

Ngành phát điện Việt Nam

Đinh Thị Thùy Dương

Chuyên viên cao cấp

16/07/2015



Ngành điện: Cuộc cải cách lịch sử đang diễn ra và một số công ty lớn sắp IPO

Nhu cầu điện tiếp tục gia tăng khi đất nước đang trong quá trình phát triển. Lượng điện tiêu thụ trên đầu người ở Việt Nam vào khoảng 1.104 kWh, chỉ tương đương 1/5 mức trung bình trong khu vực Châu Á - Thái Bình Dương. Theo dự báo của Bộ Công thương (dựa trên giả định tăng trưởng GDP), tiêu thụ điện của Việt Nam được dự báo tăng trưởng ở mức 10,0% mỗi năm đến năm 2020. Trong 6 tháng đầu năm 2015, lượng điện tiêu thụ đã tăng 11,6% so với cùng kỳ năm 2014.

Bước 1: Giá điện bán lẻ sẽ tăng do bắt đầu giảm trợ giá thông qua quá trình tự do hóa thị trường. Giá điện bán lẻ ở Việt Nam vẫn đang rẻ hơn xấp xỉ 50% so với giá điện trung bình tại các nước Châu Á - Thái Bình Dương khác. Quy hoạch phát triển điện quốc gia (Tổng sơ đồ VII) đang đưa ra lộ trình tăng giá điện lên khoản 8-9 cent Mỹ/kWh vào năm 2020, tương ứng với mức tăng 18,4% trong vòng 5 năm tới. Việc tăng giá bán điện đầu ra là yếu tố chủ chốt cho phép tăng giá điện đầu vào/giá phát điện, cùng với việc tăng số lượng những doanh nghiệp tham gia vào thị trường bán buôn điện cạnh tranh (WCM) sẽ giúp lợi nhuận của ngành tăng cao hơn.

Bước 2: Quá trình tự do hóa cho thấy một số thành tựu rõ ràng. Thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) đang dần được tư nhân hóa. Mức giá trần trong thị trường CGM đã được điều chỉnh tăng đáng kể 47% trong vòng 3 năm qua. Phần trăm sản lượng điện tham gia thị trường này đã tăng từ mức 5% năm 2012 lên 15% ở thời điểm hiện tại. Quy mô của thị trường CGM dự kiến sẽ mở rộng đạt 70% công suất điện toàn quốc vào cuối năm 2015, so với 42% trong năm 2014.

Tự do hóa - những doanh nghiệp hưởng lợi và bất lợi:

- Các nhà máy thủy điện hiện đang được hưởng lợi nhiều nhất trong CGM.** Giá trong thị trường cạnh tranh (CGM) của các nhà máy thủy điện đã tăng xấp xỉ 25% trong giai đoạn 2013 - nửa đầu năm 2014, trong khi giá CGM cho các nhà máy điện khí và điện than chỉ tăng lần lượt 10% và 8% trong cùng giai đoạn. Ngoài ra, giá CGM của một vài nhà máy thủy điện cao hơn gấp đôi so với giá bán điện theo hợp đồng mua bán điện (PPA). Các doanh nghiệp thủy điện đang niêm yết khá nhỏ và thiếu tính thanh khoản, do đó chúng tôi đánh giá cao **REE do tham gia đáng kể vào lĩnh vực thủy điện.**
- Các doanh nghiệp phát điện ở miền Nam có lợi thế do mô hình quan hệ cung cầu đơn giản của chúng tôi cho thấy năng lực dự phòng lý thuyết ở miền Nam là thấp nhất (kể cả sau khi tính nguồn điện cung cấp từ đường dây truyền tải) trong khi ở miền Trung là cao nhất. Việc thiếu hụt công suất ở Việt Nam đang giảm trong năm 2015 và 2016 nhưng dự kiến sẽ tăng trở lại thời gian sau đó. **Chúng tôi đánh giá cao NT2 khi có tính thanh khoản cao, chất lượng tài sản tốt và sẽ được hưởng lợi từ những diễn biến dài hạn này.**
- Lợi suất cổ tức gộp của ngành điện hiện đang ở mức trung bình 6,3%, sẽ gia tăng khi thị trường được tự do hóa hơn.**

Một xu hướng khác trong ngành điện để đánh giá những công ty niêm yết tốt là dựa vào khả năng chạy với hiệu suất cao.

Bước 3: Một số đợt IPO đáng chú ý đang sắp được thực hiện: IPO của Genco 3 được dự kiến thực hiện vào tháng 3/2016. Genco 3 hiện đang chiếm 12% trong tổng công suất toàn quốc với tổng tài sản 3,7 tỷ USD (thời điểm tháng 3/2014). Công ty này hiện đang được tái cơ cấu để cải thiện lợi nhuận nhằm cổ phần hóa. Genco 1 & 2 và PV Power sẽ thực hiện IPO sau đó.

Mục lục

Giá điện bán lẻ tại Việt Nam được trợ giá	6
Giá điện ở Việt Nam thấp hơn 50% so với các quốc gia APEC khác	6
Vẫn ở mức thấp dù đã nhiều lần tăng giá.....	6
Giá điện sẽ tăng lên 9 cent Mỹ vào năm 2020	7
Nhu cầu lớn đối với điện năng	8
Lượng điện tiêu thụ đã duy trì tăng trưởng với tốc độ 2 con số	8
Miền Nam tiêu thụ phần lớn điện năng.....	8
Công nghiệp và xây dựng dẫn dắt nhu cầu điện	9
Lượng điện tiêu thụ tính theo đầu người tại Việt Nam	9
Tăng trưởng điện tiêu thụ sẽ tiếp tục mạnh mẽ đạt 9-10%/năm	10
Ngành điện Việt Nam đang cần rất nhiều nguồn đầu tư	11
Hiện trạng ngành phát điện tại Việt Nam	11
Lĩnh vực này cần 7,5 tỷ USD vốn xây dựng cơ bản mỗi năm	12
Mô hình cân bằng cung/cầu Bắc/Nam, vai trò trung gian của đường dây 500kV và phụ tải nền so với phụ tải đỉnh	12
Tổng quan về cung cầu điện quốc gia tại tháng 12/2014	12
Triển vọng cung cầu điện theo khu vực.....	13
Yếu tố kinh tế vẫn quan trọng hơn đặc điểm kỹ thuật của chạy đỉnh và chạy nền	15
Việt Nam đang tự do hóa thị trường.....	16
Kế hoạch tổng thể cho một thị trường tự do.....	16
Điều chỉnh kế hoạch hoàn thành tự do hóa ngành điện vào năm 2023	16
Tái cấu trúc đang diễn ra	17
Cơ chế hoạt động và định nghĩa giá thị trường của CGM.....	17
Mức giá trần trong CGM	19
Mức giá trần cho các nhà máy nhiệt điện	20
Giới thiệu về Hợp đồng Mua bán Điện (PPA) và các chi phí có thể được cắt giảm:	20
Công thức doanh thu cho các nhà máy điện	21
Giá CGM cho các nhà máy thủy điện và nhiệt điện.....	23
70% công suất điện thiết kế toàn quốc sẽ tham gia CGM.....	24
Yếu dẫn dắt lợi nhuận cho các nhà máy điện trong CGM:.....	25
Phân tích những phát triển trong thời gian tới của giá bán CGM	25
Kết luận	26
Danh sách các công ty điện đã niêm yết.....	26
Dự kiến sẽ niêm yết.....	28

Phụ lục 1: Chi phí sản xuất điện, giá than và giá khí	30
Tổng quan về chi phí sản xuất điện	30
Giá than đã được tự do hóa	30
Chi phí khí cao hơn với LNG nhập khẩu	31
Phụ lục 2: Tình hình ngành điện thế giới.....	32
Có bốn mô hình ngành điện trên toàn thế giới	32
Giá điện tự do hóa	33
Phụ lục 3: Cơ cấu ngành	34
Phụ lục 4: Quy hoạch điện 7 và kế hoạch mở rộng công suất	36
Quy hoạch điện 7: đến năm 2020 tăng công suất gấp bốn lần lên 75GW	36
Việt Nam có tỷ lệ dự phòng điện thấp nhưng thoát từ truyền tải và phân phối cao	36
Thủy điện đến nay vẫn là nguồn năng lượng quan trọng nhất của Việt Nam	37
Nhiệt điện dùng than ngày càng có đóng góp lớn hơn.....	39
LNG nhập khẩu đáp ứng khoảng 10% tổng nhu cầu khí	42
Đầu tư trực tiếp nước ngoài	43
Phụ lục 5: Sự độc quyền và tình hình tài chính của EVN	44
Khả năng tài chính của EVN còn thấp	44
Tỷ trọng công suất của EVN sẽ giảm	46
Phụ lục 6: Khung pháp lý dành cho ngành điện Việt Nam	47
Phụ lục 7: Một số nội dung khác	48
Cơ chế điều chỉnh giá điện	48
Công thức tính giá bán lẻ.....	48
Giá điện bán lẻ cho từng ngành.....	48
Tiêu thụ điện của từng ngành công nghiệp	49
Công suất lắp đặt tăng ba lần trong 9 năm qua.....	49
Thủy điện dẫn đầu hoạt động sản xuất điện.....	50
EVN kiểm soát sản xuất điện.....	51
Việt Nam vẫn thiếu hụt công suất điện	51

Hình & Bảng

Hình 1: So sánh giá điện ở Việt Nam và các quốc gia khác	6
Hình 2: Mức tăng giá điện bán lẻ qua từng năm	7
Hình 3: Lượng điện tiêu thụ ở Việt Nam (tỷ kWh)	8
Hình 4: Điện tiêu thụ tính theo vùng	9
Hình 5: Công suất tải điện thông thường tại Việt Nam tính theo giờ	9
Hình 6: Cơ cấu tiêu thụ điện	9
Hình 7: So sánh lượng điện tiêu thụ tại Việt Nam và các quốc gia Châu Á - Thái Bình Dương khác (2012)	10
Hình 8: Tăng trưởng GDP	10
Hình 9: Dự báo lượng điện tiêu thụ	10
Hình 10: Các cơ sở phát điện tại Việt Nam	11
Hình 11: Vốn đầu tư cho ngành điện tại Việt Nam	12
Hình 12: Chi tiết mối quan hệ cung & cầu điện quốc gia (tháng 12/2014)	12
Hình 13: Triển vọng cung và cầu điện cả nước	13
Hình 14: Triển vọng cung và cầu điện theo từng vùng	14
Hình 15: Tổng quan về đường dây truyền tải điện cao thế 500kV	15
Hình 16: Kế hoạch ban đầu	16
Hình 17: Kế hoạch điều chỉnh	17
Hình 18: Cơ chế hoạt động của CGM	18
Hình 19: Mô tả giá biên hệ thống (giá CGM)	19
Hình 20: Giá trần trong CGM	20
Hình 21: Giả định tính giá PPA	21
Hình 22: Khung giá điện cho nhà máy có công suất < 30MW	21
Hình 23: Giá thị trường năm 2013	23
Hình 24: Giá thị trường trong nửa đầu năm 2014	23
Hình 25: Giá CGM so với giá PPA từ các nhà máy điện khác nhau	24
Hình 26: Số thành viên và quy mô của CGM	25
Hình 27: Phần trăm công suất điện quốc gia của CGM	25
Hình 28: Giá CGM so với chi phí sản xuất từ một số nhà máy điện năm 2014	26
Hình 30: Khả năng sinh lời của các công ty điện được niêm yết và sơ lược định giá (theo giá trị vốn hóa)	27
Hình 31: Danh mục đầu tư vào điện của REE	27
Hình 32: Các công ty điện dự kiến sẽ thực hiện IPO hoặc niêm yết	28
Hình 33: Chi phí sản xuất điện các loại hình sản xuất khác nhau (USD cent/KWh)	30
Hình 34: Giá than thế giới và giá than trong nước	31

Hình 35: Khung giá dành cho các nhà máy nhiệt điện dùng khí	32
Hình 36: Mô hình các thị trường điện khu vực Châu Á – Thái Bình Dương	33
Hình 37: Thuế trung bình tại các thị trường điện đã được tự do hóa	33
Hình 38: Cấu trúc ngành điện Việt Nam	35
Hình 39: Mục tiêu công suất lắp đặt (GW)	36
Hình 40: Cơ cấu mục tiêu công suất	36
Hình 41: Tỷ lệ dự phòng điện một số nước	37
Hình 42: Thất thoát điện của EVN	37
Hình 43: Các nguồn thủy điện của Việt Nam	38
Hình 44: Lượng mưa một số khu vực	39
Hình 45: Lượng mưa tại Việt Nam theo tháng	39
Hình 46: Danh sách các nhà máy nhiệt điện dùng than hiện nay và trong tương lai	40
Hình 47: Ước tính lượng than nhập khẩu phục vụ sản xuất điện (triệu tấn)	40
Hình 48: Sản xuất, tiêu thụ, xuất khẩu và nhập khẩu than	41
Hình 49: Phân loại trữ lượng than 2011	42
Hình 50: Tỷ trọng trữ lượng than theo loại	42
Hình 51: Các nhà máy nhiệt điện dùng khí hiện nay và dự kiến	42
Hình 52: Các dự án BOT có sự tham gia của NĐT nước ngoài trong tương lai	44
Hình 53: KQLN của EVN	45
Hình 54: Khoản mục bảng CĐKT EVN	45
Hình 55: Các chỉ số tài chính của EVN	45
Hình 56: Cơ cấu sản lượng điện 2030 (dự kiến)	46
Hình 57: Khung pháp lý dành cho ngành điện Việt Nam	47
Hình 58: Cơ chế điều chỉnh giá điện	48
Hình 59: Công thức tính giá điện bán lẻ	48
Hình 60: Giá điện bán lẻ cho các lĩnh vực khác nhau	49
Hình 61: Tiêu thụ điện một số ngành tại Việt Nam	49
Hình 62: Công suất lắp đặt của Việt Nam	50
Hình 63: Cơ cấu công suất (GW)	50
Hình 64: Công suất lắp đặt và cơ cấu sản lượng điện 2013	50
Hình 65: Cơ cấu công suất điện 2013 (MW)	51
Hình 66: Lượng điện thiếu hụt tại Việt Nam	52

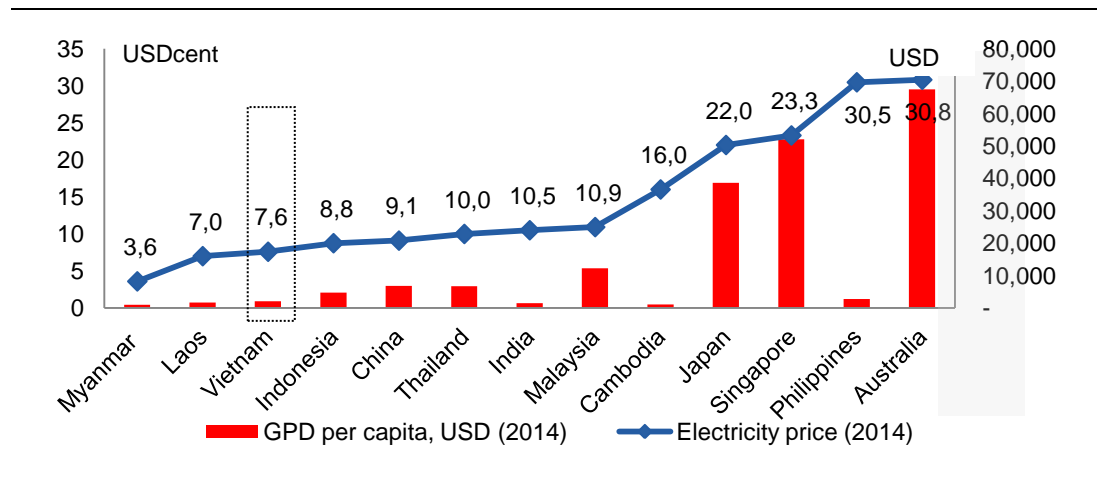
Giá điện bán lẻ tại Việt Nam được trợ giá

Giá điện ở Việt Nam thấp hơn 50% so với các quốc gia APEC khác

Sau khi tăng lên 7,6 cent Mỹ từ ngày 16/03/2015, giá điện tại Việt Nam vẫn thấp hơn xấp xỉ 50% so với giá trung bình tại các các quốc gia Châu Á Thái Bình Dương khác. Đáng chú ý, giá điện tại Campuchia cao hơn gấp đôi so với Việt Nam nhưng GDP đầu người tại quốc gia này chỉ bằng một nửa Việt Nam. Tương tự, giá điện tại Philippines cao hơn gấp 4 lần trong khi GDP đầu người cao hơn Việt Nam chỉ 32%.

Một trong những nguyên nhân khiến giá điện thấp tại Việt Nam là do trợ giá gián tiếp, như kiểm soát giá nhiên liệu (ví dụ như than đá và khí đốt). Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), trợ giá cho các nhiên liệu hóa thạch đã đạt 2,93 tỷ USD năm 2012 (2,8% GDP của Việt Nam). Tình trạng trợ giá tương tự cũng diễn ra tại Indonesia, Malaysia và Thái Lan nơi giá điện cũng hiện đang được trợ giá từ 25-40% (theo Cơ quan Phát triển Quốc tế Hoa Kỳ).

Hình 1: So sánh giá điện ở Việt Nam và các quốc gia khác

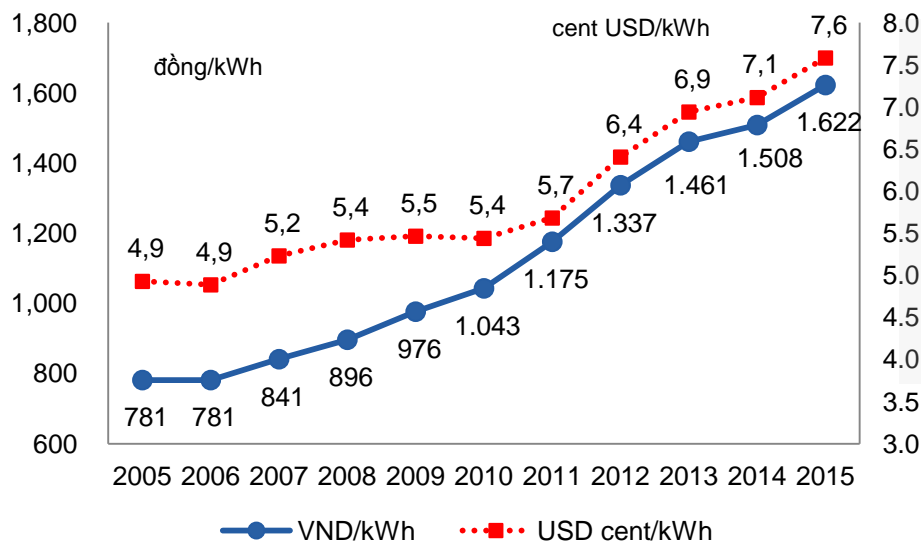


Nguồn: Ngân hàng Thế giới (WB) và VCSC

Vẫn ở mức thấp dù đã nhiều lần tăng giá

Giá điện bán lẻ tại Việt Nam trong vòng 10 năm qua đã tăng gấp đôi tính theo đồng VND, từ 781 đồng/kWh năm 2005 đạt 1.622 đồng/kWh năm 2015. Giá điện khá ổn định trong giai đoạn 2005-2009 nhưng đã tăng đáng kể trong vòng 5 năm qua. Tuy nhiên, tính theo đồng USD, mức tăng giá cộng dồn chỉ tăng 37,5%. Do đó, so với các quốc gia, giá điện bán lẻ ở Việt Nam vẫn đang khá thấp.

Hình 2: Mức tăng giá điện bán lẻ qua từng năm



Nguồn: Bộ Tài chính, EVN, Cục Điều tiết Điện lực (ERAV) và VCSC

Giá điện sẽ tăng lên 9 cent Mỹ vào năm 2020

Tháng 12/2013, Chính phủ đã ban hành Quyết định 2165/2013/QĐ-TTg chấp thuận khung giá điện giai đoạn 2013-2015 ở mức 1.437-1.835 đồng/kWh. Ngày 16/03/2015, giá điện bán lẻ đã được cho phép tăng 7,5% từ 1.508 đồng lên 1.622 đồng. Theo thông tin từ Chính phủ, đợt tăng lần này vẫn phù hợp với mức tăng trưởng GDP 6,2% và lạm phát 5% năm nay.

Chúng tôi cho rằng giá điện vẫn còn có thể tăng đạt mức trần 1.835 đồng/kWh (tăng 13,1%), tuy nhiên điều này sẽ phụ thuộc phần lớn vào diễn biến của nền kinh tế trước khi có thêm bất kỳ thay đổi nào.

Trong tương lai, nhằm thu hút thêm vốn đầu tư vào lĩnh vực điện, Tổng sơ đồ VII cho thấy giá điện bán lẻ sẽ tăng đạt 8-9 cent/kWh vào năm 2020, tương ứng với mức tăng 18,4% trong vòng 5 năm tới.

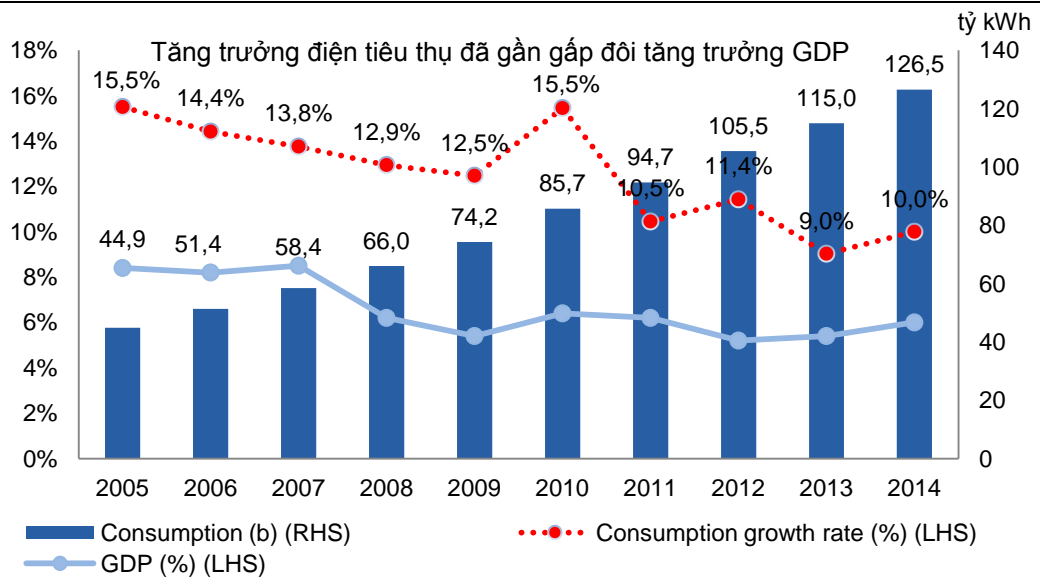
Nhu cầu lớn đối với điện năng

Lượng điện tiêu thụ đã duy trì tăng trưởng với tốc độ 2 con số

Lượng điện tiêu thụ tại Việt Nam đã tăng trưởng với tốc độ 2 con số (CAGR 12,2%) trong vòng 10 năm qua, dẫn dắt bởi tăng trưởng kinh tế và dân số 93 triệu người (2014). Nhu cầu điện đã được dẫn dắt với tỷ lệ điện hóa cao nhất trong số các nước đang phát triển trên thế giới, 98% vào năm 2013 từ mức thấp hơn 10% năm 1985.

Mặc dù tốc độ tăng trưởng đã giảm trong vài năm gần đây do suy thoái toàn cầu và diễn biến kinh tế chậm lại ở Việt Nam, tỷ lệ này vẫn gần gấp đôi so với tỷ lệ tăng trưởng GDP. Tỷ lệ tăng trưởng điện tiêu thụ trung bình đạt 9,9%/năm trong giai đoạn 2011-2014, so với dự báo 14,1% trong Tổng sơ đồ phát triển điện quốc gia (PDP) VII hay Tổng sơ đồ VII.

Hình 3: Lượng điện tiêu thụ ở Việt Nam (tỷ kWh)



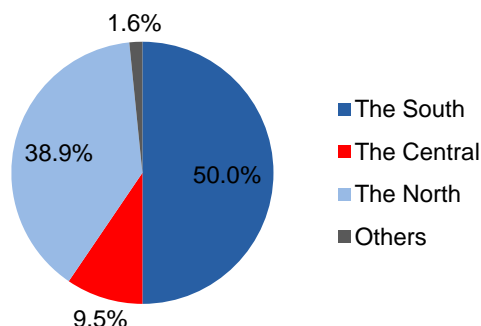
Nguồn: EVN, Bộ Công thương, Tổng Cục Thống kê và VCSC

Miền Nam tiêu thụ phần lớn điện năng

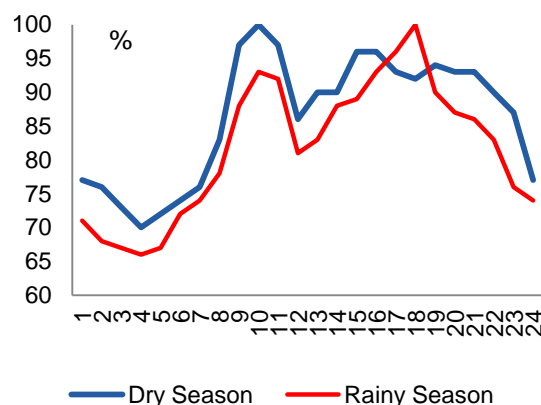
Phía Nam (Tổng công ty điện lực miền Nam và Tổng công ty điện lực TPHCM) chiếm một nửa lượng điện tiêu thụ cả nước tính đến hiện tại. Theo Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), có xấp xỉ 20% lượng điện tiêu thụ tại miền Nam được cung cấp bởi các nhà máy điện ở miền Trung và miền Bắc thông qua đường dây cao thế 500KV. Tuy nhiên, trong năm 2014, tỷ lệ tăng trưởng điện tiêu thụ 9,4% ở miền Nam đã thấp hơn miền Bắc (+15,3%) và miền Trung (+11,1%). Điều này chủ yếu là do tốc độ tăng trưởng kinh tế khác nhau trên cả 3 miền.

Nhu cầu điện năng cũng khác nhau giữa những thời gian cao điểm và thấp điểm, tỷ lệ Pmin/Pmax (thấp điểm/cao điểm) trong năm 2011 & 2012 lần lượt là 0,54 và 0,52.

Hình 4: Điện tiêu thụ tính theo vùng



Hình 5: Công suất tải điện thông thường tại Việt Nam tính theo giờ

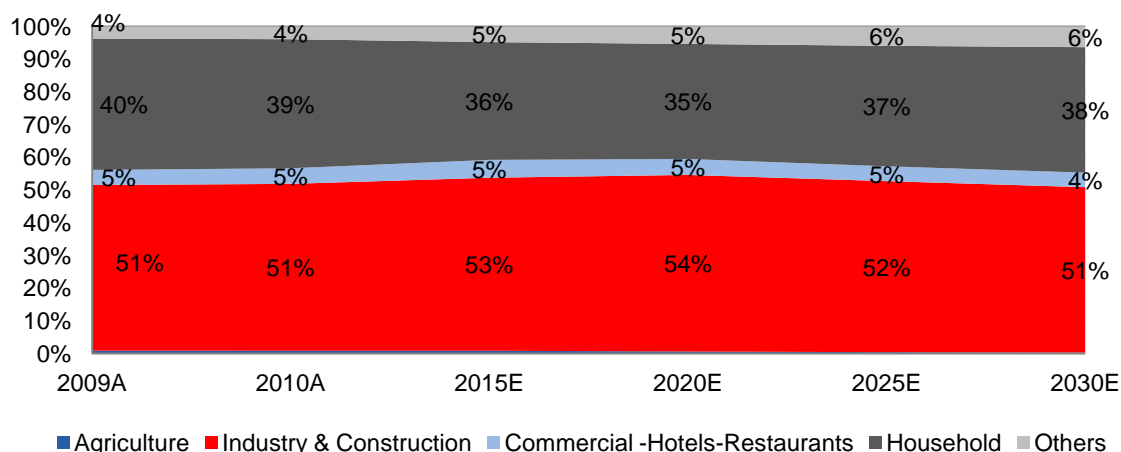


Nguồn: EVN, NLDC và VCSC

Công nghiệp và xây dựng dẫn dắt nhu cầu điện

Tăng trưởng trong lĩnh vực sản xuất và xây dựng đã đẩy mạnh nhu cầu điện năng, chiếm 51% tổng lượng điện tiêu thụ năm 2010 và được dự kiến sẽ đạt 54% trong vòng 5 năm tới. Hộ gia đình xếp thứ hai trong danh sách này nhờ vào dân số gia tăng tốc độ điện hóa ngày càng tăng.

Hình 6: Cơ cấu tiêu thụ điện

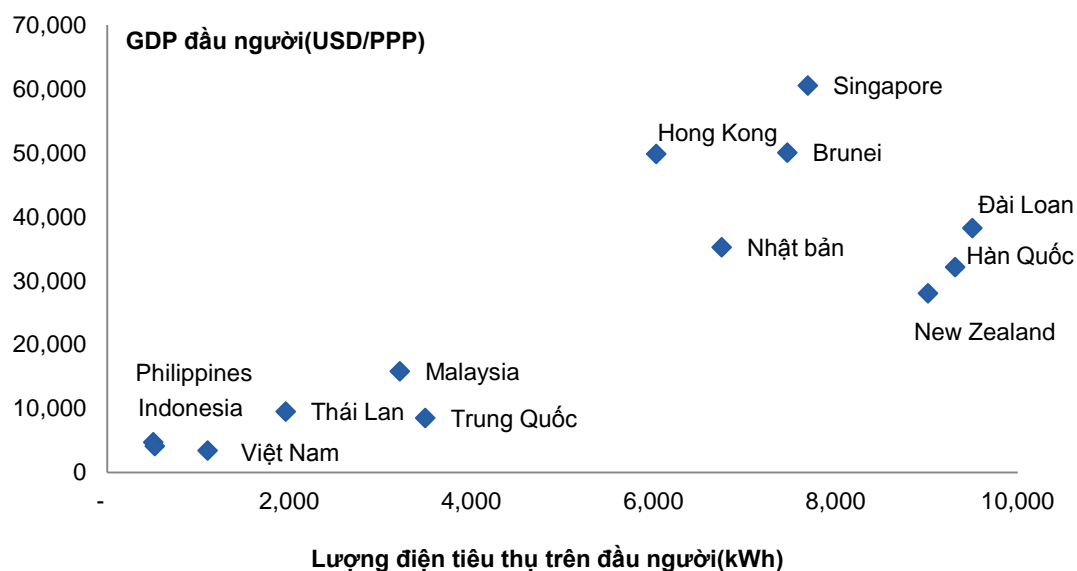


Nguồn: NLDC, VCSC

Lượng điện tiêu thụ tính theo đầu người tại Việt Nam

Lượng điện tiêu thụ tính theo đầu người tại Việt Nam là 1.104 kWh, bằng 1/5 mức trung bình ở khu vực Châu Á - Thái Bình Dương, lượng điện tiêu thụ tại Việt Nam cao hơn Indonesia và Philippines, nhưng chỉ bằng 1/2 Thái Lan và 1/3 Malaysia.

Hình 7: So sánh lượng điện tiêu thụ tại Việt Nam và các quốc gia Châu Á - Thái Bình Dương khác (2012)



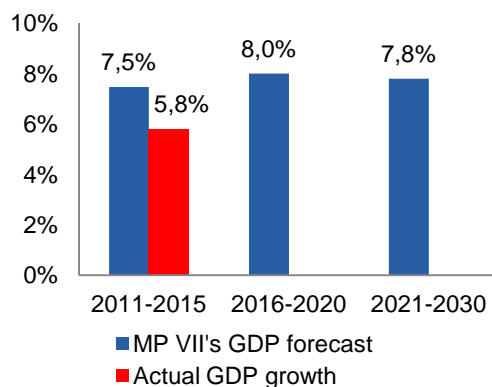
Nguồn: Indexmundi và VCSC

Tăng trưởng điện tiêu thụ sẽ tiếp tục mạnh mẽ đạt 9-10%/năm

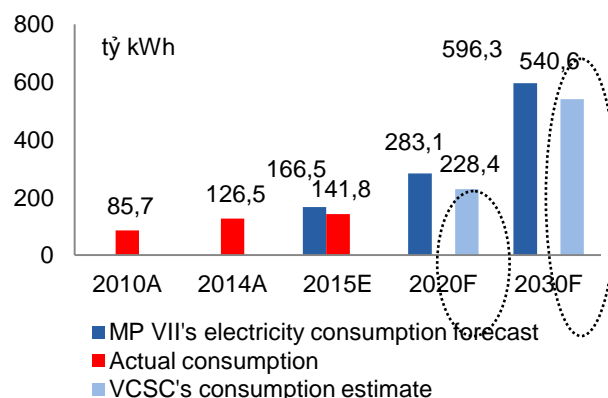
Theo PDP VII, nhu cầu điện được dự kiến sẽ đạt 166,5 tỷ kWh vào năm 2015 với tỷ lệ tăng trưởng hàng năm 14,1% dựa theo tăng trưởng GDP 7,5% trong giai đoạn 2011-2015. Tuy nhiên theo EVN, lượng điện tiêu thụ thực tế năm 2015 ước tính chỉ ở mức 141,8 tỷ kWh, chỉ đạt 85,2% dự báo được đưa ra trong PDP VII khi tăng trưởng GDP chỉ đạt trung bình 5,8% trong giai đoạn 2011-2015.

Trong thời gian vừa qua, Bộ Công thương đã đệ trình dự thảo điều chỉnh PDP VII, trong đó có 2 kịch bản chính cho lượng điện tiêu thụ: 1) tỷ lệ tăng trưởng 7,4%-10,5% hay 2) 8,1%-11,6%. Dựa vào kịch bản này, chúng tôi kỳ vọng lượng điện tiêu thụ tại Việt Nam sẽ đạt 228 tỷ kWh vào năm 2020, bằng 80,7% dự báo trong PDP VII. Lượng điện năng tiêu thụ phụ thuộc vào tỷ lệ tăng trưởng GDP cũng như tỷ lệ co giãn (tương quan giữa tỷ lệ tăng trưởng điện năng tiêu thụ và tăng trưởng GDP trong cùng kỳ).

Hình 8: Tăng trưởng GDP



Hình 9: Dự báo lượng điện tiêu thụ



Nguồn: Indexmundi và VCSC

Ngành điện Việt Nam đang cần rất nhiều nguồn đầu tư

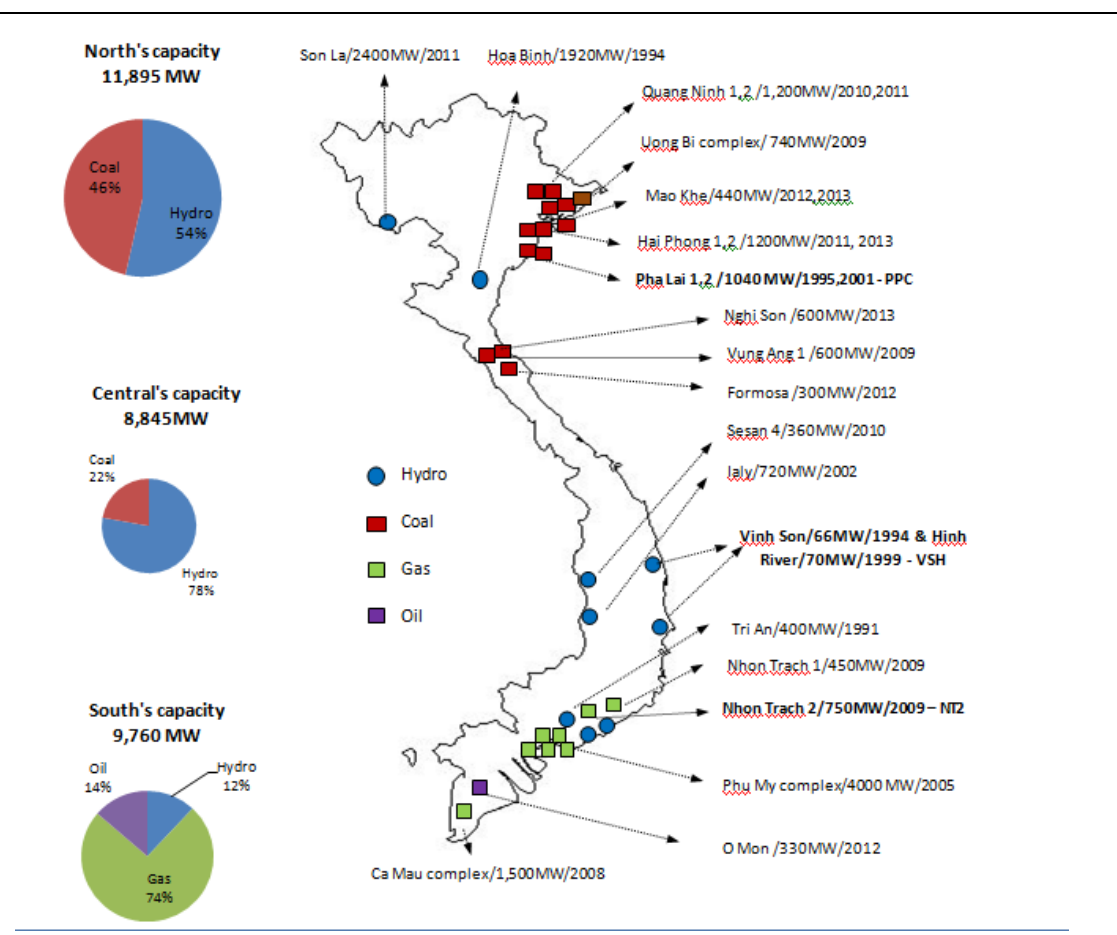
Hiện trạng ngành phát điện tại Việt Nam

Tính đến năm 2013, tổng công suất thiết kế tại Việt Nam là 30.500MW. Các nhà máy điện trong nước chủ yếu tập trung ở miền Bắc trong khi nhu cầu chủ yếu đến từ miền Nam. Công suất điện tại miền Bắc chiếm 39% hệ thống điện Quốc gia, trong khi tỷ lệ đóng góp này tại miền Nam và miền Trung lần lượt là 29% và 32%.

Các nhà máy điện tại miền Bắc chủ yếu đều là thủy điện với một trong những nhà máy thủy điện lớn nhất Đông Nam Á (Sơn La/2.400MW). Khu vực này cũng có nhiều nhà máy nhiệt điện than do gần với mỏ than Quảng Ninh (mỏ than lớn nhất nước). Chủ yếu các nhà máy điện tại miền Trung đều là thủy điện, các nhà máy điện than đều chỉ đang ở giai đoạn kế hoạch. Các nhà máy điện ở miền Nam chủ yếu là điện khí khi khu vực này nhận được khí đốt từ các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay-Thổ Chu và trong tương lai là Ô Môn. Ngoài ra, ở miền Nam cũng có một số nhà máy thủy điện và nhiệt điện sử dụng dầu thô nhằm đáp ứng thời gian nhu cầu đạt đỉnh điểm.

Thông thường, điện năng thường được truyền tải từ miền bắc và miền trung vào miền Nam để cung cấp cho nhu cầu lớn tại đây, nhưng vào mùa khô khi các nhà máy thủy điện thiếu nước, dòng điện đã di chuyển theo chiều ngược lại. Dưới đây là 20 nhà máy thủy điện quan trọng tại Việt Nam với tổng công suất chiếm 60% công suất toàn quốc.

Hình 10: Các cơ sở phát điện tại Việt Nam



Nguồn: EVN và VCSC

Lĩnh vực này cần 7,5 tỷ USD vốn xây dựng cơ bản mỗi năm

PDP VII cũng cho biết tổng vốn đầu tư giai đoạn 2011-2030 sẽ ở mức 123,8 tỷ USD, tương ứng 66% GDP Việt Nam năm 2014. Tổng vốn đầu tư này sẽ được phân bổ cho nhà máy điện (66%) và các thiết bị truyền tải (34%).

Theo tính toán, Việt Nam sẽ cần xấp xỉ 4,8 tỷ USD mỗi năm trong giai đoạn 2011-2020 để đầu tư vào ngành điện. Tuy nhiên, theo tính toán của Ngân hàng Thế giới (WB), lượng vốn đầu tư mỗi năm sẽ tăng đạt 7,5 tỷ USD/năm, do đó việc tham gia của các nhà đầu tư tư nhân trong lĩnh vực này là cực kỳ cần thiết.

Hình 11: Vốn đầu tư cho ngành điện tại Việt Nam

Giai đoạn	2011-2020	2021-2030	Tổng cộng
Vốn đầu tư (tỷ USD)	48,8	75,0	123,8
- Cho Nhà máy điện	32,5	49,1	81,6
- Cho Hệ thống truyền tải	16,3	25,9	42,2

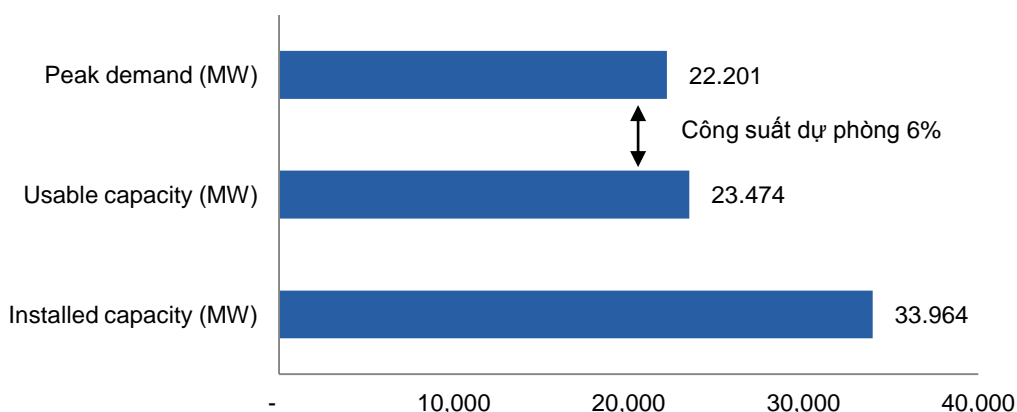
Nguồn: PDP VII và VCSC

Mô hình cân bằng cung/cầu Bắc/Nam, vai trò trung gian của đường dây 500kV và phụ tải nền so với phụ tải đỉnh

Tổng quan về cung cầu điện quốc gia tại tháng 12/2014

Trong ngành điện, công suất thiết kế luôn luôn lớn hơn nhu cầu, sự thiếu hụt điện cần có thể xảy ra khi mức đỉnh của nhu cầu vượt quá công suất thực tế. Công suất thực tế thấp hơn nhiều so với công suất thiết kế do bảo dưỡng theo chu kỳ, hư hỏng máy móc và lượng mưa thấp.

Hình 12: Chi tiết mối quan hệ cung & cầu điện quốc gia (tháng 12/2014)



Nguồn: Bộ Công Thương & VCSC

Triển vọng cung cầu điện theo khu vực

Dự báo mối quan hệ cung và cầu điện trong nước trong vòng 5 năm tới liên quan đến rất nhiều yếu tố, cũng như xử lý một số thông tin chưa đầy đủ, do đó chúng tôi phải đề ra một số giả định đơn giản. Mô hình dự báo của chúng tôi bao gồm những giới hạn và giả định sau đây:

- Công suất thực tế và nhu cầu đỉnh điểm là yếu tố khả biến khó dự báo chính xác nhất
- Chúng tôi không có dữ liệu cho tất cả các nhà máy điện đang triển khai
- Thông tin về tiến độ của từng nhà máy điện không có độ tin cậy cao; và
- Nhu cầu phụ thuộc lớn vào tốc độ tăng trưởng GDP, vốn khác biệt qua từng năm, Chúng tôi chỉ giả định đơn giản rằng nhu cầu toàn quốc sẽ tăng 10%/năm, với nhu cầu ở miền Nam và miền Bắc tăng lần lượt 9,0% và 11,0% mỗi năm.

Sự thiếu hụt điện giảm bớt trong giai đoạn 2015-2016 nhưng sẽ xuất hiện trở lại sau đó

Mô hình của chúng tôi cho thấy năng lực dự phòng lý thuyết đã cải thiện đáng kể từ giai đoạn 2013-2014 và được dự kiến sẽ tiếp tục gia tăng trước khi giảm từ năm 2017 trở đi.

Hình 13: Triển vọng cung và cầu điện cả nước

Năm	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nguồn cung (GW)	17,8	21,3	23,0	26,5	30,5	34,0	38,4	42,9	45,4	48,9	53,1	57,9
Tăng trưởng nhu cầu (%)		20%	8%	15%	15%	11%	13%	12%	6%	8%	9%	9%
Lượng điện bổ sung (GW)		3,5	1,7	3,5	4,0	3,5	4,4	4,5	2,5	3,6	4,2	4,8
Nhu cầu (GW)	8,5	9,8	10,8	12,0	13,1	14,4	15,9	17,5	19,2	21,1	23,3	25,6
Dự phòng lý thuyết (GW)	9,3	11,5	12,2	14,4	17,4	19,5	21,7	24,6	25,3	27,0	29,1	31,5
Dự phòng lý thuyết (%)	110%	118%	113%	120%	132%	135%	141%	145%	136%	131%	128%	126%

Nguồn: VCSC

Miền Nam sẽ vẫn thiếu điện trong khi miền Bắc sẽ dư thừa điện năng trong vòng 3 năm tới:

- Tính theo khu vực, chúng tôi nhận thấy năng lực dự phòng lý thuyết tại miền Nam là thấp nhất (kể cả sau khi đã bổ sung nguồn điện từ đường dây truyền tải Bắc-Nam) trong khi khu vực miền Trung là cao nhất.
- Sự thiếu hụt điện tại miền Nam đã giảm trong giai đoạn 2014-2016 trước khi tiếp tục xuất hiện trở lại trong giai đoạn 2017-2018.
- Đường dây truyền tải hiện cung cấp 15%-17% nguồn cung tại miền Nam trong vòng 3 năm tới và giúp gia tăng năng lực dự phòng lý thuyết lên mức khoảng 20%. Một đường dây truyền tải mới đang được xây dựng và sẽ giúp thu hẹp chênh lệch nhu cầu.
- Tại miền Bắc, lượng điện dư thừa sẽ đạt đỉnh điểm năm 2016 trước khi giảm sau đó.

Hình 14: Triển vọng cung và cầu điện theo từng vùng

Năm	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Miền Nam								
Nguồn cung (GW)	9,8	10,9	12,2	13,4	13,4	14,0	17,0	18,2
Tăng trưởng nhu cầu (%)	0%	0%	13%	10%	0%	4%	21%	7%
Nguồn cung từ miền Bắc (dây truyền tải)	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Nguồn cung từ miền Trung (dây truyền tải)		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Nhu cầu (GW)	6,6	7,2	7,9	8,6	9,4	10,2	11,1	12,1
Dự phòng lý thuyết (GW)	3,2	3,6	3,6	4,1	3,3	3,1	5,1	5,3
Dự phòng lý thuyết (%) không tính dây truyền tải	49%	51%	56%	57%	44%	38%	53%	51%
Dự phòng lý thuyết (%) tính gộp dây truyền tải	76%	82%	85%	84%	68%	60%	74%	70%
Miền Trung								
Nguồn cung (GW)	8,8	9,8	10,4	10,5	11,5	13,4	14,6	15,8
Tăng trưởng nhu cầu (%)	0%	0%	6%	1%	9%	17%	9%	8%
Nhu cầu (GW)	1,9	2,1	2,3	2,5	2,8	3,1	3,4	3,8
Dự phòng lý thuyết (GW)	6,9	7,8	8,2	8,0	8,6	10,3	11,2	12,0
Dự phòng lý thuyết (%)	360%	379%	358%	316%	308%	332%	325%	316%
Miền Bắc								
Nguồn cung (GW)	11,9	13,2	15,7	18,9	20,4	21,4	21,4	23,8
Tăng trưởng nhu cầu (%)	0%	11%	18%	21%	8%	5%	0%	11%
Nhu cầu (GW)	4,6	5,2	5,7	6,4	7,1	7,8	8,7	9,7
Dự phòng lý thuyết (GW)	7,3	8,1	9,9	12,5	13,4	13,6	12,7	14,2
Dự phòng lý thuyết (%)	156%	156%	173%	197%	189%	174%	146%	147%

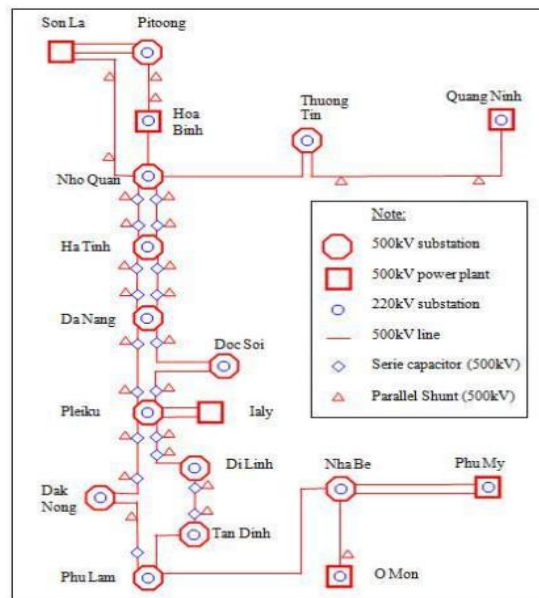
Nguồn: VCSC

Đường dây truyền tải:

Đường dây truyền tải điện cao thế 500kV Bắc-Nam là đường dây truyền tải điện chính tại Việt Nam, Đường dây đầu tiên được đưa vào thử nghiệm năm 1994 với chiều dài ban đầu 1.488km; đường dây thứ hai đi vào hoạt động 10 năm sau đó (chạy song song với đường dây đầu tiên) và tăng tổng chiều dài lên 3.890km. Việc đường dây 500kV đi vào hoạt động không chỉ giúp cho việc truyền tải điện và kết nối các vùng, mà còn giúp liên kết các hệ thống phụ ở từng vùng thành một mạng lưới điện quốc gia duy nhất - là nền tảng cho thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) hiện tại. Hai đường dây này truyền tải 1.600-1.800MW hoặc 12kWh mỗi năm, đáp ứng 10% nhu cầu điện cả nước và 20% lượng điện tiêu thụ tại miền Nam. Một đường dây khác: Pleiku - Mỹ Phước - Cầu Bông được đưa vào thử nghiệm tháng 5/2014 và giúp tăng công suất điện truyền tải từ miền Trung đến miền Nam lên 2.300MW.

Theo EVN, đường dây 500kV Bắc-Nam vẫn gặp tình trạng quá tải hệ thống ở nhiều khu vực tại miền Bắc và nhiều vùng kinh tế trọng điểm ở miền Nam khi đường dây đầu tiên ngày càng xuống cấp sau 20 năm đi vào hoạt động. EVN đang nâng cấp đường dây đầu tiên trong khi có thêm vài đường dây khác đang được lên kế hoạch xây dựng (đường dây đầu tiên tốn chi phí 544 triệu USD và thời gian xây dựng trong vòng 2 năm).

Hình 15: Tổng quan về đường dây truyền tải điện cao thế 500kV



Nguồn: NLDC và VCSC

Yếu tố kinh tế vẫn quan trọng hơn đặc điểm kỹ thuật của chạy đỉnh và chạy nền

Thuật ngữ chạy nền là một yếu cầu bắt buộc trong lưới điện để có đủ nguồn phát điện nhằm thỏa mãn mức tiêu thụ điện tối thiểu. Công suất phụ tải đỉnh là mức nhu cầu điện năng tối đa trong một khoản thời gian cụ thể. Phụ tải nền và phụ tải đỉnh được gọi chung là “vấn đề kỹ thuật”. Trên thế giới, các nguồn điện từ hạt nhân/điện than/điện khí thường được sử dụng trong những giờ phụ tải nền trong khi thủy điện được sử dụng ở thời gian nhu cầu đỉnh điểm. Nhưng tại một số nước, các nhà máy thủy điện vẫn có thể hoạt động với vai trò nhà máy phụ tải nền, phụ tải trung gian phụ tải cao điểm trong khi nhà máy điện khí cũng được sử dụng làm phụ tải đỉnh.

Tại Việt Nam, nhà máy điện than và một vài nhà máy thủy điện lớn là nơi cung cấp công suất phụ tải nền ở miền bắc trong khi nhà máy điện khí cung cấp công suất phụ tải nền ở miền Nam (bắt đầu từ năm 2015, miền Nam cũng có nhà máy điện than có vai trò chạy nền).

Tuy nhiên, yếu tố kỹ thuật này không vượt qua được khía cạnh kinh tế của các nhà máy điện. Vai trò phụ tải nền là quan trọng để đảm bảo khả năng hiệu suất ổn định của một nhà máy điện so với các nhà máy khác, nhưng không có nghĩa là các nhà máy này không có rủi ro doanh số bán điện. Lấy ví dụ, PPC (CTCP Nhiệt điện Phả Lại) là nhà cung cấp phụ tải nền ở miền Bắc, nhưng tỷ lệ hiệu suất trong năm thấp điểm giảm 26% so với năm đỉnh điểm (năm đỉnh là 2009 trong khi 2012 là năm thấp điểm).

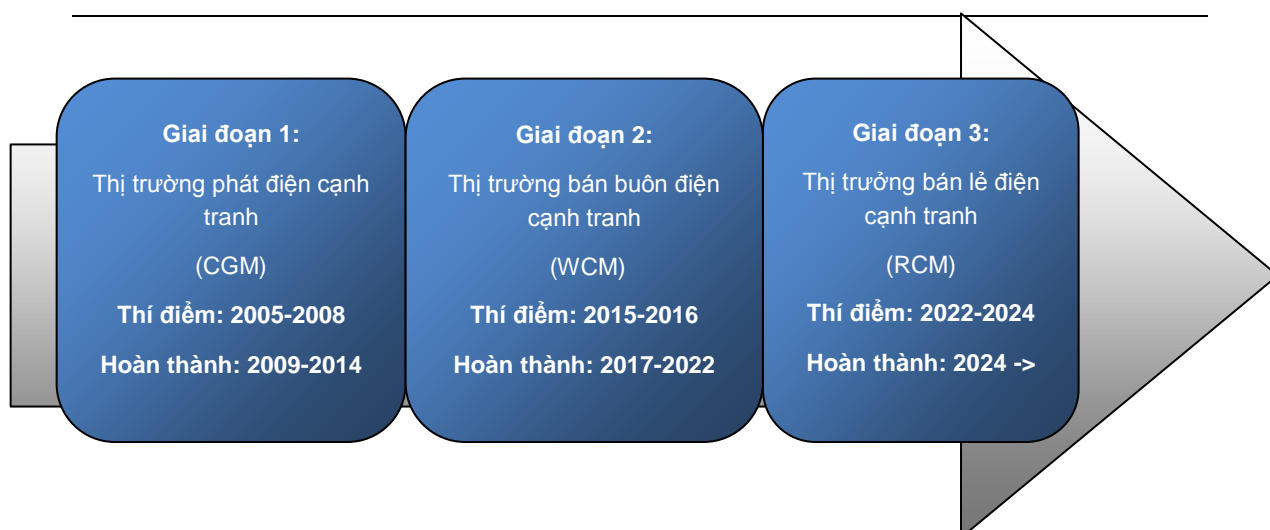
Tổng hợp lại, tỷ lệ hiệu suất hoạt động của các nhà máy điện được dẫn dắt chủ yếu với chi phí sản xuất hơn là các vấn đề kỹ thuật.

Việt Nam đang tự do hóa thị trường

Kế hoạch tổng thể cho một thị trường tự do

Năm 2004, Chính phủ đã phê duyệt Luật Điện lực đầu tiên để hướng đến một thị trường cạnh tranh. Kế hoạch tự do hóa ngành điện Việt Nam được nêu ra như sau: giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) để tự do hóa ngành điện; giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh (WCM) và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (RCM) để tự do hóa phân phối điện. Từng giai đoạn đều có thời gian thí điểm và hoạt thành chính thức. Quá trình tự do hóa được dự kiến bắt đầu năm 2005 và hoàn thành năm 2024.

Hình 16: Kế hoạch ban đầu

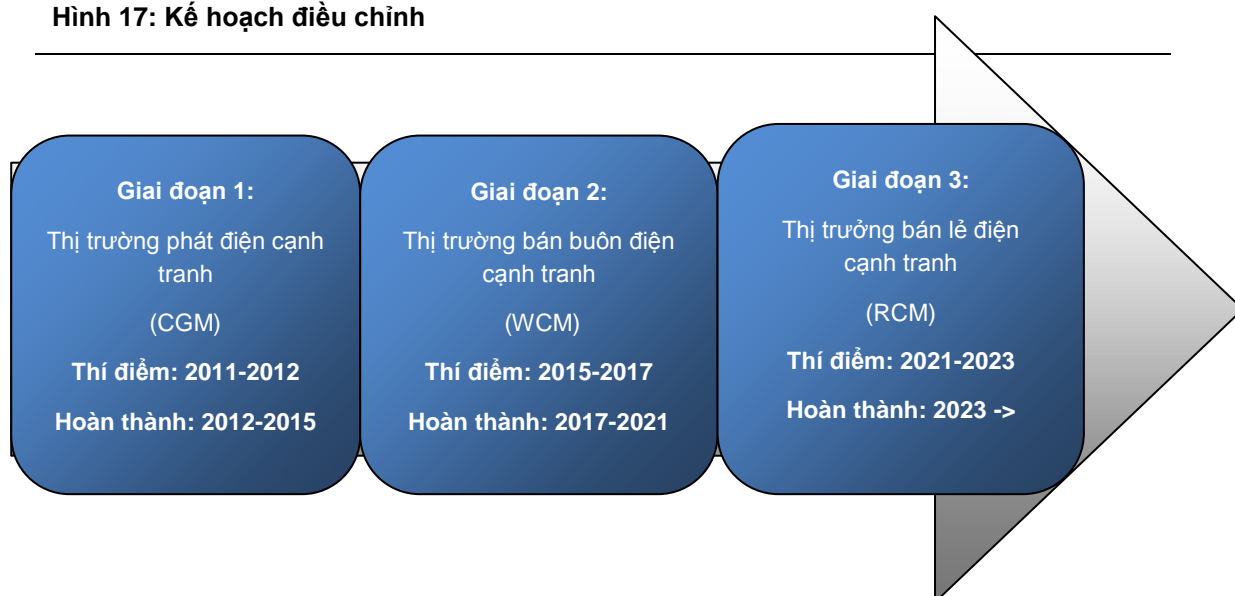


Nguồn: PDP VII và VCSC

Điều chỉnh kế hoạch hoàn thành tự do hóa ngành điện vào năm 2023

Tuy nhiên, giai đoạn thí điểm CGM đã không được bắt đầu cho đến tháng 7/2011, 6 năm trễ hơn kế hoạch ban đầu và CGM chỉ đi vào hoạt động chính thức từ tháng 7/2012. Do đó, tháng 11/2013, Chính phủ đã ban hành Quyết định 62/2013/QĐ-TTĐ thay đổi Luật Điện lực mới và công bố kế hoạch mới cho thị trường cạnh tranh. Kế hoạch chỉnh sửa hướng đến mục tiêu hoàn thành quá trình tự do hóa năm 2023, sớm hơn 1 năm so với kế hoạch ban đầu. Điều này có nghĩa Việt Nam sẽ cố gắng hoàn tất thị trường điện tự do trong 12 năm, phù hợp với các quốc gia khác trên thế giới.

Hình 17: Kế hoạch điều chỉnh



Nguồn: PDP VII và VCSC

Tái cấu trúc đang diễn ra

Tính đến hiện tại, đang diễn ra những đợt tái cơ cấu để chuẩn bị cho thị trường tự do hóa hoàn toàn

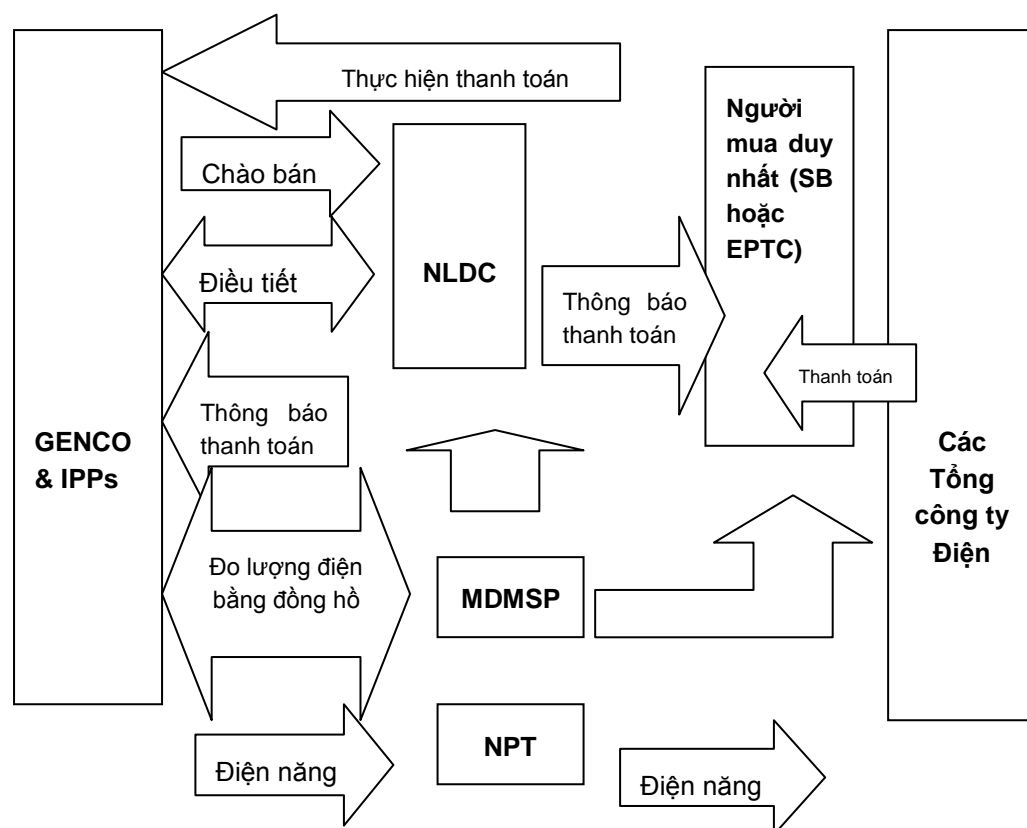
- Trong năm 2008: 4 công ty truyền tải điện đã được sáp nhập thành Tổng Công ty truyền tải điện Quốc gia (NPT), từ đó thành lập công ty mua bán điện/người mua duy nhất trong CGM.
- Năm 2010, 11 công ty phân phối điện của EVN được thu gọn lại thành 5 công ty: Tổng Công ty điện lực miền Bắc, Tổng Công ty điện lực miền Trung, Tổng Công ty điện lực miền Nam, Tổng Công ty điện lực miền Hà Nội và Tổng Công ty điện lực TPHCM.
- Năm 2012, các nhà máy điện của EVN được phân chia thành 3 GENCO.
- Tháng 3/2016, GENCO 3 dự kiến sẽ tiến hành IPO.

Cơ chế hoạt động và định nghĩa giá thị trường của CGM

- CGM hoạt động với cơ chế là thị trường dựa vào **chi phí thấp nhất** trước mỗi ngày giao dịch, các công ty phát điện sẽ đăng ký giá chào bán cho trung tâm đấu thầu/**Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện quốc gia (NLDC)**. Mỗi nhà máy sẽ chào bán số lượng kWh mà các công ty này sẵn sàng bán ra với mức giá cụ thể theo từng giờ riêng biệt trong ngày tiếp theo.
- Vào ngày giao dịch, NLDC sẽ huy động các nguồn điện từ mức giá chào bán từ thấp đến cao cho đến khi có đủ nguồn điện để cân bằng với nhu cầu.
- Tất cả các nhà máy điện sẽ bán điện cho người mua duy nhất (Công ty mua điện duy nhất/Công ty mua bán Điện quốc gia).
- **Giá thị trường/Giá giao ngay (Pm) trong CGM bao gồm 2 yếu tố: Giá biên hệ thống (SMP) hay giá CGM và Giá công suất (CAN).**
- **Giá SMP/CGM:** là giá đấu thầu cao nhất cần được sử dụng nhằm cân bằng hệ thống truyền tải/nhu cầu. Do đó, các nhà điện được sử dụng điện sẽ được chi trả với giá SMP, thay vì giá chào bán.

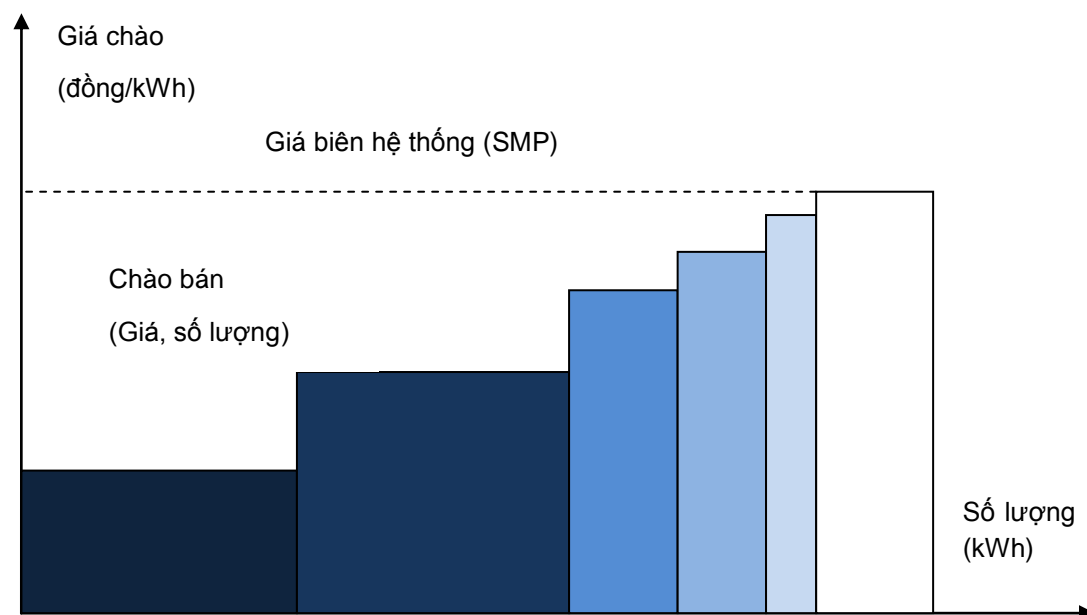
- CAN là giá cần thiết để áp dụng trong giờ cao điểm. Giá CAN được quyết định hàng năm bởi NDLC theo nguyên tắc nhà máy điện mới tốt nhất bảo đảm lợi nhuận.
- Thanh toán sẽ được thực hiện dựa theo giá thị trường những được điều chỉnh bởi giá hợp đồng và khối lượng hợp đồng (Qc). Mỗi nhà máy điện sẽ ký kết hợp đồng PPA chênh lệch hợp đồng (CfD) với người mua duy nhất.
- Tổng Công ty truyền tải Quốc gia và Nhà cung cấp Dịch vụ Quản lý đo lường dữ liệu (MDMSP): cung cấp phương tiện truyền tải và con số phát điện/tiêu thụ cho NDLC, Công ty Mua bán điện, nhà máy điện và cho người tiêu dùng.

Hình 18: Cơ chế hoạt động của CGM



Nguồn: Lương Thế Ngọc (MBA) và VCSC

Hình 19: Mô tả giá biên hệ thống (giá CGM)



Nguồn: Lương Thế Ngọc (MBA) và VCSC

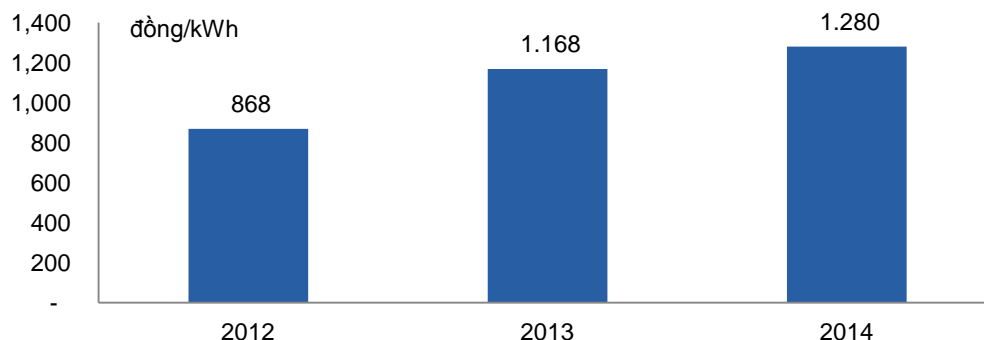
Mức giá trần trong CGM

Giá trần: để tránh tình trạng thao túng thị trường và bảo đảm giá chào phản ánh đúng chi phí sản xuất thực tế, sẽ có mức giá trần cho toàn thị trường:

- Mức giá tối thiểu cho toàn hệ thống: Trong mùa khô, khi NDLC phải huy động nguồn điện từ các nhà máy điện giá cao (ví dụ như nhà máy điện sử dụng dầu thô với giá sản xuất lên đến 5.000 đồng/kWh), giá thanh toán cho thành viên trong CGM là mức giá trần, chỉ có riêng nhà máy điện dầu thô được trả cao hơn giá trần.
- Điều này ảnh hưởng chủ yếu đến các nhà máy thủy điện vì giá CGM thường cao hơn giá chào bán của các nhà máy thủy điện.

Trong vòng 3 năm qua, mức giá trần đã được điều chỉnh tăng tổng cộng 47% từ mức thấp 868 đồng/kWh năm 2012. Trong năm 2013, mức trần đã tăng 35% và 10% năm 2014 đạt 1.280 đồng. Xu hướng là rất khả quan và giúp thu hút đầu tư vào ngành phát điện.

Hình 20: Giá trần trong CGM



Nguồn: CTCP Thủy điện Miền Trung (CHP) & VCSC

Mức giá trần cho các nhà máy nhiệt điện

- Có một mức giá trần cho từng nhà máy nhiệt điện để đảm bảo giá mà các nhà máy này chào bán phản ánh đúng giá sản xuất thực tế. Mức giá trần này được tính dựa theo vốn đầu tư, giá nguyên liệu đầu vào, tiêu thụ nguyên liệu, chi phí ban đầu và chi phí gia tăng áp dụng cho các nhà máy cũ với sản lượng thấp.
- Trong vòng 2 năm qua, Chính phủ phát hành 2 văn bản (Quyết định 8440/QĐ-BCT tháng 11/2013 và Quyết định 12085/QĐ-BCT tháng 12/2014) quy định mức giá trần cho các nhà máy nhiệt điện than. Mức giá trần đối với các nhà máy này là 1.282 đồng/kWh năm 2013 và tăng 11% đạt 1.422 đồng/kWh năm 2015.
- Mức giá trần cho các nhà máy điện khí và dầu thô không được công bố.

Giới thiệu về Hợp đồng Mua bán Điện (PPA) và các chi phí có thể được cắt giảm:

PPA là một văn bản quan trọng mà tất cả các nhà máy điện ở Việt Nam phải ký kết với EVN trước khi bắt đầu xây dựng. Trong thảo luận này, chi tiết về giá hợp đồng, doanh số bán ra, thời hạn, phương thức thanh toán và chi phí nguyên liệu đầu vào đều quy định.

- Trước năm 2011: Không có một phương pháp chuẩn nào để tính toán PPA và phụ thuộc vào quyết định chủ quan từ phía EVN, trên cơ sở **tổng chi phí phát điện cộng thêm tỷ lệ sinh lời**.
- Từ năm 2011 trở đi (với việc phát hành Thông tư 41): PPA được dựa theo mức sinh lời trên vốn chủ sở hữu-ROE (10% cho cổ phần của Chính phủ và lợi suất trái phiếu Chính phủ 5 năm + 3% cổ phần của nhà đầu tư tư nhân) sử dụng các giả định được liệt kê bên dưới.
- Từ năm 2014 (với việc phát hành Thông tư 56): PPA được dựa theo mức IRR quy định 12%.
- Chúng tôi lưu ý rằng khoản lãi/lỗ tỷ giá đang được thảo luận và không được tính vào PPA.
- PPA được áp dụng cho các nhà máy điện có công suất >30MW.

Hình 21: Giả định tính giá PPA

Giả định	Điện than	Điện khí	Thủy điện
Chi phí cố định			
Vốn đầu tư			
Số giờ tải đầy đủ	6.500	6.000	4.000
Vòng đời dự án (năm)	30	25	40
Chính sách khấu hao			
Cơ cấu Vốn/Nợ			
Cơ cấu nợ trong nước và ngoại tệ & lãi suất			
CIT, Thuế tài nguyên, phí bảo vệ môi trường			
Chi phí bảo dưỡng chính	2,5%	4,37%	0,6%-1,2%
Chi phí vận hành và bảo dưỡng			
Chi phí khả biến			
Tiêu thụ nguyên liệu đầu vào	Kg/kWh	BTU/kWh	
Giá nguyên liệu đầu vào	VND/Kg	VND/BTU	
Chi phí vận chuyển nguyên liệu	VND/ton	VND/BTU	
Tỷ lệ giảm công suất	1,3%	3%	

Nguồn: Bộ Công thương và VCSC

Đối với các nhà máy điện có công suất thấp hơn 30MW, giá phụ thuộc vào mức chi phí thuế có thể miễn trừ theo mô tả bên dưới. Giá bán được áp dụng khác nhau theo từng mùa, khu vực, cộng với giá công suất gia tăng (CAN) trong giờ cao điểm.

Hình 22: Khung giá điện cho nhà máy có công suất < 30MW

Năm	2013	2014	2015
Mùa khô (đồng/kWh)			
Miền Bắc	624	624	634
Miền Trung	611	611	624
Miền Nam	657	657	662
Mùa mưa (đồng/kWh)		-	
Miền Bắc	585	585	613
Miền Trung	566	566	602
Miền Nam	602	602	636
Giá CAN	1.805	1.805	2.158

Nguồn: Bộ Công thương và VCSC

Công thức doanh thu cho các nhà máy điện

Theo Thông tư 56 (tháng 12/2014), số tiền thanh toán cho các nhà máy điện được tính theo:

$$\begin{aligned}
 \text{Doanh thu (DT)} &= \text{DT thị trường} + \text{DT từ CfD} + \text{DT từ thuế, phí \& các yếu tố khác} \\
 &= \text{DT SMP} + \text{DT CAN} + \text{DT CfD} + \text{Khác} \\
 &= (\text{SMP} + \text{CAN}) * Q + (\text{Pc} - \text{SMP} - \text{CAN}) * Q_c + \text{Khác} \\
 &= (\text{SMP} + \text{CAN}) * Q_m + (\text{SMP} + \text{CAN}) * Q_c + \text{Pc} * Q_c - (\text{SMP} + \text{CAN}) * Q_c + \text{Khác} \\
 &= \boxed{\text{Pm} * Q + (\text{Pc} - \text{Pm}) * Q_c + \text{KHác (1)}} \\
 &= \text{Pm} * Q_m + \text{Pc} * Q_c + \text{Khác}
 \end{aligned}$$

- CfD: Chênh lệch Hợp đồng (chênh lệch giữa giá thị trường và giá hợp đồng)
- Pm: Giá thị trường = giá CGM + giá CAN

- PPA/Pc: Giá hợp đồng
- Q: sản lượng điện thực tế của nhà máy điện trong năm
- Qc: khối lượng hợp đồng, phụ thuộc vào tính toán của ERAV mỗi năm. Qm được giữ ở mức trần 40% sản lượng dự báo (Q_F), do đó, mức tối thiểu Qc sẽ là 60% Q_F . Trên thực tế, tỷ lệ Qc so với Q_F đang giảm, từ 95% năm 2012 còn 85% năm 2015.
- Qm: sản lượng bán cho CGM, tương ứng với sản lượng thực tế trừ sản lượng hợp đồng. Qm cho các nhà máy thủy điện dao động từ 20-30% sản lượng thực tế (Q) trong khi cho các nhà máy nhiệt điện dao động 10-20% so với mức thực tế trong vòng 3 năm qua.

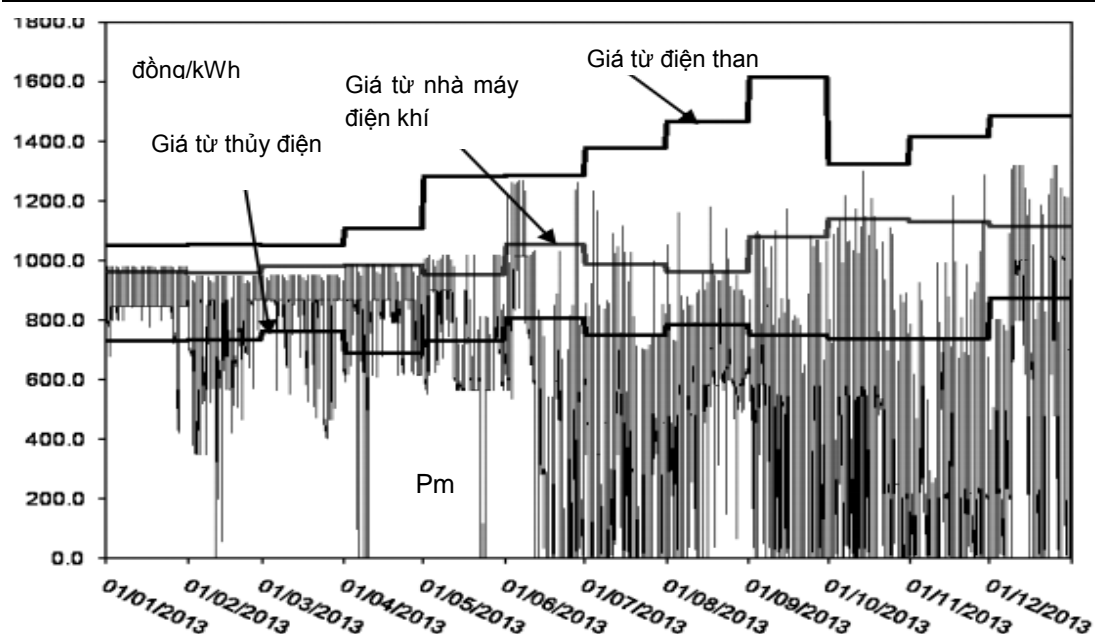
Bốn kịch bản chính:

- $Q > Q_c$: là trường hợp bình thường
- $Q < Q_c$: Xảy ra khi NLDC lựa chọn huy động điện từ các nhà máy điện chi phí thấp (ví dụ như các nhà máy thủy điện có nhiều nước trong mùa mưa, do đó NLDC sẽ huy động từ nguồn này thay vì các nhà máy nhiệt điện), do đó sản lượng điện huy động từ nhiệt điện thấp hơn hợp đồng, hoặc khi nhà máy điện có vấn đề kỹ thuật và ngưng hoạt động nên không thể phát đủ lượng điện Q_c .
- Giá PPA < CGM: Đối với các nhà máy thủy điện, giá hợp đồng (P_c) thường thấp hơn giá CGM, do đó, DT CfD thường ở mức âm, có nghĩa DT thực tế bị giảm. Ngoài ra, lượng Q_c càng cao, doanh thu của các nhà máy thủy điện càng thấp.
- Giá PPA > CGM: Đối với các nhà máy nhiệt điện, DT CfD thường là số dương và doanh thu thường được gia tăng nhờ CfD.

Giá thị trường hiện tại

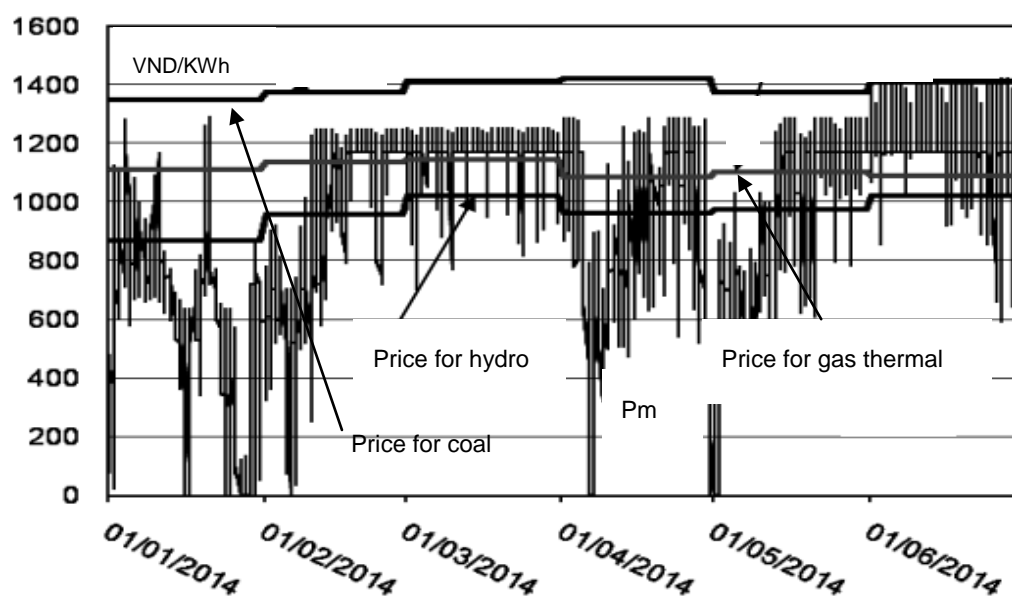
- Giá thị trường trung bình cho các nhà máy thủy điện thường gần mức 800 đồng/kWh trong năm 2013 nhưng đã tăng đạt xấp xỉ 1.000 đồng/kWh trong 6 tháng đầu năm 2014.
- Giá thị trường trung bình cho các nhà máy điện khí vào khoảng 1.000 đồng/kWh trong năm 2013 và tăng gần xấp xỉ đạt 1.100 đồng/kWh trong 6 tháng đầu năm 2014.
- Giá thị trường trung bình cho các nhà máy điện than thay đổi tùy theo năm. Mức giá này xấp xỉ 1.300 đồng năm 2013 và tăng đạt khoảng 1.400 đồng trong 6 tháng đầu năm 2014.

Hình 23: Giá thị trường năm 2013



Nguồn: Nguyễn Đình Doãn và Lê Khắc Hưng từ EPTC & VCSC

Hình 24: Giá thị trường trong nửa đầu năm 2014

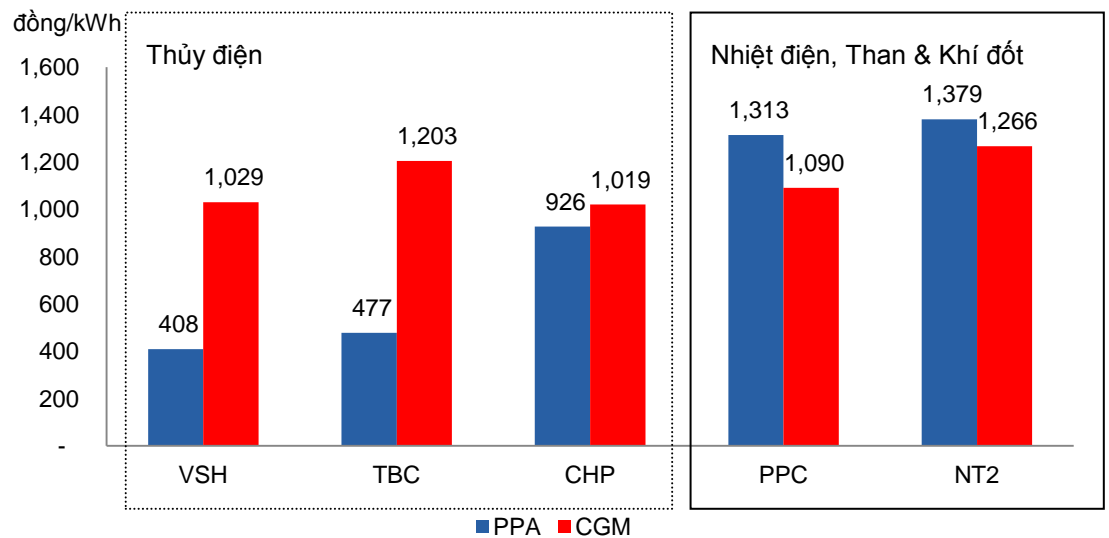


Nguồn: Nguyễn Đình Doãn, Lê Khắc Hưng, Công ty điện, VCSC

Giá CGM cho các nhà máy thủy điện và nhiệt điện

Giá CGM cho các nhà máy thủy điện như VSH, TBC cao hơn gấp đôi so với giá hợp đồng (PPA/Pc) trong khi giá CGM cho các nhà máy nhiệt điện (than đá và khí đốt) thấp hơn giá hợp đồng.

Hình 25: Giá CGM so với giá PPA từ các nhà máy điện khác nhau



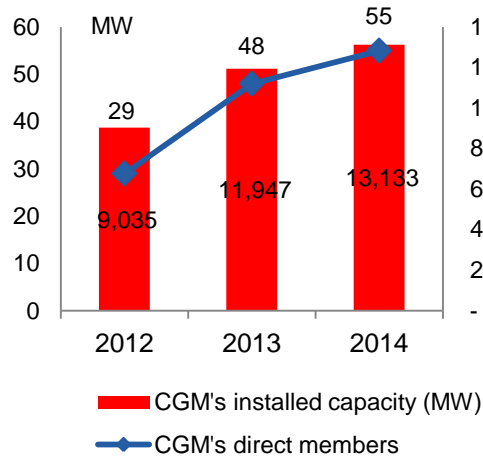
Nguồn: VSH, TBC, CHP, PPC, NT2 và VCSC

70% công suất điện thiết kế toàn quốc sẽ tham gia CGM

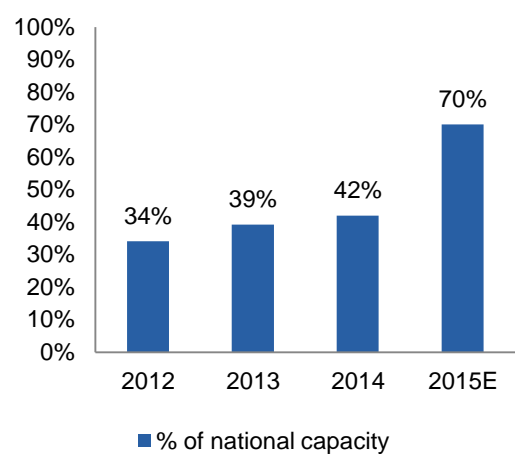
Tính đến nay, thị trường CGM đã đi vào hoạt động chính thức kể từ tháng 7/2012. Số lượng các nhà máy điện tham gia trực tiếp của CGM đã tăng gần gấp đôi trong khi công suất thiết kế của CGM đã tăng 45,3% trong cùng kỳ. Trong năm 2014, công suất thiết kế của CGM đã chiếm 42% công suất cả nước, quy mô của thị trường này dự kiến sẽ mở rộng đạt 70% công suất toàn quốc năm 2015.

Ngoài các thành viên tham gia trực tiếp, CGM cũng có thành viên gián tiếp là các nhà máy thủy điện đa chức năng và chiến lược (như nhà máy thủy điện Hòa Bình - 1.920 MW và nhà máy thủy điện Sơn La - 2.400 MW), các nhà máy điện BOT (SJD, Phú Mỹ 2,2 và Phú Mỹ 3), nhà máy nhiệt điện dầu thô (Hiệp Phước và Thủ Đức) hoặc các nhà máy điện có nguyên liệu đầu vào không ổn định (BTP, Cà Mau 1&2) và nhà máy điện sử dụng than nhập khẩu (Formosa). Nhóm này chiếm xấp xỉ 40% công suất điện quốc gia. Mặc dù các thành viên gián tiếp sẽ không chào bán trong thị trường cạnh tranh, chi phí sản xuất của các nhà máy vẫn được NLDC sử dụng cho mục đích huy động điện. Nhóm này sẽ trực tiếp tham gia thị trường trong vài năm tới.

Hình 26: Số thành viên và quy mô của CGM



Hình 27: Phần trăm công suất điện quốc gia của CGM



Nguồn: EVN & ERA

Yếu dẫn dắt lợi nhuận cho các nhà máy điện trong CGM:

- Sản lượng điện: Sản lượng điện càng cao, lợi nhuận càng nhiều vì sản lượng hợp đồng hiện đang ở mức ít nhất là 70% tổng sản lượng
- Sản lượng thị trường: con số này càng lớn, sẽ càng có lợi cho các nhà máy thủy điện nhưng cũng có nhiều rủi ro cho các nhà máy nhiệt điện khi giá CGM hiện tại cho các nhà máy này thấp hơn giá PPA.
- Chiến lược chào thầu tốt sẽ giúp tối đa hóa doanh thu: Các nhà máy điện cần phải cần phải chào thầu để tối đa hóa hiệu suất sử dụng nhưng cũng có được mức giá bán cao nhất. Đối với các nhà máy thủy điện, một trong những chiến lược tốt nhất tối đa hóa doanh thu là ưu tiên số lượng vào mùa mưa trong khi ưu tiên giá bán vào mùa khô.

Phân tích những phát triển trong thời gian tới của giá bán CGM

Với kế hoạch tăng 18% giá điện bán lẻ từ nay đến năm 2020, chúng tôi kỳ vọng giá tại CGM sẽ gia tăng tương ứng, nhưng với tốc độ chậm hơn. Giá CGM tăng và vượt giá PPA của các nhà máy điện khi:

- Dù trên thực tế Việt Nam vẫn đang gặp tình trạng thiếu hụt công suất điện, chỉ có một người mua duy nhất (EVN) có toàn quyền thương thảo giá cả với các nhà máy phát điện. Trong quá trình tự do hóa (từ giai đoạn 2 trở đi), sẽ có các công ty mua điện số lượng lớn (ít nhất là 5, bao gồm các Tổng Công ty điện lực TPHCM, Hà Nội, Bắc, Trung, Nam) và sau đó là các khách hàng cá nhân, giúp tăng khả năng định giá cho các nhà máy điện và nâng giá điện.
- Giá điện bán lẻ có kế hoạch tăng đạt 8-9 cent đến năm 2020;
- Giá than không còn được trợ giá và giá khí đốt cho lượng trên bao tiêu (ToP) về nguyên tắc đã theo cơ chế định giá thị trường (kể từ ngày 01/04/2014).

Kết luận

- Nhìn chung, các nhà máy thủy điện (ví dụ như VSH, TBC) có cơ hội tốt nhất trong thị trường tự do hóa khi chi phí thấp nhất, tuy nhiên, Chính phủ có thể hạn chế lợi nhuận của các nhà máy này bằng việc tăng Qc.
- Các nhà máy thủy điện đa chức năng (ví dụ như nhà máy thủy điện Hòa Bình có công suất 1.920 MW), các dự án BOT như SJD và vài nhà máy điện đặc biệt (BTP) vẫn chưa tham gia vào CGM.
- Các nhà máy thủy điện (VSH, TMP, TBC, SHP, SJD,...) có hồ chứa sẽ thu lợi được nhiều hơn so với các nhà máy không có hồ chứa, khi có thể tích nước cho giờ cao điểm hoặc cho mùa khô.
- Trong khi đó, giá CGM của các nhà máy nhiệt điện than và khí đốt hiện đang thấp hơn giá PPA, do đó các nhà máy này được Chính phủ bảo vệ khi Qc cao hơn các nhà máy thủy điện. Qc cho các nhà máy nhiệt điện hiện đang nằm trong khoảng 85-90% trong khi của các nhà máy thủy điện là 70-80%.
- Chi phí sản xuất cao hơn, giá PPA sẽ cao tương ứng - các nhà máy nhiệt điện (PPC, NT2) nhìn chung có mức giá PPA cao hơn so với các nhà máy thủy điện do chi phí cao. Tuy nhiên, các nhà máy thủy điện mới (ví dụ CHP) cũng có giá PPA cao hơn các nhà máy thủy điện cũ do chi phí xây dựng mới.
- PPA không phải tiêu chí quan trọng nhất để đánh giá các nhà máy điện khi tất cả giá PPA đều xuất phát từ cùng một mức IRR. Do đó, các nhà đầu tư nên tập trung vào sản lượng thực tế so với sản lượng thiết kế (theo tính toán PPA), hiệu suất sử dụng, chi phí vận hành thực tế (so với chi phí giả định theo cách tính của PPA), lượng tiêu hao nguyên liệu đầu vào thực tế so với giả định, và quan trọng nhất là diễn biến trong thị trường CGM.

Hình 28: Giá CGM so với chi phí sản xuất từ một số nhà máy điện năm 2014

Mã	Vốn đầu tư cho một MW (tr USD)	Chi phí sản xuất 2014 (đồng/kWh)	PPA (đồng/kWh)	CGM (đồng/kWh)
VSH	1,3	300	408	1.029
TBC	N/A	436	477	1.203
CHP	1,0	700	926	1.019
PPC	0,9	1.186	1.313	1.090
NT2	1,1	1.172	1.379	1.266

Nguồn: Các nhà máy điện niêm yết và VCSC

Danh sách các công ty điện đã niêm yết

Có 15 công ty điện đã được niêm yết, bao gồm hai nhà máy điện dùng than, hai nhà máy điện dùng khí và còn lại đều là các nhà máy thủy điện.

	Loại điện	Công suất hiện nay (MW)	Công suất mở rộng (MW)	Tổng công suất (MW)	Số nhà máy	Bể chứa (triệu m3)	Giá
PPC	Than	1.196	0	1.196	3	n.a	PPA & CGM
NT2	Khí	750	0	750	1	n.a	PPA & CGM
BTP	Khí	375	0	375	1	n.a	PPA
NBP	Than	100	0	100	1	n.a	PPA & CGM
VSH	Thủy điện	136	220	356	3	323	PPA & CGM

TMP	Thủy điện	150	75	225	1	100	PPA & CGM
CHP	Thủy điện	170	13	183	2	Không có	PPA & CGM
SHP	Thủy điện	123	0	123	3	56	PPA, CGM & CP tránh được
TBC	Thủy điện	120	0	120	1	2.940	PPA & CGM
SBA	Thủy điện	73	35	108	2	171	PPA, CGM & CP tránh được
SJD	Thủy điện	95	9	104	3	165	PPA & CP tránh được
SEB	Thủy điện	28	20	48	2	Không có	CP tránh được
HJS	Thủy điện	32	0	32	1	Không có	CP tránh được
DRL	Thủy điện	16	0	16	1	Không có	CP tránh được
TIC	Thủy điện	n.a	n.a	n.a	n.a	Không có	CP tránh được
REE	Phối hợp	577					PPA, CGM

Nguồn: Các công ty điện trên và VCSC. Ghi chú: PPA: hợp đồng mua bán điện, CGM: Thị trường phát điện cạnh tranh

Chỉ có ba công ty là REE, PPC và NT2 tỏ ra đáp ứng được mức thanh khoản tối thiểu để thu hút các tổ chức đầu tư nước ngoài. Tuy nhiên, cổ tức toàn ngành vẫn hấp dẫn, trung bình đạt 6,3%.

Hình 29: Khả năng sinh lời của các công ty điện được niêm yết và sơ lược định giá (theo giá trị vốn hóa)

Mã	Giá trị vốn hóa (tỷ đồng)	GTGD/ngày 30 ngày (tỷ đồng)	Biên EBITDA TB 2 năm	ROE TB 2 năm (%)	LS cổ tức TB 2 năm (%)	P/E 2014	P/B 2014	Đòn bẩy 2014E
Các cổ phiếu có thanh khoản cao								
PPC	7.063	11,5	19,5%	14,8%	7,9%	13,6	1,3	0,5
REE	6.995	10,5	48,6%	16,6%	6,2%	7,3	1,2	(0,1)
NT2	5.996	13,4	29,4%	17,0%	3,8%	9,4	1,4	1,6
VSH	2.866	4,1	97,2%	10,3%	7,2%	8,3	1,0	0,1
CHP	2.204	0,8	86,7%	13,1%	4,9%	9,9	1,5	1,1
SHP	1.686	0,7	84,6%	14,5%	6,5%	7,5	1,4	1,1
SJD	1.343	0,4	77,1%	20,0%	7,5%	7,4	1,4	0,1
Các cổ phiếu có thanh khoản thấp								
TMP	2.100	0,1	76,2%	20,3%	7,3%	9,1	2,1	0,2
TBC	1.625	0,0	74,1%	14,4%	7,6%	12,7	1,7	(0,5)
BTP	895	0,1	18,0%	9,5%	6,1%	6,7	0,9	0,3
SBA	614	0,6	75,2%	10,2%	4,9%	9,4	0,9	1,1
SEB	600	0,0	74,4%	15,4%	3,7%	16,6	2,5	1,5
DRL	380	0,0	75,3%	28,9%	8,1%	11,2	3,5	(0,5)
TIC	280	0,0	n.a	13,4%	11,0%	9,6	1,4	-
NBP	208	0,0	6,3%	16,9%	8,6%	4,6	0,8	(0,2)
HJS	192	0,2	78,1%	10,9%	0,0%	9,2	1,0	1,5

Nguồn: Các công ty điện trên & VCSC

Hình 30: Danh mục đầu tư vào điện của REE

Nhà máy điện	Công suất	Cổ phần của REE	Công suất của REE
CTCP Thủy điện Thác Bà	120	60%	72
CTCP Thủy điện Thác Mơ	150	39%	59
CTCP Thủy điện Sông Ba Hạ	220	25%	55
CTCP Thủy điện Srok Phu Miêng	51	34%	17
CTCP Nhiệt điện Phả Lại	1040	22%	232
CTCP Nhiệt điện Ninh Bình	100	29%	29
CTCP Nhiệt điện Quảng Ninh	1200	9%	112
Tổng cộng			577

Nguồn: REE

Dự kiến sẽ niêm yết

Do ngành điện thiếu các mã có thanh khoản cao, mấu chốt trong việc thu hút nhà đầu tư là tăng số mã như vậy. Đợt IPO của Genco 3, dự kiến thực hiện vào tháng 03/2016, được thị trường trông đợi, sau đó là Genco 1, Genco 2 và PV Power.

Tất cả các nhà máy điện Genco này đều có tài sản hoạt động lớn, trong đó mỗi nhà máy đóng góp 10%-12% sản lượng điện cả nước. Tính đến ngày 31/03/2014, Genco 3 có tổng giá trị tài sản lớn nhất (3,7 tỷ USD), sau đó là Genco 1 (3,1 tỷ USD) và Genco 2 (1,3 tỷ USD).

Tuy nhiên, tỷ lệ đòn bẩy của các nhà máy này còn rất cao và khả năng sinh lời còn thấp. Tỷ lệ đòn bẩy của Genco 3 lên đến 6,4 lần, trong khi của Genco 1 và 2 lần lượt là 4,1 lần và 1,9 lần. Ngoài ra, LNST hợp nhất (không tính lỗ từ chênh lệch tỷ giá) của Genco 3 năm 2013 chỉ đạt 283 tỷ đồng, trong khi của Genco 1 và 2 đạt lần lượt 305 tỷ đồng và 2.523 tỷ đồng.

Tuy nhiên, các đợt IPO của các nhà máy điện lớn này vẫn đầy hứa hẹn vì:

- EVN hiện đang tìm cách giảm lãi suất và gia hạn đối với các khoản nợ dành cho các nhà máy Genco trên.
- EVN dự kiến sẽ phát hành trái phiếu và cho các nhà máy Genco trên vay vốn.
- EVN hiện đang làm việc với Mercados Consultancy Company và Ngân hàng Thế giới để cải thiện tình hình tài chính của mình cũng như các nhà máy Genco trên và giải quyết tình trạng lỗ do chênh lệch tỷ giá.
- EVN không phải nắm giữ cổ phần kiểm soát tại các nhà máy Genco trên.
- Việt Nam vẫn đang trong quá trình tham gia thị trường bán buôn cạnh tranh và giá điện dự kiến sẽ tăng, qua đó hỗ trợ khả năng sinh lời của các nhà máy điện trên. Một khi giá điện được thực sự tự do hóa, khả năng sinh lời của các nhà máy Genco trên sẽ tăng mạnh so với hiện nay.
- Nếu thực hiện IPO thành công, các nhà máy Genco sẽ góp phần giảm bớt sự độc quyền của EVN và đẩy mạnh quá trình tự do hóa.

Hình 31: Các công ty điện dự kiến sẽ thực hiện IPO hoặc niêm yết

Công ty	Vốn cổ phần (tỷ đồng)	Công suất (MW)	Kế hoạch IPO/Niêm yết
CTCP Thủy điện Srok Phu Miêng	450	51	Được phép niêm yết ngày 08/06/2015, mã ISH
Genco 3	12.327	4.013	Dự kiến sẽ IPO tháng 03/2016
Genco 1	13.858	4.505	IPO sau Genco 3
Genco 2	10.272	3.549	IPO sau Genco 3
Tổng Công ty Điện lực Dầu khí VN	13.078	2.768	Sau 2016
Công ty Thủy điện Đa Nhim – Hàm Thuận – Đa Mi	1.056	642	IPO năm 2011 nhưng thất bại
Tổng Công ty Điện lực – Vinacomin	2.360	1.460	IPO tháng 04/2015 nhưng thất bại

Nguồn: Các công ty trên và VCSC

PV Power được yêu cầu hoàn tất cổ phần hóa sau năm 2015 nhưng vẫn chưa lập kế hoạch IPO vì PetroVietnam phải chuyển nhượng một số dự án quy mô lớn, hiện vẫn đang thi công, cho PV Power (các nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1, Vũng Áng 1 và Quảng Trạch 1). Vì các dự án này vẫn còn đang trong quá trình xây dựng nên khi sáp nhập vào PV Power sẽ ảnh hưởng đến các chỉ số tài chính của công ty. Vì vậy, các bên liên quan đang thảo luận để đưa ra giải pháp cho các vấn đề này.

Sự thất bại của đợt IPO của Vinacomin Power có thể hỗ trợ quá trình cổ phần hóa trong ngành điện vì gây áp lực khiến EVN không thể phạm những sai lầm tương tự nữa. Đợt IPO này được thực hiện mà không có sự chuẩn bị đầy đủ, vẫn chưa có sự điều chỉnh giá điện với EVN (tức là mức hấp dẫn dành cho nhà đầu tư bên ngoài) và các sai lầm này càng trở nên nghiêm trọng hơn do tài sản điện niêm yết kém hấp dẫn. Chỉ có 0,5% trong số 236,4 triệu cổ phiếu chào bán thông qua đợt IPO (35% lượng cổ phiếu lưu hành) được bán ra với giá trung bình 10.000 đồng/cổ phiếu. Thất bại của sự kiện này tiếp tục gây áp lực lên EVN để thực hiện thành công IPO cho các nhà máy điện khác (Genco 1, 2 và 3). Ngoài ra, bên cạnh việc cải thiện tỷ lệ đòn bẩy, khả năng sinh lời của các công ty trên cũng trở nên hấp dẫn hơn đối với nhà đầu tư khi giá điện tăng (mà theo EVN thì hiện rất thấp).

Phụ lục 1: Chi phí sản xuất điện, giá than và giá khí

Tổng quan về chi phí sản xuất điện

Chi phí sản xuất điện bao gồm chi phí cố định, chi phí nhiên liệu và chi phí vận hành và bảo dưỡng. Chi phí cố định dành cho thủy điện cao nhất, trong khi dành cho khí chu kỳ kép thấp nhất. Theo Giáo sư David Dapice (Chương trình Giảng dạy Kinh tế Fulbright), tổng chi phí sản xuất điện tại Việt Nam là 3,7-32,6USD/kWh, tùy theo loại hình nhà máy điện. Thủy điện đến nay có chi phí thấp nhất nên cung lớn nhất. Nhiệt điện dùng than có chi phí thấp thứ hai và do đó, là giải pháp trong tương lai.

Hình 32: Chi phí sản xuất điện các loại hình sản xuất khác nhau (USD cent/KWh)

Loại điện	Cố định	Nhiên liệu	VH&BD	Tổng cộng
Thủy điện	3,5	-	0,2	3,7
Than lớn	2,0	4,2	0,8	7,0
Than Trung Quốc	1,2	4,3	1,0	6,5
Khí kết hợp chu kỳ	1,2	6,7	0,4	8,3
Khí turbine	2,6	9,0	0,7	12,3
Dầu diesel	1,6	30,0	1,0	32,6

Nguồn: Fulbright (2008) & VCSC

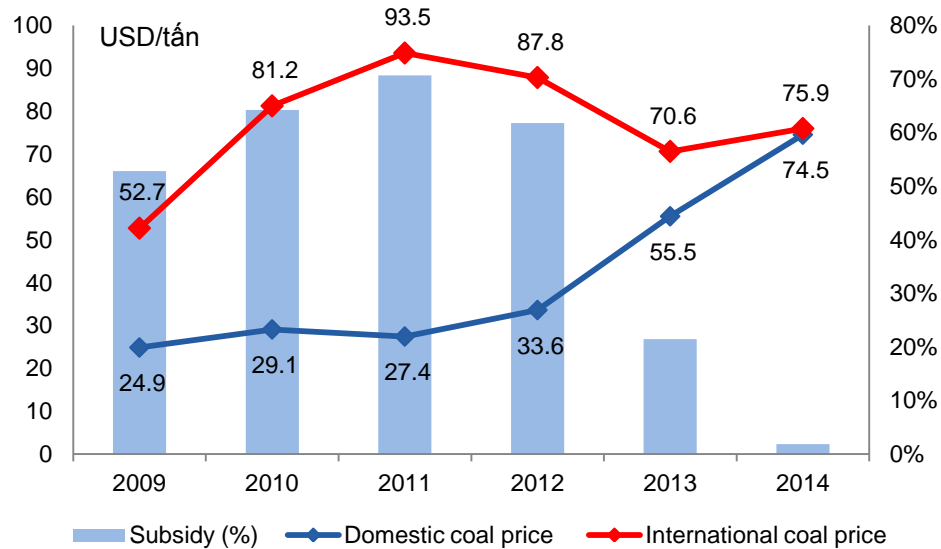
Giá than đã được tự do hóa

Trong một thời gian dài, ngành điện được hưởng giá than ưu đãi với tỷ lệ trợ giá lên đến 53%-62% giai đoạn 2009-2012. Tuy nhiên, đến năm 2014 thì ưu đãi này không còn vì Chính phủ nỗ lực tăng gấp đôi giá trong nước trong hai năm qua cũng, đồng thời giá than trên thị trường thế giới giảm 14% cũng trong giai đoạn này. Giá than thế giới liên tục giảm trong thời gian qua và hiện ở mức 62,9USD/tấn, trong khi giá than trong nước dành cho các nhà máy điện vẫn cao hơn 16,5% so với giá thế giới.

Tuy nhiên, vẫn chưa có tín hiệu nào cho thấy Chính phủ sẽ áp dụng cách tính giá thị trường hàng tháng cho than như đối với khí tự nhiên. Giá than có thể sẽ được điều chỉnh giảm khi Chính phủ nhận thấy sự chênh lệch giữa giá trong nước và thế giới không được đảm bảo trong một khoảng thời gian nhất định.

TGD Vinacomin cho biết nhập khẩu than cho các nhà máy điện mới xây dựng tại miền Nam kinh tế hơn vì theo ước tính đối với một loại than mà Vinacomin sử dụng, giá FOB là 73,6 USD/tấn, giá CIF tại cảng Cát Lái tại miền Nam là 100,6USD/tấn, thấp hơn so với giá than tại cảng Hòn Gai tại miền Bắc là 122USD/tấn (bao gồm chi phí vận chuyển 14 USD/tấn).

Hình 33: Giá than thế giới và giá than trong nước



Nguồn: Vinacomin, Bloomberg và VCSC

Chi phí khí cao hơn với LNG nhập khẩu

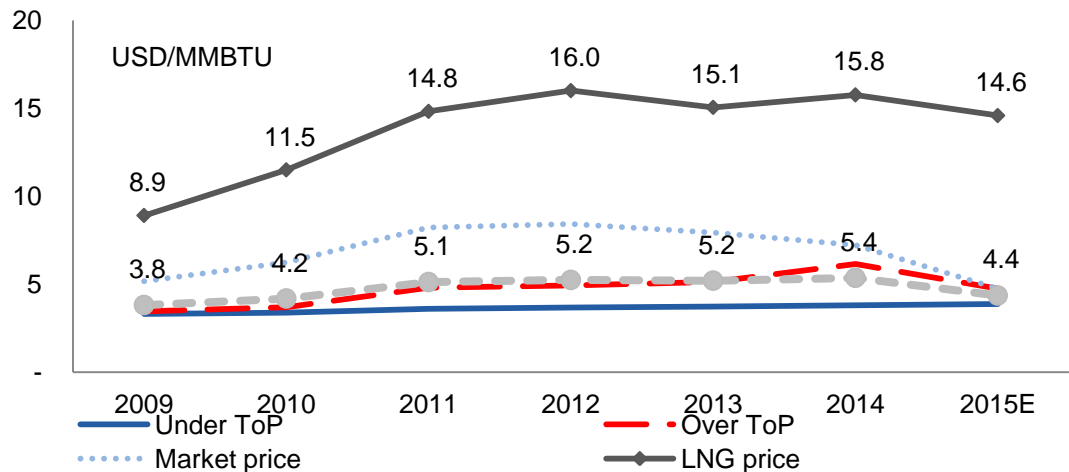
Giá khí dành cho các nhà máy điện tại Việt Nam hiện được chia làm ba nhóm:

- Nhóm 1 (BOT và các nhà máy điện Phú Mỹ của EVN): giá bao tiêu, là nhóm thấp nhất trong ba nhóm và dao động từ 3,3-3,8USD/MMBTU trong giai đoạn 2009-2015.
- Nhóm 2 (Hiệp Phước, Bà Rịa và Nhơn Trạch 1 và 2) giá trên bao tiêu. Mức giá này chỉ cao hơn so với giá bao tiêu 5%-10% năm 2009 và 2010 nhưng tăng mạnh từ năm 2011-2013 khi Petrovietnam được cổ phần hóa.
- Nhóm 3 (Cà Mau): Nhóm này được áp dụng giá thị trường (theo giá dầu) vì dùng khí từ bể Cà Mau PM3, là dự án hợp tác giữa Việt Nam và Malaysia.

Chúng tôi xin lưu ý theo quyết định của Thủ tướng, từ ngày 01/04/2014, giá trên bao tiêu sẽ theo giá thị trường, qua đó phụ thuộc vào giá dầu nhiên liệu. Tuy nhiên, vì Petrovietnam và EVN hiện vẫn chưa hoàn tất thủ tục nên cơ chế này vẫn chưa được áp dụng. Dự kiến cơ chế này cuối cùng sẽ được áp dụng và điều chỉnh hồi tố từ ngày 01/04. Theo khung giá mới, giá bao tiêu sẽ giảm đáng kể do giá dầu hiện ở mức thấp.

Chúng tôi ước tính chi phí đầu vào trung bình dành cho các nhà máy nhiệt điện dùng khí tại Việt Nam năm 2014 vào khoảng 5,4USD/MMBTU, tăng 40% so với năm 2009 vì các mỏ khí cũ, giá rẻ liên tục cạn kiệt và các nguồn khí mới lại có giá cao. Chi phí khí sẽ tăng trong tương lai khi Việt Nam nhập khẩu LNG làm nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện vì giá LNG hiện đang cao hơn ít nhất ba lần so với giá khí trung bình. Các dự án mỏ khí lớn như Lô B Ô Môn và Cá Voi Xanh sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện dùng khí trong tương lai nhưng giá khí khô của các dự án này cũng cao hơn so với hiện nay.

Hình 34: Khung giá dành cho các nhà máy nhiệt điện dùng khí



Nguồn: PetroVietnam Gas và VCSC

Phụ lục 2: Tình hình ngành điện thế giới

Có bốn mô hình ngành điện trên toàn thế giới

Theo nghiên cứu của McKenzie, có bốn mô hình thị trường dành cho các nước trong khu vực Châu Á – Thái Bình Dương:

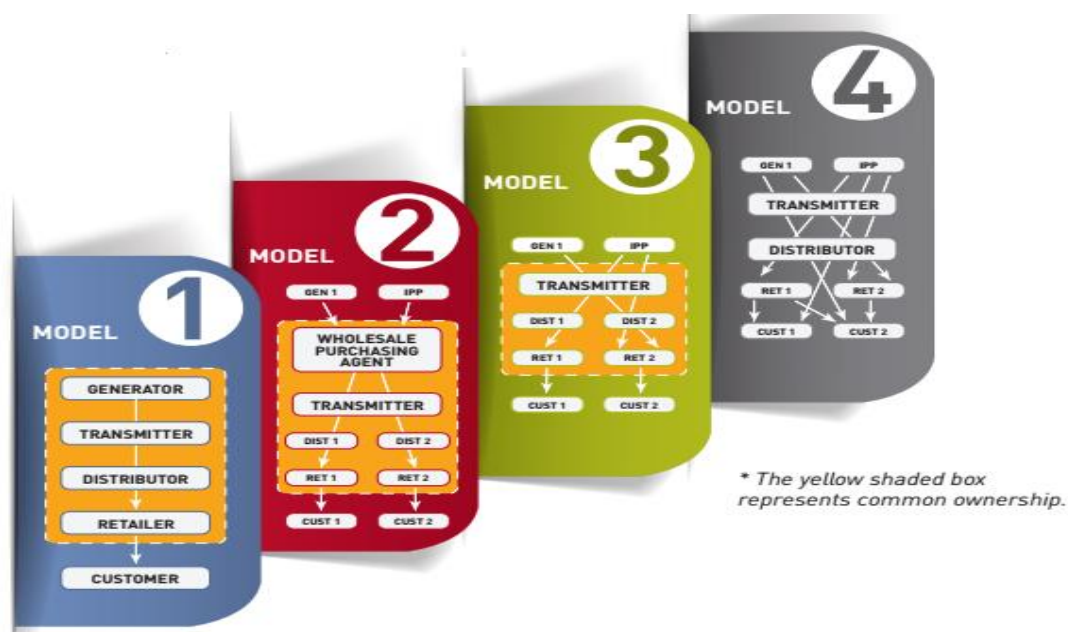
Mô hình 1: Là mô hình có sự điều tiết mạnh nhất, trong đó việc sản xuất điện, truyền tải, bán buôn và bán lẻ do cùng một tổ chức thực hiện, thường là các cơ quan Chính phủ trên cả nước.

Mô hình 2: Ít điều tiết hơn, trong đó các nhà máy điện tư nhân bán điện cho một cơ quan trung ương thuộc chính phủ/bên mua duy nhất thông qua hợp đồng mua bán điện. Cơ quan này sau đó truyền tải và bán điện cho người tiêu thụ thông qua các nhà cung cấp và bán lẻ thuộc sở hữu nhà nước trên cả nước.

Mô hình 3: Ít điều tiết hơn nữa, trong đó các công ty điện và các nhà máy điện độc lập có thể bán điện trực tiếp cho các nhà phân phối hoặc nhà bán lẻ thuộc sở hữu nhà nước thông qua các nhà truyền tải cũng thuộc sở hữu nhà nước.

Mô hình 4: Là mô hình hoàn toàn không có sự điều tiết, trong đó nhà phân phối và bán lẻ đều thuộc sở hữu tư nhân. Việc sản xuất, truyền tải, cung cấp sỉ và lẻ do các tổ chức khác nhau thực hiện, có thể mua bán điện hoàn toàn tự do.

Hình 35: Mô hình các thị trường điện khu vực Châu Á – Thái Bình Dương



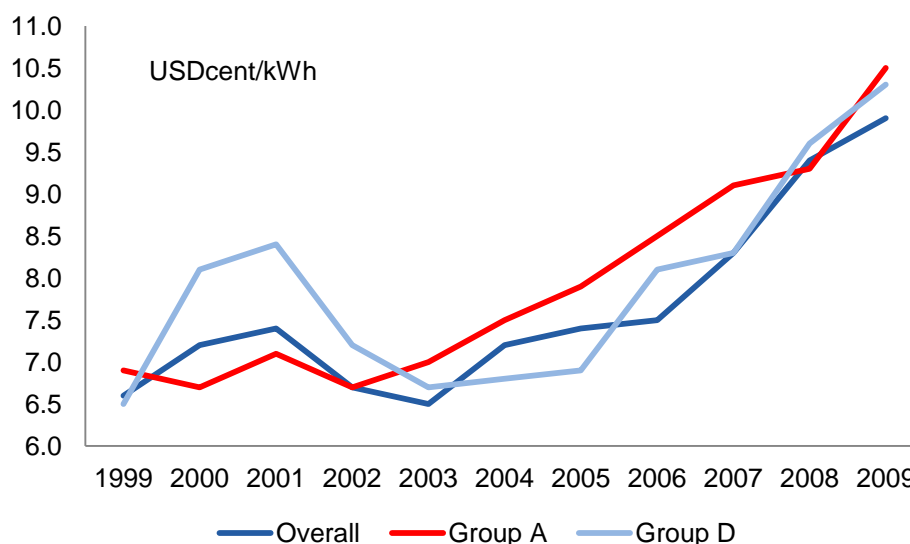
Source: McKenzie & VCSC

Giá điện tự do hóa

Ngân hàng Thế giới cho biết có cơ sở cho thấy chi phí bán buôn đã giảm và nhờ tình trạng độc quyền đã được khắc phục, hiệu suất hoạt động trong quản lý sản xuất điện và mạng lưới tài sản có sự cải thiện.

Trong khi đó, tự do hóa có thể khiến tăng giá điện tại các nước trợ giá điện trước khi thực hiện tái cơ cấu. Theo nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới, giá điện tại các nước thực hiện tái cơ cấu thị trường điện đã tăng khoảng 66%, trong đó giá điện tại các nước nhóm A (Brazil, Chile, Indonesia, Hàn Quốc, v.v) cao hơn so với giá điện các nước Nhóm D (Kenya, Tanzania).

Hình 36: Thuế trung bình tại các thị trường điện đã được tự do hóa



Nguồn: Ngân hàng Thế giới

Phụ lục 3: Cơ cấu ngành

Chính phủ Việt Nam nắm quyền quyết định cuối cùng đối với ngành điện. Cơ quan Chính phủ chịu trách nhiệm chính trong việc giải quyết các vấn đề của ngành này là Bộ Công Thương. Ngoài ra, Bộ Tài chính và Bộ Kế hoạch và Đầu tư cũng đóng vai trò cố vấn quan trọng cho Thủ tướng.

Bộ Công Thương trực tiếp giám sát Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và trong tổ chức này, Cục điều tiết điện lực (ERAV) đóng vai trò quản lý, cấp phép và giám sát việc sản xuất, truyền tải, phân phối, bán, xuất nhập khẩu điện. Bên cạnh đó, còn có Viện Năng Lượng hỗ trợ Bộ Công Thương.

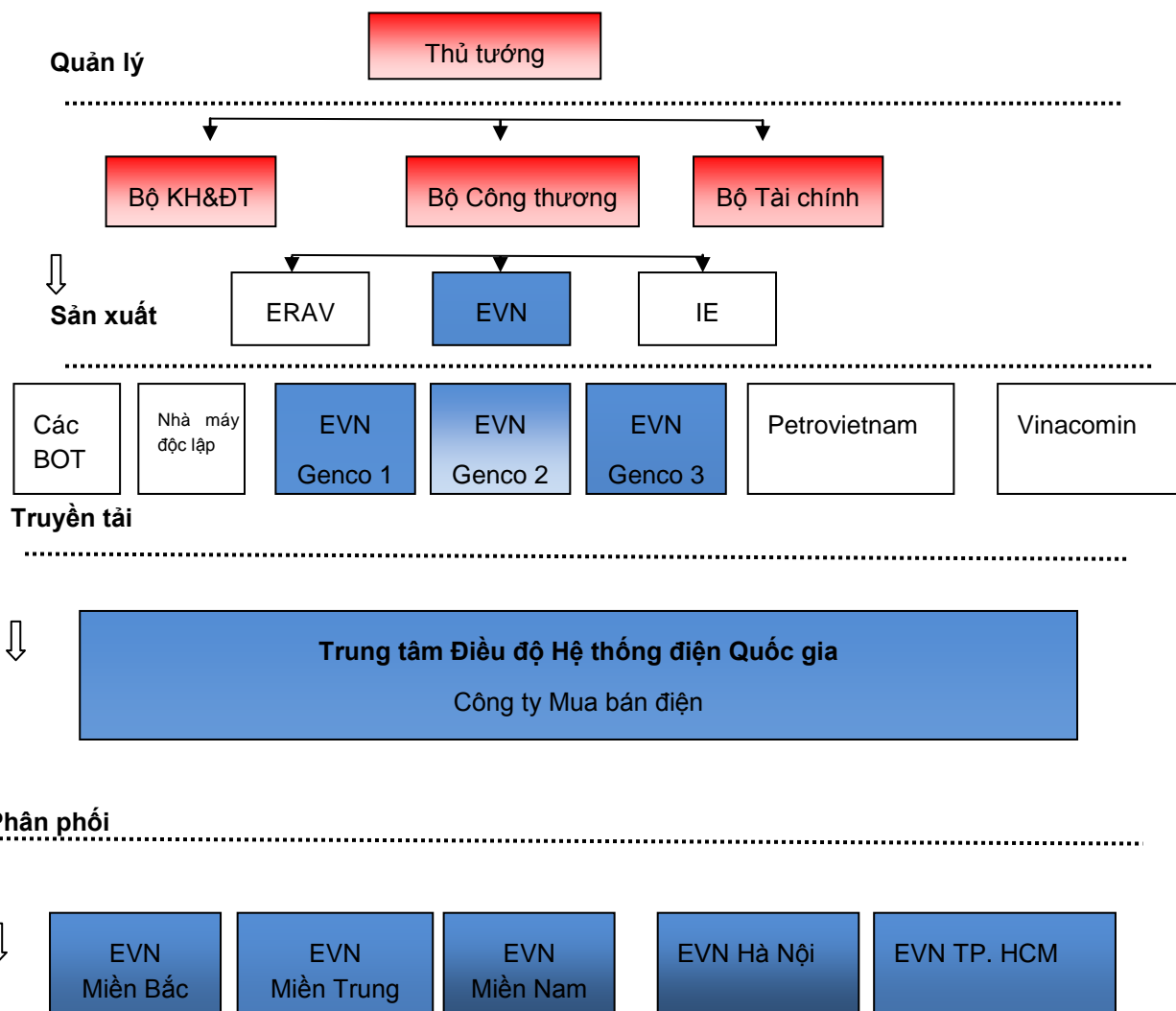
Khâu sản xuất điện có các nhà máy của EVN (GENCO 1, 2, 3) bên cạnh các nhà máy điện của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) và Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin) và các nhà máy điện độc lập trong nước cũng như nước ngoài.

Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia chịu trách nhiệm truyền tải điện thông qua đường dây 500kW cả nước.

Khâu phân phối chỉ có một bên mua là Công ty Mua bán điện. Cơ quan này mua lại toàn bộ điện từ các nhà máy điện, sau đó bán lại cho các công ty điện cấp khu vực (EVN miền Bắc, miền Nam và miền Trung) và các công ty điện tại hai thành phố lớn nhất Việt Nam (EVN Hà Nội và EVN TP. HCM).

Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC) là một trung tâm tập trung hóa cung cầu dành cho cả nước.

Hình 37: Cấu trúc ngành điện Việt Nam



Nguồn: VCSC

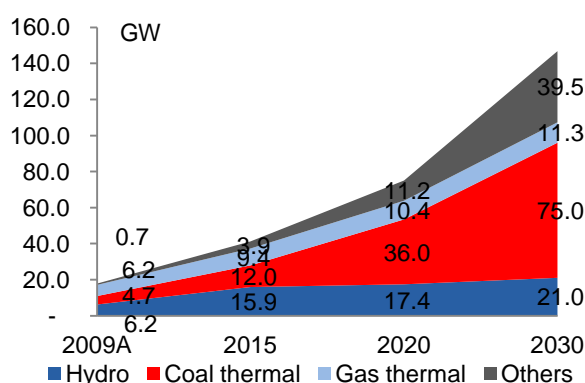
Phụ lục 4: Quy hoạch điện 7 và kế hoạch mở rộng công suất

Quy hoạch điện 7: đến năm 2020 tăng công suất gấp bốn lần lên 75GW

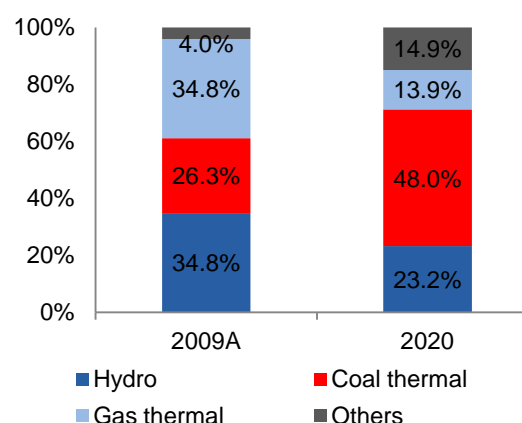
Quy hoạch điện 7 (2011) cung cấp danh sách các nhà máy điện cần xây dựng đến năm 2015, 2020 (có xét đến năm 2030), trong đó công suất lắp đặt tăng gấp đôi từ 18GW năm 2009 lên 41GW năm 2015.

Theo tính toán của Chính phủ, nhiệt điện dùng than sẽ là lựa chọn cho ngành điện Việt Nam trong tương lai và dự kiến đến năm 2020 sẽ tăng bảy lần lên 36GW, tương đương 48% sản lượng cả nước. Vì vậy, dù gần như tăng ba lần, tỷ trọng của thủy điện đến năm 2020 sẽ giảm xuống 23,2% từ mức 34,8% năm 2009.

Hình 38: Mục tiêu công suất lắp đặt (GW)



Hình 39: Cơ cấu mục tiêu công suất



Nguồn: Quy hoạch điện 7 và VCSC

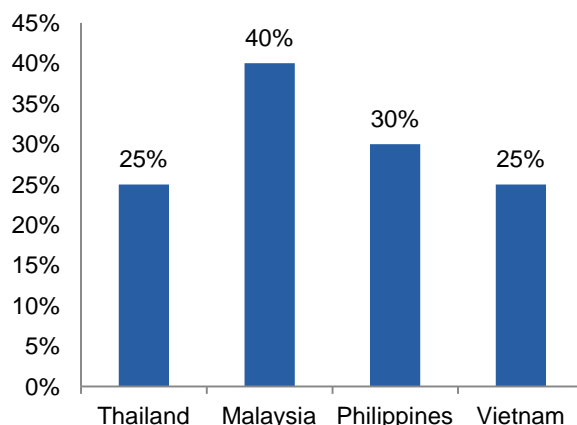
Việt Nam có tỷ lệ dự phòng điện thấp nhưng thoát từ truyền tải và phân phối cao

Việt Nam có tỷ lệ dự phòng điện 25%, còn thấp so với các nước trong khu vực (Philippines 30% và Malaysia 40%). Vì nhu cầu điện có sự chênh lệch đáng kể giữa các thời điểm trong năm, bất kỳ hệ thống điện nào cũng phải có công suất dự phòng. Tỷ lệ dự phòng điện là tỷ lệ giữa công suất dư thừa trên cầu lúc cao nhất (công suất trừ cầu cao điểm chia cho cầu cao điểm). Tại Việt Nam, tỷ lệ dự phòng có sự chênh lệch lớn giữa các vùng miền. Miền Bắc và Miền Trung có tỷ lệ dự phòng khoảng 46%-48% trong khi miền Nam gần như không có dự phòng điện.

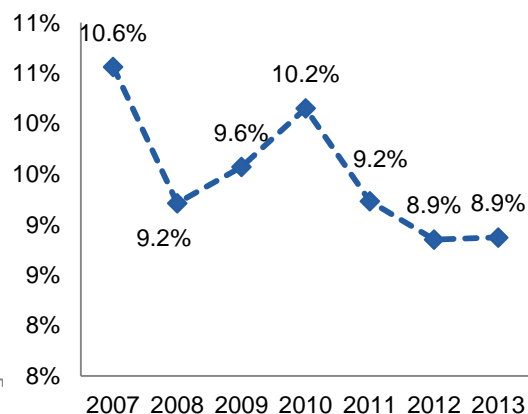
Tình trạng thoát tải trong khâu truyền dẫn và phân phối đã được khắc phục trong các năm gần đây, nhưng trung bình vẫn vào khoảng 9,3% trong 5 năm qua, cao hơn so với các nước khác (8%-9%) do quản lý chưa hiệu quả và cơ sở hạ tầng truyền tải chất lượng kém. Chính phủ đã yêu cầu EVN giảm tỷ lệ này hơn nữa, nhưng công việc này sẽ đòi hỏi thời gian.

Vì hai lý do này, cũng như vì công suất lắp đặt của thủy điện - vốn phụ thuộc vào thời tiết - còn chiếm tỷ trọng lớn, Việt Nam cần xây dựng thêm nhà máy điện nhằm đáp ứng đầy đủ nhu cầu điện khi nền kinh tế chuyển sang chu kỳ tăng trưởng mạnh như giai đoạn 2005-2007.

Hình 40: Tỷ lệ dự phòng điện một số nước



Hình 41: Thất thoát điện của EVN



Nguồn: EVN và VCSC

Thủy điện đến nay vẫn là nguồn năng lượng quan trọng nhất của Việt Nam

Việt Nam không có nhiều nhà máy thủy điện quy mô lớn, phần lớn đều rất nhỏ với công suất trung bình đạt 140MW. Vì vậy, cả nước có đến trên 100 nhà máy thủy điện. Trước đây, Chính phủ muốn khuyến khích việc phát triển mạnh các nhà máy thủy điện quy mô nhỏ nhằm giảm thiểu chi phí sản xuất điện. Tuy nhiên, tháng 10/2013, Chính phủ đã quyết định hủy và treo 136 dự án thủy điện trong Quy hoạch điện 7 do các sự cố liên quan đến an toàn, hiệu suất thấp và đặc biệt là ảnh hưởng đối với môi trường và xã hội.

Hình 42: Các nguồn thủy điện của Việt Nam

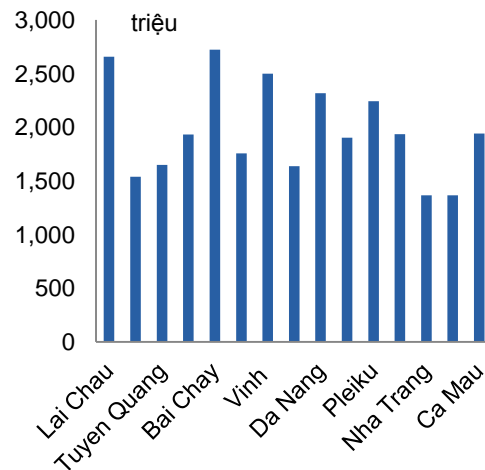


Lưu vực sông	Diện tích lưu vực (km ²)	Công suất (MW)	Sản lượng (TWh)
1 Lô Gâm	17.200	943	3,7
2 Đà	52.500	6.680	27,7
3 Mã và Chu	28.400	742	2,8
4 Cả	27.200	416	1,5
5 Vu Gia	10.500	1.255	4,8
6 Ba	13.800	732	3,0
7 Sesan	11.450	1.768	8,1
8 Srepok	12.200	749	3,6
9 Đồng Nai	17.600	2.353	9,0
Tổng cộng		15.638	64,42

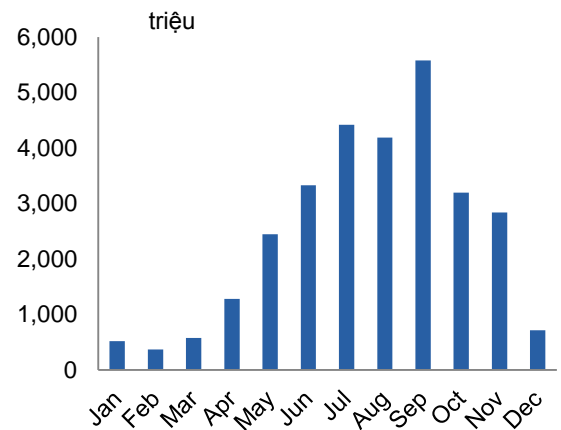
Nguồn: EVN và VCSC

Mưa tại Việt Nam có thể được chia làm hai mùa: mùa mưa (từ tháng năm đến tháng mười) và mùa khô (từ tháng mười một đến tháng tư).

Hình 43: Lượng mưa một số khu vực



Hình 44: Lượng mưa tại Việt Nam theo tháng



Nguồn: Tổng cục Thống kê

Sản lượng thủy điện tùy thuộc vào mực nước tại các bể chứa. Mực nước tại các bể chứa phụ thuộc rất nhiều vào lượng mưa, thủy văn theo mùa cũng như công tác thủy lợi. Sản lượng điện mùa mưa thường cao gấp hai hoặc gấp ba lần so với mùa khô.

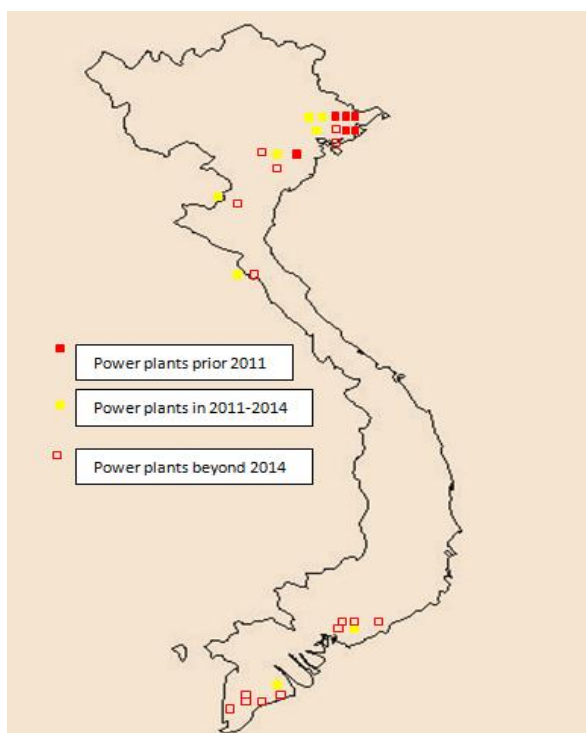
Ngoài ra, lượng nước phục vụ sản xuất thủy điện cũng phụ thuộc vào sự quản lý của Nhà nước nhằm đảm bảo nước tưới tiêu cho nông nghiệp. Tháng 08/2014, Thủ tướng đã ban hành các quyết định 1497/1463/1462 nhằm “quản lý hoạt động của các bể chứa trên cùng một dòng sông” và yêu cầu tất cả các nhà máy thủy điện tại Việt Nam phải dự trữ nước cho nông nghiệp.

Ngoài ra, Trung Quốc cũng có ảnh hưởng đáng kể đối với hoạt động thủy điện của Việt Nam với bốn nhà máy điện quy mô lớn tại lưu vực sông Mekong và bốn nhà máy khác đang được thi công. Lượng nước dành cho hoạt động thủy điện tại Việt Nam có thể bị ảnh hưởng phần nào từ việc quản lý nước từ các đập của Trung Quốc.

Nhiệt điện dùng than ngày càng có đóng góp lớn hơn

Theo chúng tôi được biết, có đến 17 nhà máy thủy điện dùng than đang được xây dựng. Phần lớn trong số này nằm tại miền Trung và miền Nam, nơi nhu cầu điện cao hơn so với cung. Các nhà máy điện trên sẽ sử dụng than nhập khẩu trong khi sáu nhà máy nhiệt điện lớn dùng than, dự kiến đặt tại miền Bắc, theo kế hoạch sẽ dùng than trong nước.

Hình 45: Danh sách các nhà máy nhiệt điện dùng than hiện nay và trong tương lai



Nguồn: Quy hoạch điện 7 và VCSC

Với danh mục các dự án nhiệt điện dùng than trên, tổng nhu cầu than phục vụ sản xuất điện đến năm 2020 ước đạt 53-72 triệu tấn/năm. Tuy nhiên, nguồn cung trong nước sẽ không đủ để đáp ứng các nhà máy này. Vinacomin dự báo từ năm 2015 trở đi, Việt Nam sẽ phải nhập khẩu than, bước đầu từ 3-6 triệu tấn/năm, sau đó đến năm 2020 lên đến 21-40 triệu tấn/năm.

Vinacomin có nhiệm vụ xây dựng một số cảng để vận chuyển than tại khu vực Đồng bằng sông Cửu Long (các tỉnh Kiên Giang và Trà Vinh) và một cảng tại Vĩnh Tân (tỉnh Bình Thuận) dành cho các tàu trọng tải từ 10.000-30.000DWT vận chuyển than từ Quảng Ninh và các tàu trọng tải 100.000DWT nhập khẩu than từ Indonesia và Úc.

Hình 46: Ước tính lượng than nhập khẩu phục vụ sản xuất điện (triệu tấn)

Năm	2011	2015	2020
Tổng cung trong nước	44	55	60
Tổng cầu	27	46-58	75-106
Mục đích khác	16	18-26	22-34
Sản xuất điện	11	28-32	53-72
Cung trong nước phục vụ sản xuất điện	11	25	32
Nhập khẩu (thấp nhất/cao nhất)		3-6	21-40

Nguồn: Vinacomin, Viện Năng Lượng và Bộ Công Thương

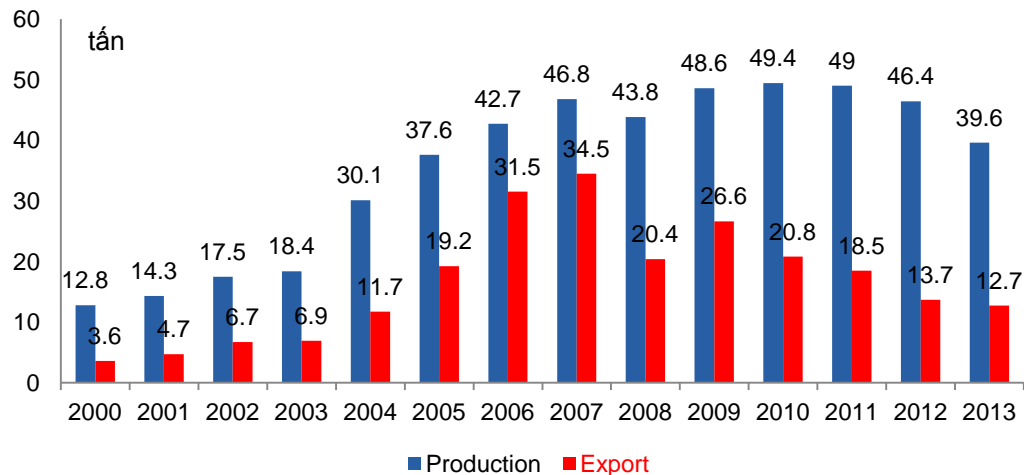
Trong 15 năm qua, Vinacomin đã sản xuất tổng cộng khoảng 500 triệu tấn than, trong đó có khoảng 60% được khai thác từ các mỏ lộ thiên. Dự kiến đến năm 2020, tỷ trọng than khai thác dưới lòng đất sẽ tăng lên 75% từ mức 40% hiện nay. Điều này đòi hỏi rất nhiều vốn đầu tư cũng như nỗ lực.

Tiêu thụ than chủ yếu phục vụ sản xuất điện, hóa chất, phân bón và xi măng.

Trong giai đoạn 2006-2010, khoảng 60% sản lượng than được xuất khẩu, chủ yếu sang Trung Quốc, Nhật Bản và Hàn Quốc. Tuy nhiên, trong các năm gần đây, lượng than xuất khẩu đã giảm mạnh vì nhu cầu trong nước tăng, phục vụ các nhà máy nhiệt điện.

Để chuẩn bị cho tình trạng thiếu hụt năm 2015, Việt Nam bắt đầu nhập khẩu than vào giữa năm 2011 với 9.500 tấn từ Indonesia. Tuy nhiên, đến nay Việt Nam vẫn chưa công bố số liệu nhập khẩu than.

Hình 47: Sản xuất, tiêu thụ, xuất khẩu và nhập khẩu than



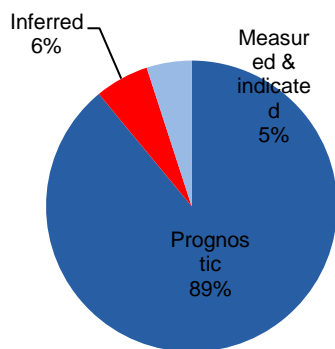
Nguồn: EIA, Vinacomin và VCSC

Vinacomin cho biết trữ lượng than tại Việt Nam tính đến ngày 01/01/2011 là 48,7 tỷ tấn, trong đó trữ lượng prognostic lên đến 89% và phần lớn là than sub bituminous. Than sub bituminous có hàm lượng carbon 42%-52% và thường được sử dụng trong sản xuất nhiệt điện. Than anthracite có hàm lượng carbon cao nhất và ít tạp chất nhất. Than anthracite thường được sử dụng để sưởi, trong công nghiệp và lọc nước trên toàn thế giới do chất lượng cao. Tuy nhiên, tại Việt Nam, than anthracite chủ yếu được sử dụng để sản xuất điện vì đến nay Việt Nam chủ yếu khai thác loại than này. Trong tương lai, để đáp ứng nhu cầu lớn của các nhà máy điện, Việt Nam có thể xuất khẩu than anthracite và nhập khẩu than sub bituminous để đạt hiệu quả kinh tế cao nhất.

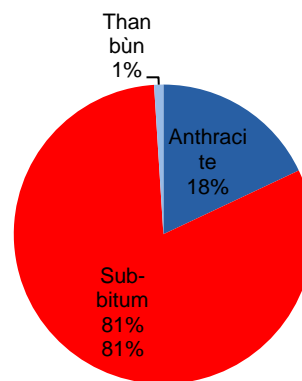
Phần lớn trữ lượng than nằm tại tỉnh Quảng Ninh (8,8 tỷ tấn, chủ yếu là than anthracite) và Đồng bằng Sông Hồng (37,8 tỷ tấn, chủ yếu là than sub bituminous). Các mỏ than lớn khác nằm tại miền Bắc và đặc biệt tại Đồng bằng Sông Cửu Long. Phần lớn trữ lượng than tại Đồng bằng Sông Hồng vẫn chưa được khai thác vì điều kiện địa chất rất phức tạp, đòi hỏi kỹ thuật khai thác cao.

Vinacomin hiện điều hành tổng cộng 54 mỏ than, với công suất 40 triệu tấn/năm, gồm 24 mỏ lộ thiên và 30 mỏ dưới lòng đất. Trong đó, có năm mỏ lộ thiên lớn với công suất trên 2 triệu tấn/năm và chín mỏ dưới lòng đất với công suất 1 triệu tấn/năm.

Hình 48: Phân loại trữ lượng than 2011



Hình 49: Tỷ trọng trữ lượng than theo loại



Nguồn: Vinacomin và VCSC

LNG nhập khẩu đáp ứng khoảng 10% tổng nhu cầu khí

Hiện có 10 nhà máy nhiệt điện dùng khí với tổng công suất 6.840MW. Các nhà máy này được chia làm ba nhóm: PVN và các công ty liên kết (2.700MW), EVN và các công ty liên kết (2.700MW) và phần còn lại thuộc sở hữu của các nhà đầu tư BOT (1.440MW).

Hình 50: Các nhà máy nhiệt điện dùng khí hiện nay và dự kiến

Nhà máy điện	Công suất	Bể khí	Nhà đầu tư	Khung thời gian
Hiện nay	6.840			
Phức hợp Nhơn Trạch	1.200	Nam Côn Sơn	PVN	
Phức hợp Cà Mau	1.500	Malay Tho Chu	PVN	
Bà Rịa	450	Cửu Long và NCS	Cty con của EVN	
Phú Mỹ 1, 2,1,4	2.350	Cửu Long và NCS	EVN	
Phú Mỹ 2,2, 3	1.440	Cửu Long và NCS	BOT	
Dự kiến	9.000			
Ô Môn	2.250	Lô B		N.a
Sơn Mỹ I 1,2,3	1.170	LNG	(IP - Sojizt - Pacific)/BOT	2018
Sơn Mỹ I 4,5	780	LNG	(IP - Sojizt - Pacific)/BOT	2019
Sơn Mỹ II 1,2	780	LNG	N.a	2021
Sơn Mỹ II 3,4,5	1.170	LNG	N.a	2022
Quảng Trị/Quảng Ngãi	5.000	Cá Voi Xanh	N.a	
Miền Nam 1,2	1.500	N.a	N.a	2025

Nguồn: Quy hoạch điện 7, Petrovietnam và VCSC

Theo chúng tôi được biết, dự kiến đến năm 2030 sẽ có thêm bốn phức hợp nhiệt điện dùng khí với tổng công suất là 12.650MW.

- Nhà máy Nhiệt điện Ô Môn: dự kiến sẽ sử dụng khí từ dự án khí Lô B Ô Môn, thuộc sở hữu của Chevron nhưng đến nay, Chevron và Chính phủ Việt Nam vẫn chưa nhất trí về giá khí và dự án bị treo và không có tín hiệu nào cho thấy sẽ được khởi động lại.
- Trung tâm Nhiệt điện Sơn Mỹ sử dụng LNG nhập khẩu. Petrovietnam GAS có nhiệm vụ nhập khẩu LNG và dự kiến sẽ đưa dự án vào hoạt động từ 2020-2023.
- Trung tâm nhiệt điện Quảng Trị - Quảng Ngãi chủ yếu sẽ sử dụng khí của mỏ Cá Voi Xanh. Trong tháng 03/2014, Exxonmobil và PetroVietNam cho biết đang hợp tác để

phát triển dự án điện khí trị giá 20 tỷ USD. Tuy nhiên, tiến độ dự án đến nay vẫn chưa được công bố.

Chúng tôi nhận thấy trong các dự án trên, đến năm 2020 dự án nhiều khả năng nhất đi vào hoạt động là Sơn Mỹ 1, với LNG dự kiến được nhập khẩu. Hoạt động của nhà máy điện này đóng vai trò rất quan trọng vì dự án điện nguyên tử tại Ninh Thuận bị hoãn lại đến sau năm 2020.

Bộ Công Thương cho biết tổng nhu cầu khí đến năm 2030 ước đạt 140 tỷ m3, trong đó LNG nhập khẩu là 24 triệu tấn, tương đương trên 10%. Việt Nam theo ước tính sẽ phải nhập khẩu LNG để phục vụ các nhà máy điện hiện nay và nguồn cung khí dự báo sẽ giảm từ 2015 trở đi do sản lượng từ các mỏ khí cũ giảm (các mỏ Lan Tây, Lan Đỏ và Nam Côn Sơn). Petrovietnam hiện đang xây dựng Kho chứa LNG lạnh Thị Vải, công suất 1 triệu tấn/năm để phục vụ hoạt động nhập khẩu LNG từ năm 2018.

Đầu tư trực tiếp nước ngoài

Nhà đầu tư nước ngoài có thể đầu tư vào ngành điện Việt Nam thông qua các hình thức sau: 1) Hợp đồng BOT với Bộ Công Thương, 100% do doanh nghiệp nước ngoài thi công; 2) Hợp đồng BOT với Bộ Công Thương, do liên doanh giữa nhà đầu tư nước ngoài và trong nước thực hiện; hoặc 3) mua lại cổ phần các công ty con hoặc liên kết của EVN hoặc một nhà máy điện độc lập, thuộc sở hữu tư nhân của Việt Nam.

Đến nay tại Việt Nam đã có hai dự án BOT đáng chú ý do nước ngoài thực hiện thành công là Phú Mỹ 2.2 và Phú Mỹ 3, được xây dựng cách đây 10 năm. Thành công của các dự án này nhờ vào thỏa thuận trực tiếp với các bên tham gia từ phía Chính phủ, ràng buộc Ngân hàng Nhà nước, EVN, Petrovietnam, Vietcombank và ủy ban nhân dân cấp tỉnh cùng vào một thỏa thuận. Hai dự án này đã đảm bảo 6.000 giờ hoạt động mỗi năm cũng như nguồn khí đầu vào và giá khí. Các nhà đầu tư lớn là BP Group (Anh), Sembcorp (Singapore), Sumitomo (Nhật Bản) và Electricite de France SA.

- Phú Mỹ 3 là dự án BOT (xây dựng – điều hành – bàn giao) đầu tiên trong ngành năng lượng Việt Nam. Vốn đầu tư ban đầu là 450 triệu USD và nhà máy do ba công ty thi công: BP Holdings BV – công ty con của BP Group (Anh), SembCorp Utilities Company (Singapore) và một số chủ thầu từ Nhật Bản hợp tác (Kyushu Electric Power Co. và Nissho Iwai), tỷ lệ vốn góp ban đầu của mỗi bên là 33,33%.
- Phú Mỹ 2.2 là cũng là một nhà máy điện dùng khí tự nhiên và chính thức đi vào hoạt động tháng 02/2005 sau 30 tháng thi công. Nhà máy này có tổng công suất thiết kế là 740MW và thời gian hoạt động là 20 năm. Tổng vốn đầu tư trên 400 triệu USD và do Mekong Energy Company (MECO) phát triển, gồm một số công ty năng lượng hàng đầu thế giới, trong đó có Electricity de France SA (56,25%), Sumitomo (28,125%) và TEPCO (15,625%).

Từ đó đến nay, Chính phủ vẫn chưa đưa ra đảm bảo toàn diện cho bất kỳ nhà máy điện nào. Vì vậy, làn sóng đầu tư đã phần nào lắng xuống. Tuy nhiên, đến nay nhà máy Nhà máy Nhiệt điện Mông Dương 2 (tỉnh Quảng Ninh) đã gần như hoàn tất và cho thấy nhà đầu tư nước ngoài vẫn quan tâm đến ngành điện Việt Nam.

Ngoài ra, còn có hai dự án khác được cấp phép là Hải Dương và Vĩnh Tân 1 và một số dự án khác đang được xem xét/đang thi công. Tất cả đều là dự án nhiệt điện dùng than và nhà đầu tư đến từ nhiều nước khác nhau (Mỹ, Hàn Quốc, Trung Quốc, Malaysia, Nhật Bản, Thái Lan và Ấn Độ).

- Dự án Mông Dương 2 là một nhà máy điện dùng than có tổng công suất 1200 MW và vốn đầu tư 2 tỷ USD. Các nhà đầu tư bao gồm AES (Mỹ, 51%), Posco (Hàn

- Quốc, 30%) và CIC (Trung Quốc, 19%). Tổ máy đầu tiên đã hòa lưới điện quốc gia tháng 01/2015 và dự kiến trong năm nay sẽ đi vào hoạt động thương mại.
- Dự án Hải Dương được cấp phép tháng 06/2011 và khởi công tháng 09/2011, cùng thời điểm với dự án Mông Dương 2. Tuy nhiên, tiến độ tại dự án Hải Dương đến nay vẫn rất chậm. Dự án Nhiệt điện Hải Dương là một nhà máy điện dùng than, công suất 1.200 MW và do JAKS Resources Berhad đầu tư với tổng số vốn là 2,2 tỷ USD.
 - Tiến độ dự án Nhiệt điện Vĩnh Tân 1 cũng rất chậm. Dự án này có tổng vốn đầu tư ban đầu 2 tỷ USD, và các nhà đầu tư là CSG (Trung Quốc), CPIH (Trung Quốc) và Vinacomin (Việt Nam).

Hình 51: Các dự án BOT có sự tham gia của NĐT nước ngoài trong tương lai

Dự án	Công suất	Nhà đầu tư	
Mông Dương 2	1.200 MW	AES (USA, 51%), Posco (Hàn Quốc, 30%) và CIC (Trung Quốc, 19%)	Dùng than
Hải Dương	1.200 MW	JAKS Resources Berhad (Malaysia)	Dùng than
Vĩnh Tân 1	1.200 MW	CSG (Trung Quốc), CPIH (Trung Quốc) và Vinacomin (Việt Nam)	Dùng than
Nam Định 1	2.400 MW	Teakwang Corporation (95%) và Hoàng Anh Hashinco (5%)	Dùng than
Vũng Áng 2	1.200 MW	VAPCO	Dùng than
Vân Phong 1	2.640 MW	Sumitomo Corporation (Nhật Bản) và Hanoimco	Dùng than
Vĩnh Tân 3	1.980 MW	Harbin Company (Trung Quốc)	Dùng than
Duyên Hải 2	1.200 MW	Janakuasa Sdn Bhd Corporation (Malaysia)	Dùng than
Quảng Trị	1.200 MW	Electricity Generating Authority of Thailand (EGATI)	Dùng than
Dung Quất	1.200 MW	Sembcorp Group (Singapore)	Dùng than
Long Phú 2	1.320 MW	Tata Power (Ấn Độ)	Dùng than

Nguồn: Quy hoạch điện 7

Phụ lục 5: Sự độc quyền và tình hình tài chính của EVN

Khả năng tài chính của EVN còn thấp

Theo báo cáo, doanh thu của EVN đạt tăng trưởng kép hàng năm 21,8% trong bốn năm qua nhờ nhu cầu tăng trưởng ở mức hai chữ số. Tuy nhiên, tập đoàn này lỗ lớn 9.200 tỷ đồng năm 2010 và 3.000 tỷ đồng năm 2011 do nhập khẩu điện có chi phí rất lớn cũng như việc huy động các nhà máy nhiệt điện dùng dầu do phải đáp ứng nhu cầu tăng mạnh trong giai đoạn này. Tuy nhiên, EVN đã có lãi trong hai năm qua, chủ yếu nhờ nhu cầu chứng lại trong khi công suất tăng nên nhập khẩu điện giảm và ít phải sản xuất điện bằng dầu.

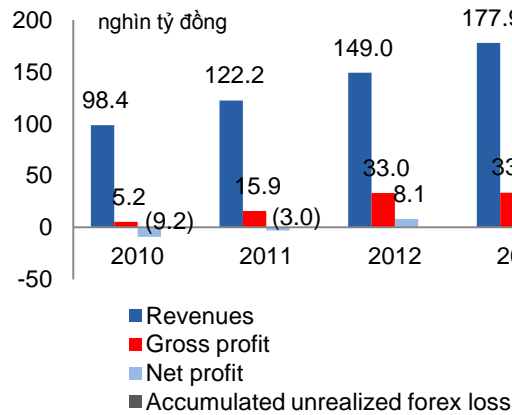
Khoản lỗ lũy kế 8.800 tỷ đồng từ chênh lệch tỷ giá chưa ghi nhận tính đến ngày 31/12/2013 cũng như chi phí chưa ghi nhận tổng cộng lên đến 6.200 tỷ đồng khiến KQLN 2014 của EVN phức tạp hơn. Các chi phí trên bao gồm:

- Giá than tăng: 2.300 tỷ đồng
- Giá khí trên bao tiêu tăng: 1.400 tỷ đồng
- Thuế tài nguyên tăng: 1.500 tỷ đồng
- Chi phí lưới điện nông thôn: 1.000 tỷ đồng
- Chi phí khác: 1.800 tỷ đồng

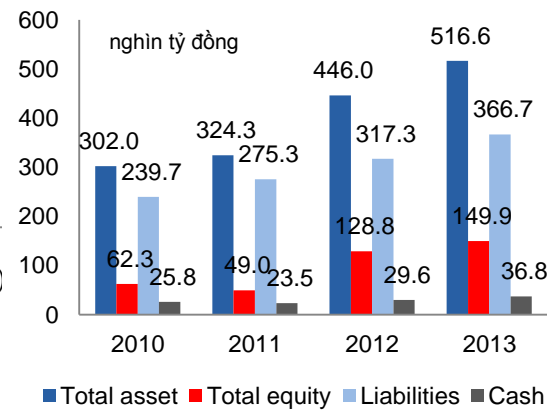
- Các nhà máy thủy điện đạt sản lượng cao hơn dự kiến giúp giảm chi phí: 2.000 tỷ đồng

EVN vẫn chưa công bố KQLN 2014. Tuy nhiên, theo ước tính, EVN tiếp tục lãi trong năm 2014 vì Chính phủ đã thông qua việc tăng giá điện 7,5% tháng 03/2015 và một số điều chỉnh có liên quan dành cho các khoản mục ngoài bảng cân đối kế toán (tăng giá than và khí).

Hình 52: KQLN của EVN



Hình 53: Khoản mục bảng CĐKT EVN

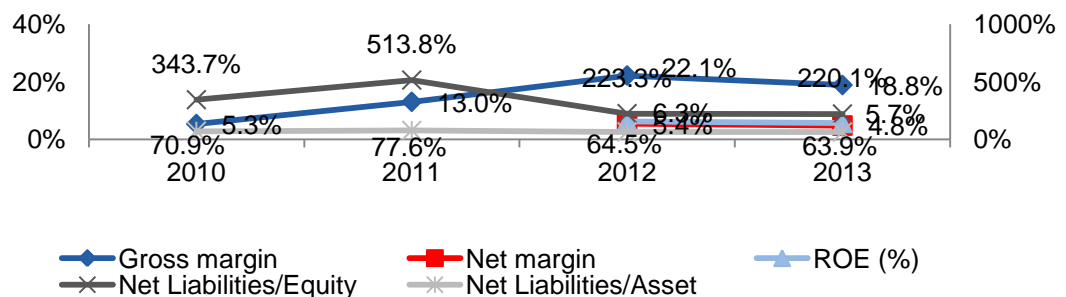


Nguồn: EVN và VCSC

Khả năng sinh lời của EVN đến nay còn thấp với ROE trong các năm tình hình thuận lợi (2012-2013) cũng chỉ trên 5% một chút, biên lợi nhuận ròng trung bình đạt 5,1% và biên lợi nhuận gộp dao động mạnh từ 5,3% đến 22,1%. Hơn nữa, tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu vẫn còn rất cao 220,1% dù giảm từ mức 513,8%.

Chúng tôi không thể tìm hiểu tình hình tài chính EVN vì chú thích báo cáo tài chính vẫn chưa được công bố. Vì vậy, không thể phân tích chi phí sản xuất điện trên thực tế, đặc biệt là khi EVN đầu tư mạnh vào các lĩnh vực ngoài cốt lõi (như viễn thông, BĐS, ngân hàng, v.v.) Theo ước tính, EVN đã chi 1.000 tỷ đồng vào Công ty Tài chính Cổ phần Điện lực, 2.400 tỷ đồng vào Công ty viễn thông điện lực (tính đến năm 2013 lũy kế gần 3.000 tỷ đồng). Hơn nữa, vốn đầu tư vào một số nhà máy điện như Nghi Sơn 1, Hải Phòng 1, và Quảng Ninh 1 cũng bao gồm các cơ sở hạ tầng đáng quan ngại. Do đó, số liệu chi phí sản xuất điện trở nên phức tạp. Việc tự do hóa thị trường mà Việt Nam đang thực hiện có thể phần nào làm giảm sự độc quyền của EVN, qua đó nâng cao tính minh bạch và cải thiện điều kiện cạnh tranh của ngành điện.

Hình 54: Các chỉ số tài chính của EVN

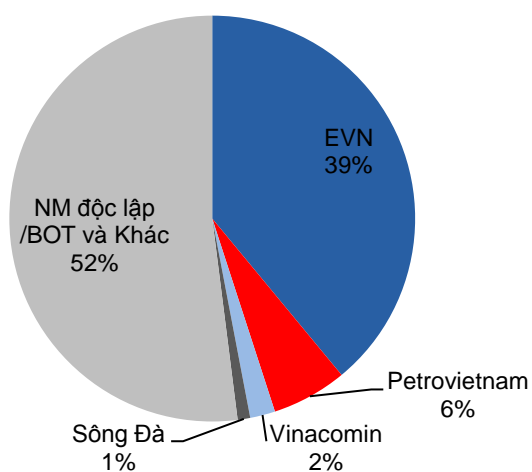


Nguồn: EVN và VCSC

Tỷ trọng công suất của EVN sẽ giảm

Theo dự kiến, tỷ trọng của EVN trong tổng công suất điện của cả nước sẽ giảm trong tương lai, ước tính đến năm 2030 chỉ còn 39% từ mức 61% hiện nay.

Hình 55: Cơ cấu sản lượng điện 2030 (dự kiến)



Nguồn: Quy hoạch điện 7 và VCSC

Phụ lục 6: Khung pháp lý dành cho ngành điện Việt Nam

Dưới đây là danh sách một số luật và quy định tiêu biểu trong ngành điện Việt Nam đến nay. Các văn bản quan trọng bao gồm:

- Luật điện lực (2004 và 2012)
- Quy hoạch điện 6 (2007) và Quy hoạch điện 7 (2011)
- Hợp đồng Mua bán điện (Thông tư 41 và 56)
- Thị trường phát điện cạnh tranh của Việt Nam
- Thị trường cạnh tranh bán buôn điện của Việt Nam
- Giá điện bán lẻ

Hình 56: Khung pháp lý dành cho ngành điện Việt Nam

Thời điểm	Luật/Quy định và Nội dung
12/2004	Luật Điện lực
08/2005	Nghị định 105: Hướng dẫn Luật Điện lực 2004
01/2006	Quyết định 26: Phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam
07/2007	Quyết định 110: Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2006 - 2015 (Quy hoạch điện 6)
12/2008	Quyết định 6540: Quy định thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm
02/2009	Quyết định 21: Giá bán điện năm 2009 và các năm 2010 - 2012 theo cơ chế thị trường
12/2009	Quyết định 6713: Thiết kế Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam
12/2010	Thông tư 41: Quy định phương pháp xác định giá phát điện
04/2011	Quyết định 24: Khung giá điện bán lẻ, có hiệu lực từ 01/09/2011
07/2011	Quyết định 1208: Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện 7)
07/2011	Pilot Deployment for VCGM
11/2011	Quyết định 2165: Khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân năm 2013-2015
11/2011	Quyết định 69: Cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân
11/2012	Luật Điện lực mới: Sửa đổi và Bổ sung
12/2012	Hợp nhất Luật Điện lực
01/2012E	Thị trường điện cạnh tranh của Việt Nam chính thức đi vào hoạt động
03/2014	Thông tư 12: Cách tính mức giá bán lẻ điện bình quân
04/2014	Biểu giá chi phí tránh được 2014
04/2014	Quyết định 28: Quy định về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện
05/2014	Quyết định 4887: Giá bán điện
07/2014	Quyết định 6463: Thiết kế tổng thể Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam
10/2014	Thông tư 30: Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh
12/2014	Thông tư 56: Sửa đổi, bổ sung Thông tư 41
12/2015	Quyết định 130: Danh sách các nhà máy tham gia thị trường phát điện cạnh tranh năm 2015
12/2014	Quyết định 12086: Biểu giá chi phí tránh được
02/2015	Quyết định 12085: Khung giá phát điện năm 2015
03/2015	Quyết định 2256: Giá điện bán lẻ 2015

Nguồn: Bộ Công Thương & VCSC

Phụ lục 7: Một số nội dung khác

Cơ chế điều chỉnh giá điện

Theo Quyết định 69 ngày 19/01/2013, việc điều chỉnh giá điện bán lẻ được quy định theo khung pháp lý dưới đây. Mức tăng tối đa mỗi đợt tăng giá được điều chỉnh từ 5% lên 10% và thời gian giữa hai đợt điều chỉnh giá điện là 6 tháng thay vì 3 tháng như trước đây (Quyết định 24, 2011).

Hình 57: Cơ chế điều chỉnh giá điện

Điều chỉnh giá so với giá cơ sở	Thông qua
<7%	EVN
7%-10%	Bộ Công Thương
>10%	Thủ tướng

Nguồn: Cục Điều tiết Điện lực

Công thức tính giá bán lẻ

Theo Thông tư 12 ngày 31/03/2014, giá điện bán lẻ được tính dựa trên bốn khoản là chi phí mua lại từ nhà máy điện, chi phí truyền tải, chi phí phân phối và chi phí quản lý và bán hàng.

Hình 58: Công thức tính giá điện bán lẻ

$$\text{Giá bán lẻ} = \frac{\text{CoG} + \text{CoT} + \text{CoD} + \text{CoSGA}}{\text{Sản lượng bán ra}} + \text{Khác}$$

Ghi chú	
CoG	Chi phí mua lại từ nhà máy điện
CoT	Chi phí truyền tải
CoD	Chi phí phân phối (bán buôn và bán lẻ)
CoSGA	Chi phí quản lý và bán hàng
Khác	Lỗ từ chênh lệch tỷ giá chưa được phản ánh vào giá điện, hỗ trợ từ quỹ bình ổn giá và các khoản khác

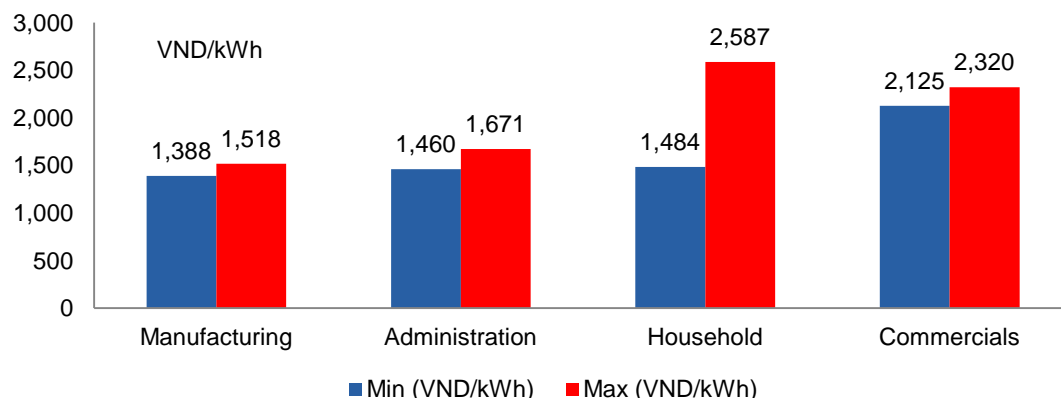
Nguồn: Bộ Công thương và VCSC

Giá điện bán lẻ cho từng ngành

Giá điện bán lẻ phục vụ mục đích thương mại có sự biến đổi theo ngành và thời điểm sử dụng (giờ cao điểm, giờ thấp điểm và giờ bình thường), điện thế và lượng điện tiêu thụ. Giá điện cho sản xuất dao động từ 84%-92% giá bán điện lẻ trung bình trong khi giá điện cho sinh hoạt từ 95%-159% giá điện bán lẻ trung bình và dựa trên giá bậc thang.

Có thể nói giá điện cho hoạt động sản xuất ở mức thấp nhất trong khi giá cho hoạt động thương mại cao nhất. Giá điện cho sinh hoạt dao động mạnh từ 1.484 đồng đến 2.587 đồng, tùy theo mức tiêu thụ với giá tăng khoảng 10%-20% cứ mỗi 100 kWh tăng thêm.

Hình 59: Giá điện bán lẻ cho các lĩnh vực khác nhau

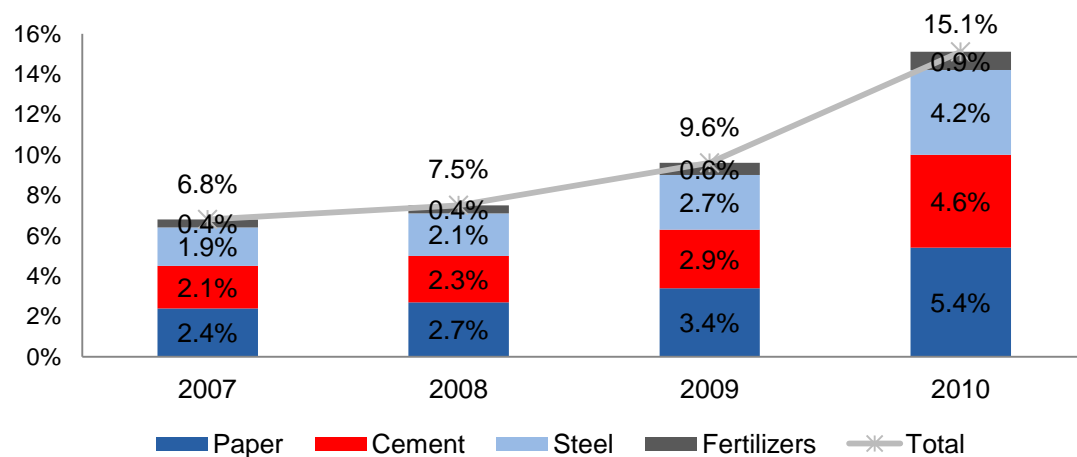


Nguồn: Bộ Công Thương và VCSC

Tiêu thụ điện của từng ngành công nghiệp

Cụ thể, bốn lĩnh vực công nghiệp tiêu thụ điện nhiều nhất là giấy, xi măng, thép và phân bón. Tỷ trọng tiêu thụ của các ngành này tổng cộng tăng hơn hai lần lên 15,1% trong năm 2010 từ 6,8% năm 2007.

Hình 60: Tiêu thụ điện một số ngành tại Việt Nam

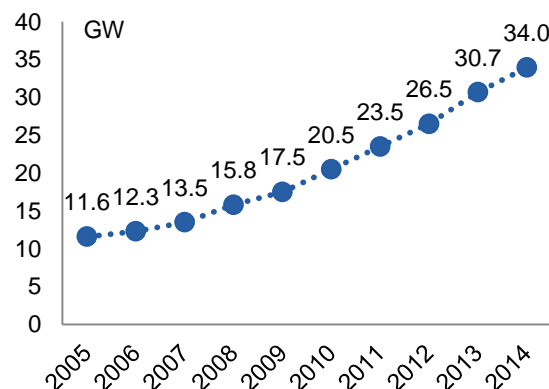


Nguồn: Technische Universitat Munchen và VCSC

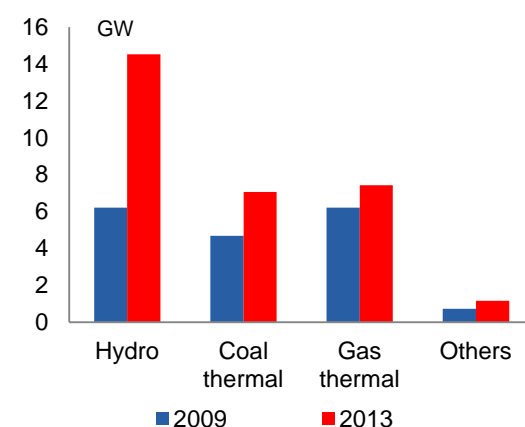
Công suất lắp đặt tăng ba lần trong 9 năm qua

Trong 9 năm qua, công suất lắp đặt ngành điện Việt Nam đã tăng mạnh, từ 11,8GW năm 2005 lên 30,7 GW năm 2013. Công suất ước tính sơ bộ năm 2014 là 34GW. Công suất lắp đặt tăng mạnh đặc biệt trong 5 năm qua nhờ việc mở rộng các nhà máy thủy điện. Công suất lắp đặt thủy điện đã tăng hơn hai lần lên 14,9GW trong khi công suất lắp đặt nhiệt điện dùng khí và than tăng lần lượt 50% và 20%.

Hình 61: Công suất lắp đặt của Việt Nam



Hình 62: Cơ cấu công suất (GW)



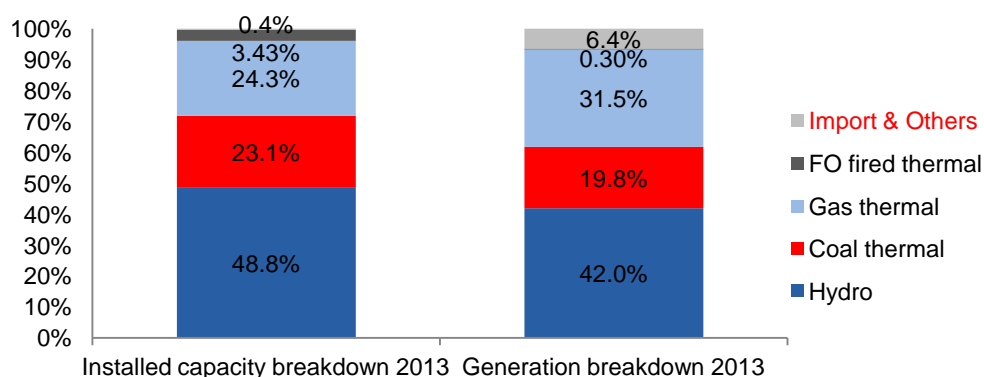
Nguồn: EVN, VCSC

Thủy điện dẫn đầu hoạt động sản xuất điện

Các nhà máy thủy điện đóng vai trò quan trọng trong hệ thống điện lực của Việt Nam và tính đến năm 2013 đóng góp 48,8% công suất lắp đặt và 42% sản lượng điện. Nhiệt điện từ than và khí có công suất lắp đặt xấp xỉ nhau nhưng trên thực tế các nhà máy nhiệt điện dùng than lại có sản lượng thấp hơn vì phần lớn các nhà máy nhiệt điện dùng khí nằm tại miền Nam, nơi cầu cao hơn cung và các nhà máy nhiệt điện dùng khí BOT đảm bảo cung cấp ít nhất 6000 giờ tải đầy đủ/năm. Trong khi đó, phần lớn các nhà máy nhiệt điện dùng than được đặt tại miền Bắc và hoạt động của các nhà máy này giảm mạnh trong mùa mưa, khi các nhà máy thủy điện có nguồn nước dồi dào.

Các nhà máy nhiệt điện dùng dầu (Hiệp Phước, Thủ Đức và Cần Thơ) ít được huy động nên chỉ chiếm 0,3% tổng sản lượng do chi phí dầu khá lớn. Tuy nhiên, vào mùa khô, nhất là khi hoạt động kinh tế ở mức cao, các nhà máy nhiệt điện dùng dầu được huy động triệt để như đã xảy ra năm 2010 và 2011. Đây cũng là lý do khiến EVN lỗ lớn trong giai đoạn này.

Hình 63: Công suất lắp đặt và cơ cấu sản lượng điện 2013



Nguồn: EVN và VCSC

EVN kiểm soát sản xuất điện

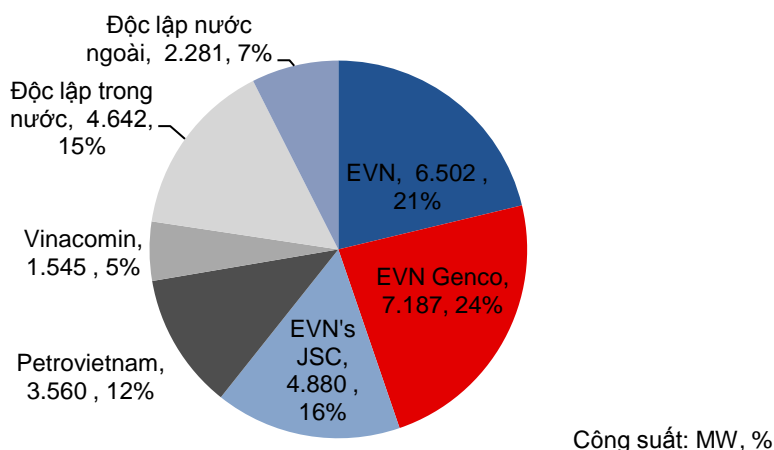
Bất chấp các nỗ lực tự do hóa đến nay, hiện EVN vẫn thống lĩnh phương tiện sản xuất trong hệ thống điện lực Việt Nam với tỷ lệ sở hữu lên đến 60,7%, thông qua sở hữu trực tiếp, các nhà máy điện GENCO và các công ty con và liên kết.

Các nhà máy điện độc lập sở hữu 40% còn lại của hệ thống, trong đó 12% thuộc về Petrovietnam, 5% thuộc về Vinacomin, 15% thuộc về các nhà đầu tư tư nhân trong nước và 7% thuộc về các nhà đầu tư nước ngoài.

Petrovietnam có công suất lắp đặt 3.560MW, bao gồm 4 nhà máy nhiệt điện dùng khí (Nhơn Trạch 1, 2 và Cà Mau 1, 2), một nhà máy nhiệt điện dùng than (Vũng Áng 1) và ba nhà máy thủy điện (Hỏa Na, Nậm Cát và Dakrink). Công suất lắp đặt của Vinacomin là 1.545MW, bao gồm sáu nhà máy nhiệt điện dùng than, phần lớn đặt tại miền Bắc.

Khoảng 95% công suất lắp đặt của các nhà máy điện độc lập trong nước là thủy điện, trong khi các nhà máy điện độc lập của nước ngoài chủ yếu sản xuất nhiệt điện dùng dầu, khí và than. Một số nhà đầu tư lớn trong nước là Tổng công ty Sông Đà và Limama.

Hình 64: Cơ cấu công suất điện 2013 (MW)

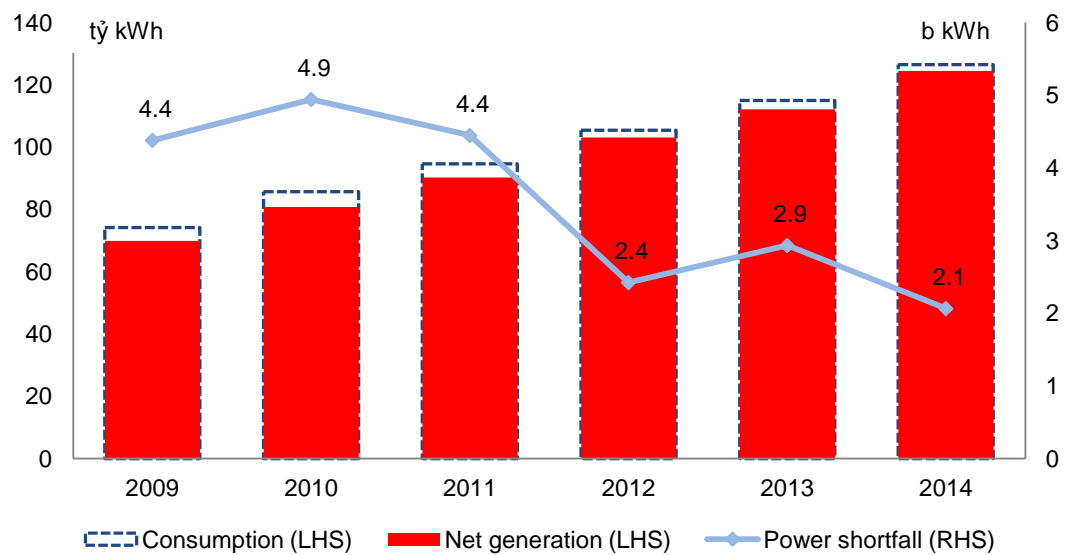


Nguồn: EVN, VCSC

Việt Nam vẫn thiếu hụt công suất điện

Mức tiêu thụ điện tại Việt Nam đã vượt công suất, đặc biệt là vào mùa khô. Trong giai đoạn 2009-2011 lượng điện thiếu hụt trung bình vào khoảng 4,6 tỷ kWh, và giảm xuống 2,4 tỷ kWh trong giai đoạn 2012-2014 do tăng trưởng kinh tế chậm lại. Lượng điện thiếu hụt được đáp ứng chủ yếu bằng cách nhập khẩu từ Trung Quốc.

Hình 65: Lượng điện thiếu hụt tại Việt Nam



Nguồn: EVN, Bộ Công Thương và VCSC

Xác nhận của chuyên viên phân tích

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

Phương pháp định giá và Hệ thống khuyến nghị của VCSC

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

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

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

Giá mục tiêu: Trong hầu hết trường hợp, giá mục tiêu sẽ tương ứng với đánh giá của chuyên viên phân tích về giá trị hợp lý hiện tại của cổ phiếu. Giá mục tiêu là mức giá cổ phiếu nên được giao dịch ở hiện tại nếu thị trường đồng ý quan điểm của chuyên viên phân tích và có những yếu tố xúc tác cần thiết để tạo ra sự thay đổi nhận thức trong thời hạn nhất định. Tuy nhiên, nếu chuyên viên phân tích tin rằng trong thời hạn xác định sẽ không có tin tức, sự kiện hoặc yếu tố thúc đẩy cần thiết để cổ phiếu có thể đạt đến giá trị hợp lý thì giá mục tiêu có thể khác với giá trị hợp lý. Vì thế, trong hầu hết trường hợp, khuyến nghị của chúng tôi chỉ là đánh giá sự chưa phù hợp giữa giá thị trường hiện tại và giá trị hợp lý hiện tại của cổ phiếu theo quan điểm của chúng tôi.

Phương pháp định giá: Để xác định giá mục tiêu, chuyên viên phân tích có thể sử dụng nhiều phương pháp định giá khác nhau, bao gồm nhưng không giới hạn, phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do và định giá so sánh. Việc lựa chọn phương pháp tùy thuộc vào từng ngành, công ty, tính chất cổ phiếu và nhiều yếu tố khác. Kết quả định giá có thể dựa trên một hoặc kết hợp nhiều phương pháp sau: 1) **Định giá dựa trên nhiều chỉ số** (P/E, P/CF, EV/doanh thu, EV/EBIT, EV/EBITA, EV/EBITDA), so sánh nhóm công ty và dựa vào số liệu quá khứ; 2) **Mô hình chiết khấu** (DCF, DVMA, DDM); 3) **Phương pháp tính tổng giá trị các thành phần** hoặc các phương pháp định giá dựa vào tài sản; và 4) **Phương pháp định giá sử dụng lợi nhuận kinh tế** (Lợi nhuận thặng dư, EVA). Các mô hình định giá này phụ thuộc vào các yếu tố kinh tế vĩ mô như tăng trưởng GDP, lãi suất, tỷ giá, nguyên liệu với các giả định khác về nền kinh tế cũng như những rủi ro vốn có trong công ty đang xem xét. Ngoài ra, tâm lý thị trường cũng có thể ảnh hưởng đến việc định giá công ty. Quá trình định giá còn căn cứ vào những kỳ vọng có thể thay đổi nhanh chóng mà không cần thông báo, tùy vào sự phát triển riêng của từng ngành.

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

Liên hệ

CTCP Chứng khoán Bản Việt (VCSC)

www.vcsc.com.vn

Trụ sở chính

Bitexco, Lầu 15, Số 2 Hải Triều
Quận 1, Tp. HCM
+848 3914 3588

Phòng giao dịch

Số 10 Nguyễn Huệ
Quận 1, TP. HCM
+848 3914 3588

Chi nhánh Hà Nội

109 Trần Hưng Đạo
Quận Hoàn Kiếm, Hà Nội
+844 6262 6999

Phòng giao dịch

236 - 238 Nguyễn Công Trứ
Quận 1, Tp. HCM
+848 3914 3588

Phòng Nghiên cứu và Phân tích

Giám đốc

Vũ Thanh Tú, +848 3914 3588 ext 105
tu.vu@vcsc.com.vn

Phòng Nghiên cứu và Phân tích

+848 3914 3588
research@vcsc.com.vn

Tài chính, Công nghiệp, Tập đoàn đa ngành

Trưởng phòng cao cấp

Ngô Hoàng Long, ext 145

Bất động sản, Hàng tiêu dùng

Trưởng phòng cao cấp

Anirban Lahiri, ext 130

Đặng Văn Pháp, CV cao cấp ext 143

Đinh Thị Thùy Dương, CV cao cấp ext 140

Nguyễn Lê Hoàng Yến, CV cao cấp ext 124

Văn Đình Phong, Chuyên viên ext 139

Hoàng Anh Tuấn, CV cao cấp ext 120

Nguyễn Thảo Vy, Chuyên viên ext 147

Nguyễn Thị Anh Đào, Chuyên viên ext 138

Nguyễn Ngọc Hoàng Hải, Chuyên viên ext 149

Vĩ mô và Thị trường

Dương Mỹ Thanh, Chuyên viên ext 173

Nguyễn Thế Minh, CV PTKT cao cấp ext 142

Dầu khí

Nguyễn Đức Tuấn, Trưởng phòng ext 185

Ngô Đăng Quế, Chuyên viên ext 194

Ngô Thùy Trâm, Chuyên viên ext 135

Nguyễn Thị Kim Chung, Chuyên viên ext 132

Phòng Giao dịch chứng khoán khách hàng tổ chức

& Cá nhân nước ngoài

Tổ chức nước ngoài

Michel Tosto, M. Sc.
+848 3914 3588 ext 102
michel.tosto@vcsc.com.vn

Tổ chức trong nước

Nguyễn Quốc Dũng
+848 3914 3588 ext 136
dung.nguyen@vcsc.com.vn

Phòng Môi giới khách hàng trong nước

Hồ Chí Minh

Châu Thiên Trúc Quỳnh
+848 3914 3588 ext 222
quynh.chau@vcsc.com.vn

Hà Nội

Nguyễn Huy Quang
+844 6262 6999 ext 312
quang.nguyen@vcsc.com.vn