

Ngành:	Tiện ích	2015	2016	2017G	Tổng hợp IPO		
Ngày báo cáo:	23/01/2018				Phương pháp IPO:	Đầu giá	
		Tăng trưởng DT	5,7%	27,6%	n/a	Giá IPO	24.600VND
		Tăng trưởng EPS	-20,5%	18,3%	108,7%	Số cổ phiếu chào bán	267,0tr
		Biên LN gộp	9,2%	9,9%	n/a	Cổ phần chào bán	12,9%
		Biên LN ròng	1,9%	1,8%	n/a	Ngày đầu giá:	09/02/2018
		EV/EBITDA	16,0x	10,4x	9,2x*	Niêm yết:	Upcom
		Giá CP/Dòng tiền HĐ	n/a	6,5x	n/a		
		P/E	48,5x	41,0x	19,4x*		

GT vốn hóa:	2.255 tr USD	Genco3*	Peers	VNI	Tổng quan Công ty
Room KN:	1.104 tr USD	P/E	19,4x	14,8x	20,7x
GTGD/ngày (30n):	n/a	P/B	2,3x	1,1x	3,0x
Cổ phần Nhà nước:	51%	Nợ ròng/CSH	5,5x	0,8x	n/a
SL cổ phiếu lưu hành	1.056 tr	ROE	11,7%	9,9%	14,7%
Pha loãng	2.081 tr	ROA	n/a	3,6%	2,4%
PEG 3 năm	n/a	EPS & tỷ lệ dựa theo lợi nhuận sản xuất điện, không tính lỗ tỷ giá.			
		* Ước tính cho EPS 2017			

Nguyễn Đắc Phú Thành
Chuyên viên

Hoàng Hoài Nam
Chuyên viên

Đinh Thị Thùy Dương
Trưởng phòng

Tái cấu trúc vốn, tự do hóa ngành và cổ phần hóa sẽ tạo nên bước ngoặt cho nhà phát điện lớn nhất Việt Nam

- Tổng Công ty Phát điện 3 (GENCO 3) có kế hoạch chào bán 12,84% cổ phần cho công chúng vào ngày 09/02/2018 và 36% cổ phần cho NĐT chiến lược vào tháng 03/2018 thông qua phát hành mới để giảm sở hữu của Nhà nước từ 100% còn 51%.
- Giá IPO tương ứng với P/E trượt 19,4 lần, có vẻ hợp lý cho tiềm năng tăng trưởng lớn.
- LNST hợp nhất năm (không tính lỗ tỷ giá) hợp nhất năm 2017 sẽ tăng 110,7% so với cùng kỳ (YoY) bởi lợi nhuận nhà máy thủy điện Buôn Kuốp tăng gấp 4 lần và nhà máy Nhiệt điện than Mông Dương bắt đầu đóng góp lợi nhuận đáng kể.
- Ban lãnh đạo công ty kỳ vọng lợi nhuận sản xuất điện (không tính lỗ tỷ giá) 2018 & 2019 sẽ tăng lần lượt 52% YoY và 30% YoY do giá bán điện hợp đồng mới (PPA) của nhà máy Vĩnh Tân (cao hơn 145 đồng/kWh) và có kế hoạch thanh toán 300 triệu USD nợ vay.

Genco 3 là công ty phát điện lớn nhất Việt Nam. Công suất của GENCO 3 chiếm 16% tổng công suất lắp đặt trong khi sản lượng đáp ứng 17% tổng nhu cầu tiêu thụ của cả nước.

Có vị trí lý tưởng khi nằm ở miền Nam, vùng thiếu hụt điện nhiều nhất. 80% nhà máy của GENCO 3 nằm ở miền Nam, chiếm hơn 50% tổng công suất điện tiêu thụ cả nước. 50% công suất của GENCO 3 nằm ở vùng trọng điểm thiếu hụt điện.

Các nhà máy điện khí và thủy điện của GENCO 3 có lợi thế cạnh tranh lớn trong thị trường phát điện cạnh tranh (CGM). Chi phí sản xuất trung bình của nhà máy điện khí Phú Mỹ thấp hơn 10,3% so với các nhà máy điện khí lân cận. Trong khi đó, chi phí sản xuất của nhà máy Buôn Kuốp là thấp hơn 19,2% so với các công ty cùng ngành.

Số tiền thu được từ phát hành cổ phiếu có thể sử dụng để thanh toán nợ. Tại mức giá IPO và trong trường hợp toàn bộ số cổ phần chào bán cho IPO và NĐT chiến lược được bán hết, GENCO 3 ước tính thu được 449 triệu USD tiền mặt, và công ty có kế hoạch thanh toán hơn 300 triệu USD nợ vay. Ngoài ra, khoản vốn thặng dư nếu có, phát sinh từ chênh lệch giữa giá IPO khởi điểm (24.600 đồng/CP) và giá đầu thành công bình quân sẽ được chia theo tỷ lệ 51%:49% giữa Nhà nước và GENCO 3.

Thị trường Bán buôn Cạnh tranh (WCM) có lợi nhiều nhất cho các công ty phát điện có vị trí gần khách hàng. GENCO 3 có mối quan hệ tốt với Tổng Công ty Điện lực TP. HCM & Tổng Công ty Điện lực miền Nam, sẽ giúp GENCO 3 hưởng lợi khi WCM đi vào vận hành.

Các NĐT chiến lược tiềm năng rất quan tâm và họ có thể thúc đẩy tăng trưởng lợi nhuận mạnh hơn. Đã có nhiều NĐT chiến lược bày tỏ sự quan tâm đến đợt IPO, trong đó một số NĐT đã đăng ký mua toàn bộ 36% cổ phần. EVN có thể tiếp tục thoái vốn để đưa cổ phần nắm giữ xuống dưới 50% từ năm 2020 trở đi, tùy thuộc vào việc đàm phán với các bên cho vay.

MỤC LỤC

THÔNG TIN IPO	3
TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP	4
MÔ HÌNH KINH DOANH.....	9
TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH.....	17
TRIỂN VỌNG.....	20
RỦI RO	22
BÁO CÁO TÀI CHÍNH	23

Thông tin IPO

Cơ cấu IPO:

Tổng Công ty Phát điện 3 – EVNGENCO3 (GENCO 3) là công ty có 100% vốn Nhà nước hiện đang trong quá trình cổ phần hóa. Đợt IPO sẽ được thực hiện thông qua phương pháp chào bán cạnh tranh với giá khởi điểm 24.600 đồng/CP, tương ứng với tổng giá trị vốn hóa 2,3 tỷ USD.

Trong đợt IPO sắp tới, 12,84% cổ phần sẽ được chào bán cho cả các NĐT trong nước và quốc tế thông qua chào bán cạnh tranh trong khi 36% cổ phần sẽ được chào bán cho NĐT chiến lược. Ít nhất 51% sẽ được EVN giữ lại. EVN có thể tiếp tục giảm lượng cổ phần nắm giữ xuống dưới 50% từ sau năm 2020 trong trường hợp nhận được sự chấp thuận của các nhà tài trợ vốn. GENCO 3 cũng có kế hoạch niêm yết trên sàn UPCoM trong quý 2/2018, sau IPO.

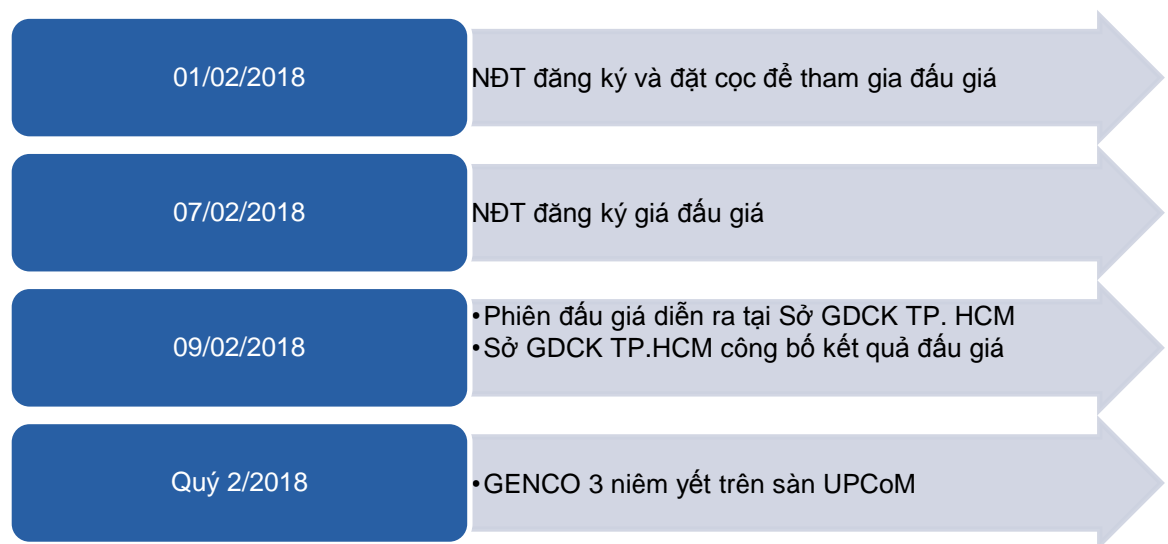
Mức giá khởi điểm IPO là 24.600 đồng cổ phiếu và có 267.051.900 cổ phiếu được chào bán. Do đó, giá trị ước tính thu được theo giá khởi điểm IPO là 6,5 nghìn tỷ đồng (290 triệu USD).

Hình 1: Cơ cấu sở hữu dự kiến sau IPO

Cổ đông	Số cổ phiếu (triệu)	Tỷ lệ sở hữu %
EVN	1.061	51,0%
ESOP	3,4	0,2%
IPO	267	12,8%
NĐT chiến lược	749	36%
TỔNG CỘNG	2.080	100%

Nguồn: Genco3

Hình 2: Khung thời gian IPO



Nguồn: Genco3

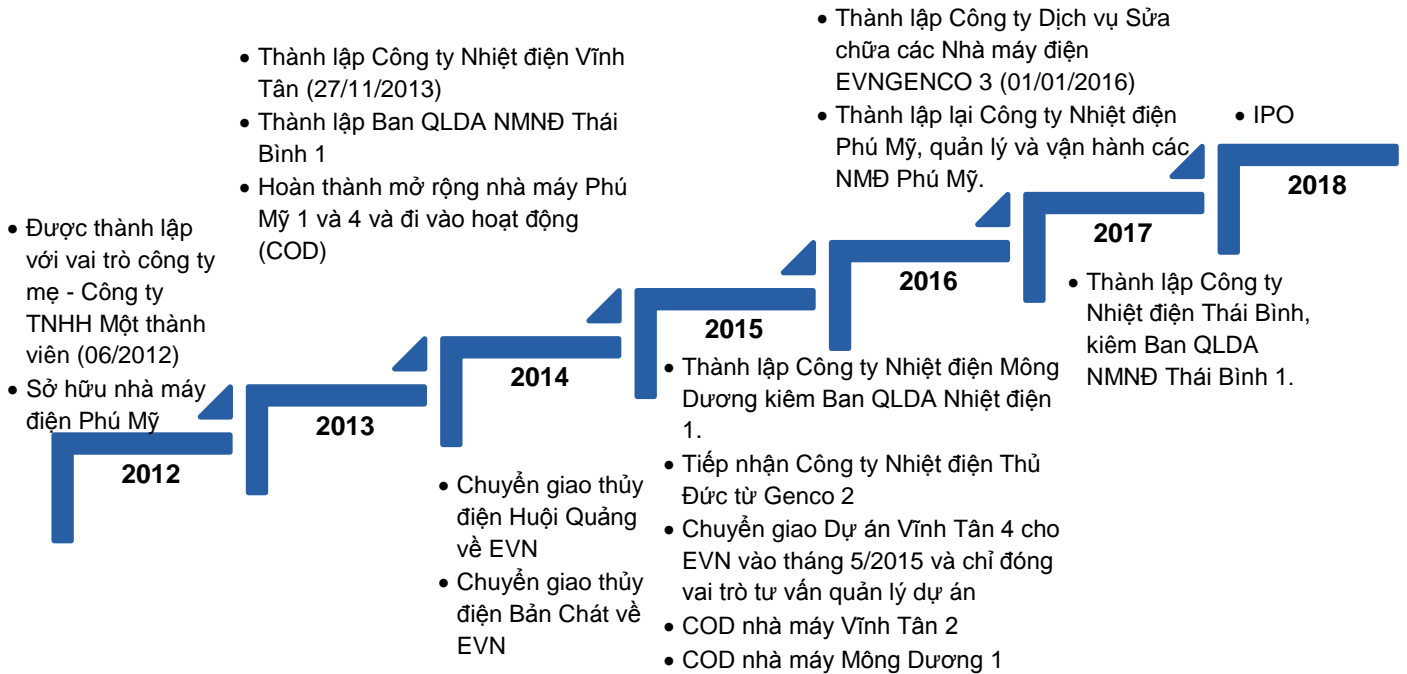
Tổng quan doanh nghiệp

Lịch sử hình thành và phát triển

GENCO 3 được thành lập năm 2013 trên cơ sở tổ chức, sắp xếp lại Công ty TNHH Một thành viên Nhiệt điện Phú Mỹ, các công ty phát điện độc lập và một vài ban quản lý dự án trực thuộc EVN.

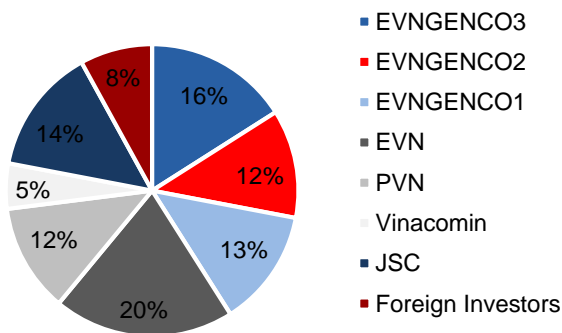
Hiện tại, GENCO 3 là nhà phát điện lớn nhất Việt Nam với tổng công suất 6,3 GW, tương ứng với 16% công suất điện của Việt Nam. Phần lớn công suất của GENCO 3 đến từ các nhà máy nhiệt điện, bao gồm 2,94 GW điện khí và 2,4 GW điện than.

Hình 3: Các cột mốc chính của GENCO 3

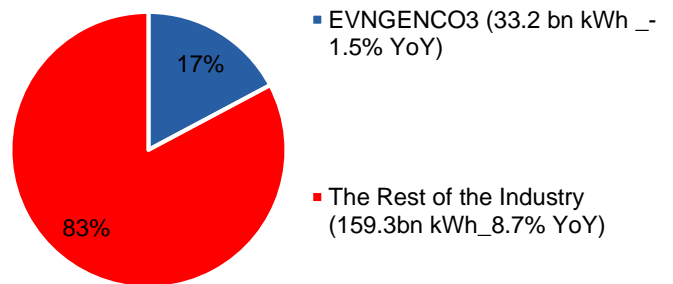


Nguồn: Genco3

Hình 4: Thị phần tính theo công suất trong năm 2017



Hình 5: Thị phần tính theo sản lượng 2017 vs 2016

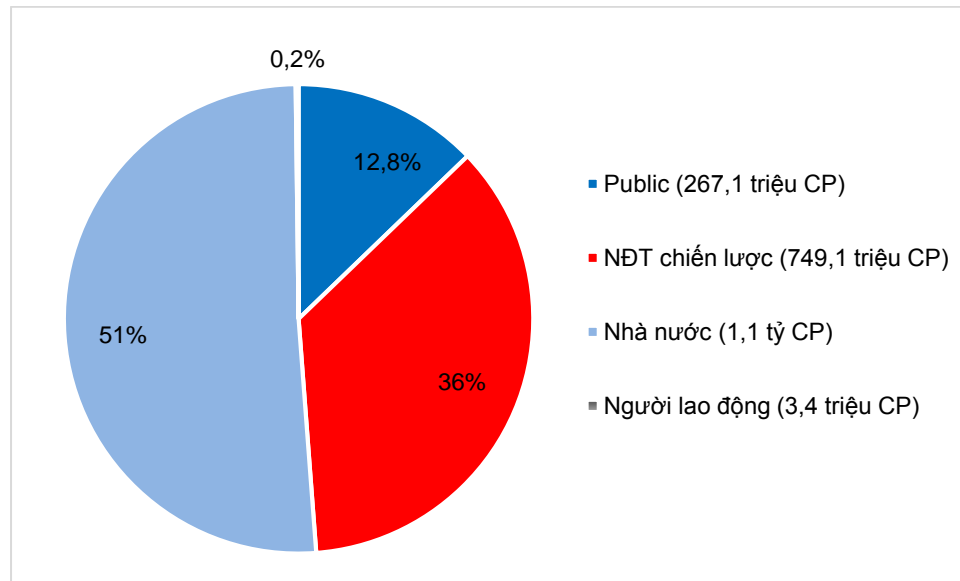


Nguồn: Genco3

Cơ cấu sở hữu

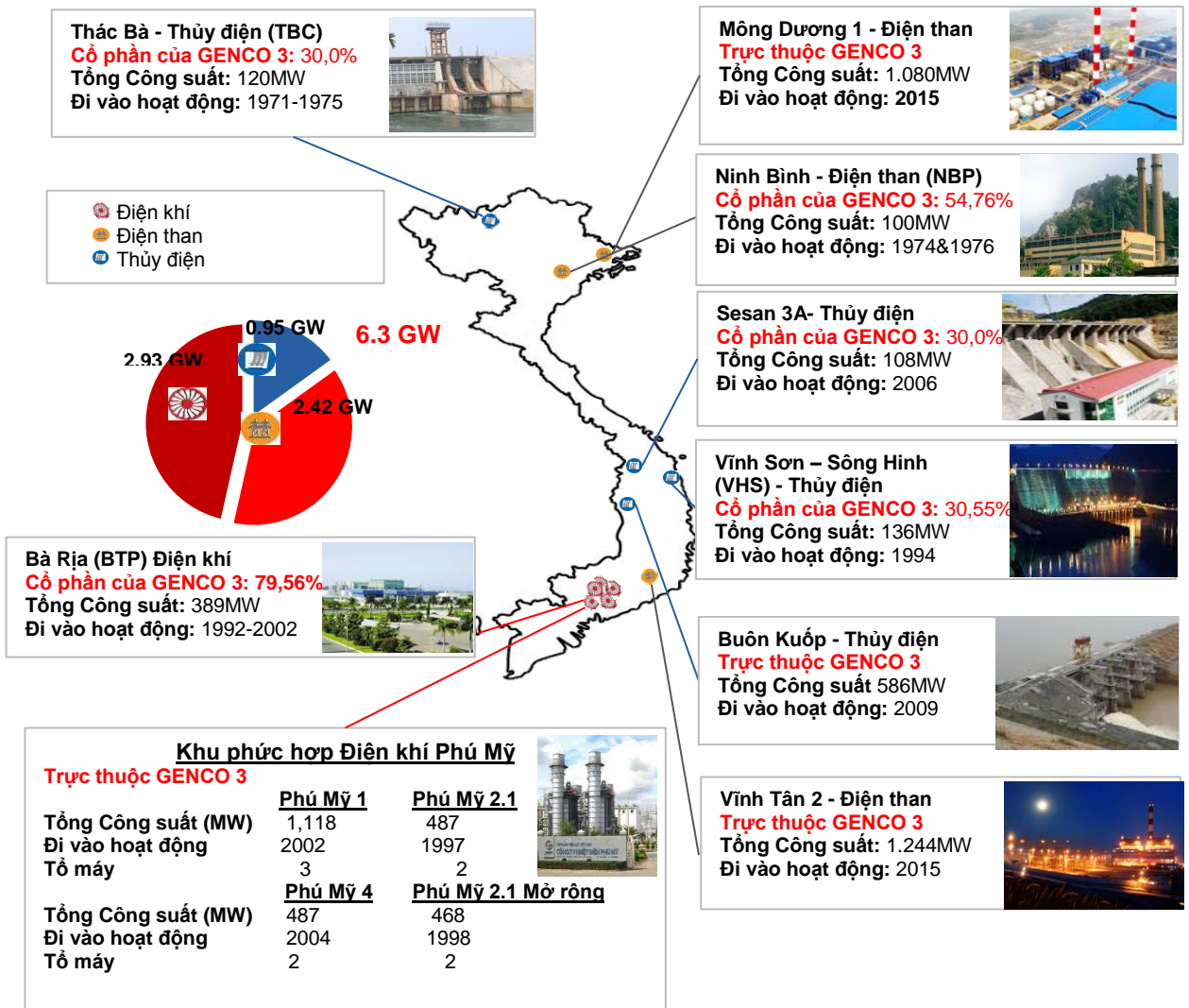
Theo kế hoạch của Chính phủ về việc tái cơ cấu ngành điện giai đoạn 2016-2020, EVN dự kiến sẽ chỉ nắm giữ ít nhất là 51% cổ phần tại GENCO 3, trong khi phần còn lại sẽ được cổ phần hóa, nhưng cổ phần Nhà nước sẽ được tiếp tục giảm sau năm 2020. Hiện tại, GENCO 3 đang trong quá trình thực hiện cổ phần hóa và IPO trong năm 2018, với **12,8%** cổ phần sẽ được chào bán cho NĐT đại chúng và **36,0%** sẽ được chào bán cho NĐT chiến lược.

Hình 6: Cơ cấu sở hữu sau cổ phần hóa



Nguồn: Genco3

Hình 7: Các nhà máy điện chính của GENCO 3 và Cơ cấu công suất của các Nhà máy Điện



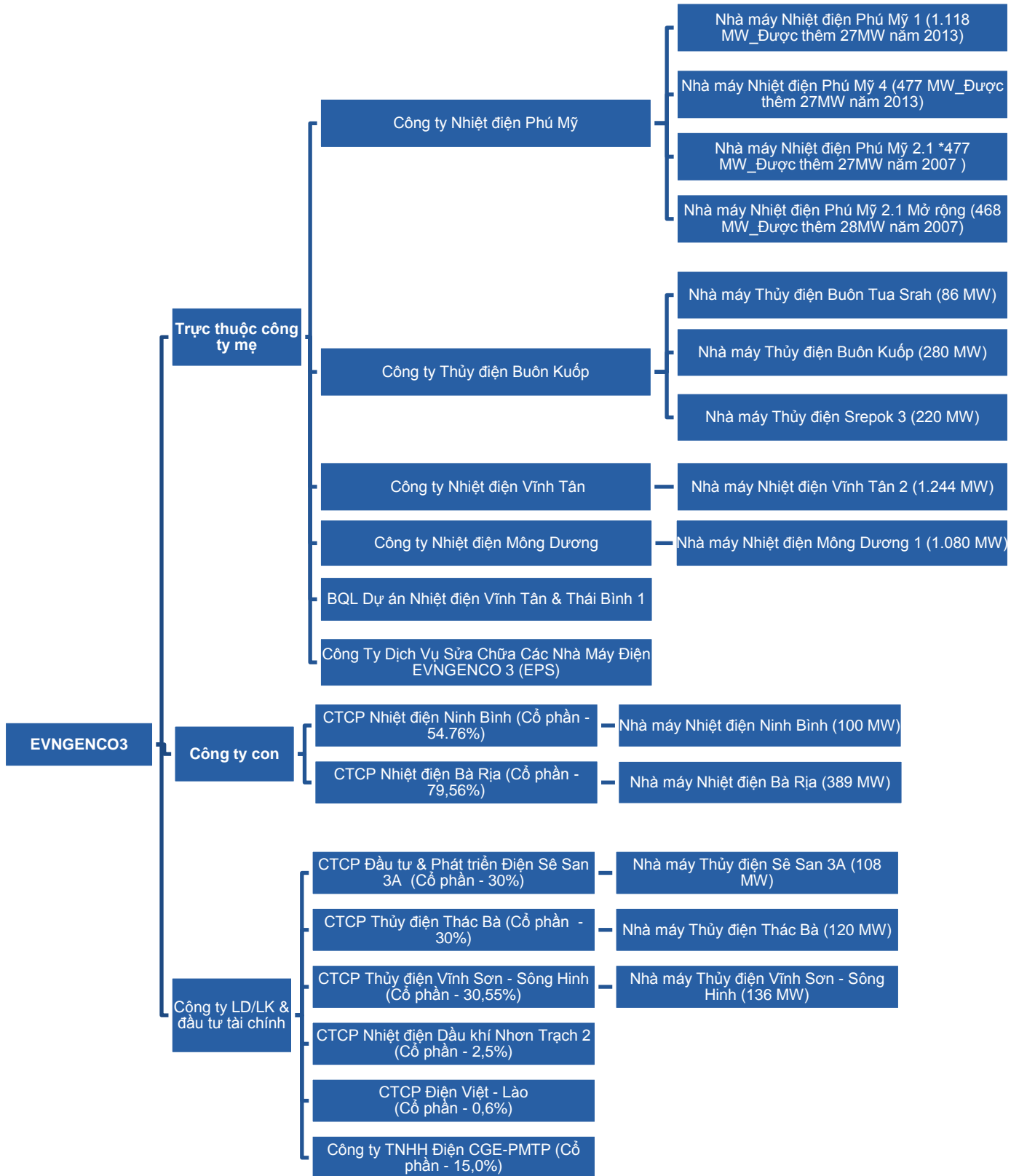
Nguồn: Báo cáo thường niên 2017 của GENCO 3. (Ghi chú: PM ngụ ý Ban quản lý dự án.)

Các tài sản chính của GENCO 3 là 9 nhà máy điện với tổng công suất 5,5 GW. Hiện có 4 nhà máy nhiệt điện khí, 3 nhà máy thủy điện và 2 nhà máy nhiệt điện than. Trong số này, nhà máy nhiệt điện khí (Phú Mỹ 2.1, Phú Mỹ 2.1 mở rộng, Phú Mỹ 1 & Phú Mỹ 4) chiếm 46% tổng công suất, nhà máy thủy điện (Buôn Kuốp, Buôn Tua Srah, Srepok 3) chiếm 11% và nhà máy điện than (Vinh Tân 2 & Mông Dương 1) chiếm 43% công suất.

Công ty cũng có 2 công ty con: CTCP Nhiệt điện Bà Rịa (BTP) và CTCP Nhiệt điện Ninh Bình (NBP), với lần lượt 79,5% và 54,7% cổ phần sở hữu. Ngoài ra, GENCO 3 cũng sở hữu 30% cổ phần tại CTCP Thủy điện Vinh Sơn – Sông Hinh (VSH), CTCP Thủy điện Thác Bà (TBC) & Nhà máy Thủy điện Sesan 3A.

Cơ cấu công ty

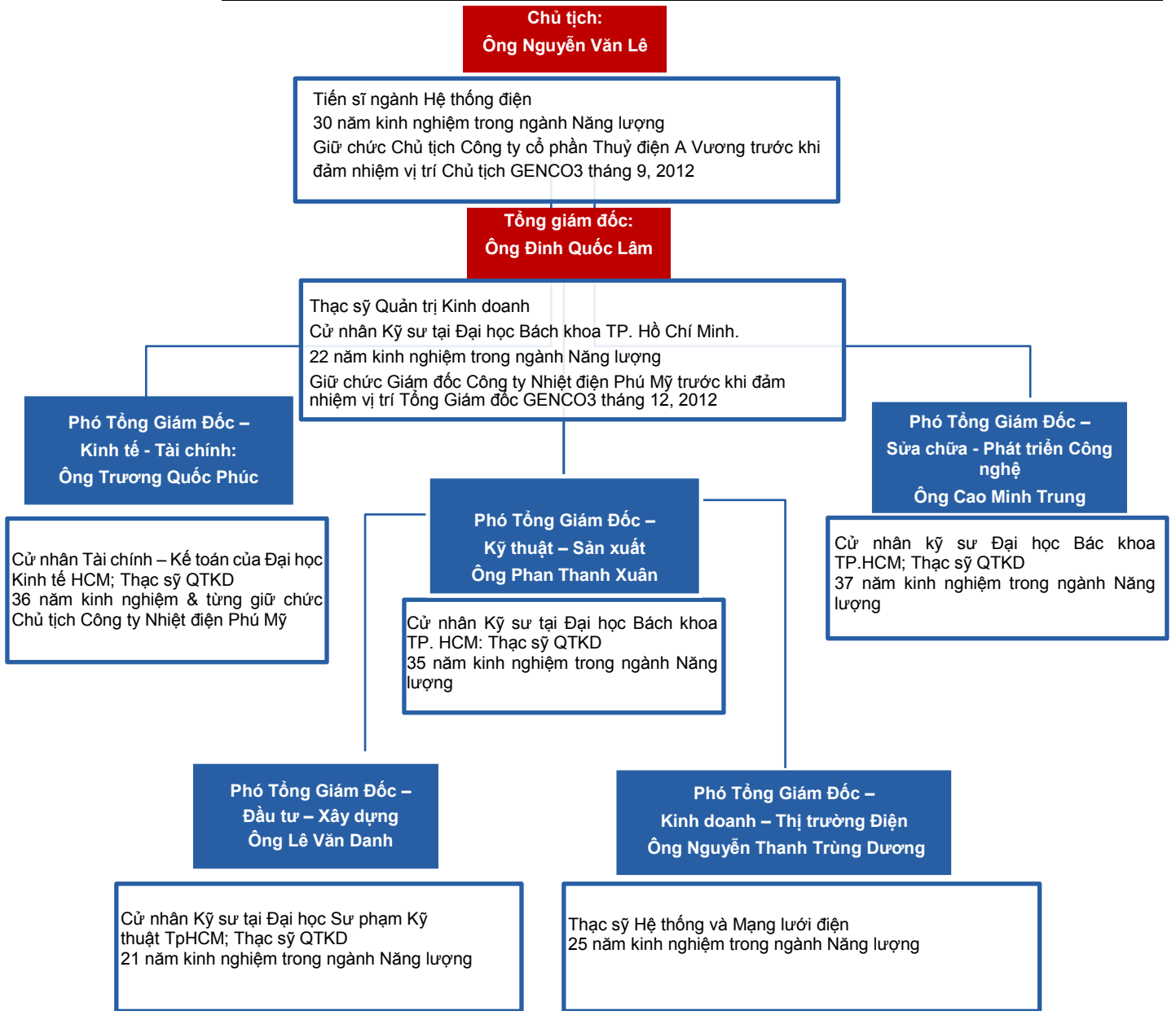
Hình 8: Cơ cấu công ty



Nguồn: Genco3

Ban lãnh đạo

Hình 9: Ban lãnh đạo của GENCO 3



Nguồn: báo cáo thường niên của Genco3 2017

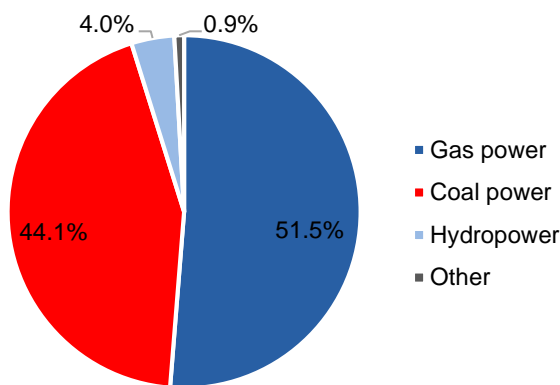
Mô hình kinh doanh

Tổng quan

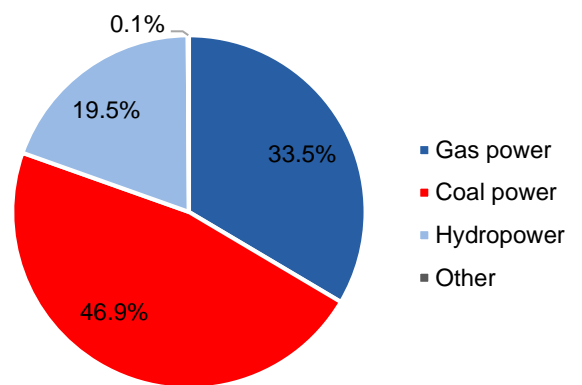
Mô hình kinh doanh của GENCO 3 được thể hiện rõ nét qua 2 hoạt động chính: Phát điện và Mảng kinh doanh Khác. Ngành kinh doanh cốt lõi là phát điện đóng góp phần lớn KQKD của GENCO 3.

1. Mảng Phát điện bao gồm các nhà máy điện khí/điện than và thủy điện..
 - Phát điện là yếu tố dẫn dắt doanh thu chính cho GENCO 3, đóng góp 99% doanh thu thuần và lợi nhuận gộp của công ty năm 2016.
2. Ngành kinh doanh Khác là Công Ty Dịch Vụ Sửa Chữa Các Nhà Máy Điện EVNGENCO 3 (EPS).
 - GENCO 3 cung cấp dịch vụ sửa chữa và bảo trì thông qua Công ty EPS.

Hình 10: Doanh thu theo từng mảng kinh doanh (2016) (tỷ đồng)



Hình 11: LN gộp theo từng mảng kinh doanh (2016) (tỷ đồng)



Nguồn: Genco3

Mảng Phát điện được dẫn dắt bởi PPA và CGM

Doanh thu của một nhà máy điện dựa theo giá bán điện nhân với sản lượng bán. Theo Thông tư 56, doanh thu của các nhà máy điện tính theo:

$$\text{Doanh thu} = P_c \cdot Q_c + P_m \cdot Q_m + \text{Khác}$$

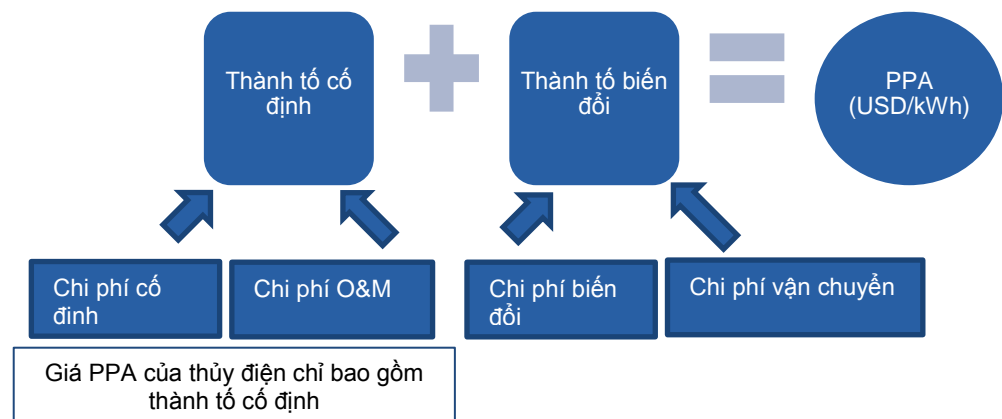
Trong đó:

- P_c : giá hợp đồng, còn gọi là Hợp đồng mua bán điện (PPA)
- P_m : Giá CGM
- Q_c : Sản lượng hợp đồng phụ thuộc vào tính toán nhu cầu từ ERAV mỗi năm. Q_m bị giới hạn mức trần 40% sản lượng dự báo (QF), do đó Q_c tối thiểu là 60% QF.
- Q_m : Sản lượng thị trường, sản lượng bán cho CGM
- Q : sản lượng thực tế của nhà máy điện trong 1 năm = $Q_c + Q_m$

Hợp đồng Mua bán Điện (PPA) là văn bản quan trọng mà tất cả các nhà máy điện phải ký kết với EVN. Trong thỏa thuận này, các chi tiết về giá hợp đồng, sản lượng bán, thời hạn, thanh toán và chi phí nguyên liệu đầu vào đều được quy định.

- Trước năm 2011: Không có phương pháp tiêu chuẩn để tính toán PPA và phụ thuộc vào quyết định của EVN trên cơ sở tổng chi phí phát điện cộng tỷ suất sinh lời bất kỳ.
- Trong giai đoạn 2011-2014 (với sự ra đời của Thông Tư 41): PPA được tính từ sinh lời quy định trên giá vốn (10% cho cổ phần của Chính phủ và lợi suất Trái phiếu Chính phủ +3% cho cổ phần của NĐT tư nhân) sử dụng giả định bên dưới.
- Từ năm 2014 (với sự ra đời của Thông Tư 56): Giá PPA đến từ mức IRR quy định 12%.

Hình 12: Giá PPA theo Thông Tư 56



Nguồn: Thông tư 56 và VCSC

Hình 13: Giá định tính PPA

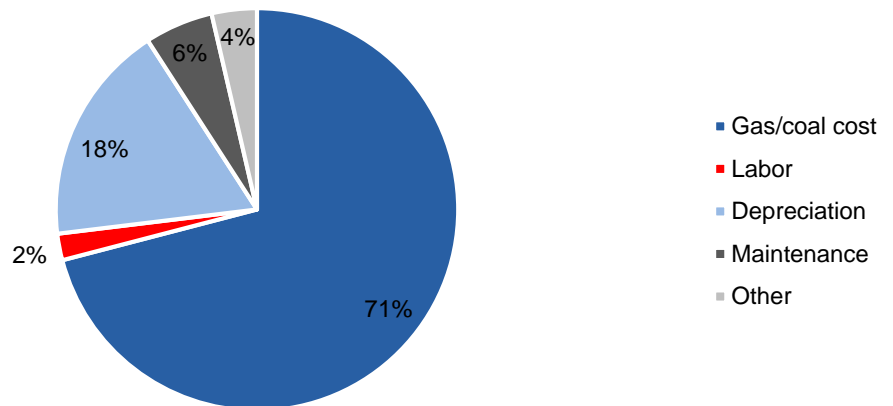
Giá định	Điện than	Điện khí	Thủy điện
Giờ hoạt động	6,500	6,000	4,000
Chu kỳ vòng đời dự phóng (năm)	30	25	40
Chính sách khấu hao	12-20	10-14	40
Cơ cấu Vốn CSH/Nợ	30/70	30/70	30/70
Chi phí vận hành chính	2,50%	4,37%	0,6%-1,2%
Tiêu thụ nguyên liệu đầu vào	Kg/kWh	BTU/kWh	
Giá nguyên liệu đầu vào	VND/Kg	VND/BTU	
Chi phí vận chuyển nguyên liệu đầu vào	VND/ton	VND/BTU	
Tỷ lệ giảm công suất	1,30%	3,0%	

Nguồn: Bộ Công thương và VCSC

Chi phí nhiên liệu là yếu tố dẫn dắt chính của Giá vốn Hàng bán

Chi phí nhiên liệu (khí đốt tự nhiên và than) là các thành tố lớn nhất cho cơ cấu chi phí của GENCO 3, chiếm 71% tổng chi phí. Khấu hao là thành tố lớn thứ hai với 18%, xếp tiếp theo là chi phí bảo trì khi chiếm 6% và chi phí nhân công.

Hình 14: Cơ cấu chi phí hợp nhất của GENCO 3 trong năm 2016



Nguồn: Genco3 & VCSC

Nhà máy điện khí sử dụng các thiết bị hiện đại từ nhóm G7 để kéo dài thời gian hoạt động

Trung tâm Điện lực Phú Mỹ là một trong những tài sản chủ chốt của GENCO 3 với công suất lớn 2.458 MW. Khu phức hợp này bao gồm nhà máy Phú Mỹ 1 (1.108MW), Phú Mỹ 4 (450MW), Phú Mỹ 2.1 & mở rộng (900MW). Các nhà máy điện này có vốn đầu tư ban đầu khá thấp khoảng 400.000-500.000 USD/MW nhưng được trang bị máy móc thiết bị cao cấp sản xuất ở các quốc gia thuộc nhóm G7, đảm bảo cho vận hành ổn định trong dài hạn. Bằng việc sử dụng các thiết bị máy móc từ các quốc gia G7, các nhà máy điện khí của GENCO 3 đã đạt được hiệu suất hoạt động 76% trong vòng 4 năm qua.

Trong những năm qua, GENCO 3 đã liên tục bảo trì và nâng cấp các nhà máy để kéo dài thời gian hoạt động thêm 15-20 năm. GENCO 3 đã thay thế các chi tiết, thiết bị tuabin khí Phú Mỹ 4, Phú Mỹ 2.1 sang phiên bản MLX2, làm gia tăng gấp đôi số giờ vận hành (EOH) so với phiên bản cũ. Ngoài ra, tất cả các nhà máy điện cũng áp dụng hệ thống sương hóa (fogging) và hệ thống sương hóa quá phun (high-fogging) để gia tăng hiệu suất hoạt động. Phần lớn các nhà máy phát điện đều đã hoàn thành bảo dưỡng lớn trong thời gian qua để đảm bảo vận hành ổn định trong những năm tới.

Hình 15: Các nhà máy điện khí

Nhà máy	Công suất (MW)	Vốn đầu tư (triệu USD/MW)	Đi vào hoạt động	Tuổi đời (năm)	Công nghệ	Tổng thầu EPC	Máy móc	Hiệu suất hoạt động (%)
Phú Mỹ 1	1.108	0,5	2002	16	Chu trình hỗn hợp phiên bản F	Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	MHI (Japan)	76%
Phú Mỹ 2.1	450	0,4	1997	21	Chu trình hỗn hợp phiên bản E	Alstom, Colenco, Siemens	ABB, Marubeni, (Swiss)	78%
Phú Mỹ 2.1 Mở rộng	450	0,5	1998	20	Chu trình hỗn hợp phiên bản F	Alstom, Colenco, Siemens	ABB, Marubeni, (Germany)	78%
Phú Mỹ 4	450	0,5	2004	14	Chu trình hỗn hợp phiên bản E	Alstom, Marubeni and Lilama	Alstom (Swiss)	79%

Nguồn: GENCO 3 và VCSC

Nhà máy điện Phú Mỹ đã ký kết hợp đồng mua bán điện (PPA) 25 năm, được ký từ năm bắt đầu hoạt động. Hiện tại, các nhà máy Phú Mỹ nhận khí từ hai mỏ khí Nam Côn Sơn và Cửu Long thông qua 2 hợp đồng cung cấp khí dài hạn ký kết với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), được ký lần lượt vào ngày 15/10/2001 và 02/04/2010. Với các hợp đồng này, nhà máy Phú Mỹ có 1,85 tỷ m³ dưới bao tiêu (UToP) trong khi giá trên bao tiêu (AToP) dựa theo công thức 46% MFO + phí vận chuyển. Về vấn đề bảo trì, GENCO 3 đã ký hợp đồng nguyên tắc cho bảo trì với Alstom (nay là GE), MHPS và Siemens. Chi phí bảo dưỡng hàng năm tùy thuộc vào lượng công việc thực tế và được ghi nhận trong vòng 1 năm.

Hình 16: Tình hình hoạt động của các NMNĐ Phú Mỹ

	2014	2015	2016	2017
Sản lượng (triệu kWh)	16.771	17.527	15.993	15.416
Phú Mỹ 1	7.508	7.886	6.929	6.958
Phú Mỹ 2.1	6.227	6.502	5.845	5.456
Phú Mỹ 4	3.036	3.139	3.218	3.002
Qc/Q (%)	84%	84%	88%	94%
Giá bán trung bình (đồng/kWh)	1.258	978	1.048	1.145
Giá PPA của Phú Mỹ 1	952	905	896	1.033
Giá PPA của Phú Mỹ 2.1	1.017	971	946	1.097
Giá PPA của Phú Mỹ 4	1.074	1.023	1.020	1.155
Doanh thu (tỷ đồng)	21.100	17.138	16.761	17.645
COGS	-20.234	-15.753	-15.717	-16.864
Trong đó chi phí bảo dưỡng	-1.389	-927	-1.580	-1.998
LN gộp	865	1.385	1.045	781
LNTT	729	1.287	949	698

Nguồn: GENCO 3 và VCSC

Nhà máy Phú Mỹ các năm 2014-2017 đạt sản lượng ổn định, trung bình 16,5 tỷ kWh/năm.

Tuy nhiên, doanh thu phụ thuộc nhiều vào biến động giá khí, và phần chi phí khí tăng thêm hay giảm đi được chuyển sang EVN theo hợp đồng mua bán điện. Doanh thu đạt 21.100 tỷ đồng với giá khí 6,1USD/MMBTU nhưng vẫn giảm 18,8% năm 2015 và 2,2% năm 2016 do giá khí liên tục giảm. Nhờ cách tính giá khí mới (46% giá MFO + phí vận chuyển nhưng không dưới giá sàn), năm 2017 doanh thu tăng 5,3% lên 17.600 tỷ đồng trong khi giá khí trung bình tăng trở lại lên 5,1USD/MMBTU từ 4,4USD/MMBTU năm 2016.

Trong những năm qua, Phú Mỹ mang lại nhiều lợi nhuận nhất cho GENCO3. Năm 2015, lợi nhuận trước thuế lên đến 1.300 tỷ đồng vì Phú Mỹ 4 chỉ có một đợt đại tu và hạn hán khiến giá điện tăng mạnh. Nhưng trong 2 năm qua, lợi nhuận trước thuế giảm mạnh vì tổng cộng có đến 8 đợt đại tu các tổ máy. Lợi nhuận trước thuế 2017 ước đạt 698 tỷ đồng, giảm 26,5% so với năm 2016, và chỉ hoàn tất 46,9% ước tính kết quả hợp nhất.

Thị trường điện được tự do hóa có thể kích thích lợi nhuận của Phú Mỹ trong các năm tới.

Các nhà máy điện khí của Phú Mỹ có vị trí thuận lợi nhờ nằm tại vùng công nghiệp Phú Mỹ, nơi có nhiều nhà máy sản xuất thép và khu công nghiệp. Chi phí sản xuất trung bình của các nhà máy điện khí của Phú Mỹ thấp hơn 10,3% so với các nhà máy điện khí lân cận. Ngoài ra, giá bán theo hợp đồng mua bán điện của Phú Mỹ thấp hơn 33% so với giá trên thị trường phát điện cạnh tranh dành cho các nhà máy điện khí. Vì vậy, chúng tôi nhận thấy Phú Mỹ có tiềm năng tăng trưởng mạnh khi thị trường được tiếp tục được tự do hóa, cho phép các nhà máy điện của Phú Mỹ tăng sản lượng bán ra trên thị trường tự do với giá cao hơn nhiều so với hiện nay. Ngoài ra, chi phí khấu hao giảm cũng có thể kích thích lợi nhuận của Phú Mỹ trong những năm tới.

Thủy điện là nguồn lợi nhuận lớn

GENCO3 có 3 nhà máy thủy điện là Buôn Kuốp, Buôn Tua Srah, và Srêpôk 3 với tổng công suất 586MW. Các nhà máy thủy điện này do Công ty Thủy điện Buôn Kuốp, một công ty trực thuộc của GENCO3 điều hành và có chi phí đầu tư thấp hơn 18,2% so với các nhà máy thủy điện khác nhờ địa hình thuận lợi. Buôn Kuốp bán điện từ các nhà máy thủy điện cho Công ty Mua bán điện (EPTC) theo hợp đồng mua bán điện cũng như trên thị trường phát điện cạnh tranh. Ngoài ra, nhờ vị trí thuận lợi nên trong đợt hạn hán vừa qua, công suất hoạt động vẫn lên đến 45%-50%.

Hình 17: So sánh các nhà máy thủy điện của GENCO3 và một số nhà máy thủy điện khác

Nhà máy	Công suất (MW)	Đi vào hoạt động	Số năm hoạt động	Turbine	Vị trí	Vốn đầu tư MW (tỷ VND)
Các nhà máy thủy điện của GENCO3						
Buôn Kuốp	280 (2x140)	2009	8,1	Francis	Miền Trung	15
Buon Tua Srah	86 (2x43)	2009	7,9	Francis (Dongfeng, Trung Quốc)	Miền Trung	36
Srepok 3	220 (2x110)	2010	7,2	Francis (Harbin, Trung Quốc)	Miền Trung	15
Trung bình						18
Một số nhà máy thủy điện khác						
Đăk Mi 4	190	2011	7	Francis (Dongfeng, China)	Miền Trung	24
A Lưới	170	2011	7	n/a	Miền Bắc	19
Trung bình						22

Nguồn: GENCO3 và VCSC

Hình 18: Tình hình hoạt động của Buôn Kuốp

	2015	2016	2017
Hiệu suất	30%	42%	70%
Sản lượng bán ra (tỷ kWh)	1,5	2,2	3,6
<i>Buôn Tua Srah</i>	0,7	1,0	1,7
<i>Buôn Kuốp</i>	0,2	0,3	0,5
<i>Srepok 3</i>	0,6	0,8	1,4
Qc/Q	0%	82%	57%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	672	654	720
Giá theo HĐ mua bán điện (VND/kWh)	640	695	695
(tỷ VND)			
Doanh thu	1.038	1.414	2.575
Giá vốn hàng bán	(610)	(735)	(845)
<i>trong đó, khấu hao</i>	(321)	(341)	(341)
Lợi nhuận gộp	428	679	1.729
Lợi nhuận trước thuế	96	405	1.513

Nguồn: GENCO3

Doanh thu 2017 cải thiện mạnh nhờ thời tiết thuận lợi. Doanh thu năm 2016 tăng chậm nhưng sang năm 2017 gần như tăng gấp đôi nhờ thời tiết thuận lợi. Hạn hán năm 2015 và 2016 đã ảnh hưởng đến sản lượng thủy điện. Tuy nhiên, lượng mưa lớn năm 2017 đã giúp sản lượng lên đến 3,6 tỷ kWh, qua đó giúp doanh thu cả năm lên đến 2.600 tỷ đồng, tăng 82% so với năm 2016.

Kết quả 2017 ấn tượng với lợi nhuận trước thuế 1.500 tỷ đồng, gần gấp 4 lần năm 2016. Kết quả này có được là nhờ thời tiết thuận lợi đã giúp sản lượng thủy điện tương đối cao, trong khi chi phí chỉ xấp xỉ 2016 vì trong lĩnh vực thủy điện, khấu hao chiếm phần lớn chi phí.

Các nhà máy điện than mới đi vào hoạt động cũng sẽ kích thích tăng trưởng

GENCO3 có 2 nhà máy điện than là Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1, công suất lần lượt 1.244MW và 1.088MW, chỉ mới đi vào hoạt động năm 2015.

Vốn đầu tư dành cho Vĩnh Tân 2 là 28 tỷ VND/MW, bao gồm chi phí cơ sở hạ tầng chung với toàn bộ Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân. Nhà máy này có vị trí thuận lợi vì gần miền Nam, là khu vực có nhu cầu điện lớn nhất nước.

Mông Dương 1 có công nghệ hiện đại và nằm gần mỏ than tốt nhất Việt Nam.

Hình 19: So sánh các nhà máy điện than của GENCO3 và một số nhà máy điện than khác

	Công suất	Đi vào hoạt động	Lò hơi	Turbine	Máy phát	Chủ thầu EPC	Tiêu thụ than / Kwh	HS thu hồi nhiệt	Đã hoạt động (năm)	HD bán xỉ than
Các nhà máy điện than của GENCO 3										
Vĩnh Tân 2	1.244 (2x622)	Q1 2015	Dưới tới hạn (SEC, Trung Quốc)	SEC, Trung Quốc	SEC, Trung Quốc	Shanghai Electric Group (SEC_China) và ABB	550	38%	2,3 - 2,1	Có
Mông Dương 1	1.080 (2x540)	Q4 2015	Tầng sôi tuần hoàn (Foster Wheeler, USA)	Doosan	Doosan	Hyundai E&C (HDEC_South Korea)	550	39%	0,1	Không
Một số nhà máy điện than khác										
Phả Lại 1	440 (4x110)	1984	Dưới tới hạn (Liên Xô)	Liên Xô	Liên Xô	n/a	700	33%	35	Có
Phả Lại 2	600 (2x300)	2001	Dưới tới hạn (Mitsui Babcock, Anh)	GE. USA	GE. USA	n/a	530	38%	35	Có
Quảng Ninh	1.200 (4x300)	2010-2014	Dưới tới hạn (SEC, Trung Quốc)	SEC, Trung Quốc	SEC, Trung Quốc	Shanghai Electricity Cooperation (SEC)	500	38%	8,5 - 6	n/a
Hải Phòng	1.200 (4x300)	2011-2014	Dưới tới hạn (Trung Quốc)	Marubeni	Marubeni	Dongfang, Trung Quốc và Marubeni, Nhật Bản	500	38%	8,5	Có
Vũng Áng	1.200 (2x600)	2014-2015	Dưới tới hạn (Trung Quốc)	Toshiba, Nhật Bản	Toshiba, Nhật Bản	Lilama	450	39%	n/a	Miễn phí

Nguồn: Thông tin đại chúng, GENCO3 và VCSC

Hợp đồng mua bán điện sắp tới của Vĩnh Tân 2 với phần cố định tăng sẽ kích thích tăng trưởng. Cả Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1 đều đã ký hợp đồng mua bán điện thời hạn 25 năm với EPTC tính từ ngày đi vào hoạt động thương mại, qua đó đảm bảo sản lượng điện bán ra hàng năm lên đến lần lượt gần 6 tỷ kWh và 5 tỷ kWh. Điều này cho phép các nhà máy trên chuyển phần chi phí than tăng thêm hay giảm đi sang EVN như các nhà máy điện khác của GENCO3. Vĩnh Tân 2 sẽ hưởng lợi rất nhiều từ hợp đồng mua bán điện vì phần cố định (hiện là 460VND/kWh) trong năm nay sẽ tăng thêm 100VND/kWh.

Mông Dương 1 được hưởng giá than thấp. Cả Mông Dương 1 và Vĩnh Tân 2 đều sử dụng than 6A hoặc 6B tại Cẩm Phả, Quảng Ninh. Than được vận chuyển từ mỏ đến Mông Dương 1 bằng băng truyền, qua đó cắt giảm được chi phí vận chuyển. Ngoài ra, để đảm bảo nguồn than cho Mông Dương 1, GENCO3 đã ký được hợp đồng mua than thời hạn 25 năm với Vinacomin, có hiệu lực từ ngày 28/04/2014. Tuy nhiên, trữ lượng than dự kiến sau năm 2020 sẽ cạn kiệt, nên cả 2 nhà máy này đều sẽ chịu chi phí than cao hơn. Chúng tôi hiện giả định Mông Dương 1 mua than với giá 62-66USD/tấn, bao gồm phí vận chuyển từ 2018-2023 trong khi Vĩnh Tân 2 mua than với giá 64-67USD/tấn.

Hình 20: Tình hình hoạt động của Vĩnh Tân 2

	2015	2016	2017
Hiệu suất	47%	65%	53%
Sản lượng bán ra (tỷ kWh)	5,2	6,6	5,3
Qc/Q	0%	0%	101%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.264	1.339	1.427
Giá theo HĐ mua bán điện (VND/kWh)	1.363	1.339	1.372
(tỷ VND)			
Doanh thu	6.567	8.885	7.572
Giá vốn hàng bán	(6.337)	(8.161)	(7.239)
<i>trong đó, khấu hao</i>	<i>(1.601)</i>	<i>(1.808)</i>	<i>(1.824)</i>
Lợi nhuận gộp	230	724	141
Lợi nhuận trước thuế	(888)	(569)	(977)

Nguồn: GENCO3

Doanh thu 2016 của Vĩnh Tân 2 tăng 35% nhưng năm 2017 giảm 15% do mưa lớn. Doanh thu năm 2016 tăng mạnh lên 8.900 tỷ đồng từ 6.600 tỷ đồng năm 2015 nhờ tiêu thụ tại miền Nam mạnh. Tuy nhiên, KQLN 2015 không phản ánh chính xác tình hình hoạt động vì có hai tổ máy đi vào hoạt động trong tháng 01 và 03 nên không thể so sánh kết quả cả năm.

Lợi nhuận bị ảnh hưởng vì các nhà máy nhiệt điện thường lỗ trong các năm đầu hoạt động. Năm 2017, Vĩnh Tân 2 lỗ nặng hơn do hiệu suất hoạt động giảm.

Hình 21: Tình hình hoạt động của Mông Dương 1

	2015	2016	2017
Hiệu suất		52%	50%
Sản lượng bán ra (tỷ kWh)		4,4	4,3
Qc/Q		44%	117%
Giá bán trung bình (VND/kWh)		1.417	1.571
Giá theo HĐ mua bán điện (VND/kWh)		1.376	1.417
Doanh thu	703	6.229	6.688
Giá vốn hàng bán	(664)	(5.384)	(5.385)
<i>trong đó, khấu hao</i>	<i>(243)</i>	<i>(1.791)</i>	<i>(1.766)</i>
Lợi nhuận gộp	76	968	648
Lợi nhuận trước thuế	(133)	(40)	254

Nguồn: GENCO 3, dự báo của VCSC

Doanh thu của Mông Dương 1 tăng dần từ khi đi vào hoạt động cuối năm 2015. Các tổ máy đi vào hoạt động vào tháng 10 và 12/2015 nên kết quả năm 2015 không phản ánh chính xác hoạt động của Mông Dương 1. Doanh thu 2016 tăng mạnh với hiệu suất hoạt động lên đến 52%. Doanh thu 2017 tăng 7,4% lên 6.700 tỷ đồng dù sản lượng giảm nhẹ, chủ yếu nhờ giá bán trung bình tăng. Mông Dương 1 hưởng lợi nhờ sản lượng hợp đồng 2017 lên đến 4,2 tỷ kWh, so với 1,9 tỷ kWh năm 2016 nên chủ yếu bán điện với giá theo hợp đồng mua bán điện và không bị ảnh hưởng do giá bán thấp trên thị trường phát điện cạnh tranh.

Chuyển sang có lãi năm 2017. Lợi nhuận trước thuế của Mông Dương 1 đạt 254 tỷ đồng. Lợi nhuận trước thuế của nhà máy điện vẫn dương nhờ doanh thu lớn và tích cực giảm nợ gốc và chi phí lãi vay.

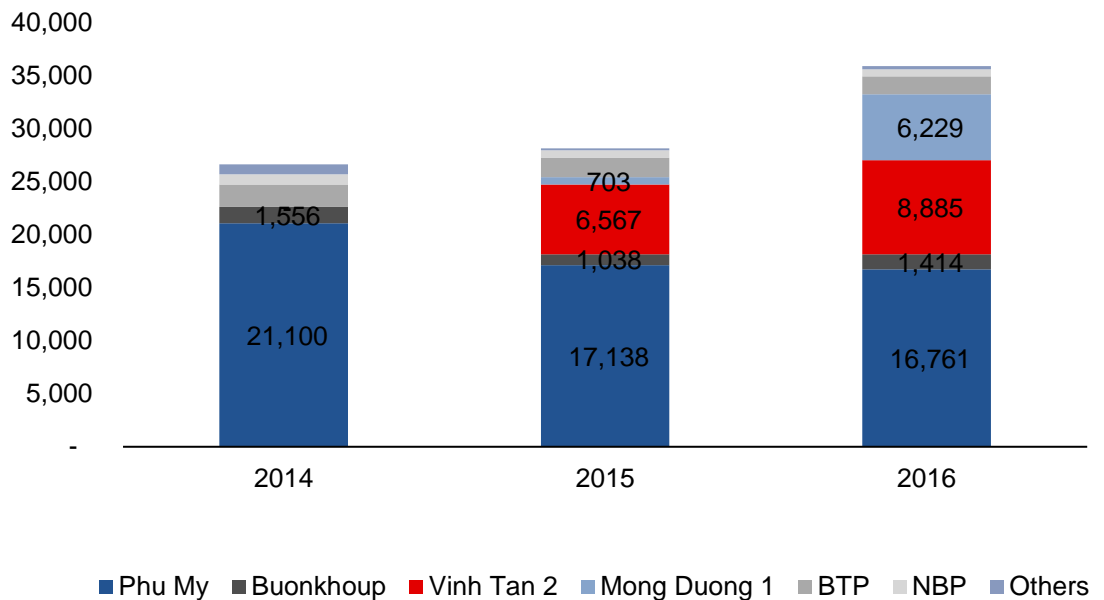
Tình hình Tài chính

Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1 góp phần kích thích tăng trưởng doanh thu

Doanh thu 2016 tăng mạnh 21,4% nhờ các nhà máy điện than Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1. Sản xuất điện chiếm trên 99% tổng doanh thu của GENCO3, trong đó chủ yếu là điện khí và điện than. Năm 2015, tuy doanh thu các nhà máy điện khí Phú Mỹ giảm nhưng doanh thu của GENCO3 vẫn tăng nhẹ 5,7% lên 28.200 tỷ đồng nhờ Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1 lần lượt đi vào hoạt động đầu năm và cuối năm. Ngoài ra, doanh thu các nhà máy điện khí Phú Mỹ năm 2015 vẫn giảm 4,6% dù sản lượng cao vì giá khí giảm sau khi giá dầu thô giảm từ 98USD/thùng năm 2014 xuống 54USD/thùng năm 2015.

Năm 2016, cả hai nhà máy điện than trên đều hoạt động cả năm nên doanh thu tăng mạnh 27,6% lên 36.000 tỷ đồng. Doanh thu 2016 lẽ ra còn cao hơn nữa nếu doanh thu các nhà máy điện Phú Mỹ không giảm xuống 1.800 tỷ đồng do đại tu 4 trong số 13 tổ máy.

Hình 22: Doanh thu và cơ cấu doanh thu của GENCO3 (tỷ VND)



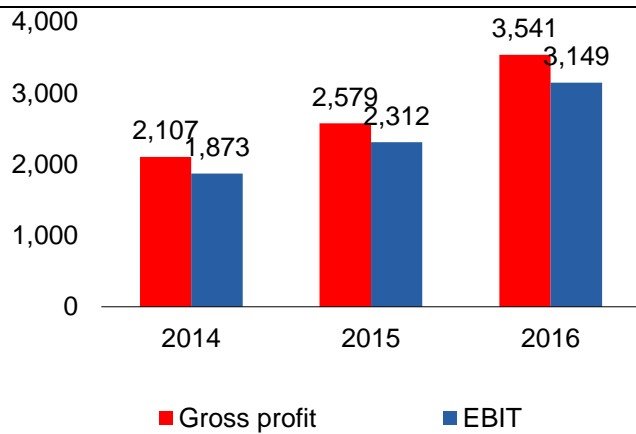
Nguồn: GENCO3

Lợi nhuận gộp cũng tăng mạnh nhờ các nhà máy điện than mới

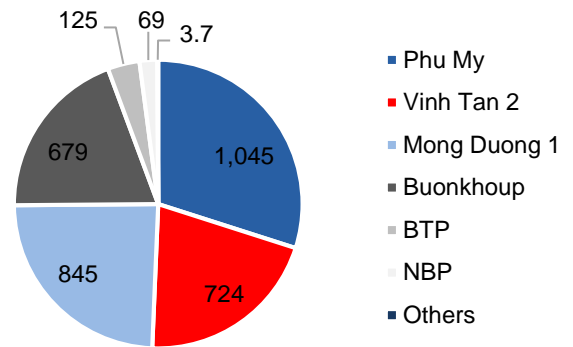
Năm 2014, lợi nhuận gộp đạt 2.100 tỷ đồng, chủ yếu nhờ các nhà máy điện khí và thủy điện. Năm 2014, các nhà máy điện Phú Mỹ tuy đạt sản lượng lớn nhưng lại chịu chi phí khí cao do giá dầu cao nên biên lợi nhuận của GENCO3 chỉ 4,1%.

Lợi nhuận gộp 2015 tăng 22,4% lên 2.600 tỷ đồng nhờ biên lợi nhuận các nhà máy điện Phú Mỹ đạt 8,1%, chủ yếu nhờ giá khí giảm. Tuy nhiên, sản lượng của các nhà máy Phú Mỹ năm 2015 không cao nên GENCO3 không hưởng lợi nhiều. Sang năm 2016, Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1 đều hoạt động cả năm, nhờ vậy lợi nhuận gộp lên đến 3.500 tỷ đồng, tăng 37% so với năm 2015.

Hình 23: LN gộp và LN từ HĐKD (tỷ VND)



Hình 24: Cơ cấu lợi nhuận gộp 2016 của GENCO3 theo nhà máy (tỷ VND)

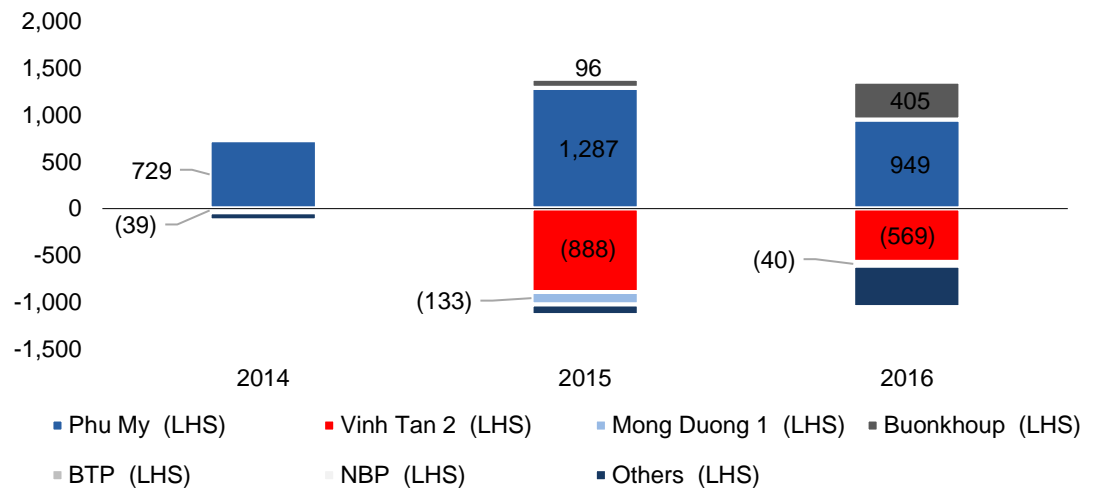


Nguồn: GENCO3

Lợi nhuận trước thuế 2015 giảm mạnh nhưng đến nay đã phục hồi nhờ Mông Dương 1 hòa vốn và Vĩnh Tân 2 giảm lỗ

Vì GENCO3 chịu thêm chi phí khấu hao do Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1 đi vào hoạt động nên lợi nhuận trước thuế 2015 giảm mạnh 60% xuống 247 tỷ đồng từ 604 tỷ đồng năm 2014. Năm 2016, lợi nhuận trước thuế phục hồi 23,6% vì Mông Dương 1 đã hòa vốn còn lỗ của Vĩnh Tân 2 giảm.

Hình 25: Cơ cấu lợi nhuận trước thuế mảng sản xuất điện của GENCO3 (tỷ VND) (*)



Nguồn: GENCO3, (*) Không tính chi phí trụ sở chính, EPS và cổ tức

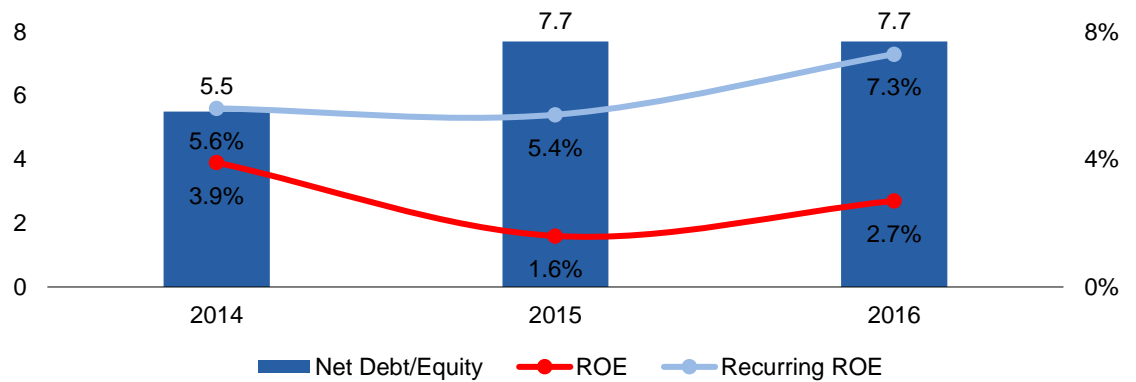
ROE cải thiện nhưng không khắc phục được tác động của lỗ tỷ giá

Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu tăng từ 5,5 lần năm 2014 lên 7,7 lần năm 2015 sau khi Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1 đi vào hoạt động. 2 nhà máy trên tổng cộng chiếm 83,4% nợ dài hạn của GENCO3 năm 2016.

ROE thường xuyên giảm xuống 5,4% năm 2015 khi LNST thường xuyên giảm xuống 536 tỷ đồng do Vĩnh Tân 2 và Mông Dương 1 kéo theo chi phí lãi vay đáng kể. ROE thường xuyên sau đó tăng lên 7,3% năm 2016 khi LNST thường xuyên bắt đầu phục hồi.

ROE báo cáo giảm đáng kể vì GENCO3 chịu lỗ từ chênh lệch tỷ giá 537 tỷ đồng năm 2015 và 725 tỷ đồng năm 2016.

Hình 26: Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu và ROE



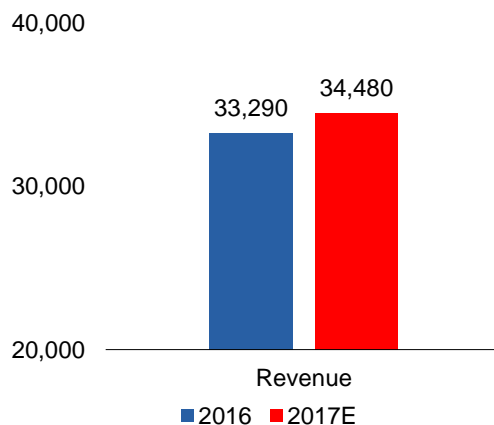
Nguồn: GENCO3

GENCO3 đạt kết quả cao năm 2017

Doanh thu công ty mẹ GENCO3 năm 2017 ước đạt 34.500 tỷ đồng, tăng 3,6% so với năm 2016 chủ yếu do giá nhiên liệu đầu vào (khí, than) và tăng trưởng doanh thu từ thị trường điện, các nhà máy điện đều đạt kết quả cao, bao gồm (1) các nhà máy điện khí Phú Mỹ đóng góp 51,2%; (2) Mông Dương 2 đóng góp 19,4%; và (3) Buôn Kuốp đóng góp 7,5%, các nhà máy thủy điện nhờ thời tiết thuận lợi nên đạt tăng trưởng doanh thu 82% so với cùng kỳ; (4) Vĩnh Tân 2 chiếm 22% doanh thu công ty mẹ 2017 nhưng đây không phải là một kết quả khả quan vì doanh thu nhà máy này giảm 14,8%, nguyên nhân là sản lượng bán ra và sản lượng hợp đồng thấp.

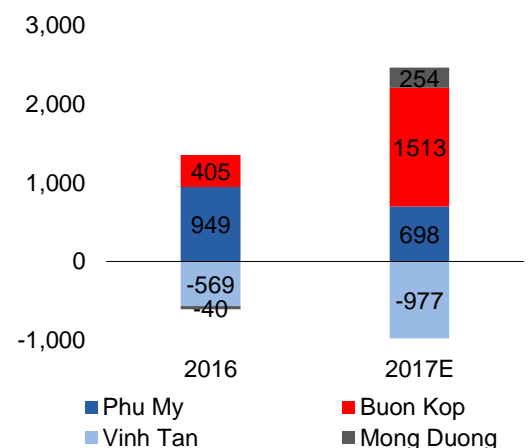
Trong khi đó, lợi nhuận trước thuế của công ty mẹ theo ước tính tăng 99,8% lên 746 tỷ đồng. Trong khi Vĩnh Tân chịu lỗ, lợi nhuận từ thủy điện của Buôn Kuốp gần như tăng 4 lần nhờ thời tiết thuận lợi trong khi nhà máy điện than Mông Dương bắt đầu mang lại lợi nhuận đáng kể

Hình 27: Doanh thu từ sản xuất điện của công ty mẹ 2016 và 2017 (tỷ VND)



Nguồn: GENCO3

Hình 28: Cơ cấu lợi nhuận trước thuế công ty mẹ (*) (tỷ VND)



Nguồn: GENCO3, (*) Không tính chi phí trụ sở chính, EPS và cổ tức

Triển vọng

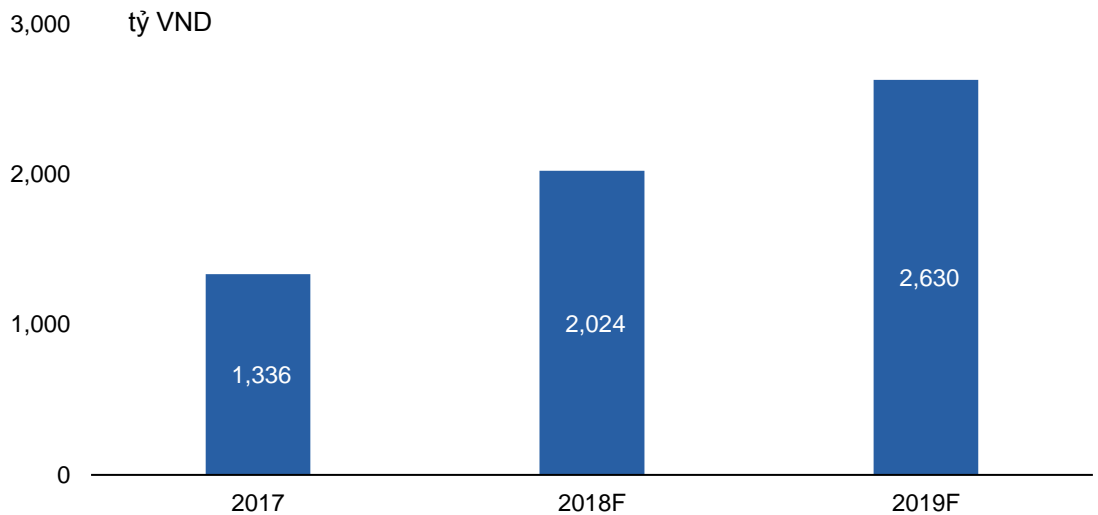
Lợi nhuận tăng mạnh nhờ Vĩnh Tân 2 và giảm tỷ lệ đòn bẩy

Dự báo GENCO3 sẽ đạt kết quả khả quan với LNST 2018 ước tính sẽ tăng 51,8% lên 2.000 tỷ đồng và sau đó, sẽ tăng 29,9% lên 2.600 tỷ đồng trong năm 2019.

Triển vọng 2018 trên hoàn toàn khả thi nhờ các yếu tố như (1) Hợp đồng mua bán điện của Vĩnh Tân sẽ được điều chỉnh với giá bán tăng thêm 145VND/kWh, trong đó phần cố định tăng 100VND/kWh và phần biến đổi tăng 45VND/kWh; (2) Các nhà máy thủy điện dự báo sẽ tiếp tục hưởng lợi nhờ thời tiết trong năm 2018; và (3) Phú Mỹ sẽ hưởng lợi nhờ vị trí chiến lược với nhu cầu tương đối cao và việc truyền tải điện không bị hạn chế.

Chúng tôi giả định GENCO3 sẽ trả xong nợ trong năm 2018 nhờ số tiền thu về từ chuyển nhượng cổ phần cho đối tác chiến lược. Theo đó, tỷ lệ đòn bẩy của GENCO3 sẽ giảm xuống 2,2% trong năm 2018 và ROE (không tính lỗ từ chênh lệch tỷ giá) sẽ tăng lên 10%.

Hình 29: Dự báo LNST hợp nhất 2017-2019, không tính lỗ từ chênh lệch tỷ giá



Nguồn: Mục tiêu của GENCO3

Lợi nhuận từ năm 2020 trở đi sẽ tăng trưởng ổn định

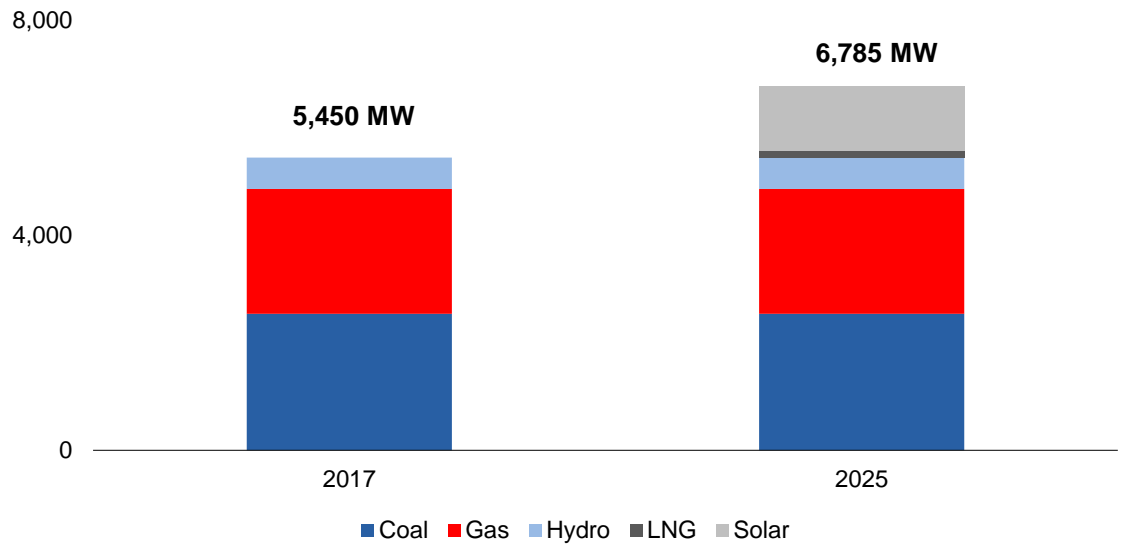
Chúng tôi dự báo năm 2020, GENCO3 sẽ đạt tăng trưởng lợi nhuận mạnh hơn nữa nhờ (1) hỗ trợ về kỹ thuật của đối tác chiến lược, qua đó tăng hiệu suất, giảm tiêu thụ nhiên liệu, giảm chi phí bảo dưỡng, đảm bảo nguồn cung LNG ổn định trong dài hạn và cơ cấu vốn lành mạnh hơn sau khi tái cơ cấu; (2) thị trường cạnh tranh bán buôn thay đổi đáng kể, theo đó sản lượng hợp đồng sẽ giảm mạnh, qua đó giúp GENCO3 khai thác lợi thế về vị trí và chi phí sản xuất; và (3) El Nino có thể xảy ra trở lại năm 2020 và khiến giá bán trên thị trường phát điện cạnh tranh tăng cao.

Triển vọng dài hạn

GENCO3 dự kiến trong 8 năm tới sẽ tăng công suất thêm 25% với một loạt dự án. Đây là các công ty giàu kinh nghiệm nhất trong số các GENCO về quản lý và phát triển đầu tư nhà máy điện (Trung tâm Điện lực Phú Mỹ, Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân, Trung tâm Điện lực Mông Dương, Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 1). Nhờ vậy, GENCO3 sẽ giảm được rủi ro trong triển khai đối với các dự án trong tương lai.

Ngoài ra, công ty còn phát triển mô hình bảo dưỡng tập trung thông qua Công ty Dịch vụ Sửa chữa các Nhà máy điện EVNGENCO3 (EPS) và cung cấp dịch vụ vận hành và bảo dưỡng đối với các nhà máy điện trong và ngoài nước

Hình 30: Triển vọng công suất của GENCO3



Nguồn: GENCO3

Danh sách các dự án sẽ thực hiện

- Điện Mặt Trời Vĩnh Tân (35 MW), Bình Thuận
- Điện Mặt Trời Nổi Srepok 3 (50MW), Đắk Lắk
- Điện Mặt Trời Ninh Phước 7, (Giai đoạn 1 - 50MW trong tổng công suất 200MW), Ninh Thuận
- Nhà máy điện chu trình hỗn hợp Long Sơn (1.200MW – LNG), Bà Rịa – Vũng Tàu.

Rủi ro

Khan hiếm khí sau năm 2020 nếu các mỏ khí mới không đi vào hoạt động kịp thời. Sản lượng Lan Tây – Lan Đỏ, một trong những mỏ khí chính cung cấp khí cho các nhà máy điện Phú Mỹ và các nhà máy điện lân cận thông qua đường ống Nam Côn Sơn, hiện liên tục giảm. Tình trạng khan hiếm khí có thể xảy ra nếu việc khai thác các mỏ khí mới (Sư Tử Trắng, Sao Vàng – Đại Nguyệt) và nhập khẩu LNG chậm hơn so với kế hoạch. Tuy nhiên, các đối tác chiến lược có thể hỗ trợ khắc phục vấn đề này.

Lãi suất và tỷ giá. Lợi nhuận của GENCO3 sẽ bị ảnh hưởng nếu lãi suất tăng hoặc tiền đồng Việt Nam trượt giá mạnh so với đồng USD hoặc JPY. Tính đến cuối năm 2016, nợ bằng USD và JPY của GENCO3 lần lượt là 2,2 tỷ USD và 26,7 tỷ yên. Với số tiền sẽ thu về tự đợt phát hành, GENCO3 sẽ giảm được tỷ lệ đòn bẩy, qua đó giảm được các rủi ro này.

Rủi ro do tăng trưởng kinh tế. Tăng trưởng ngành điện phụ thuộc rất mạnh vào tình hình nền kinh tế. Cụ thể, tăng trưởng kinh tế càng mạnh thì tiêu thụ điện càng cao. Vì vậy, với giả định tăng trưởng GDP và tiêu thụ điện trong kịch bản cơ sở của chúng tôi lần lượt là 6% và 10%, trong 5 năm tới, nhu cầu điện sẽ được đảm bảo ở mức cao. Trong kịch bản tiêu cực với GDP không tiếp tục xu hướng tăng trưởng, nhu cầu điện giảm nhẹ sẽ ảnh hưởng đến tăng trưởng của GENCO3.

Điều kiện thời tiết thuận lợi cho thủy điện và gây áp lực đối với nhiệt điện. Vì thủy điện chiếm đến 40% công suất điện cả nước nên lượng mưa lớn sẽ ảnh hưởng đến sản lượng nhiệt điện.

Rủi ro từ thị trường phát điện cạnh tranh. Giá điện trên thị trường phát điện cạnh tranh biến động mạnh, tuy mang lại nhiều cơ hội nhưng cũng đặt ra không ít thử thách đối với các nhà máy điện.

Rủi ro thi công các nhà máy điện mới. Việc thi công cần một vài năm nên có thể sẽ xảy ra trì hoãn. Ngoài ra, chi phí thực tế có thể sẽ cao hơn so với dự kiến. Tuy nhiên, GENCO3 có nhiều năm kinh nghiệm trong việc phát triển dự án nên có thể kiểm soát rủi ro này ở một mức độ nhất định.

KQLN (tỷ đồng)	2014	2015	2016	BẢNG CĐKT (tỷ đồng)	2014	2015	2016
Doanh thu thuần	26.647	28.167	35.942	Tiền và tương đương	2.261	1.157	2.059
Giá vốn hàng bán	-24.541	-25.588	-32.402	Đầu tư TC ngắn hạn	1.059	854	1.051
Lợi nhuận gộp	2.107	2.579	3.541	Các khoản phải thu	5.540	9.201	12.463
Chi phí bán hàng	-1	-1	0	Hàng tồn kho	1.726	2.535	3.040
Chi phí quản lí DN	-233	-266	-391	TS ngắn hạn khác	511	165	173
LN thuần HĐKD	1.873	2.312	3.149	Tổng TS ngắn hạn	11.097	13.913	18.786
Doanh thu tài chính	938	197	217	TS dài hạn (gộp)	106.811	110.600	112.467
Chi phí tài chính	-2.420	-2.377	-3.283	- Khấu hao lũy kế	-36.574	-41.631	-47.483
<i>Trong đó, chi phí lãi vay</i>	<i>-1.167</i>	<i>-1.725</i>	<i>-2.527</i>	TS dài hạn (ròng)	70.236	68.969	64.984
Lợi nhuận từ công ty LDLK	198	132	134	Đầu tư TC dài hạn	1.774	1.732	1.764
Lợi nhuận/(chi phí) khác	15	-17	88	TS dài hạn khác	61	40	57
LNTT	604	247	305	Tổng TS dài hạn	72.071	70.742	66.805
Thuế TNDN	-85	-43	-39	Tổng Tài sản	83.168	84.655	85.590
LNST trước CĐTS	519	204	265	Phải trả ngắn hạn	8.030	5.832	5.587
Lợi ích CĐ thiểu số	-48	-42	-34	Nợ ngắn hạn	7.363	3.339	3.338
LN ròng trừ CĐTS, báo cáo	472	162	231	Nợ ngắn hạn khác	1.561	1.406	1.686
LN ròng trừ CĐTS, điều chỉnh	669	536	634	Tổng nợ ngắn hạn	16.954	10.577	10.611
EBITDA	2.563	5.138	9.004	Nợ dài hạn	55.188	64.973	65.842
EPS cơ bản báo cáo, VND	450	153	219	Nợ dài hạn khác	4	424	409
EPS cơ bản điều chỉnh ⁽¹⁾ , VND	638	507	600	Tổng nợ	72.146	75.974	76.862
EPS pha loãng hoàn toàn ⁽²⁾ , VND	638	507	600				

TỶ LỆ	2014	2015	2016		2014	2015	2016
Tăng trưởng				Cổ phiếu ưu đãi	0	0	0
Tăng trưởng doanh thu	37,1%	5,7%	27,6%	Vốn cổ phần	10.488	10.561	10.562
Tăng trưởng LN HĐKD	-30,2%	23,5%	36,2%	Thặng dư vốn CP	6	6	6
Tăng trưởng LNTT	57,7%	-59,2%	23,6%	Lợi nhuận giữ lại	203	-2.226	-2.184
Tăng trưởng EPS, điều chỉnh	-47,2%	-20,5%	18,3%	Lợi ích CĐTS	325	339	345
				Vốn chủ sở hữu	11.022	8.680	8.729
				Tổng cộng nguồn vốn	83.168	84.655	85.590

Khả năng sinh lời	2014	2015	2016	LƯU CHUYỂN TIỀN TỆ (tỷ đồng)	2014	2015	2016
Biên LN gộp %	7,9%	9,2%	9,9%	Tiền đầu năm	2.634	2.261	1.157
Biên LN từ HĐ %	7,0%	8,2%	8,8%	Lợi nhuận sau thuế	472	162	231
Biên EBITDA	9,6%	18,2%	25,1%	Khấu hao	3.360	2.825	5.855
LN ròng trừ CĐTS điều chỉnh	1,8%	0,6%	0,6%	Thay đổi vốn lưu động	-497	1.824	602
ROE %	3,9%	1,6%	2,7%	Điều chỉnh khác	6.497	-5.224	-2.669
ROA %	0,6%	0,2%	0,3%	Tiền từ hoạt động KD	9.831	-413	4.019
Chỉ số hiệu quả vận hành				Chi mua sắm TSCĐ, ròng	-28.075	-4.161	-3.116
Số ngày tồn kho	27,2	30,4	31,4	Đầu tư, ròng	182	581	29
Số ngày phải thu	72,3	95,5	73,5	Tiền từ HĐ đầu tư	-27.893	-3.580	-3.087
Số ngày phải trả	110,1	98,9	64,3	Cổ tức đã trả	-65	-22	-21
TG luân chuyển tiền	(10,6)	27,0	40,6	Tăng (giảm) vốn	0	0	0
Thanh khoản				Tăng (giảm) nợ dài hạn	17.754	2.911	-10
CS thanh toán hiện hành	0,7	1,3	1,8	Tăng (giảm) nợ ngắn hạn			
CS thanh toán nhanh	0,6	1,1	1,5	Tiền từ các hoạt động TC khác			
CS thanh toán tiền mặt	0,1	0,1	0,2	Tiền từ hoạt động TC	17.689	2.889	-31
Nợ/Tài sản	0,8	0,8	0,8	Tổng lưu chuyển tiền tệ	-373	-1.104	901
Nợ/Vốn sử dụng	0,9	0,9	0,9	Tiền cuối năm	2.261	1.157	2.059
Nợ/Vốn CSH	5,5	7,7	7,7				
Khả năng thanh toán lãi vay	1,6	1,3	1,2				

(1) Không tính lỗ từ chênh lệch tỷ giá

Xác nhận của chuyên viên phân tích

Tôi, Nguyễn Đắc Phú Thành, Hoàng Hoài Nam và Đinh Thị Thùy Dương, xác nhận rằng những quan điểm được trình bày trong báo cáo này phản ánh đúng quan điểm cá nhân của chúng tôi về công ty này. Chúng tôi cũng xác nhận rằng không có phần thù lao nào của chúng tôi đã, đang, hoặc sẽ trực tiếp hay gián tiếp có liên quan đến các khuyến nghị hay quan điểm thể hiện trong báo cáo này. Các chuyên viên phân tích nghiên cứu phụ trách các báo cáo này nhận được thù lao dựa trên nhiều yếu tố khác nhau, bao gồm chất lượng, tính chính xác của nghiên cứu, và doanh thu của công ty, trong đó bao gồm doanh thu từ các đơn vị kinh doanh khác như bộ phận Môi giới tổ chức, hoặc Tư vấn doanh nghiệp.

Phương pháp định giá và Hệ thống khuyến nghị của VCSC

Nội dung chính trong hệ thống khuyến nghị: Khuyến nghị được đưa ra dựa trên mức tăng/giảm tuyệt đối của giá cổ phiếu để đạt đến giá mục tiêu, được xác định bằng công thức (giá mục tiêu - giá hiện tại)/giá hiện tại và không liên quan đến hoạt động thị trường. Công thức này được áp dụng từ ngày 1/1/2014.

Các khuyến nghị	Định nghĩa
MUA	Tổng lợi nhuận cổ đồng (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ trên 20%
KHẢ QUAN	Tổng lợi nhuận cổ đồng (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dương từ 10%-20%
PHÙ HỢP THỊ TRƯỜNG	Tổng lợi nhuận cổ đồng (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dao động giữa âm 10% và dương 10%
KÉM KHẢ QUAN	Tổng lợi nhuận cổ đồng (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm từ 10-20%
BÁN	Tổng lợi nhuận cổ đồng (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm trên 20%
KHÔNG ĐÁNH GIÁ	Bộ phận nghiên cứu đang hoặc có thể sẽ nghiên cứu cổ phiếu này nhưng không đưa ra khuyến nghị hay giá mục tiêu vì lý do tự nguyện hoặc chỉ để tuân thủ các quy định của luật và/hoặc chính sách công ty trong trường hợp nhất định, bao gồm khi VCSC đang thực hiện dịch vụ tư vấn trong giao dịch sáp nhập hoặc chiến lược có liên quan đến công ty đó.
KHUYẾN NGHỊ TẠM HOÃN	Hình thức đánh giá này xảy ra khi chưa có đầy đủ thông tin cơ sở để xác định khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu. Khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu trước đó, nếu có, không còn hiệu lực đối với cổ phiếu này.

Trừ khi có khuyến cáo khác, những khuyến nghị đầu tư chỉ có giá trị trong vòng 12 tháng. Những biến động giá trong tương lai có thể làm cho các khuyến nghị tạm thời không khớp với mức chênh lệch giữa giá thị trường của cổ phiếu và giá mục tiêu nên việc việc diễn giải các khuyến nghị đầu tư cần được thực hiện một cách linh hoạt.

Rủi ro: Tình hình hoạt động trong quá khứ không nhất thiết sẽ diễn ra tương tự cho các kết quả trong tương lai. Tỷ giá ngoại tệ có thể ảnh hưởng bất lợi đến giá trị, giá hoặc lợi nhuận của bất kỳ chứng khoán hay công cụ tài chính nào có liên quan được nói đến trong báo cáo này. Để được tư vấn đầu tư, thực hiện giao dịch hoặc các yêu cầu khác, khách hàng nên liên hệ với đơn vị đại diện kinh doanh của khu vực để được giải đáp.

Liên hệ

CTCP Chứng khoán Bản Việt (VCSC)

www.vcsc.com.vn

Trụ sở chính

Bitexco, Lầu 15, Số 2 Hải Triều
Quận 1, Tp. HCM
+84 28 3914 3588

Phòng giao dịch

Số 10 Nguyễn Huệ
Quận 1, TP. HCM
+84 28 3914 3588

Phòng Nghiên cứu và Phân tích

Phòng Nghiên cứu và Phân tích

+84 28 3914 3588
research@vcsc.com.vn

Cameron Joyce, Trưởng phòng ext 163

Tài chính, Công nghiệp, Tập đoàn đa ngành

- Điền Đức Minh Nghĩa, Chuyên viên ext 138
- Tống Nguyễn Tiên Sơn, Chuyên viên ext 116

Vĩ mô

- Hoàng Thúy Lương, Chuyên viên cao cấp ext 364
- Trương Thanh Nguyên, Chuyên viên ext 132

Hàng tiêu dùng và Dược phẩm

Đặng Văn Pháp, Trưởng phòng cao cấp ext 143

- Nguyễn Thị Anh Đào, Chuyên viên cao cấp ext 185
- Lê Trọng Nghĩa, Chuyên viên ext 181

Công nghiệp và Vận tải

Lucy Huynh, Trưởng phòng cao cấp ext 130

- Phạm Hoàng Thiên Phú, Chuyên viên ext 124
- Trần Thu Trang, Chuyên viên ext 149

Phòng Giao dịch chứng khoán khách hàng tổ chức

& Cá nhân nước ngoài

Tổ chức nước ngoài

Michel Tosto, M. Sc.
+84 28 3914 3588 ext 102
michel.tosto@vcsc.com.vn

Phòng Môi giới khách hàng trong nước

Hồ Chí Minh

Châu Thiên Trúc Quỳnh
+84 28 3914 3588 ext 222
quynh.chau@vcsc.com.vn

Chi nhánh Hà Nội

109 Trần Hưng Đạo
Quận Hoàn Kiếm, Hà Nội
+84 24 6262 6999

Phòng giao dịch

236 - 238 Nguyễn Công Trứ
Quận 1, Tp. HCM
+84 28 3914 3588

Barry Weisblatt, Giám đốc ext 105

barry.weisblatt@vcsc.com.vn

BDS và Vật liệu Xây dựng

Lưu Bích Hồng, Trưởng phòng cao cấp ext 120

- Nguyễn Tuấn Anh, Chuyên viên cao cấp ext 174
- Nguyễn Thảo Vy, Chuyên viên cao cấp ext 147

Dầu khí, Điện và Phân bón

Đinh Thị Thùy Dương, Trưởng phòng ext 140

- Ngô Thùy Trâm, Chuyên viên cao cấp ext 135
- Nguyễn Đắc Phú Thành, Chuyên viên ext 194
- Hoàng Hoài Nam, Chuyên viên ext 196

Khách hàng cá nhân

Vũ Minh Đức, Trưởng phòng cao cấp ext 363

- Đào Danh Long Hà, Chuyên viên ext 194
- Vương Thu Trà, Chuyên viên ext 365

Tổ chức trong nước

Nguyễn Quốc Dũng
+84 28 3914 3588 ext 136
dung.nguyen@vcsc.com.vn

Hà Nội

Nguyễn Huy Quang
+84 24 6262 6999 ext 312
quang.nguyen@vcsc.com.vn

Khuyến cáo

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt. Báo cáo này được viết dựa trên nguồn thông tin đáng tin cậy vào thời điểm công bố. Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt không chịu trách nhiệm về độ chính xác của những thông tin này. Quan điểm, dự báo và những ước lượng trong báo cáo này chỉ thể hiện ý kiến của tác giả tại thời điểm phát hành. Những quan điểm này không thể hiện quan điểm chung của Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước. Báo cáo này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin cho các tổ chức đầu tư cũng như các nhà đầu tư cá nhân của Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt và không mang tính chất mời chào mua hay bán bất kỳ chứng khoán nào được thảo luận trong báo cáo này. Quyết định của nhà đầu tư nên dựa vào những sự tư vấn độc lập và thích hợp với tình hình tài chính cũng như mục tiêu đầu tư riêng biệt. Báo cáo này không được phép sao chép, tái tạo, phát hành và phân phối với bất kỳ mục đích nào nếu không được sự chấp thuận bằng văn bản của Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt. Xin vui lòng ghi rõ nguồn trích dẫn nếu sử dụng các thông tin trong báo cáo này.