

BÁO CÁO NGÀNH KHÍ

Tháng 08/2017

TĂNG TRƯỞNG BỀN VỮNG TIẾN ĐẾN CẠNH TRANH LÀNH MẠNH

“...Cơ sở hạ tầng ngành khí và các cụm khí điện đạm đang được đẩy mạnh đầu tư ở ba miền đất nước, cùng với chính sách thúc đẩy sự cạnh tranh bền vững là tiền đề cho sự tăng trưởng của ngành...”

Bùi Quốc Hiếu

Chuyên viên phân tích

E: hieubq@fpts.com.vn

P: (08) – 6290 8686 (Ext: 7584)

TIÊU ĐIỂM

Ngành khí thế giới

- Ngành khí thế giới đang bước vào giai đoạn tăng trưởng ổn định với tốc độ tăng trưởng hàng năm đạt 2,5% trong giai đoạn 2000-2016. Theo dự báo, nhu cầu khí thiên nhiên thế giới sẽ tiếp tục tăng trưởng với tốc độ bình quân 2,1%/năm ở giai đoạn 2016-2020.
- Động lực tăng trưởng của ngành khí thế giới đến từ thị trường các nước đang phát triển ở khu vực Châu Á Thái Bình Dương, đặc biệt là Trung Quốc và Ấn Độ. Những thị trường này được kỳ vọng sẽ đạt mức tăng trưởng hàng năm trên 4,0% trong giai đoạn 2016-2020 và đóng góp hơn 15% vào mức tăng trưởng của ngành khí toàn cầu.
- Thị trường các nước phát triển như Bắc Mỹ và Châu Âu đang bước vào giai đoạn bão hòa với tốc độ tăng trưởng bình quân hàng năm chỉ khoảng 0,6-1,4% trong giai đoạn 2000-2016. Theo dự báo, giai đoạn 2016-2020 các khu vực này dự kiến sẽ tăng trưởng bình quân khoảng 1,2%/năm.
- Thị trường thương mại LNG sẽ tiếp tục sôi động, nguồn cung chính đến từ Trung Đông, Mỹ và Nga. Trong đó, Mỹ có khả năng sẽ vượt qua Trung Đông để trở thành nước xuất khẩu chính sang thị trường Đông Bắc Á.
- Bên cạnh đó, thị trường LPG cũng sẽ tiếp tục tăng trưởng nhờ sự tăng trưởng nguồn cầu từ thương mại và dân dụng. Trung Quốc và Ấn Độ là hai quốc gia có tốc độ tiêu thụ LPG cao nhất với tốc độ tăng trưởng tương ứng 15,8%/năm và 13,4%/năm trong giai đoạn 2014-2016, dự báo hai quốc gia này sẽ là nguồn động lực chính cho sự tăng trưởng của thị trường LPG Châu Á trong thời gian tới.
- Nhìn chung, xu hướng cung cầu khí thiên nhiên thế giới giai đoạn 2010-2015 có sự lệch pha về phía cung nhưng không lớn, khoảng 64 triệu tấn/năm, dự báo đến năm 2020 thì mức chênh lệch này sẽ giảm về mức 30 triệu tấn/năm.
- Chi phí khai thác chiếm tỷ trọng lớn trong cấu trúc chi phí của các doanh nghiệp ngành khí, hoạt động khai thác ngày càng khó khăn do các mỏ khí gần bờ và chi phí thấp đã giảm, do đó trong tương lai chi phí khai thác sẽ tiếp tục tăng. Tuy nhiên, với việc phát triển công nghệ khai thác, nổi bật nhất là công nghệ fracking kết hợp với khoan ngang đã giúp gia tăng lợi ích kinh tế của khí đá phiến ở Bắc Mỹ. Điều này, sẽ tạo vị thế mới cho nguồn cung cấp khí thiên nhiên toàn cầu.
- Biến động giá dầu mỏ tác động trực tiếp đến tỷ suất lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh khí thiên nhiên. Theo dự báo, giá dầu mỏ đang chạm đáy và bước vào giai đoạn phục hồi, trong ngắn hạn sẽ về mức 50-60 USD/thùng và khó về lại mức 80 USD/thùng. Điều này sẽ thúc đẩy thị trường khí thiên nhiên sôi động trở lại, nhất là hoạt động thu hồi các nguồn khí đồng hành.
- Khả năng sinh lời của ngành khí thay đổi tùy thuộc vào từng hoạt động của chuỗi giá trị. Những doanh nghiệp hoạt động ở phân khúc thượng nguồn đạt tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên doanh thu cao nhất, khoảng 15-20%/năm hoặc cao hơn tùy khu vực, trong khi đó các doanh nghiệp hoạt động ở phân khúc trung nguồn đạt khoảng 8-12%/năm và các doanh nghiệp hoạt động ở hạ nguồn đạt khoảng 8-10% mỗi năm.
- Khí thiên nhiên cũng là một loại nhiên liệu, do đó rủi ro từ việc thay thế bởi các nhiên liệu khác là vấn đề tác động lớn đến ngành như sự cạnh tranh của than đá và năng lượng tái tạo trong hoạt động sản xuất nhiệt điện và sự cạnh tranh của điện và sản phẩm dầu mỏ trong hoạt động vận tải...

Ngành khí Việt Nam

- Ngành khí Việt Nam những năm vừa qua đã có những bước phát triển nổi bật với nhiều dự án đường ống thu gom khí đồng hành ngoài khơi, cùng với xây dựng các cụm khí điện đạm và các cơ sở xử lý khí trong đất liền. Mặc dù, chủ yếu chỉ tập trung ở khu vực miền Nam nhưng hiện tại các dự án ở khu vực miền Trung và miền Bắc đang được đẩy mạnh để đưa vào vận hành trong giai đoạn 2020-2022.
- Tính trong giai đoạn 2011-2016, tốc độ tăng trưởng kép 5 năm của ngành khí trong nước đạt trung bình 4,0%, mặc dù tốc độ đã giảm mạnh so với giai đoạn 2001-2006 (đạt khoảng 35,7%) nhưng tốc độ này vẫn cao hơn so với mức 1,5% của ngành khí toàn cầu. Dự báo trong giai đoạn 2016-2025, ngành khí trong nước vẫn có nhiều động lực tăng trưởng. Trong đó, động lực chính đến từ khí LPG sử dụng trong lĩnh vực dân dụng, dự báo sẽ đạt mức 7,6%/năm, do nhu cầu sử dụng khí LPG trong sinh hoạt là nhu cầu thiết yếu và hiện tại mức sử dụng bình quân trên đầu người ở Việt Nam còn rất thấp. Bên cạnh đó, kế hoạch phát triển nhiệt điện khí sẽ được đẩy mạnh với sản lượng điện từ 8,8 GW vào năm 2015 lên đến 15 GW vào năm 2025, dự báo ngành điện sẽ đóng góp 0,5%/năm vào mức tăng trưởng ngành khí, đồng thời ngành đạm sẽ tiếp tục duy trì mức tiêu thụ khí ổn định như hiện nay.
- Xét về cung cầu khí thiên nhiên, nhìn chung sản lượng khí thiên nhiên trong nước vẫn bị thiếu hụt lớn. Trong đó, lượng thiếu hụt nhiều nhất là khí LPG với hơn 50% nhu cầu tiêu thụ, tương đương khoảng 778 nghìn tấn LPG phải nhập khẩu vào năm 2016. Tuy nhiên, việc đẩy mạnh phát triển cơ sở hạ tầng đường ống, các nhà máy xử lý khí cùng với các cơ sở nhập và tái hóa khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) trong giai đoạn 2016-2020, sẽ là tiền đề hỗ trợ gia tăng nguồn cung cấp khí thiên nhiên và giúp giảm lượng thiếu hụt khí thiên nhiên trong nước.
- Nhiều chính sách của Chính phủ để thúc đẩy tự do hóa thị trường khí đốt đã được ban hành, như chính sách giá khí theo giá thị trường áp dụng từ 2015 thay cho chính sách giá khí cố định, cùng với chính sách gia tăng sự cạnh tranh lành mạnh của thị trường LPG như nghị định 19/2016/NĐ-CP, sẽ là động lực tạo sự sôi động nhưng cạnh tranh công bằng của ngành khí từ trung nguồn đến hạ nguồn.
- Cũng giống với ngành khí thế giới, tỷ suất lợi nhuận của ngành khí trong nước phân hóa rõ rệt theo chuỗi giá trị. Những doanh nghiệp ở thượng nguồn đạt tỷ suất lợi nhuận sau thuế khá cao trung bình 12-15% mỗi năm, trong khi đó các nhóm doanh nghiệp hạ nguồn đạt tỷ suất lợi nhuận sau thuế thấp hơn, chỉ khoảng 3-5% mỗi năm.
- Nhiên liệu khí trong nước chủ yếu phục vụ để sản xuất điện và đạm. Trong đó, hoạt động sản xuất phân đạm mỗi năm tiêu thụ lượng khí thiên nhiên khá ổn định. Ngược lại, hoạt động sản xuất điện từ khí lại chịu nhiều rủi ro từ các nhiên liệu trong nước, chủ yếu là than đá. Tuy nhiên, với chính sách phát triển đồng bộ về sản lượng điện và vấn đề môi trường sẽ là động lực thúc đẩy sử dụng nhiên liệu khí thay thế than đá trong hoạt động sản xuất nhiệt điện trong tương lai.

Nhận định, khuyến nghị đầu tư

- **Trong ngắn hạn và trung hạn (1-2 năm):** phân khúc trung nguồn vẫn duy trì lợi thế cạnh tranh và gia tăng sản lượng, đồng thời giá khí sẽ ở mức ổn định vì giá dầu chỉ giao động với biên độ hẹp xung quanh mức hiện tại trong ngắn và trung hạn. Bên cạnh đó, việc giá dầu ổn định ở mức thấp trong ngắn hạn sẽ giúp gia tăng lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh khí thiên nhiên và LPG. Do đó, có thể đầu tư vào các công ty thuộc các phân khúc sản phẩm đặc thù với tỷ suất lợi nhuận tốt như kinh doanh khí CNG và những doanh nghiệp có vị thế lớn về phân phối LPG như PGS, PGC...
- **Trong dài hạn (3-5 năm):** ngành khí vẫn tiếp tục tăng trưởng ổn định trong 3-5 năm nhất là lĩnh vực kinh doanh LPG, tuy nhiên việc đầu tư và mở rộng cơ sở hạ tầng theo Quy hoạch phát triển ngành khí đến năm 2030 sẽ giúp mở rộng đối tượng khách hàng và phạm vi hoạt động của các phân khúc đang bị giới hạn về hệ thống phân phối như khí CNG, khí thấp áp. Đồng thời, việc giá dầu sẽ phục hồi trong dài hạn cùng với đà phục hồi của kinh tế trong nước sẽ thúc đẩy thị trường khí thiên nhiên phát triển sôi động hơn.

MỤC LỤC

A. NGÀNH KHÍ THẾ GIỚI	1
I. Quá trình phát triển của ngành khí thế giới	1
II. Vòng đời ngành khí thế giới	8
III. Chuỗi giá trị ngành khí thế giới	11
IV. Xu hướng cung cầu ngành khí thế giới	42
B. NGÀNH KHÍ VIỆT NAM	53
I. Quá trình phát triển của ngành khí Việt Nam	53
II. Vòng đời ngành khí Việt Nam	55
III. Chuỗi giá trị ngành khí Việt Nam	57
IV. Triển vọng cung cầu ngành khí Việt Nam	70
V. Môi trường kinh doanh	76
VI. Mức độ cạnh tranh	82
C. TRIỂN VỌNG CỦA NGÀNH KHÍ VIỆT NAM	85
I. Phân tích SWOT của ngành khí Việt Nam	85
II. Triển vọng và xu hướng ngành khí Việt Nam	86
III. Khuyến nghị đầu tư	87
D. CẬP NHẬT DOANH NGHIỆP TRONG NGÀNH	88
I. Quy mô các doanh nghiệp ngành khí đang niêm yết	88
II. Hiệu quả hoạt động của các doanh nghiệp	91
III. Tình hình tài chính	95
IV. Cơ cấu sở hữu của các doanh nghiệp trong ngành	90
V. Thông tin sơ lược về các doanh nghiệp	105
E. PHỤ LỤC	114

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

NOCs	Các công ty dầu khí thuộc sở hữu nhà nước
PVN	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
PV Gas	Tổng công ty Khí Việt Nam
RME	Bộ năng lượng Nga
EIA	Cục thông tin năng lượng Mỹ
IEA	Cục thông tin năng lượng Châu Âu
UAE	Tiểu Vương quốc Ả Rập thống nhất
GSO	Tổng cục thống kê Việt Nam
FERC	Ủy ban điều tiết Năng lượng Liên bang Nga
CAGR	Tốc độ tăng trưởng kép hàng năm
VPI	Viện Dầu khí Việt Nam
OPEC	Tổ chức các quốc gia xuất khẩu dầu mỏ
CIS	Cộng đồng các quốc gia độc lập
BP	Công ty dầu mỏ BP của Anh
WB	World Bank
CIA	Cơ quan Tình báo Trung ương Hoa Kỳ
Châu Á TDB	Châu Á - Thái Bình Dương

DANH MỤC ĐƠN VỊ ĐO LƯỜNG

TCF	Nghìn tỷ feet khối = 28,32 tỷ m ³
CBM	Mét khối chuẩn (m ³)
BTU	Đơn vị nhiệt Anh
TOE	Tấn dầu tương đương
Mboe/d	Triệu thùng dầu tương đương/ngày
FT	Feet = 0,3048 m
SCF	Feet khối chuẩn = 0,02832 m ³
GGE	1 GGE (gasoline gallon equivalent) = 126 scf

A. NGÀNH KHÍ THẾ GIỚI

I. Quá trình phát triển của ngành khí thế giới

1. Lịch sử phát triển ngành khí thế giới

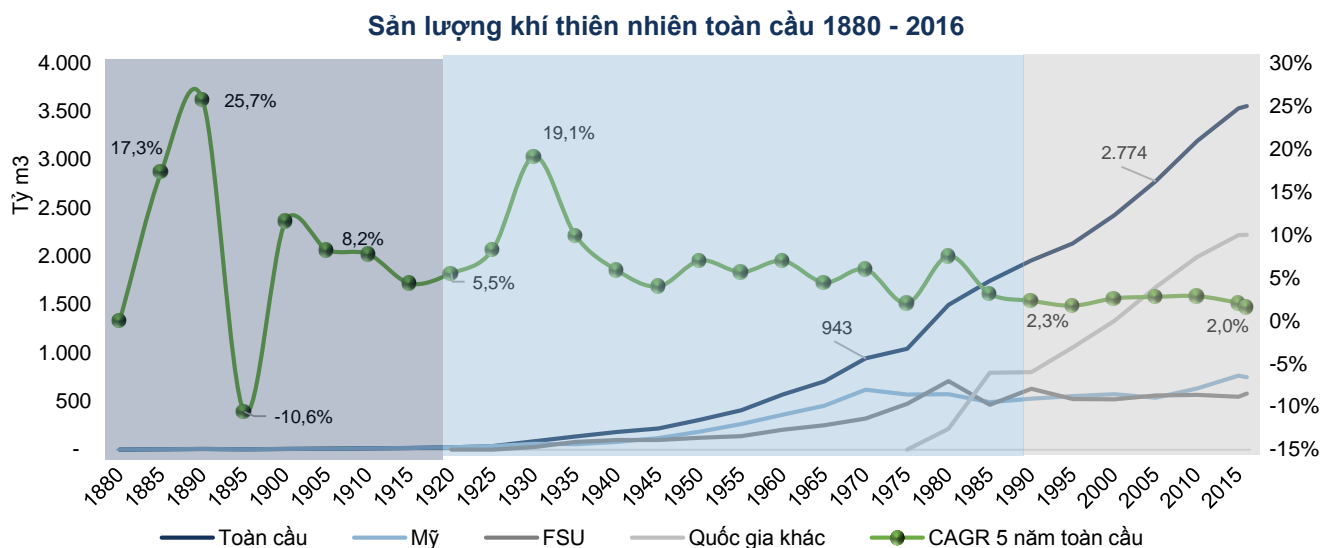
Khí thiên nhiên là một nguồn năng lượng sạch, ít ô nhiễm nhất so với tất cả các nhiên liệu hóa thạch khác. Ngày nay, khí đốt là một nguồn năng lượng chạy dưới lòng đất ở hầu hết các thành phố ở các nước phát triển, cung cấp năng lượng sử dụng cho gia đình như đun nấu, sưởi ấm và là năng lượng cần thiết cho các ngành công nghiệp. Lịch sử ngành công nghiệp khí đốt gắn liền với lịch sử phát triển của xã hội.

Trước thế kỷ 17

Vào thế kỷ thứ 3 trước Công nguyên trong quá trình khai thác muối, người Trung Quốc đã phát hiện các túi khí và họ đã vận chuyển khí thoát ra từ mặt đất bằng ống tre để đun sôi nước để trích xuất muối. Ở phương Tây, Hy Lạp và La Mã cũng biết đến lửa từ khí đốt thông qua những dữ liệu lịch sử mô tả về sự tồn tại của các ngọn lửa từ khí như Baku trên đảo Caspian. Năm 100 sau Công Nguyên, Hoàng đế Ba Tư (nay là Iran) đã sử dụng khí thiên nhiên để đun nấu, nhưng chỉ mang tính tại chỗ. Trong giai đoạn này, khí thiên nhiên chưa được sử dụng phổ biến cho đến tận thế kỷ 17 với sự phát hiện nhiều mỏ khí cùng với sự phát triển của công nghệ khai thác thì khí đốt thiên nhiên mới được đưa vào sử dụng phổ biến hơn trong cuộc sống.

Giai đoạn 1820 - 1920

Mặc dù khí thiên nhiên được phát hiện trên thế giới từ rất lâu vào khoảng thế kỷ 17. Tuy nhiên, việc khai thác khí thiên nhiên đầu tiên trên thế giới bắt đầu tại bang Fredonia, New York (Mỹ) vào năm 1821 với công dụng chủ yếu được dùng làm nhiên liệu để chiếu sáng. Đến năm 1885, sản lượng khí thiên nhiên toàn cầu đạt 2 tỷ m³ với nguồn khai thác chủ yếu ở Mỹ.



Nguồn: EIA, UNO, BP & US Government Printing Office, FPTs Research

Việc sử dụng khí đốt cho chiếu sáng công cộng ngày càng trở nên phổ biến đã làm gia tăng lượng tiêu thụ khí thiên nhiên, nên sản lượng khai thác toàn cầu đạt 7 tỷ m³ vào năm 1900 với tốc độ tăng trưởng kép 5 năm khoảng 14,9%. Trong giai đoạn này, khí thiên nhiên chỉ được sử dụng chủ yếu để chiếu sáng chưa được ứng dụng trong đun nấu, thay vào đó than đá được sử dụng phổ biến hơn. Năm 1917, khí methane lần đầu tiên được hoá lỏng ở Mỹ, đã mở ra tiềm năng thương mại khí thiên nhiên toàn cầu.

Đồng thời, cũng vào giai đoạn này ngành công nghiệp chiếu sáng bằng khí đốt đang phải đối mặt với một thách thức khi Thomas Edison phát minh ra đèn điện chiếu sáng. Tuy nhiên trước Thế chiến thứ nhất (1914-1918), giá điện đắt và không phổ biến, đồng thời sự nghi ngờ về mức độ nguy hiểm của hệ thống dây dẫn điện do đó khí đốt vẫn được sử dụng để chiếu sáng thay vì đèn điện.

Giai đoạn năm 1920 đến năm 1990

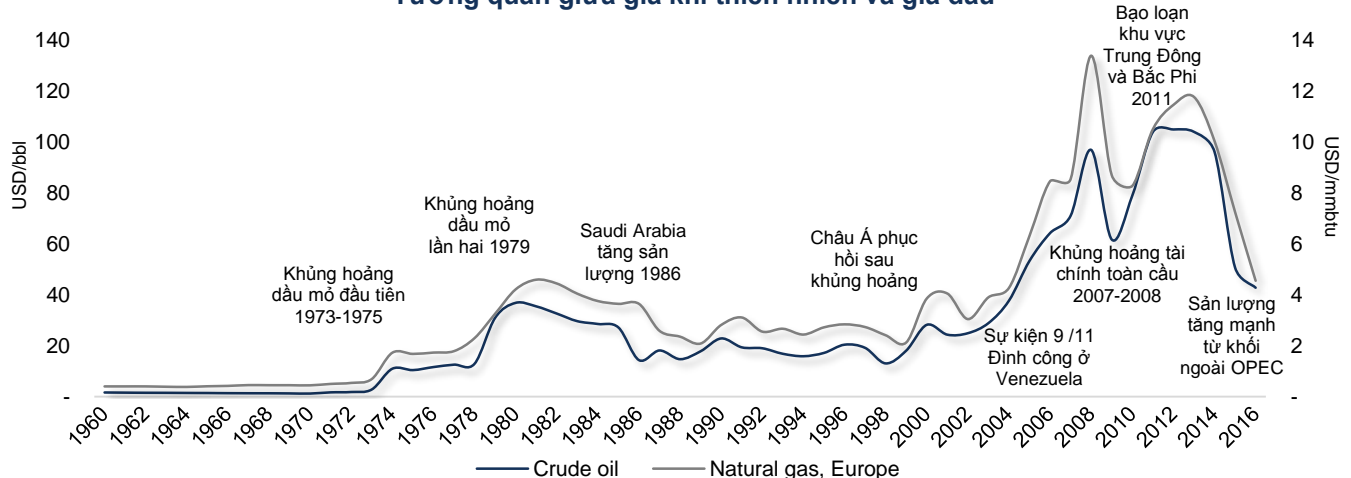
Trước năm 1920, sản lượng khí thiên nhiên thế giới chủ yếu được khai thác từ Mỹ. Đến những năm 1930, việc phát hiện mỏ khí ở nước Nga Xô-Viết cũ (FSU) đã mở ra tiềm năng phát triển thị trường khí thiên nhiên ở khu vực Bắc Á và Châu Âu, thúc đẩy tăng trưởng sản lượng lên 85 tỷ m³ với tốc độ tăng trưởng kép 5 năm đạt 19,1%.

Những cải tiến về kim loại và kỹ thuật hàn với việc phát minh ra hàn hồ quang điện trong những năm 1939-1945 đã làm cho việc xây dựng hệ thống đường ống dẫn khí trở nên hấp dẫn hơn về mặt kinh tế. Sau chiến tranh thế giới II, hệ thống đường ống dẫn khí đốt của Hoa Kỳ bắt đầu dẫn qua khu vực Bắc Mỹ. Sau đó, Mỹ tiếp tục mở rộng mạng lưới đường ống dẫn khí đốt một cách ồ ạt, đến năm 1950 Mỹ đã có mạng lưới đường ống dài 250.000 dặm và năm 1960 tăng thêm 100.000 dặm, hệ thống này dài hơn hệ thống đường ống dẫn dầu đến Mexico và Canada. Đồng thời, sự phát triển mạng lưới đường ống cùng với sự khám phá ra dầu và khí đốt của Biển Bắc vào năm 1959, các quốc gia ở Châu Âu đã chuyển đổi từ sản xuất khí than sang khí thiên nhiên, dẫn đầu là Hà Lan. Với những tiến bộ của ngành trong những năm 1950, đã làm gia tăng sản lượng khí toàn cầu lên 301 tỷ m³ nhưng tốc độ tăng trưởng kép 5 năm đã chậm lại chỉ đạt khoảng 7,0%, do trong giai đoạn này đèn điện được sử dụng để thay cho đèn chiếu sáng bằng khí đốt.

Những năm 1970, Châu Âu và FSU đã hình thành những thỏa thuận về cung cấp 3 tỷ m³ khí thiên nhiên mỗi năm từ khu vực Siberia phân phối cho những nhà sản xuất thép của Đức. Đến năm 1974, hợp đồng được mở rộng để tăng lượng cung cấp là 9,5 tỷ m³ mỗi năm cho đến năm 2000. Trong giai đoạn này, hệ thống đường ống dẫn khí dài 4.500 km với đường kính lớn 1.400 mm từ Liên Xô (ở khu vực Siberia) đến Đức được xây dựng với vốn đầu tư 3,4 tỷ Mác Đức.

Cuộc khủng hoảng dầu mỏ 1973 và 1979, đã làm giá dầu tăng cao gây ảnh hưởng mạnh mẽ đến ngành khí đốt. Cuộc khủng hoảng đã làm giá dầu tăng từ 3 USD/thùng lên 12 USD/thùng và đẩy giá khí từ 0,69 USD/MMBtu lên 3,26 USD/MMBtu tăng gấp 5 lần so với trước cuộc khủng hoảng.

Tương quan giữa giá khí thiên nhiên và giá dầu



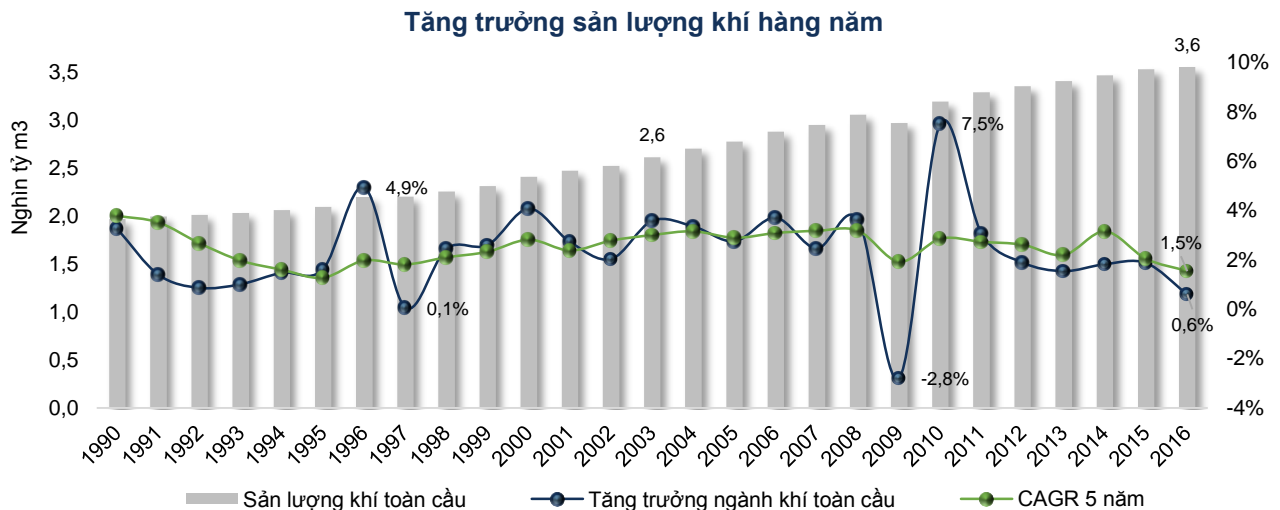
Nguồn: EIA, FPTS Research

Giá năng lượng tăng, đồng thời việc sử dụng quá nhiều nhiên liệu dầu nặng để sản xuất điện đã bị kiểm soát, điều này tạo ra một cuộc cách mạng trong công nghệ sản xuất điện và kết quả là nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT¹) được hình thành, thúc đẩy sự gia tăng đáng kể nhu cầu tiêu thụ khí thiên nhiên trong lĩnh vực sản xuất nhiệt điện. Trong những năm 1980, khí thiên nhiên đã thay thế dầu mỏ trở thành nhiên liệu thúc đẩy tăng trưởng kinh tế ở nhiều quốc gia, trong đó nổi bật nhất là Liên Xô. Cũng trong năm này, Liên Xô đã vượt mặt Mỹ trở thành quốc gia có sản lượng khí thiên nhiên cao nhất thế giới với 710 tỷ m³ đóng góp tăng trưởng sản lượng khí toàn cầu lên 1.498 tỷ m³ tăng 7,5% so với giai đoạn trước. Yếu tố thúc đẩy tăng trưởng của ngành khí toàn cầu trong giai đoạn này là sự phát triển nhanh chóng của thị trường khí thiên nhiên ở Tây Âu cùng với việc gia tăng lượng nhập khẩu LNG của Nhật Bản ở mức 5-10%

¹ The combined-cycle gas turbine power station

mỗi năm, với sự trợ giúp của hai đoàn tàu vận chuyển LNG được đưa ra thị trường vào năm 1977. Đến năm 1984, 72% sản lượng LNG toàn cầu đi vào Nhật Bản, trong đó 70% khí thiên nhiên được sử dụng để sản xuất điện.

Giai đoạn 1990 đến nay



Nguồn: BP, FPTs Research

Giai đoạn 1990-2016, ngành khí toàn cầu tăng trưởng với tốc độ khá ổn định với tốc độ tăng trưởng kép 5 năm trung bình 2,3%. Tuy nhiên, trong giai đoạn này có ba sự kiện ảnh hưởng lớn đến ngành khí thiên nhiên toàn cầu.

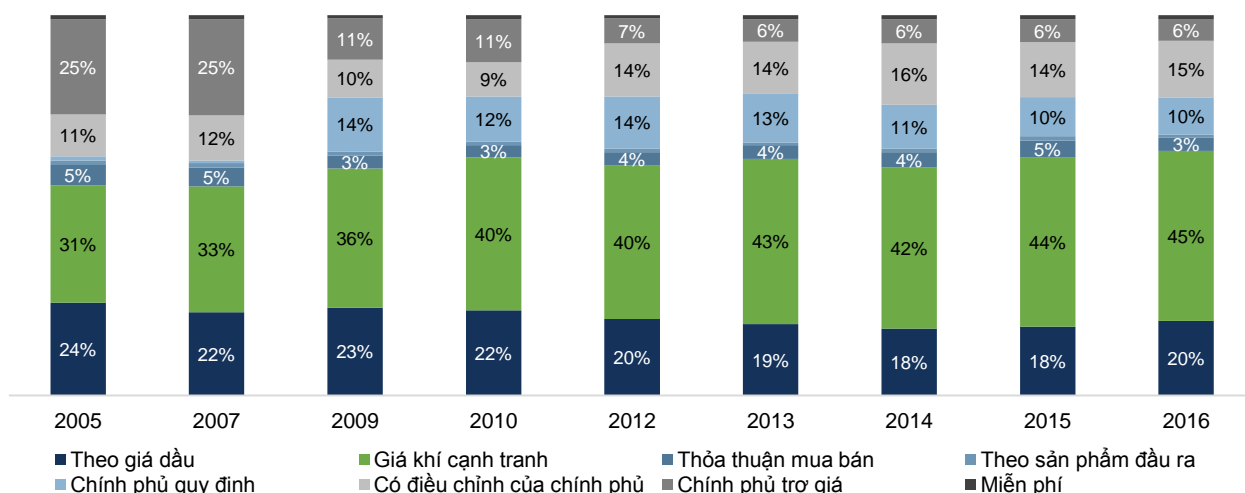
Năm 1991, Liên bang Xô Viết bị giải thể dẫn đến Nga và 14 quốc gia tuyên bố độc lập, khiến sản lượng khí thiên nhiên ở các quốc gia này giảm liên tiếp từ 2% năm 1991 và tiếp tục sụt giảm 3% vào năm 1992. Sự suy giảm ngành khí của khu vực FSU đã làm tốc độ tăng trưởng ngành khí toàn cầu chậm lại chỉ đạt 2.011 tỷ m³ vào năm 1992 và chỉ tăng 0,9% so với năm 1991. Những năm sau đó, ngành khí toàn cầu dần phục hồi và bùng nổ trở lại với tốc độ tăng trưởng đạt 4,9%/năm tương đương 2.198 tỷ m³ vào năm 1996, do sản lượng khai thác của EU đạt đỉnh với 273 tỷ m³ cao nhất kể từ những năm 1960. Tuy nhiên, cuộc khủng hoảng tài chính Châu Á vào năm 1997 đã khiến ngành khí toàn cầu tiếp tục sụt giảm với mức tăng trưởng chỉ khoảng 0,1%/năm.

Năm 2000, ngành khí toàn cầu đã phục hồi trở lại với mức tăng trưởng 4,1%/năm đạt sản lượng 2.406 tỷ m³. Tuy nhiên sau đó, do ảnh hưởng từ cuộc khủng hoảng tài chính toàn cầu 2008-2010 đã làm ngành khí thế giới suy giảm mạnh khoảng 2,8%/năm vào năm 2009, đây là mức giảm thấp nhất kể từ năm 1970.

Khi trữ lượng khí thiên nhiên và khí đồng hành truyền thống bắt đầu có dấu hiệu suy giảm vào những 2009-2010, thì cuộc cách mạng khí đá phiến bắt đầu. Công nghệ liên quan đến cuộc cách mạng này là công nghệ nứt vỡ thủy lực hay fracking. Vào năm 2013, EIA đã đưa trữ lượng khí đá phiến toàn cầu lên 214.500 tỷ m³, trong đó trữ lượng khí đá phiến có thể phục hồi của Mỹ vào khoảng 21.000 tỷ m³ (theo FERCS), trữ lượng ước tính tăng gấp 04 lần. Sự phát triển của khí đá phiến được xem như cuộc cách mạng của ngành khí thiên nhiên, mặc dù công nghệ khai thác vẫn còn nhiều vấn đề tranh cãi về ô nhiễm nguồn nước và môi trường.

2. Các nhân tố hình thành giá khí

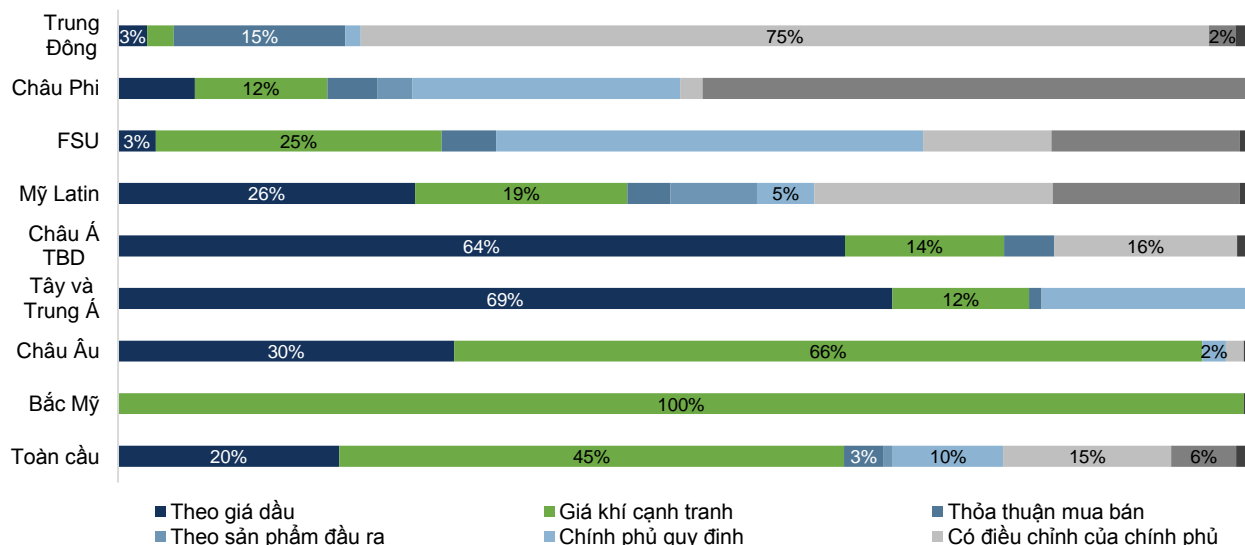
Ngành dầu khí nói chung và ngành khí thiên nhiên nói riêng là ngành mang tính trọng điểm kinh tế quốc gia, do đó giá khí được hình thành bởi nhiều yếu tố bao gồm tính cạnh tranh của cung cầu của thị trường khí và các yếu tố về chính sách phát triển kinh tế riêng biệt của mỗi quốc gia. Theo khảo sát của Hiệp hội khí thế giới (IGU), cơ chế giá khí toàn cầu đang chuyển dần theo xu hướng giá khí thị trường cạnh tranh hoặc neo theo giá dầu. Trong đó, xu hướng giá khí thị trường cạnh tranh đang chiếm ưu thế vì tính độc lập và phản ánh đúng cung cầu hàng hóa.

Nhân tố hình thành giá khí theo khu vực năm 2005-2016 theo tổng tiêu thụ (*)


(*) Xem diễn giải chi tiết ở phụ lục 1

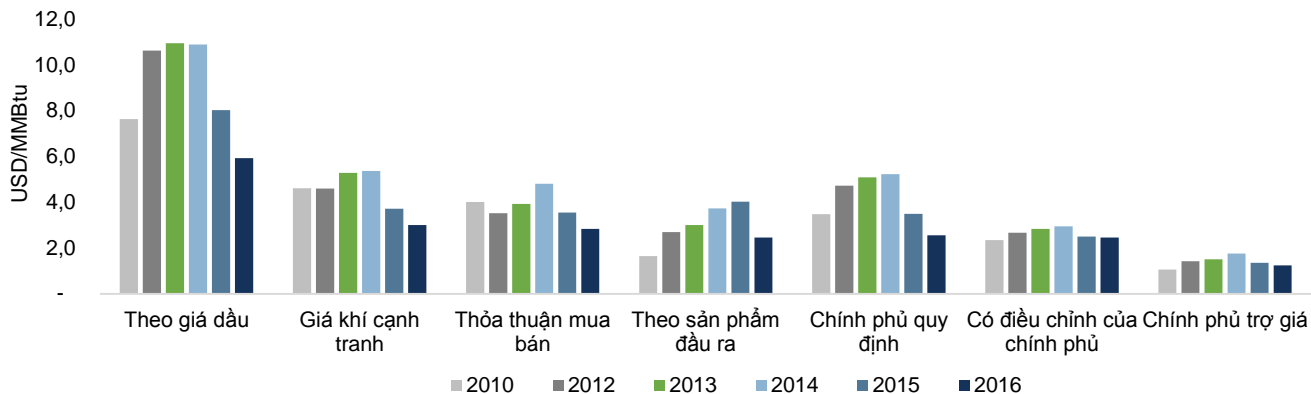
Nguồn: IGU, FPTS Research

Giá khí mỗi khu vực chịu ảnh hưởng bởi những yếu tố khác nhau không phải luôn phụ thuộc giá khí cạnh tranh. Khu vực Bắc Mỹ là khu vực hoạt động theo thị trường cạnh tranh, bên cạnh đó khu vực Châu Âu đang dần hướng đến thị trường cạnh tranh với 66% giá khí theo quy luật cung cầu. Trong khi đó, các khu vực còn lại có giá khí ảnh hưởng chủ yếu từ giá dầu như khu vực Châu Á và Mỹ Latin, hay do chính phủ quy định như FSU, Châu Phi và Trung Đông.

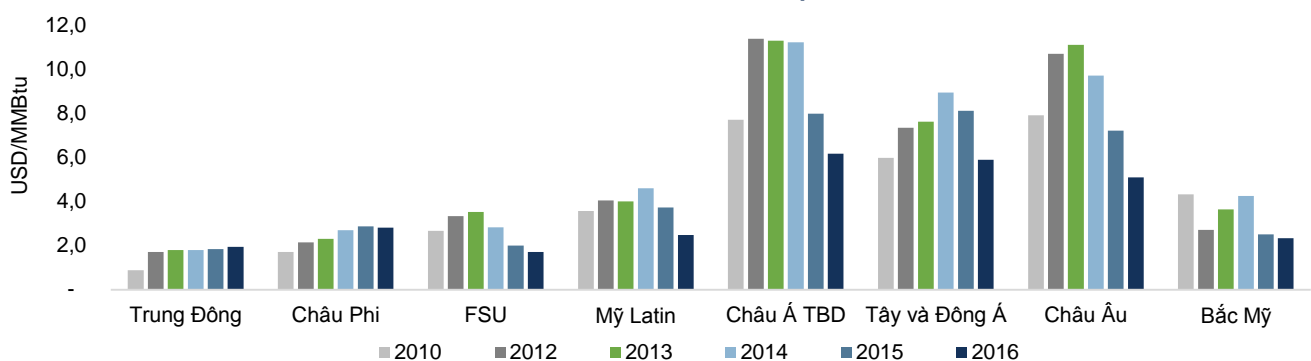
Nhân tố hình thành giá khí theo khu vực năm 2016 - Tổng tiêu thụ


Nguồn: IGU, FPTS Research

Giá khí hình thành từ những yếu tố khác nhau sẽ có mức giá khác nhau. Giá khí do chính phủ trợ giá và quy định có mức thấp nhất trung bình 2,7 USD/MMBtu, thấp hơn giá khí cạnh tranh với 4,4 USD/MMBtu và giá khí theo giá dầu ở mức cao nhất gấp 2 lần giá khí cạnh tranh. Bên cạnh đó, các yếu tố hình thành giá khí ở mỗi khu vực khác nhau sẽ dẫn đến giá khí của mỗi khu vực cũng khác nhau. Giá khí thấp nhất là ở khu vực Trung Đông do chính phủ điều chỉnh giá, giá khí cao nhất ở khu vực Châu Á nơi giá khí chịu ảnh hưởng lớn bởi giá dầu mỏ.

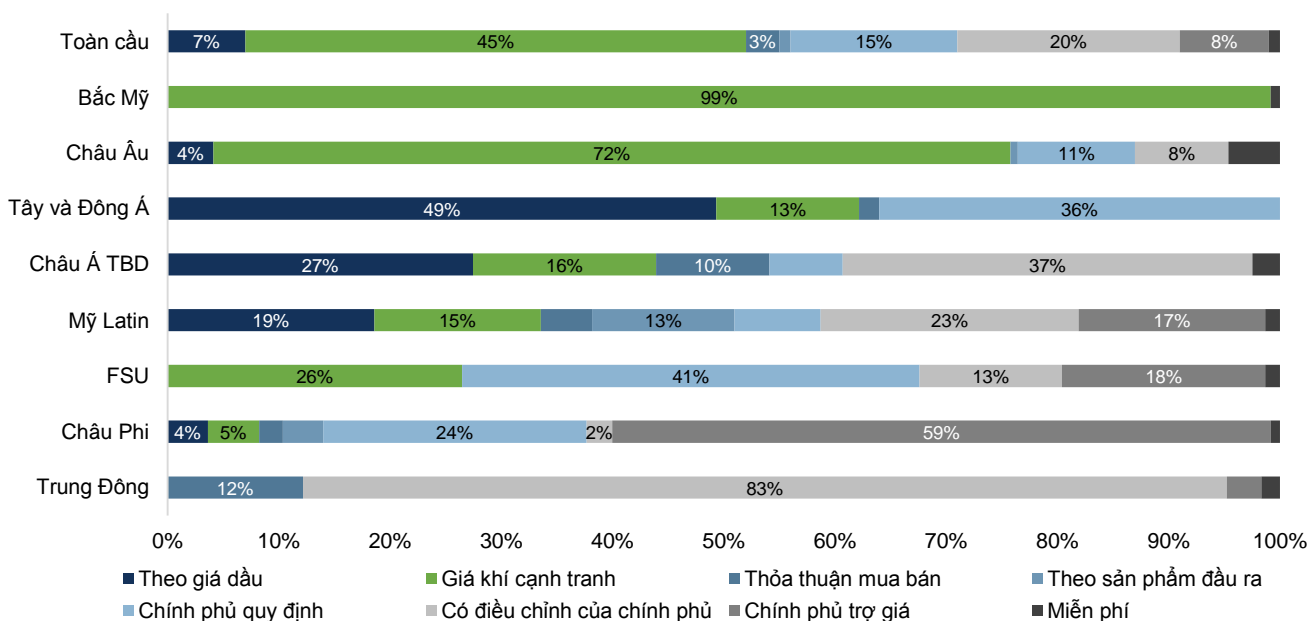
Giá bán buôn khí theo cơ chế tạo giá 2010-2016


Nguồn: IGU, FPTs Research

Giá bán buôn khí theo theo khu vực 2010-2016


Nguồn: IGU, FPTs Research

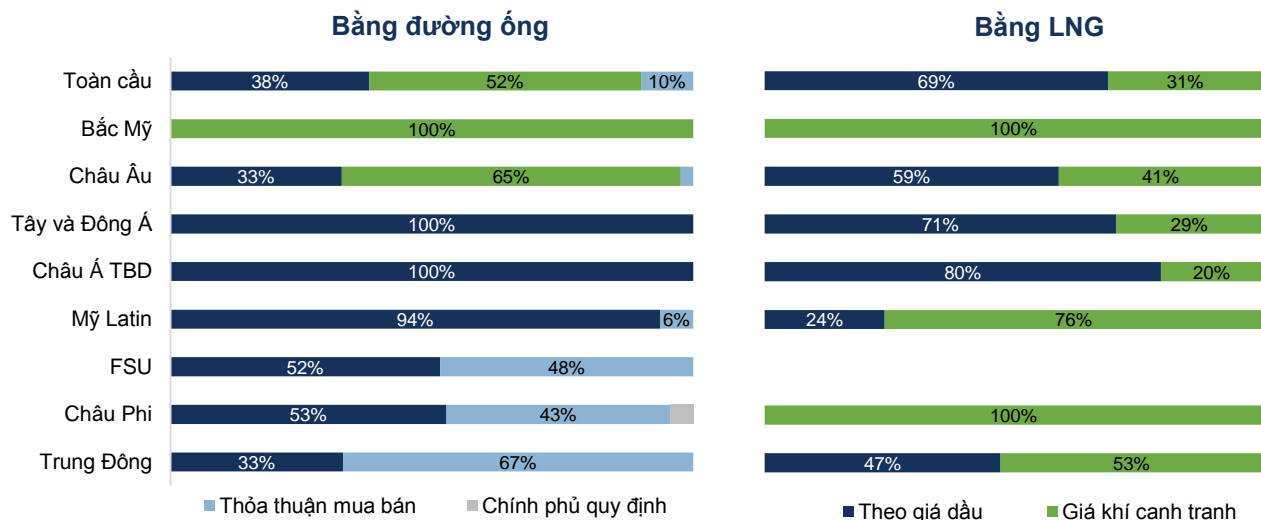
Bên cạnh đó, giá khí khai thác cho tiêu thụ nội địa và nhập khẩu tương đối khác nhau. Giá khí nội địa chịu ảnh hưởng từ chính sách giá khí theo quy định của chính phủ trong nước. Tùy quy định chính phủ, cơ chế giá khí có thể theo giá thị trường cung cầu khí hoặc neo theo rổ hàng hóa thường là dầu mỏ hoặc mức giá sẽ do chính phủ quy định theo mỗi giai đoạn.

Nhân tố hình thành giá khí nội địa theo khu vực


Nguồn: IGU, FPTs Research

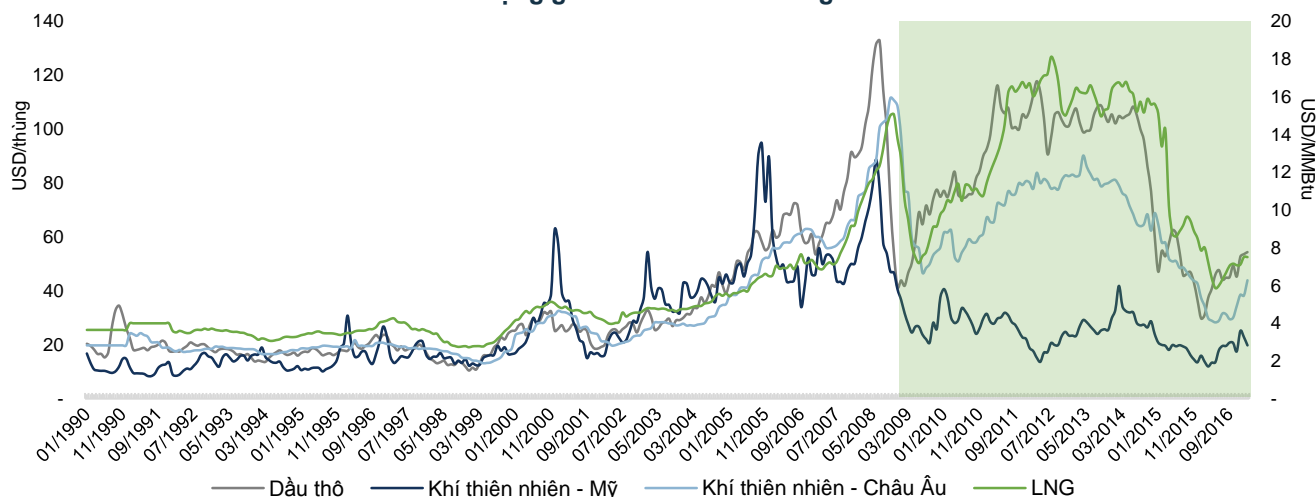
Ngược lại với giá khí sản xuất và tiêu thụ nội địa, giá khí nhập khẩu bằng đường ống và bằng tàu LNG thì đa phần có giá khí được xác định theo cơ chế cạnh tranh cung cầu hoặc được tính dựa trên rổ hàng hóa.

Nhân tố hình thành giá khí nhập khẩu



Nguồn: IGU, FPTs Research

Biến động giá khí thiên nhiên và giá dầu



Nguồn: Bloomberg, FPTs Research

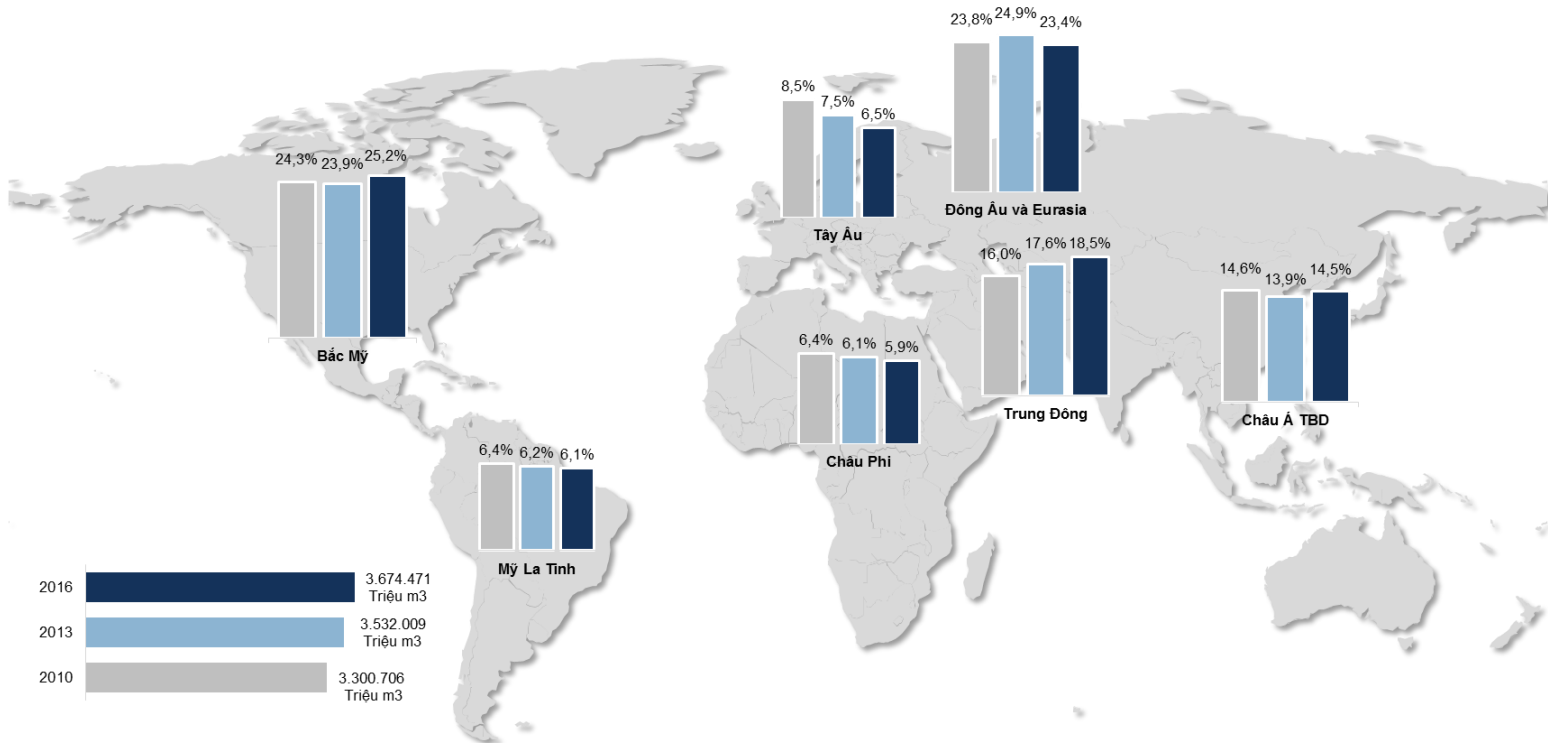
Trước đây, khí thiên nhiên dùng cho tiêu thụ nội địa ở mỗi quốc gia có mối tương quan rất lớn đối với giá dầu vì lấy giá dầu hoặc các sản phẩm dầu mỏ làm cơ sở để tính giá khí. Tuy nhiên, thị trường khí thiên nhiên ngày càng phát triển với yếu tố cạnh tranh riêng và không bị lệ thuộc vào dầu mỏ cả về phía nguồn cung và nhu cầu, do đó xu hướng tách dần sự tác động của giá dầu đối với giá khí ngày càng mạnh giữa các hợp đồng mua bán.

Mức độ tương quan giữa giá khí và giá dầu trong những năm gần đây tương đối thấp với hệ số tương quan chỉ khoảng 0,4. Tuy nhiên, giá khí LNG lại có tương quan rất mạnh với giá dầu với mức độ tương quan gần bằng 1,0². Nguyên nhân là do khí LNG chủ yếu sử dụng trong thương mại quốc tế nên chịu ảnh hưởng phí vận chuyển và thị trường dầu mỏ quốc tế. Điều này cho thấy, khí nội địa ít phụ thuộc với giá dầu hơn khí LNG.

² Xem phụ lục 4

3. Những quốc gia ảnh hưởng đến ngành khí thế giới

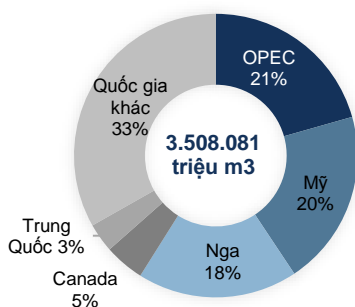
Tỷ trọng sản lượng khí thiên nhiên toàn cầu 2010-2016



Nguồn: OPEC, FPTs Research

Sản lượng khí thiên nhiên toàn cầu nhìn chung đã tăng trưởng chậm lại và đi ngang với tốc độ tăng trưởng trung bình 2-3% trong giai đoạn 2010-2016. Nguyên nhân do nhu cầu tiêu thụ khí thiên nhiên tại Bắc Mỹ và Châu Âu đã dần đạt mức bão hòa với mức tiêu thụ khí thiên nhiên trên đầu người đạt ngưỡng 1-2 tấn/người/năm. Đồng thời, sản lượng khí thiên nhiên hàng năm của Bắc Mỹ và Châu Âu trong giai đoạn 2010-2016 chỉ đạt khoảng 2%/năm.

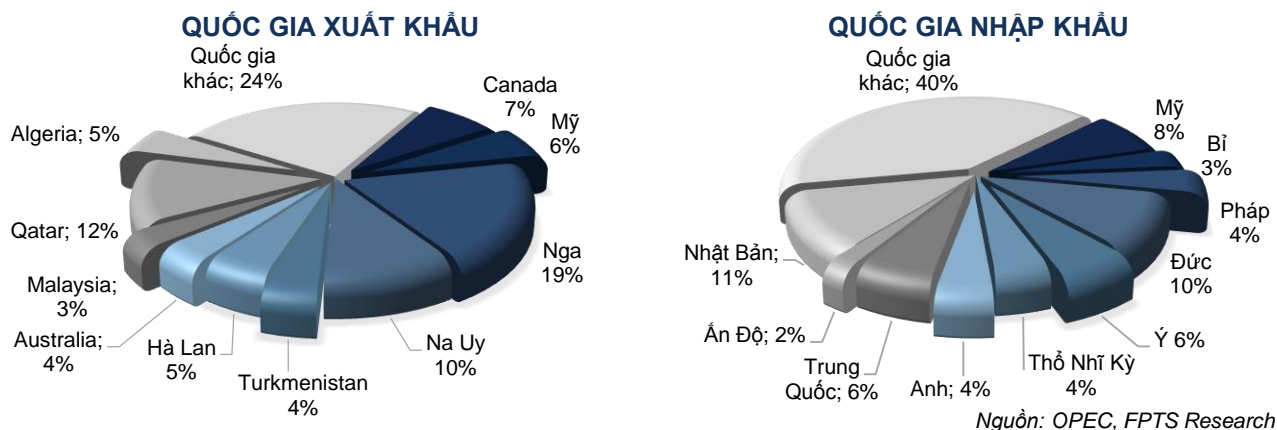
SẢN LƯỢNG KHÍ TOÀN CẦU 2010-2016



Nguồn: OPEC, FPTs Research

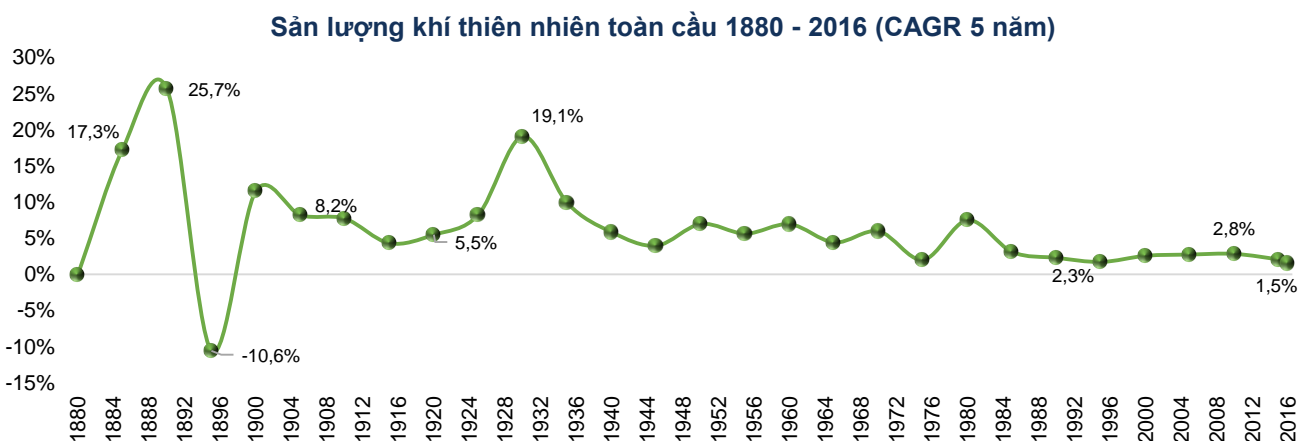
Xét về cơ cấu sản lượng khí thiên nhiên toàn cầu, tổ chức các quốc gia xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) và Mỹ với thế mạnh về trữ lượng khí thiên nhiên lớn, nên luôn thay thế nhau giữ vị trí dẫn đầu về sản lượng khí thiên nhiên thế giới với sản lượng tương ứng 722.564 triệu m³/năm và 703.766 triệu m³/năm chiếm hơn 40% sản lượng khí toàn cầu từ 2010 đến 2016. Tuy nhiên từ năm 2011, OPEC đã vượt qua Mỹ để vươn lên vị trí dẫn đầu về sản lượng khai thác hàng năm. Đứng sau OPEC và Mỹ là Nga với 641.241 triệu m³ chiếm 18% sản lượng. Theo sau là Canada và Trung Quốc đóng góp 8% sản lượng khí toàn cầu trong giai đoạn 2010-2016. (Xem thêm phụ lục 2)

Mặc dù Mỹ là một trong những quốc gia đứng đầu về sản lượng khí thiên nhiên khai thác hàng năm. Tuy nhiên, Mỹ cũng là quốc gia có nhu cầu tiêu thụ khí thiên nhiên lớn nhất thế giới vì thế phần lớn lượng khí thiên nhiên khai thác chủ yếu phục vụ nhu cầu trong nước và chỉ có một phần nhỏ dành cho xuất khẩu. Trái lại, mặc dù đứng thứ ba về sản lượng nhưng Nga lại đứng đầu về xuất khẩu khí thiên nhiên với sản lượng xuất khẩu hàng năm khoảng 210.000 triệu m³ chiếm 18,9% sản lượng khí xuất khẩu toàn cầu, trong đó Nga chủ yếu xuất khẩu khí sang các nước EU. Trong cơ cấu nguồn khí thiên nhiên của khối EU, hơn 31% từ Nga, phần còn lại do Na Uy (25%), Hà Lan (10%), Anh (10%) và Algeria (8%) cung cấp.



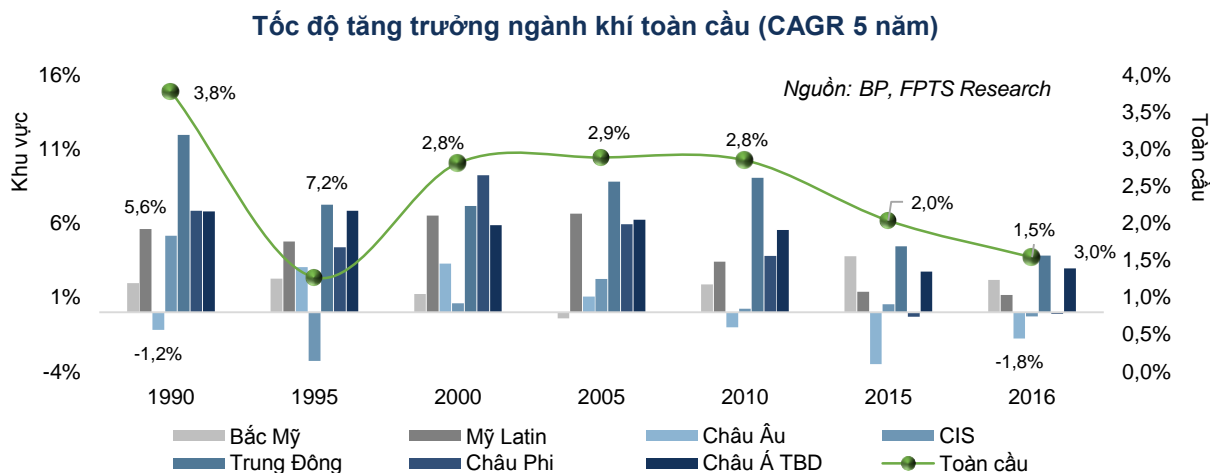
Đứng sau Nga về xuất khẩu khí thiên nhiên là Qatar (thuộc OPEC) với sản lượng 130.324 triệu m³ chiếm 11,7% cơ cấu xuất khẩu khí năm 2016, Qatar chủ yếu xuất khẩu sang các nước khu vực Châu Á TBD và Nam Âu. Ở khu vực các nước châu Á, thì Nhật Bản và Trung Quốc là hai quốc gia nhập khẩu khí thiên nhiên lớn nhất chiếm 11% và 6% nhu cầu nhập khẩu khí toàn cầu năm 2016, sau đó là Ấn Độ. Các quốc gia nhập khẩu khí thiên nhiên lớn còn lại chủ yếu tập trung ở khu vực châu Âu như Đức, Anh, Pháp, Bỉ, Thổ Nhĩ Kỳ và Ý.

II. Vòng đời ngành khí thế giới



Nguồn: EIA, UNO, BP & US Government Printing Office, FPTS Research

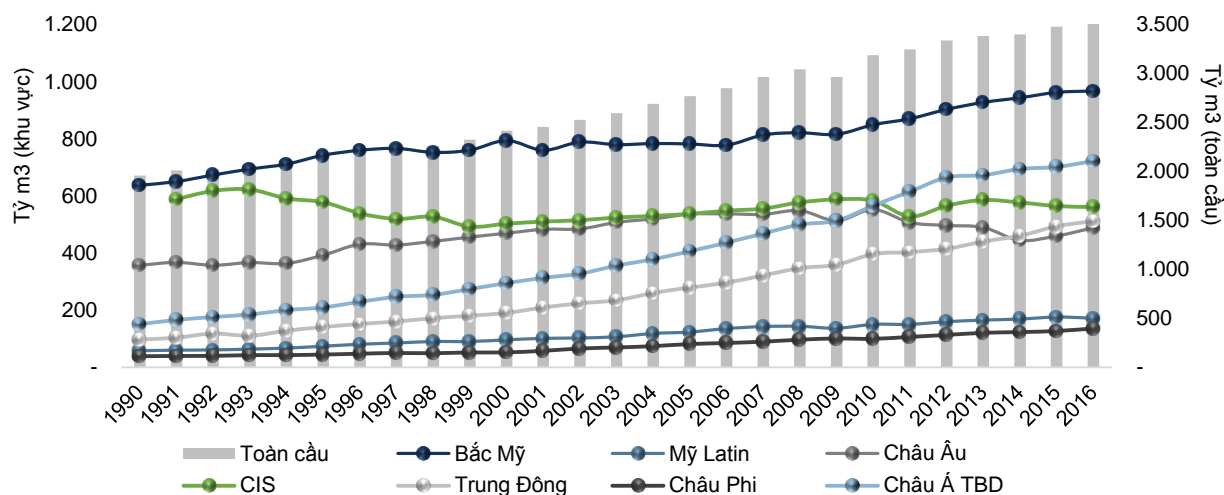
Ngành khí toàn cầu trong giai đoạn mới hình thành và phát triển ở những năm 1880-1940 có tốc độ tăng trưởng kép 5 năm ở mức 9,5% và đạt cao nhất vào giai đoạn 1910-1930 với 14,3%, sau đó tốc độ tăng trưởng giảm dần xuống mức 4-6% trong giai đoạn 1940-2000. Giai đoạn 2011-2016, ngành khí toàn cầu đã bước vào giai đoạn tăng trưởng ổn định với tốc độ tăng trưởng kép 5 năm ở mức 1,5%.



Tuy nhiên, tốc độ tăng trưởng ngành khí mỗi khu vực tương đối khác biệt nhau. Trong giai đoạn 2000-2016, khu vực Bắc Mỹ tốc độ tăng trưởng kép 5 năm khoảng 2,0%, tốc độ tăng trưởng khu vực Châu Âu cũng ở mức khá thấp trong những năm gần đây dưới mức 1,0%. Khu vực còn lại có tốc độ tăng trưởng cao như khu vực Châu Á, Trung Đông và Mỹ Latin có tốc độ tăng trưởng kép 5 năm ở mức trên 4,0%.

Bên cạnh đó, mức độ tiêu thụ khí toàn cầu hàng năm cũng tăng trưởng tương đối ổn định ở mức 2,5% mỗi năm từ năm 2000 đến 2016. Trong đó, mức độ tiêu thụ tăng nhanh nhất là khu vực Trung Đông và Châu Á với mức trung bình 6,0%/năm. Các khu vực khác mức độ tiêu thụ tương đối ổn định như Bắc Mỹ và Châu Âu khoảng 1,5% mỗi năm, khu vực CIS đang có xu hướng suy giảm với mức 1,5%/năm.

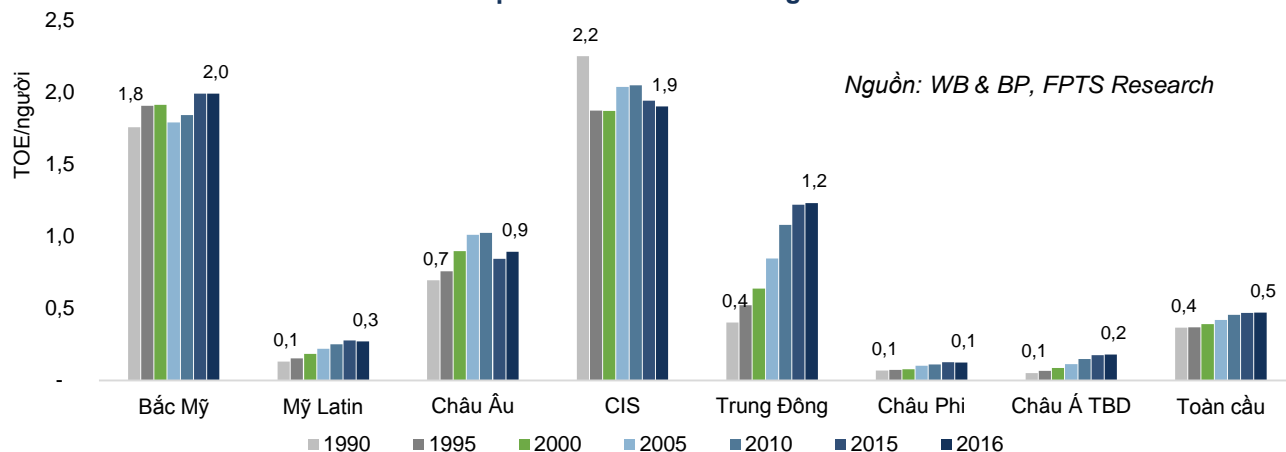
Tiêu thụ khí tự nhiên theo khu vực 1990-2016



Nguồn: BP, FPTs Research

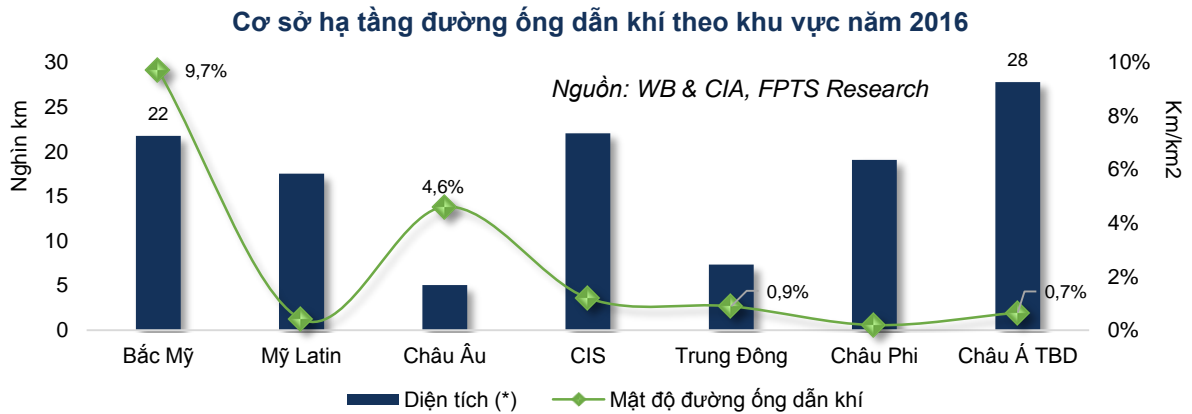
Lượng khí thiên nhiên tiêu thụ trên người toàn cầu trong giai đoạn 1990-2016 ở mức trung bình 0,42 tấn/người/năm. Trong đó, cao nhất ở khu vực Bắc Mỹ và CIS với 2,0 tấn/người và 1,9 tấn/người vào năm 2016. Ở khu vực Châu Âu có lượng tiêu thụ khí 0,87 tấn/người/năm, khu vực Trung Đông trong những năm gần đây có lượng tiêu thụ khí trên người tăng rất cao khoảng 1,2 tấn/người/năm cao gấp 3 lần những năm 1990. Thấp nhất là khu vực Châu Phi và Châu Á TBD với mức tiêu thụ dưới 0,2 tấn/người/năm.

Tiêu thụ khí thiên nhiên trên người



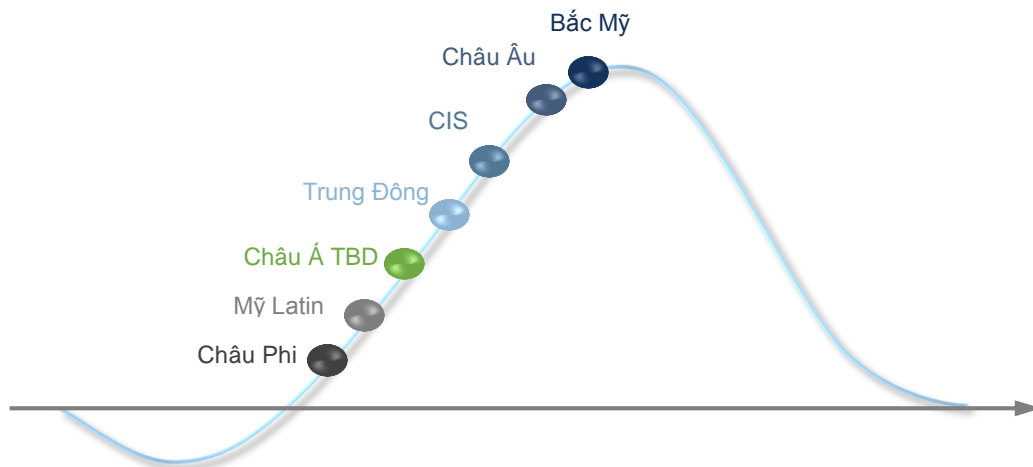
Nguồn: WB & BP, FPTs Research

Cơ sở hạ tầng phục vụ vận chuyển khí cũng là yếu tố quan trọng quyết định sự phát triển của ngành khí nói chung, trong đó quan trọng nhất là mạng lưới đường ống dẫn khí. Hệ thống mạng lưới đường ống dẫn khí có mật độ dày đặc ở khu vực Bắc Mỹ và Châu Âu chiếm 9,7% và 4,6% diện tích khu vực. Trong đó, mạng lưới đường ống chủ yếu ở khu vực Bắc Mỹ là đường ống dành cho dân dụng - đưa khí thiên nhiên từ nhà máy xử lý đến nơi tiêu thụ.



Các khu vực còn lại như Châu Á TBD, Châu Phi và Trung Đông có mật độ đường ống khá thấp dưới 1,0% diện tích. Nguyên nhân, do cơ sở hệ thống đường ống dành cho dân dụng ở các khu vực này còn kém phát triển, chủ yếu là đường ống thu gom khí từ mỏ khai thác đến nhà máy xử lý. Việc thiếu hệ thống đường ống phân phối gây trở ngại rất lớn đến việc phát triển thị trường tiêu thụ khí thiên nhiên, do tính chất vận chuyển khí bằng đường ống có chi phí thấp và nhanh hơn so với các hình thức vận chuyển khác như tàu hay xe bồn, mặt khác để có thể vận chuyển bằng các phương tiện chuyên dụng khác cần chuyển đổi khí sang dạng lỏng hoặc dạng nén, hoạt động này tốn chi phí đầu tư lớn.

Vòng đời ngành khí theo khu vực

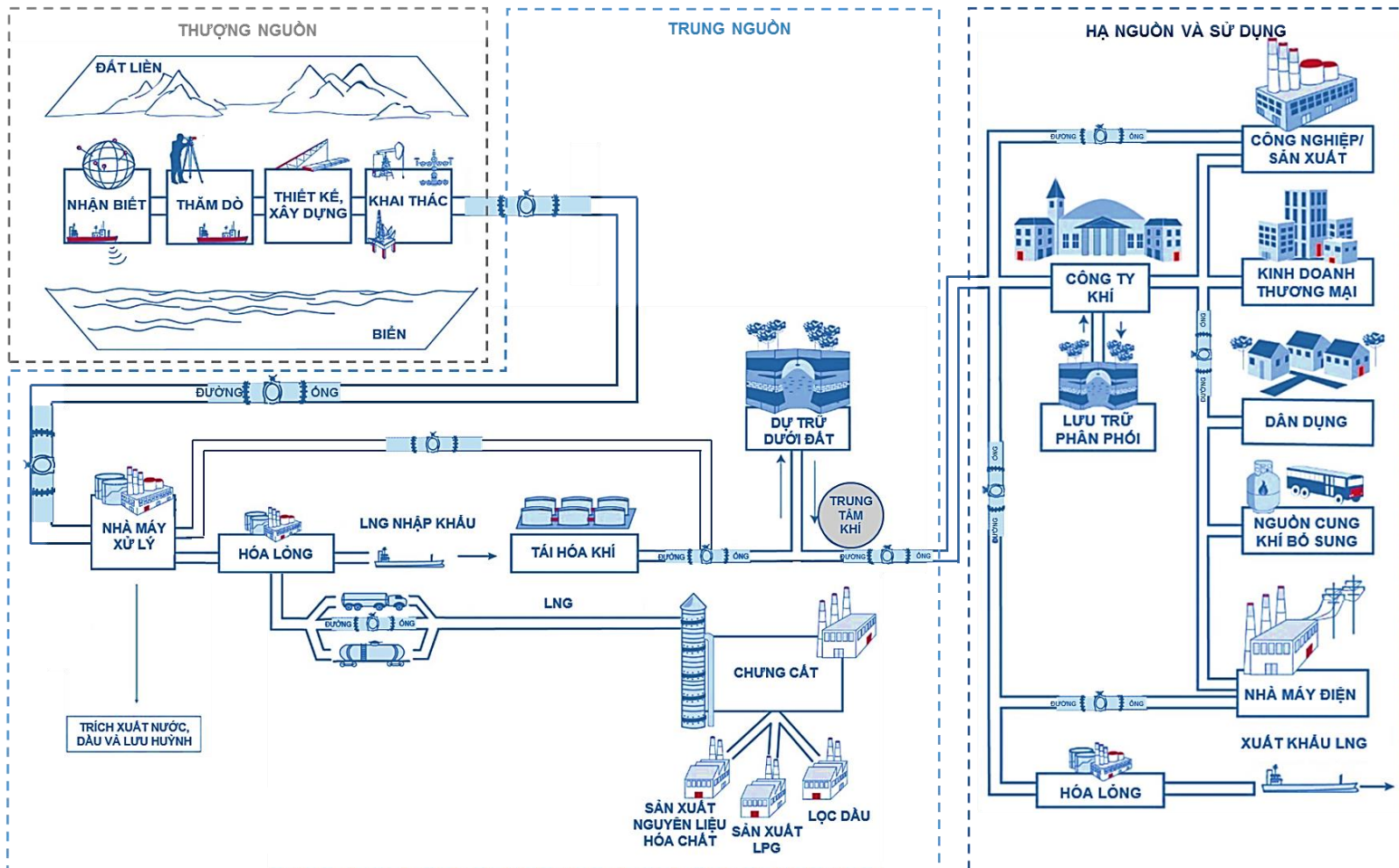


Nguồn: FPTTS Research

Nhìn chung, ngành khí thiên nhiên ở khu vực Bắc Mỹ và Châu Âu đang trong giai đoạn bão hòa với cơ sở hạ tầng đường ống thu gom và phân phối phát triển dày đặc, cùng với mức độ tiêu thụ khí thiên nhiên trên người ở mức rất cao trung bình 1,0–2,0 tấn/người/năm cao gấp 3 lần so với trung bình toàn cầu và gấp 8 lần so với các nước khu vực Châu Á TBD và Châu Phi. Đồng thời, tốc độ tiêu thụ khí thiên nhiên ở hai khu vực này biến động không cao chỉ dao động trong khoảng 0,5-1,5%/năm trong giai đoạn 1990-2016. Ngược lại, các nước đang phát triển ở khu vực Châu Á TBD và Châu Phi đang trong quá trình xây dựng hạ tầng thu gom và phân phối khí thiên nhiên, vì thế mức độ tiêu thụ còn khá thấp chỉ khoảng 100-200 kg/người/năm chỉ bằng một nửa trung bình toàn cầu. Trong đó, khu vực Châu Á TBD sẽ là khu vực tạo động lực chính cho tăng trưởng ngành khí toàn cầu với dự địa tăng trưởng còn khá lớn với tốc độ tiêu thụ tăng nhanh trung bình 4,8%/năm trong giai đoạn 2000-2016.

III. Chuỗi giá trị ngành khí thế giới

Chuỗi giá trị ngành khí thiên nhiên thế giới



Sản phẩm của ngành khí không giống như sản phẩm của những ngành sản xuất khác, không sử dụng nguyên liệu để tạo ra sản phẩm mà nguyên liệu được khai thác từ các mỏ khí hoặc khai thác cùng với dầu mỏ. Sau khi được khai thác, khí thiên nhiên thô sẽ đưa đến nhà máy xử lý bằng đường ống hoặc tàu để làm sạch khí thô bằng cách tách tạp chất cũng như các loại hydrocarbon và chất lỏng khác để thu về khí thiên nhiên tinh khiết hay khí khô (chủ yếu khí methane).

Khí khô thu được có thể trực tiếp đưa đến các trung tâm khí để dự trữ, sau đó được phân phối đến các hộ tiêu thụ như ngành điện, ngành công nghiệp sản xuất (phân bón, thủy tinh, nhựa...) và trong dân dụng (đun nấu, sưởi ấm) thông qua hệ thống đường ống. Đối với, khu vực tiêu thụ ở vị trí xa nguồn cung cấp khí khô sẽ được hóa lỏng (LNG) để vận chuyển bằng tàu. Ngoài ra khí sau khi được hóa lỏng có thể được dùng làm nguyên liệu cho nhà máy lọc dầu, nhà máy LPG và nhà máy hóa chất.

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

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

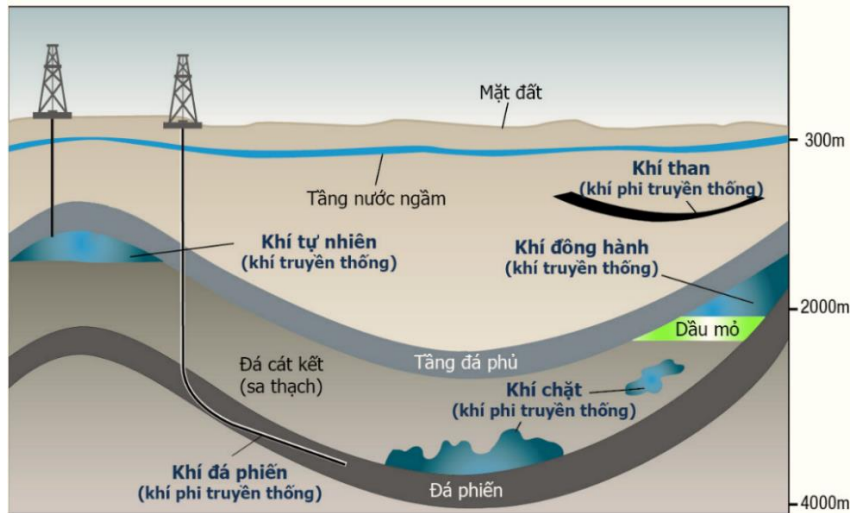
1. Thượng nguồn

Khí thiên nhiên cũng giống như dầu mỏ và than đá là nguyên liệu hóa thạch được hình thành từ các chất hữu cơ có nguồn gốc từ xác của thực vật hoặc động vật bị nén dưới các lớp trầm tích. Trải qua hàng triệu năm với áp suất và nhiệt độ cao trong lòng đất, làm phá vỡ các liên kết cacbon trong chất hữu cơ và chuyển hóa thành khí thiên nhiên, khí thiên nhiên dạng này được gọi là khí methane nhiệt.

Khi xuống càng sâu dưới lớp vỏ trái đất thì nhiệt độ ngày càng cao. Ở lớp trầm tích nông khoảng 1,5-3,0 km dưới mặt đất có nhiệt độ tương đối thấp, ở độ sâu này dầu mỏ được hình thành liên quan đến khí thiên nhiên. Ở nhiệt độ cao hơn, thì khí thiên nhiên lại được hình thành liên quan đến dầu mỏ. Do đó, ở độ sâu này khí thiên nhiên thường được tìm thấy cùng với dầu mỏ, dạng khí này được gọi là khí đồng hành. Ở các mỏ sâu hơn, thường chứa chủ yếu là khí thiên nhiên - khí methane tinh khiết.

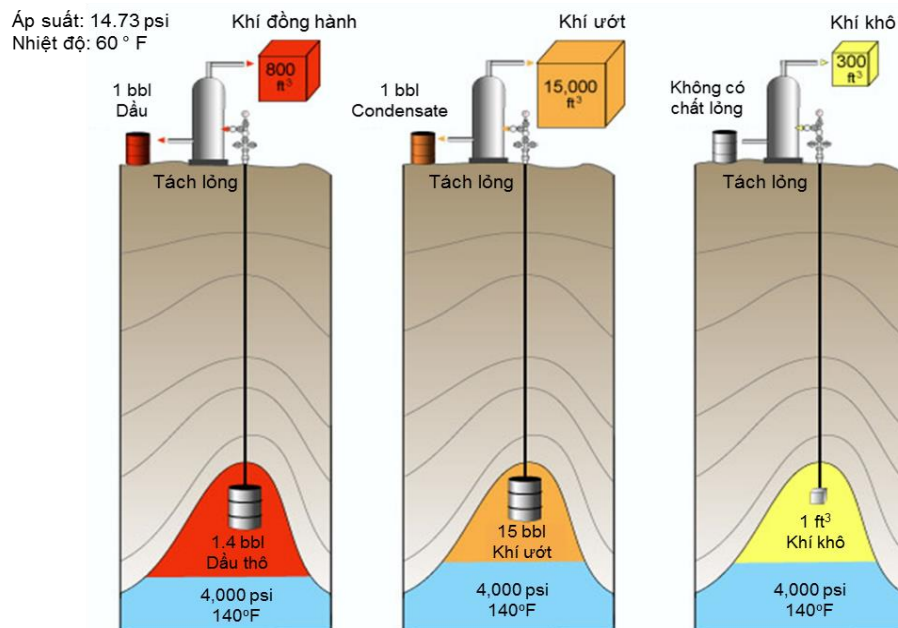
Khí đồng hành và khí tinh khiết là các loại khí khai thác chủ yếu hiện nay và có lợi ích kinh tế cao nên thường được gọi là nhóm khí truyền thống. Bên cạnh đó, một số loại khí được tìm thấy ở các điều kiện vật chất khác khó khai thác và lợi ích kinh tế kém hơn, được gọi là nhóm khí phi truyền thống như khí than (khí sinh ra từ các vỉa than), khí chặt từ các sa thạch, khí đá phiến (khí kẹt trong đá phiến sét).

Các loại khí thiên nhiên



Nguồn: EIA, FPTs Research

Khí thiên nhiên có thể được khai thác từ các mỏ khí trên đất liền hoặc ngoài khơi, ngoài ra một lượng khí được sản xuất từ quá trình chưng cất dầu mỏ chủ yếu là khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG). Lượng khí khai thác từ một giếng điển hình là sự kết hợp của dầu mỏ và khí thiên nhiên, thường có pha lẫn với nước, các khí phi hydrocarbon và các tạp chất khác. Đó là lý do tại sao khối lượng khí thiên nhiên rất khác nhau giữa điều kiện của hồ chứa và điều kiện trên bề mặt giếng.



Do có sự chênh lệch về nhiệt độ và áp suất giữa điều kiện trên miệng giếng và trong lòng mỏ, nên tạo ra sự khác biệt về trữ lượng dầu và khí trong lòng mỏ và trên miệng giếng.

Đơn vị đo khối lượng khí	Điều kiện tiêu chuẩn	Khu vực sử dụng
foot ³ chuẩn (SCF)	Áp suất: 14,73 psi Nhiệt độ: 60°F	Mỹ, Mỹ Latin, Châu Phi và Trung Đông
m ³ thông thường (Nm ³)	Áp suất: 1 psi Nhiệt độ: 0°C	Châu Âu, Canada, Nga và Châu Á
1 ft³ = 0,0283 m³		

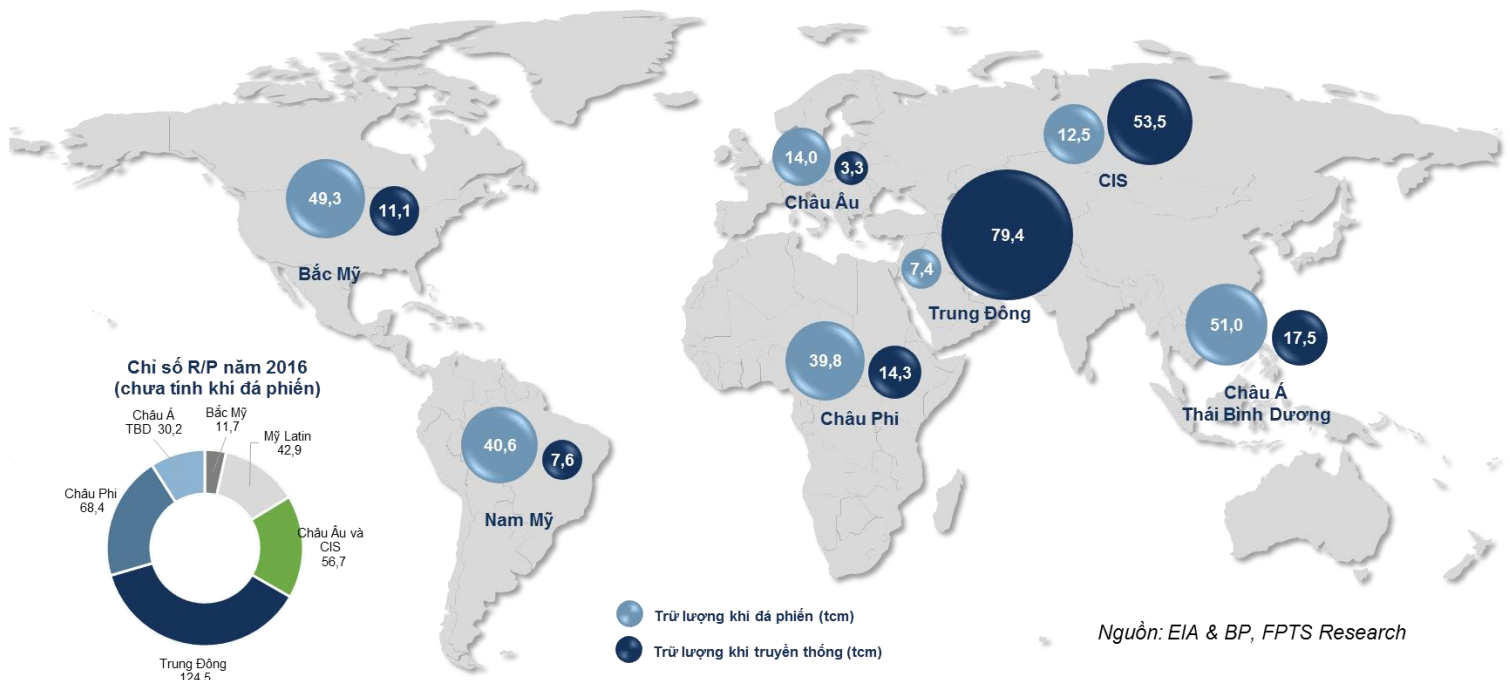
Khí thiên nhiên được khai thác ở những điều kiện vật chất khác nhau sẽ có thành phần khác nhau và không đồng nhất. Các mỏ khí tinh khiết là các mỏ khí có hàm lượng khí methane cao với tỷ lệ hơn 90%, khí đồng hành có độ tinh khiết thấp do chứa nhiều hydrocarbon hơn các mỏ khí tinh khiết.

Thành phần các chất trong dầu mỏ và khí thiên nhiên (%)

Thành phần	Ký hiệu	Dầu mỏ	Khí đồng hành	Khí ướt	Khí khô
Methane	C1	37,54	67,32	59,52	97,17
Ethane	C2	9,67	17,66	5,36	1,89
Propane	C3	6,95	8,95	4,71	0,29
i-Butane	i-C4	1,44	1,29	2,03	0,13
n-Butane	n-C4	3,93	2,91	2,39	0,12
i-Pentane	i-C5	1,44	0,53	1,8	0,07
n-Pentane	n-C5	1,41	0,41	1,61	0,05
Hexane	C6	4,33	0,44	2,6	0,04
Heptanes Plus	C7+	33,29	0,49	19,98	0,24
Tổng		100	100	100	100

Nguồn: IHRDC, FPTS Research

Phân bố nguồn khí thiên nhiên toàn cầu



Nguồn: EIA & BP, FPTS Research

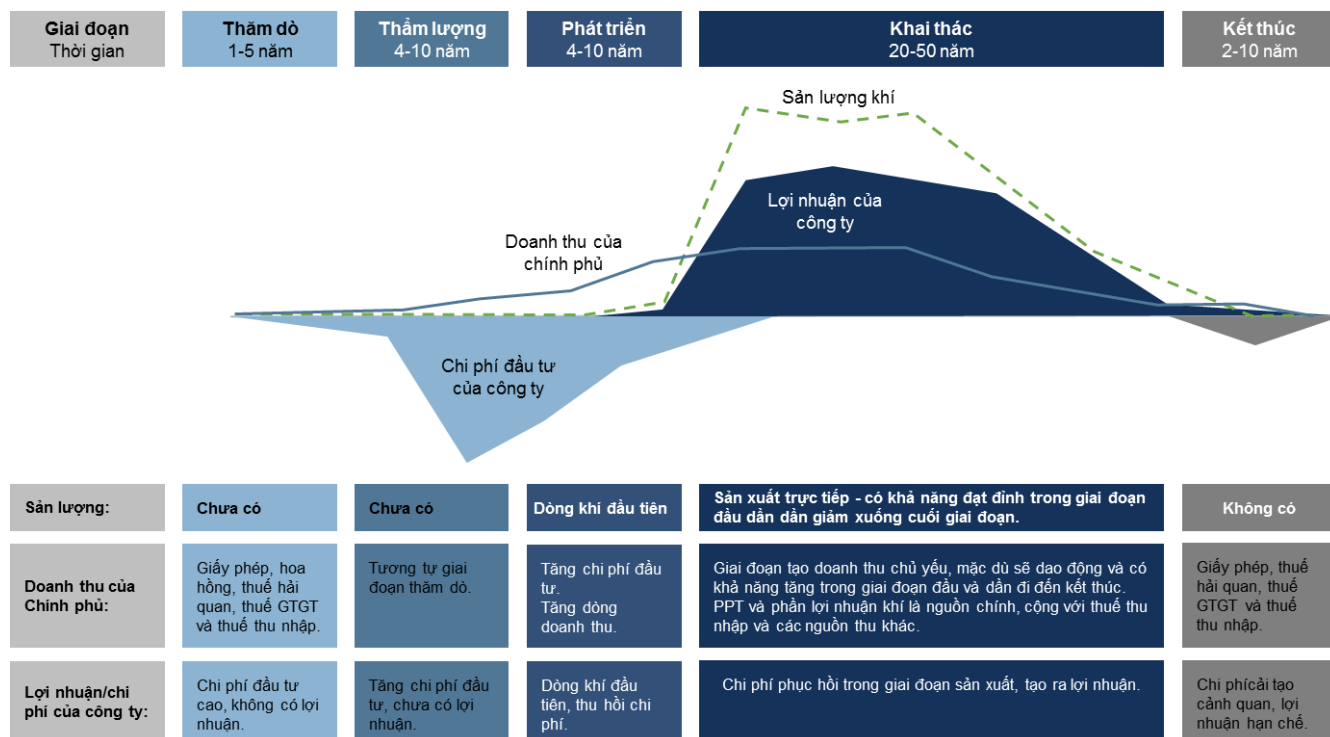
Trữ lượng khí thiên nhiên toàn cầu phân bố không đồng đều, khí thiên nhiên tập trung nhiều nhất ở khu vực Trung Đông với trữ lượng 79,4 nghìn tỷ m³ (trữ lượng đã được chứng minh)³, tiếp theo là khu vực các nước CIS với trữ lượng 53,5 nghìn tỷ m³. Thời gian khai thác còn lại đối với lượng khí truyền thống toàn

³ Xem phụ lục 3.

cầu khoảng 52,5 năm dựa vào chỉ số R/P⁴. Trong đó, Trung Đông là khu vực vẫn còn thời gian khai thác cao nhất với gần 124,5 năm, Bắc Mỹ là khu vực có thời gian khai thác còn lại thấp nhất chỉ với 11,1 năm. Bên cạnh đó, trữ lượng khí đá phiến mới phát hiện cũng có trữ lượng đáng kể so với khí truyền thống, khí đá phiến chủ yếu phân bố ở Châu Á (chủ yếu Trung Quốc và Australia) với trữ lượng 51,0 nghìn tỷ m³, khu vực Bắc Mỹ chứa 49,3 nghìn tỷ m³, Nam Mỹ với trữ lượng 40,6 nghìn tỷ m³ và Châu Phi với trữ lượng 39,8 nghìn tỷ m³.

Khí thiên nhiên chứa rất sâu dưới lòng đất, do đó để tiến hành khai thác phải trải qua một thời gian dài thăm dò để xác định vị trí và trữ lượng của mỏ khí. Quá trình thăm dò và khai thác khí thiên nhiên có thể được chia thành 5 giai đoạn: giai đoạn thăm dò, thăm lượng, phát triển, khai thác và kết thúc.

Quá trình khai thác và vòng đời mỏ khí



Nguồn: UK aid, FPTS Research

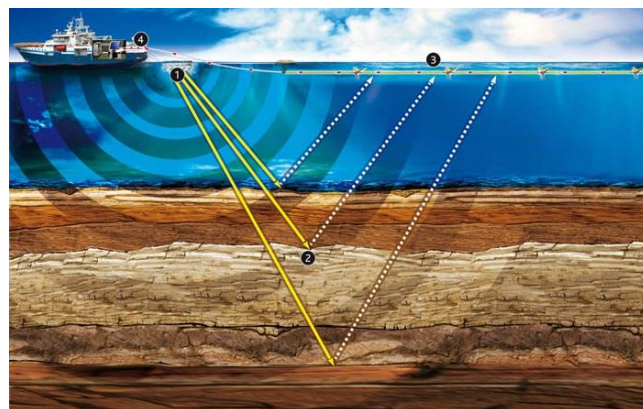
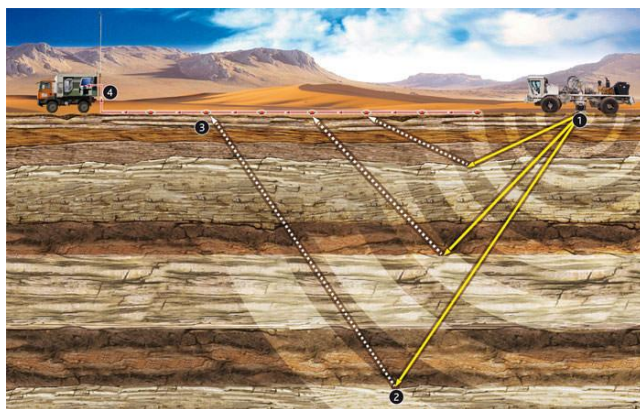
1.1. Thăm dò

Công nghệ hiện tại để thăm dò chủ yếu dựa vào những tín hiệu địa chấn để xác định vị trí và trữ lượng của các mỏ khí, thời gian thăm dò có thể kéo dài từ 1-5 năm. Sóng địa chấn được phát có thể bằng nhiều nguồn khác nhau tùy đặc điểm địa hình.

Nguồn	Đặc điểm	Địa hình
Chất nổ	<p>Hoạt động kích nổ được thực hiện trong hố khoan với độ sâu 1–15 m. Các chất nổ thường dùng:</p> <ul style="list-style-type: none"> Trinitrotoluen (TNT) là chất nổ mạnh, có tốc độ nổ lớn 6.900 m/s, thể rắn không tan trong nước, an toàn cao. Chất nổ dẻo C4 hỗn hợp gồm 85% hexogen và 15% xăng crep, là chất nổ dùng trong công binh. Nó có dạng dẻo, dễ nhào nặn, không tan trong nước, tốc độ nổ 7.380 m/s, tương đối an toàn nhưng có thể tự nổ ở nhiệt độ từ 202°C. Dynamit có tốc độ nổ thấp hơn, có thể tự kích, có thành phần tan trong nước, nên không thể ngâm lâu trong nước. 	Chủ yếu ở đất liền

⁴ Chỉ số R/P là chỉ số ước tính thời gian khai thác còn lại của các mỏ khí dựa trên tỷ lệ Reserves/Production.

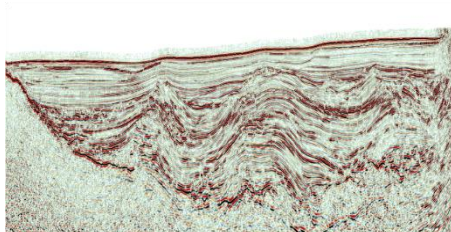
Nguồn	Đặc điểm	Địa hình
Búa đập	Sóng địa chấn được tạo ra bằng cách đập lên đe gỗ/sắt đủ lớn để truyền rung. Các dạng búa: búa đập từ vài kg đến vài chục kg, hoặc dạng nguồn vật nặng thả rơi đặt trên xe chuyên dụng có mức độ tương đương nổ mìn.	Đất liền
Rung động	Có hai dạng rung động: nguồn rung kéo dài (thực hiện rung dạng sin với tần số biến đổi từ vài Hz đến vài trăm Hz) hay búa đập kiểu quét. Nguồn rung đáp ứng yêu cầu đo địa chấn trong khu dân cư, không gây phá hủy công trình. Tuy nhiên để hoàn nguyên được đường ghi kết quả tương đương với nguồn nổ, thì đường ghi thực địa dài hơn vài chục lần.	Đất liền
Súng hơi	Nguồn súng hơi là loại súng chuyên dụng để bắn trong nước. Nguồn tích năng là máy nén khí có công suất từ vài chục đến vài trăm mã lực, khi dùng trên bộ thì phải dùng súng nhỏ và phải tạo bồn hoặc hồ chứa nước.	Trên biển
Phóng điện	Nguồn phóng điện dùng nguồn tích năng có điện áp DC cao 3-4KV, công năng đến vài KJ, phóng xung điện vào các điện cực trong môi trường nước mặn ở biển hoặc nước pha muối, cho ra xung động có tần số cỡ 100 Hz.	Trên biển



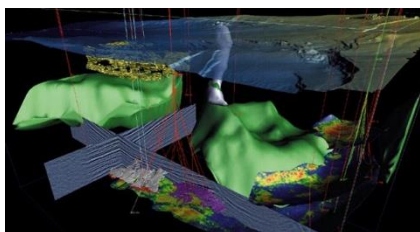
Những thông tin địa chấn được thu thập và kết hợp những dữ liệu khác như mẫu lõi đất, phân tích cây cối để xây dựng những mô hình phán đoán địa chất.

Trong thời gian qua, với những phát triển của công nghệ, hoạt động thăm dò đã có những bước tiến nổi bật. Từ những hình ảnh địa chấn được phát thảo hình ảnh 2D bằng tay đến việc áp dụng máy vi tính để tạo ra những hình ảnh địa chấn 2D CAEX với màu sắc được tạo ra bởi máy tính để làm nổi bật các đặc điểm khu vực có chứa khí với xác suất 25-30%. Một trong những bước đột phá lớn nhất trong việc thăm dò bằng máy tính là sự phát triển của hình ảnh địa chấn ba chiều (3D).

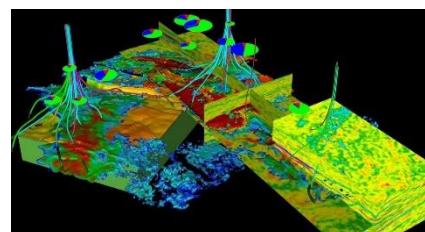
Ảnh địa chấn 2D



Ảnh địa chấn 3D



Ảnh địa chấn 4D



Hình ảnh 3D sử dụng dữ liệu trường địa chấn để tạo ra hình ảnh ba chiều về các đặc điểm địa chất, cho phép nhà địa chất thấy một bức tranh rõ ràng về thành phần vỏ trái đất trong một khu vực cụ thể. Ngoài việc định vị rộng rãi các hồ chứa khí, hình ảnh địa chấn 3D cho phép bố trí chính xác các giếng khoan, công nghệ 3D có thể làm tăng tỷ lệ phục hồi giếng sản xuất lên 40-50%. Mặc dù hình ảnh địa chấn 3D chi tiết hơn 2D nhưng lại phức tạp, mất nhiều thời gian và chi phí thăm dò cao hơn nhiều so với kỹ thuật 2D. Công nghệ hình ảnh địa chấn 3D có thể tốn hàng trăm ngàn USD cho mỗi dặm vuông. Việc tạo ra những hình ảnh 3D đòi hỏi phải thu thập dữ liệu từ vài nghìn địa điểm, ngược lại với hình ảnh 2D, chỉ cần vài trăm điểm

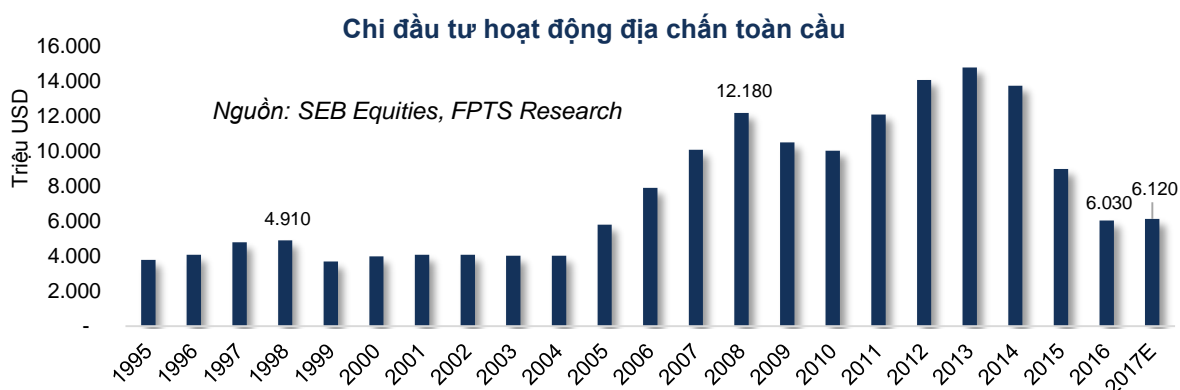
dữ liệu. Do đó, mặc dù kỹ thuật hình ảnh 3D được phát triển trước kỹ thuật 2D, nhưng kỹ thuật 2D hình thành để thực hiện thăm dò nhanh các khu vực có dấu hiệu chứa khí.

Một trong những đột phá mới nhất trong thăm dò địa chấn là công nghệ hình ảnh địa chấn bốn chiều (4D), hình ảnh này là một phần mở rộng của công nghệ hình ảnh 3D. Thay vì sử dụng ảnh tĩnh và đơn giản, thì dưới hình ảnh 4D, sự thay đổi cấu trúc và tính chất của cấu tạo trong lòng đất được quan sát theo thời gian. Các dữ liệu về địa chấn khác nhau của một khu vực cụ thể được thực hiện ở những thời điểm khác nhau và chuỗi dữ liệu này được đưa vào một máy tính được kết hợp để tạo ra một "bộ phim" của những hoạt động đang xảy ra dưới mặt đất, hình ảnh địa chấn 4D có thể làm tăng tỷ lệ phục hồi lên đến 65-70%.

Mặc dù với sự phát triển của công nghệ thăm dò, nhưng cách tốt nhất để có được thông tin đầy đủ về địa chất và tiềm năng trữ lượng khí thiên nhiên ở một khu vực nhất định là khoan một giếng thăm dò. Khoan giếng thăm dò là hoạt động tốn nhiều thời gian, do đó giếng khảo sát chỉ được khoan ở những khu vực mà có đầy đủ các dữ liệu về dấu hiệu chứa các thành phần cấu tạo mỏ khí.

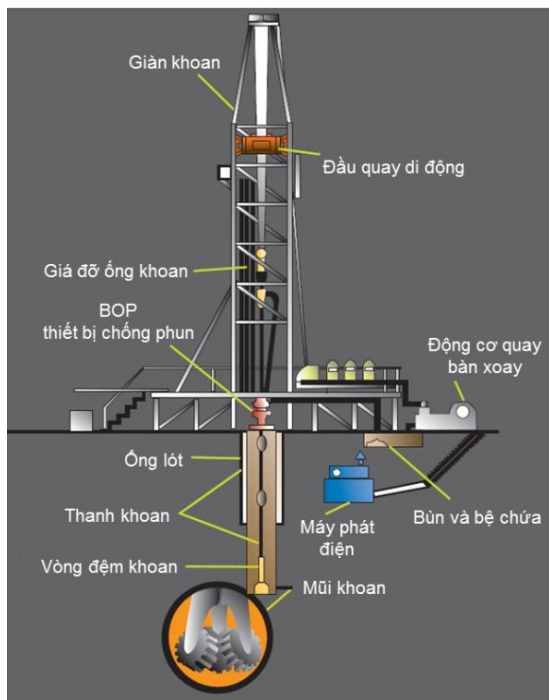
Phương pháp	Điều kiện/Loại	Chi phí chuẩn		Ghi chú
		Độ phân giải thấp	Độ phân giải cao	
Địa chấn 2D	Địa hình phẳng	9.300 USD/km	15.500 USD/km	Khoan tối thiểu 3km để có độ chính xác cao. Địa hình gồ ghề có độ chính xác bằng 25-50% địa hình bằng phẳng. Độ phân giải thấp không được khuyến khích.
	Địa hình gồ ghề	12.400 - 15.500 USD/km	19.900 - 23.600 USD/km	
Địa chấn 3D và 4D	Địa hình phẳng	40.000 – 160.000 USD/km2	50.000 – 200.000 USD/km2	Chi phí có xu hướng giảm đối với các cuộc thăm dò lớn vì chi phí cố định trên mỗi diện tích hạ xuống.
	Địa hình gồ ghề	50.000 - 360.000 USD/km2	60.000 – 450.000 USD/km2	
Địa chấn dọc trong giếng (VSP)	Zero Offset VSP	100.000 USD/lần		Thông thường, Zero offset và Walk Away được kết hợp với nhau. Walkaway VSP điển hình khoan sâu 3.000-5.000 ft.
	Walkaway VSP	400.000 USD/lần		
	3D VSP	500.000 USD/lần		
	Crosswell VSP	Giống với phương pháp Crosswell		
Crosswell		200.000 USD/lần (tối thiểu) (Chi phí bao gồm chi phí xử lý)		Crosswell khoan hai giếng thăm dò cách nhau 1.000m.

Nguồn: NETL, FPTs Research



Chi đầu tư cho hoạt động địa chấn có xu hướng tăng mạnh từ 1995 đến 2013. Trong giai đoạn 1995-2005, mức đầu tư trung bình khoảng 4 tỷ đô và đạt đỉnh điểm trong năm 2008 với 12 tỷ đô. Do sự phát triển của các nền kinh tế mới nổi như Trung Quốc và Ấn Độ cùng với sự ổn định của kinh tế châu Âu, và cuộc khủng hoảng tài chính chưa tác động quá nghiêm trọng tới kinh tế Mỹ. Sau giai đoạn bùng nổ năm 2008-2013, hoạt động địa chấn đang giảm do dư cung quá lớn. Dự báo, hoạt động địa chấn sẽ phục hồi nhẹ so với năm 2016 do sự phục hồi của thị trường dầu mỏ.

1.2. Khai thác



Sau khi thăm dò, việc xác định có tiến hành khoan giếng hay không phụ thuộc vào nhiều yếu tố như pháp lý và tiềm năng kinh tế của hồ chứa. Hoạt động này tốn rất nhiều chi phí và chịu rủi ro không tìm thấy khí thiên nhiên. Quá trình khoan và khai thác khí thiên nhiên trải qua 5 giai đoạn: lên kế hoạch khoan, thực hiện khoan, hoàn thiện giếng, sản xuất và kết thúc giếng.

Nếu giếng khoan tìm thấy khí thiên nhiên, nó sẽ được phát triển để khai thác, được gọi là giếng phát triển hay giếng sản xuất. Ngược lại, nếu giếng được xác định không có sự tồn tại của khí thiên nhiên, thì giếng được gọi là giếng khô và không thể đưa vào sản xuất.

Sau khi xác định là giếng sản xuất thì giếng sẽ được hoàn thiện, đây là quá trình giếng được chuẩn bị để đưa vào sản xuất một cách an toàn và hiệu quả. Ở nhiều giếng, áp suất tự nhiên của bể chứa đã đủ cao để đẩy khí lên miệng giếng. Tuy nhiên, đối với các giếng cạn kiệt thì áp lực đã giảm hoặc trong các hồ chứa có độ thấm thấu thấp, cần lắp đặt ống có đường kính nhỏ hơn đủ để tạo áp suất đẩy khí và có thể phải thực hiện phương pháp hút bằng nhân tạo.

Giai đoạn sản xuất là giai đoạn quan trọng nhất của quá trình khai thác giếng. Trong giai đoạn này, công việc khoan và hoàn thiện giếng đã hoàn thành, lúc này trên miệng giếng sẽ được trang bị các van gọi là "cây Giáng sinh". Các van này dùng để điều chỉnh áp suất, điều khiển lưu lượng, và cho phép tiếp cận với lỗ khoan. Nếu áp lực giảm đi và hồ chứa được coi là vẫn còn tiềm năng về mặt kinh tế thì có thể sử dụng các phương pháp nhân tạo để tiếp tục sản xuất. Để gia tăng khả năng phục hồi khí thiên nhiên có thể bơm nước, hơi nước và CO₂ để tăng áp lực hồ chứa. Phương pháp này đòi hỏi phải sử dụng giếng phun, thường được lựa chọn từ giếng khoan cũ theo mô hình được xác định cẩn thận. Khi giếng không còn khả năng sản xuất, thì đường ống sẽ được lấy ra khỏi giếng và khoan chứa của giếng sẽ được lắp lại bằng xi măng để cô lập các vùng áp suất tránh làm ảnh hưởng đến giếng.



Hoạt động khoan được thực hiện thông qua nhiều loại thiết bị khoan khác nhau tùy vào đặc điểm địa hình và khu vực địa lý. Một giếng được tạo ra bằng cách khoan một lỗ có đường kính 13-76 cm vào lòng đất với một thanh khoan dài 30m. Sau khi lỗ được khoan thì, một ống thép (vỏ) được đặt trong lỗ và được bảo vệ bằng xi măng để tạo tính toàn vẹn về cấu trúc của giếng khoan và cô lập các vùng áp suất tránh làm ảnh hưởng đến giếng.

• Đối với hoạt động khoan trên bờ (Onshore)

Có hai phương pháp khoan chính:

- **Khoan cáp (Cable tool drilling):** phương pháp khoan đầu tiên được sử dụng để khoan giếng khí và dầu. Phương pháp này thực hiện bằng cách va đập một dụng cụ hoặc mũi khoan được treo bằng cáp thép, được đập liên tục vào lỗ khoan để nghiền đất đá trong lòng giếng. Mặc dù đã lỗi thời, nhưng phương pháp khoan cáp vẫn được sử dụng để khoan các giếng thăm dò hoặc các giếng nông.
- **Khoan xoay (Rotary drilling):** phương pháp này được sử dụng chủ yếu cho các giếng sâu hơn, có thể dưới áp suất cao, đảm nhận phần lớn các hoạt động khoan hiện tại. Phương pháp này hoạt động dựa vào chuyển động tròn liên tục của mũi khoan để phá vỡ đá ở lỗ khoan. Hiệu quả hơn nhiều so với việc thay thế công cụ khoan cáp.

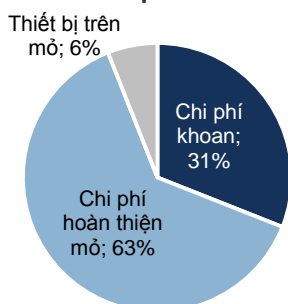


• **Đối với hoạt động khoan ngoài khơi (Offshore)**

Trong thực tế, cơ chế khoan được sử dụng ở ngoài khơi cũng tương tự như trên bờ. Tuy nhiên, việc khoan ngoài khơi phải thực hiện với độ sâu hàng trăm mét dưới mực nước biển. Do đó, hoạt động khoan ngoài khơi cần xây dựng nền nhân tạo để lắp đặt giàn khoan. ([Xem chi tiết các loại giàn khoan](#))

Chi phí đầu tư cho hoạt động khai thác một giếng khí khá lớn, trong đó chi phí chiếm nhiều nhất đối với một mỏ khí thông thường là chi phí trong giai đoạn hoàn thiện mỏ chiếm 63% tổng chi phí và chi phí cho hoạt động khoan chiếm 31% tổng chi phí.

Cơ cấu chi phí bình quân khai thác một mỏ khí



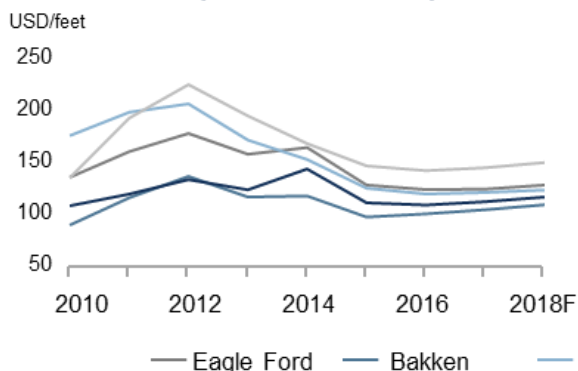
Nguồn: IHS, FPTs Research

Chi phí khoan: gồm thuê giàn khoan, ống thép, dung dịch khoan, nhiên liệu diesel và xi măng. Chi phí khoan có thể khác nhau tùy vị trí khai thác, chiều sâu và thiết kế của giếng. Chi phí khoan ngang trung bình dao động từ 1,8-2,6 triệu USD và chiếm 27%-38% tổng chi phí của một giếng. Đối với khí phi truyền thống, chi phí khoan dao động từ 60%-80% chi phí của một giếng.

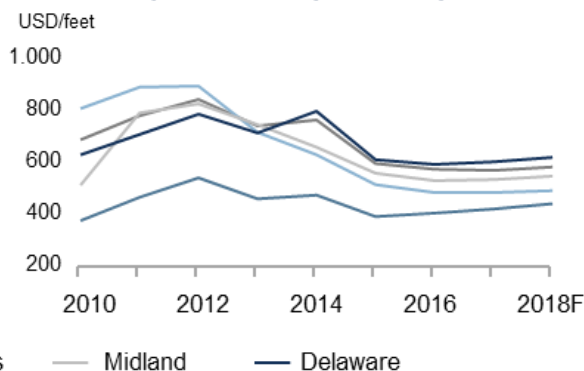
Chi phí hoàn thiện giếng: gồm ống lót hoàn thành và ống tubing, thiết bị đầu giếng khoan (cây giáng sinh), nước, proppant, cát, công nhân hoàn thành và thuê thiết bị bơm. Chi phí hoàn thành trung bình rơi vào khoảng 2,9-5,6 triệu USD mỗi giếng, nhưng một số sẽ cao hơn, chi phí này chiếm 60%-71% tổng chi phí của một giếng thông thường.

Chi phí thiết bị trên mỏ: gồm bình tách khí, ống dẫn, bộ acquy, đường giao thông, máy bơm hoặc máy nén để đẩy khí đến đường ống thu gom. Chi phí này thường khoảng vài trăm ngàn đô la và chỉ chiếm 2%-8% chi phí của một giếng. Thường thì giếng khoan được khoan liên tiếp trên một đơn vị khoan hoặc nhiều giếng cùng sử dụng các thiết bị tương tự nên sẽ giúp làm giảm chi phí thiết bị của mỗi giếng.

Chi phí khoan theo độ sâu



Chi phí hoàn thiện theo độ sâu



Nguồn: EIA & IHS, FPTs Research

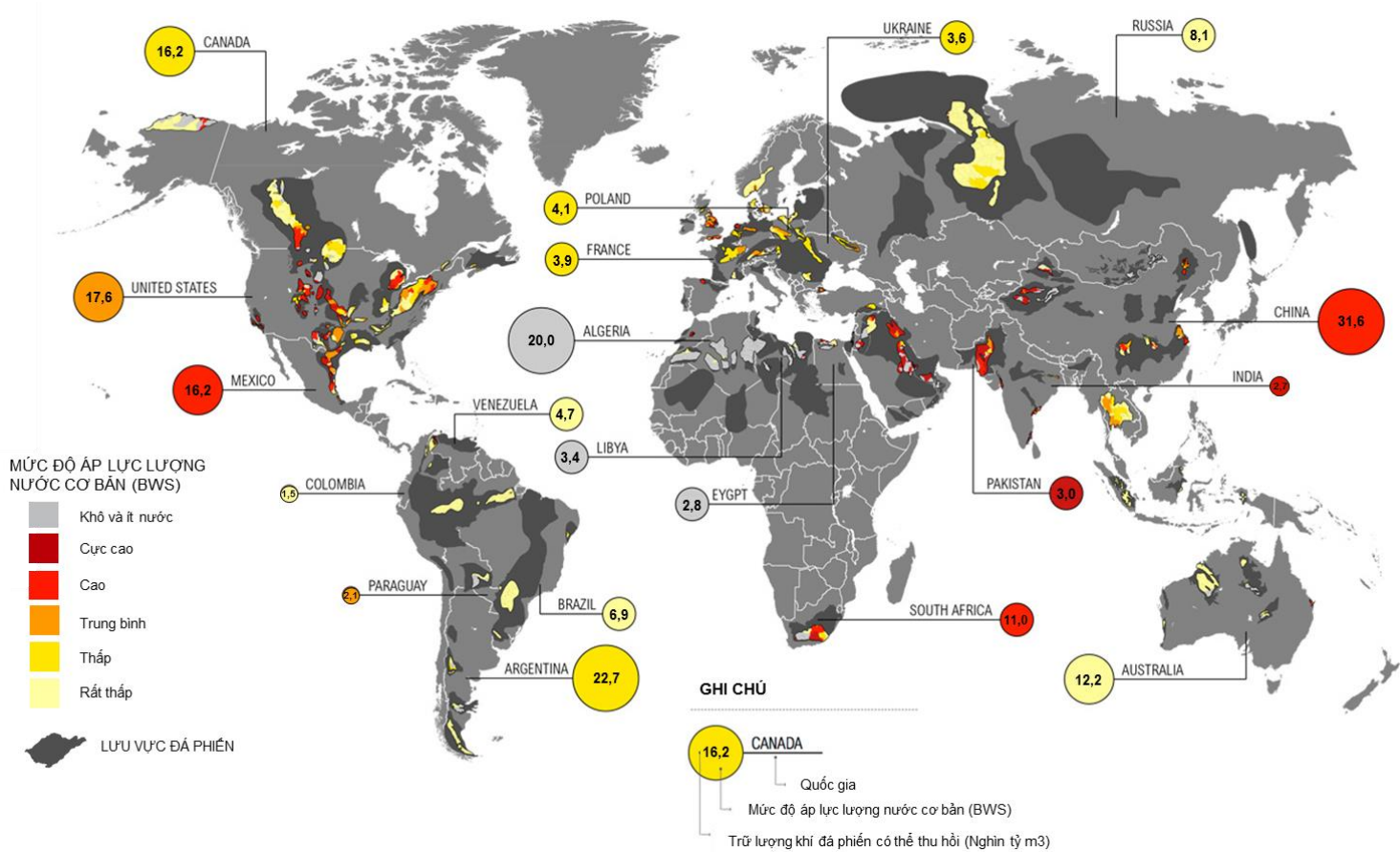
Trong những năm qua, với những tiến bộ kỹ thuật trong hoạt động khoan đã giúp chi phí khai thác đã giảm so với giai đoạn 2012-2014, đồng thời chi phí hoàn thiện giếng cũng đã giảm rất mạnh so với những năm trước. Dự báo của IHS, chi phí khoan và hoàn thiện giếng khoan sẽ tăng nhẹ trong 2017-2018 nhưng sẽ không đạt mức cao như giai đoạn 2012-2014.

1.3. Khí đá phiến

Trước đây, khí đá phiến chưa được khai thác nhiều vì giới hạn về kỹ thuật, chi phí khoan cao và hiệu quả kinh tế kém. Tuy nhiên, khi kỹ thuật khoan ngang được cải tiến và kết hợp với phương pháp kỹ thuật cắt phá (fracking) đã làm hạ chi phí khai thác và gia tăng tính kinh tế của khí đá phiến. Theo Cơ quan Thông tin năng lượng Hoa Kỳ (EIA), trữ lượng khí đá phiến toàn thế giới là 214,5 nghìn tỷ m³. Trong đó, lớn nhất là khu vực Châu Á TBD với 51,0 nghìn tỷ m³ chủ yếu là Trung Quốc và Australia, tiếp sau đó là Bắc Mỹ với

49,3 nghìn tỷ m³, Nam Mỹ với 40,6 nghìn tỷ m³, Châu Phi có 39,8 nghìn tỷ m³, Châu Âu có 14 nghìn tỷ m³ và cuối cùng là khu vực CIS với 12,5 nghìn tỷ m³ chủ yếu tập trung ở Nga khoảng 8,1 nghìn tỷ m³.

Phân bố mỏ khí đá phiến thế giới

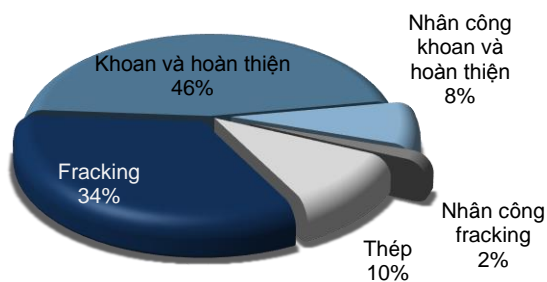


*Ghi chú

1. Đa giác màu là các khu vực xác định là bể đá phiến sét: các mỏ đá phiến sét khả thi cho sản xuất thương mại.
 2. Đa giác màu xám đậm là lưu vực đá phiến sét, gồm các bể đá phiến sét có giá trị thương mại trong lưu vực và bể đá phiến khác có thể không khả thi về mặt thương mại.
 3. Kích thước vòng tròn cho thấy tổng trữ lượng khí có thể thu hồi về mặt kỹ thuật của quốc gia (nghìn tỷ m³).
 4. Màu sắc vòng tròn biểu thị mức độ áp lực lượng nước cơ bản (BWS) trên tất cả các bể đá phiến trong một quốc gia. Nếu hơn một nửa diện tích đá phiến nằm trong khu vực khô và sử dụng ít nước, vòng tròn có màu xám nhạt.
- *BWS: Tỷ lệ tổng số nước thu hồi từ người sử dụng đô thị, công nghiệp, và nông nghiệp so với nước mặt có sẵn có khả năng tái tạo. Chỉ số càng cao cho thấy sự cạnh tranh giữa người sử dụng và sự cạn kiệt tài nguyên nước.

Nguồn: EIA & WRI, FPTS Research

Cơ cấu chi phí phát triển mỏ khí đá phiến

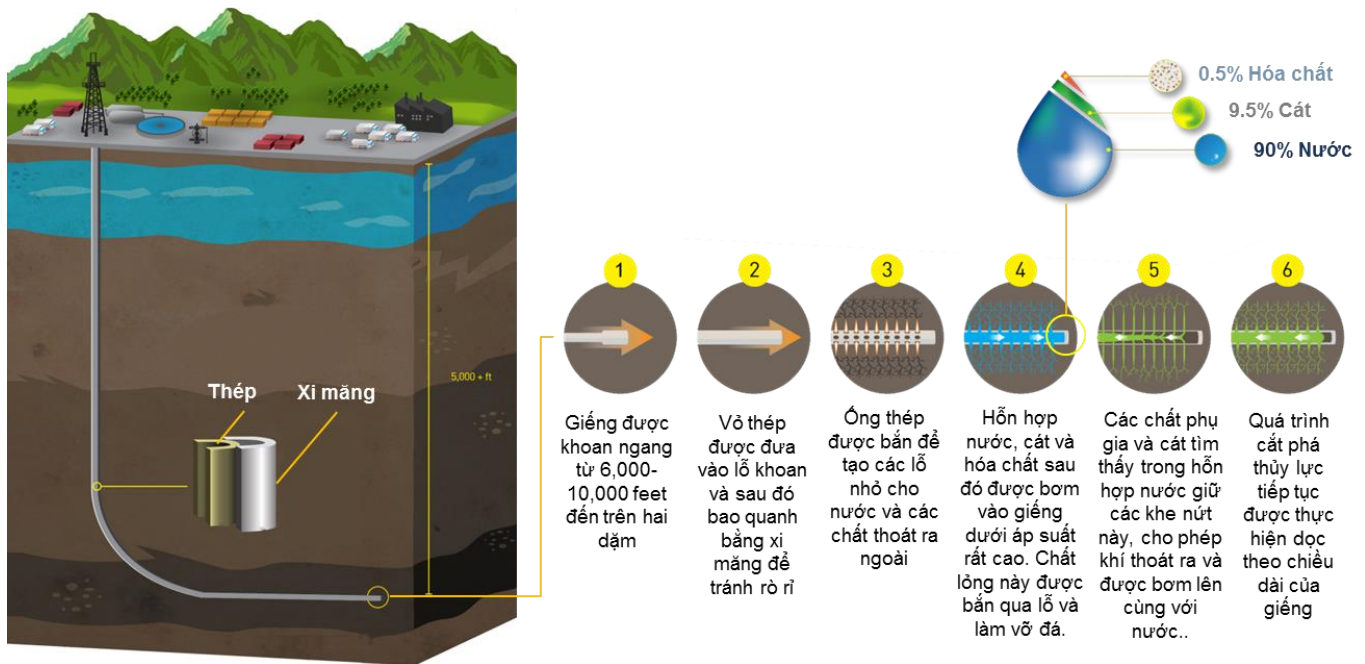


Nguồn: EIA (Sichuan Basin Research 2015), FPTS Research

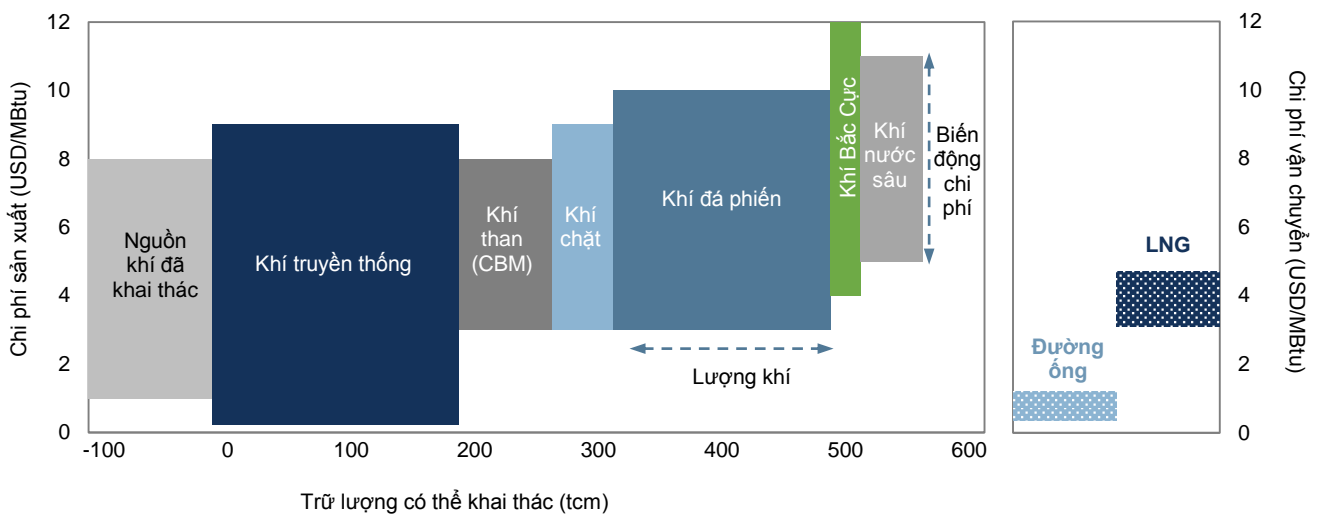
Khác biệt với khai thác một giếng khí truyền thống, công đoạn khai thác khí đá phiến có thêm hoạt động chính là thực hiện fracking (bắn phá thủy lực), hoạt động này chiếm 34% chi phí khai thác toàn mỏ.

Hiện nay, do bị ảnh hưởng từ sự sụt giảm của thị trường dầu mỏ nên các công ty khai thác phải kiểm soát chi phí, gia tăng khả năng cạnh tranh, và tiếp cận các công nghệ mới để cải thiện tính kinh tế của các mỏ khí.

KHAI THÁC KHÍ BẰNG THỦY LỰC CẮT PHÁ (HYDRAULIC FRACTURING)



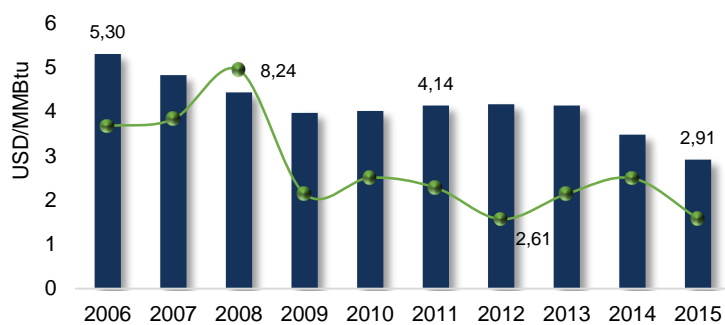
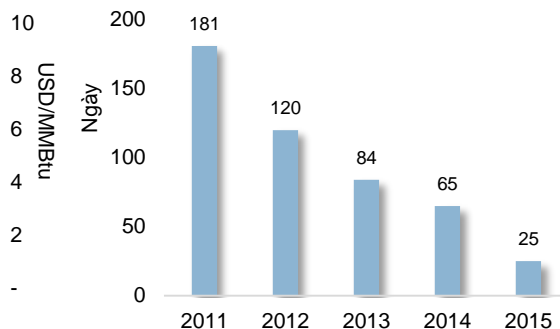
Chi phí sản xuất khí theo nguồn khai thác



(*) Chi phí đường ống được tính cho mỗi 1000 km.

Nguồn: IEA, FPTs Research

Chi phí khai thác của các mỏ khí truyền thống có giá thành khá thấp trung bình 4 USD/MBtu. Tuy nhiên, việc trữ lượng của các mỏ khí truyền thống đang ngày càng suy giảm đã tạo cơ hội cho sự phát triển của khí đá phiến. Với trữ lượng lớn khoảng 214,5 nghìn tỷ m³ gấp 1,2 lần trữ lượng khí truyền thống, khí đá phiến sẽ là nguồn cạnh tranh với khí truyền thống hiện tại mặc dù chi phí sản xuất của khí đá phiến khá cao trung bình 7 USD/MBtu. Tuy nhiên, những tiến bộ về công nghệ khai thác sẽ giúp gia tăng khả năng cạnh tranh của khí đá phiến với khí truyền thống.

Điểm hòa vốn khí đá phiến bình quân

Thước đo tiến bộ công nghệ


■ Điểm hòa vốn khí đá phiến (trái) ● Chi phí vận chuyển bằng tàu (phải) ■ Thời gian khoan ngang và hoàn thiện giếng

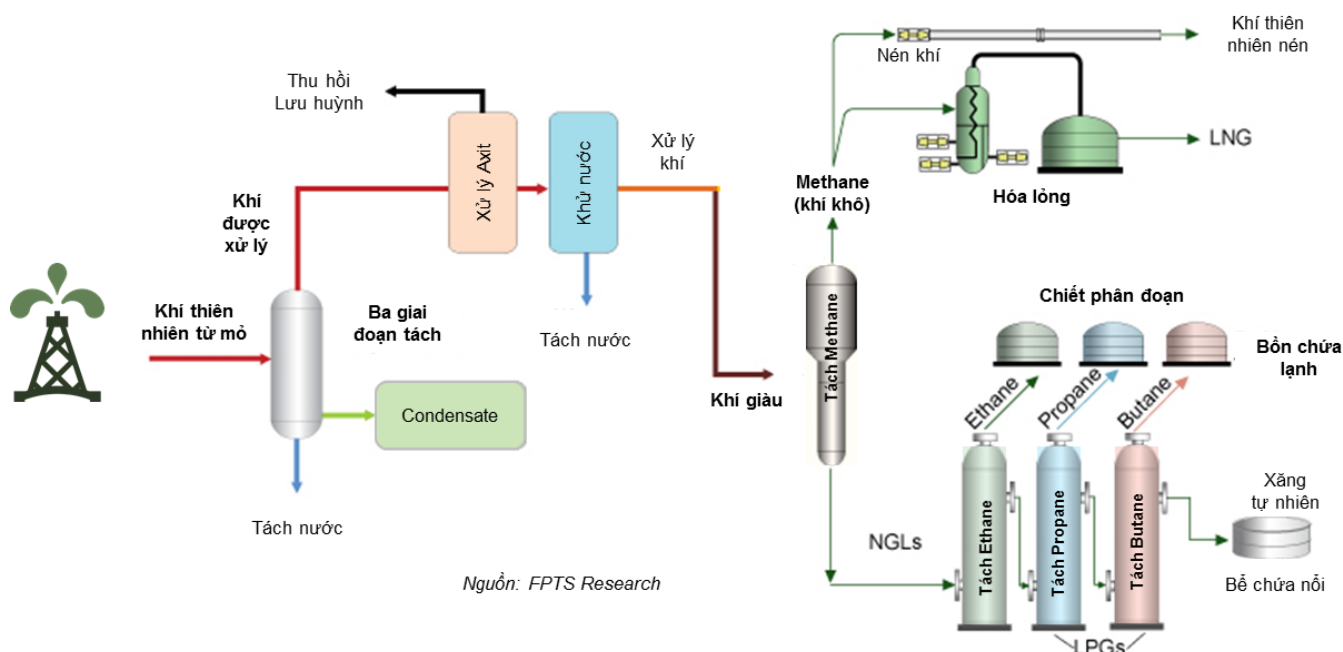
Nguồn: Wood Mackenzie, FPTs Research

Điểm hòa vốn của khí đá phiến đang có xu hướng giảm từ 5,30 USD/MMBtu xuống 4,14 USD/MMBtu và sau đó giảm chỉ còn 2,91 USD/MMBtu vào năm 2015. Việc phát triển công nghệ khai thác đã giúp khí đá phiến ngày càng mang tính kinh tế cao và có giá cạnh tranh so với các nguồn khí truyền thống.

2. Trung nguồn

2.1. Xử lý khí

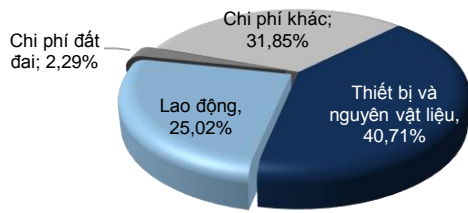
Hoạt động thu gom khí thiên nhiên được thực hiện bằng hệ thống đường ống thu gom từ các mỏ khí gần nhau để vận chuyển khí thiên nhiên đến nhà máy xử lý. Quá trình xử lý khí thiên nhiên là một quá trình phức tạp để làm sạch khí thiên nhiên thô bằng cách tách các tạp chất, các hydrocarbon và chất lỏng không phải methane. Khí thiên nhiên thô thường được xử lý lần đầu tại điểm thu gom để tách nước và khí ngưng tụ, các tạp chất còn lại sẽ được tách ở nhà máy xử lý.

Quá trình xử lý khí thiên nhiên


Nguồn: FPTs Research

Khí thô sau khi tách condensate và nước sẽ được tiếp tục xử lý axit để tách lưu huỳnh và hydrocarbon như ethane, LPGs (propane và butane) để thu về khí khô chủ yếu là khí methane. Khí khô có thể được nén (CNG) và chuyển đến điểm bán hàng thông qua các đường ống dẫn áp suất cao.

Cơ cấu chi phí nén khí

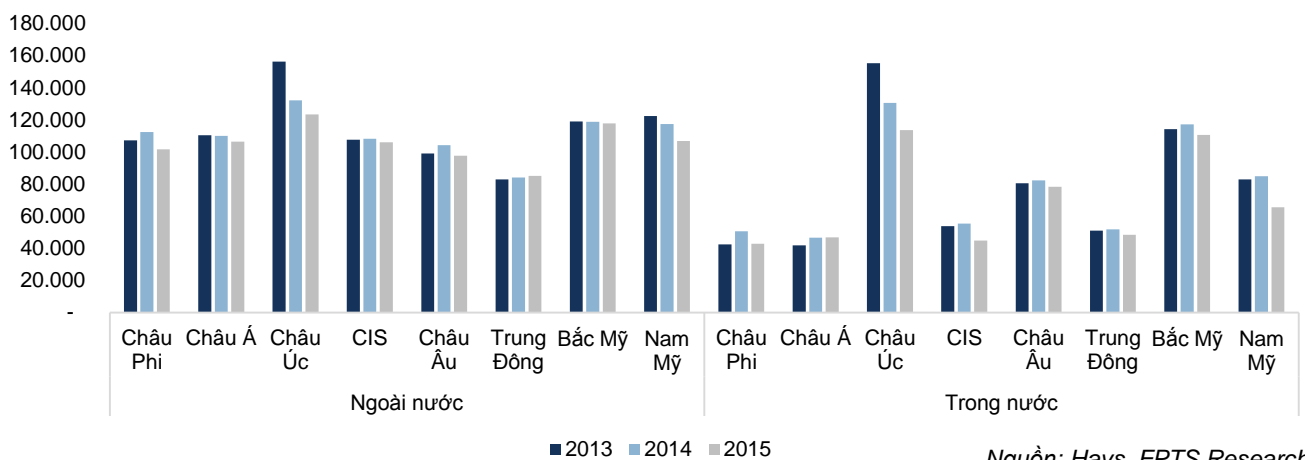


Nguồn: OGJ, FPTS Research

CNG được tạo ra bằng cách nén khí thiên nhiên đến dưới 1% khối lượng khí thiên nhiên ở điều kiện áp suất tiêu chuẩn. Nó được lưu trữ trong các thùng chứa với áp suất 20-25 MPa (2.900-3.600 psi), thường có hình trụ hoặc hình cầu. Mật độ thể tích năng lượng của CNG ước tính bằng 42% của khí thiên nhiên hoá lỏng (LNG), và 25% của nhiên liệu diesel. Chi phí xây dựng một nhà máy xử lý khí tương đối lớn từ 3,5-4,0 tỷ USD cho một nhà máy có công suất 2,7 bcf/ngày.

Chi phí nén khí phụ thuộc vào chi phí thiết bị và nguyên vật liệu chủ yếu là khí thiên nhiên và chi phí lao động. Trong đó, chi phí lao động đang có xu hướng giảm ở hầu hết các khu vực.

Mức lương trung bình ngành dầu khí 2013-2015 (USD/năm)

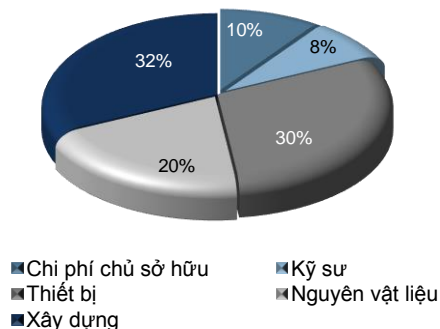


Nguồn: Hays, FPTS Research

Nhìn chung, mức lương trung bình của ngành dầu khí đã giảm mạnh trong những năm qua kể cả lao động trong nước và lao động nước ngoài, trong đó giảm mạnh nhất là khu vực Châu Úc giảm 12,86% và Nam Mỹ giảm 22,86%, ngược lại những quốc gia ở khu vực Châu Á có mức lương lao động trong nước tăng nhẹ khoảng 0,64% so với năm 2014.

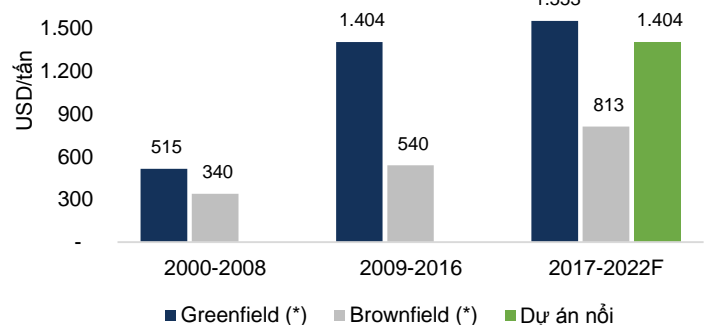
Khí thiên nhiên có thể chuyển thành LNG bằng cách làm mát đến nhiệt độ -160°C (tương đương -258°F). LNG chỉ chiếm khoảng 1/625 khối lượng khí khô, cho phép nó có thể vận chuyển đến các thị trường xa nguồn khai thác bằng tàu hàng hải được thiết kế đặc biệt.

Cơ cấu chi phí hóa lỏng khí



Nguồn: IHS, FPTS Research

Chi phí thực hóa lỏng khí trung bình

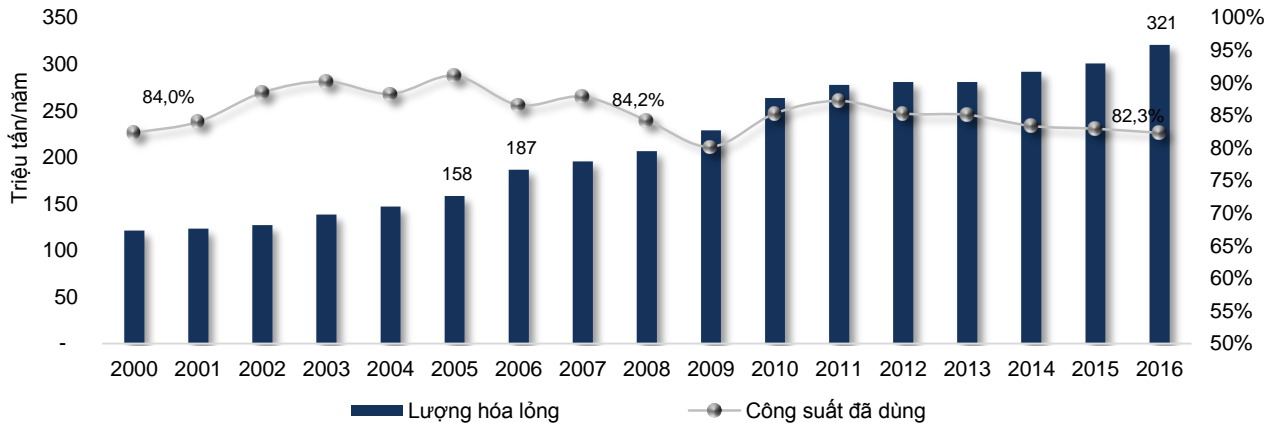


Nguồn: Oxford Institute for Energy Studies⁵, FPTS Research

⁵(*) Brownfield: Một dự án LNG trên đất liền tại một khu vực đã có cơ sở hạ tầng như: cầu tàu, bể chứa, cơ sở làm lỏng hoặc các cơ sở làm sạch.
Greenfield: Dự án LNG trên đất liền tại một khu vực không có cơ sở hạ tầng phục vụ sản xuất LNG.

Chi phí hóa lỏng phụ thuộc nhiều vào chi phí xây dựng cơ sở hạ tầng chiếm khoảng 32%, chi phí thiết bị hóa lỏng chiếm 30% và chi phí nguyên vật liệu chủ yếu là khí thiên nhiên chiếm 20% tổng chi phí hóa lỏng khí. Chi phí hóa lỏng đang có xu hướng tăng đối với các nhà máy hóa lỏng trên đất liền, ví dụ như các nhà máy greenfield có chi phí trung bình từ 515 USD/tấn trong giai đoạn 2000-2008 đã tăng lên 1.404 USD/tấn trong giai đoạn 2009-2016, dự báo sẽ tiếp tục tăng ở giai đoạn 2017-2022. Nguyên nhân, chi phí giải phóng mặt bằng và xây dựng cơ sở hạ tầng ngày càng tăng khiến cho các dự án xây dựng các dự án hóa lỏng khí ngày càng kém hiệu quả về mặt kinh tế. Do đó, sự phát triển công nghệ mới với dự án hóa lỏng trên biển sẽ ngày càng phát triển trong thời gian tới sẽ giúp hạ chi phí hóa lỏng do ưu điểm về khả năng di chuyển đến nhiều nơi, không tốn chi phí thu gom và chi phí giải phóng mặt bằng sẽ giúp và tăng lợi ích kinh tế cho các dự án hóa lỏng khí trên biển.

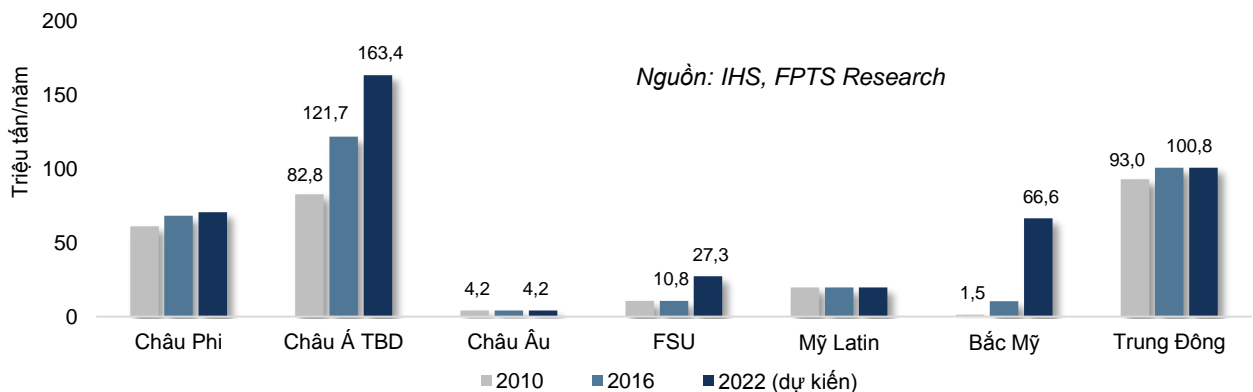
Công suất hóa lỏng khí toàn cầu 2000-2016



Nguồn: IHS, FPTS Research

Công suất hóa lỏng khí hàng năm trung bình luôn đạt 80% công suất. Trong đó, giai đoạn đạt công suất cao nhất là giai đoạn trước khủng hoảng tài chính 2007-2008 với 90% công suất tương ứng 187 triệu tấn trong năm 2006 tăng 18% so với năm 2005. Nhưng công suất đã giảm mạnh trong những năm sau đó, như trong giai đoạn 2008-2009 giảm còn 80% công suất. Mặc dù, công suất hóa lỏng đã giảm dần, tuy nhiên sản lượng hóa lỏng đã tăng trở lại và tăng mạnh vào năm 2016 với mức 321 triệu tấn/năm tăng 7% so với năm 2015. Điều này cho thấy xu hướng thương mại LNG toàn cầu đang sôi động trở lại sau giai đoạn khủng hoảng.

Công suất hóa lỏng khí theo khu vực



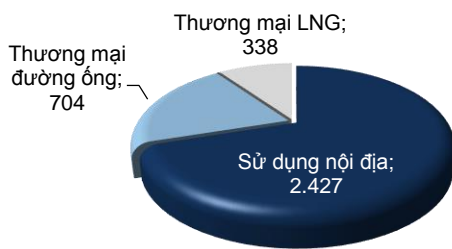
Nguồn: IHS, FPTS Research

Lưu ý: Công suất dự kiến từ dự án hiện có và đang xây dựng.

Trong đó, khu vực Châu Á TBD có công suất hóa lỏng khí tăng mạnh nhất đạt 121,7 triệu tấn vào năm 2016 và có CAGR 2010-2016 đạt 6,6%, theo sau là khu vực Bắc Mỹ từ 1,5 triệu tấn năm 2010 lên 10,5 triệu tấn vào năm 2016, còn lại các khu vực khác có công suất tương đối ổn định. Dự báo 2022, công suất hóa lỏng sẽ tiếp tục tăng do nhu cầu ở khu vực Châu Á với CAGR 2016-2022 tăng 5,0%, đồng thời sự phát triển ở khu vực thị trường xuất khẩu như Bắc Mỹ thì công suất sẽ tăng 36,1% và khu vực FSU với công suất tăng 16,7% trong giai đoạn 2016-2022.

2.2. Vận chuyển khí

Vận chuyển khí toàn cầu (tỷ m³)



Nguồn: BP & KPMG, FPTs Research

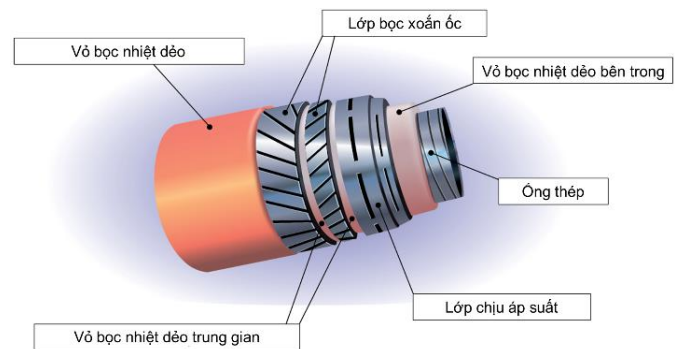
Khí thiên nhiên được khai thác từ mỏ sẽ phải vận chuyển rất xa để đến nơi tiêu thụ. Khí thiên nhiên có thể vận chuyển bằng đường ống đối với khí khô hoặc tàu hàng hải đối với LNG.

Theo thống kê, khí thiên nhiên khai thác chủ yếu được sử dụng trong nội địa với 70% sản lượng tương đương 2.427 tỷ m³ trong năm 2016, còn lại hơn 20% lượng khí thiên nhiên được xuất khẩu thương mại bằng đường ống với sản lượng trung bình 704 tỷ m³ và LNG thông qua vận tải biển 338 tỷ m³ chiếm 10%.

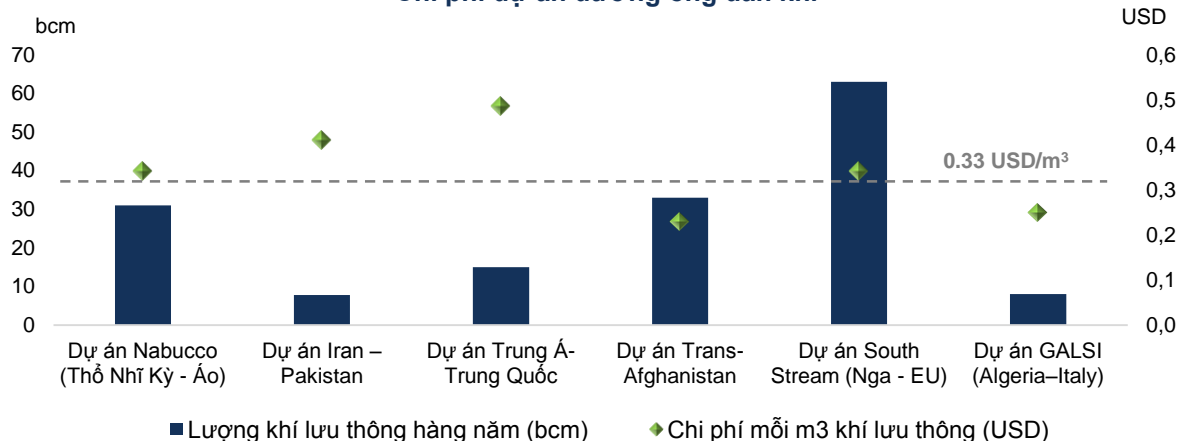
2.2.1. Vận chuyển bằng đường ống

Hệ thống vận chuyển khí thiên nhiên là một mạng lưới đường ống phức tạp bao gồm hệ thống thu gom và hệ thống phân phối. Hệ thống thu gom bao gồm các đường ống có đường kính nhỏ, áp suất thấp dùng để vận chuyển khí thiên nhiên thô từ giếng khoan đến nhà máy chế biến.

Đường ống vận chuyển có đường kính từ 6-48 inch, tùy thuộc vào chức năng như đường ống vận chuyển trực tiếp (đường ống chính) thường có đường kính từ 16-48 inch và các đường ống phụ thường có đường kính từ 6-16 inch. Đường ống được phủ một lớp vỏ chuyên dụng để chống bị ăn mòn do hơi ẩm từ dưới lòng đất. Trong quá khứ, đường ống được tráng men bằng than đá chuyên dụng. Ngày nay, các đường ống thường được bảo vệ bằng epoxy kết hợp. Ngoài ra, lõi ống có thể được bảo vệ bằng phương pháp cathodic - kỹ thuật chạy một dòng điện qua đường ống để tránh sự ăn mòn và rỉ sét.



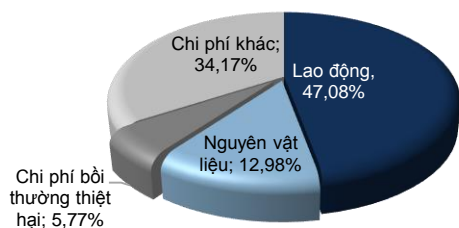
Chi phí dự án đường ống dẫn khí



Nguồn: World Energy Council, FPTs Research

Chi phí vận chuyển khí đốt bằng đường ống sẽ khác tùy thuộc hợp đồng của chủ mỏ và bên thu gom. Đối với, hệ thống đường ống dẫn khí với lưu lượng 1 tỷ m³/năm có chi phí trọng tải trung bình khoảng 330,8 triệu USD tương đương trung bình 0,33 USD/m³.

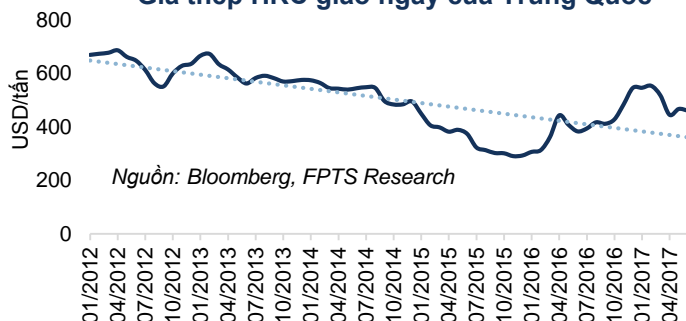
Cơ cấu chi phí xây dựng đường ống



Nguồn: OGJ, FPTS Research

Trong cơ cấu chi phí xây dựng đường ống, chi phí lao động chiếm 47,08%, chi phí nguyên vật liệu chiếm 12,98%, còn lại là chi phí bồi thường thiệt hại và chi phí khác. Chi phí lao động như đã phân tích ở phần trên, chi phí lao động ngành dầu khí nói chung đang giảm ngoại trừ khu vực Châu Á và Trung Đông có xu hướng tăng nhẹ kể cả lao động trong nước và lao động nhập khẩu.

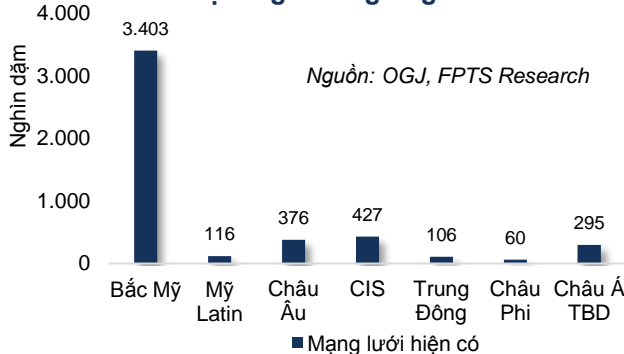
Giá thép HRC giao ngay của Trung Quốc



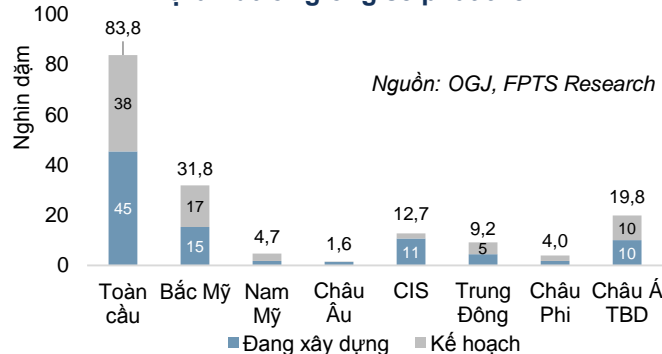
Bên cạnh đó, chi phí nguyên vật liệu chủ yếu là thép đang có xu hướng giảm từ giai đoạn 2012-2016. Tuy nhiên, nửa đầu năm 2017 giá thép HRC (thép cuộn cán nóng) đang có xu hướng phục hồi trở lại, do lượng cầu thép đang tăng ở thị trường phát triển. Nhưng theo dự báo, giá thép sẽ phục hồi nhưng không đạt mức cao của giai đoạn 2012-2013 mà chỉ dao động mức 400-500 USD/tấn, do lượng cung thép toàn cầu vẫn đang thừa, nhất là thép thị trường Trung Quốc.

Tổng mạng lưới đường ống dẫn khí toàn cầu hiện tại khoảng 4.783 nghìn dặm tương đương 7.697,5 nghìn km. Trong đó, khu vực Bắc Mỹ có mạng lưới đường ống dài nhất với 3.403 nghìn dặm chiếm 70% chiều dài mạng lưới toàn cầu. Thứ hai là khu vực CIS với 427 nghìn dặm, sau đó là Châu Âu với 376 nghìn dặm, Châu Á TBD và Mỹ Latin với 295 và 116 nghìn dặm và cuối cùng là Trung Đông 106 nghìn dặm và Châu Phi 60 nghìn dặm.

Cơ sở hạ tầng đường ống dẫn khí

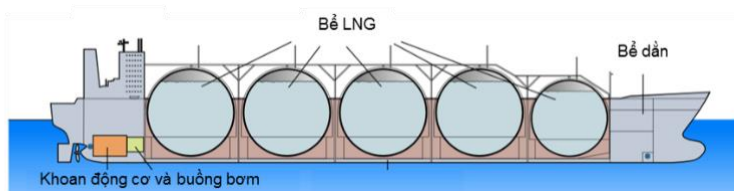


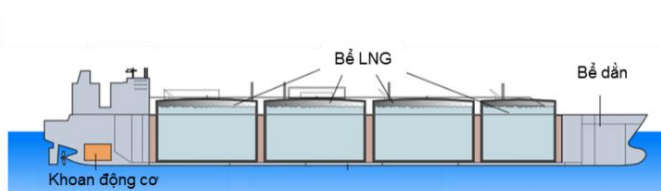
Dự án đường ống sẽ phát triển



Với sự phát triển của ứng dụng sản phẩm ngành khí trong cuộc sống và sự gia tăng nhu cầu ở các khu vực, hạ tầng ngành khí sẽ tiếp tục được phát triển trong giai đoạn tới. Các dự án đường ống toàn cầu đang xây dựng trong năm 2016 khoảng 45 nghìn dặm, trong đó Bắc Mỹ đang xây dựng 15 nghìn dặm và kế hoạch sẽ tiếp tục xây dựng 17 nghìn dặm. Bên cạnh đó, Châu Á TBD sẽ đẩy mạnh xây dựng hạ tầng đường ống với 10 nghìn dặm và kế hoạch sẽ tiếp tục xây dựng với chiều dài tương tự.

2.2.2. Vận chuyển bằng tàu





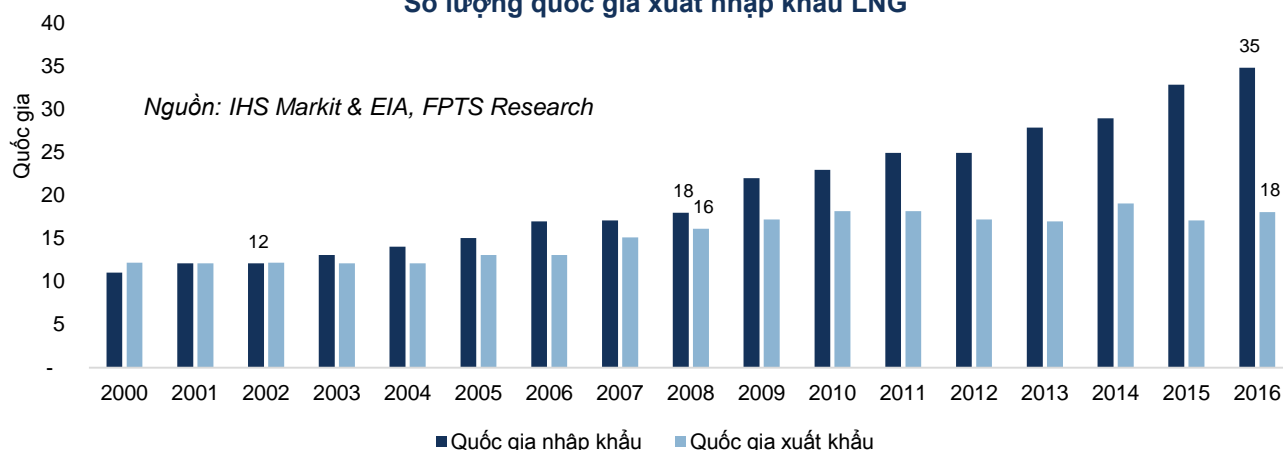
Tàu vận chuyển khí là một loại tàu được thiết kế để chuyên chở LNG và LPG với số lượng lớn. Ngày nay, hầu hết các tàu LNG được trang bị 3-4 thùng chứa LNG hình trụ hoặc hình cầu chịu được áp suất cao và có dung tích từ 125.000 đến 135.000m³. Hoạt động kinh doanh LNG, sẽ phát sinh một số công đoạn khác với hoạt động kinh doanh khí thiên nhiên thông thường như công đoạn hóa lỏng khí và tái hóa khí (chuyển LNG thành khí thiên nhiên ban đầu để sử dụng).



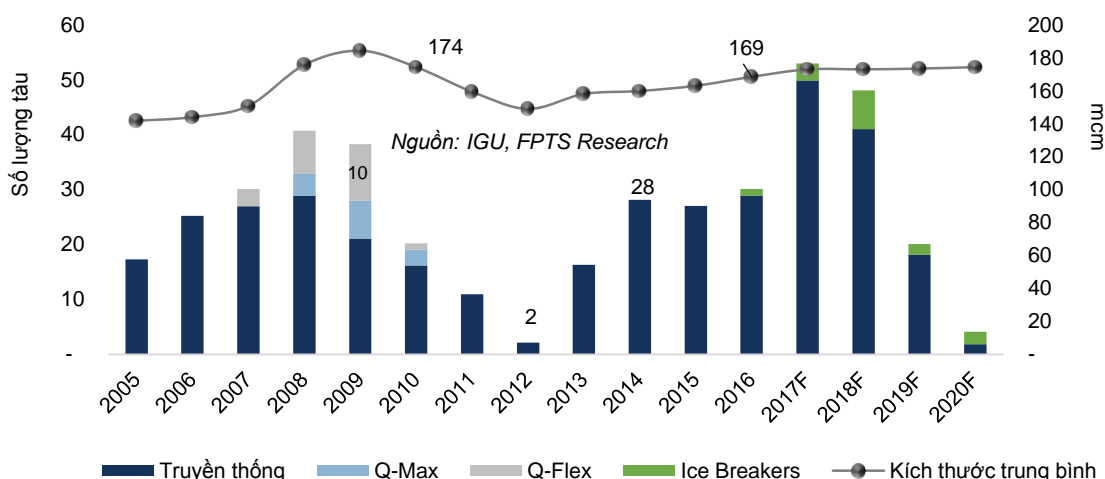
Nguồn: Wood Mackenzie, FPTs Research

Trong chuỗi hoạt động kinh doanh LNG với một dự án có công suất 5 triệu tấn khí mỗi năm, thì khâu khai thác có mức đầu tư trung bình 4 tỷ USD chiếm khoảng 35% tổng đầu tư cho chuỗi hoạt động kinh doanh LNG với tỷ suất lợi nhuận 15-20% hoặc cao hơn tùy đặc điểm dự án. Khâu hóa lỏng khí có mức đầu tư lớn nhất trong toàn chuỗi hoạt động trung bình 5 tỷ USD với mức tỷ suất lợi nhuận 8-12% hoặc 10-20% tùy đặc điểm dự án. Khâu vận chuyển và tái hóa khí có mức đầu tư trung bình khoảng 1 tỷ USD với mức tỷ suất lợi nhuận từ 8-10%.

Số lượng quốc gia xuất nhập khẩu LNG

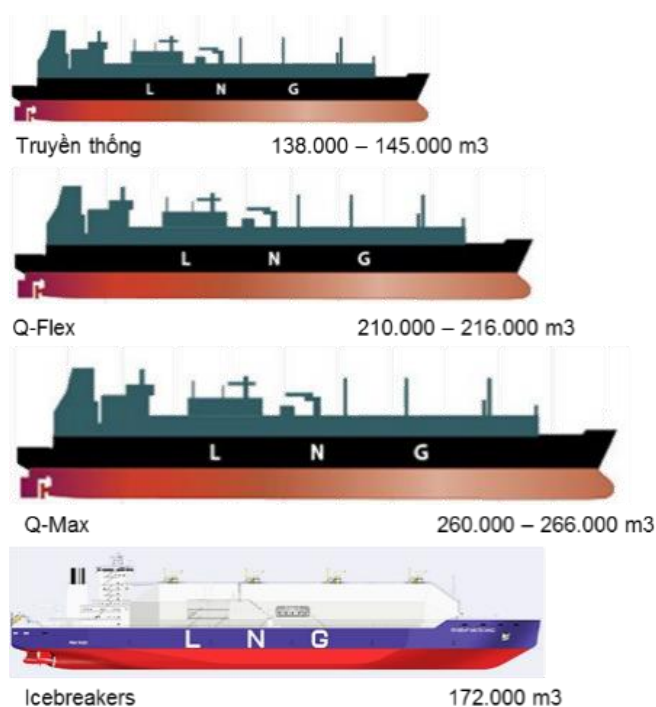


Số lượng các quốc gia nhập khẩu LNG ngày càng tăng mạnh. Nếu giai đoạn trước 2005 thì chỉ có 12 quốc gia nhập khẩu LNG, thì đến năm 2016 số lượng đã tăng gấp 3 lần với 35 quốc gia. Dự báo, số lượng quốc gia nhập khẩu LNG sẽ tiếp tục tăng, do nguồn khí thiên nhiên có trữ lượng lớn chỉ tập trung ở một vài khu vực nhưng nhu cầu lại ngày càng tăng cao trên phạm vi toàn cầu.

Đội tàu vận chuyển LNG mới hàng năm theo loại


Bên cạnh đó, số lượng tàu vận chuyển đã tăng lên đáng kể sau giai đoạn suy giảm của thị trường dầu mỏ 2011-2013, từ số lượng chỉ có 2 đội tàu mới vào năm 2012 đến 2016 số lượng đội tàu mới đã tăng lên hơn 30 chiếc. Đồng thời, tuyến đường vận chuyển cũng được mở rộng để rút ngắn thời gian vận chuyển. Trước đây để vận chuyển LNG ở khu vực Biển Bắc đến khu vực Châu Á Thái Bình Dương phải đi theo lộ trình qua Panama và Ấn Độ Dương với chiều dài hơn 21.000 km, tuy nhiên với lộ trình được mở rộng đi qua Biển Bắc với tàu phá băng (Ice breaking) sẽ rút ngắn 30% quãng đường tương đương 8.300 km chỉ mất 14-16 ngày so với 25 ngày với lộ trình cũ đi qua Ấn Độ Dương.

Các loại tàu chuyên dụng và tuyến đường vận chuyển LNG



Chú thích:

NSR: Lộ trình phía Bắc

SSR: Lộ trình phía Nam

Giá cước vận chuyển – 12/2015

Lộ trình vận chuyển		Kích cỡ tàu (nghìn m3)	Thời gian vận chuyển (ngày)	Phí vận chuyển (USD/tấn)
Nhập khẩu	Xuất khẩu			Giá thực
PHÍA ĐÔNG				
Japan	Arabian Gulf	75-84	40-42	66-68
	Yanbu	75-84	45-47	77-79
	Algeria	75-84	62-67	115-117
Korea	Arabian Gulf	75-84	38-40	64-66
China (South)	Arabian Gulf	75-84	30-34*	59-61
India	Arabian Gulf	20-84	15-20	55-61
PHÍA TÂY				
Med	Arabian Gulf	56-84	36-39**	81-83
(Lavera/Spain)	Red Sea (Yanbu)	30-84	21-24**	53-55
	Algeria	24-84	7-9*	29-35
	North Sea	24-84	17-20*	47-57
Japan (via COGH)	USGC	75-84	88-92	149-151
NW Europe	USGC	75-84	29-31	64-66
West Med	USGC	75-84	39-41	82-84
Japan	WC Africa (1)	75-84	71-75	104-106
NW Europe	WC Africa (1)	75-84	31-35	66-68
West Med	WC Africa (1)	75-84	27-30	64-66

*Hai cảng bốc dỡ

**Hai cảng bốc dỡ cho VLGCs

(1) Chịu chi phí cảng cho người thuê

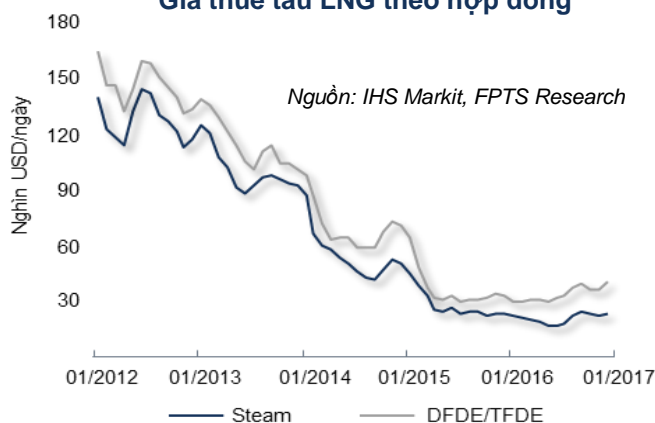
Nguồn: Poten & Partners, FPTs Research

Chi phí vận chuyển bằng tàu tính theo lượng LNG cần vận chuyển với phí trung bình 50-100 USD/tấn LNG, tùy khoảng cách và nguồn LNG. Hoặc, có thể thuê tàu theo tháng để vận chuyển với phí thuê 1,2-1,9 triệu USD/tháng tùy kích cỡ tàu muốn thuê.

Phí thuê tàu ngắn hạn

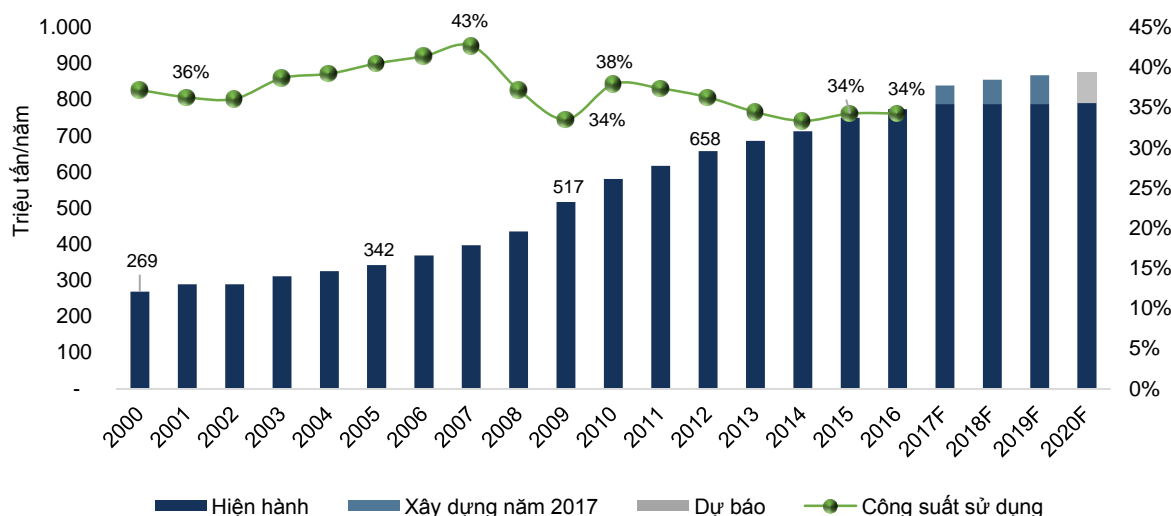
Loại tàu	Phí thuê
VLGC (cbm)	USD/tháng
82.000	1.920.000
Other FR (cbm)	
57.000	1.500.000
38.000	1.250.000
24.000	950.000
Semi-Ref (cbm)	
20.000	1.100.000

Nguồn: Poten & Partners, FPTs Research

Giá thuê tàu LNG theo hợp đồng


Nhìn chung, cước phí vận chuyển bằng tàu có xu hướng giảm mạnh trong giai đoạn 2012-2016 với chi phí thuê tàu liên tục giảm từ mức 150.000 USD/ngày vào năm 2012 xuống dưới mức 30.000 USD/ngày trong năm 2016. Nguyên nhân, do sự sụt giảm của giá dầu từ sau khủng hoảng 2011-2012, mặc dù giai đoạn 2013-2014 giá dầu tăng mạnh trở lại nhưng do lượng dư cung lớn của ngành vận tải biển đã làm cước phí vận chuyển vẫn tiếp tục giảm mạnh. Tuy nhiên, với sự phục hồi của giá dầu vào nửa đầu năm 2017 giá thuê tàu đang có dấu hiệu hồi phục nhưng sẽ không tăng quá mạnh như giai đoạn 2012-2013 do lượng dư cung vận tải vẫn còn. Chi phí vận chuyển ổn định sẽ kích thích nhập khẩu các ở các nước đang thiếu hụt lớn về khí thiên nhiên ở các nước thuộc khu vực Châu Á như Nhật Bản, Trung Quốc và Ấn Độ.

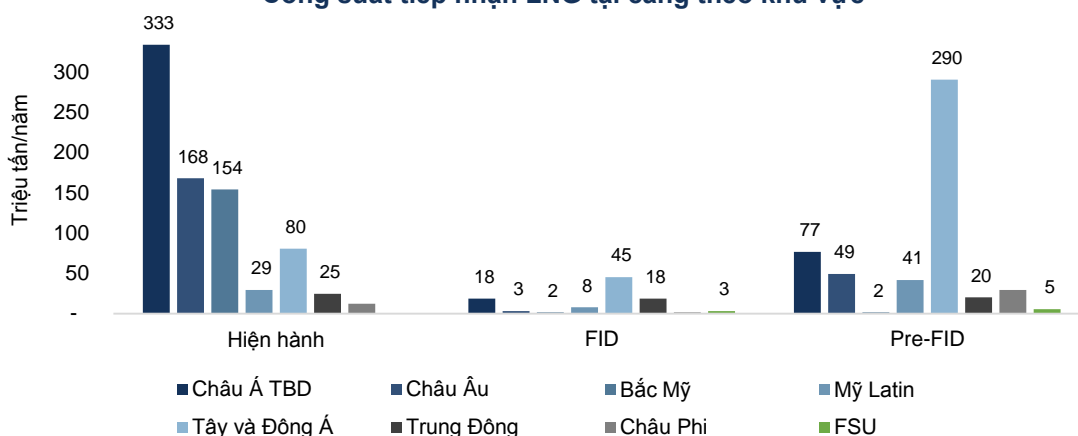
Công suất tiếp nhận LNG tại cảng toàn cầu



Nguồn: IHS Markit, FPTs Research

Giai đoạn trước 2000-2007, công suất tiếp nhận LNG tại cảng tăng trung bình 10% mỗi năm và đạt 43% công suất vào năm 2007, do ảnh hưởng từ khủng hoảng tài chính toàn cầu những năm 2007-2009 công suất đã giảm 20%, tuy nhiên số lượng LNG tiếp nhận tại cảng năm 2009 vẫn đạt 175,8 triệu tấn tăng 30% so với năm 2005. Giai đoạn sau năm 2010, công suất tiếp nhận LNG đã tăng trở lại với mức 38% tuy nhiên công suất vẫn không cao so với giai đoạn trước đó do ảnh hưởng từ sự sụt giảm của thị trường dầu mỏ đã ảnh hưởng đến thị trường khí thiên nhiên. Giai đoạn 2015-2016, công suất vẫn suy trì ổn định 34%, tuy nhiên, dự báo giai đoạn 2017-2018 số lượng cảng tiếp nhận LNG sẽ tăng lên với lượng tiếp nhận sẽ tăng 51 triệu tấn vào năm 2017 và 67 triệu tấn vào năm 2018.

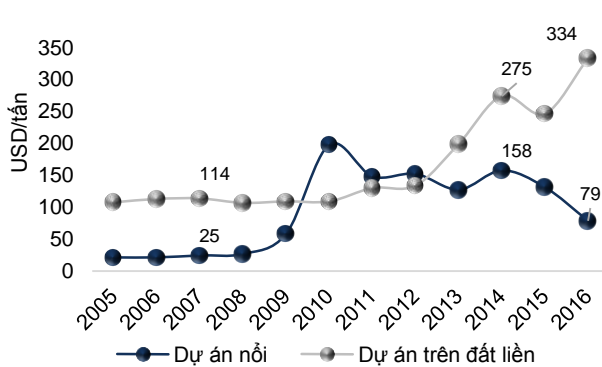
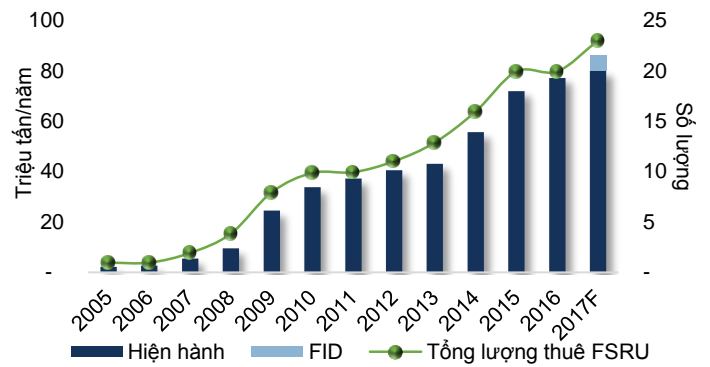
Công suất tiếp nhận LNG tại cảng theo khu vực



Final investment decision (FID): Quyết định đầu tư

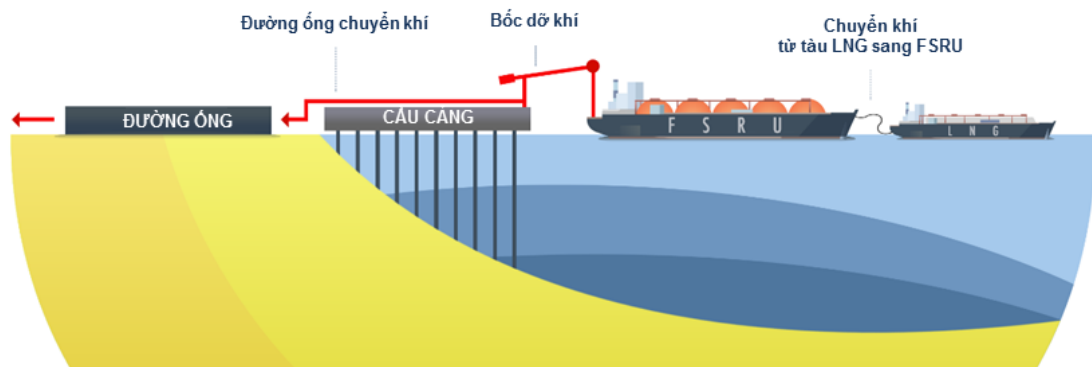
Nguồn: IHS Markit, FPTs Research

Khu vực có công suất tiếp nhận LNG cao nhất là khu vực Châu Á TBD với lượng tiếp nhận 333 triệu tấn/năm do Châu Á TBD là khu vực nhập khẩu khí thiên nhiên chủ yếu từ những khu vực Trung Đông, đứng thứ hai là khu vực Châu Âu và Bắc Mỹ với 168 triệu tấn/năm và 154 triệu tấn/năm và thấp nhất là khu vực có trữ lượng khí lớn như Trung Đông và Châu Phi.

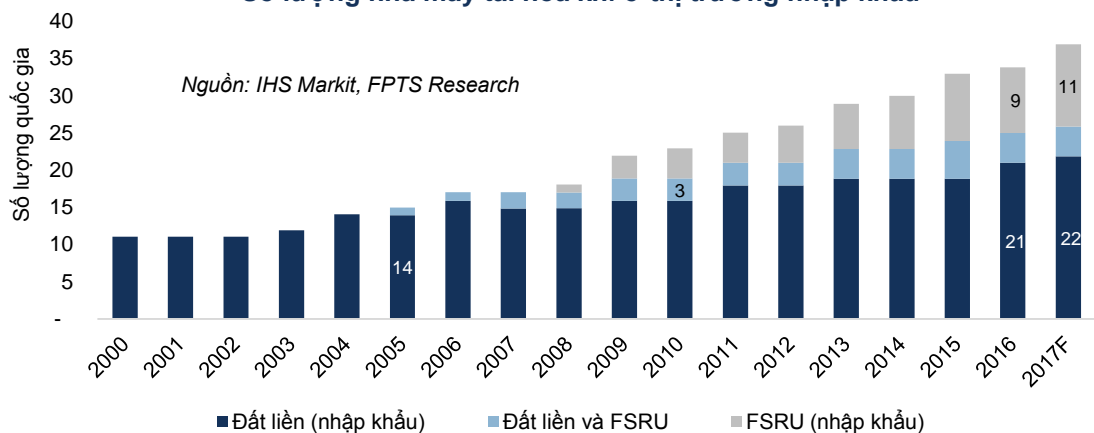
Chi phí tái hóa khí 2005-2016

Công suất tái hóa khí nổi toàn cầu


Nguồn: IHS Markit, FPTs Research

Chi phí tái hóa khí đang phân cực theo loại hình tái hóa khí. Đối với các dự án tái hóa khí trên đất liền, với chi phí xây dựng cơ sở hạ tầng và nhà máy ngày càng tăng đã làm chi phí tái hóa khí năm 2016 tăng lên gấp 3 lần so với giai đoạn 2005-2010 từ 114 USD/tấn lên 334 USD/tấn. Ngược lại, với sự phát triển về nhu cầu sử dụng khí thiên nhiên và sự sụt giảm của thị trường dầu mỏ đã thúc đẩy phát triển dự án tái hóa khí nổi (FSRU). Nguyên nhân, dự án tái hóa khí nổi có thể di chuyển đến các cảng tiếp nhận LNG ở những khu vực khác nhau do đó làm gia tăng lợi ích kinh tế và giảm chi phí đầu tư so với các dự án trên đất liền.



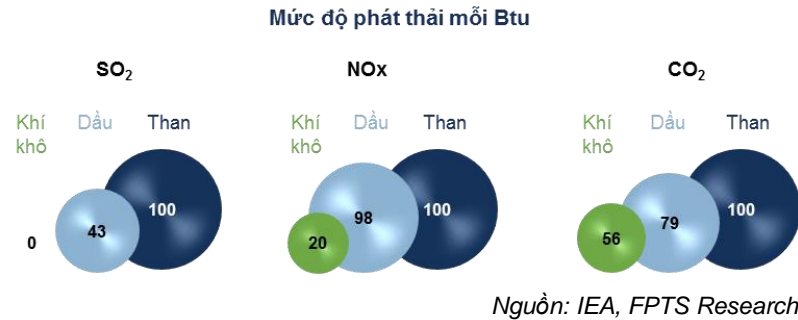
FSRU là một tàu LNG với thiết bị tái hóa khí trên tàu. FSRU có khả năng tiếp nhận khí LNG, lưu trữ, và chuyển đổi LNG thành khí thiên nhiên cung cấp cho đường ống. FSRU có ưu việt về thời gian xây dựng và ít tốn kém so với xây dựng cơ sở tái hóa khí trên đất liền. FSRU có thể di chuyển từ vị trí này sang vị trí khác theo yêu cầu của doanh nghiệp.

Số lượng nhà máy tái hóa khí ở thị trường nhập khẩu


Triển vọng 2017, dự án tái hóa khí sẽ tiếp tục tăng ở những khu vực nhập khẩu LNG kể cả dự án trên đất liền và dự án FSRU do nhu cầu LNG toàn cầu đang ngày càng tăng. Trong đó, dự án FSRU sẽ đạt mức tăng nhiều nhất với 30% so với 2016.

3. Hạ nguồn

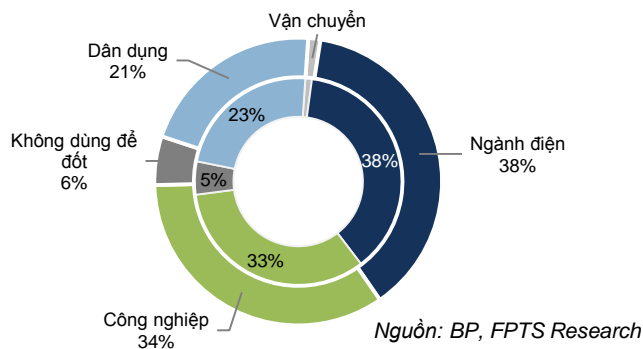
Khí khô là một nhiên liệu sạch, so với dầu và than đá thì khí khô khi cháy thải ra ít CO₂ và NO_x hơn, đây là các nhân tố chính gây ra sự nóng lên toàn cầu và mưa axit. Ngoài ra, hầu như khí khô không thải ra SO_x khi cháy.



Ứng dụng:

- Năng lượng vận hành các nhà máy nhiệt điện khí.
- Nguyên liệu đầu vào cho các công ty sản xuất phân bón (đạm).
- Năng lượng sản xuất của các ngành công nghiệp (sản xuất gốm sứ, gạch, kính, thực phẩm) qua hệ thống thấp áp.
- Sử dụng làm nhiên liệu cho vận tải: CNG và LNG.

Tiêu thụ khí theo lĩnh vực



Hiện nay, hơn 38% sản lượng khí thiên nhiên được sử dụng chủ yếu dành cho sản xuất điện, 34% được sử dụng cho các ngành công nghiệp và sản xuất phân bón, 21% được dùng cho đun nấu và sinh hoạt dân dụng.

3.1. Sản xuất điện

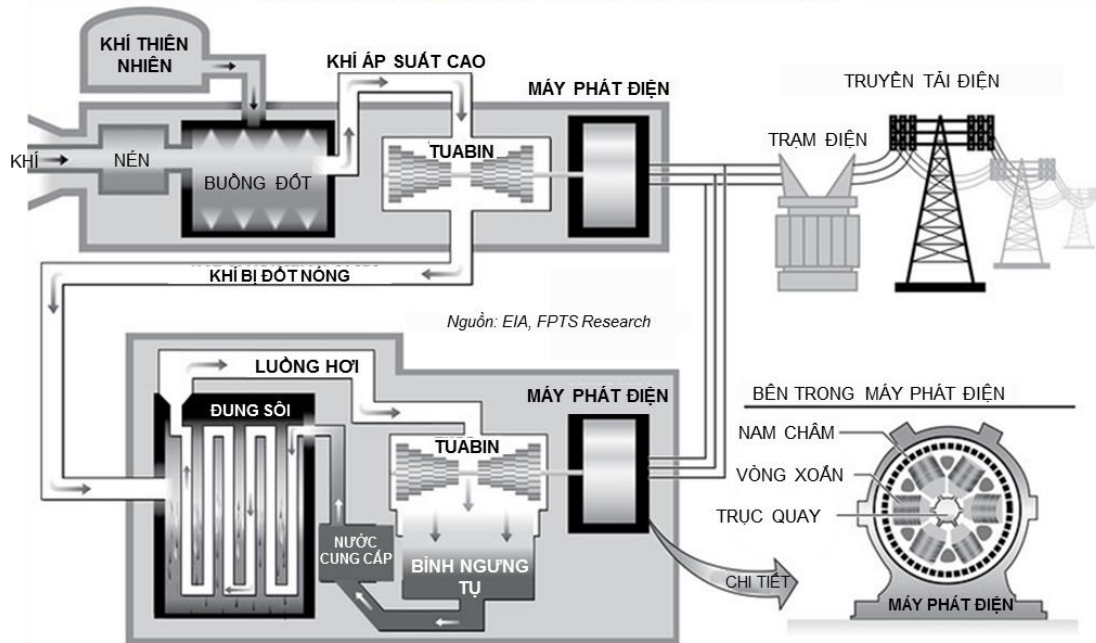
Khí thiên nhiên với tính chất đốt cháy và tạo ra năng lượng đã trở thành nhiên liệu rất phổ biến cho việc tạo ra điện. Ở điều kiện môi trường áp suất khí quyển và nhiệt độ 15°C:

$$1 \text{ m}^3 \text{ methane} = 1,2 \text{ kg than} = 0,83 \text{ kg dầu} = 8 \text{ nghìn calo}$$

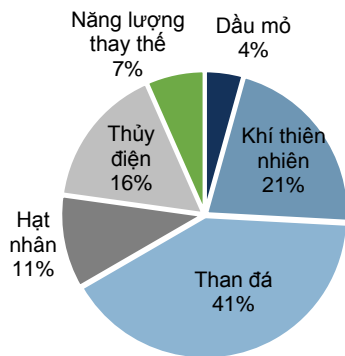
Hệ thống sản xuất điện bằng khí thiên nhiên cơ bản bao gồm một hệ thống tạo hơi nước – hệ thống này đốt nhiên liệu trong nồi hơi để đun sôi và tạo hơi nước để làm quay tuabin sản sinh ra điện. Ngoài khí thiên nhiên, hệ thống này có thể sử dụng nhiên liệu than hoặc hạt nhân để sản xuất điện. Hệ thống sản xuất điện loại này có hiệu suất năng lượng khá thấp, thông thường chỉ có 33-35% năng lượng nhiệt sử dụng để tạo hơi nước được chuyển thành năng lượng điện.

Bên cạnh đó, tuabin khí và động cơ đốt trong cũng được sử dụng để sản xuất điện. Trong hệ thống này, thay vì đun sôi buồng hơi để làm quay tuabin, thì các khí nóng từ việc đốt nhiên liệu được sử dụng để quay tuabin và phát điện. Các tuabin khí và các động cơ đốt trong được sử dụng chủ yếu cho các yêu cầu về tải điện cao điểm, vì hệ thống dễ dàng vận hành.

HỆ THỐNG SẢN XUẤT ĐIỆN TỪ MÁY CHU TRÌNH HỖN HỢP

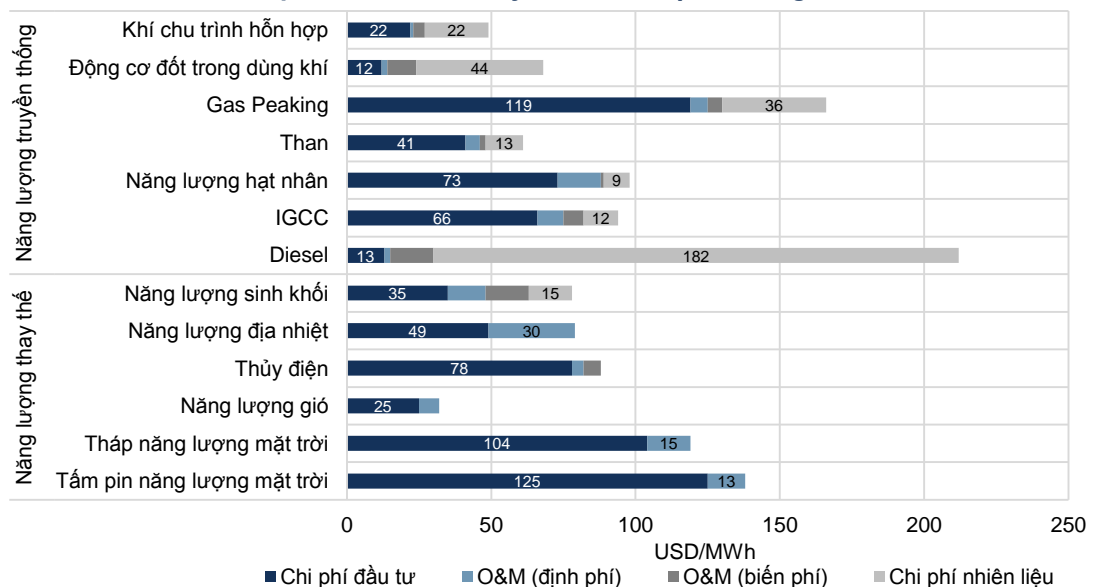


Nguồn năng lượng sản xuất điện



Những năm gần đây, hệ thống khí đốt tự nhiên mới để sản xuất điện được sử dụng là đơn vị chu trình hỗn hợp. Hệ thống này tích hợp gồm cả tuabin khí và hệ thống hơi. Tuabin khí hoạt động giống như tuabin khí thông thường, sử dụng khí nóng thoát ra từ việc đốt khí thiên nhiên để làm quay tuabin và phát điện. Trong các nhà máy chu trình hỗn hợp, nhiệt sinh ra từ tuabin khí sẽ tiếp tục đi vào việc tạo ra hơi nước, sau đó được sử dụng để tạo ra điện giống như hệ thống điện hơi nước. Do sử dụng hiệu quả năng lượng nhiệt sinh ra từ khí thiên nhiên, nhà máy chu trình hỗn hợp hiệu quả hơn nhiều so với nhà máy hơi nước hoặc tuabin khí. Trên thực tế, các nhà máy chu trình hỗn hợp có thể đạt được hiệu suất nhiệt lên đến 50-60%.

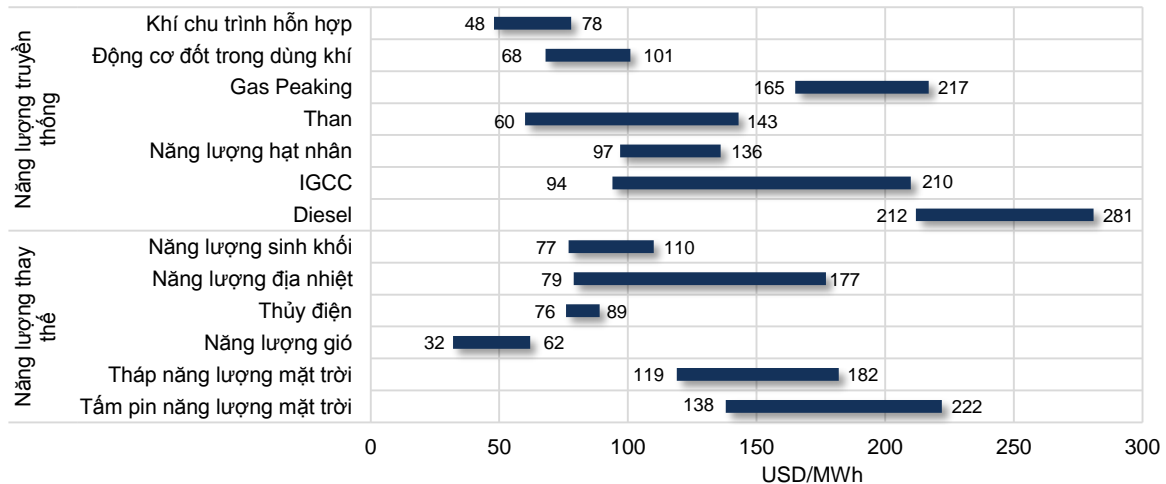
Chi phí đầu tư nhà máy sản xuất điện theo nguồn 2016



Nguồn: LAZARD & IER, FPTs Research

Chi phí đầu tư nhà máy sản xuất điện từ khí thiên nhiên khá cạnh tranh với các nhà máy sử dụng các loại nhiên liệu khác. Đối với chi phí đầu tư xây dựng nhà máy, nhà máy sử dụng khí thiên nhiên như khí chu trình hỗn hợp hoặc động cơ đốt trong dùng khí có chi phí đầu tư khá thấp từ 12-22 USD/MWh (chi phí đã được sang bằng trên MWh để có thể so sánh), chi phí đầu tư thấp hơn rất nhiều so với các nhà máy dùng nhiên liệu như than đá, năng lượng hạt nhân và các dự án năng lượng thay thế. Đồng thời, chi phí vận hành cũng tương đối thấp so với các nhà máy dùng các nhiên liệu khác.

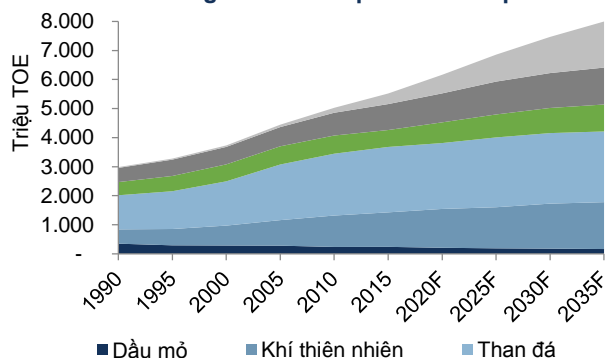
Chi phí sản xuất điện chưa được trợ giá theo nguồn năng lượng 2016



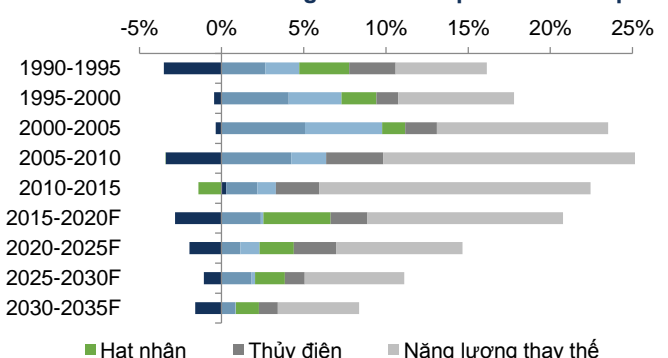
Nguồn: LAZARD, FPTs Research

Về chi phí nhiên liệu, khí thiên nhiên khá rẻ so với diesel nhưng lại đắt hơn than hay năng lượng hạt nhân. Tuy nhiên, nhiên liệu than khá ô nhiễm do lượng khí CO₂ và NO_x thải ra rất cao so với khí thiên nhiên, bên cạnh đó nhà máy năng lượng hạt nhân đối mặt chi phí đầu tư cao và độ an toàn với các chất phóng xạ từ nhà máy có thể ảnh hưởng đến sức khỏe dân cư xung quanh. Mặc dù, nguyên liệu than tạo ra nhiều chất độc hại và gây ô nhiễm tuy nhiên với lợi ích kinh tế về nguyên liệu giá rẻ, nên một số nước đang phát triển vẫn đang sử dụng than để sản xuất điện. Trong những năm gần đây ở những nước đang phát triển, việc sử dụng khí thiên nhiên làm nguyên liệu để vận hành nhà máy nhiệt điện đang được phát triển và sử dụng phổ biến hơn do các quốc gia đồng loạt thực hiện những cam kết về biến đổi khí hậu và nóng lên toàn cầu.

Nguồn nhiên liệu để xuất điện



CAGR 5 năm nguồn nhiên liệu sản xuất điện



Nguồn: BP, FPTs Research

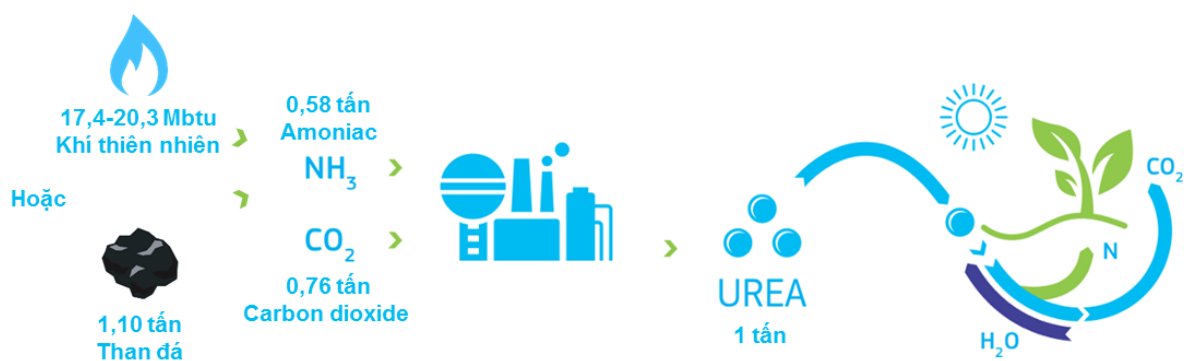
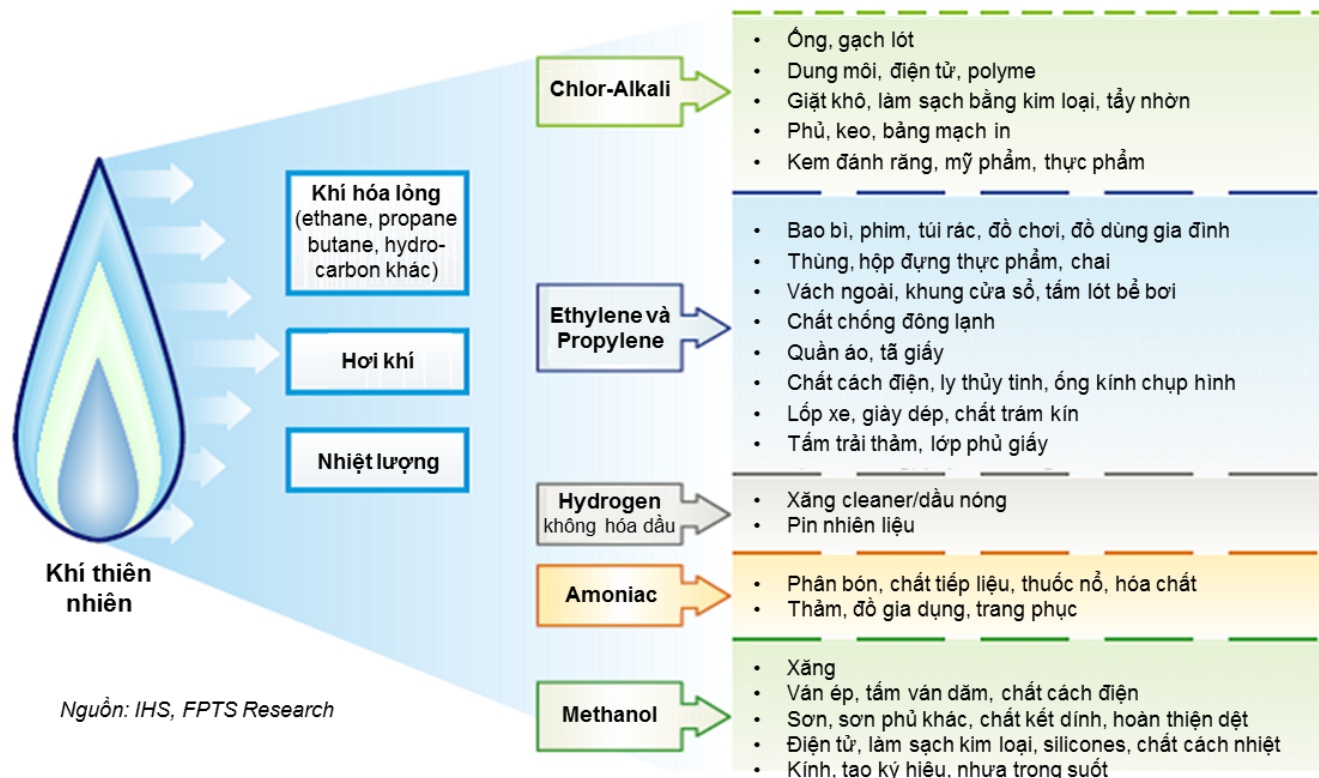
Trong giai đoạn 2000-2015, nhiên liệu khí thiên nhiên và than là nguồn nhiên liệu chủ yếu sử dụng để tạo ra hơn 60% sản lượng điện toàn cầu mỗi năm, trong đó có khoảng 1.135 triệu tấn khí thiên nhiên và 2.190 triệu tấn than được tiêu thụ hàng năm. Dự báo giai đoạn 2015-2020, nhà máy điện khí sẽ được phát triển với tốc độ tăng trưởng dự báo 2%/năm và tiêu thụ than để sản xuất điện sẽ được duy trì ổn định. Trong dài hạn, nhà máy nhiệt điện than sẽ được giảm tải, đồng thời nhà máy điện khí và nhà máy điện sử dụng năng lượng thay thế sẽ được phát triển song song, nhằm mục đích bổ sung nguồn năng lượng cho nhau. Vì sản lượng điện từ nguồn năng lượng thay thế khá biến động và không ổn định do chịu ảnh hưởng nhiều của

yếu tố thời tiết và địa hình, do đó việc phát triển song song với nhà máy điện khí sẽ bổ sung sẽ tạo sự ổn định cho sản lượng điện cung cấp.

3.2. Dùng cho ngành công nghiệp

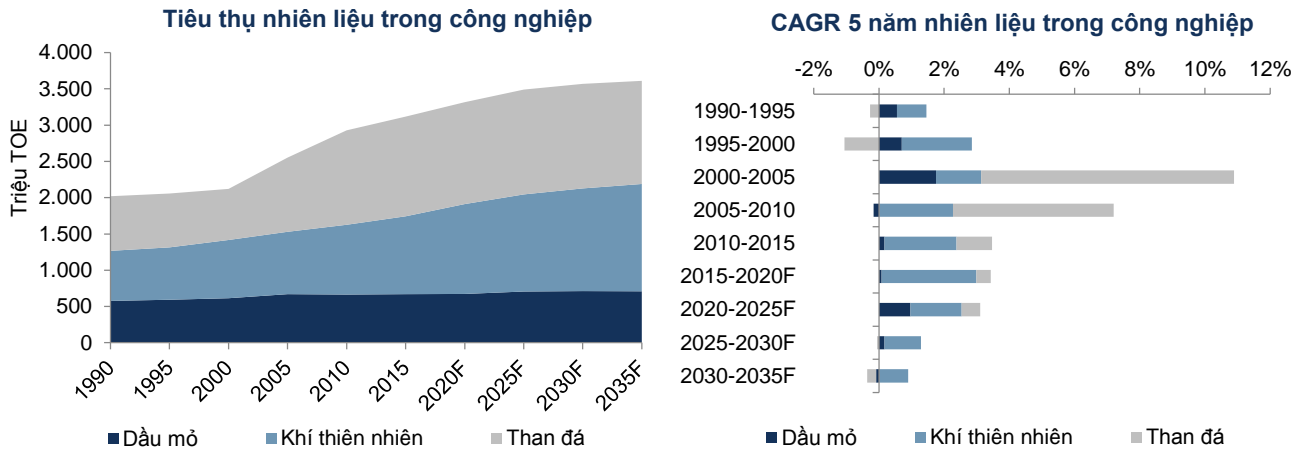
Phần lớn các ngành công nghiệp sử dụng khí thiên nhiên như là một phần của quá trình sản xuất thông thường, bao gồm các ngành: sản xuất kim loại, bột giấy, hóa chất, lọc dầu, sản xuất đá, đất sét, thủy tinh.

Ứng dụng của khí thiên nhiên trong công nghiệp



Ngoài ra, khí thiên nhiên được dùng làm nguyên liệu sản xuất phân đạm (urea), vì khí methane (CH_4) là thành phần chủ yếu tổng hợp ammonia là nguyên liệu chính sản xuất phân đạm.

Trong lĩnh vực sản xuất công nghiệp, nguồn nhiên liệu sử dụng chủ yếu là khí thiên nhiên trung bình 1.018 triệu tấn/năm, than đá với 1.338 triệu tấn/năm và dầu mỏ với 667 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2010-2015.





Nguồn: BP, FPTs Research

Nhìn chung, tốc độ tiêu thụ than đá của các ngành công nghiệp trong giai đoạn 2000-2015 đã hạ nhiệt, tuy nhiên nhiên liệu khí vẫn duy trì tốc độ tăng trưởng khá cao cả trong giai đoạn khủng hoảng với mức 2% mỗi năm. Dự báo đến năm 2020, tốc độ tăng trưởng tiêu thụ khí thiên nhiên vẫn duy trì ở mức cao với 2,9% mỗi năm và tốc độ tiêu thụ than đá sẽ giảm chỉ tăng 0,4%/năm.

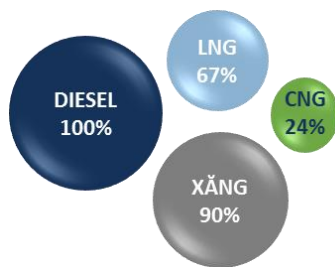
3.3. Dùng trong vận tải

Khí thiên nhiên còn được dùng làm nhiên liệu thay thế cho các nhiên liệu hóa thạch khác cho hoạt động vận tải. Khí thiên nhiên sử dụng cho các loại xe chạy bằng khí thiên nhiên (NGVs) chủ yếu ở dạng khí thiên nhiên nén (CNG) hoặc khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG).

Chỉ tiêu	CNG	LNG
Áp suất (psi)	200	4.500
Nhiệt độ (°F)	-260	Môi trường
Mùi hương	Không	Có
Tỷ lệ tăng thể tích	600:1	275:1
Loại xe sử dụng	<p>Phù hợp với các loại xe ô tô và xe tải nhẹ với lộ trình dưới 250 dặm/ngày.</p> 	<p>Phù hợp với loại xe tải nặng trên 250 dặm/ngày.</p> 

Do đặc điểm khí thiên nhiên nói chung có mật độ năng lượng⁶ thấp hơn sản phẩm dầu mỏ, vì vậy khi sử dụng cho vận chuyển thì xe chạy bằng khí cần có bình chứa nhiên liệu lớn hơn để duy trì mức năng lượng tương đương với xe chạy bằng diesel và xăng. Do đó, mật độ năng lượng là một yếu tố quan trọng cần cân nhắc khi lựa chọn loại xe chạy bằng khí thiên nhiên hay các nhiên liệu khác.

⁶ Mật độ năng lượng là lượng năng lượng được lưu trữ trong một hệ thống nhất định hoặc không gian trên một đơn vị thể tích. Nói cách khác, có thể bằng lượng năng lượng trên một đơn vị khối lượng.

**Mật độ năng lượng
giữa các loại nhiên liệu**


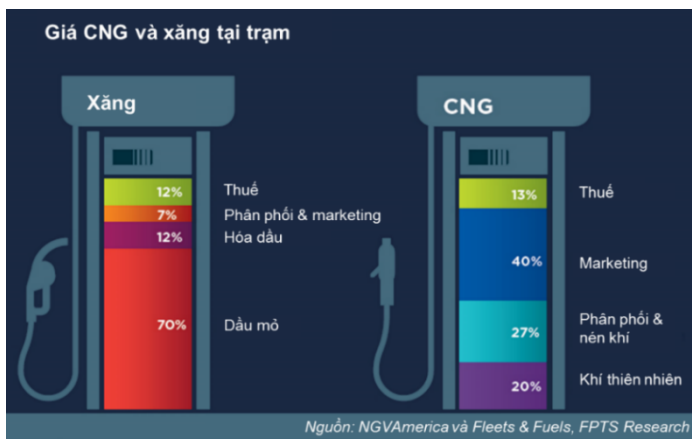
Xe dùng CNG có thể được cung cấp nhiên liệu bằng hệ thống nạp nhanh, nạp thường hoặc kết hợp nạp nhanh và thường theo yêu cầu của xe. Hệ thống nạp nhanh sử dụng kết hợp của máy nén lớn và hệ thống bể chứa áp suất cao để nén và lưu trữ khí thiên nhiên, hệ thống nạp này có thời gian nạp CNG tương đương với nạp xăng hoặc diesel. Hệ thống nạp thường dành cho các phương tiện nhỏ, thời gian cần thiết nạp nhiên liệu cho một xe phụ thuộc vào số lượng xe, số lượng nhiên liệu cần thiết và thông lượng của máy nén, hệ thống này có thời gian nạp trung bình có thể mất vài phút đến nhiều giờ.

Đối với xe sử dụng LNG, thời gian nạp nhiên liệu tương đương với xe sử dụng nhiên liệu lỏng khác mặc dù sử dụng các thiết bị sử dụng nhiên liệu lỏng phức tạp hơn rất nhiều.

Chi phí đầu tư trạm nạp CNG

Kích thước	Loại	Mức đầu tư	Ứng dụng	Thiết bị
Trạm nạp nhỏ (100-200 GGE/ngày)	Nạp nhanh	400.000–600.000 USD	<ul style="list-style-type: none"> 15-25 xe bán tải với 7 công suất GGE/ngày. 9-16 xe taxi với công suất 12 GGE/ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> Một máy nén 40-75 scfm (19-24 GGE/giờ). Áp suất khí vào 5-15 psi. Dung lượng lưu trữ 16.250 scf (129 GGE). Chi phí lắp đặt bao gồm 65% chi phí thiết bị
	Nạp thường	250.000–500.000 USD	<ul style="list-style-type: none"> 10-20 xe buýt với 10 GGE/đêm. 5-10 xe chở rác thải từ với 20 GGE/đêm. 15-20 xe sedan/xe bán tải với 7 GGE/đêm. 	<ul style="list-style-type: none"> Một máy nén 20-50 scfm (10-24 GGE/giờ). Áp suất khí vào 5-10 psi. Chi phí lắp đặt bao gồm 65% chi phí thiết bị.
Trạm nạp vừa (500-800 GGE/ngày)	Nạp nhanh	700.000–900.000 USD	<ul style="list-style-type: none"> Trạm bán lẻ công cộng phục vụ 50-80 xe tải nhẹ / trung bình với 10 GGE/ngày. Trạm nạp phục vụ 45-65 taxi với 12 GGE/ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> Một máy nén 180-300 scfm (86-143 GGE/giờ). Áp lực khí vào 30 psi. 34.000 lưu trữ scf (270 GGE) Chi phí lắp đặt bao gồm 65% chi phí thiết bị.
	Nạp thường	550.000–850.000 USD	<ul style="list-style-type: none"> Trạm tự phục vụ: 50-80 xe buýt cung cấp 10 GGE/đêm. 25-40 xe chở rác thải với 20 GGE/đêm. 75-80 xe sedan / xe nâng với 7 GGE/đêm. 	<ul style="list-style-type: none"> Một máy nén scfm 100-175 (48-83 GGE/giờ). Áp lực khí vào 30 psi Chi phí lắp đặt bao gồm 65% chi phí thiết bị
Trạm nạp lớn (1.500-2.000 GGE/ngày)	Nạp nhanh	1,2–1,8 triệu USD	<ul style="list-style-type: none"> Trạm lớn phục vụ các phương tiện như xe tải, xe tải công nghiệp, xe chở rác, máy kéo và tàu nội địa. Trạm nạp sân bay phục vụ các phương tiện hạng nhẹ và trung bình như xe taxi, xe buýt đưa đón và đội tàu địa phương. 	<ul style="list-style-type: none"> Hai máy nén 300-400 scfm (143-190 GGE/giờ). Áp lực khí vào 30 psi. 55.000 lưu trữ scf (437 GGE). Chi phí lắp đặt bao gồm 50% chi phí thiết bị.

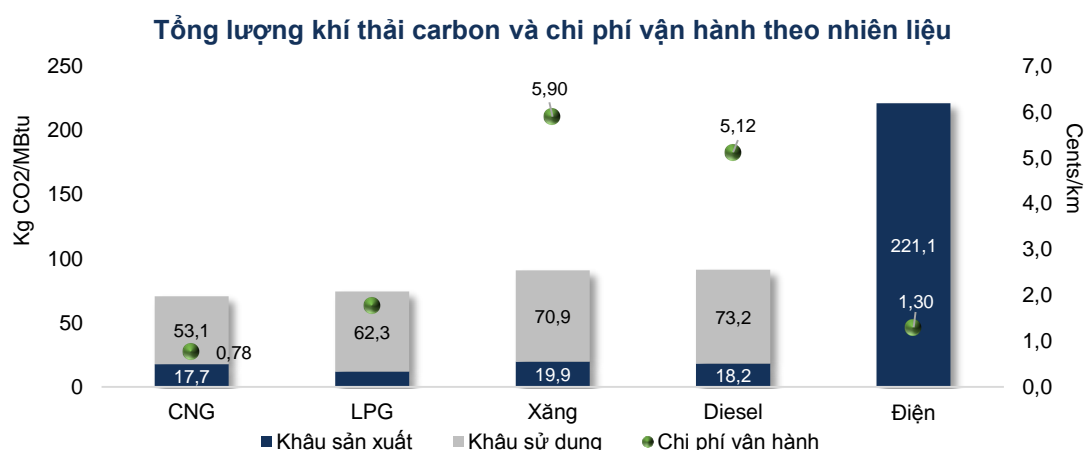
Nguồn: US Department of Energy, FPTS Research



Giá CNG và giá xăng tại trạm tiếp liệu được cấu tạo bởi những yếu tố khác nhau. Đối với khí thiên nhiên, chi phí chiếm nhiều nhất là chi phí marketing chiếm 40% do loại hình sử dụng nhiên liệu này còn khá mới, chi phí nhiên liệu chiếm 20%, chi phí phân phối và nén khí chiếm 27% giá tại trạm và 13% còn lại do thuế. Trái lại, chi phí nhiên liệu dầu mỏ chiếm tới 70% giá thành tại trạm, chi phí phân phối chỉ chiếm 7%, chi phí hóa dầu chiếm 12% và còn lại là chi phí thuế.

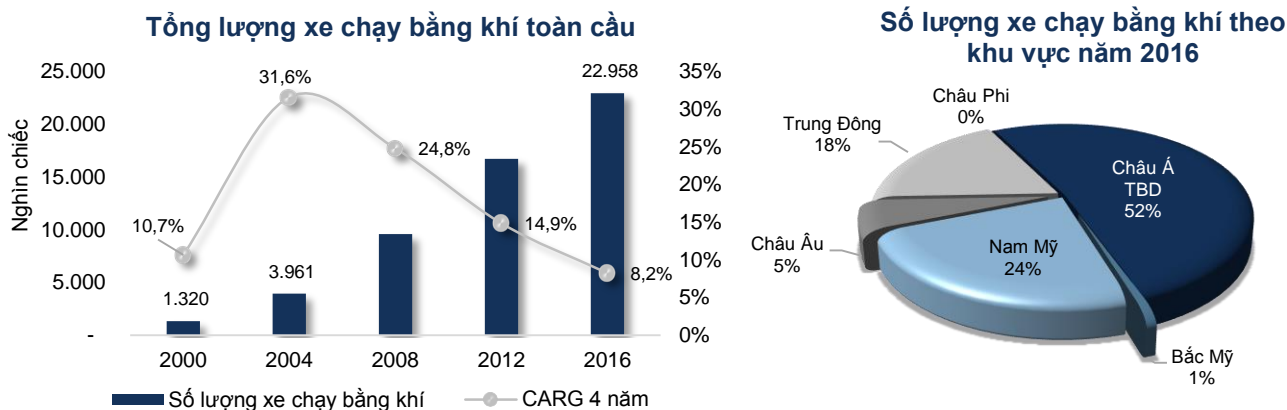
NHIÊN LIỆU	XĂNG DẦU	DIESEL	CNG	LPG	ĐIỆN
Cấu tạo hóa học	C ₄ - C ₁₂	C ₈ - C ₂₅	CH ₄ (83-99%), 2H ₆ (1-13%)	C ₃ H ₈ (chủ yếu) và C ₄ H ₁₀	H ₂
Trạng thái thể chất	Lỏng	Lỏng	Khí nén	Chất lỏng áp suất cao	Điện năng
Sử dụng	Tất cả phương tiện	Xe tải nặng	Tất cả phương tiện	Chủ yếu ô tô	Ô tô và xe tay ga
Mức độ ô nhiễm	Ô nhiễm	Sạch hơn xăng dầu	Sạch hơn xăng dầu, diesel và LPG	Sạch hơn xăng dầu và diesel	Ít ô nhiễm nhất

Trong hoạt động vận tải, khí thiên nhiên sạch hơn so với các nhiên liệu hóa thạch khác như xăng và diesel với lượng CO₂ phát thải trên mỗi triệu Btu thấp hơn nhiều. Trong lĩnh vực vận tải sạch, khí thiên nhiên chịu sự cạnh tranh với những loại xe sử dụng năng lượng thay thế chủ yếu là sử dụng điện (hydrogen). Mặc dù, xe sử dụng điện có lượng phát thải khí CO₂ ít hơn so với khí thiên nhiên nhưng lượng CO₂ phát thải từ khâu sản xuất điện khá lớn (do phần lớn sản lượng điện toàn cầu được sản xuất từ than) gấp 11 lần so với quá trình sản xuất khí, xăng và diesel.



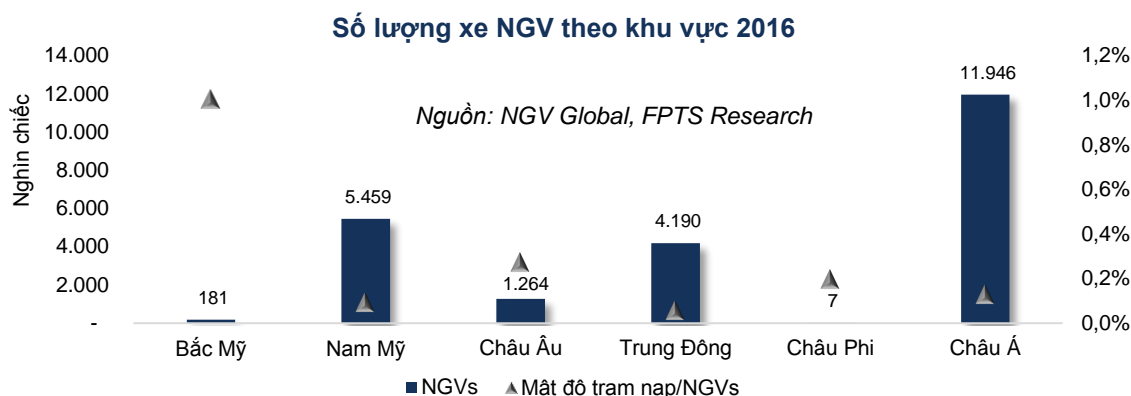
Nguồn: Alliance AutoGas & CarTrade Editorial, FPTs Research

Bên cạnh đó, chi phí hoạt động của các loại nhiên liệu khác nhau - được xác định bởi chi phí cho mỗi lít hoặc kg nhiên liệu trên mỗi km. Trong đó, chi phí vận hành xe dùng khí khá thấp chỉ khoảng 0,78 cents/km thấp hơn nhiều so với xăng với 5,90 cents/km, diesel khoảng 5,12 cents/km và xe điện là 1,30 cents/km.

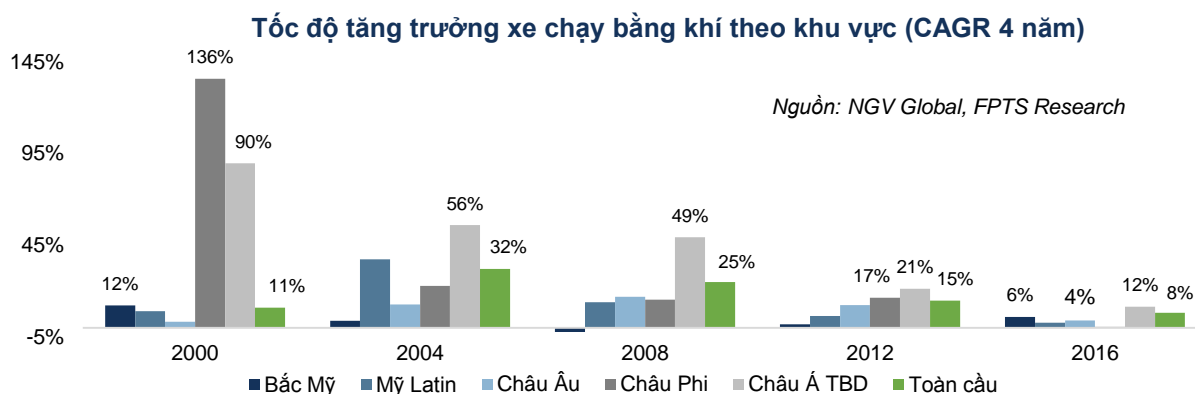


Nguồn: NGV Global, FPTs Research

Tổng số lượng xe chạy bằng khí thiên nhiên toàn cầu tăng mạnh từ giai đoạn 2000-2016. Trong đó, giai đoạn tăng mạnh nhất là trước khủng hoảng 2007-2008 với số lượng 3.961 nghìn chiếc tăng 31,6% so với năm 2000. Sau khủng hoảng, tốc độ tăng trưởng đã chậm lại nhưng vẫn ở mức cao đạt 8,2% trong năm 2016 với 22.958 nghìn chiếc.

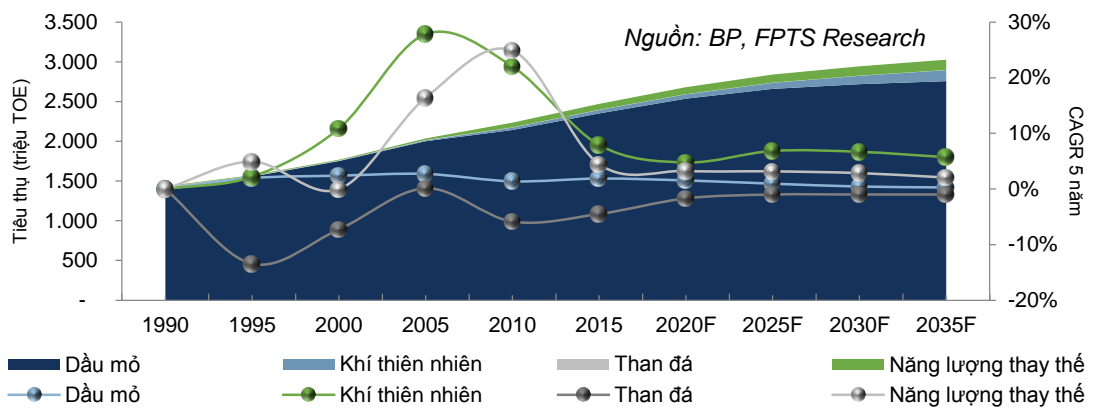


Số lượng xe nhiều nhất ở khu vực Châu Á TBD với 11.946 nghìn chiếc chiếm 51% tổng lượng xe chạy bằng khí toàn cầu, đứng thứ hai là khu vực Nam Mỹ với 5.459 nghìn chiếc chiếm 24% và 18% ở khu vực Trung Đông. Mặc dù, Bắc Mỹ có mật độ trạm nạp cao nhất nhưng lượng xe chạy bằng khí chỉ khoảng 181 nghìn chiếc chỉ chiếm 1% tổng lượng xe toàn cầu.



Nhìn chung, tốc độ tăng trưởng kép 4 năm của số lượng xe chạy bằng khí trong giai đoạn 2000-2016 đã giảm ở các khu vực trên toàn cầu. Trong đó, với chính sách trợ giá khí ở Châu Phi đã thúc đẩy số lượng xe chạy bằng khí ở khu vực này tăng rất mạnh với CAGR 4 năm đạt 136% và Châu Á TBD với CAGR 4 năm đạt 90% trong năm 2000. Tuy nhiên, từ sau cuộc khủng hoảng 2007-2008 thì tốc độ tăng trưởng đã chậm lại nhưng vẫn ở mức cao, trong đó cao nhất là khu vực Châu Á TBD với CAGR 2012-2016 đạt 12% và Bắc Mỹ với 6%.

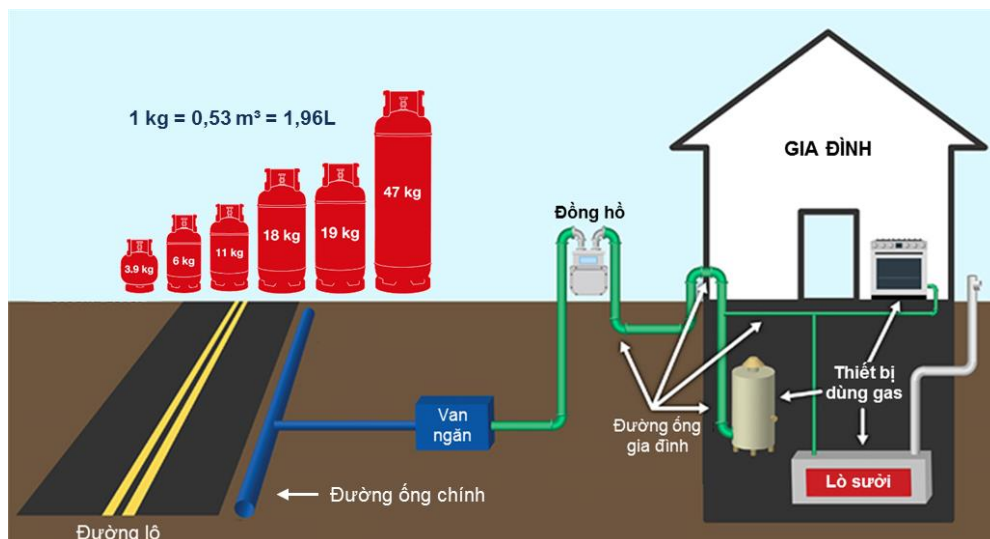
Tiêu thụ năng lượng trong vận tải



Trong vận tải, dầu mỏ vẫn là nhiên liệu sử dụng chủ yếu. Tuy nhiên, xe sử dụng nhiên liệu khí và năng lượng thay thế đã tăng mạnh trong giai đoạn 1990-2005, mặc dù tốc độ đã giảm mạnh sau giai đoạn 2007-2008 nhưng tốc độ tiêu thụ nhiên liệu khí trong vận tải vẫn khá cao với mức 7,9% trong năm 2015. Dự báo đến năm 2020, tốc độ tăng trưởng nhiên liệu khí trong vận tải đạt mức trung bình 4,8%.

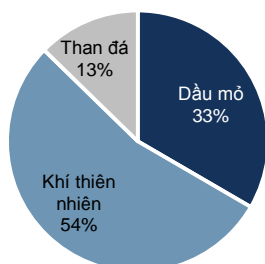
3.4. Dùng trong dân dụng

Trong dân dụng khí thiên nhiên được sử dụng để sưởi ấm trong nhà và đun nấu. Việc sử dụng khí thiên nhiên trong môi trường thương mại như nhà hàng, khách sạn cũng giống như sử dụng trong gia đình.

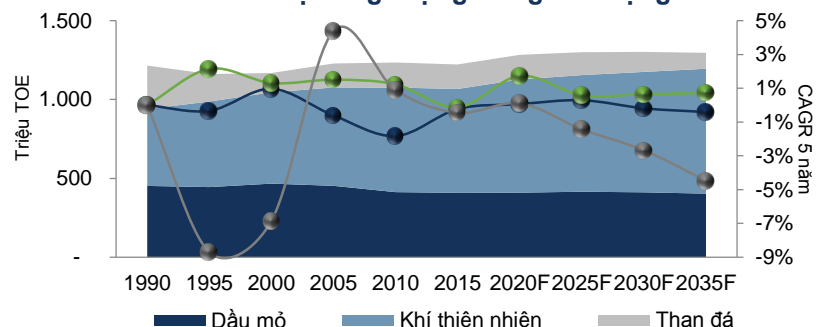


Khí thiên nhiên sử dụng trong đun nấu gia đình có hai loại chính, khí thiên nhiên nén được sử dụng ở những quốc gia có mạng lưới đường ống dân dụng phát triển như Bắc Mỹ hay Châu Âu và LPG - sản phẩm từ khí thiên nhiên hoặc dầu mỏ được sử dụng ở quốc gia đang phát triển như Châu Á TBD.

Cơ cấu tiêu thụ năng lượng trong dân dụng



Tiêu thụ năng lượng trong dân dụng

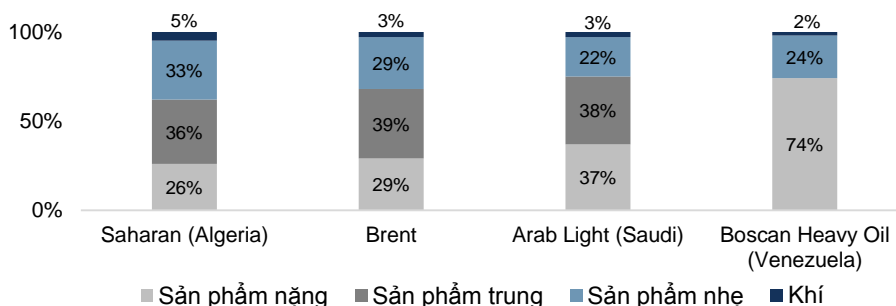


Nguồn: BP, FPTs Research

Đối với nhu cầu tiêu thụ năng lượng trong dân dụng ở giai đoạn 2000-2016, khí thiên nhiên với 631 triệu tấn mỗi năm chiếm 54% nhu cầu tiêu thụ toàn cầu, dầu mỏ khoảng 435 triệu tấn chiếm 33% và than đá với 147,2 triệu tấn chiếm 13%. Trước 1990, việc sử dụng than trong dân dụng tương đối cao nhưng với sự phát triển của khí thiên nhiên trong dân dụng với tính chất là nhiên liệu sạch và dễ sử dụng đã dần thay thế than và dầu mỏ. Dự báo trong giai đoạn 2016-2020, tốc độ tăng trưởng khí thiên nhiên trong dân dụng sẽ tiếp tục tăng với tốc độ 1,7%.

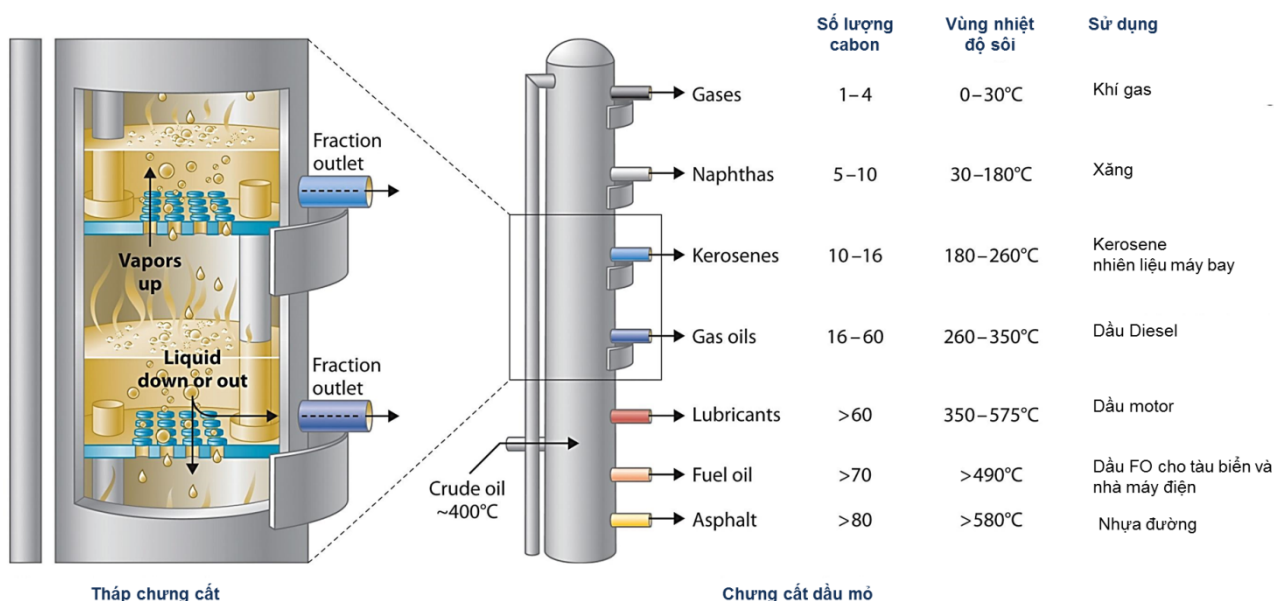
Đối với những quốc gia có hạ tầng đường ống kém phát triển, thường khí thiên nhiên sử dụng trong dân dụng ở dạng LPG. Khí LPG có thể được sản xuất từ khí thiên nhiên hoặc từ dầu mỏ, trong đó trung bình lượng LPG chiếm khoảng 3% các sản phẩm chưng cất dầu mỏ.

Các sản phẩm đầu ra từ quá trình lọc dầu điển hình

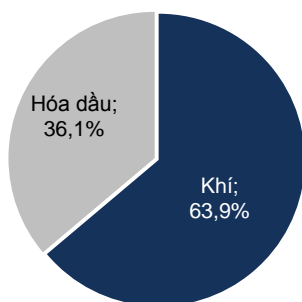


Nguồn: Wood Mackenzie, FPTs Research

Quá trình chưng cất dầu thô

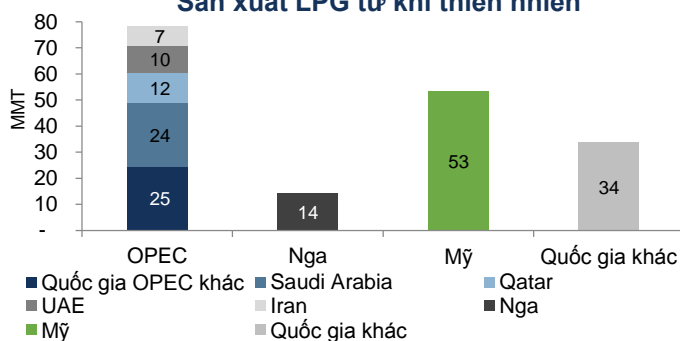


Nguồn sản xuất LPG toàn cầu



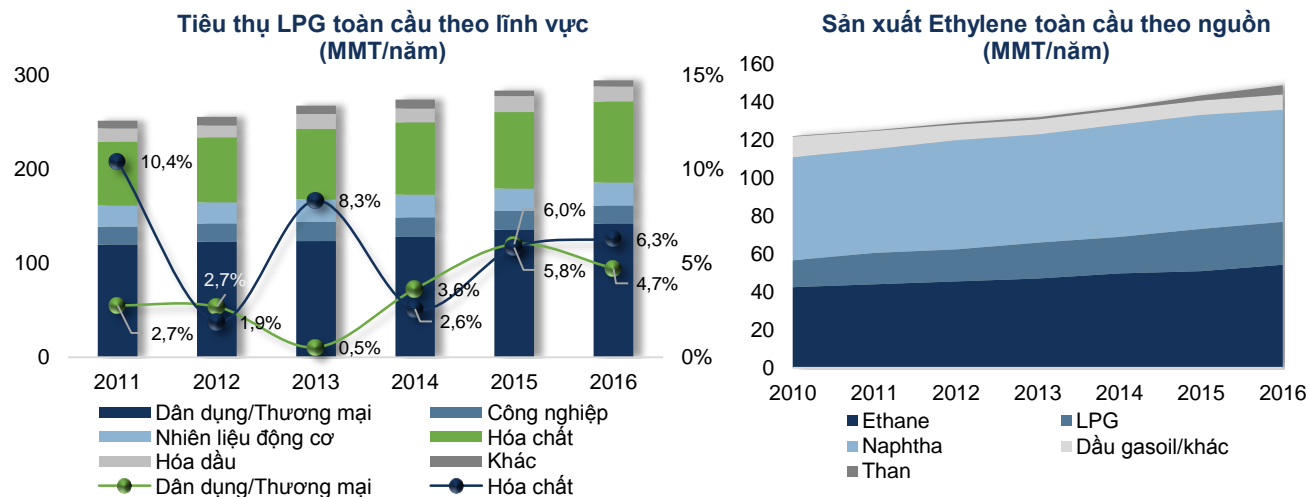
Nguồn: World energy consultant, FPTs Research

Sản xuất LPG từ khí thiên nhiên



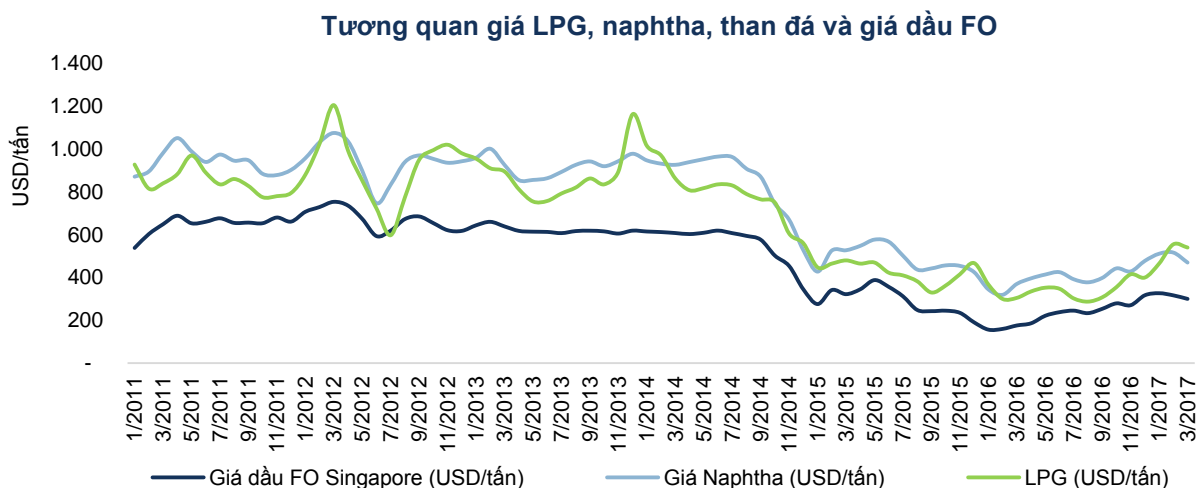
Nguồn: Poten & Partners, FPTs Research

Trong cơ cấu sản lượng sản xuất LPG toàn cầu, khoảng 63,9% khí LPG được sản xuất từ khí thiên nhiên và 36,1% được sản xuất từ quá trình hóa dầu. Trong đó, Mỹ có khoảng 50% sản lượng LPG gắn với sản xuất dầu thô, do đó giá LPG ở Mỹ chịu tác động mạnh của giá dầu. Mặt khác, ở các quốc gia OPEC, giá bán LPG thường không phải là dấu hiệu ảnh hưởng chính đến sản xuất vì sản lượng được thiết lập để đáp ứng các mục tiêu riêng.



Nguồn: IHS, FPTs Research

Bên cạnh công dụng đun nấu và sưởi ấm, một lượng lớn LPG còn được dùng làm nguyên liệu để sản xuất hóa chất. Trong đó, LPG được dùng để chế tạo các loại hoá chất vô cơ, hóa chất hữu cơ như ethylene propylene, nhựa, và hóa chất nông nghiệp. Trong sản xuất ethylene, khoảng 15,9% ethylene sản xuất từ LPG, gần 43% được sản xuất từ naphtha, khoảng 36,4% sản xuất từ ethane. Mặc dù, sản xuất ethylene toàn cầu chủ yếu xuất phát từ ethane. Tuy nhiên, dự báo giai đoạn 2016-2020 sẽ gia tăng 11,9% nhu cầu LPG để sản xuất ethylene tương đương khoảng 2 triệu tấn.



Nguồn: Bloomberg, FPTs Research

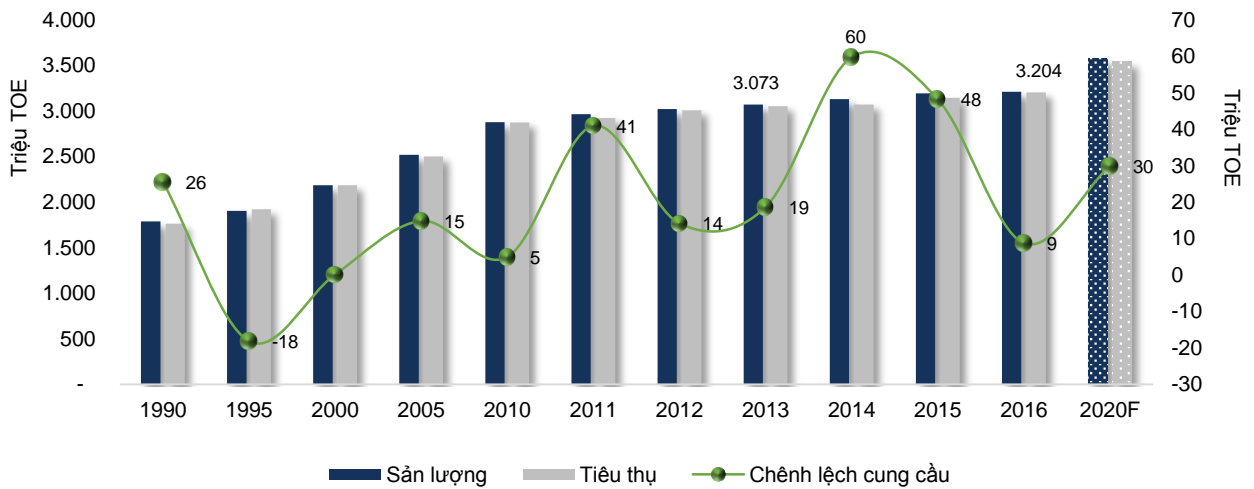
Sản lượng LPG hàng năm vừa được sản xuất từ khí thiên nhiên và dầu mỏ, do đó giá LPG chịu ảnh hưởng và có tương quan rất lớn đối với giá dầu với hệ số tương quan 0,93. Đồng thời, do LPG và naphtha là nguyên liệu thay thế trong sản xuất ethylene do đó giá LPG cũng có tương quan chặt chẽ với naphtha với hệ số tương quan 0,96.⁷ Trong giai đoạn 2011-2016, giá LPG giảm do giá dầu và giá naphtha giảm mạnh, tuy nhiên những tháng đầu năm 2017 giá dầu hồi phục nên giá LPG và giá naphtha có xu hướng tăng trở lại nhưng mức độ tăng không cao.

⁷ Xem phụ lục 4

IV. Xu hướng cung cầu ngành khí thể giới

1. Cung cầu khí thiên nhiên thế giới

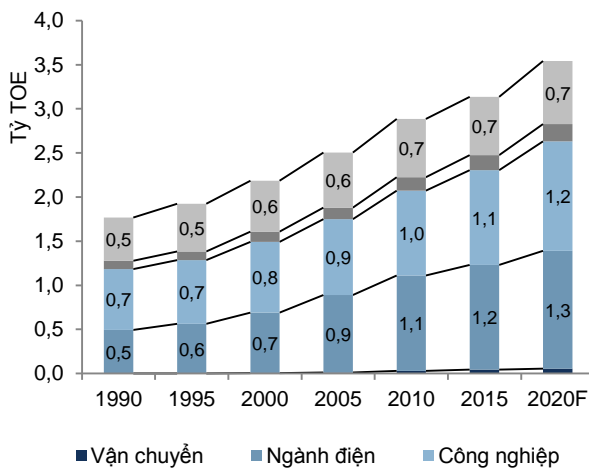
Cung cầu khí thiên nhiên toàn cầu



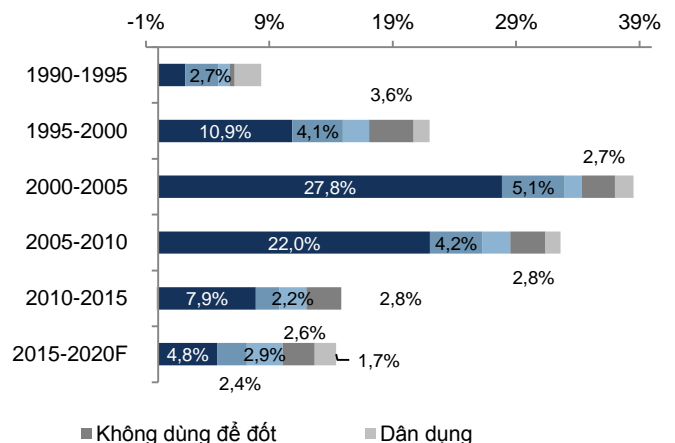
Nguồn: BP, FPTs Research

Nhìn chung, xu hướng cung và cầu khí thiên nhiên tăng trưởng ở mức ổn định 2% mỗi năm, tuy nhiên nguồn cung có xu hướng tăng nhanh hơn. Do ngành khí thường khai thác và sản xuất theo hợp đồng dài hạn, vì vậy cung cầu có chênh lệch nhưng không quá lớn, trung bình 20 triệu tấn/năm trong giai đoạn 1990-2016. Trong đó, giai đoạn 2011-2015 có lượng chênh lệch cung cầu lớn khoảng 36 triệu tấn/năm, nguyên nhân do sự bùng nổ của khí đá phiến từ những năm 2009-2010 đã làm tăng lượng cung khí thiên nhiên toàn cầu cùng sự sụt giảm tốc độ tăng trưởng tiêu thụ khí thiên nhiên trong lĩnh vực sản xuất điện từ 4,2% năm 2010 chỉ còn 1,9% năm 2015. Năm 2016, chênh lệch cung cầu khí thiên nhiên đã được thu hẹp với lượng dư cung khoảng 9 triệu tấn, do sự cắt giảm sản lượng của các quốc gia xuất khẩu chủ yếu là khu vực Bắc Mỹ với lượng cắt giảm 2,2%.

Tiêu thụ khí thiên nhiên theo ngành

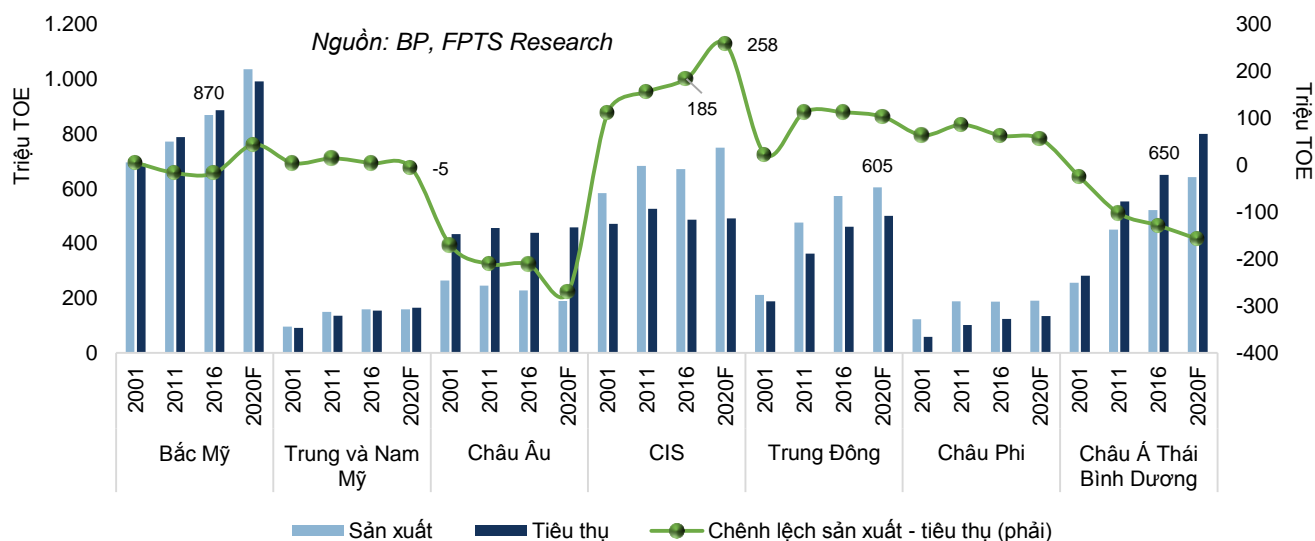


CAGR 5 năm tiêu thụ khí thiên nhiên theo ngành

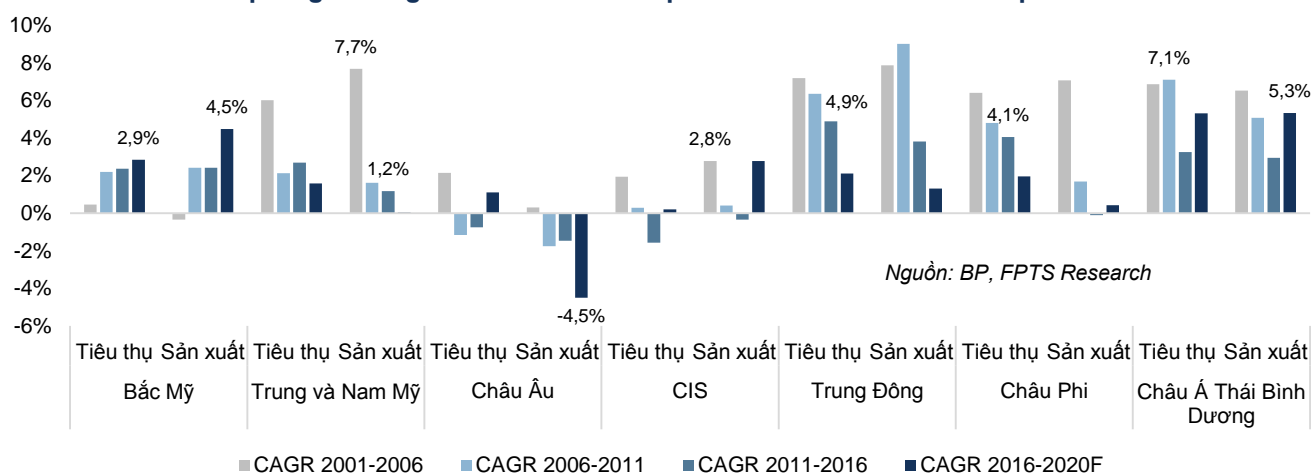


Nguồn: BP, FPTs Research

Dự báo trong giai đoạn 2015-2020, ngành điện vẫn sẽ là ngành tiêu thụ khí thiên nhiên nhiều nhất với lượng tiêu thụ khoảng 1.337 triệu tấn/năm với tốc độ tăng trung bình hơn 2,4%/năm. Đóng góp thứ hai trong sự phát triển tiêu thụ ngành khí thiên nhiên là ngành công nghiệp với 1.239 triệu tấn/năm tương đương mức tăng trưởng khoảng 2,9%/năm đến năm 2020. Bên cạnh đó, lĩnh vực dân dụng cũng sẽ đóng góp 1,7%/năm tăng trưởng cho ngành khí với lượng tiêu thụ dự báo đạt 718 triệu tấn/năm vào năm 2020.

Cung cầu khí thiên nhiên theo khu vực 2001-2020


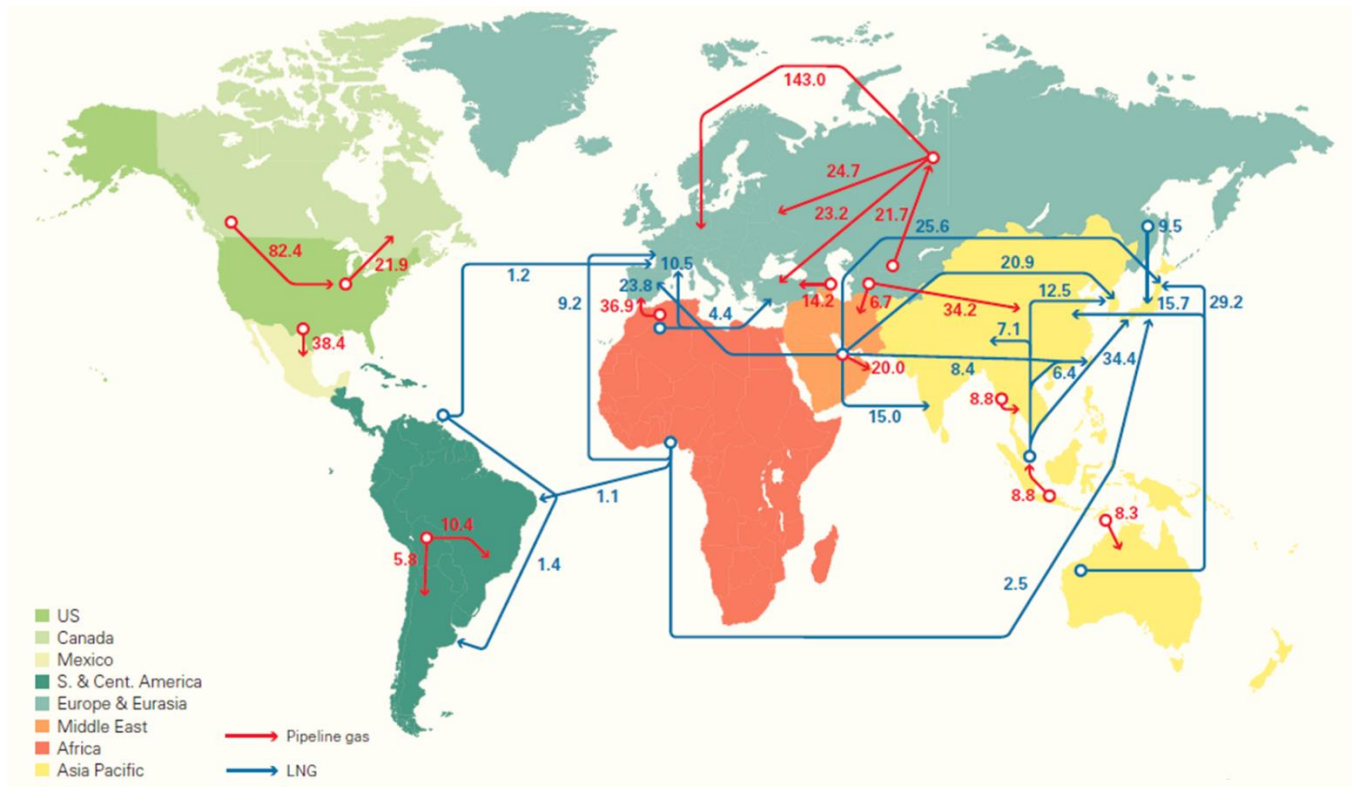
Xét về cung cầu khí thiên nhiên theo khu vực, năm 2016, Bắc Mỹ là khu vực có sản lượng khí thiên nhiên cao nhất thế giới với 870,1 triệu tấn, tuy nhiên CIS mới là khu vực có lượng dư cung cao nhất toàn cầu với 184,6 triệu tấn và đứng sau là Trung Đông với 112,9 triệu tấn. Mặc dù Bắc Mỹ đã tăng sản lượng khí để cân đối cung cầu trong năm 2015, tuy nhiên Bắc Mỹ vẫn bị thiếu cung vào năm 2016 với 16,7 triệu tấn. Khu vực có mức thiếu hụt khí thiên nhiên cao nhất là khu vực Châu Âu với 211,4 triệu tấn và đứng thứ hai là khu vực Châu Á TBD có mức thiếu hụt khí thiên nhiên cao nhất khoảng 128,3 triệu tấn vào năm 2016. Dự báo, CIS sẽ tiếp tục là khu vực xuất khẩu khí thiên nhiên lớn nhất thế giới với khoảng 258,4 triệu tấn và đứng thứ hai là khu vực Trung Đông với 103,4 triệu tấn vào năm 2020. Khu vực Bắc Mỹ được dự báo đến năm 2020 sẽ vươn lên trở thành khu vực xuất khẩu khí thiên nhiên lớn của thế giới với 44,3 triệu tấn. Bên cạnh đó, khu vực Châu Âu sẽ tiếp tục là khu vực có mức thiếu hụt khí thiên nhiên lớn nhất với 269,7 triệu tấn vào năm 2020. Tương đồng với khu vực Châu Âu, khu vực Châu Á TBD cũng có lượng thiếu hụt tương đối lớn với dự báo sẽ tiếp tục thiếu hụt 157,5 triệu tấn vào năm 2020.

Tốc độ tăng trưởng sản xuất và tiêu thụ khí thiên nhiên theo khu vực 2001-2020


Nhìn chung giai đoạn 2001-2016 tốc độ tăng trưởng kép của các khu vực đều giảm cả về phía cung và phía cầu như khu vực Trung Đông giảm từ tăng trưởng 9%/năm trong giai đoạn 2001-2006 xuống còn khoảng 3,8%/năm trong giai đoạn 2011-2016, ngoại trừ khu vực Bắc Mỹ sản lượng sản xuất và tiêu thụ vẫn tăng đều trung bình 2,4%/năm. Dự báo trong giai đoạn 2016-2020, lượng cung cầu của các khu vực vẫn sẽ tăng trưởng nhưng không cao như giai đoạn trước đó, ngoại trừ khu vực Châu Á TBD được kỳ vọng sẽ tăng trưởng mạnh với tốc độ 5,3%/năm nhờ sự phục hồi nền kinh tế Trung Quốc và sự phát triển của nền kinh tế Ấn Độ.

Qua phân tích cung cầu từ 2001 đến 2020, cho thấy Châu Á TBD và Châu Âu là hai khu vực có mức thiếu hụt khí thiên nhiên cao nhất toàn cầu. Với sự gia tăng mức tiêu thụ được dự báo đến 2020 các nước ở khu vực Châu Á TBD sẽ tăng gần 5%/năm và các quốc gia ở khu vực Châu Âu sẽ tăng gần 2%/năm, thì hai khu vực này phải tiếp tục nhập khẩu khí thiên nhiên từ khu vực có sản lượng lớn như CIS, Trung Đông và Bắc Mỹ để bù đắp lượng khí thiên nhiên thiếu hụt trong nước.

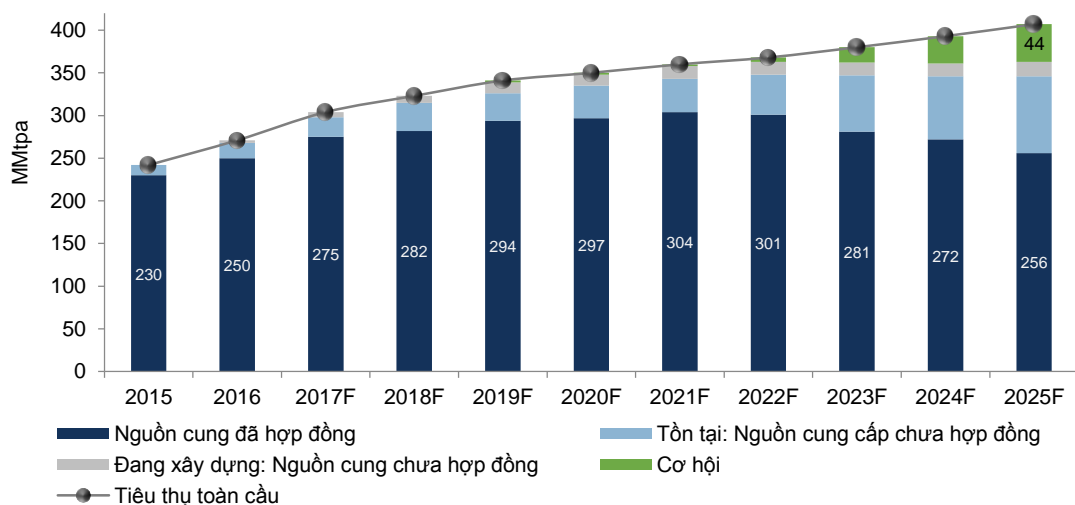
Thương mại khí thiên nhiên toàn cầu năm 2016 (tỷ m³)



Nguồn: CISStat, FGE MENAgas service và IHS, FPTs Research

Do sự bất cân đối cung cầu khí thiên nhiên giữa các khu vực ngày càng nhiều, đã dẫn đến sự sôi động của thị trường thương mại khí thiên nhiên toàn cầu, chủ yếu là sản phẩm LNG. Trong đó, nhiều nhất là sự chuyển dịch LNG ở các nước Trung Đông với các nước khu vực Châu Á TBD, CIS với khu vực Bắc Á và các nước Châu Mỹ với các nước Châu Âu và Đông Bắc Á.

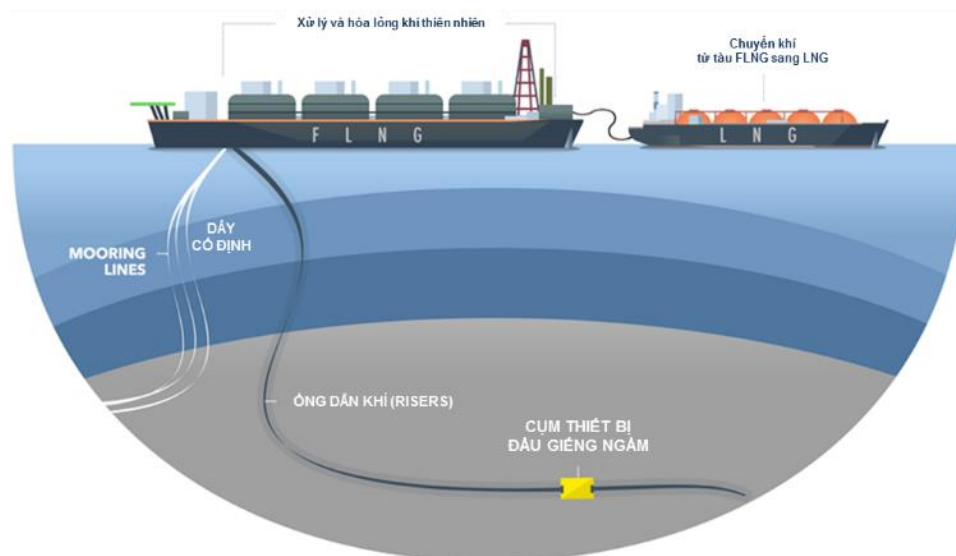
Nguồn cung và tiêu thụ LNG toàn cầu



Nguồn: IHS Energy, FPTs Research

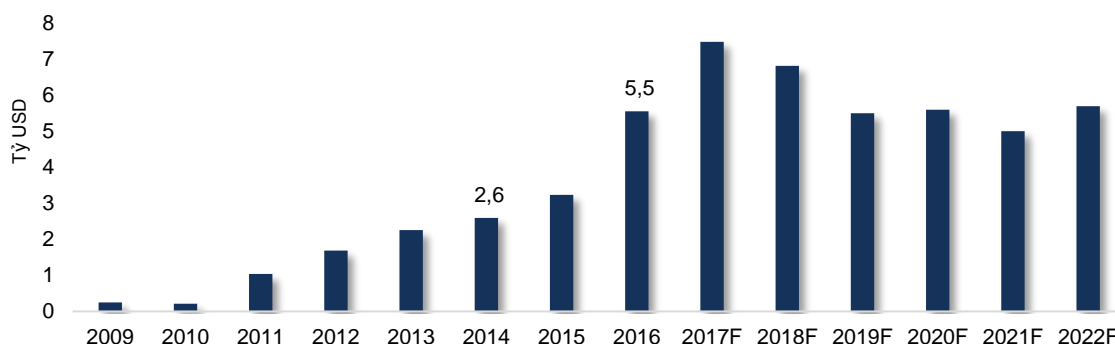
Lượng tiêu thụ LNG toàn cầu năm 2016 đạt 271 triệu tấn tăng 12,0% so với năm 2015, được dự báo sẽ tiếp tục tăng 12,2% vào năm 2017 và sau đó sẽ tăng ổn định khoảng 3,7% đến năm 2025. Trong đó, hơn 90% lượng tiêu thụ đã thực hiện ký kết hợp đồng dài hạn với nhà cung cấp, lượng tiêu thụ còn lại sẽ được bù đắp bằng các nguồn cung sẵn có nhưng chưa hợp đồng, tuy nhiên chi phí sẽ cao hơn và không ổn định.

Để đảm bảo sự linh động trong nguồn cung và hạ giá thành sản xuất LNG, xu hướng trong tương lai sẽ ngày càng có nhiều dự án xử lý và hóa lỏng khí thiên nhiên nổi (FLNG) được thực hiện. Với những cơ sở FLNG, trữ lượng có thể phục hồi của mỏ khí không còn là điều kiện tiên quyết để đánh giá về lợi ích kinh tế và quyết định khả năng khai thác của mỏ khí.



Trong tương lai với sự hỗ trợ của FLNG, việc thương mại của các mỏ khí nhỏ có thể dễ dàng hơn mà không làm tràn ngập lượng cung toàn thị trường và không cần phải tìm một số lượng lớn người mua cùng một lúc mới có thể tiến hành đưa mỏ khí vào sản xuất.

Chi đầu tư FLNG toàn cầu 2009-2022

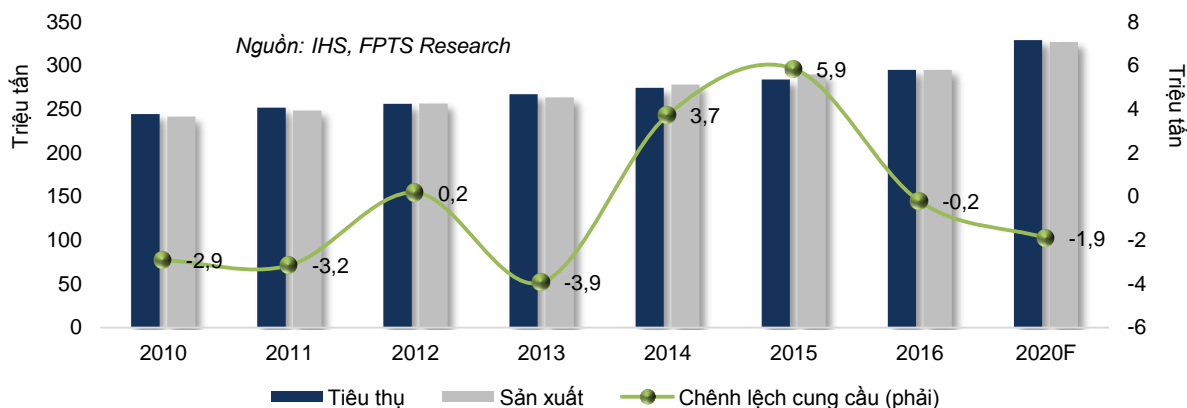


Nguồn: Douglas- Westwood, FPTs Research

Chi đầu tư cho các cơ sở FLNG đã tăng mạnh từ 2009 đến 2016 đạt 5,5 tỷ USD với tốc độ tăng 72% vào năm 2016, dự báo hoạt động đầu tư cơ sở FLNG sẽ tiếp tục tăng mạnh với 35% vào năm 2017, sau đó sẽ giảm nhẹ 5%/năm đến năm 2022. Nguyên nhân, do một số lượng lớn các dự án đang được triển khai tại các quốc gia chưa có tàu nhập khẩu LNG nổi. Thêm vào đó, một số quốc gia xuất khẩu sẽ tăng năng lực sản xuất hiện tại với cơ sở FLNG, vì có thể tận dụng yếu tố thời gian và tính linh hoạt của FLNG so với các cơ sở sản xuất trên đất liền.

2. Cung cầu sản phẩm LPG

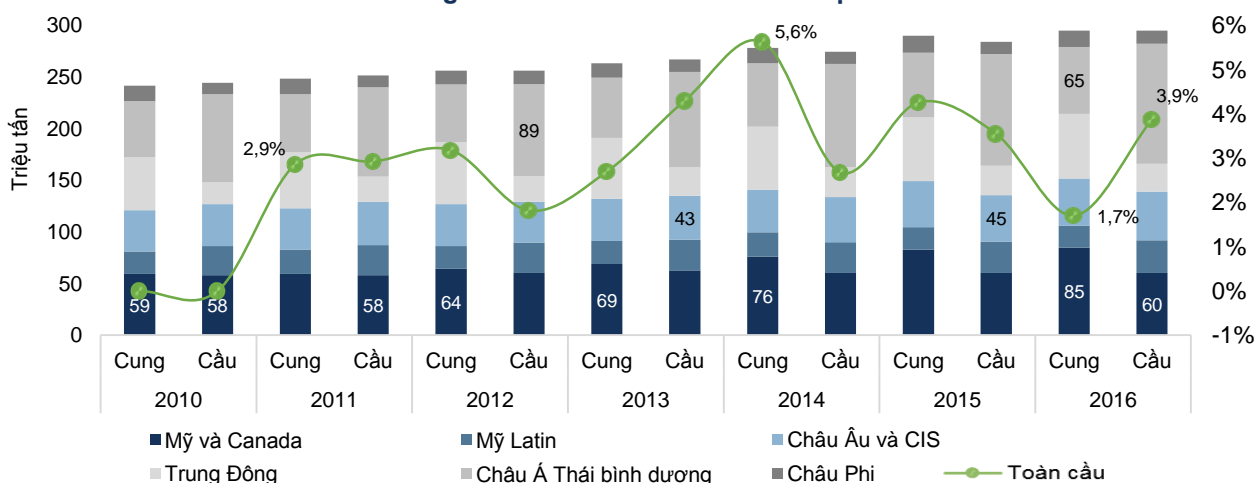
Cung cầu LPG toàn cầu



Trong giai đoạn 2010-2016, cung cầu LPG cũng có chênh lệch nhưng không quá cao trung bình khoảng 60.000 tấn/năm. Trong đó, ở giai đoạn 2010-2013, cầu có xu hướng vượt cung do sự sụt giảm của thị trường dầu mỏ. Giai đoạn 2014-2015, cung đã vượt cầu do sự tăng sản lượng ở các quốc gia xuất khẩu dầu mỏ ở khu vực Bắc Mỹ, Trung Đông và CIS. Năm 2016, do sản lượng dầu mỏ toàn cầu giảm tốc chỉ đạt mức tăng trưởng 0,5% so với 3,2% vào năm 2015. Nguyên nhân là sự cắt sản lượng dầu mỏ của các quốc gia ở khu vực Bắc Mỹ với 25,64 triệu tấn, Mỹ Latin 14,1 triệu tấn, Châu Phi 18,94 triệu tấn và Châu Á cắt giảm gần 17,0 triệu tấn đã tác động sản lượng LPG toàn cầu. Dự báo đến năm 2020, nhu cầu LPG sẽ tăng với tốc độ khoảng 2,7%/năm và cầu sẽ vượt cung khoảng 1,9 triệu tấn/năm, điều này sẽ làm giá LPG thế giới sẽ tăng nhẹ so với năm 2016.

Xét về xu hướng cung cầu LPG 2010-2016, cho thấy tốc độ tiêu thụ LPG toàn cầu tăng nhanh hơn tốc độ cung cấp ngoại trừ giai đoạn 2014-2015 do sự bùng nổ của thị trường dầu mỏ ở Bắc Mỹ, đáng chú ý nhất là năm 2016 với tốc độ tiêu thụ LPG toàn cầu tăng 3,6% trong khi đó sản lượng chỉ tăng ở mức 1,7%. Nguyên nhân là nhu cầu tiêu thụ ngày càng cao ở các nước khu vực Châu Á TBD, trong đó quốc gia có lượng tiêu thụ nhiều nhất là Nhật Bản với 16 triệu tấn trong năm 2016. Mặc dù Nhật Bản là quốc gia có lượng tiêu thụ khá lớn ở khu vực Đông Bắc Á, tuy nhiên Trung Quốc và Ấn Độ lại là hai quốc gia có tốc độ tiêu thụ LPG cao nhất trung bình 15,8%/năm và 13,4%/năm trong giai đoạn 2014-2016, dự báo hai quốc gia này sẽ là động lực chính cho sự tăng trưởng ở thị trường LPG Châu Á.

Cung cầu LPG toàn cầu theo khu vực



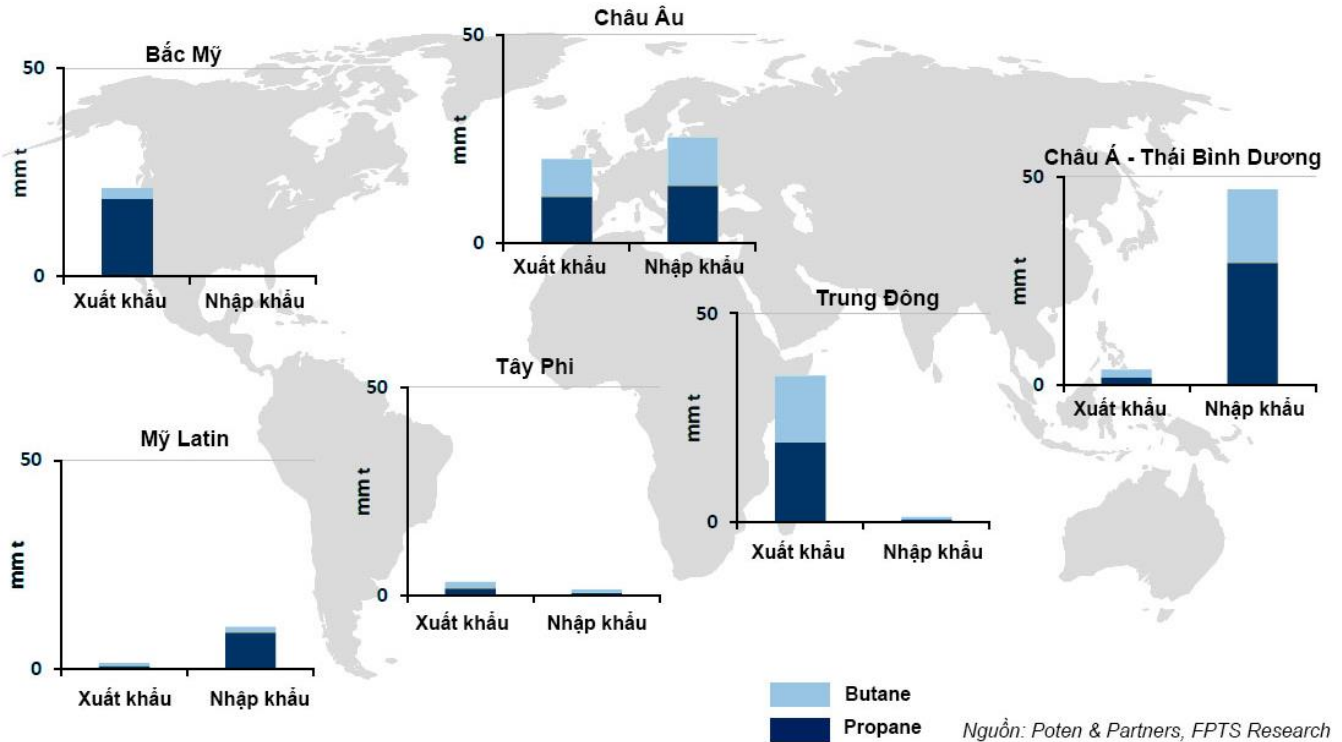
Nguồn: IHS, FPTs Research

Xét về cung cầu LPG giữa các khu vực, khu vực có lượng dư cung lớn so với nhu cầu tiêu thụ là Bắc Mỹ (chủ yếu Mỹ và Canada) ước tính khoảng 25 triệu tấn và khu vực Trung Đông khoảng 36 triệu tấn trong

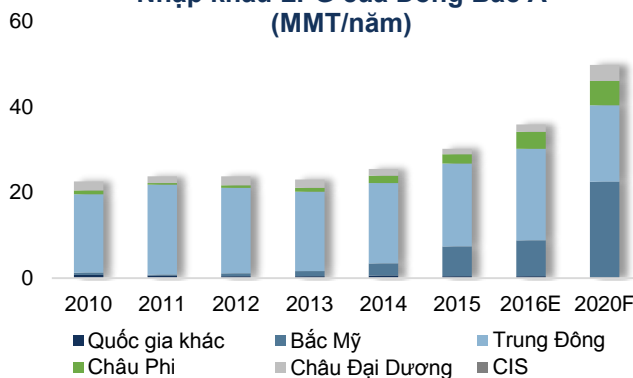
năm 2016, ngược lại các nước khu vực Châu Á TBD lại thiếu hụt nguồn cung rất lớn, sản lượng sản xuất chỉ đáp ứng 50% nhu cầu tiêu thụ trong khu vực.

Việc thừa cung ở khu vực Bắc Mỹ và Trung Đông sẽ tạo nguồn cung lớn cho các quốc gia thiếu hụt ở Châu Á TBD và Châu Âu. Trong đó, khu vực Trung Đông sẽ là nguồn cung chính cho khu vực Đông Nam Á và Đông Âu, còn lại khu vực Tây Âu và Đông Bắc Á nhập khẩu chủ yếu từ thị trường Bắc Mỹ.

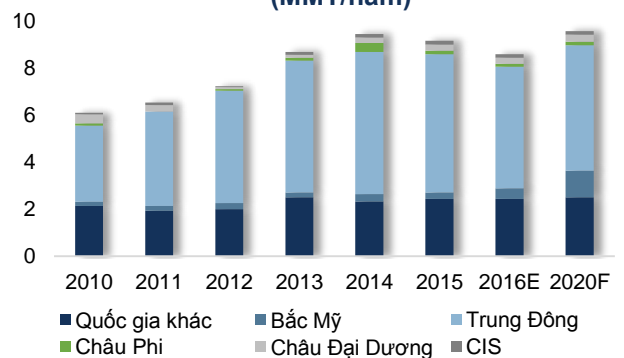
Xuất nhập khẩu LPG toàn cầu



Nhập khẩu LPG của Đông Bắc Á (MMT/năm)



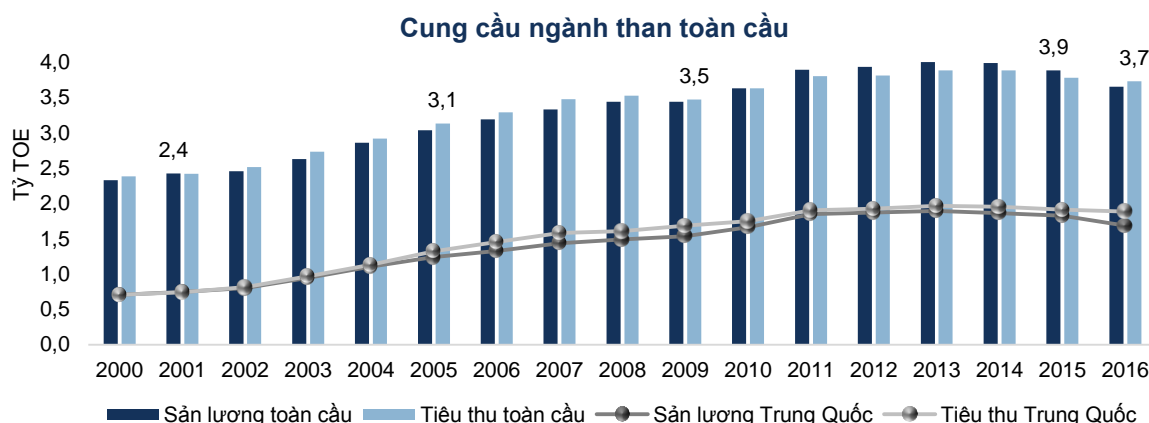
Nhập khẩu LPG của Đông Nam Á (MMT/năm)



Nguồn: IHS, FPTs Research

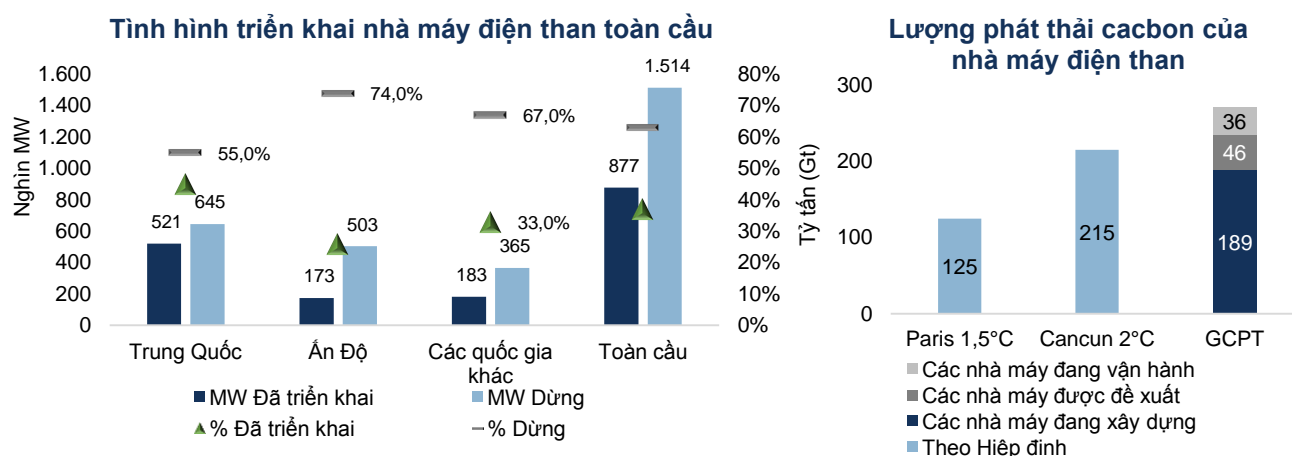
Theo dự báo đến 2020, phần lớn lượng LPG nhập khẩu vào các nước Đông Bắc Á sẽ đến từ Mỹ và Canada với 22,0 triệu tấn tăng 27,8% và chiếm 44,7% tổng sản lượng nhập khẩu của khu vực này. Trong khi đó, Trung Đông được dự báo vẫn sẽ tiếp tục là nguồn LPG nhập khẩu chủ yếu của các quốc gia ở khu vực Đông Nam Á với sản lượng 5,3 triệu tấn chiếm 55,6% sản lượng nhập khẩu toàn khu vực.

3. Cung cầu sản phẩm thay thế - ngành than toàn cầu



Nguồn: BP, FPTS Research

Trong giai đoạn 2000-2016, sản lượng khai thác than toàn cầu có tốc độ tăng cao hơn so với tốc độ tiêu thụ, tuy nhiên xu hướng đảo chiều xuất hiện kể từ năm 2012 đến năm 2016, đáng chú ý nhất là năm 2016 với sản lượng chỉ đạt 3.656 giảm 5,9% so với năm 2015, đây là mức giảm cao nhất trong 15 năm qua. Nguyên nhân, quốc gia có sản lượng khai thác than lớn nhất thế giới là Trung Quốc (chiếm 47% sản lượng toàn cầu) đã cắt giảm 7,7% sản lượng trong năm 2016. Dự báo giá than trong thời gian tới sẽ tăng nhưng không cao, do sản lượng sản xuất vẫn còn lớn và việc gia tăng sản lượng trở lại của Trung Quốc.



Kể từ năm 2013, sản xuất điện than bắt đầu giảm trên toàn thế giới và vẫn đang tiếp tục giảm trong năm 2016 với mức độ giảm gần 50% mỗi năm. Nguyên nhân, việc thực hiện Công ước của Liên Hiệp Quốc về Biến đổi Khí hậu (UNFCCC) tại Cancun vào năm 2010 với mục tiêu giữ mức nóng lên toàn cầu dưới 2°C. Sau đó tại Paris, quyết tâm này được nâng cao hơn nữa khi các quốc gia đồng thuận cam kết giữ cho trái đất nóng lên không quá 2°C và theo đuổi mục tiêu 1,5°C, cam kết này có tính ràng buộc về pháp lý đối với các quốc gia đã ký vào thỏa thuận.

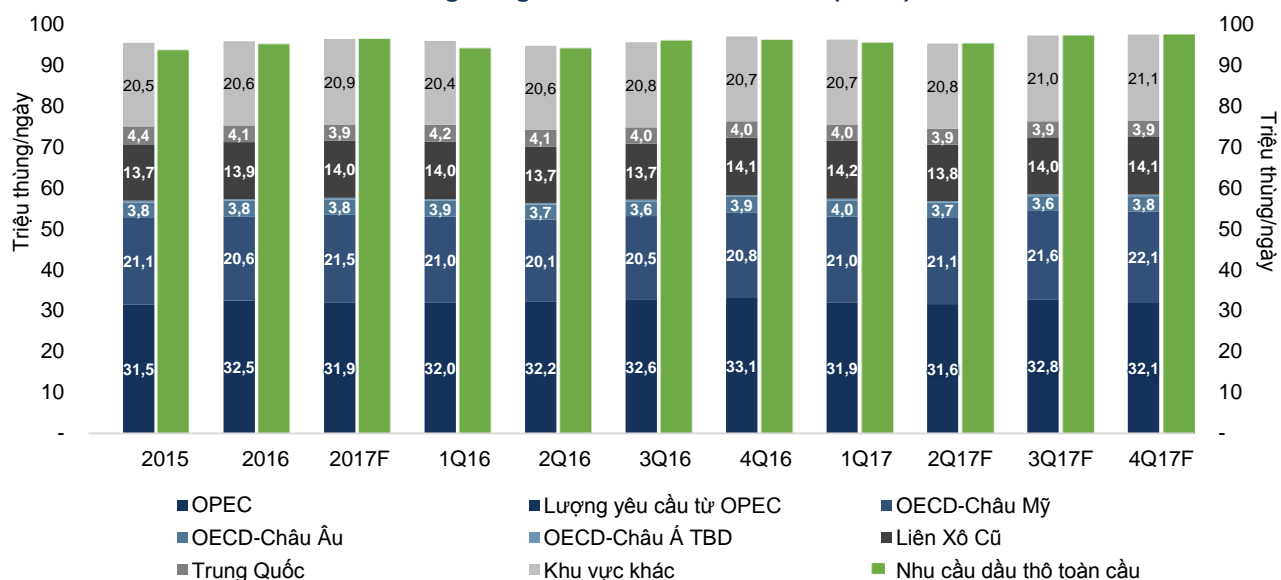
Theo khảo sát của Greenpeace, tổng công suất điện than được cấp phép xây dựng vào năm 2016 ở Trung Quốc đã giảm 85% so với năm 2015 từ 142 GW giảm xuống chỉ còn 22 GW. Cũng giống với Chính phủ Trung Quốc, Ấn Độ cũng đang trong giai đoạn giảm phát triển điện than. Ít nhất đến năm 2027, Ấn Độ sẽ không tăng thêm công suất điện than ngoại trừ những dự án đang xây dựng.

Nhìn chung, sản lượng than toàn cầu sẽ không tăng mạnh trong thời gian tới nên dẫn đến giá than toàn cầu sẽ tăng nhẹ, đây là một tín hiệu tích cực cho nguồn năng lượng thay thế và khí thiên nhiên. Bởi vì giá khí thiên nhiên sẽ cạnh tranh hơn, đồng thời các quốc gia cần phải bổ sung nguồn năng lượng khác để bù đắp cho sản lượng than cắt giảm theo cam kết Hiệp ước về Biến đổi khí hậu toàn cầu của các quốc gia trong tương lai.

4. Triển vọng thị trường dầu mỏ

Dự báo năm 2017, Mỹ sẽ đẩy mạnh sản lượng hơn kể cả khi giá dầu ở mức 50 USD. Đồng thời, nguồn cung của Nga có khả năng sẽ tiếp tục tăng mặc dù giá dầu giảm do sự phụ thuộc của nền kinh tế Nga vào doanh thu từ dầu mỏ. Do đó, những nỗ lực của OPEC về cắt giảm sản lượng để cứu giá dầu sẽ khó khăn hơn trước và sẽ không làm giá dầu phục hồi với mức cao như giai đoạn 2010-2013.

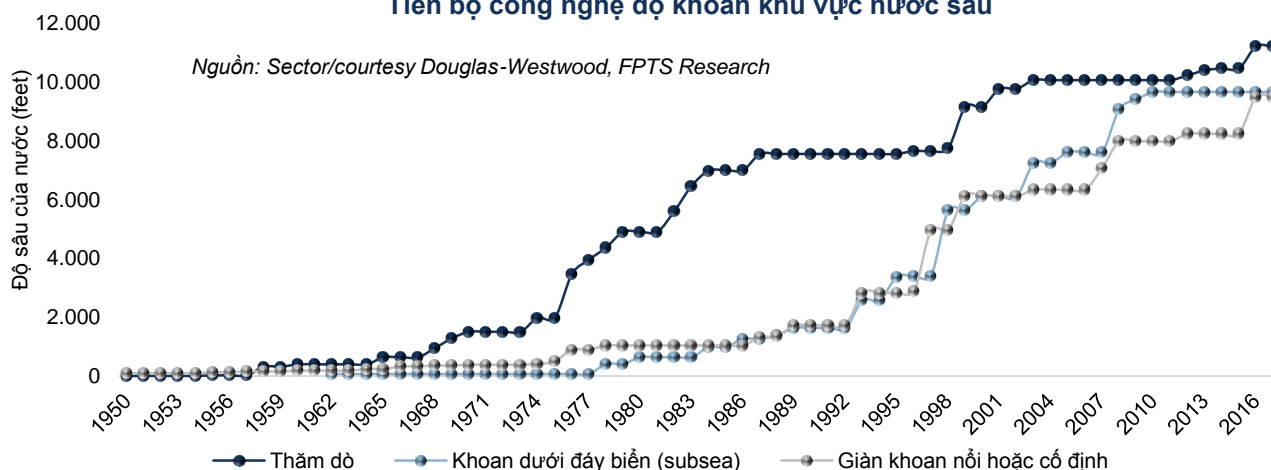
Cân bằng cung cầu dầu thô 2015-2017 (mb/d)



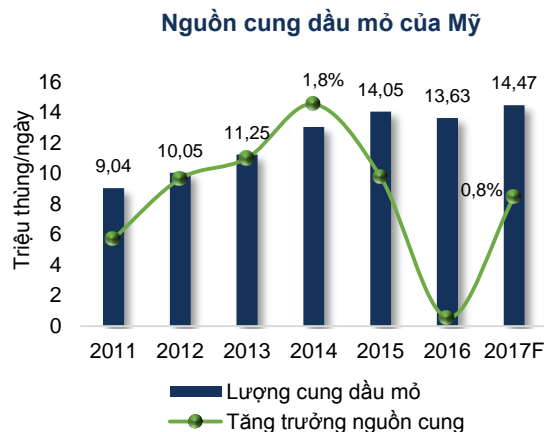
Nguồn: OPEC, FPTs Research

Với sự tiến bộ của công nghệ, thời gian khoan ngang đã được rút ngắn đồng thời độ sâu của giếng và khả năng khoan ngang ngày càng được cải thiện đã giúp làm tăng trữ lượng phục hồi dầu khí ở những nguồn dầu mỏ mà trước đây công nghệ cũ không đạt được lợi ích kinh tế cao như dầu khí đá phiến. Công nghệ mới đã làm giảm giá thành sản xuất giúp dầu đá phiến ở Bắc Mỹ có khả năng cạnh tranh với nguồn dầu mỏ truyền thống ở Trung Đông và Nga.

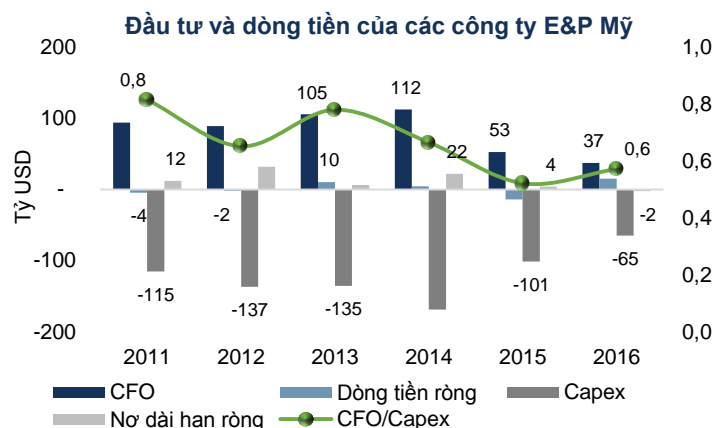
Tiến bộ công nghệ độ khoan khu vực nước sâu



Mặc dù, những tiến bộ về công nghệ đã giúp gia tăng tính cạnh tranh của thị trường khí đá phiến. Tuy nhiên, việc đầu tư khai thác quá ồ ạt làm giá dầu suy giảm ở mức dưới 50 USD/thùng đã khiến các doanh nghiệp thăm dò và khai thác (E&P) của Mỹ phải vay những khoản vốn lớn, đồng thời do ảnh hưởng sự sụt giảm của giá dầu đã khiến dòng tiền hoạt động của nhóm doanh nghiệp này suy giảm mạnh và không đủ bù đắp cho hoạt động đầu tư. Điều này làm gia tăng rủi ro cho doanh nghiệp E&P Mỹ, nếu giá dầu tiếp tục xuống mức quá thấp.

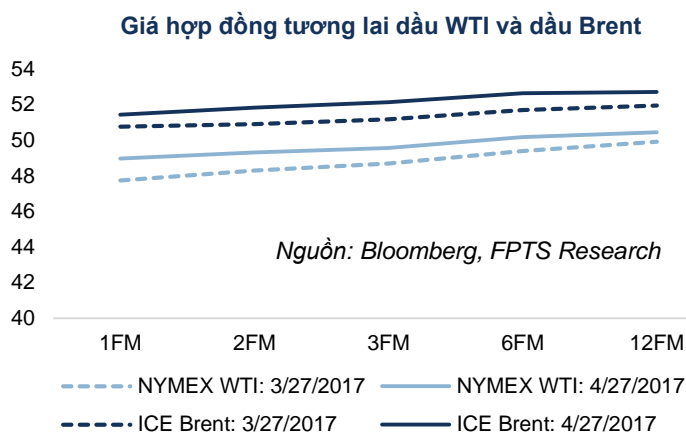


Nguồn: OPEC, FPTs Research



Nguồn: Bloomberg, FPTs Research

Nhìn chung, hoạt động chi đầu tư E&P của Mỹ đã giảm mạnh từ năm 2015 đến năm 2016 với mức trung bình giảm gần 40%/năm từ 169 tỷ USD trong năm 2014 thì đến 2016 chỉ còn 65 tỷ USD. Dự báo năm 2017, sản lượng dầu mỏ của Mỹ chỉ tăng nhẹ khoảng 0,8% so với năm 2016 lên mức 14,47 triệu thùng/ngày.

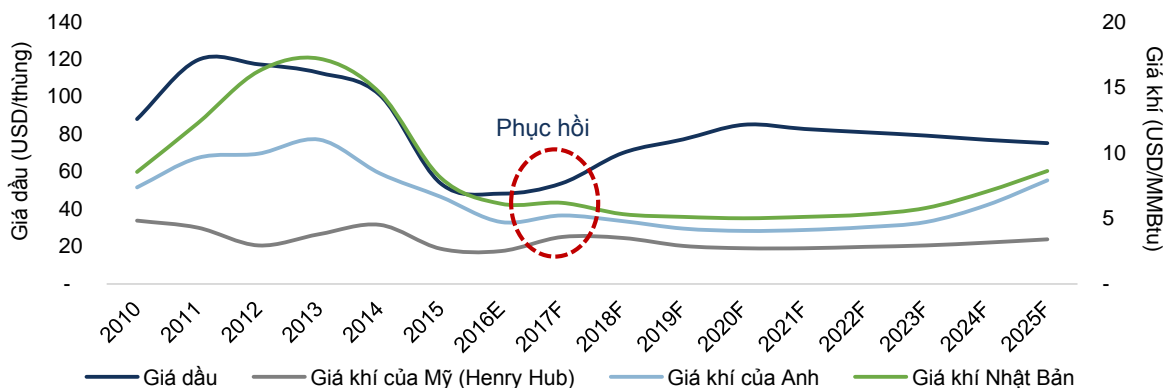


Bể dầu khí ở Mỹ	Chi phí hòa vốn (USD/thùng)	
	Thấp	Cao
Niobrara	\$32.50	\$48.45
Anadarko	\$32.91	\$69.19
Marcellus	\$33.18	\$41.80
Eagle Ford	\$37.12	\$70.24
Bakken	\$37.12	\$65.55
Permian	\$37.82	\$75.97
Granite Wash	\$38.52	\$81.70
Mississippian	\$47.23	\$61.75
Utica	\$50.56	\$68.22
Barnett	\$52.11	\$62.66
Uinta	\$56.88	\$68.40
Tuscaloosa Marine	\$65.57	\$78.85

Nguồn: Morgan Stanley, Rystad Energy, EIA, IEA & AlixPartners, FPTs Research

Đồng thời, khảo sát giá vốn các bể dầu khí ở Mỹ thì đa phần các bể này có mức giá vốn khai thác trên 30 USD/thùng chiếm khoảng 30% số lượng bể, ở mức mức giá vốn khoảng 40-50 USD/thùng chiếm 24% và khoảng 46% còn lại có mức giá vốn trên 50-80 USD/thùng. Do đó, việc giá dầu xuống mức quá thấp dưới 30 sẽ tác động lớn đến hoạt động kinh doanh của các công ty E&P Mỹ. Bên cạnh đó, trong những tháng đầu năm 2017 giá dầu tương lai đã tăng trở lại so với cuối năm 2016, mặc dù mức độ tăng không quá cao nhưng đây là dấu hiệu tích cực cho thấy sự phục hồi của giá dầu mỏ.

Dự báo giá dầu và giá khí dài hạn (theo giá trị thực 2016)



Nguồn: Argus Media, Datastream, NYMEX và Wood Mackenzie, FPTs Research

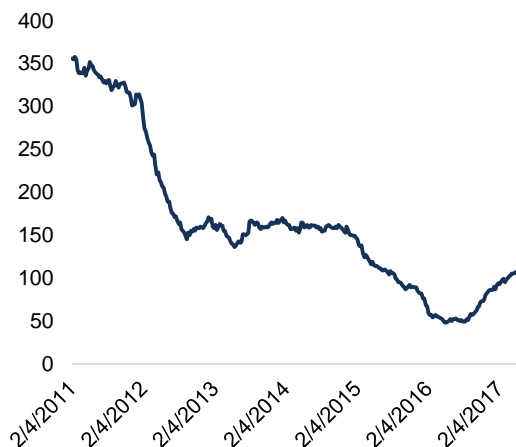
Dự báo giá dầu sắp chạm đáy và chuẩn bị bước vào giai đoạn phục hồi trong giai đoạn 2017-2018, giá dầu sẽ dao động ở mức 50-60 USD/thùng và khó để giảm xuống 30 USD/thùng hay tăng quá cao trên 80 USD/thùng như giai đoạn trước.



Nguồn: Wood Mackenzie, FPTs Research

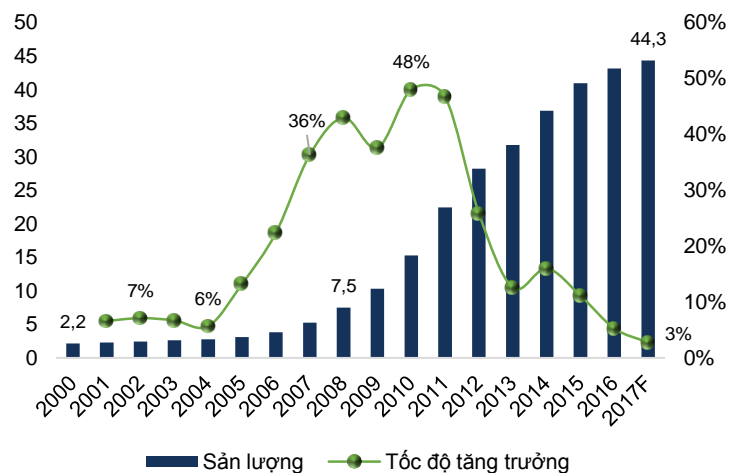
Với triển vọng từ thị trường dầu mỏ sẽ hỗ trợ giá khí thiên nhiên phục hồi và thị trường thương mại khí thiên nhiên toàn cầu sẽ trở nên sôi động hơn.

Số lượng giàn khoan khí đá phiến Mỹ



Nguồn: Baker Hughes, FPTs Research

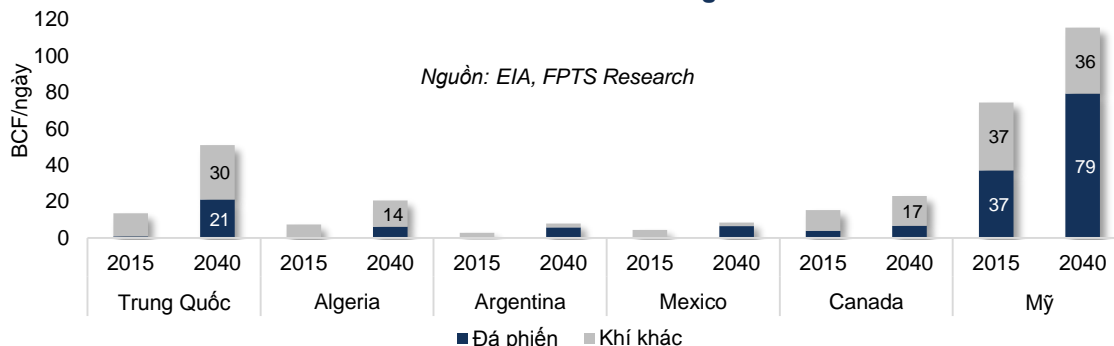
Sản lượng khí đá phiến Mỹ



Nguồn: EIA, FPTs Research

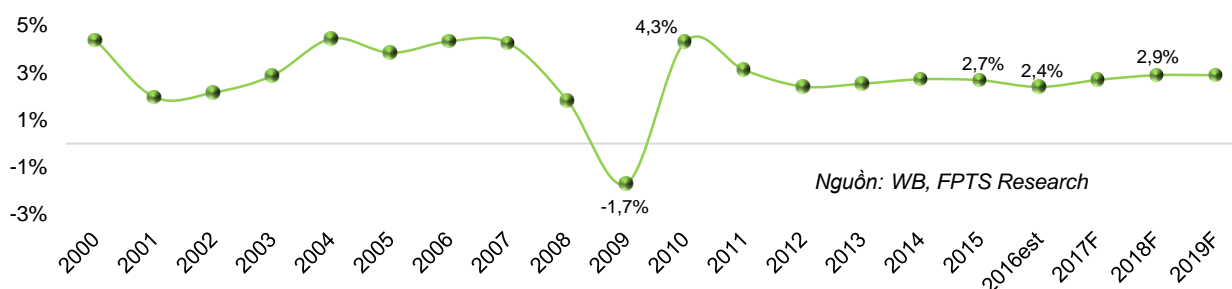
Bên cạnh đó, sự bùng nổ của khí đá phiến Mỹ sẽ tạo cục diện mới về nguồn cung khí thiên nhiên toàn cầu, tuy nhiên tốc độ sẽ không cao như giai đoạn 2010-2011. Dự báo năm 2040, sản lượng khí đá phiến toàn cầu sẽ tiếp tục tăng mạnh so với khí truyền thống, chủ yếu từ Mỹ với 79 tỷ ft³/ngày có tốc độ tăng trưởng kép 2015-2040 đạt 3% và Trung Quốc tăng với tốc độ tăng trưởng kép khoảng 13% đạt 21 tỷ ft³/ngày vào năm 2040.

Sản xuất khí thiên nhiên theo nguồn 2015-2040



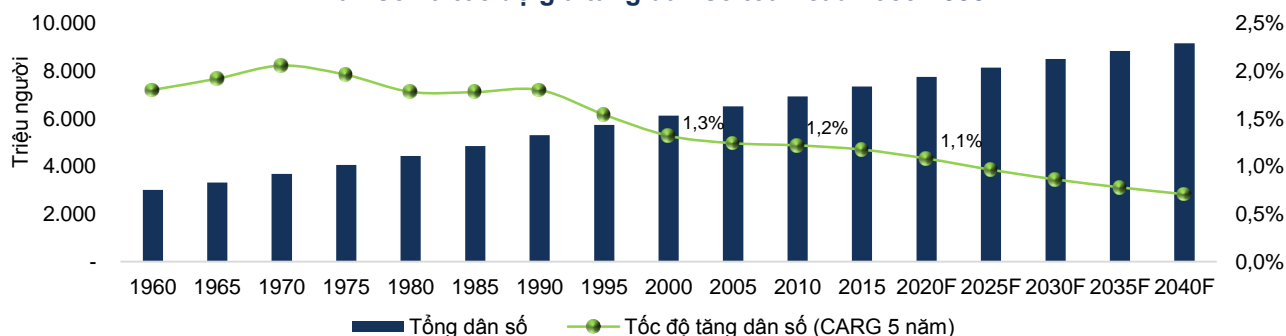
Triển vọng đến năm 2020, ngành khí thế giới sẽ tiếp tục tăng trưởng ở mức 2%/năm. Động lực chính của sự tăng trưởng xuất phát từ thị trường các nước đang phát triển khu vực Châu Á TBD, thị trường các nước đã phát triển sẽ tăng trưởng chậm lại do đã vào giai đoạn bão hòa. Đồng thời, hoạt động thương mại LNG sẽ tiếp tục sôi động với tốc độ tăng trưởng kỳ vọng 12,2% vào năm 2017 và sau đó sẽ tăng ổn định khoảng 3,7%/năm, nguồn cung LNG chủ yếu đến từ các quốc gia Trung Đông, Nga và Mỹ. Trong đó, Mỹ có khả năng sẽ vượt qua các nước Trung Đông để trở thành nước xuất khẩu chính sang thị trường Đông Bắc Á. Mặt khác, thị trường LPG cũng sẽ tiếp tục tăng trưởng với mức 2,7%/năm nhờ sự tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ ổn định từ thương mại và dân dụng.

Tăng trưởng GDP thực toàn cầu



Bên cạnh đó, ngành khí toàn cầu có nhiều yếu tố hỗ trợ để tiếp tục tăng trưởng trong tương lai như tăng trưởng GDP toàn cầu vẫn giữ mức ổn định đồng thời tốc độ 2,7%/năm. Đồng thời, tốc độ gia tăng dân số sẽ tiếp tục duy trì ở mức 1% mỗi năm sẽ thúc đẩy gia tăng sản lượng tiêu thụ năng lượng nói chung và khí thiên nhiên nói riêng.

Dân số và tốc độ gia tăng dân số toàn cầu 1955-2050



Nguồn: United Nations, FPTs Research

Đồng thời vấn đề ô nhiễm môi trường đã đến lúc báo động ở các nước mới nổi bởi việc sử dụng nhiên liệu than đá quá nhiều. Do đó, trong tương lai các quốc gia này cần lựa chọn một nhiên liệu sạch hơn và với chi phí tương đương, đó sẽ là động lực tăng trưởng của nhu cầu khí đốt. Mặc dù, theo các chính sách hiện tại, các nhà máy điện than và thủy điện có thể mang lại nhiều kinh tế hơn cho các quốc gia mới nổi, nhưng khí thiên nhiên là nhiên liệu sạch và ổn định hơn cho nguồn năng lượng quốc gia trong tương lai.

B. NGÀNH KHÍ VIỆT NAM

I. Quá trình phát triển của ngành khí Việt Nam

Ngành khí thiên nhiên Việt Nam hình thành và phát triển gắn liền với quá trình hình thành và phát triển ngành dầu khí Việt Nam nói riêng và các giai đoạn phát triển đất nước nói chung.

Giai đoạn trước 1945

Ở giai đoạn này, hoạt động khai thác dầu khí ở Việt Nam chỉ mới ở giai đoạn thăm dò và khảo sát trữ lượng dầu khí nói chung, chủ yếu được thực hiện bởi các quốc gia ngoài nước. Như Pháp (1888-1944) khảo sát địa hình các khu vực biển nông ven bờ như vịnh Bắc Bộ, vịnh Thái Lan, các đảo và quần đảo như Hoàng Sa, Trường Sa, Phú Quốc; và Nhật Bản tiến hành khảo sát năm 1945.

Trong thời kỳ này, chưa có những phát hiện khí và dầu mỏ nhưng thành tựu đáng lưu ý trong giai đoạn này là bộ tài liệu Những đặc điểm địa chất về khả năng dầu mỏ ở Đông Dương năm 1936 của J. Fromaget, viện sĩ Viện Hàn lâm Khoa học Pháp được công bố, mở đầu tiềm năng dầu khí ở Việt Nam.

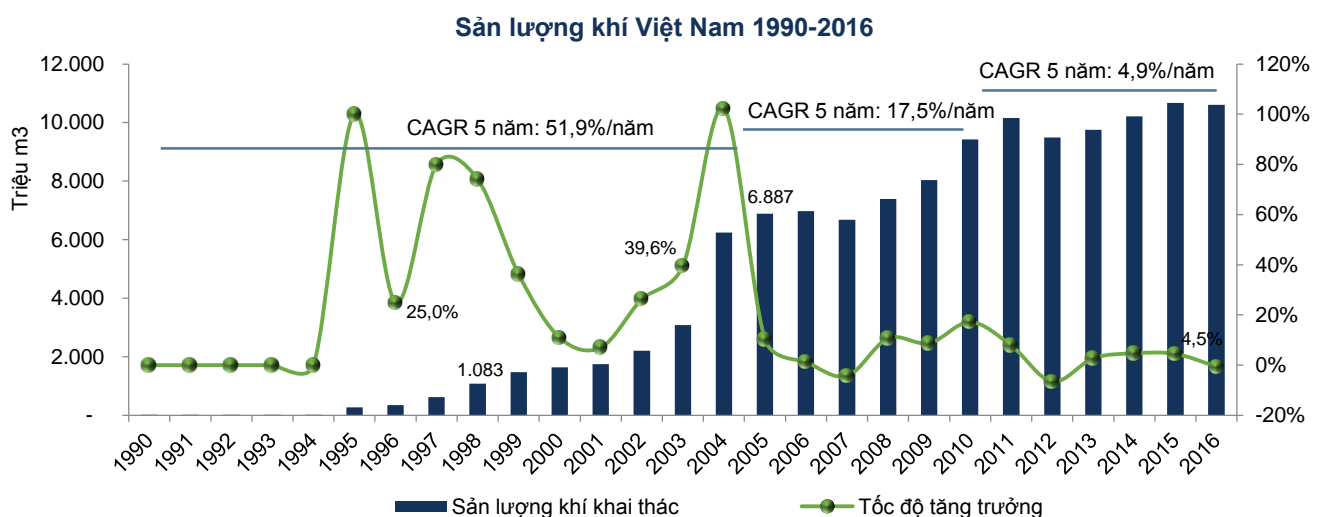
Giai đoạn 1945-1990

Ở miền Bắc, Chính phủ xúc tiến việc thăm dò tài nguyên khoáng sản, trong đó có dầu khí. Giai đoạn này, ngành dầu khí Việt Nam được sự hỗ trợ lớn từ Liên Xô (về sau là Liên bang Nga) về chuyên môn và kỹ thuật thăm dò và khai thác. Việc phát hiện mỏ khí Tiền Hải thuộc miền vịnh Hà Nội vào ngày 18/03/1975 với trữ lượng lên đến 1,3 tỷ m³, là sự kiện nổi bật trong 15 năm tìm kiếm và thăm dò dầu khí ở miền Bắc Việt Nam.

Ở miền Nam, hoạt động thăm dò dầu khí diễn ra muộn hơn từ năm 1970-1975, nhưng nhờ vốn đầu tư và công nghệ nước ngoài do đó công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí đã được triển khai ở thêm lục địa miền Nam và đã xác định 3 bể trầm tích lớn như Sài Gòn - Brunây (Bể Nam Côn Sơn), Mêkông (Bể Cửu Long) và vịnh Thái Lan (Bể Malay - Thổ Chu). Việc phát hiện dầu khí ở các Bể Cửu Long và Nam Côn Sơn là tiền đề xây dựng và phát triển ngành Dầu khí Việt Nam nói chung và ngành khí thiên nhiên nói riêng.

Trong giai đoạn này, các dự án chế biến dầu khí đã được hình thành cùng lúc với các hoạt động tìm kiếm dầu khí. Nhưng trong giai đoạn này, trong nước chưa có đủ các điều kiện thuận lợi về chính trị, kinh tế - xã hội để triển khai các dự án lọc hóa dầu.

Công nghiệp khí thành lập giai đoạn 1990 – 2005



Nguồn: PVGas & PVN, FPTs Research

Luật Dầu khí được Quốc hội IX thông qua năm 1993 và Luật Dầu khí sửa đổi (2000), tạo cơ sở pháp lý cho các doanh nghiệp dầu khí Việt Nam trong hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở đất liền cũng như trên biển, vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của Việt Nam. Bên cạnh đó, Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt

Nam có nhiều cải cách đồng thời Mỹ bãi bỏ lệnh cấm vận kinh tế đối với Việt Nam kể từ năm 1994, đã thúc đẩy hợp tác và liên doanh với các đối tác nước ngoài để thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí.

Tháng 04/1995, lần đầu tiên khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ được đưa vào bờ với sản lượng 276 triệu m³/năm bằng đường ống dài hơn 120 km cung cấp cho Nhà máy điện Bà Rịa với công suất 1 triệu m³/ngày đã hình thành ngành Công nghiệp khí của Việt Nam và góp phần giảm bớt khoản chi ngoại tệ rất lớn từ ngân sách Nhà nước để nhập khẩu diesel làm nhiên liệu cho Nhà máy điện. Hệ thống mỏ Bạch Hổ sau này được phát triển thành Hệ thống khí Cửu Long.

Sau đó, cùng với việc hoàn thành giàn nén khí ngoài khơi và hệ thống đường ống dẫn khí trên bờ, công suất đưa khí vào bờ được nâng dần lên 2 triệu m³/ngày vào đầu năm 1997 và 3 triệu m³/ngày vào cuối năm 1997. Đồng thời cũng trong năm đó, Quốc hội khóa X thông qua Dự án xây dựng Nhà máy lọc dầu Dung Quất và Dự án Khí-Điện-Đạm Bà Rịa - Vũng Tàu. Với dự án khí điện đạm được thông qua, thúc đẩy sản lượng tăng 80% so với năm 1996 với sản lượng khí cả nước đạt 622 triệu m³/năm được đưa vào bờ dùng cho sản xuất điện và đạm trong nước.

Tháng 09/1998, Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố ở Bà Rịa - Vũng Tàu, là nhà máy sản xuất LPG và condensat đầu tiên của Việt Nam đi vào hoạt động, cung cấp hàng trăm ngàn tấn sản phẩm cho thị trường mỗi năm. Lần đầu tiên LPG và Condensate được sản xuất trong nước với 372.000 tấn LPG được sản xuất năm 1999, thay thế cho một lượng lớn LPG lâu nay Việt Nam vẫn phải nhập khẩu từ nước ngoài.

Năm 2000, Hệ thống khí Nam Côn Sơn được triển khai bao gồm hệ thống đường ống dài trên 400 km từ các mỏ thuộc bể Nam Côn Sơn đến Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn. Tháng 12/2002, Hệ thống khí Nam Côn Sơn đã hoàn thành những hạng mục quan trọng, trở thành hệ thống khí có công suất lớn nhất hiện nay, trên 7 tỷ m³ khí/năm. Đầu năm 2003, toàn bộ dây chuyền Dự án khí Nam Côn Sơn đi vào vận hành, cung cấp ổn định nguồn khí thiên nhiên trên 7 triệu m³/ngày cho Khu Công nghiệp Phú Mỹ làm gia tăng sản lượng cả nước lên 3,1 tỷ m³ với tốc độ tăng trưởng đạt 39,6%/năm vào cuối năm 2003. Hệ thống khí Nam Côn Sơn kết hợp với hệ thống khí Cửu Long đã tạo nên cơ sở hạ tầng khí đốt quan trọng cung cấp cho vùng kinh tế ở khu vực Đông Nam Bộ: TP.HCM, Đồng Nai và Bà Rịa Vũng Tàu.

Năm 2002, Hệ thống khí Cửu Long đã nâng công suất đưa khí vào bờ lên 5 triệu m³/ngày để vận chuyển thêm nguồn khí từ các mỏ khác thuộc bể Cửu Long đến các nhà máy điện - đạm, khách hàng công nghiệp khác tại Bà Rịa-Vũng Tàu, Đồng Nai, và TP.HCM. Hệ thống khí Cửu Long không ngừng được phát triển, hệ thống đường ống dẫn khí dài trên 520 km từ bể Cửu Long vào bờ có công suất thiết kế khoảng 2 tỷ m³ khí/năm; nhà máy xử lý khí Dinh Cố có công suất thiết kế 2 tỷ m³ khí, 350 nghìn tấn LPG và 130 nghìn tấn Condensate/năm; kho chứa và cảng xuất sản phẩm lỏng tại Thị Vải với công suất chứa theo thiết kế trên 71.000 tấn LPG, 46.000 m³ Condensate; và 2 cầu cảng 60.000 DWT và 2.000 DWT.

Giai đoạn 2005 đến nay

Ngày 04/04/2007, tuabin 1 Nhà máy điện Cà Mau 1 đã hòa lưới điện quốc gia với công suất 230 MWh chạy bằng dầu DO và 250 MWh chạy bằng khí. Tuy nhiên, ảnh hưởng từ khủng hoảng 2007-2008 nên sản lượng khí cả nước giảm 4,3% vào năm 2007 nhưng sau đó hồi phục trở lại với mức tăng trưởng 10,7% vào năm 2008 với sản lượng đạt 7,4 tỷ m³.

Ngày 27/12/2008, nhà máy điện Cà Mau 1, Cà Mau 2 và đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau thuộc tổ hợp dự án cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau được đưa vào vận hành với diện tích hơn 200 ha, bao gồm các dự án: đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau, nhà máy Điện Cà Mau 1 và Cà Mau 2 và nhà máy Đạm Cà Mau. Nhà máy điện Cà Mau 1 và Cà Mau 2 với tổng vốn đầu tư trên 860 triệu USD có tổng công suất 1.500 MW sử dụng công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp thể hệ mới có khả năng cung cấp trên 9 tỷ KWh điện/năm, sử dụng nhiên liệu khí thiên nhiên từ hệ thống đường ống PM3-Cà Mau thuộc bể Malay-Thổ Chu. Hệ thống đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau dài trên 300km với công suất vận chuyển hơn 2 tỷ m³ khí/năm, tổng mức đầu tư khoảng 300 triệu USD.

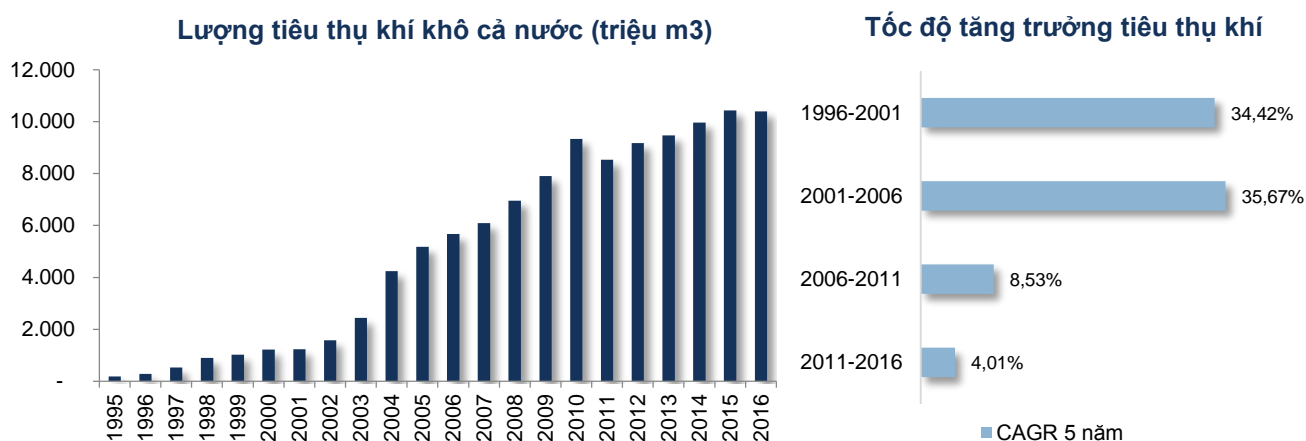
Từ năm 2011-2012, do nhu cầu khí nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện giảm so với năm trước, bắt nguồn từ việc sản xuất thủy điện có nhiều thuận lợi về mặt thời tiết cùng với tình hình kinh tế có nhiều khó khăn do khủng hoảng kinh tế trong nước với lạm phát cao gần 18,13% và tăng trưởng GDP sụt giảm chỉ đạt 5,89% vào năm 2011. Điều này đã làm giảm lượng tiêu thụ khí thiên nhiên trong nước, do đó sản lượng

khí cả nước không tăng cao như giai đoạn 2009-2010, với tốc độ tăng trưởng chỉ khoảng 7,8% vào năm 2011 tương đương 10,16 tỷ m³ và tiếp tục giảm 6,6% vào năm 2012 với sản lượng chỉ đạt 9,49 tỷ m³.

Tháng 08/2015, Hệ thống khí Hàm Rồng – Thái Bình với 25 km đường ống khí ngoài khơi và trên bờ có công suất thiết kế 500 triệu m³ khí/năm bắt đầu đưa khí vào cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp tại Thái Bình và các tỉnh lân cận, mở đầu cho việc phát triển thị trường tiêu thụ khí tại miền Bắc. Hệ thống Hàm Rồng – Thái Bình đã cung cấp 20 triệu m³ khí vào năm 2015 và năm 2016 đã nâng lên 70 triệu m³ khí đóng góp 0,71% vào sản lượng khí thiên nhiên cả nước.

II. Vòng đời ngành khí Việt Nam

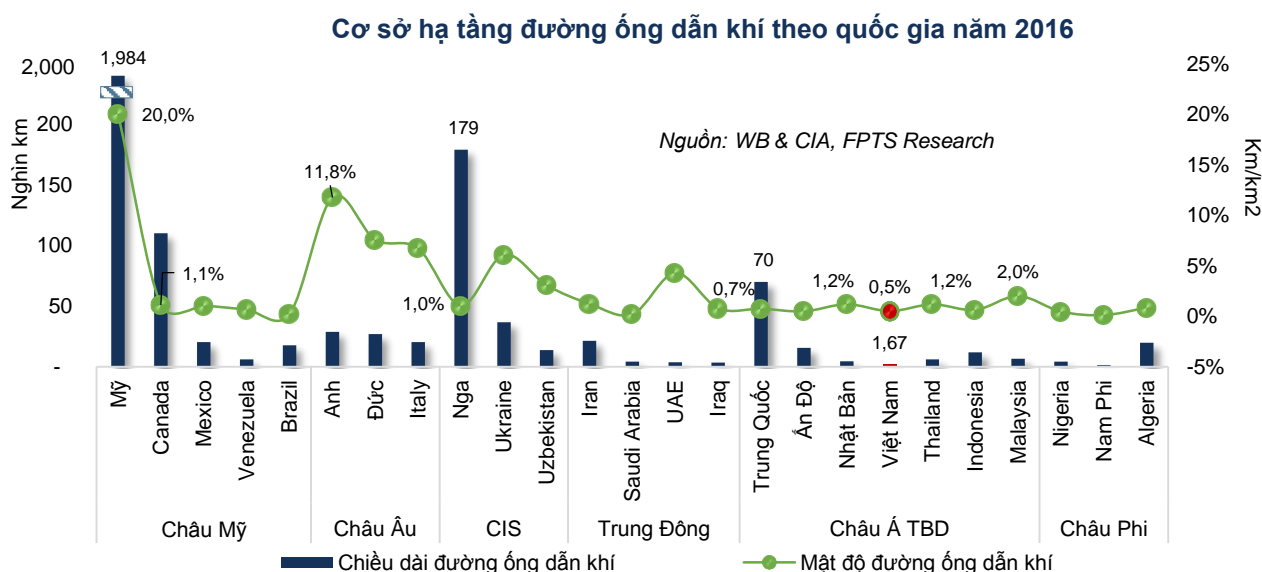
Để xác định vòng đời ngành khí Việt Nam cần xem xét nhiều yếu tố bao gồm tốc độ tiêu thụ, cơ sở hạ tầng và mức độ tiêu thụ khí thiên nhiên cả nước.



Nguồn: PVGas, FPTs Research

Tốc độ tăng trưởng kép 5 năm về lượng tiêu thụ khí thiên nhiên cả nước đang suy giảm từ mức 34,4% trong giai đoạn 1996-2001 xuống chỉ còn 4,0% vào giai đoạn 2011-2016, tuy vậy tốc tăng trưởng này vẫn cao hơn nhiều so với mức 1,5% của toàn thế giới. Điều này cho thấy, ngành khí trong nước vẫn còn dư địa tăng trưởng lớn.

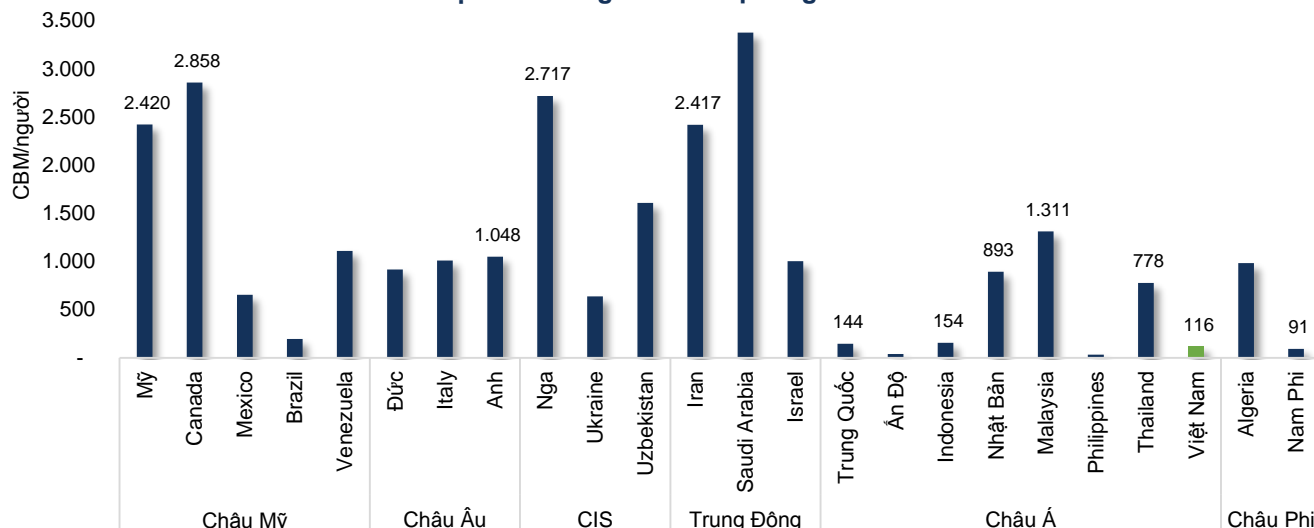
Bên cạnh đó, việc phát triển cơ sở hạ tầng cũng là yếu tố quan trọng để xác định mức độ phát triển ngành khí. Cơ sở hạ tầng phục vụ phân phối khí đốt phát triển là yếu tố cần thiết để mở ra tiềm năng tăng trưởng và thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ khí thiên nhiên trong nước. Hiện nay, Việt Nam có mật độ đường ống dẫn khí thiên nhiên khá thấp.



Nguồn: WB & CIA, FPTs Research

Tính đến năm 2016, Việt Nam có khoảng 1.670 km đường ống dẫn khí tính cả ngoài khơi và trên bờ, chủ yếu tập trung ở khu vực Đông Nam Bộ. Trong đó, xét về mật độ đường ống (chiều dài đường ống trên diện tích) so với các nước trong khu vực thì Việt Nam có mật độ đường ống khá thấp chỉ khoảng 0,5% thấp hơn Malaysia với 2,0% diện tích, Trung Quốc khoảng 0,7%, Thái Lan 1,2% và thấp hơn rất nhiều so với những quốc gia phát triển như Mỹ với 20,0%, Anh 11,8%, Canada 1,1% và Nga 1,0% diện tích.

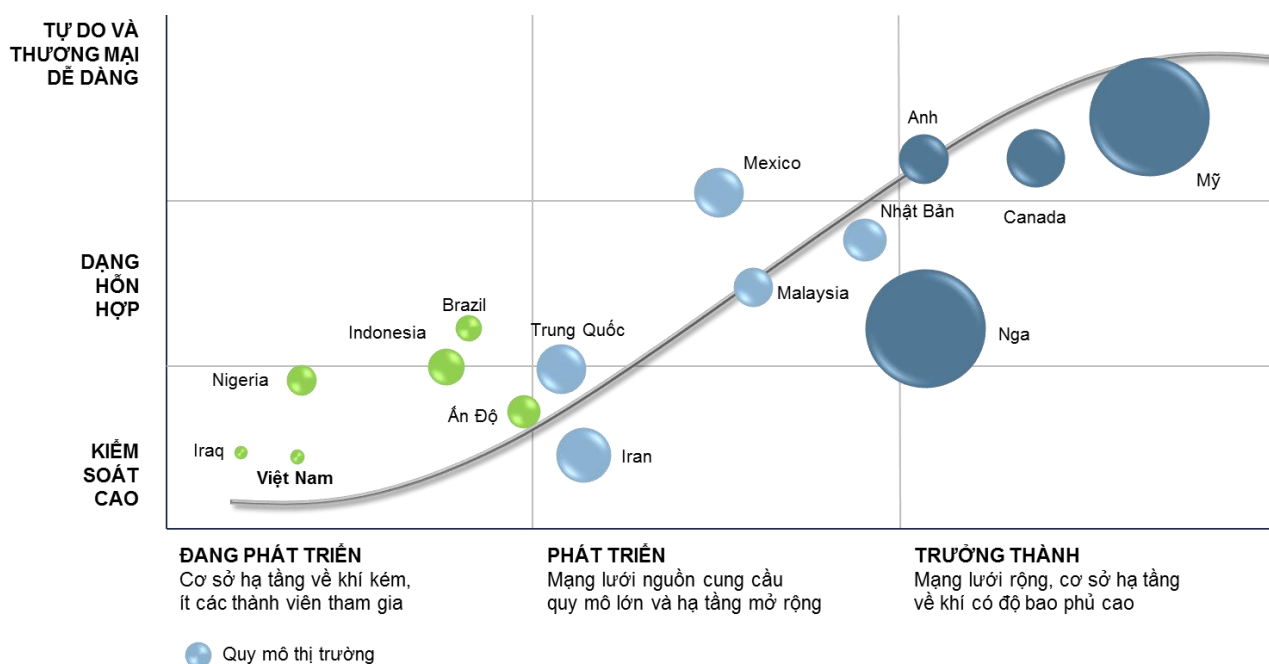
Tiêu thụ khí trên người theo quốc gia năm 2016



Nguồn: WB & BP, FPTs Research

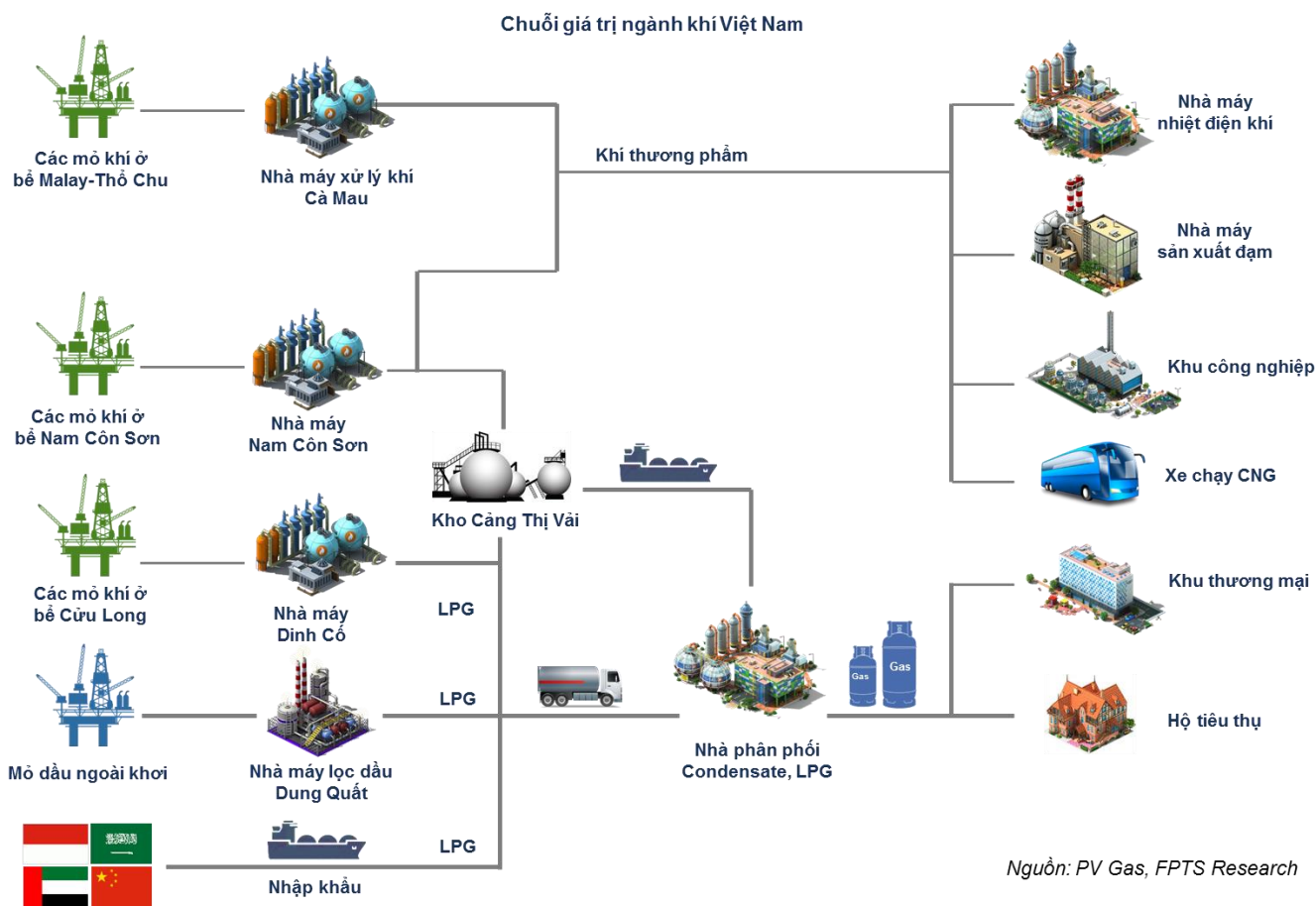
Bên cạnh đó, tiêu thụ khí trên đầu người của Việt Nam cũng tương đối thấp chỉ khoảng 116 m³ khí/người thấp hơn cả Indonesia với 154 m³ khí/người, Malaysia khoảng 1.311 m³ khí/người và Thái Lan với 778 m³ khí/người. Nếu so với những quốc gia phát triển như Mỹ, Nga, Canada và Anh thì mức độ tiêu thụ khí ở Việt Nam chỉ bằng 6% bình quân tiêu thụ của những quốc gia phát triển này. Với những phân tích về hạ tầng, tiêu thụ khí trên đầu người và cấu trúc thị trường ngành công nghiệp khí Việt Nam. Có thể thấy ngành công nghiệp khí Việt Nam đang chỉ đang ở giai đoạn phát triển với cơ sở hạ tầng đang trong quá trình xây dựng và dự địa tăng trưởng còn khá lớn.

Vòng đời ngành khí



Nguồn: GE, FPTs Research

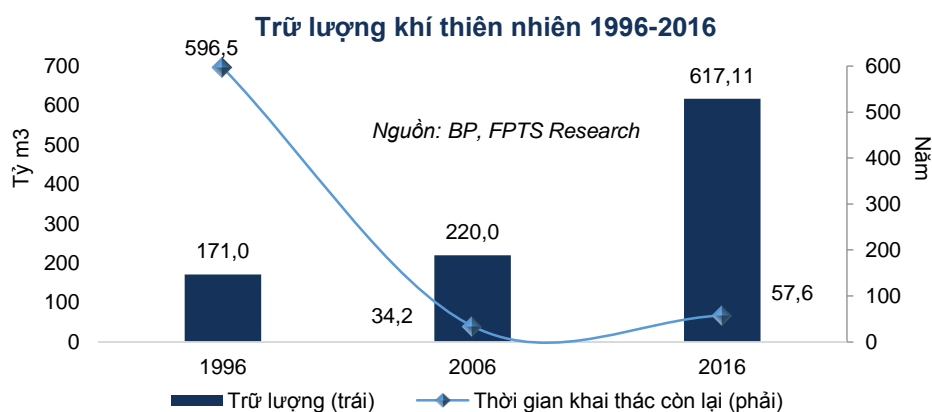
III. Chuỗi giá trị ngành khí Việt Nam



Nhìn chung chuỗi giá trị ngành khí Việt Nam có một số điểm khác biệt với chuỗi giá trị thế giới. Do sản lượng khí thiên nhiên của Việt Nam không cao, khí thiên nhiên sản xuất chỉ tiêu thụ trong nước nên Việt Nam không có hoạt động xuất khẩu LNG. Đồng thời, cơ sở mạng lưới đường ống dẫn khí trong dân dụng ở Việt Nam chưa phát triển, mặc dù đang xây dựng hệ thống đường ống khí gas đô thị nhưng chỉ đáp ứng nhu cầu nhỏ ở khu vực miền Bắc. Do đó, sản phẩm khí dân dụng ở Việt Nam chủ yếu là sản phẩm LPG thay vì khí thiên nhiên.

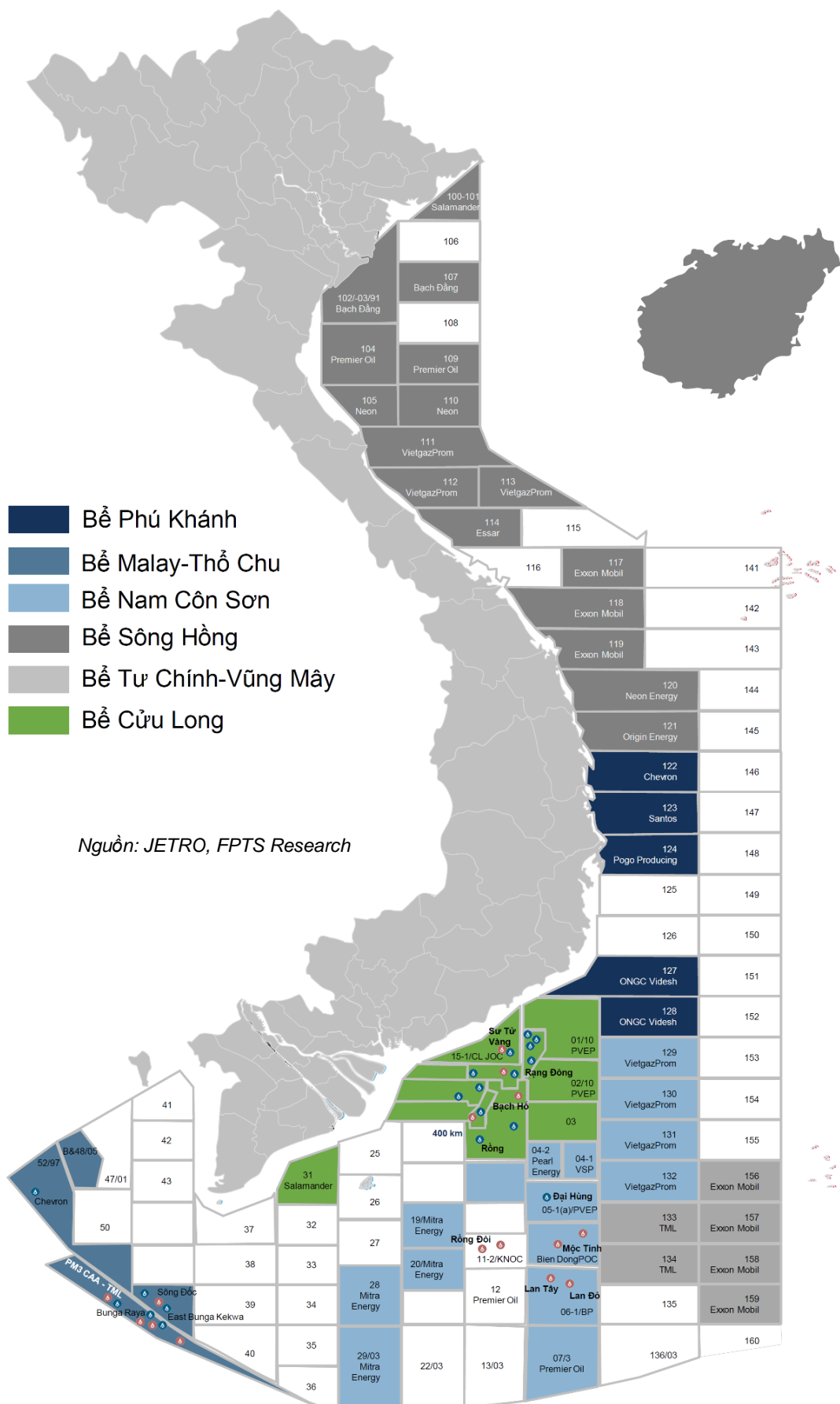
1. Thương nguồn

Dầu mỏ và khí thiên nhiên ở Việt Nam chủ yếu được tìm thấy ở các bể trầm tích thuộc thềm lục địa phía Nam như Bể Cửu Long, Bể Nam Côn Sơn, Bể Malay-Thổ Chu và Bể Sông Hồng ở miền Bắc. Các bể trầm tích này thuộc kỷ Cenozoic (Niên đại Tân sinh) có tuổi địa chất 65 triệu năm. Để tạo thuận lợi trong công tác quản lý và khai thác thì vùng biển Đông Việt Nam được chia thành lô theo thứ tự từ 1 đến 160.

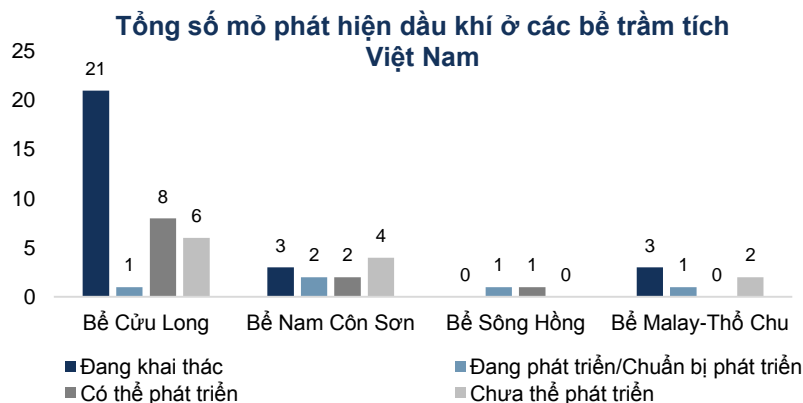


Về trữ lượng dầu khí theo thống kê của BP, Việt Nam có tổng trữ lượng khí thiên nhiên đã được chứng minh khoảng 617,1 tỷ m³ với thời gian có thể khai thác còn lại khoảng 57,6 năm. Bên cạnh đó, trữ lượng dầu mỏ của Việt Nam khoảng 594,6 triệu tấn với thời gian khai thác còn lại 36,2 năm.

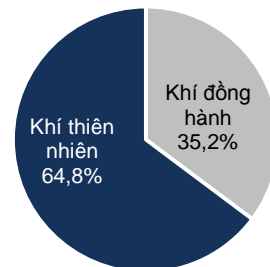
BẢN ĐỒ PHÂN LÔ DẦU KHÍ VIỆT NAM



Theo VPI tính đến đầu năm 2015, Việt Nam đã xác định được 113 mỏ phát hiện dầu khí gồm 58 mỏ phát hiện khí và 55 mỏ phát hiện dầu. Trong đó, có 48 mỏ đang được khai thác, 15 mỏ đang được phát triển, 23 mỏ có thể phát triển được và 27 đã phát hiện nhưng chưa thể phát triển.



Cơ cấu sản lượng khí thiên nhiên trong nước



Nguồn: VPI/EMC, FPTTS Research

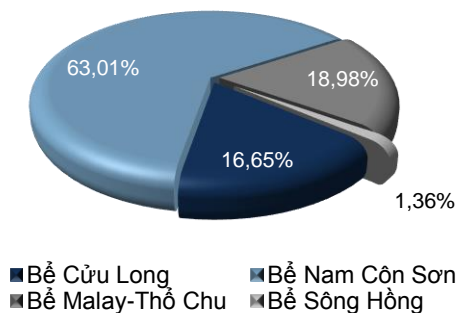
Trong đó, sản lượng khí thiên nhiên trong nước chủ yếu được khai thác từ mỏ khí chiếm 64,8% và còn lại 35,2% là khí đồng hành. Hiện nay, trong số 55 mỏ phát hiện dầu có 27 mỏ dầu đang được khai thác, trong 27 mỏ dầu đang được khai thác chỉ có 18 mỏ dầu được thực hiện thu gom khí đồng hành. Do sản lượng khí đồng hành tại các mỏ còn lại đã suy giảm, không khả thi về mặt kinh tế để đầu tư xây dựng hệ thống thu gom và vận chuyển khí.

Danh sách các mỏ dầu chưa thu gom khí đồng hành ở Việt Nam

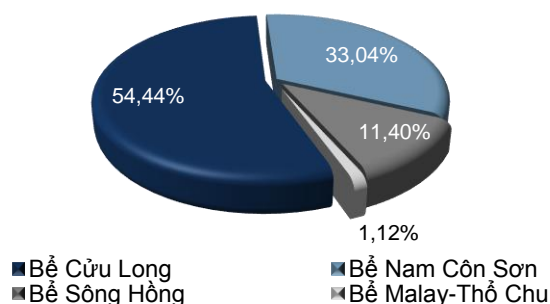
Tình trạng	Số mỏ	Tên mỏ
Đang khai thác	9	Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Ruby, Pearl, Topaz, Diamond, Thăng Long, Đông Đô, Sông Đốc
Đang phát triển	5	Kinh Ngư Trắng, Gấu Chúa - Gấu Ngựa - Cá Chó, Cá Rồng Đỏ, Hàm Rồng, Rạch Tàu - Phú Mỹ - Năm Căn
Có thể phát triển	11	Emerald, Jade, Lạc Đà Vàng, Sư Tử Nâu (clastic), Dương Đông, Hải Sư Bạc, Lạc Đà Nâu, Dơi Nâu, Rồng Trẻ, Sao Vàng, Yên Tử
Chưa thể phát triển	12	Mèo Trắng, Hồ Tây, Sói, Ba Vì, Bà Đen, Voi Trắng, Phi Mã, Chim Công, Hải Âu, Thiên Nga, U Minh, Minh Hải
Tổng	37	

Nguồn: VPI/EMC, FPTTS Research

Cơ cấu sản lượng khí Việt Nam



Trữ lượng khí đồng hành có thể thu hồi phân bố theo bể trầm tích ở Việt Nam



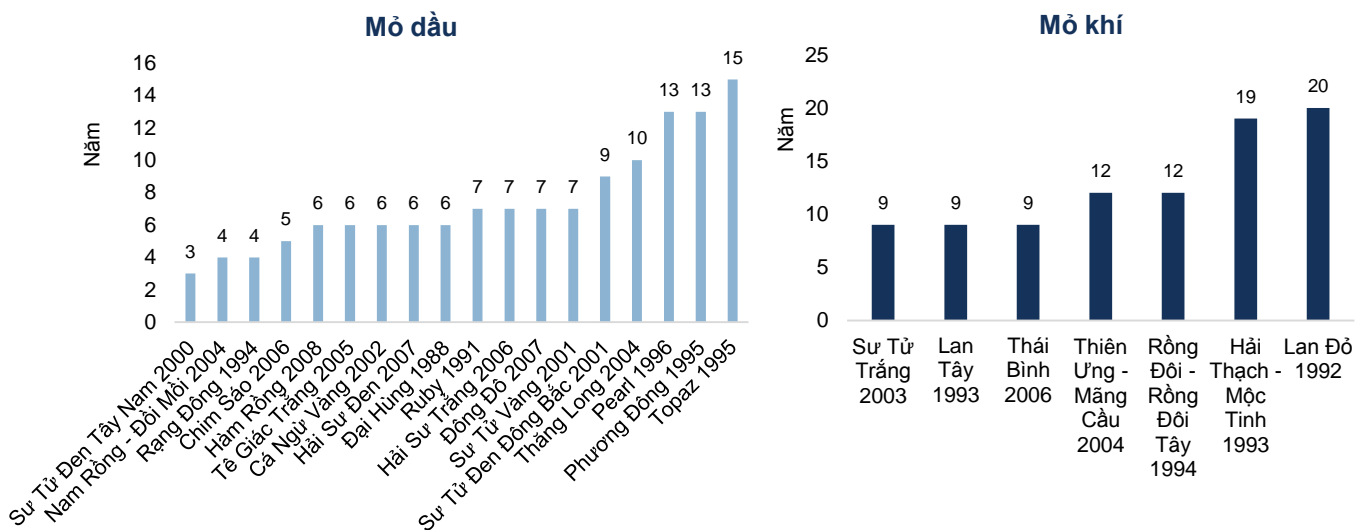
Nguồn: VPI/EMC, FPTTS Research

Khí đồng hành được phân bố chủ yếu ở bể Cửu Long với trữ lượng có thể thu hồi khoảng 75,52 tỷ m³ chiếm 54,45% trữ lượng khí đồng hành cả nước và tập trung ở các mỏ lớn: Bạch Hổ, Rồng Đỏ, Emerald, Sư Tử Trắng. Đứng sau bể Cửu Long là bể Nam Côn Sơn chiếm 33,04% tổng trữ lượng khí đồng hành của cả nước, chủ yếu tập trung ở các mỏ: Chim Sáo, Rồng Trẻ, Cá Rồng Đỏ, Sao Vàng. Ngoài ra, một

lượng khí đồng hành nhỏ còn phân bố trong các mỏ dầu thuộc bể Malay - Thổ Chu (chiếm 11,4%) như: Bunga Kekwa - Cái Nước, Bunga Raya. Bể Sông Hồng có tiềm năng khí đồng hành thấp nhất chỉ khoảng 1,12%.

Mặc dù bể Cửu Long là bể có trữ lượng khí đồng hành lớn, nhưng sản lượng khí hàng năm chủ yếu từ bể Nam Côn Sơn với tổng sản lượng đạt 6,5 tỷ m³ khí/năm chiếm hơn 63% tổng sản lượng cả nước, tiếp theo là bể Malay-Thổ Chu cung cấp 1,9 tỷ m³ khí/năm, bể Cửu Long cung cấp chỉ khoảng 1,5 tỷ m³ khí/năm và hệ thống Khí Hàm Rồng – Thái Bình được đưa vào hoạt động năm 2015, tính đến 2016 đã cung cấp 143 triệu m³ khí cung cấp cho khu vực miền Bắc.

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.



Nguồn: VPI, FPTs Research

Hoạt động khai thác dầu và khí ở thượng nguồn ở Việt Nam chủ yếu do PVN điều hành và giám sát. Tính đến tháng 10/2016, PVN đã triển khai thực hiện 66 hợp đồng dầu khí⁸ ở trong nước, trong đó 83% hợp đồng dầu khí được ký kết với các công ty dầu khí nước ngoài với số vốn đầu tư gần 15 tỷ USD. Tính đến hiện tại, PVN đang khai thác 32 mỏ dầu khí ở trong nước và 9 mỏ ở nước ngoài (5 mỏ tại Liên bang Nga, 3 mỏ tại Malaysia, 1 mỏ ở Algeria), với tổng sản lượng đạt gần 367 triệu tấn dầu và gần 122 tỷ m³ khí.

Hoạt động E&P ở trong nước, chủ yếu do PVEP (PVN sở hữu 100%) và Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro (PVN sở hữu hơn 50%) thực hiện. Ngoài ra, hoạt động E&P còn do các công ty dầu khí nước ngoài hợp tác khai thác như: ExxonMobil (Mỹ), Chevron (Mỹ), Vietgazprom (công ty liên doanh điều hành Tập đoàn Khí đốt Gazprom, PVN, PVEP và Công ty Gazprom zarubezhneftegaz), Công ty dầu khí Nhật Việt (JVPC), Công ty Dầu khí Việt Nga Nhật (VRJ)... Bên cạnh đó, còn có các công ty dịch vụ dầu khí hỗ trợ hoạt động khai thác ở thượng nguồn như Công ty khoan và dịch vụ khoan dầu khí (PVD), Tổng công ty xây lắp dầu khí (PVX).

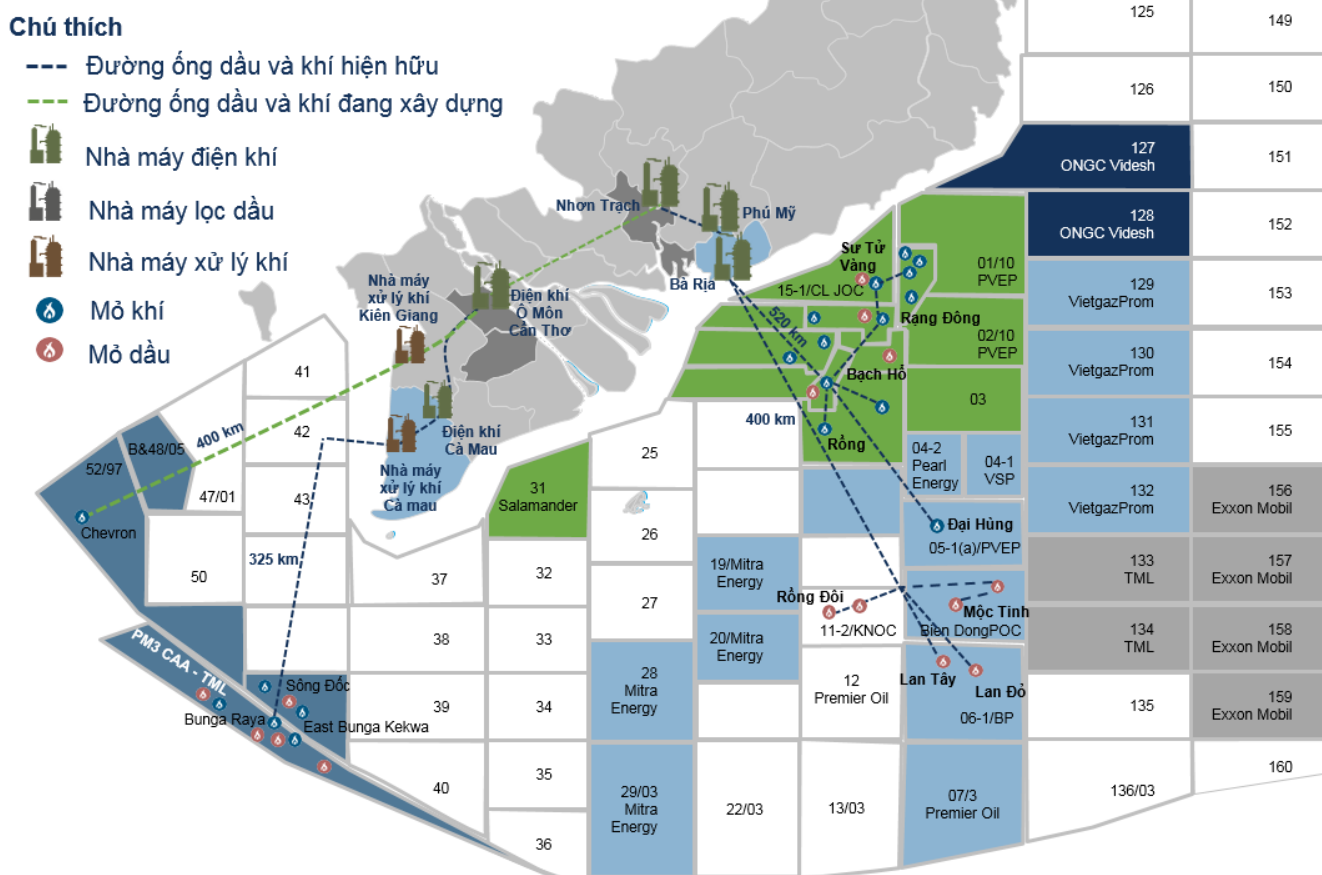
Cơ chế giá mua khí ở Việt Nam thường là thương lượng cho từng dự án riêng, ngoại trừ khí PM3 CAA được tính dựa vào giá trung bình dầu nhiên liệu (MFO) do một phần của mỏ khí này được bán cho việc phát điện tại Malaysia.

2. Trung nguồn

Hiện nay, các bể trầm tích có tiềm năng dầu khí lớn ở Việt Nam chủ yếu tập trung ở thềm lục địa miền Nam, do đó việc thu gom vận chuyển khí được thực hiện tập trung chủ yếu ở khu vực phía Nam. Hoạt động thu gom, vận chuyển và xử lý khí thiên nhiên ở Việt Nam chủ yếu do PVGas thực hiện.

⁸ Xem thêm phụ lục 6 – Các dạng hợp đồng và quy trình thẩm định dự án dầu khí ở Việt Nam.

Hệ thống cơ sở hạ tầng ngành khí khu vực phía Nam



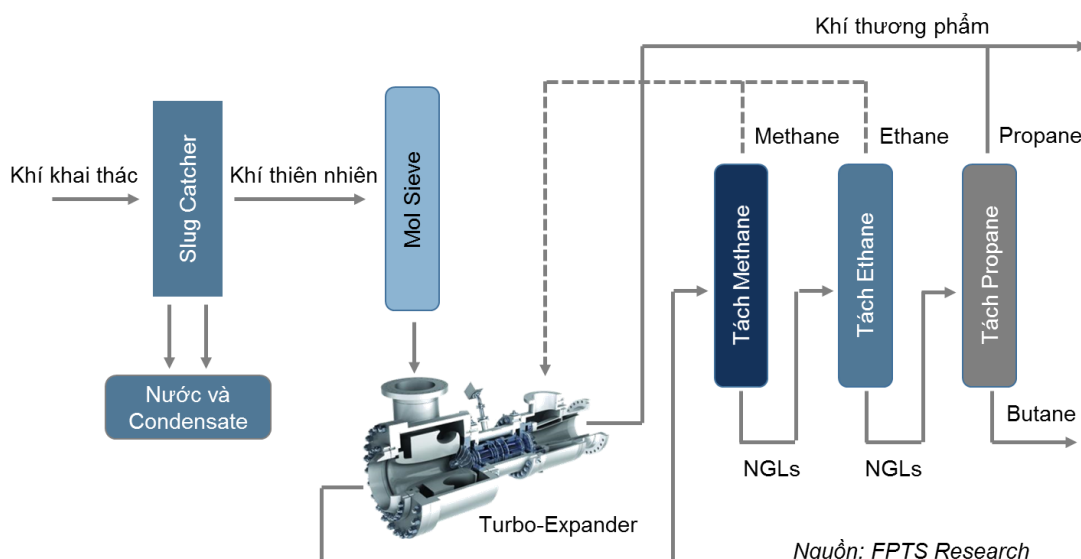
Khí thiên nhiên thu gom từ các mỏ ngoài khơi được đưa đến các nhà máy xử lý trên bờ bằng hệ thống đường ống. Hệ thống đường ống thu gom khí thiên nhiên ngoài khơi Việt Nam có tổng chiều dài 1.670 km. Trong đó, đường ống thu gom từ bể Cửu Long đến Phú Mỹ thuộc Bà Rịa – Vũng Tàu có chiều dài 520 km, từ bể Nam Côn Sơn đến cụm Khí Điện Đạm Bà Rịa - Vũng Tàu có chiều dài 400 km, từ bể Malay - Thổ Chu thuộc lô PM3 CAA đến Cà Mau có chiều dài 325km và dự án lô B - Ô Môn (Kiên Giang) có chiều dài 400 km và hệ thống khí Hàm Rồng – Thái Bình thuộc bể Sông Hồng có chiều dài 25 km.

Mỗi hệ thống thu gom khí thiên nhiên sẽ đưa đến một nhà máy xử lý khí khác nhau:

- Hệ thống khí Cửu Long khi được đưa vào bờ sẽ được xử lý tại nhà máy xử lý khí Dinh Cố để sản xuất khí khô, LPG và Condensate.
- Hệ thống khí Nam Côn Sơn, khí thiên nhiên sẽ được đưa đến nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn để xử lý.
- Hệ thống PM3- Cà Mau, khí thiên nhiên được xử lý tại nhà máy xử lý khí Cà Mau.
- Hệ thống khí lô B – Ô Môn, khí thiên nhiên được đưa đến nhà máy xử lý khí Kiên Giang.

Khí thiên nhiên ở Việt Nam được thu hồi và chế biến ở nhà máy xử lý khí GPP, đây là dạng nhà máy có đầy đủ thiết bị để thu hồi khí thiên nhiên cao nhất, với điểm nổi bật của nhà máy GPP là thiết bị Turbo Expander. Thiết bị này sẽ giúp gia tăng khả năng làm lạnh sâu dòng khí thiên nhiên với nhiệt độ có thể xuống thấp dưới -180°C , do đó có khả năng tách riêng butane và propane. Nhà máy GPP hoạt động với công suất đầu vào là 1,5 tỷ $\text{m}^3/\text{năm}$, có khả năng thu hồi sản phẩm propane với 537 tấn/ngày, butane với 417 tấn/ngày, condensate với 402 tấn/ngày và khí khô với sản lượng 3,34 triệu $\text{m}^3/\text{ngày}$.

Sơ đồ công nghệ sản xuất khí thiên nhiên ở nhà máy xử lý khí Việt Nam (GPP)



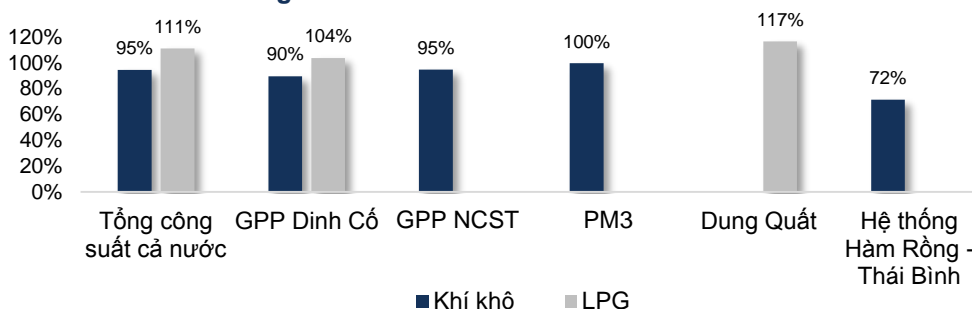
Nguồn: FPTs Research

Công nghệ xử lý khí thiên nhiên nay ở các nhà máy GPP Việt Nam là công nghệ OUP Russell. Ở công nghệ này, khí thô chứa CO₂ và H₂S vào nhà máy được tiếp nhận đầu tiên tại Slug Catcher (SC) để phân tách nước và condensate, môi trường tại SC có áp suất 65-80bar và nhiệt độ 20-30°C. Khí thiên nhiên sau khi đi ra khỏi SC sẽ đi qua sản tách phân tử (Mol Sieve) để làm sạch khí, sau đó khí khô sẽ được làm lạnh ở nhiệt độ -34°C, khí được làm lạnh sẽ đi qua Turbo-Expander để làm đông ở nhiệt độ -100°C, ở nhiệt độ này chủ yếu hydrocarbon nặng (C₃⁺) được hóa lỏng. Dòng khí sau khi đi ra khỏi Turbo-Expander, sẽ đi vào các tháp tinh cất ở môi trường nhiệt độ có thể xuống dưới -180°C để tách khí methane và ethane. Khí methane và ethane sau khi được tách sẽ được đưa trở lại Turbo-Expander để nén sau đó đưa đến thị trường tiêu thụ. Phần khí lỏng (NGL) còn lại sẽ được tiếp tục đưa đi xử lý để thu hồi LPG (propane và butane).

Sản phẩm khí thiên nhiên thu được theo công nghệ⁹

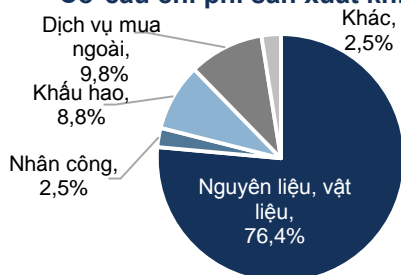
Chỉ tiêu	Công nghệ			
	AMF	MF	GPP (Turbo Expander)	MGPP (GPP chuyển đổi)
Lưu lượng (triệu m ³ /ngày)	3,8	3,5	3,3	4,7
Nhiệt độ (°C)	20,3	30,4	60,8	55,0
Áp suất (bar)	45,5	49,5	48,0	52,0
Nhiệt trị toàn phần (MJ/m ³)	49,9	45,2	42,7	42,6
Thành phần (%)				
Methane (C ₁)	73,36	79,30	82,85	84,81
Ethane (C ₂)	13,88	14,88	15,41	13,33
Propane (n-C ₃)	7,77	4,33	1,23	13,18
Iso-Butane (i-C ₄)	1,70	0,48	0,08	0,07
Butane (n-C ₄)	2,40	0,54	0,08	0,07
Iso-Pentane (i-C ₅)	0,23	0,06	0,01	0,00
Pentane (n-C ₅)	0,24	0,06	0,01	0,00
Hexane (C ₆ ⁺)	0,09	0,01	0,00	0,00
Nitrogen (N ₂)	0,22	0,24	0,25	0,36
CO ₂	0,06	0,07	0,07	0,02
H ₂ O	0,05	0,03	0,03	—

⁹ Xem thêm phụ lục 6 – Các nhà máy GPP ở Việt Nam

Công suất sản xuất khí thiên nhiên cả nước


Nguồn: PVGas & PVN, FPTs Research

Tính đến năm 2016, công suất sản xuất của các nhà máy xử lý khí Việt Nam đã gần vượt công suất, đạt hơn 95% đối với khí khô và 111% công suất đối với LPG. Trong đó, khí khô từ nhà máy GPP Dinh Cố, GPP Nam Côn Sơn và PM3-Cà Mau đã đạt hơn 95%, hệ thống Hàm Rồng – Thái Bình mới đưa vào hoạt động năm 2015 cũng đã đạt 72% công suất. Đối với LPG, lượng sản xuất từ nhà máy GPP Dinh Cố đã đạt 94% công suất và nhà máy Dung Quất cũng đạt hơn 117% công suất. Tuy nhiên, một số dự án như GPP Nam Côn Sơn 2, PM3-Cà Mau dự kiến đưa vào vận hành ở quý 2/2017 sẽ gia tăng khả năng sản xuất cả nước.

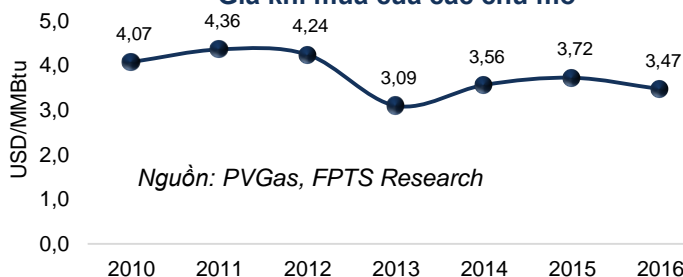
Cơ cấu chi phí sản xuất khí Việt Nam


Nguồn: PVGas, FPTs Research

Do đặc thù của ngành khí là khai thác và sản xuất nên nguyên vật liệu dạng thô là khí thiên nhiên khai thác mua từ các chủ mỏ. Trong cơ cấu chi phí sản xuất, chi phí nguyên vật liệu chiếm 76,4% chi phí, trong đó chủ yếu là khí mua từ các chủ mỏ. Bên cạnh đó, chi phí nhân công chiếm 2,5% chi phí, chi phí khấu hao chiếm 8,8% chi phí, chi phí dịch vụ mua ngoài chiếm 9,8% và chi phí khác chiếm 2,5%.

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 (PVN).
- Bể Nam Côn Sơn được xác định theo giá hợp đồng dài hạn với các chủ mỏ như PVN, ONGC Videsh Ltd., BP Exploration Operating Company Ltd – nay là TNK, Gazprom và Korea National Oil Corporation.
- 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 mua của các chủ mỏ


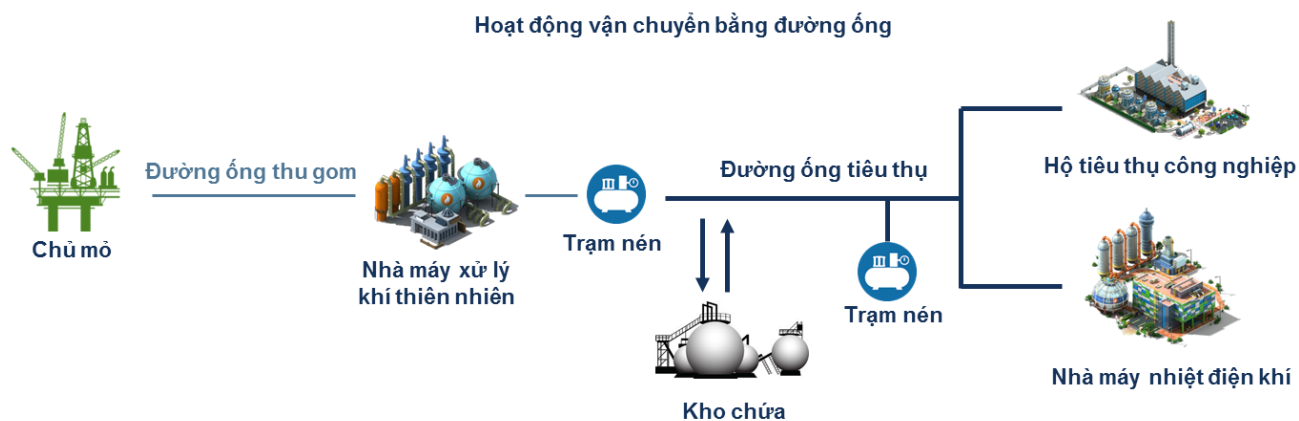
Nguồn: PVGas, FPTs Research

(*) Giá mua khí được tính dựa trên giá vốn bán khí trên sản lượng khí của PVGas điều chỉnh theo tỷ giá

Giá khí thiên nhiên trong nước thay đổi chủ yếu do giá hợp đồng với các chủ mỏ. Giá khí mua từ các chủ mỏ trong giai đoạn 2010-2012 trung bình 4,0 USD/MMBtu do giá dầu phục hồi và ổn định sau giai đoạn 2007-2008. Sau năm 2012, do sự giảm mạnh của thị trường dầu mỏ giá khí cũng bị ảnh hưởng nên giá mua khí từ các chủ mỏ đều giảm xuống mức 3,0-3,5 USD/MMBtu. Dự báo trong ngắn hạn, giá khí thu mua sẽ tăng nhẹ do sự hồi phục của giá dầu.

Vận chuyển khí trong nước

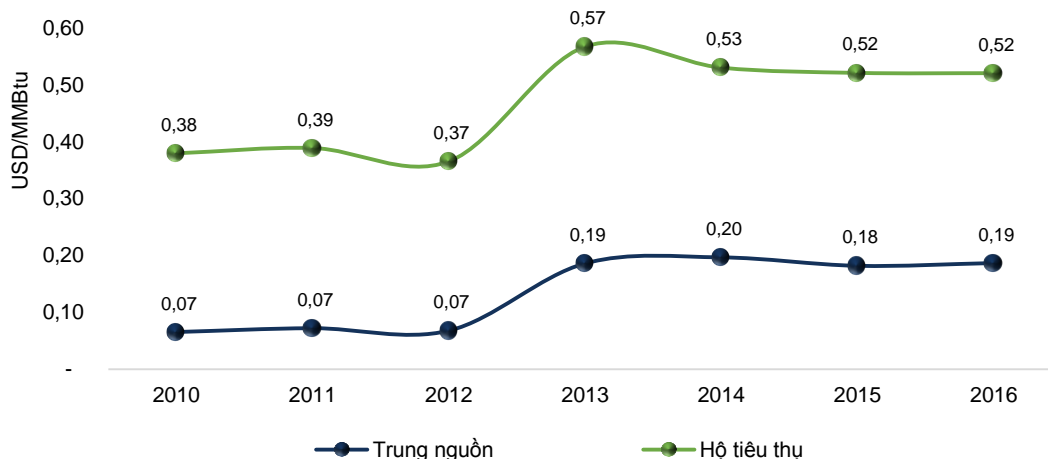
Sản phẩm khí khô (methane và ethane) sau khi được làm sạch và tinh chế sẽ được vận chuyển thông qua hệ thống đường ống dẫn khí đến các Nhà máy nhiệt điện, các công ty sản xuất phân bón, thép, gạch, vật liệu xây dựng, thủy tinh. Đối với sản phẩm LPG và Condensate được vận chuyển đến kho cảng để lưu trữ, sau đó được đưa đến các kho trung chuyển bằng tàu chuyên chở hoặc xe bồn chuyên dụng để đưa đến các trạm chiết nạp và hộ công nghiệp, cuối cùng LPG được đưa đến hộ tiêu thụ gia đình thông qua các nhà phân phối LPG.



Hiện nay, khí thiên nhiên thu gom từ các chủ mỏ được vận chuyển đến nhà máy xử lý chủ yếu bằng đường ống, hoạt động này ở Việt Nam do PVGas thực hiện:

- Đường ống Cửu Long: cước phí vận chuyển được tính trong giá bán khí, chủ sở hữu PVGas.
- Đường ống 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 KNOC).
- Đường ống PM3-Cà Mau: do PVGas sở hữu 100%, chi phí vận chuyển được tính trong giá bán khí.

Chi phí vận chuyển khí bằng đường ống



(*) Tính toán dựa vào doanh thu và giá vốn vận chuyển so với sản lượng khí hàng năm của PVGas

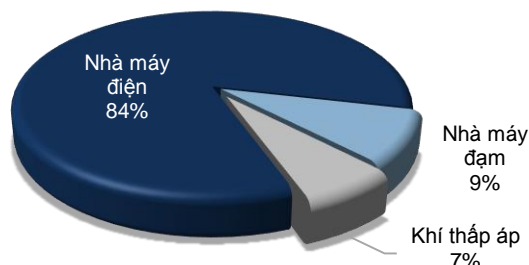
Nguồn: PVGas, FPTs Research

Chi phí vận chuyển khí bằng đường ống từ chủ mỏ đến nhà máy xử lý và từ nhà máy xử lý đến nơi tiêu thụ tương quan cùng chiều với nhau. Trong đó, giai đoạn 2010-2012 sau khủng hoảng năm 2008 giá dầu phục hồi cước phí vận chuyển ở trung nguồn tương đối ổn định trung bình 0,07 USD/MMBtu và cước phí vận chuyển đến các hộ tiêu thụ là 0,38 USD/MMBtu. Tuy nhiên sau đó, cước phí vận chuyển khí tăng lên gấp đôi ở trung nguồn và hạ nguồn do việc tăng cước phí vận chuyển đường ống Phú Mỹ - Hồ Chí Minh lên mức 0,52 USD/MMBtu có tính trượt giá 2%.

3. Hạ nguồn

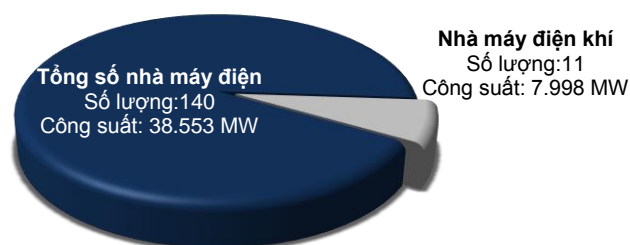
Hiện nay, sản phẩm khí thiên nhiên trong nước chủ yếu cung cấp cho các doanh nghiệp sản xuất điện với 84%, đạm với 9% và khí thấp áp cho ngành công nghiệp khác khoảng 7%, đối với lĩnh vực dân dụng ở trong nước chủ yếu sử dụng khí LPG.

Cơ cấu tiêu thụ khí 2011-2016



Nguồn: PV Gas, FPTs Research

Nhà máy điện Việt Nam

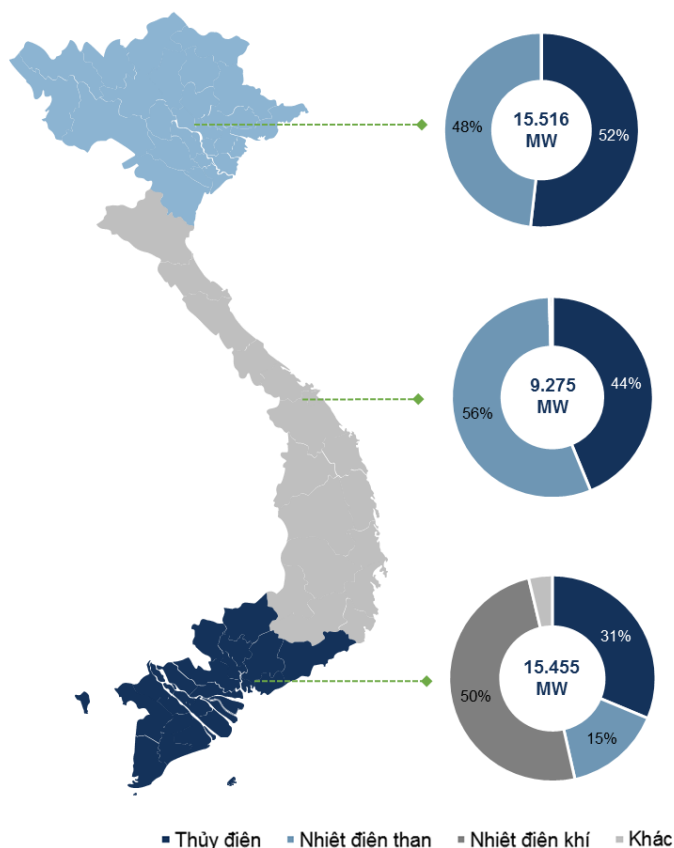


Nguồn: EVN, FPTs Research

Sản xuất điện

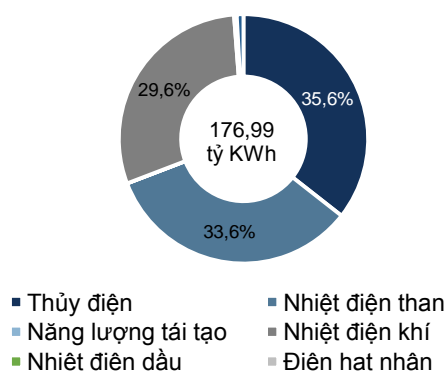
Tính đến đầu năm 2016, Việt Nam có 140 nhà máy điện trên khắp cả nước với tổng công suất 38.553 MW, trong đó chỉ có 11 nhà máy điện vận hành bằng khí chiếm 22,5% tổng công suất cả nước, đa phần các nhà máy này tập trung ở miền Nam.

Cơ cấu công suất phát điện theo khu vực địa lý



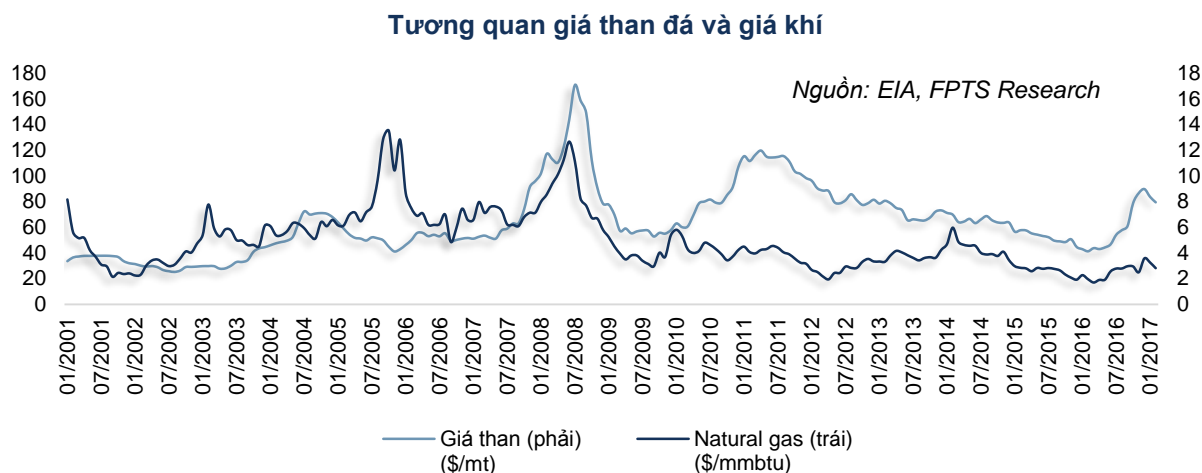
Nguồn: EVN 2016, FPTs Research

Cơ cấu sản lượng sản xuất điện 2016E

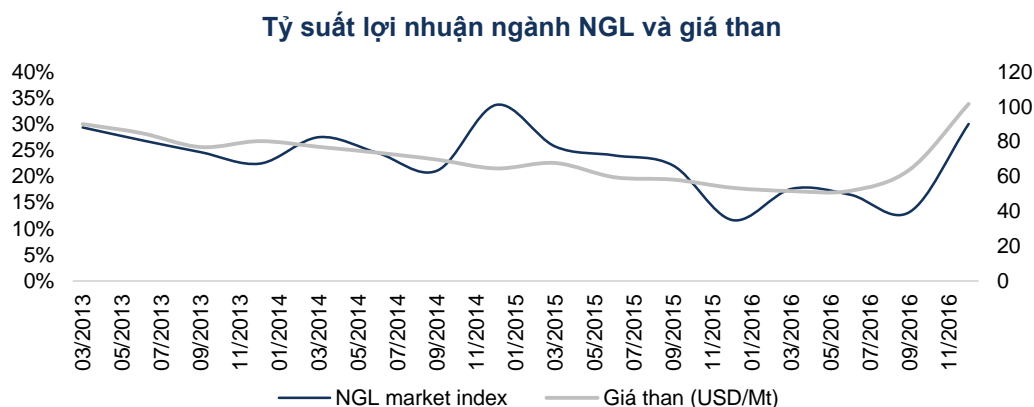


Nguồn: EVN, FPTs Research

Trong những năm trở lại đây, với sự phát triển của khoa học và công nghệ việc ứng dụng các công nghệ mới vào sản xuất điện trong nước chủ yếu là lĩnh vực nhiệt điện đã làm tăng tính đa dạng về các loại nhiên liệu sản xuất điện như khí, than và dầu. Tuy nhiên, hiện nay sản lượng điện trong nước chủ yếu vẫn là thủy điện chiếm 35,6%, nhiệt điện than 36,3% và nhiệt điện khí 25,7%. Trong lĩnh vực sản xuất nhiệt điện, nhiệt điện than và nhiệt điện khí là hai loại nhà máy nhiệt điện được sử dụng chủ yếu ở Việt Nam. Do đó, biến động giá khí thiên nhiên và giá than đá có tác động rất lớn đến việc lựa chọn loại nhiên liệu sản xuất điện hàng năm.



Giá thành và giá khí biến động cùng chiều với nhau, nhất là giai đoạn sau khủng hoảng tài chính toàn cầu 2008-2009. Trong những năm qua, giá thành sản xuất than trong nước đã tăng mạnh nên giá than có dấu hiệu tăng bắt đầu tăng trở lại vào cuối năm 2016 đến đầu năm 2017.



(*) NGL market index: là chỉ số tỷ suất lợi nhuận của thị trường khí thiên nhiên, tính dựa trên tỷ suất lợi nhuận của tất cả các doanh nghiệp hoạt động ở thị trường khí thiên nhiên gồm GAS, CNG, PGD.

Nguồn: Bloomberg, FPTs Research

Qua biểu đồ trên, có thể thấy hoạt động kinh doanh của ngành khí thiên nhiên và biến động của giá than có tương quan cùng chiều với mức độ tương quan 0,65, nguyên nhân là do khi giá than tăng sẽ dẫn đến lượng tiêu thụ than để sản xuất điện bị giảm và làm tăng nhu cầu khí thiên nhiên để bù đắp lượng nhiệt điện than cắt giảm do đó sẽ làm tăng doanh thu cho các doanh nghiệp cung cấp khí thiên nhiên, nếu giá than tăng 1% thì một cách tương đối tỷ suất lợi nhuận của các doanh nghiệp cung cấp khí thiên nhiên cho ngành điện tăng 0,3%.¹⁰

Sản xuất phân đạm

Đối ngành sản xuất phân đạm trong nước, khí khô cũng giống như than đá là nguyên liệu đầu vào sản xuất phân đạm. Khí khô dành cho sản xuất đạm chủ yếu được tiêu thụ ở hai nhà máy Đạm phú Mỹ (DPM) và Đạm Cà Mau (DCM) với công suất mỗi nhà máy tương đương 800.000 tấn urea/năm.

Giá khí áp dụng cho ngành đạm được Chính phủ phê duyệt qua các năm. Kể từ ngày 01/01/2016 đến 31/12/2019, giá khí áp dụng cho DPM được tính theo công thức tính giá khí tại điểm giao nhận khí:

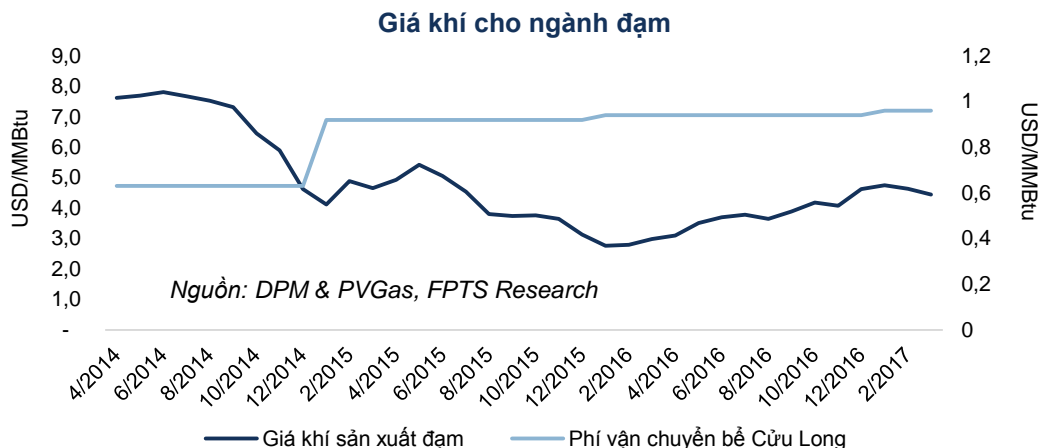
Giá khí không bao gồm VAT (USD/MMBTU) = 46%*Giá dầu trung bình MFOC + Cước phí bể Cừ Long

(*) Giá dầu trung bình được tính bằng USD/MMBTU và được làm tròn đến 06 chữ số thập phân.

¹⁰ Xem phụ lục 4

	2014 (01/4- 31/12)	2015	2016	2017	2018	2019
Cước phí bể Cũ Long áp dụng cho DPM (USD/MMBtu)	0,63	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00

Nguồn: PVGas, FPTs Research



Giá khí bán cho ngành đạm đang biến động theo thị trường dầu mỏ. Trong giai đoạn 2014-2016 giá khí giảm do sự sụt giảm mạnh của giá dầu, những tháng đầu 2017 giá dầu có dấu hiệu phục hồi nên giá khí bán cho các hộ sản xuất đạm tăng trở lại, tuy nhiên mức độ tăng không cao so với giai đoạn trước đó.

Đối với ngành công nghiệp sản xuất

Trong lĩnh vực công nghiệp, hộ tiêu thụ công nghiệp sử dụng khí thiên nhiên dưới dạng khí thấp áp¹¹ có nhiệt trị trung bình 38-42 MJ/SM3 hoặc ở dạng khí CNG. Về phương diện kinh tế, giá khí thấp áp cạnh tranh hơn so với các nhiên liệu truyền thống khác như DO, FO, LPG (tính theo đơn vị nhiệt lượng). Mặt khác, sử dụng khí thấp áp làm nhiên liệu sẽ giảm chi phí đầu tư về kho, bể chứa, chi phí bảo trì và bảo dưỡng cũng như tăng tuổi thọ của thiết bị.

Bởi vì tính chất vật lý và lợi ích về kinh tế nên khí thấp áp chỉ vận chuyển bằng đường ống, do đó các khách hàng công nghiệp sử dụng khí thấp áp tập trung ở khu công nghiệp có cơ sở hạ tầng đường ống dẫn khí. Hiện nay các khu công nghiệp có hệ thống đường ống phân phối khí đến các hộ tiêu thụ như:

- Đông Nam Bộ: 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.
- Tây Nam Bộ, đang hình thành mạng lưới khách hàng tiêu thụ: Cà Mau, Kiên Giang và Cần Thơ.
- Khu vực Miền Trung: KCN thuộc khu kinh tế mở Chu Lai - Quảng Nam và khu kinh tế Dung Quất - Quảng Ngãi.
- Miền Bắc: khu công nghiệp huyện Tiền Hải (Thái Bình).

Hiện nay, nhà cung cấp khí thấp áp duy nhất ở thị trường Việt Nam là PVGas D (PGD). Đây là một sản phẩm mới ở Việt Nam, nên cơ sở hạ tầng đường ống phục vụ các hộ tiêu thụ ở xa nguồn khí đang tiếp tục được đầu tư xây dựng, sẽ tạo tiềm năng phát triển cho sản phẩm khí thấp áp trong tương lai.

Trong dân dụng

Do cơ sở hạ tầng đường ống cung cấp khí trong dân dụng ở Việt Nam chưa được phát triển, nên việc dùng khí thiên nhiên sẽ khó khăn do đó khí dùng trong dân dụng chủ yếu là khí gas (LPG) thay vì khí thiên nhiên để dễ dàng chiết nạp, vận chuyển. Khí LPG được chứa trong các bình thép chuyên dụng, gồm có hai loại bình chủ yếu là bình 12kg trong dân dụng và bình 45kg dùng cho khách hàng công nghiệp như nhà hàng và nhà máy công nghiệp.

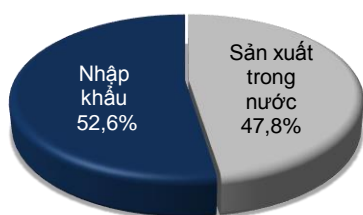
¹¹ Khí thấp áp là khí thiên nhiên ở áp suất thấp có thành phần chủ yếu là các hydrocacbon ở thể khí trong đó methane (85%), ethane (10%) và một lượng nhỏ hơn propan, butan và các loại khí khác.

STT	HẠNG MỤC	CHI TIẾT KỸ THUẬT	
		Bình 12kg	Bình 45kg
1	Tiêu chuẩn thiết kế	DOT-4BA-240	DOT-4BW-240
2	Áp suất thiết kế (kg/cm ²)	17.6	17.6
3	Áp suất thử thủy lực (kg/cm ²)	34	34
4	Dung tích nước (lít)	26 ± 0.1	99 ± 0.1
5	Khối lượng LPG (kg)	12 ± 0.05	45 ± 0.05
6	Đường kính ngoài thân (mm)	301 ± 1	368 ± 2
7	Chiều cao (tay xách + chân đế) (mm)	580 ± 5	1220 ± 5
8	Chiều dày vỏ bình (mm)	≥ 2.3	≥ 2.8

Nguồn: PetroVietnam Gas, FPTs Research

Thị trường LPG Việt Nam được tổ chức với hệ thống gồm nhà sản xuất và hệ thống phân phối kinh doanh LPG bao gồm các cửa hàng bán LPG chai trực thuộc, trạm cấp LPG, trạm nạp LPG, tổng đại lý và đại lý kinh doanh LPG. Trong nước, nhà sản xuất LPG từ khí thiên nhiên duy nhất là PVGas, PVGas sẽ phân phối 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.

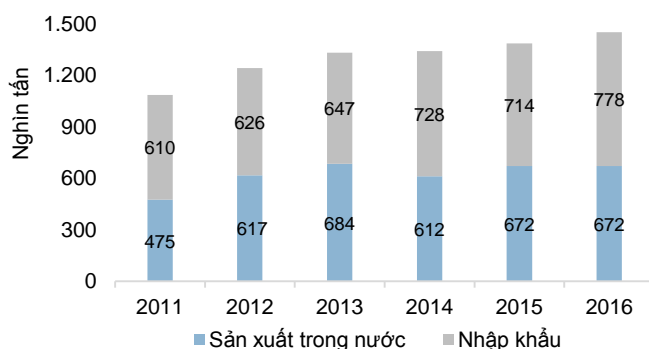
Cơ cấu nguồn LPG, 2011-2016



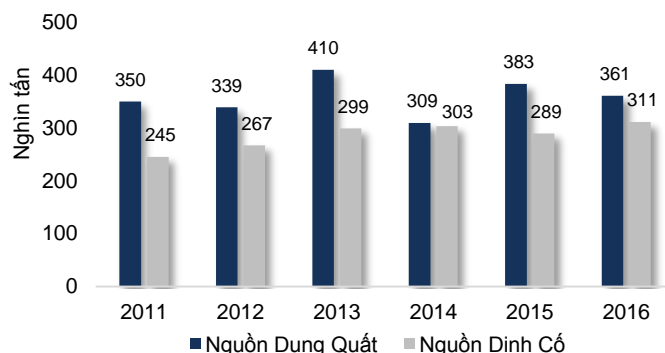
Nguồn: Bộ Công Thương, FPTs Research

Khí LPG trong nước chủ yếu được sử dụng để bán buôn và dùng làm khí đốt trong dân dụng với sản lượng 1.500 nghìn tấn mỗi năm. Nguồn LPG trong nước sản xuất từ khí thiên nhiên chủ yếu từ GPP Dinh Cố với 311 nghìn tấn chiếm 21,5% tổng sản lượng và nhà máy lọc dầu Dung Quất 361 nghìn tấn chiếm 24,9% tổng sản lượng.

Sản lượng LPG 2011-2016

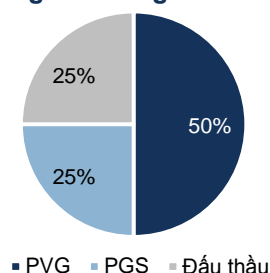


Sản lượng LPG sản xuất trong nước

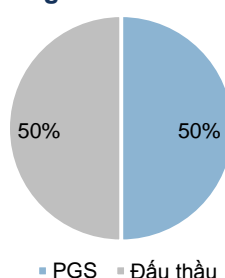


Nguồn: Bộ Công Thương & PV Gas, FPTs Research

Nguồn Dung Quất



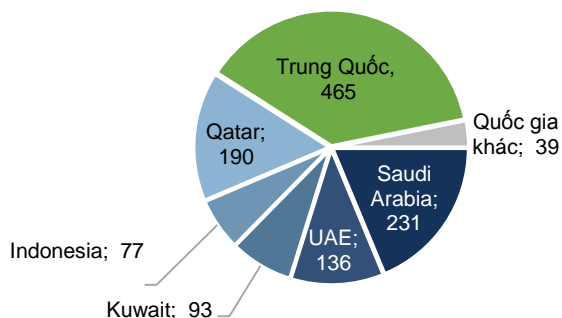
Nguồn Dinh Cố



Nguồn: PVN, FPTs Research

Nguồn LPG Dung Quất, cung cấp cho hai công ty liên kết phân phối với Công ty Bình Sơn là PGS (PVGas South) khoảng 25% và 25% cung cấp cho PVG (PVGas North), phần còn lại được bán thông qua đấu thầu cạnh tranh giữa các nhà phân phối. Đối với nguồn Dinh Cố, 50% cung cấp cho PGS và 50% thực hiện đấu thầu cạnh tranh.

Lượng LPG nhập khẩu theo quốc gia năm 2016



Nguồn: Tổng Cục Hải Quan, FPTs Research

Phần LPG thiếu hụt còn lại được nhập khẩu từ nước ngoài chiếm hơn 50% sản lượng, chủ yếu từ các nước Trung Đông như Saudi Arabia khoảng 231 nghìn tấn, Qatar 190 nghìn tấn, UAE 136 nghìn tấn, Kuwait 93 nghìn tấn và các nước lân cận như Trung Quốc với 465 nghìn tấn, Indonesia khoảng 77 nghìn tấn và các quốc gia khác 39 nghìn tấn.

Số lượng LPG nhập khẩu vào mỗi miền của đất nước khác nhau do nhu cầu và quy mô cảng. Trong đó, hơn 60% nhập khẩu qua khu vực miền Nam, 35% nhập khẩu qua miền Bắc và còn lại ở khu vực miền Trung.

Giá LPG nhập khẩu trong nước là giá hợp đồng Saudi Aramco (Saudi Aramco Contract Price), thường gọi là giá CP Saudi, công thức tính giá LPG trong nước:

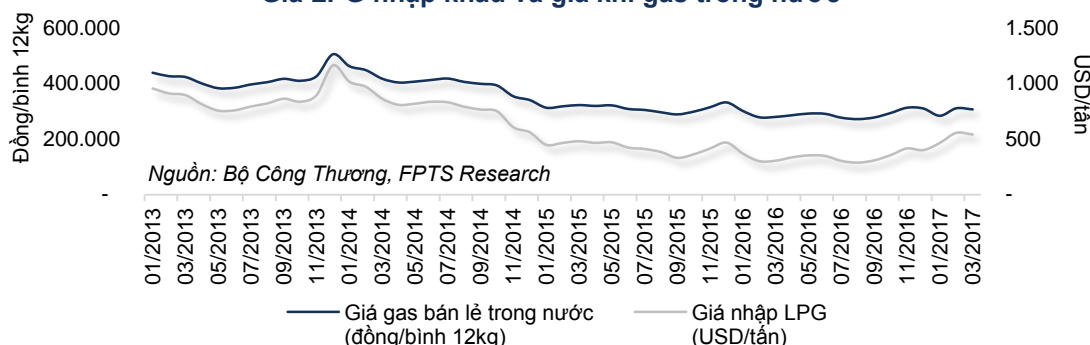
$$\text{CP Saudi} = \text{Giá propane} \times \% \text{propane} + \text{Giá butane} \times \% \text{butane}$$

$$\text{Giá LPG nhập khẩu} = (\text{CP Saudi} + \text{Premium}) \times (1 + \text{Thuế suất nhập khẩu}) \times (1 + \text{thuế suất VAT})$$

$$\text{Giá gas bán lẻ} = \text{Giá LPG nhập khẩu} + \text{chi phí (quản lý, khấu hao, lệ phí)} + \text{VAT} + \text{phí phân phối}$$

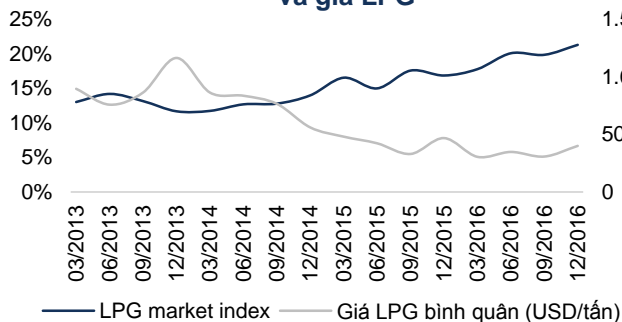
(*) Giá LPG trong nước thường thay đổi hàng tháng theo giá CP Saudi.

Giá LPG nhập khẩu và giá khí gas trong nước



Giá CP Saudi trong những năm qua có xu hướng giảm do sự suy giảm của thị trường dầu mỏ, tuy nhiên những tháng đầu năm 2017 giá dầu có dấu hiệu hồi phục nên giá CP Saudi đã tăng trở lại. Giá CP Saudi có quan hệ ngược chiều với tỷ suất lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh LPG, khi giá CP Saudi giảm thì tỷ suất lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh LPG tăng và ngược lại.

Tỷ suất lợi nhuận thị trường LPG và giá LPG



Tương quan tỷ suất lợi nhuận thị trường LPG và giá dầu

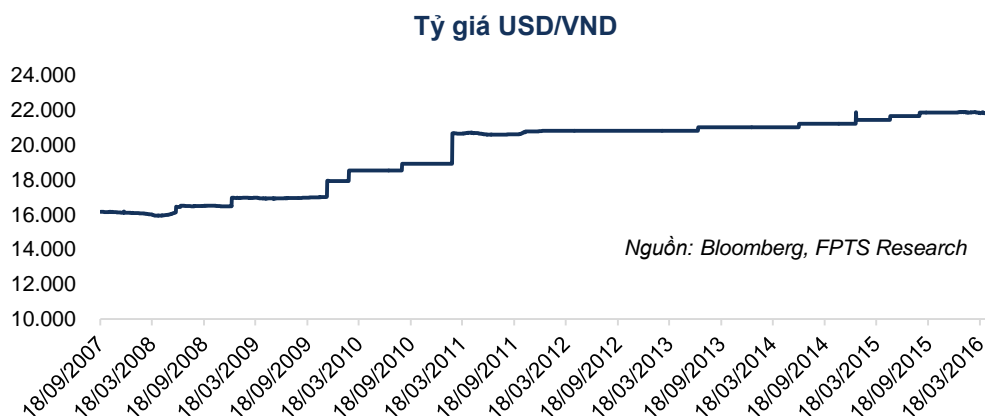


(*) LPG market index: là chỉ số tỷ suất lợi nhuận của thị trường LPG, tính dựa trên tỷ suất lợi nhuận của tất cả các doanh nghiệp niêm yết hoạt động ở thị trường LPG gồm: PGC, PGS, PVG, PCG, ASP và MTG.

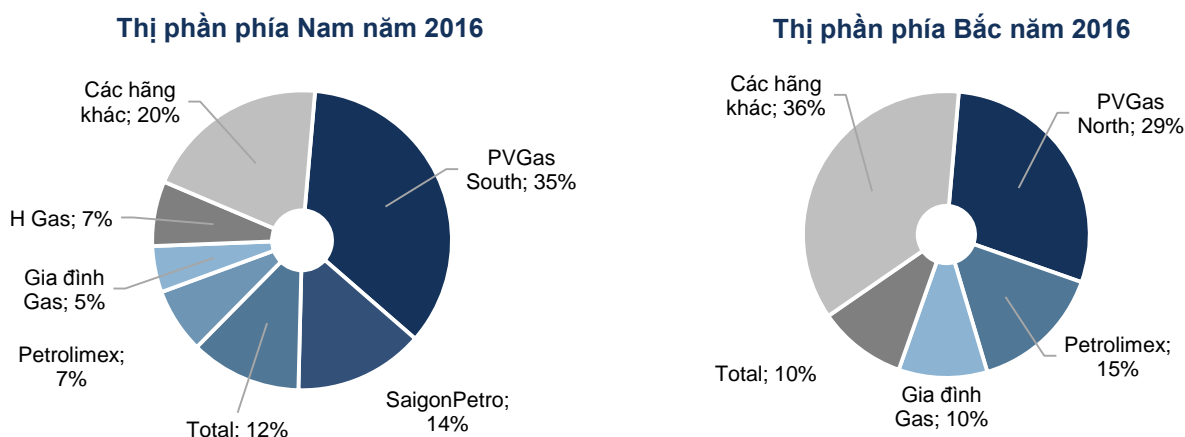
Nguồn: Bloomberg, FPTs Research

Bên cạnh đó, giá CP Price lại chịu ảnh hưởng rất lớn từ giá dầu mỏ. Do đó, những thay đổi về thị trường dầu mỏ cũng sẽ tác động rất lớn đến hoạt động kinh doanh LPG. Nhóm doanh nghiệp kinh doanh LPG có tỷ suất lợi nhuận tương quan ngược chiều với giá dầu với mức độ tương quan -0,85%, nguyên nhân lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh LPG phụ thuộc vào giá nguyên liệu khí đầu vào, giá khí đầu vào lại tương quan cùng chiều với giá dầu do đó tỷ suất lợi nhuận của các doanh nghiệp này chịu ảnh hưởng bởi giá dầu. Khi giá dầu tăng 1% thì tỷ suất lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh LPG giảm 0,1%.¹²

Ngoài ra, còn nhiều yếu tố khác cũng tác động vào giá LPG như tỷ giá hối đoái, phí vận chuyển, khối lượng kinh doanh, tính mùa vụ, thuế và các vấn đề chính trị làm gián đoạn nguồn cung.



Tỷ giá USD/VND trong giai đoạn 2007-2016 có chiều hướng tăng, trong đó biến động nhiều nhất là giai đoạn 2007-2008, mặc dù tỷ giá có chiều hướng tăng trong những năm gần đây nhưng biến động không mạnh. Bên cạnh đó, chi phí vận chuyển chiếm một khoảng đáng kể trong giá thành LPG bao gồm vận chuyển từ nước xuất khẩu (nước bán) về Việt Nam, sau đó vận chuyển từ các kho trong nước đến trạm chiết nạp và từ trạm chiết nạp đến các đại lý phân phối, cửa hàng chuyên doanh. Chi phí vận chuyển sẽ khác nhau giữa các khu vực tùy khoảng cách vận chuyển.

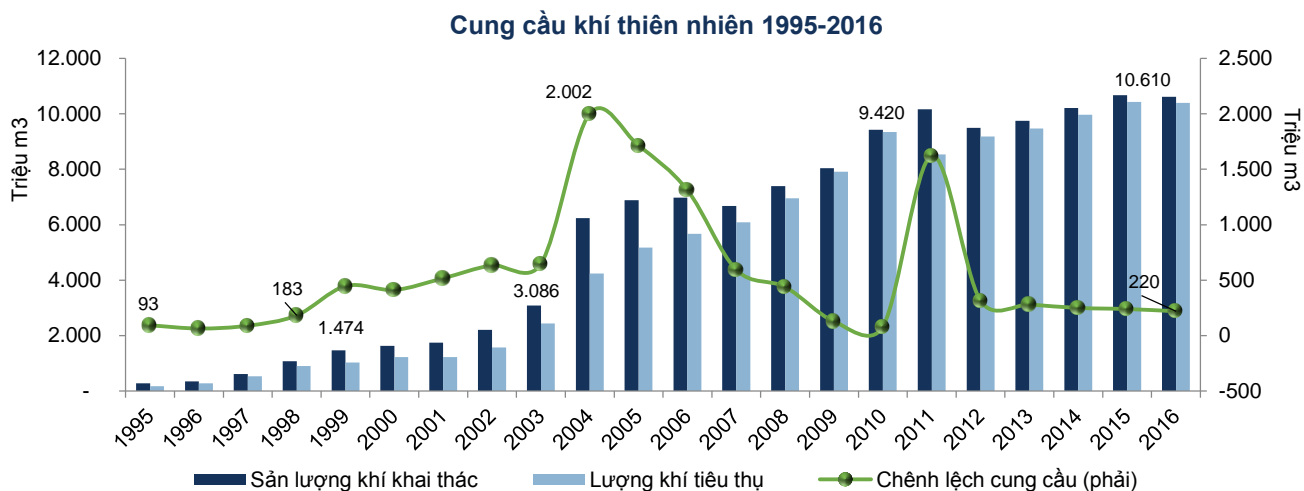


Nguồn: PGS & PVG, FPTs Research

Đối với hoạt động phân phối khí LPG trong nước hiện nay có các doanh nghiệp phân phối lớn như PVGas South chiếm 35% thị phần LPG miền Nam, PVGas North chiếm 29% thị phần miền Bắc. Bên cạnh đó, còn có các doanh nghiệp phân phối lớn như SaigonPetro (14% thị phần miền Nam), Total (12% thị phần miền Bắc và 10% thị phần miền Nam), Petrolimex (7% thị phần miền Nam và 15% thị phần miền Bắc) và Alpha Petro với thương hiệu Gia đình Gas (5% thị phần miền Nam và 10% thị phần miền Bắc).

¹² [Xem phụ lục 4](#)

IV. Triển vọng cung cầu ngành khí Việt Nam

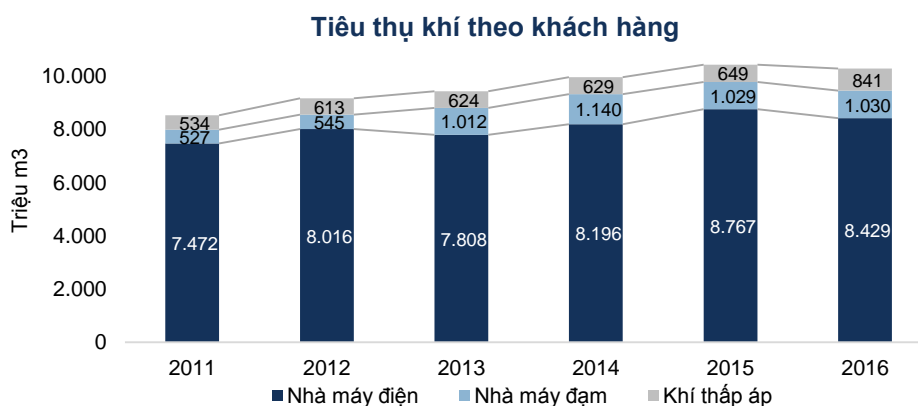


Nguồn: PVGas & PVN, FPTs Research

Nhìn chung, xu hướng cung cầu ngành khí thiên nhiên Việt Nam có lượng cung lớn hơn cầu. Trong đó lượng cung tăng mạnh kể từ năm 1998 khi nhà máy GPP Dinh Cố được đưa vào hoạt động làm gia tăng hiệu quả thu hồi khí thiên nhiên và đáp ứng nhu cầu LPG trong nước với giá cạnh tranh hơn so với LPG nhập khẩu, khi đó sản lượng đã tăng 74,12% so với năm 1997 đạt 1.083 triệu m³. Tiếp theo đó là giai đoạn 2004-2005, với tổng lượng khí ở mỏ Bạch Hổ và bể Nam Côn Sơn cung cấp cho nhà máy Điện Đạm ở Bà Rịa – Vũng Tàu và các hộ công nghiệp tăng hơn 5 tỷ m³ khí khô, đã làm sản lượng khí trong hai năm này tăng 102,3% so với năm 2003, cũng trong giai đoạn này ngành khí có lượng dư cung lớn nhất kể từ năm 1995 với 2.002 triệu m³.

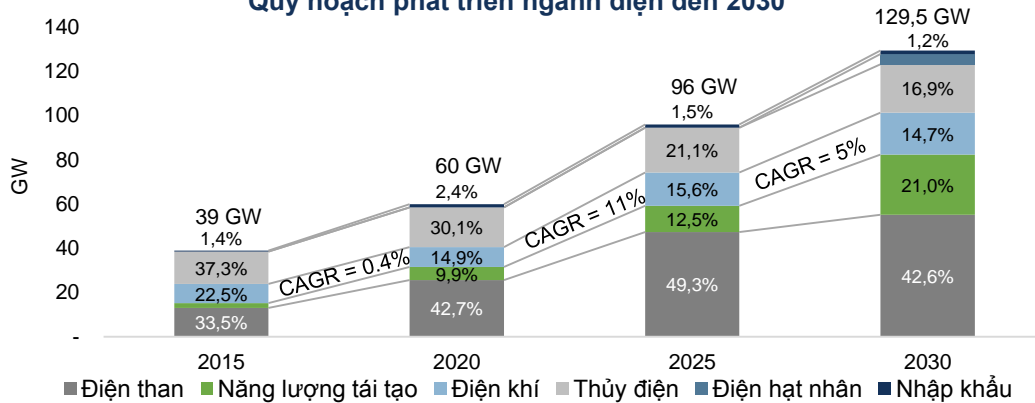
Giai đoạn 2010-2011, lượng khí tiêu thụ giảm mạnh do các nhà máy điện từ khí giảm giờ hoạt động. Nguyên nhân: (1) sản lượng điện từ các nhà máy thủy điện tăng nhờ lượng mưa tăng cao trở lại sau thời kỳ hạn năm 2009; (2) khủng hoảng kinh tế làm tăng trưởng GDP giảm mạnh nên làm giảm lượng tiêu thụ khí của hộ công nghiệp.

Giai đoạn 2012-2016, nhìn chung sản lượng và lượng tiêu thụ khí thiên nhiên trong nước vẫn tăng đều qua các năm, trung bình 5%/năm. Mặc dù năm 2016 tiêu thụ có giảm nhẹ khoảng 1% so với năm 2015, nguyên nhân do sản lượng tiêu thụ của nhà máy điện giảm 4% trong năm 2016 từ việc áp dụng cơ chế giá khí theo giá thị trường quốc tế đã làm ảnh hưởng chi phí đầu vào của doanh nghiệp sản xuất điện do đó làm sản lượng điện khí giảm.

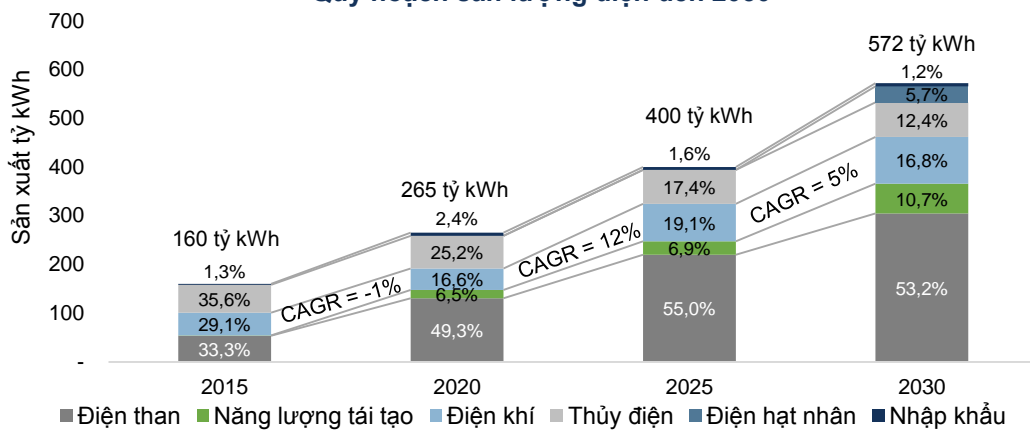


Nguồn: PVGas, FPTs Research

Xét về cơ cấu tiêu thụ khí thiên nhiên, thì ngành điện luôn chiếm tỷ trọng cao trong những năm qua với mức trung bình khoảng 8 tỷ m³/năm. Theo quy hoạch phát triển ngành điện đến năm 2030, công suất sản xuất điện từ khí trong giai đoạn 2015-2020 sẽ tăng nhẹ với CAGR khoảng 0,4% và tăng 11% vào giai đoạn 2020-2025 và sau đó sẽ tăng ổn định 5% vào giai đoạn 2025-2030.

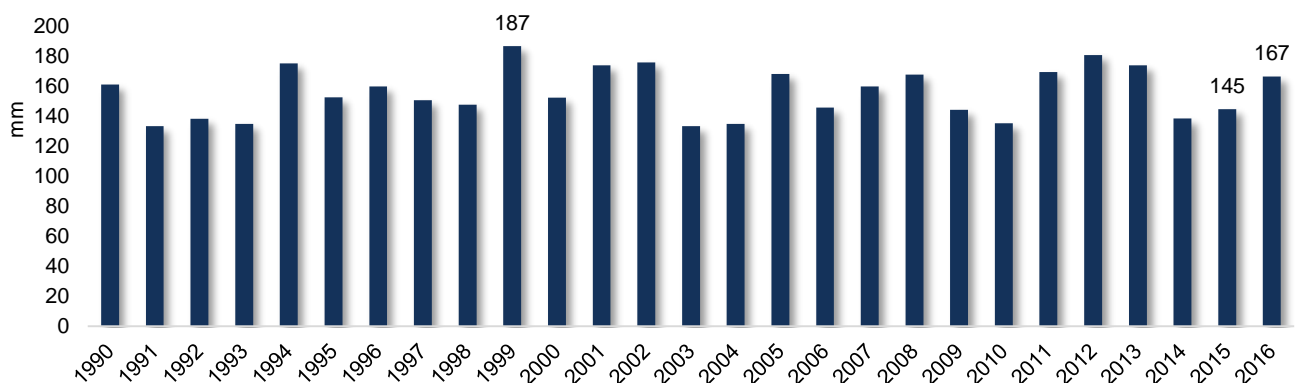
Quy hoạch phát triển ngành điện đến 2030


Nguồn: Quyết định 428/QĐ-TTg, FPTs Research

Quy hoạch sản lượng điện đến 2030


Nguồn: Quyết định 428/QĐ-TTg, FPTs Research

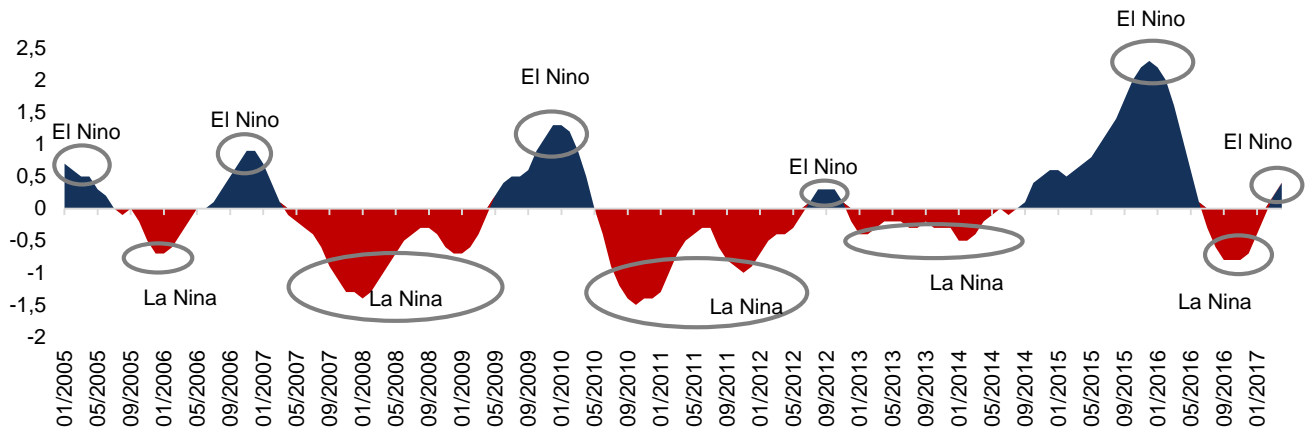
Mặc dù theo kế hoạch của Chính phủ việc phát triển thủy điện vẫn là trọng tâm với sản lượng điện chiếm tỉ trọng lớn đến năm 2030. Tuy nhiên, sản lượng điện của các nhà máy thủy điện lại phụ thuộc vào tính mùa vụ của lượng nước sông và lượng mưa hàng năm.

Lượng mưa trung bình hàng năm của Việt Nam


Nguồn: WB, FPTs Research

Trong những năm qua, lượng mưa của Việt Nam không ổn định. Giai đoạn 2010-2015, lượng mưa tăng trung bình mỗi năm trong khoảng 5% và sụt giảm mạnh nhất khoảng 10%/năm vào thời điểm 2009, 2012 và 2014. Biến động bất thường của lượng mưa hàng năm ảnh hưởng lớn đến sản lượng điện từ nhà máy thủy điện. Do đó, việc phát triển các nhà máy nhiệt điện dùng nhiên liệu khí và than sẽ gia tăng sản lượng điện và ổn định nguồn điện quốc gia.

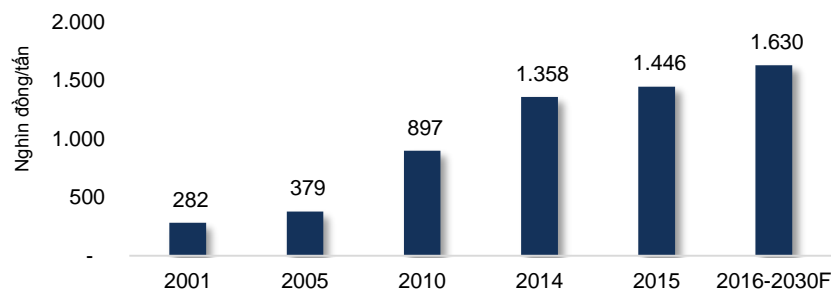
Chỉ số Oceanic Nino Index (ONI)



Nguồn: Trung Tâm Dự Báo Thời tiết Mỹ (CPC), FPTs Research

Đồng thời, dự báo về biến đổi khí hậu trong đó đáng chú ý nhất là hiệu ứng El Nino đang có xu hướng quay trở lại với chỉ số Oceanic Nino Index có dấu hiệu tăng vào những tháng đầu năm 2017, điều này cho thấy hiệu ứng El Nino sẽ có khả năng xuất hiện. Nếu dự báo này là chính xác sẽ tác động đến sản lượng thủy điện và làm gia tăng nhu cầu sử dụng nhiệt điện khí và nhiệt điện than.

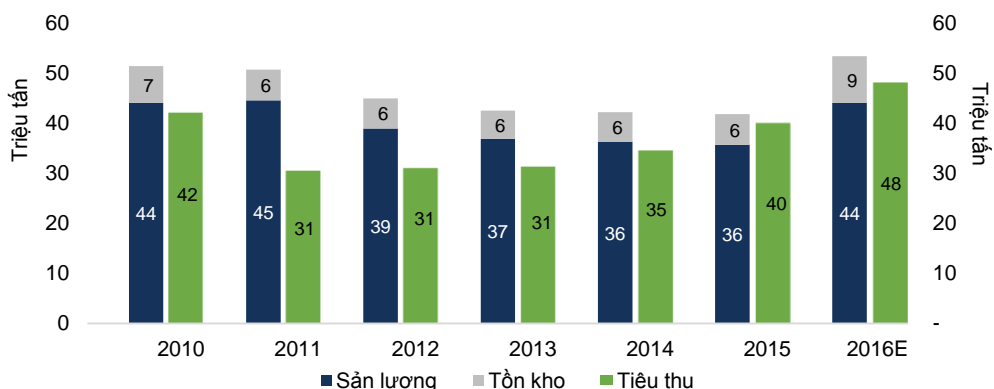
Giá thành sản xuất than 2011-2030F



Nguồn: TKV, FPTs Research

Xét về nhiên liệu sản xuất của nhà máy nhiệt điện, thì giá thành sản xuất than trong nước ngày càng tăng. Trong đó, năm 2015 chi phí sản xuất than trong nước đã tăng 6% so với năm 2014 và dự báo sẽ tiếp tục tăng 13%/năm trong giai đoạn 2016-2030.

Cung cầu than Việt Nam, 2010-2016

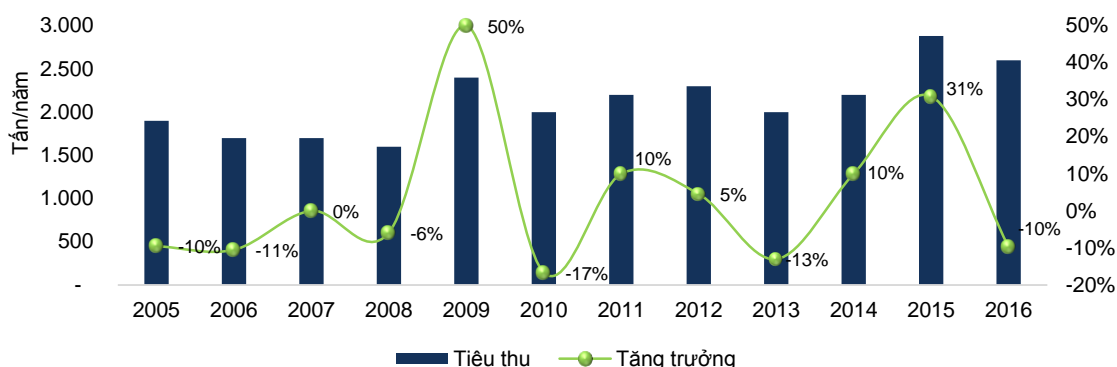


Nguồn: TKV & GSO, FPTs Research

Mặt khác, xét về xu hướng cung cầu ngành than trong nước cho thấy sản lượng than từ năm 2010 đến năm 2015 đang giảm dần, nhưng năm 2016 sản lượng đã tăng trở lại đồng thời hàng tồn kho cao, do đó dự báo trong ngắn hạn giá than sẽ có xu hướng tăng nhưng không nhiều. Tuy nhiên, đây vẫn là tính hiệu tích cực cho nhiên liệu khí thiên nhiên trong nước.

Ở phân khúc khách hàng ngành đạm, nhu cầu phân urea trong nước hàng năm đạt trung bình hơn 2.000 tấn/năm. Năm 2016, lượng tiêu thụ giảm 10% so năm 2015, do lượng cung đang vượt nhu cầu tiêu thụ.

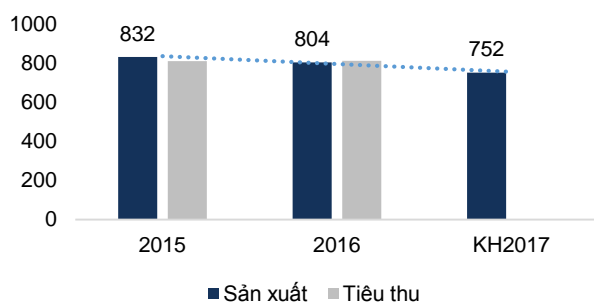
Nhu cầu phân Urea trong nước 2005-2016



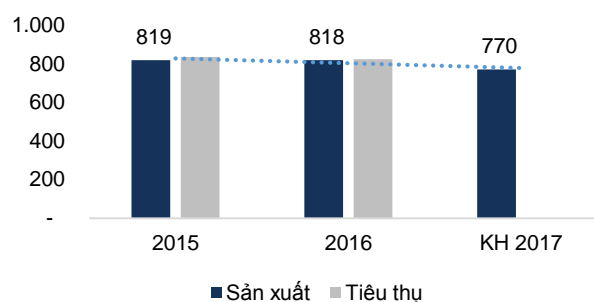
Nguồn: Bộ Công Thương & Agromonitor, FPTs Research

Giai đoạn 2015-2016, cả hai nhà máy Đạm Phú Mỹ (DPM) và Đạm Cà Mau (DCM) đã sản xuất vượt công suất và thị trường phân đạm trong nước đang thừa cung, do đó theo kế hoạch sản xuất năm 2017 của cả hai nhà máy sẽ giảm nhẹ sản lượng so với những năm trước, điều này sẽ làm ảnh hưởng đến sản lượng khí tiêu thụ của nhóm khách hàng sản xuất phân đạm.

Đạm Cà Mau (nghìn tấn)



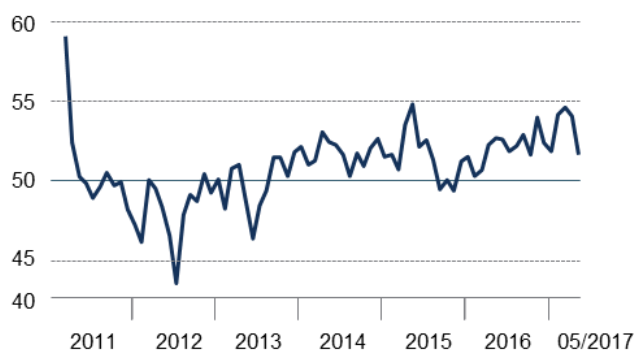
Đạm Phú Mỹ (nghìn tấn)



Nguồn: BCTN DPM & DCM, FPTs Research

Dự báo, trong ngắn hạn lượng khí tiêu thụ sản xuất đạm vẫn duy trì và sẽ không tăng trưởng mạnh như giai đoạn 2014-2015.

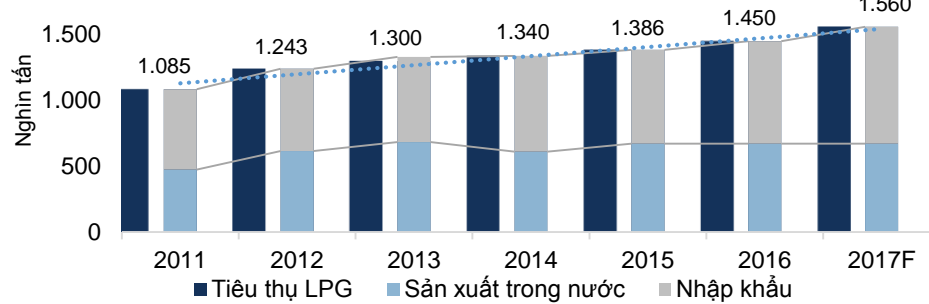
PMI™ Ngành Sản xuất Việt Nam của Nikkei



Nguồn: Nikkei, IHS Markit, FPTs Research

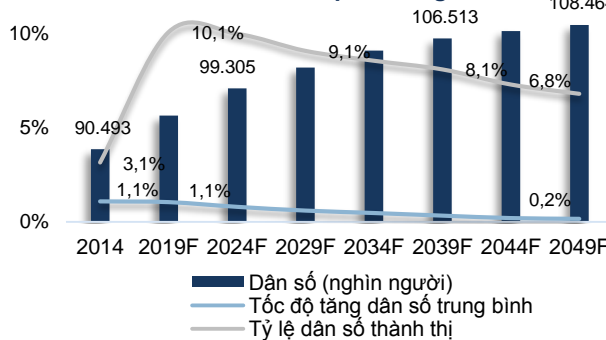
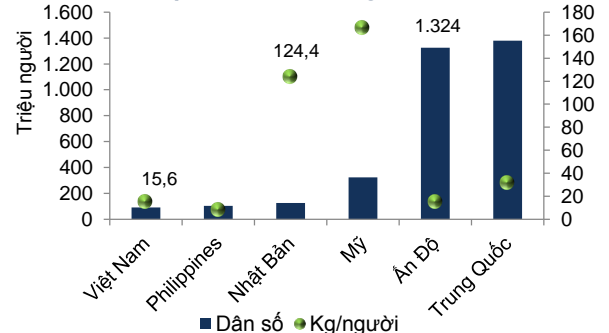
Đối với nhóm khách hàng tiêu thụ công nghiệp, chỉ số PMI của ngành sản xuất của Việt Nam nhìn chung đã phục hồi kể từ khủng hoảng 2011-2012. Tuy nhiên mức độ phục hồi tương đối chậm và không đạt mức cao như trước với chỉ số PMI giai đoạn 2013-2016 đều dưới mức 55.

Những tháng đầu năm 2017, đà tăng trưởng của lĩnh vực sản xuất cả nước đã hồi phục, tuy nhiên lại giảm vào tháng 05/2017. Do số lượng đơn hàng mới đã tăng chậm, tốc độ tăng chi phí tiếp tục chậm lại tuy nhiên giá đầu ra cũng đã giảm. Việc áp lực của giá cả giảm cùng với dấu hiệu lực cầu yếu đã giảm giá đầu ra. Tuy nhiên, ngành sản xuất trong nước vẫn kỳ vọng sản lượng tăng trong năm tới, với hơn 47% dự báo tăng trưởng.

Cung cầu LPG của Việt Nam 2011-2016


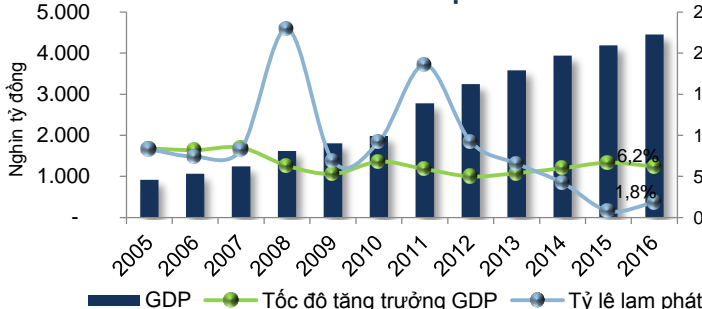
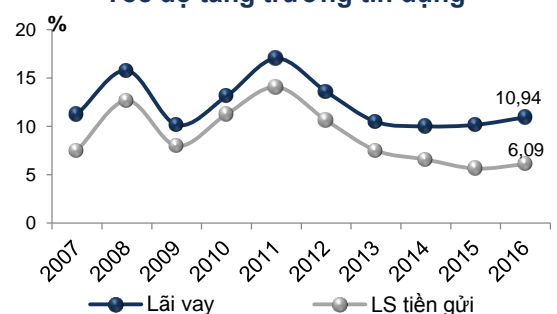
Nguồn: Bộ Công Thương, FPTs Research

Nhu cầu LPG trong nước tăng 5% mỗi năm, lượng sản xuất trong nước chỉ cung cấp 40% nhu cầu trong nước còn lại phải nhập khẩu. Thị trường LPG ngày càng mở rộng, đồng thời tốc độ tăng dân số dự báo sẽ tăng trên 1% mỗi năm cho đến 2019 điều này sẽ làm gia tăng sản lượng khí đốt cho nhu cầu sinh hoạt và thúc đẩy thị trường LPG phát triển. Dự báo năm 2017, nhu cầu tiêu thụ LPG tăng trung bình 7,6%.

Dân số bình quân hàng năm

Tiêu thụ LPG trên đầu người năm 2016


Nguồn: WB, FPTs Research

Hiện tại mức tiêu thụ LPG trên đầu người của Việt Nam vẫn còn thấp chỉ khoảng 15,6kg/người/năm thấp hơn so với mức tiêu thụ của Trung Quốc khoảng 16,9 kg/người/năm và Nhật Bản khoảng 124,4 kg/người/năm. Cho thấy trong dài hạn, thị trường LPG vẫn còn nhiều dư địa để tăng trưởng.

Tình hình kinh tế Việt Nam

Tốc độ tăng trưởng tín dụng


Nguồn: World Bank, SBV & GSO, FPTs Research

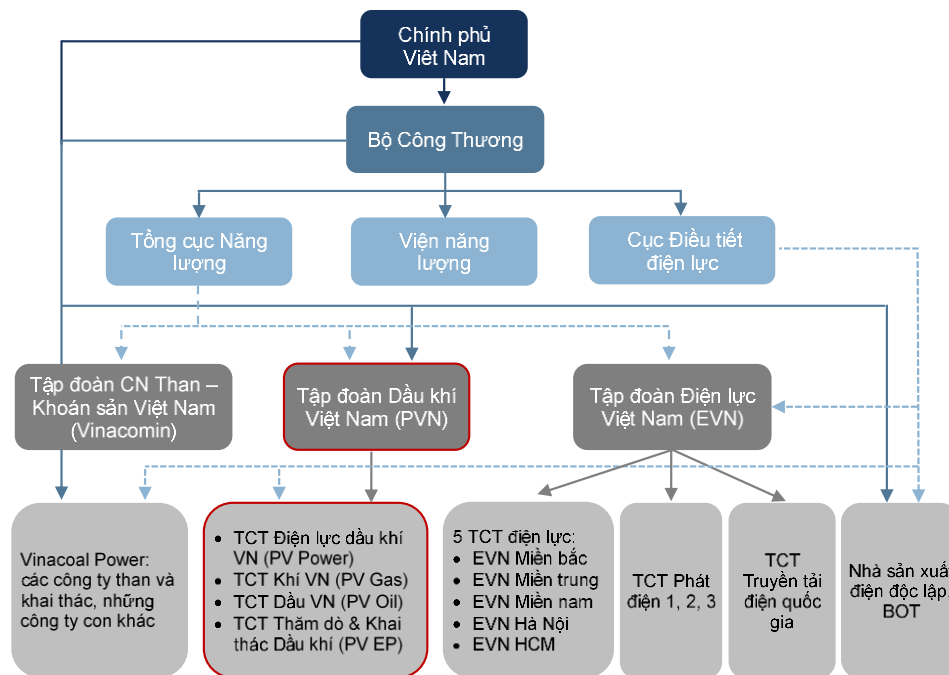
Đồng thời các tín hiệu kinh tế cũng còn nhiều sự hỗ trợ cho phát triển trong nước, mặc dù GDP trong nước đã tăng trưởng chậm lại nhưng vẫn đạt mức cao 6,2% năm 2016 và tỷ lệ lạm phát vẫn tương đối thấp 1,8%, bên cạnh đó lãi suất cấp vốn chỉ tăng nhẹ khoảng dưới 11%/năm giúp hỗ trợ vốn để các doanh nghiệp đầu tư và phát triển các dự án trong thời gian tới. Dự báo, nhu cầu khí thiên nhiên của Việt Nam sẽ tiếp tục tăng khoảng 7,03%/năm trong giai đoạn 2016-2020. Trong đó chủ yếu từ tăng lượng tiêu thụ khí LPG trong dân dụng với tốc độ tăng trưởng khoảng 7,6% vào năm 2017, khí tiêu thụ cho ngành đạm sẽ ổn định, còn khí dùng cho ngành điện sẽ tăng trưởng dưới 1% trong thời gian tới. Dự báo đến năm 2020, Việt Nam cần nhập khẩu một lượng lớn LNG để cung cấp bổ sung cho phần sản lượng khí thiên nhiên khai thác đang giảm từ bể Cửu Long và Nam Côn Sơn. Do đó, xây dựng cảng nhập LNG Thị Vải và Sơn Mỹ (Bình Thuận) từ năm 2018 là dự án quan trọng cho bước đầu nhập khẩu LNG đầu tiên ở Việt Nam.

V. Môi trường kinh doanh

1. Cấu trúc thị trường dầu khí Việt Nam

Cấu trúc thị trường ngành dầu khí nói chung và ngành khí nói riêng giữa các nước rất khác nhau và phụ thuộc vào số lượng nguồn cung (người bán). Thông thường, cấu trúc thị trường khí thiên nhiên của một quốc gia được quy định theo cấu trúc độc quyền, không có sự cạnh tranh. Tuy nhiên, điều này đang dần thay đổi khi các quốc gia như: Mỹ, Canada, Anh và Australia đang bãi bỏ kiểm soát thị trường khí thiên nhiên, mở cửa cho cơ chế giá cạnh tranh. Ngành dầu khí nói chung và ngành khí nói riêng là ngành kinh tế mang tính chiến lược ảnh hưởng đến an ninh của quốc gia. Do đó, đa phần các công ty ngành dầu khí được tổ chức dưới hình thức công ty dầu khí quốc gia (NOC). Các NOC được thành lập và quản lý theo mục tiêu của chính phủ, vì vậy NOC của mỗi nước có mức độ tự chủ khác nhau, điều này ảnh hưởng đến việc lựa chọn lĩnh vực kinh doanh cũng như đặc thù hoạt động sản xuất kinh doanh của từng NOC.

Tổ chức ngành năng lượng Việt Nam



Nguồn: ADB, FPTs Research

Các NOC và vai trò trong chuỗi giá trị dầu khí quốc gia

Quốc gia	Số lượng	NOC Tên tắt	Vai trò của NOC trong chuỗi giá trị dầu khí và ghi chú
Việt Nam	1	Petrovietnam	Toàn bộ chuỗi giá trị dầu khí.
Malaysia	1	Petronas	Toàn bộ chuỗi giá trị dầu khí.
Trung Quốc	7	CNOOC	Thăm dò khai thác dầu khí ngoài khơi.
		CNPC	Tìm kiếm thăm dò khai thác, xây dựng, vận hành đường ống và quản lý khu vực phía Bắc trong nước.
		Sinopec	Chế biến dầu khí.
			4 NOC khác với quy mô nhỏ hơn: Sinochem, Zhenhua Oil, Yanchang, CITIC Resource.
Nga	4	Gazprom	Chuyên về đường ống dẫn khí và khí.
			Ngoài ra, Nga có 3 NOC khác: Rosneft (chuyên về tìm kiếm thăm dò dầu khí); Transneft (chuyên về hệ thống đường ống) và Bashneft (chuyên về lọc dầu).

Nguồn: EMC/VPI, FPTs Research

PVN là NOC duy nhất của Việt Nam. Quan điểm của Chính phủ trong Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 là xây dựng, phát triển PVN gắn liền với chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam và chiến lược phát triển kinh tế - xã hội và an ninh năng lượng về dầu, khí và điện. Trong điều hành và quản lý các đơn vị trực thuộc, PVN phải báo cáo Bộ Công Thương mọi thay đổi liên quan đến tỷ lệ sở hữu và vốn đầu tư tại doanh nghiệp trực thuộc. Nhà nước quản lý và giám sát PVN thông qua bổ nhiệm các chức danh lãnh đạo cao nhất, các quy chế, chiến lược và quy định về giám sát hoạt động.

2. Chính sách ảnh hưởng

Luật dầu khí:

Luật dầu khí chủ yếu tác động đến hoạt động khai thác ở thượng nguồn, Luật dầu khí quy định Tập đoàn dầu khí Việt Nam (gọi tắt là PETROVIETNAM – PVN) là công ty nhà nước được tiến hành các hoạt động dầu khí và ký kết hợp đồng dầu khí theo quy định của pháp luật. Tổ chức, cá nhân muốn ký kết hợp đồng dầu khí phải thông qua đấu thầu theo quy định riêng về đấu thầu dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí do Chính phủ ban hành. Trong trường hợp đặc biệt, Thủ tướng Chính phủ có thể chỉ định thầu để chọn đối tác ký kết hợp đồng dầu khí. Thời hạn hợp đồng dầu khí không quá 25 năm, trong đó giai đoạn tìm kiếm thăm dò không quá 5 năm. Đối với các dự án khuyến khích đầu tư thời hạn hợp đồng dầu khí 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 2 năm. Trong trường hợp đặc biệt, việc cho phép tiếp tục kéo dài thời hạn tìm kiếm thăm dò hoặc thời hạn hợp đồng dầu khí do Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định.

Một số thay đổi trong luật dầu khí qua các thời kỳ

Các thông số	Luật Dầu khí 1993		Luật Dầu khí 2000		Luật Dầu khí 2008	
	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích (Quyết định 216/1998/ QĐ-TTg)	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích
Hoa hồng và các loại phí	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận
Thuế tài nguyên	Khí: 0-10% Dầu: 6-25%	Khí: 0- 6% Dầu: 6-20%	Khí: 0-10% Dầu: 4-25%	Khí: 0-6% Dầu: 4-20%	Khí: 2-10% Dầu: 10-29%	Khí: 1-6% Dầu: 7-23%
Thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài	10%	5%	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ
Thuế thu nhập doanh nghiệp	50%	32%	50%	32% (*)	50%	32%
Phí bảo vệ môi trường	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng
Thu hồi chi phí (tối đa***)	35%	70%	50%	70%	50%	70%
Chia dầu/khí lãi	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận

Ghi chú:

(*): Có thể được miễn tối đa 2 năm và/hoặc giảm 50% thuế tối đa 2 năm tiếp theo, phụ thuộc vào phê duyệt của Chính phủ

(**): Có thể được miễn hoặc giảm trong những trường hợp đặc biệt, phụ thuộc vào phê duyệt của Chính phủ.

(***): Các bên tham gia hợp đồng dầu khí có thể thỏa thuận mức thu hồi chi phí tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí.

Nguồn: Luật dầu khí & VPI/EMC, FPTTS Research

Nghị định 19/2016/NĐ-CP đối với LPG và LNG:

Ngày Bộ Công Thương đã ký Nghị định 19/2016/NĐ-CP có hiệu lực thi hành kể từ ngày 15/5/2016, thay thế Nghị định số 107/2009/NĐ-CP của Chính phủ về kinh doanh khí dầu mỏ hóa lỏng và Điều 2 Nghị định số 118/2011/NĐ-CP của Chính phủ sửa đổi, bổ sung thủ tục hành chính trong lĩnh vực kinh doanh xăng dầu và khí dầu mỏ hóa lỏng nhằm bắt kịp xu hướng phát triển và kịp thời điều chỉnh hoạt động kinh doanh khí thiên nhiên hoá lỏng (LNG) và khí thiên nhiên nén (CNG) tại Việt Nam.

Một số nội dung điều chỉnh của Nghị định

Nội dung điều chỉnh	Nghị định 107/2009/NĐ-CP	Nghị định 19/2016/NĐ-CP
Đối tượng điều chỉnh	Xăng dầu, LPG	Bổ sung thêm kinh doanh LNG, CNG
Điều kiện kinh doanh	Số lượng chai LPG 12kg là 300.000 chai LPG đối với thương nhân xuất khẩu, nhập khẩu LPG. Tổng dung tích chứa tối thiểu tương đương 300.000 chai LPG đối với thương nhân phân phối LPG chai loại 12kg. Tổng sức chứa các bồn LPG tối thiểu 800 m ³ đối với thương nhân phân phối LPG chai.	Số lượng chai LPG 12 kg là 150.000 chai đối với thương nhân xuất khẩu, nhập khẩu LPG. Tổng dung tích chứa tối thiểu tương đương 100.000 chai LPG loại 12 kg. Tổng sức chứa các bồn LPG tối thiểu xuống còn 300 m ³ đối với thương nhân phân phối LPG chai.
Hệ thống phân phối	Tổng đại lý được ký hợp đồng đại lý cho tối đa 3 thương nhân kinh doanh LPG đầu mối và đại lý được ký hợp đồng đại lý cho tối đa 3 thương nhân kinh doanh LPG đầu mối hoặc 3 tổng đại lý kinh doanh LPG.	Bổ sung: tổng sức chứa các bồn LPG tối thiểu 100 m ³ và sở hữu trạm cấp LPG đối với loại hình thương nhân phân phối LPG kinh doanh qua đường ống. Tổng đại lý kinh doanh LPG được ký với 03 thương nhân đầu mối kinh doanh LPG; đại lý kinh doanh LPG được ký với 03 thương nhân đầu mối kinh doanh LPG hoặc 01 tổng đại lý.
Công khai, minh bạch		Bộ Công Thương có trách nhiệm công bố thông tin trên trang thông tin điện tử về danh sách thương nhân xuất khẩu, nhập khẩu khí; danh sách thương nhân phân phối khí. Tổng đại lý/đại lý kinh doanh LPG có trách nhiệm thông báo giá bán lẻ tới Sở Tài chính và Sở Công Thương nơi có các cơ sở kinh doanh LPG hoạt động theo quy định pháp luật về giá.

Nghị định số 19/2016/NĐ-CP ban hành nhằm khuyến khích kinh doanh đối với cơ sở LPG vừa và nhỏ nhằm tiến tới môi trường cạnh tranh lành mạnh, bình đẳng và minh bạch từ đầu nguồn đến khâu bán lẻ LPG gắn liền với các yêu cầu về tiêu chuẩn chất lượng, quy chuẩn về an toàn. Theo đó, một số nội dung nghị Nghị định sẽ làm chuyển biến thị trường LPG, các công ty kinh doanh LPG nhỏ sẽ phải hợp nhất hoặc nâng cao nguồn lực để tồn tại. Tuy nhiên, sau khi triển khai áp dụng đã nảy sinh nhiều vấn đề bất cập, do đó Bộ Công Thương đang tiến hành lấy ý kiến để sửa đổi bổ sung để phù hợp hơn với các doanh nghiệp vừa và nhỏ.

Biểu thuế nhập khẩu khí thiên nhiên và LPG:

Khu vực	Thuế suất (Thời gian hiệu lực)	
	1/1/2017-31/12/2017	1/1/2018-31/12/2018
Thuế ưu đãi	5%	5%
Thuế ưu đãi đặc biệt		
ASEAN (ATIGA)	0%	0%
ASEAN - Trung Quốc	0%	0%
ASEAN - Hàn Quốc	0%	0%
ASEAN – Australia - New Zealand	5%	5%
ASEAN - Ấn Độ	2%	1%
Việt Nam - Chi Lê	4%	3%

(*) ATIGA bao gồm các nước: Brunei, Cambodia, Indonesia, Lào, Malaysia, Myanmar, Philippines, Singapore và Thái Lan.

Nguồn: Tổng cục hải quan, FPTs Research

Khí thiên nhiên và LPG thuộc hàng hóa được hưởng thuế ưu đãi với mức 5%, bên cạnh đó thuế nhập khẩu LPG từ các nước ASEAN được ưu đãi với mức 0% trừ Australia – New Zealand (5%), Ấn Độ (2% năm

2017 và 1% năm 2018). Theo đó, thuế nhập khẩu LPG thấp sẽ tạo sự lựa chọn nhiều hơn cho các nhà phân phối LPG thay vì chỉ phụ thuộc vào PV Gas.

3. Quy hoạch phát triển ngành khí Việt Nam

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, phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam 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 đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, giảm phát thải khí nhà kính. Bên cạnh đó, hoàn thiện cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển và xử lý khí cùng với từng bước xây dựng cũng như hoàn thiện hệ thống kho chứa, nhập khẩu và phân phối LNG. Đồng thời, xây dựng hệ thống cơ chế chính sách để từng bước chuyển đổi mô hình quản lý ngành công nghiệp khí theo hướng thị trường tự do, hội nhập với thị trường khí trong khu vực và thế giới.

Mục tiêu phát triển:

- **Thị trường khí khô:** tiếp tục phát triển thị trường điện là thị trường trọng tâm tiêu thụ khí (bao gồm LNG nhập khẩu) với tỷ trọng 70-80% tổng sản lượng khí.

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

- **Thị trường LPG:** phần đầu đáp ứng 70% thị phần LPG toàn quốc.

	2025	2035
Quy mô thị trường LPG (triệu tấn/năm)	3,5-4,0	4,5-5,0

Định hướng phát triển:

Khu vực	Định hướng
Bắc Bộ	Nghiên cứu giải pháp, đẩy mạnh thu gom khí từ các mỏ nhỏ, nằm phân tán trong khu vực để cung cấp cho các hộ tiêu thụ công nghiệp ở khu vực Bắc Bộ. Nghiên cứu triển khai cơ sở hạ tầng nhập LNG để duy trì khi nguồn cung 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.
Trung Bộ	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 nhà máy điện khu vực Trung Bộ. Phát triển hệ thống phân phối khí thấp áp, sản xuất CNG/LNG quy mô nhỏ cung cấp cho hộ tiêu thụ công nghiệp khu vực.
Đông Nam Bộ	Hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển các mỏ khí tiềm năng để duy trì nguồn cung cấp cho các hộ tiêu thụ hiện hữu. Đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò và phát triển để đảm bảo duy trì nhu cầu tiêu thụ trong khu vực. Triển khai xây dựng hệ thống kho cảng, nhập khẩu LNG bổ sung nguồn khí trong nước suy giảm.
Tây Nam Bộ	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 để cung cấp cho trung tâm điện lực mới. Xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG để duy trì nguồn cung cho hộ tiêu thụ và phát triển nhà máy điện sử dụng LNG mới.

Trong đó, có các dự án trọng điểm:

Nhập khẩu LNG giai đoạn 2016-2025:

Dự án	Thời điểm vận hành	Công suất
Kho cảng nhập LNG		
Kho LNG Thị Vải	2020 - 2022	1-3 triệu tấn/năm
Kho LNG Tây Nam Bộ (Cà Mau) - giai đoạn 1	2022 - 2025	1 triệu tấn/năm
Kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) - giai đoạn 1	2023 - 2025	1-3 triệu tấn/năm
Kho LNG Đông Nam Bộ (dự kiến tại Tiền Giang)	2022 - 2025	4 – 6 triệu tấn/năm
Các đường ống tái hóa khí		
Đường ống từ kho tái hóa khí LNG Thị Vải - GDC hiện hữu	2020 - 2022	4,5 tỷ m ³ /năm
Đường ống từ kho LNG Tây Nam Bộ - Cà Mau	2022 - 2025	5 tỷ m ³ /năm
Đường ống từ kho LNG Sơn Mỹ đến Trung tâm điện lực Sơn Mỹ	2023 - 2025	5 - 11 tỷ m ³ /năm

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
	Quảng Ninh	Thượng Lý	5.000	Xây mới
Bắc Trung Bộ	Thanh Hóa	Bãi Cháy	5.000	Xây mới
		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
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

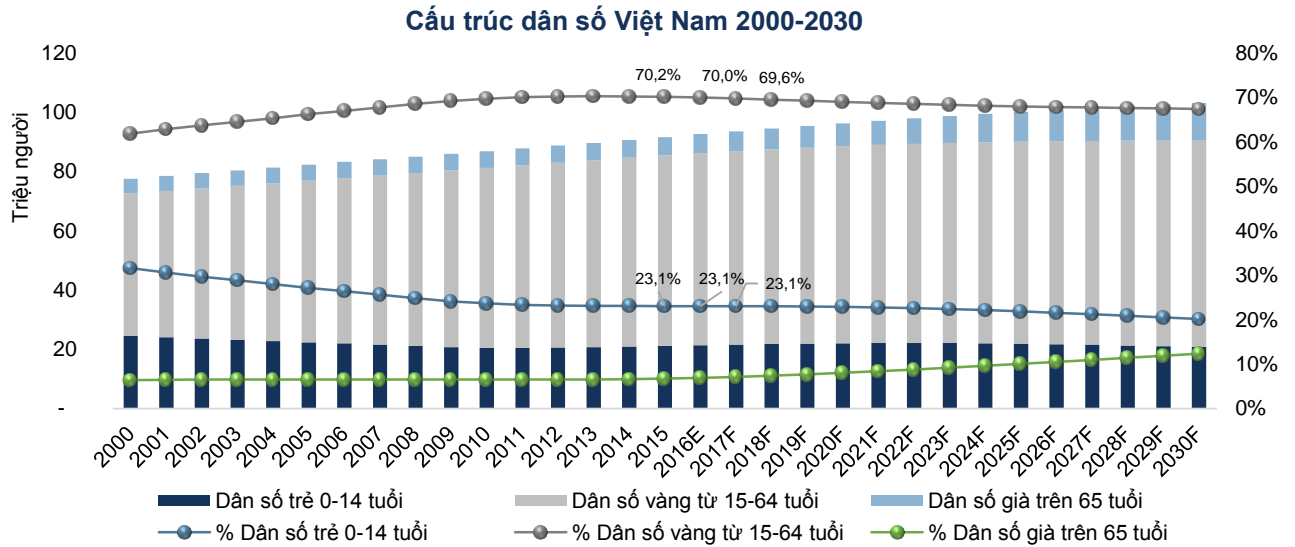
Nhận định dự án phát triển cơ sở hạ tầng được đầu tư mạnh định hướng triển khai giai đoạn 2016-2025 cần khoảng 10,6 tỷ USD (tương đương 240 nghìn tỷ đồng), điều này sẽ tạo động lực mạnh mẽ cho ngành công nghiệp khí phát triển trong tương lai.

4. Các yếu tố khác

4.1. Nhân khẩu học

Tốc độ tăng dân số bình quân của Việt Nam trong 5 năm trở lại đây ở mức 1,5%/năm. Về đặc điểm phân bố, dân cư Việt Nam tập trung chủ yếu ở khu vực nông thôn hơn 60%. Tuy nhiên, tốc độ đô thị hóa của Việt Nam trong những năm vừa qua khá nhanh khoảng 1,71% năm 2016, cho thấy sự chuyển dịch dân từ nông thôn ra thành thị của Việt Nam ngày càng nhiều. Theo đánh giá của World Bank, Việt Nam hiện nay sắp bước qua giai đoạn “Dân số vàng” với tỷ lệ dân số trong độ tuổi lao động 15-64 tuổi có xu hướng giảm từ 70,3% dân số năm 2014 xuống 70,0% dân số vào năm 2016 và World Bank dự báo tỷ lệ này của Việt

Nam sẽ tiếp tục giảm xuống trong tương lai. Việc già hóa dân số đến sớm hơn dự báo trong khi nền kinh tế Việt Nam vẫn đang trong thời kỳ phát triển, sẽ có ảnh hưởng lớn đến phát triển kinh tế và làm giảm tỷ suất sinh của Việt Nam. Điều này sẽ ảnh hưởng ít nhiều đến sự tăng trưởng ngành khí trong thời gian tới.

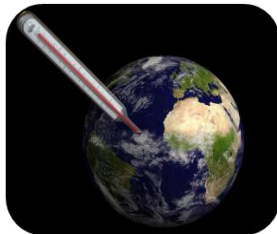


Nguồn: WB, FPTs Research

4.2. Thiên tai

Nguồn khí thiên nhiên trong nước tập trung chủ yếu ngoài khơi. Do đó, biến đổi khí hậu hiện nay và trong tương lai như tăng nhiệt độ, lũ lụt, nước biển dâng, các sự kiện cực đoan, những thay đổi từ việc di cư của các loài, sự tan chảy ở những nơi đóng băng vĩnh cửu, nguồn nước... ảnh hưởng tới cơ sở hạ tầng, các hoạt động khai thác khí thiên nhiên cũng như dầu mỏ.

Các rủi ro tiềm năng cho hoạt động dầu khí từ việc thay đổi khí hậu



Nhiệt độ thay đổi



Lượng mưa thay đổi



Nước biển dâng



Băng tuyết vĩnh cửu

Rủi ro tiềm tàng

Thăm dò

- Sụt lún.
- Cuộn sóng.
- Mất cách tiếp cận nguồn nước mặt.
- Trì hoãn do các loài di cư.

Khai thác

- Chậm trễ thời điểm khai thác.
- Hồng chân để giàn khoan.
- Mất cách tiếp cận nguồn nước mặt.
- Gián đoạn việc sản xuất.
- Làm đường bị đóng băng.

Vận chuyển

- Tải trọng băng thay đổi.
- Hủy hoại các thiết bị dọc bờ biển.
- Gián đoạn việc vận chuyển.
- Tăng/giảm số tuyến/thời vụ vận chuyển.

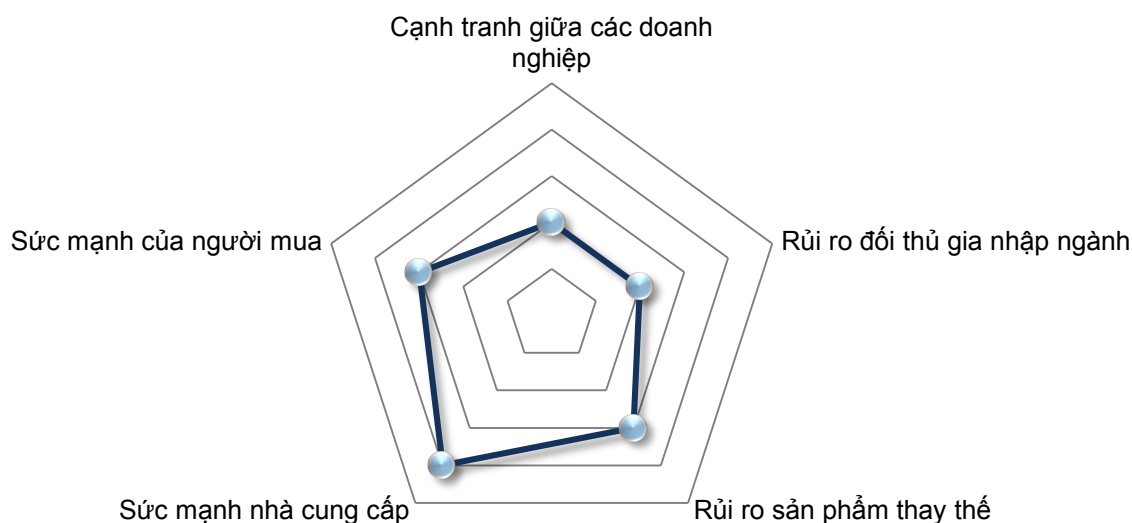
Xử lý, chế biến

- Sụt lún do băng tan hoặc giãn nở băng.
- Cháy nổ.
- Mất nguồn nước cấp.
- Lũ lụt.
- Mất khả năng làm mát tối đa.

Cộng đồng

- Mất một số loài và môi trường sống.
- Nguy cơ ô nhiễm nguồn nước.
- Bảo tác động đến cơ sở hạ tầng quan trọng.

VI. Mức độ cạnh tranh



1. Mức độ cạnh tranh của các doanh nghiệp ngành khí

Trong lĩnh vực phân phối khí khô, PV Gas là nhà doanh nghiệp duy nhất thực hiện thu gom khí từ các chủ mỏ, sau đó xử lý và phân phối khí khô đến các khách hàng sản xuất điện, đạm và các khách hàng công nghiệp sử dụng khí thấp áp. Đồng thời, PVGas cũng là nhà phân phối lớn khí LPG đến các doanh nghiệp bán buôn để bán lại cho các hộ tiêu dùng. Hiện nay, PVGas nắm 70-80% thị phần khí cả nước, có lợi thế cạnh tranh bền vững hơn so với nhiều công ty khác.

Đặc biệt là PVGas vừa là đối thủ cạnh tranh vừa là nhà cung cấp cho PGC, với thị phần chiếm khoảng 30%-35% nhu cầu thị trường, thêm vào đó nhà máy lọc dầu Dung Quất đi vào hoạt động cung cấp khoảng 300.000 tấn LPG/năm, chiếm gần 25% sản lượng LPG cả nước cũng được PVGas bao tiêu sản phẩm.

Đối với phân khúc LPG, có mức độ cạnh tranh cao hơn so với thị trường khí khô nhưng thị phần vẫn tập trung một nhóm doanh nghiệp có vị thế cao trong ngành như PGS, PVG và PGC. Theo báo cáo của Bộ Công Thương tính đến 05/2017, cả nước chỉ có 13 doanh nghiệp đủ điều kiện xuất nhập khẩu khí và 42 doanh nghiệp đủ điều kiện phân phối khí trong nước. Trong đó, PGS và PVG là hai doanh nghiệp có thị phần lớn ở phân khúc LPG tại thị trường miền Nam và miền Bắc đang được PVGas sở hữu 35% vốn.

Nhìn chung, mức độ cạnh tranh giữa các doanh nghiệp trong ngành khí ở phân khúc trung nguồn tương đối thấp và bị chi phối bởi PVGas. Đối với phân khúc hạ nguồn, tính cạnh tranh có cao hơn phân khúc trung nguồn nhưng thị phần lớn vẫn thuộc về các công ty con của PVGas như PGS và PVG. Do đó, mức độ cạnh tranh giữa các doanh nghiệp trong ngành hiện tương đối thấp.

2. Rủi ro gia nhập ngành

Nhìn chung, ngành dầu khí nói chung và ngành công nghiệp khí nói riêng là ngành đặc thù về an ninh quốc gia. Do đó, phân khúc thu gom và phân phối khí ở thượng nguồn và trung nguồn chỉ PVGas được phép thực hiện nên vấn đề chính sách là một rào cản lớn đầu tiên đối với các doanh nghiệp mới gia nhập.

Bên cạnh đó, vốn đầu tư xây dựng dự án thu gom ở trung nguồn khá lớn như đường ống Lô B – Ô Môn với vốn đầu tư 1,27 tỷ USD tương đương gần 27.000 tỷ đồng hay chuỗi dự án Hệ thống thu gom khí và phân phối khí mỏ Hàm Rồng–Thái Bình lô 102&106 giai đoạn 1 với vốn đầu tư 91,7 triệu USD tương đương gần 2.000 tỷ đồng.

Đối với hoạt động phân phối LPG, các yêu cầu về vốn và công nghệ cùng những quy định pháp lý về đảm bảo an toàn cháy nổ cũng tạo rào cản cho các doanh nghiệp muốn gia nhập ngành. Một số quy định trong Nghị định 19/2016 về kinh doanh LPG như đối với thương nhân xuất nhập khẩu LPG như có kho tổng dung

tích tối thiểu 3.000 m³, tổng số chai LPG thuộc sở hữu với tổng dung tích chứa 3,93 triệu lít (tương đương gần 167.000 bình 12kg¹³), còn đối với thương nhân phân phối cũng phải đáp ứng số lượng chai LPG có tổng dung tích 2,62 triệu lít (tương đương 111.350 bình 12kg). Đồng thời, kho và chai LPG phải được kiểm tra đảm bảo an toàn cháy nổ.

Mặc dù, sau khi Nghị định 19/2016 của Chính phủ được ban hành đã tạo cơ hội nhiều hơn cho các doanh nghiệp kinh doanh LPG tham gia thị trường, giúp nâng cao tính cạnh tranh lành mạnh và thanh lọc doanh nghiệp có sản phẩm chất lượng kém. Tuy nhiên, điều này cũng sẽ là rào cản cho công ty mới gia nhập về những điều kiện yêu cầu về quy mô và chất lượng.

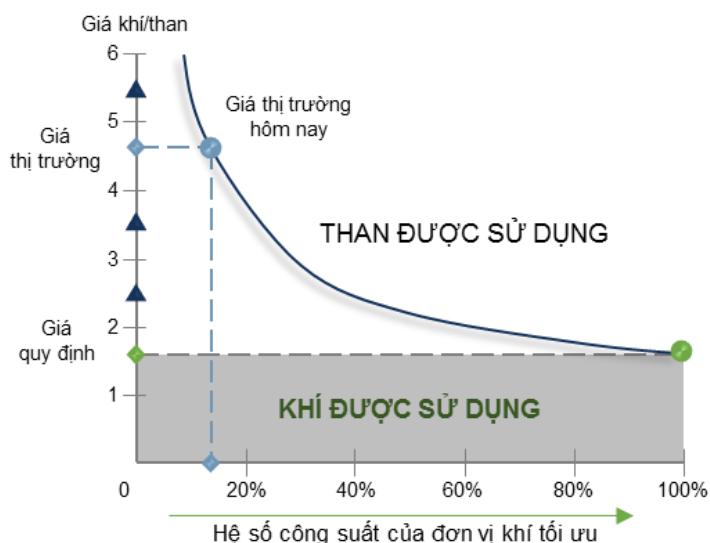
Nói chung, rủi ro gia nhập ngành ở phân khúc trung nguồn khá thấp do quy định và yêu cầu về vốn, do đó hoạt động trung nguồn trong nước chủ yếu do PVGas thực hiện hoặc liên doanh với các tập đoàn dầu khí quốc tế. Ngược lại, đối với phân khúc hạ nguồn mức độ rào cản gia nhập thấp hơn nhưng vẫn có sự thanh lọc về quy mô và chất lượng an toàn sản phẩm.

3. Rủi ro sản phẩm thay thế

Hơn 70% tiêu thụ khí trong nước cho sản xuất điện, rủi ro sản lượng khí hàng năm sẽ bị ảnh hưởng từ các nguồn sản xuất điện khác như nhiệt điện than, thủy điện, điện hạt nhân và năng lượng tái tạo. Trong đó, sản phẩm cạnh tranh trực tiếp với nhiệt điện khí là nhiệt điện than.

Do đó, biến động giá khí thay đổi bất lợi sẽ tác động nhu cầu sử dụng khí trong ngắn hạn để chuyển sang sử dụng nguyên liệu than với giá thành rẻ hơn. Khác với những nước phát triển, giá than Việt Nam không bị đánh trên lượng khí CO₂ phát thải, do đó giá than khá rẻ so với giá khí trong nước.

Đồng thời, định hướng đầu tư nguồn năng lượng tái tạo dần thay thế nguồn năng lượng hóa thạch truyền thống sẽ dẫn đến rủi ro lớn cho nguồn năng lượng hóa thạch hiện tại, mặc dù lộ trình này cần tiến hành từng bước và thời gian khá lâu. Như theo Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia điều chỉnh tháng 3/2016, Việt Nam đặt mục tiêu tăng đáng kể tỷ lệ năng lượng tái tạo trong sản xuất điện.



Nguồn: FPTs Research

Tuy nhiên, nguồn năng lượng tái tạo mặc dù có lợi thế là nguồn năng lượng vô hạn, nhưng độ ổn định thấp hơn nguồn năng lượng hóa thạch. Do đó, việc phát triển năng lượng tái tạo sẽ cần phát triển song song với nhiên liệu hóa thạch sạch như khí thiên nhiên là lựa chọn phát triển bền vững năng lượng quốc gia trong dài hạn. Đồng thời, khí LPG là nhiên liệu sạch và rẻ sử dụng trong đun nấu và sinh hoạt, do đó khó có nguồn năng lượng để thay thế đáp ứng điều kiện thuận tiện, giá rẻ và sạch đáp ứng đủ nhu cầu của đa bộ phận người dân như LPG.

Như vậy, mặc dù trong nước có nhiều loại nhiên liệu thay thế khí thiên nhiên, nhưng khí thiên nhiên vẫn sẽ đóng một vai trò và vị thế lớn trong cơ cấu năng lượng quốc gia và khó có thể thay thế hoàn toàn trong dài hạn.

4. Sức mạnh đối với nhà cung cấp

Nguồn khai thác dầu khí do Nhà nước quản lý thông qua PVN, trong đó PVGas là công ty con của PVN đại diện kinh doanh trên thị trường khí Việt Nam. PVGas thu gom khí từ các mỏ khai thác từ PVN và các công ty thượng nguồn, sau đó bán cho các công ty hạ nguồn. Do đó, có thể nói PVN giữ vị trí rất mạnh về nguồn khí ở thượng nguồn trong nước, sản lượng và giá mua khí thu gom do PVGas thương lượng với PVN và

¹³ 1 lít = 0,51 kg

liên doanh với các tập đoàn dầu khí lớn quốc tế. Luật dầu khí quy định các sản phẩm dầu khí khai thác của hợp đồng PSC sẽ ưu tiên bán cho các công ty dầu khí trong nước. Điều này sẽ là thế mạnh của PVGas về sản lượng khí đầu vào và giúp PVGas có lợi thế để chi phối giá bán trên thị trường khí khô và LPG trong nước.

Ở phân khúc LPG, sức mạnh của nhà cung cấp cũng tương đối cao khi trong nước hiện nay chỉ có hai nguồn sản xuất chính là Dinh Cố (PVGas sở hữu) và Dung Quất (PVN sở hữu). Trong đó, hơn 50% sản lượng từ hai nhà máy này đã bán cho các công ty con của PVGas, phần còn lại qua đấu thầu cạnh tranh. Do đó, việc các doanh nghiệp phân phối LPG phụ thuộc vào PVGas và PVN như là một nguồn cung cấp LPG duy nhất sẽ là rủi ro lớn, mặc dù LPG nhập khẩu đã tăng đáng kể nhưng chi phí vận chuyển cao sẽ tăng giá vốn và giảm lợi thế cạnh tranh của các doanh nghiệp phân phối LPG trong nước.

Có thể thấy, mức độ ảnh hưởng của nhà cung cấp ở thị trường khí Việt Nam là khá lớn với việc sở hữu và liên doanh hợp tác của PVN ở thượng nguồn, đồng thời quản lý khâu sản xuất thông qua công ty con ở hạ nguồn. Điều này dẫn đến việc chi phối rất cao vào giá đầu vào của các hộ tiêu thụ.

5. Sức mạnh trả giá của người mua

Như đã nói ở trên, việc PVGas là công ty duy nhất thu gom, vận chuyển khí và chế biến khí. Do đó, đây là thế mạnh cho PVGas ở phân khúc trung nguồn. Nên lợi thế khách hàng như nhiệt điện, sản xuất đạm hay các hộ công nghiệp để thương lượng về giá bán tương đối thấp. Tuy nhiên, khách hàng có thể chuyển đổi sang dùng than hay các nhiên liệu thay thế khác nếu giá khí quá cao, điều này sẽ là lợi thế trả giá gián tiếp của khách hàng để giảm chi phí mua khí đầu vào trong sản xuất.

Đối với hoạt động kinh doanh LPG, đặc thù khí gas là sản phẩm thiết yếu trong sinh hoạt do đó việc khách hàng trả giá cũng khá thấp. Tuy nhiên, khách hàng có thể chuyển sang dùng than thay thế khí gas trong đun nấu hoặc bếp điện nhưng chỉ mang tính tạm thời, do việc bất tiện và ô nhiễm của than hay chi phí cao của việc dùng nhiệt điện. Do đó, khách hàng vẫn có vị thế về lựa chọn sản phẩm thay thế để cho khí gas nhưng khả năng trả giá về giá bán khá thấp và việc chuyển đổi chỉ mang tính tạm thời, khó có thể thay thế trong thời gian dài.

Trên thị trường kinh doanh khí, sức mạnh trả giá của người mua tương đối thấp. Mặc dù, việc khách hàng có thể lựa chọn sản phẩm thay thế để tác động vào giá khí nhưng điều này không mang tính lâu dài và chỉ mang tính gián tiếp tác động đến giá khí.

C. TRIỂN VỌNG CỦA NGÀNH KHÍ VIỆT NAM

I. Phân tích SWOT của ngành khí Việt Nam

1. Điểm mạnh

- Việt Nam với vị thế có đường bờ biển dài hơn 3.400 m, tạo lợi thế khai thác về tài nguyên dầu mỏ và khí đốt cho nhu cầu tiêu thụ trong nước với giá thành rẻ hơn so với khí nhập khẩu.
- Vùng Biển Đông Việt Nam nằm trên tuyến đường giao thương huyết mạch Thái Bình Dương - Ấn Độ Dương nên dễ dàng nhập khẩu nguồn khí bổ sung.
- Hoạt động trong ngành đã được đồng bộ từ thăm dò, khai thác ở thượng nguồn, thu gom đến hoạt động phân phối ở hạ nguồn.

2. Điểm yếu

- Hoạt động khai thác đòi hỏi vốn đầu tư rất lớn, do đó với nền kinh tế đang phát triển việc huy động nguồn vốn đầu tư khá khó khăn.
- Giá khí trong nước phụ thuộc vào giá dầu thế giới.
- Nhà nước kiểm soát hoàn toàn ở thượng nguồn và trung nguồn nên tính linh hoạt thấp, cạnh tranh kém.
- Mạng lưới cơ sở hạ tầng đặc thù của ngành còn kém và đang trong quá trình xây dựng, gây khó khăn cho hoạt động phân phối các sản phẩm đến các khách hàng cả nước.
- Nguồn nhân lực và công nghệ trong nước chưa đáp ứng được hoàn toàn nhu cầu trong nước.

3. Cơ hội

- Tiếp tục được nhà nước bảo trợ nên tiếp tục được hưởng nhiều ưu đãi.
- Tiềm năng khai thác và trữ lượng trong nước còn cao từ 40-50 năm.
- Sau 6 năm trở thành thành viên chính thức của WTO, giúp Việt Nam có cơ hội mở rộng hợp tác song phương với các nước phát triển trong hoạt động đầu tư và xuất nhập khẩu sản phẩm từ dầu mỏ và khí thiên nhiên.
- Vấn đề an ninh năng lượng và lợi nhuận cao từ hoạt động dầu khí sẽ thu hút vốn đầu tư từ các quốc gia phát triển từ khâu thượng nguồn đến trung nguồn, hạ nguồn và dịch vụ - thương mại.

4. Thách thức

- Sản lượng khai thác mỏ dầu và khí ngoài khơi đang bắt đầu suy giảm, các mỏ mới chưa thể sớm đưa vào khai thác để bổ sung.
- Sự can thiệp giữa các nước trên vùng Biển Đông còn nhiều phức tạp.
- Theo Quy hoạch phát triển ngành khí đến 2025 và định hướng đến 2035, cần nguồn vốn lớn để đầu tư đây là sức ép đối với việc thu xếp vốn khi triển khai các dự án, nhất là các dự án khai thác vùng biển sâu.
- Hệ thống cơ chế chính sách về ngành dầu khí nói chung và ngành công nghiệp khí nói riêng vẫn đang trong quá trình tiếp tục hoàn chỉnh sẽ gây khó khăn cho hoạt động phát triển của ngành khí triển khai các sản phẩm mới như khí CNG, LNG.
- Cạnh tranh giữa các sản phẩm mới như khí LPG trung tâm, nhiệt điện khí với sản phẩm được sản xuất từ công nghệ cũ với chất lượng kém nhưng giá thành thấp hơn.

II. Triển vọng và xu hướng ngành khí Việt Nam

1. Tăng trưởng

Với những phân tích ở các phần trên, tốc độ tăng trưởng của ngành khí Việt Nam phụ thuộc vào sự phát triển của mạng lưới cung cấp, công nghệ sản xuất điện khí, sản xuất phân đạm và các triển vọng của các ngành công nghiệp sử dụng khí.

Trong ngắn hạn và trung hạn: 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: nguồn cung trong nước sẽ được đẩy mạnh với nhiều dự án phát triển như mỏ khí Cá Voi Xanh (vùng biển miền Trung) với trữ lượng ước tính 150 tỷ m³ dự kiến vận hành vào năm 2023, bổ sung nguồn cung mới cho ngành khí cả nước. 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 2020 và tầm nhìn đến 2030 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.

2. Tỷ suất sinh lời

Tỷ suất sinh lời của ngành khí chịu ảnh hưởng rất lớn từ giá thu mua khí nguyên liệu đầu vào. Dự báo, giá dầu sẽ sớm chạm đáy vào giai đoạn 2017-2018 và phục hồi về mức giá ổn định 50-60 USD/thùng. Giá dầu tiếp tục giảm trong ngắn hạn sẽ làm hạ giá thành mua nguyên liệu đầu vào của các doanh nghiệp kinh doanh LPG, giúp gia tăng lợi nhuận. Trái lại, điều này sẽ ảnh hưởng đến kết quả kinh doanh của các doanh nghiệp cung cấp khí thiên nhiên nếu giá khí tiếp tục giảm sâu.

Ngoài ra, tỷ suất sinh lời của ngành phụ thuộc bởi yếu tố cạnh tranh trong ngành. Ở phân khúc trung nguồn PVGas vẫn sẽ giữ vị trí độc quyền do đó tỷ suất sinh lợi của PV Gas vẫn sẽ ổn định dù sẽ có nhiều biến động so với những năm trước. Đối với phân khúc kinh doanh LPG, nghị định 19/2016/NĐ-CP được ban hành giúp gia tăng tính cạnh tranh và minh bạch cho thị trường sẽ tạo lợi ích cho người tiêu dùng. Đồng thời, quy định giá khí theo giá thị trường sẽ gia tăng tỷ suất lợi nhuận cho các doanh nghiệp trong ngành.

3. Rủi ro

Theo cơ chế giá khí mới sẽ tạo rủi ro cho giá khí trong nước do giá dầu biến động khó lường. Việc dự báo giá dầu khá khó khăn điều này sẽ tác động đến hoạt động kinh doanh và kế hoạch của doanh nghiệp trong ngành. Tuy nhiên, theo dự báo việc phát triển dầu khí đã phiến ở Bắc Mỹ sẽ khiến giá dầu khó hồi phục về mức hơn 80 USD/thùng như giai đoạn 2011-2012.

Đồng thời, việc gia tăng đầu tư các nguồn năng lượng tái tạo sẽ gia tăng sự cạnh tranh của các sản phẩm thay thế với nhiên liệu hóa thạch nói chung và nhiên liệu khí nói riêng trong tương lai. Tuy nhiên, lộ trình đầu tư sẽ mất nhiều thời gian để phát triển đồng bộ trên phạm vi cả nước và chi phí đầu tư khá cao.

III. Khuyến nghị đầu tư

Với những phân tích và đánh giá ở trên của ngành khí Việt Nam, chúng tôi khuyến nghị như sau:

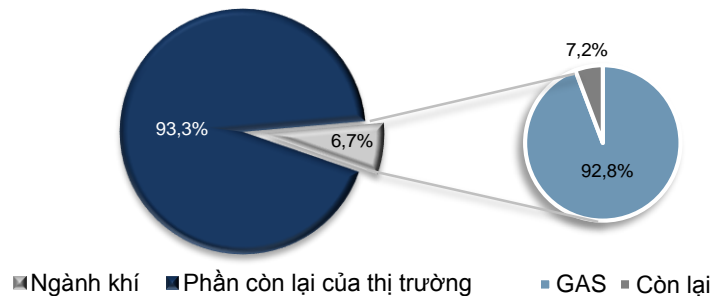
- **Trong ngắn hạn và trung hạn (1-2 năm):** phân khúc trung nguồn vẫn duy trì lợi thế cạnh tranh và gia tăng sản lượng mặc dù giá khí có xu hướng tiếp tục giảm sâu do ảnh hưởng từ giá dầu. Bên cạnh đó, việc giá dầu giảm trong ngắn hạn sẽ giúp gia tăng lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh LPG. Đầu tư vào các công ty thuộc các phân khúc sản phẩm đặc thù với tỷ suất lợi nhuận tốt như kinh doanh khí CNG và những doanh nghiệp có vị thế tốt về phân phối LPG như PGS, PGC...
- **Trong dài hạn (3-5 năm):** ngành khí vẫn tiếp tục tăng trưởng ổn định trong 3-5 năm nhất là lĩnh vực kinh doanh LPG, tuy nhiên việc đầu tư và mở rộng cơ sở hạ tầng theo Quy hoạch phát triển ngành khí đến năm 2030 sẽ giúp mở rộng đối tượng khách hàng và phạm vi hoạt động của các phân khúc đang bị giới hạn về hệ thống phân phối như khí CNG, khí thấp áp. Đồng thời, việc giá dầu sẽ phục hồi trong dài hạn sẽ thúc đẩy thị trường khí thiên nhiên phát triển sôi động hơn.

D. CẬP NHẬT DOANH NGHIỆP TRONG NGÀNH

I. Quy mô các doanh nghiệp ngành khí niêm yết và đăng ký giao dịch trên TTCK Việt Nam

Theo thống kê số lượng các doanh nghiệp ngành khí, ở phân khúc trung nguồn chỉ có 1 doanh nghiệp thu gom và sản xuất khí, ở hạ nguồn có 2 doanh nghiệp kinh doanh khí thiên nhiên. Đối với phân khúc kinh doanh LPG, theo quy định về điều kiện kinh doanh khí LPG của Bộ Công Thương tính đến tháng 05/2017 có 13 doanh nghiệp đủ điều kiện xuất nhập khẩu LPG và 42 doanh nghiệp đủ điều kiện phân phối LPG trong nước. Trong các doanh nghiệp sản xuất và kinh doanh khí trong nước hiện nay, có 9 doanh nghiệp niêm yết với tổng giá trị vốn hóa tại ngày 08/08/2017 là 130,95 nghìn tỷ đồng.

Giá trị vốn hóa ngày 08/08/2017

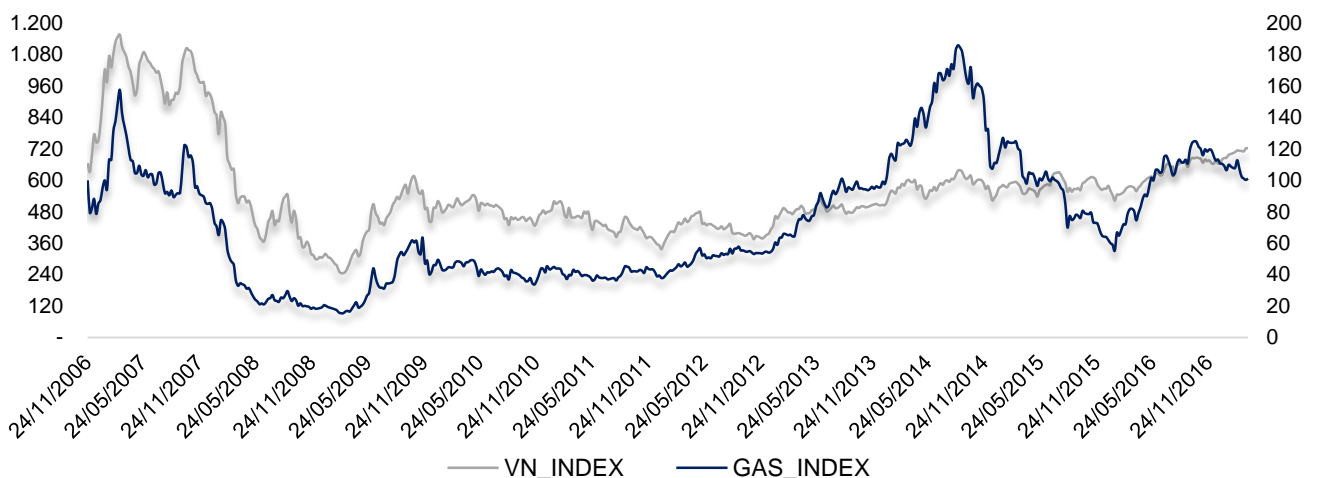


Nguồn: Bloomberg, FPTs Research

Các doanh nghiệp sản xuất và kinh doanh khí niêm yết ở Việt Nam được chia thành hai nhóm theo chuỗi giá trị của ngành:

- **Nhóm doanh nghiệp ở trung nguồn (thu gom):** thực hiện thu gom, chế biến, lưu trữ và phân phối khí đến các doanh nghiệp bán buôn và bán lẻ khí. Ở Việt Nam, doanh nghiệp thực hiện hoạt động ở trung nguồn duy nhất là PV Gas.
- **Nhóm doanh nghiệp phân phối ở hạ nguồn:** các doanh nghiệp thực hiện phân phối khí đến người tiêu dùng hoặc các nhà bán buôn khác. Nhóm doanh nghiệp ở hạ nguồn bao gồm:
 - Nhóm kinh doanh khí thiên nhiên (NGs): PGD sản xuất và phân phối khí thấp áp, CNG sản xuất và phân phối khí thiên nhiên nén.
 - Nhóm kinh doanh khí gas (LPG): PGS, PVG, PGC, PCG, ASP và MTG.

Chỉ số VN_Index và Gas_Index



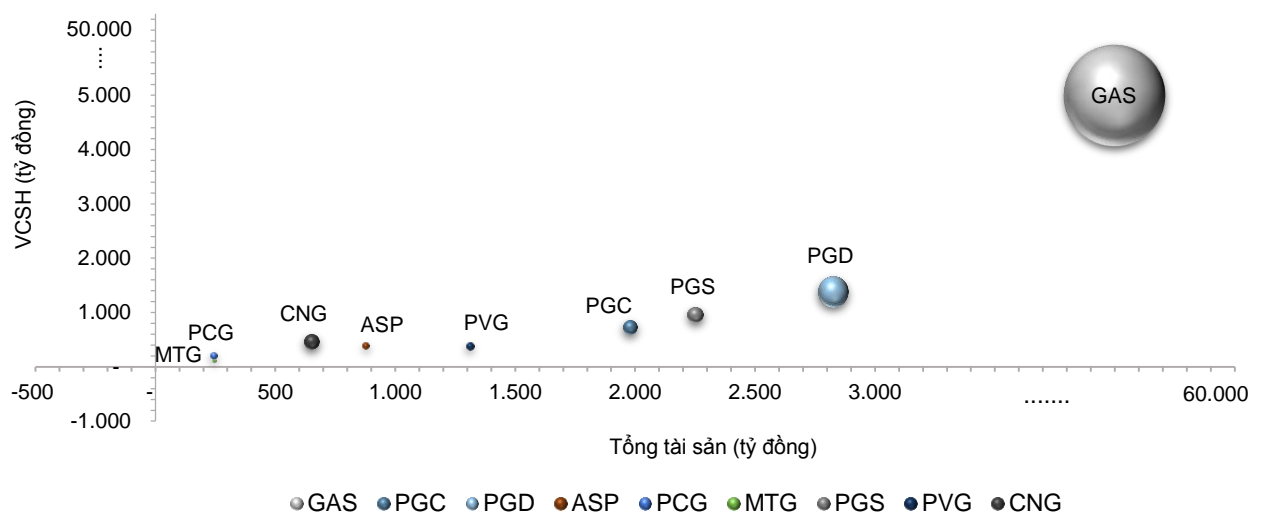
(*) GAS_Index dựa trên thị giá và giá trị vốn hóa của các cổ phiếu: GAS, CNG, PGD, PGS, PGC, PVG, PCG, ASP và MTG được điều chỉnh theo phương pháp tính của VNINDEX để so sánh.

Nguồn: Bloomberg, FPTs Research

Một số thông tin thị trường của cổ phiếu ngành khí

Sàn	Mã CP	Phân khúc	Số CP lưu hành (triệu CP)	Thị giá (08/08/2017)	Vốn hóa (tỷ đồng)
HOSE	GAS	Thu gom, sản xuất	1.913,3	64.500	123.411
HOSE	PGD	Kinh doanh khí thấp áp	90,0	46.200	4.158
HOSE	CNG	Kinh doanh khí CNG	27,0	30.800	832
HOSE	PGC	Kinh doanh khí LPG	60,3	15.300	923
HOSE	ASP	Kinh doanh khí LPG	37,3	5.860	219
HNX	PGS	Kinh doanh khí LPG	50,0	20.300	1.015
HNX	PVG	Kinh doanh khí LPG	27,7	7.600	211
HNX	PCG	Kinh doanh khí LPG	18,9	7.100	134
UPCOM	MTG	Kinh doanh khí LPG	12,0	4.400	53

Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

VỐN HÓA, TÀI SẢN VÀ VỐN CHỦ SỞ HỮU TẠI 31/12/2016


Nguồn: FPTs Research

Trong số các doanh nghiệp ngành khí niêm yết, GAS là doanh nghiệp có mức vốn hóa lớn nhất chiếm 94% giá trị vốn hóa toàn ngành và GAS cũng là doanh nghiệp có quy mô doanh thu, tài sản lớn nhất và chi phối toàn ngành.

Cập nhật một số chỉ số tài chính quan trọng

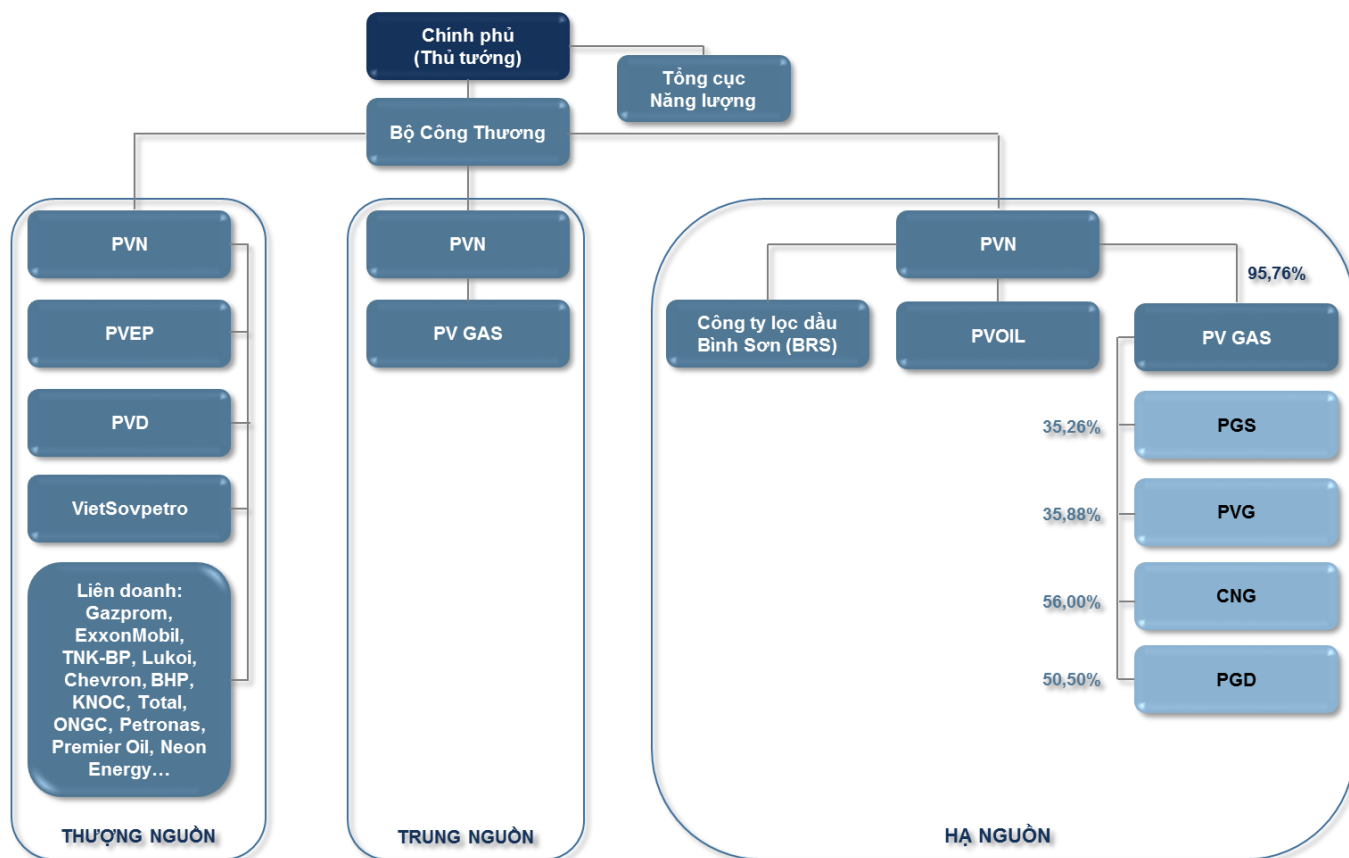
Mã CP	Vốn hóa (tỷ đồng)	Doanh thu (tỷ đồng)	LNST (tỷ đồng)	Biên lợi nhuận gộp	P/E	EV/EBITDA	Nợ vay/TTS	ROE	ROA
Nhóm thu gom (midstream)									
GAS	123.411	59.326	7.172	19,8%	15,4	9,7	13,3%	17,6%	12,6%
Nhóm kinh doanh khí thiên nhiên (downstream)									
PGD	4.158	4.704	219	17,5%	40,0	6,4	6,2%	15,8%	7,8%
CNG	832	891	120	26,8%	8,3	2,6	7,3%	25,9%	18,5%
Nhóm kinh doanh LPG (downstream)									
PGS	1.015	4.972	342	18,9%	9,8	3,8	14,3%	35,3%	15,2%
PVG	211	2.525	0,6	14,9%	25,7	10,6	21,8%	0,2%	0,0%
PGC	923	2.379	112	25,1%	8,0	5,1	41,1%	15,3%	5,7%
ASP	219	1.338	19	19,2%	5,1	22,9	31,4%	5,0%	2,2%
PCG	134	484	0,2	4,2%	-	-	0,0%	0,1%	0,1%
MTG	53	270	4,0	9,2%	-	7,3	20,9%	3,4%	1,6%
Trung vị	832	2.379	112	18,9%	8,3	6,4	14,3%	15,3%	5,7%
Trung bình (*)	14.551	8.543	888	17,3%	16,0	9,4	17,4%	13,2%	6,4%

(*) Trung bình P/E và EV/EBITDA theo tỷ trọng vốn hóa

Nguồn: Bloomberg, FPTs Research

II. Cơ cấu sở hữu của các doanh nghiệp trong ngành

Cơ cấu sở hữu của Nhà nước về chuỗi giá trị của ngành thông qua PVN



Nguồn: PVN, FPTs Research

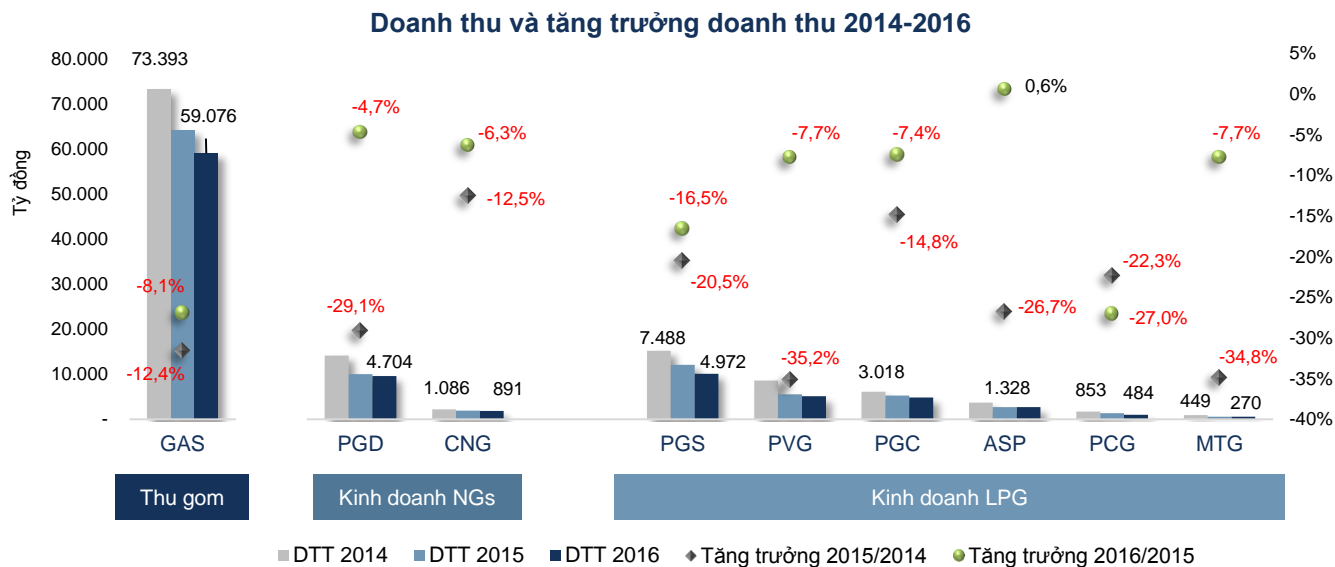
Tính đến thời điểm hiện tại, nhà nước đang sở hữu ngành khí đốt Việt Nam thông qua PVN và PV GAS. Trong đó, PV GAS đóng vai trò đầu nguồn phân phối đầu vào trong nước và thực hiện điều phối, hoạch định chiến lược tại các công ty con và công ty liên doanh liên kết để tránh tình trạng đối đầu, cạnh tranh trực tiếp giữa các công ty trong ngành.

Đối với ngành khí, hiện nay PVN đang sở hữu 95,76% vốn điều lệ của GAS và chi phối phân khúc thu gom và chế biến khí thiên nhiên. Trong đó đối với phân khúc phân phối khí, GAS sở hữu 50,50% vốn điều lệ của PGD, 56,00% vốn điều lệ của CNG và với phân khúc kinh doanh LPG thì GAS đang nắm 35,26% vốn của PGS và 35,88% vốn của PVG. Mặc dù GAS nắm số lượng cổ phần dưới 50% ở PGS và PVG, nhưng GAS vẫn hoàn toàn có thể kiểm soát quyền quản trị ở cả hai công ty này. Ngoài ra GAS còn thực hiện liên kết với PCG với số vốn góp tại công ty là 35,51% vốn điều lệ.

Giai đoạn 2017-2020, Nhà nước sẽ tiếp tục đẩy mạnh thực hiện sắp xếp, đổi mới các doanh nghiệp nhà nước trực thuộc Bộ Công Thương, trong đó đáng chú ý là 4 tập đoàn: PVN, EVN, Vinacomin và Vinachem. Hoạt động tái cơ cấu các doanh nghiệp nhà nước về lĩnh vực dầu khí trong thời gian tới được kỳ vọng sẽ tạo sự phát triển và tăng sự cạnh tranh cho thị trường khí ở thượng nguồn và trung nguồn.

III. Hiệu quả hoạt động của các doanh nghiệp

1. Doanh thu



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Nhìn chung, do ảnh hưởng của sự sụt giảm liên tiếp của giá dầu nên doanh thu của các doanh nghiệp hoạt động trong ngành khí năm 2016 tiếp tục suy giảm so với năm 2015 và năm 2014, tuy nhiên mức độ suy giảm đã chậm lại và có nhiều tín hiệu khả quan khi giá dầu đã có dấu hiệu phục hồi trở lại vào cuối năm 2016. Với thể mạnh là doanh nghiệp đi đầu trong ngành, GAS luôn là doanh nghiệp có doanh thu lớn nhất với 59.076 tỷ đồng gấp 3,4 lần tổng doanh thu của các doanh nghiệp còn lại trong ngành.

Đối với GAS, bên cạnh việc ảnh hưởng từ giá dầu thì nguyên nhân khiến doanh thu thuần năm 2015 và năm 2016 của GAS liên tục giảm mạnh so với 2014, là do trong năm 2014 doanh thu của GAS phát sinh tăng đột biến 3.858 tỷ đồng tiền quyết toán lượng khí trên bao tiêu, đồng thời lượng tiêu thụ khí khô và LPG năm 2016 đã giảm nhẹ với mức tương ứng khoảng 1,4% và 4,7% so với năm 2015.

Mặc dù sản lượng khí đã bán năm 2016 đạt 844,94 triệu Sm³ tương đương 129,32% so với năm 2015, nhưng do ảnh hưởng từ sự lao dốc của giá dầu nên doanh thu năm 2016 của PGD chỉ đạt 4.704,16 tỷ đồng bằng 95,32% so với năm 2015. Tuy nhiên mức độ suy giảm doanh thu đã được cải thiện với 4,7% vào năm 2016 thấp hơn nhiều so với mức sụt giảm 29,1% vào năm 2015.

Đối với CNG, mặc dù lượng tiêu thụ khí tăng trưởng mạnh với tốc độ 26,8% nhưng doanh thu của CNG vẫn sụt giảm khoảng 6,3% trong năm 2016 và chỉ đạt 890,6 tỷ đồng. Nguyên nhân đến từ việc giá dầu thế giới vẫn duy trì thấp hơn so với mặt bằng giá của năm 2015 và ảnh hưởng đến giá bán khí của CNG với giá bán khí trung bình năm 2016 của CNG chỉ đạt 7.524 VND/Sm³, sụt giảm 25% so với năm 2015.

Cũng do ảnh hưởng từ sự sụt giảm của giá dầu nên doanh thu của PGS giảm 16,5% so với năm 2015, chỉ đạt 4.971,9 tỷ đồng. Tuy nhiên, mặc dù doanh thu giảm so với năm trước, nhưng sản lượng LPG đã bán của PGS có mức tăng trưởng ấn tượng với 18,6% trong năm 2016 và đạt 279,6 nghìn tấn, cao hơn nhiều so với mức 235,7 nghìn tấn trong năm 2015. Đáng lưu ý trong năm 2016, việc doanh thu của PGS sụt giảm với nguyên nhân chính là PGS thực hiện chuyển nhượng toàn bộ 55,2% vốn điều lệ tại CNG tương đương 310 tỷ đồng cho GAS. Do đó, báo cáo tài chính được sử dụng để phân tích là báo cáo chưa điều chỉnh hồi tố quá khứ.

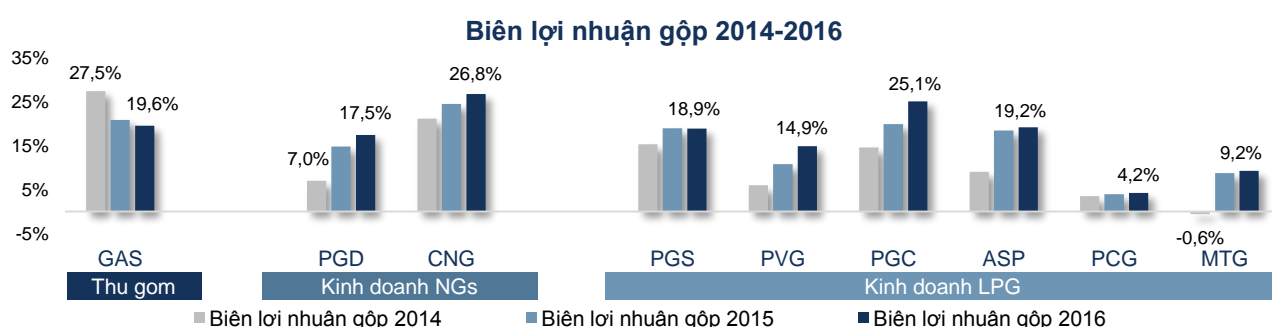
Tương tự như PGS, sản lượng bán của PVG năm 2016 tăng 1,1% so với năm 2015, nhưng doanh thu giảm 7,7% chỉ đạt 2.525 nghìn tỷ đồng, tuy nhiên mức giảm này đã cải thiện rất nhiều so với mức 35,2% trong năm 2015. Trong năm 2016, PGC có sản lượng bán tăng 4,9% với mức 143 nghìn tấn, nhưng doanh thu giảm 4,7% so với năm 2015 tương đương 2.379 nghìn tỷ đồng.

Trong năm 2016, ASP là doanh nghiệp duy nhất trong ngành có doanh thu tăng so với năm 2015 mặc dù chỉ tăng 0,6% đạt 1.336 tỷ đồng, nhờ sản lượng bán của ASP tăng 18,0% đạt 99 nghìn tấn trong năm 2016.

Không thuận lợi như các doanh nghiệp khác, PCG có kết quả kinh doanh khá khiên tốn với sản lượng bán chỉ đạt 46 nghìn tấn giảm 9,9% so với năm 2015 và doanh thu năm 2016 chỉ đạt 484 tỷ đồng giảm 27,0% so với năm 2015. Nguyên nhân của sự suy giảm này là do trong năm 2016, hoạt động kinh doanh của PCG có nhiều khó khăn do giá bán thấp vì giá dầu sụt giảm, nhà cung cấp LPG thay đổi điều khoản thanh toán, thị trường bất động sản miền Bắc hồi phục chậm nên các chủ đầu tư hầu hết không sử dụng hệ thống gas trung tâm nên sản lượng PCG kém hơn so với năm 2015.

Cuối cùng, MTG là doanh nghiệp có doanh thu thấp nhất trong ngành với doanh thu năm 2016 đạt 270 tỷ đồng giảm 7,7% so với năm 2015, đây là năm thứ hai liên tiếp doanh thu của MTG liên tục giảm nhưng mức giảm đã được cải thiện nhờ giá dầu phục hồi vào cuối năm 2016 và sự gia tăng sản lượng 11,5% tương đương 24,7 nghìn tấn LPG được bán trong năm 2016.

2. Lợi nhuận gộp



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Biên lợi nhuận gộp của các doanh nghiệp trong ngành khí có sự khác biệt lớn giữa nhóm doanh nghiệp trung nguồn (thu gom) và hạ nguồn (kinh doanh NGs và LPG). Bên cạnh đó, do đặc thù ngành khí thiên nhiên có giá nguyên liệu đầu vào và giá bán phụ thuộc vào giá dầu mỏ nên biên lợi nhuận của các doanh nghiệp cũng biến động theo giá dầu.

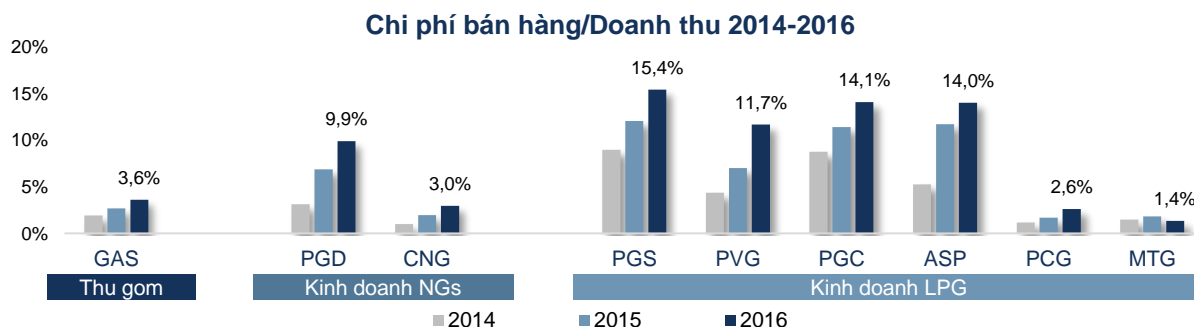
Nhóm thu gom: giá bán khí của các doanh nghiệp trong nhóm thu gom phụ thuộc vào giá dầu, do đó biên lợi nhuận gộp của nhóm doanh nghiệp này thay đổi cùng chiều với giá dầu. Ở trong nước, GAS là doanh nghiệp duy nhất và nắm vị thế lớn ở khâu thu gom nên GAS có biên lợi nhuận khá cao trung bình khoảng 22%/năm. Tuy nhiên, do ảnh hưởng từ sự sụt giảm của giá dầu, nên biên lợi nhuận gộp của GAS giảm từ 27,5% trong năm 2014 xuống chỉ còn 19,6% trong năm 2016.

Nhóm kinh doanh NGs: các doanh nghiệp của nhóm này có biên lợi nhuận gộp biến động ngược chiều với giá dầu. Đồng thời biên lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh NGs cũng khá khác biệt, trong đó CNG có biên lợi nhuận gộp với 26,8% và PGD có biên lợi nhuận gộp thấp hơn, khoảng 17,5% vào năm 2016. Mặc dù, PGD là doanh nghiệp duy nhất phân phối khí thấp áp của GAS, nhưng PGD có biên lợi nhuận thấp hơn CNG là do sản phẩm khí thấp áp chủ yếu được bán cho các khách hàng ký hợp đồng dài hạn và có cơ sở đường ống vận chuyển ở các khu công nghiệp và các nhà sản xuất khí nén và LPG nên số lượng khách hàng hạn chế và giá bán thấp hơn so với các sản phẩm khí khác. Đối với CNG, là doanh nghiệp có vị thế lớn về cung cấp CNG trong nước với giá vốn thấp, khách hàng đa dạng hơn và không đòi hỏi hạ tầng đường ống nên biên lợi nhuận của CNG khá cao, cao nhất trong ngành năm 2016.

Nhóm kinh doanh LPG: giống với nhóm kinh doanh NGs, những doanh nghiệp kinh doanh LPG cũng có biên lợi nhuận gộp biến động cùng chiều với giá dầu. Trong đó, PGC có biên lợi nhuận cao nhất với 15,1% vào năm 2016, mặc dù không độc quyền về kinh doanh LPG nhưng PGC có mạng lưới phân phối bao phủ khắp cả nước cùng với uy tín về thương hiệu của Công ty mẹ - Petrolimex đã giúp PGC duy trì biên lợi nhuận lớn hơn các đối thủ khác. Công ty PGS và ASP cùng mảng phân phối LPG và là hai đối thủ trực tiếp ở thị trường phía Nam do đó biên lợi nhuận khá tương đồng khoảng 19% vào năm 2016, tuy nhiên biên lợi nhuận của PGS có tính ổn định hơn nhờ lợi thế nguồn cung LPG ổn định từ Công ty mẹ (GAS). Bên cạnh đó, PVG và PCG tuy với thế mạnh là thành viên của GAS nhưng do thị trường LPG miền Bắc mới phát

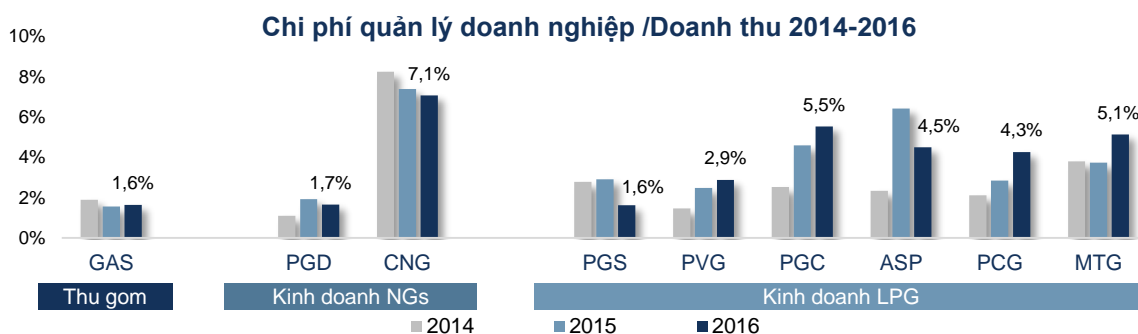
triển và chi phí vận chuyển lớn khiến biên lợi nhuận PVG thấp hơn PGS, đối với PCG do phân khúc khách hàng sử dụng mạng lưới gas đô thị còn hạn chế và đang trong quá trình đầu tư xây dựng hạ tầng nên biên lợi nhuận của PCG vẫn còn khá thấp. Cuối cùng, MTG có ít lợi thế hơn các đối thủ khác về nguồn LPG giá rẻ và chỉ tập trung ở thị trường miền Tây Nam Bộ nên biên lợi nhuận của MTG không cao so với doanh nghiệp khác chỉ khoảng 9,2% vào năm 2016 thấp hơn nhiều so với mức 15,3% của nhóm kinh doanh LPG.

3. Chi phí bán hàng và chi phí quản lý doanh nghiệp



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Nhìn chung, chi phí bán hàng/doanh thu của các doanh nghiệp ngành khí tăng trong giai đoạn 2014-2016 do sự sụt giảm doanh thu vì giá dầu lao dốc và gia tăng chi phí bán hàng do cạnh tranh trong ngành ngày càng tăng. Trong đó, tỷ lệ chi phí bán hàng/doanh thu thấp nhất là những doanh nghiệp có vị thế lớn ở phân khúc thu gom và kinh doanh NGs như GAS và CNG với tỷ lệ chi phí bán hàng/doanh thu tương ứng 3,6% và 3,0%. Theo sau là PGD với tỷ lệ này khoảng 9,9% vào năm 2016, nhưng vẫn thấp nhiều so với các doanh nghiệp ở nhóm kinh doanh LPG, do các doanh nghiệp ở hai nhóm này chủ yếu thực hiện hoạt động bán buôn cho những khách hàng lớn với hợp đồng dài hạn do đó chi phí bán hàng thấp hơn các doanh nghiệp kinh doanh LPG. Trong nhóm kinh doanh LPG, PGS có chi phí bán hàng/doanh thu cao nhất khoảng 15,4% do PGS đã đẩy mạnh hoạt động quảng cáo, marketing, xúc tiến thương mại và tìm kiếm khách hàng mới với sự gia tăng tổng đại lý từ 98 năm 2015 lên 112 vào năm 2016 và thành quả là sự tăng trưởng ấn tượng về sản lượng tiêu thụ 18,6% trong năm 2016. Các doanh nghiệp PVG, PGC và ASP có mức chi phí bán hàng/doanh thu thấp hơn PGS với tỷ lệ 14% doanh thu vào năm 2016. Tuy nhiên, đối với MTG và PCG do việc chỉ tập trung phát triển ở một khu vực như MTG chỉ tập trung ở khu vực Tây Nam Bộ và PCG chỉ tập trung ở khu vực Bắc Bộ nên chi phí bán hàng thấp nhưng biên lợi nhuận không cao.

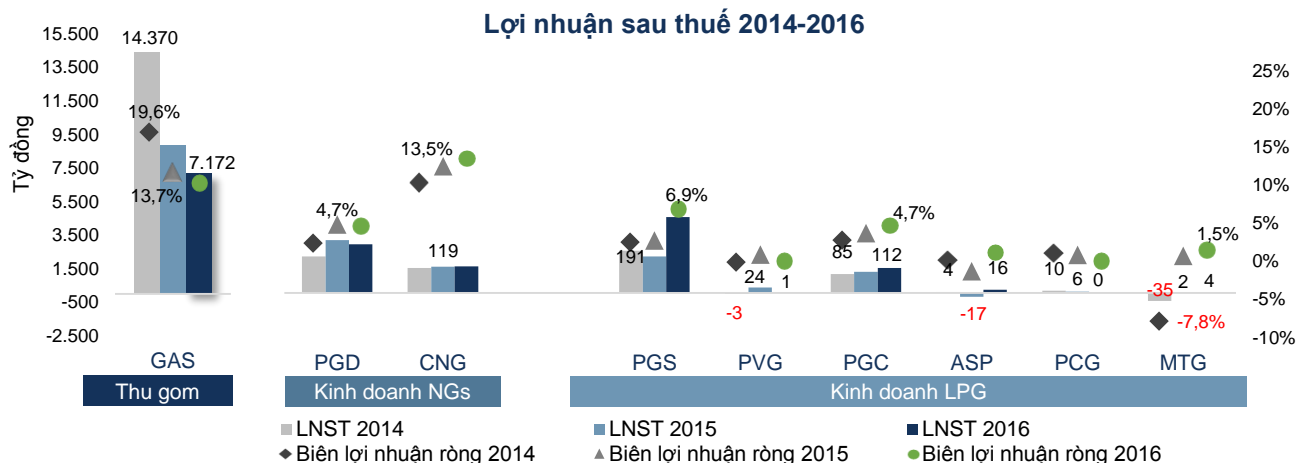


Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Xét về chi phí quản lý doanh nghiệp, nhìn chung doanh nghiệp thuộc nhóm thu gom và kinh doanh NGs như GAS và PGD có chi phí quản lý/doanh thu thấp khoảng 1,7% trong năm 2016 do doanh thu của GAS và PGD có giá trị lớn nhất trong ngành. Tuy nhiên, CNG có tỷ lệ chi phí quản lý/doanh thu lớn nhất so với các doanh nghiệp trong ngành 7,1% vào năm 2016, nhưng tỷ lệ này đang ngày càng giảm so với năm 2014. Đối với các doanh nghiệp kinh doanh LPG có tỷ lệ chi phí quản lý/doanh thu trung bình 4,0%. Trong đó, PGS và PVG có tỷ lệ chi phí này so với doanh thu thấp khoảng 2,0% do cả hai doanh nghiệp này chỉ tập trung phát triển ở thị trường địa lý riêng biệt như PGS ở miền Nam và PVG miền Bắc, đáng chú ý là năm 2016 tỷ lệ chi phí quản lý/doanh thu của PGS giảm chỉ còn 1,6% nguyên nhân do trong năm này PGS thoái toàn bộ vốn tại CNG. Ngược lại, PGC là doanh nghiệp có tỷ lệ chi phí bán hàng/doanh thu cao nhất trong

nhóm kinh doanh LPG với 5,5% do PGC tập trung phát triển trên khắp cả nước nên có chi phí quản lý cao. Cũng giống như PGC, ASP và MTG cũng có chi phí quản lý/doanh thu cao trong khoảng 4,5% và 5,1% trong năm 2016, nhưng ASP có tỷ lệ chi phí này so với doanh thu giảm so với năm 2015 nhờ sự cải thiện doanh thu trong năm 2016.

4. Lợi nhuận sau thuế



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

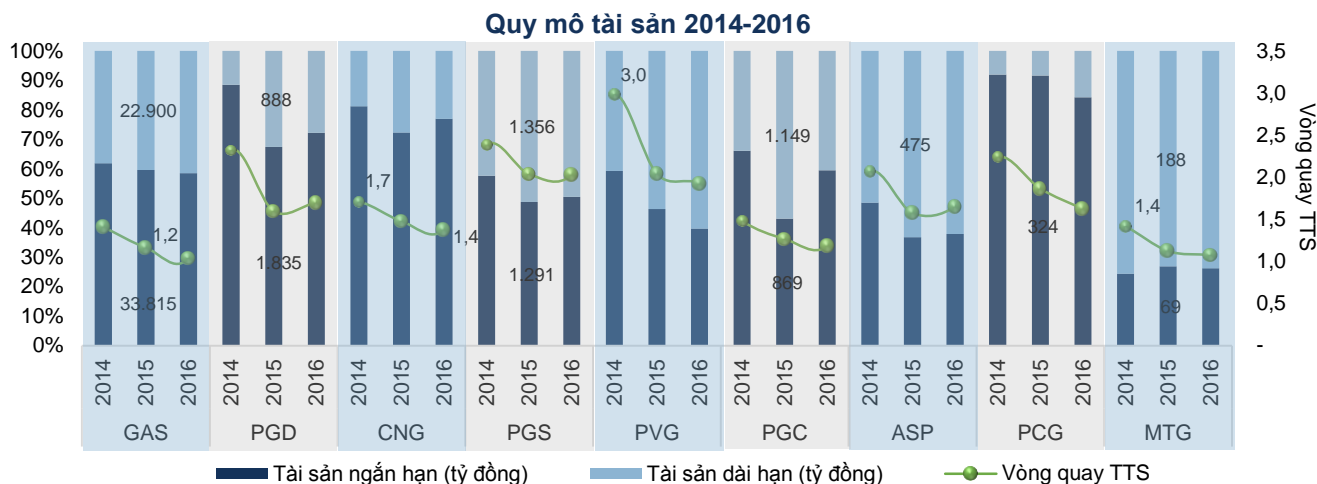
Nhìn chung, nhóm thu gom ở thượng nguồn như GAS có lợi nhuận sau thuế giảm nguyên nhân chính là do ảnh hưởng từ sự sụt giảm của giá dầu đã ảnh hưởng đến giá bán của GAS, khiến lợi nhuận năm 2016 của GAS giảm 18,8%. Đáng chú ý là lợi nhuận trước thuế của GAS năm 2015 giảm so với năm 2014, do năm 2014 có lợi nhuận đột biến từ việc quyết toán tiền khí trên bao tiêu 3.858 tỷ đồng trong khi năm 2015 và năm 2016 lại phát sinh quyết toán tiền khí theo giá thị trường cho các nhà máy điện làm lợi nhuận giảm 780 tỷ đồng. Việc suy giảm lợi nhuận liên tiếp trong năm 2015 và năm 2016 đã khiến biên lợi nhuận ròng của GAS giảm chỉ còn 12,1% trong năm 2016, nhưng mức này vẫn cao hơn so với các doanh nghiệp khác trong ngành.

Trái ngược với GAS, PGD nhờ tích cực phát triển khách hàng mới ở các khu vực Đông Nam Bộ đồng thời phát triển các khách hàng ở khu vực miền Bắc khi Hệ thống khí Tiền Hải – Thái Bình đưa vào hoạt động, do đó lợi nhuận sau thuế của PGD cũng có những cải thiện đáng kể với mức lợi nhuận sau thuế đạt 219 tỷ đồng trong năm 2016 giảm 7,9% so với năm 2015, nhưng biên lợi nhuận ròng vẫn đạt 4,7% tương tự năm 2015. Đối với CNG, mặc dù chịu sự sụt giảm của doanh thu nhưng nhờ sự kiểm soát tốt giá đầu vào và chi phí quản lý nên lợi nhuận sau thuế trong giai đoạn 2014-2016 của CNG tương đối ổn định và có xu hướng tăng nhẹ lên 120 tỷ đồng trong năm 2016, với sự cải thiện lợi nhuận năm 2016 đã làm biên lợi nhuận ròng của CNG tăng lên mức 13,5% đây là mức cao nhất trong ngành.

Đối với nhóm doanh nghiệp kinh doanh LPG, nhìn chung lợi nhuận của nhóm doanh nghiệp này có xu hướng tăng nhờ hưởng lợi từ chi phí đầu vào giảm như PGS, PGC, ASP và MTG. Trong đó, PGS là doanh nghiệp có lợi nhuận tăng đột biến trong năm 2016, nguyên nhân là do kết quả từ việc ra mắt sản phẩm mới và lợi nhuận từ hoạt động thoái vốn tại CNG. Việc lợi nhuận tăng đột biến năm 2016, đã làm biên lợi nhuận của PGS tăng 6,9% cao gấp 2,5 so với năm 2015. Mặc dù được hưởng lợi từ giá đầu vào, nhưng lợi nhuận sau thuế của PVG giảm khá mạnh khoảng 97,5% trong năm 2016 do sự cạnh tranh ở thị trường miền Bắc ngày càng cao khiến chi phí bán hàng của PVG tăng 295 tỷ đồng gấp 1,5 lần so với 2015. Lợi nhuận sụt giảm đã khiến biên lợi nhuận của PVG năm 2016 chưa đến 0,1%, đây là mức thấp nhất trong ngành. Cũng giống với các doanh nghiệp khác trong ngành được hưởng lợi từ giá đầu vào giảm, nhưng biên lợi nhuận của ASP và MTG vẫn không cải thiện nhiều chỉ đạt 1,2% và 1,5% trong năm 2016. So với các doanh nghiệp khác trong ngành, năm 2016 là năm khó khăn của PCG khi lợi nhuận sau thuế giảm 97,2% so với năm 2015, do hoạt động kinh doanh của PCG kém hiệu quả vì thị trường bất động sản miền Bắc chưa thực sự hồi phục hoàn toàn, khách hàng chưa nắm bắt hết các lợi ích của hệ thống gas trung tâm làm ảnh hưởng đến tiến độ triển khai các dự án đầu tư và kinh doanh hệ thống gas trung tâm cho các khu đô thị, chung cư của PCG.

IV. Tình hình tài chính

1. Tình hình tài sản



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Nhìn chung, cơ cấu tài sản của các doanh nghiệp hoạt động ở phân khúc thu gom và kinh doanh khí thiên nhiên có tỷ lệ tài sản ngắn hạn cao hơn tài sản dài hạn như GAS, PGD và CNG. Trong đó, cơ cấu tài sản của GAS có tài sản ngắn hạn chiếm gần 59% tổng tài sản năm 2016 tương đương 33.203 tỷ đồng, trong đó chủ yếu là tiền mặt chiếm gần 41% và khoản phải thu chiếm gần 36% giá trị tài sản ngắn hạn. Tuy nhiên từ năm 2014-2016, tỷ trọng tài sản ngắn hạn trong tổng tài sản của GAS có xu hướng giảm nguyên nhân là do thực hiện đầu tư xây dựng công trình đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - Giai đoạn 1 và Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau trong năm 2015-2016. Cũng giống như GAS, PGD và CNG có sản ngắn hạn là chủ yếu chiếm hơn 70% trong cơ cấu tổng tài sản, trong đó tài sản ngắn hạn của PGD có khoảng 72,8% tương đương 1.484 tỷ đồng và CNG với 68,5% tương đương 343 tỷ đồng là tiền mặt, hàng tồn kho chiếm tỷ trọng khá thấp chỉ 1,1% (PGD) và 8,4% (CNG) do đặc thù sản phẩm của những doanh nghiệp này là khí thiên nhiên và khí nén sẽ được tiêu thụ ngay sau khi khai thác hoặc sản xuất, do đó lượng hàng tồn kho của các doanh nghiệp này khá thấp.

Đối với nhóm kinh doanh LPG có tài sản dài hạn chiếm tỷ lệ cao hơn chủ yếu là do đầu tư vô hình và trạm chiết nạp, nhưng cơ cấu này đã có những chuyển dịch nhất định ở một số doanh nghiệp trong năm 2016. Trong năm 2016, tổng tài sản của PGS là 2.250 tỷ đồng tăng 13,9% so với 2015, trong đó tài sản ngắn hạn là 1.136 tỷ đồng và tài sản dài hạn là 1.114 tỷ đồng. So với năm 2015, tài sản của PGS năm 2016 đã có sự dịch chuyển về cơ cấu. Cụ thể, tài sản ngắn hạn của PGS đã gia tăng tỷ trọng chiếm gần 50,5% tổng tài sản, trong khi năm 2015 chỉ ở mức 48,8% tổng tài sản. Cũng trong năm 2016, tổng giá trị tài sản cố định của PGS có sự thay đổi tăng 11,9% so với 2015 tương đương 589 tỷ đồng, do PGS thực hiện các dự án xây dựng cải tạo và nâng cấp kho, trạm chiết nạp LPG và thực hiện tái cơ cấu bộ máy bằng việc thoái toàn bộ vốn tại CNG Việt Nam và chuyển các công ty con thành chi nhánh.

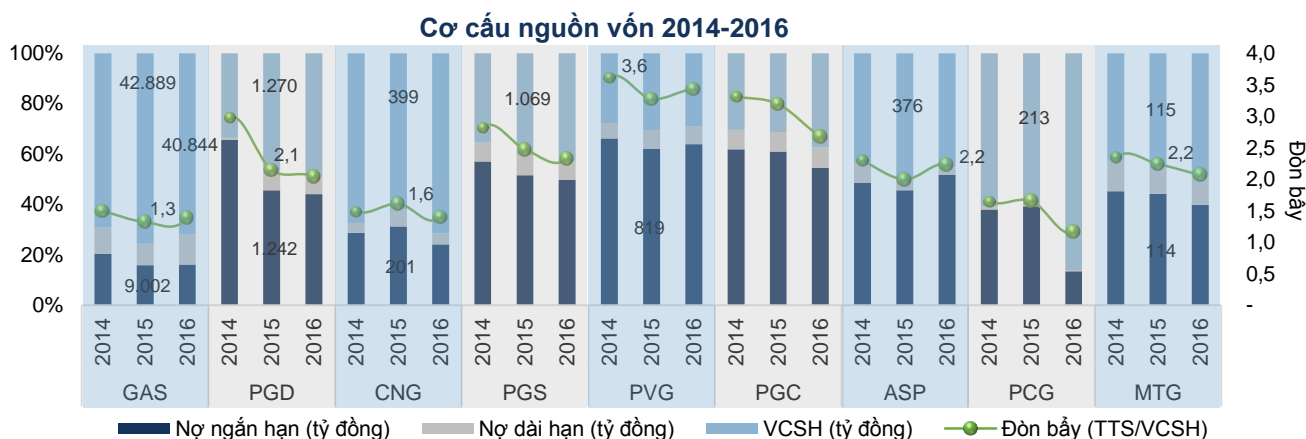
Cũng giống với PGS, PVG cũng có tỷ lệ tài sản dài hạn cao hơn tài sản ngắn hạn. Tổng tài sản năm 2016 của PVG đạt 1.309 tỷ đồng, trong cơ cấu tài sản của PVG thì tài sản dài hạn chiếm 60,3% và ngắn hạn chiếm 39,7%, cơ cấu này có sự chuyển dịch khi tài sản dài hạn tăng 12% và tài sản ngắn hạn giảm 15% trong năm 2016. Trong đó, tài sản dài hạn của PVG tăng chủ yếu do tăng các khoản phải thu dài hạn và bất động sản đầu tư. Năm 2016, PVG đưa tổng kho Đà Nẵng vào hoạt động nên tài sản cố định và chi phí xây dựng cơ bản dở dang giảm xuống, tài sản ngắn hạn của PVG giảm do tiền và tương đương tiền giảm 74% so với năm 2015.

Trong giai đoạn 2014-2016, cơ cấu tài sản của PGC cũng có sự biến động lớn với tài sản ngắn hạn tăng 36,9% tương đương 1.189 tỷ đồng và tài sản dài hạn giảm 29,5% tương đương 810 tỷ đồng trong năm 2016, nguyên nhân là do khoản đầu tư tài chính dài hạn năm 2015 được chuyển sang ngắn hạn ở năm 2016 và PGC thực hiện thoái vốn khỏi CTCP Taxi Gas Sài Gòn Petrolimex vào quý II/2015 với số vốn 8,2 tỷ đồng.

Đối với PCG, tỷ trọng tài sản ngắn hạn chiếm phần lớn trong cơ cấu tài sản với 84,3% tổng tài sản tương đương 204 tỷ đồng vào năm 2016, trong đó chủ yếu là đầu tư tài chính ngắn hạn (gồm các khoản tiền gửi trên 3 tháng) chiếm 42,1%, cùng với tiền và tương đương tiền chiếm 24,2% giá trị tài sản ngắn hạn năm 2016. Cũng giống với các doanh nghiệp khác trong ngành, cơ cấu tài sản của ASP và MTG có tài sản dài hạn chiếm phần lớn khoảng 70% tổng tài sản. Đối với ASP, năm 2016 tài sản ngắn hạn tăng 51 tỷ đồng do tăng đầu tư tài chính ngắn hạn và khoản phải thu khách hàng, đồng thời tài sản dài hạn cũng tăng 63 tỷ đồng do đầu tư vô hình và tài trợ dài hạn cho công ty con. Riêng đối với MTG, tài sản ngắn hạn và dài hạn chủ yếu là khoản phải thu chiếm hơn 43% giá trị tổng tài sản tương đương 105,7 tỷ đồng vào năm 2016.

Xét về vòng quay tài sản, nhìn chung không có khác biệt lớn giữa các doanh nghiệp trong ngành với chỉ số vòng quay tổng tài sản trung bình 1,5 lần. Tuy nhiên xu hướng vòng quay tài sản của các doanh nghiệp trong ngành đang có xu hướng giảm do doanh thu bị ảnh hưởng bởi giá dầu suy giảm. Nhưng, vẫn có một số doanh nghiệp có chỉ số vòng quay tổng tài sản cải thiện như PGD với vòng quay tổng tài sản tăng từ 1,6 năm 2015 lên 1,7 năm 2016, do giá trị tổng tài sản năm 2015 giảm 21,3% so với năm 2014. Cũng tương tự như PGD, ASP cũng có vòng quay tổng tài sản cải thiện từ 1,6 vào năm 2015 lên 1,7 nhờ sự tăng trưởng doanh thu 0,6% trong năm 2016.

2. Tình hình nguồn vốn



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Cơ cấu nguồn vốn của các doanh nghiệp trong ngành khí có nhiều sự khác biệt và chênh lệch lớn. Trong đó, GAS là doanh nghiệp có nguồn lực tài chính mạnh nhất trong ngành. Trong cơ cấu nguồn vốn của GAS, vốn chủ sở hữu (VCSH) luôn chiếm trên 50% tổng nguồn vốn, tỷ lệ này tăng dần từ năm 2014 và đạt 72% vào cuối năm 2016 tương đương 4.844 tỷ đồng, do giai đoạn này GAS đã thanh toán nhiều hợp đồng tín dụng nên số dư nợ vay giảm. Mặc dù so với năm 2015, tỷ lệ nợ phải trả trên tổng nguồn vốn của GAS năm 2016 đã tăng lên 15% chủ yếu do GAS gia tăng vay dài hạn để tiếp tục đầu tư cho 2 dự án lớn là đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - Giai đoạn 1 và Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Tuy nhiên, so với các doanh nghiệp khác trong ngành, GAS có chỉ số đòn bẩy tài chính khá thấp chỉ khoảng 1,3 lần, có thể nói GAS khả năng tự chủ cao về nguồn vốn đầu tư và rủi ro tài chính thấp.

PGD có tỷ lệ nợ cao chiếm gần 60% tổng nguồn vốn, cao hơn so với các doanh nghiệp khác trong nhóm kinh doanh khí thiên nhiên (NGs). Nhưng nhìn chung, tỷ lệ nợ/nguồn vốn của PGD có những chuyển biến tích cực từ 66,4% năm 2014 đến năm 2016 chỉ còn khoảng 51% tương đương 1.441 tỷ đồng, tỷ lệ nợ được cải thiện là do dự án khí thấp áp Tiền Hải - Thái Bình đã hoàn thành nên công nợ với các nhà thầu giảm xuống.

Tính đến cuối năm 2016, tổng nợ phải trả của CNG ở mức 185,3 tỷ đồng chỉ chiếm 28,5% tổng nguồn vốn, chủ yếu là nợ ngắn hạn với 157 tỷ đồng, trong khi đó nợ dài hạn chỉ chiếm tỷ trọng 15,1% nợ phải trả ở mức 28 tỷ đồng. Với đòn bẩy tài chính chỉ khoảng 1,4 lần vào năm 2016, thấp hơn nhiều so với các doanh nghiệp khác trong ngành, điều này sẽ giúp CNG không phải gánh chịu áp lực lãi vay và giảm rủi ro tài chính.

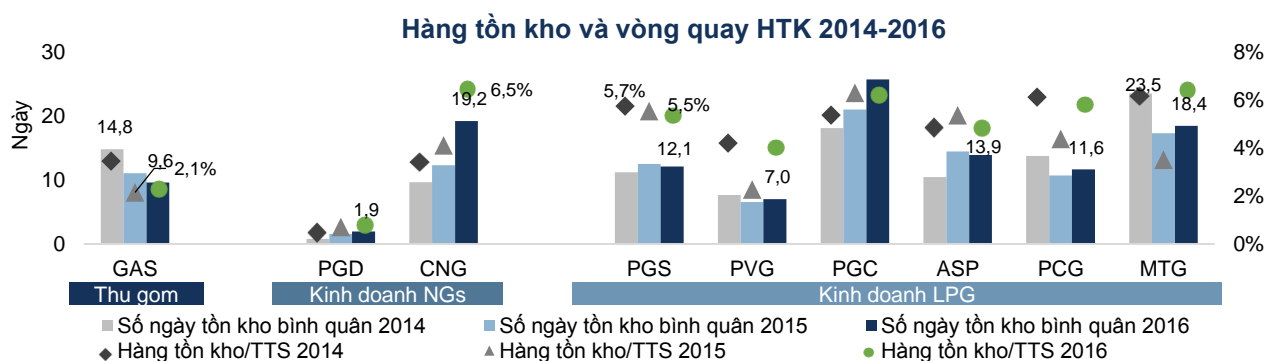
Khác biệt với nhóm kinh doanh khí thiên nhiên, nhóm kinh doanh LPG có nợ phải trả chiếm tỷ trọng cao trong tổng nguồn vốn, nên nhóm doanh nghiệp này có chỉ số đòn bẩy tài chính trung bình ở mức 2,3 lần

cao hơn so với mức 1,6 lần của nhóm kinh doanh NGs. Điển hình như PGS có chỉ số đòn bẩy tài chính năm 2016 khoảng 2,3 lần. Trong cơ cấu vốn của PGS, thì nợ phải trả vẫn là nguồn tài trợ lớn nhất cho hoạt động với 1.283 tỷ đồng chiếm 57% nguồn vốn và VCSH chỉ chiếm 43% với 967 tỷ đồng. Trong khoản mục nợ phải trả của PGS, nợ ngắn hạn chiếm 87% tương đương 1.122 tỷ đồng và nợ dài hạn chỉ chiếm 13% tương đương 161 tỷ đồng.

Cũng giống với PGS, PGC và ASP cũng có nợ phải trả chiếm tỷ trọng cao trong tổng nguồn vốn. Trong đó, PGC có 1.251 tỷ đồng nợ phải trả chiếm 63% tổng nguồn vốn, ASP với 479 tỷ đồng chiếm 55% nguồn vốn với chỉ số đòn bẩy tài chính của hai doanh nghiệp này khá tương đồng khoảng 2,67 lần (PGC) và 2,24 lần (ASP). Bên cạnh đó, MTG cũng có chỉ số đòn bẩy tài chính khoảng 2,07 lần với nợ phải trả chiếm 52% tương đương 127 tỷ đồng vào năm 2016.

Trong nhóm kinh doanh LPG, đáng chú ý nhất là PVG có chỉ số đòn bẩy tài chính khoảng 3,4 cao hơn nhiều so với các doanh nghiệp khác trong ngành. Trong cơ cấu nguồn vốn của PVG năm 2016, nợ phải trả chiếm tỷ trọng 70,8% chủ yếu là nợ ngắn hạn tương đương 838 tỷ đồng, trong đó đa phần là phải trả người bán chiếm 60,8% và nợ vay ngắn hạn dưới 3 tháng để thanh toán cho nhà cung cấp chiếm 30,8% tương đương 286 tỷ đồng. Ngược lại với PVG, PCG là doanh nghiệp duy nhất trong nhóm kinh doanh LPG có chỉ số đòn bẩy tài chính thấp dưới 1,5 lần, với nợ phải trả khoảng 34 tỷ đồng chỉ chiếm 13,9% tổng nguồn vốn.

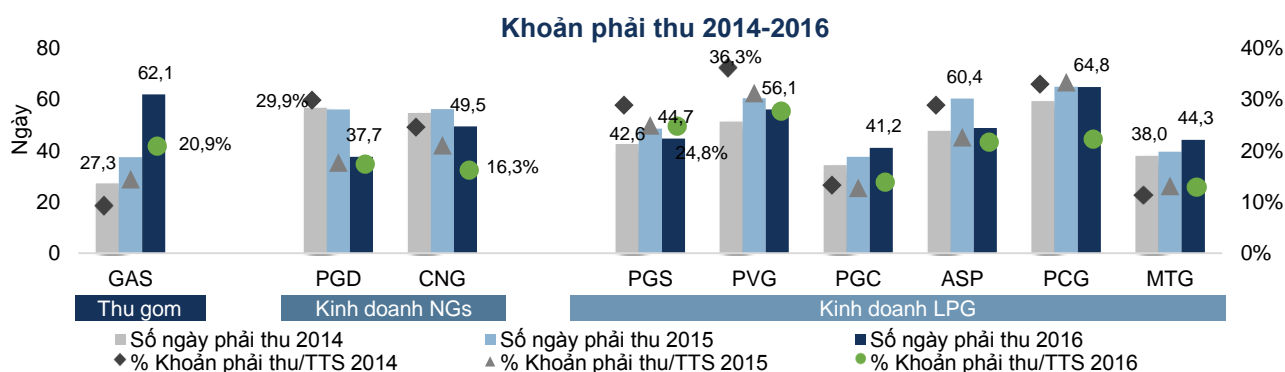
3. Hàng tồn kho



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

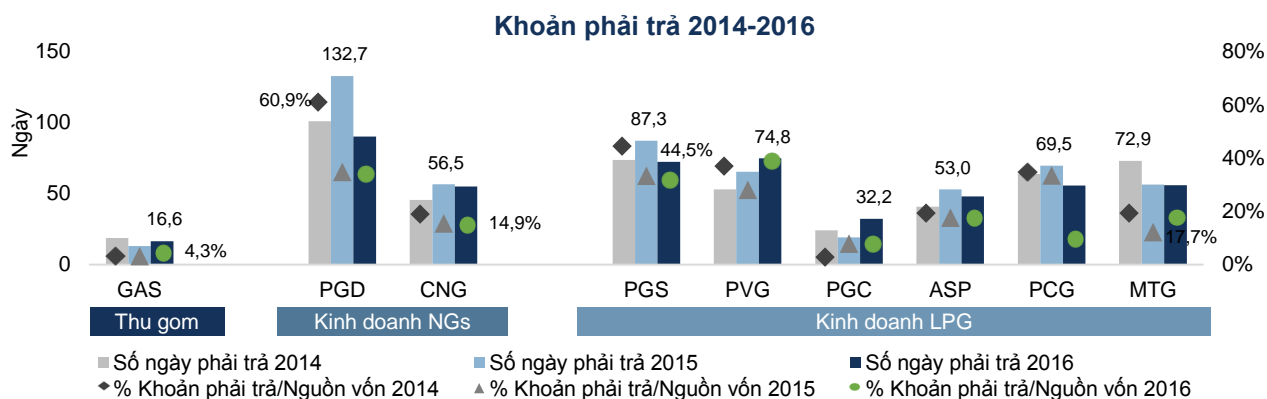
Do sản phẩm khí là hàng hóa thiết yếu trong sản xuất và cuộc sống, nên số ngày tồn kho của các doanh nghiệp rất ngắn bình quân dưới 20 ngày và giá trị hàng tồn kho thấp chỉ chiếm 7% tổng tài sản. Trong đó, PGD với đặc thù sản phẩm là khí thiên nhiên kinh doanh bằng đường ống, vì vậy khí sẽ được tiêu thụ ngay sau khi khai thác hoặc sản xuất, do đó PGD có số ngày tồn kho rất thấp chỉ khoảng 2 ngày, mức thấp nhất trong ngành. Mặc dù hoạt động ở khâu thượng nguồn, nhưng GAS có số ngày tồn kho biến động và cao khoảng 10 ngày lớn hơn nhóm kinh doanh NGs, do hoạt động kinh doanh LPG của GAS là hoạt động thương mại nên lượng hàng tồn kho có thể tăng cao do được nhập vào cuối kỳ. Đối với những doanh nghiệp còn lại, do hoạt động chính là thương mại LPG nên số ngày tồn kho khá thấp trung bình khoảng 15 ngày. Trong đó, cao nhất là PGC có số ngày tồn kho khoảng 25 ngày và thấp nhất là PVG khoảng 7 ngày.

4. Khoản phải thu và khoản phải trả



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

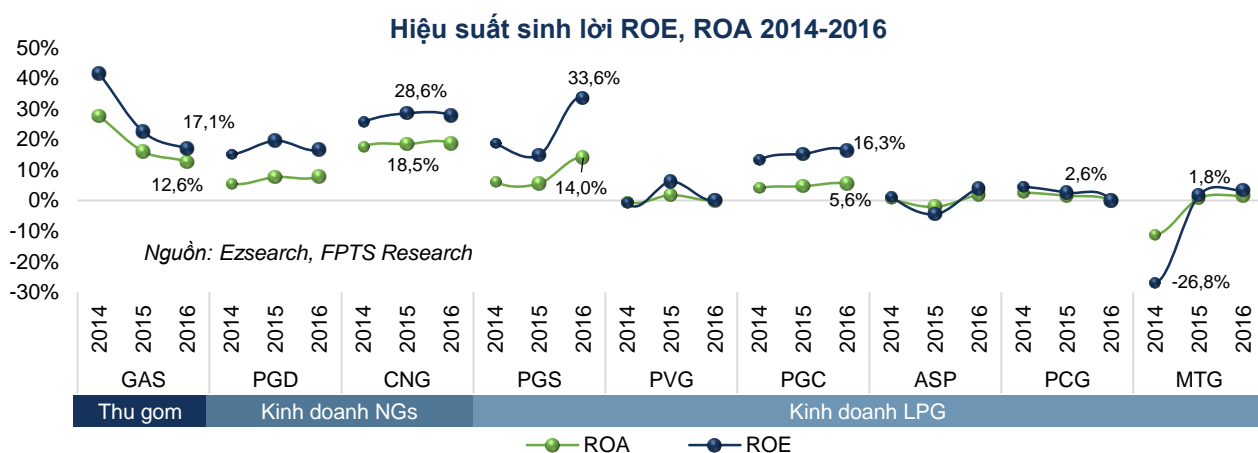
Số ngày phải thu bình quân của các doanh nghiệp trong ngành khá tương đồng trung bình 48 ngày. Trong đó, đáng chú ý là GAS có số ngày phải thu tăng đột biến từ 37,5 ngày trong năm 2015 lên 62,1 ngày trong năm 2016. Nguyên nhân là do sự ghi nhận doanh thu cước phí vận chuyển Đường ống dẫn khí Phú Mỹ - Hồ Chí Minh của các nhà máy sản xuất điện và các khoản này chưa đến hạn trả, cùng với sự sụt giảm doanh thu trong năm 2016. Khoản phải thu của GAS tăng dẫn đến giá trị khoản phải thu/tổng tài sản tăng lên 20,9% trong năm 2016 tăng gần 1,5 lần so với năm 2015. Nhìn chung, giá trị khoản phải thu trong tổng tài sản của các doanh nghiệp trong ngành khí khá biến động và có xu hướng cải thiện. Trong đó, giá trị khoản phải thu/TTS cao nhất là PVG với 27,8% trong năm 2016, sau đó là PCG với 22,3% mặc dù tỷ lệ này của hai doanh nghiệp đã được cải thiện so với mức 31,2% (PVG) và 33,4% (PCG) trong năm 2015, tuy nhiên nguyên nhân cải thiện là do hoạt động kinh doanh năm 2016 sụt giảm so với năm 2015. Bên cạnh đó, giá trị khoản phải thu/TTS thấp nhất là PGC và MTG với 13,9% và 13,0%.



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Trong khi đó, khoản phải trả bình quân lại có sự chênh lệch lớn giữa các doanh nghiệp trong ngành, thấp nhất là GAS trung bình 16,6 ngày chiếm 4,3% giá trị nguồn vốn và cao nhất là PGD hơn 90 ngày chiếm 34,2% giá trị nguồn vốn năm 2016. So với PGD, CNG là doanh nghiệp có số ngày phải trả ổn định và thấp hơn với 55 ngày và giá trị khoản phải trả chỉ chiếm khoảng 14,9% giá trị nguồn vốn năm 2016. Đối với nhóm doanh nghiệp kinh doanh LPG, khoản phải trả chiếm cao nhất là PGS và PVG với tỷ trọng trong nguồn vốn trung bình 30% và nhờ lợi thế lớn đối với nhà cung cấp nên cả hai doanh nghiệp này có số ngày phải trả lớn khoản 70 ngày. Ngược lại với PGS và PVG, PGC với tỷ lệ khoản phải trả/nguồn vốn khoảng 7,7% và số ngày phải trả chỉ khoảng 32 ngày chỉ bằng một nửa so với các doanh nghiệp thương mại LPG khác trong ngành. Các doanh nghiệp còn lại như ASP, PCG và MTG có số ngày phải trả trung bình 53 ngày và chiếm khoảng 17% giá trị nguồn vốn. Trong đó, đáng chú ý là PCG có tỷ trọng khoản phải trả/nguồn vốn đã giảm đáng kể từ 33,5% năm 2015 xuống 9,5%.

5. Hiệu suất sinh lời

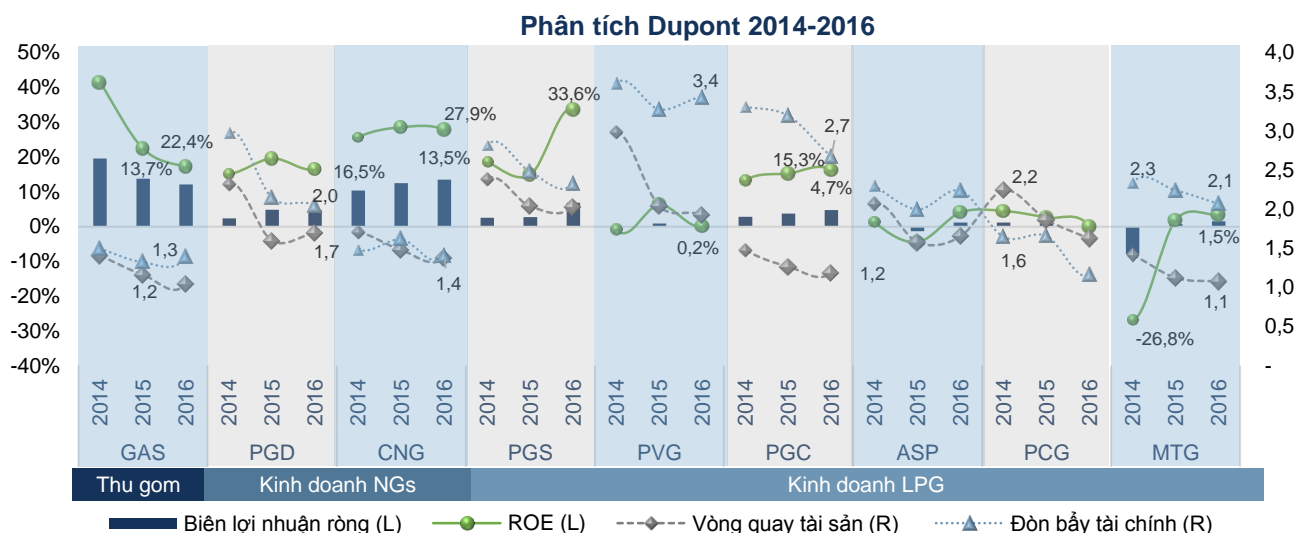


Hiệu suất sinh lời của vốn chủ sở hữu (VCSH) và tổng tài sản của các doanh nghiệp trong ngành khí khá biến động qua các năm và có sự khác biệt giữa các doanh nghiệp. Trong đó, GAS có chỉ số ROE và ROA

tương ứng 17,1% và 12,6% năm 2016 giảm so với mức 22,4% và 16,0% vào năm 2015, nguyên nhân là do lợi nhuận của GAS suy giảm vì giá dầu. Đối với nhóm kinh doanh NGs, PGD có tỷ suất sinh lợi trên VCSH và tài sản khoảng 16,5% và 7,9%, CNG có chỉ số ROE và ROA khá ổn định và luôn ở mức cao khoảng 27,9% và 18,6%.

Đối với nhóm kinh doanh LPG, hiệu suất sinh lợi của nhóm doanh nghiệp này thấp hơn các doanh nghiệp kinh doanh NGs với chỉ số ROE và ROA trung bình 9,6% và 3,9%. Trong đó đáng chú ý nhất là PGS, chỉ số ROE và ROA của PGS tăng đột biến lên 33,6% và 14,0% trong năm 2016 tăng gấp 2,5 lần so với mức 14,9% và 5,6% trong năm 2015, do lợi nhuận tài chính tăng từ việc thoái vốn khỏi CNG. Mặc dù cũng có những lợi thế như PGS, nhưng do cạnh tranh ở thị trường miền Bắc ngày càng cao đã làm PVG tăng chi phí để giữ chân khách hàng khiến lợi nhuận năm 2016 của PVG sụt giảm dẫn đến cả hai chỉ số ROE và ROA năm nay khá thấp dưới 0,2%. Ngược lại, do không có nhiều lợi thế cạnh tranh và hoạt động kém hiệu quả trong năm vừa qua dẫn chỉ số ROE và ROA của ASP và MTG chỉ khoảng 4% và 2%. Năm 2016 là năm hoạt động không hiệu quả của PCG do sự mới mẻ về sản phẩm khí gas trung tâm và thị trường bất động sản miền Bắc chưa phục hồi hoàn toàn dẫn đến kết quả kinh doanh của PCG không khả quan nên hai chỉ số ROE và ROA của PCG chỉ khoảng 0,1%.

6. Phân tích Dupont


































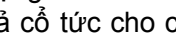

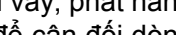


Nguồn: Ezsearch, FPTS Research

Nhìn chung, chỉ số ROE của các doanh nghiệp trong ngành khí đều cải thiện, ngoại trừ GAS có chỉ số ROE tụt dốc từ 41,4% năm 2014 xuống 17,1% vào năm 2016, vì biên lợi nhuận của GAS năm 2016 chỉ khoảng 12,1% chỉ bằng 62,0% năm 2015. Đối với những doanh nghiệp kinh doanh NGs như PGD và CNG có chỉ số ROE tăng trong năm 2015 nhưng giảm nhẹ vào năm 2016. Trong đó, chỉ số ROE của CNG giảm xuống 27,8% trong năm 2016, do vòng quay tài sản của CNG năm 2016 chỉ khoảng 1,4 lần giảm so với mức 1,5 lần năm 2015, mặc dù ROE của CNG giảm nhưng vẫn là mức cao so với các doanh nghiệp trong nhóm kinh doanh khí. Tương tự với CNG, chỉ số ROE của PGD giảm từ 19,6% năm 2015 xuống 16,5% năm 2016, do lợi nhuận ròng của PGD suy giảm 7,9% so với năm 2015 vì chi phí bán hàng tăng 37,1%.

Đối với nhóm doanh nghiệp kinh doanh LPG, đa phần các doanh nghiệp này có chỉ số ROE được cải thiện nhờ biên lợi nhuận ròng tăng. Trong đó, PGS là doanh nghiệp có chỉ số ROE tăng đột biến lên 33,6% vào năm 2016, đây là mức cao nhất trong ngành, do biên lợi nhuận ròng năm 2016 tăng 148,7% so với năm 2015. Khác với PGS, mặc dù lợi nhuận gộp của PVG năm 2016 có cải thiện, nhưng do chi phí bán hàng tăng mạnh 53,8% và sử dụng đòn bẩy tài chính quá cao khoảng 3,4 lần cao nhất trong ngành, nên chỉ số ROE của PVG giảm so với năm 2015 và chỉ đạt 0,2% vào năm 2016. Đối với PGC, nhờ biên lợi nhuận tăng cùng với việc hạn chế sử dụng đòn bẩy tài chính nên chỉ số ROE của PGC đã tăng từ 13,3% năm 2014 lên 16,3% vào năm 2016. Cũng giống với PGC, chỉ số ROE của ASP và MTG đã được cải thiện nhờ biên lợi nhuận ròng tăng nhưng chỉ số ROE vẫn ở mức thấp khoảng 4,1% và 3,4% năm 2016. Bên cạnh đó, PCG do kết quả kinh doanh kém khả quan đã làm chỉ số ROE ngày càng suy giảm và chỉ đạt 0,1% năm 2016.

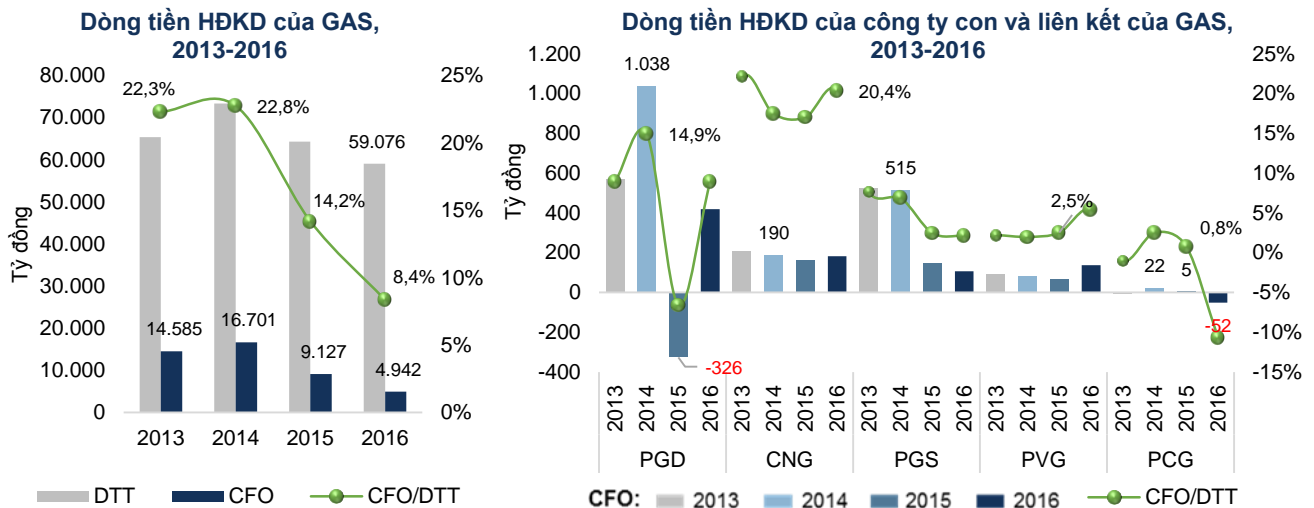
7. Phân tích dòng tiền

Sàn	Dòng tiền thuần	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Đvt: tỷ đồng
HOSE	GAS	5.117	2.704	5.540	5.786	(6.331)	(4.053)	
	Dòng tiền kinh doanh	9.797	11.538	14.585	16.701	9.127	5.182	
	Dòng tiền đầu tư	(2.938)	(906)	(1.605)	(2.260)	(8.259)	(1.836)	
	Dòng tiền tài chính	(1.742)	(7.929)	(7.439)	(8.655)	(7.200)	(7.400)	
HOSE	PGD	341	(188)	342	1.036	(679)	200	
	Dòng tiền kinh doanh	569	(73)	572	1.038	(326)	419	
	Dòng tiền đầu tư	(99)	(16)	(50)	(31)	(386)	(106)	
	Dòng tiền tài chính	(128)	(99)	(180)	29	34	(113)	
HOSE	CNG	87	179	85	250	289	282	
	Dòng tiền kinh doanh	250	176	210	190	162	181	
	Dòng tiền đầu tư	(253)	(79)	68	(49)	(87)	(12)	
	Dòng tiền tài chính	90	(94)	165	39	(7)	61	
HNX	PGS	236	(143)	151	26	(211)	330	
	Dòng tiền kinh doanh	417	278	526	515	147	107	
	Dòng tiền đầu tư	(612)	(41)	(62)	(295)	(202)	418	
	Dòng tiền tài chính	432	(381)	(314)	(194)	(156)	(195)	
HNX	PVG	(57)	(32)	(4)	141	(83)	(58)	
	Dòng tiền kinh doanh	8	(30)	90	84	69	137	
	Dòng tiền đầu tư	45	(61)	0	(28)	(192)	(57)	
	Dòng tiền tài chính	(57)	59	(94)	85	40	(138)	
HOSE	PGC	(108)	43	262	(192)	(115)	5	
	Dòng tiền kinh doanh	48	99	128	(116)	220	118	
	Dòng tiền đầu tư	(74)	(258)	(317)	(244)	(131)	64	
	Dòng tiền tài chính	(82)	201	452	168	(203)	(178)	
HOSE	ASP	(29)	27	(0)	(10)	8	6	
	Dòng tiền kinh doanh	64	36	(73)	(62)	7	(6)	
	Dòng tiền đầu tư	(14)	144	15	(79)	76	(66)	
	Dòng tiền tài chính	(79)	(152)	58	131	(74)	79	
HNX	PCG	(37)	11	(68)	(0)	6	(50)	
	Dòng tiền kinh doanh	(43)	13	(9)	22	5	(52)	
	Dòng tiền đầu tư	12	3	(55)	(10)	8	5	
	Dòng tiền tài chính	(5)	(5)	(5)	(12)	(7)	(4)	
UPCoM	MTG	(7)	4	8	(8)	2	(4)	
	Dòng tiền kinh doanh	21	(15)	(16)	(36)	(7)	17	
	Dòng tiền đầu tư	(61)	26	53	14	(5)	5	
	Dòng tiền tài chính	33	(7)	(29)	14	13	(26)	

Nguồn: FPTs Research

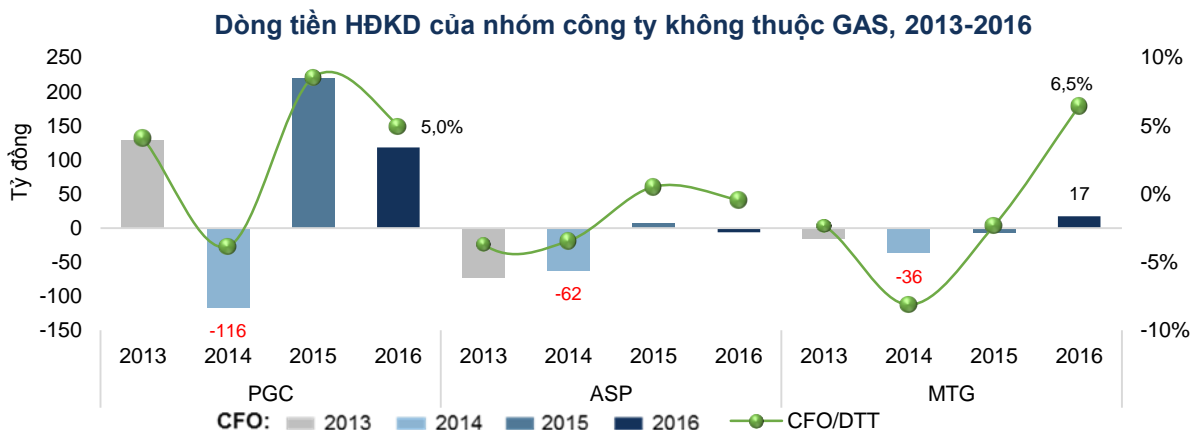
Nhìn chung, các doanh nghiệp khí lớn như GAS, PGS và PGC...có dòng tiền từ hoạt động kinh doanh dương và ổn định qua nhiều năm đủ để bù đắp nhu cầu đầu tư, thanh toán nợ vay và trả cổ tức cho cổ đông. Ngược lại, nhiều doanh nghiệp có dòng tiền từ hoạt động kinh doanh biến động như MTG, ASP và PCG lại chịu nhiều rủi ro hơn do phải phụ thuộc vào dòng tiền từ hoạt động tài chính như đi vay, phát hành vốn cổ phần... hoặc dòng tiền từ hoạt động đầu tư như bán tài sản, thu hồi vốn đầu tư...để cân đối dòng tiền cho hoạt động kinh doanh.

7.1. Dòng tiền từ hoạt động kinh doanh



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Nhìn chung, dòng tiền hoạt động (CFO) của GAS có xu hướng giảm từ 16.701 tỷ đồng năm 2014 chỉ còn 4.942 tỷ đồng trong năm 2016. Nguyên nhân, do ảnh hưởng từ giá dầu nên doanh thu của GAS suy giảm cùng với việc gia tăng khoản phải thu từ ghi nhận doanh thu từ chênh lệch cước phí vận chuyển khí của các công ty sản xuất nhiệt điện, nhưng so với các doanh nghiệp khác trong ngành thì chỉ số CFO/DTT của GAS vẫn cao với mức 8,4% vào năm 2016. Đối với các công ty con của GAS, PGD là công ty có dòng tiền biến động nhất với dòng CFO năm 2015 âm 325 tỷ đồng, do trong năm này PGD thực hiện thanh toán các khoản phải trả nhà cung cấp khoảng 1.174 tỷ đồng dẫn đến dòng CFO giảm mạnh. Năm 2016, dòng CFO của PGD được cải thiện đạt 419 tỷ đồng nên chỉ số CFO/DTT năm 2016 khoảng 8,9% cao hơn nhiều so với mức -6,6% năm 2015. Trong nhóm công ty con của GAS, CNG là công ty có dòng CFO tương đối ổn định với mức 181 tỷ đồng và có chỉ số CFO/DTT cao nhất đạt 20,4% trong năm 2016. Khác với CNG, dòng CFO của PGS giảm liên tục từ 515 tỷ năm 2014 xuống 147 tỷ năm 2015 và 107 tỷ năm 2016, nguyên nhân là do PGS thực hiện thanh toán cho nhà cung cấp khoảng 524 tỷ đồng năm 2015 và 298 tỷ đồng năm 2016, do đó chỉ số CFO/DTT của PGS giảm so với năm 2014 và chỉ đạt 2,2% năm 2016. Ngược với PGS, dòng CFO của PVG năm 2016 tăng 98,7% so với năm 2015 nhờ thu hồi tốt công nợ 185 tỷ đồng và chỉ số CFO/DTT của PVG năm 2016 tăng lên mức 5,4% cao hơn so với PGS. Trong nhóm công ty con và liên kết với GAS, PCG là công ty hoạt động kém hiệu quả nhất với dòng CFO âm 52 tỷ đồng năm 2016, do hoạt động kinh doanh không khả quan trong năm 2016.

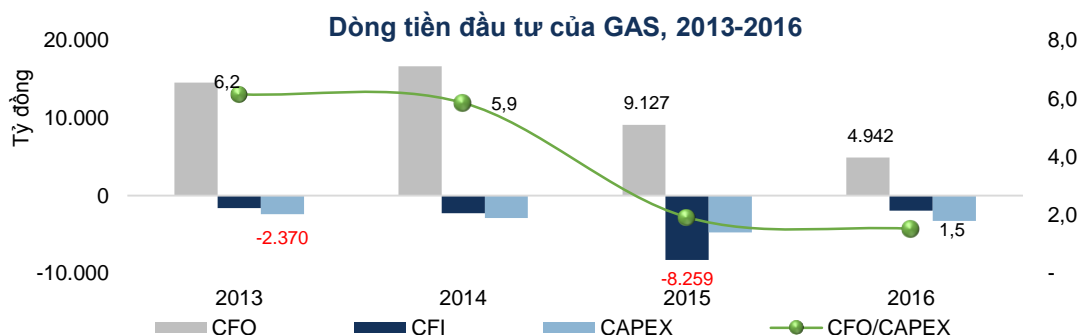


Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Trong các công ty kinh doanh LPG không thuộc GAS, PGC là doanh nghiệp có hoạt động kinh doanh khả quan nhất với dòng CFO đạt 118 tỷ đồng trong năm 2016. Trong đó, năm 2014 dòng CFO của PGC -116 tỷ đồng, nguyên nhân là do PGC thực hiện chi trả nhà cung cấp 219 tỷ đồng. Năm 2015 dòng CFO của PGC đã tăng trở lại, mặc dù năm 2016 dòng CFO có giảm nhẹ so với năm 2015 do PGC thực hiện chi trả

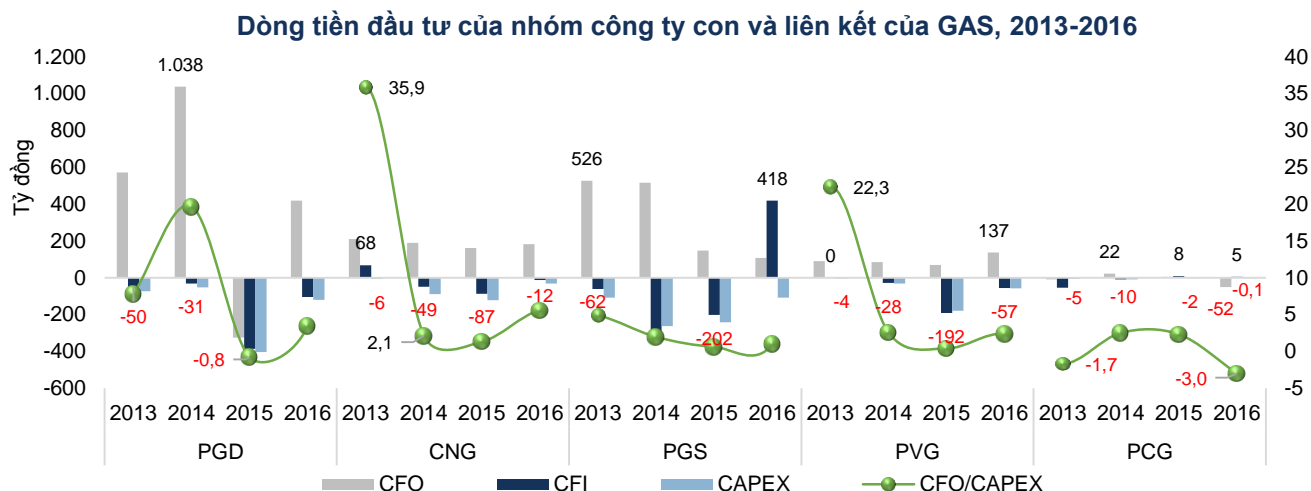
lãi vay 42,8 tỷ đồng và gia tăng tín dụng để giữ chân khách hàng. Tuy nhiên, chỉ số CFO/DTT của PGC vẫn cao hơn so với PGS và PVG với mức 5,0% năm 2016. Không đạt được kết quả kinh doanh tốt như PGC, ASP có dòng CFO khá thấp -6,1 tỷ đồng vào năm 2016, do ASP thực hiện tăng tín dụng cho khách hàng làm tăng khoản phải thu 13,8 tỷ đồng và giảm các khoản chi phí trả trước khoảng 39,9 tỷ đồng. Đáng chú ý là MTG, nhờ chi phí đầu vào năm 2016 giảm nên lợi nhuận của MTG tương đối khả quan với dòng CFO đạt 17 tỷ đồng và chỉ số CFO/DTT tăng lên 6,5%, mức cao nhất trong các doanh nghiệp không thuộc GAS.

7.2. Dòng tiền cho hoạt động đầu tư



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

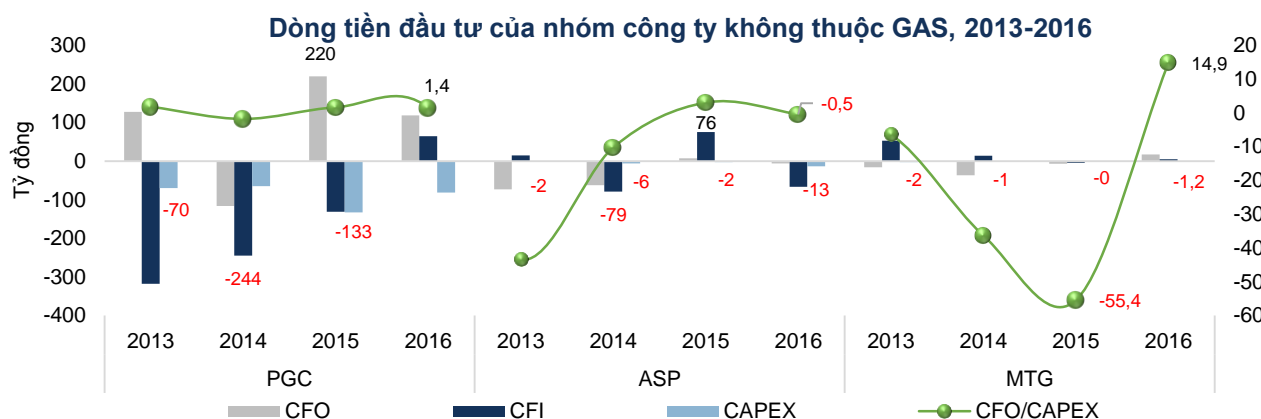
Dòng tiền chi đầu tư (CFI) của GAS trong giai đoạn 2013-2016, nhìn chung có xu hướng tăng. Trong đó, dòng CFI của GAS tăng mạnh nhất là năm 2015 với 8.259 tỷ đồng, do trong năm này GAS thực hiện cho vay và mua các công cụ nợ, đồng thời chi đầu tư xây dựng đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn giai đoạn 2 và dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Do hoạt động chi đầu tư nhiều nên nhìn chung chỉ số CFO/CAPEX từ năm 2013 đến năm 2016 của GAS có xu hướng giảm, mạnh nhất là năm 2015 và 2016 với chỉ số này giảm còn 1,9 lần và 1,5 lần nhưng vẫn lớn hơn 1 cho thấy dòng CFO của GAS vẫn đủ để đầu tư cho hoạt động sản xuất kinh doanh.



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Đối với nhóm công ty con và liên kết với GAS, dòng CFI của nhóm doanh nghiệp này khá biến động và không tương đồng. Điển hình như PGD, dòng CFI của PGD không ổn định với năm 2015 là năm thực hiện chi đầu tư nhiều nhất với dòng CFI tăng 386 tỷ đồng, do trong năm này PGD thực hiện chi đầu tư cho dự án Hệ thống phân phối khí thấp áp cho KCN Tiên Hải – Thái Bình. Việc chi đầu tư nhiều trong năm 2015 đã khiến chỉ số CFO/CAPEX của PGD giảm chỉ còn -0,8 lần, nhờ dòng CFO tích lũy những năm trước như năm 2013 và 2014 cao, nên PGD có đủ dòng tiền để thực hiện đầu tư lớn trong năm này. Năm 2016, chỉ số CFO/CAPEX của PGD đã được cải thiện về mức 3,5 lần, đây là mức cao so với mức 3,2 lần của trung bình ngành. Trong những công ty con của GAS, thì CNG là doanh nghiệp có dòng CFO và CFI khá ổn định với chỉ số CFO/CAPEX hàng năm khá cao và có xu hướng tăng trong những năm trở lại đây với chỉ số này đạt 5,6 lần vào năm 2016, đây là mức cao nhất trong các công ty con của GAS. Trái ngược với CNG, PGS có chỉ số CFO/CAPEX ngày càng giảm từ 5,0 lần vào năm 2013 đến năm 2015 chỉ còn 0,6 lần, mặc dù

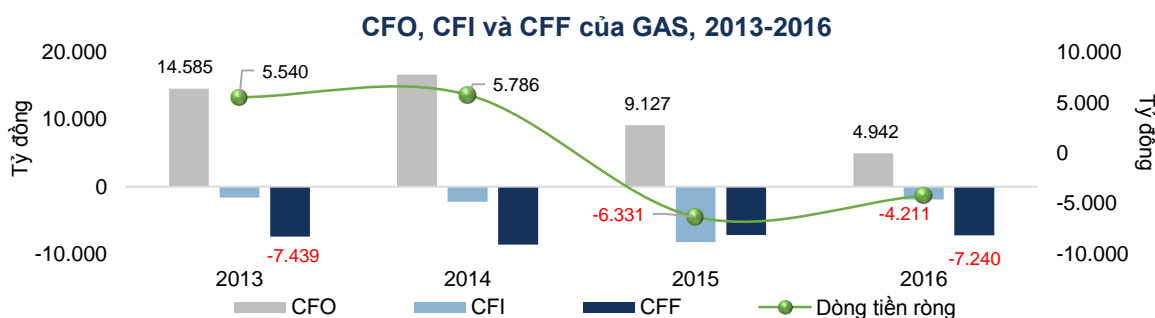
năm 2016 chỉ số này đã tăng trở lại lên mức 1,0 lần, nguyên nhân là do dòng CFO của PGS sụt giảm trong những năm qua. Đáng chú ý là năm 2016, PGS thực hiện thu hồi đầu tư góp vốn vào công ty con với giá trị 480 tỷ đồng nên dòng CFI của PGS năm này dương 418 tỷ đồng. Đối với PVG, dòng CFI hàng năm của công ty này tương đối thấp chỉ khoảng 56 tỷ đồng vào năm 2016. Trong đó, PVG thực hiện chi đầu tư nhiều nhất là năm 2015 với 191,5 tỷ đồng do đầu tư dự án Tổng kho Đà Nẵng. Nhìn chung, chỉ số CFO/CAPEX của PVG đã tăng trở lại lên mức 2,3 lần trong năm 2016 nhưng mức này vẫn thấp hơn so với mức trung bình 3,0 lần của nhóm kinh doanh LPG. Trong các công ty thành viên của GAS, PCG là doanh nghiệp có tình trạng dòng tiền kém nhất với dòng tiền CFO âm 51,7 tỷ vào năm 2016 và PCG là doanh nghiệp có chỉ số CFO/CAPEX thấp nhất trong ngành.



Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

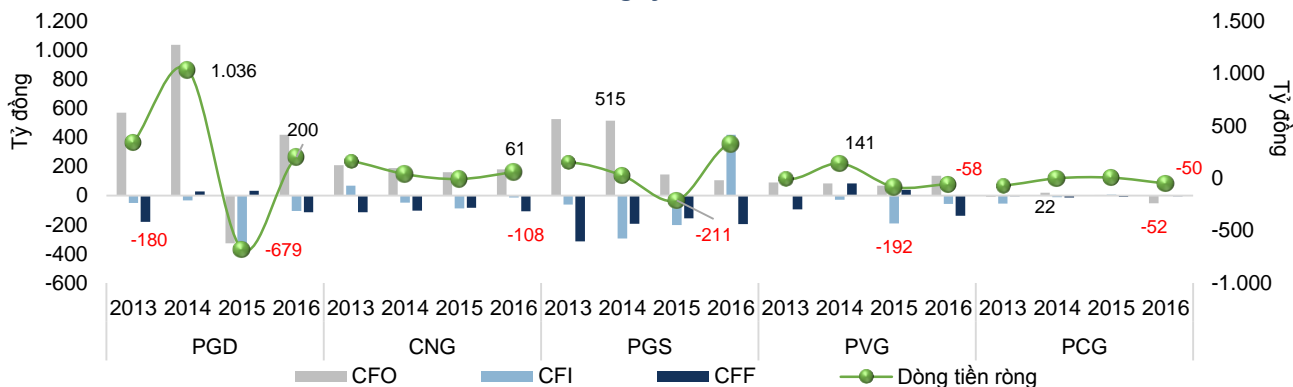
Trong nhóm công ty không thuộc GAS, PGC là doanh nghiệp có hoạt động chi đầu tư nhiều nhất với dòng CFI năm 2014 là 244 tỷ đồng và năm 2015 là 131 tỷ đồng, trong đó năm 2016 dòng CFI của PGC dương 64,2 tỷ đồng do trong năm này PGC đã giảm khoản chi đầu tư tài sản cố định và các khoản chi cho vay với hai khoản này chỉ còn 81,5 tỷ đồng và 323 tỷ đồng năm 2016 bằng 61,4% và 34,7% giá trị năm 2015. Đối với ASP, hoạt động chi đầu tư vào năm 2016 của ASP chủ yếu là cho vay hoặc mua công cụ nợ với 45,7 tỷ đồng và đầu tư vào doanh nghiệp khác 36 tỷ đồng. Năm 2016, do dòng CFO âm nên chỉ số CFO/CAPEX của ASP chỉ còn -0,5 lần. Cũng giống với ASP, hoạt động chi đầu tư tài sản cố định của MTG khá thấp chỉ khoảng 1,2 tỷ đồng vào năm 2016, đáng chú ý là dòng CFI của MTG dương 5,2 tỷ đồng vào năm 2016, do MTG thực hiện thu cho vay khoảng 14,2 tỷ đồng. Nhờ dòng CFO được cải thiện đáng kể và chi đầu tư thấp nên chỉ số CFO/CAPEX của MTG tăng đột biến từ -55,5 lần năm 2015 lên 14,9 lần vào năm 2016, đây là mức cao nhất trong ngành.

7.3. Dòng tiền cho hoạt động tài chính



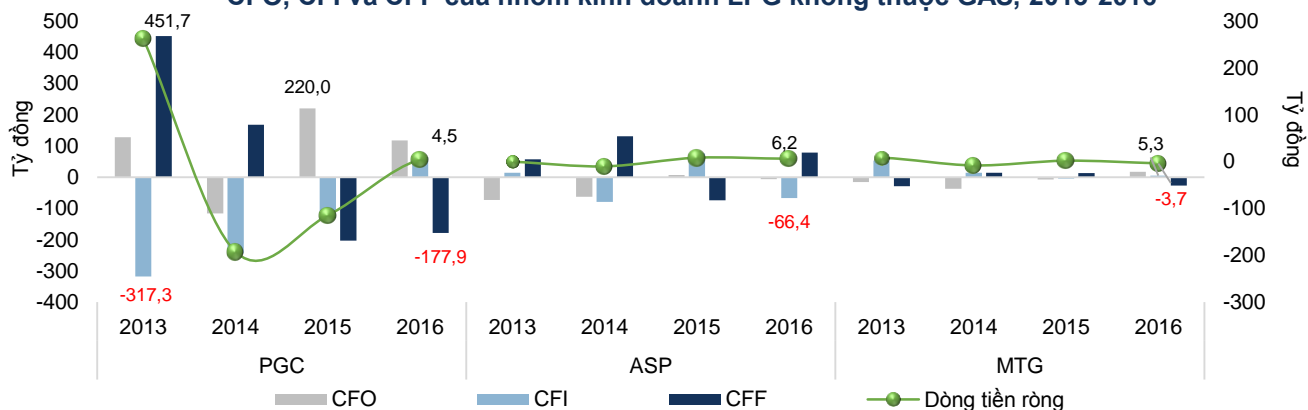
Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Dòng tiền tài chính (CFF) của GAS tương đối ổn định trong giai đoạn 2013-2016, trong đó dòng CFF của GAS đạt 7.240 tỷ đồng, chủ yếu là tiền chi trả cổ tức khoảng 8.999,5 tỷ đồng và trả các khoản đi vay 6.101,9 tỷ đồng vào năm 2016. Nhìn chung, dòng tiền ròng của GAS ngày càng giảm, từ 14.585 tỷ năm 2013 xuống âm 4.211 tỷ vào năm 2016, nguyên nhân là do GAS thực hiện chi đầu tư lớn trong năm 2015 và hoạt động kinh doanh giảm sút trong năm 2016, do đó trong hai năm này GAS phải dựa vào tiền dự trữ từ các năm trước để chi cho hoạt động đầu tư và tài chính.

CFO, CFI và CFF của nhóm công ty con và liên kết của GAS, 2013-2016


Nguồn: Ezsearch, FPTs Research

Đối với dòng CFF của các công ty con và liên kết của GAS, dòng CFF của PGD năm 2016 tăng 112,9 tỷ đồng chủ yếu do PGD thực hiện chi trả cổ tức gần 80 tỷ đồng và trả các khoản đi vay 33,1 tỷ đồng. Do dòng tiền hoạt động của PGD năm 2016 khá tốt nên dòng CFO trong năm này của PGD đủ khả năng chi trả cho các hoạt động đầu tư và tài chính. Tương tự như PGD, nhờ dòng tiền hoạt động kinh doanh tốt trong giai đoạn 2013-2016, CNG đã tăng cường công tác trả nợ vay và cổ tức. Theo đó, CNG đã thực hiện chi trả 80,7 tỷ đồng cổ tức và 42,3 tỷ đồng nợ vay từ dòng CFO trong năm 2016. Trong các công ty con của GAS, PGS có dòng tiền chi cho hoạt động tài chính cao nhất với 138,1 tỷ đồng trong năm 2016, trong đó có gần 1.114 tỷ đồng để thanh toán các khoản đi vay và 153,4 tỷ đồng để trả cổ tức. Nguồn tiền để PGS thực hiện chi cho các khoản tài chính chủ yếu đến từ dòng tiền PGS thoái vốn đầu tư khỏi CNG trong năm 2016. Cũng giống như PGS, dòng CFF của PVG năm 2016 chủ yếu dành để chi trả nợ 1.760,5 tỷ đồng và trả cổ tức 17,2 tỷ đồng. Mặc dù năm 2016 dòng tiền từ hoạt động kinh doanh của PVG có chuyển biến tốt nhưng vẫn không đủ chi trả cho hoạt động tài chính và đầu tư, nên PVG phải sử dụng đến nguồn tiền tích lũy những năm trước và các khoản đi vay 1.639,6 tỷ đồng trong năm 2016. Đối với PCG, nhìn chung dòng CFF năm 2016 của PCG dành cho chi trả cổ tức với 3,7 tỷ đồng và chi trả khoản vay 19,2 tỷ đồng. Với hoạt động kinh doanh kém hiệu quả trong năm 2016, nên nguồn tiền chi cho hoạt động tài chính và đầu tư của PCG chủ yếu từ nguồn tiền tích trữ của những năm trước và các khoản đi vay.

CFO, CFI và CFF của nhóm kinh doanh LPG không thuộc GAS, 2013-2016


Trong các doanh nghiệp kinh doanh LPG không thuộc GAS, PGC là doanh nghiệp có khoản chi cho hoạt động tài chính cao nhất với 177,9 tỷ đồng năm 2016. Trong đó, dòng CFF của PGC chủ yếu dành để chi trả nợ vay 1.924,3 tỷ đồng và trả cổ tức 65,97 tỷ đồng trong năm 2016, với nguồn tiền chủ yếu từ dòng CFO và tiền lãi từ các khoản đầu tư. Do hoạt động kinh doanh không khả quan trong năm 2016, ASP không chi trả cổ tức mà tiến hành đi vay 1.462,9 tỷ đồng để chi cho hoạt động đầu tư và hoạt động tài chính năm 2016. Mặc dù hoạt động kinh doanh có cải thiện trong năm 2016, nhưng dòng tiền CFO của MTG không đủ để chi cho hoạt động đầu tư và hoạt động tài chính nên nguồn tiền sử dụng trong năm 2016 của MTG chủ yếu từ đi vay, tiền thu từ cho vay và tiền dự trữ.

V. Thông tin sơ lược về các doanh nghiệp

1. Tổng công ty khí Việt Nam (HOSE – GAS)

Tổng công ty khí Việt Nam (HOSE – GAS) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	123.410.950.515.000	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	64.500	PVN	95,76%
Giá cao nhất 52 tuần	68.060	Cổ đông khác	4,24%
Giá thấp nhất 52 tuần	51.430		
KLĐLH hiện tại	1.913.348.070	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	3,30%
P/E (4 quý gần nhất)	15,39	P/B (4 quý gần nhất)	3,01

Danh mục sản phẩm chính

- Khí ẩm, khí khô cung cấp cho khách hàng sản xuất điện, đạm và khách hàng công nghiệp trong nước.
- Sản phẩm LPG: bán buôn cho các doanh nghiệp phân phối trong nước.
- Khí thiên nhiên nén (CNG) và khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG).
- Khí ngưng tụ (Condensate): để chế biến naphtha, dung môi pha sơn và dầu hỏa.

Doanh thu và chi phí chính

Doanh thu của GAS gồm nhiều nguồn khác nhau, tuy nhiên doanh thu chính chỉ đến từ hai mảng chính là bán khí khô và kinh doanh LPG với tỷ trọng đóng góp trong doanh thu năm 2016 lần lượt là 60,98% và 30,41%. Trong đó, chi phí mua khí từ các chủ mỏ chiếm tỷ trọng cao nhất chiếm 58,22% tổng chi phí của GAS.

Điểm mạnh

- Vị thế là doanh nghiệp trung nguồn duy nhất và không có đối thủ trực tiếp ở thị trường trong nước.
- Chủ động về nguồn khí cung cấp do GAS là đơn vị chịu trách nhiệm thu gom và vận chuyển khí chính trong nước.
- Quy mô tài sản lớn, nguồn lực tài chính mạnh giúp GAS có nhiều tiềm lực đầu tư mở rộng các dự án thu gom và phân phối khí.

Điểm yếu

- Sản phẩm chính của GAS là khí và các sản phẩm từ khí, là một dạng tài nguyên thiên nhiên có giới hạn và không thể tái tạo.
- Dự án khí có vốn đầu tư lớn, thời gian thu hồi vốn lâu.

Rủi ro đầu tư

- Rủi ro giá bán khí, giá khí hiện tại của GAS được tính theo giá thị trường thế giới và neo theo giá dầu, điều này sẽ ảnh hưởng đến doanh thu của GAS nếu giá dầu biến động bất lợi.
- Rủi ro sản phẩm thay thế, nếu giá khí tăng quá cao sẽ khiến các khách hàng ngành năng lượng sử dụng các sản phẩm thay thế rẻ hơn như than đá, thủy điện hay hạt nhân.
- Tỷ lệ sở hữu Nhà nước cao, ảnh hưởng đến tính thanh khoản của cổ phiếu. Việc giảm tỷ lệ sở hữu nhà nước theo lộ trình trong tương lai sẽ gia tăng tính thanh khoản của cổ phiếu.
- Rủi ro tỷ giá do GAS mở rộng hoạt động kinh doanh quốc tế đồng thời một lượng lớn LPG phải nhập khẩu, do đó biến động tỷ giá sẽ ảnh hưởng đến chi phí tài chính của GAS.
- Rủi ro nguồn cung không ổn định, do LPG trong nước chủ yếu từ nhà máy Dinh Cố và nhà máy lọc dầu Dung Quất không ổn định, còn lại hơn 50% là LPG nhập khẩu.

2. Công ty Cổ phần Phân phối khí thấp áp dầu khí Việt Nam (HOSE – PGD)

CTCP Phân phối khí thấp áp dầu khí Việt Nam (HOSE – PGD) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	4.157.910.834.000	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	46.200	GAS	50,50%
Giá cao nhất 52 tuần	53.400	Cổ đông khác	49,50%
Giá thấp nhất 52 tuần	31.650		
KLĐLH hiện tại	89.998.070	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	28,22%
P/E (4 quý gần nhất)	40,03	P/B (4 quý gần nhất)	3,34

Danh mục sản phẩm chính

- Kinh doanh vận chuyển khí thấp áp cho các khách hàng sản xuất công nghiệp.
- Vận chuyển xăng dầu, các sản phẩm khí khô, LPG, CNG và LNG.

Doanh thu và chi phí chính

- Doanh thu chính của PGD chủ yếu là bán khí thấp áp cho các khách hàng sản xuất công nghiệp như: hóa chất, gạch men, thép, thủy tinh... chiếm 92% doanh thu và phân phối CNG chiếm 8% doanh thu năm 2016 của PGD. Trong đó, chi phí chính của PGD là chi phí mua nguyên liệu khí đầu vào của GAS.

Điểm mạnh

- Là doanh nghiệp duy nhất kinh doanh và phân phối khí thấp áp ở Việt Nam.
- Thế mạnh là thành viên của GAS, giúp PGD có nguồn cung cấp khí ổn định.

Điểm yếu

- Bị động nguồn cung do nguồn cung phụ thuộc vào GAS.
- Khí thấp áp chủ yếu vận chuyển bằng đường ống, do đó gây hạn chế về mở rộng mạng lưới kinh doanh của PGD.
- Chi phí đầu tư phát triển mạng lưới đường ống phân phối khí lớn và thời gian xây dựng dài.

Rủi ro đầu tư

- Nguồn cung khí của PGD được cung cấp từ GAS do đó những thay đổi sản lượng khí cung cấp sẽ tác động đến kết quả kinh doanh của PGD.
- Rủi ro giá bán khí ảnh hưởng từ giá dầu thế giới biến động sẽ tác động đến lợi nhuận của PGD.
- Do các giao dịch mua bán khí của PGD được thực hiện bằng đồng USD do đó tỷ giá thay đổi sẽ tác động đến lợi nhuận của PGD.
- Khí đốt là sản phẩm dễ cháy nổ, do đó đây là rủi ro lớn đối với toàn ngành khí đốt nói chung.

3. Công ty Cổ phần CNG Việt Nam (HOSE – CNG)

Công ty Cổ phần CNG Việt Nam (HOSE – CNG) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	855.889.634.100	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	30.800	GAS	56,00%
Giá cao nhất 52 tuần	41.420	Utilico Emerging Markets Limited	9,60%
Giá thấp nhất 52 tuần	30.800	Cổ đông khác	34,40%
KLĐLH hiện tại	26.999.673	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	26,61%
P/E (4 quý gần nhất)	8,27	P/B (4 quý gần nhất)	2,16

Danh mục sản phẩm chính

- Sản xuất, chiết nạp và kinh doanh khí CNG, LNG và LPG.
- Cung cấp dịch vụ xây dựng, lắp đặt, bảo dưỡng và sửa chữa công trình khí.
- Kinh doanh vận tải hàng hóa bằng container.

Doanh thu và chi phí chính

- Doanh thu của CNG chủ yếu được đóng góp từ hoạt động sản xuất kinh doanh CNG chiếm gần 100% tổng doanh thu. Trong đó, chi phí chính của CNG đến từ chi phí thu mua khí thiên nhiên đầu vào để sản xuất khí CNG.

Điểm mạnh

- Cùng với PGS, CNG là doanh nghiệp tiên phong về sản xuất và phân phối khí CNG.
- Vị thế là công ty con của GAS, giúp CNG đảm bảo về nguồn khí đầu vào ổn định và lợi thế về giá.
- Nhiên liệu CNG có thể mạnh hơn các nhiên liệu truyền thống khác như than, dầu FO, DO... nhờ tính ưu việt về công nghệ, giá rẻ hơn, tính an toàn và thân thiện với môi trường.

Điểm yếu

- Do CNG chỉ dùng một nguồn khí duy nhất từ GAS, điều này sẽ khiến CNG bị động về nguyên liệu đầu vào.
- Chi phí đầu tư hệ thống các trạm nạp nhiên liệu CNG lớn, do đó hiện tại việc sử dụng khí CNG cho phương tiện chỉ giới hạn ở TP.HCM và Hà Nội.

Rủi ro đầu tư

- Rủi ro giá khí đầu vào biến động theo giá dầu mỏ, tác động đến hoạt động kinh doanh của CNG.
- Rủi ro tỷ giá tác động đến chi phí tài chính của CNG, do giá mua khí đầu vào được tính bằng đồng USD.
- Rủi ro nhiên liệu thay thế CNG trong hoạt động vận tải như xăng, diesel hay điện.

4. Công ty Cổ phần Kinh doanh Khí Miền Nam (HNX – PGS)

Công ty Cổ phần Kinh doanh Khí Miền Nam (HNX – PGS) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	1.015.000.000.000	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	20.300	GAS	35,26%
Giá cao nhất 52 tuần	20.300	Halley Sicav - Halley Asian Prosperity	4,26%
Giá thấp nhất 52 tuần	14.270	Cổ đông khác	60,98%
KLĐLH hiện tại	50.000.000	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	14,50%
P/E (4 quý gần nhất)	9,77	P/B (4 quý gần nhất)	1,08

Danh mục sản phẩm chính

- Xuất khẩu, nhập khẩu và kinh doanh khí LPG.
- Phân phối các sản phẩm khí như khí thấp áp, CNG, xăng dầu nhớt.
- Kinh doanh vật tư, thiết bị, xây dựng kho bãi, trạm chiết nạp khí LPG.
- Dịch vụ liên quan đến LPG trong lĩnh vực công nghiệp, dân dụng và vận tải.

Doanh thu và chi phí chính

- Doanh thu của PGS gồm nhiều nguồn, nhưng doanh thu chủ yếu của PGS đến từ hoạt động kinh doanh LPG, khí nén (CNG) và bán bình khí. Trong đó, kinh doanh LPG là hoạt động chính đóng góp 81% doanh thu năm 2016. Chi phí chính của PGS là chi phí khí LPG đầu vào bao gồm giá mua khí, chi phí vận chuyển.

Điểm mạnh

- Có thị phần LPG lớn nhất ở thị trường miền Nam Việt Nam với sản lượng cung cấp hơn 270.000 tấn LPG năm 2016.
- Sở hữu mạng lưới phân phối rộng và hệ thống kho chứa lớn như kho Cần Thơ với dung tích 1.600 tấn, kho Gò Dầu có dung tích 4.000 tấn, kho VT Gas Đồng Nai khoảng 1.000 tấn và kho Dung Quất với 1.500 tấn.
- Thế mạnh là thành viên của GAS, do đó nguồn cung cấp LPG của PGS được đảm bảo, đây là lợi thế cạnh tranh của PGS so với doanh nghiệp khác.

Điểm yếu

- Không chủ động được nguồn LPG, nguồn trong nước phụ thuộc vào GAS.
- Thị trường hoạt động chỉ tập trung ở khu vực miền Nam, điều này làm bó hẹp mạng lưới kinh doanh của PGS.

Rủi ro đầu tư

- Nguồn khí LPG cũng như chi phí LPG đầu vào do GAS kiểm soát, việc này làm tác động rất lớn đến biên lợi nhuận của PGS.
- Rủi ro biến động giá nguyên liệu đầu vào, do giá LPG ảnh hưởng mạnh từ giá dầu thế giới do đó ảnh hưởng đến lợi nhuận của PGS.
- Rủi ro biến động tỷ giá làm tác động đến lợi nhuận của PGS.
- Tình trạng gian lận, sang chiếc bình gas trái phép gây ảnh hưởng sự cạnh tranh lành mạnh trong thị trường LPG.

5. Công ty Cổ phần Kinh doanh Khí hóa lỏng Miền Bắc (HNX – PVG)

CTCP Kinh doanh Khí hóa lỏng Miền Bắc (HNX – PVG) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	210.670.860.000	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	7.600	GAS	35,88%
Giá cao nhất 52 tuần	7.900	Cổ đông khác	64,12%
Giá thấp nhất 52 tuần	6.700		
KLĐLH hiện tại	27.719.850	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	6,28%
P/E (4 quý gần nhất)	25,69	P/B (4 quý gần nhất)	0,54

Danh mục sản phẩm chính

- Kinh doanh và xuất nhập khẩu LPG.
- Phân phối khí thấp áp, khí CNG.
- Kinh doanh vật tư, thiết bị, phụ kiện, xây dựng kho bãi, trạm chiết nạp khí LPG.
- Dịch vụ vận tải LPG.

Doanh thu và chi phí chính

Doanh thu của PVG đến từ hoạt động kinh doanh LPG gồm dân dụng và công nghiệp, khí thấp áp và khí nén (CNG). Trong đó, kinh doanh LPG công nghiệp là hoạt động chính chiếm 67% doanh thu và LPG dân dụng chiếm 18% doanh thu năm 2016 của PVG. Do đó, chi phí chính của PVG là chi phí mua nguyên liệu khí LPG đầu vào và chi phí vận chuyển.

Điểm mạnh

- Là thành viên của GAS, giúp PVG có vị thế về nguồn khí LPG và hệ thống kho chứa LPG lớn với 7.500 tấn ở Tổng kho Đình Vũ (Hải Phòng) hay Tổng kho Đăng với tổng sức chứa 3.000 tấn, giúp PVG có lợi thế cạnh tranh hơn so với các đối thủ khác.
- Có mạng lưới phân phối và dẫn đầu thị phần ở khu vực từ Đà Nẵng trở ra khu vực phía Bắc.
- Tiên phong phân phối CNG ở khu vực miền Bắc, giúp PVG nắm giữ thị phần lớn mảng hoạt động này ở khu vực phía Bắc.

Điểm yếu

- Không chủ động được nguồn LPG, nguồn trong nước phụ thuộc vào GAS và phải nhập khẩu từ nước ngoài để bù đắp sự thiếu hụt của nguồn cung trong nước.
- Thị trường hoạt động chỉ tập trung ở khu vực miền Trung và phía Bắc, điều này làm bó hẹp mạng lưới kinh doanh của PVG.
- Nguồn khí LPG, miền Bắc còn hạn chế phân bố xa nguồn khí chính trong nước (phía Nam), dẫn đến chi phí đầu vào tăng cao làm giảm biên lợi nhuận của PVG.

Rủi ro đầu tư

- Nguồn khí LPG cũng như chi phí LPG đầu vào do GAS kiểm soát, việc này làm tác động rất lớn đến biên lợi nhuận của PVG.
- Rủi ro biến động tỷ giá làm ảnh hưởng đến chi phí tài chính và tác động đến lợi nhuận của PVG.
- Do PVG sử dụng đòn bẩy tài chính khá cao, nên biến động của lãi suất sẽ ảnh hưởng lớn đến chi phí tài chính của PVG.
- Chi phí đầu tư cho mảng khí CNG lớn, nhưng thị trường CNG miền Bắc vẫn còn khá nhỏ.

6. Công ty Cổ phần Gas Petrolimex (HOSE – PGC)

Công ty Cổ phần Gas Petrolimex (HOSE – PGC) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	923.191.060.500	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	15.300	Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam	52,37%
Giá cao nhất 52 tuần	15.400	MB Capital	6,31%
Giá thấp nhất 52 tuần	9.580	Cổ đông khác	41,32%
KLĐLH hiện tại	60.339.285	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	11,01%
P/E (4 quý gần nhất)	8,04	P/B (4 quý gần nhất)	1,38

Danh mục sản phẩm chính

- Xuất nhập khẩu và kinh doanh LPG.
- Kinh doanh kho bãi, vận tải, vật tư thiết bị, phụ kiện về gas.
- Kiểm định, bảo dưỡng các loại vỏ bình gas.

Doanh thu và chi phí chính

- Hoạt động chủ yếu của của PGC là kinh doanh gas. Doanh thu từ hoạt động này đóng góp gần 99% doanh thu năm 2016, do đó chi phí chính của PGC cũng liên quan đến hoạt động này như chi phí mua LPG đầu vào.

Điểm mạnh

- Mạng lưới đại lý phân phối rộng, một trong ba đơn vị kinh doanh LPG với quy mô hoạt động trên phạm vi toàn quốc.
- Sản lượng cung cấp hàng năm khoảng 130,000 tấn LPG.
- Sản phẩm truyền thống của PGC là sản phẩm bình gas 13kg, làm hạn chế sự cạnh tranh trực tiếp từ các đối thủ do tốn chi phí chuyển đổi từ bình 12kg sang bình 13kg.
- Nguồn LPG của PGC chủ yếu từ nhập khẩu và một phần từ Dinh Cố nên chất lượng LPG cao hơn (hàm lượng olefin thấp) các doanh nghiệp lấy LPG từ Dung Quất.

Điểm yếu

- Không có lợi thế về nguồn cung trong nước với giá rẻ so với PGS và PVG.
- Do nguồn LPG chủ yếu của PGC từ nhập khẩu, dẫn đến giá đầu vào cao hơn các đối thủ khác.

Rủi ro đầu tư

- Giá bán LPG chịu sự ảnh hưởng từ giá dầu thế giới, điều này tạo rủi ro giá nhập LPG trong tương lai đối với PGC.
- Rủi ro cạnh tranh không lành mạnh từ các doanh nghiệp sang chiết gas trái phép, gian lận tác động xấu đến thị trường.
- Tỷ giá ảnh hưởng đến chi phí tài chính của PGC do phải nhập khẩu một lượng lớn LPG từ nước ngoài.

7. Công ty Cổ phần Tập đoàn Dầu khí An Pha (HOSE – ASP)

Công ty Cổ phần Tập đoàn Dầu khí An Pha (HOSE – ASP) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	218.809.716.120	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	5.860	CTCP Saisan (Nhật Bản)	48,20%
Giá cao nhất 52 tuần	6.140	Trần Minh Loan	5,86%
Giá thấp nhất 52 tuần	3.650	Cổ đông khác	45,94%
KLĐLH hiện tại	37.339.542	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	49,00%
P/E (4 quý gần nhất)	5,05	P/B (4 quý gần nhất)	0,55

Danh mục sản phẩm chính

- Kinh doanh LPG bao gồm bán buôn và bán lẻ, cho thuê kho chứa và vận chuyển LPG.

Doanh thu và chi phí chính

- Doanh thu của ASP chủ yếu đến từ hoạt động kinh doanh LPG. Trong đó, hoạt động bán lẻ gas dân dụng chiếm 66% doanh thu và hoạt động bán buôn gas chiếm 34% tổng doanh thu năm 2016. Chi phí chính của ASP chủ yếu liên quan đến hoạt động kinh doanh gas như chi phí nhập nguyên liệu LPG và chi phí vận chuyển.

Điểm mạnh

- Phát triển và thế mạnh với thương hiệu “Gia đình gas”.
- Sở hữu hệ thống bán lẻ gas lớn ở trong nước.

Điểm yếu

- Không có lợi thế về nguồn cung cấp LPG giá rẻ trong nước.
- Nguồn LPG nhập khẩu với giá đầu vào cao.

Rủi ro đầu tư

- Rủi ro giá nguyên liệu đầu vào do phụ thuộc giá dầu mỏ.
- Rủi ro tỷ giá ảnh hưởng đến lợi nhuận của ASP.
- Cạnh tranh không lành mạnh từ các cơ sở chiết xuất gas lậu, sang chiết gas trái phép.

8. Công ty Cổ phần Đầu tư Phát triển Gas Đô thị (HNX – PCG)

Công ty Cổ phần Đầu tư Phát triển Gas Đô thị (HNX – PCG) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	133.977.000.000	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	7.100	ENN Energy	43,89%
Giá cao nhất 52 tuần	9.000	GAS	35,51%
Giá thấp nhất 52 tuần	3.900	Cổ đông khác	20,60%
KLĐLH hiện tại	18.870.000	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	44,50%
P/E (4 quý gần nhất)	--	P/B (4 quý gần nhất)	0,65

Danh mục sản phẩm chính

- Kinh doanh các sản phẩm gas.
- Xây lắp hệ thống gas trung tâm để phục vụ cho hoạt động kinh doanh gas.

Doanh thu và chi phí chính

- Doanh thu chính của PCG từ hoạt động phân phối gas công nghiệp chiếm 96% tổng doanh thu và hệ thống gas trung tâm chiếm 3% doanh thu năm 2016.
- Chi phí chính của PCG từ chi phí mua nguyên liệu LPG đầu vào.

Điểm mạnh

- Doanh nghiệp tiên phong trong lĩnh vực cung cấp hệ thống gas trung tâm, đây là sản phẩm gas rất thông dụng ở những nước phát triển.
- Với vị thế là thành viên của GAS, sẽ thế mạnh cho PCG về nguồn cung cấp LPG.

Điểm yếu

- Việc xây dựng hệ thống gas trung tâm cần có sự đồng bộ ngay từ đầu về công tác phát triển cơ sở hạ tầng trong lĩnh vực dân dụng, việc này đòi hỏi chi phí đầu tư lớn.
- Chiến lược PCG hướng đến sản phẩm hệ thống gas trung tâm, nhưng đến nay doanh thu chủ yếu vẫn đến từ phân phối gas công nghiệp.
- PCG chỉ tập trung phát triển ở thị trường phía Bắc, sẽ giới hạn việc mở rộng mạng lưới phân phối và làm tăng chi phí đầu vào của PCG.

Rủi ro đầu tư

- Hệ thống gas trung tâm mặc dù rất thông dụng ở những nước phát triển nhưng vẫn còn khá mới mẻ với Việt Nam, do đó sẽ khó khăn cho công tác phát triển đầu ra của PCG.
- Rủi ro thay đổi giá mua khí LPG đầu vào, do khí LPG phụ thuộc vào giá dầu mỏ.
- Rủi ro cháy nổ hệ thống ống gas ở các chung cư PCG cung cấp.
- Nguồn cung trong nước không ổn định và hạn chế.

9. Công ty Cổ phần MT Gas (UPCoM – MTG)

Công ty Cổ phần MT Gas (UPCoM – MTG) – 08.08.2017

Vốn hóa (VND)	52.799.978.000	Cổ đông lớn	Tỷ lệ sở hữu
Giá đóng cửa gần nhất	4.400	CTCP Đầu tư IMG	51,42%
Giá cao nhất 52 tuần	5.600	Ông Vũ Đại Bách	5,04%
Giá thấp nhất 52 tuần	1.900	Cổ đông khác	43,54%
KLĐLH hiện tại	11.999.995	Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	0,92%
P/E (4 quý gần nhất)	--	P/B (4 quý gần nhất)	0,44

Danh mục sản phẩm chính

- Phân phối khí LPG bao gồm sản phẩm bình gas 12kg và 45kg.

Doanh thu và chi phí chính

- Doanh thu chính của MTG từ hoạt kinh doanh gas bao gồm gas công nghiệp và gas dân dụng với chi phí chủ yếu của MTG đến từ chi phí nhập LPG đầu vào.

Điểm mạnh

- Thương hiệu đã định hình và phát triển ổn định ở khu vực miền Tây – Nam bộ.
- Là một trong những thương nhân đầu mối về xuất nhập khẩu và phân phối LPG ở trong nước.

Điểm yếu

- Mạng lưới phân phối chỉ hạn chế ở khu vực miền Tây – Nam bộ, thị phần ở khu vực miền Đông - Nam Bộ còn thấp chỉ khoảng 20.000 tấn mỗi năm.
- Nguồn cung không ổn định, do đó MTG phải nhập khẩu khí LPG với chi phí đầu vào cao.

Rủi ro đầu tư

- Nguồn cung trong nước hạn chế chủ yếu từ nhà máy lọc dầu Bình Sơn (BSR), do đó MTG phải nhập khẩu từ nước ngoài với chi phí đầu vào cao làm giảm lợi thế cạnh tranh của MTG.
- Giá LPG biến động bất thường theo giá dầu thế giới tác động mạnh đến lợi nhuận của MTG.
- Rủi ro tỷ giá lớn do lượng lớn khí LPG phải nhập khẩu, do đó lợi nhuận của MTG biến động nếu tỷ giá thay đổi.
- Tình trạng kinh doanh gas lậu, trái phép làm ảnh hưởng không tốt đến kết quả kinh doanh của MTG.

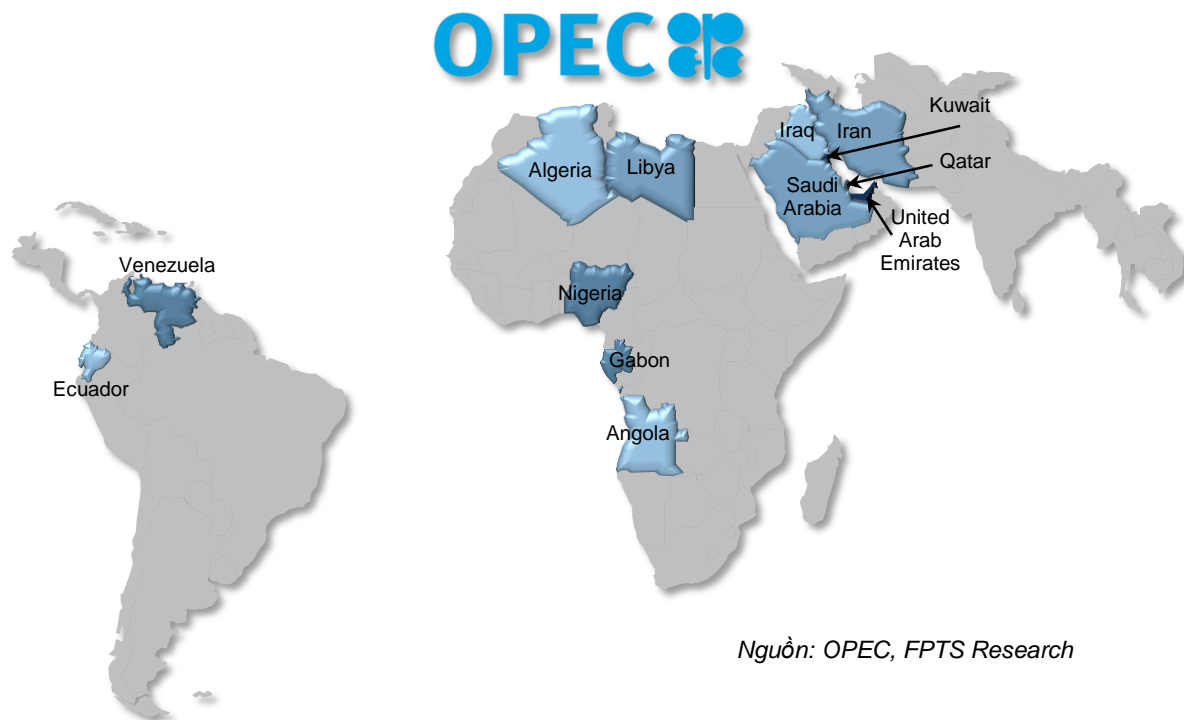
B. PHỤ LỤC

Phụ lục 1 - Diễn giải chú thích

Các nhân tố hình thành giá khí

NHÂN TỐ	DIỄN GIẢI
Theo giá dầu	Giá khí được liên kết thông qua giá cơ sở với những điều khoản theo biến động của giá nhiên liệu cạnh tranh, thông thường là dầu thô hoặc dầu nhiên liệu.
Giá khí cạnh tranh	Giá khí được xác định bởi cung cầu (cạnh tranh) và được giao dịch qua nhiều giai đoạn khác nhau (hàng ngày, hàng tháng, hàng năm hoặc các giai đoạn khác). Giao dịch diễn ra tại các trung tâm giao dịch (như Hub Henry) hoặc trung tâm thông tin (như NBP ở Anh). Có nhiều khả năng sẽ phát triển thị trường kỳ hạn (NYMEX hoặc ICE). Không phải tất cả khí đều được mua và bán trên cơ sở giá cố định ngắn hạn và sẽ có hợp đồng dài hạn hơn nhưng chúng sẽ sử dụng các chỉ số giá khí để xác định giá hàng tháng (không phải chỉ số nhiên liệu cạnh tranh).
Thỏa thuận mua bán	Giá được xác định thông qua thỏa thuận song phương giữa một người bán lớn và một người mua lớn, với mức giá được ấn định trong một khoảng thời gian - thường là một năm. Có thể có hợp đồng bằng văn bản nhưng thường sự sắp xếp này nằm ở cấp Chính phủ hoặc công ty nhà nước. Thông thường, sẽ có một người mua hoặc người bán chiếm ưu thế về ít nhất một mặt của giao dịch để phân biệt với giá khí cạnh tranh.
Theo sản phẩm đầu ra (RCS)	Giá mà nhà cung cấp khí nhận được là một hàm của giá mà người mua nhận được cho sản phẩm cuối cùng mà người mua sản xuất. Điều này có thể xảy ra khi khí được sử dụng làm nguyên liệu trong các nhà máy hóa học, như ammonia hoặc methanol, và là chi phí biến đổi lớn trong sản xuất sản phẩm.
Chính phủ quy định (RBC)	Giá cả được xác định, hoặc phê duyệt, chính thức bởi cơ quan quản lý, hoặc có thể là một Bộ, nhưng mức này được thiết lập để trang trải cho "chi phí dịch vụ", bao gồm việc thu hồi đầu tư và tỷ suất lợi nhuận hợp lý.
Có điều chỉnh của chính phủ	Giá cả được xác định trên cơ sở chính trị xã hội, dựa trên cơ sở không thường xuyên, nhằm đáp ứng nhu cầu bao gồm chi phí gia tăng, hoặc có thể là một hoạt động tăng doanh thu - một sự kết hợp giữa RCS và RBC.
Chính phủ trợ giá	Giá dưới mức chi phí trung bình để sản xuất và vận chuyển khí thường là một hình thức trợ cấp của nhà nước cho người dân.
Miễn phí	Sản xuất khí được cung cấp miễn phí cho dân cư và công nghiệp, có thể là nguyên liệu cho các nhà máy hóa chất và phân bón, hoặc trong các quá trình lọc dầu và phục hồi dầu. Loại khí được sản xuất có thể liên quan đến dầu và / hoặc chất lỏng và được coi là sản phẩm phụ.

[Trở về tranh chính](#)

Phụ lục 2 - Những quốc gia ảnh hưởng đến ngành khí thế giới
1. Tổ chức Các quốc gia xuất khẩu dầu mỏ (OPEC)

Các thành viên của OPEC

STT	Quốc gia ¹⁴	Năm gia nhập	Dân số (2015)	Diện tích (km ²)	Trữ lượng khí có thể chứng minh (Tỷ m ³ , 2015)	Trữ lượng dầu mỏ có thể chứng minh (Triệu bbl, 2015)
1	IR Iran	1960	81,824,270	1,648,000	33,500	157,800
2	Qatar	1961	2,194,817	11,437	24,299	25,240
3	Saudi Arabia	1960	27,752,316	2,149,690	8,588	268,290
4	United Arab Emirates	1967	5,779,760	83,600	6,091	97,800
5	Venezuela	1960	29,275,460	912,050	5,702	298,350
6	Nigeria	1971	181,562,056	923,768	5,284	37,070
7	Algeria	1969	39,542,166	2,381,740	4,504	12,200
8	Iraq	1960	37,056,169	437,072	3,158	144,200
9	Kuwait	1960	2,788,534	17,820	1,784	104,000
10	Libya	1962	6,411,776	1,759,540	1,505	48,360
11	Angola	2007	19,625,353	1,246,700	308	9,010
12	Indonesia ¹⁵	1962, 2016	255,461,686	1,904,000	2,775	3,230
13	Ecuador ¹⁶	1973–1992, 2007	15,868,396	283,560	11	8,830
OPEC			705,142,759	13,758,977	97,509	1,214,380
Toàn Cầu			7,256,490,011	510,072,000	201,967	1,656,130
OPEC/ Toàn cầu (%)			10%	3%	48%	73%

Nguồn: OPEC, FPTs Research

¹⁴ Gabon chấm dứt tư cách thành viên vào tháng 01/1995, sau đó gia nhập lại vào tháng 07/2016.

¹⁵ Indonesia đã ngừng tham gia kể từ ngày 30/11/2016.

¹⁶ Ecuador đã ngừng tham gia vào tháng 12/1992, nhưng gia nhập lại vào tháng 10/2007.

Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) là một tổ chức đa chính phủ gồm các nước xuất khẩu dầu mỏ lớn làm việc với nhau để thống nhất và phối hợp các chính sách về dầu khí của các quốc gia thành viên. Có thể nói, OPEC là một liên minh độc quyền về dầu mỏ luôn tìm cách giữ giá dầu ở mức có lợi nhất cho các thành viên.

Tính đến năm 2016, OPEC có 13 quốc gia thành viên gồm 06 quốc gia ở Trung Đông, 04 quốc gia ở châu Phi và 02 ở Nam Mỹ và 1 quốc gia ở Châu Á. Tính tất cả 13 thành viên của OPEC chỉ chiếm 10% dân số thế giới với khoảng 3% diện tích toàn cầu, nhưng nắm hơn 48% trữ lượng khí thiên nhiên và 73% trữ lượng dầu mỏ toàn cầu. Trong đó, Iran là quốc gia có trữ lượng lớn nhất về khí thiên nhiên (35% của OPEC) và Venezuela có trữ lượng lớn nhất về dầu mỏ (24% của OPEC).

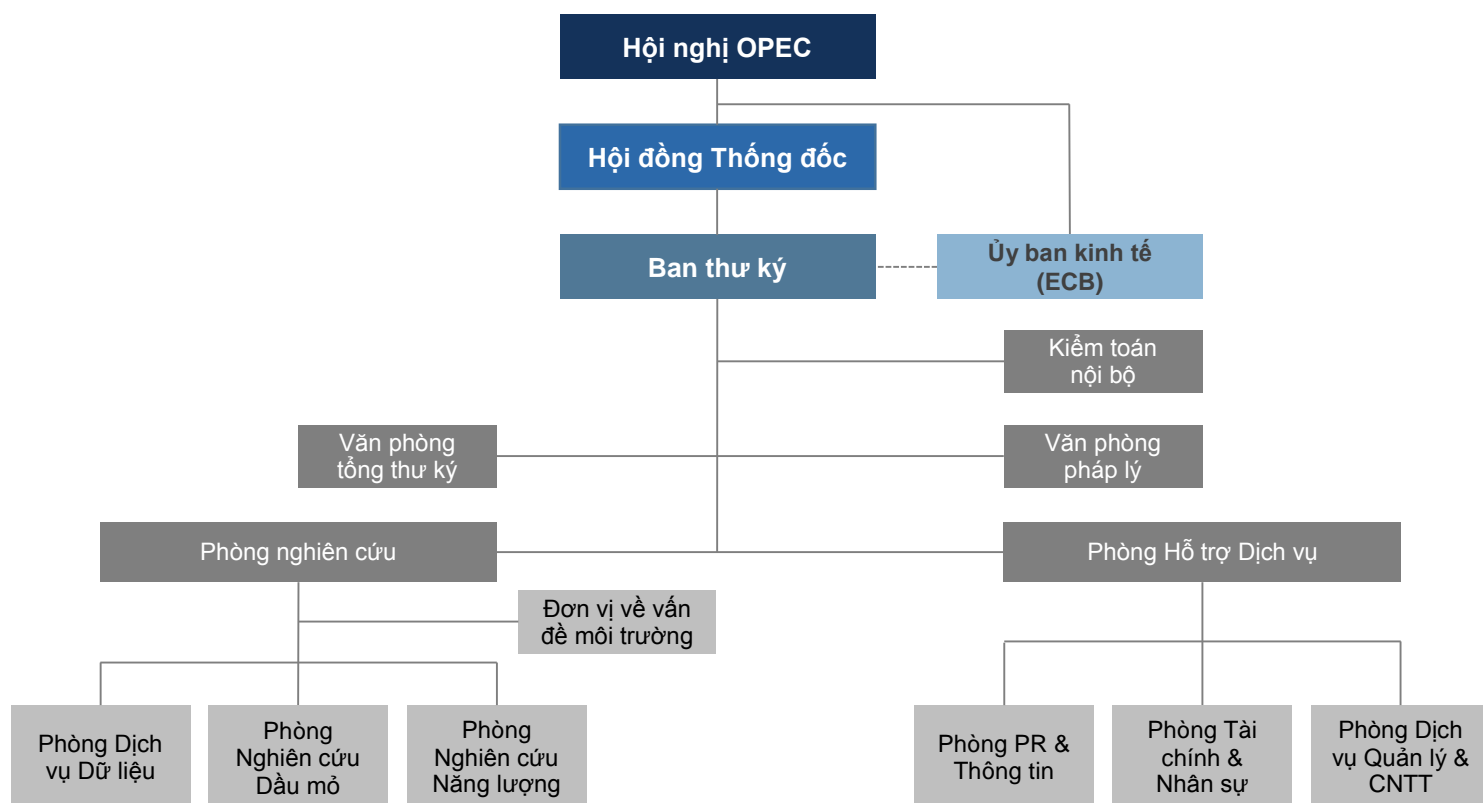
OPEC có khả năng điều chỉnh hạn ngạch khai thác dầu mỏ của các nước thành viên và qua đó có khả năng khống chế giá dầu. Hội nghị các bộ trưởng phụ trách năng lượng và dầu mỏ thuộc OPEC được tổ chức hai lần mỗi năm nhằm đánh giá thị trường dầu mỏ và đề ra các biện pháp phù hợp để bảo đảm việc cung cấp dầu mỏ. Bộ trưởng các nước thành viên thay nhau giữ vị trí Chủ tịch của OPEC theo nguyên tắc xoay vòng mỗi nhiệm kỳ là hai năm.

Điều kiện trở thành thành viên của OPEC: bất kỳ quốc gia có lượng xuất khẩu ròng dầu thô, có cùng lợi ích cơ bản với các nước thành viên, đều có thể trở thành một thành viên của OPEC, nếu được 3/4 thành viên đầy đủ chấp thuận, bao gồm phiếu bầu của tất cả các Thành viên Sáng lập.

OPEC có ba loại thành viên:

- **Thành viên sáng lập** là thành viên tham dự Hội nghị Baghdad vào năm 1960, và đã ký thỏa thuận ban đầu thành lập OPEC gồm có Iran, Iraq, Kuwait, Saudi Arabia và Venezuela.
- **Thành viên đầy đủ** là tất cả các thành viên sáng lập, và hầu hết các quốc gia đã được chấp nhận bởi Hội nghị Bộ trưởng.
- **Thành viên liên kết** là những quốc gia không đủ tư cách hội viên đầy đủ, nhưng vẫn được thừa nhận theo những điều kiện đặc biệt như Hội nghị quy định.

Cơ cấu tổ chức của OPEC



Nguồn: OPEC, FPTs Research

Cơ cấu tổ chức của OPEC bao gồm:

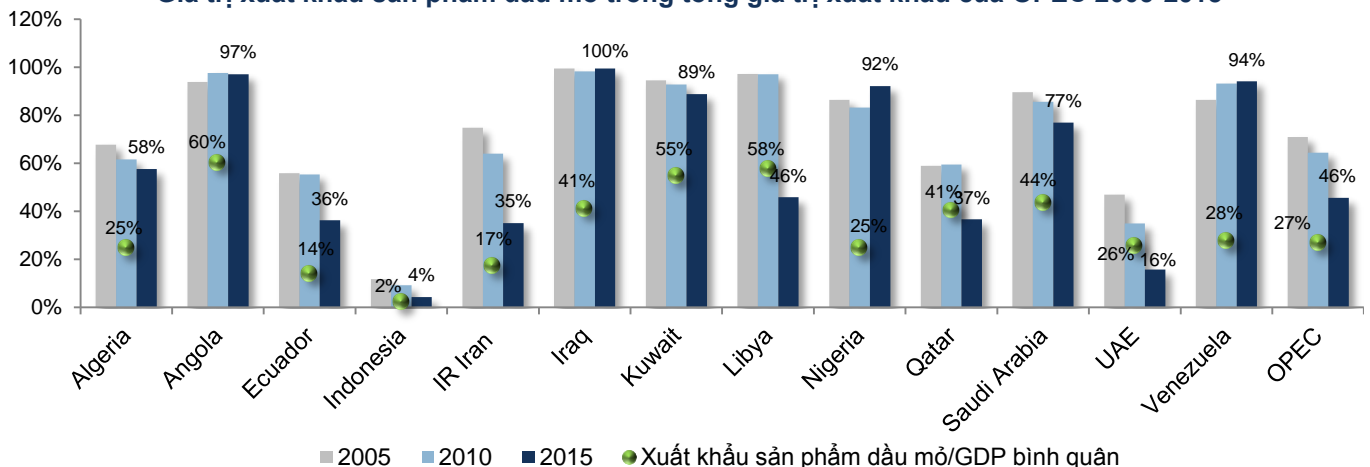
Hội nghị là cơ quan cao nhất, sau đó là Hội đồng thống đốc bao gồm các đại diện do các nước thành viên đề cử và được Hội nghị xác nhận.

Ban thư ký là cơ quan điều hành của OPEC, trụ sở nằm ở Vienna của Áo, nó cũng có chức năng như Trụ sở chính của OPEC. Ban thư ký chịu trách nhiệm thực hiện tất cả các nghị quyết được thông qua bởi Hội nghị và thực hiện tất cả các quyết định của Hội đồng Thống đốc. Đồng thời tiến hành nghiên cứu, phân tích thị trường để cung cấp các thông tin cấu thành đầu vào then chốt trong quá trình ra quyết định.

Ban thư ký bao gồm Tổng Thư ký, giống như là Tổng Giám đốc của Tổ chức, và các nhân viên có thể được yêu cầu cho các hoạt động của OPEC. Ban thư ký được hỗ trợ bởi Văn phòng Tổng thư ký, Văn phòng Pháp chế, Phòng Nghiên cứu và Phòng Dịch vụ Hỗ trợ. Phòng Nghiên cứu bao gồm Bộ phận Dịch vụ Dữ liệu, Bộ phận Nghiên cứu Dầu mỏ và Nghiên cứu Năng lượng. Bộ phận Dịch vụ Hỗ trợ bao gồm các Phòng PR & Thông tin, Tài chính & Nhân sự và Dịch vụ Hành chính & CNTT.

Ủy ban Kinh tế (ECB) là một cơ quan nghiên cứu đặc biệt trong Ban Thư ký, chịu trách nhiệm xem xét điều kiện thị trường hiện tại, tình hình của nền kinh tế toàn cầu và dự báo hướng tương lai của các yếu tố cơ bản trên thị trường với sự hỗ trợ của các phòng ban chuyên môn. ECB bao gồm các đại diện quốc gia từ các nước thành viên, điều phối viên của Ủy ban (cũng là Vụ trưởng Vụ Nghiên cứu của Ban thư ký) và Tổng Thư ký.

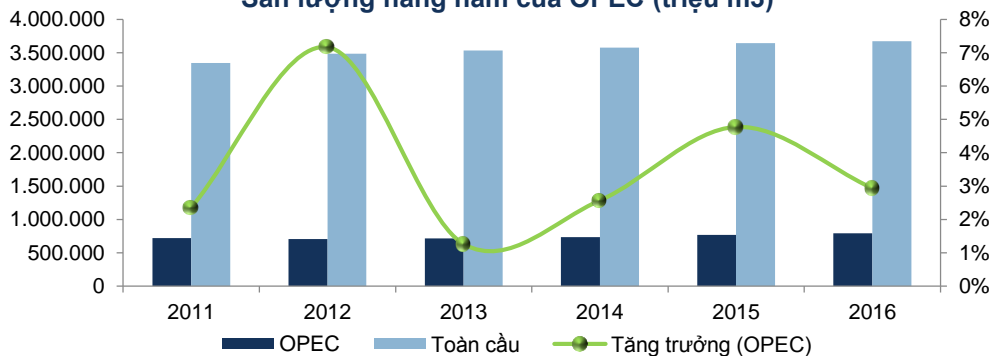
Giá trị xuất khẩu sản phẩm dầu mỏ trong tổng giá trị xuất khẩu của OPEC 2005-2015



Nguồn: OPEC, FPTs Research

Giá trị xuất khẩu dầu mỏ chiếm trung bình 50% giá trị xuất khẩu của mỗi quốc gia và chiếm tỷ trọng lớn trong GDP quốc gia như Angola chiếm hơn 60% GDP quốc gia, hay Saudi Arabia chiếm hơn 40% GDP quốc gia.

Sản lượng hàng năm của OPEC (triệu m3)

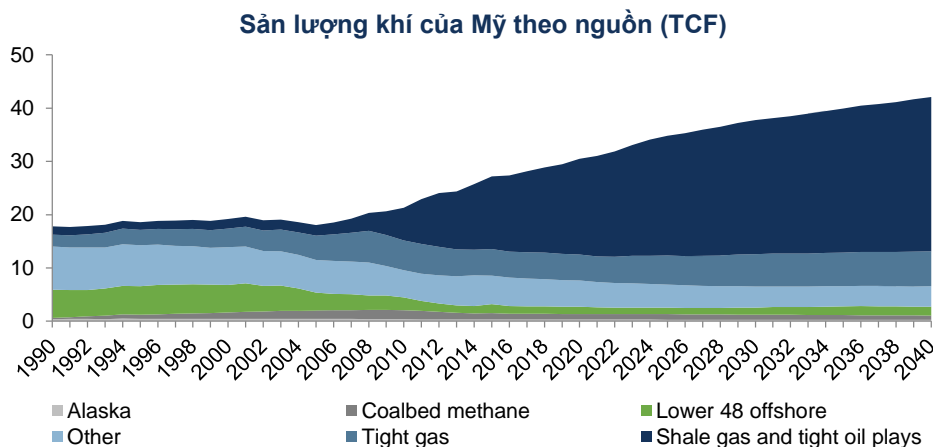


Nguồn: OPEC, FPTs Research

Hàng năm OPEC cung cấp khoảng gần 800.000 triệu m³ chiếm hơn 20% sản lượng khí cung cấp toàn cầu. Đồng thời, mức sản lượng này có xu hướng tăng qua các năm với tốc độ tăng trưởng CAGR 5 năm khoảng 2,83% mỗi năm.

2. Ngành khí của Mỹ

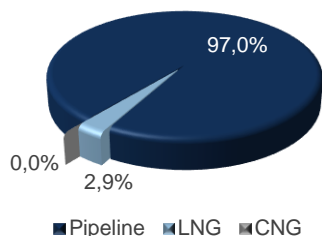
Mỹ là một trong những quốc gia có sản lượng khí lớn nhất thế giới với sản lượng hàng năm khoảng 27.000 tỷ ft³ chiếm 21,1% sản lượng toàn cầu và chiếm 5% trữ lượng khí thế giới (chưa bao gồm khí đá phiến).



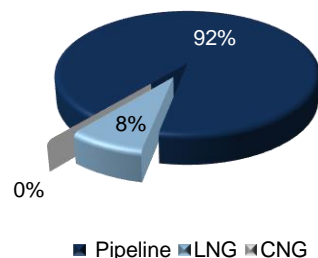
Nguồn: EIA, FPTTS Research

Dự báo sản lượng khí của Mỹ đến năm 2040 sẽ tiếp tục tăng mạnh với tốc độ tăng 2% mỗi năm chủ yếu từ đến từ nguồn khí đá phiến chiếm hơn 50% tổng sản lượng khí sản xuất.

Lượng nhập khẩu theo loại khí



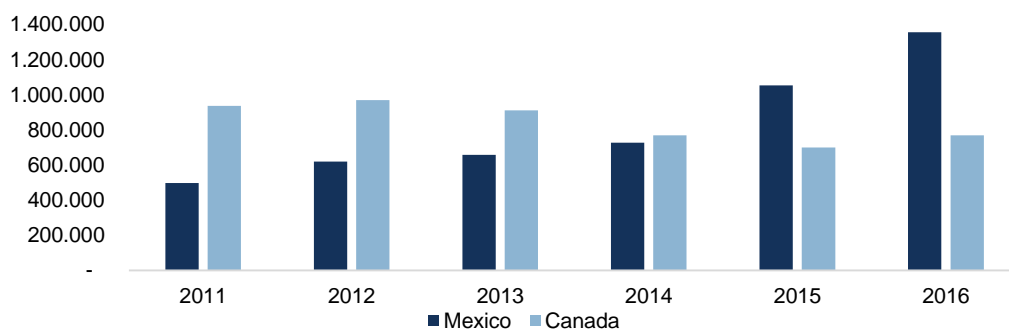
Xuất khẩu theo loại khí



Nguồn: EIA, FPTTS Research

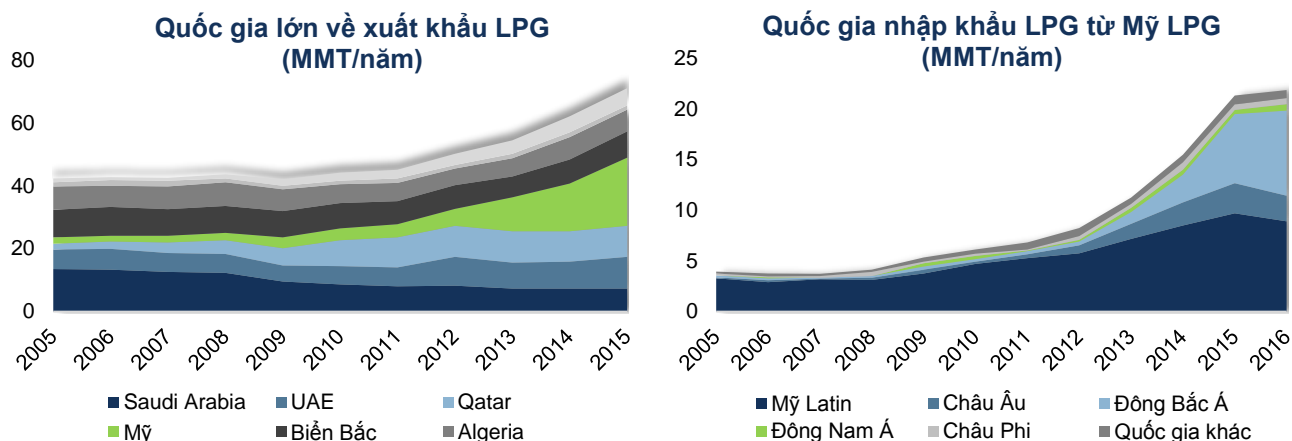
Khí thiên nhiên sản xuất ở Mỹ được nhập và xuất chủ yếu qua đường ống giữa Canada và Mexico. Trong những năm trở lại đây khi ngành công nghiệp khí đá phiến Mỹ bùng nổ lượng xuất khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) của Mỹ ngày càng tăng nhất là xuất sang các nước Đông Bắc Á như Nhật Bản, Hàn Quốc.

Lượng xuất khẩu bằng đường ống theo quốc gia (triệu feet khối)



Nguồn: EIA, FPTTS Research

Bên cạnh đó, Mỹ cũng là quốc gia xuất khẩu LPG lớn nhất thế giới, vượt qua cả Nga và Saudi Arabia.



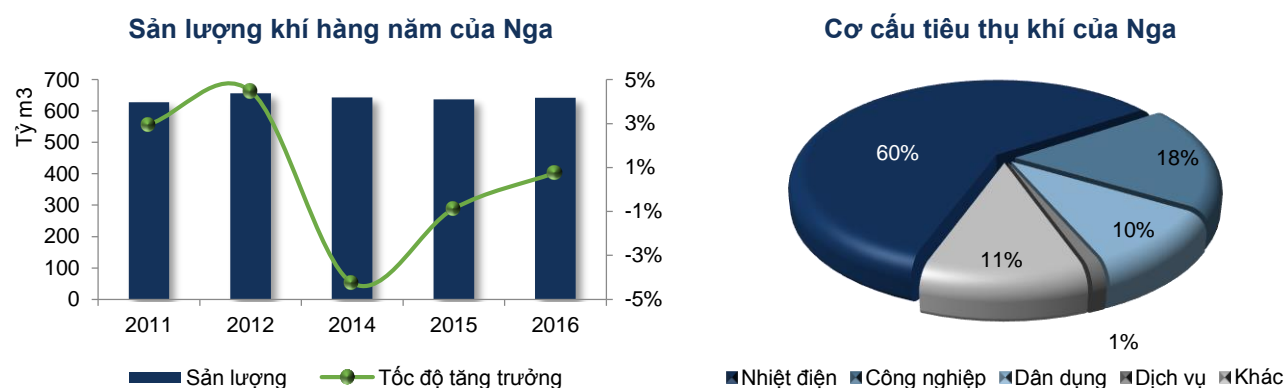
Nguồn: IHS, FPTS Research

Mỹ phải xuất khẩu propan vì tiêu thụ trong nước không thể theo kịp với sản xuất khí từ đá phiến. Xuất khẩu butan của Mỹ cũng sẽ tăng khi nhu cầu trong nước được bão hòa. Thị trường LPG, Mỹ Latinh bão hòa và thị trường châu Âu lại cạnh tranh cao, do đó hầu hết các mặt hàng xuất khẩu của Mỹ sẽ phải xuất sang khu vực Đông Bắc Á.

3. Ngành khí của Nga

Nga là quốc gia sản xuất khí đốt lớn thứ hai thế giới sau Mỹ chiếm 17,5% sản lượng khí toàn cầu năm 2015. Nga đứng thứ nhất về trữ lượng khí thiên nhiên có thể chứng minh khoảng 49.541 tỷ m³ chiếm 24,5% trữ lượng toàn cầu. Tỷ lệ trữ lượng đã được chứng minh so với sản xuất (R/P ratio) là 56,4 năm.

Năm 2015, Nga sản xuất 637,4 tỷ m³ khí, nhu cầu trong nước 461,5 tỷ m³. Trong đó, Nga xuất khẩu 200,7 tỷ m³ và nhập khẩu 8,8 tỷ m³ chủ yếu bằng đường ống từ Mỹ.

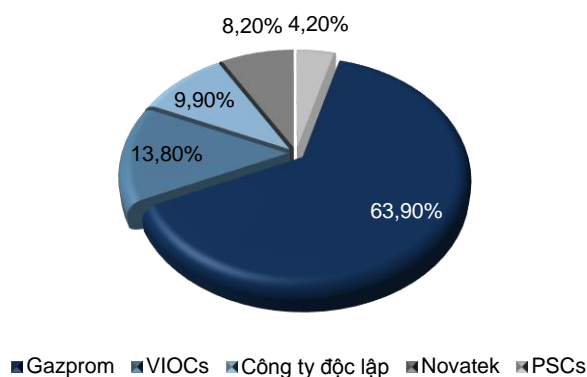


Nguồn: OPEC, FPTS Research

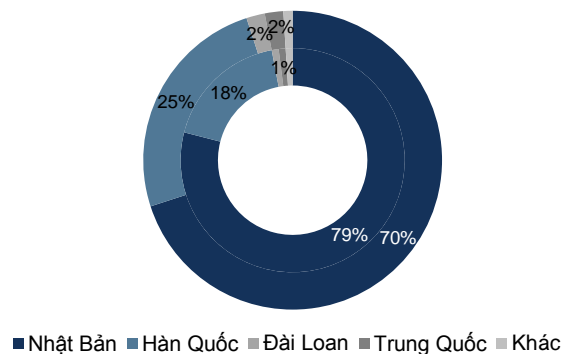
Nguồn: RME, FPTS Research

Cơ cấu tiêu thụ khí thiên nhiên ở Nga chủ yếu dành cho sản xuất điện chiếm hơn 60% lượng tiêu thụ, công nghiệp 18% và dân dụng chiếm 10% sản lượng tiêu thụ.

Tính đến năm 2015, Nga có 257 công ty sản xuất khí thiên nhiên và khí ngưng tụ (Condensate), trong đó có 16 công ty thành viên của tập đoàn Gazprom, 81 thành viên của VIOCs, 4 công ty con của Novatek, 153 công ty sản xuất động lập và ba công ty hoạt động dưới PSCs.

Cơ cấu sản xuất khí của Nga năm 2015


Nguồn: RME, FPTs Research

Thị phần xuất khẩu LNG của Nga


Nguồn: Sakhalin Energy, FPTs Research

Tính đến năm 2015, thị phần của Nga trong thị trường LNG toàn cầu khoảng 4%. LNG của Nga chủ yếu bằng đường biển đến các nước châu Á-Thái Bình Dương, chủ yếu là sang Nhật Bản.

Nhà máy LNG của Nga được xây dựng trên bán đảo Sakhalin với công suất 9,6 triệu tấn mỗi năm. Bên cạnh đó, nhà máy trên bán đảo Yamal đang được xây dựng, với công suất lắp đặt 16,5 mtpa, bắt đầu vận hành từ năm 2017-2018. Ngoài ra, Nga cũng dự kiến thực hiện các dự án ở Vladivostok và Biển Baltic (Gazprom) và đảo Sakhalin (Rosneft).

[Trở về trang chính](#)

Phụ lục 3 - Khái niệm chuyên ngành

3.1. Trữ lượng quốc tế

Khái niệm trữ lượng nhiên liệu hóa thạch nói chung và khí thiên nhiên nói riêng có ba loại khái niệm về dự trữ được sử dụng:

- **Trữ lượng đã chứng minh (1P):** nếu trữ lượng này có khả năng thu hồi được 90% tài nguyên trong khi vẫn có lợi nhuận về mặt kinh tế. Các điều kiện hoạt động được tính đến khi xác định xem dự trữ có được phân loại là "đã được chứng minh" hay không bao gồm giá vốn và các quy định và phê duyệt hợp đồng. Nếu trữ lượng có thể được thu hồi bằng công nghệ hiện tại nhưng không đem lại lợi nhuận về mặt kinh tế thì được coi là "trữ lượng có khả năng thu hồi về mặt kỹ thuật" nhưng không thể coi là nguồn dự trữ đã được chứng minh.
- **Trữ lượng khả năng phục hồi (2P):** trữ lượng có thể thu hồi được từ 50% đến dưới 90%.
- **Trữ lượng có thể phục hồi (3P):** trữ lượng có thể thu hồi dưới 50%.

Cách tính:

- Trữ lượng 1P = trữ lượng đã được chứng minh (trữ lượng đã phát triển + dự trữ chưa phát triển).
- Trữ lượng 2P = 1P + trữ lượng có khả năng thu hồi.
- Trữ lượng 3P = 2P + trữ lượng có thể thu hồi.

3.2. Khái niệm trữ lượng trong nước

Trữ lượng dầu khí là lượng dầu khí còn lại trong các tích tụ tự nhiên chứa trong dầu khí, có thể tính được ở thời điểm nhất định, được phát hiện với mức độ tin cậy tùy theo kết quả thăm dò địa chất. Tùy theo mức độ tin cậy giảm dần, trữ lượng dầu khí được phân thành cấp trữ lượng xác minh và trữ lượng chưa xác minh:

Trữ lượng xác minh (P1) là lượng dầu khí có thể thu hồi thương mại tính được ở thời điểm nhất định với độ tin cậy cao của các tích tụ dầu khí đã được phát hiện và dự kiến đưa vào khai thác trong các điều kiện kỹ thuật, công nghệ, kinh tế và xã hội hiện tại.

Trữ lượng được xếp vào các cấp xác minh khi đảm bảo:

- Thân chứa dầu khí được xác định ranh giới với mức độ tin cậy hợp lý theo tài liệu địa vật lý, địa chất và khoan.
- Đặc tính thấm, chứa và độ bão hòa dầu khí của thân chứa dầu khí được khẳng định bằng tài liệu địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi.
- Kết quả thử vỉa cho dòng thương mại ít nhất từ 1 giếng khoan.

Trữ lượng chưa xác minh, bao gồm trữ lượng có khả năng và trữ lượng có thể.

- **Trữ lượng có khả năng (P2)**, là lượng dầu khí có thể thu hồi thương mại, tính được ở thời điểm nhất định với độ tin cậy trung bình và chưa được khẳng định bằng kết quả thử vỉa.
- **Trữ lượng có thể (P3)**, Trữ lượng có thể là lượng dầu khí có thể thu hồi thương mại, tính được ở thời điểm nhất định với độ tin cậy thấp và chưa được khẳng định bằng kết quả khoan.

[Trở về trang chính](#)

Phụ lục 4 - Hồi quy tỷ suất lợi nhuận của ngành khí thể giới với giá nhiên liệu

- Hồi quy giá khí thiên nhiên và LNG với giá dầu mỏ và than đá

[Trở về trang chính](#)

	Hệ số tương quan		Hệ số góc	
	LNG	Khí thiên nhiên	LNG	Khí thiên nhiên
Than đá	0,8	0,6	6,4	22,4
Dầu mỏ	1,0	0,4		0,03

- Hồi quy giá LPG với giá dầu FO singapore, naphtha và than đá

[Trở về trang chính](#)

Giá LPG	Dầu FO	Naphtha	Than đá
Tương quan	0,93	0,96	0,57
Hệ số góc	1,24	0,99	2,04

- Hồi quy tỷ suất lợi nhuận của nhóm doanh nghiệp kinh doanh khí thiên nhiên Việt Nam với giá than, giá LNG và giá dầu mỏ

[Trở về trang chính](#)

NGL market index	Giá than	Giá LNG	Giá dầu
Tương quan	0,65	0,59	0,47
Hệ số góc	0,3%	0,86%	0,1%

- Hồi quy tỷ suất lợi nhuận của nhóm doanh nghiệp kinh doanh LPG Việt Nam với giá naphtha, giá LPG và giá dầu mỏ

[Trở về trang chính](#)

LPG market index	Giá Naphtha	Giá LPG	Giá dầu
Tương quan	-0,84	-0,87	-0,85
Hệ số góc	-0,01%	-0,01%	-0,1%

Phụ lục 5 - Các dạng hợp đồng dầu khí Ở Việt Nam

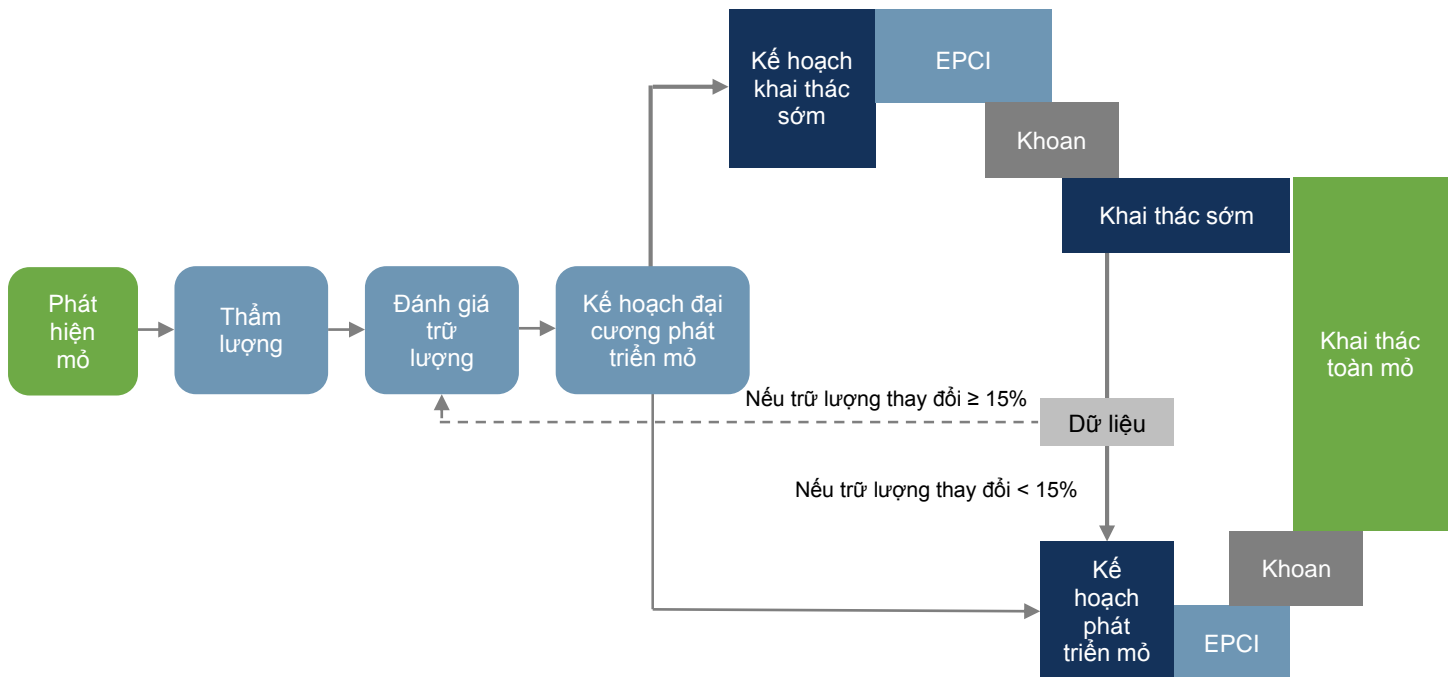
Việt Nam thực hiện ký hợp đồng dầu khí theo các hình thức:

- Hợp đồng chia sản phẩm (PSC). Theo hình thức PSC, các bên cử ra nhà điều hành hợp đồng, đa số là một công ty dầu khí nước ngoài.
- Hợp đồng dầu khí (PC - với sự tham gia của Công ty Điều hành chung - JOC). Theo loại hợp đồng PC, PVN sẽ tham gia quản lý mỏ cùng với các công ty dầu khí nước ngoài thông qua một công ty điều hành chung.
- Hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC). Hợp đồng BCC vẫn là hợp đồng phân chia sản phẩm nhưng khác về đối tượng điều hành, quản lý; theo đó, bên nào đóng góp nhiều cổ phần hơn sẽ được điều hành.
- Hợp đồng liên doanh (JV).

Đa số các diện tích thăm dò khai thác dầu khí của các hợp đồng đã ký thuộc 3 bể trầm tích Nam Côn Sơn (32), Sông Hồng (23) và Cửu Long (19). Các công ty dầu khí nước ngoài lớn như ExxonMobil, Shell, Chevron... hiện đang hoạt động tại Việt Nam dưới hình thức hợp đồng PSC với PVN. Với loại hợp đồng này, PVN sẽ tránh được rủi ro khi không có phát hiện thương mại, đồng thời có cơ hội học hỏi được công nghệ cao áp dụng trong ngành công nghiệp dầu khí, đào tạo nguồn nhân lực và đóng góp đáng kể vào ngân sách quốc gia.

Tính đến hết năm 2013, Việt Nam có khoảng 100 hợp đồng dầu khí, trong đó 90% hợp đồng PSC, còn lại là JOC và BCC. Riêng năm 2015 chỉ có một hợp đồng dầu khí mới được ký kết, nâng tổng số hợp đồng trong giai đoạn 2011 - 2015 lên 34 hợp đồng.

Quy trình phát triển mỏ ở Việt Nam



Nguồn: VPI, FPTTS Research

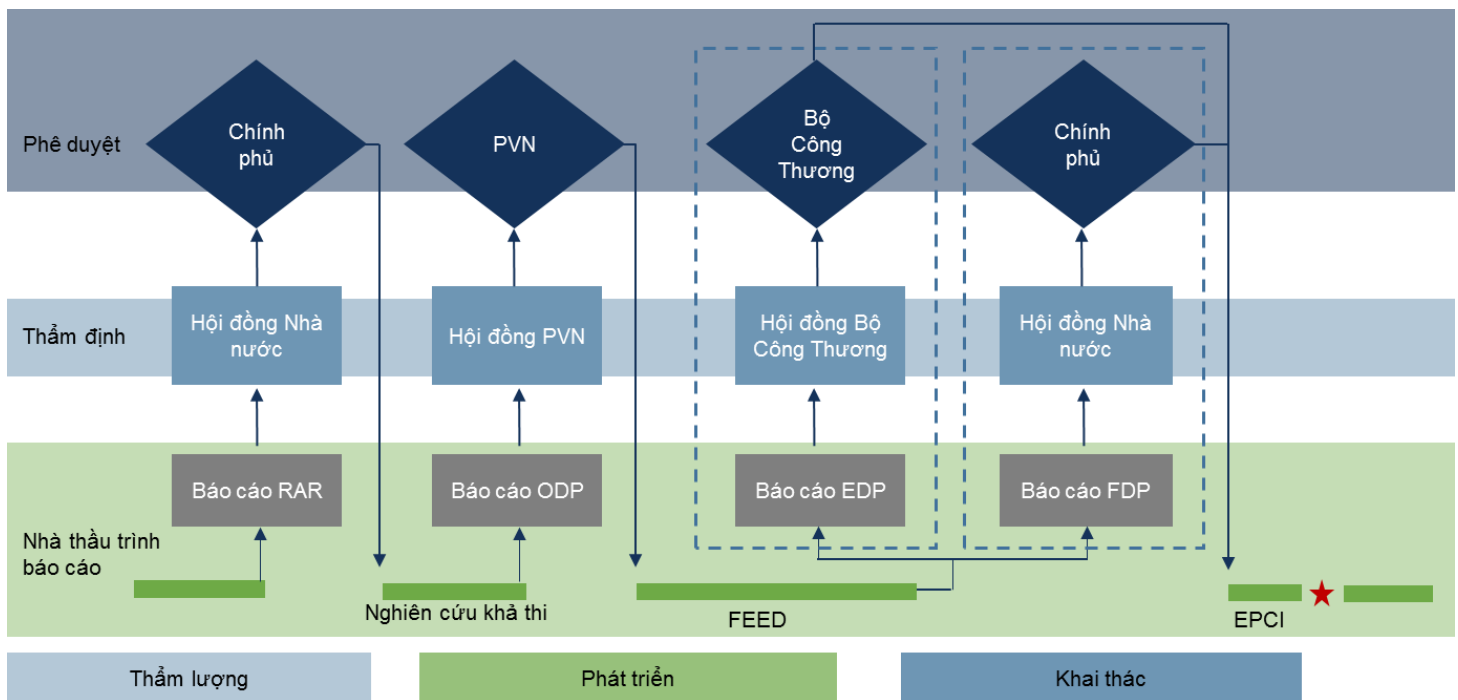
Để tiến hành khai thác mỏ dầu và khí ở Việt Nam, các nhà điều hành phải tiến hành thăm lường mỏ để đánh giá trữ lượng và lập báo cáo để Chính phủ phê duyệt, sau đó nhà điều hành lập báo cáo ODP để PVN thông qua để lựa chọn phương án phát triển thích hợp:

- Phát triển mỏ sớm (Pha I): từ nhu cầu tìm hiểu thêm mỏ khai thác trước khi phát triển toàn mỏ và với mục đích tăng hiệu quả kinh tế dự án. Rủi ro: có thể chưa đánh giá hết trữ lượng mỏ khai thác, quy định yêu cầu khai thác mỏ sớm theo Quy chế khai thác dầu khí (Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg, 15/12/2010).

- Các thông tin hiện có không cho phép xác định phương án khai thác hợp lý theo thông lệ mà cần phải thu thập bổ sung số liệu trên cơ sở theo dõi động thái khai thác thực tế của mỏ, tầng sản phẩm và vỉa;
- Tỷ lệ cấp trữ lượng P1/2P¹⁷ không thấp hơn 40% trừ trường hợp đặc biệt do Thủ tướng Chính phủ quyết định.
- Phát triển toàn mỏ (Pha II, III...): nghiên cứu và đánh giá đầy đủ trữ lượng, chi phí đầu tư để phát triển mỏ.

Sau khi lựa chọn phương án, nếu mỏ thực hiện khai thác sớm nhà điều hành lập báo cáo EDP để trình Bộ công thương chấp thuận, sau đó lập báo cáo FDP để trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Một số trường hợp, có thể thực hiện báo cáo FDP mà không cần thông qua giai đoạn ODP khi đã chọn phương án để phát triển mỏ một cách tối ưu. Sau khi được phê duyệt, nhà điều hành sẽ triển khai thiết kế chi tiết, mua sắm, chế tạo, lắp đặt, khoan phát triển và tiến hành khai thác. Đa phần các dự án phát triển dầu khí ở Việt Nam được thực hiện theo FDP.

Sơ đồ quy trình thẩm định và phê duyệt báo cáo phát triển mỏ tại Việt Nam



RAR: lập báo cáo trữ lượng.

ODP: lập báo cáo phát triển mỏ đại cương.

FDP: lập báo cáo kế hoạch phát triển mỏ.

EDP: kế hoạch khai thác sớm.

FEED (Font End Engineering Design): thiết kế kỹ thuật tổng thể nhưng tương đối hoàn chỉnh về công nghệ, vốn đầu tư, thiết bị, tiêu chuẩn kỹ thuật để làm cơ sở triển khai thiết kế chi tiết.

EPCI: Thiết kế thi công, mua sắm, chế tạo và lắp đặt.

Nguồn: VPI, FPTs Research

[Trở về trang chính](#)

¹⁷ Xem phụ lục 3

Phụ lục 6 - Các nhà máy xử lý và chế biến khí thiên nhiên ở Việt Nam

Nhà máy xử lý khí Dinh Cỏ

Nhà máy Dinh Cỏ là nhà máy sản xuất LPG đầu tiên của Việt Nam. Nhà máy được xây dựng tại Dinh Cỏ thuộc tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu, được khởi công vào tháng 10/1997 và đi vào hoạt động tháng 10/1998. Nhà máy Dinh Cỏ có diện tích 8,96 ha với tổng vốn đầu tư 79 triệu USD (100% vốn của PVN) có công suất thiết kế 1,5 tỷ m³ khí/năm tương đương 4,3 triệu m³/ngày. Nhà máy xử dụng công nghệ Turbo Expander để thu hồi propane khoảng 540 tấn/ngày, butane khoảng 415 tấn/ngày và condensate¹⁸ khoảng 400 tấn/ngày. Sản phẩm khí sau khi được sản xuất được dẫn đến kho cảng Thị Vải cách Dinh Cỏ 28 km để lưu trữ.

Nhà máy Dinh Cỏ có 4 chế độ làm việc chính:

- **Chế độ AMF (Absolute minimum facility):** ở chế độ này phương thức làm lạnh bằng thiết bị hòa dòng (EJ) nên quá trình làm lạnh không sâu (20°C). Sản phẩm thu được condensate có sản lượng 340 tấn/ngày và khí khô với sản lượng 3,7 triệu m³ khí/ngày, không tách LPG.
- **Chế độ MF (Minimum facility):** trong chế độ này phương thức làm lạnh là các thiết bị trao đổi nhiệt nên nhiệt độ xuống thấp hơn so với chế độ AMF, do đó có thể ngưng tụ C₃ và C₄ nên thu được thêm sản phẩm bupro (hỗn hợp butane và propane). Chế độ MF thu được sản phẩm condensate là 380 tấn/ngày và bupro là 630 tấn/ngày và khí khô 3,5 triệu m³/ngày.
- **Chế độ GPP (Gas processing plant):** đây là chế độ làm việc hoàn chỉnh nhất với hiệu suất thu hồi sản phẩm lỏng ở chế độ này là cao nhất. Chế độ GPP sử dụng công nghệ Turbo Expander nên khả năng làm lạnh sâu hơn chế độ MF, do đó có khả năng tách riêng butane và propane. Chế độ này hoạt động với công suất đầu vào là 1,5 tỷ m³/năm, thu hồi sản phẩm propane với 537 tấn/ngày, butane với 417 tấn/ngày, condensate với 402 tấn/ngày và khí khô với sản lượng 3,34 triệu m³/ngày.
- **Chế độ MGPP (Modified Gas Processing Plant):** đây là chế độ GPP sửa đổi, nhà máy vận hành theo công nghệ MGPP để thu được khí thiên nhiên cũng như LPG cao hơn và tách nước hoàn toàn. Hiện nay, nhà máy vận hành theo chế độ GPP chuyển đổi, chỉ chuyển sang chế độ MF hoặc AMF khi bảo dưỡng sửa chữa thiết bị hoặc xảy ra sự cố.

Sản phẩm khí khô sau khi được làm sạch và tinh chế được vận chuyển tới các hộ tiêu thụ thông qua hệ thống đường ống dẫn khí Dinh Cỏ - Bà Rịa - Phú Mỹ cho các Nhà máy nhiệt điện Bà Rịa, Phú Mỹ 1, Phú Mỹ 2,1, Phú Mỹ 2,2, Phú Mỹ 3, Phú Mỹ 4, Cà Mau, các công ty sản xuất phân bón, thép, gạch, vật liệu xây dựng, thủy tinh. Đối với sản phẩm LPG và Condensate được vận chuyển Kho cảng Thị Vải để đưa đến các kho trung chuyển bằng tàu chuyên chở hoặc xe bồn chuyên dụng, sau đó đưa đến các trạm chiết nạp và hộ công nghiệp, cuối cùng LPG được đưa đến hộ tiêu thụ thông qua các nhà phân phối LPG.

Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn

Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn thuộc dự án Hệ thống khí Nam Côn Sơn, dự án được xây dựng và vận hành dưới hình thức hợp tác kinh doanh giữa PVN, BP (Anh quốc) và Statoil (Na uy) vào tháng 05/2001. Hệ thống khí Nam Côn Sơn được đưa vào vận hành tháng 11/2002.

Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn (phần ngoài khơi) được góp vốn bởi PVGas (51%), Tập đoàn dầu khí Rosneft - Nga (32,67%) và Tập đoàn dầu khí Perenco – Pháp (16,33%), phần trên bờ do PVGas sở hữu 100%. Dự án có tổng mức đầu tư gần 450 triệu USD bao gồm 362 km đường ống dưới biển và gần 40 km đường ống trên bờ, nhà máy xử lý khí với công suất xử lý 22 triệu m³ khí/ngày cùng các trạm van tại Long Hải và Phú Mỹ, là hệ thống khí có công suất lớn nhất hiện nay.

Giai đoạn đầu, khí thiên nhiên từ hệ thống khí Nam Côn Sơn được xử lý tại trạm xử lý Dinh Cỏ chỉ có chức năng tách lỏng để sản xuất khí khô và condensate với công suất 2,7 tỷ m³ khí/năm, giai đoạn 2 (2005-2010) với công suất 6 tỷ m³ khí/năm. Sau năm 2014, dự án cấp bù khí ẩm thì khí Nam Côn Sơn được xử lý tại nhà máy GPP Dinh Cỏ (Nam Côn Sơn Pipeline Terminal – NCST) để tối đa hóa sản phẩm khí. Sau khi

¹⁸ Condensate (khí ngưng tụ) là hỗn hợp đồng thể ở dạng lỏng có màu vàng rơm, gồm các hydrocacbon có phân tử lượng lớn hơn propan và butan, được đưa đến nhà máy lọc dầu để làm dung môi và nguyên liệu để tổng hợp các sản phẩm hóa dầu các loại xăng M92 và M95.

được xử lý tại NCST, khí được vận chuyển tới chuyển bằng đường ống tới Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ để cung cấp cho các hộ tiêu thụ Khí - Điện - Đạm Phú Mỹ và Nhơn Trạch.

Dự án hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2, do PVGas làm chủ đầu tư gồm phần thi công ngoài khơi và trên bờ. Theo thiết kế, hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 có công suất 18,4 triệu m³ khí và 1.320 tấn condensate/ngày đêm (tương đương 7,0 tỷ m³ khí khô/năm) bao gồm 325 km đường ống ngoài khơi và tiếp bờ tại Long Hải và khoảng 39 km trên bờ từ Long Hải đến Phú Mỹ và Nhà máy GPP2 với công suất chế biến 10 triệu m³ khí/ngày.

Giai đoạn 1 được khởi công vào 2011 và hoàn thành vào tháng 12/2015, bao gồm hệ thống thu dẫn khí khoảng 151 km từ mỏ Thiên Ưng đến khu vực giàn BK4A với vốn đầu tư 402,61 triệu USD. Dự án nhà máy xử lý GPP Nam Côn Sơn 2 được xây dựng gần nhà máy GPP Dinh Cố với vốn đầu tư 441,5 triệu USD. Nhà máy có công suất thiết kế 20 triệu m³ khí/ngày, tách và thu hồi khí hóa lỏng LPG và ethane.

GPP Nam Côn Sơn 2 thu hồi và ổn định lượng condensate, tách và thu hồi LPG. Sau khi xử lý, khí khô được vận chuyển 30 km từ nhà máy GPP2 đến trung tâm phân phối khí Phú Mỹ qua hệ thống đường ống Phú Mỹ - TP.HCM để cung cấp khí cho khu vực Phú Mỹ, Nhơn Trạch và Hiệp Phước. Đồng thời, vận chuyển LPG và condensate qua đường ống dài 25 km từ GPP2 đến Thị Vải và xây dựng hệ thống đường ống dẫn khí ethan về tổ hợp hóa dầu Long Sơn.

Nhà máy xử lý khí PM3-Cà Mau

Dự án nhà máy xử lý khí Cà Mau được xây dựng tại Khu công nghiệp Khánh An, huyện U Minh, tỉnh Cà Mau do PV Gas làm chủ đầu tư để sản xuất LPG và Condensate từ nguồn khí mỏ PM3, lô 46-CN và các khu vực lân cận với tổng mức đầu tư 494,6 triệu USD.

Dự án gồm các hạng mục:

- Nhà máy xử lý khí công suất 6,2 triệu m³ khí/ngày.
- Hệ thống có sức chứa 8.000 tấn LPG và 3.000 m³ condensate.
- Hệ thống cảng xuất sản phẩm lỏng tại KCN Khánh An (U Minh, Cà Mau).

Khí đầu vào sẽ đi qua tháp xử lý thành phần nhẹ (methane, ethane) đi lên đỉnh và phần nặng (LPG và condensate) đi xuống đáy tháp dưới dạng chất lỏng. Khí xử lý ước tính đạt 219 tấn/giờ, khí sau khi xử lý sẽ được cấp cho Nhà máy Điện Cà Mau 1-2, Nhà máy Đạm Cà Mau và các hộ tiêu thụ khác. Nhà máy dự kiến quý 2/2017 sẽ vận hành, sẽ cung cấp cho thị trường 5.7 triệu m³ khí khô/ngày, 593 tấn LPG/ngày và 34 tấn condensate/ngày.

Hệ thống khí Lô B – Ô Môn

Dự án khí Lô B – Ô Môn được khởi công vào tháng 04/2016. Chuỗi dự án này dự kiến đưa vào vận hành Quý II/2020. Dự án có tổng trữ lượng thu hồi dự kiến 107 tỷ m³ và 12,65 triệu thùng condensate, sản lượng khí đưa về bờ khoảng 5,06 tỷ m³/năm. Dự án được chia thành hai thành phần: dự án khí Lô B, 48/95 và 52/97 và dự án đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn.

Thứ nhất, dự án phát triển mỏ Lô B có tổng chi phí đầu tư 6,8 tỷ USD trong 20 năm, chủ đầu tư là PVN (42,896%), PVEP (26,788%), MOECO – Nhật Bản (22,575%), PTTEP – Thái Lan (7,741%) do Phú Quốc POC – Chi nhánh PVN làm Nhà điều hành.

Thứ 2 là Dự án đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn với tổng mức đầu tư 1,2 tỷ USD, chủ đầu tư là PVN/PVGas, Nhà thầu MOECO và PTTEP làm chủ đầu tư theo hình thức hợp doanh. Dự án có tổng chiều dài 431 km có công suất thiết kế 20,3 triệu m³. Trong đó, tuyến ống biển có chiều dài khoảng 295 km vận chuyển khí từ Lô B đến Trạm tiếp bờ tại An Minh (Kiên Giang) và ống nhánh dài 37 km nối từ KP209 về Trạm tiếp bờ Mũi Tràm để cấp bù khí cho đường ống PM3 – Cà Mau. Đồng thời, tuyến ống bờ có chiều dài khoảng 102 km chạy qua tỉnh Kiên Giang và Cần Thơ và tuyến để cung cấp khí cho các nhà máy điện tại Trung tâm điện lực Kiên Giang và Trung tâm điện lực Ô Môn (Cần Thơ).

Hệ thống khí Hàm Rồng – Thái Bình

Hệ thống khí Hàm Rồng – Thái Bình được đưa vào vận hành tháng 08/2015, với 25 km đường ống khí ngoài khơi và trên bờ, công suất thiết kế 500 triệu m³ khí/năm. Hệ thống thu gom và vận chuyển khí mỏ

Hàm Rồng và mỏ Thái Bình, lô 102&106, do PVGas đầu tư với mức vốn trong giai đoạn 1 là 91,7 triệu USD tương đương 1.925 tỷ đồng và dự án hạ nguồn “Hệ thống phân phối khí thấp áp cho KCN Tiền Hải – Thái Bình” do PVGas ủy quyền cho PVGas D làm chủ đầu tư với mức đầu tư là 62,11 Triệu USD tương đương 1.311 tỷ đồng. Tính tổng mức đầu tư của chuỗi dự án này là 3.236 ngàn tỷ đồng.

Trong giai đoạn 1, hệ thống sẽ cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp tại Thái Bình và các tỉnh lân cận. Trong giai đoạn này, hệ thống sẽ tiếp nhận và phân phối đến các hộ tiêu thụ qua hệ thống khí thấp áp, CNG với sản lượng khí ước tính khoảng trên 560.000 m3 khí/ngày đêm (khoảng trên 200 triệu m3 khí/năm).

Nhà máy lọc dầu Dung Quất

Nhà máy lọc dầu Dung Quất được xây dựng tại khu kinh tế Dung Quất (huyện Bình Sơn, Quảng Ngãi), chính thức hoạt động vào tháng 02/2009. Nhà máy có diện tích 956 ha với tổng mức đầu tư 3,05 tỷ USD.

Khu bể chứa sản phẩm gồm 8 lô đất mỗi lô được bố trí 2-5 bể (tổng 22 bể) với tổng dung tích làm việc 393.073 m³. Nhà máy lọc dầu Dung Quất có hai hệ thống ống dẫn sản phẩm: hệ thống ống dẫn từ nhà máy tới khu bể chứa (7 km) và hệ thống ống dẫn từ khu bể chứa sản phẩm tới khu vực xuất sản phẩm bằng đường biển (3 km). Dung Quất có hệ thống bến cảng xuất sản phẩm với diện tích 135 ha gồm: 2 bến xuất (số 1 và số 2) cho phép tiếp nhận tàu có trọng tải từ 15.000–30.000 tấn, có thể mở rộng để tiếp nhận tàu có trọng tải lớn nhất là 50.000 tấn; và 4 bến xuất thành phẩm (số 3, 4, 5 và 6) cho phép tiếp nhận tàu có trọng tải từ 1.000-5.000 tấn, có thể mở rộng để tiếp nhận tàu 30.000 tấn.

Cơ cấu sản phẩm

Tên sản phẩm	Nghìn tấn/năm
Propylene	135 - 150
Khí hóa lỏng (LPG)	400 - 420
Xăng RON 92	1.000 – 1.200
Xăng RON A95	1.100 – 1.300
Dầu hỏa/nhiên liệu bay Jet A1	200 - 300
Dầu Diesel ô tô	2.400 – 2.600
Dầu nhiên liệu (FO)	100 - 130
Polypropylene	135 - 150
Lưu huỳnh	1,5 – 2,0

Nguồn: BRS, FPTTS Research

Nhà máy lọc dầu Nghi Sơn

Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn được triển khai tại khu kinh tế Nghi Sơn, Thanh Hóa. Dự án được triển khai từ năm 2008 với tổng mức đầu tư 9,2 tỷ USD do Công ty Liên doanh TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) làm chủ đầu tư, hợp tác đầu tư giữa PVN (21,5%), Công ty Dầu hỏa Kuwait Quốc tế - KPI (35,1%), Công ty Idemitsu Kosan - IKC (35,1%) và Công ty Hóa chất Mitsui – MCI (4,7%).

Dự án có quy mô đầu tư là 670 ha trên bờ, 590 ha mặt nước với sản lượng khoảng 200.000 thùng dầu thô/ngày tương đương 10 triệu tấn/năm.

Sản phẩm của dự án:

- Khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) với 30.000 tấn LPG/năm.
- Nhiên liệu diesel cao cấp với 2.204 nghìn tấn/năm.
- Nhiên liệu diesel thường với 1.470 nghìn tấn/năm.
- Xăng RON 92 và RON 95 với 1.153 nghìn tấn/năm.

Dự kiến, dự án sẽ hoàn thành các hoạt động chạy thử và các hoạt động khởi động và bắt đầu vận hành thương mại vào cuối tháng 12 năm 2017.

Tổ hợp Lọc hóa dầu Long Sơn

Tổ hợp Lọc dầu Long Sơn (hay dự án Lọc hóa dầu miền Nam) được khởi công xây dựng vào năm 2008 tại Bà Rịa-Vũng Tàu trong KCN Dầu khí Long Sơn, có tổng vốn đầu tư 4,5 tỷ USD, với sự hợp tác góp vốn của Tập đoàn Siam Cement Group (SCG), Tập đoàn Qatar Petroleum, PVN và Vinachem. Tuy nhiên, dự án đã bị chậm do vấn đề giải phóng mặt bằng và thay đổi đối tác cùng với nhiều khó khăn khác, dẫn đến ngừng thực hiện. Hiện nay dự án chỉ còn hai chủ đầu tư là SCG (71%) và PVN (29%).

Dự án có tổng diện tích 460 ha, trong đó 398 ha xây dựng nhà máy gồm 10 nhà máy có công suất chế biến đạt 2,7 triệu tấn nguyên liệu/năm, sử dụng nguồn khí ethane trong nước và 66 ha đất xây dựng cảng. Dự kiến đến cuối năm 2017 dự án mới có thể triển khai trở lại và sau 4 năm sau khởi công dự án sẽ hoàn thiện và đi vào hoạt động.

[Trở về trang chính](#)

Phụ lục 7 – Cấu trúc thị trường dầu khí

Nghiên cứu NOC của IHS và EMC/VPI cho thấy hoạt động sản xuất kinh doanh của các NOC chịu ảnh hưởng bởi việc quốc gia có một hay nhiều NOC và loại hình NOC trong mối quan hệ với loại hình nhà nước. NOC duy nhất tại một quốc gia thường có vai trò trong mọi hoạt động thuộc chuỗi giá trị dầu khí trong nước. Tại các nước có nhiều NOC, mỗi NOC được phân công hoạt động một hoặc một số lĩnh vực trong chuỗi giá trị dầu khí, đồng thời được hưởng đặc quyền riêng theo phân công của chính phủ. Do vậy, hoạt động sản xuất kinh doanh của các NOC phụ thuộc vào số lượng NOC tại mỗi quốc gia.

Theo khái niệm và phân loại của IHS, các nhà nước được phân loại thành 5 nhóm theo mức độ phụ thuộc vào dầu khí giảm dần từ 1 - 5.

Nhóm	Hình thức	Vai trò của Nhà nước
1	Nhà nước trên danh nghĩa (Quasi-States)	Nhóm quốc gia chưa được toàn vẹn lãnh thổ và chính phủ chỉ có quyền kiểm soát hạn chế trên một phần lãnh thổ. Doanh thu từ dầu khí thuộc độc quyền của một nhóm tầng lớp rất nhỏ hoặc được phân chia nhỏ hơn cho các phe phái quyền lực khác nhau. Chính phủ bị hạn chế năng lực tiếp cận với nguồn doanh thu này để phục vụ điều hành đất nước.
2	Nhà nước khai thác (Extraction States)	Nhóm quốc gia được điều hành bởi một nhóm tầng lớp cầm quyền liên kết chặt chẽ với nhau, nhóm này nắm độc quyền đối với hoạt động khai thác và các khoản doanh thu từ dầu khí. Chính phủ có năng lực điều hành lớn hơn nhóm 1 nhưng vẫn không đủ khả năng để thực hiện những kế hoạch phát triển đất nước dài hạn.
3	Nhà nước phân phối (Allocation States)	Nhóm quốc gia có nguồn thu từ dầu khí lớn hơn nhóm 2, nguồn thu này được chính phủ sử dụng làm nguồn vốn đầu tư để mở rộng mảng dịch vụ công và các khoản trợ cấp quốc gia. Nhận thấy rõ những hạn chế về lợi ích lâu dài với mô hình nhà nước khai thác, chính phủ các quốc gia thuộc nhóm này luôn cố gắng sử dụng nguồn lực lớn hơn để ưu tiên thực hiện các chính sách phát triển đất nước. Nhờ đó, các quốc gia thuộc nhóm 3 cũng có sức ảnh hưởng trong khu vực và chính trị lớn hơn so với các nước thuộc nhóm 2.
4	Nhà nước đang công nghiệp hóa (Industrializing States)	Nhóm quốc gia đã đạt được thành công trong việc làm chủ khả năng tạo ra các khu công nghiệp cạnh tranh toàn cầu. Các quốc gia này có tối thiểu một khu vực 2 (chế tạo) hoặc khu vực 3 (dịch vụ) trong nền kinh tế của mình, và có khả năng đánh thuế cho nền kinh tế đang phát triển hơn từ đó giúp cho chính phủ có một cơ sở tính thuế đa dạng.
5	Nhà nước đã toàn cầu hóa (Globalized States)	Nhóm quốc gia đã phát triển sau một giai đoạn dài công nghiệp hóa, đã thiết lập một hệ thống cơ sở chặt chẽ các tổ chức chính phủ, khu vực kinh tế tư nhân cạnh tranh và giá cả thị trường theo định hướng. Tuy nhiên, các quốc gia này vẫn phải đối mặt với các vấn đề của hậu công nghiệp hóa và bất ổn kinh tế trong tương lai.

Nguồn: EMC/VPI, FPTS Research

Từ cách phân loại của IHS thành 5 nhóm NOC và 5 nhóm nhà nước, EMC/VPI đã phân nhóm các NOC theo mối quan hệ giữa các công ty dầu khí quốc gia với nhà nước. Trục hoành thể hiện loại hình quốc gia, các quốc gia có số càng cao (từ 1 - 5) thì càng ít phụ thuộc vào dầu khí. Trục tung thể hiện loại hình nhóm công ty dầu khí quốc gia, các nhóm công ty có số càng thấp (từ 5 đến 1) thì càng có trách nhiệm nặng nề hơn với đất nước và ít được tự chủ trong hoạt động sản xuất kinh doanh.

Mối quan hệ giữa các nhóm NOC với Chính phủ

Các tổ chức đã tư nhân hóa hoặc cạnh tranh cao	5	Loại hình NOC					
Các tổ chức đại chúng	4				Nhóm B Gazprom	Nhóm A CNOOC, Petronas	
Tổ chức hành chính có định hướng phát triển	3				Nhóm D PVN	Nhóm C CNPC	
	2						
Không chính thống	1						
			1	2	3	4	5
			Nhà nước danh nghĩa	Nhà nước do một/vài nhóm chi phối	Nhà nước có sự phân phối	Nước đang công nghiệp hóa	Quốc gia đã toàn cầu hóa

*NOC thuộc nhóm A, B, C và D, là các doanh nghiệp có mức tự chủ bằng hoặc cao hơn PVN.

Nguồn: IHS, EMC/VPI

PVN thuộc nhóm D, là NOC duy nhất của Việt Nam. Quan điểm của Chính phủ trong Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 là xây dựng, phát triển PVN gắn liền với chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam và chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước và an ninh năng lượng về dầu, khí và điện. Trong điều hành và quản lý các đơn vị trực thuộc, PVN phải báo cáo Bộ chủ quản (là Bộ Công Thương) mọi thay đổi liên quan đến tỷ lệ sở hữu và vốn đầu tư tại doanh nghiệp trực thuộc. Nhà nước quản lý và giám sát PVN thông qua bổ nhiệm các chức danh lãnh đạo cao nhất, các quy chế, chiến lược và quy định về giám sát hoạt động.

Giải thích kết hợp NOC và nhóm nhà nước:

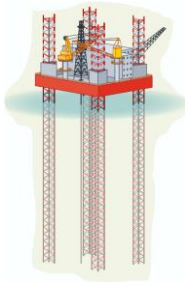
Nhóm	Hình thức	Diễn giải
A	Tổ chức đại chúng - Nhà nước đang công nghiệp hóa	NOC được các công ty nước ngoài mang lại cơ hội kinh doanh ở nước ngoài, công nghệ, chuyên môn, kỹ thuật và tiêu chuẩn an toàn - sức khỏe - môi trường (HSE). NOC được nhà nước trao nhiều quyền tự chủ trong chiến lược và hoạt động phát triển của công ty, đồng thời các NOC cũng có đủ năng lực để vừa đảm bảo các trách nhiệm về an ninh năng lượng và trách nhiệm xã hội với quốc gia, vừa thực hiện các chiến lược kinh doanh với mục tiêu lợi nhuận của mình trong nước và quốc tế.
B	Tổ chức đại chúng - Nhà nước phân phối	NOC hoàn toàn có khả năng đáp ứng được tất cả các yêu cầu của chính phủ, nhưng lại không được trao quyền tự quyết cao như các NOC trong nhóm A, mà vẫn bị chính phủ kiểm soát chặt chẽ trong chiến lược đầu tư và định hướng phát triển ra thị trường quốc tế.
C	Tổ chức hành chính được định hướng phát triển - Nhà nước đang công nghiệp hóa	Mặc dù được chính phủ trao nhiều quyền tự chủ hơn khi lựa chọn danh mục đầu tư ra nước ngoài, nhưng NOC chưa hoàn thiện năng lực công nghệ kỹ thuật cao để có thể độc lập quyết định lựa chọn danh mục đầu tư quốc tế. Thay vào đó, các dự án đầu tư khai thác phần lớn vẫn nằm tập trung trong thị trường nội địa, NOC tích cực hợp tác với các công ty dầu khí độc lập nhằm thu hút vốn đầu tư và tăng cơ hội phát triển kỹ thuật cho ngành công nghiệp dầu khí trong nước.
D	Tổ chức hành chính được định hướng phát triển - Nhà nước phân phối	NOC được các công ty nước ngoài cung cấp cơ hội phát triển kinh tế, nguồn nhân lực, các ngành công nghiệp địa phương, nâng cao cơ sở vật chất, doanh thu cho nhà nước. Nhà nước vẫn có sự phụ thuộc tương đối lớn vào doanh thu từ chuỗi giá trị hoạt động dầu khí, do đó kiểm soát chặt chẽ chiến lược phát triển, đầu tư của các NOC. Để tạo điều kiện giúp NOC hoàn thiện, phát triển hơn trong công nghệ kỹ thuật, chính phủ tích cực thu hút đầu tư từ các công ty dầu khí nước ngoài, hợp tác xây dựng cơ sở vật chất cho ngành công nghiệp dầu khí nội địa.

Nguồn: EMC/VPI, FPTs Research

Phụ lục 8 - Các loại giàn khoan khai thác ngoài khơi

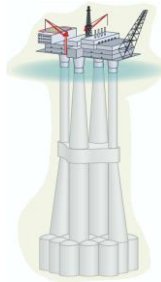
Giàn khoan cố định

Giàn tự nâng (Jack-Up)



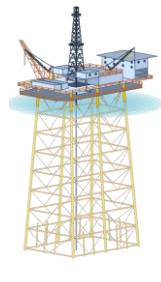
Giàn khoan gồm thân tàu phao có nhiều chân, có khả năng nâng thân tàu lên mặt biển. Giàn khoan này được sử dụng trong các vùng nước cạn chủ yếu cho mục đích thăm dò và được thiết kế để di chuyển bằng tàu kéo từ nơi này đến nơi khác.

Giàn bê tông



Giàn bê tông cố định chủ yếu được xây dựng dựa trên cấu trúc trọng lực bê tông (CGS). Giàn rất bền, phù hợp với môi trường khắc nghiệt (như băng và vùng địa chấn), nhưng đắt hơn so với giàn thép, khó tháo dỡ khi ngừng hoạt động. Thường dùng ở vùng nước sâu hơn 150m.

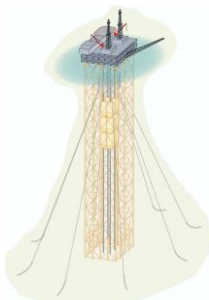
Giàn thép



Giàn thép có nền được cố định và boong được nâng bởi một cấu trúc ống thép đặt trên đáy biển bằng các cọc thép có đường kính 24-30 inch, cấu trúc ống thép này được gọi là áo khoác. Giàn thép được dùng ở độ sâu từ 125 đến 250m.

Giàn khoan neo lỏng

Compliant Towers



Giàn bao gồm một tháp linh hoạt và nền khoan dùng để hỗ trợ giàn khoan cho các hoạt động khoan thường được sử dụng ở độ sâu từ 120-500m.

Giàn Seastar



Giàn gồm một tháp đặt trên một thân tàu lớn. Khi thân dưới làm đầy nước thì giàn sẽ chìm một phần để đảm bảo sự ổn định. Chân giàn được giữ cân bằng bằng dây cáp để chống lại các áp lực do gió và sóng. Sử dụng để khai thác các hồ chứa nhỏ ở vùng nước sâu 150-1.000m.

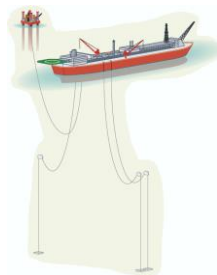
Giàn Spar



Giàn gồm một thân hình trụ bao quanh bởi các đường nối xoắn ốc để giảm nhẹ tác động của chuyển động xoay. Các cạnh giàn khoan được cố định với đáy biển bằng hệ thống neo trải rộng có cấu trúc chuỗi dây xích. Giàn được sử dụng ở vùng nước sâu hơn 2km.

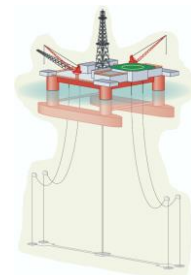
Giàn khoan nổi

Floating Production Systems (FPS)



FPS là loại tàu lớn được bố trí thiết bị khai thác, xử lý được neo đậu trên biển. Thành phần chính của FPS là FPSOs – hệ thống sản xuất, lưu trữ và phân phối, và FSUs – đơn vị lưu trữ nổi. Chức năng của FPSOs là tháp neo và hệ thống truyền tải chất lỏng.

Tension Leg Platforms (TLPs)



Hệ thống bao gồm giàn khoan nổi được cố định ở đáy biển bằng cáp. TLPs thường có thiết kế 4 cột, trông giống như giàn bán nổi, được sử dụng khoan ở độ sâu 2km.

[Trở về trang chính](#)

Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên phân tích FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS 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, FPTTS nắm giữ 18 cổ phiếu GAS, 53 cổ phiếu PGD, 09 cổ phiếu CNG, 220 cổ phiếu PGS, 27 cổ phiếu PVG, 86 cổ phiếu PGC, 32 cổ phiếu ASP, 50 cổ phiếu PCG và không nắm giữ cổ phiếu của MTG. Chuyên viên phân tích không nắm giữ bất kỳ cổ phiếu nào của các công ty đề cập trong báo cáo này.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến cổ phiếu này có thể được xem tại <http://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức.

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT

Trụ sở chính

Số 52 đường Lạc Long Quân,
Quận Tây Hồ, thành phố Hà Nội
ĐT: (84.4) 37737070 / 2717171
Fax: (84.4) 37739058

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT

Chi nhánh Tp.Hồ Chí Minh

Tầng 3, tòa nhà Bến Thành Times
Square, 136 – 138 Lê Thị Hồng Gấm,
Q.1, Tp. Hồ Chí Minh, Việt Nam
ĐT: (84.8) 62908686
Fax: (84.8) 62910607

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT

Chi nhánh Tp.Đà Nẵng

100 Quang Trung, P.Thạch Thang,
Quận
Hải Châu TP. Đà Nẵng, Việt Nam
ĐT: (84.511) 3553666
Fax: (84.511) 3553888