

PV Gas (GAS)

Đang trên đà hồi phục

Chuyên viên phân tích Dầu Khí
Nguyễn Vinh
vinhn@kbsec.com.vn

27/07/2020

Báo cáo lần đầu với khuyến nghị MUA và giá mục tiêu là 89,200 VND

Chúng tôi ra báo cáo lần đầu GAS với khuyến nghị MUA và giá mục tiêu là 89,200 VND. Giá mục tiêu của chúng tôi dựa vào P/B giữa chu kỳ được xác định từ mô hình DDM 3 giai đoạn. Chúng tôi sử dụng định giá giữa chu kỳ nhằm phản ánh quan điểm giá dầu HSFO (dầu FO nhiều sulfur) sẽ phục hồi ở mức vừa phải trong thời điểm sự phục hồi giá dầu có dấu hiệu suy yếu.

LỰA CHỌN HÀNG ĐẦU: Hưởng lợi từ nhu cầu LNG ngày càng gia tăng và từ sự phục hồi của giá dầu

GAS là lựa chọn hàng đầu của chúng tôi cho ngành dầu khí Việt Nam do là đơn vị được hưởng lợi nhất từ việc nhu cầu LNG tăng cao và cũng như việc giá dầu phục hồi bất chấp có phần chậm theo quan điểm của chúng tôi. Sản lượng thiếu hụt cho ngành điện lực và việc các dự án khí mới bị trì hoãn càng nhấn mạnh sự cần thiết của việc xây dựng cảng LNG Thị Vải. Hơn nữa, việc bắt đầu nhập khẩu LNG của Việt Nam cũng cho phép các nhà máy lọc hóa dầu bắt đầu sản xuất nhiều sản phẩm hóa dầu

Hưởng lợi nhiều từ việc OPEC+ cắt giảm sản lượng

Việc cắt giảm thêm sản lượng từ các nhà sản xuất tại Trung Đông – thường tạo ra nhiều sản phẩm dầu FO hơn mặt bằng chung – đã làm hạn chế sản lượng dầu FO trên thị trường và hỗ trợ sự phục hồi của giá dầu HSFO. Điều này – và việc các chủ tàu lắp đặt thêm máy lọc để đáp ứng yêu cầu của luật IMO 2020 – khiến chúng tôi tự tin cho rằng giá dầu HSFO đã chạm đáy. Với việc giá khí dựa trên giá dầu HSFO, chúng tôi tin rằng GAS sẽ bắt đầu phục hồi mạnh trong những quý sau

MUA lần đầu

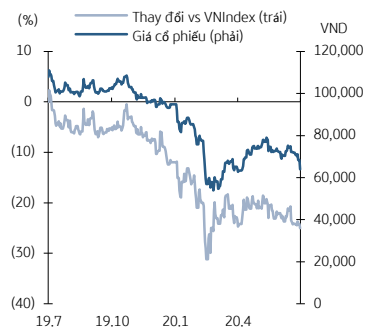
Giá mục tiêu	VND89,200
Tổng mức sinh lời (%)	44.1%
Giá hiện tại (27/07/2020)	VND64,000
Giá mục tiêu thị trường	VND71,000
Giá trị vốn hóa (triệu USD)	USD5,284mn

Dữ liệu giao dịch	
Tỷ lệ free-float (%)	4.2%
GTGD trung bình (3T)	USD2.13mn
Room khối ngoại (%)	45.7%
Cổ đông lớn (%)	PetroVietnam (95.8%)

Biến động giá cổ phiếu				
(%)	1M	3M	6M	12M
Tuyệt đối	-11.4	-0.3	-32.6	-40.7
Tương đối	-3.8	-2.1	-14.8	-25.0

Dự phóng KQKD & định giá

Năm tài chính	2019A	2020E	2021E	2022E
Doanh thu (tỷ VND)	75,005	64,521	74,860	89,831
EBIT	13,649	9,334	14,125	16,798
LN sau ĐTTS	11,902	8,168	11,569	13,651
EPS (VND)	6,219	4,268	6,044	7,132
Thay đổi EPS (%)	3.9	(31.4)	41.6	18.0
P/E (x)	10.3	15.0	10.6	9.0
EV/EBITDA (x)	7.0	9.6	7.1	6.1
P/B (x)	2.5	2.4	2.2	2.1
ROE (%)	24.7	16.1	21.6	23.8
Tỷ suất cổ tức (%)	6.8	4.7	6.9	8.1



Nguồn: Bloomberg, KB Securities Vietnam

Đang trên đà hồi phục

PV Gas (GAS):

Lựa chọn hàng đầu của ngành do hưởng lợi từ việc nhập khẩu LNG và cũng như theo sát phục hồi của giá dầu

Chúng tôi ra báo cáo lần đầu GAS với khuyến nghị MUA và giá mục tiêu là 89,200 VND. Giá mục tiêu của chúng tôi dựa vào P/B giữa chu kỳ được xác định từ mô hình DDM 3 giai đoạn. Chúng tôi sử dụng định giá giữa chu kỳ nhằm phản ánh quan điểm giá dầu HSFO (dầu FO nhiều sulfur) sẽ phục hồi ở mức vừa phải trong thời điểm sự phục hồi giá dầu có dấu hiệu suy yếu.

GAS là lựa chọn hàng đầu của ngành dầu khí Việt Nam do là người hưởng lợi nhất từ việc nhu cầu LNG tăng cao và cũng như việc giá dầu phục hồi dù có phần chậm theo quan điểm của chúng tôi. Sản lượng thiếu hụt cho ngành điện lực và việc các dự án khí mới bị trì hoãn càng nhấn mạnh sự cần thiết của việc xây dựng cảng LNG Thị Vải. Hơn nữa, việc bắt đầu nhập khẩu LNG của Việt Nam cũng cho phép các nhà máy lọc dầu bắt đầu sản xuất nhiều sản phẩm hóa dầu.

Chúng tôi kỳ vọng tăng trưởng lợi nhuận với CAGR là 16.4% từ 2020E đến 2025E. Ước tính của chúng tôi bao gồm: 1) Cảng LNG *Thị Vải* giai đoạn 1 sẽ đi vào sản xuất đúng tiến độ vào năm 2022E và giai đoạn 2 với công suất là 3 MPTA trong năm tiếp theo 2023E; và 2) dự án mỏ khí *Sao Vàng-Đại Nguyệt, Sư Tử Trắng 2 & Nam Du U Minh* sẽ bắt đầu trong 2022E hoặc 2023E. Chúng tôi chưa bao gồm sản lượng của các siêu dự án *Cá Voi Xanh & Lô B* do sự phê duyệt chậm trễ và không rõ thời gian đi vào hoạt động.

Bảng 1. PV Gas (GAS) – Định giá (DDM) & giá mục tiêu (VND, %)

Chỉ tiêu	Ký hiệu		Ghi chú
Chi phí vốn CSH	kE	10.5%	rf + (βE * m)
Beta có đòn bẩy	βE	0.840	βA(1+((1-t)*D/E))
Beta tài sản	βA	0.600	Beta tài sản của ngành (BQ gia quyền)
Giả định GTCC			
ROE dài hạn	ROE	20.0%	ROE dài hạn
Tỷ lệ trả cổ tức	p	80.0%	Tỷ lệ chi trả cổ tức dài hạn
Tăng trưởng dài hạn	g	4.0%	ROE * (1 - p)
Giả định			
Đòn bẩy mục tiêu	D/E	50.0%	Tỷ lệ vốn vay/VCSH dài hạn
Thuế TNDN	t	20.0%	Thuế TNDN cận biên
Phần bù RR thị trường	m	8.9%	Tỷ suất LN thị trường 10 năm - LS phi RR
LS phi rủi ro	rf	3.0%	Trái phiếu Chính phủ 10 năm
GTCC theo % GTDN		82.2%	
Hiện giá Cổ tức tương lai (Tỷ VND)		43,234	
Hiện giá Giá trị cuối cùng (Tỷ VND)		199,326	
Hiện giá Giá trị DN (Tỷ VND)		242,561	
Tổng suất sinh lời		35.0%	
Giá mục tiêu (VND)		89,200	
Cổ tức/cp (VND)		3,000	

Nguồn: KBSV

Giá mục tiêu 12 tháng từ phương pháp giá mục tiêu giữa chu kỳ (mid-cycle) thay vì giá mục tiêu tăng trưởng toàn diện (fully-growth loaded)

Định giá của chúng tôi dựa vào phương pháp cổ tức 3 giai đoạn (DDM) với dòng tiền dự phóng là cổ tức (dividend)/ tiền dùng mua lại cổ phiếu (stock buyback) và với lãi suất chiết khấu được xác định bởi mô hình CAPM (riêng PVD, chúng tôi sử dụng mô hình chiết khấu dòng tiền tự do (DCF) do không có chính sách cổ tức rõ ràng). Chúng tôi lưu ý rằng định giá từ phương pháp DDM được gọi là định giá tăng trưởng toàn diện (fully-growth loaded). Thêm nữa, chúng tôi xác định hệ số P/B không tăng trưởng (P/B ex-growth) thông qua mô hình tăng trưởng Gordon $[(ROE-g)/(COE-g)]$ với giá định $g=0$ hoặc đơn giản là ROE/COE . Giá mục tiêu giữa chu kỳ (mid-cycle) tương đương trung bình của giá tăng trưởng toàn diện (fully-growth loaded) và giá không tăng trưởng (ex-growth).

Bảng 2. KBSV – Phương pháp định giá

Mô hình tăng trưởng Gordon	
Hệ số justified P/B	= $\frac{(ROE - g)}{(COE - g)}$
Mô hình không tăng trưởng (ex-growth)	
Hệ số P/B không tăng trưởng	= $\frac{ROE}{COE}$
Mô hình giữa chu kỳ (mid-cycle)	
Hệ số P/B giữa chu kỳ	= Trung bình: [Mô hình cổ tức & định giá ex-growth]

Nguồn: KBSV

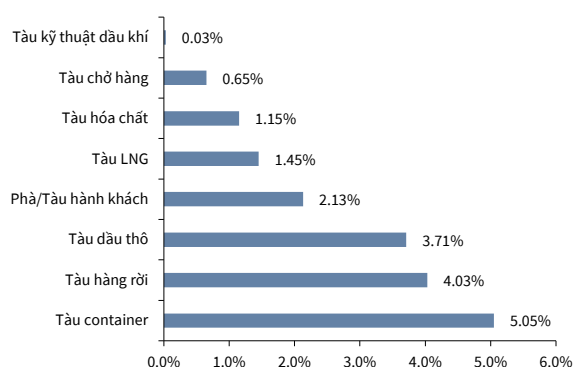
Lợi nhuận Q2 giảm 43.9% YoY do giá dầu HSFO giảm đúng như kỳ vọng

Lợi nhuận Q2 giảm mạnh xuống còn 1,712 tỷ VND (giảm 43.9% YoY) với doanh thu đạt 15,627 tỷ VND (giảm 23.3% YoY) với lý do chính là 1) giá dầu HSFO trung bình đạt 179.4 USD/tấn, giảm 23.3% YoY; và 2) sản lượng khí tự nhiên Q2 giảm 8.6% YoY xuống còn 2.46 tỷ mét khối. Lợi nhuận 1H giảm 33.8% YoY xuống 4,063 tỷ VND nhưng vẫn đạt 61.3% kế hoạch 2020E do công ty thường đặt kế hoạch thấp.

Giá dầu HSFO chạm đáy sẽ hỗ trợ lợi nhuận từ Q3 trở đi

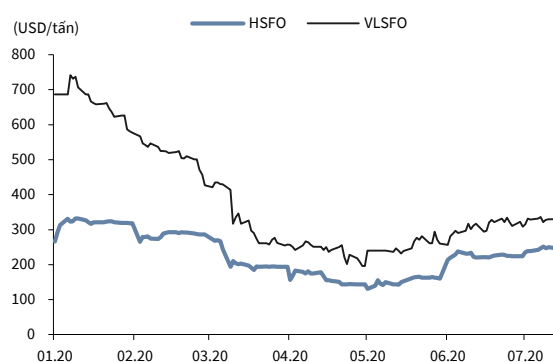
Giá HSFO phục hồi chứng tỏ lợi nhuận GAS trong những quý sau được cải thiện. Chúng tôi ước tính LN Q3 đạt 2,212 tỷ VND, tương đương tăng 26% QoQ (dù vẫn giảm 25% YoY) và LN Q4 giảm xuống 2,013 tỷ VND, tương đương giảm 9% QoQ (giảm 33% YoY). Sản lượng khí thường giảm trong Q4 do tính mùa vụ. Dù vậy, sản lượng khí sẽ giảm nhẹ 3% YoY còn 10.1 tỷ mét khối vì mỏ khí Đại Nguyệt chỉ bắt đầu đi vào hoạt động cuối Q4 năm nay và chỉ thực sự hỗ trợ sản lượng năm 2021E.

Biểu đồ 1. PV Gas (GAS) – Tỷ trọng theo loại tàu đã lắp đặt máy lọc, 2019 (% tổng tàu thế giới)



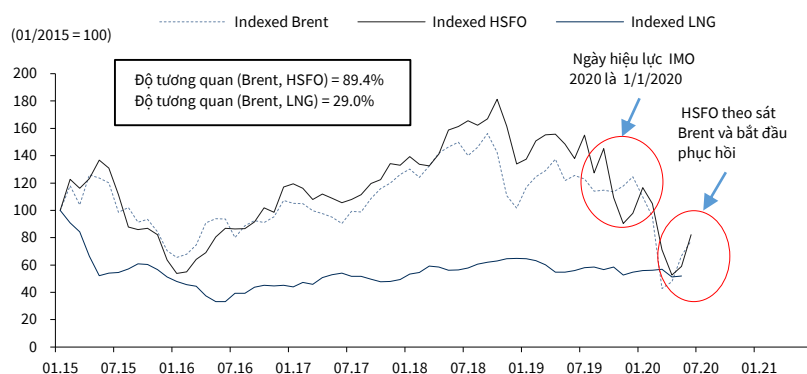
Nguồn: Statistic, KBSV

Biểu đồ 2. PV Gas (GAS) – Giá dầu HSFO & dầu VLSFO, 1/2020-7/2020 (USD/tấn)



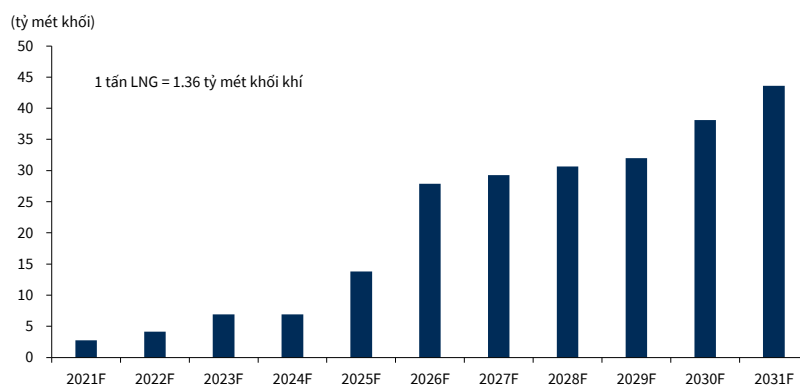
Nguồn: Bloomberg, KBSV

Biểu đồ 3. PV Gas (GAS) – Giá dầu Brent, HSFO & LNG indexed, 1/2015-6/2020 (điểm index)



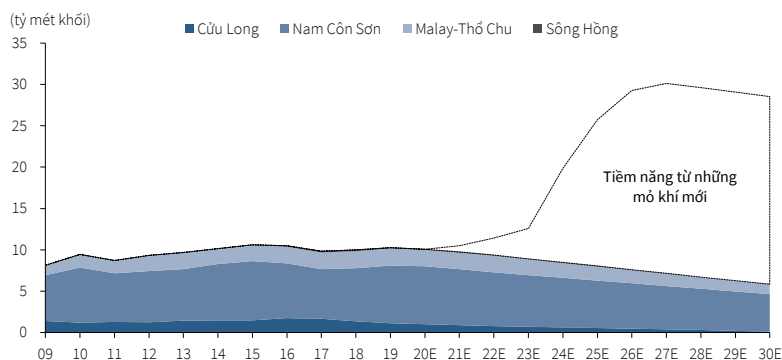
Nguồn: Bloomberg, KBSV

Biểu đồ 4. PV Gas (GAS) – Sản lượng khí LNG từ các cảng mới, 2021E- 2031E (tỷ mét khối)



Nguồn: Quy hoạch khí Việt Nam, KBSV

Biểu đồ 5. PV Gas (GAS) – Dự phóng sản lượng khí tự nhiên theo từng bể, 2009-2030E (tỷ mét khối)



Nguồn: PV Gas, KBSV

LNG tiềm năng tăng trưởng dài hạn

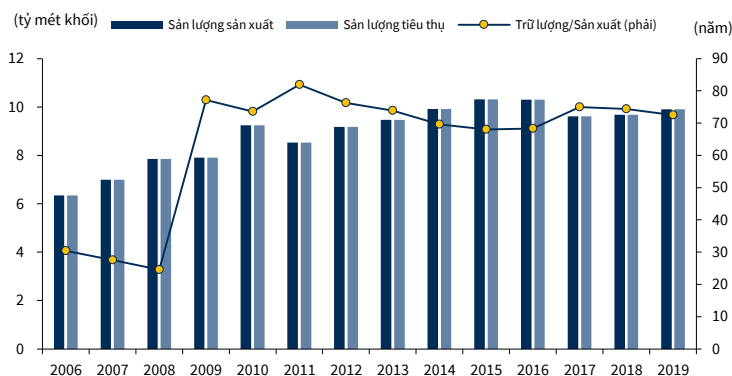
GAS & PVT sẽ hưởng lợi từ việc nhập khẩu LNG

GAS và PVT sẽ hưởng lợi nhiều nhất khi việc nhập khẩu khí LNG được triển khai vào năm 2021E/2022E do các cảng LNG sẽ bắt đầu đi vào hoạt động. Sản lượng nhập khẩu dùng để bù đắp cho sự thiếu hụt nhu cầu ngày càng gia tăng vì sản lượng từ các mỏ khí nội cũng dần yếu đi (dự phóng của chúng tôi đã bao gồm việc các dự án khí lớn sắp tới sẽ bị trì hoãn thêm vài năm nữa). Dựa vào lộ trình dài hạn đã được đề ra, PV Gas sẽ là chủ đầu tư chính cho 7 trên 9 cảng LNG trong vòng 15 năm tới. PVT cũng là ứng cử viên sáng giá cho việc vận chuyển LNG cho những cảng trên và cũng đang chuẩn bị việc đầu tư các tàu LNG..

Sản lượng tiêu thụ khí tự nhiên bị hạn chế do không có cơ sở vật chất để nhập LNG

Hiện tại, GAS là công ty độc quyền trong việc vận chuyển khí tự nhiên từ các mỏ thông qua các đường ống dẫn và chỉ đáp ứng được khoảng 79% nhu cầu từ các nhà máy điện khí năm 2020E. Sản lượng tiêu thụ khí tự nhiên trong thập kỷ qua bị giới hạn bởi sản lượng từ các mỏ nội địa do không có cơ sở vật chất để nhập khí LNG. Hơn nữa, sản lượng khí thiếu hụt sẽ càng trầm trọng hơn vì các mỏ khí hiện tại cũng đang bước vào giai đoạn.

Biểu đồ 6. Dầu khí Việt Nam- Sản lượng sản xuất, tiêu thụ & chỉ số trữ lượng trên sản lượng, 2008- 2019 (tỷ mét khối, năm)

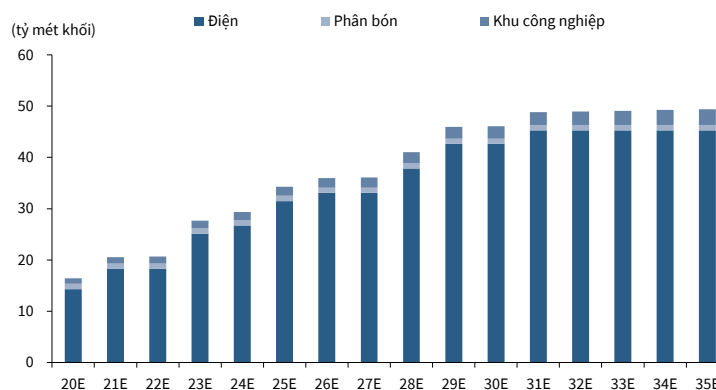


Nguồn: Tổng cục thống kê Việt Nam, KBSV

Chúng tôi ước tính nhu cầu khí từ ngành điện sẽ tăng gấp ba trong 15 năm tới

Chúng tôi ước tính chỉ riêng việc mở rộng điện lưới của Tập đoàn điện lực EVN cho các nhà máy điện khí đã khiến nhu cầu khí tự nhiên tăng gấp ba cho tới năm 2035. Đa phần nhu cầu trên có thể được đáp ứng bởi việc nhập LNG vì sản lượng khí tự nhiên sẽ giảm khoảng 12.2% mỗi năm nếu không có mỏ mới nào được khai thác

Biểu đồ 7. Dầu khí Việt Nam- Dự phóng tiêu thụ khí tự nhiên theo ngành, 2020E-2035E (tỷ mét khối)



Nguồn: Tổng cục thống kê Việt Nam, KBSV

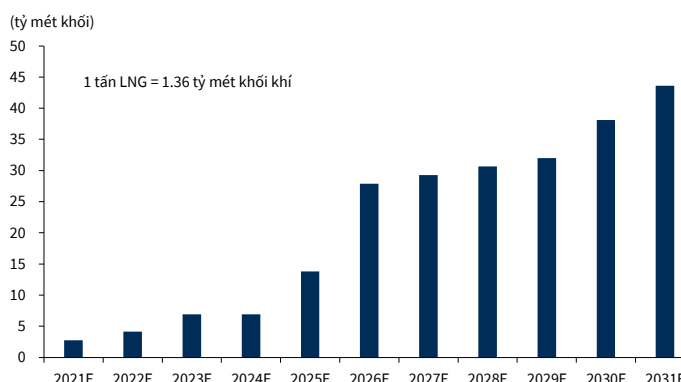
Bảng 3. Điện lực Việt Nam – Kế hoạch xây dựng các nhà máy điện, 2022E-2028E (megawatts)

Nhà máy điện	Chủ sở hữu	Công suất	Năm khởi công
Nhơn Trạch 3	PVN	750 MW	2022
Nhơn Trạch 4		750 MW	2022
Sơn Mỹ 2.1	AES Corporation, PV GAS	750 MW	2023
Sơn Mỹ 2.2		750 MW	2024
Sơn Mỹ 2.3		750 MW	2025
Sơn Mỹ 1.1	EDF, Kyushu, Sojitz, PAC	750 MW	2026
Sơn Mỹ 1.2		750 MW	2027
Sơn Mỹ 1.3		750 MW	2028
Ô Môn 3	EVN (ODA)	750 MW	2020
Ô Môn 4	EVN	750 MW	2021
Ô Môn 2	Chưa có	750 MW	2026
Kiên Giang 1	PVN	750 MW	2021
Kiên Giang 2		750 MW	2022
Miền Trung 1	PVN	750 MW	2023
Miền Trung 2		750 MW	2024
Dung Quất 1	EVN	750 MW	2023
Dung Quất 2	BOT	750 MW	2024
Dung Quất 3	EVN	750 MW	2025
Tổng công suất		13,500 MW	

Nguồn: Báo cáo công ty, KBSV

GAS sẽ là đơn vị dẫn đầu trong việc đầu tư các dự án cảng LNG để làm hẹp chênh lệch cung cầu

GAS sẽ đầu tư 7 trên 9 cảng LNG trong giai đoạn 2022E đến 2035E. Nếu kế hoạch được thực hiện, chúng tôi ước tính Việt Nam sẽ nhập 25 triệu tấn LNG mỗi năm tương đương 150% nhu cầu khí 2035E. Cảng Hải Linh thuộc TNHH Hải Linh sẽ là cảng LNG đầu tiên đi vận hành vào năm 2021E nhưng cảng Thị Vải của PV Gas sẽ nối đuôi và đi vào hoạt động năm 2022E. Hơn nữa, PV Gas cũng đã mở thầu cho Nghiên cứu khả thi (*feasibility study*) cho Thị Vải giai đoạn 2 để sớm đi vào hoạt động năm 2023E

Biểu đồ 8. Dầu khí Việt Nam- Sản lượng khí LNG từ các cảng mới, 2021E- 2031E (tỷ mét khối)

Nguồn: Quy hoạch khí Việt Nam, KBSV

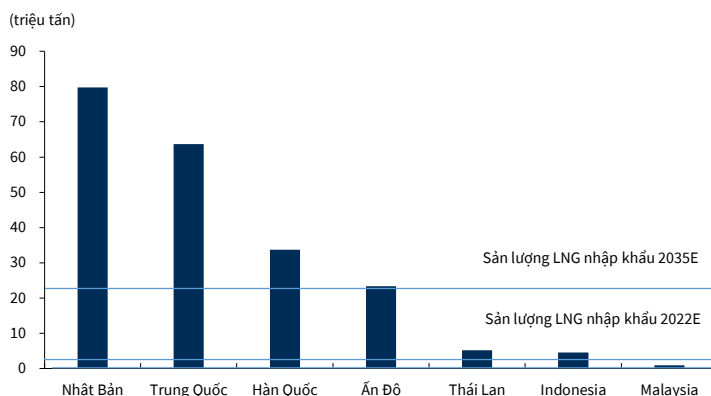
Bảng 4. Dầu khí Việt Nam – Các cảng LNG trong thời gian tới, 2021E-31E (triệu tấn)

Cảng nhập khẩu LNG	Năm khởi công	Nhà đầu tư chính	Công suất (MTPA)
<i>Thị Vải (Bà Rịa-Vũng Tàu)</i>	2022		1-3 MT
<i>Hòn Khoai (Cà Mau)</i>	2022-25 (giai đoạn 1)		1MT (giai đoạn 1)
	2025 - (giai đoạn 2)		2MT (giai đoạn 2)
<i>Tiền Giang (Tiền Giang)</i>	2022-25		4-6 MT
<i>Sơn Mỹ (Bình Thuận)</i>	2023-25 (giai đoạn 1)	PV Gas	1-3 MT (giai đoạn 1),
	2027-30 (giai đoạn 2)	(GAS)	3 MT (giai đoạn 2) &
	2031-35 (giai đoạn 3)		3 MT (giai đoạn 3)
<i>Thái Bình FRSU</i>	2026-30		0.2-0.5 MT
<i>Mỹ Giang (Khánh Hòa)</i>	2030-35		3 MT
<i>Cá Hải (Hải Phòng)</i>	2030-35		1-3 MT
<i>Nam Vân Phong (Khánh Hòa)</i>	2025	Petrolimex (PLX)	1 MT
<i>Hải Linh LNG (Vũng Tàu)</i>	2021 (giai đoạn 1)	TNHH Hải Linh	2-3 MT (giai đoạn 1)
	2023-25 (giai đoạn 2)	(không lên sàn)	6 MT (giai đoạn 2)

Nguồn: Quy hoạch khí Việt Nam, KBSV

Việt Nam sẽ trở thành nước nhập khẩu khí LNG lớn nhất thứ 8 Châu Á

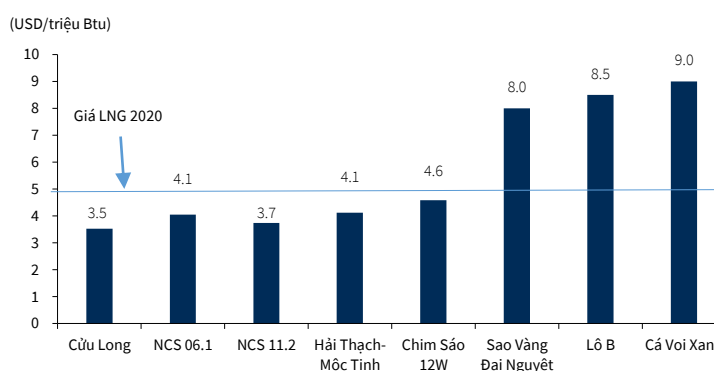
Tới năm 2022E, Việt Nam sẽ trở thành nước nhập khẩu khí LNG lớn nhất thứ 8 Châu Á với cảng Hải Linh (hoạt động năm 2021E & công suất 2 triệu tấn mỗi năm) và cảng Thị Vải (hoạt động năm 2022E & công suất 1triệu tấn mỗi năm). Theo dự phóng của chúng tôi, sản lượng nhập khẩu LNG của Việt Nam sẽ tương đương Thái Lan & Indonesia.

Biểu đồ 9. LNG Châu Á- Sản lượng khí LNG nhập khẩu theo các nước, 2019 (triệu tấn)

Nguồn: Bloomberg, KBSV

Việt Nam sẽ trở thành nước nhập khẩu khí LNG lớn nhất thứ 8 Châu Á

Giá khí LNG xuất khẩu tại Mỹ & Nga đang giao dịch ở mức 5.00 USD/triệu Btu & khá thấp so với giá miêng giếng của những dự án khí sắp tới của Việt Nam. Những mỏ khí mới sắp tới bao gồm mỏ *Sao Vàng-Đại Nguyệt* tại bể *Nam Côn Sơn* và mỏ *Sư Trử Trảng* tại bể *Cửu Long* đều nằm ở bờ phía Nam và hai mỏ lớn nhất là *Lô B* tại bể Malay-Thổ Chu ở bờ Tây Nam và *Cá Voi Xanh* ở bờ Đông Bắc. Theo ước tính của chuyên gia ngành, giá miêng giếng tại *Lô B* là 8.50 USD/triệu Btu, tại *Cá Voi Xanh* là 9.00 USD/triệu Btu và tại *Sao Vàng Đại Nguyệt* là 8.00 USD/triệu Btu (không có số liệu cho *Sư Trử Trảng*). Kể cả sau khi thêm 30% chi phí vận chuyển và hóa khí, chúng tôi vẫn cho rằng khí LNG nhập khẩu vẫn rất cạnh tranh và phù hợp cho các nhà máy điện.

Biểu đồ 10. Dầu khí Việt Nam- Giá miêng giếng các mỏ hiện tại & tương lai, 2019 (USD/triệu Btu)

Nguồn: PV Gas, Bloomberg, KBSV

Cơ chế giá bán & giá vốn mua khí của Việt Nam khá phức tạp

Cơ chế bán và mua khí tự nhiên tại Việt Nam khá phức tạp. Giá bán cho các sản phẩm năng lượng tại Việt Nam được xác định bởi chính phủ (bao gồm cả chi phí thuế quan), trong khi giá vốn mua khí được xác định dựa trên cơ chế giá cố định hoặc thả nổi tùy mò. Một số thay đổi liên quan đến việc loại cơ chế bán sản lượng bao tiêu (*Take or pay*). Giá khí được bán cho nhà máy điện theo 2 giá: 1) sản lượng bao tiêu (*Take or pay*) cũ (đã được loại bỏ) cho các nhà máy điện khu vực Đông Nam; và 2) sản lượng trên mức bao tiêu (*Above take or pay*) đại diện cho phần sản lượng khí còn lại bán cho các nhà máy điện ngoài khu vực Đông Nam.

Điện lực-Sản lượng bao tiêu: Sản lượng bao tiêu đã được loại bỏ và là thỏa thuận này với có giá bán năm 2015 là 5.57 USD/triệu Btu và tăng 2% mỗi năm sau đó. Khoảng 35% sản lượng của GAS được bán dưới hình thức bao tiêu. GAS đã chấm dứt cơ chế bao tiêu vào tháng 3 năm 2019 và sẽ áp dụng giá bán của trên mức bao tiêu. Tuy nhiên, vẫn chưa rõ ràng việc GAS phải chuyển phần chênh lệch này cho chính phủ hay không.

Điện lực-Sản lượng trên mức bao tiêu: Giá sản lượng trên mức bao tiêu neo theo giá dầu HSFO tại khu vực Singapore và có công thức như sau:

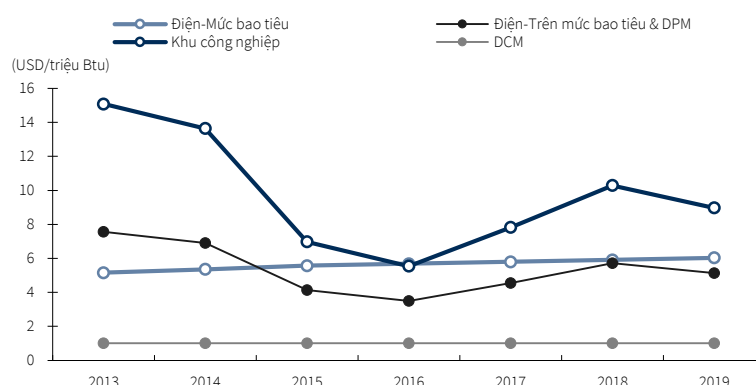
$$\text{Giá bán} = \text{Max} [46\% \text{ giá HSFO, giá miệng giếng}] \\ + \text{chi phí vận chuyển (bao gồm lợi nhuận)}$$

Giá bán khí là 46% giá HSFO hoặc giá miệng giếng cộng với chi phí vận chuyển, thuế quan để đảm bảo GAS vẫn có lợi nhuận kể cả khi giá HSFO rất mạnh. Chi phí vận chuyển được xác định tùy vào từng vào đường ống khí.

Khu công nghiệp: Giá bán khí cho khách hàng công nghiệp được thương lượng vào mỗi đầu năm hoặc dựa vào công thức dưới đây:

$$\text{Giá bán} = \text{Max} [100\% \text{ giá HSFO, giá miệng giếng}] \\ + \text{chi phí vận chuyển (bao gồm lợi nhuận)}$$

Phân bón: Hiện tại, hai công ty phân bón lớn nhất là Đạm Phú Mỹ (DPM) và Đạm Cà Mau (DCM) cũng đang áp dụng phương thức tương tự sản lượng bao tiêu từ năm 2019. Trước thời điểm này, DCM chỉ phải trả chi phí vận chuyển và thuế quan cho sản lượng khí từ *PM3-CAA* theo kế hoạch trợ giá của chính phủ nhằm đảm bảo DCM đạt ROE tối thiểu 12%. *PM3-CAA* là liên doanh giữa Malaysia và Việt Nam tại vịnh Thái Lan.

Biểu đồ 11. PV Gas – Giá bán khí nội địa ,2013-2019 (USD/triệu Btu)

Nguồn: PV Gas, Bloomberg, KBSV

Giá mua khí của GAS tùy thuộc vào từng mỏ

Cơ chế giá vốn khí tùy thuộc vào từng mỏ và có hai loại: mua giá cố định hoặc mua cơ chế thả nổi. Cơ chế giá cố định dựa vào một giá xác định trước và thả nổi 2% mỗi năm, trong khi cơ chế giá vốn thả nổi tương đương dựa vào công thức:

$$\text{Giá mua khí} = \text{Max} [46\% \text{ giá HSFO, giá miệng giếng}]$$

Các mỏ khí chính hiện tại của Việt Nam nằm tại bể *Nam Côn Sơn* bên bờ phía Nam, bể *Cửu Long* nằm ở phía Nam Đồng bằng sông Cửu Long, mỏ khí *PM3-CAA* tại bể Malay-Thổ Chu nằm bên bờ Tây Nam và mỏ khí *Hàm Rồng-Thái Bình* nằm ở bờ phía Đông Bắc. Bể *Nam Côn Sơn* là bể khí lớn nhất Việt Nam, các mỏ của *Cửu Long* được phân bổ đều giữa dầu thô & khí và *PM3-CAA* và *Hàm Rồng-Thái Bình* chứa ít mỏ khí hơn.

Nam Côn Sơn & Cửu Long: Với tư cách là bể khí lớn nhất hiện tại, các mỏ khí của *Nam Côn Sơn* phần lớn có cơ chế giá cố định để cung cấp cho sản lượng bao tiêu. Bể *Cửu Long* có các mỏ khí lâu đời sử dụng giá mua cố định nhưng vẫn cung cấp bán cho khách trên mức bao tiêu. Việc tiếp tục sử dụng giá mua khí cố định cho phép GAS kiếm được phần lợi nhuận chênh lệch lớn với việc loại bỏ mức bao tiêu.

Hàm Rồng-Thái Bình: Giá vốn cho những mỏ khí ở đây được dựa trên giá thả nổi, với khách hàng chính là các khu công nghiệp tại Thái Bình nằm ở phía Tây Nam của Hải Phòng thuộc khu vực phía Bắc Việt Nam.

PM3-CAA: liên doanh giữa Việt Nam & Malaysia, một phần nhỏ sản lượng mỏ này bán cho Đạm Cà Mau (DCM) với hình thức trợ giá cho doanh nghiệp và đã được chuyển sang hình thức thả nổi vào năm 2019. Sản lượng khí cho những khách hàng còn lại đều được dựa theo phương thức thả nổi

Bảng 5. Dầu khí Việt Nam – Cơ chế giá mua & bán khí theo bể (USD/triệu Btu, tỷ mét khối, %)

Bể khí tự nhiên	Cơ chế giá mua	Cách tính giá mua	Cơ chế giá bán	Cách tính giá bán	Khách hàng
Cửu Long	Cố định	3.53USD/mmBtu năm 2019 & trượt 2% mỗi năm	Thả nổi	MAX (46% HSFO; giá miêng giếng) + chi phí vận chuyển	Điện lực-Trên mức bao tiêu Đạm Phú Mỹ (DPM)
Nam Côn Sơn	Cố định	3.53USD/mmBtu năm 2019 & trượt 2% mỗi năm	Cố định	5.81USD/mmBtu năm 2019 & trượt 2% mỗi năm	Điện lực-Mức bao tiêu (3.55 tỷ mét khối) EVN Genco 3, Phú Mỹ 3, Phú Mỹ 2.2 BOT
	Thả nổi	MAX (46% HSFO; giá miêng giếng)	Thả nổi	MAX (46% HSFO; giá miêng giếng) + chi phí vận chuyển	Điện lực-Trên mức bao tiêu Đạm Phú Mỹ (DPM)
Malay-Thổ Chu	Thả nổi	MAX (46% HSFO; giá miêng giếng)	Thả nổi	MAX (46% HSFO; giá miêng giếng) + chi phí vận chuyển	Điện Cà Mau Đạm Cà Mau (DCM)
Hàm Rồng- Thái Bình	Thả nổi	MAX (46% HSFO; giá miêng giếng)	Thả nổi	100% HSFO hoặc thương lượng mỗi năm + chi phí vận chuyển	Khu công nghiệp Hiệp Phước Khu công nghiệp khác

Nguồn: PV Gas, KBSV

Ấn số còn lại là công thức tính giá LNG và chính phủ vẫn chưa công bố cơ chế giá chính thức

Chính phủ Việt Nam vẫn chưa công bố thông tin chi tiết về cơ chế giá bán khí LNG. Tuy nhiên, sau khi xem xét cơ chế giá bán LNG tại các nước như Thái Lan, Malaysia và Indonesia, chúng tôi tin rằng Việt Nam có khả năng cao áp dụng phương pháp tính giá trung bình của hồ (pooled pricing) tương tự tại Thái Lan. Cả hai thị trường có chung nhiều đặc tính, *PTT Exploration & Production (PTTEP)* có vai trò tương tự với PV Gas: đều là doanh nghiệp Nhà nước và nhà phân phối, vận chuyển khí tự nhiên độc quyền tại Thái Lan. Một viễn cảnh có thể xảy ra với Việt Nam bao gồm việc sử dụng phương pháp tính giá trung bình của hồ (pooled pricing) để bán khí cho các nhà máy điện với việc trộn 2 nguồn: giá miêng giếng của các mỏ nội địa & giá khí LNG nhập khẩu giá thấp. Việc này cho phép các nhà máy điện sử dụng cả 2 nguồn khí để giảm trung bình chi phí đầu vào, trong khi vẫn cho phép các công ty nhập khẩu LNG được bán với giá thị trường. Nếu áp dụng phương pháp trung bình theo bể này, thị trường khí Việt Nam có thể sẽ phải loại bỏ cơ chế giá bán neo theo giá dầu HSFO và GAS cũng đã có ý định từ bỏ cơ chế neo theo giá HSFO. Quan trọng nhất, chúng tôi tin rằng Việt Nam sẽ cho phép một cơ chế cho phép thúc đẩy việc đầu tư cơ sở LNG đặc biệt trong tình cảnh sự thiếu hụt năng lượng chỉ có thể được giải quyết thông qua việc nhập khẩu LNG.

Thái Lan: Giá bán khí tự nhiên được chia làm hai hồ (hồ 1 dành cho công nghiệp tách khí và hồ 2 chủ yếu cho việc sản xuất điện)

Giá bán hồ 1 = giá bán sỉ (giá miện giếng được điều chỉnh theo giá dầu FO, tỷ giá & chỉ số lạm phát CPI/PPI)
+ lợi nhuận định mức, chi phí vận chuyển & phân phối

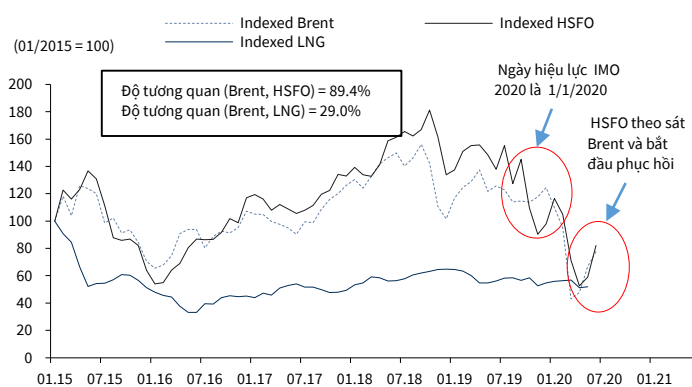
Giá bán hồ 2 = trung bình (giá miện giếng, giá khí nhập khẩu từ Myanmar, giá LNG nhập khẩu)
+ lợi nhuận định mức, chi phí vận chuyển & phân phối

Malaysia: Nhập khẩu LNG với giá thị trường nhưng chiết khấu giảm giá cho các nhà máy điện:

Giá bán khí LNG = Giá bán FOB * (1 - tỷ lệ chiết khấu)
*tỷ lệ chiết khấu = 15% cho công ty điện
& 10% cho các công ty còn lại

Indonesia: Giá LNG nhập khẩu dựa trên giá trị thị trường nhưng ngành điện được nhận 50% trợ giá trực tiếp từ chính phủ.

Biểu đồ 12. Giá hàng hóa indexed – Giá dầu Brent, HSFO & LNG, 1/2015-6/2020 (điểm index)



Nguồn: Bloomberg, KBSV

PV Gas (GAS) – Bảng tóm tắt KQKD & dự phóng, 2019E-2022E

Báo cáo Kết quả HĐKD (Tỷ VND)	2019A	2020E	2021E	2022E
Doanh thu thuần	75,005	64,521	74,860	89,831
Giá vốn hàng bán	58,087	52,248	56,932	68,506
Lãi gộp	16,919	12,272	17,928	21,326
Doanh thu tài chính	1,665	1,486	1,442	1,725
Chi phí tài chính	241	382	667	941
Gồm: Chi phí lãi vay	198	177	379	581
Lãi/(lỗ) liên doanh	(1)	(12)	(4)	(5)
Chi phí bán hàng	2,394	1,935	2,479	2,875
Chi phí quản lý DN	875	1,004	1,323	1,653
Lãi/(lỗ) từ HĐ kinh doanh	15,072	10,426	14,896	17,577
Thu nhập khác	16	57	92	110
Chi phí khác	20	31	45	54
Lãi/(lỗ) khác	(4)	26	47	57
Lãi/(lỗ) trước thuế	15,068	10,452	14,943	17,633
Thuế doanh nghiệp	2,983	2,163	3,082	3,636
Lãi/(lỗ) thuần sau thuế	12,086	8,289	11,862	13,997
Lợi ích của cổ đông thiểu số	183	120	293	346
Lợi nhuận sau CĐTS	11,902	8,168	11,569	13,651

Chỉ số hoạt động (%)	2019A	2020E	2021E	2022E
Tăng trưởng doanh thu	(0.8)	(14.0)	16.0	20.0
Tăng trưởng EBIT	(0.6)	(31.6)	51.3	18.9
Tăng trưởng EBITDA	3.6	(25.2)	39.4	20.2
Tăng trưởng LN sau CĐTS	3.9	(31.4)	41.6	18.0
Tỷ suất lợi nhuận gộp	22.6	19.0	23.9	23.7
Tỷ suất EBITDA	22.9	19.9	23.9	24.0
Tỷ suất EBIT	18.2	14.5	18.9	18.7
Tỷ suất lợi nhuận trước thuế	20.1	16.2	20.0	19.6
Tỷ suất lợi nhuận thuần	15.9	12.7	15.5	15.2

Lưu chuyển tiền tệ (Tỷ VND)	2019A	2020E	2021E	2022E
Lãi trước thuế	12,086	8,289	11,862	13,997
Khấu hao TSCĐ	3,594	3,481	3,782	4,726
(Lãi)/lỗ từ HĐ đầu tư	(1,585)	(932)	(516)	(468)
Thay đổi vốn lưu động	(1,511)	1,755	(386)	(592)
(T)/G phải thu	(56)	1,532	(1,343)	(2,059)
(T)/G hàng tồn kho	374	147	(214)	(328)
(T)/G TS ngắn hạn khác	(29)	59	(65)	(99)
(T)/G khoản phải trả	(2,074)	211	1,061	1,627
(T)/G chi phí trả trước	(35)	(62)	21	32
(T)/G nợ ngắn hạn khác	309	(132)	154	236
Điều chỉnh khác HĐKD	1,023	(1,172)	(846)	(446)
Lưu chuyển tiền HĐKD	12,681	12,425	14,411	17,266
Đầu tư ngắn hạn	(3,313)	(2,970)	(4,463)	(4,975)
Đầu tư tài sản cố định	(2,554)	(6,165)	(6,906)	(7,402)
Bất động sản đầu tư	1	0	(0)	(0)
Đầu tư vào công ty con	(292)	(101)	(125)	(154)
Tài sản khác	547	(43)	319	(152)
Điều chỉnh khác HĐĐT	888	1,238	442	407
Lưu chuyển tiền HĐ đầu tư	(4,722)	(8,041)	(10,732)	(12,276)
Dòng tiền tự do	10,127	6,259	7,505	9,864
T/(G) vay dài hạn	(1,940)	3,350	4,208	4,523
T/(G) vay ngắn hạn	(149)	(147)	0	0
Nợ phải trả khác	640	(643)	72	110
T/(G) vốn CSH	0	0	0	0
Cổ tức đã trả	(8,382)	(5,738)	(8,416)	(9,946)
Trừ: thay đổi vốn CSH	(956)	(254)	(0)	0
Điều chỉnh khác HĐTC	599	(138)	404	457
Lưu chuyển tiền HĐ tài chính	(10,189)	(3,571)	(3,732)	(4,857)
Lưu chuyển tiền trong kỳ	(2,230)	812	(53)	133
Tiền đầu kỳ	6,706	4,476	5,288	5,235
Tiền cuối kỳ	4,476	5,288	5,235	5,368

Bảng cân đối kế toán (Tỷ VND)	2019A	2020E	2021E	2022E
Tổng tài sản	62,179	67,024	75,986	86,564
Tài sản ngắn hạn	41,815	43,874	49,888	57,458
Tiền & tương đương tiền	4,476	5,288	5,235	5,368
Đầu tư ngắn hạn	24,915	27,885	32,348	37,323
Khoản phải thu	10,359	8,841	10,167	12,200
Hàng tồn kho	1,575	1,427	1,641	1,970
Tài sản ngắn hạn khác	491	432	497	597
Tài sản dài hạn	20,363	23,150	26,097	29,106
Khoản phải thu dài hạn	128	114	131	157
Tài sản cố định	15,850	17,071	21,496	26,618
BDS đầu tư	23	23	23	23
Tài sản dở dang dài hạn	3,021	4,457	3,157	712
Đầu tư dài hạn	405	451	557	729
Lợi thế thương mại	83	37	16	6
Tài sản dài hạn khác	854	997	718	862
Nợ phải trả	12,564	15,113	20,629	27,157
Nợ ngắn hạn	9,964	9,805	11,037	12,926
Phải trả người bán	6,839	7,048	8,105	9,726
KH trả tiền trước	203	140	161	194
Vay ngắn hạn	1,341	1,194	1,194	1,194
Khoản dự trữ đặc biệt	425	398	398	398
Nợ ngắn hạn khác	1,157	1,025	1,179	1,415
Nợ dài hạn	2,600	5,308	9,591	14,230
Khoản phải trả dài hạn	22	24	28	33
Vay dài hạn	1,456	4,806	9,014	13,537
Nợ dài hạn khác	1,121	478	550	660
Vốn chủ sở hữu	49,615	51,911	55,357	59,408
Vốn góp	19,140	19,140	19,140	19,140
Thặng dư vốn cổ phần	211	211	211	211
Cổ phiếu quỹ	0	0	0	0
Lãi chưa phân phối	10,109	12,433	15,878	19,929
Vốn và quỹ khác	18,851	18,860	18,860	18,860
Lợi ích cổ đông thiểu số	1,108	1,071	1,071	1,071
Tổng nợ & vốn	62,179	67,024	75,986	86,564

Chỉ số chính (x, %, VND)	2019A	2020E	2021E	2022E
Chỉ số định giá				
P/E	10.3	15.0	10.6	9.0
P/E pha loãng	10.3	15.0	10.6	9.0
P/B	2.5	2.4	2.2	2.1
P/S	1.6	1.9	1.6	1.4
EV/EBITDA	7.1	9.5	6.8	5.7
EV/EBIT	9.0	13.1	8.7	7.3
Tỷ suất cổ tức (%)	6.8	4.7	6.9	8.1
Lãi cơ bản/cp (EPS)	6,219	4,268	6,044	7,132
Giá trị sổ sách/cp (BVPS)	25,923	27,123	28,923	31,039
Doanh thu/cp (SPS)	39,189	33,711	39,113	46,935
Cổ tức/cp (DPS)	4,382	3,000	4,400	5,200
Tỷ lệ chi trả cổ tức (%)	70.4	70.3	72.7	72.9
Chỉ số khả năng sinh lời				
ROE	24.7	16.1	21.6	23.8
ROA	19.1	12.6	16.2	16.8
ROIC	23.9	14.9	20.1	20.8
Cấu trúc tài chính				
Tổng nợ phải trả/Vốn CSH	25.3	29.1	37.3	45.7
Vay ròng/Vốn CSH	(3.4)	1.4	9.0	15.8
TS thanh toán hiện thời	4.2	4.5	4.5	4.4
TS khả năng trả lãi vay	69.1	52.8	37.3	28.9
Chỉ số hoạt động				
Hệ số vòng quay tài sản	1.2	1.0	1.0	1.1
Hệ số vòng quay phải thu	7.3	6.7	7.9	8.0
Hệ số vòng quay HTK	42.6	43.0	48.8	49.8
Hệ số vòng quay phải trả	9.3	9.1	9.7	9.9

Nguồn: Báo cáo công ty, KBSV

KHOẢNG PHÂN TÍCH CÔNG TY CHỨNG KHOẢN KB VIỆT NAM

Giám đốc Khối Phân Tích – Nguyễn Xuân Bình

binhnx@kbsec.com.vn

Phân tích Ví mô & Chiến lược Thị trường

Giám đốc Kinh tế Ví mô & Chiến lược thị trường – Trần Đức Anh

anhdt@kbsec.com.vn

Chuyên viên Phân tích Ví mô – Thái Thị Việt Trinh

trinhhtt@kbsec.com.vn

Chuyên viên Chiến lược Thị trường – Lê Anh Tùng

tungla@kbsec.com.vn

Phân tích Doanh nghiệp (Hà Nội)

Giám đốc Phân tích Doanh nghiệp (Hà Nội) – Dương Đức Hiếu

hieudd@kbsec.com.vn

Chuyên viên Phân tích Công nghệ & Logistics – Nguyễn Anh Tùng

tungna@kbsec.com.vn

Chuyên viên Phân tích Bất động sản – Phạm Hoàng Bảo Nga

ngaphb@kbsec.com.vn

Chuyên viên Phân tích Năng lượng & Vật liệu xây dựng – Lê Thành Công

congt@kbsec.com.vn

Chuyên viên Phân tích Ngân hàng Tài chính – Nguyễn Thị Thu Huyền

huyenntt@kbsec.com.vn

Phân tích Doanh nghiệp (Hồ Chí Minh)

Giám đốc Phân tích Doanh nghiệp (Hồ Chí Minh) – Harrison Kim

harrison.kim@kbf.com

Chuyên viên Phân tích Hàng tiêu dùng & Bán lẻ – Đào Phúc Phương Dung

dungdpp@kbsec.com.vn

Chuyên viên Phân tích Thủy sản & Dược phẩm – Nguyễn Thanh Danh

danhnt@kbsec.com.vn

Chuyên viên Phân tích Dầu Khí & Hóa chất – Nguyễn Vinh

vinhn@kbsec.com.vn

Bộ phận Marketing Research

Chuyên viên Marketing Hàn Quốc – Seon Yeong Shin

shin.sy@kbsec.com.vn

CTCP CHỨNG KHOÁN KB VIỆT NAM (KBSV)

Trụ sở chính:

Địa chỉ: Tầng G, tầng 2 và 7, Tòa nhà Sky City số 88 Láng Hạ, Đống Đa, Hà Nội
Điện thoại: (+84) 24 7303 5333 - Fax: (+84) 24 3776 5928

Chi nhánh Hà Nội:

Địa chỉ: Tầng 1, Tòa nhà VP, số 5 Điện Biên Phủ, Quận Ba Đình, Hà Nội
Điện thoại: (+84) 24 7305 3335 - Fax: (+84) 24 3822 3131

Chi nhánh Hồ Chí Minh:

Địa chỉ: Tầng 2, TNR Tower Nguyễn Công Trứ, 180-192 Nguyễn Trứ, Q1, TP Hồ Chí Minh
Điện thoại: (+84) 28 7303 5333 - Fax: (+84) 28 3914 1969

Chi nhánh Sài Gòn:

Địa chỉ: Tầng 1, Saigon Trade Center, 37 Tôn Đức Thắng, Phường Bến Nghé, Q1, Hồ Chí Minh
Điện thoại: (+84) 28 7306 3338 - Fax: (+84) 28 3910 1611

LIÊN HỆ

Trung Tâm Khách hàng Tổ chức: (+84) 28 7303 5333 – Ext: 2656

Trung Tâm Khách hàng Cá nhân: (+84) 24 7303 5333 – Ext: 2276

Email: ccc@kbsec.com.vn

Website: www.kbsec.com.vn

Hệ thống khuyến nghị

Hệ thống khuyến nghị đầu tư cổ phiếu

(dựa trên kỳ vọng tăng giá tuyệt đối trong 6 tháng tới)

Mua:	Nắm giữ:	Bán:
+15% hoặc cao hơn	trong khoảng +15% và -15%	-15% hoặc thấp hơn

Hệ thống khuyến nghị đầu tư ngành

(dựa trên kỳ vọng tăng giá tuyệt đối trong 6 tháng tới)

Khả quan:	Trung lập:	Kém khả quan:
Vượt trội hơn thị trường	Phù hợp thị trường	Kém hơn thị trường

Ý kiến trong báo cáo này phản ánh đánh giá chuyên môn của (các) chuyên viên phân tích kể từ ngày phát hành và dựa trên thông tin và dữ liệu thu được từ các nguồn mà KBSV cho là đáng tin cậy. KBSV không tuyên bố rằng thông tin và dữ liệu là chính xác hoặc đầy đủ và các quan điểm được trình bày trong báo cáo này có thể thay đổi mà không cần thông báo trước. Khách hàng nên độc lập xem xét các trường hợp và mục tiêu cụ thể của riêng mình và tự chịu trách nhiệm về các quyết định đầu tư của mình và chúng tôi sẽ không có trách nhiệm đối với các khoản đầu tư hoặc kết quả của chúng. Những tài liệu này là bản quyền của KBSV và không được sao chép, phân phối lại hoặc sửa đổi mà không có sự đồng ý trước bằng văn bản của KBSV. Nhận xét và quan điểm trong báo cáo này có tính chất chung và chỉ nhằm mục đích tham khảo và không được phép sử dụng cho bất kỳ mục đích nào khác.