

BÁO CÁO NGÀNH DẦU KHÍ 1H.2026

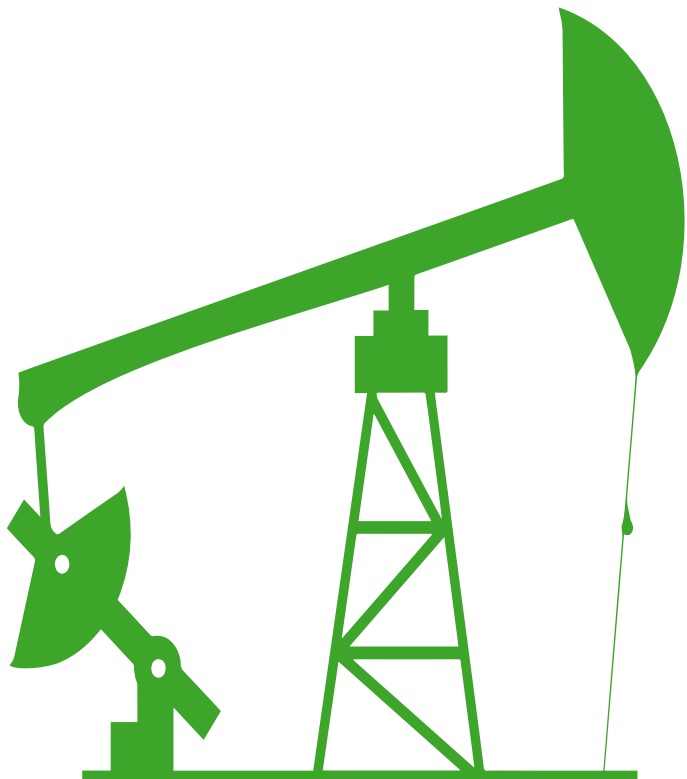
TRIỂN VỌNG DẦU KHÍ – LNG - NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO



Ngày 07.01.2026

MỤC LỤC

TRIỂN VỌNG DẦU KHÍ – LNG – NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO



01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Giá dầu biến động mạnh, nhu cầu tiêu thụ xăng, dầu, khí tiếp tục tăng trưởng

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Giá dầu duy trì 55- 65 USD/thùng - Tái khởi động các dự án dầu khí nội địa – Chuyển dịch năng lượng xanh

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

PVS – 42.544 (+18%)

PVD – 35.401 (+18%)

PVB – 44.000 (+20%)

GAS – 94.235 (+6%)

PLX – 44.184 (+14%)

BSR – 20.753 (+15%)

CNG – 29.750 (+15%)

OIL – 14.100 (+17%)

BẢNG QUY ĐỔI NHIỆT TRỊ CÁC LOẠI NHIÊN LIỆU

Nhiên liệu	Đơn vị	Kcal	BTU	mmBTU
LPG	Kg	11.823	46.917	0,046917
DO	Kg	10.835	42.997	0,042997
FO	Kg	9.800	38.890	0,03889
CNG	Sm ³	10.080	40.001	0,040001
LNG	Kg	13.114	52.042	0,05204

BẢNG QUY ĐỔI NHIÊN LIỆU

Nhiên liệu	Đơn vị	CNG (Sm ³)	LPG (Kg)	DO (Kg)	FO (Kg)
CNG	Sm ³	1	0,85259	0,93032	1,02857
LPG	Kg	1,1729	1	1,09117	1,2064
DO	Kg	1,0749	0,91645	1	1,10561
FO	Kg	0,97223	0,82891	0,90448	1
LNG	Kg	1,30099	1,10919	1,21034	1,33816

Ghi chú:

- BTU (British Therm Unit): Đơn vị nhiệt trị của Anh quốc
- Sm³ (Standard cubic metre): 1m³ tại điều kiện tiêu chuẩn (nhiệt độ 15°C, áp suất 1 at)
- 1 mmBTU: Một triệu BTU
- 1 Kcal = 3,968321 BTU

BẢNG QUY ĐỔI NHIÊN LIỆU DẦU THÔ

Đơn vị	Tấn	Thùng	US gallons
Tấn	1	7,33	307,86
Thùng	0,1364	1	42
US gallons	0,00325	0,0238	1

BẢNG QUY ĐỔI NHIÊN LIỆU SẢN PHẨM XĂNG DẦU

Đơn vị	Thùng - Tấn	Tấn - Thùng	Tấn - GJ
LPG	0,086	11,6	46,15
Xăng	0,12	8,35	44,75
Dầu hỏa	0,127	7,88	43,92
Dầu DO	0,134	7,46	43,38
Dầu nhiên liệu còn lại	0,157	6,35	41,57

Sản lượng toàn cầu tăng từ sản lượng của OPEC+: Sản lượng dầu toàn cầu năm 2025 tăng chủ yếu từ việc OPEC+ nới lỏng cắt giảm. Từ tháng 4/2025, nhóm này công bố tăng thêm khoảng **2.9 triệu thùng/ngày**, tương đương **khoảng 2.7–2.9%** nguồn cung toàn cầu, dù mức tăng thực tế thường thấp hơn mục tiêu theo các khảo sát dòng chảy dầu. Theo EIA, **nguồn cung dầu thế giới dự kiến tăng trung bình 3.1 triệu thùng/ngày trong 2025 và 2.5 triệu thùng/ngày trong 2026**, lên khoảng **108.7 triệu thùng/ngày**, với **các nước ngoài OPEC+ đóng góp 1.7 triệu thùng/ngày năm 2025 và 1.2 triệu thùng/ngày năm 2026**. IEA cũng đưa ra dự báo tương tự, cho rằng nguồn cung toàn cầu năm 2025 sẽ tăng khoảng **3.1 triệu thùng/ngày**, đạt **xấp xỉ 106.3 triệu thùng/ngày**.

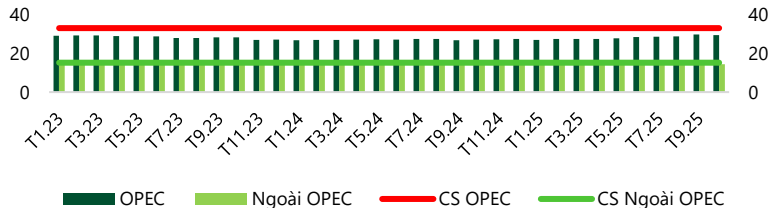
Nhu cầu dầu tăng trưởng chậm lại: nhóm nghiên cứu hàng hóa của J.P. Morgan cho biết nhu cầu dầu mỏ toàn cầu trung bình đạt 105,8 triệu thùng/ngày tính đến ngày 28/10. Con số này cao hơn 250.000 thùng/ngày so với cùng kỳ năm ngoái. Các chỉ báo theo tần suất cao cho thấy mức tiêu thụ dầu tại Mỹ vẫn ở mức thấp, do hoạt động đi lại giảm - số chuyến bay hàng ngày giảm 7% so với tuần trước tính đến ngày 3/11, chủ yếu vì tình trạng đóng cửa tạm thời kéo dài. Tại Đông Á, nhu cầu nguyên liệu cho ngành hóa dầu vẫn yếu hơn bình thường, trong khi hoạt động công nghiệp ở Đức tiếp tục suy giảm sang tháng thứ ba liên tiếp

Tổng lượng dự trữ dầu toàn cầu tăng từ đầu năm lên 356 triệu thùng. Theo khu vực, dự trữ dầu tại các nước OECD tăng 81 triệu thùng, Trung Quốc tăng 77 triệu thùng, trong khi lượng dầu trên biển, trong kho nổi và ở các khu vực khác tăng thêm 198 triệu thùng. **Dù tổng dự trữ toàn cầu tăng, lượng dầu thô tồn kho trên đất liền lại liên tục giảm từ tháng 6, với mức giảm 51 triệu thùng, tương đương 340.000 thùng/ngày**, theo J.P. Morgan.

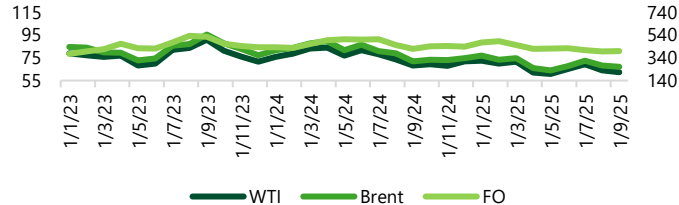
Giá dầu: Về bản chất, **thông tin Mỹ bắt Tổng thống Venezuela không gây cú sốc nguồn cung**, do Venezuela hiện chỉ sản xuất khoảng **~1 triệu thùng/ngày**, tỷ trọng nhỏ trong nguồn cung toàn cầu. Phản ứng của giá dầu vì vậy **chủ yếu mang tính tâm lý ngắn hạn**, nhất là trong bối cảnh thị trường đang **đur cung**. Tuy nhiên, sự kiện có thể làm gia tăng lo ngại về **bất ổn chính trị tại Venezuela**, từ đó tạo rủi ro gián đoạn nguồn cung trong ngắn hạn, dù tác động thực tế còn hạn chế. Về **trung – dài hạn**, nếu Mỹ **nới lỏng trừng phạt**, cho phép đầu tư vào dầu khí Venezuela, nguồn cung có thể **gia tăng**, gây **áp lực giảm giá dầu**. Ngược lại, nếu bất ổn chính trị leo thang tại Venezuela hoặc Mỹ Latinh, rủi ro địa chính trị có thể **hỗ trợ giá dầu**. Tổng thể, trong điều kiện **đur cung hiện nay**, giá dầu khó tăng mạnh nếu không xuất hiện một **cú sốc địa chính trị lớn**; biến động hiện tại chủ yếu phản ánh yếu tố tâm lý

LNG: Theo EIA, sản lượng LNG xuất khẩu của Mỹ dự kiến tăng 25% so với 2024, đạt 14,9 tỷ feet khối/ngày. Nguồn cung LNG toàn cầu được dự báo sẽ tăng 10,2% từ năm nay lên 475 triệu tấn vào năm 2026, theo dữ liệu Kpler. EIA cũng kỳ vọng xuất khẩu LNG của Mỹ sẽ tăng thêm 10% vào năm 2026. Nguồn cung LNG toàn cầu sẵn có dự kiến tăng 50% vào năm 2030, theo IEA, trong đó khoảng một nửa công suất mới đến từ Mỹ và 20% từ Qatar. Nhu cầu LNG tại châu Âu dự kiến tiếp tục tăng khi EU thoát khỏi phụ thuộc vào Nga, trong khi các yếu tố nền tảng tại châu Á cũng "mạnh mẽ không kém. Giá LNG giao ngay được dự báo tăng trong ngắn hạn do nhu cầu mùa đông tại Bắc bán cầu. Bất kỳ sự giảm giá đáng kể nào có thể sẽ xuất hiện vào cuối năm 2026, nếu châu Âu không rút cạn kho dự trữ trong mùa đông và không cần lượng lớn LNG để tái nạp cho mùa đông tiếp theo khi LNG Nga không còn là lựa chọn.

Nguồn cung dầu OPEC+ (triệu thùng/ngày)

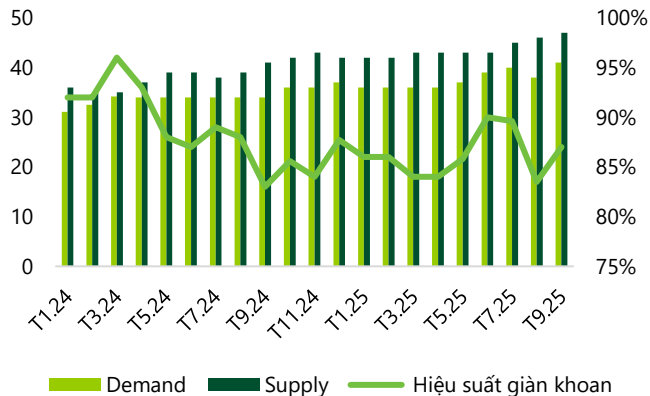


Diễn biến giá dầu Thế giới

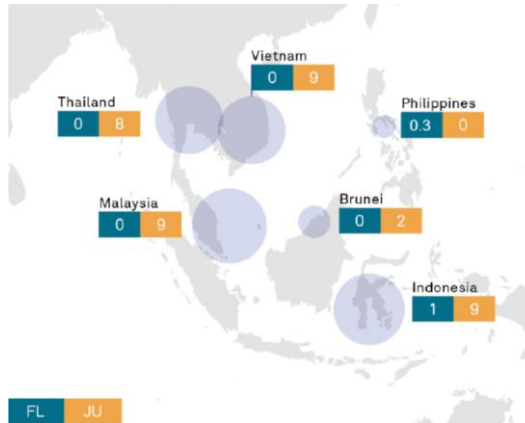


- Thị trường giàn khoan tự nâng đang cho thấy sự cải thiện đáng kể.** Mức giá thuê (dayrate) đã tăng đều từ khoảng 90–95 nghìn USD/ngày lên gần 120 nghìn USD/ngày vào giữa năm 2025, phản ánh sự phục hồi của nhu cầu thuê giàn và tình trạng thiếu hụt nguồn cung trong khu vực. Tỷ lệ sử dụng (utilization) duy trì ở ngưỡng rất cao, phổ biến quanh 85–95%, cho thấy phần lớn giàn khoan đều hoạt động liên tục. Mặt bằng giá thuê được giữ ở mức cao nhờ các chương trình đầu tư thương mại tiếp tục được thúc đẩy.
- Hiệu suất vận hành của giàn khoan tự nâng tại Đông Nam Á vượt 89%, cao hơn mặt bằng chung toàn cầu.** Điều này cho thấy hoạt động khai thác dầu khí trong khu vực vẫn ổn định và hiệu quả, nhu cầu khoan và phát triển mỏ được duy trì mà không gặp gián đoạn. Đây là tín hiệu tích cực cho triển vọng ổn định và mở rộng sản lượng khai thác, trong bối cảnh nhu cầu dầu khí nội địa và xuất khẩu vẫn lớn. Mức độ sôi động của thị trường cũng tạo điều kiện thuận lợi để các doanh nghiệp dịch vụ khoan tối đa hóa công suất và tận dụng cơ hội trong giai đoạn 2025–2026.

Cung cầu giàn khoan JU khu vực ĐNA



Nhu cầu giàn khoan khu vực Đông Nam Á



Giàn khoan không có hợp đồng

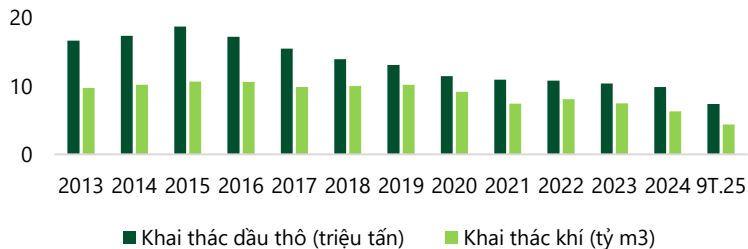
Rig Name	Manager	Country/Area
Hakuryu-10	ENEOS Drilling	Vietnam
Hakuryu-11	ENEOS Drilling	Vietnam
Velesto Naga 3	Velesto Energy Berhad	Malaysia
Var	Borr Drilling	Singapore
Soehanah	Vantage Drilling	Malaysia
Noble Tom Prosser	Noble	Malaysia



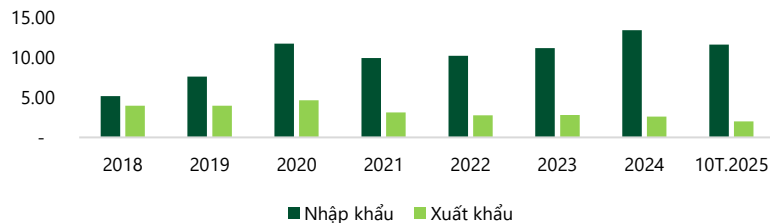
Trong 11 tháng đầu năm 2025, Tập đoàn Công nghiệp – Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM - PVN) ghi nhận nhiều kết quả tích cực trong các lĩnh vực trọng yếu:

- **Giải ngân đầu tư tăng mạnh:** Tổng giá trị giải ngân đầu tư đạt hơn 43,8 nghìn tỷ đồng, tăng 45% so với cùng kỳ 2024, tập trung ở các dự án: chuỗi dự án Lô B, dự án Ô Môn 4, Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 chính thức vận hành thương mại ngày 21/11, dự án Nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, dự án Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 2,...
- **Hoàn thành, sớm đưa vào khai thác nhiều dự án lớn:** Đưa giàn đầu giếng BK-24 tại mỏ Bạch Hổ vào khai thác sớm hơn 65 ngày. Kết hợp với khai thác mỏ Đại Hùng (pha 3), mỏ Kinh Ngự Trẫm / Kinh Ngự Trẫm Nam, bổ sung sản lượng dầu khí. Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 & 4 chính thức đi vào vận hành thương mại ngày 21/11/2025. Tiếp tục đầu tư nâng cấp/mở rộng các dự án khác như Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, dự án LNG/khí – điện tại Lô B – Ô Môn.
- **Sản lượng & sản xuất kinh doanh nhiều mảng tăng trưởng:** Tính chung 10 tháng, sản lượng khai thác dầu thô, khí và điện đều tăng; nhập khẩu LNG tăng 14%; sản xuất xăng dầu (không tính NSRP) tăng 17,8%; NPK tăng 73,6%; LPG tăng 9,7%; Polypropylen tăng 24,2%.
- **Mở rộng hoạt động quốc tế và kinh doanh quốc tế:** doanh thu từ kinh doanh quốc tế đạt hơn 131 nghìn tỷ đồng, chiếm 22% trong tổng doanh thu hợp nhất toàn Tập đoàn, nhờ công tác mở rộng thị trường quốc tế, tạo dư địa tăng trưởng mới tiếp tục được đẩy mạnh.
- **Định hướng cho năm 2026:** những trụ cột chiến lược cần được thúc đẩy để duy trì đà phát triển vượt trội: gia tăng sản lượng và trữ lượng từ các dự án E&P mới; phát triển mạnh mẽ khối Điện (LNG và các nhà máy Nhơn Trạch), khối Lọc - hóa dầu, Dịch vụ; cùng với việc nâng cao tỷ trọng doanh thu từ sản phẩm, dịch vụ mới và kinh doanh quốc tế.

Trữ lượng dầu khí khai thác mỗi năm



Sản lượng dầu thô xuất nhập khẩu qua các năm (tr.tấn)
Title



DIỄN BIẾN NGÀNH – NHU CẦU TIÊU THỤ KHÍ TRONG NƯỚC CÓ PHẦN CHỪNG LẠI

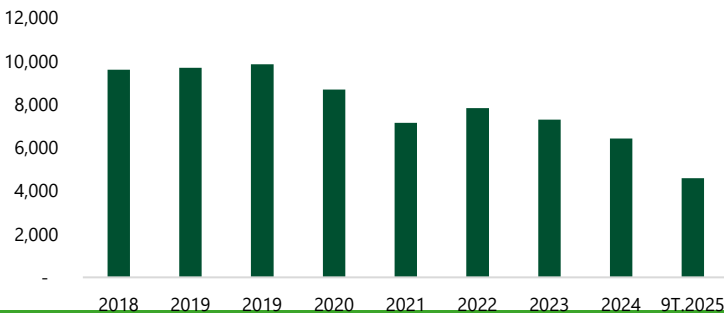
Theo báo cáo của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), **trong 10 tháng đầu năm 2025, sản lượng điện huy động từ tua bin khí đạt khoảng 16,64 tỷ kWh, chiếm 6,2% tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống là 268,82 tỷ kWh.** Huy động khí cho sản xuất điện giảm hơn 13% YoY, do tăng huy động thủy điện và điện khác.

Nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh chóng. Phát triển mỏ mới và nhập khẩu LNG là phương án cấp thiết để bảo đảm an ninh năng lượng. **Nguồn khí khai thác suy giảm với tốc độ kép hàng năm (Compound Annual Growth Rate - CAGR) là 5%/năm từ năm 2013 đến nay,** trong khi nhu cầu tiêu thụ ngày càng tăng. Nhu cầu khí trong nước dự kiến tăng mạnh, từ 13 tỷ m³ (2020) lên hơn 22 tỷ m³ (2025) và trên 34 tỷ m³ (2030), chủ yếu trong các lĩnh vực điện, hóa chất, công nghiệp và giao thông. Tuy nhiên, sản lượng khai thác khí nội địa đang giảm do các mỏ chủ lực bước vào giai đoạn suy giảm sau thời gian dài khai thác. Việc phát triển các dự án khí nội địa là cần thiết, mang lại hiệu quả và lợi ích tổng thể lớn cho nhà nước.

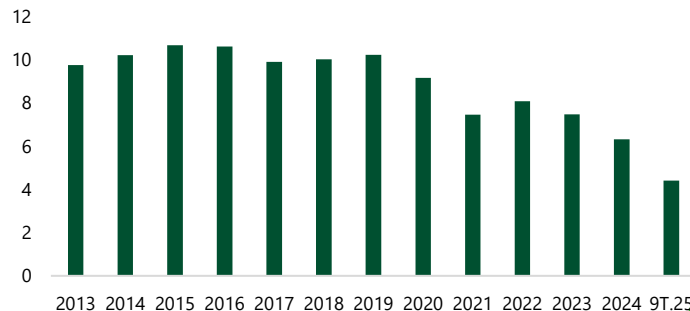
Với việc đưa vào vận hành các nhà máy điện khí mới như Nhơn Trạch 3 và 4, cùng với việc nhập khẩu LNG và đẩy mạnh phát triển cơ sở hạ tầng LNG, sản lượng điện khí dự kiến sẽ tiếp tục tăng trong thời gian tới. Với việc Nhơn Trạch 3 và 4 (NT3, NT4) đi vào vận hành thực tế, sản lượng điện khoảng 7 tỷ kWh/năm, hai nhà máy này được ước tính tiêu thụ khoảng 1 tỷ m³ LNG/năm. Trên cơ sở đó, chúng tôi kỳ vọng sản lượng LNG mà GAS nhập khẩu có thể tăng gấp đôi so với năm 2025. **Bên cạnh đó, công tác chuẩn bị hạ tầng cho nhập khẩu LNG đang thực hiện cho các dự án nhiệt điện khí.** PV GAS đang thực hiện nâng công suất tái hóa của Kho LNG Thị Vải từ 5,7 lên 7 triệu Sm³/ngày từ tháng 3/2025. Dự kiến hoàn thành vào cuối năm 2028 và đi vào vận hành đầu năm 2029. Điều này nhằm đáp ứng nhu cầu điện năng ngày càng cao và hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng sạch của Việt Nam.

Giảm thuế nhập khẩu LNG: Bước đi chiến lược trong chuyển dịch năng lượng: Việc giảm thuế nhập khẩu ưu đãi đối với LNG từ 5% xuống còn 2% theo Nghị định số 73/2025/NĐ-CP được đánh giá không chỉ là một chính sách tài chính đơn thuần mà còn mang ý nghĩa chiến lược trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng và bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

Sản lượng khí tiêu thụ (bao gồm LNG) (triệu m3)



Sản lượng khí khai thác (tỷ m3)



Nguồn cung xăng dầu đáp ứng đủ nhu cầu thị trường

Theo kế hoạch của Bộ Công Thương cho 6 tháng cuối năm 2025: dự kiến nhập khẩu khoảng 5,1 triệu tấn xăng dầu các loại; sản xuất trong nước khoảng 7,7 triệu tấn; tiêu thụ nội địa khoảng 7,4 triệu tấn; xuất khẩu khoảng 220 nghìn m³. Tổng nguồn cung cho thị trường nội địa giai đoạn này dự kiến ~ 12,58 triệu tấn (≈ 15,1 triệu m³).

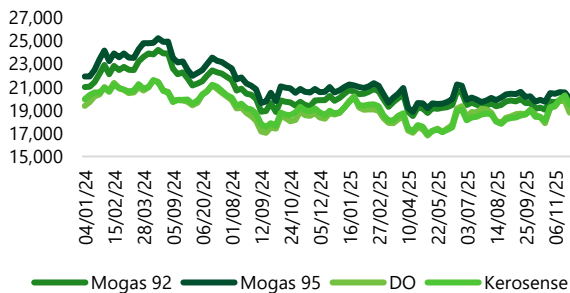
Tính chung cả năm 2025, tổng nguồn cung xăng dầu cho thị trường nội địa dự kiến đạt 14,3 triệu m³, bằng 48,2% tổng nguồn tối thiểu phân giao năm 2025. Bộ Công Thương đã chỉ đạo các thương nhân đầu mối chủ động nguồn cung, thực hiện dự trữ phù hợp và cung ứng kịp thời xăng dầu theo hợp đồng đã ký, nhằm đáp ứng nhu cầu tiêu dùng và sản xuất trong nước. Nếu thực hiện đúng kế hoạch, tổng nguồn cung toàn năm 2025 sẽ đảm bảo đủ cho thị trường nội địa, giúp ổn định cung – cầu.

Về dài hạn, Bộ Công Thương sẽ thúc đẩy việc sử dụng xăng E5 và E10 để giảm phụ thuộc vào nguồn cung xăng dầu truyền thống, đồng thời bảo vệ môi trường. Việc sử dụng nhiên liệu sinh học không chỉ giúp giảm ô nhiễm mà còn góp phần bảo vệ nguồn tài nguyên thiên nhiên.

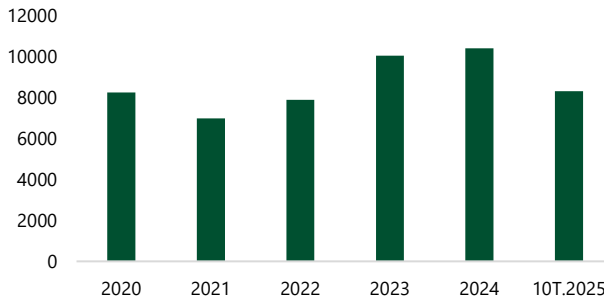
Trong 11 tháng đầu năm 2025, crack spread tại Singapore biến động mạnh do sự kết hợp của yếu tố cung – cầu và địa chính trị

Một loạt các sự cố ngừng hoạt động ngoài kế hoạch, bảo trì theo lịch trình và sự gián đoạn liên tục đối với các hoạt động hạ nguồn của Nga đã đẩy biên lợi nhuận của các nhà máy lọc dầu lên mức cao nhất trong hai năm tại châu Âu và châu Á vào đầu tháng 11. Sản lượng lọc dầu toàn cầu giảm 2,9 triệu thùng/ngày so với tháng trước xuống còn 81,5 triệu thùng/ngày trong tháng 10 nhưng dự kiến sẽ tăng mạnh vào cuối năm. Sản lượng dự kiến sẽ tăng 710 nghìn thùng/ngày vào năm 2025 và 510 nghìn thùng/ngày vào năm tới, lần lượt lên 83,6 triệu thùng/ngày và 84,1 triệu thùng/ngày.

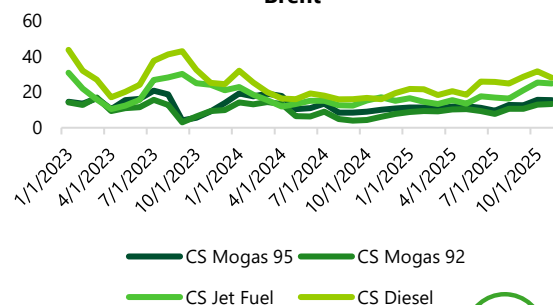
Diễn biến giá xăng dầu trong nước



Sản lượng xăng dầu nhập khẩu

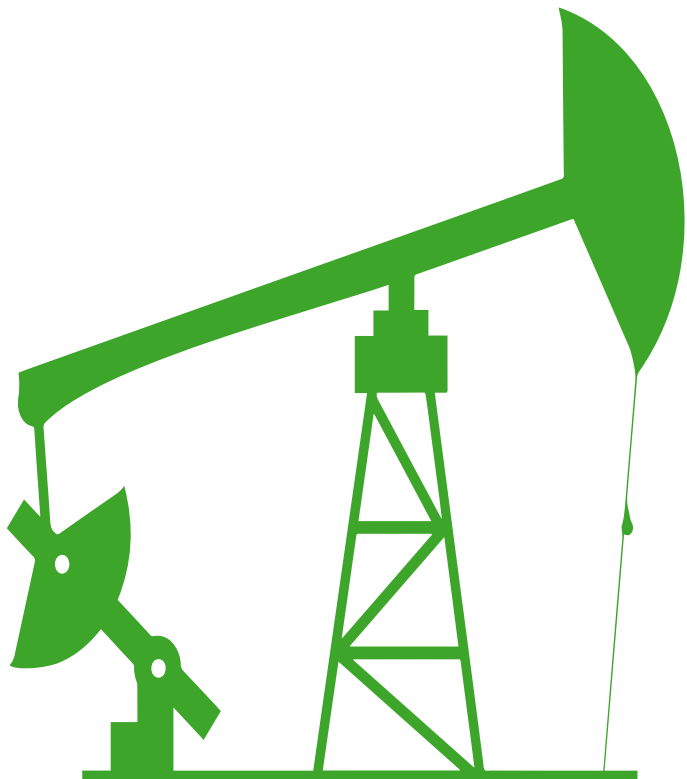


Diễn biến Crackspread Platts Singapore - Brent



MỤC LỤC

TRIỂN VỌNG DẦU KHÍ – LNG – NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO



01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Giá dầu biến động mạnh, nhu cầu tiêu thụ xăng, dầu, khí tiếp tục tăng trưởng

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Giá dầu duy trì 55-65 USD/thùng - Tái khởi động các dự án dầu khí nội địa – Chuyển dịch năng lượng xanh

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

PVS – 42.544 (+18%)

PVD – 35.401 (+18%)

PVB – 44.000 (+20%)

GAS – 94.235 (+6%)

PLX – 44.184 (+14%)

BSR – 20.753 (+15%)

CNG – 29.750 (+15%)

OIL – 14.100 (+17%)

Pháp lý được khai thông cùng với triển vọng đầu tư tăng tốc, chúng tôi kỳ vọng ngành dầu khí Việt Nam đang bước vào chu kỳ phục hồi và nhóm cổ phiếu dầu khí xứng đáng được đánh giá lại ở mặt bằng cao hơn dựa trên triển vọng tăng trưởng doanh nghiệp 2026 – 2028.

Thị trường toàn cầu: Cán cân Cung – Cầu dự kiến đạt trạng thái cân bằng mong manh. Nguồn cung mới từ Châu Mỹ (Mỹ, Brazil, Guyana) sẽ đối trọng với nỗ lực cắt giảm của OPEC+. Thị trường LNG toàn cầu bước vào chu kỳ "nới lỏng" do nguồn cung lớn từ Qatar và Mỹ bắt đầu gia nhập thị trường.

Dự báo giá dầu: Trong kịch bản cơ sở (Base Case) của các chuyên gia thế giới như Goldman Sachs, J.P Morgan Research, EIA, Wood Mackenzie, giá dầu Brent kỳ vọng dao động trong vùng 55 – 65 USD/thùng. Đây là mức giá "tối thiểu" để các doanh nghiệp thượng nguồn duy trì CAPEX và các quốc gia OPEC cân đối ngân sách.

Tiêu điểm Việt Nam:

- **Hỗ trợ pháp lý:** Chính Phủ tháo gỡ nhiều điểm nghẽn pháp lý, thúc đẩy hoạt động thượng nguồn.
- **Động lực chính:** Siêu dự án Lô B – Ô Môn bước vào giai đoạn thi công cao điểm (EPC), tạo khối lượng công việc khổng lồ cho nhóm thượng nguồn (PVS, PVD).
- **Xu hướng mới:** Nhập khẩu LNG trở thành xu hướng bắt buộc để bù đắp sản lượng khí nội địa suy giảm và phục vụ quy hoạch điện VIII.
- **Cơ hội đầu tư:** Ưu tiên nhóm Thượng nguồn (Dịch vụ khoan, EPC) và Trung nguồn (Hạ tầng khí/LNG).



OPEC+: Người điều tiết thị trường

Chiến lược: Ả Rập Xê Út tiếp tục ưu tiên "thị phần". Chính sách cắt giảm tự nguyện có thể tiếp tục được nới lỏng dần trong 2026 nhưng rất thận trọng để tránh giá giảm sâu.

EIA dự báo sản lượng dầu thô của OPEC+ sẽ tăng 0,5 triệu thùng/ngày vào cả năm 2025 và 2026, dựa trên giả định của chúng tôi rằng sản lượng tăng do mục tiêu OPEC+ cao hơn sẽ giảm bớt vì nhóm này muốn ngăn chặn tình trạng tăng lượng hàng tồn kho quá nhanh và đẩy giá dầu xuống thấp hơn nữa.

Nga: Lượng dầu thô Nga vận chuyển sang châu Á qua Tuyến Hàng hải Phía Bắc (Northern Sea Route - NSR) trong năm 2025 đã không tăng như kỳ vọng, thậm chí còn giảm 4,2% so với mức của năm 2024. Tổng lượng dầu thô xuất khẩu qua đường biển 9 tháng năm 2025 giảm % YoY. Đồng thời do tác động các lệnh trừng phạt khiến khoảng cách ngày càng lớn giữa dầu Nga và dầu quốc tế khiến doanh thu xuất khẩu giảm. EIA dự báo sản lượng dầu năm 2026 có thể thấp hơn do ảnh hưởng từ các đợt trừng phạt gần đây. Các lệnh trừng phạt đối với Nga chủ yếu sẽ làm tăng chi phí và rủi ro trong việc vận chuyển dầu của Nga, làm giảm giá bán cho các nhà sản xuất dầu của Nga.

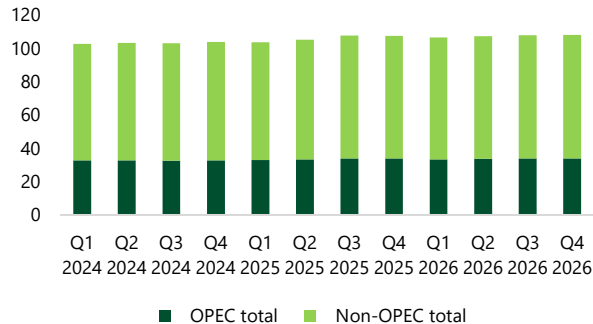
Rủi ro nội khối: Sự bất đồng về hạn ngạch (quota) giữa UAE, Iraq và Saudi Arabia là rủi ro tiềm ẩn cần theo dõi.



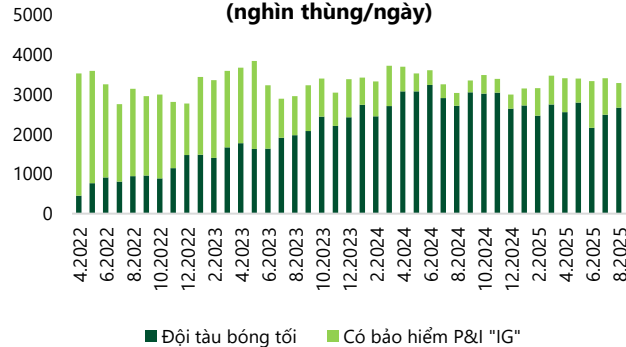
Mỹ & Bắc Mỹ: Sự chứng lại của Shale Oil

Tăng trưởng chậm: Sản lượng Mỹ vẫn tăng nhưng tốc độ chậm lại đáng kể do các giếng khoan tốt nhất (Tier 1 acreage) tại Permian dần cạn kiệt. Theo EIA, tỷ lệ suy giảm tự nhiên rất tại Mỹ cao. Nếu ngừng đầu tư, sản lượng tight oil có thể giảm 3,5 mb/d trong hai năm, còn shale gas giảm 350 bcm chỉ trong 12 tháng. Khoảng 75% số giếng mới mỗi năm chỉ đủ để bù suy giảm. Nhưng với danh mục dự án đã phê duyệt và đầu tư liên tục vào shale, khoảng 90% mức suy giảm có thể được bù đắp. Nếu không có thêm đầu tư thượng nguồn, sản lượng dầu từ các mỏ hiện có toàn cầu sẽ tập trung hơn vào các nước thành viên OPEC và Nga.

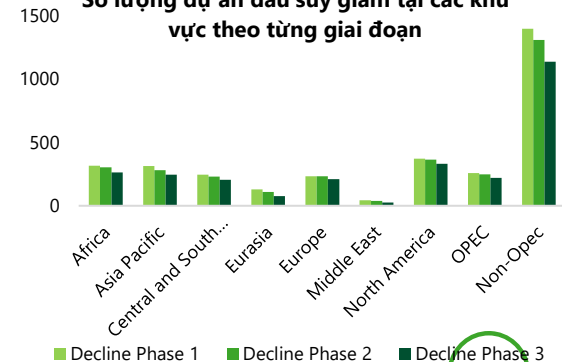
Dự báo sản lượng nhiên liệu lỏng toàn cầu



Xuất khẩu dầu thô đường biển của Nga (nghìn thùng/ngày)



Số lượng dự án đầu suy giảm tại các khu vực theo từng giai đoạn



Điểm sáng nguồn cung mới (Non-OPEC)

Nam Mỹ trỗi dậy: Brazil và Guyana là hai ngôi sao sáng, dự kiến đóng góp khoảng 60% lượng tăng trưởng nguồn cung ngoài OPEC trong 2026 nhờ các dự án FPSO mới đi vào hoạt động.

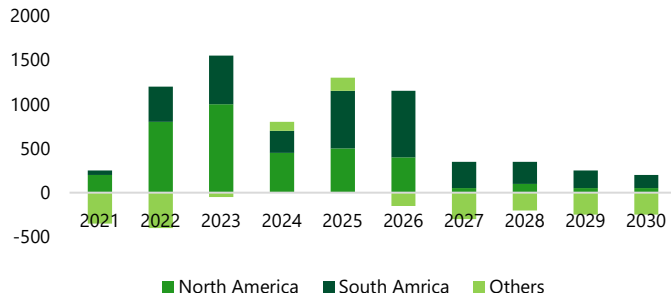
Rystad Energy dự báo nhu cầu chất lỏng toàn cầu sẽ đạt đỉnh ở mức 107 triệu thùng/ngày vào đầu những năm 2030 và duy trì ở mức trên 100 triệu thùng/ngày cho đến những năm 2040. Nam Mỹ dự kiến sẽ tăng thêm hơn 750.000 thùng/ngày vào năm 2026, dẫn đầu là các dự án ngoài khơi của Brazil và Guyana được hỗ trợ bởi FPSO. Các khoản đầu tư thượng nguồn của khu vực này dự kiến sẽ đạt tổng cộng gần 200 tỷ đô la vào năm 2030, với hoạt động thăm dò mới nổi ở Trinidad và Peru mang lại tiềm năng mới.

Thị trường LNG: Nguồn cung dồi dào

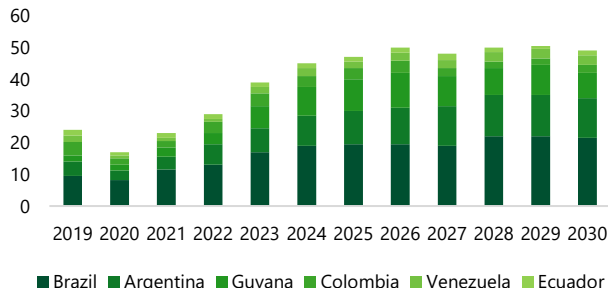
Theo IEA, tăng trưởng nguồn cung LNG toàn cầu dự kiến sẽ tăng tốc lên 7% (tương đương 40 bcm) vào năm 2026, mức tăng mạnh nhất kể từ năm 2019. Sự tăng trưởng này chủ yếu được thúc đẩy bởi dự án mở rộng North Field East của Hoa Kỳ, Canada và Qatar, dự kiến sẽ bắt đầu hoạt động vào giữa năm 2026. Dự án LNG Bắc Cực 2 của Nga không được coi là nguồn cung LNG ổn định trong dự báo hiện tại do môi trường trừng phạt rộng hơn.

Theo dữ liệu từ các nhà phân tích hàng hóa tại Kpler, nguồn cung LNG toàn cầu dự kiến sẽ tăng lên 475 triệu tấn vào năm 2026, tăng 10,2% so với mức dự báo 431 triệu tấn cho năm 2025. Phần lớn nguồn cung LNG tăng đến từ Hoa Kỳ.

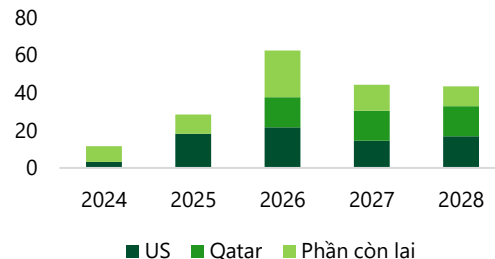
Nguồn cung dầu thô và condensate ngoài OPEC+ (nghìn thùng/ngày) (KB cơ sở)



Tổng vốn đầu tư thượng nguồn vào các mỏ dầu Nam Mỹ (tỷ USD)



Dự báo Tăng trưởng công suất LNG Thế giới (MTPA)





Nhu cầu dầu thô: Dự báo nhu cầu dầu thô toàn cầu sẽ tăng 1,1 triệu thùng/ngày trong năm 2026. Toàn bộ mức tăng này đến từ khu vực ngoài OECD, với mức tăng 1,0 triệu thùng/ngày vào năm 2026. Bên cạnh đó, nhu cầu tại OECD phục hồi 0,1 triệu thùng/ngày vào 2026. Tăng trưởng chủ yếu tập trung tại châu Á. Riêng Trung Quốc dự kiến tăng khoảng 250.000 thùng/ngày trong giai đoạn 2025–2026. Ấn Độ được dự báo tăng 170.000 thùng/ngày trong năm 2026.

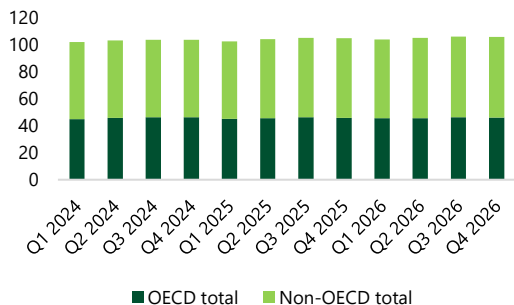


Nhu cầu khí đốt toàn cầu được dự báo đạt mức cao kỷ lục vào năm 2026, tăng khoảng 2% nhờ nguồn cung bất ổn. Ngành công nghiệp và điện chiếm gần 50% mức tăng thêm; riêng điện chiếm 30%. Khu vực dân dụng – thương mại chỉ tăng khoảng 1% trong điều kiện thời tiết bình thường. Châu Á là động lực tăng trưởng chính, tăng hơn 4%, đóng góp một nửa mức tăng toàn cầu, kéo theo nhập khẩu LNG tăng 10% trong năm 2026. Âu Á dự kiến tăng 2%, Châu Phi – Trung Đông tăng 3,5%, còn Bắc Mỹ tăng dưới 1% nhờ nhu cầu điện. Ngược lại, Trung – Nam Mỹ giảm nhẹ và châu Âu giảm 2%, chủ yếu do năng lượng tái tạo tăng mạnh. Toàn bộ triển vọng vẫn chịu tác động từ rủi ro địa chính trị và biến động kinh tế vĩ mô.

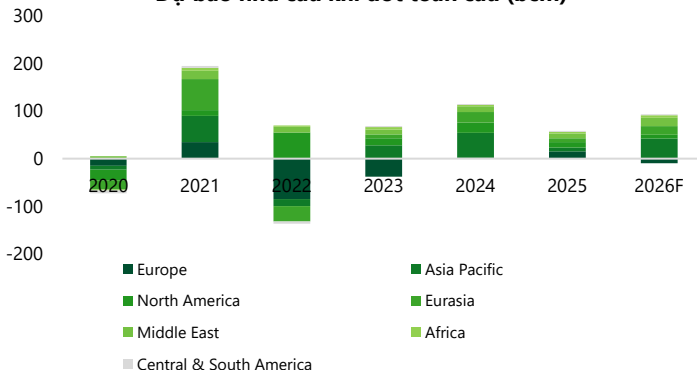


Nhu cầu tiêu thụ sản phẩm xăng dầu: Các báo cáo mới nhất của EIA và IEA cho thấy nhu cầu xăng và diesel toàn cầu tiếp tục duy trì quanh mức của giai đoạn 2023–2024, phản ánh mức độ ổn định của nhu cầu vận tải đường bộ và hàng không. Mặc dù xu hướng điện hóa giao thông đang gia tăng, cả hai tổ chức đều đánh giá rằng **tác động làm giảm tiêu thụ nhiên liệu lỏng trong giai đoạn 2025–2026 vẫn ở mức hạn chế**. Tỷ trọng EV trong tổng phương tiện lưu hành còn thấp và hoạt động vận tải – logistics phục hồi mạnh sau đại dịch tiếp tục hỗ trợ cầu tiêu thụ. EIA dự báo **crack spread các sản phẩm xăng dầu sẽ duy trì ở mức cao trong năm 2026**, chủ yếu do công suất lọc dầu toàn cầu tăng chậm và một số cơ sở lọc dầu tại Mỹ và châu Âu được chuyển đổi sang nhiên liệu sinh học. Mức tồn kho sản phẩm refined fuels tại các nền kinh tế lớn hiện vẫn thấp hơn trung bình 5 năm, qua đó tạo môi trường duy trì biên lợi nhuận refining tích cực trong ngắn hạn.

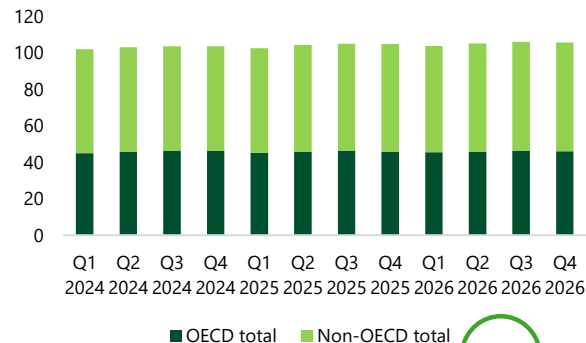
Dự báo nhu cầu dầu thô toàn cầu (Triệu thùng/ngày)



Dự báo nhu cầu khí đốt toàn cầu (bcm)



Tiêu thụ dầu mỏ và các nhiên liệu lỏng khác



Chi phí khai thác đã không còn rẻ – dư địa giá dầu giảm thấp không còn nhiều

❖ Đối với các dự án dầu truyền thống:

Trung Đông (Middle East): Là nơi có chi phí sản xuất thấp nhất thế giới (dưới 10 USD/thùng), đặc biệt là các mỏ mới cực kỳ rẻ (~6 USD).

Châu Âu (Europe): Có chi phí phát triển các mỏ hiện hữu (brownfield) cao nhất thế giới (~24 USD), cao hơn cả mỏ mới, có thể do quy định môi trường khắt khe và các mỏ đã già cỗi cần công nghệ tốn kém để duy trì sản lượng.

Châu Á - TBD (Asia Pacific): Chênh lệch giữa mỏ mới và cũ khá lớn, cho thấy việc phát triển các mỏ mới tại khu vực này đang trở nên đắt đỏ hơn nhiều (~19.5 USD) so với việc tận dụng các mỏ cũ (~14.5 USD).

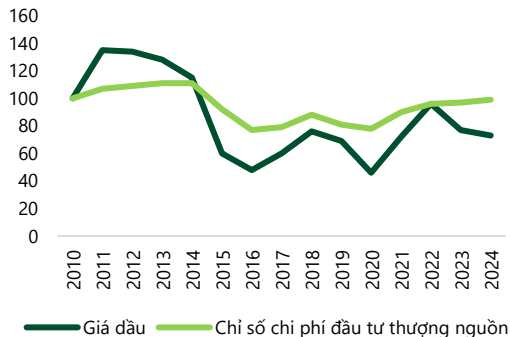
❖ Đối với các dự án khí tự nhiên truyền thống

Sự dị biệt của Châu Âu (Europe): Chi phí phát triển mỏ khí **mới** tại Châu Âu cao đột biến (~24 USD), gấp hơn 3 lần mức trung bình thế giới. Trong khi đó, việc khai thác từ các mỏ hiện hữu lại rất rẻ (~6.2 USD). Điều này phản ánh sự khó khăn về pháp lý, môi trường và sự cạn kiệt tài nguyên khí mỏ mới tại đây.

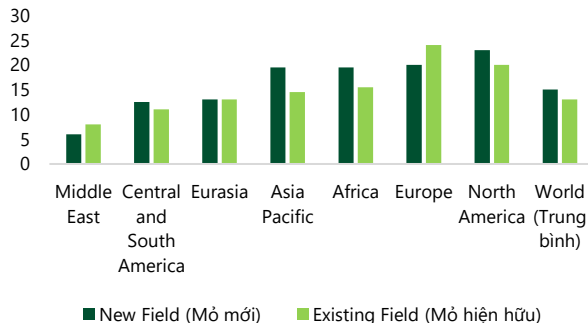
Trung Đông & Á-Âu (Middle East & Eurasia): Tiếp tục là những "vùng trũng" về chi phí khí đốt (đều dưới 5 USD), tạo lợi thế cạnh tranh cực lớn.

Châu Á - TBD (Asia Pacific): Đây là khu vực duy nhất mà chi phí phát triển mỏ **hiện hữu** (11.5 USD) lại cao hơn mỏ **mới** (10.5 USD). Có thể do các mỏ cũ đang ở giai đoạn suy giảm nhanh (high decline rate), đòi hỏi chi phí vận hành/bảo dưỡng (OpEx/Infill drilling) cao để duy trì sản lượng.

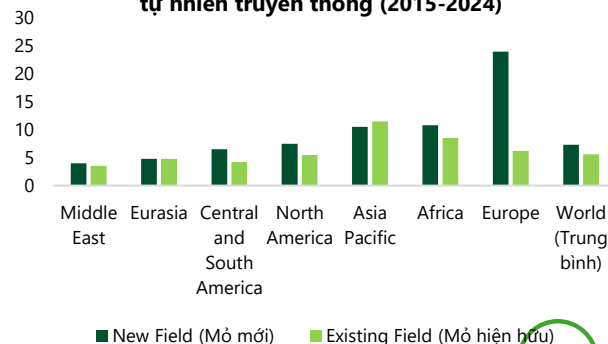
Chỉ số chi phí đầu tư thượng nguồn của IEA và chỉ số giá dầu, 2010-2024



Chi phí phát triển trung bình cho các dự án dầu truyền thống (2015-2024)



Chi phí phát triển trung bình cho các dự án khí tự nhiên truyền thống (2015-2024)





Vốn đầu tư thượng nguồn luôn biến động theo chu kỳ giá dầu. Xu hướng giảm tốc của dòng vốn trong những năm gần đây đang phát đi tín hiệu về rủi ro thiếu hụt nguồn cung dầu khí trong dài hạn.

Theo OPEC, nhu cầu năng lượng sơ cấp toàn cầu sẽ tăng hơn 23% đến năm 2045; GECF cũng dự báo nhu cầu khí tự nhiên toàn cầu tăng trên 30% vào năm 2050. Trong khi đó, EIA cảnh báo rằng nếu không có đầu tư mới, kể cả vốn duy trì tại các mỏ hiện hữu 5, sản lượng dầu toàn cầu sẽ giảm tự nhiên khoảng 8%/năm và khí tự nhiên hơn 9%/năm giai đoạn 2025–2035. **Khoảng cách ngày càng lớn giữa nhu cầu tăng và nguồn cung suy giảm cho thấy rủi ro mất cân đối cung ứng kéo dài trên thị trường năng lượng.**

Chưa quay về đỉnh cũ: Mặc dù đã phục hồi mạnh từ mức đáy năm 2020 (khoảng **470 tỷ USD**), tổng vốn đầu tư thượng nguồn toàn cầu giai đoạn 2024–2025 chỉ đạt **570–595 tỷ USD**, vẫn thấp hơn đáng kể so với mức đỉnh năm 2015 (~**870 tỷ USD**). Điều này phản ánh xu hướng **kỷ luật vốn** (capital discipline) ngày càng chặt chẽ của các công ty dầu khí sau cú sốc giá dầu 2014–2016 và giai đoạn COVID-19.

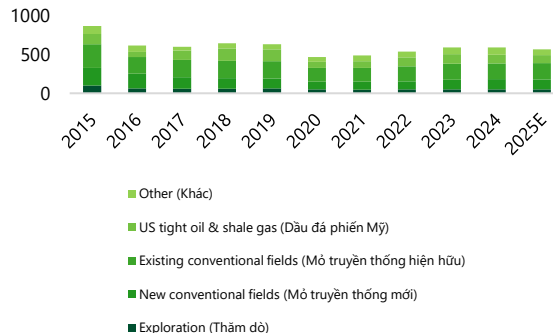
Tập trung vào mỏ hiện hữu: Dòng tiền đầu tư chủ yếu được phân bổ vào các mỏ đang khai thác (existing fields) nhằm duy trì sản lượng, thay vì mở rộng thăm dò hoặc phát triển mỏ mới. Chiến lược này cho thấy doanh nghiệp ưu tiên **an toàn dòng tiền** và **tối ưu chi phí**, hơn là mở rộng trữ lượng dài hạn – vốn đòi hỏi chi phí lớn và rủi ro cao.

Thăm dò vẫn ở mức thấp kỷ lục: Chi phí thăm dò (exploration spending) duy trì quanh mức **~50 tỷ USD/năm**, gần như đi ngang trong 5 năm liên tiếp. Đây là mức thấp lịch sử. Tốc độ thăm dò yếu có nguy cơ khiến nguồn cung toàn cầu suy giảm từ chu kỳ 2027–2030 trở đi, khi các mỏ lớn hiện hữu bắt đầu suy giảm sản lượng tự nhiên.

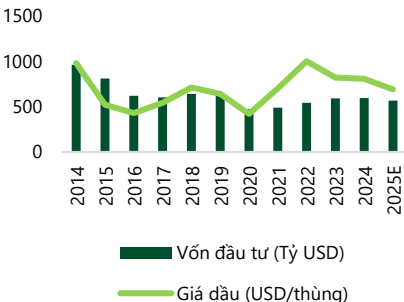
Mỹ thu hẹp sản xuất đá phiến: Vốn đầu tư vào dầu đá phiến Mỹ từng bùng nổ trong 2018–2019 đã chững lại và dự báo giảm nhẹ trong năm 2025. Sau nhịp giảm giá dầu gần đây, **IEA** dự báo đầu tư thượng nguồn toàn cầu năm 2025 có thể **giảm -4,5% YoY**, trái ngược kỳ vọng **+5% YoY** đầu năm. Nguyên nhân chính đến từ Mỹ, khi sản xuất bị thu hẹp do mức giá hòa vốn của dầu đá phiến hiện ở mức **60–65 USD/thùng**, cao hơn mặt bằng giá dầu kỳ vọng.

Trung Đông và Bắc Mỹ dẫn dắt chu kỳ mới: Theo **EIA**, đến năm 2026, Trung Đông dự kiến chiếm **20%** tổng vốn đầu tư thượng nguồn toàn cầu – mức cao kỷ lục, dù chi phí khai thác tại khu vực này thuộc nhóm thấp nhất thế giới. Điều này phản ánh chiến lược mở rộng mạnh mẽ nhằm củng cố vị thế nguồn cung dài hạn. Song song đó, Bắc Mỹ vẫn được kỳ vọng duy trì vị trí dẫn đầu về **giá trị tuyệt đối** của vốn đầu tư thượng nguồn toàn cầu, nhờ quy mô ngành lớn và nhu cầu tái đầu tư liên tục vào các mỏ đá phiến.

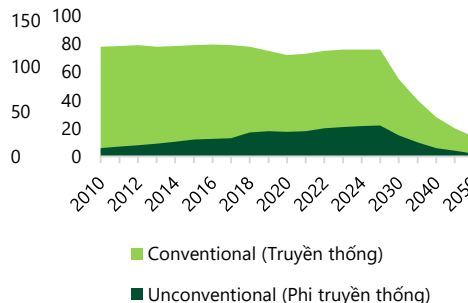
Vốn đầu tư thượng nguồn dầu khí toàn cầu



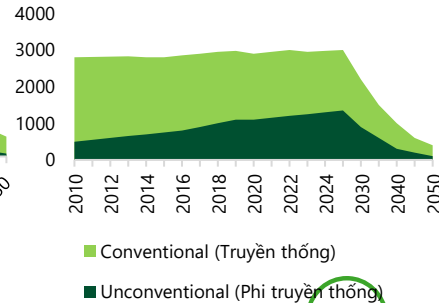
Đầu tư vào thượng nguồn ngành dầu khí của Mỹ



Sản lượng dầu thô toàn cầu và tốc độ suy giảm tự nhiên



Sản lượng khí tự nhiên toàn cầu và tốc độ suy giảm tự nhiên



Triển vọng giá dầu – tín hiệu hình thành vùng đáy

- ❖ Theo EIA, giá Brent tiếp tục giảm về 65 USD/thùng trong tháng 10/2025, thấp hơn 15 USD/thùng so với đầu năm, do nguồn cung toàn cầu tăng nhanh hơn mức hấp thụ của thị trường. Cơ quan này dự báo giá Brent còn giảm về 54 USD/thùng trong Quý 1/2026, trước khi ổn định quanh 55 USD/thùng cho cả năm 2026. Tuy nhiên, EIA đã điều chỉnh tăng dự báo giá 2026 so với tháng trước, phản ánh hai yếu tố mang tính hỗ trợ giúp giảm dự đoán giảm sâu của giá dầu:
 - Trung Quốc đẩy mạnh tích lũy dự trữ chiến lược (SPR), với lượng mua thêm ước tính khoảng 0,8 triệu thùng/ngày từ đầu năm đến tháng 9, tạo lực đỡ quan trọng cho nhu cầu.
 - Các lệnh trừng phạt mới đối với Nga làm gia tăng chi phí vận chuyển và rủi ro xuất khẩu, có thể khiến sản lượng Nga giảm mạnh hơn dự báo.
 Những yếu tố này cho thấy mặt bằng giá hiện nay đang tiệm cận vùng đáy chu kỳ, và rủi ro giảm sâu trong năm 2026 có xu hướng thu hẹp.
- ❖ Goldman Sachs dự báo giá Brent bình quân năm 2026 đạt 56 USD/thùng và WTI đạt 52 USD/thùng, thấp hơn đáng kể so với mức dự báo hiện tại lần lượt là 63 USD và 60 USD/thùng. Động lực chính kéo giá giảm là làn sóng nguồn cung mới trong giai đoạn 2025–2026, xuất phát từ các dự án dài hạn đã được phê duyệt trước đại dịch nhưng chậm tiến độ trong thời kỳ Covid và hiện đang được đưa vào vận hành, cùng với việc OPEC+ nới lỏng cắt giảm sản lượng. Goldman Sachs nhận định mặt bằng giá thấp trong giai đoạn 2025–2026 sẽ làm suy yếu tăng trưởng sản lượng ngoài OPEC và hạn chế triển khai dự án mới sau nhiều năm đầu tư dưới mức tối ưu. Do đó, ngân hàng kỳ vọng giá dầu sẽ bắt đầu phục hồi từ 2027 và tăng lên mức dài hạn 80 USD/thùng (Brent) và 76 USD/thùng (WTI) vào cuối năm 2028.
- ❖ JPMorgan giữ nguyên dự báo giá dầu năm 2026 ở mức 58 USD/thùng (Brent) và 54 USD/thùng (WTI), đồng thời dự báo năm 2027 giảm nhẹ xuống 57/53 USD/thùng. Ngân hàng kỳ vọng nhu cầu dầu tăng 0,9 triệu thùng/ngày trong hai năm 2025–2026 và 1,2 triệu thùng/ngày vào 2027, nhưng tăng trưởng nguồn cung toàn cầu sẽ vượt xa cầu trong giai đoạn 2025–2026, chủ yếu từ Mỹ, Brazil và các dự án ngoài khơi ngoài OPEC+. Điều này duy trì rủi ro dư cung, gây áp lực giảm giá, trừ khi OPEC+ điều chỉnh chính sách sản lượng.

Dự phóng giá dầu Brent (USD/thùng)	2026
J.P Morgan Research	58
Goldman Sachs	56
Fit Rating	65
Wood Mackenzie	60
EIA	55

Kịch bản	Giá dầu Brent (USD)	Các giả định chính
Base case	54-56	- Tổng nguồn cung toàn cầu tiếp tục tăng theo kế hoạch (dự án FID trước-pandemic đi vào vận hành; OPEC+ nới lỏng dần cắt giảm). - Nhu cầu toàn cầu tiếp tục tăng nhẹ theo dự báo (khoảng +0.8–1.0 mb/d), không suy thoái kinh tế. - Trung Quốc tiếp tục mua SPR nhưng ở tốc độ chậm lại so với 2025 (mua ròng còn ~0.2–0.6 mb/d so với ~0.8 mb/d trước đó). - Xuất khẩu Nga giảm nhẹ (~0.1 mb/d) do chi phí/điều kiện vận chuyển tăng, nhưng không xảy ra tắc nghẽn lớn.
Best case	> 65	- Gián đoạn nguồn cung lớn (một hoặc nhiều yếu tố): ví dụ suy giảm xuất khẩu Nga đáng kể (>0.3–0.7 mb/d) do trừng phạt/phá vỡ logistics; hoặc xung đột/ outages lớn ở Trung Đông; hoặc Trung Quốc đẩy mua SPR ròng > 1.0 mb/d kéo dài nhiều tuần. - Nhu cầu không giảm; có thể tăng nhẹ (≥ 1.0 mb/d). - Non-OPEC supply tăng không đủ bù đắp gián đoạn.
Bear case	<50	- Nguồn cung non-OPEC (Mỹ shale + Brazil + Guyana + các dự án FID) tăng mạnh hơn dự báo — tăng thêm >0.8–1.0 mb/d so với baseline trong 2026. - Nhu cầu toàn cầu tăng chậm hoặc giảm (kịch bản suy thoái nhẹ), giảm nhu cầu khoảng 0.3–1.0 mb/d so với baseline. - Trung Quốc tạm dừng mua SPR hoặc mua rất chậm (<0.2 mb/d). - Không có gián đoạn lớn từ Nga/Trung Đông.



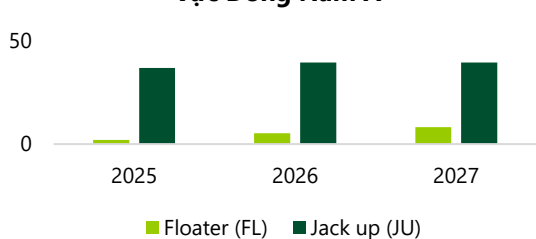
Thị trường khoan vẫn khả quan với nhu cầu và đơn giá thuê giàn tăng khi nguồn cung giàn vẫn hạn chế

Nhu cầu giàn khoan tại Đông Nam Á tiếp tục tăng trưởng ổn định. S&P Global Platts dự báo nhu cầu giàn khoan tự nâng tại khu vực Đông Nam Á sẽ đạt trung bình 37,8 giàn trong năm 2025, tăng lần lượt 3,3 giàn và 2,5 giàn so với các năm 2023 và 2024. Động lực tăng trưởng đến từ các chiến dịch khoan mở rộng tại Malaysia, Thái Lan, Indonesia và Việt Nam – trong đó Việt Nam được đánh giá là thị trường nổi bật nhất. Mặc dù giá dầu có xu hướng giảm trong ngắn hạn, hoạt động khoan tại các quốc gia trong khu vực vẫn duy trì ở mức cao, tương đương nền tảng vững chắc giai đoạn 2023–2024. Nhiều nhà thầu dầu khí lớn như BP, Hibiscus, PTTEP và các liên doanh dầu khí (JOC) khác đang triển khai hoặc chuẩn bị triển khai các dự án khoan nhiều giếng, với thời gian thực hiện kéo dài đến giai đoạn 2026–2029.

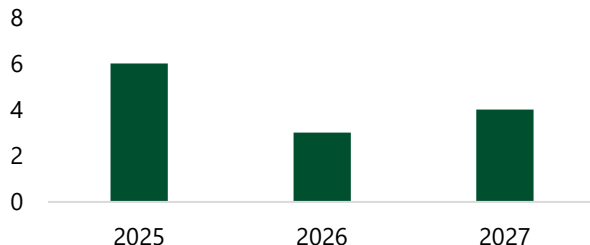
Về dài hạn nhu cầu giàn vẫn cao trong khi nguồn cung giàn khoan hạn chế với chỉ 13 giàn khoan tự nâng mới (3% tổng số giàn khoan trên thị trường toàn cầu) trong giai đoạn 2025–2027, và chỉ có 1 giàn khoan được đặt tại khu vực Đông Nam Á trong giai đoạn 2025 - 2026. Số lượng giàn khoan sẽ đạt 43 giàn vào năm 2025, tăng lần lượt 5 giàn và 3 giàn so với năm 2023 và 2024. Bên cạnh đó, chi phí đóng giàn mới vẫn ở mức cao và số lượng giàn cũ phải rời khỏi thị trường tăng. Do đó số lượng giàn khoan có sẵn ở mức thấp, giúp đơn giá thuê giàn tại khu vực Đông Nam Á được dự báo vẫn sẽ neo ở mức cao, giúp doanh nghiệp tăng vị thế trong việc đàm phán giá hợp đồng khoan cho những năm tiếp theo. PVD đang từng bước khẳng định tên tuổi và vị thế của mình thông qua việc được khách hàng đánh giá cao về chất lượng dịch vụ khoan tại các thị trường trong khu vực, giúp PVD củng cố vị thế cạnh tranh trên thị trường khoan dầu khí.

Triển vọng khoan trong nước tiếp tục sáng sủa với bình quân hơn 40 giếng/năm cho giai đoạn 2026–2030, tương ứng nhu cầu khoảng 12 giàn tự nâng mỗi năm. Trong ngắn hạn, công ty đang chuẩn bị năng lực để tham gia đấu thầu tại các dự án Nam Du – U Minh và Sư Tử Trắng giai đoạn 2B.

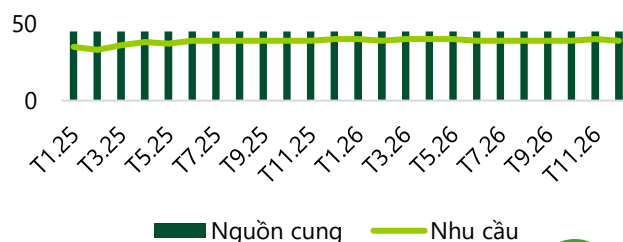
Nhu cầu giàn khoan trung bình khu vực Đông Nam Á



Số lượng giàn khoan đóng mới toàn cầu



Dự phóng Cung/Cầu giàn khoan JU khu vực ĐNA





Nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh chóng. Phát triển mỏ mới và nhập khẩu LNG là phương án cấp thiết để bảo đảm an ninh năng lượng

Nguồn khí khai thác suy giảm với tốc độ CAGR là 5%/năm từ năm 2013 đến nay, nhu cầu ngày càng tăng: Nhu cầu khí trong nước dự kiến tăng mạnh, từ 13 tỷ m³ (2020) lên hơn 22 tỷ m³ (2025) và trên 34 tỷ m³ (2030), chủ yếu trong các lĩnh vực điện, hóa chất, công nghiệp và giao thông. Tuy nhiên, sản lượng khai thác khí nội địa đang giảm do các mỏ chủ lực bước vào giai đoạn suy giảm sau thời gian dài khai thác. Việc phát triển các dự án khí nội địa là cần thiết, mang lại hiệu quả và lợi ích tổng thể lớn cho nhà nước.

Tăng cường nhập khẩu LNG để đảm bảo cung ứng điện: Từ sau năm 2020 các mỏ khí thiên nhiên trong nước đang trong giai đoạn suy giảm mạnh, khả năng cung cấp khí khu vực Đông Nam bộ hiện nay bình quân khoảng 9,5 triệu m³/ngày, chỉ đáp ứng được khoảng 50% nhu cầu sản xuất điện của các nhà máy khu vực Đông Nam bộ. Trong các tháng cao điểm mùa khô (tháng 4 đến tháng 7) năm 2024, để đảm bảo cung ứng điện, khí hóa lỏng LNG từ kho Thị Vải đã được cung cấp đảm bảo vận hành các nhà máy điện Phú Mỹ 3, Phú Mỹ 2.1, Phú Mỹ 4.

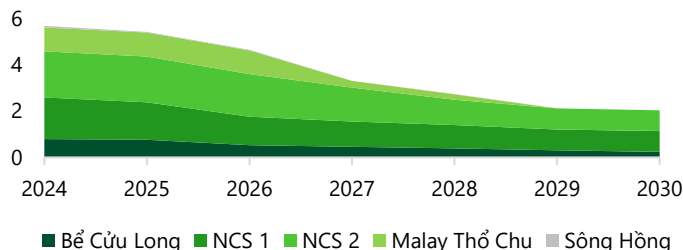


Nhu cầu khí cho phát điện dự báo tiếp tục tăng trưởng

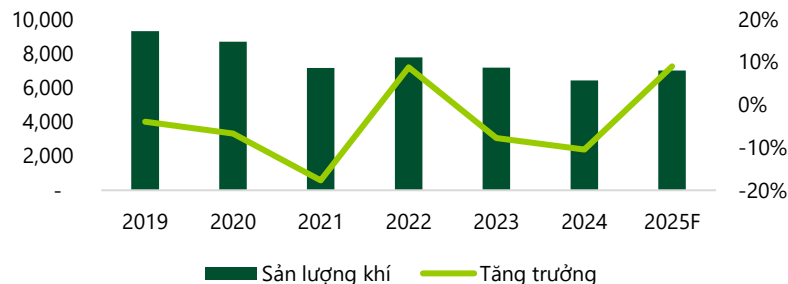
Về kịch bản vận hành thị trường điện 2026, Bộ Công Thương công bố kế hoạch với lượng tiêu thụ điện năm 2026 dự kiến sẽ tăng trưởng mạnh từ mức 8,5% lên mức 14,1% YoY. Bộ Công Thương đã chính thức ban hành Quyết định số 3477/QĐ-BCT về việc phê duyệt Phương thức vận hành hệ thống điện Quốc gia năm 2026. Phương thức này phác thảo 3 kịch bản cho tổng sản lượng sản xuất điện toàn quốc (bao gồm cả điện nhập khẩu), thể hiện tương quan cho tăng trưởng tiêu thụ điện. Kịch bản cơ sở: 350 tỷ kWh; Kịch bản cao: 360,3 tỷ kWh; Kịch bản tăng mạnh nhất: 368,1 tỷ kWh, trong trường hợp xảy ra mùa khô cực đoan.

Song song, nhập khẩu LNG cũng được đẩy mạnh để đáp ứng nhu cầu gia tăng, khi 2 nhà máy nhiệt điện LNG Nhơn Trạch 3 và 4 vận hành thương mại chính thức. Khối lượng LNG nhập khẩu dự kiến đạt khoảng 1 tỷ m³ khí, tăng gấp đôi so với cùng kỳ. Để đảm bảo năng lực cung ứng, PV GAS lên kế hoạch nâng công suất tái hóa tại Kho LNG Thị Vải từ 5,7 triệu Sm³/ngày lên 7 triệu Sm³/ngày từ tháng 3/2025. Việc mở rộng này nhằm bảo đảm dự phòng công suất cho EVN trong cao điểm mùa khô, đáp ứng nhu cầu khí phục vụ phát điện tại khu vực Đông Nam Bộ.

Nguồn cung khí các mỏ đang khai thác phân bổ hàng năm



Sản lượng khí tiêu thụ (bao gồm LNG) (triệu m3)



Nhiệt điện khí LNG sẽ được đẩy mạnh phát triển đến năm 2030

Theo Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, Việt Nam đặt mục tiêu phát triển mạnh nguồn điện khí, trong đó LNG đóng vai trò chủ đạo. Cụ thể, đến năm 2030, công suất điện khí LNG dự kiến đạt khoảng 22.524 MW chiếm từ 9,5% đến 12,3% tổng công suất toàn ngành điện. Giai đoạn 2031 -2035 sẽ đưa vào vận hành dự án điện khí LNG Long Sơn, Long An II đã được phê duyệt hoặc có thể đẩy sớm tiến độ nếu điều kiện thuận lợi. Định hướng đến năm 2050, các nhà máy LNG đốt kèm hydrogen 18.200 – 26.123 MW, nhiệt điện khí LNG chuyển chạy Hydrogen 8.576 – 11.325 MW, nhiệt điện khí LNG CCS 1.887 – 2.269 MW.

Nhu cầu LNG tăng trưởng mạnh

Nhu cầu sử dụng LNG tại Việt Nam được dự báo tăng trung bình 12% mỗi năm và có thể tăng gấp ba lần vào giữa những năm 2030 . Sự gia tăng này chủ yếu đến từ nhu cầu phát điện và công nghiệp, đặc biệt là trong bối cảnh chuyển đổi năng lượng và giảm phát thải.

Phát triển hạ tầng và dự án LNG

Việt Nam đã đưa vào vận hành Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và dự kiến vận hành Nhà máy điện Nhơn Trạch 4 vào tháng 11 năm nay. Đây là 02 nhà máy sử dụng LNG đầu tiên của cả nước. Tuy nhiên, trong số 21 dự án điện LNG đến năm 2035 được đề cập trong Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, đến nay chỉ có hai dự án này hoàn thành, cho thấy tiến độ triển khai còn chậm. Dự án kho mở rộng, nâng công suất kho chứa LNG Thị Vải lên 3 triệu tấn/năm và dự án kho cảng nhập LNG Sơn Mỹ đang được PV GAS bám sát tiến độ. Bên cạnh đó, PV GAS cũng đang xây dựng mô hình Kho LNG Hub trung tâm, tập trung đầu tư xây dựng kho cảng tại khu vực miền Bắc và Bắc Trung Bộ, vận hành thêm Kho nổi chứa và tái hóa khí LNG (FSRU) với sức chứa 135.000 - 174.000 Sm³ LNG và công suất tái hóa 14 triệu Sm³/ngày, nâng tổng công suất tái hóa lên 22 triệu Sm³/ngày.

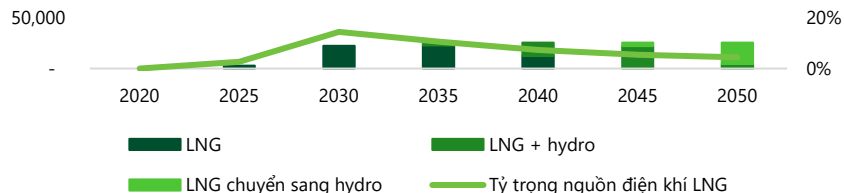
Hợp tác quốc tế và mục tiêu trở thành trung tâm LNG khu vực

Chính phủ Việt Nam chủ trương xây dựng trung tâm kho chứa và phân phối khí LNG phục vụ trong nước và cho khu vực ASEAN. Thủ tướng Chính phủ đã đề nghị Tập đoàn Exceleerate Energy hợp tác xây dựng trung tâm LNG tại Việt Nam, nhằm đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững. Tập đoàn Exceleerate Energy đã ký kết MoU với PV GAS về thu xếp nguồn LNG dài hạn từ Hoa Kỳ cho thị trường Việt Nam.

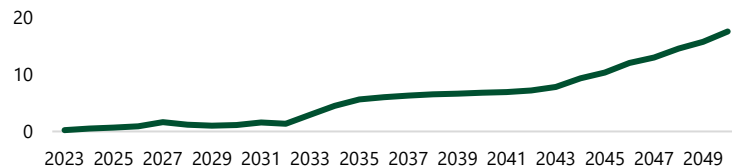
Giá LNG được dự báo hạ nhiệt

Theo Wood Mackenzie, thị trường khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) có thể đối mặt với tình trạng dư thừa nguồn cung nghiêm trọng do nhu cầu tiêu thụ tại Trung Quốc giảm nếu diễn ra chiến tranh thương mại. Ngược lại, một thỏa thuận đình chiến thương mại sẽ dẫn đến đà giảm giá dần đều, từ 11,2 USD/mmbtu vào năm 2024 xuống còn 7,2 USD/mmbtu vào năm 2030. Trong trường hợp căng thẳng kéo dài, khách hàng sẽ điều hướng các lô hàng LNG từ Mỹ sang các thị trường khác, góp phần tái cấu trúc luồng cung ứng toàn cầu.

Công suất nhiệt điện khí LNG (MW)



Dự báo nhu cầu LNG của Việt Nam bởi Wood Mackenzie (mmtpa)



NGÀNH DẦU KHÍ TRONG NƯỚC - PHÁT TRIỂN MẠNH MẼ CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SỬ DỤNG KHÍ THIÊN NHIÊN HÓA LỎNG (LNG) NHẪM ĐẢM BẢO AN NINH NĂNG LƯỢNG

STT	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Năm	Tiến độ	Nguồn khí
1	Ô Môn I	660	Cần Thơ	2015	Liên danh LLM và TV3 trúng gói thầu EPC chuyển đổi nhiên liệu, giá trị ước tính 1,970 tỷ đồng, thời gian thực hiện trong vòng 45 tháng	Lô B
2	Ô Môn II	1.050	Cần Thơ	2027	Chủ đầu tư đề nghị khởi công vào quý 4/2026, hoàn thành vào năm 2029, đã phát hành hồ sơ mời thầu EPC vào Q3/2025 (các ứng viên đấu thầu EPC đề nghị gia hạn thời hạn nộp thầu)	
3	Ô Môn III	1.050	Cần Thơ	2030	Chủ đầu tư đang làm việc với phía Nhật Bản để thúc đẩy công tác vay vốn ODA của Chính phủ Nhật Bản.	
4	Ô Môn IV	1.050	Cần Thơ	2028	Đã khởi công trong Q3/2025, tổng thầu EPC là liên danh TV2 và Doosan	
5	Dung Quất I	750	Quảng Ngãi	2028		Cá Voi Xanh
6	Dung Quất II	750	Quảng Ngãi	2028		
7	Dung Quất III	750	Quảng Ngãi	2028	PVN hiện đang việc với Exxon Mobile để thống nhất phương án giải quyết dứt điểm việc phát triển dự án khai thác mỏ khí.	
8	Miền Trung I	750	Quảng Nam	2030		
9	Miền Trung II	750	Quảng Nam	2030		Báo Vàng
10	Quảng Trị	340	Quảng Trị	2030		

NGÀNH DẦU KHÍ TRONG NƯỚC - PHÁT TRIỂN MẠNH MẼ CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SỬ DỤNG KHÍ THIÊN NHIÊN HÓA LỎNG (LNG) NHẪM ĐẢM BẢO AN NINH NĂNG LƯỢNG

Dự án	Công suất (MW)	Dự kiến vận hành	Tiến độ	Chủ đầu tư
LNG Quảng Ninh	1.500	2028-2029	Dự kiến khởi công 12/2025	Liên danh POW, COLAVI, Marubeni, Tokyo Gas
LNG Thái Bình	1.500	2029	Đã khởi công vào tháng 10/2025	Tập đoàn Trường Thành Việt Nam, Tokyo Gas, Kyunden
LNG Quảng Trạch II	1.500	2029-2030	Đang lựa chọn nhà thầu, phần đầu cuối 2025 khởi công	EVN
LNG Hải Lăng GD 1	1.500	2029	Dự kiến khởi công vào Q1/2027	T&T Group, HANWHA, KOSPO, KOGAS
NMĐ Nhơn Trạch 3 và 4	1.624	2025	EPC đạt 99,3%	POW
LNG Hiệp Phước GD I	1.200	2025	Chờ phê duyệt quy hoạch chi tiết 1/500 để điều chỉnh Báo cáo nghiên cứu khả thi	Hải Linh
LNG Long An I	1.500	2029-2030	UBND tỉnh Tây Ninh ký ban hành Kế hoạch triển khai đầu tư dự án Nhà máy nhiệt điện LNG Long An I và Long An II	Vinacapital GS Energy Pte. Ltd
NMĐ BOT Sơn Mỹ I	2.250	2027-2029	Đang chờ mặt bằng tại KCN Sơn Mỹ	EDF, Kyushu, Sojitz, Tập đoàn Thái Bình Dương - Pacific
NMĐ BOT Sơn Mỹ II	2.250	2027-2029	Đang chờ mặt bằng tại KCN Sơn Mỹ	AES
LNG Bạc Liêu	3.200	2027-2029	Các thủ tục pháp lý giai đoạn chuẩn bị đầu tư gần như đã hoàn tất.	Delta Offshore Energy
LNG Nghi Sơn	1.500	2030	SK đề nghị tích hợp phát triển cụm dự án LNG Quỳnh Lập – Nghi Sơn	SK Innovation quan tâm

NGÀNH DẦU KHÍ TRONG NƯỚC - PHÁT TRIỂN MẠNH MẼ CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SỬ DỤNG KHÍ THIÊN NHIÊN HÓA LỎNG (LNG) NHẪM ĐẢM BẢO AN NINH NĂNG LƯỢNG

Dự án	Công suất (MW)	Dự kiến vận hành	Tiến độ	Chủ đầu tư
LNG Cà Ná	1.500	2029-20330	Đã đánh giá xong hồ sơ dự thầu, chờ UBND Khánh Hòa phê duyệt kết quả lựa chọn nhà đầu tư	Duy nhất liên danh Trung Nam – Sideros River nộp thầu, giá chào thầu là 3.294,22 VND/kWh.
LNG Quỳnh Lập	1.500	2029-2030	Ban Thường vụ Đảng ủy UBND tỉnh Nghệ An thống nhất đề xuất chấp thuận chủ trương đầu tư	POSCO đề xuất với MOIT chỉ định trực tiếp nhà đầu tư
LNG Hải Phòng GĐ I	1.600	N/A	VinEnergio khởi công vào tháng 9/2025	Vingroup và VinEnergio đầu tư
LNG Hiệp Phước GĐ II	1.500	2029-2030	Chủ đầu tư đang hoàn thiện hồ sơ để thực hiện các thủ tục triển khai dự án theo quy định	Công ty TNHH Điện lực Hiệp Phước
LNG Long Sơn	1.500	2031-2035	Thẩm định hồ sơ đề xuất dự án đầu tư, hoàn thiện báo cáo nghiên cứu tiền khả thi của dự án này trình UBND tỉnh chấp thuận chủ trương đầu tư để làm cơ sở tổ chức lựa chọn nhà đầu tư.	Các nhà đầu tư quan tâm: GTPP-GE-Marubeni-MC, Công ty TNHH Kho ngầm xăng dầu khí Việt Nam, AMATA-SCG-GPSC- PTTEP- PTT- Bechtel, Tài TâmCTCP ĐTXD&PT Phương Bắc, Rawabi, Equatoriale Energy, Thăng Uy Energy, Ngọc Long Hải Sơn, CTCP Công nghệ - Viễn Thông Sài Gòn
LNG Long An II	1.500	2031-2035	UBND tỉnh Tây Ninh ký ban hành Kế hoạch triển khai đầu tư dự án Nhà máy nhiệt điện LNG Long An I và Long An II	Vinacapital GS Energy Pte. Ltd
LNG Công Thanh	1.500	N/A	Chủ đầu tư và Liên danh TV2 – Doosan đã ký thỏa thuận nguyên tắc thực hiện dự án	CTCP Nhiệt điện Công Thanh
LNG Vũng Áng III	1.500	N/A	Đã thực hiện xong báo cáo nghiên cứu tiền khả thi	POW
LNG Quảng Trạch III	1.500	N/A	EVN đã gửi hồ sơ đề nghị chấp thuận chủ trương đầu tư	EVN kiến nghị UBND tỉnh Quảng Trị đề xuất Thủ tướng giao EVN làm chủ đầu tư

Tình hình thương nguồn ngành dầu khí Việt Nam đang cho thấy nhiều tín hiệu tích cực. Nhiều chính sách góp phần giải quyết gỡ nhiều điểm nghẽn

- Nghị quyết 70-NQ/TW: nhấn mạnh vai trò An ninh năng lượng quốc gia, khai thác tài nguyên hiệu để đảm bảo đáp ứng đầy đủ nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh và nâng cao đời sống nhân dân và cam kết đạt mục tiêu trung hòa carbon vào năm 2050.
- Nghị quyết số 66.6/2025/NQ-CP: Trao quyền cho PVN phê duyệt một số dự án dầu khí nhằm đẩy nhanh hoạt động E&P trong nước. Cụ thể, PVN được **phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ dầu khí, điều chỉnh kế hoạch khai thác sớm** (nếu tổng vốn đầu tư tăng không quá 10% hoặc giảm), **điều chỉnh kế hoạch thu dọn công trình** (biến động chi phí $\pm 20\%$), và **phê duyệt báo cáo tài nguyên – trữ lượng** cho các mỏ nhỏ (dưới 30 triệu m³ dầu hoặc 30 tỷ m³ khí).
- Điều chỉnh quy hoạch tổng thể Năng lượng quốc gia:** Ngày 4/8/2025, Bùi Thanh Sơn, Phó Thủ tướng Chính phủ ký quyết định phê duyệt nhiệm vụ lập điều chỉnh quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia (giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050). Mục tiêu điều chỉnh quy hoạch tổng thể năng lượng gắn liền với kế hoạch tăng trưởng kinh tế +10%/năm trong giai đoạn 2026-2030.
- Bộ Tài chính đang xây dựng một **dự thảo nghị định** quy định cơ chế hoạt động và cơ chế tài chính đặc thù dành cho PVN. Mục tiêu là tạo một cơ sở pháp lý **đồng bộ và hoàn chỉnh** cho hoạt động đầu tư và quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp thuộc lĩnh vực dầu khí.
- Dự thảo Nghị định/Nghị quyết về phát triển Kinh tế Nhà nước nhìn chung tác động tích cực tới ngành dầu khí Việt Nam**, khi tiếp tục khẳng định vai trò chủ đạo của DNNN trong các lĩnh vực chiến lược như an ninh năng lượng, khí – LNG và lọc hóa dầu. Chính sách này tạo dư địa để Petrovietnam và các đơn vị thành viên được ưu tiên cơ chế, nguồn lực triển khai các dự án lớn, đồng thời thúc đẩy tái cơ cấu, thoái vốn ngoài ngành và nâng cao hiệu quả sử dụng vốn.

Tầm nhìn chiến lược

(Nghị quyết 70-NQ/TW)

- An ninh Năng lượng Quốc gia
- Cam kết Net Zero 2050
- Đáp ứng phát triển KT-XH & Quốc phòng

Trao Quyền Vận Hành

(Nghị quyết 66.6/2025/NQ-CP)

- PVN tự duyệt dự án E&P
- Mỏ nhỏ (<30tr m³ dầu/30 tỷ m³ khí)
- Điều chỉnh vốn ($\pm 10\%$), chi phí thu dọn ($\pm 20\%$)

Quy Hoạch & Mục Tiêu

(QĐ 4/8/2025 - Điều chỉnh QHĐNNQG)

- Tăng trưởng +10%/năm (2026-2030)
- Đồng bộ với mục tiêu GDP
- Tầm nhìn 2050

Cơ Chế Tài Chính

(Dự thảo Nghị định – BTC)

- Cơ chế đặc thù: Vốn lớn, rủi ro cao
- Giảm thủ tục hành chính
- Khởi thông nguồn lực đầu tư

Đẩy Mạnh Khai Thác Thương Nguồn: Tầm Nhìn Ngành Dầu Khí Việt Nam Đến 2030

Mục Tiêu & Dự Án Trọng Điểm Giai Đoạn 2021-2030



Mục tiêu gia tăng trữ lượng
Phân đầu gia tăng trữ lượng
dầu khí từ 16 - 22 triệu tấn dầu
quy đổi mỗi năm.

Dầu thô:
6,0 - 9,5
triệu tấn/năm

Khí tự nhiên:
5,5 - 15,0
tỷ m³/năm

Các dự án thượng nguồn ưu tiên

**Dự án Lô B &
48/95, 52/97**

Dự án khí Cá Voi Xanh

Định Hướng Chiến Lược & Khung Pháp Lý



**Đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò
và khai thác dầu khí**
Ưu tiên các khu vực tiềm năng,
nước sâu, xa bờ để gia tăng trữ
lượng và sản lượng.



**Khung pháp lý mới
tạo động lực**
Luật Dầu khí 2022 có chính
sách ưu đãi đầu tư đặc biệt cho
các dự án khó khăn.



**Bảo đảm an ninh năng lượng
và chủ quyền quốc gia**
Phát triển ngành dầu khí là nền
tảng để bảo vệ lợi ích quốc gia
trên biển.



PVN tăng cường vốn đầu tư vào thăm dò khai thác dầu khí trong nước Trong năm 2025, PVN đặt kế hoạch đầu tư +95% YoY (866 triệu USD) hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, chiếm 45% tổng vốn đầu tư tập đoàn. Trong 11 tháng của năm 2025, tổng giá trị giải ngân đầu tư toàn Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đạt hơn 43,8 nghìn tỷ đồng, tăng 45% so với cùng kỳ năm 2024, heo đó, việc giải ngân tập trung vào các dự án trọng điểm như: Chuỗi dự án Lô B, dự án Ô Môn 4, Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 chính thức vận hành thương mại ngày 21/11, dự án Nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, dự án Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận 2... hướng tới chào mừng Đại hội Đảng toàn quốc lần thứ XIV và tạo động lực tăng trưởng mới cho giai đoạn 2026-2030.

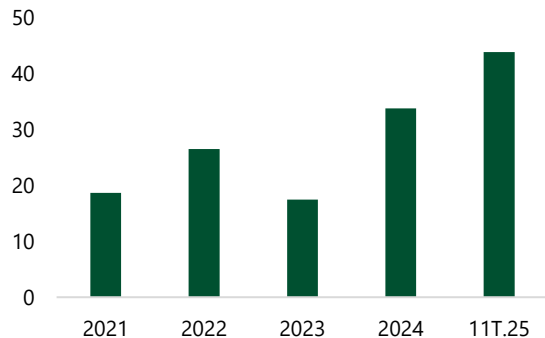


Trong 9T/2025, gia tăng trữ lượng Việt Nam đạt 10,4 triệu tấn quy dầu, vượt 13% so với kế hoạch 9T/2025. Trong tháng 11 vừa qua, Petrovietnam đã đưa vào khai thác giàn dầu giếng BK-24 tại mỏ Bạch Hổ sớm 65 ngày, cùng với mỏ Đại Hùng pha 3 và mỏ Kinh Ngự Trắc - Kinh Ngự Trắc Nam trước đó, đã trực tiếp bổ sung sản lượng khai thác dầu khí.

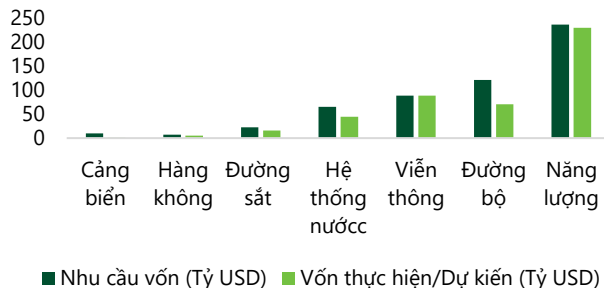


Trong công tác đầu tư 9 tháng, PVEP triển khai 31 dự án dầu khí (29 dự án trong nước, 2 dự án nước ngoài), với giá trị đầu tư đạt 12.316 tỷ đồng (492,6 triệu USD). PVEP đã hoàn tất 29 báo cáo sử dụng vốn, 3 báo cáo RAR, 15 chương trình thăm dò, 4 hồ sơ gia hạn hợp đồng dầu khí, 8 báo cáo FDP/RFDP/ODP, thể hiện quyết tâm cao trong triển khai đầu tư - phát triển. Hai dự án quan trọng là mỏ Đại Hùng pha 3 và mỏ Kinh Ngự Trắc - Kinh Ngự Trắc Nam đã cán đích sớm, minh chứng năng lực điều hành của đội ngũ PVEP trong quản lý tiến độ, kỹ thuật và tài chính.

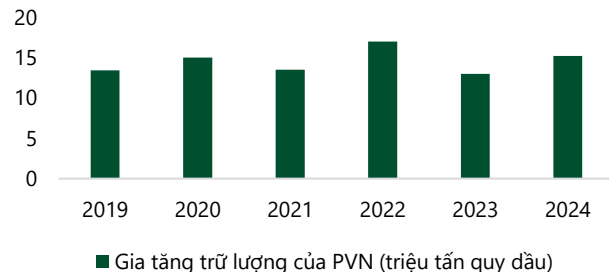
Giải ngân đầu tư của PVN (nghìn tỷ)



Nhu cầu vốn đầu tư cơ sở hạ tầng theo ngành tại Việt Nam (tỷ USD)



Gia tăng trữ lượng của PVN (triệu tấn quy dầu)





Tình hình thượng nguồn ngành dầu khí Việt Nam đang cho thấy nhiều tín hiệu tích cực. Nhiều dự án khai thác dầu khí lớn trong nước có những bước tiến mới sẽ góp phần thúc đẩy tăng trưởng hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp.

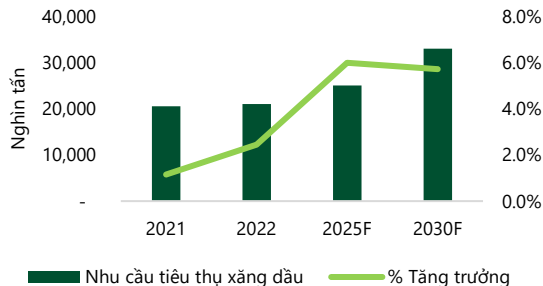


Một số dự án dầu khí quan trọng giai đoạn 2025 - 2030

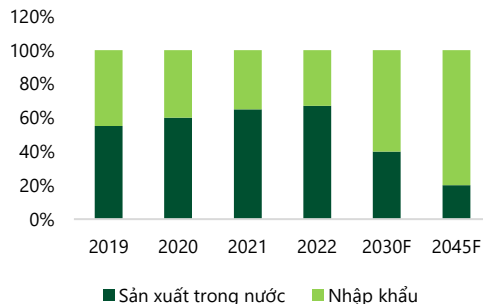
Dự án	Nhà điều hành	Trữ lượng	Tổng mức đầu tư (Triệu USD)	Tiến độ	2025	2026	2027	2028
Kinh ngư trắng	VSP	6,73 triệu m3 dầu và 2,83 tỷ m3 khí	650	Đang triển khai	Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Lô B	PQPOC	107 tỷ m3 khí	6.600			Dự kiến dòng khí đầu tiên		
Lạc Đà Vàng	Murphy	100 triệu thùng dầu	693		Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Sư tử Trắng - GĐ 2B	CuuLong JOC	17,05 tỷ m3 khí	1.317				Dự kiến dòng khí đầu tiên	
Thiên Nga - Hải Âu	VSP	7,43 tỷ mét khối	348		Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Đại Hùng Nam	PVEP	22 triệu thùng dầu	477	Tiềm năng			Dự kiến dòng khí đầu tiên	
Nam Du - U Minh	Jadestone	5.6 tỷ m3 khí	378				Dự kiến dòng khí đầu tiên	
Khánh Mỹ - Đầm Dơi	PVEP	4 tỷ m3 khí	395				Dự kiến dòng khí đầu tiên	
Bảo Vàng - Bảo Đen	Gazprom	58 tỷ m3 khí	1.312	Theo dõi				
Kèn Bầu	Eni	200 - 205 tỷ m3	N/A					
Cá Voi Xanh	Exxon Mobil	150 tỷ m3 khí	4.600					

- Giá dầu thế giới năm 2026 được các chuyên gia dự báo giảm sẽ tác động kém tích cực đến các doanh nghiệp xăng dầu:** do tăng chi phí dự phòng Hàng tồn kho, tăng chiết khấu để tăng tiêu thụ sản phẩm sẽ khiến BNLG các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu bị thu hẹp. Doanh thu của nhóm kinh doanh xăng dầu chịu tác động trực tiếp bởi giá dầu, nhưng lợi nhuận gộp chịu tác động bởi nhiều yếu tố như cơ cấu thành phẩm xăng dầu tiêu thụ, hàng tồn kho,...dù được nhận một khoảng lợi nhuận cố định trên mỗi lít xăng dầu tiêu thụ.
- Năm 2026, nguồn cung xăng dầu trong nước tiếp tục được đảm bảo.** Tổng nguồn cung xăng dầu được đảm bảo là điều kiện cần thiết để các doanh nghiệp dầu mồi kinh doanh, phân phối xăng dầu hoạt động ổn định, tránh các rủi ro chi phí đầu vào biến động đột biến, tác động tiêu cực đến KQKD của doanh nghiệp.
- Nhu cầu tiêu thụ trong nước tiếp tục tăng mạnh.** Theo Bộ Công Thương, sản lượng tiêu thụ xăng dầu dự kiến tăng trên 8% so với năm 2024, trong bối cảnh kinh tế Việt Nam duy trì tốc độ tăng trưởng GDP 6,5–7,0% và hướng tới mục tiêu 7,0–7,5% theo Nghị quyết 158/2024/QH15 của Quốc hội.
- Biên lợi nhuận các doanh nghiệp lọc dầu như BSR được dự báo tiếp tục hồi phục trong năm 2026, bất chấp biến động giảm của xu hướng giá dầu thế giới.** Trong năm 2026, biên lợi nhuận lọc dầu toàn cầu được dự báo tiếp tục phục hồi do tác động từ lệnh cấm xuất khẩu xăng dầu của Nga cùng các cuộc tấn công của Ukraine. Tuy nhiên xu hướng giảm của giá dầu thế giới có thể hạn chế đà hồi phục này.

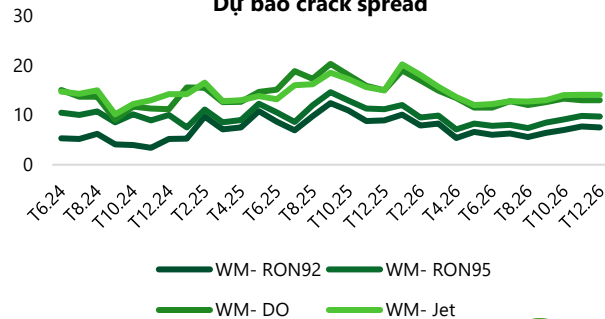
Dự báo nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong nước



Dự báo khả năng cung cấp xăng dầu nội địa



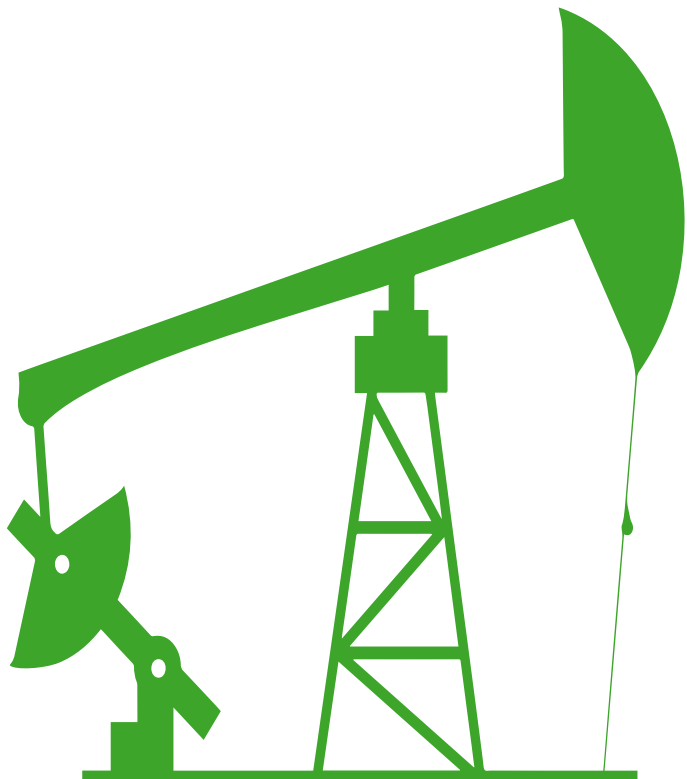
Dự báo crack spread



Nhóm DN	Mã	Triển vọng KD	LNST 2026 dự phóng (tỷ đồng)	Tỷ lệ sở hữu Nhà nước	Khối lượng GDTB 6 Tháng	Vốn hóa (tỷ đồng)	P/E (FYI)	P/E (TTM)	P/B (TTM)	Tỷ suất cổ tức (TTM)
Thượng nguồn	PVS	Tăng trưởng	1.743	51,38%	5.818.778	17,542	10,8	12,07	1,22	0%
	PVD	Tăng trưởng	1.319	50,4%	9.647.641	15,759	17,6	17,70	0,93	1,7%
	PVB	Tăng trưởng	66	Gián tiếp	161.016	773	11,9	16,84	1,80	0%
Trung nguồn	GAS	Phục hồi	12.659	95,76%	1.011.817	174,698	18,0	14,44	2,69	2,7%
	BSR	Phục hồi	3.778	92,13%	9.885.522	80,618	29,9	38,99	1,40	0%
	CNG	Phục hồi	76	Gián tiếp	48.237	858	11,9	10,42	1,33	4,9%
Hạ nguồn - Xăng đầu thành phẩm	PLX	Phục hồi	4.150	76%	2.018.989	44,852	12,8	16,89	1,75	3,3%
	OIL	Phục hồi	543	80,52%	1.833.815	11,171	4,4	28,16	1,06	2,2%

MỤC LỤC

TRIỂN VỌNG DẦU KHÍ – LNG – NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO



01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Giá dầu biến động mạnh, nhu cầu tiêu thụ xăng, dầu, khí tiếp tục tăng trưởng

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Giá dầu duy trì 55-65 USD/thùng - Tái khởi động các dự án dầu khí nội địa – Chuyển dịch năng lượng xanh

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

PVS – 42.544 (+18%)

PVD – 35.401 (+18%)

PVB – 44.000 (+20%)

GAS – 94.235 (+6%)

PLX – 44.184 (+14%)

BSR – 20.753 (+15%)

CNG – 29.750 (+15%)

OIL – 14.100 (+17%)

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm 20 – 35,4

KLGD bình quân 52T 4.896.359

Vốn hóa (Tỷ đồng) 15.008

P/E 9,7x

P/B 0,9

% NN sở hữu 13,2%

Dự phóng 2026 (Tỷ đồng)

Doanh thu thuần 34.993
(+9%)

LNST 1.743
(+15%)

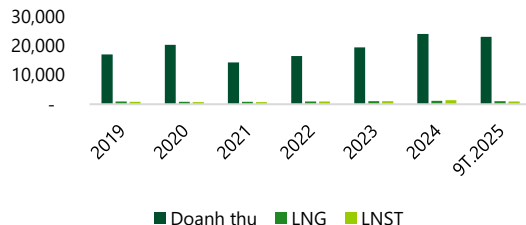
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

▼ **KQKD sơ bộ:** PVS năm 2025 với doanh thu hợp nhất là 32.000 tỷ (+28% YoY) và LNTT là 1.480 tỷ đồng (-5% YoY), lần lượt hoàn thành 142% và 148% KHKD năm 2025. Tăng trưởng doanh thu vượt trội của PVS trong năm 2025 chủ yếu đến từ sự bứt phá của mảng M&C, nhờ đẩy mạnh ghi nhận tiến độ tại các dự án trọng điểm như Lô B, Lạc Đà Vàng và các gói EPCI điện gió ngoài khơi. Bước sang năm 2026, PVS đặt kế hoạch doanh thu 33.000 tỷ đồng, tăng 3% so với kết quả sơ bộ 2025, trong khi lợi nhuận trước thuế dự kiến đạt 1.300 tỷ đồng, giảm 14% do cơ cấu dự án và biên lợi nhuận thận trọng hơn. Đáng chú ý, mục tiêu doanh thu 2026 cao hơn tới 36% so với kế hoạch 24.300 tỷ đồng công bố hồi tháng 10/2025, qua đó củng cố kỳ vọng về backlog lớn và khả năng duy trì khối lượng công việc dồi dào cho năm tới.

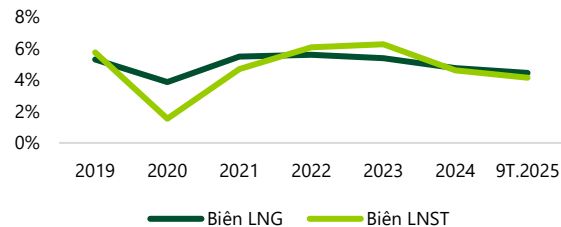
▼ Luận điểm đầu tư

- Nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh chóng. Phát triển các dự án mở mới là phương án cấp thiết để bảo đảm an ninh năng lượng Quốc gia.
- Phân khúc thượng nguồn ghi nhận bước tiến đáng kể nhờ các chính sách vĩ mô mang tính định hướng và thúc đẩy mạnh mẽ các dự án dầu khí trong nước.
- Kỳ vọng BLNG mảng M&C cải thiện, đóng vai trò quan trọng trong việc thúc đẩy tăng trưởng lợi nhuận chung của doanh nghiệp. Các mảng hoạt động chính Cơ khí & Xây dựng (M&C), Dịch vụ quản lý FPSO/FSO và Căn cứ dịch vụ cảng ít chịu tác động tương quan của diễn biến giá dầu.

Doanh thu và Lợi nhuận



Biên lợi nhuận



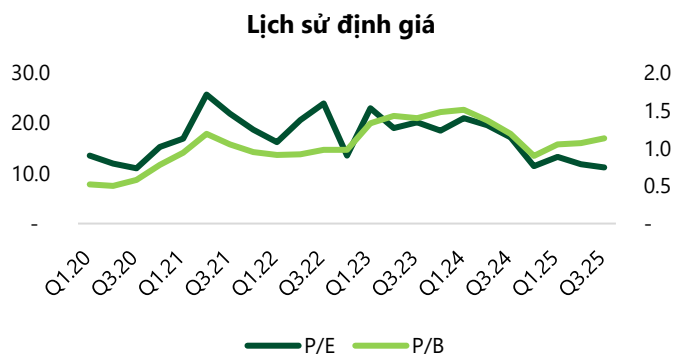
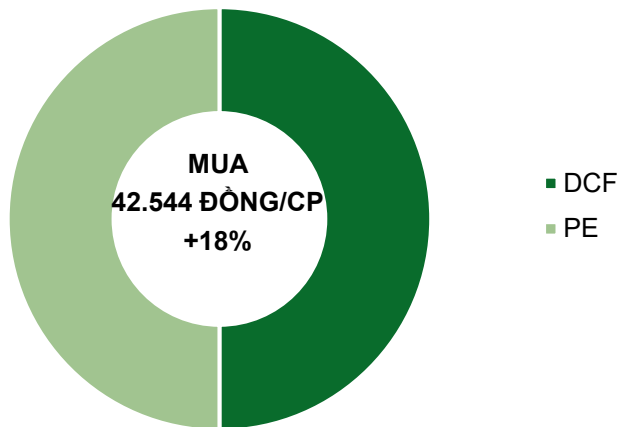
Phân khúc thương nguồn ghi nhận bước tiến đáng kể nhờ các chính sách vĩ mô mang tính định hướng và thúc đẩy mạnh mẽ các dự án dầu khí trong nước.

- Tính đến cuối tháng 9, các dự án trọng điểm trong chuỗi dầu khí đều đạt được nhiều bước tiến đáng kể. PVS đang tích cực triển khai các công việc của Dự án Lô B với gói EPCI#1 tiến độ đạt 33,9%, gói EPCI#2 tiến độ đạt 75,3% và gói SWEPC tiến độ đạt 28%. Dự án Lạc Đà Vàng tiến độ đạt 54%. PVS cũng đã khởi công chế tạo trên bờ Giàn tiện ích và nhà ở thuộc gói thầu số 1 của dự án Lô B vào đầu tháng 8. Bên cạnh đó, PVS cũng được trao thầu EPCI cho giàn công nghệ trung tâm (CPP) với khối lượng tăng nặng hơn 6.500 tấn và phần chân đế nặng khoảng 5.000 tấn của Dự án Sư Tử Trắng 2B.
- Dự án Nam Du – U Minh (Jadestone) và Khánh Mỹ – Đầm Dơi (PVEP): Chủ đầu tư đã phát hành hồ sơ mời thầu trong tháng 9/2025, đánh dấu bước khởi động quan trọng để chuẩn bị thi công các mỏ mới trong thời gian tới.
- Mảng dịch vụ công trình công nghiệp và cơ khí năng lượng tái tạo cũng đang hoàn thành đúng tiến độ các hạng mục công việc của dự án Hải Long OSS (99,8%), dự án Feng Miao Offshore Windfarm (79%); Dự án Baltica 02 (tiến độ đạt 80%), Formosa 4 OSS (26%),...

Kỳ vọng BLNG mảng M&C cải thiện, đóng vai trò quan trọng trong việc thúc đẩy tăng trưởng lợi nhuận chung của doanh nghiệp. Các mảng hoạt động chính Cơ khí & Xây dựng (M&C), Dịch vụ quản lý FPSO/FSO và Căn cứ dịch vụ cảng ít chịu tác động tương quan của diễn biến giá dầu.

- PVS bước vào nửa cuối năm 2025 và năm 2026 với vị thế thuận lợi khi hàng loạt dự án dầu khí lớn trong và ngoài nước chính thức được triển khai, tạo nền tảng cho tăng trưởng mạnh về doanh thu và lợi nhuận.
- Các dự án trọng điểm như Lô B – Ô Môn, Lạc Đà Vàng, cùng các gói thầu quốc tế như Baltica 2 đều đang được thi công đúng tiến độ, giúp PVS sở hữu khối lượng công việc (backlog) M&C lớn, bảo đảm tăng trưởng doanh thu từ năm 2025.
- Ngoài mảng dầu khí, PVS còn tham gia các dự án trong nước như sân bay Long Thành và tổ hợp lọc hóa dầu Long Sơn, mang lại nguồn thu ổn định. Năm 2026 được kỳ vọng sẽ tăng trưởng vượt trội nhờ nhiều dự án bước vào giai đoạn cao điểm thi công và nghiệm thu, giúp biên lợi nhuận cải thiện rõ rệt.
- Chúng tôi kỳ vọng biên lợi nhuận gộp (BLNG) của mảng M&C sẽ cải thiện, đóng vai trò quan trọng trong việc thúc đẩy tăng trưởng lợi nhuận chung của doanh nghiệp. Kỳ vọng này dựa trên các yếu tố sau:
- Chính sách khấu hao nhanh: PVS đang áp dụng chính sách khấu hao trong 3 năm cho các khoản đầu tư vào xưởng sơn và cơ sở hạ tầng nhằm nâng cao năng lực mảng M&C, thay vì phân bổ chi phí khấu hao trong 10–20 năm. Điều này khiến BLNG giai đoạn 2023–2025 ở mức thấp, kỳ vọng từ năm 2026 trở đi, áp lực chi phí sẽ giảm đáng kể, tạo dư địa cho tăng trưởng lợi nhuận.
- Dự án Lô B bước vào giai đoạn thi công chính: Các dự án E&P nội địa của PVS trong lịch sử thường mang lại biên lợi nhuận tốt hơn so với các dự án nước ngoài. Việc Lô B bước vào giai đoạn thi công chính sẽ đóng góp tích cực vào sự cải thiện BLNG, qua đó hỗ trợ tăng trưởng lợi nhuận của doanh nghiệp.

	Hợp đồng M&C	Tổng giá trị hợp đồng (triệu USD)	Ước tính doanh thu 2026-2030 (triệu USD)	Tiến độ ghi nhận doanh thu trong năm 2024	Dự báo doanh thu M&C năm 2025
Dự án dầu khí		1.792	1.124	288	464
	Gallaf - GDD3 (Qatar)	380	-	72	12
	Sự tử trắng - GĐ 2B	380	380	-	-
	Lô B	1.150	638	168	345
	Lạc Đà Vàng	262	106	49	106
Dự án điện gió ngoài khơi		790	200	203	187
	Hải Long 2 &3 (Đài Loan)	90	-	17	2
	Greater Changhua 2b &4 (33 Chân đế)	320	-	131	65
	Baltica 2 (Ba Lan)	180	61	29	90
	Fengmiao (Đài Loan)	100	44	26	30
	Dự án OSS Đài Loan	100	95	-	-
Dự án cơ khí dầu khí khác		432	276	76	80
Tổng		2.582	1.324	567	650



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	23.878	32.144	34.939
+/-yoy (%)	23%	35%	9%
LN từ HĐKD	1.097	1.361	1.599
+/-yoy (%)	-9%	24%	17%
LNST	1.412	1.570	1.743
+/- %	33%	9%	15%
EPS (VND/cổ phiếu)	2.473	2.896	3.248

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giả định giá dầu duy trì trên 60 USD/thùng.
- Các dự án được thực hiện đúng tiến độ triển khai.

Một số rủi ro

- Biến động giá dầu khí thế giới
- Rủi ro chậm trễ trong việc triển khai các dự án

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm 16,3 – 26,7

KLGD bình quân 52T 6.525.631

Vốn hóa (Tỷ đồng) 13.952

P/E 16,2

P/B 0,8

% NN sở hữu 8,5%

Dự phóng 2026 (Tỷ đồng)

Doanh thu thuần 10.750
(+2%)

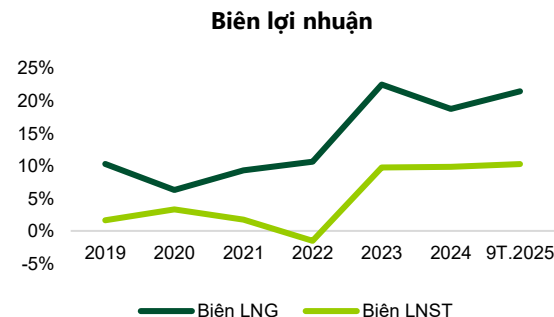
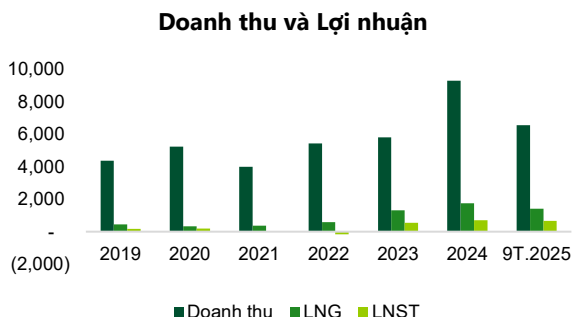
LNST 1.319
(+47%)

TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

KQKD ước tính sơ bộ: Q4/2025, doanh thu sơ bộ đạt 3,9 nghìn tỷ đồng (+40% YoY), trong khi LNST giảm xuống 160 tỷ đồng (-31% YoY). Chúng tôi cho rằng sự sụt giảm lợi nhuận chủ yếu đến từ việc ước tính chi phí thặng trọng, trong khi doanh thu tăng trưởng mạnh nhờ đóng góp mới từ PVD VIII và mảng dịch vụ liên quan đến giếng khoan tăng trưởng tích cực khi hoạt động E&P tăng tốc. Ước kết quả kinh doanh sơ bộ năm 2025 với doanh thu đạt 10,5 nghìn tỷ đồng (+13% YoY), và LNST đạt 830 tỷ đồng (+20% YoY), lần lượt hoàn thành 145% và 156% KHKD năm 2025 của doanh nghiệp. Năm 2026, PVD đặt mục tiêu doanh thu 11 nghìn tỷ đồng (+5% so với mức sơ bộ năm 2025).

Luận điểm đầu tư

- Các giàn khoan của PVD luôn vận hành với hiệu suất cao, trên 98%. Hiện các giàn khoan đều đã có công việc ổn định xuyên suốt năm 2025 tại thị trường nước ngoài
- Từ cuối năm 2025, hiệu quả kinh doanh được kỳ vọng tăng trưởng vượt trội khi giàn khoan mới đi vào hoạt động, tạo thêm động lực tăng trưởng



Triển vọng tích cực đến từ giá thuê giàn tăng và hiệu suất hoạt động giàn cao

Các giàn khoan của PVD luôn vận hành với hiệu suất cao, trên 98%. Hiện các giàn khoan đều đã có công việc ổn định xuyên suốt năm 2026 tại thị trường nước ngoài

- Giàn PVD I hiện đang khoan cho Petronas, dự kiến hoàn thành cuối năm và sau đó sẽ quay về Việt Nam tham gia chương trình khoan trong nước. Việc thi công trong nước giúp tối ưu chi phí và ổn định hoạt động, mang lợi hiệu quả hoạt động cao hơn cho giàn.
- Giàn PVD II đang thực hiện hợp đồng khoan cho Pertamina đến cuối năm 2025, dự kiến sẽ gia hạn 3 năm tiếp theo đến năm 2028;
- Giàn PVD III đã di chuyển sang thị trường Indonesia với mức giá thuê cao hơn;
- Giàn PVD VI đã có việc dài hạn đến giữa năm 2027.
- Giàn PVD VIII đã vận hành thương mại từ tháng 9.2025 tại thị trường nội địa.
- Tiếp tục sử dụng Hakuryu-11 (T1-T4) và BORR-THOR (T5-T10) cho các dự án trong nước trong năm 2025. Dự kiến sẽ thuê thêm 1-2 giàn nữa vào quý IV để mở rộng năng lực hoạt động và đáp ứng nhu cầu khoan cao trong nước.

Giàn khoan	2025F				2026F			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
PVD I	PCSB - Malaysia				Việt Nam Hợp đồng chắc chắn 250 ngày			
PVD II	Indonesia				Indonesia Hợp đồng chắc chắn 3 năm đến 2028			
PVD III	Malaysia	Indonesia Hợp đồng 3 năm chắc chắn						
PVD VI	Malaysia Hợp đồng 2 năm chắc chắn							
PVD VIII	Việt Nam Hợp đồng chắc chắn 267 ngày							
PVD IX					Dự kiến vận hành đầu Q2			
PVD V (TAD)	BSP - Brunei							
Giàn đối tác #1	Việt Nam 120 ngày							
Giàn đối tác #2	Việt Nam	Việt Nam	Việt Nam 230 ngày					
Giàn đối tác #3			Việt Nam 200 ngày					
Giàn đối tác #4			Việt Nam 83 ngày					
					Ghi chú:		Có hợp đồng Không có hợp đồng	

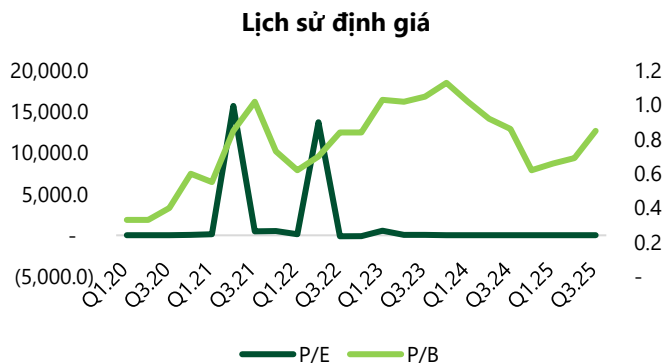
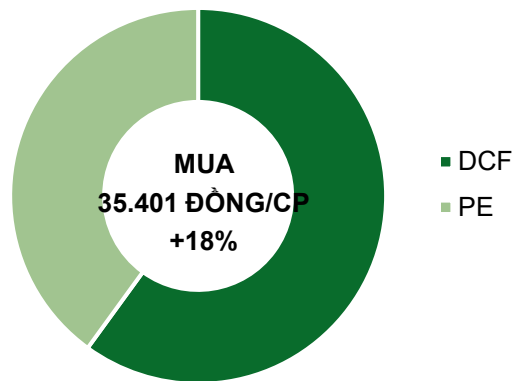
Từ cuối năm 2025, hiệu quả kinh doanh được kỳ vọng tăng trưởng vượt trội khi giàn khoan mới đi vào hoạt động, tạo thêm động lực tăng trưởng

- Giàn khoan PVD VIII đã bắt đầu hoạt động từ cuối tháng 8 kỳ vọng tạo thêm động lực tăng trưởng cho doanh nghiệp.
- PVD đầu tư thêm giàn khoan mới PVD IX với capex khoảng 90 triệu USD. Ngay khi hoàn thành công tác bàn giao quyền sở hữu giàn khoan, PV Drilling sẽ tiến hành công tác tái khởi động tại Đan Mạch khoảng một tháng, sau đó sẽ kéo giàn từ Đan Mạch về cảng hạ lưu PTSC (TP. Hồ Chí Minh) khoảng 50 – 60 ngày. Dự kiến, giàn sẽ khoan cho khách hàng đầu tiên vào cuối tháng 3 hoặc đầu tháng 4 năm 2026.

Mảng dịch vụ kỹ thuật giếng khoan kỳ vọng hồi phục kể từ năm 2025 khi cá dự án nội địa tái khởi động

Chiến dịch khoan của các nhà thầu dầu khí sôi động trong năm 2025 nhờ khối lượng công việc lớn khi các dự án thăm dò – khai thác trong nước quay trở lại. PVD đã rất thành công trong việc cung cấp dịch vụ trọn gói (Bundle services) giúp khách hàng tiết kiệm thời gian và chi phí cho một giếng khoan. Chúng tôi kỳ vọng mảng dịch vụ giếng khoan hoạt động ổn định và xuyên suốt. Như với Lô B – Ô Môn, ngoài việc cung cấp giàn khoan, PVD còn có thể cung cấp mảng kỹ thuật giếng khoan do được hưởng lợi khi có thể tham gia vào toàn bộ tiến độ của dự án từ giai đoạn phát triển mở đến giai đoạn khai thác của dự án. Chiến dịch khoan của Lô B dự kiến bắt đầu khởi động từ năm 2027 sẽ góp phần tăng trưởng tích cực cho PVD trong năm 2027.

Dự án	Thời gian dự kiến khoan
Dự án Kinh Ngư Trắng	Q3.2025
Tê Giác Trắng – Cá Ngừ Vàng	Q3.2025
Sư Tử Trắng 2B	Q3.2025
Lô 16-2	Q3.2025
Lô B Ô Môn	Q2-Q3.2027
Lô 12/11	Q2.2025
Lô 11-2	Q3.2025
Lạc Đà Vàng	Cuối 2025 đầu 2026



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	9.288	10.500	10.750
+/-yoy (%)	60%	13%	2%
LN từ HĐKD	914	1.123	1.609
+/-yoy (%)	61,3%	23%	43%
LNST	694	900	1.319
+/- %	27	30%	47%
EPS (VND/cổ phiếu)	1.651	2.263	3.233

Một số giả định trong dự báo

- Dự án Lô B vẫn chưa đóng góp KQKD của PVD 2026
- Hiệu suất hoạt động các giàn cao 98%
- Giá thuê giàn tăng 7-10%.
- Giàn PVD IX đóng góp doanh thu kể từ Q2.2026.

Một số rủi ro

- Phần lớn các giàn phục vụ khoan nước ngoài, các đối tác phát sinh sự cố dẫn đến dừng khoan
- Rủi ro chậm trễ trong việc triển khai các dự án

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	21,6 – 35,5
KLGD bình quân 52T	195.797
Vốn hóa (tỷ đồng)	604,8
P/E	14,2
P/B	1,4
% NN sở hữu	1,5%

Dự phóng 2026 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	1.163 (+43%)
Lợi nhuận sau thuế	66 (+5%)

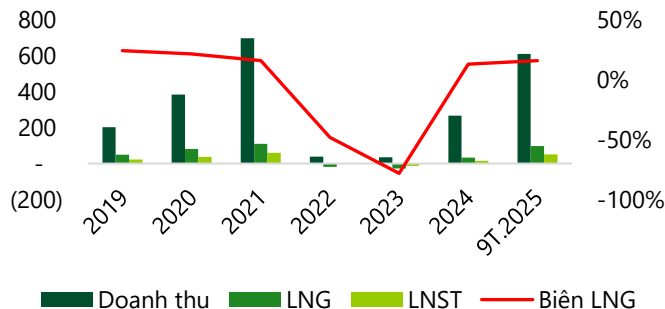
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

🛡️ **KQKD 9T.2025:** Lũy kế 9 tháng 2025, PVB ghi nhận doanh thu đạt 609 tỷ đồng (+192% YoY) và LNST đạt 52 tỷ đồng (+154% YoY), lần lượt hoàn thành 113% và 129% KHKD năm 2025 của doanh nghiệp. Tuy nhiên tốc độ tăng trưởng của LNST kém hơn doanh thu do BLNG các dự án giảm 3 điểm % so với cùng kỳ. Theo doanh nghiệp chia sẻ, do sự trượt giá của nguyên vật liệu, các dự án kể từ sau năm 2024 sẽ có BLNG giảm so với giai đoạn trước đó.

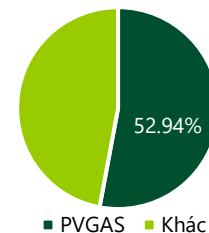
Luận điểm đầu tư

- **PVB là doanh nghiệp bóc ống dầu khí hàng đầu tại Việt Nam, chiếm lĩnh thị trường từ 2010 đến nay.** Chúng tôi kỳ vọng rất lớn vào hoạt động của PVB trong năm 2025 trở đi.
- **Khối lượng công việc từ dự án Lô B đóng góp tăng trưởng đáng kể kể từ năm 2025.**
- Triển vọng dài hạn: **Hoạt động E&P tại Việt Nam sẽ khả quan nhờ các dự án nội địa đẩy nhanh.** Khối lượng công việc bóc ống dự kiến sẽ gia tăng.

Doanh thu và lợi nhuận



Cơ cấu cổ đông



▼ **PVB là doanh nghiệp bọc ống dầu khí hàng đầu tại Việt Nam, chiếm lĩnh thị trường từ 2010 đến nay. Chúng tôi kỳ vọng rất lớn vào hoạt động của PVB trong năm 2025 trở đi**

Với lợi thế là nhà cung cấp hàng đầu dịch vụ bọc ống cho các đơn vị trong và ngoài ngành dầu khí, là doanh nghiệp bọc ống duy nhất và đầu tiên tại Việt Nam thực hiện công việc bọc ống dầu khí các hệ thống đường ống bọc chống ăn mòn, bọc bê tông gia trọng và bọc bảo ôn. Với lợi thế là công ty con của PV Gas, PVB đã giành được hầu hết hợp đồng cho tất cả các dự án dầu khí trong nước từ năm 2010 đến nay.

▼ **Khối lượng công việc từ dự án Lô B đóng góp tăng trưởng đáng kể trong năm 2026**

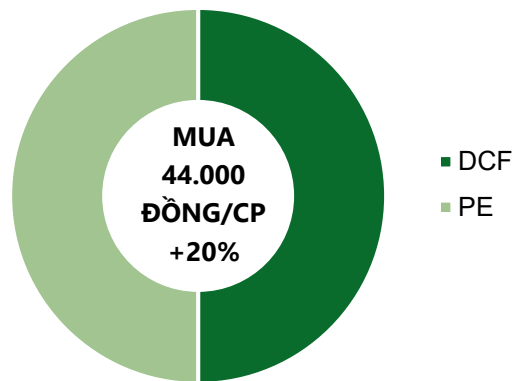
Triển vọng PVB năm 2026 tích cực nhờ backlog lớn và nhu cầu nội địa ổn định. Trong năm 2026, hoạt động kinh doanh của PVB được bảo đảm nhờ lượng hợp đồng đã ký lớn, chủ yếu từ các dự án trong nước như Lô B và Lạc Đà Vàng. Khối lượng công việc của PVB dự kiến sẽ gia tăng đáng kể được hỗ trợ bởi quy hoạch phát triển đường ống dài 433km của dự án Lô B Ô Môn (ngoài khơi 330km, trên bờ 103km) với giá trị hợp đồng gần 2,6 nghìn tỷ đồng. Bên cạnh đó, PVB cũng giành được các hợp đồng bọc đường ống khác, như Đại Hùng Nam,...

▼ **Triển vọng dài hạn: Hoạt động E&P tại Việt Nam sẽ khả quan nhờ các dự án nội địa đẩy nhanh. Khối lượng công việc bọc ống dự kiến sẽ gia tăng**

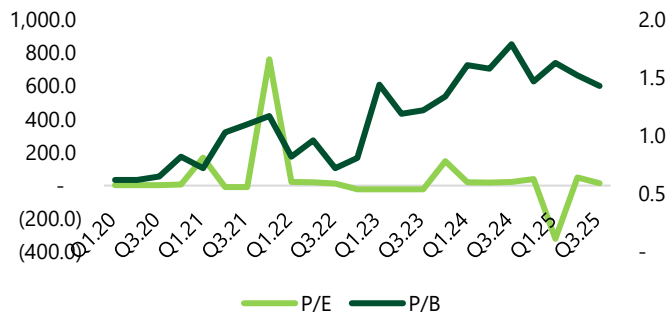
Tình hình thượng nguồn ngành dầu khí Việt Nam đang cho thấy nhiều tín hiệu tích cực, nhiều dự án khai thác dầu khí lớn trong nước có những bước tiến mới sẽ góp phần thúc đẩy tăng trưởng hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp. Với lợi thế đặc thù, chúng tôi kỳ vọng PVB sẽ tiếp tục giành được hợp đồng đường ống biển của Lô B với giá trị hợp đồng dự báo khoảng 1,5 - 2 nghìn tỷ đồng trong giai đoạn 2025 - 2027. Bên cạnh đó, chúng tôi kỳ vọng PVB sẽ giành được các hợp đồng bọc đường ống khác cho nhiều dự án hơn, bao gồm Sư Tử Trắng giai đoạn 2B, Cá Voi Xanh,...trong giai đoạn 2027-2030.

Dự án	Giá trị hợp đồng (tỷ đồng)	Thời gian dự kiến hoàn thành
Lạc Đà Vàng	39,3	Tháng 6 – 7/2025
Tuyến đường ống bờ Lô B	426	Quý IV 2025
Tuyến ống nội mỏ Lô B Ô Môn	138	Cuối tháng 5/2025
Đường ống dẫn xăng dầu sân bay Long Thành	38	Đầu Quý III 2025

Dự án	Quy mô dự kiến (tỷ đồng)	Thời gian triển khai kỳ vọng
Tuyến ống nearshore Lô B Ô Môn	600	Cuối 2025
Tuyến ống biển Lô B Ô Môn	1.000	2026
Thiên Nga - Hải Âu	100	Quý III 2025
Các dự án nội địa khác		
Đại Hùng pha 4	-	2026
Nam Du – U Minh	-	2026 - 2027
Sư tử trắng 2B	-	2026



Lịch sử định giá



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024F	2025F	2026F
Doanh thu thuần	265	811	1.163
+/-yoy (%)	8%	206%	43%
LN từ HĐKD	13	79	83
+/-yoy (%)	337%	504%	5%
LNST	13	63	66
+/- %	298%	335%	5%
EPS (VND/cổ phiếu)	620	2.927	3.069

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá định giá đầu duy trì trên 60 USD/thùng.
- Các dự án được thực hiện đúng tiến độ triển khai.

Một số rủi ro

- Biến động giá nguyên liệu đầu vào.
- Rủi ro tỷ giá: Khoảng 40% nguyên liệu thô đến từ các nhà cung cấp nước ngoài.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	47,9 – 68,4
KLGD bình quân 52T	905.519
Vốn hóa (Tỷ đồng)	154.911
P/E	12,7
P/B	2,4
% NN sở hữu	1,8%

Dự phóng 2026 (Tỷ đồng)

Doanh thu thuần	136.261 (+15%)
LNST	12.659 (+1%)

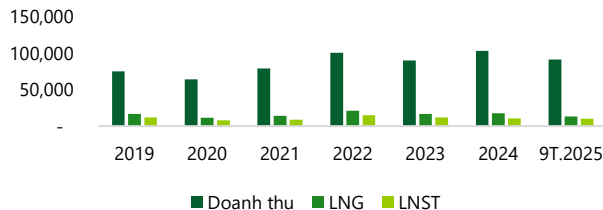
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

KQKD sơ bộ: PV GAS (GAS) ước ghi nhận kết quả kinh doanh năm 2025 vượt trội với doanh thu hợp nhất đạt khoảng 134 nghìn tỷ đồng, tăng 27% so với năm 2024 và hoàn thành 181% kế hoạch năm; lợi nhuận trước thuế đạt 14,5 nghìn tỷ đồng, tăng 10% YoY, tương ứng 218% KHKD. Động lực tăng trưởng chủ đạo đến từ mảng LPG/LNG khi sản lượng tiêu thụ vượt 5 triệu tấn – mức cao nhất lịch sử, gấp 2,65 lần kế hoạch và tăng 64% so với cùng kỳ; trong đó tiêu thụ nội địa đạt gần 1,8 triệu tấn (+8%), còn hoạt động kinh doanh quốc tế vượt 3,2 triệu tấn, tăng hơn gấp đôi so với 2024. Mảng LPG/LNG hiện đóng góp 56% tổng doanh thu, riêng thị trường quốc tế chiếm 34%, sớm vượt xa mục tiêu đến năm 2030. Song song với tăng trưởng, PV GAS tiếp tục duy trì vận hành an toàn, ổn định chuỗi cung ứng khí cung cấp hơn 6,2 tỷ m³ khí khô và LNG tái hóa, nhập khẩu trên 500 triệu m³ LNG phục vụ điện và công nghiệp, sản xuất – tiêu thụ hơn 84 nghìn tấn condensate, đồng thời mở rộng nhanh mô hình phân phối LNG bằng xe bồn, qua đó củng cố nền tảng tăng trưởng dài hạn cho doanh nghiệp.

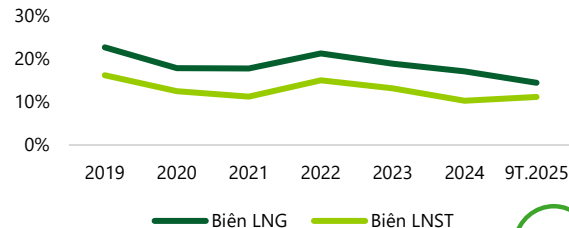
Luận điểm đầu tư

- Nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh chóng. **Phát triển mỏ mới và nhập khẩu LNG là phương án cấp thiết để bảo đảm an ninh năng lượng.**
- **Triển vọng tăng trưởng doanh thu trong năm 2025 được thúc đẩy bởi mức tăng trưởng sản lượng khí thương phẩm bù đắp cho việc giá dầu FO được dự báo giảm nhờ (1) Nhóm khách hàng điện (chiếm 82% sản lượng tiêu thụ của GAS) dự kiến tăng trưởng nhờ mức huy động của các nhà máy điện khí tăng gần 60% so với cùng kỳ, (2) Tăng nhập khẩu LNG gấp đôi cùng kỳ đạt 800 triệu m³ khí và mở rộng công suất tái hóa để đáp ứng nhu cầu khí cho sản xuất điện.**
- **Nâng công suất kho LNG Thị Vải** từ 1 triệu tấn lên 3 triệu tấn **giúp tăng cường năng lực cung ứng, doanh thu và lợi nhuận trong dài hạn.**
- **Giá LNG được dự báo hạ nhiệt** kể từ năm 2026, **giúp giảm chi phí đầu vào**, tăng khả năng cạnh tranh và kích thích nhu cầu sử dụng LNG.

Doanh thu và Lợi nhuận



Biên lợi nhuận



Triển vọng tăng trưởng doanh thu trong năm 2026 được thúc đẩy bởi mức tăng trưởng sản lượng khí thương phẩm bù đắp cho việc giá dầu FO được dự báo giảm

Nhu cầu điện tăng trưởng mạnh: Bộ Công Thương công bố kế hoạch với lượng tiêu thụ điện năm 2026 dự kiến sẽ tăng trưởng mạnh từ mức 8,5% lên mức 14,1% YoY. Bộ Công Thương đã chính thức ban hành Quyết định số 3477/QĐ-BCT về việc phê duyệt Phương thức vận hành hệ thống điện Quốc gia năm 2026. Phương thức này phác thảo 3 kịch bản cho tổng sản lượng sản xuất điện toàn quốc (bao gồm cả điện nhập khẩu), thể hiện tương quan cho tăng trưởng tiêu thụ điện. Kịch bản cơ sở: 350 tỷ kWh; Kịch bản cao: 360,3 tỷ kWh; Kịch bản tăng mạnh nhất: 368,1 tỷ kWh, trong trường hợp xảy ra mùa khô cực đoan.

Tăng nhập khẩu LNG và mở rộng công suất tái hóa: Khối lượng LNG nhập khẩu dự kiến tăng gấp đôi so với cùng kỳ. PV GAS sẽ nâng công suất tái hóa của Kho LNG Thị Vải từ 5,7 lên 7 triệu Sm³/ngày từ tháng 3/2025, đảm bảo dự phòng công suất cho EVN trong mùa khô, đáp ứng nhu cầu khí cho sản xuất điện của khu vực Đồng Nam Bộ và phục vụ cho hoạt động vận hành chạy thử và vận hành thương mại Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4.

Nghị quyết 70 củng cố nhu cầu LNG dài hạn khi đề xuất nâng tỷ lệ sản lượng hợp đồng (Qc) tối thiểu cho các nhà máy điện LNG lên 75% từ 65%, qua đó đảm bảo mức tiêu thụ LNG cao hơn đáng kể. Đồng thời, hàng loạt dự án điện khí LNG – gồm Thái Bình LNG, Quảng Trạch 2, Hải Phòng LNG và Long An 1 – đã được phê duyệt đầu tư hoặc đặt mục tiêu khởi công trong quý 4/2025–quý 1/2026, đánh dấu sự cải thiện rõ rệt về tiến độ sau nhiều năm trì hoãn.

Chiến lược mở rộng giai đoạn 2026-2029: GAS sẽ vận hành thêm Kho nổi chứa và tái hóa khí LNG (FSRU) với sức chứa 135.000 - 174.000 Sm³ LNG và công suất tái hóa 14 triệu Sm³/ngày, nâng tổng công suất tái hóa lên 22 triệu Sm³/ngày. Đây là bước đi chiến lược nhằm đảm bảo nguồn cung LNG ổn định, linh hoạt cho hệ thống phát điện quốc gia trong giai đoạn cao điểm.

Việc xây dựng khung giá phát điện cho các loại hình nhà máy điện và nhập khẩu điện có thể mang lại nhiều lợi ích tổng thể cho GAS

Tạo điều kiện cho dự án điện khí LNG: **Khung giá phát điện cho nhà máy điện LNG giúp PV GAS và EVN có cơ sở đàm phán, ký kết hợp đồng mua bán điện, thúc đẩy tiến độ triển khai dự án và ổn định nhu cầu tiêu thụ LNG, hỗ trợ mở rộng thị trường và đảm bảo đầu ra.** Hỗ trợ chiến lược dài hạn: Khung giá cụ thể giúp PV GAS định hướng chiến lược phát triển dài hạn, đầu tư hạ tầng LNG, mở rộng thị trường và tham gia dự án năng lượng xanh (hydrogen, amonia), phù hợp mục tiêu phát triển bền vững và dẫn đầu ngành công nghiệp khí. **Tạo điều kiện ký kết hợp đồng mua LNG dài hạn để tối ưu hóa chi phí khí đầu vào:** Việc nhập khẩu và tiêu thụ LNG trước đây phụ thuộc rất lớn vào giá nhập khẩu và khả năng huy động, tiêu thụ của khách hàng. Do đó PV GAS chỉ mua LNG với giá giao ngay và chưa ký bất kỳ hợp đồng mua bán LNG dài hạn nào. Việc ký kết hợp đồng mua LNG dài hạn giúp tối ưu hóa chi phí đầu vào với giá thấp hơn so với giá Giao ngay trên thị trường hiện hành.

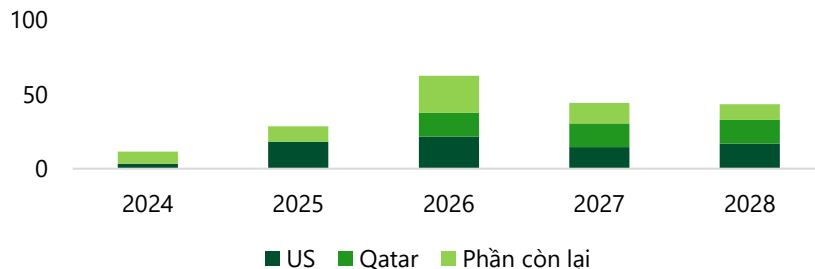
Nâng công suất kho LNG Thị Vải Giai đoạn 2 giúp tăng cường năng lực cung ứng, doanh thu và lợi nhuận trong dài hạn

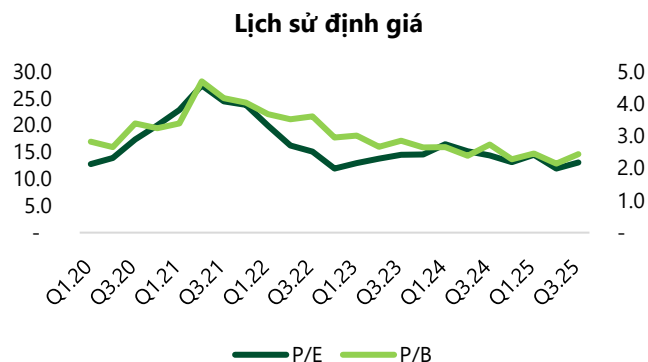
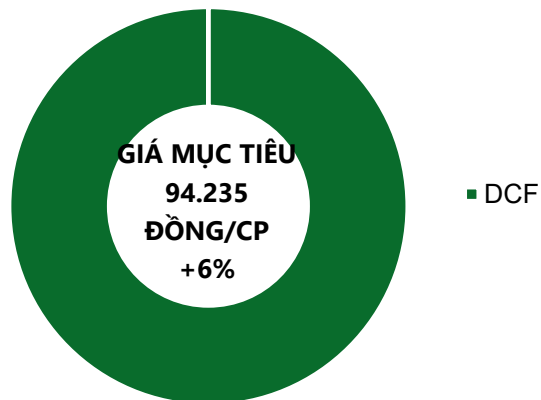
PV GAS đang đẩy nhanh tiến độ đầu tư nâng cấp kho LNG Thị Vải giai đoạn 2, với kế hoạch tăng công suất từ 1 triệu tấn /năm lên 3 triệu tấn/năm vào năm 2029. PV GAS đang khẩn trương thực hiện tất cả các thủ tục hồ sơ liên quan để đẩy nhanh tiến độ phê duyệt, triển khai dự án nâng cấp dự án, hoàn thành các nội dung điều chỉnh Pre FS. Điều này không chỉ giúp tăng cường năng lực cung cấp khí cho các nhà máy điện mà còn góp phần ổn định giá điện nhờ tối ưu hóa chi phí nhiên liệu đầu vào.

Giá LNG được dự báo hạ nhiệt kể từ năm 2026, giúp giảm chi phí đầu vào, tăng khả năng cạnh tranh và kích thích nhu cầu sử dụng LNG

Dữ liệu của IEA cho thấy, nguồn cung LNG toàn cầu chỉ tăng 2% vào năm năm 2024, mức tăng thấp nhất trong vòng 4 năm qua, tương đương chỉ 10 tỷ m³. Tuy nhiên, năm 2025, sản lượng LNG dự kiến sẽ tăng 6% (tương đương thêm 30 tỷ m³), nhờ các dự án mới tại Bắc Mỹ đi vào hoạt động. Trong khi đó, cùng với kế hoạch mở rộng của Qatar, các nhà máy hóa lỏng LNG đã được chốt đầu tư hoặc đang trong quá trình xây dựng dự kiến sẽ bổ sung hơn 270 tỷ m³ công suất xuất khẩu mỗi năm từ nay đến 2030.

**Dự báo Tăng trưởng công suất LNG Thế giới
2024 -2028 (MTPA)**





(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	103.564	118.488	136.261
+/-yoy (%)	15%	14%	15%
LN từ HĐKD	13.156	14.611	15.770
+/-yoy (%)	-10%	11%	8%
LNST	10.590	12.513	12.659
+/- %	-10%	18%	1%
EPS (VND/cổ phiếu)	4.354	5.154	5.214

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá đầu duy trì trên 60 USD/thùng năm 2026.
- Các dự án được thực hiện đúng tiến độ triển khai.

Một số rủi ro

- Biến động giá dầu khí thế giới
- Rủi ro chậm trễ trong việc triển khai các dự án dầu khí trong nước

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	29,9 – 43,1
KLGD bình quân 52T	1.684.734
Vốn hóa (tỷ đồng)	44.597
P/E	17,8
P/B	1,6
% NN sở hữu	14,8%

Dự phóng 2026 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	268.166 (-4%)
Lợi nhuận sau thuế	4.150 (+1%)

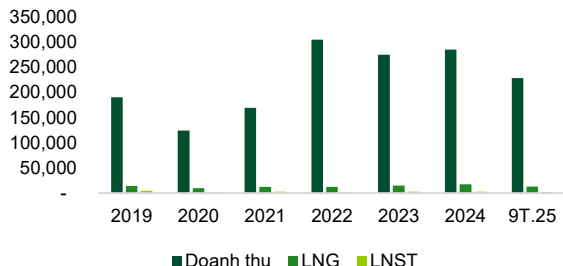
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

📌 **KQKD 9T:** PLX đã ghi nhận doanh thu đạt 228 nghìn tỷ đồng (+7% YoY) và LNST đạt 2,3 nghìn tỷ đồng (-8% YoY), lần lượt hoàn thành 92% và 88% KHKD về DT và LNTT của doanh nghiệp. Mức giảm so với cùng kỳ chủ yếu phản ánh KQKD kém khả quan của quý 1 khi PLX bán hàng tồn kho giá cao trong giai đoạn giá dầu giảm, từ đó làm giảm thiểu tác động tích cực từ mức tăng 8,8% YoY của sản lượng bán hàng.

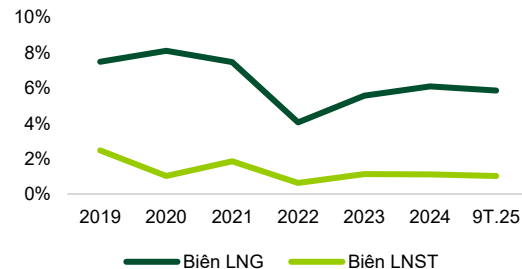
Luận điểm đầu tư

- Triển vọng tích cực nhờ nhu cầu xăng dầu ngày càng tăng tại Việt Nam.
- Khung pháp lý ngày càng chặt chẽ đang thúc đẩy quá trình tái cơ cấu thị trường xăng dầu.
- PLX được hưởng lợi từ việc Việt Nam chuyển đổi hoàn toàn sang xăng E10 từ giữa năm 2026
- Dự thảo Nghị định mới kỳ vọng sớm được thông qua sẽ có tác động tích cực đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu.

Doanh thu và lợi nhuận



Biên lợi nhuận



Triển vọng tích cực nhờ nhu cầu xăng dầu ngày càng tăng tại Việt Nam

Năm 2026, nhu cầu xăng dầu trong nước được kỳ vọng duy trì xu hướng tăng nhờ nền tiêu thụ năm 2025 đã mở rộng và hoạt động kinh tế tiếp tục cải thiện. Với mục tiêu tăng trưởng GDP năm 2026 từ 10% trở lên, các phân khúc vận tải, logistics và dịch vụ dự kiến vẫn là động lực chính cho tiêu thụ xăng dầu. Cơ chế phân giao nguồn và yêu cầu dự trữ bắt buộc của Bộ Công Thương giúp thị trường ổn định hơn, tạo điều kiện để các thương nhân đầu mối có hệ thống phân phối mạnh — như PLX, OIL và BSR — duy trì sản lượng tiêu thụ ổn định và củng cố vị thế trong năm 2026.

Khung pháp lý ngày càng chặt chẽ đang thúc đẩy quá trình tái cơ cấu thị trường xăng dầu.

Kể từ năm 2024, Bộ Công Thương áp dụng cơ chế giao tổng nguồn xăng dầu tối thiểu cho 36 thương nhân đầu mối, đồng thời yêu cầu chủ động nguồn hàng và duy trì dự trữ bắt buộc. Các trường hợp không đáp ứng được sẽ bị điều chuyển nguồn hoặc xem xét thu hồi giấy phép. Thực tế, số doanh nghiệp đáp ứng đủ điều kiện đã giảm từ 36 xuống 34, phản ánh rào cản tuân thủ đang tăng lên. Trong bối cảnh này, các doanh nghiệp lớn như Petrolimex và PVOIL với năng lực vận hành, hệ thống kho bãi – logistics đồng bộ và khả năng tuân thủ cao—đang hưởng lợi khi thị trường tự sàng lọc những đơn vị yếu, tạo điều kiện mở rộng thị phần và củng cố vị thế dẫn dắt ngành.

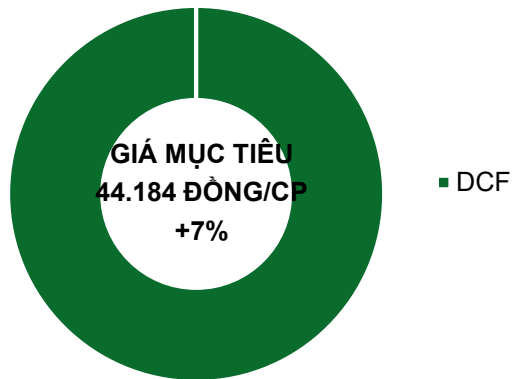
PLX được hưởng lợi từ việc Việt Nam chuyển đổi hoàn toàn sang xăng E10 từ giữa năm 2026

Lộ trình bắt buộc chuyển đổi hoàn toàn sang xăng E10 từ năm 2026 tạo ra cơ hội tăng trưởng rõ rệt cho PLX nhờ lợi thế hạ tầng pha chế và mạng lưới phân phối lớn nhất thị trường. Việc tham gia thí điểm từ sớm giúp doanh nghiệp nắm ưu thế trong triển khai đại trà, đồng thời biên lợi nhuận được kỳ vọng cải thiện nhờ hoạt động pha trộn nội bộ thay thế nhập xăng khoáng. Quy định nâng tỷ lệ áp dụng E10 trên toàn quốc từ tháng 6/2026 đảm bảo sản lượng tiêu thụ lớn và ổn định, củng cố triển vọng tăng trưởng lợi nhuận cho PLX trong giai đoạn chuyển đổi nhiên liệu.

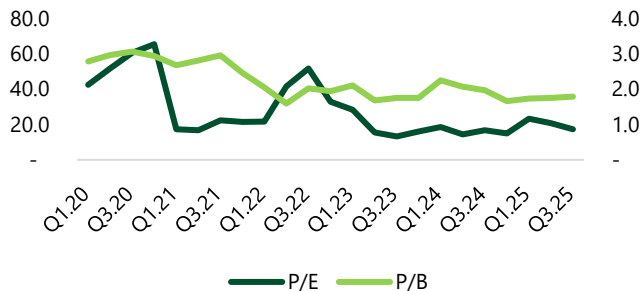
Dự thảo Nghị định mới kỳ vọng sớm được thông qua có tác động tích cực đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu

Dự thảo Nghị định mới dự kiến sẽ mang lại tác động tích cực đối với các doanh nghiệp kinh doanh và phân phối xăng dầu, nhờ vào các quy định điều chỉnh chi phí kinh doanh một cách chính xác hơn, phản ánh sát sao các thay đổi thực tế về chi phí của các doanh nghiệp. Cụ thể, việc giảm thời gian điều hành và tối ưu hóa các chi phí cấu thành trong công thức giá bán tối đa sẽ giúp các doanh nghiệp cải thiện hiệu quả vận hành.

Ngoài ra, việc các doanh nghiệp được quyền tự quyết định giá bán (nhưng phải đảm bảo không vượt quá mức giá cơ sở) tạo cơ hội cạnh tranh mạnh mẽ cho các công ty đầu ngành như PLX và OIL. Các doanh nghiệp này có thể tận dụng lợi thế về quy mô, hệ thống phân phối và kho dự trữ xăng dầu để thiết lập giá bán cạnh tranh, từ đó nâng cao tổng chi phí hoạt động định mức và lợi nhuận định mức thực nhận, góp phần cải thiện biên lợi nhuận gộp.



Lịch sử định giá



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	284.028	277.901	268.166
+/-yoy (%)	4%	-2%	-4%
LN từ HĐKD	3.701	3.828	4.850
+/-yoy (%)	-3%	3%	27%
LNST	3.163	4.120	4.150
+/- %	3%	30%	1%
EPS (VND/cổ phiếu)	1.829	2.950	3.003

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá định giá dầu duy trì trên 60 USD/thùng.
- Nguồn cung xăng dầu ổn định, không bị gián đoạn.

Một số rủi ro

- Biến động giảm giá dầu khí thế giới
- Rủi ro gián đoạn nguồn cung dầu vào.
- Rủi ro chuyển dịch từ ô tô chạy bằng xăng, dầu sang xe điện khiến nhu cầu tiêu thụ xăng dầu giảm

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	9 – 18,5
KLGD bình quân 52T	6.471.847
Vốn hóa (tỷ đồng)	72.355
P/E	22,4
P/B	0,8
% NN sở hữu	0,5%

Dự phóng 2026 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	132.160 (-7%)
Lợi nhuận sau thuế	3.778 (+5%)

TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

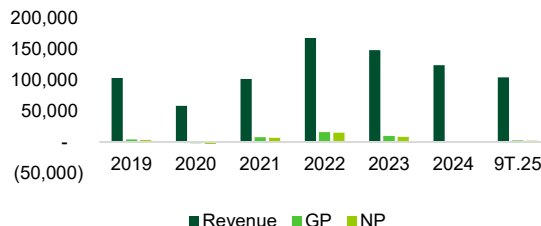
- KQKD sơ bộ:** Ước tính doanh thu năm 2025 đạt 142,3 nghìn tỷ đồng (+16% YoY) và LNTT đạt 4,5 nghìn tỷ đồng (gấp 6,2 lần YoY). Đà phục hồi chủ yếu được thúc đẩy bởi sự cải thiện mạnh mẽ của sản lượng bán và crack spread. Sản lượng năm 2025 đạt 7,9 triệu tấn (+20% YoY). Trung bình từ đầu năm 2025 đến nay, crack spread xăng Singapore đạt 11,2 USD/thùng (+9% YoY) và crack spread dầu diesel đạt 18,6 USD/thùng (+25% YoY). Trong quý 4, BSR đã ghi nhận doanh thu sơ bộ đạt 38,3 nghìn tỷ đồng (+7% YoY) và LNTT đạt 2,0 nghìn tỷ đồng (trái với khoản lỗ 46 tỷ đồng ghi nhận trong quý 4/2024. Nguyên nhân của sự đảo chiều tích cực này chủ yếu xuất phát từ (1) mức tăng 12% YoY của sản lượng, cùng với (2) sự mở rộng mạnh mẽ của crack spread, với crack spread dầu diesel đạt 24,5 USD/thùng (+75% YoY) và crack spread xăng đạt 15,1 USD/thùng (+85% YoY).



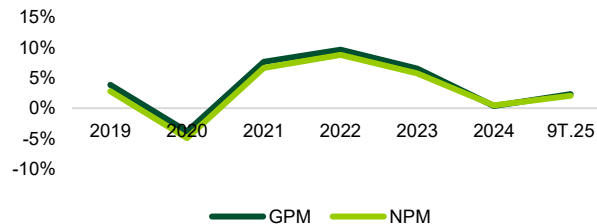
Luận điểm đầu tư

- Crack spread tại châu Á được kỳ vọng tiếp tục phục hồi trong năm 2026 nhờ nhu cầu tiêu thụ tăng và bất ổn địa chính trị làm gián đoạn nguồn cung sản phẩm xăng dầu, nhưng dư địa cải thiện còn hạn chế do áp lực nguồn cung toàn cầu gia tăng.
- Khởi động lại các nhà máy sản xuất Ethanol.
- Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu tiếp tục tăng trưởng cùng với dự án NCMR NMLD Dung Quất sẽ là động lực tăng trưởng cho BSR trong dài hạn.
- Tăng vốn thành công và kế hoạch thoái vốn của PVN giúp BSR củng cố nguồn lực cho dự án NCMR và cải thiện mạnh tính thanh khoản cổ phiếu.

Doanh thu và lợi nhuận



Biên lợi nhuận



Crack spread tại châu Á được kỳ vọng tiếp tục phục hồi trong năm 2026 nhờ nhu cầu tiêu thụ tăng và bất ổn địa chính trị làm gián đoạn nguồn cung sản phẩm xăng dầu, nhưng dư địa cải thiện còn hạn chế do áp lực nguồn cung toàn cầu gia tăng

Mặc dù giá dầu thô được dự báo tiếp tục suy giảm trong năm 2026, qua đó tạo áp lực giảm giá đối với xăng dầu, nhưng tác động này phần nào được bù đắp bởi căng thẳng địa chính trị, những cuộc tấn công vào hạ tầng năng lượng Nga khiến thị trường sản phẩm, đặc biệt là dầu diesel, ngày càng căng thẳng. Điều này góp phần hỗ trợ đà phục hồi của crack spread sản phẩm xăng dầu. Chúng tôi kỳ vọng crack spread tại khu vực châu Á sẽ tiếp tục phục hồi trong năm 2026. Tuy nhiên, dư địa tăng trưởng crack spread sẽ bị hạn chế bởi áp lực nguồn cung toàn cầu. Nhìn chung trong cả năm 2026, biên lợi nhuận lọc dầu toàn cầu được dự báo tiếp tục chịu sức ép do (1) Tăng trưởng nhu cầu nhiên liệu chậm lại dưới tác động của chính sách thuế quan từ chính quyền Mỹ; (2) Giá dầu thô duy trì xu hướng giảm và (3) Công suất lọc dầu toàn cầu năm 2026 nhìn chung dự kiến tăng, nhờ các dự án mới, chủ yếu tập trung ở các nước đang phát triển (châu Á, Trung Đông, châu Phi), nhưng lại giảm ở Mỹ do đóng cửa 02 nhà máy lọc dầu Wilmington và Benicia vào năm 2026.

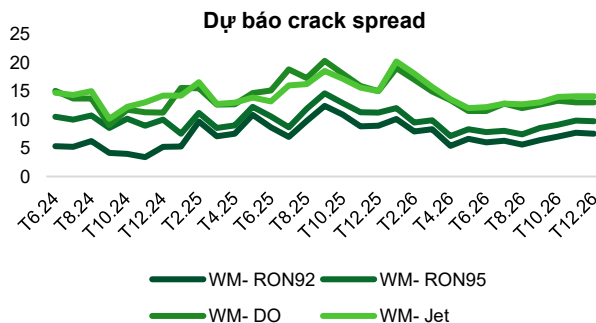
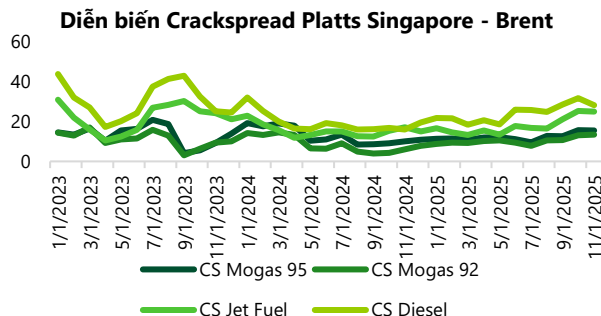
Khởi động lại các nhà máy sản xuất Ethanol

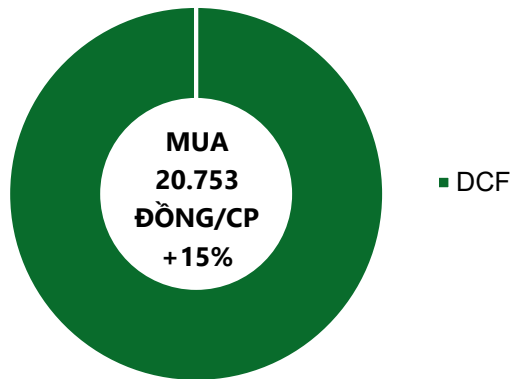
Từ 01/01/2026, xăng lưu thông tại Việt Nam bắt buộc pha 10% Ethanol (E10), làm gia tăng đáng kể nhu cầu ethanol trong nước lên 1,2–1,5 triệu m³/năm, gấp hơn 2 lần công suất hiện tại. Trong bối cảnh nguồn cung nội địa mới đáp ứng ~40% và giá ethanol nhập khẩu biến động, việc tái vận hành các nhà máy ethanol trở thành yêu cầu cấp thiết. BSR, thông qua công ty liên kết sở hữu Nhà máy Nhiên liệu sinh học Dung Quất, có tiềm năng được hưởng lợi từ xu hướng chuyển đổi sang xăng sinh học bắt buộc.

Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu tiếp tục tăng trưởng cùng với dự án NCMR NMLD Dung Quất sẽ là động lực tăng trưởng cho BSR trong dài hạn

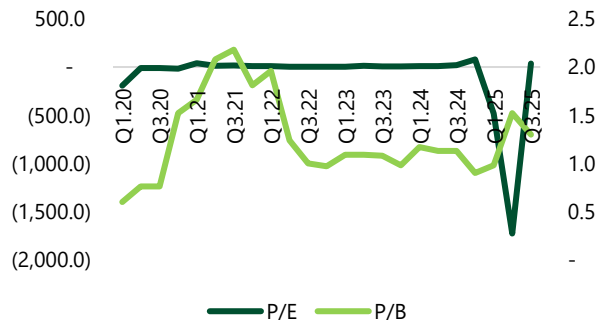
Nhu cầu xăng dầu tiếp tục tăng nhờ xu hướng dịch chuyển từ xe máy sang ô tô (mức tiêu thụ nhiên liệu cao hơn). Lượng ô tô và xe máy được dự báo tăng trưởng lần lượt 18% và 6%/năm giai đoạn 2023–2028. Cùng với đó, hoạt động sản xuất công nghiệp mở rộng cũng thúc đẩy nhu cầu dầu diesel và dầu nhiên liệu.

Năng lực tài chính của BSR cho dự án NCMR Dung Quất đã được đảm bảo nhờ đợt tăng vốn điều lệ quy mô lớn, trong khi việc PVN dự kiến thoái vốn để đưa tỷ lệ cổ phiếu tự do chuyển nhượng vượt 10% sẽ cải thiện đáng kể tính thanh khoản và khả năng thu hút nhà đầu tư chiến lược.





Lịch sử định giá



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	123.027	142.300	132.160
+/-yoy (%)	-17%	16%	-7%
LN từ HĐKD	652	4.516	4.473
+/-yoy (%)	-93%	593%	-1%
LNST	585	3.600	3.778
+/- %	-93%	515%	5%
EPS (VND/cổ phiếu)	202	728	695

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá dầu duy trì trên 60 USD/thùng năm 2026.
- Nhà máy hoạt động bình thường, không xảy ra sự cố kỹ thuật.
- Nguồn cung dầu thô đầu vào ổn định, không bị gián đoạn.

Một số rủi ro

- Biến động giá dầu khí thế giới
- Đối mặt với sự cạnh tranh gay gắt với các loại xăng dầu nhập khẩu.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	25 – 31,3
KLGD bình quân 52T	101.621
Vốn hóa (tỷ đồng)	874
P/E	10,6
P/B	1,4
% NN sở hữu	1,8%

Dự phóng 2026 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	3.878 (+5%)
Lợi nhuận sau thuế	76 (+9%)

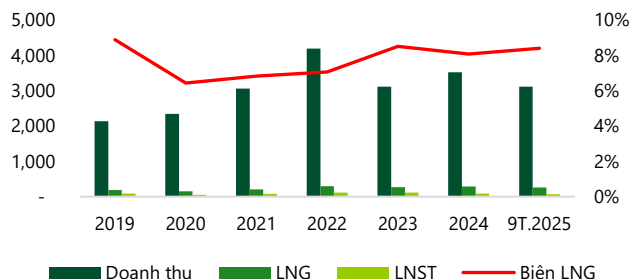
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

KQKD 9T.2025: Lũy kế 9 tháng đầu năm 2025, CNG ghi nhận kết quả kinh doanh tích cực với sản lượng đạt 239,6 triệu Sm³, vượt 15% kế hoạch 9 tháng. Doanh thu đạt 3.112 tỷ đồng, tăng 12,4% so với cùng kỳ và hoàn thành 86% kế hoạch năm, trong khi lợi nhuận trước thuế đạt 80,5 tỷ đồng, tương ứng 71% mục tiêu cả năm. Động lực tăng trưởng chủ yếu đến từ việc nguồn cung khí mỏ Thái Bình duy trì ở mức cao từ quý III/2024, qua đó thúc đẩy tiêu thụ CNG tại khu vực miền Bắc. Bên cạnh đó, với vai trò là nhà phân phối LNG chính thức và chủ lực của PV GAS, CNG đã đưa LNG ra thị trường miền Bắc từ cuối năm 2024, tạo nền tảng thuận lợi cho việc mở rộng và phát triển thị trường trong giai đoạn tới.

Luận điểm đầu tư

- Mảng LNG sẽ trở thành động lực tăng trưởng chính và trở thành sản phẩm chính của CNG trong dài hạn** do (1) sản lượng CNG sẽ giảm dần về dài hạn, (2) giá LNG nhập khẩu về dài hạn sẽ giảm về mức phù hợp hơn cho nhu cầu tiêu thụ trong nước và (3) với những đặc tính nổi bật của LNG sẽ giúp CNG mở rộng thị phần tiềm năng tại phía Bắc chưa được khai phá và (4) tăng trưởng sản lượng khả quan nhờ nhu cầu chuyển dịch năng lượng xanh của khách hàng tiêu thụ.
- Biên LNG mảng LNG dự báo cải thiện** do giá khí LNG nhập khẩu được dự báo giảm kể từ sau năm 2026.

Doanh thu và Lợi nhuận



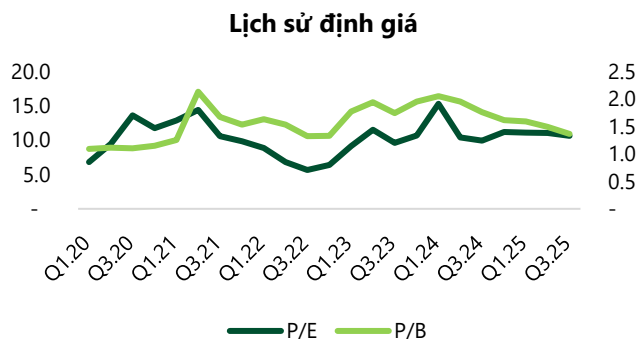
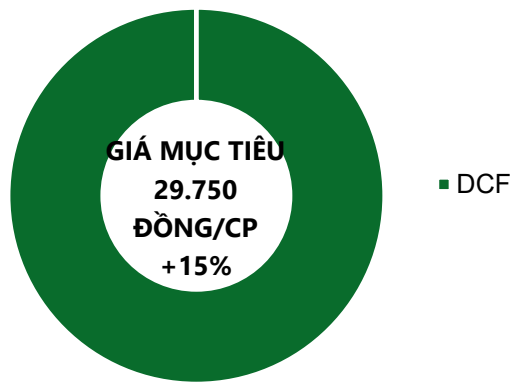
Cơ cấu cổ đông



■ PV GAS ■ Khác

Triển vọng tăng trưởng dài hạn đến từ mảng LNG

- Theo dự báo của Công ty Nghiên cứu và Tư vấn Thị trường Năng lượng Wood Mackenzie, nhu cầu khí trong nước được dự báo sẽ ngày càng tăng với **CAGR = 12% trong giai đoạn 2025-2030**, trong các lĩnh vực như điện, hóa chất, công nghiệp, giao thông vận tải, đô thị. Khách hàng chính của CNG chủ yếu là khách hàng thuộc nhóm Vật liệu xây dựng (Thép - Gạch ốp lát, chiếm 60% cơ cấu tiêu thụ), nhóm Chế biến thực phẩm (chiếm 20% cơ cấu tiêu thụ), công nghiệp phụ trợ và các doanh nghiệp khác (hóa chất, phân bón, dệt may, vận tải, gỗ...) có nhu cầu chuyển dịch sang sử dụng khí thiên nhiên nhằm tăng chất lượng sản phẩm và giảm phát thải CO2.
- **Tăng trưởng sản lượng trong dài hạn đến từ LNG trong bối cảnh nguồn cung khí nội địa suy giảm.** Mảng LNG sẽ trở thành động lực tăng trưởng chính và trở thành sản phẩm chính của CNG trong dài hạn do (1) sản lượng CNG sẽ giảm dần về dài hạn trong bối cảnh nguồn cung khí nội địa suy giảm, (2) giá LNG nhập khẩu về dài hạn sẽ giảm về mức phù hợp hơn cho nhu cầu tiêu thụ trong nước giảm khi các dự án hóa lỏng khí tự nhiên của Mỹ và Qatar hoàn thành xây dựng và đi vào vận hành thương mại trong giai đoạn 2026 – 2028 khiến chênh lệch cung cầu giảm và (3) với những đặc tính nổi bật của LNG như không phụ thuộc vào nguồn cung khí trong khu vực và khả năng vận chuyển khí đi xa nhờ sức chứa gấp 2,4 lần so với khí CNG sẽ giúp CNG mở rộng thị phần tiềm năng tại phía Bắc chưa được khai phá và (4) tăng trưởng sản lượng khả quan nhờ nhu cầu chuyển dịch năng lượng xanh của khách hàng tiêu thụ.
- **Biên LNG mảng LNG dự báo cải thiện do giá khí LNG nhập khẩu được dự báo giảm kể từ sau năm 2026.**
- **Biên LNG mảng LNG dự phóng cải thiện kể từ năm 2026** do triển vọng giá LNG nhập khẩu được dự báo giảm. Tuy nhiên BLNG mảng LNG vẫn thấp hơn CNG do giá khí tự nhiên nội địa CNG có chi phí đầu vào thấp hơn so với khí LNG nhập khẩu.
- **Biên LNG mảng CNG được dự báo giảm dần:** với cơ chế tính giá mới trong năm 2024, giá mua bán khí CNG được xác định bằng hệ số chiết khấu theo giá dầu Brent. Chúng tôi dự phóng giá bán khí giảm dần, theo dự phóng giảm của giá dầu thô được dự báo trong năm 2025. Bên cạnh đó, nguồn khí nội địa giá rẻ đang suy giảm nhanh, đặc biệt là nguồn khí ở khu vực Đông Nam Bộ. Ngoài ra khí tự nhiên nội địa giá rẻ được ưu tiên cho sản xuất đạm và điện. Do đó PV GAS bắt đầu cung cấp khí từ các mỏ mới của hệ thống Nam Côn Sơn 2 cho khách hàng công nghiệp như mỏ Sao Vàng – Đại Nguyện với giá khí về bờ khoảng 7,5 - 8 USD/MMBTU khiến mặt bằng giá của CNG tăng.



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	3.517	3.693	3.878
+/-yoy (%)	13%	5%	5%
LN từ HĐKD	114	84	92
+/-yoy (%)	-7%	-26%	9%
LNST	91	70	76
+/- %	-16%	-24%	9%
EPS (VND/cổ phiếu)	2.625	1.989	2.175

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá định giá đầu duy trì trên 60 USD/thùng.
- Các dự án mỏ khí mới được thực hiện đúng tiến độ triển khai.

Một số rủi ro

- Biến động giá khí đầu vào
- Rủi ro nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh. Các dự án khí mới trong nước chậm tiến độ.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	8,6 – 13,3
KLGD bình quân 52T	1.309.153
Vốn hóa (tỷ đồng)	10.962
P/E	27,6
P/B	0,9
% NN sở hữu	0,6%

Dự phóng 2026 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	118.266 (-14%)
Lợi nhuận sau thuế	543 (+12%)

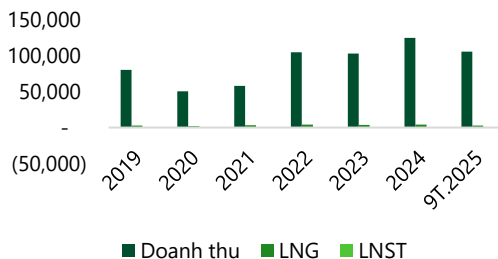
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

▼ **KQKD 9T.2025: OIL đã ghi nhận mức doanh thu đạt 105,5 nghìn tỷ đồng (+11% YoY) và LNST đạt 371 tỷ đồng (-3% YoY)**, lần lượt hoàn thành 108% và 59,4% KHKD về doanh thu và LNST năm 2025 của doanh nghiệp. Sự sụt giảm so với cùng kỳ của lợi nhuận chủ yếu xuất phát từ KQKD kém khả quan ghi nhận trong quý 1, khi hàng tồn kho giá cao được bán ra trong bối cảnh giá dầu giảm, từ đó làm giảm thiểu tác động tích cực từ mức tăng 4% YoY của sản lượng bán hàng và mức tăng mạnh 177% YoY của lợi nhuận gộp mảng dịch vụ.

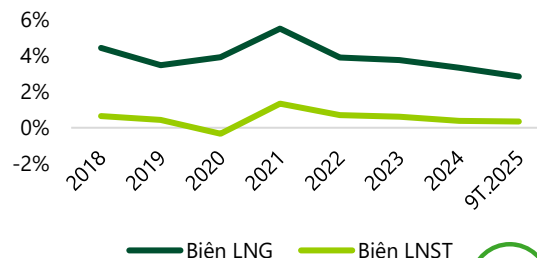
▼ Luận điểm đầu tư

- Triển vọng tích cực nhờ nhu cầu xăng dầu ngày càng tăng tại Việt Nam.
- Khung pháp lý ngày càng chặt chẽ đang thúc đẩy quá trình tái cơ cấu thị trường xăng dầu.
- PLX được hưởng lợi từ việc Việt Nam chuyển đổi hoàn toàn sang xăng E10 từ giữa năm 2026
- Dự thảo Nghị định mới kỳ vọng sớm được thông qua sẽ có tác động tích cực đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu.
- Triển vọng tăng trưởng doanh thu, lợi nhuận kể từ năm 2026 khi tham gia cung cấp nhiên liệu Jet A1.

Doanh thu và lợi nhuận



Biên lợi nhuận



Triển vọng tích cực nhờ nhu cầu xăng dầu ngày càng tăng tại Việt Nam

Năm 2026, nhu cầu xăng dầu trong nước được kỳ vọng duy trì xu hướng tăng nhờ nền tiêu thụ năm 2025 đã mở rộng và hoạt động kinh tế tiếp tục cải thiện. Với mục tiêu tăng trưởng GDP năm 2026 từ 10% trở lên, các phân khúc vận tải, logistics và dịch vụ dự kiến vẫn là động lực chính cho tiêu thụ xăng dầu. Cơ chế phân giao nguồn và yêu cầu dự trữ bắt buộc của Bộ Công Thương giúp thị trường ổn định hơn, tạo điều kiện để các thương nhân đầu mối có hệ thống phân phối mạnh — như PLX, OIL và BSR — duy trì sản lượng tiêu thụ ổn định và củng cố vị thế trong năm 2026.

Khung pháp lý ngày càng chặt chẽ đang thúc đẩy quá trình tái cơ cấu thị trường xăng dầu.

Kể từ năm 2024, Bộ Công Thương áp dụng cơ chế giao tổng nguồn xăng dầu tối thiểu cho 36 thương nhân đầu mối, đồng thời yêu cầu chủ động nguồn hàng và duy trì dự trữ bắt buộc. Các trường hợp không đáp ứng được sẽ bị điều chuyển nguồn hoặc xem xét thu hồi giấy phép. Thực tế, số doanh nghiệp đáp ứng đủ điều kiện đã giảm từ 36 xuống 34, phản ánh rào cản tuân thủ đang tăng lên. Trong bối cảnh này, các doanh nghiệp lớn như Petrolimex và PVOIL với năng lực vận hành, hệ thống kho bãi – logistics đồng bộ và khả năng tuân thủ cao—đang hưởng lợi khi thị trường tự sàng lọc những đơn vị yếu, tạo điều kiện mở rộng thị phần và củng cố vị thế dẫn dắt ngành.

OIL được hưởng lợi từ việc Việt Nam chuyển đổi hoàn toàn sang xăng E10 từ giữa năm 2026

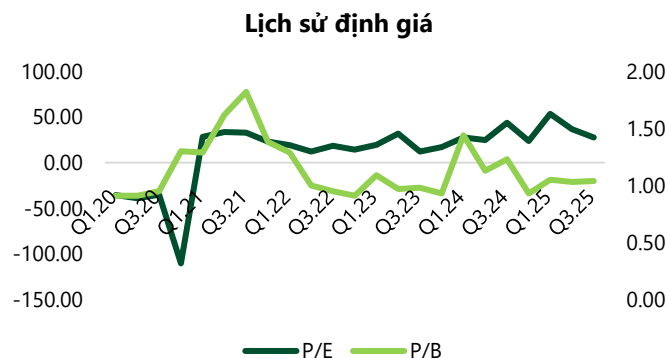
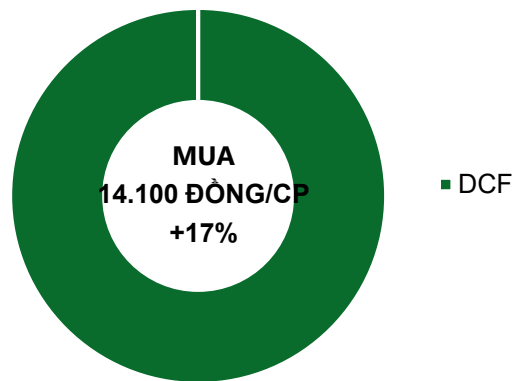
Lộ trình bắt buộc chuyển đổi hoàn toàn sang xăng E10 từ năm 2026 tạo ra cơ hội tăng trưởng rõ rệt cho PLX nhờ lợi thế hạ tầng pha chế và mạng lưới phân phối lớn nhất thị trường. Việc tham gia thí điểm từ sớm giúp doanh nghiệp nắm ưu thế trong triển khai đại trà, đồng thời biên lợi nhuận được kỳ vọng cải thiện nhờ hoạt động pha trộn nội bộ thay thế nhập xăng khoáng. Quy định nâng tỷ lệ áp dụng E10 trên toàn quốc từ tháng 6/2026 đảm bảo sản lượng tiêu thụ lớn và ổn định, củng cố triển vọng tăng trưởng lợi nhuận cho OIL trong giai đoạn chuyển đổi nhiên liệu.

Dự thảo Nghị định mới kỳ vọng sớm được thông qua có tác động tích cực đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu

Dự thảo Nghị định mới dự kiến sẽ mang lại tác động tích cực đối với các doanh nghiệp kinh doanh và phân phối xăng dầu, nhờ vào các quy định điều chỉnh chi phí kinh doanh một cách chính xác hơn, phản ánh sát sao các thay đổi thực tế về chi phí của các doanh nghiệp. Cụ thể, việc giảm thời gian điều hành và tối ưu hóa các chi phí cấu thành trong công thức giá bán tối đa sẽ giúp các doanh nghiệp cải thiện hiệu quả vận hành. Ngoài ra, việc các doanh nghiệp được quyền tự quyết định giá bán (nhưng phải đảm bảo không vượt quá mức giá cơ sở) tạo cơ hội cạnh tranh mạnh mẽ cho các công ty đầu ngành như PLX và OIL. Các doanh nghiệp này có thể tận dụng lợi thế về quy mô, hệ thống phân phối và kho dự trữ xăng dầu để thiết lập giá bán cạnh tranh, từ đó nâng cao tổng chi phí hoạt động định mức và lợi nhuận định mức thực nhận, góp phần cải thiện biên lợi nhuận gộp.

Triển vọng tăng trưởng doanh thu, lợi nhuận kể từ năm 2026 khi tham gia cung cấp nhiên liệu Jet A1

OIL đã nhận được giấy phép vào ngày 10/01/2025 để trở thành thương nhân phân phối nhiên liệu Jet A1. Công ty đang hoàn thiện các thủ tục cần thiết và dự kiến sẽ bắt đầu hoạt động vào quý 4/2025, với doanh thu thương mại bắt đầu từ quý 1—quý 2/2026. OIL đặt mục tiêu tổng sản lượng nhiên liệu Jet A1 là 2 triệu tấn trong năm đầu tiên (400.000 tấn/năm) và đặt mục tiêu ban đầu nắm giữ 10% thị phần.



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	124.460	137.475	118.266
+/-yoy (%)	21%	10%	-14%
LN từ HĐKD	619	526	591
+/-yoy (%)	-11%	-15%	12%
LNST	474	484	543
+/- %	-24%	2%	12%
EPS (VND/cổ phiếu)	316	468	525

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá định giá dầu duy trì trên 60 USD/thùng.
- Nguồn cung xăng dầu ổn định, không bị gián đoạn.

Một số rủi ro

- Biến động giảm giá dầu khí thế giới
- Rủi ro gián đoạn nguồn cung đầu vào.
- Rủi ro chuyển dịch từ ô tô chạy bằng xăng, dầu sang xe điện khiến nhu cầu tiêu thụ xăng dầu giảm

Điều khoản sử dụng

Báo cáo này và/hoặc bất kỳ nhận định, thông tin nào trong báo cáo này không phải là các lời chào mua hay bán bất kỳ một sản phẩm tài chính, chứng khoán nào được phân tích trong báo cáo và cũng không là sản phẩm tư vấn đầu tư hay ý kiến tư vấn đầu tư nào của VCBS hay các đơn vị/thành viên liên quan đến VCBS. Do đó, nhà đầu tư chỉ nên coi báo cáo này là một nguồn tham khảo. VCBS không chịu bất kỳ trách nhiệm nào trước những kết quả ngoài ý muốn khi quý khách sử dụng các thông tin trên để kinh doanh chứng khoán.

Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo phân tích đều đã được thu thập, đánh giá với mức cẩn trọng tối đa có thể. Tuy nhiên, do các nguyên nhân chủ quan và khách quan từ các nguồn thông tin công bố, VCBS không đảm bảo về tính xác thực của các thông tin được đề cập trong báo cáo phân tích cũng như không có nghĩa vụ phải cập nhật những thông tin trong báo cáo sau thời điểm báo cáo này được phát hành.

Báo cáo này thuộc bản quyền của VCBS. Mọi hành động sao chép một phần hoặc toàn bộ nội dung báo cáo và/hoặc xuất bản mà không có sự cho phép bằng văn bản của VCBS đều bị nghiêm cấm.

Thông tin liên hệ

Trần Minh Hoàng

Giám đốc Nghiên cứu – Phân tích

tmhoang@vcbs.com.vn

Lý Hoàng Anh Thi

Phó giám đốc Nghiên cứu – Phân tích doanh nghiệp

lhathi@vcbs.com.vn

Phạm Hồng Mộng Thy

Chuyên viên phân tích

phmthy@vcbs.com.vn