

PHAN HUY KHÔI

Chuyên viên tư vấn đầu tư

 Email: khoiph@fpts.com.vn

Phone: (+84 24) – 3773 7070/5910

Giá hiện tại : 14.800

Giá mục tiêu : 18.397

 Tăng/giảm : **+24%**
Khuyến nghị
MUA
Biểu đồ giá

Thông tin giao dịch

Giá hiện tại (đồng)	14.800
Giá cao nhất 52 tuần (đồng)	17.250
Giá thấp nhất 52 tuần (đồng)	14.500
KLCP niêm yết hiện tại	60.488.261
KLCP đang lưu hành	60.288.271
KLGD bình quân 30 ngày	14.592
Tỷ lệ sở hữu nước ngoài	0,44%
Vốn điều lệ (tỷ VND)	604,9
Vốn hóa (tỷ VND)	892,27

Tổng quan doanh nghiệp

Tên	Công ty Cổ phần Sông Ba
Địa chỉ	Số 573, Núi Thành, Q.Hải Châu, Đà Nẵng
Lĩnh vực chính	Sản xuất và kinh doanh điện.
Chi phí chính	Chi phí lãi vay, khấu hao, nhân công
Lợi thế cạnh tranh	Hồ điều tiết năm

Cơ cấu cổ đông	Tỷ lệ sở hữu
Tổng Công ty Điện lực Miền Trung	39,22%
TGD. Phạm Phong	0,52%
Phó Chủ tịch HĐQT. Thái Văn Thắng	0,14%
Khác	60,12%

Giá bán điện ổn định ở mức cao do lợi thế tích trữ được nước từ hai hồ điều tiết năm

Chúng tôi tiến hành định giá cổ phiếu SBA của Công ty Cổ phần Sông Ba, niêm yết trên sàn HSX. Bằng cách sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền, chúng tôi xác định giá mục tiêu của SBA là **18.397 đ/cp**, cao hơn **24%** so với giá hiện tại. Chúng tôi khuyến nghị **MUA** cho mục tiêu trung và dài hạn. Rủi ro đầu tư lớn nhất đối với doanh nghiệp là rủi ro thay đổi cơ chế mua - bán và rủi ro về tình hình thủy văn.

ĐIỂM NHẤN ĐẦU TƯ

Hai hồ điều tiết năm giúp doanh nghiệp có khả năng sản xuất nhiều điện hơn vào giờ cao điểm, giá cao hơn. SBA thường tích được nước vào mùa mưa để có thêm nước sản xuất điện vào giờ cao điểm mùa khô năm sau.

Mở rộng nhà máy thủy điện Khe Diên từ 9MW lên 15MW sẽ giúp doanh thu của nhà máy này tăng thêm 33% và tỷ suất lợi nhuận gộp tăng và ổn định khoảng 60%.

Nhu cầu tiêu thụ điện trong nước vẫn tiếp tục tăng giúp doanh nghiệp đảm bảo sản lượng đầu ra. Nhu cầu điện được dự báo sẽ tăng với tốc độ tăng trưởng hàng năm khoảng 10% cho giai đoạn 2018-2030 nhờ tăng trưởng nhu cầu sử dụng điện ở khu vực sản xuất và xây dựng.

Doanh nghiệp chi trả cổ tức bằng tiền mặt hàng năm ổn định trong tỷ lệ 10% - 20%.

RỦI RO ĐẦU TƯ

Rủi ro doanh thu giảm do sự thay đổi của cơ chế mua bán điện trong ngành điện Việt Nam. EVN hiện đang nắm vị thế độc quyền trong vai trò là bên mua điện từ các nhà máy điện và khâu phân phối truyền tải điện. Mặt khác, các doanh nghiệp phát điện phụ thuộc nhiều vào cơ chế mua bán điện.

Ngành thủy điện phụ thuộc lớn vào tình hình thủy văn, với tần suất xảy ra các hiện tượng thiên nhiên dị thường ngày càng lớn vì vậy làm ảnh hưởng đến công tác dự báo.

Thông tin khái quát

Tên công ty:	Công ty Cổ phần Sông Ba
Tên tiếng Anh:	Song Ba Joint-stock Company
Vốn điều lệ:	604,882,610,000 VNĐ
Mã cổ phiếu:	SBA
Trụ sở chính:	Số 573, Núi Thành, Q.Hải Châu, Đà Nẵng
Website:	http://www.songba.vn
Lịch sử hình thành:	- Thành lập Công ty TNHH Đầu tư và Phát triển Điện Sông Ba: Chức năng nhiệm vụ ban đầu là triển khai đầu tư dự án thủy điện Krông H' năng (64 MW) nằm trên địa bàn hai tỉnh Đắk Lắk và Phú Yên. - Nhà máy thủy điện Khe Diên phát điện thương mại vào ngày 26/5/2007. - Chuyển đổi mô hình sang công ty cổ phần và niêm yết cổ phiếu trên HOSE vào ngày 04/7/2007 và ngày 01/6/2010. - Nhà máy thủy điện Krông H' năng phát điện thương mại vào ngày 25/6/2010: Tổ máy đầu tiên nhà máy thủy điện Krông H' năng hòa lưới điện quốc gia, đến tháng 9/2010 tổ máy thứ 2 đi vào vận hành, hòa lưới. - NMTĐ Krông H' năng chính thức tham gia thị trường phát điện cạnh tranh vào năm 2013: Bước tiến quan trọng để phát huy hiệu quả những lợi thế sẵn có của SBA. - Công ty đã được tặng Huân chương Lao động hạng Ba - năm 2007 và Huân chương Lao động hạng Nhì - năm 2012.
Lĩnh vực kinh doanh:	Hoạt động sản xuất và kinh doanh điện.
Các hoạt động kinh doanh:	- Sản xuất và kinh doanh điện. - Tư vấn thiết kế và xây dựng điện.
Thông tin về công ty con và công ty liên kết:	Tính đến ngày 13/7/2018, SBA không có công ty con và công ty liên kết.



PHÂN TÍCH HOẠT ĐỘNG KINH DOANH
Chuỗi giá trị Công ty Cổ phần Sông Ba

NGUYÊN LIỆU ĐẦU VÀO	QUY TRÌNH SẢN XUẤT	ĐẦU RA
- Nguyên liệu chính: Nước từ hồ chứa	- Quy trình sản xuất điện. - Bước 1: Dòng nước với áp lực lớn chảy qua cổng kiểm soát đi vào bên trong nhà máy. - Bước 2: Nước chảy mạnh làm quay tua bin của máy phát điện và tạo ra điện. - Bước 3: Máy biến áp tạo ra dòng điện cao thế. - Bước 4: Dòng điện cao thế sẽ được truyền qua đường dây cao áp về các thành phố.	- Sản phẩm đầu ra: Điện - Thị trường tiêu thụ: Hiện tại toàn bộ 100% sản lượng của SBA được đem bán cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) theo 3 cách: Bán theo hợp đồng mua bán điện, bán giao ngay trên thị trường và bán theo Biểu giá chi phí tránh được.

Công trình thủy điện Khe Diên nằm trên nhánh Vu Gia – sông Thu Bồn thuộc huyện Nông Sơn, tỉnh Quảng Nam có công suất 9MW, vận hành thương mại vào tháng 5/2007.

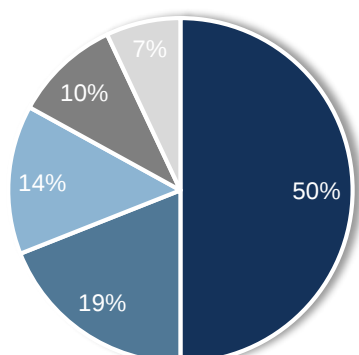
Công trình thủy điện Krông H'nh nằm trên nhánh Krông H'nh – sông Ba thuộc huyện Sông Hinh, tỉnh Phú Yên có công suất 64MW, vận hành thương mại vào tháng 6/2010.

Cả 2 nhà máy thủy điện đều là hồ điều tiết năm (tức hồ chứa có lưu lượng nước về hồ trung bình hàng năm gấp 7 – 20 lần dung tích hữu ích của hồ).

Nguyên vật liệu đầu vào

Khấu hao và nhân công là 2 chi phí chính, chiếm hơn 70% chi phí sản xuất

Chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố năm 2017



- Chi phí khấu hao tài sản cố định
- Chi phí nhân công
- Chi phí nguyên liệu, vật liệu
- Chi phí khác bằng tiền
- Chi phí dịch vụ mua ngoài

Khấu hao là chi phí lớn của các NMTĐ với 50% chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố. SBA hạch toán khấu hao theo sản lượng thực tế theo Thông tư số 45/2013/TT-BTC.

Theo đó, đơn giá tính khấu hao bình quân tại NMTĐ Krông H'nh là 201 đồng/kWh, NMTĐ Khe Diên là 219 đồng/kWh.

Chi phí nhân công chiếm khoảng 20% trong chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố hàng năm, trong đó chi phí nhân công quản lý và chi phí nhân công sản xuất đều chiếm 10%. SBA thực hiện chính sách khoán chi phí nhân công chiếm 8%/doanh thu với mục đích gắn liền lợi ích doanh nghiệp với lợi ích của cán bộ công nhân viên (CBCNV).

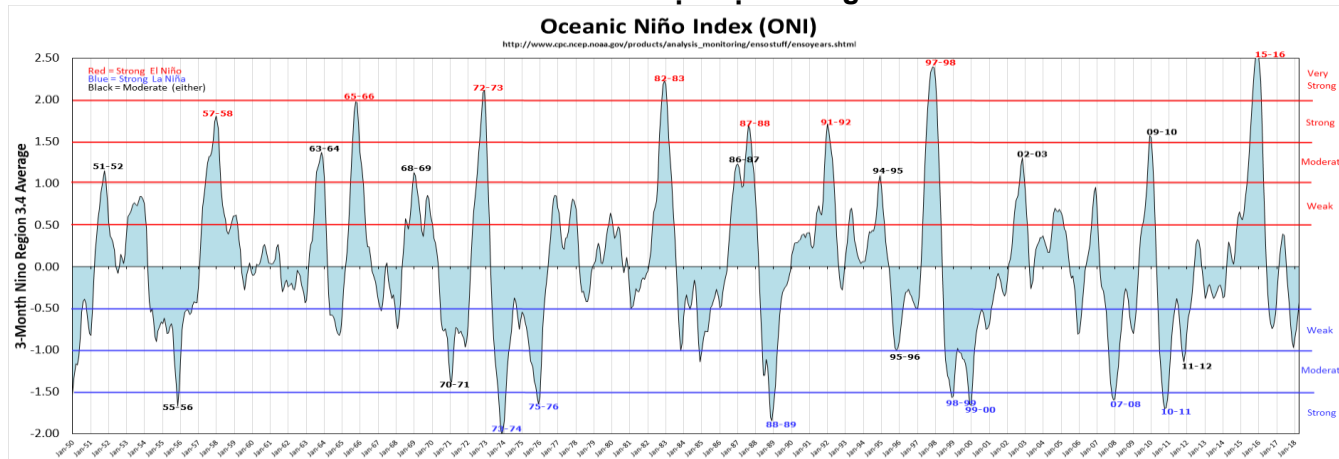
Nguồn: SBA

Chi phí nguyên liệu vật liệu năm 2017 chiếm 14% (tương đương 15 tỷ đồng) tổng chi phí sản xuất. Đây là khoản chi phí cho vật liệu, công cụ dụng cụ được sử dụng gián tiếp trong quá trình sản xuất và kinh doanh. Tỷ trọng chi phí này và chi phí bằng tiền khác (chiếm 10%) thường ổn định trong tổng chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố.

Hoạt động sản xuất có yếu tố mùa vụ, phụ thuộc vào địa hình và lưu vực hoạt động

Sản xuất kinh doanh có yếu tố mùa vụ và địa hình lưu vực

Biểu đồ chỉ số khí hậu đại dương ENSO

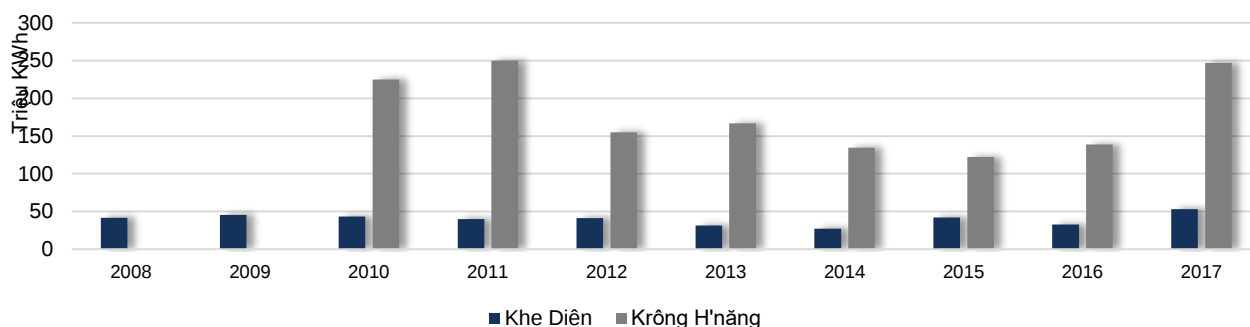


Nguồn: Trung tâm Quốc gia về dự báo môi trường của Hoa Kỳ (NCEP)

Hoạt động sản xuất của SBA phụ thuộc vào tình hình thủy văn: Do đặc thù của ngành thủy điện sản xuất điện từ nguồn nước thiên nhiên nên phụ thuộc vào tình hình thủy văn tại lưu vực. Cụ thể hơn, hiện tượng ENSO (dùng để chỉ chung 2 hiện tượng El nino và La nina) ảnh hưởng tới tình hình thủy văn nước ta với biểu hiện khô, nóng, ít mưa vào pha El nino và ẩm, mưa nhiều vào pha La nina). Cuối năm 2017, hiện tượng La nina đạt mức vừa phải (moderate) và được Trung tâm khí tượng thủy văn dự báo chuyển dần sang pha trung tính từ giữa năm 2018. Còn theo số liệu của Trung tâm Quốc gia về dự báo môi trường của Hoa Kỳ (NCEP), nhiều khả năng ENSO chuyển dần sang pha trung tính (Chỉ số ONI dao động từ +0,5 °C đến -0,5 °C) và El nino đạt mức mạnh trở lên vào năm 2022.

Sản lượng điện thực tế của SBA biến động theo tình hình thủy văn tại lưu vực:

Sản lượng điện tại 2 NMTĐ



Nguồn: SBA

Lưu vực của NMTĐ Krông H'nhng nằm tại giữa Đăk Lăk và Phú Yên, gần đường xích đạo hơn so với lưu vực của NMTĐ Khe Diên nằm tại Quảng Nam. Vì vậy, ảnh hưởng của La nina tới lưu vực nhánh sông Krông H'nhng mạnh hơn tới lưu vực nhánh sông Vu Gia. Cụ thể, trong giai đoạn năm 2011 – 2016, sản lượng điện của nhà máy thủy điện Krông H'nhng, Khe Diên đã giảm lần lượt 40% và 25%. Do La nina vào cuối năm 2017 đạt mức vừa phải (moderate) giống tình hình thủy văn năm 2011 nên chúng tôi dự báo sản lượng điện trong 5 năm tới của 2 nhà máy thủy điện có diễn biến tương tự giai đoạn 2011

– 2016. Sản lượng điện của NMTĐ Krông H'nh và Khe Diên dự phóng cho năm 2018 lần lượt đạt 201 triệu kWh và 47 triệu kWh.

Hiệu suất sử dụng nguồn nước của SBA khá thấp do không có lợi thế địa hình bằng những nhà máy thủy điện tương đồng về công suất trong cùng khu vực.

Trung bình 1 MW thiết kế tại NMTĐ Krông H'nh sản xuất được 2,5 triệu kWh, thấp hơn trung bình của các nhà máy thủy điện là 4 triệu kWh và thấp hơn nhiều so với những NMTĐ cùng quy mô gần đó, cụ thể: NMTĐ Sê San 4A đạt 5 triệu kWh, trung bình 2 NMTĐ của VSH đạt 5,3 triệu kWh, NMTĐ Cần Đơn đạt 4,4 triệu kWh.

Như vậy, hiệu suất sử dụng nguồn nước của SBA kém hơn so với các doanh nghiệp được so sánh. Nguyên nhân do:

- ✓ Độ cao chênh lệch của mực nước tại hồ chứa so với tuabin của NMTĐ Krông H'nh (cột nước tính toán) nhỏ (đạt 108,1 m, chỉ cao hơn của S4A là 12,2 m) khiến thể năng toàn phần của nguồn nước thấp.
- ✓ (2) Tổng thể tích nước về hồ chứa Krông H'nh nhỏ hơn các hồ chứa còn lại, đạt 2,08 tỷ m³/năm, cao nhất là S4A có tổng lượng nước về hồ đạt 20,7 tỷ m³/năm.

Thông số về lượng nước về hồ hàng năm

	Krông H'nh	S4A	Vĩnh Sơn			Sông Hinh	Cần Đơn
			Hồ A	Hồ B	Hồ C		
Sản lượng thực tế/MW (triệu kWh/MW/năm)	2,5	5	5,3				4,2
Diện tích lưu vực (km ²)	1.168	9.368	286			770	3.225
Lượng mưa trung bình nhiều năm (mm)	1.780	2.211	2.200			2.200	2.110
Tổng thể tích nước về hồ (tỷ m ³)	2,08 tỷ	20,7 tỷ	0,63 tỷ			1,7 tỷ	6,8 tỷ
Cột nước tính toán (m)	108,1	12,2	588	88	88	140	NA

Nguồn: Tổng hợp, FPT Research

Ghi chú: (1), (2) là 2 thành tố chính trong công thức tính công năng sản sinh toàn phần của nguồn nước rơi tự do, hay nói cách khác là thành tố chính quyết định đến sản lượng điện thực tế:

$$\begin{aligned} \text{Sản lượng thực tế} &= \text{Công suất thực tế} \times \text{Số giờ phát điện thực tế} \\ &= g \cdot m \cdot h \cdot v \end{aligned}$$

Trong đó:

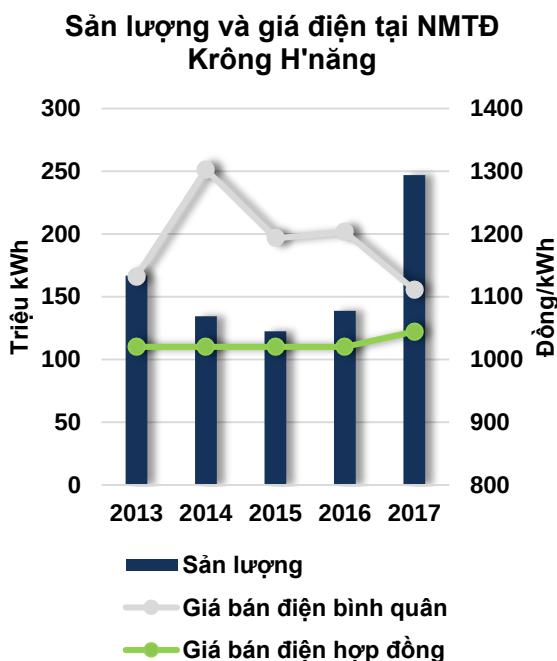
g: gia tốc rơi tự do nước (10m/s²)

m: Khối lượng nước chảy qua tuabin trong 1 năm (m³/năm)

h: Cột nước tính toán trung bình (m)

v: một số yếu tố phụ khác

Giá bán điện trung bình của nhà máy thủy điện Krông H'nhăng tốt hơn so với các nhà máy thủy điện trong cùng khu vực



Nguồn: SBA

Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác: NMTĐ Krông H'nhăng tham gia thị trường phát điện cạnh tranh từ năm 2013 cho đến nay. Theo thông tư 56/2014/TT-BCT, các đơn vị phát điện thỏa thuận với Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0) về giá bán theo hợp đồng và sản lượng quy định hàng năm. Cục Điều tiết Điện lực (ERAV) quy định tỷ lệ sản lượng điện tính theo giá hợp đồng trên tổng sản lượng điện đã thỏa thuận. Tỷ lệ này bắt buộc nằm trong khoảng 60% - 95%. Sản lượng còn lại được tính theo giá trên thị trường điện giao ngay (Xem Phụ lục 1).

- ✓ Về phần hoạt động, tổng sản lượng được các đơn vị phát điện chào bán trên thị trường điện giao ngay (bao gồm cả sản lượng hợp đồng).
- ✓ Về phần thanh toán, thanh toán giá hợp đồng theo sản lượng hợp đồng và doanh thu từ thị trường điện giao ngay bằng tổng doanh thu trừ đi doanh thu theo giá và sản lượng hợp đồng.

- **Năm 2017, giá bán điện trung bình của NMTĐ Krông H'nhăng đạt 1.111 đồng/kWh cao hơn 6% so với giá bán điện hợp đồng và là mức giá trung bình thấp nhất trong 5 năm gần đây.** Nguyên nhân do mưa lớn vào cuối năm 2017 khiến sản lượng điện trên thị trường giao ngay của SBA nói riêng và nhiều doanh nghiệp thủy điện khác nói chung tăng đột biến vào quý 4/2017 nên sự cạnh tranh khiến giá điện trung bình giảm. Trong đó, sản lượng Quý 4/2017 đạt 87,617 triệu kWh và giá bán điện trung bình là 1.004 đồng.
- Đây cũng là cơ sở để chúng tôi đánh giá giá điện trung bình trên thị trường điện giao ngay trong những năm tới sẽ không thấp hơn 1.111 đồng/kWh.**
- **Giá điện trung bình của NMTĐ Krông H'nhăng cao hơn so với các NMTĐ được so sánh.** Cụ thể, NMTĐ Sê San 4A (346 triệu kWh) và NMTĐ Cần Đơn đạt hơn 800 đồng/kWh (414 triệu kWh), 2 NMTĐ Vĩnh Sơn - Sông Hinh trung bình đạt hơn 600 đồng/kWh (865 triệu kWh). Nguyên nhân chính do sản lượng điện mùa mưa lũ vượt quá nhu cầu sử dụng điện tại thời điểm đó, đặc biệt giá sẽ giảm đối với các doanh nghiệp có sản lượng càng lớn. Riêng NMTĐ Krông H'nhăng có tới hơn 400 giờ phải phát điện với giá 1 đồng vào năm 2017.

Giá bán theo hợp đồng của nhà máy thủy điện Krông H'nhăng bằng trung bình các NMTĐ khác và thấp hơn nhà máy nhiệt điện do chi phí nhiên liệu của nhiệt điện lớn

Cụ thể, năm 2017:

- ✓ Giá điện theo hợp đồng đạt 1.044,45 đồng/kWh, tăng 2,4% so với những năm trước. Trong khi đó, giá điện chào bán trên thị trường điện giao ngay cao hơn rất nhiều khiến giá điện trung bình của NMTĐ Krông H'nhăng luôn cao hơn giá điện theo hợp đồng.
- ✓ Sản lượng điện theo hợp đồng thực tế bằng 60% tổng sản lượng điện tại NMTĐ Krông H'nhăng, đạt 147 triệu kWh vào năm 2017. Tỷ lệ này (tỷ lệ lý thuyết) do Cục Điều tiết Điện lực Việt Nam ban hành trong 5 năm gần đây thường là 80% và lộ trình sẽ được giảm dần qua các năm tiếp theo về 60% để tăng tính cạnh tranh trong hoạt động phát điện đặc biệt trong giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh (Xem Phụ lục 2).

Hệ thống tính giá hợp đồng của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0) có thông số đầu vào là các thông tin của dự án, trong đó quan trọng nhất là tổng mức đầu tư ban đầu. Thêm vào nữa, giá chào bán phải đảm bảo bù đắp chi phí tối thiểu của dự án (Xem phụ lục 1).

Tổng suất đầu tư của một số nhà máy điện

	Thủy điện							Nhiệt điện			
	Đa M'brì	Sê San 4A	Krông H'ăng	Sông Hinh	Đa Dâng 2	Cần Đơn	Vĩnh Sơn	HND	QTP	PPC	NT2
Tổng suất đầu tư (đồng/kWh)	5.183	5.000	4.856	4.849	3.895	3.799	3.561	3.429	2.922	2.333	2.266
Công suất MW	75	63	64	70	34	77,6	64	1.200	1.200	1.040	750
Sản lượng điện trung bình (triệu kWh)	350	300	291	370	152	294	230	7.000	7.200	5.900	5.500
Tổng vốn đầu tư (tỷ đồng)	1.800	1.500	1.413	1.794	592	1.117	819	24.000	21.035	14.000	12.460

Nguồn: Tổng hợp, FPT Research

Một trong những yếu tố chính tác động tới chi phí cố định bình quân của các nhà máy điện là suất đầu tư. Suất đầu tư của nhiệt điện thường nhỏ hơn so với thủy điện do thời gian vận hành trung bình của nhiệt điện khoảng 6.000 giờ/năm cao hơn số giờ vận hành tối đa của thủy điện là 4.000 giờ/năm. Cụ thể, suất đầu tư của NMTĐ Krông H'ăng là 4.856 đồng/kWh, bằng trung bình các NMTĐ cùng quy mô và khu vực địa lý, cao hơn so với suất đầu tư trung bình của nhiệt điện (3.000 đồng/kWh). Vì vậy, chi phí cố định bình quân của SBA nói riêng và các nhà máy thủy điện nói chung lớn hơn các nhà máy nhiệt điện.

Tổng chi phí phát điện bình quân

Nhà máy điện, qui mô công suất	Tiêu hao nhiệt, MBTU/kWh	Giá nhiên liệu, đ/MBTU	Chi phí biến đổi, đ/kWh	Chi phí cố định, đ/kWh	Tổng chi phí b/q, đ/kWh
Than, 300MW	9.760	9.823	677	178	855
Than, 600 MW	43.413	9.823	632	172	804
Dầu DO, 300MW	6.830	340	2.323	122	2.444
Khí thiên nhiên, 300 MW	6.210	290	1.803	9.852	1.942
LNG, 300MW	5.250	350	1.839	153	1.991
Thủy điện, <15m	6.830	0	17	582	599
Thủy điện, 15-50m	43.298	0	17	424	441
Thủy điện, >50m	13.660	0	17	294	311
Sóng biển, 5MW	13.660	0	6	3.892	3.897
Điện gió, 100MW	0	0	2	1.011	1.013
Điện mặt trời, 50MW	0	0	3	922	926

Nguồn: Tổ chức Năng lượng Quốc tế (IEA)

Chú thích: Một Btu được định nghĩa là nhiệt lượng cần thiết để tăng nhiệt độ của một pound nước lên một độ F. 143 Btu là nhiệt lượng cần thiết để làm tan chảy 1 pound băng.

Như phân tích ở trên, chi phí cố định bình quân của các nhà máy thủy điện lớn hơn so với nhiệt điện song chi phí nguyên vật liệu cụ thể là than và khí đối với nhiệt điện đã khiến tổng chi phí phát điện bình quân của các nhà máy nhiệt điện lớn hơn so với thủy điện.

Kết hợp với cơ chế giá bán điện hợp đồng bao gồm “cost” + “margin” theo nguyên tắc phải đảm bảo đủ bù đắp chi phí phát điện tối thiểu và cho mức tỷ suất sinh lời nội bộ không vượt quá 12% là nguyên nhân quan trọng nhất khiến giá bán điện theo hợp đồng của thủy điện kém hơn so với nhiệt điện.

Cũng theo những dữ liệu về chi phí như bảng trên, giá bán điện trung bình của SBA trên thị trường điện giao ngay thường cao hơn giá bán điện theo hợp đồng của nhà máy thủy điện và thấp hơn giá bán điện theo hợp đồng của nhà máy nhiệt điện. Do các nhà máy nhiệt điện phải chào bán với giá cao hơn chi phí sản xuất tối thiểu của nó, từ đó các nhà máy thủy điện với chi phí sản xuất thấp có lợi thế chào bán hơn.

Giá bán và sản lượng điện theo Biểu giá chi phí tránh của NMTĐ Khe Diên được ổn định theo xu hướng tăng nhẹ

Giá điện tại NMTĐ Khe Diên đang áp dụng theo Biểu giá chi phí tránh được tại Thông tư số 32/2014/TT-BCT của Bộ Công Thương. EVN đảm bảo mua lại tất cả sản lượng điện của các NMTĐ nhỏ (công suất dưới 30MW) với mức giá quy định hàng năm, tỷ lệ trượt giá khoảng 2,5%/năm. Giá bán điện giờ cao điểm mùa khô được cộng thêm giá công suất là 2.306 đồng/kWh.

Biểu giá chi phí tránh được năm 2018

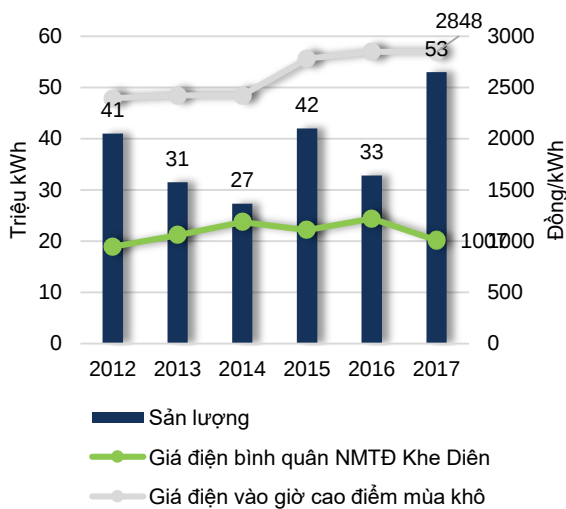
Giá điện năng (đ/kWh)	Mùa khô			Mùa mưa			Phần điện năng dư
	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	
Miền Bắc	617	618	624	617	625	632	316
Miền Trung	615	617	622	615	622	630	315
Miền Nam	641	643	648	640	648	656	328
Giá công suất (cho cả 3 miền) (đ/kWh)	2.306						

Nguồn: Cục Điều tiết Điện lực ERAV

Chúng tôi đánh giá, giá điện theo Biểu giá chi phí tránh được có xu hướng giữ ổn định trong tương lai. Phân tích cụ thể các thành tố của Biểu giá này như sau:

- ✓ (1) Chi phí điện năng phát điện tránh được là chi phí nhiên liệu trung bình tháng (đồng/kWh) của từng nhà máy nhiệt điện trong hệ thống cho năm lấy số liệu tính toán biểu giá, trừ các nhà máy điện BOT, IPP đã ký hợp đồng bao tiêu và các nhà máy điện chạy dầu. Như vậy, với dự báo giá dầu và giá than trong dài hạn sẽ không thấp hơn giá hiện tại do các nước đang khai thác dầu mỏ tối đa, khiến nguồn năng lượng hóa thạch này cạn kiệt trong vòng 27 năm nữa (Theo Hãng nghiên cứu Rystad Energy – Na Uy).
- ✓ (2) Chi phí truyền tải tổn thất tránh được không có nhiều biến động trong việc tính toán hàng năm do mạng lưới điện nước ta chưa có phương án đủ mạnh để giảm thiểu chi phí này trong giai đoạn thị trường điện cạnh tranh.
- ✓ (3) Chi phí công suất phát điện tránh được không có nhiều biến động do thông số đầu vào là thông tin tài chính của nhiều nhà máy nhiệt điện bị thay thế. Hàng năm, loại chi phí này có tỷ lệ trượt giá cho chi phí đầu tư và chi phí vận hành bảo dưỡng là 2,5%.

Giá bán và sản lượng phát điện tại NMTĐ Khe Diên



Nguồn: SBA

Nhà máy thủy điện Khe Diên đã vận hành tối ưu trong giai đoạn qua

Năm 2017, giá điện trung bình tại NMTĐ Khe Diên là 1.001 đồng/kWh và là mức giá trung bình thấp nhất trong giai đoạn qua. Nguyên nhân vì sản lượng phát điện vào mùa mưa cao do La Nina đạt mức vừa phải vào cuối năm 2017, đây là thời điểm có giá điện thấp. Song, số liệu công bố hàng năm của nhà máy NMTĐ Khe Diên cho thấy, nhà máy đều phát tối đa công suất vào giờ cao điểm mùa khô (1.035 giờ/năm) do hồ chứa Khe Diên là hồ điều tiết năm, có khả năng tích nước trong mùa mưa tốt (trung bình 1 MW sản xuất được 6,8 triệu kWh/năm). Khả năng điều tiết còn hiệu quả ở việc hầu như không có số giờ nào cần phải bán điện theo giá “Phần điện năng dư”, tức giá bằng 50% giá vào giờ bình thường.

Dự án mở rộng nhà máy thủy điện Khe Diên

Cơ sở: Qua đánh giá, dung tích hữu ích thực tế của hồ đạt 50,35 triệu m³, cao gấp đôi so với dung tích thiết kế.

Các thông số chính của dự án:

- ✓ Tổng mức đầu tư (trước thuế VAT) : 90,97 tỷ đồng;
- ✓ Doanh thu trung bình năm : 58,1 tỷ đồng, tăng thêm so với nhà máy hiện nay là 14,31 tỷ đồng/năm (+33%). Lợi nhuận sau thuế tăng thêm 6 tỷ đồng/năm (Do tăng thêm 15 triệu kWh/năm giờ điện cao điểm mùa khô).

Nguồn vốn:

- ✓ Vay ngân hàng thương mại : 63,68 tỷ đồng, lãi suất ~ 9,6%;
- ✓ Vốn tự có: 27,29 tỷ đồng, trích từ Quỹ đầu tư phát triển công ty.

Tiến độ thực hiện dự án: Từ 18÷20 tháng (bao gồm cả giai đoạn chuẩn bị)

- ✓ Khởi công: Tháng 6/2018
- ✓ Đưa vào hoạt động: Tháng 10/2019.
- ✓ Thời gian hoàn vốn CSH: 6 năm và 2,5 tháng

Chúng tôi đánh giá: Dự án giúp tỷ suất lợi nhuận gộp của NMTĐ Khe Diên những năm tới ổn định trên mức 60% do hồ thủy điện Khe Diên sau khi mở rộng sẽ được tận dụng tối ưu trong mùa khô. Theo Biểu giá chi phí tránh được áp dụng đối với thủy điện nhỏ (Dưới 30 MW), giá điện cao điểm mùa khô cao gấp 4 lần giá điện các giờ còn lại.

Triển vọng khả quan trong dài hạn

Thị trường mua bán điện vẫn còn nhiều dư địa tăng trưởng

Tiêu thụ điện năng theo đầu người (KWh/người)



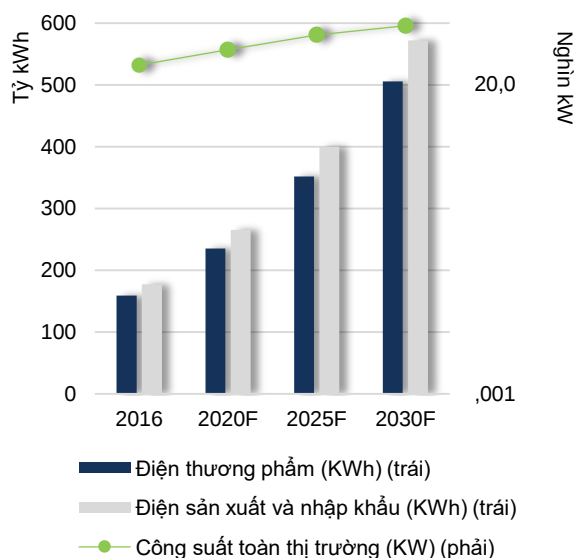
Nguồn: WorldBank

Nhu cầu sử dụng điện trong nước vẫn duy trì mức tăng trưởng nhanh. Như đã đề cập tới ở trên, thị trường mua bán điện vẫn còn dư địa tăng trưởng lớn khi cung – cầu điện trong nước chưa cân bằng. Mặt khác, theo thống kê của WorldBank, mức tiêu thụ điện năng trên đầu người của Việt Nam tại năm 2014 còn rất thấp, mới chỉ bằng $\frac{1}{2}$ so với Thái Lan và tương đương 40% so với trung bình trong khu vực Đông Nam Á. Do vậy, sản lượng của SBA được duy trì ổn định mặc dù phụ thuộc theo tình hình thủy văn.

Tiềm năng thủy điện là hữu hạn và sẽ khai thác tối đa vào năm 2030: Tính tại thời điểm 2016, tổng công suất phát điện cả nước ta đang trong khoảng 36.000 - 38.000MW, trong đó công suất của nhóm thủy điện chiếm 40% tổng công suất cả nước, nhóm nhiệt điện than chiếm 35% và nhiệt điện khí, dầu chiếm 23%. Theo quy hoạch VII điều chỉnh, thứ tự ưu tiên phát triển nguồn điện sẽ được chuyển dời từ thủy điện sang nhiệt điện do tiềm lực thủy điện của nước ta đang cạn do tiềm năng thủy điện của nước ta chỉ có thể khai thác thêm khoảng 6.000 MW tương đương 23% so với tổng công suất thủy điện hiện tại. Ước tính, tốc độ tăng trưởng kép về quy mô công suất của thủy điện là 1,88% và nhiệt điện là 7,88%.

Nhu cầu sử dụng điện tăng trưởng kép 10% trong 13 năm tới giúp SBA bán được điện với giá ngày càng tốt hơn

Dự báo nhu cầu và công suất thị trường



Nguồn: Quy hoạch điện VII điều chỉnh

Theo lộ trình của Quy hoạch Điện VII, nhu cầu sử dụng điện tăng trưởng kép 10% tới năm 2030 đến từ nhu cầu tăng mạnh ở nhóm ngành công nghiệp và xây dựng.

✓ (1) Điện là hàng hóa đặc biệt, không có khả năng lưu trữ nên công suất cũng phải tăng trưởng kép 10% để luôn sẵn sàng sản xuất đủ điện theo nhu cầu vào bất cứ thời điểm nào.

✓ (2) Sự khác biệt về thời gian (thủy điện mùa khô không hoạt động hết công suất) và vị trí địa lý (hao phí điện năng truyền tải) khiến công suất phải cao hơn 1,3 – 1,5 lần nhu cầu sử dụng điện.

Nhu cầu tăng nhanh hơn mức tăng trưởng công suất, đặc biệt với ngành thủy điện là cơ sở tốt cho việc tăng giá điện cho các nhà máy thủy điện trong thời gian tới.

Sự chuyển dịch cơ cấu ngành điện trong dài hạn không làm sụt giảm kết quả kinh doanh

Với quan hệ là cổ đông sáng lập, khách hàng lâu năm, lại nằm trong khu vực Nam Trung Bộ thuộc quản lý của EVNCPC, chúng tôi đánh giá trong giai đoạn tới EVNCPC sẽ là khách hàng chính của cả hai nhà máy thủy điện do:

- ✓ EVN gián tiếp nắm giữ 39,22% cổ phần của SBA thông qua Tổng Công ty Điện lực Miền Trung (EVNCPC);
- ✓ (2) EVNCPC hiện tại đang là khách hàng mua điện tại NMTĐ Khe Diên.

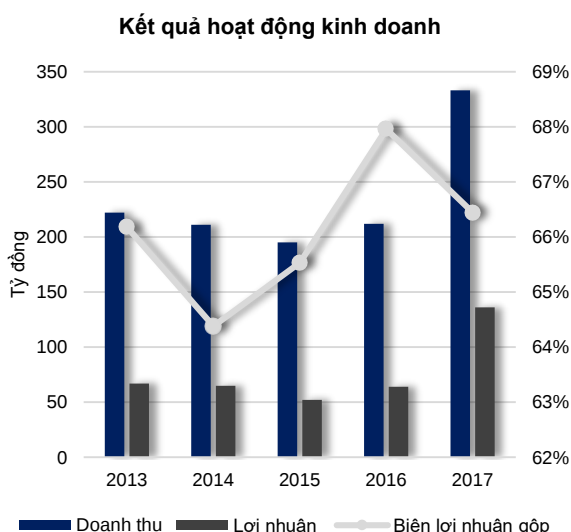
Vì vậy, sản lượng và giá bán điện của SBA phụ thuộc vào cơ chế mua bán điện trong thị trường phát điện và bán buôn điện cạnh tranh nhưng không tác động xấu.

Trong những năm tới, tỷ trọng điện năng bán theo hợp đồng trong tổng sản lượng điện năng sản xuất được của các nhà máy sẽ giảm dần về mức tối thiểu 60% nhằm tăng tính cạnh tranh giữa các nhà máy điện, thúc đẩy việc tối ưu hóa chi phí sản xuất để có mức giá chào cạnh tranh trên thị trường. Do sản lượng điện thường cố định trong suốt thời gian hợp đồng mua bán điện được ký kết, nên tỷ trọng giảm đồng nghĩa sản lượng điện bán giao ngay trên thị trường sẽ phải tăng. Trong bối cảnh giá bán điện bình quân trên thị trường điện giao ngay của NMTĐ Krông H'nhăng tốt hơn so với giá bán điện theo hợp đồng như phân tích ở phần trước, việc gia tăng bán điện giao ngay trên thị trường sẽ có lợi cho SBA (Xem thêm phụ lục 4).

PHÂN TÍCH TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH

Doanh thu biến động theo chu kì

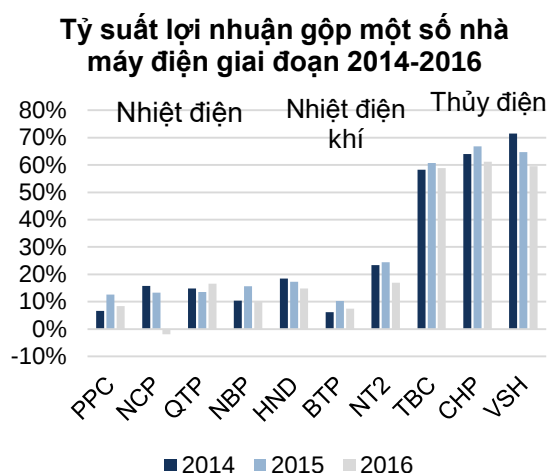
Như đã đề cập ở trên, tình hình doanh thu từng năm của SBA có sự tương quan khá chặt chẽ với tình hình khí hậu, lượng mưa của nước ta. Vào những thời điểm mưa nhiều, cụ thể thường là quý 3,4 doanh thu của các nhà máy thủy điện như SBA khả quan. Điều này được giải thích là tuy giá điện vào mùa mưa không cao song sản lượng lớn giúp doanh thu khả quan vào 2 quý cuối năm.



Nguồn: FPTs Research

Năm 2017 là năm SBA có kết quả kinh doanh tốt nhất kể từ khi thành lập, nguyên nhân do La Nina đạt mức vừa phải (moderate) khiến mưa lớn tại Nam Trung Bộ. Các hợp đồng có giá điện ổn định theo chiều hướng tăng nhẹ, sản lượng tương quan lớn với lượng mưa tại lưu vực. Các tổ máy sản xuất điện đều không gặp sự cố nghiêm trọng. Hàng năm, SBA đều thực hiện sửa chữa, bảo dưỡng 1 trong 2 tổ máy của mỗi nhà máy thủy điện. Giá bán điện trên thị trường giao ngay và Biểu giá chi phí tránh được được kỳ vọng sẽ cải thiện hơn trong những năm tới do nhu cầu sử dụng điện tăng trưởng kép 10% mỗi năm và đối thủ có ít lợi thế hơn thủy điện tăng trưởng kép với mức 7,88%. Từ đó, chúng tôi ước tính doanh thu cả năm 2018 của SBA sẽ đạt khoảng 289 tỷ đồng (-17% YoY) – trong đó doanh thu Krông H'nhăng, Khe Diên lần lượt đạt 219 tỷ đồng và 50 tỷ đồng.

Tỷ suất lợi nhuận gộp ở mức trung bình so với của các nhà máy thủy điện khác



Nguồn: Tổng hợp, FPT Research

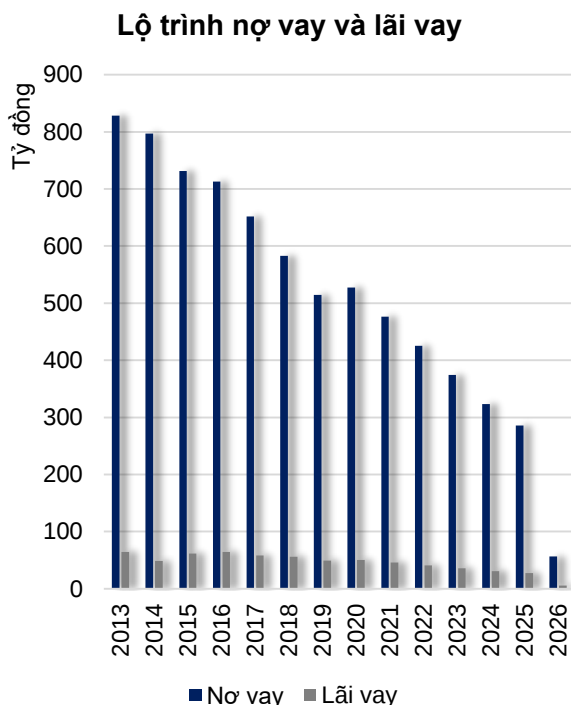
Như chúng tôi đã phân tích trong phần Phân tích hoạt động kinh doanh, sản lượng và giá bán, giá thành điện có mối liên hệ chặt chẽ với nhau và cả 3 đều là thành tố cấu thành doanh thu, giá vốn hàng bán. Vì vậy, chỉ tiêu tỷ suất lợi nhuận gộp phản ánh đầy đủ những lợi thế và bất lợi của từng yếu tố đã nêu trên.

NMTĐ Không H' năng: Tỷ suất lợi nhuận gộp của NMTĐ Không H' năng trong 5 năm 2013-2017 lần lượt là 66%, 64%, 66%, 68% và 66%, bằng NMTĐ Sê San 4A, cao hơn trung bình VSH (62%), NMTĐ Cần Đơn (55%). Tỷ suất cao như vậy là nhờ nhà máy hạch toán khấu hao theo sản lượng thực tế, tương ứng thời gian khấu hao khoảng 50 năm. Nếu thời gian khấu hao là 30 năm như các doanh nghiệp được so sánh, tỷ suất lợi nhuận gộp của NMTĐ Không H' năng trong 5 năm trung bình đạt 61%. Tỷ suất này cao hơn rất nhiều so với nhóm các nhà máy nhiệt điện than (10-15%). Sự khác biệt chính ở đây tới từ chi phí sản xuất giữa các công nghệ sản xuất điện khác nhau.

NMTĐ Khe Diên: Tỷ suất lợi nhuận gộp của NMTĐ Khe Diên hàng năm đạt trung bình khoảng 52%, nhỏ hơn NMTĐ Ea KrongRou và cao hơn nhiều so với trung bình giai đoạn 2013 – 2017 của một số NMTĐ nhỏ như NMTĐ Nà Lơi (47%), NMTĐ Ry Ninh II (52%). Nhà máy này được áp dụng khấu hao theo sản lượng thực tế, nếu khấu hao theo đường thẳng giống 3 nhà máy được so sánh như trên, tỷ suất lợi nhuận gộp của NMTĐ Khe Diên đạt 59%, cao hơn trung bình các doanh nghiệp được so sánh.

Việc áp dụng khấu hao theo sản lượng thực tế và khoán chi phí nhân công theo doanh thu giúp tỷ suất lợi nhuận gộp của SBA ổn định quanh mức 66%. Thêm nữa, phương pháp khấu hao trên đang khiến tổng chi phí khấu hao nhiều hơn 25% so với khấu hao theo đường thẳng. Như vậy, chúng tôi đánh giá SBA sẽ hết khấu hao sớm hơn 25% so với thời gian đăng ký.

Khoản nợ vay dài hạn lớn ảnh hưởng đến lợi nhuận doanh nghiệp



Nguồn: SBA

Tỷ trọng nợ vay trên tổng nguồn vốn của doanh nghiệp chiếm hơn 48%, trong đó nợ vay dài hạn chiếm trên 76% tổng nợ. Trung bình lãi vay SBA phải trả trong giai đoạn 2013 – 2017 là 60 tỷ đồng.

- Dư nợ: Cuối năm 2017, số dư nợ vay dài hạn của SBA tại các tổ chức tín dụng là 582,6 tỷ đồng, tức đã trả được một phần ba khoản nợ vay trong 7 năm qua. SBA có kế hoạch trả 50 tỷ đồng mỗi năm trong các năm tiếp theo và tất toán khoản vay vào năm 2025. Năm 2018, SBA có vay mới 63,68 tỷ đồng để tài trợ dự án nâng cấp NMTĐ Khe Diên.

- Lãi suất: Ngân hàng cho vay cam kết giữ biên độ cố định 2,6% (VCB) và 2,4% (OCB) trong suốt thời gian cho vay cộng với lãi suất bình quân công bố hàng quý của các Ngân hàng: VCB; BIDV; Vietinbank; Agribank; OCB. Đây là điều khoản rất quan trọng để đảm bảo mức chi phí lãi vay hàng năm hợp lý cho Công ty (lãi suất hiện nay tại VCB là 9,275%/năm và OCB là 9,26%/năm).

- Trả nợ dự án Nâng cấp Khe Diên: SBA trả nợ mỗi năm 1,14 tỷ đồng và tập trung tất toán phần lớn khoản nợ vay trong 7 năm tiếp theo. Như vậy, áp lực trả nợ vay của dự án trên là không nhiều. Lãi suất khoảng 9.6%.

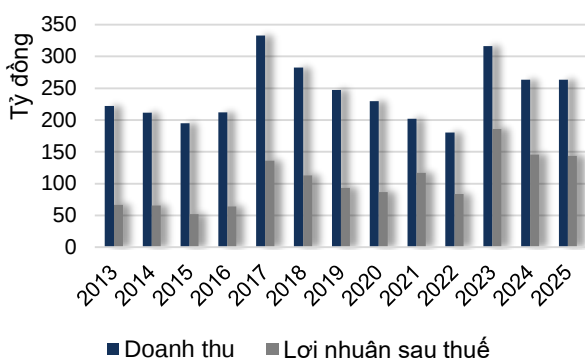
Ghi chú:

- ✓ Trong 10 năm đầu của dự án, khoản tiền trả nợ vay theo lộ trình hàng năm như trong thỏa thuận thường thấp để giảm thiểu rủi ro về tài chính cho SBA.
- ✓ Vốn vay đầu tư các dự án của SBA đạt tỷ lệ 50% - 70% tổng vốn vay do theo Nghị Định 32/2017/ND-CP: Dự án đầu tư nhà máy thủy điện phải có vốn chủ sở hữu tham gia trong quá trình thực hiện dự án tối thiểu 20% tổng vốn đầu tư dự án. Mức vốn cho vay tín dụng đầu tư của Nhà nước tối đa đối với mỗi dự án bằng 70% tổng mức vốn đầu tư của dự án (không bao gồm vốn lưu động). Nguyên nhân do EVN rất khó khăn về tài chính trong nhiều năm qua.

Chúng tôi nhận định biên lợi nhuận ròng 2018-2025 của SBA sẽ cải thiện qua từng năm do chi phí lãi vay giảm dần theo lộ trình.

Ưu đãi thuế giúp lợi nhuận sau thuế tăng thêm 11 tỷ đồng trong 5 năm tới

Dự phóng kết quả kinh doanh



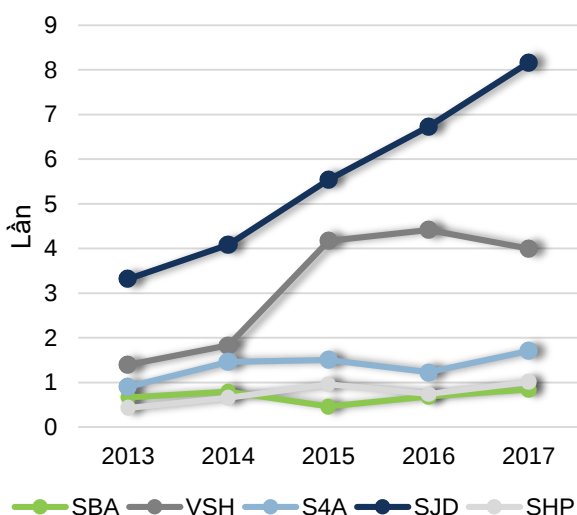
Nguồn: FPTs Research

NMTĐ Krông H'ăng đang được áp dụng mức thuế suất thuế TNDN là 10% trong thời hạn 15 năm (từ năm 2010 đến năm 2024). Năm 2010 là năm đầu tiên NMTĐ Krông H'ăng có thu nhập chịu thuế theo đó Công ty được miễn thuế TNDN từ năm 2010 đến năm 2013 và giảm 50% thuế TNDN từ năm 2014 đến năm 2022. Sau năm 2024, mức thuế suất thuế TNDN áp dụng cho SBA là 20% nên thuế TNDN phải nộp sẽ tăng mạnh.

NMTĐ Khe Diên áp dụng mức thuế suất thuế TNDN là 20% kể từ năm 2016.

Khả năng thanh toán hiện hành được cải thiện trong những năm tới

Khả năng thanh toán hiện hành



Nguồn: Tổng hợp, FPTs Research

Chỉ số thanh toán hiện hành của SBA giai đoạn 2013 – 2017 thấp hơn so với các doanh nghiệp thủy điện tương đồng do lượng vốn lưu động ít. Chúng tôi đánh giá trong thời gian tới, khả năng thanh toán hiện hành của SBA sẽ an toàn (lớn hơn 1) do dòng tiền ổn định khiến vốn lưu động tăng và nợ vay giảm dần theo lộ trình.

TỔNG HỢP ĐỊNH GIÁ

Chúng tôi định giá SBA sử dụng kết hợp phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do. Giá trị cổ phiếu SBA theo phương pháp này là **18.397 VNĐ/cp**, cao hơn 24% so với mức giá đóng cửa ngày 13/7/2018. Do đó, chúng tôi khuyến nghị **MUA** cho mục tiêu trung và dài hạn.

Các giả định theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

Giả định mô hình	Giá trị	Giả định mô hình	Giá trị
WACC 2018	10,33%	Phần bù rủi ro	8,51%
Chi phí sử dụng nợ	9,60%	Hệ số Beta	0,46
Chi phí sử dụng VCSH	11,34%	Tăng trưởng dài hạn	0%
Lãi suất phi rủi ro kỳ hạn 10 năm	4,78%	Thời gian dự phóng	9 năm

Kết quả định giá theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

Tổng hợp định giá FCFF	Giá trị
Dự đoán tốc độ tăng trưởng dòng tiền dài hạn	0%
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền doanh nghiệp (tỷ VNĐ)	1.642,770
(+) Tiền và đầu tư ngắn hạn (tỷ VNĐ)	52,623
(-) Nợ ngắn hạn và dài hạn (tỷ VNĐ)	582,604
Giá trị vốn chủ sở hữu (tỷ VNĐ)	1.112,790
Số cổ phiếu lưu hành (triệu)	60,488
Giá mục tiêu (VNĐ/cp)	18.397

Giá mục tiêu	VND/cp	18.397
--------------	--------	--------

TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH DỰ PHÒNG
Đơn vị: Tỷ đồng

HK/D	2017	2018F	2019F	2020F	CDKT	2017	2018F	2019F	2020F
Doanh thu thuần	333	277	242	224	Tài sản				
- Giá vốn hàng bán	112	91	82	75	+ Tiền và tương đương tiền	53	44	43	50
Lợi nhuận gộp	221	186	160	150	+ Đầu tư TC ngắn hạn	0	0	-	0
- Chi phí bán hàng	0	0	0	0	+ Các khoản phải thu	74	79	75	76
- Chi phí quản lí DN	18	11	11	11	+ Hàng tồn kho	2	2	2	2
- Chi phí lãi vay	58	56	52	51	+ Tài sản ngắn hạn khác	3	3	3	3
Lợi nhuận thuần từ hoạt động kinh doanh	204	175	149	138	Tổng tài sản ngắn hạn	132	128	122	130
- Lợi nhuận khác	0	0	0	0	+ Nguyên giá tài sản CĐHH	1.601	1.573	1.658	1.653
Lợi nhuận trước thuế	145	116	96	87	+ Khấu hao lũy kế	(371)	(421)	(465)	(502)
Thuế TNDN	9	8	7	8	+ Giá trị còn lại tài sản CĐHH	1.230	1.152	1.193	1.151
Lợi nhuận sau thuế	136	108	89	79	+ Đầu tư tài chính dài hạn	-	-	-	-
EPS (đồng)	2.254	1.659	1.440	1.280	+ Tài sản dài hạn khác	8	8	8	8
					+ Xây dựng cơ bản dở dang	9	22	9	9
					Tổng tài sản dài hạn	1.254	1.189	1.217	1.175
					Tổng tài sản	1.386	1.317	1.340	1.305
Chỉ số khả năng sinh lợi	2017	2018F	2019F	2020F	Nợ & Vốn chủ sở hữu	-	-	-	-
Tỷ suất lợi nhuận gộp	66,4%	67,2%	66,3%	66,7%	+ Phải trả ngắn hạn khác	2	8	6	6
Tỷ suất LNST	40,8%	39,2%	0,0%	0,0%	+ Vay và nợ ngắn hạn	68	50	51	51
ROE DuPont	19,4%	15,3%	12,5%	10,9%	+ Thuế phải nộp nhà nước	17	17	17	19
ROA DuPont	9,7%	8,0%	6,7%	6,0%	Nợ ngắn hạn	130	157	145	143
Tỷ suất EBIT/doanh thu	43,6%	42,1%	39,6%	39,0%	+ Vay và nợ dài hạn	515	465	477	426
LNST/LNTT	93,7%	93,2%	93,1%	90,8%	Nợ dài hạn	515	465	477	426
LNTT / EBIT	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	Tổng nợ	672	610	621	571
Vòng quay tổng tài sản	23,9%	20,5%	18,2%	16,9%	+ Thặng dư	-	-	-	-
Đòn bẩy tài chính	198,8%	190,1%	186,3%	182,0%	+ Vốn điều lệ	605	605	605	605
					+ LN chưa phân phối	88	79	102	116
					Vốn chủ sở hữu	714	708	719	734
					Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	-	0
					Tổng cộng nguồn vốn	1.386	1.317	1.340	1.305

Chỉ số TK/đòn bẩy TC	2017	2018F	2019F	2020F
CS thanh toán hiện hành	0,84	0,88	0,85	0,90
CS thanh toán nhanh	0,83	0,87	0,84	0,89
CS thanh toán tiền mặt	0,34	0,30	0,30	0,35
Nợ / Tài sản	0,42	0,39	0,39	0,37
Nợ / Vốn CSH	0,82	0,73	0,74	0,65
Nợ ngắn hạn / Vốn CSH	0,10	0,07	0,07	0,07
Nợ dài hạn / Vốn CSH	0,72	0,66	0,66	0,58
Khả năng TT lãi vay	2,50	2,08	1,85	1,73

Chỉ số hiệu quả vận hành	2017	2018F	2019F	2020F
Số ngày phải thu	58,6	94,2	98,3	97,4
Số ngày tồn kho	6,2	6,9	7,3	7,4
Số ngày phải trả	2,2	10,9	9,5	9,1
Thời gian luân chuyển tiền	62,7	90,3	96,2	95,8
COGS / Hàng tồn kho	63,9	52,6	49,8	49,1

Phụ lục
Thuật ngữ:

- **Hệ số tải trung bình năm/tháng:** tỷ lệ giữa tổng sản lượng điện thực phát với tổng sản lượng thiết kế trong cùng 1 đơn vị thời gian.
- **PPA (Power purchase agreement):** Hợp đồng mua bán điện là văn bản thỏa thuận mua bán điện giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện hoặc mua bán điện với nước ngoài.
- **CfD (Contract for Difference):** Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác là hợp đồng mua bán điện ký kết giữa Đơn vị mua buôn duy nhất với các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.
- **CGM (Competitive generation market):** Thị trường phát điện cạnh tranh.
- **SMP (Spot market price):** Giá bán điện giao ngay.
- **CAN (Capacity Add-on):** Giá công suất thị trường.
- **FMP (Full market price):** Giá thị trường toàn phần.
- **Qc:** Sản lượng điện bán theo hợp đồng mua bán điện.
- **Pc:** Giá hợp đồng mua bán điện.
- **Nhà máy điện mới tốt nhất:** Là nhà máy đủ điều kiện tham gia thị trường điện và đáp ứng được các yêu cầu sau:
 - Bắt đầu vận hành thương mại và phát điện toàn bộ công suất trong năm trước đó.
 - Các tổ máy phát điện thuộc nhà máy đều có hệ số tải trung bình năm lớn hơn hoặc bằng 60%.
 - Sử dụng công nghệ nhiệt điện than hoặc tua-bin khí chu trình hỗn hợp.
 - Có chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 1 kWh là thấp nhất.

1. Cơ chế thanh toán trên thị trường phát điện cạnh tranh CGM (competitive generation market)

Thị trường phát điện cạnh tranh bắt đầu chính thức hoạt động từ 1/7/2012. Giá bán điện của các nhà máy điện cho EVN sẽ chia thành 2 loại: giá bán điện theo hợp đồng mua bán điện và giá bán điện trên thị trường giao ngay. Theo đó, khoản thanh toán từ EVN cho các nhà máy điện cũng sẽ được phân thành 2 phần: khoản thanh toán theo hợp đồng và khoản thanh toán cho phần điện bán trên thị trường. Cụ thể:

Doanh thu bán điện cho các nhà máy điện sẽ được tính như sau:

$$\text{Doanh thu bán điện} = P_c * Q_c + \text{SMP} * (Q_{\text{smp}} - Q_c) + \text{Phụ thu}$$

Trong đó:

Kí hiệu	Định nghĩa	Yếu tố tác động
Pc	Giá hợp đồng mua bán điện là mức giá bù đắp cho các chi phí cố định và chi phí biến đổi của doanh nghiệp.	Giá hợp đồng được điều chỉnh thường xuyên khi có sự biến động về: Giá nhiên liệu đầu vào (nhiệt điện). Nâng cấp, sửa chữa hệ thống, máy móc. Lương tối thiểu vùng.
Qc	Sản lượng điện bán theo hợp đồng là phần sản lượng điện bán trên thị trường phát điện được phân bổ thành sản lượng điện hợp đồng của nhà máy.	Sản lượng điện bán theo hợp đồng được tính toán hàng năm căn cứ vào: Kế hoạch sửa chữa, cải tạo và sản lượng dự kiến năm tới của nhà máy.

Tỷ lệ sản lượng hợp đồng được ban hành hàng năm.

SMP **Giá bán điện giao ngay trên thị trường** là mức giá chung áp dụng cho tất cả các nhà máy điện tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh.

Giá bán điện giao ngay được lấy tại mức giá đáp ứng đủ nhu cầu điện trong chu kỳ giao dịch (thường là 24h) theo thứ tự giá từ thấp lên cao. Chịu ảnh hưởng bởi:
Chi phí biến đổi của doanh nghiệp.

Qsmp **Tổng sản lượng điện giao ngay trên thị trường** là phần sản lượng điện năng sản xuất của doanh nghiệp được bán với giá SMP.

CAN **Giá công suất thị trường** là phần bù đắp cho các chi phí cố định của nhà máy điện mới tốt nhất trong năm, đảm bảo nhà máy này thu hồi đủ chi phí sản xuất.

Được tính dựa trên các yếu tố của nhà máy điện mới tốt nhất:

Chi phí thiếu hụt trong năm của nhà máy điện mới tốt nhất.

Công suất phụ tải đỉnh của theo từng tháng.

Công suất khả dụng trung bình.

Nguồn: Thông tư 54/2014/TT-BCT

2. Tác động của tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng tới hiệu quả của cơ chế hợp đồng CfD

Theo quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh thì tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng (α cb, được quy định riêng cho các loại hình công nghệ thủy điện và nhiệt điện, tỷ lệ này không cao hơn 95% và không thấp hơn 60%). ERAV có trách nhiệm xác định và công bố tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng của đơn vị phát điện hàng năm. Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng do ERAV công bố được dùng để tính sản lượng điện hợp đồng (sản lượng được thanh toán giá hợp đồng) dựa trên sản lượng điện kế hoạch năm. Tuy nhiên sản lượng phát thực tế của nhà máy điện sẽ khác sản lượng điện kế hoạch nên tỷ lệ sản lượng điện thanh toán theo giá hợp đồng nếu tính trên sản lượng thực phát sẽ khác tỷ lệ đã công bố. Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do ERAV công bố (α cb) và tỷ lệ sản lượng thực tế thanh toán theo giá hợp đồng (α tt) trong thời gian vừa qua như sau:

Bảng 5. Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng

Thời gian	Thủy điện		Nhiệt điện	
	Tỷ lệ công bố	Tỷ lệ thực tế	Tỷ lệ công bố	Tỷ lệ thực tế
7/2012 – 8/2012	95%	78,7%	95%	106%
9/2012 – 3/2013	90%	70,6%	90%	84,7%
4/2013 – 6/2014	80%	70,4%	90%	89,3%

Nguồn: hpcdongnai.com

Trong thời gian vừa qua, tỷ lệ sản lượng thực tế thanh toán theo giá hợp đồng của nhà máy thủy điện thấp hơn so với tỷ lệ công bố. Điều đó xảy ra do điều kiện thủy văn tính toán kế hoạch vận hành thị trường là giả thiết và điều kiện thủy văn của Việt Nam rất bất định, khó dự đoán theo từng năm.

Nguồn: Phân Ban B4. Kinh doanh điện năng và thị trường điện lực

3. Vấn đề quản lý hợp đồng quá khứ khi chuyển sang thị trường bán buôn cạnh tranh

Trong giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh hiện nay, hợp đồng CfD đang được ký kết giữa EPTC và Đơn vị phát điện. Khi chuyển sang thị trường bán buôn cạnh tranh thì các Đơn vị phát điện cũng có thể ký kết hợp đồng CfD với Tổng Công ty Điện lực hoặc ký kết với Đơn vị bán buôn điện. Việc xử lý các hợp đồng CfD quá khứ đã được ký kết giữa EPTC (là Đơn vị mua buôn duy nhất) và Đơn vị phát điện sẽ được đặt ra khi chuyển sang thị trường bán buôn hoàn chỉnh. Việc chuyển đổi các hợp đồng quá khứ

cho các Tổng Công ty Điện lực hay để EPTC nắm giữ cần phải được nghiên cứu kỹ vì sẽ ảnh hưởng đến hoạt động thị trường điện và chi phí mua điện bình quân. Như đã phân tích ở trên mặc dù giá thị trường có nhiều biến động nhưng nhờ có cơ chế hợp đồng CfD đã làm cho giá mua điện bình quân ít biến động và là một yếu tố về mặt nguyên tắc vận hành để ổn định chính sách giá điện bán lẻ. Với việc EPTC đang nắm giữ các hợp đồng và cơ chế tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng có tính đến tối ưu hệ thống như hiện nay sẽ đảm bảo được tối ưu chi phí hệ thống điện và chính sách giá điện ổn định. Trong trường hợp các Tổng Công ty Điện lực nắm giữ các hợp đồng CfD quá khứ và các hợp đồng CfD ký mới thì họ sẽ tự thỏa thuận sản lượng điện hợp đồng với các Nhà máy điện và biểu đồ sản lượng điện hợp đồng của các Tổng Công ty Điện lực sẽ không đảm bảo được việc tối thiểu chi phí hệ thống điện và chính sách ổn định giá điện có thể bị ảnh hưởng. Do vậy đề xuất nghiên cứu phương án EPTC giữ các hợp đồng quá khứ để triển khai thị trường điện bán buôn cạnh tranh hoàn chỉnh trong điều kiện vẫn cần sự ổn định của chính sách giá điện.

Nguồn: Phân Ban B4. Kinh doanh điện năng và thị trường điện lực

4. Quan hệ mua bán điện:

Theo quy hoạch điện VII Điều chỉnh, thị trường điện có 3 giai đoạn phát triển với các cấp độ lần lượt là:

- **Giai đoạn 1 (1/7/2012-2016):** Thị trường phát điện cạnh tranh: Đây là giai đoạn rõ nhất về sự độc quyền mua của EVN trong thị trường điện cạnh tranh. Cụ thể:
 - ✓ EVN nắm giữ tới 63% công suất phát điện toàn hệ thống gồm 100% công suất các nhà máy điện chiến lược như NMTĐ Sơn La (2.400MW), NMTĐ Hòa Bình (1.920MW), NMTĐ Lai Châu (1.200MW)...và 100% toàn công suất phát điện của các Tổng Công ty Phát điện.
 - ✓ Trong khi đó, về bên mua điện, EVN đang là công ty mẹ của đơn vị mua điện duy nhất trong thị trường là Đơn vị Mua – Bán điện (EPTC), đơn vị điều động sản lượng duy nhất trong thị trường là Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0).
- **Giai đoạn 2 (2017-2021):** Thị trường bán buôn điện cạnh tranh: Về cơ bản cơ cấu không thay đổi nhiều so với thị trường phát điện cạnh tranh nên EVN vẫn có khả năng độc quyền trong giai đoạn này. Cụ thể:
 - ✓ EVN nắm giữ 23% công suất phát điện toàn hệ thống gồm 100% công suất các nhà máy điện chiến lược và khoảng 50% công suất phát điện của các Tổng Công ty Phát điện.
 - ✓ Về bên mua điện: EVN nắm giữ 100% tại các Tổng Công ty Điện lực, đóng vai trò là đơn vị bán buôn lớn nhất (còn lại là các khách hàng lớn, nhà phân phối), là khách hàng lớn nhất của các đơn vị phát điện.
- **Giai đoạn 3 (từ năm 2022):** Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh: EVN có ưu thế hơn các đơn vị phát điện khác:
 - ✓ EVN chỉ còn nắm giữ 8% công suất toàn hệ thống gồm 100% công suất các nhà máy điện chiến lược như trên, thoái vốn hoàn toàn tại các Tổng Công ty Phát điện.
 - ✓ Cổ phần hóa các Tổng Công ty Điện lực và EVN chỉ nắm giữ dưới quyền chi phối. Đổi tên Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia thành Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện, tách hoàn toàn khỏi EVN và do Nhà nước quản lý. Như vậy, EVN hầu như chỉ tham gia khâu phát điện trong giai đoạn này.

Từ đầu năm 2017 tới nay, thị trường điện Việt Nam đang vận hành thí điểm thị trường bán buôn điện cạnh tranh và dự kiến sẽ chính thức đưa mô hình này đi vào hoạt động từ năm 2019. Chúng tôi đánh giá giai đoạn này thị trường vẫn do EVN nắm giữ phần lớn thị trường bán buôn và độc quyền trong cả khâu bán lẻ nên ảnh hưởng từ việc triển khai giai đoạn này có lẽ là không lớn tới hoạt động hiện tại của thị trường.

Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên tư vấn đầu tư FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kì ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra. Tại thời điểm thực hiện báo cáo phân tích, FPTTS nắm giữ 57 cổ phiếu SBA và chuyên viên tư vấn đầu tư không nắm giữ cổ phiếu SBA nào.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến cổ phiếu này có thể được xem tại <http://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức.

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

**Công ty Cổ phần Chứng
khoán FPT****Trụ sở chính**

52 Lạc Long Quân, phường
Bưởi
Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam
ĐT: (84.24) 37737070 / 2717171
Fax: (84.24) 3773 9058

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

Tầng 3, tòa nhà Bến Thành
Times Square, 136 – 138 Lê
Thị Hồng Gấm, Q1, Tp. Hồ Chí
Minh, Việt Nam
ĐT: (84.28) 6290 8686
Fax: (84.28) 6291 0607

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

100 Quang Trung, P.Thạch
Thang, Quận
Hải Châu TP. Đà Nẵng, Việt
Nam
ĐT: (84.236) 355 3666
Fax: (84.236) 355 3888