

Ngành Dầu khí

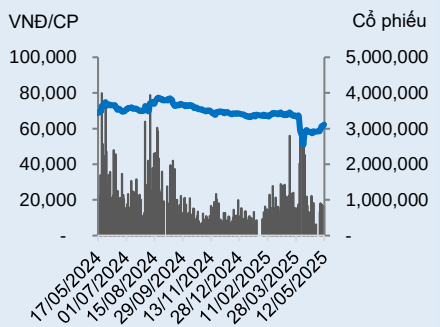
Báo cáo lần đầu
Tháng 5, 2025

Khuyến nghị	NEUTRAL
Giá kỳ vọng (VNĐ/CP)	63.990
Giá thị trường (12/05/2025)	62.300
Lợi nhuận kỳ vọng	+2,7%

THÔNG TIN CỔ PHẦN

Sàn giao dịch	HSX
Khoảng giá 52 tuần	50.800-77.350
Vốn hóa	145.949 tỷ đồng
SL cổ phiếu lưu hành	2.342.672.919
KLGD bình quân 10 ngày	654.721
% sở hữu nước ngoài	1,72%
Room nước ngoài	49%
Giá trị cổ tức/cổ phần	6.000
Tỷ lệ cổ tức/thị giá	9,63%
Beta	0,67

BIẾN ĐỘNG GIÁ



	YTD	1T	3T	6T
GAS	-8,5%	14,7%	-7,2%	-10,7%
VN-Index	1,1%	9,8%	1,3%	3,1%

Chuyên viên phân tích
Nguyễn Đăng Thành
(84 24) 3928.8080 ext.205
thanhnd@bvsc.com.vn

Tổng Công ty Khí Việt Nam - CTCP

Mã giao dịch: GAS Reuters: GAS.HM Bloomberg: GAS VN

Định giá phù hợp triển vọng

LNG nhập khẩu và khí Lô B giải quyết tình trạng thiếu khí. Công suất lắp đặt nguồn điện khí và điện khí LNG tăng mạnh trong giai đoạn 2025–2030 theo QHĐ8 điều chỉnh. Trước tình trạng cạn kiệt khí khô từ các mỏ nội địa, khí LNG nhập khẩu là giải pháp tối ưu giúp bổ sung kịp thời nguồn khí cho các nhà máy điện ở Đông Nam Bộ đảm bảo nguồn cung nhiên liệu cho phát điện. Trong năm 2025, nhu cầu tiêu thụ LNG được kỳ vọng sẽ tăng cao khi nhà máy Nhơn Trạch 3 và 4 đi vào vận hành thương mại chính thức vào tháng 7 và tháng 10, bên cạnh đó là nhu cầu LNG cho các nhà máy điện Phú Mỹ chạy hỗn hợp cùng khí khô nội địa trong giai đoạn cao điểm mùa khô. Ngoài ra, các dự án khí trọng điểm, đặc biệt là mỏ khí Lô B đang gấp rút được triển khai từ nay tới cuối 2027 nhằm bổ sung nguồn cung khí khô trong nước sẽ là động lực tăng trưởng dài hạn cho GAS.

Hoạt động thương mại LPG quốc tế là động lực tăng trưởng mới. Trước tình trạng nguồn cung khí nội địa sụt giảm, hoạt động xuất khẩu LPG trở thành mũi nhọn mới của GAS và đã tăng trưởng rất tích cực trong 3 năm vừa qua. Sản lượng xuất khẩu và kinh doanh quốc tế LPG của GAS tăng trưởng CAGR 70% trong hai năm 2023 và 2024, trong khi đó, sản lượng LPG nội địa tiếp tục duy trì ổn định ở mức trên dưới 1,5 triệu tấn mỗi năm giúp tỷ trọng đóng góp vào doanh thu thuần của mảng LPG tăng trưởng đáng kể từ mức 41% (2022) lên 53% (2024). BVSC kỳ vọng mảng kinh doanh LPG quốc tế sẽ tiếp tục tăng trưởng với tốc độ 7,4% CAGR trong giai đoạn 2025–2030 nhờ (1) Nhu cầu tiêu thụ LPG tại Campuchia đang trong giai đoạn bùng nổ; và (2) GAS có lợi thế vị trí địa lý và kho cảng cho việc phân phối LPG sang Campuchia.

Tỷ suất cổ tức hấp dẫn, rủi ro đến từ khoản phải thu. BVSC kỳ vọng GAS sẽ tiếp tục chi trả cổ tức với tỷ lệ từ 30%-60% trong năm 2025 với tỷ suất cổ tức khoảng 5%-10% thị giá cổ phiếu nhờ duy trì lượng tiền mặt cao, đòn bẩy tài chính thấp. Tuy nhiên khoản phải thu khó đòi tăng mạnh là rủi ro hiện hữu khi trong năm 2024, khoản phải thu ngắn hạn của GAS tăng 2.233 tỷ, trích lập dự phòng phải thu khó đòi tăng 1.918 tỷ khiến chi phí quản lý doanh nghiệp tăng 117% so với cùng kỳ. Nguyên nhân đến từ việc EVN chậm thanh toán chi phí nhiên liệu cho các nhà máy điện Nhơn Trạch và Phú Mỹ do những vướng mắc về đơn giá vận chuyển khí. BVSC kỳ vọng những vướng mắc nêu trên sẽ sớm được giải quyết và GAS có thể hoàn nhập một phần khoản trích lập từ 2026.

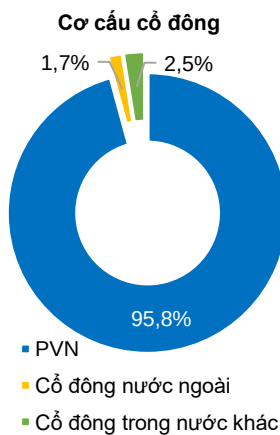
Định giá và khuyến nghị đầu tư. Sử dụng 2 phương pháp định giá FCFF và P/E, chúng tôi xác định giá mục tiêu cho GAS là **63.990 đồng/cp**, khuyến nghị **NEUTRAL** với tiềm năng tăng giá 2,7%.

Tổng quan doanh nghiệp

Hồ sơ doanh nghiệp

Tiền thân của PV GAS là Công ty Khí đốt được thành lập vào tháng 09/1990 với nhiệm vụ thu gom, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, kinh doanh khí và các sản phẩm khí. Quá trình hình thành và phát triển của GAS song hành với chặng đường phát triển của nền công nghiệp khai thác, chế biến khí tự nhiên từ các bể khí trong nước. Năm 2023, GAS hoàn thành đầu tư xây dựng, đưa vào vận hành Kho LNG 1 MMTPA Thị Vải, nhập khẩu chuyển hàng LNG đầu tiên về Việt Nam, đánh dấu bước chuyển mình mới trong mô hình hoạt động kinh doanh của GAS.

PV GAS chuyển đổi mô hình hoạt động sang mô hình công ty cổ phần từ tháng 05/2011 và chính thức niêm yết tại Sở Giao dịch Chứng khoán Tp.HCM vào tháng 05/2012.



Thời gian	Sự kiện
04/1995	Dòng khí đầu tiên từ bể Cửu Long.
10/1998	LPG & Condensate lần đầu được sản xuất ở Việt Nam.
12/2002	Dòng khí đầu tiên từ bể Nam Côn Sơn.
05/2007	Dòng khí đầu tiên từ mỏ PM3 - 46 Cái Nước, bể Malay - Thổ Chu.
08/2015	Dòng khí đầu tiên từ bể Sông Hồng.
2020	Chuỗi dự án khí Nam Côn Sơn 2 đi vào vận hành.
2023	Nhập khẩu chuyển hàng LNG đầu tiên về Việt Nam.
2024	Cung cấp LNG cho phát điện và khách hàng công nghiệp phía Bắc.

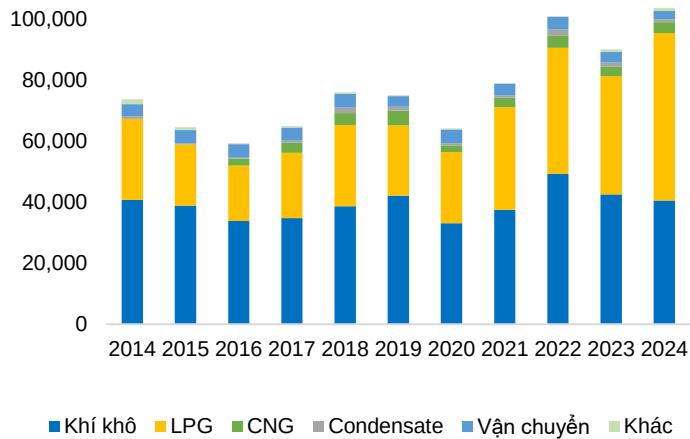
Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Lĩnh vực kinh doanh

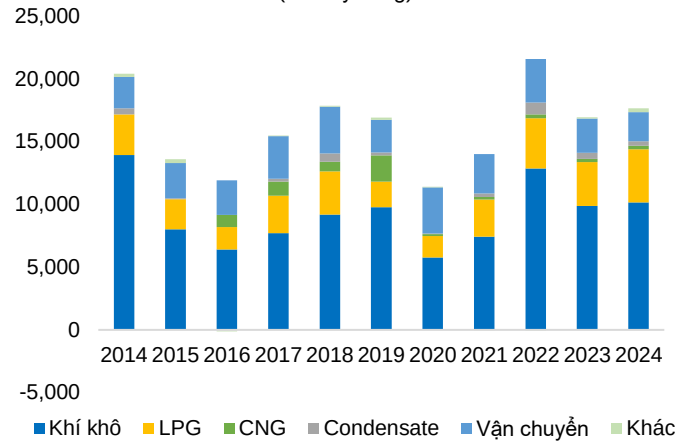
GAS hoạt động trong 5 lĩnh vực kinh doanh chính bao gồm: (1) Kinh doanh khí khô; (2) Kinh doanh khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG), (3) Kinh doanh khí thiên nhiên nén (CNG); (4) Kinh doanh khí ngưng tụ (condensate); và (5) Vận chuyển khí.

Trong đó, kinh doanh khí khô luôn là mảng kinh doanh chủ lực của GAS, đóng góp trên 50% quy mô doanh thu của Tổng công ty trong giai đoạn trước năm 2020. Tuy nhiên, kể từ 2021, tỷ trọng đóng góp của khí khô vào quy mô doanh thu của GAS đang giảm dần, nhường chỗ cho tỷ trọng LPG càng ngày tăng. Nguyên nhân đến từ việc nguồn cung khí nội địa suy giảm sản lượng tự nhiên khiến GAS quyết định mở rộng mô hình kinh doanh sang mảng kinh doanh khí LPG hóa lỏng trên thị trường quốc tế nhằm bù đắp cho phần doanh thu khí khô bị sụt giảm.

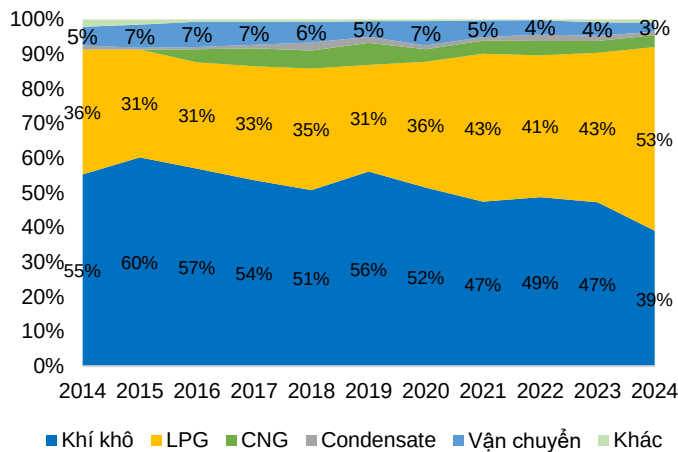
Mảng vận chuyển khí và condensate tuy chỉ chiếm tỷ trọng rất nhỏ trong cơ cấu doanh thu thuần của GAS nhưng lại đóng góp tới 13% trong cơ cấu lợi nhuận gộp của GAS (năm 2024) nhờ luôn duy trì được mức biên gộp trên dưới 80%.

Báo cáo lần đầu GAS
Quy mô doanh thu các mảng
(Đvt: Tỷ đồng)


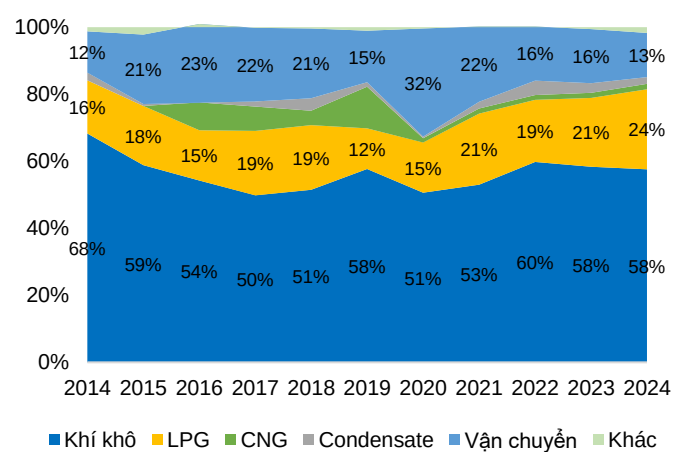
Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Quy mô lợi nhuận gộp các mảng
(Đvt: Tỷ đồng)


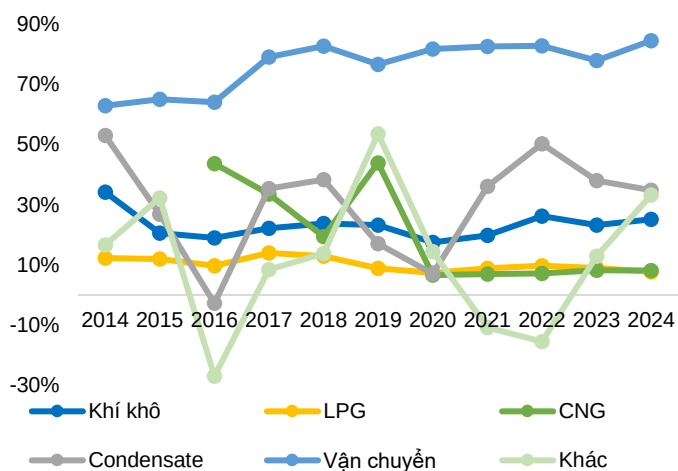
Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Tỷ trọng đóng góp vào doanh thu thuần


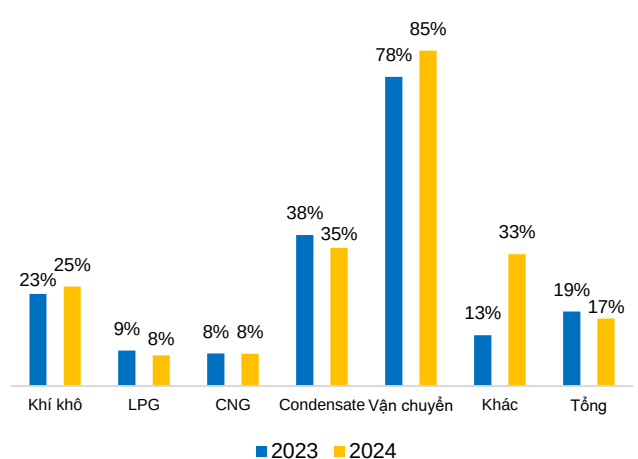
Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Tỷ trọng đóng góp vào lợi nhuận gộp


Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Biên lợi nhuận gộp các mảng


Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Chi tiết biên lợi nhuận gộp 2023 & 2024


Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Kinh doanh khí khô và Vận chuyển khí khô – Cơ chế giá đảm bảo lợi nhuận

Khí thiên nhiên được GAS mua từ 2 nguồn chính: (1) Mua trực tiếp từ các chủ mỏ khai thác trên thềm lục địa Việt Nam; và (2) Nhập khẩu LNG từ nước ngoài. Khí được thu gom từ các mỏ trong nước sẽ được vận chuyển bằng đường ống về các nhà máy xử lý khí nhằm tách khí khô và các sản phẩm khí khác (LPG và Condensate). Khí LNG nhập khẩu sẽ được vận chuyển bằng tàu biển dưới dạng lỏng và lưu trữ tại kho chứa LNG Thị Vải, sau đó sẽ được tái hóa khí trước khi vận chuyển đến khách hàng. Các nhà máy điện là khách hàng tiêu thụ khí khô chính (chiếm khoảng trên 70% tổng sản lượng), nhà máy sản xuất phân đạm chiếm khoảng 10-15% và khách hàng công nghiệp (tiêu thụ khí thấp áp, CNG, LNG) chiếm khoảng 10-15% sản lượng.

Hệ thống đường ống	Chủ sở hữu đường ống	Tỷ lệ sở hữu của GAS
Cửu Long	GAS	100%
Nam Côn Sơn	GAS, Rosneft và Perenco	51%
Nam Côn Sơn 2	GAS	100%
PM3 - Cà Mau	GAS	100%
Hàm Rồng Thái Bình	GAS	100%
Lô B - Ô Môn (đang phát triển)	GAS, PVN, Moeco, PTTEP	51%

Nguồn: PVN, GAS, BVSC tổng hợp

Cơ chế giá mua và giá bán đảm bảo lợi nhuận cho GAS

Nguồn khí	Khách hàng	Giá mua	Giá bán
Bể Cửu Long	Điện khí	Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm	Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển
	Đạm Phú Mỹ	Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm	Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển
	Công nghiệp	Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm	Thả nổi theo giá dầu nhiên liệu
Bể Nam Côn Sơn	Điện khí	Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm hoặc Max (46%HSFO; Giá miệng giếng)	Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển
	Đạm Phú Mỹ	Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm hoặc Max (46%HSFO; Giá miệng giếng)	Max (46%MFO; Giá miệng giếng) + Phí vận chuyển
	Công nghiệp	Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm hoặc Max (46%HSFO; Giá miệng giếng)	Thả nổi theo giá dầu nhiên liệu
Mỏ PM3 - CAA	Điện khí	Chỉ thu phí vận chuyển	Chỉ thu phí vận chuyển
	Đạm Cà Mau	Chỉ thu phí vận chuyển	Chỉ thu phí vận chuyển
	Công nghiệp	Chỉ thu phí vận chuyển	Chỉ thu phí vận chuyển
Mỏ Hàm Rồng Thái Bình	Công nghiệp	Giá miệng giếng, trượt giá 2% mỗi năm	Thả nổi theo giá dầu nhiên liệu

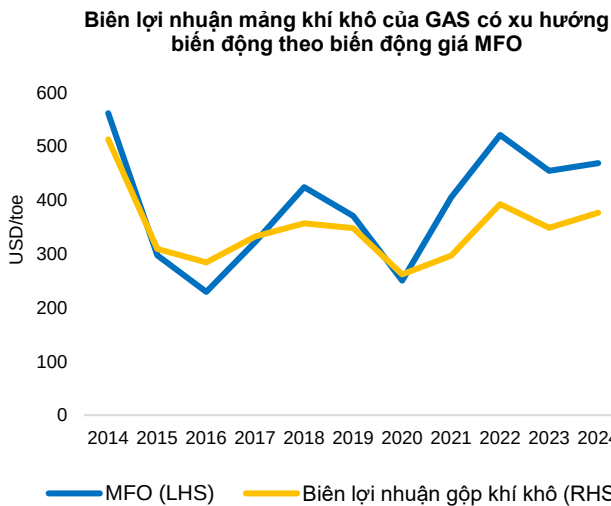
Nguồn: BVSC tổng hợp

Báo cáo lần đầu GAS

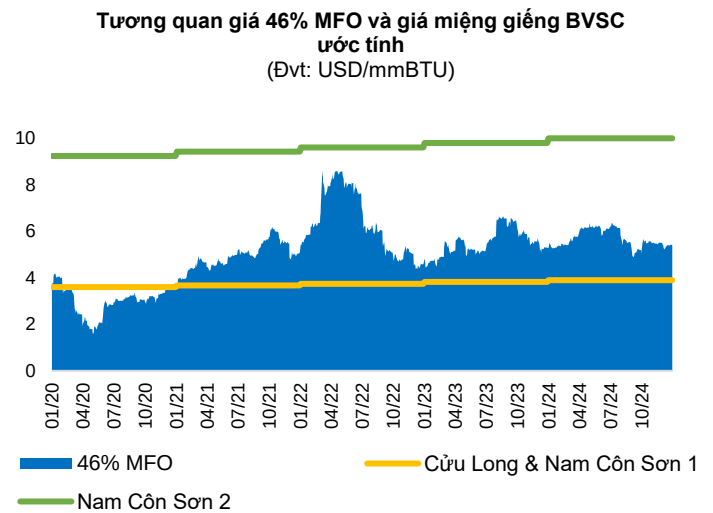
Đối với khách hàng điện, đạm, giá bán khí đầu ra được xác định bởi giá trị cao hơn của giá miệng giếng (giá khí mà GAS mua từ các chủ mỏ) và giá dầu nhiên liệu thả nổi (bằng 46% giá dầu nhiên liệu MFO Platts Singapore). Cơ chế giá bán này giúp GAS luôn có lợi nhuận ít nhất bằng lợi nhuận vận chuyển kể 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.

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

Nguồn: BVSC tổng hợp

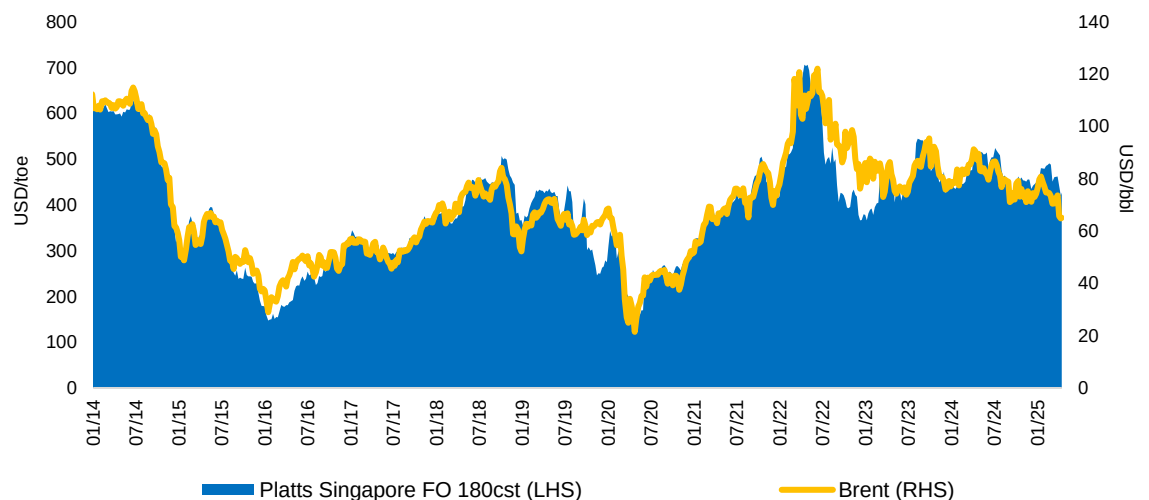


Nguồn: Bloomberg, GAS



Nguồn: Bloomberg, BVSC tổng hợp, ước tính

Tương quan giữa giá dầu MFO và giá dầu Brent



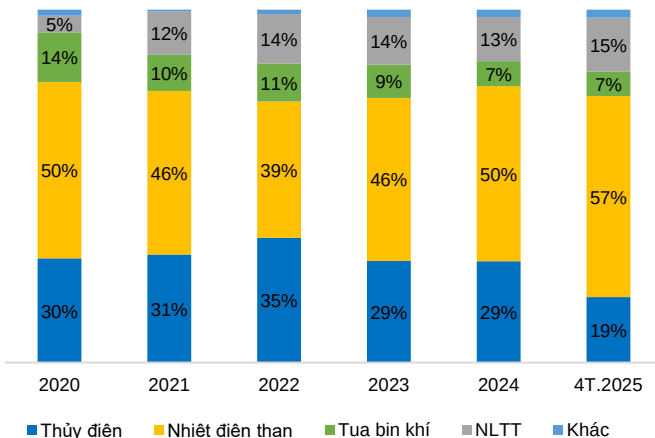
Nguồn: Bloomberg

Các mỏ khí trong nước đang trong giai đoạn suy giảm sản lượng tự nhiên

Tính từ 2019 đến nay, sản lượng khí ẩm nội địa đã giảm sản lượng nghiêm trọng từ khoảng 10,2 tỷ m³ xuống 6,3 tỷ m³, tương đương mức sụt giảm 9% CAGR trong 5 năm. Nguyên nhân cho sự sụt giảm này đến từ việc các mỏ khí tại Bể Cửu Long và Nam Côn Sơn đã được khai thác trong thời gian dài, nhiều mỏ đã có thời gian khai thác trên 20 năm. Do đó, phần trữ lượng còn lại tại các mỏ này là không nhiều và khó khai thác. Điển hình là mỏ Lan Tây, Lan Đỏ tại Lô 06.1, hệ thống khí Nam Côn Sơn 1 được đưa vào khai thác từ cuối năm 2002 đã sụt giảm sản lượng rất mạnh trong 5 năm trở lại đây từ mức 4,1 tỷ m³ (2019) xuống 0,9 tỷ m³ (2023) và theo một số thông tin chúng tôi có được thì mỏ này đã gần như không còn khai thác trong năm 2024.

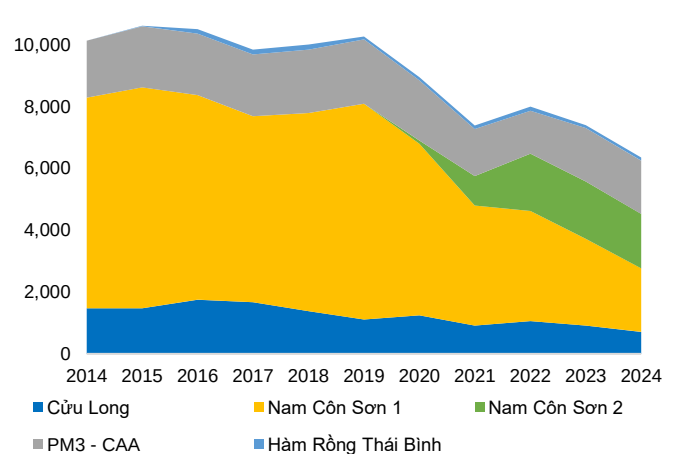
Trong khi đó, các mỏ khí có trữ lượng lớn như Cá Voi Xanh, Lô B, Kèn Bàu, Cà Rồng Đỏ chưa thể đưa vào khai thác như kỳ vọng do nhiều nguyên nhân. Trong đó, chuỗi dự án khí Lô B gồm 2 thành phần là Dự án phát triển mỏ khí Lô B, 48/95 và 52/97 và Dự án Đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn là dự án trọng điểm với trữ lượng khoảng 107 tỷ m³ được kỳ vọng sẽ bổ sung nguồn khí quan trọng cho khu vực Tây Nam Bộ. Mặc dù hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí (PSC) Lô B & 48/95 đã được ký kết tháng 5/1996, Lô 52/97 được ký kết tháng 10/1999 nhưng dự án liên tục trượt tiến độ first gas kế hoạch trong nhiều năm.

Thiếu khí là nguyên nhân khiến tỷ trọng huy động nguồn điện khí sụt giảm trong những năm trở lại đây



Nguồn: NSMO, BVSC tổng hợp

Sản lượng khí ẩm khai thác theo các hệ thống khí (Đvt: triệu m³)



Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Kinh doanh khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) - Thị phần dẫn đầu tại nội địa và Campuchia

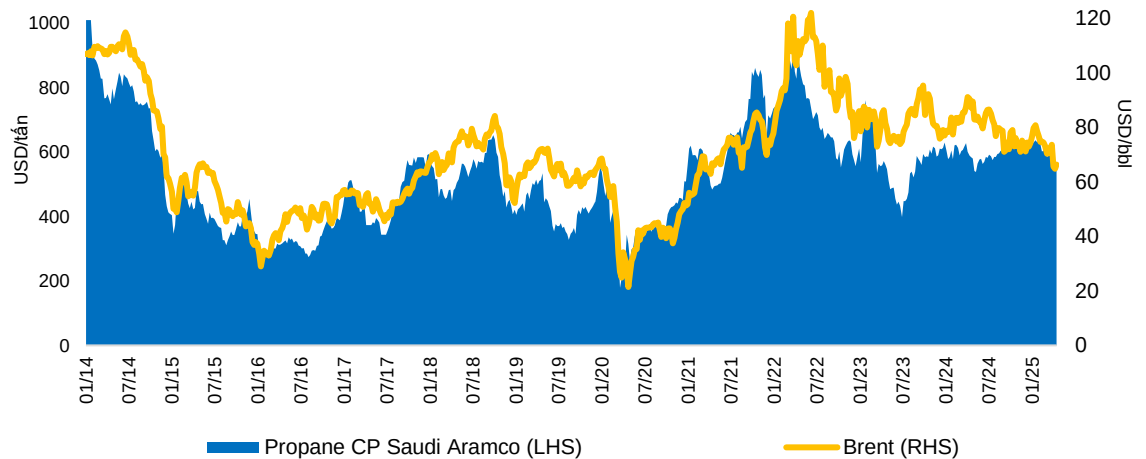
LPG được cung cấp từ các nguồn: (1) Xử lý tại GPP Dinh Cố; (2) Xử lý tại GPP Cà Mau; (3) Nhập từ NMLD Dung Quất; và (4) Nhập khẩu. LPG được GAS phân phối cho các khách hàng trong nước và xuất bán trên thị trường quốc tế. Tại thị trường trong nước, GAS chiếm 70% thị phần bán buôn và 22% thị phần bán lẻ LPG do đơn vị thành viên của PV GAS là PV GAS LPG và Gas South phân phối thông qua các đại lý. Trong đó, PV GAS LPG được sử dụng thương hiệu “PetroVietnam Gas”. LPG được bán lẻ dưới hình thức bình 12kg và 45kg cho các đối tượng khách hàng dân dụng và thương mại.

Giá bán LPG trong nước được xác định bởi giá CP Saudi Aramco (Saudi Aramco Contract Price)

- $CP \text{ Saudi Aramco} = (\text{Giá Propane} * \% \text{ Propane}) + (\text{Giá Butane} * \% \text{ Butane})$
- $\text{Giá LPG nhập khẩu} = (CP \text{ Saudi Aramco} + \text{Premium}) * (1 + \text{Thuế suất nhập khẩu}) * (1 + \text{Thuế suất VAT}) * \text{Tỷ giá USD/VND}$
- $\text{Giá gas bán lẻ} = \text{Giá LPG nhập khẩu} + \text{Chi phí (quản lý, sản xuất, khấu hao, v.v.)} + \text{Chi phí cho hệ thống phân phối} + \text{Thuế VAT}$

Tại thị trường quốc tế, Campuchia là thị trường tiêu thụ chính của GAS, công ty kinh doanh sản phẩm khí (PVGas Trading) bắt đầu xuất khẩu LPG sang thị trường Campuchia từ năm 2010 tới nay với hơn 65% thị phần (năm 2021).

Tương quan giữa giá khí Propane CP Saudi Aramco và giá dầu Brent



Nguồn: Bloomberg

Kinh doanh khí thiên nhiên nén (CNG) và khí ngưng tụ (condensate) – Doanh thu duy trì ổn định

Khách hàng sử dụng CNG chủ yếu là khách hàng công nghiệp nằm xa tuyến ống dẫn khí của PV GAS, ngoài ra CNG còn được sử dụng làm nhiên liệu đốt cho gần 700 xe buýt chạy bằng CNG tại Hà Nội, Tp. Hồ Chí Minh và Bình Dương. Hiện nay, có 2 đơn vị phụ trách việc kinh doanh CNG là CTCP CNG Việt Nam (PV GAS CNG) và CTCP Kinh doanh Khí miền Nam (GAS SOUTH).

Condensate là sản phẩm thu được trong quá trình xử lý khí ẩm, đây là nguyên liệu được sử dụng cho việc chế biến xăng dầu thành phẩm. Sản phẩm Condensate được tiêu thụ thông qua hợp đồng BCC giữa PV GAS và PV OIL, theo đó, PV GAS cung cấp Condensate và PV OIL thực hiện các công đoạn sản xuất, chế biến thành phẩm xăng nền RON91 và DO.

Điểm nhấn đầu tư

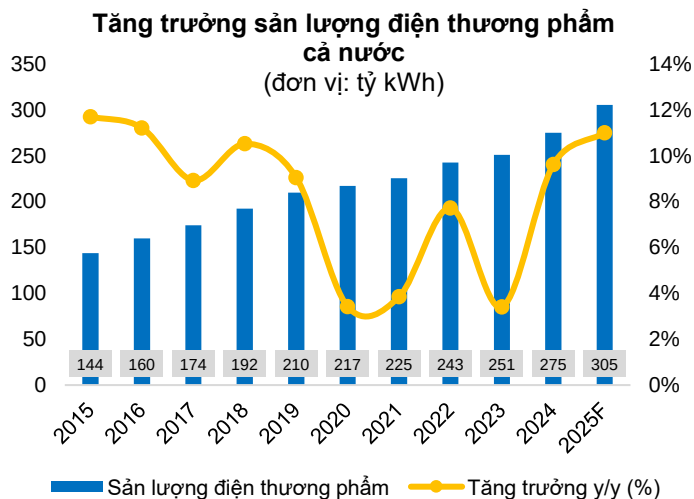
LNG nhập khẩu và khí Lô B giải quyết tình trạng thiếu khí

Công suất đặt điện khí ở Việt Nam tăng mạnh từ nay đến 2030 đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện

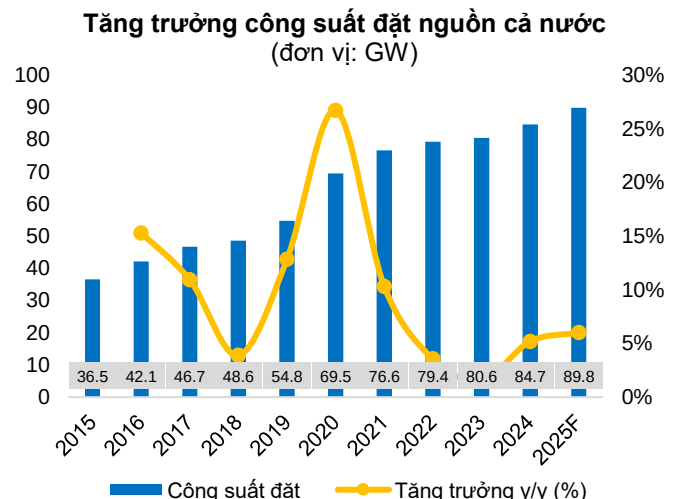
BVSC ước tính hệ số co giãn tăng trưởng điện và tăng trưởng GDP là khoảng 1,2 đến 1,3 lần. Do đó với mục tiêu tăng trưởng GDP 8% trong năm 2025 và phấn đấu tăng trưởng 2 con số kể từ 2026 của Chính Phủ, BVSC cho rằng sản lượng điện thương phẩm phải tăng trưởng tương ứng trung bình 11%–13% mỗi năm trong giai đoạn trên.

Do đó, các nguồn điện trong đó có điện khí được kỳ vọng sẽ huy động tối đa nhằm đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện tăng cao, đặc biệt trong bối cảnh thiếu điện hiện tại. Đặc biệt, theo quy hoạch điện VIII và kế hoạch thực hiện, nguồn điện khí LNG được khuyến khích và ưu tiên phát triển từ nay đến 2030. Dự kiến công suất đặt của điện khí theo quy hoạch năm 2030 sẽ tăng gấp hơn 5 lần so với công suất đặt 2024 nhằm giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch, bảo vệ môi trường, hướng tới phát triển xanh và bền vững.

Tuy nhiên, tỷ trọng sản lượng điện huy động từ nguồn điện khí lại có xu hướng giảm trong 2 năm trở lại đây do tình trạng thiếu khí. Vì vậy, việc bổ sung khí từ các nguồn nội địa và LNG nhập khẩu là cấp thiết nhằm bổ sung lượng khí thiếu hụt cũng như đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.



Nguồn: BVSC ước tính, tổng hợp



Nguồn: BVSC ước tính, tổng hợp

Công suất năm 2030	QHĐ8 kịch bản 3	Tỷ trọng (%)	QHĐ8 điều chỉnh	Tỷ trọng (%)	Thay đổi MW
Nhiệt điện khí trong nước	14.930 MW	9,4%	10.861-14.930 MW	5,9%-6,3%	
Nhiệt điện khí LNG	22.400 MW	14,2%	22.524 MW*	9,5%-12,3%	124

Nguồn: QHĐ8, BVSC ước tính, tổng hợp

Báo cáo lần đầu GAS

Dự án điện LNG theo QHĐ8 sửa đổi	Công suất dự kiến (MW)	Giai đoạn vận hành
LNG Quảng Ninh	1.500	2025-2030
LNG Thái Bình	1.500	2025-2030
LNG Quảng Trạch II	1.500	2025-2030
LNG Hải Lăng GD1	1.500	2025-2030
Nhơn Trạch 3 & 4	1.624	2025-2030
LNG Hiệp Phước GD1	1.200	2025-2030
LNG Long An I	1.500	2025-2030
BOT Sơn Mỹ I	2.250	2025-2030
BOT Sơn Mỹ II	2.250	2025-2030
LNG Bạc Liêu	3.200	2025-2030
LNG Nghi Sơn	1.500	2025-2030
LNG Cà Ná	1.500	2025-2030
LNG Quỳnh Lập	1.500	2025-2030
LNG Hải Phòng GD1	1.600	2025-2030
LNG Hiệp Phước GD2	1.500	2025-2030
Tổng công suất đặt đến 2030	25.624**	
LNG Long Sơn	1.500	2031-2035
LNG Long An II	1.500	2031-2035
LNG Công Thanh	1.500	2031-2035
LNG Hải Phòng GD2	3.200	2031-2035
LNG Vũng Áng III	1.500	2031-2035
LNG Quảng Trạch III	1.500	2031-2035
Tổng công suất đặt đến 2035	36.324**	

*: Công suất đặt mục tiêu của Bộ Công thương đề ra trong QHĐ8

** : Tổng công suất của các nhà máy điện LNG được phê duyệt do BVSC tính toán

Dự án điện LNG dự phòng phát triển	Công suất dự kiến (MW)	Giai đoạn vận hành
LNG Quảng Ninh II	1.500	2031-2035
LNG Thái Bình GD2	1.500	2031-2035
LNG Hòa Ninh GD1	1.500	2031-2035
LNG Thanh Hóa	1.500	2031-2035
Mở rộng NMNĐ Cà Mau 1&2	1.500	2031-2035

Nguồn: QHĐ8, BVSC tổng hợp

Nâng cấp hạ tầng LNG là trọng tâm đầu tư của GAS trong giai đoạn tới

Theo QHĐ8 điều chỉnh, đến 2030, dự kiến có 15 dự án LNG đi vào hoạt động với nhu cầu tổng công suất kho chứa 15–18 triệu tấn/năm. Hiện nay, PV GAS đang có chiến lược phát triển kho cảng và trung tâm tái hóa khí LNG tại cả 3 khu vực miền Bắc, Trung và Nam. Trong đó, từ nay tới 2030, PV GAS tập trung xây dựng và nâng công suất kho chứa tại Thị Vải và Sơn Mỹ các giai đoạn như bảng dưới đây.

Dự án kho LNG	Công suất (triệu tấn/năm)	Tổng mức đầu tư (triệu USD)	Tổng mức đầu tư của GAS (triệu USD)	Thời gian hoàn thành dự kiến
LNG Thị Vải GĐ 2	2	200	200	2026
LNG Thị Vải GĐ 3	3	200	200	2029
LNG Sơn Mỹ GĐ 1	3,6	1.310	799	2028
LNG Sơn Mỹ GĐ 2	2,4	40	24	2030

Nguồn: GAS, PVN, NLVN, BVSC ước tính

Cung cấp LNG trong năm 2025 cho Nhà máy điện Phú Mỹ, Nhơn Trạch 3 và 4

Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và 4 dự kiến sẽ vận hành thương mại chính thức trong năm 2025 sẽ đảm bảo cho nguồn tiêu thụ sản lượng LNG ổn định cho GAS. Cụ thể, nhà máy điện Nhơn Trạch 3 dự kiến sẽ được đưa vào vận hành thương mại vào tháng 7/2025, trong khi đó, nhà máy điện Nhơn Trạch 4 cũng sẽ được đưa vào vận hành thương mại vào tháng 10/2025. Trong tháng 2/2025 vừa qua, nhà máy điện Nhơn Trạch 3 đã chính thức hòa lưới điện quốc gia để bắt đầu quá trình chạy thử nghiệm.

Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và 4 là 2 nhà máy điện khí đầu tiên sử dụng hoàn toàn nguồn khí LNG là nhiên liệu đầu vào cho quá trình phát điện với tổng mức đầu tư 1,4 tỷ USD, công suất dự kiến 1.500–1.600 MW, dự kiến sẽ cung cấp từ 9–12 tỷ kWh điện mỗi năm, tương ứng tiêu thụ khoảng 57–76 triệu mmbTU mỗi năm (tại suất hao nhiệt 6.330 BTU/kWh).

Bên cạnh đó, PV GAS cũng đã cung cấp khí cho các nhà máy điện Phú Mỹ của EVN nhằm phục vụ cho cao điểm mùa khô từ 2024. Theo kế hoạch cung cấp điện năm 2025 của EVN GENCO 3 (PGV), công ty tiếp tục sử dụng nguồn khí LNG kết hợp với nguồn khí khô nội địa để bổ sung nguồn khí cho các nhà máy điện Phú Mỹ 2.1, 2.2, 3 và 4 phát điện trong các tháng cao điểm mùa khô.

Rủi ro các dự án LNG chậm tiến độ và cạnh tranh đến từ các đơn vị cung ứng LNG khác

Trong danh mục các nhà máy điện LNG được phê duyệt trong Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, hiện nay mới chỉ có nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và 4 là đã hoàn thành xây dựng và tương đối chắc chắn về thời gian vận hành thương mại chính thức. Bên cạnh đó, nhà máy điện Hiệp Phước giai đoạn 1 do Công ty TNHH Hải Linh làm chủ đầu tư cũng nhiều khả năng sẽ đi vào vận hành trước 2030 khi nhà máy này chỉ cần thực hiện nâng cấp, bảo dưỡng để chuyển từ sử dụng nhiên liệu dầu FO hiện tại sang LNG. Các nhà máy điện còn lại hiện mới chỉ dừng ở bước lập báo cáo nghiên cứu khả thi, tìm kiếm nhà thầu. BVSC cho rằng nhiều dự án trong số đó sẽ không thể hoàn thành xây dựng và vận hành thương mại trước 2030 do hiện tại vẫn còn nhiều vướng mắc về mặt pháp lý, khó khăn trong tìm kiếm nhà thầu.

Bên cạnh đó, hiện tại ngoài PV GAS và Hải Linh là 2 thương nhân đã sở hữu giấy phép nhập khẩu LNG, một số đơn vị khác cũng đang trong quá trình hoàn thiện thủ tục pháp lý để sở hữu giấy phép nhập khẩu cũng như xây dựng kho cảng LNG. Thời gian gần đây có thông tin Hải Linh (sở hữu kho cảng LNG Cái Mép) đang đề xuất cung cấp LNG cho các nhà máy Phú Mỹ của GENCO 3. Thời gian vừa qua, GAS đang là đơn vị duy nhất cung cấp LNG cho phát điện tại Việt Nam. Sự tham gia trong thời gian tới đây của Hải Linh phần nào có thể ảnh hưởng đến sản lượng tiêu thụ LNG của GAS.

Một số dự án LNG đã và đang được triển khai:

Kho LNG	Địa điểm	Công suất	Nhà đầu tư	Tình trạng	Thời gian hoạt động
LNG Thị Vải	BR-VT	1 mtpa (hiện tại) 2 mtpa (GD 2)	PV GAS, AES	Đã hoạt động.	2023
LNG Cái Mép	BR-VT	3 mtpa	Hải Linh, AG&P LNG	Đã hoạt động.	2024
LNG Bắc Việt	Hải Phòng	0,7 mtpa (GD1) 0,5 mtpa (GD 2)	Excelerate Energy, ITECO	Đề xuất, ký kết thỏa thuận khung.	2027
LNG Sơn Mỹ	Bình Thuận	3,6 mtpa (GD 1) 2,4 mtpa (GD 2)	PV GAS, AES	Được chấp thuận chủ trương, đang phát triển.	2027
LNG Long Sơn	BR-VT	3,5–4,4 mtpa	EVN (có thể có Mitsubishi, General Electric)	Đang lựa chọn nhà đầu tư.	2031-2035
LNG Cà Ná	Ninh Thuận	N/A	Novatek (MOU)	Đề xuất, đang lựa chọn nhà đầu tư.	N/a
LNG Nghi Sơn	Thanh Hóa	N/A	Đang lựa chọn nhà đầu tư.	Đang lựa chọn nhà đầu tư.	N/a
LNG Hải Lăng	Quảng Trị	1,5 mtpa	T&T Group, KOGAS, Hanwha Energy, KOSPO	Đã khởi công xây dựng.	2027
LNG Quỳnh Lập	Nghệ An	N/A	Đang lựa chọn nhà đầu tư.	Đang lựa chọn nhà đầu tư.	2028
LNG Nam Đình Vũ	Hải Phòng	N/A	ITECO JSC	Đề xuất.	N/a

Nguồn: BVSC tổng hợp

BVSC cho rằng với quy hoạch phát triển nguồn điện LNG sẽ có tốc độ tăng trưởng công suất đặt rất cao từ nay tới 2030, việc có thêm các nhà đầu tư khác ngoài GAS vào lĩnh vực nhập khẩu và cung ứng LNG là tất yếu nhằm đáp ứng nhu cầu nhiên liệu cho phát điện ở các nhà máy trải dài từ Bắc vào Nam. Việc Việt Nam thúc đẩy phát triển các dự án điện khí LNG sâu rộng trên phạm vi cả nước sẽ tạo điều kiện cho các đơn vị phân phối khí trong đó có GAS duy trì hoạt động kinh doanh LNG trong dài hạn. Hơn nữa, GAS là doanh nghiệp đầu ngành trong lĩnh vực cung cấp khí với (1) năng lực chuyên môn đã được chứng minh; và (2) nguồn lực tài chính dồi dào giúp GAS có thể đầu tư và vận hành kho chứa cũng như hoạt động thương mại LNG hiệu quả. Do đó, chúng tôi cho rằng trong dài hạn, cạnh tranh trong lĩnh vực cung ứng LNG chắc chắn sẽ gia tăng, tuy nhiên GAS vẫn là doanh nghiệp kinh doanh khí đầu ngành và có vị thế cạnh tranh tốt so với các doanh nghiệp khác.

Trong ngắn hạn, với điều kiện thị trường hiện tại, BVSC đánh giá GAS vẫn là doanh nghiệp có lợi thế cạnh tranh trong phân phối LNG nhờ (1) nguồn cầu khí cho phát điện tại các nhà máy Nhiệt Trạch 3 và 4 của POW; (2) GAS có hệ thống phân phối LNG đến các khu công nghiệp phía Nam và phía Bắc thông qua hệ thống của các công ty con trong hệ thống; và (3) Nguồn cầu ổn định tạo điều kiện cho GAS có thể nhập khẩu khí với lô lớn với giá mua hợp lý, đảm bảo biên lợi nhuận.

Đã có đề xuất giá bán khí LNG cho phát điện 2025

Năm 2024, Bộ Công Thương ban hành Quyết định số 1260/QĐ-BCT ngày 27/5/2024 về khung giá phát điện cho loại hình nhà máy điện sử dụng nhiên liệu LNG là: 0–2.590,58 đồng/kWh dựa trên bộ thông số của nhà máy điện Nhơn Trạch 3, 4.

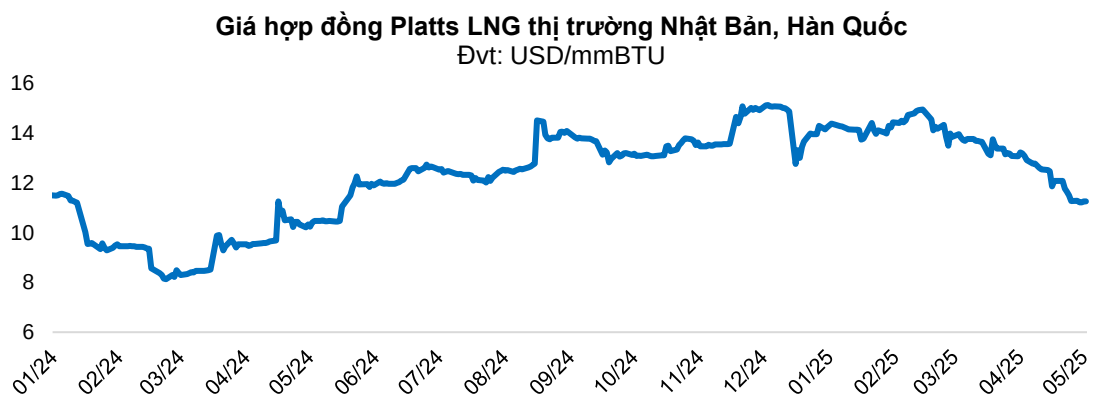
Căn cứ Thông tư số 09/2025/TT-BCT ngày 01/02/2025, Công ty Mua bán điện (EPTC) đã cập nhật các thông số tính toán và đề xuất giá bán điện toàn phần cho điện khí LNG là 3.327,42 đồng/kWh. Trong đó, đáng chú ý, giá nhiên liệu được cập nhật là 14,05 USD/mmBTU, cước phí tồn trữ, tái hóa khí, vận chuyển, phân phối là 2,59 USD/mmBTU. Mức giá này cao hơn đáng kể so với thông số được tính toán trong giá điện LNG toàn phần 2024 được trình bày trong bảng dưới đây:

Hạng mục	Đơn vị	2024	2025
Lãi suất vốn vay nội tệ	%	9,78	8,8
Lãi suất vốn vay ngoại tệ	%	3,52	6,44
Tỷ lệ suy giảm công suất	%	0	1,75
Giá nhiên liệu LNG tại thời điểm tính khung	USD/mmBTU	12,98	14,05
Cước phí tồn trữ, tái hóa khí, vận chuyển, phân phối	USD/mmBTU	0	2,59
Suất hao nhiệt tại mức tải 85% NME sử dụng nhiên liệu LNG	BTU.kWh	6.330,2	6.330,2
Tỷ giá tính toán	VND/USD	25.000	25.670

Nguồn: EVN EPTC

Việc giá nhiên liệu và giá cước vận chuyển, tái hóa khí EPTC đề xuất đều tăng so với năm 2024 cho thấy giá mua LNG được điều tiết theo giá thị trường trong bối cảnh giá khí LNG trung bình cả năm 2025 được các tổ chức lớn dự báo sẽ có sự tăng nhẹ. EIA dự báo giá khí Henry Hub tăng 22% YoY do lượng khí đốt dự trữ thấp hơn dự kiến sau mùa đông đặc biệt lạnh giá và sản lượng điện cao hơn dự kiến trong 2 năm tới. Kpler Insight dự báo giá khí LNG cho khu vực châu Á đạt trung bình 13,46 USD/mmBTU do ảnh hưởng của mùa đông lạnh giá khiến nhu cầu khí đốt tăng cao và sản lượng thấp hơn dự kiến đến từ Hoa Kỳ và Na Uy.

BVSC kỳ vọng biên lợi nhuận gộp của GAS ở mảng phân phối LNG là khoảng 14% với giả định phần lợi ích thuộc về GAS trong hoạt động cung ứng LNG nằm ở khâu tồn trữ, tái hóa khí và vận chuyển bằng đường ống đến khách hàng.

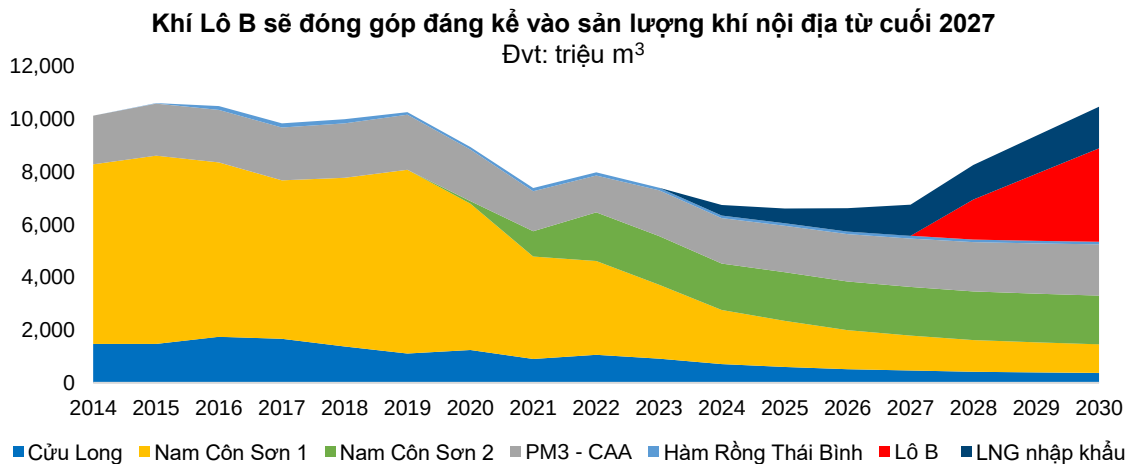


Nguồn: Investing.com, BVSC tổng hợp

Một số mỏ khí quan trọng đã được triển khai, bổ sung đáng kể vào nguồn khí nội địa trong 2–3 năm tới

Trước tình trạng thiếu khí diễn ra trong nhiều năm qua, các mỏ khí quan trọng hiện đang được gấp rút triển khai. 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 Lô B 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, theo quan điểm của BVSC, 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.



Nguồn: GAS, BVSC dự báo

Mỏ khí mới	Bể	Trữ lượng (tỷ m ³)	Thời gian hoạt động dự kiến
Lô B	Malay - Thổ Chu	107	Q4/2027
Sư Tử Trắng 2B	Cửu Long	17,05	Q3/2026
Kinh Ngư Trắng	Cửu Long	1,12	Q1/2025
Kinh Ngư Trắng Nam	Cửu Long	1,05	Q1/2025
Thiên Nga Hải Âu	Nam Côn Sơn	7,43	Q4/2026
Đại Hùng pha 3	Nam Côn Sơn	0,60	Q2/2025
Nam Du U Minh	Malay - Thổ Chu	5,60	2027
Khánh Mỹ Đầm Dơi	Malay - Thổ Chu	4,03	Q2/2027
Cá Voi Xanh	Phú Khánh	150	Chưa xác định.
Kèn Bầu	Sông Hồng	230	Chưa xác định.

Nguồn: BVSC tổng hợp

Dự án	Công suất dự kiến (MW)	Giai đoạn vận hành	Nguồn khí
Ô Môn I	660	2025-2030	Sử dụng khí Lô B
Ô Môn II	1.050	2025-2030	
Ô Môn III	1.050	2025-2030	
Ô Môn IV	1.050	2025-2030	
Dung Quất I	750	2025-2030	Sử dụng khí Cá Voi Xanh
Dung Quất II	750	2025-2030	
Dung Quất III	750	2025-2030	
Miền Trung I	750	2025-2030	
Miền Trung II	750	2025-2030	Sử dụng khí Bảo Vàng
Quảng Trị	340	2025-2030	

Nguồn: QHĐ8, BVSC tổng hợp

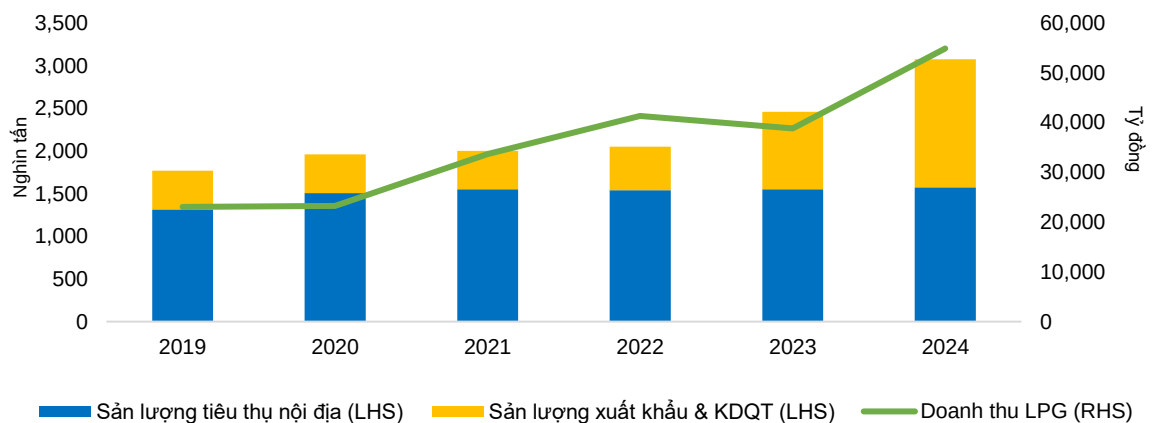
Hoạt động thương mại LPG quốc tế là động lực tăng trưởng mới

Sản lượng LPG xuất khẩu và kinh doanh quốc tế của GAS

Trong những năm vừa qua, do hoạt động kinh doanh khí khô nội địa gặp nhiều khó khăn do tình trạng thiếu khí, GAS đã có những bước chuyển đổi đáng kể trong mô hình kinh doanh từ kinh doanh sản phẩm khí truyền thống sang mô hình kinh doanh năng lượng tích hợp. Trong đó, đẩy mạnh hoạt động thương mại, kinh doanh quốc tế sản phẩm LNG và LPG trở thành mũi nhọn mới trong hoạt động kinh doanh của GAS.

Sản lượng xuất khẩu và kinh doanh quốc tế LPG của GAS tăng trưởng CAGR 70% trong hai năm 2023 và 2024, trong khi đó, sản lượng LPG nội địa tiếp tục duy trì ổn định ở mức trên dưới 1,5 triệu tấn mỗi năm. Tỷ trọng đóng góp vào doanh thu thuần của mảng LPG vì thế cũng tăng trưởng đáng kể từ mức 41% (2022) lên 43% (2023) và 53% (2024). BVSC kỳ vọng mảng kinh doanh LPG quốc tế sẽ tiếp tục tăng trưởng với tốc độ 7,4% CAGR trong giai đoạn 2025–2030 nhờ (1) Nhu cầu tiêu thụ LPG tại Campuchia đang trong giai đoạn bùng nổ; và (2) GAS có lợi thế vị trí địa lý và kho cảng cho việc phân phối LPG sang Campuchia.

Sản lượng xuất khẩu dẫn dắt tăng trưởng sản lượng mảng LPG



Nguồn: GAS, BVSC tổng hợp

Nhu cầu tiêu thụ LPG tại Campuchia được ERIA dự báo tăng trưởng với tốc độ CAGR 7% đến 2040

Thị trường xuất khẩu LPG chính của GAS là Campuchia thông qua vận chuyển xe bồn bằng đường bộ. Tại Campuchia, LPG nhập từ Việt Nam chiếm tới 65% sản lượng tiêu thụ. Theo nghiên cứu của ERIA, nhu cầu LPG của Campuchia tăng trưởng 7% CAGR từ 2021-2040 nhờ (1) sự gia tăng đột biến của xe tuk-tuk; và (2) đô thị hóa giúp gia tăng nhu cầu chuyển từ năng lượng than củi sang LPG. BVSC dự báo tăng trưởng sản lượng xuất khẩu LPG của GAS sang thị trường Campuchia sẽ đạt tốc độ 7,4%/năm cho tới 2030 sau đó sẽ bão hòa.

Campuchia là quốc gia phụ thuộc hoàn toàn vào dầu khí nhập khẩu do các nỗ lực khai thác dầu khí trên thềm lục địa của quốc gia này vẫn chưa thành công. Năm 2024, Campuchia đã chi 334 triệu USD để nhập khẩu LPG (+42% yoy), trong khi đó, dầu diesel và xăng chỉ tăng trưởng 7% và 11% cho thấy LPG đang trở thành nhiên liệu ngày càng phổ biến tại quốc gia này.

Về tiêu thụ cho vận tải, xe tuk-tuk ba bánh chạy bằng LPG là loại phương tiện phổ biến tại các thành phố lớn như Phnom Penh, chiếm 70–80% nhu cầu tiêu thụ LPG tại các trạm bơm ga của nước này. 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. Chính phủ Campuchia cũng cho thấy sự hỗ trợ cho việc phát triển loại phương tiện này bằng cách cấp giấy phép lái xe, giấy phép lưu hành và nâng cấp hạ tầng cung cấp nhiên liệu. Ở những địa điểm du lịch, văn hóa tuk-tuk phát triển mạnh cũng góp phần tạo nên nhu cầu đáng kể về loại xe này nhằm phục vụ cho du lịch bên cạnh nhu cầu vận tải truyền thống. Tuy nhiên về dài hạn, chúng tôi cho rằng sự xuất hiện của các loại xe 3 bánh điện gần đây tại thị trường Campuchia có thể sẽ khiến nhu cầu về xe tuk-tuk chạy gas truyền thống sụt giảm trong những năm tới.

Về tiêu thụ cho dân cư, việc sử dụng LPG cho mục đích nấu ăn đã tăng đáng kể từ 2020 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 tại LPG mới chỉ là nhiên liệu đốt thứ 2 ở Campuchia, đáp ứng 56% nhu cầu ở thành thị và 11% nhu cầu ở nông thôn. Do đó, tiềm năng tăng trưởng tiêu thụ của LPG trong dân dụng là rất lớn nhằm thay thế cho than củi (loại nhiên liệu phổ biến nhất ở khu vực nông thôn Campuchia).

Kênh nhập khẩu LPG từ Việt Nam chiếm ưu thế về thị phần tại thị trường Campuchia nhờ chi phí phân phối cạnh tranh

Theo nghiên cứu của Viện Nghiên cứu Kinh tế ASEAN và Đông Á, LPG được nhập khẩu vào Campuchia thông qua 4 nguồn:

- Nhập khẩu bằng tàu vào cảng Sihanoukville (21,3% thị phần): Kho cảng Sihanoukville có công suất 6.500 tấn, khả năng tiếp nhận tàu từ 500–2.000 tấn. LPG sẽ được tồn trữ tại kho và sau đó phân phối tới đơn vị tiêu thụ bằng xe bồn.

- Nhập khẩu bằng tàu vào cảng Mekong (7,5% thị phần): Kho cảng Mekong có công suất 2.500 tấn, khả năng tiếp nhận tàu từ 500–1.000 tấn. LPG sẽ được tồn trữ tại kho và sau đó phân phối tới đơn vị tiêu thụ bằng xe bồn.
- **Nhập khẩu bằng xe bồn từ Việt Nam (65,4% thị phần):** Các đơn vị nhập khẩu sẽ vận chuyển trực tiếp LPG từ Việt Nam tới các đơn vị tiêu thụ mà không cần hệ thống kho chứa. Do không phải thông qua các kho chứa sơ cấp, thứ cấp nên phương thức này tương đối cạnh tranh nhờ chi phí thấp.
- Nhập khẩu bằng xe bồn từ Thái Lan (5,8% thị phần): Các đơn vị nhập khẩu sẽ vận chuyển trực tiếp LPG từ Việt Nam tới các đơn vị tiêu thụ mà không cần hệ thống kho chứa. Tuy nhiên do vị trí địa lý cách xa cửa khẩu, LPG nhập từ Thái Lan chỉ giới hạn ở một số tỉnh phía Bắc Campuchia.

GAS sở hữu 4 Kho LPG ở khu vực Nam Bộ bao gồm Thị Vải, Gò Dầu, Đồng Nai và Cần Thơ rất thuận tiện cho việc nhập khẩu LPG và vận chuyển sang Campuchia bằng đường bộ. Cùng với đó, GAS cũng sở hữu 70% thị phần bán buôn LPG tại Việt Nam nhờ những lợi thế cạnh tranh riêng của mình. Do đó, BVSC cho rằng GAS cũng sẽ được hưởng lợi chủ yếu từ việc Campuchia gia tăng nhập khẩu LPG từ phía Việt Nam.

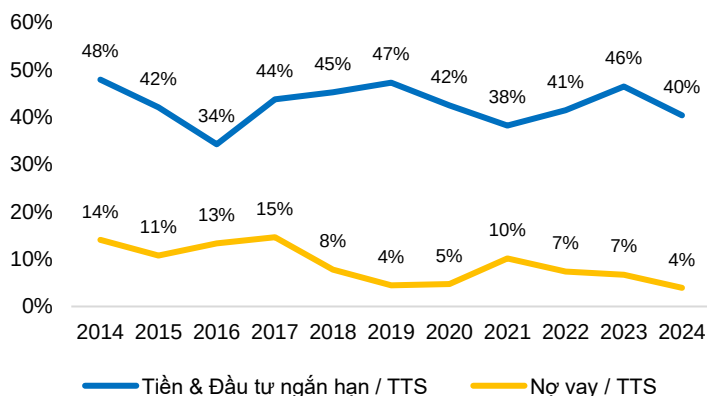
Tỷ suất cổ tức hấp dẫn, rủi ro đến từ khoản phải thu

Đòn bẩy tài chính thấp, duy trì lượng tiền mặt cao, tỷ suất cổ tức hấp dẫn

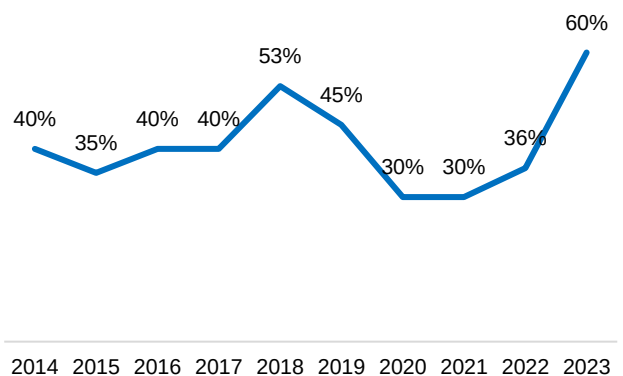
Cơ cấu tài chính của GAS tương đối lành mạnh với tỷ lệ tiền mặt và đầu tư tài chính ngắn hạn chiếm trên 40% cơ cấu tổng tài sản. Đồng thời đòn bẩy tài chính duy trì ở mức thấp và có xu hướng giảm dần cho thấy GAS duy trì cơ cấu nguồn vốn tương đối lành mạnh.

Tiền mặt dồi dào cùng quy mô lợi nhuận ròng được duy trì tương đối ổn định cho phép GAS chi trả cổ tức tiền mặt ở mức cao (khoảng 30%-60% trong nhiều năm). Với giả định GAS có thể tiếp tục chi trả cổ tức với tỷ lệ từ 30%-60% dựa trên nguồn lợi nhuận sau thuế 2024 và triển vọng lợi nhuận tương lai theo dự phóng của BVSC, chúng tôi ước tính tỷ suất cổ tức của GAS ở thời điểm hiện tại đang ở mức rất hấp dẫn, tương đương khoảng 5%-10% thị giá cổ phiếu.

Cơ cấu tiền mặt và nợ vay so với Tổng tài sản



Tỷ lệ chi trả cổ tức tiền mặt hàng năm



Nguồn: Dữ liệu công ty, BVSC tổng hợp

Rủi ro đến từ khoản phải thu khó đòi

Khoản phải thu và chi phí trích lập phải thu khó đòi tăng nhanh trong 2024 là rủi ro hiện hữu đối với GAS ở thời điểm hiện tại. Năm 2024, khoản phải thu ngắn hạn của GAS tăng 2.233 tỷ, trích lập dự phòng phải thu khó đòi tăng 1.918 tỷ khiến chi phí quản lý doanh nghiệp tăng 117% so với cùng kỳ. Trong đó, phải thu khó đòi tăng mạnh đến từ các nhà máy điện Nhơn Trạch 2 (POW), Phú Mỹ (PGV), BOT Phú Mỹ 2.2, BOT Phú Mỹ 3.

Số dư nợ khó đòi	2023		2024		Trích lập dự phòng 2024
	Dư nợ	Dự phòng	Dư nợ	Dự phòng	
Tổng Công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí	92	80	92	80	0
Công ty Điện lực dầu khí Nhơn Trạch	449	203	165	137	-65
CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	412	301	2.690	1.220	919
Công ty TNNN Năng lượng Mê Kông	257	0	1.011	425	425
Công ty Điện lực TNHH BOT Phú Mỹ 3	223	0	888	381	381
Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ	185	0	401	198	198
Khác	177	172	195	185	14
Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí	75	33	166	81	47
Tổng	1.870	789	5.608	2.708	1.918

Nguồn: Dữ liệu công ty, BVSC tổng hợp

Theo tìm hiểu của BVSC, nguyên nhân dẫn đến việc nợ xấu đến từ việc EVN chậm thanh toán cho các nhà máy điện do không thống nhất được chi phí vận chuyển đường ống dẫn khí Phú Mỹ - Tp.HCM.

Trước đây, Bộ Công Thương đã chấp thuận cho GAS xây dựng đường ống dẫn khí Phú Mỹ - Tp. HCM nhằm cung cấp điện cho Nhà máy điện Hiệp Phước. Ngoài ra, GAS được phê duyệt thu cước phí vận chuyển 0,52 USD/mmBTU từ các nhà máy điện tại khu vực Phú Mỹ và Nhơn Trạch (bao gồm Nhơn Trạch 1 & 2). Các nhà máy điện này đã tính cước phí này vào thành phần biến đổi trong cơ cấu giá PPA và xuất hóa đơn cho EPTC trả dù không sử dụng đường ống dẫn khí. Tuy nhiên, EPTC đã không đồng ý thanh toán cước phí này, dẫn đến việc POW bị chậm thanh toán cho GAS và hình thành nợ xấu.

Đơn vị kiểm toán BCTC cho NT2 – Deloitte ước tính mức cước phí thực tế cho đoạn ống Phú Mỹ - Nhơn Trạch mà NT2 phải chịu là khoảng 0,36 USD/mmBTU. Hiện tại GAS đang hạch toán doanh thu vận chuyển đối với POW là 0,52 USD/mmBTU và thực hiện trích lập hoàn toàn đối với phần doanh thu này. Do đó, theo quan điểm của BVSC, trong trường hợp GAS được hoàn nhập trích lập dự phòng trong tương lai thì GAS sẽ chỉ được hoàn nhập khoảng 0,36/0,52 phần phải thu đã trích lập.

BVSC kỳ vọng với việc tình hình tài chính của EVN đang dần tốt lên, các khoản chậm thanh toán của EPTC với các nhà máy điện khí sẽ sớm được thanh toán trong thời gian tới, đồng thời, chúng tôi cũng kỳ vọng những thỏa thuận lại về chi phí vận chuyển khí giữa GAS, POW và EPTC cũng sớm được thực hiện.

Với giả định thận trọng, BVSC dự phóng GAS sẽ tiếp tục trích lập khoảng 1.244 tỷ trong năm 2025 và kỳ vọng GAS được hoàn nhập lần lượt 664 tỷ và 431 tỷ trong năm 2026 và 2027 khi các thỏa thuận về giá cước vận chuyển khí được các bên thông qua.

Cập nhật KQKD Q1/2025

Đvt: Tỷ đồng	Q1/2024	Q1/2025	YoY	Chú giải
Doanh thu thuần	23.315	25.675	10%	
Khí khô và LNG	9.330	11.023	18%	
LPG	13.011	13.325	2%	- Mạng khí khô & LNG: doanh thu đạt 11.023 tỷ đồng (+18% YoY), mức tăng trưởng này đến từ việc giá bán LNG trong Q1/2025 tăng 53% so với cùng kỳ. - Mạng LPG: doanh thu 13.325 tỷ đồng (+2% YoY) do sản lượng tiêu thụ tăng 9% nhưng giá bán giảm do giá các mặt hàng khí giảm theo đà giảm của giá dầu thô. - Mạng CNG, Condensate: doanh thu CNG và Condensate đạt lần lượt 186 tỷ và 260 tỷ nhưng biên lợi nhuận gộp được cải thiện lần lượt 6 và 16 điểm phần trăm đã giúp lợi nhuận gộp 2 sản phẩm này tăng trưởng đáng kể 36% và 29% tuy nhiên tỷ trọng đóng góp vào KQKD chung không nhiều. - Mạng vận chuyển: doanh thu đạt 562 tỷ (+74% YoY), lợi nhuận gộp đạt 451 tỷ (+84%). Mức tăng trưởng đáng kể của mạng vận chuyển khí đến từ việc trong năm 2024, GAS thực hiện hồi tố giảm doanh thu vận chuyển 2023 cho đường ống Nam Côn Sơn vào KQKD 2024.
CNG	187	186	0%	
Condensate	283	260	-8%	
Vận chuyển khí	324	562	74%	
Cho thuê văn phòng	27	29	8%	
Khác	153	290	89%	
Giá vốn hàng bán	19.624	21.586	10%	
Khí khô và LNG	7.182	8.676	21%	
LPG	11.923	12.319	3%	
CNG	157	145	-7%	
Condensate	171	115	-33%	
Vận chuyển khí	78	111	42%	
Cho thuê văn phòng	12	12	-1%	
Khác	101	208	105%	
Lợi nhuận gộp	3.691	4.090	11%	
Doanh thu tài chính	463	357	-23%	Lãi tiền gửi giảm 40% YoY do số dư đầu tư tài chính ngắn hạn giảm. Lãi tỷ giá tăng mạnh, đạt 94,5 tỷ (+333% YoY).
Chi phí tài chính	181	118	-35%	Chi phí lãi vay giảm 49% YoY do nợ vay giảm so với cùng kỳ.
Lãi từ công ty liên kết	-0.2	0.1	n/a	
Chi phí bán hàng	585	600	2%	
Chi phí quản lý doanh nghiệp	218	318	46%	Chủ yếu đến từ phí nhãn hiệu phải trả và phí nhân viên quản lý tăng mạnh.
Lợi nhuận khác	1	17	1.402%	
Lợi nhuận trước thuế	3.171	3.429	8%	
LNST-CĐTS	2.512	2.757	10%	

Dự phóng KQKD 2025

Đvt: tỷ đồng	2024	2025F	YoY	Chú giải
Doanh thu thuần	103.564	102.222	-1%	
Khí khô và LNG	40.480	41.841	3%	- Sản lượng khí khô và LNG tiếp nhận đạt 6,5 tỷ m3 (-4% YoY), trong đó, sản lượng khí khô nội địa giảm 5% YoY, sản lượng khí LNG tăng 37% YoY. Giá bán khí tại hệ thống khí Cửu Long và Nam Côn Sơn 1 giảm từ 5,5%-7% YoY do đà giảm của giá dầu nhiên liệu. BVSC kỳ vọng giá bán LNG tăng 28% YoY do (1) mặt bằng giá khí tự nhiên thế giới được EIA dự báo sẽ tăng 22% trong năm 2025; và (2) giá khí, tái hóa khí đề xuất của EPTC tăng 28% YoY sẽ bù đắp phần doanh thu bị sụt giảm do suy giảm sản lượng và giá bán khí khô tại một số mỏ nội địa.
LPG	54.875	52.249	-5%	
CNG	3.517	3.085	-12%	
Condensate	1.001	905	-10%	
Vận chuyển khí	2.750	3.527	28%	
Khác	941	615	-35%	
Giá vốn hàng bán	85.910	86.394	1%	
Khí khô và LNG	30.320	33.580	11%	- BVSC dự báo giá bán các sản phẩm khí LPG, CNG và Condensate giảm trung bình 10% so với 2024 do giá các mặt hàng dầu khí giảm do diễn biến giảm của dầu thô. - Doanh thu vận chuyển khí tăng về mức bình thường từ nền thấp do trong năm 2024, GAS phải điều chỉnh hồi tố phần doanh thu 2023 thấp hơn của đường ống Nam Côn Sơn. - Biên lợi nhuận gộp mảng kinh doanh khí khô và LNG giảm 5,4 điểm phần trăm đạt 19,7% do giá bán khí khô từ một số mỏ nội địa giảm do đà giảm của giá dầu nhiên liệu. BVSC ước tính biên lợi nhuận mảng LNG trong năm 2025 đạt 14%. - BVSC kỳ vọng các mảng kinh doanh các sản phẩm khí khác duy trì mức biên lợi nhuận ổn định do giá khí đầu vào giảm tương ứng với giá bán.
LPG	50.653	48.229	-5%	
CNG	3.232	2.833	-12%	
Condensate	652	534	-18%	
Vận chuyển khí	425	660	55%	
Khác	628	558	-11%	
Lợi nhuận gộp	17.654	15.827	-10%	
Doanh thu tài chính	1.737	1.627	-6%	- Điều chỉnh giảm lãi, lỗ tỷ giá do BVSC kỳ vọng tỷ giá sẽ ổn định hơn trong năm 2025 so với 2024. - Điều chỉnh giảm lãi tiền gửi và chi phí lãi vay do số dư đầu tư tài chính ngắn hạn và dư nợ vay của GAS giảm đáng kể trong năm 2024.
Chi phí tài chính	660	544	-18%	
Lãi từ công ty liên kết	38	32	-15%	
Chi phí bán hàng	2.415	2.432	1%	Điều chỉnh tăng theo doanh thu.
Chi phí QLDN	3.197	2.513	-21%	BVSC kỳ vọng GAS sẽ chỉ trích lập thêm dự phòng đến từ POW khiến chi phí trích lập giảm so với cùng kỳ.
Lợi nhuận khác	16	28	79%	
Lợi nhuận trước thuế	13.172	12.026	-9%	
LNST-CĐTS	10.398	9.427	-9%	

Định giá

BVSC dự báo LNST-CĐTS 2025 của GAS đạt 9.427 tỷ (-9% YoY) do ảnh hưởng tiêu cực của việc giá dầu giảm lên KQKD của GAS. Trong năm 2026, BVSC dự báo LNST-CĐTS của GAS đến từ hoạt động kinh doanh cốt lõi (loại bỏ ảnh hưởng của hoàn nhập dự phòng) đạt 10.259 tỷ (+9% YoY). Sử dụng 2 phương pháp định giá FCFF và P/E, chúng tôi xác định mức giá mục tiêu cho GAS là **63.990 đồng/cp**.

Chỉ tiêu	Giá trị	Tỷ trọng
Phương pháp FCFF	65.696	50,00%
Phương pháp P/E (P/E mục tiêu 15,5x)	62.284	50,00%
Tổng hợp định giá	63.990	100,00%

Phương pháp FCFF

Giai đoạn 2025-2030 là giai đoạn GAS đẩy mạnh đầu tư hạ tầng cho các dự án: Đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn, Đường ống Sư Tử Trắng, LNG Thị Vải 2 & 3, LNG Sơn Mỹ 1 & 2. Chúng tôi kỳ vọng dự án đường ống Lô B, Sư Tử Trắng và kho cảng LNG Thị Vải 2 sẽ được đi vào vận hành chính thức từ cuối 2027. Kho cảng LNG Thị Vải 3, LNG Sơn Mỹ 1 & 2 sẽ được đi vào hoạt động trước 2030. Do đó, để phản ánh hợp lý dòng tiền FCFF đến từ các dự án đầu tư nêu trên, chúng tôi kéo dài thời gian ước tính dòng tiền FCFF cho tới năm 2034 trước khi áp dụng tăng trưởng vĩnh viễn 1% cho doanh nghiệp.

BVSC giả định GAS sẽ tài trợ các dự án đầu tư mới từ 20% nguồn vốn vay và 80% nguồn vốn chủ sở hữu với cơ cấu vốn mục tiêu được trình bày trong bảng giả định phía dưới.

Giá trị hợp lý cho GAS theo phương pháp FCFF được BVSC xác định là 65.696 đồng/cp.

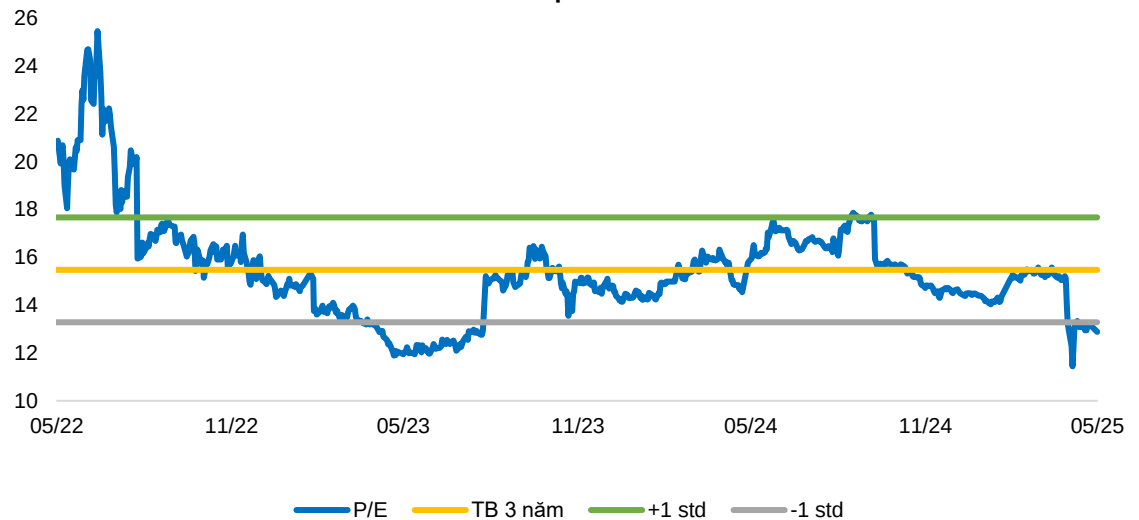
Chỉ tiêu	Giá trị	Chỉ tiêu	Giá trị
Chi phí vốn cổ phần	11,7%	WACC	10,9%
Chi phí vốn vay	8,0%	Thuế suất	20,0%
Tỷ lệ vốn chủ	84,5%	Tăng trưởng vĩnh viễn	1,0%
Tỷ lệ vốn vay	15,5%		

Báo cáo lần đầu GAS

Đơn vị: tỷ đồng	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CFO	13.498	13.269	13.048	14.554	15.853	16.885	18.752	19.833	20.338	20.757
Cộng: Chi phí lãi vay sau thuế	189	298	400	435	421	370	289	228	182	148
Trừ: Đầu tư tài sản dài hạn	-9.675	-14.729	-14.666	-7.871	-7.865	-1.115	-861	-947	-943	-965
Dòng tiền tự do FCFF	4.011	-1.162	-1.219	7.118	8.408	16.140	18.180	19.113	19.577	19.940
Giá trị hiện tại của dòng tiền FCFF	52.323									
Giá trị hiện tại của Terminal Value	73.067									
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền	125.391									
Trừ: Nợ vay	-3.225									
Trừ: Lợi ích cổ đông thiểu số	-1.323									
Cộng: Tiền và ĐTTC ngắn hạn	33.062									
Giá trị của VCSH	153.905									
Số lượng CP lưu hành (triệu CP)	2.342									
Giá trị cổ phiếu (đồng/cổ phiếu)	65.696									

Phương pháp P/E

BVSC dự phóng LNST-CĐTS của GAS trong năm 2025 là 9.427 tỷ đồng, tương đương mức EPS mục tiêu là 4.024 đồng/CP. Sử dụng mức P/E trung bình 3 năm (15,5x) là P/E mục tiêu, BVSC xác định mức giá hợp lý cho GAS vào thời điểm cuối năm 2025 là 62.284 đồng/cp.

P/E lịch sử


CHỈ SỐ TÀI CHÍNH DỰ BÁO

Kết quả kinh doanh				
(Đơn vị: tỷ VNĐ)	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	89.954	103.564	102.222	105.808
Giá vốn	-73.029	-85.910	-86.394	-89.941
Lợi nhuận gộp	16.925	17.654	15.827	15.867
Doanh thu tài chính	2.273	1.737	1.627	1.777
Chi phí tài chính	-587	-660	-544	-686
Lợi nhuận sau thuế	11.606	10.398	9.427	10.259

Bảng cân đối kế toán				
(Đơn vị: tỷ VNĐ)	2023	2024	2025F	2026F
Tiền & khoản tương đương tiền	5.669	5.568	5.759	1.047
Đầu tư tài chính ngắn hạn	35.085	27.494	27.776	28.520
Các khoản phải thu ngắn hạn	16.865	19.098	17.593	17.671
Hàng tồn kho	3.945	4.599	4.511	4.684
Tài sản cố định	19.532	18.222	26.369	37.367
Tổng tài sản	87.754	81.855	87.377	94.654
Nợ vay ngắn hạn	1.605	934	1.457	2.461
Nợ vay dài hạn	4.271	2.291	3.997	5.943
Vốn chủ sở hữu	65.299	61.571	63.820	66.928
Tổng nguồn vốn	87.754	81.855	87.377	94.654

Chỉ số tài chính				
Chỉ tiêu	2023	2024	2025F	2026F
Chỉ tiêu tăng trưởng				
Tăng trưởng doanh thu	-11%	15%	-1%	4%
Tăng trưởng lợi nhuận sau thuế	-22%	-10%	-9%	9%
Chỉ tiêu sinh lời				
Lợi nhuận gộp biên	18,8%	17,0%	15,5%	15%
Lợi nhuận thuần biên	12,9%	10,0%	9,2%	10%
ROA	13,6%	12,3%	11,1%	11%
ROE	18,4%	16,4%	15,0%	16%
Chỉ tiêu cơ cấu vốn				
Tổng nợ/Tổng tài sản	7%	4%	6%	9%
Tổng nợ/Tổng vốn chủ sở hữu	9%	5%	9%	13%
Chỉ tiêu trên mỗi cổ phần				
EPS (đồng/cổ phần)	4.972	4.354	4.024	4.379
Giá trị sổ sách (đồng/cổ phần)	27.874	26.282	27.242	28.569

TUYÊN BỐ TRÁCH NHIỆM

Tôi, chuyên viên **Nguyễn Đăng Thành** xin khẳng định hoàn toàn trung thực và không có động cơ cá nhân khi thực hiện báo cáo này. Báo cáo được hoàn thành trên cơ sở khách quan độc lập. Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo này được thu thập từ những nguồn tin cậy. Tuy nhiên, **tôi** không đảm bảo tính đầy đủ cũng như không kiểm chứng được hết những thông tin nêu trên. Các quan điểm, nhận định trong báo cáo này chỉ là quan điểm khách quan của cá nhân **tôi** mà không hàm ý chào bán, lôi kéo nhà đầu tư mua, bán hay nắm giữ chứng khoán. Báo cáo chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin và nhà đầu tư chỉ nên sử dụng báo cáo phân tích này như một nguồn tham khảo. **Cá nhân tôi** cũng như **Công ty Cổ phần Chứng khoán Bảo Việt** sẽ không chịu bất kỳ trách nhiệm nào trước nhà đầu tư về những tổn thất có thể xảy ra, thua lỗ khi đầu tư. **Công ty Cổ phần Chứng khoán Bảo Việt** và **tôi** cũng không chịu bất kỳ trách nhiệm về những thông tin chưa chính xác về doanh nghiệp.

Báo cáo này là một phần tài sản của Công ty Cổ phần Chứng khoán Bảo Việt, tất cả những hành vi sao chép, trích dẫn một phần hay toàn bộ báo cáo này phải được sự đồng ý của Công ty Cổ phần Chứng khoán Bảo Việt.

Hệ thống nhận định của BVSC được đưa ra dựa trên mức tăng/giảm tuyệt đối của giá cổ phiếu hiện tại so với giá mục tiêu, xác định bằng công thức (giá mục tiêu - giá hiện tại)/giá hiện tại. Trừ khi có nhận định khác, những nhận định đầu tư chỉ có giá trị trong vòng 12 tháng.

Các nhận định	Định nghĩa
OUTPERFORM	Tổng lợi nhuận nắm giữ cổ phiếu kỳ vọng trong 12 tháng tới dự báo sẽ trên +15%
NEUTRAL	Tổng lợi nhuận nắm giữ cổ phiếu kỳ vọng trong 12 tháng tới dự báo sẽ từ -15% đến +15%
UNDERPERFORM	Tổng lợi nhuận nắm giữ cổ phiếu kỳ vọng trong 12 tháng tới dự báo sẽ dưới -15%

LIÊN HỆ

Khối Phân tích và Tư vấn đầu tư - Công ty Cổ phần Chứng khoán Bảo Việt

Phạm Tiến Dũng Giám đốc khối dungpt@bvsc.com.vn	Lưu Văn Lương Phó Giám đốc khối luonglv@bvsc.com.vn	Nguyễn Chí Hồng Ngọc Phó Giám đốc khối ngocnch@bvsc.com.vn
Nguyễn Đức Hoàng, CFA Ngân hàng, Bảo hiểm hoangnd@bvsc.com.vn	Trương Sỹ Phú, CFA Hàng tiêu dùng, CNTT phuts@bvsc.com.vn	Trần Xuân Bách Phân tích kỹ thuật bachtx@bvsc.com.vn
Trần Phương Thảo Bất động sản, Khu công nghiệp thaotp@bvsc.com.vn	Tôn Nữ Nhật Minh, ACCA Dược phẩm, Hóa chất cơ bản, Thép minhtnn@bvsc.com.vn	Hoàng Thị Minh Huyền Chuyên viên vĩ mô huyenhtm@bvsc.com.vn
Nguyễn Hà Minh Anh Nông nghiệp, Hàng tiêu dùng anhnhm@bvsc.com.vn	Nguyễn Viết Dân Cảng biển, Vận tải biển, Hàng không dannv@bvsc.com.vn	Nguyễn Hồng Hoa Chiến lược thị trường hoanh@bvsc.com.vn
Trần Tuấn Dương, CFA Năng lượng, Chứng khoán, Xây dựng duongtt@bvsc.com.vn	Lương Ngọc Tuấn Dũng, CFA Bán lẻ, Hàng tiêu dùng dunglnt@bvsc.com.vn	Nguyễn Đăng Thành Dầu khí, Hàng không thanhnd@bvsc.com.vn
Nguyễn Minh Khôi Vật liệu xây dựng khoilm@bvsc.com.vn		



Công ty Cổ phần Chứng khoán Bảo Việt

Trụ sở chính:

- 08 Lê Thái Tổ, Hoàn Kiếm, Hà Nội
- Tel: (84 24) 3 928 8080

Chi nhánh:

- Tầng 8, 233 Đồng Khởi, Quận 1, Tp. HCM
- Tel: (84 28) 3 914 6888