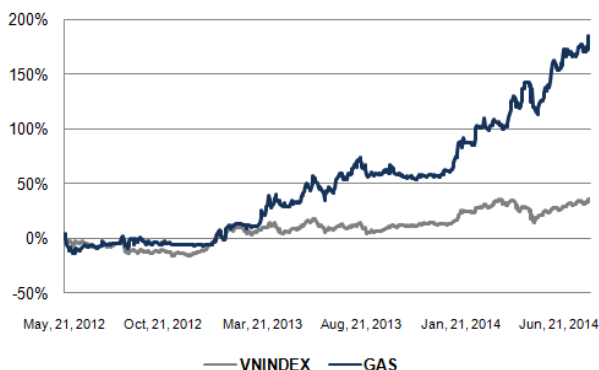


Tổng Công Ty Khí Việt Nam (Hose: GAS)

<div>Trần Thị Thủy Tiên Chuyên viên phân tích Email: tienttt@fpts.com.vn Điện thoại : (84) – 8 6290 8686 – Ext : 8928</div>	Giá hiện tại	114.000	<div><div><div>-18%</div><div>-7%</div><div>0%</div><div>+7%</div><div>+18%</div></div><div><div>Bán</div><div>Giảm</div><div>Theo dõi</div><div>Thêm</div><div>Mua</div></div></div> <div>THEO DÕI</div>				
	Giá mục tiêu	117.200					
	Tăng/giảm	+2,81%					
	Tỷ suất cổ tức	2,89%					

Diễn biến giá cổ phiếu GAS

Tóm tắt nội dung

- **Trong năm 2014, GAS sẽ tiếp tục đạt được KQKD tốt cả về doanh thu và lợi nhuận.** Nhu cầu của các nhà máy điện tiếp tục tăng, các nhà máy đạm vẫn tiêu thụ khí ổn định. Đồng thời, việc đưa thêm nguồn khí mới Hải Thạch, Mộc Tinh tại bể Nam Côn Sơn, mở rộng thu gom khí tại bể Cửu Long sẽ góp phần nâng cao sản lượng cung cấp khí của GAS.
- **Tăng giá bán khí trung bình 17% cho điện trong năm 2014.** Theo thông báo mới đây của Chính phủ, từ ngày 1/4/2014 tăng giá bán khí cho sản xuất điện (qua hệ thống Nam Côn Sơn) với lượng khí trên mức bao tiêu. Đây là yêu cầu kịp thời và cần thiết bởi ngành khí đang phải đối mặt với nhiều thách thức, bao gồm cả nhu cầu cao và khả năng thiếu hụt khí trong khi giá bán chưa hướng đến thị trường cạnh tranh. Việc chuyển hướng này có thể hỗ trợ mạnh mẽ cho việc xây dựng sản xuất khí và cơ sở hạ tầng cho ngành công nghiệp khí, trong đó GAS là doanh nghiệp đầu ngành.
- **Nhờ lộ trình tăng giá bán ở hầu hết các mảng hoạt động,** sẽ giúp tỷ suất lợi nhuận gộp của GAS tăng lên đáng kể từ 26,30% năm 2013 lên 27,4% năm 2014 và tiếp tục tăng trong 3 năm kế tiếp. Dự báo của chúng tôi cho tổng doanh thu và LNST ước tính cho cả năm 2014 theo lộ trình tăng giá khí lần 2 (nếu được ghi nhận ngay vào 2014) với 72.627 tỷ đồng doanh thu và LNST dự kiến đạt 13.591 tỷ đồng, tương đương EPS 7.172 đồng/cp.
- **Thu nợ từ EVN,** GAS đã thống nhất với Tập đoàn Điện lực (EVN) về giá trị quyết toán khí Nam Côn Sơn, trên cơ sở bao tiêu trong các năm từ 2010-2013 để làm cơ sở ký kết bổ sung hợp đồng và ghi nhận vào lợi nhuận bất thường năm 2014. Với tổng số tiền là 137 triệu USD (tương ứng 2.877 tỷ đồng). Tiền độ thu tiền sẽ kéo dài trong vòng 2 năm và chia làm 4 đợt thanh toán kể từ thời điểm ký mới phụ lục hợp đồng dự kiến trong thực hiện trong 6T cuối năm 2014. Như vậy LNST dự kiến đạt 14.741 tỷ đồng, tương đương EPS 7.779 đồng/cp.
- **Trong 3 năm tới 2014-2017, nhờ đóng góp từ các dự án mới và giá bán khí tăng, dự báo doanh thu tăng trưởng 6,21%/năm.** Từ 2017 trở đi, khi các dự án đi vào hoạt động ổn định, doanh thu ước tính đạt tốc độ tăng trưởng bình quân 4,48%/năm. Tăng trưởng dài hạn chúng tôi ước tính cho GAS là 3,76%/năm.

Thông tin giao dịch

Giá hiện tại	114.000
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	118.000
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	61.100
Số lượng CP niêm yết (cp)	1.895.000.000
Số lượng CP lưu hành (cp)	1.895.000.000
KLGD b/quân 3 tháng (cp/phiên)	307.645
% sở hữu nước ngoài	2,9%
Vốn điều lệ (tỷ VND)	18.950
Vốn hóa (tỷ VND)	216.030

Định giá

EPS 2014 (VNĐ/cp)	7.627
BV 2014 (VNĐ/cp)	22.561
P/E	14,53x
P/B	4,99x
ROE	43,60%
ROA	29,06%

Tổng quan doanh nghiệp

Doanh thu chính	Doanh thu bán khí
Chi phí chính	Chi phí kinh doanh khí
Lợi thế cạnh tranh	Nhà cung cấp khí hàng đầu Việt Nam
Rủi ro chính	Biến động giá khí

Danh sách cổ đông

	Tỷ lệ
PVN	96,72%
Nhà đầu tư nước ngoài	2,92%
Khác	0,36%

- **Bắt đầu tham gia vào các dự án thượng nguồn (khai thác khí) mở ra nhiều triển vọng tăng trưởng tốt cho GAS.** Gần đây, nhận được sự đồng thuận của PVN về chủ trương cho phép GAS tìm kiếm các cơ hội mua cổ phần, góp vốn vào các mỏ khí (thượng nguồn) như Dự án phát triển mỏ Cá Voi Xanh. Ưu tiên các mỏ đang phát triển hoặc đang khai thác như Đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn, nhằm tạo nguồn cung khí ổn định. Đây là định hướng nhằm giúp GAS nâng cao vị thế trong chuỗi giá trị ngành.

Khuyến nghị:

- Với giá hiện tại là 114.000 đồng, EPS forward 2014 chưa bao gồm thu nhập bất thường ước tính là 7.172 đồng thì P/E forward là 15,89x. Nếu có thu nhập bất thường từ EVN khoảng 69 triệu USD (ghi nhận ½ trên tổng phải thu đến 2013 sau khi đã trừ các chi phí khác còn lại là 137 triệu USD) thì EPS forward 2014 ước tính là 7.779 đồng tương ứng P/E forward đạt 14,65x. Xét theo mức giá thị trường hiện nay vẫn thấp hơn 6,40% so với mức giá hợp lý theo so sánh với EPS forward 7.779 đồng tương ứng đạt 121.300 đồng/cp, nghĩa là giá cổ phiếu vẫn còn những động lực tăng trong ngắn hạn.
- Theo kết quả định giá DCF, giá thị trường đã phản ánh hợp lý giá trị cổ phiếu GAS trong ngắn hạn. Mức giá này là sự cân bằng giữa triển vọng khả quan từ KQKD theo lộ trình giá khí mới, tuy nhiên lợi thế này chỉ duy trì trong giai đoạn 2014-2017 cho đến nguồn khí mới tăng dần và thay thế nguồn khí hiện hữu thì tốc độ tăng trưởng doanh thu sẽ chậm lại và tỷ suất lợi nhuận sẽ tăng không tương ứng với tỷ lệ doanh thu do biên lợi nhuận đa phần được ấn định bởi phí vận chuyển. Vì vậy chúng tôi khuyến nghị nhà đầu tư **THEO DÕI** đối với cổ phiếu này.

Các số liệu tài chính và dự phóng cho giai đoạn 2013– 2017F

Chỉ tiêu	Đơn vị	2013	2014F	2015F	2016F	2017F
Doanh thu thuần	Tỷ đồng	65.400	72.627	78.391	81.873	83.219
LN gộp	Tỷ đồng	17.232	19.911	21.906	22.557	22.144
LNST	Tỷ đồng	12.288	14.742	15.803	15.567	15.422
EPS	Đồng	6.484	7.779	8.339	8.215	8.138
DPS	Đồng	4.200	3.300	2.800	2.800	2.700
DPS/EPS	%	65%	42%	34%	34%	33%
Tăng trưởng DT	%	-4%	11%	8%	4%	2%
Tăng trưởng LN gộp	%	16%	16%	10%	3%	-2%
Tăng trưởng LNST	%	25%	20%	7%	-1%	-1%
Tỷ suất lợi nhuận gộp	%	26%	27%	28%	28%	27%
ROE	%	42%	44%	33%	27%	22%
ROA	%	26%	29%	23%	18%	15%
P/E	Lần	10,01	14,53	13,55	13,76	13,89
P/B	Lần	3,69	4,99	3,97	3,30	2,82

Nguồn: FPTTS

CẬP NHẬT KẾT QUẢ ĐỊNH GIÁ

Định giá theo phương pháp FCFF

Chúng tôi sử dụng mô hình 2 giai đoạn: giai đoạn tăng trưởng nhanh và tăng trưởng đều để định giá GAS. Trong đó, giai đoạn tăng trưởng nhanh (2014-2023) bao gồm các giai đoạn đầu tư hoàn thiện và đưa vào khai thác ổn định nguồn khí tại dự án Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2, giai đoạn 1 (Q.2/2015), Đường ống dẫn khí Hàm Rồng - Thái Bình giai đoạn 1 (2015), Các dự án thu mở rộng gom khí tại Cừu Long (2015 và 2018) giúp doanh thu tăng trưởng từ 4,48-6,21%/năm và tăng trưởng dài hạn từ năm 2024 về sau đạt 3,76%/năm.

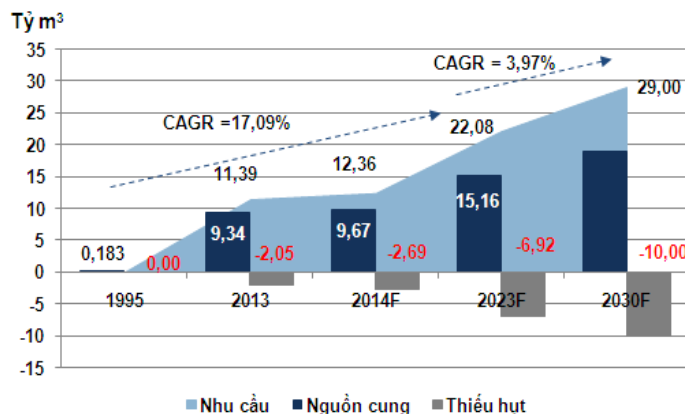
Chúng tôi điều chỉnh mức dự báo tăng trưởng dài hạn cho GAS từ mức sản lượng khí theo kịch bản cao xuống kịch bản cơ sở là $g_s = 3,76\%/năm$ như tại phần cập nhật kết quả dự phóng sau 2023 đã nêu.

Giá kỳ vọng trong 12 tháng tới đối với cổ phiếu GAS là 117.200 đồng/cp.

Giả định FCFF	Giá trị 2014	Kết quả định giá FCFF	Đvt: triệu đồng
WACC 2014	15,52%	Thời gian dự phóng	10 năm
Thuế suất	19,17%	Tổng hiện giá của dòng tiền (10 năm)	128.052.330
Chi phí vốn CSH	17,26%	Hiện giá giá trị dòng tiền cuối (Năm 2024)	66.337.423
Lãi suất phi rủi ro	7,85%	Giá trị công ty	194.389.753
Phần bù rủi ro	8,25%	(+) Tiền và đầu tư ngắn hạn	28.719.955
Hệ số Beta	1,14	(-) Nợ ngắn và dài hạn	7.013.891
Chi phí nợ	6,04%	Giá trị vốn cổ phần	28.116.328
Tăng trưởng (2014-2017)	6,21%	Lợi ích cổ đông thiểu số	7.861.891
Tăng trưởng (2018-2023)	4,48%	Giá trị vốn CSH công ty mẹ	208.233.926
Tăng trưởng bền vững	3,76%	Số lượng cổ phiếu (triệu)	1.895.000
		Giá mục tiêu 12 tháng (đ/cp)	117.174

Nguồn: FPTs

Cung, cầu khí dài hạn theo kịch bản cao theo báo cáo lần đầu



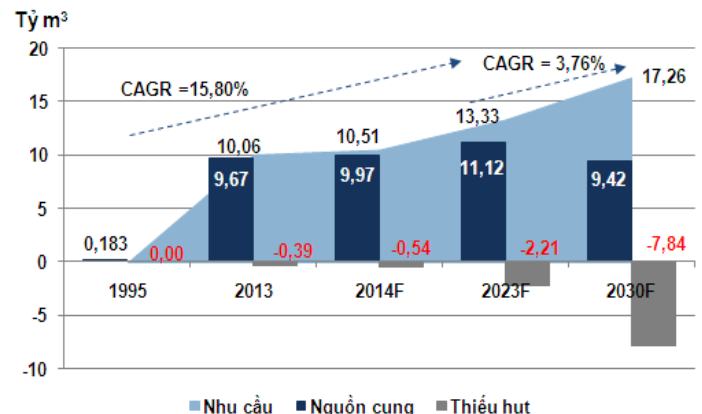
Giá LNG nhập khẩu = 15,8 USD/MMBTU(*)

= Giá nhập khẩu tham chiếu tại thị trường Australia (9 USD/MMBTU), cộng thêm:

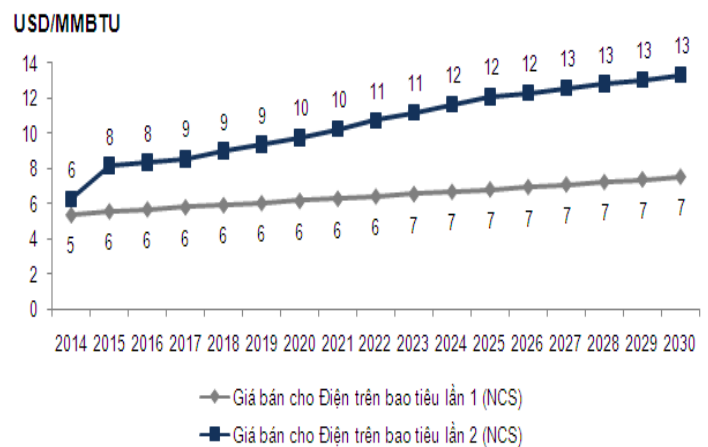
- + Chi phí hóa khí đầu vào (4,5 USD/MMBTU)
- + Chi phí vận chuyển (1,5 USD/MMBTU)
- + Chi phí hóa khí (0,8 USD/MMBTU)

(*) Cập nhật ngày 19/08/2014

Cung, cầu khí dài hạn theo kịch bản cơ sở theo báo cáo cập nhật

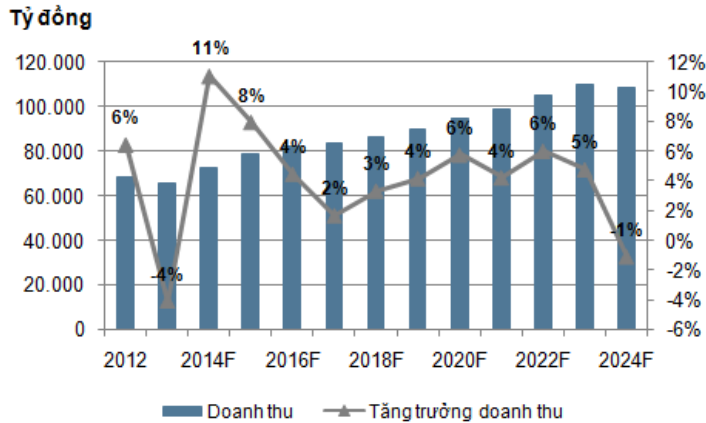


Giá bán cho Điện trên bao tiêu tại Nam Côn Sơn điều chỉnh theo lần 2 so với lần 1

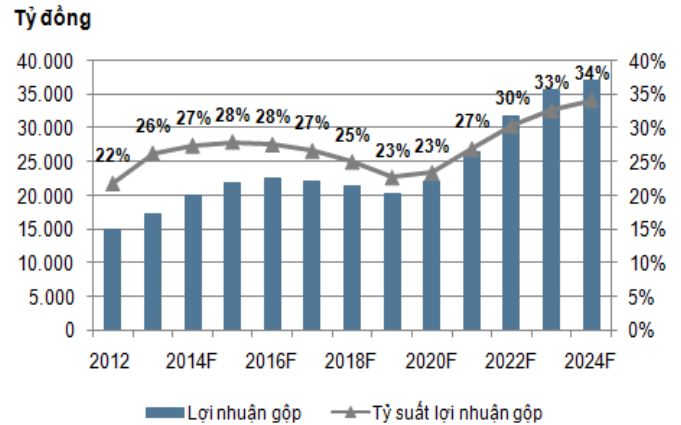


Nguồn: GAS và FPTs dự báo

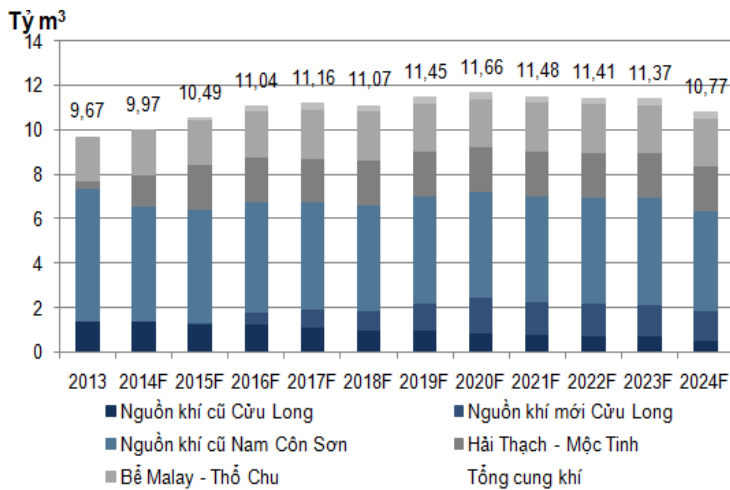
CẬP NHẬT KẾT QUẢ DỰ PHÓNG

Doanh thu dự phóng 2014-2024


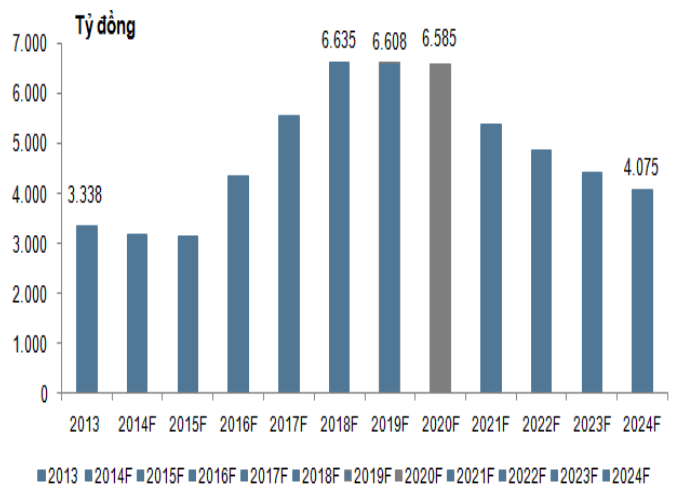
Nguồn: FPTIS dự phóng

Lợi nhuận gộp và tỷ suất lợi nhuận gộp 2014-2024


Nguồn: FPTIS dự phóng

Dự báo nguồn cung khí 2014-2024


Nguồn: FPTIS dự phóng

Chi phí khấu hao 2014-2024


Nguồn: FPTIS dự phóng

Cập nhật kết quả dự phóng

Chỉ tiêu	Báo cáo lần đầu	Cập nhật	Diễn giải
WACC	16,33%	15,52%	
Rd: Chi phí nợ	4,4%	6,04%	Cập nhật theo cấu trúc vốn mới giữa USD và VND.
Rf: Lãi suất phi rủi ro	9,5%	7,85%	Lợi suất trái phiếu Chính Phủ kỳ hạn 10 năm giảm.
β: Hệ số beta	1,09	1,14	
Rm-Rf: Phần bù rủi ro thị trường	10%	8,25%	Cập nhật từ web http://www.damodaran.com .
Re: Chi phí vốn	20,4%	17,26%	
Tăng trưởng doanh thu			

2014-2017

9,71%

6,21%

Tăng trưởng doanh thu khí giai đoạn 2013-2017 bình quân khoảng 6,2%/năm thấp hơn so với báo cáo lần đầu mặc dù theo lộ trình mới giá bán khí cho điện sẽ tăng dần theo giá thị trường nhưng vì một số dự án lớn và quan trọng đã chậm tiến độ và không thể đưa vào vận hành theo đúng kế hoạch phát triển nguồn cung khí trong dài hạn như báo cáo lần đầu mà chúng tôi đưa ra như dự án Lô B - Ô Môn, thay đổi phương án triển khai dự án Nam Côn Sơn 2 so với báo cáo lần đầu.

2018-2023 4,65% 4,48%

Tăng trưởng giai đoạn này có phần chậm lại và đạt khoảng 4,48%, tăng trưởng chủ yếu đến từ việc sản lượng bởi nguồn cung khí mới trong nước.

Sau 2023 3,97% 3,76%

Chúng tôi điều chỉnh mức dự báo tăng trưởng dài hạn cho GAS từ **gs = 3,97%/năm như trong báo cáo lần đầu xuống còn gs = 3,76%/năm** do:

1. Trong tương lai, giá khí đầu vào tại các bể khí mới tại Việt Nam tăng là nguyên nhân chính dẫn đến tốc độ tăng trưởng chậm lại so với trong quá khứ. Do nhiều bể khí trong vùng đã được khai thác gần hết và những bể tiềm năng lại có vị trí không thuận lợi so với trung tâm tiêu thụ, nên chi phí giá thành cho mỗi đơn vị khí sẽ cao hơn so với giá khí đã khai thác trong giai đoạn trước. Điều này sẽ tác động làm tăng giá thành cho sản xuất điện trong khi theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020, có xét tới năm 2030 là sẽ ưu tiên nguồn điện có giá thành rẻ hơn so với các nguồn điện khác.

2. Nhu cầu khí tại Việt Nam trong tương lai sẽ được đáp ứng bởi khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) nhập khẩu do nguồn khí trong nước suy giảm. LNG có giá cao (gấp 2 lần giá khí bán cho điện, đậm hiện nay). Do đó, tốc độ tăng trưởng nhu cầu khí cho các nhà máy điện với giá bán cạnh tranh sẽ chậm lại trong khi các hộ công nghiệp là đối tượng khách hàng chính GAS hướng đến để tiêu thụ LNG nhập khẩu thì chiếm tỷ trọng nhỏ khoảng 6% so với các nhà máy điện là 84%.

Tỷ suất lợi nhuận gộp dài hạn

26,6-34% 27,4-34%

Chúng tôi nâng dự phóng tỷ suất lợi nhuận gộp GAS do việc điều chỉnh mức tăng giá khí bán cho điện theo lộ trình mới áp dụng với sản lượng trên bao tiêu. Tỷ suất lợi nhuận gộp từ 2014-2016 đạt trung bình 27%, từ 2017-2020 tỷ suất lợi nhuận gộp giảm nhẹ và đạt 26,6%-23,4% do nguồn cung khí mới với giá thành cao. Từ 2020 do chi phí khấu hao các tài sản cũ giảm nên tỷ suất lợi nhuận gộp có xu hướng tăng dần trở lại.

Nguồn: FPTs dự báo

Định giá theo phương pháp P/E

Xét các Công ty cùng ngành niêm yết tại các thị trường mới nổi, sau khi điều chỉnh P/E dựa vào rủi ro tương quan giữa thị trường Việt Nam và thị trường quốc gia của các Công ty được xét cũng như hiệu quả hoạt động (ROE) của các Công ty này so với GAS, P/E forward bình quân là 15,59x. Chúng tôi ước tính EPS 2014F đạt 7.172 đồng/cổ phiếu (đã điều chỉnh theo lộ trình tăng giá khí lần 2 nếu được ghi nhận ngay vào 2014 và chưa có khoảng thu bất thường từ EVN khoảng 69 triệu USD) hoặc EPS 2014F đạt 7.779 đồng/cổ phiếu (đã điều chỉnh theo lộ trình tăng giá khí lần 2 nếu được ghi nhận ngay vào 2014 và có khoảng thu bất thường). Theo đó, giá hợp lý của cổ phiếu GAS từ 111.800 – 121.300 đồng/cổ phiếu. Như vậy giá mục tiêu theo P/E sẽ dao động từ -1,93% đến 6,40% so với giá thị trường hiện tại.

Tên công ty	Quốc gia	Mã CK	DT 2013 (Triệu USD)	Tỷ suất lợi nhuận gộp 2013	ROE 2013	P/E trailing	Vốn hóa (Triệu USD)	P/E trailing chiết khấu	P/E forward chiết khấu
PETROVIETNAM GAS JOINT STOCK	VIETNAM	GAS VN Equity	3.107	26,35	40,59	18,71	9.903	18,71	14,53
CHINA GAS HOLDINGS LTD	HONG KONG	384 HK Equity	3.353	21,03	18,89	28,50	9.870	20,89	18,48
PERUSAHAAN GAS NEGARA PERSER	INDONESIA	PGAS IJ Equity	3.112	47,24	36,29	14,75	12.353	15,27	13,19
CHINA RESOURCES GAS GROUP LT	HONG KONG	1193 HK Equity	2.873	34,20	16,70	24,74	7.059	16,03	13,22

ENAGAS SA	SPAIN	ENG SM Equity	1.689	53,60	19,52	14,64	8.070	10,40	9,81
SHENZHEN GAS CORP LTD-A	CHINA	601139 CH Equity	1.446	19,56	15,41	22,23	2.247	11,17	9,41
CIA DISTRIBUIDORA DE GAS	BRAZIL	CEGR3 BZ Equity	1.409	30,50	37,14	25,20	2.072	31,80	29,60
PETRONAS GAS BHD	MALAYSIA	PTG MK Equity	1.261	49,97	21,40	21,73	14.596	17,30	15,45
Trung bình			2.163	36,59	23,62	21,68	8.038	17,55	15,59

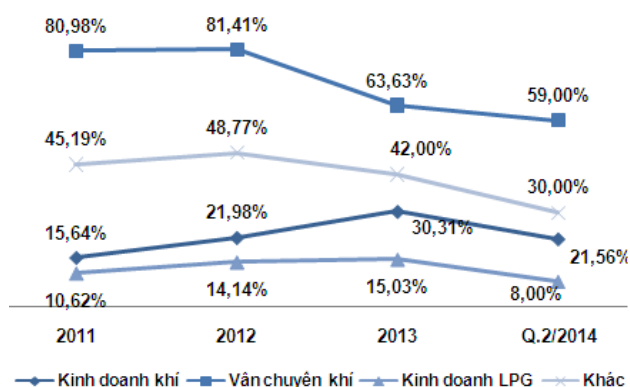
Nguồn: Bloomberg

CẬP NHẬT HOẠT ĐỘNG KINH DOANH
KQKD Q.2/2014 của Công ty mẹ

Chỉ tiêu	Q.2/2013	Q.2/2014	+/- (%)
Doanh thu thuần	13.635	16.493	20,96%
GVHB	9.823	12.402	26,25%
Lợi nhuận gộp	3.811	4.091	7,33%
<i>Tỷ suất lợi nhuận gộp</i>	<i>27,95%</i>	<i>24,81%</i>	<i>-11,26%</i>
Thu nhập tài chính	353	365	3,31%
Chi phí tài chính	194	284	46,61%
Trong đó: Chi phí lãi vay	65	68	6,05%
CPBH	78	119	52,18%
Chi phí QLDN	372	264	-28,88%
Lợi nhuận từ HĐKD	3.521	3.788	7,60%
<i>Tỷ suất lợi nhuận HĐKD</i>	<i>25,82%</i>	<i>22,97%</i>	<i>-11,05%</i>
Lợi nhuận khác	9	(13)	-248,65%
LNTT	3.529	3.776	6,98%
LNST	2.883	3.054	5,91%
EPS	1.520	1.612	6,05%

Doanh thu và lợi nhuận 6T/2014

Chỉ tiêu (Tỷ đồng)	6T/2013	6T/2014	%KH2014
Doanh thu thuần	27.768	30.345	54,87%
LNST	7.041	6.235	73,75%
EPS	3.711	3.292	73,79%

Tỷ suất lợi nhuận gộp các mảng hoạt động


Nguồn: GAS

Kết quả kinh doanh Q.2/2014

Theo BCTC Q.2/2014 của Công ty mẹ GAS đã thực hiện được 16.493 tỷ đồng doanh thu và 3.054 tỷ đồng LNST, tăng nhẹ 5,91% so với cùng kỳ năm 2013. Mặc dù doanh thu tăng mạnh 20,96% so với cùng kỳ nhưng lợi nhuận ròng Q.2/2014 chưa tăng tương ứng là do tỷ suất lợi nhuận gộp của hầu hết các mảng hoạt động có phần giảm. Cụ thể **1.** Chi phí giá khí đối với một số mỏ khí mới như Hải Thạch, Mộc Tinh có giá thành cao hơn các mỏ cũ nên tác động làm giảm lợi nhuận gộp; **2.** Từ 01/04/2014, GAS đã tăng giá khí bán cho nhà máy đạm Phú Mỹ, giá bán khí được tính theo giá thị trường (bằng 46% giá MFO, cộng chi phí vận chuyển là 0,63 USD/MMBTU). Tuy nhiên GAS sẽ không được hưởng lợi từ những thay đổi giá khí cho DPM do chỉ nhận phí vận chuyển có tỷ suất lợi nhuận cố định và thấp hơn so với cách hạch toán trước đây; **3.** Tỷ suất lợi nhuận gộp của mảng LPG có phần giảm nhẹ do diễn biến giá bán LPG trong những tháng đầu năm theo xu hướng giảm so với cùng kỳ. Thêm vào đó, việc đưa vào sử dụng Kho lạnh LPG Thị Vải từ Q.3/2013 cũng đã làm tăng chi phí khấu hao và một số chi phí hoạt động khác có liên quan trong Q.2/2014 so với cùng kỳ năm trước; **4.** Chưa ghi nhận phần giá khí tăng thêm cho điện theo lộ trình mới lần 2 từ 01/04/2014.

Kinh doanh khí khô: Trong Q.2/2014 sản lượng khí phân phối của GAS chỉ tăng khoảng 3,05% so với cùng kỳ mặc dù sản lượng khai thác từ các giếng mới giúp sản lượng khí bể Cửu Long về bờ không theo xu hướng giảm theo thời gian khai thác, mà thậm chí còn tăng 6,14% so với cùng kỳ, sản xuất 317 triệu m³ khí khô và gia tăng đáng kể sản lượng LPG, Condensate. Tuy nhiên do việc dừng cấp khí PM3 Cà Mau 14 ngày để bảo dưỡng định kỳ trong tháng 07/2014 nên sản lượng khí sản xuất cung ứng từ bể này đã giảm 3,96%.

+ Giá mua: Với vai trò thực hiện chức năng thu gom, vận chuyển khí lợi nhuận của GAS có được là từ: **1.** GAS mua khí từ PVN (PVN mua khí từ các chủ mỏ) và bán khí cho các khách hàng; **2.** GAS mua khí trực tiếp từ chủ mỏ và bán khí cho các khách hàng; **3.** GAS chỉ vận chuyển khí, đóng vai trò là bên vận chuyển. Trong đó:

✓ **Giá mua khí** đối với các hợp đồng khí đã và đang cung cấp được ấn định theo mức giá tăng cố định trong từng năm kéo dài suốt thời gian hoạt động của mỏ. Giá mua khí đối với các hợp đồng mới từ năm 2013 sẽ không thấp như các hợp đồng trước đây và tiệm cận bằng giá bình quân khu vực vì giá bán đã được điều chỉnh theo giá thị trường đến người tiêu dùng cuối cùng.

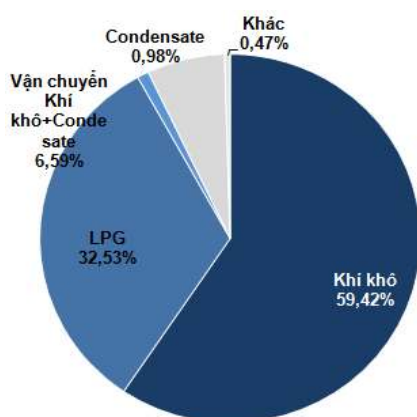
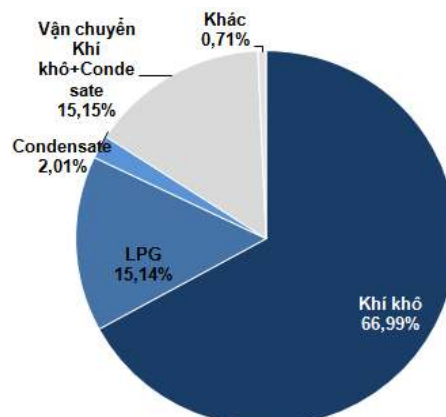
✓ **Cước phí vận chuyển, phân phối** của GAS được Chính Phủ phê duyệt và xác định theo nguyên tắc chuyển chi phí, giá mua cộng với cước phí vận chuyển, phân phối sẽ ra giá bán.

Sản lượng khí tiêu thụ và cơ cấu tiêu thụ khí

Chỉ tiêu (Triệu m ³)	Q.2/ 2013	Q.2/ 2014	+/- (%)
Sản lượng khí phân phối	2.633	2.714	3,05%
Bể Cừu Long	298	317	6,14%
Bể Nam Côn Sơn	1.802	1.885	4,61%
Bể Malay - Thổ Chu	533	512	-3,96%
Nhu cầu khí tiêu thụ	2.633	2.714	3,05%
Nhà máy điện + đạm	2.473	2.555	3,32%
Hộ công nghiệp	160	159	-1,00%

Sản lượng khí tiêu thụ trong 6T/2014

Chỉ tiêu (Triệu m ³)	1H/ 2013	1H/ 2014	+/- (%)
Sản lượng khí phân phối	5.179	5.263	1,62%
Bể Cừu Long	581	655	12,75%
Bể Nam Côn Sơn	3.559	3.594	0,98%
Bể Malay - Thổ Chu	1.040	1.015	-2,40%
Nhu cầu khí tiêu thụ	5.179	5.263	1,62%
Nhà máy điện + đạm	4.880	4.972	1,89%
Hộ công nghiệp	299	290	-2,81%

Cơ cấu doanh thu Q.2/2014

Cơ cấu lợi nhuận gộp Q.2/2014


Nguồn: GAS

Giá khí bán cho nhà máy điện lần 1

Đơn vị: USD/MMBTU

Giá bán khí cho điện	2014	2015	2016
Bể Cừu Long	6,3	8,1	8,3
Bể Nam Côn Sơn			
Giá trong định mức	3,60	3,67	3,75
Giá vượt định mức	5,39	5,61	5,84
Bể Malay - Thổ Chu	Chỉ nhận phí vận chuyển		

Điều chỉnh giá khí bán cho điện lần 2

Đơn vị: USD/MMBTU

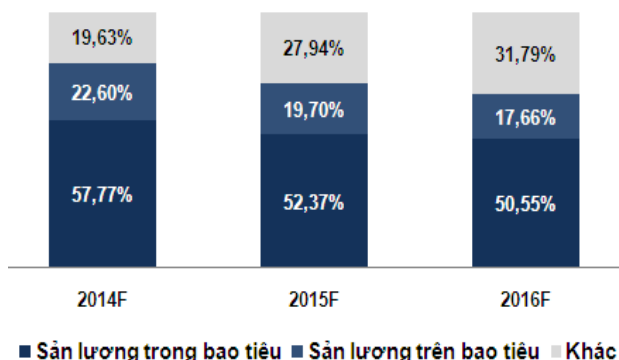
Giá bán khí cho điện	2014	2015	2016
Bể Cừu Long	6,3	8,1	8,3
Bể Nam Côn Sơn			
Giá trong định mức	3,60	3,67	3,75
Giá vượt định mức	6,26	8,15	8,33
Bể Malay - Thổ Chu	Chỉ nhận phí vận chuyển		

Nguồn: GAS

+ Giá bán: Theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ tại Công văn số 2175/VPCP-KTTH, từ ngày 1/4/2014 tăng giá bán khí cho sản xuất điện trên mức bao tiêu tại bể Nam Côn Sơn, và đạt 70% giá thị trường và tới đầu năm 2015, sẽ tiếp tục tăng, đạt 100% giá thị trường. Như vậy, việc điều chỉnh giá bán khí lần 2 đối với phần trên bao tiêu của các nhà máy điện sẽ tạo ra khoản chênh lệch tăng thêm cho GAS giữa giá mua và giá bán khí tại bể Nam Côn Sơn so với hợp đồng cũ, với giá khí đầu ra tăng theo lộ trình lần 1 (tăng 2% mỗi năm từ 2012 đến 2016) tại Công văn 1151/TTg-KTN ngày 07/07/2010 của Thủ tướng.

Việc giá bán khí cho điện với phần ngoài mức bao tiêu tiếp cận theo phương thức thị trường là việc làm cần thiết. Bởi nhu cầu khí đốt tự nhiên cho điện tăng mạnh, vượt khả năng đáp ứng nhu cầu khí trong nước trong hiện tại và tương lai. Trong khi trữ lượng khí các bể hiện hữu đang có xu hướng giảm dần từ 2016 và sau đó sẽ cạn kiệt từ 2025. Việc tăng cường khai thác các bể khí mới trong nước và nhập khẩu nước ngoài để bù đắp cho lượng khí bị thiếu hụt, có giá thành cao trong khi duy trì chính sách giá bán khí cho điện thấp hơn giá thị trường trong thời gian trước đây đã không khuyến khích các chủ đầu tư tham gia tại khâu thượng nguồn. Do vậy trong ngắn hạn, việc tăng giá khí khiến chi phí sản xuất điện từ khí tại các nhà máy điện sẽ tăng mạnh. Tuy nhiên về dài hạn, dĩ nhiên là chi phí này sẽ dần chuyển hết vào giá điện. Với tình hình tăng giá

Cơ cấu sản lượng bán cho điện tại Bể Nam Côn Sơn



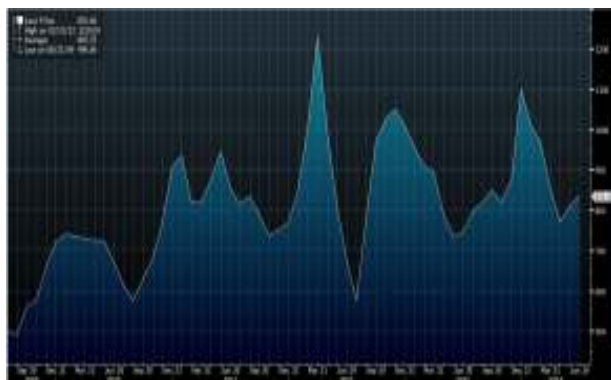
Sản lượng LPG trong Q.2/2014

Chỉ tiêu (Tấn)	Q.2/ 2013	Q.2/ 2014	+/- (%)
Sản lượng LPG	452.641	281.205	-37,87%
- Dinh Cố	65.837	77.482	17,69%
- Dung Quất	18.939	11.314	-40,26%
- Nhập khẩu và KD quốc tế	367.865	192.409	-47,70%
Condensate	16.000	16.982	6,14%

Sản lượng LPG tiêu thụ trong 6T/2014

Chỉ tiêu (Tấn)	1H/2013	1H/2014	+/- (%)
Sản lượng LPG	939.309	509.981	-45,71%
- Dinh Cố	140.382	153.889	9,62%
- Dung Quất	40.149	32.296	-19,56%
- Nhập khẩu và KD quốc tế	758.778	323.796	-57,33%
Condensate	32.000	36.079	12,75%

Diễn biến giá LPG thế giới



Nguồn: Bloomberg

điện hiện nay, chúng tôi cho rằng có cơ sở để GAS thực hiện lộ trình tăng giá khí này.

- Chính sách giá bán khí theo CV 1151/TTg - KTN (lần 1 vào tháng 07/2010)

Hiện EVN vẫn chưa trả nợ cho phần khí trên bao tiêu từ 2010 đến Q.1/2014, tồn đọng gần 180 triệu USD (3.780 tỷ đồng). Vừa qua, Thủ Tướng đã có chỉ thị yêu cầu EVN thực hiện đúng thỏa thuận hợp đồng với GAS theo lộ trình tăng giá khí bán cho điện lần 1 áp dụng từ năm 2010. Cụ thể, GAS sẽ tái ký lại phụ lục hợp đồng điều chỉnh, với mức giá khí áp dụng tăng trung bình 4% mỗi năm từ 2010 – 2013 đối với sản lượng trên bao tiêu của các nhà máy điện. Nếu EVN chi trả thì sẽ ghi bổ sung vào lợi nhuận bất thường năm 2014, với tổng số tiền ghi nhận đến cuối năm 2013 sau khi trừ các chi phí khác phải nộp PVN là 137 triệu USD (tương ứng 2.877 tỷ đồng). Tiến độ thu tiền sẽ kéo dài trong vòng 2 năm và chia làm 4 đợt thanh toán kể từ thời điểm ký mới phụ lục hợp đồng dự kiến trong thực hiện trong 6T cuối năm 2014.

- Chính sách giá bán khí điều chỉnh theo đề nghị của BTC tại 2175 (lần 2 vào 01/04/2014)

Việc Thủ Tướng đã ký quyết định chấp thuận đề xuất của Bộ Tài chính và Bộ Công Thương về lộ trình tăng giá bán khí cho đạm, điện trong năm 2014 áp dụng từ 01/04/2014. Sẽ giúp lợi nhuận của GAS có thể tăng thêm khoảng 7% mỗi năm giai đoạn 2014 - 2017 nếu việc thực hiện đúng theo lộ trình. Trong trường hợp việc thỏa thuận mới với EVN chưa được thực hiện ngay vào năm 2014 và kéo dài thêm một khoảng thời gian nữa thì GAS vẫn có thể hồi tố khoản chênh lệch này trong thời gian tới.

+ Mảng vận chuyển khí: Trong Q.2/2014, GAS đã vận chuyển 1,885 tỷ m³ khí tương ứng 845 tỷ đồng doanh thu, tăng 6,7% so với cùng kỳ do sản lượng khí Nam Côn Sơn vào bờ cao, việc vận chuyển toàn bộ Condensate Nam Côn Sơn cho các chủ mỏ, đạt trên 8 tỷ đồng doanh thu. Tỷ suất lợi nhuận gộp của mảng vận chuyển vẫn duy trì khá cao, trung bình 60% với mức phí vận chuyển hiện nay đang áp dụng là 1,13 USD/MMBTU.

+ Kinh doanh LPG: GAS đã cung cấp ra thị trường 281.205 tấn LPG giảm 37,87% so với cùng kỳ năm trước. Nguyên nhân là do kể từ thời điểm cuối năm 2013 đến hết Q.2/2014 giá LPG biến động theo chiều hướng giảm mạnh và không thuận lợi cho việc bán hàng. Trong đó, giảm mạnh nhất là sản lượng nhập khẩu và kinh doanh quốc tế chỉ đạt 192.409 tấn giảm 47,70%, trong khi sản lượng LPG sản xuất tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố sản xuất lại tăng và đạt 76.407 tấn nhờ lượng khí vào bờ của bể Cừu Long cao, từ nguồn Dung Quất đạt 20.982 tấn và đã giảm 40,26% so với cùng kỳ do tạm dừng 2 tháng để bảo dưỡng lớn định kỳ bắt đầu từ tháng 5/2014

Sản lượng khí khô và các sản phẩm khí dự phóng 2014-2017

Chỉ tiêu	2014F	2015F	2016F	2017F
Nguồn cung khí (Tỷ m³)	9,77	10,29	10,84	10,96
Bể Cừu Long	1,38	1,31	1,84	1,95
Bể Nam Côn Sơn	6,61	7,12	6,93	6,79
Bể Malay - Thổ Chu	1,98	2,00	2,07	2,17
Tiền Hải - Thái bình	0,00	0,07	0,20	0,25
Nhu cầu khí (Tỷ m³)	9,77	10,29	10,84	10,96
Nhà máy điện	8,06	8,49	8,87	8,90
Nhà máy đạm	1,09	1,09	1,09	1,09
Hộ Công nghiệp	0,62	0,72	0,88	0,97
Sản lượng LPG (Nghìn tấn)	1.037	1.056	1.182	1.234
Sản lượng Condesate (Tấn)	55.183	52.423	73.409	78.005

Nguồn: GAS

Dự phóng kết quả kinh doanh năm 2014

Trong năm 2014, chúng tôi ước tính doanh thu của GAS vẫn khá lạc quan với mức tăng 11,05% so với cùng kỳ năm trước và đạt 72.627 tỷ đồng, lợi nhuận ròng của GAS sẽ tăng 18,06% đạt 13.591 tỷ đồng (mức so sánh đã loại trừ lợi nhuận bất thường từ thu nợ EVN trong năm 2014 và hoàn nhập Quý năm 2013), tương ứng EPS forward 2014 đạt 7.172 đồng/cổ phiếu, nhờ:

- Sản lượng cung khí khô sẽ tăng nhẹ 3,47% lên 9,77 tỷ m³ nhờ mỏ khí Hải Thạch - Mộc Tinh được cấp trong cả năm thay vì chỉ cấp gần 4 tháng như trong năm 2013), và cùng với sản lượng từ các mỏ Sư Tử Đen, Vàng, Rạng Đông, Phương Đông, Hải Sư Trắng, Tê Giác Trắng,... tăng thuộc bể Cừu Long, tăng sản lượng khí vào bờ tại mỏ PM3 nhờ hoàn thành đưa vào vận hành máy nén khí Cà Mau, sản lượng khí cung cấp sẽ tiếp tục khả quan.
- Với giả định thỏa thuận mới với EVN sẽ được thực hiện vào năm 2014. Triển vọng khả quan do giá bán khí đối với các nhà máy điện được tăng theo lộ trình mới lần 2 áp dụng từ 01/04/2014 được Chính phủ phê duyệt. Giá bán cho các hộ công nghiệp vẫn tiếp tục tăng trung bình 10% lên 12,46 USD/MMBTU, mang lại mức tăng trưởng khả quan cho lợi nhuận.
- Từ năm 2014, lợi nhuận của GAS có thể tăng thêm do việc giảm chi phí từ việc phân bổ giá trị lợi thế thương mại khoảng hơn 900 tỷ mỗi năm do phát sinh trong quá trình xác định giá trị doanh nghiệp khi cổ phần hóa. Năm 2014 là năm đầu tiên chi phí này chỉ còn khoảng 342 tỷ đồng nghĩa là thấp hơn so với 3 năm trước đó 567 tỷ đồng, các năm tiếp theo chi phí phân bổ sẽ không còn.

Điều chỉnh tăng giá bán khí đối với 3 nhóm khách hàng sử dụng khí

Đối tượng	Chính sách giá bán khí theo cv 1151/TTg - KTN (lần 1 vào tháng 07/2010)	Chính sách giá bán khí điều chỉnh theo đề nghị của BTC tại 2175 (lần 2 vào 01/04/2014)	Diễn giải	Tác động của việc điều chỉnh
Nhà máy điện (Chiếm 84% sản lượng)	<p>- Giá khí bán ra sẽ được tăng theo lộ trình, trung bình tăng 2% (bao gồm giá tại mỏ+cước phí vận chuyển vào bờ+cước phí phân phối) đối với sản lượng dưới bao tiêu (mức bao tiêu chỉ áp dụng đối với lô 06.1 và lô 11.2 thuộc bể Nam Côn Sơn lần lượt là 2,7 tỷ m³ và 0,85 tỷ m³).</p> <p>- Bể Cừu Long không áp dụng hình thức bao tiêu và giá bán tăng 4% từ năm 01/03/2011 đến năm 01/03/2016. Từ 01/03/2016 trở đi mỗi năm tăng 2%.</p>	<p>- Kể từ ngày 01/04/2014, giá bán cho các nhà máy điện sẽ tăng 6% so với lộ trình cũ lên bằng 70% giá thị trường.</p> <p>- Kể từ ngày 01/07/2014, giá bán sẽ tăng 21% so với lộ trình cũ lên bằng 80% giá thị trường.</p> <p>- Kể từ ngày 01/10/2014, giá bán sẽ tăng 36% so với lộ trình cũ lên bằng 90% giá thị trường.</p> <p>- Từ 2015, giá bán sẽ tăng 51% so với lộ trình cũ lên bằng 100% giá thị trường.</p>	GAS không thể tự do quyết định giá bán cho đối tượng này, giá bán đều có sự điều tiết và can thiệp của Chính Phủ.	Lợi nhuận của GAS tăng lên đáng kể đối với phần giá khí trên bao tiêu cho nhà máy điện, tăng khoảng 10% về lợi nhuận, từ 5,39 USD/MMBTU (theo lộ trình cũ áp dụng từ 01/03/2014 đến 28/02/2015) lên bằng với giá thị trường. Sản lượng trên bao tiêu chiếm khoảng 22% tổng sản lượng cung cấp cho nhà máy điện tại bể Nam Côn Sơn.

**Nhà máy
đạm
(Chiếm
10% sản
lượng)**

- Từ năm 2012, GAS đã thỏa thuận thành công nhằm ấn định mức giá bán cho DPM trong **năm 2012 là 6,43 USD/MMBTU**. Sau đó, giá khí bán ra sẽ được tăng theo lộ trình, trung bình **tăng lần 2% mỗi năm đến năm 2015**.
- Giá bán DCM sẽ theo biến động bằng 46% giá MFO), cộng chi phí vận chuyển là 0,98 USD/MMBTU.

Đầu tháng 06/2014, DPM và GAS đã thống nhất lại tính giá khí theo công thức: **Giá thị trường** (bằng 46% giá MFO tại thị trường Singapore), **cộng chi phí vận chuyển là 0,63 USD/MMBTU**.

Phí vận chuyển đường ống thường ít biến động, sau khi đã trừ các chi phí chiếm tỷ trọng lớn là chi phí khấu hao tài sản cố định và chi phí vận hành.

GAS chỉ nhận về phí vận chuyển đường ống theo sự chỉ đạo từ Chính Phủ.

**Hộ công
nghiệp
(Chiếm
6% sản
lượng)**

- Theo lộ trình tăng giá khí từ GAS, giá bán khí từ GAS cho các đơn vị thành viên sẽ tăng dần hàng năm, để đến 2017 giá khí trong nước sẽ bằng giá thế giới. Cụ thể, tăng mỗi năm 5%. Năm 2014, chính sách giá khí cho hộ công nghiệp như sau:
- Khách hàng là hộ công nghiệp thông qua **PGD**: Giá khí trong Q.1/2014 là **12,77 USD/MMBTU**. Từ Q.3/2014 giá khí là **13,41 USD/MMBTU**.
- Khách hàng tiêu thụ khí CNG thông qua **PGS và CNG**: Giá khí trong Q.1/2014 là **8,96 USD/MMBTU**. Từ Q.2/2014 giá khí là **8,53 USD/MMBTU**.

Giá khí bán cho hộ công nghiệp không do Chính Phủ quy định.

Việc tăng giá bán khí cho hộ công nghiệp mang lại tỷ suất lợi nhuận gộp cao cho GAS.

Nguồn: GAS và FPTTS tổng hợp

Các dự án hiện nay và đang đầu tư của GAS



Dự án khí ở ngoài khơi miền Bắc



Nguồn: GAS

Cập nhật dự án đang vận hành và chuẩn bị đầu tư của GAS

+ Các dự án đã hoàn thành trong năm 2013

- **Dự án Kho LPG lạnh tại Thị Vải** với công suất 60.000 tấn đã được GAS đưa vào sử dụng từ tháng 03/2013. Dự án này đóng vai trò quan trọng trong việc kinh doanh LPG thông qua hợp đồng nhập khẩu định hạn từ nhà sản xuất lớn ADNOC tại Trung Đông và các hợp đồng spot từ các quốc gia khác như Qatar, UAE, Arab Saudi, Kuwait...

- **Tiếp nhận nguồn khí mới Hải Thạch - Mộc Tinh** từ bể Nam Côn Sơn vào tháng 9/2013 góp phần tăng nguồn cung cho khu vực Đông Nam Bộ thêm 2 tỷ m³ khí/năm.

- **Hoàn thành nâng công suất vận hành Hệ thống khí Nam Côn Sơn 1** từ 7 tỷ m³/năm lên 7,5 tỷ m³/năm tạo cơ sở để tiếp nhận nguồn khí mới từ Hải Thạch - Mộc Tinh.

- **Dự án Mở rộng hệ thống thu gom khí mỏ Rồng - Đồi Mồi** đã hoàn thành và đưa vào sử dụng vào tháng 12/2013. Dự án góp phần quan trọng trong việc thu gom lượng khí còn dư của mỏ Rồng Đồi Mồi đưa vào bờ, hạn chế phải đốt bỏ khí ngoài khơi và gia tăng nguồn cung khí cho các hộ tiêu thụ.

- **Hoàn thành đưa vào vận hành máy nén khí (GPP) Cà Mau** tăng công suất cấp khí khu vực Tây Nam Bộ lên từ 2 tỷ khí m³/năm lên 2,2 tỷ m³ khí/năm.

+ Các dự án đang triển khai trong năm 2014

- **Dự án Nam Côn Sơn 2 - GĐ1** để thu gom khí Đại Hùng và Thiên Ưng vào bờ bổ sung cho lượng khí ngày càng thiếu hụt trong tương lai ở khu vực Đông Nam Bộ.

- **Dự án LNG Thị Vải** mở đầu cho việc nhập khẩu khí để bổ sung cho nguồn khí trong nước ngày càng giảm.

- **Dự án cấp khí tại Thái Bình**, góp phần trong việc tận thu nguồn khí trong nước, phát triển các dự án khí tại thị trường miền Bắc.

+ **Từng bước tham gia có chiều sâu vào các dự án thượng nguồn**. Được sự chấp thuận của PVN về chủ trương cho phép GAS từng bước tham gia đầu tư các dự án dầu khí trong lĩnh vực sản xuất và sử dụng khí thiên nhiên làm nhiên liệu trong đó tiêu biểu là các dự án:

Dự án khí ở ngoài khơi miền Trung



Nguồn: Exxon Mobil

1. Dự án điện khí tại Quảng Ngãi. Trong năm 2013, PVN và Exxon Mobil cũng đã ký thỏa thuận khung triển khai Dự án phát triển mỏ Cá Voi Xanh để phát triển thành cụm công nghiệp khí - điện lớn tại miền Trung. Hiện Exxon Mobil tiếp tục hoạt động mạnh mẽ hơn để xúc tiến đầu tư dự án này như đánh giá về trữ lượng khí, lựa chọn địa điểm, kế hoạch triển khai, bắt đầu các cuộc đàm phán thương mại về việc định giá điện và giá khí.

Dự kiến nếu dự án triển khai sẽ góp phần gia tăng nguồn khí từ thêm lục địa sẽ được đưa vào cụm công nghiệp khí - điện tại Quảng Ngãi, với công suất thiết kế khoảng 4 tỷ m³ mỗi năm. Đồng thời xây dựng mới nhà máy xử lý khí ở khu vực này với lưu lượng khoảng 1 đến 4 tỷ m³/năm, kế hoạch dự kiến đưa vào vận hành từ năm 2022.

Việc tham gia đầu tư vào thượng nguồn này sẽ được thực hiện dưới hình thức góp vốn liên doanh trong đó sẽ cân đối một phần vốn góp với tỷ lệ phù hợp với năng lực tài chính của GAS (khoảng 5%) đồng thời từng bước nâng cao vị thế của GAS trong chuỗi giá trị ngành khí.

2. Ngoài ra, việc PVN sẽ giảm tỷ lệ sở hữu tại GAS về khoảng 75% (hiện PVN đang sở hữu 97,62%) để có thể mua lại phần vốn của Chevron tại Dự án Khí Lô B để đẩy tiến độ triển khai của dự án này. GAS được quyền chủ động tìm kiếm các đối tác chiến lược để tiếp nhận lại số cổ phiếu từ PVN. Hướng tìm kiếm của GAS là các đối tác cùng lĩnh vực kinh doanh và nhất là có khả năng thực hiện các dự án thượng nguồn để cùng với PVN và một phần vốn góp của GAS (nếu được PVN thông qua) qua đó sớm thực hiện triển khai dự án Đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn.

Các đường ống dẫn khí ngoài khơi do GAS đang sở hữu, quản lý và vận hành

Tên đường ống	Tỷ lệ sở hữu	Bể khí	Công suất tính đến năm 2013 (Tỷ m ³ /năm)	Sản lượng khí đưa vào bờ năm 2013 (Tỷ m ³ /năm)	Hiệu suất
Bạch Hổ	GAS (100%)	Cửu Long	2	1,422	71,10%
Nam Côn Sơn 1	GAS (51%); Bp(32,7%); ConocoPhillips (16,3%)	Nam Côn Sơn	7,5	6,2631	83,51%
PM3-Cà Mau	GAS (100%)	Malay - Thổ Chu	2,2	1,9824	90,11%

Cập nhật tiến độ dự án của GAS

Ký hiệu	Các dự đã và đang triển khai	Sản phẩm	Vị trí dự án	Tiến độ công việc hiện nay	Thời gian hoàn thành	Quy mô đầu tư (Triệu USD)	Công suất
	+ Các dự án thu gom khí						
A	Dự án thu gom khí đồng hành mỏ Thăng Long - Đông Đô	Khí, LPG, Condensate	Lô 01-97&02-97 thuộc bể Cửu Long	- Ngày 07/07/2014, đã cho dòng dầu đầu tiên (First Oil), chờ chủ mỏ cấp khí của mỏ	2014	28,17	65,7 triệu m ³ khí/năm
	Dự án mở rộng thu gom khí mỏ Rồng - Đồi Mồi giai đoạn 1	Khí, LPG, Condensate	Lô 09-1 và 09-3 thuộc bể Cửu Long	Bắt đầu cấp khí từ tháng 12/2013	Dec-2013	44	71,6 triệu m ³ khí/năm
C	Cụm máy nén khí PM3	Khí		- Hoàn thành	2013	14,3	Tăng thêm 0,2 tỷ m ³
	Nhà máy GPP Cà Mau	LPG, Condensate		- Hoàn thành đến 3% KLCV - Đối với nhà máy, hiện đang thực hiện theo chỉ đạo của Tập đoàn (tạm dừng chờ dự án Lô B Ô môn có dấu hiệu khả quan, đồng thời xem xét thêm giải pháp tối ưu hóa công nghệ và phương án đầu tư theo giai đoạn).	2017	710	
B+1	Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2, giai đoạn 1	Khí, LPG, Condensate	Lô khí Thuộc Bể Nam Côn Sơn và Cửu Long	- Hoàn thành đến 9% KLCV - Đã thực hiện đấu thầu xong	Q.2/2015	400	0,5 tỷ m ³
2	Đường ống dẫn khí Lô B Ô Môn	Khí, LPG, Condensate	Lô khí Thuộc Bể Malay, Thổ Chu	- Hoàn thành đến 9% KLCV - Tạm dừng triển khai chờ kết quả đàm phán giá khí ở khâu thượng nguồn		1.180	5 tỷ m ³
5	Đường ống dẫn khí Hàm Rồng - Thái Bình giai đoạn 1 (Bắc Bộ)	Khí	Lô khí 102-106 thuộc Bể Thái Bình	- Hoàn thành đến 50% KLCV	2015	91,69	0,2 tỷ m ³
	+ Nhập khẩu LNG						
3	LNG 1 MMTA	Khí LNG	Kho Thị Vải	- Hoàn thành đến 25% KLCV	2017	250	1 triệu tấn
	Đường ống LNG Thị Vải			- Chờ DA Kho LNG 1 triệu tấn	Q.2/2017	16,93	
4	LNG 3-5 MMTA	Khí LNG	Kho Bình Thuận	- Đang đề trình kế hoạch cung cấp và giá bán LNG	2020 và 2023	1.300	3 - 5 triệu tấn
	Tổng vốn đầu tư					4.035	

Nguồn: GAS và FPTTS tổng hợp

LỊCH SỬ KHUYẾN NGHỊ

Ngày	Phương pháp	Khuyến nghị	Giá đóng cửa	Giá mục tiêu
01/08/2012	FCFF & PE	NẮM GIỮ	39.000	41.200
29/08/2012	FCFF & PE	MUA	39.900	48.300
13/11/2012	FCFF & PE	MUA	39.000	50.400
28/06/2013	FCFF & PE	NẮM GIỮ	59.000	65.800
19/08/2014	FCFF	THEO DÕI	114.000	117.200

DIỄN GIẢI KHUYẾN NGHỊ

Diễn giải về mức khuyến nghị đầu tư

Mức khuyến nghị trên dựa vào việc xác định mức chênh lệch giữa giá trị tiềm năng so với giá trị thị trường hiện tại của mỗi cổ phiếu nhằm cung cấp thông tin hữu ích cho nhà đầu tư có giá trị trong vòng 12 tháng kể từ ngày đưa ra khuyến nghị.

Mức kỳ vọng 18% được xác định dựa trên mức lãi suất trái phiếu Chính phủ 12 tháng cộng với mức phần bù rủi ro thị trường cổ phiếu tại Việt Nam.

Khuyến nghị	Diễn giải
Kỳ vọng 12 tháng	
Mua	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường trên 18%
Thêm	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường trong khoảng 7% đến 18%
Theo dõi	Nếu giá mục tiêu so với giá thị trường từ -7% đến 7%
Giảm	Nếu giá mục tiêu thấp hơn giá thị trường trong khoảng -7% đến -18%
Bán	Nếu giá mục tiêu thấp hơn giá thị trường trên -18%

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 và chuyên viên phân tích không nắm giữ bất kỳ cổ phiếu nào của doanh nghiệp 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 <https://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

Tầng 2 - Tòa nhà 71 Nguyễn Chí Thanh,
Quận Đống Đa, Hà Nội, Việt Nam
ĐT: (84.4) 3 773 7070 / 271 7171
Fax: (84.4) 3 773 9058

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT Chi nhánh Tp.Hồ Chí Minh

29-31 Nguyễn Công Trứ, Quận 1, Tp.Hồ
Chí Minh, Việt Nam
ĐT: (84.8) 6 290 8686
Fax: (84.8) 6 291 0607

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT Chi nhánh Tp.Đà Nẵng

100, Quang Trung, P. Thạch Thang, Quận
Hải Châu, TP. Đà Nẵng
ĐT: (84.511) 3 553 666
Fax: (84.511) 3 553 888