

BÁO CÁO NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ

Tháng 9/2021 (Lần đầu)

TRIỂN VỌNG PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG
ĐẾN TỪ LNG NHẬP KHẨU VÀ MỎ KHÍ MỚI PHÁT HIỆN

HỆ THỐNG MẠNG LƯỚI ĐỊA BÀN KINH DOANH:

Trụ sở chính:

306 Bà Triệu, Quận Hai Bà Trưng, Tp. Hà Nội
Điện thoại: 024.3974 1771
Fax: 024.3974 1771

Chi nhánh Tp. Hồ Chí Minh:

49 Tôn Thất Đạm, Phường Nguyễn Thái Bình,
Quận 1, Tp. Hồ Chí Minh
Điện thoại: 024.3974 1771
Fax: 028.3820 0899

Chi nhánh Đà Nẵng:

Tầng 8, số 36 Trần Quốc Toàn, Quận Hải Châu,
Tp. Đà Nẵng
Điện thoại: 024.3974 1771
Fax: 023.6358 4788



TUYÊN BỐ MIỄN TRÁCH NHIỆM

Bản quyền năm 2020 thuộc về Công ty Cổ phần Chứng khoán Ngân hàng Công Thương Việt Nam (CTS). Những thông tin sử dụng trong báo cáo được thu thập từ những nguồn mà CTS cho là đáng tin cậy và CTS không chịu trách nhiệm về tính chính xác của chúng.

Báo cáo này không được phép sao chép, tái bản bởi bất kỳ cá nhân hoặc tổ chức nào khi chưa được phép của CTS.

Quan điểm thể hiện trong báo cáo này là của (các) chuyên viên phân tích và không nhất thiết liên hệ với quan điểm chính thức của CTS. Không một thông tin cũng như ý kiến nào được viết ra nhằm mục đích quảng cáo hay khuyến nghị mua/bán bất kỳ chứng khoán nào. Do vậy, nhà đầu tư khi sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm với quyết định đầu tư của bản thân.

CTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kỳ ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Tại thời điểm thực hiện báo cáo phân tích, chuyên viên phân tích không nắm giữ bất kỳ cổ phiếu nào của các công ty đề cập trong báo cáo này.



Nguyễn Phương Mai, MBA
Chuyên viên phân tích
Email: mainp@cts.vn
Điện thoại: (024) 3974-1771 (Ext 6369)

MỤC LỤC

A TỔNG QUAN NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ	1
B TÓM TẮT BÁO CÁO	2
C NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ VIỆT NAM	3
01 CHU KỲ NGÀNH	3
02 CHUỖI GIÁ TRỊ NGÀNH	6
a. Thương nguồn	
b. Trung nguồn	
c. Hạ nguồn	
03 MÔI TRƯỜNG PHÁP LÝ VÀ CHÍNH SÁCH ẢNH HƯỞNG	16
a. Luật dầu khí	
b. Nghị định 87/2018/NĐ-CP về kinh doanh khí LPG và LNG	
c. Quy Hoạch Phát Triển Ngành Công Nghiệp Khí	
04 MÔI TRƯỜNG CẠNH TRANH	20
a. Mức độ cạnh tranh của các đối thủ trực tiếp – Thấp	
b. Nguy cơ đối thủ mới gia nhập – Thấp	
c. Sức mạnh của nhà cung cấp – Rất cao	
d. Sức mạnh trả giá của khách hàng – Thấp	
e. Nguy cơ các sản phẩm thay thế - Trung bình thấp	
D DỰ BÁO CỦA CTS VỀ XU HƯỚNG PHÁT TRIỂN NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ VIỆT NAM	22
01 XU HƯỚNG CUNG - CẦU NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ VIỆT NAM	22
a. Đánh giá chung ngành công nghiệp khí Việt Nam	
b. Dự báo xu hướng phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam	
02 TRIỂN VỌNG NHẬP KHẨU KHÍ LNG	33
E KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ	35

A. TỔNG QUAN NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ

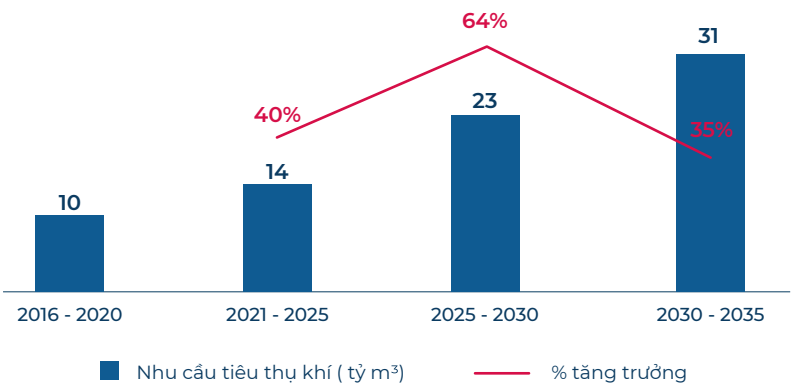
Chỉ tiêu nổi bật:

Sản lượng khai thác khí giai đoạn 2021E – 2035E: **9.4 – 30.9 tỷ m3** CAGR **8.3%**

Sản lượng khí LNG nhập khẩu giai đoạn 2021E – 2035E: **1 – 10 tỷ m3** CAGR **16.6%**

Quy mô ngành công nghiệp khí:

Nhu cầu tiêu thụ khí tăng trưởng mạnh mẽ trong vòng 15 năm tới, CAGR đạt 7.8% giai đoạn 2021E – 2035E, trong đó sản xuất điện chiếm tỷ trọng 80-84% tổng quy mô thị trường.



Cấu trúc ngành:

Chu kỳ ngành	TĂNG TRƯỞNG	Cao
Mức độ tập trung vốn		
Hỗ trợ ngành		Trung bình
Mức độ tập trung ngành		Cao
Pháp luật và chính sách		Cao
Bước nhảy khoa học kỹ thuật		Thấp
Rào cản gia nhập		Cao
Thương mại toàn cầu		Thấp
Mức độ cạnh tranh		Thấp

B. TÓM TẮT BÁO CÁO

Ngành công nghiệp khí Việt Nam đang ở giai đoạn non trẻ. Về cung và cầu của ngành công nghiệp khí trong nước, giai đoạn 2011 – 2020, nguồn cung hàng năm dao động khoảng 10 – 11 tỷ m3 khí. Chúng tôi dự báo trong vòng hai năm tới 2021 – 2022, cung và cầu của Việt Nam không có gì thay đổi. Nhưng sang đến năm 2023, Việt Nam sẽ đón dòng khí đầu tiên về bờ từ dự án Sư Tử Trắng 2B dự kiến hoàn thành vào quý 3, 2024 nâng tổng sản lượng khai thác khí lên đến 12,5 tỷ m3, trong đó Bể Cửu Long chiếm 2,7 tỷ m3. Chúng tôi tin rằng dự án Sư Tử Trắng sẽ hoàn thành đúng tiến độ do đã có nền tảng từ dự án Sư Tử Trắng 2A.

Về nguồn cung, chúng tôi nhận định trữ lượng gia tăng dầu khí hàng năm không đủ bù đắp sản lượng đã khai thác. Hàng năm, PV GAS tiêu thụ trung bình 9,3 tỷ m3 khí khô. Như vậy, cho đến trước khi dự án Sư Tử Trắng 2B chính thức vận hành, nguồn cung khí chỉ đủ nguồn cầu khí. Hầu hết, lượng khí khai thác này để phục vụ cho sản xuất điện. Như chúng tôi dự báo ở Báo Cáo Ngành Năng Lượng Tái Tạo, nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam tăng trưởng nhanh nhờ yếu tố tăng trưởng của nền kinh tế và nhân khẩu học. Sản lượng điện thương phẩm 2019 đạt 209,8 tỷ kWh gấp 2,5 lần so với sản lượng 2010, tốc độ tăng trưởng kép hàng năm đạt 10,5%. Do vậy, chúng tôi dự báo lần đầu tiên Việt Nam sẽ có tình trạng dư cung khí, tuy nhiên, chỉ trong thời gian ngắn.

Về cơ cấu tiêu thụ khí, chúng tôi nhận định với chủ trương lấy điện khí làm trọng tâm trong tương lai, và nhu cầu tiêu thụ năng lượng của Việt Nam tăng lên do Việt Nam trở thành mắt xích quan trọng trong chuỗi cung ứng thế giới khi nhiều hãng sản xuất đã dịch chuyển nhà máy sản

xuất về Việt Nam, cơ cấu nhu cầu tiêu thụ khí sẽ còn ở mức tỷ trọng 77% cho ngành điện, 19% cho ngành đạm và 4% cho các ngành công nghiệp khác. Chúng tôi cho rằng chỉ số này lần lượt sẽ là 84%, 9% và 7%.

Trữ lượng khí đồng hành ở các mỏ khí hiện tại đang sụt giảm. Tuy nhiên, với việc phát hiện ra mỏ Lô B – Ô Môn, Cá Voi Xanh và Kền Bấu, trữ lượng khí của Việt Nam được nâng từ 150 tỷ m3 lên hơn 710 tỷ m3, tầm nhìn đến năm 2035. Chúng tôi nhận định các dự án này rất tiềm năng nhưng lại khó thực hiện được theo đúng kế hoạch.

Chúng tôi cũng cho rằng, ở khía cạnh truyền thông, việc nhập khẩu khí LNG là giải pháp xanh cho nhu cầu nhiệt điện khí tăng cao, đồng thời sự sụt giảm ở các mỏ khí trong nước. Tuy nhiên, việc nhập khẩu khí LNG gặp một vài rủi ro quan trọng. Thứ nhất, giá bán điện chạy từ khí sẽ cao hơn rất nhiều so với giá điện hiện nay mà vốn đầu tư cho LNG rất lớn. Do vậy, nguy cơ phá sản tương đối lớn nếu không có ngay các chính sách đồng bộ (hỗ trợ giá bán điện sản xuất từ khí LNG). Thứ hai, các dự án chiến lược Lô B – Ô Môn, Cá Voi Xanh đến nay vẫn chưa đàm phán xong hợp đồng bán điện (PPA). Vì giá khí LNG thế giới biến động và Việt Nam đến nay vẫn chưa thông qua cơ chế giá FIT điện từ khí. Mặt khác, cơ chế giá FIT điện cho nguồn năng lượng tái tạo đang dần hết hiệu lực, kéo theo những khó khăn cho điện khí. Thứ ba, chúng tôi khuyến nghị nhà đầu tư thật sự thận trọng khi tham gia vào các dự án khí LNG vì đây là một dự án dài hơi và phức tạp với rất nhiều giai đoạn liên quan, nhiều rủi ro đi kèm. Trên thực tế, dự án điện khí khó thực hiện hơn điện than, mất nhiều nguồn lực tài chính hơn và không đảm bảo đầu ra. Do vậy, những dự án này thường chậm tiến độ triển miên, con số có thể lên đến chục năm.

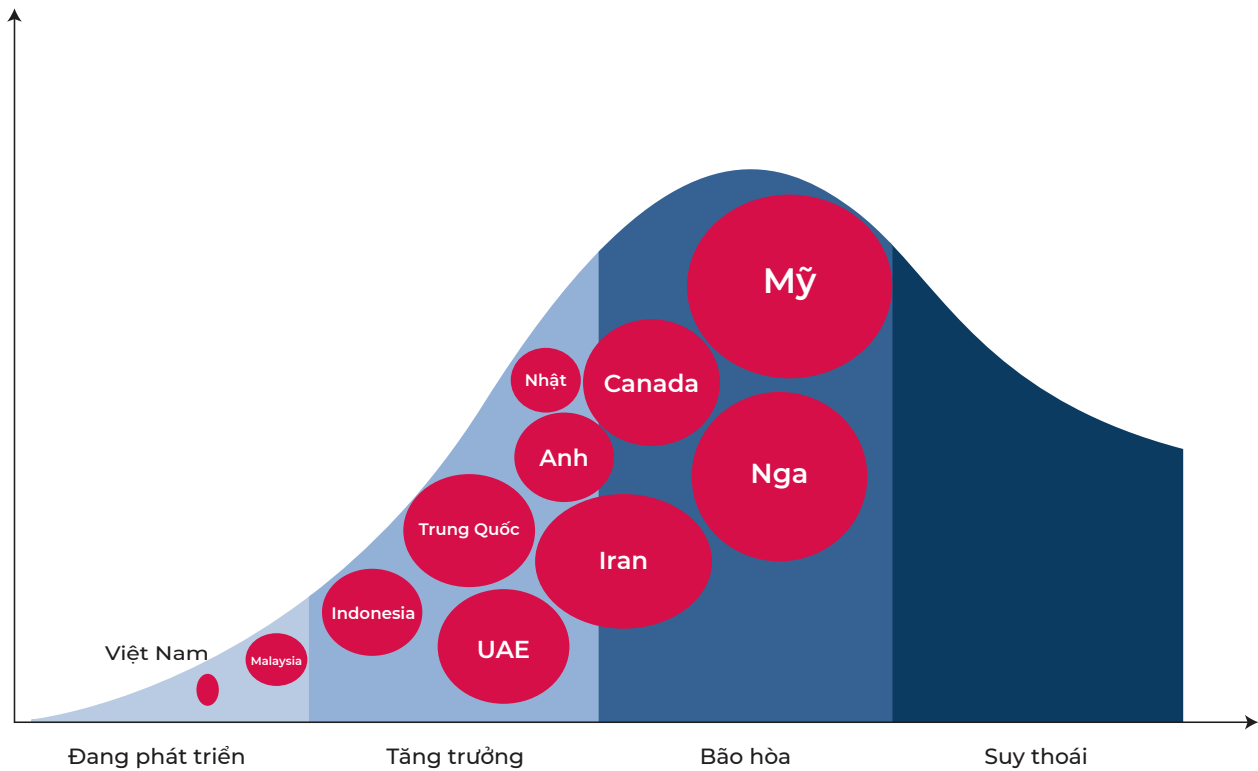
C. NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ VIỆT NAM

1. CHU KỲ NGÀNH

Chúng tôi phân tích thấy chu kỳ ngành công nghiệp khí của Việt Nam so với thế giới ở **giai đoạn đang phát triển**. So với thế giới, Việt Nam có sản lượng tiêu thụ khí thiên nhiên hàng năm chưa cao, đóng góp chỉ 0.3% vào cơ cấu tiêu thụ khí thiên nhiên toàn cầu. Khi đi sâu nghiên cứu, chúng tôi nhận định có ba yếu tố trọng tâm giải thích cho quan điểm này:

- (1) Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ khí đang chững lại trong những năm gần đây;
- (2) Nhu cầu tiêu thụ khí trên đầu người của Việt Nam vẫn còn rất thấp so với khu vực và thế giới, nhưng tốc độ tăng trưởng tương đối đều đặn;
- (3) Hệ thống cơ sở hạ tầng bao gồm: đường ống dẫn khí, kho cảng nhập LNG, kho chứa LPG, tàu tái hoá khí nổi, etc. đang trong quá trình (dự thảo) xây dựng.

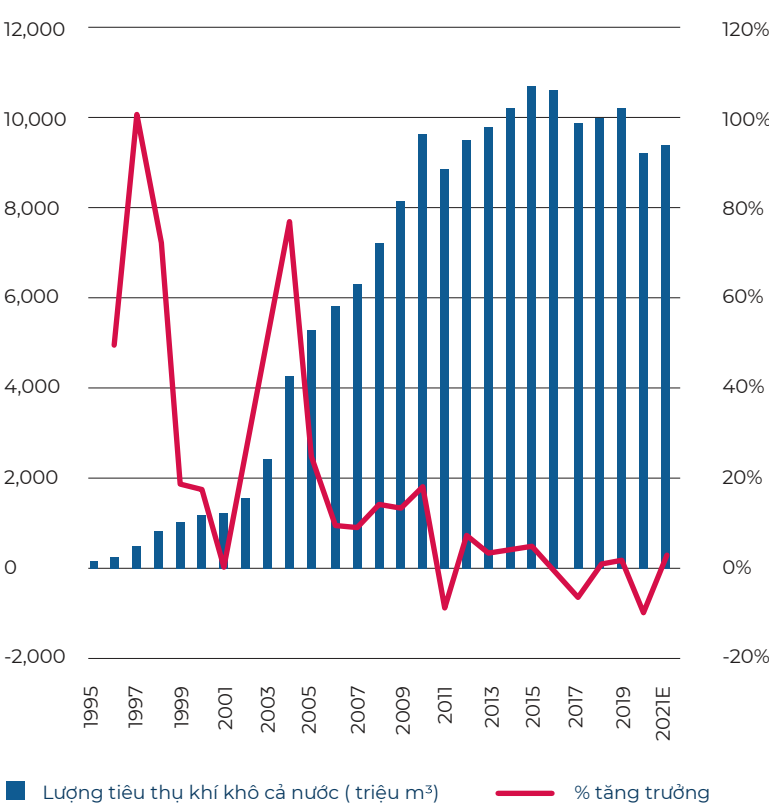
Quy mô thị trường



Biểu đồ 1: Vòng đời ngành công nghiệp khí Việt Nam, giai đoạn 1996 – 2035E

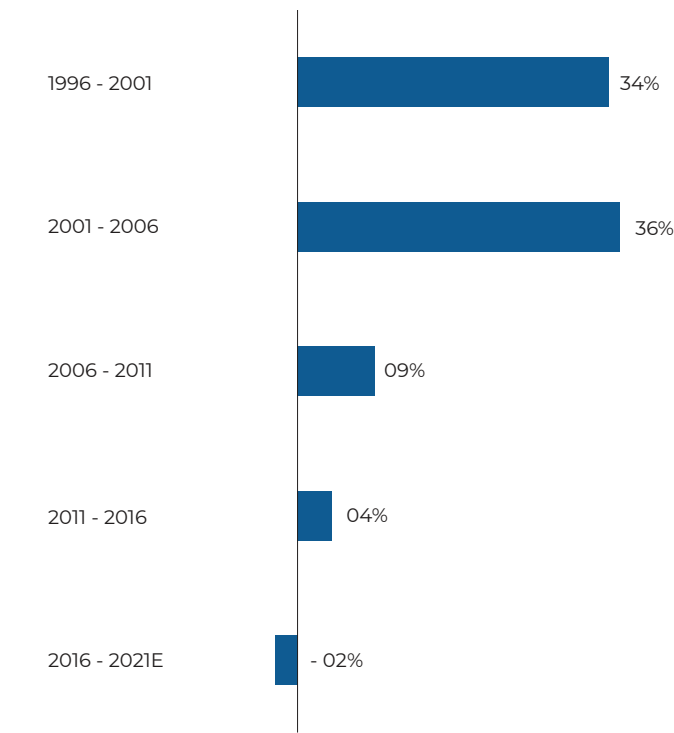
Nguồn: PVGas, CTS dự báo

Trong mười năm trở lại đây, giai đoạn 2011 – 2021E, tổng lượng tiêu thụ khí thiên nhiên từng năm cả nước dao động từ 9.000 – 10.000 tỷ m³, với tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) 5 năm gần đây có phần sụt giảm -2.4%, giai đoạn 2016 – 2021E.



Biểu đồ 2: Lượng tiêu thụ khí khô cả nước, giai đoạn 1995 – 2021E

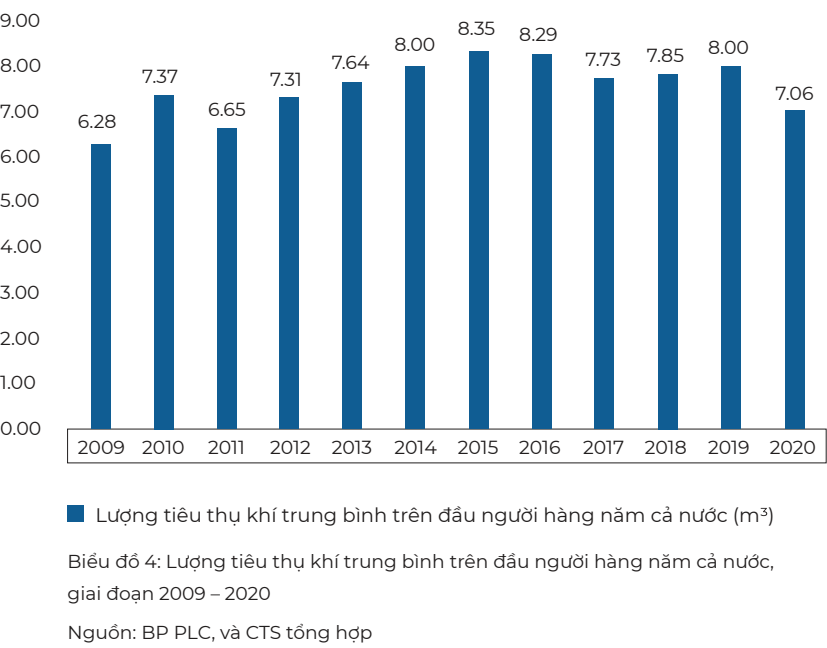
Nguồn: PVGas, CTS dự báo



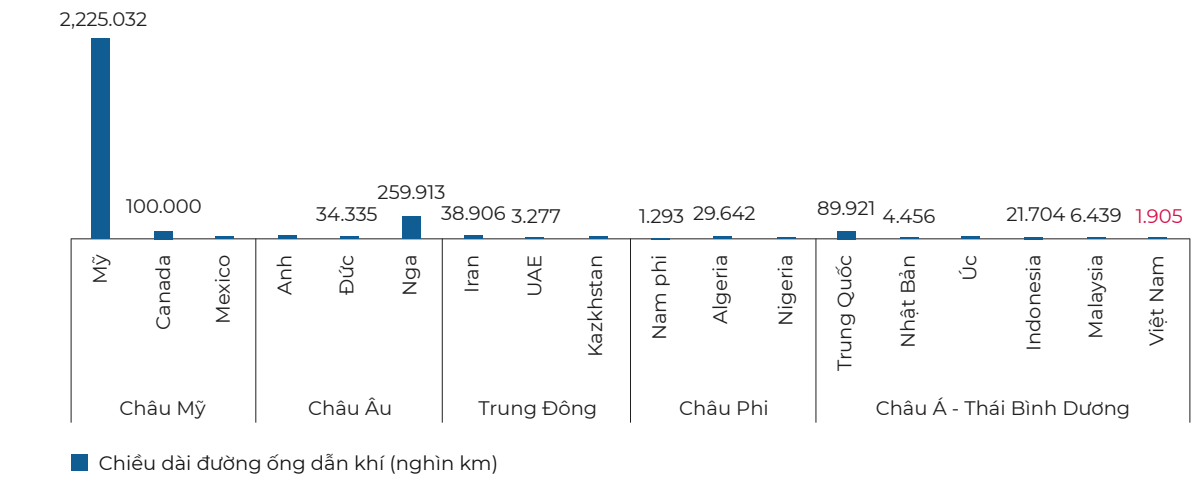
Biểu đồ 3: Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ khí khô cả nước, giai đoạn 1996 – 2021E

Nguồn: PVGas, CTS dự báo

Tuy nhiên, lượng tiêu thụ khí tăng trên đầu người hàng năm toàn quốc có xu hướng duy trì ở biên độ 7,3 – 8,3 m³, mặc dù con số này có sụt giảm xuống 7,06 m³ khí vào năm 2020 do ảnh hưởng của dịch bệnh COVID-19. So với các nước trong khu vực, tiêu thụ khí trên đầu người ở Việt Nam vẫn còn rất thấp. Cụ thể, lượng tiêu thụ khí trên đầu người ở Việt Nam thấp hơn Brunei 84 lần, Canada 32 lần, Nga 30 lần, Mỹ và Iran 24 lần, và Úc, New Zealand, Nhật và Malaysia 11 lần (Statiscal Review of World Energy, 2021).



Về hệ thống cơ sở hạ tầng, tính đến năm 2020, Việt Nam có hơn 1.905 km tổng chiều dài đường ống dẫn khí từ các bể, cụm mỏ, mỏ, lô khí về bờ đang hoạt động, trong đó 46 km đường ống dẫn khí từ mỏ Sao Vàng – Đại Nguyệt được hoàn thành và đã đi vào hoạt động trong tháng 11, 2020. Trong trung và dài hạn, Tập Đoàn Dầu Khí Quốc Gia (PVN) sẽ tiến hành xây dựng và thi công thêm 4 dự án đường ống dẫn khí trọng điểm, nâng tổng chiều dài đường ống dẫn khí lên tới 1.905 km. Cụ thể, dự án Nam Côn Sơn 2 – giai đoạn 2, Kinh Ngư Trắng, Lô B – Ô Môn, Cá Voi Xanh lần lượt đóng góp tổng chiều dài đường ống dẫn khí là 117 km, 45 km, 431 km, và 100km. Tổng số chiều dài đường ống dẫn khí mở rộng thêm này chỉ chiếm khoảng 25-26% tổng chiều dài hơn 2.800 km đường ống dẫn khí được dự thảo trong Quy Hoạch Phát Triển Ngành Công Nghiệp Khí Việt Nam Đến Năm 2025, Định Hướng Đến Năm 2035 (Quy Hoạch Khí). Xét trong dòng chảy của thế giới, tổng chiều dài hệ thống dẫn khí của Việt Nam với khu vực vẫn còn thấp. Với nỗ lực của Chính Phủ Việt Nam trong việc tăng tỷ trọng nhiệt điện khí trong thời gian tới, chúng tôi đánh giá ngành công nghiệp khí Việt Nam vẫn còn nhiều dư địa tăng trưởng.



Biểu đồ 5: Cơ sở hạ tầng hệ thống dẫn khí theo quốc gia năm 2017

Nguồn: CIA World Factbook, World Atlas và CTS tổng hợp

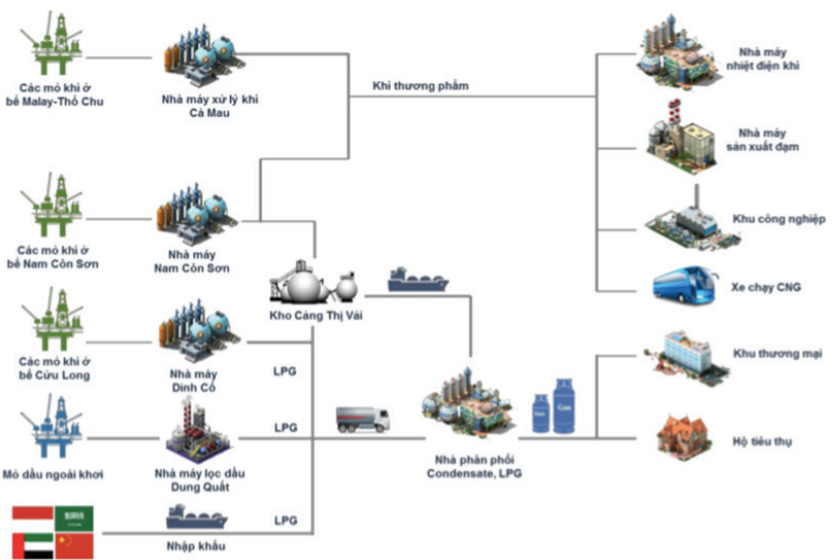
2. CHUỖI GIÁ TRỊ NGÀNH

Nhìn chung, chuỗi giá trị ngành khí có thể chia thành các phần theo giai đoạn sản xuất khí chính:

- (1) Thượng nguồn: hoạt động thăm dò và khai thác khí;
- (2) Trung nguồn: hoạt động thu gom, vận chuyển và xử lý khí;
- (3) Hạ nguồn: chế biến khí, phân phối và sử dụng khí.

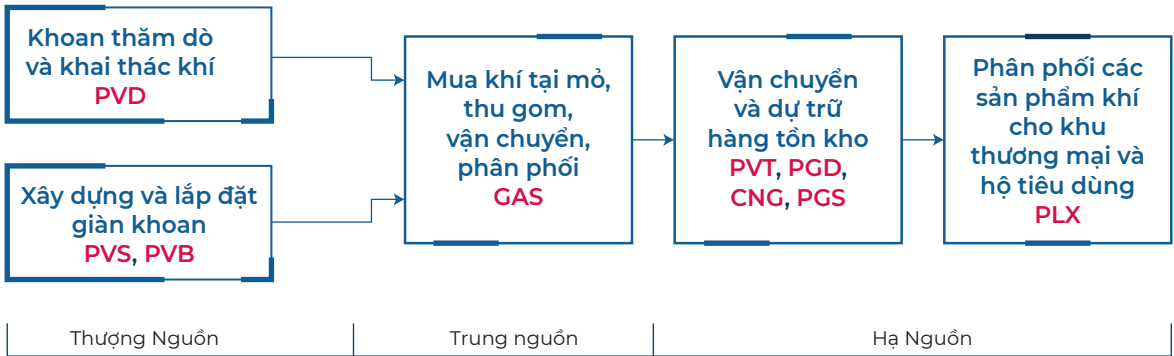
Biểu đồ 6: Chuỗi giá trị ngành công nghiệp khí Việt Nam

Nguồn: PVGas, FPTs và CTS tổng hợp



Cụ thể, các sản phẩm khí sẽ được khai thác từ các mỏ dầu khí bao gồm các mỏ khí hoặc mỏ dầu. Thông thường, công đoạn này sẽ do Tổng Công Ty Khoan và Dịch Vụ Dầu Khí (PVD) đảm nhiệm. Sau khi được khai thác, khí thiên nhiên thô sẽ được Tổng Công Ty Khí Việt Nam (PVGAS) mua lại và vận chuyển đến các nhà máy xử lý khí (GPP) bằng hệ thống đường ống dẫn khí ngoài khơi và trên bờ để làm sạch khí khô bằng cách tách tạp chất để thu về khí thiên nhiên tinh khiết, còn gọi là khí khô với thành phần chính là khí metan. Nếu hoạt động nhập khẩu khí được thực hiện, các tàu vận chuyển và/hoặc tái hoá khí sẽ đóng vai trò như các nhà máy xử lý khí. Nguồn khí khô này, sau đó, sẽ được dự trữ ở các kho chứa ở tại các cảng khí trực thuộc PVN, Tổng Công Ty Kinh Doanh Khí Miền Nam (PGS), hoặc Công Ty Cổ Phần CNG Việt Nam (CNG), rồi được phân chia làm hai hướng phân phối chính:

- (1) Khí thương phẩm phục vụ các ngành công nghiệp bao gồm sản xuất điện, sản xuất đạm và các ngành công nghiệp khác. Kênh phân phối này sẽ được PVGAS chuyển thẳng đến nhà máy phát điện, nhà máy sản xuất đạm, khu công nghiệp và xe chạy khí CNG;
- (2) Khí LPG, condensate phục vụ cho khu thương mại và các hộ tiêu thụ dân dụng cần thông qua bên phân phối là Tập Đoàn Xăng Dầu Việt Nam (PLX).



Biểu đồ 7: Các công ty con của PVN tham gia vào chuỗi giá trị ngành công nghiệp khí

Nguồn: CTS đánh giá

a. Thượng nguồn

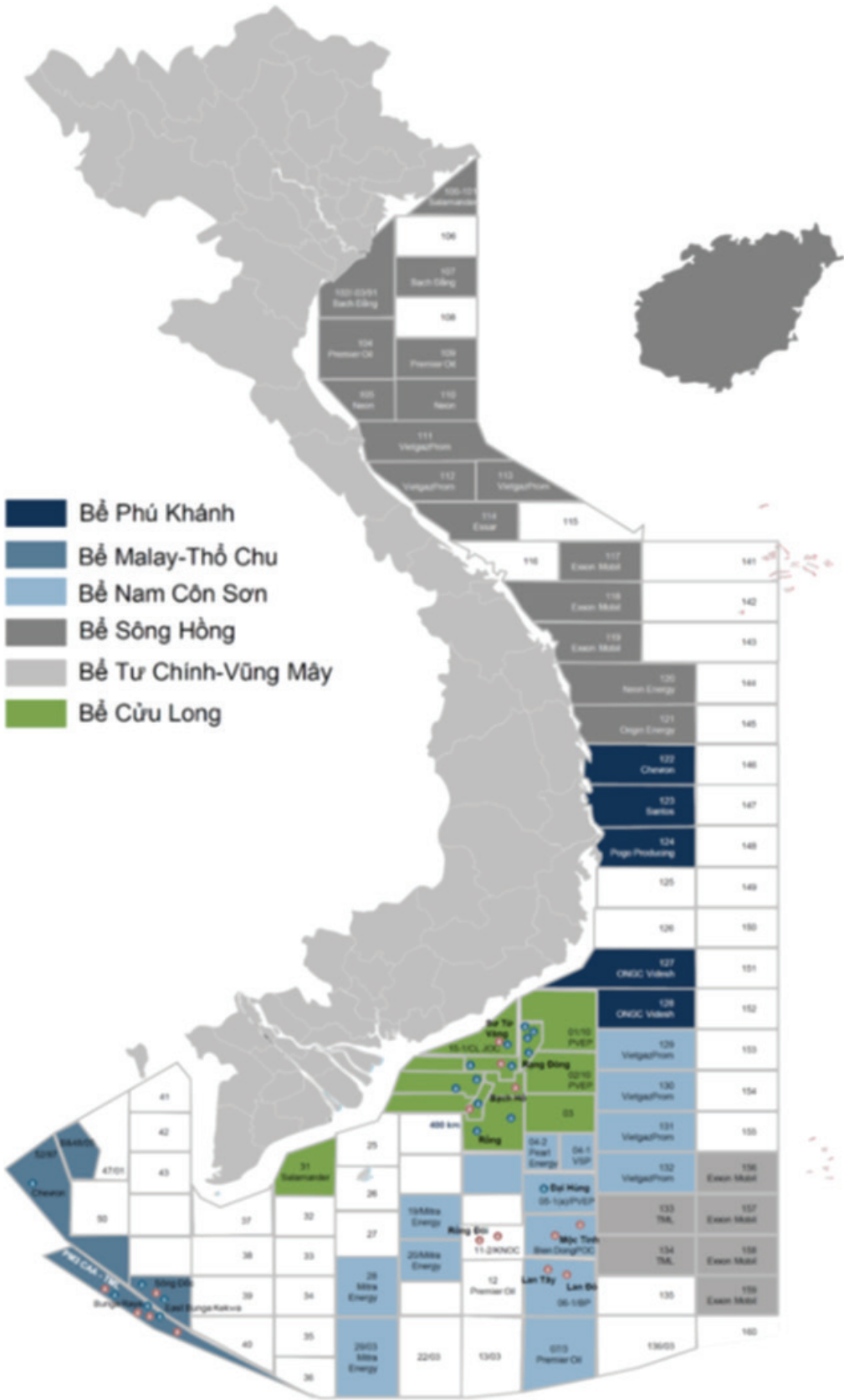
Dầu mỏ và khí thiên nhiên của Việt Nam nằm chủ yếu ở bể trầm tích phía Nam, đó là, Bể Cửu Long, Bể Nam Côn Sơn, Bể Malay Thổ Chu và ở miền Bắc là Bể Sông Hồng. Các bể được chia theo lô để thuận lợi cho công tác quản lý và khai thác.

Việt Nam đứng thứ 25 trên thế giới về tổng trữ lượng dầu khí (BP Statistical Review of World Energy, 2017), trong đó có 4.400 triệu thùng dầu có khả năng khai thác tốt, cao nhất trong khu vực Đông Nam Á. Ngoài ra, trữ lượng khí thiên nhiên của Việt Nam cũng khá cao, đứng thứ ba khu vực

chỉ sau Indonesia và Malaysia với 704 tỷ m3 khí (BMI Research, Vietnam Oil and Gas Report Q4 2017). Sản lượng khai thác khí thiên nhiên của Việt Nam trung bình hàng năm đạt 10.6 tỷ m3 khí, đứng thứ năm toàn khu vực (BP Statistical Review of World Energy, 2017). Theo đánh giá của các chuyên gia dầu khí với tốc độ thăm dò và khai thác này, tổng trữ lượng khí thiên nhiên hiện có và bổ sung của Việt Nam chỉ đủ khai thác trong vòng hơn 18 – 20 năm nữa, tính từ năm 2020 (Tạp Chí Năng Lượng Việt Nam).

Giai đoạn phát triển	SL mỏ khí mới	Một số mỏ chính đang phát triển
2011 – 2015	24	Hàm Rồng, Bạch Hổ, Rồng, Thổ Trắg, Gấu Trắg, Phương Đắg, Rắg Đắg, Sứ Tử Đắg, Sứ Tử Vắg, Sứ Tử Nắg, Tề Giác Trắg, Cá Ngừ Vắg, Thắg Long - Đắg Đắg, Đắg Hắg, Chim Sáo, Rắg Đắg/Rắg Đắg Tây, Lan Tây - Lan Đắg, Hải Thạch - Mắg Tắg, Lô PM3-CAA, 46-Cái Nước, Sắg Đắg, Bír Seba (Algeria), Nhenhetxky (Nga), mỏ D30-Lô SK305 (Malaysia)
2016 – 2020	3	Cá Tắg, Sao Vắg - Đắg Nguyệt, Kinh Ngừ Trắg
2021 – về sau	4	Sứ Tử Trắg, Lô B – Ô Mắg, Cá Voi Xanh, Kềg Bắg
Tắg mỏ	31	

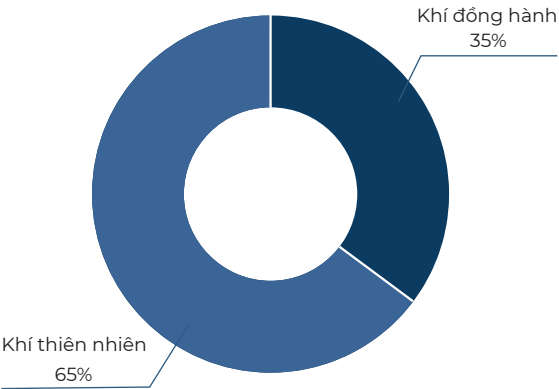
Biểu đồ 8: Các mỏ chính đang phát triển ở Việt Nam
Nguồn: PVN, PVGas, và CTS tổng hợp



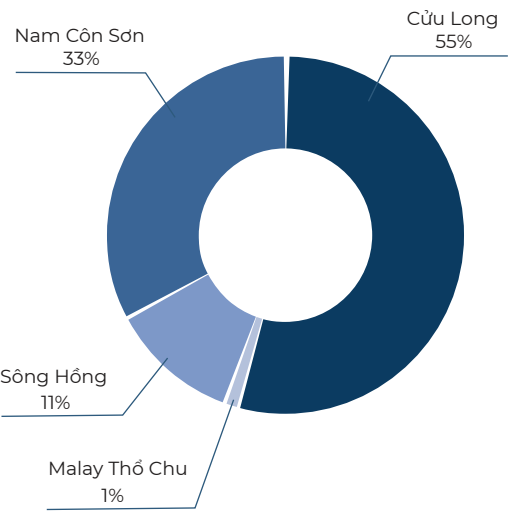
Biểu đồ 9: Bản đồ phân lô dầu khí Việt Nam
Nguồn: JETRO, FPTTS, CTS tổng hợp

Cơ cấu sản lượng khí từ các mỏ ở Việt Nam có tỷ trọng khí thiên nhiên cao 65% và có xu hướng tăng do khí đồng hành suy giảm ở các mỏ dầu.

Thời gian trung bình từ khi phát hiện đến khi đưa vào phát triển của mỏ khí thiên nhiên ở Việt Nam khoảng 9-20 năm, trong khi đó thời gian đưa vào phát triển của mỏ dầu ngắn hơn chỉ 3-15 năm. Thời gian phát triển của mỏ khí thiên nhiên chậm hơn mỏ dầu, do việc phải tìm khách hàng tiêu thụ, xây dựng đường ống kết nối vào bờ và thời gian đàm phán giá khí dài.

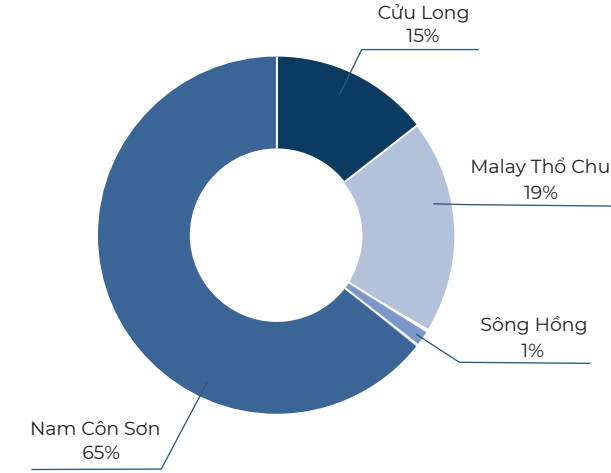


Biểu đồ 10: Cơ Cấu Sản Lượng Khí ở Việt Nam



Biểu đồ 11: Trữ lượng khí đồng hành có thể thu hồi

Bể Cừu Long là bể có trữ lượng khí có khả năng thu hồi cao lớn nhất Việt Nam – 76 tỷ m³ khí, kế tiếp đó là Bể Nam Côn Sơn 47 tỷ m³ khí. Tuy nhiên, sản lượng khai thác khí hàng năm của Bể Nam Côn Sơn (6,5 tỷ m³/năm) lại vượt trội hơn hẳn Bể Cừu Long (1,5 tỷ m³/năm). Nguyên nhân chủ yếu là do Bể Nam Côn Sơn chỉ có trữ lượng khí mà không có dầu đi cùng. Điều này tạo thuận lợi cho việc công tác thăm dò và khai thác. Còn Bể Cừu Long cần nhiều nguồn lực và công đoạn hơn để tách khí đồng hành ra khỏi dầu. Ngoài ra, một lượng khí đồng hành nhỏ còn phân bố trong các mỏ dầu thuộc bể Malay – Thổ Chu (chiếm 11,4%). Bể Sông Hồng có tiềm năng khí đồng hành thấp nhất chỉ khoảng 1,12%.

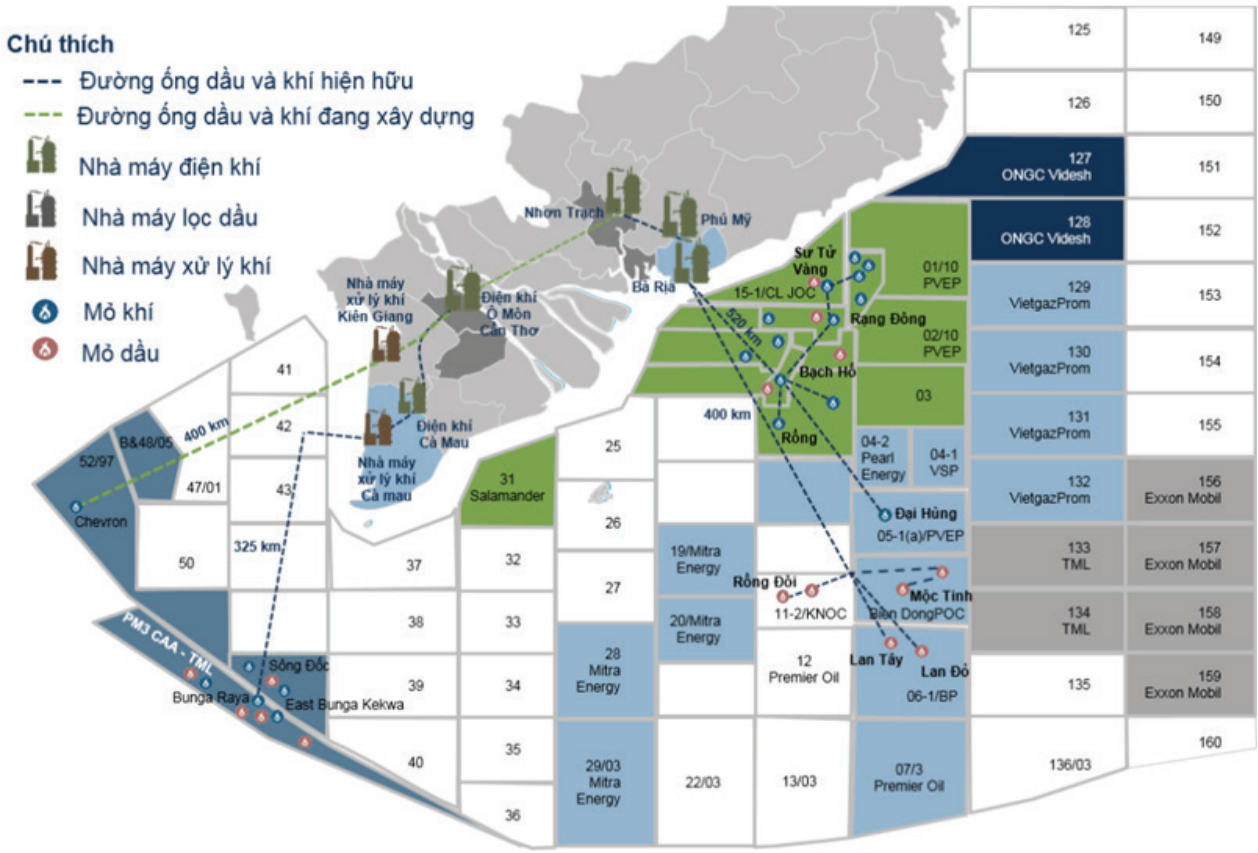


Biểu đồ 12: Sản lượng khai thác khí hàng năm

Hoạt động khai thác dầu và khí ở thượng nguồn ở Việt Nam chủ yếu do PVN điều hành và giám sát. Ngoài ra, PVN còn hợp tác với các đối tác nước ngoài như: (1) Úc: Santos, Pan Pacific Petroleum, (2) Ý: Eni, (3) Nhật Bản: MOECO, JX Nippon, (4) Hàn Quốc: SK Energy, (5) Malaysia: Petronas, (6) Nga: Rosneft, Gazprom, (7) Tây Ban Nha: Repsol, (8) Anh: Premier Oil, Soco, (9) Mỹ: Murphy Oil, ExxonMobil.

Trong giai đoạn 2011-2015, PVN đã ký 21 hợp đồng dầu khí mới. Hiện tại, có 66 hợp đồng dầu khí đang có hiệu lực, trong đó 46 hợp đồng đang ở giai đoạn thăm dò, thăm lượng và 20 hợp đồng dầu khí đang ở giai đoạn phát triển và khai thác.

b. Trung nguồn



Biểu đồ 13: Hệ thống cơ sở hạ tầng ngành công nghiệp khí khu vực phía Nam

Nguồn: FPTs và CTS tổng hợp

Hoạt động thu gom, vận chuyển và xử lý khí chủ yếu hoạt động ở khu vực phía Nam, và do PVGas đảm nhiệm. Về cơ chế hoạt động, như đã nói ở trên, khí thiên nhiên sau khi được khai thác sẽ được PVGas mua lại sau đó vận chuyển đến các nhà máy xử lý khí. Đặc biệt, khi nói đến trung nguồn ngành công nghiệp khí Việt Nam, chúng tôi quan tâm đến hệ thống vận đường ống thu gom và vận chuyển khí. Trong khuôn khổ của bài phân tích này, chúng tôi nghiên cứu kỹ hệ thống đường ống ở khu vực phía Nam.

Dự án	Hệ thống đường ống dẫn khí	Hiện trạng	Năm bắt đầu vận hành	Công suất hàng năm	Tổng chiều dài
Bạch Hổ	Sư Tử Vàng – Rạng Đông – Bạch Hổ – Dinh Cố – Phú Mỹ	Đang vận hành	1995	2.2 tỷ m ³	242 km
Nam Côn Sơn 1	Nam Côn Sơn – Long Hải- Dinh Cố- Phú Mỹ	Đang vận hành	2002	7 tỷ m ³	400 km
Phú Mỹ	Phú Mỹ – Mỹ Xuân – Gò Dầu	Đang vận hành	2003	1 tỷ m ³	7 km
PM3 – Cà Mau	Mũi Tràm, Cà Mau	Đang vận hành	2007	2 tỷ m ³	325 km
Phú Mỹ – Nhơn Trạch – Hiệp Phước	Phú Mỹ – Nhơn Trạch – Hiệp Phước/ TP.HCM	Đang vận hành	2008	2 tỷ m ³	40 km
Nam Côn Sơn 2 – Giai đoạn 1	Giàn Thiên Ứng – Bạch Hổ	Đang vận hành	2015	7 tỷ m ³	151 km
Sao Vàng – Đại Nguyệt	Sao Vàng – Đại Nguyệt – Nam Côn Sơn 2	Đang vận hành	2020	2 tỷ m ³	46km
Nam Côn Sơn 2 điều chỉnh	Thiên Ứng – Long Hải – Phú Mỹ	Đang xây dựng	2022E	7 tỷ m ³	118 km
Kinh Ngư Trắng	Kinh Ngư Trắng – Rạng Đông	Đang xây dựng	2022E	2 tỷ m ³	45 km
Lô B – Ô Môn	Lô B – Cà Mau/ Kiên Giang – Cần Thơ	Đang phê duyệt	2024E	7 tỷ m ³	431 km
Cá Voi Xanh	Lô 117, 118, 119 – Dung Quất	Đang phê duyệt	2024E	7 tỷ m ³	100 km
Tổng chiều dài hệ thống đường ống dẫn khí đã và đang phát triển ở Việt Nam					1.905 km

Biểu đồ 14: Chi tiết hệ thống đường ống dẫn khí đã và đang được phát triển ở Việt Nam
Nguồn: PVN, CTS tổng hợp và phân tích

Về cơ bản, mỗi hệ thống thu gom khí sẽ được vận chuyển đến các nhà máy xử lý khí (GPP) khác nhau.

- (1) Hệ thống đường ống dẫn khí của Bể Cửu Long sẽ đưa khí đồng hành về GPP Dinh Cố để sản xuất khí khô, LPG và Condensate;
- (2) Hệ thống đường ống dẫn khí của Bể Nam Côn Sơn sẽ đưa khí thiên nhiên về GPP Nam Côn Sơn;
- (3) Hệ thống đường ống dẫn khí của Bể Malay – Thổ Chu sẽ đưa khí thiên nhiên về GPP Cà Mau, Kiên Giang;
- (4) Hệ thống đường ống dẫn khí của Bể Sông Hồng sẽ đưa khí về GPP Dung Quất để sản xuất khí LPG.

Về cơ cấu chi phí sản xuất khí, do đặc thù PVGAS là công ty duy nhất được quyền phân phối và vận chuyển khí, và với cơ chế mua khí tại miệng giếng thuộc các mỏ nên chi phí nguyên vật liệu có tỷ trọng cao trong cơ cấu chi phí sản xuất (chiếm 84%). Ngoài ra, chi phí khấu hao chiếm 6%, chi phí nhân công chiếm 3%, và chi phí khác chiếm 7%.

Giá miệng giếng, hay còn gọi là giá mua khí tại các mỏ khí chịu ảnh hưởng mạnh mẽ của giá hợp đồng dài hạn và, đặc biệt là giá dầu. Cụ thể,

(1) Cơ chế giá khí cố định được áp dụng cho giá khí mua từ Bể Cửu Long, Bể Sông Hồng do chủ mỏ PVN ấn định); và từ Bể Nam Côn Sơn được xác định theo hợp đồng dài hạn ký kết với các bên liên quan như PVN và đối tác nước ngoài;

Công thức giá mua khí theo cơ thể giá cố định năm 2019:

Giá mua khí = 3.53 USD/triệu BTU + 2%/năm

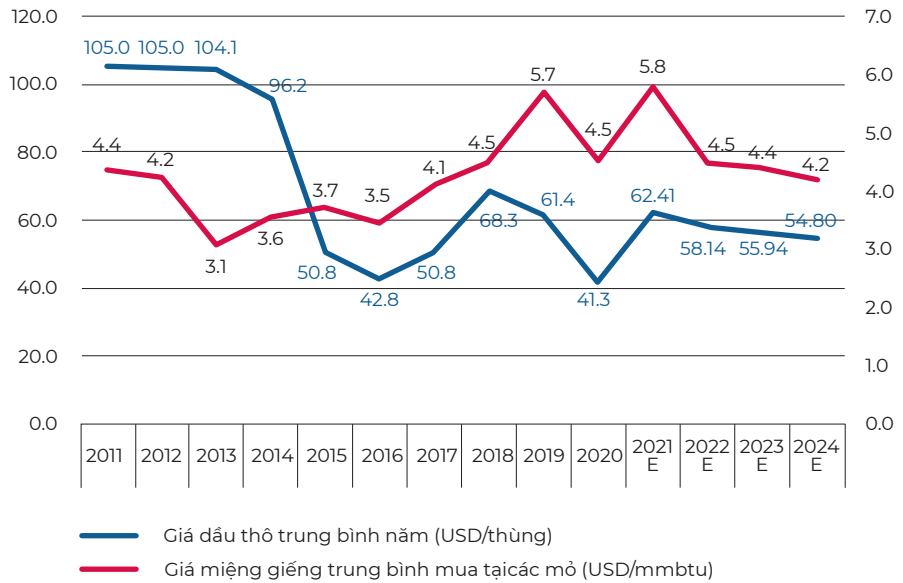
Nguồn: PVGAS, EVN và CTS tổng hợp

(2) Cơ chế giá thả nổi được áp dụng cho giá khí mua từ Bể Malay – Thổ Chu, từ một số mỏ thuộc Bể Nam Côn Sơn được xác định theo giá khí thị trường, cụ thể là giá dầu trên HSFO Singapore.

Công thức giá miệng giếng theo cơ thể giá thả nổi năm 2019:

Giá mua khí = MAX (46% giá HSFO Singapore, giá miệng giếng) + 2%/năm

Nguồn: PVGAS, EVN và CTS tổng hợp



Biểu đồ 16: Mối tương quan giữa giá dầu thô và giá miệng giếng mua tại các mỏ, giai đoạn 2011 – 2020
Nguồn: PVGAS, EVN, và CTS ước tính

Chúng tôi dự báo giá dầu sẽ tiếp tục tăng trong một vài năm tới khi dịch bệnh COVID được kiểm soát và nguồn cung sẽ được siết chặt, kéo theo giá bán khí cũng sẽ tăng

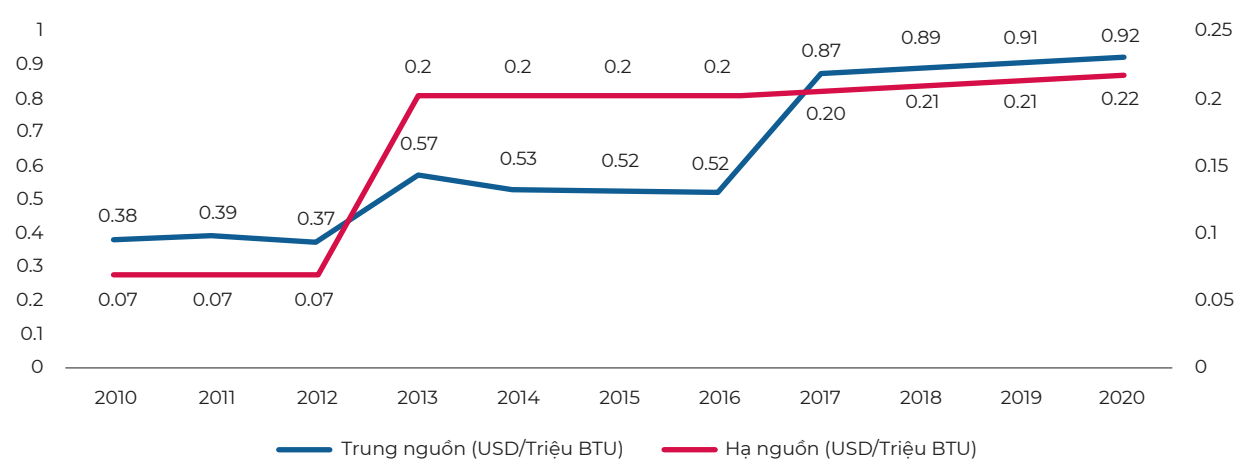
Chi phí vận chuyển khí trong bao gồm giá vận chuyển trung nguồn và hạ nguồn.

Công thức giá vận chuyển tại các mỏ khí, giai đoạn 2017 - 2020:

Chi phí vận chuyển = Chi phí vận chuyển năm liền trước + 2%/năm

Nguồn: Bộ Công Thương và CTS tổng hợp

Thông thường, chi phí vận chuyển cũng chịu ảnh hưởng bởi giá dầu thô thế giới, ngoài ra còn các tác động của việc tăng cước phí đường ống dẫn khí hàng năm. Ví dụ, giai đoạn 2012 – 2013, PVGAS tăng chi phí vận chuyển đường ống dẫn khí Phú Mỹ – Nhơn Trạch – Hiệp Uớc và giá dầu thô tăng mạnh trên 110 USD/thùng, kéo theo chi phí vận chuyển trung bình tăng 0,2 USD/ triệu BTU.



Biểu đồ 17: Chi phí vận chuyển khí trung nguồn và hạ nguồn trong nước
Nguồn: PVGAS, EVN, và CTS ước tính

c. Hạ nguồn

Nhìn chung, cơ cấu tiêu thụ khí Việt Nam trong năm 2020 chủ yếu vẫn là cho sản xuất điện chiếm 77%, tiếp đó là sản xuất đạm chiếm 19%, và khoảng 4% cho các ngành công nghiệp khác và hộ tiêu thụ. Mặc dù, tỷ trọng tiêu thụ khí của ngành điện đã giảm 6% so với giai đoạn năm 2011 – 2016. Nguyên nhân chủ yếu là do sau giai đoạn này, Chính phủ đẩy mạnh năng lượng tái tạo ở Việt Nam, đặc biệt là năng lượng mặt trời.

Cũng giống như giá miệng giếng, giá bán khí trong nước chịu tác động mạnh mẽ của giá hợp đồng dài hạn và, đặc biệt là giá dầu. Theo ước tính của PVN, khi giá dầu thô thế giới lên 150 USD/thùng thì giá bán khí sẽ tương đương 8 USD/ triệu BTU. Tuy nhiên, giá bán khí vẫn ở mức hỗ trợ để đảm bảo cho nhu cầu tiêu thụ của ngành công nghiệp, khu thương mại và hộ tiêu thụ và theo đúng điều khoản của hợp đồng dài hạn.

Công thức tính giá bán khí trong nước năm 2019:

Giá bán khí = MAX (giá miệng giếng, giá thị trường) + chi phí vận chuyển

Nguồn: PVGas và CTS tổng hợp

(1) Sản xuất điện

Chỉ số	2020	2025E	2030E	2045E	CARG
Sản lượng điện tiêu thụ (Tỷ Wh)	213	388	521	953	6%
Tổng công suất phát (MW)	58.170	95.085	132.000	296.000	7%
Công suất phát NLTT (MW)	7.310	24.905	42.500	129.000	12,20%

Biểu đồ 18: Chỉ số chính dự báo ngành điện Việt Nam
Nguồn: CTS tổng hợp và dự báo

Sản xuất điện của Việt Nam có truyền thống chủ yếu là nhiệt điện than, khí và thủy điện. Tuy nhiên, chúng tôi thấy một số trở ngại cho sự tăng trưởng liên tục trong hai lĩnh vực này. Tiềm năng thủy điện hiện đã được khai thác gần hết, và độ tin cậy của sản lượng phát điện thủy điện bị đe dọa nhiều hơn do hạn hán gần đây và nguồn cung cấp nước giảm. Nguyên liệu sản xuất điện là khí đốt và than trong nước đang giảm và sẽ không duy trì được sự gia tăng đáng kể trong thời gian tới. Điều này cho thấy, (1) Việt Nam có thể đối mặt với sự thiếu hụt gia tăng nhu cầu điện năng và tiêu thụ trong thập kỷ tới, (2) Việt Nam ngày càng phụ thuộc vào nguồn khí LNG nhập khẩu.

(2) Sản xuất đạm

Khí khô là nguyên liệu đầu vào cho sản xuất đạm ở hai nhà máy Đạm phú Mỹ (DPM) và Đạm Cà Mau (DCM) với công suất mỗi nhà máy tương đương 740 – 800 nghìn tấn urea/năm. Tương tự như đã đề cập ở trên, giá bán khí cho ngành đạm cũng biến động theo giá dầu thô thế giới, tuy nhiên biên độ tăng nhỏ và có độ trễ trong điều chỉnh giá do những yêu cầu về hợp đồng dài hạn và bảo hộ của Chính phủ.

Cụ thể, giá khí áp dụng cho ngành đạm được Chính phủ phê duyệt qua các năm. Giá khí áp dụng cho DPM được tính theo công thức tính giá khí tại điểm giao nhận khí:

- *Bể Cừu Long:*
Giá khí = 46% x Giá MFOC trung bình + chi phí vận chuyển từ Bể Cừu Long.*
- *Bể Nam Côn Sơn:*
Giá khí = 46% x Giá MFOC trung bình + chi phí vận chuyển từ Bể Nam Côn Sơn + cước phí phân phối tại trạm phân phối khí*

* Giá khí chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng

Nguồn: DPM, và CTS tổng hợp

(3) Ngành công nghiệp sản xuất khác

Khí thấp áp và khí CNG được dùng phổ biến trong các ngành sản xuất công nghiệp và hộ tiêu thụ công nghiệp. Việc sử dụng khí thấp áp và khí CNG có một ưu điểm lớn so với việc sử dụng các nhiên liệu truyền thống như dầu DO, dầu FO, khí LPG, đó là, tối ưu hoá chi phí bao gồm giảm chi phí kho, bể chứa, chi phí bảo trì bảo dưỡng của thiết bị. Do vậy, các khu công nghiệp thường được xây dựng xung quanh các đường ống dẫn khí. Phải kể đến các khu công nghiệp (KCN) Phú Mỹ - Mỹ Xuân – Gò Dầu, KCN Nhơn Trạch – Long Thành – Đồng Nai, KCN Hiệp Phước – TP.Hồ Chí Minh, KCN Long Hậu – Long An, KCN thuộc khu kinh tế mở Chu Lai – Quảng Nam và khu kinh tế Dung Quất – Quảng Ngãi, KCN huyện Tiền Hải – Thái Bình. Hiện nay, nhà cung cấp khí thấp áp duy nhất ở thị trường Việt Nam là PVGas D (PGD). Khí thấp áp và khí CNG là một sản phẩm khí mới ở Việt Nam, nên cơ sở hạ tầng đường ống phục vụ các hộ tiêu thụ ở xa nguồn khí vẫn đang tiếp tục được đầu tư xây dựng.

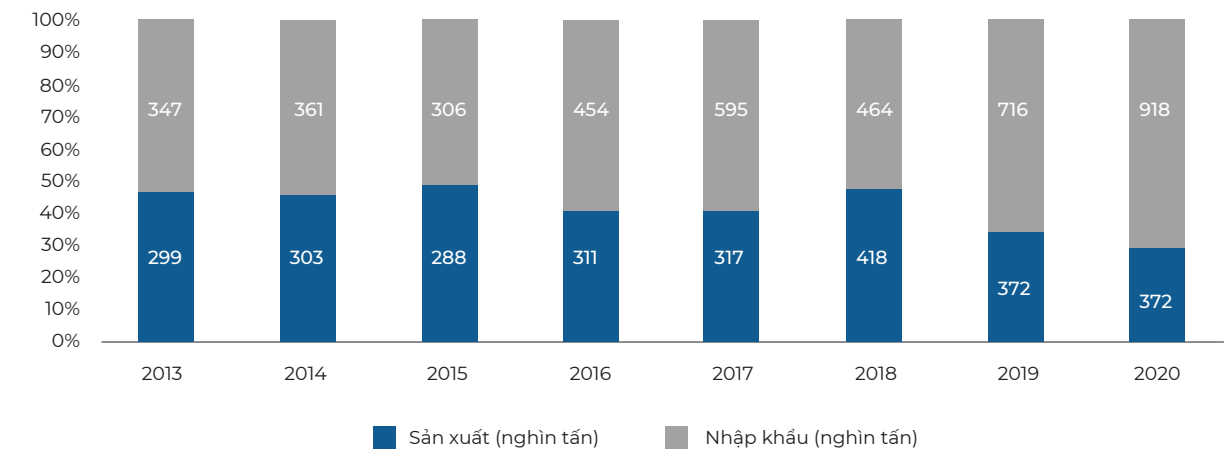
(4) Dân dụng

So với thế giới, thị trường khí phục vụ trong dân dụng của Việt Nam đang ở giai đoạn phát triển, như đã trình bày ở trên. Do vậy, khí gas – LPG là sản phẩm được PVN sản xuất và phân phối chính đến các hộ cá nhân. Quy trình khép kín để đưa LPG đến tay người tiêu dùng cá nhân bắt đầu từ PVGas, sản xuất sau đó phân phối khí LPG đến các doanh nghiệp có hệ thống phân phối khí hoặc khí LPG được sản xuất trực tiếp tại GPP Dung Quất, nếu phân phối cho thị trường phía Bắc.

Khí LPG kinh doanh được đóng thành chai/bình với hai loại kích cỡ 12kg, và 45kg. Cần chú ý rằng, PVGas là công ty duy nhất sản xuất khí LPG từ khí thiên nhiên ở thị trường Việt Nam, nhưng không phải là công ty độc quyền kinh doanh và phân phối khí này. Do mảng kinh doanh LPG nhập khẩu rất cạnh tranh nên có sự tham gia của nhiều đối tác trong và ngoài nước.

Về hoạt động phân phối khí, các công ty con thuộc PVN bao gồm PVGas, Petrolimex (PLX) vẫn chiếm đa số trên toàn quốc với 42-43%. Total chiếm 10-12%, còn lại là các hãng khác.

Theo thống kê của Bộ Công Thương, trong năm 2019, tổng sản lượng tiêu thụ LPG của Việt Nam đạt 2.303.980 tấn. Trong đó, nguồn cung trong nước là 885.883 tấn (chiếm 38,5%), nhập khẩu đạt 1.418.097 tấn (chiếm 61,5%). Hơn nữa, tỷ trọng sản lượng LPG sản xuất tại các GPP trong giai đoạn trước 2015 chiếm khoảng 50%, còn lại là nhập khẩu. Nhưng từ năm 2016, sản lượng LPG sản xuất trong nước ngày càng không phục vụ được nhu cầu tiêu thụ của người dân. Do vậy, dẫn đến tình trạng nhập siêu khí LPG. Cũng theo Bộ Công Thương, nguồn cung nhập khẩu LPG của Việt Nam năm 2019 chủ yếu từ các nước: Trung Quốc (chiếm 56%), Quata (chiếm 14%), Cô Oét (chiếm 14%), Thái Lan (chiếm 9%) và Ả Rập Xê Út (chiếm 7%).



Biểu đồ 19: Cơ cấu sản lượng LPG sản xuất và nhập khẩu cho tiêu thụ trong nước của PVGas
Nguồn: PVGas, và CTS tổng hợp

Về chi phí nhập khẩu khí LPG để tiêu thụ trong nước, giá LPG nhập khẩu trong nước là giá hợp đồng Saudi Aramco, hay còn gọi là giá CP Saudi, hay giá CP. Công thức tính giá mua khí LPG được xác định bằng công thức sau:

$$CP\ Saudi = Giá\ propane \times \%propane + Giá\ butane \times \%butane$$
$$Giá\ LPG\ nhập\ khẩu = (CP\ Saudi + Premium) \times (1 + Thuế\ suất\ nhập\ khẩu) \times (1 + thuế\ suất\ VAT)$$
$$Giá\ bán\ lẻ\ khí\ LPG\ trong\ nước = Giá\ LPG\ nhập\ khẩu + chi\ phí\ (quản\ lý,\ khấu\ hao,\ lệ\ phí) + VAT + phí\ phân\ phối$$

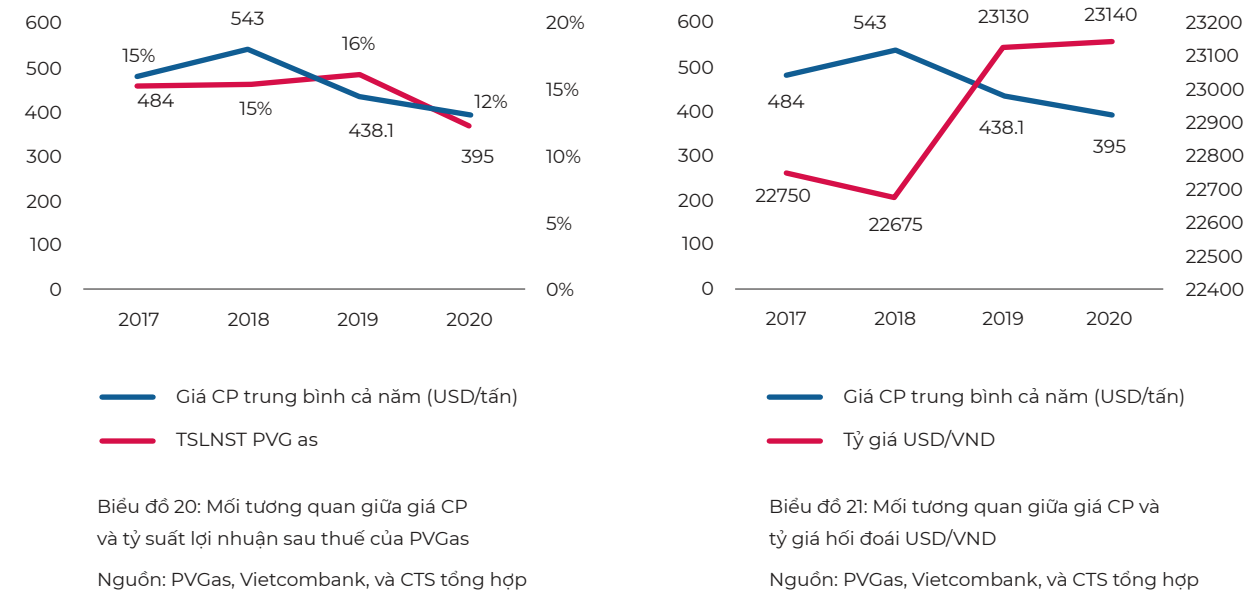
Nguồn: PVGas, và CTS tổng hợp

Khi nói đến giá bán lẻ khí LPG trong nước, chúng tôi nhận thấy

- (1) Giá bán khí LPG trong nước thay đổi hàng tháng, do giá CP Saudi thay đổi theo tháng nên giá LPG nhập khẩu để tiêu thụ trong nước, kéo theo giá khí LPG cũng thay đổi.
- (2) Giá bán khí LPG trong nước chịu tác động mạnh mẽ bởi giá CP Saudi, giá dầu thô, tỷ giá hối đoái, phí vận chuyển, thuế, khối lượng kinh doanh, tính mùa vụ, etc.

Cụ thể, chi phí nguyên vật liệu nhập khẩu khí LPG chiếm tỷ trọng cao hơn 80% trong cơ cấu giá vốn của các doanh nghiệp kinh doanh khí LPG nên những thay đổi trên thị trường dầu thô sẽ ảnh hưởng mạnh mẽ đến giá CP Saudi. Do vậy, tỷ suất lợi nhuận của thị trường LPG sẽ phản ứng ngược chiều với giá dầu

thô và giá CP Saudi. Thứ hai, tỷ giá hối đoái USD/VND biến động sẽ ảnh hưởng không nhỏ đến giá khí LPG. Ngoài ra, thuế nhập khẩu và phí vận chuyển thay đổi theo từng năm, chưa kể khối lượng kinh doanh tùy thuộc vào nhu cầu dân dụng năm đó. Đặc biệt, khai thác dầu mỏ và khí chịu tác động không nhỏ bởi thiên tai và dịch bệnh trong bối cảnh dịch COVID-19 bùng phát và hiện tượng El Nino và La Nina ảnh hưởng đến nhu cầu khí thiên nhiên ở các nước ôn đới.



3. MÔI TRƯỜNG PHÁP LÝ VÀ CHÍNH SÁCH ẢNH HƯỞNG

a. Luật dầu khí

Luật dầu khí năm 1993 chủ yếu quy định về hoạt động thượng nguồn. Chúng tôi xin lưu ý một số điều chỉnh yếu trong bộ luật này sau khi đã sửa đổi hai lần vào năm 2000 và năm 2008.

- PVN là doanh nghiệp Nhà nước do Chính phủ Việt Nam thành lập để tiến hành các hoạt động dầu khí và ký kết hợp đồng dầu khí với tổ chức, cá nhân tiến hành các hoạt động dầu khí. (Điều 14)

- Thời hạn hợp đồng dầu khí không quá 25 năm, trong đó giai đoạn tìm kiếm thăm dò không quá 5 năm. Thời hạn hợp đồng dầu khí đối với khu vực nước sâu, xa bờ và thời hạn hợp đồng tìm kiếm thăm dò, khai thác khí thiên nhiên không quá 30 năm, trong đó

giai đoạn tìm kiếm thăm dò không quá 7 năm.

Thời hạn hợp đồng dầu khí có thể được kéo dài thêm, nhưng không quá 5 năm và thời hạn của giai đoạn tìm kiếm thăm dò có thể được kéo dài thêm, nhưng không quá 1 năm, theo đề nghị của Nhà thầu và phải được Chính phủ Việt Nam quyết định. Hợp đồng dầu khí có thể kết thúc trước thời hạn với điều kiện Nhà thầu phải hoàn thành các nghĩa vụ đã cam kết và được các bên ký kết hợp đồng thoả thuận. (Điều 17)

- Luật dầu khí 2008 đã sửa đổi và bổ sung các khoản mục như tăng thuế tài nguyên, bãi bỏ chuyển giá, áp dụng phí bảo vệ môi trường lên dự án thông thường và dự án khuyến khích. (Mục Thuế và Lệ phí)

b. Nghị định 87/2018/NĐ-CP về kinh doanh khí LPG và LNG

Ngày 15/6/2018 Chính phủ ban hành Nghị định 87/2018/NĐ-CP về kinh doanh khí. Nghị định này có hiệu lực từ ngày 01/08/2018 thay thế Nghị định 19/2016/NĐ-CP ngày 22/3/2016. Nghị định 87/2018/NĐ-CP về kinh doanh khí quy định thương nhân kinh doanh mua bán khí phải đáp ứng các điều kiện sau:

- Là thương nhân được thành lập theo quy định của pháp luật;
- Có bồn chứa khí đáp ứng các quy định về an toàn hoặc có chai chứa khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) đáp ứng đủ điều kiện lưu thông trên thị trường hoặc có hợp đồng thuê bồn, thuê chai LPG.
- Đáp ứng các điều kiện về phòng cháy và chữa cháy theo quy định.

Đối với thương nhân kinh doanh mua bán khí qua đường ống ngoài đáp ứng các điều kiện nêu trên, còn phải có đường ống vận chuyển khí và trạm cấp khí đáp ứng các điều kiện về an toàn, phòng cháy và chữa cháy.

Đối với thương nhân kinh doanh mua bán khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG), ngoài 3 điều kiện nêu trên còn phải trạm cấp LNG và trạm nạp LNG vào phương tiện vận tải đáp ứng điều kiện về an toàn, phòng cháy và chữa cháy.

Như vậy, Nghị định 87/2018/NĐ-CP vẫn theo sát chủ trương khuyến khích các doanh nghiệp kinh doanh LPG vừa và nhỏ, tạo môi trường cạnh tranh lành mạnh ở phân khúc hạ nguồn dân dụng, có lợi cho người tiêu dùng cá nhân.

c. Quy Hoạch Phát Triển Ngành Công Nghiệp Khí

Theo Quyết định số 60/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ký ngày 16/01/2017 về Quy hoạch ngành công nghiệp khí Việt Nam đến 2025 định hướng đến 2035, Chính phủ Việt Nam khẳng định sẽ tập trung đầu tư để phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam sẽ gắn liền với chiến lược và quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, nhằm sử dụng hiệu quả nguồn nhiên liệu sạch, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, giảm phát thải khí nhà kính.

Nền công nghiệp Khí Việt Nam sẽ được tập trung đầu tư để hoàn chỉnh, đồng bộ tất cả các khâu, từ khai thác – thu gom – vận chuyển – chế biến – dự trữ – phân phối khí và xuất nhập khẩu sản phẩm khí; đảm bảo thu gom 100% sản lượng khí của các lô/mỏ mà PVN và các nhà thầu dầu khí khai thác tại Việt Nam. Mục tiêu phát triển thị trường khí cụ thể như sau:

(1) Khí khô

	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2035
Sản lượng khai thác/năm (Tỷ m ³)	10-11	13-19	17-21
Quy mô thị trường/năm (tỷ m ³)	11-15	13-27	23-31
Nhập khẩu LNG/năm (tỷ m ³ /năm)		1-4	6-10

(2) Khí LPG

	2025	2035
Quy mô thị trường/năm (tỷ m ³)	3,5 – 4,0	4,5 – 5,0

Về phát triển thị trường tiêu thụ khí, nước ta sẽ tiếp tục phát triển thị trường điện là thị trường trọng tâm tiêu thụ khí (bao gồm LNG nhập khẩu) với tỷ trọng khoảng 70 - 80% tổng sản lượng khí, đáp ứng nguồn nhiên liệu khí đầu vào để sản xuất điện; và phần đầu đáp ứng 70% thị phần LPG toàn quốc.

Đối với khu vực Bắc Bộ, định hướng phát triển của Quy hoạch sẽ nghiên cứu các giải pháp, đẩy mạnh việc thu gom khí từ các mỏ nhỏ, nằm phân tán trong khu vực nhằm tăng cường khả năng cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp khu vực Bắc Bộ, từng bước nghiên cứu, triển khai xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG để duy trì khả năng cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp khi nguồn khí khu vực Bắc Bộ suy giảm, phát triển các nhà máy điện sử dụng LNG theo Quy hoạch điện lực quốc gia đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Đối với khu vực Trung Bộ, sẽ tích cực đẩy mạnh phát triển và hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển, xử lý khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh để cung cấp cho các nhà máy điện sử dụng khí thuộc khu vực Trung Bộ theo Quy hoạch điện lực quốc gia đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Phát triển công nghiệp hóa dầu sử dụng khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh sau khi đã đáp ứng đủ nhu cầu khí cho các nhà máy điện. Phát triển hệ thống phân phối khí thấp áp, sản xuất CNG/L-NG quy mô nhỏ cấp cho các hộ tiêu thụ công nghiệp trong khu vực. Từng bước nghiên cứu, xây dựng hệ thống cơ sở hạ tầng nhập khẩu, phân phối LNG khi nguồn khí trong khu vực suy giảm và trong trường hợp xuất hiện thêm các hộ tiêu thụ mới.

Đối với khu vực Đông Nam Bộ, hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển các mỏ khí tiềm năng nhằm duy trì nguồn khí cung cấp cho các hộ

tiêu thụ hiện hữu, đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ để đảm bảo duy trì đáp ứng nhu cầu tiêu thụ khí trong khu vực. Triển khai xây dựng hệ thống kho, cảng nhập khẩu LNG để bổ sung cho nguồn khí trong nước suy giảm và cung cấp cho các nhà máy điện theo Quy hoạch điện lực quốc gia đã được Thủ tướng

Chính phủ phê duyệt. Đối với khu vực Tây Nam Bộ, cần hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển khí từ Lô B & 48/95, 52/97 và các mỏ nhỏ khu vực Tây Nam (Khánh Mỹ, Đầm Dơi, Nam Du, U Minh,...) để cung cấp cho các Trung tâm điện lực mới theo Quy hoạch điện lực quốc gia được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt; bổ sung cho các hộ tiêu thụ hiện hữu khu vực Tây Nam Bộ. Xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG để duy trì khả năng cung cấp cho các hộ tiêu thụ, phát triển các nhà máy điện sử dụng LNG mới.

Ngoài ra, Quy hoạch còn chỉ rõ các dự án trọng điểm:

(1) Kho nhập LNG

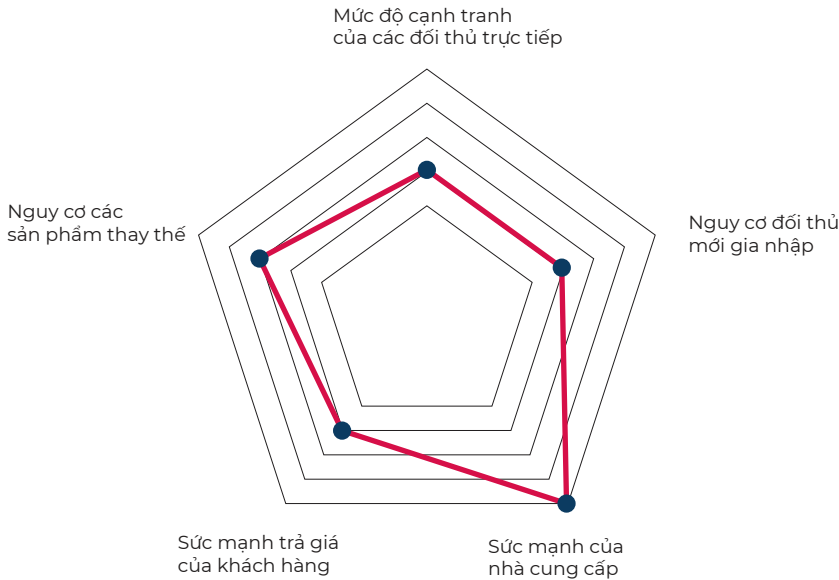
Tên dự án	Thời điểm triển khai theo kế hoạch	Công suất (Triệu tấn/năm)
Kho LNG Thị Vải	2022 - 2025	1-3
Kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) - GĐ 1	2023 - 2025	1-3
Kho LNG Tây Nam Bộ - GĐ 1	2022 - 2025	1
Kho LNG Đông Nam Bộ	2022 - 2025	4-6
Kho LNG Tây Nam Bộ - GĐ2	2026 - 2030	2
Kho LNG nổi (FSRU) Thái Bình	2026 - 2030	0.2-0.5
Kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) - GĐ 2	2027 - 2030	3
Kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) - GĐ 3	2031 - 2035	3
Kho LNG miền Bắc (Hải Phòng)	2030 - 2035	1-3
Kho LNG Khánh Hoà	2030 - 2035	3

(2) Hệ thống kho chứa LPG

Giai đoạn 2016 - 2020				
Khu vực	Tỉnh/Thành phố	Địa điểm	Công suất (tấn)	Hình thức đầu tư
Bắc Bộ	Hải Phòng	Đình Vũ	5.000	Xây mới
		Lạch Huyện	40.000	PVGas đầu tư
		Thượng Lý	5.000	Xây mới
	Quảng Ninh	Bãi Cháy	5.000	Xây mới
Bắc Trung Bộ	Thanh Hóa	Nghi Sơn	8.000	Xây mới
Nam Trung Bộ	Đà Nẵng	Thọ Quang	3.000	Xây mới
	Quảng Ngãi	Dung Quất	3.000	Mở rộng 1.000 tấn
Đông Nam Bộ	Bà Rịa - Vũng Tàu	Thị Vải	30.000	PVGas đầu tư nâng công suất kho lạnh Thị Vải từ 60.000T lên 90.000T
	Bà Rịa - Vũng Tàu	KCN Cái Mép	240.000	Xây mới (sau khi được Thủ tướng Chính phủ bổ sung vào Quy hoạch phát triển ngành dầu khí; dự kiến kho ngầm, 100% vốn nước ngoài)
Tây Nam Bộ	Long An	Long An	10.000	Xây mới
	Cần Thơ	Trà Nóc	2.500	Mở rộng 1.000 tấn
	Tiền Giang	Soài Rạp	1.000	Xây mới

Giai đoạn 2021 - 2025				
Khu vực	Tỉnh/Thành phố	Địa điểm	Công suất (tấn)	Hình thức đầu tư
Bắc Bộ	Hải Phòng	Đình Vũ	6.000	Xây mới
		Lạch Huyện	20.000	Xây mới
		Thượng Lý	5.000	Xây mới
	Quảng Ninh	Bãi Cháy	5.000	Xây mới
		Cái Lân	4.000	Xây mới
Bắc Trung Bộ	Hà Tĩnh	Vũng Áng	3.500	Xây mới
		Nghi Hương	4.000	Xây mới
Nam Trung Bộ	Đà Nẵng	Thọ Quang	3.000	Xây mới
		Liên Chiểu	3.500	Xây mới
	Quảng Ngãi	Dung Quất	3.000	Xây mới
	Quy Nhơn	Nhơn Hội	5.000	Xây mới
	Phú Yên	Vũng Rô	5.000	Xây mới
Đông Nam Bộ	Bà Rịa - Vũng Tàu	Cái Mép	20.000	Xây mới
		Thị Vải	8.000	Xây mới
	TPHCM và khu vực lân cận	Gò Dầu	4.000	Xây mới
		Nhà Bè	6.000	Xây mới
Tây Nam Bộ	Long An	Long An	10.000	Xây mới
	Cần Thơ	Trà Nóc	2.000	Xây mới
	Tiền Giang	Soài Rạp	10.000	Xây mới
	Cà Mau	Mũi Tràm	10.000	Xây mới

4. MÔI TRƯỜNG CẠNH TRANH



Biểu đồ 22: Mô hình đánh giá môi trường cạnh tranh của CTS

a. Mức độ cạnh tranh của các đối thủ trực tiếp – Thấp

Trong ngành công nghiệp khí Việt Nam, PVN là công ty duy nhất thực hiện mọi quá trình của chuỗi giá trị ngành, từ thăm dò và khai thác đến, thu gom và phân phối, cuối cùng là vận chuyển và phân phối thông qua các công ty con của mình như PVD, PVS, PVB, GAS, CNG, PGS, PGV, PLX, PGC, etc. Như vậy, ngành công nghiệp năng lượng vẫn là ngành công nghiệp được nhà nước độc quyền kinh doanh. PVGas là doanh nghiệp duy nhất kinh doanh ở trung nguồn. Do vậy, chúng tôi đánh giá mức độ cạnh tranh ở phân khúc này gần như là không có. Ở hạ nguồn, mức độ cạnh tranh có vẻ sôi động hơn, khi có sự tham gia phân phối của Total, Shell, Sài Gòn, H Gas, etc.

b. Nguy cơ đối thủ mới gia nhập – Thấp

Chúng tôi nhận xét thấy ngành công nghiệp khí có hai đặc điểm chính khiến các doanh nghiệp mới khó có thể cạnh tranh được với PVGas: (1) yêu cầu vốn lớn, (2) an ninh quốc phòng, nên nguy cơ đối mặt với đối thủ mới là rất thấp. Ở phân khúc thượng nguồn, chỉ có duy nhất PVGas được cấp phép thực hiện để đảm bảo tính an ninh khi khai thác khoáng sản. Ở phân khúc hạ nguồn, Nghị định 19/2016 – Chính Phủ khuyến khích và tạo cơ hội cho các doanh nghiệp kinh doanh và phân phối LPG tham gia thị trường để tăng tính cạnh tranh và nâng cao chất lượng sản phẩm. Tuy nhiên, không có nhiều doanh nghiệp đáp ứng được điều kiện về quy mô và tiêu chuẩn chất lượng.

c. Sức mạnh của nhà cung cấp – Rất cao

Như đã đề cập ở trên, PVN đóng vai trò độc quyền ở thượng nguồn và hạ nguồn. Đặc biệt, ở phân khúc phân phối khí LPG, PVGas là doanh nghiệp sản xuất khí LPG duy nhất ở Việt Nam với hai GPP là GPP Dinh Cố và GPP Dung Quất. Hơn 50% sản lượng hàng năm của hai nhà máy này được PVGas thu mua lại. Số còn lại được phân phối thông qua hình thức đấu thầu. Hơn nữa, khí LPG hiện nay được nhập khẩu để tiêu thụ trong nước đang gia tăng nhưng lại có rủi ro lớn về giá vốn, chi phí kho bãi, vận chuyển cao, nên PVGas vẫn có lợi thế cạnh tranh hơn.

d. Sức mạnh trả giá của khách hàng – Thấp

Đối với khách hàng là ngành sản xuất điện, đạm, khí thấp áp/CNG, sức mạnh trả giá của khách hàng là khá thấp. Khách hàng vẫn có cơ hội chuyển đổi sang dùng nhiên liệu than để giảm chi phí sản xuất. Trong cơ cấu nguồn điện năm 2020, nhiệt than chiếm tỷ trọng 35% tổng cơ cấu, trong khí nhiệt điện khí chỉ chiếm 15,5%.

Đối với khí LPG, các hộ tiêu dùng có nhiều cơ hội thay thế sản phẩm khí đốt sang các sản phẩm tiêu thụ điện, nhưng sử dụng khí LPG vẫn thuận tiện cho khách hàng công nghiệp và thương mại vì tính thuận tiện, và chi phí vận chuyển giảm do khu công nghiệp thường gần đường ống dẫn khí. Như vậy, sức mạnh trả giá của khách hàng trong mảng kinh doanh này ở mức trung bình.

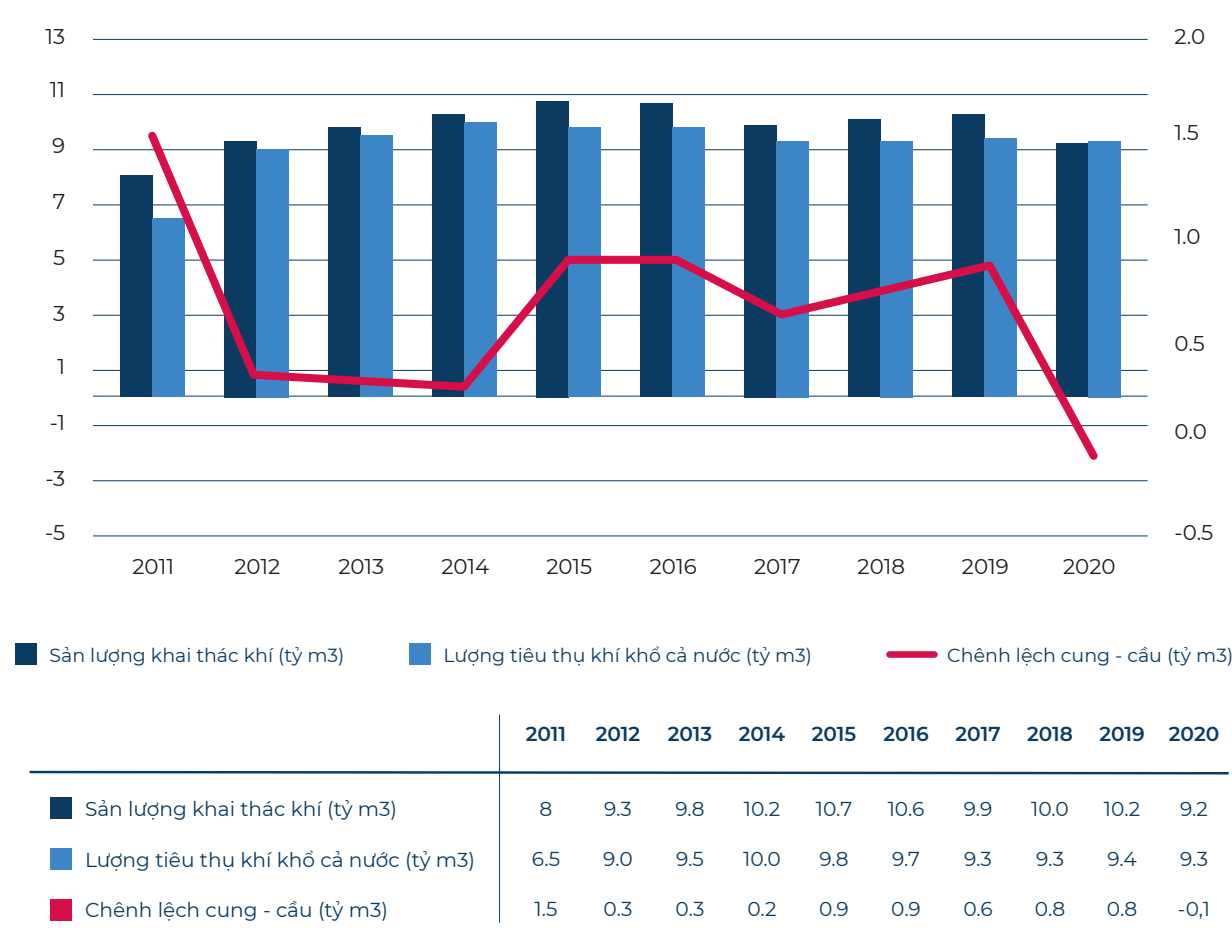
e. Nguy cơ các sản phẩm thay thế - Trung bình thấp

Sản lượng tiêu thụ khí hàng năm của sản xuất điện đóng góp 77% vào tổng sản lượng phân phối khí của PVN. Trong khi đó, các nguồn cung điện cũng rất phong phú, ví dụ như nhiệt điện, thủy điện, điện hạt nhân, điện gió và các loại năng lượng tái tạo khác. Quy Hoạch Điện Lực Quốc Gia 2021-2030, Tầm Nhìn 2045 (Quy Hoạch Điện VIII) đặt mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo, trong đó nhiệt điện khí đóng vai trò quan trọng nhất với tỷ trọng được đặt ra chiếm 25-50% tổng cơ cấu nguồn điện. Nhưng, xét tổng thể, (1) nhiệt điện than vẫn có ưu thế vì năng lượng tái tạo kém ổn định hơn năng lượng hoá thạch; (2) giá than rẻ hơn giá khí vì một trong những yếu tố quan trọng là giá than không bị đánh thuế trên lượng khí thải CO₂. Cụ thể, theo số liệu công bố năm 2017 của Bộ Tài Chính, số thu thuế Bảo Vệ Môi Trường của hàng hoá than đá chỉ chiếm 2% trong tổng số, trong khi đó than đá đóng góp đến 60% lượng phát thải CO₂; (3) thời gian triển khai dự án nhiệt điện than ngắn hơn dự án nhiệt điện khí vì không có nhiều khó khăn trong đàm phán giá bán điện giữa các bên liên quan. Do vậy, chúng tôi đánh giá nguy cơ các sản phẩm thay thế đối với sản phẩm khí là trung bình thấp.

D. DỰ BÁO CỦA CTS VỀ XU HƯỚNG PHÁT TRIỂN NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ VIỆT NAM

1. XU HƯỚNG CUNG – CẦU NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ VIỆT NAM

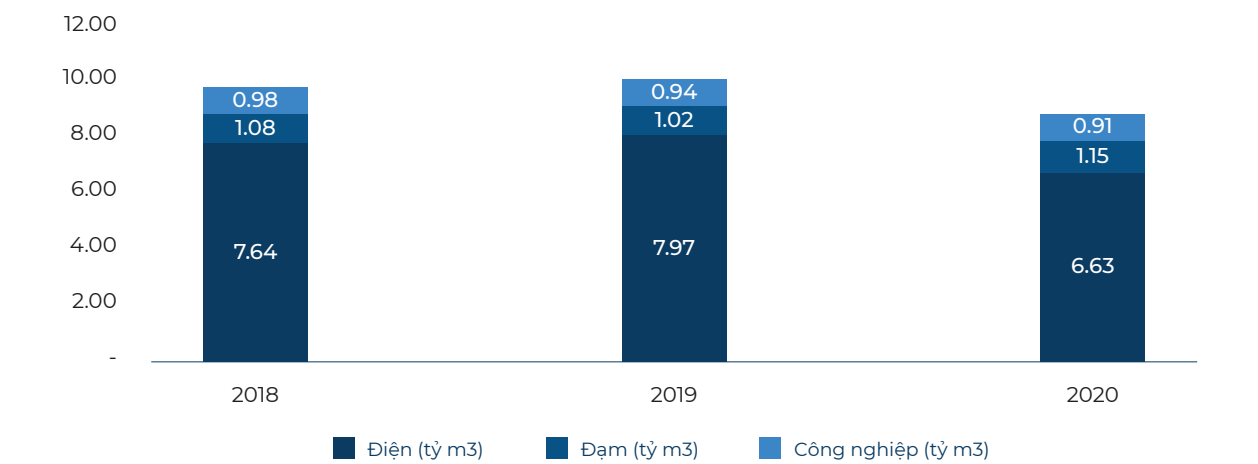
a. Đánh giá chung ngành công nghiệp khí Việt Nam



Biểu đồ 23: Cung cầu khí thiên nhiên ở Việt Nam, giai đoạn 2011 – 2020
Nguồn: PVGas, và CTS tổng hợp

Nhìn chung, ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn 2011 – 2020 có xu hướng đi ngang khi cung và cầu nằm trong biên độ sản lượng hàng năm vào khoảng 10 – 11 tỷ m³ khí. Ngoại lệ, năm 2011 lượng tiêu thụ khí tại nhà máy điện giảm, do tác động của khủng hoảng tài chính năm 2008 – 2009 lên các hộ sản xuất công nghiệp và nguồn cung thủy điện dồi dào do lượng mưa tăng cao năm 2009. Đối với giai đoạn 2016 – 2017, Chính phủ áp dụng cơ chế giá khí thả nổi tạo áp lực lên giá bán khí, lượng nhiệt điện khí do đó cũng giảm theo. Từ cuối năm 2019, Việt Nam ghi nhận tình trạng thiếu hụt khí tiêu thụ đáp ứng cho ngành sản xuất điện và đạm. Chúng tôi nhận định trữ lượng gia tăng dầu khí hàng năm không đủ bù đắp sản lượng đã khai thác. Cộng thêm, nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam tăng trưởng nhanh nhờ yếu tố tăng trưởng của nền kinh tế và nhân khẩu học. Sản lượng điện thương phẩm 2019 đạt 209,8 tỷ kWh gấp 2,5 lần so với sản lượng 2010, tốc độ tăng trưởng kép hàng năm đạt 10,5%.

Về cơ cấu tiêu thụ khí, sản xuất điện vẫn chiếm ưu thế với tỷ trọng cao trong những năm qua với mức tiêu thụ khí trung bình hàng năm khoảng 7,7 tỷ m³, chiếm 77% tổng cơ cấu. Theo Quy Hoạch Điện Lực Quốc Gia 2021 – 2030, Tầm Nhìn 2045 (Quy Hoạch Điện VIII), sản lượng điện tiêu thụ sẽ tăng trưởng CAGR 5 – 6% trong giai đoạn này.



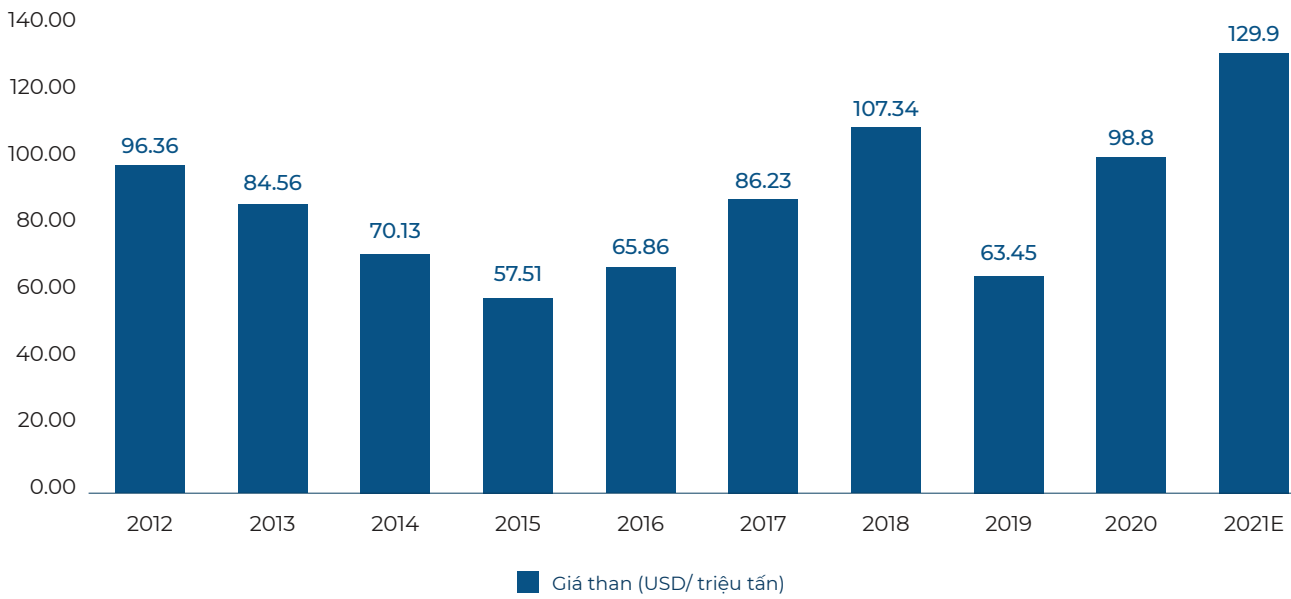
Biểu đồ 24: Sản lượng khí tiêu thụ theo khách hàng

Nguồn: PVGas, và CTS tổng hợp

Chúng tôi dự báo rằng giá than vẫn sẽ tăng trong những năm tới, tạo điều kiện để sản phẩm thay thế nhiên liệu than trong sản xuất điện phát triển bao gồm năng lượng tái tạo và khí LNG. Tuy nhiên, chúng tôi nhận định nhiệt điện than vẫn chưa thể thay thế hoàn toàn bằng nhiệt điện khí nói riêng và năng lượng tái tạo nói chung do có vướng mắc về vấn đề chi phí. Chúng tôi giả định nếu cứ 1000 MW nhiệt điện than (giá 1.600 đồng/kWh) được thay bằng nhiệt điện khí LNG (giá 2.100 đồng/kWh) thì chi phí phát điện mỗi năm sẽ tăng khoảng 3.500 tỷ đồng.

Chúng tôi cũng dự báo rằng Việt Nam sẽ tiếp tục sử dụng nhiệt điện than là trọng yếu trong vòng vài chục năm tới, ít nhất là đến năm 2035. Thứ nhất, mặc dù vòng đời ngành than đã hết, nhưng nhiệt điện than vẫn chiếm hơn 34% tỷ trọng cơ cấu sản lượng nguồn điện năm 2020. Thứ hai, những khó khăn khi phát triển nhiệt điện khí là không nhỏ. Chúng tôi cũng cho rằng, ở khía cạnh truyền thông, việc nhập khẩu khí LNG là giải pháp xanh cho nhu cầu nhiệt điện khí tăng cao, đồng

thời sự sụt giảm ở các mỏ khí trong nước. Tuy nhiên, việc nhập khẩu khí LNG gặp một vài rủi ro quan trọng. Thứ nhất, giá bán điện chạy từ khí sẽ cao hơn rất nhiều so với giá điện hiện nay mà vốn đầu tư cho LNG rất lớn. Do vậy, nguy cơ phá sản tương đối lớn nếu không có ngay các chính sách đồng bộ (hỗ trợ giá bán điện sản xuất từ khí LNG). Thứ hai, các dự án chiến lược Lô B – Ô Môn, Cá Voi Xanh đến nay vẫn chưa đàm phán xong hợp đồng bán điện (PPA). Vì giá khí LNG thế giới biến động và Việt Nam đến nay vẫn chưa thông qua cơ chế giá FIT điện từ khí. Mặt khác, cơ chế giá FIT điện cho nguồn năng lượng tái tạo đang dần hết hiệu lực, kéo theo những khó khăn cho điện khí. Thứ ba, chúng tôi khuyến nghị nhà đầu tư thật sự thận trọng khi tham gia vào các dự án khí LNG vì đây là một dự án dài hơi và phức tạp với rất nhiều giai đoạn liên quan, nhiều rủi ro đi kèm. Trên thực tế, dự án điện khí khó thực hiện hơn điện than, mất nhiều nguồn lực tài chính hơn và không đảm bảo đầu ra. Do vậy, những dự án này thường chậm tiến độ triển miên, con số có thể lên đến chục năm.



Biểu đồ 24: Giá than thế giới qua các năm

Nguồn: Coal Week International, Coal Week, World Bank, và CTS tổng hợp

Trong sản xuất đạm, tính vụ mùa ảnh hưởng rất nhiều đến sản lượng tiêu thụ và sản xuất phân đạm. Do vậy, yếu tố thời tiết như biến đổi khí hậu sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến nhu cầu tiêu thụ phân đạm. Giai đoạn 2011 – 2016, lượng ure tiêu thụ khá cao từ 2.000 – 3.000 nghìn tấn ure/năm. Sau đó, nhu cầu này giảm mạnh cho đến nay, sản lượng hàng năm chỉ hơn 1.500 nghìn tấn/năm. Do vậy, chúng tôi dự báo sản lượng tiêu thụ khí ở phân khúc này sẽ giảm trong thời gian.

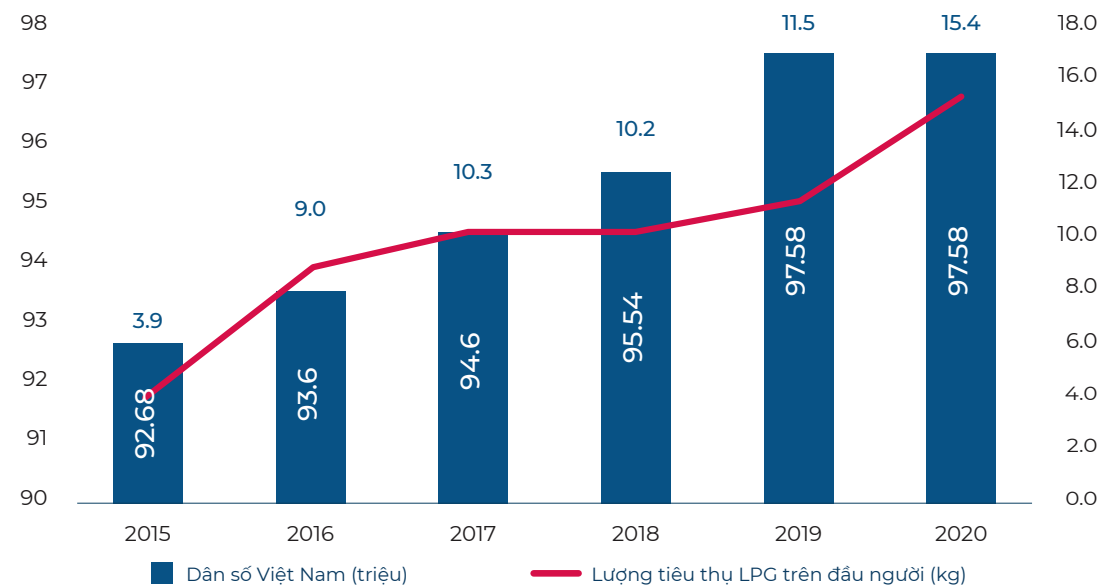


Biểu đồ 25: Chỉ số PMI ngành sản xuất Việt Nam của Nikkei

Nguồn: Nikkei, IHS Markit, và CTS tổng hợp

Đối với nhóm khách hàng tiêu thụ công nghiệp sử dụng khí thấp áp và CNG, chỉ số PMI của ngành sản xuất Việt Nam cho thấy tín hiệu đi ngang quanh vùng 50 – 55 vào giai đoạn 2013 – 2019. Lưu ý chỉ số PMI được điều chỉnh theo mùa và ≥ 50 cho biết nền kinh tế cải thiện so với mùa trước. Điều này chứng tỏ ngành công nghiệp sản xuất

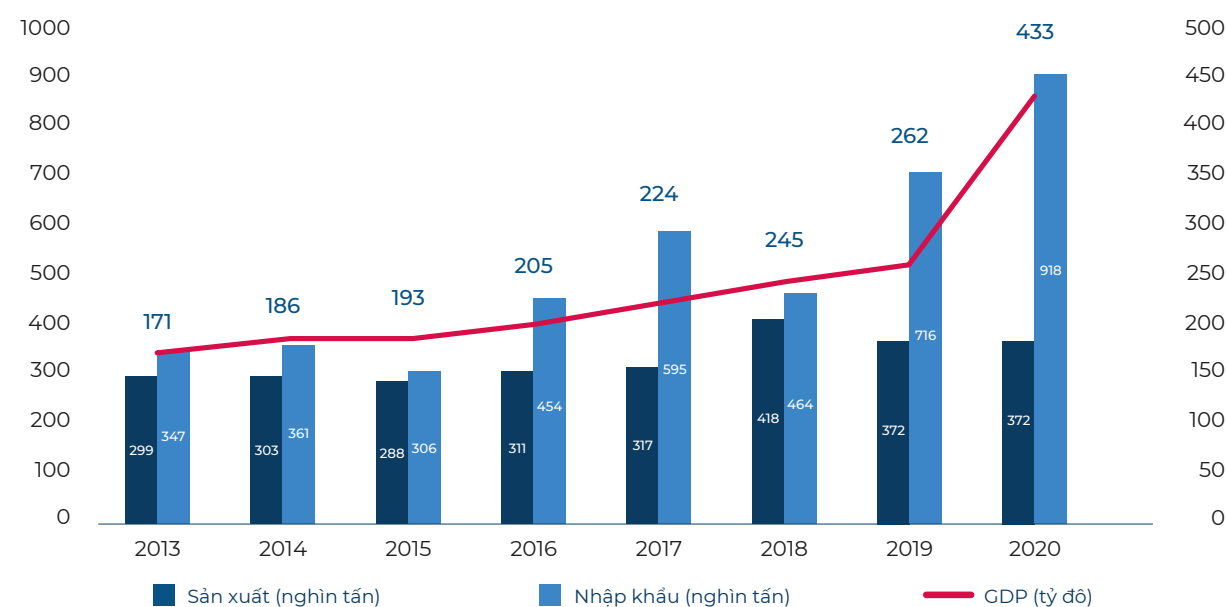
tương phục hồi khá tốt so với mùa vụ trước đó. Tuy nhiên sang đến năm 2020, do ảnh hưởng của đại dịch COVID-19, nên sản xuất công nghiệp ở Việt Nam sụt giảm, các đơn hàng đều bị trì hoãn. Theo đánh giá của chúng tôi, trước biến chủng Delta mới vào năm 2021, và tình hình dịch bệnh có nguy cơ tái diễn vào những năm tiếp theo với các biến chủng mới nguy hiểm hơn, chúng tôi rất dè dặt khi dự báo kịch bản tích cực cho sự tăng trưởng của nền công nghiệp, kể cả khi miễn dịch cộng đồng đạt đến một con số nhất định thông qua tiêm chủng. Tuy nhiên, nhóm ngành công nghiệp chỉ chiếm 4% trong tổng cơ cấu lượng tiêu thụ khí toàn ngành nên nhu cầu tiêu thụ khí vẫn có thể bù đắp bằng ngành điện.



Biểu đồ 26: Dân số Việt Nam và lượng khí LPG tiêu thụ trên đầu người

Nguồn: World Bank, và CTS tổng hợp

Đối với khí dân dụng, nhu cầu LPG trong nước tăng khá đều đặn CAGR 9,02% giai đoạn 2013 – 2020. Hiện tại mức tiêu thụ LPG trên đầu người ở Việt Nam còn rất thấp chỉ 15,4 kg khí/người, so với các nước trên thế giới (hơn 1.300 kg khí/người), một phần vì các nước phát triển nằm ở đới lạnh nên nhu cầu sưởi ấm, cần dùng nhiên liệu khí hơn. Nhưng so với các nước trong khu vực như Philipines và Malaysia thì con số này ở mức khá tương đồng (14 kg khí/người). Chúng tôi cũng xét thấy nhu cầu sử dụng khí LPG có tương quan với tình hình phát triển kinh tế. Cụ thể, dầu khí mang lại trên 20% tổng thu ngân sách, đóng góp 16 - 18% GDP trong các năm qua. GDP của Việt Nam trong giai đoạn 2013 – 2020 đạt 12,31%, nên rất dễ hiểu vì sao sản lượng tiêu thụ khí LPG tăng. Theo dự báo của chúng tôi, tình hình kinh tế Việt Nam sẽ suy giảm nhẹ trong ngắn hạn do ảnh hưởng của COVID-19, về dài hạn vẫn sẽ hồi phục và tăng trưởng 7 – 10%/năm do bộ phận lớn các hãng sản xuất lớn bắt đầu dịch chuyển một phần chuỗi cung ứng của mình về Việt Nam.



Biểu đồ 27: Tương quan giữa sản lượng tiêu thụ LPG của PVGas và GDP Việt Nam

Nguồn: PVGas, World Bank, và CTS tổng hợp

b. Dự báo xu hướng phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam

Với những phân tích và đánh giá chung về toàn ngành công nghiệp khí Việt Nam trong 10 năm qua, chúng tôi xin đưa ra những dự báo chính về xu hướng phát triển của ngành công nghiệp khí trong giai đoạn 2021 – 2035.

- (1) Chúng tôi dự báo xu hướng phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam sẽ tiếp tục tăng trưởng, với biên độ cung lớn cầu ngày càng được cải thiện;
- (2) Tốc độ tăng trưởng của ngành khí Việt Nam phụ thuộc vào sự phát triển của hệ thống cơ sở vật chất đáp ứng như cầu sản xuất, vận chuyển, phân phối và tiêu thụ khí; và nhu cầu tiêu thụ khí của ngành điện, đạm và các ngành công nghiệp sử dụng khí khác.

Cụ thể, trong ngắn hạn và trung hạn (1 – 5 năm), phân khúc LPG sẽ đạt mức tăng trưởng tốt với tốc độ tăng trưởng khoảng 7,6%/năm do nhu cầu sử dụng khí LPG trong sinh hoạt là vấn đề thiết yếu. Đồng thời, nguồn cung của LPG sẽ không phụ thuộc quá nhiều vào nguồn cung trong nước, do các nguồn nhập khẩu có giá rẻ và khá cạnh tranh từ Trung Quốc và Trung Đông. Ở phân khúc khí khô, ngành điện sẽ tiếp tục đóng góp vào phát triển ngành khí với mức độ tăng trưởng khoảng gần 0,5% mỗi năm theo quy hoạch đến năm 2020, và ngành đạm sẽ duy trì mức ổn định như hiện tại. Bên cạnh đó, Chính phủ đã ban hành chính

sách thực hiện giá khí thị trường theo nguyên tắc không thấp hơn giá khí miệng giếng sẽ tạo ra môi trường cạnh tranh hơn và giảm thiểu rủi ro cho nhà cung cấp khí khô trong nước.

Trong dài hạn (từ 5 năm trở lên), nguồn cung trong nước dần sẽ được đẩy mạnh lên và sản lượng cung sẽ tăng mạnh vào kể từ giai đoạn 2031 – 2035 trở đi. Trữ lượng dầu khí gia tăng này đến từ nhiều dự án phát triển như mỏ khí Cá Voi Xanh với trữ lượng ước tính 150 tỷ m³, theo kế hoạch sẽ vận hành vào quý II, năm 2024. Đồng thời, việc phát triển đồng bộ về cơ sở hạ tầng đường ống và kho dự trữ trong cả nước sẽ thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ khí khô cùng với chi phí vận chuyển rẻ hơn và ổn định hơn sẽ là tiền đề thúc đẩy sự phát triển trong dài hạn của ngành. Các chính sách được ban hành đang hướng đến tự do hóa và cạnh tranh hơn cho ngành khí, sẽ thúc đẩy sự phát triển và hoạt động hiệu quả hơn trong ngành khí. Đồng thời, việc quy hoạch phát triển ngành điện đến 2025 và tầm nhìn đến 2035 vẫn sẽ tiếp tục tăng sản lượng nhiệt điện khí, kể cả việc gia tăng nguồn năng lượng thay thế thì khí vẫn sẽ là lựa chọn thân thiện và ổn định để bù đắp công suất thiếu hụt của nguồn năng lượng tái tạo.

Để làm rõ hơn quan điểm của mình, chúng tôi đi sâu phân tích ba yếu tố quan trọng quyết định xu hướng phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam:

(1) Nguồn cung khí

Với trữ lượng khí đang sụt giảm, đặc biệt là khí đồng hành, việc phát hiện thêm mỏ khí là yếu tố quan trọng giúp ngành công nghiệp khí Việt Nam lấy lại động lực phát triển. Chúng tôi nhấn mạnh 3 dự án mỏ khí mới có tiềm năng thay đổi tình trạng sụt giảm trữ lượng khí hiện tại của Việt Nam, đó là, Cá Voi Xanh (Lô 118), Bể Sông Hồng; Lô B – Ô Môn, Bể Malay – Thổ Chu; và Kèn Bầu (Lô 114), Bể Sông Hồng.

Theo Hội Đồng Phân Biệt Tạp Chí Năng Lượng Việt Nam, tổng trữ lượng khí có thể khai thác hiện nay của

Việt Nam khoảng 150 tỷ m³, tập trung chủ yếu ở bể Cửu Long (35 – 40 tỷ m³) và Nam Côn Sơn (95 – 100 tỷ m³). Trong tương lai, hy vọng có thể thăm dò và đưa vào cân đối trữ lượng khoảng 100 – 160 tỷ m³ khí nữa. Tổng trữ lượng dầu mỏ của Việt Nam có thể khai thác còn lại đến nay được dự tính khoảng 400 triệu tấn (qui đổi - TOE).

Trong quá trình khai thác, việc mở rộng tìm kiếm cũng phát hiện bổ sung thêm hàng trăm triệu tấn trữ lượng. Riêng trong giai đoạn 2006 – 2010 đã bổ sung được hơn 330 triệu tấn trữ lượng dầu qui đổi và giai đoạn 2011 – 2015 bổ sung được khoảng 130 – 140 triệu tấn.

Như vậy, chúng tôi dự báo với việc phát hiện mỏ Cá Voi Xanh, mỏ Lô B – Ô Môn, và mỏ Kèn Bầu có trữ lượng lần lượt là 150 tỷ m³ khí, 176 tỷ m³ khí và 230 tỷ m³ khí, sẽ đóng góp vào tổng trữ lượng khí quốc gia là 556 tỷ m³ khí, nâng tổng trữ lượng khí quốc gia lên hơn 710 tỷ m³ với dự kiến thời gian khai thác là 18 – 20 năm.

Chúng tôi ước tính dự án Lô B – Ô Môn và Cá Voi Xanh sẽ bị chậm tiến độ so với dự kiến ban đầu vào quý III, 2024 vì Chính

phủ vẫn đang phê duyệt FID và các bên vẫn đang tiếp tục ngồi trên bàn đàm phán giá khí. Như vậy, hai dự án này rất có thể sẽ bị lùi lại 5 – 6 năm và bắt đầu kể từ năm 2031.

Đối với dự án Kèn Bầu – “một phát hiện lịch sử” của ngành dầu khí, đây có thể coi là mỏ khí có trữ lượng lớn nhất Việt Nam tới giờ với hơn 230 tỷ m³ khối khí có thể khai thác và thu hồi được. Chúng tôi ước tính mỗi năm mỏ khí này sẽ mang lại sản lượng khai thác khí khoảng 14.6 tỷ m³. Dự án đang trong quá trình khoan thăm dò với sự thực hiện của PVD và ENI. Ngoài trữ lượng khí khô có thể thu hồi này, dự án Kèn Bầu còn có thể mang lại 450 triệu thùng khí condensate. Chúng tôi dự báo ba mỏ khí mới này có thời gian khai thác mỏ khoảng 23 – 25 năm.

Đối với mỏ Lô B – Ô Môn, chúng tôi dự báo giai đoạn năm 2025 – 2030 mỏ này mới đi vào hoạt động chính thức được. Hiện nay, dự án đã chậm tiến độ đến 10 năm chủ yếu là do quá trình đàm phán các hợp đồng thương mại bao gồm hợp đồng bán khí (GSA), hợp đồng mua bán khí (GSPA), hợp đồng mua bán điện (PPA). Chúng tôi muốn nhấn mạnh rằng dự án Lô B – Ô

Môn có tổng giá trị đầu tư cho hai giai đoạn ở khâu thượng nguồn là 6,6 tỷ USD. Trong thỏa thuận hợp đồng bán điện (PPA), giá bán khí tính theo cơ chế chuyển ngang giá điện (pass through). Theo đó, giá khí được xác định gần 12 USD/triệu BTU, áp dụng cho cả vòng đời dự án, gồm cả 2 giai đoạn phát triển khâu thượng nguồn (giai đoạn 1 và giai đoạn mở rộng, phát triển liên tục). Giá khí này tương đương với giá bán điện 12 cent/kWh. Chúng tôi đánh giá giá điện này cao hơn so với giá điện trung bình hiện nay của Việt Nam khoảng 8 cent/kWh. Do vậy, chúng tôi dự báo Chính phủ và các đối tác nước ngoài sẽ còn đàm phán lâu hơn để có thể tìm ra giải pháp khả thi cho câu chuyện lợi nhuận. Điều này làm ảnh hưởng trầm trọng đến khâu thực hiện ở thượng nguồn, khi FID đã không được ký kết trước tháng 3, 2021 theo đúng kế hoạch. Lịch sử cũng cho thấy, hồ sơ mời thầu gói thầu EPCI quốc tế và trong nước đều phải gia hạn đến lần thứ 3. Chúng tôi nhận định, rất có thể hồ sơ mời thầu này phải gia hạn đến lần thứ 4.

Chúng tôi cần lưu ý rằng một lý do quan trọng nữa trì hoãn dự án Lô B – Ô Môn đi vào hoạt

động, đó là, Chính phủ chưa có cơ chế pháp lý đồng nhất về Luật Đầu Tư Công và Vốn Vay ODA. Ở khâu hạ nguồn, trong số 4 nhà máy nhiệt điện của dự án Lô B – Ô Môn, chỉ có riêng dự án Nhà máy nhiệt điện Ô Môn 1 đã đi vào hoạt động năm 2009, các dự án còn lại đều chậm tiến độ so với kế hoạch. Cụ thể, dự án Nhà máy điện Ô Môn 4 chậm 2 năm so với kế hoạch đề ra (theo Quy hoạch điện VII), dự án Nhà máy điện Ô Môn 3 dự kiến chậm 4-5 năm so với kế hoạch đề ra (chưa được phê duyệt chủ trương đầu tư), dự án Nhà máy điện Ô Môn 2 chưa được phê duyệt chủ trương đầu tư và giao chính thức chủ đầu tư. Đặc biệt dự án Nhà Máy điện Ô Môn 3 nằm trong hạng mục vốn vay ODA (Nhật Bản). Tuy nhiên Luật Đầu tư công quy định việc sử dụng vốn vay ODA cho doanh nghiệp vay lại 100% đối với dự án Nhiệt điện Ô Môn III không thuộc

phạm vi điều chỉnh của Luật Đầu tư công. Chúng tôi cũng dự báo tình hình triển khai dự án Cá Voi Xanh tương đối giống với dự án Lô B – Ô Môn. Do vậy, chúng tôi lùi thời gian bắt đầu khai thác là 5 – 6 năm, nghĩa là phải đến năm 2030, Việt Nam mới đón dòng khí đầu tiên từ mỏ Cá Voi Xanh. Ngoài ra, trong số những mỏ mới được phát hiện, chúng tôi rất quan ngại về kế hoạch triển khai dự án của mỏ Kèn Bầu, khi mỏ này mới được thăm dò bởi ENI trong giai đoạn 2019 – 2021, và chưa có tiến độ nào thêm. Chưa kể đến hệ thống cơ sở hạ tầng bao gồm đường ống dẫn khí, kho chứa cho Bể Sông Hồng không dày đặc và chưa được xây dựng như Bể Nam Côn Sơn và Bể Cửu Long. Do vậy, chúng tôi dự báo sau năm 2035 dòng khí đầu tiên của Kèn Bầu mới được đưa vào bờ.



TÊN DỰ ÁN	VỊ TRÍ	TRỮ LƯỢNG (TỶ M3)	SẢN LƯỢNG KHÍ KHAI THÁC NĂM (TỶ M3)	VÒNG ĐỜI (NĂM)	TỔNG GIÁ TRỊ ĐẦU TƯ (TỶ USD)	THỜI GIAN BẮT ĐẦU KHAI THÁC	TIẾN ĐỘ DỰ ÁN	CTS DỰ BÁO TIẾN ĐỘ DỰ ÁN
Sao Vàng Đại Nguyệt (Lô 05-1)	Bể Nam Côn Sơn	16	1,5	20 - 25	N/A	SV-CPP: Tháng 11, 2020 DN-WHP: Quý 3, 2022	- Dự án giàn SV-CPP đã đón dòng khí đầu tiên vào tháng 11, 2020 - Dự án đặt giàn DN-WHP hoàn thành 15-46%	Hoàn thành đúng tiến độ Theo kịp tiến độ
Sư Tử Trắng (Lô 15-1)	Bể Cừu Long	24	1,7	15 - 20	2	Sư Tử Trắng 2A: Tháng 6, 2021 Sư Tử Trắng 2B: Quý 4, 2023	- Hoàn thành vượt tiến độ 16 ngày và đã đón dòng khí đầu tiên vào tháng 6, 2021 - Dự kiến phê duyệt Bảo cáo nghiên cứu khả thi trong Quý 1, 2021	Vượt tiến độ Theo kịp tiến độ
Lô B - Ô Môn	Bể Malay	176	7	20 - 25	8,1	Lũ về tháng 9, 2024 so với dự kiến cuối năm 2023 (dù điều kiện FID không muộn hơn tháng 3, 2021)	- Dự án nhà máy nhiệt điện Lô B - Ô Môn đang chờ phê duyệt FID và các bên đang đàm phán để đạt được thoả thuận thương mại	Trượt tiến độ
Cá Voi Xanh (Lô 118)	Bể Sông Hồng	150	9,7	20 - 25	10	Tháng 6, 2024	- Dự án đang chờ phê duyệt FID, sau đó FDP, và EPC - PVN và Exxon Mobil đang đàm phán thoả thuận bán khí	Theo kịp tiến độ
Kèn Bầu (Lô 114)	Bể Sông Hồng	230	14,6	20 - 25	N/A	2028	- PVD đang thực hiện chiến dịch khoan thăm dò kéo dài 9 tháng để xác định trữ lượng và sản lượng chính thức của Kèn Bầu - ENI cũng tiến hành khoan thăm dò 2 giếng để đánh giá khả năng hợp tác phát triển mỏ Kèn Bầu	Theo kịp tiến độ

Biểu đồ 28: Cập nhật tiến độ các dự án trọng điểm

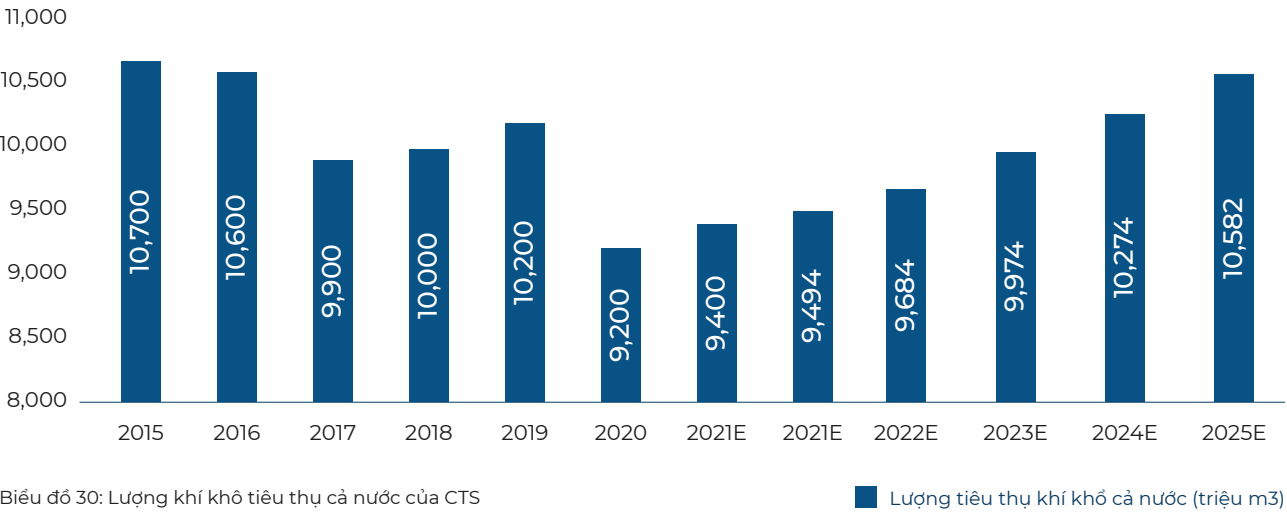
Nguồn: PVN, PVGas, và CTS dự báo

	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
Sản lượng khai thác khí (tỷ m3)	9,4	10,9	12,5	14,2	14,2	14,2	14,2	21,2	21,2	21,2	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9
Bể Cừu Long	1,0	1,0	2,7	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Sư Tử Trắng	-	-	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Bể Malay Thổ Chu	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Lô B	-	-	-	-	-	-	-	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Bể Sông Hồng	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Cá Voi Xanh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Kèn Bầu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bể Nam Côn Sơn	6,4	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Sao Vàng - Đại Nguyệt	0,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	4,4	4,4

Biểu đồ 29: Dự báo sản lượng khai thác khí giai đoạn 2021 – 2035 của CTS

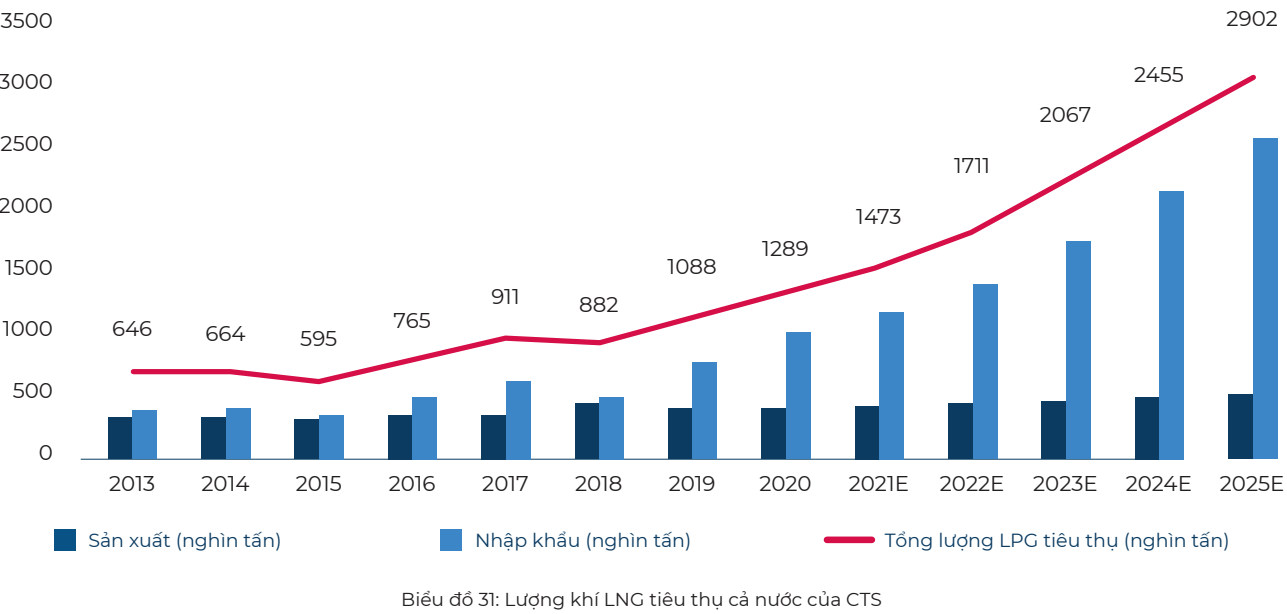
(2) Nhu cầu tiêu thụ khí

LƯỢNG TIÊU THỤ KHÍ KHÔ CẢ NƯỚC (TRIỆU M3)

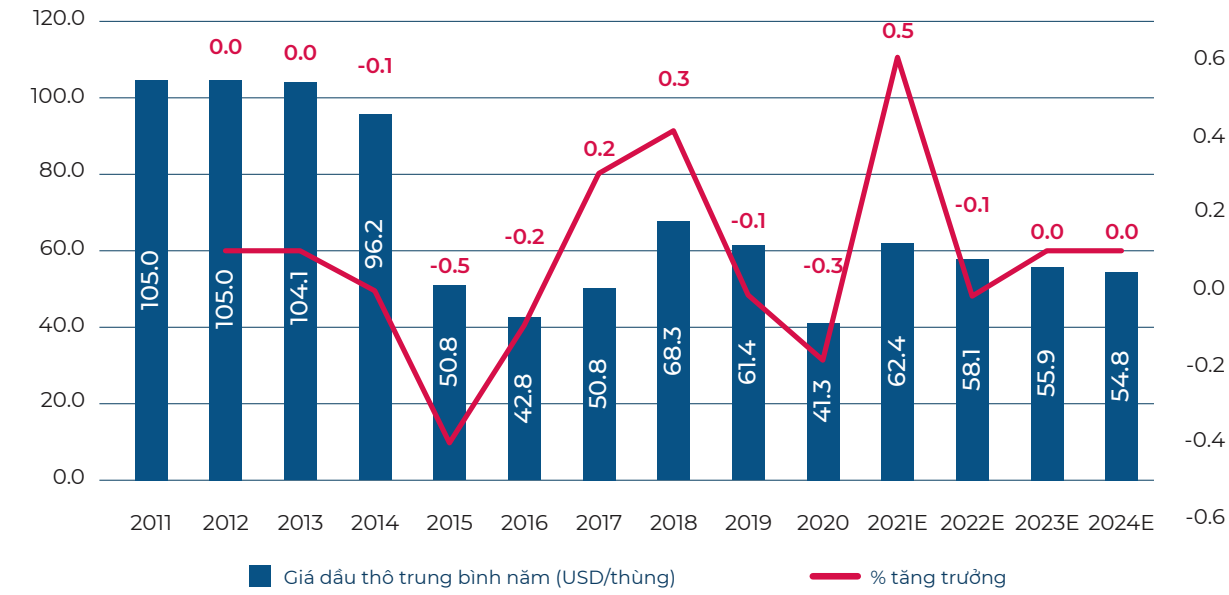


Theo những đánh giá và phân tích về thị trường khí Việt Nam ở trên, chúng tôi dự báo sản lượng khí sẽ tiếp tục tăng trưởng chủ yếu phục vụ cho ngành điện. Chúng tôi cũng cho rằng với nhu cầu giảm xuống và chủ trương phát triển điện khí trong tương lai, nên tỷ trọng của ngành điện trong cơ cấu tiêu thụ điện sẽ tăng lên 84% và ngành giảm xuống còn 9%, còn lại là cho ngành công nghiệp khác.

Đối với phân khúc dân dụng, chúng tôi sẽ nâng tăng trưởng lượng tiêu thụ khí LPG từ nguồn cung trong nước lên 4% và từ nguồn nhập khẩu là 20% cho năm 2021. Như vậy tổng cầu của toàn thị trường khí LPG là 11%. Chỉ số này sẽ tiếp tục tăng trưởng trong dài hạn.



(3) Giá dầu



Nguồn: Bloomberg, và CTS tổng hợp

Chúng dự báo giá dầu sẽ giảm về 58,1 – 62,4 USD/thùng vào năm 2021 – 2022 do nguồn cung dầu đang tăng và biến thể COVID-19 diễn biến phức tạp.

Nguồn cung dầu vẫn đang tăng đều đặn. Công ty dịch vụ Baker Hughes cho biết sản lượng của Mỹ đã tăng lên 11,4 triệu thùng/ngày trong tuần kết thúc vào 14/8, và các công ty khoan đã bổ sung thêm giàn khoan ba tuần liên tiếp. Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ và các đồng minh (OPEC) cũng đang tăng cường nguồn cung ra thị trường – lượng dầu mà nhóm này đã giữ lại trong giai đoạn đại dịch bùng phát trước đây. Giá dầu ở các hợp đồng tương lai cho thấy thị trường kỳ vọng nguồn cung sẽ dồi dào hơn nữa trong những tháng tới. Mức cộng giá dầu Brent kỳ hạn giao sau 1 tháng so với giao sau 3 tháng đã giảm gần một nửa từ cuối tháng 7 đến

nay, cho thấy nguồn cung ngắn hạn sẽ không eo hẹp như thị trường dự đoán.

Hầu hết các quốc gia tiêu thụ dầu chính hiện đang nằm trong làn sóng lây nhiễm Covid-19 thứ ba hoặc thứ tư kể từ khi bắt đầu đại dịch, hoặc đang chiến đấu để ngăn chặn các đợt bùng phát dịch trong cộng đồng. Chúng tôi cho rằng virus biến thể Delta đang là một vấn đề ngày càng nghiêm trọng và là trở ngại tiềm tàng đối với sự phục hồi nhu cầu nhiên liệu/hoạt động đi lại. Cuối cùng, hàng không vẫn là mắt xích yếu nhất trong chuỗi nhu cầu dầu trên toàn cầu tại thời điểm hiện tại. Chúng tôi dự báo nguy cơ hạn chế đi lại gia tăng hơn nữa, kể cả đi lại trong nước và giữa các nước do virus biến thể Delta sẽ là yếu tố chính làm thay đổi bức tranh ngành dầu mỏ từ nay đến cuối năm, nhất là khi mùa lái xe ở Mỹ sắp kết thúc.

2. TRIỂN VỌNG NHẬP KHẨU KHÍ LNG

Trong Báo Cáo Ngành Năng Lượng Tái Tạo Viện Nam – CTS phát hành lần đầu vào tháng 10, 2020, chúng tôi đã dự báo khí tự nhiên chiếm 18.8% vào tổng nguồn điện vào năm 2030, tăng trưởng đáng kể vào cuối giai đoạn dự báo của chúng tôi khi có thêm nhiều kho, cảng LNG đi vào hoạt động. Trong Báo Cáo Ngành Công Nghiệp Khí lần này, chúng tôi vẫn giữ vững quan điểm này. Chúng tôi xin trích dẫn phần nghiên cứu về khí LNG vào báo cáo này.

“ ... Khí tự nhiên cũng sẽ vẫn là nguồn sản xuất điện quan trọng của Việt Nam, chiếm 18.8% tổng nguồn điện vào năm 2030, với nhiều hơn tăng trưởng đáng kể vào cuối giai đoạn dự báo của chúng tôi khi nhiều nhà máy khai thác khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) đi vào hoạt động. Chúng tôi kỳ vọng sự phục hồi trong sản xuất khí đốt sẽ xảy ra từ năm 2023, Xu hướng cấu trúc

(1) Tăng cường nhiệt điện khí LNG nhập khẩu

Sản xuất điện của Việt Nam có truyền thống chủ yếu là nhiệt điện than + khí và thủy điện. Tuy nhiên, chúng tôi thấy một số trở ngại cho sự tăng trưởng liên tục trong hai lĩnh vực này. Tiềm năng thủy điện hiện đã được khai thác gần hết, và độ tin cậy của sản lượng phát điện thủy điện bị đe dọa nhiều hơn do hạn hán gần đây và nguồn cung cấp nước giảm. Nguyên liệu sản xuất điện là khí đốt và than trong nước đang giảm và sẽ không duy trì được sự gia tăng đáng kể trong thời gian tới dẫn tới đất nước ngày càng phụ thuộc vào nguồn khí LNG nhập khẩu.

(2) Lĩnh vực điện phụ thuộc LNG sẽ tăng

Trong khi trữ lượng dầu khí tự nhiên của Việt Nam đang cạn kiệt, sự quan tâm mạnh mẽ của các nhà đầu tư đối với các dự án LNG ở Việt Nam sẽ hỗ trợ triển vọng tích cực đối với sản xuất điện khí. Khí tự nhiên vẫn là nguồn sản xuất điện quan trọng của Việt Nam, mặc dù đối mặt với một số khó khăn do sản lượng khí giảm trong những năm gần đây. Chúng tôi dự báo sản xuất điện khí sẽ tăng đều đặn sau 2023, ở mức trung bình hàng năm là 11% trong khoảng thời gian từ 2023 đến 2030, với mức tăng trưởng đáng kể hơn vào cuối giai đoạn dự báo của chúng tôi khi có thêm nhiều thiết bị đầu cuối LNG đi vào hoạt động.

Nỗ lực tăng sản lượng khí đã tiếp tục gặp phải khó khăn, trong bối cảnh đan xen giữa giá dầu thấp,

khí tổng kho LNG – Thị Vải đầu tiên đi vào hoạt động.

Chính phủ gần đây đã nhấn mạnh việc sử dụng LNG như một nguồn sản xuất điện và sẽ tìm cách tạo ra nhiều tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư nước ngoài phát triển các dự án đó. Điều này ủng hộ quan điểm lâu nay của chúng tôi rằng Việt Nam sẽ ngày càng phụ thuộc nhiều hơn vào LNG trong lĩnh vực điện, do nguồn khí trong nước đang cạn kiệt và lợi ích của các nhà đầu tư mạnh mẽ vào LNG các dự án. Chúng tôi lưu ý rằng có một số rủi ro tăng giá đối với các dự báo sản xuất khí của chúng tôi, do khả năng tăng hỗ trợ, và đặc biệt là khi than phải đối mặt với một lực cản ngày càng tăng trên toàn cầu do những lo ngại về môi trường.

hoạt động khai thác chậm lại và cuộc đấu tranh tài chính của PetroVietnam thuộc sở hữu nhà nước. Áp lực liên tục của Trung Quốc đối với các hoạt động ngoài khơi, đặc biệt là gần các khu vực tranh chấp ở Biển Đông đã khiến một số công ty, bao gồm Repsol của Tây Ban Nha và ONGC của Ấn Độ , phải tạm dừng hoặc từ bỏ hoạt động. Trong bối cảnh này, LNG là sự thay thế an toàn tiếp theo. Dự kiến đưa vào vận hành Kho cảng LNG 1.4 tỷ m³ Thị Vải của PV Gas tại tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu vào năm 2022 sẽ cho phép Việt Nam bắt đầu nhập khẩu LNG lần đầu tiên. LNG nhập khẩu qua Thị Vải sẽ cung cấp cho hai nhà máy nhiệt điện LNG, Nhơn Trạch 3 và 4 (1,500MW), tại tỉnh Đồng Nai, dự kiến hoàn thành lần lượt vào năm 2021 và 2022.

AES Mỹ và PVN, PVS , đang phát triển cảng Sơn Mỹ LNG lớn hơn 9 triệu tấn LNG khí theo từng giai đoạn. Giai đoạn I (3 triệu tấn) sẽ bao gồm một nhà máy phát điện LNG 2.2 GW tại Bình Thuận và là dự kiến sẽ được đưa vào hoạt động vào năm 2023/2024. Giai đoạn II (6 triệu tấn LNG) bao gồm nhà máy nhiệt điện LNG với tổng công suất là 2,250 MW và có thể phát trực tuyến vào năm 2027/2028. Điều này sẽ chứng kiến 72% công suất phát điện bằng khí đốt mới được xây dựng trên khắp Việt Nam được củng cố bởi nhập khẩu LNG.

Phần còn lại sẽ được cung cấp bởi sản lượng tươi từ hai dự án khí đốt ngoài khơi khổng lồ, mỏ lô B (bể Mã Lai-Thổ Chu) và mỏ Cá Voi Xanh (bể Sông Hồng), dự kiến đi vào hoạt động vào năm 2021 và 2023 tương ứng.

Chúng tôi lưu ý rằng gần đây Chính phủ đã nhấn mạnh việc sử dụng LNG như một nguồn sản xuất điện và sẽ tìm cách tạo ra nhiều tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư nước ngoài phát triển các dự án đó. Điều này ủng hộ quan điểm lâu nay của chúng tôi rằng Việt Nam sẽ ngày càng dựa vào LNG trong lĩnh vực điện, do nguồn khí trong nước đang cạn kiệt và lợi ích của các nhà đầu tư ngày càng tăng trong các dự án LNG. Chúng tôi lưu ý rằng hiện nay có khoảng 26GW khí đốt các dự án điện trong giai đoạn tiền FID ở Việt Nam, dự kiến sẽ đi vào hoạt động từ năm 2022 đến năm 2030 ...”

Cho dù, chúng tôi dự báo Việt Nam ngày càng phụ thuộc nguồn khí LNG để phát triển nguồn cung điện thì điều này cũng không đồng nghĩa với việc những khó khăn sẽ giảm đi và thời gian triển khai dự án LNG sẽ thực hiện được đúng tiến độ. Nghĩa là, các dự án khí sẽ mất nhiều thời gian và nguồn lực hơn mới có thể thực sự đi vào hoạt động được.

E. KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ



Ngành cấp 4
Thiết bị và dịch vụ dầu khí

TỔNG CÔNG TY KHÍ VIỆT NAM (MÃ: GAS)

GIÁ DẦU TĂNG, TRỮ LƯỢNG BỀ ĐƯỢC BÙ ĐẮP VÀ TIỀM NĂNG KHÍ LNG TẠO ĐÀ PHÁT TRIỂN DÀI HẠN DỰ BÁO KẾT QUẢ KINH DOANH

CHỈ TIÊU (TỶ ĐỒNG)	2020	2021F	2022F
Doanh thu thuần	64,135	79,504	86,351
Giá vốn bán hàng	(52,729)	(65,365)	(70,994)
Lãi gộp	11,406	14,139	15,357
Thu nhập tài chính	1,451	1,799	1,954
Chi phí tài chính	(169)	(210)	(228)
Trong đó: Chi phí lãi vay	(101)	(117)	(135)
Lỗ từ Công ty liên doanh	(11)	(14)	(15)
Chi phí bán hàng	(1,943)	(2,409)	(2,616)
Chi phí quản lý doanh nghiệp	(769)	(954)	(1,036)
Lãi từ hoạt động kinh doanh	9,964	12,352	13,416
Thu nhập khác, ròng	50	63	68
Lãi ròng trước thuế	9,978	12,369	13,434
Lãi thuần sau thuế	7,972	9,882	10,733
Lợi nhuận Cổ đông Công ty mẹ	7,855	9,737	10,576
EPS (VNĐ)	4,028	4,975	5,413

Nguồn: GAS, CTS dự phòng/tổng hợp

Chiến lược giao dịch: Theo dõi

Giá giao dịch tại ngày 20/04/2021	Giá dự báo	Thời gian nắm giữ	Lợi nhuận dự báo
87,200	83,200	<= 12 tháng	-4.6%
- 87,500	- 83,500		
VNĐ/cổ phiếu	VNĐ cổ phiếu		

THÔNG TIN CỔ PHIẾU (20/04/2021)

Số lượng CP niêm yết	1,913,950,000
Số lượng CP lưu hành	1,913,950,000
Vốn hóa (tỷ VND)	166,896
Biến động giá 52 tuần	+1.40%
KLGD TB 10 phiên	959,110
% sở hữu nước ngoài	2.58%
Room nước ngoài còn lại	46.89%

Cổ đông lớn

95.76%	0.00%	0.00%	0.00%
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phan Quốc Nghĩa	Nguyễn Mậu Dũng	Lê Như Linh

Luận điểm đầu tư

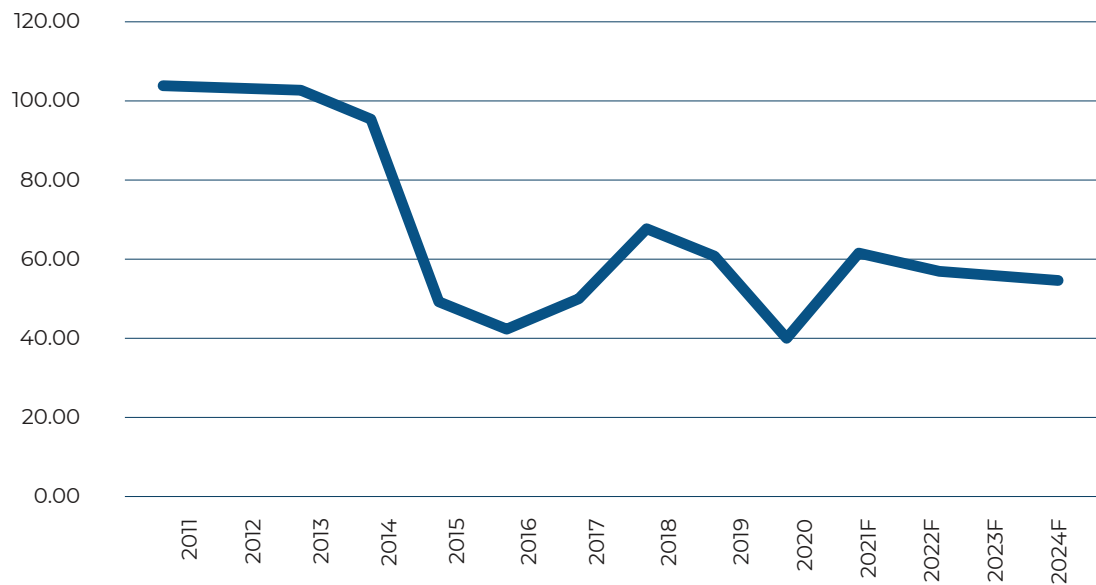
- Giá dầu WTI dự báo sẽ tăng trưởng mạnh mẽ đạt mức US\$62/thùng và mỏ khí Sao Vàng Đại Nguyệt bù đắp trữ lượng khí khai thác sụt giảm. Điều này tạo đà tăng nhu cầu tiêu thụ khí, giúp cải thiện lợi nhuận biên.

- Về dài hạn, GAS sẽ hưởng lợi từ việc cung cấp khí LNG.



1. NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ TẠI VIỆT NAM

Nhìn chung, tiềm năng ngành công nghiệp khí trong nước ở mức thấp, kể từ khi trữ lượng khí tại các bể chính như Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay-Thổ Chu bị sụt giảm, đỉnh điểm vào năm 2018. Trong năm 2015, các dự án triển khai các mỏ khí mới như Cá Voi Xanh, Lô B, Sao Vàng Đại Nguyệt, Sư Tử Trắng



Biểu đồ 1: Giá dầu WTI trung bình theo năm, giai đoạn 2011 – 2024F. ĐV: USD/thùng

GD2, Nam Du – U Minh được đề xuất với sản lượng trung bình 1.6-1.7 tỷ m3/năm/mỏ. Dự kiến, dòng khí đầu tiên từ các mỏ này sẽ được đưa vào bờ trong năm 2021-2023. Điều này sẽ giúp GAS tăng trưởng ổn định trong ngắn hạn.

Do nhu cầu khí cho nhà máy điện, đạm, và khí thấp áp trong nước tăng mạnh, và sản lượng khí sụt giảm trong ngắn hạn nên việc tăng cường nhập khẩu khí, đặc biệt là khí LNG, và xây dựng hệ thống cơ sở vật chất hỗ trợ công tác này đang được Chính Phủ khuyến khích và đẩy mạnh.

DỰ ÁN	SẢN LƯỢNG (MMTA)	THỜI GIAN KHAI THÁC
Cảng Cát Hải	1-3	2031-2035
Cảng FSRU	0.2-0.5	2026-2030
Cảng Khánh Hoà	3	2030-2035
Cảng Cà Ná FSRU	N/A	2026-2030
Cảng Sơn Mỹ	6	2023-2025
Long Sơn	N/A	2026-2030
Cảng Thị Vải	1-3	2022-2023
Cảng Hải Linh	1	2022-2023
Cảng Bạc Liêu	N/A	2026-2030

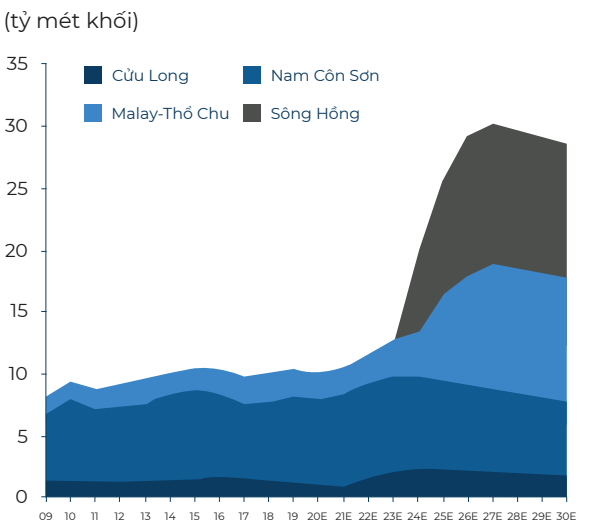
Bảng 2: Các dự án đầu tư kho cảng/ dự án nhà máy điện chạy LNG ở Việt Nam

o Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, Việt Nam cần xây mới các nhà máy điện sử dụng LNG với tổng công suất 15,000 – 19,000 MW để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng.

o Theo Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí, Việt Nam dự kiến sẽ nhập khẩu 1 – 4 tỷ m3 LNG mỗi năm và tăng lên 6 – 10 tỷ m3 mỗi năm sau đó. Cụ thể, Việt Nam ước lượng sẽ nhập khẩu 8 tỷ m3 vào năm 2030 và khoảng 15 tỷ m3 vào năm 2045.

o Bộ Công Thương dự kiến Việt Nam sẽ xây 3-4 kho nhập khẩu LNG với tổng công suất mỗi kho 3 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2021 – 2025, và xây khoảng 5 – 6 kho nhập LNG cùng công suất vào giai đoạn 2026- 2035. Tổng mức đầu tư ước tính hơn 3 tỷ USD.

Theo phân tích của CTS, giá bán khí đóng vai trò quan trọng định hướng phát triển ngành công



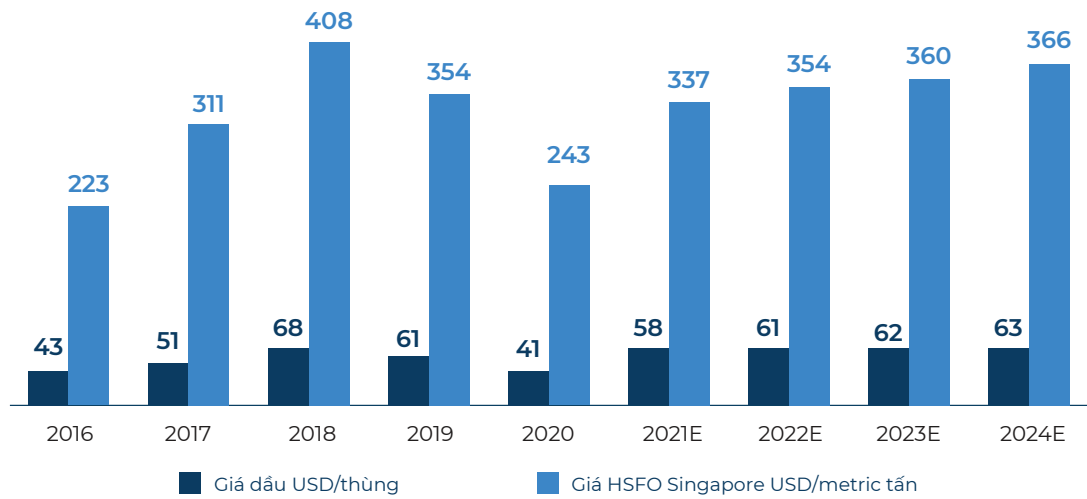
Bảng 3: Trữ lượng các mỏ khí tại Việt Nam (Nguồn: GAS, Tổng cục thống kê, KBSV)

nghiệp khí Việt Nam. Cơ chế mua bán khí tại Việt Nam khá phức tạp. Cụ thể, giá bán trên mức bao tiêu cho khí khô/âm/CNG/etc. cho nhà máy điện, đạm, khu công nghiệp neo theo giá HSFO tại khu vực Singapore (US\$3.42/mmBTU), trong khi giá mua bán khí LPG lại biến động theo giá dầu thô – trung bình US\$41/thùng trong năm 2020.

2. DOANH NGHIỆP

CTS ước tính trong năm mảng kinh doanh chính của GAS bao gồm khí khô, condensate, LPG, CNG, vận chuyển, thì khí khô và LPG chiếm tỷ trọng doanh thu cao nhất, lần lượt là 50% và 40% trong năm 2021E.

GIÁ DẦU THÔ VÀ GIÁ HSFO SINGAPORE



Bảng 4: Giá dầu thô và giá HSFO Singapore (Nguồn: Bloomberg, CTS)

SẢN LƯỢNG TIÊU THỤ KHÍ	2020	2021F	2022F
Khí ẩm (triệu m ³)	8,948	8,000	7,703
Khí khô (triệu m ³)	8,690	7,700	7,447
Condensate (tấn)	58,300	64,000	60,178
LPG (tấn)	1,962,000	1,892,000	2,130,293

Bảng 5: Ước tính sản lượng tiêu thụ khí GAS (Nguồn: CTS)

Do sự cố từ thiết bị dẫn khí từ thượng nguồn ngày một tăng dẫn đến tình trạng đình trệ trong công tác sản xuất. CTS dự đoán sản lượng khí khô về bờ giảm 11% so với năm trước. Tuy nhiên, mảng kinh doanh khí khô này được hưởng những tác động tích cực từ giá dầu tăng US\$62/thùng trong năm 2021 và sản lượng được bù đắp từ mỏ khí Sao Vàng Đại Nguyệt dự kiến 1.8 tỷ m³/năm nên BLNG tăng 2%.

Mảng kinh doanh khí LPG gặp khó khăn do sự cạnh tranh từ Công ty Năng Lượng Hải Linh nên trong năm 2021 CTS ước tính sản lượng khí LPG giảm nhẹ. Nhưng tình hình sẽ được cải thiện trong năm 2022-2023 do GAS trúng gói thầu cung cấp khí LNG cho EVNGenco3. CTS dự kiến dự án

này sẽ triển khai vào năm 2022E- 2023E, cùng với xu hướng giá dầu tăng giá sẽ khiến doanh thu của mảng này tăng trưởng 38%.

Bên cạnh đó, các dự án đầu tư xây dựng cơ bản của GAS đang được hoàn thành đúng tiến độ, sẽ đóng góp vào giải quyết tình trạng thiếu hụt sản lượng khí, và định hướng nhập khẩu khí LNG trong dài hạn. Cụ thể, đường ống dẫn khí Sao Vàng Đại Nguyệt đã hoàn thành vào quý 4/2020, bổ sung 117 triệu m³ vào 2 tháng cuối năm. Dự kiến kho chứa LNG Thị Vải 1 triệu tấn/năm sẽ vận hành thương mại vào Quý 2/2020. Ngoài ra, GAS đang chuẩn bị xây dựng kho chứa Sơn Mỹ 3 triệu tấn/năm, Long An 2.1-2.6 triệu tấn/năm, và Hải Phòng 1- 3 triệu tấn/năm.

■ Rủi ro

MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ	TRỌNG SỐ	GIÁ
FCFF	33%	75,073
P/E	33%	88,413
P/B	34%	86,122
Giá mục tiêu bình quân (đồng/cp)		83,200

- Các dự án khai thác mỏ khí mới chậm tiến độ do không có sự đồng bộ trong thượng – hạ nguồn.
- Giá dầu và HSFO biến động khó lường dẫn đến giá mua bán các loại khí trong nước bị ảnh hưởng lớn.

■ Quan điểm và định giá

- Chúng tôi sử dụng 3 phương pháp định giá: FCFF, P/E và P/B để định giá cổ phiếu GAS. Giá dự báo là 83,200 đồng/cp giảm 4.6% so với giá giao dịch.

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ CỦA VIETINBANK SECURITIES

Hệ thống khuyến nghị của VietinBank Securities được xây dựng dựa trên cơ sở mức tăng/giảm tuyệt đối của giá cổ phiếu tại thời điểm đánh giá với giá mục tiêu.

■ Mục tiêu 3 tháng

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ	DIỄN GIẢI
MUA	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường từ 5% trở lên
THEO DÕI	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường từ 3– 5%
NẮM GIỮ	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường không quá 3%
BÁN	Nếu giá mục tiêu thấp hơn giá thị trường tối thiểu 5%

■ Mục tiêu 12 tháng

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ	DIỄN GIẢI
MUA	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường từ 15% trở lên
THEO DÕI	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường từ 5 – 15%
NẮM GIỮ	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường không quá 5%
BÁN	Nếu giá mục tiêu thấp hơn giá thị trường tối thiểu 5%