



BÁO CÁO NGÀNH ĐIỆN

07/2015



THÔNG điệp TỪ THỊ TRƯỜNG CẠNH TRANH

"....hơn 60 năm ở thể độc quyền, Ngành Điện Việt Nam không còn con đường nào khác là phải nhìn thẳng vào sự thật và tìm mọi giải pháp hữu hiệu để đẩy nhanh phát triển thị trường điện cạnh tranh..."



Nguyễn Ngọc Hoàng

Chuyên viên phân tích

hoangnn@fpts.com.vn

P: (08) - 6290 8686 - Ext: 7596



NỘI DUNG

A. NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI	4
I. Chuỗi giá trị ngành Điện thế giới	4
II. Triển vọng ngành Điện Đông Nam Á	10
B. NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM	15
I. Tổng quan ngành Điện Việt Nam	15
II. Chuỗi giá trị Phát Điện	17
1. Vùng nhiên liệu	18
2. Quy trình sản xuất	24
3. Khâu tiêu thụ	30
III. Cơ cấu quản lý ngành Điện	33
IV. Xu hướng phát triển nguồn điện	35
V. Đầu tư vào ngành Điện	37
VI. Thị trường điện cạnh tranh	37
C. CẬP NHẬT DOANH NGHIỆP TRONG NGÀNH	42
I. Cổ phiếu ngành Điện niêm yết	42
II. Phân tích đặc điểm các nhà máy điện niêm yết	44
III. Phân tích tình hình tài chính	48
IV. Điềm qua một số doanh nghiệp đáng chú ý trong ngành	53
D. KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ	58
E. PHỤ LỤC	62
I. Nguồn nhiên liệu sản xuất nhiệt điện	62
II. Phân tích Cung – Cầu điện năng	72
III. Các nguồn phát điện tại Việt Nam	83
IV. Quy hoạch điện VII và Xu hướng phát triển ngành Điện	100
V. EVN và Cơ cấu tổ chức ngành Điện	104
VI. Thị trường điện cạnh tranh	112
VII. Những điểm quan trọng khi đầu tư vào ngành Điện	123
VIII. Cập nhật các dự án nguồn điện đã và sẽ vào vận hành	134

Danh mục từ viết tắt

CFB	Công nghệ lò hơi tăng sôi tuần hoàn
DGE	Tổng Cục năng lượng
ERAV	Cục Điều tiết Điện Lực
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
Gas CCGT	Công nghệ Tuabin khí chu trình hỗn hợp
Gas GT	Công nghệ Tuabin khí chu trình đơn
IEA	International Energy Agency
IPP	Nhà phát điện độc lập – Independent Power Producer
LCOE	Tổng chi phí để sản xuất 1kWh điện – Levelised Cost of Electricity
MAIFI	Tần suất mất điện thoáng qua bình quân
NLDC	Trung tâm điều độ Hệ thống điện Quốc gia
PC	Công nghệ đốt than phun
PVN	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
SAIDI	Tổng thời gian mất điện bình quân của một khách hàng trong năm
SAIFI	Tần suất mất điện kéo dài bình quân
Vinacomin	Tập đoàn Công nghiệp Than khoáng sản Việt Nam
VP	Tổng Công ty điện lực – Vinacomin

Đơn vị:

1 TW = 1.000 GW = 1.000.000 MW = 1.000.000.000 kW = 1.000.000.000.000 W

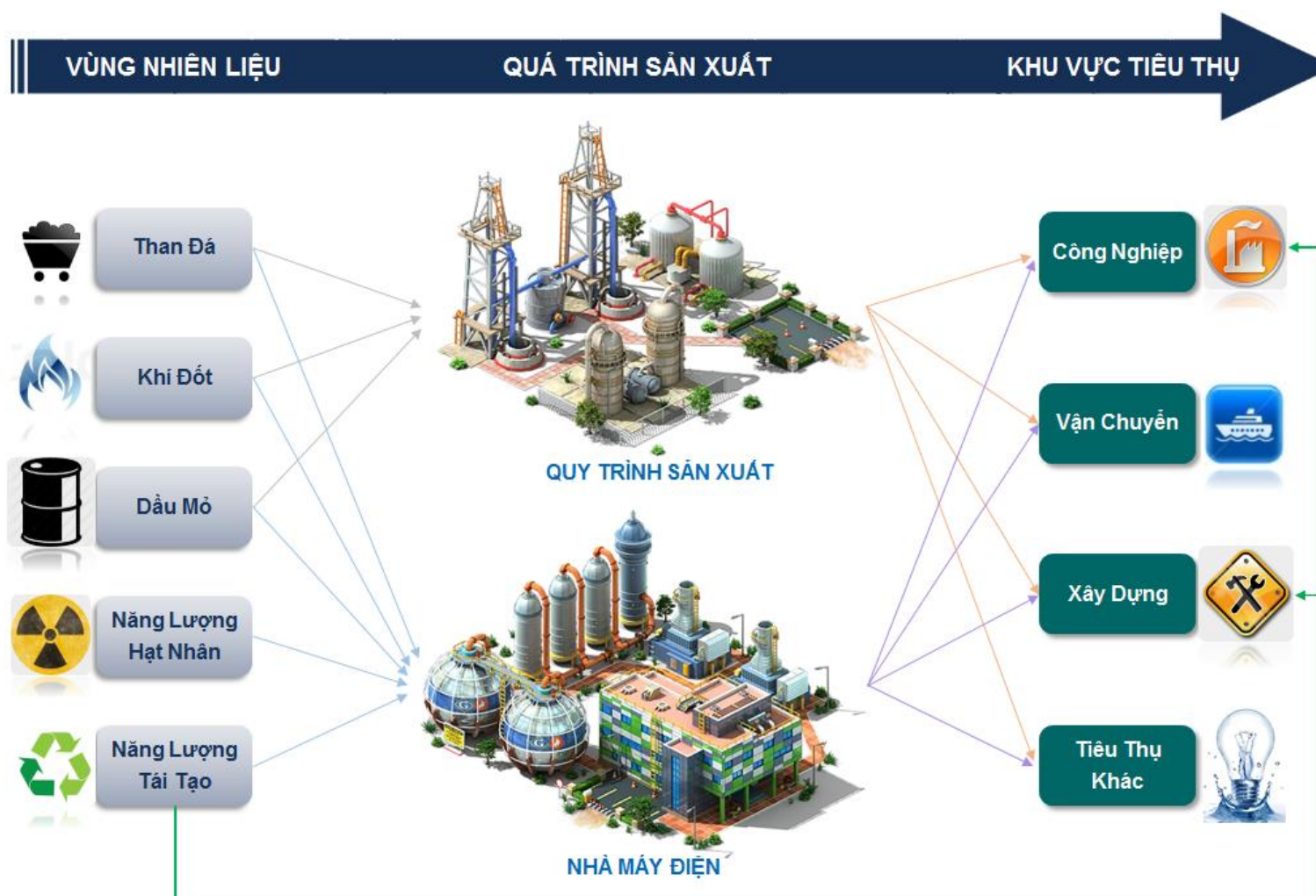
1 TWh = 1.000 GWh = 1.000.000 MWh = 1.000.000.000 kWh = 1.000.000.000.000 Wh

A. NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI

[\(Trở về mục lục\)](#)

I. Chuỗi giá trị ngành Điện thế giới

Ngành điện là một mắt xích quan trọng của chuỗi giá trị năng lượng trên thế giới. Con người thường dùng 03 cách chính đem nguồn năng lượng thô sau khai thác vào tiêu thụ. Cách đơn giản nhất đó là sử dụng trực tiếp như một số loại than đá, năng lượng mặt trời, nhưng thường tốn kém và không hiệu quả. Cách thứ 2 là thông qua các nhà máy để xử lý nguồn năng lượng này cho phù hợp với nhu cầu (ví dụ như nhà máy lọc dầu). Cách cuối cùng là chuyển hóa năng lượng thành dạng năng lượng thứ cấp khác để đi vào sử dụng, phổ biến nhất chính là chuyển hóa thành điện năng thông qua các nhà máy điện.



(Nguồn: FPT S Tổng hợp)

1. Nguồn nhiên liệu

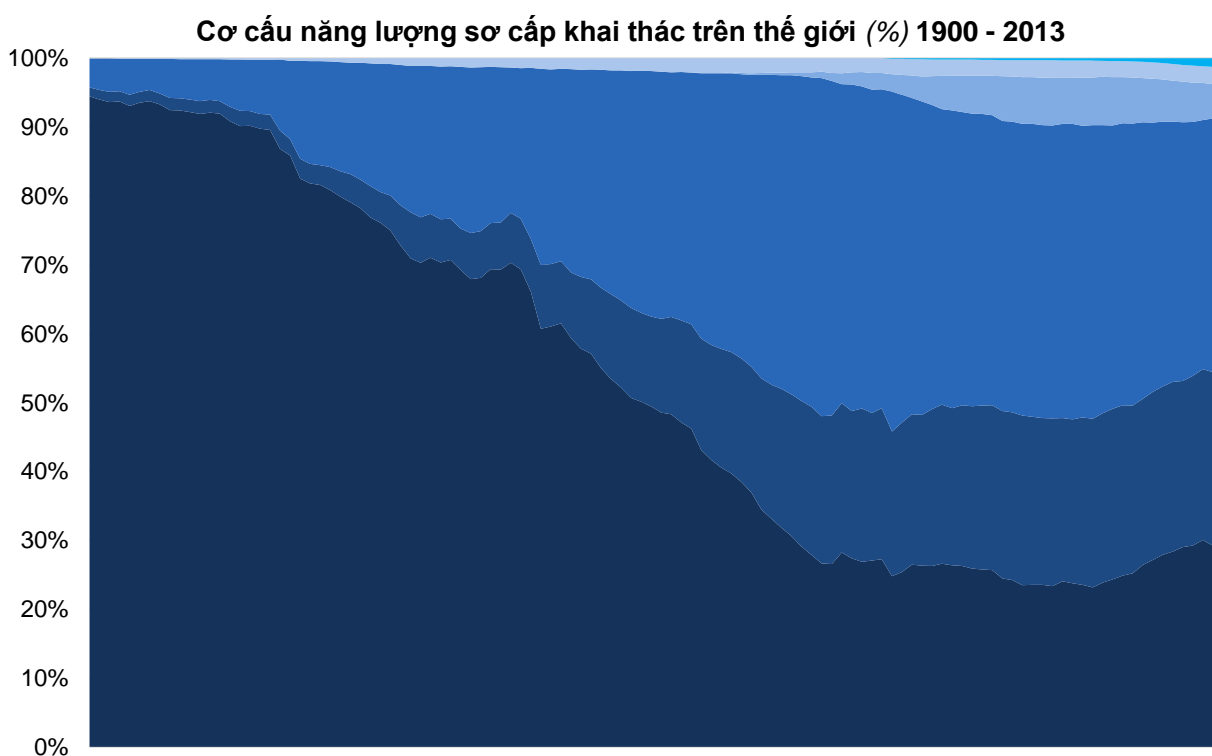
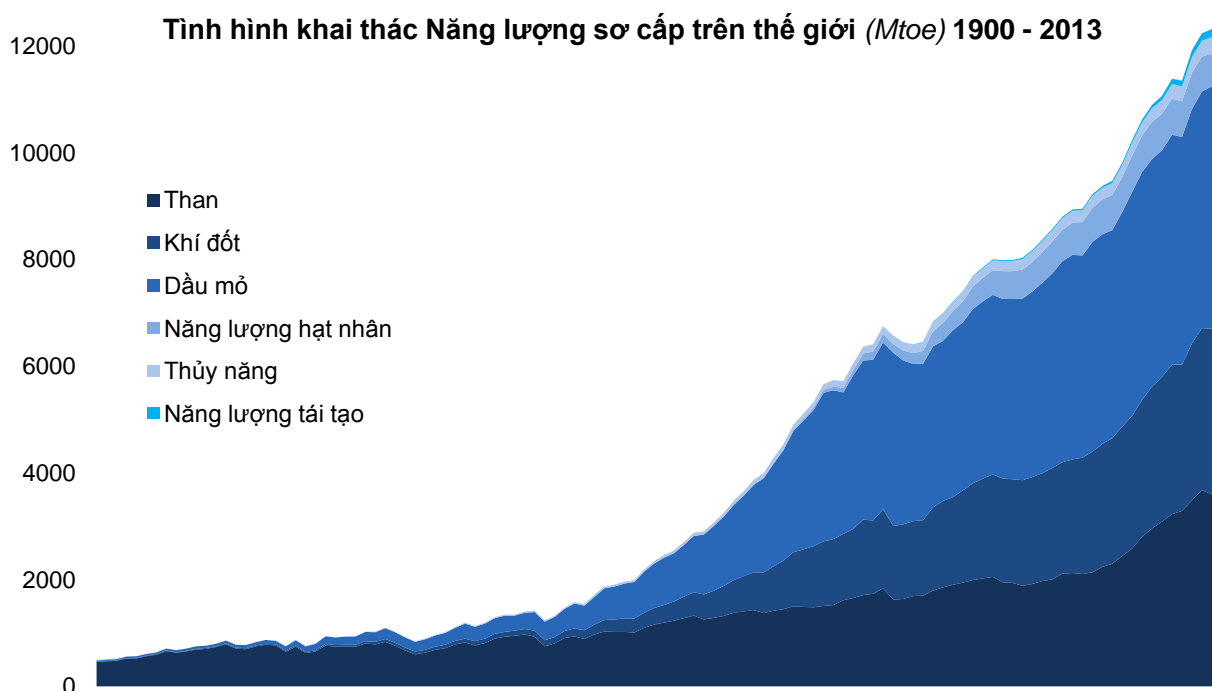
Trên thế giới, nguồn tài nguyên năng lượng được chia làm 2 nhóm chính:

- **Năng lượng tái tạo** là loại năng lượng được tạo ra từ những nguồn được bổ sung liên tục hoặc những nguồn được xem là vô hạn với khả năng khai thác của con người. Năng lượng tái tạo bao gồm năng lượng mặt trời, thủy điện, năng lượng thủy triều, năng lượng gió, năng lượng sinh khối, năng lượng địa nhiệt...
- **Năng lượng không tái tạo** là những loại năng lượng còn lại, chủ yếu là năng lượng hạt nhân và các loại nhiên liệu hóa thạch như dầu mỏ, khí đốt, than đá...

Không được sinh ra trong tự nhiên như những loại năng lượng sơ cấp, điện năng là một loại năng lượng đặc biệt (năng lượng thứ cấp) chỉ được hình thành qua quá trình chuyển hóa từ các dạng năng lượng trên. Do đó sự phát triển của các loại năng lượng sơ cấp có ý nghĩa sống còn với sự phát triển của ngành điện trên thế giới.

Sự phát triển của nguồn năng lượng sơ cấp

Từ sơ khai, phương thức khai thác giản đơn. Năm 1900, tổng năng lượng khai thác trên toàn thế giới chỉ là 486,8 Mtoe (Triệu tấn dầu quy đổi), trong đó than đá là nguồn năng lượng chủ yếu, chiếm đến 95% tổng sản lượng. Lúc này con người đã khai thác một lượng rất ít năng lượng từ khí đốt (6,3 Mtoe), dầu mỏ (20,2 Mtoe) và thủy năng (0,2 Mtoe), còn năng lượng hạt nhân và năng lượng tái tạo vẫn chưa được đưa vào khai thác.



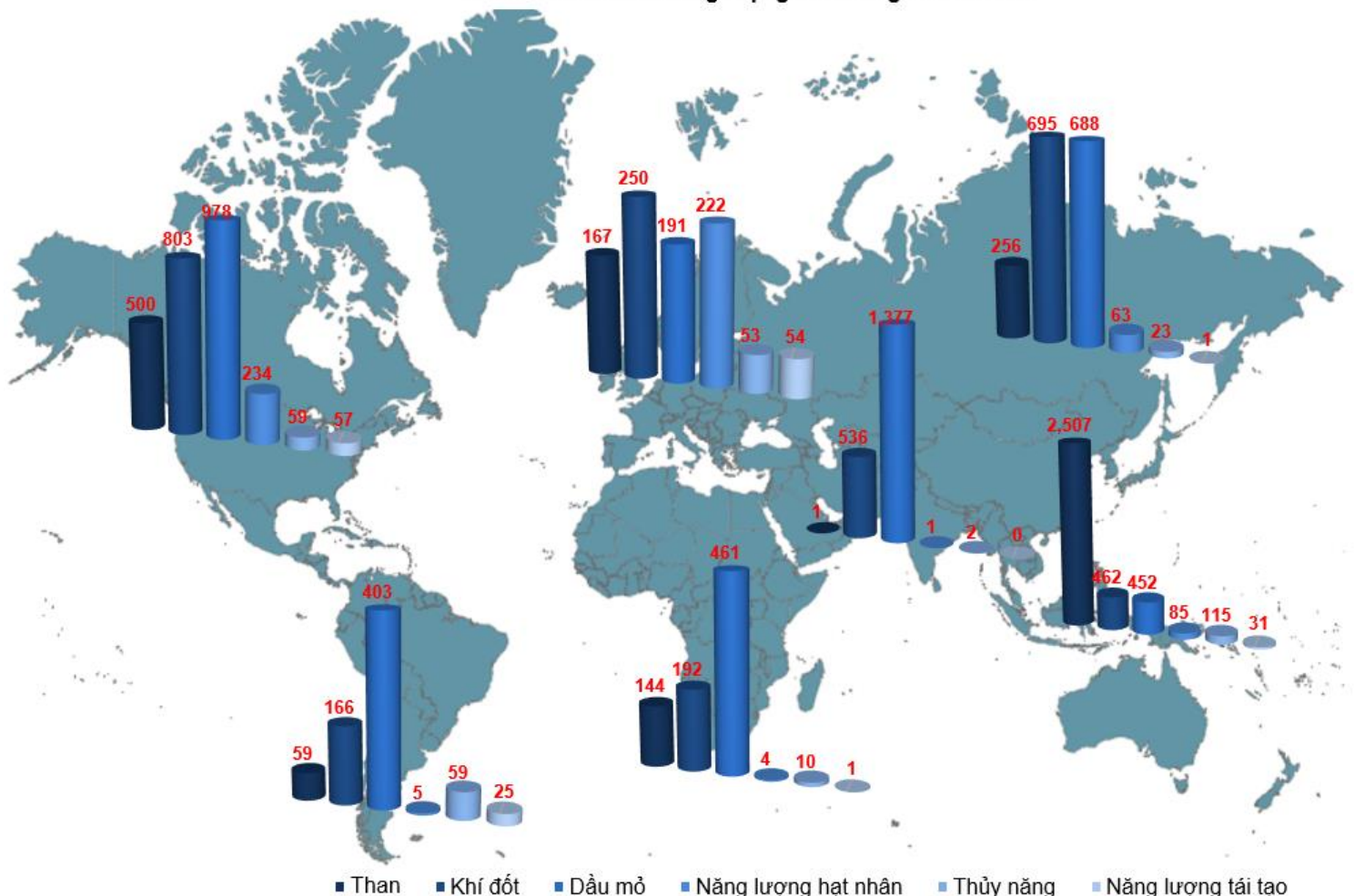
(Nguồn: Etemad & Luciani, IEA, FPTTS Tổng Hợp)

Đến chuyển mình mạnh mẽ về cả quy mô và cơ cấu trên toàn thế giới. Khoa học – Công nghệ phát triển vượt bậc, kéo theo đó là sự ra đời của những nguồn năng lượng mới, những phương thức khai thác tài nguyên hiện đại, hiệu quả hơn. Năm 2013, tổng năng lượng khai thác đã đạt đến 12.391,7 Mtoe (tăng bình quân 3%/năm), trong đó phải kể đến sự tăng trưởng vượt bậc của ngành dầu khí. Sản lượng khí đốt có mức tăng trưởng ấn tượng lên 3.104 Mtoe (gấp 489 lần so với năm 1900), còn dầu mỏ tăng 225 lần lên mức 4.550 Mtoe và vượt qua than đá trở thành nguồn năng lượng được khai thác và tiêu thụ nhiều nhất.

Sự góp mặt của năng lượng hạt nhân và các nguồn năng lượng tái tạo làm đa dạng hơn bức tranh tổng thể của ngành năng lượng thế giới. Tuy nhiên, nguồn nhiên liệu hóa thạch (than, dầu, khí) vẫn đóng vai trò chủ đạo trong bức tranh năng lượng, đóng góp đến trên 90% nhu cầu tiêu thụ toàn cầu.

Nguồn tài nguyên than trên thế giới ngày càng cạn kiệt, đòi hỏi công nghệ khai thác tiên tiến hơn, chi phí khai thác cao hơn; mức sống con người ngày càng cao đòi hỏi sự cân bằng giữa lợi ích kinh tế và lợi ích môi trường,... Chính những lý do này đã minh chứng cho tăng trưởng ịch của ngành than. Với mức tăng trưởng đạt 7,9 lần (1900 – 2013), than chỉ còn đóng góp 30% trong tổng cơ cấu năng lượng năm 2013. Ngược lại đó chính là sự phát triển của thủy năng, một nguồn tài nguyên tương đối dễ khai thác, chi phí vận hành thấp và không gây nhiều tác hại với môi trường như nhiên liệu hóa thạch.

Tình hình khai thác năng lượng trên Thế giới năm 2013



Việc khai thác năng lượng có sự khác biệt giữa các nước, các khu vực. Biểu đồ về tình hình khai thác năng lượng năm 2013 cũng đã phần nào cho chúng ta một góc nhìn về sự phân hóa nguồn tài nguyên, nhu cầu sử dụng, trình độ phát triển năng lượng của các khu vực trên thế giới.

Theo đó, dầu mỏ và khí đốt được khai thác rộng rãi ở tất cả các khu vực trên thế giới. Khu vực Trung Đông có thể mạnh lớn nhất về nguồn tài nguyên dầu mỏ với tổng sản lượng khai thác lên đến 1.377 Mtoe, chiếm đến 30% tổng sản lượng dầu mỏ khai thác toàn cầu. Dầu mỏ, khí đốt chiếm gần 100% trong tổng năng lượng sơ cấp của Trung Đông. Các quốc gia Bắc Mỹ là khu vực khai thác khí đốt hàng đầu với 803 Mtoe, tương đương 26% sản lượng khí đốt toàn thế giới.

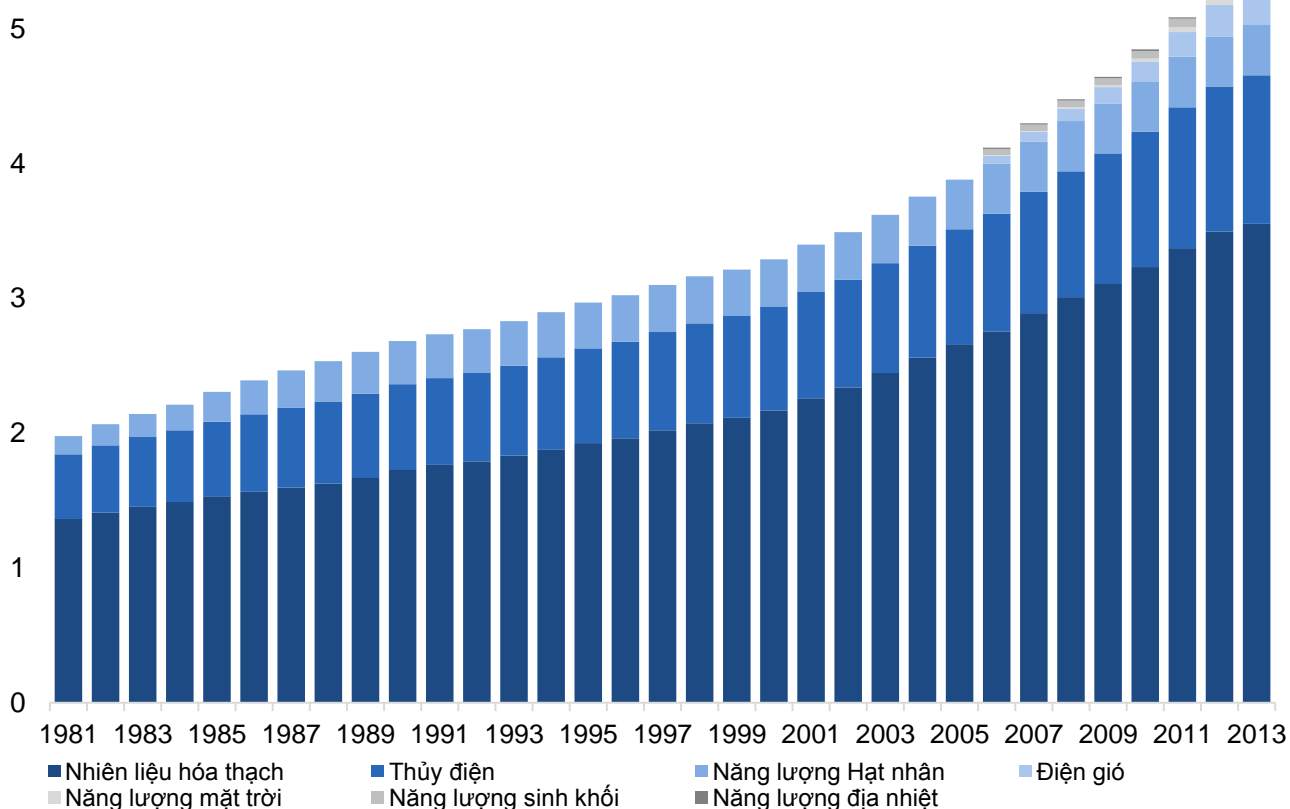
Khu vực các nước châu Á – Thái Bình Dương lại có thể mạnh vượt trội về tài nguyên than với 2.507 Mtoe, chiếm đến 70% lượng than khai thác trên toàn thế giới. Đây cũng là khu vực có nguồn thủy năng dồi dào nhất, lên đến 1/3 tổng năng lượng thủy điện toàn cầu.

Năng lượng hạt nhân và năng lượng tái tạo là hai loại năng lượng chiếm tỷ trọng nhỏ, chỉ 7% trong tổng cơ cấu và hầu hết chỉ phân bố ở những khu vực có nền kinh tế phát triển như Bắc Mỹ và Châu Âu. Công nghệ khai thác 2 loại năng lượng này nhìn chung đòi hỏi chi phí đầu tư cao trong khi hiệu quả thường không cao như sử dụng nguồn năng lượng hóa thạch.

2. Phát triển điện năng

Phát triển kinh tế - chính trị luôn đòi hỏi sự tăng trưởng của nhu cầu năng lượng và điện năng trên toàn thế giới. Từ năm 1980 đến nay, tổng công suất lắp đặt nguồn điện toàn cầu đã tăng 2,8 lần, đạt mức 5,5 TW.

Công suất lắp đặt nguồn điện (TW) theo nguồn nhiên liệu

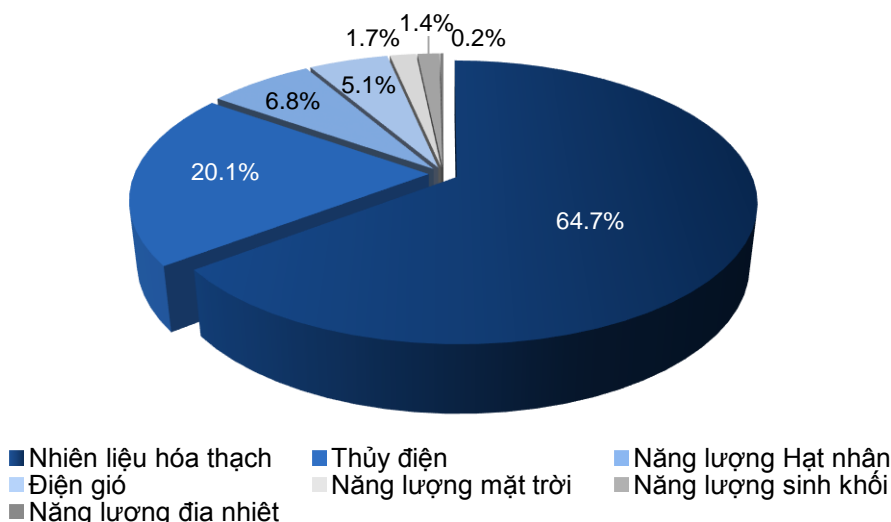


(Nguồn: IEA, FPTs Tổng Hợp)

Giai đoạn 1980 – 2004, gần như 100% điện năng trên Thế giới được sản xuất bằng 3 loại năng lượng chính là nhiên liệu hóa thạch (chiếm 65 – 70% tổng công suất nguồn điện), thủy điện (22 – 25%) và năng lượng hạt nhân (7 – 10%).

Giai đoạn từ 2005 đến nay, cơ cấu nguồn điện bắt đầu có sự thay đổi rõ nét khi con người dần dần áp dụng những loại công nghệ mới, cho phép khai thác các nguồn năng lượng tái tạo cho phát điện một cách rộng rãi và hiệu quả hơn. Các loại hình điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, điện sử dụng năng lượng địa nhiệt bắt đầu có những đóng góp đầu tiên trong cơ cấu nguồn điện với chỉ 2,8% tổng công suất năm 2005. Đến năm 2013, cơ cấu của nhóm này đã tăng lên 8,5% với công suất đạt 465 GW.

Cơ cấu công suất lắp đặt nguồn điện năm 2013

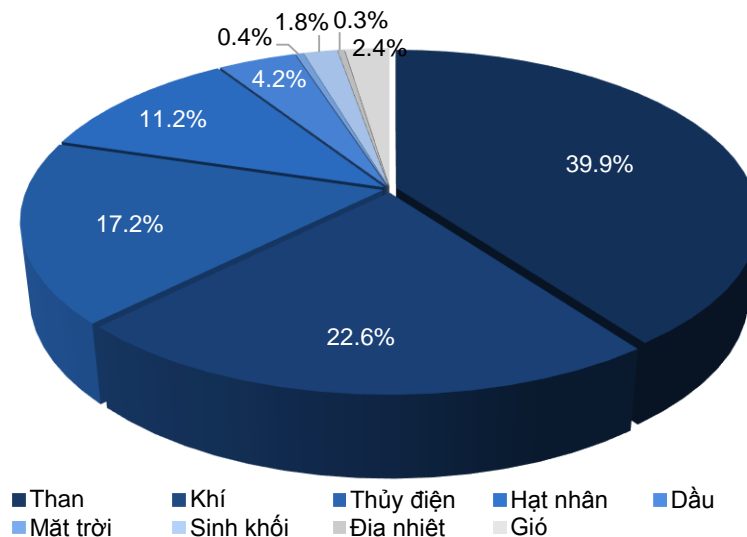


(Nguồn: FPTs Tổng Hợp)

Thủy điện là một trong những loại năng lượng rẻ nhất lại có tuổi thọ rất lâu (trên thế giới có những nhà máy thủy điện có thời gian hoạt động lên đến 100 năm), do đó đã được con người đưa vào khai thác từ những năm 1895. Tuy nhiên, tài nguyên này đang dần cạn kiệt, cơ cấu đóng góp trong tổng nguồn cung điện có xu hướng giảm dần từ 25% ở năm 1981 xuống chỉ còn khoảng 20% vào năm 2013.

Năm 2013, sản lượng điện sản xuất trên toàn thế giới đạt 21.016 TWh, trong đó phổ biến nhất vẫn là nguồn từ các nhà máy điện chạy than (39,9%) và nhiệt điện khí (22,6%).

Cơ cấu sản xuất điện theo nguồn năng lượng 2013



(Nguồn: FPTs Tổng Hợp)

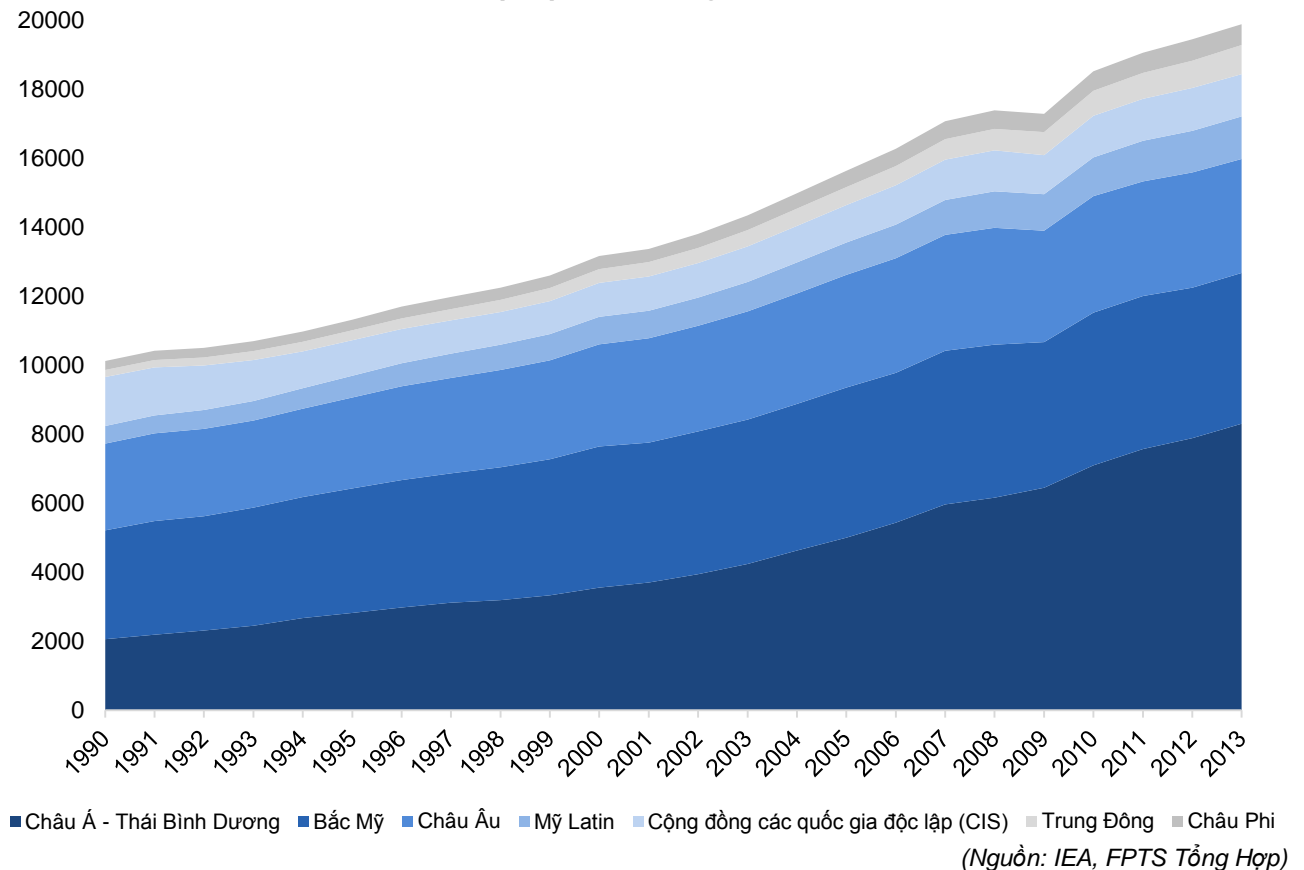
3. Tiêu thụ điện năng

Tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện gần tương đương với tốc độ phát triển nguồn cung điện trong giai đoạn 1990 – 2013, bình quân 5,4%/năm. Tổng tiêu thụ điện trên thế giới năm 2013 là 19.876 TWh, tương đương với sản lượng điện tiêu thụ bình quân đầu người là gần 3.000kWh

Tình hình tiêu thụ điện năng có sự phân hóa do đặc điểm kinh tế, văn hóa đặc trưng riêng ở mỗi khu vực. Năm 1990, Châu Á – Thái Bình Dương là khu vực tiêu thụ điện thứ 3 trên thế giới sau Bắc Mỹ và Châu Âu với mức tiêu thụ điện năng đạt 2.063 TWh, chỉ tương đương 20,4% tổng điện năng tiêu thụ toàn cầu. Tuy nhiên, quá trình công nghiệp hóa mạnh mẽ ở khu vực này đã làm thay đổi toàn bộ bức tranh tiêu thụ điện. Đến năm 2013, tổng tiêu thụ điện tại Châu Á – Thái Bình Dương đạt 8.297 TWh (gấp 4 lần năm 1990) và vươn lên trở thành khu vực tiêu thụ điện lớn nhất.

Chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu tiêu thụ điện vẫn là các khách hàng công nghiệp với khoảng 50%. Ngược lại, nhu cầu sử dụng điện cho nông nghiệp và vận chuyển không cao, chỉ 2 – 3% tổng tiêu thụ điện mỗi năm.

Tình hình tiêu thụ điện trên Thế giới (TWh) 1990 - 2013



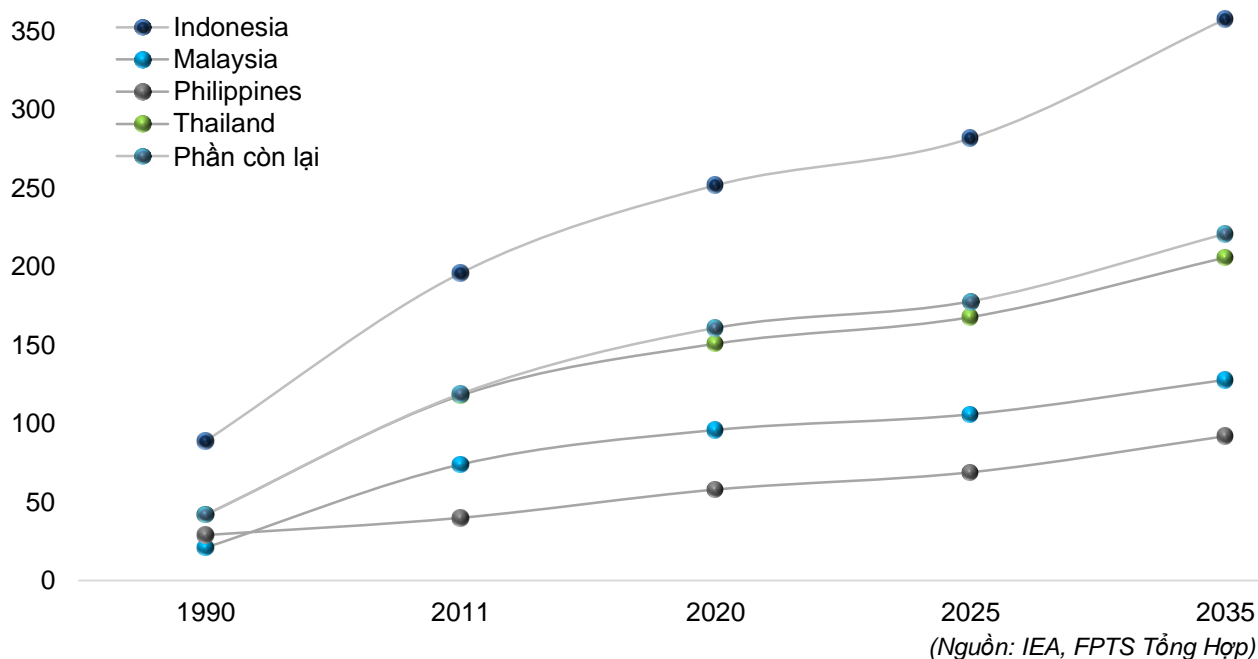
II. Triển vọng Ngành Điện Đông Nam Á

Việt Nam thuộc khu vực Đông Nam Á, một trong những khu vực có tốc độ công nghiệp hóa cao nhất trên thế giới. Chính vì lý do này, sự phát triển ngành Điện ở Việt Nam cũng như khu vực Đông Nam Á mang những đặc trưng riêng. Chúng tôi sẽ phân tích về triển vọng Ngành Điện khu vực Đông Nam Á dưới 3 yếu tố: **(1)** Xu hướng sử dụng năng lượng; **(2)** Xu hướng phát triển nguồn điện và **(3)** Xu hướng sản xuất điện.

1. Xu hướng sử dụng năng lượng

Theo kịch bản trong các quy hoạch điện quốc gia, tổng nhu cầu năng lượng tại Đông Nam Á sẽ tăng 83% từ 549 Mtoe năm 2011 lên mức 1.004 Mtoe ở năm 2035. Tốc độ tăng trưởng sẽ chậm dần từ mức bình quân 3%/năm giai đoạn 2011 – 2020 và giảm xuống còn 2,3%/năm giai đoạn 2020 – 2035. Điều này phản ánh sự suy giảm trong tốc độ tăng trưởng kinh tế và dân số khu vực cùng với kết quả của những chính sách nhằm khuyến khích và nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng của các quốc gia. Về xu hướng, Đông Nam Á tiếp tục là khu vực phụ thuộc nặng nề vào các loại nhiên liệu hóa thạch, cơ cấu nhiên liệu hóa thạch trong tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp sẽ tăng dần từ 76% lên 80% trong giai đoạn 2011 – 2035.

Xu hướng nhu cầu năng lượng ASEAN (Mtoe)

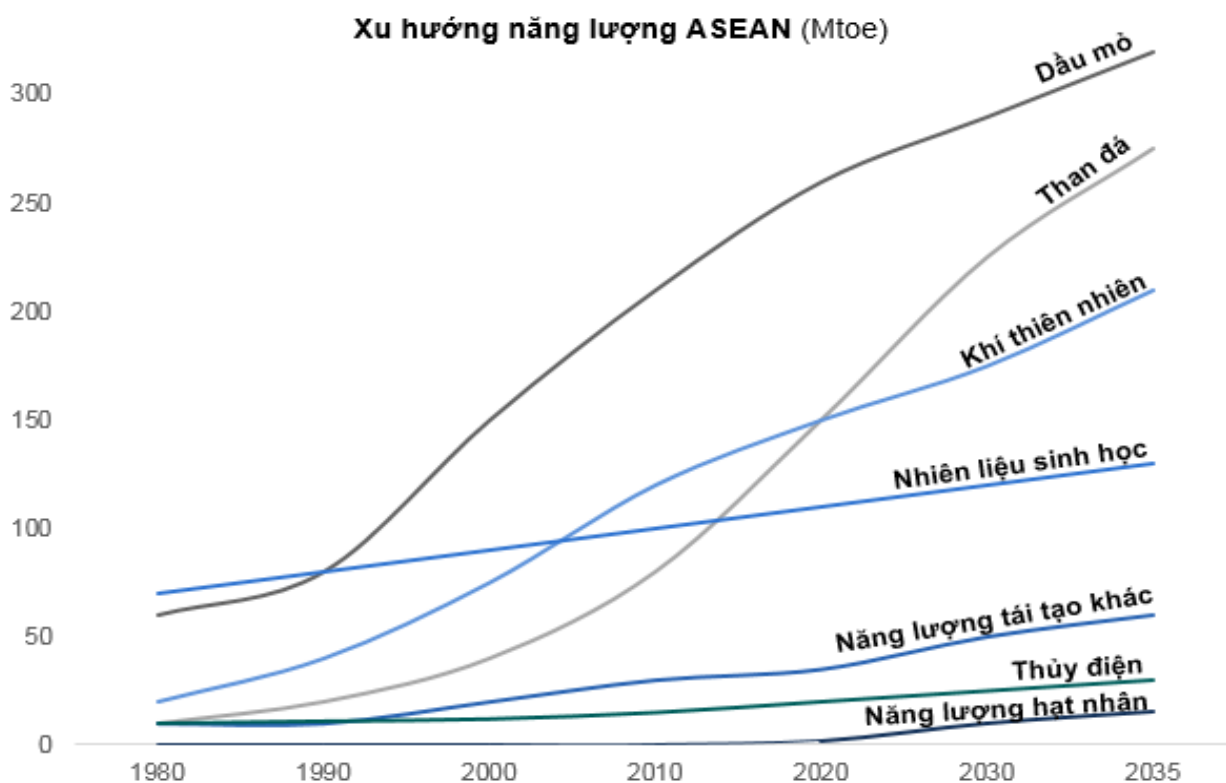


Nhu cầu dầu mỏ trong khu vực được dự báo sẽ tăng trưởng từ 4,3 triệu thùng/ngày năm 2011 lên 5,4 triệu thùng/ngày ở năm 2020 và đến năm 2035 đạt 6,8 triệu thùng/ngày. Mặc dù vẫn là loại năng lượng chính nhưng tỷ trọng dầu mỏ trong cơ cấu này sẽ giảm dần từ 38% xuống chỉ còn 31%. Xu hướng năng lượng sẽ là hạn chế sử dụng dầu cho phát điện và công nghiệp, cải thiện hiệu quả của người sử dụng cuối cùng và sử dụng nhiều hơn nhiên liệu sinh học để đáp ứng cho tăng trưởng nhu cầu phương tiện giao thông vận tải.

Nhu cầu than đá được dự báo sẽ tăng gấp 3 lần, tốc độ tăng trưởng bình quân mỗi năm lên đến 4,8% và vượt qua khí thiên nhiên để trở thành nguồn năng lượng được tiêu thụ nhiều thứ 2 tại khu vực với cơ cấu tiêu thụ đạt 28% vào năm 2035. Đây là sự chuyển dịch trái với xu hướng của hầu hết các khu vực trên thế giới, tuy nhiên lại là bước đi chung trong giai đoạn tăng trưởng nhanh chóng của hầu hết các nền kinh tế

đang phát triển, điển hình như Trung Quốc và Ấn Độ. Tăng trưởng mạnh của nhu cầu than đá còn được lý giải nhờ sự dồi dào của loại tài nguyên này trong khu vực cộng với giá than thấp. Các nhà máy nhiệt điện chạy than được ưu tiên phát triển hơn sử dụng dầu mỏ và khí đốt trong giai đoạn đòi hỏi tăng trưởng mạnh về công suất lắp đặt nguồn điện tại khu vực.

Đối với khí thiên nhiên, nhu cầu khí của khu vực được dự báo tăng 77% từ 141 tỷ m³ lên 250 tỷ m³ trong 25 năm từ 2011 – 2035. Tỷ trọng đóng góp trong cơ cấu năng lượng năm 2035 sẽ chỉ khoảng trên 20%. Giá khí cao, trong khi rất nhiều các bể khí tại khu vực đã gần khai thác hết là nguyên nhân chính khiến nhu cầu khí đốt tăng trưởng chậm lại so với giai đoạn trước và bắt đầu hình thành xu hướng nhập khẩu LNG tại một số quốc gia trong khu vực. Tuy nhiên, trong tương lai, một số đạo luật khắt khe hơn về bảo vệ môi trường (hay giảm thiểu lượng khí thải carbon không khí trong dài hạn) có thể sẽ là những động lực tăng trưởng cho khí thiên nhiên do đặc thù là loại nhiên liệu sạch hơn so với than đá.



(Nguồn: IEA, FPTS Tổng Hợp)

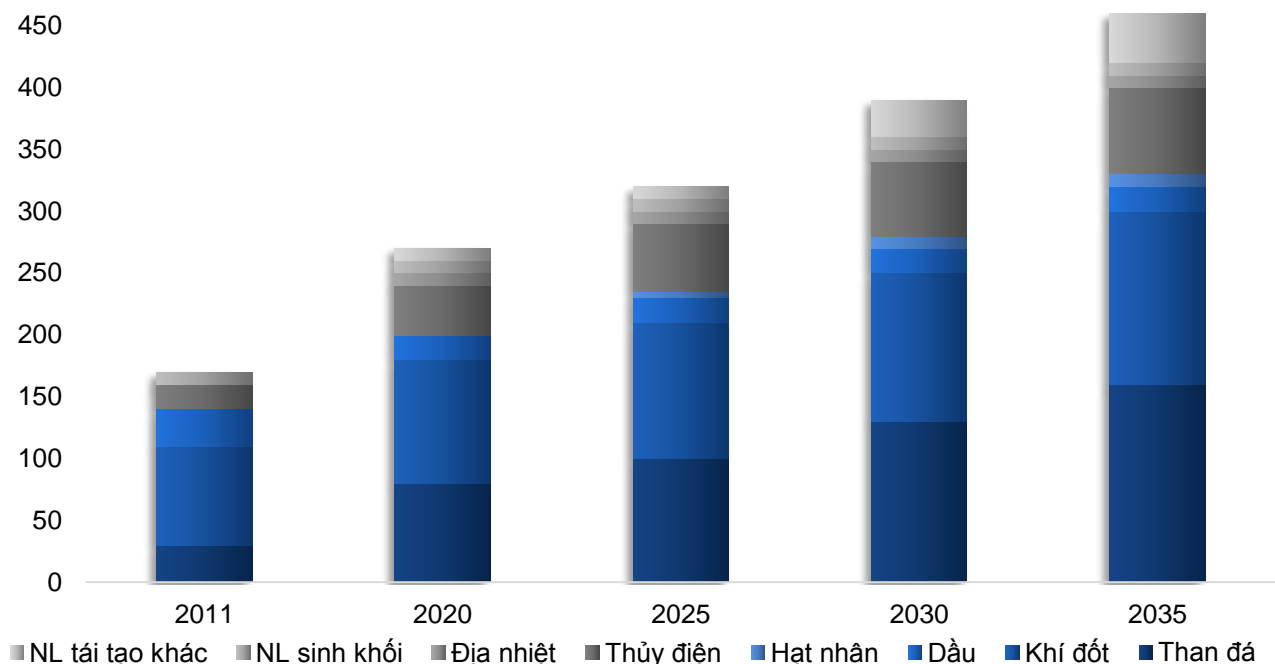
Năng lượng tái tạo (tính cả nhiên liệu sinh học) nhìn chung chưa được quan tâm khai thác do tính ứng dụng chưa cao, chi phí đầu tư khai thác lớn, tỷ trọng được dự báo sẽ giảm từ 24% năm 2011 xuống khoảng 20% năm 2035. Đây là kết quả tất yếu của việc sụt giảm trong nhu cầu sử dụng năng lượng sinh khối truyền thống (giảm một nửa từ 12% xuống 6% giai đoạn 2011 – 2035) bởi mức sống ngày càng được cải thiện, quá trình đô thị hóa diễn ra ngày càng nhanh chóng trên toàn khu vực. Đối lập với xu hướng này là sự tăng trưởng mạnh mẽ của các dạng năng lượng tái tạo hiện đại (năng lượng gió, địa nhiệt, năng lượng mặt trời...), đặc biệt là trong lĩnh vực sản xuất điện với tổng công suất lắp đặt các nguồn điện tăng từ 14 lên 20%.

Năng lượng hạt nhân hiện nay chưa được sử dụng ở các nước Đông Nam Á. Tuy nhiên, an ninh năng lượng luôn được đặt lên hàng đầu là lý do để các nước trong khu vực không thể không nghĩ đến nguồn năng lượng này trong tương lai. Việt Nam nhiều khả năng sẽ là nước đầu tiên xây dựng nhà máy điện hạt nhân trong khu vực vào năm 2020, tiếp theo đó sẽ là Thái Lan.

2. Xu hướng Phát triển nguồn điện

Tổng công suất phát điện của khu vực Đông Nam Á sẽ tăng đều đặn từ 176 GW năm 2011 lên gần 460 GW ở năm 2035. Công suất bổ sung cho cả giai đoạn này tương đương với toàn bộ hệ thống điện của Nhật Bản hiện tại, khoảng 300 GW. Tập trung phát triển nhiệt điện than là xu hướng chung của ngành điện khu vực, đóng góp đến 40% tổng công suất bổ sung cho giai đoạn này. Nhiệt điện khí (26%) và thủy điện (15%) vẫn sẽ là những nguồn cung cấp điện quan trọng, trong khi cơ cấu các nhà máy chạy dầu sẽ giảm dần do chi phí vận hành cao và sẽ chỉ được giữ lại ở những khu vực biệt lập.

Dự báo Các nguồn sản xuất điện ASEAN (GW)



(Nguồn: IEA, FPTTS Tổng Hợp)

Các nhà máy nhiệt điện than sẽ tăng công suất lắp đặt lên gấp đôi trong giai đoạn 2011 – 2020, đạt 80 GW, và tiếp tục tăng gấp đôi lên 160 GW ở năm 2030. Sự chuyển dịch của cơ cấu này chỉ mới bắt đầu nhưng công suất lắp đặt của các nhà máy chạy than đã chiếm đến 75% tổng công suất các nhà máy nhiệt điện đang xây dựng trong khu vực cuối năm 2013, trong đó hầu hết các dự án tập trung ở Việt Nam và Indonesia.

Đông Nam Á là khu vực có tiềm năng cực kỳ lớn về năng lượng tái tạo. Sử dụng năng lượng tái tạo trong ngành điện không những góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia mà còn cân bằng được lợi ích của môi trường, bên cạnh đó sẽ giúp giảm nhập khẩu năng lượng và hạn chế khí thải từ các nhà máy nhiệt điện khác. Năng lượng tái tạo phổ biến nhất là thủy điện (chiếm hơn ¼ tổng trữ năng đã xác minh), đặc biệt tập trung ở các quốc gia khu vực tiểu vùng sông Mekong (Cambodia, Lào, Thái Lan, Myanmar và Việt Nam). Mặc dù đối với phát triển kinh tế và an ninh năng lượng, thủy điện là một nguồn phát điện rất hấp dẫn bởi rất nhiều ưu điểm của nó, tuy nhiên, đối với sự phát triển bền vững, thủy điện lại có rất nhiều nhược điểm do ảnh hưởng không tốt đến môi trường sinh thái, thủy sản, xã hội,...

Một số nước Đông Nam Á cũng đã và đang đa dạng hóa, tăng cường các nhà máy chế tạo năng lượng sinh học. Hầu hết các nước đều có mục tiêu riêng về năng lượng tái tạo cho mình, điển hình như Indonesia, Malaysia, Philippines và Thái Lan đã có những hỗ trợ về tài chính như ưu đãi, miễn thuế suất cho việc đầu tư vào năng lượng tái tạo, đó là cơ sở để công suất năng lượng tái tạo có thể tăng mạnh từ 43 GW ở năm 2012

lên khoảng 130 GW năm 2035. Thủy điện vẫn là nguồn đóng góp chủ yếu cho sự tăng trưởng của nhóm năng lượng tái tạo với khoảng 44 GW, trong đó rất nhiều dự án đã được quy hoạch ở khu vực tiểu vùng sông Mekong.

Năng lượng hạt nhân đóng vai trò không đáng kể trong cơ cấu năng lượng của khu vực trong giai đoạn 2011 – 2035. Điều này phản ánh sự phức tạp trong phát triển các chương trình hạt nhân và hầu hết các quốc gia đều không “mặn mà” trong việc quy hoạch năng lượng hạt nhân trong chiến lược phát triển dài hạn của mình. Việt Nam là quốc gia tích cực nhất trong vấn đề này, hiện nay đang chuẩn bị quy hoạch, huấn luyện đội ngũ kỹ thuật và tạo lập khung pháp lý riêng cho nhà máy điện hạt nhân. Ngoài ra, Việt Nam cũng ký một thỏa thuận hợp tác song phương (bao gồm cả tài trợ về tài chính) với Nga trong việc xây dựng nhà máy điện hạt nhân đầu tiên, dự kiến đưa vào hoạt động từ năm 2020 (theo quy hoạch điện VII). Quy hoạch điện lực Thái Lan cũng dự kiến sẽ có nhà máy điện hạt nhân đầu tiên vào năm 2026. Tuy nhiên các dự án này gặp phải nhiều ý kiến phản đối do vấp phải hạn chế trong nguồn tài nguyên năng lượng của Thái Lan (điều được xem là điều kiện tiên quyết cho các chương trình phát triển điện hạt nhân). Theo IEA dự báo, phải đến năm 2030, Thái Lan mới có dòng điện đầu tiên từ năng lượng hạt nhân.

Cũng theo dự báo của IEA, Indonesia sẽ là quốc gia có tổng công suất nguồn điện bổ sung lớn nhất trong khu vực, lên đến 100 GW, ½ trong số đó đến từ các nhà máy nhiệt điện chạy than để tận dụng lợi thế về nguồn tài nguyên than vô cùng dồi dào của đất nước này. Hầu hết các nhà máy nhiệt điện Indonesia sử dụng nhiên liệu than xấu, hàm lượng năng lượng không cao và không nhiều giá trị để xuất khẩu. Thái Lan sẽ bổ sung 55 GW cho đến năm 2035, trong đó phần lớn là các nhà máy tuabin khí (44%) và nhiệt điện chạy than (35%). Đối trọng giữa an ninh năng lượng và môi trường sinh thái sẽ quyết định loại hình năng lượng chủ đạo trong phát điện của Thái Lan khi đất nước này có thể cân nhắc nhập khẩu điện từ nguồn thủy điện dồi dào của Lào, hoặc từ các nhà máy nhiệt điện than của các nước láng giềng để giải tỏa bớt áp lực cung ứng điện trong tương lai. Tương tự đối với Malaysia, trên 42GW là công suất điện được dự kiến lắp đặt bổ sung trong giai đoạn 2012 – 2035, phần lớn là tuabin khí (38%) và than (33%). Cũng như Indonesia, Malaysia sẽ phải cân nhắc lựa chọn giữa nguồn khí đốt sản xuất nội địa cho sản xuất điện hay xuất khẩu các loại LNG chất lượng cao. Philippines cũng không thoát khỏi xu hướng chung của khu vực với khoảng 41 GW công suất bổ sung, phần lớn là nhiệt điện than và tuabin khí.

3. Xu hướng Sản xuất điện

Theo IEA dự báo, tổng sản lượng điện sản xuất của khu vực Đông Nam Á sẽ đạt tốc độ tăng trưởng khoảng 4,2%/năm và dự báo đạt 1.900 TWh vào năm 2035. Ở cuối giai đoạn dự phóng này, tổng điện năng sản xuất của khu vực sẽ bằng tổng của 2 quốc gia phát triển là Nhật Bản và Hàn Quốc. Hầu hết các loại năng lượng đều có sự tăng trưởng sản lượng đáng kể ngoại trừ các nhà máy điện chạy dầu (nhiệt điện dầu có mức tăng trưởng âm, chỉ còn đóng góp lớn ở Indonesia, sự lệch pha này đến từ chi phí sản xuất cao, cơ sở hạ tầng cải thiện là động lực thay thế các nhà máy này bởi những nguồn năng lượng khác hiệu quả hơn).

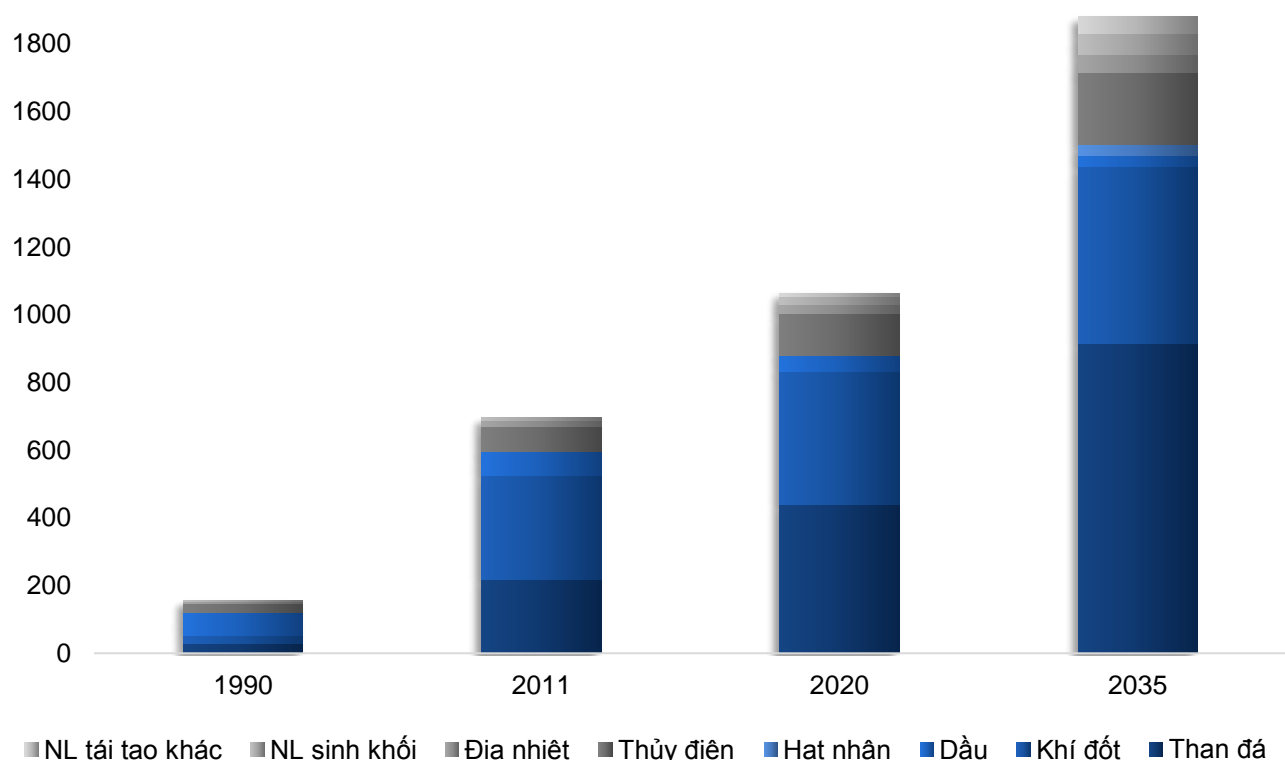
Nhiên liệu hóa thạch vẫn là loại năng lượng chính để phát điện trong khu vực ASEAN dù tổng cơ cấu sản xuất có sự giảm sút nhẹ (từ 86% năm 2011 xuống còn 78% năm 2035). Tuy nhiên, cơ cấu sản xuất có sự đối lập giữa 2 loại nhiệt điện chính. Nếu như đến năm 2035, các tuabin khí chỉ còn đóng góp 28% trong tổng sản lượng điện toàn khu vực thì nhiệt điện than được dự báo sẽ vượt lên nắm chủ đạo với 49% tổng sản lượng.

Ngoại trừ năng lượng sinh khối với đóng góp không đáng kể vào sản xuất điện, nhiệt điện than có tốc độ tăng trưởng cao hơn bất kỳ loại hình năng lượng nào khác.

Dự báo sản lượng điện theo nguồn phát điện (TWh) Giai đoạn 2011 - 2035

	1990	2011	2020	2035	2011 - 2035	Tỷ trọng (%)	
						2011	2035
Nhiên liệu hóa thạch	120	596	880	1470	3.8%	86%	78%
Than đá	28	217	439	914	6.2%	31%	49%
Khí thiên nhiên	26	307	394	523	2.2%	44%	28%
Dầu	66	72	47	34	-3.1%	10%	2%
Năng lượng hạt nhân	0	0	0	31	n/a	0%	2%
Năng lượng tái tạo	34	100	184	378	5.7%	14%	20%
Thủy điện	27	73	122	214	4.6%	10%	11%
Địa nhiệt	7	19	28	51	4.1%	3%	3%
Sinh khối	1	8	23	63	9.2%	1%	3%
NLTT khác	0	0	11	50	24.0%	0%	3%
Tổng cộng	155	696	1064	1880	4.2%	100%	100%

Xu hướng sản xuất điện (TWh) ASEAN

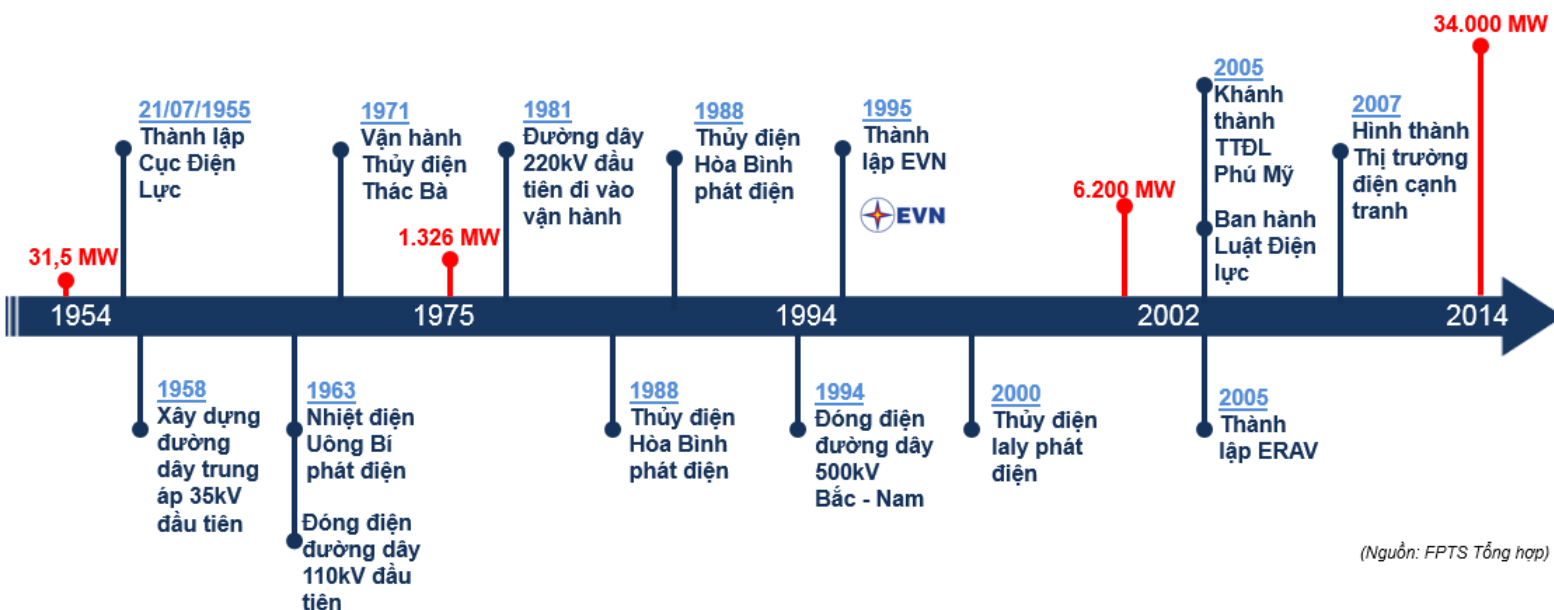


(Nguồn: IEA, FPTS Tổng Hợp)

B. NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

[\(Trở về mục lục\)](#)

I. Tổng quan Ngành Điện Việt Nam



▪ Giai đoạn 1954 – 1975: Từ chiến tranh đến thống nhất Đất nước

Ngay khi miền Bắc vừa được giải phóng, cán bộ công nhân viên ngành Điện cùng nhau vượt qua khó khăn, khẩn trương xây dựng các công trình nguồn và lưới điện mới, phục vụ tái thiết đất nước. Tuy nhiên, đây là thời kỳ đế quốc Mỹ đánh phá miền Bắc, các cơ sở điện lực là những mục tiêu trọng điểm và đã đương đầu với 1.634 trận đánh phá và chịu nhiều tổn thất. Trong giai đoạn này, Cơ quan quản lý nhà nước đầu tiên chuyên trách lĩnh vực điện là Cục Điện lực trực thuộc Bộ Công Thương đã được thành lập. 2 nhà máy nhiệt điện và thủy điện lớn nhất được xây dựng trong giai đoạn này là Uông Bí và Thác Bà góp phần quan trọng nâng tổng công suất nguồn điện toàn quốc đạt 1.326,3MW, tăng đến 42 lần so với vốn vey 31,5MW vào tháng 10/1954.

▪ Giai đoạn 1976 – 1994: Khôi phục và xây dựng nền tảng

Ngành Điện đã tập trung phát huy nội lực phát triển nguồn, lưới điện theo quy hoạch, từng bước đáp ứng đủ nhu cầu điện cho sự nghiệp đổi mới, phát triển đất nước. Để thực hiện các tổng sơ đồ phát triển điện lực Chính phủ đã phê duyệt, ngành Điện khẩn trương xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại (440 MW), Nhà máy Thủy điện Hòa Bình (1.920 MW), tăng nguồn điện ở miền Bắc lên gần 5 lần, tạ bước ngoặt lớn về lượng và chất trong cung cấp điện ở miền Bắc. Ở phía Nam, Nhà máy Thủy điện Trị An (400 MW) đã nâng tổng công suất ở miền Nam lên 1.071,8 MW, đảm bảo nguồn điện cung cấp cho khu vực có mức tăng trưởng cao nhất trong cả nước.

Về lưới điện, hàng loạt các đường dây và trạm biến áp 220 kV như đường dây 220kV Thanh Hóa – Vinh, Vinh – Đồng Hới, đường dây 110kV Đồng Hới – Huế - Đà Nẵng... cũng được khẩn trương xây dựng và vận hành. Đặc biệt, trong giai đoạn này, việc hoàn thành đường dây 500 kV Bắc – Nam với tổng chiều dài 1.487 km và 4 trạm biến áp 500 kV đã mở ra một thời kỳ mới cho hệ thống điện thống nhất trên toàn quốc. Đây là giai đoạn vô cùng quan trọng khi mà hiệu quả khai thác nguồn điện được nâng cao, nhờ đó lực lượng cơ khí điện, lực lượng xây lắp điện, lực lượng tư vấn thiết kế,... cũng trưởng thành nhanh chóng.

▪ **Giai đoạn 1995 – 2002: Hoàn thiện và phát triển**

Thời điểm điện năng được xác định là một ngành kinh tế mũi nhọn, có vai trò quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Lịch sử ngành điện ghi nhận dấu ấn ngày 27/01/1995, Chính phủ ban hành Nghị định số 14/NĐ-CP thành lập Tổng công ty Điện lực Việt Nam (EVN) là đơn vị điều hành toàn bộ công việc của ngành Điện. Ngành điện chính thức có bước ngoặt trong đổi mới, chuyển sang cơ chế thị trường có sự quản lý của Nhà nước.

Trong giai đoạn này, nhiều biện pháp huy động vốn trong và ngoài nước được đưa ra nhằm tăng cường xây dựng và đưa vào vận hành nhiều công trình trọng điểm như Nhà máy thủy điện Ialy (720 MW), Nhà máy thủy điện Hàm Thuận – Đa mi (475 MW), nâng cấp công suất Nhà máy nhiệt điện Phả Lại lên 1.000 MW,... Đặc biệt, việc hoàn thành xây dựng Trung tâm Điện lực Phú Mỹ đã đưa trên 2.000 MW vào vận hành và phát điện, nâng tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống điện lên 9.868 MW, giảm áp lực cung ứng điện cho sự phát triển nhanh chóng của khu vực miền Nam. Mạng lưới truyền tải điện cũng được nâng cấp với hàng ngàn km đường dây và trạm biến áp 220 kV, 110 kV cùng đường dây 500 kV Bắc – Nam mạch 2.

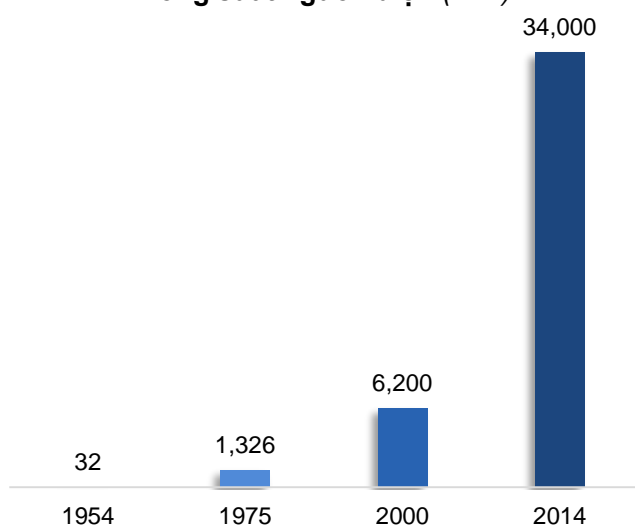
▪ **Giai đoạn 2003 – nay: Tái cơ cấu**

Từ năm 2003 đến nay, ngành công nghiệp điện Việt Nam được tổ chức lại nhiều lần nhằm đảm bảo vận hành thống nhất và ổn định hệ thống điện trong cả nước.

EVN chuyển đổi mô hình quản lý, trở thành tập đoàn kinh tế mũi nhọn của nền kinh tế, nắm vai trò chủ đạo trong đầu tư, phát triển cơ sở hạ tầng điện lực. Khối lượng đầu tư xây dựng trong giai đoạn này lên đến 505.010 tỷ đồng, chiếm khoảng 7,14% tổng đầu tư cả nước.

Đến cuối năm 2014, cả nước có 100% số huyện có điện lưới và điện tại chỗ; 99,59% số xã với 98,22% số hộ dân có điện lưới. Tại các vùng đồng bào dân tộc, vùng sâu vùng xa, hầu hết nhân dân các khu vực này đã được sử dụng điện: Khu vực các tỉnh miền núi Tây Bắc đạt 97,55% về số xã và 85,09% số hộ dân có điện; khu vực các tỉnh Tây Nguyên là 100% và 95,17%; khu vực Tây Nam Bộ là 100% và 97,71%. Nhờ đó, góp phần thay đổi cơ bản diện mạo nông nghiệp, nông thôn Việt Nam.

Công suất nguồn điện (MW)



Điểm nhấn trong giai đoạn này là sự ra đời của Luật Điện lực ngày 03/12/2004 đã tạo hành lang pháp lý cho hoạt động điện lực, nâng cao tính minh bạch, công bằng cho các bên tham gia hoạt động lĩnh vực điện lực, góp phần nâng cao năng lực cung ứng điện năng cho nền kinh tế đất nước.

Ngày 26/01/2006, Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg về lộ trình, các điều kiện hình thành, phát triển các cấp độ thị trường điện tại Việt Nam. Qua đó, EVN và các ban ngành liên quan đang triển khai thực hiện tái cơ cấu ngành Điện theo hướng từng bước thị trường hóa ngành điện một cách minh bạch, cạnh tranh hơn nhằm nâng cao cả chất và lượng của nguồn cung điện, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và lợi ích tốt nhất cho người dân.

II. Chuỗi giá trị Phát Điện

Điện năng là một loại hàng hóa đặc biệt, toàn bộ chuỗi giá trị phải diễn ra đồng thời từ khâu sản xuất đến tiêu thụ, không qua một thương mại trung gian nào. Điện được sản xuất ra khi đủ khả năng tiêu thụ vì đặc điểm của hệ thống điện là ở bất kỳ thời điểm nào cũng phải có sự cân bằng giữa công suất phát ra và công suất tiêu thụ.

Ngành Điện Việt Nam cũng có chuỗi giá trị tương tự với các nước trên thế giới với nhiều bước liên hoàn: Nhiên liệu đầu vào được đưa vào các nhà máy điện để sản xuất ra điện năng (Khâu phát điện), sau đó qua hệ thống điều độ, truyền tải (Khâu truyền tải), phân phối/ bán lẻ (Khâu phân phối) để đến được với các khách hàng sử dụng điện năng.



(Nguồn: FPTS Tổng Hợp)

Trong phạm vi báo cáo này, chúng tôi sẽ tập trung phân tích về chuỗi giá trị Phát Điện tại Việt Nam, các mắt xích Điều độ, Truyền tải, Phân phối/ Bán lẻ điện sẽ được gộp chung vào khu vực tiêu thụ. Theo đó, chuỗi giá trị phát điện gồm 3 mắt xích chính:

- **Vùng nhiên liệu:** là khu vực cung cấp nhiên liệu để chạy máy phát điện. Các loại nhiên liệu hóa thạch như than đá, dầu mỏ, khí đốt,... thường không thể sử dụng ngay sau khi khai thác mà phải qua các quy trình chế biến, tinh chế, xử lý... nghiêm ngặt mới có thể tạo ra nhiên liệu thành phẩm để sử dụng cho các nhà máy điện. Ngược lại, các loại năng lượng tái tạo như thủy năng, năng lượng gió, năng lượng mặt trời... thì có thể đưa vào sử dụng ngay trong các nhà máy để tạo ra điện năng.
- **Quy trình sản xuất:** các nhà máy điện như thủy điện, nhiệt điện,...
- **Khu vực tiêu thụ:** là mắt xích cuối cùng trong chuỗi giá trị phát điện. Đây là khu vực có sự tham gia của các đơn vị sở hữu đường dây truyền tải điện, đường dây phân phối điện, và bán lẻ điện cho người sử dụng.

1. Vùng nhiên liệu

[\(Trở về chuỗi giá trị\)](#)

Nhìn chung nguồn nhiên liệu cho sản xuất điện ở Việt Nam khá đa dạng, bao gồm cả các loại năng lượng hóa thạch, thủy năng hay các loại năng lượng tái tạo như năng lượng gió, năng lượng sinh khối,... Tuy nhiên, chiếm phần lớn trong cơ cấu nguồn điện ở nước ta vẫn là 03 loại nhiên liệu chính: thủy năng, than đá và khí đốt.

Mỗi nguồn nhiên liệu trên đều có tiềm năng, khả năng sản xuất, giá cả... cũng như chịu sự quản lý của Nhà nước theo nhiều cách khác nhau. Điển hình là nguồn nhiên liệu than và khí chịu sự chi phối của 2 tập đoàn Nhà nước là Vinacomin và PVN.

a. Nguồn than

[\(Xem phân tích chi tiết nguồn nhiên liệu than cho nhiệt điện\)](#)

▪ Tiềm năng

Về mặt lý thuyết, Việt Nam là nước có tiềm năng khá lớn về tài nguyên than, bao gồm than Anthracite phân bố chủ yếu ở các bể than Quảng Ninh, Thái Nguyên, Sông Đà, Nông Sơn, với tổng tài nguyên đạt trên 18 tỷ tấn. Bể than Quảng Ninh là lớn nhất với tài nguyên trữ lượng đạt trên 9 tỷ tấn, trong đó hơn 4 tỷ tấn than đã được thăm dò và đánh giá đảm bảo độ tin cậy. Bể than Quảng Ninh đã được khai thác từ hơn 100 năm nay phục vụ tốt cho các nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Than á bitum ở phần lục địa trong bể than sông Hồng tính đến chiều sâu -1.700m (so với mực nước biển) có trữ lượng đạt 36,96 tỷ tấn và có thể đạt đến 210 tỷ tấn nếu tính đến độ sâu -3.500m. Than bùn có tổng trữ lượng khoảng 7,1 tỷ tấn (70% tập trung ở đồng bằng sông Cửu Long).

Khu vực	Trữ lượng (1.000 tấn)
Bể than Đông Bắc	8.826.923
Bể than ĐBSH	39.351.616
Các mỏ than nội địa	181.189
Các mỏ than địa phương	37.434
Các mỏ than bùn	331.790
Tổng cộng	48.728.952

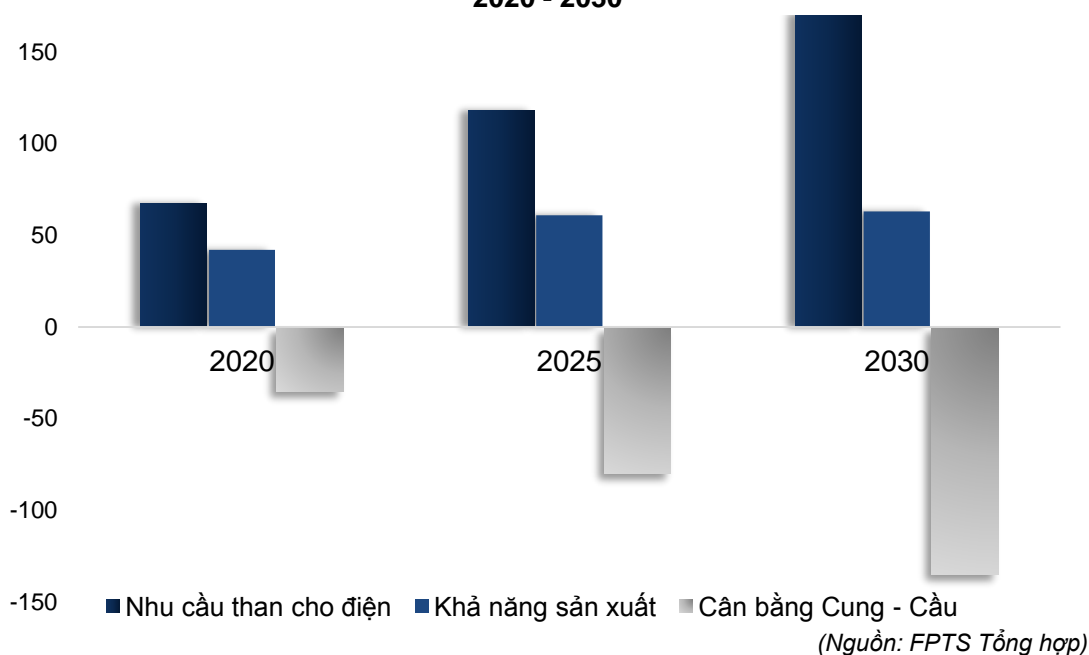
(Trữ lượng than theo quy hoạch)

Trữ lượng than thực tế thường xuyên thay đổi theo không gian tùy thuộc vào quá trình khoan thăm dò. Thực tế tính đến 01/01/2014, tổng trữ lượng và tài nguyên bể than Đông Bắc và vùng nội địa chỉ còn lại 6.933 triệu tấn, tức là đã giảm đến 20,8% so với quy hoạch ngành than năm 2012 (Quy hoạch 60). Như vậy cho thấy một thực trạng là các số liệu về nguồn than theo các báo cáo được lập của Vinacomin có mức độ tin cậy chưa cao và thường có xu hướng “lạc quan”. Điều này khiến việc nâng cao sản lượng khai thác không những bị hạn chế mà còn giảm so với quy hoạch. Chúng tôi đánh giá đây là rủi ro tiềm ẩn không nhỏ cho việc đầu tư, xây dựng và vận hành các dự án nhiệt điện than.

▪ Cung cầu

Theo đánh giá cân đối cung – cầu, than trong nước vẫn đáp ứng đủ nhu cầu cho đến hết năm 2015. Từ năm 2016, Việt Nam sẽ phải nhập khẩu khoảng 3 – 4 triệu tấn; năm 2020 khoảng 35 triệu tấn, năm 2025 khoảng 80 triệu tấn và năm 2030 khoảng 135 triệu tấn. Do đó, trong 3 năm trở lại đây, Vinacomin đã làm việc với các đối tác ở Indonesia, Malaysia, Australia, Nga, Ukraine để nhập than thí điểm, sản lượng nhập đã tăng dần từ 9.500 tấn ở năm 2011 lên gần 3 triệu tấn ở năm 2014.

**Cân bằng Cung - Cầu Than Việt Nam (Triệu tấn)
2020 - 2030**



Nguồn cung nhiên liệu từ ngành than gặp nhiều khó khăn khi: **(1)** Giá than nội địa cao hơn giá thế giới nhưng vẫn còn thấp hơn giá thành, ngoài giá bán than cho điện thì giá bán cho các nơi tiêu thụ khác như xi măng, hóa chất, sắt thép, vật liệu xây dựng... cũng đều thấp hơn giá thành; **(2)** Ngoài các loại thuế như GTGT, thu nhập doanh nghiệp, tiền thuế đất... ngành than còn chịu thuế tài nguyên môi trường như hàm lò tăng lên 5%, lộ thiên tăng từ 5% lên 7%, còn mới đây là việc tăng thuế xuất khẩu từ 10% lên 13%; **(3)** Điều kiện khai thác của ngành than ngày càng khó khăn do các mỏ lộ thiên đã cạn kiệt, chỉ còn lại 2 mỏ Na Dương và Khánh Hòa nhưng tỷ lệ lưu huỳnh cao không thể xuất khẩu được và sản lượng, trữ lượng lại quá thấp; **(4)** Xuất khẩu than sang Trung Quốc khó khăn, Vinacomin phải mở rộng thị trường với đối tác Nhật Bản nhưng việc xuất khẩu chỉ mang yếu tố giữ mối quan hệ.

▪ Giá bán than cho sản xuất điện

Ngày	Tỷ lệ tăng
07/2014	5%
01/2014	4 – 10%
08/2013	14%
04/2013	27%
10/2012	28 – 42%
07/2012	10 – 11,5%
04/2011	5%
03/2010	28%

Cũng như ngành Điện, ngành Than nhìn chung đã và vẫn đang ở cơ chế độc quyền. Trước đây toàn bộ than sản xuất trong nước (do các công ty con của Vinacomin khai thác) được Vinacomin mua lại và phân phối cho các đơn vị tiêu thụ. Vinacomin mua than từ các công ty con với giá thấp theo cơ chế “Cost + Margin”, nghĩa là giá mua than sẽ đủ cho các công ty con này bù đắp toàn bộ chi phí sản xuất và có thêm một tỷ suất lợi nhuận theo thỏa thuận (vẫn là cơ chế xin – cho do Vinacomin độc quyền là người mua duy nhất).

Nước ta vẫn còn áp dụng cơ chế bù giá chéo giữa các ngành công nghiệp, do đó giá than Vinacomin bán cho EVN và các đơn vị phát điện cũng thấp hơn giá thành. Cũng như giá bán lẻ điện, giá bán than của Vinacomin do Nhà nước quy định và thua lỗ luôn là lý do để các Tập đoàn này xin tăng giá. Từ năm 2010 đến nay, giá bán than cho điện đã 8 lần tăng giá, giá bán bình quân từ ngày 21/07/2014 khoảng 70 USD/ tấn. Tuy nhiên sau khi điều chỉnh, giá bán than cho sản xuất điện vẫn thấp hơn khoảng 2,6 – 5,8% so với giá bán than cho các hộ khác trong nước được điều chỉnh cùng đợt (trừ than cám 4bHG) và bằng 86 – 91% giá xuất khẩu cùng loại. Giá than cũng sẽ được đưa về tiệm cận giá thị trường theo lộ trình của Chính phủ.

b. Nguồn khí thiên nhiên

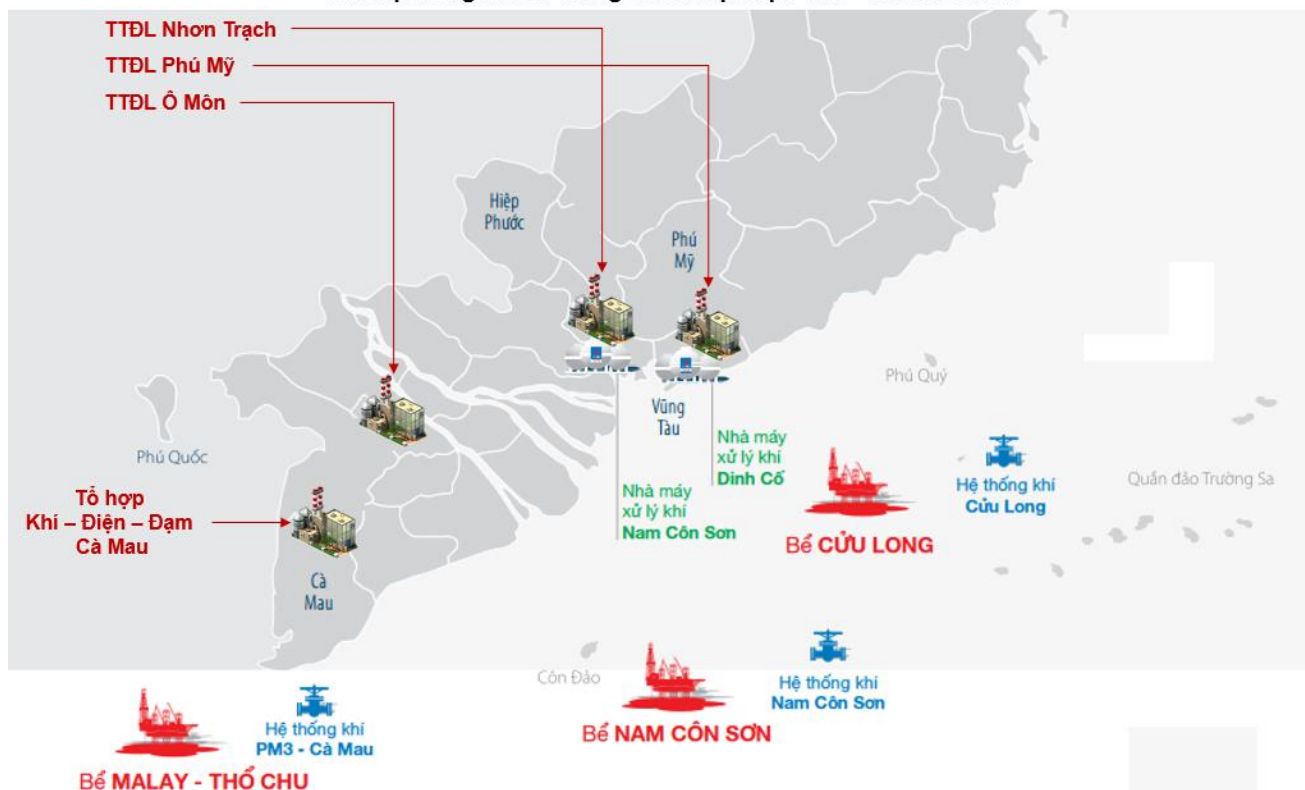
[*\(Xem chi tiết nguồn nhiên liệu khí cho nhiệt điện\)*](#)

▪ Tiềm năng

Đến nay, Việt Nam được đánh giá là quốc gia thuộc nhóm nước có nhiên liệu về dầu mỏ và khí đốt. Theo thống kê của BP, trữ lượng dầu mỏ của Việt Nam chiếm 0,3% tổng trữ lượng toàn thế giới, còn theo đánh giá của ngành dầu khí, tổng trữ lượng có thể đưa vào khai thác ở nước ta khoảng 3,8 – 4,2 tỷ tấn dầu quy đổi (TOE), trong đó trữ lượng đã xác minh khoảng 1,05 – 1,14 tỷ TOE. Về cơ cấu, khí đốt chiếm 60% tổng trữ lượng, tương đương với 21,8 nghìn tỷ m³ khí. Với nhu cầu tiêu thụ khí hiện tại của nước ta, trữ lượng này có thể đảm bảo khai thác lên đến 63,3 năm. Tuy nhiên, việc khai thác các nguồn khí mới sẽ ngày càng khó khăn, chi phí đầu tư rất lớn, để đưa vào sử dụng cần cân đo đong đếm giữa lợi ích kinh tế, cộng với việc các mỏ khí hiện tại ngày càng cạn kiệt dẫn đến thời gian sử dụng chắc chắn sẽ không đạt được con số trên.

Tiềm năng dầu khí của Việt Nam nằm chủ yếu ở 7 bể chính là Cửu Long, Nam Côn Sơn, Phú Khánh, MaLay – Thổ Chu, Sông Hồng, Hoàng Sa và Trường Sa. Ở khu vực miền Bắc và miền Trung, tính khả thi và triển vọng thương mại của các nguồn khí không đạt độ tin cậy cao. Do đó hầu hết trữ lượng khí ở nước ta được khai thác ở khu vực miền Nam với hệ thống đường ống vận chuyển, kho chứa được đầu tư phát triển tương đối đầy đủ.

Các Hệ thống khí và Trung tâm Nhiệt điện Tua – bin khí chính



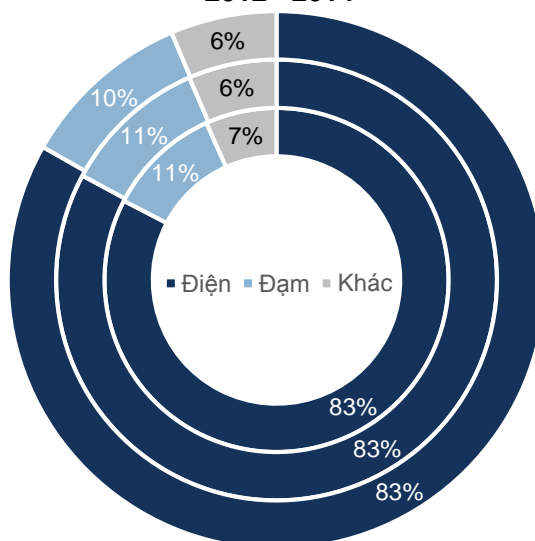
(TTDL: Trung tâm điện lực); (Nguồn: PVGAS, FPTS Tổng Hợp)

Khí thiên nhiên cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện được khai thác từ 3 bể khí chính là Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay Thổ Chu. Bể Cửu Long là bể được khai thác lâu đời nhất và có trữ lượng dầu mỏ lớn nhất. Bể Malay – Thổ Chu có tiềm năng khí đốt rất lớn.

▪ Cung cầu

Hầu hết khí khai thác ở nước ta được sử dụng để sản xuất điện. Trên 80% sản lượng khí được cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện, khoảng 10% cho các nhà máy đạm và khoảng 5% cho các khách hàng công nghiệp khác. Năm 2014, tổng sản lượng khí tiêu thụ của cả nước là 9.969 triệu m³ (tăng trưởng 5,2% so với 2013) trong đó các nhà máy điện tiêu thụ đến 8.298 triệu m³ khí (tăng 5,8% so với 2013).

**Cơ cấu Khách hàng tiêu thụ khí khô
2012 - 2014**



(Chú thích: Từ trong ra ngoài: 2012 – 2013 – 2014); (Nguồn: PV GAS, FPTS Tổng Hợp)

Theo kế hoạch của PV GAS, mục tiêu của đơn vị này trong giai đoạn 2016 – 2035 sẽ đạt 297,6 tỷ m³ khí. Mục tiêu từ năm 2017 sẽ gia tăng sản lượng thêm khoảng 0,2 – 1,5 tỷ m³/năm theo kết quả tìm kiếm thăm dò các nguồn khí. Tuy nhiên, theo dự báo, lượng khí thiếu hụt tại khu vực Nam Bộ vào năm 2015 sẽ thiếu hụt khoảng 3 tỷ m³, vào thời điểm 2020 ước tính sẽ thiếu hụt đến 6 tỷ m³ và tăng lên đến 15 tỷ m³ vào năm 2025. Do đó PV GAS cũng đã có kế hoạch việc nhập khẩu khí để bù đắp cho lượng khí thiếu hụt trong những năm tới.

▪ Giá bán khí cho sản xuất điện

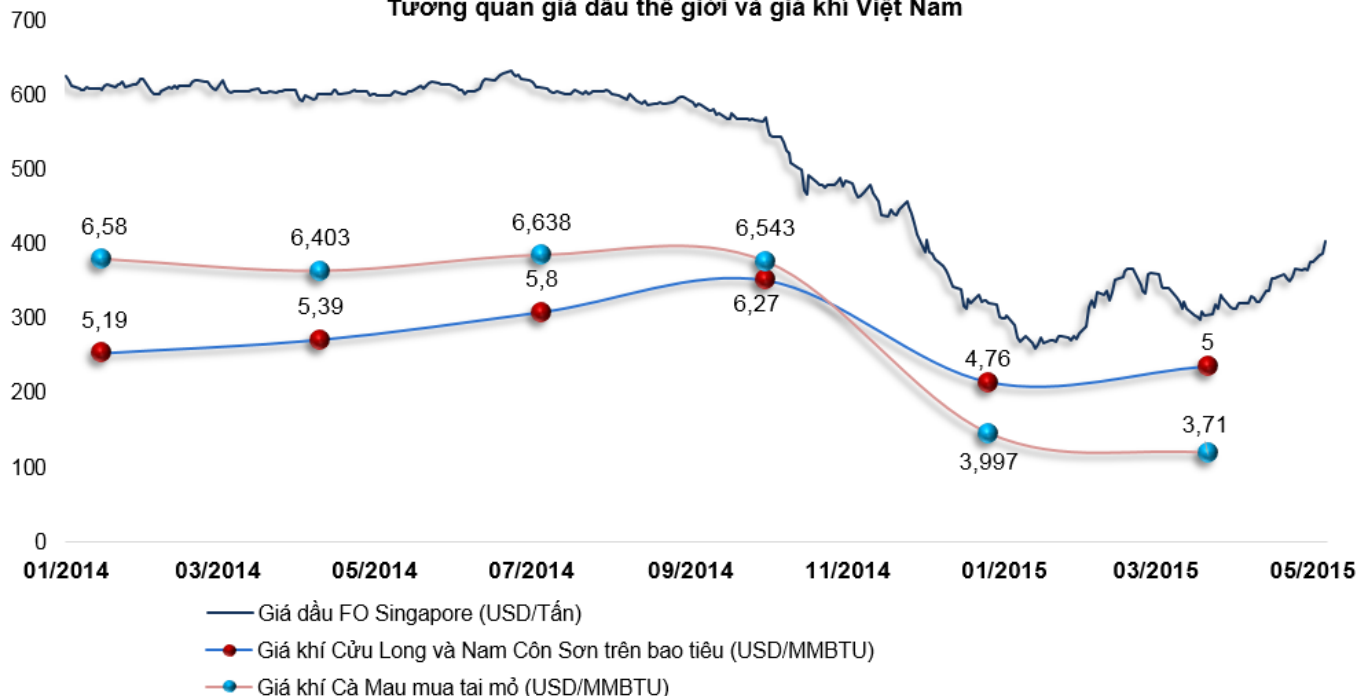
Trước đây tại hầu hết các mỏ, giá bán khí của PV GAS cho các khách hàng tiêu thụ được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán khí (GSA) tùy thuộc vào từng dự án (Ngoại lệ chỉ có khí từ mỏ PM3 – CAA được xác định theo giá thị trường do một phần bán cho Malaysia). Cũng như ngành Than hay ngành Điện, giá khí đàm phán trước đây cũng theo cơ chế “Cost + Margin”, đủ để khách hàng mua khí có thể bù đắp hết chi phí khai thác, vận chuyển, phân phối, thuế GTGT... và có một phần biên lợi nhuận định mức. Do cơ chế bù giá chéo, không theo giá thị trường này, hầu hết giá khí bán cho ngành điện theo hợp đồng GSA trước đây đều thấp hơn so với giá thị trường, là một trong những nguyên nhân khiến giá điện Việt Nam thấp hơn tương đối so với các nước trong khu vực.

Từ tháng 04/2014, theo quy định của Thủ tướng Chính phủ, giá khí ở nước ta sẽ được điều chỉnh theo cơ chế giá thị trường. Theo đó, giá khí hiện tại đã được thả nổi một phần theo giá thị trường. Cụ thể, đối với sản lượng trên bao tiêu bán cho các nhà máy điện tại các mỏ cũ, giá khí sẽ được neo theo phần trăm giá MFO (giá dầu FO bình quân tháng tại thị trường Singapore), tỷ lệ này tăng dần từ 70% ở Q2/2014 lên 100% từ năm 2015. Giá khí tại các mỏ mới được đưa vào khai thác sẽ được bán theo giá thị trường,

do đó sẽ thu hút hơn các nhà đầu tư vào ngành dầu khí. Đối với giá khí trong bao tiêu thì vẫn do Nhà nước quy định.

Như vậy có thể thấy trong tương lai, giá điện sẽ có thêm 2 động lực quan trọng để điều chỉnh theo giá thị trường, đó là giá than và giá khí (chiếm 70% chi phí sản xuất của các nhà máy nhiệt điện) đều có chủ trương đưa về giá thị trường.

Tương quan giá dầu thế giới và giá khí Việt Nam



(Nguồn: Bloomberg, Bộ Công Thương, FPTS Tổng Hợp)

c. Nguồn thủy điện



Tiềm năng Thủy điện Việt Nam

Lưu vực sông	Diện tích km ²	Tổng công suất MW	Điện lượng GWh
Sông Đà	17200	6960	26.96
Sông Lô - Gâm - Chảy	52500	1120	4.1
Sông Mã - Chu	28400	890	3.37
Sông Cả	27200	520	2.09
Sông Hương	2800	480	2.13
Sông Vu Gia - Thu Bồn	10500	1360	5.1
Sông Sê San	11450	1980	9.36
Sông Serepok	12200	700	3.32
Sông Ba	13800	670	2.7
Sông Đồng Nai	17600	2870	11.64
Thủy điện nhỏ		1000 - 3000	4000 - 12000
Tổng cộng		19000 - 21000	80000 - 84000

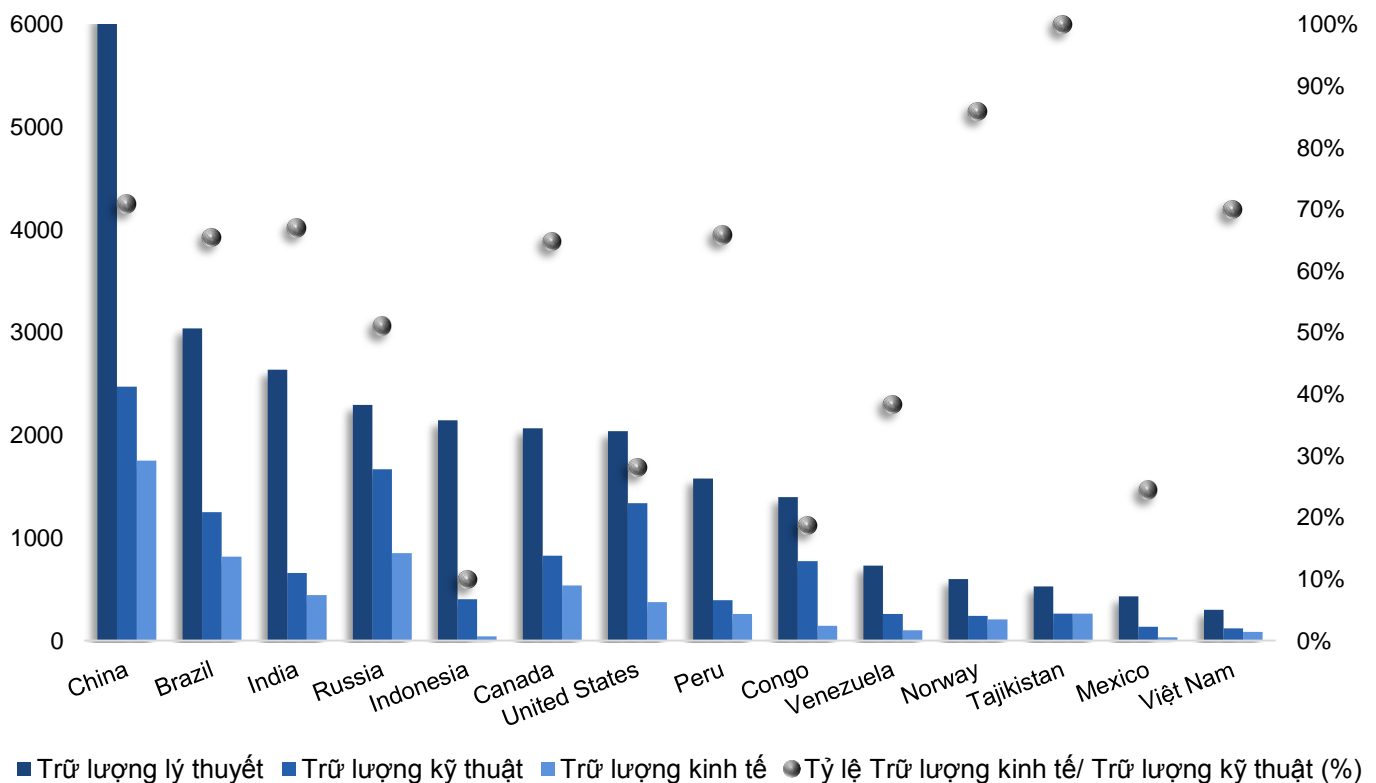
(Nguồn: FPTS Tổng hợp)

Việt Nam nằm ở khu vực khí hậu nhiệt đới gió mùa, nóng ẩm, mưa nhiều. Lượng mưa trung bình năm khoảng 2.000 mm. Lượng mưa nơi nhiều nhất đạt tới 4.000 – 5.000 mm, trong khi thấp nhất cũng đạt đến 1.000 mm. Mùa mưa hằng năm kéo dài từ 3 – 5 tháng và có sự phân hóa vùng miền. Ở khu vực miền Bắc, miền Nam và Tây Nguyên, mùa mưa thường bắt đầu từ tháng 5, 6 và kết thúc vào tháng 10, 11. Khu vực Đông Trường Sơn và vùng duyên hải Miền Trung, mùa mưa bắt đầu chậm hơn 2 - 3 tháng trong khi khu vực khu 4 cũ (Quy Nhơn – Nghệ Tĩnh) thì mùa mưa thường chậm hơn 1 – 2 tháng. Lượng mưa vào 3 tháng có mưa nhiều nhất chiếm đến 60 – 80% tổng lượng mưa cả năm.

Địa hình nước ta đến 4/5 diện tích là đồi núi và cao nguyên, trong khi đó mạng lưới sông ngòi lại dày đặc với mật độ trung bình là 0,6 km/km². Có 9 hệ thống sông có diện tích lưu vực từ 10.000 km² trong đó tổng số các con sông có chiều dài trên 10km lên đến 2.360. Hầu hết sông ngòi Việt Nam đều đổ ra biển Đông, hằng năm mạng lưới này vận chuyển ra biển một lượng nước đến 867 tỷ m³/năm với lưu lượng bình quân khoảng 37.500 m³/s.

Theo nhiều nghiên cứu cho thấy, có 10 hệ thống sông lớn có tiềm năng phát triển thủy điện với tổng trữ năng lý thuyết được đánh giá khoảng 300 tỷ kWh/năm, công suất lắp máy được đánh giá khoảng 34.647 MW. Tổng tiềm năng kỹ thuật được đánh giá vào khoảng 120 tỷ kWh với công suất khoảng 30.000 MW. Tuy nhiên nếu xem xét thêm các yếu tố kinh tế - xã hội, tác động đến môi trường và dự báo về biến đổi khí hậu sẽ xảy ra tại Việt Nam thì tiềm năng kinh tế - kỹ thuật được đánh giá khoảng 80 – 84 tỷ kWh/năm, tương đương với công suất lắp máy khoảng 19.000 – 21.000 MW và tập trung chủ yếu trên 3 dòng sông chính là Sông Đà, Sông Sê San và Sông Đồng Nai.

Một số nước có tiềm năng thủy điện lớn trên thế giới (TWh)

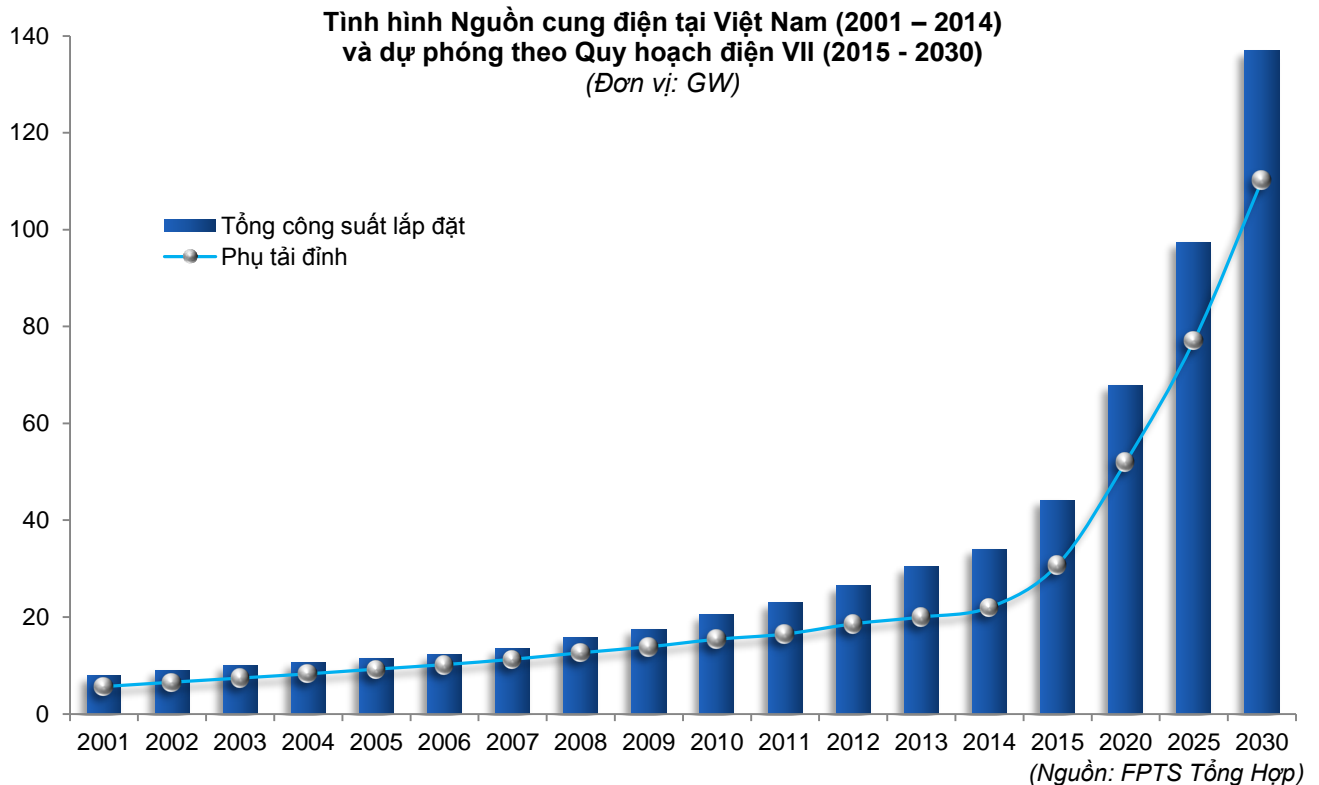


(Nguồn: FPTs Tổng Hợp)

2. Quy trình sản xuất

[\(Trở về chuỗi giá trị\)](#)

a. Thực trạng Cung – Cầu điện năng



Nhu cầu điện tăng trưởng mạnh mẽ về quy mô và có sự chuyển dịch trong cơ cấu tiêu thụ do ảnh hưởng sự phát triển của nhóm khách hàng công nghiệp, xây dựng. Việc sử dụng điện kém hiệu quả là một trong những vấn đề lớn nhất trong nhu cầu điện. Mức phụ tải đỉnh (nhu cầu điện cao nhất trong một giờ) năm 2014 đã lên đến 22GW, tăng gấp 2,5 lần trong vòng 10 năm.

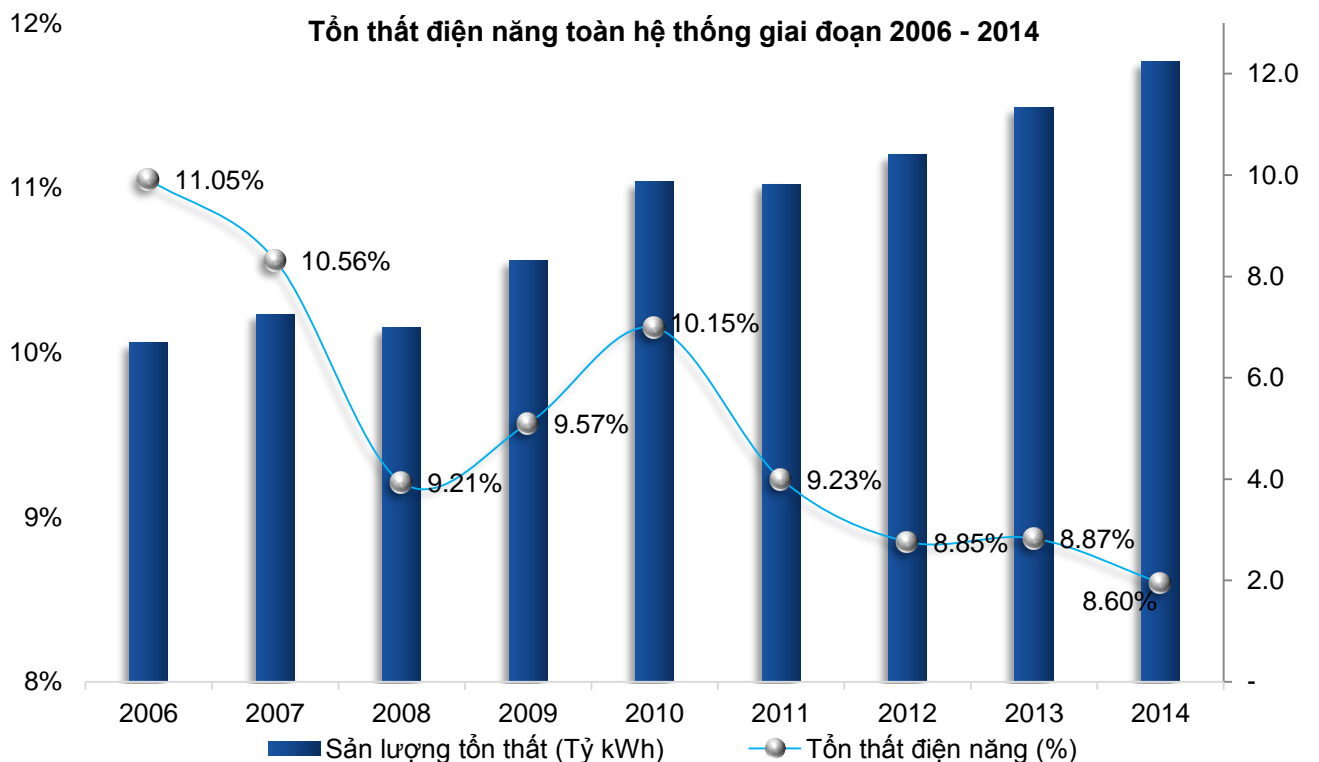
Nguồn cung điện: Hơn một thập kỷ trôi qua, ngành điện Việt Nam luôn phải căng sức bổ sung nguồn cung để theo kịp với tăng trưởng mạnh mẽ của nhu cầu. Năm 1995, tổng công suất nguồn điện toàn quốc mới chỉ khoảng trên 4.000MW, sản lượng điện 14,3 tỷ kWh, đến nay tổng công suất các nhà máy và sản lượng đã tăng gấp 9 – 10 lần lên trên 34.000 MW và 145 tỷ kWh.

Tương quan Cung – Cầu: Mặc dù công suất lắp đặt luôn vượt mức phụ tải đỉnh hằng năm (Tỷ lệ phụ tải đỉnh/công suất nguồn giảm từ 78,3% xuống 65,1% trong giai đoạn 1995 – 2014) nhưng hệ thống vẫn luôn phải chịu áp lực cung ứng rất cao, đặc biệt là vào mùa khô. Tình trạng cắt điện luân phiên ở nhiều nơi đã trở nên quen thuộc. Nhiều nguyên nhân để giải thích cho những vấn đề này như:

- **Hệ thống điện phụ thuộc quá nhiều vào thủy điện** (chiếm gần 50% tổng công suất toàn hệ thống) dẫn đến khả năng đáp ứng của nguồn cung chịu ảnh hưởng lớn bởi tình hình thủy văn.
- **Nhu cầu tiêu thụ điện phân hóa mạnh theo thời gian** giữa các mùa trong năm, giữa giờ cao điểm và thấp điểm trong ngày là khá lớn ($P_{min}/P_{max} = 67 - 70\%$), do đó gây khó khăn cho công tác điều độ và phát điện,...
- **Nhu cầu điện có sự phân hóa rõ nét giữa các vùng miền**, trong khi nhu cầu phụ tải của hệ thống điện miền Nam chiếm 50% tổng nhu cầu cả nước (năm 2013 khoảng trên 10.000MW), nhưng nguồn điện tại chỗ chỉ đáp ứng được 80%

nhu cầu, còn lại phải truyền tải từ phía Bắc và miền Trung qua đường dây 500kV. (sản lượng truyền tải từ miền trung vào miền nam năm 2013 lên đến 9,8 tỷ kWh).

- **Việc xây dựng và triển khai quy hoạch điện còn nhiều bất cập** như: Dự báo nhu cầu chưa đạt độ tin cậy cao; Công tác triển khai xây dựng nguồn điện gặp nhiều hạn chế, nhiều dự án bị chậm tiến độ đặc biệt các dự án nguồn điện ở phía nam; Việc xây dựng lưới điện có nhiều khó khăn, nhất là giải phóng mặt bằng, lưới điện truyền tải còn chưa đảm bảo độ tin cậy...
- **Chất lượng điện năng toàn hệ thống chưa cao.** Hệ thống điện phụ thuộc quá nhiều vào đường dây 500kV, việc luân phải truyền tải một sản lượng rất lớn từ bắc vào nam khiến cho tổn thất là điều không thể tránh khỏi. Tỷ lệ tổn thất đã có xu hướng cải thiện rõ nét từ 10,15% năm 2010 xuống chỉ còn 8,6% năm 2014 nhưng với mức độ mất mát vẫn còn rất cao, lên đến 12,2 tỷ kWh/năm. Giảm tổn thất điện năng vẫn là một trong những mục tiêu cấp thiết nhất trong những năm tới.



(Nguồn: FPTTS Tổng Hợp)

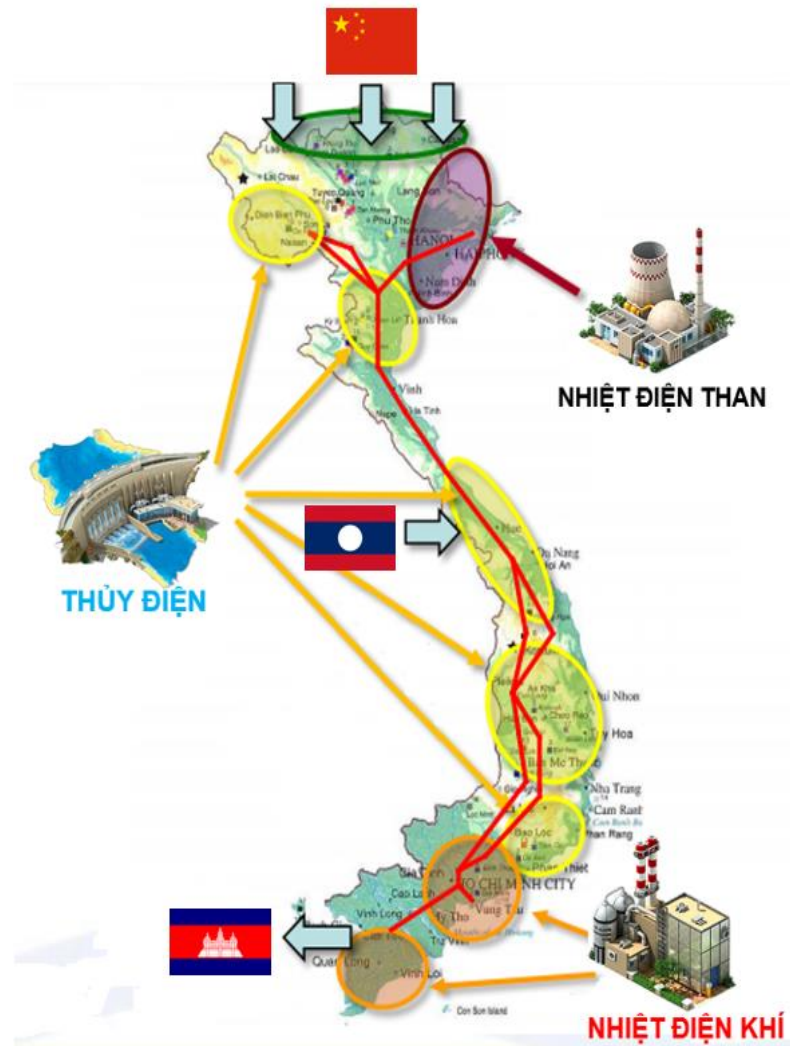
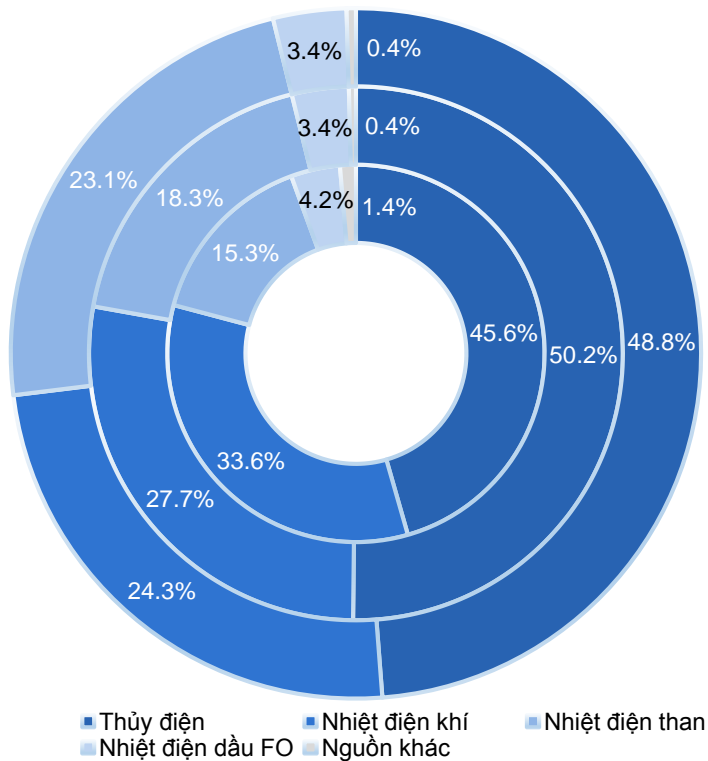
[\(Xem phân tích chi tiết Cung – Cầu điện năng\)](#)

b. Đặc điểm nguồn phát điện tại Việt Nam

3 nguồn phát điện chính là Thủy điện, Nhiệt điện khí và Nhiệt điện than, chiếm tới 95% tổng công suất nguồn điện mỗi năm. Hiện nay, thủy điện vẫn là nguồn cung điện chính, chiếm gần 50% tổng công suất lắp đặt nguồn điện tại Việt Nam. Ngược với sự suy giảm trong cơ cấu của nhóm tuabin khí, công suất lắp đặt các nhà máy nhiệt điện than có mức tăng trưởng mạnh mẽ trong những năm gần đây. Đóng góp của nhiệt điện than và khí đã xấp xỉ nhau ở năm 2013, lần lượt 23,07% và 24,29%. Các nhà máy nhiệt điện chạy dầu FO đã từng có vai trò quan trọng trong sự phát triển điện năng, đặc biệt tại khu vực TPHCM. Tuy nhiên hiện nay công suất các nhà máy này chỉ là 1.050 MW, tương đương 3,4% cơ cấu nguồn và sẽ còn giảm xuống do không được định hướng tiếp tục phát triển trong tương lai.

Năng lượng tái tạo chưa được áp dụng rộng rãi cho phát triển điện năng. 88,6% điện năng sản xuất từ năng lượng tái tạo ở nước ta là từ các nhà máy thủy điện nhỏ (công suất dưới 30MW). Điện gió và các nguồn điện tái tạo khác chỉ đóng góp rất ít (0,4%) trong cơ cấu sản xuất điện cả nước.

Cơ cấu nguồn điện theo công suất lắp đặt
(Từ trong ra ngoài: năm 2011, 2012, 2013)



(Nguồn: EVN, FPTS Tổng Hợp)

Hiện nay, vị trí lắp đặt của các nhà máy điện đều phụ thuộc rất lớn vào sự phân bố của nguồn tài nguyên thiên nhiên, do đó có sự phân hóa rõ rệt về vùng miền. Nguồn phát điện ở miền Bắc chủ yếu là thủy điện và nhiệt điện than trong khi nhiệt điện khí chủ yếu xây dựng ở khu vực Nam bộ, nơi có các bể khí của PVN đang khai thác.

Thủy điện có tiềm năng ở rải rác hầu hết các khu vực trên cả nước. Tuy nhiên, trữ năng lớn nhất nằm ở khu vực hệ thống sông Đà ở phía Bắc, sông Đồng Nai ở miền Nam và sông Sê San ở Tây Nguyên.

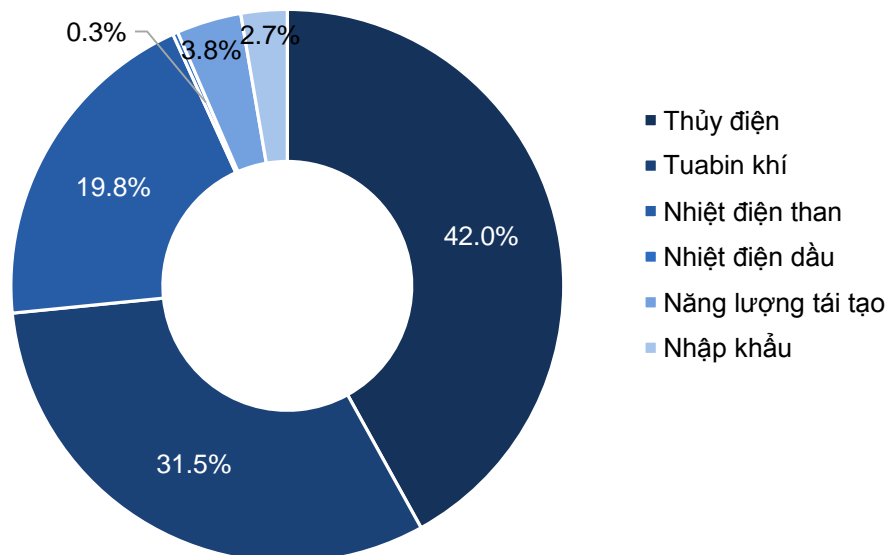
Trong tương lai các nhà máy nhiệt điện than sẽ được ưu tiên phát triển. Nhiều nhà máy sẽ không nhất thiết phải xây dựng gần các mỏ than như trước đây nữa mà thay vào đó sẽ xây dựng ở khu vực phía Nam, cùng với các cảng chuyên dụng để nhập khẩu than từ Úc hoặc Indonesia.

[\(Xem phân tích chi tiết về các nguồn phát điện\)](#)

c. Cơ cấu sản xuất điện

Tăng trưởng sản lượng là thành quả tất yếu của việc liên tục đầu tư vào nguồn điện trong thời gian qua. Chỉ trừ năm 2013, điện năng sản xuất của nước ta luôn tăng trưởng ở mức 2 con số, tỷ lệ tăng trưởng kép của điện năng sản xuất lên đến 12,6%/năm.

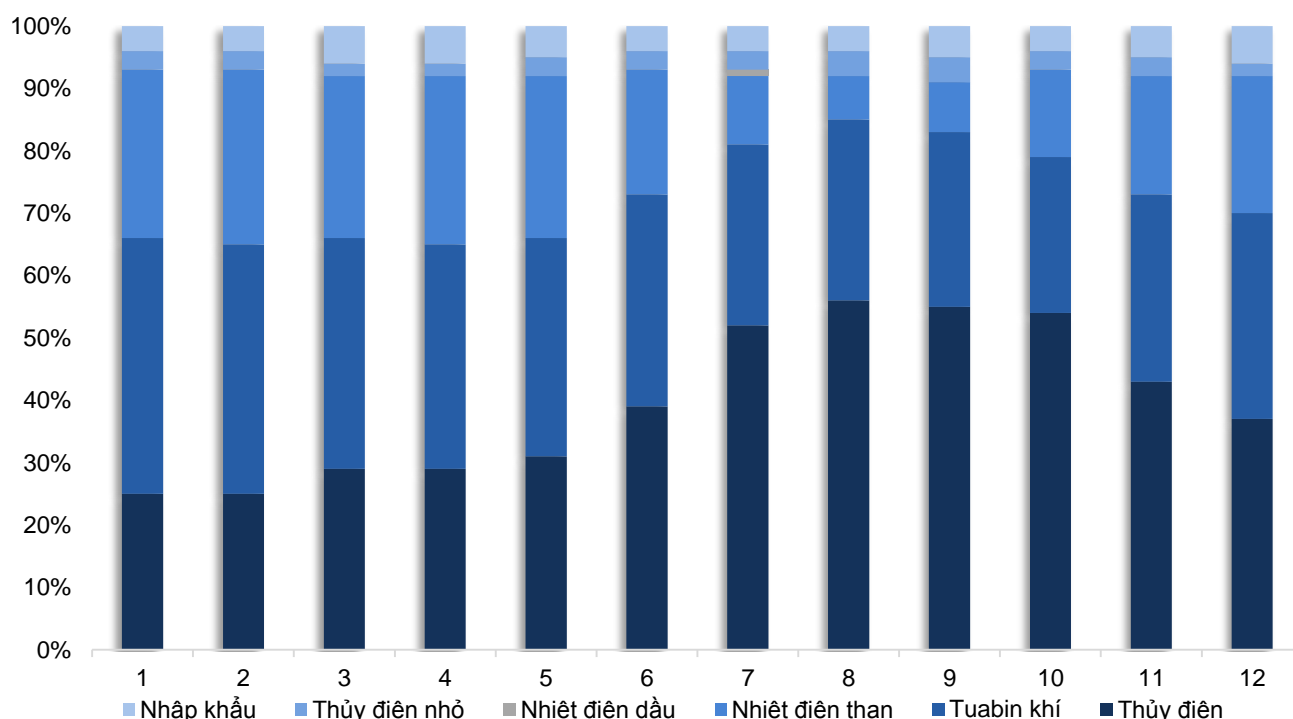
Cơ cấu sản xuất theo nguồn điện năm 2013



(Nguồn: EVN, FPTS Tổng Hợp)

So sánh giữa cơ cấu sản xuất với cơ cấu lắp đặt nguồn điện tại Việt Nam, có thể thấy rõ sự khập khiễng ở việc các nhà máy nhiệt điện dầu rất hiếm khi được huy động (chỉ 0,3%). Thực tế sử dụng đã cho thấy nhiệt điện dầu bộc lộ rất nhiều nhược điểm như phụ thuộc mạnh vào giá dầu (giá dầu Thế giới năm 2013 rất cao) trong khi hiệu suất phát điện lại không cao, do đó chỉ được điều độ phát điện vào những giờ cao điểm, khan hiếm nguồn điện. Điều này cũng lý giải cho việc thiếu vắng nguồn điện dầu trong quy hoạch điện VII. Năm 2013, Việt Nam cũng nhập khẩu 3.600 GWh (tương đương 2,7%) từ Trung Quốc.

Cơ cấu sản xuất điện các tháng trong năm 2013

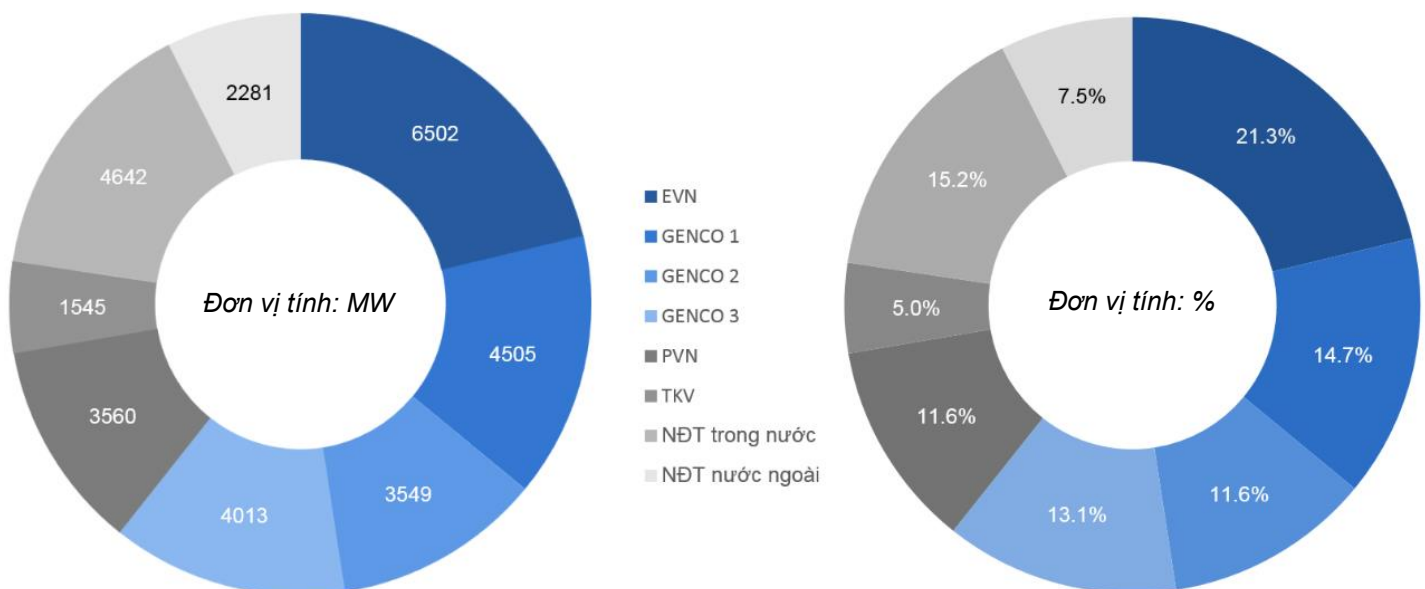


Gần một nửa công suất lắp đặt là thủy điện, trong khi A0 luôn ưu tiên huy động nguồn điện giá rẻ này khiến hệ thống điện Việt Nam phụ thuộc quá nhiều vào tính mùa vụ. Sản lượng thủy điện sản xuất vào các tháng mùa mưa thường gấp đôi tổng sản lượng vào mùa khô. Các nhà máy nhiệt điện than và tuabin khí được điều độ để bù đắp thiếu hụt cho hệ thống sau thủy điện, do đó sản lượng của nhóm này tăng mạnh vào mùa khô và giảm dần vào mùa mưa. Ưu điểm lớn nhất của hệ thống điện nước ta là chi phí sản xuất điện rất rẻ (do phần lớn là thủy điện), tuy nhiên tính linh hoạt không cao do các nhà máy nhiệt điện thường đòi hỏi quãng thời gian nhất định để khởi động và cho máy vận hành với hiệu suất cao.

d. Thành phần tham gia

Phát điện là phân khúc duy nhất có sự góp mặt của các đơn vị bên ngoài EVN do đặc thù đòi hỏi nguồn vốn đầu tư rất lớn. Cũng chính vì những lý do đó, thị trường điện cạnh tranh ở nước ta cũng sẽ bắt đầu giai đoạn 1 ở phân khúc này.

Cơ cấu sở hữu nguồn điện năm 2013



(Nguồn: EVN, FPTTS Tổng Hợp)

Các đơn vị phát điện chia làm 2 nhóm chính và không có đơn vị nào sở hữu quá 25% tổng công suất toàn hệ thống:

- **Nhóm EVN (EVN và các GENCO)**

[\(Chi tiết các GENCO\)](#)

Được thành lập từ việc tái cơ cấu lại các nhà máy điện trực thuộc của EVN, 3 GENCO được giao trách nhiệm đảm nhận quản lý các nhà máy điện và phần vốn của EVN tại các Công ty phát điện đang hoạt động. Tính đến cuối năm 2013, tổng công suất của GENCO 1 là 4.505 MW, GENCO 2 quản lý 3.549 MW và GENCO 3 là 4.013 MW. Đặc điểm của các GENCO khi được thành lập là Bộ Công thương đã tính toán để cả 3 đều có năng lực tương đối đều nhau (sở hữu cả nhà máy hoạt động tốt lẫn chưa tốt) để thực hiện chiến lược cổ phần hóa cả GENCO thay vì từng nhà máy như trước đây.

Sau khi thành lập các GENCO, EVN chỉ còn quản lý trực tiếp các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (là những thủy điện lớn, có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, an ninh, quốc phòng) như Hòa Bình, Sơn La, Ialy, Trị An, Tuyên Quang,... với tổng công suất 6.502 MW, chiếm 21,2% tổng công suất hệ thống.

▪ **Nhóm các nhà máy điện độc lập – IPP (Independent Power Producer).**

PVN và Vinacomin là 2 nhà đầu tư IPP lớn nhất tại Việt Nam, góp phần cùng EVN tạo thành 3 trụ cột của ngành điện với trên 75% tổng công suất.



PVN với thế mạnh về nguồn nhiên liệu, tập trung đầu tư phần lớn vào các nhà máy nhiệt điện khí ở khu vực phía nam, gần các bể khí mà tập đoàn này đang khai thác. Đến nay, PVN đã có 9 nhà máy điện đi vào vận hành sản xuất, bao gồm 04 nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp (nhà máy Cà Mau 1,2, Nhơn Trạch 1,2, tổng công suất 4 nhà máy là 2.700 MW), 03 nhà máy thủy điện (Hòa Na - 180 MW, Nậm Cắt – 3,2 MW, Đắkrinh – 125 MW), nhà máy phong điện Phú Quý (06 MW) và nhà máy nhiệt điện than Vũng Áng 1 (1.200 MW). Tổng công suất của 9 nhà máy điện là 4.214,2 MW, hằng năm chiếm từ 13 – 15% tổng sản lượng điện quốc gia. [\(Chi tiết PV Power\)](#)



Vinacomin là trụ cột cuối cùng trong ngành năng lượng với vai trò là nhà cung cấp than chính cho các nhà máy nhiệt điện. Vinacomin Power đang là nhà cung cấp điện thứ 3 sau nhóm EVN và PVN, quản lý và vận hành 5 nhà máy nhiệt điện than với tổng công suất 1.545 MW (khoảng 6% tổng công suất toàn hệ thống) bao gồm Na Dương (110 MW), Cao Ngạn (115 MW), Sơn Động (220 MW), Đông Triều (440 MW), Cẩm Phả 1&2 (670 MW). Điểm thuận lợi với các nhà máy của Vinacomin Power là **(1)** Các nhà máy đều nằm ở khu vực gần mỏ than và nguồn nhiên liệu được đảm bảo; **(2)** Cả 5 nhà máy đều sử dụng công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB), sử dụng nguồn nhiên liệu than xấu (vốn là loại than nhiệt lượng thấp, khó tiêu thụ nội địa, trước đây chủ yếu xuất khẩu cho các nhà máy nhiệt điện Trung Quốc). [\(Chi tiết Vinacomin Power\)](#)



Ngoài 3 trụ cột điện lực Quốc gia EVN – PVN – Vinacomin, một phần không thể thiếu là các nhà đầu tư trong và ngoài nước, chiếm trên 20% cơ cấu nguồn điện.

Các nhà đầu tư lớn trong nước chủ yếu là các Tổng Công ty Nhà nước chuyên về lĩnh vực xây dựng, hạ tầng như Tổng Công ty Sông Đà, Licogi,... Đây là nhóm có tốc độ tăng trưởng cao nhất và có sự thay đổi mạnh mẽ nhất trong cơ cấu nguồn điện những năm gần đây. Năm 2011 chỉ chiếm 6,8% nhưng đến năm 2013, tổng công suất đến từ các IPP của nhà đầu tư trong nước đạt 4.642 MW, chiếm khoảng 15,2% công suất hệ thống. Một trong những nguyên nhân là nhờ những động thái tái cơ cấu theo chiều hướng tích cực khiến ngành điện trở nên hấp dẫn hơn.



Cuối cùng là các nhà đầu tư nước ngoài. Nhóm này chủ yếu đầu tư vào ngành điện thông qua hình thức BOT. Tổng công suất từ các nhà máy điện của nhà đầu tư nước ngoài ổn định ở mức xấp xỉ 2.000 MW, chủ yếu là các nhà máy nhiệt điện. Tiêu biểu là 2 nhà máy BOT Phú Mỹ 2.2 (733 MW) và Phú Mỹ 3 (733 MW) ở Trung tâm điện lực Phú Mỹ. Một số nhà đầu tư nước ngoài tại Việt Nam như: AES Corporation (Mỹ), Posco Energy (Hàn Quốc), China Investment Corporation (Trung Quốc), Tata Power (Ấn Độ)...

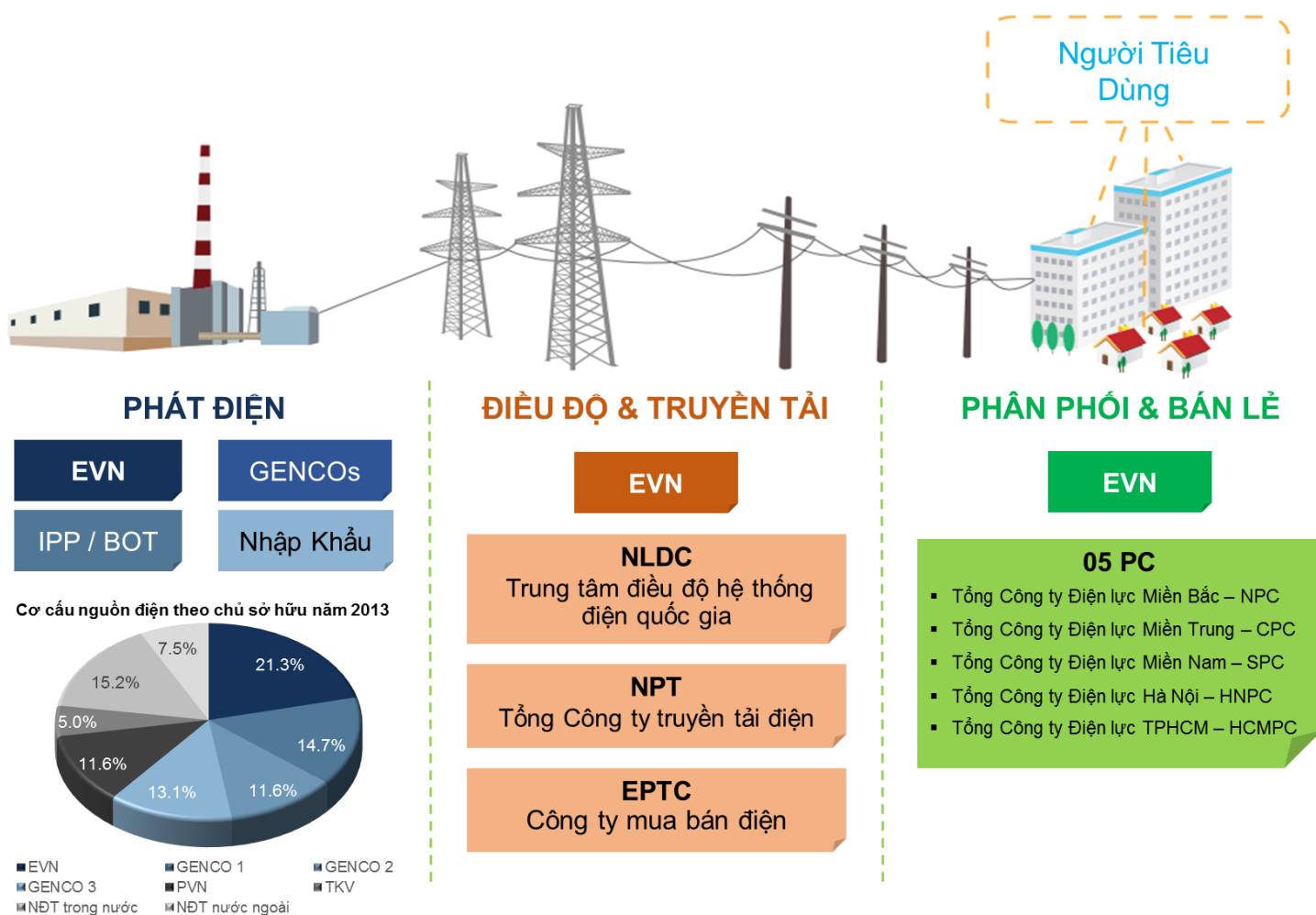


3. Khu vực tiêu thụ

[\(Trở về chuỗi giá trị\)](#)

Khâu tiêu thụ là một quá trình liên hoàn giữa các bước điều độ, truyền tải, phân phối và bán lẻ điện cho người sử dụng cuối cùng. Cũng như hầu hết các quốc gia trên thế giới, ngành Điện Việt Nam cũng xuất phát từ mô hình công ty điện lực độc quyền liên kết dọc truyền thống. **Hiện nay EVN vẫn đang nắm độc quyền tại các phân khúc điều độ, mua buôn điện, truyền tải và phân phối/ bán lẻ điện.**

[\(Những thay đổi trong cơ cấu tổ chức ngành Điện\)](#)



(Nguồn: FPTs Tổng Hợp)

a. Điều độ hệ thống điện

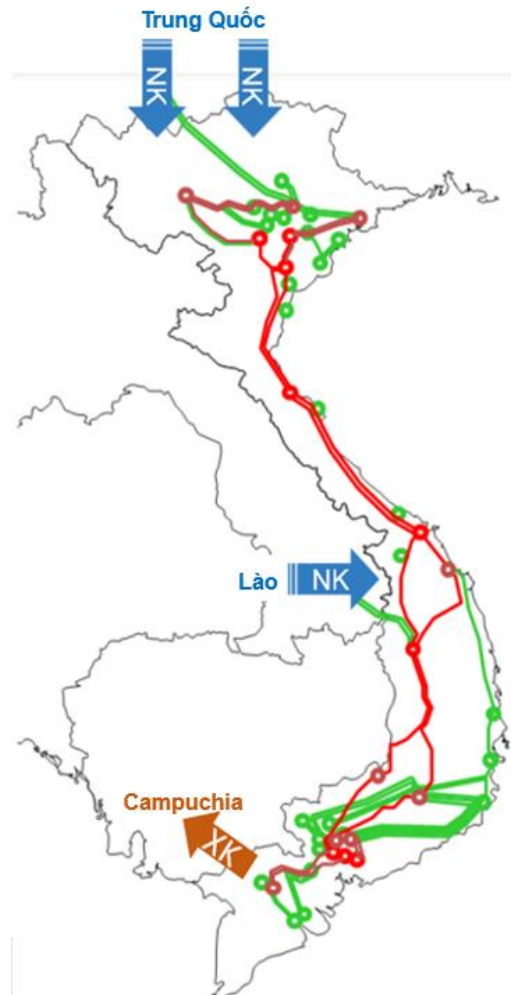
Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia – NLDC (A0) là cơ quan trực thuộc EVN và có trách nhiệm, ảnh hưởng lớn đến cả chuỗi giá trị ngành điện. NLDC có trách nhiệm lập phương thức hoạt động, chỉ huy, điều khiển cả quá trình vận hành hệ thống điện Quốc gia (HTDQG) từ các khâu phát điện, truyền tải điện đến phân phối điện năng theo quy trình, quy phạm kỹ thuật và phương thức vận hành đã được xác định. Toàn bộ hoạt động của NLDC được gói gọn trong 4 nhiệm vụ trọng tâm:

- ✓ Cung cấp điện an toàn, liên tục;
- ✓ Đảm bảo sự hoạt động ổn định của toàn bộ HTDQG;
- ✓ Đảm bảo chất lượng điện năng;
- ✓ Đảm bảo HTDQG vận hành kinh tế nhất.

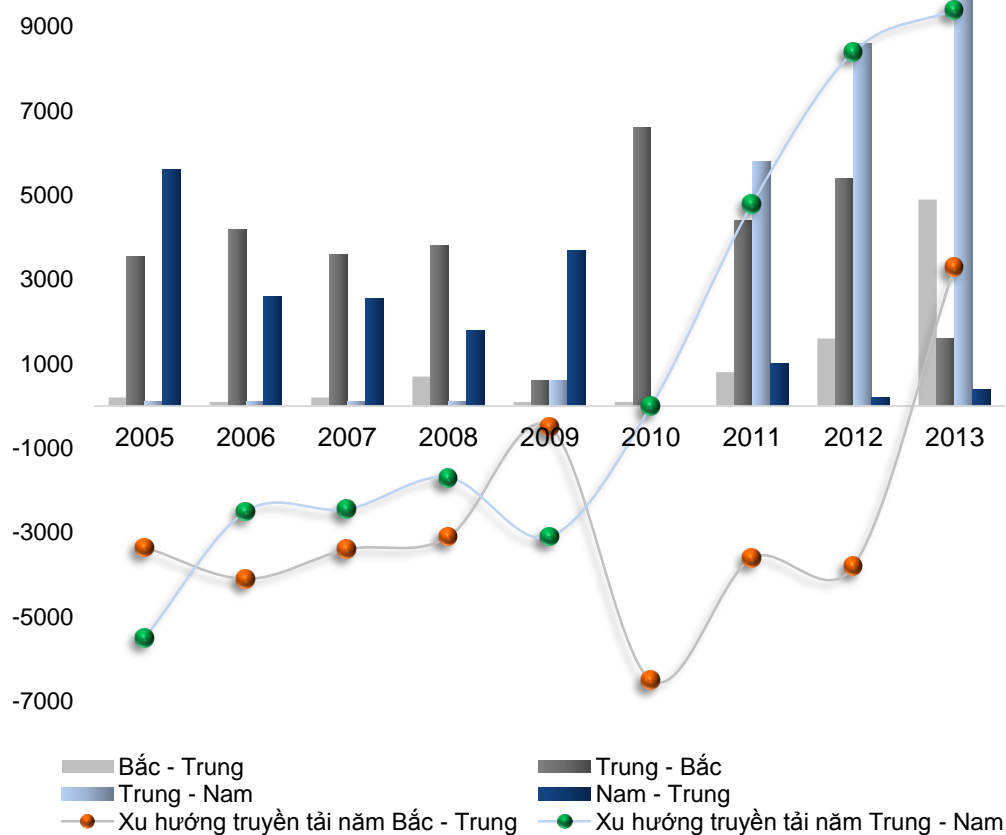
b. Truyền tải điện

Truyền tải điện là khâu trung gian để mang vận chuyển điện năng đến khâu phân phối và bán lẻ. Ở giai đoạn này, điện năng sản xuất từ các nhà máy điện sẽ được truyền tải qua lưới điện cao thế 220kV, đường dây 500kV Bắc – Nam và hệ thống trạm biến áp với tổng dung lượng máy biến áp lên đến gần 28.000 MVA.

Hệ thống truyền tải điện Quốc gia



Xu hướng truyền tải điện (GWh) 2005 - 2013



(Nguồn: FPTS Tổng Hợp)

EVN nắm độc quyền khâu truyền tải điện. Trước đây, lưới điện cao thế 220 – 500kV thuộc sự quản lý của 4 Công ty truyền tải điện (PTC 1,2,3,4) là các đơn vị trực thuộc của EVN. Sau năm 2008, Tổng công ty truyền tải điện (NPT) được thành lập, các PTC trở thành thành viên của NPT.

Đường dây 500 kV Bắc – Nam được xem là trục xương sống của mạng lưới truyền tải, nhiệm vụ chính là kết nối điện năng giữa cả 3 miền Bắc – Trung – Nam. Đường dây cao thế 220 kV cũng thuộc nhóm đường dây truyền tải, tuy nhiên độ dài thường ngắn hơn và chức năng chính là kết nối giữa 2 khu vực gần nhau. Đây cũng là đường dây chuyên dùng để xuất – nhập khẩu giữa Việt Nam với các nước láng giềng:

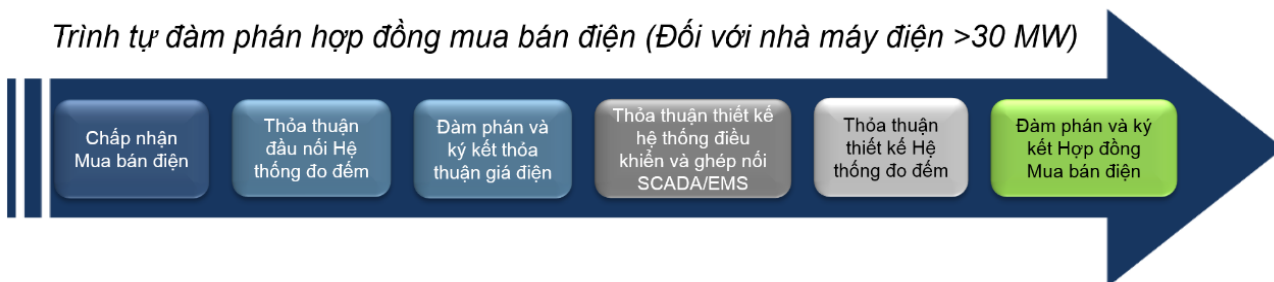
- (1) Nhập khẩu điện từ Trung Quốc bằng đường dây 220kV/110kV qua các tỉnh Hà Giang, Lào Cai, Quảng Ninh. Công suất tối đa $P_{max} = 900\text{MW}$.
- (2) Nhập khẩu điện từ 3 nhà máy thủy điện Xe Kaman 1,2,3 của Lào bằng đường dây 220 kV qua tỉnh Attapeu với công suất tối đa $P_{max} = 375\text{ MW}$.
- (3) Xuất khẩu điện cho Cam-pu-chia qua đường dây 220kV Châu Đốc – Takeo có công suất P_{max} đạt 170 MW.

c. Trung gian mua bán điện

Theo thiết kế của thị trường Phát điện cạnh tranh (VCGM), chỉ một công ty duy nhất được phép mua buôn điện từ tất cả các đơn vị phát điện trên thị trường và bán buôn cho các công ty phân phối điện. Theo đó, Công ty mua bán điện (EPTC) trực thuộc EVN là đơn vị chuyên trách nhiệm vụ này.

Theo đó, EPTC là có trách nhiệm **(1)** lập kế hoạch, đàm phán và thực hiện hợp đồng mua bán điện, **(2)** thu mua toàn bộ điện năng trong thị trường điện, **(3)** phối hợp với A0 trong công tác lập kế hoạch vận hành thị trường điện trong tháng tới, năm tới và các nhiệm vụ khác theo quy định của thị trường điện.

Trình tự đàm phán hợp đồng mua bán điện (Đối với nhà máy điện >30 MW)



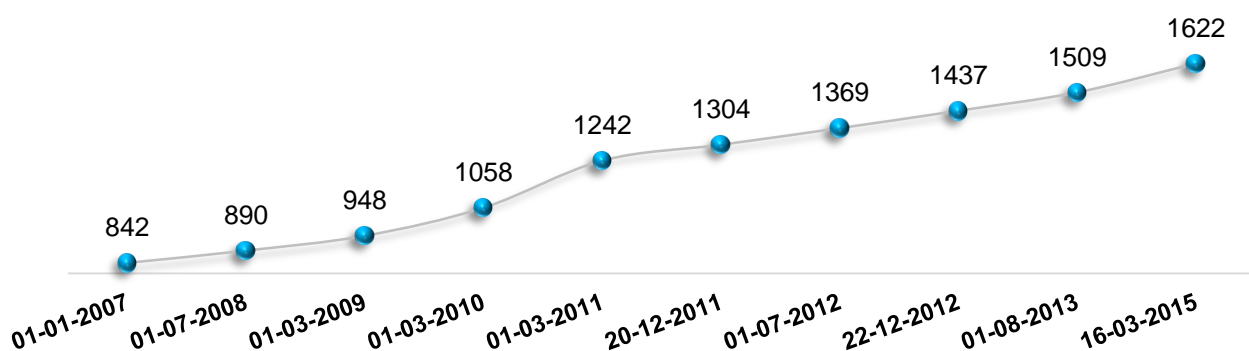
d. Khâu phân phối, bán lẻ

Phân phối / bán lẻ là khâu cuối cùng của chuỗi giá trị ngành trước khi điện năng đến được người sử dụng. Các đơn vị ở phân khúc này có trách nhiệm quản lý các lưới điện phân phối khu vực (lưới điện phân phối 110kV cho một thành phố hay một khu công nghiệp nào đó) và lưới điện trung thế 35kV, 22kV, 15kV, 10kV, 6kV để phân phối đến các máy biến áp nhỏ trước khi hạ áp xuống 0,4kV cho các hộ tiêu thụ. Các đơn vị này bán điện cho khách hàng tiêu thụ theo biểu giá bán lẻ điện do Nhà nước quy định.

Đây vẫn là một mắt xích mà EVN nắm độc quyền. Trước đây phân khúc này chịu sự quản lý của 11 Công ty điện lực, trong đó 10 đơn vị hạch toán độc lập và một đơn vị đã cổ phần hóa là Công ty cổ phần điện lực Khánh Hòa (KHP). Sau năm 2010, tái cơ cấu lại thành 05 Tổng Công ty điện lực (PC) nhằm chuyên môn hóa cho từng khu vực và chuẩn bị cho thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

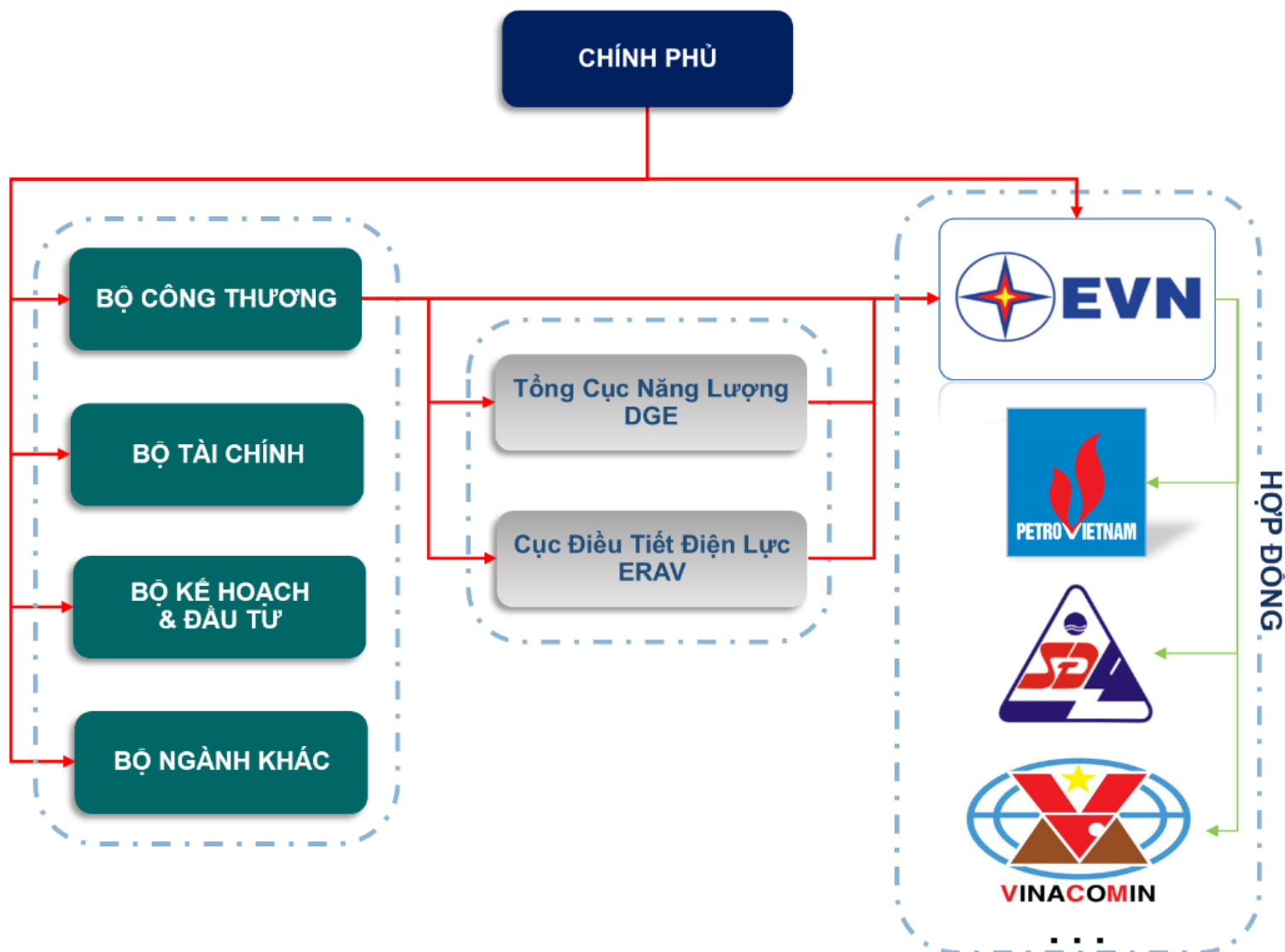
Giá bán lẻ điện ở nước ta đến nay vẫn chịu sự quản lý chặt chẽ của Nhà nước. Khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân các năm 2013 – 2015 được quy định tại quyết định số 2165/QĐ-TTg tối thiểu là 1.437 đồng/kWh và tối đa là 1.835 đồng/kWh. Mức giá bán lẻ điện bình quân hiện đang áp dụng là 1.622,01 đồng/kWh. Giá bán lẻ cho từng nhóm khách hàng sử dụng điện, từng cấp điện áp... được tính theo % của mức giá bán lẻ bình quân này.

Giá bán lẻ điện bình quân (Đồng/kWh)



III. Cơ cấu quản lý Ngành Điện

Ngành Điện Việt Nam được tổ chức theo chiều dọc với sự quản lý chặt chẽ của Chính phủ. Bộ Công Thương là cơ quan trực tiếp tham gia và điều phối toàn bộ hoạt động của hệ thống thông qua 2 cơ quan tham mưu chính là Tổng Cục năng lượng (DGE) và Cục Điều tiết Điện lực (ERAV).



Nguồn: FPTTS Tổng Hợp

- **DGE** chỉ thực hiện chức năng tham mưu, giúp Bộ trưởng Bộ Công Thương quản lý nhà nước và thực thi các nhiệm vụ quản lý nhà nước về đầu tư xây dựng đối với các dự án công nghiệp, năng lượng (điện, điện hạt nhân, tiết kiệm năng lượng,...) như xây dựng chính sách, quy hoạch, lựa chọn nhà đầu tư,... chứ không tham gia vào điều tiết hoạt động điện lực.
- **ERAV** được thành lập vào năm 2005, chịu trách nhiệm trực tiếp điều tiết hoạt động hệ thống điện nhằm cung cấp điện an toàn, ổn định, chất lượng và đảm bảo tính công bằng theo quy định của pháp luật. Một số nhiệm vụ chính của ERAV như **(1)** xây dựng và điều tiết thị trường điện lực, **(2)** Điều tiết giá điện, **(3)** Giám sát cân bằng cung – cầu điện năng, **(4)** cấp giấy phép và kiểm tra hoạt động điện lực, **(5)** tham mưu cho Bộ Công Thương về cơ cấu và chính sách của thị trường điện.

- **Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN)** là Công ty mẹ trong Tập đoàn Điện lực Quốc gia Việt Nam, được tổ chức dưới hình thức công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên do Nhà nước làm chủ sở hữu. EVN giữ vai trò trung tâm để phát triển ngành Điện lực Việt Nam, là đơn vị xây dựng và tổ chức thực hiện các định hướng, chiến lược, quy chế thống nhất trong Tập đoàn và có trách nhiệm báo cáo trực tiếp với Thủ tướng Chính phủ.

EVN hiện tại là đơn vị độc quyền trong ngành điện, nắm giữ toàn bộ các phân khúc Truyền tải điện (nắm giữ 100% Tổng Công ty truyền tải điện – NPT), phân phối – bán lẻ điện (Nắm giữ 100% các Tổng Công ty điện lực – PC). Thông qua Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (NLDC), EVN là người chỉ huy, vận hành toàn bộ hệ thống điện đồng thời cũng là đơn vị mua bán duy nhất từ các nhà máy điện (Sở hữu Công ty mua bán điện).

Theo đề án tái cơ cấu tập đoàn, EVN sẽ thoái vốn ngoài ngành theo lộ trình đến hết năm 2015 và chỉ tập trung vào 4 ngành nghề kinh doanh chính là:

- (1) Sản xuất, truyền tải, phân phối điện năng trong hệ thống điện quốc gia,
- (2) Xuất nhập khẩu điện năng,
- (3) Đầu tư và quản lý vốn đầu tư các dự án điện
- (4) Quản lý, vận hành, bảo dưỡng,... các thiết bị thuộc dây chuyền sản xuất, truyền tải, phân phối điện.
- (5) Các ngành nghề liên quan, phục vụ trực tiếp 4 ngành nghề kinh doanh chính trên.

Ngoài EVN và Bộ Công Thương nắm vai trò chủ chốt, một số đơn vị khác cũng có ảnh hưởng nhất định vào hệ thống điện nước ta. Cụ thể:

- Bộ Tài Chính, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Xây dựng, Bộ tài nguyên môi trường... và các Bộ ngành khác có ảnh hưởng gián tiếp đến các văn bản pháp lý của ngành Điện như quy hoạch điện, giá bán điện,...
- Các Tập đoàn/ Tổng công ty Nhà nước như Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), Tập đoàn Than khoáng sản Việt Nam (Vinacomin),... có quan hệ mật thiết với nhau trong việc phối hợp đầu tư, xây dựng, cung cấp nguồn nhiên liệu,... nhằm đảm bảo thực hiện các Quy hoạch điện lực quốc gia được lập cho mỗi thời kỳ theo chỉ đạo của Chính phủ.

IV. Xu hướng phát triển nguồn điện

(Xem chi tiết Quy hoạch điện VII và xu hướng phát triển nguồn điện)

Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020, có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện VII) được Viện Năng lượng bắt đầu lập từ cuối năm 2009 và được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1208/QĐ-TTg ngày 21/07/2011. Đây là văn bản có tính định hướng cho sự phát triển của toàn bộ chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam trong tương lai.

Theo đó, những điểm chính trong phát triển nguồn điện tại Việt Nam trong tương lai:

a. Ưu tiên phát triển nguồn điện từ năng lượng tái tạo (điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối,...), phát triển nhanh, từng bước gia tăng tỷ trọng của điện năng sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo:

- Đưa tổng công suất nguồn điện gió từ mức không đáng kể hiện nay lên khoảng 1.000 MW vào năm 2020, khoảng 6.200 MW vào năm 2030; điện năng sản xuất từ nguồn điện gió chiếm tỷ trọng từ 0,7% năm 2020 lên 2,4% vào năm 2030.
- Phát triển điện sinh khối, đồng phát điện tại các nhà máy đường, đến năm 2020, nguồn điện này có tổng công suất khoảng 500 MW, nâng lên 2.000 MW vào năm 2030; tỷ trọng điện sản xuất tăng từ 0,6% năm 2020 lên 1,1% năm 2030.

b. Ưu tiên phát triển các nguồn thủy điện, nhất là các dự án lợi ích tổng hợp: Chống lũ, cấp nước, sản xuất điện; đưa tổng công suất các nguồn thủy điện từ 9.200 MW hiện nay lên 17.400 MW vào năm 2020.

Nghiên cứu đưa nhà máy thủy điện tích năng vào vận hành phù hợp với sự phát triển của hệ thống điện nhằm nâng cao hiệu quả vận hành của hệ thống: Năm 2020, thủy điện tích năng có tổng công suất 1.800 MW; nâng lên 5.700 MW vào năm 2030.

c. Phát triển các nhà máy nhiệt điện với tỷ lệ thích hợp, phù hợp với khả năng cung cấp và phân bố của các nguồn nhiên liệu:

- Nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên: Đến năm 2020, công suất nguồn điện sử dụng khí thiên nhiên khoảng 10.400 MW, sản xuất khoảng 66 tỷ kWh điện, chiếm tỷ trọng 20% sản lượng điện sản xuất; định hướng đến năm 2030 có tổng công suất khoảng 11.300 MW, sản xuất khoảng 73,1 tỷ kWh điện, chiếm tỷ trọng 10,5% sản lượng điện.
- Khu vực Đông Nam Bộ: Bảo đảm nguồn khí ổn định cung cấp cho các nhà máy điện tại: Bà Rịa, Phú Mỹ và Nhơn Trạch.
- Khu vực miền Tây Nam Bộ: Khẩn trương đưa khí từ Lô B vào bờ từ năm 2015 để cung cấp cho các nhà máy điện tại Trung tâm điện lực Ô Môn với tổng công suất khoảng 2.850 MW, đưa tổng công suất các nhà máy điện đốt khí tại khu vực này lên đến 4.350 MW vào năm 2016, hàng năm sử dụng khoảng 6,5 tỷ m³ khí, sản xuất 31,5 tỷ kWh.

d. Khu vực miền Trung:

- Nhiệt điện khí: Dự kiến sau năm 2020 sẽ phát triển một nhà máy điện khoảng 1.350 MW tiêu thụ khoảng 1,3 tỷ m³ khí/năm.

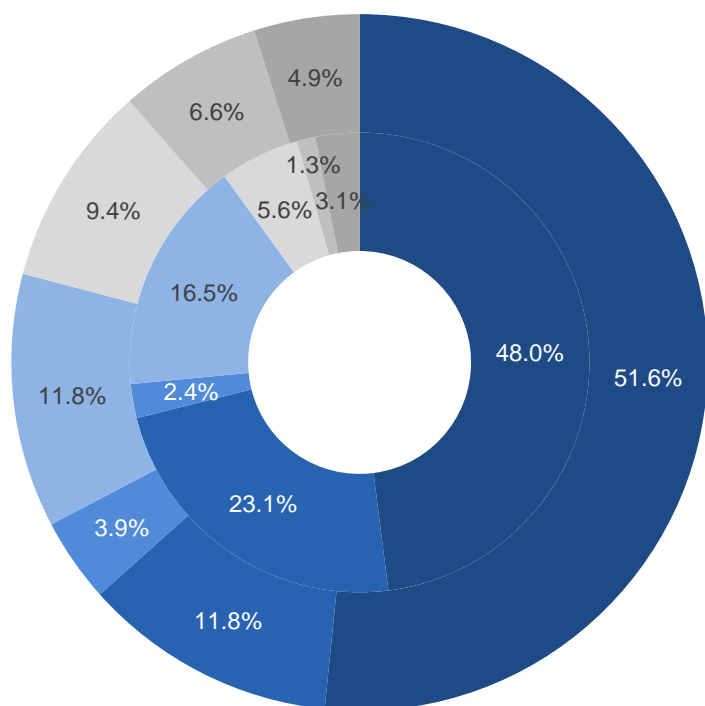
- **Nhiệt điện than:** Khai thác tối đa nguồn than trong nước cho phát triển các nhà máy nhiệt điện, ưu tiên sử dụng than trong nước cho các nhà máy nhiệt điện khu vực miền Bắc. Đến năm 2020, tổng công suất nhiệt điện đốt than khoảng 36.000 MW, sản xuất khoảng 156 tỷ kWh (chiếm 46,8% sản lượng điện sản xuất), tiêu thụ 67,3 triệu tấn than. Đến năm 2030, tổng công suất nhiệt điện đốt than khoảng 75.000 MW, sản xuất khoảng 394 tỷ kWh (chiếm 56,4% sản lượng điện sản xuất), tiêu thụ 171 triệu tấn than. Do nguồn than sản xuất trong nước hạn chế, cần xem xét xây dựng và đưa các nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập vào vận hành từ năm 2015.

e. Phát triển các nhà máy điện hạt nhân bảo đảm ổn định cung cấp điện trong tương lai khi nguồn năng lượng sơ cấp trong nước bị cạn kiệt: Đưa tổ máy điện hạt nhân đầu tiên của Việt Nam vào vận hành năm 2020; đến năm 2030 nguồn điện hạt nhân có công suất 10.700 MW, sản xuất khoảng 70,5 tỷ kWh (chiếm 10,1% sản lượng điện sản xuất).

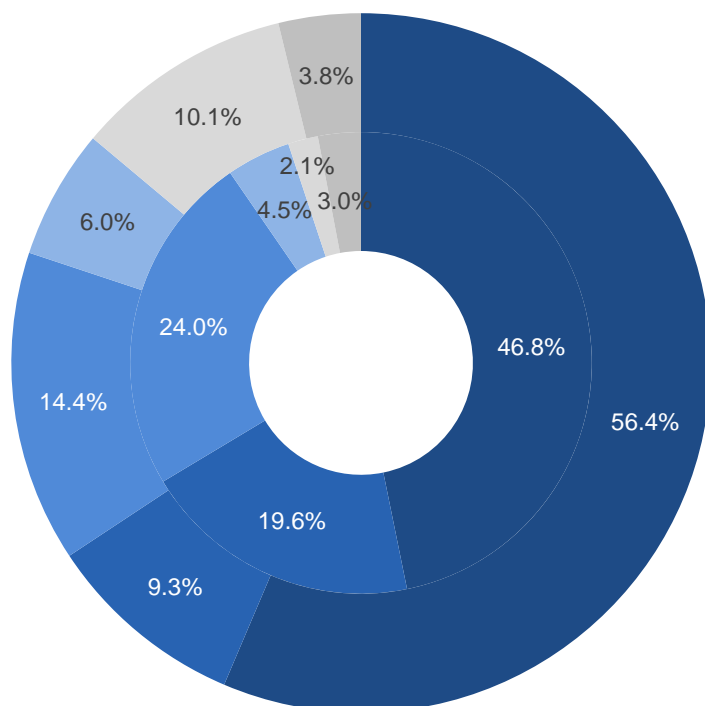
f. Phát triển các nhà máy điện sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) nhằm thực hiện đa dạng hóa các nguồn nhiên liệu cung cấp cho sản xuất điện, bảo đảm an ninh cung cấp điện và khí đốt. Năm 2020, công suất nguồn điện sử dụng LNG khoảng 2.000 MW; định hướng đến năm 2030, công suất tăng lên khoảng 6.000 MW.

g. Xuất, nhập khẩu điện: Thực hiện trao đổi điện năng có hiệu quả với các nước trong khu vực, bảo đảm lợi ích của các bên, tăng cường trao đổi để đảm bảo an toàn hệ thống, đẩy mạnh nhập khẩu tại các vùng có tiềm năng về thủy điện, trước hết là Lào, tiếp đó là Campuchia, Trung Quốc. Dự kiến đến năm 2020, công suất điện nhập khẩu khoảng 2200 MW, năm 2030 khoảng 7000 MW.

Cơ cấu công suất nguồn điện theo quy hoạch



Cơ cấu sản xuất điện theo quy hoạch



■ Nhiệt điện than
■ Nhiệt điện khí
■ Nhập khẩu điện

■ Thủy điện
■ Năng lượng tái tạo
■ Điện hạt nhân

■ Nhiệt điện than
■ Thủy điện
■ Nhiệt điện khí
■ Năng lượng tái tạo
■ Điện hạt nhân
■ Nhập khẩu điện

(Chú thích: Từ trong ra ngoài: năm 2020, 2030); (Nguồn: Quy hoạch điện VII, FPTS Tổng Hợp)

[\(Trở về mục lục\)](#)

V. Đầu tư vào Ngành Điện

Hiện nay trên thế giới, con người đã phát minh ra rất nhiều cách thức sản xuất điện năng khác nhau. Để xây dựng nhà máy điện đòi hỏi địa điểm xây dựng, máy móc thiết bị, nguồn nhiên liệu, trình độ nhân công, chu trình sản xuất,... đặc trưng cho mỗi khu vực. Mỗi loại nhà máy lại có một đặc tính hoạt động khác nhau, tuổi thọ khác nhau, chi phí vận hành, sửa chữa không giống nhau,... do đó không một loại nhà máy nào là hoàn hảo, chỉ có lựa chọn nhà máy phù hợp nhất với đặc tính riêng của mỗi khu vực nhằm tối ưu hiệu quả kinh tế - xã hội của dự án là điều nhà đầu tư, những người làm quy hoạch, chính quyền địa phương,... nên đặt mối quan tâm nhiều nhất.

Chi phí để tạo ra 1kWh (LCOE – Levelised Cost of Electricity) của mỗi nhà máy điện cũng phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như chi phí đầu tư, tuổi thọ nhà máy, chi phí lãi vay, giá nhiên liệu,... cũng như các hệ số chuyển đổi, hệ số công suất,... của từng dự án.

Giá bán điện theo hợp đồng giữa đơn vị phát điện và EVN được quy định cho mỗi loại nhà máy khác nhau.

- Có những loại nhà máy áp dụng biểu giá riêng mà không phải qua đàm phán như các nhà máy thủy điện nhỏ (<30 MW), các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo,...
- Các nhà máy nhiệt điện và thủy điện lớn lại có cơ chế đàm phán giá hợp đồng PPA theo quy định của Nhà nước. Đối với các hợp đồng này, việc lựa chọn loại nhà máy, chi phí đầu tư có ảnh hưởng trực tiếp đến giá bán PPA, yếu tố sống còn cho mỗi dự án.

[\(Xem chi tiết những điểm quan trọng khi đầu tư vào ngành Điện\)](#)

[\(Trở về mục lục\)](#)

VI. Thị trường điện cạnh tranh

[\(Xem chi tiết về thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam\)](#)

- **Cũng như nhiều nước trên thế giới, ngành Điện Việt Nam cũng xuất phát từ mô hình độc quyền theo chiều dọc.**

Mô hình độc quyền này được hình thành dựa trên đặc trưng riêng của sản phẩm điện năng, do đó về lý thuyết sẽ giảm thiểu được các chi phí cố định, chi phí giao dịch, phối hợp tốt nhất giữa đầu tư – vận hành – khai thác, từ đó **(1)** chi phí đầu tư và phát triển là tối ưu nhất, **(2)** việc quản lý kỹ thuật, điều độ, vận hành, sửa chữa, bảo dưỡng hệ thống điện là tối ưu nhờ sự điều hành và chỉ phối của duy nhất một tổ chức, **(3)** EVN sẽ chủ trì tham mưu, đề xuất về cơ chế, chính sách quản lý Nhà nước nhằm tối ưu hóa hoạt động trong ngành.

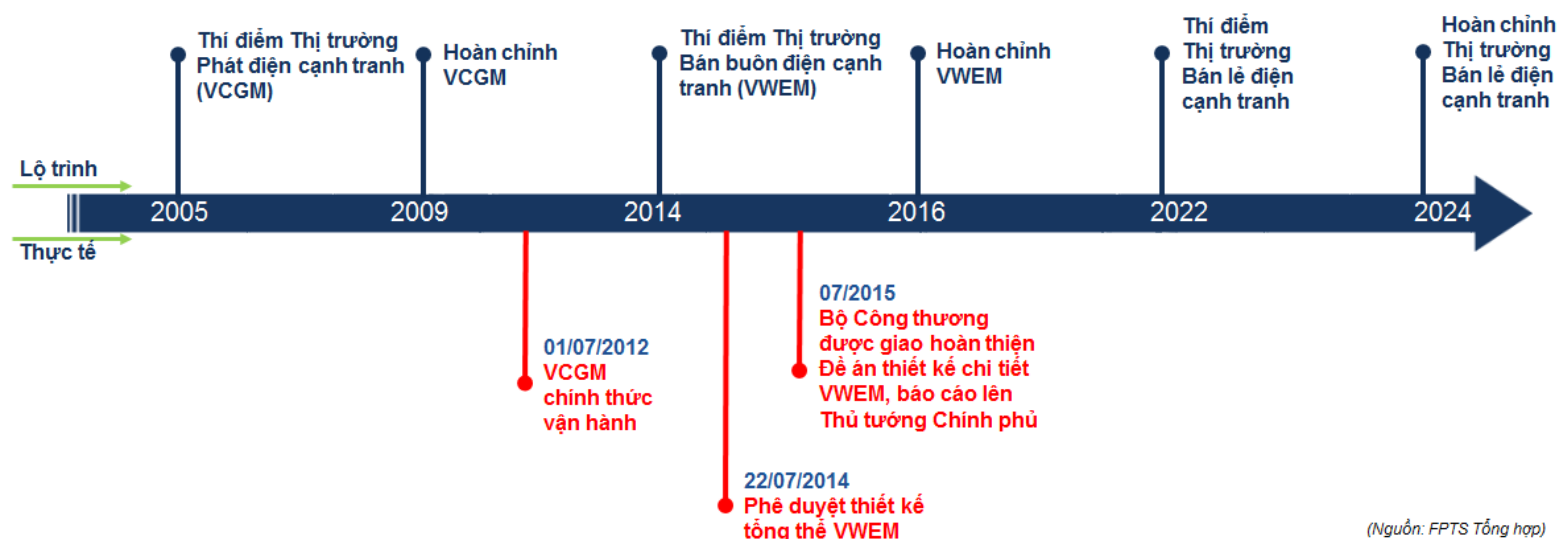
Tuy nhiên, mô hình này đã bộc lộ rất nhiều yếu kém là cả hệ thống đồ sộ, công kênh nhưng lại đem đến hiệu quả sản xuất kinh doanh, hiệu quả đầu tư kém cỏi, không đem lại lợi ích tốt nhất cho người dân và cả nền kinh tế. EVN kinh doanh thua lỗ, nợ nần liên tục qua nhiều năm dẫn tới thiếu nguồn vốn cho đầu tư phát triển, vay vốn khó khăn, thiếu minh bạch và kém lòng tin với khách hàng mỗi khi đề xuất việc tăng giá điện.

▪ Thị trường điện cạnh tranh – Bước đi thiết yếu

Phát triển thị trường điện cạnh tranh là xu hướng phát triển chung của các nước trên thế giới, là động lực cho hoạt động hiệu quả trong sản xuất kinh doanh điện và phát triển kinh tế xã hội. *Đã hơn 60 năm ở thể độc quyền, Ngành Điện Việt Nam không còn con đường nào khác là phải nhìn thẳng vào sự thật và tìm mọi giải pháp hữu hiệu đẩy nhanh phát triển thị trường điện cạnh tranh.*

Chính phủ Việt Nam đã nhận thức được đó chính là chiến lược phát triển dài hạn của ngành điện Việt Nam thể hiện trong Luật Điện Lực 2004 và được cụ thể hóa trong Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26/01/2006 về lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam.

Theo đó, phát triển thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam sẽ theo 3 cấp độ, mỗi cấp độ có 2 bước thí điểm và hoàn chỉnh.



Tính tới thời điểm hiện tại, phát triển thị trường điện ở nước ta đã đi được 1/3 chặng đường và đang chuẩn bị các bước cần thiết cho thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM).

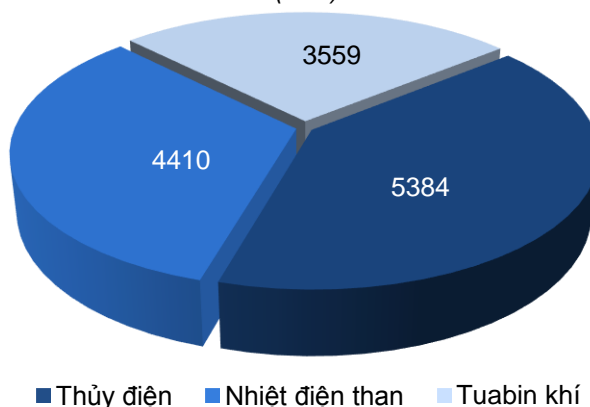
▪ Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) đã bắt đầu sôi động

Thị trường phát điện cạnh tranh của Việt Nam bắt đầu vận hành ngày 01/07/2012. Quy mô VCGM ngày càng được mở rộng, đặc biệt là từ khi thông tư 30/2014/TT-BCT được ban hành ngày 02/10/2014. Thông tư này yêu cầu các nhà máy có công suất trên 30 MW hòa lưới điện quốc gia sẽ phải tham gia thị trường điện muộn nhất là 6 tháng (đối với nhà máy thủy điện) và 12 tháng (đối với nhà máy nhiệt điện) kể từ ngày phát điện thương mại. Vì vậy, các nhà máy điện (đủ điều kiện) sẽ phải chuẩn bị sẵn sàng để tham gia VCGM đúng quy định.

Tiếp theo đó, ERAV đã ban hành Quyết định số 125/QĐ-ĐTĐL về danh sách các nhà máy tham gia thị trường phát điện cạnh tranh năm 2015. Từ ngày 01/01/2015 sẽ có 57 nhà máy điện trực tiếp tham gia VCGM với tổng công suất lên đến 13.353 MW (Tương đương 40 % tổng công suất toàn hệ thống). Trong đó có 41 nhà máy thủy điện (Chiếm 40% tổng công suất thị trường), 11 nhà máy nhiệt điện than (33% tổng công suất thị trường) và 05 nhà máy tuabin khí (27% tổng công suất thị trường).

Ngoài 57 nhà máy điện nêu trên, danh sách còn bao gồm 11 nhà máy điện, với tổng công suất 1.949,5 MW đang trong giai đoạn hoàn thiện các điều kiện cần thiết về cơ sở hạ tầng, hợp đồng mua bán điện, giấy phép hoạt động điện lực... để có thể trực tiếp tham gia thị trường điện trong năm 2015. Khi các nhà máy điện này đáp ứng đủ điều kiện, tham gia thị trường điện trong năm 2015 sẽ giúp nâng tổng công suất đặt giao dịch trên thị trường phát điện cạnh tranh lên 15.302,5 MW.

Cơ cấu các nhà máy trực tiếp tham gia VCGM 2015 (MW)



(Nguồn: FPTIS Tổng Hợp)

▪ Cuộc cách mạng của ngành Điện

Liên quan mật thiết đến an ninh năng lượng, ngành điện có ảnh hưởng rất lớn đến toàn bộ nền kinh tế - chính trị - xã hội của đất nước. Đặc thù của sản phẩm khiến ngành điện dường như chậm và khó thay đổi hơn so với bất kỳ các ngành công nghiệp nào khác. Tuy nhiên, mỗi quyết định lại thu hút rất nhiều sự quan tâm của dư luận cũng như người dân. Nước ta đang ở những nấc thang đầu tiên trên công cuộc chuyển đổi ngành điện từ độc quyền sang cơ chế thị trường. Dẫu biết con đường đó sẽ còn rất dài, nhưng chúng tôi đánh giá đây là một trong những cuộc cách mạng mang tính chất lịch sử không chỉ với ngành điện mà với toàn bộ nền kinh tế. Chúng tôi sẽ đi qua những thay đổi quan trọng trên toàn bộ chuỗi giá trị ngành đã và sẽ trải qua:

Tự do hóa từ khâu cung cấp nhiên liệu

Đầu tiên, các ngành công nghiệp tạo ra sản phẩm đầu vào cho ngành điện sẽ dần thay đổi trong cơ cấu tổ chức cũng như cơ chế giá. Ngành than và ngành dầu khí là 2 ngành có quy mô lớn, bộ máy tổ chức đồ sộ như ngành điện cũng sẽ chuyển dần sang cơ chế thị trường nhằm gia tăng tính cạnh tranh, cải thiện hiệu quả hoạt động và giảm dần can thiệp của nhà nước đến việc vận hành. Nhiệt điện sẽ dần thay thế thủy điện, trở thành nguồn cấp điện chính ở nước ta trong tương lai. Do đó, giá than và giá khí được thả nổi một phần hoặc toàn bộ sẽ là động lực lớn nhất khiến giá thành sản xuất điện cũng chịu sự điều tiết của thị trường.

Tiết giảm chi phí – Xu hướng chung của các đơn vị phát điện.

Có rất nhiều yếu tố sẽ tạo nên lợi thế hay bất lợi giữa các đơn vị tham gia phát điện cạnh tranh (điển hình như những nhóm nhà máy điện hưởng lợi chúng tôi vừa đề cập ở phần 4). Tuy nhiên, trong dài hạn, càng nhiều nhà máy mới đi vào hoạt động, càng nhiều đơn vị tham gia VCGM, áp lực cung ứng cũng sẽ không còn căng thẳng như giai đoạn trước. Động lực lớn nhất giúp các doanh nghiệp ở mắt xích này có thể gia tăng lợi nhuận của mình chính là tiết giảm chi phí. Xu hướng chung của các nhà máy điện

sẽ giúp toàn bộ hệ thống giảm bớt gánh nặng chi phí (phát điện vốn là khâu chiếm tỷ trọng lớn nhất trong giá thành sản xuất điện năng), tăng cường hiệu quả và đưa giá điện về một mức độ hợp lý, ổn định hơn.

Không chỉ gia tăng về số lượng các doanh nghiệp cạnh tranh phát điện, khung giá trên VCGM đã tăng liên tục gần 50% từ khi ra mắt năm 2012. Đến nay mức trần với thủy điện là khoảng 1.280 đồng/kWh. Tỷ lệ sản lượng điện phát trên VCGM cũng tăng mạnh từ 5% lên khoảng 15 – 20%, có những nhà máy lên đến 30, 40%. Đây là một trong những lý do khiến ngành điện đang dần trở nên hấp dẫn, thu hút vốn đầu tư hơn so với giai đoạn trước.

Một ghi nhận đáng chú ý của chúng tôi trong thời gian vừa qua là làn sóng cổ phần hóa của một loạt doanh nghiệp phát điện, trong đó có nhiều doanh nghiệp đã niêm yết trên sàn chứng khoán. Tiếp nối làn sóng đó sẽ là cổ phần hóa 03 Tổng Công ty Phát điện (GENCO 1,2,3) và Tổng Công ty Điện lực Dầu khí (PVPower).

Hiệu quả toàn bộ hệ thống được cải thiện

Nhìn chung đến nay, cơ cấu chuỗi giá trị ngành Điện đã có những chuyển biến tích cực. 03 mắt xích chính của chuỗi giá trị là Phát điện – Truyền tải – Phân phối đều đã được tách ra thành các Tổng Công ty (Các GENCO, NPT, PC) hạch toán độc lập với EVN nhằm cụ thể hóa và chuyên môn hóa mọi hoạt động trong phân khúc của mình. Chính những bước đi này đã tạo nên sự tập trung, phát triển mạnh mẽ hơn trong từng phân khúc, và quan trọng hơn hết đó là những bước chuẩn bị cần thiết cho thị trường điện cạnh tranh. Hiệu quả chung của toàn hệ thống có thể được xem như một bước đầu thành công của quá trình tái cơ cấu ngành Điện.

Mặc dù có sự cải thiện rõ nét về hiệu quả hệ thống sau giai đoạn tái cơ cấu vừa qua, tuy nhiên nhìn chung chất lượng điện ở Việt Nam vẫn còn rất thấp. Cụ thể, có tới 65% doanh nghiệp FDI lo ngại về nguồn cung bất ổn và EVN hoạt động không hiệu quả, 2/3 số doanh nghiệp phải dùng nguồn điện dự phòng. Trong khi đó, việc thu hút đầu tư tư nhân vào lĩnh vực điện năng của Việt Nam không thành công do giá điện quá thấp. Theo định hướng, trong tương lai EVN có thể sẽ cổ phần hóa các doanh nghiệp ở khâu phân phối/ bán lẻ điện (các PC) để chuẩn bị cho thị trường bán buôn và bán lẻ điện nhằm gia tăng tính cạnh tranh, thu hút đầu tư. Đơn vị truyền tải điện (NPT) sẽ không tiến hành cổ phần hóa.

VCGM ra mắt – Ngành điện về cơ bản vẫn độc quyền

Một trong những điều kiện quan trọng nhất để có thể phá vỡ thế độc quyền ngành và xây dựng một thị trường điện cạnh tranh hoàn chỉnh, minh bạch đó là việc tách đơn vị điều hành HTĐ Quốc gia (NLDC) và đơn vị trung gian mua bán điện (EPTC) ra khỏi EVN. Tuy nhiên đến nay đây vẫn là đơn vị trực thuộc EVN. Ngày nào vẫn tồn tại một đơn vị vừa tham gia, vừa điều hành thị trường thì ngày đó ngành Điện Việt Nam vẫn còn độc quyền và tính minh bạch của thị trường điện vẫn phải đặt dấu hỏi lớn.

Từ trợ giá chéo giữa các ngành công nghiệp sang trợ giá thông qua thị trường

Từ xưa đến nay, giá điện ở nước ta theo cơ chế trợ giá chéo giữa các ngành công nghiệp, giá đầu vào các loại nhiên liệu để sản xuất điện được nhà nước điều tiết và thấp hơn giá thị trường, nhờ đó giá thành sản xuất điện cũng tương đối thấp. Hưởng lợi nhất từ chính sách giá này có thể nói đến các ngành công nghiệp ở đầu ra như thép, xi măng, giấy, phân bón,... và cả những khách hàng tiêu thụ điện nhỏ lẻ như khu vực dân cư... tuy nhiên chất lượng điện năng lại không được đảm bảo.

Giá điện bán lẻ bình quân ở Việt Nam hiện tại là 1.622,01 đồng/kWh, tương đương khoảng 7,5 US Cents/kWh, thuộc nhóm thấp nhất trong khu vực Đông Nam Á và trên Thế giới. Mức giá bình quân ở Malaysia là khoảng 11 USCents/kWh, Philippines là 30,46 USCents/kWh, Indonesia là 8,75 USCents/kWh, Ấn Độ là 8 – 12 USCents/kWh, còn ở các quốc gia phát triển, giá điện còn cao hơn rất nhiều (Australia là 22 – 46,56 USCents/kWh, ở Đức là 31,41 USCents/kWh,...). Tuy nhiên, nếu tính trên thu nhập bình quân đầu người thì giá điện ở Việt Nam đang được coi là một loại chi phí khá đắt đỏ, đây là một trong những lý do nhà nước vẫn giữ cơ chế trợ giá chéo nhằm hỗ trợ cho phát triển kinh tế - xã hội. Đối với các doanh nghiệp FDI nhận định giá điện ở nước ta vẫn còn rất thấp và họ sẵn sàng trả thêm 15% cho chi phí điện năng, miễn là chất lượng nguồn điện được đảm bảo và ổn định hơn.

Thị trường điện cạnh tranh sẽ bỏ dần cơ chế trợ giá chéo giữa các ngành công nghiệp và chuyển sang cơ chế trợ giá thông qua thị trường. Chúng tôi nhận định, biểu giá điện trong tương lai sẽ có sự thay đổi theo hướng: điều chỉnh cùng biến động của giá nhiên liệu, tỷ giá hối đoái và cơ cấu sản lượng điện phát, đồng thời giảm dần bù giá chéo giữa các nhóm khách hàng, giữa các miền. Do đó, giá bán lẻ (đầu ra) sẽ tiếp tục gia tăng trong những năm tới nhằm tạo điều kiện cho việc gia tăng giá phát điện (đầu vào). Theo quy hoạch điện VII, giá điện bán lẻ sẽ được điều chỉnh dần về mức 8 – 9 USCents/kWh ở năm 2020. Chúng tôi đánh giá tích cực việc tăng giá bán điện nhằm thu hút đầu tư và mở rộng cạnh tranh cho thị trường điện, về mặt dài hạn, khi giá điện ổn định ở một mức giá hợp lý, điều này không chỉ tốt cho cả ngành và còn cho toàn bộ nền kinh tế.

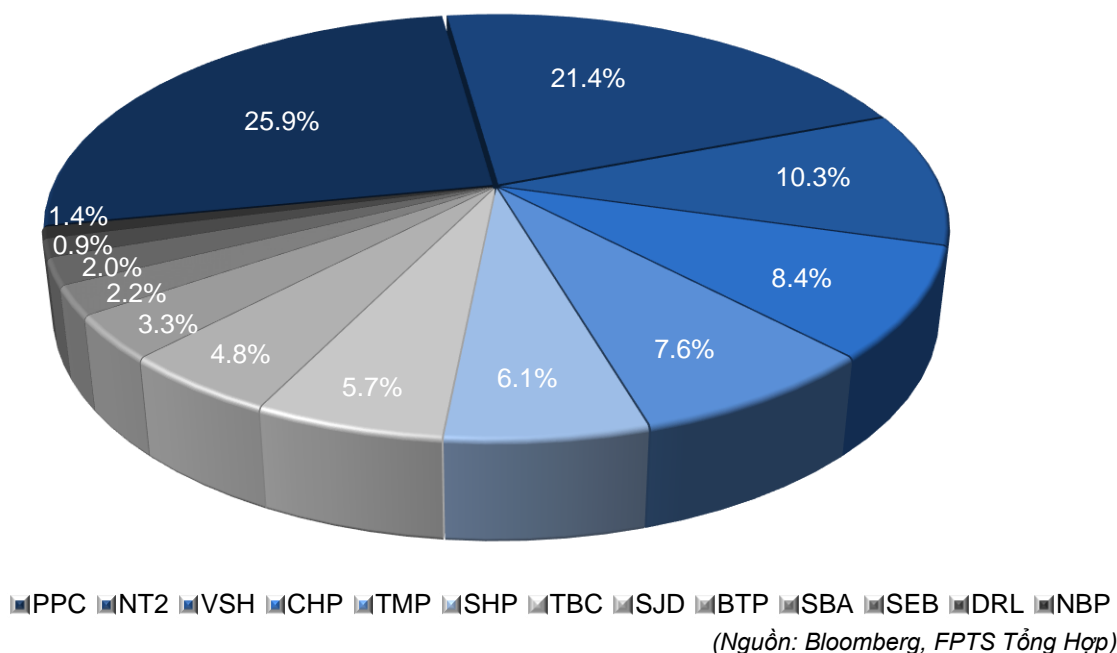
C. CẬP NHẬT DOANH NGHIỆP TRONG NGÀNH

I. Cổ phiếu Ngành Điện niêm yết

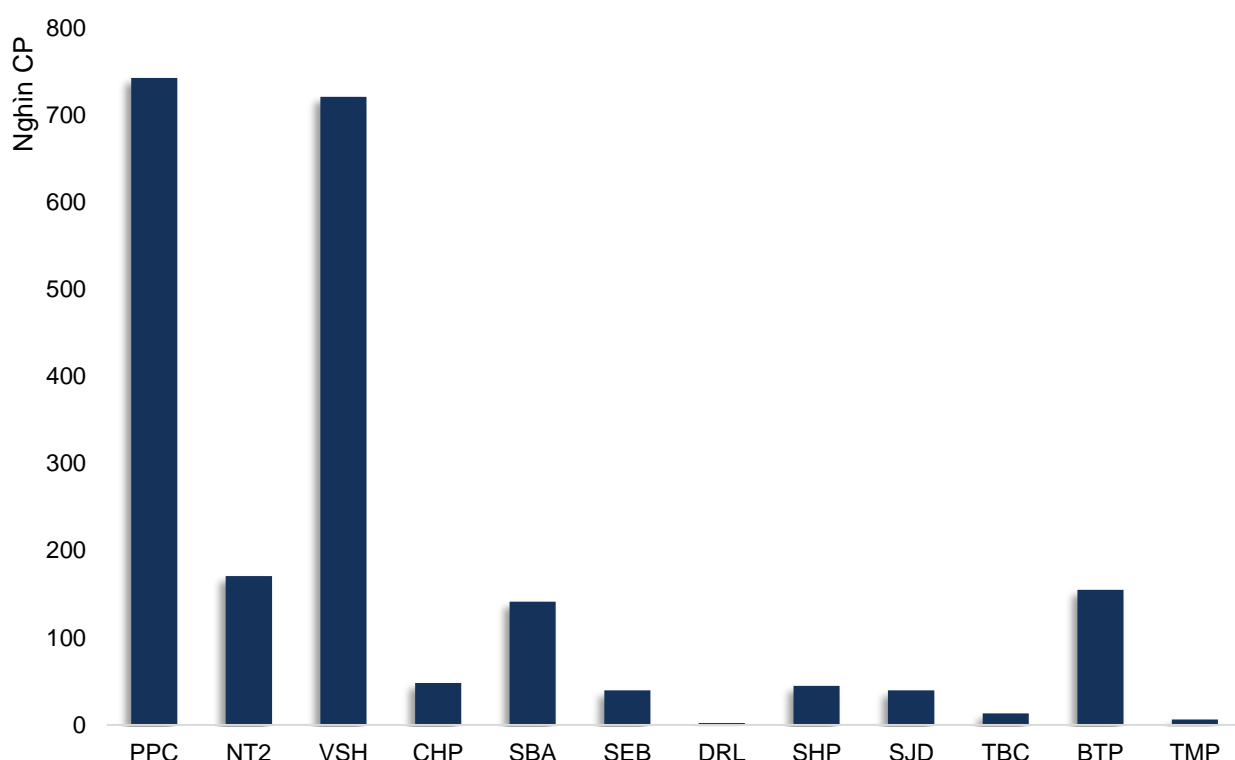
Tính tới thời điểm ngày 19 tháng 06 năm 2015, trên 2 sàn HOSE và HNX có khoảng 20 doanh nghiệp niêm yết thuộc chuỗi giá trị ngành điện. Trong đó, hầu hết các doanh nghiệp đều thuộc phân khúc phát điện. Chỉ có 01 doanh nghiệp thuộc phân khúc phân phối/ bán lẻ điện là KHP, và một vài doanh nghiệp còn lại thuộc nhóm doanh nghiệp phụ trợ cho chuỗi giá trị ngành như các doanh nghiệp xây dựng, xây lắp điện (nhóm VNE và các công ty con, công ty liên kết), các doanh nghiệp tư vấn thiết kế (TV1, TV2, TV3,...). Tuy nhiên ở phạm vi báo cáo này, chúng tôi chỉ tập trung vào 13 doanh nghiệp ở phân khúc phát điện.

Các doanh nghiệp niêm yết ngành điện (các doanh nghiệp phát điện) chủ yếu sở hữu 3 loại nhà máy điện chính là thủy điện, nhiệt điện than và tuabin khí chu trình hỗn hợp. Về quy mô, tổng giá trị vốn hóa của các doanh nghiệp niêm yết ngành điện đạt 27.662 nghìn tỷ đồng, tương đương với 2,2% giá trị vốn hóa toàn thị trường. Trong đó, vốn hóa của 04 công ty sở hữu nhà máy nhiệt điện tỏ ra vượt trội, chiếm đến 51,3% giá trị vốn hóa toàn ngành, đạt 14.192 nghìn tỷ đồng. Trong khi nhóm là các doanh nghiệp sở hữu nhà máy thủy điện chỉ đạt 13.470 nghìn tỷ đồng.

Cơ cấu vốn hóa các doanh nghiệp ngành điện niêm yết



Nhìn chung đa số cổ phiếu ngành điện có mức thanh khoản thấp, số lượng cổ phiếu giao dịch bình quân ngày của toàn ngành năm 2014 đạt trên 2 triệu cổ phiếu/ngày, tuy nhiên lại khối lượng này có đến gần 70% đến từ 2 doanh nghiệp đầu ngành trong nhiều năm là PPC và VSH, có nhiều doanh nghiệp còn không có thanh khoản giao dịch trong suốt thời gian dài. Năm 2014, cổ phiếu NT2 của CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 vẫn đang giao dịch trên sàn UPCOM. Giai đoạn nửa cuối năm, nhờ kết quả hoạt động kinh doanh khả quan và được hỗ trợ thêm nhiều yếu tố khác, trong đó có việc quyết định chuyển sàn niêm yết sang HOSE đã làm cho NT2 có những lúc vượt qua PPC trở thành cổ phiếu ngành điện có khối lượng giao dịch lớn nhất.

Khối lượng giao dịch bình quân ngày năm 2014


(Nguồn: Bloomberg, FPTs Tổng Hợp)

Năm 2014, cổ phiếu ngành điện giao dịch ở mức P/E khoảng từ 6x đến 8x, trung bình ngành khoảng 8,6x, thấp hơn hẳn so với các nước trong khu vực. Điều này cho thấy phần nào rủi ro trong cơ chế, chính sách của ngành do bản chất vẫn chịu chi phối bởi vấn đề độc quyền của EVN.

	Vốn hóa (triệu đồng)	Thị giá 19/06/2015	P/E Trailing	EV/EBITDA
PPC	7.158.479	22.300	8,23	8,49
NBP	239.298	18.600	6,23	2,92
TBC	1.587.500	25.000	10,17	5,53
CHP	2.328.480	17.700	7,97	6,42
VSH	2.846.129	13.800	6,97	5,92
SBA	614.941	10.200	9,94	8,82
SEB	560.000	28.000	10,35	10,41
DRL	384.750	40.500	11,34	7,23
TMP	2.100.000	30.000	7,41	3,70
SJD	1.338.575	29.100	6,94	5,35
SHP	1.696.155	18.100	9,18	6,62
BTP	919.381	15.200 -	50,80	5,71
NT2	5.913.600	23.200	4,20	4,66
Trung bình			8,60	6,29
Trung vị			7,97	5,92

(Nguồn: Bloomberg, FPTs tổng hợp)

II. Phân tích đặc điểm các nhà máy điện nhiệt

Quy mô các doanh nghiệp nhiệt chỉ chiếm phần nhỏ trong ngành. Tổng công suất các nhà máy điện của các doanh nghiệp nhiệt trên 2 sàn HNX, HSX chỉ 3.227 MW (chỉ tính các doanh nghiệp trực tiếp sở hữu nhà máy điện), chỉ tương đương với khoảng 10% tổng công suất toàn hệ thống năm 2014.

Công suất các nhà máy điện nhiệt			
Mã CK	Tên nhà máy		Công suất (MW)
PPC	Phả Lại 1	<div></div>	440
	Phả Lại 2	<div></div>	600
TBC	Thác Bà	<div></div>	120
NBP	Ninh Bình	<div></div>	100
CHP	A Lưới	<div></div>	170
VSH	Vĩnh Sơn	<div></div>	66
	Sông Hình	<div></div>	70
SBA	Krong Hnang	<div></div>	64
	Khe Diên	<div></div>	9
SEB	Eakrong-Rou	<div></div>	28
DRL	Dray H'linh 2	<div></div>	16
SJD	Cần Đơn	<div></div>	77,6
	Ry Ninh II	<div></div>	8,1
	Nà Lơi	<div></div>	9,3
	Hà Tây	<div></div>	9
TMP	Thác Mơ	<div></div>	150
SHP	Đa M'bri	<div></div>	75
	Đa Dâng 2	<div></div>	34
	Đa Siat	<div></div>	13,5
BTP	Bà Rịa	<div></div>	388,9
NT2	Nhơn Trạch 2	<div></div>	750

(Nguồn: FPTs Tổng hợp)

Các nhà máy nhiệt điện chiếm tỷ lệ vượt trội 70% với tổng công suất lên đến 2.279 MW, trong đó đóng góp chủ yếu đến từ 02 doanh nghiệp đầu ngành là NT2 (sở hữu nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp Nhơn Trạch 2 công suất 750 MW) và PPC (sở hữu 02 nhà máy nhiệt điện than Phả Lại 1 và 2 tổng công suất 1.040 MW).

14 nhà máy thủy điện nhiệt chỉ có tổng công suất chỉ đạt 920 MW. Cơ cấu của nhóm thủy điện rất đa dạng, trải đều cả 3 miền Bắc, Trung, Nam. Trong đó có cả các nhà máy thủy điện lớn (>30 MW) như A Lưới (170 MW), Thác Mơ (150 MW), Thác Bà (120 MW),... và các nhà máy thủy điện nhỏ (<30 MW) như Eakrong – Rou (28 MW), Dray H'linh 2 (16 MW),...

Các nhà máy thủy điện niêm yết						
Mã CK	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Loại	Hồ chứa	Khu vực	
TBC	Thác Bà	120	Thủy điện lớn	Điều tiết năm	Miền Bắc	
CHP	A Lưới	170	Thủy điện lớn	Điều tiết dưới 1 tuần	Miền Trung	
VSH	Vĩnh Sơn	66	Thủy điện lớn	Điều tiết năm	Miền Trung	
	Sông Hinh	70	Thủy điện lớn	Điều tiết năm	Miền Trung	
SBA	Krông Hnăng	64	Thủy điện lớn	Điều tiết năm	Miền Trung	
	Khe Diên	9	Thủy điện nhỏ	Điều tiết năm	Miền Trung	
SEB	Eakrong-Rou	28	Thủy điện nhỏ	Điều tiết dưới 1 tuần	Miền Trung	
DRL	Drây H'linh 2	16	Thủy điện nhỏ	Điều tiết dưới 1 tuần	Miền Trung	
SJD	Cần Đơn	77,6	Thủy điện lớn	Điều tiết năm	Miền Nam	
	Ry Ninh II	8,1	Thủy điện nhỏ	Điều tiết dưới 1 tuần	Tây Nguyên	
	Nà Lơi	9,3	Thủy điện nhỏ	Điều tiết dưới 1 tuần	Miền Bắc	
	Hà Tây	9	Thủy điện nhỏ	Điều tiết dưới 1 tuần	Tây Nguyên	
TMP	Thác Mơ	150	Thủy điện lớn	Điều tiết năm	Miền Nam	
SHP	Đa M'bri	75	Thủy điện lớn	Điều tiết năm	Miền Nam	
	Đa Dâng 2	34	Thủy điện lớn	Điều tiết dưới 1 tuần	Miền Nam	
	Đa Siat	13,5	Thủy điện nhỏ	Điều tiết dưới 1 tuần	Miền Nam	

(Nguồn: FPTIS Tổng hợp)

Năng lực hoạt động của các nhà máy điện không chỉ phụ thuộc vào công suất của tổ máy mà còn phụ thuộc rất lớn vào vị trí lắp đặt nhà máy, loại nhà máy, dung tích hồ chứa, độ ổn định của máy móc,... Để đánh giá khả năng huy động, hiệu quả hoạt động của các nhà máy với nhau, chúng tôi sử dụng chỉ số về số giờ chạy tương đương ở công suất tối đa.

Nhìn chung, các doanh nghiệp sở hữu nhà máy nhiệt điện có thời gian phát điện vượt trội so với thủy điện. Những năm qua, nhu cầu tiêu thụ điện tăng mạnh, đặc biệt ở 2 miền Bắc và Nam. Trong khi AO rất khó có thể huy động nguồn thủy điện ổn định ở công suất cao nếu điều kiện thời tiết không thuận lợi thì các nhà máy nhiệt điện luôn là lựa chọn rất tốt bởi khả năng huy động bất kỳ lúc nào (chỉ phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu dự trữ). Từ năm 2012 đến nay, nhiệt điện Phả Lại 1 và 2 được huy động bình quân đến 6 tỷ kWh/năm, tương đương với 5.762 giờ chạy máy ở công suất tối đa. Nhiệt điện Ninh Bình công suất nhỏ hơn cũng được huy động đến 587 triệu kWh/năm, tương đương 5.874 giờ chạy ở công suất tối đa. Ở phía nam, nhà máy tuabin khí Nhơn Trạch 2 cũng thể hiện khả năng hoạt động rất ổn định và vượt trội (nhờ máy móc thiết bị hiện đại, mới đi vào hoạt động) với số giờ chạy bình quân lên đến 6.259 giờ/năm. Trong khi đó con số này ở đa số các nhà máy thủy điện rất khiêm tốn, thủy điện Thác Bà chỉ là 3.269 giờ/năm (một phần do nhà máy đã đi vào hoạt động từ rất lâu khiến năng lực sản xuất giảm sút), thủy điện A Lưới là 3.513 giờ/năm và thủy điện Krông – Hnăng là 2.375 giờ/năm.

Tuy nằm ở khu vực phía nam nhưng vì máy móc thiết bị đã cũ, tiêu tốn nhiều nhiên liệu, độ tin cậy không cao, lại còn phải ưu tiên nguồn khí Cửu Long cho Đạm Phú Mỹ sử dụng trước khiến nhà máy nhiệt điện Bà Rịa có thời gian hoạt động bình quân rất thấp và không ổn định. Trong 3 năm gần đây, sản lượng điện sản xuất bình quân của BTP chỉ đạt khoảng 1.115 triệu kWh/năm, tương đương với 2.867 giờ chạy ở công suất tối đa.

Mã CK	Tên nhà máy	Loại	Khu vực	Số giờ chạy tương đương ở công suất tối đa (h)			
				2014	2013	2012	BQ 3 năm
PPC	Phả Lại 1 + 2	Nhiệt điện than	Miền Bắc	6.063	6.005	5.219	5.762
NBP	Ninh Bình	Nhiệt điện than	Miền Bắc	5.361	6.053	6.208	5.874
TBC	Thác Bà	Thủy điện lớn	Miền Bắc	3.263	3.253	3.291	3.269
CHP	A Lưới	Thủy điện lớn	Miền Trung	3.383	3.644	-	3.513
VSH	Vĩnh Sơn + Sông Hinh	Thủy điện lớn	Miền Trung	4.960	4.919	6.232	5.370
SBA	Krong Hnang	Thủy điện lớn	Miền Trung	2.099	2.608	2.418	2.375
	Khe Diên	Thủy điện nhỏ	Miền Trung	3.033	3.499	4.554	3.696
SEB	Eakrong-Rou	Thủy điện nhỏ	Miền Trung	3.322	3.517	5.100	3.980
DRL	Dray H'linh 2	Thủy điện nhỏ	Miền Trung	4.970	4.757	5.043	4.923
SJD	Nà Lơi	Thủy điện nhỏ	Miền Bắc	6.275	6.129	6.165	6.190
	Ry Ninh II	Thủy điện nhỏ	Tây Nguyên	6.790	6.667	7.284	6.914
	Cần Đơn	Thủy điện lớn	Miền Nam	5.219	4.665	5.696	5.193
TMP	Thác Mơ	Thủy điện lớn	Miền Nam	5.767	5.019	6.311	5.699
SHP	Đa M'bri	Thủy điện lớn	Miền Nam	5.047	-	-	5.047
	Đa Dâng 2	Thủy điện lớn	Miền Nam	6.312	5.809	5.088	5.736
	Đa Siat	Thủy điện nhỏ	Miền Nam	5.170	4.763	4.970	4.968
BTP	Bà Rịa	Tuabin khí CCGT	Miền Nam	3.875	2.030	2.697	2.867
NT2	Nhơn Trạch 2	Tuabin khí CCGT	Miền Nam	6.351	6.227	6.199	6.259

(Nguồn: FPTs Tổng hợp)

Các nhà máy thủy điện có sự phân hóa vùng miền rõ nét.

Số giờ chạy bình quân của các nhà máy thủy điện ở miền Bắc là khoảng 4.000 giờ/năm. Con số này ở các nhà máy khu vực miền Trung bình quân chỉ khoảng 3.500 giờ/năm và tăng mạnh với các nhà máy xây dựng ở phía Nam, bình quân lên đến 4.500 – 5.000 giờ/năm. Vấn đề này không chỉ phụ thuộc lượng mưa ở các khu vực mà còn do việc ưu tiên huy động nguồn điện tại chỗ của EVN. Các thủy điện ở miền Bắc và miền Nam luôn chạy hết công suất mỗi khi vào mùa mưa để đáp ứng nhu cầu, giảm áp lực cung ứng cho đường dây 500kV cũng như tiết kiệm chi phí nhờ tận dụng nguồn điện giá rẻ. Có những trường hợp vào mùa mưa, một số nhà máy thủy điện ở miền Trung phải chào giá 0 đồng để chạy máy, trong khi thủy điện ở miền nam vẫn được huy động tối đa công suất.

Thủy điện hồ chứa lớn có lợi thế.

Dễ nhận thấy nhất là trường hợp của thủy điện A Lưới. Đây là nhà máy thủy điện niêm yết có công suất lớn nhất, lên đến 170 MW, lắp đặt tại khu vực tỉnh Thừa Thiên Huế, nơi có lượng mưa bình quân lớn nhất trên cả nước. Tuy nhiên hồ chứa của thủy điện A Lưới chỉ là hồ chứa điều tiết theo tuần, do đó khả năng tích trữ nước để phát điện vào mùa khô gần như rất kém, hoạt động hầu như phụ thuộc hoàn toàn vào mùa mưa. Sản lượng điện bình quân 02 năm 2013 và 2014 của nhà máy A Lưới chỉ là 600 triệu kWh, tương đương với 3.269 giờ chạy máy ở công suất tối đa. Con số này thấp hơn nhiều nếu so với thủy điện A Vương (một thủy điện lớn, hồ chứa điều tiết năm ở miền trung có số giờ chạy máy trên 4.000 giờ/năm), hay như 2 nhà máy thủy điện Vĩnh Sơn và Sông Hinh có số giờ hoạt động bình quân lên đến gần 5.000 giờ/năm.

Về cơ chế giá bán điện

Tính đến cuối năm 2014, hầu hết các doanh nghiệp đã chốt được giá bán điện hợp đồng PPA với EVN. Trong năm 2014, nhiều doanh nghiệp đã thỏa thuận thành công giá bán điện chính thức cho hợp đồng PPA dài hạn (theo thông tư 41) là NT2, VSH, CHP và PPC. Nhờ có giá bán điện chính thức chứ không còn ghi nhận theo giá tạm tính như trước đây, các doanh nghiệp ghi nhận khoản hồi tố lớn giúp doanh thu được cải thiện mạnh trong năm 2014. Nhưng trên hết, điều này nhìn chung giúp doanh nghiệp lên kế hoạch kinh doanh tốt hơn về dài hạn.

Nhà máy thủy điện Cần Đơn (SJD) là nhà máy thủy điện duy nhất ở Việt Nam đầu tư theo hình thức BOT và cũng là nhà máy điện BOT duy nhất đang được niêm yết. Do đặc thù này, hợp đồng mua bán điện được của Cần Đơn cũng có khác biệt so với phần còn lại. Cụ thể, Cần Đơn được EVN áp dụng mức sản lượng bao tiêu là 292 triệu kWh với mức giá 4,5 USCent/kWh. Mức giá này giảm còn ½ đối với phần sản lượng trên bao tiêu.

Chỉ một số ít nhà máy điện trên cả nước cũng như đang niêm yết được ký hợp đồng mua bán điện theo đồng USD. Điển hình trong số đó là các nhà máy điện cũ như thủy điện Cần Đơn, thủy điện Ry Ninh II, thủy điện Nà Lơi (cùng thuộc sở hữu của SJD) hay nhà máy tuabin khí Nhơn Trạch II (NT2). Điều này sẽ giúp các doanh nghiệp này giảm thiểu được rủi ro mất giá đồng nội tệ hay chuyển phần rủi ro tỷ giá do giá nhiên liệu cũng được tính theo USD như với Nhơn Trạch 2 (nhiên liệu khí chiếm đến 70% tổng chi phí).

Một số nhà máy có hợp đồng mua bán điện được đàm phán với EPTC vào mỗi năm như nhiệt điện Bà Rịa (BTP), nhiệt điện Ninh Bình (NBP),.... Trong năm, những doanh nghiệp này thường ghi nhận theo giá tạm tính và điều chỉnh doanh thu vào kỳ tiếp theo khi có giá điện chính thức. Đây chính là bất lợi của BTP hay NBP trong việc chủ động lập kế hoạch kinh doanh cho mình.

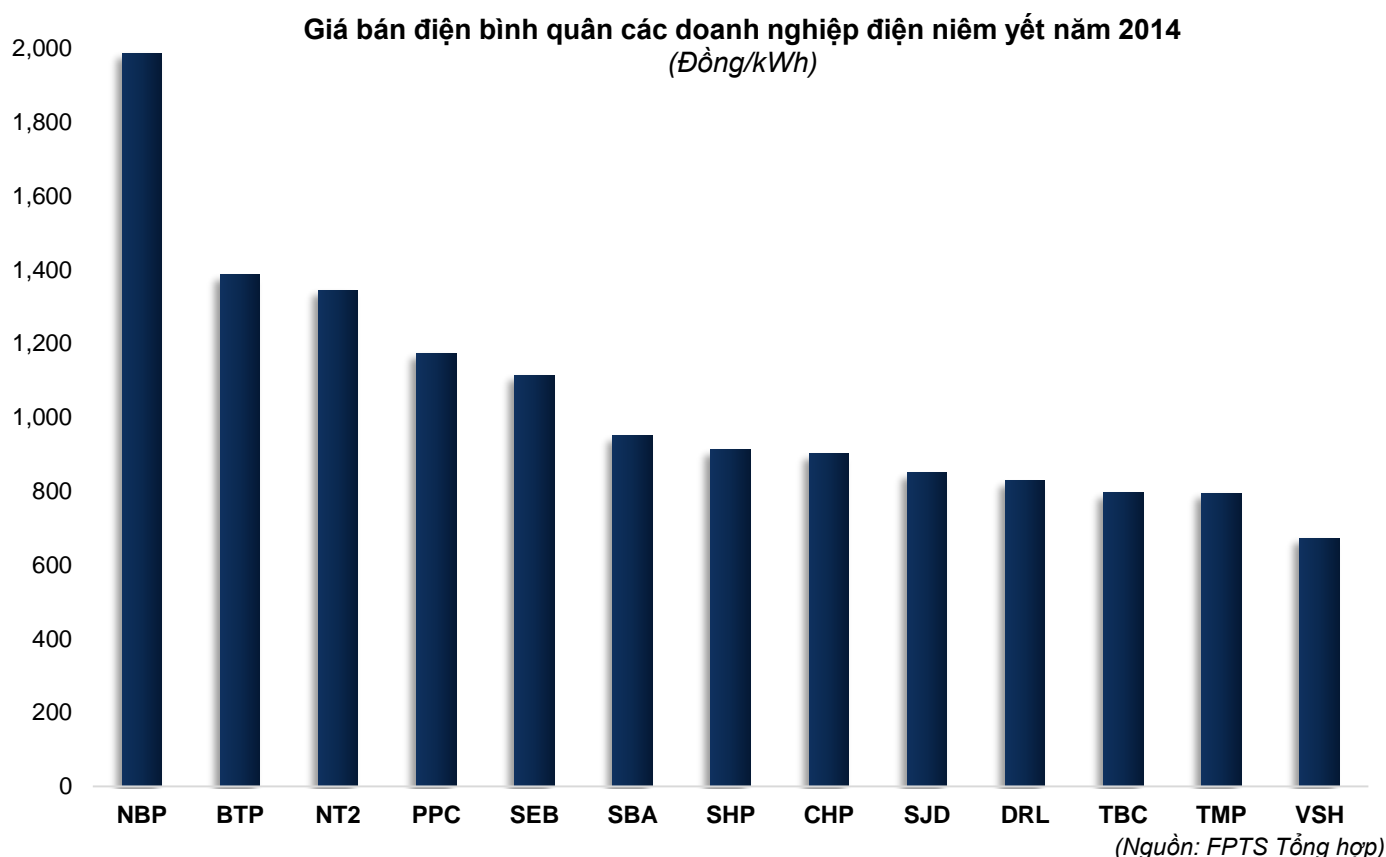
Nhiều nhà máy thủy điện nhỏ bán điện cho EVN theo biểu phí tránh được công bố hằng năm như: Thủy điện Khe Diên (SBA), Thủy điện Eakrong – Rou (SEB), thủy điện Dray H'linh 2 (DRL), thủy điện Đa Siat (SHP), và sắp tới là thủy điện Hà Tây của SJD.

VCGM sôi động với các doanh nghiệp niêm yết

Trong số 21 nhà máy điện niêm yết, có 11 nhà máy đã tham gia thị trường phát điện cạnh tranh là: Phả Lại 1 & 2 (PPC), Thác Bà (TBC), A Lưới (CHP), Vĩnh Sơn, Sông Hinh (VSH), Krông Hnang (SBA), Thác Mơ (TMP), Đa Dâng 2 (SHP), Nhơn Trạch 2 (NT2). Nhà máy Đa M'brì của SHP chỉ mới bắt đầu tham gia VCGM từ năm 2015.

Rất nhiều doanh nghiệp nhờ tận dụng những đặc điểm của riêng mình mà có chiến lược chào giá phù hợp, cải thiện lợi nhuận nhờ tham gia VCGM. Theo thống kê của chúng tôi, trong 2 nhà máy nhiệt điện lớn niêm yết, chỉ có NT2 hiện đang hưởng lợi trên VCGM (năm 2014 doanh thu tăng thêm khoảng 148 tỷ đồng nhờ VCGM). Tuy nhiên, triển vọng cạnh tranh của nhóm này có thể sẽ gặp những thách thức trong tương lai khi LCOE của các nhà máy này tăng theo lộ trình tăng giá nhiên liệu.

Cho dù mỗi doanh nghiệp tham gia VCGM có một mức Qc khác nhau, tỷ lệ điện năng bán theo giá thị trường giao ngay cũng khác nhau, tuy nhiên hầu hết các doanh nghiệp thủy điện nhìn chung hưởng lợi nhờ tham gia VCGM. Sau 2 năm kể từ khi đi vào hoạt động, giá thanh toán trên VCGM bình quân là 1.062,4 đồng/kWh, cao hơn giá hợp đồng PPA của các doanh nghiệp thủy điện.



Giá bán điện bình quân năm 2014 của NBP và BTP cao nhất trong ngành bởi đây là 2 nhà máy nhiệt điện cũ, suất tiêu hao nhiên liệu cao, hợp đồng PPA lại được đàm phán cho từng năm nên giá bán đội lên rất cao để bù đắp phần giá than và khí tăng lên trong năm. Giá bán điện cao trong khi hiệu quả hoạt động không cao là lý do NBP và BTP không phải là ưu tiên điều độ của EVN. Các doanh nghiệp sở hữu nhà máy điện nhỏ như SEB, SBA, SHP, DRL có giá bán rất tốt (bình quân trên 900 đồng/kWh) nhờ được áp dụng biểu giá chi phí tránh được.

III. Phân tích tình hình tài chính

1. Doanh thu thuần

Năm 2014, tổng doanh thu các doanh nghiệp niêm yết ngành điện đạt 21.170 tỷ đồng, tăng 24,8% từ mức 16.965 tỷ đồng ở năm 2013.

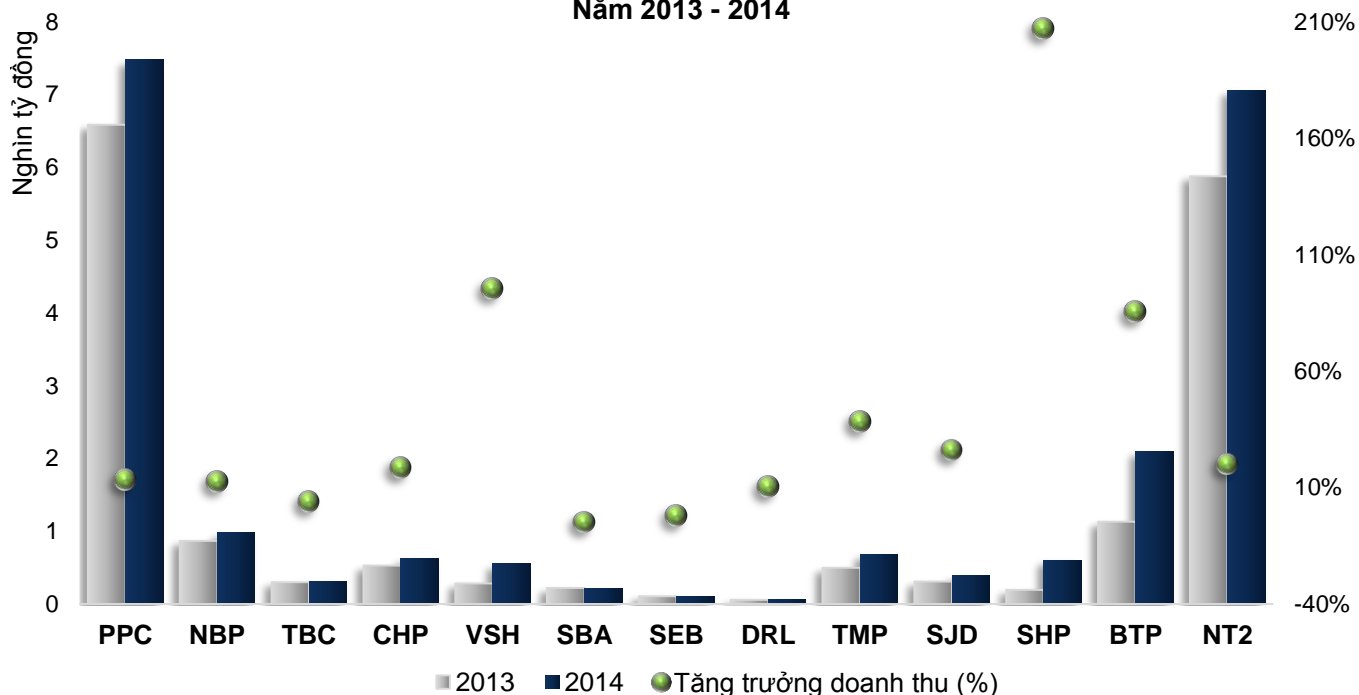
Có thể nói năm 2014 là một năm rất khả quan với các doanh nghiệp ngành điện. Toàn ngành chỉ có 2 doanh nghiệp có mức tăng trưởng âm về doanh thu là SBA (-4,9% so với 2013) và SEB (-1,9% so với 2013). Các doanh nghiệp còn lại đều có sự cải thiện rõ nét về doanh thu bằng rất nhiều con đường khác nhau.

Có những doanh nghiệp nhờ đàm phán thành công giá bán điện hợp đồng PPA với EVN, nhờ đó được ghi nhận khoản hồi tố lớn giúp cải thiện doanh thu như VSH (doanh thu tăng đến 95,5% so với 2013), CHP (+18,6% yoy), NT2 (+33,4% yoy).

Các doanh nghiệp thủy điện phía nam lại có một năm 2014 thành công nhờ điều kiện thủy văn vô cùng thuận lợi, mùa mưa đến sớm, trong khi mùa khô vẫn có những cơn mưa trái mùa khiến lượng nước về trên các hồ thủy điện phía nam dồi dào hơn so với nhiều năm. Doanh thu các nhà máy khu vực này được thúc đẩy nhờ sản lượng tăng

mạnh, điển hình như TMP (+38,4% yoy). Cũng trên dòng sông Bé với TMP, SJD không những cải thiện nhờ sản lượng nhà máy Cần Đơn mà còn nhờ thương vụ sáp nhập nhà máy Ry Ninh II khiến doanh thu tăng trưởng 26,2% so với cùng kỳ.

**Doanh thu thuần các doanh nghiệp ngành điện
Năm 2013 - 2014**

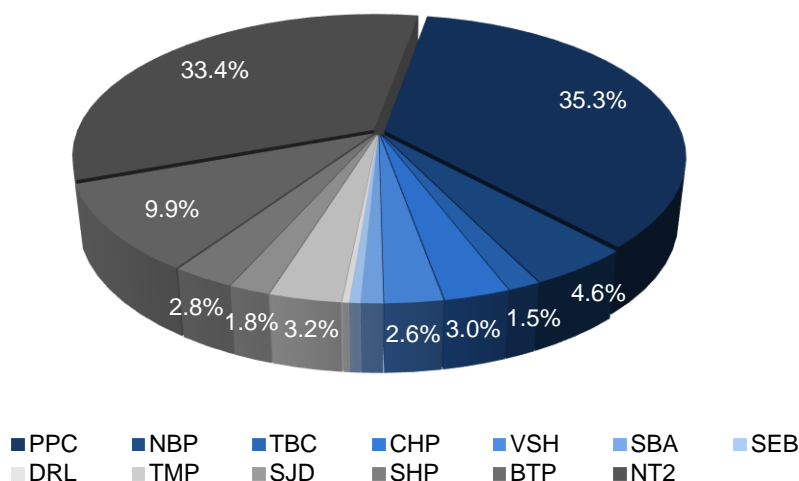


(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

SHP là nghiệp có tốc độ tăng trưởng doanh thu ấn tượng nhất ngành điện năm 2014, lên đến 207%. Không những hưởng lợi nhờ lượng mưa khu vực phía nam tăng mạnh, doanh nghiệp này đã đưa nhà máy lớn nhất (Đa M'brì 75MW) đi vào vận hành trong năm, nhờ đó doanh thu từ 194 tỷ đồng năm 2013 đã tăng vọt lên 596 tỷ đồng ở năm 2014.

Về cơ cấu doanh thu, nhóm 04 nhà máy nhiệt điện niêm yết chiếm ưu thế với tỷ trọng lên đến 83% tổng doanh thu toàn ngành. Trong đó, 2 doanh nghiệp đầu ngành là PPC và NT2 đóng góp lần lượt 35.3% và 33.4% tổng doanh thu. 09 doanh nghiệp thủy điện niêm yết hầu hết có quy mô nhỏ, do đó tỷ trọng đóng góp doanh thu chỉ đạt 17% toàn ngành.

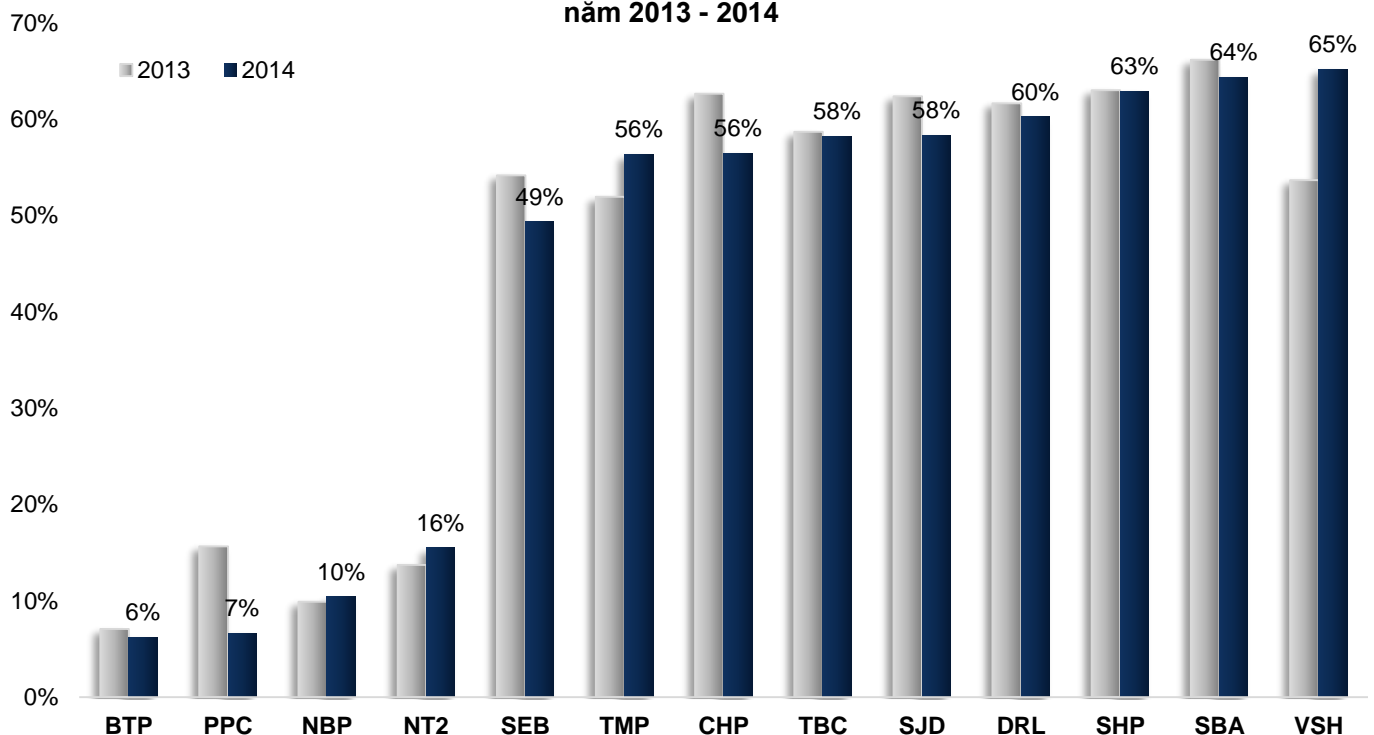
Cơ cấu doanh thu ngành điện 2014



2. Biên lợi nhuận gộp

Nếu như các doanh nghiệp nhiệt điện vượt trội về quy mô doanh thu thì ở biên lợi nhuận gộp lại có sự đảo chiều giữa 2 nhóm doanh nghiệp này. 04 doanh nghiệp nhiệt điện có biên lợi nhuận gộp 2014 rất thấp, chỉ từ 6 – 16%, trong khi đó biên lợi nhuận gộp ở các doanh nghiệp thủy điện đều trên 49%. Sự khác biệt này đến từ đặc thù hoạt động của mỗi loại nhà máy. Các nhà máy thủy điện không có chi phí nhiên liệu, dẫn đến chi phí giá vốn để sản xuất 1 kWh điện thấp hơn nhiều so với nhiệt điện.

**Biên lợi nhuận gộp các doanh nghiệp ngành Điện
năm 2013 - 2014**



(Đã điều chỉnh với các doanh nghiệp có doanh thu hồi tố) (Nguồn: FPTs Tổng hợp)

Biên lợi nhuận gộp của các nhà máy nhiệt điện có sự liên hệ chặt chẽ với nhiên liệu chính đầu vào. Trường hợp điển hình là của PPC khi giá điện bình quân của doanh nghiệp này chỉ tăng 12% thì giá nhiên liệu chính là than lại điều chỉnh đến 2 lần trong năm, tăng khoảng 24%. Điều này làm biên lợi nhuận gộp của PPC giảm mạnh từ mức 16% xuống chỉ còn 7% ở năm 2014. Với trường hợp của NT2 thì giá bán khí của PVGas cho doanh nghiệp này tăng theo lộ trình 3%/năm đã được đưa vào hợp đồng PPA dài hạn (ký năm 2014), trong khi đó giá vốn giảm nhờ doanh nghiệp dần thời gian khấu hao máy móc thiết bị từ Q3/2014, biên lợi nhuận gộp của NT2 được cải thiện lên 16% ở năm 2014 và dự kiến sẽ ổn định trong những năm tiếp theo.

Nhìn chung, các doanh nghiệp thủy điện có biên lợi nhuận gộp cao và ổn định hơn nhiều so với nhiệt điện. Chi phí lớn nhất của hầu hết các nhà máy thủy điện là chi phí khấu hao do đặc thù phải đầu tư tài sản cố định rất lớn, do đó đa phần trong giá vốn của các doanh nghiệp thủy điện là chi phí cố định. Theo thống kê của chúng tôi, chỉ có 2 nhà máy điện hiếm hoi được sử dụng phương pháp khấu hao theo sản lượng là thủy điện Cần Đơn (SJD) và thủy điện Krông – Hnăng (SBA), đây là lợi thế giúp các nhà máy này có được biên lợi nhuận gộp ổn định hơn, đặc biệt là vào những năm hạn hán.

Chính vì đặc thù về chi phí cố định cao, biên lợi nhuận gộp của hầu hết các nhà máy thủy điện ở miền trung có sự sụt giảm mạnh so với 2013 do hạn hán kéo dài làm sản lượng và doanh thu thấp. Điển hình trong số này gồm có SEB (biên lợi nhuận gộp giảm

5% so với cùng kỳ), CHP (- 7% so với 2013) và SBA (- 2% do sản lượng của cả 2 nhà máy đều giảm).

VSH cũng nằm ở miền trung nhưng là một rường hợp ngoại lệ bởi lượng mưa ở khu vực này khá ổn định, nhà máy vẫn đạt được sản lượng xấp xỉ năm trước, tuy nhiên việc chốt được giá bán điện chính thức sau 5 năm đàm phán khiến doanh thu lẫn biên lợi nhuận gộp của VSH cải thiện mạnh. Là một trong 2 nhà máy thủy điện có biên lợi nhuận gộp thấp nhất ở năm 2013, VSH đã có bước nhảy vọt ấn tượng sau sự kiện này, trở thành doanh nghiệp thủy điện có biên lợi nhuận gộp tốt nhất trong ngành, lên đến 65%.

Trái ngược với khu vực miền trung, nhà máy thủy điện Thác Mơ có biên lợi nhuận gộp tăng 4% lên mức 56% nhờ nguồn nước về ở khu vực miền nam khá dồi dào hơn năm 2013. SHP có biên lợi nhuận gộp vẫn ổn định ở mức 63% do đưa nhà máy mới Đa M'brì đi vào hoạt động khiến chi phí khấu hao tăng mạnh.

Như đã đề cập ở trên, nhà máy thủy điện Cần Đơn là doanh nghiệp hiếm hoi được phép khấu hao theo sản lượng. Tuy nhiên, theo khung giá trong hợp đồng BOT của nhà máy này, giá bán điện sẽ giảm chỉ còn ½ đối với sản lượng trên bao tiêu. Vì vậy, một khi chạy máy vượt quá sản lượng bao tiêu, biên lợi nhuận gộp của Cần Đơn cũng giảm dần. Điều này càng trở nên thú vị hơn vì hồ Cần Đơn nằm ở ngay sau hồ Thác Mơ ở bậc thang thủy điện trên sông Bé. Năm 2014, cứ mỗi một khối nước đi qua hồ Thác Mơ, biên lợi nhuận gộp của TMP sẽ càng được cải thiện thì xuống tới hồ Cần Đơn, biên lợi nhuận gộp của SJD lại bị giảm đi đáng kể. (sản lượng điện của Cần Đơn đạt 415 triệu kWh, vượt đến 42% so với mức sản lượng bao tiêu).

3. Phân tích Dupont

Mã CK	ROE (%)	Biên lợi nhuận ròng (%)	Vòng quay tổng tài sản	Hệ số đòn bẩy
PPC	19,0%	14,1%	0,64	2,10
NBP	19,1%	4,6%	2,38	1,74
NT2	45,2%	22,5%	0,57	3,51
BTP	13,4%	6,4%	1,11	1,90
TBC	15,1%	44,4%	0,33	1,05
CHP	15,9%	34,0%	0,19	2,52
VSH	12,9%	64,8%	0,15	1,31
SBA	9,6%	30,9%	0,14	2,17
DRL	30,9%	53,4%	0,49	1,18
SEB	16,2%	35,2%	0,12	3,80
TMP	24,6%	35,2%	0,45	1,55
SJD	20,3%	46,9%	0,32	1,35
SHP	19,1%	36,9%	0,19	2,66

(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

Tỷ suất sinh lời trên vốn chủ sở hữu bình quân của các doanh nghiệp ngành điện năm 2014 là 20,1%. Tuy nhiên chỉ có 4 doanh nghiệp có hiệu quả trên mức này là NT2, DRL, TMP và SJD. Ngoài NT2 và DRL, ROE của các doanh nghiệp rơi vào khoảng 19%.

So sánh tỷ suất sinh lời trên vốn chủ sở hữu của các doanh nghiệp năm 2014 có thể nhận thấy rằng sự khác biệt giữa 2 nhóm nhiệt điện và thủy điện chủ yếu đến từ biên lợi nhuận và vòng quay tổng tài sản. Nhìn chung các doanh nghiệp thủy điện có biên lợi nhuận gộp và biên lợi nhuận ròng cao hơn nhiều so với nhiệt điện do không tốn chi phí nhiên liệu. Tuy nhiên về vòng quay tổng tài sản, các doanh nghiệp này lại tỏ ra thua kém so với nhóm nhiệt điện bởi phụ thuộc vào nguồn nước cũng như điều độ của A0. NT2 là doanh nghiệp có ROE lớn nhất toàn ngành, lên đến 45,2%. Sự vượt trội trong tỷ suất sinh lời của NT2 đến chủ yếu từ biên lợi nhuận ròng và hệ số đòn bẩy rất lớn.

a. Biên lợi nhuận ròng

Cũng như biên lãi gộp, các doanh nghiệp thủy điện có biên lãi ròng cao hơn hẳn so với các doanh nghiệp nhiệt điện.

PPC và NT2 thắng lớn nhờ tỷ giá. Trong các doanh nghiệp nhiệt điện, NT2 và PPC có khoản vay ngoại tệ rất lớn bằng đồng EUR và JPY, vì vậy chỉ cần một thay đổi nhỏ trong tỷ giá ngoại tệ có thể gây ra ảnh hưởng lớn đến kết quả kinh doanh của 2 doanh nghiệp này. Năm 2014 là một năm thuận lợi của PPC và NT2 khi cả 2 đã ghi nhận được những khoản lãi tỷ giá rất lớn từ đánh giá lại khoản vay. Cụ thể, tỷ giá VND/EUR giảm gần 12% xuống còn 25.542 đồng/EUR vào cuối năm 2014, nhờ đó NT2 ghi nhận khoản lãi chênh lệch tỷ giá lên đến hơn 400 tỷ đồng. Về phía PPC, tỷ giá VND/JPY cũng giảm khoảng 12%, nhờ đó doanh nghiệp phát sinh khoản lãi chênh lệch tỷ giá chưa thực hiện lên đến 586 tỷ đồng.

Các nhà máy thủy điện cũ có biên lợi nhuận ròng cao do hầu hết các chi phí khấu hao, chi phí lãi vay đã giảm nhiều so với các nhà máy thủy điện mới đi vào hoạt động. Biên lợi nhuận ròng bình quân của 3 nhà máy thủy điện cũ là TBC, VSH và SJD lên đến 52%, trong khi con số này ở các doanh nghiệp sở hữu nhà máy mới như CHP, SBA và SHP chỉ là 34%.

b. Vòng quay tổng tài sản

Nếu như biên lợi nhuận gộp của nhiệt điện thường không cao thì vòng quay tổng tài sản của các doanh nghiệp này vượt trội so với thủy điện. Vòng quay tổng tài sản bình quân của các doanh nghiệp nhiệt điện niêm yết là 1,18 lần, cao gấp 4,5 lần so với mức 0,26 lần của các doanh nghiệp thủy điện.

Như đã đề cập ở các phần trên, các nhà máy nhiệt điện có suất đầu tư bình quân thấp hơn so với thủy điện. Bên cạnh đó, việc các nhà máy thủy điện có số giờ chạy và hệ số công suất vượt trội do không phụ thuộc vào tình hình thủy văn đã làm cho vòng quay tổng tài sản của các nhà máy nhiệt điện cao hơn. Trong nhóm thủy điện, 3 doanh nghiệp ở phía nam cũng có chỉ số này cao hơn nhờ được ưu tiên điều độ hơn so với miền trung.

c. Hệ số đòn bẩy

Đây là hệ số có sự khác biệt giữa nhóm các nhà máy điện cũ và mới. Hệ số đòn bẩy (A/E) bình quân của 4 doanh nghiệp sở hữu nhà máy điện mới NT2, CHP, SEB và SHP là 3,12 lần, cao hơn 35% so với toàn ngành. Chỉ số này ở các doanh nghiệp sở hữu nhà máy điện cũ như VSH, TBC, TMP, SJD và BTP chưa bằng $\frac{1}{2}$ so với nhóm trên, bình quân chỉ 1,43 lần, do hầu hết nhà máy đi vào hoạt động lâu và nợ vay đã được hoàn trả nhiều giúp doanh nghiệp giảm tỷ lệ đòn bẩy, áp lực trả nợ ở các doanh nghiệp này cũng được giảm bớt so với các nhà máy mới.

IV. Điềm qua một số doanh nghiệp đáng chú ý trong ngành

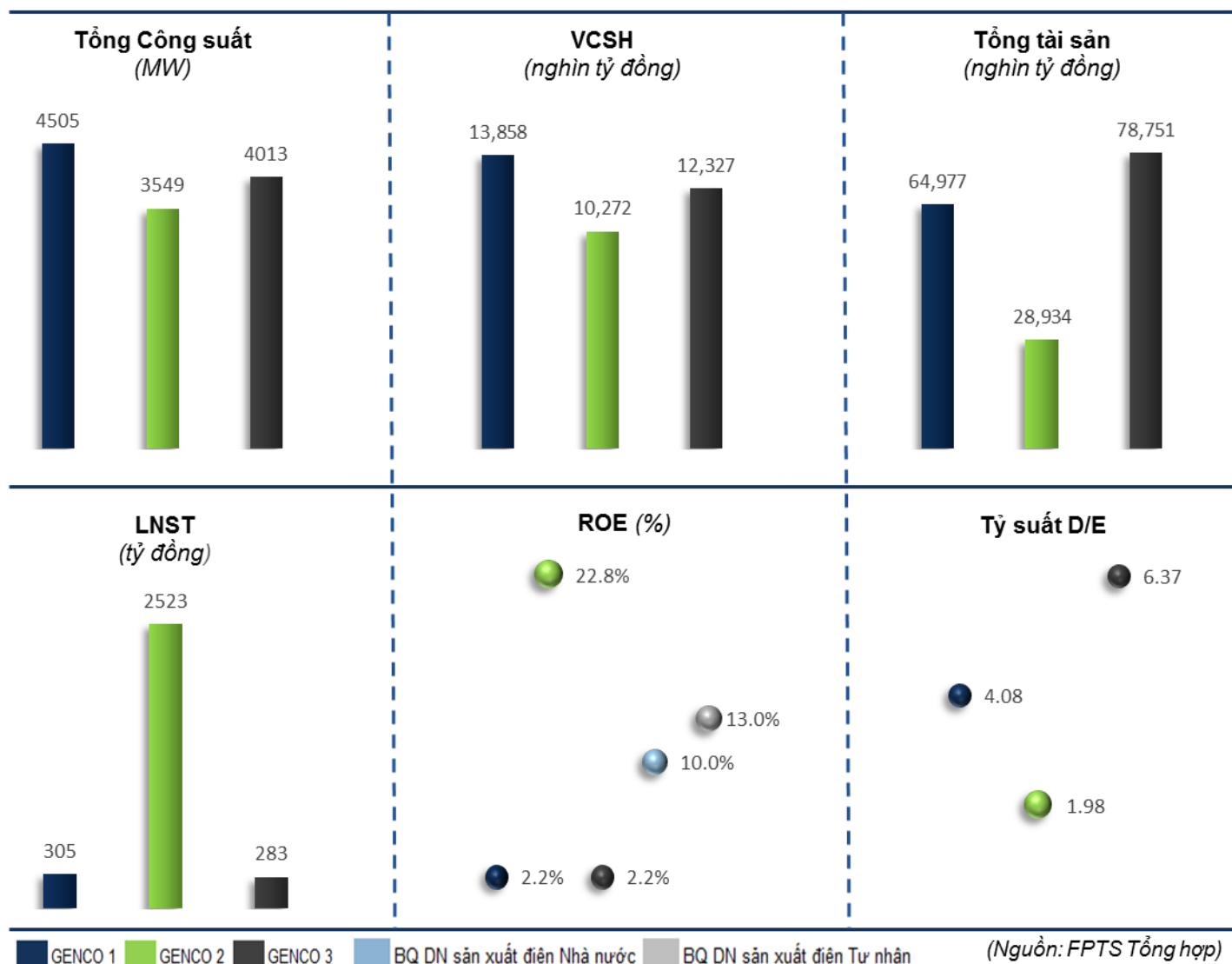
1. Các GENCO – Quy mô không đi kèm với hiệu quả

Thành lập từ năm 2012, 03 GENCO được giao trách nhiệm đảm nhận quản lý các nhà máy điện và phần vốn của EVN tại các Công ty phát điện đang hoạt động. Tính đến cuối năm 2013, tổng công suất của GENCO 1 là 4.505 MW, GENCO 2 quản lý 3.549 MW và GENCO 3 là 4.013 MW. Đặc điểm của các GENCO khi được thành lập là Bộ Công thương đã tính toán để cả 3 đều có năng lực tương đối đều nhau (sở hữu cả nhà máy hoạt động tốt lẫn chưa tốt) để thực hiện chiến lược cổ phần hóa cả GENCO thay vì từng nhà máy như trước đây.



Vốn chủ sở hữu của các GENCO 1,2,3 tính đến ngày 31/03/2014 lần lượt là 13.858 tỷ, 10.272 tỷ và 12.327 tỷ đồng, tổng tài sản rất lớn lên tới 172.663 tỷ đồng. Tuy nhiên, ngay từ khi thành lập, các GENCO đều rất khó khăn trong việc huy động vốn từ các ngân hàng, thậm chí nhiều chủ nợ còn không đồng ý việc chuyển giao công nợ từ EVN sang các Tổng công ty này. Cả 3 GENCO đều có tỷ số D/E (Nợ/Vốn chủ sở hữu) ở mức nguy hiểm, chỉ có GENCO 2 ở mức thấp nhất là 1,98 lần, còn GENCO 1 và 3 ở mức rất cao, lần lượt là 4,08 và 6,37 lần. Như vậy, với mục tiêu đưa tỷ lệ này ở GENCO 2,3 về mức 3 lần, vốn chủ sở hữu của 2 đơn vị này phải được bổ sung tương ứng lên đến 17.111 và 22.196 tỷ đồng.

Về hiệu quả hoạt động kinh doanh, năm 2013 cả 3 GENCO đều báo lãi lần lượt là 305 tỷ, 2.523 tỷ và 283 tỷ đồng. Tuy nhiên tỷ suất ROE của GENCO 1 và 3 chỉ đạt 2,2%, thấp hơn nhiều so với mức 10% ở các doanh nghiệp sản xuất điện của Nhà nước, 13% ở các doanh nghiệp sản xuất điện tư nhân. GENCO 2 có vốn thấp nhất, nhưng hiệu quả hoạt động vượt trội nhất trong nhóm với ROE lên đến 22,8%. Một điểm đáng lưu ý, tất cả các khoản lợi nhuận trên đều chưa tính đến khoản lỗ do chênh lệch tỷ giá, nếu tính đầy đủ khoản này thì cả 3 Tổng Công ty này đều lỗ.



Về tình hình đầu tư, EVN đã hoàn thành kế hoạch phát điện năm 2014 với 5/5 tổ máy – tổng công suất 1.700 MW gồm Nhiệt điện Vĩnh Tân 2 (2x622 MW), Tổ máy 2 Nhiệt điện Hải Phòng 2 (300 MW), Thủy điện Sông Bung 4 (2x78 MW). EVN đã phải huy động nguồn vốn rất lớn từ nhiều hình thức khác nhau cả trong và ngoài nước để đáp ứng tổng vốn đầu tư cả năm là 125.453 tỷ đồng (+27,91 yoy, vượt kế hoạch 1,53%). Tổng công suất lắp đặt của tập đoàn ước tính đạt 20.765 MW (duy trì ở mức 60% công suất toàn hệ thống). Khối lượng đầu tư của nhóm này trong thời gian tới là rất lớn. Cụ thể, GENCO 1 đang đầu tư thực hiện 5 dự án, tổng vốn đầu tư 81.478 tỷ đồng, đòi hỏi vốn đối ứng trên 24.443 tỷ đồng. GENCO 3 cũng cần 39.652 tỷ đồng vốn đối ứng để đầu tư 6 dự án có mức vốn đầu tư lên đến 132.174 tỷ đồng. Thấp nhất trong nhóm này là GENCO 2 cũng cần đến 5.284 tỷ đồng vốn đối ứng cho 3 dự án trị giá 17.613 tỷ của mình. Dự kiến tổng giá trị đầu tư toàn tập đoàn trong năm 2015 khoảng 127.533 tỷ đồng (+1,66% yoy).

Kế hoạch cổ phần hóa các GENCO dự báo sẽ khó khăn

Để chuẩn bị cho thị trường bán buôn điện cạnh tranh, Chính phủ đã chỉ đạo cổ phần hóa 3 Tổng Công ty phát điện. GENCO 3 đã được Bộ Công thương chọn là đơn vị tiên phong với mục tiêu đặt ra sẽ là đấu giá cổ phần lần đầu ra công chúng (IPO) vào tháng 03/2016. Điểm thuận lợi là các GENCO đều không thuộc diện Nhà nước phải nắm cổ phần chi phối, nên có thể bán cho các đối tác chiến lược để nhà đầu tư có thể tham gia điều hành. Tuy nhiên, việc hầu hết các GENCO đều sở hữu cả các nhà máy điện hoạt

động tốt và không tốt, cộng với tình hình tài chính ở tình trạng “vay khó, trả nợ cũng chẳng dễ” như đề cập ở trên thì nhiều khả năng quá trình cổ phần hóa sẽ gặp không ít khó khăn.

DANH SÁCH NHÀ MÁY ĐIỆN THUỘC SỞ HỮU CỦA CÁC GENCO NĂM 2013			
	GENCO 1	GENCO 2	GENCO 3
Thủy điện (MW)	1965	817	1062
	Bản Vẽ (320 MW)	Quảng Trị (64 MW)	Bản Chát (220 MW)
	Sông Tranh 2 (190 MW)	Sông Ba Hạ (220 MW)	Buôn Kuốp (280 MW)
	Đại Ninh (300 MW)	An Khê - Kanak (173 MW)	Buôn Tua Srah (86 MW)
	Đồng Nai 3 (180 MW)	A Vương (210 MW)	Srepok 3 (220 MW)
	Đồng Nai 4 (340 MW)	Thác Mơ (150 MW)	Thác Bà (120 MW)
	Đa Nhim (160 MW)		Vĩnh Sơn (66 MW)
	Hàm Thuận (300 MW)		Sông Hinh (70 MW)
	Đa Mi (175 MW)		
Nhiệt điện Than (MW)	2540	1940	100
	Uông Bí (110 MW)	Phả Lại 1 (440 MW)	Ninh Bình (100 MW)
	Uông Bí MR (300 MW)	Phả Lại 2 (600 MW)	
	Uông Bí MR2 (330 MW)	Hải Phòng 1 (600 MW)	
	Quảng Ninh 1 (600 MW)	Hải Phòng 2 (300 MW)	
	Quảng Ninh 2 (600 MW)		
	Nghi Sơn 1 (600 MW)		
Nhiệt điện Khí, Dầu (MW)	0	792	2851
		Thủ Đức (165 MW)	Phú Mỹ 2.1 (896 MW)
		Cần Thơ (33 MW)	Phú Mỹ 1 (1108 MW)
		Ô Môn 1.1 (330 MW)	Phú Mỹ 4 (458 MW)
		Thủ Đức dầu DO (114 MW)	Bà Rịa (389 MW)
		Cần Thơ dầu DO (150 MW)	
Tổng công suất (MW)	4505	3549	4013

[\(Trở về các thành phần tham gia phát điện\)](#)

2. PV Power



Tổng Công ty Điện lực Dầu khí (PV Power) là Tổng Công ty mẹ - Công ty TNHH MTV do Tập đoàn Dầu khí Quốc Gia Việt Nam (PVN là nhà cung cấp nhiên liệu khí chính cho ngành điện) đầu tư 100% vốn. PV Power có vốn điều lệ 13.078 tỷ đồng nhằm thực hiện nhiệm vụ đầu tư, xây dựng và vận hành các dự án phát triển nguồn điện. Sau gần 8 năm hoạt động, PV Power đã cung cấp lên lưới điện Quốc Gia trên 70 tỉ kWh và trở thành đơn vị cung cấp điện năng lớn thứ 2 (sau EVN).

Với thế mạnh về nguồn nhiên liệu, PVN tập trung đầu tư phần lớn vào các nhà máy nhiệt điện khí ở khu vực phía nam, gần các bể khí mà tập đoàn này đang khai thác. Đến nay, PVN đã có 9 nhà máy điện đi vào vận hành sản xuất, bao gồm 04 nhà máy tuabin – khí chu trình hỗn hợp (nhà máy Cà Mau 1,2, Nhơn Trạch 1,2, tổng công suất 4 nhà máy là 2.700 MW), 03 nhà máy thủy điện (Hòa Na - 180 MW, Nậm Cắt – 3,2 MW, Đắkrinh – 125 MW), nhà máy phong điện Phú Quý (06 MW) và nhà máy nhiệt điện than Vũng Áng 1 (1.200 MW). Tổng công suất của 9 nhà máy điện là 4.214,2 MW, hằng năm chiếm từ 13 – 15% tổng sản lượng điện quốc gia.

Bên cạnh nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1, PVN cũng đang đầu tư, triển khai 4 dự án nhiệt điện than khác và dự kiến sẽ chuyển giao cho PV Power quản lý và vận hành. 4 dự án có tổng công suất khoảng 4.800 MW này là Thái Bình, Long Phú 1, Sông Hậu, Quảng Trạch 1. Dự kiến tiến độ phát điện của các nhà máy này sẽ hoàn thành trong giai đoạn 2016 – 2020.

Về tình hình hoạt động, PV Power nhìn chung có kết quả hoạt động khả quan hơn nhóm EVN khi đây là năm thứ 5 liên tiếp đơn vị này hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ và chỉ tiêu của PVN giao cho, đặc biệt là năm 2014. Theo đó, trong năm 2014, sản lượng điện sản xuất của Tổng Công ty đạt 16.054 tỷ (107% kế hoạch năm, xấp xỉ sản lượng 2013); Doanh thu đạt 26.076 tỷ (+10% yoy); Lợi nhuận sau thuế đạt 770 tỷ (+33,4% yoy).

Tiến trình cổ phần hóa PV Power

Theo đề án tái cấu trúc PVN đã được Chính phủ phê duyệt và theo quyết định của PVN thì PV Power thuộc diện cổ phần hóa trong giai đoạn 2014 – 2015. Để triển khai công việc này, PV Power đã ban hành văn bản phê duyệt kế hoạch hành động cụ thể, dự kiến đến tháng 10/2015, PV Power sẽ IPO. Tuy nhiên, theo điều 120 Luật Doanh nghiệp, sau khi cổ phần hóa PV Power, PVN có quyền lợi và nghĩa vụ liên quan sẽ không được quyền biểu quyết. Khi đó, việc PV Power có tiếp nhận các dự án nhiệt điện do PVN chuyển giao hay không sẽ phụ thuộc vào quyết định của cổ đông thiểu số.

Khả năng xảy ra kịch bản cổ đông thiểu số từ chối là lớn do các dự án nhiệt điện mới đưa vào hoạt động chắc chắn sẽ chịu lỗ 5 – 6 năm đầu có thể khiến kết quả kinh doanh của PV Power bị đảo ngược từ lãi sang lỗ. Việc chuyển giao không thành sẽ ảnh hưởng lớn đến kế hoạch tập trung mảng kinh doanh này về một đơn vị của PVN; vận hành, quản lý các nhà máy nhiệt điện than cũng sẽ gặp khó khăn do bị phân tán nguồn lực.

[*\(Trở về các thành phần tham gia phát điện\)*](#)

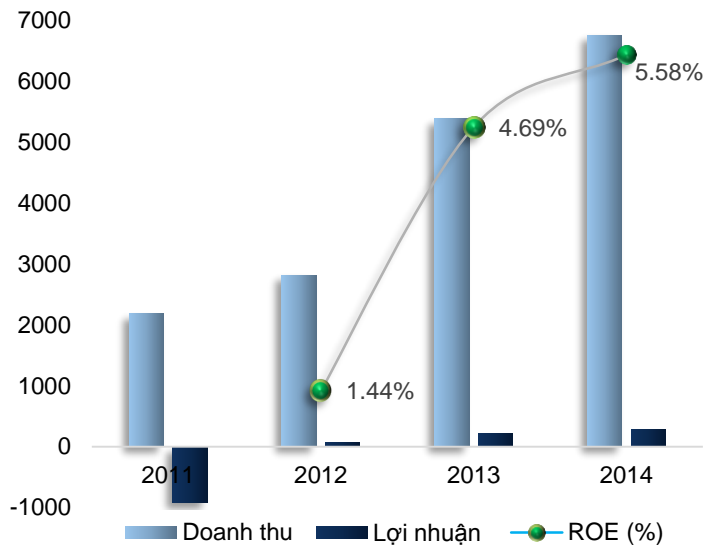
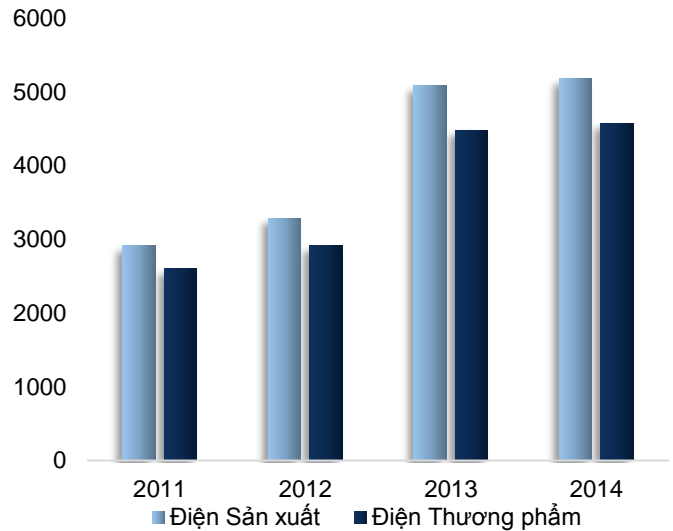
3. Vinacomin Power



Trụ cột cuối cùng trong ngành năng lượng nước ta là Tập đoàn công nghiệp Than khoáng sản Việt Nam (Vinacomin) với vai trò là nhà cung cấp than chính cho các nhà máy nhiệt điện than. Tổng Công ty điện lực – Vinacomin (VP) là Công ty TNHH MTV 100% vốn nhà nước thuộc Vinacomin, được thành lập cuối năm 2009 với vốn điều lệ là 6.800 tỷ đồng nhằm thực hiện hoạt động kinh doanh chính là đầu tư, xây dựng, vận hành các nhà máy điện (chủ yếu là nhiệt điện than).

Hiện tại VP đang là nhà cung cấp điện thứ 3 sau nhóm EVN và PVN, quản lý và vận hành 5 nhà máy nhiệt điện than với tổng công suất 1.545 MW (khoảng 6% tổng công suất toàn hệ thống) bao gồm Na Dương (110 MW), Cao Ngạn (115 MW), Sơn Động (220 MW), Đông Triều (440 MW), Cẩm Phả 1&2 (670 MW). Điểm thuận lợi với các nhà máy của Vinacomin Power là **(1)** Các nhà máy đều nằm ở khu vực gần mỏ than và nguồn nhiên liệu được đảm bảo, **(2)** Cả 5 nhà máy đều sử dụng công nghệ lò hơi tăng sôi tuần hoàn (CFB), sử dụng nguồn nhiên liệu than xấu (vốn là loại than nhiệt lượng thấp, khó tiêu thụ nội địa, trước đây chủ yếu xuất khẩu cho các nhà máy nhiệt điện Trung Quốc).

Về đầu tư xây dựng, Vinacomin Power đang thực hiện đầu tư công trình thủy điện đầu tiên là Nhà máy thủy điện Đồng Nai 5 (2x75 MW) với tổng mức đầu tư 6.111 tỷ đồng. Ngoài ra, đơn vị này còn đang thực hiện công tác chuẩn bị cho các dự án khác trong tương lai với tổng công suất lên đến 4.150 MW: Na Dương II (110 MW), Cẩm Phả 3 (440 MW), Quỳnh Lập (1.200 MW), Hải Phòng 3 (2.400 MW). Dự kiến khi các dự án này hoàn thành, tổng công suất của VP sẽ nâng lên khoảng 5.880 MW, gấp gần 4 lần hiện tại.

Kết quả kinh doanh 2011 - 2014
(Đvt: Tỷ đồng)

Tình hình sản xuất 2011 - 2014
(Đvt: Triệu kWh)


(Nguồn: Vinacomin Power)

Về tình hình hoạt động, tổng sản lượng điện thương phẩm của VP đã bình quân 20,7%/năm từ mức 2,6 tỷ kWh ở năm 2011 lên 4,6 tỷ kWh năm 2014. Tổng doanh thu năm 2014 đạt 6.758,1 tỷ đồng, tăng gấp 3 lần năm 2011. Tuy nhiên, cũng như nhiều doanh nghiệp ngành điện phải vay ngoại tệ khác, VP chịu ảnh hưởng rất lớn của rủi ro tỷ giá (khoản vay ngoại tệ khoảng 700 triệu USD, tỷ giá tăng 1% làm lợi nhuận giảm khoảng 140 tỷ đồng). Năm 2011, VP bị lỗ đến 917 tỷ đồng do tỷ giá VND/USD tăng khoảng 10%. Từ năm 2012 đến nay, tỷ giá này ít biến động hơn, nhờ đó Công ty bắt đầu có lãi nhưng lũy kế đến ngày 31/12/2014 vẫn lỗ đến 349 tỷ đồng.

Tiên phong cổ phần hóa

Trong 3 trụ cột của ngành điện, Vinacomin Power là đơn vị đi tiên phong cổ phần hóa. VP sẽ chào bán ra công chúng lần đầu (IPO) 236,39 triệu cổ phiếu từ ngày 16/04/2015. Giá trị phần vốn Nhà nước tại thời điểm xác định giá trị của VP chỉ đạt 5.606,8 tỷ đồng, Công ty phát hành thêm 1.193,2 tỷ để tăng vốn cho các dự án đang triển khai. Dự kiến, cổ đông Nhà nước sẽ nắm giữ 65% cổ phần của VP. Công ty chào bán cho người lao động (ESOP) 0,24% và bán ra công chúng 34,76% còn lại. Do VP không thuộc danh mục doanh nghiệp nhà nước phải nắm giữ 65% nên sau khi cổ phần hóa, Công ty sẽ xây dựng lộ trình để giảm tỷ lệ nắm giữ vốn nhà nước xuống dưới 65% theo quy định.

Sau cổ phần hóa, kế hoạch lợi nhuận 3 năm tiếp theo của VP lần lượt là 136,8 tỷ, 437,8 tỷ và 519,3 tỷ đồng (tương đương ROE dự kiến 2,01%, 6,43% và 7,63%). Công ty cũng có kế hoạch phát hành thêm cổ phần, tăng 3.760 tỷ đồng vốn điều lệ để đầu tư vào 04 dự án theo quy hoạch điện VII bao gồm Nhà máy thủy điện Đồng Nai 5, BOT Nhiệt điện Vĩnh Tân I, Nhà máy Nhiệt điện Na Dương II và Nhà máy Nhiệt điện Cẩm Phả 3. Dự kiến kế hoạch tăng vốn từ năm 2016 – 2018 lần lượt là 1.800 tỷ, 1.000 tỷ và 960 tỷ.

[\(Trở về các thành phần tham gia phát điện\)](#)

D. KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ

Mã CK	Khuyến nghị	Thị giá 20/07/2015	Giá mục tiêu 2015	Chênh lệch	EPS		P/E	
					2014	2015E	Trailing	Forward
NT2	MUA	22.900	28.000	22,3%	6.215	3.500	4,1	6,5
SJD	THÊM	28.900	33.000	14,2%	4.463	3.800		7,6
VSH	THEO DÕI	13.700	14.000	2,2%	1.742	1.430	6,9	9,6
CHP	THEO DÕI	18.400	17.000	-7,6%	1.776	2.000	8,3	9,2

(Nguồn: Bloomberg, FPTS tổng hợp)

NT2
MUA – Giá mục tiêu 28.000 đồng/cp

NT2 – CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 là công ty hoạt động với vị thế đứng đầu trong ngành Điện. Công ty có vốn điều lệ 2.560 tỷ đồng, sở hữu nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp Nhơn Trạch 2. Đây là một trong những nhà máy điện lớn nhất khu vực phía Nam với công suất 750 MW, lắp đặt tại khu công nghiệp Ông Kèo (huyện Nhơn Trạch, Đồng Nai), gần trung tâm phụ tải miền Đông Nam Bộ.

NT2 có rất nhiều ưu điểm vượt trội so với các nhà máy nhiệt điện trong ngành:

- Vị trí nhà máy nằm gần trung tâm phụ tải miền Đông Nam Bộ, do đó luôn được ưu tiên huy động để bù đắp sản lượng điện thiếu hụt, đặc biệt vào mùa khô; Sản lượng điện bình quân trên 4,6 tỷ kWh mỗi năm;
- Nguồn nhiên liệu chính đầu vào là khí đốt từ mỏ Nam Côn Sơn được đảm bảo trong hợp đồng mua bán khí lên đến 25 năm;
- Hợp đồng PPA với EVN đã được ký chính thức lên đến 10 năm, hợp đồng này lập theo thông tư 41, do đó giá bán điện đủ bù đắp các chi phí, kể cả việc giá khí tăng theo lộ trình hàng năm;
- Giá bán điện được tính bằng đồng USD, nhờ đó doanh nghiệp chuyển được phần rủi ro tỷ giá do giá khí cũng được tính theo USD đồng thời hạn chế được rủi ro mất giá của đồng nội tệ
- Máy móc thiết bị hiện đại được cung cấp bởi Siemens, nhờ đó tiết kiệm nhiên liệu hơn so với các nhà máy tuabin khí cùng khu vực; bên cạnh đó, công nghệ cũng đem lại cho nhà máy khả năng thay đổi phụ tải nhanh chóng, khả năng tăng giảm công suất ở dải rộng lên đến vài trăm MW. Đây là lợi thế rất lớn của NT2 khi tham gia VCGM.
- Công tác chào giá trên VCGM của NT2 tỏ ra hiệu quả khi từ năm 2012 đến nay, doanh nghiệp luôn thu được lợi nhuận cao hơn nhờ chào giá hợp lý. (năm 2014, doanh thu tăng thêm 148 tỷ đồng nhờ VCGM).

Tuy nhiên, doanh nghiệp vẫn tồn tại những khuyết điểm cũng như thách thức nhất định:

- NT2 không được hưởng chung mặt bằng giá khí với các doanh nghiệp cùng sử dụng khí từ mỏ Nam Côn Sơn. Giá khí bình quân của NT2 năm 2014 khoảng 5,6 USD/MMBTU, cao cả hơn giá trên bao tiêu bình quân ở bể Nam Côn Sơn. Bên cạnh đó, giá khí này còn được điều chỉnh tăng với tỷ lệ 3%/năm. Giá thành bị đội lên sẽ gây khó khăn cho công tác chào giá trên VCGM trong tương lai;
- Tính đến 31/12/2014, NT2 có 2 khoản vay ngoại tệ lớn với dư nợ là 146 triệu USD và 133 triệu EUR. Do đó kết quả kinh doanh của NT2 chịu sự ảnh hưởng mạnh của rủi ro

tỷ giá. Nếu như năm 2012, 2013, NT2 bị lỗ tỷ giá lần lượt 64 và 304 tỷ đồng thì trong năm 2014 tỷ giá giảm đem lại cho doanh nghiệp khoản lãi lên đến 425 tỷ đồng.

Dự án Nhà máy điện Nhơn Trạch 2 Mở rộng

Hiện tại NT2 đang lập báo cáo đề xuất đầu tư dự án Nhà máy điện Nhơn Trạch 2 Mở rộng (750 MW) tại khu đất kế bên nhà máy cũ, trong bối cảnh nhiều nhà máy điện than công suất lớn đang bị chậm tiến độ. Vốn đầu tư của dự án này sẽ giảm được khoảng 100 triệu USD nhờ tận dụng hệ thống hạ tầng cùng nhà máy cũ và được bảo lãnh Chính phủ để vay nước ngoài nhờ tình hình tài chính lành mạnh của doanh nghiệp. Dự kiến nhà máy này sẽ đi vào vận hành từ năm 2020 khi nhà máy cũ tắt toán hết khoản vay.

Nhận định

Như chúng tôi đã đề cập ở trên, tỷ giá chính là yếu tố ảnh hưởng nhiều nhất đến kết quả kinh doanh của NT2. Doanh nghiệp đánh giá lại khoản vay lớn theo từng quý, trong khi đó chỉ trả nợ gốc (10 triệu EUR và 11 triệu USD) mỗi 6 tháng, do đó hầu hết khoản lãi/lỗ do chênh lệch tỷ giá này là lãi/lỗ chưa thực hiện.

Theo dự báo thận trọng của chúng tôi, NT2 sẽ tiếp tục duy trì sản lượng ở mức cao trên 4,8 tỷ kWh ở năm 2015. Doanh thu ước đạt 6.500 tỷ đồng nhờ giá bán mới được điều chỉnh tăng so với 2014. Loại bỏ yếu tố lãi/lỗ do chênh lệch tỷ giá, lợi nhuận sau thuế (cốt lõi) của NT2 ước đạt 900 tỷ đồng, tương đương EPS đạt 3.500 đồng/cp.

NT2 đã chính thức niêm yết trên sàn HOSE từ ngày 12/06/2015, so với mức P/E trung bình của các doanh nghiệp ngành điện là 8,5x, chúng tôi đưa ra khuyến nghị **MUA** với giá mục tiêu năm 2015 là **28.000 đồng/cp**.

VSH

THEO DÕI – Giá mục tiêu 14.000 đồng/cp

VSH - CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn Sông Hinh là một trong những doanh nghiệp hàng đầu ngành điện. Công ty sở hữu 2 nhà máy thủy điện lớn là nhà máy thủy điện Vĩnh Sơn (66 MW) và thủy điện Sông Hinh (70 MW). Cả 2 nhà máy này đều lắp đặt ở khu vực miền trung, tại địa bàn 2 tỉnh Bình Định và Phú Yên.

Đây là một trong những nhà máy thủy điện tốt nhất ở miền Trung, sản lượng điện bình quân 3 năm gần nhất lên đến 730 triệu kWh, tương đương với khoảng 5.000 giờ vận hành ở công suất tối đa, cao hơn nhiều so với bình quân các nhà máy ở miền trung chỉ là 3.500 giờ. Tuy có tổng công suất 133 MW nhưng sản lượng điện sản xuất bình quân của VSH vượt trội so với cả các nhà máy lớn như A Lưới (170 MW) của CHP hay thủy điện Thác Bà (120 MW) của TBC.

Các nhà máy của VSH là những nhà máy điện lâu đời nhất của khu vực miền Trung, vận hành từ những năm 1997, do đó máy móc thiết bị cũng đã gần khấu hao hết. Chi phí giá vốn thấp trong khi năng lực sản xuất cao và ổn định là nhân tố giúp VSH trở thành doanh nghiệp có biên lợi nhuận gộp tốt nhất trong ngành.

VSH đã ký thành công hợp đồng PPA với EVN sau 5 năm dài đàm phán. Theo đó, giá bán điện của nhà máy Vĩnh Sơn là 413,7 đồng/kWh, của nhà máy Sông Hinh là 542,2 đồng/kWh. **Giá bán điện thấp, khả năng hoạt động hiệu quả, ổn định là những lợi thế rất lớn của VSH khi tham gia VCGM.** Ước tính giá bán điện bình quân của VSH năm 2014 là 672 đồng/kWh, cao hơn nhiều so với giá bán theo hợp đồng PPA. Sản lượng điện bán trên thị trường chiếm khoảng 15% tổng sản lượng điện của VSH trong năm 2014.

Hầu hết các nhà máy điện khi đã đi vào hoạt động thời gian dài, sản lượng điện thường duy trì ở mức ổn định, rất khó có sự tăng trưởng mạnh. Khi đó, thị trường điện cạnh

tranh được dự báo sẽ là động lực thúc đẩy tăng trưởng doanh thu của ngành. Thị trường điện phát triển ở các cấp độ cao hơn, tính cạnh tranh giữa các nhà máy điện càng cao thì những doanh nghiệp có năng lực phát điện tốt, giá thành thấp như VSH sẽ vẫn là sự lựa chọn hàng đầu. Do đó, chúng tôi đánh giá về tiềm năng tăng trưởng dài hạn của VSH khả quan hơn các nhà máy nhiệt điện cũng như thủy điện khác ở miền trung, miền bắc.

VSH được giao đầu tư xây dựng dự án thủy điện Thượng Kontum (220 MW) trên thượng nguồn sông Sê San. Tuy nhiên dự án này đã bị trễ tiến độ đến 3 năm do trục trặc với nhà thầu Trung Quốc và cuối cùng được thống nhất điều chỉnh vốn đầu tư tăng 24% so với ngân sách ban đầu lên 7,1 nghìn tỷ đồng, tương đương với suất đầu tư khoảng 32,2 tỷ đồng/MW. Tỷ suất này là khá phù hợp, xấp xỉ với các nhà máy thủy điện mới được xây dựng trong thời gian gần đây như Đa M'brì, Sông Bung 4,... Trong ngắn hạn, VSH sẽ không có được lợi nhuận từ dự án này.

Chúng tôi nhận định mức kế hoạch của ban lãnh đạo VSH đưa ra cho năm 2015 là hợp lý và dự báo sản lượng sẽ rơi vào khoảng 690 – 700 triệu kWh, do tình hình thời tiết năm nay tại miền trung trở nên thất thường và khó dự báo. Tuy nhiên kết quả kinh doanh VSH sẽ cao hơn kế hoạch do chúng tôi kỳ vọng giá bán trên VCGM được cải thiện nhờ việc EVN nâng giá trần mua điện từ đầu năm. Theo đó doanh thu và LNST ước đạt lần lượt là 490 và 295 tỷ đồng (105% kế hoạch), tương đương với EPS (2015F) đạt 1.430 đồng/cp. Với mức giá trên thị trường, cổ phiếu VSH đang được giao dịch ở mức P/E là 9,5x. Đây là mức P/E hợp lý với một doanh nghiệp thuộc nhóm đầu trong ngành thủy điện, do đó chúng tôi đưa ra khuyến nghị **THEO DÕI** cổ phiếu VSH với giá mục tiêu 2015 là **14.000 đồng/cp** và **MUA** cho mục đích đầu tư trung và dài hạn bởi những kỳ vọng về sự phát triển mạnh mẽ hơn của thị trường điện cạnh tranh và những diễn biến tích cực khi nhà máy Thượng Kontum đi vào hoạt động.

CHP

THEO DÕI – Giá mục tiêu 17.000 đồng/cp

CHP – CTCP Thủy điện Miền Trung là doanh nghiệp sở hữu nhà máy thủy điện A Lưới (170 MW) tại khu vực tỉnh Thừa Thiên Huế. Nhà máy thủy điện A Lưới là nhà máy có công suất lớn nhất trong các nhà máy thủy điện niêm yết.

Tuy nhiên, chúng tôi đánh giá điểm yếu lớn nhất của CHP chính là một nhà máy thủy điện lớn như A Lưới lại chỉ có hồ chứa điều tiết tuần, không có khả năng tích trữ nước để phát điện vào mùa khô. Do đó, nhà máy này bị ảnh hưởng của tính mùa vụ rõ rệt, sản lượng của Q4 chiếm đến 50 – 60% tổng sản lượng cả năm.

Với các nhà máy thủy điện ở miền trung, việc tận dụng sự lệch pha giữa mùa mưa giữa miền trung và miền nam (khoảng 2 – 3 tháng) để chào giá phát điện cạnh tranh dường như là chiến lược phổ biến để gia tăng lợi nhuận. Đặc biệt vào các tháng 5, 6 hằng năm, nhu cầu phụ tải cả nước lên cao nhất, trong khi miền nam vẫn chờ đợi những cơn mưa đầu mùa thì cũng là lúc giá trên VCGM đạt mức cao nhất. Do đó, lại một lần nữa khả năng tích trữ nước kém của hồ chứa làm hạn chế phần nào lợi thế cạnh tranh của CHP khi tham gia VCGM.

CHP đã thỏa thuận thành công hợp đồng PPA với EVN trong năm 2014. Theo đó, giá bán điện chính thức của nhà máy thủy điện A Lưới được điều chỉnh tăng bình quân 122,33 đồng/kWh so với mức giá tạm tính trước đây.

Nhận định tình hình kinh doanh 2015:

Thủy điện A Lưới là nhà máy hiếm hoi trong các nhà máy thủy điện niêm yết có tình hình thủy văn thuận lợi hơn so với 2014. Sản lượng điện sản xuất 6 tháng đầu năm

2015 của nhà máy ước đạt khoảng 260 triệu kWh, tăng đến 50% so với cùng kỳ năm 2014. Tuy nhiên như đã đề cập ở trên, tình hình hoạt động kinh doanh của CHP phụ thuộc mạnh vào tình hình thủy văn ở quý 4. Theo trung tâm khí tượng thủy văn trung ương, tình hình thời tiết năm 2015 rất khắc nghiệt, khó dự báo, do đó trên cơ sở thận trọng, chúng tôi dự phóng sản lượng cả năm của A Lưới sẽ đạt khoảng 640 triệu kWh (sản lượng 6 tháng cuối năm bằng với cùng kỳ). Doanh thu thuần và LNST đạt lần lượt là 675 và 240 tỷ đồng. Tương đương với EPS (2015F) đạt 2.000 đồng/cp. So với mức P/E bình quân của các doanh nghiệp trong ngành, chúng tôi đưa ra khuyến nghị **THEO DÕI** với giá mục tiêu 2015 là **17.000 đồng/cp**.

SJD
THÊM – Giá mục tiêu 33.000 đồng/cp

SJD – CTCP Thủy điện Cần Đơn là doanh nghiệp thuộc Tổng Công ty Sông Đà, sở hữu 04 nhà máy thủy điện: Cần Đơn (77,6 MW), Ry Ninh II (8,1 MW), Nà Lơi (9,3 MW) và Hà Tây (9 MW).

Nhà máy thủy điện Cần Đơn là nhà máy lớn nhất của SJD đến thời điểm hiện tại, có công suất 77,6 MW, nằm ở bậc thang thứ 2 khai thác năng lượng trên dòng sông Bé, giữa thủy điện Thác Mơ (TMP) ở thượng nguồn và thủy điện Srok Phu Miêng (ISH) phía hạ nguồn. Đây là nhà máy thủy điện BOT duy nhất tại Việt Nam, do đó giá bán của Cần Đơn được tính là 0,045 USD/kWh với sản lượng dưới bao tiêu (292 triệu kWh) và 0,0225 USD/kWh với sản lượng trên bao tiêu. Đây cũng là nhà máy điện hiếm hoi ở Việt Nam được áp dụng khấu hao theo sản lượng, nhờ đó biên lợi nhuận của Cần Đơn luôn được duy trì ở mức cao. Như chúng tôi đã phân tích về đặc điểm của các nhà máy điện niêm yết ở Việt Nam, Cần Đơn là một trong những nhà máy thủy điện đặc biệt nhất và hoạt động tốt nhất ở nước ta đến nay.

Quy mô của SJD sẽ tăng lên nhiều lần trong những năm tới do sáp nhập thêm các CTCP thủy điện thuộc Tổng Công ty Sông Đà theo đề án “Tái cấu trúc Tổng Công ty Sông Đà giai đoạn 2012 – 2015”, dự kiến tổng công suất có thể lên đến hơn 500MW. Tuy nhiên trong các doanh nghiệp thủy điện của Tổng Sông Đà dự kiến sáp nhập, hầu hết chỉ mới hoạt động được 3-7 năm, hiệu quả chưa cao, do đó EPS của SJD có thể bị giảm khi sáp nhập các doanh nghiệp này. Đây là một trong những rủi ro mà nhà đầu tư nên cân nhắc khi đầu tư cổ phiếu này.

Nhiều năm liền, SJD luôn duy trì mức trả cổ tức rất cao. Năm 2014 lên đến 22%, tương đương với tỷ suất cổ tức khoảng 8%. Năm 2015, SJD dự kiến nâng mức cổ tức lên 25%.

Nghị quyết ĐHĐCĐ thường niên 2015 đã ra nghị quyết sáp nhập thêm thủy điện Sê San 3A (108 MW) giúp quy mô của SJD dự kiến tăng lên 212 MW, trở thành doanh nghiệp sở hữu công suất phát điện lớn nhất trong các doanh nghiệp thủy điện niêm yết. EPS năm 2014 của Sê San 3A là khoảng 5.500 đồng/cp, cao hơn cả SJD. Chúng tôi nhận định thương vụ sáp nhập này sẽ không làm giảm EPS của SJD trong năm 2015.

Năm 2015, sản lượng của các nhà máy Cần Đơn, Nà Lơi và Ry Ninh II đều bị sụt giảm nhiều do hạn hán, tuy nhiên sản lượng này nhiều khả năng được bù đắp bởi nhà máy thủy điện Hà Tây mới đi vào hoạt động cuối quý 2. Theo dự phóng của chúng tôi, SJD sẽ phát lên lưới điện quốc gia khoảng 550 triệu kWh điện trong năm 2015. Với kết quả đó, doanh thu thuần ước đạt 402 tỷ đồng. LNST ước đạt 175 tỷ đồng, tương đương với EPS (2015) đạt khoảng 3.800 đồng/cp. So với mức P/E hiện tại của các doanh nghiệp thủy điện niêm yết là 8,5x, chúng tôi đưa ra khuyến nghị **THÊM** cổ phiếu SJD với **giá mục tiêu 2015 là 33.000 đồng/cp**.

E. PHỤ LỤC

[\(Trở về mục chính\)](#)

V. Nguồn nhiên liệu sản xuất nhiệt điện

1. Nguồn Than

a. Tiềm năng và Cung cầu

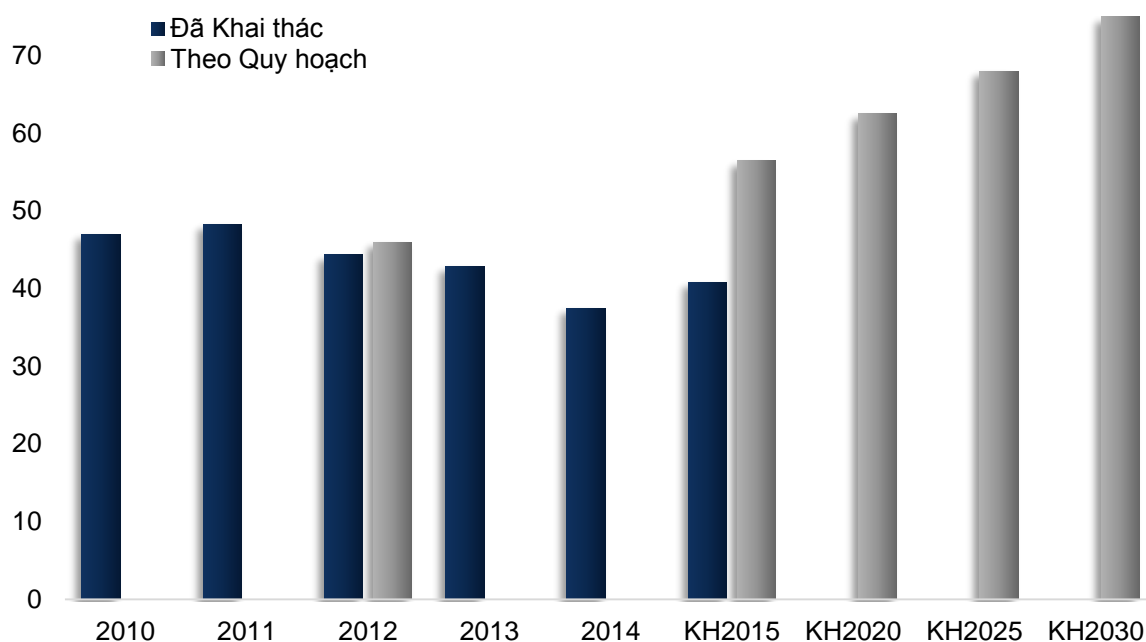
Về mặt lý thuyết, Việt Nam là nước có tiềm năng khá lớn về tài nguyên than, bao gồm than Anthracite phân bố chủ yếu ở các bể than Quảng Ninh, Thái Nguyên, Sông Đà, Nông Sơn, với tổng tài nguyên đạt trên 18 tỷ tấn. Bể than Quảng Ninh là lớn nhất với tài nguyên trữ lượng đạt trên 9 tỷ tấn, trong đó hơn 4 tỷ tấn than đã được thăm dò và đánh giá đảm bảo độ tin cậy. Bể than Quảng Ninh đã được khai thác từ hơn 100 năm nay phục vụ tốt cho các nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Than á bitum ở phần lục địa trong bể than sông Hồng tính đến chiều sâu -1.700m (so với mực nước biển) có trữ lượng đạt 36,96 tỷ tấn và có thể đạt đến 210 tỷ tấn nếu tính đến độ sâu -3.500m. Than bùn có tổng trữ lượng khoảng 7,1 tỷ tấn (70% tập trung ở đồng bằng sông Cửu Long).

Tuy nhiên, trữ lượng than thực tế thường xuyên thay đổi theo không gian tùy thuộc vào quá trình khoan thăm dò. Thực tế, người ta vẫn chưa biết chắc bao nhiêu than có giá trị sử dụng kinh tế, bao nhiêu trong số này đáng để khai thác theo giá hiện hành, nhưng nhìn chung trữ lượng đã được thăm dò cho đến nay là rất nhỏ so với lý thuyết. Theo quy hoạch ngành than năm 2012 (Quy hoạch 60) thì nước ta có tổng tài nguyên và trữ lượng than được xác định là 48,7 tỷ tấn, trong đó chủ yếu là đóng góp của Bể than Đông Bắc 8,8 tỷ tấn và Bể than Đồng bằng sông Hồng với 39,4 tỷ tấn.

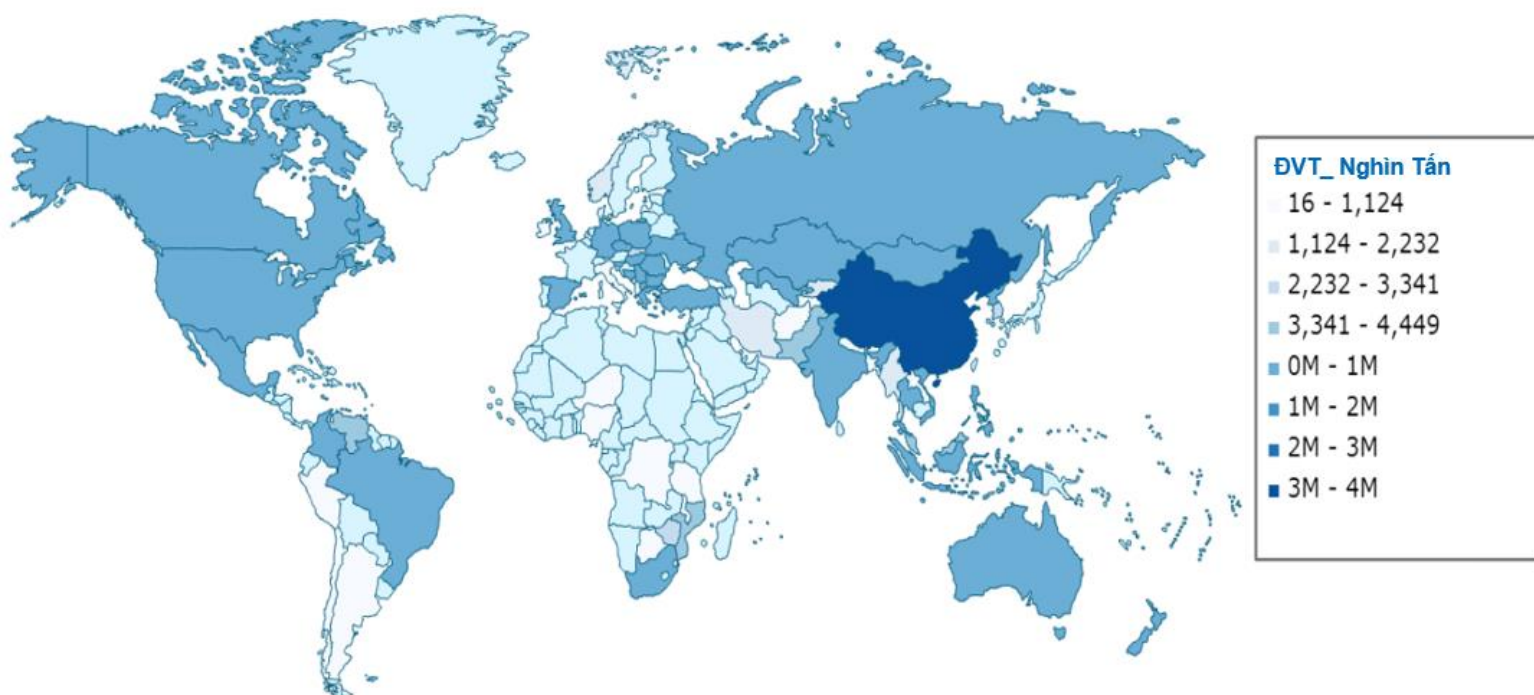
Khu vực	Trữ lượng (1.000 Tấn)
Bể than Đông Bắc	8,826,923
Bể than ĐBSH	39,351,616
Các mỏ than Nội địa	181,189
Các mỏ than đại phương	37,434
Các mỏ than bùn	331,790
Tổng cộng	48,728,952

Tuy nhiên thực tế tính đến 01/01/2014, tổng trữ lượng và tài nguyên bể than Đông Bắc và vùng Nội địa chỉ còn lại 6.933 triệu tấn, tức là đã giảm đến 20,8% so với quy hoạch. Như vậy cho thấy một thực trạng là các số liệu về nguồn than theo các báo cáo được lập của Vinacomin là mức độ tin cậy chưa cao và thường có xu hướng “lạc quan”. Điều này khiến việc nâng cao sản lượng khai thác không những bị hạn chế mà còn giảm so với quy hoạch. Chúng tôi đánh giá đây là rủi ro tiềm ẩn không nhỏ cho việc đầu tư, xây dựng và vận hành các dự án nhiệt điện than.

Hiện nay, toàn bộ sản lượng than khai thác bằng 2 phương pháp: lộ thiên và hầm lò, bao gồm 24 mỏ lộ thiên và 49 mỏ hầm lò, chủ yếu tập trung ở Bể than Đông Bắc (tỉnh Quảng Ninh) và các mỏ than ở khu vực phía Bắc (Thái Nguyên, Lạng Sơn, Nông Sơn). Nhiều năm liền, Việt Nam luôn nằm trong nhóm các nước sản xuất và xuất khẩu than nhiều nhất Thế giới, tuy nhiên sản lượng khai thác cũng như xuất khẩu đang giảm dần qua các năm. Cụ thể năm 2010, tổng sản lượng than sản xuất đạt 46,98 triệu tấn đã giảm xuống chỉ còn 37,5 triệu tấn than nguyên khai vào năm 2014 (giảm 20,2%).

Sản lượng than khai thác (Triệu tấn)


(Nguồn: Quy hoạch 60; FPTS Tổng Hợp)

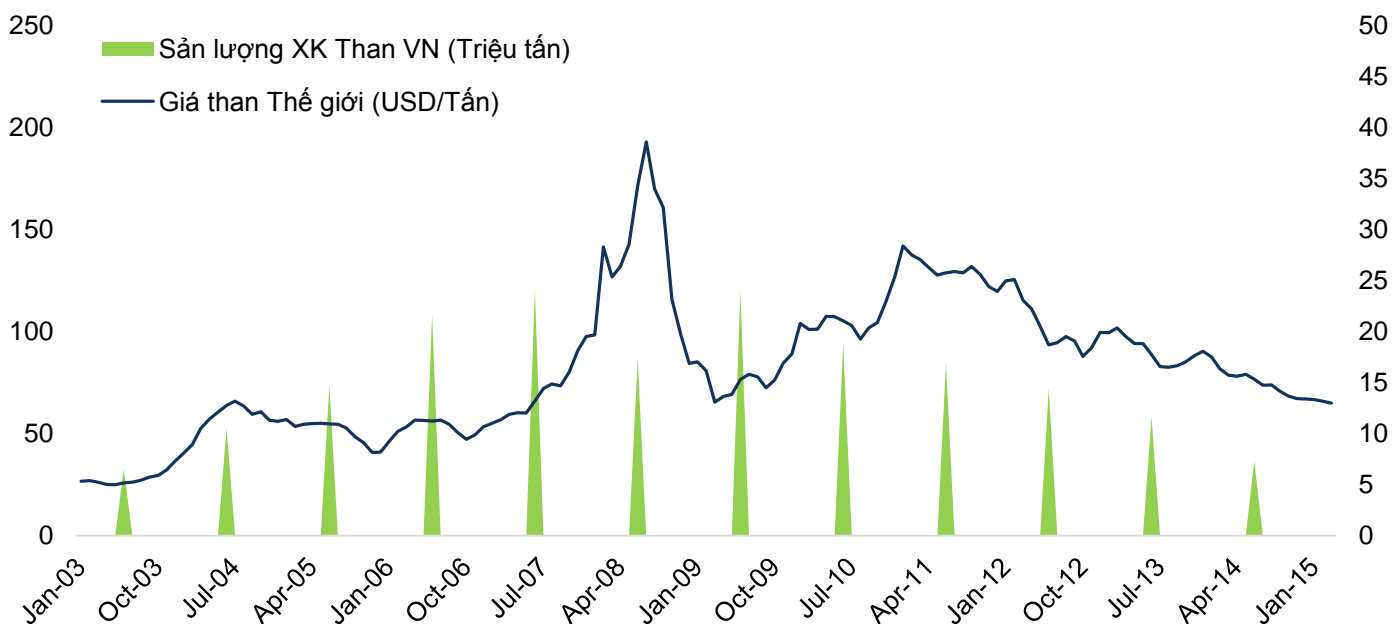
Bản đồ Sản lượng than khai thác của các nước trên Thế Giới năm 2013


(Nguồn: Indexmundi)

Trái ngược với xu hướng giảm dần của sản lượng khai thác, nhu cầu than lại có sự tăng lên đáng kể, từ mức 10 triệu tấn ở năm 2002 đã tăng hơn 3,5 lần lên mức tiêu thụ 35,5 triệu tấn vào năm 2014. Trong đó ngành điện là ngành tiêu thụ than nhiều nhất, chiếm khoảng 50% tổng sản lượng than tiêu thụ. Bức tranh nhiên liệu than càng phức tạp hơn khi có sự khác biệt giữa than cứng (anthracite) chủ yếu sử dụng trong các ngành công nghiệp nặng như sản xuất thép và than mềm (than đốt nổi hơi) sử dụng cho các nhà máy điện. Như đã đề cập, hầu hết than tiêu thụ ở nước ta là than anthracite, việc sử dụng một cách tối ưu nguồn than cho các nhà máy nhiệt điện trở nên phức tạp.

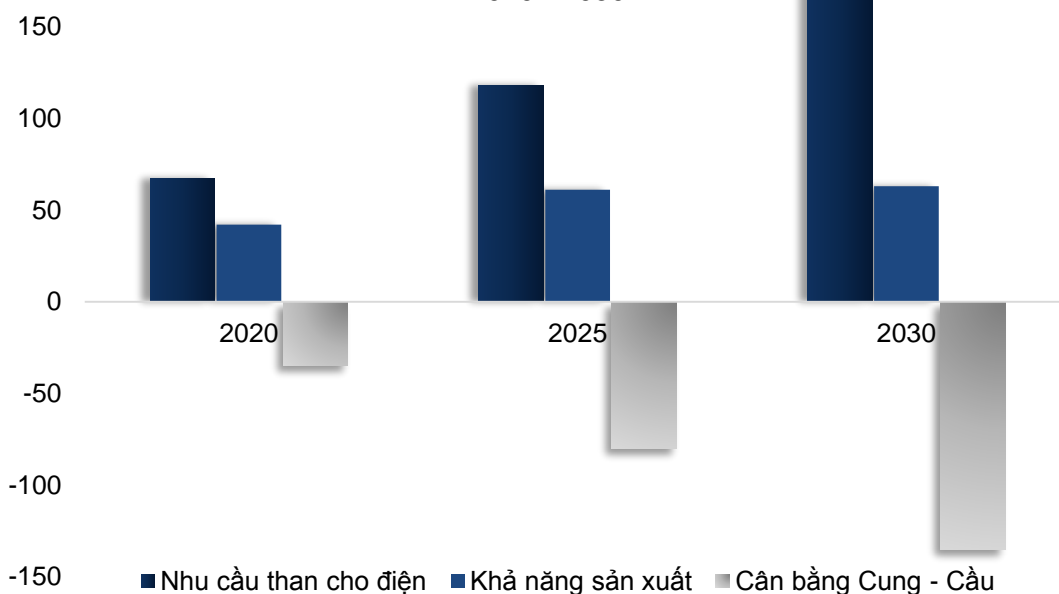
Việc sử dụng than anthracite trong nước cho sản xuất điện được cho là lãng phí do loại than này cho nhiệt lượng rất cao. Bên cạnh đó, nhờ động lực giá than tăng vọt trong giai đoạn 2008, Vinacomin đã xuất một lượng than rất lớn (chủ yếu là than anthracite chất lượng cao, đây là loại than hiếm, chỉ chiếm 1% tổng trữ lượng than Thế giới, phân bố ở Việt Nam, Úc, Nga, Triều Tiên, Trung Quốc), bình quân lên đến 21,1 triệu tấn trong giai đoạn 2006 – 2010, nhằm gia tăng lợi nhuận. Giai đoạn này, Việt Nam thường xuyên có mặt trong nhóm 10 quốc gia xuất khẩu than lớn nhất Thế giới.

Diễn biến giá than Úc và Sản lượng xuất khẩu của VN giai đoạn 2003 - 2014



Sau một thời gian dài xuất khẩu ồ ạt (chủ yếu than từ những khu vực dễ khai thác, chỉ còn lại những khu vực khó khăn, đòi hỏi thời gian cũng như chi phí đầu tư rất lớn), nguồn than ngày càng suy giảm. Trong khi nhu cầu than cho sự phát triển của ngành điện và các ngành công nghiệp ngày một tăng cao, Việt Nam bắt đầu phải đối mặt với nguy cơ thiếu hụt nguồn cung rõ hơn bao giờ hết. Xu hướng xuất khẩu ngày càng hạn chế, thay vào đó là những kế hoạch nhập khẩu than.

Cân bằng Cung - Cầu Than Việt Nam (Triệu tấn) 2020 - 2030



Một nhà máy nhiệt điện than 1.000 MW tiêu thụ bình quân 2,6 triệu tấn than/năm. Tạm bỏ qua những sai lệch so với thực tế của quy hoạch điện VII, nhu cầu than cho ngành điện đến năm 2020 là 67,3 triệu tấn cho 36.000 MW nhiệt điện than. Nhu cầu này sẽ tăng lên 171 triệu tấn khi tổng công suất nhiệt điện than tăng lên đến 75.749 MW vào năm 2030. Trong khi đó theo quy hoạch của ngành than thì lượng than thương phẩm sản xuất của toàn ngành năm 2020 chỉ đạt 60 – 65 triệu tấn và trên 75 triệu tấn năm 2030. Do đó có thể thấy nguồn than trong nước sẽ không thể đáp ứng đủ cho ngành điện và buộc phải nhập khẩu, điều này sẽ khiến chúng ta khó tự chủ về sản lượng cũng như giá than trong tương lai.

Theo đánh giá cân đối cung – cầu, than trong nước vẫn đáp ứng đủ nhu cầu cho đến hết năm 2015. Từ năm 2016, Việt Nam sẽ phải nhập khẩu khoảng 3 – 4 triệu tấn; năm 2020 khoảng 35 triệu tấn, năm 2025 khoảng 80 triệu tấn và năm 2030 khoảng 135 triệu tấn. Do đó, trong 3 năm trở lại đây, Vinacomin đã làm việc với các đối tác ở Indonesia, Malaysia, Australia, Nga, Ukraine để nhập than thí điểm, sản lượng nhập đã tăng dần từ 9.500 tấn ở năm 2011 lên gần 3 triệu tấn ở năm 2014.

[\(Trở về mục chính\)](#)

b. Giá bán than cho sản xuất điện

Cũng như ngành Điện, ngành Than nhìn chung đã và vẫn đang ở cơ chế độc quyền. Trước đây toàn bộ than sản xuất trong nước (do các công ty con của Vinacomin khai thác) được Vinacomin mua lại và phân phối cho các đơn vị tiêu thụ. Vinacomin mua than từ các công ty con với giá thấp theo cơ chế “Cost + Margin”, nghĩa là giá mua than sẽ đủ cho các công ty con này bù đắp toàn bộ chi phí sản xuất và có thêm một tỷ suất lợi nhuận theo thỏa thuận (vẫn là cơ chế xin – cho do Vinacomin độc quyền là người mua duy nhất).

Ngày	Tỷ lệ tăng
07/2014	5%
01/2014	4 – 10%
08/2013	14%
04/2013	27%
10/2012	28 – 42%
07/2012	10 – 11,5%
04/2011	5%
03/2010	28%

Nước ta vẫn còn áp dụng cơ chế bù giá chéo giữa các ngành công nghiệp, do đó giá than Vinacomin bán cho EVN và các đơn vị phát điện cũng thấp hơn giá thành. Cũng như giá bán lẻ điện, giá bán than của Vinacomin do Nhà nước quy định và thua lỗ luôn là lý do để các Tập đoàn này xin tăng giá. Từ năm 2010 đến nay, giá bán than cho điện đã 8 lần tăng giá, bình quân từ ngày 21/07/2014 khoảng 70 USD/tấn. Tuy nhiên sau khi điều chỉnh, giá bán than cho sản xuất điện vẫn thấp hơn khoảng 2,6 – 5,8% so với giá bán than cho các hộ khác trong nước được điều chỉnh cùng đợt (trừ than cám 4bHG) và bằng 86 – 91% giá xuất khẩu cùng loại. Giá than cũng sẽ được đưa về tiệm cận giá thị trường theo lộ trình của Chính phủ.

Trong tương lai, EVN có 3 nhà máy sẽ sử dụng than nhập khẩu là Duyên Hải 3 (1.200 MW), Duyên Hải 3 Mở rộng (600 MW) và Vĩnh Tân 4 (1.200 MW). Bên cạnh đó, PVN cũng có 3 dự án sử dụng than nhập là Long Phú 1 (1.200 MW), Quảng Trạch 1 (1.200 MW) và Sông Hậu 1 (1.200 MW). Do đó các tập đoàn này cũng đang lên kế hoạch tự nhập khẩu than từ các đối tác nước ngoài (đặc biệt là 2 Quốc gia có nguồn cung than lớn, địa thế xuất khẩu thuận lợi như Indonesia và Australia) chứ không thông qua Vinacomin như trước đây. Như vậy trong tương lai các nhà máy này sẽ có thể chủ động được nguồn than cho riêng mình mà không phụ thuộc vào một nguồn cung duy nhất, cũng như tính toán được chi phí sản xuất, đầu tư hợp lý hơn cho mình.

Như vậy có thể thấy cơ chế giá nhiên liệu than trong tương lai sẽ chịu ảnh hưởng lớn của giá thị trường (cả than trong nước và than nhập khẩu). Đây cũng là điểm hợp lý và gián tiếp tạo động lực thúc đẩy giá điện về với giá thị trường.

[\(Trở về mục chính\)](#)

c. Công nghệ của nhà máy ảnh hưởng đến chủng loại than sử dụng

Lò hơi đốt than phun (PC) là công nghệ đã rất phát triển và đang là nguồn sản xuất điện năng chủ yếu trên thế giới. Than được nghiền mịn và được đốt cháy trong buồng lửa lò hơi. Nhiệt từ quá trình đốt cháy sẽ gia nhiệt cho nước và hơi trong các dàn ống và thiết bị bố trí trong lò hơi. Công suất tổ máy đối với công nghệ đốt than phun hiện nay đang nằm trong dải rộng 50 - 1300 MW và công nghệ này trong tương lai vẫn sẽ là một lựa chọn ưu thế cho các nhà máy điện. Trong tương lai, các Hiệu suất phát điện dự kiến khoảng 50-53% vào năm 2020 và 55% vào năm 2050.

Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) được phát triển từ những năm 70 của thế kỷ trước. Công nghệ này gần như công nghệ đốt than phun. Sự khác biệt là than đốt trong lò tầng sôi có kích thước lớn hơn và được đốt cùng chất hấp thụ lưu huỳnh (đá vôi) trong buồng lửa, hạt than được tuần hoàn trong buồng lửa cho tới khi đủ nhỏ. Công nghệ này cho phép đốt các nhiên liệu xấu có chất lượng thay đổi trong khoảng rộng, nhiên liệu có hàm lượng lưu huỳnh cao. Các lò hơi tầng sôi tuần hoàn hiện nay có công suất dưới 300 MW. Than antraxit sau sàng tuyển có phụ phẩm chất lượng xấu, tính thương mại thấp, nhưng hoàn toàn có thể sử dụng trong lò hơi tuần hoàn tầng sôi. Do vậy, với lò hơi loại này, sẽ tận dụng được các phụ phẩm cấp thấp cho cung cấp điện, mà vẫn đảm bảo các yếu tố môi trường. Hiện nay tại Việt Nam, các nhà máy nhiệt điện của Vinacomin Power đang áp dụng loại công nghệ này để tận dụng nguồn than xấu trong nước.

Công nghệ tầng sôi áp lực cũng là một công nghệ mới. Về mặt cấu tạo, loại lò hơi này phức tạp hơn hai loại lò hơi trên. Quá trình cháy cũng giống như lò hơi tầng sôi tuần hoàn, nhiệt độ buồng đốt vào khoảng 800 - 850oC, áp suất 12-16 bar. Khói nóng được làm sạch và đưa vào sinh công tuabin khí sau đó cấp nhiệt cho nước - hơi trong lò thu hồi nhiệt để chạy tuabin hơi. Lò hơi tầng sôi áp lực được kiến nghị áp dụng khi nhiên liệu cháy có độ ẩm cao như than nâu. Hiệu suất cao, ít phát thải, chi phí vận hành thấp là những ưu điểm của công nghệ này. Tuy nhiên, cho đến nay tính thương mại của công nghệ này chưa cao.

Công nghệ chu trình hỗn hợp khí hóa than (IGCC) là công nghệ triển vọng trong tương lai. Than được khí hóa trong thiết bị khí hóa để sinh hỗn hợp khí trong đó chủ yếu là CO và H₂ và N₂, nhiệt trị cao của hỗn hợp này khoảng 1150 kcal/m³N. Nhiệt độ hỗn hợp sau thiết bị khí hóa sẽ khoảng 540-1430oC. Khí được làm sạch và cháy trong chu trình tuabin khí sau đó gia nhiệt cho nước-hơi trong lò thu hồi nhiệt. Ưu điểm cơ bản là hiệu suất rất cao, phát thải SO₂ và NO_x rất thấp và đặc biệt là có khả năng lưu giữ CO₂. Nhược điểm là kết cấu phức tạp, vận hành kém linh hoạt, và suất đầu tư cao. Do có những ưu điểm vượt trội nên công nghệ này sẽ rất phát triển trong tương lai. Hiệu suất phát điện dự kiến vào năm 2020 khoảng 53 - 56%.

Như vậy, để nâng cao hiệu suất nhà máy, tăng hiệu quả kinh tế đồng thời đảm bảo các tiêu chuẩn môi trường ngày càng nghiêm ngặt, lò hơi đốt than phun vẫn sẽ là lựa chọn hiệu quả khi xây dựng nhà máy nhiệt điện đốt than ở Việt Nam. Công suất tổ máy sẽ trong khoảng 500 - 1000 MW với thông số trên tới hạn. Đây là xu hướng chung của các nhà đầu tư trong thời gian từ nay đến năm 2020. Bên cạnh đó, công nghệ tầng sôi tuần hoàn cũng là giải pháp tận dụng các nguồn than xấu, than có hàm lượng lưu huỳnh cao. Công suất tổ máy tiếp tục được nâng lên và ổn định ở mức 200 - 300 MW. Trong những năm tới, chúng ta có thể triển khai thí điểm một nhà máy điện áp dụng công nghệ khí hóa than, nhằm kiểm chứng công nghệ, lợi ích kinh tế để nhân rộng công nghệ này trong thời gian tiếp theo.

[\(Trở về mục chính\)](#)

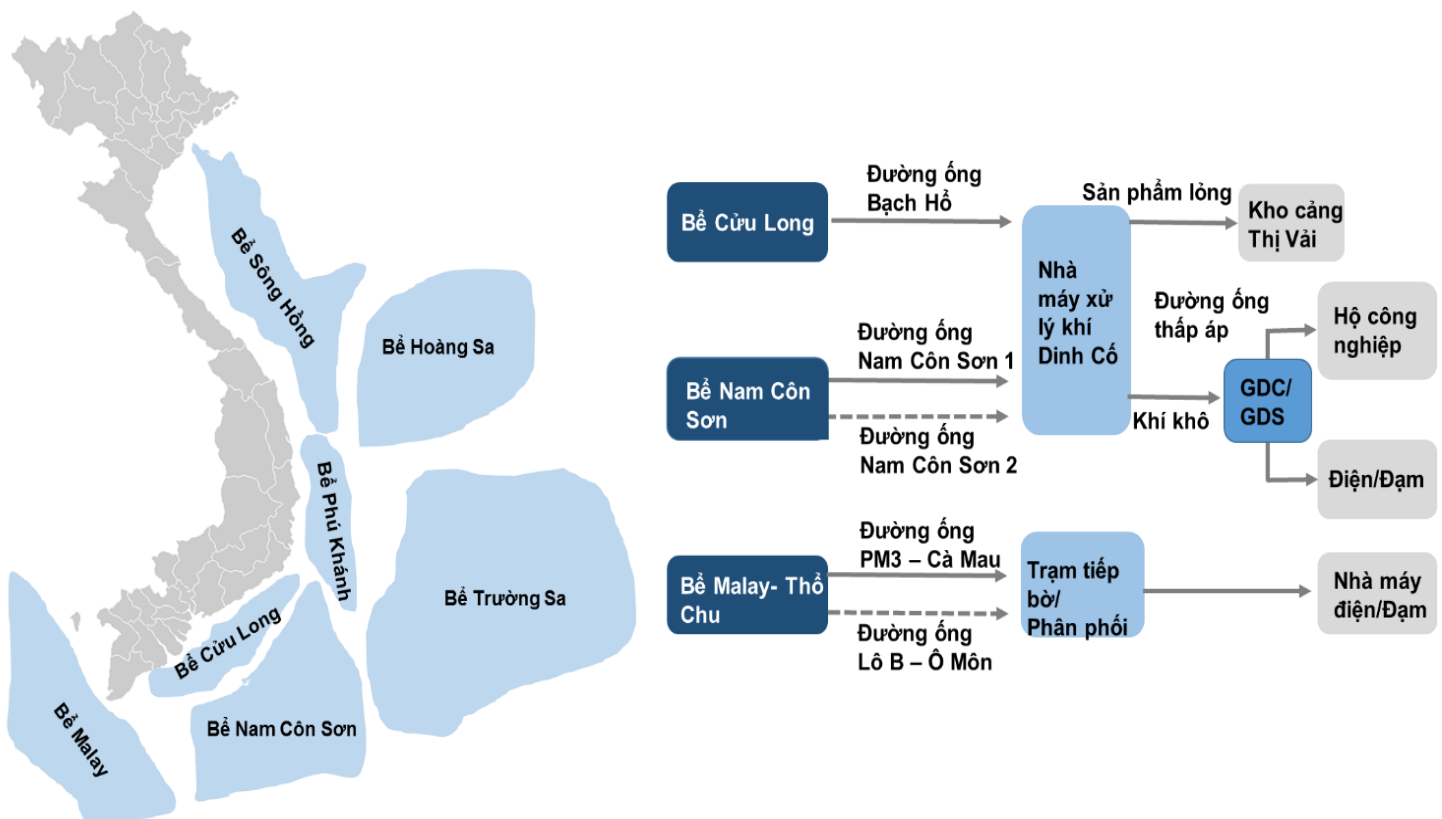
2. Nguồn khí thiên nhiên

[\(Trở về mục chính\)](#)

a. Tiềm năng và cung cầu

Đến nay, Việt Nam được đánh giá là quốc gia thuộc nhóm nước có nhiên liệu về dầu và khí. Theo thống kê của BP, trữ lượng dầu mỏ của Việt Nam chiếm 0,3% tổng trữ lượng toàn Thế giới. Theo đánh giá của ngành dầu khí, tổng trữ lượng dầu khí có thể đưa vào khai thác ở nước ta khoảng 3,8 – 4,2 tỷ tấn dầu quy đổi (TOE), trong đó trữ lượng đã xác minh khoảng 1,05 – 1,14 tỷ TOE. Về cơ cấu, khí đốt chiếm 60% tổng trữ lượng, tương đương với 21,8 nghìn tỷ m³ khí. Với tiềm năng đó, nếu với nhu cầu tiêu thụ khí hiện tại không thay đổi, các nguồn khí của Việt Nam còn có thể sử dụng đến 63,3 năm. Tuy nhiên, việc khai thác các nguồn khí mới ngày càng khó khăn, chi phí đầu tư rất lớn, để đưa vào sử dụng cần cân đo đong đếm giữa lợi ích kinh tế, cộng với việc các mỏ khí hiện tại ngày càng cạn kiệt dẫn đến thời gian sử dụng chắc chắn sẽ không đạt được con số trên.

Tiềm năng dầu khí của Việt Nam nằm ở 7 bể chính là Cửu Long, Nam Côn Sơn, Phú Khánh, MaLay Thổ Chu, Sông Hồng, Hoàng Sa và Trường Sa. Ở khu vực miền Bắc và miền Trung, tính khả thi và triển vọng thương mại của các nguồn khí không có độ tin cậy cao. Do đó hầu hết trữ lượng khí ở nước ta được khai thác ở khu vực miền Nam với hệ thống đường ống vận chuyển, kho chứa được đầu tư phát triển tương đối đầy đủ.

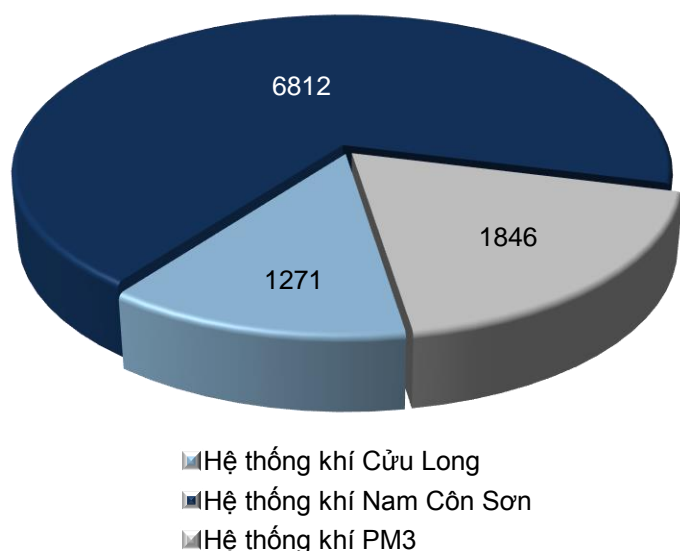


(Nguồn: PVGas, FPTS Tổng Hợp)

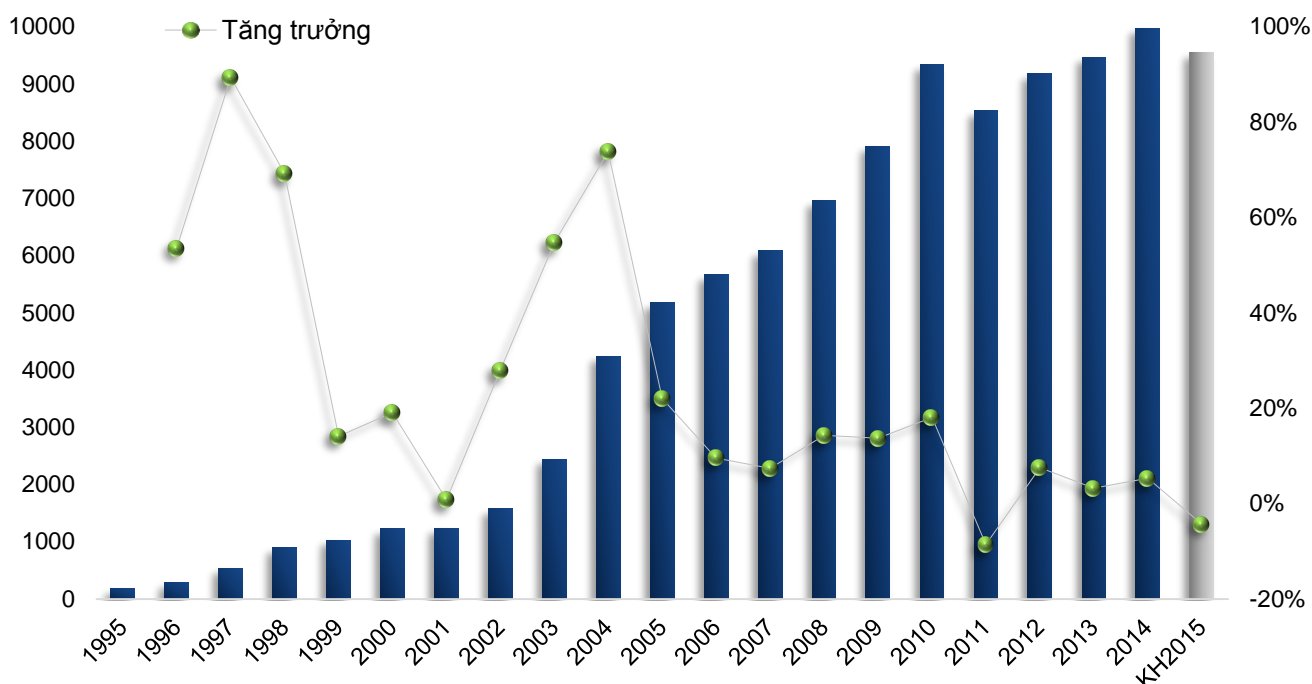
Khí đốt cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện đều được khai thác từ 3 bể khí chính là Cửu Long, Nam Côn Sơn và MaLay Thổ Chu. Bể Cửu Long là bể được khai thác lâu đời nhất và có trữ lượng dầu mỏ lớn nhất. Bể MaLay Thổ Chu có tiềm năng khí đốt rất lớn.

Các Hệ thống khí và Trung tâm Nhiệt điện Tua – bin khí chính


(TTDL: Trung tâm điện lực); (Nguồn: PVGas, FPTS Tổng Hợp)

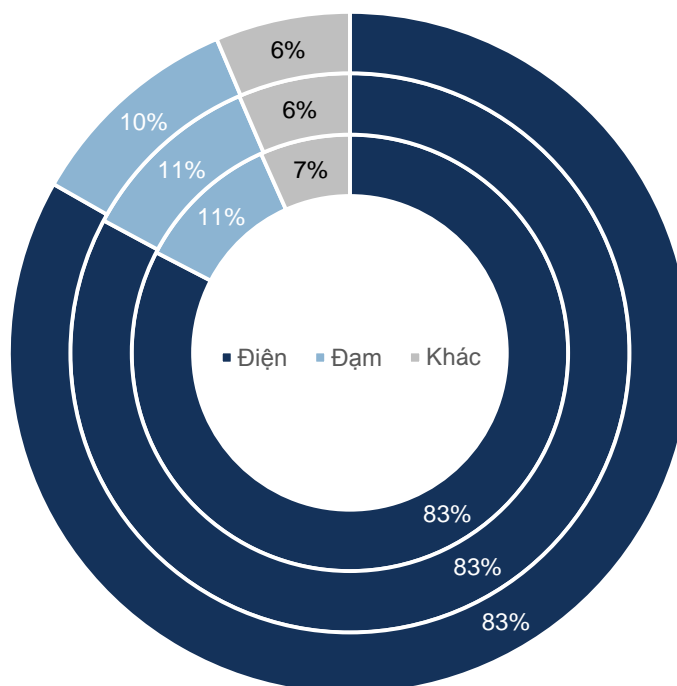
Cơ cấu sản xuất khí khô 2014 (Triệu m³)


- Nguồn khí PM3 là nguồn khí thiên nhiên được lấy từ PM3 – CAA và lô 46 Cái Nước, cung cấp cho Cụm nhà máy Điện Cà Mau và các hộ tiêu thụ khác.
- Nguồn khí từ bể Nam Côn Sơn được cung cấp cho các nhà máy điện tuabin khí khu vực Đông Nam Bộ (bao gồm: Phú Mỹ 1, Phú Mỹ 2.1, Phú Mỹ 2.1 Mở rộng, BOT – Phú Mỹ 2.2, BOT – Phú Mỹ 3, Phú Mỹ 4, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2 và Bà Rịa).
- Nguồn khí từ bể Cửu Long được cung cấp cho nhà máy Đạm Phú Mỹ và các hộ thấp áp, lượng dư còn lại cung cấp cho các nhà máy điện Bà Rịa, Phú Mỹ 2.1, Phú Mỹ 2.1 Mở rộng và Phú Mỹ 4.
- Đối với cụm nhà máy điện Ô Môn (4 nhà máy tổng công suất 2.800 MW), hiện tại chỉ mới có tổ máy 1 nhà máy nhiệt điện Ô Môn 1 đi vào hoạt động chủ yếu bằng nhiên liệu dầu. Trong tương lai các nhà máy này sẽ sử dụng khoảng 4 tỷ m³ khí/năm từ hệ thống khí lô B – Ô Môn (dự kiến đi vào hoạt động năm 2019) để cung cấp điện cho khu vực các tỉnh miền Tây Nam Bộ.

Sản lượng khí khô tiêu thụ tại Việt Nam (Triệu m³)


(Nguồn: PV GAS, FPTS Tổng Hợp)

Hầu hết khí khai thác ở nước ta được sử dụng để sản xuất điện. Trên 80% sản lượng khí được cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện, khoảng 10% cho các nhà máy đạm và khoảng 5% cho các khách hàng công nghiệp khác. Năm 2014, tổng sản lượng khí tiêu thụ của cả nước là 9.969 triệu m³ (tăng trưởng 5,2% so với 2013) trong đó các nhà máy điện tiêu thụ đến 8.298 triệu m³ khí (tăng 5,8% so với 2013).

**Cơ cấu Khách hàng tiêu thụ khí khô
Giai đoạn 2012 - 2014**


(Chú thích: Từ trong ra ngoài: 2012 – 2013 – 2014); (Nguồn: GAS, FPTS Tổng Hợp)

Theo kế hoạch của PV GAS, mục tiêu của đơn vị này trong giai đoạn 2016 – 2035 sẽ đạt 297,6 tỷ m³ khí. Mục tiêu từ năm 2017 sẽ gia tăng sản lượng thêm khoảng 0,2 – 1,5 tỷ m³/năm theo kết quả tìm kiếm thăm dò các nguồn khí. Tuy nhiên, theo dự báo, lượng khí thiếu hụt tại khu vực Nam Bộ vào năm 2015 sẽ thiếu hụt khoảng 3 tỷ m³, vào thời điểm 2020 ước tính sẽ thiếu hụt đến 6 tỷ m³ và tăng lên đến 15 tỷ m³ vào năm 2025. Do đó PV GAS cũng đã có kế hoạch việc nhập khẩu khí để bù đắp cho lượng khí thiếu hụt trong những năm tới, cụ thể sẽ triển khai theo 2 giai đoạn:

Kho chứa LNG 1 triệu tấn/năm tại Thị Vải, Vũng Tàu để nhập khẩu LNG và cung cấp cho các hộ tiêu thụ khí với tổng mức đầu tư 285,8 triệu USD.

Kho chứa, cảng LNG 3 – 6 triệu tấn/năm tại Sơn Mỹ là một dự án thành phần quan trọng của Tổ hợp khí – điện quốc gia tại Sơn Mỹ, Bình Thuận để nhập khẩu LNG cung cấp cho Trung tâm điện lực Sơn Mỹ và bổ sung cho lượng khí thiếu hụt tại khu vực Đông Nam Bộ trong tương lai.

Cũng chính vì tình trạng nguồn cung thiếu hụt trong tương lai, các nhà máy nhiệt điện khí sẽ không còn được tập trung phát triển nhiều như trước đây. Theo Quy hoạch điện VII, sau trung tâm điện lực Ô Môn (khoảng 2.800 MW), các dự án điện tua-bin khí mới được đưa vào vận hành sẽ chỉ còn Trung tâm điện lực Sơn Mỹ (3.900 MW) và 2 nhà máy khác, một ở miền Trung (1.350 MW) và một nhà máy ở miền Nam (1.500 MW). Nguồn nhiên liệu chính của các nhà máy này sẽ là LNG nhập khẩu.

[\(Trở về mục chính\)](#)

b. Chuỗi giá trị và Cơ chế giá ngành khí

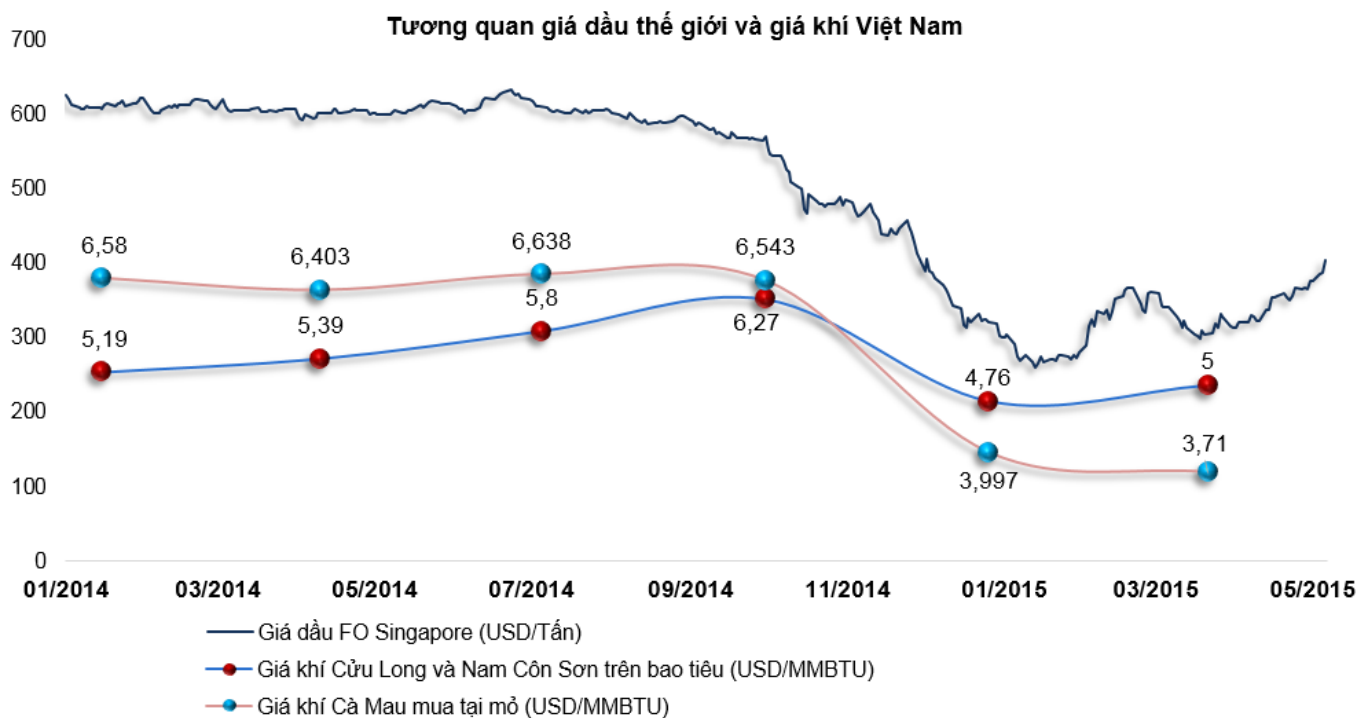
Chuỗi giá trị ngành khí bao gồm 3 khâu chính là Khai thác – Mua buôn – Phân phối. Trong đó PV GAS là đơn vị trung gian trong chuỗi giá trị với vai trò là người mua buôn duy nhất, mua toàn bộ khí từ các chủ mỏ (Nhiều người bán, một người mua) và qua hệ thống phân phối, vận chuyển của mình để bán lại cho người tiêu dùng cuối như các nhà máy điện, đạm, công nghiệp... (Một người bán, nhiều người mua).

Trước đây tại hầu hết các mỏ khí, giá bán khí của PV GAS cho các khách hàng tiêu thụ được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán khí (GSA) tùy thuộc vào từng dự án (Ngoại lệ chỉ có khí từ mỏ PM3 – CAA được xác định theo giá thị trường do một phần bán cho Malaysia). Cũng như ngành than hay ngành điện, giá khí theo đàm phán trước đây cũng theo cơ chế “Cost + Margin”, đủ để khách hàng mua khí có thể bù đắp hết chi phí khai thác, vận chuyển, phân phối, thuế GTGT,... và có một phần biên lợi nhuận định mức. Do cơ chế bù giá chéo, không theo giá thị trường này, hầu hết giá khí bán cho ngành điện theo hợp đồng GSA trước đây đều thấp hơn so với giá thị trường, là một trong những nguyên nhân khiến giá điện Việt Nam thấp hơn tương đối so với các nước trong khu vực.

Từ tháng 04/2014, theo quy định của Thủ tướng Chính phủ, giá khí ở nước ta sẽ được điều chỉnh theo cơ chế giá thị trường. Theo đó, giá khí đã được thả nổi một phần theo giá thị trường.

Cụ thể, **(1) đối với giá khí trên bao tiêu** bán cho các nhà máy điện tại các mỏ cũ sẽ được neo theo phần trăm giá MFO (giá dầu FO bình quân tháng tại thị trường Singapore), tỷ lệ này sẽ tăng dần từ 70% ở Q2/2014 lên 100% từ năm 2015. Giá khí tại các mỏ mới được đưa vào khai thác sẽ được bán theo giá thị trường, do đó sẽ thu hút hơn các nhà đầu tư vào ngành dầu khí; **(2) Giá khí trong bao tiêu** thì vẫn do Nhà nước quy định.

Như vậy có thể thấy trong tương lai, giá điện sẽ có thêm 2 động lực quan trọng để điều chỉnh theo giá thị trường, đó là giá than và giá khí (chiếm 70% chi phí sản xuất của các nhà máy nhiệt điện) đều có chủ trương đưa về giá thị trường.



(Nguồn: Bloomberg, Bộ Công Thương, FPTS Tổng Hợp)

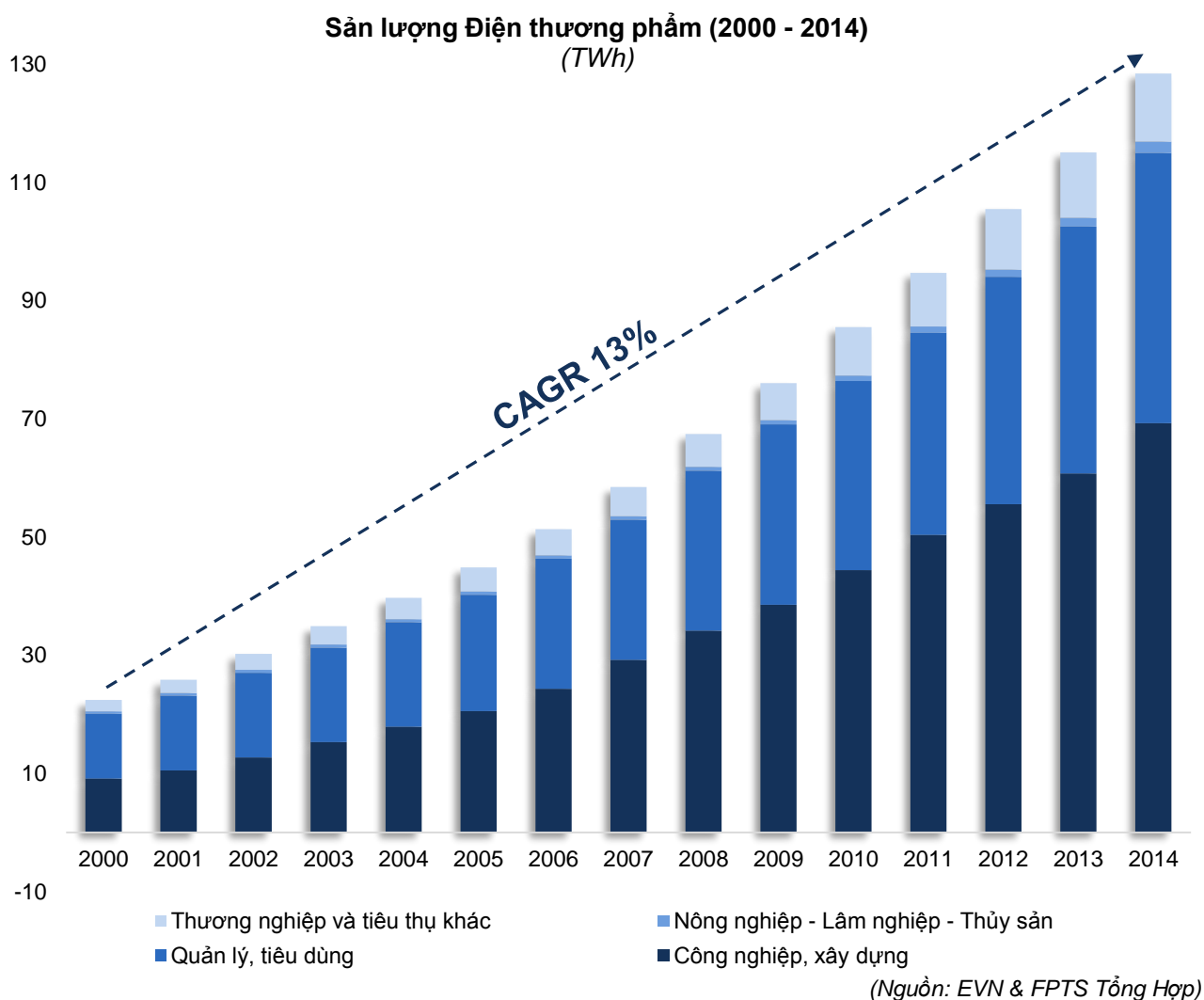
[\(Trở về mục chính\)](#)

VI. Phân tích Cung – Cầu điện năng

1. Tình hình tiêu thụ điện tại Việt Nam giai đoạn 2000 - 2014

a. Tăng trưởng mạnh mẽ

Trong hơn hai thập niên qua, Việt Nam đã chứng kiến những gia tăng nhanh chóng về nhu cầu điện trong khi vấn đề nguồn cung luôn gặp căng thẳng để bắt kịp với cầu. Từ con số khiêm tốn 8,7 triệu MWh vào năm 1990, sản lượng điện đã tăng gấp 3 lần lên 27,0 triệu MWh vào năm 2000. Những năm 2000 – 2014, trong quá trình công nghiệp hóa – hiện đại hóa đất nước, dù chịu ảnh hưởng của nhiều thăng trầm trong phát triển kinh tế như giai đoạn tăng trưởng nóng, suy thoái kinh tế,... tăng trưởng điện tiêu thụ giai đoạn này không có dấu hiệu suy giảm mà còn tiếp tục bùng nổ với tốc độ bình quân 13,29%/năm. Sản lượng điện thương phẩm năm 2014 tăng gấp 5,73 lần so với nhu cầu ở năm 2000, đạt 128,43 tỷ kWh.



Sự gia tăng nhanh chóng của nhu cầu điện đến từ khu vực công nghiệp và xây dựng do tác động của quá trình chuyển dịch cơ cấu kinh tế theo hướng công nghiệp hóa – hiện đại hóa. Trong vòng 14 năm, quy mô tiêu thụ điện của khu vực này tăng mạnh nhất với tốc độ tăng trưởng bình quân lên đến 15,6%/năm, tăng 7,6 lần từ mức 9,1 TWh năm 2000 lên 69,2 TWh ở năm 2014.

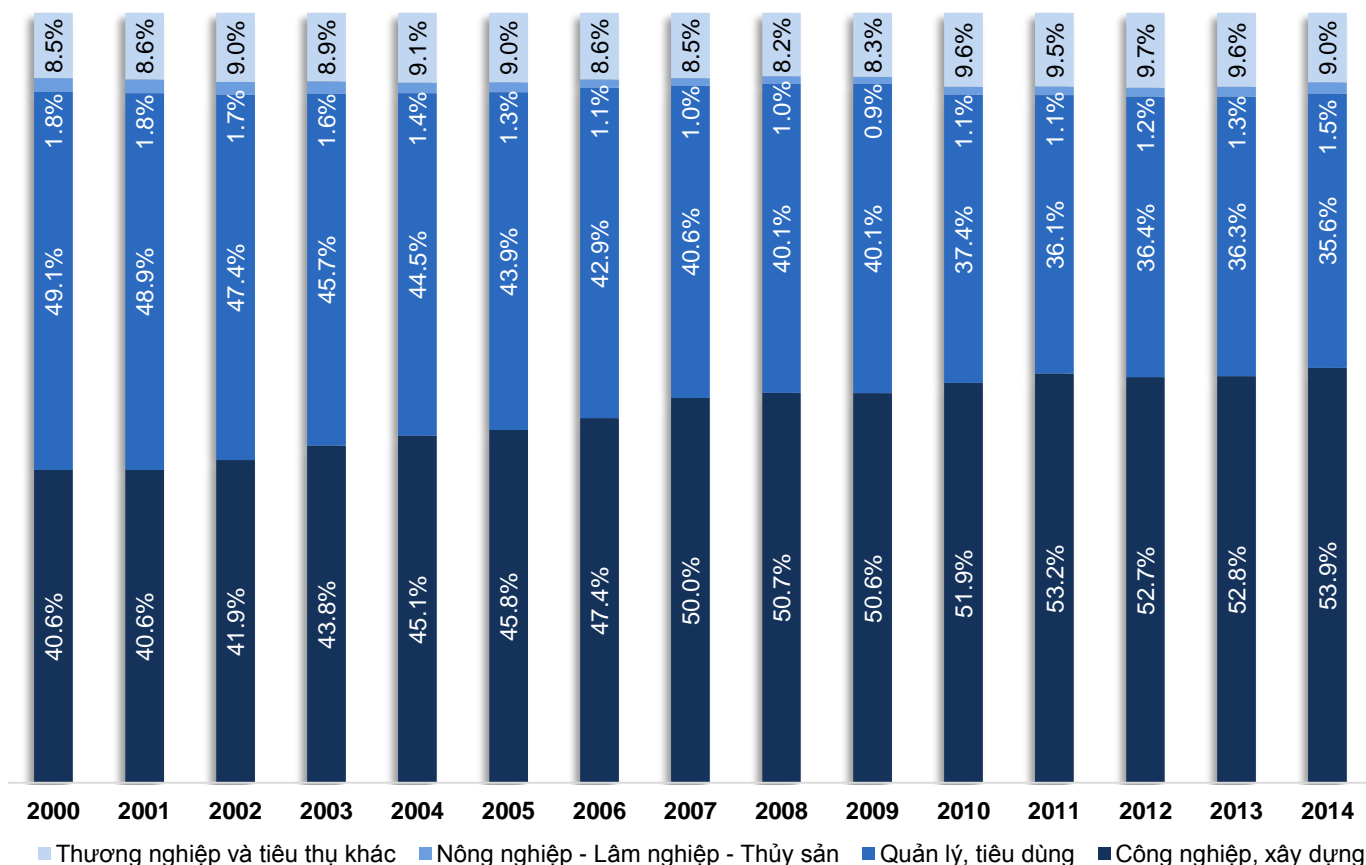
Khu vực quản lý, tiêu dùng có tỷ lệ tăng trưởng bình quân 10,7%/năm, quy mô tiêu thụ năm 2014 đạt khoảng 45,7 TWh. Khu vực thương nghiệp và tiêu thụ khác cũng tăng trưởng gấp 6,1 lần lên mức 11,6 TWh năm 2014. Một trong những nguyên nhân chính

là do trong giai đoạn này, quá trình đô thị hóa tại Việt Nam diễn ra nhanh chóng, tỷ lệ tăng dân số đô thị theo nghiên cứu của WorldBank giai đoạn này là 4,1%/năm, là một trong những tỷ lệ cao nhất trong khu vực. Dân số đô thị thay đổi từ 19% thành thị lên 26% trong 10 năm (2000 – 2010) đã kéo theo lượng tiêu thụ điện từ 2 khu vực này tăng mạnh. Trái ngược với đó, nhóm tiêu thụ còn lại là nông nghiệp, thủy sản,... (chủ yếu từ vùng nông thôn) tăng trưởng thấp, đều đặn khoảng 11%/năm.

[\(Trở về mục chính\)](#)

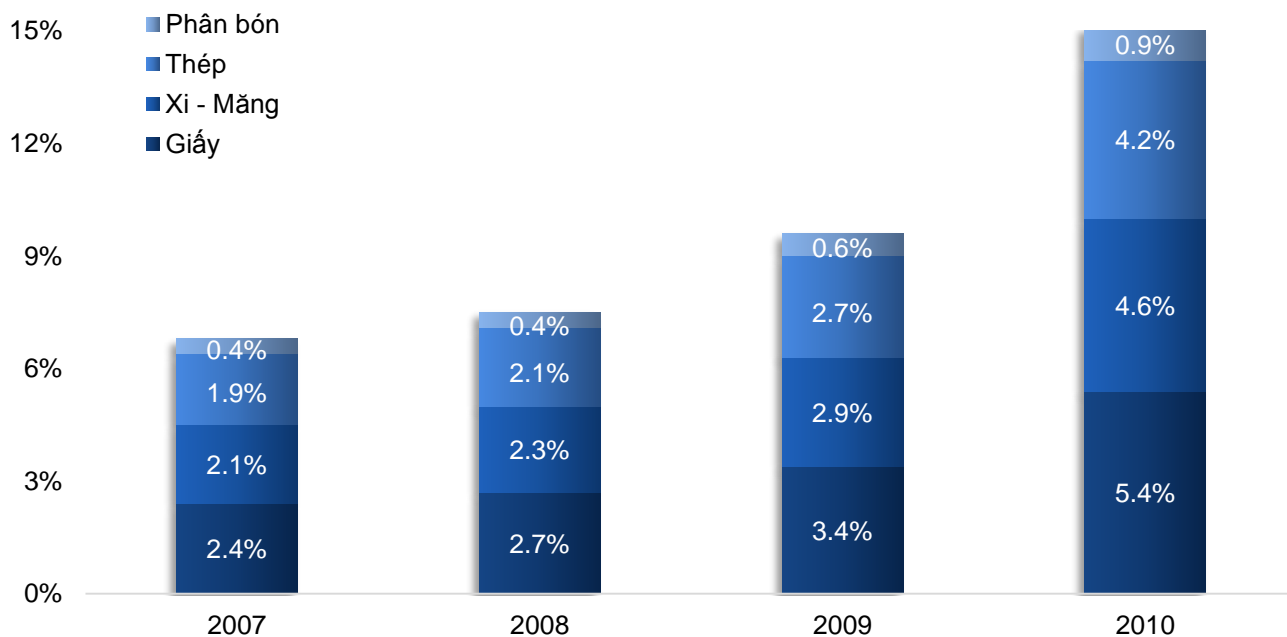
b. Chuyển dịch về cơ cấu tiêu thụ

Chuyển dịch Cơ cấu tiêu thụ điện giai đoạn 2000 - 2014



Sự chuyển dịch trong cơ cấu tiêu thụ điện cũng xảy ra rõ nét nhất ở hai nhóm khách hàng lớn. Những năm đầu của giai đoạn này, quản lý và tiêu dùng là khu vực tiêu thụ điện chính, chiếm gần 50% tổng sản lượng điện. Nhóm khách hàng công nghiệp, xây dựng lúc này chỉ chiếm xấp xỉ 40% nhưng vươn lên mạnh mẽ sau đó trở thành khu vực tiêu thụ lớn nhất, đóng góp đến 53,9% sản lượng điện thương phẩm cả nước ở năm 2014. Trong khi 2 nhóm khách hàng thương nghiệp, nông – lâm – ngư nghiệp, vẫn ổn định ở mức khoảng 11% tổng tiêu thụ mỗi năm thì nhóm tiêu dùng đang giảm dần cơ cấu xuống chỉ còn 35,6%.

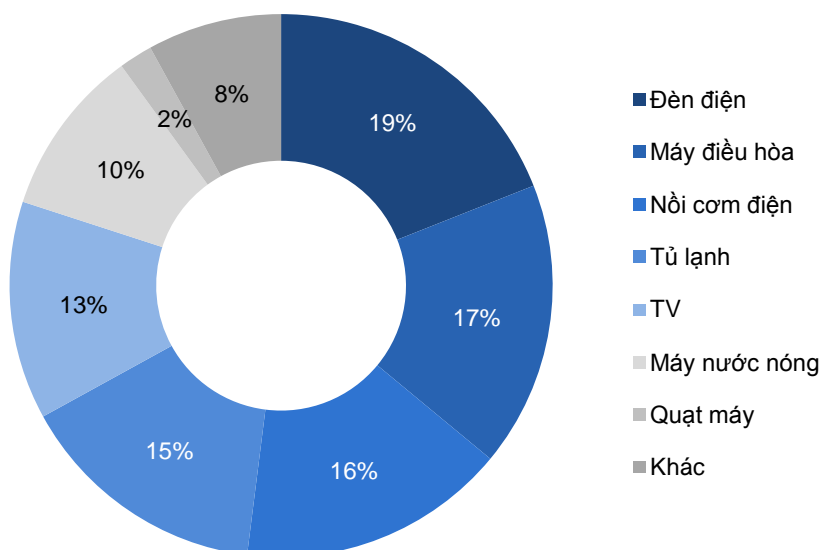
Cụ thể hơn, khi nhìn vào 4 khách hàng lớn nhất trong nhóm “công nghiệp, xây dựng” là sản xuất giấy, xi – măng, thép và phân bón, tiêu thụ điện của các khách hàng này đã tăng hơn gấp đôi từ mức 6,8% năm 2007 lên 15,1% năm 2010. Nhu cầu tăng trưởng mạnh không chỉ do sản lượng sản xuất tăng mạnh mà còn nhờ động lực rất lớn từ giá điện thấp ở Việt Nam. Giá than cho các ngành công nghiệp trong giai đoạn này đã tăng đến 40%, từ đó các khách hàng này có xu hướng chuyển dịch công nghệ từ sử dụng các loại năng lượng hóa thạch sang sử dụng điện nhiều hơn. (Điển hình như công nghệ luyện thép lò điện hồ quang).

Cơ cấu tiêu thụ điện của 4 khách hàng tiêu thụ điện chính


(Nguồn: FPTS Tổng Hợp)

Mặc dù không còn là nhóm tiêu thụ chính nhưng khu vực dân cư vẫn đóng một vai trò rất quan trọng tạo nên sự tăng trưởng điện năng của nước ta. Đời sống người dân ngày càng được cải thiện, các thiết bị điện tử, điện máy ngày càng được sử dụng rộng rãi, phổ biến hơn trong các gia đình Việt Nam. Theo một thống kê của chính phủ Úc, tỷ lệ sở hữu các thiết bị điện tỷ lệ thuận với tăng trưởng thu nhập của các hộ gia đình. Hiện nay, đến 99% số hộ ở Việt Nam có TV riêng, 96% số hộ có sở hữu nồi cơm điện. Tủ lạnh cũng dần trở nên phổ biến với tỷ lệ lên đến 60%,

Mặc dù chỉ có 8% số hộ dân sở hữu máy lạnh nhưng đây vẫn là loại thiết bị tiêu thụ điện nhiều thứ 2 ở Việt Nam sau đèn điện. Cũng theo thống kê này, hầu hết các hộ gia đình Việt đều có ý định mua máy điều hòa, máy vi tính, tủ lạnh và máy giặt trong tương lai gần. Điều này chắc chắn sẽ còn thúc đẩy tiêu thụ điện ở khu vực dân cư tăng trưởng mạnh mẽ trong những năm tới.

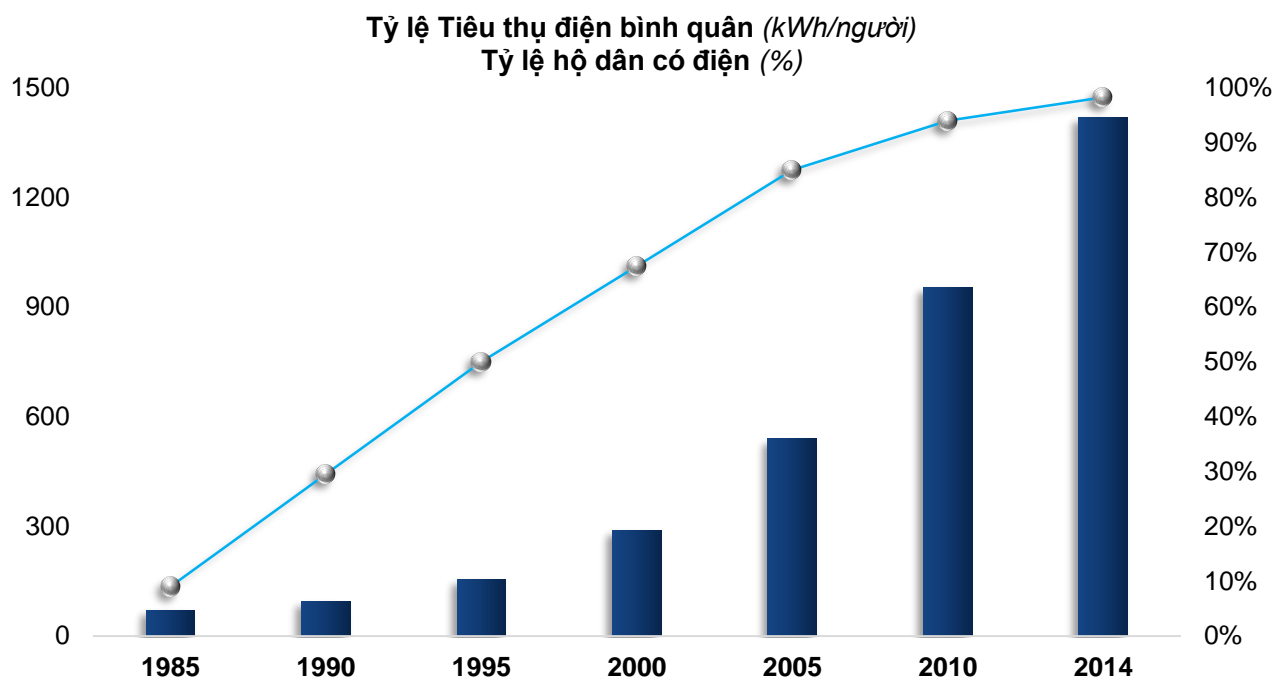
**Cơ cấu tiêu thụ điện tại khu vực dân cư
Phân loại theo thiết bị điện**


[\(Trở về mục chính\)](#)

c. Tỷ lệ điện khí hóa cao

Năm 2013, nghĩa là chưa đầy 30 năm đổi mới, Việt Nam chính thức trở thành quốc gia đang phát triển có tỷ lệ điện khí hóa cao nhất trên Thế giới với tỷ lệ điện khí hóa lên đến 98%. Đến cuối năm 2014, cả nước có 100% số huyện có điện lưới và điện tại chỗ; 99,59% số xã với 98,22% số hộ dân có điện lưới. Khu vực các tỉnh miền núi Tây Bắc đạt 97,55% về số xã và 85,09% số hộ dân có điện; khu vực các tỉnh Tây Nguyên là 100% và 95,17%; khu vực Tây Nam Bộ là 100% và 97,71%. Nhờ đó, góp phần thay đổi cơ bản diện mạo nông nghiệp, nông thôn Việt Nam.

Tỷ lệ điện khí được cải thiện cùng sự tăng trưởng mạnh mẽ của kinh tế dân cư được thể hiện rõ nét qua tỷ lệ tiêu thụ điện trên đầu người. Một năm trước khi thực hiện chính sách “Đổi mới”, bình quân mỗi người Việt Nam chỉ tiêu thụ 70 kWh điện. Đến năm 2014, tỷ lệ tiêu thụ đã tăng vọt 20 lần lên trên 1.400 kWh/người.

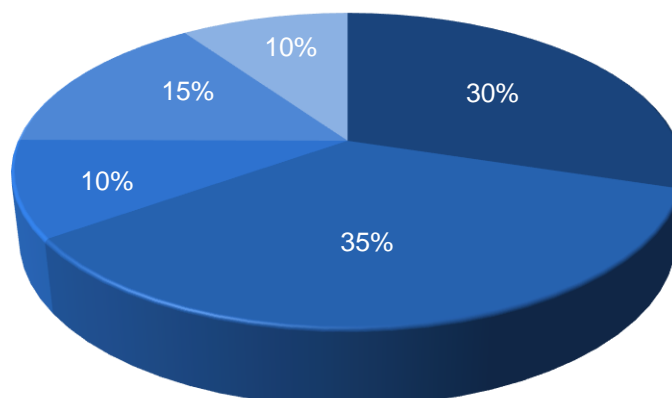


(Nguồn: FPTS Tổng Hợp)

[\(Trở về mục chính\)](#)

d. Phân hóa theo vùng miền

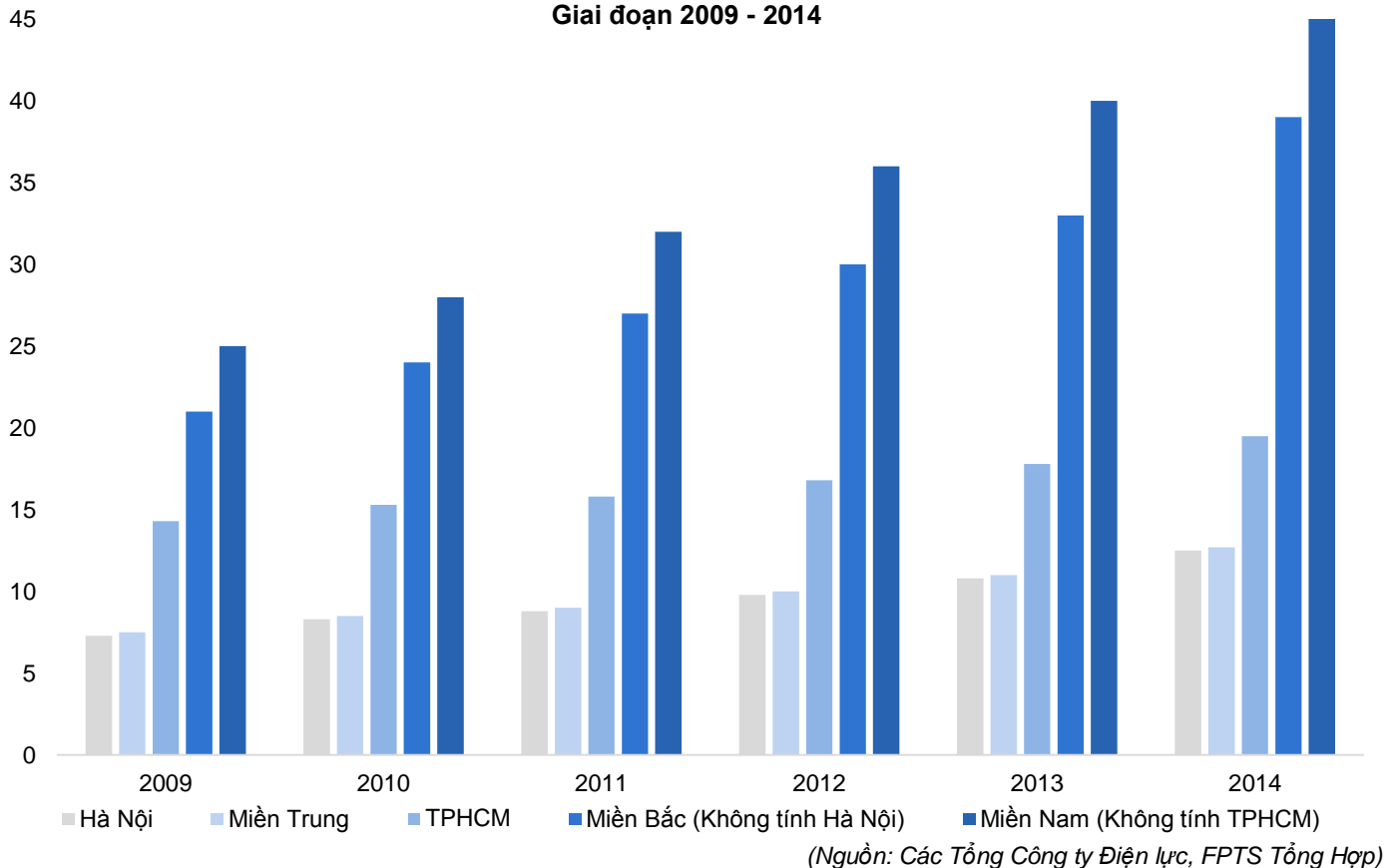
Cơ cấu tiêu thụ điện theo khu vực năm 2014



■ Miền Bắc (Không tính Hà Nội) ■ Miền Nam (Không tính TPHCM) ■ Hà Nội ■ TPHCM ■ Miền Trung

Qua số liệu của các Tổng Công ty Điện lực (các công ty con chuyên trách mảng phân phối điện của EVN) cho thấy tình hình tiêu thụ điện của nước ta có sự phân hóa mạnh theo vùng miền. Đến 90% tổng điện năng tiêu thụ cả nước đến từ khu vực miền Bắc và Nam, gần 2 trung tâm kinh tế lớn là TPHCM và Hà Nội. TCTĐL Miền Nam (SPC) và TCTĐL Miền Bắc (NPC) có tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm lớn nhất trong 5 năm trở lại, bình quân lên đến 12,1% và 12,2%/năm.

**Tăng trưởng điện thương phẩm các khu vực (TWh)
Giai đoạn 2009 - 2014**



Năm 2014, tổng điện năng tiêu thụ của cả nước đạt 128,43 tỷ kWh, trong đó khu vực 2 TPHCM và Hà Nội chiếm đến ¼ tổng nhu cầu điện của cả nước. Khu vực miền Nam (chưa tính TPHCM) vẫn là điểm nóng tiêu thụ điện lớn nhất cả nước, lên đến 45,5 tỷ kWh. Đây dự kiến vẫn sẽ là khu vực tiêu thụ điện mạnh nhất cả nước trong tương lai do sự phát triển mạnh về kinh tế và xã hội.

[\(Trở về mục chính\)](#)

e. Phân hóa theo thời gian

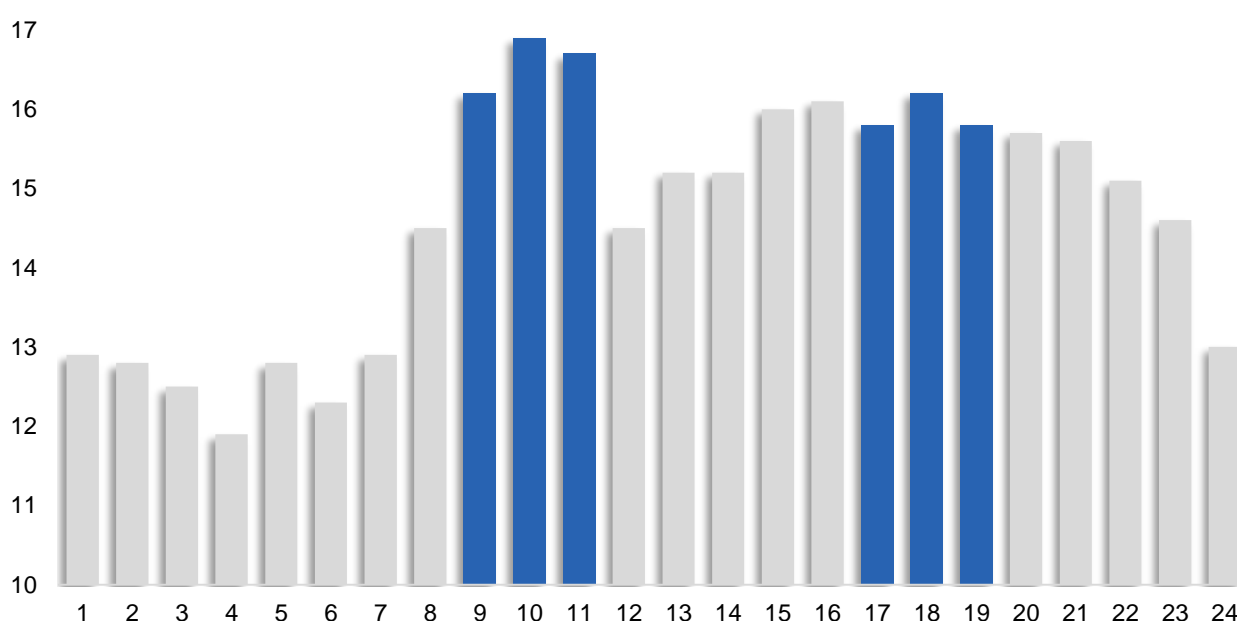
Cũng như tất cả các quốc gia trên Thế giới, tình hình tiêu thụ điện năng ở Việt Nam có sự phân hóa rõ rệt theo thời gian. Đây là điều tất yếu bởi sự “gối đầu” lên nhau của các chu kỳ sản xuất, tiêu dùng... tạo nên tính chu kỳ tiêu thụ điện năng. Tiêu thụ điện năng không chỉ có sự phân hóa giữa các mùa trong năm, giữa các ngày trong tuần mà còn phân hóa giữa các giờ trong ngày, tạo nên những khung giờ thấp điểm (tiêu thụ điện thấp) và giờ cao điểm (tiêu thụ điện tăng mạnh).

Thông thường, tháng 4,5,6 là mùa cao điểm tiêu thụ điện do hầu hết các hoạt động sản xuất kinh doanh đều đã đi vào vận hành ổn định trở lại sau giai đoạn nghỉ Tết, trùng với đó là mùa khô, nóng ở khu vực miền Nam khiến tiêu thụ điện tại khu vực dân cư tăng vọt. Không những thế, lượng mưa thấp nhất trong năm khiến đây cũng là giai đoạn căng thẳng nhất của hệ thống điện cả nước. Nhu cầu điện sẽ giảm dần cho đến cuối

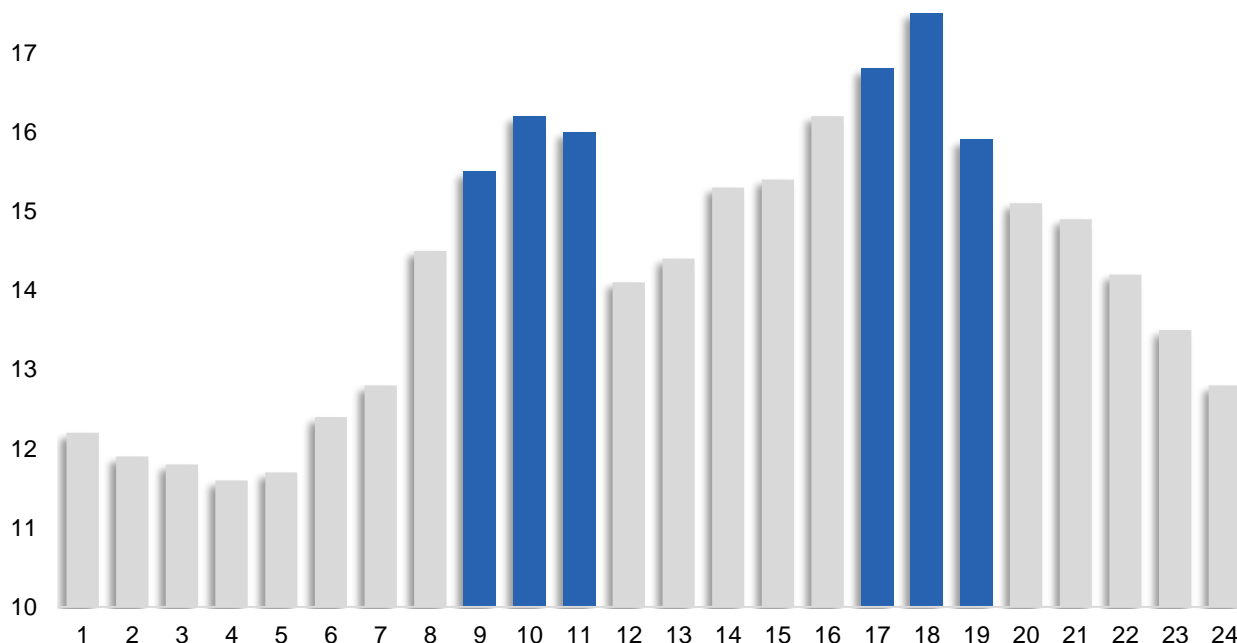
năm do bắt đầu bước vào mùa mưa, thời tiết bớt khô hạn, các hồ thủy điện phía nam bắt đầu có nước về giúp giảm tải cho toàn bộ hệ thống. Tương tự như vậy, ở các ngày làm việc trong tuần, nhu cầu điện cho các ngành sản xuất và các văn phòng sẽ cao hơn nhiều so với 2 ngày cuối tuần, khi tiêu thụ điện đến chủ yếu từ khu vực dân cư.

Tuy nhiên sự phân hóa giữa các mùa trong năm hay giữa các ngày trong tuần đều không mạnh bằng giữa các giờ trong ngày. Sự thiếu cân bằng trong tiêu thụ điện giữa ngày và đêm là rất lớn (công suất tiêu thụ điện bình quân ban đêm chỉ bằng 52 – 65% công suất tiêu thụ điện vào ban ngày) nhưng lại diễn ra rất nhanh chóng gây khó khăn cho công tác điều độ. Mỗi ngày sẽ có 2 khung giờ cao điểm. Cao điểm sáng từ 8 – 11h là khoảng thời điểm hầu hết các công xưởng, văn phòng đều đi vào hoạt động với năng suất cao nhất. Cao điểm tối là vào khoảng 18h, khi nhu cầu có sự chuyển dịch mạnh sang khu vực dân cư cho các hoạt động sinh hoạt, nấu nướng,...

Biểu đồ phụ tải theo các giờ trong ngày mùa khô năm 2013 (GW)



Biểu đồ phụ tải theo các giờ trong ngày mùa mưa năm 2013 (GW)

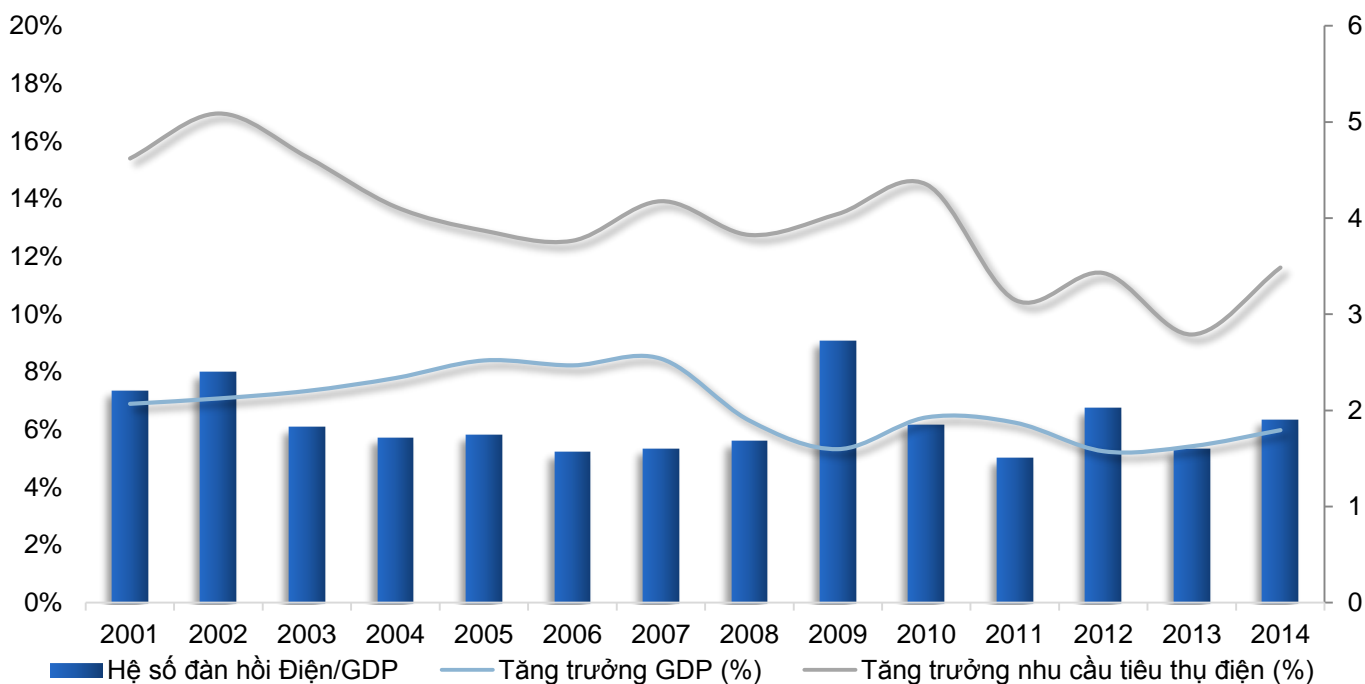


(Nguồn: FPTS Tổng Hợp) [\(Trở về mục chính\)](#)

2. Tiêu thụ điện dưới góc nhìn của Hệ số đàn hồi Điện/GDP

Hệ số đàn hồi điện/GDP (tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện/ tốc độ tăng trưởng GDP) là một chỉ số quan trọng để đánh giá sự tương quan giữa tốc độ phát triển kinh tế và với việc sử dụng năng lượng tại một quốc gia. Đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia luôn đòi hỏi điện phải đi trước một bước và gắn liền với chiến lược phát triển kinh tế - xã hội. Nhìn lại hệ số này qua hơn một thập kỷ phát triển, tốc độ tăng trưởng tiêu thụ năng lượng luôn ở mức rất cao, gấp 1,5 – 2,0 lần so với tốc độ tăng trưởng GDP đã cho thấy nhiều mặt của câu chuyện kinh tế Việt Nam.

Tương quan Tăng trưởng Điện/GDP giai đoạn 2000 - 2014



(Nguồn: FPTTS Tổng Hợp)

Hệ số đàn hồi điện/GDP phụ thuộc vào từng giai đoạn phát triển của mỗi quốc gia. Trong giai đoạn thực hiện công nghiệp hóa, tốc độ tăng trưởng điện năng thường tăng cao hơn so với tốc độ tăng trưởng kinh tế do phát triển các ngành tiêu thụ nhiều năng lượng như cơ khí, luyện kim, chế tạo máy... Tuy nhiên, khi quá trình công nghiệp hóa cơ bản hoàn thành, cơ cấu kinh tế có sự thay đổi, từng bước chuyển sang phát triển các ngành tiêu thụ ít năng lượng nhưng mang lại hiệu quả cao, khi đó hệ số đàn hồi sẽ có xu hướng giảm.

▪ Giai đoạn 2000 – 2008: Công nghiệp hóa – Hiện đại hóa

Cụ thể, trong giai đoạn tăng trưởng kinh tế cao và ổn định 2000 – 2005, GDP bình quân mỗi năm tăng trưởng 7,5%. Trong một thời gian dài, chúng ta đã hy sinh rất nhiều thứ để phục vụ mục tiêu tăng trưởng kinh tế, nhờ đó mà một loạt các ngành công nghiệp nặng (luyện kim, xi măng, sắt thép...) rồi đến gia công dệt may, da giày được ưu tiên phát triển đến mức ồ ạt. Máy móc, trang thiết bị, công nghệ lạc hậu, tiêu tốn nhiều năng lượng là hạn chế lớn nhất của giai đoạn này, kéo theo nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng bùng nổ nhất, bình quân trên 14%/năm, đỉnh điểm lên đến 16,96% ở năm 2002. Hệ số đàn hồi rất cao (bình quân lên đến 2,0 lần) và tạo thành xu hướng giảm đều cho thấy nền kinh tế đã có những bước đi vững chắc và hiệu quả hơn.

Giai đoạn 2005 – 2007 là điểm sáng tăng trưởng của nền kinh tế Việt Nam, tốc độ tăng trưởng GDP đạt đỉnh, 3 năm liên vượt 8%, bình quân đầu người trên 640 USD. Từ một nước thiếu lương thực, mỗi năm nhập khẩu 0,5 – 1 triệu tấn lương thực, Việt Nam đã trở thành nước xuất khẩu gạo lớn trên thế giới. Đây cũng là giai đoạn hiếm hoi mà hệ số đàn hồi ổn định và duy trì ở mức thấp nhất, bình quân chỉ 1,6 lần.

▪ **Giai đoạn 2009 – nay: Suy thoái và bất ổn**

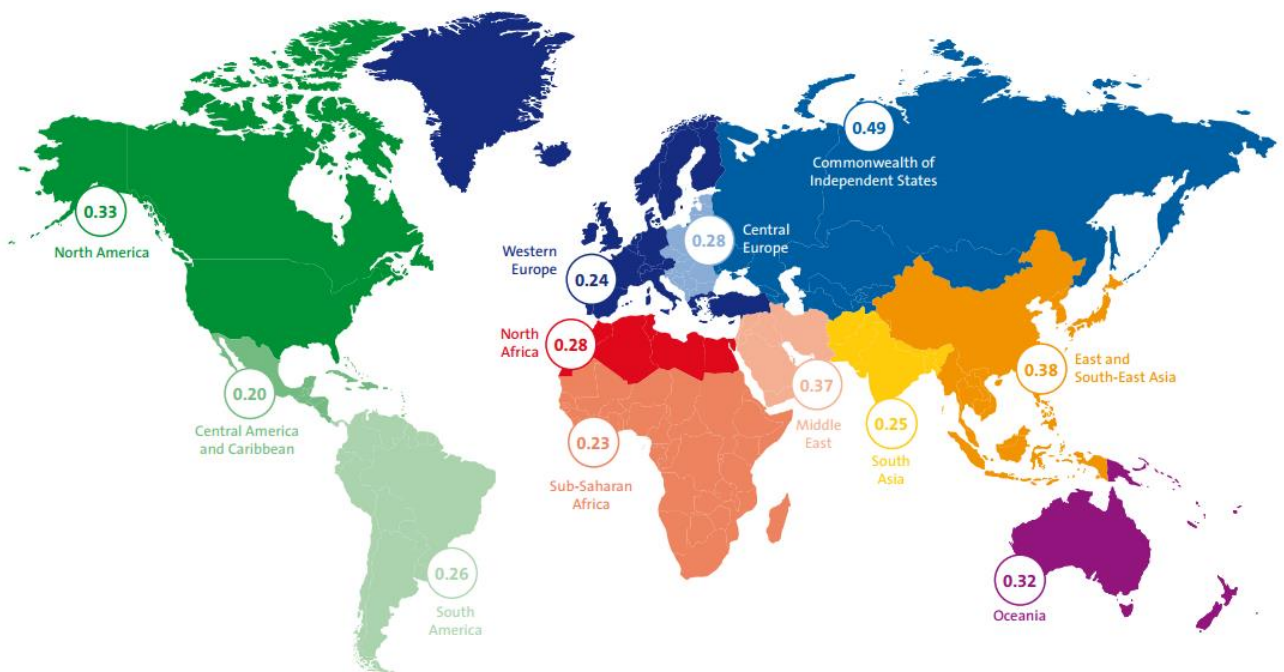
Cơ cấu kinh tế bắt đầu có sự thay đổi, các ngành sản xuất công nghiệp dần chiếm tỷ trọng cao. Cuộc khủng hoảng tài chính Thế giới năm 2009 bùng nổ đã ảnh hưởng mạnh mẽ đến tăng trưởng kinh tế Việt Nam. Nhu cầu điện nhìn chung không có nhiều biến động nhưng tăng trưởng GDP đã chứng kiến một mức sụt giảm kỷ lục (giảm 3,14% chỉ trong 2 năm). theo đó, hệ số đàn hồi tăng vọt 68% từ mức 1,67 lên đến 2,72 lần.

Giai đoạn 2010 – 2014, tăng trưởng nhu cầu điện và tăng trưởng kinh tế đều có những diễn biến thiếu ổn định. Tăng trưởng kinh tế đã không còn “nóng” như giai đoạn trước, trong khi tăng trưởng nhu cầu điện nhìn chung vẫn ở xu hướng giảm nhưng giao động mạnh hơn. Hệ số đàn hồi điện cũng vì vậy mà biến động liên tục trong khoảng 1,8 – 2,0 lần.

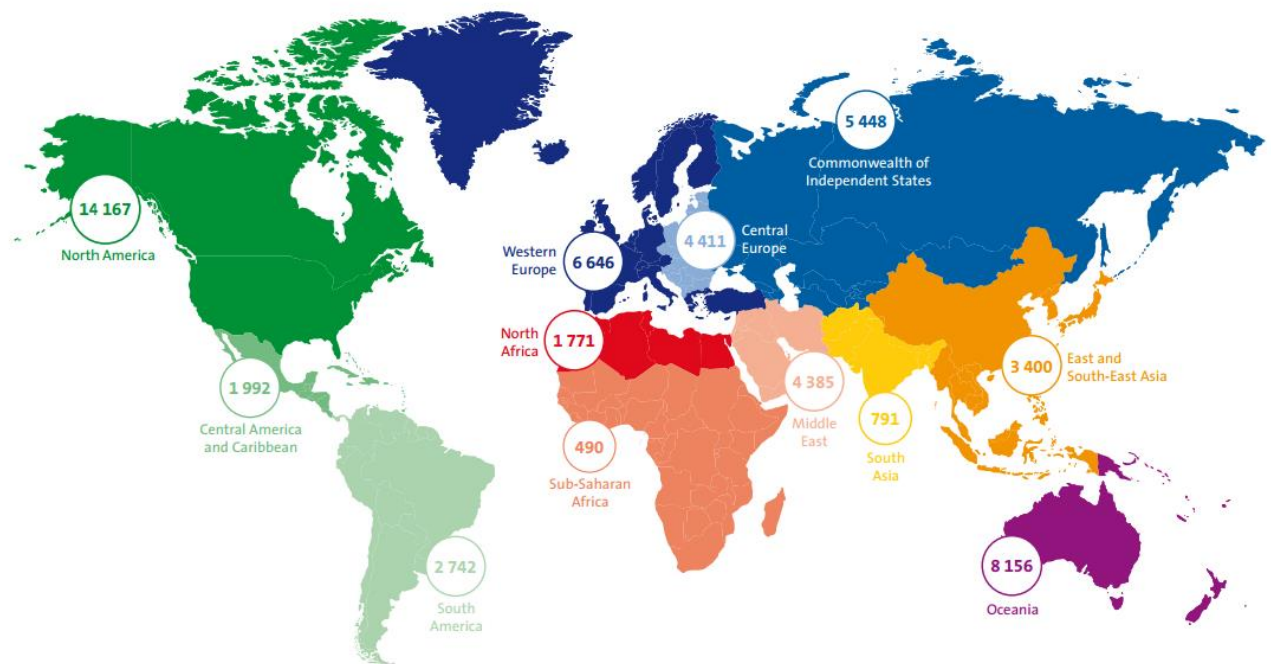
▪ **Sử dụng điện kém hiệu quả - Quy hoạch điện không tương xứng**

Cường độ điện bình quân trong 10 năm nay của Việt Nam là 0,91 kWh/USD. Có nghĩa là để tạo ra một USD, nước ta phải tiêu thụ gần 1 kWh điện. Cường độ điện có sự tương quan với sự phát triển cho thấy sự khác biệt trong sự phát triển và đặc tính kinh tế giữa các Quốc gia, các khu vực. Cường độ điện trung bình trên Thế giới là 0,32 kWh/USD. Khu vực các nước phát triển như Bắc Mỹ, Tây Âu, Châu Đại Dương có mức tiêu thụ điện trên đầu người cao nhất (lần lượt 14.167 ; 6.646 và 8.156 kWh/người) nhưng vẫn giữ được mức cường độ điện rất thấp (0,33 ; 0,24 và 0,32 kWh/USD), cho thấy sự vượt trội trong hiệu quả sử dụng điện của các Quốc gia này.

Cường độ Điện năng các khu vực trên Thế giới (kWh/USD)



(Nguồn: FPTs Tổng Hợp)

Tiêu thụ điện bình quân trên đầu người (kWh/Người)


(Nguồn: FPTS Tổng Hợp)

Năm 2014, mức tiêu thụ điện bình quân đầu người của Việt Nam là trên 1.400 kWh/người, nếu so sánh với các khu vực có mức tiêu thụ tương tự như Bắc Phi, Mỹ LaTín, Nam Á thì cường độ điện của Việt Nam cao hơn rất nhiều (0,91 so với lần lượt là 0,28 ; 0,2 và 0,25 kWh/người). Tại khu vực Đông Nam Á, nơi cùng có cơ cấu kinh tế thiên về phát triển công nghiệp và đòi hỏi tiêu thụ điện nhiều thì cường độ này cũng chỉ là 0,38. Mức chênh lệch quá cao này cho thấy hiệu quả thực tế của việc sử dụng điện

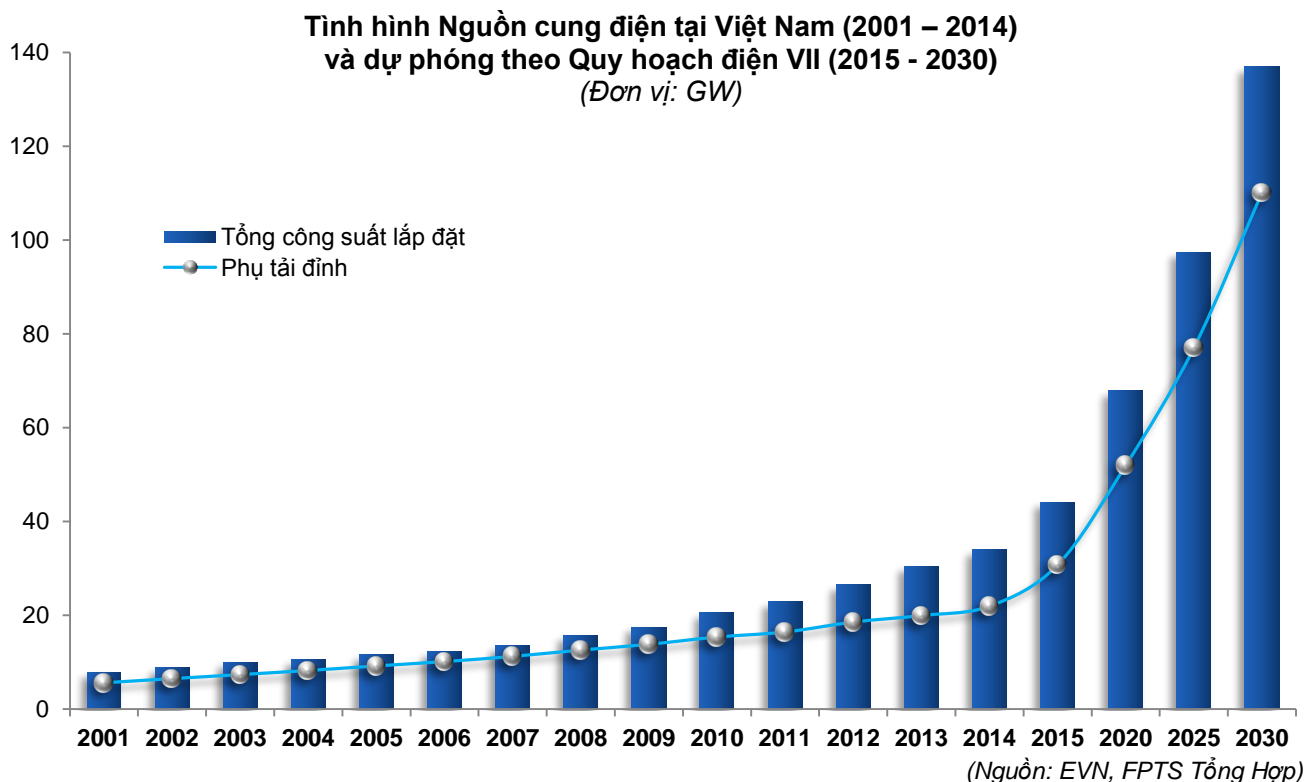
Cụ thể, như đã đề cập ở trên, công nghiệp và xây dựng đã vượt qua tiêu dùng, quản lý để trở thành khu vực tiêu thụ điện năng nhiều nhất. Tuy nhiên sẽ dễ nhận thấy sự khập khiễng khi nhìn lại đóng góp của khu vực này vào GDP. Khu vực công nghiệp và xây dựng (tỷ trọng lớn nhất là khai khoáng, công nghiệp nặng) chỉ đóng góp 39% trong tổng thu nhập nhưng tiêu thụ đến hơn 50% tổng sản lượng điện năm 2013. Trong khi chỉ 4,9% sản lượng điện trong thương mại, dịch vụ làm ra đến 44% GDP và 1,5% sản lượng điện làm ra 18% GDP cho khu vực nông – lâm – ngư nghiệp.

Theo quy hoạch điện VII, mục tiêu của nước ta là giảm hệ số đàn hồi điện xuống về 1,5 lần ở năm 2015, tức là 1,5% điện tạo ra 1% GDP. Nhưng tính đến năm 2014, tăng gần 12% sản lượng điện thương phẩm mới tăng được 5,98% GDP. Bên cạnh đó, mục tiêu trong giai đoạn 2020 – 2030, cường độ điện lại tăng lên 1,5 – 2 kWh/USD, có nghĩa là Việt Nam đang đi lùi với chính mình. Quy hoạch này thực sự chưa tương xứng với thực tiễn, tiềm lực giữa phát triển ngành Điện và nền kinh tế của nước ta.

[\(Trở về mục chính\)](#)

3. Tương quan Cung – Cầu điện năng

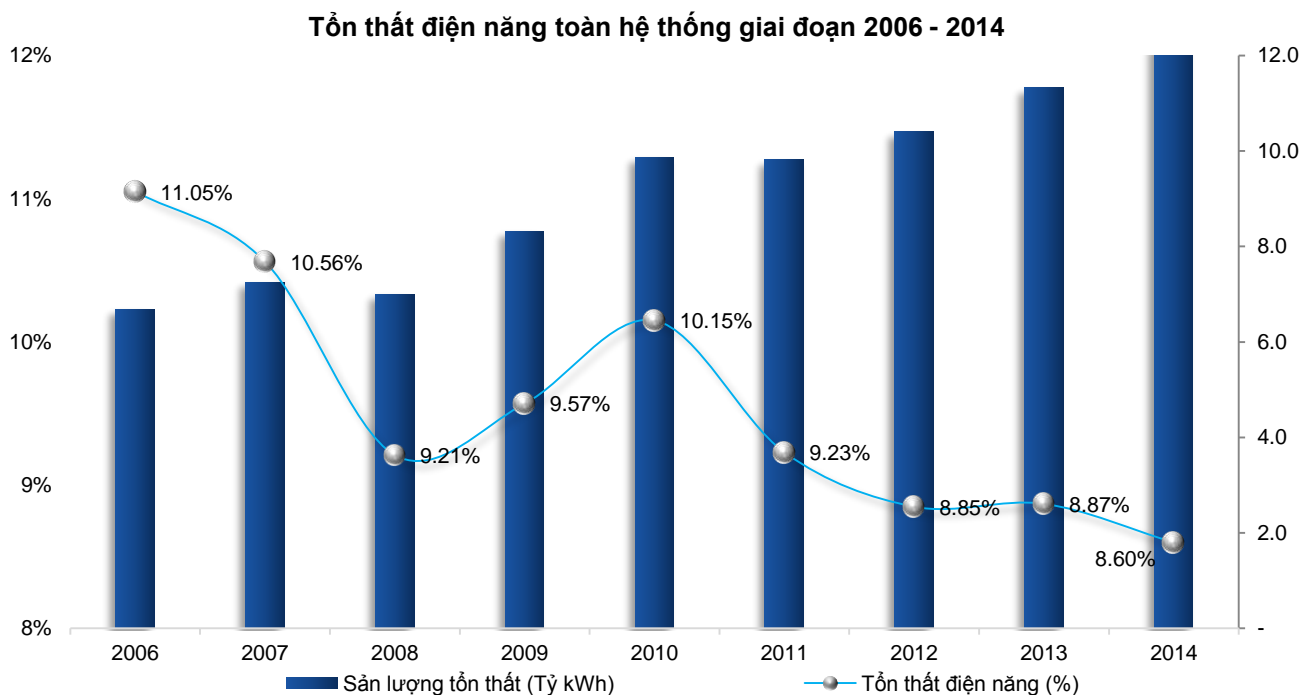
Trong hơn một thập kỷ qua, ngành điện Việt Nam đã phải căng sức bổ sung nguồn cung để theo kịp với tăng trưởng mạnh mẽ của nhu cầu điện. Từ năm 1995, tổng công suất nguồn điện toàn quốc mới chỉ khoảng trên 4.000MW, sản lượng điện 14,3 tỷ kWh, đến nay tổng công suất các nhà máy và sản lượng đã tăng gấp 9 – 10 lần lên trên 32.500 MW và 145 tỷ kWh.



Về tương quan cung – cầu, mức phụ tải đỉnh năm 2014 đã lên đến 22GW, tăng gấp 2,5 lần trong vòng 10 năm qua. Trong cùng quãng thời gian đó, công suất lắp đặt nguồn điện đã tăng gấp 3 lần và đến nay đã gấp 1,5 lần mức phụ tải đỉnh của năm. Tỷ lệ phụ tải đỉnh / công suất nguồn giảm từ 78,3% xuống 65,1% trong thời gian đó là nhờ sự đóng góp rất lớn của những nhà máy thủy điện mới.

Đánh giá: Mặc dù công suất lắp đặt luôn vượt mức phụ tải đỉnh hằng năm nhưng hệ thống vẫn luôn phải chịu áp lực cung ứng rất cao, đặc biệt là vào mùa khô. Việc nhập khẩu điện từ Trung Quốc đã trở nên quen thuộc (khoảng 2% tổng sản lượng mỗi năm). Nhiều nguyên nhân để giải thích cho những vấn đề này như:

- Xây dựng hệ thống điện ở những vùng sâu vùng xa như vùng biên giới phía Bắc sẽ không có hiệu quả kinh tế bằng việc nhập khẩu điện từ Trung Quốc.
- Hệ thống điện phụ thuộc quá nhiều vào thủy điện (chiếm gần 50% tổng công suất toàn hệ thống) dẫn đến khả năng đáp ứng của nguồn cung chịu ảnh hưởng lớn bởi tình hình thủy văn.
- Nhu cầu tiêu thụ điện phân hóa mạnh giữa các mùa trong năm, giữa giờ cao điểm và thấp điểm trong ngày là khá lớn ($P_{min}/P_{max} = 67 - 70\%$), do đó gây khó khăn cho công tác điều độ và phát điện,...
- Nhu cầu điện có sự phân hóa rõ nét giữa các vùng miền, trong khi nhu cầu phụ tải của hệ thống điện miền Nam chiếm 50% tổng nhu cầu cả nước (năm 2013 khoảng trên 10.000MW), nhưng nguồn điện tại chỗ chỉ đáp ứng được 80% nhu cầu, còn lại phải truyền tải từ phía Bắc và miền Trung qua đường dây 500kV. (sản lượng truyền tải từ miền trung vào miền nam năm 2013 lên đến 9,8 tỷ kWh).
- **Chất lượng điện năng toàn hệ thống chưa cao.** Hệ thống điện phụ thuộc quá nhiều vào đường dây 500kV, việc luôn phải truyền tải một sản lượng rất lớn từ Bắc vào Nam khiến cho tổn thất là điều không thể tránh khỏi. Tỷ lệ tổn thất đã có xu hướng cải thiện rõ nét từ 10,15% năm 2010 xuống chỉ còn 8,6% năm 2014 nhưng với mức độ mất mát vẫn còn rất cao, lên đến 12,2 Tỷ kWh/năm. Giảm tổn thất điện năng vẫn là một trong những mục tiêu cấp thiết nhất trong những năm tới.



▪ **Quy hoạch điện còn nhiều bất cập gây khó khăn dự báo nhu cầu và phát triển nguồn cung**

Theo QHĐ VII, dự báo nhu cầu tiêu thụ điện toàn quốc theo phương án cơ sở đến năm 2015 là 169,8 tỷ kWh, năm 2020: 289,9 tỷ kWh, năm 2030: 615,2 tỷ kWh (Tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện bình quân từng giai đoạn 2011 – 2015, 2016 – 2020, 2021 – 2030 lần lượt là 14,4%; 11,3% và 7,8%/năm); Cân đối cho nhu cầu điện đó là công suất nguồn điện đến năm 2020 đạt 75.000 MW, đến năm 2030 đạt 146.800 MW.

Sau 4 năm, nhìn chung việc thực hiện Quy hoạch điện VII đã khá tốt, đảm bảo cung cấp đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội. Tuy nhiên, quá trình thực hiện cũng chỉ ra được chất lượng Quy hoạch vẫn còn thấp và có nhiều bất cập:

- (1) Nhu cầu điện tăng thấp hơn dự kiến, ước tính năm 2014, điện sản xuất đạt 145,4 tỷ kWh, tăng 11% so với năm 2013; điện thương phẩm đạt 128,43 tỷ kWh, tăng 10,9% so với năm 2013. Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm và điện sản xuất thực tế 4 năm qua đều thấp hơn so với dự báo 3 – 4%/năm. Tăng trưởng nhu cầu điện thấp có nguyên nhân chủ yếu từ tăng trưởng GDP toàn quốc giai đoạn này chỉ đạt bình quân 5,7%/năm, thấp hơn so với dự báo tăng trưởng GDP 7,0 – 7,5% cho giai đoạn 2011 – 2015.
- (2) Khả năng cung cấp nhiên liệu có những yếu tố mới cả về chiều hướng tăng thêm cũng như giảm sút; tình hình chậm tiến độ của nhiều dự án nguồn điện khu vực phía Nam, gây ra tình trạng vận hành căng thẳng của toàn hệ thống điện.
- (3) Trong giai đoạn 2011 – 2013, tổng công suất nguồn xây dựng và đưa vào vận hành chỉ đạt 95% so với dự kiến (9.900 MW / 10.400 MW); Việc xây dựng lưới điện có nhiều khó khăn, nhất là giải phóng mặt bằng, lưới điện truyền tải còn chưa đảm bảo độ tin cậy... (Khối lượng lưới điện truyền tải được xây dựng và đưa vào vận hành trong 3 năm chỉ đạt khoảng 60% khối lượng quy hoạch cho cả giai đoạn 2011-2015).

[\(Trở về mục chính\)](#)

VII. Các nguồn phát điện tại Việt Nam

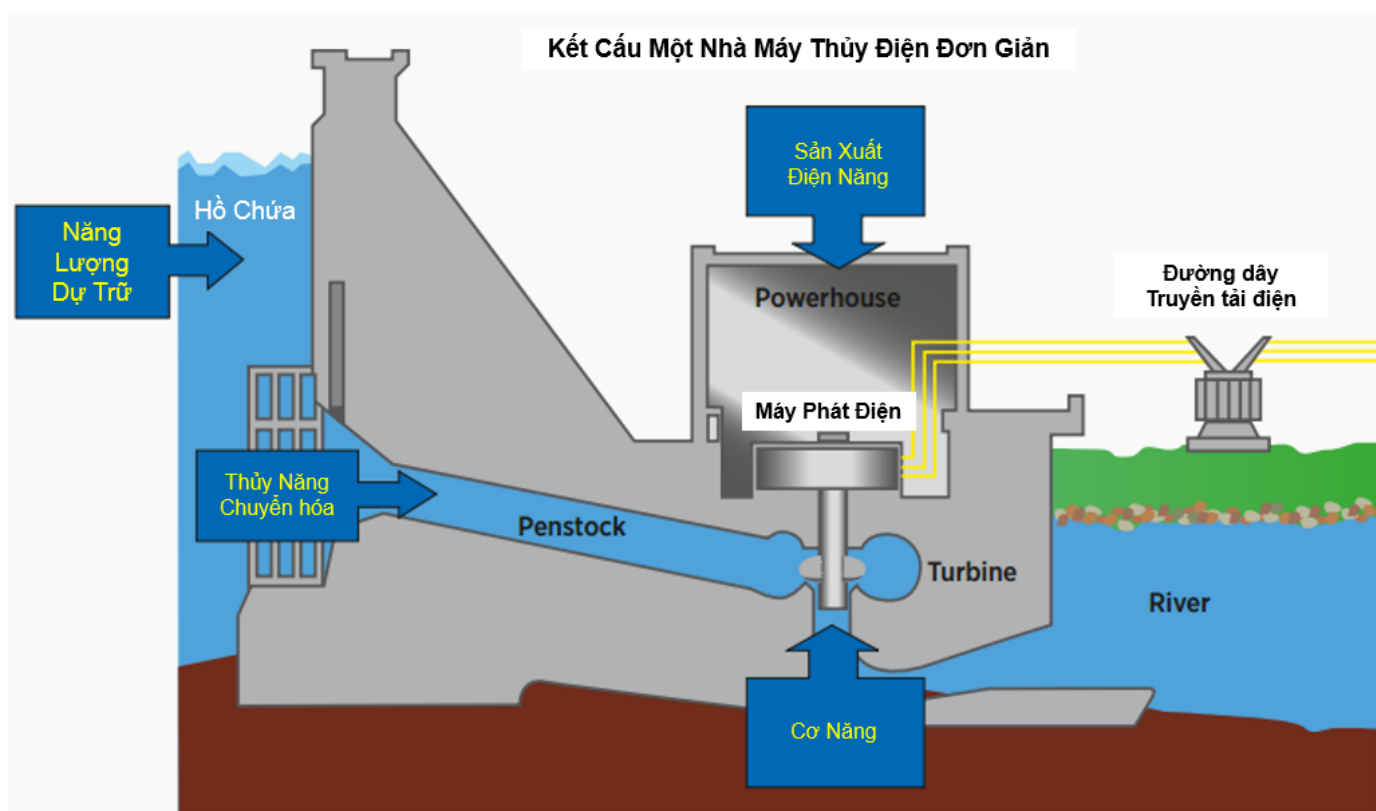
Trong phần này, chúng tôi sẽ phân tích về 05 nguồn phát điện được quan tâm nhiều ở Việt Nam là Thủy điện ([xem chi tiết](#)); Nhiệt điện ([xem chi tiết](#)); Phong điện ([xem chi tiết](#)); Điện hạt nhân ([xem chi tiết](#)) và Điện sản xuất từ năng lượng tái tạo khác ([xem chi tiết](#)).

1. Thủy điện

a. Đặc điểm cơ bản của Thủy điện

Thủy điện là nguồn điện có được từ năng lượng nước (thủy năng). Ở đa số các nhà máy thủy điện, nước được giữ lại qua các đập nước với một thế năng lớn. Qua một hệ thống ống dẫn (penstock), năng lượng dòng chảy của nước được truyền tới làm quay turbine nước của máy phát điện, từ đó tạo ra dòng điện. Năng lượng lấy từ nước phụ thuộc rất lớn vào lưu lượng nước qua turbine và chênh lệch độ cao giữa nguồn và dòng chảy (cao trình). Penstock có tác dụng làm tăng áp suất của dòng nước.

Ngoài kiểu nhà máy thủy điện thông thường, còn có một số loại nhà máy thủy điện khác như thủy điện tích năng (sử dụng chính dòng điện để vận hành máy bơm nước từ hạ lưu ngược lên hồ chứa ở thượng lưu) hay loại thủy điện không sử dụng đập tích nước mà dùng năng lượng thủy triều.



Một số ưu điểm nổi bật của nhà máy thủy điện:

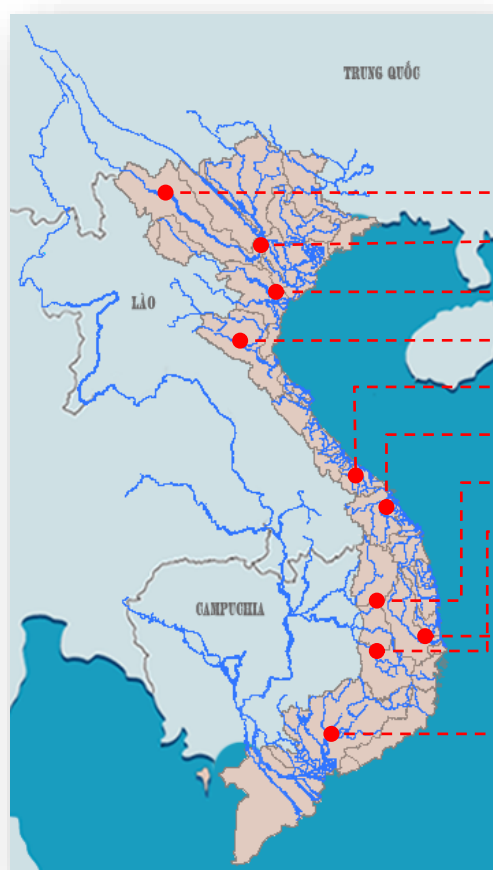
- Thủy điện là một loại năng lượng tái tạo, sử dụng nguồn năng lượng sạch của dòng nước nên ít gây ô nhiễm môi trường
- Thiết bị tương đối đơn giản, gần như hoàn toàn tự động
- Số nhân công vận hành ít (chỉ khoảng 1/20 nhà máy nhiệt điện cùng công suất)
- Giá thành sản xuất rẻ nhất so với các nhà máy điện khác do không tốn chi phí nhiên liệu đầu vào
- Thời gian nhận tải của nhà máy điện rất nhanh (chỉ khoảng 3 – 5 phút, tùy thuộc vào nguồn nước, không tốn thời gian khởi động như nhiệt điện) do đó có thể đảm nhận phần phụ tải biến động trong ngày rất tốt

- Một số nhà máy thủy điện ngoài chức năng sản xuất điện còn đóng góp vai trò quan trọng trong việc chống lũ, cấp nước,...
- Hiệu suất hoạt động nhà máy thủy điện rất cao (lên đến 85 – 90%)

Tuy nhiên, thủy điện cũng tồn tại không ít những nhược điểm phải cân nhắc như

- phụ thuộc vào tình hình thủy văn và địa hình lắp đặt, do đó thường xa nơi tiêu thụ, đòi hỏi phải xây dựng đường dây truyền tải điện khá tốn kém.
- Để xây dựng nhà máy thủy điện đòi hỏi chi phí đầu tư cũng như diện tích rất lớn, do đó có thể gây những thay đổi tiêu cực đến môi trường sinh thái, tài nguyên đất, rừng, phù sa và những khó khăn trong công tác tái định cư,...
- Nhà máy thủy điện đòi hỏi thời gian xây dựng rất dài (khoảng 5 năm), vốn đầu tư lớn, mặc dù tuổi thọ của nhà máy thủy điện rất dài (trên thế giới có nhiều nhà máy tuổi thọ lên đến 80 – 100 năm mà không phải xây dựng lại đập, kết cấu).

b. Tiềm năng Thủy điện Việt Nam



Tiềm năng Thủy điện Việt Nam

Lưu vực sông	Diện tích km ²	Tổng công suất MW	Điện lượng GWh
● Sông Đà	17200	6960	26.96
● Sông Lô - Gâm - Chảy	52500	1120	4.1
● Sông Mã - Chu	28400	890	3.37
● Sông Cả	27200	520	2.09
● Sông Hương	2800	480	2.13
● Sông Vu Gia - Thu Bồn	10500	1360	5.1
● Sông Sê San	11450	1980	9.36
● Sông Serepok	12200	700	3.32
● Sông Ba	13800	670	2.7
● Sông Đồng Nai	17600	2870	11.64
Thủy điện nhỏ		1000 - 3000	4000 - 12000
Tổng cộng		19000 - 21000	80000 - 84000

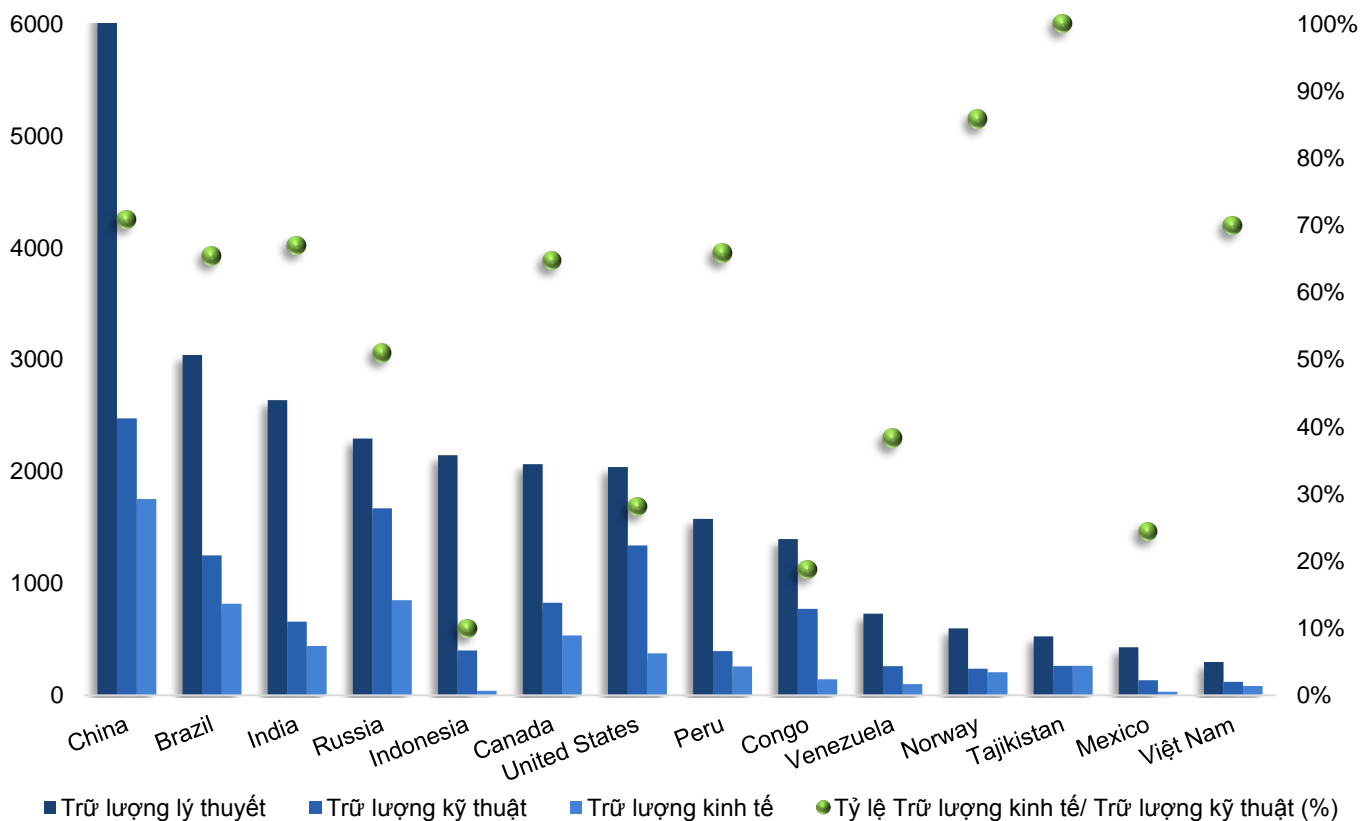
(Nguồn: FPTTS Tổng Hợp)

Việt Nam nằm ở khu vực khí hậu nhiệt đới gió mùa, nóng ẩm, mưa nhiều. Lượng mưa trung bình năm khoảng 2.000 mm. Lượng mưa nơi nhiều nhất đạt tới 4.000 – 5.000 mm, trong khi thấp nhất cũng đạt đến 1.000 mm. Mùa mưa hằng năm kéo dài từ 3 – 5 tháng và có sự phân hóa vùng miền. Ở khu vực miền Bắc, miền Nam và Tây Nguyên, mùa mưa thường bắt đầu từ tháng 5, 6 và kết thúc vào tháng 10, 11. Khu vực Đông Trường Sơn và vùng duyên hải Miền Trung, mùa mưa bắt đầu chậm hơn 2 - 3 tháng trong khi khu vực khu 4 cũ (Quy Nhơn – Nghệ Tĩnh) thì mùa mưa thường chậm hơn 1 – 2 tháng. Lượng mưa vào 3 tháng có mưa nhiều nhất chiếm đến 60 – 80% tổng lượng mưa cả năm.

Địa hình nước ta đến 4/5 diện tích là đồi núi và cao nguyên, trong khi đó mạng lưới sông ngòi lại dày đặc với mật độ trung bình là 0,6 km/km². Có 9 hệ thống sông có diện tích lưu vực từ 10.000 km² trong đó tổng số các con sông có chiều dài trên 10km lên đến 2.360. Hầu hết sông ngòi Việt Nam đều đổ ra biển Đông, hằng năm mạng lưới này vận chuyển ra biển một lượng nước đến 867 tỷ m³/năm với lưu lượng bình quân khoảng 37.500 m³/s.

Theo nhiều nghiên cứu cho thấy, có 10 hệ thống sông lớn có tiềm năng phát triển thủy điện với tổng trữ năng lý thuyết được đánh giá khoảng 300 tỷ kWh/năm, công suất lắp máy được đánh giá khoảng 34.647 MW. Tổng tiềm năng kỹ thuật được đánh giá vào khoảng 120 tỷ kWh với công suất khoảng 30.000 MW. Tuy nhiên nếu xem xét thêm các yếu tố kinh tế - xã hội, tác động đến môi trường và dự báo về biến đổi khí hậu sẽ xảy ra tại Việt Nam thì tiềm năng kinh tế - kỹ thuật được đánh giá khoảng 80 – 84 tỷ kWh/năm, tương đương với công suất lắp máy khoảng 19.000 – 21.000 MW và tập trung chủ yếu trên 3 dòng sông chính là Sông Đà, Sông Sê San và Sông Đồng Nai.

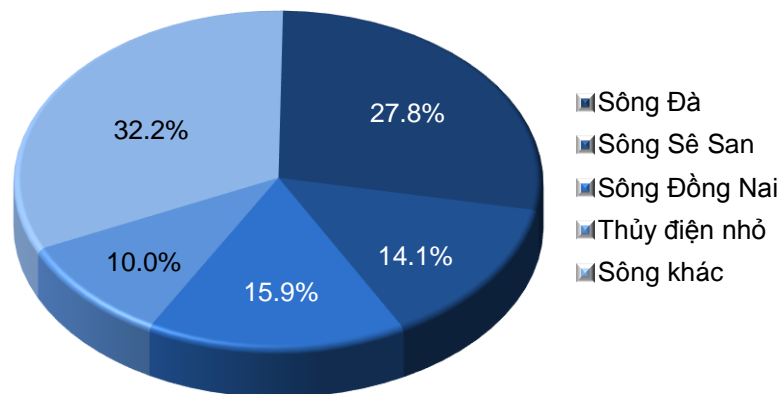
Một số nước có tiềm năng thủy điện lớn trên Thế Giới (TWh)



(Nguồn: FPTTS Tổng Hợp)

Năm 2013, sản lượng thủy điện đạt 58,6 tỷ kWh, chiếm 45,8% tổng sản lượng. Năm 2014, sản lượng thủy điện đạt khoảng 62,5 tỷ kWh, tương đương 44,4% tổng sản lượng, trong đó sản lượng đến từ hệ thống sông Đà chiếm 27,8%, sông Đồng Nai 15,9%, sông Sê San khoảng 14,1%. Nếu tính thêm khoảng 10% của thủy điện nhỏ thì tiềm năng kinh tế - kỹ thuật của thủy điện Việt Nam là 75,26 tỷ kWh, đạt 94% tiềm năng kinh tế - kỹ thuật (Sở dĩ không đạt được 100% là do phải tránh ngập đất tối đa, nhiều dòng sông không được xây dựng thủy điện như sông Thao, dòng chính sông Lô, sông Trà Khúc,... hoặc phải chia nhỏ thành bậc thang như Huội Quảng và Bản Chát, An Khê và Kanak. **Theo quy hoạch điện VII, Việt Nam sẽ khai thác hết các nguồn thủy điện ở dạng tiềm năng kinh tế - kỹ thuật vào năm 2018 với tổng công suất khoảng 17.400 MW, sau đó sẽ xây dựng thủy điện tích năng.**

**Cơ cấu Sản xuất Thủy điện năm 2014
trên các Hệ thống sông lớn**

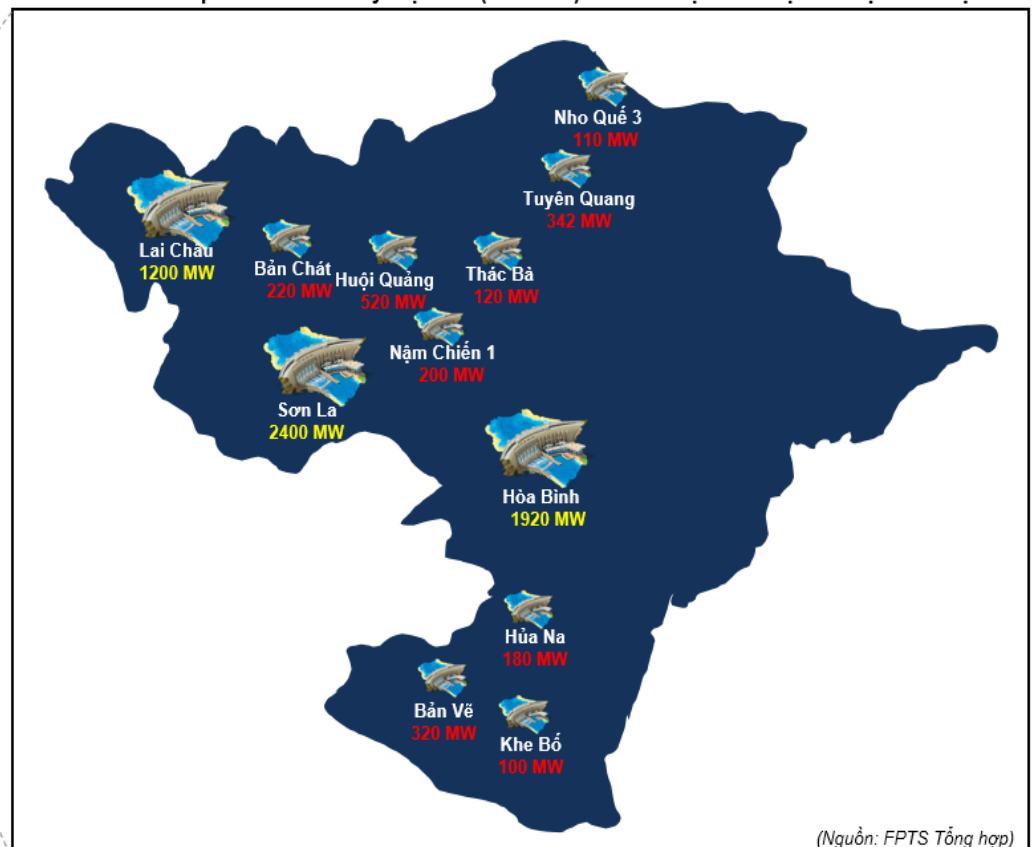


(Nguồn: FPTTS Tổng Hợp)

Cũng do phụ thuộc vào điều kiện tự nhiên mà việc xây dựng nhà máy thủy điện ở các khu vực cũng có những khác biệt nhất định. Điều kiện địa hình, lợi thế của miền Bắc cho phép xây dựng các nhà máy thủy điện có hồ chứa dung tích lớn như Sơn La, Hòa Bình, Tuyên Quang và Thác Bà để điều tiết chống lũ tương đối triệt để và kết hợp cung cấp đủ nước cho đồng bằng Bắc Bộ. Ngược lại, điều kiện tự nhiên của Duyên hải miền Trung và Tây Nguyên với nhiều sông ngắn và dốc, lưu vực hẹp, lượng mưa lớn và không thể dự báo trước 24h gây hạn chế trong việc xây dựng các hồ lớn nhằm mục đích chống lũ vào mùa mưa, cấp nước vào mùa khô. Việc khó khăn trong dự trữ nước cũng là một trong những lý do khiến hệ thống điện nước ta luôn nằm trong tình trạng “Bắc thừa, Nam thiếu” trong rất nhiều năm.

c. Tình hình khai thác tài nguyên thủy điện tại 3 hệ thống sông chính

Bản đồ phân bố các Thủy điện lớn (>100MW) đã và sẽ vận hành tại khu vực Bắc Bộ

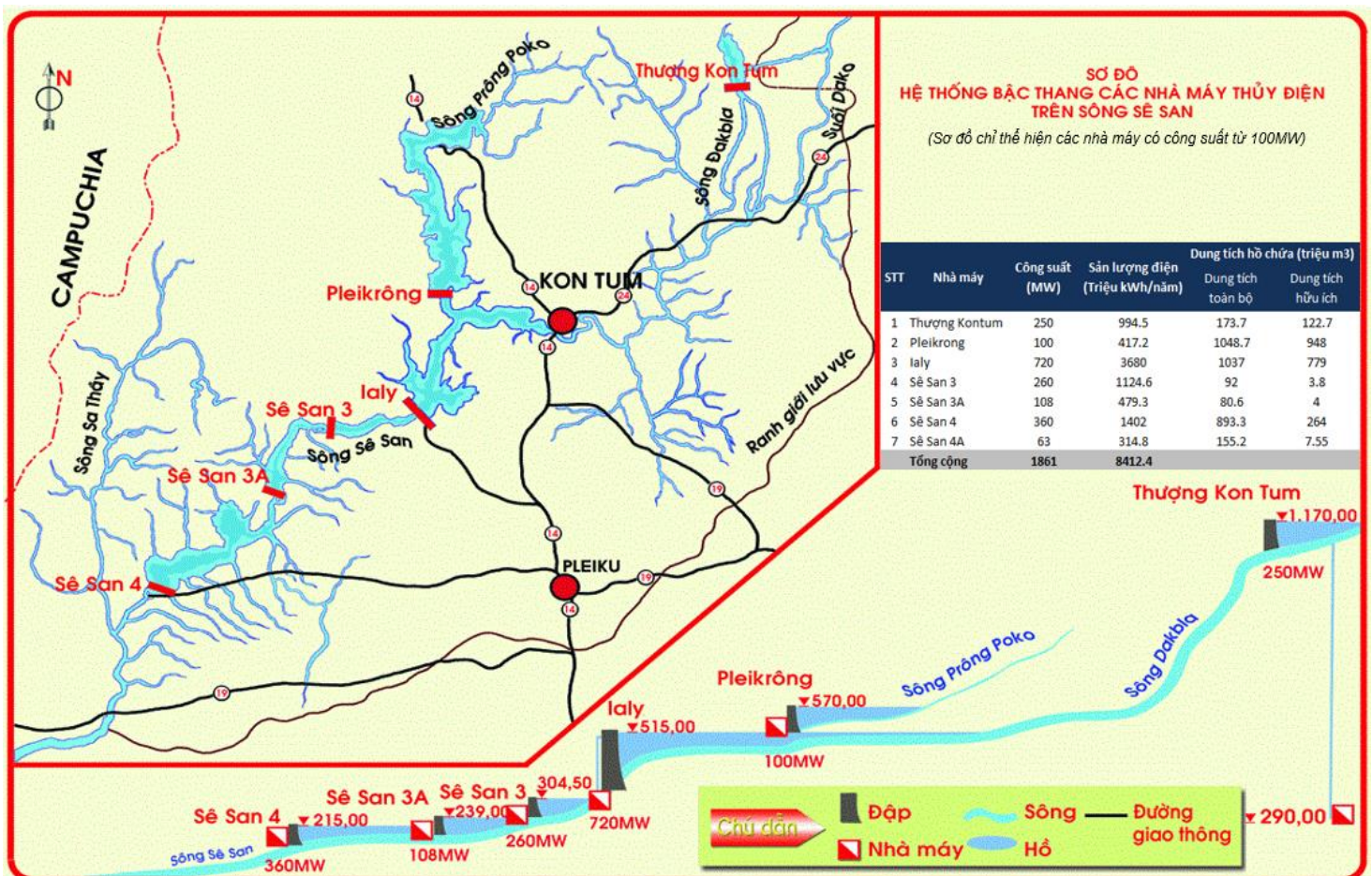


(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

- **Sông Đà** bắt nguồn từ dãy Ngụ Sơn thuộc tỉnh Vân Nam (Trung Quốc) chảy vào Việt Nam theo hướng Tây Bắc – Đông Nam ở độ cao trên 1500m. Chiều dài dòng chính là 930 km trong đó 543 km thuộc lãnh thổ Việt nam, trải dài khắp 7 tỉnh: Lai Châu, Điện Biên, Sơn La, Hoà Bình, Yên Bái, Phú Thọ và Hà Tây cũ. Sông Đà được coi là một trong ba phụ lưu chính của hệ thống sông Hồng chiếm 55% lượng nước của sông Hồng với tổng lượng nước phát sinh tại chỗ và từ ngoài lưu vực chảy vào là 52 triệu m³ nước.

Sông Đà có tiềm năng thủy điện lớn nhất nước ta. Hiện tại, trên bậc thang quy hoạch hệ thống điện ở lưu vực sông Đà đang vận hành những nhà máy thủy điện có công suất lớn nhất trên cả nước gồm có Lai Châu (1.200 MW) – Sơn La (2.400 MW) – Hòa Bình (1.920 MW) trên dòng chính Huội Quảng (520 MW) và Bản Chát (220 MW) trên nhánh Nậm Mu. Hiện tại nước ta đã hoàn thành khai thác 20.104 triệu kWh, đạt 77% năng lượng bậc thang. Dự kiến, đến năm 2016, khi 2 thủy điện lớn là Lai Châu và Huội Quảng đi vào vận hành sẽ hoàn thành khai thác toàn bộ bậc thang với tổng điện năng là 27.674 triệu kWh, vượt hơn so với mức năng lượng bậc thang được duyệt là 1.212 triệu kWh (tương ứng 4,5%).

- **Sông Sê San** là hệ thống sông có tiềm năng thủy điện lớn thứ 3 ở Việt Nam, chỉ sau sông Đà và sông Đồng Nai. Đây thực chất là một nhánh sông lớn của lưu vực hạ du sông Mê Kông. Trên lãnh thổ Việt Nam, sông Sê San đi qua địa phận 2 tỉnh Gia Lai và Kontum với chiều dài sông chính là 237 km, diện tích lưu vực khoảng 11.450 km². Nhờ điều kiện tự nhiên thuận lợi với lượng mưa nhiều, địa hình Tây Nguyên dốc núi, sông Sê San được phê duyệt phát triển bậc thang thủy điện với 7 nhà máy lớn là Thượng Kontum (220 MW) – Pleikrong (100 MW) – Ialy (720 MW) – Sê San 3 (260 MW) – Sê San 3A (108 MW) – Sê San 4 (360 MW) – Sê San 4A (63 MW).

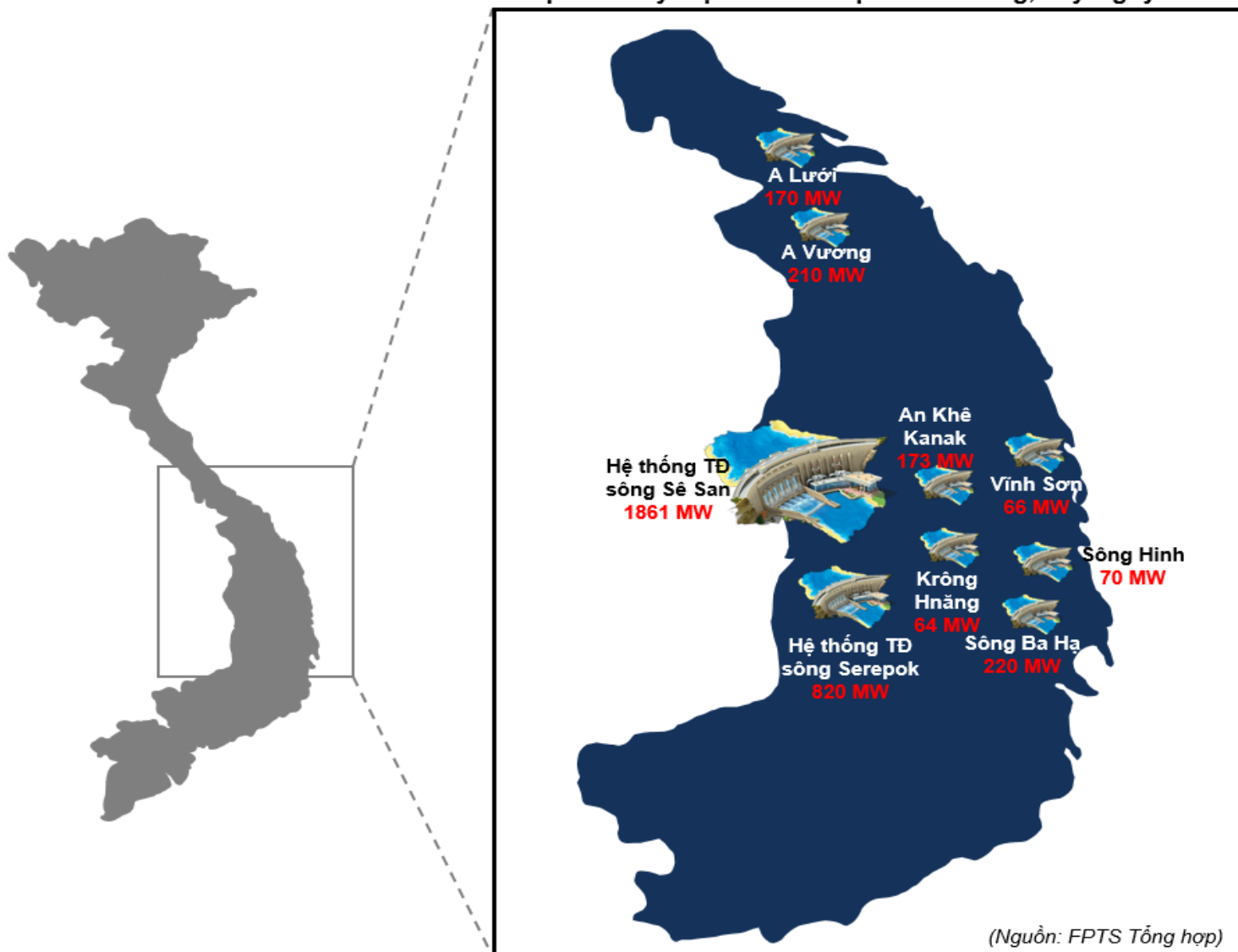


Dự kiến khi dự án Thượng Kontum do CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn Sông Hinh đi vào vận hành, tổng công suất lắp đặt của hệ thống bậc thang này sẽ lên đến 1.861 MW, cung cấp cho lưới điện Quốc gia bình quân 8,5 tỷ kWh/năm. Góp phần rất lớn trong sự phát triển kinh tế - xã hội khu vực Tây Nguyên nói chung và 2 tỉnh Gia Lai, Kontum nói riêng.

Nhà máy Thủy điện Ialy (720 MW) là nhà máy thủy điện lớn nhất và cũng là một trong những quan trọng nhất trong hệ thống điện miền Trung. Chính thức hòa vào lưới điện Quốc gia từ năm 2000, đến nay nhà máy này đã đạt mốc 50 tỷ kWh điện sau 15 năm vận hành.

Khu vực tỉnh Gia Lai có trạm biến áp 500kV Pleiku với 3 máy biến áp 500kV, 2 MBA 220kV với tổng công suất 1.800 MW; đường dây 500kV tám xuất tuyến và công suất truyền tải đã được nâng lên gấp đôi – 2.000MW. Đây là trạm trung gian truyền tải điện năng trong hệ thống 500kV Quốc gia, có vai trò quan trọng trong việc điều tiết cung cấp cho các vùng miền trong phạm vi rộng. Do đó dù công suất không lớn bằng 2 nhà máy ở miền Bắc là Sơn La và Hòa Bình nhưng thủy điện Ialy cùng với hệ thống thủy điện bậc thang sông Sê San có vị trí rất chiến lược, tạo nên một mắt xích rất quan trọng trên bản đồ điện Quốc gia, đặc biệt trong việc đáp ứng nhu cầu điện cho miền Nam.

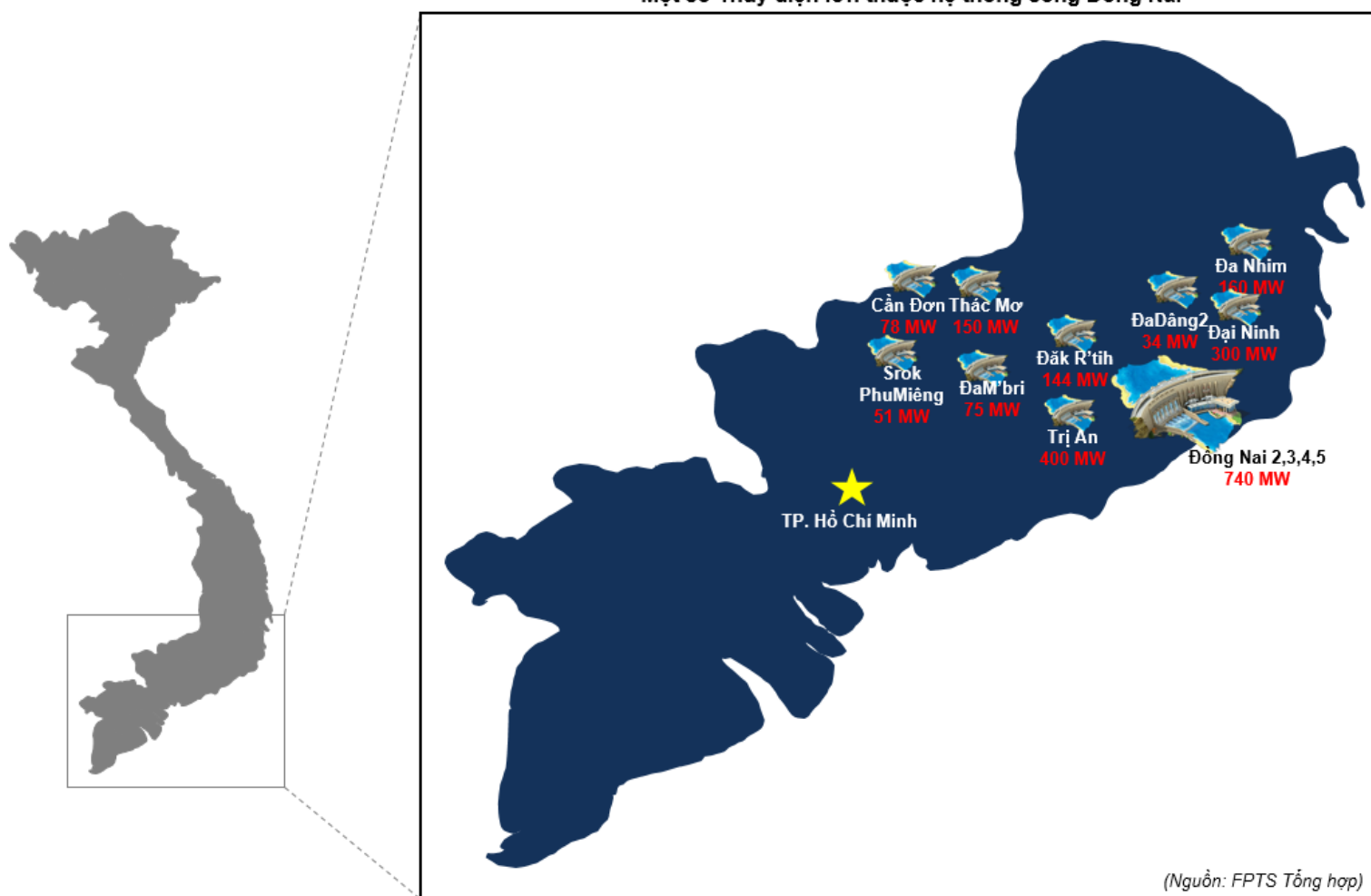
Một số Thủy điện lớn khu vực Miền Trung, Tây Nguyên



Sông Serepok là con sông lớn thứ 2 ở khu vực Tây Nguyên, trải dài qua 2 tỉnh Đắk Lắk, Đắk Nông và cũng có tiềm năng phát triển thủy điện rất lớn. Theo quy hoạch, trên dòng sông này sẽ khai thác 7 bậc thang thủy điện với tổng công suất lên đến 820 MW. Sông Sê San thực chất là một chi lưu lớn của sông Mekong, chảy qua lãnh thổ Việt Nam rồi sang lãnh thổ Campuchia, cùng với sông Serepok (một phụ lưu quan trọng của sông Mekong) nhập lại vào sông Mekong trước khi chảy lại vào lãnh thổ phía nam nước ta rồi đổ ra biển Đông (khu vực Đồng bằng Sông Cửu Long). Do đó việc xây dựng thủy điện trên con sông Mekong này gây ảnh hưởng vô cùng lớn đến kinh tế - xã hội của các nước nằm ở hạ lưu sông như Việt Nam, Campuchia,...

- **Hệ thống Sông Đồng Nai** nằm ở khu vực Nam Tây Nguyên và miền Đông Nam Bộ, bao gồm dòng chính là sông Đồng Nai, bên tả ngạn có nhánh sông La Ngà và nhánh sông Bé bên hữu ngạn. Đây là hệ thống nằm hoàn toàn trong nội địa dài nhất Việt Nam, lớn thứ nhì Nam Bộ về lưu vực và có nguồn thủy năng rất dồi dào (chỉ sau sông Đà) với 21 nhà máy công suất 20 MW trở lên được quy hoạch khai thác. Sau 50 năm kể từ thời điểm nhà máy thủy điện Đa Nhim (150 MW) là nhà máy đầu tiên đi vào vận hành, đến nay trên hệ thống sông đã có 16 nhà máy phát điện với tổng công suất lắp đặt 2.480 MW (EVN đầu tư 8 nhà máy, công suất 2.005 MW), cung cấp sản lượng điện bình quân bình quân trên 9,7 tỷ kWh/năm. Đây được xem là nguồn cung điện chính cho các tỉnh thành khu vực phía Nam – nơi có nhu cầu sử dụng điện lớn nhất cả nước, đặc biệt là TP. Hồ Chí Minh

Một số Thủy điện lớn thuộc hệ thống sông Đồng Nai



Trên dòng chính sông Đồng Nai hiện tại đang khai thác đến 8 thủy điện bậc thang bao gồm Đa Nhim (160 MW) – Đại Ninh (300 MW) – Đa Dâng 2 (34 MW) – Đồng Nai 2 (70 MW) – Đồng Nai 3 (180 MW) – Đồng Nai 4 (340 MW) – Đồng Nai 5 (150 MW) – Trị An (400 MW), cùng với 3 thủy điện tương đối lớn khác ở dòng nhánh là Bắc Bình (33 MW), Đa M'brì (75 MW) và Đăk R'Tih (144 MW). Việc khai thác gần như triệt để tiềm năng thủy điện trên hệ thống sông này nhằm đáp ứng cho mục tiêu phát triển kinh tế của khu vực là điều dễ hiểu. Tuy nhiên chính điều này cũng đã gây ra rất nhiều tác động xấu đến môi trường sinh thái, đó là lý do sau khi Bộ Tài nguyên Môi trường có báo cáo tác động, 2 dự án thủy điện Đồng Nai 6 và 6A đã bị Bộ Công thương loại ra khỏi quy hoạch.

d. Tác động tiêu cực của việc khai thác thủy điện

Sự phát triển mạnh mẽ của hệ thống thủy điện đem đến cho nước ta sức bật mạnh mẽ để phát triển kinh tế - xã hội. Tuy nhiên, cũng chính sự phát triển ồ ạt của các công trình thủy điện ở Việt Nam trong hơn 2 thập kỷ qua trên tất cả các hệ thống sông đã và đang gây nên những tổn hại nghiêm trọng đến môi trường, hệ sinh thái và phá vỡ sinh kế của cộng đồng người dân sống phụ thuộc vào nguồn tài nguyên này. Đồng thời, điều này đặt tài nguyên nước nói riêng và hệ sinh thái của các vùng đầu nguồn, các sông suối Việt Nam trong tình trạng báo động về cạn kiệt và suy thoái khó hồi phục.

Hệ thống sông Hồng - sông Thái Bình có 29 hệ thống thủy nông, 900 hồ chứa lớn và nhỏ, 1.300 đập dâng, hàng nghìn trạm bơm điện lớn nhỏ, hàng vạn công trình tiểu thủy nông như mương, phai... Phụ thuộc 48,7% nguồn nước từ bên ngoài, hệ thống sông này chưa có cơ chế hợp tác về chia sẻ nguồn nước công bằng, hợp lý giữa các quốc gia. Sự phát triển thủy điện phía thượng nguồn ảnh hưởng đến lượng phù sa và lưu lượng nước, dẫn đến nhiều nguy cơ như: cạn kiệt nguồn nước, gia tăng nhiễm mặn, ô nhiễm nước mặt, nước ngầm, xói lở bờ sông.



(Hình: Sông Ba trơ sỏi đá sau đập thủy điện An Khê – Ka Nak)

Trên lưu vực sông Ba có 4 công trình thủy điện lớn là An Khê - Ka Nak, Krông Năng, sông Hinh và Sông Ba Hạ có tổng công suất 377 MW và 329 công trình thủy lợi. Nằm trong vùng có khí hậu phức tạp, cộng với sự biến đổi khí hậu toàn cầu và việc xây dựng các công trình thủy điện đơn mục tiêu, nên hạn hán, lũ lụt đã gây nhiều thiệt hại cho người dân nhiều năm gần đây. Ngoài ra, sông còn bị ô nhiễm do nguồn nước thải từ các nhà máy chế biến khác nằm trên lưu vực.

Sông Sêsan là một con sông lớn ở Tây Nguyên, bắt nguồn từ đỉnh núi Ngọc, một nhánh của sông Mekong, sau đó đổ xuống gần Trung Trung - Campuchia. Phát triển thủy điện vùng thượng nguồn mạnh và ồ ạt làm ảnh hưởng đến hạ lưu, gây ra hạn hán, lũ lụt và ảnh hưởng đến thảm thực vật, hệ sinh thái rừng.

Sông Sêrêpôk cung cấp nguồn nước mặt quan trọng cho 4 tỉnh Đắk Lắk, Đắk Nông, Lâm Đồng và Gia Lai. Nguồn nước của con sông này đang bị ô nhiễm do chất thải từ các khu công nghiệp nằm ngay bên bờ sông, khiến nguồn lợi thủy sản của dòng sông bị ảnh hưởng và ngày càng thêm cạn kiệt, nhiều loài đang lâm vào tình trạng nguy cấp. Phát triển thủy điện cũng gây phá rừng, giảm độ che phủ của rừng và ảnh hưởng đến sinh kế của cộng đồng, đặc biệt là người dân tộc thiểu số.

Sông Vu Gia - Thu Bồn bắt nguồn từ vùng núi cao sườn phía Đông của dãy Trường Sơn. Đến nay có 7 công trình thủy điện lớn trên hệ Vu Gia - Thu Bồn đang phát điện. Tình trạng xả nước thải chưa qua xử lý, hoặc xử lý không đúng quy định từ các nhà máy ở các khu, cụm công nghiệp cũng đang khiến nguồn nước tại đây bị ô nhiễm.

Trên sông Cả đã xây dựng 3.193 công trình lớn nhỏ, trong đó có 1.578 hồ chứa các loại, 459 đập. Thuộc vùng khí hậu khắc nghiệt, địa hình dốc, cộng với việc xây dựng thủy điện trên thượng lưu, việc này đã gây ra các nguy cơ lũ lụt, hạn hán, sạt lở ảnh hưởng đến cuộc sống người dân.

Sông Hương hiện có 100 hồ chứa các loại được xây dựng ở vùng trung du, miền núi và vùng cát. Việc thiếu sự quản lý và giám sát trong quá trình vận hành hồ chứa dẫn đến lũ lụt, hạn hán bất thường.

Sông Mã nằm trên lãnh thổ 2 quốc gia là Lào và Việt Nam, nhưng không bị phụ thuộc nguồn nước từ nước ngoài, hiện trên sông có hơn 1.800 công trình thủy lợi. Nằm trên địa hình phức tạp và khí hậu khắc nghiệt, sông Mã chịu ảnh hưởng của biến đổi khí hậu, kết hợp việc xây dựng nhà máy ở thượng nguồn sẽ khiến vùng hạ lưu chịu nhiều thách thức về lũ lụt, hạn hán và ô nhiễm.

Sông Đồng Nai có 911 công trình, trong đó có 406 hồ chứa, 371 đập dâng và cống, 134 trạm bơm và hệ thống thủy lợi. Sự phát triển ồ ạt thủy điện trên lưu vực sông Đồng Nai đang đặt ra những thách thức lớn cho môi trường, sinh thái, sinh kế và vùng đầu nguồn. Diện tích rừng bị thu hẹp, các khu bảo tồn thiên nhiên, vườn Quốc gia như khu Nam Cát Tiên, Bù Gia bị ảnh hưởng tiêu cực.

e. Máy móc thiết bị

Hầu hết máy móc, thiết bị chính của các nhà máy thủy điện nước ta đều được nhập khẩu từ nước ngoài. Những nhà cung cấp máy móc, thiết bị cho nhà máy điện thường tập trung vào những dự án được tài trợ bởi những tổ chức viện trợ Quốc tế như WB, ADB,... Nhóm khách hàng nhắm đến của các nhà cung cấp này thường là Bộ Công thương, EVN, các Tổng Công ty phát điện, các Công ty Tư vấn Xây dựng điện (PECC),... Những khách hàng Nhà nước này thường ưa chuộng mua sắm máy móc,

thiết bị mới, có công nghệ hiện đại hàng đầu. Điều kiện quan trọng nhất khi lựa chọn nhà cung cấp máy móc – thiết bị là chất lượng, tiếp đến là giá cả; khả năng thích ứng với hệ thống các bộ phận khác của nhà máy, dịch vụ bảo hành, bảo dưỡng, sửa chữa sau mua hàng và sự thuận tiện trong thiết bị thay thế. Chính vì lý do này, hầu hết máy móc các nhà máy lớn của EVN và các GENCO thường nhập từ các quốc gia phát triển như G7, EU, Hàn Quốc,...

Giá trị của các thiết bị điện, thiết bị cơ khí thủy lực chiếm khoảng 30% tổng chi phí đầu tư một nhà máy thủy điện. Trước đây, khoảng 30% thiết bị cơ khí thủy lực và 100% thiết bị điện đều được nhập khẩu từ các nước châu Âu, chủ yếu là Nga, Pháp, Ukraine. Những năm gần đây, trong nước có một vài nhà sản xuất đã có thể cung cấp máy móc thiết bị thủy điện thậm chí nhiều loại đạt đến tiêu chuẩn của các nước G7 tuy nhiên nhìn chung vẫn khó cạnh tranh do chưa nhận được sự tin cậy cao của chủ đầu tư. Trái lại đó, xu hướng nhà thầu Trung Quốc trúng thầu ngày càng tăng nhờ chào giá thấp hơn nhiều so với nhập khẩu từ châu Âu (mặc dù vẫn đắt hơn tương đối so với sử dụng từ nhà sản xuất Việt Nam). Tuy nhiên đối với những loại có chi phí đầu tư ban đầu thấp này thường phải đánh đổi với thời gian lắp đặt kéo dài, máy móc sử dụng không bền, độ ổn định thấp và thường xuyên phải bảo trì, bảo dưỡng hơn so với hàng nhập từ G7.

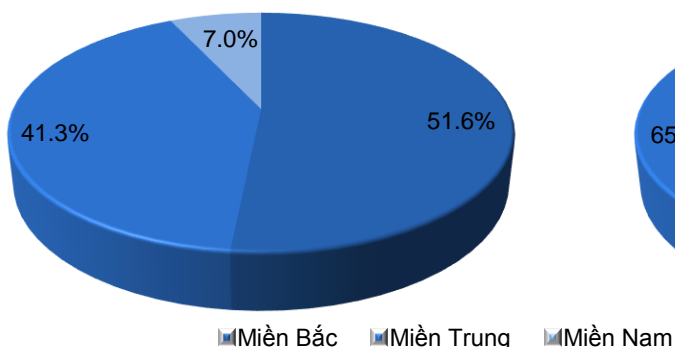
f. Thủy điện nhỏ

Trái ngược với nhiều quan điểm trên Thế giới, Việt Nam chỉ công nhận là năng lượng tái tạo đối với các nhà máy thủy điện nhỏ (công suất dưới 30MW) và có cơ chế hỗ trợ riêng về thuế suất, các loại phí và cả về giá bán điện khi đầu tư vào các dự án này. (

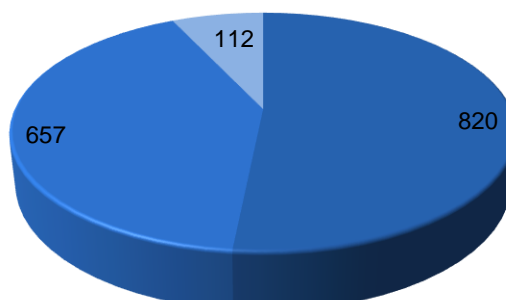
Đặc điểm nổi bật của các nhà máy thủy điện nhỏ là hầu hết không có hồ chứa, do đó công suất phát điện phụ thuộc trực tiếp vào dòng chảy của sông, suối nơi nhà máy lắp đặt. Cũng chính vì lý do này, việc xây dựng nhà máy thủy điện nhỏ không chỉ đòi hỏi sông suối có lưu lượng nước lớn và ổn định mà còn yêu cầu về diện tích của lưu vực, độ cao của cột nước,... nhằm tận dụng tối đa thế năng của dòng chảy cho việc phát điện.

Với những đặc điểm này, khu vực miền núi phía Bắc và Tây Nguyên, miền Trung là phù hợp nhất để xây dựng thủy điện nhỏ do lượng mưa lớn, hệ thống sông chia nhiều nhánh nhỏ cùng địa hình nhiều dốc cao. Tính đến hết năm 2013, tổng công suất lắp đặt thủy điện nhỏ tại Việt Nam là 1.589 MW, tương đương với 10% tổng công suất thủy điện và 5% tổng công suất điện cả nước. Trong đó chỉ có 7% công suất thủy điện nhỏ được lắp đặt ở khu vực miền Nam.

Cơ cấu thủy điện nhỏ Việt Nam 2013



Công suất thủy điện nhỏ Việt Nam 2013 (MW)

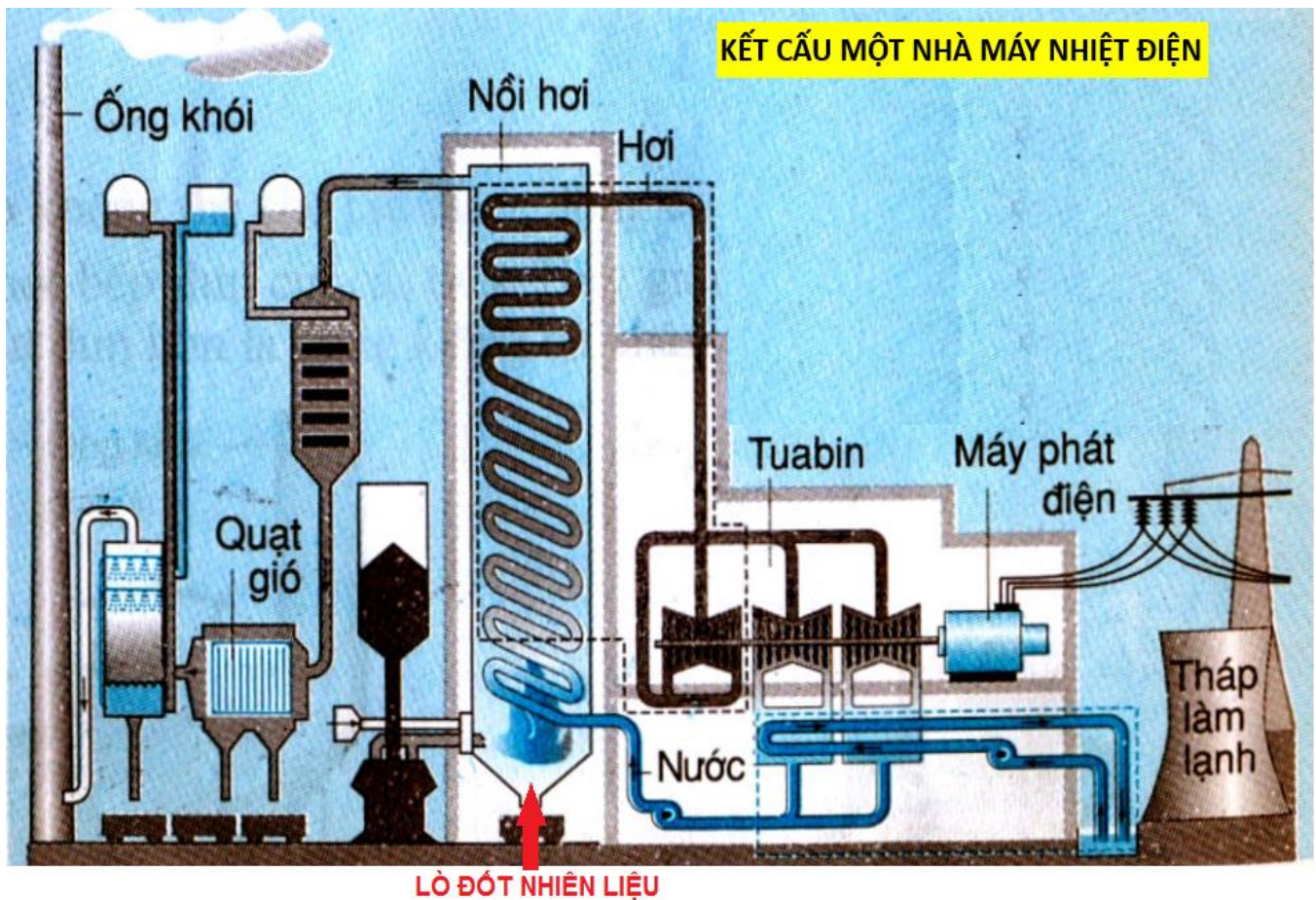


(Nguồn: EVN, FPTs Tổng Hợp)

[\(Xem thêm các nguồn phát điện khác\)](#)

2. Nhiệt điện

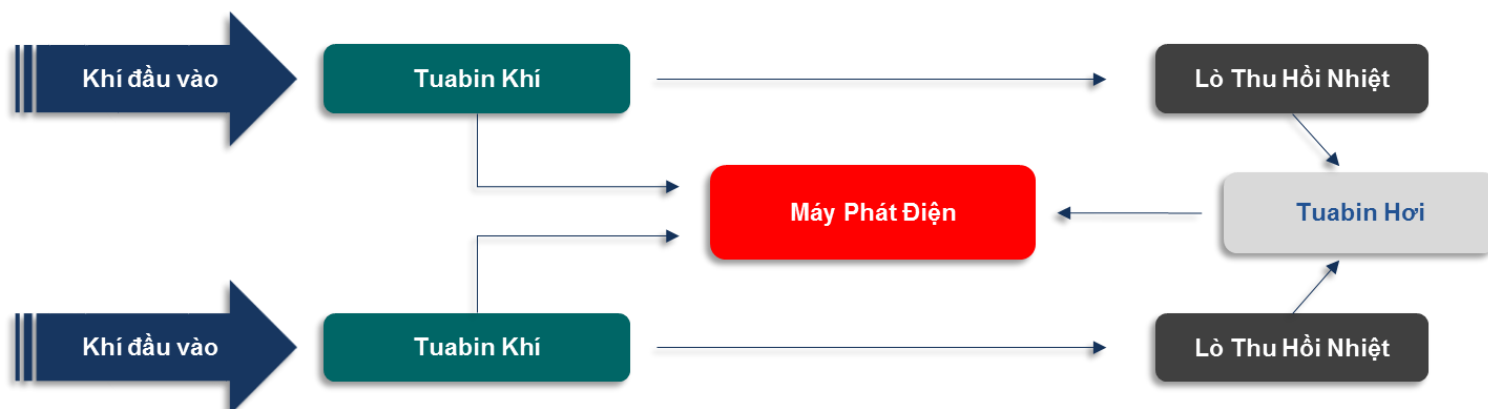
a. Đặc điểm cơ bản của Nhiệt điện



(Nguồn: FPTS Tổng Hợp)

Nhìn chung, cấu trúc một nhà máy nhiệt điện phức tạp và hoạt động đòi hỏi nhiều bộ phận, công đoạn xử lý hơn so với thủy điện. Nếu như một nhà máy thủy điện không yêu cầu chi phí nhiên liệu do tận dụng nguồn thủy năng qua máy phát thì đối với một nhà máy nhiệt điện, nhiên liệu đầu vào là điều kiện tiên quyết để có thể hoạt động được. Nhiên liệu dùng để đốt lò của nhà máy nhiệt điện rất đa dạng như than đá, than bùn, các loại dầu nặng... Nhiệt năng tỏa ra từ quá trình đốt này sẽ làm bốc hơi nước có nhiệt độ và áp suất cao (khoảng 550°C, 250 at/cm²) tác động lên cánh tuabin hơi, làm quay tuabin máy phát và tạo ra dòng điện.

Nhà máy nhiệt điện tua-bin khí có một chút khác biệt trong vận hành khi sử dụng chính áp suất của khí đốt (qua máy nén khí và buồng đốt), trực tiếp làm quay tua-bin khí và tạo ra điện năng. Với loại nhà máy tua-bin khí chu trình đơn thì đây cũng là kết thúc cho chu trình phát điện. Ngược lại đối với vài loại nhà máy tua-bin khí chu trình hỗn hợp có công nghệ tiên tiến hơn thì chu trình vận hành chưa dừng ở đó, nhiệt năng tỏa ra từ quá trình này còn được tận dụng bằng lò thu hồi nhiệt để tiếp tục đun sôi nước, làm quay tua-bin hơi (như chu trình của một nhà máy nhiệt điện truyền thống). Do đó hiệu suất hoạt động của nhà máy tua-bin khí chu trình hỗn hợp có thể lên đến 44 – 46% thay vì chỉ 20 – 25% như nhà máy tua-bin khí chu trình đơn.

Sơ đồ hoạt động của Nhà máy Tuabin Khí Chu trình Hỗn hợp


(Nguồn: FPTS Tổng Hợp)

Một số đặc điểm của nhà máy nhiệt điện:

- Hầu hết điện năng sản xuất ra phải được phát lên lưới điện cao áp.
- Tính linh hoạt trong vận hành kém, thời gian khởi động chậm (6 – 8 giờ mới đạt công suất tối đa), điều chỉnh công suất khó, khi giảm công suất đột ngột phải thải hơi nước ra ngoài, vừa mất năng lượng vừa mất nước.
- Chi phí khởi động của nhiều loại hình nhà máy nhiệt điện rất cao, điển hình như nhà máy tua-bin khí.
- Tiêu thụ nhiều nhiên liệu, chi phí thu mua, vận chuyển nhiên liệu cao và thường chịu ảnh hưởng của giá nhiên liệu trên Thế giới, do đó giá thành thường cao và không ổn định.
- Việc đốt nhiên liệu ít nhiều gây ra khói thải làm ô nhiễm môi trường, đặc biệt là các nhà máy nhiệt điện chạy than.
- Hiệu suất thấp, chỉ đạt 30 – 40% đối với nhà máy nhiệt điện ngưng hơi (toàn bộ hơi dùng sản xuất điện năng) và 60 – 70% đối với nhà máy nhiệt điện trích hơi (một phần năng lượng của hơi được sử dụng vào mục đích công nghiệp và sinh hoạt)

b. Việt Nam có tiềm năng gì về nhiệt điện?

Như đã đề cập ở trên, điều kiện quan trọng nhất để có thể xây dựng, vận hành một nhà máy nhiệt điện đó là nguồn nhiên liệu đầu vào. Việc tự chủ được nguồn nhiên liệu trong nước có ý nghĩa rất lớn trong việc xây dựng nguồn điện cho phát triển kinh tế xã hội cũng như đảm bảo an ninh năng lượng cho một Quốc gia. Nước ta có rất nhiều tiềm năng để phát triển nhà máy nhiệt điện, trong đó trữ lượng đáng kể các loại khoáng sản năng lượng, đặc biệt là than và khí đốt, là nhân tố hỗ trợ cho nguồn nhiên liệu để sản xuất điện năng. Các nhà máy điện hiện nay vẫn được xây dựng ở gần nguồn tài nguyên sẽ thuận tiện hơn trong việc cung cấp nhiên liệu cũng như giảm được chi phí vận chuyển, chi phí kho bãi,...

Việt Nam là nước có tiềm năng về dầu mỏ lớn thứ 3 và có trữ lượng dầu thô đứng thứ 2 trong khu vực Đông Nam Á. Trước đây, khi nhiệt điện dầu được xây dựng chủ yếu ở các tỉnh phía Nam, tuy nhiên hầu hết dầu mỏ ở nước ta sẽ không sử dụng làm nhiên liệu chính để sản xuất điện trong tương lai.

Việt Nam có tiềm năng và trữ lượng than lớn thứ 2 tại ASEAN, chỉ sau Indonesia. 90% sản lượng than khai thác ở Việt Nam tập trung ở bể than Đông Bắc, do đó đến nay hầu hết các nhà máy nhiệt điện than đều tập trung ở miền Bắc, đặc biệt là khu vực tỉnh

[\(Xem chi tiết về nguồn nhiên liệu Than và Khí tại Việt Nam\)](#)

Quảng Ninh. Trong đó có các nhà máy lớn như Quảng Ninh 1 (600 MW), Quảng Ninh 2 (600 MW), Phả Lại 1+2 (1.040 MW),...

Việt Nam cũng là nước trữ lượng khí đốt rất lớn, tỷ số thời gian đảm bảo khai thác lớn nhất Đông Nam Á, lên đến 63,3 năm. Các nhà máy nhiệt điện khí lại tập trung nhiều ở khu vực phía Nam, gần các bể khí do PVN đang khai thác. Điểm nổi bật của các nhà máy nhiệt điện khí này là thường là tập trung thành cụm nhằm khai thác tối đa hệ thống đường ống vận chuyển khí của PV GAS, do đó hình thành các Trung tâm điện lực (TTĐL) lớn như TTĐL Dầu khí Nhơn Trạch (1.215 MW) và TTĐL Phú Mỹ (4.015 MW) gần 2 bể khí Cửu Long và Nam Côn Sơn; TTĐL Ô Môn (2.800 MW) và nhiệt điện khí Cà Mau (1.500 MW) gần khu vực bể khí Malay – Thổ Chu.

Một quốc gia có thể có trữ lượng nguồn nhiên liệu cao là một lợi thế rất lớn, tuy nhiên không phải là tất cả để có thể phát triển các dự án nhiệt điện. Với 3.260 km đường bờ biển cùng hệ thống sông ngòi dày đặc, lưu lượng nước lớn, khả năng xây dựng các nhà máy nhiệt điện của Việt Nam có thể được xem là vô tận. Một nhà máy nhiệt điện, dù là cổ điển hay hiện đại như điện hạt nhân, đều đòi hỏi rất nhiều nước để làm nguội bộ ngưng, làm mát máy khi cần thiết, cũng như cần đến một bến cảng nhằm thuận tiện cho vận chuyển máy móc, thiết bị, tiếp nhận nhiên liệu. Do đó có thể thấy, một nhà máy nhiệt điện phải xây dựng tại bờ biển hay bờ sông lớn. Đa số người Việt Nam sống gần bờ biển, bờ sông, nhờ đó việc truyền tải điện từ các nhà máy nhiệt điện đến nơi tiêu thụ cũng nhanh chóng, thuận tiện và tiết kiệm được rất nhiều chi phí.

Chính đặc điểm trên cũng giải thích cho việc quy hoạch và phát triển nguồn điện của nước ta trong tương lai. Nếu như trước đây, xu hướng xây dựng các nhà máy Nhiệt điện là gần khu vực các mỏ than và khí, nhằm tận dụng tối đa lợi thế về nguồn nhiên liệu. Tuy nhiên sẽ đánh đổi lại việc không tối ưu được giữa vị trí nguồn điện với khu vực tiêu thụ. Trong tương lai, việc xây dựng các nhà máy nhiệt điện sẽ không phải phụ thuộc vào vị trí các mỏ nhiên liệu như hiện tại do chuyển sang xu hướng nhập khẩu nhiên liệu cho sản xuất điện. Các trung tâm điện lực lớn (chủ yếu là nhiệt điện than) sẽ được xây dựng dọc theo vùng duyên hải miền Trung và phía Nam nhiều hơn nhằm thuận lợi cho việc nhập khẩu nhiên liệu (than dự kiến nhập từ Australia và Indonesia) và gần các khu vực tiêu thụ điện lớn như miền Nam để giảm áp lực cung ứng cho đường dây 500kV cũng như Hệ thống điện Quốc gia.

Theo đó, sau khi phân tích kinh tế kỹ thuật thì có 4 vị trí thuận tiện nhất cho xây dựng cảng trung chuyển để nhập khẩu than cho các trung tâm điện lực. Đó là Vĩnh Tân (Bình Thuận), Duyên Hải (Trà Vinh), Cái Mép (Vũng Tàu) và Soài Rạp (Tiền Giang). Hiện tại cảng Vĩnh Tân và Duyên Hải đang được triển khai xây dựng, trước mắt đảm bảo việc cung cấp than cho các NMNĐ Vĩnh Tân 2 (1.200 MW) và Duyên Hải 1 (1.200 MW).

c. Chuyển biến trong nhóm nhiệt điện

Đến năm 2013, tổng công suất nhiệt điện nước ta là 15.539 MW, trong đó cơ cấu theo nguồn nhiên liệu than, dầu, khí lần lượt là 45%, 7% và 48%. Các nhà máy nhiệt điện chạy dầu chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ và sẽ không được tiếp tục phát triển nguồn trong tương lai do nhược điểm về chi phí vận hành cao, hiệu quả hoạt động thấp, ô nhiễm môi trường. Trong khi đó nhờ nhiều lợi thế trong vận hành và xây dựng, các nhà máy nhiệt điện than sẽ được ưu tiên phát triển, vượt qua khí trở thành nguồn nhiệt điện chủ lực trong cơ cấu điện quốc gia (chiếm đến 81% cơ cấu nhiệt điện).

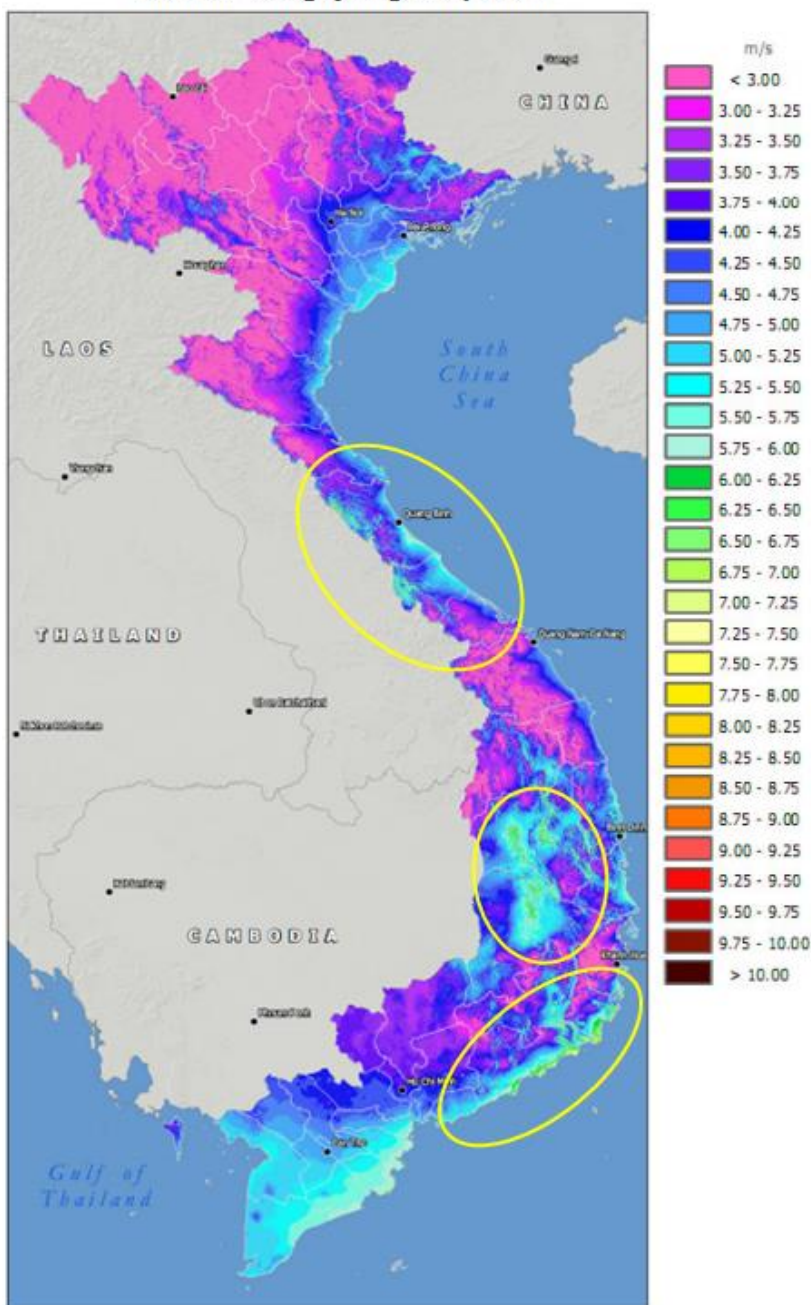
[*\(Xem thêm các nguồn phát điện khác\)*](#)

3. Phong điện

a. Tài nguyên gió

Với đường bờ biển dài hơn 3.000km và nằm trong vùng khí hậu nhiệt đới gió mùa, Việt Nam được cho là có tiềm năng rất lớn về gió. Tuy nhiên, cũng như trường hợp của nhiều nước đang phát triển, việc đánh giá trữ lượng của nguồn tài nguyên này tại Việt Nam chưa được tiến hành rộng rãi.

Bản đồ Tài nguyên gió Việt Nam



Tiềm năng Điện gió Việt Nam theo EVN khảo sát

STT	Khu vực	Tiềm năng kỹ thuật (MW)
1	Miền Bắc	50
2	Miền Trung	880
3	Miền Nam	855
Tổng Cộng		1785

Nguồn dữ liệu tiềm năng gió của Việt Nam được thu thập từ 150 trạm khí tượng thủy văn trên cả nước. Tốc độ gió hàng năm đo được tại các trạm này là tương đối thấp, khoảng 2 – 3 m/s trong đất liền. Khu vực ven biển có tốc độ gió cao hơn, trong khoảng 3 – 5 m/s và cao nhất ở khu vực các đảo, lên đến 5 – 8 m/s.

Năm 2007, Bộ Công Thương với sự hỗ trợ của World Bank đã tiến hành chương trình đo đạc, vẽ bản đồ gió cho 4 Quốc gia Đông Nam Á trong đó có Việt Nam. Theo tính toán của nghiên cứu này thì Việt Nam là nước có tiềm năng gió lớn nhất, hơn hẳn các quốc gia lân cận là Thái Lan, Lào và Campuchia. Trong khi Việt Nam có tới 8,6% diện tích lãnh thổ được đánh giá có tiềm năng từ “Tốt” đến “Rất tốt” để xây dựng các trạm điện gió cỡ lớn thì con số này ở Campuchia, Lào, Thái Lan lần lượt chỉ là 0,2% , 2,9% và 0,2%. Tổng tiềm năng điện gió ở Việt Nam theo ước tính này lên đến 513.360 MW, tương đương với 214 lần công suất của thủy điện Sơn La và gấp 4 lần tổng công suất dự báo của ngành điện vào năm 2030. Tuy nhiên, cũng như các loại năng lượng khác, khai thác toàn bộ tiềm năng lý thuyết này là điều không thể. Do đó nhiều tổ chức đã đưa ra ước tính riêng của mình dựa trên tình hình phát triển thực tế ở các địa phương, tiềm năng điện gió kỹ thuật thực tế của Việt Nam chỉ dao động trong khoảng 10.000 – 20.000 MW.

Dựa trên cơ sở số liệu bản đồ tiềm năng gió của World Bank, EVN đã tiếp tục thực hiện các khảo sát xác định trữ lượng thực tế nhằm mục đích xây dựng các quy hoạch phát triển điện gió trong tương lai. Theo đó, tiềm năng điện gió đã xác minh của Việt Nam được xác định khoảng 1.785 MW. Miền Trung là khu vực có tiềm năng gió lớn nhất với 880 MW tập trung chủ yếu tại 2 tỉnh Quảng Bình và Bình Định, tiếp đến là miền Nam với 2 tỉnh Bình Thuận và Ninh Thuận. Tuy nhiên, việc ước tính công suất tiềm năng này chưa hoàn thành do quy mô dự án chưa được mở rộng khắp các địa bàn trên cả nước.

b. Thực tế các dự án Điện gió của Việt Nam

Theo con số thống kê của Hội điện gió Bình Thuận và EVN thì hiện nay chúng ta đã có hơn 48 dự án điện gió đã xin đăng ký đầu tư với tổng công suất lên đến 4.876 MW, phần lớn tập trung ở khu vực từ Trung Trung Bộ vào các tỉnh phía Nam. Trong đó có 3 dự án đã hoàn thành và phát điện thương mại:

- Dự án Điện gió nổi lưới quốc gia tại huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận (20 x 1,5 MW)
- Dự án nhà máy phong điện đảo Phú Quý (3 x 2 MW)
- Dự án điện gió lắp dựng trên biển tại tỉnh Bạc Liêu nổi lưới quốc gia (10 x 1,6 MW)

Việt Nam đã có những chính sách rõ ràng tuy nhiên vẫn còn rất nhiều thách thức đối với các nhà đầu tư muốn tham gia vào phát triển các dự án điện gió.

Với mục tiêu của Chính phủ là ưu tiên phát triển nguồn năng lượng tái tạo, phần đầu tăng tỷ lệ sản lượng điện từ năng lượng tái tạo đạt 4,5% (năm 2020) và 6% (năm 2030), đồng thời thực hiện lộ trình thị trường điện cạnh tranh, tháo gỡ một phần khó khăn cho các nhà đầu tư năng lượng sạch, tháng 07/2011, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quy hoạch điện VII và Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg đưa ra cơ chế hỗ trợ phát triển điện gió tại Việt Nam. Trong nội dung các quyết định này đã đưa ra nhiều vấn đề cụ thể hơn về quy hoạch, chế độ ưu đãi tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư tiếp tục quan tâm đẩy mạnh xúc tiến đầu tư như: Ưu đãi về tín dụng đầu tư, miễn thuế nhập khẩu thiết bị, giảm thuế thu nhập doanh nghiệp, giảm tiền thuê đất... Tuy nhiên, khi đưa các nhà máy phong điện vào hoạt động, các chủ đầu tư nhận thấy vẫn còn rất nhiều vấn đề phải tiếp tục tháo dỡ thì mới có thể phát huy được tiềm năng của gió trên giải đất miền Trung này.

Những khó khăn lớn nhất có thể nhìn thấy ngay trước mắt đối với đầu tư điện gió chính là giá bán điện. Theo Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg, Chính phủ đã yêu cầu EVN có trách nhiệm mua toàn bộ sản lượng điện sản xuất từ các dự án điện gió với giá 7,8 Cent/kWh (trong đó 6,8 Cent do EVN trả, còn 1 Cent là từ Quỹ bảo vệ môi trường ở Việt Nam). Tuy nhiên theo các nhà đầu tư đã đưa công trình vào vận hành thì mức giá hỗ trợ này vẫn còn rất thấp và khả năng thu hồi vốn của chủ đầu tư dường như rất hạn chế. Chỉ có dự án Điện gió Bạc Liêu được áp dụng mức giá 9,8 Cent/kWh bởi đặc thù của dự án là đầu tư các cột gió trên biển. Giá bán cho điện gió ở Việt Nam hiện tại đang ở mức thấp nhất trên Thế giới, con số này ở Thái Lan và Philippines lần lượt là 18,0 và 19,5 Cent/kWh.

Khó tiếp cận nguồn vốn. Thông thường các dự án điện gió trên Thế giới đều được các tổ chức Quỹ bảo vệ môi trường Thế giới quan tâm, thông qua các cơ quan chức năng đánh giá tính khả thi của dự án, đặc biệt đánh giá kỹ về tác động môi trường, xã hội,... trên cơ sở đó họ được thu xếp vốn với lãi suất rất ưu đãi (1,5 – 2%/năm). Việc tiếp cận nguồn vốn này đối với các nhà đầu tư Việt Nam còn rất hạn chế.

Cuối cùng là thiếu đột phá về giải pháp công nghệ. Nhìn chung các dự án điện gió đã và đang xúc tiến với quy mô thiết bị có dải công suất từ 1 – 2 MW. Trong khi đó thực tế tiềm năng gió của Việt Nam từ miền Trung, miền Nam, Tây Nguyên với tốc độ trung bình có thể tạo ra sản phẩm điện từ 4 m/s đến 19 m/s là rất phổ biến. Các doanh nghiệp vừa và nhỏ chỉ có khả năng nghiên cứu, thiết kế chế tạo được các thiết bị loại nhỏ từ 3 – 10kW sử dụng cho gia đình, những sản phẩm này không yêu cầu công nghệ cao, các chi tiết lắp ráp có thể nâng tỷ lệ nội địa hóa lên đến 70 – 80%.

[*\(Xem thêm các nguồn phát điện khác\)*](#)

4. Điện hạt nhân

- **Việt Nam cùng với Indonesia là quốc gia hiếm hoi tại khu vực Đông Nam Á có tài nguyên uranium để sản xuất điện hạt nhân.** Việt Nam đang hợp tác cùng các công ty Nhật Bản và Canada để tiến hành đo trữ lượng quặng uranium tại tỉnh Quảng Nam.

Điện hạt nhân được biết đến là loại năng lượng chi phí hợp lý, độ tin cậy và hiệu suất hoạt động cao nhưng lại không phát thải khí nhà kính nhiều như các nhà máy nhiệt điện. Do đó theo nhiều nghiên cứu, nhà máy điện hạt nhân là một phương thức hợp lý để đa dạng hóa nguồn phát điện cũng như giảm áp lực cung ứng điện của hệ thống điện Việt Nam trong tương lai. Theo quy hoạch điện VII, Việt Nam đã có kế hoạch sẽ đưa nhà máy điện hạt nhân đầu tiên đi vào hoạt động ở năm 2020 với công suất đạt 975 MW và nâng công suất nguồn điện này lên khoảng 10.700 MW vào năm 2030.

Theo dự kiến, mỗi năm sẽ có 1 lò phản ứng hạt nhân được triển khai đưa vào vận hành ở tỉnh Ninh Thuận liên tục trong 8 năm 2020 – 2027. Tuy nhiên, do vướng mắc về vấn đề công nghệ, nguồn tài trợ cũng như khó khăn trong đào tạo đội ngũ nhân lực, Chính phủ đã trì hoãn kế hoạch này thêm 4 năm nữa.

- **Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận I**

Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận I gồm bốn lò phản ứng hạt nhân sẽ được quy hoạch xây dựng ở xã Phước Dinh, huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận.

Tháng 5 năm 2010, Nga được lựa chọn làm đối tác cung cấp công nghệ cho nhà máy điện hạt nhân I, với cam kết lâu dài sẽ hỗ trợ Việt Nam trong công tác quản lý và xử lý chất thải hạt nhân, đồng thời xây dựng một chương trình quốc gia về vấn đề này. Nga đưa ra mức giá ở nhà máy mức công suất 2.000 MWh là gần 8 tỷ USD và đồng ý cho Việt Nam vay tín dụng xuất khẩu để triển khai dự án (Bộ tài chính Nga đảm bảo ít nhất 85% vốn cho dự án này).

Nhà máy được dự tính xây dựng với hệ số an toàn cao trên cơ sở các lò phản ứng nước nhẹ hiện đại; sử dụng công nghệ nước áp lực (VVER) theo thiết kế của nhà máy điện thế hệ 3 với mức độ an toàn hơn hẳn thế hệ 2 (như nhà máy Fukushima I). Vấn đề nguồn cung nhiên liệu hạt nhân và các điều khoản bồi thường cũng được bảo đảm trong suốt vòng đời của nhà máy. Các chương trình hệ thống nhà máy điện hạt nhân đảm bảo an toàn chủ động và thụ động. Theo công nghệ mới, khu vực đảm bảo an toàn trong trường hợp xảy ra sự cố nằm cách nhà máy 800 m. Đại sứ Đặc mệnh toàn quyền Liên bang Nga tại Việt Nam khẳng định phía Nga hoàn toàn chịu trách nhiệm về sự an toàn của Nhà máy Điện hạt nhân Ninh Thuận I.

- **Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận II**

Nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận II cũng bao gồm bốn lò phản ứng hạt nhân sẽ được quy hoạch xây dựng ở xã Vĩnh Hải, huyện Ninh Hải, tỉnh Ninh Thuận.

Dự án này được hợp tác triển khai với đối tác Nhật Bản là Japan Atomic Power Co. (JAPC) và International Nuclear Energy Department of Japan. Tháng 9 năm 2011, Nhật Bản đã cho tàu khảo sát địa chất đến Việt Nam để khảo sát địa chất biển phục vụ dự án xây dựng nhà máy Ninh Thuận II. Đây là một phần trong chương trình nghiên cứu tính khả thi của dự án do chính phủ Nhật tài trợ. Bên cạnh đó, Các chuyên gia của JAPC đưa ra công nghệ và các đặc tính an toàn của các thế hệ lò phản ứng tiên tiến của Nhật có khả năng chống động đất và sóng thần cùng hướng khắc phục sau sự cố nhà máy điện Fukushima I.

Hiện tại chỉ có một lò phản ứng hạt nhân ở Việt Nam nằm ở Viện Nghiên cứu Hạt nhân Đà Lạt. Đây là loại lò phản ứng nghiên cứu có công suất nhỏ, chỉ 500 kW được xây dựng bởi chính phủ Nga từ năm 1984. Việt Nam đã và đang ký kết các thỏa thuận hợp tác phát triển điện hạt nhân với các đối tác khác như Hàn Quốc, Pháp, Trung Quốc, Mỹ và Canada.

- **Về quan điểm các nước sau thảm họa hạt nhân Fukushima ở Nhật**, đã có nhiều lo ngại về các nhà máy hạt nhân trên thế giới. Tháng 5 năm 2011, Đức tuyên bố sẽ hoàn thành việc đóng cửa các nhà máy điện hạt nhân vào 2022. Chính phủ Thụy Sĩ và Bỉ cũng tuyên bố dừng mọi kế hoạch xây dựng mới nhà máy điện hạt nhân và từng bước hủy bỏ các nhà máy hiện có. Tuy nhiên, các chuyên gia Nga cho biết, Pháp vẫn hoạt động các nhà máy và thêm các nhà máy mới. Phần Lan cũng đang xây dựng thêm nhiều các nhà máy điện hạt nhân. Do đó, quan điểm mỗi nước là không giống nhau trong phát triển năng lượng hạt nhân.

Đối với Việt Nam, nhìn chung các kế hoạch phát triển điện hạt nhân tại Việt Nam vẫn chưa thật sự nhấn được những phản ánh trái chiều ở trong nước cho đến nay. Lý giải cho thái độ này là ở sự thiếu hiểu biết của người dân về lĩnh vực này, tiếng nói của người dân không lớn, cũng như liên quan nhiều đến vấn đề chính trị, pháp lý...

Ngược lại với đó, rất nhiều tổ chức trên Thế giới cũng đã đặt nhiều lo ngại cũng như câu hỏi về dự án điện hạt nhân của Việt Nam như độ tin cậy trong việc đảm bảo an toàn, khung pháp lý, cơ sở hạ tầng cũng như kinh nghiệm, trình độ kỹ thuật của đội ngũ vận hành. Việt Nam đã có gửi 253 cán bộ qua Nga và 1000 qua Nhật để đào tạo nguồn nhân lực cho công tác vận hành sau này, tuy nhiên nhân lực cho một dự án phức tạp, hiện đại như thế này đòi hỏi phải được xây dựng, chuẩn bị trong dài hạn, bài bản. Không những thế, vị trí lắp đặt các lò phản ứng hạt nhân tại Ninh Thuận còn là khu vực có nguy cơ chịu ảnh hưởng của nước biển dâng, bão lũ cũng như sóng thần. Do đó, quan điểm của chúng tôi trong vấn đề này vẫn là đặt sự an toàn lên hàng đầu, cần có nhiều hơn những nghiên cứu có độ tin cậy cao về điều kiện địa chất, thời tiết nhằm giảm thiểu rủi ro.

[*\(Xem thêm các nguồn phát điện khác\)*](#)

5. Điện sản xuất từ năng lượng tái tạo khác

Năng lượng tái tạo chưa được áp dụng rộng rãi cho phát triển điện năng ở nước ta. Trong 30.597 MW tổng công suất nguồn điện năm 2013, chỉ có 1.722 MW đến từ các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo. 03 loại năng lượng tái tạo được sử dụng chính để sản xuất điện năng tại Việt Nam là thủy điện nhỏ (chiếm đến 92,3% tổng công suất điện tái tạo), điện gió (3%) và điện từ năng lượng sinh khối (4,7%).

Chỉ 0,4% tổng sản lượng điện cả nước đến từ điện gió và điện sinh khối. Hầu hết các nhà máy điện sinh khối là từ các nhà máy mía đường ở miền Trung, Tây Nguyên và chủ yếu để phục vụ trực tiếp cho hoạt động sản xuất kinh doanh, chỉ một số ít được nối lưới và bán cho EVN.

Ngày 24/03/2014, Chính phủ đã ra quyết định số 24/2014/QĐ-TTg về các cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện sinh khối. Theo đó, tất cả các dự án điện sinh khối được phê duyệt sẽ được hưởng ưu đãi về vốn đầu tư, thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế nhập khẩu, miễn giảm tiền sử dụng đất, hỗ trợ giải phóng mặt bằng... Hợp đồng mua bán điện đối với các dự án điện sinh khối nối lưới sẽ được ký với thời hạn lên đến 20 năm, giá bán theo biểu giá chi phí tránh được hoặc 5,8 USCent/kWh với các dự án đồng phát nhiệt – điện. Như vậy đây có thể xem như bước tiến lớn để thúc đẩy đầu tư vào các dự án điện sinh khối ở Việt Nam trong tương lai.

[*\(Xem thêm các nguồn phát điện khác\)*](#)

VIII. Quy hoạch điện VII và Xu hướng phát triển ngành Điện

1. Kim chỉ nam cho ngành điện

[\(Trở về mục chính\)](#)

Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020, có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện VII) được Viện Năng lượng bắt đầu lập từ cuối năm 2009 và được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1208/QĐ-TTg ngày 21/07/2011. Đây là văn bản có tính định hướng cho sự phát triển của toàn bộ chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam trong tương lai, bởi vì nó là sự kết hợp toàn diện giữa các yếu tố như:

- Dự báo cung cầu điện năng trong tương lai.
- Đánh giá về nguồn tài nguyên trong và ngoài nước để có chiến lược khai thác, nhập khẩu năng lượng sơ cấp phù hợp cho sản xuất điện.
- Mục tiêu về nâng cao khả năng cung ứng và chất lượng điện năng.
- Tối ưu hóa chi phí, hiệu quả toàn hệ thống để có thể sản xuất điện với giá cả hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội.
- Cân bằng giữa việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và lợi ích môi trường sinh thái.
- Từng bước hình thành thị trường điện cạnh tranh, hạn chế thế độc quyền trong ngành.
- Đa dạng hóa phương thức đầu tư và kinh doanh điện nhằm cân đối nguồn vốn cho phát triển.

Chúng tôi đánh giá để có thể tối ưu hóa tất cả những vấn đề trên vào trong một quy hoạch là điều không hề dễ dàng, và việc thực hiện chính xác những mục tiêu trong quy hoạch điện VII đưa ra là điều không thể bởi những tất cả những nhân tố kinh tế - chính trị - xã hội luôn luôn có những thay đổi và ngày càng diễn biến phức tạp, khó dự báo hơn rất nhiều. Do đó chúng tôi nhấn mạnh quy hoạch điện sẽ có những thay đổi, điều chỉnh cho phù hợp với từng thời kỳ phát triển của đất nước.

Nội dung Quy hoạch điện VII tập trung vào 6 quan điểm phát triển và 4 mục tiêu cụ thể cho toàn bộ hệ thống điện trong giai đoạn 2011 – 2030.

6 quan điểm phát triển

- Phát triển ngành điện phải gắn liền với chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, bảo đảm cung cấp đủ điện nền kinh tế quốc dân và đời sống xã hội.
- Sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước cho phát triển điện, kết hợp với việc nhập khẩu điện, nhập khẩu nhiên liệu hợp lý, đa dạng hóa các nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện, bảo tồn nhiên liệu và bảo đảm an ninh năng lượng cho tương lai.
- Từng bước nâng cao chất lượng điện năng để cung cấp dịch vụ điện với chất lượng ngày càng cao. Thực hiện giá bán điện theo cơ chế thị trường nhằm khuyến khích đầu tư phát triển ngành điện; khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm và có hiệu quả.
- Phát triển điện đi đôi với bảo vệ tài nguyên, bảo vệ môi trường sinh thái; bảo đảm phát triển bền vững đất nước.
- Từng bước hình thành, phát triển thị trường điện cạnh tranh, đa dạng hóa phương thức đầu tư và kinh doanh điện. Nhà nước chỉ giữ độc quyền lưới điện truyền tải để đảm bảo an ninh hệ thống năng lượng quốc gia.

- Phát triển ngành điện dựa trên cơ sở sử dụng hợp lý, có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng sơ cấp của mỗi miền; tiếp tục đẩy mạnh công tác điện khí hóa nông thôn, đảm bảo cung cấp đầy đủ, liên tục, an toàn cho nhu cầu điện tất cả các vùng trong toàn quốc.

4 mục tiêu chính

- Cung cấp đủ nhu cầu điện trong nước, sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu năm 2015 khoảng 194 - 210 tỷ kWh; năm 2020 khoảng 330 - 362 tỷ kWh; năm 2030 khoảng 695 - 834 tỷ kWh.
- Ưu tiên phát triển nguồn năng lượng tái tạo cho sản xuất điện, tăng tỷ lệ điện năng sản xuất từ nguồn năng lượng này từ mức 3,5% năm 2010, lên 4,5% tổng điện năng sản xuất vào năm 2020 và 6,0% vào năm 2030.
- Giảm hệ số đàn hồi điện/GDP từ bình quân 2,0 hiện nay xuống còn bằng 1,5 vào năm 2015 và còn 1,0 vào năm 2020.
- Đẩy nhanh chương trình điện khí hóa nông thôn, miền núi đảm bảo đến năm 2020 hầu hết số hộ dân nông thôn có điện.

Quy hoạch điện VII bao gồm 5 quy hoạch chiến lược cho các phân khúc **(1)** phát triển nguồn điện, **(2)** phát triển lưới điện, **(3)** liên kết lưới điện với các nước trong khu vực, **(4)** cung cấp điện cho nông thôn, miền núi và hải đảo và **(5)** là về tổng vốn đầu tư cho toàn ngành. Trong phạm vi báo cáo này tôi sẽ tập trung nói về quy hoạch phát triển nguồn điện và tổng vốn đầu tư cho toàn ngành.

2. Quy hoạch phát triển nguồn điện

- a. **Ưu tiên phát triển nguồn điện từ năng lượng tái tạo** (điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối,...), phát triển nhanh, từng bước gia tăng tỷ trọng của điện năng sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo:

- Đưa tổng công suất nguồn điện gió từ mức không đáng kể hiện nay lên khoảng 1.000 MW vào năm 2020, khoảng 6.200 MW vào năm 2030; điện năng sản xuất từ nguồn điện gió chiếm tỷ trọng từ 0,7% năm 2020 lên 2,4% vào năm 2030.
- Phát triển điện sinh khối, đồng phát điện tại các nhà máy đường, đến năm 2020, nguồn điện này có tổng công suất khoảng 500 MW, nâng lên 2.000 MW vào năm 2030; tỷ trọng điện sản xuất tăng từ 0,6% năm 2020 lên 1,1% năm 2030.

- b. **Ưu tiên phát triển các nguồn thủy điện, nhất là các dự án lợi ích tổng hợp:** Chống lũ, cấp nước, sản xuất điện; đưa tổng công suất các nguồn thủy điện từ 9.200 MW hiện nay lên 17.400 MW vào năm 2020.

Nghiên cứu đưa nhà máy thủy điện tích năng vào vận hành phù hợp với sự phát triển của hệ thống điện nhằm nâng cao hiệu quả vận hành của hệ thống: Năm 2020, thủy điện tích năng có tổng công suất 1.800 MW; nâng lên 5.700 MW vào năm 2030.

- c. **Phát triển các nhà máy nhiệt điện với tỷ lệ thích hợp, phù hợp với khả năng cung cấp và phân bố của các nguồn nhiên liệu:**

- Nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên: Đến năm 2020, công suất nguồn điện sử dụng khí thiên nhiên khoảng 10.400 MW, sản xuất khoảng 66 tỷ kWh điện, chiếm tỷ trọng 20% sản lượng điện sản xuất; định hướng đến năm 2030 có tổng công suất khoảng 11.300 MW, sản xuất khoảng 73,1 tỷ kWh điện, chiếm tỷ trọng 10,5% sản lượng điện.

- Khu vực Đông Nam Bộ: Bảo đảm nguồn khí ổn định cung cấp cho các nhà máy điện tại: Bà Rịa, Phú Mỹ và Nhơn Trạch.
- Khu vực miền Tây Nam Bộ: Khẩn trương đưa khí từ Lô B vào bờ từ năm 2015 để cung cấp cho các nhà máy điện tại Trung tâm điện lực Ô Môn với tổng công suất khoảng 2.850 MW, đưa tổng công suất các nhà máy điện đốt khí tại khu vực này lên đến 4.350 MW vào năm 2016, hàng năm sử dụng khoảng 6,5 tỷ m³ khí, sản xuất 31,5 tỷ kWh.

d. Khu vực miền Trung:

- Nhiệt điện khí: Dự kiến sau năm 2020 sẽ phát triển một nhà máy điện khoảng 1.350 MW tiêu thụ khoảng 1,3 tỷ m³ khí/năm.
 - Nhiệt điện than: Khai thác tối đa nguồn than trong nước cho phát triển các nhà máy nhiệt điện, ưu tiên sử dụng than trong nước cho các nhà máy nhiệt điện khu vực miền Bắc. Đến năm 2020, tổng công suất nhiệt điện đốt than khoảng 36.000 MW, sản xuất khoảng 156 tỷ kWh (chiếm 46,8% sản lượng điện sản xuất), tiêu thụ 67,3 triệu tấn than. Đến năm 2030, tổng công suất nhiệt điện đốt than khoảng 75.000 MW, sản xuất khoảng 394 tỷ kWh (chiếm 56,4% sản lượng điện sản xuất), tiêu thụ 171 triệu tấn than. Do nguồn than sản xuất trong nước hạn chế, cần xem xét xây dựng và đưa các nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập vào vận hành từ năm 2015.
- e. Phát triển các nhà máy điện hạt nhân** bảo đảm ổn định cung cấp điện trong tương lai khi nguồn năng lượng sơ cấp trong nước bị cạn kiệt: Đưa tổ máy điện hạt nhân đầu tiên của Việt Nam vào vận hành năm 2020; đến năm 2030 nguồn điện hạt nhân có công suất 10.700 MW, sản xuất khoảng 70,5 tỷ kWh (chiếm 10,1% sản lượng điện sản xuất).
- f. Phát triển các nhà máy điện sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG)** nhằm thực hiện đa dạng hóa các nguồn nhiên liệu cung cấp cho sản xuất điện, bảo đảm an ninh cung cấp điện và khí đốt. Năm 2020, công suất nguồn điện sử dụng LNG khoảng 2.000 MW; định hướng đến năm 2030, công suất tăng lên khoảng 6.000 MW.
- g. Xuất, nhập khẩu điện:** Thực hiện trao đổi điện năng có hiệu quả với các nước trong khu vực, bảo đảm lợi ích của các bên, tăng cường trao đổi để đảm bảo an toàn hệ thống, đẩy mạnh nhập khẩu tại các vùng có tiềm năng về thủy điện, trước hết là Lào, tiếp đó là Campuchia, Trung Quốc. Dự kiến đến năm 2020, công suất điện nhập khẩu khoảng 2200 MW, năm 2030 khoảng 7000 MW.

3. Cơ cấu nguồn điện

Năm 2020

Tổng công suất các nhà máy điện khoảng 75.000 MW, trong đó: Thủy điện chiếm 23,1%; thủy điện tích năng 2,4%; nhiệt điện than 48,0%; nhiệt điện khí đốt 16,5% (trong đó sử dụng LNG 2,6%); nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo 5,6%; điện hạt nhân 1,3% và nhập khẩu điện 3,1%.

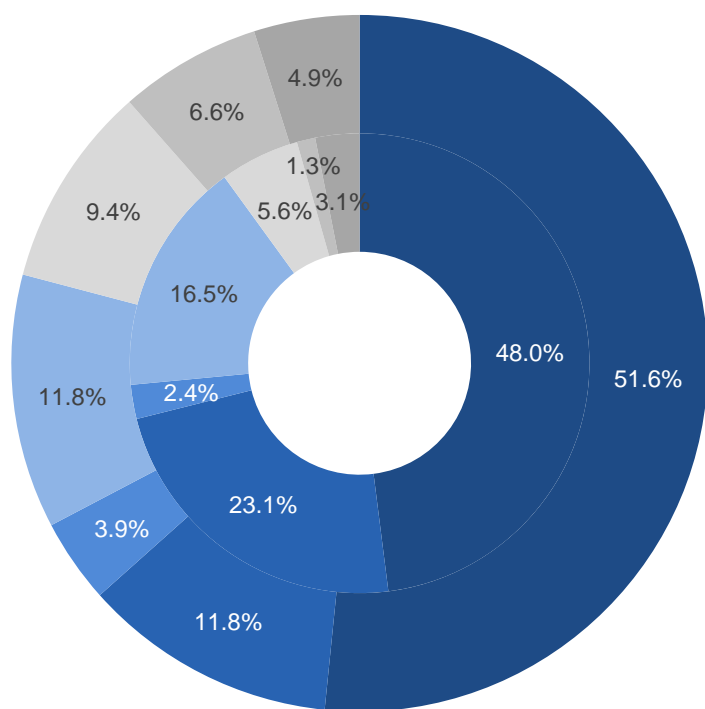
Điện năng sản xuất và nhập khẩu năm 2020 khoảng 330 tỷ kWh, trong đó: Thủy điện chiếm 19,6%; nhiệt điện than 46,8%; nhiệt điện khí đốt 24,0% (trong đó sử dụng LNG 4,0%); nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo 4,5%; điện hạt nhân 2,1% và nhập khẩu điện 3,0%.

Định hướng đến năm 2030

Tổng công suất các nhà máy điện khoảng 146.800 MW, trong đó Thủy điện chiếm 11,8%; thủy điện tích năng 3,9%; nhiệt điện than 51,6%; nhiệt điện khí đốt 11,8% (trong đó sử dụng LNG 4,1%); nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo 9,4%; điện hạt nhân 6,6% và nhập khẩu điện 4,9%.

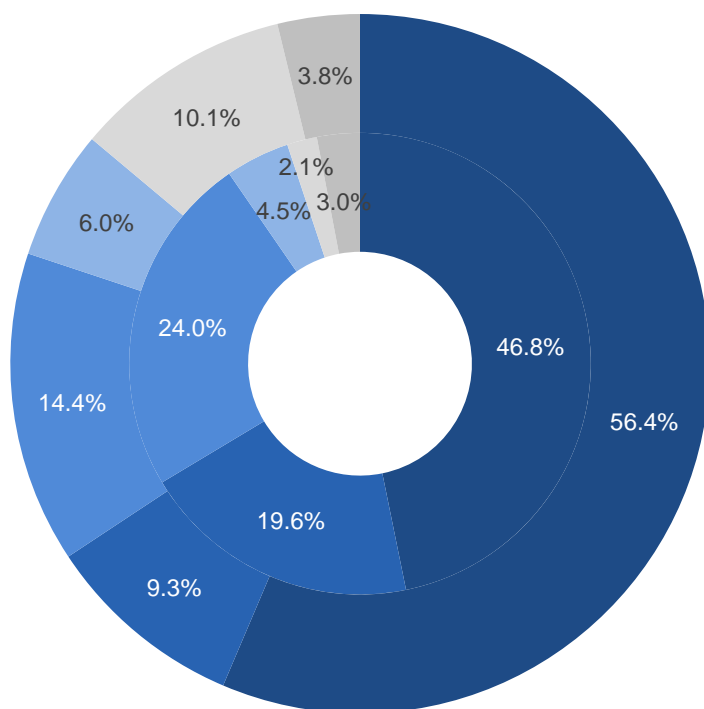
Điện năng sản xuất năm 2030 là 695 tỷ kWh, thủy điện chiếm 9,3%; nhiệt điện than 56,4%; nhiệt điện khí đốt 14,4% (trong đó sử dụng LNG 3,9%); nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo 6,0%; điện hạt nhân 10,1% và nhập khẩu điện 3,8%.

Cơ cấu công suất nguồn điện theo quy hoạch



■ Nhiệt điện than ■ Thủy điện ■ Thủy điện tích năng
■ Nhiệt điện khí ■ Năng lượng tái tạo ■ Điện hạt nhân
■ Nhập khẩu điện

Cơ cấu sản xuất điện theo quy hoạch



■ Nhiệt điện than ■ Thủy điện ■ Nhiệt điện khí
■ Năng lượng tái tạo ■ Điện hạt nhân ■ Nhập khẩu điện

(Chú thích: từ trong ra ngoài: năm 2020, 2030) (Nguồn: Quy hoạch điện VII, FPTTS Tổng hợp)

Tổng nhu cầu vốn đầu tư:

Tổng vốn đầu tư cho toàn ngành điện đến năm 2020 khoảng 929,7 nghìn tỷ đồng (tương đương với 48,8 tỷ USD, trung bình mỗi năm cần khoảng 4,88 tỷ USD). Giai đoạn 2021 - 2030, ước tính tổng đầu tư khoảng 1.429,3 nghìn tỷ đồng (tương đương với 75 tỷ USD). Trong cả giai đoạn 2011 - 2030, nhu cầu đầu tư khoảng 2.359 nghìn tỷ đồng (tương đương 123,8 tỷ USD). Trong đó:

- **Đầu tư vào nguồn điện:** Giai đoạn 2011 - 2020 là 619,3 nghìn tỷ đồng, chiếm 66,6% tổng vốn đầu tư; giai đoạn 2021 - 2030 là 935,3 nghìn tỷ đồng, chiếm 65,5%.
- **Đầu tư vào lưới điện:** Giai đoạn 2011 - 2020 là 210,4 nghìn tỷ đồng, chiếm 33,4% tổng vốn đầu tư; giai đoạn 2021 - 2030 là 494 nghìn tỷ đồng, chiếm 34,5%.

IX. EVN và Cơ cấu tổ chức ngành Điện

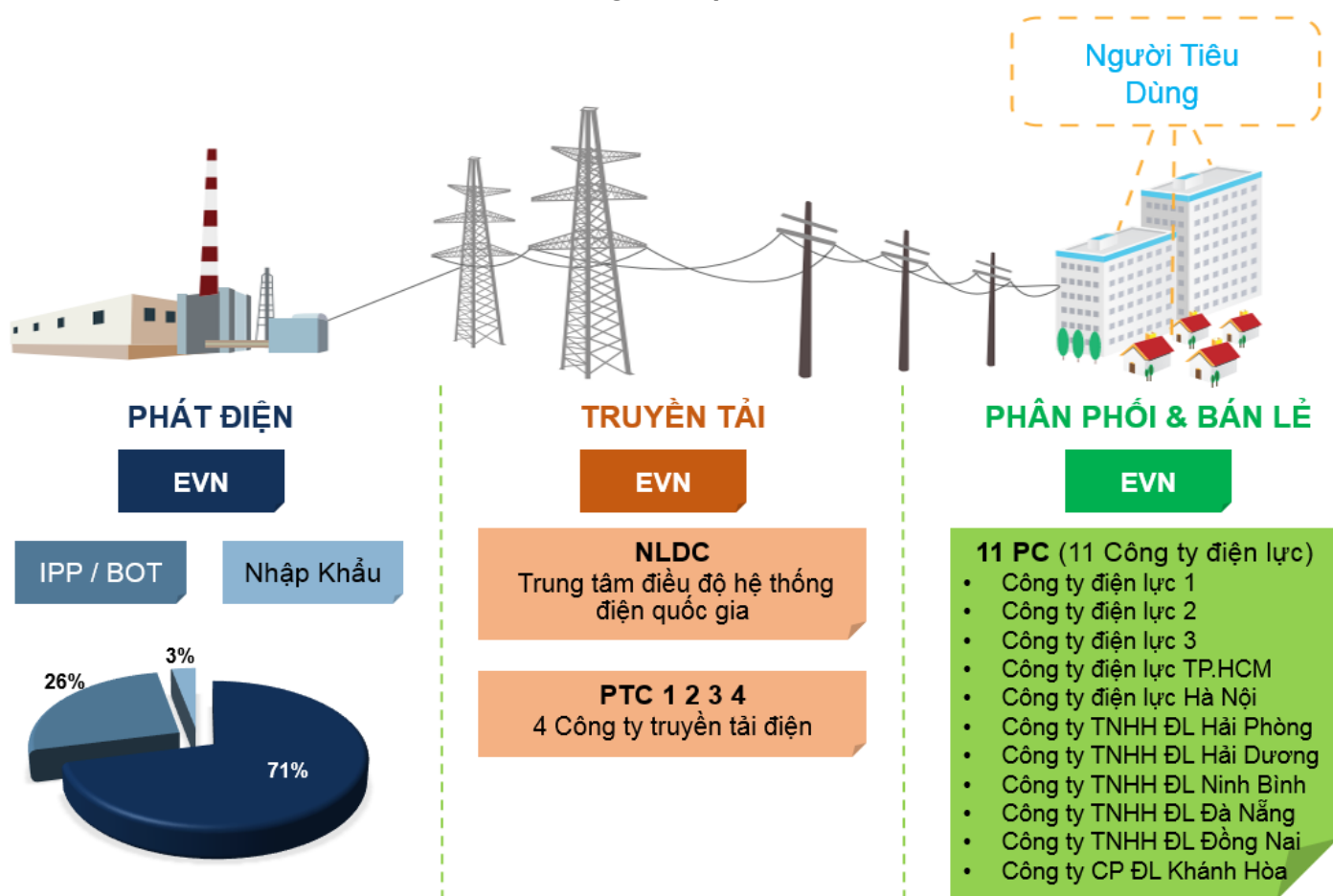
1. Mô hình độc quyền truyền thống

[\(Trở về mục chính\)](#)

Ngành điện Việt Nam là một hệ thống khép kín giữa các khâu: **(1) Phát điện, (2) Điều độ, truyền tải, (3) Phân phối, bán lẻ** để có thể đưa điện từ nơi sản xuất (các nhà máy thủy điện, nhiệt điện...) đến được với người sử dụng điện (các hộ công nghiệp, văn phòng, dân dụng,...).

Trước năm 2008, ngành Điện được tổ chức theo cơ chế độc quyền liên kết dọc truyền thống với sự góp mặt của EVN ở tất cả các khâu, đặc biệt là độc quyền 100% ở khâu truyền tải, phân phối và bán lẻ.

Cơ cấu tổ chức ngành điện trước năm 2008

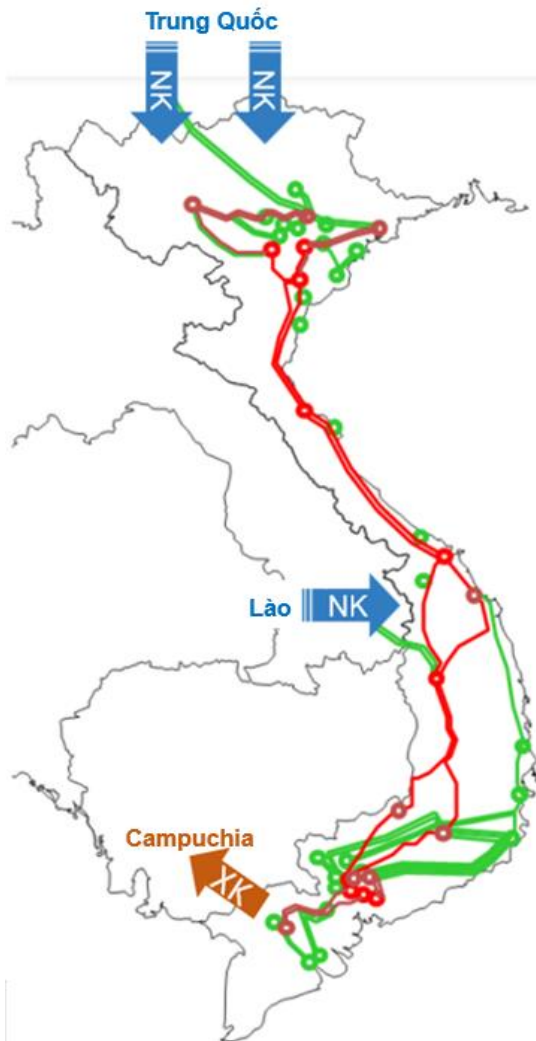


(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

- **Khâu phát điện** là khâu quan trọng bậc nhất trong chuỗi giá trị ngành điện và cũng là khâu đòi hỏi vốn đầu tư lớn nhất. Do đó EVN không nắm độc quyền 100% trong khâu này mà còn phải thu hút sự tham gia của các nhà máy điện độc lập (IPPs), các nhà máy điện theo hình thức BOT, nhập khẩu điện từ Trung Quốc,... EVN quản lý và vận hành các công ty phát điện dưới hình thức các Công ty phát điện hạch toán phụ thuộc; Các công ty phát điện hạch toán độc lập do EVN nắm giữ 100% vốn điều lệ và các công ty cổ phần phát điện do EVN nắm giữ quyền chi phối. Tổng công suất lắp đặt của nhóm này lên đến 71% công suất toàn hệ thống vào đầu năm 2008.

- **Khâu truyền tải điện** là khâu trung gian để mang vận chuyển điện năng đến khâu phân phối và bán lẻ. Ở giai đoạn này, điện năng sản xuất từ các nhà máy điện sẽ được truyền tải qua lưới điện cao thế 220kV, đường dây (ĐZ) 500kV Bắc – Nam và hệ thống trạm biến áp với tổng dung lượng máy biến áp lên đến gần 28.000 MVA. Lưới điện cao thế 220 – 500kV lúc này thuộc sự quản lý của 4 Công ty truyền tải điện (PTC 1,2,3,4) là 4 đơn vị hạch toán phụ thuộc của EVN.

Hệ thống truyền tải điện Quốc gia



Đường dây 500 kV Bắc – Nam được xem là trục xương sống của cả mạng lưới truyền tải quốc gia, có ý nghĩa sống còn trong việc hợp nhất hệ thống điện ba miền (trước đây vốn vận hành độc lập với nhau), nhờ đó tăng cường hỗ trợ qua lại thể mạnh của hệ thống điện từng miền, tăng tính ổn định và tin cậy chung cho toàn hệ thống.

ĐZ 500kV Bắc - Nam mạch 1 được đưa vào vận hành vào tháng 5/1994, cơ bản đã giải quyết được tình trạng thiếu điện của Miền Nam. Sau khi đóng điện đưa vào vận hành máy biến áp 500kV tại Đà Nẵng (9/1994) và Pleiku (tháng 11/1994), tình hình cung cấp điện cho Miền Trung đã được giải quyết căn cơ.

Giai đoạn 1994 – 1997, công suất truyền tải chủ yếu từ Bắc vào Nam và chiếm tỉ trọng lớn trong tổng sản lượng cung cấp của Miền Nam và Miền Trung:

- Sản lượng phát ra ở Hòa Bình: 9,170 tỷ kWh
- Sản lượng cung cấp cho Miền Nam (tại đầu Phú Lâm): 6,598 tỷ kWh (chiếm 16,7 – 28,8%)
- Sản lượng cung cấp cho Miền Trung (tại đầu Đà Nẵng và Pleiku): 2,074 tỷ kWh (chiếm 40 – 50,7%)

Giai đoạn 1999 – 2008, công suất truyền tải từ Nam ra Bắc là chủ yếu. Tổng sản lượng điện năng truyền tải qua đường dây này sau 15 năm vận hành (tính cả hai chiều) là 148 tỷ kWh. Với việc đưa vào vận hành 2 mạch ĐZ 500kV Bắc – Nam đã giải quyết cơ bản tình trạng quá tải khai thác nhà máy thủy điện Yaly (720MW) và cùng với các giải pháp khác đã giải quyết thiếu điện rất lớn ở miền Bắc và đặc biệt là Hà Nội vào giai đoạn 2005-2008.

Đường dây cao thế 220 kV cũng thuộc nhóm đường dây truyền tải, tuy nhiên độ dài thường ngắn hơn và chức năng chính là kết nối giữa 2 khu vực gần nhau. Đây cũng là đường dây chuyên dùng để xuất – nhập khẩu giữa Việt Nam với các nước láng giềng:

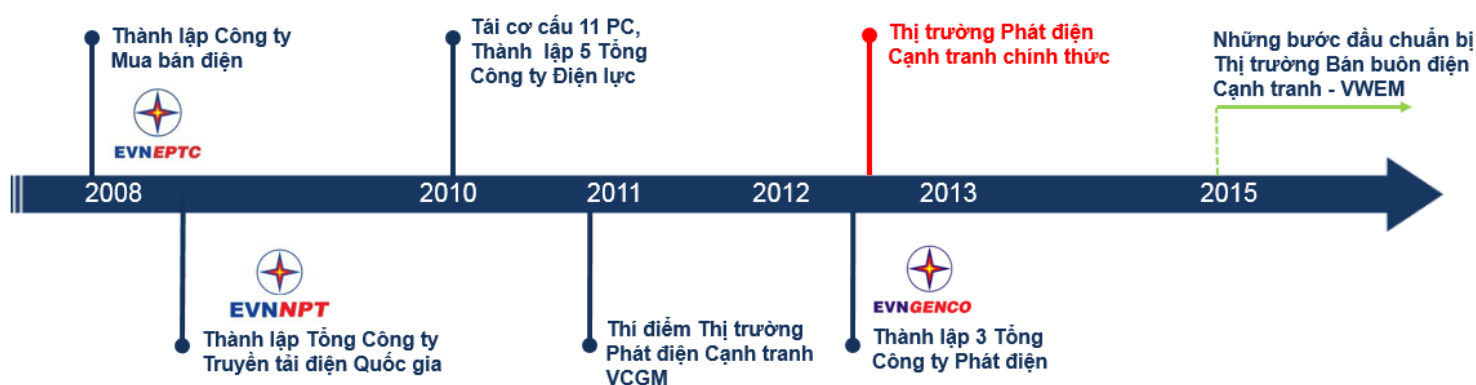
- (1) Nhập khẩu điện từ Trung Quốc bằng đường dây 220kV/110kV qua các tỉnh Hà Giang, Lào Cai, Quảng Ninh. Công suất tối đa $P_{max} = 900\text{MW}$.
- (2) Nhập khẩu điện từ 3 nhà máy thủy điện Xe Kaman 1,2,3 của Lào bằng đường dây 220 kV qua tỉnh Attapeu với công suất tối đa $P_{max} = 375\text{MW}$.
- (3) Xuất khẩu điện cho Cam-pu-chia qua đường dây 220kV Châu Đốc – Takeo có công suất P_{max} đạt 170 MW.

- **Khâu phân phối, bán lẻ** là khâu cuối cùng của chuỗi giá trị ngành trước khi điện năng đến được người sử dụng. Đây vẫn là một mắt xích mà EVN nắm độc quyền thông qua sự quản lý của 11 Công ty điện lực, trong đó 10 đơn vị hạch toán độc lập và một đơn vị đã cổ phần hóa là Công ty cổ phần điện lực Khánh Hòa. Các đơn vị này có trách nhiệm quản lý các lưới điện phân phối khu vực (lưới điện phân phối 110kV cho một thành phố hay một khu công nghiệp nào đó) và lưới điện trung thế 35kV, 22kV, 15kV, 10kV, 6kV để phân phối đến các máy biến áp nhỏ trước khi hạ áp xuống 0,4kV cho các hộ tiêu thụ.
- **Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia – NLDC (A0)** là cơ quan trực thuộc EVN và có trách nhiệm, ảnh hưởng lớn đến cả chuỗi giá trị ngành điện. NLDC có trách nhiệm lập phương thức hoạt động, chỉ huy, điều khiển cả quá trình vận hành hệ thống điện Quốc gia (HTDQG) từ các khâu phát điện, truyền tải điện đến phân phối điện năng theo quy trình, quy phạm kỹ thuật và phương thức vận hành đã được xác định. Toàn bộ hoạt động của NLDC được gói gọn trong 4 nhiệm vụ trọng tâm:
 - ✓ Cung cấp điện an toàn, liên tục;
 - ✓ Đảm bảo sự hoạt động ổn định của toàn bộ HTDQG;
 - ✓ Đảm bảo chất lượng điện năng;
 - ✓ Đảm bảo HTDQG vận hành kinh tế nhất.

2. Những chuyển biến tích cực trong cơ cấu tổ chức

Thị trường điện cạnh tranh là động lực mạnh mẽ nhất để tái cơ cấu ngành Điện.

02 năm sau quyết định số 26/2006/QĐ-TTg, Ngành Điện Việt Nam bắt đầu có những thay đổi theo hướng tích cực. EVN từng bước tách các phòng ban của mình thành các Tổng Công ty chuyên trách cho từng lĩnh vực nhằm nâng cao hiệu quả và chuẩn bị cho công tác vận hành thị trường điện.

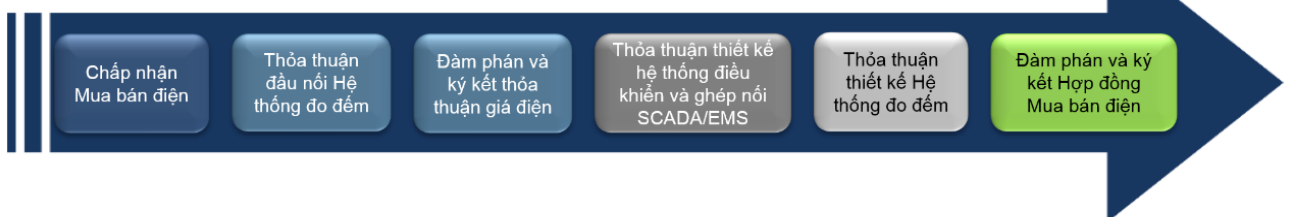


(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

✓ Thành lập Công ty Mua bán điện – EPTC

Theo thiết kế của thị trường Phát điện cạnh tranh, chỉ một Công ty mua buôn duy nhất trên thị trường được phép mua buôn điện từ tất cả các đơn vị phát điện trên thị trường và bán buôn cho các công ty phân phối điện. Ngày 31/12/2007, HĐQT EVN đã ban hành quyết định số 1182/QĐ-EVN-HĐQT về việc thành lập Công ty Mua bán điện (EPTC) là cơ quan đảm nhận trách nhiệm này. Việc tách EPTC ra thành một công ty chuyên trách là một bước tiến mới với ngành Điện, đảm bảo khâu trung gian mua bán điện (vốn rất phức tạp và trải qua nhiều khâu, trình tự thể hiện ở hình dưới) và vận hành thị trường điện được diễn ra chính xác, và chuyên môn hóa hơn. Chúng tôi đánh giá quyết định này thực chất mang ý nghĩa về kỹ thuật nhiều hơn, chứ chưa làm gia tăng tính khách quan, minh bạch hơn cho thị trường điện bởi EPTC vẫn là Công ty trực thuộc EVN.

Trình tự đàm phán hợp đồng mua bán điện (Đối với nhà máy điện >30 MW)



Theo đó, các hoạt động của EPTC bao gồm: **(1)** Lập kế hoạch, đàm phán và thực hiện hợp đồng mua bán điện, **(2)** Quản lý, cập nhật hệ thống đo đếm điện năng nhằm phục vụ cho công tác mua bán điện.

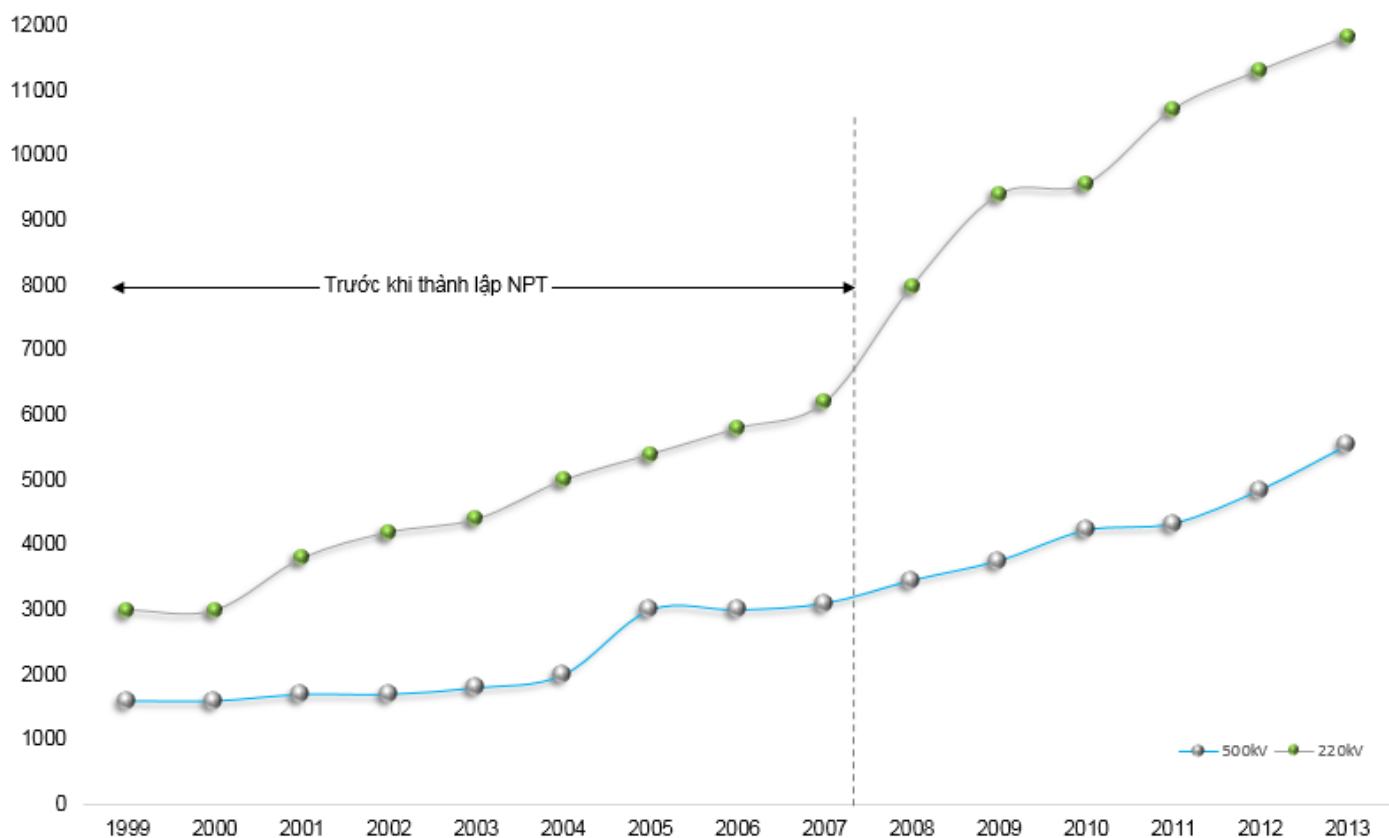
Ngoài ra, đối với một lĩnh vực rất mới mẻ là VCGM thì EPTC là một mắt xích rất quan trọng. Trong đó, EPTC là có trách nhiệm thu mua toàn bộ điện năng trong thị trường điện; phối hợp với A0 trong công tác lập kế hoạch vận hành thị trường điện trong tháng tới, năm tới và các nhiệm vụ khác theo quy định của thị trường điện.

✓ Truyền tải điện – Sân chơi riêng của NPT

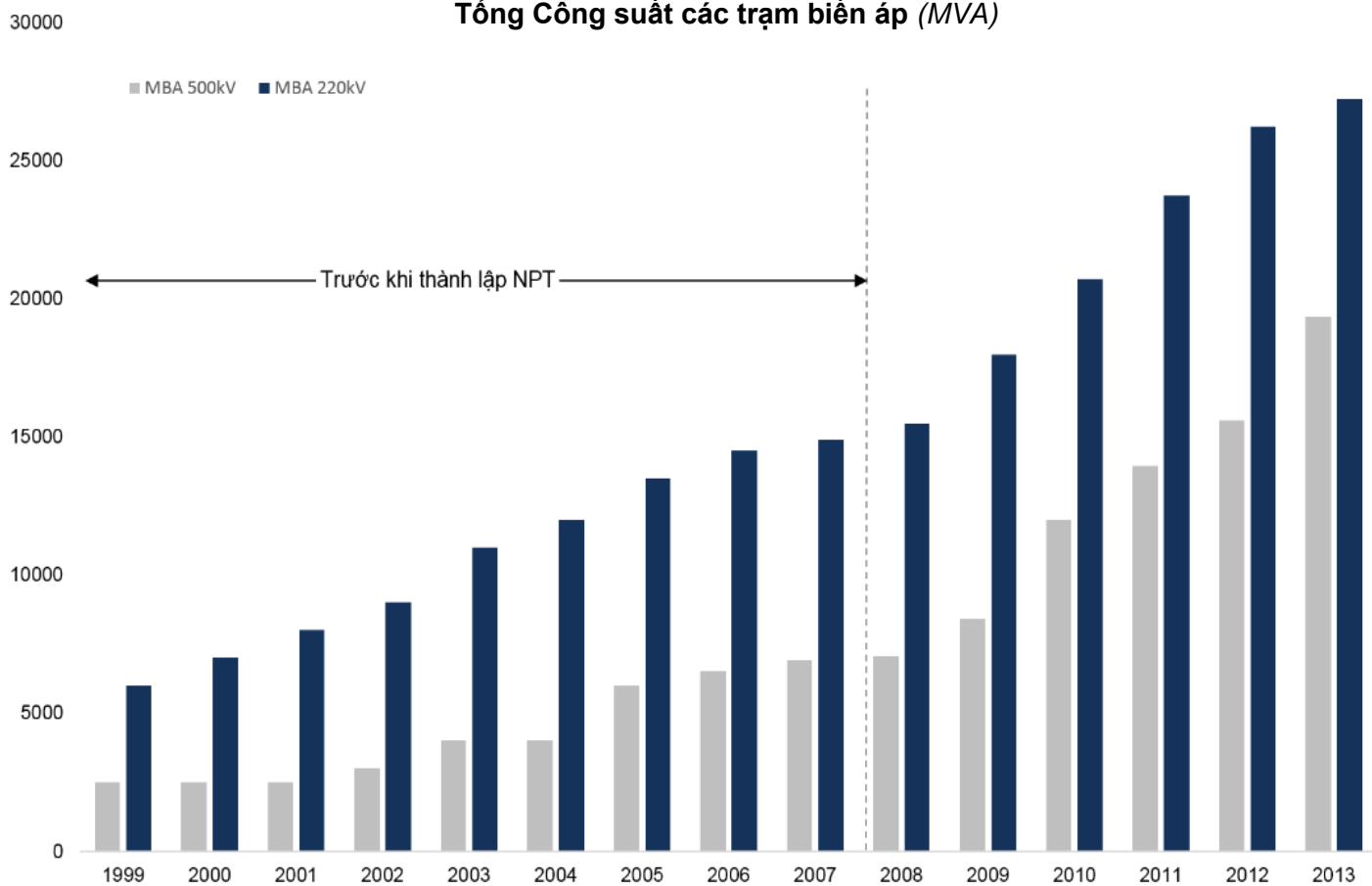
Tổng Công ty Truyền tải điện (NPT) được thành lập và đi vào hoạt động từ ngày 01/07/2008 trên cơ sở tổ chức lại hoạt động của 04 Công ty truyền tải điện 1,2,3,4 và 03 Ban QLDA các công trình điện miền Bắc, miền Trung và miền Nam theo lộ trình hình thành và phát triển thị trường điện tại Việt Nam.

Được tổ chức dưới dạng công ty TNHH một thành viên do EVN nắm 100% vốn điều lệ, NPT đảm nhận trách nhiệm kinh doanh hiệu quả vốn đầu tư của EVN và phát triển hệ thống truyền tải điện theo hướng an toàn, liên tục và ổn định. Tại ngày 30/06/2014, vốn điều lệ của NPT là 22.260 tỷ đồng, tổng tài sản là 65.686 tỷ đồng.

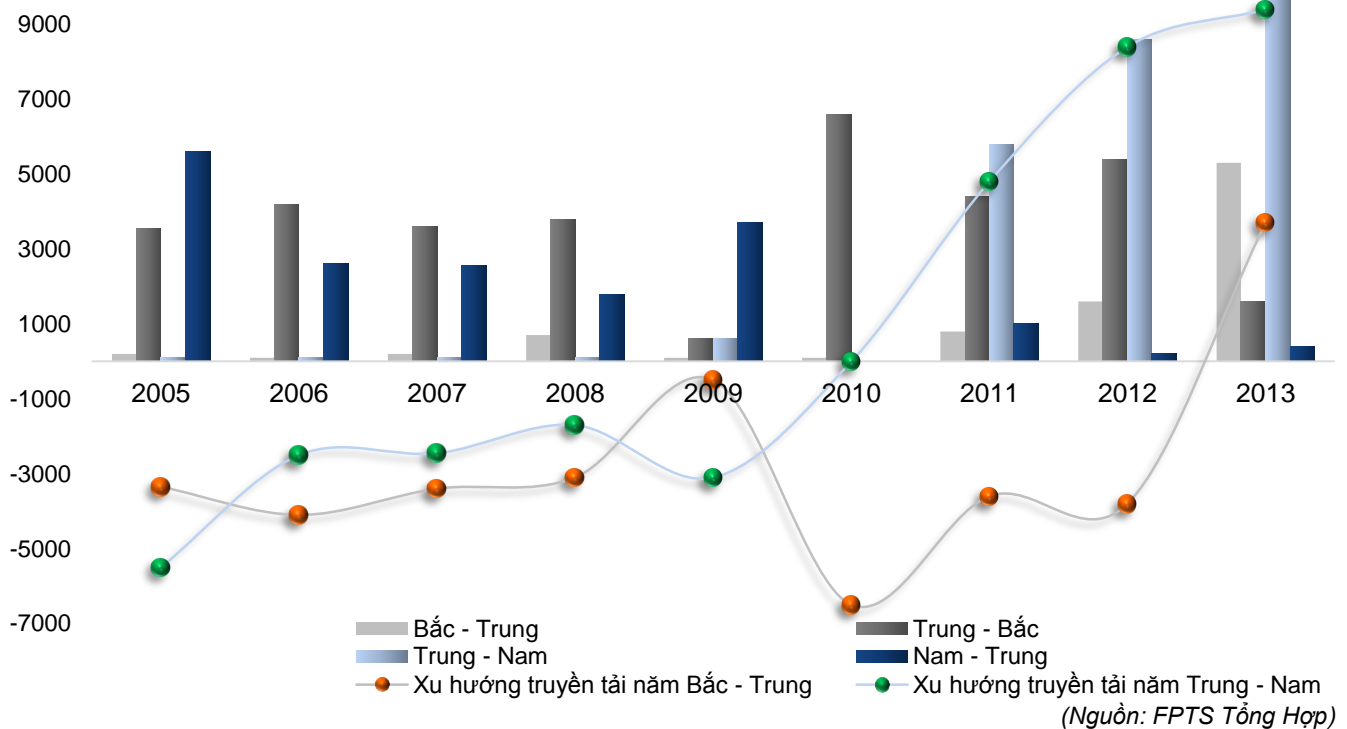
Sự ra đời của NPT mở ra một thời kỳ mới cho sự phát triển của lưới điện truyền tải. Hệ thống truyền tải điện có sự tăng trưởng khá mạnh cả về chiều dài đường dây cũng như công suất các trạm biến áp sau khi NPT được thành lập. Thời điểm ngày 31/07/2014, NPT quản lý và vận hành tổng cộng 18.690 km đường dây, bao gồm 6.737 km đường dây 500 kV và 11.953 km đường dây 220 kV (tăng trên 50% so với thời điểm ngày 01/07/2008); 99 trạm biến áp (TBA), bao gồm 21 TBA 500 kV, 77 TBA 220 kV và 01 TBA 110 kV với tổng dung lượng máy biến áp là 52.236 MVA (tăng đến 85% so với thời điểm ngày 01/07/2008). Hệ thống truyền tải điện Quốc gia đã vươn đến hầu hết các tỉnh, thành phố trong cả nước và từng bước kết nối với lưới điện truyền tải của các nước trong khu vực với công nghệ ngày càng hiện đại như đường dây nhiều mạch, nhiều cấp điện áp, cáp ngầm cao áp 220 kV, trạm GIS 220 kV, hệ thống điều khiển tích hợp bằng máy tính, thiết bị định vị sự cố, giám sát dầu online, hệ thống SCADA...

Chiều dài đường dây truyền tải điện (Km)


(Nguồn: EVN; FPTTS Tổng hợp)

Tổng Công suất các trạm biến áp (MVA)


(Nguồn: EVN; FPTTS Tổng hợp)

Xu hướng truyền tải điện (GWh) 2005 - 2013


Áp lực cung ứng điện cũng như đặc trưng về địa lý, phân bố nguồn tài nguyên, phân hóa về vùng miền của nhu cầu tiêu thụ,... khiến hệ thống điện quốc gia càng ngày càng phụ thuộc nhiều hơn vào hệ thống đường dây truyền tải.

Những năm gần đây, phụ tải tăng cao của Miền Nam đã vượt khả năng cấp nguồn tại chỗ đã làm xu hướng truyền tải điện thay đổi rõ nét. Lượng điện thiếu hụt phải bổ sung từ các nguồn thủy điện ở miền Trung và miền Bắc.

Năm 2011 chứng kiến sự đảo chiều trong xu hướng truyền tải năm giữa 2 khu vực Trung – Nam. Lần đầu tiên, sản lượng truyền tải từ miền trung cung cấp cho miền nam lên đến gần 6.000 GWh, gấp 6 lần mức 1.000 GWh ở chiều ngược lại. Sản lượng truyền tải trên giao diện Trung – Nam có liên tục tăng lên, đến năm 2013 đã đạt mức kỷ lục là 9,8 tỷ kWh (tương đương 17% tổng nhu cầu điện miền Nam).

Nhu cầu phụ tải ở miền Trung chỉ chiếm trên 10% tổng nhu cầu điện toàn quốc (năm 2013 Pmax miền Trung là 2.382 MW, tương đương 11,9% Pmax toàn quốc), nhưng hiện có đến trên 4.400 MW thủy điện đang vận hành. Truyền tải Bắc – Trung liên tục tăng trưởng trong giai đoạn 2009 - 2013, tuy nhiên vẫn chưa thể làm thay đổi xu hướng truyền tải năm. Xu hướng này chỉ thực sự đảo chiều ở năm 2013 với sản lượng truyền tải từ hệ thống điện miền bắc vào miền trung lên đến 5.300 GWh, trong khi điện năng truyền tải ở chiều ngược lại giảm mạnh chỉ còn khoảng 1.600 GWh (giảm 3,3 lần so với năm 2012).

Để chuẩn bị cho sự chuyển dịch xu hướng truyền tải này, ngoài 02 mạch ĐZ 500kV Bắc – Nam đã quá tải, ngày 05/05/2014, EVN đã đóng điện thành công thêm mạch kép ĐZ liên kết Trung – Nam: Pleiku – Mỹ Phước – Cầu Bông. ĐZ này được xác định là mạch 3 của hệ thống ĐZ truyền tải Bắc – Nam, tăng khả năng truyền tải đoạn từ Pleiku vào miền Nam lên 2.300MW và còn là cơ sở để hình thành hệ thống liên kết lưới điện Việt Nam với lưới điện trong khu vực. Bên cạnh đó, NPT còn đồng thời hoàn thành nâng cấp toàn bộ dàn tụ bù dọc trên ĐZ 500kV Bắc – Nam gấp đôi lên 2.000A và đóng điện thành công ĐZ 500kV Vũng Áng – nhánh rẽ Hà Tĩnh, Đà Nẵng để phát huy hết công suất các dàn tụ bù này, đảm bảo cung cấp điện cho TPHCM và các tỉnh lân cận.

✓ **Tái cơ cấu phân khúc phân phối & bán lẻ điện**

Theo quyết định số 26/2006/QĐ-TTg về phê duyệt lộ trình và điều kiện hình thành, phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam, khối phân phối thuộc EVN sẽ được tổ chức lại dưới các công ty độc lập về hạch toán kinh doanh. Năm 2010, 05 Tổng Công ty Điện lực (TCTĐL) thuộc EVN là TCTĐL Miền Bắc, Miền Trung, Miền Nam, Tp.HCM và Hà Nội được thành lập trên cơ sở tổ chức lại 11 Công ty Điện lực hiện có nhằm chuẩn bị cho việc thực hiện thí điểm thị trường phát điện cạnh tranh.

Việc thành lập các TCTĐL hạch toán độc lập giúp cho mỗi TCTĐL có định hướng riêng với đặc thù từng miền, từng thành phố và từng bước thống nhất hơn về mô hình tổ chức, cơ chế hoạt động của các Công ty điện lực trực thuộc. Nhờ đó, về cơ bản năng lực hoạt động của các đơn vị này cũng được cải thiện, đã cung cấp đủ nhu cầu điện phục vụ cho phát triển kinh tế - xã hội qua nhiều năm.

Năm 2014, các chỉ số tin cậy cung cấp điện được cải thiện rõ rệt, tổng thời gian mất điện bình quân của một khách hàng trong năm (SAIDI) là 3.134 phút/khách hàng/năm (-23% yoy), tần suất mất điện kéo dài bình quân (SAIFI) là 18,1 lần/Khách hàng (-25% yoy) và tần suất mất điện thoáng qua bình quân (MAIFI) là 2,63 lần/khách hàng (-26% yoy). Tuy nhiên, nhìn chung độ tin cậy của hệ thống cung cấp điện vẫn còn khá thấp nếu so với các nước trong khu vực. Điển hình như SAIDI tương ứng ở Malaysia chỉ là 63,32 phút/khách hàng/năm hay Singapore với 0,31 phút/khách hàng/năm (độ tin cậy 99,9%).

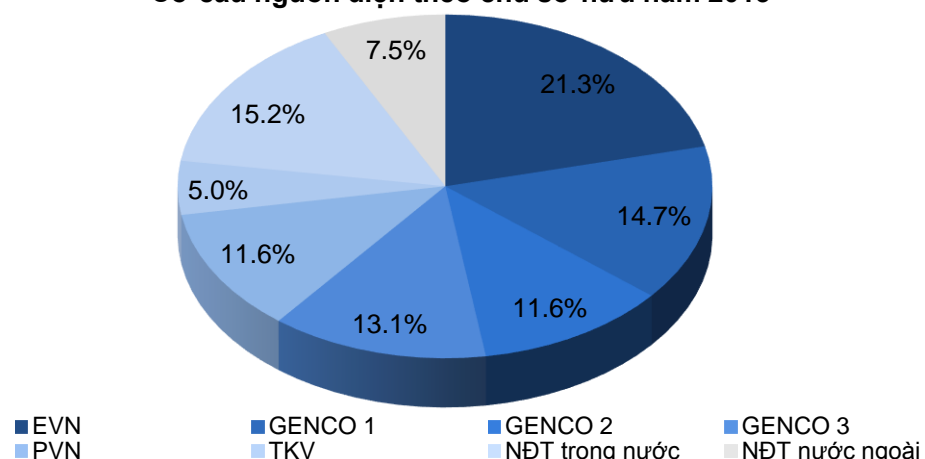
Việc thành lập các TCTĐL cũng là bước chuẩn bị cho thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) trong tương lai. Khi đó các đơn vị phân phối này được chuyển thành các công ty độc lập (công ty nhà nước hoặc cổ phần) để mua điện trực tiếp từ các đơn vị phát điện và ngược lại.

✓ **Thành lập các GENCO – Bước đệm đến VCGM**

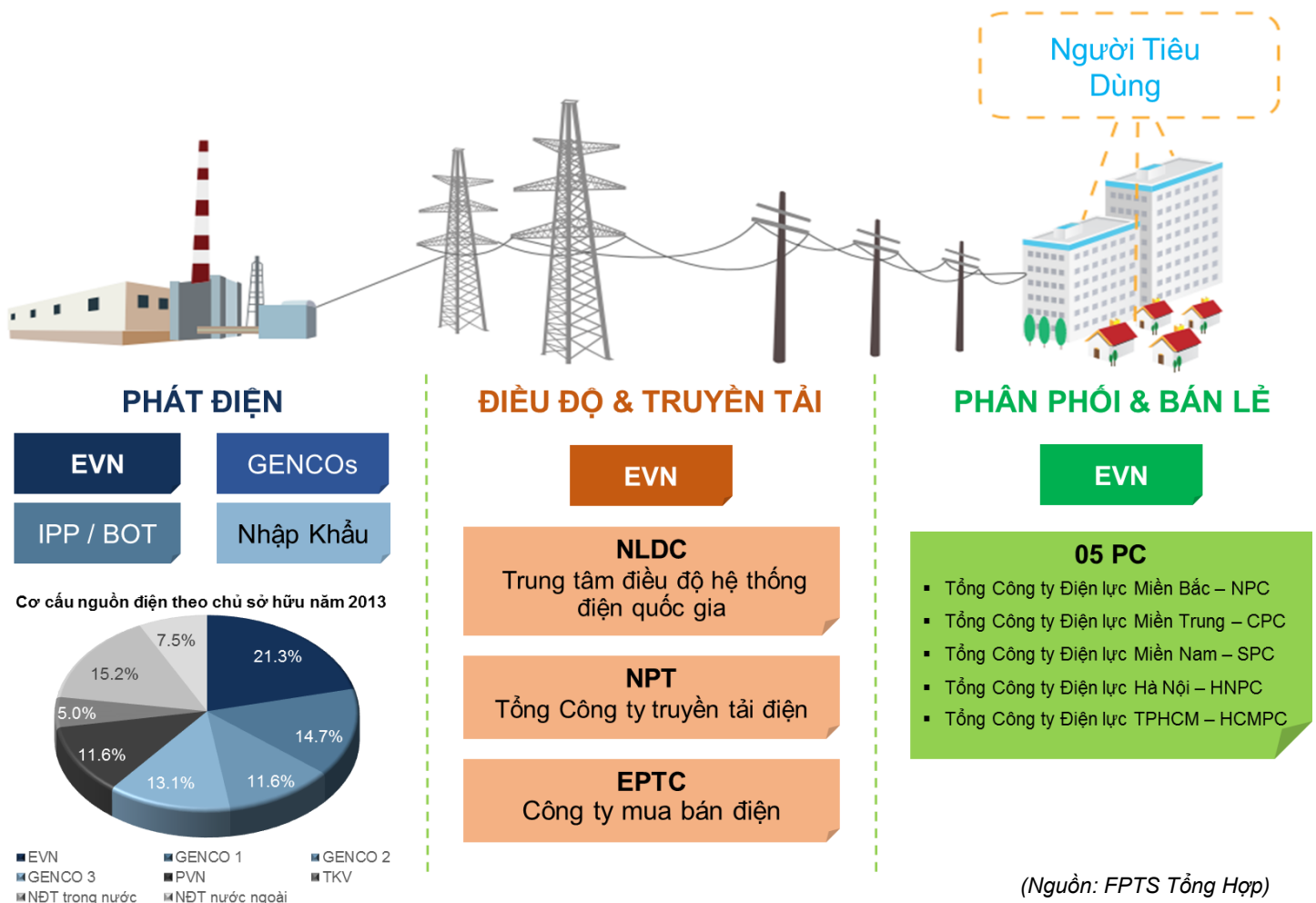
Là một trong những điều kiện tiên quyết cho thị trường phát điện cạnh tranh hoàn chỉnh (vận hành chính thức từ ngày 01/07/2012), EVN buộc phải tách các nhà máy điện trực thuộc thành các đơn vị phát điện độc lập (không có chung lợi ích kinh tế với đơn vị mua duy nhất, đơn vị truyền tải và đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện).

Ngày 01/06/2012, Bộ Công Thương đã ra quyết định thành lập 03 Tổng Công ty Phát điện (GENCO 1, 2, 3) hoạt động theo hình thức Công ty mẹ - Công ty con, trực thuộc EVN trên cơ sở tổ chức, sắp xếp lại các Công ty TNHH MTV, các Công ty Phát điện hạch toán phụ thuộc, các Ban QLDA nguồn điện và tiếp nhận quyền đại diện vốn Nhà nước tại một số Công ty phát điện đang hoạt động.

Cơ cấu nguồn điện theo chủ sở hữu năm 2013



Mặc dù tổng công suất của các EVN và các GENCO năm 2013 là 18.569 MW, chiếm đến 60,7% toàn hệ thống nhưng sau quyết định của Bộ Công Thương, không còn đơn vị phát điện nào có công suất vượt quá 25% công suất lắp đặt toàn hệ thống. Điều này giúp các đơn vị chủ động hơn trong việc hoàn thiện cơ cấu tổ chức, kế hoạch sản xuất kinh doanh và chiến lược tham gia thị trường điện minh bạch hơn.



Đánh giá quá trình tái cơ cấu ngành Điện

Hiệu quả toàn bộ hệ thống được cải thiện

Nhìn chung đến nay, cơ cấu chuỗi giá trị ngành Điện đã có những chuyển biến tích cực. 03 mắt xích chính của chuỗi giá trị là Phát điện – Truyền tải – Phân phối đều đã được tách ra thành các Tổng Công ty (Các GENCO, NPT, PC) hạch toán độc lập với EVN nhằm cụ thể hóa và chuyên môn hóa mọi hoạt động trong phân khúc của mình. Chính những bước đi này đã tạo nên sự tập trung, phát triển mạnh mẽ hơn trong từng phân khúc, và quan trọng hơn hết đó là những bước chuẩn bị cần thiết cho thị trường điện cạnh tranh. Hiệu quả chung của toàn hệ thống có thể được xem như một bước đầu thành công của quá trình tái cơ cấu ngành Điện.

VCGM ra mắt – Ngành điện về cơ bản vẫn độc quyền

Một trong những điều kiện quan trọng nhất để có thể phá vỡ thế độc quyền ngành và xây dựng một thị trường điện cạnh tranh hoàn chỉnh, minh bạch đó là việc tách đơn vị điều hành HTĐ Quốc gia (NLDC) và đơn vị trung gian mua bán điện (EPTC) ra khỏi EVN. Tuy nhiên đến nay đây vẫn là đơn vị trực thuộc EVN. Ngày nào vẫn tồn tại một đơn vị vừa tham gia, vừa điều hành thị trường thì ngày đó ngành Điện Việt Nam vẫn còn độc quyền và tính minh bạch của thị trường điện vẫn phải đặt dấu hỏi lớn.

(Chúng tôi sẽ phân tích rõ hơn về thị trường điện cạnh tranh ở đây)

X. Thị trường điện cạnh tranh

[\(Trở về mục chính\)](#)

1. Sự cần thiết phát triển thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam

Tính đến thời điểm năm 2005, đa số các ngành trong nền kinh tế Việt Nam đã có kế hoạch chuyển đổi sang cơ chế thị trường, ngành điện vẫn ở thể độc quyền theo mô hình liên kết dọc truyền thống như đã đề cập ở trên. EVN là đơn vị duy nhất, mua điện của tất cả các nhà máy điện (cả trong và ngoài EVN) và bán điện cho tất cả các hộ tiêu thụ điện trên toàn quốc.

Mô hình độc quyền này được hình thành dựa trên đặc trưng riêng của sản phẩm điện năng, do đó về lý thuyết sẽ giảm thiểu được các chi phí cố định, chi phí giao dịch, phối hợp tốt nhất giữa đầu tư – vận hành – khai thác, từ đó **(1)** chi phí đầu tư và phát triển là tối ưu nhất, **(2)** việc quản lý kỹ thuật, điều độ, vận hành, sửa chữa, bảo dưỡng hệ thống điện là tối ưu nhờ sự điều hành và chi phối của duy nhất một tổ chức, **(3)** EVN sẽ chủ trì tham mưu, đề xuất về cơ chế, chính sách quản lý Nhà nước nhằm tối ưu hóa hoạt động trong ngành.

Tuy nhiên, mô hình này sớm bộc lộ rất nhiều những khuyết điểm:

- (1)** Khách hàng không có quyền lựa chọn người bán điện cho mình. Giá bán điện bao gồm chi phí giá thành và chi phí đầu tư hệ thống điện đã làm cho khách hàng phải trả giá cho những công trình đầu tư không hiệu quả, hay sự lạc hậu của trang thiết bị, công nghệ;
- (2)** Cơ chế độc quyền không tạo động lực để các công ty trong chuỗi giá trị ngành xây dựng các chiến lược cạnh tranh nhằm giảm giá thành, tăng lợi nhuận, do đó chi phí bị đội lên sẽ chuyển vào giá điện bán lẻ cho khách hàng sử dụng điện;
- (3)** Các ngành công nghiệp được điều chỉnh theo truyền thống thường dẫn đến chi phí đầu vào thường bị đội lên khiến giá điện cao;
- (4)** Trợ giá chéo giữa các loại khách hàng tạo nên sự hoạt động kém hiệu quả.

Hệ quả của quá trình này là cả hệ thống điện đồ sộ, công kênh nhưng lại đem đến hiệu quả sản xuất kinh doanh, hiệu quả đầu tư kém cỏi, không đem lại lợi ích tốt nhất cho người dân và cả nền kinh tế. EVN kinh doanh thua lỗ liên tục qua nhiều năm dẫn tới thiếu nguồn vốn cho đầu tư phát triển, vay vốn khó khăn, thiếu minh bạch và kém lòng tin với khách hàng mỗi khi đề xuất việc tăng giá điện.

Phát triển thị trường điện cạnh tranh là xu hướng phát triển chung của các nước trên thế giới, là động lực cho hoạt động hiệu quả trong sản xuất kinh doanh điện và phát triển kinh tế xã hội. *Đã hơn 60 năm ở thể độc quyền, Ngành Điện Việt Nam không còn con đường nào khác là phải nhìn thẳng vào sự thật và tìm mọi giải pháp hữu hiệu để nhanh phát triển thị trường điện cạnh tranh.*

Chính phủ Việt Nam đã nhận thức được đó chính là chiến lược phát triển dài hạn của ngành điện Việt Nam thể hiện trong Luật Điện Lực 2004 và được cụ thể hóa trong Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26/01/2006 về lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam.

2. Thị trường điện cạnh tranh Việt Nam (CGM) là gì?

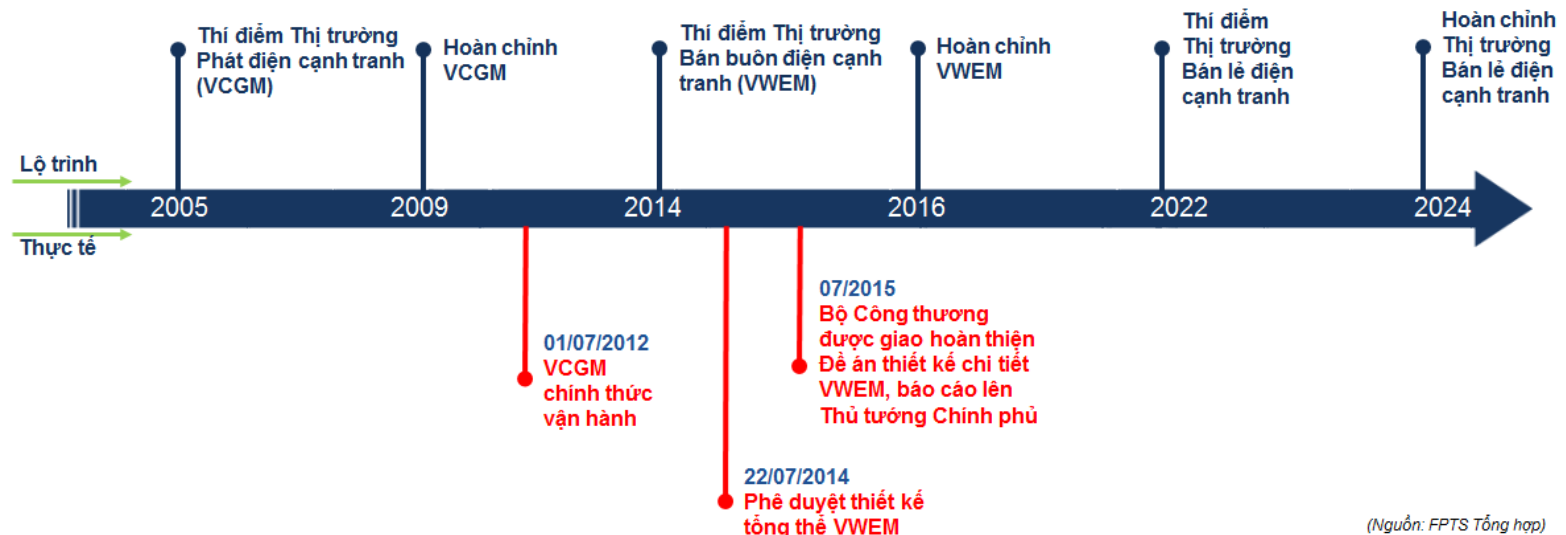
Chính phủ Việt Nam đã nhận thức được: Hình thành và phát triển thị trường điện cạnh tranh chính là chiến lược phát triển dài hạn của ngành điện Việt Nam, đã thể hiện trong Luật Điện Lực 2004 và được cụ thể hóa trong Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26/01/2006 về lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam.

a. 5 mục đích chính của việc phát triển thị trường điện:

- Từng bước phát triển thị trường điện lực cạnh tranh một cách ổn định, xóa bỏ bao cấp trong ngành điện, tăng quyền lựa chọn nhà cung cấp điện cho khách hàng sử dụng điện;
- Thu hút vốn đầu tư từ mọi thành phần kinh tế trong và ngoài nước tham gia hoạt động điện lực, giảm dần đầu tư của Nhà nước cho ngành điện;
- Tăng cường hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của ngành điện, giảm áp lực tăng giá điện;
- Đảm bảo cung cấp điện ổn định, tin cậy và chất lượng ngày càng cao;
- Đảm bảo phát triển ngành điện bền vững.

b. Thị trường điện cạnh tranh ở nước ta bao gồm 3 cấp độ:

- **Cấp độ 1 (2005 - 2014): Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM)** là cấp độ đầu tiên của thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam. Trong giai đoạn này, chỉ có cạnh tranh trong khâu phát điện, chưa có cạnh tranh trong khâu bán buôn và bán lẻ điện. Khách hàng sử dụng điện chưa có cơ hội lựa chọn đơn vị bán điện cho mình. Các đơn vị phát điện sẽ cạnh tranh bán điện cho một đơn vị mua buôn duy nhất (Công ty mua bán điện trực thuộc EVN) trên thị trường giao ngay và qua hợp đồng mua bán điện dài hạn. Cục Điều tiết Điện lực (ERAV) quy định hàng năm tỷ lệ sản lượng điện năng mua bán qua hợp đồng và điện năng giao dịch trên thị trường giao ngay.
- **Cấp độ 2 (2015 - 2022): thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM):** Hình thành các đơn vị bán buôn mới để tăng cường cạnh tranh trong khâu mua bán điện. Khách hàng lớn và các công ty phân phối được quyền mua điện trực tiếp từ các đơn vị phát điện thông qua thị trường hoặc từ các đơn vị bán buôn. Các đơn vị bán buôn điện cạnh tranh mua điện từ các đơn vị phát điện và cạnh tranh bán điện cho các đơn vị phân phối và khách hàng lớn. Chưa có cạnh tranh trong khâu bán lẻ điện, khách hàng sử dụng nhỏ chưa có quyền lựa chọn đơn vị cung cấp điện.
- **Cấp độ 3 (từ sau 2022): thị trường bán lẻ điện cạnh tranh:** Sự cạnh tranh diễn ra ở cả 3 khâu: phát điện, bán buôn và bán lẻ điện. Khách hàng trên cả nước được lựa chọn đơn vị bán điện cho mình (đơn vị bán lẻ điện) hoặc mua điện trực tiếp từ thị trường. Các đơn vị bán lẻ điện cũng cạnh tranh mua điện từ các đơn vị bán buôn, các đơn vị phát điện hoặc từ thị trường để bán lẻ cho khách hàng sử dụng điện.



c. Lộ trình với mỗi cấp độ sẽ được thực hiện qua hai bước thí điểm và hoàn chỉnh. Cụ thể như sau:

▪ Bước 1: Thị trường Phát điện cạnh tranh thí điểm

Trong giai đoạn này, thị trường điện cạnh tranh chỉ được thực hiện thí điểm giữa các nhà máy điện thuộc EVN. Đây là cũng là giai đoạn EVN phải tái cơ cấu lại tập đoàn, các nhà máy điện, các công ty truyền tải điện, các công ty phân phối điện phải được tổ chức lại dưới dạng công ty độc lập về hạch toán kinh doanh. Các nhà máy điện độc lập không thuộc EVN vẫn bán điện theo hợp đồng PPA đã ký kết.

Kết thúc giai đoạn thí điểm, các nhà máy điện lớn thuộc EVN có vai trò quan trọng trong hệ thống điện phải được chuyển đổi thành các đơn vị phát điện độc lập IPP, các nhà máy điện còn lại thì phải chuyển đổi thành các đơn vị phát điện độc lập dưới dạng công ty cổ phần để chuẩn bị cho VCGM hoàn chỉnh. Có thể thấy rõ ràng nhất đó là sự ra đời của CTCP Thủy điện Thác Bà (31/03/2006), CTCP Thủy điện Thác Mơ (29/12/2006),... và Tổng công ty mua bán điện (31/12/2007).

▪ Bước 2: Thị trường Phát điện cạnh tranh hoàn chỉnh

Đây là giai đoạn thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh hoàn chỉnh sau khi các điều kiện tiên quyết cho bước này đã được đáp ứng.

Ở bước này cho phép các nhà máy điện độc lập (IPP) không thuộc sở hữu của EVN tham gia chào giá để bắt đầu thị trường phát điện cạnh tranh hoàn chỉnh (theo mô hình một người mua duy nhất); các đơn vị phát điện sẽ bán điện lên thị trường thông qua các hợp đồng PPA và chào giá cạnh tranh trên thị trường giao ngay (với tỷ lệ điện năng mua bán theo hai hình thức của từng đơn vị do Cục Điều tiết điện lực quy định).

▪ Bước 3: Thị trường Bán buôn điện cạnh tranh thí điểm

Đây là giai đoạn Cho phép lựa chọn một số đơn vị phân phối và khách hàng lớn để hình thành thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm. Cho phép hình thành một số đơn vị bán buôn mới để tăng cường cạnh tranh trong khâu mua bán buôn điện.

Các công ty truyền tải điện hiện tại được sáp nhập thành một công ty truyền tải điện quốc gia duy nhất trực thuộc EVN (Tổng công ty truyền tải điện - NPT đã được thành lập từ 01/07/2007); các đơn vị phân phối, đơn vị vận hành hệ thống và đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện do EVN tiếp tục quản lý.

- **Bước 4: Thị trường Bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh**

Khi đã hoàn thành vận hành thí điểm, thị trường điện sẽ bước vào vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh.

Ở bước này cho phép các công ty phân phối điện hiện thuộc EVN được chuyển đổi thành các công ty độc lập (05 Tổng Công ty Điện lực đã được thành lập vào năm 2008) để mua điện trực tiếp từ các đơn vị phát điện và ngược lại, các đơn vị phát điện cũng cạnh tranh để bán điện cho các công ty này. Các đơn vị bán buôn cũng tham gia cạnh tranh để bán điện cho các đơn vị phân phối và các khách hàng lớn.

- **Bước 5: Thị trường Bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm**

Tại thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm sẽ cho phép lựa chọn một số khu vực lưới phân phối có quy mô thích hợp để triển khai thí điểm.

Theo mức độ tiêu thụ điện do ERAV quy định, các khách hàng được quyền lựa chọn nhà cung cấp điện cho mình (đơn vị bán lẻ điện). Chức năng kinh doanh bán lẻ điện của các công ty phân phối được lựa chọn thí điểm sẽ được tách khỏi chức năng quản lý và vận hành lưới phân phối; các đơn vị bán lẻ điện sẽ cạnh tranh để bán điện tới từng khách hàng sử dụng điện và cạnh tranh để mua điện từ các đơn vị bán buôn điện. Nhìn chung tới nay, các điều kiện của bước này vẫn chưa được hoàn thành khi chức năng bán lẻ điện vẫn thuộc các PC, đơn vị quản lý lưới điện phân phối.

- **Bước 6: Thị trường Bán lẻ điện cạnh tranh hoàn chỉnh**

Đây là bước cuối cùng của lộ trình hình thành thị trường điện cạnh tranh hoàn chỉnh ở nước ta. Ở bước này, tùy theo mức độ tiêu thụ điện do ERAV quy định, các khách hàng sử dụng điện trên toàn quốc được quyền lựa chọn nhà cung cấp điện cho mình (đơn vị bán lẻ điện) hoặc trực tiếp mua điện từ thị trường.

Các tổ chức, cá nhân đáp ứng các yêu cầu về hoạt động điện lực được phép thành lập mới các đơn vị bán lẻ điện để cạnh tranh trong khâu bán lẻ. Các đơn vị này được quyền mua điện từ các đơn vị phát điện hoặc từ thị trường để bán lẻ cho khách hàng sử dụng điện.

d. Tiến độ thực hiện thị trường hóa ngành điện

Đến nay thị trường điện cạnh tranh ở nước ta đã trải qua cấp độ 1 (VCGM) như lộ trình và đang chuẩn bị các điều kiện cần thiết để chuyển sang Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) thí điểm. Giữa năm 2015, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đã phê duyệt thiết kế tổng thể của VWEM và giao Bộ Công Thương hoàn thiện Đề án thiết kế chi tiết, báo cáo Thủ tướng Chính phủ trong tháng 7/2015. Nhìn chung các điều kiện về cơ cấu tham gia của VWEM đã hoàn thành, chỉ còn các vấn đề như hạ tầng công nghệ thông tin; hoàn thiện cơ chế bù chéo giữa các tổng công ty điện lực; cơ chế thanh toán, thuế, bảo lãnh thanh toán trong VWEM,...

Chúng tôi nhận định, từ VCGM chuyển sang VWEM sẽ là một bước chuyển mình lớn của ngành Điện Việt Nam. Để có thể có một thị trường điện hoàn chỉnh, đòi hỏi rất nhiều yếu tố, và ở đó sẽ vẫn còn chặng đường dài không hề dễ dàng với ngành điện nước ta. Tuy nhiên, một trong những yếu tố quan trọng nhất: Thị trường điện cạnh tranh sẽ chỉ thật sự mang tính chất “thị trường” khi có nhiều người bán và nhiều người mua, đó chính là sự khác biệt rõ nét nhất giữa VCGM và VWEM.

3. Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) tại Việt Nam

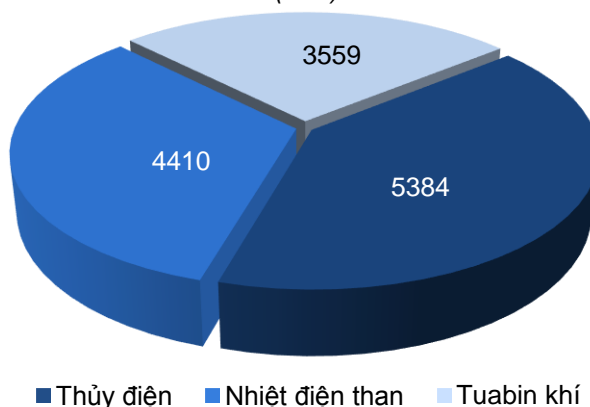
Thị trường phát điện cạnh tranh của Việt Nam bắt đầu vận hành ngày 01/07/2012. Cho đến nay, nhìn chung thị trường đã vận hành khá ổn định và và sôi động hơn, tăng trưởng cả về quy mô, chất lượng điện năng và cả độ minh bạch của các bên tham gia. Nhiều đơn vị đã có chiến lược chào giá tốt hơn để thu được lợi nhuận tốt hơn trên thị trường.

Quy mô VCGM ngày càng được mở rộng, đặc biệt là từ khi thông tư 30/2014/TT-BCT được ban hành ngày 02/10/2014. Thông tư này yêu cầu các nhà máy có công suất trên 30 MW hòa lưới điện quốc gia sẽ phải tham gia thị trường điện muộn nhất là 6 tháng (đối với nhà máy thủy điện) và 12 tháng (đối với nhà máy nhiệt điện) kể từ ngày phát điện thương mại. Vì vậy, các nhà máy điện (đủ điều kiện) sẽ phải chuẩn bị sẵn sàng để tham gia VCGM đúng quy định.

Tiếp theo đó, ERAV đã ban hành Quyết định số 125/QĐ-ĐTĐL về danh sách các nhà máy tham gia thị trường phát điện cạnh tranh năm 2015. Từ ngày 01/01/2015 sẽ có 57 nhà máy điện trực tiếp tham gia VCGM với tổng công suất lên đến 13.353 MW (Tương đương 40 % tổng công suất toàn hệ thống). Trong đó có 41 nhà máy thủy điện (Chiếm 40% tổng công suất thị trường), 11 nhà máy nhiệt điện than (33% tổng công suất thị trường) và 05 nhà máy tuabin khí (27% tổng công suất thị trường).

Ngoài 57 nhà máy điện nêu trên, danh sách còn bao gồm 11 nhà máy điện, với tổng công suất 1.949,5 MW đang trong giai đoạn hoàn thiện các điều kiện cần thiết về cơ sở hạ tầng, hợp đồng mua bán điện, giấy phép hoạt động điện lực... để có thể trực tiếp tham gia thị trường điện trong năm 2015. Khi các nhà máy điện này đáp ứng đủ điều kiện, tham gia thị trường điện trong năm 2015 sẽ giúp nâng tổng công suất đặt giao dịch trên thị trường phát điện cạnh tranh lên 15.302,5 MW.

Cơ cấu các nhà máy trực tiếp tham gia VCGM 2015 (MW)



(Nguồn: FPTTS Tổng Hợp)

4. Cách thức hoạt động của VCGM

a. Mô hình VCGM tại Việt Nam

Trên thế giới, xu hướng về việc hình thành thị trường điện có nhiều mô hình khác nhau như Mô hình thị trường tập trung chào giá toàn phần, Mô hình thị trường hợp đồng song phương,... Theo quyết định 6713/QĐ-BCT, thiết kế VCGM của nước ta theo mô hình thị trường điện tập trung chào giá theo chi phí biến đổi (CBP – Cost Based Pool).

Ưu điểm lớn nhất nhất của mô hình này là hình này là giảm thiểu rủi ro do đảm bảo các nhà đầu tư vào nguồn điện thu hồi vốn, nhà nước dễ kiểm soát và ổn định giá điện nhưng ít có tính cạnh tranh. Ngược lại, mô hình chào giá toàn phần (Price Based Pool) đem lại tính cạnh tranh cao hơn những cũng tiềm ẩn nhiều rủi ro cho các công ty phát điện, giá điện giao động nhiều ảnh hưởng tới người tiêu dùng.

b. Cơ cấu thị trường

Cơ cấu của VCGM ở nước ta gồm có 02 thị trường thành phần:

- **Thị trường hợp đồng:** Các đơn vị phát điện ký hợp đồng với Đơn vị mua buôn duy nhất theo cơ chế hợp đồng mua bán điện (PPA). Hầu hết tất cả các nhà máy điện đều tham gia thị trường này.
- **Thị trường điện giao ngay:** áp dụng mô hình thị trường điều độ tập trung chào giá theo chi phí (CBP). Các nhà máy điện trực tiếp tham gia VCGM sẽ tham gia cả thị trường hợp đồng và thị trường điện giao ngay.

c. Những thành viên tham gia VCGM

Các đơn vị tham gia chính:

- **Genco** – Các đơn vị tham gia cạnh tranh phát điện: các nhà máy điện có công suất đặt từ 30 MW trở lên đấu nối vào lưới điện Quốc gia (trừ các nhà máy điện gió, điện địa nhiệt).
- **SB** – Đơn vị mua buôn duy nhất: Công ty mua bán điện – EPTC
- **SMO** – Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện: NLDC

Các đơn vị cung cấp dịch vụ:

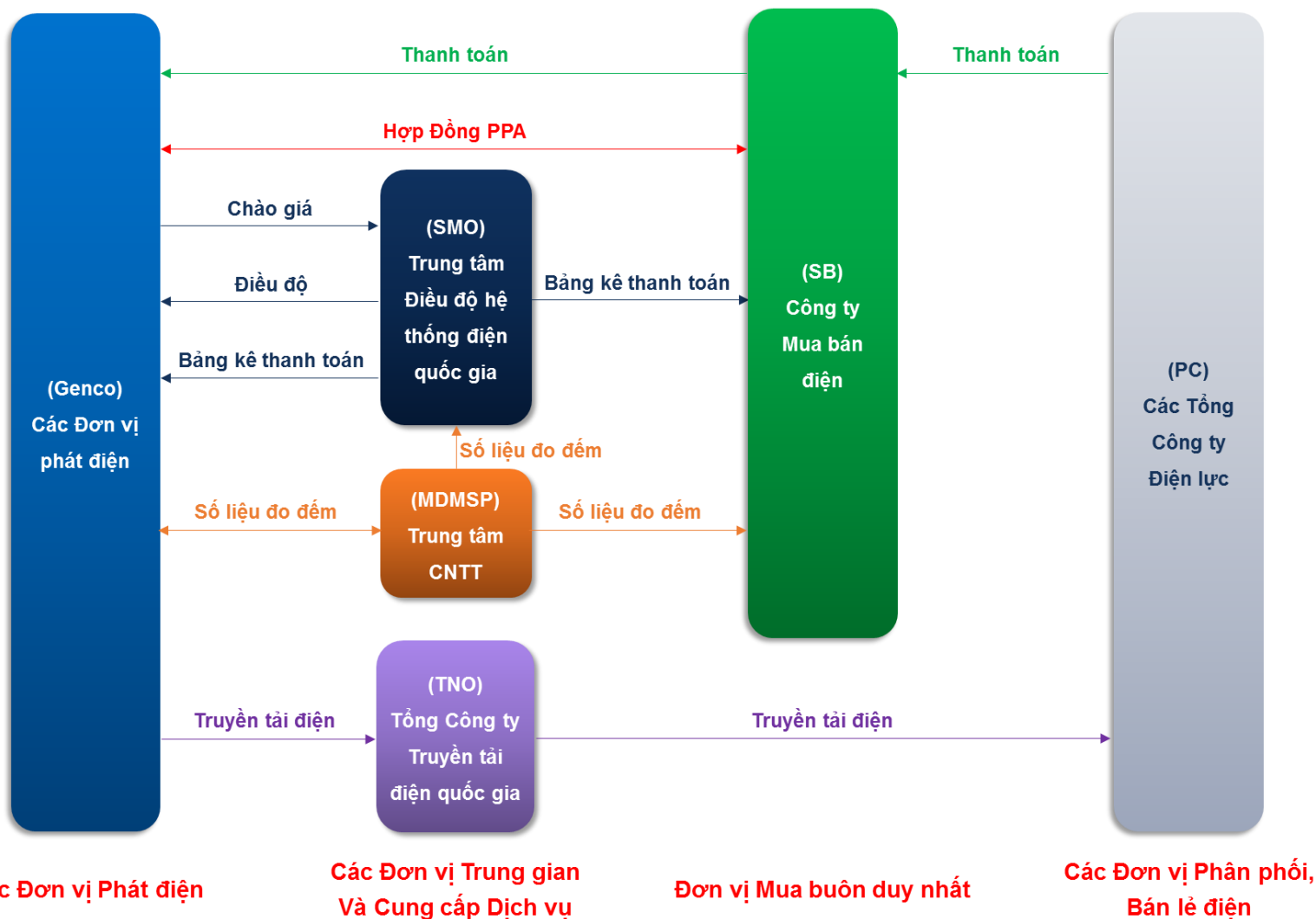
- **MDMSP** – Đơn vị cung cấp dịch vụ thu thập và quản lý số liệu đo đếm điện năng: Trung tâm Công nghệ thông tin thuộc Công ty Thông tin Viễn thông Điện lực
- **TNO** – Đơn vị cung cấp dịch vụ truyền tải điện: Tổng Công ty Truyền tải điện - NPT.

d. Nguyên tắc hoạt động

Quy định chung cho hoạt động của VCGM

Trong VCGM, toàn bộ điện năng phát của các nhà máy điện được bán cho đơn vị mua buôn duy nhất (EPTC). Lịch huy động các tổ máy được lập căn cứ trên bản chào giá theo chi phí biến đổi.

Điện năng mua bán được thanh toán theo giá hợp đồng PPA (Pc) và giá thị trường giao ngay (Pm) của từng chu kỳ giao dịch thông qua hợp đồng sai khác (CfD). Tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng (Qc) cho năm đầu tiên của thị trường được quy định ở mức 90 – 95% tổng sản lượng điện phát của nhà máy, phần còn lại (Qm) được thanh toán theo giá thị trường giao ngay. Tỷ lệ này sẽ được giảm dần qua các năm tiếp theo để tăng tính cạnh tranh trong hoạt động phát điện, nhưng không thấp hơn 60%.

Sơ đồ hoạt động của VCGM tại Việt Nam


(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

Nguyên tắc chào giá và điều độ sản lượng phát

- **Đối với thị trường hợp đồng (PPA):**

Các nhà máy điện tham gia (trừ BOT, các thủy điện chiến lược đa mục tiêu): ký hợp đồng PPA dưới dạng hợp đồng sai khác (CfD) với EPTC. Giá hợp đồng do 2 bên thỏa thuận và nằm trong khung giá quy định của Bộ Công Thương.

Sản lượng hợp đồng hàng năm (Qc) được xác định trước khi bắt đầu vận hành theo kết quả tính toán tối ưu hệ thống điện của năm tiếp theo. Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do ERAV quy định hàng năm.

Đối với các nhà máy điện BOT: do đã được bao tiêu sản lượng trong hợp đồng nên EPTC sẽ chào giá thay trong thị trường để tối ưu chi phí mua điện của họ.

Đối với các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu: ký hợp đồng mua bán điện với EPTC theo mẫu của Bộ Công Thương để đảm bảo thu hồi đủ chi phí thực tế.

- **Đối với thị trường điện giao ngay:**

Thị trường điện giao ngay có chu kỳ giao dịch là 01 giờ. Theo đó, các nhà máy điện công bố công suất sẵn sàng và chào giá phát điện của từng tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

Các nhà máy nhiệt điện chào giá theo chi phí biến đổi của từng tổ máy (phải nằm trong khung giá thị trường quy định).

Các nhà máy thủy điện chào giá trong phạm vi +/- 10% giá trị nước do NLDC tính toán và công bố cho từng tổ máy.

Sau khi tổng hợp bản chào của các đơn vị này, kết hợp với dự báo phụ tải hệ thống điện, khả năng tải của lưới điện truyền tải,... NLDC sẽ lập lịch huy động (điều độ) trên nguyên tắc tổng chi phí thấp nhất.

Nguyên tắc thanh toán

Việc thanh toán giữa bên mua và bán trong VCGM cũng bao gồm 2 phần là khoản thanh toán đối với thị trường giao ngay và khoản thanh toán đối với thị trường hợp đồng.

- *Đối với thị trường điện giao ngay:*

Đây là khoản tiền mà bên mua thanh toán cho bên bán điện, dựa trên tổng lượng điện năng phát (bao gồm cả Qc) và giá bán đã chào khớp. Giá bán điện trên thị trường điện giao ngay này bao gồm giá điện năng thị trường giao ngay (SMP) và giá công suất thị trường (CAN).

SMP được NLDC xác định cho từng chu kỳ giao dịch theo nguyên tắc giá biên hệ thống (chọn giá từ thấp lên cao dựa theo phụ tải thực tế của hệ thống, các bản chào giá và công suất thực tế của các tổ máy).

$$\text{Khoản thanh toán điện năng} = \text{SMP} \times \text{Sản lượng đo đếm (h)}$$

CAN được xác định hàng năm, đảm bảo cho Nhà máy điện mới tốt nhất (là nhà máy nhiệt điện chạy nền, có tổng chi phí phát điện thấp nhất trong các nhà máy mới được đưa vào vận hành trong năm) thu hồi đủ tổng chi phí phát điện trong năm. CAN được xác định cho từng giờ, tỷ lệ thuận với phụ tải hệ thống điện giờ cao điểm và giờ bình thường. CAN giờ thấp điểm bằng 0.

$$\text{Khoản thanh toán công suất} = \text{CAN} \times \text{Công suất thanh toán (MW)}$$

Tổng giá SMP và CAN là giá thị trường toàn phần (FMP) được dùng làm giá tham chiếu khi tính toán thanh toán hợp đồng CfD.

$$\text{FMP} = \text{SMP} + \text{CAN}$$

- *Đối với thị trường hợp đồng:*

Doanh thu tiền điện theo hợp đồng (Rc) cho từng chu kỳ:

$$\text{Rc} = (\text{Pc} - \text{SMP} - \text{CAN}) \times \text{Qc}$$

Khi giá thị trường toàn phần FMP > Pc thì bên bán có trách nhiệm thanh toán cho bên mua khoản doanh thu Rc này và ngược lại.

Để dễ hiểu, bỏ qua nguyên tắc thanh toán có phần phức tạp trên, khoản tiền mà đơn vị phát điện nhận được sẽ bao gồm 2 phần chính: **(1)** Phần sản lượng theo hợp đồng PPA (Qc) được thanh toán với giá cố định đã quy định trong hợp đồng (Pc) và **(2)** phần sản lượng còn lại được thanh toán theo giá chào khớp trên thị trường điện cạnh tranh (Pm – giá biến đổi)

e. Những doanh nghiệp nào sẽ hưởng lợi trên thị trường phát điện cạnh tranh

Như vậy, khoản thanh toán theo Qc và Pc đã cố định, các doanh nghiệp được hưởng lợi trên VCGM sẽ là các doanh nghiệp có chiến lược chào giá (Pm) tốt để gia tăng lợi nhuận cho mình. Theo quan sát của chúng tôi sau một thời gian VCGM đi vào vận hành, những nhóm doanh nghiệp được hưởng lợi từ VCGM:

- **Các nhà máy thủy điện** nhìn chung có lợi thế hơn so với các nhà máy nhiệt điện bởi thủy điện không có chi phí nhiên liệu giúp cho giá thành sản xuất của thủy điện thấp hơn. Bởi cơ chế điều độ là tối ưu hóa chi phí, các doanh nghiệp thủy điện có thể chào giá thấp hơn so với nhiệt điện.
- **Các nhà máy điện cũ:** điểm lợi thế của các nhà máy điện cũ là các loại chi phí phát điện (như chi phí khấu hao, chi phí lãi vay,...) đã giảm, giúp cho giá thành sản xuất thấp hơn so với các nhà máy điện mới. Theo cơ chế đàm phán giá PPA mới, điều này dẫn đến đa phần giá Pc của các nhà máy điện cũ sẽ thấp hơn so với các nhà máy điện mới, giúp các doanh nghiệp này có thể chào giá Pc cạnh tranh hơn để thu được nhiều lợi nhuận hơn từ VCGM.
- **Các nhà máy điện có chi phí sản xuất thấp:** cũng tương tự như 02 trường hợp trên, các nhà máy điện, kể cả nhiệt điện, có chi phí sản xuất thấp sẽ có nhiều cơ hội hơn khi tham gia VCGM.
- **Các nhà máy điện ở miền Nam:** Đặc thù miền Nam là khu vực chiếm đến 50% tổng tiêu thụ điện cả nước, trong khi công suất đường dây truyền tải điện có hạn, do đó các nhà máy điện ở miền Nam thường được ưu tiên huy động trước nhằm đảm bảo cung ứng điện cho khu vực này, đặc biệt vào mùa khô, các nhà máy nhiệt điện ở phía nam có thể chào giá rất cao (các nhà máy thủy điện chưa có nhiều nước để chào bán) để gia tăng lợi nhuận.
- **Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết năm:** Đây là điểm lợi thế của các nhà máy này khi có khả năng tích trữ nước để chào bán điện vào mùa khô (giá bán điện trên thị trường vào mùa khô cao hơn so với mùa mưa), nhờ đó có lợi thế hơn về giá bán. Đối với các nhà máy thủy điện có hồ chứa nhỏ, vào mùa khô các nhà máy này thường không có nước để huy động sản lượng cao. Còn vào mùa mưa, khi nước về nhiều, các nhà máy này buộc phải chào bán (giá bán trên thị trường vào mùa mưa thấp) do không có khả năng tích trữ nước lâu dài.

5. Cuộc cách mạng của ngành Điện

Liên quan mật thiết đến an ninh năng lượng, ngành điện có ảnh hưởng rất lớn đến toàn bộ nền kinh tế - chính trị - xã hội của đất nước. Đặc thù của sản phẩm khiến ngành điện dường như chậm và khó thay đổi hơn so với bất kỳ các ngành công nghiệp nào khác. Tuy nhiên, mỗi quyết định lại thu hút rất nhiều sự quan tâm của dư luận cũng như người dân. Nước ta đang ở những nấc thang đầu tiên trên công cuộc chuyển đổi ngành điện từ độc quyền sang cơ chế thị trường. Dẫu biết con đường đó sẽ còn rất dài, nhưng chúng tôi đánh giá đây là một trong những cuộc cách mạng mang tính chất lịch sử không chỉ với ngành điện mà với toàn bộ nền kinh tế. Chúng tôi sẽ điểm qua những thay đổi quan trọng trên toàn bộ chuỗi giá trị ngành đã và sẽ trải qua:

Tự do hóa từ khâu cung cấp nhiên liệu

Đầu tiên, các ngành công nghiệp tạo ra sản phẩm đầu vào cho ngành điện sẽ dần thay đổi trong cơ cấu tổ chức cũng như cơ chế giá. Ngành than và ngành dầu khí là 2 ngành có quy mô lớn, bộ máy tổ chức đồ sộ như ngành điện cũng sẽ chuyển dần sang cơ chế

thị trường nhằm gia tăng tính cạnh tranh, cải thiện hiệu quả hoạt động và giảm dần can thiệp của nhà nước đến việc vận hành. Nhiệt điện sẽ dần thay thế thủy điện, trở thành nguồn cấp điện chính ở nước ta trong tương lai. Do đó, giá than và giá khí được thả nổi một phần hoặc toàn bộ sẽ là động lực lớn nhất khiến giá thành sản xuất điện cũng chịu sự điều tiết của thị trường.

Tiết giảm chi phí – Xu hướng chung của các đơn vị phát điện.

Có rất nhiều yếu tố sẽ tạo nên lợi thế hay bất lợi giữa các đơn vị tham gia phát điện cạnh tranh (điển hình như những nhóm nhà máy điện hưởng lợi chúng tôi vừa đề cập ở phần 4). Tuy nhiên, trong dài hạn, càng nhiều nhà máy mới đi vào hoạt động, càng nhiều đơn vị tham gia VCGM, áp lực cung ứng cũng sẽ không còn căng thẳng như giai đoạn trước. Động lực lớn nhất giúp các doanh nghiệp ở mắt xích này có thể gia tăng lợi nhuận của mình chính là tiết giảm chi phí. Xu hướng chung của các nhà máy điện sẽ giúp toàn bộ hệ thống giảm bớt gánh nặng chi phí (phát điện vốn là khâu chiếm tỷ trọng lớn nhất trong giá thành sản xuất điện năng), tăng cường hiệu quả và đưa giá điện về một mức độ hợp lý, ổn định hơn.

Không chỉ gia tăng về số lượng các doanh nghiệp cạnh tranh phát điện, khung giá trên VCGM đã tăng liên tục gần 50% từ khi ra mắt năm 2012. Đến nay mức trần với thủy điện là khoảng 1.280 đồng/kWh. Tỷ lệ sản lượng điện phát trên VCGM cũng tăng mạnh từ 5% lên khoảng 15 – 20%, có những nhà máy lên đến 30, 40%. Đây là một trong những lý do khiến ngành điện đang dần trở nên hấp dẫn, thu hút vốn đầu tư hơn so với giai đoạn trước.

Một ghi nhận đáng chú ý của chúng tôi trong thời gian vừa qua là làn sóng cổ phần hóa của một loạt doanh nghiệp phát điện, trong đó có nhiều doanh nghiệp đã niêm yết trên sàn chứng khoán. Tiếp nối làn sóng đó sẽ là cổ phần hóa 03 Tổng Công ty Phát điện (GENCO 1,2,3) và Tổng Công ty Điện lực Dầu khí (PVPower).

Hiệu quả toàn bộ hệ thống được cải thiện

Nhìn chung đến nay, cơ cấu chuỗi giá trị ngành Điện đã có những chuyển biến tích cực. 03 mắt xích chính của chuỗi giá trị là Phát điện – Truyền tải – Phân phối đều đã được tách ra thành các Tổng Công ty (Các GENCO, NPT, PC) hạch toán độc lập với EVN nhằm cụ thể hóa và chuyên môn hóa mọi hoạt động trong phân khúc của mình. Chính những bước đi này đã tạo nên sự tập trung, phát triển mạnh mẽ hơn trong từng phân khúc, và quan trọng hơn hết đó là những bước chuẩn bị cần thiết cho thị trường điện cạnh tranh. Hiệu quả chung của toàn hệ thống có thể được xem như một bước đầu thành công của quá trình tái cơ cấu ngành Điện.

Mặc dù có sự cải thiện rõ nét về hiệu quả hệ thống sau giai đoạn tái cơ cấu vừa qua, tuy nhiên nhìn chung chất lượng điện ở Việt Nam vẫn còn rất thấp. Cụ thể, có tới 65% doanh nghiệp FDI lo ngại về nguồn cung bất ổn và EVN hoạt động không hiệu quả, 2/3 số doanh nghiệp phải dùng nguồn điện dự phòng. Trong khi đó, việc thu hút đầu tư tư nhân vào lĩnh vực điện năng của Việt Nam không thành công do giá điện quá thấp. Theo định hướng, trong tương lai EVN có thể sẽ cổ phần hóa các doanh nghiệp ở khâu phân phối/ bán lẻ điện (các PC) để chuẩn bị cho thị trường bán buôn và bán lẻ điện nhằm gia tăng tính cạnh tranh, thu hút đầu tư. Đơn vị truyền tải điện (NPT) sẽ không tiến hành cổ phần hóa.

VCGM ra mắt – Ngành điện về cơ bản vẫn độc quyền

Một trong những điều kiện quan trọng nhất để có thể phá vỡ thế độc quyền ngành và xây dựng một thị trường điện cạnh tranh hoàn chỉnh, minh bạch đó là việc tách đơn vị

điều hành HTĐ Quốc gia (NLDC) và đơn vị trung gian mua bán điện (EPTC) ra khỏi EVN. Tuy nhiên đến nay đây vẫn là đơn vị trực thuộc EVN. Ngày nào vẫn tồn tại một đơn vị vừa tham gia, vừa điều hành thị trường thì ngày đó ngành Điện Việt Nam vẫn còn độc quyền và tính minh bạch của thị trường điện vẫn phải đặt dấu hỏi lớn.

Từ trợ giá chéo giữa các ngành công nghiệp sang trợ giá qua thị trường

Từ xưa đến nay, giá điện ở nước ta theo cơ chế trợ giá chéo giữa các ngành công nghiệp, nhờ đó, giá đầu vào các loại nhiên liệu để sản xuất điện được nhà nước điều tiết và thấp hơn giá thị trường, nhờ đó giá thành sản xuất điện cũng tương đối thấp. Hưởng lợi nhất từ chính sách giá này có thể nói đến các ngành công nghiệp ở đầu ra như thép, xi măng, giấy, phân bón,... và cả những khách hàng tiêu thụ điện nhỏ lẻ là người dân.

Giá điện bán lẻ bình quân ở Việt Nam hiện tại là 1.622,01 đồng/kWh, tương đương khoảng 7,5 US Cents/kWh, thuộc nhóm thấp nhất trong khu vực Đông Nam Á và trên Thế giới. Mức giá bình quân ở Malaysia là khoảng 11 USCents/kWh, Philippines là 30,46 USCents/kWh, Indonesia là 8,75 USCents/kWh, Ấn Độ là 8 – 12 USCents/kWh, còn ở các quốc gia phát triển, giá điện còn cao hơn rất nhiều (Australia là 22 – 46,56 USCents/kWh, ở Đức là 31,41 USCents/kWh,...). Tuy nhiên, nếu tính trên thu nhập bình quân đầu người thì giá điện ở Việt Nam đang được coi là một loại chi phí khá đắt đỏ, đây có thể là lý do nhà nước vẫn giữ cơ chế trợ giá chéo nhằm hỗ trợ giá điện cho phát triển kinh tế. Đối với các doanh nghiệp FDI nhận định giá điện ở nước ta vẫn còn rất thấp và họ sẵn sàng trả thêm 15% cho chi phí điện năng, miễn là chất lượng nguồn điện được đảm bảo và ổn định hơn.

Thị trường điện cạnh tranh sẽ bỏ dần cơ chế trợ giá chéo giữa các ngành công nghiệp và chuyển sang cơ chế trợ giá thông qua thị trường. Chúng tôi nhận định, biểu giá điện trong tương lai sẽ có sự thay đổi theo hướng: điều chỉnh cùng biến động của giá nhiên liệu, tỷ giá hối đoái và cơ cấu sản lượng điện phát, đồng thời giảm dần bù giá chéo giữa các nhóm khách hàng, giữa các miền. Do đó, giá điện bán lẻ (đầu ra) sẽ tiếp tục gia tăng trong những năm tới nhằm tạo điều kiện cho việc gia tăng giá phát điện (đầu vào). Theo quy hoạch điện VII, giá điện bán lẻ sẽ được điều chỉnh dần về mức 8 – 9 USCents/kWh ở năm 2020. Chúng tôi đánh giá tích cực việc tăng giá bán điện nhằm thu hút đầu tư và mở rộng cạnh tranh cho thị trường điện, về mặt dài hạn, khi giá điện ổn định ở một mức giá hợp lý, điều này không chỉ tốt cho cả ngành và còn cho toàn bộ nền kinh tế.

XI. Những điểm quan trọng khi đầu tư vào ngành điện

1. Lựa chọn công nghệ

[\(Trở về mục chính\)](#)

Hiện nay trên thế giới, con người đã phát minh ra rất nhiều cách thức sản xuất điện năng khác nhau. Để xây dựng nhà máy điện đòi hỏi địa điểm xây dựng, máy móc thiết bị, nguồn nhiên liệu, trình độ nhân công, chu trình sản xuất,... đặc trưng cho mỗi khu vực. Mỗi loại nhà máy lại có một đặc tính hoạt động khác nhau, tuổi thọ khác nhau, chi phí vận hành, sửa chữa không giống nhau,... do đó không một loại nhà máy nào là hoàn hảo, chỉ có lựa chọn nhà máy phù hợp nhất với đặc tính riêng của mỗi khu vực nhằm tối ưu hiệu quả kinh tế - xã hội của dự án là điều nhà đầu tư, những người làm quy hoạch, chính quyền địa phương,... nên đặt mỗi quan tâm nhiều nhất.

Dựa theo đặc điểm của nguồn nhiên liệu, thể chia ra làm 02 nhóm nhà máy điện chính. Do mỗi nhóm nhà máy đều có những ưu, nhược điểm riêng, việc kết hợp phát triển đa dạng các loại nhà máy điện giữa 2 nhóm là điều cần thiết để tối đa lợi ích kinh tế - xã hội – môi trường của mỗi quốc gia.

- **Nhóm thứ nhất** là các nhà máy điện phụ thuộc mạnh vào tình hình thời tiết bao gồm phong điện, điện mặt trời và các nhà máy thủy điện không có hồ chứa (hoặc hồ chứa nhỏ, không có khả năng điều tiết giữ nước trong một thời gian dài). Hạn chế lớn nhất đối với các nhà máy này là chỉ có thể điều độ phát điện khi điều kiện tự nhiên thuận lợi.
- **Nhóm thứ hai** là các nhà máy điện mà quá trình vận hành không chịu phụ thuộc hoặc phụ thuộc rất ít vào điều kiện tự nhiên như các nhà máy thủy điện lớn (có hồ chứa điều tiết năm) các nhà máy nhiệt điện và nhà máy điện nguyên tử. Các nhà máy này thường có nơi dự trữ nhiên liệu để phát điện bất cứ lúc nào có nhu cầu điều độ. Dung lượng của kho dự trữ than, uranium, công suất đường ống dẫn khí, hay dung tích hồ chứa thủy điện là hạn chế lớn nhất của nhóm các nhà máy này.

Các công nghệ nhà máy điện có thể sử dụng theo quy hoạch điện VII	
Nhóm thứ nhất	Nhóm thứ hai
Thủy điện không hồ chứa (>30 MW)	Nhiệt điện than áp suất dưới tới hạn (Coal Subcritical)
Thủy điện không hồ chứa (<30 MW)	Nhiệt điện than áp suất siêu tới hạn (Coal Supercritical)
Phong điện trên đất liền (Onshore)	Nhiệt điện than công nghệ chu trình hỗn hợp khí hóa than (IGCC)
Phong điện trên biển (Nearshore & Offshore)	Tuabin khí chu trình đơn (Gas GT)
Điện mặt trời	Tuabin khí chu trình hỗn hợp (Gas CCGT)
	Nhiệt điện dầu
	Điện hạt nhân
	Thủy điện có hồ chứa điều tiết lớn
	Điện sinh khối
	Nhà máy điện sử dụng khí sinh học

(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

Đối với nhiệt điện than, ở Việt Nam hiện tại đang sử dụng 2 loại công nghệ lò hơi chính là công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) và công nghệ đốt than phun (PC). Các tổ máy có công suất nhỏ, dưới 300MW thường sử dụng lò loại CFB với ưu điểm chủ yếu sử dụng nhiên liệu than xấu, chất lượng thấp, giải than rộng nên thường lắp đặt gần các mỏ than chất lượng không tốt. Các nhà máy nhiệt điện than của Vinacomin như NĐ Cẩm Phả, NĐ Mạo Khê,... thường ưu tiên sử dụng loại công nghệ này. Công nghệ đốt than phun cho phép các tổ máy có dải công suất rộng và cao hơn (50 – 1.300 MW) và hiệu suất cao hơn hẳn loại lò CFB, tuy nhiên loại lò này đòi hỏi chất lượng than tốt và ổn định hơn. Tuy nhiên hiệu suất nhà máy vẫn phụ thuộc nhiều vào thông số hơi, ở Việt Nam có thể xây dựng được 2 loại là:

- Áp suất dưới tới hạn (Subcritical – áp suất dưới 22 MPa)
- Áp suất siêu tới hạn (Supercritical – áp suất trên 22 MPa)

So với tổ máy nhiệt điện lò hơi áp suất dưới tới hạn, tổ máy áp suất siêu tới hạn có hiệu suất cao hơn khoảng 4,2%. Đây cũng là lý do chi phí đầu tư cho lò hơi áp suất siêu tới hạn cũng sẽ cao hơn.

Cuối cùng là công nghệ chu trình hỗn hợp khí hóa than để phát điện (IGCC). Công nghệ này có ưu điểm cơ bản là hiệu suất rất cao (năm 2020 có thể lên đến 53 -56%), phát thải SO₂ và NO_x rất thấp và đặc biệt là có khả năng lưu giữ CO₂. Nhược điểm là kết cấu phức tạp, vận hành kém linh hoạt, và suất đầu tư cao. Do đó rất có thể sẽ được áp dụng rộng rãi trong tương lai, đặc biệt để khai thác than khu vực bể than Sông Hồng.

Đối với nhiệt điện khí, dự kiến sẽ không có nhiều nhà máy tuabin khí xây dựng mới trong tương lai theo quy hoạch điện VII. Hiện nay, có 2 loại công nghệ chính đó là tuabin-khí chu trình đơn (GT) và chu trình hỗn hợp (CCGT). Ưu điểm của chu trình hỗn hợp là nhiệt tỏa ra các tuabin khí còn được thu hồi qua các lò thu hồi nhiệt để làm quay tuabin hơi của máy phát điện. Do đó hiệu suất của chu trình này cao hơn hẳn, đòi hỏi chi phí đầu tư cao hơn.

Đối với thủy điện, chi phí đầu tư trên mỗi MW càng thấp khi công suất của tổ máy càng lớn. Việc lựa chọn kiểu nhà máy thủy điện phải phụ thuộc vào địa hình khí hậu mỗi khu vực và các yếu tố xung quanh khu vực đó như các nhà máy khác, điều kiện kinh tế xã hội. Hầu hết thủy điện lớn nước ta đều có hồ chứa điều tiết dài ngày. Tại khu vực miền Bắc và miền Trung, địa hình thích hợp để khai thác các nhà máy không cần sử dụng hồ chứa điều tiết lớn.

Công suất các nguồn điện Việt Nam theo công nghệ năm 2013

Công nghệ	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
Than Subcritical	6990	-	126
Than Supercritical	-	-	-
Than IGCC	-	-	-
Tuabin khí GT	-	-	460
Tuabin khí CCGT	-	-	6986
Nhiệt điện dầu	255	86	641
Điện hạt nhân	-	-	-
Thủy điện có hồ chứa điều tiết	5890	3220	2160
Thủy điện không hồ chứa (>30MW)	1040	810	140
Thủy điện không hồ chứa (<30MW)	840	750	80
Điện sinh khối	40	-	110
Điện gió trên đất liền	-	-	36
Điện gió trên biển	-	-	16
Điện mặt trời	-	-	-
Tổng cộng	15055	4866	10755

(Nguồn: PLATTS)

Đối với điện gió, có 2 kiểu nhà máy điện gió chính được phân loại theo vị trí lắp đặt. Các nhà máy điện gió được xây dựng ở trong đất liền thường có chi phí đầu tư, lắp đặt thấp hơn nhiều so với các nhà máy được xây dựng ở trên biển. Đây cũng là lý do chính để điện gió Bạc Liêu được hưởng mức giá bán điện cao hơn các dự án phong điện khác.

2. Hiệu suất chuyển đổi – Efficiencies Factor

Đối với các nhà máy nhiệt điện, hiệu suất chuyển đổi (Efficiencies Factor) là một trong những yếu tố quan trọng để đánh giá hiệu quả sử dụng nhiên liệu của một nhà máy nhiệt điện. Theo IEA, hiệu suất chuyển đổi là chỉ số để tính toán nhiệt lượng cần thiết để tạo ra 1kWh điện (Heat rate tính theo Btu/kWh). Ở đây, mỗi loại nhiên liệu tạo ra một nhiệt lượng khác nhau, có giá bán khác nhau, ... do đó chúng tôi không đề cập đến hiệu quả kinh tế mà chỉ đưa ra đánh giá so sánh về kỹ thuật của các nhà máy nhiệt điện với nhau. Hiệu suất chuyển đổi càng cao cho thấy công nghệ của nhà máy nhiệt điện đó càng hiệu quả, tiêu tốn ít nhiệt lượng hơn.

So sánh thông số hiệu quả hoạt động các công nghệ nhiệt điện tại Việt Nam				
Công nghệ	Hiệu suất chuyển đổi (%)		Heat Rate (Btu/kWh)	
	2013	2030	2013	2030
Than Subcritical	34%	37%	10035	9222
Than Supercritical	-	41%	-	8322
Than IGCC	-	46%	-	7417
Tuabin khí GT	37%	38%	9222	8979
Tuabin khí CCGT	57%	58%	5986	5883
Nhiệt điện dầu	37%	38%	9222	8979
Điện hạt nhân	-	33%	-	10339
Điện sinh khối	35%	35%	9749	9749
Điện sản xuất từ khí Biogas	-	30%	-	11373

(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

Nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp có hiệu suất chuyển đổi vượt trội nhất trong các công nghệ nhiệt điện hiện tại. Để có thể thấy rõ hiệu suất vượt trội này, nhà máy tuabin khí CCGT chỉ cần 5.986 Btu nhiệt lượng để tạo ra 1kWh điện, thấp hơn đến 35% so với một nhà máy tuabin khí chu trình đơn sử dụng cùng một loại nhiên liệu khí đốt.

Các nhà máy nhiệt điện còn lại ở Việt Nam có hiệu suất không chênh lệch nhiều, trong đó nhiệt điện than Subcritical hiện nay có hiệu suất chuyển đổi thấp nhất, chỉ 34%. Trong tương lai, hiệu suất chuyển đổi của các lò hơi dưới tới hạn này được dự báo sẽ được cải thiện lên khoảng 37%, xấp xỉ với một nhà máy tuabin khí chu trình đơn (38%) và nhà máy nhiệt điện dầu (38%). Hiệu suất chuyển đổi cũng là một trong những động lực cho các nhà đầu tư nhiệt điện than ở Việt Nam cân nhắc lựa chọn 2 loại công nghệ mới trong tương lai là sử dụng lò hơi áp suất siêu tới hạn (hiệu suất chuyển đổi 41%) và công nghệ IGCC (hiệu suất lên đến 46%).

3. Hệ số công suất – Capacity Factor

Nếu như chỉ số về hiệu suất chuyển đổi chỉ cho chúng ta so sánh về nhóm các nhà máy nhiệt điện với nhau thì hệ số công suất (Capacity factor) cho chúng ta có cái nhìn rõ hơn về hoạt động của các nhà máy điện khác nhau. Hệ số công suất là tỷ số giữa lượng điện năng sản xuất thực tế với lượng điện năng có thể sản xuất ở chế độ vận hành 100% công suất định mức trong một khoảng thời gian nhất định (năm, mùa, tháng, ngày). Thông thường người ta đánh giá hệ số công suất của một nhà máy trong khoảng thời gian 1 năm trở lên để có thể bao quát các yếu tố mùa vụ của nó.

$$(\text{Hệ số công suất } \%) = \frac{\text{Tổng sản lượng thực tế}}{\text{Tổng sản lượng theo thiết kế}}$$

Hệ số công suất không bao giờ vượt quá 100%, cũng có nghĩa một nhà máy điện không thể hoạt động với công suất tối đa trong toàn bộ thời gian được. Có nhiều yếu tố giải thích cho vấn đề này như:

- Nhà máy điện đòi hỏi phải bảo trì, bảo dưỡng để có thể hoạt động liên tục ở công suất cao
- Các nhà máy nhiệt điện luôn đòi hỏi thời gian khởi động nhất định mới có thể đạt tới công suất tối đa
- Nhu cầu điện sụt giảm vào giờ thấp điểm khiến các nhiều nhà máy không được huy động ở công suất cao
- Các nhà máy điện ở nhóm thứ nhất (đã trình bày ở phần 1) luôn chịu ảnh hưởng của tình hình thời tiết, do đó chỉ có thể hoạt động mạnh khi thời tiết thuận lợi;...

So sánh thông số hoạt động các công nghệ nhà máy điện tại Việt Nam

Công nghệ	Hệ số công suất (%)		Hệ số sẵn sàng hoạt động (%)
	2013	2030	
Than Subcritical	60%	60%	85%
Than Supercritical	-	60%	85%
Than IGCC	-	60%	85%
Tuabin khí GT	92%	-	92%
Tuabin khí CCGT	87%	67%	92%
Nhiệt điện dầu	92%	-	92%
Điện hạt nhân	-	75%	90%
Thủy điện có hồ chứa	51%	46%	95%
Thủy điện không hồ chứa (>30MW)	39%	39%	95%
Thủy điện không hồ chứa (<30MW)	34%	34%	95%
Điện sinh khối	70%	70%	90%
Điện sản xuất từ khí Biogas	-	70%	90%

(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

Có thể thấy, năm 2013, các nhà máy tuabin khí và nhiệt điện dầu có hệ số công suất rất cao từ 87 – 92%, tương đương với trên 6.500 giờ vận hành mỗi năm. Một phần là những năm qua, nhu cầu điện ở miền Nam luôn ở mức tăng trưởng rất cao do đó nguồn cung tại chỗ luôn phải căng sức để đáp ứng. Các nhà máy nhiệt điện khí và dầu này được huy động ở cường độ cao khiến sản lượng huy động và hệ số công suất trong năm tăng mạnh. Đặc biệt với các nhà máy này, chi phí cho mỗi lần khởi động tổ máy là rất lớn, do đó họ rất ít khi dừng tổ máy (trừ trường hợp bảo dưỡng, sửa chữa), trong giờ thấp điểm thường vẫn cho máy chạy ở mức phụ tải thấp để tiết giảm chi phí. Các nhà máy nhiệt điện than có hệ số công suất thấp hơn (chỉ khoảng 60%) một phần là do vị trí lắp đặt ở phía Bắc, nơi nguồn cung từ thủy điện rất dồi dào, chủ yếu huy động nhằm bổ sung phụ tải vào giờ cao điểm và mùa khô.

Các nhà máy thủy điện nhìn chung có hệ số công suất rất thấp, chỉ khoảng 51%. Sự phụ thuộc mạnh vào yếu tố thủy văn khiến thủy điện không thể hoạt động với công suất tối đa trong giai đoạn mùa khô. Nhiều nhà máy điện không có hồ chứa thậm chí còn không có khả năng phát điện vào mùa khô do phụ thuộc hoàn toàn vào dòng chảy khiến hệ số công suất ở các nhà máy này còn thấp hơn nhiều, chỉ khoảng 34 – 39%. Hệ số này tương đương với khoảng 4.500 giờ chạy máy ở công suất tối đa. Thời gian hoạt

động của thủy điện còn có sự khác biệt theo miền, các nhà máy thủy điện ở miền Nam có số giờ chạy máy từ 4.500 – 5.000 giờ mỗi năm, trong khi con số này ở miền Trung chỉ khoảng 3.500 giờ/năm và ở miền Bắc khoảng 4.000 – 4.500 giờ.

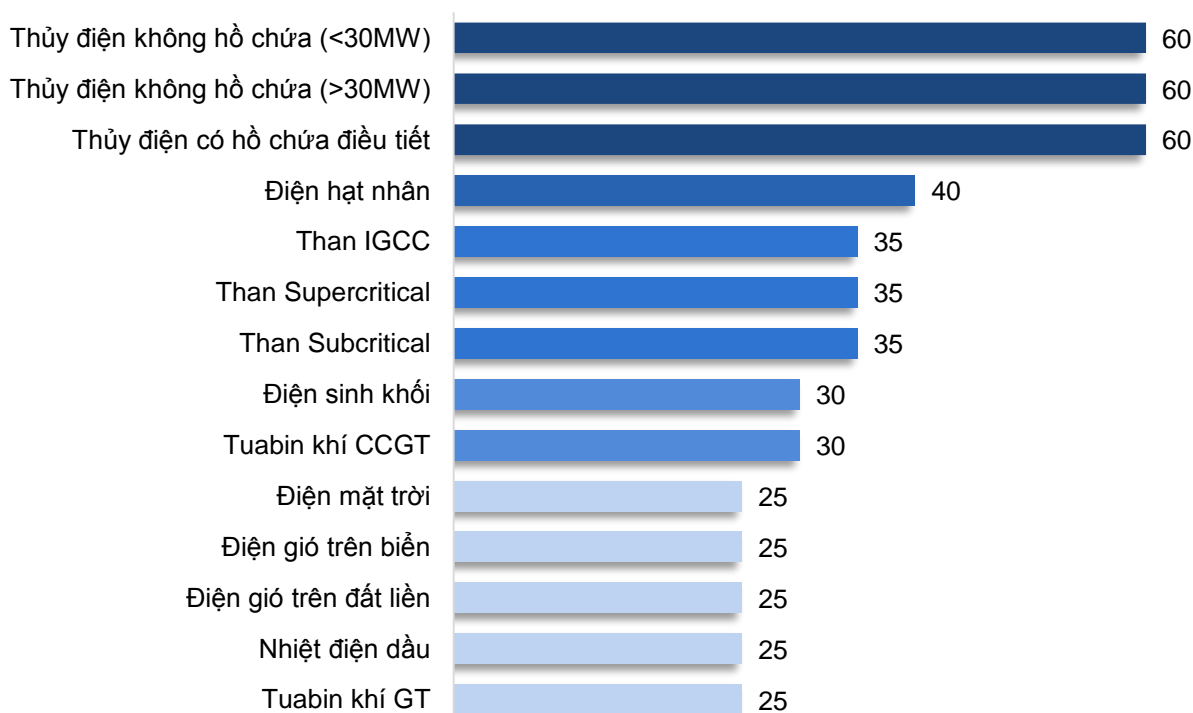
Bên cạnh hệ số công suất, hệ số sẵn sàng hoạt động (Availability Factor) cũng là một hệ số quan trọng để đánh giá hoạt động của các nhà máy điện. Hệ số sẵn sàng hoạt động là công suất tối đa mà một tổ máy có thể hoạt động được trong một lần huy động. Một nhà máy điện sau một thời gian hoạt động sẽ bị suy giảm công suất, do đó luôn đòi hỏi phải có lịch kiểm tra, bảo hành bảo dưỡng để duy trì được mức độ hoạt động ổn định của máy móc. Cùng với đó là thời gian khởi động của các nhà máy nhiệt điện (thủy điện không cần thời gian khởi động) là những yếu tố khiến hệ số này không thể đạt được 100%.

Dễ dàng nhận thấy hệ số sẵn sàng hoạt động của nhà máy thủy điện rất cao, lên đến 95% bởi vì thủy điện không tốn thời gian khởi động để có thể phát điện, trong khi doanh nghiệp có thể chủ động trong chu kỳ sửa chữa, bảo dưỡng tổ máy của mình nhằm phát huy hiệu quả phát điện tốt nhất. Khởi động nhanh là lý do chính khiến cơ cấu nguồn điện ở nhiều quốc gia cho thủy điện chạy phụ tải bổ sung vào những thời điểm khan hiếm điện. Riêng với thủy điện, không chỉ bị giới hạn công suất tối đa, thủy điện còn bị giới hạn bởi công suất tối thiểu khoảng 20% bởi hồ chứa phải tích đủ một lượng nước nhất định thì mới có thể tạo đủ áp lực để chạy máy.

Trái ngược với đó, các nhà máy nhiệt điện, đặc biệt là nhiệt điện than, đòi hỏi một thời gian nhất định cho việc đốt cháy nhiên liệu, chạy khởi động mới có thể đạt công suất tối đa. Chu kỳ bảo dưỡng của một nhà máy nhiệt điện cũng kéo dài và phức tạp hơn thủy điện. Do đó hệ số sẵn sàng chỉ đạt 87% đối với nhiệt điện than và 92% đối với tuabin khí.

4. Tuổi thọ dự án

Tuổi thọ trung bình các loại hình nhà máy điện (Năm)



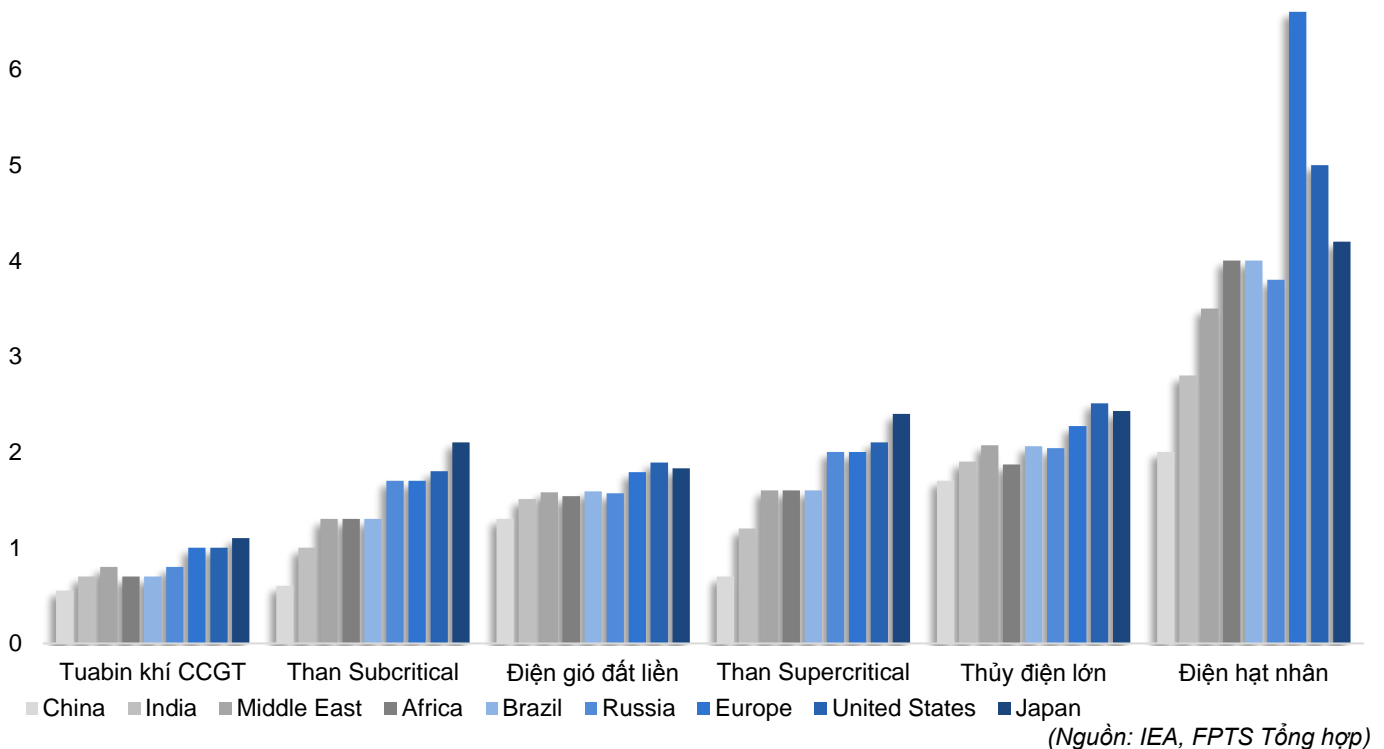
(Nguồn: FPTIS Tổng hợp)

Một trong những ưu điểm lớn nhất khi đầu tư vào thủy điện chính là tuổi thọ của nhà máy. Bình quân một nhà máy thủy điện có tuổi thọ lên đến 60 năm, vượt trội so với một nhà máy nhiệt điện chạy than (35 năm) hay một nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp (30 năm). Trên thế giới, nhiều nhà máy thủy điện có thời gian hoạt động lên đến 100 năm mà chỉ cần bảo trì, tu sửa một số loại trang thiết bị.

5. Chi phí đầu tư

Đầu tư vào ngành điện cũng tương tự như đầu tư vào tài sản cố định, chi phí đầu tư ban đầu rất lớn và là một trong những yếu tố quyết định đến hiệu quả của toàn bộ dự án. Chi phí đầu tư máy móc thiết bị không chỉ phụ thuộc vào từng loại nhà máy điện mà còn liên hệ chặt chẽ với nguồn gốc, xuất xứ của nó.

So sánh chi phí đầu tư nhà máy điện tại các nước tiêu biểu trên thế giới năm 2013
(Triệu USD/MW)



Theo nghiên cứu của IEA, suất đầu tư ở nhóm các quốc gia phát triển (Mỹ, Nhật, Châu Âu, Nga) cao hơn hẳn so với phần còn lại, điều này đi đôi với hiệu quả, chất lượng của máy móc. Trong đó, chi phí đầu tư máy móc của Nhật Bản thường cao nhất, tiếp đến là Mỹ và Châu Âu. Nhóm có chi phí đầu tư thấp hơn là các nước đang phát triển như Ấn Độ, Trung Đông, Châu Phi và Nam Mỹ với chi phí đầu tư rẻ hơn 30% so với các nước Tây Âu. Cuối cùng là máy móc thiết bị ở Trung Quốc có hiệu suất thấp hơn khoảng 3 – 5% nhưng thường rẻ hơn nhiều, chỉ bằng 35 – 70% chi phí đầu tư ở nhóm đầu tiên.

Chính điều này cùng với chính sách mời thầu giá rẻ của Việt Nam là nguyên nhân chính khiến các nhà thầu Trung Quốc liên tục trúng thầu trong các dự án điện trọng điểm quốc gia. Đến cuối năm 2014, Việt Nam có 20 dự án nhiệt điện thì có tới 15 công trình do Trung Quốc làm tổng thầu EPC (tư vấn thiết kế - cung cấp thiết bị - xây lắp, vận hành). Tuy nhiên tiến độ xây dựng không đảm bảo, độ ổn định của máy móc không cao, cùng việc chưa quan tâm đến vấn đề ô nhiễm môi trường là điều các nhà đầu tư

nước ngoài đặt dấu hỏi khi đầu tư vào một dự án điện sử dụng nhà thầu Trung Quốc. Có thể thấy các nhà đầu tư BOT sẵn sàng bỏ ra chi phí cao hơn đến 30% để chọn thiết bị từ các nhà cung cấp nổi tiếng của Châu Âu như Siemens, Schneider Electric,....

Nhìn chung, theo thống kê năm 2013, suất đầu tư cho mỗi loại hình nhà máy điện ở Việt Nam tương đương với chi phí tại các nước trong khu vực Đông Nam Á và Ấn Độ. Ngoại trừ các nhà máy nhiệt điện than (do hầu hết nhà thầu Trung Quốc trúng thầu EPC), suất đầu tư các nhà máy điện nhìn chung cao hơn tương đối so với Trung Quốc.

Suất đầu tư nhà máy điện tại Việt Nam 2013 và trong tương lai theo QHĐ VII

Công nghệ	Suất đầu tư (Triệu USD/MW)	Theo QHĐ VII (Không tính BOT)
Than Subcritical	1.1	1.18
Than Supercritical (*)	1.25	1.15
Than IGCC (*)	1.6	-
Tuabin khí GT	0.4	-
Tuabin khí CCGT	0.7	-
Nhiệt điện dầu	0.9	-
Điện hạt nhân (*)	4.5	5.68
Thủy điện có hồ chứa điều tiết	1.12	1.53
Thủy điện không hồ chứa (>30MW)	1.2	1.61
Thủy điện không hồ chứa (<30MW)	1.6	1.61
Điện sinh khối	0.85	-
Điện gió trên đất liền	1.55	1.55
Điện gió trên biển	3.42	-
Điện mặt trời (*)	5.5	-

** Những nguồn chưa phát triển ở Việt Nam, tham khảo theo các nghiên cứu của IEA.
(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)*

Điện hạt nhân và điện mặt trời là 2 loại nhà máy điện công nghệ cao mà chỉ một số nước phát triển trên Thế giới mới có khả năng thương mại hóa 2 loại hình này. Không chỉ đòi hỏi mức độ phức tạp trong nghiên cứu nhà máy, trong cung cấp, xử lý nhiên liệu mà còn đòi hỏi đội ngũ vận hành chuyên môn cao. Do đó đây là hai loại hình có suất đầu tư cao nhất và thường chỉ được phát triển ở một số nước trên Thế giới. Việt Nam dự kiến là quốc gia đầu tiên trong khu vực khai thác nhà máy điện hạt nhân.

Chi phí đầu tư cho 1MW điện gió rất cao (1,55 triệu USD/MW với điện gió trên đất liền và khoảng 3,42 triệu USD/MW với điện gió trên biển) trong khi giá bán vẫn còn thấp là nguyên nhân chính khiến loại hình này chưa phát triển mạnh ở Việt Nam.

Trong 3 loại nhà máy điện phổ biến nhất ở nước ta, thủy điện đòi hỏi suất đầu tư cao nhất. Bình quân một nhà máy thủy điện lớn (>30MW) có chi phí đầu tư từ 1,12 – 1,2 triệu USD/MW. Một nhà máy thủy điện nhỏ (<30MW) đòi hỏi chi phí cao hơn, lên đến 1,6 triệu USD/MW. Thời gian xây dựng nhà máy thủy điện cũng cao nhất (thường khoảng 4 – 6 năm) do sự phức tạp trong xây dựng trên dòng chảy của sông suối, công tác di dân,... Thủy điện Sơn La (2.400 MW) được xem như niềm tự hào của người Việt Nam dù thi công vượt tiến độ được giao 3 năm cũng phải mất đến 7 năm để hoàn thành.

Một nhà máy nhiệt điện đòi hỏi thời gian xây dựng ngắn hơn so với thủy điện (3 – 4 năm). Các nhà máy nhiệt điện than thường có thời gian xây dựng lâu hơn so với nhà máy tuabin khí cùng công suất, đặc biệt là với các nhà máy không nằm gần mỏ than, đòi hỏi phải xây dựng hệ thống cơ sở hạ tầng cho dự trữ than hoặc đường xá, cảng chuyên dụng phục vụ cho công tác vận chuyển than. Hiện nay Việt Nam chỉ có nhiệt điện than với công suất lò hơi dưới tới hạn (Subcritical) với suất đầu tư bình quân khoảng 1,1 triệu USD/MW. Trong tương lai dự kiến chúng ta sẽ đầu tư thêm các nhà máy nhiệt điện than trên tới hạn (Supercritical), suất đầu tư bình quân của nhà máy này trong khu vực khoảng 1,25 triệu USD/MW tuy nhiên theo dự kiến trong quy hoạch điện VII thì chi phí này khoảng 1,15 triệu USD/MW.

Một nhà máy tuabin khí thường không có khả năng tự xây dựng đường ống dẫn khí cho riêng mình, do đó thường được xây dựng gần các bể khí và thuê đường ống của đơn vị cấp khí. Việc đầu tư kho dự trữ khí rất tốn kém và không đem lại hiệu quả kinh tế cao. Do đó các nhà máy tuabin khí thường có suất đầu tư thấp hơn rất nhiều so với nhiệt điện than. Một nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp có suất đầu tư chỉ khoảng 0,7 triệu USD/MW, chu trình đơn chỉ 0,4 triệu USD/MW. Trái ngược với đó, một nhà máy nhiệt điện chạy dầu lại cần đến 0,9 triệu USD/MW trong khi hiệu suất hoạt động không cao lại gây ô nhiễm môi trường.

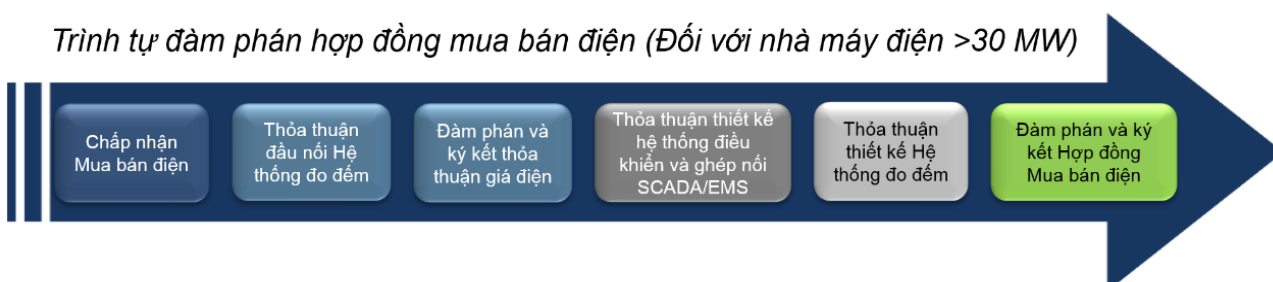
6. Chi phí phát điện và Giá mua bán điện

Chi phí để tạo ra 1kWh (LCOE – Levelised Cost of Electricity) của mỗi nhà máy điện phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như chi phí đầu tư, tuổi thọ nhà máy, chi phí lãi vay, giá nhiên liệu,... cũng như các hệ số chuyển đổi, hệ số công suất,... của từng dự án như đã đề cập ở trên.

a. Giá hợp đồng cho nhà máy nhiệt điện và thủy điện lớn

Ngoại trừ các nhà máy sản xuất điện sử dụng năng lượng tái tạo hoặc các nhà máy điện BOT có cơ chế giá riêng, hầu hết các nhà máy nhiệt điện và thủy điện (>30MW) đều phải bán điện cho EVN theo hợp đồng mua bán điện (PPA). Đàm phán và ký kết thỏa thuận giá điện chỉ là 01 trong 06 bước của trình tự đàm phán hợp đồng PPA, nhưng là bước quan trọng và được quan tâm nhất.

Trình tự đàm phán hợp đồng mua bán điện (Đối với nhà máy điện >30 MW)



(Nguồn: EPTC, FPTs Tổng Hợp)

Giá bán điện theo hợp đồng này do 2 bên mua, bán điện đàm phán dựa trên phương pháp được quy định tại **Thông tư 56/2014/TT-BCT** ban hành ngày 19/12/2014.

Chi phí phát điện có liên quan chặt chẽ đến giá bán điện đầu ra. Như chúng tôi đã đề cập ở những phần trước, giá hợp đồng PPA được xây dựng theo cơ chế “Cost + Margin”. Nghĩa là giá bán đảm bảo 2 yếu tố:

- Phần thứ nhất đảm bảo cho chủ đầu tư chi trả các khoản chi phí hợp lý trong toàn bộ đời sống kinh tế của dự án;
- Phần thứ hai đảm bảo lợi nhuận cho chủ đầu tư. Tỷ suất sinh lợi nội tại của dự án (IRR) được quy định không vượt quá 12%.

Giá hợp đồng PPA của nhà máy nhiệt điện phức tạp hơn giá của thủy điện bởi đặc thù đòi hỏi chi phí nhiên liệu đầu vào. Cụ thể trong cấu thành giá bán điện của nhà máy nhiệt điện có thêm 2 thành phần chi phí biến đổi:

- Phần giá biến đổi (VC) bao gồm những loại chi phí biến đổi trong quá trình vận hành của nhà máy như các loại chi phí nhiên liệu chính (than, khí), nhiên liệu phụ (dầu) và giá điều chỉnh theo các biến động khác của nhà máy.
- Phần giá vận chuyển nhiên liệu chính của nhà máy điện (P_{vc}).

	Nhiệt điện	Thủy điện
Giá bán hợp đồng PPA	$P = FC + FOMC + VC + P_{vc}$	$P = FC + FOMC$
Giá cố định		
	FC - Giá cố định bình quân (Đồng/kWh)	FC - Giá cố định bình quân (Đồng/kWh)
	FOMC - Giá vận hành và bảo dưỡng cố định năm cơ sở (Đồng/kWh)	FOMC - Giá vận hành và bảo dưỡng cố định năm cơ sở (Đồng/kWh)
Giá biến đổi		
	VC - Giá biến đổi năm cơ sở (Đồng/kWh)	
	P_{vc} - Giá vận chuyển nhiên liệu chính (Đồng/kWh)	
Giá phát điện	$P_g = FC + FOMC + VC$	$P_g = FC + FOMC$

(Nguồn: FPTTS Tổng hợp)

Thực chất việc đàm phán giá điện giữa 2 bên mua – bán điện theo thông tư này gồm 2 bước quan trọng:

- (1) Đàm phán các thông số chi phí phát sinh** trong suốt đời sống kinh tế của dự án (một số thông số đã được quy định sẵn, một số thông số còn lại do 2 bên thỏa thuận theo hướng dẫn của thông tư). Các thông số này khi 2 bên thống nhất sẽ được đưa vào 2 mô hình phân tích tài chính của dự án là “Dự toán kết quả kinh doanh” và “Dòng tích lũy tài chính và các chỉ tiêu tài chính”.
- (2) Đàm phán giá bán điện** để đưa vào mô hình tài chính trên. Thực chất là đàm phán phần biên lợi nhuận hợp lý cho chủ đầu tư (mức giá bán phải đảm bảo nằm trong khung giá quy định, đủ chi trả tất cả các chi phí phát sinh mà 2 bên đã đàm phán ở bước 1 và đem lại tỷ suất sinh lợi nội tại không cao hơn 12% cho chủ đầu tư).

b. Giá bán đối với nhà máy điện nhỏ

Theo thông tư 32/2014/TT-BCT, một số đơn vị sở hữu nhà máy nhỏ (< 30MW) có thể áp dụng bán điện cho EVN theo **Biểu giá chi phí tránh được** được ban hành hằng năm bởi Bộ Công thương. Theo đó, EVN có trách nhiệm thu mua toàn bộ điện năng mà các nhà máy này phát lên lưới theo biểu giá chi phí tránh được này. Việc không phải đàm phán, tính toán hợp đồng mua bán điện như các nhà máy điện lớn (đã trình bày ở mục a) là một trong những lợi thế của các nhà máy thủy điện nhỏ này.

Các đối tượng có thể áp dụng bán điện theo biểu giá chi phí tránh được khi đủ một trong các điều kiện sau:

- Công suất đặt của nhà máy nhỏ hơn hoặc bằng 30 MW và toàn bộ điện năng được sản xuất từ Năng lượng tái tạo.
- Bên bán có nhiều nhà máy thủy điện bậc thang trên cùng một dòng sông được áp dụng Biểu giá chi phí tránh được cho cụm thủy điện bậc thang khi tổng công suất đặt của các nhà máy này nhỏ hơn hoặc bằng 60 MW.
- Trường hợp cụm thủy điện bậc thang có nhà máy thủy điện có công suất lớn hơn 30 MW được đưa vào vận hành đầu tiên, Bên bán được áp dụng Biểu giá chi phí tránh được cho cụm thủy điện bậc thang khi nhà máy thủy điện tiếp theo vận hành thương mại

Chi phí tránh được là chi phí sản xuất 01 kWh của tổ máy phát có chi phí cao nhất trong hệ thống điện quốc gia (các tổ máy nhiệt điện), chi phí này có thể tránh được nếu EVN mua 01 kWh từ một nhà máy thủy điện nhỏ thay thế.

Biểu giá chi phí tránh được chia ra làm nhiều phần tùy theo địa lý và thời gian. Phần giá bán điện cho mùa khô (quy định từ 01/11 đến 30/06 năm sau) cao hơn giá bán điện cho mùa mưa (từ 01/07 đến 31/10). Trong mỗi mùa thì giá bán giờ cao điểm là cao nhất, tiếp đến là giờ bình thường và thấp nhất là giá bán vào giờ thấp điểm. Tương tự như vậy, giá bán điện ở khu vực miền Nam luôn cao nhất, kế đến là miền Bắc và miền Trung. Phần điện năng dư được bán với giá chỉ bằng khoảng 1/2 so với giá bán trong giờ thấp điểm mùa mưa..

Biểu giá chi phí tránh được năm 2015 có sự thay đổi so với 2014 khi không bao gồm chi phí thuế tài nguyên nước, tiền dịch vụ môi trường rừng và thuế giá trị gia tăng. EVN có trách nhiệm thanh toán cho nhà máy điện các loại thuế và tiền dịch vụ môi trường rừng này. Đây cũng là một trong những ưu đãi khi đầu tư nhà máy điện nhỏ.

Biểu giá chi phí tránh được năm 2015							
	Mùa khô			Mùa mưa			Điện năng dư
	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	
Giá điện năng (Đồng/kWh)							
Miền Bắc	638	634	631	607	613	620	310
Miền Trung	625	624	623	598	602	605	302
Miền Nam	663	662	661	632	636	639	320
Giá công suất cho cả 3 miền (Đồng/kWh)	2.158						

(Nguồn: Bộ Công thương)

c. Giá bán đối với các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo khác

Bộ Công thương đang xây dựng những khung pháp lý về giá bán điện cho các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo ở Việt Nam. Hiện tại chỉ có thủy điện nhỏ, điện gió và một vài loại điện sinh khối có khung giá bán. Nhà máy điện sản xuất từ khí biogas, điện mặt trời hay địa nhiệt,... vẫn chưa có khung giá cụ thể.

Điện sản xuất từ năng lượng sinh khối có 2 khung giá: 5,8 USCent/kWh đối với các dự án đồng phát nhiệt – điện và được áp dụng biểu giá chi phí tránh được với các dự án điện sinh khối khác.

Điện gió có mức giá 7,8 USCent/kWh với các dự án xây dựng trên đất liền và 9,8 USCent/USD với dự án điện gió xây dựng trên biển.

Có thể thấy giá bán điện sản xuất từ năng lượng tái tạo vẫn chưa hấp dẫn nhà đầu tư ở Việt Nam. Mặc dù bên cạnh đó, Chính phủ đã có rất nhiều các chính sách ưu đãi về vốn đầu tư, ưu đãi về thuế đất đai, hỗ trợ giải phóng mặt bằng, ưu đãi về tín dụng, thuế nhập khẩu và cả thuế thu nhập doanh nghiệp.

XII. Các dự án nguồn điện đã và sẽ vào vận hành theo QHĐ 7
1. Danh mục các dự án nguồn điện vào vận hành giai đoạn 2011 - 2020

TT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Ghi chú
Công trình vào vận hành năm 2011		4187		
1	TĐ Sơn La #2,3,4	1200	EVN	Đã hoàn thành
2	TĐ Nậm Chiến #1	100	Tập đoàn Sông Đà	Đã hoàn thành
3	TĐ Na Le (Bắc Hà) #1,2	90	LICOGI	
4	TĐ Ngòi Phát	72	IPP	
5	TĐ A Lưới #1,2	170	Công ty cổ phần Điện Miền Trung	Đã hoàn thành
6	TĐ Sông Tranh 2 #2	95	EVN	
7	TĐ An Khê - Kanak	173	EVN	Đã hoàn thành
8	TĐ Sê San 4A	63	Công ty cổ phần TĐ Sê San 4A	Đã hoàn thành
9	TĐ Đak My 4	190	IDICO	
10	TĐ Se Kaman 3 (Lào)	250	Công ty cổ phần Việt Lào	
11	TĐ Đak Rtih	144	Tổng công ty Xây dựng số 1	Đã hoàn thành
12	TĐ Đồng Nai 3 #2	90	EVN	Đã hoàn thành
13	TĐ Đồng Nai 4 #1	170	EVN	Đã hoàn thành
14	NĐ Uông Bí MR #2	300	EVN	Đã hoàn thành
15	NĐ Cẩm Phả II	300	VINACOMIN	Đã hoàn thành
16	TBKHH Nhơn Trạch 2	750	PVN	Đã hoàn thành
	Điện gió+Năng lượng tái tạo	30		
Công trình vào vận hành năm 2012		2805		
1	TĐ Sơn La #5,6	800	EVN	Đã hoàn thành
2	TĐ Đồng Nai 4 #2	170	EVN	Đã hoàn thành
3	TĐ Nậm Chiến #2	100	Tập đoàn Sông Đà	Đã hoàn thành
4	TĐ Bản Chát #1,2	220	EVN	Đã hoàn thành
5	TĐ Hủa Na #1,2	180	Công ty cổ phần TĐ Hủa Na	Đã hoàn thành
6	TĐ Nho Quế 3 #1,2	110	Công ty cổ phần Bitexco	Đã hoàn thành

7	TĐ Khe Bô #1,2	100	Công ty cổ phần Điện lực	Đã hoàn thành
8	TĐ Bá Thước II #1,2	80	IPP	
9	TĐ Đồng Nai 2	70	IPP	Đã hoàn thành
10	TĐ Đam Bri	75	IPP	Đã hoàn thành
11	NĐ An Khánh I #1	50	Công ty cổ phần NĐ An Khánh	
12	NĐ Vũng Áng I #1	600	PVN	Đã hoàn thành
13	NĐ Formosa #2	150	Công ty TNHH Hưng Nghiệp Formosa	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	100		

Công trình vào vận hành năm 2013 2105

1	TĐ Nậm Na 2	66	IPP	
2	TĐ Đak Rinh #1,2	125	PVN	Đã hoàn thành
3	TĐ Srê Pok 4A	64	Công ty cổ phần TĐ Buôn Đôn	Đã hoàn thành
4	NĐ Hải Phòng II #1	300	EVN	Đã hoàn thành
5	NĐ Mạo Khê #1,2	440	VINACOMIN	Đã hoàn thành
6	NĐ An Khánh I #2	50	Công ty cổ phần NĐ An Khánh	
7	NĐ Vũng Áng I #2	600	PVN	Đã hoàn thành
8	NĐ Nghi Sơn I #1	300	EVN	
9	NĐ Nông Sơn	30	VINACOMIN	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	130		

Công trình vào vận hành năm 2014 4279

1	TĐ Nậm Na 3	84	IPP	
2	TĐ Yên Sơn	70	Công ty cổ phần XD&DL Bình Minh	
3	TĐ Thượng Kontum #1,2	220	Công ty CTĐ Vĩnh Sơn - S.Hình	Chưa hoàn thành
4	TĐ Đak Re	60	Công ty cổ phần TĐ Thiên Tân	
5	TĐ Nậm Mô (Lào)	95	IPP	
6	NĐ Hải Phòng 2 #2	300	EVN	Đã hoàn thành
7	NĐ Nghi Sơn I #2	300	EVN	
8	NĐ Thái Bình II #1	600	PVN	

9	NĐ Quảng Ninh II #1	300	EVN	
10	NĐ Vĩnh Tân II #1,2	1200	EVN	Đã hoàn thành
11	NĐ Ô Môn I #2	330	EVN	
12	NĐ Duyên Hải I #1	600	EVN	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	120		

Công trình vào vận hành năm 2015 6540

1	TĐ Huội Quảng #1,2	520	EVN	
2	TĐ Đồng Nai 5	145	VINACOMIN	Chưa phê duyệt
3	TĐ Đồng Nai 6	135	Công ty Đức Long Gia Lai	Chưa phê duyệt
4	TĐ Se Ka man 1 (Lào)	290	Công ty cổ phần Việt Lào	
5	NĐ Quảng Ninh II #2	300	EVN	
6	NĐ Thái Bình II #2	600	PVN	
7	NĐ Mông Dương II #1,2	1200	AES/BOT	
8	NĐ Lục Nam #1	50	IPP	
9	NĐ Duyên Hải III #1	600	EVN	
10	NĐ Long Phú I #1	600	PVN	
11	NĐ Duyên Hải I #2	600	EVN	
12	TBKHH Ô Môn III	750	EVN	
13	NĐ Công Thanh #1,2	600	Công ty cổ phần NĐ Công Thanh	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	150		

Công trình vào vận hành năm 2016 7136

1	TĐ Lai Châu #1	400	EVN	
2	TĐ Trung Sơn #1,2	260	EVN	
3	TĐ Sông Bung 4	156	EVN	Đã hoàn thành
4	TĐ Sông Bung 2	100	EVN	
5	TĐ Đak My 2	98	IPP	
6	TĐ Đồng Nai 6A	106	Công ty Đức Long Gia Lai	
7	TĐ Hồi Xuân	102	IPP	

8	TĐ Sê Kaman 4 (Lào)	64	BOT
9	TĐ Hạ Sê San 2 (Campuchia 50%)	200	EVN - BOT
10	NĐ Mông Dương I #1	500	EVN
11	NĐ Thái Bình I #1	300	EVN
12	NĐ Hải Dương #1	600	Jak Resource - Malaysia/BOT
13	NĐ An Khánh II #1	150	Công ty cổ phần NĐ An Khánh
14	NĐ Long Phú I #2	600	PVN
15	NĐ Vĩnh Tân I #1,2	1200	CSG/BOT
16	NĐ Duyên Hải III #2	600	EVN
17	TBKHH Ô Môn IV	750	EVN
18	TBKHH Ô Môn II	750	BOT
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	200	

Công trình vào vận hành năm 2017	6775
---	-------------

1	TĐ Lai Châu #2,3	800	EVN
2	TĐ Sê Kông 3A, 3B	105+100	Tập đoàn Sông Đà
3	NĐ Thăng Long #1	300	Công ty cổ phần NĐ Thăng Long
4	NĐ Mông Dương I #2	500	EVN
5	NĐ Thái Bình I #2	300	EVN
6	NĐ Hải Dương #2	600	Jak Resource - Malaysia/BOT
7	NĐ Nghi Sơn II #1,2	1200	BOT
8	NĐ An Khánh II #2	150	Công ty cổ phần NĐ An Khánh
9	NĐ Vân Phong I #1	660	Sumitomo - Hanoitco/BOT
10	NĐ Vĩnh Tân VI #1	600	EVN
11	NĐ Vĩnh Tân III #1	660	Công ty cổ phần Năng lượng Vĩnh Tân 3/BOT
12	NĐ Sông Hậu I #1	600	PVN
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	200	

Công trình vào vận hành năm 2018	7842
---	-------------

1	TĐ Bảo Lâm	120	Tập đoàn Sông Đà
---	------------	-----	------------------

2	TĐ Nậm Sum 1 (Lào)	90	Sai Gon Invest
3	TĐ Sê Kông (Lào)	192	EVN - BOT
4	NĐ Na Dương II #1,2	100	VINACOMIN
5	NĐ Lục Nam #2	50	IPP
6	NĐ Vũng Áng II #1	600	VAPCO/BOT
7	NĐ Quảng Trạch I #1	600	PVN
8	NĐ Nam Định I #1	600	Tai Kwang - Hàn Quốc/BOT
9	NĐ Vân Phong I #2	660	Sumitomo - Hanoinco/BOT
10	NĐ Sông Hậu I #2	600	PVN
11	TBKHH Sơn Mỹ I #1,2,3	1170	(IP - Sojizt - Pacific)/BOT
12	NĐ Duyên Hải II #1	600	Janakuasa/BOT
13	NĐ Vĩnh Tân III #2	660	Công ty cổ phần Năng lượng Vĩnh Tân 3/BOT
14	NĐ Vĩnh Tân VI #2	600	EVN
15	Nhập khẩu TQ	1000	Phụ thuộc đàm phán nhập khẩu
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	200	IPP

Công trình vào vận hành năm 2019 7015

1	TĐ tích năng Bác Ái #1	300	EVN
2	TĐ tích năng Đông Phú Yên #1	300	Công ty Xuân Thiện
3	TĐ Nậm Sum 3 (Lào)	196	Sai gon Invest
4	TĐ Vĩnh Sơn II	80	IPP
5	NĐ Vũng Áng II #2	600	VAPCO/BOT
6	NĐ Quảng Trạch I #2	600	PVN
7	NĐ Nam Định I #2	600	Tai Kwang - Hàn Quốc/BOT
8	NĐ Thăng Long #2	300	Công ty cổ phần NĐ Thăng Long
9	NĐ Quảng Trị #1	600	IPP/BOT
10	NĐ Duyên Hải II #2	600	Janakuasa/BOT
11	NĐ Duyên Hải III #3 (MR)	600	EVN
12	NĐ Kiên Lương I #1	600	Tân Tạo

13	TBKHH Sơn Mỹ I #4,5	780	(IP - Sojitz - Pacific)/BOT
	NĐ Hiệp Phước ngừng chạy	-375	
14	Nhập khẩu TQ	1000	Phụ thuộc đàm phán nhập khẩu
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	230	IPP

Công trình vào vận hành năm 2020 5610

1	TĐ tích năng Đông Phù Yên #2,3	600	Công ty Xuân Thiện
2	TĐ tích năng Bắc Ái #2,3	600	EVN
3	TĐ Nậm Mô I (Nam Kan - Lào)	72	EVNI
4	NĐ Quảng Trị #2	600	IPP/BOT
5	TBKHH M.Trung #1 (Quảng Trị hoặc Quảng Ngãi)	450	
6	NMĐHN Ninh Thuận I #1	1000	EVN
7	NMĐHN Ninh Thuận II #1	1000	EVN
8	NĐ Vĩnh Tân III #3	660	Công ty cổ phần Năng lượng Vĩnh Tân 3/BOT
9	NĐ Kiên Lương I #2	600	Tân Tạo
	NĐ Thủ Đức ngừng chạy	-272	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	300	

2. Dự kiến danh mục các dự án vào vận hành giai đoạn 2021 – 2030

TT	Tên nhà máy	Tổng công suất (MW)	Chủ đầu tư
Công trình vào vận hành năm 2021		5925	
1	TĐ tích năng Đông Phù Yên #4	300	Công ty Xuân Thiện
2	TĐ tích năng Bắc Ái #4	300	EVN
3	TĐ Hạ Sê San 1 (Campuchia)	90	EVNI
4	TĐ Sê Kông (Campuchia)	150	EVNI
5	NĐ Hải Phòng III #1	600	VINACOMIN
6	NĐ Vân Phong II #1	660	
7	TBKHH Sơn Mỹ II #1,2	780	
8	NMĐHN Ninh Thuận I #2	1000	
9	NMĐHN Ninh Thuận II #2	1000	

10	Nhập khẩu từ Trung Quốc	1000	
	NĐ Ninh Bình I ngừng chạy	-100	
	NĐ Uông Bí I ngừng chạy	-105	
	NĐ Cần Thơ ngừng chạy	-150	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	400	
Công trình vào vận hành năm 2022		5750	
1	TĐ NamTheun I (Lào)	400	EVN-BOT
2	NĐ Hải Phòng III #2	600	VINACOMIN
3	NĐ Cẩm Phả III #1,2	270	VINACOMIN
4	NĐ Quỳnh Lập I #1	600	VINACOMIN
5	NĐ Long Phú II #1	600	Tập đoàn Sông Đà
6	NĐ Vân Phong II #2	660	
7	TBKHH Sơn Mỹ II #3,4,5	1170	
8	NMĐHN số III #1	1000	EVN
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	450	
Công trình vào vận hành năm 2023		4530	
1	TĐ Hạ Sê San 3 (Campuchia)	180	BOT
2	NĐ Quảng Trạch II #1	600	
3	NĐ Quỳnh Lập I #2	600	VINACOMIN
4	TBKHH Miền Trung #2 (Quảng Trị hoặc Quảng Ngãi)	450	
5	NĐ Kiên Lương II #1	600	
6	NĐ Long Phú II #2	600	Tập đoàn Sông Đà
7	NMĐHN số III #2	1000	EVN
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	500	
Công trình vào vận hành năm 2024		4600	
1	TĐ tích năng miền Bắc II #1	300	
2	TĐ tích năng Đơn Dương #1,2	600	EVN
3	NĐ Quảng Trạch II #2	600	
4	NĐ Phú Thọ #1	300	

5	TBKHH Miền Trung #3 (Quảng Trị hoặc Quảng Ngãi)	450
6	NĐ Long An #1,2	1200
7	NĐ Kiên Lương II #2	600
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	550

Công trình vào vận hành năm 2025	6100	
---	-------------	--

1	TĐ tích năng miền Bắc II #2*	300	
2	TĐ tích năng Đơn Dương #3,4	600	EVN
3	NĐ Hải Phòng III #3,4	1200	VINACOMIN
4	NĐ Nam Định II #1	600	BOT
5	NĐ Phú Thọ #2	300	
6	NĐ Long Phú III #1	1000	PVN
7	TBKHH miền Nam #1,2	1500	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	600	

Công trình vào vận hành năm 2026	5550	
---	-------------	--

1	TĐ tích năng miền Bắc II #3	300	
2	NĐ Vũng Áng III #1	600	BOT
3	NĐ Nam Định II #2	600	BOT
4	NĐ Bắc Giang #1	300	
5	NĐ Than Bình Định I #1	600	
6	NĐ Long Phú III #2	1000	PVN
7	NMĐHN số IV #1	1000	
8	Thủy điện nhập khẩu từ Lào	550	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	600	

Công trình vào vận hành năm 2027	6350	
---	-------------	--

1	NĐ Vũng Áng III #2,3	1200	BOT
2	NĐ Bắc Giang #2	300	
3	NĐ Kiên Lương III #1	1000	
4	NĐ Sông Hậu II #1	1000	

5	NĐ Than Bình Định I #2	600	
6	NMĐHN số IV #2	1000	
7	Thủy điện nhập khẩu từ Lào	550	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	700	
Công trình vào vận hành năm 2028		7450	
1	TĐ tích năng Ninh Sơn #1	300	
2	NĐ Vũng Áng III #4	600	BOT
3	NĐ Quỳnh Lập II #1,2	1200	
4	NĐ Sông Hậu II #2	1000	
5	NĐ Kiên Lương III #2	1000	
6	NĐ Than Bạc Liêu #1,2	1200	
7	NMĐHN miền Trung I #1	1350	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	800	
Công trình vào vận hành năm 2029		9950	
1	TĐ tích năng Ninh Sơn #2,3	600	
2	NĐ Yên Hưng #1,2	1200	
3	NĐ Uông Bí III #1,2	1200	
4	NĐ Sông Hậu III #1,2	2000	
5	NĐ Than Bình Định II #1,2	2000	
6	NĐ Than An Giang #1,2	2000	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	950	
Công trình vào vận hành năm 2030		9800	
1	TĐ tích năng Ninh Sơn #4	300	
2	NĐ Than miền Bắc 1000MW #1,2	2000	
3	NĐ Than miền Nam 1000 #1,2,3,4,5	5000	
4	NMĐHN miền Trung I #2	1350	
	Điện gió + Năng lượng tái tạo	1150	

DIỄN GIẢI KHUYẾN NGHỊ

Mức khuyến nghị trên dựa vào việc xác định mức chênh lệch giữa giá trị mục tiêu so với giá trị thị trường hiện tại của mỗi cổ phiếu nhằm cung cấp thông tin hữu ích cho nhà đầu tư trong thời gian đầu tư 12 tháng kể từ ngày đưa ra khuyến nghị.

Mức kỳ vọng 18% được xác định dựa trên mức lãi suất trái phiếu Chính phủ 12 tháng cộng với phần bù rủi ro thị trường cổ phiếu tại Việt Nam.

Khuyến nghị	Diễn giải
Kỳ vọng 12 tháng	
Mua	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường trên 18%
Thêm	Nếu giá mục tiêu cao hơn giá thị trường từ 7% đến 18%
Theo dõi	Nếu giá mục tiêu so với giá thị trường từ -7% đến 7%
Giảm	Nếu giá mục tiêu thấp hơn giá thị trường từ -7% đến -
Bán	Nếu giá mục tiêu thấp hơn giá thị trường trên -18%

Tuyên bố miễn trách nhiệm

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

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

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

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

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Trụ sở chính

Tầng 2 - Tòa nhà 71 Nguyễn Chí Thanh,
Quận Đống Đa, Hà Nội, Việt Nam
ĐT: (84.4) 37737070 / 2717171
Fax: (84.4) 37739058

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

Tầng 3, tòa nhà Bến Thành Times Square, 136 – 138 Lê Thị Hồng Gấm, Q1, Tp. Hồ Chí Minh, Việt Nam
ĐT: (84.8) 62908686
Fax: (84.8) 62910607

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

100 Quang Trung, P. Thạch Thang, Quận
Hải Châu TP. Đà Nẵng, Việt Nam
ĐT: (84.511) 3553666
Fax: (84.511) 3553888