT4: tháng 12/2025
Nguồn nhiên liệu	LNG nhập khẩu qua kho cảng Thị Vải; hợp đồng mua khí dài hạn với PV GAS
Sản lượng dự kiến	9 tỷ kWh
Cơ chế Qc	65% sản lượng phát bình quân nhiều năm (~5,3 tỷ kWh) trong 10 năm; đang đề xuất nâng lên 75%/15 năm
Giá bán điện thực tế	~2.850 VND/kWh (cao hơn ~90% so với giá thị trường bình quân)

3.3. Nhiệt điện than – Vũng Áng 1 (~35% doanh thu): Trụ cột sản lượng, hưởng lợi từ El Nino

Vũng Áng 1 (1.200 MW, Hà Tĩnh) là nhà máy điện than duy nhất trong danh mục, đóng góp ~30 – 35% doanh thu bán điện. Giai đoạn 2020 – 2022, doanh thu mảng này suy giảm -20,5%/năm do sự cố kỹ thuật tại tổ máy số 2 khiến nhà máy chỉ vận hành 50% công suất thiết kế. Sau khi khắc phục xong sự cố và đưa tổ máy 2 trở lại từ tháng 8/2023, doanh thu hồi phục giai đoạn 2023 – 2025 nhờ sản lượng cải thiện (+16,6%/năm giai đoạn 2022 – 2025) và giá bán tăng theo giá than đầu vào. Trong 6T/2026, Vũng Áng 1 là nhà máy dẫn đầu sản lượng toàn hệ thống POW với 4,18 tỷ kWh (doanh thu ~7.640 tỷ đồng) – phản ánh nhu cầu huy động điện than tăng cao khi thời tiết khô hạn.

Cơ cấu nhiên liệu chuyển sang than trộn làm tăng độ nhạy với giá than quốc tế. Nguồn than đầu vào của nhà máy là than trộn giữa than nội địa từ Vinacomin (mỏ Hòn Gai, Cẩm Phả ~80% và Vàng Danh ~20%, giá điều tiết ít biến động) và than nhập khẩu theo giá thị trường quốc tế (benchmark Newcastle ICE). Tỷ trọng than nhập có xu hướng tăng dần khi các mỏ Quảng Ninh khai thác ở độ sâu ngày càng lớn làm giảm sản lượng khả dụng, khiến giá than đầu vào của Vũng Áng 1 tăng +10,5%/năm giai đoạn 2021 – 2025 và gắn chặt hơn với biến động giá quốc tế cùng tỷ giá USD/VND. Nhờ tỷ lệ Qc duy trì cao (70 – 75%) và cơ chế Pc điều chỉnh theo giá than, phần lớn chi phí này vẫn được chuyển ngang vào giá bán.



3.4. Thủy điện (~5% doanh thu): Biên lợi nhuận cao, biến động theo chu kỳ thủy văn

Nhóm thủy điện gồm ba nhà máy Hủa Na (180 MW, ~54% doanh thu thủy điện), Đakđrinh (125 MW, ~45%) và Nậm Nơn (20 MW, ~1%). Hủa Na và Đakđrinh bán điện theo cơ chế thị trường thông thường (Qc + Qm), trong khi Nậm Nơn hưởng biểu giá chi phí tránh được (ACT) dành cho thủy điện nhỏ ≤30 MW. Do các hồ chứa có dung tích điều tiết ngắn (vài giờ đến vài tuần), sản lượng phụ thuộc gần như hoàn toàn vào thủy văn: tăng +16,7%/năm trong chu kỳ La Nina 2019 – 2022, giảm -13,4%/năm trong pha El Nino 2022 – 2024, rồi bật tăng +45,6% YoY năm 2025 nhờ mưa bão kéo dài tại miền Trung – miền Bắc.

Biên lợi nhuận gộp: Cơ chế bảo vệ từ Pc và giới hạn từ suất hao nhiệt

Cơ chế PPA dài hạn bảo vệ biên lợi nhuận gộp của POW thông qua: (1) giá Pc được xây dựng theo nguyên tắc chuyển giao chi phí – đưa chi phí nhiên liệu, vận hành, bảo dưỡng vào giá bán; (2) giá Pm dễ bị kéo xuống bởi 81% công suất tham gia thị trường đến từ các nhà máy chi phí thấp (thủy điện 45%, điện than 36%), nên tỷ lệ Qc cao đồng nghĩa biên lợi nhuận ổn định hơn. Lịch sử cho thấy biên lợi nhuận gộp của POW biến động cùng chiều với tỷ lệ Qc nhóm nhiệt điện.

Tuy nhiên, cơ chế bảo vệ này có một giới hạn quan trọng: suất hao nhiệt. Pc chỉ bù đắp chi phí nhiên liệu theo suất hao nhiệt thiết kế ghi trong hợp đồng, trong khi suất hao nhiệt thực tế của các nhà máy POW cao hơn thiết kế do: (1) xuống cấp tự nhiên theo tuổi vận hành (Cà Mau 1 & 2: 18 năm; Nhơn Trạch 2: 15 năm); (2) chuyển sang nhiên liệu thay thế (than trộn, nguồn khí mới) làm giảm hiệu suất đốt; (3) các chu kỳ đại tu không khôi phục hoàn toàn hiệu suất ban đầu. Mức chênh lệch tại: Cà Mau 1 & 2 +2,6%, Nhơn Trạch 2 +7,3%, Vũng Áng 1 +0,8% (riêng Nhơn Trạch 1 thấp hơn thiết kế -1,8%).

Nhà máy	Suất hao nhiệt thực tế so với PPA	Ý nghĩa
Cà Mau 1 & 2	2,60%	Hao hụt nhiên liệu tự chịu, tăng theo tuổi thọ
Nhơn Trạch 1	-1,80%	Vận hành hiệu quả hơn thiết kế
Nhơn Trạch 2	7,30%	Mức chênh lệch lớn nhất, áp lực chi phí đại tu
Vũng Áng 1	0,80%	Gần sát thiết kế sau khắc phục sự cố

Hiệu suất vận hành: Hệ số công suất là thước đo trực quan nhất của "sức khỏe" từng cụm

Hệ số công suất (capacity factor) – tỷ lệ giữa sản lượng thực tế và sản lượng tối đa lý thuyết – cho thấy rõ sự phân hóa giữa các cụm nhà máy trong 6T/2026. Vũng Áng 1 dẫn đầu với hệ số ~80%, phản ánh vị thế nguồn điện nền miền Trung được huy động gần như tối đa trong mùa khô; Nhơn Trạch 2 đạt ~66% nhờ hiệu suất thiết bị tốt và nguồn khí Nam Côn Sơn cải thiện. Ngược lại, Cà Mau 1 & 2 chỉ ~42% do giới hạn cấp khí PM3 – CAA, còn NT3&4 ở mức ~37% – đúng với thiết kế vận hành theo hợp đồng LNG (sản lượng bị khóa theo khối lượng khí cam kết).

Cụm nhà máy	Công suất (MW)	Sản lượng 6T/2026 (triệu kWh)	Hệ số công suất (~)	Yếu tố giới hạn
Vũng Áng 1	1.200	4.184	~80%	Lịch đại tu, chất lượng than trộn
Nhơn Trạch 2	750	2.140	~66%	Nguồn khí NCS, giá chào cạnh tranh
Cà Mau 1 & 2	1.500	2.730	~42%	Khả năng cấp khí PM3 – CAA
Nhơn Trạch 3 & 4	1.624	2.601	~37%	Khối lượng LNG theo hợp đồng
Nhơn Trạch 1 & thủy điện	775	~1.379	~41%	Thủy văn, thứ tự huy động
Tổng	5.854	13.034	~51%	

Ý nghĩa: dư địa tăng sản lượng lớn nhất nằm ở nhóm điện khí nội địa (hệ số công suất mới ~42%) – nếu bốn mỏ khí mới đi vào khai thác đúng tiến độ, sản lượng có thể tăng mạnh mà không cần bất kỳ khoản đầu tư mở rộng nào. Ngược lại, Vũng Áng 1 đã vận hành gần trần công suất nên khó tạo thêm tăng trưởng sản lượng và đóng góp của nhà máy này trong các năm tới đến từ giá bán chứ không phải sản lượng.

Lịch đại tu là biến số ngắn hạn cần theo dõi: mỗi đợt trung tu/đại tu tổ máy khiến nhà máy dừng vận hành 20 – 45 ngày và làm tăng chi phí dịch vụ mua ngoài (chiếm ~25% chi phí cố định). POW thường bố trí đại tu vào mùa mưa – giai đoạn thủy điện dồi dào và nhu cầu huy động nhiệt điện thấp – nhằm giảm thiểu chi phí cơ hội;

4. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH DOANH NGHIỆP

4.1. Kết quả kinh doanh giai đoạn 2021 – 2025: Đáy chu kỳ thiếu khí đã qua

Giai đoạn 2021 – 2024 là vùng đáy chu kỳ của POW khi cùng lúc chịu ba cú sốc: thiếu khí nội địa, sự cố Vũng Áng 1 và tỷ lệ Qc giảm. Doanh thu 2025 đạt 34.306 tỷ đồng (+13% YoY) và LNST đạt 3.007 tỷ đồng nhờ cơ chế huy động tối đa theo Nghị định 100/2025 và Vũng Áng 1 vận hành ổn định trở lại.

Tỷ VND	2021	2022	2023	2024	2025
Doanh thu thuần	24.561	28.224	28.329	30.305	34.306
Lợi nhuận gộp	2.540	3.726	2.704	1.997	4.479
LNST	2.052	2.553	1.283	1.212	3.007
LNST cổ đông công ty mẹ	1.799	2.060	1.038	1.112	2.427
Biên LN gộp	10,3%	13,2%	9,5%	6,6%	13,1%

Nguồn: BCTC Hợp nhất POW, SHS tổng hợp

4.2. KQKD nửa đầu 2026: Bước nhảy quy mô nhờ Nhơn Trạch 3&4 và các khoản đột biến

Q2/2026 là quý có lợi nhuận cao kỷ lục kể từ khi niêm yết. Doanh thu thuần đạt 20.308 tỷ đồng (+116,7% YoY); lợi nhuận gộp đạt 4.721 tỷ đồng (+304% YoY) – tương đương cả năm 2025; LNST đạt 3.708 tỷ đồng, gấp ~4,9 lần cùng kỳ. Lũy kế 6T/2026, LNTT ước đạt ~5.002 tỷ đồng – gấp ~3,9 lần cùng kỳ và đã vượt kế hoạch lợi nhuận cả năm chỉ sau 6 tháng.

Chất lượng lợi nhuận: cần bóc tách ~2.475 tỷ đồng thu nhập không thường xuyên trong Q2/2026. Khoản này chủ yếu gồm: (1) đền bù từ EVN do không huy động đủ sản lượng Qc của Nhơn Trạch 3&4 trong bối cảnh "over-contracted"; (2) thu hồi tiền bán điện từ giai đoạn chạy thử Nhơn Trạch 3&4 năm 2025. Sau khi loại trừ, lợi nhuận cốt lõi Q2/2026 vẫn tăng ~30% YoY – xác nhận sự cải thiện thực chất từ sản lượng (13.034 triệu kWh trong 6T, +45% YoY, đạt 115% kế hoạch) và giá thị trường CGM duy trì mức cao (FMP bình quân 6T ~1.500 đồng/kWh).

Nhà máy (6T/2026)	Sản lượng (triệu kWh)	Ghi chú
Vũng Áng 1	4.184	Dẫn đầu hệ thống; doanh thu tạm tính ~7.640 tỷ đồng
Cà Mau 1 & 2	2.730	Huy động tối đa theo khả năng cấp khí
Nhơn Trạch 3 & 4	2.601	~20% tổng sản lượng;
Nhơn Trạch 2	2.140	Hưởng lợi bổ sung khí NCS
Tổng hệ thống	13.034	+45% YoY, đạt ~115% kế hoạch 6T

4.3. Cơ cấu tài chính: Đòn bẩy tăng cho chu kỳ đầu tư, thanh khoản dồi dào

Quy mô nợ vay tăng mạnh giai đoạn 2022 – 2025, đạt 28.887 tỷ đồng cuối 2025 (chiếm 32,6% tổng tài sản), chủ yếu tài trợ dự án Nhơn Trạch 3&4. Toàn bộ dư nợ dài hạn (19.522 tỷ đồng) áp dụng lãi suất thả nổi – neo theo bình quân lãi suất tiền gửi 12 tháng của bốn ngân hàng quốc doanh, cộng biên 1,5 – 3,5%; Trong đó ~73,8% dư nợ vay dài hạn bằng USD (14.403 tỷ đồng). Cấu trúc này tạo ra rủi ro về mặt tỷ giá đối với POW trong bối cảnh tỷ giá liên tục tăng cao trong những năm gần đây.

Tại thời điểm 30/06/2026, tổng dư nợ vay của POW là 38.088 tỷ đồng, trong đó dư nợ vay dài hạn là 19.126 tỷ đồng, vay bằng usd là 16.130 tỷ đồng. ĐHĐCĐ 2026 đã thống nhất không chia cổ tức tiền mặt để giữ lại vốn đối ứng cho các dự án LNG Quỳnh Lập và LNG Vũng Áng 3.

Tại thời điểm cuối quý 2/2026, bộ đệm thanh khoản của doanh nghiệp tương đối dày với lượng tiền mặt và tiền gửi đạt 26.574 tỷ đồng.

Chất lượng khoản phải thu phụ thuộc gần như hoàn toàn vào EVN (99,5% khoản phải thu). Số ngày phải thu cải thiện từ 175 ngày (2023) xuống 141 ngày (2025) nhờ tài chính EVN tốt lên sau các đợt tăng giá bán lẻ điện giai đoạn 2023 – 2025. Với Nhơn Trạch 3&4 có giá bán và chi phí tài chính cao, yêu cầu thu tiền đúng hạn từ EVN trở nên trọng yếu hơn đối với dòng tiền của POW.

Số ngày phải thu	2020	2021	2022	2023	2024	2025
POW (ngày)	98	97	119	175	159	141

4.4. Dòng tiền: Bước ngoặt từ 2026 khi chu kỳ đầu tư Nhơn Trạch 3&4 kết thúc

Giai đoạn 2021 – 2025 là chu kỳ đầu tư của POW: dòng tiền đầu tư âm liên tục (riêng 2025 âm ~12.700 tỷ đồng) do giải ngân xây dựng Nhơn Trạch 3&4, trong khi dòng tiền hoạt động kinh doanh bị bào mòn bởi khoản phải thu EVN kéo dài (năm 2025 chỉ đạt ~2.100 tỷ đồng dù LNST đạt 3.007 tỷ đồng), phản ánh chất lượng lợi nhuận thấp do vốn lưu động bị chiếm dụng. Chênh lệch được bù đắp bằng dòng tiền tài chính dương (vay nợ ròng ~5.800 tỷ đồng năm 2025).

Từ 2026, cấu trúc dòng tiền đảo chiều: CAPEX giảm mạnh khi Nhơn Trạch 3&4 hoàn tất, trong khi dòng tiền hoạt động kinh doanh tăng (dòng tiền từ HĐKD 6 tháng đạt 2.874 tỷ đồng, gấp hơn 3,3 lần cùng kỳ 2025) nhờ EBITDA tăng và các khoản thu hồi từ EVN.

5. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN

5.1. Nhu cầu tiêu thụ: Bước vào chu kỳ tăng tốc theo mục tiêu tăng trưởng kinh tế hai con số

Giai đoạn 2018 – 2025, nhu cầu tiêu thụ điện toàn ngành tăng trưởng bình quân +5,9%/năm theo sự mở rộng của sản xuất công nghiệp và tiêu dùng dân cư – hai nhóm chiếm ~87% sản lượng điện thương phẩm.

Nửa đầu năm 2026, tiêu thụ điện toàn quốc tăng ~8,8% YoY – tín hiệu xác nhận chu kỳ tăng tốc mới. Động lực đến từ sản xuất công nghiệp phục hồi mạnh (PMI tháng 7/2026 đạt 52,9 điểm với sản lượng, đơn hàng mới và xuất khẩu cùng tăng) và nền nhiệt cao thúc đẩy nhu cầu làm mát. Đây là môi trường phụ tải thuận lợi cho các nguồn điện nền như danh mục của POW được huy động cao.

Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII (Quyết định 768/QĐ-TTg ngày 15/04/2025) nâng đáng kể quy mô hệ thống điện để phục vụ mục tiêu GDP tăng ~10%/năm giai đoạn 2026 – 2030. Các mục tiêu chính: điện thương phẩm năm 2030 đạt 500,4 – 557,8 tỷ kWh (tương đương tăng trưởng ~10–12%/năm); tổng công suất nguồn đến 2030 đạt 183.291 – 236.363 MW (tăng 30 – 50% so với quy hoạch cũ); tổng vốn đầu tư nguồn & lưới giai đoạn 2026 – 2030 lên tới ~136,3 tỷ USD. Trong dài hạn, động lực tăng trưởng nhu cầu còn đến từ các ngành thâm dụng điện mới nổi như trung tâm dữ liệu (data center), điện tử – bán dẫn, cùng quá trình đô thị hóa nâng mật độ tiêu thụ điện bình quân đầu người.

Sự mất cân đối cung – cầu giai đoạn 2026 – 2028 là đang diễn ra và điều này góp phần hỗ trợ cho các nguồn điện hiện hữu. Đến năm 2025, công suất lắp đặt mới chỉ hoàn thành ~50% kế hoạch QHĐ VIII (75/150 GW đến 2030), trong khi tiêu thụ điện vẫn đang bám sát dự báo. Chỉ thị 01/CT-TTg (01/2025) của Thủ tướng yêu cầu ưu tiên giải quyết nguy cơ thiếu nguồn 2026 – 2028, đặc biệt tại miền Bắc. Trong bối cảnh nguồn mới vào chậm, các nhà máy điện nền hiện hữu như của POW sẽ tiếp tục được huy động ở mức cao.

Chỉ tiêu	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tăng trưởng tiêu thụ điện (YoY)	9,10%	3,40%	3,90%	7,70%	4,50%	8,30%	4,90%
Bối cảnh	Nền KT tăng tốc	Covid-19	Covid-19	Mở cửa hậu covid	Suy thoái XK	El Nino + phục hồi	Thuế quan

5.2. Cơ cấu huy động nguồn: Thủy điện & điện than chi phối, chu kỳ ENSO quyết định sản lượng được huy động

Sản lượng điện hiện nay được huy động chủ yếu từ hai nguồn truyền thống: thủy điện (~32%) và nhiệt điện than (~44%). Thủy điện luôn được ưu tiên huy động trước trong thứ tự điều độ nhờ giá thành thấp nhất hệ thống, tạo ra quan hệ nghịch chiều giữa thủy văn và mức huy động các nguồn nhiệt điện: các năm El Nino (khô hạn) buộc hệ thống tăng huy động điện than & khí với giá cao hơn; các năm La Nina (mưa nhiều) tạo áp lực cắt giảm nhiệt điện.

Cơ chế này khiến sản lượng thực tế của các nhà máy nhiệt điện biến động đáng kể theo chu kỳ thủy văn từng năm, và là biến số dự phóng quan trọng nhất đối với các nhà máy nhiệt điện.

Xét theo giá thành sản xuất, thứ tự cạnh tranh trong hệ thống hiện tại là: thủy điện (~1.000 VND/kWh, chủ yếu chi phí cố định) < điện gió trên bờ & điện mặt trời (~1.900 – 2.000 VND/kWh) < nhiệt điện than (~2.000 VND/kWh < khí nội địa CCGT (~2.400 VND/kWh) < LNG nhập khẩu (~2.850 VND/kWh trở lên tùy giá LNG spot). **Cấu trúc này giải thích vì sao điện khí gần như không thể cạnh tranh trên thị trường Pm và phụ thuộc vào cơ chế Qc** – đồng thời cho thấy vị thế trung gian thuận lợi của điện than trong các năm khô hạn: đủ rẻ để được huy động cao, đủ đắt để hưởng mặt bằng FMP tốt.

Tỷ trọng sản lượng huy động	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Thủy điện	29%	31%	32%	36%	29%	29%	33%
Nhiệt điện than	48%	48%	44%	39%	46%	50%	45%
Pha khí hậu	El Nino	Trung tính	La Nina	La Nina	El Nino	El Nino	La Nina

5.3. Cơ chế thị trường điện: Qc – Pc – Pm và các thay đổi chính sách quan trọng

Doanh thu của một nhà máy nhiệt điện được quyết định bởi hai cấu phần: phần sản lượng hợp đồng (Qc) thanh toán theo giá hợp đồng Pc – xây dựng theo nguyên tắc bù đắp đủ chi phí đầu tư & vận hành với IRR không vượt 12% (Thông tư 07/2024/TT-BCT), và phần sản lượng còn lại (Qm) bán trên thị trường cạnh tranh theo giá Pm/FMP. Pc gồm ba thành phần: giá cố định (FC), giá vận hành & bảo dưỡng (FOMC) và giá biến đổi (VC) – trong đó VC áp dụng cơ chế chuyển ngang biến động giá nhiên liệu theo suất hao nhiệt thiết kế, giúp nhà máy phòng vệ trước rủi ro giá đầu vào. Tỷ lệ Qc (α) được hai bên thỏa thuận trong khung 60 – 100% sản lượng kế hoạch (Thông tư 21/2024/TT-BCT).

Ba thay đổi chính sách định hình lại triển vọng nhóm điện khí:

- Nghị định 100/2025/NĐ-CP (05/2025): các nhà máy điện khí sử dụng khí nội địa được huy động tối đa theo khả năng cấp khí thực tế, gỡ bỏ ràng buộc hạn mức Qc thấp trước đây – trực tiếp giúp sản lượng điện khí của POW năm 2025 tăng +7,8% YoY và tỷ lệ Qc nhóm điện khí đạt ~102%.
- Cơ chế Qc tối thiểu cho điện khí LNG: hiện ở mức 65% sản lượng phát bình quân nhiều năm trong 10 năm. Bộ Công Thương đang dự thảo sửa đổi Nghị định 56/100/2025/NĐ-CP theo hướng nâng lên 75% và kéo dài tối đa 15 năm nhằm hỗ trợ thu xếp vốn cho các dự án LNG. Dự thảo vẫn đang lấy ý kiến (nhiều chủ đầu tư đề xuất mức cao hơn 90 – 95%, trong khi EVN lo ngại chi phí mua điện), chưa có lộ trình phê duyệt rõ ràng.
- Giới hạn giá chào trên thị trường điện từ 20/07/2026: điều chỉnh khung giá trần chào bán trên CGM, ảnh hưởng đến biên độ dao động của giá Pm/FMP trong các giai đoạn căng thẳng cung – cầu.

5.4. Triển vọng nguồn khí cho phát điện: Nội địa suy giảm, LNG trở thành nguồn điện nền mới

Khả năng cấp khí trong nước cho sản xuất điện giai đoạn 2026 – 2030 chỉ khoảng ~7 tỷ m³/năm, thấp hơn đáng kể nhu cầu, do các mỏ chủ lực tại bể Nam Côn Sơn và lô PM3 – CAA đã qua đỉnh khai thác; nguồn bổ sung lớn (Cá Voi Xanh, Lô B) chỉ có thể nâng cung khí nội địa lên ~13 tỷ m³/năm sau 2031. Đáng chú ý, theo PVN, Petronas dự kiến không tiếp tục bán bổ sung phần khí phía Malaysia của lô PM3 – CAA cho Việt Nam từ năm 2028 do nhu cầu nội địa Malaysia tăng – đây là rủi ro trực tiếp đối với cụm nhà máy điện khí Cà Mau 1 & 2.

QHD VIII điều chỉnh xác định LNG là nguồn điện nền thay thế chủ lực: nhiệt điện than không phát triển dự án mới sau 2030 (chỉ hoàn thành các dự án đang xây dựng), trong khi danh mục điện khí LNG được mở rộng mạnh. Là chủ đầu tư dự án LNG đầu tiên vận hành (Nhơn Trạch 3&4) với kinh nghiệm đàm phán PPA/GSA đi trước thị trường, POW có lợi thế tiên phong rõ rệt khi triển khai các dự án tiếp theo (LNG Quỳnh Lập, Vũng Áng 3, Cà Mau 3, Nhơn Trạch 5) và hưởng lợi từ quá trình hoàn thiện khung pháp lý cho điện khí LNG.

5.5. Lộ trình cải cách thị trường điện: Từ độc quyền mua buôn tới bán lẻ cạnh tranh

Thị trường điện Việt Nam đang đi qua ba cấp độ cải cách, mỗi cấp độ làm thay đổi cách doanh nghiệp phát điện tạo ra lợi nhuận:

- **Cấp 1 – Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM, từ 2012):** các nhà máy chào giá theo giờ, EVN (thông qua đơn vị mua buôn duy nhất) là người mua duy nhất. Đây là cơ chế đang chi phối kết quả kinh doanh của POW: lợi nhuận được quyết định bởi tỷ lệ Qc (bán theo hợp đồng, giá Pc bù đắp đủ chi phí) và phần Qm bán trên thị trường giao ngay theo giá FMP.
- **Cấp 2 – Thị trường bán buôn cạnh tranh (VWEM, từ 2019):** năm tổng công ty điện lực được trực tiếp mua điện, tạo thêm đối tác mua bên cạnh EVN. Trên thực tế mức độ cạnh tranh còn hạn chế do khâu truyền tải và điều độ vẫn tập trung, song hướng đi dài hạn là giảm dần rủi ro tập trung khách hàng của các nhà máy điện.
- **Cấp 3 – Thị trường bán lẻ cạnh tranh & cơ chế DPPA:** Nghị định 57/2025/NĐ-CP quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn (qua đường dây riêng hoặc qua lưới quốc gia). Trước mắt DPPA chỉ áp dụng cho NLTT nên chưa tác động trực tiếp tới POW, nhưng đây là tín hiệu rõ ràng rằng mô hình "một người mua" sẽ dần được tháo gỡ – mở ra khả năng các nhà máy điện nền trong tương lai được ký hợp đồng song phương với khách hàng công nghiệp lớn (khu công nghiệp, trung tâm dữ liệu) với giá thỏa thuận.

Trong 3 – 5 năm tới, biến số chính sách quan trọng nhất với POW không phải là tiến độ mở cửa thị trường bán lẻ mà là hai văn bản cụ thể – (1) sửa đổi Nghị định 56/2025 & 100/2025 theo hướng nâng tỷ lệ Qc tối thiểu cho điện khí LNG lên 75% trong 15 năm, và (2) cơ chế giá trần bán chào áp dụng trên thị trường giao ngay từ 20/07/2026, làm giảm biên độ đầu cơ giá trong các giờ căng thẳng nguồn. Văn bản thứ nhất là upside trực tiếp cho Nhơn Trạch 3&4 và toàn bộ pipeline LNG của POW, trong khi văn bản thứ hai làm giảm bớt kỳ vọng lợi nhuận đột biến từ FMP trong mùa khô.

6. DỰ BÁO KẾT QUẢ KINH DOANH VÀ ĐỊNH GIÁ CỔ PHIẾU

Năm 2026 là năm bản lề của POW: cụm điện khí LNG Nhơn Trạch 3&4 đi vào vận hành trọn vẹn năm, trong khi pha El Nino đã đẩy huy động nhiệt điện lên cao.

Chúng tôi dự phóng doanh thu 2026 của đạt 59.587 tỷ đồng (+73,7% YoY) và lợi nhuận sau thuế thuộc cổ đông công ty mẹ đạt 6.023 tỷ đồng (+248,2% YoY), tương ứng EPS 1.963 đồng/cp.

Chỉ tiêu (tỷ VND)	2025	2026F	2027F	2028F
Doanh thu thuần	34.306	59.587	59.883	61.296
Lợi nhuận gộp	4.478	9.396	8.425	8.140
Chi phí QLDN	(1.246)	(1.271)	(1.421)	(1.397)
Doanh thu tài chính	1.031	1.358	1.744	1.861
Chi phí lãi vay	(656)	(1.928)	(2.082)	(1.977)
Lợi nhuận trước thuế	3.234	7.251	6.344	6.336
Lợi nhuận sau thuế	3.007	6.535	5.715	5.587
LNST cổ đông công ty mẹ	2.426	6.023	5.220	5.065
EPS (VND/cp)	871	1.963	1.701	1.651

Nguồn: SHS dự phóng

Sản lượng điện sản xuất dự phóng tăng từ 18.900 triệu kWh (2025) lên 23.596 triệu kWh (2026) và đi ngang quanh 24.000 – 24.600 triệu kWh giai đoạn 2027F – 2028F. Cấu trúc tăng trưởng có sự dịch chuyển rõ rệt: cụm LNG Nhơn Trạch 3&4 đóng góp 5.122 triệu kWh (2026F) và 6.654 triệu kWh từ 2028F, trở thành trụ cột doanh thu của POW bên cạnh nhà máy điện khí Cà Mau và nhiệt điện Vũng Áng.

Sản lượng sản xuất (triệu kWh)	2025	2026F	2027F	2028F
Cà Mau 1 & 2	5.715	5.584	5.308	5.421
Nhơn Trạch 1	1.053	1.380	1.498	1.577
Nhơn Trạch 2	3.192	3.942	3.942	3.942
Vũng Áng 1	6.490	7.569	7.358	6.728
Nhơn Trạch 3 & 4	1.185	5.122	5.976	6.544
Tổng (gồm thủy điện)	18.900	23.596	24.081	24.212

Nguồn: SHS dự phóng

Vũng Áng 1 – đỉnh huy động rơi vào 2026F – 2027F

Chúng tôi dự phóng hệ số công suất Vũng Áng 1 đạt 0,72 (2026F) và 0,70 (2027F), trước khi lùi về 0,64 từ 2028F khi pha khí hậu chuyển sang trung tính. Cơ sở là thực tế 6 tháng đầu năm 2026: nhà máy đạt 4.184 triệu kWh, tương đương hệ số công suất 0,80. Dự báo ENSO nghiêng về pha El Nino với xác suất trên 90% trong giai đoạn 2026F – 2027F, đồng nghĩa thủy văn kém thuận lợi và nhiệt điện than được huy động cao. Đây là nguồn đóng góp lớn nhất cho tăng trưởng lợi nhuận 2026F ngoài Nhơn Trạch 3&4, nhưng cũng là nguồn sẽ suy giảm đầu tiên khi chu kỳ ENSO đảo chiều.

Điện khí nội địa – khả năng cấp khí là yếu tố tiên quyết ảnh hưởng đến doanh thu

Sản lượng cụm Cà Mau 1&2 dự phóng giảm về 5.308 triệu kWh (2027F) trước khi phục hồi lên 6.089 triệu kWh (2029F). Diễn biến này không phản ánh nhu cầu thị trường mà phản ánh ràng buộc nguồn khí. Chúng tôi giả định khí từ mỏ PM3 – CAA tiếp tục suy giảm 5% trong 2027F và 10%/năm từ 2028F khi Petronas dừng bán khí bổ sung. Từ 2029F, hai mỏ Khánh Mỹ – Dầm Dơi (~687 triệu m³/năm) và Nam Du – U Minh (~497 triệu m³/năm) đi vào khai thác giúp sản lượng tại cụm nhà máy này tăng trở lại.

Ngược lại, cụm Nhơn Trạch 1 & 2 không gặp giới hạn nguồn khí trong giai đoạn tới. Mỏ Sư Tử Trắng 2B đón dòng khí đầu tiên ngày 29/06/2026 với công suất khoảng 1,2 tỷ m³/năm toàn hệ thống, thu gom qua Nam Côn Sơn 2 về Dinh Cố – Phú Mỹ, cùng với Thiên Nga – Hải Âu dự kiến vào khai thác từ quý IV/2026. Phần phân bổ cho POW ước tính đủ để nâng hệ số khả dụng Nhơn Trạch 1 từ 0,25 lên 0,35 (2026F) và 0,38 (2027F) – đây là mảng còn dư địa nâng dự phóng nếu POW giành được tỷ trọng phân bổ khí cao hơn giả định 20% (theo tỷ trọng công suất nhà máy trong khu vực cấp khí) của chúng tôi.

Nhơn Trạch 3 & 4 – tăng trưởng bị giới hạn bởi khối lượng LNG hợp đồng

Chúng tôi dự phóng hệ số công suất cụm LNG tăng dần từ 0,36 (2026F) lên trần dài hạn 0,49 từ 2029F. Mức trần này không phải giới hạn kỹ thuật mà là giới hạn nhiên liệu: khối lượng khí hợp đồng với PV GAS chỉ đủ cho khoảng 7,0 tỷ kWh/năm. PV GAS đã ký hợp đồng LNG định hạn đầu tiên của Việt Nam với Shell Eastern Trading cho giai đoạn 2027 – 2031, khối lượng khoảng 400.000 tấn/năm giao tại kho Thị Vải – tương đương chỉ khoảng 70% nhu cầu, phần còn lại vẫn phải mua trên thị trường giao ngay.

Đền bù thiếu hụt sản lượng hợp đồng – dòng thu nhập mang tính cấu trúc

Trong quý II/2026, POW ghi nhận khoảng 1.100 tỷ đồng đền bù từ EVN cho phần sản lượng của nhà máy Nhơn Trạch 3-4 không được huy động đủ so với cam kết hợp đồng. Đây là hệ quả cấu trúc của việc giá LNG cao đẩy Nhơn Trạch 3&4 xuống cuối thứ tự huy động, trong khi Nghị định 100/2025/NĐ-CP quy định tỷ lệ sản lượng hợp đồng tối thiểu 65% cho nhà máy điện khí LNG. Chênh lệch giữa cam kết 65% và mức huy động thực tế còn tồn tại, khoản đền bù còn tiếp diễn.

Trên cơ sở đó chúng tôi dự phóng khoản đền bù đạt 2.230 tỷ đồng (2026F) và giảm dần theo mức độ cải thiện huy động những năm về sau khi giá LNG dần hạ nhiệt khi căng thẳng tại Trung Đông giảm dần.

Chúng tôi sử dụng phương pháp định giá chiết khấu dòng tiền DCF để xác định giá trị hợp lý của cổ phiếu POW. Mức lãi suất chiết khấu WACC được sử dụng tính toán là 10,2% dựa trên các giả định sau:

Yếu tố	Lợi suất
Lãi suất phi rủi ro	4,4%
Beta	1,1
Phần bù rủi ro thị trường	8,35%
Chi phí sử dụng VCSH	13,2%
Chi phí sử dụng vốn vay	9%
Thuế suất	20%
WACC	10,2%

Theo phương pháp chiết khấu dòng tiền FCFF, giá trị hợp lý của cổ phiếu POW là **18.000 đồng/cổ phiếu**. Tại mức giá mục tiêu, cổ phiếu POW sẽ giao dịch với mức P/E Forward cho năm 2026 là 9,2 lần.

Chỉ tiêu	2026	2027	2028	2029	2030
EBIT	7.790	6.714	6.462	6.014	5.926
Khấu hao	4.051	4.048	4.047	4.048	4.051
Thuế	716	630	749	747	771
Capex	(1.907)	(1.960)	(1.999)	(2.039)	(2.079)
Thay đổi vốn lưu động	1.898	(417)	(136)	(117)	(65)
FCFF	7.321	8.589	7.897	7.394	7.192

Nguồn: SHS dự phóng

Chỉ tiêu định giá	Giá trị (tỷ đồng)
Giá trị doanh nghiệp	69.692
(+) tiền và đầu tư tài chính ngắn hạn	26.574
(-) nợ vay	38.088
(-) Lợi ích CĐ thiểu số	3.000
Giá trị vốn chủ sở hữu	55.178
Số lượng cổ phiếu (triệu cp)	3.068
Giá cổ phiếu (vnd/cp)	18.000

RỦI RO TỶ GIÁ VÀ ĐỘ NHẠY CỦA GIÁ MỤC TIÊU

Rủi ro tỷ giá của POW nằm ở bảng cân đối kế toán chứ không nằm ở hoạt động kinh doanh. Đây là điểm phân biệt quan trọng mà chúng tôi cho rằng cần làm rõ trước khi lượng hóa. Về phía hoạt động, đơn giá khí nội địa và LNG đều được thanh toán theo USD rồi quy đổi sang VND, nên khi VND mất giá, chi phí nhiên liệu tính bằng đồng nội tệ tăng lên. Tuy nhiên toàn bộ phần tăng này được chuyển ngang vào giá bán điện thông qua cấu phần giá biến đổi trong hợp đồng mua bán điện, nên biên lợi nhuận gộp gần như trung hòa. Khác với các doanh nghiệp sản xuất nhập khẩu nguyên liệu thuần túy, POW không chịu thiệt hại tỷ giá ở khâu vận hành.

Toàn bộ thiệt hại đến từ việc đánh giá lại dư nợ vay bằng ngoại tệ. Tại thời điểm 30/06/2026, POW có 38.089 tỷ đồng dư nợ vay, trong đó khoảng 19.103 tỷ đồng – tương đương 50,2% – là các khoản vay bằng USD. Mỗi khi VND mất giá, giá trị quy đổi sang đồng nội tệ của khối nợ này tăng lên và được ghi nhận thành lỗ chênh lệch tỷ giá trong chi phí tài chính.

Chúng tôi mô hình hóa lỗ chênh lệch tỷ giá theo từng năm bằng cách nhân mức trượt giá định với dư nợ ngoại tệ bình quân của năm đó, lấy theo lịch trả nợ của các hợp đồng tín dụng. Do dư nợ ngoại tệ giảm dần theo tiến độ hoàn trả, mức thiệt hại tuyệt đối cũng thu hẹp dần theo thời gian.

BẢNG ĐỘ NHẠY GIÁ CỔ PHIẾU THEO MỨC TRƯỢT TỶ GIÁ VND/USD							
Mức trượt tỷ giá (%/năm)	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%	6,00%
Giá cổ phiếu (VND/cp)	18.000	17.700	17.400	17.100	16.800	16.500	16.200

Mỗi một điểm phần trăm VND mất giá thêm so với kịch bản cơ sở làm giảm 300 đồng trên mỗi cổ phiếu, tương đương 1,7% giá mục tiêu. Để so sánh, VND mất giá 3,5% trong năm 2025. Nếu mức trượt này lặp lại và duy trì trong suốt kỳ dự phóng, giá mục tiêu sẽ lùi về khoảng 16.950 đồng/cp. Ngay cả ở kịch bản bất lợi 6%/năm – tương ứng tỷ giá vượt 34.900 VND/USD vào năm 2030 – giá mục tiêu vẫn đạt 16.200 đồng/cp, cao hơn 23% so với thị giá hiện tại.

CÁC YẾU TỐ HỖ TRỢ CHƯA PHẢN ÁNH VÀO DỰ PHÓNG CƠ SỞ

- **Đề xuất nâng ngưỡng Qc điện khí LNG từ 65% lên 75%**, kéo dài 10 → 15 năm: nếu được thông qua, Nhơn Trạch 3&4 sẽ áp dụng cơ chế mới giúp LNST tăng so với kịch bản cơ sở. Rủi ro: đề xuất từng bị trì hoãn, EVN phản đối do tăng chi phí mua điện.
- **Phục hồi nguồn khí lô PM3 – CAA**: PVEP và các đối tác đã tái ký hợp đồng phân chia sản lượng (PSC) với mục tiêu tận khai thác trữ lượng còn lại và đẩy nhanh thăm dò mở mới. Tổng tiềm năng ước tính ~12,2 tỷ m³ (trữ lượng cơ sở 4,2 + trữ lượng gia hạn 4,0 + tài nguyên tiềm năng 4,0 tỷ m³) – nếu hiện thực hóa sẽ kéo dài đáng kể vòng đời cụm Cà Mau 1 & 2 sau 2029F.
- **Pipeline dự án mới ~9.540 MW** (+63% công suất hiện tại): trọng tâm là LNG Quỳnh Lập (1.500 MW, sở hữu 51%, mục tiêu vận hành trước 2031) – dự án gần nhất với giai đoạn triển khai; các dự án còn lại (LNG Quảng Ninh, Vũng Áng 3, Cà Mau 3, Nhơn Trạch 5, nhiệt điện Xekong tại Lào, thủy điện tích năng Lâm Sơn) dự kiến sau 2030.

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ

Tăng tỷ trọng: Kỳ vọng tăng giá từ 20% trở lên trong khoảng thời gian 12 tháng

Khả quan: Kỳ vọng tăng giá từ 10% - 20% trong khoảng thời gian 12 tháng

Nắm giữ: Kỳ vọng tăng giá đến 10% trong khoảng thời gian 12 tháng

Kém khả quan: Kỳ vọng giảm giá đến 20% trong khoảng thời gian 12 tháng

Giảm tỷ trọng: Kỳ vọng giảm giá 20% trở lên trong khoảng thời gian 12 tháng

Cần lưu ý: Đây là những mã cổ phiếu có những thông tin bất thường hay có giao dịch bất thường... có ảnh hưởng trọng yếu đến doanh nghiệp. (Mục tiêu cung cấp thông tin cho nhà đầu tư)

Không khuyến nghị: Bộ phận nghiên cứu đang hoặc sẽ nghiên cứu cổ phiếu này nhưng không đưa ra khuyến nghị hay giá mục tiêu vì lý do chủ quan hoặc chỉ để tuân thủ các quy định của luật và/hoặc chính sách công ty trong các trường hợp nhất định tránh các xung đột lợi ích, ví dụ như SHS đang thực hiện tư vấn chiến lược, IPO...

Chưa khuyến nghị: Khuyến nghị đầu tư và giá mục tiêu cho cổ phiếu không được đưa ra do chưa có đủ thông tin cơ sở để xác định khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu. Khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu trước đó, nếu có, không có hiệu lực đối với cổ phiếu này.

TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ

Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo nghiên cứu này đã được xem xét cẩn trọng, tuy nhiên Công ty Cổ phần Chứng khoán Sài Gòn - Hà Nội (SHS) không chịu bất kỳ một trách nhiệm nào đối với tính chính xác của những thông tin được đề cập đến trong báo cáo. Các quan điểm, nhận định và đánh giá trong báo cáo này là quan điểm cá nhân của các chuyên viên phân tích mà không đại diện cho quan điểm của SHS.

Báo cáo này chỉ nhằm mục tiêu cung cấp thông tin, không phải và sẽ không được hiểu là một lời đề nghị hoặc một lời mời chào để thực hiện bất cứ giao dịch chứng khoán hoặc công cụ tài chính nào khác. Người đọc chỉ nên sử dụng báo cáo nghiên cứu này như là một nguồn thông tin tham khảo. SHS không chịu trách nhiệm về bất cứ kết quả nào phát sinh từ việc sử dụng nội dung của báo cáo dưới mọi hình thức.

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

MỌI THÔNG TIN XIN VUI LÒNG LIÊN HỆ

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

Trụ sở chính tại Hà Nội

Số 43 Lý Thường Kiệt, P. Cửa Nam,
Thành phố Hà Nội, Việt Nam.

Tel: (84-24)-3818 1888

Fax: (84-24)-3818 1688

Email: contact@shs.com.vn

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 1-5, Tòa nhà Unimex Hà Nội, Tòa nhà SHS,
Số 41 Ngô Quyền, phường Cửa Nam, Tp. Hà Nội

Tel: (84-24)-3818 1888

Fax: (84-24)-3818 1688

Email: contact@shs.com.vn

Chi nhánh Đà Nẵng

Tầng 2, Tòa nhà SHB Đà Nẵng, số 06
Nguyễn Văn Linh, Thành phố Đà Nẵng,
Việt Nam

Tel: (84-511)-352 5777

Fax: (84-511)-352 5779

Email: contact-dn@shs.com.vn

Chi nhánh Hồ Chí Minh

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

Tel: (84-8)-3915 1368

Fax: (84-8)-3915 1369

Email: contact-hcm@shs.com.vn



SHS

Kiến tạo tài chính thịnh vượng

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



Website: shs.com.vn



Tel: 1900 63 8588



Email: hotrokhachhang@shs.com.vn



GIAO DỊCH NGAY CÙNG SHS

App trading: SH Smart

Bảng giá: sboard.shs.com.vn

Web trading: shsmart.shs.com.vn