

02.01.2013
VietNam

Pham Nhat Bich
(+84-8) 5413-5479
bichpham@phs.vn

Phát triển theo hướng nhiệt điện

Điểm tin ngành

- **Mất cân đối lớn giữa cung và cầu về điện năng, trong đó thiếu hụt nguồn cung là vấn đề lớn nhất**

Trong giai đoạn 2007-2011, tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống tăng thêm 7.530 MW, tương đương với bình quân mỗi năm tăng thêm gần 2.000 MW. Tuy nhiên, công suất tăng thêm bình quân mỗi năm vẫn chưa đạt so với kế hoạch đặt ra, trung bình mỗi năm tăng thêm 3.000 MW. Giai đoạn 2012-2015, nếu tốc độ tăng trưởng GDP trung bình ở mức 7% thì nhu cầu về điện năng của cả nước đòi hỏi công suất giả định tăng thêm của toàn hệ thống bình quân mỗi năm khoảng 4.100 MW. Theo con số thống kê, sản lượng toàn hệ thống 11 tháng 2012 chỉ tăng khoảng 1.912 MW so với cùng kỳ năm 2011. Theo quan điểm của chúng tôi, mức giả định này là khó đạt được ngay trong năm sau do (i) **công suất thấp**: tổng công suất các nhà máy điện hiện nay chỉ khoảng 26 MW, hoặc 35% mục tiêu 75 nghìn MW năm 2020 (ii) **phụ thuộc rất lớn vào thủy điện**: Mức nước trong các đập thủy điện không đủ để hoạt động hết các tổ máy do thiếu nước thường xuyên trong mùa khô, từ tháng mười đến tháng tư hàng năm, trong khi thủy điện đóng góp khoảng 40% tổng nguồn cung điện (iii) **kỹ thuật chưa cao**: sự hao tổn vận chuyển và phân bố điện cao, khoảng 15% tổng sản lượng, làm sự thiếu hụt điện trở lên trầm trọng hơn. Do vậy sự thiếu hụt về điện năng của nước ta từ nay đến năm 2015 chưa thể giải quyết ngay. Kết quả là nguồn cung điện sẽ vẫn phải nhập khẩu, dự báo ở mức 1.63 TWh và 3.12 TWh trong 2 năm 2012 và 2013.

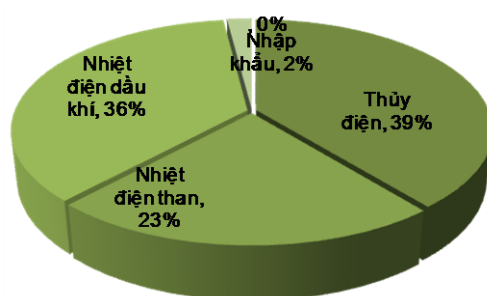
Dữ liệu điện Việt Nam : Lịch sử và Dự báo 2007 - 2013

	2007	2008	2009	2010	2011	11T12	2012E	2013E
Công suất, MW	12,510	13,850	15,539	18,540	20,040	21,952	22,044	26,144
Sản lượng, TWh	62.1	70.8	75.4	91.71	100.19	109.76	108.87	117.58
Hao tổn vận chuyển và phân bổ điện, TWh	(7.52)	(7.36)	(8.75)	(9.57)	(10.62)	(10.62)	(11.44)	(12.23)
Sản lượng ròng, TWh	54.58	63.44	66.65	82.14	89.57	89.57	97.43	105.35
Tiêu thụ ròng, TWh	56.46	62.6	72.9	84.56	91.36	91.36	99.06	108.47
Tổng nhập khẩu điện, TWh	(1.88)	0.84	6.25	2.42	1.79	1.79	1.63	3.12

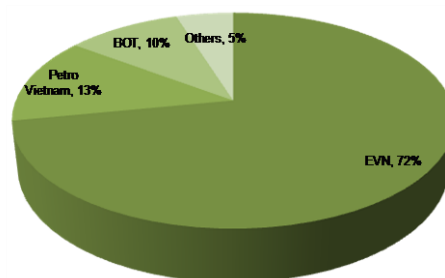
Nguồn: BMI & PHS

Thống kê cho thấy sản lượng điện sản xuất của EVN, nhà sản xuất và cung cấp điện lớn nhất nước, chiếm khoảng 72% tổng sản lượng điện sản xuất của cả nước, Tập đoàn Dầu khí quốc gia Việt Nam (PVN) chiếm khoảng 13%, các nhà máy BOT khoảng 10%, còn lại là sự đóng góp của Tập đoàn Công nghiệp Than và Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin) và của các nhà máy thủy điện nhỏ. Xét về cơ cấu nguồn cung: Thủy điện chiếm 39%; nhiệt điện than chiếm 22,7%; nhiệt điện khí chiếm 36%.

Cơ cấu nguồn cung điện theo nguồn 11/2012



Cơ cấu nguồn cung điện theo doanh nghiệp sx



Nguồn: PHS

➤ Giá bán điện

Giá điện hiện nay đang được điều chỉnh theo cơ chế thị trường, trong đó phương án điều chỉnh giá điện của EVN được Bộ Công Thương và Bộ Tài chính kiểm soát chặt chẽ và do Thủ tướng phê duyệt. Theo đó, trong năm tài chính, giá bán điện chỉ được điều chỉnh khi thông số đầu vào cơ bản biến động so với thông số đã được sử dụng để xác định giá bán điện hiện hành. Thông số đầu vào cơ bản như giá bán than cho điện, giá khí trung bình, giá dầu DO&FO, và tỷ giá hối đoái VND/USD. Thời gian điều chỉnh giá bán điện giữa hai lần liên tiếp tối thiểu là 3 tháng và mức điều chỉnh sẽ bằng hoặc lớn hơn 5%.

Theo đánh giá của PHS, giá điện sẽ thường xuyên được điều chỉnh theo chiều tăng là chủ yếu do giá điện ở nước ta còn thấp hơn so với các nước khác. Hai đợt tăng giá điện gần đây nhất vào ngày 1/7/2012 và 22/12/2012, mỗi đợt được điều chỉnh tăng thêm 5% so với giá bán điện bình quân trước đó. Như vậy, giá bán điện cho sinh hoạt đang ở mức VND1,437/KWh (US\$0.069/KWh), chỉ bằng 92% và 71% so với US\$0.075/KWh ở Indonesia và US\$0.097/KWh ở Thailand.

Trong năm 2012, thời tiết tốt hỗ trợ các nhà máy thủy điện hoạt động thuận lợi và chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nguồn phát, thêm vào đó nhu cầu điện tăng thấp do tình hình kinh tế khó khăn, hoạt động sản xuất chỉ tăng nhẹ nên hoạt động sản xuất kinh doanh điện khá thuận lợi. Theo Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho biết, năm nay EVN dự kiến có lãi từ 3,500 đến 4,000 tỷ đồng, tuy nhiên, mức lãi này chỉ bù được ¼ tổng lỗ 11,000 tỷ năm 2010&2011. Ngoài ra, sự mất cân bằng cung cầu cũng góp phần gây nên áp lực tăng giá điện thời gian tới.

Mol đang lên kế hoạch điều chỉnh giá điện cho giai đoạn 2013-2015 để trình lên chính phủ trong tháng 12. Kế hoạch sẽ sớm được công bố khi chính phủ thông qua. Theo quan điểm của PHS, giá điện sẽ có xu hướng tăng nhưng ở tốc độ chậm vì mục tiêu kiềm chế lạm phát của chính phủ.

Đối tượng áp dụng giá	Giá bán điện (đồng/kWh)		% ▲
	T7/12	T12/12	
1. Giá bán lẻ điện cho các ngành sản xuất			
1 Cấp điện áp từ 110 kV trở lên			
a) Giờ bình thường	1.158	1.217	5%
b) Giờ thấp điểm	718	754	5%
c) Giờ cao điểm	2.074	2.177	5%
2 Cấp điện áp từ 22 kV đến dưới 110 kV			
a) Giờ bình thường	1.184	1.243	5%
b) Giờ thấp điểm	746	783	5%
c) Giờ cao điểm	2.156	2.263	5%
3 Cấp điện áp từ 6 kV đến dưới 22 kV			
a) Giờ bình thường	1.225	1.286	5%
b) Giờ thấp điểm	773	812	5%
c) Giờ cao điểm	2.224	2.335	5%
4 Cấp điện áp dưới 6 kV			
a) Giờ bình thường	1.278	1.339	5%
b) Giờ thấp điểm	814	854	5%
c) Giờ cao điểm	2.306	2.421	5%
3. Giá bán lẻ điện cho các đối tượng hành chính, sự nghiệp			
1 Bệnh viện, nhà trẻ, mẫu giáo, trường phổ thông			
a) từ 5 kV trở lên	1.252	1.315	5%
b) dưới 5 kV	1.334	1.401	5%
2 Chiếu sáng công cộng			
a) từ 5 kV trở lên	1.352	1.430	5%
b) dưới 5 kV	1.443	1.515	5%
3 Đơn vị hành chính			
a) từ 5 kV trở lên	1.389	1.458	5%
b) dưới 5 kV	1.444	1.515	5%
Nguồn: EVN			

Đối tượng áp dụng giá	Giá bán điện (đồng/kWh)		% ▲
	T7/12	T12/12	
2. Giá bán lẻ điện cho bơm nước tưới tiêu			
1 Từ 6 kV trở lên			
a) Giờ bình thường	1.088	1.142	5%
b) Giờ thấp điểm	568	596	5%
c) Giờ cao điểm	1.581	1.66	5%
2 Dưới 6 kV			
a) Giờ bình thường	1.142	1.199	5%
b) Giờ thấp điểm	595	625	5%
c) Giờ cao điểm	1.635	1.717	5%
4. Giá bán lẻ điện cho kinh doanh			
1 Từ 22 kV trở lên			
a) Giờ bình thường	1.909	2.004	5%
b) Giờ thấp điểm	1.088	1.142	5%
c) Giờ cao điểm	3.279	3.442	5%
2 Từ 6 kV đến dưới 22 kV			
a) Giờ bình thường	2.046	2.148	5%
b) Giờ thấp điểm	1.225	1.286	5%
c) Giờ cao điểm	3.226		5%
3 Dưới 6 kV			
a) Giờ bình thường	2.074	2.177	5%
b) Giờ thấp điểm	1.279	1.343	5%
c) Giờ cao điểm	3.539	3.715	5%
5. Giá bán lẻ điện sinh hoạt			
1 50 kWh (hộ nghèo và thu nhập thấp)	993	993	0%
2 0 - 100 kWh	1.284	1.35	5%
3 101 – 150 kWh	1.457	1.545	6%
4 151 – 200 kWh	1.843	1.947	6%
5 201 - 300 kWh	1.997	2.105	5%
5 301 – 400 kWh	2.137	2.249	5%
7 401 kWh trở lên	2.192	2.307	5%

Triển vọng 2013

➤ Đang dần chuyển đổi sang cơ chế vận hành theo thị trường

Thị trường điện Việt Nam sẽ được hình thành và phát triển theo 3 cấp độ:

Cấp độ 1	Thị trường phát điện cạnh tranh	2005 - 2014
Cấp độ 2	Thị trường bán buôn cạnh tranh	2015 - 2022
Cấp độ 3	Thị trường bán lẻ cạnh tranh	sau 2022

Từ 1/7/2012, thị trường phát điện cạnh tranh đã chính thức đi vào hoạt động. Hiện đã có 29 nhà máy điện (tổng công suất 9.035 MW) trực tiếp tham gia chào giá trên thị trường. Riêng đối với các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (Sơn La, Hòa Bình, Ialy...), phát điện kết hợp với các nhiệm vụ xã hội như chống lũ, tưới tiêu, không tham gia chào giá trên thị trường.

Tên nhà máy Thủy điện	Công suất	sở hữu	Tên nhà máy Thủy điện	Công suất	sở hữu
10,037					
Sơn La	1,500	EVN	Thác Bà	120	EVN JSC
Hòa Bình	1,920	EVN	Vĩnh Sơn	55	EVN JSC
Tuyên Quang	342	EVN	Sông Hình	70	EVN JSC
Quảng Trị	54	EVN	Thác Mơ	150	EVN JSC
Pleikrông	100	EVN	A Vương	210	EVN JSC
Ialy	720	EVN	Sông Ba Ha	220	EVN JSC
Sê San 3	250	EVN	Sê San 3A	108	EVN JSC
Sê San 4	350	EVN	Bắc Bình	33	EVN JSC
Buôn Tua Srah	85	EVN	Đa Nhim - Sông Pha	157	EVN JSC
Buôn Kuốp	280	EVN	Hàm Thuận	300	EVN JSC
Srêpok 3	220	EVN	Đa Mi	175	EVN JSC
Tri An	420	EVN	Cửa Đạt	97	Local lpp
Đại Ninh	300	EVN	Nậm Chiến 2	32	Local lpp
An Khê	150	EVN	Bản Cốc	18	Local lpp
Sông Tranh 2	190	EVN	Bình Điền	44	Local lpp
Đồng Nai 3	180	EVN	Za Hưng	30	Local lpp
Hương Điền	54	Local lpp	Cần Đơn	78	Local lpp
Sông Côn	53	Local lpp	Srokphumieng	51	Local lpp
Krông Hnăng	54	Local lpp	Hương Sơn	34	Local lpp
Srêpok 4	80	Local lpp	Mường Hum	30	Local lpp
Đa Dâng 2	34	Local lpp	Dăk Rtih	144	Local lpp
Sê San 4A	53	Local lpp	Thủy điện nhỏ	300	Local lpp

Nguồn: EVN

Mặt khác, Bộ Tài chính đang xây dựng Thông tư (hướng dẫn cơ chế hình thành, quản lý và sử dụng) Quỹ bình ổn giá điện. Quỹ tài chính này dự kiến sẽ được đưa vào sử dụng góp phần ổn định giá bán lẻ điện và giảm tác động bất lợi của việc điều chỉnh giá bán điện đến người tiêu dùng.

Việc đưa thị trường phát điện cạnh tranh chính thức vào vận hành là bước phát triển quan trọng của ngành Điện Việt Nam. Theo quan điểm người viết, tuy giá điện đã được điều chỉnh theo lộ trình nhưng những thay đổi của giá điện cũng vẫn chưa phản ánh hết được biến động của các chi phí đầu vào của SX-KD điện và để giá điện đi đúng lộ trình thì mức giá phải dần được tính đúng, tính đủ các chi phí thực tế, hợp lý hơn.

Giai đoạn trước mắt sẽ còn nhiều khó khăn do một số nguyên nhân:

- thị trường đang và sẽ vẫn thiếu điện, cộng thêm nguồn điện và lưới điện chưa đủ để cung cấp;
- người mua luôn đòi hỏi phải được cấp đủ điện, nhưng không sẵn sàng trả giá theo giá cả thị trường mà muốn Nhà nước tiếp tục trợ giá, trong khi đa phần các yếu tố đầu vào cho cung cấp điện đều theo giá thị trường khu vực và quốc tế. Giá điện tăng một vài lần hầu như chỉ đủ chạy theo trượt giá;
- bộ máy quản lý điều tiết thị trường chưa đủ mạnh, còn đang hoàn thiện dần, việc chuyển đổi sang thị trường cạnh tranh cần nhiều thời gian hơn.

➤ **Phát triển theo hướng nhiệt điện**

Theo kịch bản cơ sở của kế hoạch Quy hoạch điện VII (QHĐVII), dự báo nhu cầu điện toàn quốc sẽ tăng bình quân từ 14% đến 15% hàng năm trong giai đoạn 2011-2015, tăng khoảng trên 11,5%/năm giai đoạn 2015-2020.

Mặt khác, dự báo tổng công suất nguồn điện năm 2015, 2020 và 2030 sẽ đạt lần lượt khoảng 42.500MW, 75.000MW và 157.955MW. Như vậy, trong vòng 8 năm (2012-2020) phải xây dựng thêm 53.125 MW. Trong đó các nguồn nhiệt điện sẽ được khai thác cao và chiếm tỷ trọng ngày một lớn hơn trong tổng cơ cấu nguồn cung điện nhằm bảo đảm đủ điện cho sản xuất và sinh hoạt. Năm 2020 sẽ có máy điện hạt nhân đầu tiên với công suất 2.000MW tại Ninh Thuận đi vào hoạt động. Đến 2030, tỷ trọng nhiệt điện than sẽ tăng lên 55,1%, thủy điện giảm còn 15,3%, nhiệt điện dầu – khí 12,7%, công suất các nhà máy điện hạt nhân lên tới 10.700MW với tỷ trọng 7,8%.

Kịch bản cơ sở	2012E	2015F	2020F	2030F
Tổng sản lượng điện, tỷ kWh	95	187	330	595
Tổng sản lượng điện, MW	21,874	42,500	75,000	157,955
Điện nhiệt than, MW	5,031	14,918	33,525	88,513
<i>Tỷ trọng</i>	23%	35%	45%	55%
Thủy điện, MW	7,875	14,280	19,950	24,157
<i>Tỷ trọng</i>	35%	34%	27%	15%
Nhiệt điện dầu-khí, MW	8,487	10,583	14,700	20,050
<i>Tỷ trọng</i>	39%	25%	20%	13%
Nhập khẩu, MW	437	1,053	2,100	7,255
<i>Tỷ trọng</i>	2%	3%	3%	5%
Điện hạt nhân, MW	-	-	2,000	10,000
<i>Tỷ trọng</i>	0%	0%	3%	5%

Nguồn: QHĐ VII

Với kế hoạch phát triển nhiệt điện như trên, nhu cầu than tiêu thụ cho năm 2020 và 2030 lần lượt là 78 và >170 triệu tấn than. Nhưng thực tế, theo kế hoạch sản xuất của ngành than, sản lượng chỉ tăng khoảng 5-8% năm, tương ứng chỉ đáp ứng được 35 triệu tấn vào năm 2020 và 53 triệu tấn vào năm 2030. Vấn đề tăng sản lượng than nội địa cũng như nhập khẩu than có tính quyết định đến tính khả thi của QHĐ.

Theo đó, việc xây dựng hàng loạt các nhà máy điện cũng có kế hoạch phát triển tương ứng. EVN dự kiến sẽ xây dựng thêm 17 nhà máy nhiệt điện mới đến năm 2020. Ước tổng vốn đầu tư cho phát triển hệ thống điện trong 20 năm tới rất lớn. Tuy nhiên, với tình hình vĩ mô còn ảm đạm, nguồn vốn đầu tư hạn chế, cộng với khó khăn trong việc nhập khẩu than khiến một số dự án nhiệt điện than phải thay đổi thiết kế nên chúng tôi dự báo, tốc độ các dự án nhiệt điện than sẽ chậm hơn so với kế hoạch.

Để thu hút được các nhà đầu tư, mấu chốt vẫn là giải quyết vấn đề giá điện. Chính Phủ cần xem xét tính hợp lý tăng giá điện để đảm bảo bù chi phí và có đủ vốn cho tái đầu tư phát triển ngành điện.

Dự án nhiệt điện than và nhiệt điện dầu 2012

Nhiệt điện than			3,371	Nhiệt điện dầu			927
Uông Bí	105	EVN		Thủ Đức	155	EVN	
Uông Bí mở rộng II	330	EVN		Cần Thơ	33	EVN	
Phả Lại 1	440	EVN JSC		ô Môn 1	330	EVN	
Phả Lại II	500	EVN JSC		Hiệp Phước	375	Foreign	
Ninh Bình	100	EVN JSC		Bourbon	24	Foreign	
Hải Phòng 1	300	EVN JSC					
Quảng Ninh 1	300	EVN JSC					
Na Dương	111	Vinacomin					
Cao Ngạn	115	Vinacomin					
Cẩm Phá	500	Vinacomin					
Sơn Động	220	Vinacomin					
Formosa	150	Local lpp					

Nguồn: EVN

Nhận định các cổ phiếu trong ngành

Hiện nay có 15 doanh nghiệp sản xuất kinh doanh điện được niêm yết. Trong đó,

- 11 DN sản xuất điện từ nguồn thủy năng gồm: HJS, SJD, SBA, RHC, SEB, VSH, TBC, TIC, TMP, NLC, DRL
- 3 DN sản xuất điện từ nguồn nhiệt năng gồm: NBP, PPC, BTP
- 2 DN phân phối điện gồm: KHP, VPC

Đa số các công ty niêm yết đều thuộc EVN, sản lượng điện sản xuất của EVN đóng góp 72% trong tổng nguồn điện và dự kiến giảm xuống 52% đến năm 2015 nhằm đa dạng hoá đầu tư xây dựng nguồn điện, ngày càng có nhiều đơn vị ngoài EVN tham gia đầu tư xây dựng các nhà máy điện. Trong bài báo cáo này, chúng tôi chủ yếu phân tích 2 nhóm DN sản xuất điện chính: thủy điện và nhiệt điện.

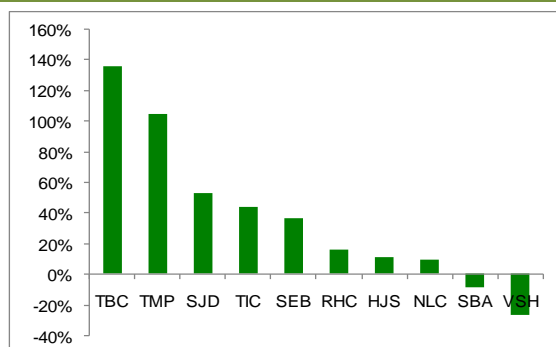
Tên công ty	Cổ đông lớn	Ngày niêm yết	Giá hiện tại
HJS CTCP Thủy điện Nậm Mu	Thủy điện Tập Đoàn Sông Đà	20/12/2005	5,700
SJD CTCP Thủy điện Cần Đơn	Thủy điện Tập Đoàn Sông Đà	25/12/2005	14,000
RHC CTCP Thủy điện Ry Ninh II	Thủy điện Tập Đoàn Sông Đà	30/05/2009	11,800
NLC CTCP Thủy điện Nà Lơi	Thủy điện Tập Đoàn Sông Đà	14/12/2005	13,500
SBA CTCP Sông Ba	Thủy điện EVN	01/05/2010	4,400
SEB CTCP ĐT&PT Điện Miền Trung	Thủy điện EVN	14/01/2009	22,500
VSH CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn Sông Hinh	Thủy điện EVN	18/07/2005	11,200
TBC CTCP Thủy điện Thác Bà	Thủy điện EVN	19/10/2009	11,700
TMP CTCP thủy điện Thác Mơ	Thủy điện EVN	18/05/2009	11,000
DRL CTCP Thủy điện - Điện lực 3	Thủy điện EVN	11/01/2012	24,000
TIC CTCP Đầu tư điện Tây Nguyên	Thủy điện CTCP Điện Gia Lai	12/10/2009	9,500
NBP CTCP nhiệt điện Ninh Bình	Nhiên điện EVN	05/08/2009	13,500
PPC CTCP nhiệt điện phả lại	Nhiên điện EVN	25/01/2007	8,400
BTP CTCP Nhiệt điện Bà Rịa	Nhiên điện EVN	25/11/2009	5,900
KHP CTCP Điện lực Khánh Hoà	PP điện EVN	27/12/2005	7,500
VPC CTCP ĐT&PT Triển Năng Lương VN	PP điện EVN	18/05/2012	2,700

➤ Doanh nghiệp thủy điện

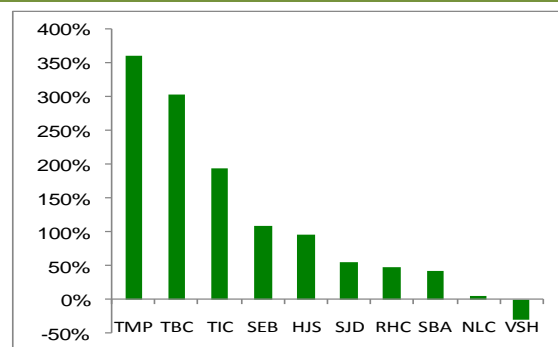
Lãi của các doanh nghiệp thủy điện phụ thuộc vào thời tiết, nếu mưa càng nhiều thì lợi nhuận càng tăng và ngược lại. Như đã đề cập ở trên, lượng nước về hồ thủy điện năm nay tăng do mưa nhiều, qua đó sản lượng điện sản xuất cũng tăng đáng kể nên kết quả doanh thu 9 tháng đầu năm 2012 của DN thủy điện [TBC, TMP, SJD, TIC, SEB] rất khả quan, hầu như đều tăng trưởng tích cực so với 9T2011. Bên cạnh đó, một số doanh nghiệp ghi nhận giá bán điện bình quân 9T2012 cao hơn so với giá bán điện tạm hạch toán 9T2011 dẫn đến lợi nhuận ròng tăng đột biến.

Nhìn chung, biên lợi nhuận gộp của các DN đều ở mức cao, trung bình ngành ở mức 55%. Ngoài ra, một số DN có biên lợi nhuận ròng vượt trội hơn mức trung bình 33% như TIC (11.37x) và VSH (74%) nhờ có lãi từ hoạt động tài chính.

Tăng trưởng doanh thu 9T2012 sv 9T2011

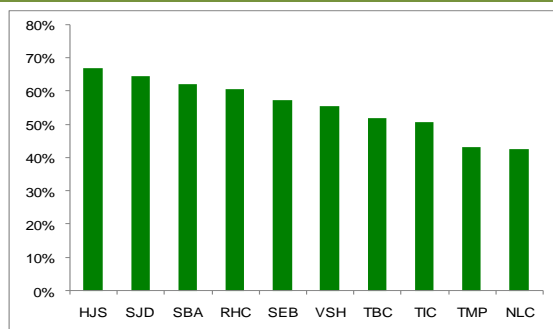


Tăng trưởng lợi nhuận 9T2012 sv 9T2011

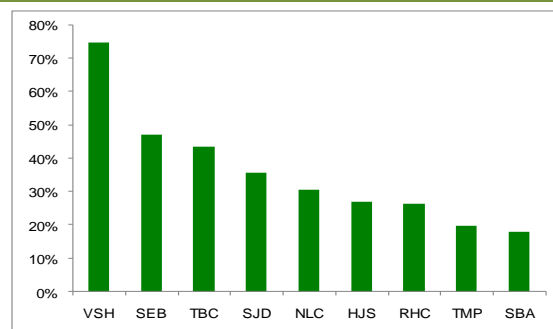


Nguồn: PHS

Biên LN gộp 9T2012



Biên LN ròng 9T2012



Nguồn: PHS

Theo Trung tâm Dự báo Khí tượng Thủy văn Trung ương, năm 2012-2013 các tỉnh thuộc khu vực Đông Bắc, vùng núi phía bắc, trung du Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ và Tây Nguyên – đều là những vùng tập trung các công ty thủy điện – sẽ thiếu nước và khô hạn cục bộ. Đặc biệt, trong các tháng chính của mùa mưa lũ ở Trung Bộ lượng mưa đã thiếu hụt nhiều, do vậy tình trạng thiếu nước và khô hạn tại khu vực này sẽ diễn ra trên diện rộng. Theo đó, chúng tôi dự báo cho doanh thu các doanh nghiệp thủy điện trong năm 2013 nhiều khả năng sẽ sụt giảm so với năm nay do sản lượng điện sụt giảm.

➤ Doanh nghiệp nhiệt điện

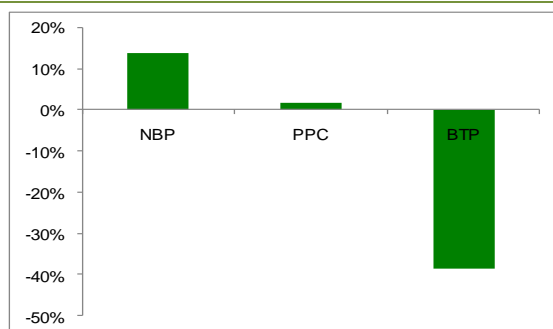
Cũng như một số DN thủy điện, NBP và BTP đều đã ký được hợp đồng bán điện mới với EVN theo giá chính thức của năm 2012 trong khi PPC vẫn đang trong giai đoạn thương thảo.

Trong đó doanh thu và lợi nhuận ròng từ sản xuất kinh doanh điện của NBP tăng vượt trội với mức tăng lần lượt là 14% và 15.4x do công ty đã ký được hợp đồng giá bán điện với EVN theo giá chính thức của năm 2012 là 1.045,49đ/kwh trong khi giá bán điện hạch toán ở cùng kỳ năm trước tạm tính bằng 90% của giá 2010. NBP cũng là quán quân trong hiệu quả hoạt động với mức biên LN ròng đạt 5%, cao hơn mức trung bình ngành là 4%. Tuy nhiên, do tỷ lệ nắm giữ của cổ đông lớn chiếm 78% trên tổng KLCP lưu hành nên thanh khoản NBP rất thấp.

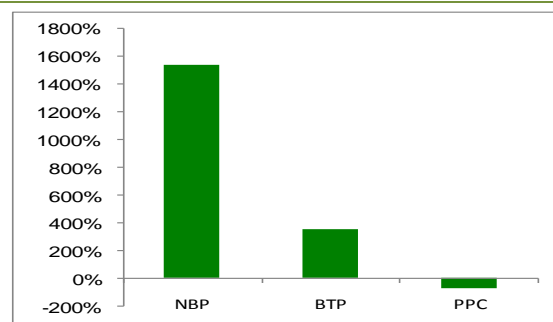
Đối với BTP, lượng khí cung cấp không đủ để đáp ứng nhu cầu sản xuất điện của Công ty dẫn đến sản lượng điện thấp nên doanh thu giảm 39%. Tuy nhiên, hợp đồng điện mới đã được ký kết nên LNST tăng đáng kể 3.5x YoY.

Ngược lại, PPC hiện vẫn đang hạch toán giá điện bằng 90% giá cũ cộng với chi phí tài chính 9T2012 tăng vọt ở mức 703,5 tỷ đồng trong đó 481 tỷ đồng là chênh lệch tỷ giá chưa thực hiện. Sau 9 tháng, LNST giảm 74% YoY, thực hiện 18,37% kế hoạch LNTT cả năm 2012.

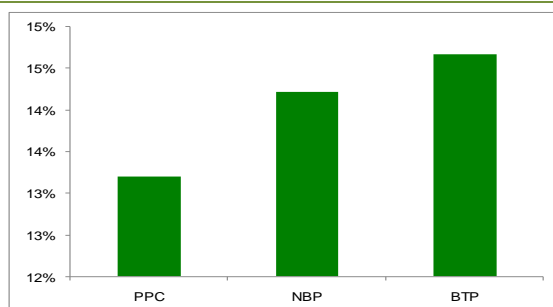
Tăng trưởng doanh thu 9T2012 sv 9T2011



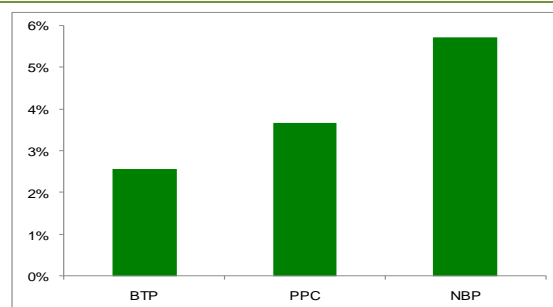
Tăng trưởng lợi nhuận 9T2012 sv 9T2011



Biên LN gộp 9T2012



Biên LN ròng 9T2012



Nguồn: PHS

➤ **Tổng kết**

Về dài hạn, để tiếp tục đảm bảo đủ điện cho sản xuất và sinh hoạt, EVN sẽ khai thác cao các nguồn nhiệt điện và giảm tỷ trọng thủy điện. Đây sẽ là điều kiện thuận lợi để các nhà máy nhiệt điện than phân đầu tăng sản lượng trong năm 2013. Thêm vào đó, năm sau được coi là năm thiếu điện chưa từng có do tình trạng khô hạn rất trầm trọng, ảnh hưởng đến nguồn nước chảy về các nhà máy thủy điện kéo theo sản lượng điện cũng hạn chế, nên chúng tôi dự báo sản lượng điện của các nhà máy nhiệt năng trong 2013 dự kiến sẽ ở mức cao để đáp ứng được nhu cầu trong nước. Ngoài ra, 5 tháng cuối năm, sản lượng điện sẽ ở mức khiêm tốn hơn so với 5 tháng đầu năm do các công ty nhiệt điện có kế hoạch tiến hành sửa chữa định kỳ các tổ máy. Ngược lại, kết quả kinh doanh của nhiều nhà máy thủy điện năm sau sẽ khó có khả năng đạt mức cao như năm.

Đảm bảo phân tích

Mỗi nhân viên phụ trách về phân tích, chiến lược hay nghiên cứu chịu trách nhiệm cho sự chuẩn bị và nội dung của tất cả các phần có trong bản báo cáo nghiên cứu này đảm bảo rằng, tất cả các ý kiến của những người phân tích, chiến lược hay nghiên cứu đều phản ánh trung thực và chính xác ý kiến cá nhân của họ về những vấn đề trong bản báo cáo. Mỗi nhân viên phân tích, chiến lược hay nghiên cứu đảm bảo rằng họ không được hưởng bất cứ khoản chi trả nào trong quá khứ, hiện tại cũng như tương lai liên quan đến các khuyến cáo hay ý kiến thể hiện trong bản báo cáo này.

Miễn trách

Thông tin này được tổng hợp từ các nguồn mà chúng tôi cho rằng đáng tin cậy, nhưng chúng tôi không chịu trách nhiệm về sự hoàn chỉnh hay tính chính xác của nó. Đây không phải là bản chào hàng hay sự nài khẩn mua của bất cứ cổ phiếu nào. Chứng khoán Phú Hưng và các chi nhánh và văn phòng và nhân viên của mình có thể có hoặc không có vị trí liên quan đến các cổ phiếu được nhắc tới ở đây. Chứng khoán Phú Hưng (hoặc chi nhánh) đôi khi có thể có đầu tư hoặc các dịch vụ khác hay thu hút đầu tư hoặc các hoạt động kinh doanh khác cho bất kỳ công ty nào được nhắc đến trong báo cáo này. Tất cả các ý kiến và dự đoán có trong báo cáo này được tạo thành từ các đánh giá của chúng tôi vào ngày này và có thể thay đổi không cần báo trước.

Công ty CP chứng khoán Phú Hưng.

Lầu 5, Tòa nhà Lawrence S. Ting,
801 Nguyễn Văn Linh, Phường Tân Phú, Quận 7, HCMC
Tel: (+84-8) 5413-5479 – Fax: +84 8 54135472
Web: www.phs.vn