

PV Trans (PVT)

Hưởng lợi từ việc tăng nhập khẩu năng lượng

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 17,300 VND

Chúng tôi ra báo cáo lần đầu PVT với khuyến nghị MUA và giá mục tiêu là 17,300 VND. Giá mục tiêu của chúng tôi dựa vào P/B giữa chu kỳ được xác định từ mô hình DDM 3 chu kỳ. Chúng tôi sử dụng định giá giữa chu kỳ nhằm phản ánh quan điểm giá thuê tàu sẽ phục hồi ở mức vừa phải trong thời điểm sự phục hồi giá dầu có dấu hiệu suy yếu.

Chuẩn bị vận chuyển lượng LNG nhập khẩu đầy tiềm năng trong thời gian tới

Nhu cầu tiêu thụ năng lượng tại Việt Nam ngày càng gia tăng đã vượt trên mức sản lượng nội địa có thể tạo ra và thiếu hụt cần được bù đắp thông qua đường nhập khẩu. PVT là ứng cử viên sáng giá cho việc vận chuyển sản lượng năng lượng khổng lồ trong thời gian tới. Hiện tại, PVT chủ yếu tập trung vào việc nhập khẩu khí hóa lỏng LPG và dầu thô – thể hiện rõ ràng trong kế hoạch đầu tư tàu gần nhất – nhưng ban lãnh sẽ cần phải công bố kế hoạch việc vận chuyển cho cảng LNG Thị Vải trong năm 2022E.

Chờ đợi kế hoạch đầu tư tàu mới bao gồm tàu LNG

Ban lãnh đạo chỉ mới công bố kế hoạch đầu tư tàu cho năm 2020E-2021E nhưng chúng tôi kỳ vọng kế hoạch đầu tư tàu năm 2022E sẽ có chi tiết và thời điểm rõ ràng về sản lượng nhập khẩu LNG sắp tới. PVT sẽ đầu tư tàu VLCC để có thể đảm bảo được hợp đồng vận chuyển dài hạn 2.5 triệu tấn dầu thô cho NMLD Nghi Sơn.

MUA lần đầu

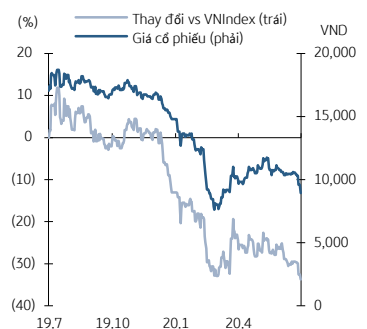
Giá mục tiêu	VND17,300
Tổng mức sinh lời (%)	104.9%
Giá hiện tại (27/07/2020)	VND8,930
Giá mục tiêu thị trường	VND12,800
Giá trị vốn hóa (triệu USD)	USD108mn

Dữ liệu giao dịch	
Tỉ lệ free-float (%)	44.0%
GTGD trung bình (3T)	USD0.68mn
Room khối ngoại (%)	26.6%
Cổ đông lớn (%)	PetroVietnam (51%)

Biến động giá cổ phiếu				
(%)	1M	3M	6M	12M
Tuyệt đối	-16.9	-10.7	-39.7	-47.6
Tương đối	-9.9	-12.3	-23.8	-33.7

Dự phóng KQKD & định giá

Năm tài chính	2019A	2020E	2021E	2022E
Doanh thu (tỷ VND)	7,758	7,138	8,561	10,700
EBIT	928	934	1,212	1,681
LN sau CĐTS	690	538	699	971
EPS (VND)	2,450	1,912	2,485	3,451
Thay đổi EPS (%)	5.8	(22.0)	30.0	38.9
P/E (x)	3.6	4.7	3.6	2.6
EV/EBITDA (x)	2.7	3.5	3.5	3.2
P/B (x)	0.4	0.4	0.4	0.3
ROE (%)	12.7	9.1	11.0	13.9
Tỷ suất cổ tức (%)	13.5	11.2	13.4	15.7



Nguồn: Bloomberg, KB Securities Vietnam

Hưởng lợi từ việc tăng nhập khẩu năng lượng

PV Trans (PVT): Chuẩn bị vận chuyển lượng LNG nhập khẩu đầy tiềm năng trong thời gian tới

Chúng tôi ra báo cáo lần đầu PVT với khuyến nghị MUA và giá mục tiêu là 17,300 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 thuê tàu sẽ phục hồi ở mức vừa phải trong thời điểm sự phục hồi giá dầu có dấu hiệu suy yếu.

Nhu cầu tiêu thụ năng lượng tại Việt Nam ngày càng gia tăng đã vượt trên mức sản lượng nội địa có thể tạo ra và thiếu hụt cần được bù đắp thông qua đường nhập khẩu. PVT là ứng cử viên sáng giá cho việc vận chuyển sản lượng năng lượng khổng lồ trong thời gian tới. Hiện tại, PVT chủ yếu tập trung vào việc nhập khẩu khí hóa lỏng LPG và dầu thô – thể hiện rõ ràng trong kế hoạch đầu tư tàu gần nhất – nhưng ban lãnh sẽ cần phải công bố kế hoạch việc vận chuyển cho cảng LNG *Thị Vải* trong năm 2022E.

Dự phóng tăng trưởng lợi nhuận 19.6% CAGR có thể được coi là quá cẩn trọng với tiềm năng từ các cảng LNG và sản lượng hóa dầu. Ban lãnh đạo mới chỉ đưa ra kế hoạch đầu tư tàu đến năm 2021E và chúng tôi vẫn sẽ tiếp tục đợi xem về kế hoạch cụ thể cho các tàu LNG, tàu hóa chất/sản phẩm. Hiện tại, công ty đã có kế hoạch đầu tư 14-16 tàu khoảng 300 triệu USD nhưng chúng tôi tin rằng ban lãnh đạo sẽ cần phải thêm vào kế hoạch mua hoặc mượn các tàu LNG nhằm phục vụ cảng LNG *Thị Vải* năm 2022E. Bất kỳ kế hoạch mới nào cũng cần để chuẩn bị cho việc 9 cảng LNG đi vào hoạt động trong 15 năm tiếp theo, cũng như chuẩn bị cho việc vận chuyển cho nhà máy hóa dầu *Long Sơn*.

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

Chỉ tiêu	Ký hiệu		Ghi chú
Chi phí vốn CSH	kE	8.9%	$rf + (\beta_E * m)$
Beta có đòn bẩy	β_E	1.142	$\beta_A(1 + ((1-t) * D/E))$
Beta tài sản	β_A	0.635	Beta tài sản của PVT
Giá định GTCC			
ROE dài hạn	ROE	7.0%	ROE dài hạn
Tỷ lệ trả cổ tức	p	70.0%	Tỷ lệ chi trả cổ tức dài hạn
Tăng trưởng dài hạn	g	2.1%	$ROE * (1 - p)$
Giá định			
Đòn bẩy mục tiêu	D/E	100.0%	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	r_f	3.0%	Trái phiếu Chính phủ 10 năm
GTCC theo % GTDN		71.4%	
Hiện giá Cổ tức tương lai (Tỷ VND)		1,696	
Hiện giá Giá trị cuối cùng (Tỷ VND)		4,243	
Hiện giá Giá trị DN (Tỷ VND)		5,938	
Tổng suất sinh lời		90.6%	
Giá mục tiêu (VND)		17,300	
Cổ tức/cp (VND)		1,000	

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

LN Q2 giảm 36% YoY do 1) giá vận chuyển dầu thô cho BSR giảm; và 2) giá thuê ngày FSO giảm do cắt giảm sản lượng

Ban lãnh đạo công bố số lợi nhuận sơ bộ Q2 là 157 tỷ VND, giảm 36% YoY do 1) giảm 10% giá vận chuyển dầu thô cho *NMLD Dung Quất* (BSR); và 2) giảm 20% giá thuê tàu FSO *Đại Hùng Queen*. Kết quả cho 1H đạt 57% kế hoạch thận trọng của ban lãnh đạo. Ban lãnh đạo đã đồng ý giảm giá thuê vận chuyển do thỏa thuận riêng giữa hai công ty để giảm áp lực tài chính lên BSR. Giá dầu Brent thấp và sản lượng cắt giảm đã khiến giá thuê tàu *FSO Đại Hùng Queen* giảm 20% xuống còn 40,000USD.

LN Q3 sẽ tiếp tục yếu và chỉ phục hồi ở Q4

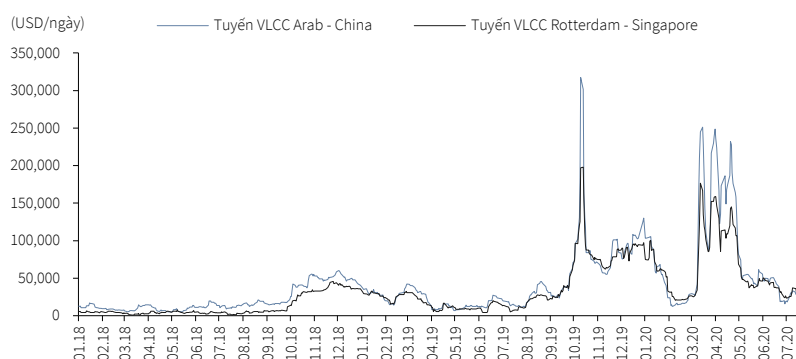
Chúng tôi kỳ vọng lợi nhuận Q3 giảm xuống 117 tỷ VND, giảm 26% QoQ do BSR đại tu nhà máy trong vòng 2 tháng. Đây là đợt đại tu 3 năm/lần và diễn ra vào tháng 8 và tháng 9. Dù vậy, chúng tôi kỳ vọng lợi nhuận sẽ phục hồi lên 292 tỷ VND vào Q4 khi PVT đã mua tàu VLCC và công ty có thể đảm bảo hợp đồng vận chuyển dầu thô dài hạn với NMLD Nghi Sơn (NSR). Hiện tại, biên lợi nhuận của hợp đồng vận chuyển VLCC là khá thấp do PVT vẫn phụ thuộc việc thuê tàu từ SK Shipping.

Bảng 3. PV Trans (PVT) – Kế hoạch mở rộng đội tàu, 2020E-2021E (tàu, ngàn DWT)

Loại tàu	Tàu hiện tại		Tàu mua thêm		Tàu sau nâng cấp	
	Số lượng	DWT (ngàn)	Số lượng	DWT (ngàn)	Số lượng	DWT (ngàn)
Tàu dầu thô	4	418	3	560	7	978
Tàu sản phẩm	11	190	7	133	18	323
Tàu LPG	14	47	2	170	16	217
Tàu hàng rời	2	83	1	15	3	98
FPSO/FSO	2	199	0	0	2	199
Tổng cộng	33	938	13	878	46	1816

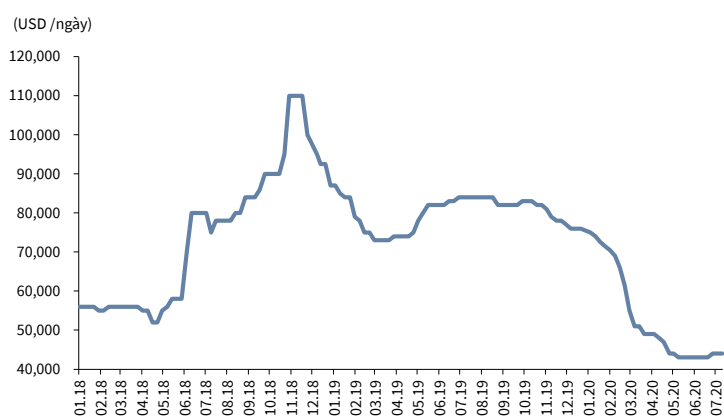
Nguồn: Báo cáo công ty, KBSV

Biểu đồ 1. PV Trans (PVT) – Giá thuê tàu VLCC tuyến Arabian-Trung Quốc & tuyến Rotterdam-Singapore, 2020E (%)



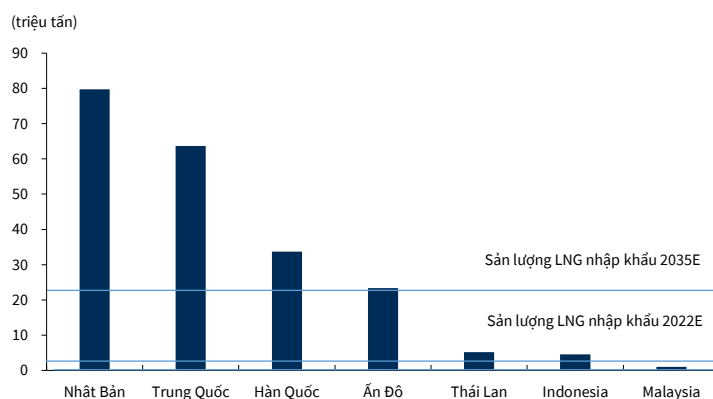
Nguồn: Bloomberg, KBSV

Biểu đồ 2. PV Trans (PVT) – Giá thuê tàu LNG tại Mỹ, 1/2018-6/2020 (USD)



Nguồn: Bloomberg, KBSV

Biểu đồ 3. PV Trans (PVT)– Sản lượng khí LNG nhập khẩu theo các nước, 2019 (triệu tấn)



Nguồn: Bloomberg, KBSV

LNG tiềm năng tăng trưởng dài hạn

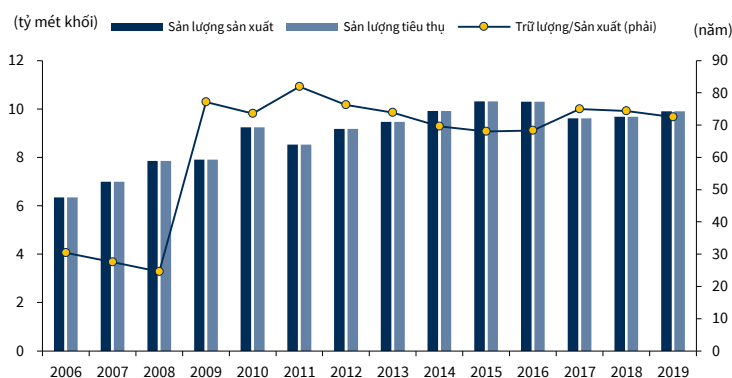
GAS & PVT sẽ hưởng lợi từ việc nhập khẩu LNG

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

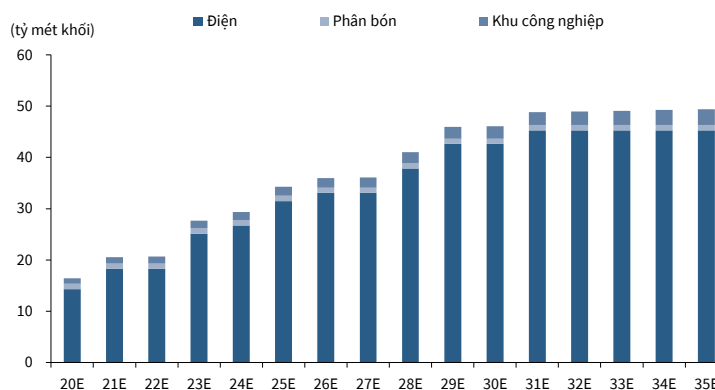


Nguồn: Tổng cục thống kê Việt Nam, KBSV

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

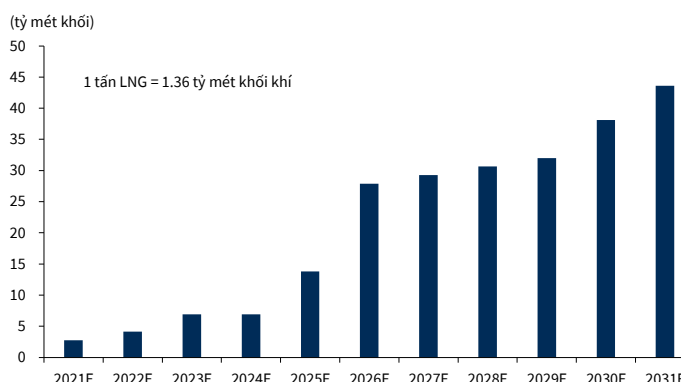
Nhà máy điện	Chủ sở hữu	Công suất	Năm khởi công
Nhơn Trạch 3	PVN	750 MW	2022
Nhơn Trạch 4		750 MW	2022
Sơn Mỹ 2.1	AES Corporation, PV GAS	750 MW	2023
Sơn Mỹ 2.2		750 MW	2024
Sơn Mỹ 2.3		750 MW	2025
Sơn Mỹ 1.1	EDF, Kyushu, Sojitz, PAC	750 MW	2026
Sơn Mỹ 1.2		750 MW	2027
Sơn Mỹ 1.3		750 MW	2028
Ô Môn 3	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 6. Dầu khí Việt Nam- Sản lượng khí LNG từ các cảng mới, 2021E- 2031E (tỷ mét khối)



Nguồn: Quy hoạch khí Việt Nam, KBSV

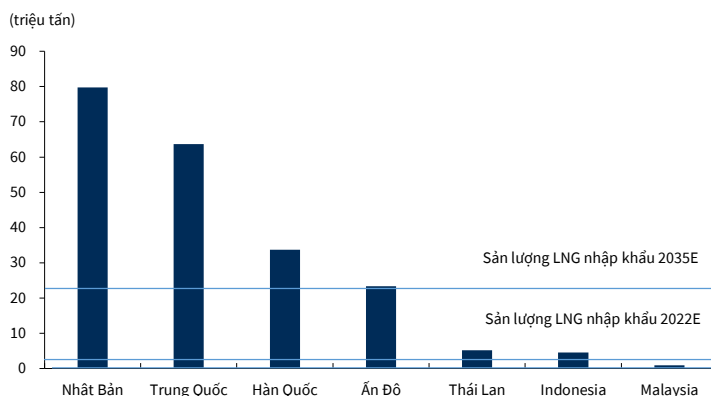
Bảng 5. Dầu khí Việt Nam – Các cảng LNG trong thời gian tới, 2021E-31E (triệu tấn)

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

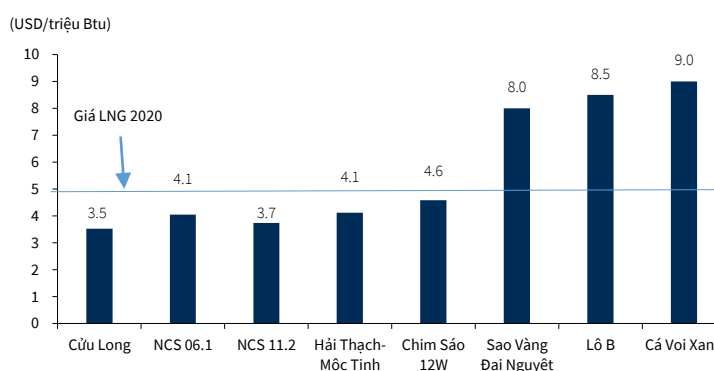
Tới năm 2022E, Việt Nam sẽ trở thành nước nhập khẩu khí LNG lớn nhất thứ 8 Châu Á với cảng Hải Linh (hoạt động năm 2021E & công suất 2 triệu tấn mỗi năm) và cảng Thị Vải (hoạt động năm 2022E & công suất 1triệu tấn mỗi năm). Theo dự phóng của chúng tôi, sản lượng nhập khẩu LNG của Việt Nam sẽ tương đương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

Biểu đồ 7. 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 8. 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:

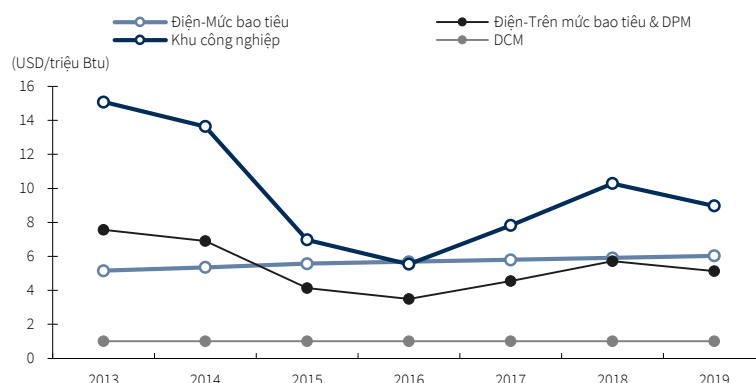
$$\text{Giá bán} = \text{Max} [46\% \text{ giá HSFO, giá miệng giếng}] \\ + \text{chi phí vận chuyển (bao gồm lợi nhuận)}$$

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 9. 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 6. 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 miệng 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

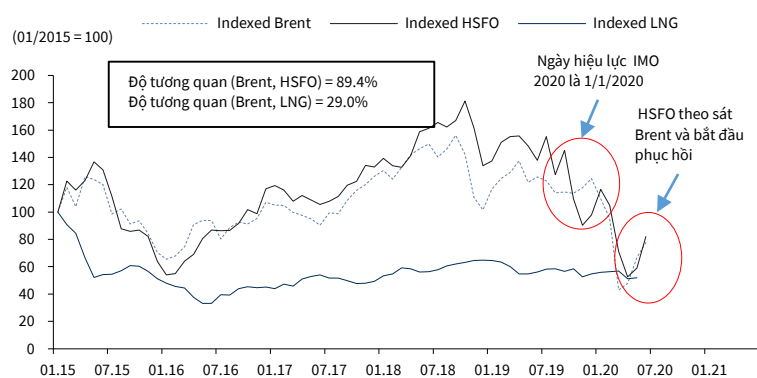
Giá bán hồ 2 = trung bình (giá miệng giếng, giá khí nhập khẩu từ Myanmar, giá LNG nhập khẩu)
+ lợi nhuận định mức, chi phí vận chuyển & phân phối

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



Nguồn: Bloomberg, KBSV

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

Báo cáo Kết quả HĐKD (Tỷ VND)	2019A	2020E	2021E	2022E
Doanh thu thuần	7,758	7,138	8,561	10,700
Giá vốn hàng bán	6,567	6,003	7,159	8,818
Lãi gộp	1,191	1,134	1,402	1,882
Doanh thu tài chính	221	132	153	156
Chi phí tài chính	193	270	363	439
Gồm: Chi phí lãi vay	169	217	329	403
Lãi/(lỗ) liên doanh	34	0	0	0
Chi phí bán hàng	14	8	9	11
Chi phí quản lý DN	249	193	182	191
Lãi/(lỗ) từ HĐ kinh doanh	990	795	1,001	1,398
Thu nhập khác	34	42	63	79
Chi phí khác	7	8	10	13
Lãi/(lỗ) khác	26	34	53	66
Lãi/(lỗ) trước thuế	1,016	829	1,054	1,464
Thuế doanh nghiệp	195	173	211	294
Lãi/(lỗ) thuần sau thuế	821	656	843	1,170
Lợi ích của cổ đông thiểu số	131	118	143	199
Lợi nhuận sau CĐTS	690	538	699	971

Chỉ số hoạt động (%)	2019A	2020E	2021E	2022E
Tăng trưởng doanh thu	3.1	(8.0)	19.9	25.0
Tăng trưởng EBIT	15.7	0.6	29.8	38.7
Tăng trưởng EBITDA	19.7	(0.1)	19.1	24.2
Tăng trưởng LN sau CĐTS	5.8	(22.0)	30.0	38.9
Tỷ suất lợi nhuận gộp	15.4	15.9	16.4	17.6
Tỷ suất EBITDA	23.0	24.9	24.8	24.6
Tỷ suất EBIT	12.0	13.1	14.2	15.7
Tỷ suất lợi nhuận trước thuế	13.1	11.6	12.3	13.7
Tỷ suất lợi nhuận thuần	8.9	7.5	8.2	9.1

Lưu chuyển tiền tệ (Tỷ VND)	2019A	2020E	2021E	2022E
Lãi trước thuế	821	656	843	1,170
Khấu hao TSCĐ	863	840	909	953
(Lãi)/lỗ từ HĐ đầu tư	(195)	(161)	(240)	(245)
Thay đổi vốn lưu động	(31)	364	289	(37)
(T)/G phải thu	218	(312)	145	(172)
(T)/G hàng tồn kho	24	12	(6)	(36)
(T)/G TS ngắn hạn khác	(3)	60	(68)	(51)
(T)/G khoản phải trả	(253)	520	(111)	(21)
(T)/G chi phí trả trước	31	(14)	14	15
(T)/G nợ ngắn hạn khác	(49)	99	315	228
Điều chỉnh khác HĐKD	19	2	(140)	(118)
Lưu chuyển tiền HĐKD	1,179	1,569	1,546	1,182
Đầu tư ngắn hạn	93	(617)	301	(1,813)
Đầu tư tài sản cố định	(2,008)	(2,403)	(3,320)	(858)
Bất động sản đầu tư	0	0	0	0
Đầu tư vào công ty con	(9)	(4)	(4)	(4)
Tài sản khác	(36)	(7)	(9)	(54)
Điều chỉnh khác HĐĐT	437	84	80	82
Lưu chuyển tiền HĐ đầu tư	(1,523)	(2,948)	(2,951)	(2,647)
Dòng tiền tự do	(829)	(834)	(1,774)	324
T/(G) vay dài hạn	94	1,351	1,458	931
T/(G) vay ngắn hạn	351	12	0	0
Nợ phải trả khác	60	(1)	6	40
T/(G) vốn CSH	0	0	0	0
Có tức đã trả	(340)	(281)	(338)	(394)
Trừ: thay đổi vốn CSH	71	37	0	(0)
Điều chỉnh khác HĐTC	37	208	415	822
Lưu chuyển tiền HĐ tài chính	274	1,325	1,541	1,400
Lưu chuyển tiền trong kỳ	(70)	(54)	136	(65)
Tiền đầu kỳ	1,278	1,208	1,154	1,290
Tiền cuối kỳ	1,208	1,154	1,290	1,225

Nguồn: Báo cáo công ty, KBSV

Bảng cân đối kế toán (Tỷ VND)	2019A	2020E	2021E	2022E
Tổng tài sản	10,997	13,369	15,555	17,525
Tài sản ngắn hạn	3,841	4,633	4,396	6,395
Tiền & tương đương tiền	1,208	1,154	1,290	1,225
Đầu tư ngắn hạn	1,479	2,096	1,795	3,608
Khoản phải thu	865	1,165	1,019	1,183
Hàng tồn kho	127	115	121	158
Tài sản ngắn hạn khác	162	102	170	221
Tài sản dài hạn	7,157	8,736	11,160	11,130
Khoản phải thu dài hạn	14	26	27	35
Tài sản cố định	6,781	6,545	7,043	7,847
BDS đầu tư	0	0	0	0
Tài sản dở dang dài hạn	0	1,793	3,705	2,805
Đầu tư dài hạn	199	203	207	211
Lợi thế thương mại	0	0	0	0
Tài sản dài hạn khác	163	170	179	232
Nợ phải trả	5,306	7,266	8,948	10,141
Nợ ngắn hạn	2,523	2,923	3,307	3,461
Phải trả người bán	796	1,106	1,161	1,072
KH trả tiền trước	49	35	49	63
Vay ngắn hạn	1,015	1,027	1,027	1,027
Khoản dự trữ đặc biệt	107	100	100	100
Nợ ngắn hạn khác	557	655	971	1,199
Nợ dài hạn	2,784	4,343	5,641	6,681
Khoản phải trả dài hạn	236	445	279	347
Vay dài hạn	2,419	3,770	5,228	6,160
Nợ dài hạn khác	129	128	134	174
Vốn chủ sở hữu	5,691	6,103	6,608	7,384
Vốn góp	2,814	2,814	2,814	2,814
Thặng dư vốn cổ phần	0	0	0	0
Cổ phiếu quỹ	0	0	0	0
Lãi chưa phân phối	991	1,383	1,888	2,664
Vốn và quỹ khác	576	576	576	576
Lợi ích cổ đông thiểu số	1,310	1,330	1,330	1,330
Tổng nợ & vốn	10,997	13,369	15,555	17,525

Chỉ số chính (x, %, VND)	2019A	2020E	2021E	2022E
Chỉ số định giá				
P/E	3.6	4.7	3.6	2.6
P/E pha loãng	3.6	4.7	3.6	2.6
P/B	0.4	0.4	0.4	0.3
P/S	0.3	0.4	0.3	0.2
EV/EBITDA	1.4	1.4	1.2	1.0
EV/EBIT	2.7	2.7	2.1	1.5
Tỷ suất cổ tức (%)	13.5	11.2	13.4	15.7
Lãi cơ bản/cp (EPS)	2,450	1,912	2,485	3,451
Giá trị sổ sách/cp (BVPS)	20,221	21,685	23,478	26,236
Doanh thu/cp (SPS)	27,567	25,361	30,418	38,020
Cổ tức/cp (DPS)	1,209	1,000	1,200	1,400
Tỷ lệ chi trả cổ tức (%)	49.3	52.3	48.3	40.6
Chỉ số khả năng sinh lời				
ROE	12.7	9.1	11.0	13.9
ROA	6.5	4.4	4.8	5.9
ROIC	10.9	8.9	9.6	11.3
Cấu trúc tài chính				
Tổng nợ phải trả/Vốn CSH	93.2	119.1	135.4	137.3
Vay ròng/Vốn CSH	39.1	59.7	75.1	80.7
TS thanh toán hiện thời	1.5	1.6	1.3	1.8
TS khả năng trả lãi vay	5.5	4.3	3.7	4.2
Chỉ số hoạt động				
Hệ số vòng quay tài sản	0.7	0.6	0.6	0.6
Hệ số vòng quay phải thu	7.9	7.0	7.8	9.7
Hệ số vòng quay HTK	55.8	58.9	72.3	76.7
Hệ số vòng quay phải trả	8.2	7.2	7.3	9.1

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.