

Tổng Công ty Khí Việt Nam (HOSE: GAS)

Ngành: Dầu khí – Năng lượng

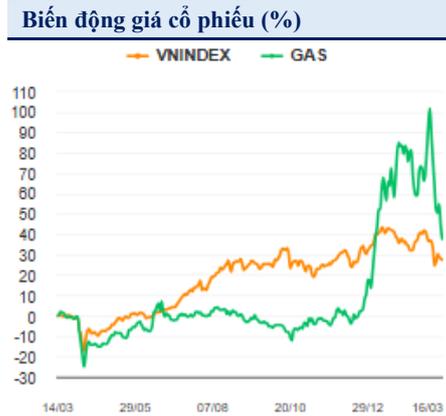
BÁO CÁO LẦN ĐẦU

Ngày 16/03/2026

| | |
|-----------------------|---------------------|
| Giá mục tiêu 12 tháng | 81.000 đồng/cổ phần |
| Giá thị trường | 87.900 đồng/cổ phần |
| Lợi nhuận kỳ vọng | - 7,8% |

TRIỂN VỌNG DOANH NGHIỆP

| Thông tin cổ phiếu | |
|------------------------------------|-----------|
| Vốn hóa thị trường (tỷ đồng) | 212.098 |
| Số CP đang lưu hành (triệu cp) | 2.413 |
| Giá cao nhất 52 tuần (đồng) | 128.700 |
| Giá thấp nhất 52 tuần (đồng) | 47.900 |
| KLCP trung bình 20 phiên (cp) | 3.799.780 |
| GTGD trung bình 20 phiên (tỷ đồng) | 418,0 |
| EPS (đồng/cp) | 4.730 |
| P/E (lần) | 18,6 |
| BVPS (đồng/cp) | 27.475 |
| P/B (lần) | 3,2 |



| Biến động giá (%) | 1th | 3th | Ytd |
|-------------------|-------|------|------|
| GAS | -13,5 | 36,7 | 21,4 |
| VNINDEX | -7,2 | 0,8 | -5,1 |

| Cơ cấu cổ đông | |
|----------------|-------|
| PVN | 95,8% |
| Khác | 4,2% |

Kế hoạch kinh doanh

Đơn vị: Tỷ đồng

| | 2025KH | TH 2025 | % TH |
|-----------|--------|---------|------|
| Doanh thu | 74.000 | 135.129 | 183% |
| LNST | 5300 | 11.572 | 218% |

Chuyên viên phân tích:
Lê Nguyễn Anh Phương
Email: phuong.lna@bsi.com.vn

Trụ cột hạ tầng vận chuyển khí và LNG tại Việt Nam

PV GAS là đơn vị thành viên chủ lực trực thuộc Tập đoàn Công nghiệp Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN), độc quyền hoạt động trong các lĩnh vực thu gom, vận chuyển, chế biến và phân phối khí. Từ đó chiếm lĩnh 100% thị phần khí khô, khoảng 70% thị phần bán buôn LPG toàn quốc và là doanh nghiệp tiên phong đưa LNG (khí thiên nhiên hóa lỏng) vào phục vụ sản xuất điện và công nghiệp tại Việt Nam.

Tăng trưởng kinh tế thúc đẩy nhu cầu điện và khí

Trong bối cảnh Chính phủ đặt mục tiêu duy trì tốc độ tăng trưởng kinh tế ở mức cao trong giai đoạn tới, nhu cầu tiêu thụ điện của nền kinh tế được dự báo sẽ tiếp tục gia tăng mạnh. Để đáp ứng nhu cầu này, cơ cấu nguồn điện theo định hướng của Quy hoạch Điện VIII ưu tiên phát triển các nguồn điện có tính linh hoạt và phát thải thấp như nhiệt điện khí. Xu hướng này được kỳ vọng sẽ thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ khí trong dài hạn, qua đó tạo dư địa tăng trưởng cho PV GAS với vai trò là doanh nghiệp chủ lực trong hạ tầng và cung ứng khí tại Việt Nam.

Bước vào chu kỳ đầu tư hạ tầng khí mới

Giai đoạn 2026–2030 được kỳ vọng là chu kỳ đầu tư hạ tầng mới của PV GAS, với trọng tâm là phát triển hệ thống hạ tầng LNG và đường ống khí Lô B – Ô Môn. Việc đẩy mạnh đầu tư hạ tầng trong giai đoạn này không chỉ giúp bù đắp sự suy giảm của nguồn khí nội địa hiện hữu, mà còn mở rộng năng lực nhập khẩu LNG và tiếp nhận các nguồn khí mới, qua đó củng cố vai trò trung tâm của PV GAS trong chuỗi cung ứng khí và đảm bảo nguồn nhiên liệu cho phát điện trong dài hạn.

Khuyến nghị: Chúng tôi sử dụng kết hợp phương pháp FCF và P/E với tỷ lệ 50/50 để xác định mức giá hợp lý cho GAS là **81.000 đồng/cp** (chưa bao gồm lợi suất cổ tức 2.500 đồng/cp), tương đương với tiềm năng **giảm giá 7,8%** so với giá đóng cửa ngày báo cáo.

Các yếu tố cần theo dõi:

- Sản lượng khí khai thác trong nước
- Tiến độ triển khai các dự án hạ tầng
- Biến động giá dầu, khí thế giới

Tóm tắt một số chỉ tiêu tài chính:

| Đvt: Tỷ đồng | 2023 | 2024 | 2025 | 2026F | 2027F |
|------------------|--------|---------|---------|---------|---------|
| Doanh thu | 89.954 | 103.564 | 135.129 | 145.891 | 152.895 |
| Lợi nhuận gộp | 16.925 | 17.654 | 16.939 | 19.978 | 21.268 |
| LNST và sau CĐTS | 11.606 | 10.398 | 11.414 | 13.357 | 12.988 |
| ROE | 18,1% | 17,3% | 17,2% | 18,1% | 16,0% |
| ROA | 13,4% | 12,9% | 12,4% | 12,8% | 11,1% |
| EPS | 5.053 | 4.439 | 4.730 | 5.536 | 5.383 |

I. TỔNG QUAN VỀ CÔNG TY

1. Giới thiệu chung

Tổng công ty Khí Việt Nam – Công ty Cổ phần (PV GAS), mã chứng khoán GAS, là đơn vị thành viên chủ lực trực thuộc Tập đoàn Công nghiệp Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN). Được thành lập vào ngày 20/09/1990, sau hơn 33 năm hình thành và phát triển, PV GAS đã khẳng định vị thế là doanh nghiệp giữ vị trí thống lĩnh và dẫn dắt ngành công nghiệp khí tại Việt Nam. Công ty hoạt động hoàn chỉnh trong tất cả các khâu của chuỗi giá trị khí, bao gồm: thu gom, vận chuyển, tàng trữ, chế biến, phân phối và kinh doanh khí cùng các sản phẩm khí.

PV GAS đang quản lý hệ thống hạ tầng năng lượng khổng lồ gồm 5 hệ thống đường ống dẫn khí với gần 1.500 km, 3 nhà máy xử lý khí (GPP Dinh Cố, GPP Nam Côn Sơn, GPP Cà Mau), 14 kho chứa LPG và kho LNG Thị Vải – kho LNG đầu tiên tại Việt Nam và hệ thống phân phối khí/sản phẩm khí rộng khắp trên toàn quốc.

Từ đó, chiếm lĩnh 100% thị phần khí khô, khoảng 70% thị phần bán buôn LPG toàn quốc và là doanh nghiệp tiên phong đưa LNG (khí thiên nhiên hóa lỏng) vào phục vụ sản xuất điện và công nghiệp tại Việt Nam từ năm 2023. PV GAS là đơn vị duy nhất tại Việt Nam hiện nay được Bộ Công Thương cấp giấy chứng nhận đủ điều kiện thương nhân xuất khẩu, nhập khẩu LNG.

2. Quá trình phát triển

Giai đoạn 1990-2000: Đặt nền móng cho ngành công nghiệp khí Việt Nam

| | |
|------|--|
| 1990 | Thành lập Công ty Khí đốt, tiền thân của PV GAS ngày nay. |
| 1995 | Dòng khí đầu tiên từ bể Cừu Long được đưa vào bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ khu vực Đông Nam bộ. |
| 1999 | LPG và condensate lần đầu tiên được sản xuất tại Việt Nam. |

Giai đoạn từ 2001-2010: Mở rộng nguồn cung và nâng cao tầm vóc

| | |
|------|---|
| 2002 | Dòng khí đầu tiên từ bể Nam Côn Sơn được đưa vào bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ khu vực Đông Nam bộ. |
| 2007 | Dòng khí đầu tiên từ Lô PM3 & 46 - Cái Nước được đưa vào bờ |

Giai đoạn 2011-2016: Cổ phần hóa và nâng cao tiềm lực

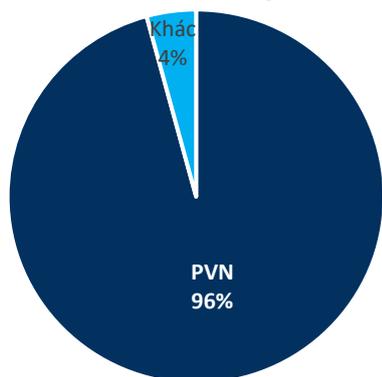
| | |
|------|--|
| 2011 | Trở thành Công ty cổ phần, vốn điều lệ 18.950 tỷ đồng. |
| 2012 | Cổ phiếu GAS chính thức niêm yết lên sàn HOSE |
| 2015 | Dòng khí đầu tiên từ bể Sông Hồng được đưa vào bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ khu vực Bắc bộ. Hệ thống khí Nam Côn Sơn 2 đi vào hoạt động. |

Giai đoạn 2018 - nay: Đẩy mạnh chế biến khí và đa dạng hóa nguồn cung

| | |
|------|---|
| 2018 | Nhà máy Xử lý khí Cà Mau chính thức đi vào hoạt động |
| 2019 | Khởi công xây dựng Công trình Kho chứa LNG Thị Vải. |
| 2020 | Chuỗi dự án Nam Côn Sơn 2 (NCS2) đi vào vận hành. |
| 2021 | Đưa vào vận hành thành công kho nổi chứa LPG lạnh tại Thái Bình |
| 2023 | Hoàn thành xây dựng và đưa vào vận hành Kho LNG 1 MMTPA Thị Vải |
| 2024 | Bắt đầu cấp khí tái hóa từ LNG cho sản xuất điện và cấp LNG vận chuyển bằng xe bồn và tàu hỏa cho khách hàng công nghiệp toàn quốc. |

3. Cơ cấu cổ đông

Cơ cấu cổ đông của GAS



Tỷ lệ sở hữu vốn nhà nước tại GAS hiện chiếm 95,76% tổng số cổ phần, thể hiện vai trò chủ đạo. Từ đó ổn định về mặt quản trị và nhận được sự hỗ trợ lớn từ PVN, tuy nhiên điều này cũng đồng nghĩa với việc tỷ lệ cổ phiếu tự do chuyển nhượng (free-float) trên thị trường thấp.

4. Mô hình quản trị

Tổng công ty hiện vận hành theo mô hình Công ty mẹ - con với **9 chi nhánh trực thuộc** và **7 công ty con** nắm quyền kiểm soát, tạo thành một hệ sinh thái bổ trợ lẫn nhau từ sản xuất đến dịch vụ kỹ thuật khí. PV GAS cũng là một trong những đơn vị tiên phong áp dụng tiêu chuẩn báo cáo GRI 11 – tiêu chuẩn báo cáo phát triển bền vững chuyên biệt cho ngành dầu khí

| Công ty | Lĩnh vực kinh doanh | Tỷ lệ sở hữu (%) |
|---|----------------------------|------------------|
| Công ty con | | |
| CTCP Sản xuất Ống thép Dầu khí Việt Nam | Sản xuất ống thép | 100 |
| CTCP Phân phối khí thấp áp Dầu khí Việt Nam | Phân phối khí thấp áp | 51 |
| CTCP CNG Việt Nam | Sản xuất khí thiên nhiên | 56 |
| CTCP Kinh doanh LPG Việt Nam | Phân phối khí hóa lỏng | 51 |
| CTCP Bọc ống Dầu khí Việt Nam | Kinh doanh dịch vụ bọc ống | 53 |
| CTCP LNG Việt Nam | Sản xuất khí thiên nhiên | 51 |
| Công ty TNHH Kho Cảng LNG Sơn Mỹ | Xử lý khí thiên nhiên | 61 |
| Công ty liên kết | | |
| CTCP Kinh doanh khí Miền Nam | Phân phối khí hóa lỏng | 35 |
| CT TNHH Khí nhiên liệu GTVT PVGazprom | Kinh doanh khí | 29 |

5. Sứ mệnh & Tầm nhìn

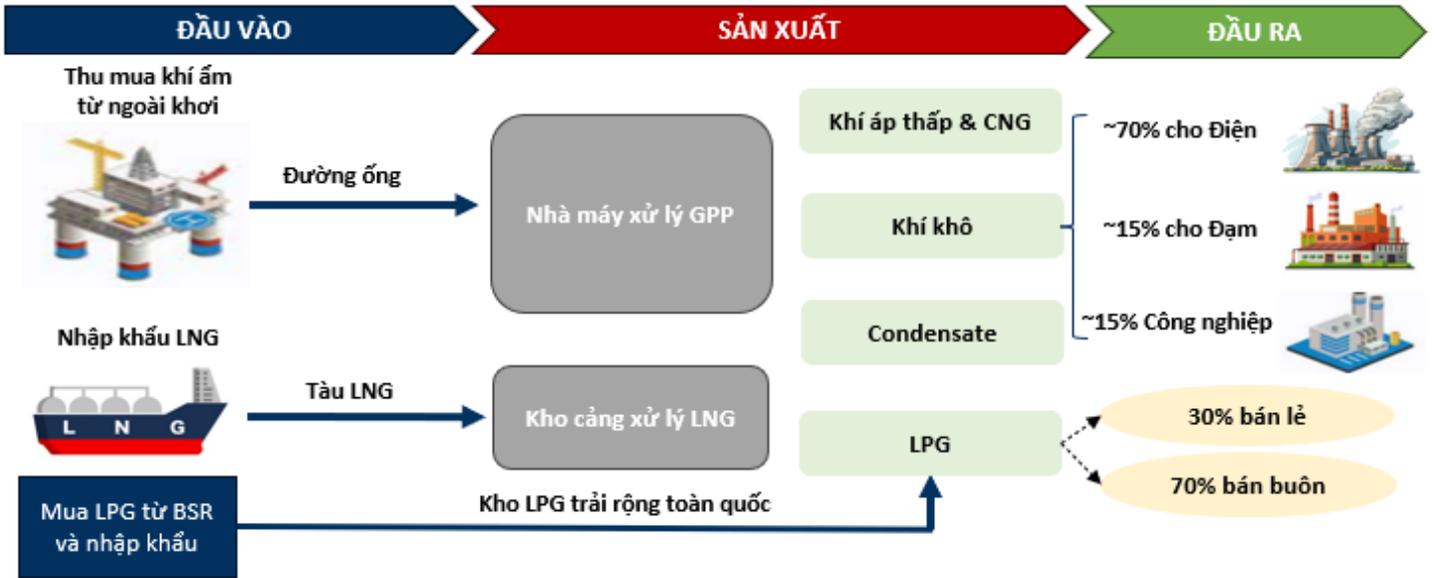
PV GAS đặt sứ mệnh cung cấp nguồn năng lượng sạch từ thiên nhiên nhằm phục vụ phát triển kinh tế – xã hội, đồng thời mang lại lợi ích bền vững cho đất nước, cổ đông, người lao động, đối tác và cộng đồng.

Đến năm 2030, doanh nghiệp hướng tới tiếp tục giữ vai trò nòng cốt trong việc dẫn dắt ngành công nghiệp khí và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, phù hợp với định hướng chiến lược phát triển năng lượng của Bộ Chính trị và Chính phủ. Trong giai đoạn này, một mục tiêu trọng tâm là triển khai hiệu quả chiến lược phát triển thị trường, hướng tới cơ cấu tiêu thụ khí cân bằng giữa phát điện và các lĩnh vực ngoài điện ở mức 50% – 50%, đồng thời ưu tiên phát triển các dự án chế biến sâu từ nguồn khí nội địa.

Song song đó, PV GAS cũng đặt mục tiêu củng cố vị thế nhà cung cấp LNG hàng đầu tại Việt Nam thông qua việc hoàn thiện và mở rộng hệ thống hạ tầng kho cảng LNG trọng điểm tại cả ba miền.

II. HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

Mô hình kinh doanh của GAS:



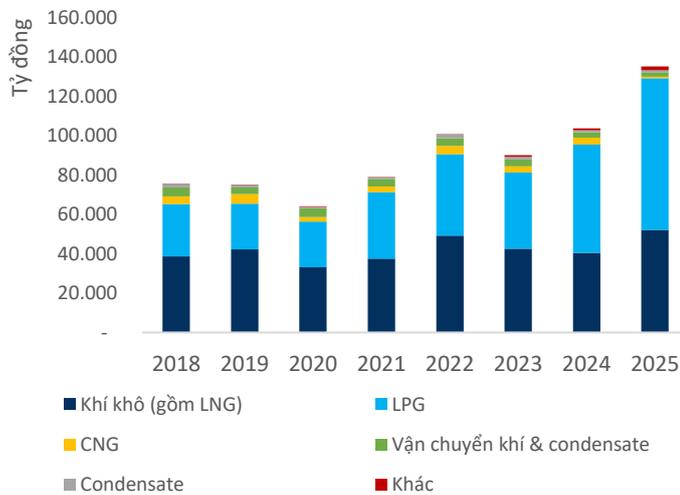
Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

PV GAS hoạt động trong 5 lĩnh vực kinh doanh chính gồm: (1) kinh doanh khí khô, (2) kinh doanh khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG), (3) kinh doanh khí thiên nhiên nén (CNG), (4) kinh doanh condensate và (5) vận chuyển khí.

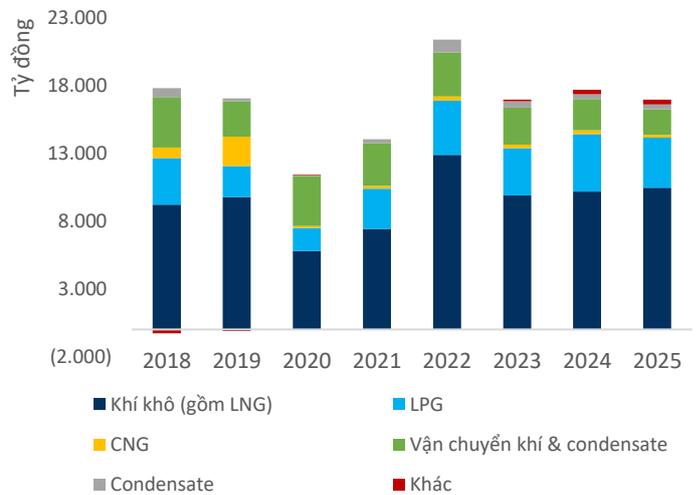
Trong đó, **khí khô** là mảng kinh doanh cốt lõi, từng đóng góp trên 50% doanh thu của doanh nghiệp trước năm 2020. Tuy nhiên, từ năm 2021 trở lại đây, tỷ trọng doanh thu từ khí khô có xu hướng giảm dần, trong khi **mảng LPG ngày càng gia tăng vai trò**. Nguyên nhân chủ yếu do nguồn cung khí nội địa suy giảm tự nhiên, khiến doanh nghiệp mở rộng sang hoạt động kinh doanh LPG, bao gồm cả giao dịch trên thị trường quốc tế, nhằm bù đắp phần doanh thu từ khí khô bị thu hẹp.

Bên cạnh đó, **mảng vận chuyển khí và condensate** dù chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ trong cơ cấu doanh thu nhưng lại đóng góp đáng kể vào lợi nhuận nhờ biên lợi nhuận cao. Cụ thể, năm 2024 hai mảng này đóng góp khoảng 13% lợi nhuận gộp của doanh nghiệp, với biên lợi nhuận gộp duy trì quanh mức 80%.

Doanh thu các mảng kinh doanh

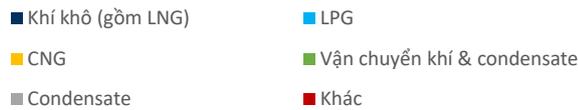
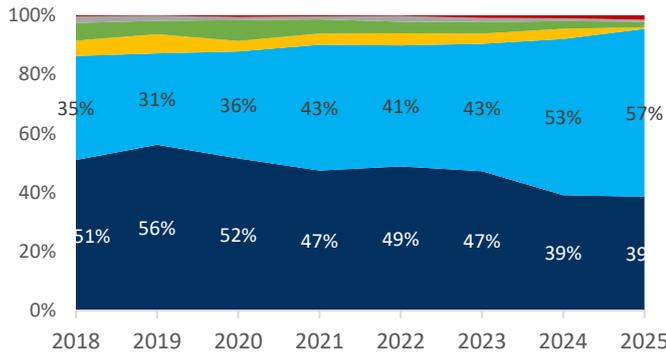


Lợi nhuận gộp các mảng kinh doanh

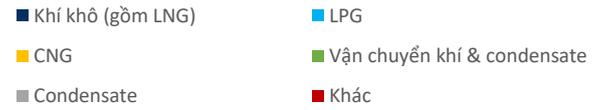
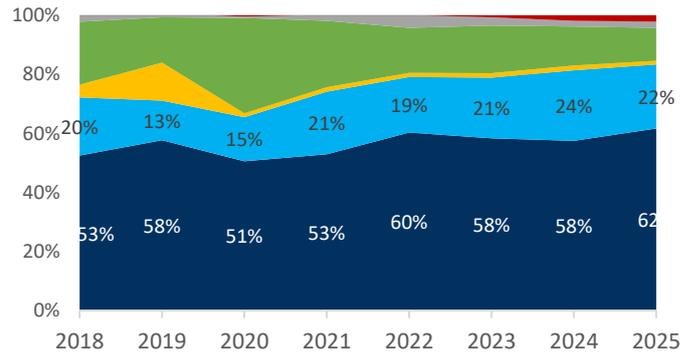


Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

Tỷ trọng đóng góp vào Doanh thu



Tỷ trọng đóng góp vào Lợi nhuận gộp



Biên lợi nhuận gộp



Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

1. Khí khô tự nhiên

a) Chuỗi giá trị khí khép kín

Trong chuỗi giá trị khí tự nhiên, PV GAS có thể vừa đóng vai trò đơn vị hạ tầng (trung nguồn), vừa tham gia hoạt động thương mại khí trong một số cấu trúc hợp đồng nhất định. Lợi ích kinh tế của GAS vì vậy phụ thuộc trực tiếp vào mối quan hệ giữa giá bán khí và giá mua tại miệng giếng.

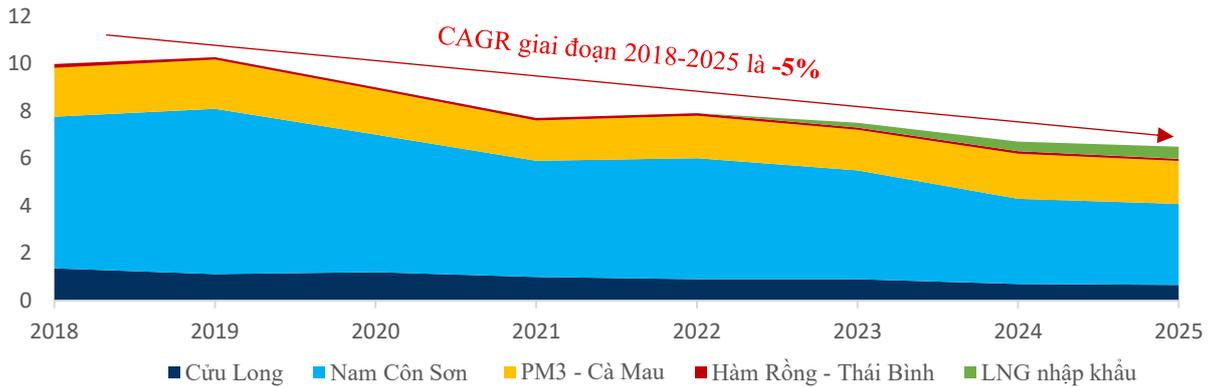
- Nguồn cung đầu vào:

Khí được thu gom từ các mỏ nội địa thuộc bốn bể chính gồm Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay – Thổ Chu và Sông Hồng thông qua hệ thống đường ống. Tuy nhiên, sản lượng khí âm trong nước đã suy giảm mạnh trong những năm gần đây, từ hơn 10 tỷ m³ năm 2018 xuống dưới 6 tỷ m³ vào năm 2025, tương đương mức giảm khoảng 10%/năm. Nguyên nhân chủ yếu do nhiều mỏ khí tại các bể Cửu Long và Nam Côn Sơn đã được khai thác hơn 20 năm, khiến trữ lượng còn lại hạn chế và ngày càng khó khai thác.

Để bù đắp sự suy giảm của nguồn khí nội địa, từ năm 2023 Việt Nam bắt đầu bổ sung nguồn cung thông qua LNG nhập khẩu (khí thiên nhiên hóa lỏng) qua Kho cảng Thị Vải. LNG là khí thiên nhiên được hóa lỏng ở -162°C để vận chuyển bằng tàu chuyên dụng. Sau khi nhập khẩu, LNG được phân phối tới các khách hàng tiêu thụ theo hai phương thức:

- Đường ống: LNG được tái hóa khí và bơm vào hệ thống đường ống để cung cấp cho các nhà máy điện khí, bắt đầu từ tháng 4/2024 cho các NMD Phú Mỹ và dự kiến từ năm 2025 cho NMD Nhơn Trạch 3 & 4. Một phần khí tái hóa cũng được cấp cho khách hàng công nghiệp thông qua hệ thống phân phối khí thấp áp của PV GAS (từ tháng 7/2023) và dự kiến sẽ cung cấp cho Đạm Phú Mỹ trong thời gian tới.
- LNG được xuất ra các tank chứa và vận chuyển bằng các phương tiện đường bộ (xe bồn, tàu hỏa): LNG được xuất ra các bồn chứa và vận chuyển bằng xe bồn hoặc tàu hỏa. PV GAS đã triển khai vận chuyển LNG bằng tàu hỏa từ miền Nam ra miền Bắc và bắt đầu cung cấp LNG liên tục cho khách hàng công nghiệp tại miền Bắc từ tháng 4/2024.

Sản lượng thu mua khí ảm đầu vào của GAS



Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

- Hệ thống hạ tầng: Khí ảm được xử lý tại 3 nhà máy xử lý khí để tách thành khí khô thương phẩm và các sản phẩm lỏng.

- GPP Dinh Cố: Là nhà máy xử lý khí trên bờ đầu tiên, đóng vai trò tiếp nhận khí ảm bể Cửu Long,. Sau khi hoàn thành dự án cải hoán và chuỗi đường ống Nam Côn Sơn 2, nhà máy đã có khả năng tiếp nhận thêm nguồn khí từ các mỏ Sao Vàng – Đại Nguyệt.
- GPP Nam Côn Sơn: Vận hành theo mô hình hợp doanh quốc tế, quản lý hệ thống đường ống dẫn khí có công suất vận chuyển lớn nhất Việt Nam, đảm bảo độ tin cậy và sẵn sàng ở mức 100%.
- GPP Cà Mau: Giúp gia tăng giá trị nguồn khí PM3 thông qua việc tách sâu các sản phẩm lỏng (LPG, Condensate),. Hệ thống đường ống PM3 – Cà Mau đã được thực hiện các giải pháp kỹ thuật để nâng công suất vận chuyển nhằm đáp ứng nhu cầu cụm Điện – Đạm tại Tây Nam Bộ.

Hệ thống nguồn khí và đường ống vận chuyển khí ảm:

| Nguồn khí | Giá mua khí | Đường ống | Chiều dài (km) | GAS sở hữu | Nhà máy xử lý |
|-----------------------------------|---|--------------|----------------|------------|----------------------------|
| Cửu Long | Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm | Cửu Long | 390 | 100% | GPP Dinh Cố |
| Nam Côn Sơn | Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm hoặc Max (46%HSFO; Giá miệng giếng) | NCS 1 | 402 | 51% | GPP Nam Côn Sơn |
| Nam Côn Sơn (Sao Vàng Đại Nguyệt) | Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm hoặc Max (46%HSFO; Giá miệng giếng) | NCS 2 | 364 | 100% | GPP Dinh Cố (sau cải hoán) |
| Malay – Thổ Chu | Chỉ thu phí vận chuyển | PM3 | 325 | 100% | GPP Cà Mau |
| Sông Hồng | Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm | Hàm Rồng | 50 | 100% | GDC Tiền Hải |
| Lô B (đang phát triển) | Chỉ thu phí vận chuyển | Lô B – Ô Môn | 431 | 51% | |
| LNG nhập khẩu | Chưa có thông tin cụ thể | | | 100% | Kho LNG Thị Vải |

Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

- Khách hàng và phân phối

GAS là doanh nghiệp duy nhất được PVN giao nhiệm vụ thu gom, tàng trữ, vận chuyển và xử lý khí tại Việt Nam. Cung cấp nhiên liệu để sản xuất gần 10% sản lượng điện và 70% nhu cầu đạm cả nước. Cơ cấu khách hàng của GAS gồm ba nhóm chính:

- Khách hàng Điện (~70% sản lượng): Đây là nhóm khách hàng tiêu thụ chính, khí được cung cấp trực tiếp qua hệ thống đường ống cao áp đến các nhà máy điện. Các nhà máy điện hiện hữu gồm Bà Rịa (công suất 350MW), Phú Mỹ 1 (1090MW), Phú Mỹ 2.1 (884MW), Phú Mỹ 4 (450MW), Phú Mỹ 2.2 (720MW), Phú Mỹ 3 (720MW), Nhơn Trạch 1 (450MW), Nhơn Trạch 2 (750MW), Hiệp Phước 1 (375 MW) và 2 nhà máy điện Cà Mau (1500MW).
- Khách hàng Đạm (~15% sản lượng): Cung cấp nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất phân bón như Đạm Phú Mỹ, Đạm Cà Mau.
- Khách hàng Công nghiệp (~15% sản lượng): Khí không được giảm áp (Khí thấp áp) hoặc nén lại (CNG) để vận chuyển bằng xe bồn đến các nhà máy nằm xa đường ống dẫn khí,.. Từ năm 2024, PV GAS bắt đầu phân phối LNG bằng xe bồn cho các hộ công nghiệp, hoàn thiện mô hình kinh doanh tích hợp LNG/CNG/LPG.

Hoạt động vận chuyển khí tạo ra dòng tiền ổn định và biên lợi nhuận cao hơn so với mảng kinh doanh sản phẩm nhờ cơ chế cước phí được Nhà nước kiểm soát và các hợp đồng vận chuyển dài hạn. PV GAS quản lý 5 hệ thống khí với gần 1.500 km đường ống dẫn khí từ ngoài khơi về đất liền và đưa đến các nhà máy chế biến khí.

Cơ chế giá mua và bán khí:

Đối với khách hàng điện, đạm, giá bán khí đầu ra được xác định bởi giá trị cao hơn của giá miệng giếng (giá khí mà GAS mua từ các chủ mỏ) và giá dầu nhiên liệu thả nổi (bằng 46% giá dầu nhiên liệu MFO Platts Singapore).

Cơ chế giá bán này giúp GAS luôn có lợi nhuận tối thiểu là phí vận chuyển kể cả khi giá dầu thả nổi giảm sâu xuống dưới mức giá khí miệng giếng. Một số mỏ khí GAS mua khí từ chủ mỏ với giá mua thả nổi thì giá mua này sẽ được chuyển ngang sang giá bán và GAS sẽ chỉ hưởng chi phí vận chuyển từ mỏ tới khách hàng.

Cơ chế giá bán khí theo từng nguồn khí và nhóm khách hàng:

| Nguồn khí | Khách hàng | Giá bán |
|----------------------|-------------|--|
| Cửu Long | Điện | Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển |
| | Đạm Phú Mỹ | Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển |
| | Công nghiệp | Thả nổi theo giá dầu nhiên liệu |
| Nam Côn Sơn | Điện | Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển |
| | Đạm Phú Mỹ | Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển |
| PM3 – Cà Mau | Công nghiệp | Thả nổi theo giá dầu nhiên liệu |
| | Điện | Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển |
| | Đạm Cà Mau | Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển |
| Hàm Rồng – Thái Bình | Công nghiệp | Thả nổi theo giá dầu nhiên liệu |

Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

| Trường hợp | Giá khí mua | Giá khí bán | Lợi ích của GAS |
|---------------------------|-----------------|-------------|--|
| 46% MFO > Giá miệng giếng | Giá miệng giếng | 46% MFO | (46% MFO - Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển |

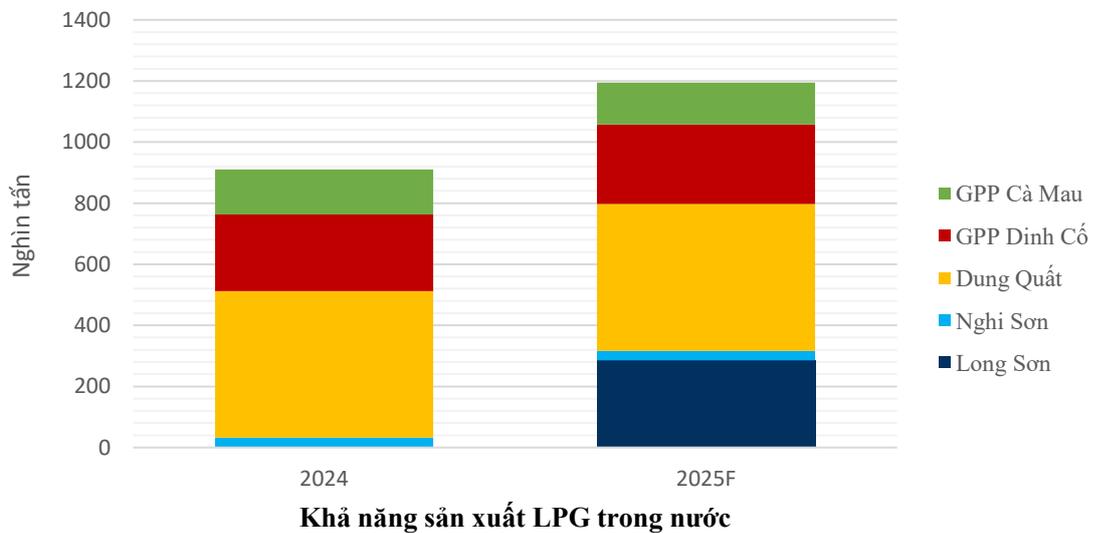
2. Khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG)

PV GAS đang đóng vai trò là nhà sản xuất, nhập khẩu và kinh doanh LPG hàng đầu Việt Nam, nắm giữ khoảng 70% thị phần bán buôn LPG (trong đó chiếm 80% thị phần miền Nam, 60% thị phần miền Bắc và 70% thị phần miền Trung) và khoảng 9% thị phần bán lẻ LPG cả nước.

a) Nguồn đầu vào đa dạng

Mô hình kinh doanh mảng khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) của PV GAS được xây dựng dựa trên vị thế dẫn dắt thị trường, sở hữu hạ tầng vượt trội. PV GAS tối ưu hóa nguồn hàng từ cả trong nước và nhập khẩu để đảm bảo cung ứng cho thị trường:

- **Sản xuất nội địa:** Khí ẩm từ các mỏ khí ngoài khơi chuyển về được xử lý tại các nhà máy GPP Dinh Cỏ và GPP Cà Mau để tách ra LPG thương phẩm. Đồng thời là đơn vị duy nhất bao tiêu sản phẩm LPG từ nhà máy lọc dầu Dung Quất, Nghi Sơn.



Nguồn: BETA tổng hợp

- **Nhập khẩu & kinh doanh quốc tế:** Để bù đắp thiếu hụt nội địa và mở rộng quy mô, PV GAS nhập khẩu LPG từ Trung Đông và các nước lân cận như Malaysia, Trung Quốc, Qatar,...

b) Khách hàng và phân phối

Hiện nay, LPG được sử dụng nhiều trong dân dụng thương mại (chiếm 55%) và các ngành công nghiệp (chiếm 45%). Nguồn cung LPG trong nước chưa được đáp ứng đủ nhu cầu nội địa cũng như thương mại. Do đó, Việt Nam phải nhập khẩu LPG từ nước ngoài hàng năm để bù đắp sản lượng thiếu hụt đó.

PV GAS sở hữu hệ thống kho chứa và trạm chiết nạp lớn nhất cả nước, tạo lợi thế cạnh tranh tuyệt đối. Hiện đang quản lý 14 kho chứa LPG với tổng công suất gần 150 nghìn tấn, qua đó chiếm 70% thị phần bán buôn trong nước và 20% thị phần bán lẻ.

Giá bán LPG trong nước được xác định:

Giá gas bán lẻ = Giá LPG nhập khẩu + Chí phí (quản lý, sản xuất, khấu hao, v.v) + Chí phí cho hệ thống phân phối + Thuế VAT

Trong đó:

- **Giá LPG nhập khẩu = (CP Saudi Aramco + Premium) * (1 + Thuế suất nhập khẩu) * (1 + Thuế suất VAT) * Tỷ giá USD/VND**

- CP Saudi Aramco = (Giá Propane * % Propane) + (Giá Butane * % Butane)

3. Khí tự nhiên nén (CNG) và khí ngưng tụ (Condensate)

CNG (Compressed Natural Gas) là khí khô tự nhiên được nén ở áp suất 200–250 barg, giúp tăng khả năng tồn chứa và giảm chi phí vận chuyển. CNG chính thức tham gia thị trường khí Việt Nam từ năm 2008 và nhanh chóng được chấp nhận nhờ giá bán cạnh tranh so với các nhiên liệu truyền thống như xăng, dầu và LPG. Nhóm khách hàng chính của CNG hiện nay là các cơ sở sản xuất công nghiệp (gạch men, sắt thép, gốm sứ,...) nằm ngoài vùng phủ của hệ thống đường ống khí. Ngoài ra, CNG còn được sử dụng trong giao thông công cộng, với khoảng 500 xe buýt chạy CNG đang hoạt động tại các đô thị lớn, góp phần giảm phát thải và ô nhiễm môi trường.

Condensate là sản phẩm thu được từ quá trình khai thác khí ỏm tại các mỏ khí nội địa, được sử dụng chủ yếu làm nguyên liệu cho chế biến xăng thành phẩm, qua đó đóng góp vào việc bổ sung nguồn cung xăng trong nước.

Tổng hợp hoạt động kinh doanh CNG - khí thấp áp - condensate hiện đóng góp khoảng 5% lợi nhuận gộp của GAS, giữ vai trò bổ trợ bên cạnh mảng khí qua đường ống và LNG, đồng thời giúp đa dạng hóa cơ cấu sản phẩm và khách hàng.

III. Triển vọng kinh doanh

1. Tăng cường nguồn điện khí, đáp ứng nhu cầu trong kỷ nguyên mới

Nhu cầu điện dự kiến tăng nhanh để phục vụ cho mục tiêu phát triển kinh tế

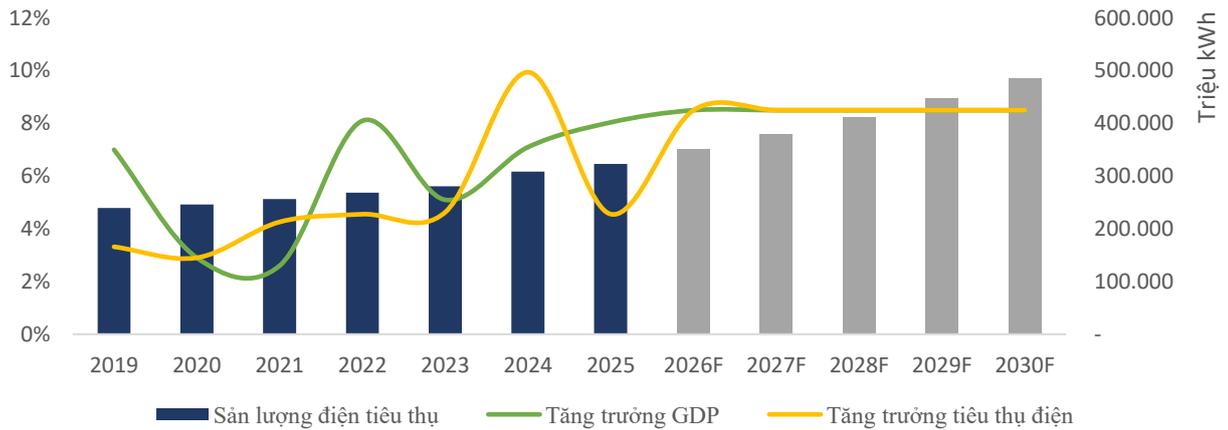
Giai đoạn 2026–2030, Chính phủ đặt mục tiêu tăng trưởng GDP bình quân từ 10%/năm trở lên, hướng tới năm 2030 trở thành nước đang phát triển có công nghiệp hiện đại, thu nhập trung bình cao, và nằm trong top 30 nền kinh tế lớn nhất thế giới, đứng thứ 3 ASEAN. Để đạt được mục tiêu này, ngành điện phải đi trước một bước, đóng vai trò nền tảng cho tăng trưởng kinh tế nhanh và bền vững.

Ngoài ra, sự phát triển nhanh của các ngành tiêu thụ điện lớn như trung tâm dữ liệu, sản xuất công nghiệp và AI infrastructure đang tạo thêm nhu cầu điện nền ổn định, qua đó gián tiếp thúc đẩy nhu cầu LNG cho phát điện khí. Các dự án trung tâm dữ liệu quy mô lớn có thể yêu cầu công suất điện hàng trăm đến hàng nghìn MW, làm gia tăng nhu cầu đối với các nguồn điện linh hoạt như điện khí.

Cơ cấu nguồn điện hiện tại bộc lộ rủi ro thiếu nguồn điều độ.

Theo số liệu EVN, sản lượng điện thương phẩm năm 2025 chỉ tăng 4,9% YoY, thấp hơn mức tăng trưởng GDP (8,0%). Trong khi đó, nhu cầu công suất cực đại tăng tới 11,1% YoY, còn tổng công suất nguồn điện đưa vào vận hành trong năm chỉ đạt 6.400 MW (+7,9% YoY). Điều này cho thấy, bên cạnh việc phát triển năng lượng tái tạo, Việt Nam cần khẩn trương bổ sung các nguồn điện có khả năng điều độ như điện khí và thủy điện để đảm bảo an ninh cung cấp trong mọi kịch bản.

Dự kiến sản lượng điện tiêu thụ theo mục tiêu tăng trưởng GDP



Nguồn: EVN, BETA tổng hợp

Nguồn khí nội địa suy giảm, LNG trở thành nguồn bổ sung bắt buộc

Theo Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh, tổng công suất đặt hệ thống điện đến năm 2030 được nâng lên khoảng 183 GW, tăng 109% so với năm 2024. Trong đó:

- Điện khí sử dụng khí nội địa tăng từ 8,6 GW lên 10,8 GW;
- Điện khí LNG nhập khẩu tăng mạnh từ 0 GW lên 22,5 GW.

Như vậy, đến năm 2030, nguồn điện khí (khí nội địa + LNG) sẽ chiếm khoảng 35% tổng công suất hệ thống, trở thành trụ cột trong cơ cấu nguồn điện quốc gia.

Hiện nay, sản lượng khí tự nhiên nội địa đang bước vào giai đoạn suy giảm, trong khi nhu cầu điện khí tăng nhanh nhằm đáp ứng mục tiêu tăng trưởng kinh tế cao. Trong bối cảnh đó, LNG nhập khẩu trở thành nguồn cung không thể thay thế để bù đắp thiếu hụt khí và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia trong trung và dài hạn.

Nhơn Trạch 3&4 và các nhà máy điện khí khác: hình thành trục cung – cầu dài hạn

Theo kế hoạch đến năm 2030, Việt Nam dự kiến sẽ có khoảng 15 dự án điện khí LNG đi vào vận hành, với nhu cầu tổng công suất kho chứa LNG ước đạt 15–18 triệu tấn/năm. Trong lộ trình này, NMT Nhơn Trạch 3&4 đóng vai trò tiên phong, đánh dấu cột mốc thương mại hóa quy mô hơn đầu tiên của điện khí LNG tại Việt Nam. Việc hai nhà máy này đi vào vận hành sẽ tạo ra nguồn cầu LNG ổn định, dài hạn và có tính dự báo cao cho thị trường khí.

Để đáp ứng cho làn sóng của các dự án điện khí LNG, trong bối cảnh nguồn khí nội địa suy giảm, đòi hỏi một hệ thống hạ tầng nhập khẩu, tồn trữ và tái hóa LNG đủ lớn. PV GAS đã và đang triển khai chiến lược phát triển hệ thống kho cảng và trung tâm tái hóa LNG trên phạm vi toàn quốc, bao phủ cả ba miền Bắc – Trung – Nam. Kho cảng LNG Thị Vải, chính thức vận hành từ năm 2023, là dự án nền tảng, cho phép PV GAS lần đầu tiên tham gia đầy đủ vào chuỗi giá trị LNG, đồng thời giữ vai trò cung cấp LNG cho Nhơn Trạch 3 & 4 cũng như các nhà máy điện Phú Mỹ trong các giai đoạn cao điểm.

PV GAS đã ký kết thành công hợp đồng cung cấp LNG dài hạn với Shell, theo đó Shell sẽ cung cấp 400 nghìn tấn LNG mỗi năm cho kho LNG Thị Vải trong giai đoạn 2027–2031. Hợp đồng dài hạn này sẽ đóng góp khoảng 40% công suất tối đa của kho Thị Vải (1 triệu tấn LNG/năm). Sau đó, GAS cũng đã đàm phán và ký kết hợp đồng cung cấp LNG cho toàn bộ quá trình vận hành thương mại của NMT Nhơn Trạch 3&4 trong thời hạn 25 năm.

Danh mục các nhà máy nhiệt điện LNG trong QHĐ VIII điều chỉnh:

| Dự án | Công suất (MW) | Địa điểm | Dự kiến vận hành | Trạng thái | Kho cảng LNG |
|---------------------------|----------------|-----------------|------------------|------------------------------|----------------|
| 1 LNG Nhơn Trạch 3&4 | 1600 | Đồng Nai | T12/2025 | Đã vận hành thương mại | Thị Vải |
| 2 LNG Sơn Mỹ I | 2.250 | Bình Thuận | | Lập F/S, giải phóng mặt bằng | Sơn Mỹ |
| 3 LNG Sơn Mỹ II | 2.250 | Bình Thuận | | Lập F/S, giải phóng mặt bằng | Sơn Mỹ |
| 4 LNG Quảng Ninh | 1.500 | Quảng Ninh | 2028–2029 | Giải phóng mặt bằng | Quảng Ninh |
| 5 LNG Hải Phòng – GD I | 1.600 | Hải Phòng | 2030 | Chưa khởi công | |
| 6 LNG Hải Phòng – GD II | 3.200 | Hải Phòng | 2031–2035 | Chưa khởi công | |
| 7 LNG Thái Bình | 1.500 | Hưng Yên | 2028–2029 | Đang xây dựng | Thái Bình |
| 8 LNG Nghi Sơn | 1.500 | Thanh Hóa | Trước 2030 | Lựa chọn nhà đầu tư | Nghi Sơn |
| 9 LNG Công Thanh | 1.500 | Thanh Hóa | 2031–2035 | Lập F/S, giải phóng mặt bằng | |
| Dự án | Công suất (MW) | Địa điểm | Dự kiến vận hành | Trạng thái | Kho cảng LNG |
| 10 LNG Quỳnh Lập | 1.500 | Nghệ An | Trước 2030 | Lựa chọn nhà đầu tư | Quỳnh Lập |
| 11 LNG Vũng Áng III | 1.500 | Hà Tĩnh | 2031–2032 | Chưa khởi công | |
| 12 LNG Quảng Trạch II | 1.500 | Quảng Trị | 2028 | Giải phóng mặt bằng | Quảng Trạch II |
| 13 LNG Quảng Trạch III | 1.500 | Quảng Trị | 2031–2035 | Chưa khởi công | |
| 14 LNG Hải Lăng – GD I | 1.500 | Quảng Trị | 2028–2029 | Lập F/S, giải phóng mặt bằng | Hải Lăng I |
| 15 LNG Cà Ná | 1.500 | Khánh Hòa | Trước 2030 | Lựa chọn nhà đầu tư | Cà Ná |
| 16 LNG Hiệp Phước – GD I | 1.200 | TP. Hồ Chí Minh | 2028 | Đang xây dựng | Hải Lĩnh |
| 17 LNG Hiệp Phước – GD II | 1.500 | TP. Hồ Chí Minh | 2029–2030 | Chưa khởi công | |
| 18 LNG Long Sơn | 1.500 | TP. Hồ Chí Minh | 2031–2035 | Lựa chọn nhà đầu tư | Đông Nam Bộ |
| 19 LNG Long An I | 1.500 | Tây Ninh | 2028–2029 | Giải phóng mặt bằng | Thị Vải (*) |
| 20 LNG Long An II | 1.500 | Tây Ninh | 2031 | Chưa khởi công | Thị Vải (*) |
| 21 LNG Bạc Liêu | 3.200 | Cà Mau | 2030 | Lập F/S, giải phóng mặt bằng | Bạc Liêu I |

Nguồn: Bộ Công thương, BETA tổng hợp

2. Động lực từ các mỏ khí nội địa mới trong nước

Từ nay tới 2027, các mỏ khí quan trọng bao gồm Lô B, Sư Tử Trắng 2B, Kinh Ngư Trắng, Kinh Ngư Trắng Nam, Thiên Nga Hải Âu, Đại Hùng pha 3, Nam Du U Minh, Khánh Mỹ Đầm Dơi sẽ được hoàn thành xây dựng và đi vào hoạt động, bổ sung đáng kể cho nguồn khí trong nước. Trong đó, mỏ khí Lô B (trữ lượng 107 tỷ m³) là trọng điểm đầu tư với kỳ vọng sẽ khai thác sản lượng trung bình khoảng 5,06 tỷ m³ mỗi năm trong giai đoạn ổn định. Đây là mức sản lượng khí rất lớn, lớn hơn cả sản lượng Bể Cửu Long và Nam Côn Sơn hiện nay cộng lại. Các công việc thượng nguồn Lô B đã được khởi công từ tháng 9/2024 với tiến độ rất tích cực.

Chúng tôi kỳ vọng mỏ khí Lô B sẽ có được dòng khí đầu tiên vào quý 4/2027 và duy trì sản lượng ổn định từ sau năm 2030 khi cả 4 nhà máy điện Ô Môn vận hành thương mại chính thức. Ngoài ra, theo QHĐ8, các nhà máy điện sử dụng khí Cá Voi Xanh cũng được đưa vào quy hoạch, dự kiến vận hành trước 2030. Tuy nhiên, mặc dù mỏ khí Cá Voi Xanh có trữ lượng rất lớn (150 tỷ m³) nhưng hiện nay còn gặp phải rất nhiều vướng mắc nên rất khó có thể phát triển mỏ trước 2030.

Dự kiến nguồn cung khí nội địa mới trong tương lai của Việt Nam:

| Mỏ khí mới | Bể | Trữ lượng (tỷ m ³) | Dự kiến khai thác |
|------------|----|--------------------------------|-------------------|
|------------|----|--------------------------------|-------------------|

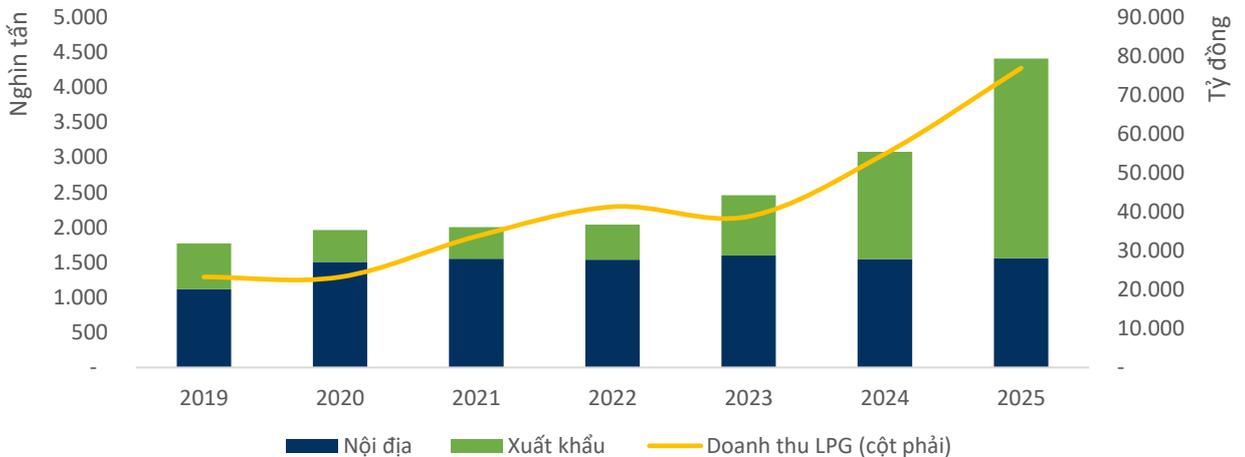
| | | | |
|--------------------|-----------------|-------|---------------|
| Lô B | Malay – Thổ Chu | 107,0 | 2028 |
| Sư Tử Trắng 2B | Cửu Long | 17,1 | Q3/2026 |
| Kình Ngư Trắng | Cửu Long | 1,1 | Q1/2025 |
| Kình Ngư Trắng Nam | Cửu Long | 1,1 | Q1/2025 |
| Thiên Nga Hải Âu | Nam Côn Sơn | 7,4 | Q4/2026 |
| Đại Hùng pha 3 | Nam Côn Sơn | 0,6 | Q2/2025 |
| Nam Du U Minh | Malay – Thổ Chu | 5,6 | 2027 |
| Khánh Mỹ Đàm Dơi | Malay – Thổ Chu | 4,0 | Q2/2027 |
| Cá Voi Xanh | Phú Khánh | 150,0 | Chưa xác định |
| Kèn Bầu | Sông Hồng | 230,0 | Chưa xác định |

Nguồn: PVN, BETA tổng hợp

3. Kinh doanh LPG mở rộng ra thị trường quốc tế

Trong bối cảnh thị trường nội địa đã bão hòa, duy trì ổn định ở mức trên dưới 1,5 triệu tấn mỗi năm. Mạng kinh doanh quốc tế và xuất khẩu (thông qua PV GAS Trading) ghi nhận sự bứt phá mạnh mẽ. Trong chiến lược mở rộng quốc tế, Campuchia nổi lên là thị trường xuất khẩu LPG trọng điểm của GAS. Hiện nay, GAS đang đáp ứng hơn 65% tổng nhu cầu LPG của Campuchia, đưa Việt Nam trở thành một trong những trục cung ứng LPG chi phối hoạt động nhập khẩu của quốc gia này. Vị thế thống trị tại Campuchia mang lại cho GAS nền tảng vững chắc tại một thị trường láng giềng có tốc độ tăng trưởng cao và mức độ cạnh tranh còn tương đối phân mảnh.

Sản lượng kinh doanh LPG



Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

Nhu cầu gia tăng từ Campuchia – thị trường chiến lược trong khu vực

Do nỗ lực khai thác dầu khí nội địa chưa thành công, Campuchia duy trì trạng thái phụ thuộc hoàn toàn vào nguồn cung từ các quốc gia láng giềng như Việt Nam. GAS duy trì lợi thế cạnh tranh tại Campuchia là ưu thế vượt trội về logistics và chi phí vận chuyển, xuất phát từ vị trí địa lý của Việt Nam. Hiện nay, 65,4% tổng lượng LPG nhập khẩu của Campuchia được vận chuyển bằng xe bồn đường bộ từ Việt Nam. Khoảng cách địa lý ngắn cho phép LPG từ Việt Nam được vận chuyển bằng đường bộ với chi phí chỉ khoảng 40 USD/tấn – thấp hơn đáng kể so với mức 96 USD/tấn từ Thái Lan. Đặc biệt, căng thẳng biên giới Campuchia – Thái Lan trong năm 2025 đã tạo ra cơ hội ngắn hạn nhưng mang ý nghĩa chiến lược, giúp GAS mở rộng thêm thị phần và củng cố vị thế tại thị trường láng giềng có tốc độ tăng trưởng cao.

Theo nghiên cứu của ERIA, nhu cầu LPG tại Campuchia dự kiến đạt mức tăng trưởng 7% CAGR trong giai đoạn 2021-2040 dựa trên hai trụ cột chính:

(1) Sự bùng nổ của phương tiện vận tải (chiếm khoảng 30% nhu cầu LPG)

Động lực nhu cầu đặc thù và đáng chú ý là sự gia tăng nhanh chóng của xe tuk-tuk chạy bằng LPG tại Phnom Penh. Nhóm phương tiện này hiện chiếm 70–80% doanh số bán LPG tại các trạm bơm, tương đương 17–20% tổng tiêu thụ LPG toàn quốc. Song song đó, Chính phủ Campuchia đang khuyến khích sử dụng LPG như một nhiên liệu sạch hơn để thay thế củi và than củi truyền thống, tạo nền tảng chính sách thuận lợi cho tăng trưởng dài hạn của thị trường. Đây là phương tiện được nhập khẩu từ Ấn Độ và đang dần thay thế các phương tiện chạy bằng xăng truyền thống nhờ vào chi phí vận hành thấp với hiệu quả kinh tế cao hơn.

(2) Đô thị hóa và dịch chuyển năng lượng dân dụng (chiếm 55-60% nhu cầu LPG)

Khu vực dân dụng sử dụng LPG cho mục đích nấu ăn, đã tăng đáng kể từ 2020, đặc biệt tại khu vực nông thôn. Nguyên nhân cho xu hướng này là giá củi tăng do thiếu củi đến từ tình trạng phá rừng, khai thác gỗ bất hợp pháp. Mặt khác, cơ sở hạ tầng được cải thiện ở khu vực nông thôn đã cho phép người dân tiếp cận thị trường và nguồn cung cấp LPG dễ dàng hơn. Hiện LPG mới chỉ đáp ứng 56% nhu cầu tại thành thị và vón vẹn 11% nhu cầu tại nông thôn. Việc cải thiện hạ tầng giao thông nông thôn sẽ giúp PV GAS dễ dàng mở rộng mạng lưới phân phối đến các khu vực này.

4. Đẩy mạnh đầu tư hạ tầng cho chu kỳ mới của ngành năng lượng

Kế hoạch đầu tư hơn 100.000 tỷ đồng vào hạ tầng năng lượng giai đoạn 2026–2030 của PV GAS cho thấy doanh nghiệp đang bước vào chu kỳ đầu tư mới nhằm chuẩn bị nền tảng cho tăng trưởng dài hạn của ngành khí tại Việt Nam. Trọng tâm chiến lược là phát triển hạ tầng LNG bao gồm kho cảng nhập khẩu, hệ thống đường ống và các trung tâm năng lượng tích hợp, qua đó đón đầu nhu cầu LNG gia tăng trong bối cảnh nguồn khí nội địa suy giảm trong khi các nguồn khí mới chưa thể đưa vào khai thác trong ngắn hạn. Điều này cũng phù hợp với xu hướng gia tăng vai trò của điện khí LNG trong cơ cấu năng lượng quốc gia trong quá trình chuyển dịch năng lượng.

Về tiến độ triển khai, trong năm 2025, công tác đầu tư phát triển được PV GAS triển khai quyết liệt, tạo động lực tăng trưởng mới và xây dựng nền tảng vững chắc cho tương lai. Các dự án đã được triển khai tích cực với giá trị giải ngân thực tế đạt khoảng 3.400 tỷ đồng (103% kế hoạch). Sang năm 2026, doanh nghiệp dự kiến đẩy mạnh triển khai các dự án trọng điểm với kế hoạch giải ngân đầu tư xây dựng hơn 9.000 tỷ đồng, được xem là bước đệm quan trọng cho chiến lược dài hạn trong giai đoạn 2026-2030.

Tuy nhiên, quy mô đầu tư lớn cũng đi kèm một số rủi ro cần lưu ý, bao gồm áp lực vốn và dòng tiền, khả năng chậm tiến độ các dự án hạ tầng quy mô lớn, cũng như biến động giá LNG trên thị trường quốc tế. Bên cạnh đó, hiệu quả khai thác hạ tầng LNG còn phụ thuộc đáng kể vào tiến độ phát triển các dự án điện khí LNG ở hạ nguồn, do đó nhu cầu tiêu thụ trong giai đoạn đầu có thể tăng chậm hơn kỳ vọng.

Ước tính đầu tư xây dựng cơ bản trong năm



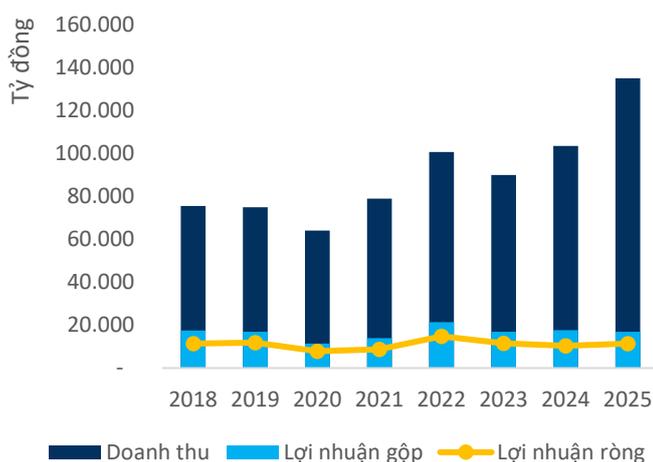
Nguồn: BETA ước tính

IV. TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH

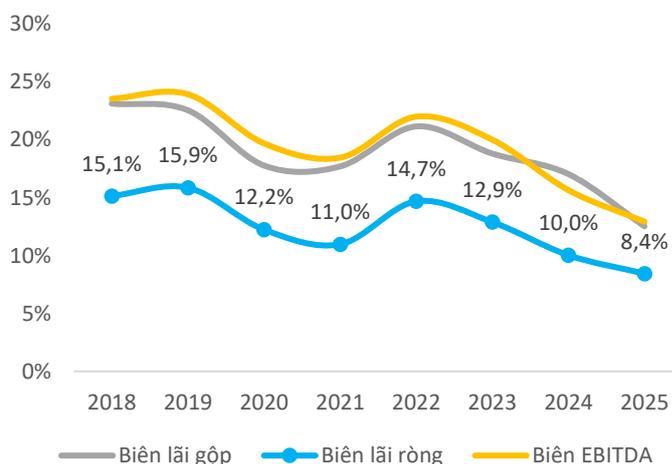
1. Doanh thu & Tỷ suất lợi nhuận

Quy mô doanh thu của PV Gas (GAS) giai đoạn 2018–2025 nhìn chung có xu hướng tăng, đặc biệt từ sau năm 2021 nhờ giá năng lượng toàn cầu tăng và sự mở rộng hoạt động kinh doanh LPG/LNG. Tuy nhiên, biên lợi nhuận ròng của doanh nghiệp có xu hướng thu hẹp theo thời gian từ khoảng 15–16% giai đoạn 2018–2019 xuống còn khoảng 8,4% năm 2025. Điều này chủ yếu cơ cấu doanh thu dịch chuyển sang các mảng trading LPG/LNG có biên lợi nhuận thấp hơn.

Doanh thu & Lợi nhuận



Biên lợi nhuận



Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

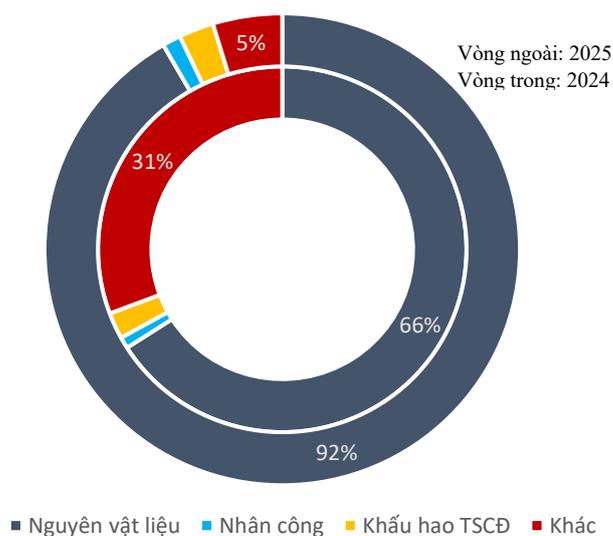
2. Cơ cấu chi phí

Cơ cấu chi phí của PV Gas (GAS) cho thấy giá vốn hàng bán chiếm tỷ trọng áp đảo trong tổng chi phí, dao động quanh mức hơn 94% trong giai đoạn 2018–2025. Điều này phản ánh đặc thù ngành khí chi phí nguyên vật liệu đầu vào (khí âm, LNG/LPG nhập khẩu) chiếm phần lớn chi phí hoạt động của doanh nghiệp. Các chi phí vận hành khác như SG&A, khấu hao TSCĐ hay nhân công chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ.

Cơ cấu các loại chi phí



Tỷ trọng yếu tố chi phí

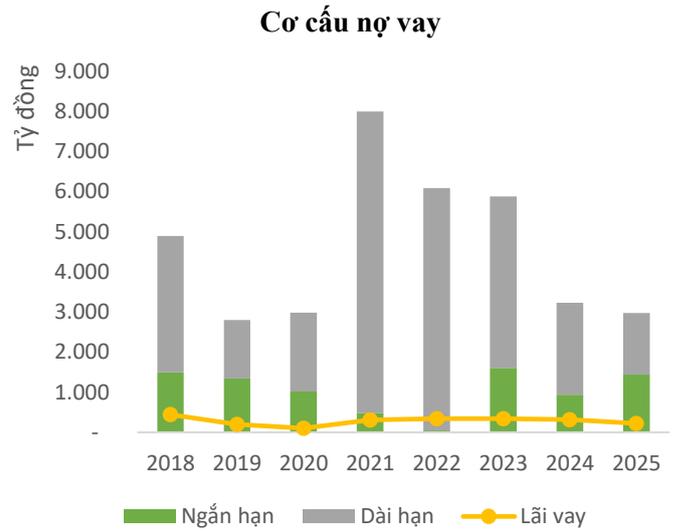
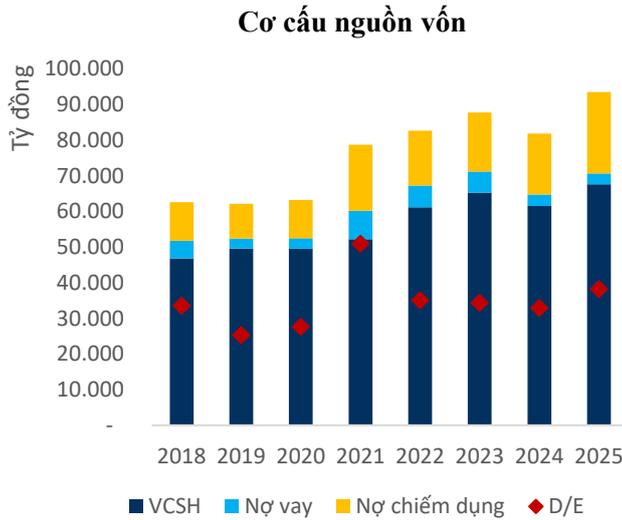


Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

3. Tỷ lệ đòn bẩy & Cơ cấu nợ vay

Cơ cấu nguồn vốn của GAS vẫn duy trì ở trạng thái khá an toàn khi vốn chủ sở hữu chiếm tỷ trọng lớn trong tổng nguồn vốn. Tỷ lệ D/E duy trì ở mức thấp, dưới 0,4 trong hầu hết giai đoạn 2018-2025, cho thấy doanh nghiệp ít phụ thuộc vào đòn bẩy tài chính và có nền tảng tài chính tương đối vững chắc.

Về cơ cấu nợ vay, nợ dài hạn chiếm phần lớn tổng nợ vay, trong khi nợ ngắn hạn chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ. Điều này phù hợp với đặc thù đầu tư các dự án năng lượng có vòng đời dài, giúp giảm áp lực thanh khoản trong ngắn hạn.



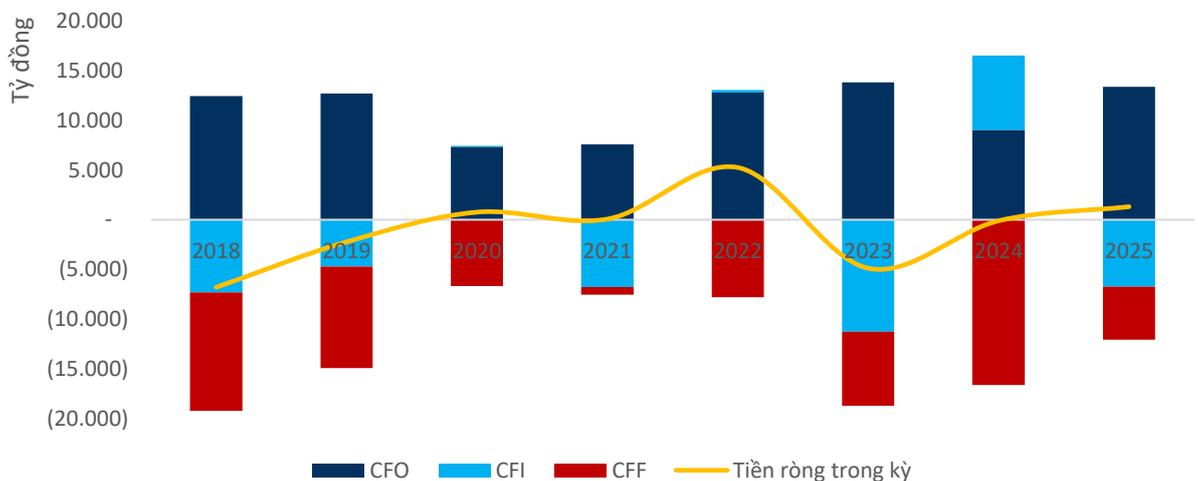
Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

4. Lưu chuyển dòng tiền

Dòng tiền hoạt động kinh doanh (CFO) của PV Gas (GAS) duy trì ở mức dương và khá ổn định trong giai đoạn 2018–2025, cho thấy hoạt động kinh doanh cốt lõi vẫn tạo ra dòng tiền tốt. Trong khi đó, dòng tiền đầu tư (CFI) thường biến động mạnh theo chu kỳ đầu tư dự án, đặc biệt ghi nhận mức dương lớn trong năm 2024 do thu hồi cho vay lớn. Dòng tiền tài chính (CFF) chủ yếu âm trong hầu hết các năm do công ty duy trì chính sách chi trả cổ tức tiền mặt cao.

Nhìn chung, tổng thể dòng tiền của GAS vẫn khá lành mạnh nhờ nền tảng dòng tiền hoạt động ổn định, đủ để tài trợ cho hoạt động đầu tư và chi trả cổ tức.

Lưu chuyển dòng tiền trong kỳ



Nguồn: GAS, BETA tổng hợp

V. DỰ PHÓNG KẾT QUẢ KINH DOANH NĂM 2026

Đơn vị: Tỷ đồng

| | 2025 | 2026F | %YoY | Nhận xét |
|--|----------------|----------------|------------|--|
| Giá dầu Brent (usd/thùng) | 67 | 78 | 16% | Nguồn cung toàn cầu dự kiến dồi dào nhờ sản lượng từ Mỹ và OPEC+ trong khi tăng trưởng nhu cầu thấp hơn. Tuy nhiên lại chịu áp lực từ căng thẳng địa chính trị trên thế giới làm đứt gãy chuỗi cung ứng. |
| Khí vào bờ & LNG (triệu m3) | 6.475 | 6.826 | 5% | Sản lượng khí vào bờ tăng nhẹ nhờ nguồn LNG nhập khẩu bổ sung cho sự suy giảm của khí nội địa. |
| Sản lượng tiêu thụ | | | | - Sản lượng tiêu thụ tăng nhờ nhu cầu khí cho phát điện duy trì tích cực trong bối cảnh hệ thống điện Việt Nam tiếp tục thiếu hụt nguồn cung nền. LNG nhập khẩu dần bù đắp sự suy giảm của các mỏ khí nội địa, đồng thời các nhà máy điện khí mới NT3&4 và hiện hữu gia tăng huy động. |
| Khí khô & LNG (triệu m3) | 6.200 | 6.553 | 6% | |
| LPG (nghìn tấn) | 4.408 | 4.208 | -5% | - Sản lượng LPG tăng trưởng ổn định nhờ mở rộng thị phần xuất khẩu trong khi nhu cầu LPG dân dụng trong nước đã dần bão hòa. Tăng trưởng chủ yếu đến từ hoạt động trading và xuất khẩu sang các thị trường khu vực. |
| Doanh thu | 135.129 | 145.891 | 8% | - Mảng khí khô và LNG tăng chủ yếu nhờ giá khí đầu vào tăng cùng với sản lượng tiêu thụ cải thiện. |
| Khí khô & LNG | 52.070 | 58.815 | 13% | |
| LPG | 76.912 | 78.938 | 3% | - Doanh thu LPG tăng nhờ cả sản lượng và giá bán cải thiện theo xu hướng giá năng lượng toàn cầu. |
| Vận chuyển khí | 2.523 | 2.842 | 13% | - Mảng vận chuyển khí tăng tương ứng với sản lượng khí tiêu thụ trong hệ thống đường ống. |
| Khác | 3.747 | 5.565 | 49% | |
| Lợi nhuận gộp | 16.939 | 19.978 | 18% | Lợi nhuận gộp tăng trưởng tương đồng với doanh thu nhờ sản lượng tiêu thụ tăng và biên lợi nhuận duy trì ổn định. |
| Khí khô & LNG | 10.448 | 12.939 | 24% | Mảng khí khô & LNG tiếp tục là nguồn đóng góp lợi nhuận lớn nhất của công ty. |
| LPG | 3.681 | 3.947 | 7% | |
| Vận chuyển khí | 1.874 | 1.978 | 6% | Mảng LPG kỳ vọng biên lợi nhuận cải thiện hơn so với nền thấp năm trước. |
| Khác | 936 | 1.113 | 19% | |
| Chi phí SG&A | 3.814 | 4.390 | 15% | Chi phí SG&A tăng do chúng tôi không phản ánh kỳ vọng hoàn nhập dự phòng khoản phải thu khó đòi. |
| Thu nhập từ CTLK | 42 | 35 | -15% | |
| Lợi nhuận từ HĐKD | 13.166 | 15.623 | 19% | |
| Thu nhập tài chính | 1.584 | 2.037 | 29% | Thu nhập tài chính tăng nhờ lãi tiền gửi cao hơn |
| Chi phí tài chính | 387 | 860 | 122% | Lãi vay tăng do nhu cầu vay vốn phục vụ đầu tư hạ tầng LNG |
| Trong đó: Lãi vay | 220 | 478 | 118% | |
| Lợi nhuận khác | (4) | 41 | | |
| LNTT | 14.359 | 16.842 | 17% | |
| LNST | 11.572 | 13.572 | 17% | |
| LNST và sau CĐTS | 11.414 | 13.357 | 17% | |
| <i>Biên lãi gộp</i> | <i>12,5%</i> | <i>13,7%</i> | | |
| <i>Biên lãi ròng</i> | <i>8,4%</i> | <i>9,2%</i> | | |

VI. RỦI RO

1. Sản lượng khí tự nhiên từ các mỏ nội địa tiếp tục suy giảm nhanh

Nguồn khí từ các bể khí Cửu Long, Nam Côn Sơn, và PM3 – Cà Mau đang trong giai đoạn suy giảm tự nhiên sau nhiều năm khai thác. Sự suy giảm nguồn khí nội địa sẽ trực tiếp ảnh hưởng đến sản lượng khí đầu vào của hệ thống đường ống do GAS vận hành, từ đó tác động tiêu cực đến sản lượng khí thương phẩm và doanh thu vận chuyển khí. Trong trường hợp các dự án khí mới như Lô B – Ô Môn tiếp tục chậm tiến độ, khoảng trống nguồn cung có thể lớn hơn dự kiến, buộc doanh nghiệp phải phụ thuộc nhiều hơn vào LNG nhập khẩu với chi phí cao hơn.

2. Nguồn cung LPG/LNG không ổn định

Hoạt động kinh doanh LPG và LNG của GAS ngày càng phụ thuộc vào nguồn nhập khẩu và diễn biến của thị trường năng lượng toàn cầu. Giá LPG và LNG thường biến động mạnh do chịu tác động từ yếu tố địa chính trị, cân bằng cung cầu năng lượng toàn cầu cũng như biến động của giá dầu. Trong bối cảnh thị trường năng lượng thế giới vẫn tiềm ẩn nhiều bất ổn, nguồn cung LNG và LPG có thể gặp gián đoạn hoặc giá đầu vào tăng mạnh, gây áp lực lên chi phí nhập khẩu và làm thu hẹp biên lợi nhuận của doanh nghiệp.

3. Tiến độ triển khai các dự án kho cảng và NMD khí LNG trễ

Việc phát triển hạ tầng LNG là một trong những định hướng chiến lược quan trọng của GAS nhằm bù đắp sự suy giảm của nguồn khí nội địa. Tuy nhiên, các dự án LNG thường có quy mô đầu tư lớn và phụ thuộc vào tiến độ phát triển đồng bộ của các nhà máy điện khí LNG. Nếu tiến độ triển khai các dự án kho cảng LNG hoặc các dự án điện khí LNG chậm hơn kế hoạch, nhu cầu tiêu thụ LNG có thể tăng chậm hơn kỳ vọng, làm ảnh hưởng đến sản lượng tiêu thụ khí của GAS. Đồng thời, việc kéo dài thời gian triển khai dự án cũng có thể khiến chi phí đầu tư và chi phí tài chính gia tăng, ảnh hưởng đến hiệu quả đầu tư.

4. Nợ xấu khó đòi

Khoản phải thu của GAS chủ yếu phát sinh từ các khách hàng trong chuỗi điện – khí, đặc biệt là các nhà máy điện khí. Trong năm 2025, GAS đã hoàn nhập dự phòng nợ phải thu khoảng 437 tỷ đồng, chủ yếu liên quan đến các nhà máy điện khí tại khu vực Đông Nam Bộ. Nhờ đó, giá trị nợ xấu gộp giảm mạnh xuống còn khoảng 2.332 tỷ đồng, giảm 16% so với đầu năm.

Một điểm đáng chú ý là hơn 50% các khoản nợ xấu của GAS liên quan đến các nhà máy điện khí thuộc PV Power (POW). Về bản chất, đây là rủi ro công nợ của GAS vẫn gắn chặt với chuỗi điện – khí và một số vấn đề quyết toán giá khí, không phải tranh chấp pháp lý nghiêm trọng hay rủi ro mất vốn. Do đó, GAS có thể hoàn nhập dự phòng lớn, khi các khoản công nợ được thanh toán sau khi quyết toán.

5. Sự cố kỹ thuật

PV GAS hiện chưa ghi nhận nhiều sự cố kỹ thuật nghiêm trọng liên quan đến hệ thống đường ống hay hạ tầng khí trong các báo cáo tài chính. Tuy nhiên, do đặc thù của lĩnh vực trung nguồn (thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí), hoạt động của doanh nghiệp vẫn tiềm ẩn một số rủi ro kỹ thuật trong quá trình vận hành hệ thống.

Các rủi ro này chủ yếu đến từ hoạt động bảo trì định kỳ, dừng khí để bảo dưỡng hoặc các gián đoạn vận hành ngắn hạn của đường ống và nhà máy xử lý khí, có thể ảnh hưởng tạm thời đến sản lượng khí cung cấp.

VII. ĐỊNH GIÁ

Chúng tôi sử dụng kết hợp hai phương pháp định giá là chiết khấu dòng tiền (FCFF) trong giai đoạn 2026-2030 và P/E so với mức trung bình 5 năm để xác định giá mục tiêu của cổ phiếu GAS.

Một số giả định chính trong mô hình như sau:

| | 2025E | 2026F | 2027F | 2028F | 2029F | 2030F |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Giá dầu Brent trung bình (USD/thùng) | 67 | 78 | 70 | 68 | 66 | 64 |
| Giá dầu FO (USD/tấn) | 430 | 481 | 449 | 436 | 424 | 411 |
| Giá LPG (USD/triệu BTU) | 620 | 694 | 648 | 629 | 611 | 592 |
| Sản lượng khí ấm trong nước (triệu m ³) | 6,0 | 6,0 | 6,7 | 7,7 | 8,4 | 9,1 |
| Sản lượng LNG nhập khẩu (triệu m ³) | 0,5 | 0,8 | 1,0 | 1,2 | 1,5 | 1,8 |
| Sản lượng kinh doanh LPG (nghìn tấn) | 4.397 | 4.208 | 4.393 | 4.597 | 4.806 | 5.028 |
| Lợi suất cổ tức (đồng/cổ phiếu) | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 |

Định giá theo phương pháp FCFF

Chúng tôi chiết khấu dòng tiền FCFF của GAS giai đoạn 2026-2030 và áp dụng tỷ lệ tăng trưởng vĩnh viễn 2% cho dòng tiền tự do cho thời gian sau đó. Chúng tôi xác định mức giá hợp lý cho GAS theo phương pháp FCFF là **68.000 đồng/cổ phiếu**.

Chi phí sử dụng vốn bình quân

| | | | |
|---------------------------|------|----------------|--------------|
| Hệ số Beta | 1,0 | Chi phí VCSH | 13,0% |
| Tỷ lệ tăng trưởng (g) | 2,0% | Chi phí nợ vay | 7,5% |
| Phân bù rủi ro thị trường | 9,0% | Nợ % | 30% |
| Lãi suất phi rủi ro | 4,0% | VCSH % | 70% |
| Thuế TNDN | 20% | | |
| WACC % | | | 10,9% |

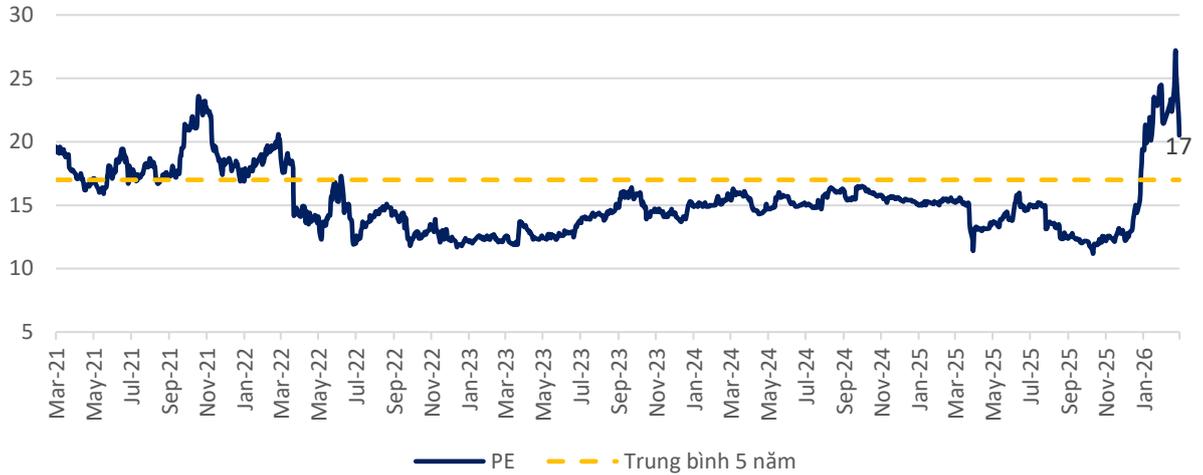
Tóm tắt định giá theo Chiết khấu dòng tiền (FCFF)

| Đơn vị: Tỷ đồng | 2026 | 2027F | 2028F | 2029F | 2030F |
|---------------------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| CFO | 14.877 | 14.978 | 15.616 | 16.425 | 16.954 |
| (-) CAPEX | (8.409) | (11.485) | (11.216) | (8.525) | (3.900) |
| (+) Lãi vay (1-t) | 383 | 521 | 814 | 1.079 | 1.254 |
| Dòng tiền tự do (FCFF) | 6.851 | 4.014 | 5.214 | 8.978 | 14.307 |
| NPV của DTTD | 27.729 | | | | |
| Giá trị cuối cùng | 163.973 | | | | |
| NPV của giá trị cuối cùng | 100.310 | | | | |
| Giá trị doanh nghiệp | 128.039 | | | | |
| - Nợ | 6.812 | | | | |
| - Lợi ích của cổ đông thiểu số | 1.358 | | | | |
| + Tiền mặt và đầu tư ngắn hạn | 44.219 | | | | |
| Giá trị vốn | 164.087 | | | | |
| Số lượng cổ phiếu (triệu) | 2.412,9 | | | | |
| Giá trị hợp lý (đồng/cổ phiếu) | 68.003 | | | | |

Định giá theo phương pháp P/E

Chúng tôi sử dụng phương pháp P/E với mục tiêu là 17,0 lần, tương đương với mức trung bình giai đoạn 5 năm của GAS để phản ánh định giá của thị trường cho cổ phiếu qua các chu kỳ biến động của giá năng lượng trên thế giới. Chúng tôi xác định mức giá hợp lý cho GAS theo phương pháp P/E là **94.100 đồng/cổ phiếu**.

Diễn biến P/E 5 năm của GAS (lần)



Tổng hợp định giá

Kết hợp phương pháp FCFE và P/E với tỷ trọng 50/50, chúng tôi xác định **mức giá hợp lý đối với GAS là 81.000 đồng/cổ phiếu**, tương ứng tiềm năng giảm giá 21,3%.

| Đơn vị: đồng/cp | Tỷ trọng | Định giá | Đóng góp |
|-----------------------|----------|----------|---------------|
| FCFE | 50% | 68.003 | 34.001 |
| P/E | 50% | 94.105 | 47.053 |
| Giá mục tiêu | | | 81.054 |
| Giá hiện tại | | | 87.900 |
| Tiềm năng tăng trưởng | | | -7,8% |

Phân tích độ nhạy với biến động giá năng lượng

Do đặc thù hoạt động kinh doanh của PV GAS có mức sự tương quan với biến động của giá năng lượng dẫn định giá doanh nghiệp có thể thay đổi đáng kể theo diễn biến của thị trường dầu khí. Vì vậy, chúng tôi xây dựng các kịch bản giả định khác nhau về giá dầu và các yếu tố đầu vào liên quan nhằm dự phóng lợi nhuận năm 2026. Trên cơ sở đó, mức định giá được áp dụng theo phương pháp P/E mục tiêu, cụ thể như bảng dưới đây.

| Kịch bản | Tiêu cực | Cơ sở | Tích cực |
|---------------------------------------|---------------|---------------|----------------|
| Các giả định cho HĐKD năm 2026 | | | |
| Giá dầu Brent trung bình (USD/thùng) | 60 | 78 | 90 |
| Giá dầu FO (USD/tấn) | 360 | 450 | 540 |
| Giá LPG | 512 | 640 | 768 |
| Sản lượng khí tiêu thụ (m3) | 6,0 | 6,6 | 7,2 |
| Sản lượng kinh doanh LPG (tấn) | 3.500 | 4.200 | 5.000 |
| KQKD năm 2026 | | | |
| LNST | 11.032 | 13.291 | 15.372 |
| EPS | 4.572 | 5.421 | 6.370 |
| Định giá | | | |
| P/E trung bình 5 năm (lần) | 17,0 | 17,0 | 17,0 |
| Giá trị hợp lý (đồng/cổ phiếu) | 77.722 | 92.154 | 108.298 |
| Lợi suất cổ tức (đồng/cổ phiếu) | 2.500 | 2.500 | 2.500 |

BÁO CÁO TÀI CHÍNH

Đơn vị: Tỷ đồng

| Hoạt động kinh doanh | 2024A | 2025A | 2026F | 2027F | Bảng CĐKT | 2024A | 2025A | 2026F | 2027F |
|------------------------------|-----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| Doanh thu thuần | 103.564 | 135.129 | 145.891 | 152.895 | Tài sản ngắn hạn | | | | |
| Giá vốn hàng bán | 85.910 | 118.190 | 125.914 | 131.626 | Tiền và tương đương tiền | 5.568 | 6.876 | 11.328 | 13.793 |
| Lợi nhuận gộp | 17.654 | 16.939 | 19.978 | 21.268 | Đầu tư tài chính NH | 27.494 | 32.891 | 32.891 | 32.891 |
| Chi phí HDKD | 5.612 | 3.814 | 4.390 | 6.233 | Các khoản phải thu | 19.098 | 24.841 | 26.820 | 28.107 |
| Chi phí bán hàng | 2.415 | 2.490 | 2.688 | 2.817 | Hàng tồn kho | 4.599 | 4.364 | 4.649 | 4.860 |
| Quản lý doanh nghiệp | 3.197 | 1.324 | 1.701 | 3.415 | TS ngắn hạn khác | 531 | 889 | 960 | 1.006 |
| Thu nhập từ CTLK | 38 | 42 | 35 | 38 | Tổng TS ngắn hạn | 57.290 | 69.861 | 76.648 | 80.657 |
| Lợi nhuận từ HDKD | 12.080 | 13.166 | 15.623 | 15.074 | Tài sản dài hạn | | | | |
| Doanh thu tài chính | 1.737 | 1.584 | 2.037 | 2.300 | Tài sản cố định | 18.222 | 15.951 | 13.476 | 10.996 |
| Chi phí tài chính | 341 | 167 | 381 | 371 | Nguyên giá TSCĐ | 65.459 | 65.784 | 65.914 | 66.044 |
| Lợi nhuận khác | 16 | (4) | 41 | 24 | Khấu hao lũy kế | (47.237) | (49.833) | (52.438) | (55.048) |
| EBIT | 13.491 | 14.579 | 17.320 | 17.027 | Xây dựng CBDD | 1.718 | 2.877 | 11.156 | 22.510 |
| Chi phí lãi vay | 319 | 220 | 478 | 651 | BDS đầu tư | 30 | 29 | 28 | 26 |
| LNTT | 13.172 | 14.359 | 16.842 | 16.377 | Đầu tư tài chính dài hạn | 400 | 406 | 406 | 406 |
| Thuế TNDN | 2.582 | 2.788 | 3.270 | 3.179 | TS dài hạn khác | 4.195 | 4.407 | 4.407 | 4.407 |
| LNST | 10.590 | 11.572 | 13.572 | 13.197 | Tổng TS dài hạn | 24.564 | 23.670 | 29.473 | 38.346 |
| Lợi ích CD thiểu số | 192 | 157 | 215 | 209 | Tổng tài sản | 81.855 | 93.532 | 106.120 | 119.003 |
| LNST & CDST | 10.398 | 11.414 | 13.357 | 12.988 | Nợ ngắn hạn | | | | |
| Số lượng cổ phiếu (triệu) | 2.343 | 2.413 | 2.413 | 2.413 | Phải trả ngắn hạn | 6.037 | 11.905 | 12.682 | 13.258 |
| EPS | 4.439 | 4.730 | 5.536 | 5.383 | Nợ vay ngắn hạn | 934 | 1.440 | 1.534 | 1.604 |
| | | | | | Nợ ngắn hạn khác | 7.605 | 7.193 | 7.663 | 8.010 |
| | | | | | Tổng nợ ngắn hạn | 14.575 | 20.537 | 21.879 | 22.872 |
| | | | | | Nợ dài hạn | | | | |
| | | | | | Nợ vay dài hạn | 2.291 | 1.532 | 5.278 | 10.037 |
| | | | | | Nợ dài hạn khác | 3.418 | 3.809 | 3.809 | 3.809 |
| | | | | | Tổng nợ dài hạn | 5.708 | 5.341 | 9.087 | 13.846 |
| | | | | | Tổng nợ | 20.284 | 25.878 | 30.966 | 36.718 |
| | | | | | Vốn chủ sở hữu | | | | |
| | | | | | Vốn cổ phần | 23.427 | 24.129 | 24.129 | 24.129 |
| | | | | | Thặng dư vốn | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | | | Lợi nhuận giữ lại | 9.553 | 12.484 | 19.985 | 27.116 |
| | | | | | Khác | 28.591 | 31.040 | 31.040 | 31.040 |
| | | | | | Tổng nguồn vốn | 61.571 | 67.653 | 75.154 | 82.285 |
| | | | | | Tổng Nợ & VCSH | 81.855 | 93.532 | 106.120 | 119.003 |
| | | | | | | | | | |
| Lưu chuyển tiền tệ | 2024A | 2025A | 2026F | 2027F | Các chỉ số tài chính | 2024A | 2025A | 2026F | 2027F |
| Lợi nhuận sau thuế | 10.398 | 11.414 | 13.357 | 12.988 | Khả năng tăng trưởng | | | | |
| Hoạt động kinh doanh | | | | | TT Doanh thu | 15% | 30% | 8% | 5% |
| Khấu hao | 2.728 | 2.895 | 2.606 | 2.611 | TT Lợi nhuận ròng | -10% | 10% | 17% | -3% |
| Thay đổi vốn lưu động | (2.490) | (410) | (1.087) | (621) | Khả năng sinh lời | | | | |
| Thay đổi Khoản phải thu | (2.233) | (5.743) | (1.978) | (1.288) | Biên lợi nhuận gộp | 17,0% | 12,5% | 13,7% | 13,9% |
| Thay đổi Hàng tồn kho | (654) | 235 | (285) | (211) | ROE | 17,3% | 17,2% | 18,1% | 16,0% |
| Thay đổi TS ngắn hạn khác | 123 | (358) | (71) | (46) | ROA | 12,9% | 12,4% | 12,8% | 11,1% |
| Thay đổi Phải trả ngắn hạn | (1.101) | 5.867 | 778 | 575 | Khả năng thanh toán | | | | |
| Thay đổi Nợ NH khác | 1.375 | (412) | 470 | 348 | Nợ vay/ Tài sản % | 4% | 3% | 6% | 10% |
| Điều chỉnh khác | (1.601) | 68 | | | CS thanh toán hiện hành | 3,9 | 3,4 | 3,5 | 3,5 |
| LCTT từ HĐ kinh doanh | 9.035 | 13.967 | 14.877 | 14.978 | CS thanh toán nhanh | 3,6 | 3,1 | 3,2 | 3,3 |
| Hoạt động đầu tư | | | | | | | | | |
| Chi mua sắm TSCĐ | (1.925) | (2.331) | (8.409) | -11.485 | | | | | |
| Khác | 9.394 | (4.864) | | | | | | | |
| LCTT từ HĐ đầu tư | 7.468 | (7.195) | (8.409) | (11.485) | | | | | |
| Hoạt động tài chính | | | | | | | | | |
| Cổ tức đã trả | (13.872) | (5.109) | (5.857) | (5.857) | | | | | |
| Tăng (giảm) vốn | - | 10 | - | - | | | | | |
| Tăng (giảm) nợ vay DH | (1.980) | (759) | 3.746 | 4.759 | | | | | |
| Tăng (giảm) nợ vay NH | (671) | 506 | 94 | 70 | | | | | |
| Khác | (89) | (1.729) | - | - | | | | | |
| LCTT từ HĐ tài chính | (16.612) | (7.081) | (2.016) | (1.028) | | | | | |
| Lưu chuyển tiền thuần | (109) | (309) | 4.452 | 2.465 | | | | | |

LÃI VAY CỰC HỜI
SINH LỜI VƯỢT TRỘI

8.99%
/năm

Phí giao dịch từ **0.06%**

BETA
BETA SECURITIES INC

HOTLINE (028) 3914 2929

TÀI NGAY
WEBSITE

TÀI NGAY
ZALO

TUYÊN BỐ MIỄN TRÁCH NHIỆM

Chuyên viên phân tích chịu trách nhiệm thực hiện báo cáo phân tích này xác nhận rằng: hoàn toàn trung thực và không có động cơ cá nhân khi thực hiện báo cáo này. Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo này được thu thập từ những nguồn tin cậy và đã được xem xét cẩn thận. Tuy nhiên, người viết không đảm bảo tính đầy đủ cũng như chính xác tuyệt đối của những thông tin nêu trên. Các quan điểm, nhận định trong báo cáo này chỉ là quan điểm riêng của cá nhân người viết mà không hàm ý chào bán, lời kéo nhà đầu tư mua, bán hay nắm giữ chứng khoán. Tại thời điểm phát hành báo cáo, Chuyên viên phân tích không biết bất kỳ xung đột lợi ích thực tế, trọng yếu nào của Chuyên viên phân tích hoặc Công ty Cổ phần Chứng khoán BETA (BETA).

Báo cáo phân tích này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin chung, không phải và sẽ không được hiểu là một lời đề nghị hoặc một lời mời chào để thực hiện bất kỳ giao dịch chứng khoán hoặc công cụ tài chính nào khác và nhà đầu tư chỉ nên sử dụng báo cáo phân tích này như một nguồn tham khảo. Chuyên viên phân tích cũng như Công ty Cổ phần Chứng khoán BETA sẽ không chịu bất kỳ trách nhiệm nào trước nhà đầu tư cũng như đối tượng được nhắc đến trong báo cáo này về những tổn thất có thể xảy ra khi đầu tư hoặc những thông tin sai lệch về doanh nghiệp. Các công cụ tài chính được đề cập trong báo cáo có thể sẽ không phù hợp với tất cả nhà đầu tư. Nhà đầu tư phải có quyết định của riêng mình bằng cách tham khảo các nhà tư vấn tài chính độc lập nếu cần thiết và dựa trên tình hình tài chính và mục tiêu đầu tư cụ thể của mình.

Báo cáo phân tích này là tài sản của Công ty Cổ phần Chứng khoán BETA và không được công bố rộng rãi ra công chúng, vì vậy không ai được phép sao chép, tái sản xuất, phát hành cũng như tái phân phối bất kỳ nội dung nào của báo cáo vì bất kỳ mục đích nào nếu không có văn bản chấp thuận của Công ty Cổ phần Chứng khoán BETA. Khi sử dụng các nội dung đã được BETA chấp thuận, xin vui lòng ghi rõ nguồn khi trích dẫn. Mọi cá nhân, tổ chức sẽ chịu trách nhiệm đối với BETA về bất kỳ tổn thất hoặc thiệt hại nào mà BETA hoặc khách hàng của BETA phải chịu do bất kỳ hành vi vi phạm theo Khuyến cáo này và theo quy định của pháp luật.