

CTCP ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ NHƠN TRẠCH 2 (NT2 – HSX)

Tăng trưởng trong ổn định

Chúng tôi đánh giá cao NT2 bởi nhà máy được đặt tại vị trí đặc địa, nhu cầu về điện cao hơn so với nguồn cung tại chỗ và hệ thống máy móc hiện đại và mới, giúp công suất phát điện luôn ở mức cao. Ngoài ra, với sự cải thiện đáng kể về dòng tiền, chúng tôi cho rằng NT2 hoàn toàn có khả năng đảm bảo chi trả cổ tức hàng năm (bắt đầu từ 2014) với tỷ lệ chi trả tối thiểu 15%/mệnh giá.

Bên cạnh đó, những tiến triển của thị trường phát điện cạnh tranh cũng tạo sự năng động hơn cho các doanh nghiệp ngành này, bao gồm NT2. Cơ chế mua bán điện trước đây với EVN chỉ cho phép các doanh nghiệp sản xuất và phân phối điện năng được hưởng một tỷ suất lợi nhuận cố định (10%). Cổ phiếu ngành điện theo đó được xếp vào nhóm cổ phiếu phòng thủ bởi được đảm bảo không lỗ nhưng cũng khó có khả năng cải thiện hiệu quả hoạt động. Tuy nhiên, áp lực huy động vốn đầu tư cho ngành điện đã khiến nhà quản lý ngành chuyển dần cơ chế này sang cơ chế tự do hóa nhằm tăng tính hấp dẫn cho việc đầu tư NMĐ. Tuy nhiên, quá trình thực hiện mới ở giai đoạn cuối – cấp độ 1 của lộ trình dài và chiến lược đầu tư vào ngành điện do đó cũng cần được xây dựng với tầm nhìn dài hạn.

Sử dụng kết hợp các phương pháp chiết khấu dòng tiền, PP chiết khấu dòng cổ tức và PP so sánh đồng thời có cộng thêm lợi ích từ chênh lệch tỷ giá vào giá trị doanh nghiệp, chúng tôi cho rằng mức giá hợp lý của NT2 vào khoảng 30.200 đồng/cp và đưa ra khuyến nghị **MUA** trong **TRUNG HẠN**.

Tiêu điểm đầu tư

- Ngành điện dẫn hấp dẫn hơn với sự tiến triển của thị trường điện cạnh tranh
- Vị trí đặc địa tạo nên lợi thế cho NMĐ NT2
- Công nghệ mới và hiện đại mang lại hiệu suất hoạt động cao
- Hợp đồng mua khí dài hạn giúp giảm thiểu rủi ro về nguồn và giá nguyên liệu
- Năm 2015, sản lượng điện thương mại của NT2 có thể vượt công suất thiết kế 5,5%
- Dòng tiền đảm bảo duy trì chính sách chi trả cổ tức

Rủi ro

- Rủi ro tỷ giá
- Rủi ro thanh khoản
- Rủi ro kiểm soát chi phí bảo dưỡng

Chỉ tiêu tài chính cơ bản

Cuối năm-T12 (Tỷ đồng)	FY2013	FY2014	FY2015E	FY2016F
Doanh thu thuần	5.881,0	7.064,9	7.045,9	6.944,9
% tăng trưởng	7,9%	8,9%	10,0%	-1,4%
Lợi nhuận sau thuế	8,2	1.591,0	1.085,7	853,6
% tăng trưởng	7,0%	19256,6%	-31,8%	-21,4%
Tỷ suất LNST (%)	0,1%	22,5%	15,4%	12,3%
ROA (%)	0,1%	12,9%	8,8%	7,2%
ROE (%)	0,3%	45,2%	23,2%	16,0%
EPS (VND)	32	4.638	3.964	3.132
EPS đ/chính (VND)	30	4.334	3.111	3.132
Giá trị sổ sách (VND)	10.889	16.589	18.622	20.238
Cổ tức tiền mặt (VND)	N/A	1.800	1.500	1.500
P/E (x)	178,1	4,3	7,4	11,0
P/BV (x)	0,5	1,2	1,2	1,2

Nguồn: PV Power NT2, RongViet Research

MUA

Giá thị trường (VND)	24.800
Giá mục tiêu (VND)	30.200
Thời gian đầu tư	Trung hạn

Thông tin cổ phiếu

Ngành	Điện
Vốn hóa (tỷ đồng)	6.348,8
SLCPLH	256.000.000
Free Float (%)	26,6%
Giá cao nhất 52 tuần	25.800
Giá thấp nhất 52 tuần	4.400
KLGD bình quân 20 phiên	1.618.533



Tỷ suất sinh lời (%)

	3T	1N	3N
NT2	3,8	249,3	451,1
TICC	1,1	20,4	153,5
VN30 Index	8,7	2,3	32,1
VN Index	9,9	5,8	49,6

Cổ đông lớn

PV Power	60,0%
Cty TNHH Phát triển Công nghệ	8,4%
Vinacomin	5,0%
Giới hạn sở hữu NDTNN	47,2%

Nguyễn Thị Phương Lam

08- 6299 2006 – Ext 1313

lam.ntp@vdsc.com.vn

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Ngành điện đang dẫn hấp dẫn để đầu tư. Định hướng phát triển kinh tế theo công nghiệp hóa, trong đó đặc biệt chú trọng ngành công nghiệp nặng, khiến nhu cầu điện năng của Việt Nam luôn tăng mạnh với tốc độ gấp đôi tăng trưởng kinh tế. Chúng tôi ước tính giai đoạn 2015 – 2020, mỗi năm Việt Nam cần có hơn 6.000 MW đưa vào vận hành để có thể đáp ứng kế hoạch sản lượng điện 330 tỷ kWh (~75.000 MW) vào năm 2020 theo kịch bản cơ sở của Tổng sơ đồ điện VII. Để giải quyết bài toán vốn cho kế hoạch trên, ngành điện đang từng bước tự do hóa bằng mô hình thị trường cạnh tranh nhằm thu hút đầu tư từ bên ngoài. Giá bán điện theo đó sẽ được điều chỉnh dần theo giá thị trường. Ngoài ra, với tình trạng cầu vượt cung khá lớn như hiện nay, có thể thấy dư địa tăng trưởng cho ngành điện Việt Nam là rất lớn.

Vị trí đắc địa tạo nên lợi thế cho NMD NT2. NMD NT2 được xây dựng tại tỉnh trung tâm của khu tứ giác kinh tế trọng điểm phía Nam (gồm 4 tỉnh TP. HCM – Đồng Nai – Vũng Tàu – Bình Dương). Nhờ vậy, NMD NT2 luôn được huy động ở mức công suất cao. Trong 3 năm vận hành thương mại (2012 – 2014), trung bình sản lượng điện phát lên lưới của NT2 là 4,69 tỷ kWh/năm, đáp ứng hơn 7% nhu cầu điện của miền Nam.

Công nghệ mới và hiện đại mang lại hiệu suất hoạt động cao. Với thời gian hoạt động hơn 4 năm, tức chưa đến 1/5 vòng đời dự án, có thể nói thiết bị của NMD còn khá mới. Nhờ vậy, mức tiêu hao nhiên liệu của NMD NT2 vẫn tương đối thấp và trong định mức kỹ thuật. Trong năm 2014, sau khi thực hiện đợt trung tu nhà máy lần thứ nhất, công suất phát mỗi tổ máy ước tăng 5-8 MW/mỗi tổ máy. Hệ số phụ tải năm 2014 đạt mức 78,1%, cao hơn so với nhiều nhà máy nhiệt điện khác.

Hợp đồng mua khí dài hạn giúp giảm thiểu rủi ro về nguồn và giá nguyên liệu. Hợp đồng mua bán khí giữa PV Power NT2 và PVN là hợp đồng có thời hạn 25 năm, tương đương với vòng đời của dự án. Với nhu cầu tiêu thụ hàng năm cao và chi phí nhiên liệu chiếm tỷ trọng lớn trong tổng chi phí thì việc đảm bảo nguồn nguyên liệu cũng như kiểm soát chi phí đầu vào là bài toán quan trọng với PV Power NT2. Do đó, chúng tôi cho rằng hợp đồng mua khí dài hạn với lộ trình tăng giá được quy định cụ thể là điểm cộng giúp NMD NT2 tránh được rủi ro về nguồn cũng như biến động giá nguyên liệu.

Năm 2015, sản lượng điện thương mại của NMD NT2 có thể vượt công suất thiết kế 5,5%. Điều kiện thời tiết khô hạn năm 2015 đang mang lại lợi thế lớn cho các nhà máy nhiệt điện so với thủy điện. Năm 2015, chúng tôi dự báo sản lượng điện của NMD NT2 sẽ đạt khoảng 5,14 tỷ kWh, tăng 7,9% so với năm 2014.

Dòng tiền đảm bảo duy trì chính sách chi trả cổ tức. Hoạt động hiệu quả và có lợi nhuận sớm hơn kỳ vọng nên PV Power NT2 cũng chi trả cổ tức sớm hơn, từ năm 2014 thay vì năm 2018 như kế hoạch. Với dự báo chi phí lãi vay của NT2 sẽ giảm trung bình khoảng 30 tỷ đồng mỗi năm, và khoản phải thu hơn 600 tỷ đồng (do hồi tố giá điện) sẽ được EVN trả trong vòng bốn năm (2015 – 2019), ước tính dòng tiền mỗi năm của PV Power NT2 sẽ tăng thêm hơn 180 tỷ đồng trong bốn năm tới. Với lượng tiền mặt dự báo tăng thêm và nếu PV Power NT2 không thực hiện kế hoạch đầu tư mở rộng thì doanh nghiệp sẽ có đủ khả năng để chi trả với mức cổ tức bằng tiền cao hơn.

Rủi ro

Rủi ro tỷ giá. Với cơ cấu nợ vay gồm hơn 95% dư nợ là ngoại tệ, một phần trăm thay đổi của tỷ giá có thể khiến lợi nhuận của NT2 thay đổi hơn 50 tỷ đồng. Do vậy, trong các rủi ro thì chúng tôi cho rằng đây là rủi ro trọng yếu nhất của NT2.

Rủi ro thanh khoản. Do thực hiện chính sách trả nợ nhanh, gánh nặng dòng tiền chi trả nợ gốc và lãi vay hàng năm của PV Power NT2 là khá lớn, trung bình ~1.200 tỷ đồng/năm trong 5 năm tới. Vì



vậy, trong trường hợp sản lượng và doanh thu sụt giảm mạnh làm ảnh hưởng đến dòng tiền hoạt động, dòng tiền thuần trong năm của PV Power NT2 có thể bị âm.

Công nghệ hiện đại và đặc thù có thể khiến doanh nghiệp khó kiểm soát chi phí bảo dưỡng.

Mặc dù đã ký hợp đồng bảo dưỡng sửa chữa dài hạn với Công ty Dịch vụ kỹ thuật Dầu khí Điện lực Việt Nam (PVPS) nhưng PVPS chỉ chịu trách nhiệm sửa chữa các thiết bị phụ, việc bảo trì, sửa chữa các thiết bị chính như tuabin khí, tuabin hơi, lò thu hồi nhiệt vẫn do đơn vị chế tạo thực hiện. Điều này có thể khiến NT2 phải phụ thuộc vào nhà cung cấp và khó có khả năng tối ưu hóa chi phí vận hành và bảo dưỡng sửa chữa. Tuy nhiên, chúng tôi không cho đây là rủi ro trọng yếu trong giai đoạn hiện tại bởi lẽ thiết bị còn mới và chi phí bảo dưỡng và sửa chữa chiếm tỷ trọng khá nhỏ trong cơ cấu chi phí sản xuất điện (chưa đến 9%).

Quan điểm đầu tư

Chúng tôi đánh giá cao NT2 bởi nhà máy được đặt tại vị trí đắc địa, nhu cầu về điện cao hơn so với nguồn cung tại chỗ, và hệ thống máy móc hiện đại và mới giúp công suất phát điện luôn ở mức cao. Ngoài ra, với sự cải thiện đáng kể về dòng tiền, chúng tôi cho rằng NT2 hoàn toàn có khả năng đảm bảo chi trả cổ tức hàng năm (bắt đầu từ 2014) với tỷ lệ chi trả tối thiểu 15%/mệnh giá.

Do tỷ trọng dư nợ vay ngoại tệ còn khá cao, các biến động về tỷ giá (USD/VND và EUR/VND) sẽ có ảnh hưởng đáng kể đến KQKD của NT2. Theo chiều hướng tích cực thì nếu hai loại tiền tệ này giảm giá so với VND, NT2 sẽ được ghi nhận khoản lợi nhuận chênh lệch tỷ giá. Tuy nhiên, chúng tôi muốn lưu ý NĐT là phần lớn lợi nhuận là chênh lệch tỷ giá chưa thực hiện (CLTGCTH) và doanh nghiệp sẽ không được chia cổ tức từ khoản lợi nhuận này trong khi vẫn có khả năng phải chi tiền nộp thuế thu nhập. Bên cạnh đó, có giảm tất sẽ có tăng, khi hai loại tiền tệ này tăng giá trở lại thì doanh nghiệp sẽ phải ghi nhận lỗ. Do đó, chúng tôi cho rằng NĐT lựa chọn cổ phiếu NT2 nên quan tâm đến yếu tố kinh doanh cốt lõi của doanh nghiệp nhiều hơn.

Theo ước tính, EPS từ hoạt động kinh doanh chính năm 2015 là 3.111 đồng. Sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền (FCFE), phương pháp chiết khấu cổ tức (DDM) và phương pháp so sánh (EV/EBITDA), chúng tôi xác định mức giá hợp lý của NT2 là 29.282 đồng/cp. Ngoài ra, nếu xét thêm tác động tỷ giá (với dự báo tỷ giá USD/VND tăng 2% (yoy) và tỷ giá EUR/VND giảm khoảng 10% (yoy) trong năm 2015), giá trị mỗi cổ phiếu NT2 tương ứng sẽ được cộng thêm 897 đồng, lên 30.200 đồng/cp.

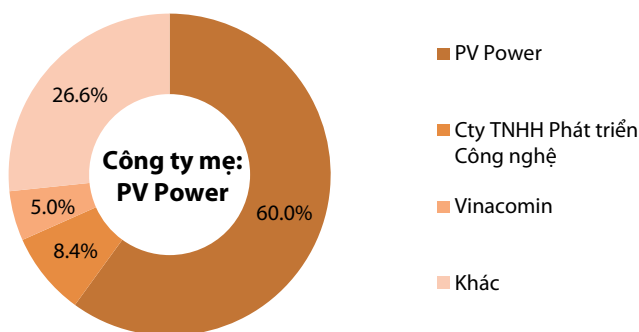
Trước đây, cơ chế mua bán điện cũ với EVN chỉ cho phép các doanh nghiệp sản xuất và phân phối điện năng được hưởng một tỷ suất lợi nhuận cố định (10%). Cổ phiếu ngành điện theo đó được xếp vào nhóm cổ phiếu phòng thủ bởi được đảm bảo không lỗ nhưng cũng khó có khả năng cải thiện hiệu quả hoạt động. Áp lực huy động vốn đầu tư vào ngành điện đã khiến nhà quản lý ngành chuyển dần cơ chế này sang cơ chế tự do hóa nhằm tăng tính hấp dẫn cho việc đầu tư NĐT. Tuy nhiên, quá trình thực hiện mới ở giai đoạn cuối – cấp độ 1 của lộ trình dài và chiến lược đầu tư vào ngành điện do đó cũng cần được xây dựng với tầm nhìn dài hạn.

Với mức giá đóng cửa ngày 30/07 của NT2 là 24.800 đồng, mức giá xác định của NT2 đang cao hơn khoảng 21,7%. Do đó, chúng tôi đưa ra khuyến nghị **MUA** trong **TRUNG HẠN**.

TỔNG QUAN CÔNG TY

- Tên doanh nghiệp: CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (PV Power NT2)
- Trụ sở chính: Ấp 3, xã Phước Khánh, huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai
- Vốn điều lệ hiện tại: 2.560.000.000.000 đồng

Hình 1. Cơ cấu cổ đông tại ngày 22/05/2015



Nguồn: BCB NT2

PV Power NT2 được thành lập vào năm 2007 để làm Chủ đầu tư và khai thác Nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp Nhơn Trạch 2 (NMĐ NT2), công suất 750MW.

NMĐ NT2

Là nhà máy điện độc lập (IPP) tuân thủ cơ chế phát triển sạch (CDM) của Liên hợp quốc. Nhà máy được đấu nối vào lưới điện quốc gia thông qua sân phân phối 220KV mở rộng của Dự án Nhà máy điện Nhơn Trạch 1.

Tổng sản lượng điện trung bình theo thiết kế là 4,5 tỷ kWh/năm, bằng khoảng 3,5% tổng sản lượng điện thương phẩm năm 2014 của cả nước.

Sử dụng công nghệ tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) thế hệ F với cấu hình 2-2-1, bao gồm 2 tua bin khí, 2 lò thu hồi nhiệt và 1 tua bin hơi của nhà cung cấp Siemens (Đức).

Nhiên liệu chính là khí tự nhiên lấy từ bể Nam Côn Sơn, mỏ Hải Thạch Mộc Tinh qua đường ống dẫn Phú Mỹ - TP. HCM.

Sản lượng tiêu thụ khí trung bình của NMĐ NT2 khoảng 800 triệu m³ khí/năm. Hợp đồng mua khí ký 25 năm với PVN, giá khí được điều chỉnh tăng 2%/năm.

Nhiên liệu dự phòng: dầu DO.

16/10/2011: Chính thức phát điện thương mại toàn bộ chu trình hỗn hợp.

T7/2012: Tham gia thị trường điện cạnh tranh (CGM).

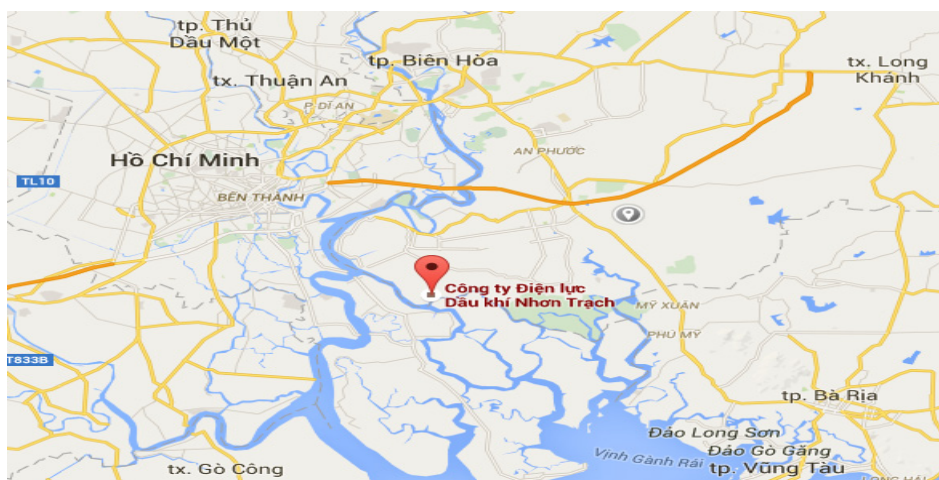
28/05/2014: Đàm phán thành công giá điện chính thức NĐT NT2 với EVN. Hợp đồng PPA có thời hạn 10 năm, giá hợp đồng được tính bằng usd/kWh.

Sự bất cân xứng cung cầu điện và lợi thế của NMD NT2

Do yếu tố đặc biệt về địa hình, hơn 70% tổng sản lượng điện sản lượng của Việt Nam tập trung ở miền Bắc và miền Trung trong khi hơn 50% tổng sản lượng điện thương phẩm lại được tiêu thụ tại khu vực phía Nam. Do đó, miền Nam luôn trong tình trạng thiếu điện và phải nhận bù đắp từ nguồn điện miền Trung và miền Bắc thông qua đường dây 500kV.

Trong bối cảnh đó, vị trí địa lý được xem là một thuận lợi lớn của NMD NT2 khi đặt tại tỉnh trung tâm của khu tứ giác kinh tế trọng điểm phía Nam (gồm 4 tỉnh TP. HCM - Đồng Nai - Vũng Tàu - Bình Dương). Vị trí đặc địa giúp NMD NT2 luôn được huy động ở mức công suất cao. Trong 3 năm vận hành thương mại (2012 – 2014), trung bình sản lượng điện phát lên lưới của NT2 là 4,69 tỷ kWh/năm, đáp ứng hơn 7% nhu cầu điện của miền Nam.

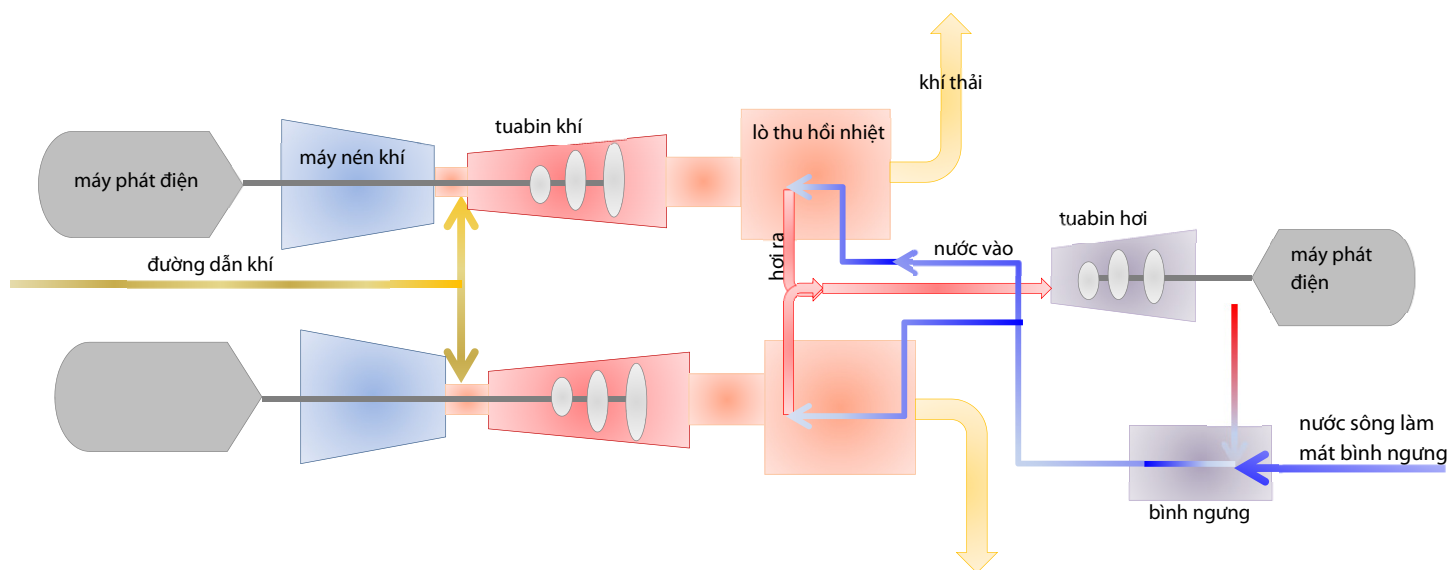
Hình 2. NMD NT2 tọa lạc ở tỉnh trung tâm của khu tứ giác kinh tế trọng điểm miền Nam



Nguồn: googlemaps

Nhà máy mới, công nghệ hiện đại mang lại hiệu suất hoạt động cao

Hình 3. Sơ đồ mô phỏng nhà máy điện CCGT



Nguồn: RongViet Research tổng hợp

NMĐ NT2 sử dụng công nghệ CCGT thể hệ F của Siemens (Đức), được xem là nhà cung cấp hàng đầu về công nghệ này. Với thời gian hoạt động hơn 4 năm, tức chưa đến 1/5 vòng đời dự án, có thể nói thiết bị của NMĐ còn khá mới. Nhờ vậy, mức tiêu hao nhiên liệu của NMĐ NT2 vẫn tương đối thấp và trong định mức kỹ thuật.

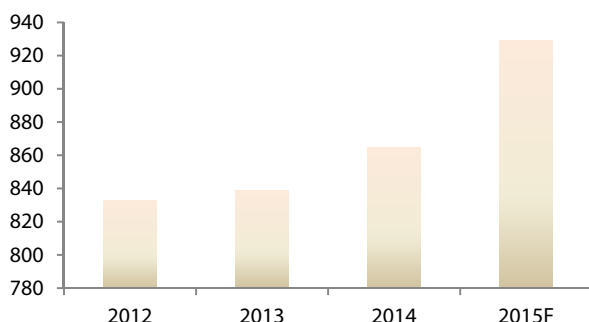
Trong năm 2014, sau khi thực hiện đợt trung tu nhà máy lần thứ nhất, công suất phát mỗi tổ máy ước tăng 5-8 MW/mỗi tổ máy. Hệ số phụ tải năm 2014 đạt mức 78,1%, cao hơn so với nhiều nhà máy nhiệt điện khác.

Giảm rủi ro về nguồn và giá nguyên liệu nhờ hợp đồng mua khí dài hạn với PVN

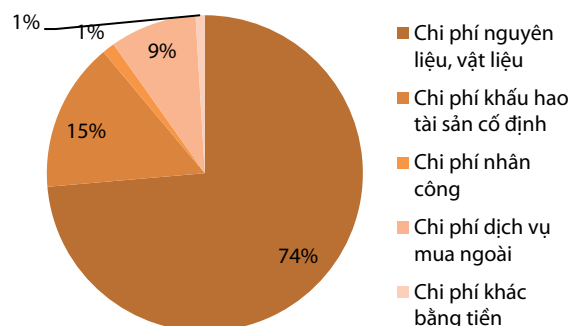
Hợp đồng mua bán khí giữa PV Power NT2 và PVN là hợp đồng có thời hạn 25 năm, tương đương với vòng đời của dự án. Theo điều khoản hợp đồng, giá khí (USD/mmBTU) sẽ được điều chỉnh tăng 2%/năm và kết chuyển vào giá bán điện cho EVN.

Sản lượng tiêu thụ khí trung bình của NMĐ NT2 khoảng 800 triệu m³ khí/năm và CPNL chiếm hơn 70% giá thành sản xuất điện. Với nhu cầu tiêu thụ hàng năm cao và CPNL chiếm tỷ trọng lớn trong tổng chi phí, có thể thấy việc đảm bảo nguồn nguyên liệu cũng như kiểm soát chi phí đầu vào là bài toán quan trọng với PV Power NT2. Do đó, chúng tôi cho rằng hợp đồng mua khí dài hạn với lộ trình tăng giá được quy định cụ thể là điểm cộng giúp NMĐ NT2 tránh được rủi ro về nguồn cũng như biến động giá nguyên liệu.

Hình 4. Sản lượng khí tiêu thụ hàng năm (triệu Sm³/năm)



Hình 5. CP NVL chiếm hơn 73% trong cơ cấu chi phí năm 2014



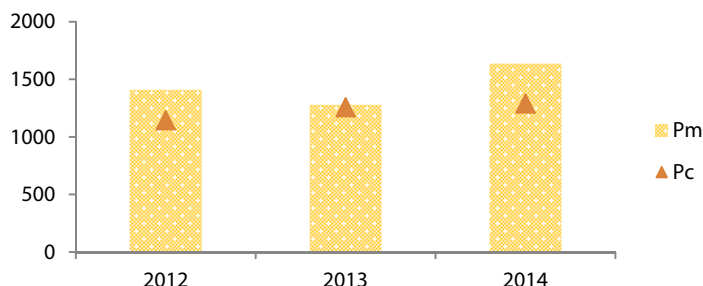
Nguồn: Rongviet Research

Giá mua khí cao không làm suy giảm lợi thế cạnh tranh khi tham gia CGM

Giá mua khí hiện tại của NMĐ NT2 (5,7 USD/mmBTU) đang cao hơn giá mua của một số nhà máy nhiệt điện ra đời trước đây. Trong khi theo quy chế chào giá trên thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) thì các doanh nghiệp nhiệt điện phải chào giá theo chi phí biến đổi. Do đó, dù chi phí nguyên liệu được kết chuyển toàn bộ cho người mua hàng theo hợp đồng PPA thì giá khí cao hơn các nhà máy khác sẽ ít nhiều trở thành yếu tố bất lợi cho NMĐ NT2 khi tham gia CGM.

Tuy nhiên, theo số liệu tính toán của chúng tôi, giá bán điện trung bình của PV Power NT2 vẫn tăng đều qua các năm và cao hơn giá hợp đồng (P_d). Như vậy, đồng nghĩa giá thị trường (P_m) mà NT2 nhận được đang cao hơn giá P_c và việc tham gia thị trường điện đã có đóng góp vào hiệu quả hoạt động của doanh nghiệp. Kết quả này một lần nữa cho thấy vị trí đặc địa, máy móc hiện đại và công suất lớn đã mang lại lợi thế cạnh tranh cho NT2 trên thị trường điện, lấn át sự bất lợi do CP NVL cao.

Hình 6. P_m luôn cao hơn P_c trong các năm tham gia CGM (2012 -2014) (đvt: đồng/kwh)



Nguồn: RongViet Research

* Giá hợp đồng (P_c) ghi nhận trong năm 2012 – 2013 là giá tạm tính. Sử dụng mức P_c ước lượng cho năm 2014 và tính lại cho năm 2012 – 2013 thì chúng tôi nhận thấy trong năm 2013, P_c tương đương P_m .

Kế hoạch đầu tư Dự án nhiệt điện Nhơn Trạch 2 mở rộng với công suất 750 MW

NMĐ NT2 mở rộng dự kiến sẽ được khởi công xây dựng vào năm 2017 và hoàn thành vào năm 2020 với tổng mức đầu tư dự kiến khoảng 662 triệu USD. Cấu trúc vốn dự kiến là khoảng 70% nợ vay và 30% vốn chủ sở hữu.

Chúng tôi cho rằng quá trình đầu tư, xây dựng NMĐ NT2 mở rộng sẽ tiết kiệm được khá nhiều thời gian và chi phí so với NMĐ NT2 do được kế thừa những thành quả tạo dựng sẵn trong giai đoạn xây dựng NMĐ NT2 như (1) Đã thực hiện giải phóng mặt bằng, tái định cư và xây dựng cơ sở hạ tầng, (2) Bộ máy quản lý và nhân sự vận hành có nhiều kinh nghiệm vì đã trực tiếp tham gia xây dựng và vận hành khai thác NMĐ NT2 và (3) Với lịch sử trả nợ tốt của dự án NMĐ NT2 hiện tại, việc tiếp cận vốn vay cho dự án mới cũng sẽ dễ dàng hơn.

Giám đốc PV Power NT2 là ông Hoàng Xuân Quốc, gắn bó với Công ty từ những ngày đầu thành lập. Bên cạnh kiến thức chuyên môn cao, ông Quốc cũng có nhiều kinh nghiệm trong xây dựng và vận hành NMĐ chu trình hỗn hợp. Các công việc liên quan đầu tư, xây dựng nhà máy mà ông từng tham gia:

- Phó trưởng Ban QLDA cụm Khí – Điện – Đạm Cà Mau, trực tiếp phụ trách dự án NMĐ chu trình hỗn hợp Cà Mau.
- Phó trưởng ban Chuẩn bị đầu tư công trình Đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn.
- Phó trưởng ban Khí – Điện – Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

“Bản cáo bạch niêm yết PV Power NT2”

Nhờ đội ngũ nhân sự nhiều kinh nghiệm trong xây dựng, vận hành và sửa chữa NMĐ, các công việc ở NMĐ NT2 luôn được hoàn thành trước thời hạn:

- ✓ NMĐ NT2 đã hoàn thành toàn bộ công tác xây dựng và chính thức đi vào vận hành thương mại, vượt tiến độ 45 ngày.
- ✓ Sản lượng điện sản xuất luôn cao hơn kế hoạch, trung bình khoảng 14% giai đoạn 2011-2014.
- ✓ Lần đầu trung tu vào năm 2014 và vượt kế hoạch 7-9 ngày.
- ✓ Hoạt động có lợi nhuận và trả cổ tức sớm hơn kế hoạch 4 năm.

Dự án NMĐ NT2 mở rộng sau khi hoàn thành sẽ giúp PV Power NT2 tăng gấp đôi công suất, tổng sản lượng phát lên lưới dự báo khoảng 8.060 tỷ kWh/năm. Dự án đang trong giai đoạn nghiên cứu và lập kế hoạch đầu tư. Từ giai đoạn này cho đến khi được cấp phép đầu tư sẽ phải thực hiện nhiều thủ tục pháp lý và mất nhiều thời gian. Do đó, chúng tôi chưa đưa dự án này vào mô hình dự phóng

hiện tại cho đến khi có thông tin chính thức về việc khởi công xây dựng.

PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH

Doanh thu tăng trưởng tích cực

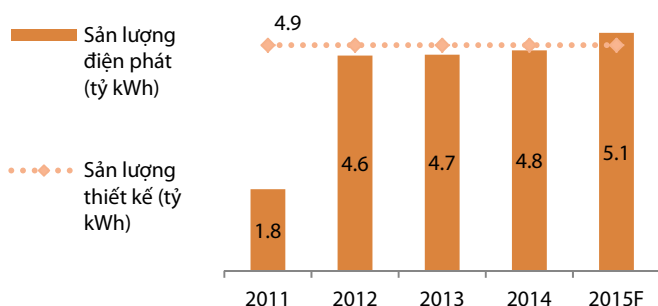
Nếu loại trừ mức tăng trưởng đột biến của năm 2012 (khoảng 4,7 lần so với năm 2011) do NMĐ NT2 vận hành thử nghiệm trong phần lớn thời gian năm 2011, doanh thu năm 2013 và 2014 vẫn đạt mức tăng trưởng khả quan với CARG 8,4%. Theo quan sát, sự tăng trưởng về doanh thu của NT2 được đóng góp tích cực nhờ cả sản lượng và giá bán tăng dần qua từng năm.

Sản lượng điện: Vẫn còn dư địa tăng trưởng

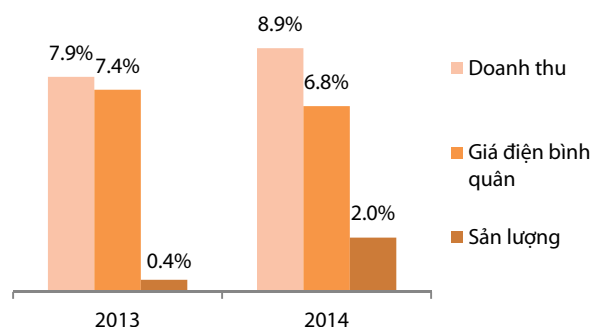
Kể từ khi chính thức vận hành thương mại từ cuối tháng 10/2011, sản lượng điện thương mại của NMĐ NT2 duy trì xu hướng tăng nhẹ. Nếu loại trừ năm 2011 (do phần lớn thời gian năm 2011 là vận hành thử nghiệm), trung bình giai đoạn 2012 – 2014, sản lượng điện phát của NMĐ NT2 là 4,69 tỷ kWh/năm và mức tăng trưởng trung bình là khoảng 1,2%/năm. Năm 2014, mặc dù phải tạm dừng vận hành hơn 20 ngày để thực hiện công tác trung tu lần đầu, sản lượng điện thương mại vẫn tăng trưởng 2% và đạt 4,76 tỷ kWh. Mặc dù vậy, so với sản lượng thiết kế của nhà máy là 4,88 tỷ kWh/năm thì sản lượng phát trong các năm qua vẫn thấp hơn từ 2% - 4%. Trong dài hạn, khi hệ thống máy móc hoạt động ổn định hơn, chúng tôi cho rằng NMĐ NT2 hoàn toàn có khả năng vận hành vượt công suất thiết kế do:

- ✓ Nhu cầu điện dự báo vẫn tiếp tục tăng trưởng mạnh, cùng với sự phục hồi ở lĩnh vực CN-XD.
- ✓ Điều kiện thời tiết không thuận lợi, mùa khô có khuynh hướng kéo dài và nền nhiệt độ cao hơn ảnh hưởng tiêu cực đến sản lượng của các nhà máy thủy điện.
- ✓ Sau khi thực hiện trung tu vào giữa năm 2014, công suất các phát của các tổ máy ước tăng trung bình khoảng 2,6%/tổ máy so với trước khi thực hiện trung tu.

Hình 7. Sản lượng điện thương phẩm giai đoạn (2011 – 2014) và dự báo 2015



Hình 8. Tăng trưởng sản lượng, giá bán điện trung bình và doanh thu



Nguồn: Rongviet Research

Chúng tôi cho rằng sản lượng điện phát của NMĐ NT2 có thể đạt mức cao nhất khoảng 5,14 tỷ kWh trong vòng đời dự án 25 năm. Năm 2017, NMĐ NT2 sẽ thực hiện đại tu lần đầu kể từ khi vận hành, do đó, sản lượng dự báo sẽ giảm mạnh trong năm này.

Triển vọng cải thiện biên lợi nhuận gộp

Với vai trò lớn trong cung cấp điện cho khu vực phụ tải miền Nam, NMĐ NT2 cũng tham gia CGM ngay từ những ngày đầu (tháng 7/2012). Do đó, doanh thu của NT2 được đóng góp bởi hai thành phần là doanh thu từ sản lượng hợp đồng và doanh thu từ sản lượng chào bán CGM. Như đã phân tích ở trên, bên cạnh sự ảnh hưởng bởi sản lượng, tăng trưởng doanh thu chịu tác động khá lớn từ

cấu thành giá. Do vậy khả năng cải thiện biên lợi nhuận gộp của NT2, theo chúng tôi, sẽ phụ thuộc vào:

- (1) Khả năng giảm định phí trên mỗi kWh điện sản xuất, nhờ (a) Sản lượng điện dự báo tăng và (b) Thời gian trích khấu hao được giãn từ 10 năm lên 14 năm kể từ tháng 7/2014. Tỷ lệ trung bình của chi phí khấu hao so với tổng chi phí sản xuất điện (GD 2011-2014) là 19%. Do đó, với việc kéo giãn thời gian khấu hao thêm 4 năm, ước tính định phí trên mỗi kWh sẽ giảm ~5%.
- (2) Trong dài hạn, tỷ suất lợi nhuận gộp từ phần sản lượng chào bán CGM sẽ được cải thiện. Nguyên nhân do giá P_m của các nhà máy nhiệt điện bao gồm giá công suất (CAN) và giá điện năng (SMP), trong đó CAN là mức giá đảm bảo NMĐ mới nhất thu hồi đủ tổng chi phí phát điện trong năm, và SMP là giá do NMĐ chào theo chi phí biến đổi. Thông thường, các nhà máy xây dựng sau thường có suất đầu tư cao hơn và để đảm bảo cho các nhà máy này thu hồi đủ chi phí thì đồng nghĩa CAN sẽ tăng lên. Như vậy, phần giá tăng thêm này sẽ là lợi nhuận cho các nhà máy ra đời sớm hơn.

Bảng 1. Công thức tính doanh thu của nhà máy nhiệt điện

		Q _c : Sản lượng hợp đồng, được xác định hàng năm	
R_c $= Q_c * P_c$	P_c : Giá hợp đồng $= P_f + P_v$	P_f : Giá cố định bao gồm CP Khấu hao, CP vận hành cố định,... sao cho đảm bảo mức tỷ suất ROE cố định (10% đối với phần vốn góp Nhà nước và lãi suất TPCP cộng biên độ 3% đối với vốn góp tư nhân).	
		P_v : Giá biến đổi bao gồm CP nhiên liệu, CP vận hành biến đổi; Được điều chỉnh hàng năm theo giá khí.	
$R = R_c + R_m$			
		Q _m : sản lượng điện tham gia thị trường cạnh tranh	
R_m $= Q_m * P_m$	P_m : giá thị trường $= CAN + SMP$	CAN: Giá công suất, là giá đảm bảo cho NMD mới nhất đủ thu hồi đủ tổng chi phí phát điện trong năm, được quy định hàng năm; CAN không được áp dụng vào thời gian thấp điểm đêm (22h đêm hôm trước đến 4h sáng hôm sau).	
		SMP: Giá điện năng thị trường ≤ giá trần quy định hàng năm	

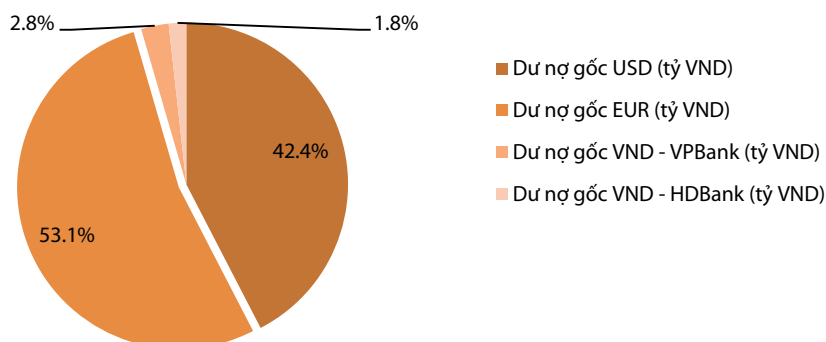
Nguồn: BCB của NT2, nldc.evn.vn, Thông tư 41/2010/TT-BCT, Thông tư 30/2014/TT-BCT, Rongviet Research tổng hợp

Cấu trúc vốn thay đổi theo hướng nợ vay giảm nhanh

NMĐ NT2 được đầu tư với cấu trúc vốn ban đầu gồm 70% nợ vay ngoại tệ và 30% vốn chủ sở hữu. Khoản vay này sẽ được trả đều trong 19 kỳ (6 tháng/kỳ) tương đương 9,5 năm bắt đầu từ 01/06/2012, bằng khoảng 1/3 vòng đời dự án. Với chính sách trả nợ nhanh này, dư nợ của NT2 đã giảm khoảng 30% tại thời điểm cuối năm 2014. Chúng tôi ước tính dư nợ vay của NT2 sẽ giảm khoảng 1.000 – 1.100 tỷ đồng mỗi năm trong 5 năm tới.

Chi phí lãi vay giai đoạn 2012 – 2014 của NT2 khá thấp và dao động trong khoảng 2,86% - 3,58%. Có thể nói, với tỷ lệ nợ ngoại tệ cao, PV Power NT2 đã và đang được hưởng lợi từ (1) Chính sách ổn định tỷ giá USD/VND của NHNN, đảm bảo VND biến động trong biên độ 2% và (2) Khủng hoảng nợ công khu vực kinh tế châu Âu khiến EUR liên tục giảm giá so với USD và do đó giảm giá so với VND. Tuy nhiên, dưới sức ép giảm giá VND ngày càng lớn, biên độ biến động của cặp tỷ giá USD/VND vẫn có khả năng lớn hơn mức kiểm soát hiện tại của NHNN. Trong khi đó, một khi bài toán nợ của khu vực Eurozone được giải, đồng EUR có thể sẽ nhanh chóng phục hồi. Khi các tình huống này xảy ra, chi phí nợ của PV Power NT2 có thể sẽ cao hơn mức hiện tại.

Hình 9. Hơn 95% dư nợ vay của NT2 là nợ có gốc ngoại tệ, trong đó nợ vay bằng USD chiếm khoảng 42,4% và bằng EUR chiếm khoảng 53% (@31/12/2014)

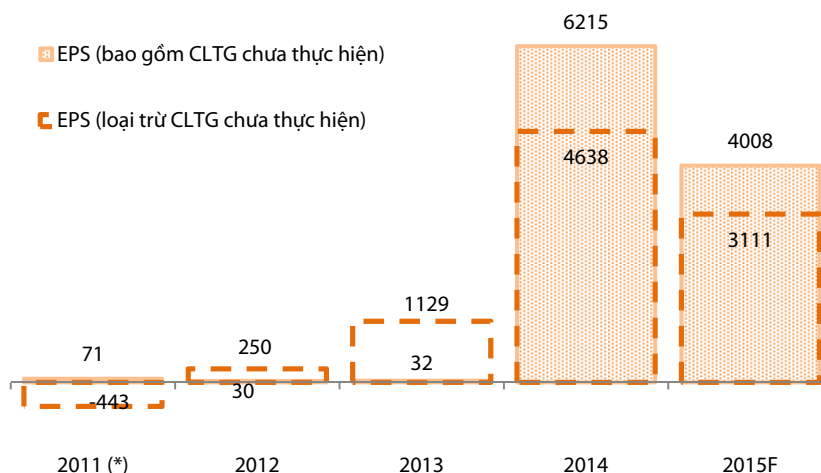


Nguồn: BCTC 2014 của NT2, RongViet Research tổng hợp và ước tính

Việc đẩy nhanh tốc độ chi trả nợ vay như trên mang lại hai lợi điểm cho NT2:

- (1) *Giảm dần gánh nặng chi trả lãi vay.* Chúng tôi kỳ vọng chi phí lãi vay trung bình trong 5 năm tới vẫn giữ ở mức 3%, và với tốc độ trả nợ như trên thì chi phí lãi vay của doanh nghiệp có thể giảm bình quân hơn 30 tỷ đồng/năm.
- (2) *Giảm rủi ro từ tỷ giá.* Với cấu trúc vốn mà trong đó nợ vay vẫn giữ hơn 60% và phần lớn là nợ vay ngoại tệ thì có thể thấy biến động tỷ giá là rủi ro có ảnh hưởng lớn nhất đến biến động lợi nhuận cũng như thu nhập trên mỗi cổ phần (EPS) của NT2 và càng rút ngắn thời hạn trả nợ, thời gian doanh nghiệp chịu rủi ro này càng ngắn.

Hình 10. EPS biến động mạnh do biến động tỷ giá (đvt: đồng)



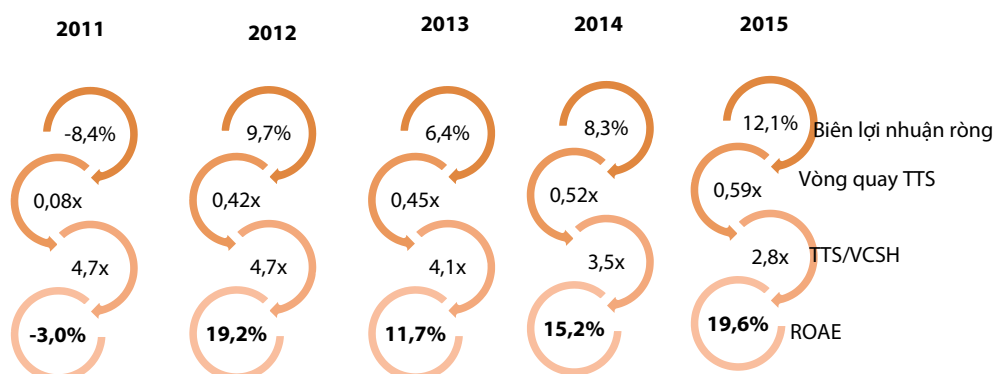
Nguồn: BCTC 2014 của NT2, RongViet Research tổng hợp và ước tính

Phân tích hiệu quả hoạt động

Để có góc nhìn chính xác hơn về biến động chỉ số ROE của doanh nghiệp, chúng tôi đã tiến hành loại trừ các khoản lời/lỗ chênh lệch tỷ giá chưa thực hiện, yếu tố không có ảnh hưởng đến dòng tiền nhưng khiến LNST của NT2 bị biến động mạnh. Đồng thời, doanh thu các năm (2011-2013) cũng được điều chỉnh lại theo giá bán điện chính thức mà doanh nghiệp ký với EVN trong năm 2014 (theo dự phóng của Rongviet Research). Kết quả điều chỉnh cho thấy, loại trừ năm 2011 có chỉ số ROE trung bình (ROAE) âm, chỉ số ROAE giai đoạn 2013-2014 và dự báo 2015 trong xu hướng cải

thiện. Có thể thấy, tỷ suất sinh lời (biên lợi nhuận ròng) và tỷ lệ đòn bẩy là hai yếu tố có tác động mạnh nhất lên ROAE của NT2.

Hình 11. Phân tích Dupont chỉ số ROAE (*) (2011 – 2015)



Nguồn: RongVietResearch
(*) ROAE đã được điều chỉnh loại bỏ các khoản thu nhập bất thường

Tỷ suất lợi nhuận gộp tăng đồng thời gánh nặng chi phí lãi vay giảm dần giúp hiệu quả hoạt động của NT2 được cải thiện tích cực trong giai đoạn 2012 – 2014. Tuy vậy, mức độ sử dụng đòn bẩy giảm nhanh theo tốc độ trả nợ của doanh nghiệp sẽ là yếu tố tác động tiêu cực lên hiệu quả sử dụng vốn nếu DN không có giải pháp đầu tư hiệu quả nguồn vốn nhân rồi tích lũy. Theo kịch bản dự phóng 5 năm (2015 – 2019), chúng tôi cho rằng ROAE sẽ đạt cao nhất vào năm 2015 (19,6%) và thấp nhất trong năm 2017 (11,5%).

Bảng 2. Tỷ lệ biên lợi nhuận HĐKD, tỷ số gánh nặng lãi vay và biên lợi nhuận ròng

	2012	2013	2014	2015F
EBIT/Doanh thu	15,7%	10,8%	11,7%	15,6%
LNTT/EBIT	62,1%	58,8%	70,8%	83,1%
Biên lợi nhuận ròng	9,7%	6,4%	8,3%	12,1%

Nguồn: Rongviet Research

Kỳ vọng chính sách cổ tức ổn định trong dài hạn nhờ dòng tiền cải thiện

Kết quả kinh doanh khả quan năm 2014 đã giúp lưu chuyển tiền thuần năm của NT2 dương ~129 tỷ đồng và số dư tiền cuối kỳ đạt 186 tỷ đồng. Hoạt động hiệu quả và có lợi nhuận sớm hơn kỳ vọng nên PV Power NT2 cũng chỉ trả cổ tức sớm hơn kế hoạch 4 năm (kế hoạch là trả cổ tức từ năm 2018). Với dự báo chi phí lãi vay của NT2 sẽ giảm trung bình khoảng 30 tỷ đồng mỗi năm, và khoản phải thu hơn 600 tỷ đồng (do hồi tố giá điện) sẽ được EVN trả trong vòng bốn năm (2015 – 2019), ước tính dòng tiền mỗi năm của PV Power NT2 sẽ tăng thêm hơn 180 tỷ đồng trong bốn năm tới. Lưu ý, phần tiền tăng thêm này chưa tính đến dòng tiền tạo ra do hoạt động kinh doanh chính hàng năm mang lại.

Sau khi trả cổ tức năm 2014 bằng tiền với tỷ lệ 18%, PV Power NT2 thận trọng đặt kế hoạch chi trả cổ tức 2015 bằng tiền với tỷ lệ 15%. Chúng tôi tin rằng đây là mức tối thiểu mà doanh nghiệp sẽ chi trả từ năm 2015.

DỰ PHÓNG KẾT QUẢ KINH DOANH

Bảng 3. Một số giả định trong dự phóng

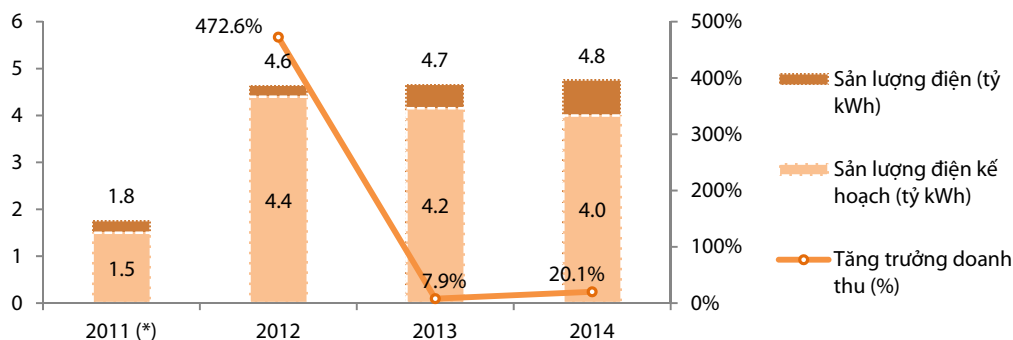
	2015E	2016F
Số giờ vận hành thực tế trong năm	6.855	6.687
Tăng trưởng sản lượng điện tiêu thụ	7,9%	-2,5%
Giá bán điện bình quân (đồng/kWh)	1.367	1.378
Tăng trưởng doanh thu	10%	-1,9%
Tỷ suất lợi nhuận gộp	17,5%	16,4%
Thay đổi tỷ giá USD/VND (*)	2,0%	3,0%
Thay đổi tỷ giá EUR/VND (**)	-10,4%	-2,9%
Thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp	5,0%	5,0%

Nguồn: Rongviet Research

(*) Dự báo của bộ phận vĩ mô của Rongviet Research; (**) Ước tính của người phân tích dựa trên dự báo của bộ phận vĩ mô – Rongviet Research và Scotiabank.

Năm 2014 được xem là năm hoạt động thành công nhất của NT2 kể từ khi bắt đầu vận hành thương mại (tháng 10/2011). Doanh thu trong năm này tăng trưởng 20,1%, cao gấp 2,6 lần so với mức tăng trưởng của năm 2013. Biên lợi nhuận gộp đồng thời cũng tăng mạnh từ mức 13,7% của năm 2013 lên 23,4% trong năm 2014. Sự đột biến này được đóng góp bởi hai nguyên nhân (1) Hạch toán 658 tỷ đồng doanh thu hồi tố của giai đoạn 2011 – 2013 do chênh lệch giá điện tạm tính và giá điện đàm phán thành công với EVN và (2) Bắt đầu từ 1/7/2014, thời gian khấu hao nhà máy điện được giãn từ 10 năm lên 14 năm, giúp chi phí khấu hao trong năm này giảm khoảng 145,8 tỷ đồng so với năm 2013. Nếu loại trừ phần doanh thu hồi tố, doanh thu năm 2014 tăng 8,9% (cao hơn mức tăng trưởng 7,9% của năm 2013) và biên lợi nhuận gộp là 15,5%.

Hình 12. Sản lượng điện thương mại luôn vượt kế hoạch



Nguồn: RongVietResearch

Thời tiết năm 2015 được xem là khô hạn với mùa khô ở miền Nam kéo dài thêm một tháng và nền nhiệt độ trên cả nước ở mức cao bất thường. Theo Trung tâm dự báo khí tượng thủy văn Trung ương, mực nước trên các sông ở miền Trung, Tây Nguyên xuống dần, dòng chảy thiếu hụt mạnh so với trung bình nhiều năm. Do vậy, năm 2015 có thể sẽ là năm thành công của các công ty nhiệt điện hơn so với thủy điện. Ngoài ra, nhu cầu điện dự báo sẽ tăng nhanh hơn khi hoạt động sản xuất phục hồi.

Giá bán điện dự báo trung bình tăng do nhu cầu điện vượt cung

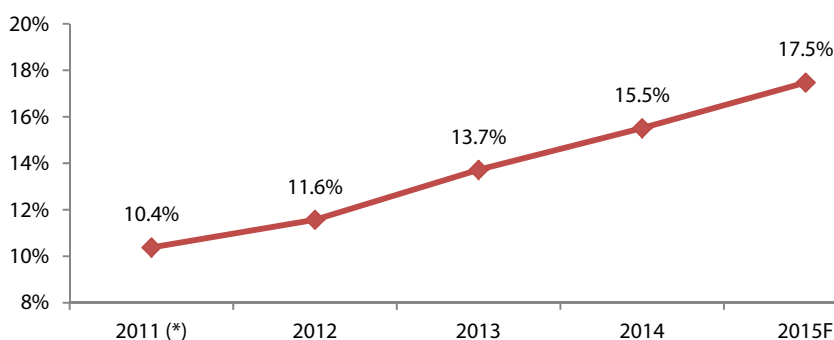
Trong năm 2014, NT2 phải tạm dừng nhà máy hơn 20 ngày để thực hiện trung tu. NT2 sẽ được vận hành với số giờ cao trong năm 2015 và 2016, trước khi thực hiện đại tu vào năm 2017 và trung tu

vào năm 2018. Do vậy, trong mô hình dự phóng 5 năm, chúng tôi cho rằng sản lượng điện của NT2 sẽ đạt cao nhất trong năm 2015 ở mức 5,14 tỷ kWh, tăng 7,9% so với năm 2014 và vượt công suất thiết kế 5,5%. Kết thúc 6 tháng đầu năm, sản lượng điện thương mại của NT2 đạt 2,74 tỷ kWh với doanh thu tương ứng 3.733 tỷ đồng, hoàn thành hơn 60% kế hoạch năm.

Ngoài ra, với những nhận định như trên, chúng tôi cũng dự báo sản lượng CGM và giá P_m sẽ tăng lên trong năm 2015. Giá bán điện trung bình của năm 2015 theo đó dự báo đạt 1.371 đồng/kWh, tăng 1,9% so với giá bán trung bình năm 2014. Doanh thu năm 2015 ước đạt 7.046 tỷ đồng, tăng 10% so với năm 2014 (sau khi loại trừ doanh thu hồi tố).

Biên lợi nhuận gộp dự báo tăng nhẹ từ mức 15,5% của năm 2014 lên khoảng 17,5% do (1) Chi phí khấu hao năm 2015 kỳ vọng giảm khoảng 94 tỷ đồng so với năm 2014 do chính sách giãn thời gian trích khấu hao mới bắt đầu thực hiện từ nửa cuối năm 2014 và (2) Tham gia thị trường cạnh tranh với sản lượng và giá bán cao hơn.

Hình 13. Biên lợi nhuận gộp dự báo đạt 17,5% trong năm 2015



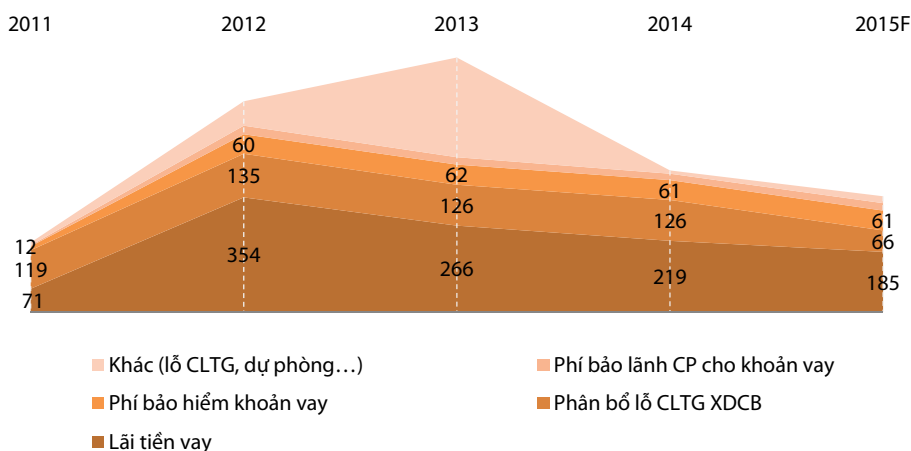
Nguồn: RongVietResearch

Hoạt động tài chính

Chi phí tài chính của NT2 bao gồm các khoản (1) Phân bổ lỗ CLTG giai đoạn XD CB, (2) Chi phí lãi vay, (3) Phí bảo hiểm, bảo lãnh khoản vay và (4) Khác (lỗ chênh lệch tỷ giá, dự phòng...). Trong cơ cấu này, loại trừ biến động bất thường của lãi/lỗ chênh lệch tỷ giá thì chi phí lãi vay và phân bổ lỗ CLTG giai đoạn XD CB là hai chi phí lớn nhất mà NT2 phải gánh chịu trong giai đoạn 2012 – 2014. Theo đó, mỗi năm NT2 phải trích hơn 100 tỷ đồng chi phí phân bổ CLTG giai đoạn XD CB. Tuy nhiên, số dư của khoản chi phí này đến thời điểm cuối năm 2014 chỉ còn 66,4 tỷ đồng và đã được ghi nhận trong quý 1/2015. Bên cạnh đó, chi phí lãi vay năm 2015 dự kiến sẽ giảm hơn 34 tỷ đồng nhờ dư nợ vay giảm. Tổng chi phí tài chính năm 2015 dự báo khoảng 337,5 tỷ đồng.

Về phía thu nhập, với kịch bản tỷ giá USD/VND tăng 2% và EUR/VND giảm 10%, chúng tôi dự báo NT2 sẽ ghi nhận khoảng 245,8 tỷ đồng lợi nhuận CLTGCTH trong năm 2015. Tổng thu nhập từ hoạt động tài chính dự báo đạt 334 tỷ đồng, giảm 25,8% yoy. Như vậy, dự báo hoạt động tài chính năm 2015 của NT2 sẽ có lợi nhuận khoảng 6,7 tỷ đồng, giảm 50% yoy.

Hình 14. Chi phí tài chính giảm nhẹ so với năm 2014



Nguồn: RongVietResearch

Với những dự báo như trên, lợi nhuận trước thuế của hoạt động kinh doanh chính ước đạt 897 tỷ đồng, tăng 69,5% so với năm 2014 (*). Ngoài ra, từ năm 2015, PV Power NT2 sẽ bắt đầu nộp thuế thu nhập doanh nghiệp với thuế suất ưu đãi 5% (trong 9 năm, 2015-2023). LNST từ hoạt động kinh doanh chính theo đó ước đạt ~852,2 tỷ đồng, tăng 61% yoy, EPS bình quân pha loãng tương ứng là 3.111 đồng.

(*)LNTT năm 2014 sau khi loại trừ doanh thu hồi tố.

Tiếp tục ghi nhận lợi nhuận chênh lệch tỷ giá chưa thực hiện

Giai đoạn 2012-2014, tỷ giá USD/VND đã được kiểm soát tốt trong biên độ 2%/năm. Trong năm 2015, bộ phận phân tích vĩ mô của Rongviet Research tin rằng biên độ 2% vẫn sẽ được NHNN giữ vững. Theo đó, kịch bản VND giảm giá 2% so với USD cũng được chúng tôi sử dụng trong mô hình dự phóng KQKD 2015 của doanh nghiệp.

Ngược lại, trong khi đồng USD có xu hướng mạnh lên theo sự phục hồi của kinh tế Mỹ thì mức độ giảm giá của EUR càng mạnh hơn do cuộc khủng hoảng chưa đến hồi kết của khu vực đồng tiền chung (Eurozone). Các doanh nghiệp Việt Nam vay nợ bằng đồng EUR theo đó cũng được hưởng lợi, đặc biệt từ nửa cuối năm 2014. Theo Scotiabank, tỷ giá EUR/USD sẽ xoay quanh mức 1,05 vào cuối năm 2015 và với giả định tỷ giá USD/VND sẽ ở mức 21.808 thì chúng tôi cho rằng tỷ giá EUR/VND sẽ giảm 10,4% xuống 22.898 vào cuối năm 2015. Với kịch bản này, dự báo giá trị mỗi cổ phần của NT2 sẽ tăng thêm 897 đồng nhờ lợi nhuận CLTG chưa thực hiện trong năm 2015.

Bảng 4. Phân tích độ nhạy thu nhập từ CLTG chưa thực hiện khi tỷ giá biến động

	USD	EUR	
Dư nợ @31/12/2014	146.099.081	133.480.136	
Dư nợ @31/12/2015	123.622.299	112.944.730	
Tỷ giá @31/12/2014	21.085	28.890	
	-1%	0%	+1%
Tỷ giá USD/VND	20.876	21.085	21.296
Tỷ giá EUR/VND	28.604	28.890	29.179
Lời (+)/Lỗ (-) CLTGCTH	58,1	0,0	-58,7

Nguồn: Rongviet Research

Bảng 5. Giá trị mỗi cổ phiếu NT2 sẽ tăng thêm nhờ thu nhập CLTG chưa thực hiện

2015F		
	% thay đổi	Tỷ giá
USD/VND	2,0%	21.808
EUR/VND	-10,4%	22.898
Lãi (+)/Lỗ (-) CLTG chưa thực hiện (tỷ đồng)		246
Giá trị tăng thêm (đồng/cổ phiếu)		897

Nguồn: Rongviet Research

Quan sát dữ liệu quá khứ của các doanh nghiệp sản xuất điện các năm qua chúng tôi nhận thấy điều kiện thời tiết sẽ có ảnh hưởng đáng kể đến sản lượng cũng như giá bán điện của các nhà máy. Trong điều kiện thủy văn không thuận lợi, các nhà máy nhiệt điện sẽ có ưu thế về sản lượng cũng như tỷ suất lợi nhuận hơn so với các nhà máy thủy điện, và ngược lại. Ngoài ra, với các doanh nghiệp có nợ vay ngoại tệ cao, biến động tỷ giá cũng là yếu tố gây biến động lớn về kết quả kinh doanh. Do đó, bên cạnh dự báo bên trên, chúng tôi đưa ra kịch bản trung bình của giai đoạn 2015 – 2019, thể hiện kết quả trung bình nhất mà NT2 có thể đạt được trong giai đoạn 2015 – 2019. Một số giả định sử dụng trong kịch bản này như sau:

- ✓ Các yếu tố liên quan đến hoạt động kinh doanh chính (sản lượng, giá vốn, chi phí bán hàng và chi phí quản lý): là giá trị trung bình của kết quả dự phóng 5 năm, từ 2015 – 2019.
- ✓ Thu nhập tài chính: chỉ bao gồm thu nhập từ tiền lãi, bình quân 5 năm.
- ✓ Chi phí tài chính: bao gồm chi phí vay nợ và các ảnh hưởng do biến động tỷ giá USD/VND và EUR/VND.

Kết quả cho thấy, doanh thu bình quân giai đoạn 2015 – 2019 dự báo đạt 6.869,2 tỷ đồng/năm với tỷ suất lợi nhuận gộp trung bình khoảng 16,2%. Lợi nhuận sau thuế trung bình dự báo đạt 813,4 tỷ đồng và EPS trung bình tương ứng là 2.969 đồng.

Bảng 6. Dự phóng kết quả hoạt động kinh doanh (đơn vị: tỷ đồng)

KQ HĐKD	FY2013	FY2014 (*)	FY2015E	FY2016F	Kịch bản trung bình (**) (2015-2019)
Doanh thu thuần	5.881,0	7.064,9	7.045,9	6.944,9	6.869,2
Giá vốn	5.074,2	5.413,3	5.814,8	5.782,4	5.756,0
Lãi gộp	806,8	1.651,7	1.231,1	1.162,4	1.113,1
Chi phí bán hàng	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3
Chi phí quản lý	65,8	74,7	74,4	74,8	73,2
Thu nhập từ HĐTC	53,0	450,5	344,2	59,8	74,2
Chi phí tài chính	786,6	437,2	358,8	249,7	257,6
Lợi nhuận khác	1,1	0,9	1,0	1,0	0,0
Lợi nhuận trước thuế	8,2	1.591,0	1.142,8	898,5	856,2
Thuế TNDN	0,0	0,0	57,1	44,9	42,8
Lợi ích cổ đông thiểu số	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lợi nhuận sau thuế	8,2	1.591,0	1.085,7	853,6	813,4
EBIT	740,7	1.576,7	1.156,4	1.087,3	1.039,6
EBITDA	1.723,1	2.415,4	1.902,5	1.832,0	1.784,6

Nguồn: PV Power NT2, RongViet Research

(*) Chưa loại trừ phần doanh thu hồi tố giá điện giai đoạn 2011 – 2013 là 658 tỷ đồng.

ĐỊNH GIÁ

Bảng 7. Kết quả định giá

Mô hình định giá	Giá	Tỷ trọng	Bình quân
FCFE	36.843	30%	11.053
DDM	22.906	30%	6.872
EV/EBITDA	28.393	40%	11.357
Giá bình quân		100%	29,282
Giá trị cộng thêm do biến động tỷ giá (VND/cp)			897
Giá trị hợp lý (VND/cp)			30.179

Nguồn: RongVietResearch

Người phân tích sử dụng kết hợp ba phương pháp chiết khấu dòng tiền (FCFE), chiết khấu dòng cổ tức (DDM) và phương pháp so sánh EV/EBITDA để xác định giá trị hợp lý của cổ phiếu NT2 với tỷ lệ tương ứng 30:30:40. Trong phương pháp FCFE và DDM, tỷ suất chiết khấu sử dụng cho giai đoạn 2015 – 2019 là 10,1% và từ sau năm 2019 là 12,5%. Tốc độ tăng trưởng dài hạn của FCFE ước tính khoảng 6,5% và tốc độ tăng trưởng dài hạn của cổ tức là 8,1%.

Đối với phương pháp EV/EBITDA, người phân tích sử dụng tham chiếu từ nhóm các doanh nghiệp nhiệt điện của các quốc gia mới nổi thuộc khu vực châu Á – Thái Bình Dương. Tỷ lệ EV/EBITDA tham chiếu ngành là 7,6x. Sau khi điều chỉnh yếu tố rủi ro quốc gia và tốc độ tăng trưởng ngành, mức EV/EBITDA được sử dụng trong mô hình định giá là 6,9x.

Kết hợp ba phương pháp định giá trên, giá trị hợp lý của NT2 được xác định tại mức 29.282 đồng/cổ phiếu. Ngoài ra, theo kịch bản dự phóng, giá trị mỗi cổ phiếu NT2 sẽ tăng thêm 897 đồng nhờ hưởng lợi từ sự biến động tỷ giá. Do đó, mức giá khuyến nghị đối với cổ phiếu NT2 là 30.200 đồng/cổ phiếu.

Bảng 8. Chỉ số tài chính một số doanh nghiệp cùng ngành trong khu vực

	VHTT (tỷ đồng)	EBITDA Margin (%)	PE	EV/EBITDA
PHA LAI THERMAL POWER JSC	6.999	14,6	9,9	6,8
KOT ADDU POWER COMPANY LTD	16.295	12,2	7,7	5,8
HUB POWER COMPANY	24.567	10,4	11,6	9,6
JSW ENERGY LTD	52.038	38,9	10,6	6,2
TOP ENERGY CO LTD-A	40.609	25,2	18,9	7,1
SHANXI ZHANGZE ELEC POWER-A	56.466	29,4	N/A	8,9
Trung bình				7,6

Nguồn: Bloomberg, RongViet Research

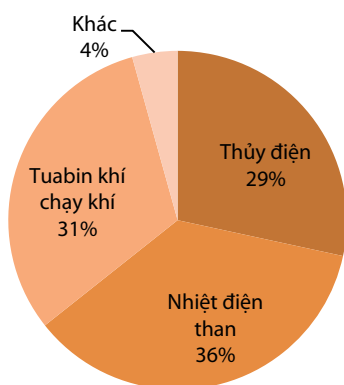
TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN

Sự đặc biệt về địa hình đất nước dẫn đến bất cân xứng cung cầu điện năng

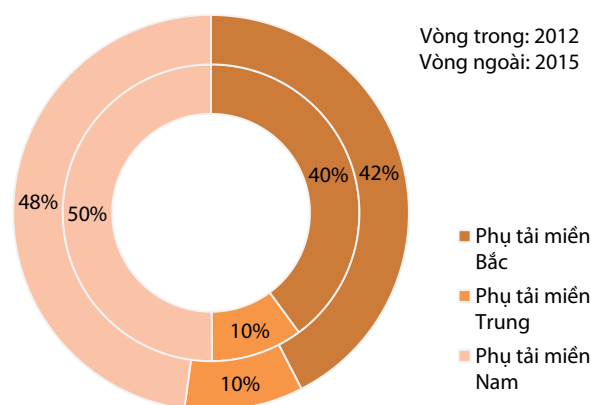
Nguồn năng lượng dùng sản xuất điện đang được sử dụng phổ biến tại Việt Nam là than, khí thiên nhiên, nước và dầu. Theo đó, nhiệt điện khí đóng góp 31%, nhiệt điện than đóng góp 36% và thủy điện đóng góp 29% trong tổng sản lượng điện sản xuất. Tuy vậy, do yếu tố đặc biệt về địa hình, nguồn nhiên liệu phân bố không đồng đều: trong khi nguồn năng lượng nước và than tập trung chủ yếu tại khu vực miền Trung và miền Bắc thì khí thiên nhiên tập trung ở khu vực miền Nam và để đảm bảo hiệu quả đầu tư, các loại hình nhà máy điện được xây dựng gần các mỏ năng lượng. Kết quả là khoảng 70% tổng công suất của hệ thống tập trung ở khu vực miền Trung và miền Bắc.

Trong khi đó, miền Nam với tốc độ tăng trưởng kinh tế nhanh hơn so với miền Bắc và miền Trung, nhu cầu tiêu thụ điện cũng ở mức cao nhất. Trung bình trong giai đoạn 2011 – 2014, nhu cầu tiêu thụ điện của miền Nam chiếm khoảng 51% tổng nhu cầu tiêu thụ điện cả nước, cao hơn khả năng đáp ứng tại chỗ của nguồn điện. Sự lệch pha này khiến khu vực miền Nam luôn trong tình trạng thiếu điện và phải nhận điện truyền tải từ miền Bắc và miền Trung.

Hình 15. Nhiệt điện than chiếm tỷ trọng cao nhất về nguồn điện



Hình 16. Tiêu thụ điện ở miền Nam chiếm tỷ trọng cao nhất



Nguồn: Rongviet Research

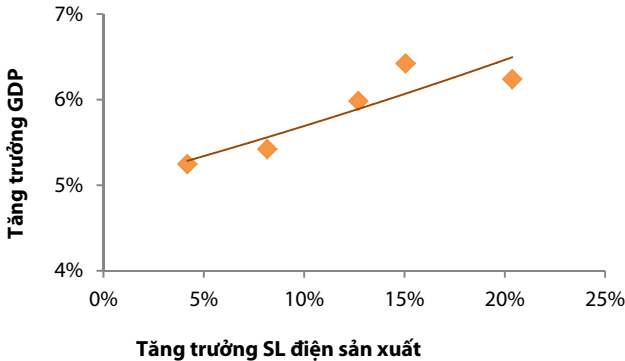
Áp lực cầu điện tăng trong bối cảnh nền kinh tế phục hồi

Quá trình chuyển mình sang nền kinh tế công nghiệp hóa đã tạo nên nhu cầu rất lớn về điện khiến Việt Nam luôn trong tình trạng thiếu điện. Bình quân giai đoạn 2010 – 2014, mặc dù tốc độ tăng trưởng sản xuất điện cao gấp đôi tăng trưởng GDP thì vẫn chưa đủ bù đắp lượng điện năng thiếu hụt. Về đối tượng tiêu thụ điện, công nghiệp – xây dựng và quản lý và tiêu dùng dân cư là hai lĩnh vực có nhu cầu tiêu thụ điện năng cao nhất, lần lượt ở mức 54% và 35%.

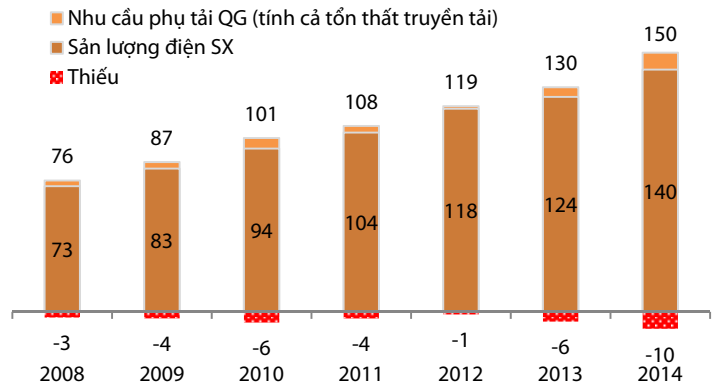
Sau bốn năm (2011 – 2014) thực hiện tái cấu trúc và ổn định kinh tế, chính sách vĩ mô đã bắt đầu quan tâm trở lại đến việc thúc đẩy tăng trưởng kinh tế. Với sự hỗ trợ từ phía chính sách, lĩnh vực công nghiệp – xây dựng dự báo sẽ tiếp tục tăng tốc từ năm 2015 và do vậy tình hình tiêu thụ điện năng dự báo vẫn trong tình trạng cầu vượt cung.

Đồ thị bên trên còn cho thấy, nếu như trong năm 2012, tỷ trọng tiêu thụ điện ở miền Bắc chỉ khoảng 40% thì số liệu tổng hợp sáu tháng đầu năm 2015 cho thấy tỷ trọng đã tăng lên mức 42%. Nền kinh tế miền Bắc, với sự đầu tư mới của các NĐT nước ngoài lớn như Samsung hoặc những ngành nghề tiêu tốn điện nhiều như gang thép, đã bắt đầu tiêu thụ điện năng nhiều hơn.

Hình 17. Tăng trưởng điện sản xuất có sự tương quan khá chặt với tăng trưởng GDP

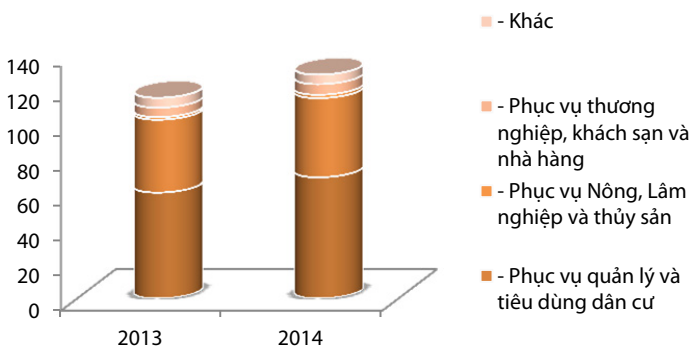


Hình 18. Việt Nam luôn ở trong tình trạng thiếu điện

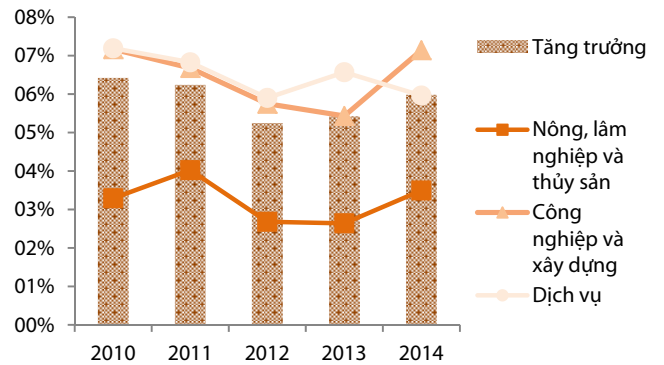


Nguồn: Tổng cục thống kê, EVNNLDC, Rongviet Research

Hình 19. CNXD, quản lý và tiêu dùng dân cư là hai lĩnh vực sử dụng điện năng nhiều nhất



Hình 20. Tăng trưởng kinh tế bắt đầu phục hồi từ năm 2014



Nguồn: Tổng cục thống kê, EVNNLDC, Rongviet Research

Tự do hóa ngành điện: Điều kiện cần để huy động vốn đầu tư

Để đáp ứng nhu cầu tăng trưởng mạnh mẽ về điện, Tổng sơ đồ điện VII (Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030) đặt kế hoạch sản xuất điện đến năm 2020 theo kịch bản cơ sở (*) là 330 tỷ kWh tương ứng 75.000 MW. Để đạt được mục tiêu này thì ước tính giai đoạn 2015 -2020 sẽ cần có thêm hơn 6.000 MW điện đưa vào hệ thống mỗi năm và huy động vốn đầu tư nhà máy điện đang trở thành bài toán cấp bách.

Trong nhiều năm qua, cơ quan quản lý ngành đã và đang thực hiện hàng loạt giải pháp nhằm tự do hóa ngành điện, giảm dần cơ chế độc quyền của EVN để hấp dẫn các nguồn lực từ bên ngoài đầu tư vào ngành này.

(*) Theo kịch bản cơ sở của Quy hoạch điện VII thì tăng trưởng GDP bình quân (2011 – 2015) là 7,5%, (2016 – 2020) là 8% và (2021 – 2030) là 7,8%. Nhu cầu phụ tải tương ứng lần lượt là 12,7%/năm cho giai đoạn (2011 – 2020) và 7,8%/năm cho giai đoạn (2021 – 2030).

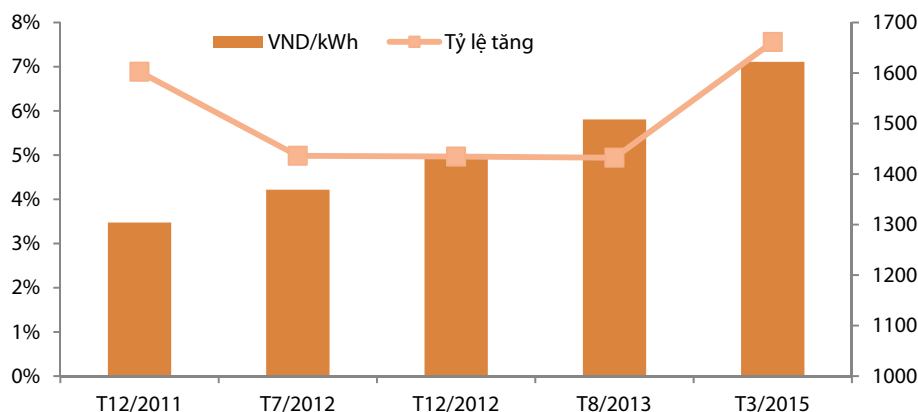
❖ Điều chỉnh giá điện theo cơ chế thị trường, giảm dần trợ cấp, bao tiêu

Giá bán lẻ điện theo cơ chế thị trường được bắt đầu thực hiện từ năm 2012, thông qua Quyết định 24/2011/QĐ-TTg. Mục tiêu của Quyết định này nhằm: (1) Giảm dần trợ cấp giá than, khí cho điện và

(2) Đưa giá điện của Việt Nam tiệm cận giá điện bán lẻ của các nước trong khu vực lân cận, tương ứng khoảng 8-9 cent/kWh theo thiết kế của Tổng sơ đồ điện VII.

Kể từ khi chính thức thực hiện lộ trình đưa giá điện theo cơ chế thị trường, giá bán lẻ điện bình quân đã có 5 lần điều chỉnh tăng. Giá bán điện trung bình sau lần điều chỉnh vào tháng 3/2015 là 1.622 đồng/kWh (chưa bao gồm VAT), tức khoảng 7,54 cent/kWh.

Hình 21. Sau 5 lần tăng, giá bán lẻ điện đang thấp hơn giá mục tiêu năm 2020 khoảng 6,2 – 16,7%

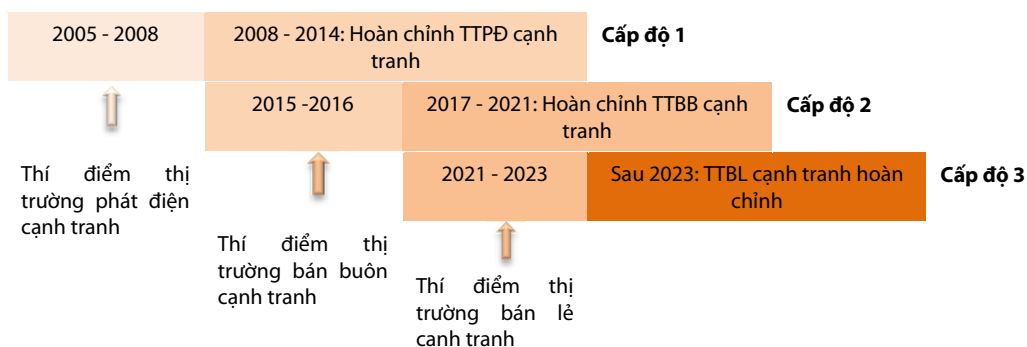


Nguồn: RongVietResearch

❖ **Xây dựng thị trường điện: Giảm dần sự độc quyền của EVN và thu hút dòng vốn đầu tư nước ngoài cũng như tư nhân**

Việc xây dựng thị trường điện đã được nhà điều hành định hướng từ những năm 2005 – 2006, thông qua Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ban hành ngày 26/01/2006 về Phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam và được thay thế bằng Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ban hành ngày 08/11/2013. Theo hai quyết định này, thị trường bán lẻ điện Việt Nam sẽ được phát triển qua ba cấp độ và hoàn chỉnh từ sau năm 2023.

Bảng 9. Lộ trình phát triển thị trường điện Việt Nam chia thành ba cấp độ theo QĐ 26/2006/QĐ-TTg và quyết định thay thế 63/2013/QĐ-TTg



Nguồn: Rongviet Research

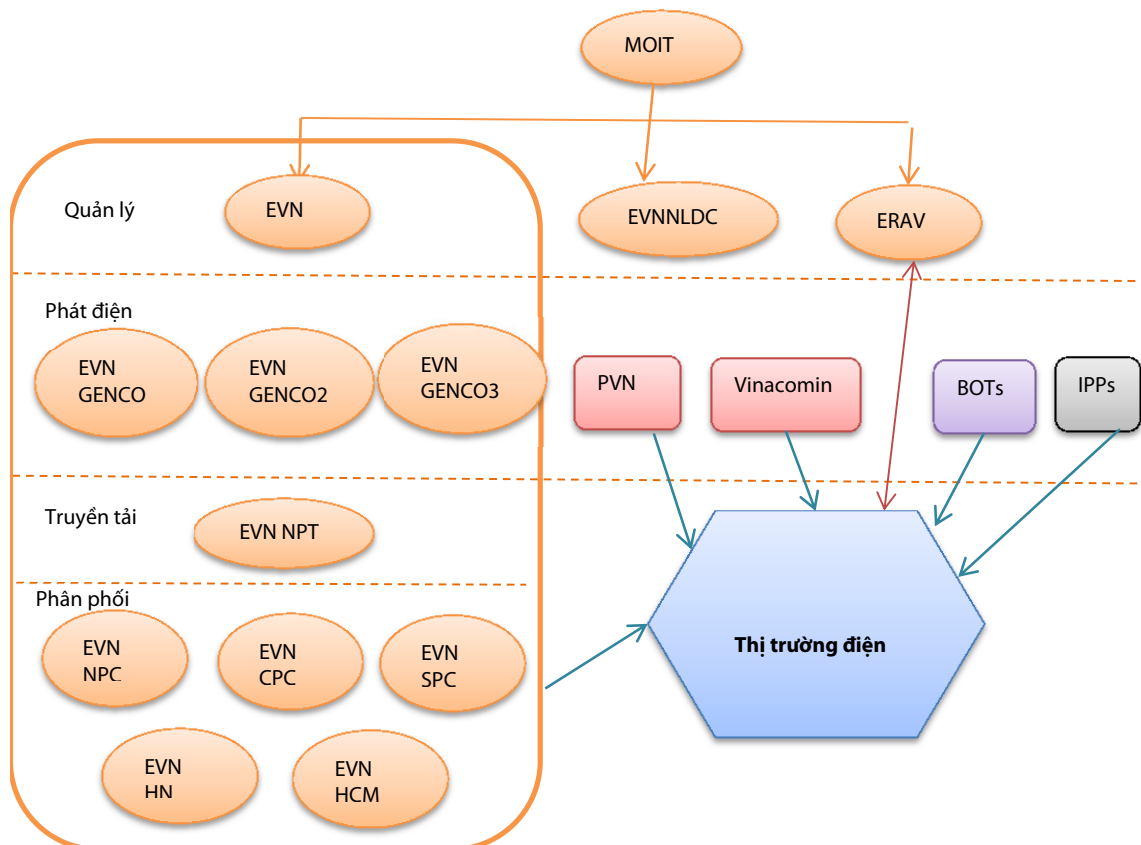
Việc thực hiện trên thực tế chậm hơn kế hoạch khá nhiều. Đến tháng 7/2011 mới vận hành thử nghiệm và đến tháng 7/2012 mới chính thức vận hành phát điện cạnh tranh. Tính đến tháng 6/2015 mới có khoảng 59 nhà máy tham gia với công suất chiếm khoảng 37,5% công suất toàn hệ thống.

Về thị trường bán buôn, Thiết kế chi tiết phát triển thị trường bán buôn điện cạnh tranh dự kiến sẽ được phê duyệt vào tháng 7/2015. Một số dự thảo của thiết kế này như sau:

- Bên bán điện: NMD có công suất trên 30 MW bắt buộc tham gia, NMD có công suất dưới 30 MW được phép lựa chọn tham gia.
- Bên mua điện: Gồm 5 Tổng công ty điện lực, khách hàng lớn có đủ điều kiện, đơn vị mua buôn mới và Công ty Mua bán điện.
- Phát triển thị trường bán buôn theo ba giai đoạn:
 - ✓ 2016: Vận hành thí điểm bước 1
 - ✓ 2017 – 2018: Vận hành thí điểm bước 2
 - ✓ 2018 – 2019: Vận hành chính thức.

Tuy nhiên, cơ chế quản lý bao gồm các khâu từ phát điện – truyền tải điện – phân phối điện dưới sự điều hành của EVN đang được xem là rào cản để thị trường điện phát triển theo đúng nguyên tắc thị trường cạnh tranh. Do vậy, để hoàn chỉnh mô hình thị trường điện, việc tái cơ cấu hoạt động của ngành điện đang được xem là cần nhất và là thách thức lớn nhất.

Hình 22. Sơ đồ quản lý và vận hành ngành điện hiện tại của Việt nam



Nguồn: Rongviet Research tổng hợp

MOIT: Bộ Công thương; **EVN:** Tập đoàn điện lực Việt Nam; **EVNNLDC:** Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia;

ERAV: Cục điều tiết điện lực; **EVN GENCO1, EVN GENCO2, EVN GENCO3:** Tổng Công ty phát điện 1, 2, 3

EVN NPT: Tổng Công ty truyền tải điện quốc gia

EVN NPC, EVN CPC, EVN SPC, EVN Hà Nội, EVN TP. HCM: TCT điện lực miền Bắc, miền Trung, miền Nam, Hà Nội, TP. HCM.

PVN: Các NMD thuộc Tập đoàn dầu khí Việt Nam; **Vinacomin:** Các NMD thuộc Tập đoàn Than Khoáng sản

BOTs: Các nhà máy điện BOT; **IPPs:** Các nhà máy điện độc lập



Đvt: tỷ đồng

KQ HKKD	FY2013	FY2014	FY2015E	FY2016F
Doanh thu thuần	5.881,0	7.064,9	7.045,9	6.944,9
Giá vốn	5.074,2	5.413,3	5.814,8	5.782,4
Lãi gộp	806,8	1.651,7	1.231,1	1.162,4
Chi phí bán hàng	0,3	0,2	0,3	0,3
Chi phí quản lý	65,8	74,7	74,4	74,8
Thu nhập từ HĐTC	53,0	450,5	344,2	59,8
Chi phí tài chính	786,6	437,2	358,8	249,7
Lợi nhuận khác	1,1	0,9	1,0	1,0
Lợi nhuận trước thuế	8,2	1.591,0	1.142,8	898,5
Thuế TNDN	0,0	0,0	57,1	44,9
Lợi ích cổ đông thiểu số	0,0	0,0	0,0	0,0
Lợi nhuận sau thuế	8,2	1.591,0	1.085,7	853,6
EBIT	740,7	1.576,7	1.156,4	1.087,3
EBITDA	1.723,1	2.415,4	1.902,5	1.832,0

Đvt: %

CHỈ SỐ TÀI CHÍNH	FY2013	FY2014	FY2015E	FY2016F
Tăng trưởng				
Doanh thu	7,9%	8,9%	10,0%	-1,4%
Lợi nhuận HKKD	28,5%	112,9%	-26,7%	-6,0%
EBITDA	10,9%	40,2%	-21,2%	-3,7%
EBIT	28,5%	112,9%	-26,7%	-6,0%
Lợi nhuận sau thuế	7,0%	19256,6%	-31,8%	-21,4%
Tổng tài sản	-9,7%	2,5%	-2,3%	-5,1%
Vốn chủ sở hữu	0,2%	52,3%	20,1%	8,7%
Tốc độ tăng trưởng nội tại	0,3%	32,1%	14,4%	8,3%
Khả năng sinh lợi				
LN gộp / Doanh thu	13,7%	23,4%	17,5%	16,7%
LN HKKD / Doanh thu	12,6%	22,3%	16,4%	15,7%
EBITDA/ Doanh thu	29,3%	34,2%	27,0%	26,4%
EBIT/ Doanh thu	12,6%	22,3%	16,4%	15,7%
LNST/ Doanh thu	0,1%	22,5%	15,4%	12,3%
ROA	0,1%	12,9%	8,8%	7,2%
ROIC hay RONA	7,0%	15,6%	11,5%	11,2%
ROE	0,3%	45,2%	23,2%	16,0%
Hiệu quả hoạt động				
Vòng quay kh. phải thu	4,2	3,8	3,1	3,3
Vòng quay hàng tồn kho	25,0	21,8	20,4	19,6
Vòng quay khoản phải trả	4,4	4,8	4,5	4,8
Khả năng thanh toán				
Hiện hành	1,0	1,4	1,8	1,9
Nhanh	0,8	1,3	1,6	1,8
Cấu trúc tài chính				
Tổng nợ/ Vốn CSH	337,0%	194,0%	139,2%	108,9%
Vay ngắn hạn / Vốn CSH	40,8%	24,8%	19,7%	18,2%
Vay dài hạn/ Vốn CSH	262,3%	137,9%	95,1%	69,3%

Đvt: tỷ đồng

BẢNG CĐKT	FY2013	FY2014	FY2015E	FY2016F
Tiền	57	186	561	852
Đầu tư tài chính ngắn hạn	246	540	890	1.040
Các khoản phải thu	1.450	2.260	2.216	1.996
Tồn kho	221	275	296	294
Tài sản ngắn hạn khác	9	0	0	0
TSLĐ & Đầu tư ngắn hạn	1.983	3.261	3.963	4.182
Tài sản cố định hữu hình	9.114	8.276	7.532	6.789
Tài sản cố định vô hình	22	30	29	29
Xây dựng cơ bản dở dang	2	0	0	0
Bất động sản đầu tư	0	0	0	0
Đầu tư tài chính dài hạn	-11	0	0	0
Tài sản dài hạn khác	1.065	916	678	579
Lợi thế thương mại	0	0	0	0
TSCĐ và đầu tư dài hạn	10.192	9.222	8.239	7.397
TỔNG TÀI SẢN	12.175	12.484	12.202	11.579
Tiền hàng phải trả và ứng trước	27	34	34	35
Khoản phải trả ngắn hạn khác	914	1.291	1.208	1.148
Vay và nợ ngắn hạn	1.138	1.052	1.007	1.007
Vay và nợ dài hạn	7.311	5.856	4.848	3.841
Khoản phải trả dài hạn khác	5	5	5	5
Tổng nợ	9.395	8.237	7.102	6.036
Vốn chủ sở hữu	2.788	4.247	5.101	5.544
Vốn đầu tư của CSH	2.560	2.560	2.739	2.739
Lợi nhuận giữ lại	38	1.497	2.171	2.614
Các quỹ	190	190	190	191
Nguồn kinh phí và quỹ khác	0	0	0	0
Nguồn vốn chủ sở hữu	2.788	4.247	5.101	5.544
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0	0
LƯU CHUYỂN TIẾP	FY2013	FY2014	FY2015E	FY2016F
LNTT	8,2	1.591,0	1.142,8	898,5
Khấu hao	982,4	838,7	746,0	744,7
Các điều chỉnh	508,3	-200,1	-92,6	97,8
Thay đổi vốn lưu động	-597,2	-701,2	-107,9	-41,9
Tiền thuần từ HĐKD	901,7	1.528,3	1.688,3	1.699,1
Thay đổi TSCĐ	-11,3	-7,4	-1,3	-0,7
Thay đổi các khoản mục đầu tư khác	248,4	-293,5	0,0	0,0
Lãi cho vay, cổ tức, LN được chia	55,9	25,1	51,7	59,8
Tiền thuần từ HĐ Đầu Tư	292,9	-275,8	50,5	59,1
Nhận/trả lại vốn góp	0,0	0,0	0,0	0,0
Vay mới/trả nợ vay	-1.189,1	-1.123,6	-1.051,9	-1.008,2
Cổ tức, lợi nhuận đã trả cho CĐ+Chi khác từ LNGL	0,0	0,0	-312,3	-459,0
Tiền thuần từ HĐ Tài Chính	-1.189,1	-1.123,6	-1.364,2	-1.467,2
Tiền thuần trong kỳ	5,5	128,9	374,6	291,0
Tiền đầu năm	51,7	57,2	186,1	560,7
Ảnh hưởng của tỷ giá	0,0	0,0	0,0	0,0
Tiền cuối kỳ	57,2	186,1	560,7	851,7

BÁO CÁO CÔNG TY

Báo cáo này được lập nhằm mục đích cung cấp cho nhà đầu tư một góc nhìn về doanh nghiệp và hỗ trợ nhà đầu tư trong việc ra các quyết định đầu tư. Báo cáo được lập trên cơ sở phân tích hoạt động của doanh nghiệp, dự phóng kết quả kinh doanh dựa trên những dữ liệu cập nhật nhất nhằm xác định giá trị hợp lý của cổ phiếu tại thời điểm phân tích. Chúng tôi đã cố gắng chuyển tải đầy đủ những đánh giá và quan điểm của người phân tích về công ty vào báo cáo này. Nhà đầu tư mong muốn tìm hiểu thêm hoặc có ý kiến phản hồi, vui lòng liên lạc với người phân tích hoặc bộ phận hỗ trợ khách hàng của chúng tôi.

Các loại khuyến cáo

Khuyến nghị LN kỳ vọng	MUA	TÍCH LŨY	TRUNG LẬP	GIẢM TỶ TRỌNG	BÁN
Trung hạn (đến 6 tháng)	>20%	10% đến 20%	-5% đến 10%	-15% đến -5%	<-15%
Dài hạn (trên 6 tháng)	>30%	15% đến 30%	-10% đến 15%	-15% đến -10%	<-15%

GIỚI THIỆU

CTCP Chứng Khoán Rồng Việt (viết tắt là VDSC) được thành lập vào năm 2007, được phép thực hiện đầy đủ các nghiệp vụ chứng khoán gồm: môi giới, tự doanh, bảo lãnh phát hành, tư vấn tài chính và tư vấn đầu tư, lưu ký chứng khoán. VDSC đã mở rộng mạng lưới hoạt động đến các thành phố lớn trên toàn quốc. Với thành phần cổ đông chiến lược cũng là đối tác lớn như Eximbank, CTCP Quản Lý Quỹ Việt Long,... cùng đội ngũ nhân viên chuyên nghiệp, năng động, VDSC có tiềm lực về con người và tài chính để cung cấp cho khách hàng những sản phẩm – dịch vụ phù hợp và hiệu quả. Đặc biệt, VDSC là một trong số ít các công ty chứng khoán đầu tiên quan tâm phát triển đội ngũ phân tích và ưu tiên nhiệm vụ cung cấp các báo cáo phân tích hỗ trợ thông tin hữu ích cho khách hàng.

Phòng Phân Tích & Tư Vấn Đầu Tư cung cấp các báo cáo về kinh tế vĩ mô và thị trường chứng khoán, về chiến lược đầu tư, các báo cáo phân tích ngành, phân tích công ty và các bản tin chứng khoán hàng ngày, hàng tuần.

Hệ thống mạng lưới

Trụ sở chính

Địa chỉ: Tầng 1-2-3-4 Tòa nhà Viet Dragon, 141 Nguyễn Du, P.Bến Thành, Q.1, Tp.HCM
Điện thoại: 84.8 6299 2006 Fax: 84.8 6291 7986
Website: www.vdsc.com.vn

Chi nhánh Hà Nội

2C Thái Phiên – Quận Hai Bà Trưng – Hà Nội

Chi nhánh Nha Trang

50Bis Yersin - TP.Nha Trang

Chi nhánh Cần Thơ

08 Phan Đình Phùng – TP. Cần Thơ

TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ

Bản báo cáo này được chuẩn bị cho mục đích duy nhất là cung cấp thông tin và không nhằm đưa ra bất kỳ đề nghị hay hướng dẫn mua bán chứng khoán cụ thể nào. Các quan điểm và khuyến cáo được trình bày trong bản báo cáo này không tính đến sự khác biệt về mục tiêu, nhu cầu, chiến lược và hoàn cảnh cụ thể của từng nhà đầu tư. Ngoài ra, nhà đầu tư cũng ý thức có thể có các xung đột lợi ích ảnh hưởng đến tính khách quan của bản báo cáo này. Nhà đầu tư nên xem báo cáo này như một nguồn tham khảo khi đưa ra quyết định đầu tư và phải chịu toàn bộ trách nhiệm đối với quyết định đầu tư của chính mình. Rong Viet Securities tuyệt đối không chịu trách nhiệm đối với toàn bộ hay bất kỳ thiệt hại nào, hay sự kiện bị coi là thiệt hại, đối với việc sử dụng toàn bộ hoặc từng phần thông tin hay ý kiến nào của bản báo cáo này.

Toàn bộ các quan điểm thể hiện trong báo cáo này đều là quan điểm cá nhân của người phân tích. Không có bất kỳ một phần thu nhập nào của người phân tích liên quan trực tiếp hoặc gián tiếp đến các khuyến cáo hay quan điểm cụ thể trong bản báo cáo này.

Thông tin sử dụng trong báo cáo này được Rong Viet Securities thu thập từ những nguồn mà chúng tôi cho là đáng tin cậy. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo rằng những thông tin này là hoàn chỉnh hoặc chính xác. Các quan điểm và ước tính trong đánh giá của chúng tôi có giá trị đến ngày ra báo cáo và có thể thay đổi mà không cần báo cáo trước.

Bản báo cáo này được giữ bản quyền và là tài sản của Rong Viet Securities. Mọi sự sao chép, chuyển giao hoặc sửa đổi trong bất kỳ trường hợp nào mà không có sự đồng ý của Rong Viet Securities đều trái luật. **Bản quyền thuộc Rong Viet Securities, 2015.**