

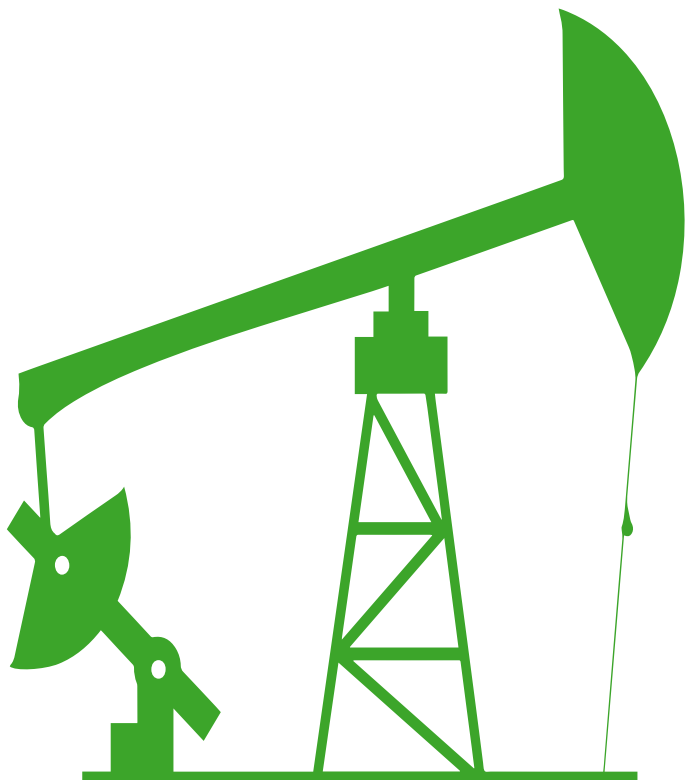
BÁO CÁO NGÀNH DẦU KHÍ 1H.2025

NGÀNH DẦU KHÍ CHUYỂN MÌNH – TÁI KHỞI ĐỘNG CÁC DỰ ÁN NỘI ĐỊA



MỤC LỤC

NGÀNH DẦU KHÍ CHUYỂN MÌNH - TÁI KHỞI ĐỘNG CÁC DỰ ÁN DẦU KHÍ NỘI ĐỊA



01 TỔNG QUAN NGÀNH

02 DIỄN BIẾN NGÀNH

Nhu cầu tiêu thụ xăng, dầu, khí tiếp tục tăng trưởng

03 TRIỂN VỌNG NGÀNH

Tái khởi động các dự án dầu khí nội địa – Chuyển dịch năng lượng xanh

04 DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

BSR – MUA – 25.000 (+16%)

PVS – MUA – 47.100 (+42%)

PVB – MUA – 32.912 (+18,4%)

PLX – MUA – 50.310 (+33%)

PVD – MUA – 29.039 (+23%)

GAS – MUA – 79.800 (+16,7%)

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:

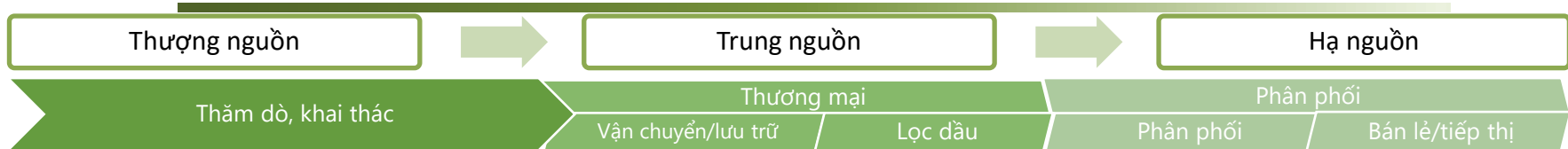
- BTU (British Therm Unit): Đơn vị nhiệt trị của Anh quốc
- Sm³ (Standard cubic metre): 1m³ tại điều kiện tiêu chuẩn (nhiệt độ 15°C, áp suất 1 at)
- 1 mmBTU: Một triệu BTU
- 1 Kcal = 3,968321 BTU

BẢNG QUY ĐỔI NHIÊN LIỆU DẦU THÔ

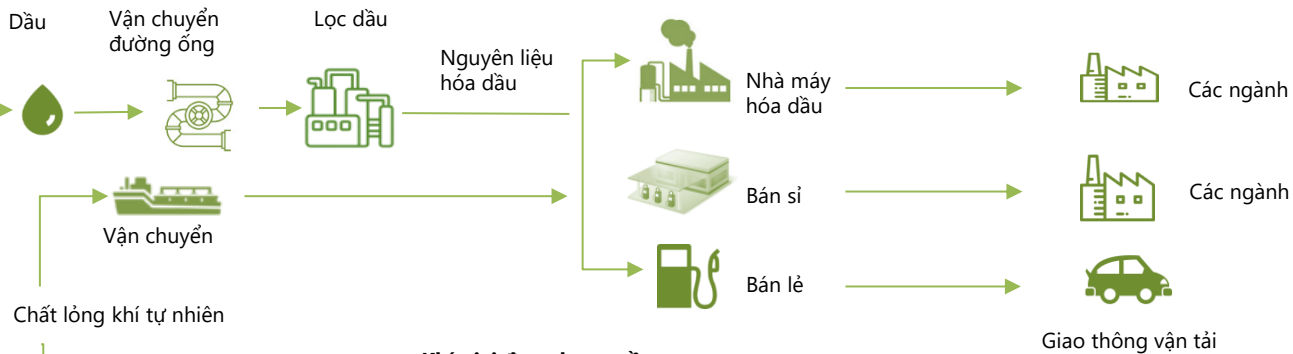
Đơn vị	Tấn	Thùng	US gallons
Tấn	1	7,33	307,86
Thùng	0,1364	1	42
US gallons	0,00325	0,0238	1

BẢNG QUY ĐỔI NHIÊN LIỆU SẢN PHẨM XĂNG DẦU

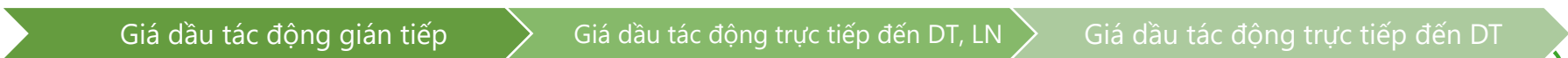
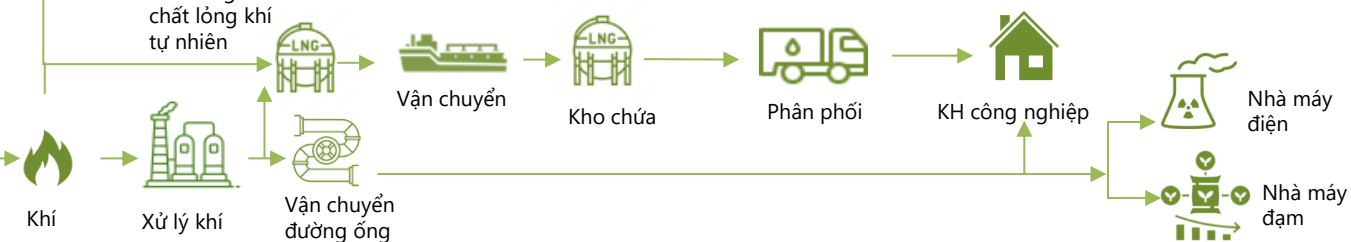
Đơn vị	Thùng - Tấn	Tấn - Thùng	Tấn - GJ
LPG	0,086	11,6	46,15
Xăng	0,12	8,35	44,75
Dầu hỏa	0,127	7,88	43,92
Dầu DO	0,134	7,46	43,38
Dầu nhiên liệu còn lại	0,157	6,35	41,57



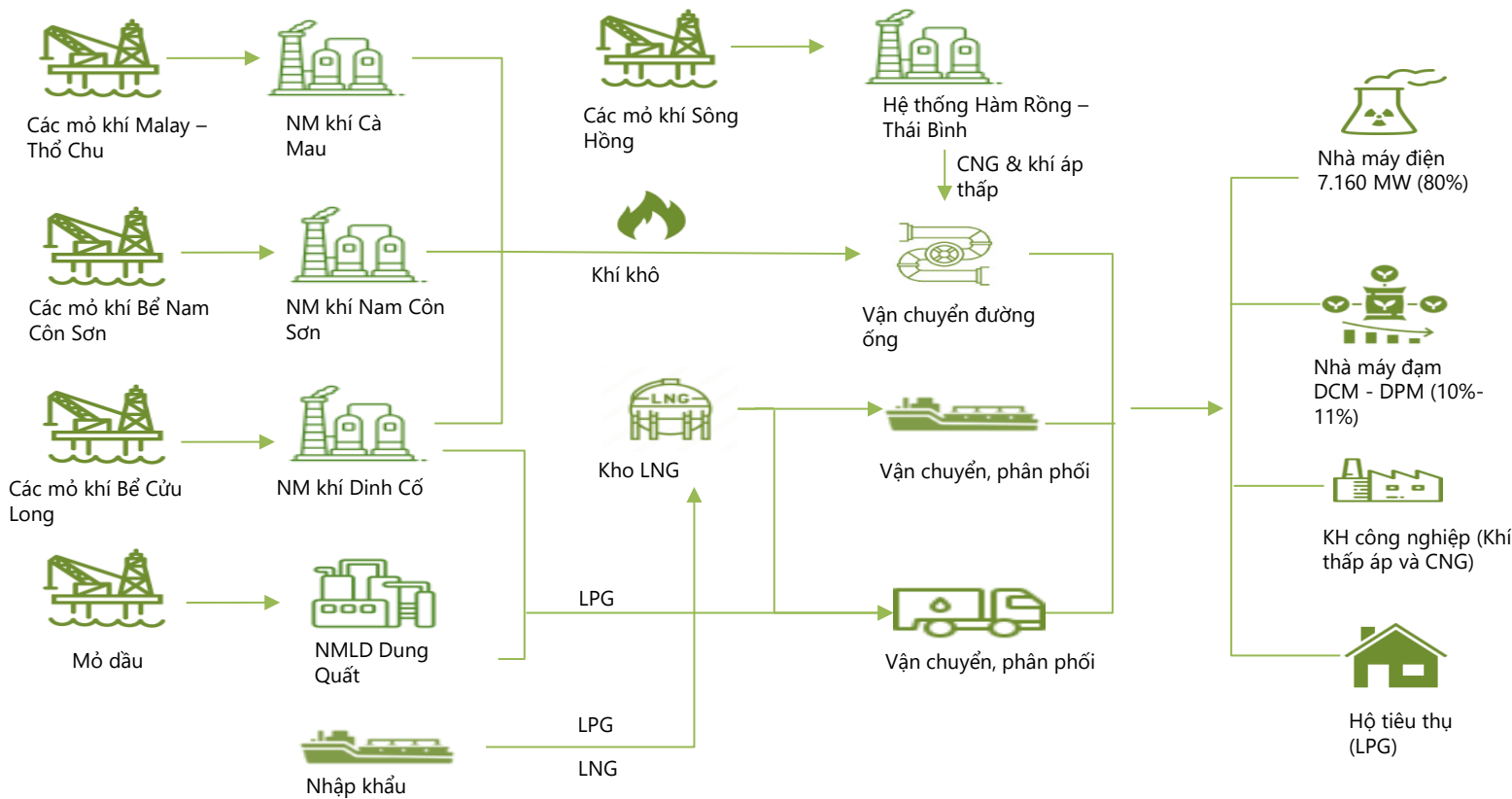
Dầu giai đoạn hạ nguồn



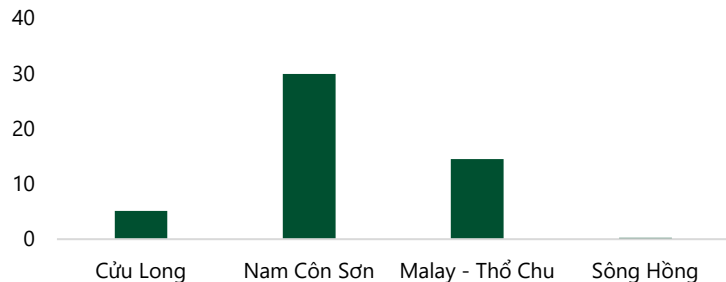
Khí giai đoạn hạ nguồn



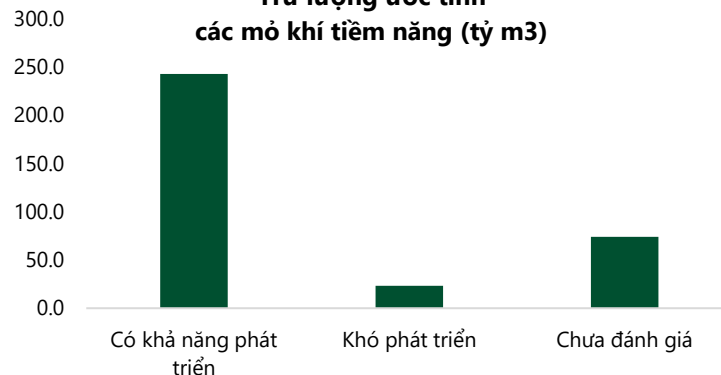
TỔNG QUAN NGÀNH -TRUNG NGUỒN



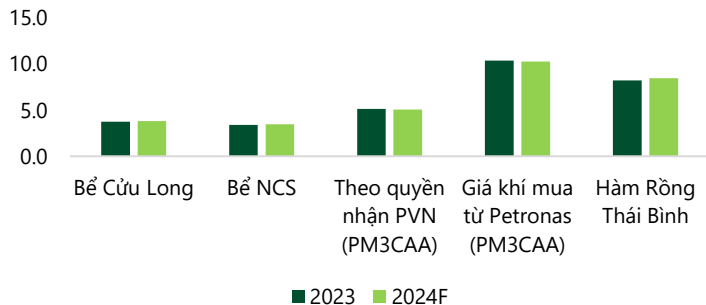
Trữ lượng khí ước tính của các mỏ khí hiện hữu theo các bể khí (tỷ m3)



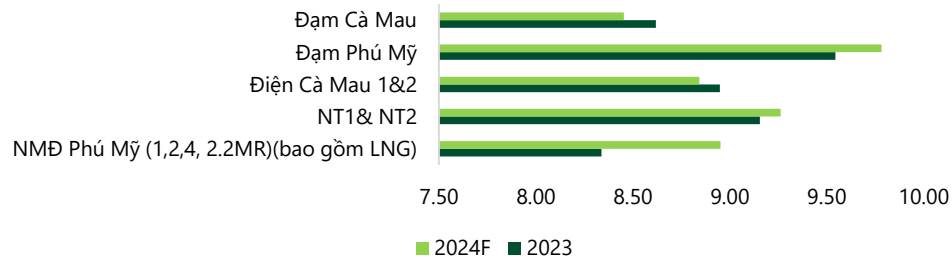
Trữ lượng ước tính các mỏ khí tiềm năng (tỷ m3)



Giá khí miệng giếng ước tính (USD/triệu BTU)



Giá khí trung bình ước tính đến các nhà máy điện, đạm (đã bao gồm cước phí vận chuyển, trước thuế)



GIÁ KHÍ MUA TỪ CHỦ MỎ

Giá khí miệng giếng = $P_0 \times (1 + I)^n$, với I chỉ số trượt giá 2 ÷ 3%/năm.

Trong đó: Giá khí miệng giếng phải được bao gồm:

Chi phí quá khứ (past cost) + Trữ lượng dầu – khí khai thác + (iii) Chi phí đầu tư (CAPEX) + Chi phí vận hành (OPEX) + Chi phí thu dọn (thiết bị, đóng mỏ) (ABEX) + Giá dầu dự báo dài hạn + Lợi nhuận hợp lý (trên cơ sở Tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR))

Việc xác định nhóm khách hàng tiêu thụ khí rất quan trọng đối với mỗi Dự án khí trong việc tính toán giá khí và lưu lượng khai thác. Nếu trữ lượng khí lớn thì nhóm khách hàng thụ xác định lần lượt là các nhà máy điện, nhà máy đạm và nhà máy công nghiệp.

Tùy thuộc vào quá trình phát triển mỏ, chính sách của mỗi Nhà thầu tham gia Dự án và quá trình đàm phán mua bán khí, giá khí miệng giếng có thể được các Bên thống nhất tại thời điểm Nhà thầu hoàn thành Kế hoạch phát triển mỏ Đại cương (ODP) hoặc Kế hoạch phát triển mỏ (FDP), chuẩn bị trình ODP/FDP cho CQNN có thẩm quyền phê duyệt.

Đối với các mỏ khí thiên nhiên và khí đồng hành có cơ chế tính giá khác nhau phụ thuộc vào nguồn khí của các chủ mỏ:

Đối với bể Cửu Long và bể Sông Hồng được ấn định bởi chủ mỏ là các liên doanh điều hành mà PVN nắm giữ trên 50%.

Bể Nam Côn Sơn được xác định theo giá hợp đồng dài hạn với chủ mỏ là các liên doanh điều hành mà PVN chỉ nắm giữ dưới 40%.

Đối với bể Malay - Thổ Chu, giá mua khí Lô PM3 và Cái Nước biến động theo giá dầu DO và FO tại thị trường Singapore theo phương pháp được ấn định trong hợp đồng với các chủ mỏ (PVN và Talisman VN Limited).

▼ GIÁ KHÍ BÁN CHO KHÁCH HÀNG

Giá khí bán cho Điện, Đạm:

$P = 46\% * MFO + \text{cước phí vận chuyển, phân phối}$. Với giá khí thị trường ($46\% * MFO$) không được thấp hơn giá khí miệng giếng.

Giá khí bán LNG nhập khẩu:

Giá LNG đến hộ tiêu thụ được xác định theo nguyên tắc giá LNG nhập khẩu về tới Việt Nam cộng với các chi phí hóa khí, phân phối.

$$P = P_{\text{LNG nhập khẩu}} + \text{Phí hóa khí} + \text{Cước phí vận chuyển, phân phối}$$

Đối với khách hàng là các nhà máy điện, LNG cần được các Cơ quan có thẩm quyền chấp nhận, phê duyệt theo cơ chế chuyển thẳng (pass-through) giá đến các Hộ tiêu thụ.

Giá khí bán cho Hộ công nghiệp.

$$\text{Trước đó: } P = \alpha(\%) * P_{\text{HSFO}} + \beta(\%) * P_{\text{LPG}}$$

Kể từ năm 2024, PVGAS và CNG đã thay đổi cơ chế tính giá mua – bán sản phẩm khí. Xác định giá mua bán sản phẩm bằng cách chiết khấu theo giá dầu Brent và sử dụng USD làm đơn vị tính giúp cơ chế giá bán khí CNG phù hợp hơn với hoạt động kinh doanh mảng LNG,

$$P = \alpha(\%) * P_{\text{Brent}}$$

Trong đó:

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

Đông Nam bộ

Giá khí trung bình từ các mỏ Nam Côn Sơn, Cửu Long cấp cho các nhà máy điện trong năm 2023 ước tính là 8,3 USD/triệu BTU (bao gồm cước phí vận chuyển), giá khí trung bình từ mỏ mới Sao Vàng Đại Nguyệt ước tính là 11,12 USD/triệu BTU (bao gồm cước phí vận chuyển). Sau đó giá khí tăng bình quân 2%/năm. Dự kiến trung bình giá khí khu vực này là khoảng 10 USD/triệu BTU vào năm 2025.

Tây Nam Bộ

Mỏ khí PM3-CAA và Cái Nước 46 (khu vực chõng lẩn với Malaysia). Khí đốt tại đây đã được cấp cho cụm nhà máy Khí- Điện- Đạm tại Cà Mau từ năm 2007 với sản lượng khoảng 1,5 - 2 tỷ m³/năm. Đến năm 2024 lượng khí chỉ còn khoảng 1 tỷ m³/năm, chỉ đủ 2/3 công suất của nhà máy điện Cà Mau (2x750 MW), chưa kể khí cấp cho nhà máy Đạm Cà Mau (khoảng 0,5 tỷ m³/năm). PVN đã mua khí của Malaysia để cấp bù. Giá khí trung bình từ mỏ theo quyền nhận PVN và mua từ Petronas cấp cho cụm nhà máy tại Cà Mau ước tính là 9 USD/triệu BTU (bao gồm cước phí vận chuyển). Dự kiến trung bình giá khí khu vực này cung cấp cho TBKHH tại Cà Mau là khoảng 8,4 USD/triệu BTU vào năm 2025 (với giá định giá dầu Brent 72 USD/thùng).

Tại mỏ khí Lô B: Theo phương án giá khí Lô B được duyệt, dự kiến giá khí tại miệng giếng sẽ là 9,36 USD/triệu BTU ở năm 2017. Nếu cộng với ~1,37 USD/triệu BTU phí đường ống vận chuyển khí đến Trung tâm Điện lực Ô Môn, giá khí tại hàng rào nhà máy điện là 10,73 USD/triệu BTU từ năm 2017. Hiện nay tiến độ Cụm nhà máy điện Ô Môn phải dự kiến lùi sang cuối năm 2027 đầu 2028, vì vậy, với công thức tính trượt giá 2%/năm, dự kiến giá khí tại đây năm 2027 là 14,5 USD/triệu BTU.

Miền Trung

Theo phương án đã được ký kết, giá khí mỏ Cá Voi Xanh đến hàng rào nhà máy điện là 9,048 USD/triệu BTU ở năm 2017, công thức tính giá được lấy theo giá khí tại cổng nhà máy năm thứ n là:

$P_{gas}(n) = 9,048 \times (1 + CPI_n - 1)$, USD/triệu BTU. Trong đó: $CPI_n - 1$ là chỉ số hàng hóa của Mỹ ở năm n-1.

Như vậy, giá khí từ mỏ Cá Voi Xanh dự báo sẽ ở mức 11,25 USD/triệu BTU ở năm 2028 (dự kiến năm khí vào bờ), với tỷ lệ tăng giá theo CPI Mỹ là 2%/năm.

Phương pháp tính toán cước phí vận chuyển, nén khí và phân phối:

Chủ vận chuyển đường ống có thể là (i) PVGas hoặc (ii) các Công ty nước ngoài hợp tác với PVN, PVGas cùng đầu tư xây dựng đường ống theo hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC): đường ống NCS1, đường ống Lô B-Ô Môn.

Toàn bộ lượng khí khai thác từ mỏ sẽ được vận chuyển bằng đường ống từ ngoài biển về bờ và phân phối đến Hộ Tiêu thụ. Tùy thuộc vào khách hàng, Bên Bán khí sẽ xem xét đầu tư (i) hệ thống đường ống trên bờ đến các khách hàng hoặc (ii) hệ thống nén khí (CNG) và vận chuyển bằng xe bồn đến các khách hàng.

Đối với cước phí vận chuyển đường ống, phân phối khí cho Hộ tiêu thụ điện - đạ, Bên Bán khí sẽ tính toán cước phí vận chuyển, phân phối

Công thức: $T = T_0 \times (1 + I)^n + D_p$; I chỉ số trượt giá 2%/năm; D_p là phí phân phối

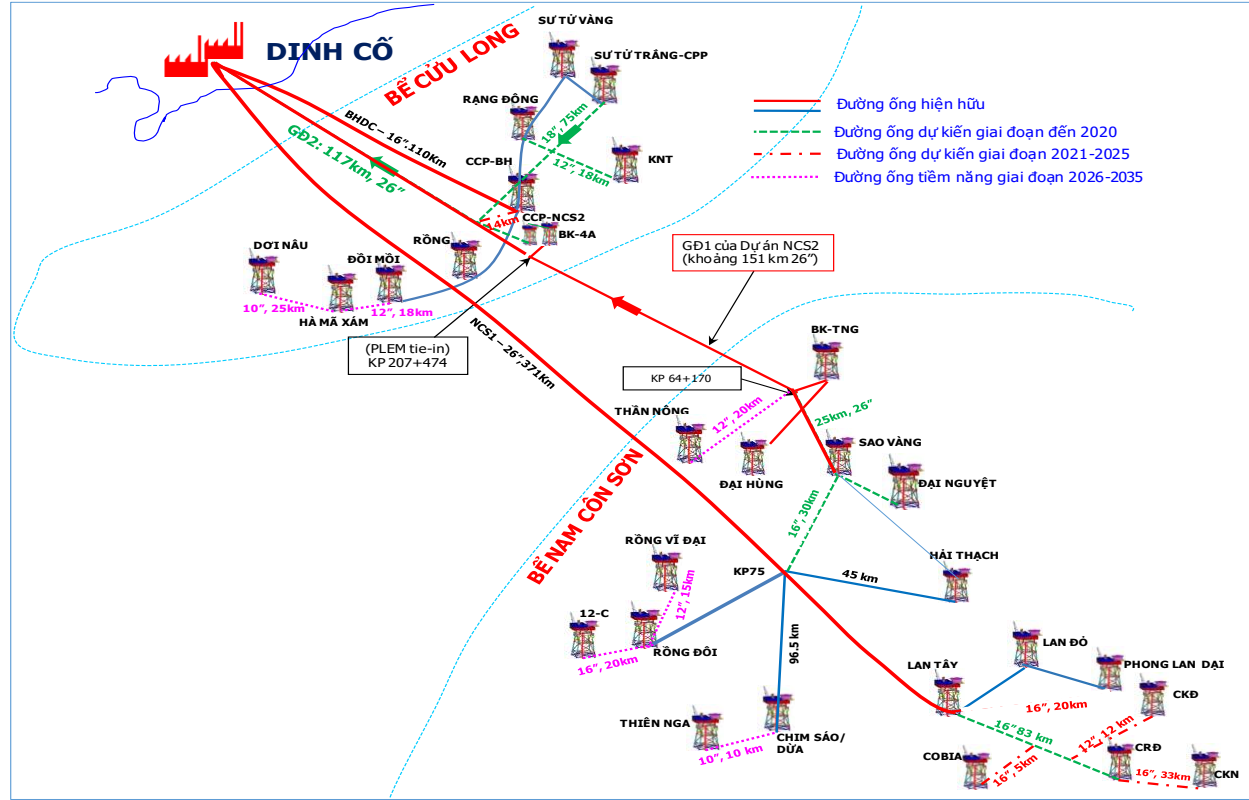
Trên nguyên tắc chi phí cộng tới tương tự như giá khí miệng giếng.

Toàn bộ cước phí vận chuyển, phân phối nói trên sẽ được cấp có thẩm quyền phê duyệt.

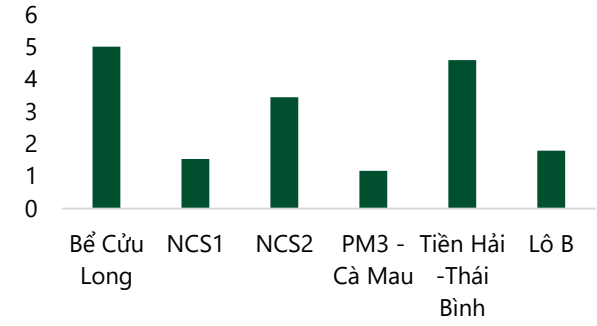
Đối với các Hộ công nghiệp, tùy thuộc khoảng cách vị trí của Khách hàng, Phí phân phối hoặc nén khí sẽ khác nhau theo (i) đường ống thấp áp hoặc (ii) nén khí (CNG) và vận chuyển bằng xe bồn.

Khí thiên nhiên thu gom từ các chủ mỏ được PVGas vận chuyển đến nhà máy xử lý chủ yếu bằng đường ống. GAS sở hữu 3 hệ thống đường ống lớn nối liền các mỏ trên 3 bể với các nhà máy xử lý Dinh Cố 1&2, nhà máy lọc dầu Dung Quất và Trung tâm phân phối Khí Cà Mau với tổng công suất 11 tỷ m³ khí/năm.

- Đường ống Cửu Long (bể Cửu Long) : cước phí vận chuyển được tính trong giá bán khí, chủ sở hữu PVGas.
- Đường ống Nam Côn Sơn 1&2 (bể Nam Côn Sơn) : PVGas sở hữu 51%, việc vận chuyển khí qua đường ống được quy định trong hợp đồng vận chuyển khí giữa chủ sở hữu đường ống với chủ mỏ (PVN, BP Exploration Ltd, ONGC và KNOG).
- Đường ống PM3-Cà Mau (bể Malay – Thổ Chu) : do PVGas sở hữu 100%, chi phí vận chuyển được tính trong giá bán khí.
- Đường ống thu gom khí từ mỏ Hàm Rồng – Thái Bình (bể Sông Hồng) về Trung tâm xử lý khí Tiền Hải thông qua kênh phân phối khí thấp áp/CNG.
- Đường ống Lô B (bể Mã Lai – Thổ Chu): PVGas sở hữu 51%, việc vận chuyển khí qua đường ống được quy định trong hợp đồng vận chuyển khí giữa PVN và các Chủ vận chuyển (PV GAS, PVN, MOECO, PTTEP).



Cước phí vận chuyển 2024

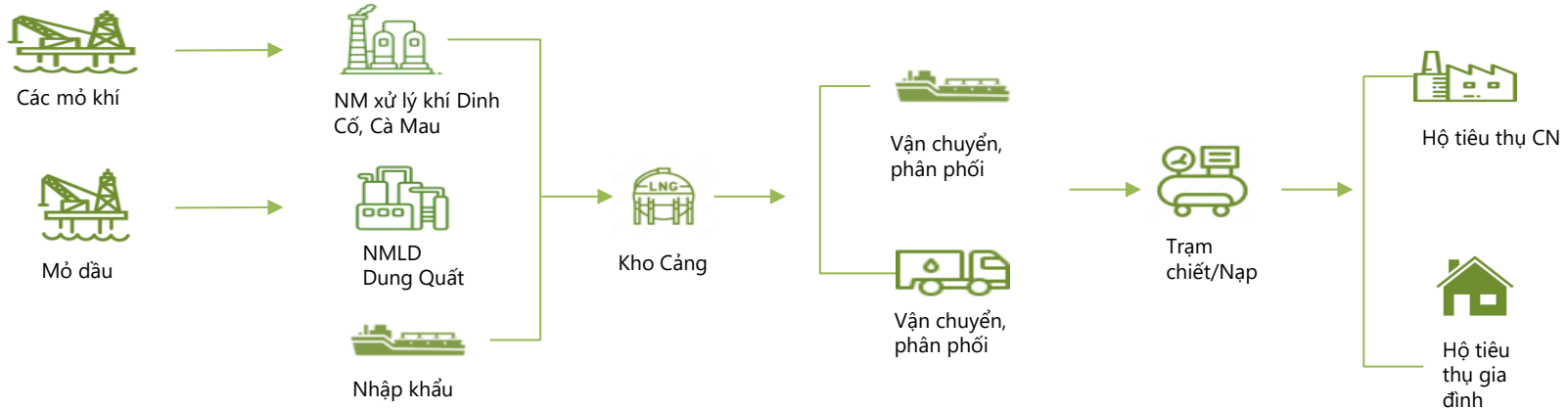


Khí	Định nghĩa	Thành phần	Nhiệt trị (Kcal/Sm ³ , Kg)	Áp suất	Tính chất	Ứng dụng	Vận chuyển
CNG	Là khí thiên nhiên được khai thác từ các mỏ khí tự nhiên hay là khí đồng hành, được nén với áp suất 200 - 250 bar.	Methane (CH ₄) > 88% Ethane (C ₂ H ₆) > 4,5% Propane (C ₃ H ₈) - 2% Khác < 5%	10.080	Áp suất trong bồn chứa: 250 bar. Áp suất trên đường ống sau van giảm áp cấp 2: 2 - 4 bar.	CNG không màu, không mùi, không độc hại, khi đốt giảm phát thải tới 80% khí độc, (giảm đến 90% khí CO; giảm từ 75% – 95% NO _x ; giảm từ 25% khí CO ₂), hầu như không phát sinh bụi, an toàn hơn trong trường hợp rò rỉ.	Vận tải, công nghiệp	Sau khi được nén vào các bồn chứa chuyên dụng và được vận chuyển bằng xe bồn đến trạm giảm áp khách hàng (PRU). Từ đầu ra của trạm giảm áp, khí được dẫn bằng đường ống tới hệ thống lò đốt của khách hàng
LNG	Là khí thiên nhiên được hóa lỏng nhờ làm lạnh sâu đến âm 162°C	Methane (CH ₄) -94,3% Ethane (C ₂ H ₆) - 4,2% Propane (C ₃ H ₈) - 1% Khác - 0,5%	12.500	Áp suất trong bồn chứa: 4 - 5 bar. Áp suất trên đường ống sau van giảm áp cấp 1: 1 - 2 bar.	LNG không màu, không mùi, không độc hại và không có tính chất ăn mòn, thải ra ít khí CO ₂ , NO _x và SO ₂ (giảm đến 25% khí CO ₂ ; giảm khoảng 90% khí NO _x và 98% SO ₂ , các loại bụi mịn), bay hơi nhanh hơn so với dầu và các loại nhiên liệu nặng truyền thống khi tiếp xúc với không khí nên an toàn hơn trong trường hợp rò rỉ.	Các nhà máy nhiệt điện quy mô lớn Công nghiệp	LNG được giảm thể tích xuống 600 lần so với khí thiên nhiên, giúp LNG sẽ được vận chuyển bằng tàu từ nơi khai thác đầu nguồn đến kho cảng tại đất. Sau đó được hệ thống các xe bồn vận chuyển đến nơi tiêu thụ. LNG sẽ được chuyển thành khí thiên nhiên thông qua hệ thống tái hóa khí và kết nối với lò đốt của khách hàng.
LPG	Khí dầu mỏ hóa lỏng (thường gọi là khí gas)	Propan (C ₃ H ₈) Butan (C ₄ H ₁₀) 3 tỷ lệ trộn chính là: 50:50, 40:60 và 30:70.	12.000	Áp suất trong bồn chứa: 5 - 11 bar. Áp suất trên đường ống sau van giảm áp cấp 1: 1.4 bar.	LPG không màu, có mùi (được thêm ethanethiol), khi đốt tạo ra ít lượng khí thải CO ₂ (ít hơn khoảng 20% – 50% so với các loại nhiên liệu nặng), tạo ra ít các hạt, bụi mịn.	Dân dụng (đun nấu), công nghiệp, vận tải	LPG dễ dàng hóa lỏng và được tồn chứa trong các bồn chứa áp suất lớn, có tính cơ động cao, dễ dàng được tồn chứa và vận chuyển đến người tiêu dùng ở nhiều nơi.

Quy trình sản xuất và phân phối LPG

Trong nước, LPG được sản xuất từ 3 nguồn. Đối với nguồn khí thiên nhiên trong nước, PV GAS đóng vai trò là nhà sản xuất, nhập khẩu và kinh doanh LPG thông qua hệ thống bán buôn đến các doanh nghiệp có hệ thống phân phối LPG. Bên cạnh đó, LPG còn được sản xuất từ dầu mỏ ở Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Phần LPG thiếu hụt còn lại được nhập khẩu từ nước ngoài chiếm hơn 50% sản lượng, chủ yếu từ các nước Trung Đông.

Mạng lưới kinh doanh LPG bán lẻ bao phủ rộng khắp trong cả nước do đơn vị thành viên của PV GAS là Công ty Cổ phần Kinh doanh LPG Việt Nam (PVG) và đơn vị do PV GAS góp vốn là Công ty Cổ phần Kinh doanh Khí miền Nam (PGS) phụ trách. Các đơn vị này phát triển mạng lưới phân phối bán lẻ thông qua các đại lý. LPG được bán lẻ dưới hình thức bình 12kg và 45kg cho các đối tượng khách hàng dân dụng và thương mại.

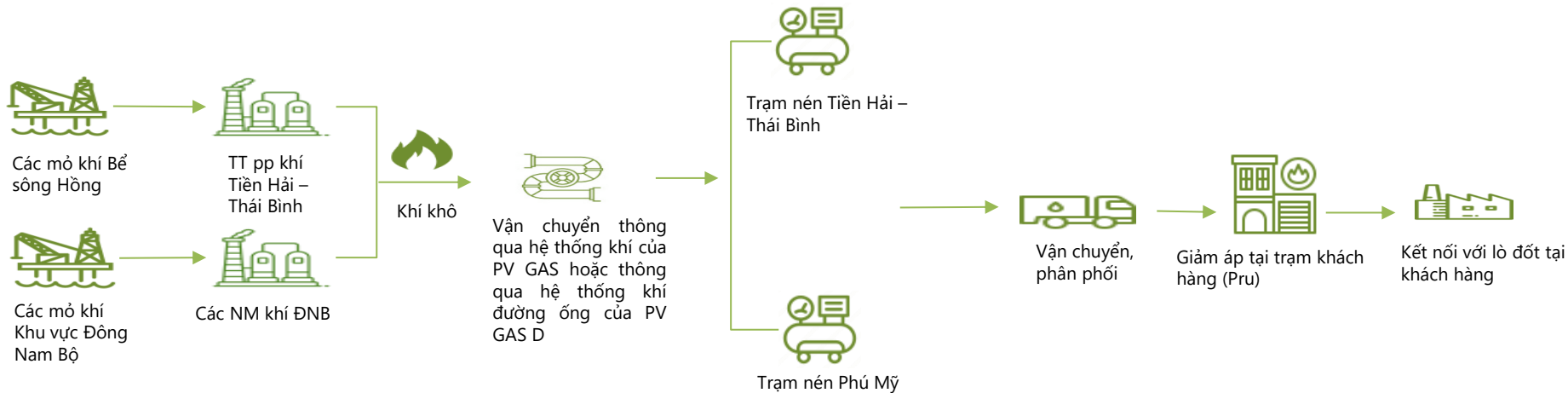


Khí thấp áp là khí khô được giảm áp về áp suất thấp (< 49 barg), được cung cấp/phân phối đến khách hàng tiêu thụ công nghiệp thông qua đường ống. Hiện nay, Công ty Cổ phần Phân phối Khí thấp áp Dầu khí Việt Nam (PGD) là đơn vị thành viên của PV GAS được giao quản lý, phân phối và kinh doanh khí thấp áp qua đường ống. PGD sở hữu hệ thống phân phối khí thấp áp đồng bộ và rộng khắp đến nhà máy của các khách hàng tại các khu công nghiệp (KCN) ở cả hai khu vực Bắc Bộ và Nam Bộ.

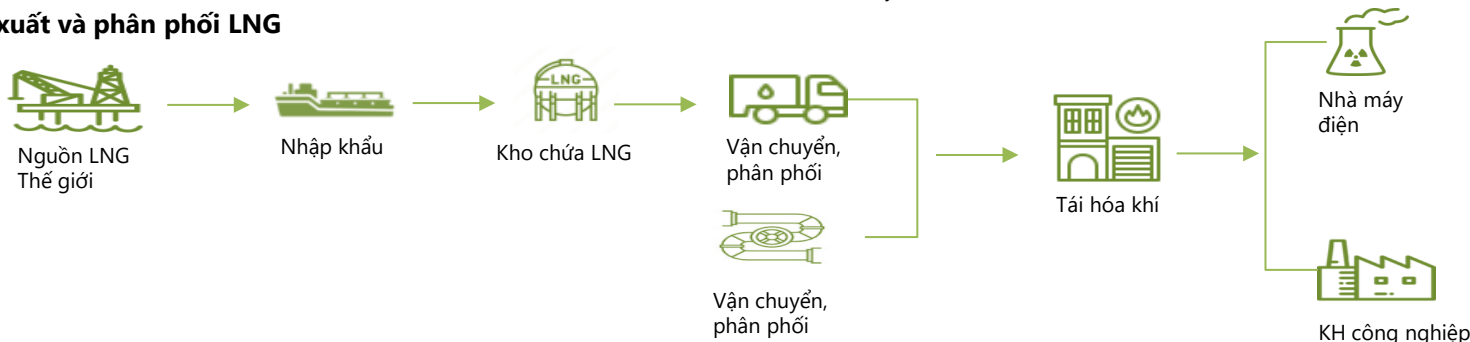
Condensate là sản phẩm thu được từ khí ẩm được khai thác từ các mỏ dầu khí thuộc bể Cửu Long, bể Nam Côn Sơn, bể Malay – Thổ Chu và bể Sông Hồng được sử dụng chủ yếu cho việc chế biến xăng thành phẩm, đóng góp một phần vào việc đảm bảo nguồn cung cấp xăng trong nước.

Quy trình sản xuất và phân phối CNG

Hiện nay có 2 đơn vị phụ trách việc kinh doanh, phân phối CNG là Công ty Cổ phần CNG Việt Nam (CNG) và Công ty Cổ phần Kinh doanh Khí miền Nam (PGS)



Quy trình sản xuất và phân phối LNG



Trong QHĐ8, có tổng cộng 13 dự án nhiệt điện khí LNG triển khai từ Bắc vào Nam. Với các dự án nhiệt điện khí bên cạnh việc xây dựng cơ sở hạ tầng, liên quan đến chuỗi giá trị điện khí thì nguyên tắc chuyển chi phí và cam kết bao tiêu trong hợp đồng mua bán điện quan trọng.

Các dự án nhiệt điện khí LNG trong QHĐ VIII

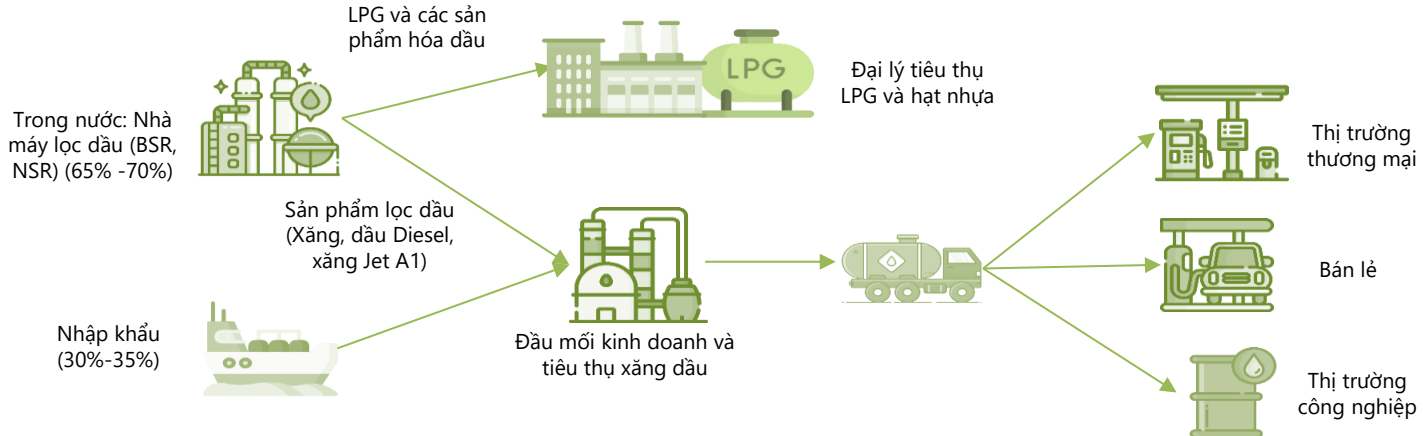
Dự án	Chủ đầu tư	Công suất (MW)	Tiến độ triển khai	Dự kiến đi vào vận hành
LNG Cà Ná 1		1.500	Đang lựa chọn chủ đầu tư	2029-2030
Sơn Mỹ II CCGT	BOT	2.250	Đang lập FS	2027-2029
Sơn Mỹ I CCGT	BOT	2.250	Đang lập FS	2027-2029
Nhơn Trạch 3-4	POW	1.624	Đang thi công	2024-2025
LNG Bạc Liêu	Delta Offshore Energy	3.200	Đang lập FS	2027-2029
LNG Hiệp Phước	Hai Linh	1.200	Đang thi công	2025
LNG Long An I	VinaCapital-GS Energy	1.500	Đang lập FS	2029-2030
LNG Quảng Ninh I	PV Power-Colavi-Tokyo Gas-Marubeni	1.500	Đang lập FS	2028-2029
LNG Hải Lăng	Hanwha-Kogas-Kospo-T&T	1.500	Đang lập FS	2028-2029
LNG Thái Bình		1.500	Đang lựa chọn chủ đầu tư	2029
LNG Nghi Sơn		1.500	Đang lựa chọn chủ đầu tư	2029-2030
LNG Quảng Trạch II		1.500		2029-2030
LNG Quỳnh Lập		1.500		2029-2030

Ở phân khúc hạ nguồn của chuỗi giá trị ngành dầu khí Việt Nam là hoạt động lọc dầu và tinh chế dầu thô từ các nhà cung cấp ở khâu thượng nguồn thành sản phẩm lọc hóa dầu (xăng, dầu diesel, xăng Jet A1, LPG) và các sản phẩm hóa dầu (hạt nhựa). Các sản phẩm lọc dầu sẽ được bán cho đầu mối kinh doanh xăng dầu trước khi đến tay người tiêu thụ cuối cùng như người tiêu dùng bán lẻ, thị trường công nghiệp và đại lý kinh doanh xăng dầu khác. Đại lý tiêu thụ LPG và các doanh nghiệp nhựa sẽ là khách hàng của các sản phẩm hóa dầu.

60%-70% sản lượng xăng dầu tiêu thụ trong nước được cung cấp bởi hai nhà máy lọc dầu (NMLD) Dung Quất của BSR và NMLD Nghi Sơn (NSR). Đây cũng là hai NMLD duy nhất đang được vận hành tại Việt Nam.

Nhà máy lọc dầu Nghi Sơn sử dụng 100% dầu thô nhập khẩu từ vùng vịnh, loại dầu khai thác trên sa mạc, đá phiến. Còn Nhà máy lọc dầu Dung Quất được thiết kế để tiêu thụ dầu thô khai thác từ mỏ Bạch Hổ. Hiện tại 65% dầu thô được lọc từ hai nhà máy đến từ nguồn cung trong nước: Mỏ Bạch Hổ, Mỏ Tê Sư tử Đen, Mỏ Tê Giác Trắng. 35% dầu thô còn lại nhập khẩu bao gồm các loại: Azeri, WTI Midland, Bony Light. Dầu thô được nhập vào nhà máy lọc dầu chế biến thông qua hệ thống phao rót SPM và được bơm vào tháp chưng cất khí quyển (CDU), pha trọng ..thành các thành phẩm lọc dầu. **Lợi nhuận đến từ chênh lệch giữa giá bán xăng và dầu thô. Doanh nghiệp tồn kho lượng dầu thô cao, khi giá dầu thô giảm sẽ dẫn đến giá bán giảm, trong khi chi phí sản xuất ở mức cao.**

Nguồn cung xăng dầu còn lại được các đầu mối kinh doanh xăng dầu như PLX, OIL, SG Petro,...nhập khẩu tại các nước trong khu vực Châu Á -TBD.



Chênh lệch giữa giá xăng dầu thành phẩm và dầu thô là crack spread là yếu tố quyết định lợi nhuận của BSR

Crack spread = Giá bán xăng dầu – Giá dầu thô (chiếm 90% chi phí lọc dầu)

Giá dầu thô = (FOB + Vận chuyển + Bảo hiểm) + Premium

FOB: trung bình 30 ngày giá dầu Brent

Premium: phần chênh lệch giữa hai bên mua bán, được thương lượng khi ký kết hợp đồng cung cấp dầu thô.

Dầu thô được khai thác và đóng gói theo thùng. 01 thùng dầu tương đương với 42 gallon (1 gallon = 3,785 lít)

Crack spread = (giá của 1 sản phẩm tinh chế xăng * 42 gallon) – giá dầu thô

Mặc dù 80% - 90% nguồn dầu thô đầu vào của BSR được ký kết theo hợp đồng dài hạn 6 -12 tháng với sản lượng được giao hàng đều đặn hàng tháng, phần sản lượng tăng thêm ngoài kế hoạch sẽ được BSR mua theo các hợp đồng giao ngay. Nhưng giá dầu thô đầu vào lại được tính theo giá trung bình 30 ngày dầu Brent, do đó giá dầu thô đầu vào sẽ biến động theo giá dầu Brent.

Công thức xác định giá bán xăng dầu của BSR cho các doanh nghiệp đầu mỗi kinh doanh xăng dầu

Giá bán xăng dầu = Giá MOPs + Premium

Trong đó: MOPs: Giá trung bình 10 ngày của các mặt hàng xăng dầu tại thị trường Singapore (Platts)

Premium: Phần dư trên giá MOPs do BSR và người mua thương lượng

Giá bán xăng dầu biến động tương quan với giá dầu thô do giá Platts biến động đồng pha với giá dầu thô. Tuy nhiên có thời điểm giá xăng dầu thành phẩm biến động so với giá dầu thì khi đó crack spread mở rộng hay thu hẹp sẽ tác động đến khả năng sinh lợi của ngành lọc dầu.

Tác động hàng tồn khi giá dầu biến động: Đặc thù của các doanh nghiệp đầu mỗi sản xuất xăng dầu như BSR phải trữ một lượng dầu thô sử dụng và không được sử dụng các công cụ phòng ngừa rủi ro giá dầu. Do đó khi giá dầu thô giảm, khiến giá bán xăng dầu đầu ra cùng giảm, BSR sẽ phải trích lập dự phòng hàng tồn kho. Và ngược lại, khi giá dầu thô tăng mạnh, giá xăng dầu tăng theo giúp BSR ghi nhận lợi nhuận cao hơn mức chênh lệch thực tế trên thị trường.

HẠ NGUỒN - CƠ CHẾ GIÁ BÁN XĂNG CỦA CÁC DOANH NGHIỆP ĐẦU MỐI KINH DOANH XĂNG DẦU

Cơ chế giá bán buôn (Khoản 27, Điều 1 Nghị định số 95/2021/NĐ-CP)

Thương nhân đầu mối và thương nhân phân phối xăng dầu được quyền quyết định giá bán buôn nhưng không được cao hơn giá bán lẻ xăng dầu cơ sở.

Cơ chế giá bán lẻ (Điều 38a Nghị định 80/2023/NĐ-CP)

Mức dự trữ xăng dầu bắt buộc tối thiểu bằng **20 ngày** cung ứng, tính theo sản lượng tiêu thụ nội địa bình quân một (01) ngày của năm trước liền kề.

Giá bán lẻ xăng dầu được điều chỉnh định kỳ **7 ngày** (Thứ 5 hàng tuần)

Giá xăng dầu cơ sở = giá xăng dầu từ nguồn nhập khẩu (x) tỷ trọng sản lượng xăng dầu từ nguồn nhập khẩu + giá xăng dầu từ nguồn sản xuất trong nước (x) tỷ trọng sản lượng xăng dầu sản xuất trong nước.

Trong đó:

Giá xăng dầu từ nguồn nhập khẩu = giá xăng xầu thế giới + **chi phí đưa xăng dầu từ nước ngoài về cảng Việt Nam (gồm +/- premium)** + chi phí KD định mức + mức trích lập Quỹ bình ổn giá + lợi nhuận định mức + chi phí thuế + phí và các khoản trích nộp khác

Giá xăng dầu từ nguồn sản xuất trong nước = giá xăng xầu thế giới +/- **premium** + **chi phí đưa xăng dầu từ nhà máy lọc dầu trong nước về đến cảng** + chi phí KD định mức + mức trích lập Quỹ bình ổn giá + lợi nhuận định mức + chi phí thuế + phí và các khoản trích nộp khác.

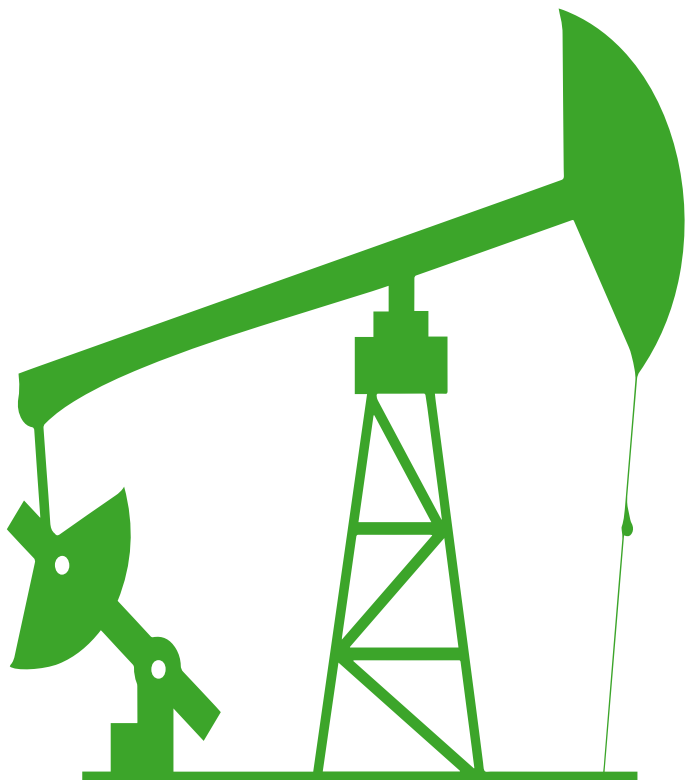
Đồng/lít	Xăng	Dầu Diesel	Dầu hỏa	Mazut
Thuế nhập khẩu	5,62%	0,58%	0,08%	1,38%
Thuế TTĐB	Xăng 10%	N/A	N/A	N/A
	Xăng E5 (8%)			
	Xăng E10 (7%)			
CPKD định mức	1.140 (+5,6% yoy)	1.170 (+13,6% yoy)	1.180 (+24,2% yoy)	430 (+19,4% yoy).
LN định mức	300	300	300	300
Thuế BVMT	2.000	1.000	600	1.000
Thuế GTGT	10%	10%	10%	10%

- ❖ **Premium và chi phí đưa xăng dầu từ các nhà máy lọc dầu về đến cảng** do Bộ Tài chính rà soát, xem xét điều chỉnh định kỳ 3 tháng và được xác định theo phương pháp bình quân gia quyền theo sản lượng. Do đó những biến động thực tế về premium và chi phí vận chuyển có thể được phản ánh kịp thời trong giá cơ sở xăng dầu. Những doanh nghiệp có thị phần lớn và hệ thống vận chuyển và kho xăng phủ rộng khắp sẽ có lợi thế trong việc thương lượng mức premium với đầu mỗi sản xuất xăng dầu.
- ❖ **Hệ thống mạng lưới phân phối DODO, COCO: Biên lợi nhuận gộp sẽ phụ thuộc vào tỷ trọng khối lượng xăng dầu bán lẻ và bán buôn của doanh nghiệp.** Nếu các chi phí vận chuyển và premium phản ánh đúng với tình hình thực tế thì lợi nhuận gộp của các đầu mỗi kinh doanh xăng dầu chính là phần chi phí kinh doanh định mức và lợi nhuận định mức nhận được trên mỗi lít xăng dầu. Với hình thức bán lẻ COCO, các doanh nghiệp đầu mỗi kinh doanh xăng dầu sẽ nhận được toàn bộ chi phí kinh doanh định mức và lợi nhuận định mức. Nhưng đối với hình thức bán buôn DODO, các doanh nghiệp đầu mỗi kinh doanh xăng dầu phải chia một khoảng chiết khấu từ chi phí kinh doanh định mức và lợi nhuận định mức này cho cửa hàng DODO.
- ❖ **Quản lý hàng tồn kho:** Đặc thù hoạt động kinh doanh phải bảo đảm ổn định mức dự trữ xăng dầu bắt buộc tối thiểu bằng hai mươi (20) ngày cung ứng. Và giá bán lẻ xăng dầu trong nước được điều chỉnh 7 ngày 1 lần. Do đó việc duy trì tồn kho sẽ gây áp lực gia tăng trích lập dự phòng cho các doanh nghiệp đầu mỗi kinh doanh xăng dầu trong bối cảnh giá dầu biến động giảm.
- ❖ **Chính sách thuế:** Các sản phẩm xăng dầu được mua từ BSR hiện tại không phải chịu bất kì loại thuế nào trong khi các sản phẩm xăng dầu được mua từ NSR phải chịu thuế khoảng 13% (thông qua cơ chế thu điều tiết). Xăng dầu nhập khẩu từ Hàn quốc thông qua hiệp định VKFTA kể từ năm 2024 cũng đã không còn chịu thuế nhập khẩu. Vì vậy cơ cấu nguồn cung đầu vào cũng tác động đến biên lợi nhuận gộp đầu mỗi kinh doanh xăng dầu.

	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023	2024
Bình Sơn					
Xăng	0%	0%	0%	0%	0%
Dầu Diesel	0%	0%	0%	0%	0%
Nghi Sơn					
Xăng	13%	13%	13%	13%	13%
Dầu Diesel	0%	0%	0%	0%	0%
Thuế nhập khẩu ưu đãi đặc biệt FTA					
Xăng	10%	10%	8%	5%	0%
Dầu Diesel	5%	0%	0%	0%	0%
Thuế nhập khẩu ưu đãi (MFN)					
Xăng	20%	20%	20%	20%	20%
Dầu Diesel	7%	7%	7%	7%	7%

MỤC LỤC

NGÀNH DẦU KHÍ CHUYỂN MÌNH - TÁI KHỞI ĐỘNG CÁC DỰ ÁN DẦU KHÍ NỘI ĐỊA



01 TỔNG QUAN NGÀNH

02 **DIỄN BIẾN NGÀNH**

Nhu cầu tiêu thụ xăng, dầu, khí tiếp tục tăng trưởng

03 TRIỂN VỌNG NGÀNH

Tái khởi động các dự án dầu khí nội địa – Chuyển dịch năng lượng xanh

04 **DOANH NGHIỆP NỔI BẬT**

BSR – MUA – 25.000 (+16%)

PVS – MUA – 47.100 (+42%)

PVB – MUA – 32.912 (+18,4%)

PLX – MUA – 50.310 (+33%)

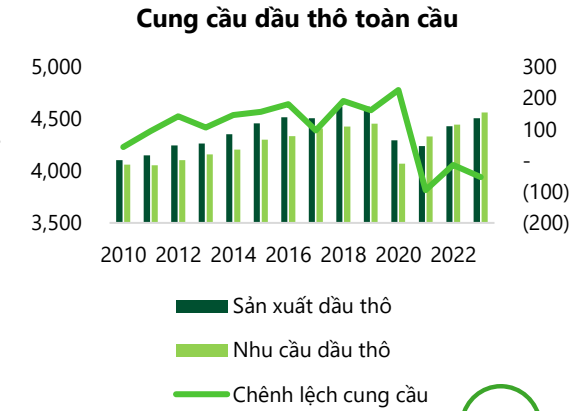
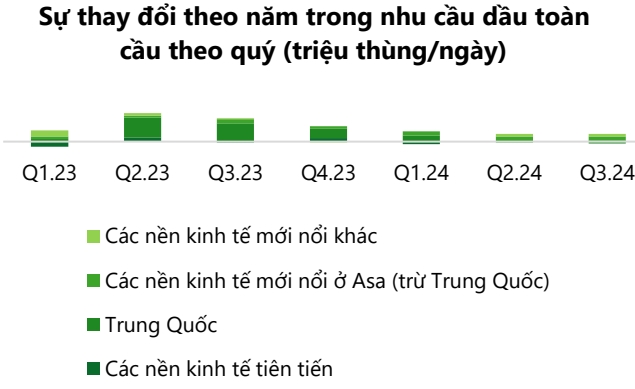
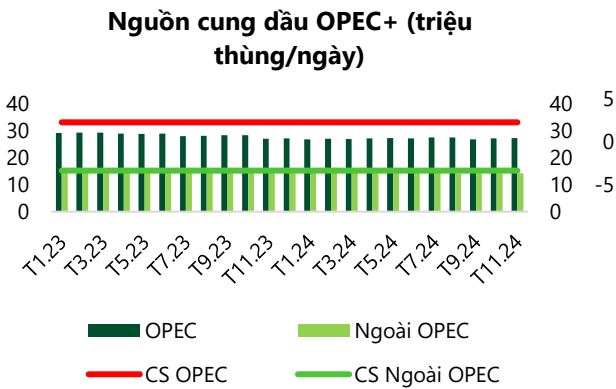
PVD – MUA – 29.039 (+23%)

GAS – MUA – 79.800 (+16,7%)

Tăng trưởng nhu cầu dầu thế giới đang chậm lại khi chỉ còn 900 kb/d vào năm 2024 và gần 1 mb/d vào năm 2025, đánh dấu sự chậm lại mạnh mẽ so với mức khoảng 2 mb/d được thấy trong giai đoạn hậu đại dịch 2022-2023. Sự sụt giảm nhu cầu ở Trung Quốc là nguyên nhân chính cho sự giảm tốc tăng trưởng này, chiếm khoảng 20% mức tăng toàn cầu trong cả năm nay và năm sau, so với gần 70% vào năm 2023.

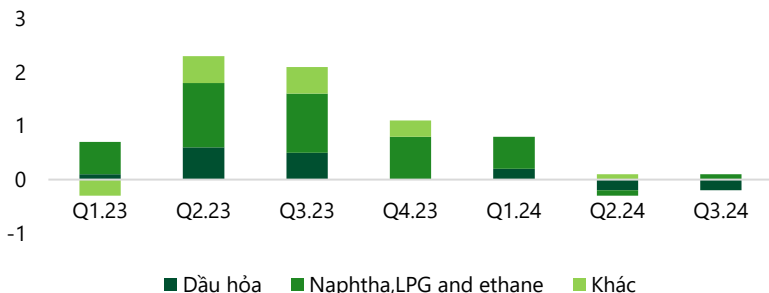
Nguồn cung dầu toàn cầu giảm 640 kb/d vào tháng 9 xuống còn 102,8 mb/d do tình hình chính trị bất ổn ở Libya làm gián đoạn sản xuất và xuất khẩu dầu của nước này cùng với hoạt động bảo dưỡng mỏ ở Kazakhstan và Na Uy đã làm giảm sản lượng dầu toàn cầu. Tăng trưởng nguồn cung ngoài OPEC+ khoảng 1,5 mb/d trong năm nay và năm sau. Dẫn đầu mức tăng trưởng là Mỹ khi chiếm 80% mức tăng. Lượng dầu tồn kho toàn cầu được quan sát đã giảm 22,3 mb vào tháng 8. Dự liệu sơ bộ cho thấy lượng dầu tồn kho đã giảm thêm vào tháng 9. Hoạt động lọc dầu tương đối mạnh mẽ và việc cắt giảm nguồn cung của OPEC+ đã hỗ trợ lượng dầu thô giảm 135 mb kể từ tháng 5, trong khi lượng sản phẩm tồn kho tăng 35 mb trong cùng kỳ.

Theo báo cáo Triển vọng Năng lượng Ngắn hạn (STEO) tháng 12, Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), cho biết các quốc gia không tham gia thỏa thuận OPEC+ đang thúc đẩy sự gia tăng sản dầu toàn cầu trong năm nay, ước tính sản lượng dầu toàn cầu đã tăng 0,6 triệu thùng/ngày vào năm 2024. Sản lượng bên ngoài OPEC+ tăng 1,9 triệu thùng/ngày trong năm nay, dẫn đầu là sự tăng trưởng ở Hoa Kỳ, Canada và Guyana, nhưng sự tăng trưởng đó đã bị bù đắp một phần bởi mức giảm sản lượng 1,3 triệu thùng/ngày từ các nước tham gia OPEC+.

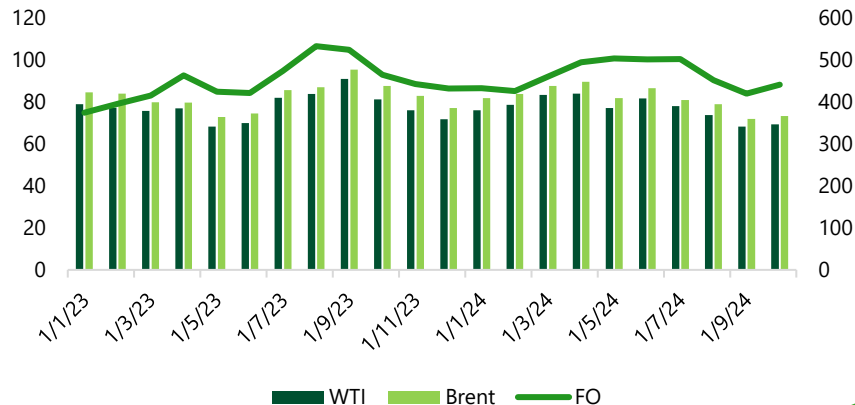


- Kết thúc Q3.2024, giá dầu Brent đạt mức trung bình 80 USD/thùng, giảm 8,4% so với cùng kỳ là 86 USD/thùng và giảm 7,6% so với Q2.2024 là 85 USD/thùng. Những lo ngại về tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu thấp hơn mức giảm trong kho dự trữ dầu và quyết định trì hoãn tăng sản lượng của các thành viên OPEC+ đến cuối năm 2024 và nhập khẩu dầu thô của Trung Quốc - nước nhập khẩu dầu thô lớn nhất thế giới, chiếm phần lớn mức giảm trong năm 2024, trong 9 tháng đầu năm nay giảm gần 3% so với cùng kỳ năm ngoái xuống 10,99 triệu tấn. Tất cả những điều này đã làm giá dầu giảm.
- Tuy nhiên, sau các hành động quân sự gần đây liên quan đến Israel, Lebanon và Iran, giá dầu Brent đã tăng trở lại vào đầu tháng 10, tăng 11% so với một tuần trước đó. Căng thẳng leo thang giữa Israel và Iran đang làm gia tăng lo ngại về một cuộc xung đột rộng lớn hơn ở Trung Đông và sự gián đoạn đối với hoạt động xuất khẩu của Iran. Khả năng leo thang hơn nữa của cuộc chiến ở Trung Đông đã gây ra sự bất ổn và biến động đáng kể vào thị trường dầu mỏ trong giai đoạn hiện tại.

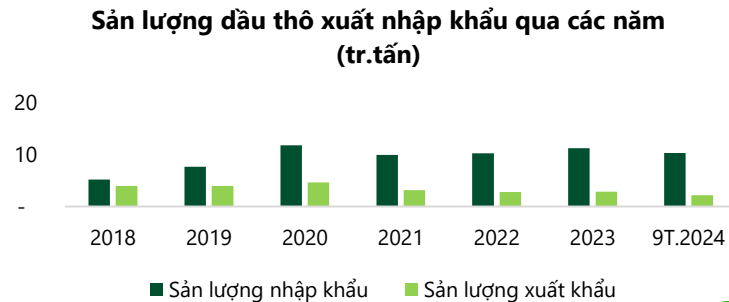
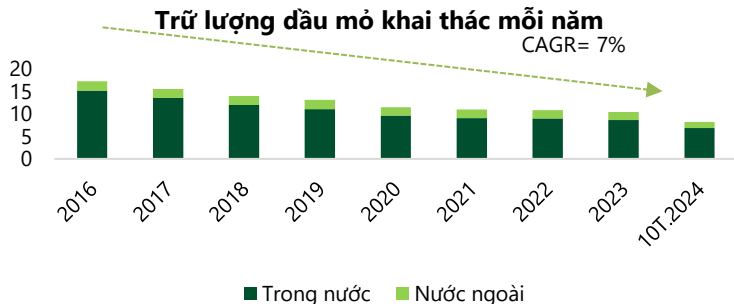
Tăng trưởng nhu cầu dầu hàng năm tại Trung Quốc theo sản phẩm (triệu thùng/ngày)



Diễn biến giá dầu Thế giới

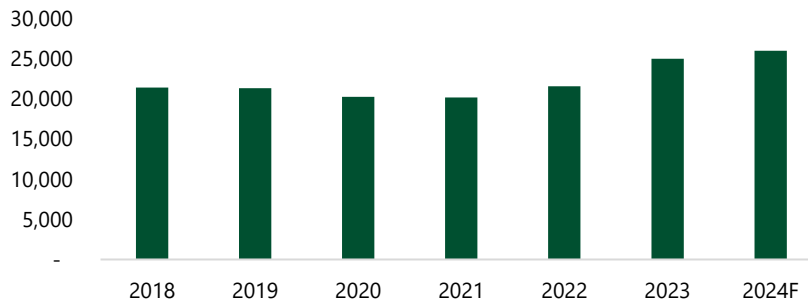


- Trong 10 tháng đầu năm, sản lượng khai thác dầu của PVN đạt 8,25 triệu tấn**, vượt 0,6% kế hoạch năm, về đích trước 2 tháng. Tuy nhiên, trong 9 tháng năm 2024, Việt Nam vẫn phải xuất đi gần 2 triệu tấn nhưng lại nhập về gần 10 triệu tấn dầu thô để lọc. Dầu thô có nhiều chủng loại, nhưng mỗi nhà máy lọc dầu được thiết kế công nghệ sử dụng phù hợp với một vài loại dầu thô nhất định để tối ưu hóa kỹ thuật, kinh tế và hiệu quả hoạt động của các nhà máy lọc dầu. Chẳng hạn, Nhà máy lọc dầu Nghi Sơn sử dụng 100% dầu thô nhập khẩu từ vùng vịnh, loại dầu khai thác trên sa mạc, đá phiến. Còn Nhà máy lọc dầu Dung Quất được thiết kế để tiêu thụ dầu thô khai thác từ mỏ Bạch Hổ, sản lượng dầu thô khai thác từ mỏ Bạch Hổ ngày càng ít và một số mỏ có dầu thô khác với công nghệ được thiết kế cho lọc dầu Dung Quất.
- Sản lượng khai thác dầu thô trong nước liên tục giảm với tốc độ 7% mỗi năm.** Phần giảm chủ yếu do khai thác trong nước giảm mạnh. Khai thác dầu thô ngày càng khó khăn hơn trước do việc gia tăng trữ lượng (hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại các bể/mỏ mới để bù vào sản lượng khai thác hàng năm) giảm đáng kể.
- Trong năm 2024,** Tập đoàn dầu khí Việt Nam (PVN) đã công bố 2 phát hiện dầu khí mới tại giếng R79, mỏ Rồng thuộc Lô 09-1 và giếng BA-1X, mỏ Bunga Aster, Lô PM3 CAA, với trữ lượng ước tính tăng thêm tại chỗ đạt lần lượt 16,5 triệu thùng và 20,2 triệu thùng. Tại các mỏ dầu khí chủ lực (Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng...), việc khai thác đang ở giai đoạn sản lượng giảm hoặc độ ngập nước cao, tiềm ẩn rủi ro. Còn các mỏ mới tìm kiếm được gần đây quy mô nhỏ, nằm ở các khu vực địa chất, địa lý phức tạp, vùng nước sâu khó tiếp cận và cần đầu tư lớn, rủi ro cao.



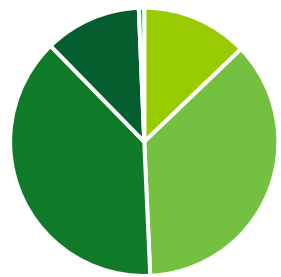
- Dầu thô:** Sản lượng dầu thô nhập về và 2/3 sản lượng khai thác trong nước chủ yếu cung ứng cho hai nhà máy lọc dầu là Nghi Sơn và Dung Quất, trong đó nhà máy Nghi Sơn sử dụng 100% dầu thô nhập khẩu, phần còn lại được xuất bán. Sản lượng dầu thô Việt Nam tiếp tục đà sụt giảm ở nhiều mỏ; Doanh thu từ chi phí làm Đại lý Bán dầu phụ thuộc vào sản lượng khai thác, trong khi một số mỏ có sản lượng nửa sau năm 2024 có chiều hướng giảm so với nửa đầu năm.
- Xăng dầu:** Tổng nhu cầu xăng dầu của thị trường Việt Nam trong năm 2024 theo ước tính của Bộ Công Thương khoảng 26-27 triệu m³/tấn. Nguồn cung cho thị trường từ hai nguồn chính là: nguồn sản xuất trong nước và nguồn nhập khẩu. Trong những năm gần đây, nhu cầu xăng dầu trong nước ngày càng tăng nhưng năng lực cung cấp từ 02 NMLD trong nước không tăng thêm. Dẫn đến, tỷ trọng hàng nhập khẩu cho thị trường Việt Nam ngày càng tăng và sẽ tiếp tục tăng trong thời gian tới. **Thị trường xăng dầu tiếp tục cạnh tranh khốc liệt:** Số lượng đầu mối kinh doanh xăng dầu hiện nay khoảng 36 đầu mối, trong đó có 03 đầu mối chỉ kinh doanh nhiên liệu bay (Jet A1); còn lại 33 đầu mối kinh doanh xăng dầu. Về thị phần, 2 đầu mối lớn là Petrolimex và PVOIL đã chiếm khoảng 70%, các đầu mối còn lại chiếm 30%.

Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu



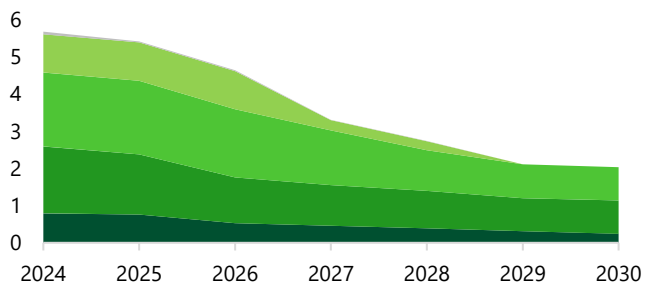
- Tính đến thời điểm hiện tại, 39 mỏ, cụm mỏ dầu khí ở các bể trầm tích Cửu Long, Nam Côn Sơn, Mã Lai - Thổ Chu và Sông Hồng (trong tổng số hơn 100 phát hiện) đã được đưa vào khai thác. Cùng đó là 5 mỏ, cụm mỏ khí lớn nhất Việt Nam đang được phát triển như: Cá Voi Xanh (Lô 118), cụm mỏ khí Kim Long - Ác Quỷ - Cá Voi (Lô B, 48/95 và 52/97).
- Sản lượng khai thác dầu khí ở trong nước của PVN từ 2016 đến nay có xu hướng suy giảm nhanh, việc tìm kiếm, phát triển nguồn khí mới bổ sung gặp nhiều khó khăn do có nhiều vướng mắc về thủ tục đầu tư nên số lượng mỏ mới đưa vào khai thác ít (chỉ 1-2 mỏ/năm) song hầu hết mỏ nhỏ. Nguồn khí có giá cao trong nước và LNG nhập khẩu ngày càng tăng dần tỷ trọng trong cơ cấu sản lượng khí tiêu thụ. Trong các năm trước đây, việc cung ứng khí thiên nhiên cho phát điện được đảm bảo. Tuy nhiên, 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.

Trữ lượng khí còn lại



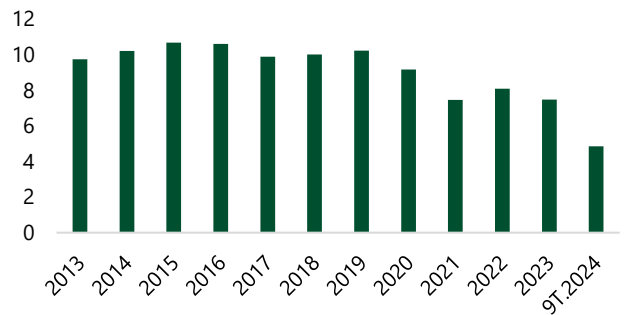
■ Bể Cửu Long
 ■ Bể NCS 1
 ■ Bể NCS 2
■ Bể Malay Thổ Chu
 ■ Bể Sông Hồng

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



■ Bể Cửu Long
 ■ NCS 1
 ■ NCS 2
 ■ Malay Thổ Chu
 ■ Sông Hồng

Khai thác khí (tỷ m3)

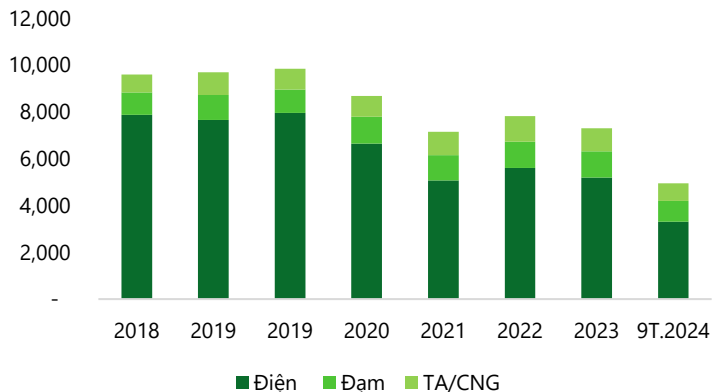


■ Khai thác khí (tỷ m3)

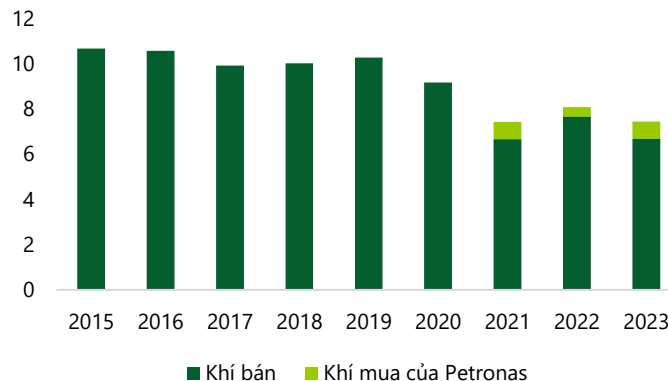
Từ khi có dòng khí đầu tiên đưa về bờ (tháng 4/1995) đến nay, ngành công nghiệp khí đã cung cấp trên 176 tỷ m³ khí khô, 27 triệu tấn LPG, 2,2 triệu tấn xăng nhẹ cho thị trường trong nước. Với sứ mệnh góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh lương thực quốc gia, ngành công nghiệp khí đang cung cấp nguồn nguyên, nhiên liệu ổn định để sản xuất gần 10% sản lượng điện toàn quốc, 70% nhu cầu phân đạm của cả nước, cung cấp các sản phẩm khí đa dạng gồm khí đường ống, LPG, CNG, LNG làm nhiên liệu cho nhiều ngành công nghiệp, khu công nghiệp trên toàn quốc.

Các mỏ khí hiện tại (chủ yếu nằm ở khu vực Đông Nam bộ) đang bước vào giai đoạn suy giảm, dẫn đến nguồn cung khí đốt nội địa giảm 25% trong 5 năm qua. Tuy nhiên, với những dự án phát triển gần đây - như Quyết định đầu tư (FID) Lô B ở lưu vực Malay - dự kiến sẽ tăng thêm 0,4 tỷ feet khối (tương đương 11,3 triệu mét khối) sản lượng khí đốt mỗi ngày (bcfd) vào năm 2030.

Nhu cầu tiêu thụ trong các lĩnh vực



Sản lượng khí tiêu thụ 2015-2023 (tỷ m³)



Nguồn cung khí phục vụ nhu cầu trong nước ngày càng suy giảm: Nhu cầu khí trong nước sẽ ngày càng tăng trong các lĩnh vực: sản xuất điện, hóa chất, công nghiệp, giao thông vận tải, đô thị... Tổng nhu cầu khí dự kiến theo quy hoạch ngành khí (nhu cầu cơ sở) lên tới khoảng 13 tỷ m³ vào năm 2020, hơn 22 tỷ m³ vào năm 2025 và trên 34 tỷ m³ vào năm 2030. Trong khi sản lượng khai thác khí trong nước đang ngày càng giảm dần. Các mỏ khí chủ lực hiện nay đã và đang trong giai đoạn suy giảm sau quá trình dài khai thác. Do đó việc phát triển các dự án khí nội địa là cần thiết, sẽ đem lại hiệu quả và lợi ích tổng thể rất lớn cho nhà nước.

PVN phấn đấu đưa vào khai thác 6 - 10 dự án dầu mới từ nay đến năm 2025, bao gồm RC-8 mỏ Rồng, giàn BK-22, giàn BK-4A mỏ Bạch Hổ và một số cấu tạo thuộc Lô 09.1, mỏ Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam, Lô 05.1a, giàn Lạc Đà Vàng-A và 2 dự án khí là mỏ Thiên Nga - Hải Âu, Nam Du - U Minh. Nhưng đây là các dự án có trữ lượng thu hồi có quy mô không lớn, khó đảm bảo bù đắp được sự suy giảm dầu khí ở các mỏ dầu khí hiện hữu.

Bên cạnh đó, PVN sẽ lập kế hoạch phát triển, đưa vào khai thác các mỏ nhỏ, cận biên như các mỏ khí: Hoa Mai, Báo Vàng, Cụm mỏ Khánh Mỹ - Đầm Dơi - Phú Tân, cùng các mỏ dầu: Hàm Rồng, Cá Chúa - Gấu Chó, Kinh Ngư Vàng và các cấu tạo triển vọng Lô 09.1 v.v... Tuy nhiên, việc có thể đưa các mỏ này vào khai thác phụ thuộc rất nhiều vào cơ chế, chính sách phù hợp để các nhà đầu tư có thể triển khai, đảm bảo lợi nhuận.

Các dự án trong nước đạt nhiều bước tiến đáng kể

- Dự án Lạc Đà Vàng đã có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) với quy mô đầu tư khoảng 693 triệu USD, thời gian bắt đầu chiến dịch khoan dự kiến vào năm 2025 – 2026. Bên cạnh đó Murphy Oil còn đầu tư thêm 120 triệu USD cho các chiến dịch khoan thăm dò tại hai mỏ Lạc Đà Hồng và Hải Sư Vàng.
- Dự án Lô B – Ô Môn đã có nhiều tín hiệu tích cực và ngày 18/9/2024 chính thức khởi công chế tạo.

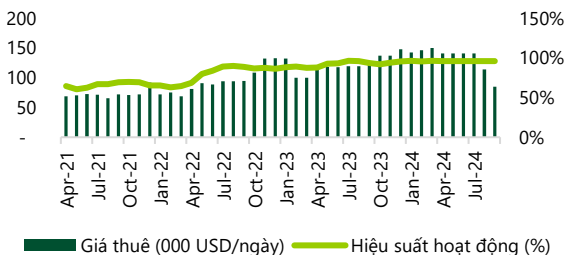
- **Lô B Ô Môn có các bước tiến đáng kể**

22/2/23	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Marubeni đã ký thỏa thuận khung hợp đồng mua bán khí cho Nhà máy điện Ô Môn II.
7/2023	PVN tiếp nhận Ô Môn III IV từ EVN
30/10/23	PVN và các đối tác đã ký kết các Thỏa thuận Khung, các Biên bản Thỏa thuận và trao thầu gói thầu số 1 EPC thượng nguồn.
28/2/24	PVN và Liên danh giữa Marubeni Corporation và Tổng Công ty CP Thương Mại Xây dựng đã ký thỏa thuận khung Hợp đồng bán khí (GSA) cho dự án nhà máy nhiệt điện Ô Môn II
28/3/24	Công ty TNHH Thăm dò và Khai thác Dầu khí Mitsui (MOECO) đã công bố quyết định đầu tư cuối cùng sau khi PVN và các bên đã thống nhất ký kết các thỏa thuận cho chuỗi dự án gồm Hợp đồng mua bán khí (GSPA), Hợp đồng vận chuyển khí (GTA), Hợp đồng đấu nối, vận hành và dịch vụ (TOSA), Hợp đồng bán khí lô B (GSA) với Ô Môn I.
02/4/24	Chính phủ đã phê duyệt Kế hoạch thực hiện Quy hoạch Điện VIII, đặt mục tiêu ngày vận hành thương mại (COD) của các nhà máy điện Ô Môn II, III & IV sẽ lần lượt vào các năm 2027/2030/2028
3/9/24	Công ty Điều hành Dầu khí Phú Quốc đã chính thức trao hợp đồng EPCI 1 cho các nhà thầu McDermott của Mỹ và Tổng CTCP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí
13/9/24	Lô B chính thức khởi công chế tạo
11/24	Tiếp tục khởi công phần Topside Giàn công nghệ trung tâm (CPP)

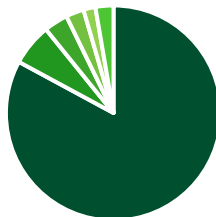
Giá và hiệu suất cho thuê giàn khoan tự nâng tại khu vực Đông Nam Á vẫn đang giữ mức cao, dù trong tháng 8 tháng 9 giá thuê giàn chỉ còn 85 nghìn USD/ngày. Nguyên nhân chủ yếu khiến cho giá thuê ngày trung bình trong khu vực giảm do (1) Saudi Aramco tạm thời đình chỉ các hợp đồng giàn khoan tự nâng của công ty này, nhằm đẩy thêm giàn khoan vào thị trường Đông Nam Á và buộc các đơn vị cho thuê phải đàm phán mức giá thuê thấp hơn, và (2) COSLSeeker đã ký hợp đồng 5 năm với PTTEP Thái Lan với mức giá thuê ngày thấp hơn đáng kể. Tuy nhiên, hiệu suất sử dụng suất sử dụng giàn vẫn duy trì trên 96% (+3,3 điểm % yoy), phản ánh nhu cầu trên thị trường là khá lớn trong bối cảnh nguồn cung hạn chế. Riglogix dự báo trong 4 năm tới cần khoảng 45 - 50 giàn khoan mỗi năm. Tuy nhiên, nguồn cung giàn khoan tự nâng chỉ đáp ứng được khoảng 70% - 80%. Điển hình như Malaysia, Indonesia có nhu cầu giàn khoan rất lớn từ nay đến năm 2030 (trên 14 giàn khoan mỗi năm) để đáp ứng nhu cầu khoan từ 160 giếng/năm đến trên 175 giếng/năm.

9 JU vẫn đang chờ việc của Đông Nam Á	Đơn vị quản lý	Quốc Gia	Tình Trạng giàn	Tuổi đời hoạt động
West Prospero	Seadrill	Malaysia	Đã xếp lạnh	2007
COSLSeeker	COSL	Singapore	Sân	2008
TS Jasper (B370)	Rigco Holding Pte Ltd	Singapore	Chờ	2025
Gunnlod	Borr Drilling	Malaysia	Đã xếp ấm	2018
Var	Borr Drilling	Singapore	Đang đóng mới	2024
Vali	Borr Drilling	Singapore	Vào cảng	2024
Ks Java Star	KS Drilling	Indonesia	Đã xếp lạnh	1981
Baltic	Shelf Drilling	Malaysia	Đang trên đường	1983
Severnaina Avrora	Arktikmor	Vietnam	Sân	2014

Giá thuê và hiệu suất cho thuê giàn khoan tự nâng khu vực ĐNA

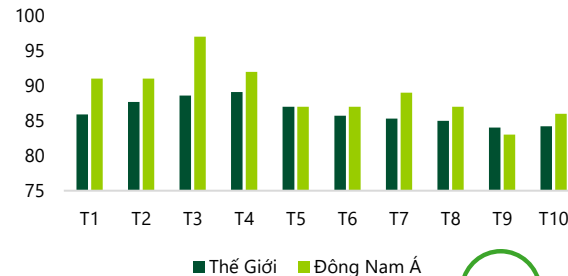


Tình trạng giàn khoan Jackup Đông Nam Á



■ Khoan ■ Sân bãi ■ Xếp lạnh ■ Tại cảng ■ Trên đường đi ■ Khác

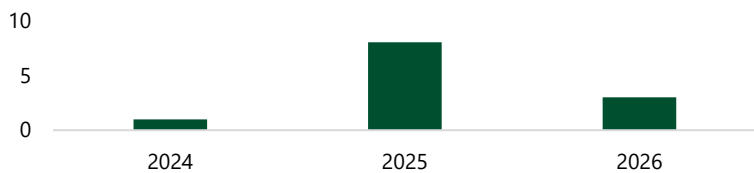
Hiệu suất Giàn JU 2024



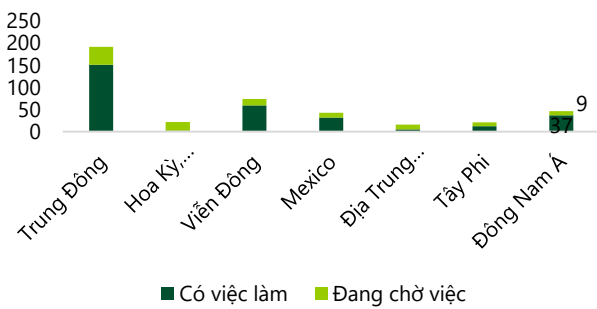
■ Thế Giới ■ Đông Nam Á

- Nguồn cung giàn thặng dư trên thị trường tuy đã bớt thắt chặt trong một vài thời điểm như giai đoạn trước khiến giá thuê giàn giảm trong Quý 3.** Tuy nhiên, về dài hạn nhu cầu giàn vẫn cao trong khi nguồn cung giàn khoan hạn chế với chỉ 12 giàn khoan tự nâng mới (2,8% tổng số giàn khoan trên thị trường toàn cầu) trong giai đoạn 2024-2026, và chỉ có 2 giàn khoan được đặt tại khu vực Đông Nam Á.
- West Global Energy dự báo trong 5 năm tới, giá cho thuê giàn khoan tự nâng sẽ xoay quanh mức 110.000 USD - 140.000 USD/ngày,** phụ thuộc vào đặc tính kỹ thuật, tuổi giàn, thời hạn hợp đồng, khu vực khoan...

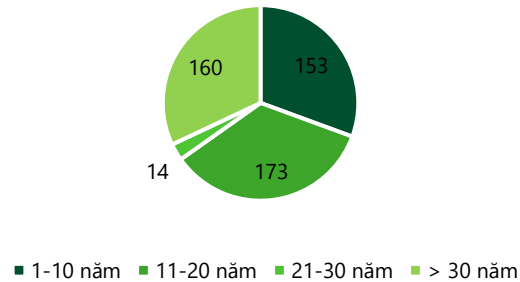
Số lượng giàn khoan đóng mới



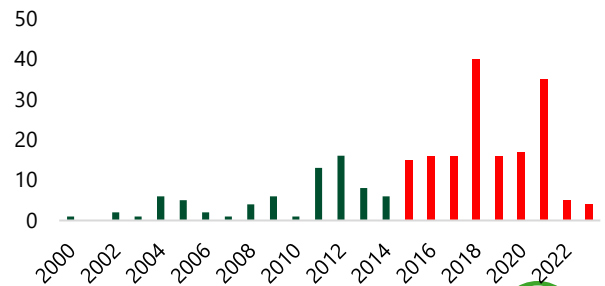
Số lượng giàn khoan JU đang hoạt động trên Thế giới



Tuổi đời 500 giàn JU Thế giới



Số lượng giàn rời khỏi thị trường toàn cầu

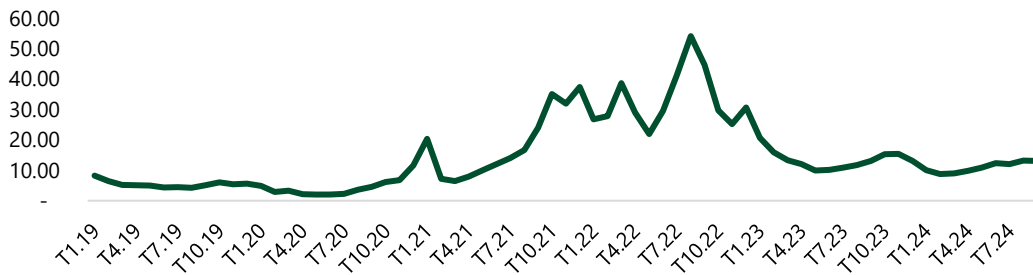


Việc phát triển cơ sở hạ tầng khí đốt mới sẽ giảm bớt lo ngại về tình trạng thiếu khí đốt. Mạng lưới đường ống chính của Việt Nam hiện tập trung ở khu vực phía Nam - nơi có trung tâm kinh tế Thành phố Hồ Chí Minh. Hai kho cảng khí LNG đã được xây dựng ở miền Nam Việt Nam, với cảng LNG Thị Vải đã hoạt động và cảng Hải Linh dự kiến sẽ đi vào hoạt động vào tháng 9 năm 2024. Một số công trình kho cảng LNG khác đang ở giai đoạn nghiên cứu tính khả thi và dự kiến có thể đi vào hoạt động vào đầu những năm 2030.

Về tình hình đầu tư xây dựng, tính đến tháng 8/2024: Đã đưa vào vận hành: Nhà máy nhiệt điện Ô Môn I (660 MW) năm 2015 (đang sử dụng nhiên liệu dầu) và sau đó sẽ sử dụng khí Lô B; Đang xây dựng: Dự án NMNĐ Nhơn Trạch 3 và 4, công suất 1.624 MW, tiến độ đạt hơn 90% (sử dụng LNG từ Kho cảng LNG Thị Vải); Đang trong quá đầu tư xây dựng có 18 dự án, trong đó: 9 dự án sử dụng khí khai thác trong nước, tổng công suất 7.240 MW; 9 dự án sử dụng LNG, Tổng công suất là 16.400 MW; 3 dự án đang lựa chọn nhà đầu tư, tổng công suất 4.500 MW.

Tính đến tháng 6/2024, PV GAS đã nhập khẩu thành công 05 chuyến tàu LNG với tổng khối lượng hơn 300 nghìn tấn LNG, trong đó chủ yếu cung cấp cho các nhà máy điện trong giai đoạn cao điểm mùa khô năm 2024, góp phần đảm bảo nguồn cung cho sản xuất điện khi sản lượng khí nội địa suy giảm nhanh và nhu cầu điện tăng cao, đặc biệt trong cao điểm mùa khô năm nay. PV GAS cũng đã triển khai mô hình kinh doanh tích hợp, đưa LNG vào chuỗi giá trị sản phẩm khí. Đặc biệt vừa qua, PV GAS đã vận chuyển thành công chuyến LNG đầu tiên từ Nam ra Bắc bằng đường sắt, đánh dấu mảnh ghép hoàn thiện của chuỗi cung ứng năng lượng khí PV GAS, được vận chuyển không chỉ bằng đường ống, đường bộ, đường thủy mà còn kết hợp đường sắt.

Diễn biến giá LNG Châu Á (USD/mmbtu)

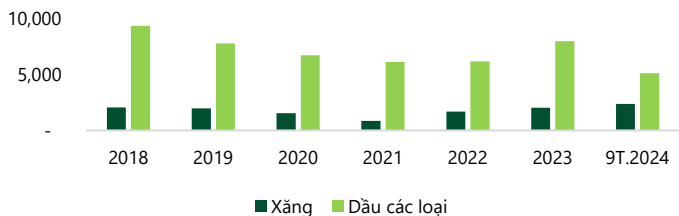


Nguồn cung nội địa từ hai nhà máy lọc dầu là Dung Quất và Nghi Sơn đáp ứng khoảng 60% - 70% nhu cầu tiêu dùng nhu cầu xăng, dầu trong nước mỗi năm. Tổng khối lượng xăng dầu từ 02 Nhà máy lọc dầu (NMLD) Dung Quất và Nhà máy Lọc hóa dầu (NMLHD) Nghi Sơn cung cấp cho thị trường bình quân khoảng 16-18 triệu m3/năm, chiếm khoảng 60-70% tổng nhu cầu tiêu thụ trong nước, phần còn lại các đầu mối cân đối nhập khẩu từ nước ngoài.

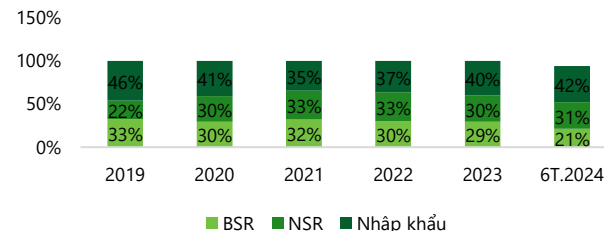
30% - 40% lượng xăng dầu tiêu thụ còn lại đến từ nhập khẩu, chủ yếu từ Hàn Quốc, Singapore. Nguyên nhân khiến Hàn Quốc trở thành quốc gia cung cấp xăng dầu nhiều nhất cho thị trường Việt Nam là bởi mức ưu đãi thuế 0% (kể từ 2024) nhận được từ hiệp định thương mại Việt Nam - Hàn Quốc. Mức thuế này thấp hơn đáng kể so với mức thuế MFN 20% (thuế áp dụng đối với hàng hóa từ các nước thành viên WTO).

Ngồn cung xăng dầu tiếp tục tăng trưởng 6 tháng đầu năm, theo báo cáo của 2 Nhà máy lọc dầu Dung Quất và Nghi Sơn, sản xuất xăng dầu trong nước đạt 6,87 triệu tấn, tương đương khoảng 8,3 triệu m3/tấn xăng dầu các loại, tăng 4% so với cùng kỳ năm 2023.

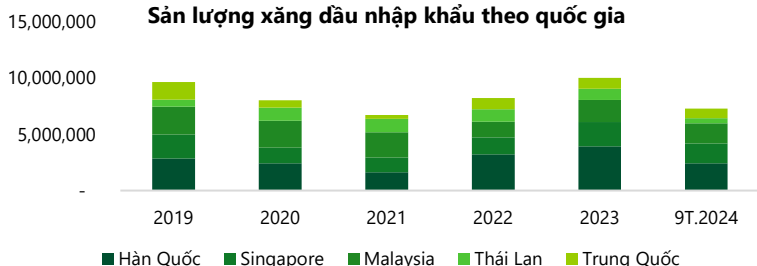
Sản lượng xăng dầu nhập khẩu



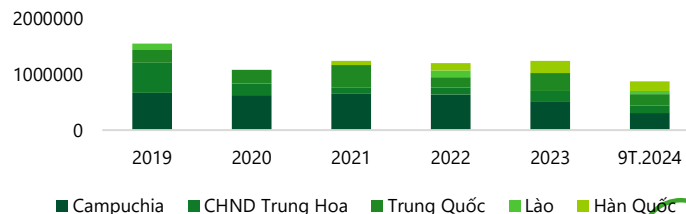
Nguồn cung xăng dầu trong nước



Sản lượng xăng dầu nhập khẩu theo quốc gia



Sản lượng xăng dầu xuất khẩu theo quốc gia



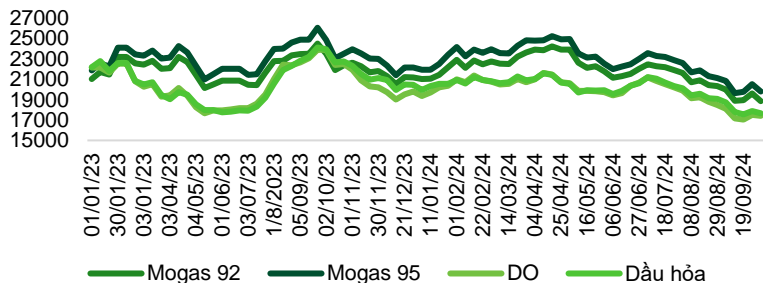


Trung bình 9 tháng đầu năm giá dầu Brent đạt 82,79 USD/thùng, tăng nhẹ 1% so với cùng kỳ 2023, gần tương đương so với trung bình cả năm 2023 (82,62 USD/thùng) và tăng 18% so với giá dầu kế hoạch (70 USD/thùng). Trung bình giá các sản phẩm xăng dầu giảm nhẹ từ 4 – 6% so với cùng kỳ, giá các mặt hàng xăng dầu đã qua 38 kỳ điều chỉnh giá, trong đó kể từ ngày 11/07 tới 12/09 đã có 9 kỳ giảm giá liên tiếp.

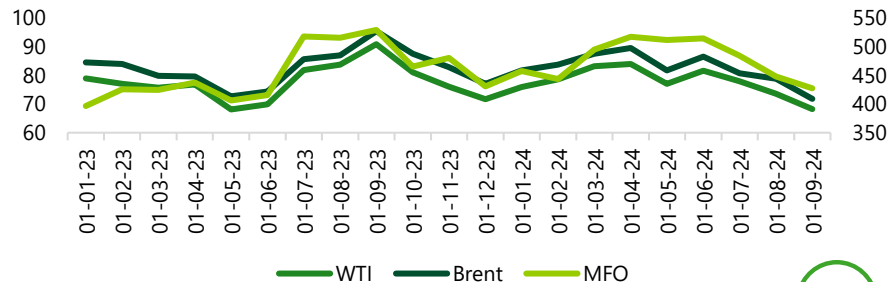
(1) Giá dầu chịu tác động bởi các bất ổn địa chính trị: xung đột quân sự giữa Nga và Ukraine; xung đột tại dải Gaza leo thang, các cuộc tấn công hoạt động vận tải tại Biển Đỏ và tác động của việc giảm sản lượng của các nước OPEC+ theo cam kết. Trong quý III (đặc biệt là tháng 7 và 8), giá dầu liên tục giảm do ảnh hưởng bởi tuyên bố của OPEC+ về việc dỡ bỏ giới hạn sản xuất hiện tại sớm hơn dự đoán và hạ dự báo nhu cầu dầu thế giới năm 2024 và năm 2025 do lo ngại về tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu thấp hơn mức giảm trong kho dự trữ dầu và quyết định trì hoãn tăng sản lượng của các thành viên OPEC+ đến cuối năm 2024. Nhập khẩu dầu thô của Trung Quốc - nước nhập khẩu dầu thô lớn nhất thế giới, chiếm phần lớn mức giảm trong năm 2024, trong 9 tháng đầu năm nay giảm gần 3% so với cùng kỳ năm ngoái xuống 10,99 triệu tấn.

(2) Nhà máy lọc dầu Dung Quất thực hiện bảo dưỡng định kỳ lần 5 (sản lượng đáp ứng 30-35% nhu cầu tiêu thụ trong nước), phải tạm dừng sản xuất để bảo dưỡng kéo dài 50 ngày, từ ngày 15/03 đến 01/05. Do đó các thương nhân tăng nhập khẩu để đảm bảo nguồn cung.

Diễn biến giá xăng dầu trong nước



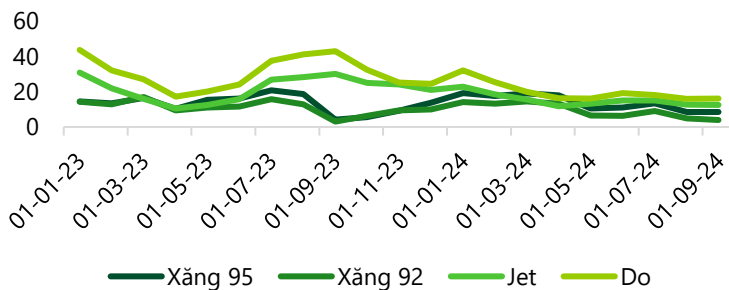
Diễn biến giá dầu Thế giới



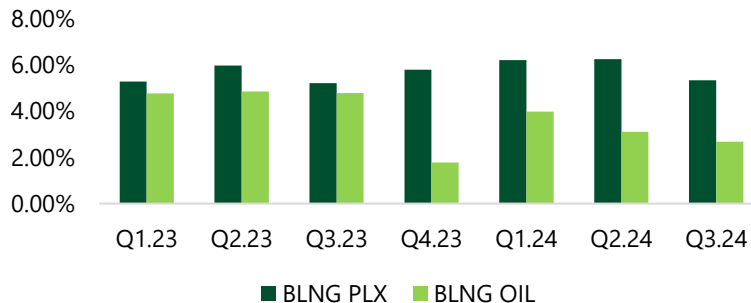
Biên lợi nhuận gộp nhóm doanh nghiệp đầu mỗi sản xuất xăng dầu suy giảm: Crack spread thường diễn biến đồng pha với giá dầu. Quý 3 ghi nhận sự suy yếu của thị trường dầu mỏ thế giới khi giá dầu chạm mốc thấp nhất trong gần 3 năm. Điều này đã làm cho các nhà máy lọc dầu trên thế giới và Việt Nam gặp nhiều khó khăn. Biên lợi nhuận lọc dầu trên khắp châu Á giảm mạnh và chạm mức thấp nhất trong 4 năm kể từ năm 2020, sau khi nhu cầu nhiên liệu đạt đỉnh vào mùa hè. Các doanh nghiệp lọc dầu Việt Nam cũng chịu tác động tương tự.

Biên lợi nhuận gộp nhóm doanh nghiệp đầu mỗi kinh doanh xăng dầu cải thiện trong nửa đầu năm nhưng suy giảm nhanh chóng trong Quý 3. 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, quỹ bình ổn,...dù được nhận một khoảng lợi nhuận cố định trên mỗi lít xăng dầu tiêu thụ. Quý 3/2024 ghi nhận sự suy yếu của thị trường dầu mỏ thế giới. Điều này đã làm cho Biên lợi nhuận kinh doanh xăng dầu giảm và tăng chi phí vốn do tăng trích lập dự phòng Hàng tồn kho.

Diễn biến crack spread các sản phẩm xăng dầu TG



Hiệu quả hoạt động doanh nghiệp đầu mỗi kinh doanh xăng dầu



Biên lợi nhuận cải thiện khi chi phí định mức được cải thiện từ tháng 7/2024

Trong kỳ điều chỉnh giá ngày 4/7/2024, trước diễn biến giá xăng dầu thế giới biến động tăng, theo Công văn số 6808/BTC-QLG ngày 01/07/2024, thay thế Công văn số 6800/BTC-QLG ngày 30/06/2023, **Bộ Công Thương và Bộ Tài chính đã điều chỉnh tăng chi phí kinh doanh định mức áp dụng trong giá cơ sở xăng dầu**, nhằm bảo đảm biến động giá xăng dầu trong nước phù hợp với biến động giá xăng dầu thế giới. Qua đó, các yếu tố cấu thành giá bán lẻ cơ sở hiện tại như sau:

Đồng/lít	Xăng	Dầu Diesel	Dầu hỏa	Mazut
Thuế nhập khẩu	5,62%	0,58%	0,08%	1,38%
Thuế TTĐB	Xăng 10% Xăng E5 (8%) Xăng E10 (7%)	N/A	N/A	N/A
CPKD định mức	1.140 (+5,6% yoy)	1.170 (+13,6% yoy)	1.180 (+24,2% yoy)	430 (+19,4% yoy).
LN định mức	300	300	300	300
Thuế BVMT	2.000	1.000	600	1.000
Thuế GTGT	10%	10%	10%	10%

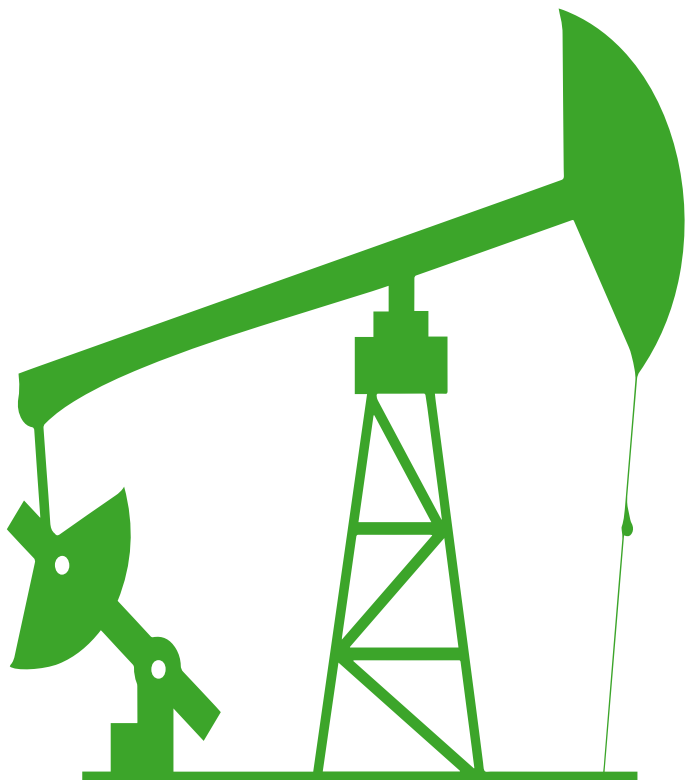
Những điểm mới trong Nghị định 83/2023/NĐ-CP kinh doanh xăng dầu có thể có tác động tích cực đối với các các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu. Theo đó, có một số thay đổi chính tác động tích cực đến doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu như:

(1) **Thời gian điều hành/công bố giá bán lẻ xăng dầu được rút ngắn từ 10 ngày xuống còn 7 ngày** (thực hiện vào mỗi thứ Năm hàng tuần). Điều này, giúp giá bán lẻ xăng dầu trong nước phản ánh kịp thời các biến động của giá dầu thế giới, giúp các doanh nghiệp bán lẻ xăng dầu giảm thiểu thiệt hại khi giá dầu tăng/ giảm đột biến trong thời gian ngắn.

(2) Công thức giá cơ sở vẫn giữ nguyên như Nghị định 95, nhưng **thời gian rà soát, công bố lại chi phí vận chuyển, và premium (phụ phí khi nhập hàng từ các nguồn cung cấp sản phẩm xăng dầu) được tính vào giá cơ sở được rút ngắn từ sáu tháng xuống ba tháng**. Điều này sẽ đảm bảo cập nhật kịp thời các biến động của chi phí đầu vào cho doanh nghiệp phân phối xăng dầu, bù đắp chi phí thực tế của họ.

MỤC LỤC

NGÀNH DẦU KHÍ CHUYỂN MÌNH - TÁI KHỞI ĐỘNG CÁC DỰ ÁN DẦU KHÍ NỘI ĐỊA



01

TỔNG QUAN NGÀNH

Phụ tải tăng trưởng cao do hoạt động sản xuất công nghiệp phục hồi.

02

DIỄN BIẾN NGÀNH

Nhu cầu tiêu thụ xăng, dầu, khí tiếp tục tăng trưởng

03

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Tái khởi động các dự án dầu khí nội địa – Chuyển dịch năng lượng xanh

04

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

BSR – MUA – 25.000 (+16%)

PVS – MUA – 47.100 (+42%)

PVB – MUA – 32.912 (+18,4%)

PLX – MUA – 50.310 (+33%)

PVD – MUA – 29.039 (+23%)

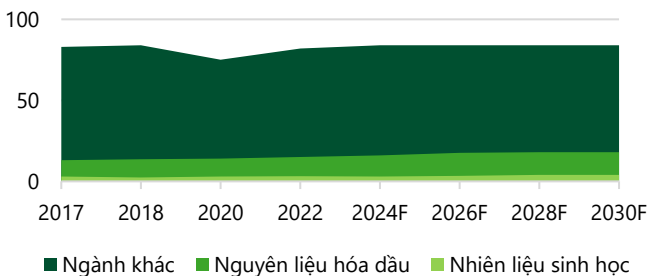
GAS – MUA – 79.800 (+16,7%)

Trong báo cáo năng lượng tháng 12, EIA dự báo mức tiêu thụ dầu toàn cầu sẽ tăng 1,3 triệu thùng/ngày vào năm 2025, thấp hơn mức trung bình 10 năm trước đại dịch là 1,5 triệu thùng/ngày mỗi năm, cũng như thấp hơn mức tăng trưởng nhu cầu dầu trong quá trình phục hồi sau đại dịch từ năm 2021 đến năm 2023. Ấn Độ đã vượt lên trở thành nguồn tăng trưởng hàng đầu về tiêu thụ dầu toàn cầu trong dự báo của EIA và chiếm 25% tổng mức tăng trưởng tiêu thụ dầu trên toàn cầu, kỳ vọng tăng mức tiêu thụ dầu tăng hơn 0,3 triệu thùng/ngày năm 2025. Tiêu thụ dầu của Trung Quốc sẽ tăng dưới 0,1 triệu thùng/ngày vào năm 2024 trước khi phục hồi lên gần 0,3 triệu thùng/ngày vào năm 2025. EIA cũng ước tính mức tiêu thụ dầu của OECD sẽ tương đối không đổi trong giai đoạn 2024 và 2025, với mức giảm nhẹ trong năm 2024 và tăng nhẹ vào năm 2025.

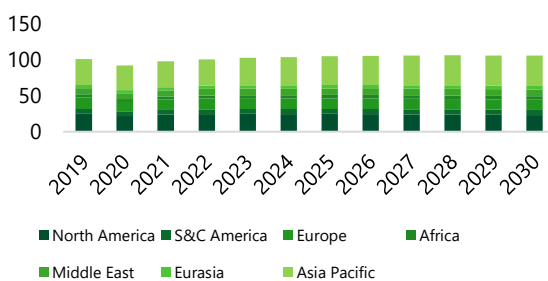
OPEC đã giảm dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu năm 2025 trong tháng thứ năm liên tiếp trong báo cáo tháng 12, với mức cắt giảm lớn nhất từ trước đến nay do triển vọng tăng trưởng nhu cầu dầu của Trung Quốc suy yếu. OPEC đã giảm dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu năm 2025 xuống còn 1,45 triệu thùng/ngày từ mức 1,54 triệu thùng/ngày. Mặc dù chính phủ Trung Quốc gần đây đã công bố các biện pháp kích thích tiền tệ có thể dẫn đến tăng trưởng kinh tế và tiêu thụ dầu mở cao hơn vào năm 2025. Sau nhiều thập kỷ, Trung Quốc là động lực chính thúc đẩy tăng trưởng tiêu thụ dầu Thế giới. Tuy nhiên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Trung Quốc (CNPC) gần đây dự báo lượng dầu thô nhập khẩu của Trung Quốc sẽ trên đà đạt đỉnh vào năm 2025, sớm hơn 5 năm so với dự báo trước đây, do kinh tế dự báo tăng trưởng thấp và sự chuyển dịch sang xe điện và xe tải LNG đang tăng tốc.

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) trong báo cáo Thị trường dầu mỏ tháng 12 đã nâng dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2025 lên 1,1 triệu thùng/ngày từ mức 990.000 thùng/ngày đã dự báo vào tháng trước, do kỳ vọng nhu cầu dầu cải thiện nhờ các biện pháp kích thích kinh tế của Trung Quốc gần đây.

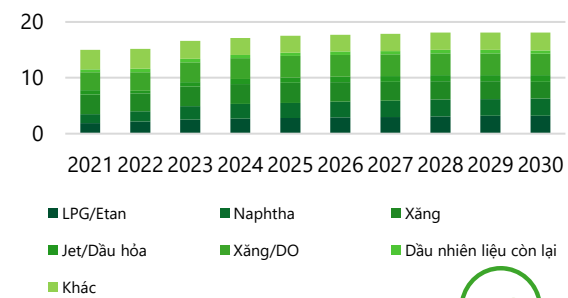
Dự báo nhu cầu dầu toàn cầu (tr.thùng/ngày)



Nhu cầu dầu TG theo khu vực (tr.thùng/ngày)

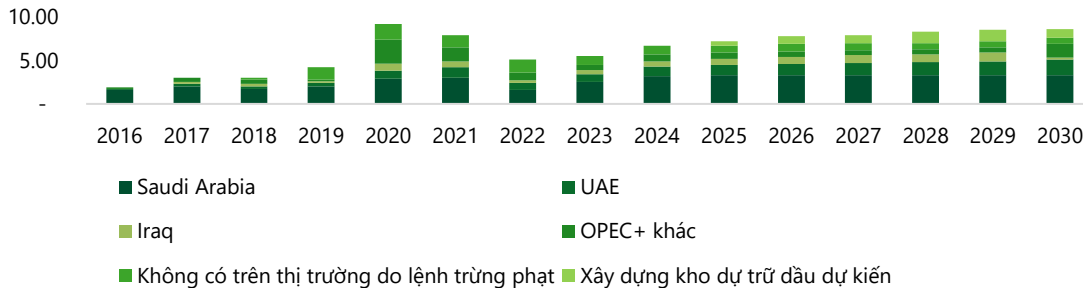


Nhu cầu dầu của Trung Quốc theo sản phẩm (tr.thùng/ngày)

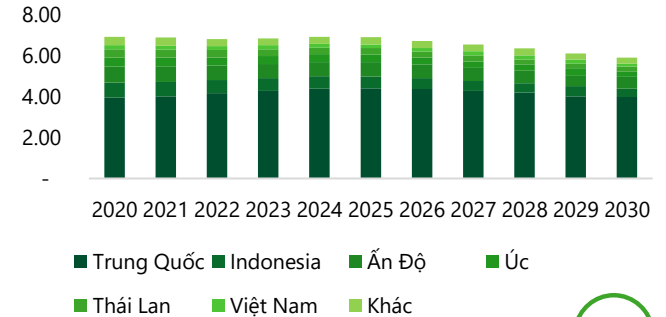


- Theo báo cáo Triển vọng Năng lượng Ngắn hạn (STEO) mới nhất của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), sản lượng dầu thô của Mỹ dự kiến đạt trung bình 13,23 triệu thùng/ngày trong năm nay và 13,53 triệu thùng/ngày vào năm 2025. Năm ngoái, sản lượng dầu thô Mỹ đạt 12,93 triệu thùng/ngày.
- Nhóm OPEC+ tiếp tục hoãn kế hoạch tăng sản lượng thêm 3 tháng cho đến tháng 4/2025.** Việc dỡ bỏ dần mức cắt giảm 2,2 triệu thùng/ngày (bpd) bắt đầu từ Quý 2/2025, với mức tăng hàng tháng là 138.000 bpd và kéo dài 18 tháng cho đến tháng 9/2026, chậm hơn một năm so với kế hoạch ban đầu. Điều này sẽ tạm thời giúp giảm bớt lo ngại của thị trường về nguy cơ nguồn cung tăng mạnh.
- Trong STEO tháng 12, EIA dự báo sản lượng dầu toàn cầu sẽ tăng 1,6 triệu thùng mỗi ngày (b/d) vào năm 2025 và kỳ vọng gần 90% mức tăng trưởng này sẽ đến từ các quốc gia không tham gia OPEC+.
- Việc xung đột đã leo thang trong những tuần gần đây đã làm tăng khả năng gián đoạn nguồn cung và biến động giá dầu. EIA kỳ vọng khả năng sản xuất dầu thô dư thừa đáng kể, có thể được đưa vào hoạt động trong trường hợp xảy ra gián đoạn và việc sản lượng ở Libya đã bắt đầu tăng trở lại từ tháng 10, sau những lần ngừng sản xuất gần đây sẽ góp phần giảm rủi ro gián đoạn nguồn cung.

Năng lực sản xuất dầu thô dự phòng của OPEC+ và dự kiến tổng lượng dầu dự trữ



Nguồn cung dầu của Châu Á theo quốc gia (tr.thùng/ngày)

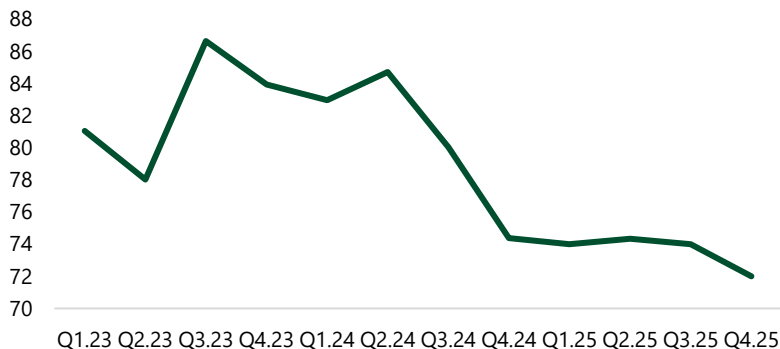


Giá dầu được thiết lập trên thị trường toàn cầu, tùy thuộc vào cung cầu toàn cầu và các sự kiện thế giới với Mỹ, Nga và Arab Saudi là 3 nhà sản xuất dầu mỏ lớn nhất Thế giới (chiếm 40% sản lượng dầu toàn cầu năm 2023). Chúng tôi cho rằng các nhà sản xuất dầu mỏ sẽ phải cân nhắc giữa sản lượng bán và giá bán để đạt mức tối ưu, phù hợp với mục tiêu của từng quốc gia.

▼ **Ngành sản xuất dầu của Mỹ được dự đoán sẽ tăng cung dầu** bất chấp bối cảnh tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu thấp. Tổng thống Donald Trump đã hứa sẽ tăng cường sản xuất dầu để giảm một nửa chi phí năng lượng thông qua các hành động như việc theo đuổi chính sách hòa bình ở Trung Đông và kết thúc chiến tranh Nga – Ukraine; việc có thể đảo ngược các quy định về khí thải từ thời ông Biden, quy định mức thuế tài nguyên thấp hơn và giảm bớt các hạn chế môi trường, đẩy nhanh việc phê duyệt giấy phép khoan và hợp đồng thuê.

▼ **Những rủi ro địa chính trị đang diễn ra và việc dự trữ dầu toàn cầu giảm do việc cắt giảm sản lượng của OPEC+ kể từ năm 2022 (tổng cộng 5,86 triệu thùng/ngày, tương đương khoảng 5,7% nhu cầu toàn cầu), có thể sẽ giúp cân bằng thị trường dầu trong vài tháng tới.** Tuy nhiên, triển vọng kinh tế không chắc chắn ở các nước tiêu thụ dầu lớn như Trung Quốc và khả năng cung vượt cầu sẽ làm giảm giá dầu thô trong năm 2025.

Dự báo giá dầu Brent (USD/thùng) của EIA



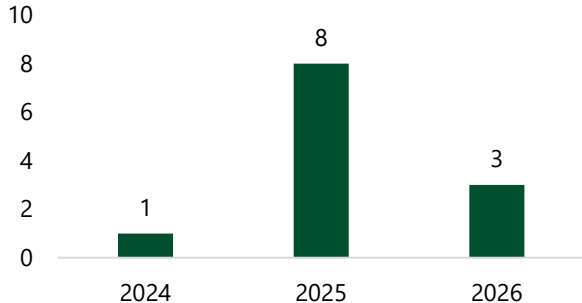
Dự phóng giá dầu Brent (USD/thùng)	Ngày công bố ước tính	2025
J.P Morgan Research	15/10/2024	75
Goldman Sachs	14/11/2024	70-85
Fitch Ratings	10/09/2024	70
Worldbank	10/2024	73
EIA	10/12/2024	74



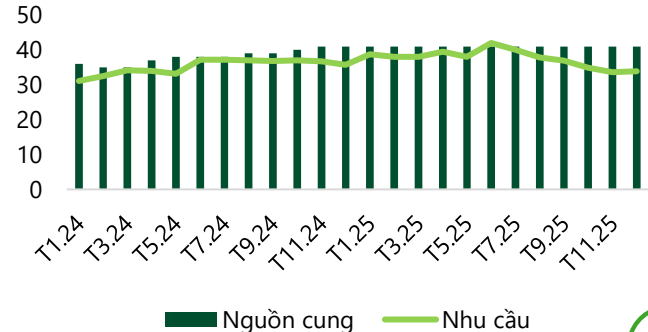
Thị trường khoan vẫn khả quan với nhu cầu và đơn giá thuê giàn tăng khi nguồn cung giàn vẫn hạn chế

- Nhu cầu giàn khoan tự nâng trên thế giới cũng như Đông Nam Á dự kiến sẽ có sự tăng trưởng mạnh từ nay cho đến năm 2025 do thiếu hụt giàn khoan mới sau nhiều năm giá dầu ở mức thấp và các giàn khoan hiện tại đều có việc làm. Theo báo cáo tháng 3/2024 của S&P Global, thị trường JU Đông Nam Á có khả năng sẽ phải đối mặt với tình trạng thiếu giàn khoan giai đoạn 2024-2025 do nhu cầu tăng cao, đặc biệt nhu cầu giàn khoan tự nâng. Nhu cầu trung bình tại Đông Nam Á sẽ tăng từ khoảng 35,2 giàn vào năm 2024 lên 37,6 giàn vào năm 2025.
- Bên cạnh đó, số lượng giàn khoan thặng dư trên thị trường dự kiến sẽ giảm từ 50 giàn vào đầu năm 2024 xuống 40 giàn trong cuối năm 2024 trước khi duy trì ở mức này cho đến tháng 11/2025. Với bối cảnh trên, dự báo giá cho thuê giàn khoan khu vực ĐNA sẽ tiếp tục neo cao, giá cho thuê giàn khoan tại Việt Nam cũng không nằm ngoài xu hướng chung.

Số lượng giàn khoan JU đóng mới toàn cầu

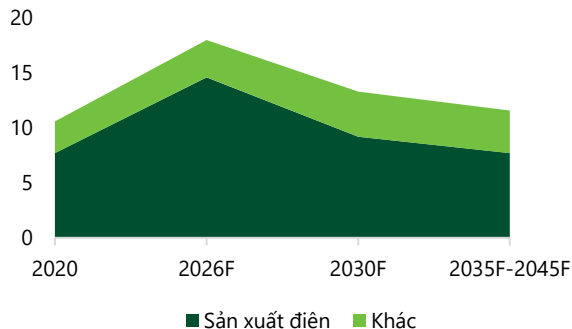


Cung cầu giàn khoan khu vực Đông Nam Á

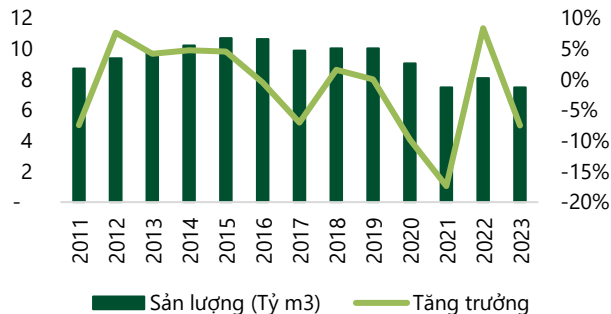


- Các mỏ khí chủ lực hiện nay đã và đang trong giai đoạn suy giảm sau quá trình dài khai thác.** Nhu cầu khí trong nước sẽ ngày càng tăng trong các lĩnh vực: sản xuất điện, hóa chất, công nghiệp, giao thông vận tải, đô thị... Tổng nhu cầu khí dự kiến theo quy hoạch ngành khí (nhu cầu cơ sở) lên tới khoảng 13 tỷ m³ vào năm 2020, hơn 22 tỷ m³ vào năm 2025 và trên 34 tỷ m³ vào năm 2030. Do đó sản lượng khí cung cấp cho điện tại khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ giảm dần. PV Gas dự kiến khả năng cung cấp khí nội địa cho sản xuất điện tại khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ năm 2025 lần lượt là 2,06 tỷ Sm³ và 1,35 tỷ Sm³.
- Phát triển các dự án nội địa góp phần đảm bảo phát triển ngành điện phù hợp với các mục tiêu quốc gia và đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia.** Nguồn cung khí nội địa mới cho điện khí chỉ còn nguồn khí miền Trung (Cá Voi Xanh và Báo Vàng) và nguồn khí Lô B. Tổng cung khí cho điện giai đoạn 2035-2045 sẽ chỉ còn duy trì khoảng 7,7 tỷ m³/năm. Trong phần trữ lượng nguồn khí nội địa đã phát hiện nhưng chưa khai thác đến hiện nay, trữ lượng từ các dự án này chiếm tới 30%, bằng với trữ lượng còn lại của các mỏ đang khai thác. Luật Điện lực (sửa đổi), có hiệu lực từ ngày 1/2/2025 ưu tiên phát triển điện khí sử dụng khí nội địa, đồng nghĩa với việc huy động cao từ mỏ khí trong nước như Lô B cho thấy quyết tâm phát triển các dự án trong nước của Chính Phủ.

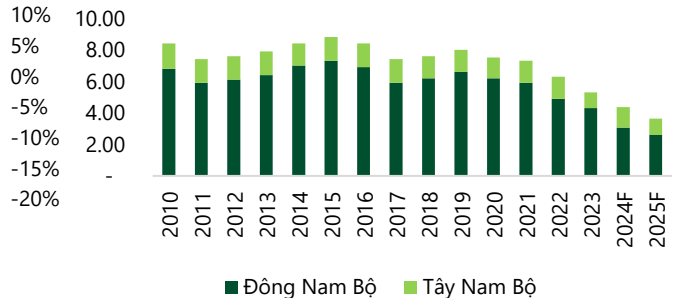
Dự báo khả năng cung cấp khí trong nước (tỷ m³) (Phương án cơ sở)



Sản lượng khí khai thác hàng năm ở Việt Nam (Tỷ m³)

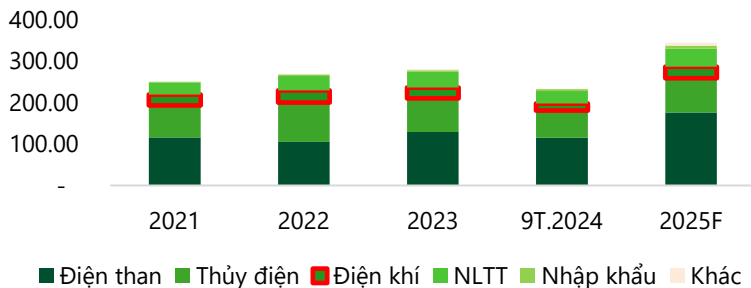


Sản lượng khí tiêu thụ cho sản xuất điện (Tỷ m³)

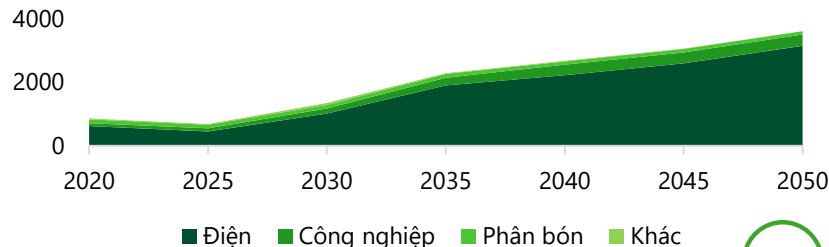


- ▼ **Wood Mackenzie dự báo nhu cầu khí đốt của Việt Nam sẽ tăng trưởng trung bình 12% mỗi năm**, đạt mức gấp ba lần vào giữa những năm 2030 và tiếp tục tăng trưởng đều đặn đến năm 2050. Điều này đặt ra áp lực lớn cho ngành năng lượng, đặc biệt trong bối cảnh nguồn cung nội địa từ các mỏ khí hiện tại giảm sút đáng kể.
- ▼ **Với nhu cầu điện ngày càng tăng, nhu cầu khí trong nước cũng được dự báo tăng tương ứng.** Theo Bộ Công Thương, dự kiến tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu (SX&NK) toàn hệ thống năm 2024 đạt ~309.7 tỷ kWh (+10.09% YoY) với dự kiến lượng khí tiêu thụ đạt ~ 2750 tr.m3 (đối với khí Đông Nam Bộ) và ~ 1224 tr.m3 (đối với khí Tây Nam Bộ) và tổng lượng tiêu thụ khí LNG đạt ~ 248 tr.m3. Căn cứ kế hoạch vận hành hệ thống điện quốc gia năm 2025 được Bộ Công Thương phê duyệt tại Quyết định số 3047/QĐ-BCT ngày 15/11/2024, tổng sản lượng Điện sản xuất và nhập khẩu (ĐSX&NK) toàn hệ thống giai đoạn năm 2025 dự kiến tăng trưởng 11.3% so với năm 2024, đạt 344.7 tỷ.
- ▼ **Nhu cầu khí trong nước được dự báo sẽ ngày càng tăng trong các lĩnh vực như hóa chất, công nghiệp, giao thông vận tải, đô thị và đặc biệt là sản xuất điện (chiếm 80%)** ...Tổng nhu cầu khí dự kiến theo quy hoạch ngành khí (nhu cầu cơ sở) lên tới khoảng 13 tỷ m3 vào năm 2020, hơn 22 tỷ m3 vào năm 2025 và trên 34 tỷ m3 vào năm 2030. Bên cạnh đó, theo QHĐ VIII, Việt Nam có kế hoạch chuyển đổi cơ cấu năng lượng từ than đá sang các nguồn năng lượng phát thải thấp để đáp ứng cam kết phát thải ròng bằng 0 đến 2050. Tổng quy mô công suất điện khí và LNG đến năm 2030 được quy hoạch là 30,4GW (LNG: 22,5 GW, khí nội địa, 7,9GW). Do đó mức tiêu thụ khí đốt cũng được dự báo tăng trong trung và dài hạn mặc dù khí tự nhiên được coi là một nhân tố ngắn hạn trong lộ trình chuyển dịch năng lượng. Mục tiêu dài hạn của chiến lược là xây dựng lộ trình để các nhà máy điện khí LNG chuyển đổi sang kết hợp hydro vào cơ cấu phát điện, sự chuyển dịch sang sử dụng khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) không chỉ giúp duy trì sự ổn định cho hệ thống điện quốc gia mà còn đảm bảo an ninh năng lượng dài hạn cho Việt Nam.

Cơ cấu sản lượng điện huy động



Dự báo nhu cầu khí đốt của Việt Nam bởi Wood Mackenzie (mmcfđ)



Theo Kế hoạch thực hiện QHD8, tổng công suất điện khí triển khai thêm trong thời gian tới là 7.240 MW. Chủ yếu nguồn khí sẽ đến từ nguồn mỏ khí Lô B và mỏ khí Cá Voi Xanh.

- **Lô B:** trữ lượng ước tính 107 tỷ m³, giá khí theo phương án được duyệt tại miệng giếng vào năm 2017 là 9,36 USD/mmBTU. Theo ERAV ước tính chi phí vận chuyển đến khu vực Ô Môn khoảng 1.37 USD/mmBTU, giá khí vào năm 2026 khoảng 13.1 USD/mmBTU với trượt giá 2%/năm.
- **Cá Voi Xanh:** trữ lượng ước tính 150 tỷ m³, giá khí mỏ Cá Voi Xanh đến hàng rào nhà máy khoảng 9.048 USD/mmBTU theo phương án được ký kết vào năm 2017, có điều chỉnh trượt giá. ERAV dự báo giá khí vào năm 2028 ở mức 11.25 USD/mmBTU với giả định trượt giá 2%/năm.

Các dự án nhiệt điện khí sử dụng khí nội địa trong QHĐ VIII

TT	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Năm Tiến độ	Nguồn khí	
1	Ô Môn I	660	Cần Thơ	2015	Hiện đang vận hành với nguyên liệu dầu	
2	Ô Môn II	1.050	Cần Thơ	2027	Đang đàm phán PPA, GSA	Lô B
3	Ô Môn IV	1.050	Cần Thơ	2028	Đáng thực hiện thủ tục để chọn thầu EPC và đàm phán PPA	
4	Dung Quất I	750	Quảng Ngãi	2028		
5	Dung Quất II	750	Quảng Ngãi	2028	Chưa phê duyệt FS do tiến độ phụ thuộc dự án mỏ khí Cá Voi Xanh	Cá Voi Xanh
6	Dung Quất III	750	Quảng Ngãi	2028		
7	Ô Môn III	1.050	Cần Thơ	2030	MPI đang trình Thủ tướng phê duyệt phương án vay vốn ODA của Nhật Bản	Lô B
8	Miền Trung I	750	Quảng Nam	2030	Chưa phê duyệt FS do tiến độ phụ thuộc dự án mỏ khí Cá Voi Xanh	Cá Voi Xanh
9	Miền Trung II	750	Quảng Nam	2030		
10	Quảng Trị	340	Quảng Trị	2030		Bảo Vàng

- 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 2023 - 2030

Dự án	Trữ lượng	Tổng mức đầu tư (Triệu USD)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kinh ngư trắng	6.73 triệu m3 dầu và 2.83 tỷ m3 khí		Đã khởi công	Dự kiến dòng khí đầu tiên					
Lô B	107 tỷ m3 khí	12000	Triển khai tổng thể			Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Lạc Đà Vàng	61 triệu thùng dầu	693	Đã nhận FID			Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Sư tử Trắng - GĐ 2B		1300				Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Cá Voi Xanh	150 tỷ m3 khí	4600	Đang lập KH phát triển mở			Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Nam Du - U Minh	171.3 tỷ m3 khí		Đang lập KH phát triển mở			Dự kiến dòng khí đầu tiên			
Báo Vàng - Báo Đen	58 tỷ m3 khí	1312	Đang thăm dò						
Kèn Bầu	200-205 tỷ m3		Đang thăm dò						

Xu hướng chuyển dịch năng lượng sẽ ảnh hưởng đến chuỗi hoạt động kinh doanh PVN, trong chuỗi giá trị dầu khí gồm tìm kiếm, thăm dò, công nghiệp khí, công nghiệp điện, chế biến dầu khí và dịch vụ dầu khí. PVN giữ vai trò phát triển điện khí gồm điện khí trong nước và LNG, và tham gia chuỗi giá trị năng lượng tái tạo (điện gió ngoài khơi).

Chuyển dịch năng lượng xanh là xu hướng tất yếu của Thế giới: Đến hết năm 2023 thế giới có 75,2 GW điện gió ngoài khơi được lắp đặt. Trong đó, đứng đầu là Trung Quốc, UK, Đức, Hà Lan, Đan Mạch, chiếm đến 91% công suất lắp đặt của điện gió ngoài khơi, các quốc gia còn lại, trong đó có Việt Nam chỉ chiếm có 9%.

Năng lượng tái tạo sẽ đóng vai trò trụ cột trong cơ cấu năng lượng quốc gia. Quy hoạch điện VIII tiếp tục phát triển mạnh mẽ nguồn điện tái tạo. Tổng công suất NLTT (không tính thủy điện) sẽ đóng góp 63% tổng công suất thiết kế vào năm 2050. Trong giai đoạn 2021-2030, nhóm điện gió được đẩy mạnh cả trên bờ và ngoài khơi, sau năm 2030. Nghị Quyết số 139/2024/QH15 về Quy hoạch Không gian biển Quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2030 đã được thông qua ngày 28/06/2024 sẽ tạo cơ sở để triển khai thực hiện Quy hoạch điện lực.

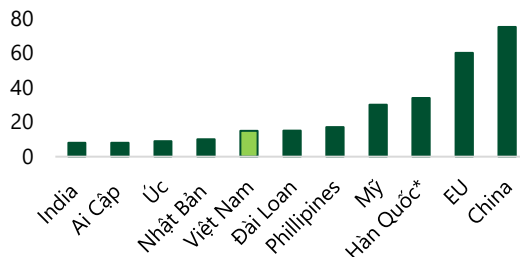
Theo Báo cáo ‘Chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi cho kịch bản phát triển nhanh của Việt Nam’ của Đại sứ quán Na uy, Việt Nam có tiềm năng đáng kể trong việc nội địa hóa các thành phần chính của dự án điện gió ngoài khơi, đặc biệt là chế tạo chân đế, lắp ráp vỏ bọc và cung cấp tháp gió. Các doanh nghiệp trong ngành dầu khí đều quan tâm mạnh mẽ và có kế hoạch tham gia thị trường điện gió ngoài khơi. Với lợi thế sẵn có từ cơ sở dữ liệu như địa kỹ thuật, địa vật lý của ngành dầu khí, cơ sở vật chất, nguồn nhân lực dồi dào, có chất lượng. Bên cạnh đó, các dự án điện gió ngoài khơi lại có một số hạng mục, công trình tương đồng với các dự án dầu khí ngoài khơi. Từ đó, góp phần đem lại hiệu quả trong việc sử dụng tài sản hiện hữu. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cũng chỉ ra rằng kinh nghiệm chuyên môn của ngành công nghiệp dầu khí có thể chi phối 40-45% chi phí một dự án điện gió ngoài khơi.

Tỷ trọng điện gió ngoài khơi các quốc gia năm 2023

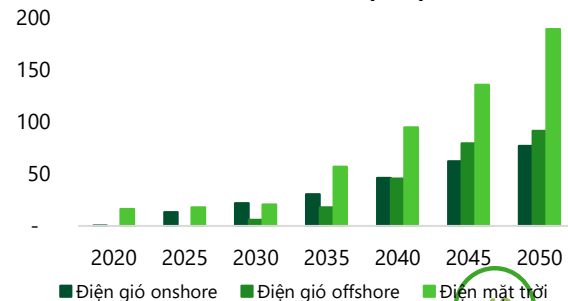


■ Trung Quốc ■ UK ■ Đức ■ Hà Lan ■ Đan Mạch ■ Còn lại

Công suất điện gió mục tiêu đến năm 2030 (GW) của các quốc gia



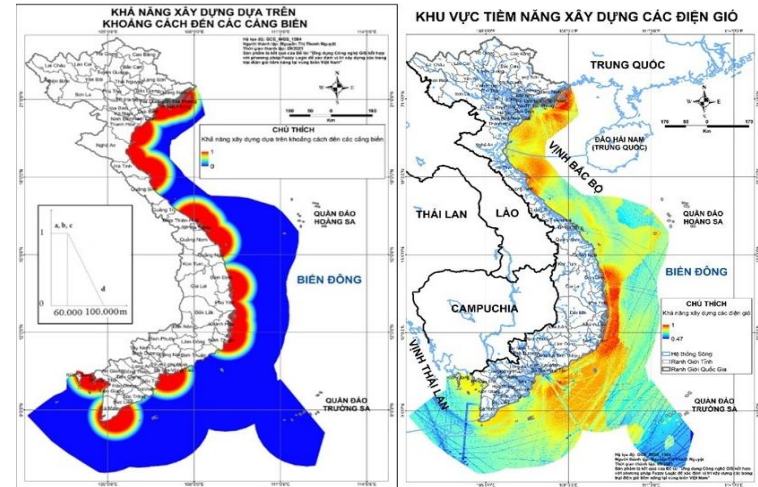
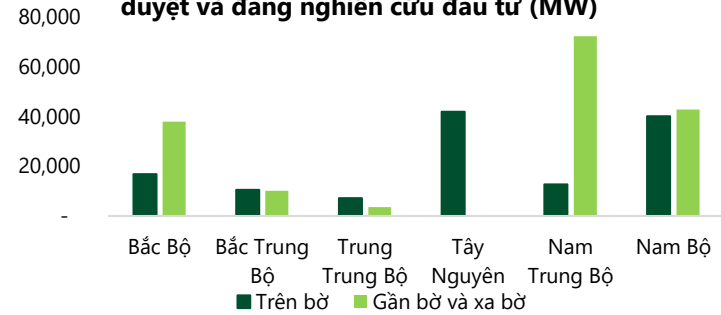
Công suất điện gió và điện mặt trời theo QHĐVIII (GW)



■ Điện gió onshore ■ Điện gió offshore ■ Điện mặt trời

- Việt Nam có tiềm năng kỹ thuật phát triển điện gió lên tới 821 GW theo quy hoạch điện VIII, trong đó điện gió ngoài khơi có tiềm năng khoảng 600 GW, tập trung chủ yếu tại Nam Trung Bộ (210MW), Nam Bộ (174MW), Trung Trung Bộ (78 MW). Các dự án tiềm năng có trong quy hoạch điện VIII tập trung chủ yếu tại Nam Trung Bộ (72 MW), Nam Bộ (43 MW) và Bắc Bộ (38 MW).
- Việt Nam với một tiềm năng được đánh giá là khá tốt cho phát triển năng lượng tái tạo (điện gió ngoài khơi hơn 450 GW, điện gió trên bờ hơn 210 GW, điện mặt trời 200-300 GW), triển vọng trong tương lai cho phát triển năng lượng tái tạo là rất lớn. Trong tổng hơn 600.000 km² diện tích khu vực nghiên cứu tại vùng biển Việt Nam, khu vực tiềm năng có khả năng xây dựng chiếm hơn 21,62%, tương đương 130,229.97 km². Trong đó, diện tích khu vực tiềm năng xây dựng điện gió gần bờ (khu vực có độ sâu nước dưới 20 m) gần 14.330 km² ứng với 11,00% trong tổng diện tích khu vực tiềm năng, chủ yếu tập trung tại các tỉnh Quảng Ninh, TP Hải Phòng, Thái Bình, Nam Định, Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh, Quảng Bình, Ninh Thuận, Bình Thuận, Bà Rịa - Vũng Tàu, TP Hồ Chí Minh, Tiền Giang, Bến Tre, Trà Vinh, Bạc Liêu và Cà Mau. Diện tích tiềm năng còn lại là điện gió ngoài khơi chiếm 89% (gần 116.000 km²).
- Quy hoạch không gian biển quốc gia đã được phê duyệt. Vướng mắc đối với việc giao khu vực biển để điều tra, đo đạc, khảo sát sẽ được tháo gỡ khi sắp tới Thủ tướng Chính phủ sẽ ban hành Nghị định sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định 11/2021/NĐ-CP quy định việc giao các khu vực biển nhất định cho tổ chức, cá nhân khai thác, sử dụng tài nguyên biển. Bộ Tài nguyên và Môi trường đã thực hiện giao biển cho 1 dự án ĐGNK để xuất khẩu sang Singapore, khoảng 10 dự án điện gió trên biển ở vùng 6 hải lý.

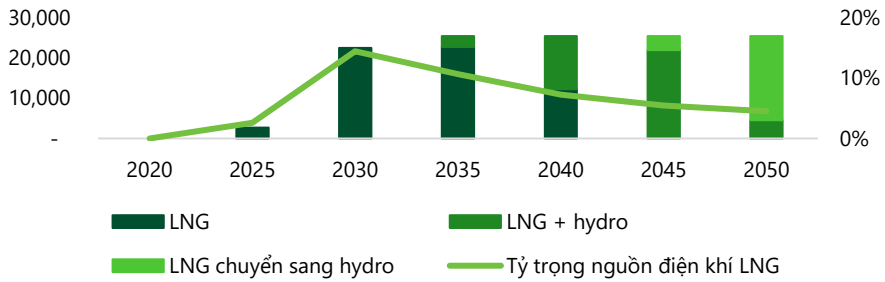
Công suất các NMDG đã vận hành, được phê duyệt và đang nghiên cứu đầu tư (MW)



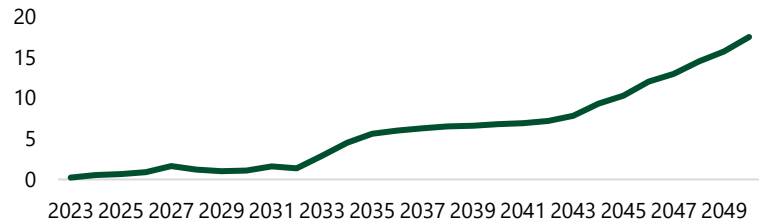
▼ **Nhiệt điện khí LNG sẽ được đẩy mạnh phát triển đến năm 2030** với tổng công suất hơn 22.400 MW trước khi chuyển dần sang nguồn điện hydro nhằm hạn chế sự phụ thuộc vào nhập khẩu LNG. Trong tổng 22.400 MW điện LNG theo QHĐVIII, đến nay mới chỉ có 2 dự án đang trong quá trình triển khai xây dựng ở miền Nam là Nhơn Trạch 3 và 4 (1.500 MW) và Hiệp Phước 1 (1.200 MW). Dự án điện LNG Nhơn Trạch 3 và 4 do Tổng công ty Điện lực Dầu khí (PV Power) làm chủ đầu tư được triển khai từ năm 2017 và dự kiến sẽ vận hành thương mại vào năm 2025, 2026. Với dự án điện LNG Bạc Liêu của Công ty Delta Offshore được cấp chủ trương đầu tư từ năm 2020, nhưng 3 năm nay vẫn chưa đàm phán được xong PPA, chưa vay được vốn cho đầu tư xây dựng.

▼ **Ngày 19.11.2024, Hợp đồng mua khí nhiên liệu đầu tiên cho Nhiệt điện LNG Nhơn Trạch 3-4 đã được ký kết, đánh dấu bước mở đầu của giai đoạn ký kết các hợp đồng LNG dài hạn tại Việt Nam.** Việt Nam hiện tại chỉ mua LNG với giá giao ngay và chưa ký bất kỳ hợp đồng mua bán LNG dài hạn nào. Theo Wood Mackenzie, việc thiếu hụt nguồn cung khí LNG theo hợp đồng, cùng với nguồn tài nguyên trong nước ngày càng cạn kiệt sẽ làm tăng nguy cơ biến động giá điện khí ở Việt Nam. Nguyên nhân chủ yếu do vẫn chưa tìm được tiếng nói chung giữa bên bán - công ty sản xuất điện khí LNG và bên mua – EVN. Tuy nhiên Luật Điện lực sửa đổi vừa được thông qua có quy định dự án điện khí LNG sẽ được hưởng cơ chế sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn cùng với việc 2 dự án điện LNG đầu tiên của Việt Nam là Nhơn Trạch 3&4 dự kiến sẽ vận hành thương mại trong năm 2025 và 2026 sẽ hỗ trợ đáng kể đối với việc ký kết hợp đồng LNG dài hạn của Việt Nam.

Công suất nhiệt điện khí LNG (MW)



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



Theo Kế hoạch thực hiện QHD8, tổng công suất điện LNG triển khai thêm trong thời gian tới là 22.524 MW.

- Kho LNG Thị Vải công suất 1 triệu tấn là kho LNG vận hành thương mại đầu tiên. Vào năm 2024, kho LNG đã cung cấp nguyên liệu đến trung tâm điện lực Phú Mỹ để vận hành nhà máy điện. Giá LNG ước tính tại hàng rào nhà máy là 12,35 USD/mmBTU. Hiện tại, các chuyến LNG về Việt Nam theo giá giao ngay nên chúng tôi cho rằng giá LNG có sự biến động theo từng chuyến.
- Theo Báo cáo thuyết minh Quy hoạch điện 8 (dự báo giá LNG sẽ ở mức cao - 14 USD/triệu BTU đến năm 2025, sau năm 2025 giảm xuống, dao động ở mức 11,8 - 11,9 USD/triệu BTU.
- Dự án điện LNG đầu tiên hiện đang được triển khai là Nhơn Trạch 3&4 với chủ đầu tư là POW. Dự kiến hai nhà máy sẽ vận hành thương mại trong năm 2025.

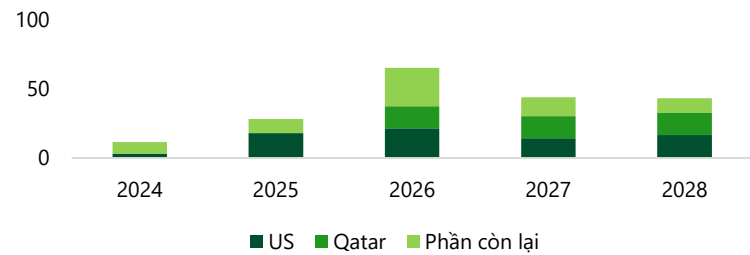
Các dự án nhiệt điện khí LNG kế hoạch thực hiện QHĐ VIII

TT	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Năm vận hành	Tiến độ
1	NMĐ Nhơn Trạch 3&4	1.624	Đồng Nai	2025	Đang thi công
2	LNG Hiệp Phước giai đoạn I	1200	TP. HCM	2025	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
3	LNG Bạc Liêu	3200	Bạc Liêu	2027-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
4	NMĐ Sơn Mỹ II	2250	Bình Thuận	2027-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
5	NMĐ BOT Sơn Mỹ I	2250	Bình Thuận	2027-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
6	LNG Quảng Ninh	1500	Quảng Ninh	2028-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
7	LNG Hải Lăng GD 1	1500	Quảng Trị	2028-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
8	LNG Thái Bình	1500	Thái Bình	2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
9	LNG Nghi Sơn	1500	Thanh Hóa	2029-2030	Đang lựa chọn chủ đầu tư
10	LNG Cà Ná	1500	Ninh Thuận	2029-2030	Đang lựa chọn chủ đầu tư
11	LNG Quảng Trạch II	1500	Quảng Bình	2029-2030	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
12	LNG Quỳnh Lập	1500	Nghệ An	2029-2030	Đang lựa chọn chủ đầu tư
13	LNG Long An I	1500	Long An	2029-2030	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)

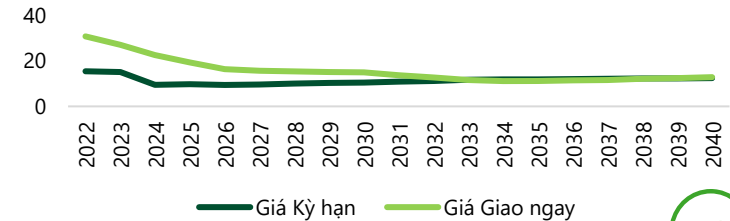
Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), nhu cầu khí đốt tự nhiên toàn cầu sẽ đạt mức cao kỷ lục mới vào năm 2025 khi sự cạnh tranh về nhiên liệu vận chuyển bằng đường biển giữa châu Á và châu Âu ngày càng trở nên gay gắt. IEA dự báo cầu của Châu Âu có thể tăng 1% vào năm 2025. Mức tiêu thụ khí đốt toàn cầu được dự báo sẽ tiếp tục tăng vào năm 2025 sau khi đã tăng lên mức kỷ lục trong năm nay. Trong đó châu Á và Châu Âu sẽ là động lực tăng trưởng chính. Các động lực tăng trưởng chính là công nghiệp và sử dụng năng lượng để phát điện, đóng góp hơn một nửa vào mức tăng trưởng nhu cầu. Trong báo cáo triển vọng tháng 10, Worldbank cũng dự báo giá khí đốt của Mỹ dự kiến sẽ tăng lần lượt gần 55% và 9% vào năm 2025, 2026 khi sản lượng LNG xuất khẩu của Mỹ được dự báo tăng. Giá khí đốt của Châu Âu dự kiến sẽ tăng 7% và 9% vào năm 2025 và 2026. Nguồn khí cung cấp của Nga cho châu Âu đã tăng lên 14% trong nửa đầu năm 2024 so với cùng kỳ năm ngoái. Nếu dòng khí đốt của Nga qua Ukraine bị ngưng trệ sau khi thỏa thuận trung chuyển khí đốt của Nga sang Châu Âu thông qua Ukraine hết hạn vào ngày 31/12/2024 có thể dẫn đến tình trạng thâm hụt khoảng 15 tỷ mét khối mỗi năm ở châu Âu và việc Châu Âu đang cạn kiệt trữ lượng khí đốt tự nhiên với tốc độ nhanh nhất trong sáu năm qua vì thời tiết mùa đông lạnh giá và nhiệt độ thấp kết hợp, sẽ khiến châu Âu cần nhiều LNG hơn để bù đắp. **Sự gia tăng nhu cầu này càng làm trầm trọng thêm tình trạng cạnh tranh giữa Châu Âu và Châu Á, gây khan hiếm nguồn cung và đẩy giá LNG lên cao.**

Bắt đầu từ cuối năm 2024, thị trường LNG toàn cầu sẽ chứng kiến một làn sóng chưa từng có các dự án LNG mới đi vào hoạt động. IEEFA (Viện Kinh tế Năng lượng và Phân tích tài chính) dự đoán rằng công suất sản xuất LNG toàn cầu sẽ tăng khoảng 193 MTPA (Metric Tons per Annum – Tấn mỗi năm) từ năm 2024 đến năm 2028, IEEFA dự kiến rằng khoảng 37 MTPA các cơ sở LNG mới sẽ đi vào hoạt động vào năm 2025, tiếp theo là 57 MTPA công suất mới vào năm 2026, mức cao nhất từ trước đến nay được xây dựng trong một năm. IEEFA dự kiến sẽ có thêm 44 MTPA công suất LNG vào năm 2027 và 43 MTPA vào năm 2028. Phần lớn công suất LNG mới sẽ hoàn thành vào năm 2028 sẽ tập trung ở Hoa Kỳ và Qatar. **Tuy nhiên, 2 dự án Golden Pass LNG và Energia Costa Azul LNG của Mỹ và Mexico bị chậm tiến độ, sẽ vận hành từ năm 2026 thay vì 2025 cho thấy triển vọng nguồn cung toàn cầu năm 2025 có thể thắt chặt hơn dự kiến.**

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



Dự báo giá LNG Asia mua theo Kỳ hạn (Term) và giá Giao ngay (Spot) đến năm 2040 (USD/tr.BTU)

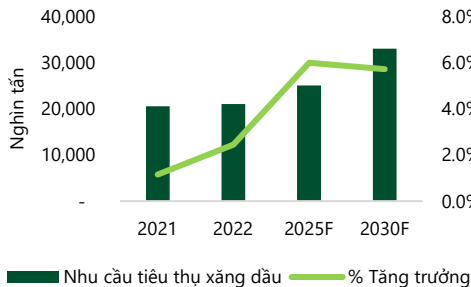


Dự báo định nhu cầu khí đốt các quốc gia

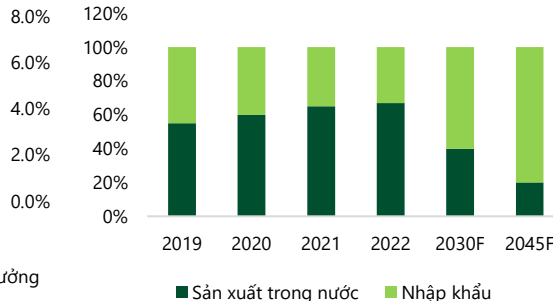


- ❖ **Giá dầu thế giới năm 2025 được các chuyên gia dự báo giảm sẽ tác động kém tích cực đến các doanh nghiệp xăng dầu:** do tăng chi phí dự phòng Hàng tồn kho, tăng chiết khấu để tăng tiêu thụ sản phẩm sẽ khiến BNLG các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu bị thu hẹp. Doanh thu của nhóm kinh doanh xăng 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, quỹ bình ổn,...dù được nhận một khoảng lợi nhuận cố định trên mỗi lít xăng dầu tiêu thụ.
- ❖ **Năm 2025, nguồn cung xăng dầu trong nước được đảm bảo** do nhà máy lọc dầu Dung Quất của BSR đã hoàn thành bảo dưỡng tổng thể lần 5 trong năm 2024. Tổng nguồn cung xăng dầu được đảm bảo là điều kiện cần thiết để các doanh nghiệp đầu mối 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.
- ❖ **Biên lợi nhuận các doanh nghiệp lọc dầu như BSR được dự báo suy giảm trong năm 2025.** Sự suy yếu của thị trường dầu mỏ Thế giới cùng với giá dầu giảm là yếu tố khiến Crack spread năm 2025 được dự báo giảm so với năm 2024. Crack spread thường diễn biến đồng pha với giá dầu.
- ❖ **Những điểm mới của dự thảo số 4** thay thế Nghị định số 83/2014/NĐ-CP ngày 03 tháng 9 năm 2014 của Chính phủ về kinh doanh xăng dầu và các Nghị định sửa đổi, bổ sung Nghị định số 83/2014/NĐ-CP. Nghị định mới dự kiến sẽ được thông qua vào cuối năm 2024 và có hiệu lực từ đầu năm 2025 sẽ có tác động cực hơn cho các doanh nghiệp đầu ngành như PLX và OIL.

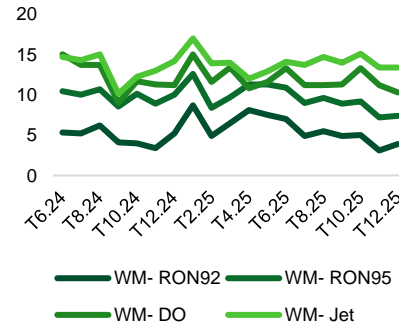
Dự báo nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong nước



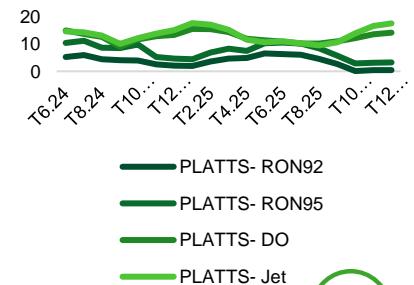
Dự báo khả năng cung cấp xăng dầu nội địa



Dự báo crack spread của WM



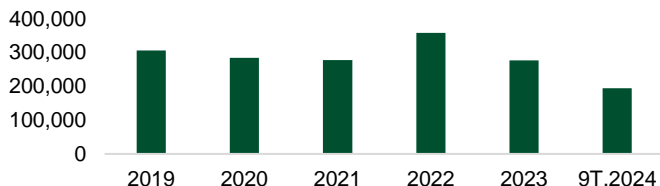
Dự báo crack spread của Platts



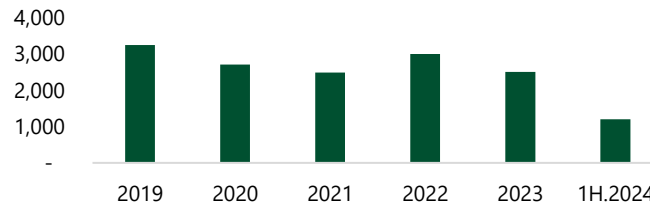
📌 **Thị trường phân phối xăng dầu Việt Nam còn nhiều dư địa để tăng trưởng.** Theo dữ liệu doanh số bán hàng của khu vực ASEAN của Hiệp hội Ô tô Malaysia (MAA) vào năm 2021, Việt Nam đứng top 3 về doanh số bán ô tô tại Đông Nam Á, tuy nhiên tỷ lệ sở hữu ô tô của Việt Nam hiện đang thấp hơn nhiều so với các nước trong khu vực, trong khi thu nhập bình quân đầu người đứng thứ 6 trong khu vực. Cục Công nghiệp (Bộ Công Thương) nhận định, hiện tỷ lệ sở hữu ô tô của Việt Nam ở mức 63 chiếc/1.000 người dân, chỉ bằng 1/10 của Thái Lan và 1/20 của Malaysia.

📌 **Bộ Công Thương vừa đưa ra dự thảo quyết định của Thủ tướng về “Chiến lược phát triển ngành công nghiệp ô tô Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”.** Theo đó, Dự thảo đặt ra mục tiêu cụ thể, đến năm 2030 tăng trưởng thị trường xe ô tô bình quân từ 14 - 16%/năm, tổng lượng xe tiêu thụ đạt khoảng 1 - 1,1 triệu chiếc; tỉ lệ xe điện và xe sử dụng hybrid, năng lượng mặt trời đạt 350.000 chiếc, lượng tiêu thụ năm 2023 là 302.000 chiếc.

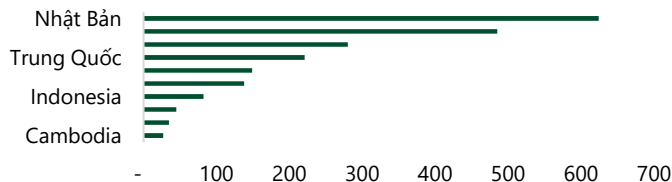
Doanh số bán xe ô tô



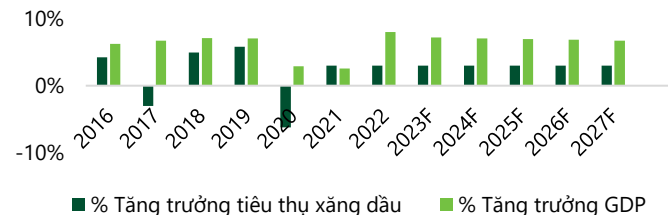
Doanh số bán xe máy



Số xe tiêu thụ trên 1000 dân ở một số quốc gia (2022)



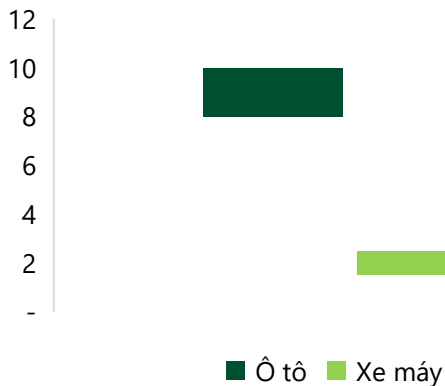
Tăng trưởng GDP và Tăng trưởng tiêu thụ xăng dầu



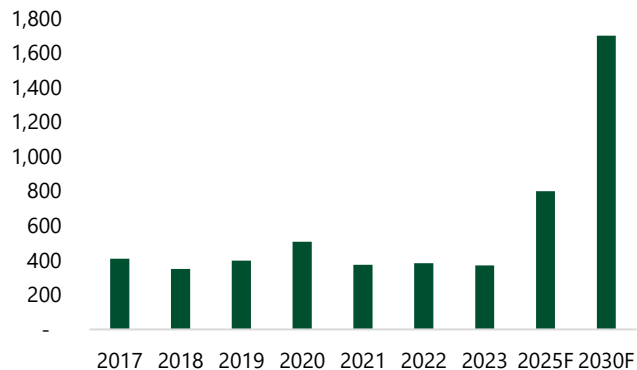
TRIỂN VỌNG NGÀNH- XU HƯỚNG CHUYỂN ĐỔI PHƯƠNG TIỆN GIAO THÔNG GIA TĂNG TIÊU THỤ XĂNG DẦU

Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu ngày càng tăng, việc chuyển dịch xu hướng từ xe máy sang ô tô sẽ kích thích tiêu thụ xăng nhiều hơn. Tính đến tháng 3 năm 2023, Việt Nam có ít nhất 72 triệu xe máy và hơn 5 triệu ô tô đang tiêu thụ khoảng 60% sản phẩm xăng dầu. Tính đến tháng 9/2024, Việt Nam có khoảng 77 triệu xe máy đăng ký, đưa tỷ lệ sở hữu xe máy lên tới 770 xe/1.000 dân, thuộc hàng cao nhất thế giới. Đây là động lực chính cho tăng trưởng tiêu thụ xăng dầu. Xu hướng này sẽ tiếp tục được thúc đẩy bởi số lượng phương tiện tăng đáng kể, đặc biệt là ô tô, vốn tiêu thụ nhiều xăng dầu hơn xe máy. Số lượng phương tiện đang hoạt động tăng mạnh thúc đẩy nhu cầu xăng dầu từ năm 2017 - 2022, số lượng ô tô và xe máy tăng trưởng với tỷ lệ tăng trưởng kép hàng năm lần lượt là 12% và 5%. Xu hướng này sẽ tiếp tục, với tỷ lệ tăng trưởng kép hàng năm đạt 18% đối với ô tô và 6% đối với xe máy trong giai đoạn 2023 - 2028. Ngoài ra, sản xuất công nghiệp gia tăng cũng sẽ thúc đẩy nhu cầu xăng dầu, đặc biệt là dầu nhiên liệu và dầu diesel sử dụng trong vận tải và máy móc. Chuyển đổi từ xe máy sang ô tô tiếp tục thúc đẩy lượng tiêu thụ xăng dầu trên mỗi phương tiện bởi ô tô tiêu thụ nhiều xăng dầu hơn xe máy, với mức tiêu thụ xăng dầu trung bình của ô tô là khoảng 7,0-9,0 lít/100 km, trong khi xe máy chỉ tiêu thụ trung bình khoảng 1,5-2,0 lít/100 km.

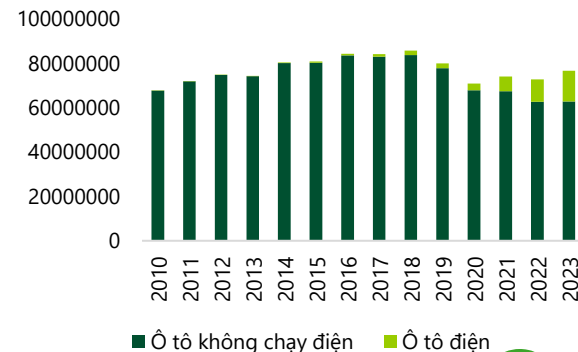
Mức tiêu hao nhiên liệu (lít/100 km)



Số lượng ô tô lưu hành tăng thêm mỗi năm



Số lượng xe ô tô tiêu thụ trên Thế giới



- ▼ **Dự thảo Nghị định xăng dầu kỳ vọng sớm được thông qua và có hiệu lực trong năm 2025 có tác động tích cực đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu. Các vấn đề môi trường kinh doanh xăng dầu cơ bản được giải quyết, từ đó giúp công ty cải thiện hiệu quả kinh doanh.**
 - **Cơ chế điều hành giá:** dự thảo Nghị định đã đưa ra công thức để doanh nghiệp tự tính toán, công bố và kê khai giá với cơ quan quản lý với giá bán không cao hơn mức giá trần do BCT công bố.
 - **Quỹ Bình ổn giá xăng dầu:** dự thảo Nghị định quy định Quỹ Bình ổn giá xăng dầu thực hiện theo Luật Giá 2023 trong trường hợp mặt bằng giá thị trường của các mặt hàng xăng dầu có biến động bất thường gây tác động lớn đến kinh tế - xã hội, sản xuất, kinh doanh, đời sống người dân.
 - **Các quy định về Thương nhân đầu mỗi xăng dầu:** Bổ sung thêm các điều kiện như (1) Là thương nhân phân phối xăng dầu tối thiểu trong 36 tháng liên tục trước khi đề nghị cấp Giấy xác nhận đủ điều kiện làm thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu; (2) thực hiện kết nối mạng với BCT để BCT giám sát tổng nguồn cung và tồn kho của doanh nghiệp; (3) Có trách nhiệm thực hiện tổng nguồn xăng dầu tối thiểu không thấp hơn 100.000 m³, tấn(dầu, madút)/năm.
 - **Dự trữ xăng dầu của thương nhân phân phối:** Dự thảo Nghị định loại bỏ quy định thương nhân phân phối phải dự trữ xăng dầu 5 ngày, loại bỏ 1 số quy định về kho chứa...
 - **Để tránh mua bán qua nhiều tầng nấc trung gian,** thương nhân phân phối được quy định là chỉ được mua xăng dầu từ các thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu, không được mua bán xăng dầu của nhau.

Dự thảo Nghị định mới có tác động tích cực hơn đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu do các quy định về chi phí kinh doanh phản ánh sát sao hơn những thay đổi thực tế về chi phí của doanh nghiệp như giảm thời gian điều hành các chi phí cấu thành trong công thức giá bán tối đa. Bên cạnh đó, việc tự quyết định giá bán (nhưng thấp hơn giá cơ sở) sẽ mở ra cơ hội cho các doanh nghiệp đầu ngành như PLX và OIL do có thể tận dụng các ưu thế của doanh nghiệp về hệ thống phân phối, kho dự trữ xăng dầu để tăng tổng chi phí hoạt động định mức và lợi nhuận định mức thực nhận để cải thiện biên lợi nhuận gộp.

Ngày 30/11/2024, Quốc hội đã thông qua Luật Điện lực (sửa đổi). Chúng tôi cho rằng Luật điện lực có vai trò quan trọng trong định hình khung pháp lý ngành điện, tạo điều kiện gián tiếp thúc đẩy tăng trưởng các doanh nghiệp đầu khí như Tổng Công ty Khí Việt Nam (GAS) và các doanh nghiệp thương nguồn dầu khí như Tổng Công ty Cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PVS) và Tổng Công ty Cổ phần Khoan và Dịch vụ Khoan Dầu khí (PVD),...Sau đây là một số nội dung nổi bật:

▼ **Điện khí (nội địa và LNG):**

- Ưu tiên phát triển điện khí trong nước, phát triển nhanh điện khí LNG, đưa điện khí trở thành nguồn cấp điện năng quan trọng.
- Dự án điện khí LNG được hưởng cơ chế sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn.
- Có cơ chế huy động các dự án nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên trong nước tối đa theo khả năng cấp khí và các ràng buộc về nhiên liệu để bảo đảm hài hoà lợi ích tổng thể của quốc gia.

▼ **Điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới (Điện gió ngoài khơi)**

- Có chính sách ưu đãi, hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi; khuyến khích đầu tư các dự án tham gia thị trường điện.
- Ưu tiên phát triển nguồn điện gió ngoài khơi gắn liền với bảo đảm quốc phòng, an ninh, giữ vững chủ quyền biên giới, biển đảo quốc gia.
- Dự án điện gió ngoài khơi được hưởng các cơ chế sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn đối với dự án bán điện lên hệ thống điện quốc gia.

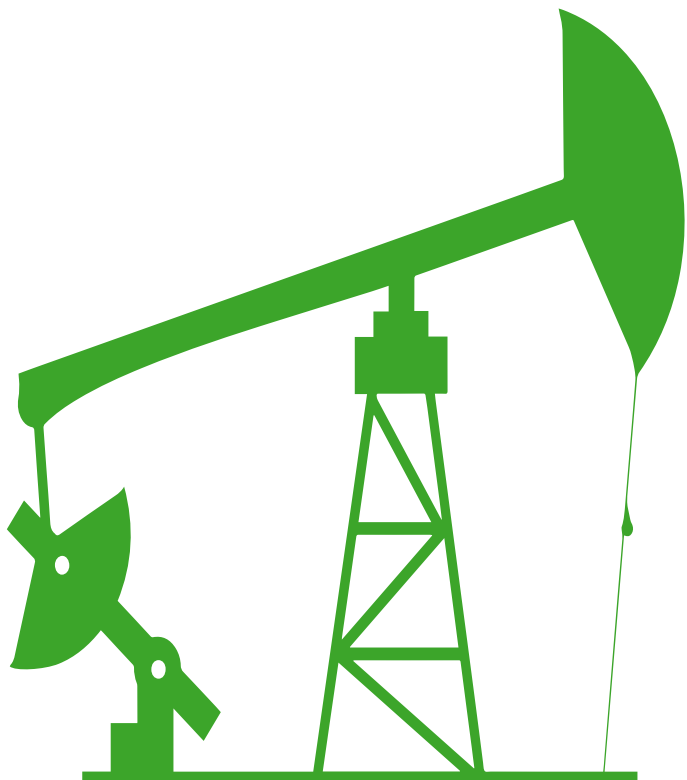
VCBS cho rằng triển vọng ngành dầu khí Việt Nam năm 2025 vẫn khả quan với các yếu tố kỳ vọng

- Giá dầu vẫn duy trì khả quan theo dự báo các tổ chức lớn về triển vọng giá dầu 2025 ([Slide 43](#))
- Ngành khoan dầu khả quan từ các hoạt động khoan ở khu vực Trung Đông sẽ là điều kiện thuận lợi mang đến triển vọng tốt giá thuê giàn khoan, cũng như các hợp đồng ký với thời hạn 2-3 năm giúp tăng hiệu suất hoạt động giàn. ([Slide 44](#))
- Nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh. Phát triển các dự án nội địa góp phần đảm bảo phát triển ngành điện phù hợp với các mục tiêu quốc gia và đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia. Tiến độ các dự án nội địa được đẩy nhanh sẽ hỗ trợ hoạt động E&P các doanh nghiệp thượng nguồn ([Slide 45, 46, 47, 48](#)).
- Xu hướng chuyển đổi năng lượng sạch là cơ hội nguồn công việc cho các doanh nghiệp dầu khí. ([Slide 49, 50, 51, 52](#))
- Các doanh nghiệp lọc dầu được dự báo sẽ có 1 năm khó khăn hơn khi Crack spread năm 2025 được dự báo giảm. ([Slide 55](#))
- Nguồn cung xăng dầu được đảm bảo, nhu cầu tiêu thụ xăng dầu được dự báo tiếp tục tăng trong dài hạn và các quy định trong ngành xăng dầu ngày càng chặt chẽ sẽ hỗ trợ nghiệp đầu mối kinh doanh, phân phối xăng dầu hoạt động ổn định, tăng hiệu quả kinh doanh và cải thiện BLNG. ([Slide 56, 57, 58](#))
- Quốc hội đã thông qua Luật Điện lực (sửa đổi), có hiệu lực từ ngày 1/2/2025, theo đó Luật đã đặt ra khung pháp lý cho cơ chế sản lượng hợp đồng tối thiểu đối với các nhà máy điện khí và LNG. Đồng thời, Luật ưu tiên phát triển điện khí sử dụng khí nội địa, đồng nghĩa với việc huy động cao từ mỏ khí Lô B. Điều này tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà máy Nhiệt điện LNG như nhà máy NT3&4 (dự kiến vận hành năm 2025, 2026) của Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (POW), tác động tích cực đến các doanh nghiệp dầu khí như Tổng Công ty Khí Việt Nam (GAS) và các doanh nghiệp thượng nguồn dầu khí như Tổng Công ty Cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PVS) và Tổng Công ty Cổ phần Khoan và Dịch vụ Khoan Dầu khí (PVD),... ([Slide 59](#))

Nhóm DN	Mã	Khuyến nghị	Triển vọng KD	LNST 2024 dự phóng (tỷ đồng)	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	Mua	Tăng trưởng	1.086	2.776.369	16.394	14,9	17,87	1,24	2,04%
	PVD	Mua	Tăng trưởng	629	3.547.306	13.397	20,9	19,90	0,88	0,00%
	PVB	Mua	Tăng trưởng	11	201.496	603	54,6	19,23	1,55	0,00%
Trung nguồn	GAS	Mua	Phục hồi	11.982	1.036.422	162.347	13,4	14,66	2,79	2,89%
	BSR	Mua	Phục hồi	1.826	7.024.814	65.712	36,5	21,95	1,18	1,42%
Hạ nguồn - Khí thành phẩm	CNG	Trung lập	Đi ngang	106	279.806	1.106	10,1	10,08	1,79	3,81%
	PVG	Không đánh giá	Không đánh giá	12	66.184	272	24,0	84,27	0,55	2,78%
	PGD	Không đánh giá	Không đánh giá	222	6.048	3.128	13,9	9,79	1,92	4,75%
Hạ nguồn - Xăng dầu thành phẩm	PLX	Mua	Tăng trưởng	3.333	1.579.710	51.014	15,0	17,09	2,00	2,49%
	OIL	Trung lập	Tăng trưởng	592	1.944.002	12.407	20,6	42,07	1,19	2,08%

MỤC LỤC

NGÀNH DẦU KHÍ CHUYỂN MÌNH - TÁI KHỞI ĐỘNG CÁC DỰ ÁN DẦU KHÍ NỘI ĐỊA



- 01 TỔNG QUAN NGÀNH**
Phụ tải tăng trưởng cao do hoạt động sản xuất công nghiệp phục hồi.
- 02 DIỄN BIẾN NGÀNH**
Nhu cầu tiêu thụ xăng, dầu, khí tiếp tục tăng trưởng
- 03 TRIỂN VỌNG NGÀNH**
Tái khởi động các dự án dầu khí nội địa – Chuyển dịch năng lượng xanh
- 04 DOANH NGHIỆP NỔI BẬT**
 - BSR – MUA – 25.000 (+16%)
 - PVS – MUA – 47.100 (+42%)
 - PVB – MUA – 32.912 (+18,4%)
 - PLX – MUA – 50.310 (+33%)
 - PVD – MUA – 29.039 (+23%)
 - GAS – MUA – 79.800 (+16,7%)

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	17,5 – 24,1
GTGD bình quân 52T (triệu VND)	6.796.233
Vốn hóa (tỷ đồng)	60.149
P/E	20,2x
P/B	1,1x
% NN sở hữu	0,6%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

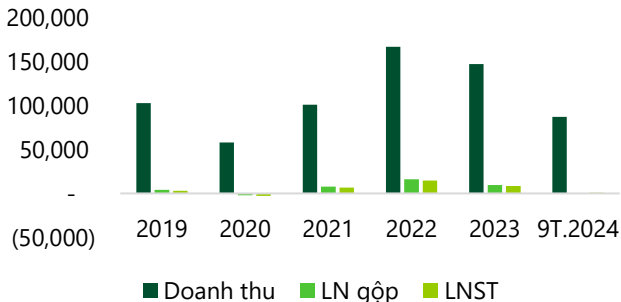
Doanh thu thuần	117.138 (-21%)
Lợi nhuận sau thuế	1.826 (-78%)

TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

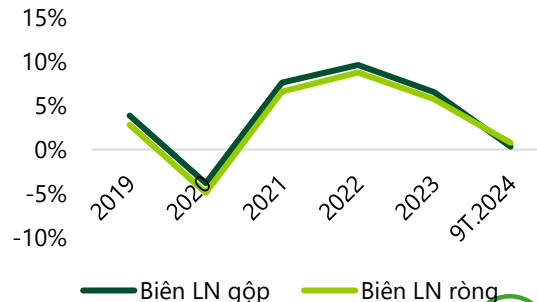
BSR là đơn vị quản lý vận hành Nhà máy lọc dầu Dung Quất, là công trình trọng điểm quốc gia có tổng vốn đầu tư trên 3 tỷ USD, công suất chế biến 6,5 triệu tấn dầu thô/năm, tương đương 148.000 thùng/ngày, công ty hiện chiếm khoảng 30% nhu cầu năng lượng của Việt Nam.

KQKD: Doanh thu Q3 đạt 31.946 tỷ đồng (-15,6% yoy) và LNST ghi nhận lỗ 1,2 nghìn tỷ đồng. KQKD khó khăn suy giảm so với mức nền năm 2023 chủ yếu do giá dầu thô (-8,4% yoy) và crack spread các sản phẩm lọc dầu giảm mạnh so với cùng kỳ, dù sản lượng bán tăng 9% yoy do công ty đã tăng hiệu suất hoạt động sau đợt bảo dưỡng tổng thể nhà máy 50 ngày. **Lũy kế 9T.2024:** Doanh thu đạt 87,1 nghìn tỷ đồng (-17% yoy) và LNST đạt 674 tỷ đồng (-89% yoy). KQKD giảm mạnh do (1) sản lượng bán giảm 11% yoy do đợt bảo dưỡng tổng thể trong nửa đầu năm 2024 và (2) BLNG giảm 6,4 điểm % yoy do crack spread trung bình giảm so với cùng kỳ năm trước.

Doanh thu và Lợi nhuận



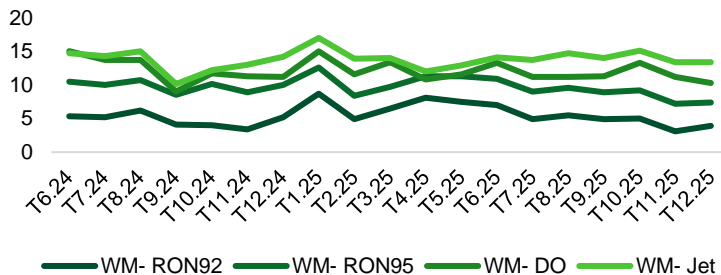
Biên lợi nhuận



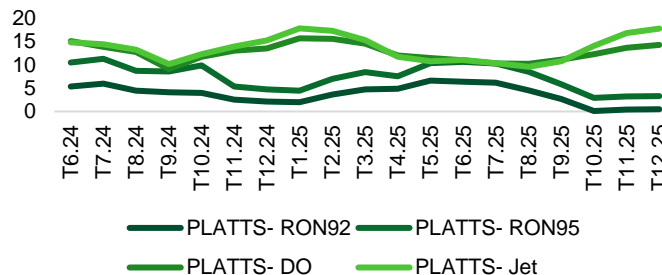
Kỳ vọng Crack spread hồi phục trở lại từ mức nền thấp Quý 3 và duy trì ổn định trong năm 2025

- Chúng tôi kỳ vọng KQKD nửa đầu năm 2025 của BSR sẽ khả quan do sản lượng cao hơn khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hoạt động với hiệu suất ở mức 114% và crack spread cải thiện từ mức nền thấp kể từ Quý 3.2024.
- Thị trường dầu mỏ Thế giới suy yếu là thách thức đối với các nhà máy lọc dầu. Tuy nhiên BSR vẫn hoạt động có lãi trong bối cảnh khó khăn. Chênh lệch giữa giá dầu thô và giá xăng dầu thành phẩm (Crack spread) là yếu tố dẫn đến lợi nhuận của BSR. Mà giá Platts xăng dầu biến động đồng pha với giá dầu thô, do đó Crack spread cũng biến động đồng pha với giá dầu. Crack spread của các sản phẩm xăng dầu đã bắt đầu hồi phục kể từ đầu quý 4. Với kỳ vọng thời điểm cuối năm thường là giai đoạn cao điểm của ngành hàng không và mùa lễ hội lớn trong năm sẽ thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ đối với xăng máy bay (Jet A1) và sản phẩm dầu Diesel (DO). Dự báo lợi nhuận gộp trong quý 4 của công ty sẽ cải thiện, hoạt động kinh doanh cả năm có lợi nhuận.
- Chiến lược của công ty: BSR đã tăng công suất vận hành, xuất bán nhanh sản phẩm và duy trì tồn kho ở mức hợp lý để giảm thiểu rủi ro, giảm giá hàng tồn kho, đẩy mạnh công tác bán hàng và áp dụng chính sách bán hàng linh hoạt để hạn chế ảnh hưởng trong trường hợp giá dầu điều chỉnh giảm.

Dự báo crack spread của WM



Dự báo crack spread của Platts



BSR được chấp thuận niêm yết sàn HOSE

Ngày 12/12, Sở giao dịch chứng khoán TP.HCM (HoSE) vừa công bố chấp thuận đăng ký niêm yết cho hơn 3,1 tỷ cổ phiếu của CTCP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) được niêm yết trên HoSE. Việc chuyển sàn giúp nâng cao tính minh bạch, nâng cao hình ảnh thương hiệu, gia tăng khả năng tiếp cận vốn và thu hút thêm các nhà đầu tư chiến lược. Đồng thời mở ra triển vọng được đưa vào chỉ số VN30 trong vòng 6 tháng sau khi hoàn tất chuyển sàn sang HOSE, nếu đáp ứng các điều kiện về tỷ lệ free float, thanh khoản, khối lượng giao dịch, giá trị giao dịch và vốn hóa trung bình 12 tháng gần nhất.

Công suất tăng trở lại trong năm 2025 sau khi NMLD Dung Quất đã hoàn thành bảo dưỡng định kỳ

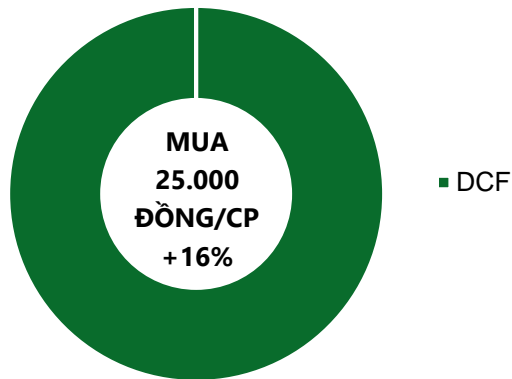
Sản lượng năm 2024 sẽ giảm đi tương ứng 50 ngày công suất. Sau bảo dưỡng, nhà máy đã được nâng công suất lên 114% CSTK. Doanh nghiệp sẽ vận hành linh hoạt đảm bảo hiệu quả tối ưu và sẵn kịch bản nhập dầu thô để vận hành nhà máy với công suất tối đa (114% CSTK) nhằm tối đa hóa lợi nhuận khi giá dầu thô và crack spread có sự cải thiện.

BSR đã nghiên cứu và áp dụng thành công việc tăng sản lượng các sản phẩm có giá trị cao (như ADO, Jet - A1, PP) và tăng tỷ lệ sản phẩm xăng Mogas 95/Mogas 92 từ 40%/60% theo thiết kế ban đầu lên trên 70%/30%. Tiếp tục triển khai các giải pháp cải tiến để tăng tỷ lệ xăng Mogas 95, để tối ưu cơ cấu sản phẩm.

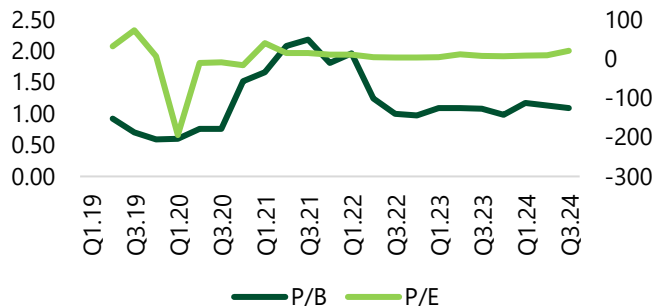
Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu tiếp tục tăng trưởng cùng với dự án NCMR NMLD Dung Quất sẽ là động lực tăng trưởng cho BSR trong dài hạn.

Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu ngày càng tăng, việc chuyển dịch xu hướng từ xe máy sang ô tô sẽ kích thích tiêu thụ xăng nhiều hơn. Đây là động lực chính cho tăng trưởng tiêu thụ xăng dầu. Xu hướng này sẽ tiếp tục được thúc đẩy bởi số lượng phương tiện tăng đáng kể, đặc biệt là ô tô, vốn tiêu thụ nhiều xăng dầu hơn xe máy. Số lượng ô tô và xe máy được dự báo tăng trưởng với tỷ lệ tăng trưởng kép hàng năm đạt 18% đối với ô tô và 6% đối với xe máy trong giai đoạn 2023 - 2028. Ngoài ra, sản xuất công nghiệp gia tăng cũng sẽ thúc đẩy nhu cầu xăng dầu, đặc biệt là dầu nhiên liệu và dầu diesel sử dụng trong vận tải và máy móc.

Ngày 28/3/2024, BSR đã phê duyệt điều chỉnh Dự án nâng cấp mở rộng NMLD Dung Quất và bắt đầu được triển khai vào quý 2/2024. Cao điểm giải ngân xây dựng vào năm 2025 với tiến độ thực hiện dự án dự kiến là 37 tháng kể từ ngày ký Hợp đồng EPC và đưa dự án vào vận hành vào Quý 3 năm 2028. Sau khi hoàn thành và đưa dự án vào hoạt động, NMLD Dung Quất sẽ giúp nâng công suất chế biến dầu thô thêm 15% so với hiện tại, đảm bảo sản phẩm lọc dầu đầu ra đạt chuẩn Euro III -IV.



Lịch sử định giá



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	147.423	117.138	125.429
+/-yoy (%)	-12%	-21%	7%
LN từ HĐKD	9.454	2.083	3.342
+/-yoy (%)	-39%	-78%	60%
LNST	8.455	1.826	2.946
+/- %	-42%	-78%	61%
EPS (VND/cổ phiếu)	2.745	602	965

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá dầu đạt trung bình 72 USD/thùng năm 2025.
- 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.

Chúng tôi duy trì khuyến nghị MUA và vẫn giữ giá mục tiêu BSR ở mức 25.000 đồng/cp như trong "**Báo cáo Nhanh BSR ngày 13.12.2024**" mà chúng tôi đã công bố.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	33,1 – 44,9
GTGD bình quân 52T	4.404.353
Vốn hóa (Tỷ đồng)	16.155
P/E	17,8x
P/B	1,2x
% NN sở hữu	20,7%

Dự phóng 2024 (Tỷ đồng)

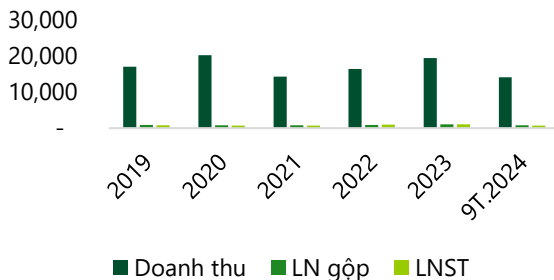
Doanh thu thuần	24.323 (+36%)
LNST	1.086 (+2%)

TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

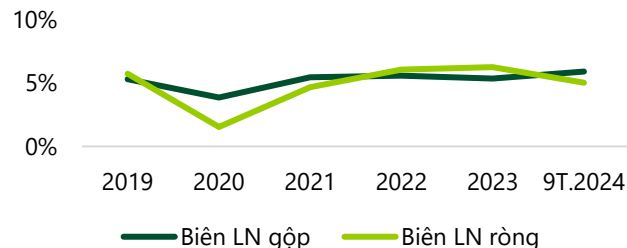
PVS là thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN). Lĩnh vực hoạt động chính của công ty là cung cấp các loại hình dịch vụ kỹ thuật cho các ngành dầu khí, năng lượng, công nghiệp. Một số dịch vụ tiêu biểu của PVS là: EPCI công trình biển, EPC công trình công nghiệp; Kho nổi chứa, xử lý và xuất dầu thô FSO/FPSO; tàu dịch vụ dầu khí; khảo sát địa chấn, địa chất, công trình ngầm; cảng dịch vụ; dịch vụ cung ứng nhân lực kỹ thuật và dịch vụ cho các dự án năng lượng tái tạo. PVS là doanh nghiệp nổi bật về cung cấp các dịch vụ kỹ thuật liên quan đến dầu khí tại Việt Nam.

KQKD 9T 2024: Doanh thu đạt 14,1 nghìn tỷ đồng (+12% yoy) và LNST đạt 707 tỷ đồng (+17% yoy) chủ yếu do (1) lợi nhuận gộp tăng 46% yoy và (2) thu nhập từ các liên doanh FSO/FPSO tăng 27% yoy, bù đắp cho chi phí tài chính tăng 98% do lỗ tỷ giá. BLNG 9T 2024 đạt 5,9% (tăng 1,4 điểm % yoy), được đóng góp từ sự cải thiện của BLNG các mảng (1) mảng Dịch vụ quản lý FPSO/FSO tăng 1,8 điểm % yoy và (2) mảng Cơ khí & xây dựng (M&C) tăng 0,4 điểm % yoy và (3) mảng Vận hành & bảo dưỡng (O&M) tăng 2,1 điểm % yoy. Bù đắp cho các mảng khác hoạt động kém hiệu quả như (4) Khảo sát địa chấn và ROV giảm 4,7 điểm % yoy và (5) Căn cứ cảng dịch vụ giảm 1,8 điểm % yoy.

Doanh thu và Lợi nhuận



Biên lợi nhuận



Tiềm năng tăng trưởng tích cực, thúc đẩy tăng trưởng doanh thu và lợi nhuận của PVS trong dài hạn khi công ty đẩy mạnh hoạt động ở cả 2 phân khúc dầu khí truyền thống và năng lượng tái tạo

Giá dầu tiếp tục giữ trên mức 60 USD sẽ thúc đẩy việc triển khai các hoạt động dầu khí thượng nguồn.

Lô B Ô Môn đạt nhiều bước tiến đáng kể, hứa hẹn ngày đón dòng khí về bờ (First gas) vào năm 2027.

Chuyển dịch năng lượng xanh để đáp ứng cam kết phát thải ròng bằng 0 sẽ thúc đẩy phát triển các dự án năng lượng tái tạo.

Triển khai công tác khảo sát cho Dự án Xuất khẩu điện.

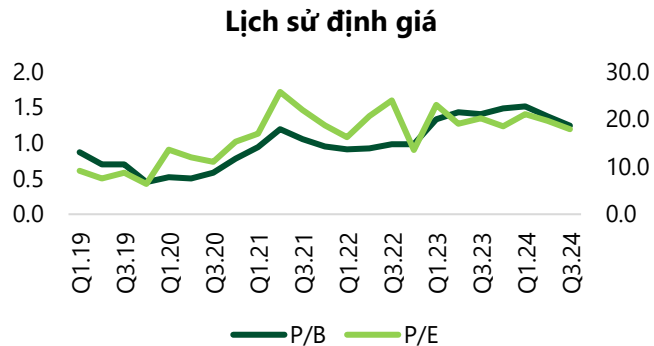
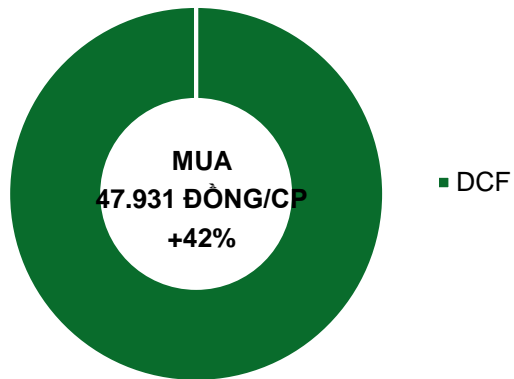
Hợp đồng M&C	Tổng giá trị hợp đồng (triệu USD)	Dự báo doanh thu M&C năm 2024	Dự báo doanh thu M&C năm 2025	Backlog ước tính cho giai đoạn 2026-2029
Dự án dầu khí	1.792	177	651	1.214
Gallaf - GDD3 (Qatar)	380	52	52	276
Sư tử trắng - GĐ 2B	250	-	-	250
Lô B (EPCI#1,2,3)	1.150	100	480	570
Lạc Đà Vàng	262	25	119	119
Dự án điện gió ngoài khơi	1.090	394	423	74
Hải Long 2 &3 (Đài Loan)	90	86	5	-
Greater Changhua 2b &4 (Đài Loan)	320	224	96	-
Baltica 2 (Ba Lan)	180	54	72	54
Fengmiao (Đài Loan)	100	30	50	20
Dự án chân đế điện gió khác	400	-	200	200
Tổng cộng	2.882	571	873	1.288

Nhu cầu năng lượng cho các năm tới dự báo vẫn tiếp tục tăng trưởng, tình hình thị trường dịch vụ dầu khí 2024 khả quan với nhiều công việc và dự án trong ngành đẩy mạnh giúp các đơn vị trong ngành và PTSC tăng thêm phần công việc các nhóm dịch vụ

Dịch vụ quản lý, vận hành và khai thác kho nổi (FSO/FPSO) chứa, xử lý và xuất các sản phẩm dầu khí là một trong những dịch vụ đóng góp ổn định, lâu dài vào KQKD của công ty do gắn liền với hoạt động khai thác các mỏ dầu. Hiện tại, công ty đang sở hữu/đồng sở hữu 06 FSO/FPSO phục vụ các hoạt động khai thác của khách hàng tại các mỏ trong và ngoài nước. Tiềm năng tăng trưởng đến từ việc công ty đầu tư thêm 2 kho nổi FSO để phục vụ cho 2 dự án Lạc Đà Vàng và Lô B Ô Môn, chi phí đầu tư xây dựng cơ bản ước tính là 10 nghìn tỷ đồng. PVS đã đặt kế hoạch đầu tư trị giá 400 triệu USD cho các dự án này.

Mảng căn cứ cảng dịch vụ: Hiện nay, PTSC đang quản lý, vận hành và tiếp tục triển khai đầu tư mở rộng hệ thống 08 căn cứ Cảng dịch vụ dầu khí trên với tổng diện tích trên 310ha và trên 3.100 m cầu cảng, phục vụ các khách hàng đang hoạt động thăm dò khai thác dầu khí Việt Nam. Mở rộng căn cứ cảng để đáp ứng nhu cầu công việc đang tăng. Căn cứ cảng Hạ lưu Vũng Tàu của PVS có diện tích khoảng 170 ha. PVS sẽ đầu tư để mở rộng cơ sở cung cấp thêm khoảng 30 ha. Sau khi mở rộng có thể tăng công suất sản xuất của phân khúc M&C lên 1 tỷ USD vào năm 2025 và 1,5 tỷ USD-2,0 tỷ USD trong dài hạn. Mở rộng căn cứ cảng để đáp ứng nhu cầu công việc đang tăng. Căn cứ cảng có công suất lớn là lợi thế cạnh tranh của PVS so với các đối thủ trong khu vực.

TÊN KHO NỔI	TỶ LỆ SỞ HỮU	SỨC CHỨA (THÙNG)	KHU VỰC HOẠT ĐỘNG	LOẠI THUÊ	GIÁ THUÊ	THỜI HẠN HĐ
FSO Orkid	49%	745.000	Mỏ PM3 CAA	Tài chính	33.000	12/2027
FPSO Ruby II	60%	645.000	Mỏ Hồng Ngọc	Vận Hành	92.500	2024, đang đàm phán HĐ dài hạn 3-5 năm
FSO PTSC Bien Dong 01	51%	350.000	Mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh	Vận Hành	43.000	2028
FPSO PTSC Lam Son	51%	350.000	Mỏ Thăng Long - Đông Đô	Vận Hành	50.000	2024, dự kiến tiếp tục cho thuê dài hạn
FSO Sao Vàng Đại Nguyệt	49%	777.695	Cụm Mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt	Vận Hành	60.500	Tháng 7/2027



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	19.374	24.323	36.138
+/-yoy (%)	18%	26%	49%
LN từ HĐKD	1.211	1.424	1.896
+/-yoy (%)	22%	18%	33%
LNST	1.060	1.086	1.464
+/- %	12%	2%	35%
EPS (VND/cổ phiếu)	2.148	2.089	1.997

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giả định giá dầu duy trì trên 70 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	20 – 32,2
GTGD bình quân 52T (triệu VND)	257.177
Vốn hóa (tỷ đồng)	600
P/E	20,1x
P/B	1,5x
% NN sở hữu	1%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

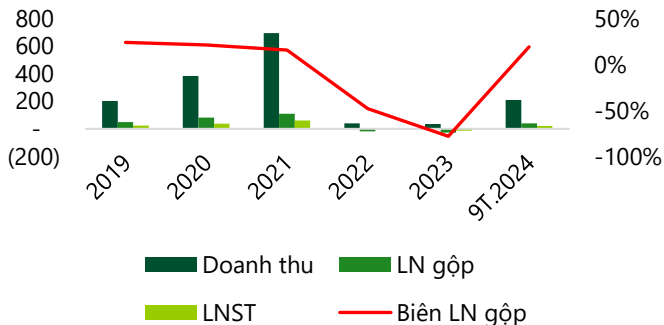
Doanh thu thuần	220 (-10%)
Lợi nhuận sau thuế	11 (+223%)

TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

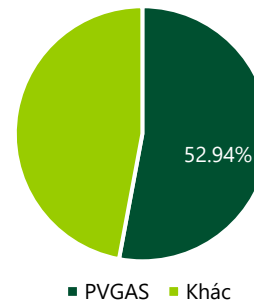
PVB là công ty duy nhất của Việt Nam hoạt động trong lĩnh vực bọc ống, sản xuất các sản phẩm cơ khí, chống ăn mòn kim loại, gia tải đường ống,..Nhà máy bọc ống dầu khí của PVB là nhà máy đầu tiên tại Việt Nam và là nhà máy hiện đại nhất tại khu vực Đông Nam Á. Công suất bọc ống của nhà máy đạt từ 100.000 – 480.000 m/năm mỗi loại.

KQKD: KQKD Q3.2024 – ghi nhận lỗ gần 7 tỷ đồng : Doanh thu đạt 21,6 tỷ đồng (-48% yoy) và LNST ghi nhận lỗ 6,6 tỷ đồng, cao hơn mức lỗ 2,7 tỷ đồng của cùng kỳ. KQKD kém tích cực là do doanh nghiệp doanh thu ghi nhận mức thấp do chưa có dự án lớn nào được triển khai, không bù đắp được chi phí phát sinh trong kỳ. *** Lũy kế 9T.2024: Doanh thu đạt 208,8 tỷ đồng (+120% yoy) và LNST đạt 20,3 tỷ đồng trong ghi cùng kỳ ghi nhận lỗ 7,6 tỷ đồng. KQKD đến từ việc PVB đã hoàn thành xong dự án Kinh Ngư Trắng trong nửa đầu năm.

Doanh thu và Lợi nhuận



Cơ cấu cổ đông



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.

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. 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.

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 lợi thế đặc thù, chúng tôi kỳ vọng PVB sẽ giành được hợp đồng khoảng 100 triệu USD cho khối lượng công việc bọc đường ống của Lô B, với doanh thu ước tính từ Lô B là 2,5 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 Lạc Đà Vàng, Sư Tử Trắng giai đoạn 2B,...trong giai đoạn 2025-2028

Dự án	Nhà đầu tư	Dịch vụ bọc	Đường kính (inch)	Độ dài (km)	Thời gian
Biển Đông 1	PTSC	3LPP, 5LPP, CWC	12-20	46	2010
Tê Giác Trắng	Hoàng Long JOC	3LPE, PUF, CWC	6-16	37	2011
Sư Tử Trắng	Cửu Long JOC	3LPP, 5LPP, CWC	12	20	2011-2012
Mỏ Dừa	POVO	FBE,PUF,HDPPE, CWC	10	20	2012
Hải Sư Trắng - Đen	Thăng Long JOC	3LPE, PUF, CWC	6-16	38	2012
Thăng Long - Đông Đô	Lam Sơn JOC	3LPE, PUF, CWC	6-12	20	2013
Thỏ Trắng – MSP6	Vietsovpetro	FBE,PUF,HDPE, CWC	10	7.5	2013
Sư Tử Nâu	Cửu Long JOC	3LPE, PUF, CWC	6-18	63	2013-2014
Nam Côn Sơn 2 - GĐ1	PVGAS	3LPE, CWC	26	153	2014-2015
Hàm Rồng - Thái Bình	PVGAS	3LPE, CWC	12	25	2014-2015
Thỏ Trắng MSP8-Lô 09-1	Vietsovpetro	FBE,PUF,HDPE, CWC	12	7	2015
Cá Tầm	Vietsovpetro	3LPE, PUF, CWC	8-16	46	2018
Nam Côn Sơn 2 - GĐ2	PVGAS	3LPE, CWC	26-30	140	2019-2020
Sao Vàng - Đại Nguyện	Idemitsu	3LPE, CWC	18-26	45	2019-2020
Zawtika 1D (Myanmar)	PTTEP (Thái Lan)	3LPE, CWC	14	9.5	2022-2023
Kình Ngư Trắng	Vietsovpetro	3LPE, CWC	12	44	2023-2024

Dự án	Đường kính ống yêu cầu (inch)	Tổng độ dài (km)	Giá trị hợp đồng (Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F	2026F	2027F	2028F
Kinh Ngư Trắng	12	43	292	122	170				
Lô B (bờ + biển)	18-30	433	2.500			687	991	822	
Lạc Đà Vàng	4-10	30	40			16	24		
Sư tử Trắng - GĐ 2B	16	60	250				100	150	
Các dự án khác hằng năm			20	20	20	20	20	20	20
Tổng				142	190	723	1.135	992	20

Biến động BLNG qua các năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Không có dự án							-1.127%	-41%				-48%	-78%	
Biển Đông 1	15%													
Tê Giác Trắng		16%												
Sư Tử Trắng														
Mỏ Dừa			19%											
Hải Sư Trắng - Đen														
Thăng Long - Đông Đô				22%										
Thỏ Trắng - MSP6														
Sư Tử Nâu														
Nam Côn Sơn 2 - GĐ1														
Hàm Rồng - Thái Bình					26%	13%								
Thỏ Trắng ThTC2-MSP8-Lô 09-1														
Cá Tầm									24%					
Nam Côn Sơn 2 - GĐ2										21%	16%			
Sao Vàng - Đại Nguyệt														
Zawtika 1D (Myanmar)														
Kinh Ngư Trắng														7%

Các dự án trong nước chậm tiến độ. Đặc biệt là dự án Lô B.

Sau thời kỳ đỉnh cao của ngành dầu khí từ 2010 đến 2014, thời gian vừa qua đã chứng kiến có ít dự án dầu khí hơn, điều này ảnh hưởng đến dịch vụ bọc đường ống của PVB. Do đó, việc khởi động lại các dự án trong nước là động lực chính cho PVB, đặc biệt là dự án lô B. Do đó, tiến độ xây dựng đường ống Lô B chậm hơn dự kiến sẽ ảnh hưởng tiêu cực đến doanh thu và lợi nhuận của PVB cũng như định giá của chúng tôi.

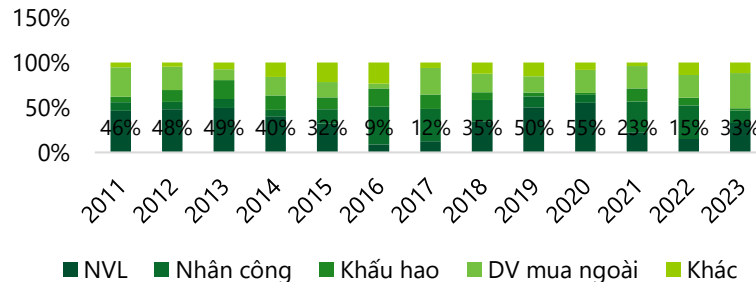
Biến động chi phí nguyên vật liệu đầu vào

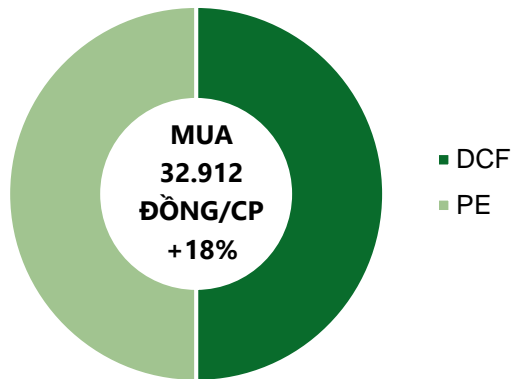
Trong những năm có hợp đồng bọc đường ống, chi phí nguyên vật liệu là chi phí lớn nhất, chiếm trên 40% tổng chi phí hoạt động của công ty. Kể từ khi chuyển sang phương pháp khấu hao đường thẳng từ năm 2018 đã giúp giảm chi phí khấu hao hằng năm của công ty xuống còn 7 tỷ đồng vào năm 2023. Từ năm 2012 đến năm 2015, PVB sử dụng phương pháp khấu hao theo đơn vị sản xuất nên chi phí khấu hao thường chiếm tỷ trọng cao, 15% - 20% tổng chi phí hoạt động. Các vật tư của lĩnh vực bọc ống như hạt nhựa, lớp phủ chống ăn mòn, que hàn, vải lưới và các loại vật liệu khác, chủ yếu được nhập khẩu từ nước ngoài. Do đó biến động giá nguyên vật liệu toàn cầu sẽ ảnh hưởng đến KQKD của công ty.

Lỗi tỷ giá

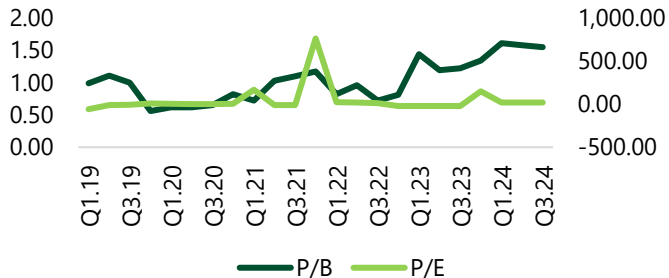
Khoảng 40% nguyên liệu thô đến từ các nhà cung cấp nước ngoài nên PVB phải thực hiện một số giao dịch bằng ngoại tệ, trái ngược với doanh thu của PVB bằng VND. Do tỷ giá USD/ VNĐ đã tăng gần 5% so với đầu năm, PVB phải đối mặt với rủi ro tỷ giá, khiến tăng chi phí tài chính

Chi phí sản xuất theo yếu tố





Lịch sử định giá



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	244	220	753
+/-yoy (%)	611%	-10%	242%
LN từ HĐKD	3	15	47
+/-yoy (%)	n/a	390%	221%
LNST	3	11	37
+/- %	n/a	223%	239%
EPS (VND/cổ phiếu)	156	503	1.708

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá định giá dầu duy trì trên 70 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	32,5 – 50,6
GTGD bình quân 52T (triệu VND)	1.402.659
Vốn hóa (tỷ đồng)	50.823
P/E	16,9x
P/B	1,7x
% NN sở hữu	17,36%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

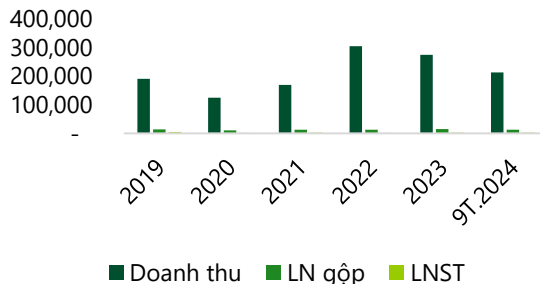
Doanh thu thuần	279.758 (+2%)
Lợi nhuận sau thuế	3.333 (+8%)

TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

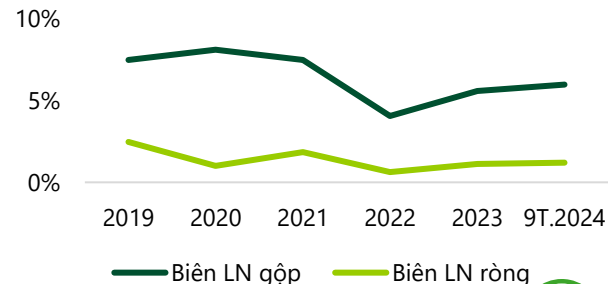
📌 Lĩnh vực kinh doanh chính của PLX chủ yếu là xuất nhập khẩu và kinh doanh xăng dầu. Với mạng lưới phân phối hơn 4.790 trạm bán lẻ của PLX và các đại lý trên toàn quốc, PLX hiện đang là nhà cung cấp các sản phẩm xăng dầu lớn nhất trên thị trường nội địa, chiếm 47% thị phần xăng dầu nội địa.

📌 **Doanh thu Quý 3 kém tích cực so với cùng kỳ, đạt 64,3 nghìn tỷ đồng (-11% yoy) và LNST đạt 130,5 tỷ đồng (-82% yoy)** do (1) giá dầu liên tục giảm khiến giá bán xăng dầu liên tiếp giảm, (2) nhu cầu tiêu thụ xăng giảm do ảnh hưởng của bão Yagi tại khu vực phía Bắc và (3) thu nhập tài chính giảm 58% yoy do cùng kỳ năm ngoái có khoản lợi nhuận thoái vốn 645 tỷ từ PGB và chi phí SG&A tăng 8% yoy để khắc phục thiệt hại từ ảnh hưởng của bão đối với các cửa hàng xăng dầu. **Lũy kế 9 tháng:** Doanh thu của PLX đã đạt 213 nghìn tỷ đồng (+4% yoy), LNNT đạt 3,2 nghìn tỷ đồng (+4% yoy), LNST đạt 2.6 nghìn tỷ đồng (+12% yoy), lần lượt hoàn thành 113% và 110% KHKD doanh thu và LNNT của doanh nghiệp.

Doanh thu và Lợi nhuận



Biên lợi nhuận



Triển vọng tích cực nhờ nhu cầu xăng dầu ngày càng tăng tại Việt Nam. Tổng nguồn cung xăng dầu được đảm bảo.

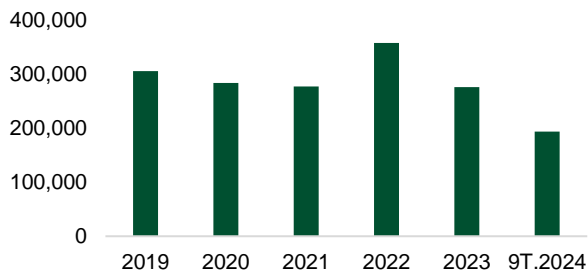
Triển vọng tích cực nhờ nhu cầu xăng dầu ngày càng tăng tại Việt Nam cùng với tổng nguồn cung xăng dầu được đảm bảo sẽ góp phần tích cực trong tăng trưởng hoạt động kinh doanh của PLX.

Tổng nguồn cung xăng dầu được đảm bảo là điều kiện cần thiết để các doanh nghiệp đầu mối 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. Các giải pháp bảo đảm cung ứng xăng dầu cho sản xuất, kinh doanh và tiêu dùng của người dân, doanh nghiệp cũng được Chính Phủ yêu cầu phải đảm bảo. Các doanh nghiệp đầu mối xăng dầu được yêu cầu thực hiện nghiêm tổng nguồn xăng dầu tối thiểu năm 2024 đã được phân giao và dự trữ xăng dầu theo quy định. Đồng thời xây dựng kế hoạch xăng dầu cho năm 2025 và các năm tiếp theo, để không thiếu hụt hoặc đứt gãy nguồn cung như năm 2022.

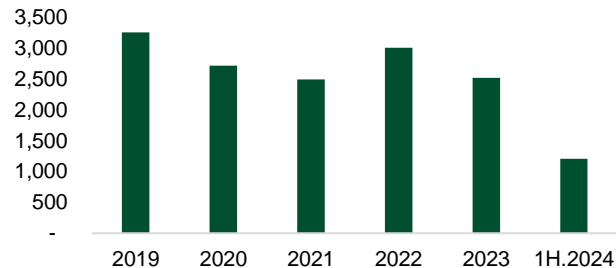
Kỳ vọng giá dầu biến động ổn định sẽ giúp doanh nghiệp cải thiện BLNG

Theo dự báo của EIA, việc xung đột đã leo thang trong những tuần gần đây đã làm tăng khả năng gián đoạn nguồn cung và biến động giá dầu. EIA kỳ vọng khả năng sản xuất dầu thô dư thừa đáng kể, có thể được đưa vào hoạt động trong trường hợp xảy ra gián đoạn và việc sản lượng ở Libya sẽ bắt đầu tăng trở lại từ tháng 10, sau những lần ngừng sản xuất gần đây. Chúng tôi cho rằng những điều này sẽ góp phần giảm tác động biến động mạnh của giá dầu.

Doanh số bán xe ô tô



Doanh số bán xe máy



- Biên lợi nhuận cải thiện khi chi phí định mức được cải thiện từ tháng 7/2024.** Trong kỳ điều chỉnh giá ngày 4/7/2024, Bộ Công Thương và Bộ Tài chính đã điều chỉnh tăng chi phí kinh doanh định mức áp dụng trong giá cơ sở xăng dầu (như đã trình bày trong báo cáo ngày 13/08/2024), nhằm bảo đảm biến động giá xăng dầu trong nước phù hợp với biến động giá xăng dầu thế giới. Điều này sẽ giúp cải thiện biên lợi nhuận gộp của các doanh nghiệp xăng dầu.
- Những điểm mới trong Nghị định 83/2023/NĐ-CP kinh doanh xăng dầu** có tác động tích cực đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu như PLX.
- Dự thảo Nghị định mới kỳ vọng sẽ được thông qua vào cuối năm 2024 và có hiệu lực từ đầu năm 2025 có tác động tích cực đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu.** Dự thảo Nghị định mới có tác động tích cực hơn đối với các thương nhân kinh doanh và phân phối xăng dầu do các quy định về chi phí kinh doanh phản ánh sát sao hơn những thay đổi thực tế về chi phí của doanh nghiệp như giảm thời gian điều hành các chi phí cấu thành trong công thức giá bán tối đa. Bên cạnh đó, việc tự quyết định giá bán (nhưng thấp hơn giá cơ sở) sẽ mở ra cơ hội cho các doanh nghiệp đầu ngành như PLX và OIL do có thể tận dụng các ưu thế của doanh nghiệp về hệ thống phân phối, kho dự trữ xăng dầu để tăng tổng chi phí hoạt động định mức và lợi nhuận định mức thực nhận để cải thiện biên lợi nhuận gộp.

Đồng/lít	Xăng	Dầu Diesel	Dầu hỏa	Mazut
Thuế nhập khẩu	5,62%	0,58%	0,08%	1,38%
Thuế TTĐB	Xăng 10% Xăng E5 (8%) Xăng E10 (7%)	N/A	N/A	N/A
CPKD định mức	1.140 (+5,6% yoy)	1.170 (+13,6% yoy)	1.180 (+24,2% yoy)	430 (+19,4% yoy).
LN định mức	300	300	300	300
Thuế BVMT	2.000	1.000	600	1.000
Thuế GTGT	10%	10%	10%	10%

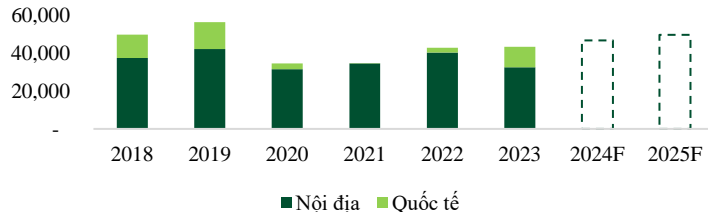
▼ **Ngành hàng không Việt Nam được dự báo sẽ tăng trưởng tích cực trong năm 2025 là yếu tố thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu Jet A1**

Hiện tại, có hai đơn vị chính cung cấp nhiên liệu máy bay tại Việt Nam, trong đó công ty con PLX (CTCP Nhiên liệu bay Petrolimex - PA) chiếm hơn 30% tổng thị phần. Mảng nhiên liệu bay đóng góp 5% trong tổng DT của PLX nhưng LNTT đóng góp tỷ trọng gần 10%. **Công suất phục vụ hành khách sẽ tăng trưởng mạnh:** Công suất của các sân bay từ lâu đã là nút thắt cho sự tăng trưởng của ngành hàng không Việt Nam. Hiện tại, các dự án trọng điểm như Sân bay Quốc tế Long Thành - Giai đoạn 1 (sức chứa 25 triệu hành khách) và nhà ga T3 Tân Sơn Nhất (sức chứa 20 triệu hành khách), dự kiến sẽ hoàn thành vào năm 2025, sẽ tạo ra động lực lớn cho năng lực hàng không. **Lượng hành khách quốc tế được kì vọng tăng trở lại mức của năm 2019 ở Q4/2024 – trong khi lượng hành khách nội địa dự kiến sẽ đi ngang.** Theo Hiệp hội Vận tải hàng không quốc tế (IATA), Chỉ số khách luân chuyển (RPK) quốc tế ở khu vực Châu Á Thái Bình Dương đạt mức 83% so với mức trước Covid vào cuối năm 2023 và được kỳ vọng nâng lên 100% vào năm 2024-2025 chủ yếu nhờ sự phục hồi khách quốc tế của Trung Quốc. Tổng lượng hành khách trong năm 2024 được dự báo đạt 131 triệu hành khách (tương đương 90% mức trước Covid) trong đó, 82 triệu hành khách nội địa (tương đương cùng kỳ) và 38 triệu hành khách quốc tế (+15% yoy).

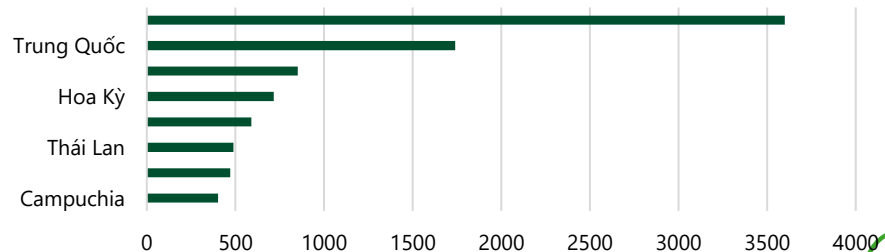
▼ **Kế hoạch đầu tư công vào cơ sở hạ tầng giao thông sẽ là động lực dẫn dắt chính cho mảng kinh doanh hóa dầu trong năm 2024 -2025.** Mảng kinh doanh hóa dầu đóng góp 3%-4% doanh thu và lợi nhuận gộp cho PLX. Công ty nhựa đường sẽ hưởng lợi nhiều hơn nhờ các dự án đầu tư công trong năm 2024-2025.

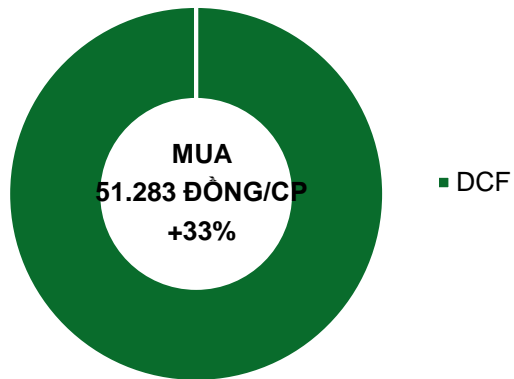
▼ **Gia tăng kinh doanh các hoạt động phi xăng dầu trên mỗi cửa hàng xăng dầu.**

Lượng khách du lịch bằng đường hàng không (nghìn lượt)

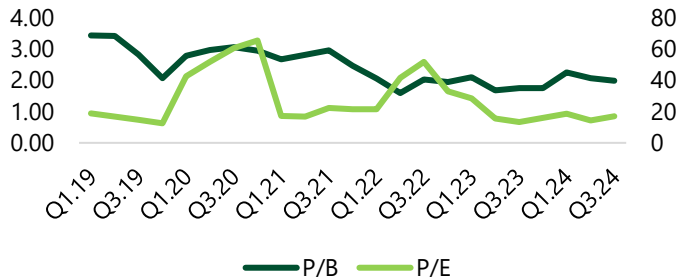


Thị trường có số lượng khách quốc tế đến VN nhiều nhất năm 2023





Lịch sử định giá



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	273.979	279.758	283.565
+/-yoy (%)	-10%	2%	1%
LN từ HĐKD	3,818	4,295	5,525
+/-yoy (%)	97%	13%	29%
LNST	3.077	3.333	4.316
+/- %	62%	8%	30%
EPS (VND/cổ phiếu)	1.706	2.283	3.063

Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá dầu đạt trung bình 70 USD/thùng năm 2025.
- 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

Chúng tôi duy trì khuyến nghị MUA và vẫn giữ giá mục tiêu PLX ở mức 51.283 đồng/cp như trong "**Báo cáo cập nhật PLX ngày 14.11.2024**" mà chúng tôi đã công bố.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	23,1-34,9
GTGD bình quân 52T	4.492.042
Vốn hóa (Tỷ đồng)	12.924
P/E	19,5x
P/B	0,8x
% NN sở hữu	10,7%

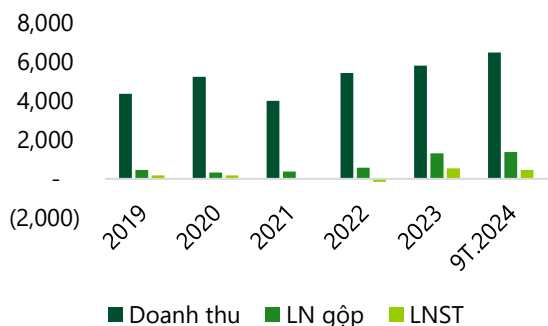
Dự phóng 2024 (Tỷ đồng)

Doanh thu thuần	8.405 (+45%)
LNST	629 (+15%)

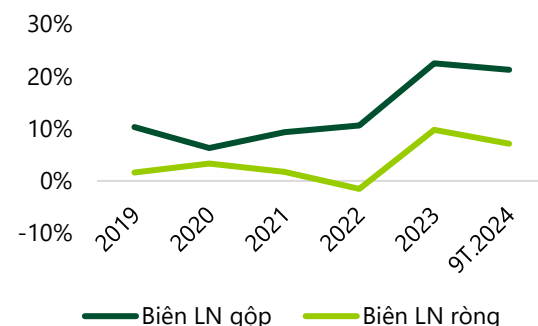
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

- PVD hoạt động chính trong lĩnh vực cung cấp giàn khoan và dịch vụ kỹ thuật khoan phục vụ hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Với việc sở hữu 7 giàn khoan, PVD đã chi phối đến 80% thị phần dịch vụ khoan và 70% thị phần khoan trực tiếp ở Việt Nam.
- KQKD 9T.2024:** Doanh thu đạt 6,5 nghìn tỷ đồng (+61% yoy) và LNST đạt 461tỷ đồng (+34% yoy) được đóng góp bởi (1) Giá thuê giàn trung bình đạt 97k USD/ngày và (2) Hiệu suất hoạt động giàn cao hơn cùng kỳ bù đắp cho (3) Chi phí tài chính tăng 14% yoy chủ yếu từ khoản lỗ tỷ giá tăng 26% yoy, (4) Chi phí SG&A tăng 18% yoy và 5) không còn khoản lợi nhuận bất thường từ thỏa thuận chấm dứt hợp đồng khoan của giàn khoan tự nâng PVD I với Valeura.

Doanh thu và Lợi nhuận



Biên lợi nhuận



- Nhu cầu giàn khoan khu vực Đông Nam Á vẫn duy trì ở mức cao trong khi nguồn cung giàn vẫn hạn chế.** Riglogix dự báo trong 4 năm tới cần khoảng 45 - 50 giàn khoan mỗi năm. Nguồn cung giàn thặng dư trên thị trường tuy đã bớt thắt chặt trong một vài thời điểm như giai đoạn trước khiến giá thuê giàn giảm trong Quý 3. Tuy nhiên, về dài hạn nhu cầu giàn vẫn cao trong khi nguồn cung giàn khoan hạn chế với chỉ 12 giàn khoan tự nâng mới (2,8% tổng số giàn khoan trên thị trường toàn cầu) trong giai đoạn 2024-2026, và chỉ có 2 giàn khoan được đặt tại khu vực Đông Nam Á. Điển hình như Malaysia, Indonesia có nhu cầu giàn khoan rất lớn từ nay đến năm 2030 (trên 14 giàn khoan mỗi năm) để đáp ứng nhu cầu khoan từ 160 giếng/năm đến trên 175 giếng/năm.
- Triển vọng tích cực đến từ giá thuê giàn tăng và hiệu suất hoạt động giàn cao**
 Đơn giá tăng theo các hợp đồng đã ký và mảng dịch vụ giếng khoan đã có bước tích cực. Dịch vụ giếng khoan: Ngày 12/06/2024, PVD đã ký thành công hợp đồng gói thầu dịch vụ 2 năm “Cung cấp thiết bị và dịch vụ Bundled services cho toàn bộ 12 giếng khoan thuộc dự án phát triển mỏ Đại Hùng pha 3. Tình hình các giàn khoan sở hữu: Tất cả giàn khoan tự nâng của PVD đều có việc làm trong giai đoạn 2024 – 2025, trong đó giàn PVD III đã có việc làm đến hết năm 2027 giàn PV II sẽ tiếp tục phục vụ chiến dịch khoan dài hạn của PHE ONWJ tại vùng biển Tây Bắc Java ngoài khơi Indonesia thêm 3 năm chắc chắn, dự kiến kéo dài đến hết năm 2028. Các hợp đồng này chưa bao gồm các tùy chọn gia hạn có thể kéo dài thêm từ hai đến 3 năm.
- Đầu tư thêm giàn khoan giúp thúc đẩy khả năng tăng trưởng của doanh nghiệp.** PVD đang triển khai đầu tư giàn khoan tự nâng đa năng 3 chân rời có dầm trượt và dự định sẽ hoàn thành việc đầu tư giàn chậm nhất vào Quý 1.2025. PVD sẽ tiến hành cải tạo giàn để đảm bảo khả năng hoạt động của giàn gần như mới và dự kiến sẽ được đưa vào hoạt động từ quý 4/2025. Doanh nghiệp kỳ vọng điều kiện thị trường sẽ khả quan, khi lượng giàn khoan dư thừa trên thị trường đạt đỉnh trong tháng 9 và dự kiến sẽ giảm dần đến năm 2026 khi các giàn khoan được đưa ra thị trường bởi Aramco có thể sẽ được hoạt động trở lại, từ đó hỗ trợ cho khả năng phục hồi của giá thuê ngày. Đồng thời các hoạt động thượng nguồn trong nước cũng trở nên tích cực hơn là động lực thúc đẩy PVD đầu tư thêm 1 – 2 giàn khoan tự nâng mới nhằm phục vụ cho các chiến dịch khoan trong nước và nước ngoài.

Giàn khoan	2024				2025F				2026F			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
PVD I					PCSB - Malaysia				Tùy chọn gia hạn			
PVD II					Pertamina - Indonesia							
PVD III									Pertamina - Indonesia			
PVD VI					PCSB - Malaysia				Tùy chọn gia hạn			
Giàn đất liền 11	GPRS								Chờ hợp đồng mới			
PVD V (TAD)									BSP - Brunei			
Hakuryu-11												
Borr-Thor												



Nhu cầu giàn khoan trong nước dự kiến sẽ tăng khi các dự án trong nước đạt nhiều bước tiến đáng kể

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.

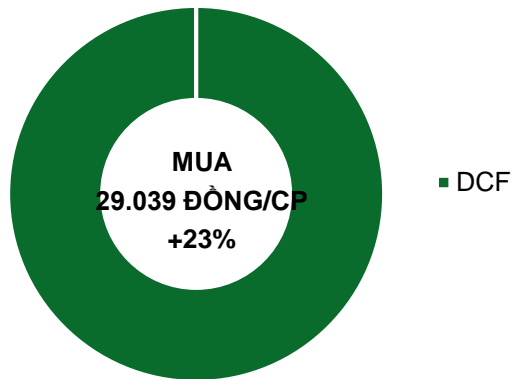
Dự án Lạc Đà Vàng đã có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) với quy mô đầu tư khoảng 693 triệu USD, thời gian bắt đầu chiến dịch khoan dự kiến vào năm 2025 – 2026. Bên cạnh đó Murphy Oil còn đầu tư thêm 120 triệu USD cho các chiến dịch khoan thăm dò tại hai mỏ Lạc Đà Hồng và Hải Sư Vàng, chiến dịch khoan thăm dò sẽ bắt đầu trong Q3/2024. PVD đã thuê 1 giàn khoan tự nâng phục vụ cho chiến dịch khoan thăm dò của khách hàng Idemitsu và Murphy Oil bắt đầu từ Q2/2024.

Dự án Lô B – Ô Môn đã có nhiều tín hiệu tích cực và ngày 18/9/2024 chính thức khởi công chế tạo. Với tiến độ trên, các chiến dịch khoan tại dự án này sẽ diễn ra Q2.2026. PVD dự kiến sẽ đưa 1 – 2 giàn khoan tự nâng đang tham gia các chiến dịch khoan ở nước ngoài sau khi kết thúc hợp đồng và thuê 1 giàn TAD để tham gia chiến dịch khoan này.

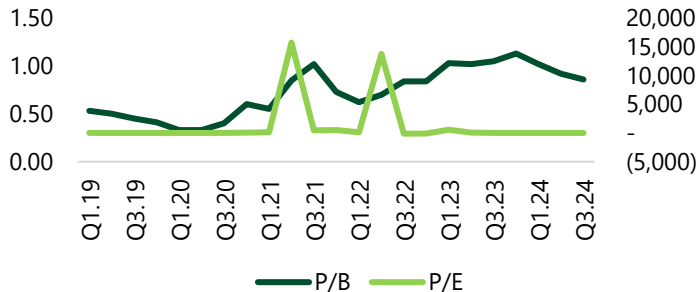
Bên cạnh đó PVD còn tham gia các chiến dịch khoan khác như: Mỏ Cá Tầm – Vietsovpetro trong năm 2025 – 2026, Dự án Sư Tử Trắng 2B – Cửu Long từ cuối 2025, Các chiến dịch khoan ngắn hạn của Hoàn Long Hoàn Vũ JOV, JVPC, ENI trong giai đoạn 2025 – 2026.



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, 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 mỏ đến giai đoạn khai thác của dự án. Chiến dịch khoan của Lô B dự kiến bắt đầu khởi động từ Q.2026 sẽ góp phần tăng trưởng tích cực cho PVD trong năm 2026.



Lịch sử định giá



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	5.804	8.405	8.293
+/-yoy (%)	7%	45%	-1,3%*
LN từ HĐKD	567	850	1.099
+/-yoy (%)		50%	29%
LNST	546	629	837
+/- %	-	15%	33%
EPS (VND/cổ phiếu)	810	1.572	2.118

Một số giả định trong dự báo

- Dự án Lô B vẫn chưa đóng góp KQKD của PVD 2025
- Hiệu suất hoạt động các giàn cao 98%
- Giá thuê giàn tăng 7-10%
- * Chúng tôi giả định 2025 không có giàn khoan thuê ngoài như năm 2024 có 2 giàn thuê ngoài. Chúng tôi sẽ cập nhật định giá khi DN cập nhật thông tin về giàn khoan thuê ngoài.
- Giàn khoan mới sẽ đóng góp lợi nhuận từ Q4.2025.

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	66,9 – 77,4
GTGD bình quân 52T	1.061.607
Vốn hóa (Tỷ đồng)	162.112
P/E	12,8x
P/B	2,7x
% NN sở hữu	1,83%

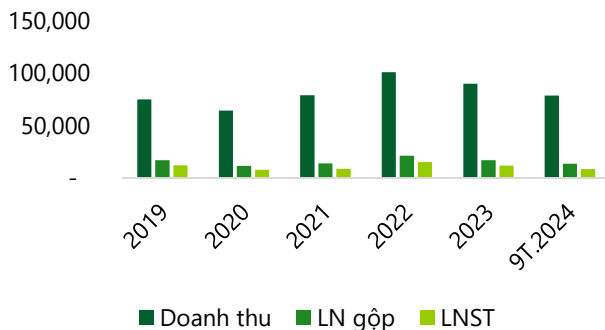
Dự phóng 2024 (Tỷ đồng)

Doanh thu thuần	99.061 (+10%)
LNST	11.982 (+1,6%)

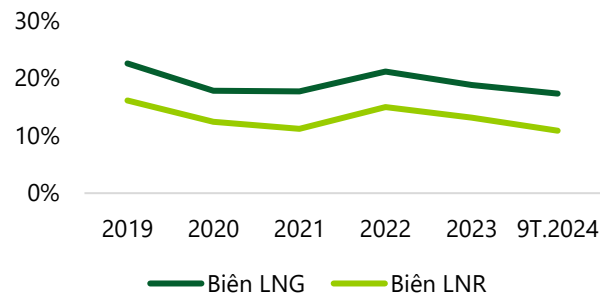
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

- GAS là đơn vị thành viên thuộc Tập Đoàn Dầu khí Việt Nam, chủ yếu hoạt động trong lĩnh vực thu gom, vận chuyển, lưu trữ, chế biến, xuất khẩu, nhập khẩu, kinh doanh khí và các sản phẩm khí. GAS hiện đang vận hành hệ thống đường ống khí Cửu Long, Nam Côn Sơn và PM3, các nhà máy xử lý khí và hệ thống kho LPG khắp cả nước.
- KQKD: Q3.2024, GAS đạt doanh thu 25.252 tỷ đồng (+14% yoy), LNST đạt 2.578 tỷ đồng (+7% yoy).** Doanh thu và LNST tăng chủ yếu do sản lượng LPG tiêu thụ tăng 22%, trong khi đó sản lượng khí khô tiêu thụ giảm 1% so với cùng kỳ. **Lũy kế 9T.2024, GAS đạt doanh thu 78.619 tỷ đồng (+16,8% yoy), LNST đạt 8.537 tỷ đồng (-5,3% yoy).** Mặc dù doanh thu tăng trưởng, LNST lũy kế sụt giảm chủ yếu do trích lập dự phòng tăng cao lên 1.248 tỷ đồng (Tăng 3.85 lần so với cùng kỳ).

Doanh thu và Lợi nhuận



Biên lợi nhuận

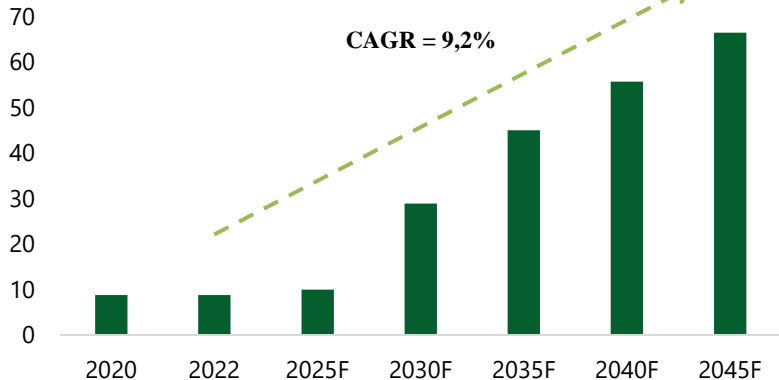


Chuyển đổi năng lượng sạch: QHĐ8 thúc đẩy năng lượng sạch bao gồm tăng trưởng tỷ lệ huy động nhiệt điện khí

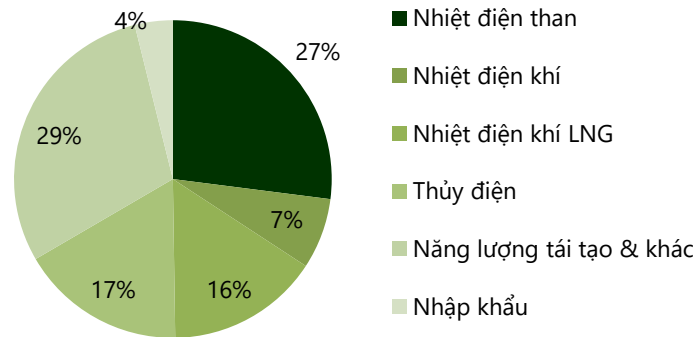
Nhu cầu tiêu thụ điện khí dự kiến tiếp tục tăng trưởng. Theo Bộ Công Thương, về cơ cấu nguồn đến năm 2030 trong Quy hoạch điện VIII, tổng công suất các nhà máy điện khoảng 120.995-148.358 MW (không tính điện mặt trời mái nhà và các nguồn đồng phát). Trong đó, thủy điện đạt 26.795-28.946 MW, chiếm tỷ lệ 19,5-22,1%; nhiệt điện than 37.467 MW, chiếm tỷ lệ 25,3-31%; nhiệt điện khí 29.880-38.980 MW, chiếm tỷ lệ gần 25%.

Nhu cầu phân bón thế giới vẫn còn dư địa tăng trưởng do (1) Trung Quốc hạn chế xuất khẩu ure, và (2) nhu cầu phân bón ure dự kiến tăng mạnh hơn từ thị trường châu Âu, Hoa Kỳ, và một số thị trường châu Á bao gồm Ấn Độ. Theo Mordor Intelligence, ngành phân bón Việt Nam sẽ tăng trưởng 4,9% mỗi năm trong giai đoạn 2024-2026.

Công suất nhiệt điện khí theo QHĐ8



Cơ cấu huy động năng lượng 2025-2030



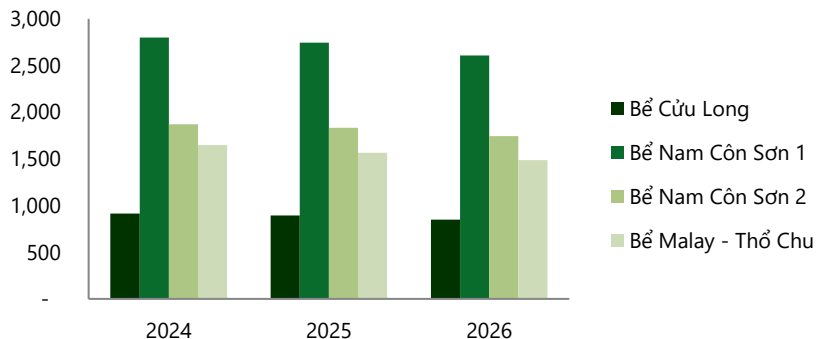
▼ **Sản lượng khí tự nhiên từ các nguồn trong nước dự kiến sẽ được cải thiện khi các mỏ khí mới đi vào hoạt động kể từ năm 2027** bao gồm Sư tử trắng GĐ2B (12 tỷ m³ khí khai thác trong 10 năm), và Lô B – Ô Môn (trên 5 tỷ m³ khí/năm).

PV GAS hiện có vốn góp tỷ lệ 51% vào dự án Đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn với tổng mức đầu tư quy đổi 28.788 tỷ đồng. Chuỗi dự án khí - điện Lô B - Ô Môn dự kiến sẽ có dòng khí đầu tiên vào khoảng quý 4/2026 nhằm phục vụ cho 4 nhà máy điện khí bao gồm Ô Môn 1 (660 MW), Ô Môn 2,3,4 (3x1050 MW). Đây sẽ là động lực tăng trưởng lớn cho các công ty trong chuỗi giá trị dầu khí tại Việt Nam bao gồm PV GAS.

▼ **Tăng cường nhập khẩu LPG nhằm đáp ứng kịp thời nhu cầu tiêu thụ trong nước**

Theo Năng lượng quốc tế, dự kiến nhu cầu tiêu thụ LPG trong nước có sự tăng trưởng khoảng 10%/năm. Để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ LPG trong nước, PV GAS hiện đang nâng cấp cơ sở hạ tầng LPG – đã hoàn thành nâng cấp GPP Dinh Cố từ 5,8 triệu m³ lên 6,8 triệu m³, đồng thời triển khai hợp đồng EPC bồn chứa LPG Thị Vải. Mục tiêu đến năm 2025, PV GAS LPG chiếm lĩnh 21,2% thị phần LPG dân dụng toàn quốc.

Dự phóng sản lượng khí tại các bể



Tăng cường nhập khẩu LNG nhằm đáp ứng kịp thời nhu cầu của các dự án nhiệt điện khí LNG

Theo kế hoạch, dự kiến nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 3 sẽ phát điện thương mại vào giữa tháng 6/2025 và nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 4 phát điện thương mại vào tháng 9/2025 với tổng mức đầu tư 1,4 tỷ USD, công suất 1.500MW. Theo thông tin từ POW, hợp đồng mua bán khí (GSA) giữa POW và GAS dự kiến sẽ được ký vào tháng 12/2024.

Vào tháng 4/2024, nhà máy điện Phú Mỹ 3 đã bắt đầu dùng LNG nhập khẩu để phát điện. Lũy kế 6T.204, sản lượng điện LNG chiếm khoảng 8% tổng sản lượng điện của Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ. Chúng tôi đánh giá đây sẽ là động lực để PVGAS đẩy mạnh việc nhập khẩu và kinh doanh LNG nhằm đảm bảo an ninh năng lượng trong thời gian tới.

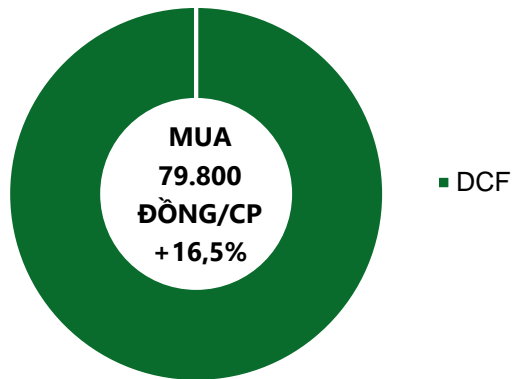
PVGAS đang phát triển hạ tầng nhập khẩu, tồn trữ, phân phối LNG trên toàn quốc gồm: Khu vực miền Nam (Kho chứa LNG Thị Vải 1-3 triệu tấn/năm), khu vực miền Trung (Kho chứa LNG Sơn Mỹ), khu vực miền Bắc (Kho chứa LNG Quảng Ninh/Hải Phòng/Thanh Hóa).

- **Kho LNG Thị Vải**

Theo PV GAS, chuỗi dự án khí điện LNG Thị Vải – Nhơn Trạch bao gồm dự án kho cảng nhập khẩu LNG Thị Vải cung cấp khí cho dự án nhà máy điện khí Nhơn Trạch 3 & 4. PV GAS dự kiến sẽ mở rộng nâng công suất kho chứa LNG Thị Vải lên 3 triệu tấn/năm.

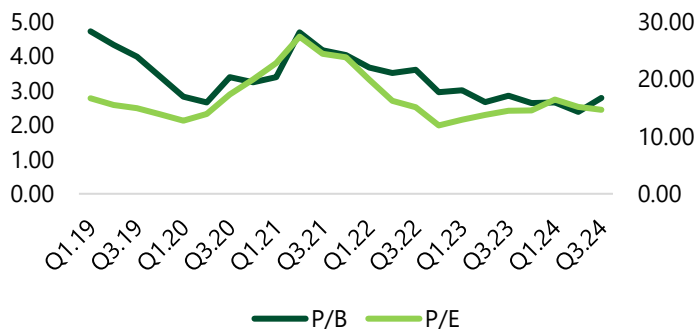
- **Kho LNG Sơn Mỹ**

Theo nangluongvietnam, Bộ Kế Hoạch Đầu tư đã trao Giấy chứng nhận đầu tư cho Dự án Kho cảng LNG Sơn Mỹ với tổng công suất kho cảng 450 TBtu với tổng vốn đầu tư 1,4 tỷ USD, dự án dự kiến bắt đầu vận hành thương mại vào năm 2025. Kho LNG Sơn Mỹ có công suất giai đoạn 1 là 3,6 triệu tấn/năm để cung cấp LNG cho các Nhà máy Điện Sơn Mỹ 1,2, và trong tương lai sẽ nâng lên 6 triệu tấn/năm.



(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	89.953	99.061	103.297
+/-yoy (%)	-10%	10%	4%
LN từ HĐKD	14.619	14.850	15.803
+/-yoy (%)	-22%	1%	6%
LNST	11.793	11.982	12.995
+/- %	-21%	1,7%	8,3%
EPS (VND/cổ phiếu)	4.972	5.056	5.530

Lịch sử định giá



Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng dựa trên giả định dự án Lô B sẽ chính thức khởi công từ cuối năm 2024.
- 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	26,4 – 37,9
GTGD bình quân 52T (triệu VND)	317.939
Vốn hóa (tỷ đồng)	1.088
P/E	9,9x
P/B	1,8x
% NN sở hữu	2,8%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

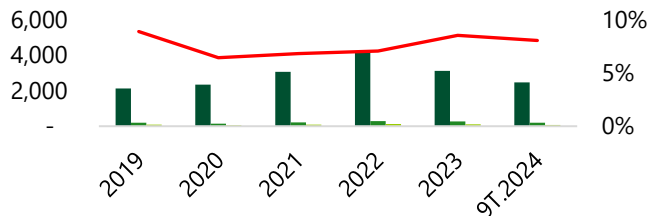
Doanh thu thuần	3.378 (+9%)
Lợi nhuận sau thuế	106 (-4%)

TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

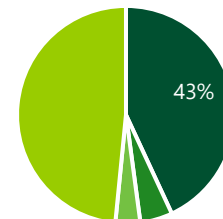
CNG Việt Nam là doanh nghiệp tiên phong chuyên sản xuất, vận chuyển, phân phối khí thiên nhiên nén (CNG) nhằm cung cấp cho các nhà máy, khu công nghiệp có sử dụng nhiệt năng trong quá trình sản xuất, chế biến, và sử dụng như là nhiên liệu thay thế xăng dầu trong ngành giao thông vận tải. Trong thời gian tới, CNG Việt Nam tiếp tục phát triển và hướng tới cung cấp giải pháp trọn gói nhiên liệu sạch CNG, LNG và LPG cho khách hàng tại thị trường cả nước. Địa bàn kinh doanh chính hiện tại là Miền Nam. Thị trường ở Miền Bắc bao gồm: Hà Nội, Thái Nguyên, Bắc Ninh, Hưng Yên, Hải Phòng, Thái Bình, Ninh Bình, Nam Định, Thanh Hóa.

KQKD 9T.2024 cải thiện. CNG ghi nhận KQKD cải thiện với doanh thu đạt 2.460,5 tỷ đồng (+4,0% yoy), hoàn 80% kế hoạch doanh thu và LNST đạt 73,3 tỷ đồng (+10,5% yoy), hoàn thành 82,6% kế hoạch lợi LNST. Tình hình kinh doanh khả quan dù sản lượng giảm 3,1% yoy, đạt 179 triệu Sm³ khí nhờ: (1) Mạng CNG hết khấu hao từ Q1/2024 giúp tiết kiệm 34,6 tỷ đồng và (2) sản lượng tiêu thụ hồi phục kể từ Q2 và cơ chế tính giá mới giúp chênh lệch giá khí tăng nhẹ.

Doanh thu và Lợi nhuận



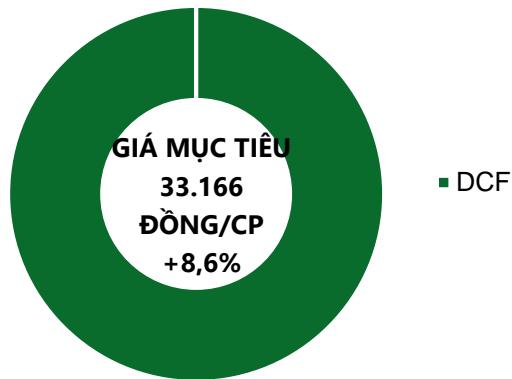
Cơ cấu cổ đông



Doanh thu
 LN gộp
 LNST
 BLN gộp
 PVGAS
 America LLC
 Samarang Ucits - Samarang Asian Prosperity
 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, gôm...) 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. (đã trình bày ở phần triển vọng ngành) 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 ở triển vọng ngành. 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 Nguyệt với giá khí về bờ khoảng 7,5 - 8 USD/MMBTU khiến mặt bằng giá của CNG tăng.



Dự phóng

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	3.112	3.378	3.196
+/-yoy (%)	-26%	9%	-5%
LN từ HĐKD	122	149	155
+/-yoy (%)	-21%	22%	4%
LNST	110	106	115
+/- %	-6%	-4%	9%
EPS (VND/cổ phiếu)	2.543	2.412	2.687

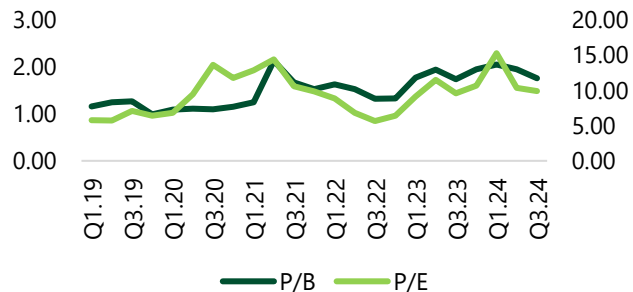
Một số giả định trong dự báo

- Dự phóng trên dựa trên giả định giá định giá dầu duy trì 70 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.

Lịch sử định giá



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