

Tổng Công ty khí Việt Nam - CTCP (PV GAS)

[Việt Nam / Dầu khí

Bloomberg Code (GAS VN) | Reuters Code (GAS.HM)

MUA

BC Lần đầu

Giá mục tiêu (12 tháng) VND 94,500

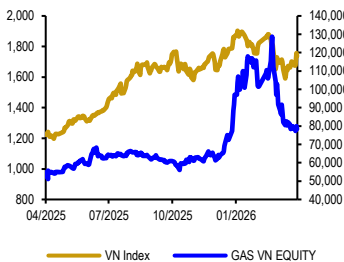
Giá hiện tại (14/04/26) VND 79,300

Suất sinh lời **19.2%**

VNINDEX	1,775
P/E thị trường	12.5
Vốn hóa (tỷ VND)	196,897
SLCP đang lưu hành (triệu)	2,413
SLCP tự do giao dịch (triệu)	102
52 tuần cao/thấp (VND)	131,500/52,718
KLGD bình quân 90 ngày (triệu CP)	2.98
GTGD bình quân 90 ngày (tỷ VND)	358
Sở hữu nước ngoài (%)	19.8

PVN	95.7
Cổ đông lớn (%)	

Biến động giá	3T	6T	12T
Tuyệt đối (%)	-21.3	34.7	44.7
Tỷ đổi với VN-Index (%)	-13	35.8	1.9



Nguồn: Bloomberg

Nam Hoang, CFA

☎ (84-28) 5808-7603

✉ nam.h@shinhan.com



Quét mã QR hoặc click để theo dõi

Mắt xích quan trọng của an ninh năng lượng Việt Nam

Định giá lần đầu với khuyến nghị MUA, giá mục tiêu 94,500 đồng

Tổng Công ty khí Việt Nam (PV GAS) (HOSE: GAS) là doanh nghiệp đầu ngành khí, sở hữu vị thế độc quyền trong lĩnh vực kinh doanh và phân phối khí khô. Các sản phẩm khí có thể kể đến như khí tự nhiên, LPG, CNG, khí thấp áp, khí condensate và khí LNG được dùng chủ yếu cho các nhà máy điện, nhà máy sản xuất đạm và công nghiệp. Trước nhu cầu rất lớn về khí LNG trong phát điện, GAS được kì vọng sẽ có mức tăng trưởng ổn định trong 10 năm tới. Dựa trên phương pháp định giá FCFF và P/E, chúng tôi đưa ra khuyến nghị MUA với giá mục tiêu 94,500 đồng – tương ứng mức tăng +19.2% YoY so với thị giá ngày 14/04/2026. Chúng tôi kỳ vọng GAS sẽ duy trì tăng trưởng lợi nhuận đến năm 2035 với tốc độ CAGR khoảng 12%/năm nhờ vào 3 động lực chính từ mảng khí tự nhiên trong nước, kinh doanh khí LNG và kinh doanh LPG.

Cập nhật KQKD 2025: GAS ghi nhận KQKD Q4/2025: doanh thu thuần đạt 43,706 tỷ đồng (+75% YoY) và LNST cty mẹ đạt 1,361 tỷ đồng (-33% YoY). Cả năm 2025, doanh thu thuần đạt 135,125 tỷ đồng (+30% YoY) và LNST cty mẹ đạt 11,414 tỷ đồng (+10% YoY). Doanh thu tăng chủ yếu đến từ sản lượng khí thương phẩm và LPG trong Q4/2025 cải thiện lần lượt +11% YoY và +79% YoY nhưng trích lập 1,200 tỷ đồng nợ khó đòi (gấp đôi cùng kỳ) khiến lợi nhuận giảm. Tính cả năm, sản lượng khí thương phẩm giảm và giá dầu giảm, mảng LPG tăng mạnh khiến doanh thu vẫn duy trì mức tăng, nhưng GAS hoàn nhập khoảng 400 tỷ đồng so với trích lập 1,900 tỷ đồng nợ khó đòi từ các đối tác khiến lợi nhuận duy trì được mức tăng.

Nhu cầu LNG cực lớn gắn liền với tăng trưởng chính của GAS trong giai đoạn 2026-2035. Theo Viện Nghiên cứu chiến lược, chính sách Công thương, nhu cầu LNG của Việt Nam sẽ khoảng từ 15-20 triệu tấn/năm (khoảng 21 – 27 tỷ m3/năm) vào năm 2030. Nhu cầu LNG của Việt Nam với mục đích sử dụng cho phát điện là chính, với mục tiêu công suất điện LNG đến 2030 đạt 22,524 MW theo QHĐ VIII điều chỉnh. Đây là khối lượng công việc rất lớn cho GAS và sẽ là nguồn tăng trưởng chính trong giai đoạn 10 năm tới.

Các mỏ khí mới trong nước được kỳ vọng đưa vào hoạt động. Kì vọng chủ yếu nằm ở mỏ khí Lô B với trữ lượng 107 tỷ m3 khí với sản lượng trung bình mỗi năm khoảng 5 tỷ m3 kì vọng được vận hành trong tháng 8/2027 sẽ là một bước nhảy vọt mạnh mẽ khi mức sản lượng khí ẩm tiếp nhận của GAS sẽ đạt gần 12 tỷ m3 (tăng 75% so với năm 2024). Vừa qua, chính phủ đã liên tục có những thông báo và yêu cầu Chuỗi Dự án Trung tâm Điện lực Ô Môn – Lô B bảo đảm tiến độ vận hành để có dòng khí đầu tiên vào năm 2027, kịp thời đáp ứng nguồn cung điện trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam sẽ tăng cao.

Mảng LPG duy trì tăng trưởng bền vững. Mảng LPG đang dần thay thế mảng khí khô để trở thành mảng có doanh thu cao nhất, và liên tục phá vỡ kỉ lục, đặc biệt quan trọng trong bối cảnh mảng kinh doanh khí khô sụt giảm trong những năm gần đây. Trong nước, GAS tiếp tục tăng trưởng sản lượng LPG đạt 1.7 triệu tấn/năm trong 2025 nhờ chiếm lĩnh thị phần bán buôn LPG khoảng 70%; với xuất khẩu, GAS cũng chiếm lĩnh hơn 65% thị phần Campuchia nhờ vào chi phí vận chuyển rẻ. Chúng tôi ước tính doanh thu mảng LPG sẽ tăng trưởng với CAGR khoảng 6%/năm đến năm 2035.

Rủi ro: (1) Rủi ro biến động giá nhiên liệu; (2) Rủi ro liên quan đến nhu cầu sử dụng khí LNG thấp hơn dự kiến; (3) Rủi ro cạnh tranh đến từ một số đối thủ trong mảng LNG, (4) Rủi ro thiếu hụt nguồn cung do chiến sự

Năm	2023	2024	2025	2026F	2027F
Doanh thu (tỷ VND)	89,954	103,564	135,129	131,757	158,148
LN HKD (tỷ VND)	14,619	13,156	14,363	17,346	18,262
LNST hợp nhất (tỷ VND)	11,793	10,590	11,572	14,035	14,745
EPS (đồng)	4,972	4,439	4,730	4,770	4,176
BPS (đồng)	27,887	25,718	27,475	26,416	24,939
Biên LN HKD (%)	16.3	12.7	10.6	13.2	11.5
Biên LNST (%)	13.1	10.2	8.6	10.7	9.3
ROE (%)	17.8	17.3	17.2	18.1	16.7
PER (x)	15.8	16.0	15.6	19.8	22.6
PBR (x)	2.7	2.6	2.6	3.6	3.8

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. does and seeks to do business with companies covered in its research reports. As a result, investors should be aware that the firm may have a conflict of interest that could affect the objectivity of this report. Investors should consider this report as only a single factor in making their investment decision. Analysts employed by Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd., or a non-US affiliate thereof, are not registered/qualified as research analysts with FINRA, may not be associated persons of the member and may not be subject to FINRA restrictions on communications with a subject company, public appearances and trading securities held by a research analyst account. For analyst certification and important disclosures, refer to the Compliance & Disclosure Notice at the end of this report.

MỤC LỤC

- 3 **Tổng quan doanh nghiệp**
- 7 **Quan điểm đầu tư**
- 15 **Cập nhật KQKD 2025 và dự phóng 2026F-2027F**
- 18 **Định giá và khuyến nghị**
- 23 **Rủi ro**
- 24 **Phụ lục: Báo cáo tài chính**

Tổng quan doanh nghiệp

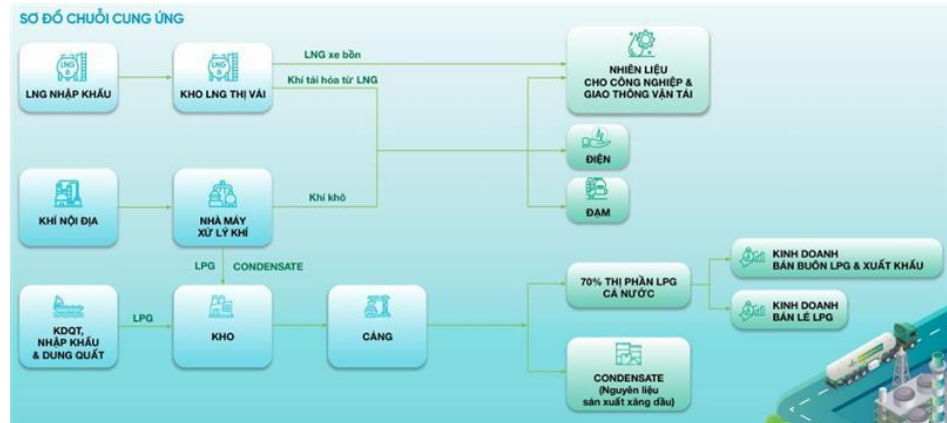
1. Lịch sử hình thành và phát triển của PV GAS

GAS được thành lập vào tháng 9/1990 tiền thân là Công ty Khí đốt với nhiệm vụ thu gom, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, kinh doanh khí và các sản phẩm khí.

GAS có cơ cấu cổ đông cô đặc, với Tập đoàn Công Nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam chiếm 95.76% cập nhật đến 09/2025. Vào đầu năm 2026, GAS cũng phát đi thông báo về việc không đủ điều kiện là công ty đại chúng vì không thỏa điều kiện về "vốn điều lệ đã góp từ 30 tỷ đồng trở lên và có tối thiểu 10% số cổ phiếu có quyền biểu quyết do ít nhất 100 nhà đầu tư không phải cổ đông lớn nắm giữ". Hiện PV GAS đang tích cực làm việc với cổ đông lớn để tìm kiếm phương án xử lý phù hợp với khuôn khổ pháp lý.

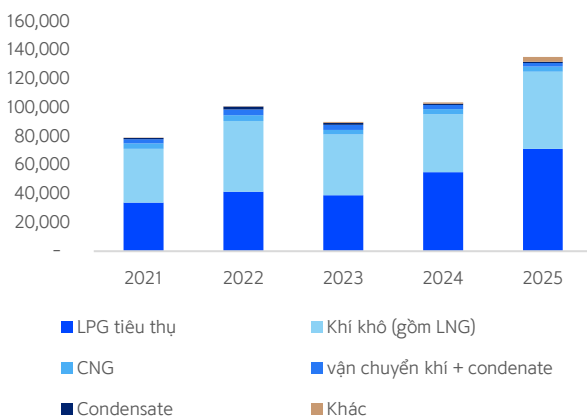
Lĩnh vực hoạt động chính của PV GAS bao gồm thu gom khí từ các mỏ dầu khí ngoài khơi, vận chuyển khí bằng đường ống, xử lý và chế biến khí, kinh doanh khí khô (bao gồm khí tái hóa từ LNG nhập khẩu), khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG), khí ngưng tụ (condensate), khí thiên nhiên nén (CNG) và khí thấp áp (KTA). Vào năm 2024, công ty bắt đầu cấp khí tái hóa từ LNG cho sản xuất điện, cấp LNG vận chuyển bằng xe bồn/tàu hỏa cho khách hàng công nghiệp. Trong đó doanh thu khí khô và LPG chiếm đa số, mảng vận chuyển dù tỷ trọng doanh thu thấp nhưng đóng góp cao trong cơ cấu lợi nhuận gộp

Hình: Chuỗi giá trị khí của PV GAS



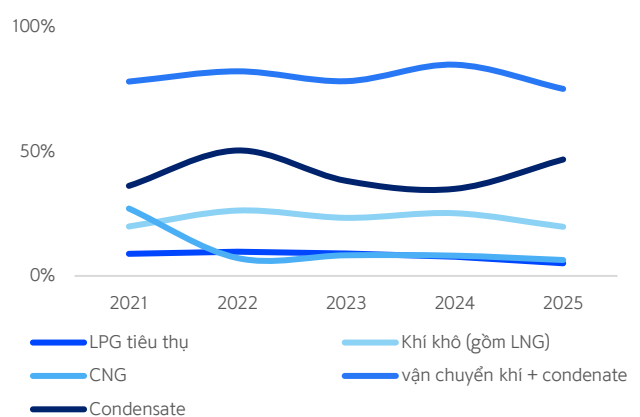
Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Cơ cấu doanh thu các mảng kinh doanh GAS (tỷ đồng)



Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Biên lợi nhuận gộp các mảng kinh doanh



Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

2. Tổng quan các mảng kinh doanh

A. Kinh doanh khí khô.

GAS tiếp nhận nguồn khí từ các mỏ khí ngoài khơi và nhập khẩu LNG từ nước ngoài; với công đoạn chế biến và xử lý, GAS phân phối khí thành phẩm cho KH tiêu thụ theo từng nhu cầu riêng biệt. Khí khô cho KH sản xuất điện, đạm và khu công nghiệp qua hệ thống khí được kết nối. Các nhà máy điện là khách hàng tiêu thụ chính, chiếm tới khoảng 66% tổng sản lượng khí khô. Các nhà máy sản xuất phân đạm chiếm khoảng 18% và khách hàng công nghiệp (tiêu thụ khí thấp áp, CNG) chiếm khoảng 16% sản lượng khí khô. Doanh thu mảng này chiếm tỷ trọng lớn nhất trong các năm qua nhưng đang giảm dần chủ yếu do sản lượng khí tại thềm lục địa Việt Nam đang ngày cạn dần, các mỏ khí mới đang trong giai đoạn phát triển và chưa kịp thời vận hành, sản lượng LNG nhập khẩu vẫn ở mức khiêm tốn.

Về cách tính giá mua/bán khí của GAS, với giá mua, GAS thu mua từ các chủ mỏ khí, mức giá này cố định theo hợp đồng mua khí ban đầu (GSA) với mức tăng 2%/năm.

Với giá bán,

a. Đối với khách hàng điện và đạm

GAS neo giá bán theo giá dầu FO Platts Singapore, áp dụng giá sàn là giá miệng giếng, với cách tính như sau:

$$\text{Giá bán} = \text{Max} (46\% * \text{FO}, \text{Giá miệng giếng}) + \text{Phí vận chuyển}$$

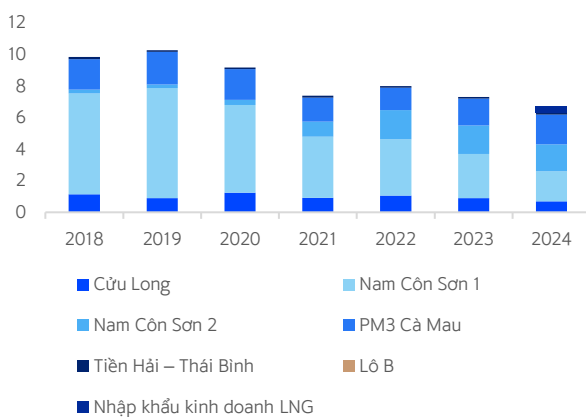
b. Đối với khách hàng công nghiệp

$$\text{Giá bán} = \alpha (\%) * P_{\text{HSFO}} + \beta (\%) * P_{\text{LPG}}$$

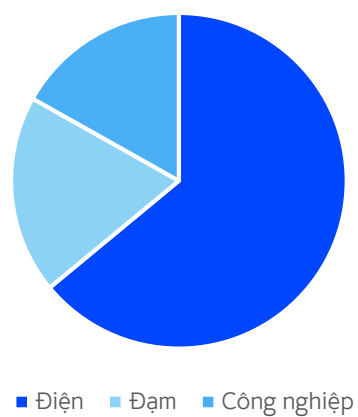
trong đó P_{HSFO} và P_{LPG} được xác định theo giá FO và LPG; $\alpha(\%)$, $\beta(\%)$: tỷ lệ % xác định tùy từng đối tượng khách hàng, nhiên liệu cạnh tranh và thời điểm, thiết bị đầu tư vận chuyển, các thiết bị chuyển đổi... đảm bảo các bên kinh doanh có lãi. Đối với CNG sẽ xác định thêm phí nén khí và phí vận chuyển xe bồn đến khách hàng.

Như vậy, với cách tính giá bán trên, nếu giá dầu FO tăng cao hơn so với giá miệng giếng, phần lợi nhuận của GAS sẽ bao gồm chênh lệch giữa giá mua bán và phí vận chuyển; trong trường hợp giá dầu FO giảm sâu hoặc một số mỏ khí có giá mua thả nổi theo giá dầu thì, GAS chỉ có phần lợi nhuận thu được từ phí vận chuyển.

Sản lượng khí tiếp nhận của GAS qua các năm theo từng mỏ (tỷ m3)



Tỷ lệ khí cung cấp cho các khách hàng trong năm 2025



Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Bảng: Giá khí miệng giếng ước tính năm 2025

Khu vực	Lô/mỏ khí	Giá miệng giếng (USD/mmBTU)
Bể Cửu Long	Khí Bể Cửu Long	3.90
Nam Côn Sơn 2	Sao Vàng - Đại Nguyệt	7.72
	Thiên Ưng	7.97
	Đại Hùng	4.18
Nam Côn Sơn 1	Lô 06.1	3.15
	Lô 11-2	2.73
	Hải Thạch - Mộc Tinh	5.32

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam ước tính

Khí LNG

Từ năm 2024, GAS bắt đầu nhập khẩu khí LNG với sản lượng 400 triệu m³ trong 2024 và 539 triệu m³ trong 2025 (thông qua 7 chuyến tàu chuyên dụng). Khí LNG được vận chuyển bằng hai cách: 1) Đường ống: LNG được tái hóa khí và cấp cho khách hàng tiêu thụ là các nhà máy điện từ giữa tháng 4/2024 (Phú Mỹ 2.2, Phú Mỹ 3 và Nhơn Trạch 3); 2) Phương tiện đường bộ (xe bồn, tàu hỏa,...) hoặc đường thủy đến khách hàng nằm xa hệ thống đường ống chủ yếu là các khách hàng công nghiệp.

Giá LNG nhập khẩu được tính dựa theo giá dầu Brent. Sau đó, cộng với chi phí tái hóa và vận chuyển sẽ ra giá khí LNG bán cho các khách hàng.

B. Vận chuyển khí

Đây là mảng có tỷ trọng doanh thu thấp (khoảng 3%-4%) nhưng biên lợi nhuận rất cao khoảng 80%, nên đóng góp vào lợi nhuận gộp của GAS tương đối cao (khoảng 13% trong năm 2024). Giá vận chuyển khí được tính theo công thức sau:

$$T = T0 \times (1 + I)^n + Dp$$

I chỉ số trượt giá 2%/năm; *Dp* là phí phân phối. Toàn bộ cước phí vận chuyển, phân phối nói trên sẽ được cấp có thẩm quyền phê duyệt. Đối với các Hộ công nghiệp, tùy thuộc khoảng cách vị trí của Khách hàng, Phí phân phối hoặc nén khí sẽ khác nhau theo (i) đường ống thấp áp hoặc (ii) nén khí (CNG) và vận chuyển bằng xe bồn.

Hệ thống đường ống	Chủ sở hữu đường ống	Tỷ lệ sở hữu của GAS	Cách ghi nhận doanh thu
Cửu Long	GAS	100%	Doanh thu bán khí khô
Nam Côn Sơn	GAS, Rosneft và Perenco	51%	Doanh thu vận chuyển khí và condensate
Nam Côn Sơn 2	GAS	100%	Doanh thu vận chuyển khí và condensate
PM3 – Cà Mau	GAS	100%	Chỉ thu phí vận chuyển và ghi nhận trong doanh thu vận chuyển khí và condensate
Hàm Rồng Thái Bình	GAS	100%	Doanh thu bán khí khô
Lô B – Ô Môn (đang phát triển)	GAS, PVN, Moeco, PTTEP	51%	Chỉ thu phí vận chuyển

C. Màng LPG

GAS hiện chiếm lĩnh trên 70% thị phần bán buôn LPG cả nước và khoảng 9% thị phần bán lẻ LPG cả nước. LPG bán buôn dưới hình thức xe bồn, tàu vận chuyển tới các kho chứa của khách hàng, LPG bán lẻ bao phủ rộng khắp trong nước do đơn vị thành viên của PV GAS là Công ty cổ phần kinh doanh LPG Việt Nam (PV GAS LPG) và đơn vị do PV GAS góp vốn là Công ty cổ phần kinh doanh Khí miền Nam (Gas South) phụ trách.

Các nguồn LPG được GAS lấy từ (1) Tự sản xuất tại GPP Dinh Cố và GPP Cà Mau, (2) Nhập từ NMLD Dung Quất và (3) Nhập khẩu quốc tế. Trong đó, nguồn LPG nhập khẩu quốc tế đang ngày càng tăng hiện chiếm tỷ trọng khoảng 85% trong năm 2025 tăng từ 57% trong năm 2022. Về thị trường kinh doanh LPG, tỷ trọng LPG kinh doanh trong nước và xuất khẩu lần lượt là 39% và 61% trong năm 2025.

Giá LPG nhập khẩu được xác định theo giá CP Saudi Aramco (Saudi Aramco Contact Price). Giá bán LPG được tính bằng giá nhập khẩu cộng với một mức premium được GAS kí kết với các bên phân phối LPG.

Từ năm 2024, màng LPG đã thay thế màng khí khô khi chiếm tỷ trọng cao nhất trong cơ cấu doanh thu. Trong đó, doanh thu năm 2025 của màng LPG ghi nhận 71,224 tỷ đồng (+30% YoY). Nổi bật là thị trường xuất khẩu LPG ghi nhận mức tăng trưởng sản lượng LPG mạnh mẽ đạt 2.7 triệu tấn LPG (+81% YoY). Trong đó, Campuchia là thị trường tiêu thụ chính của GAS, khi đáp ứng khoảng 65%-70% tổng nhu cầu LPG của Campuchia.

D. Màng CNG và Condensate

Các khách hàng hiện đang sử dụng CNG là các hộ công nghiệp sản xuất gạch men, sắt thép, gốm sứ,... nằm xa tuyến ống dẫn khí của PV GAS. Hiện nay chủ yếu có 2 đơn vị phụ trách việc kinh doanh, phân phối CNG là Công ty cổ phần CNG Việt Nam (CNG Việt Nam) và Công ty cổ phần kinh doanh Khí miền Nam (Gas South).

Condensate là sản phẩm thu được từ khí ẩm được khai thác từ các mỏ dầu khí thuộc bể Cửu Long, bể Nam Côn Sơn, bể Malay - Thổ Chu và bể Sông Hồng được sử dụng chủ yếu cho việc chế biến xăng thành phẩm, đóng góp một phần vào việc đảm bảo nguồn cung cấp xăng trong nước. Doanh thu hai màng này chiếm tỷ trọng thấp khoảng dưới 6% trong cơ cấu doanh thu.

Quan điểm đầu tư

1. Nhu cầu LNG cực lớn gắn liền với tăng trưởng chính của GAS trong giai đoạn 2026-2035

Để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng và phát triển theo xu hướng xanh, giảm phụ thuộc vào các nguồn nhiên liệu hóa thạch. Điện khí LNG là một trong những giải pháp không thể tránh khỏi cho giai đoạn phát triển 10 năm tới, trong bối cảnh các nguồn khí nội địa đang ngày cạn dần và các mỏ mới vẫn chưa thể đưa vào vận hành kịp thời. Theo QHĐ VIII điều chỉnh, tổng công suất điện khí LNG đến năm 2030 đạt 22,524 MW, và hiện tại chỉ mới có nhà máy Nhơn Trạch 3&4 (NT3&4) công suất 1624 MW vận hành. Theo Viện Nghiên cứu chiến lược, chính sách Công thương, nhu cầu LNG của Việt Nam sẽ khoảng từ 15-20 triệu tấn/năm (khoảng 21 – 27 tỷ m³/năm) vào năm 2030. Đây là khối lượng công việc rất lớn cho GAS và sẽ là nguồn tăng trưởng chính trong giai đoạn sắp tới. Nhìn chung, phần lớn triển vọng của GAS gắn liền chặt chẽ với triển vọng của điện khí LNG. **Những chính sách thúc đẩy sự phát triển của điện khí LNG sẽ mang lại nguồn cầu tăng trưởng và ổn định trong tương lai cho mảng cấp khí LNG của GAS.**

Cung cấp khí LNG cho Nhà máy điện Phú Mỹ; và ký kết nhiều thỏa thuận lớn cung cấp khí LNG cho Nhơn Trạch 3&4, nhiệt điện LNG Quảng Trạch II và III.

Vừa qua, nhà máy điện khí LNG đầu tiên tại Việt Nam Nhơn Trạch 3&4 chính thức vận hành với nguồn khí hoàn toàn là LNG đảm bảo nhu cầu khí cho GAS trong năm 2026. Chúng tôi giả định với tỷ lệ huy động 65%, suất hao nhiệt khoảng 6330 BTU/kWh, nhu cầu khí LNG mỗi năm của NT3&4 khoảng 1.4 tỷ m³. Trước đây, vào tháng 3/2024 PV GAS đã lần đầu tiên tại Việt Nam cấp gần 70 nghìn tấn LNG cho nhà máy điện Phú Mỹ 3 để bổ sung khoảng 500 triệu kWh cho hệ thống điện giai đoạn 04-05/2024. Trong giai đoạn tới, ngoài các nhà máy NT3&4, GAS vẫn sẽ tiếp tục cấp khí LNG cho các nhà máy Phú Mỹ 2.2 và 3 sử dụng LNG để phát điện.

Ngày 4/4/2026 vừa qua tại Hà Nội, Tổng công ty Khí Việt Nam (PV GAS) cùng Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (POW) ký kết các thỏa thuận quan trọng về cung cấp khí LNG. Hai nội dung ký kết bao gồm Thỏa thuận khung giữa PV GAS và EVN về cung cấp LNG tái hóa từ Kho LNG Vũng Áng cho các nhà máy nhiệt điện Quảng Trạch II và III, dự kiến cấp khí từ ngày 30/04/2029; và ký phụ lục Hợp đồng mua bán LNG tái hóa giữa GAS và POW cho nhà máy NT3&4 dài hạn trong 25 năm.

Bảng: Tiến độ thực hiện các dự án điện khí LNG đến năm 2030

Dự án	Công suất (MW)	Ghi chú/Tiến độ thực hiện	Năm vận hành
LNG Quảng Ninh	1,500	Dự kiến khởi công 19/12/2025	2028–2029
LNG Thái Bình	1,500	Đã khởi công 10/10/2025. Dự kiến COD Q4/2029	2028
LNG Quảng Trạch II	1,500	Chuẩn bị khởi công trong Q1/2026, hoàn thành toàn bộ trong 2030.	2028
LNG Hải Lăng GD I	1,500	Đang giải phóng mặt bằng, dự kiến khởi công Q1/2027	2028–2029
Nhơn Trạch 3&4	1,624	Đã vận hành cuối 2025	2025
LNG Hiệp Phước GD I	1,200	Thi công xây dựng và lắp đặt máy hoàn thành lần lượt 60% và 20%, đã ký PPA vào 26/03/2026, dự kiến vận hành 2027	2028
LNG Long An 1	1,500	Hoàn thành báo cáo nghiên cứu khả thi (NCKT), kế hoạch COD 2029	2028–2029

BOT Sơn Mỹ I	2,250	Đang giải phóng mặt bằng	2028
BOT Sơn Mỹ II	2,250	Đang giải phóng mặt bằng	2028
LNG Bạc Liêu	3,200	Thống nhất thủ tục xây dựng đường dây 500kV LNG Bạc Liêu – Thốt Nốt	2025–2030
LNG Nghi Sơn	1,500	Rà soát toàn bộ hồ sơ, nghiên cứu phương án mới để trình Chính phủ xem xét	2028
LNG Cà Ná	1,500	Đã hoàn thành công tác đánh giá hồ sơ dự thầu	2028
LNG Quỳnh Lập	1,500	UBND thống nhất đề xuất chấp thuận chủ trương đầu tư	2028
LNG Hải Phòng GD I	1,600	Đang xây dựng, dự kiến vận hành cuối 2030	2030
LNG Hiệp Phước GD II	1,500	Chủ đầu tư đang hoàn thiện hồ sơ triển khai dự án	2025–2030

Nguồn: Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII điều chỉnh, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp

Một số chính sách thúc đẩy phát triển điện khí LNG trong năm 2025

Trong thời gian qua, Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 1313/QĐ-BCT phê duyệt khung giá phát điện loại hình nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) năm 2025. Mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng là 3,327.42 đồng/kWh. Khung giá ban hành trong năm 2025 nêu rõ phần giá vận chuyển (phần lợi ích của GAS) và khung giá trần phát điện khí LNG có mức tăng +28% so với 2024 tạo điều kiện thuận lợi hơn để những nhà phát triển điện khí LNG tự tin nhanh chóng triển khai dự án kịp thời.

Bảng: Khung giá trần phát điện khí LNG

	2024	2025
Công suất tinh (kW)	1,579,125	1,551,490
Suất tiêu hao nhiệt tinh ở mức tải 85%	6,330	6,330
Giá LNG nhập khẩu (USD/mmBTU)	12.9792	14.05
Giá vận chuyển (vận chuyển LNG về đến kho cảng tái hóa, tồn trữ, tái hoá khí, phân phối sau tái hóa) (USD/mmBTU)		2.589272
Tỷ giá (đồng/USD)	24,520	25,670
Khung giá phát điện cho nhà máy nhiệt điện sử dụng LNG (đồng/kWh)	0 - 2,590.85	0 - 3,327.42

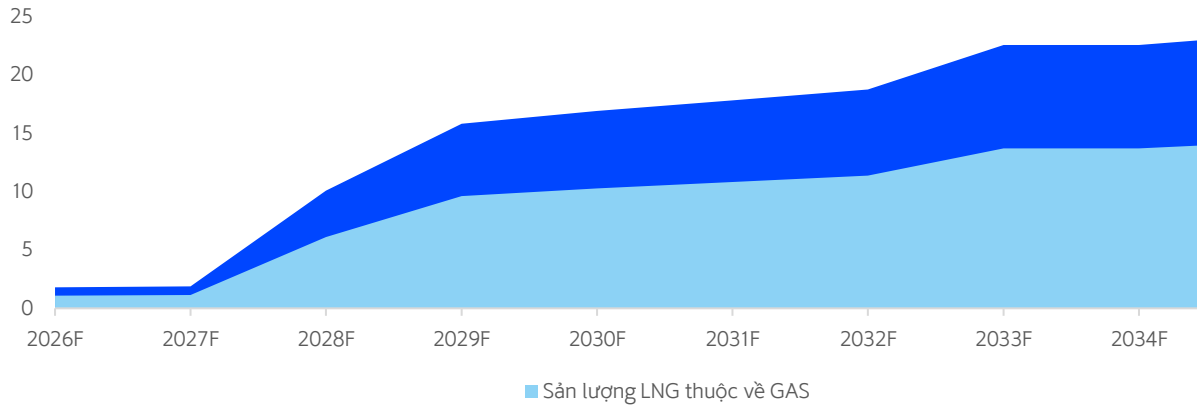
Nguồn: Shinhan Securities Vietnam tổng hợp

Bảng: Một số chính sách tác động tích cực đến điện khí LNG

Văn bản / Chính sách	Nội dung chính
Quyết định 1313/QĐ-BCT (2025)	Quy định giá điện khí LNG tối đa: 3,327.42 đồng/kWh
Nghị định 56/2025/NĐ-CP*	Quy định sản lượng hợp đồng Qc ≥ 65% (trong thời gian trả nợ gốc + lãi, nhưng tối đa 10 năm) cho các dự án điện khí LNG — nhằm hỗ trợ khả năng tài chính & huy động vốn.
Nghị định 100/2025/NĐ-CP*	Qc tối thiểu 65% cho các nhà máy điện khí trong thời gian hoàn vốn.
Nghị định 73/2025/NĐ-CP (ban hành 31/03/2025)	Giảm thuế nhập khẩu LNG từ 5% → 2%. Hỗ trợ giảm chi phí nhiên liệu đầu vào cho các dự án điện khí LNG mới và đang triển khai.

Nguồn: Shinhan Securities Vietnam tổng hợp, *Bộ Công Thương hiện đang có đề xuất nâng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn cho điện khí lên 75% sửa đổi nghị định 56 và nghị định 100

Dự phóng nhu cầu khí LNG cả nước và phần công việc của GAS 2026F-2035F (tỷ m3)



Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam ước phóng

Hợp đồng mua LNG dài hạn đầu tiên của PV GAS từ đối tác quốc tế

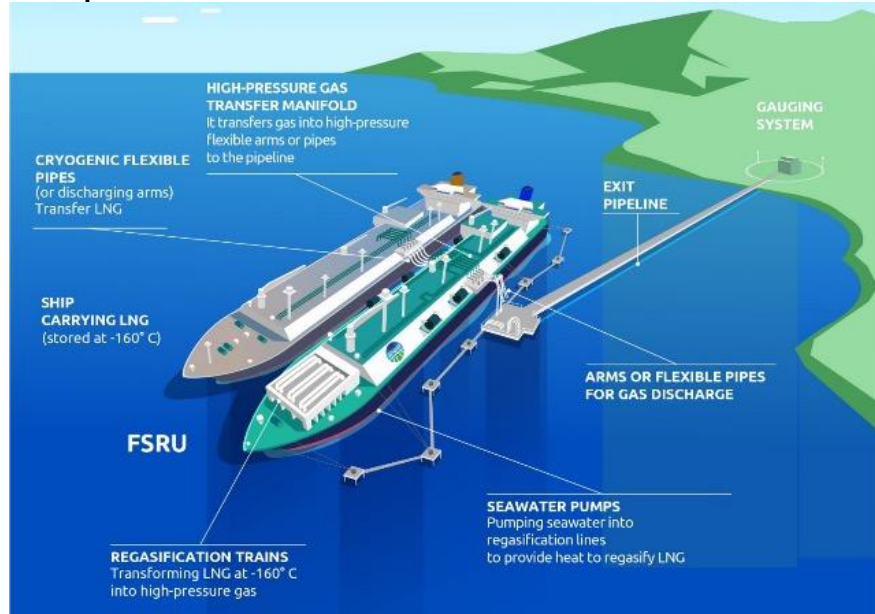
Trong thời gian vừa qua, Tổng công ty Khí Việt Nam (PV GAS) vừa ký kết hợp đồng cung cấp khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) dài hạn đầu tiên với Shell - Tập đoàn năng lượng và hóa dầu hàng đầu thế giới. Theo đó, Shell sẽ cung cấp khoảng 400,000 tấn LNG mỗi năm tại Kho cảng Thị Vải trong giai đoạn từ năm 2027 đến 2031 (khoảng 40% công suất hiện tại). Việc chuyển dịch sang các hợp đồng dài hạn giúp PV GAS và khách hàng hạ nguồn giảm thiểu rủi ro từ biến động giá giao ngay, đồng thời củng cố năng lực tài chính cho các đơn vị vận hành điện và khẳng định sự trỗi dậy của nhu cầu năng lượng ổn định tại Đông Nam Á.

Nhu cầu triển khai FSRU (Floating storage regasification Unit) là xu hướng tất yếu

Trong bối cảnh các kho chứa LNG chưa thể vận hành kịp khi nhu cầu khí LNG đang ngày càng tăng. Chúng tôi ước phóng thận trọng nếu LNG Thị Vải GD 2 và 3 được nâng công suất vào 2030 và 2032, còn LNG Sơn Mỹ GD 1 được hoàn thành vào năm 2030 thì sẽ có khoảng 3 – 7 tỷ m3 khí trong năm 2028-2029 chưa có hạ tầng để chứa và tái hóa kịp thời. Vì thế nhu cầu thuê FSRU xuất hiện như một giải pháp tất yếu trong giai đoạn này.

FSRU (Floating storage regasification Unit – Kho nổi lưu trữ và tái hóa khí) như tên gọi được sử dụng với mục đích lưu trữ và tái hóa khí LNG. So với các kho tái hóa khí LNG trên bờ truyền thống, FSRU mang lại tính linh hoạt cao, khả năng triển khai nhanh chóng (1-3 năm) chi phí đầu tư ban đầu thấp phù hợp với các quốc gia có hạ tầng nhập khẩu LNG trong giai đoạn đang phát triển như Việt Nam.

Hình: Vận hành cơ bản FSRU



Nguồn: Rivista Italiana Difesa, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp

Vào ngày 06/03/2025, trong cuộc họp giữa PV GAS và EVN, cho giai đoạn 2026-2029, PV GAS dự kiến sẽ triển khai vận hành bổ sung Kho nổi chứa và giao nhận khí LNG (FSRU) tại kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Kho FSRU này có sức chứa 135,000 – 174,000 Sm³ LNG và công suất tái hóa lên tới 14 triệu Sm³/ngày, nâng tổng công suất tái hóa toàn hệ thống lên 22 triệu Sm³/ngày (~ 8 tỷ m³/năm). Đây là bước đi mang tính chiến lược, đảm bảo nguồn cung LNG ổn định và linh hoạt cho hệ thống phát điện quốc gia trong giai đoạn cao điểm.

Sau đó vào ngày 17/03/2025, tại trụ sở Bộ Công Thương, Thứ trưởng Nguyễn Hoàng Long đã có buổi làm việc với Đoàn đại biểu Công ty Excelerate Energy. Đại diện Excelerate Energy nhấn mạnh, với năng lực và kinh nghiệm triển khai FSRU, phía Công ty bày tỏ mong muốn hỗ trợ, thúc đẩy đầu tư và triển khai dự án FSRU tại Việt Nam một cách an toàn và hiệu quả.

Nhu cầu LNG và công suất tái hóa khí ước tính		
Kho Thị Vải (tỷ m ³ /năm)	FSRU (tỷ m ³ /năm)	Nhu cầu LNG 2028-2029 (tỷ m ³)
3.47	4-8	6-10

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam ước tính

Bảng: Cập nhật tiến độ các kho LNG của GAS

Kho LNG	Địa điểm	Công suất qua kho (MMTPA)	Nhà đầu tư	Tình trạng	Tiến độ
LNG Thị Vải	BR-VT	GD 1: 1 GD 2: 2 GD 3: 3	PV GAS, AES	GD 1 đã vận hành. GD 2: kỳ vọng 2030 GD 3: kỳ vọng 2032	Dự kiến khí hợp đồng EPC cuối 2025 cho GD 2
LNG Sơn Mỹ	Bình Thuận	GD 1: 3.6 GD 2: 2.4	PV GAS, AES	2030	Hoàn thiện hầu hết các thủ tục quan trọng. Đang đợi đồng bộ chuỗi khí - điện tính đến 01/2026

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam, MMTPA (million tonnes per annum) = triệu tấn mỗi năm

Nhìn chung, chi phí đầu tư FSRU chỉ khoảng 60% giá trị của đầu tư kho LNG trên bờ và thời gian xây dựng trung bình khoảng 27-36 tháng ngắn hơn mức 36-40 tháng của kho LNG trên bờ, tuy nhiên chi phí vận hành sẽ cao hơn và khó tăng công suất. Ngoài ra, khác biệt chính giữa hai hình thức trên là FSRU thường được thuê thay vì mua đứt. Chúng tôi cho rằng khả năng cao PV GAS sẽ thuê FSRU của Excelerate Energy với chi phí thuê khoảng 130,000 – 205,000 USD/ngày (đây là mức giá thuê trung bình theo báo cáo của Oxford Institute).

Ngoài ra, phí thuê còn có thể tính dựa trên sản lượng LNG thực tế tái hóa khí tại FSRU, trước đây Excelerate từng có hợp đồng FSRU tại Puerto Rico và Bangladesh ở mức 0.47 USD/mmBTU. Dù với cách tính nào, **chúng tôi ước tính**

phí thuê FSRU của PV GAS sẽ khoảng gần 2 nghìn tỷ đồng/năm cho 1 FSRU cho sức chứa khoảng 180,000 m3 với công suất tái hóa khí khoảng 4 tỷ m3/năm.

Bảng: So sánh chi phí đầu tư FSRU với hạ tầng kho LNG trên bờ, đơn vị tính: triệu USD

Hạng mục	Trên bờ	FSRU (đóng mới)
Cầu cảng (bao gồm đường ống)	80	80
Tuyến/đường ống bốc dỡ	100	N/A
Bồn chứa 1x180,000 m ³	180	Tích hợp trong FSRU
Tàu FSRU	N/A	250
Nhà máy công nghệ	100	Tích hợp trong FSRU
Hệ thống tiện ích	60	Tích hợp trong FSRU
Hạ tầng/kết nối trên bờ	N/A	30
CAPEX	520	360
Dự phòng (30% onshore, 10% FSRU)	156	36
Chi phí của chủ đầu tư	74	54
Tổng CAPEX	750	450

Nguồn: Oxford Institute for energy studies, Shinhan Securities Vietnam

2. Các mỏ khí mới trong nước được kỳ vọng đưa vào hoạt động

Lô B được kỳ vọng sẽ nâng sản lượng khí khô trong nước lên gần gấp đôi từ năm 2027

Hiện các mỏ khí đang được gấp rút triển khai được kỳ vọng sẽ bù đắp cho sản lượng khí tại các mỏ hiện hữu ngày càng sụt giảm. Bên cạnh nguồn nhập khẩu khí LNG, các mỏ khí mới trong nước đóng vai trò quan trọng trong mục tiêu cung cấp khí cho các nhà máy điện khí mới (xem bảng). Dù đã có nhiều khó khăn trong việc kịp thời vận hành đúng tiến độ, trong năm 2025 hai mỏ khí Kinh Ngự Trảng – Kinh Ngự Trảng Nam (KNT –KTN) và Đại Hùng Pha 3 đã vận hành trong năm 2025.

Tuy nhiên, điểm nhấn kỳ vọng nằm ở mỏ khí Lô B với trữ lượng 107 tỷ m3 khí với sản lượng trung bình mỗi năm khoảng 5 tỷ m3 kỳ vọng được vận hành trong tháng 8/2027 sẽ là một bước nhảy vọt mạnh mẽ khi mức sản lượng khí ẩm tiếp nhận của GAS sẽ đạt gần 12 tỷ m3 (tăng 75% so với năm 2024).

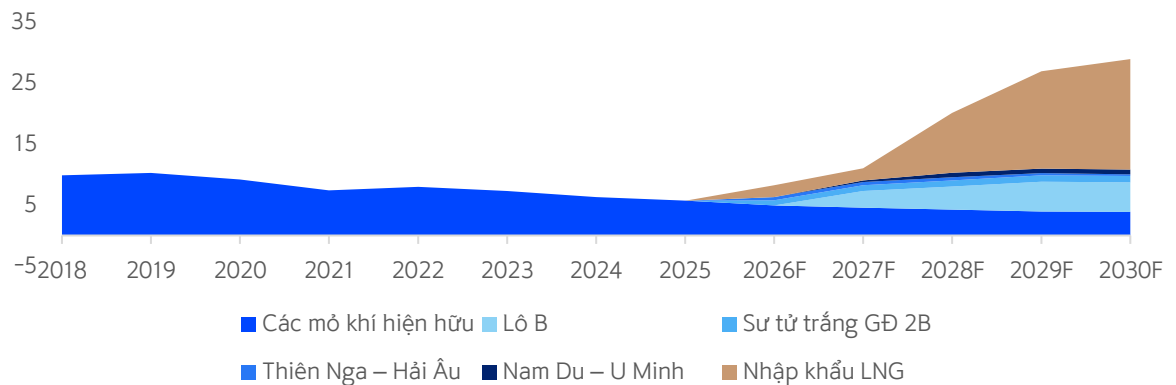
Dự án đường ống khí Lô B-Ô Môn có tổng mức đầu tư khoảng 1,277 tỷ USD, trong đó PV GAS tham gia góp vốn lên đến 51%. PV GAS và các đối tác sẽ xây dựng hệ thống đường ống dẫn khí trên biển trên bờ dài khoảng 431 km, cùng với các trạm tiếp bờ, trạm phân phối khí, trạm van, các công trình phụ trợ... để đưa khí từ Lô B&48/95 và 52/97 (gọi tắt là Lô B) về Trung tâm Điện lực Ô Môn. Hệ thống đường ống dẫn khí Lô B-Ô Môn sẽ đi qua địa phận các tỉnh Cà Mau, Kiên Giang và thành phố Cần Thơ, cung cấp khí cho cụm các nhà máy điện tại Ô Môn.

Bảng: Tiến độ một số mỏ khí trong nước

Mỏ khí mới	Khu vực	Bể	Trữ lượng (tỷ m ³)	Thời gian hoạt động dự kiến	Cập nhật tiến độ
Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam (KNT - KTN)	ĐNB	Cửu Long	2.16	14/07/2025 đã hoạt động	
Đại Hùng pha 3	ĐNB	Nam Côn Sơn	0.6	07/05/2025 đã hoạt động	
Lô B	TNB	Malay – Thổ Chu	107	08/2027	PVN đang lắp đặt công trình trên biển, chuẩn bị khoan vào quý 2/2026. Dự kiến first gas muộn nhất Q3/2027
Sư Tử Trắng 2B	ĐNB	Cửu Long	17.05	Q3/2026	Vừa ký thỏa thuận khung (HOA)
Thiên Nga – Hải Âu	ĐNB	Nam Côn Sơn	7.43	Q4/2026	Đã hoàn thành hợp đồng bọc ống dẫn khí
Nam Du – U Minh	TNB	Malay – Thổ Chu	5.6	2027	Đang đợi phê duyệt FDP và đàm phán với bên mua khí đốt
Khánh Mỹ – Đầm Dơi	TNB	Malay – Thổ Chu	4.03	Q2/2027	Đã ký kết Thỏa thuận nguyên tắc hợp đồng kết nối vào 08/2025
Cá voi xanh	Trung Bộ	Sông Hồng	150	Sau 2030	Đang tìm phương án thống nhất về tiến độ dự án

Nguồn: Shinhan Securities Vietnam ước phóng

Dự phóng sản lượng khí khô và LNG 2026F-2030F (tỷ m³)



Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam ước phóng

Tại ngày 08/01/2026, Văn phòng Chính phủ ban hành Thông báo số 12/TB-VPCP kết luận của Phó Thủ tướng Chính phủ Bùi Thanh Sơn tại buổi làm việc, kiểm tra các dự án thuộc Chuỗi Dự án Trung tâm Điện lực Ô Môn – Lô B. Cụ thể, các công việc đang được triển khai để tháng 8/2027 có dòng khí đầu tiên, bảo đảm đồng bộ với các dự án hạ nguồn gồm 4 nhà máy nhiệt điện Ô Môn I, II, III, IV, tổng quy mô công suất 3,810 MW.

Với dự án mỏ khí Cá voi xanh, đây là mỏ khí có trữ lượng rất lớn nhưng hiện đang gặp vướng mắc với chủ đầu tư ExxonMobil (Exxon Mobil nắm giữ 64% và PVN nắm 36%) do chưa ưu tiên triển khai nên chưa xác định được thời điểm cung cấp khí từ mỏ. Vào tháng 10/2025 và tháng 1/2026 vừa qua, Phó Thủ tướng Bùi Thanh Sơn đã chủ trì phiên họp thứ 6 và thứ 7 về các chương trình, công trình, dự án quan trọng quốc gia, trọng điểm ngành năng lượng. Phó Thủ tướng đề nghị làm việc với ExxonMobil và thống nhất phương án triển khai. Theo quan điểm của chúng tôi, mỏ khí Cá voi xanh dù có tiềm năng công việc rất lớn cho PV GAS nhưng sẽ khó có thể vận hành trước năm 2030.

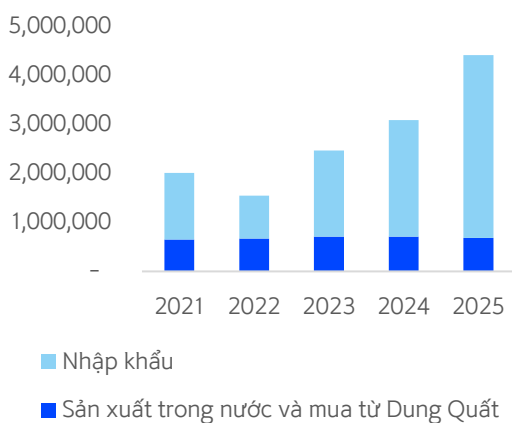
Bảng: Danh sách các nhà máy điện khí trong nước đến năm 2030

TT	Dự án	Công suất dự kiến (MW)	Năm vận hành	Ghi chú
1	Nhiệt điện Ô Môn I (*)	660	2025-2030	Sử dụng khí Lô B
2	NMNĐ Ô Môn II	1050	2027-2028	
3	NMNĐ Ô Môn III	1050	2028-2030	
4	NMNĐ Ô Môn IV	1050	2028	
5	TBKHH Dung Quất I	750	2030	Sử dụng khí Cá Voi Xanh, đồng bộ với tiến độ phía thượng nguồn thuộc chuỗi dự án khí - điện Cá Voi Xanh.
6	TBKHH Dung Quất II	750	2030	
7	TBKHH Dung Quất III	750	2030	
8	TBKHH Miền Trung I	750	2025-2030	
9	TBKHH Miền Trung II	750	2025-2030	Sử dụng khí mỏ Báo Vàng, đồng bộ với tiến độ phía thượng nguồn.
10	TBKHH Quảng Trị	340	2025-2030	

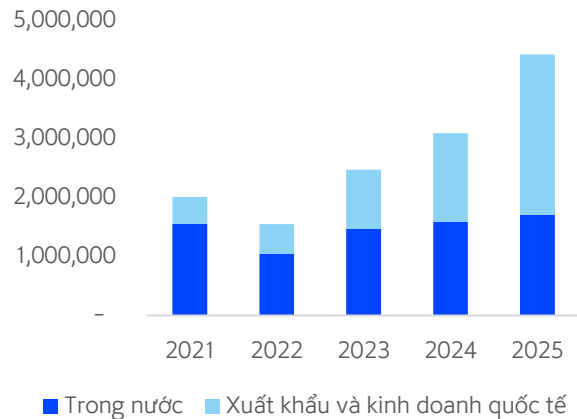
Nguồn: Kế hoạch thực hiện QHD VIII điều chỉnh, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp

3. Mạng LPG duy trì tăng trưởng bền vững

Thị trường LPG trong nước liên tục tăng trưởng trong các năm gần đây, đạt nhu cầu khoảng 1.7 triệu tấn/năm (+8% YoY) trong 2025, thậm chí lượng LPG xuất khẩu và KDQT còn có mức tăng trưởng mạnh hơn, đặc biệt trong năm 2025 khi đạt 2.7 triệu tấn (+81% YoY). Theo dữ liệu từ trang World Integrated Trade Solution trong năm 2023, thị trường xuất khẩu nhiên liệu lớn nhất của Việt Nam là Campuchia với tỷ lệ 20%, khiến sự tăng trưởng về nhu cầu LPG tại thị trường này là động lực chủ yếu kéo dài tăng cho mảng xuất khẩu và kinh doanh quốc tế LPG của GAS.

Nguồn cung LPG (tấn)

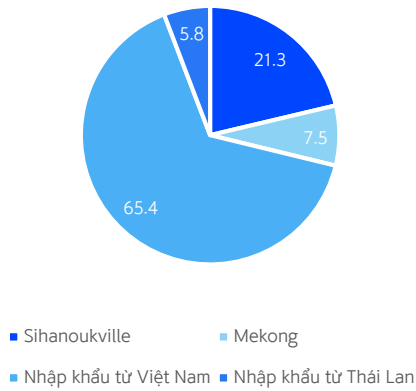
Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Thị trường kinh doanh LPG (tấn)

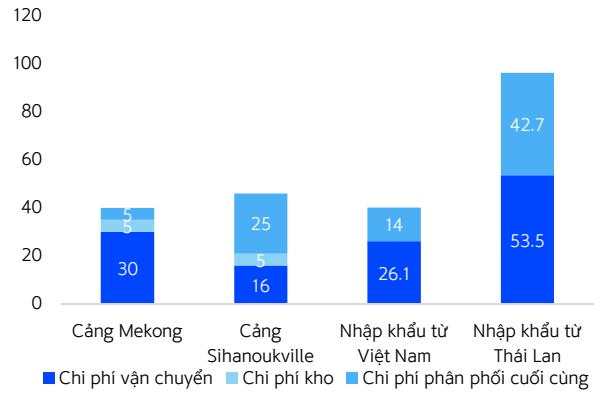
Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Theo nghiên cứu ERIA, ước phóng đến năm 2040, sản lượng LPG tiêu thụ của Campuchia đạt gần 1.2 triệu tấn LPG tương ứng với tốc độ CAGR 7% dựa vào: 1) tăng trưởng GDP hằng năm khoảng 6%, 2) dân số tăng 1.5%/năm và 3) CPI tăng 3%/năm. Trong đó, nhập khẩu LPG từ Việt Nam đang chiếm tỷ lệ cao nhất đạt 65.4% nhờ vào chi phí phân phối thấp. Cụ thể, LPG từ Việt Nam được vận chuyển bằng xe bồn và phân phối trực tiếp cho các đơn vị tiêu thụ không qua kho chứa khiến chi phí duy trì thấp tạo nên sự cạnh tranh so với các phương thức khác.

Kênh nhập khẩu LPG của Campuchia theo các nguồn (%)



Cấu phần chi phí phân phối đến Phnom Penh (USD/tấn)



Nguồn: General Department of Petroleum, ERIA, Shinhan Securities Vietnam

Nguồn: ERIA, Shinhan Securities Vietnam

Cơ hội ngắn hạn cũng xuất hiện vào cuối 2025 khi cảng thẳng biên giới giữa Thái Lan và Campuchia đã hỗ trợ cho sản lượng LPG xuất khẩu của GAS để dàng xâm nhập hơn vào nước này, từ đó nhanh chóng chiếm lĩnh thị phần, và khiến vị thế của GAS tại Campuchia ngày càng vững chắc hơn. Chúng tôi kì vọng sản lượng LPG trong nước và xuất khẩu sẽ tăng trưởng lần lượt khoảng 5% và 7% trong những năm tới.

Cập nhật KQKD Q4/2025 và ước phóng 2026F-2027F

Sản lượng	Q4/2025	YoY	2025	YoY	Ghi chú
LPG tiêu thụ (tấn)	1,372,000	79%	4,408,000	43%	
Khí khô (gồm LNG) (tỷ m3)	1.6	11%	6.20	-3%	Khí thiên nhiên trong nước phân phối đạt 5.76 tỷ m3 (-5.1% YoY) và khí LNG nội địa đạt 0.439 tỷ m3 (+35% YoY)
Điện	1.0	15%	3.95	-6%	
Đạm	0.3	2%	1.21	2%	
TA/CNG*	0.3	0%	1.04	3%	
Condensate (nghìn tấn)	19.0	0%	69.00	-8%	
Giá					
Giá dầu Brent (USD/thùng)	63.5	-13%	69.00	-15%	
Giá dầu FO (USD/tấn)	360.3	-18%	417.00	-12%	
Doanh thu thuần	43,706	+75%	135,125	+30%	_ Chủ yếu do sản lượng khí khô cải thiện trong Q4/2025 và LPG tăng mạnh trong năm 2025, vượt trội so với mức giảm của giá dầu
Lợi nhuận gộp (tỷ đồng)	3,905	-3%	16,939	-4%	_ Do giá dầu giảm khoảng -15% trong 2025
Lợi nhuận HĐKD (tỷ đồng)	1,764	-31%	14,363	9%	_ Do trích lập mạnh bổ sung 1.2 nghìn tỷ đồng trong Q4 (gấp 2 lần cùng kỳ. Nhưng tính cả năm 2025, GAS hoàn nhập 436 tỷ so với trích lập 1.9 nghìn tỷ đồng nợ khó đòi cùng kỳ
LNST công ty mẹ	1,361	-33%	11,414	10%	_ Tác động của hoàn nhập trích lập mạnh hơn so với sụt giảm của giá dầu và sản lượng khí khô

Chiến sự tại Trung Đông và triển vọng 2026 của GAS

Chiến sự tại Trung Đông đã khiến cho nguồn cung dầu khí bị gián đoạn, khiến giá dầu thô và khí tự nhiên/LNG tăng cao. Cụ thể tính đến tháng 3/2026 giá Brent đạt khoảng 95 USD/thùng (+50% YTD) và giá khí LNG Châu Á đạt 20 USD/mmBTU (+2 lần YTD). Chúng tôi có đánh giá với các mảng kinh doanh của GAS trong 2026, chủ yếu dựa trên giả định chiến sự sẽ chấm dứt trong Q2/2026 như sau:

_ **Mảng khí tự nhiên nội địa:** Giá khí khô tăng cao trong ngắn hạn có thể hỗ trợ cải thiện biên gộp của GAS, nhưng việc giá khí tăng quá cao khiến cho khả năng bị thay thế xuất hiện. Cụ thể EVN sẽ ưu tiên huy động các nguồn điện khác có chi phí rẻ hơn như điện than, thủy điện và điện tái tạo. Trong bối cảnh tăng trưởng điện được kì vọng cao khoảng 8% trong 2026, chúng tôi đánh giá **rủi ro giảm sản lượng khí khô ở mức trung bình.**

_ **Mảng LPG:** GAS nhập khẩu khoảng hơn 50% lượng LPG để kinh doanh, trong đó chủ yếu nhập khẩu từ Trung Đông (khoảng 70%), khiến rủi ro thiếu hụt cung gia tăng. Theo thông báo của PVGAS trading hồi tháng 3/2026, vì

lý do an toàn, tạm thời toàn bộ tàu chở khí hóa lỏng lạnh (VLGC) chở LPG lạnh Trung Đông theo cam kết từ nửa cuối tháng 3/2026 đến hết tháng 4/2026 của các nhà cung cấp chưa có kế hoạch giao hàng cho PVGas Trading. Mặc dù GAS đã nhanh chóng nhập LPG từ Úc 38 nghìn tấn và Mỹ 5 nghìn tấn, tiếp tục có kế hoạch nhập khoảng 48 nghìn tấn LPG từ Mỹ, **chúng tôi ước tính sản lượng LPG kinh doanh của GAS đạt 3 triệu tấn (-30% YoY)**

_ Mạng LNG: Các lô hàng LNG được nhập khẩu 100% chủ yếu từ Qatar, Indonesia và UAE. Khác với dầu mỏ, LNG không thể vận chuyển xa bằng đường ống thay thế; nên điểm nghẽn ở eo biển Hormuz – khu vực giao thương của khoảng 20% LNG toàn thế giới, trong đó có 80% lưu lượng là đi đến Châu Á khiến cho LNG dễ tổn thương hơn cả so với dầu thô. Vì thế, **bên cạnh giá khí cao khiến nhà máy điện LNG có rủi ro bị giảm huy động dẫn đến nhu cầu LNG giảm, nguồn cung LNG có thể sẽ bị thiếu hụt.**

Trong đầu tháng 04/2026, GAS đã tiếp nhận thêm 2 chuyến tàu LNG gần 60,000 tấn, và lũy kế hơn 123,000 tấn LNG tính từ đầu năm. Toàn bộ lượng khí này được PV Gas đưa vào tái hóa và cấp bổ sung cho hệ thống khí, góp phần đảm bảo nguồn cung ổn định cho các nhà máy điện và khách hàng công nghiệp.

Chúng tôi ước tính sản lượng khí LNG sẽ ưu tiên cung cấp nội địa đạt 0.85 tỷ m³ (+94% YoY) nên sẽ không kinh doanh LNG quốc tế trong 2026.

Ước phóng KQKD GAS 2026F-2027F

Sản lượng	2025	2026F	2027F
LPG tiêu thụ (tấn)	4,408,000	3,085,600	3,455,872
Khí khô (gồm LNG nội địa) (tỷ m3)	6.201	6.717	6.625
Điện	3.954	4.458	4.352
Đạm	1.205	1.205	1.205
Khí thấp áp/CNG	1.041	1.054	1.07
Condensate (nghìn tấn)	69	78.63	77.51
Giá			
Giá dầu Brent (USD/thùng)	69	90	85
Giá dầu FO (USD/thùng)	417	600	550
Giá LPG (USD/tấn)	556	725	685
Mảng khí khô *	53,717	58,214	73,568
Điện	30,969	34,159	50,809
Đạm	3,199	4,537	4,283
KCN	7,927	10,547	10,160
Khác	11,622	8,971	8,317
Vận chuyển khí + Condensate	2,389	2,811	2,309
LPG	71,224	63,126	73,123
CNG	3,453	3,742	4,729
Condensate	966	1,047	1,323
Khác	3,376	2,816	3,096
Doanh thu thuần (tỷ đồng)	135,125	131,757	158,148
Lợi nhuận gộp (tỷ đồng)	16,939	20,506	24,202
Lợi nhuận từ HĐKD (tỷ đồng)	14,363	17,346	18,262
LNST công ty mẹ	11,414	13,812	14,512
Biên lợi nhuận (%)			
Biên lợi nhuận gộp	13%	16%	15%
Biên lợi nhuận hợp nhất	8%	10%	9%
Tăng trưởng (%YoY)			
Doanh thu thuần	30%	-2%	20%
LNST công ty mẹ	10%	21%	5%

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Việt Nam; *ước tính theo từng phân khúc Điện, Đạm, Công nghiệp

Định giá và khuyến nghị

Khuyến nghị MUA với giá mục tiêu 94,500 VND

Chúng tôi đưa ra định giá lần đầu đối với Tổng Công ty Khí Việt Nam (PV GAS) với khuyến nghị MUA và giá mục tiêu ở mức 94,500 đồng tương ứng với mức tăng 19.2% so với thị giá ngày 14/04/2026. Đối với tầm nhìn dài hạn, PV GAS đang trong giai đoạn tăng trưởng mạnh mẽ với khối lượng công việc cực lớn đặc biệt ở mảng kinh doanh khí LNG.

- 1) PV GAS sở hữu vị thế độc quyền phân phối khí tự nhiên trong nước.
- 2) Mảng kinh doanh khí LNG mũi nhọn được hỗ trợ mạnh mẽ từ nhu cầu khí vận hành các nhà máy điện LNG – theo kế hoạch phát triển điện khí LNG đến 2030 là hơn 22,400 MW.
- 3) Mảng LPG vẫn duy trì vị thế dẫn đầu trong nước và xuất khẩu.

Phương pháp định giá

Chúng tôi áp dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền (FCFF) 10 năm và kết hợp với phương pháp P/E để định giá PV GAS với tỷ trọng lần lượt là 50% - 50%.

Với phương pháp FCFF, trong giai đoạn 10 năm tới, GAS cần phải đầu tư rất lớn vào các dự án để đáp ứng khả năng cung cấp khí ra thị trường. Chúng tôi kì vọng trước 2030, các dự án như đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn, Kho LNG Thị Vải GD 2, Kho LNG Sơn Mỹ GD 1 sẽ được đưa vào vận hành; sau năm 2030 là các dự án Kho LNG Thị Vải GD 3, Kho LNG Sơn Mỹ GD 2. Tổng vốn đầu tư ước tính khoảng 80 nghìn tỷ đồng, giả định với cấu trúc vay nợ 30% và vốn chủ sở hữu là 70%.

Ước phóng sản lượng phân phối khí LNG của GAS

Dựa vào ước phóng thời gian hoạt động của các nhà máy điện khí LNG theo Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII, và ước tính thị phần phân phối khí LNG của GAS là khoảng 50%. Chúng tôi ước tính sản lượng phân phối khí LNG của GAS đạt khoảng 9.3 tỷ m³ khí trong năm 2030 (với CAGR 78%/năm) và đạt 12.0 tỷ m³ khí trong năm 2035, thấp hơn so với kế hoạch của GAS dự kiến đạt 9 triệu tấn/năm (~12.4 tỷ m³ khí) trong năm 2030 và 15 triệu tấn/năm (~20.6 tỷ m³ khí) trong năm 2035. **Chúng tôi cho rằng việc vận hành các nhà máy điện khí LNG theo đúng kế hoạch là tương đối nhiều thách thức trong bối cảnh hiện tại, nên ước phóng thấp hơn là phù hợp, dù vậy đây vẫn là lĩnh vực có tiềm năng vô cùng lớn, đảm bảo cho tăng trưởng của GAS bền vững trong 10 năm tới.**

Giá định giá nhiên liệu trung bình giai đoạn 2026F-2035F	
Giá dầu Brent (USD/thùng)	82
Giá dầu FO (USD/tấn)	515
Giá LNG nhập khẩu (USD/mmBTU)	12.5
Giá LPG (USD/tấn)	657

Chi phí sử dụng vốn bình quân (WACC)

WACC (%)	12.3
Lãi suất phi rủi ro (%)	4.3
Phần bù rủi ro vốn cổ phần (%)	8.1
Beta	1.00
Chi phí nợ (%)	8.00
Chi phí sử dụng vốn (%)	12.4
Tỷ lệ nợ trên vốn	0.0
Giá trị nợ vay (tỷ VND)	2,972

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Mô hình định giá FCFF của GAS										
Đơn vị: tỷ VND	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LN ròng	14,035	14,745	17,033	19,169	27,549	31,321	32,795	37,619	39,582	41,676
Cộng: Lãi vay sau thuế	618	912	990	881	578	418	325	267	228	199
Cộng: Khấu hao	2,995	3,643	4,746	5,381	6,697	6,838	8,256	8,397	8,649	8,958
Trừ: Thay đổi vốn lưu động	3,314	2,190	5,636	5,060	3,130	1,526	1,885	4,043	1,570	2,436
Trừ: Vốn đầu tư	16,334	19,485	17,244	9,391	12,585	9,525	9,431	2,525	4,525	5,525
Dòng tiền tự do (FCFF)	-2,000	-2,375	-112	10,981	19,109	27,527	30,060	39,715	42,364	42,871
Tỷ lệ chiết khấu	0.89	0.79	0.71	0.63	0.56	0.50	0.44	0.40	0.35	0.31
Giá trị hiện tại của dòng tiền tự do	84,939									
Tốc độ tăng trưởng dài hạn	0									
Giá trị hiện tại của giá trị dài hạn	109,121									
Giá trị doanh nghiệp	194,060									
Nợ	2,972									
Tiền và tương đương tiền	39,767.0									
Lợi ích cổ đông thiểu số	4,022									
Số lượng cổ phiếu đang lưu hành (tỷ đơn vị)	2.30									
Giá mục tiêu	93,980									

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Với phương pháp P/E, chúng tôi chọn ra một số doanh nghiệp thị trường mới nổi thuộc khu vực Châu Á Thái Bình Dương hoạt động trong cùng lĩnh vực với PV GAS. Từ đó, chọn lựa mức định giá P/E phù hợp là 19.9

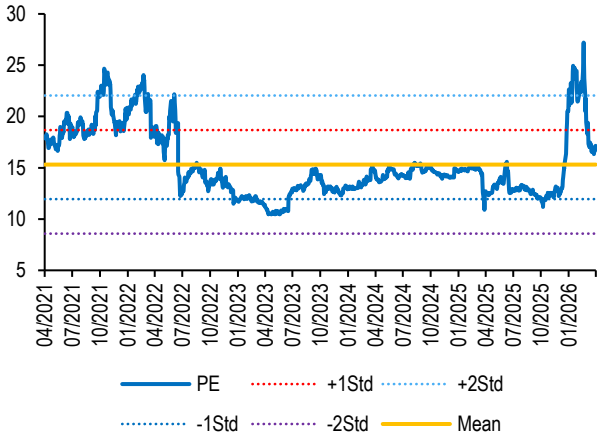
So sánh các doanh nghiệp trong ngành					
Mã chứng khoán	PE	Mkt Cap (triệu USD)	ROA	ROE	NI Margin
GAS VN Equity	21.94	10,104.86	13.03	19.64	10.06
PLNG IN Equity	10.40	4,501.75	15.04	21.31	7.78
AEGISLOG IN Equity	30.72	2,520.25	6.85	14.95	10.08
GMB MK Equity	14.03	1,410.99	11.39	28.41	5.49
002911 CH Equity	23.43	2,459.40	4.36	16.21	2.40
PTG MK Equity	20.90	9,186.36	9.32	12.68	28.37
Trung bình PE	19.9				
EPS 2026F	4,770				
Giá mục tiêu	94,909				

Nguồn: Bloomberg, Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

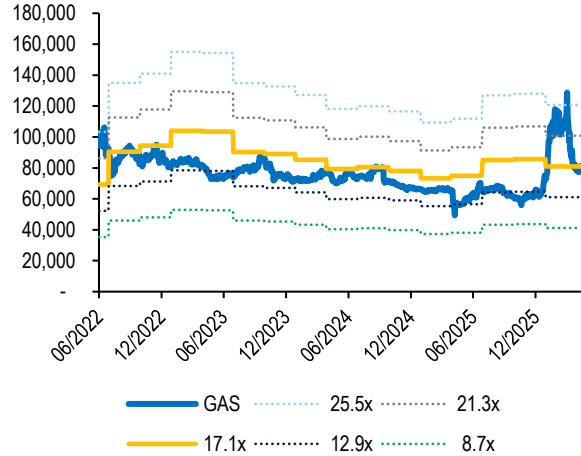
Tổng hợp định giá		
Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (VND)
FCFF	50%	93,980
P/E	50%	94,909
Tổng (làm tròn)	100%	94,500

Nguồn: Shinhan Securities Vietnam

PER của GAS



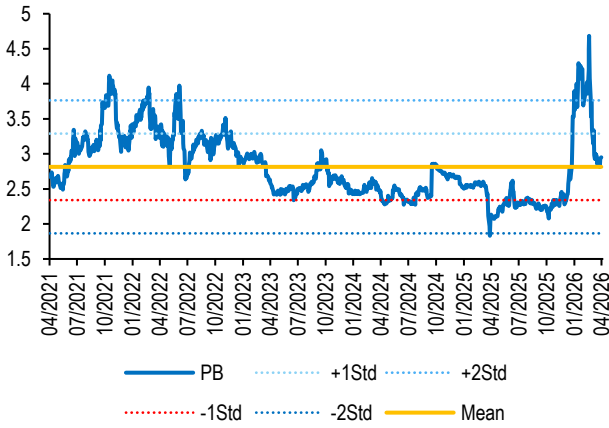
Biểu đồ PER của GAS



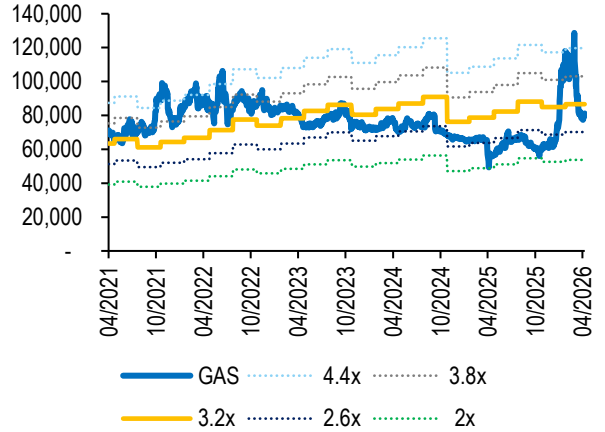
Nguồn: Bloomberg, Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Nguồn: Bloomberg, Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

PBR của GAS



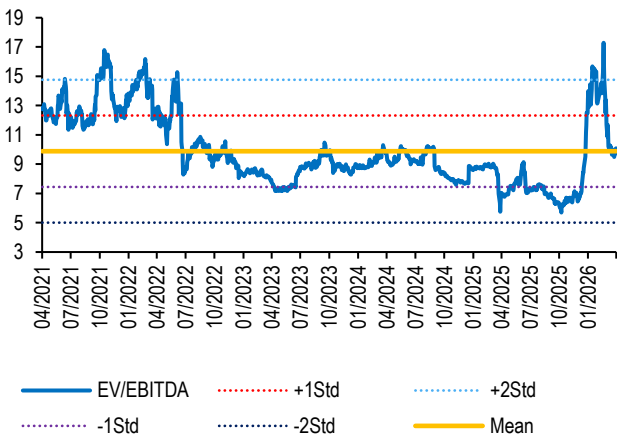
Biểu đồ PBR của GAS



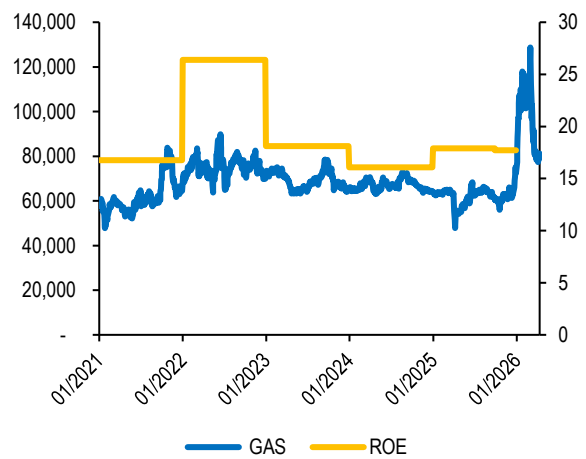
Nguồn: Bloomberg, Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Nguồn: Bloomberg, Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

EV/EBITDA của GAS từ năm 2021



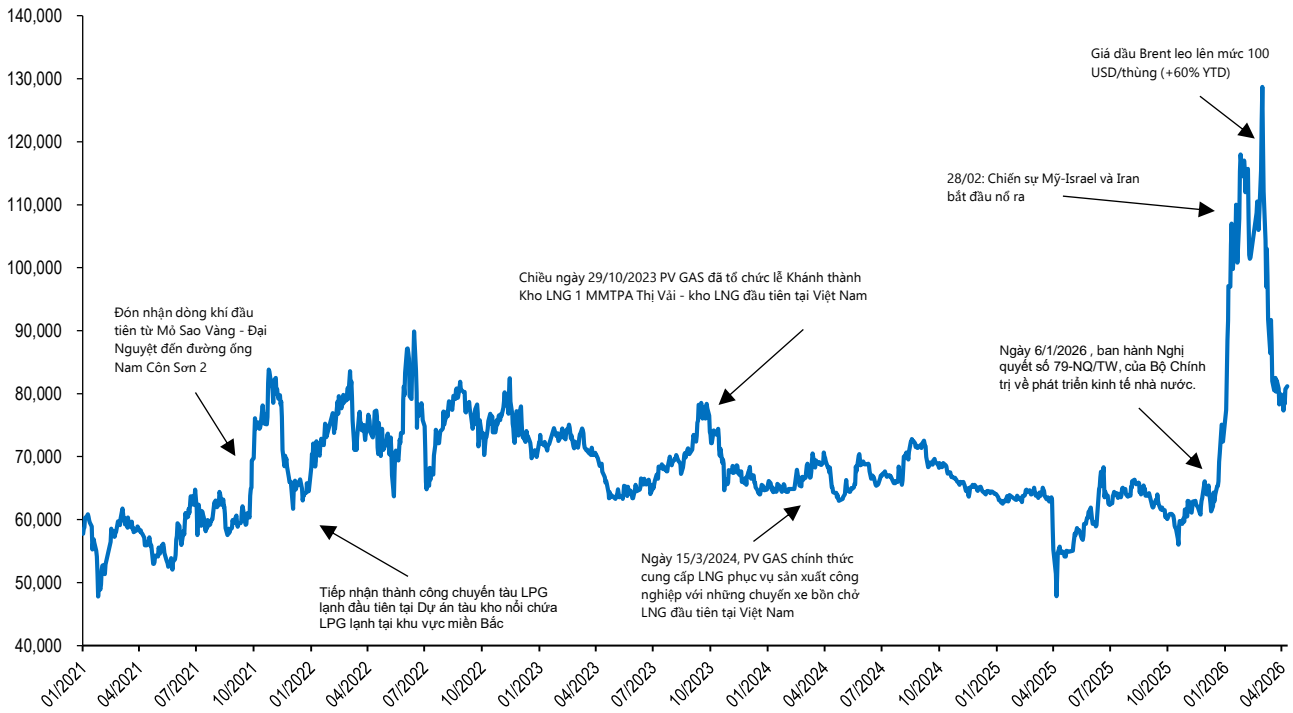
Tương quan giữa giá và ROE của GAS



Nguồn: Bloomberg, Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Nguồn: Bloomberg, Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Những sự kiện quan trọng của GAS



Rủi ro

Rủi ro liên quan đến nhu cầu sử dụng khí LNG và nguồn cung LPG

Khí LNG sử dụng cho sản xuất điện là chủ yếu, vì thế các chính sách hay yếu tố tiêu cực tác động đến việc vận hành các nhà máy điện khí LNG cũng có tác động tương tự đến nhu cầu sử dụng nguồn khí này. Cụ thể:

- 1) Công suất mục tiêu đưa vào vận hành nhà điện khí LNG là rất lớn trong năm 2030, nhưng hiện tại chỉ mới có nhà máy điện LNG Nhơn Trạch 3&4 vận hành từ đầu năm nay, khiến rủi ro sử dụng khí LNG cho mục đích phát điện có thể bị trì hoãn. Cụ thể, các dự án phần lớn chỉ mới ở giai đoạn tiền khả thi, các thỏa thuận PPA, và thu xếp tài chính vẫn còn chậm. Ngoài ra, việc thiếu hụt turbine khí toàn cầu cũng hiện hữu do backlog kéo dài đến 2030.
- 2) Biến động giá LNG phụ thuộc vào biến động của giá dầu Brent. Mặc dù có cơ chế sẽ chuyển hết chi phí nguyên vật liệu vào giá bán điện nhưng khi giá bán điện LNG cao sẽ khó cạnh tranh so với các nguồn điện khác khiến nhu cầu LNG sụt giảm.
- 3) Các yếu tố về thời tiết cũng tác động đến nhu cầu huy động điện khí LNG
- 4) Chiến sự giữa Mỹ-Israel và Iran gây gián đoạn nguồn cung LNG tại eo biển Hormuz, khiến giá LNG tăng mạnh. Đồng thời, làm gián đoạn nguồn nhập khẩu LPG từ Trung Đông.

Rủi ro cạnh tranh đến từ một số đối thủ trong mảng kinh doanh khí LNG

Ngoài PV GAS là đơn vị được cấp phép hoạt động kinh doanh khí LNG, Công ty TNHH Hải Linh trong năm 2024 cũng đã có giấy phép hoạt động trong lĩnh vực này tại Việt Nam. Hiện công ty đã sở hữu kho LNG Cái Mép tại Bà Rịa Vũng Tàu với công suất 3 triệu tấn/năm vận hành vào ngày 23/08/2025. Trong thời gian qua đã có thông tin Hải Linh có đề xuất cấp khí LNG cho các nhà máy điện Phú Mỹ. Ngoài Hải Linh, còn có nhiều nhà đầu tư nước ngoài hào hứng nhằm đến hạ tầng LNG như Excelebrate Energy (Hoa Kỳ)... Rủi ro này vẫn hiện hữu tuy nhiên hiện GAS vẫn có lợi thế rất lớn nhờ vào hệ thống phân phối LNG rộng khắp, nhu cầu khí LNG từ nhà máy Nhơn Trạch 3&4, và lợi thế từ doanh nghiệp nhà nước.

Rủi ro chậm tiến độ vận hành Chuỗi điện khí Lô B Ô Môn.

Dự án Lô B – Ô Môn cần có sự đồng bộ phát triển cả trong khâu hạ nguồn và thượng nguồn, đây là một thách thức rất lớn. Cụ thể, dự án Lô B có cấu tạo địa chất phức tạp, xa bờ, đòi hỏi nhiều công nghệ tách, xử lý khí và condensate, kéo theo chi phí đầu tư cho giàn khai thác, giếng khoan, kho chứa nổi, đường ống vận chuyển khí tăng cao nên giá khí chưa được cạnh tranh. Bên cạnh đó, nhiều thủ tục pháp lý cũng góp phần khiến cho tiến độ đón dòng khí đầu tiên có rủi ro bị chậm trễ.

Rủi ro bị hủy tư cách công ty đại chúng và Cú hích đến từ Nghị quyết 79-NQ/TW

Thị trường kỳ vọng cho làn sóng thoái vốn doanh nghiệp nhà nước khiến giá cổ phiếu GAS tăng nóng bất ngờ trong ngắn hạn; yếu tố này cũng được hỗ trợ bởi Nghị quyết số 79 – NQ/TW được ban hành ngày 06/01/2026 nhằm phát triển kinh tế nhà nước.

Cụ thể, theo quy định của Luật Chứng khoán, để duy trì tư cách công ty đại chúng, doanh nghiệp phải đảm bảo tối thiểu 10% số cổ phiếu có quyền biểu quyết do ít nhất 100 cổ đông không phải cổ đông lớn nắm giữ. Tổng công ty Khí Việt Nam – PV GAS (GAS), doanh nghiệp có vốn hóa trên 7 tỷ USD, cho biết không đủ điều kiện là công ty đại chúng khi cổ đông lớn PVN nắm gần 96% quyền biểu quyết, khiến tỷ lệ cổ phiếu do cổ đông nhỏ lẻ nắm giữ chỉ còn 4.24%. Tuy vậy, rủi ro được cho là không cao khi Luật Quản lý và Đầu tư vốn nhà nước tại doanh nghiệp (Luật số 68/2025/QH15) đã quy định cơ chế đặc thù, theo đó trong thời gian thực hiện kế hoạch cơ cấu lại vốn nhà nước đã được phê duyệt, các doanh nghiệp Nhà nước chuyển đổi sang mô hình công ty cổ phần nhưng chưa đáp ứng đủ điều kiện công ty đại chúng sẽ không bị hủy tư cách ngay trong giai đoạn tái cấu trúc.

Đồng thời, ngày 06/01/2026 Nghị quyết số 79 – NQ/TW được ban hành nhằm tập trung phát triển kinh tế nhà nước. Trong đó có đề cập đến tập trung phát triển các Tổng công ty lớn giữ vai trò tiên phong dẫn dắt trong các ngành lĩnh vực then chốt như năng lượng, khai thác và chế biến khoáng sản chiến lược.

Phụ lục: Báo cáo tài chính

Bảng cân đối kế toán

Năm (Tỷ đồng)	2023	2024	2025	2026F	2027F
Tổng tài sản	87,754	81,855	93,532	116,606	142,192
Tài sản ngắn hạn	62,218	57,290	69,861	78,810	88,323
Tiền và tương đương tiền	5,669	5,568	6,876	9,125	19,298
Đầu tư TC ngắn hạn	35,085	27,494	32,891	38,209	31,630
Các khoản phải thu	16,865	19,098	25,730	25,629	30,379
Hàng tồn kho	3,945	4,599	4,364	5,847	7,016
Tài sản ngắn hạn khác	654	531	889	746	938
Tài sản dài hạn	25,537	24,564	23,670	37,795	53,869
Tài sản cố định	19,145	17,853	15,574	15,117	23,112
Chi phí xây dựng cơ bản	1,781	1,718	2,877	16,686	24,545
Tài sản dài hạn khác	4,611	4,994	5,219	5,992	6,211
Tổng nợ	22,456	20,284	25,878	38,537	53,722
Nợ ngắn hạn	14,972	14,575	20,537	23,671	29,320
Khoản phải trả	12,798	13,010	18,380	17,100	20,855
Vay và nợ thuê tài chính ngắn hạn	1,605	934	1,440	5,759	7,487
Khác	569	632	718	811	978
Nợ dài hạn	7,484	5,708	5,341	14,867	24,402
Vay và nợ thuê tài chính dài hạn	4,271	2,291	1,532	11,058	20,593
Khác	3,213	3,418	3,809	3,809	3,809
Vốn chủ sở hữu	65,299	61,571	67,653	78,068	88,471
Vốn góp chủ sở hữu	22,967	23,427	24,129	28,955	34,746
Thặng dư vốn	0	0	0	0	0
Vốn khác	24,201	27,268	29,681	29,681	29,681
Lợi nhuận giữ lại	16,880	9,553	12,484	17,851	22,228
Lợi ích cổ đông không kiểm soát	1,250	1,323	1,358	1,581	1,815
*Nợ vay	5,875	3,225	2,972	16,817	28,080
*Nợ ròng (tiền)	(34,878)	(29,837)	(36,795)	(30,518)	(22,847)

Lưu chuyển tiền tệ

Năm (Tỷ đồng)	2023	2024	2025	2026F	2027F
Tiền từ HĐKD	13,827	9,035	13,378	11,627	14,625
Lợi nhuận ròng	11,793	10,590	11,572	14,035	14,745
Khấu hao TSCĐ hữu hình	2,954	2,665	2,578	2,995	3,643
(Lãi) từ HĐ đầu tư	(2,073)	(1,504)	(1,432)	(2,089)	(1,573)
Thay đổi vốn lưu động	125	(2,542)	(1,432)	(3,314)	(2,190)
Thay đổi khác	1,028	(174)	2,093	-	-
Tiền từ HĐ đầu tư	(11,249)	7,468	(6,719)	(19,604)	(11,372)
Thay đổi tài sản cố định	(4,097)	94	976	(476)	(10,092)
Thay đổi tài sản đầu tư	(11,358)	7,591	(5,397)	(5,319)	6,580
Khác	4,206	(216)	(2,298)	(13,809)	(7,860)
Tiền từ HĐ tài chính	(7,463)	(16,612)	(5,352)	10,226	6,920
Thay đổi vốn cổ phần	-	-	10	-	-
Tiền đi vay/(trả) nợ	(344)	(2,740)	(253)	13,845	11,263
Cổ tức, lợi nhuận đã trả cho CSH	(7,120)	(13,872)	(5,109)	(3,619)	(4,343)
Lưu chuyển tiền thuần trong năm	(4,885)	(109)	1,308	2,248	10,173
Tổng tiền đầu năm	10,549	5,669	5,568	6,876	9,125
Thay đổi trong kỳ giá	-	-	-	-	-
Tổng tiền cuối năm	5,669	5,568	6,876	9,125	19,298

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

Kết quả hoạt động kinh doanh

Năm (Tỷ đồng)	2023	2024	2025	2026F	2027F
Doanh thu thuần	89,954	103,564	135,129	131,757	158,148
Tăng trưởng (%)	-10.7	15.1	30.5	-2.5	20.0
Giá vốn hàng bán	(73,029)	(85,910)	(118,190)	(111,251)	(133,946)
Lợi nhuận gộp	16,925	17,654	16,939	20,506	24,202
Biên lợi nhuận gộp (%)	18.8	17.0	12.5	15.6	15.3
Chi phí BH & QLDN	(4,019)	(5,612)	(3,814)	(4,496)	(6,404)
LN từ HĐKD	12,906	12,042	13,125	16,010	17,799
Tăng trưởng (%)	(21.9)	(10.0)	9.2	20.8	5.3
Biên LN từ HĐKD (%)	14.3	11.6	9.7	12.2	11.3
LN khác	1,707	1,092	1,193	1,327	443
Thu nhập tài chính	2,273	1,737	1,584	2,067	1,558
Chi phí tài chính	(587)	(660)	(387)	(770)	(1,136)
Trong đó: Chi phí lãi vay	(340)	(319)	(216)	(770)	(1,136)
Lợi nhuận ròng từ HĐKD khác	20	16	(4)	31	20
LNTT	14,640	13,172	14,359	17,408	18,302
Thuế TNDN	(2,846)	(2,582)	(2,788)	(3,373)	(3,557)
LNST	11,793	10,590	11,572	14,035	14,745
Tăng trưởng (%)	(21.7)	(10.2)	9.3	21.3	5.1
Biên lợi nhuận ròng (%)	13.1	10.2	8.6	10.7	9.3
LNST cổ đông công ty mẹ	11,606	10,398	11,414	13,812	14,512
Lợi ích CĐTS	187	192	157	223	234
LN trước thuế và lãi vay	14,980	13,491	14,575	18,178	19,438
Tăng trưởng (%)	(21.7)	(9.9)	8.0	24.7	6.9
Biên LN (%)	16.7	13.0	10.8	13.8	12.3
LN trước thuế, lãi vay và khấu hao	17,934	16,155	17,153	21,173	23,081
Tăng trưởng (%)	(18.8)	(9.9)	6.2	23.4	9.0
Biên LN (%)	19.9	15.6	12.7	16.1	14.6

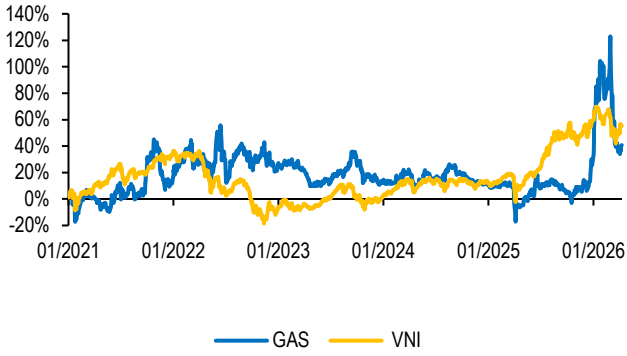
Chỉ số tài chính

Năm	2023	2024	2025	2026F	2027F
EPS (đồng)	4,972	4,439	4,730	4,770	4,176
BPS (đồng)	27,887	25,718	27,475	26,416	24,939
DPS (đồng)	3,100	5,922	2,118	1,500	1,500
PER (x)	15.8	16.0	15.6	19.8	22.6
PBR (x)	2.7	2.6	2.6	3.6	3.8
EV/EBITDA (x)	8.8	8.9	12.3	11.2	10.5
Tỷ lệ chi trả cổ tức (%)	61.3	133.4	44.8	26.2	29.9
Lãi cổ tức (%)	4.79	9.24	2.30	1.59	1.59
Khả năng sinh lời					
Biên EBITDA (%)	19.9	15.6	12.7	16.1	14.6
Biên LN từ HĐKD (%)	14.3	11.6	9.7	12.2	11.3
Biên LNST (%)	13.1	10.2	8.6	10.7	9.3
ROA (%)	13.4	12.9	12.4	12.0	10.4
ROE (%)	17.8	17.3	17.2	18.1	16.7
Khả năng tài chính					
Nợ vay /Vốn chủ sở hữu (%)	9.0	5.2	4.4	21.5	31.7
Nợ vay ròng/ EBITDA (%)	(194.5)	(184.7)	(214.5)	(144.1)	(99.0)
Tỷ số thanh toán tiền mặt t(%)	272.2	226.8	193.6	200.0	173.7
Khả năng thanh toán lãi vay (x)	44.1	42.3	67.5	23.6	17.1
Hiệu quả hoạt động (ngày)					
Số ngày vốn lưu động	13.0	15.7	15.1	13.0	16.8
Số ngày hàng tồn kho	18.2	20.1	26.4	21.8	20.8
Số ngày khoản phải thu	5.4	5.8	6.2	5.2	5.6

Nguồn: Dữ liệu công ty, Shinhan Securities Vietnam

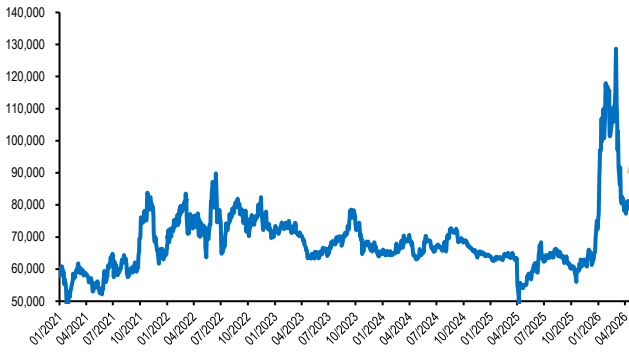
Tổng Công ty khí Việt Nam (GAS VN)

Giá cổ phiếu



Ngày	Khuyến nghị	Giá mục tiêu (VND)	Khoảng giá MT (%)	
			TB	Cao/Thấp
14/04/2026 (BC lần đầu)	MUA	94,500	17.7	-47.6/37.9

Giá mục tiêu



Lưu ý: Tính toán chênh lệch giá mục tiêu dựa trên 12 tháng qua

Shinhan Securities Vietnam

Cổ phiếu

- ♦ **MUA:** Khả năng sinh lời trong 12 tháng từ 15% trở lên
- ♦ **GIỮ:** Khả năng sinh lời trong 12 tháng từ -15% đến 15%
- ♦ **BÁN:** Khả năng sinh lời trong 12 tháng thấp hơn -15%

Ngành

- ♦ **TÍCH CỰC:** Cổ phiếu được theo dõi có vốn hóa lớn nhất trong ngành được khuyến nghị MUA
- ♦ **TRUNG LẬP:** Cổ phiếu được theo dõi có vốn hóa lớn nhất trong ngành được khuyến nghị GIỮ
- ♦ **TIÊU CỰC:** Cổ phiếu được theo dõi có vốn hóa lớn nhất trong ngành được khuyến nghị BÁN

Compliance & Disclosure Notice

Analyst Certification

- ◆ The following analysts hereby certify that their views about the companies and securities discussed in this report are accurately expressed and that they have not received and will not receive direct or indirect compensation in exchange for expressing specific recommendations or views in this report: Nam Hoang

Important Disclosures & Disclaimers

- ◆ As of the date of publication, Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. does not beneficially own 1% or more of any class of common equity securities of the following companies mentioned in this report: GAS VN
- ◆ Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. or one of its affiliates, and/or their respective officers, directors, or employees may have interests, or long or short positions, and may at any time make purchases or sales as a principal or agent of the securities of the companies mentioned in this report.
- ◆ As of the date of publication, research analysts responsible for this report and members of their households do not have any financial interest in the debt or equity securities of the companies mentioned in this report.
- ◆ Research analysts responsible for this report receive compensation based upon, among other factors, the overall profitability of Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. including profits derived from investment banking. The analysts responsible for this report may also receive compensation based upon, among other factors, the overall profitability of sales and trading businesses relating to the class of securities or financial instruments for which such analysts are responsible.
- ◆ All opinions and estimates regarding the companies and their securities are accurate representations of the research analysts' judgments and may differ from actual results.
- ◆ This report is intended to provide information to assist investment decisions only, and should not be used or construed as an offer or a solicitation of an offer to buy or sell any securities. The information herein has been obtained from sources deemed reliable, but such information has not been independently verified and no guarantee, representation, or warranty, expressed or implied, is made as to its accuracy, completeness, or correctness. Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. makes the best effort but does not guarantee the accuracy, completeness, or correctness of information and opinions translated into English from original Vietnamese language materials. Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. accepts no liability whatsoever for any direct, indirect, and/or consequential loss arising from any use of this material or its contents. Stock selection and final investment decisions should be made at the investor's own and sole discretion.
- ◆ This report is distributed to our customers only, and any unauthorized use, duplication, or redistribution of this report is strictly prohibited.
- ◆ Investing in any Vietnamese securities or related financial instruments discussed in this research report may present certain risks. The securities of Vietnamese issuers may not be registered with, or be subject to the regulations of, the US Securities and Exchange Commission. Information on Vietnamese securities or related financial instruments may be limited. Foreign companies may not be subject to audit and reporting standards and regulatory requirements comparable to those in effect within the US. The value of any investment or income from any securities or related financial instruments discussed in this research report denominated in currencies other than the Vietnamese won is subject to exchange rate fluctuations that may have a positive or adverse effect on the value of or income from such securities or related financial instruments.

Distribution

- ◆ United States: This report is distributed in the US by Shinhan Investment America, Inc., a member of FINRA/SIPC, and is only intended for major US institutional investors as defined in Rule 15a-6(a)(2) of the US Securities Exchange Act of 1934. All US persons that receive this document by their acceptance thereof represent and warrant that they are major US institutional investors and have not received this report under any express or implied understanding that they will direct commission income to Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. or its affiliates. Pursuant to Rule 15a-6(a)(3), any US recipient of this document wishing to effect a transaction in any securities discussed herein should contact and place orders with Shinhan Investment America, Inc., which accepts responsibility for the contents of this report in the US. The securities described herein may not have been registered under the US Securities Act of 1933, as amended, and, in such case, may not be offered or sold in the US or to US persons unless they have been registered or are in compliance with an exemption from registration requirements.
- ◆ All Other Jurisdictions: Customers in all other countries who wish to effect a transaction in any securities referenced in this report should contact Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. or its affiliates only if distribution to or use by such customer of this report would not violate applicable laws and regulations and not subject Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd. and its affiliates to any registration or licensing requirement within such jurisdiction.



Shinhan Investment Network

SEOUL

Shinhan Securities Co., Ltd
Shinhan Investment Tower
70, Youido-dong, Yongsongpo-gu,
Seoul, Korea 150-712
Tel : (82-2) 3772-2700, 2702
Fax : (82-2) 6671-7573

NEW YORK

Shinhan Investment America Inc.
1325 Avenue of the Americas Suite 702,
New York, NY 10019
Tel : (1-212) 397-4000
Fax : (1-212) 397-0032

Hong Kong

Shinhan Investment Asia Ltd.
Unit 7705 A, Level 77
International Commerce Centre
1 Austin Road West
Kowloon, Hong Kong
Tel : (852) 3713-5333
Fax : (852) 3713-5300

Indonesia

PT Shinhan Sekuritas Indonesia
30th Floor, IFC 2, Jl. Jend. Sudirman Kav.
22-23, Jakarta, Indonesia
Tel : (62-21) 5140-1133
Fax : (62-21) 5140-1599

Shanghai

Shinhan Investment Corp.
Shanghai Representative Office
Room 104, Huaneng Union Mansion No.958,
Luijiuzui Ring Road, PuDong, Shanghai, China
Tel : (86-21) 6888-9135/6
Fax : (86-21) 6888-9139

Ho Chi Minh

Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd.
18th Floor, The Mett Tower, 15 Tran Bach Dang, Thu Thiem Ward,
Thu Duc City, Ho Chi Minh City, Vietnam
Tel : (84-8) 6299-8000
Fax : (84-8) 6299-4232

Ha Noi

Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd.
Hanoi Branch
2nd Floor, Leadvisors Building, No. 41A Ly Thai To,
Ly Thai To Ward, Hoan Kiem District, Hanoi, Vietnam.
Tel : (84-8) 6299-8000