Báo cáo cổ phiếu: GAS

Đỉnh lợi nhuận nhờ giá dầu đã vào giá; LNG lớn nhanh nhưng chỉ là phí; thoái vốn bắt buộc của PVN là chất xúc tác hai chiều

Tổng công ty Khí Việt Nam – CTCP (HOSE: GAS) · khí khô, LPG, LNG, vận chuyển khí · BCTC hợp nhất đến Q2/2026 (soát xét 6T), dự báo Q3, Q4/2026 và 2027 · giá tham chiếu 76,1 nghìn đ (16/10/2026) · **Phát hành bởi AAS Research**

GIÁ HIỆN TẠI	GIÁ TRỊ HỢP LÝ	LNST MẸ Q3/2026F	LNST MẸ 2026F	P/E 2026F	FREE FLOAT
76,1 nghìn đ · 16/10/2026	**73,2** nghìn đ · **–4%**	**3.876** tỷ đ · +52% so cùng kỳ	**16.448** tỷ đ · +44% so 2025	**11,2x** P/E chuẩn hóa 14,1x	**4,24%** PVN 95,76% · cần ≥ 10%

GÓC NHÌN AAS RESEARCH	GIÁ HIỆN TẠI	GIÁ TRỊ HỢP LÝ	VÙNG MUA THÊM	VÙNG CHỐT LỜI	LNST MẸ 2026F
NẮM GIỮ	**76,1** nghìn đ	**73,2** nghìn đ (–4%)	**< 65,4** nghìn đ	**> 88,3** nghìn đ	**16.448** tỷ đ

Tỷ trọng trung bình. Nâng lên TÍCH LŨY khi giá dưới 71,1 nghìn đ hoặc Brent kỳ hạn 2027 giữ trên 95 USD; hạ xuống THEO DÕI nếu trích dự phòng nhà máy điện quý 4 > 1.200 tỷ, đợt thoái vốn của PVN chiết khấu sâu, hoặc Brent kỳ hạn 2027 dưới 70 USD.

KẾT LUẬN

GAS mua khí trong nước giá cố định và bán theo giá dầu, nên năm 2026 với Brent ~90–105 USD (xung đột Trung Đông) là đỉnh lợi nhuận: LNST mẹ ~16.448 tỷ (+44%), gấp 1,8 lần kế hoạch. LNG tăng nhanh về doanh thu (Thị Vải, Nhơn Trạch 3–4) nhưng chỉ đóng góp ~9% lãi gộp; dự phòng nợ nhà máy điện tiếp tục làm lợi nhuận quý dao động.

Ở 76,1 nghìn đ, P/E dự phóng 11x nhưng trên lợi nhuận chuẩn hóa (Brent 75 USD) là 14,1x, sát giá trị hợp lý 73,2 nghìn đ. Free float 4,24% buộc PVN thoái ~5,76% (định giá trước 12/2026): áp lực cung ngắn hạn, nhưng mở cửa cho dòng vốn chỉ số. AAS khuyến nghị NẮM GIỮ, mua thêm dưới 65,4 nghìn đ.

KHÍ KHÔ: ĂN THEO GIÁ DẦU

7.364 tỷ lãi gộp 6T/2026 (+50%)

- Mua cố định ~4 USD/MMBtu, bán 46% HSFO
- ±10 USD Brent ≈ ±1,5 nghìn tỷ LNST/năm
- Khấu hao giảm 23%

LNG + LPG: THƯƠNG MẠI

3.139 tỷ lãi gộp 6T/2026

- LNG 15,7 nghìn tỷ DT, biên 6,8%
- Thị Vải ~70% công suất quy năm
- Vũng Áng, Sơn Mỹ, Thị Vải GĐ2 sau 2028

THOÁI VỐN, FREE FLOAT

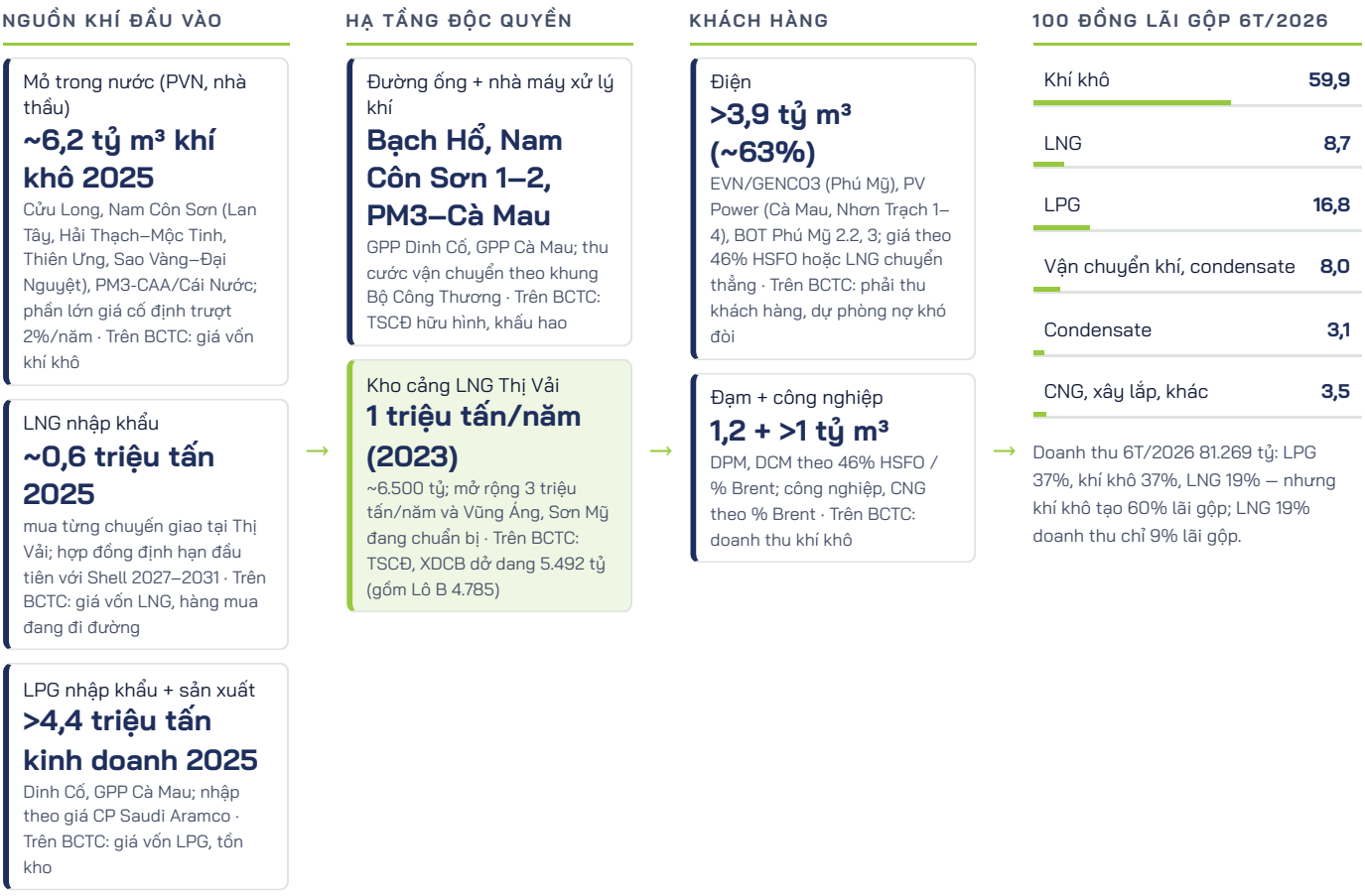
5,76% PVN phải bán tối thiểu

- ~139 triệu cp ≈ 10,6 nghìn tỷ
- Định giá trước 12/2026, đấu giá công khai
- Free float 10% → rổ chỉ số ngoại

TÓM TẮT ĐIỀU HÀNH

1. **LNST mẹ 6T/2026 8.805 tỷ (+17%)**, LNTT 8T hơn 14.500 tỷ (129% kế hoạch năm); khí khô +50% lãi gộp nhờ Brent 88–97 USD.
2. **Q3/2026F 3.876 tỷ (+52%), Q4 3.767 tỷ:** Brent tháng 9–10 ~102–103 USD; quý 4 trích ~500 tỷ dự phòng nợ nhà máy điện.
3. **2026F 16.448 tỷ, 2027F 16.080 tỷ** ở Brent ~95 USD; về 10.885 tỷ nếu Brent 70 USD — lợi nhuận đỉnh chu kỳ dầu.
4. **Công thức giá:** mua khí mỏ cố định trượt 2%/năm, bán điện/đạm theo 46% HSFO + cước, công nghiệp theo % Brent; LNG chuyển thẳng chi phí, biên ~7%.
5. **Free float 4,24%:** PVN phải thoái ≥5,76% (~10,6 nghìn tỷ). **Định giá:** giá trị hợp lý 73,2 nghìn đ (−4%); NẮM GIỮ, mua thêm dưới 65,4 nghìn đ.

1 Mô hình kinh doanh: độc quyền hạ tầng khí, mua khí giá cố định và bán theo giá dầu; LNG nhập khẩu mở rộng doanh thu nhưng biên mỏng

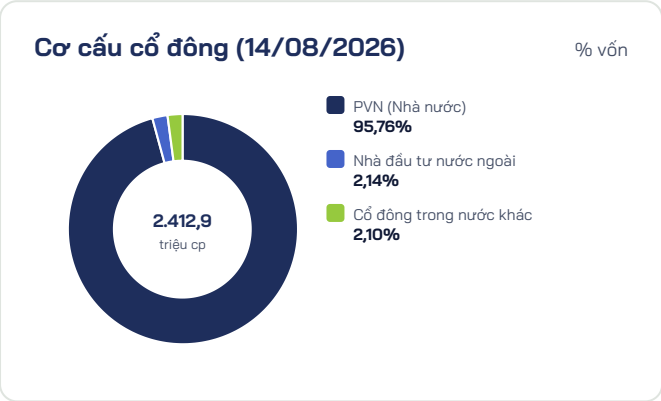


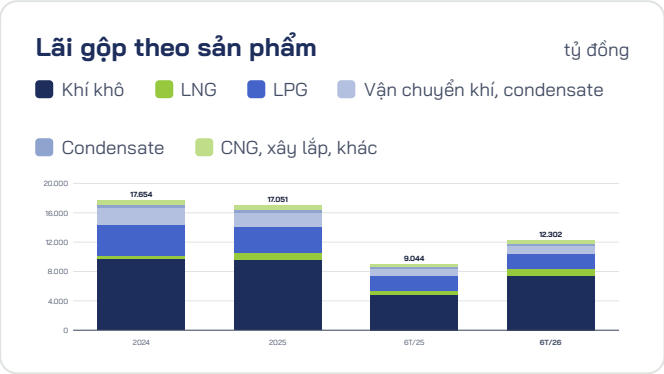
Nguồn: BCTN 2025, BCTC kiểm toán 2025 và soát xét 6T/2026 của GAS (thuyết minh doanh thu, giá vốn theo sản phẩm); AAS tính.

- **Ba dòng lãi:** năm 2025 doanh thu 135.129 tỷ, lãi gộp 17.051 tỷ: khí khô 56%, LPG 21%, cước vận chuyển 10%, LNG 6%, condensate 3%. 6T/2026 lãi gộp 12.302 tỷ (+36%), riêng khí khô +50% nhờ giá dầu.
- **Bản chất kinh tế:** GAS mua phần lớn khí trong nước theo giá cố định trượt 2%/năm (Cửu Long ~4 USD/MMBtu năm 2026), bán cho điện, đạm, công nghiệp theo công thức gắn giá dầu (46% HSFO Singapore, % Brent) cộng cước đường ống → giá dầu càng cao, chênh lệch càng lớn. LPG, LNG là thương mại có biên mỏng (LPG ~7%, LNG ~7%).
- **Biến số của mô hình lợi nhuận:** Brent bình quân trễ 1 tháng; sản lượng khí cho điện (mùa khô cao, mùa mưa thấp); LNG tái hóa cho Nhơn Trạch 3–4, Phú Mỹ; trích/hoàn nhập dự phòng phải thu nhà máy điện; khấu hao giảm khi đường ống cũ hết khấu hao.

- **Vốn chạy trong chuỗi:** tiền và tiền gửi 45.457 tỷ, nợ vay 2.930 tỷ (30/06/2026); kế hoạch đầu tư 2026–2030 ~60–100 nghìn tỷ (Lô B – Ô Môn, Thị Vải mở rộng, Vũng Áng, Sơn Mỹ) nên tiền mặt sẽ giảm dần, cổ tức tiền đã hạ từ 60% (2024) xuống 21–25%.

Cổ đông: PVN nắm 95,76%; cổ đông nhỏ chỉ 4,24% — dưới mức 10% bắt buộc của công ty đại chúng





Nguồn: báo cáo 1940/KVN-TC (27/08/2026) về điều kiện công ty đại chúng; room khối ngoại từ kho AAS (1.182,3 triệu cp, còn trống 1.130,7 triệu cp ngày 16/10/2026); BCTC kiểm toán 2025, soát xét 6T/2026.

2 Công thức giá: mua khí trong nước giá cố định, bán theo 46% HSFO hoặc % Brent — mỗi 1 USD Brent thêm ~48 tỷ lãi gộp/quý

Giá mua tại mỏ: phần lớn cố định, trượt 2%/năm; chỉ khí Cà Mau thả nổi theo giá dầu

Nguồn khí	Bên bán	Cơ chế giá mua	Mức tham chiếu (USD/MMBtu)
Cửu Long (Bạch Hổ, Rạng Đông, Sư Tử...)	PVN	cố định, trượt 2%/năm: $P = P_0 \times 1{,}02^n$	3,53 (2019) → ~4,0 (2026)
Nam Côn Sơn – phần bao tiêu cũ (Lô 06.1, 11.2)	nhà thầu qua PVN	cố định, trượt 2%/năm; Lô 06.1 điều chỉnh giá từ 01/04/2025 (không công bố)	3,53 (2019)
Hải Thạch–Mộc Tinh, Sao Vàng–Đại Nguyệt, Thiên Ưng	Biển Đông POC, Idemitsu, ZN	cố định có trượt giá, hợp đồng riêng từng mỏ	~3,7–4,6; Sao Vàng ~11,1 tới nhà máy (2023)
PM3-CAA, Cái Nước (khí cho Cà Mau)	PVN + Petronas	thả nổi: phần PVN = MAX[46% × HSFO; sàn]; phần Petronas ≈ 12,7–13,7% × Brent	~9 tới Cà Mau (2023)
Lô B (từ 2027–2028)	PVN, MOECO, PTTEP	cố định: 9,36 tại miệng giếng (2017) + cước ~1,37, trượt 2%/năm	~13,1 tới Ô Môn (2026)
Nam Du–U Minh (từ cuối 2028)	Jadestone	cố định $10{,}39 \times 1{,}0225^t$, bao tiêu 90%	10,39 (2028)
LNG nhập khẩu	Shell, nhà cung cấp quốc tế	từng chuyến giao tại Thị Vải; giá theo JKM/Brent; định hạn Shell 2027–2031 chưa công bố công thức	JKM ~22 (Q3/2026)

Nguồn: BCTN 2025 của GAS (chính sách giá khí, hợp đồng mua bán khí); NQ 26/NQ-KVN (08/03/2019) bổ sung hợp đồng bể Cửu Long; tài liệu ĐHĐCĐ DCM 2025–2026; công bố Jadestone (04/2026); thông tin công khai. Mức tham chiếu là ước tính công bố, không phải giá hợp đồng.

- **Nhà nước quyết định khung:** PVN là chủ mỏ, bán khí cho GAS theo hợp đồng từng bể; Thủ tướng, Bộ Công Thương phê duyệt nguyên tắc giá khí cho điện (lộ trình giá thị trường 2014–2015 theo văn bản 2174/VPCP-KTTH) và cước

đường ống ($T = T_0 \times 1{,}02^n$ + phí phân phối). Năm 2025 hợp đồng mua khí PM3–Cà Mau chuyển từ PVN sang GAS, làm tăng doanh thu 2026.

- **Bao tiêu hai đầu:** GAS còn nghĩa vụ bao tiêu với mỏ (chi phí mua khí bao tiêu Sao Vàng–Đại Nguyệt chờ phân bổ 1.872 tỷ tại 30/06/2026) và một phần bao tiêu với nhà máy điện; năm 2025 ký thỏa thuận ba bên với EVN, MECO quyết toán chênh lệch cước và giá khí tăng thêm.

Giá bán: điện, đạm, công nghiệp đều gắn giá dầu; LNG cho điện chuyển thẳng chi phí

Khách hàng	Công thức giá bán	Mức tham chiếu
Điện – khí trong nước (EVN, PV Power, BOT)	P = MAX{46% × HSFO Singapore bình quân tháng; giá miệng giếng} + cước vận chuyển (từ 2015 là 100% giá thị trường; một phần bao tiêu cũ trượt 2%/năm)	~8,3 USD/MMBtu (2023); khung giá phát điện 2026 giả định 11,98 + cước 1,87
Điện – LNG (Nhơn Trạch 3–4, Phú Mỹ)	P = giá LNG nhập + phí tái hóa, tồn trữ + cước; chuyển thẳng vào giá điện; sản lượng hợp đồng dài hạn tối thiểu 65% trong 10 năm (NĐ 56/2025, sửa bởi NĐ 100/2025)	HĐ 25 năm với PV Power cho NT3–4
Đạm Phú Mỹ (DPM)	P = MAX{46% × HSFO; sàn} + cước; hợp đồng ký từng năm	~10,7 USD/MMBtu (2024)
Đạm Cà Mau (DCM)	$P \approx w \times 46\% \times HSFO + (1 - w) \times 12{,}7\% \times Brent$ + cước ~1,09; w = tỷ trọng khí phần PVN (50/50 năm 2026); từ Q4/2028 thêm khí Nam Du–U Minh $10{,}39 \times 1{,}0225^t$	~10 USD/MMBtu (Q1/2026)
Công nghiệp, CNG	P = α% × Brent (từ 2024; trước đây MAX{100% HSFO; sàn} + cước); CNG cộng phí nén, xe bồn	theo từng khách hàng
LPG	giá CP Saudi Aramco + phí, biên gộp ~6–8%	–

Nguồn: BCTN 2025 của GAS; QĐ 1882/QĐ-BCT (khung giá phát điện 2026); NĐ 56/2025/NĐ-CP, NĐ 100/2025/NĐ-CP; tài liệu ĐHĐCĐ, BCTN DPM, DCM; thông tin công khai.

Ví dụ: vì sao giá dầu cao làm lãi khí khô tăng mạnh

Brent (USD/thùng)	60	75	90	105
HSFO ước tính (USD/tấn)	360	450	540	630
46% × HSFO quy ra USD/MMBtu	4,14	5,17	6,21	7,25
Giá mua Cửu Long 2026 (cố định)	4,05	4,05	4,05	4,05
Chênh lệch trên phần khí thả nổi	**0,09**	**1,12**	**2,16**	**3,20**

Nguồn: AAS tính minh họa; quy đổi HSFO ≈ 6,0 × Brent (USD/tấn) và 40 MMBtu/tấn là giả định của AAS, chưa gồm cước; giá Cửu Long $3{,}53 \times 1{,}02^7$.

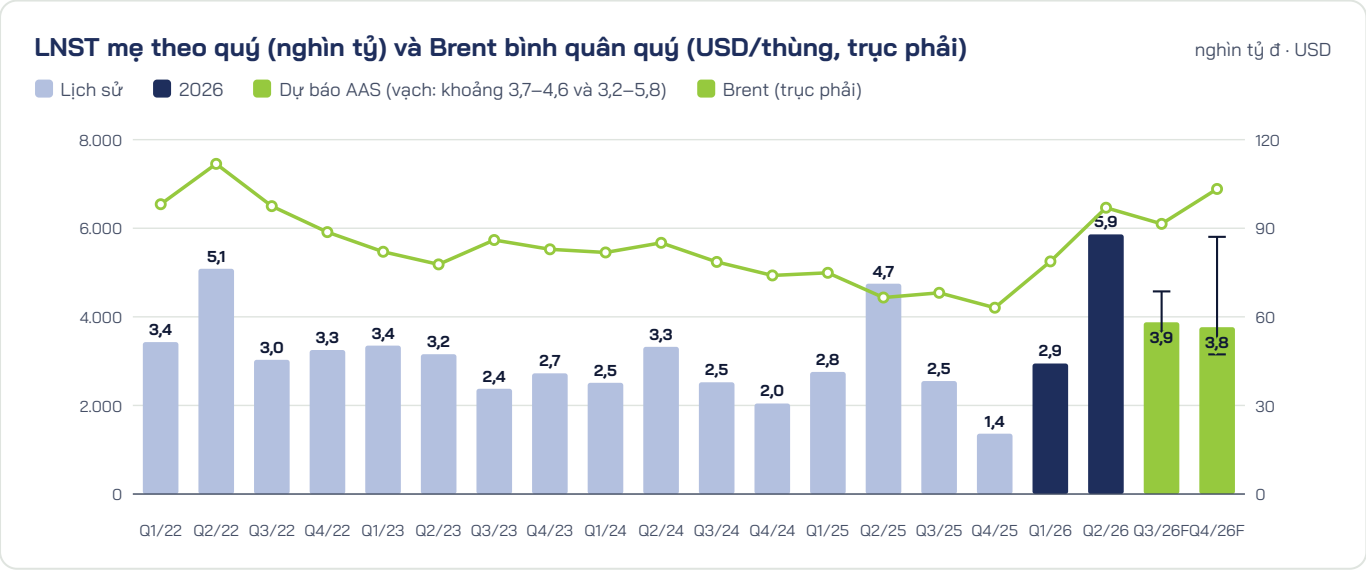
- **Ước lượng trên số thực tế:** từ 2015 đến Q2/2026, mỗi 1 USD/thùng Brent bình quân (trễ 1 tháng) đi cùng ~48 tỷ lãi gộp trước khấu hao mỗi quý (±10 USD ≈ ±478 tỷ LNTT/quý, ±1.506 tỷ LNST mẹ/năm). Nếu toàn bộ ~1,6 tỷ m³/quý bán theo 46% HSFO thì độ nhạy phải ~110 tỷ → chỉ ~40–45% sản lượng thực sự "thả nổi" sau khi trừ giá sàn, bao tiêu, khí Cà Mau mua thả nổi, LNG chuyển thẳng.
- **Độ trễ 1 tháng:** giá bán tính theo HSFO bình quân tháng trước, nên quý 4/2026 dùng Brent tháng 9–11 (đã biết 2/3: 102 và 103 USD).

3 Kết quả kinh doanh: LNST mẹ 6T/2026 8.805 tỷ (+17%) nhờ Brent 88 USD; phần lõi tăng mạnh hơn số báo cáo vì cùng kỳ có hoàn

nhập dự phòng lớn

Tỷ đồng	2021	2022	2023	2024	2025	6T/25	6T/26
Doanh thu thuần	78.992	100.724	89.954	103.564	135.129	55.756	81.269
LN gộp trước khấu hao	17.032	24.235	19.795	20.230	19.693	10.397	13.328
Biên trước khấu hao	21,6%	24,1%	22,0%	19,5%	14,6%	18,6%	16,4%
CPBH (trừ khấu hao)	−1.995	−2.309	−2.415	−2.317	−2.494	−1.114	−1.196
QLDN (trừ khấu hao, gồm dự phòng)	−1.425	−1.023	−1.424	−3.144	−1.286	985	−360
trong đó trích (+)/hoàn nhập (−) dự phòng	295	46	113	1.918	−437	−1.627	−497
EBITDA	**13.612**	**20.904**	**15.957**	**14.770**	**15.913**	**10.268**	**11.772**
Khấu hao	3.238	3.104	3.051	2.728	2.788	1.429	1.103
EBIT	10.374	17.799	12.906	12.042	13.125	8.839	10.669
Tài chính thuần	784	897	1.686	1.077	1.197	541	527
Khác	32	78	20	16	−4	20	1
LNTT	**11.205**	**18.802**	**14.640**	**13.172**	**14.359**	**9.410**	**11.208**
LNST mẹ	**8.673**	**14.794**	**11.606**	**10.398**	**11.414**	**7.504**	**8.805**
LNST mẹ lõi (bỏ dự phòng, tồn kho, khác)	8.879	14.769	11.679	11.890	11.075	6.213	8.679
Brent bình quân (USD)	70,8	99,0	82,2	79,9	68,2	70,7	87,9

Nguồn: BCTC hợp nhất GAS (kiểm toán 2021–2025, soát xét 6T/2026; số quý từ kho AAS); khấu hao CPBH, QLDN theo thuyết minh, năm 2021–2023 theo tỷ lệ bình quân 2024–6T/2026 (giả định); AAS tính.



Nguồn: BCTC quý GAS; ICE Brent bình quân ngày (Q4/2026: đến 14/10); AAS dự báo.

- **Q2/2026 kỷ lục 5.860 tỷ:** lãi gộp 7.793 tỷ (khí khô + LNG 5.525 tỷ so 3.072 tỷ cùng kỳ) khi Brent bình quân 97 USD (cùng kỳ 67 USD); thêm hoàn nhập dự phòng phải thu ~495 tỷ (thu đủ 745 tỷ nợ Phú Mỹ) nhưng trích 337,5 tỷ dự

phòng giảm giá tồn kho (giá dầu giảm cuối quý).

- **Lợi nhuận báo cáo dao động vì dự phòng phải thu nhà máy điện:** 2024 trích 1.918 tỷ; Q2/2025 hoàn nhập 1.634 tỷ; Q4/2025 trích 1.194 tỷ (cùng 204 tỷ quỹ khoa học công nghệ) → LNST mẹ 2025 11.414 tỷ, lõi ~11.075 tỷ.
- **Khấu hao giảm 23%** (6T/2026: 1.103 tỷ so 1.429 tỷ) khi một phần đường ống, nhà máy cũ hết khấu hao — thêm ~650 tỷ EBIT/năm; chi đầu tư 6T/2026 tăng lên 1.825 tỷ chủ yếu cho Lô B – Ô Môn.

Khấu hao trong giá vốn = khấu hao theo yếu tố – khấu hao trong CPBH – khấu hao trong QLDN

Khấu hao (tỷ đồng)	2024	2025	6T/2025	6T/2026
Theo yếu tố (thuyết minh)	2.727,7	2.788,3	1.428,8	1.103,3
– trong CPBH	98,2	107,6	45,2	58,0
– trong QLDN	53,4	38,4	21,3	18,6
= trong giá vốn	**2.576,2**	**2.642,4**	**1.362,3**	**1.026,7**
Chi đầu tư TSCĐ (LCTT)	1.925	2.315	1.021	1.825

Nguồn: thuyết minh chi phí theo yếu tố, CPBH, QLDN của BCTC kiểm toán 2025 (gồm số 2024) và soát xét 6T/2026; LCTT.

4 Theo sản phẩm: khí khô tạo 60% lãi gộp và là nơi giá dầu tác động; LNG gấp ba doanh thu nhưng biên chỉ ~7%

Lãi gộp (tỷ đồng)	2024	2025	6T/2025	6T/2026	Biên gộp 6T/2026
Khí khô	9.744	9.610	4.923	7.364	24,5%
LNG	416	952	431	1.071	6,8%
LPG	4.222	3.600	2.083	2.068	6,9%
Vận chuyển khí, condensate	2.325	1.788	938	980	76,5%
Condensate	349	450	264	382	42,7%
CNG, xây lắp, khác	598	650	404	436	12,8%
Tổng	**17.654**	**17.051**	**9.044**	**12.302**	**15,1%**

Nguồn: thuyết minh doanh thu và giá vốn theo sản phẩm, BCTC kiểm toán 2025 và soát xét 6T/2026; AAS tính lãi gộp = doanh thu – giá vốn từng sản phẩm. GAS không lập báo cáo bộ phận theo sản phẩm.

Sản lượng	2024	2025	6T/2026	Ghi chú
Khí khô cung cấp (triệu m³)	6.422	~6.200	~3.670	2025 gồm 489 triệu m³ LNG tái hóa; điện >3,9 tỷ, đạm 1,2 tỷ, công nghiệp >1 tỷ m³
LNG tái hóa (triệu m³)	~400	489	~460 (Q2)	Q2/2026 +175% so cùng kỳ; 7T/2026 LNG cho điện ~658 triệu m³
LPG kinh doanh (nghìn tấn)	3.080	>4.400	—	quốc tế >2,7 triệu tấn; 6T/2026 doanh thu LPG +5%
Condensate (nghìn tấn)	76	69	—	giá theo dầu thô

Nguồn: bản tin nhà đầu tư GAS 2024–2025, BCTN 2025, công bố của GAS 7/2026; số 6T/2026 theo công bố của doanh nghiệp (chưa có trong BCTC).

- **Khí khô:** lãi gộp 6T/2026 7.364 tỷ (+50%), biên 24,5%. Giải trình 6T/2026 của GAS nêu Brent 92,6 USD so 71,8 USD là nguyên nhân chính; cùng văn bản ghi khí khô tiêu thụ nội địa giảm 3% trong khi công bố khác của GAS ghi khí khô +17,4% (gồm LNG tái hóa) — AAS dùng lãi gộp thực tế, không phụ thuộc số sản lượng.
- **LPG:** doanh thu 6T/2026 30,0 nghìn tỷ (+5%), lãi gộp đi ngang 2,07 nghìn tỷ, biên 6,9%. Năm 2026 ~70% nguồn LPG, LNG từ Trung Đông bị gián đoạn (eo Hormuz), GAS chuyển sang nguồn Mỹ, Úc, Đông Nam Á; giá cao nâng doanh thu nhưng không nâng biên.
- **Cước vận chuyển + condensate:** ~1,36 nghìn tỷ lãi gộp 6T/2026 (+13%), ổn định theo sản lượng đường ống.
- **LNG:** doanh thu 2025 15,1 nghìn tỷ (gấp 4 lần 2024), 6T/2026 15,7 nghìn tỷ; lãi gộp 1,07 nghìn tỷ (biên 6,8%). Mỗi 1 triệu tấn LNG (~1,3 tỷ m³) với giá JKM ~13 USD/MMBtu ≈ 17–18 nghìn tỷ doanh thu và ~1,2 nghìn tỷ lãi gộp.

5 LNG: GAS đi trước về hạ tầng (Thị Vải 1 triệu tấn, Vũng Áng, Sơn Mỹ, mở rộng Thị Vải) nhưng lãi chỉ là phí; rủi ro là nhà máy điện LNG ít được huy động khi JKM cao

Kho chứa và dự án: Thị Vải là kho duy nhất đang chạy; ba dự án mới đều vận hành sau 2028

Dự án	Quy mô	Vốn đầu tư	Trạng thái (10/2026)
Kho cảng LNG Thị Vải GĐ1	1 triệu tấn/năm; bồn 180.000 m³; tái hóa 171 → 288 tấn/giờ	~6.500 tỷ (285 triệu USD); tổng thầu Samsung C&T – PTSC	chuyến đầu 07/2023, khánh thành 28/10/2023; công suất ~30% (2024), ~50% (2025), ~70% quy năm (6T/2026)
Thị Vải GĐ2 (mở rộng)	lên 3 triệu tấn/năm	>8.867 tỷ (chưa đối chiếu)	chưa thấy ký EPC; vận hành dự kiến ~2029
Kho LNG Vũng Áng (Hà Tĩnh)	1–3 triệu tấn/năm	~26.735 tỷ, GAS 100%	chủ trương đầu tư QĐ 41 (18/09/2025); vận hành dự kiến 2029–2030
Kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận)	3,6 triệu tấn/năm (giai đoạn sau 6)	~1,3 tỷ USD, liên doanh với AES	mới các bước chuẩn bị đầu tư
Đường ống Lô B – Ô Môn (khí nội địa)	~5 tỷ m³/năm	tổng ~1,28 tỷ USD, GAS 51%	XDCB dở dang 4.785 tỷ tại 30/06/2026; giải ngân 6T/2026 2.612 tỷ (~31% kế hoạch)

Nguồn: BCTN 2025; BCTC soát xét 6T/2026 (thuyết minh XDCB dở dang); QĐ 41 về chủ trương đầu tư Vũng Áng; tài liệu ĐHĐCĐ 2026; thông tin công khai. Vốn Thị Vải GĐ2 chưa có văn bản gốc.

Cách GAS nhập LNG: mua từng chuyến qua đấu thầu; hợp đồng định hạn đầu tiên ký 07/2026

- **Giao ngay 2023–2025:** PV GAS LNG mời thầu từng gói một chuyến (~60–70 nghìn tấn), giao tại cảng Thị Vải (DES), xét theo đơn giá; chuyến đầu tiên của Shell (tàu Maran Gas Achilles, 07/2023).
- **Định hạn 2027–2031:** thầu 08/2025, Shell Eastern thắng (01/2026), ký 03/07/2026. Khối lượng (~0,4 triệu tấn/năm theo một nguồn, tổng 0,4 triệu tấn theo nguồn khác) và công thức giá chưa công bố.
- **Nguồn hàng 2026:** eo Hormuz bị phong tỏa (Brent đỉnh ~122 USD), GAS chuyển sang LNG Úc, Canada, Đông Nam Á; JKM tăng từ ~11 (cuối 2025) lên ~26 USD/MMBtu (10/2026).
- **Cách tính giá bán cho điện:** giá LNG nhập + phí tái hóa, tồn trữ + cước; nhà máy điện được chuyển giá nhiên liệu vào giá điện, sản lượng hợp đồng tối thiểu 65% trong 10 năm (NĐ 56/2025; dự thảo 05/2026 nâng lên 75% trong 15 năm, chưa ban hành).

Khách hàng LNG	Hợp đồng	Nhu cầu ước tính
Nhơn Trạch 3–4 (PV Power, 1.624 MW)	mua bán khí tái hóa 25 năm; NT3 vận hành 20/11/2025, NT4 12/2025	~1,0 triệu tấn (2026), ~1,2 triệu tấn (2027)
Phú Mỹ (EVN, GENCO3), BOT Phú Mỹ 2.2, 3	LNG bù khí Nam Côn Sơn suy giảm; mùa khô 2026 GAS thu xếp ~658 triệu m³ cho PV Power, EVN	theo huy động hệ thống
Hiệp Phước, Long An 1–2, Quảng Trạch II	đàm phán (thỏa thuận nguyên tắc với Long An)	từ 2028 trở đi
Công nghiệp (xe bồn)	PV GAS LNG bán lẻ	38 nghìn tấn (2025)

Nguồn: BCTN 2025 của GAS; công bố của PV Power về Nhơn Trạch 3–4; NĐ 56/2025/NĐ-CP, NĐ 100/2025/NĐ-CP; dự thảo sửa đổi của Bộ Công Thương (05/2026); thông tin công khai.

- **Kinh tế của LNG với GAS:** GAS hưởng phí tái hóa, tồn trữ và biên thương mại ~7%, không hưởng chênh lệch giá dầu như khí trong nước. Lãi gộp LNG 6T/2026 1,07 nghìn tỷ = ~9% lãi gộp; khấu hao Thị Vải ~6.500 tỷ (~300 tỷ/năm nếu 20–25 năm) nên công suất >50% mới có lãi kế toán đáng kể.
- **Rủi ro 2026–2027:** JKM ~22–26 USD/MMBtu làm chi phí nhiên liệu điện LNG ~3.800–4.300 đ/kWh (suất hao nhiệt ~6,2 MMBtu/MWh, AAS ước tính), cao hơn trần khung giá 2026 (3.411 đ/kWh) → EVN huy động ít; hợp đồng 65% Qc chỉ bảo vệ nhà máy điện, không bảo đảm sản lượng của GAS nếu Qc chưa ký đủ.

6 Chất lượng lợi nhuận: dự phòng phải thu nhà máy điện là "van" lợi nhuận — còn 1,84 nghìn tỷ dự phòng, chủ yếu Nhơn Trạch 1–2

Khách hàng (gốc / dự phòng, tỷ đồng)	31/12/2024	31/12/2025	30/06/2026
Điện lực DK Nhơn Trạch 2 (NT2)	2.689,9 / 1.220,3	1.221,7 / 1.026,5	1.898,8 / 1.163,7
Nhơn Trạch 1 (PV Power)	164,9 / 137,3	1.101,9 / 218,5	612,7 / 329,4
Nhiệt điện Phú Mỹ (GENCO3)	401,2 / 198,3	745,2 / 745,2	0 / 0 (đã thu)
BOT Phú Mỹ 2.2 (Mê Kông)	1.010,7 / 424,8	0 / 0	0 / 0
BOT Phú Mỹ 3	888,3 / 380,8	0 / 0	0 / 0
PVE, khác	286,7 / 265,8	312,9 / 281,0	297,6 / 280,5
Tổng nợ xấu (gồm phải thu khác)	**5.669,3 / 2.768,8**	**3.442,7 / 2.332,2**	**2.870,6 / 1.835,1**

Nguồn: thuyết minh nợ phải thu khó đòi, BCTC kiểm toán 2025 (gồm số 2024) và soát xét 6T/2026.

- **Chu kỳ dự phòng:** trích chủ yếu quý 4 khi nhà máy điện chậm trả (Q4/2024 656 tỷ, Q4/2025 1.172 tỷ), hoàn nhập khi thu được tiền (Q2/2025 1.814 tỷ gộp, Q2/2026 ~495 tỷ ròng). Không có khách hàng đạm trong danh sách nợ xấu.
- **Rủi ro còn lại:** NT2 nợ 1.899 tỷ (tăng 677 tỷ trong 6T/2026), NT1 613 tỷ; nếu PV Power tiếp tục chậm trả khi EVN chậm thanh toán điện, quý 4/2026 có thể trích thêm. AAS đặt trích 500 tỷ ở kịch bản cơ sở, 1.200 tỷ ở kịch bản thấp.
- **Tồn kho:** 6T/2026 trích 337,5 tỷ dự phòng giảm giá hàng tồn kho (LPG, nguyên vật liệu) trong giá vốn; số dư 526 tỷ có thể hoàn nhập nếu giá dầu giữ ~100 USD.
- **Khoản khác:** chi phí mua khí bao tiêu Sao Vàng–Đại Nguyệt chờ phân bổ 1.872 tỷ (đầu năm 2.123 tỷ) — được tính vào giá vốn khi nhận bù khí; thu nhập khác không đáng kể (6T/2026: 3,8 tỷ).

7 Sức khỏe tài chính: tiền ròng 42.527 tỷ đủ cho chu kỳ đầu tư LNG, Lô B; cổ tức tiền sẽ thấp hơn trước

Tỷ đồng	2022	2023	2024	2025	6T/2026
CFO	12.440	13.225	9.035	13.040	6.455
Chi đầu tư TSCĐ	−2.006	−1.769	−1.925	−2.315	−1.825
Cổ tức tiền đã trả	−5.882	−7.122	−13.872	−5.012	0
Tiền + tiền gửi cuối kỳ	34.276	40.754	33.062	39.767	45.457
Nợ vay cuối kỳ	6.083	5.875	3.225	2.972	2.930

Nguồn: BCTC hợp nhất GAS (LCTT, CĐKT); AAS tính.

- **Dòng tiền:** CFO bình quân 2022–2025 ~12 nghìn tỷ/năm; 6T/2026 6,5 nghìn tỷ dù Q1 âm do phải thu và trả người bán tăng khi giá dầu tăng.
- **Đầu tư 2026–2030 ~60–100 nghìn tỷ** (~3,5 tỷ USD): Lô B – Ô Môn (phần 51%), Thị Vải GĐ2, Vũng Áng, Sơn Mỹ; tiền hiện có + CFO đủ chi phần lớn, vay thêm ở giai đoạn cao điểm 2027–2029.
- **Cổ tức:** tiền 60% (2024) → 21% (2025) → 25% cho năm 2025 (chốt 23/09/2026, trả 20/11/2026, ~6.032 tỷ, ~52% LNST); PVN nhận ~5,8 nghìn tỷ. Với kế hoạch đầu tư lớn, AAS giả định cổ tức tiền 20–30%/năm.

8 Dự báo: LNST mẹ Q3/2026 ~3.876 tỷ (+52%), Q4 ~3.767 tỷ; năm 2026 ~16.448 tỷ (+44%, gấp 1,8 lần kế hoạch); 2027 ~16.080 tỷ nếu Brent ~95 USD

Tóm tắt: LNST mẹ 2026F **16.448 tỷ** (khoảng 15.620–19.183); Q3/2026 3.876 tỷ (khoảng 3.664–4.574), Q4/2026 3.767 tỷ (khoảng 3.151–5.804). Năm 2027: 16.080 tỷ ở Brent 95 USD; 10.885 tỷ nếu Brent về 70 USD.

Q3/2026, tỷ đồng	Thấp	Cơ sở	Cao
LNTT tháng 7–8 (từ mốc 8T công bố)	3.292	3.391	3.555
LNTT tháng 9 (Brent tháng 8: 88 USD)	1.305	1.608	1.608
LNTT Q3/2026	**4.597**	**4.999**	**5.163**
LNST mẹ Q3/2026	3.618	3.934	4.063
LNST mẹ – dự báo AAS	**3.664**	**3.876**	**4.574**
So cùng kỳ (Q3/2025: 2.549)	+44%	+52%	+79%

Q4/2026, tỷ đồng	Thấp	Cơ sở	Cao
Brent bình quân tháng 9–11 (USD)	96,9	103,5	106,9
LN gộp trước khấu hao	6.075	7.303	7.462
CPBH + QLDN lõi (trừ khấu hao)	−1.128	−1.128	−1.128
EBITDA	**4.947**	**6.175**	**6.334**
Khấu hao	−547	−547	−547
Tài chính thuần	296	296	296
Trích dự phòng phải thu	−1.200	−500	0
LNTT Q4/2026	**3.495**	**5.423**	**6.083**
LNST mẹ Q4/2026	2.751	4.268	4.787
LNST mẹ – dự báo AAS	**3.151**	**3.767**	**5.804**
So cùng kỳ (Q4/2025: 1.361)	+131%	+177%	+326%

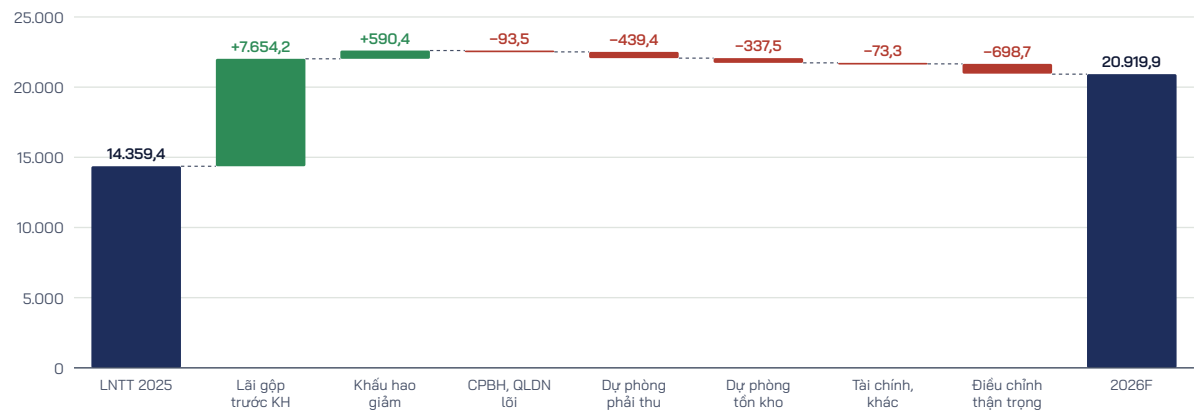
Nguồn: BCTC 6T/2026, công bố LNTT 8T/2026 của GAS; AAS dự báo.

Tỷ đồng	2025	6T/2026	2026F thấp	2026F AAS	2026F cao	2027F thấp	2027F cơ sở	2027F cao
LNTT	14.359	11.208	19.300	20.920	22.454	13.831	20.433	23.304
LNST mẹ	**11.414**	**8.805**	**15.620**	**16.448**	**19.183**	**10.885**	**16.080**	**18.339**
So năm trước	+10%	+17%	+37%	+44%	+68%	−34%	−2%	+12%
EPS (đồng)	4.730			6.816			6.664	
Kế hoạch ĐHĐCĐ (LNTT / LNST)				11.200 / 9.000				

Nguồn: BCTC GAS; nghị quyết ĐHĐCĐ 2026 (kế hoạch LNTT 11.200 tỷ, LNST 9.000 tỷ, giả định Brent thấp); AAS dự báo.

Cầu nối LNTT 2025 → 2026F

tỷ đồng



Nguồn: AAS tính; 2026F = 6T thực tế + Q3, Q4 dự báo cơ sở; "điều chỉnh thận trọng" là phần chênh giữa kịch bản cơ sở và dự báo AAS.

- **Q3/2026:** hai tháng đã biết qua mốc LNTT 8T (~3,3 nghìn tỷ); tháng 9 theo Brent tháng 8 (88 USD) → LNTT quý ~4.999 tỷ, cao hơn Q3/2025 (3.206 tỷ) nhờ Brent 91,5 so 68 USD.
- **Q4/2026:** Brent tháng 9–10 đã ~102–103 USD → lãi gộp trước khấu hao ~7.303 tỷ; trừ trích dự phòng 500 tỷ, LNTT ~5.423 tỷ; cùng kỳ chỉ 1.743 tỷ vì trích dự phòng 1.194 tỷ.
- **Ba yếu tố theo dõi:** (1) Brent tháng 11–12 và đường kỳ hạn 2027; (2) trích/hoàn nhập dự phòng NT1–NT2 quý 4; (3) sản lượng LNG cho Nhơn Trạch 3–4 khi JKM ~22–26 USD.

9 Free float 4,24% buộc PVN thoái vốn: đợt bán ~5,76% (~10,6 nghìn tỷ) có thể tạo áp lực giá ngắn hạn nhưng mở đường vào rổ chỉ số ngoại

Chỉ tiêu	Giá trị	Ghi chú
Số cổ phiếu	2.412.949.756	sau thưởng 20% (2023), 2% (2024), 3% (08/2025); không có cổ phiếu quỹ
PVN	95,76% (~2.310,6 triệu cp)	đại diện chủ sở hữu PVN chuyển về Bộ Tài chính từ 28/02/2025
Cổ đông nhỏ (free float)	4,24% (~102,3 triệu cp), 24.743 cổ đông	giá trị ~7.786 tỷ; luật yêu cầu ≥10% do ≥100 nhà đầu tư không phải cổ đông lớn
Khối ngoại	2,14% (51,6 triệu cp)	room 49%; khối ngoại đã nắm ~một nửa free float
Thoái tối thiểu để đạt 10%	~5,76% ≈ 139 triệu cp	~10.578 tỷ ở giá 76,1 nghìn đ ≈ 27 phiên thanh khoản (~385 tỷ/phiên)
Phương án thay thế: phát hành mới	≥154 triệu cp	~11,75 nghìn tỷ, pha loãng ~6,4%

Nguồn: báo cáo 1940/KVN-TC (27/08/2026) gửi UBCKNN; biên bản ĐHĐCĐ bất thường 14/09/2026; Luật Chứng khoán (sửa bởi Luật 56/2024/QH15); kho AAS (room ngoại 16/10/2026); AAS tính.

- **Vì sao phải bán:** ngày 31/12/2025 và 27/08/2026 GAS báo cáo không còn đáp ứng điều kiện công ty đại chúng (cổ đông nhỏ 4,24% < 10%). Nếu không khắc phục trong 1 năm, doanh nghiệp phải làm thủ tục hủy tư cách đại chúng, kéo theo hủy niêm yết; Luật 68/2025/QH15 (khoản 7 Điều 59) cho ngoại lệ khi đang thực hiện phương án cơ cấu lại đã duyệt — chưa có xác nhận GAS được áp dụng.
- **Lộ trình công khai (chưa có văn bản gốc):** PVN thoái tối thiểu ~5,76% để đưa free float lên 10%, định giá xong chậm nhất 12/2026, đấu giá công khai qua Sở Giao dịch; BSR thoái song song ~2,1%. Tại ĐHĐCĐ 22/05/2026 lãnh đạo chỉ nêu "có phương án tăng vốn và thoái vốn theo lộ trình"; ĐHĐCĐ bất thường 14/09/2026 thay Chủ tịch (Bùi Minh Tiến), Tổng giám đốc (Dương Trí Hội).
- **Khung pháp lý tỷ lệ Nhà nước:** tiêu chí phân loại DNNN (QĐ 22/2021, sửa bởi QĐ 13/2025) không xếp vận chuyển, phân phối khí vào nhóm phải giữ 100%/≥65%; tỷ lệ PVN giữ tại GAS do đề án cơ cấu lại PVN quyết định (đề án đến 2025 theo QĐ 1243/QĐ-TTg không công bố tỷ lệ tại GAS).
- **Tác động lên giá:** cung ~139 triệu cp bằng ~27 phiên thanh khoản → đấu giá thường đặt giá khởi điểm thấp hơn thị giá (khởi điểm theo định giá, chiết khấu 5–15% là phổ biến); AAS trừ 5% áp lực thoái vốn trong giá trị hợp lý. Ngược lại, free float tăng từ ~7,8 lên ~18,4 nghìn tỷ giúp GAS tăng tỷ trọng VN30, có thể vào rổ FTSE thị trường mới nổi (Việt Nam được nâng hạng từ 21/09/2026; GAS chưa có tên vì free float ≤5%).
- **Cổ tức và PVN:** với 95,76%, PVN nhận ~96% cổ tức; bán 5,76% làm PVN mất ~330 tỷ cổ tức/năm ở mức 25% — nhỏ so với ~10,6 nghìn tỷ thu về, nên động lực thoái vốn là tuân thủ luật, không phải tiền.

10 Định giá: P/E dự phóng 11x là rẻ giả vì lợi nhuận đang ở đỉnh giá dầu; trên lợi nhuận chuẩn hóa, giá trị hợp lý 73,2 nghìn đ ≈ giá hiện tại

Chỉ số (16/10/2026)	Hiện tại	Trung vị từ 2014	Trung vị 3 năm	Phân vị (3 năm)	z (3 năm)
P/E (LNST mẹ lõi 4 quý)	13,6x	15,6x	14,3x	39%	−0,52
P/B	2,67x	3,31x	2,69x	46%	−0,07
P/E dự phóng 2026F / 2027F	11,2x / 11,4x				
Vốn hóa (tỷ đ)	183.625				
Giá trị sổ sách/cp (đ)	28.499				

Nguồn: AAS tính; vốn hóa = giá × 2.412,9 triệu cp; P/E dùng LNST mẹ lõi 4 quý, P/B dùng vốn chủ thuộc cổ đông mẹ; BCTC lấy sau 45 ngày.

Phương pháp	Bội số	Cơ sở	Giá trị (nghìn đ/cp)
P/E × EPS chuẩn hóa	14,3x	trung vị P/E lõi 3 năm; EPS 5.416 đ ở Brent 75 USD (LNST mẹ 13.068 tỷ) — không nhân P/E cho lợi nhuận đỉnh giá dầu 2026	77,4
P/B × BVPS 30/06/2026	2,69x	trung vị 3 năm; ROE chuẩn hóa 19,0%	76,7
Trừ áp lực thoái vốn PVN	−5%	đợt bán ~5,76% vốn, ~27 phiên thanh khoản	
Giá trị hợp lý		**bình quân 2 cách, trừ 5%**	**73,2**

Nguồn: AAS tính.

- **Vì sao không định giá trên lợi nhuận 2026:** mỗi 10 USD Brent thay đổi ~1.506 tỷ LNST mẹ/năm; kỳ hạn Brent cuối 2027 chỉ 87 USD và Brent bình quân 2015–2026 ~68 USD. Sau đỉnh giá dầu 2022 (Brent ~99 USD), LNST mẹ năm 2023 giảm 22% và P/E về 12–15x giai đoạn 2023–2025.
- **Giá trị theo giá dầu:** P/E 14,3x × EPS: Brent 65 USD → 68,5 nghìn đ; 75 USD → 77,4; 90 USD → 90,8; 100 USD → 99,8 nghìn đ (chưa trừ áp lực thoái vốn).

Vùng giá → hành động

Giá (nghìn đ)	z P/B (3 năm)	Hành động
< 65,4	≤ −1	MUA THÊM — quy tắc z P/B < −1 (lịch sử: lợi suất 250 phiên TB +22–31%)
65,4 – 71,1	−1 → −0,5	TÍCH LŨY TỪNG PHẦN
71,1 – 82,6	−0,5 → +0,5	NẮM GIỮ (vùng hiện tại)
82,6 – 88,3	+0,5 → +1	GIẢM TỶ TRỌNG (lịch sử: lợi suất 250 phiên TB −7%)
> 88,3	≥ +1	CHỐT LỜI — quy tắc z P/B > +1

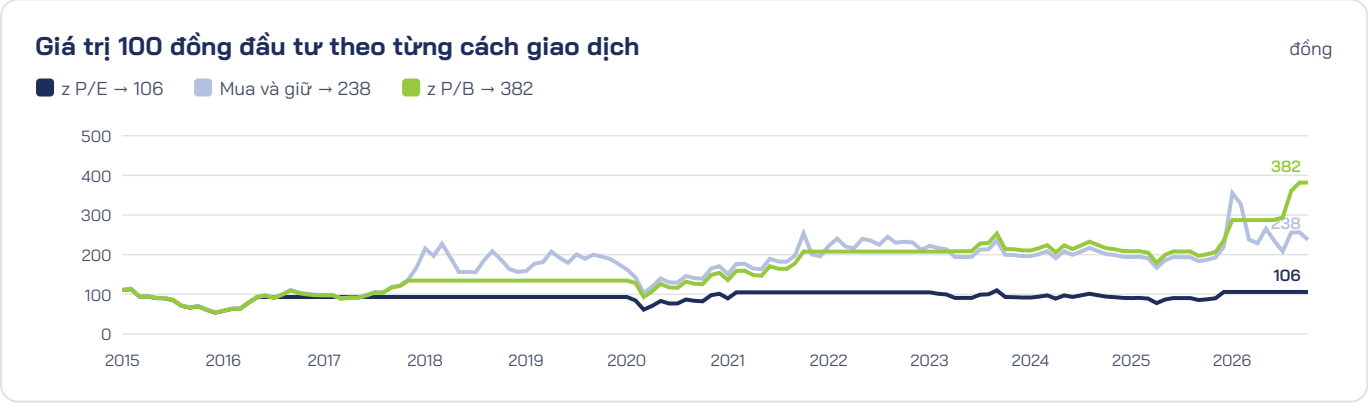
Nguồn: AAS tính trên P/B 3 năm (trung bình 2,70x, độ lệch chuẩn 0,40x) và BVPS 28.499 đ (30/06/2026).

11 Giao dịch: quy tắc z P/B thắng mua và giữ (12%/năm so 7,6%); hiện ở vùng trung tính — giữ, mua thêm dưới 65 nghìn đ

- **z-score là gì:** z đo bội số hiện tại cao hay thấp so với trung bình 3 năm gần nhất (750 phiên), tính bằng số độ lệch chuẩn; z < −1 là rẻ bất thường so với chính GAS. Hiện z P/E −0,52, z P/B −0,07: vùng trung tính.
- **Cách kiểm tra:** quy tắc đặt trước, chạy từ 01/2015 trên giá điều chỉnh gồm cổ tức; BCTC lấy sau 45 ngày (không nhìn trước số chưa công bố); khớp phiên sau tín hiệu; phí 0,4%/chiều.
- **Kết quả:** quy tắc z P/B cho +12,0%/năm so với mua và giữ +7,6%/năm; quy tắc z P/E chỉ +0,5%/năm vì lợi nhuận GAS biến động theo giá dầu nên P/E thấp thường trùng đỉnh lợi nhuận (mua 02/2023 ở 108 nghìn đ, bán 12/2025 ở 75 nghìn đ).
- **Lệnh gần nhất:** z P/B mua 23/07/2026 ở 66,9 nghìn đ, bán 16/09/2026 ở 89,5 nghìn đ (+34%); hiện không giữ lệnh.
- **Hạn chế:** chỉ 4 lệnh trong gần 12 năm; sụt giảm tối đa của cả hai quy tắc vẫn −62% (năm 2020). Kết quả dùng để đặt vùng giá, không phải cam kết lợi suất.
- **Ý nghĩa hiện tại:** giá 76,1 nghìn đ ở giữa vùng (z P/B −0,07); điểm mua tốt theo lịch sử là dưới 65,4 nghìn đ, điểm chốt lời trên 88,3 nghìn đ.

Quy tắc (01/2015–10/2026)	100 đồng thành	Lợi suất/năm	Sụt giảm tối đa	Số lệnh	Đang mở lệnh
z P/E < −1 mua, > +1 bán (đặt trước)	106	+0,5%	−62%	3	Không
z P/B < −1 mua, > +1 bán (đặt trước)	**382**	**+12,0%**	**−62%**	**4**	**Không**
Mua và giữ	238	+7,6%	−62%	1	Có

Nguồn: AAS tính trên giá điều chỉnh đến 16/10/2026; phí 0,4% mỗi chiều.



Nguồn: AAS tính; giá điều chỉnh gồm cổ tức, đã trừ phí; số cuối mỗi đường ghi ở chú giải.

Yếu tố hỗ trợ

- **Giá dầu cao:** Brent tháng 9–10/2026 ~102–103 USD, kỳ hạn 2027 ~96 USD.
- **Khấu hao giảm 23%** và tiền ròng ~42,5 nghìn tỷ.
- **LNG:** Nhơn Trạch 3–4 chạy đủ năm, hạ tầng độc quyền.
- **Free float tăng** sau thoái vốn → rổ chỉ số ngoại.

Rủi ro

- **Giá dầu đảo chiều** khi xung đột Trung Đông hạ nhiệt.
- **Thoái vốn** chiết khấu sâu hoặc chậm → hủy tư cách đại chúng.
- **Nợ xấu nhà máy điện** (NT1–NT2 2,5 nghìn tỷ).
- **JKM cao** làm điện LNG ít được huy động.

GÓC NHÌN AAS RESEARCH: CÁCH GIAO DỊCH GAS

- **Đang nắm giữ:** giữ; giá trị hợp lý 73,2 nghìn đ ≈ giá hiện tại; cổ tức 2.500 đ/cp sẽ trả 20/11/2026. Giảm tỷ trọng trên 82,6 nghìn đ, chốt lời phần lớn trên 88,3 nghìn đ.
- **Chưa có:** chia 3 phần — phần 1 ở 71,1 nghìn đ, phần 2 dưới 65,4 nghìn đ (z P/B ≤ −1), phần 3 tham gia đấu giá thoái vốn của PVN nếu giá khởi điểm thấp hơn giá trị hợp lý.
- **Điểm vào tệ nhất:** mua đuổi khi Brent tăng vọt — lợi nhuận đỉnh giá dầu đã nằm trong giá; tháng 9/2026 giá lên 89,5 nghìn đ rồi giảm 15% trong một tháng.
- **Nâng/hạ hạng:** lên TÍCH LŨY khi giá ≤ 71 nghìn đ, hoặc khi đường kỳ hạn Brent 2027 giữ trên 95 USD; xuống THEO DÕI nếu trích dự phòng NT1–NT2 > 1.200 tỷ, phương án thoái vốn chiết khấu sâu, hoặc Brent kỳ hạn 2027 dưới 70 USD.

AAS | RESEARCH

Khuyến nghị trong báo cáo là quan điểm của AAS Research tại ngày 18/10/2026, dựa trên thông tin công khai và mô hình của AAS. Khuyến nghị không xét đến mục tiêu, tình hình tài chính và khẩu vị rủi ro của từng nhà đầu tư; nhà đầu tư cân nhắc trước khi quyết định và tự chịu trách nhiệm với quyết định của mình. Dự báo có thể khác kết quả thực tế.

THÔNG TIN CÔNG BỐ

- **Cơ sở khuyến nghị:** khuyến nghị và các vùng giá mua, nắm giữ, bán được xác định từ định giá P/E, P/B (hoặc phương pháp phù hợp với ngành) và đã được kiểm tra lại (backtest) trên lịch sử giá của chính cổ phiếu: quy tắc đặt trước, chỉ dùng BCTC đã công bố, khớp lệnh phiên sau, có trừ phí. Vùng giá áp dụng nằm trong bảng hành động của báo cáo. AAS xem lại khuyến nghị khi có BCTC quý mới hoặc sự kiện làm thay đổi luận điểm.
- **Phạm vi sử dụng:** báo cáo không phải lời chào mua hay chào bán chứng khoán. Thông tin được thu thập từ nguồn AAS đánh giá là đáng tin cậy nhưng không bảo đảm tuyệt đối chính xác. Không sao chép hoặc phát hành lại khi chưa có đồng ý bằng văn bản của AAS.