Báo cáo cập nhật Ngành điện

10-2019

02 Tổng quan ngành
03 Tóm tắt báo cáo

05 CẬP NHẬT NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI
05 Sản xuất
08 Tiêu thụ

10 SỨC HẤP DẪN NGÀNH
10 Yếu tố tác động chính
13 Tình hình sản xuất kinh doanh
18 Dự báo ngành

20 SẢN PHẨM & THỊ TRƯỜNG
20 Chuỗi giá trị ngành
22 Thị trường Bán buôn cạnh tranh
22 Mức độ cạnh tranh

24 SỐ LIỆU THỐNG KÊ
24 Doanh nghiệp niêm yết
25 Tình hình kinh doanh
26 Chỉ số tài chính

27 DOANH NGHIỆP LỚN
27 CTCP Nhiệt điện Phả Lại
29 CTCP – Tổng Công ty Điện lực Dầu khí
31 CTCP Điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2

TỔNG QUAN NGÀNH

Một số chỉ tiêu chính

Sản lượng thương phẩm 2021 dự báo

260.2 tỷ kWh

CAGR 2019 – 2021 dự báo

10.6%

Sản lượng sản xuất và mua 2021 dự báo

288.1 tỷ kWh

Tổng công suất đặt dự báo 2021

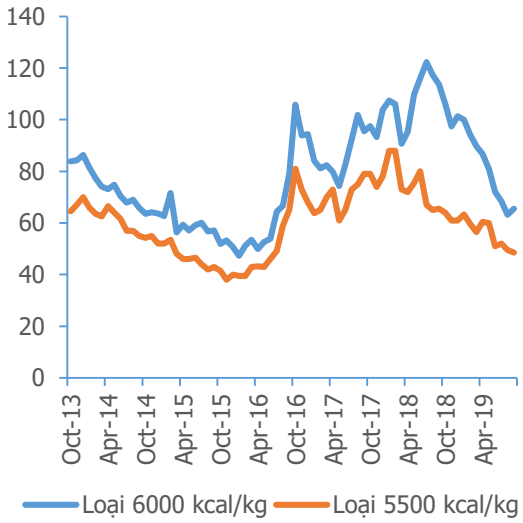
56.3 GW

Những yếu tố tác động

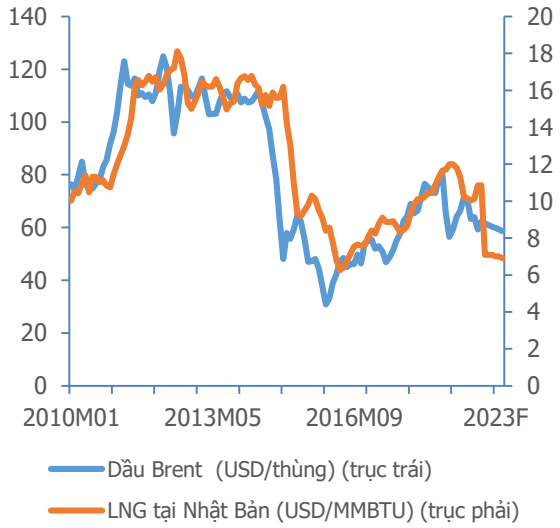
Chi phí sản xuất của các nhà máy điện sẽ biến động theo giá nguyên liệu quốc tế khi Việt Nam phải nhập khẩu khí và than.

Biến đổi khí hậu toàn cầu gây ra bất lợi cho thủy văn trong nước.

Giá than nhiệt tại cảng Newcastle



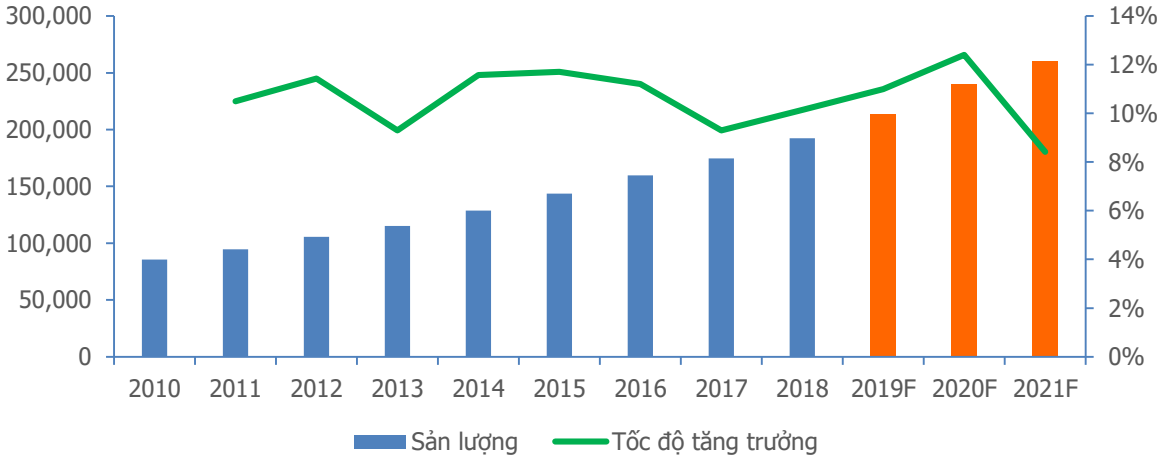
Diễn biến giá dầu và giá khí thiên nhiên



Quy mô ngành điện

Nhu cầu điện dự báo sẽ tiếp tục tăng cao trong những năm tới trong bối cảnh Việt Nam liên tục thu hút dòng vốn FDI chảy vào lĩnh vực sản xuất công nghiệp và xây dựng.

Sản lượng điện thương phẩm (triệu kWh)



Cấu trúc ngành

Chu kỳ ngành	**Phát triển**	Pháp luật và chính sách	**Trung bình**
Biến động doanh thu	**Trung bình**	Bước nhảy khoa học kỹ thuật	**Thấp**
Mức độ tập trung vốn	**Trung bình**	Rào cản gia nhập	**Trung bình**
Hỗ trợ ngành	**Trung bình**	Thương mại toàn cầu	**Thấp**
Mức độ tập trung ngành	**Thấp**	Mức độ cạnh tranh	**Cao**

TÓM TẮT BÁO CÁO

Nhu cầu tiêu thụ điện tăng mạnh trong khi nguồn cung không kịp đáp ứng dẫn đến nguy cơ thiếu điện nghiêm trọng từ năm 2021

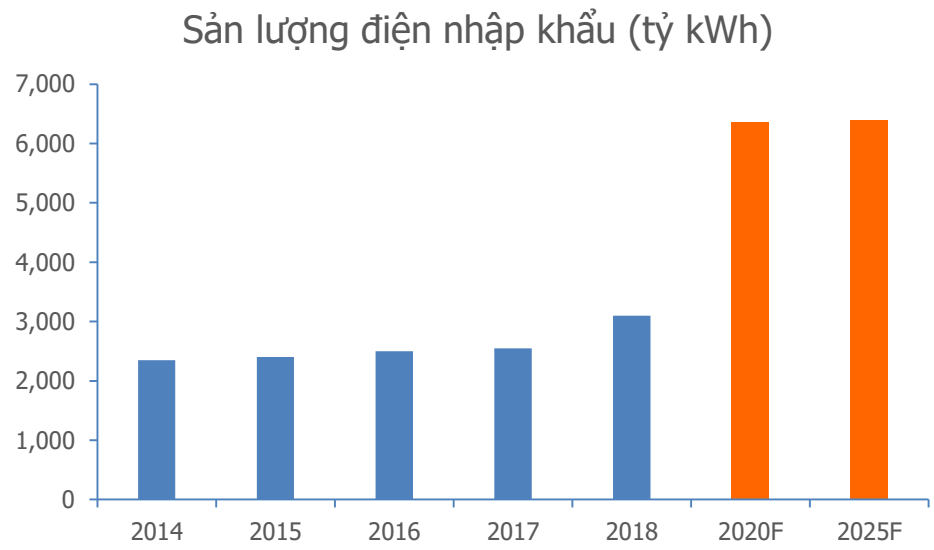
Theo báo cáo chính thức Bộ Công thương công bố vào tháng 6 năm 2019, trong 62 dự án nhà máy điện có công suất lớn trên 200 MW thì có đến 47 dự án chậm tiến độ hoặc chưa xác định tiến độ so với tiến độ nêu trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh. Điều này dẫn đến tổng công suất các nguồn điện có khả năng đi vào vận hành thấp hơn Quy hoạch 10,000 MW. Do đó, hệ thống dự phòng điện hầu như không còn đến cuối năm 2019 và bắt đầu từ năm 2021 sẽ xảy ra tình trạng thiếu hụt điện nghiêm trọng.

Dựa trên giả định nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam trong các năm tới theo Quy hoạch điện 7 điều chỉnh, chúng tôi ước tính trong kịch bản tiêu cực, giai đoạn 2020 – 2021 Việt Nam sẽ thiếu hụt khoảng 10 – 15 tỷ kWh điện và đến năm 2025 sẽ thiếu hụt khoảng 15 – 20 tỷ kWh.

Chỉ tiêu	2020		2025	
	Tiêu cực	Tích cực	Tiêu cực	Tích cực
Công suất đặt hệ thống điện (MW)	54,881		85,366	
Sản lượng điện tiêu thụ (tỷ kWh)	240 – 245	235 – 240	375 – 380	350 – 370
Sản lượng điện sản xuất trong nước ước tính (tỷ kWh)	230	235	360	365
Thiếu hụt (tỷ kWh)	**10 – 15**	**0 – 5**	**15 - 20**	**0 – 5**

Dự báo: Việt Nam phải tăng nhập khẩu điện từ Trung Quốc trong các năm tới

Cũng theo Quy hoạch điện 7 điều chỉnh, Việt Nam dự kiến nhập khẩu khoảng 6.4 tỷ kWh điện từ năm 2020 – 2025. Tuy nhiên, chúng tôi đánh giá với việc xây dựng các nhà máy điện liên tục bị chậm tiến độ; cộng thêm giá mua điện nhập khẩu từ Trung Quốc chỉ vào 6.86 cent/kWh - thấp hơn mức giá trung bình các nhà máy nhiệt điện than hiện nay là trên 7 cent/kWh thì có khả năng cao sản lượng điện nhập khẩu từ Trung Quốc sẽ không chỉ dừng ở con số 6.4 tỷ kWh.



Trong điều kiện nguồn cung thủy điện đã hết và không ổn định, nguồn nguyên liệu than và khí trong nước cho nhà máy nhiệt điện không được đảm bảo thì việc nhập khẩu điện từ Trung Quốc là giải pháp bắt buộc cho tình thế thiếu điện trầm trọng trước mắt. Sản lượng điện mua thêm gấp đối từ năm 2020 so với năm 2018.

Thiếu điện cũng mở ra cơ hội lớn để trong việc đầu tư xây dựng các nhà máy điện công suất lớn với thời gian xây dựng ngắn (điện khí, điện mặt trời) để đáp ứng nhu cầu tiêu thu điện tại Việt Nam đặc biệt là các tỉnh phía Nam.

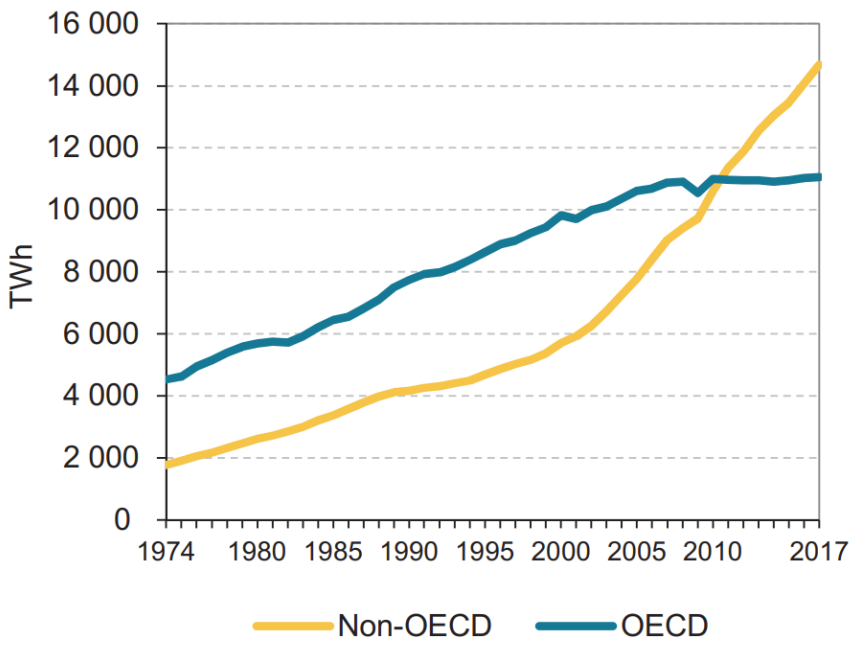
CẬP NHẬT NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI

Sản xuất

Theo số liệu Cơ quan Năng lượng Quốc tế IEA, từ năm 1974 đến năm 2007, tổng sản lượng điện sản xuất toàn cầu tăng từ 6,298 TWh lên 25,721 TWh, tốc độ tăng trưởng kép hàng năm là 3.3%. Trừ năm 2008 và 2009 giảm do khủng hoảng kinh tế, sản lượng điện sản xuất tăng liên tục trong toàn bộ giai đoạn 1974 – 2007.

Năm 2017, sản xuất điện từ các nước không thuộc Tổ chức Hợp tác và Phát triển kinh tế OECD (non-OECD) chiếm 57% sản lượng điện sản xuất trên thế giới, tăng hơn 2 lần so với con số 28% vào năm 1974. Sản lượng điện sản xuất từ các nước non-OECD vượt sản lượng điện của các nước thuộc OECD từ 2011 và liên tục tăng cao sau đó.

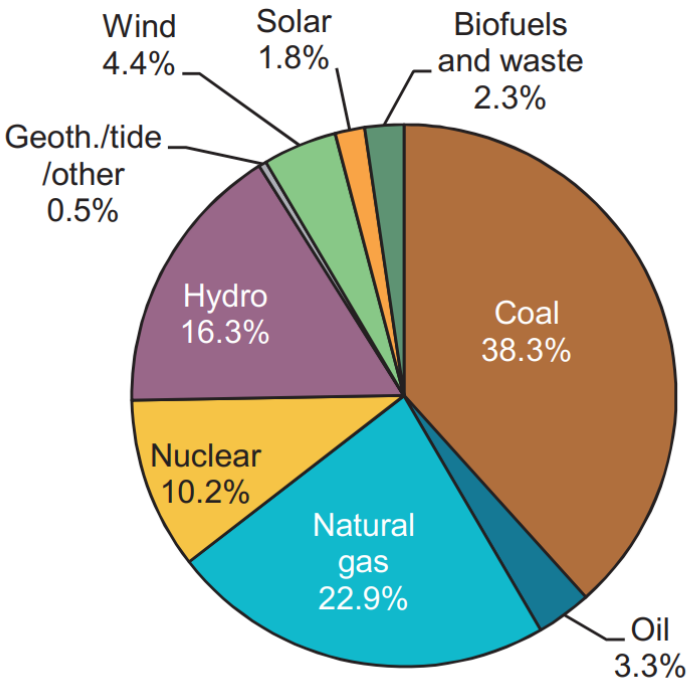
Figure 1: Total gross electricity production



Nguồn: IEA

Trong đó, điện được sản xuất từ các nguồn nguyên liệu dễ cháy như khí, than, dầu… chiếm 66.8% tổng sản lượng điện sản xuất toàn cầu – theo số liệu năm 2017.

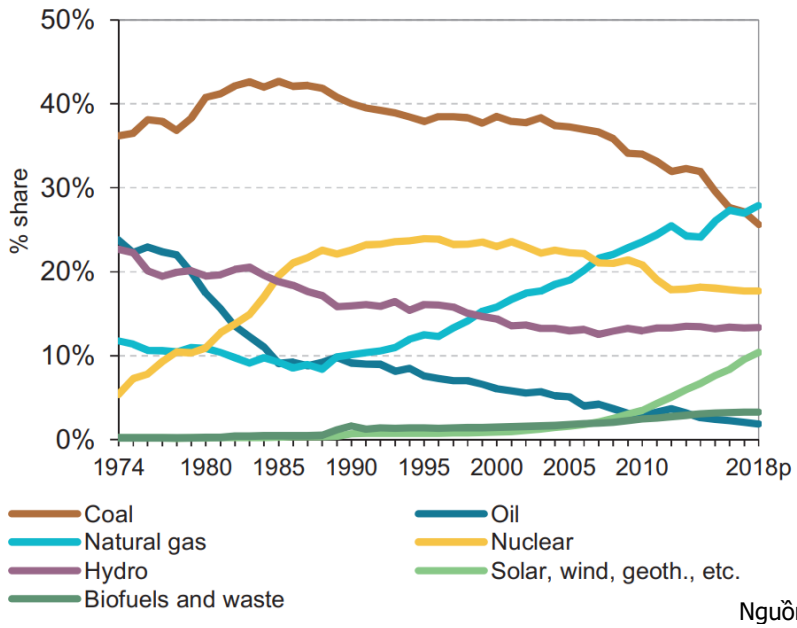
Figure 2: World gross electricity production, by source, 2017



Nguồn: IEA

Nhóm các nước thuộc OECD đang chứng kiến sự chuyển dịch về cơ cấu nguồn điện. Các nguồn điện truyền thống như dầu, than và thủy điện đang có xu hướng giảm dần, trong khi đó điện hạt nhân, nhiệt điện khí và nguồn năng lượng tái tạo bắt đầu tăng mạnh trong 10 năm trở lại đây. Đặc biệt, trong năm 2018, lần đầu tiên nhiệt điện khí đã vượt nhiệt điện than trở thành nguồn điện chiếm phần lớn trong nhóm các nước OECD.

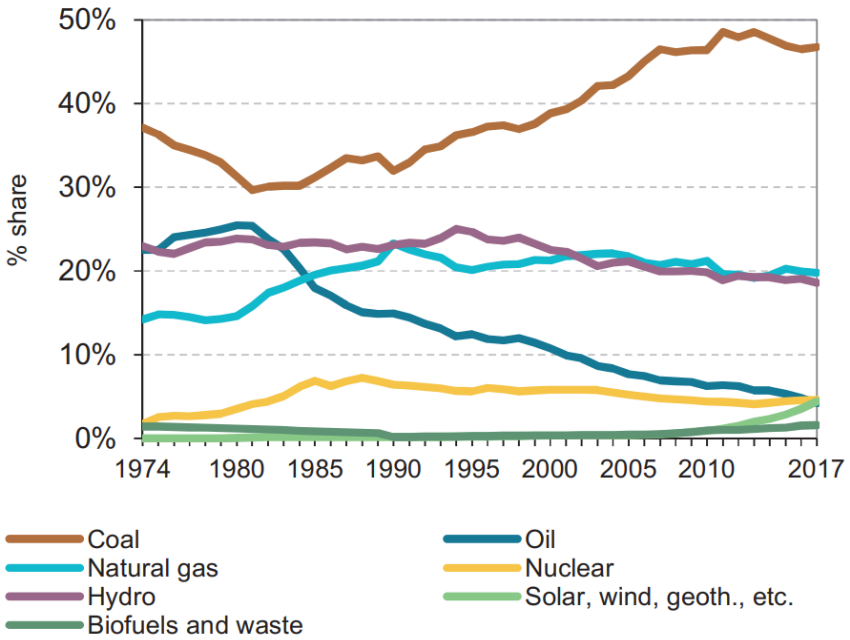
Figure 4b: Share of OECD gross electricity production, by source, 1974-2018p



Nguồn: IEA

Ngược lại, trong nhóm các nước không thuộc OECD lại chứng kiến sự tăng mạnh mẽ của nguồn nhiệt điện than và tiếp tục là nguồn điện chủ yếu tại các nước này. Nguồn điện năng lượng tái tạo cũng có sự tăng trưởng đột biến, tuy vậy vẫn chỉ chiếm một phần nhỏ trong cơ cấu nguồn điên.

Figure 5b: Share of non-OECD gross electricity production, by source, 1974-2017

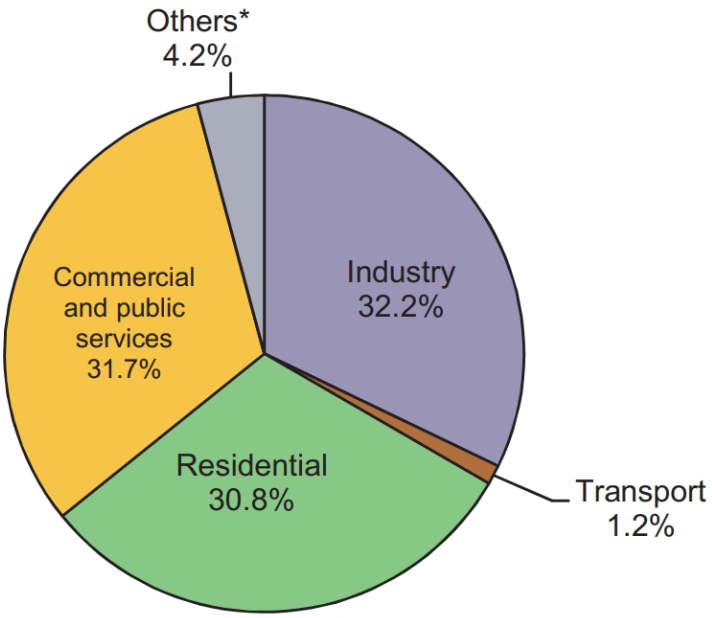


Nguồn: IEA

Tiêu thụ

Năm 2017, công nghiệp là ngành tiêu thụ điện năng nhiều nhất trong nhóm các nước thuộc OECD, chiếm 32.2% điện năng tiêu thụ. Tuy nhiên, lượng điện tiêu thụ của dân cư và ngành thương mại và dịch vụ công thấp hơn không đáng kể, tương ứng chiếm 30.8% và 31.7%. Mặc dù là 3 khu vực có lượng điện năng tiệu thu là cao nhất, nhưng tốc độ tăng trưởng tiêu thụ lại thấp nhất trong giai đoạn 2010 – 2017. Tăng trưởng tiêu thụ điện của công nghiệp là 0.8%, thương mại và dịch vụ công là 0.2%, trong khi của dân cư giảm 1%. Nguyên nhân chính của việc này là tái cấu trúc nền kinh tế các nước dẫn đến sản xuất công nghiệp giảm và cải tiến về công nghệ trên các thiết bị điện tử gia dụng giúp tiêu thụ điện ít hơn.

Figure 8: OECD electricity final consumption by sector, 2017

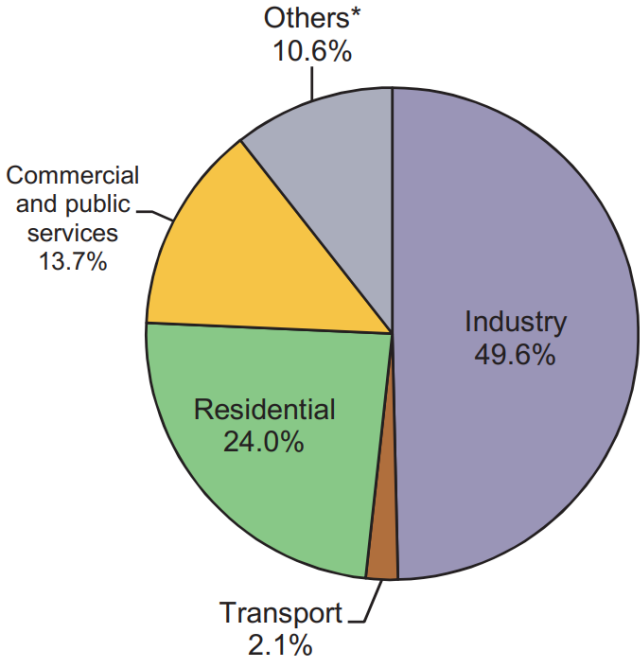


* includes agriculture and forestry, fishing, and other non-specified.

Nguồn: IEA

So sánh với nhóm nước ngoài OECD thì ngành công nghiệp chiếm gần một nửa điện năng tiệu thu, cao gấp đôi điện năng tiêu thụ tại dân cư và gấp 3.5 lần ngành thương mại và dịch vụ công.

Figure 11: Non-OECD electricity final consumption by sector, 2017

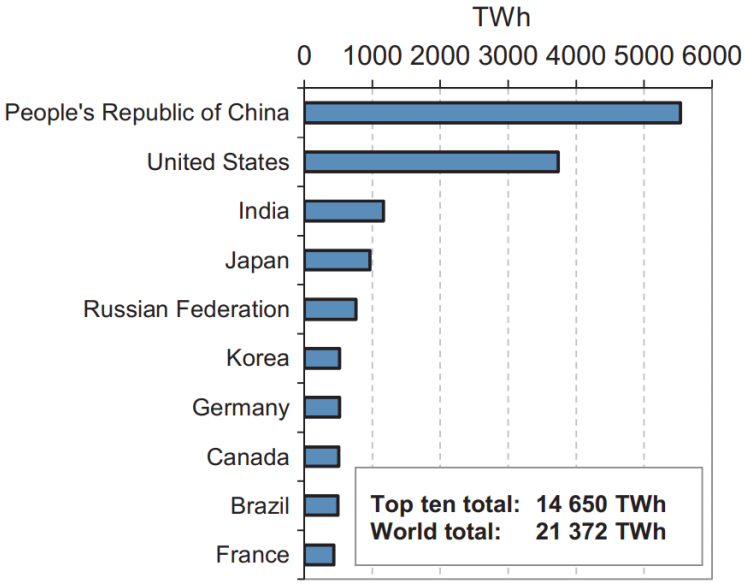


* includes agriculture and forestry, fishing, and other non-specified.

Nguồn: IEA

Điều này khá dễ hiểu khi mà các tập đoàn lớn tại các quốc gia đã phát triển đã, đang và tiếp tục xu hướng xây dựng các nhà máy sản xuất công nghiệp tại các quốc gia đang phát triển – nơi có môi trường đầu tư thuận lợi hơn và nhân công giá rẻ. Một ví dụ điển hình đó là Trung Quốc – quốc gia được gọi là công xưởng của thế giới đang tập trung rất nhiều nhà máy lớn và cũng là quốc gia tiêu thụ điện nhiều nhất thế giới theo số liệu của IEA năm 2017.

Figure 12: Top ten electricity consuming countries, 2017



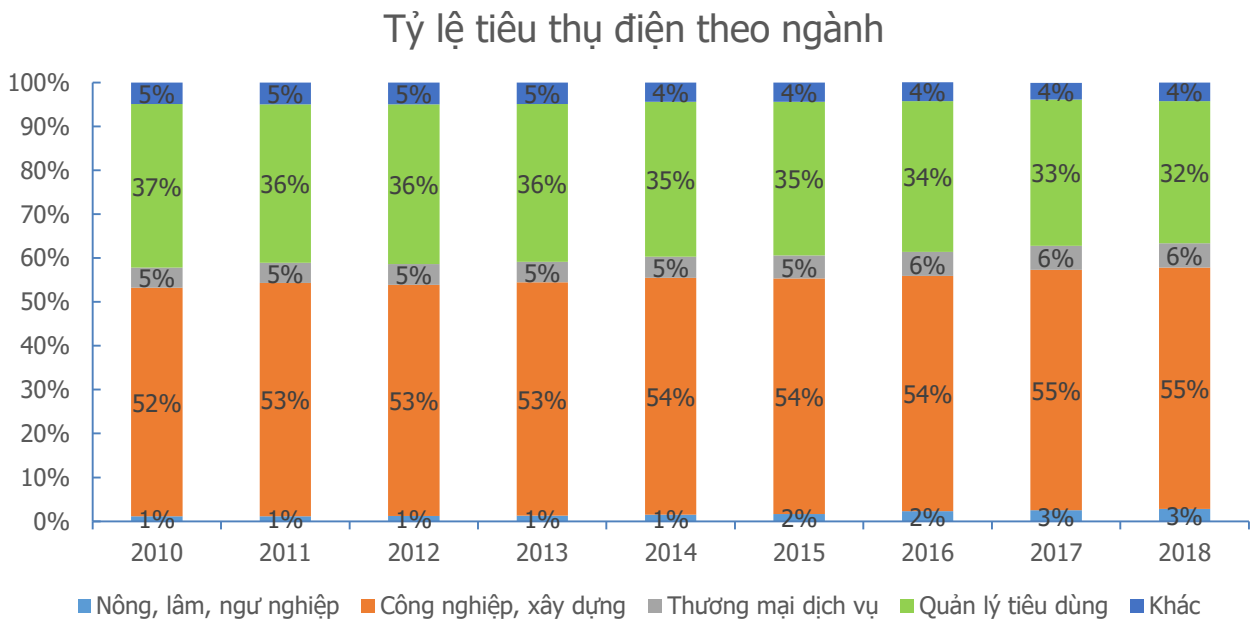
Nguồn: IEA

SỨC HẤP DẪN NGÀNH

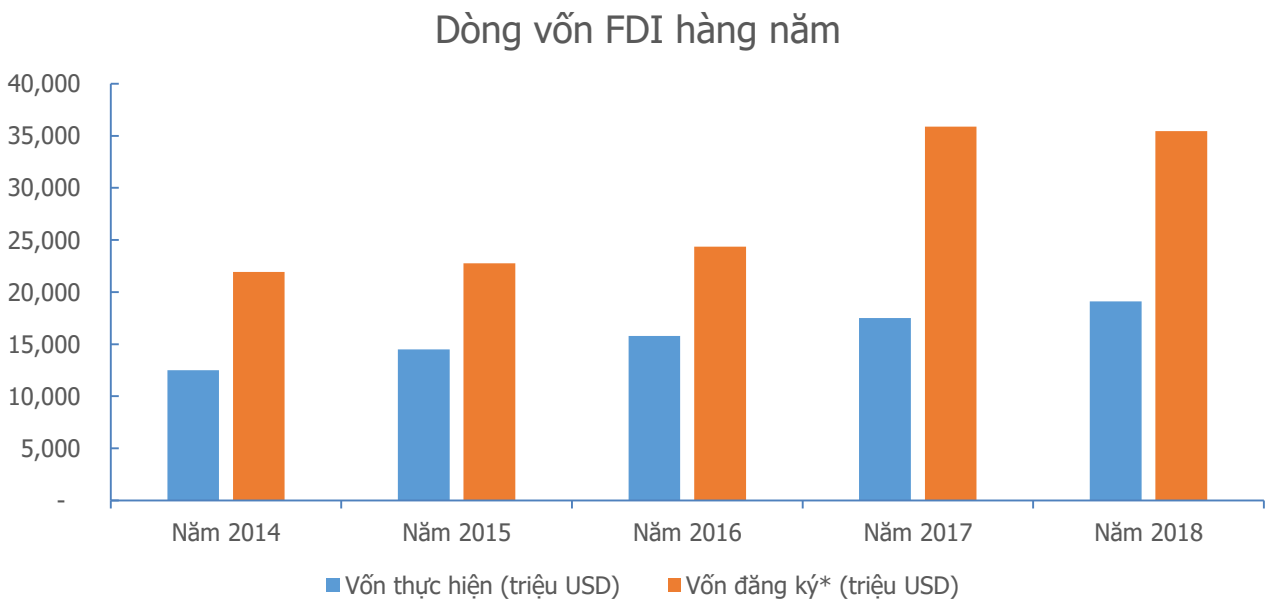
Các yếu tố tác động chính

Dòng vốn FDI lớn tập trung trong lĩnh vực sản xuất và xây dựng tiếp tục đầu tư vào Việt Nam là nhân tố chính gia tăng nhu cầu tiêu thu điện

Ngành công nghiệp và xây dựng là ngành tiêu thụ điện lớn nhất trong nước, luôn chiếm hơn 50% tổng sản lượng tiêu thụ. Sản lượng điện sử dụng của các doanh nghiệp trong lĩnh vực công nghiệp, xây dựng liên tục tăng trong giai đoạn 2010 – 2015. Nguyên nhân chính là nhờ môi trường đầu tư thuận lợi, nhân công giá rẻ đã tiếp tục thu hút lượng lớn dòng vốn FDI đầu tư vào Việt Nam, trong đó lĩnh vực công nghiệp và xây dựng thường chiếm đến 2/3 tổng vốn FDI.



Nguồn: EVN



Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư

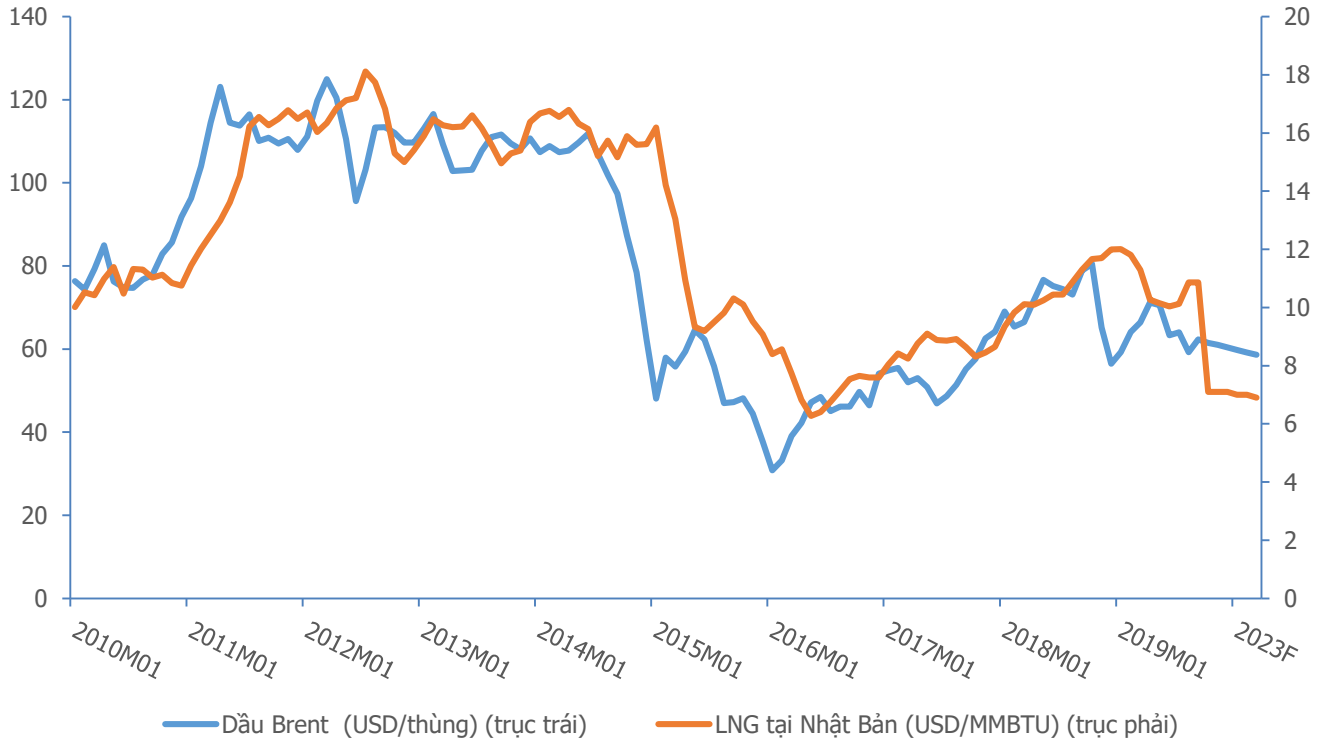
Giá khí bán cho các nhà máy điện được điều chỉnh biến động theo giá dầu

Từ tháng 4/2014, Chính phủ đã ban hành quy định về cơ chế tính giá khí theo giá thị trường. Cụ thể, giá khí sẽ bằng 46% giá dầu MFO (giá dầu FO bình quân tháng tại thị trường Singapore) cộng chi phí vận chuyển. Tuy nhiên, từ tháng 1/2016 cơ chế được sửa thành 46% giá dầu MFO cộng chi phí vận chuyển nhưng không thấp hơn mức giá sàn. Do vậy, mặc dù giá dầu đang có xu hướng giảm nhưng giá khí bán cho các nhà máy điện trong khoảng thời gian này vẫn vào khoảng 5 USD/MMBTU.

Từ năm 2021, giá khí khả năng sẽ tiếp tục tăng lên khi trữ lượng khí tại các mỏ khí hiện tại đang cạn dần, trong khi giá khí của các mỏ khí mới nằm trong khoảng 7-9 USD/MMBTU.

Ngoài ra, Việt Nam vẫn phải tiếp tục nhập khẩu khí thiên nhiên LNG để phục vụ cho các nhà máy điện khí mới.

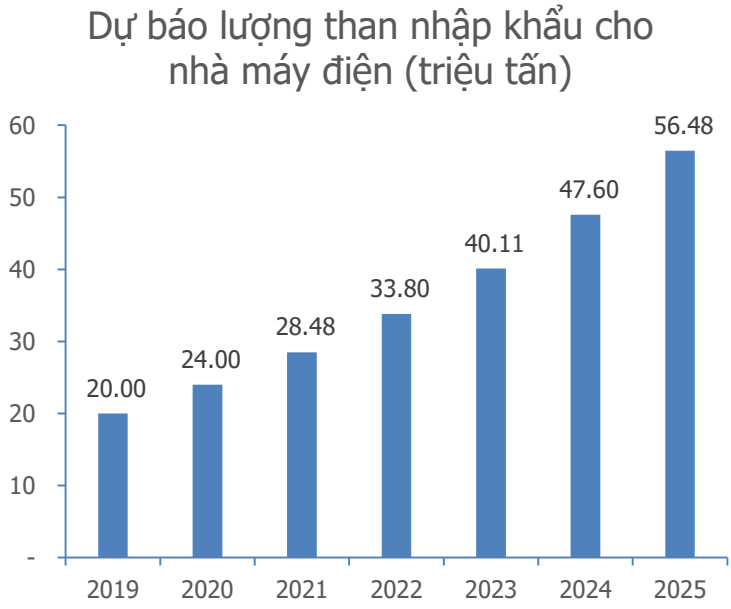
Diễn biến giá dầu và giá khí thiên nhiên



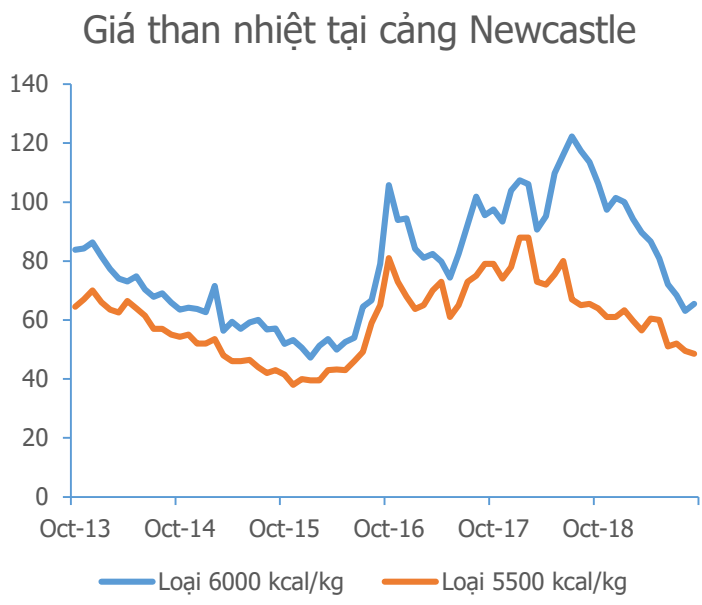
Nguồn: WB

Việt Nam sẽ phải tiếp tục nhập khẩu than nhưng được hưởng lợi nhờ giá than thế giới đang trong xu hướng giảm

Trong giai đoạn trước, giá than trong nước bán cho các nhà máy điện được Chính phủ trợ giá, khiến giá than trong nước thấp hơn khá nhiều so với giá than quốc tế. Cơ chế trợ giá này đã bị cắt giảm trong những năm gầy đây khiến giá than trong nước có xu hướng tiệm cận với giá than quốc tế. Mặt khác, sản lượng than trong nước không đủ cung cấp cho tất cả các nhà máy điện nên nhiều nhà máy phải sử dụng than nhập khẩu hoặc than hỗn hợp (pha trộn than nội địa và nhập khẩu) nhằm phục vụ cho việc sản xuất điện. Tuy nhiên, giá than khu vực đang trong xu hướng giảm nên việc sử dụng than nhập khẩu sẽ có lợi cho nhà máy điện than.



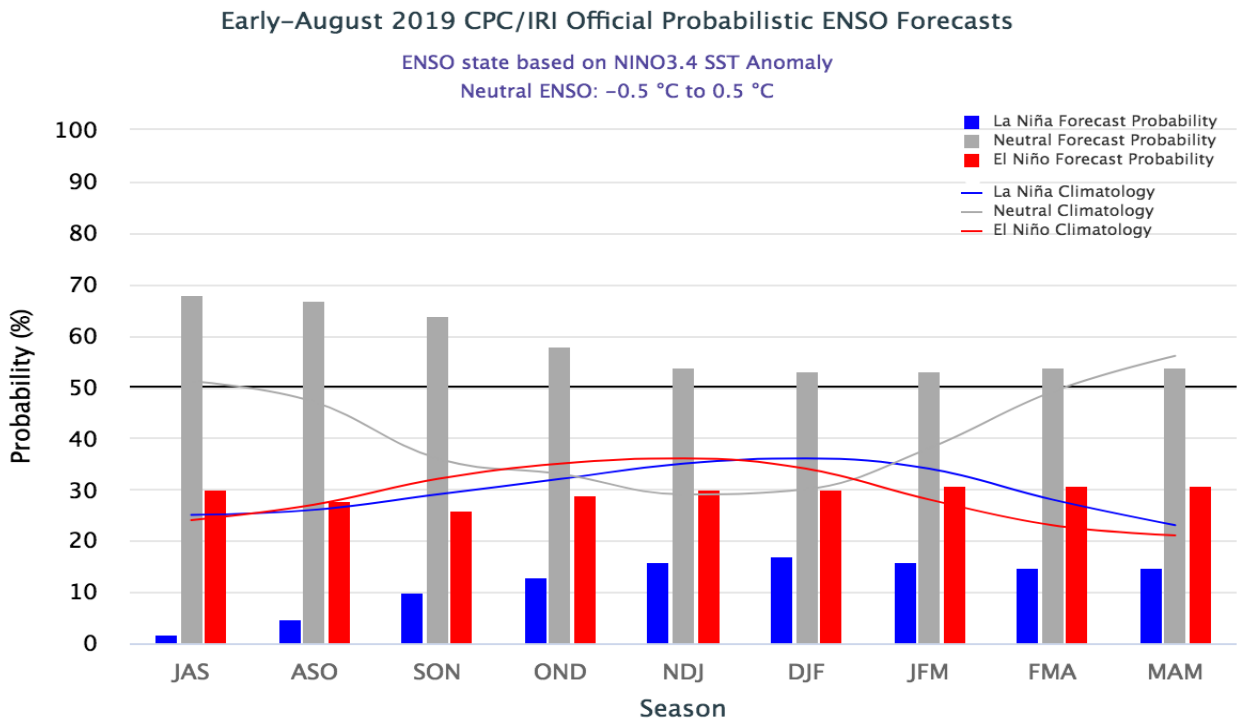
Nguồn: Quy hoạch ngành than



Nguồn: Bloomberg

Điều kiện thủy văn bất lợi tác động mạnh tới các nhà máy thủy điện

Việc sản xuất của các nhà máy thủy điện phụ thuộc rất lớn vào lượng mưa trong năm. Những năm xảy ra hiện tượng El Nino, lượng mưa ít dẫn đến sản lượng điện của các nhà máy thủy điện sụt giảm mạnh. Trong khi đó, thủy điện là nguồn điện có chi phí sản xuất thấp và luôn được ưu tiên huy động trước các loại hình sản xuất điện khác dẫn đến việc thiếu hụt điện khá lớn trong những năm này. Những năm gần đây, biến đổi khí hậu càng trở nên nghiêm trọng hơn, nhiệt độ Trái Đất tăng cao, hạn hạn xảy ra thường xuyên cũng tác động đến việc sản xuất điện của các nhà máy thủy điện.



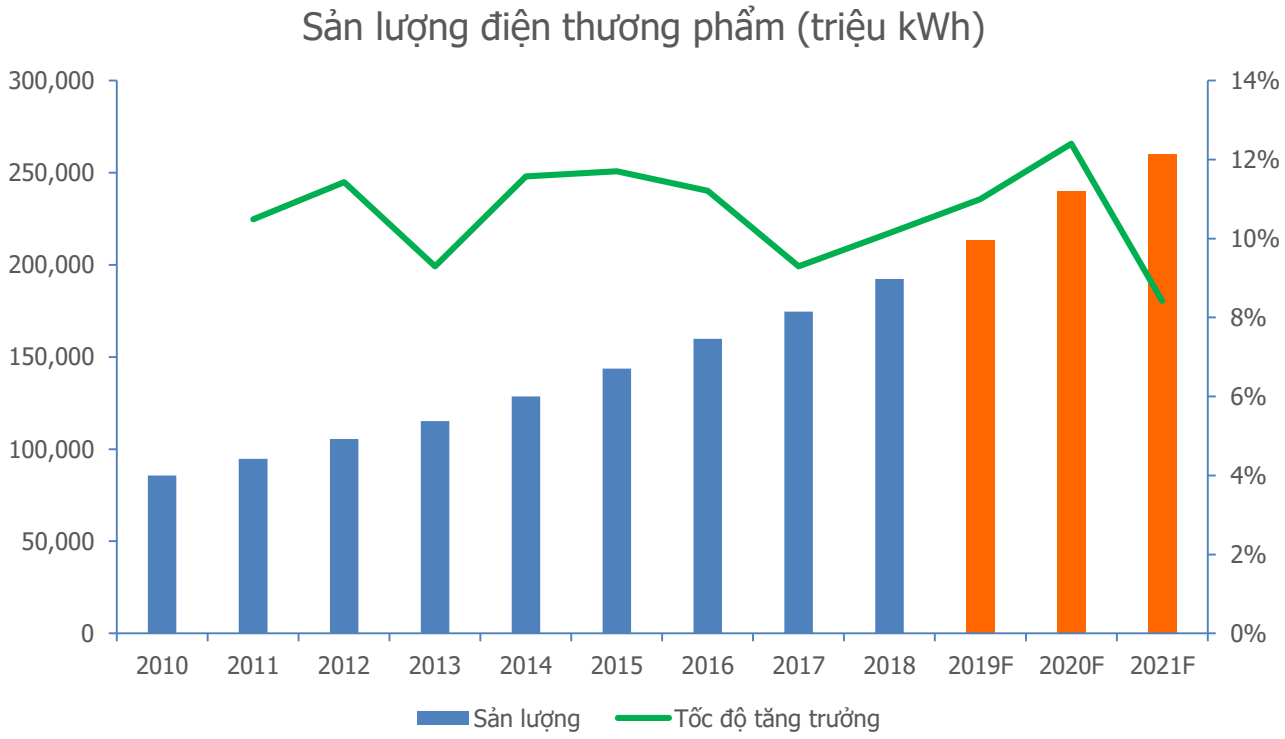
Nguồn: NOAA

Tình hình kinh doanh

Tiêu thụ điện trong nước tăng trưởng mạnh

Trong vòng 10 năm qua, tiêu thụ điện tại Việt Nam tiếp tục ghi nhận sự tăng trưởng mạnh mẽ. Sản lượng điện thương phẩm năm 2018 đạt 192,360 triệu kWh gấp hơn 2 lần so với sản lượng năm 2010, CAGR giai đoạn 2010 – 2018 là 10.64%.

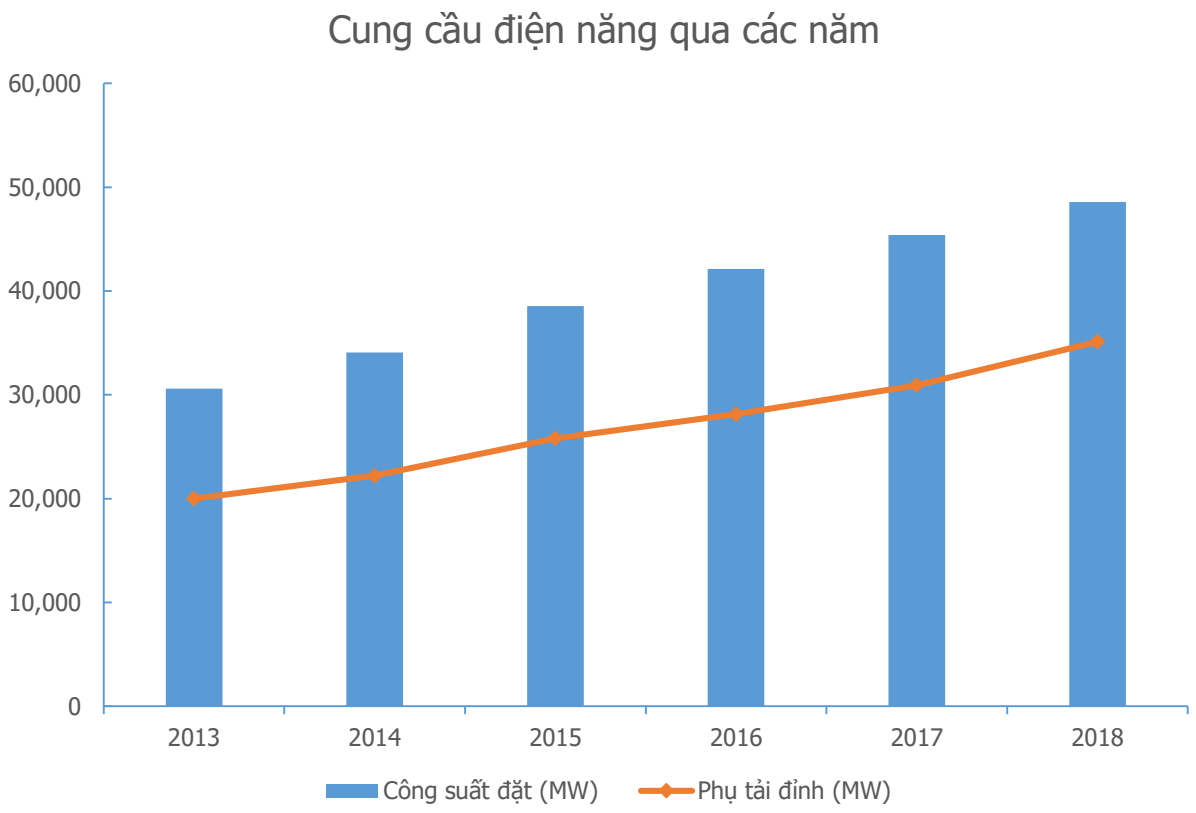
Sự tăng trưởng tiêu thụ điện mạnh mẽ này đến từ lĩnh vực công nghiệp và xây dựng khi nền kinh tế Việt Nam phát triển theo hướng công nghiệp hóa – hiện đại hóa. Bên cạnh đó, như chúng tôi đã đề cập, lượng vốn FDI đầu tư vào Việt Nam tiếp tục tăng mạnh và tập trung chủ yếu vào ngành công nghiệp chế biến chế tạo. Các tập đoàn sản xuất lớn trên thế giới như Samsung, LG, Foxconn…, liên tục mở rộng và xây dựng thêm các nhà máy sản xuất, lắp ráp mới; đồng thời kéo theo sự tăng lên của các công ty vệ tinh sản xuât linh kiện cung cấp cho các tập đoàn này.



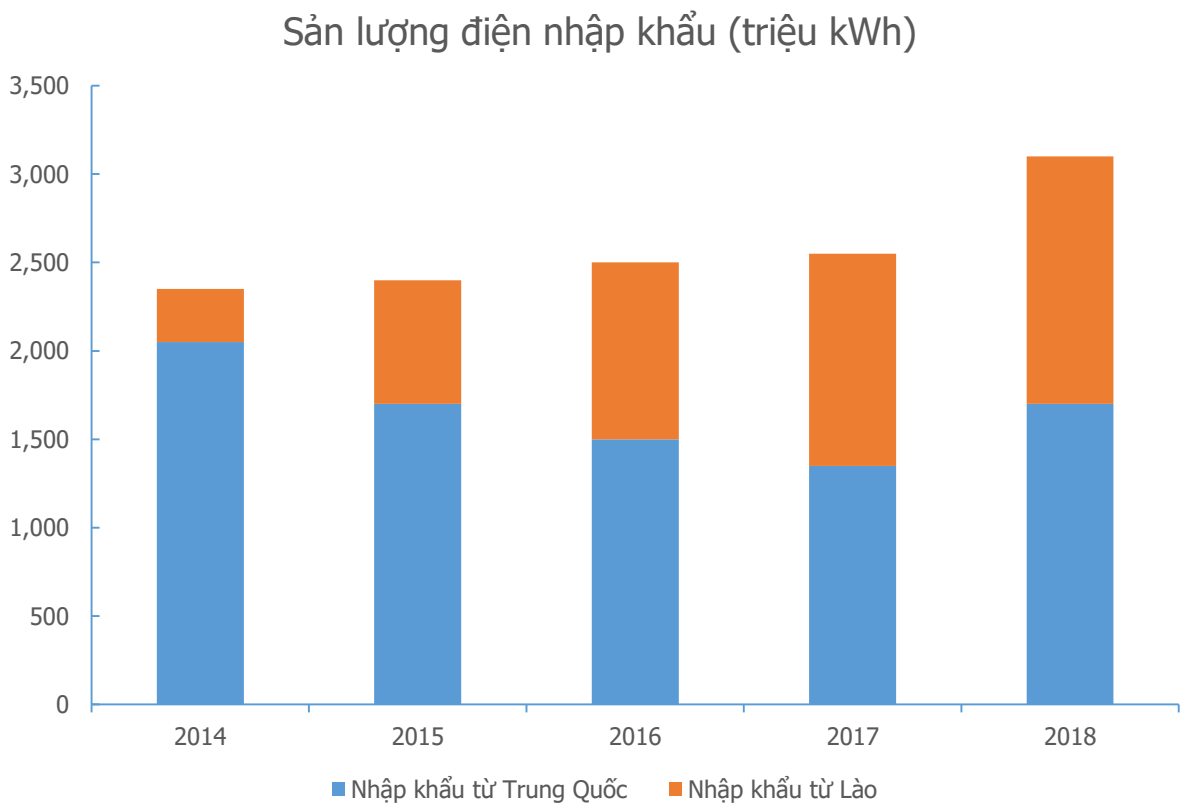
Nguồn: EVN

Việt Nam vẫn phải nhập khẩu điện mặc dù cung đang vượt cầu

Việc nhu cầu điện tăng cao khiến cho ngành điện Việt Nam luôn phải căng sức bổ sung thêm nguồn cung mới để đảm bảo an ninh năng lượng. Mặc dù công suất lắp đặt điện của Việt Nam tăng mạnh trong những năm gần đây khiến cho hệ số công suất phụ tải đỉnh/công suất đặt giảm dần nhưng tình trạng thiếu điện vẫn còn tiếp tục diễn ra. Hàng năm, Việt Nam vẫn phải nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào để đáp ứng kịp thời nhu cầu điện năng tăng cao trong mùa khô, cho dù sản lượng nhập chỉ chiếm một phần rất nhỏ.



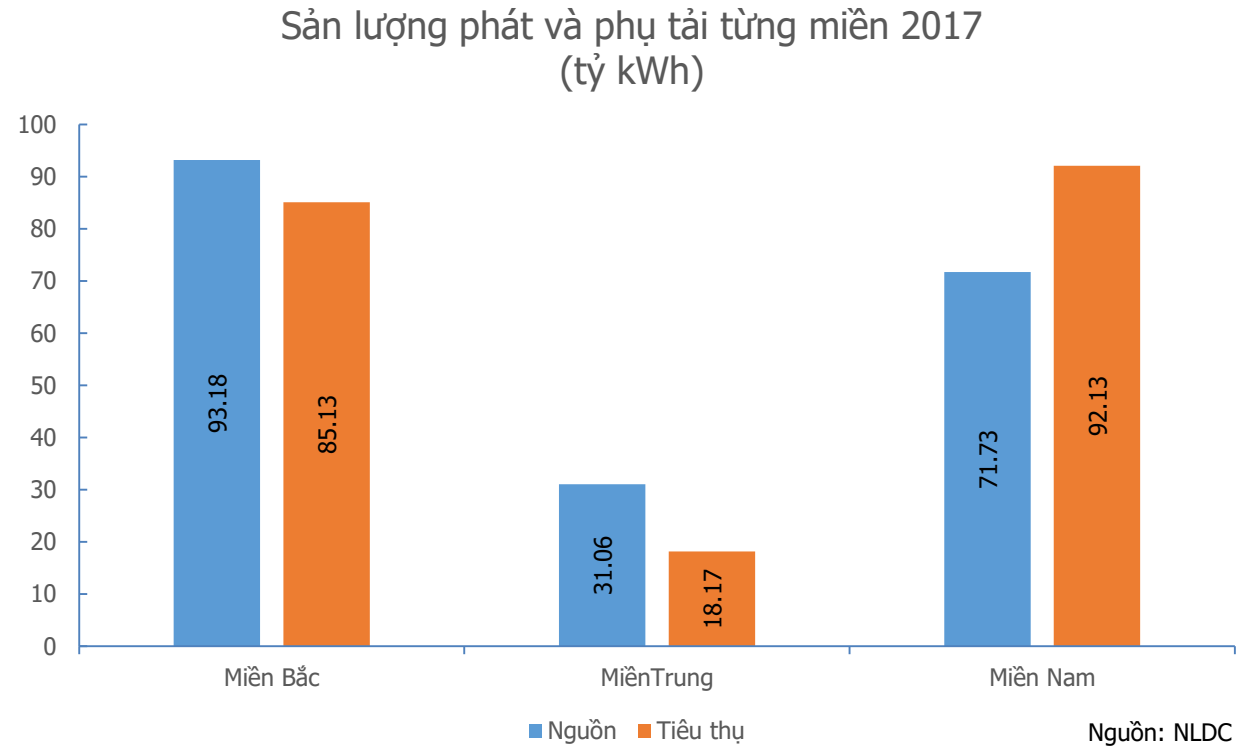
Nguồn: EVN



Nguồn: EVN

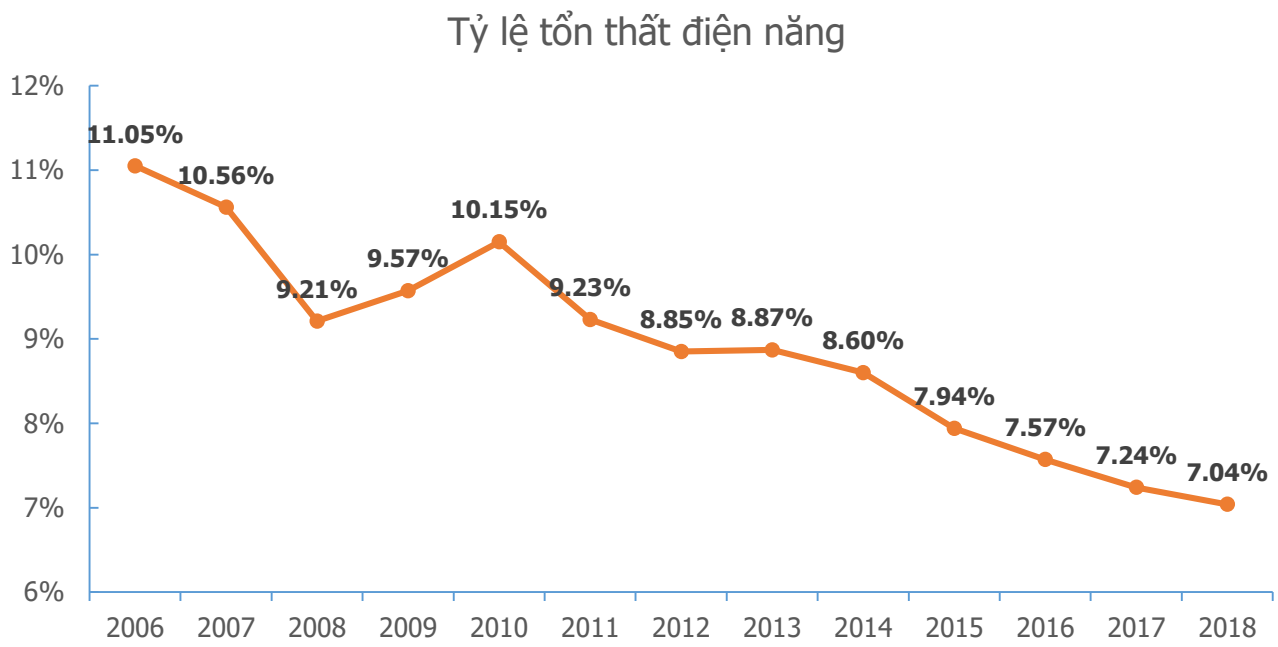
Nguyên nhân chính dẫn đến hiện tượng này chủ yếu là do:

- Mất cân đối giữa điện năng tiêu thụ và sản xuất giữa các miền. Miền Nam có sản lượng điện tiêu thụ cao nhất cả nước, chiếm hơn 50% nhưng nguồn cung chỉ đáp ứng được khoảng 80%. Trong khi đó, ở miền Bắc và miền Trung lại xảy ra tình trạng thừa cung.



Nguồn: NLDC

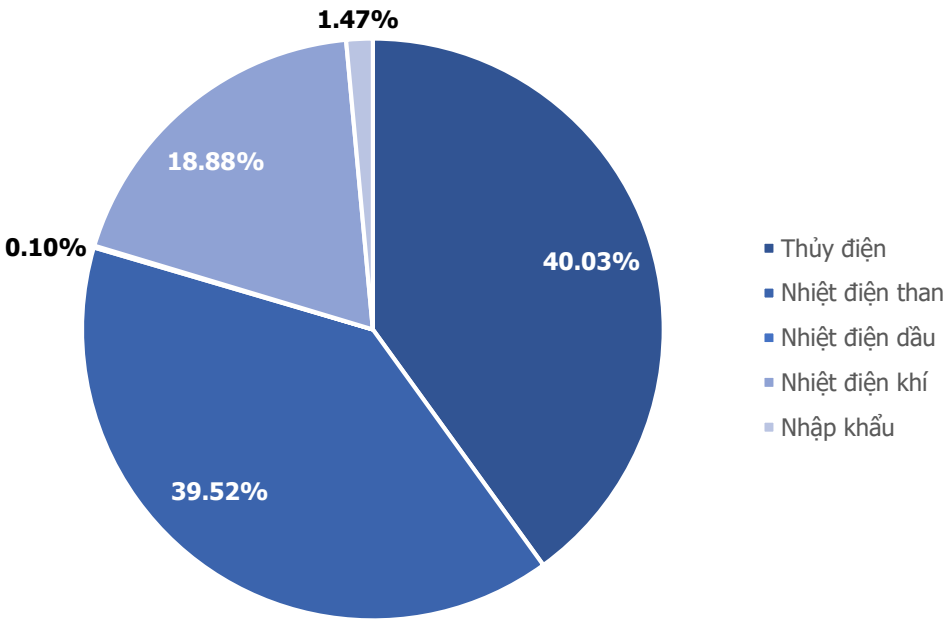
- Tỷ lệ hao hụt lớn: việc truyền tải một lượng lớn điện từ miền Bắc và miền Trung vào miền Nam qua đường dây 500 kV khiến cho việc hao hụt là không thể tránh khỏi. Tỷ lệ hao hụt hiện nay mặc dù đã giảm đáng kể so với giai đoạn trước nhưng vẫn còn khá cao.



Nguồn: EVN

- Nguồn cung điện chủ yếu dựa vào thủy điện và nhiệt điện than, trong khi nhiệt điện khí (nguồn cung điện chính cho miền Nam) chưa được chú trọng phát triển. Các nhà máy thủy điện lớn tập trung chủ yếu ở miền Bắc do đặc trưng về địa hình đồi núi và dòng sông lớn. Tương tự, các nhà máy nhiệt điện than cũng phần lớn được xây dựng tại miền Bắc khi mà mỏ than lớn nhất của Việt Nam nằm tại tỉnh Quảng Ninh.

Sản lượng nguồn điện theo loại hình 2018



Nguồn: EVN

Nghịch lý điện mặt trời

Quyết định 11/2017/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ưu đãi cho điện mặt trời đã mang lại hi vọng giải quyết được vấn đề thiếu điện của Việt Nam từ năm 2019. Các nhà máy điện mặt trời muốn được hưởng mức giá mua điện ưu đãi trong 20 năm lên tới 9.35 Uscent/kWh (tương đương 2,086 đồng/kWh) – cao hơn rất nhiều so với giá mua điện của các loại hình khác thì phải hoạt động và đấu nối vào hệ thống điện trước ngày 30/6/2019. Theo thống kê của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, tính đến hết ngày 30/6/2019, có 82 nhà máy điện mặt trời đã được Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia kiểm tra điều kiện và đóng điện thành công với tổng công suất là 4,646 MW – một con số không phải nhỏ.

Dẫu vậy, có một nghịch lý là các nhà máy điện mặt trời sau khi đi vào hoạt động lại luôn phải cắt giảm sản lượng điện, cao nhất cũng chỉ hoạt động 60% công suất. Nguyên nhân chính là do sự đầu tư nóng, ồ ạt nhà máy điện mặt trời tập trung tại các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận, Đắk Lắk đã khiến cho lưới điện truyền tải tại khu vực này liên tục chịu áp lực lớn. Đặc điểm của loại hình

điện mặt trời là phụ thuộc hoàn toàn vào thời tiết và chỉ hoạt động vào giờ có bức xạ mặt trời cao. Vì vậy, khi thời tiết thuận lợi, tất cả các nhà máy điện mặt trời cùng phát đồng loạt đã gây quá tải các đường dây, trạm biến áp liên quan.

Dự báo ngành

Nhu cầu tiêu thụ điện tăng mạnh trong khi nguồn cung không kịp đáp ứng dẫn đến nguy cơ thiếu điện nghiêm trọng từ năm 2021

Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, sản lượng điện thương phẩm của Việt Nam ước tính đạt khoảng 235 – 245 tỷ kWh vào năm 2020, 352 – 379 tỷ kWh vào năm 2025 và tăng mạnh vào năm 2030, đạt khoảng 506 – 559 tỷ kWh. Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện ước tính giai đoạn 2020 – 2025 là 8.42%, giai đoạn 2025 – 2030 là 7.53%. Tổng công suất nguồn điện cũng được quy hoạch tăng trưởng với tốc độ tương ứng. Cụ thể, tổng công suất các nhà máy điện đến năm 2020 là 60,000 MW, tăng 1.5 lần lên 96,500 vào năm 2025 và tăng gấp đôi vào năm 2030 lên 129,500 MW.

Tuy nhiên, theo báo cáo chính thức Bộ Công thương công bố vào tháng 6 năm 2019, trong 62 dự án nhà máy điện có công suất lớn trên 200 MW thì có đến 47 dự án chậm tiến độ hoặc chưa xác định tiến độ so với tiến độ nêu trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh. Điều này dẫn đến tổng công suất các nguồn điện có khả năng đi vào vận hành thấp hơn Quy hoạch 10,000 MW. Do đó, hệ thống dự phòng điện hầu như không còn đến cuối năm 2019 và bắt đầu từ năm 2021 sẽ xảy ra tình trạng thiếu hụt điện nghiêm trọng. Trong đó, miền Nam vẫn la nơi thiếu hụt điện nhiều nhất với mức thiếu hụt dự báo tăng từ 3.7 tỷ kWh vào năm 2021 lên gần 10 tỷ kWh vào năm 2020 và cao nhất là thiếu 12 tỷ kWh vào năm 2023.

Dự kiến công suất các nguồn điện hoàn thành giai đoạn 2019 - 2030

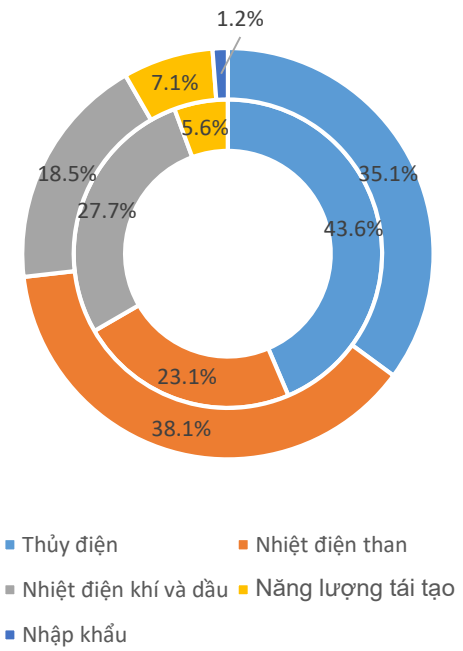
Năm/Giai đoạn	Tổng công suất vào vận hành (MW)		Chênh lệch (MW)
	Theo QHĐ VII điều chỉnh	Sau rà soát	
2019	6,230	3,650	-2,580
2020	4,571	3,230	-1,341
Giai đoạn 2021 - 2025	**38,010**	**30,485**	**-7,525**
2021	9,435	4,520	-4,915
2022	10,290	3,890	-6,400
2023	7,185	6,635	-550
2024	5,250	8,170	2,920
2025	5,850	7,270	1,420
Giai đoạn 2025 - 2030	**36,192**	**34,382**	**-1,810**
2026	6,482	7,792	1,310
2027	5,660	6,270	610
2028	7,890	8,340	450
2029	8,950	7,310	-1,640
2030	7,210	4,670	-2,540

Nguồn: Bộ Công thương

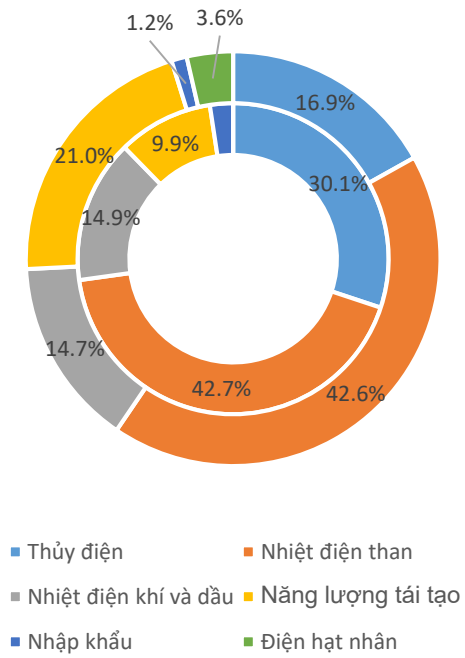
Cơ cấu nguồn điện chuyển dịch từ thủy điện sang nhiệt điện than

Tính thời điểm hiện tại, tiềm năng thủy điện của Việt Nam gần như đã được khai thác hoàn toàn. Các địa điểm có điều kiện thích hợp để xây dựng nhà máy thủy điện công suất lớn gần như đã hết. Trong giai đoạn từ năm 2013 trở về trước, công suất đặt của thủy điện luôn chiếm phần lớn và là nguồn sản xuất điện chính của Việt Nam. Tuy nhiên, do đặc tính của thủy điện là phụ thuộc chủ yếu vào lượng mưa, dẫn đến tình trạng thiếu hụt điện vào những năm xảy ra hiện tượng El Nino. Đồng thời, khí hậu và thời tiết ngày càng trở nên khắc nghiệt hơn, hạn hán thường xuyên xảy ra khiến cho thủy điện không thể là nguồn cung điện ổn định và an toàn. Chính vì vậy, tỷ trọng của thủy điện trong cơ cấu nguồn điện liên tục giảm và dần được thay thế bằng nhiệt điện than. Cũng theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, nhiệt điện than sẽ được tập trung phát triển và trở thành nguồn điện chính thay thế thủy điện. Sản lượng điện sản xuất từ nhiệt điện than tăng lên và chiếm khoảng 50% sản lượng toàn ngành.

Cơ cấu công suất đặt nguồn điện (vòng trong năm 2013, vòng ngoài năm 2018)



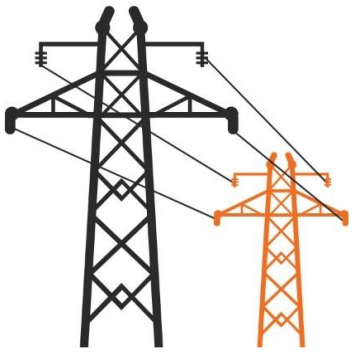
Cơ cấu công suất đặt nguồn điện theo QHĐ 7 (vòng trong năm 2020, vòng ngoài năm 2030)



Nguồn: EVN, Bộ Công thương

SẢN PHẨM & THỊ TRƯỜNG

Chuỗi giá trị ngành



PHÁT ĐIỆN
- EVN
- GENCO
- Vinacomin, PVN
- Nhập khẩu
- Khác

ĐIỀU ĐỘ, TRUYỀN TẢI
- EVN
- NLDC
- NPT
- EPTC

PHÂN PHỐI, BÁN LẺ
- EVN
- PC

Chuỗi giá trị ngành điện bao gồm 3 khâu chính: (1) Sản xuất, phát điện, (2) Điều độ và Truyền tải, (3) Phân phối, bán lẻ.

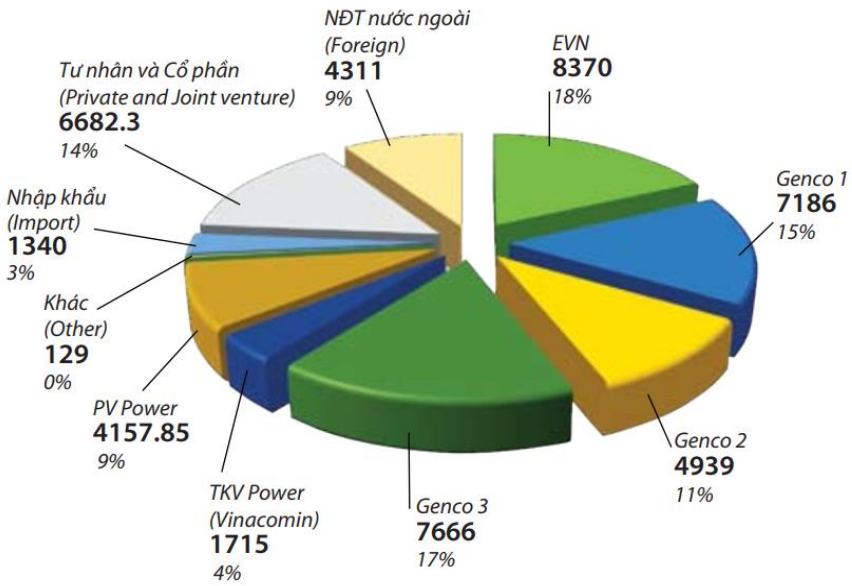
Khâu sản xuất, phát điện

Do việc xây dựng các nhà máy sản xuất điện luôn cần một lượng vốn rất lớn nên khâu phát điện là khâu duy nhất trong chuỗi giá trị có sự tham gia của các đơn vị ngoài Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Hiện tại, EVN đã tái cơ cấu và thành lập các Tổng Công ty phát điện độc lập để quản lý các nhà máy điện, tuy nhiên các Tổng công ty này vẫn trực thuộc EVN quản lý. Trong nhóm các nhà máy phát điện độc lập IPP, 2 nhà đầu tư lớn nhất lại là Tập doàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Tập đoàn Công nghiệp Than – Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin). Chính vì vậy, gần 75% nguồn điện của Việt Nam vẫn thuộc Nhà nước quản lý.

TỈ TRỌNG NGUỒN ĐIỆN THEO CHỦ SỞ HỮU

Generation ownership share

MW; %



Nguồn: NLDC (năm 2017)

Khâu điều độ, truyền tải điện

Khâu thứ hai trong chuỗi giá trị ngành chịu hoàn toàn sự quản lý của EVN. Trong đó, có 3 đơn vị trực thuộc EVN được thành lập với 3 nhiệm vụ khác nhau.

1. Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC) có nhiệm vụ lập phương thức hoạt động, chỉ huy vận hành toàn bộ Hệ thống điện Quốc gia và đảm bảo sự hoạt động, chất lượng điện của toàn bộ hệ thống.
2. Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc giá (NPT) quản lý, vận hành hơn 24,000 km đường dây 220 kV và 500kV và hơn 140 máy biến áp có vai trò trung gian trong việc vận chuyển điện năng đến các nhà phân phối và bán lẻ.
3. Công ty mua bán điện (EPTC) trước đây là công ty duy nhất được phép mua điện từ các đơn vị phát điện và bán cho các công ty phân phối. EPTC cũng có trách nhiệm đàm phán và thực hiện hợp đồng mua bán điện với các đơn vị phát điện.

Khâu phân phối, bán lẻ

Hiện tại có 5 Tổng Công Điện lực (PC) thuộc EVN phân theo từng miền là miền Bắc, miền Trung, miền Nam, Hà Nội và Hồ Chí Minh. Tổng Công ty điện lực có nhiệm vụ quản lý lưới điện khu vực bán lẻ điện cho khách hàng theo biểu giá điện do Nhà nước quy định.

THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Thị trường Bán buôn cạnh tranh

Thị trường Bán buôn điện cạnh tranh chính thức đi vào vận hành từ năm 2019

Ngày 15/11/2018, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư số 45/2018/TT-BCT quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Sau khoảng thời gian 2 năm thử nghiệm, thị trường bán buôn điện cạnh tranh chính thức đi vào hoạt động từ 1/1/2019. Theo đó, Nhà máy điện có giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện, có công suất đặt lớn hơn 30 MW đấu nối vào hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm hoàn thành thủ tục đăng ký và trực tiếp tham gia thị trường điện. Nhà máy điện có công suất đặt đến 30 MW đấu nối lưới điện cấp điện áp từ 110 kV trở lên và nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện có công suất đặt lớn hơn 30 MW được quyền lựa chọn tham gia thị trường điện.

Một điểm khác biệt lớn giữa Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) và Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) đó là trong VCGM chỉ có 1 đơn vị mua buôn điện duy nhất là EPTC thuộc EVN, còn trong VWEM thì ngoài EPTC thì 5 Tổng Công ty Điện lực và khách hàng mua buôn cũng được phép mua buôn điện trực tiếp từ các nhà máy phát điện.

Việc VWEM đi vào vận hành là bước tiến quan trọng trong việc cơ cấu ngành điện, đưa thị trường điện Việt Nam chuyển từ bao cấp sang cạnh tranh hoàn chỉnh, tăng cường hiệu quả hoạt động ngành, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Tuy nhiên, theo chúng tôi đánh giá, phần lớn lượng điện mua buôn vẫn sẽ thuộc về EVN với EPTC và 5 PC nên người tiêu dùng sẽ chưa được hưởng lợi nhiều trong giai đoạn này.

Mức độ cạnh tranh

Yếu tố cạnh tranh	Mức độ cạnh tranh
Đối thủ cạnh tranh trong ngành	**TRUNG BÌNH** Cạnh tranh chính xảy ra tại khâu phát điện, tuy nhiên nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam đang vượt cung và có xu hướng tăng cao.
Rủi ro đối thủ mới gia nhập ngành	**TRUNG BÌNH** Trong khâu phát điện, không có nhiều rào cản về việc gia nhập, trong khi khâu truyền tải và phân phối vẫn thuộc Nhà nước quản lý.
Rủi ro sản phẩm thay thế	**THẤP** Điện là sản phẩm không thể thay thế trong tiêu dùng

Yếu tố cạnh tranh	Mức độ cạnh tranh
Sức mạnh trả giá của nhà cung cấp	**TRUNG BÌNH** - Các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo như thủy điện, điện mặt trời, điện gió…không phải mua nguyên liệu đầu vào. - Các nhà máy nhiệt điện than, khí lại phụ thuộc vào khả năng cung ứng nguyên liệu trong nước và nguyên liệu nhập khẩu.
Sức mạnh trả giá của người tiêu dùng	**THẤP** Hiện tại người tiêu dùng chưa thể trực tiếp đàm phán giá mua điện mà giá bán lẻ vẫn do Nhà nước quy định.

SỐ LIỆU THỐNG KÊ

Doanh nghiệp niêm yết

Mã CK	Tên doanh nghiệp	Sàn
AVC	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	UPCOM
BTP	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Bà Rịa	HOSE
CHP	Công ty Cổ phần Thủy điện Miền Trung	HOSE
NCP	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Cẩm Phả - TKV	UPCOM
TDB	Công ty Cổ phần Thủy điện Định Bình	UPCOM
TTE	Công ty Cổ phần Đầu tư Năng lượng Trường Thịnh	HOSE
DNC	Công ty Cổ phần Điện nước Lắp máy Hải Phòng	HNX
DNH	Công ty Cổ phần Thủy điện Đa Nhim - Hàm Thuận - Đa Mi	UPCOM
EAD	Công ty Cổ phần Thủy điện Điện lực Đắk Lắk	UPCOM
DRL	Công ty Cổ phần Thủy điện - Điện lực 3	HOSE
DTV	Công ty Cổ phần Phát triển điện Nông thôn Trà Vinh	UPCOM
PGV	Tổng Công ty Phát điện 3 - Công ty Cổ phần	UPCOM
GHC	Công ty Cổ phần Thủy điện Gia Lai	UPCOM
GEG	Công ty Cổ phần Điện Gia Lai	UPCOM
HTE	Công ty Cổ phần Đầu tư Kinh doanh Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh	UPCOM
HJS	Công ty Cổ phần Thủy điện Nậm Mu	HNX
HNA	Công ty Cổ phần Thủy điện Hủa Na	UPCOM
KHP	Công ty Cổ phần Điện lực Khánh Hòa	HOSE
NBP	Công ty Cổ phần Nhiệt Điện Ninh Bình	HNX
ND2	Công ty Cổ phần Đầu tư và Phát triển điện Miền Bắc 2	UPCOM
HND	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng	UPCOM
NT2	Công ty Cổ phần Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	HOSE
PIC	Công ty Cổ phần Đầu tư Điện lực 3	HNX
PPC	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Phả Lại	HOSE
PBK	Công ty Cổ phần Điện lực Dầu khí Bắc Kạn	UPCOM
POW	Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam	HOSE
QTP	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	UPCOM
QPH	Công ty Cổ phần Thủy điện Quế Phong	UPCOM
SBA	Công ty Cổ phần Sông Ba	HOSE
SBH	Công ty Cổ phần Thủy điện Sông Ba Hạ	UPCOM
SEB	Công ty Cổ phần Đầu tư và Phát triển Điện Miền Trung	HNX
SHP	Công ty Cổ phần Thủy điện Miền Nam	HOSE
SJD	Công ty Cổ phần Thủy điện Cần Đơn	HOSE
ISH	Công ty Cổ phần Thủy điện Srok Phu Miêng IDICO	UPCOM
S4A	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	HOSE
SVH	Công ty Cổ phần Thủy điện Sông Vàng	UPCOM
TBC	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Bà	HOSE
TMP	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Mơ	HOSE
VSH	Công ty Cổ phần Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	HOSE

Tình hình kinh doanh 2018

	PGV	POW	HND	QTP	DNH	NT2	VSH	NCP	PPC	HNA	GEG	CHP	SBH	SHP
Doanh thu thuần	39,338.45	32,662.19	9,526.84	9,017.68	2,398.56	7,669.73	563.58	3,205.30	7,116.83	875.06	559.49	470.02	892.61	619.29
Tăng trưởng	*3.78%*	*9.94%*	*4.75%*	*9.83%*	*44.18%*	*13.44%*	*7.00%*	*-11.94%*	*14.13%*	*34.52%*	*3.78%*	*-45.38%*	*-22.41%*	*0.38%*
Lợi nhuận gộp	4,933.40	4,476.53	1,592.30	1,202.87	1,609.46	1,015.28	349.28	70.89	1,147.15	455.36	306.00	204.71	559.88	310.01
Tăng trưởng	*14.59%*	*-9.06%*	*-6.64%*	*-18.68%*	*84.69%*	*-27.10%*	*12.07%*	*-80.64%*	*45.08%*	*73.54%*	*-1.86%*	*-63.76%*	*-30.97%*	*-1.53%*
Lợi nhuận HĐKD	-467.44	2,469.36	449.65	277.71	1,601.92	794.73	343.06	-410.20	1,422.23	220.51	207.09	101.23	521.09	197.25
Tăng trưởng	*-212.26%*	*-9.79%*	*8.70%*	*-56.13%*	*95.63%*	*-6.74%*	*6.79%*	*302.13%*	*41.89%*	*2145.77%*	*-13.41%*	*-76.88%*	*-26.53%*	*2.51%*
Lợi nhuận sau thuế	-565.43	2,286.84	424.88	275.23	1,285.18	782.16	306.21	-414.03	1,122.45	217.42	187.27	95.89	491.05	187.52
Tăng trưởng	*-278.54%*	*-12.10%*	*7.40%*	*-61.17%*	*95.11%*	*-3.49%*	*7.84%*	*305.50%*	*31.43%*	*2200.21%*	*-10.53%*	*-76.63%*	*-26.90%*	*1.22%*
Tổng tài sản	77,446.21	58,111.43	13,769.43	12,384.81	9,061.23	8,852.25	7,960.42	7,126.43	6,974.94	4,707.77	4,360.56	2,848.97	2,473.03	2,312.28
Tăng trưởng	*-4.84%*	*-4.08%*	*-9.14%*	*-11.84%*	*18.07%*	*-11.16%*	*17.88%*	*-4.09%*	*-7.60%*	*-3.31%*	*162.90%*	*-8.26%*	*-1.61%*	*-6.50%*
Vốn chủ sở hữu	10,092.65	26,815.38	5,692.28	4,115.28	5,842.40	3,683.48	2,994.61	894.41	5,649.97	2,466.04	2,407.94	1,760.88	2,025.23	1,234.24
Tăng trưởng	*3.09%*	*-3.28%*	*9.77%*	*10.89%*	*4.61%*	*-26.11%*	*3.09%*	*-31.64%*	*3.16%*	*9.82%*	*82.69%*	*-6.28%*	*7.17%*	*1.41%*
Vốn điều lệ	10,699.70	23,418.72	5,000.00	4,500.00	4,224.00	2,878.76	2,062.41	1,969.81	3,262.35	2,256.59	1,941.83	1,385.99	1,242.25	937.10
Tăng trưởng	*0.17%*	*2.71%*	*0.00%*	*0.00%*	*0.00%*	*0.00%*	*0.00%*	*0.00%*	*0.00%*	*0.00%*	*58.54%*	*4.06%*	*0.00%*	*0.00%*
Tổng nợ	67,353.57	31,296.04	8,077.15	8,269.53	3,218.83	5,168.77	4,965.81	6,232.02	1,324.98	2,241.73	1,952.62	1,088.09	447.80	1,078.03
Nợ vay	61,144.55	19,858.24	7,251.93	7,533.03	2,273.41	2,948.85	4,653.60	4,270.14	530.43	2,079.77	1,526.63	979.02	307.20	1,029.52

Nguồn: Finpro, CTS

Chỉ số tài chính

	PGV	POW	HND	QTP	DNH	NT2	VSH	NCP	PPC	HNA	GEG	CHP	SBH	SHP
Khả năng thanh toán														
Thanh toán tiền mặt	0.22	0.18	0.26	0.20	0.15	0.02	0.36	0.02	0.11	0.24	1.15	0.00	0.36	0.47
Thanh toán nhanh	1.01	0.61	0.99	0.95	1.02	0.72	1.12	0.22	1.89	0.49	1.62	1.52	1.03	0.82
Thanh toán hiện thời	1.63	0.87	1.12	1.06	1.86	0.80	1.86	0.25	2.96	0.58	2.33	1.60	2.27	0.86
Hệ số hoạt động														
Hệ số VQ khoản phải thu	4.65	4.72	5.15	5.04	2.86	3.74	6.58	4.59	4.78	9.46	6.07	2.74	4.70	6.40
Hệ số VQ hàng tồn kho	11.50	7.30	14.80	19.58	20.49	25.58	1.10	50.33	12.15	37.97	9.97	29.17	112.02	214.02
Hệ số VC khoản phải trả	6.88	5.15	19.69	14.65	3.22	5.34	0.97	2.61	10.81	3.98	1.32	7.57	18.78	178.36
Đòn bẩy tài chính														
Nợ vay/Tổng tài sản	0.79	0.34	0.53	0.61	0.25	0.33	0.58	0.60	0.08	0.44	0.35	0.34	0.12	0.45
Tổng nợ/Tổng tài sản	0.87	0.54	0.59	0.67	0.36	0.58	0.62	0.87	0.19	0.48	0.45	0.38	0.18	0.47
Khả năng sinh lời														
ROA	-0.76%	3.24%	2.94%	2.08%	15.31%	8.31%	4.16%	-5.69%	15.46%	4.54%	4.81%	3.22%	19.70%	7.84%
ROE	-6.09%	7.05%	7.81%	7.03%	22.42%	18.05%	10.38%	-37.59%	20.18%	9.23%	7.77%	5.27%	25.09%	15.30%
ROIC	6.24%	7.89%	10.99%	9.71%	19.11%	13.78%	4.23%	0.73%	17.12%	9.46%	5.81%	6.39%	22.61%	12.64%
Chỉ số cổ phiếu														
EPS	-566	820	769	612	2,993	2,717	1,485	-2,102	3,272	963	710	657	3,896	1,901
BVPS	9,118	10,464	11,385	9,145	13,711	12,795	14,520	4,541	17,319	10,928	11,210	12,705	16,303	13,171
Chỉ số định giá														
P/E cơ bản	-18.41	16.15	19.60	18.41	9.36	9.15	12.97	-4.00	8.16	13.49	38.47	31.49	6.93	12.10
P/B	1.14	1.27	1.32	1.23	2.04	1.94	1.33	1.85	1.54	1.19	2.43	1.63	1.66	1.75
EV/EBITDA	7.79	6.27	4.30	3.90	7.75	6.24	20.91	10.36	8.33	7.01	19.05	11.71	4.91	6.47

Nguồn: Finpro, CTS

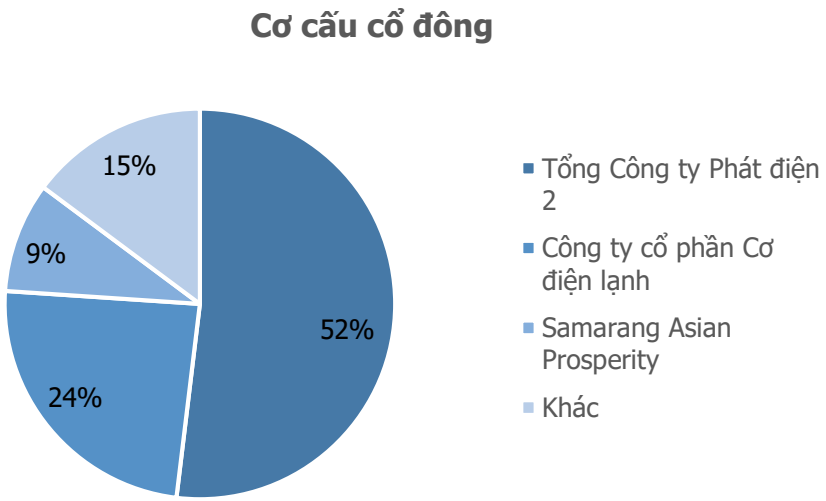
DOANH NGHIỆP LỚN

CTCP Nhiệt điện Phả Lại

Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại (nay là Công ty cổ phần Nhiệt điện Phả Lại) được thành lập theo vào ngày 26/04/1982, là đơn vị hạch toán phụ thuộc Công ty Điện lực I; năm 1995 trở thành đơn vị thành viên thuộc Tổng Công ty Điện lực Việt Nam Công ty Nhiệt điện Phả Lại đã hoàn thành công tác cổ phần hóa và chính thức chuyển đổi sang hình thức Công ty cổ phần với tên mới là Công ty Cổ phần Nhiệt điện Phả Lại ngày 26/01/2006.

Công ty cổ phần Nhiệt điện Phả Lại là nhà máy nhiệt điện chạy than có công suất lớn nhất cả nước. Sản phẩm chủ yếu của Công ty là sản xuất điện năng, với hai nhà máy sản xuất điện, gồm 6 tổ máy có công suất 1.040 MW.

Nhà máy	Tổ máy	Năm vận hành	Tổng công suất
Phả Lại 1	Tổ máy 1	1983	440 MW
	Tổ máy 2	1984	
	Tổ máy 3	1985	
	Tổ máy 4	1986	
Phả Lại 2	Tổ máy 5	2001	300 MW
	Tổ máy 6	2002	300 MW



Nguồn: PPC, Cafef

Điểm mạnh

- ✓ Nằm gần mỏ than Vàng Danh và Mạo Khê nên Công ty có điều kiện nhập nguyên liệu chi phí vận chuyển thấp.
- ✓ Ký kết thành công hợp đồng mua than dài hạn với TKV, được ưu tiên cung cấp đủ than trước các nhà máy nhiệt điện than khác.

Điểm yếu

- ✓ Các tổ máy phát điện sử dụng công nghệ cũ, lạc hậu dẫn đến hiệu suất hoạt động kém.
- ✓ Chi phí sản xuất biến động mạnh theo giá than nguyên liệu đầu vào.

Cơ hội

- ✓ Xu thế phát triển nhiệt điện than trở thành nguồn cung điện chính thay thế thủy điện đem lại nhiều cơ hội mở rộng, phát triển cho PPC.
- ✓ Nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam tăng cao, cung không đủ cầu.

Thách thức

- ✓ Chi phí đầu tư cho nhà máy nhiệt điện than mới sử dụng công nghệ hiện đại là rất cao.
- ✓ Nguyên liệu than trong nước không đủ cung cấp cho sản xuất.

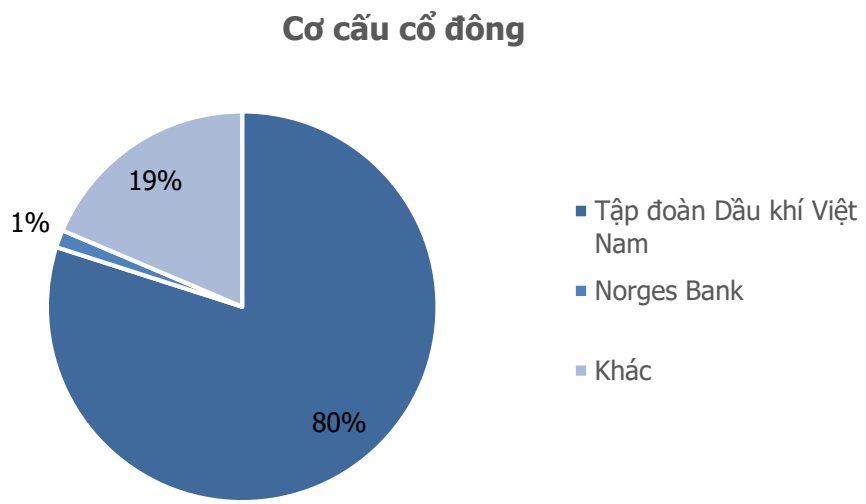
Tình hình tài chính	2014	2015	2016	2017	2018
Doanh thu thuần	7,482	7,665	5,977	6,236	7,117
Lợi nhuận sau thuế	1,054	566	554	854	1,122
Biên lợi nhuận	14.09%	7.38%	9.27%	13.69%	15.77%
Tổng tài sản	11,324	11,069	10,588	7,548	6,975
Vốn chủ sở hữu	5,674	5,739	5,194	5,477	5,650
ROA (%)	18.87%	9.82%	10.04%	16.01%	20.18%
ROE (%)	9.00%	5.01%	5.07%	9.42%	15.46%

CTCP – Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam

Ngày 17/05/2007, thành lập Công ty mẹ - Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam. Ngày 31/01/2018, thực hiện bán đấu giá công khai thành công (IPO) 468.374.320 cổ phần (chiếm 20% vốn điều lệ). Ngày 26/06/2018, tổ chức thành công Đại hội đồng cổ đông lần thứ nhất. Ngày 31/08/2018, chính thức trở thành công ty đại chúng theo Công văn số 5712/UBCK-GSĐC của Ủy ban Chứng khoán Nhà nước.

PV Power đã đầu tư và đưa vào vận hành 4 dự án điện khí là Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 và Nhơn Trạch 2 với tổng công suất lên đến 2.700 MW. Ngoài các dự án điện khí, PV Power cũng thực hiện đầu tư vào một số dự án thủy điện như Hủa Na tại tỉnh Nghệ An với công suất lắp đặt 180 MW, đã được đưa vào vận hành trong năm 2013, thủy điện ĐakĐrinh tại Quảng Ngãi với công suất lắp đặt 125 MW, thủy điện Nậm Cắt tại Bắc Kạn với công suất 3,2 MW. Cuối năm 2015, PV Power nhận bàn giao nhà máy nhiệt điện than Vũng Áng 1 từ PVN và chính thức ghi nhận doanh thu mảng điện than trong năm 2016.

Nhà máy	Năm vận hành	Tổng công suất
Nhiệt điện Cà Mau 1	2008	750 MW
Nhiệt điện Cà Mau 2	2008	750 MW
Nhiệt điện Nhơn Trạch 1	2008 - 2009	450 MW
Nhiệt điện Nhơn Trạch 2	2011	750 MW
Thủy điện Nậm Cắt	2013	3.2 MW
Thủy điện Hủa Na	2013	180 MW
Thủy điện DakĐrinh	2014	125 MW
Nhiệt điện Vũng Áng	2015	1,200 MW



Nguồn: POW, Cafef

Điểm mạnh

- ✓ Đa dạng các loại hình phát điện mới đi vào hoạt động
- ✓ Nhà máy nhiệt điện sử dụng công nghệ tiên tiến, hiệu suất hoạt động cao.
- ✓ Vị trí thuận lợi, nhà máy nhiệt điện khí nằm gần những mỏ khí lớn của Việt Nam
- ✓ Nhiệt điện khí, than ít phụ thuộc vào điều kiện thời tiết.

Điểm yếu

- ✓ Phụ thuộc lớn vào nguồn cung nguyên liệu khí, than.
- ✓ Chi phí sản xuất biến động mạnh theo giá nguyên liệu đầu vào.

Cơ hội

- ✓ Nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam tăng cao, cung không đủ cầu.

Thách thức

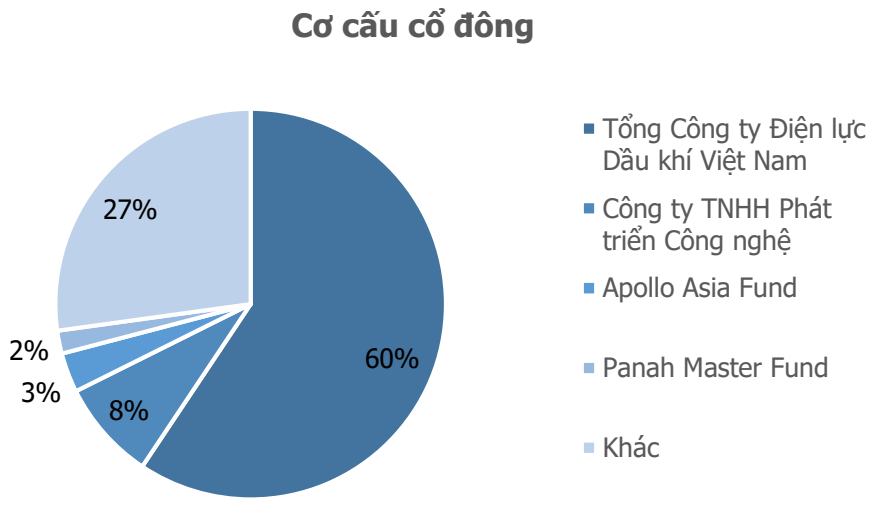
- ✓ Các mỏ khí hiện tại đang dần cạn kiệt, trong khi mỏ khí mới chưa thể khai thác hoặc có giá khí rất cao.
- ✓ Nguyên liệu than trong nước không đủ cung cấp cho sản xuất.

Tình hình tài chính	2014	2015	2016	2017	2018
Doanh thu thuần	24,357	23,230	28,212	29,710	32,662
Lợi nhuận sau thuế	2,761	2,560	1,517	2,602	2,287
Biên lợi nhuận	11.34%	11.02%	5.38%	8.76%	7.00%
Tổng tài sản	49,180	71,283	69,732	60,583	58,111
Vốn chủ sở hữu	17,554	26,327	26,797	27,724	26,815
ROA (%)	12.48%	9.89%	4.05%	8.19%	7.05%
ROE (%)	4.45%	3.60%	1.52%	3.43%	3.24%

CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2

Công ty Cổ phần Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (PVPower NT2) được thành lập vào ngày 15/06/2007 theo Nghị quyết số 01/NQ-ĐH của Đại hội đồng cổ đông PVPower NT2 với số vốn điều lệ ban đầu là 2.560 tỷ đồng PV Power NT2 được thành lập. Hoạt động chính của Công ty là quản lý, vận hành và khai thác Nhà máy điện Tuabin khí Chu trình hỗn hợp Nhơn Trạch 2 (Nhà máy điện Nhơn Trạch 2 – công suất 750MW), có khả năng cung cấp lên lưới điện quốc gia khoảng 05 tỷ kWh/năm.

Ngày 12/06/2015, ngày giao dịch chính thức cổ phiếu NT2 trên HoSE.



Nguồn: Cafef

Điểm mạnh

- ✓ Nhà máy sử dụng công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp thế hệ F, là công nghệ tiến tiến trên thế giới hiện nay, có hiệu suất cao và rất thân thiện với môi trường.
- ✓ Vị trí thuận lợi, nhà máy nhiệt điện khí nằm gần những mỏ khí lớn của Việt Nam
- ✓ Nhiệt điện khí ít phụ thuộc vào điều kiện thời tiết.

Điểm yếu:

- ✓ Phụ thuộc lớn vào nguồn cung nguyên liệu khí.
- ✓ Chi phí sản xuất biến động mạnh theo giá khí nguyên liệu đầu vào

Cơ hội

- ✓ Nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam tăng cao, cung không đủ cầu.

Thách thức

- ✓ Các mỏ khí hiện tại đang dần cạn kiệt, trong khi mỏ khí mới chưa thể khai thác hoặc có giá khí rất cao.

Tình hình tài chính	2014	2015	2016	2017	2018
Doanh thu thuần	7,065	6,729	7,983	6,761	7,670
Lợi nhuận sau thuế	1,591	1,142	1,086	810	782
Biên lợi nhuận	22.52%	16.96%	13.60%	11.99%	10.20%
Tổng tài sản	12,484	11,645	12,980	9,964	8,852
Vốn chủ sở hữu	4,247	4,768	4,908	4,985	3,683
ROA (%)	45.23%	25.33%	22.44%	16.38%	18.05%
ROE (%)	12.90%	9.46%	8.82%	7.06%	8.31%

Công ty Cổ phần Chứng khoán Ngân hàng Công Thương Việt Nam (Vietinbank Securities) là một công ty chứng khoán được cấp giấy phép với đầy đủ các chức năng nghiệp vụ.
VietinBank Securities được niêm yết trên Sở GDCK thành phố Hồ Chí Minh (HOSE) với mã giao dịch "CTS".

Trụ sở chính: 306 Bà Triệu, Quận Hai Bà Trưng, Hà Nội
Chi nhánh Đà Nẵng: Tầng 8, 36 Trần Quốc Toản, Quận Hải Châu, TP Đà Nẵng
Chi nhánh TP.HCM: 49 Tôn Thất Đạm, Phường Nguyễn Thái Bình, Quận 1, TP Hồ Chí Minh
Website: www.cts.vn
Tel:024. 3974 1771
Fax: 024. 3974 1760

Phòng Nghiên cứu – Phân tích
Email: research@cts.vn

Tuyên bố miễn trách nhiệm: Bản quyền năm 2019 thuộc về Công ty CP Chứng khoán Vietinbank (CTS). Những thông tin sử dụng trong báo cáo được thu thập từ những nguồn đáng tin cậy và CTS không chịu trách nhiệm về tính chính xác của chúng. Quan điểm thể hiện trong báo cáo này là của (các) tác giả và không nhất thiết liên hệ với quan điểm chính thức của CTS. Không một thông tin cũng như ý kiến nào được viết ra nhằm mục đích quảng cáo hay khuyến nghị mua/bán bất kỳ chứng khoán nào. Báo cáo này không được phép sao chép, tái bản bởi bất kỳ cá nhân hoặc tổ chức nào khi chưa được phép của CTS.