

CTCP NHIỆT ĐIỆN HẢI PHÒNG (UPCOM: HND)
Đậu Đức Nam

Chuyên viên phân tích

Email: namdd@fpts.com.vn

Tel: (8424) – 3773 7070 - Ext : 4304

Người phê duyệt báo cáo:

Nguyễn Thị Kim Chi

Phó giám đốc phân tích đầu tư

Diễn biến giá cổ phiếu HND và VNIndex

Thông tin giao dịch (17/09/2020)

Giá hiện tại (đồng/cp)	18.400
Giá cao nhất 52 tuần (đồng/cp)	19.400
Giá thấp nhất 52 tuần (đồng/cp)	11.800
Số lượng CP niêm yết (triệu cp)	500
Số lượng CP lưu hành (triệu cp)	500
KLGD bình quân 30 ngày (cp)	102.287
% sở hữu nước ngoài	0%
Vốn hóa (tỷ VNĐ)	9.200
P/E trailing 12 tháng (lần)	6.41x
EPS trailing 12 tháng (đồng/cp)	2.869

Tổng quan doanh nghiệp

Tên	CTCP Nhiệt điện Hải Phòng
Địa chỉ	Thôn Đoàn, xã Tam Hưng, huyện Thủy Nguyên, thành phố Hải Phòng
Doanh thu chính	Sản xuất và kinh doanh điện
Chi phí chính	Nhiên liệu (than)
Rủi ro chính	Rủi ro thời tiết, rủi ro biến động tỷ giá

 Giá hiện tại: **18.400**

 Giá mục tiêu: **20.000**

 Tăng/giảm: **+9%**
**KHUYẾN NGHỊ
THEO DÕI**
NHÀ MÁY VẬN HÀNH ỔN ĐỊNH
LỢI THẾ CẠNH TRANH ĐẾN TỪ CHI PHÍ BIẾN ĐỔI THẤP

Chúng tôi tiến hành định giá lần đầu cổ phiếu HND – CTCP Nhiệt điện Hải Phòng, đăng ký giao dịch trên sàn UPCoM. Bằng cách sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền và phương pháp so sánh P/E, chúng tôi xác định giá mục tiêu một cổ phiếu HND là **20.000 đồng/cp**, cao hơn 9% so với mức giá hiện tại. Chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** đối với cổ phiếu HND. Nhà đầu tư đang nắm giữ cổ phiếu có thể xem xét bán chốt lời khi giá cổ phiếu đạt mức giá mục tiêu trên.

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ:

► **HND sở hữu nhà máy điện có công suất lớn, vận hành ổn định.** HND sở hữu hai nhà máy điện với tổng công suất 1.200 MW, Với công suất trên HND đang là đơn vị vận hành nhà máy nhiệt điện than lớn thứ hai tại miền Bắc. Các tổ máy của HND vận hành đạt chỉ tiêu kỹ thuật tốt, ít xảy ra sự cố khi phát điện. ([chi tiết](#))

► **HND có lợi thế khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh nhờ chi phí biến đổi thấp.** HND sản xuất điện với suất tiêu hao nhiên liệu thấp hơn, nhờ đó chi phí biến đổi cũng thấp hơn so với các nhà máy nhiệt điện than khác. Chi phí biến đổi thấp giúp HND có được lợi thế khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh. ([chi tiết](#))

► **Tình hình nợ vay được cải thiện, dòng tiền lớn giúp đảm bảo việc chi trả cổ tức.** Dòng tiền lớn từ hoạt động kinh doanh giúp HND chi trả được đầy đủ nghĩa vụ nợ vay mà vẫn chi trả cổ tức đều đặn. Nợ vay đã giảm đáng kể và sẽ hết vào năm 2024, do đó trong các năm tới HND vẫn sẽ có khả năng chi trả cổ tức ở mức cao. ([chi tiết](#))

CÁC YẾU TỐ CẦN THEO DÕI:

► **Tình hình thủy văn nửa cuối năm 2020.** Các cơ quan khí tượng dự báo khả năng cao hiện tượng La Nina sẽ xảy ra vào cuối năm 2020. Việc La Nina xảy ra sẽ giúp tình hình thủy văn được cải thiện và gián tiếp làm giảm sản lượng điện huy động của HND. ([chi tiết](#))

► **Kết quả đàm phán giá hợp đồng từ năm 2021 trở đi.** HND sắp hết thời hạn được hưởng giá bán cao và đang phải đàm phán lại giá bán điện trong hợp đồng kể từ năm 2021 trở đi. ([chi tiết](#))

► **Cơ chế giá bán điện khi thị trường bán lẻ điện cạnh tranh được đưa vào thí điểm.** Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh sẽ được bắt đầu thí điểm từ năm 2021 và sẽ vận hành chính thức vào năm 2023. Trong các giai đoạn chuyển giao, cơ chế giá điện thường có nhiều sự thay đổi để phù hợp hơn với thị trường mới. ([chi tiết](#))

I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP



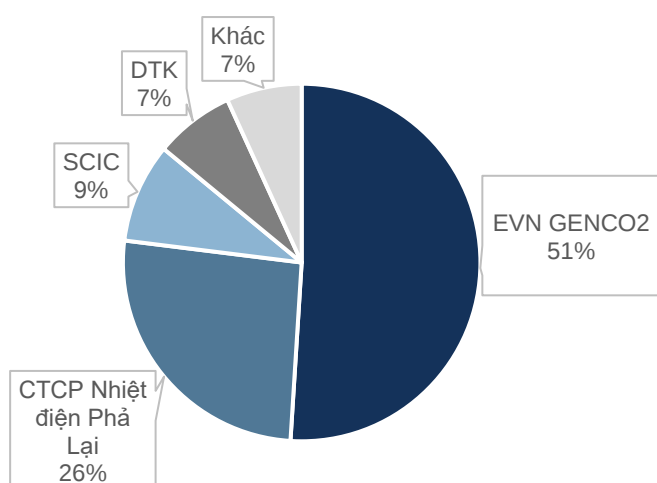
**Công Ty Cổ Phần Nhiệt Điện
Hải Phòng**

CTCP Nhiệt điện Hải Phòng (UPCoM: HND) được thành lập vào ngày 17/9/2002. Công ty được giao làm chủ đầu tư Dự án Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng 1 vào năm 2002 và Dự án Nhiệt điện Hải Phòng 2 năm 2005. Hai nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 1&2 có tổng công suất 1.200 MW, tổng mức đầu tư hơn 1,2 tỷ USD, tương ứng khoảng 24.000 tỷ đồng, sản xuất ra khoảng 7 tỷ kWh điện mỗi năm để cung cấp cho hệ thống điện quốc gia.

Quá trình hình thành và phát triển

- 2002: Công ty được thành lập với tổng vốn điều lệ là 3.000 tỷ đồng, gồm 05 cổ đông sáng lập: Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tập đoàn Than – Khoáng sản, Tổng Công ty Bảo Việt, Tổng Công ty Lắp máy Việt Nam và Tổng Công ty XNK Xây dựng Việt Nam.
- 2005: Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 1 với công suất 600 MW (2x300 MW) được khởi công xây dựng.
- 2007: Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 2 cũng với công suất 600 MW (2x300 MW) được khởi công xây dựng.
- 2008: Công ty tăng vốn điều lệ từ 3.000 tỷ lên 5.000 tỷ để phục vụ việc đầu tư xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 2.
- 2011: Các tổ máy 1 và 2 của Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 1 bắt đầu vận hành thương mại.
- 2014: Các tổ máy 3 và 4 của Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 2 lần lượt được đưa vào vận hành.
- 2016: Cổ phiếu của Công ty cổ phần nhiệt điện Hải Phòng chính thức giao dịch trên sàn chứng khoán UPCoM với mã cổ phiếu HND.

CƠ CẤU CỔ ĐÔNG (17/09/2020)



Cơ cấu cổ đông của HND khá cô đặc, phần lớn cổ phần của HND được nắm giữ bởi các nhà đầu tư tổ chức, chỉ có 7% cổ phần được nắm giữ bởi các cổ đông cá nhân. Tổng Công ty Phát điện 2 (EVN GENCO2) là cổ đông nắm giữ quyền chi phối với 51% cổ phần. Ngoài ra HND còn có 3 cổ đông lớn khác là CTCP Nhiệt điện Phả Lại (PPC), Tổng Công ty Đầu tư và Kinh doanh Vốn Nhà nước (SCIC) và Tổng Công ty Điện lực TKV – CTCP (DTK).

II. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

1. Nhu cầu điện tăng trưởng ổn định

(chi tiết ở phụ lục)

Sản lượng điện tiêu thụ tại Việt Nam đã tăng trưởng với tốc độ cao trong suốt 20 năm qua. Tốc độ tăng trưởng kép của sản lượng điện tiêu thụ điện toàn quốc đạt lần lượt 13,22%/năm trong giai đoạn 2001 - 2010 và 10,44%/năm trong giai đoạn 2011 - 2019.

Sản lượng điện tăng trưởng cao do tác động của quá trình công nghiệp hóa và đô thị hóa. Nhu cầu tiêu thụ điện tăng lên trong các năm qua chủ yếu là nhờ sự phát triển của các ngành công nghiệp và sự tăng lên của nhu cầu tiêu thụ điện sinh hoạt do quá trình đô thị hóa và tăng trưởng mức thu nhập. Các yếu tố này cũng đang được kỳ vọng sẽ giúp sản lượng điện tiêu thụ giai đoạn 2021F – 2030F tiếp tục tăng trưởng với tốc độ bình quân 8%/năm.

Trong nửa đầu năm 2020, do ảnh hưởng của dịch bệnh COVID-19, sản lượng tiêu thụ điện tăng trưởng chậm lại. Dịch bệnh đã ảnh hưởng tiêu cực tới hoạt động sản xuất của hầu hết các ngành nghề, đặc biệt là trong tháng 4, khi cả nước thực hiện giãn cách xã hội. Sản lượng tiêu thụ điện trong 6 tháng đầu năm 2020 chỉ tăng +2,29% so với cùng kỳ 2019. Mức tăng trưởng trên là rất thấp khi so sánh với tốc độ tăng trưởng sản lượng điện trong nhiều năm qua.

2. Việc phát triển nguồn cung điện gặp nhiều khó khăn

(chi tiết ở phụ lục)

Tại Việt Nam có ba loại hình phát điện quan trọng là thủy điện, nhiệt điện than và nhiệt điện khí. Trong đó, thủy điện đang là loại hình phát điện có công suất lớn nhất, chiếm 37% tổng công suất toàn hệ thống, nhiệt điện than và nhiệt điện khí chiếm lần lượt 36% và 13% tổng công suất.

Việc quy hoạch và phát triển nguồn cung điện trong thời gian tới đang gặp nhiều vấn đề. Loại hình phát điện có công suất lớn nhất hiện tại là thủy điện gần như đã bị khai thác hết tiềm năng. Nhiệt điện than là loại hình được đẩy mạnh phát triển trong giai đoạn 2020F – 2030F, tuy nhiên việc phát triển nhiệt điện than đang bị phản đối ở nhiều địa phương do những lo ngại về vấn đề môi trường. Nhiệt điện khí cũng đang gặp khó khăn khi mà nguồn cung khí trong nước đang cạn kiệt, các nhà máy nhiệt điện khí đang phải chờ đợi việc hoàn thành các dự án hạ tầng phục vụ việc nhập khẩu khí hóa lỏng (LNG).

Nguồn cung điện có nguy cơ bị thiếu hụt do các dự án nguồn điện lớn chậm tiến độ. Theo kết quả rà soát của EVN, trong giai đoạn 2016 – 2020, tổng công suất điện có thể đưa vào vận hành chỉ đạt 15.500 so với 21.650 MW theo Quy hoạch điện VII Điều chỉnh (đạt 72%). Hầu hết các dự án điện lớn trong quy hoạch đều đang bị chậm tiến độ so với kế hoạch từ 1 - 3 năm.

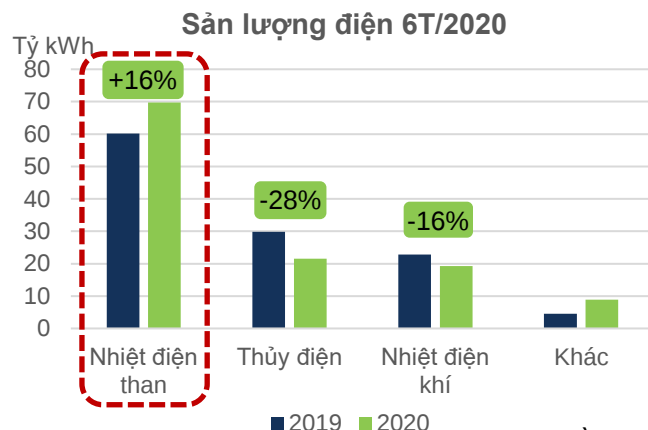
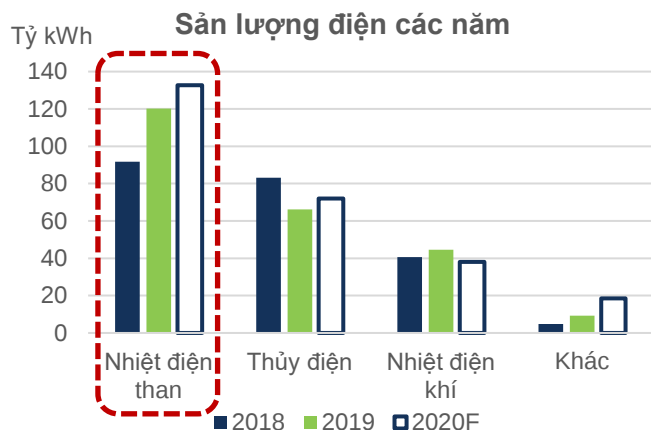
Năng lượng tái tạo được thúc đẩy phát triển, tuy nhiên vẫn còn nhiều hạn chế. Do việc quy hoạch nguồn điện gặp nhiều vấn đề, đồng thời nhiều dự án lớn đang chậm tiến độ, các nguồn điện năng lượng tái tạo đã được thúc đẩy phát triển để bù đắp thiếu hụt và đảm bảo an ninh năng lượng. Tuy nhiên, các nguồn năng lượng tái tạo khó có thể thay thế cho các nguồn điện nền (thủy điện, nhiệt điện) và việc phát triển quá nóng cũng làm phá vỡ quy hoạch, không giải tỏa được hết công suất và gây tắc nghẽn đường dây truyền tải.

3. Tình hình hoạt động và triển vọng ngắn hạn của các loại hình phát điện

Hiện tượng El Nino¹ xảy ra vào cuối năm 2018 và kéo dài đến giữa 2019 đã gây ra đợt nắng nóng khô hạn trên cả nước và ảnh hưởng rất lớn tới hoạt động của các nhà máy thủy điện. Lượng mưa thấp trong năm 2019 khiến cho các hồ chứa thủy điện không thể tích nước dự trữ trong khi thời tiết nắng nóng vẫn tiếp diễn khiến cho tình hình càng trở nên khó khăn hơn trong mùa khô năm 2020 (6 tháng đầu năm). Sản lượng điện của các nhà máy thủy điện chỉ đạt 66 tỷ kWh (-21% yoy) trong năm 2019 và đạt 21,6 tỷ kWh trong 6 tháng đầu năm 2020 (-28% yoy).

Trong khi đó các nhà máy nhiệt điện khí cũng gặp khó khăn do sản lượng khí khai thác từ các mỏ đang suy giảm dần. Việc thiếu hụt nguồn cung khí đã khiến cho sản lượng điện sản xuất của các nhà máy nhiệt điện khí trong nửa đầu năm 2020 giảm 16% so với cùng kỳ năm 2019.

¹ El Nino: Là hiện tượng thời tiết cực đoan bất thường gây ra thời tiết nắng nóng khô hạn tại Việt Nam



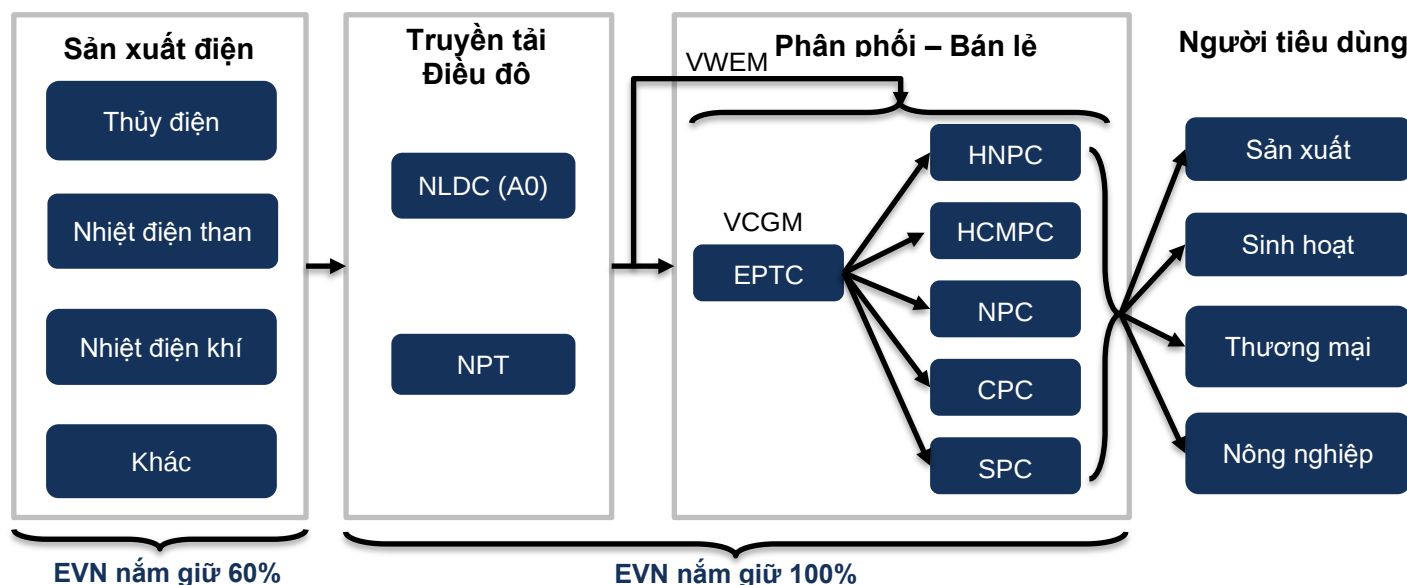
Nguồn: EVN

Do thủy điện và nhiệt điện khí gặp khó khăn, trong khi nhu cầu điện vẫn tiếp tục tăng, EVN đã phải tập trung huy động tối đa nguồn nhiệt điện than. Sản lượng các nhà máy nhiệt điện than đã tăng 31% trong năm 2019 và theo kế hoạch vận hành thị trường điện năm 2020 của Cục điều tiết điện lực (ERAV), sản lượng này dự kiến còn tiếp tục tăng 14% trong năm 2020. Trên thực tế, trong 6T/2020, sản lượng nhiệt điện than cũng đã tăng trưởng mạnh, đạt 69,77 tỷ kWh (+16,03% yoy), tăng 1% so với kế hoạch của ERAV.

4. Chuỗi giá trị ngành điện: vị thế độc quyền của EVN

(chi tiết ở phụ lục)

(1) Chuỗi giá trị ngành điện tại Việt Nam



Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam được chia thành 3 khâu: sản xuất điện, truyền tải - điều độ và phân phối - bán lẻ. Khâu sản xuất điện là khâu duy nhất đang có sự tham gia của các đơn vị ngoài EVN. Mặc dù vậy EVN vẫn đang nắm giữ khoảng 60% tổng công suất phát điện của cả nước.

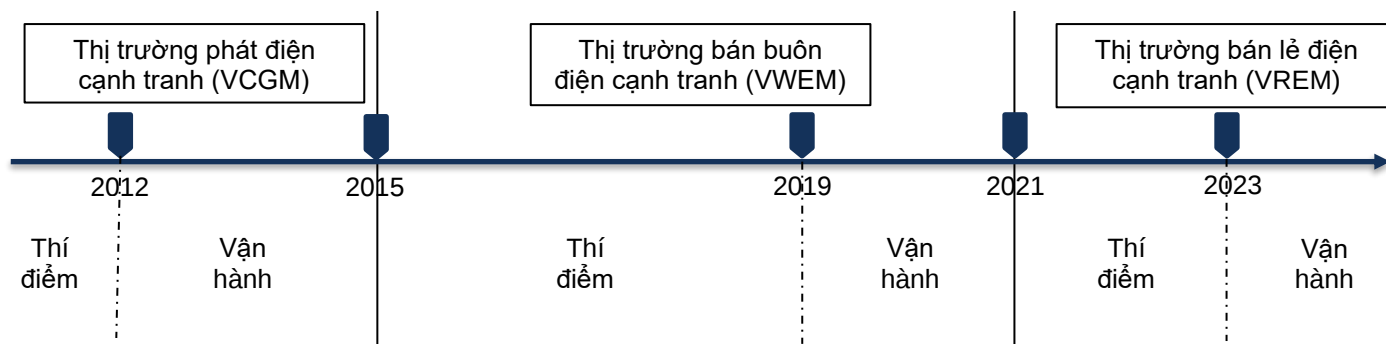
Các khâu truyền tải - điều độ và phân phối - bán lẻ đang được nắm giữ hoàn toàn bởi các đơn vị trực thuộc EVN. Điều này giúp cho EVN có một vị thế độc quyền và sức mạnh đàm phán lớn đối với cả các đơn vị sản xuất điện cũng như đối với người tiêu dùng. Để chuẩn bị cho sự hình thành của thị trường bán lẻ cạnh tranh sẽ chính thức vận hành vào năm 2023, EVN sẽ phải dần cổ phần hóa và giảm tỷ lệ sở hữu ở khâu bán lẻ điện. Đồng thời nhiều đơn vị khác được tham gia thị trường điện sẽ phần nào làm giảm bớt mức độ độc quyền của EVN.

(2) Thị trường điện cạnh tranh: Tính cạnh tranh vẫn còn chưa cao

(Trở lại trang 1)

Với mục tiêu loại bỏ tính độc quyền và xây dựng một thị trường điện minh bạch và hiệu quả, Bộ Công Thương và EVN đã xây dựng một lộ trình để phát triển thị trường điện Việt Nam trở thành một thị trường cạnh tranh. Lộ trình trên bao gồm 3 giai đoạn: Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM), Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VVEM) và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM).

Lộ trình thị trường điện cạnh tranh Việt Nam



Nguồn: ERAV, FPTs tổng hợp

Mặc dù đã bước sang giai đoạn thứ hai là thị trường VWEM, tính cạnh tranh trên thị trường điện Việt Nam vẫn chưa thực sự cao.

- Mặc dù có thêm người mua trên thị trường, các Tổng Công ty Điện lực (PC) đều được nắm giữ 100% bởi EVN. EVN vẫn đang phải xây dựng cơ chế bù giá chéo giữa các PC với nhau. Vì vậy, về cơ bản EVN vẫn đang là người mua duy nhất trên thị trường điện.
- Phần lớn doanh thu và lợi nhuận của các NMD vẫn phụ thuộc nhiều vào hợp đồng mua bán điện, đặc biệt là đối với các nhà máy nhiệt điện. Do vậy các nhà máy vẫn đang tập trung phát điện theo phần sản lượng được giao trong hợp đồng mà chưa chú trọng tới việc cạnh tranh trên thị trường điện.

(3) Giá điện ở các khâu đều đang bị kiểm soát bởi EVN và Bộ Công Thương.

Cơ chế bán điện của các nhà máy điện: EVN chủ yếu mua điện từ các nhà máy thông qua hợp đồng mua bán điện PPA. Đối với các nhà máy thủy điện hay nhiệt điện, giá điện trong hợp đồng PPA phụ thuộc vào kết quả đàm phán với EVN. Trong khi đó, giá bán điện của các nhà máy điện năng lượng tái tạo là mức giá do Bộ Công Thương quy định (giá FIT 20 năm đối với điện gió, điện mặt trời, giá chi phí tránh được đối với thủy điện dưới 30 MW).

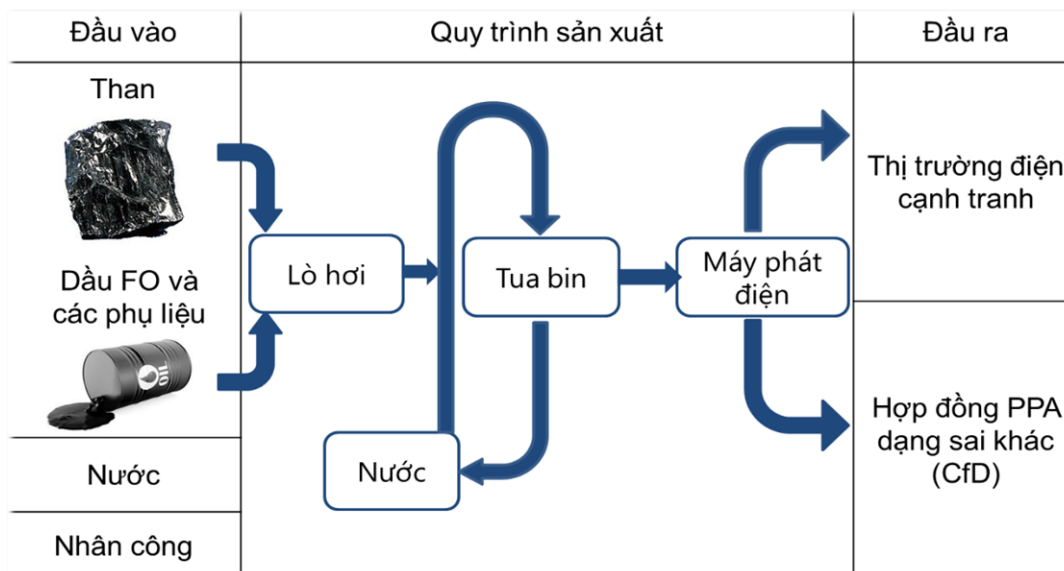
Các nhà máy tham gia thị trường phát điện cạnh tranh có thể bán một phần điện năng theo giá thị trường do cung cầu quyết định. Tuy nhiên phần sản lượng trên vẫn đang chiếm tỷ trọng thấp, chỉ khoảng 10 – 20% tổng sản lượng của nhà máy. (chi tiết ở [phụ lục](#))

Cơ chế giá bán lẻ điện của EVN: Hàng năm, dựa trên cơ sở là chi phí mua điện từ các đơn vị phát điện, chi phí truyền tải, phân phối bán lẻ điện và chi phí liên quan khác, EVN sẽ tính toán ra một mức giá bán điện bình quân. EVN được phép tự điều chỉnh tăng giá bán lẻ điện bình quân hàng năm nếu mức tăng dưới 5%. Nếu mức tăng từ 5 – 10%, EVN sẽ cần sự chấp thuận của Bộ Công Thương để điều chỉnh giá và cần sự chấp thuận của Chính phủ nếu mức tăng là trên 10%.

Giá bán lẻ điện cho từng nhóm khách hàng được tính theo tỷ lệ phần trăm (%) so với mức giá bán điện bình quân, dựa theo biểu giá được quy định trong Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg. Đối với khách hàng sử dụng điện sản xuất, kinh doanh, hành chính thì giá bán điện sẽ khác nhau tùy theo cấp điện áp và khung giờ sử dụng điện. Đối với khách hàng sử dụng điện sinh hoạt, giá bán điện được chia thành 6 bậc, tăng dần theo mức độ sử dụng điện.

III. PHÂN TÍCH HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

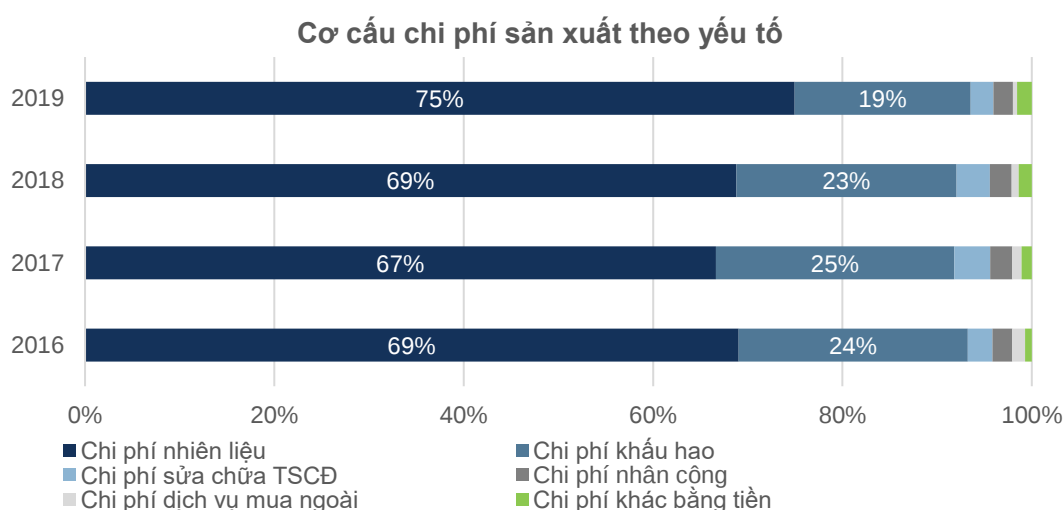
Chuỗi giá trị sản xuất điện của HND



Hoạt động kinh doanh chính của HND là sản xuất điện tại hai nhà máy nhiệt điện than và bán cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam EVN.

Đầu vào: Yếu tố đầu vào quan trọng nhất của HND là nhiên liệu (trong đó than chiếm khoảng 95% tổng chi phí). Than là nhiên liệu chính dùng để cung cấp nhiệt năng cho quá trình sản xuất điện. Ngoài than, một vài loại phụ liệu khác như dầu FO, đá vôi, hóa chất cũng cần được sử dụng để phục vụ quá trình khởi động tổ máy và để tăng hiệu suất đốt than.

Chi phí nhiên liệu và chi phí khấu hao là hai khoản chi phí chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu chi phí đầu vào của HND. Hàng năm, chi phí nhiên liệu chiếm khoảng 65% đến 75% tổng chi phí sản xuất kinh doanh, trong khi đó tỷ trọng chi phí khấu hao hàng năm khoảng 19% đến 25%.



Quy trình sản xuất: Quy trình sản xuất điện của một nhà máy điện than có thể được chia thành ba công đoạn chính: (1) các nhiên liệu được đưa vào đốt trong lò hơi; (2) nước được đưa vào trong các ống dẫn đi qua lò hơi, được đun nóng và chuyển thành hơi nước có nhiệt độ và áp suất cao; (3) dòng hơi nước áp suất cao sẽ thổi vào các cánh tua bin làm cho tua bin quay, tua bin quay làm cho máy phát điện hoạt động và sản sinh ra điện năng.

Đầu ra: Điện năng tạo ra từ nhà máy được đấu nối với hệ thống điện lưới quốc gia thông qua hai đường dây 220kV và 110kV. Một phần sản lượng điện sản xuất được (khoảng 9%) sẽ được sử dụng tại nhà máy, được dùng trong quá trình khởi động lại các tổ máy hoặc được dùng cho các hoạt động hành chính, sinh hoạt ở trong công ty. Toàn

bộ phần sản lượng còn lại (hơn 90%) được bán cho Công ty Mua bán điện EPTC trực thuộc EVN. Sản lượng điện này được EVN thanh toán theo hai hình thức: theo hợp đồng mua bán điện PPA hoặc theo giá điện trên thị trường điện cạnh tranh.

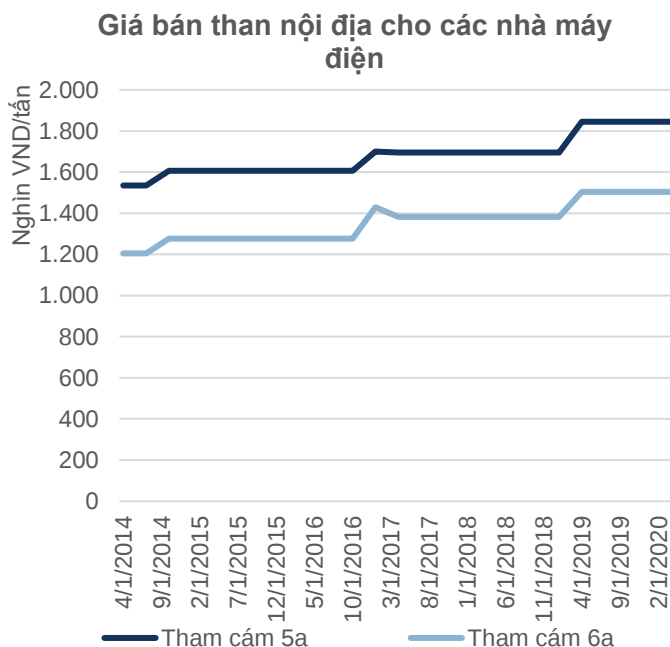
1. Đầu vào: Nguồn than đầu vào được đảm bảo ổn định, rủi ro chịu tác động từ biến động giá nhiên liệu thấp

(1) Các hợp đồng than dài hạn đảm bảo đủ lượng than để sản xuất

Nhà máy điện của HND sử dụng hai loại than là than cám 5a1 (70%) và than cám 6a1 (30%). Các loại than trên đều là than nội địa và được cung cấp bởi hai đơn vị là Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV) và Tổng Công ty Đông Bắc – Bộ Quốc Phòng.

Cuối năm 2019, HND đã ký được hợp đồng mua bán than dài hạn với cả hai đối tác trên, trong đó, hợp đồng mua bán than với TKV có thời hạn lên tới 40 năm, còn hợp đồng với Tổng Công ty Đông Bắc có thời hạn 5 năm. Hai hợp đồng trên đảm bảo cung cấp đủ sản lượng than để sản xuất hàng năm cho các nhà máy của HND. Ngoài ra, HND cũng đã được cho phép nhập khẩu than nên kể cả trong trường hợp xấu nhất là hai đối tác trên gặp khó khăn thì HND vẫn có khả năng để đảm bảo lượng than cho sản xuất.

Giá bán than nội địa cho các nhà máy điện được xác định trên cơ sở hiệp thương giữa EVN, TKV và TCT Đông Bắc. Việc điều chỉnh giá bán than cho các nhà máy điện phải dựa theo sự hướng dẫn và quản lý của Bộ Tài Chính. Vì vậy, giá than đầu vào của các nhà máy điện thường rất ít khi biến động, hàng năm sẽ chỉ điều chỉnh từ một đến hai lần. Mặc dù giá than trên thế giới thường xuyên biến động mạnh, nhưng điều này không làm ảnh hưởng nhiều tới giá than đầu vào của các doanh nghiệp nhiệt điện sử dụng nguồn than nội địa như HND.



Nguồn: Bộ Công Thương, Bloomberg

(2) Hợp đồng mua bán điện PPA loại bỏ phần lớn ảnh hưởng của biến động giá nhiên liệu đầu vào

Biến động giá nhiên liệu đầu vào sẽ chỉ làm ảnh hưởng đến doanh thu và không làm ảnh hưởng nhiều đến lợi nhuận của doanh nghiệp. Phần lớn sản lượng điện bán ra của các nhà máy nhiệt điện được bán theo hợp đồng mua bán điện PPA (khoảng 80% đến 90%). Trong mức giá bán điện được quy định trong hợp đồng, thành phần giá biến đổi (VC) sẽ được điều chỉnh hàng tháng dựa theo giá nhiên liệu đầu vào của nhà máy.

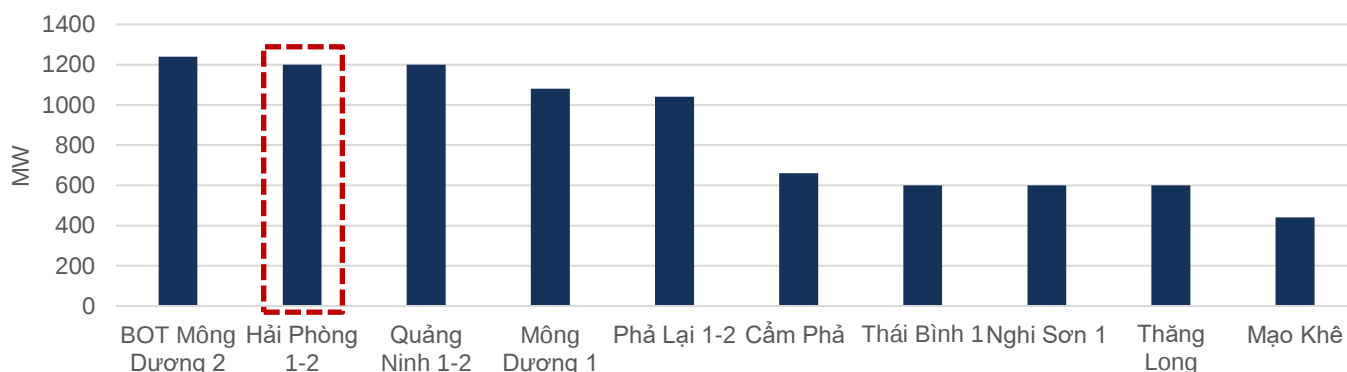
Ngoài giá than, các yếu tố đầu vào khác như nhân công, nhiên liệu phụ hay chi phí vận chuyển than cũng đều được tính toán vào trong giá bán hợp đồng PPA. Do đó HND cũng không chịu rủi ro biến động giá đối với các yếu tố đầu vào kể trên.

2. Hoạt động sản xuất:

(1) Nhà máy công suất lớn, vận hành ổn định

Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng nằm trong vùng tam giác kinh tế Hà Nội - Hải Phòng - Quảng Ninh, khu vực có tốc độ tăng trưởng kinh tế cao và nhu cầu tiêu thụ điện lớn. Hiện tại Nhiệt điện Hải Phòng đang là nhà máy nhiệt điện than lớn thứ hai khu vực này cũng như là lớn thứ hai toàn miền Bắc.

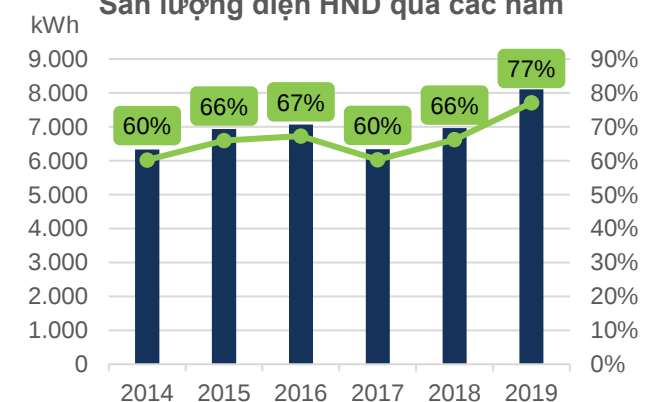
Công suất các nhà máy nhiệt điện than lớn ở miền Bắc



Nguồn: FPTs tổng hợp

Đặc điểm của các nhà máy nhiệt điện than là có thể duy trì được một mức công suất ổn định trong thời gian dài, tuy nhiên chi phí khởi động lại các tổ máy lại rất lớn và khả năng điều chỉnh công suất thiếu linh hoạt. Do đó, thông thường các nhà máy nhiệt điện than sẽ được bố trí chạy nền² trong hệ thống phụ tải. Các nhà máy điện than thường có mức hệ số công suất³ cao (thường từ 60 – 80%) và công suất phát điện ít bị thay đổi theo biến động của phụ tải hệ thống điện.

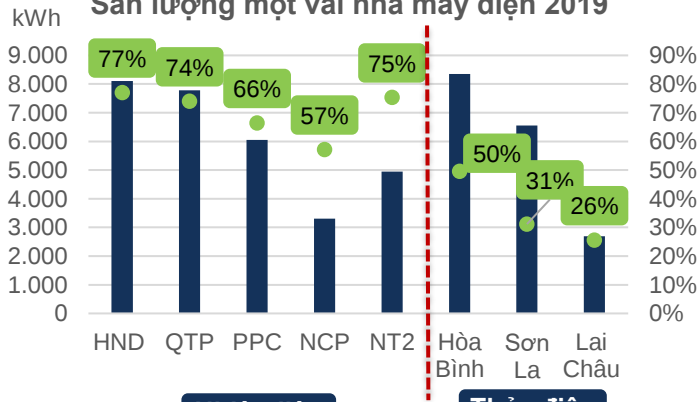
Sản lượng điện HND qua các năm



■ Sản lượng điện sản xuất (cột trái) —●— Hệ số công suất

Nguồn: HND

Sản lượng một vài nhà máy điện 2019



Nhiệt điện

Thủy điện

■ Sản lượng điện sản xuất (cột trái) ● Hệ số công suất

Nguồn: FPTs tổng hợp

Các nhà máy của HND có tuổi đời còn khá trẻ (6 năm đối với HP1 và 9 năm đối với HP2). Các tổ máy được bảo dưỡng thường xuyên nên vẫn đang vận hành tương đối ổn định, ít xảy ra sự cố. Tỷ lệ dừng máy bắt buộc do xảy ra sự cố của HND là tương đối thấp, chỉ vào khoảng 1,4 - 1,6%. HND đang vận hành 4 tổ máy, mỗi tổ máy có chu kỳ đại tu là 4 năm, hàng năm HND sẽ lên kế hoạch đại tu thay phiên từng tổ máy.

Chỉ tiêu kỹ thuật một số nhà máy nhiệt điện than

	HND		QTP		PPC	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Tỷ lệ dừng máy do sự cố	1,64%	1,43%	2,30%	7,84%	N/A	3,08%
Tỷ lệ dừng máy do bảo dưỡng	7,30%	9,01%	6,37%	3,35%	N/A	6,55%
Điện tự dùng	9,19%	8,93%	9,78%	9,45%	9,70%	9,70%

Nguồn: FPTs tổng hợp

[\(Trở lại trang 1\)](#)

² Tổ máy chạy nền: Tổ máy chạy liên tục để đáp ứng phần nền của phụ tải (có hệ số tải trung bình năm trên 60%).

³ Hệ số công suất: Tỷ lệ giữa tổng sản lượng thực phát và sản lượng đạt được nếu chạy tối đa công suất suốt cả năm.

(2) Lợi thế trên thị trường điện cạnh tranh nhờ chi phí biến đổi thấp

Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng sử dụng công nghệ lò than phun với thông số hơi cận tới hạn (chi tiết ở [phụ lục](#)). Đây là loại hình công nghệ nhiệt điện than được sử dụng tương đối phổ biến tại Việt Nam.

Công nghệ một số nhà máy điện than

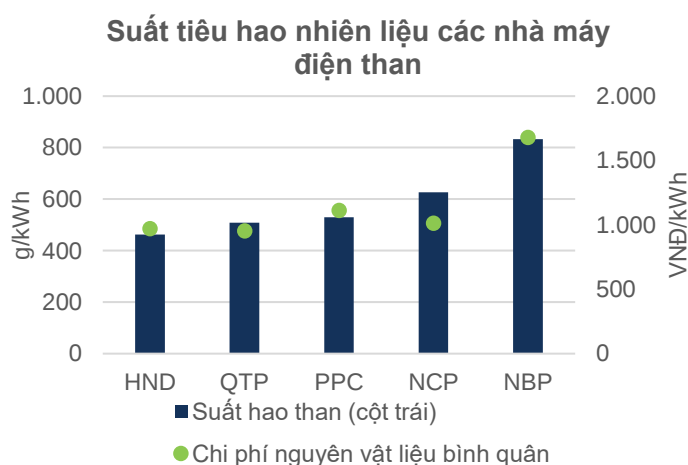
Nhà máy	Công nghệ	Thông số hơi	Hiệu suất thiết kế ⁴	Suất hao nhiệt tính (kJ/kWh)	Tỷ lệ điện tự dùng ⁵	Loại than sử dụng
Hải Phòng (HND)	Lò than phun	170 Bar	40,34%	10.722	8,93%	Than cám 5a, 6a
Quảng Ninh (QTP)	Lò than phun	170 Bar	>39%	10.771	9,45%	Than cám 5b
Phả Lại 1 (PPC)	Lò than phun	100 Bar	n/a	14.181	9,70%	Than cám 5a
Phả Lại 2 (PPC)	Lò than phun	170 Bar	n/a	10.573		
Cẩm Phả (NCP)	Lò CFB	167 Bar	39,50%	n/a	11,92%	Than cám 6a, 6b, 7a

Nguồn: FPTTS tổng hợp

Các tổ máy của HND hoạt động hiệu quả với chỉ số suất hao than thấp. Suất tiêu hao than thô hàng năm của HND thường rơi vào khoảng 460 g/kWh. Nhờ đó chi phí nhiên liệu (chi phí biến đổi) bình quân trên mỗi kWh của HND cũng thấp hơn so với mức trung bình các nhà máy.

Chi phí biến đổi thấp giúp HND có lợi thế khi tham gia vào thị trường điện cạnh tranh. HND có lợi khi phát điện trên thị trường cạnh tranh tại những chu kỳ mà giá điện giao ngay trên thị trường cao hơn chi phí biến đổi của nhà máy. Với chi phí biến đổi thấp, HND có thể phát điện được tại nhiều chu kỳ hơn, qua đó đạt được mức sản lượng điện cao hơn so với các nhà máy có chi phí biến đổi cao.

[\(quay trở lại trang 1\)](#)



Nguồn: FPTTS tổng hợp

3. Đầu ra: Hợp đồng PPA đóng vai trò quan trọng

(1) HND phụ thuộc nhiều vào sản lượng bán theo giá hợp đồng PPA

Giá hợp đồng Pp được điều chỉnh theo sự thay đổi giá các chi phí đầu vào do đó giúp HND tránh được rủi ro biến động giá nhiên liệu. Giá bán điện theo hợp đồng PPA được tính theo công thức sau:

$$P_C = FC + VC = FC_{VĐT} + FC_{FOM} + VC$$

Giá biến đổi (VC) trong hợp đồng dùng để chi trả các chi phí biến đổi đầu vào cho HND. Các chi phí đó bao gồm chi phí nhiên liệu chính (than), chi phí nhiên liệu phụ (dầu), chi phí vận chuyển than và chi phí cho các loại phụ liệu khác.

Giá VC được tính theo suất tiêu hao và giá bán của từng loại nhiên liệu và được điều chỉnh hàng tháng dựa theo biến động giá của loại nhiên liệu đó. Do đó, giá các loại nhiên liệu dù biến động tăng hay giảm đều sẽ chỉ làm ảnh hưởng tới doanh thu mà không làm ảnh hưởng tới lợi nhuận của phần sản lượng bán theo hợp đồng.

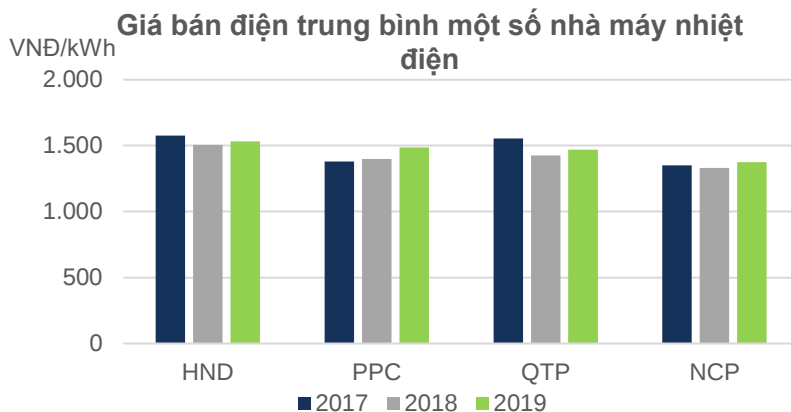
Giá cố định (FC) bao gồm giá hai thành phần chính là $FC_{VĐT}$ và FC_{FOM} . Thành phần $FC_{VĐT}$ dùng để chi trả cho chi phí đầu tư xây dựng nhà máy còn thành phần FC_{FOM} dùng để chi trả cho chi phí các chi phí sửa chữa lớn và chi phí nhân công hàng năm của doanh nghiệp.

⁴ Hiệu suất: Tỷ lệ năng lượng từ nhiên liệu được chuyển hóa thành điện năng.

⁵ Tỷ lệ điện năng nhà máy sản xuất ra được dùng lại cho quá trình sản xuất điện.

HND đang được hưởng giá bán điện theo hợp đồng P_c tương đối cao do nhà máy mới hoạt động, chi phí khấu hao lớn và cần phải chi trả cho khoản nợ vay ngoại tệ. Giá P_c cho năm 2020 của HND đang là khoảng 1.580 đ/kWh (+3,6% yoy).

Giá P_c cao giúp cho giá bán điện trung bình (cả P_c và FMP) của HND đang cao hơn khoảng 5 -10% so với các nhà máy nhiệt điện than đang niêm yết khác.



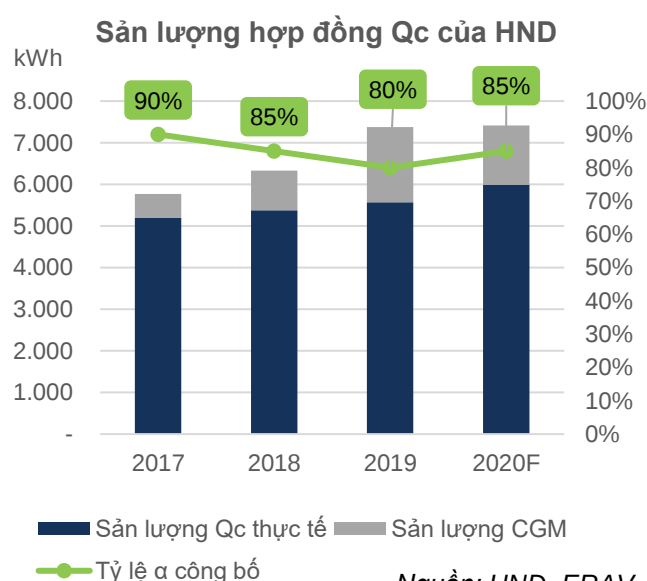
Nguồn: FPTS tổng hợp

HND chỉ có thể chi trả được chi phí cố định thông qua phần sản lượng hợp đồng. Giá bán điện trên thị trường cạnh tranh khá thấp và bị giới hạn bởi mức giá trần (SMP cap) khoảng 1.100 - 1.300 VNĐ/kWh nên chỉ đủ chi trả chi phí biến đổi và không đủ để chi trả thêm cho phần chi phí cố định của HND. Do đó phần sản lượng Q_c với giá cao và tỷ trọng lớn sẽ được dùng để chi trả cho các chi phí cố định. HND cũng như các nhà máy nhiệt điện than khác đều tập trung phát điện theo đúng và đủ phần sản lượng được giao theo hợp đồng và chỉ cố gắng chào bán thêm ở trên thị trường cạnh tranh trong những chu kỳ mà giá thị trường lên cao.

Sản lượng điện Q_c thường chiếm 80% - 90% tổng sản lượng điện của HND. Sản lượng Q_c được giao của HND phụ thuộc vào kế hoạch vận hành thị trường của A0 và tỷ lệ sản lượng thanh toán theo hợp đồng (tỷ lệ α) do ERAV công bố. Theo Thông tư 24/2019/BCT thì tỷ lệ α sẽ nằm trong khoảng từ 60-100% và từ năm 2020 thì các nhà máy điện được phép tự thỏa thuận tỷ lệ α với bên mua điện. Tuy nhiên việc thỏa thuận chỉ thực sự có lợi cho HND khi có thêm nhiều người mua ngoài EVN tham gia thị trường.

Tỷ lệ α có ảnh hưởng tới biên lợi nhuận gộp (LNG) của HND. Tỷ lệ α giảm đồng nghĩa với việc HND phải bán nhiều hơn trên thị trường cạnh tranh (phần sản lượng có giá bán thấp hơn), do đó làm giảm biên LNG.

Tỷ lệ α đang giảm dần trong các năm gần đây. Tuy nhiên tổng sản lượng huy động của HND lại tăng cao do tình hình thủy văn kém, do đó sản lượng Q_c không bị suy giảm.



Nguồn: HND, ERAV

HND đang phải đàm phán lại giá điện từ năm 2021 trở đi. Giá hợp đồng của HND được quy định theo Thông tư 41/2010/TT-BCT. Theo Thông tư quy định, nhà máy có thể sử dụng một mức giá FC bình quân cho cả vòng đời (30 năm) hoặc quy đổi thành giá FC từng năm để có thể hoàn thành được nghĩa vụ nợ vay trong 10 năm đầu vận hành (giá FC năm cao nhất không quá 1,2 lần giá FC bình quân).

HND đã được hưởng giá FC cao cho cả hai nhà máy kể từ khi vận hành đến nay. Đến năm 2021, nhà máy HP1 sẽ hết thời hạn 10 năm và sẽ trả hết nợ vay. Chúng tôi dự phóng giá FC sẽ giảm 81 VNĐ/kWh năm 2021 và sẽ tiếp tục giảm 75 VNĐ/kWh vào năm 2025 khi nhà máy HP2 cũng sẽ hết thời hạn được hưởng mức giá ưu đãi.

Dự phóng giá bán điện theo hợp đồng HND

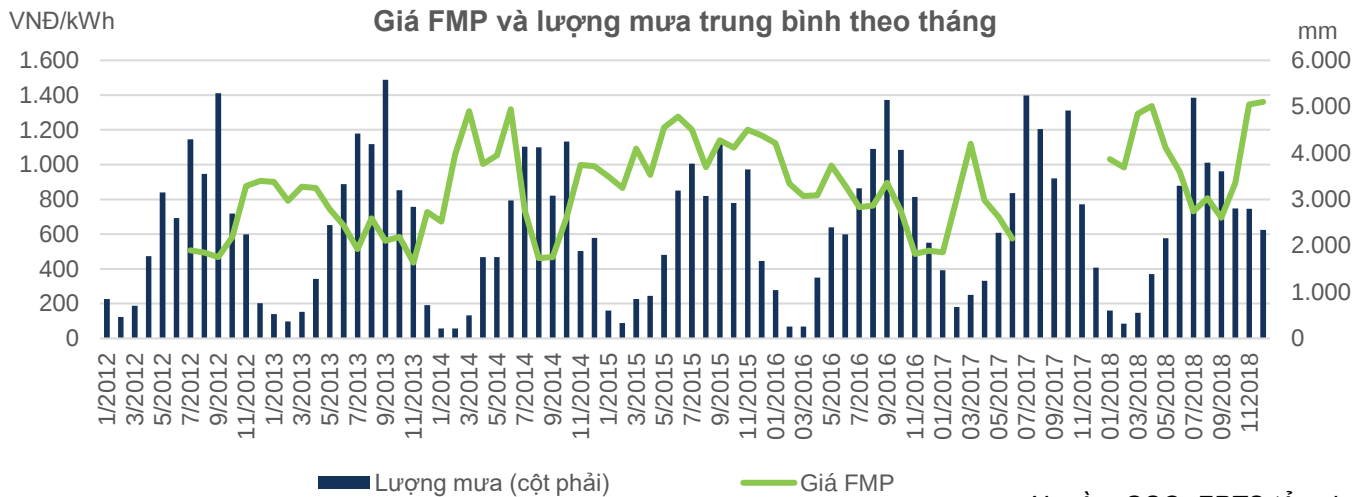
Đơn vị: VNĐ/kWh

Năm	2020	2021F	2022F	2023F	2024F	2025F	2026F
Giá hợp đồng	1.608	1.563	1.601	1.641	1.681	1.648	1.692
Giá cố định FC	601	520	520	520	520	445	445
Giá biến đổi VC	1.006	1.043	1.081	1.120	1.161	1.203	1.247

Nguồn: FPTS tổng hợp và ước tính

[\(Trở lại trang 1\)](#)

(2) Thị trường điện cạnh tranh: Giá bán thấp và biến động mạnh



Nguồn: GSO, FPTs tổng hợp

Giá bán điện trên thị trường điện cạnh tranh thường biến động rất mạnh. Giá thị trường giao ngay (SMP) biến động phụ thuộc nhiều vào tình hình thời tiết và mức phụ tải của hệ thống điện. Vào các giờ thấp điểm hoặc vào mùa mưa lũ giá SMP sẽ rơi xuống mức thấp. Ngược lại, vào giờ cao điểm hoặc vào mùa khô thì giá SMP sẽ tăng cao, tuy nhiên sẽ không tăng quá mức trần do A0 và ERAV tính toán.

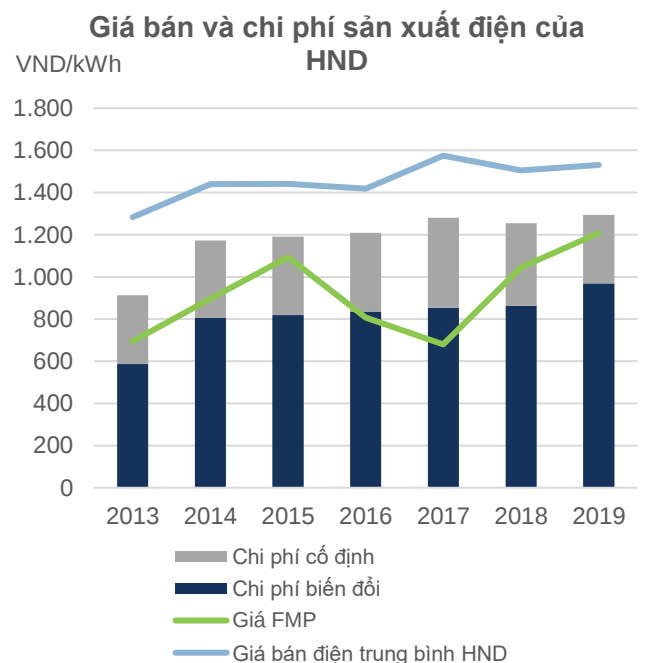
Giá thị trường cạnh tranh thường thấp hơn nhiều so với giá bán điện trung bình của HND do 2 nguyên nhân.

Cơ chế giá: Giá SMP được xác định dựa theo giá chào của các tổ máy tham gia thị trường. Các tổ máy chỉ được phép chào giá thấp hơn hoặc bằng chi phí biến đổi của mình. Thêm vào đó, mức giá SMP cũng bị giới hạn bởi một mức giá trần.

Tỷ trọng sản lượng thủy điện ở nước ta vẫn còn khá lớn và giá thành thủy điện thấp hơn rất nhiều so với nhiệt điện. Các nhà máy thủy điện lại chỉ được huy động chủ yếu vào các tháng mùa mưa khiến cho giá SMP của các tháng này rơi xuống mức rất thấp.

(chi tiết ở [phụ lục](#))

HND vẫn có lợi khi phát điện trên thị trường cạnh tranh dù giá bán thấp. Nếu xét cả chi phí cố định và biến đổi thì thực tế phần sản lượng bán trên thị trường cạnh tranh gây lỗ cho HND. Tuy nhiên, các chi phí cố định đã được chi trả thông qua phần sản lượng Q_C, đồng thời việc tăng sản lượng cũng chỉ làm phát sinh thêm chi phí biến đổi mà không làm tăng thêm chi phí cố định. Do đó, HND vẫn sẽ cố gắng phát nhiều điện nhất có thể trên thị trường cạnh tranh, miễn là giá bán trên thị trường cao hơn so với chi phí biến đổi của doanh nghiệp. Giá FMP trung bình hàng năm (bao gồm SMP và CAN) vẫn đang cao hơn so với chi phí biến đổi của HND (ngoại trừ năm 2017 do xảy ra hiện tượng La Nina).

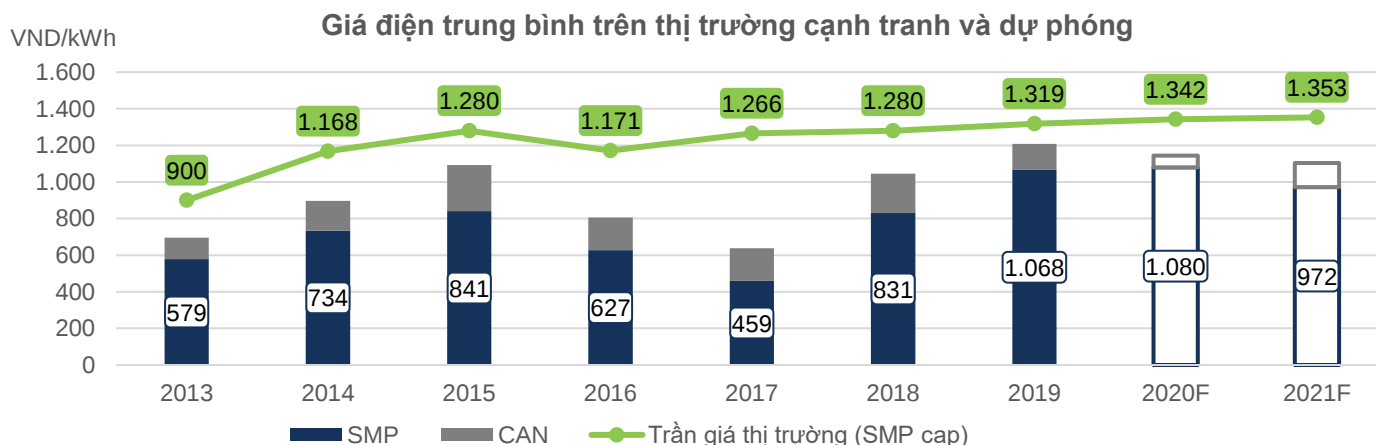


Nguồn: HND, FPTs tổng hợp

Giá điện trên thị trường cạnh tranh đang ở mức cao do thời tiết khô hạn. Trong năm 2018 và 2019, hiện tượng El Nino xảy ra khiến sản lượng thủy điện sụt giảm. Nhờ đó giá SMP trung bình trong hai năm vừa rồi tăng rất mạnh. Tình hình khô hạn vẫn tiếp diễn đến giữa năm 2020 khiến cho giá SMP trong các tháng đầu năm 2020 tiếp tục giữ ở mức cao (trung bình 6T/2020 tăng 8% yoy).

Bước sang các tháng đầu của mùa mưa, tình hình thủy văn vẫn chưa cho thấy được sự cải thiện. Mức nước ở các hồ thủy điện vẫn đang ở mức thấp. Tuy nhiên ảnh hưởng của El Nino đã hết và đang có nhiều dấu hiệu cho thấy La Nina sẽ xuất hiện vào cuối năm 2020 ([chi tiết](#)). Lượng mưa tăng nhiều vào các tháng cuối năm sẽ giúp

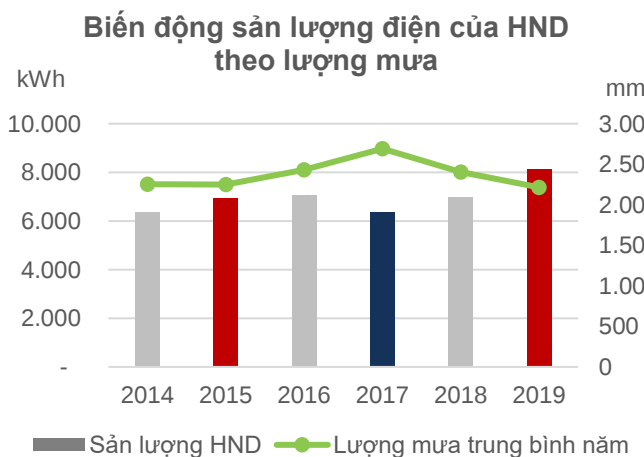
các nhà thủy điện tăng thêm sản lượng và tích trữ được nước để chuẩn bị cho mùa khô năm 2021. Chúng tôi cho rằng giá SMP năm 2020 sẽ ở mức xấp xỉ năm 2019 và sau đó sẽ giảm 10% vào năm 2021.



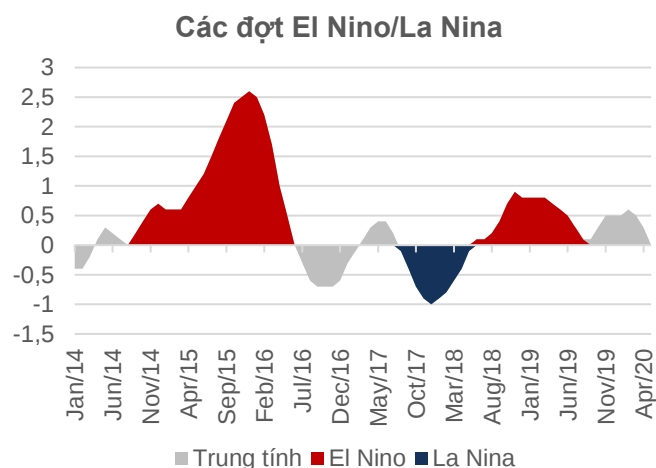
(3) Sản lượng điện của HND chịu ảnh hưởng bởi tình hình thủy văn, HND được huy động gần mức tối đa trong năm 2019 do thời tiết khô hạn.

Hệ thống điện tại Việt Nam hiện vẫn phụ thuộc nhiều vào nguồn thủy điện. Các nhà máy thủy điện hiện tại đang đóng góp 37% tổng công suất của toàn hệ thống. Vì thủy điện là nguồn điện có giá thành rẻ nhất trong số các loại hình phát điện tại Việt Nam nên các nhà máy thủy điện luôn luôn được ưu tiên huy động trước các nhà máy phát điện khác.

Khí hậu tại Việt Nam chịu tác động khá mạnh bởi hiện tượng El Nino/La Nina. Vào những năm xảy ra hiện tượng El Nino, thời tiết trở nên khô nóng, lượng mưa sụt giảm đáng kể. Vì vậy, những năm El Nino diễn ra, các nhà máy thủy điện thường thiếu nước để phát điện, khi đó EVN phải tăng cường huy động từ các nhà máy nhiệt điện. Tình hình ngược lại diễn ra vào các năm xảy ra La Nina.



Nguồn: GSO, HND



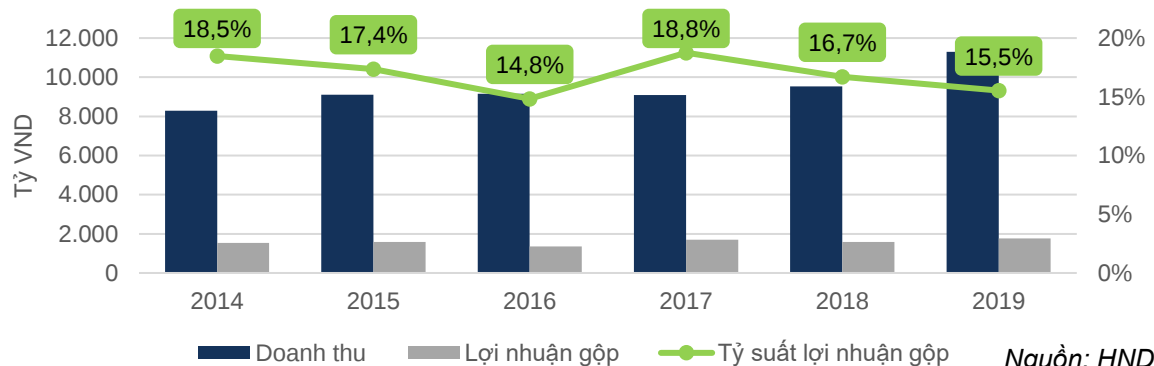
Nguồn: NOAA Climate Prediction Center

Năm 2019, thời tiết khô hạn giúp HND đạt được sản lượng điện kỷ lục, gần tiệm cận tới khả năng vận hành tối đa. Hiện tượng El Nino đã gây ra đợt nắng nóng kéo dài, gây khó khăn cho hầu hết các nhà máy thủy điện. Do đó các nhà máy nhiệt điện đều được huy động với sản lượng cao với thời gian vận hành từ 7.000 đến 7.500 giờ. Thời gian vận hành trung bình theo thiết kế của các nhà máy nhiệt điện than chỉ là khoảng 6.500 giờ. Trong khi đó, với hệ số khả dụng hiện tại là 90%, trung bình mỗi tổ máy của HND cũng chỉ có thể vận hành trong tối đa khoảng 7.800 giờ. Tuy nhiên, năm 2019 HND được giao vận hành mỗi tổ máy trung bình lên tới 7.380 giờ (95% mức tối đa). Việc vận hành ở gần mức tối đa cũng đồng nghĩa với việc HND không còn nhiều dư địa để tăng sản lượng trong các năm tới.

IV. PHÂN TÍCH TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH

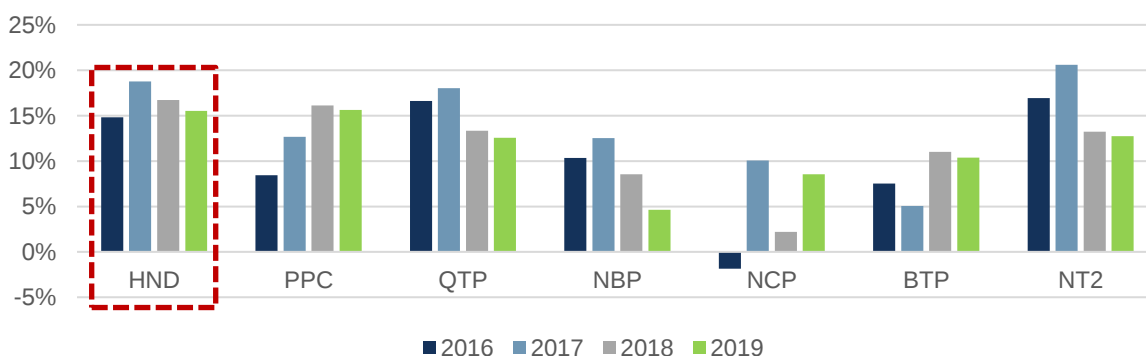
Lợi nhuận gộp ổn định nhờ hợp đồng PPA

Doanh thu của HND có biến động nhưng LNG vẫn được giữ ổn định. Doanh thu và tổng sản lượng điện bán của HND có biến động qua các năm tùy thuộc vào tình hình thời tiết và cung cầu điện. Mặc dù vậy, LNG của doanh nghiệp không biến động nhiều. Nguyên nhân đến từ việc sản lượng hợp đồng Qc được giao của HND trong các năm vừa rồi khá ổn định, và lợi nhuận gộp của doanh nghiệp phụ thuộc lớn vào phần sản lượng này.



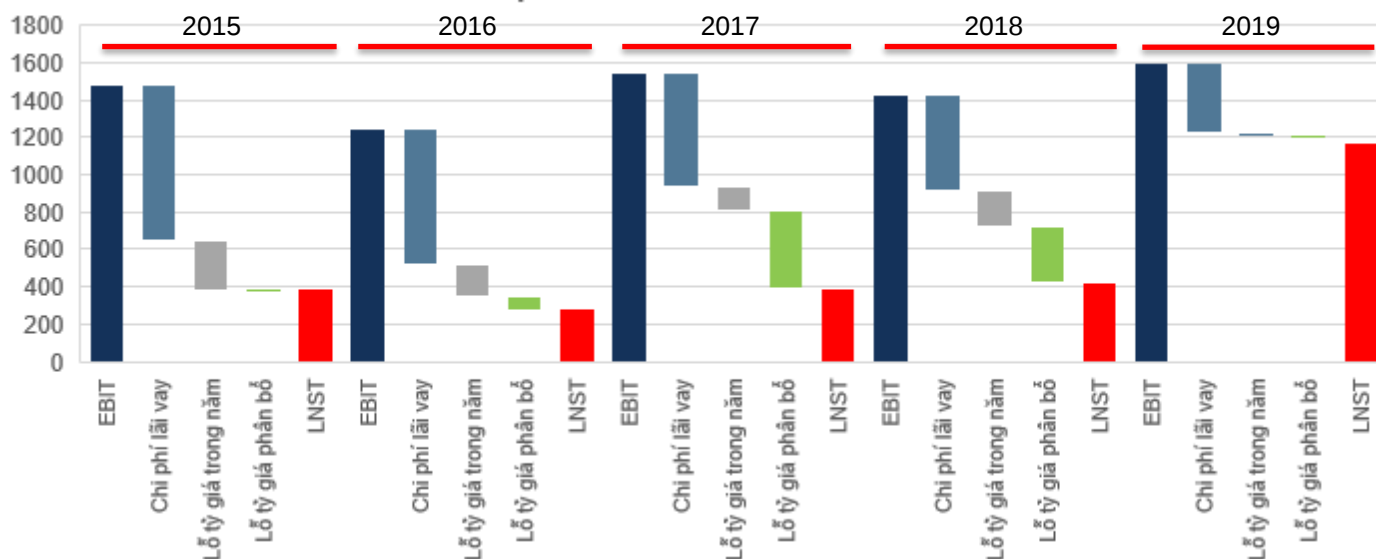
Tỷ lệ sản lượng hợp đồng (tỷ lệ α) giảm trong 3 năm vừa rồi khiến cho biên LNG của HND cũng như hầu hết các doanh nghiệp nhiệt điện đều giảm. So với các doanh nghiệp nhiệt điện khác thì HND đang có biên LNG khá cao do HND vẫn đang được hưởng giá bán cao để có thể chi trả được các khoản nợ vay.

Biên lợi nhuận gộp các doanh nghiệp nhiệt điện



Lợi nhuận sau thuế tăng trưởng đột biến

Chi phí tài chính và LNST của HND

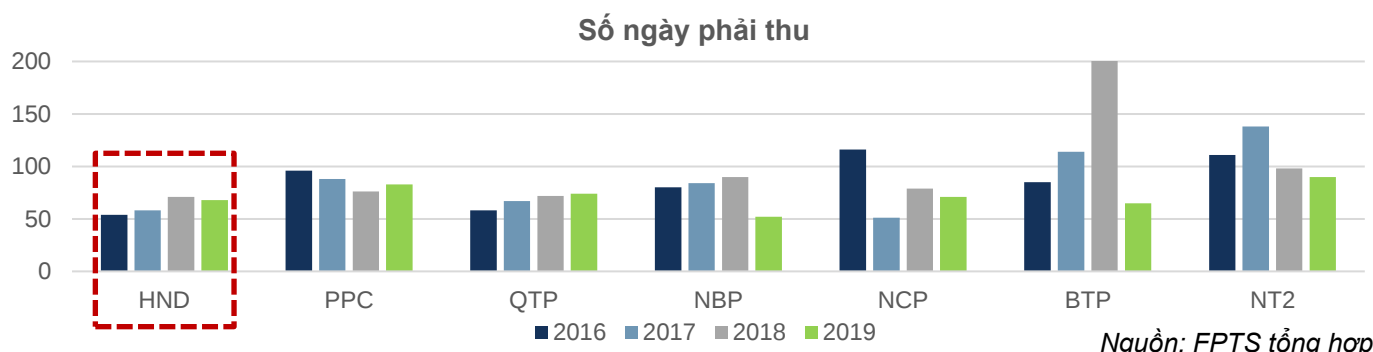


Nguồn: HND

Việc không còn phải ghi nhận khoản tỷ giá phân bổ giúp cho LNST năm 2019 tăng mạnh. Trong 3 năm từ 2016 đến 2018, HND phải ghi nhận 300 – 400 tỷ mỗi năm khoản phân bổ lỗ tỷ giá phát sinh trong giai đoạn xây dựng nhà máy. Năm 2019, HND không còn phải ghi nhận khoản lỗ tỷ giá phân bổ trên, đồng thời khoản lỗ tỷ giá phát sinh trong năm và chi phí lãi vay giảm nên LNST 2019 của HND tăng trưởng đột biến từ 425 tỷ lên 1.173 tỷ (+176% yoy).

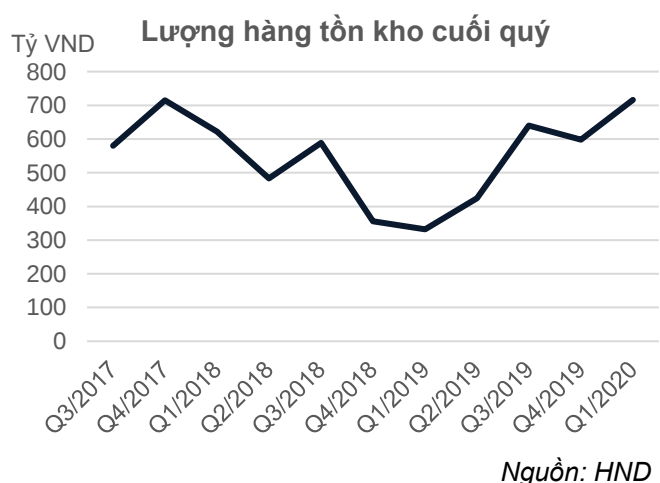
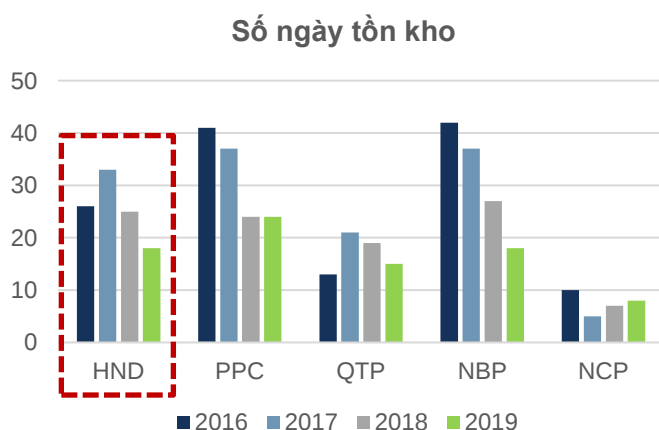
Tình hình vốn lưu động

Các doanh nghiệp điện bị chiếm dụng vốn từ EVN. EVN đang nắm giữ vị thế độc quyền trong việc mua điện cho nên họ có sức mạnh lớn để có thể chiếm dụng vốn từ các doanh nghiệp phát điện. Các doanh nghiệp nhiệt điện đều có khoản phải thu lớn với chỉ số số ngày phải thu bình quân khá cao, khoảng 80 đến 100 ngày. Trong số các doanh nghiệp nhiệt điện đang niêm yết, HND đang là doanh nghiệp có chỉ số số ngày phải thu tốt nhất, thấp hơn khoảng 30% so với mức trung bình.

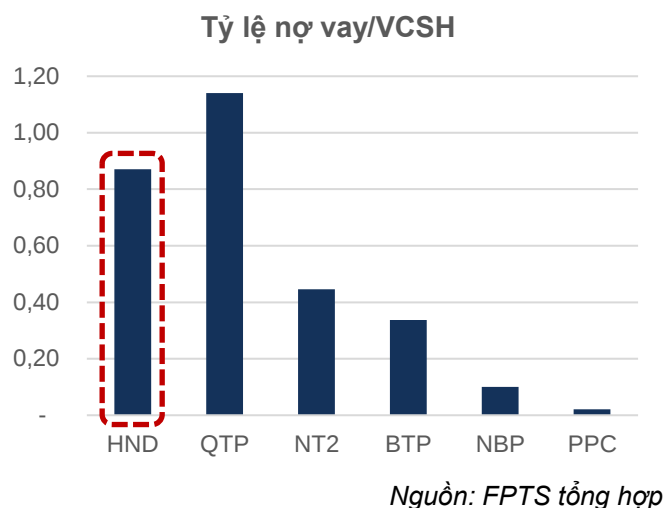
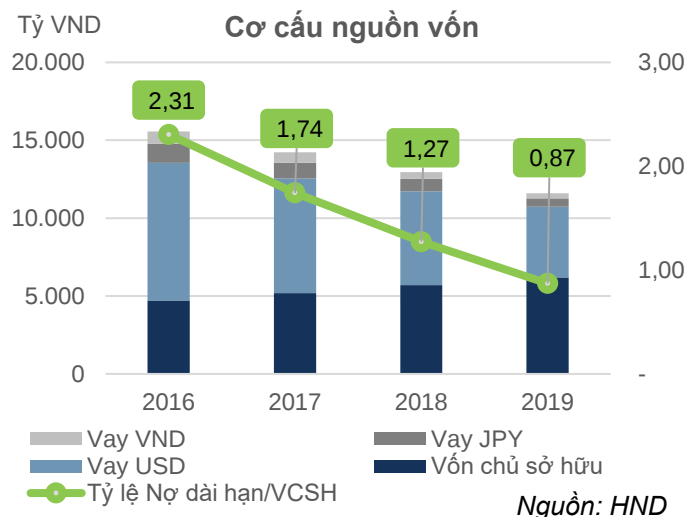


HND cần dự trữ lượng hàng tồn kho lớn để đảm bảo cho việc phát điện. Do điện là loại mặt hàng đặc biệt không thể lưu trữ được, cho nên hàng tồn kho của các doanh nghiệp nhiệt điện gần như toàn bộ là các loại nhiên liệu, trong đó chủ yếu là than. HND nằm cách mỏ than khoảng 30 - 40 km, vì vậy doanh nghiệp thường phải tích trữ một lượng than đủ dùng cho khoảng 20 - 30 ngày. Các doanh nghiệp như QTP hay NCP do lợi thế nằm gần các mỏ than nên cần tích trữ lượng tồn kho ít hơn.

Giai đoạn 2018 - 2019, do nhu cầu sử dụng than tăng trưởng mạnh khiến nguồn cung than thiếu hụt trầm trọng, lượng hàng tồn kho của hầu hết các nhà máy nhiệt điện đều sụt giảm mạnh. Đến năm 2019, HND ký kết được các hợp đồng than dài hạn với TKV và TCT Đông Bắc, đồng thời các đơn vị trên cũng bắt đầu tăng cường nhập khẩu than để đáp ứng đủ nhu cầu phát điện trong nước. Nguồn cung than trở nên dồi dào hơn giúp HND có thể tích trữ được than và đưa lượng hàng tồn kho trở lại mức an toàn.

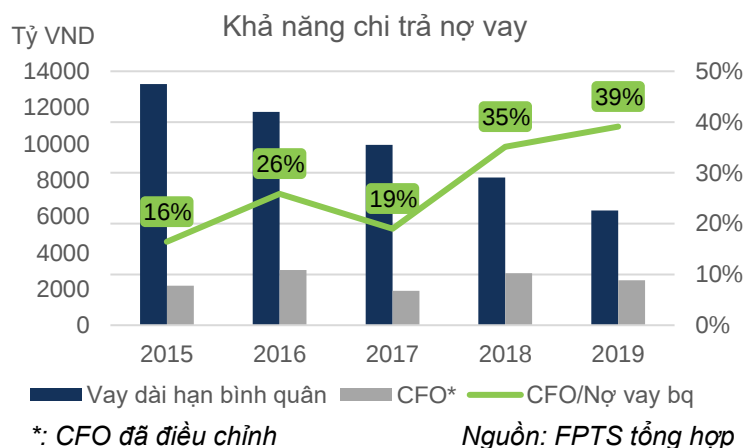


Nợ vay chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu vốn



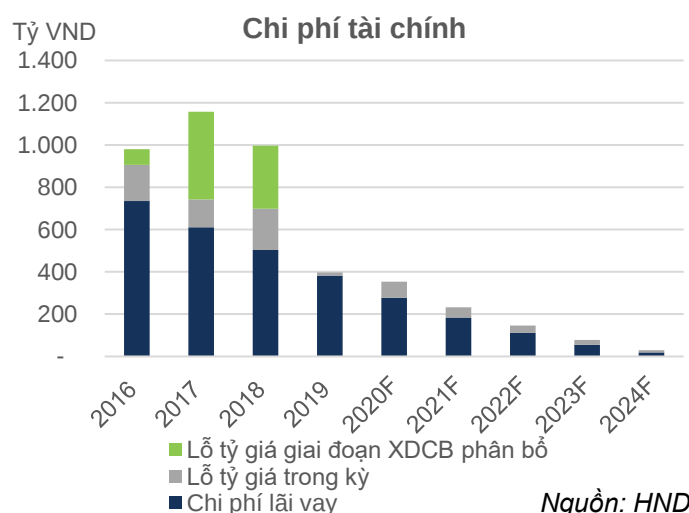
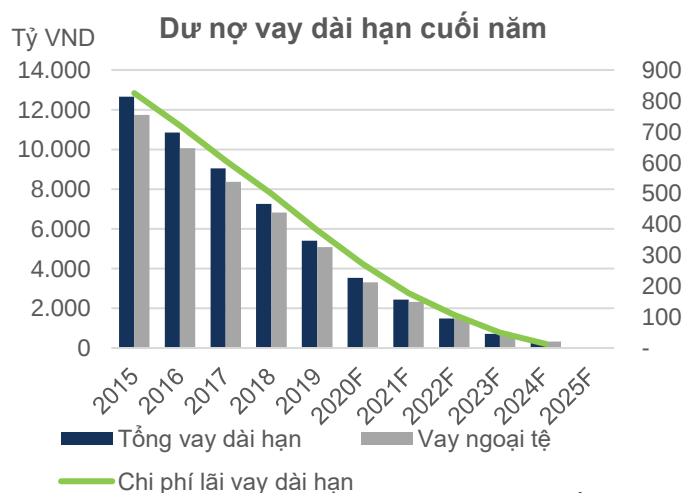
HND phải huy động lượng nợ vay rất lớn trong thời gian xây dựng nhà máy, và phần lớn trong đó là các khoản vay ngoại tệ. Trong đó có hai khoản vay chính từ Ngân hàng Xuất nhập khẩu Trung Quốc bằng đồng USD và từ Ngân hàng Hợp tác Quốc tế Nhật Bản bằng đồng JPY. Hai khoản vay trên đều do HND vay lại từ EVN. Do mới đi vào vận hành nên tỷ lệ nợ vay/VCSH của HND vẫn còn tương đối cao khi so sánh với các doanh nghiệp nhiệt điện khác đang niêm yết trên thị trường.

Khả năng chi trả nợ vay tốt, gánh nặng lãi vay và tỷ giá đang giảm dần



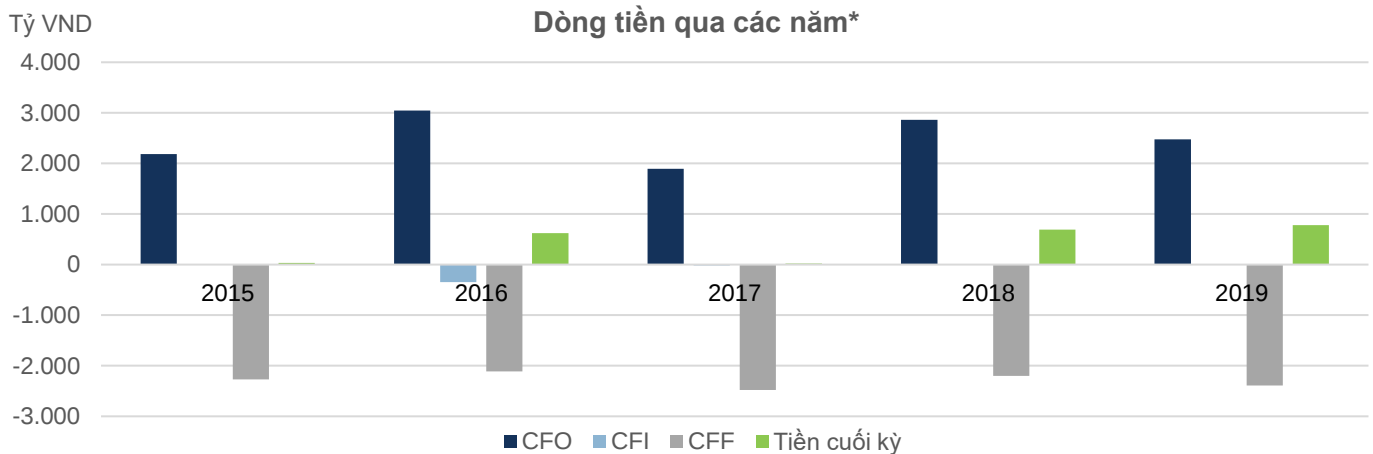
Nhờ dòng tiền lớn từ hoạt động kinh doanh nên HND có khả năng chi trả tốt các khoản nợ vay. Hiện tại HND đã trả hết 2/3 khoản gốc vay và dự kiến sẽ trả hết toàn bộ vào năm 2024.

Nợ vay giảm giúp HND giảm bớt được gánh nặng lãi vay, đồng thời cũng hạn chế bớt rủi ro biến động tỷ giá của doanh nghiệp. Chi phí tài chính dự kiến sẽ giảm dần trong các năm tới.



Dòng tiền lớn và tỷ lệ chi trả cổ tức cao

HND gần như không có nhiều nhu cầu đầu tư tài sản cố định mới. Dòng tiền CFO (đã điều chỉnh khoản cần trừ nợ vay qua phải thu) hàng năm khoảng 2.000 - 3.000 tỷ. Dòng tiền trên chỉ dùng để đáp ứng hai nhu cầu chính là trả nợ vay và chi trả cổ tức hàng năm.

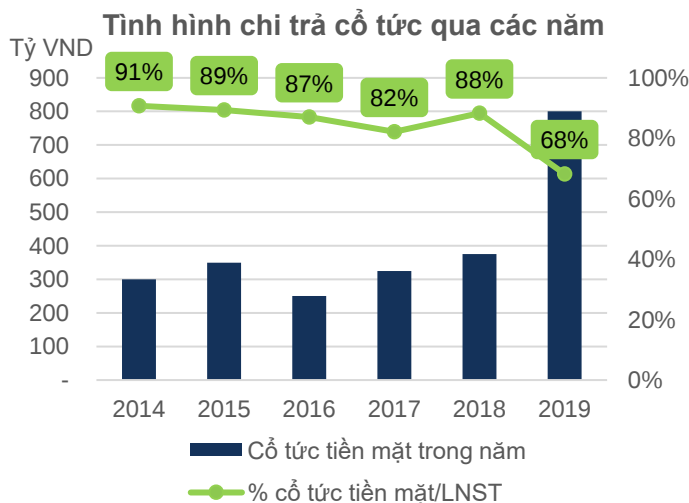


*: đã điều chỉnh khoản cần trừ nợ qua phải thu

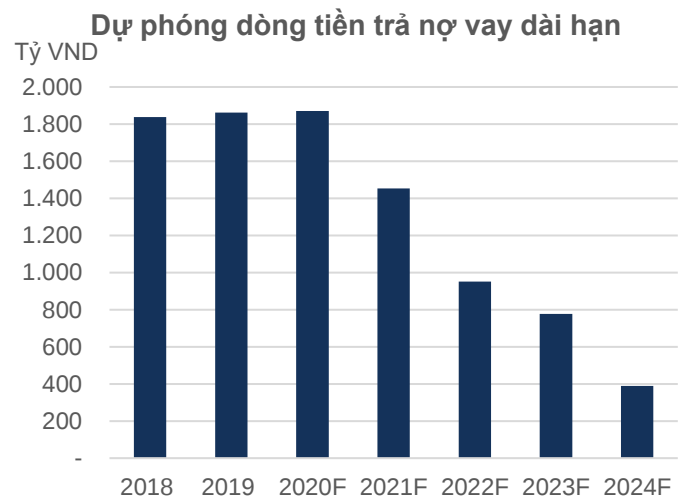
Nguồn: FPTTS tổng hợp

HND gần như luôn phân phối hết LNST và thường trả cổ tức tiền mặt ở mức 80 - 90% LNST. Năm 2019, do LNST tăng trưởng đột biến nên cổ tức cũng đã tăng mạnh từ 375 tỷ lên 800 tỷ. Mặc dù đã chia cổ tức với mức tăng trưởng hơn gấp hai lần nhưng HND vẫn đang còn giữ lại 274 tỷ LNST năm 2019 chưa phân phối.

Áp lực trả nợ vay đang giảm dần giúp HND có thêm dòng tiền để phục vụ việc trả cổ tức. Trong năm 2020, HND sẽ trả hết các khoản vay dùng để xây dựng nhà máy HP1, do đó khoản nợ gốc vay đến hạn trả sẽ giảm từ hơn 1.800 tỷ năm 2020 xuống còn hơn 1.400 tỷ năm 2021 và gần 1.000 tỷ trong năm 2022 và sẽ tiếp tục giảm trong các năm sau.



Nguồn: HND



Nguồn: FPTTS tổng hợp và ước tính

[\(Trở lại trang 1\)](#)

V. DỰ PHÓNG KẾT QUẢ KINH DOANH VÀ RỦI RO ĐẦU TƯ

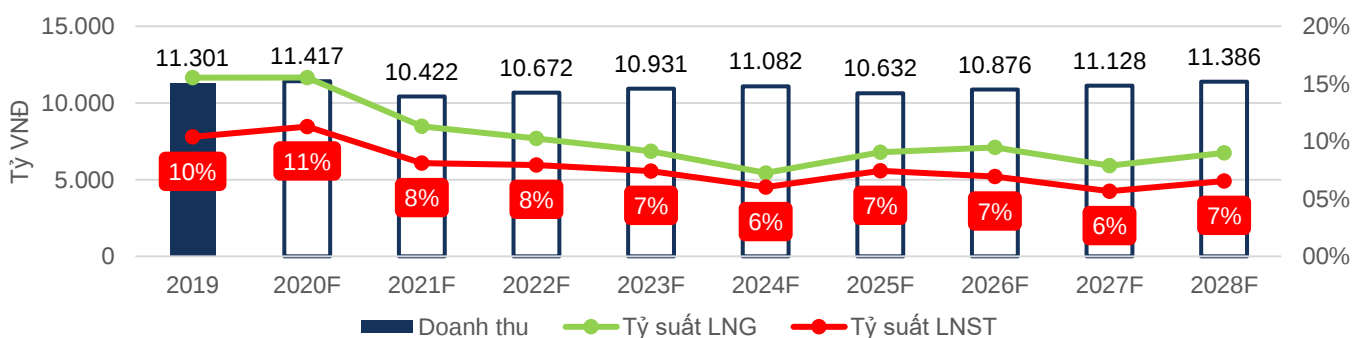
1. Dự phóng kết quả kinh doanh

Dựa vào các phân tích về hoạt động kinh doanh và tình hình tài chính của HND, chúng tôi đưa ra dự phóng về hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp trong giai đoạn 2020 – 2028F như sau:

Sản lượng điện thương phẩm và giá bán điện:



Doanh thu và lợi nhuận



Các dự phóng về kết quả kinh doanh của HND được đưa ra dựa trên các giả định sau:

Chỉ tiêu	Diễn giải
Sản lượng điện	Sản lượng điện năm 2020 vẫn sẽ tiếp tục ở mức cao do HND vẫn đang hưởng lợi từ tình hình thủy văn kém. Chúng tôi dự báo sản lượng điện thương phẩm năm 2020 của HND đạt 7,417 tỷ kWh (+0,5% yoy), tương đương với mức hệ số công suất là 78%.
	Chúng tôi loại bỏ tác động của yếu tố thời tiết lên sản lượng trong các năm tiếp theo và dự báo sản lượng sẽ duy trì ở mức 7,079 tỷ kWh (tương đương thời gian vận hành 6.500 giờ) trong giai đoạn 2021 - 2024F và ở mức 6,887 tỷ kWh (tương đương thời gian vận hành 6.300 giờ) trong giai đoạn 2025 – 2028F.

Chúng tôi dự báo sản lượng Qc vẫn sẽ chiếm 80% tổng sản lượng điện của HND trong giai đoạn 2020 – 2023F. Kể từ năm 2024, khi thị trường VREM được hoàn thiện thì tỷ trọng sản lượng hợp đồng sẽ giảm xuống 75%.

Giá điện hợp đồng Pc: Chúng tôi ước tính giá cố định sẽ giảm 81 VNĐ/kWh năm 2021 và sẽ tiếp tục giảm 75 VNĐ/kWh năm 2025. Giá biến đổi được điều chỉnh hàng năm dựa theo dự phóng giá nhiên liệu đầu vào.

Giá bán điện

Giá điện thị trường cạnh tranh: Chúng tôi cho rằng giá bán trung bình trên thị trường cạnh tranh của HND năm 2020 sẽ đạt 1.250 VNĐ/kWh, sau đó giảm xuống 1.137 VNĐ/kWh khi tình hình thủy văn ổn định trở lại. Sau đó, chúng tôi giả định giá bán trên thị trường cạnh tranh sẽ tăng 5% mỗi năm trong giai đoạn 2021 - 2024F và 3% trong giai đoạn 2025 – 2028F.

Chi phí nhiên liệu: chúng tôi giả định giá than sẽ tăng trưởng 3% mỗi năm, bằng với mức tăng trưởng bình quân giai đoạn 2014 - 2019. Bên cạnh đó, suất tiêu hao than ước tính sẽ tăng 1,3% mỗi năm do sự suy giảm hiệu suất của các tổ máy.

Chi phí hoạt động

Chi phí khấu hao tài sản cố định: Chúng tôi giả định thời gian khấu hao là 10 năm cho các tài sản máy móc thiết bị, 14 năm cho các tài sản nhà xưởng và vật kiến trúc. Các tài sản máy móc thiết bị của nhà máy HP1 sẽ được khấu hao hết trong năm 2020 và của nhà máy HP2 là năm 2024. Tương tự, các tài sản nhà xưởng và vật kiến trúc của nhà máy HP1 sẽ khấu hao hết trong năm 2024 và nhà máy HP2 là năm 2028.

Chi phí thuế: HND tiếp tục được hưởng mức thuế suất 5% cho đến năm 2024 (do vẫn đang trong thời hạn hưởng thuế suất ưu đãi 10% và miễn giảm 50% thuế thu nhập). Năm 2025, HND không còn được miễn giảm 50% thuế nên sẽ chịu thuế suất 10%. Các năm tiếp theo HND sẽ chịu mức thuế suất thông thường là 20%.

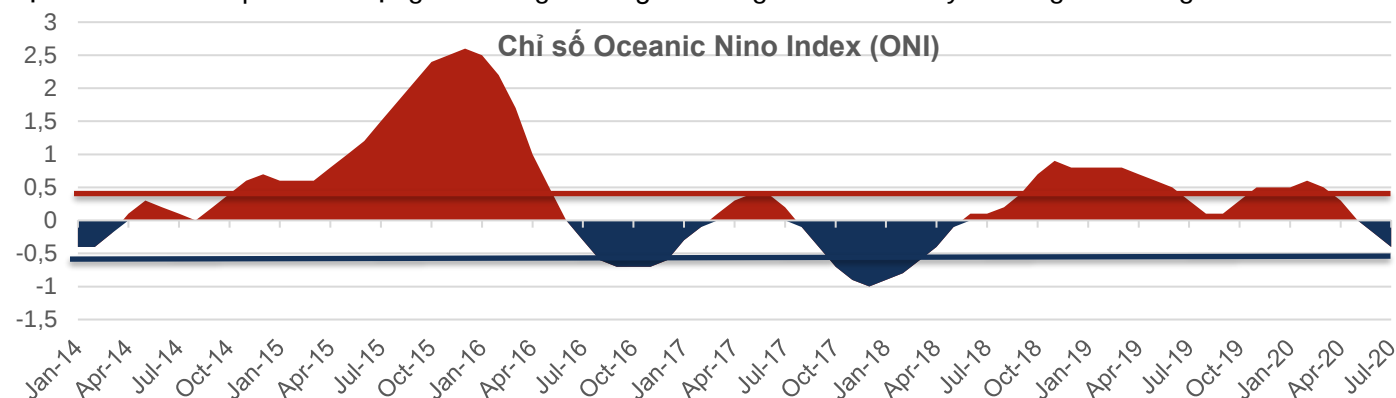
Các chi phí khác được dự phóng dựa theo số liệu quá khứ và điều chỉnh dựa theo tỷ lệ trượt giá.

2. Các rủi ro khi đầu tư vào HND

2.1. Rủi ro thời tiết

Như đã phân tích ở phần hoạt động kinh doanh, sản lượng điện phát và giá bán điện trên thị trường cạnh tranh của HND chịu ảnh hưởng bởi tình hình thời tiết. HND đạt được kết quả kinh doanh tốt trong năm 2019 và nửa đầu năm 2020 phần lớn do hiện tượng El Nino diễn ra, gây ra đợt nắng nóng khô hạn kéo dài trên diện rộng.

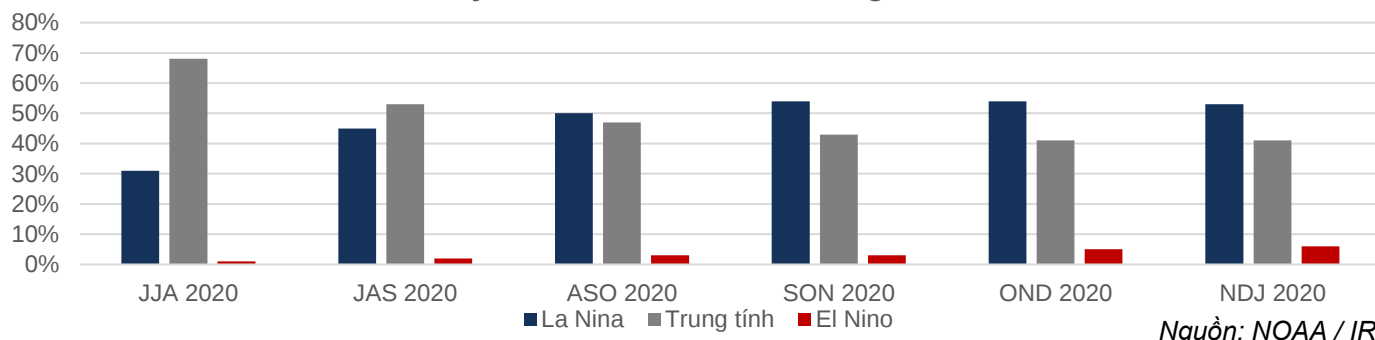
Tuy nhiên ảnh hưởng của El Nino đã giảm dần và có nhiều khả năng La Nina sẽ xảy ra trong các tháng cuối năm 2020. Chỉ số ONI (dùng để xác định hiện tượng El Nino/La Nina) đã giảm xuống dưới mức 0.5 vào giữa năm 2019 báo hiệu giai đoạn El Nino kết thúc, mặc dù sau đó vẫn duy trì ở mức trung tính nghiêng nhiều về pha nóng (từ 0 đến 0.5). Chỉ số này đã giảm về 0 vào tháng 6/2020 và đã chuyển sang pha lạnh vào các tháng tiếp theo. Các dự báo từ các cơ quan khí tượng trên thế giới đang cho rằng La Nina sẽ xảy ra trong các tháng cuối năm 2020.



Nguồn: NOAA Climate Prediction Center

Xác suất xảy ra La Nina vào nửa cuối năm 2020 đang khá cao. Theo dự báo của International Research Institute for Climate and Society (IRI), xác suất xảy ra hiện tượng La Nina trong các tháng mùa thu năm 2020 là khoảng 50 - 55% và La Nina có thể tiếp diễn đến đầu năm 2021.

Xác suất xảy ra El Nino/La Nina các tháng cuối năm 2020



Việc La Nina xảy ra sẽ giúp cho lượng mưa tăng trở lại, tình hình thủy văn trở nên được cải thiện. Khi đó các nhà máy thủy điện sẽ tích trữ được nhiều nước và gia tăng được sản lượng phát điện, đồng thời sản lượng từ các nhà máy nhiệt điện cũng sẽ suy giảm. Tình hình hiện tại có thể sẽ diễn ra tương tự như năm 2016 - 2017 khi một đợt La Nina diễn ra ngay sau khi El Nino vừa kết thúc khiến cho sản lượng điện của HND năm 2017 sụt giảm hơn 10%. Việc La Nina xảy ra cũng sẽ khiến sản lượng năm 2021 của HND sụt giảm, mức độ sụt giảm tùy thuộc theo mức độ mạnh yếu cũng như khoảng thời gian mà La Nina diễn ra.

(quay lại phần đầu ra)

(trở lại trang 1)

2.2. Rủi ro do phụ thuộc vào EVN và rủi ro thay đổi chính sách

Kết quả kinh doanh của HND phụ thuộc rất lớn vào EVN, khách hàng duy nhất của họ. EVN hiện vẫn đang nắm giữ vị thế độc quyền mua điện trên thị trường điện, độc quyền bán lẻ điện cũng đang sở hữu các đơn vị vận hành hệ thống điện và hệ thống truyền tải điện. Do đó, EVN có một sức mạnh đàm phán lớn và có khả năng chiếm dụng vốn không chỉ với HND mà còn đối với hầu hết các nhà máy điện.

Hiện tại, HND đang phải đàm phán với EVN về giá bán điện từ năm 2021 trở đi. Triển vọng kinh doanh trong thời gian tới sẽ phụ thuộc rất nhiều vào kết quả của cuộc đàm phán này.

Hoạt động kinh doanh HND cũng phụ thuộc nhiều vào các chính sách cũng như các quy định Nhà nước. Những yếu tố như tỷ lệ sản lượng theo hợp đồng, giá trần SMP, giá CAN hay các thông tư quy định giá điện đều do các cơ quan Nhà nước quy định và thay đổi hàng năm nên thường gây ra xáo trộn đối với đầu ra của các nhà máy điện. Đặc biệt là trong thời gian thị trường bán lẻ điện cạnh tranh được đưa vào thí điểm sắp tới, khả năng xảy ra các thay đổi lớn trong các quy định về thị trường điện là rất cao.

2.3. Rủi ro biến động tỷ giá

Tính đến hết năm 2019, HND vẫn đang còn dư nợ hơn 5.000 tỷ vay dài hạn, trong đó phần lớn là các khoản vay ngoại tệ được vay bằng đồng USD và JPY. Với mỗi 1% mất giá của đồng VND, HND sẽ phải chịu hơn 50 tỷ đồng lỗ chênh lệch tỷ giá, tương đương gần 5% LNST năm 2019. Trong bối cảnh nền kinh tế thế giới vẫn đang diễn biến khó lường do tình hình dịch bệnh và chiến tranh thương mại, tỷ giá hối đoái hoàn toàn có thể có những biến động mạnh làm ảnh hưởng xấu đến kết quả kinh doanh của HND.

VI. ĐỊNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ

Chúng tôi định giá HND sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền và phương pháp so sánh P/E với trọng số 80:20. Giá trị của cổ phiếu theo 02 phương pháp có mức giá bình quân là **20.000 đồng/cp**, cao hơn 9% so với mức giá đóng cửa ngày 17/09/2020. Do đó, chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** cho mục tiêu ngắn hạn.

Chúng tôi ước tính doanh thu trong năm 2020 của HND đạt khoảng 11.417 tỷ đồng (+1% yoy). Lợi nhuận từ hoạt động kinh doanh, không bao gồm lợi nhuận tài chính đạt 1.643 tỷ đồng (+2,5% yoy). Lợi nhuận sau thuế ước đạt 1.288 tỷ đồng, tương ứng với mức EPS đạt 2.487 đồng/cp.

STT	Phương pháp	Kết quả	Trọng số
1	Phương pháp chiết khấu dòng tiền		
	Dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF	20.039	40%
	Dòng tiền tự do chủ sở hữu FCFE	20.317	40%
2	Phương pháp so sánh		
	So sánh P/E	19.334	20%
Bình quân giá các phương pháp (đồng/cp)		20.009	

Các giả định theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

Giả định mô hình	Giá trị	Giả định mô hình	Giá trị
WACC 2020	13,58%	Phần bù rủi ro	10,38%
Chi phí sử dụng nợ	6,00%	Hệ số Beta	0,85
Chi phí sử dụng VCSH	20,45%	Tăng trưởng dài hạn	0%
Lãi suất phi rủi ro kỳ hạn 10 năm	3,3%	Thời gian dự phóng	8 năm

Kết quả định giá theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

Tổng hợp định giá FCFF		Giá trị
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền doanh nghiệp (tỷ đồng)		15,556
(+) Tiền mặt (tỷ đồng)		0
(-) Nợ ngắn hạn và dài hạn (tỷ đồng)		5.398
Giá trị vốn chủ sở hữu (tỷ đồng)		10.158
Số cổ phiếu lưu hành (triệu cổ phiếu)		500
Giá mục tiêu (đồng/cp)		20.317
Tổng hợp định giá FCFE		Giá trị
Giá trị hiện tại của dòng tiền vốn chủ sở hữu (tỷ đồng)		10.020
Giá mục tiêu (đồng/cp)		20.039

Kết quả định giá theo phương pháp so sánh

Doanh nghiệp	Mã CK	Vốn hóa (tỷ đồng)	Doanh thu (tỷ đồng)	Lợi nhuận (tỷ đồng)	P/E
Nhiệt điện Quảng Ninh	QTP	5.040	10.127	651	7,74x
Nhiệt điện Phả Lại	PPC	7.631	8.183	1.261	6,05x
Nhiệt điện Nhơn Trạch 2	NT2	6.578	7.657	754	8,72x
Trung bình					7,51x
Nhiệt điện Hải Phòng	HND	9.667	11.417	1.288	
Giá mục tiêu	đồng/cp	19.334			

TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH DỰ PHÒNG

HĐKD (tỷ đồng)	2019	2020F	2021F	2022F
Doanh thu thuần	11,301	11,417	10,464	10,758
- Giá vốn hàng bán	9,545	9,642	9,243	9,580
Lợi nhuận gộp	1,756	1,775	1,221	1,179
- Chi phí bán hàng	0	0	0	0
- Chi phí quản lý DN	153	132	143	124
Lợi nhuận thuần HĐKD	1,603	1,643	1,077	1,054
- (Lỗ)/lãi HĐTC	-363	-287	-148	-76
- Lợi nhuận khác	2	0	0	0
LN trước thuế, lãi vay	1,242	1,356	929	978
- Chi phí lãi vay	383	278	184	112
Lợi nhuận trước thuế	1,242	1,356	929	978
- Thuế TNDN	70	68	46	49
- Thuế hoãn lại	0	0	0	0
LNST	1,173	1,288	883	929
- Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0	0
LNST của cổ đông CT Mẹ	1,173	1,288	883	929
EPS (đ)	2,264	2,487	1,582	1,665
EBITDA	3,030	3,148	2,305	2,353
Khấu hao	1,788	1,792	1,375	1,375
Tăng trưởng doanh thu	19%	1%	-8%	3%
Tăng trưởng LN HĐKD	13%	2%	-34%	-2%
Tăng trưởng EBIT	177%	9%	-31%	5%
Tăng trưởng EPS	166%	10%	-36%	5%
Chỉ số khả năng sinh lời	2019	2020F	2021F	2022F
Tỷ suất lợi nhuận gộp	15.5%	15.5%	11.7%	11.0%
Tỷ suất LNST	10.4%	11.3%	8.4%	8.6%
ROE DuPont	19.7%	20.5%	14.5%	15.9%
ROA DuPont	8.9%	10.8%	8.7%	10.7%
Tỷ suất EBIT/doanh thu	11.0%	11.9%	8.9%	9.1%
LNST/LNTT	94.4%	95.0%	95.0%	95.0%
LNTT / EBIT	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Vòng quay tổng tài sản	85.5%	95.5%	102.7%	123.7%
Đòn bẩy tài chính	222.3%	189.9%	167.0%	149.1%
Chỉ số hiệu quả vận hành	2019	2020F	2021F	2022F
Số ngày phải thu	67.58	74.00	74.00	74.00
Số ngày tồn kho	18.25	25.52	25.52	25.52
Số ngày phải trả	18.73	19.74	19.74	19.74
Thời gian luân chuyển tiền	67.09	79.78	79.78	79.78
COGS / Hàng tồn kho	15.97	14.30	14.30	14.30
Chỉ số TK/đòn bẩy TC	2019	2020F	2021F	2022F
CS thanh toán hiện hành	1.24	1.49	1.54	1.89
CS thanh toán nhanh	1.04	1.25	1.24	1.56
CS thanh toán tiền mặt	0.27	0.39	0.24	0.46
Nợ / Tài sản	0.43	0.32	0.24	0.15
Nợ / Vốn CSH	0.87	0.57	0.37	0.21
Nợ ngắn hạn / Vốn CSH	0.30	0.23	0.17	0.14
Nợ dài hạn / Vốn CSH	0.57	0.33	0.20	0.07
Khả năng TT lãi vay	3.24	4.87	5.06	8.74

CĐKT (tỷ đồng)	2019	2020F	2021F	2022F
Tài sản				
+ Tiền và tương đương	779	1,061	524	926
+ Đầu tư TC ngắn hạn	0	0	0	0
+ Các khoản phải thu	2,278	2,344	2,150	2,210
+ Hàng tồn kho	598	674	646	670
+ Tài sản ngắn hạn khác	1	1	1	1
Tổng tài sản ngắn hạn	3,655	4,080	3,321	3,806
+ Nguyên giá tài sản CĐHH	22,079	22,109	22,139	22,169
+ Khấu hao lũy kế	-13,520	-15,312	-16,687	-18,062
+ Giá trị còn lại TS CĐHH	8,559	6,797	5,452	4,107
+ Đầu tư tài chính dài hạn	1	1	1	1
+ Tài sản dài hạn khác	217	134	126	117
+ Xây dựng CBDD	231	231	231	231
Tổng tài sản dài hạn	9,008	7,164	5,810	4,456
Tổng Tài sản	12,664	11,244	9,131	8,262
Nợ & Vốn chủ sở hữu				
+ Phải trả người bán	413	617	566	582
+ Vay và nợ ngắn hạn	1,870	1,496	994	820
+ Quỹ khen thưởng	28	28	28	28
Nợ ngắn hạn	2,937	2,734	2,160	2,012
+ Vay và nợ dài hạn	3,527	2,118	1,166	389
+ Phải trả dài hạn khác	0	0	0	0
Nợ dài hạn	3,527	2,118	1,166	389
Tổng nợ	6,464	4,851	3,326	2,401
+ Thặng dư	197	197	197	197
+ Vốn điều lệ	5,000	5,000	5,000	5,000
+ LN chưa phân phối	939	1,062	460	501
Vốn chủ sở hữu	6,199	6,393	5,805	5,861
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0	0
Tổng cộng nguồn vốn	12,664	11,244	9,131	8,262
LCTT (tỷ đồng)	2019	2020F	2021F	2022F
Tiền đầu năm	692	779	1,061	524
Lợi nhuận sau thuế	1,242	1,288	883	929
+ Khấu hao	1,788	1,792	1,375	1,375
+ Điều chỉnh	201	38	-83	-88
+ Thay đổi vốn lưu động	-2,514	28	150	-57
Tiền từ hoạt động KD	717	3,146	2,325	2,159
+ Chi mua sắm TSCĐ	-30	-30	-30	-30
+ Tăng (giảm) đầu tư	0	0	0	0
+ Các hđ đầu tư khác	32	0	0	0
Tiền từ hđ đầu tư	2	-30	-30	-30
+ Cổ tức đã trả	-528	-1,050	-1,379	-776
+ Thay đổi nợ ngắn hạn		-374	-502	-174
+ Thay đổi nợ dài hạn		-1,409	-951	-778
Tiền từ hoạt động TC	-633	-2,834	-2,832	-1,727
Tổng lưu chuyển tiền tệ	86	283	-537	402
Tiền cuối năm	779	1,061	524	926

VI. PHỤ LỤC

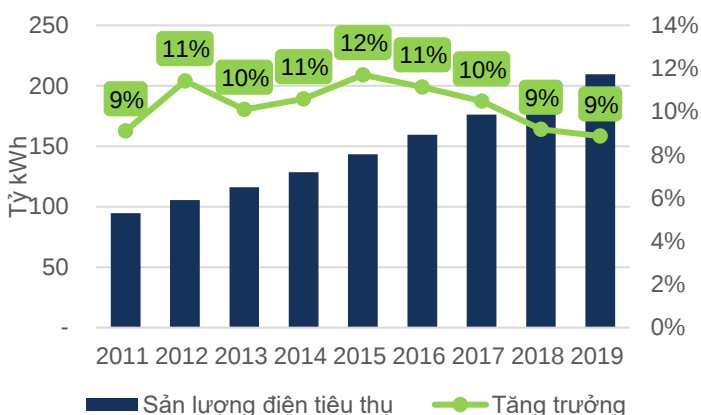
PHỤ LỤC 1: TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

Phụ lục 1.a: Nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam

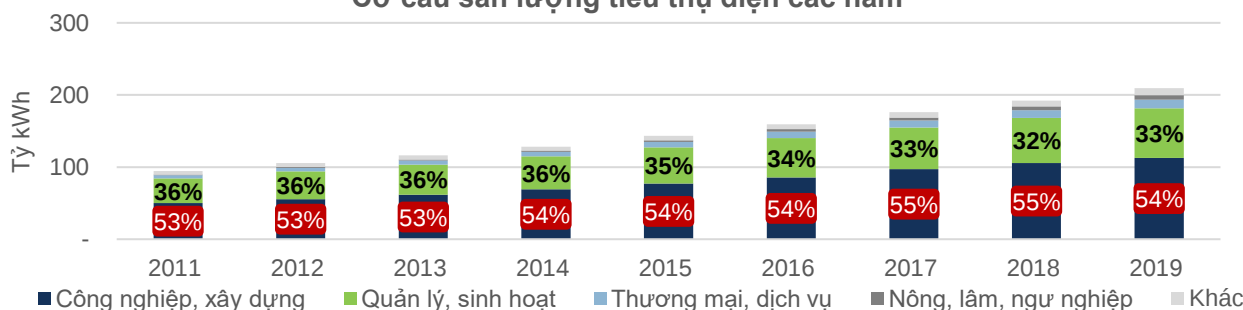
Sản lượng điện tiêu thụ tại Việt Nam đã tăng trưởng với tốc độ cao trong suốt 20 năm qua. Tốc độ tăng trưởng kép của sản lượng điện tiêu thụ điện toàn quốc đạt lần lượt 13,22%/năm trong giai đoạn 2001 - 2010 và 10,44%/năm trong giai đoạn 2011 - 2019.

Sản lượng điện tăng trưởng cao do tác động của quá trình công nghiệp hóa và đô thị hóa. Điện phục vụ sản xuất công nghiệp và điện sinh hoạt chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu tiêu thụ điện hàng năm. Sản lượng tiêu thụ điện của hai khu vực này đang tăng trưởng mạnh nhờ sự phát triển của các ngành công nghiệp, nhờ quá trình đô thị hóa nhanh và sự gia tăng thu nhập của người dân.

Sản lượng điện tiêu thụ



Cơ cấu sản lượng tiêu thụ điện các năm

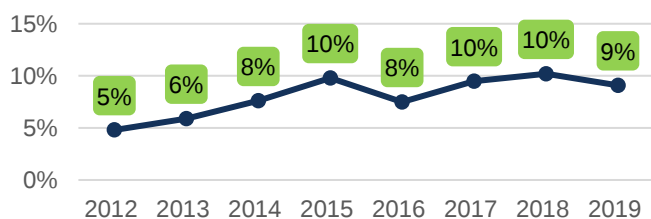


Nguồn: Viện năng lượng

Công nghiệp, xây dựng là lĩnh vực tiêu thụ điện nhiều nhất, hàng năm tiêu thụ khoảng 55% tổng sản lượng điện của cả nước. Ngành công nghiệp của Việt Nam đang phát triển mạnh do nước ta đang trong quá trình chuyển dịch cơ cấu kinh tế theo hướng công nghiệp hóa và đẩy mạnh thu hút nguồn vốn FDI. Sự phát triển của ngành công nghiệp kéo theo sự tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện của khu vực này. Trong giai đoạn 2011 - 2019, sản lượng điện tiêu thụ của ngành công nghiệp, xây dựng tăng trưởng bình quân 10,67%.

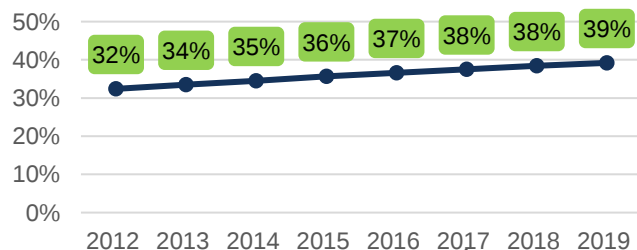
Bên cạnh đó, nhu cầu điện sinh hoạt cũng chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu tiêu thụ điện ở nước ta. Nhu cầu sử dụng điện phục vụ sinh hoạt của người dân cũng đang tăng trưởng mạnh do tỷ lệ đô thị hóa ngày càng cao cùng với sự gia tăng trong thu nhập của người dân.

Tăng trưởng chỉ số sản xuất công nghiệp IIP



Nguồn: Tổng cục thống kê

Tỷ lệ đô thị hóa trung bình cả nước



Nguồn: Bộ xây dựng

Nhu cầu tiêu thụ điện được dự báo vẫn tiếp tục tăng trưởng mạnh trong dài hạn. Theo số liệu của Viện Năng lượng ngày 8/7/2020 tại Hội thảo lần 1 “Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến 2045” (Quy hoạch điện VIII), nhu cầu tiêu thụ điện dự kiến sẽ tăng trưởng trung bình 8%/năm trong giai đoạn 2021 - 2030. Động lực tăng trưởng chính trong thời gian tới vẫn sẽ đến từ sự tăng trưởng của các ngành sản xuất công nghiệp và tốc độ đô thị hóa nhanh trên toàn cả nước.

[\(Quay lại phần tổng quan ngành\)](#)

Phụ lục 1.b. Phát triển nguồn cung điện tại Việt Nam

Tại Việt Nam có ba loại hình phát điện quan trọng là thủy điện, nhiệt điện than và nhiệt điện khí. Trong đó, thủy điện đang là loại hình phát điện có công suất lớn nhất, chiếm 37% tổng công suất toàn hệ thống, nhiệt điện than và nhiệt điện khí chiếm lần lượt 36% và 13% tổng công suất.

Thủy điện không còn nhiều tiềm năng phát triển. Trong giai đoạn 2010 - 2019, nước ta ưu tiên phát triển nguồn thủy điện. Tổng công suất thủy điện đã tăng từ hơn 8.000 MW năm 2010 lên hơn 20.000 MW năm 2019. Tuy nhiên, tiềm năng thủy điện tại nước ta gần như đã bị khai thác cạn kiệt và không còn nhiều dự án thủy điện lớn có thể được xây dựng nữa.

Nhiệt điện than khó phát triển do lo ngại về vấn đề môi trường. Giai đoạn 2020 - 2030, nước ta sẽ chủ yếu tập trung phát triển nguồn nhiệt điện than. Cụ thể, theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh được Chính phủ phê duyệt năm 2016, công suất nhiệt điện than sẽ đạt 47.575 MW năm 2025, gấp 2,4 lần so với năm 2019 và chiếm 49% tổng công suất điện toàn hệ thống. Mặc dù vậy, việc phát triển nhiệt điện than đang gặp khó khăn do nhiều địa phương không đồng thuận việc xây dựng nhà máy nhiệt điện than vì những lo ngại về ô nhiễm môi trường.

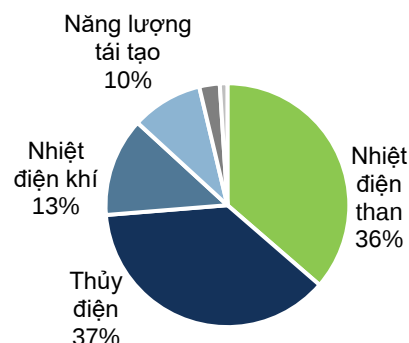
Nhiệt điện khí đang phải chờ xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG. Do sản lượng khí khai thác trong nước đang suy giảm, các nhà máy nhiệt điện khí mới sẽ phải sử dụng nguồn nhiên liệu là khí hóa lỏng (LNG) nhập khẩu. Việt Nam chưa từng nhập khẩu LNG trong quá khứ và việc nhập khẩu LNG yêu cầu phải xây dựng một chuỗi hạ tầng bao gồm cảng tiếp nhận, bồn chứa, cơ sở tái hóa khí và hệ thống đường ống dẫn khí. Việc đầu tư xây dựng cơ sở hạ tầng kể trên đòi hỏi thời gian dài và chi phí tương đối cao.

Nguồn cung điện có nguy cơ bị thiếu hụt do các dự án nguồn điện lớn chậm tiến độ. Cũng theo Quy hoạch điện VII Điều chỉnh, để đáp ứng nhu cầu sử dụng điện đang tiếp tục tăng cao, tổng công suất hệ thống điện phải đạt 60.000 MW năm 2020 và đạt 96.500 MW vào năm 2025. Tuy nhiên, theo kết quả rà soát của EVN, trong giai đoạn 2016 – 2020, tổng công suất điện có thể đưa vào vận hành chỉ đạt 15.500/21.650 MW (72%). Hầu hết các dự án điện lớn trong quy hoạch đều đang chậm tiến độ từ 1 - 3 năm.

Năng lượng tái tạo được thúc đẩy phát triển, tuy nhiên vẫn còn nhiều hạn chế. Do việc quy hoạch nguồn điện gặp nhiều vấn đề, đồng thời nhiều dự án lớn đang chậm tiến độ, các nguồn điện năng lượng tái tạo đã được thúc đẩy phát triển để bù đắp thiếu hụt và đảm bảo an ninh năng lượng. Công suất điện năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện) đến hết năm 2019 đạt 5.235 MW, trong đó điện mặt trời đạt 4.858 MW, vượt xa mục tiêu 850 MW trước năm 2020 theo Quy hoạch điện VII Điều chỉnh.

Tuy nhiên việc phát triển quá nhanh các dự án năng lượng tái tạo trong khi hạ tầng truyền tải không thể phát triển theo kịp đã gây ra tình trạng tắc nghẽn đường dây truyền tải và không thể giải tỏa hết được công suất điện của các dự án. Hơn nữa, do công suất biến động mạnh và phụ thuộc rất nhiều vào thời tiết nên các nguồn năng lượng tái tạo khó có thể thay thế hoàn toàn được các loại hình nguồn điện nền (thủy điện, nhiệt điện) mà chỉ là giải pháp bù đắp thiếu hụt tạm thời.

Cơ cấu công suất nguồn điện 2019

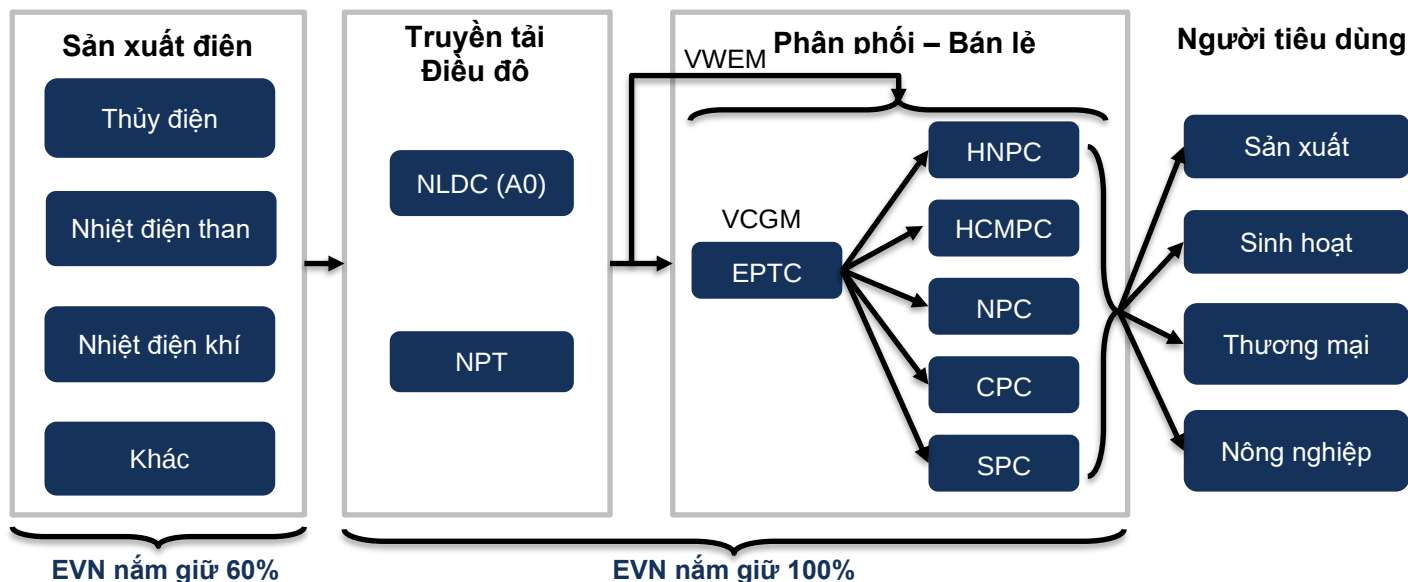


Công suất nguồn điện đưa vào hoạt động giai đoạn 2019 – 2030F (MW)

Năm/Giai đoạn	Theo QHĐ VII điều chỉnh	Sau rà soát	Chênh lệch
2019	6.230	3.650	(2.580)
2020	4.571	3.230	(1.341)
2021F – 2025F	38.010	30.485	(7.525)
2026F – 2030F	36.192	34.382	(1.810)

Nguồn: Bộ Công Thương

[\(Quay lại phần tổng quan ngành\)](#)

PHỤ LỤC 1.c: Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam(1) Chuỗi giá trị ngành điện tại Việt Nam


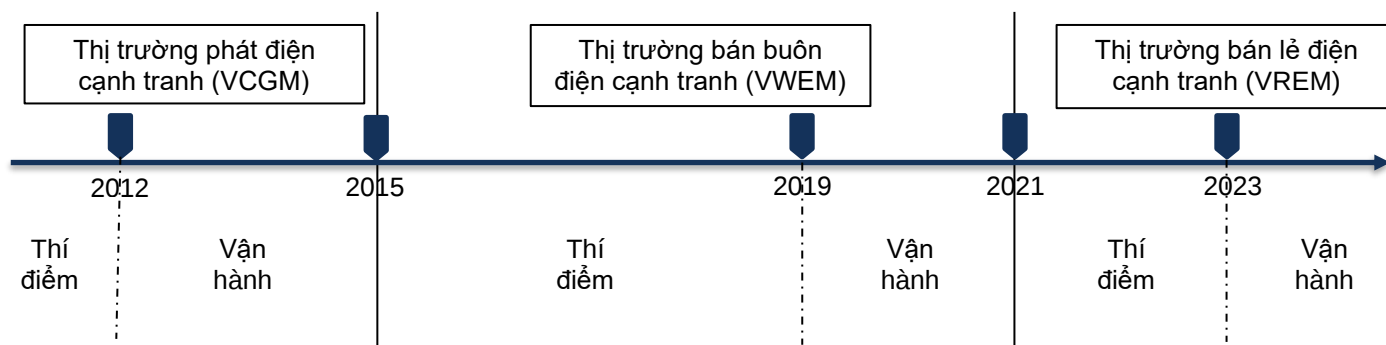
Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam được chia thành 3 khâu: sản xuất điện, truyền tải - điều độ và phân phối - bán lẻ.

- **Khâu sản xuất điện:** Là khâu duy nhất hiện tại đang có sự tham gia của các đơn vị ngoài EVN. Tuy nhiên hiện tại EVN và các Tổng Công ty phát điện (GENCO) thuộc EVN vẫn đang nắm giữ khoảng 60% tổng công suất phát điện của toàn hệ thống. Ngoài EVN còn có thêm các đơn vị khác tham gia vào khâu sản xuất điện như Tổng Công ty điện lực dầu khí Việt Nam (PV POWER), Tổng Công ty Điện lực TKV – CTCP (DTK) và một số doanh nghiệp tư nhân.
- **Khâu truyền tải – điều độ:** Được thực hiện bởi hai đơn vị trực thuộc EVN là Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC hay còn gọi là A0) và Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPT).
 - NLDC có vai trò chính là dự báo, lập kế hoạch vận hành và chỉ huy, điều tiết để đảm bảo hệ thống điện vận hành an toàn, hiệu quả.
 - NPT là đơn vị đầu tư xây dựng và quản lý hệ thống mạng lưới điện quốc gia, đóng vai trò trung gian vận chuyển điện năng từ các nhà máy điện tới các đơn vị phân phối bán lẻ và tới người tiêu dùng.
- **Khâu phân phối – bán lẻ:** Bao gồm Công ty mua bán điện (EPTC) và 5 Tổng Công ty Điện lực (PC).
 - Trong giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) trước năm 2019, EPTC là đơn vị duy nhất được phép mua điện từ các nhà máy điện và bán cho các Tổng Công ty điện lực. Các Tổng Công ty điện lực sau đó sẽ phân phối và bán lẻ điện tới tay người tiêu dùng. Khi thị trường điện bước sang giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VVEM), các Tổng Công ty Điện lực bắt đầu được phép mua điện trực tiếp từ các nhà máy điện.
 - Để chuẩn bị cho việc hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM), EVN đang có kế hoạch cổ phần hóa và giảm sở hữu tại khâu bán lẻ điện. Hiện tại EVN đã bắt đầu tách bạch chi phí và tổ chức của khâu phân phối và khâu bán lẻ điện để chuẩn bị cho quá trình cổ phần hóa. Theo thông tin từ EVN thì trong tương lai, Nhà nước sẽ chỉ nắm giữ trên 50 - 65% vốn điều lệ của lĩnh vực kinh doanh bán lẻ điện.

(2) Thị trường điện cạnh tranh: Tính cạnh tranh vẫn còn chưa cao

Với mục tiêu loại bỏ tính độc quyền và xây dựng một thị trường điện minh bạch và hiệu quả, Bộ Công Thương và EVN đã xây dựng một lộ trình để phát triển thị trường điện Việt Nam trở thành một thị trường cạnh tranh. Lộ trình trên bao gồm 3 giai đoạn: Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM), Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VVEM) và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM).

Lộ trình thị trường điện cạnh tranh Việt Nam



- **Thị trường phát điện cạnh tranh:** Chính thức vận hành từ ngày 1/7/2012, vận hành theo mô hình thị trường điện tập trung, chào giá theo chi phí. Các đơn vị phát điện tham gia thị trường điện cạnh tranh được quyền chủ động chào bán điện trên thị trường điện để bán cho người mua duy nhất là EPTC.
- **Thị trường bán buôn điện cạnh tranh:** Bắt đầu được xây dựng và thí điểm từ năm 2015 và chính thức đi vào vận hành từ năm 2019. Về cơ bản thị trường VWEM cũng tương tự như thị trường VCGM, điểm khác biệt chính là việc ngoài EPTC thì có thêm 5 đơn vị được phép mua buôn điện nữa là 5 Tổng Công ty Điện lực.
- **Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh:** Được xây dựng với mục tiêu cho phép các khách hàng sử dụng điện có thể trực tiếp mua điện trên thị trường điện tập trung, có quyền lựa chọn và thay đổi đơn vị cung cấp điện. Theo lộ trình thì thị trường VREM sẽ được bắt đầu thí điểm từ năm 2021 và sẽ bắt đầu vận hành vào năm 2023. Dự kiến các khách hàng sử dụng điện lớn có thể mua điện trên thị trường giao ngay và có thể thay đổi đơn vị bán lẻ điện trong giai đoạn 2023 – 2025 và sau năm 2025, tất cả các khách hàng sử dụng điện sẽ có thể tham gia thị trường và lựa chọn đơn vị bán lẻ điện.

[\(Quay lại phần tổng quan ngành\)](#)

PHỤ LỤC 2: GIÁ BÁN ĐIỆN CỦA CÁC NHÀ MÁY THAM GIA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH

➤ Sản lượng và giá hợp đồng:

- **Sản lượng Q_C** hàng năm của nhà máy được A0 giao từ đầu năm dựa theo công thức:

$$Q_C = AGO \times \alpha$$

Trong đó: - **AGO:** Sản lượng điện kế hoạch năm của nhà máy do A0 tính toán

- **α :** tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do ERAV quy định

Sản lượng Q_C cả năm sau đó sẽ được phân bổ dần cho từng tháng, từng tuần và từng chu kỳ giao dịch.

- **Giá hợp đồng P_C** là mức giá được quy định trong hợp đồng mua bán điện PPA được thỏa thuận giữa EVN và nhà máy điện. Giá điện hợp đồng của nhà máy được quy định theo các thông tư khác nhau tùy thuộc vào thời điểm thỏa thuận hợp đồng, tuy nhiên sẽ bao gồm các thành phần chính sau:

$$P_C = FC + FOMC + VC$$

Trong đó:

+ **FC:** Giá cố định chi trả cho chi phí đầu tư xây dựng nhà máy

+ **FOMC:** Giá vận hành và bảo dưỡng chi trả cho chi phí sửa chữa và nhân công vận hành nhà máy

+ **VC:** Giá biến đổi của nhà máy chi trả cho các chi phí nhiên liệu chính, phụ, chi phí vận chuyển,...

➤ Giá điện trên thị trường điện cạnh tranh:

$$FMP = SMP + CAN$$

Trong đó:

- **FMP:** Giá thị trường toàn phần

- **SMP:** Giá giao ngay trên thị trường điện cạnh tranh
- **CAN:** Giá công suất thị trường dùng để bù đắp cho phần chi phí thiếu hụt của nhà máy điện mới tốt nhất (BNE)

[*\(quay lại phần tổng quan ngành\)*](#)

➤ **Nguyên nhân giá thị trường cạnh tranh thường thấp hơn nhiều so với giá bán điện trung bình của HND**

- **Do cơ chế giá bán chủ yếu dựa theo chi phí biến đổi.**
 - Giá chào bán điện trên thị trường cạnh tranh của mỗi tổ máy không được cao hơn một mức giá gọi là giá trần bản chào. Mức giá trần bản chào này được xác định vào đầu năm và điều chỉnh hàng tháng dựa theo chi phí biến đổi của chính tổ máy đó.
 - Trong mỗi chu kỳ giao dịch, đơn vị vận hành hệ thống điện là A0 sẽ lập lịch huy động các nhà máy bằng sắp xếp các bản chào giá từ thấp tới cao cho đến khi đáp ứng đủ nhu cầu điện. Giá SMP là giá chào của tổ máy cuối cùng được huy động trong chu kỳ và là giá chung cho tất cả các nhà máy. Giá SMP luôn thấp hơn hoặc bằng chi phí biến đổi của tổ máy được huy động cuối cùng này.
 - Giá SMP bị giới hạn bởi một mức giá trần (SMPcap). Giá SMPcap không được cao hơn 15% so với giá trần bản chào cao nhất của tổ máy chạy nền hoặc chạy lưng trực tiếp tham gia thị trường. Giá SMPcap được ERAV công bố vào đầu mỗi năm và giá SMPcap các năm gần đây vào khoảng 1.100 – 1.300 VNĐ/kWh.
 - Các nhà máy có được nhận thêm một khoản là giá công suất CAN (khoảng 100 – 200 VNĐ/kWh) để bù đắp thêm cho chi phí cố định, tuy nhiên giá CAN thường thấp hơn nhiều so với giá cố định trong hợp đồng PPA (giá cố định của HND khoảng 600 VNĐ/kWh). Tại thời điểm giá SMP đạt mức giá trần, giá điện thị trường toàn phần (FMP) vẫn thấp hơn nhiều so với mức giá P_c của HND (khoảng 1.400 so với 1.600 VNĐ/kWh).
- **Do ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện:** Các nhà máy thủy điện có giá thành rất thấp và đang chiếm tới 37% tổng công suất phát điện toàn hệ thống. Tình hình vận hành của các nhà máy thủy điện ảnh hưởng rất nhiều tới mức giá trên thị trường điện cạnh tranh.
 - Vào mùa khô, các nhà máy thủy điện không có nhiều nước để phát điện, nguồn cung điện giảm xuống đồng thời EVN phải huy động nhiều hơn từ các nguồn điện có giá thành cao. Giá SMP trong các tháng mùa khô thường ở mức cao, tuy nhiên lại bị giới hạn bởi mức giá trần SMP.
 - Vào mùa mưa, sản lượng điện từ các nhà máy thủy điện tăng mạnh giúp cho nguồn cung điện trở nên dồi dào hơn. Lúc này các nhà máy nhiệt điện chỉ chào giá ở mức sàn để được huy động đủ sản lượng theo hợp đồng, trong khi các nhà máy thủy điện cũng chào giá thấp do chi phí sản xuất thấp. Trong các tháng mùa mưa giá SMP thường ở mức thấp, phần lớn thời gian giá SMP thấp hơn 50% so với SMPcap (xem ở bảng dưới). Giá SMP trung bình tháng của các tháng mùa mưa thường cũng chỉ bằng 50 – 60% giá SMPcap.
- Do đó, giá SMP trung bình cả năm thông thường chỉ bằng 60 - 80% giá SMPcap, tỷ lệ thay đổi tùy thuộc vào tình hình thủy văn của từng năm.

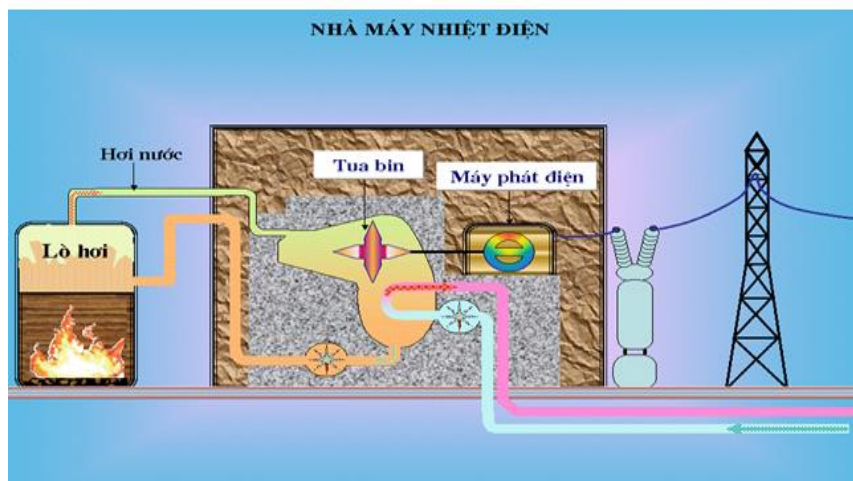
Tỷ trọng số chu kỳ giá điện trong tháng chia theo tỷ lệ SMP/SMPcap (số liệu năm 2014)

SMP/SMPcap	Mùa khô						Mùa mưa					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
100%	87%	50%	73%	61%	21%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	9%
50-99%	13%	45%	27%	35%	73%	47%	37%	74%	50%	42%	11%	37%
<50%	1%	6%	1%	4%	6%	39%	63%	26%	51%	58%	89%	54%

Nguồn: Báo cáo “Quan hệ giữa thanh toán trên thị trường điện giao ngay và thanh toán ...” của EPTC

[*\(quay lại\)*](#)

PHỤ LỤC 3: CÁC LOẠI HÌNH CÔNG NGHỆ NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THAN



Sơ đồ vận hành đơn giản của một nhà máy nhiệt điện than

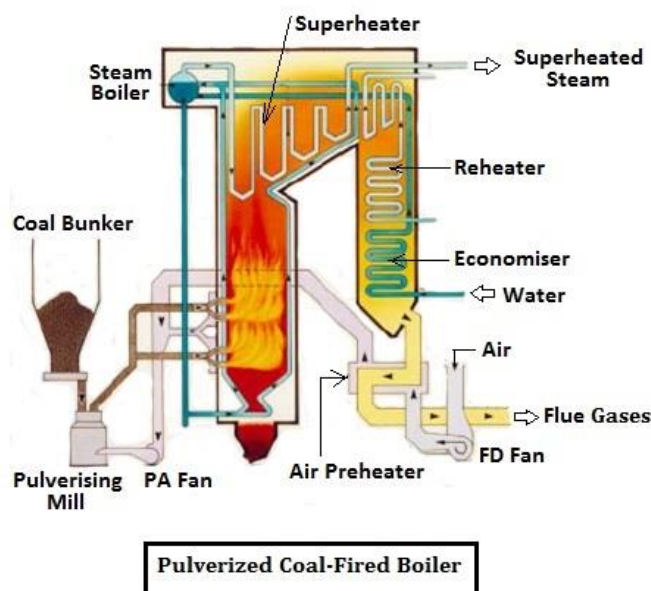
Đối với các nhà máy nhiệt điện than, bộ phận quan trọng nhất quyết định hiệu suất của toàn bộ chu trình là lò hơi. Do đó các nhà nghiên cứu tập trung chủ yếu phát triển các công nghệ nhằm cải tiến bộ phận này. Các loại hình công nghệ nhà máy điện thường được phân chia theo cấu tạo của lò hơi và theo thông số của dòng hơi nước được đẩy vào tuabin.

1. Công nghệ theo cấu tạo lò hơi.

(1) Công nghệ lò than phun (Lò PC)

Đây là loại hình công nghệ truyền thống, đã được phát triển từ lâu đời. Lò than phun có cấu tạo tương đối đơn giản và do đã được nghiên cứu và phát triển từ lâu nên loại hình công nghệ này thường đem lại hiệu suất cao và suất đầu tư rẻ hơn so với loại hình công nghệ còn lại. Nhờ những ưu điểm trên, công nghệ lò than phun đã được sử dụng một cách rộng rãi và phổ biến ở cả Việt Nam và trên thế giới.

Cơ chế hoạt động của lò than phun được hiểu đơn giản là nguồn than đầu vào được nghiền nát thành bột mịn, nhỏ sau đó được thổi qua các vòi phun vào trong buồng đốt. Trong buồng đốt này than sẽ được đốt cháy tạo ra nhiệt năng để đun nóng các ống dẫn nước được dẫn qua buồng.



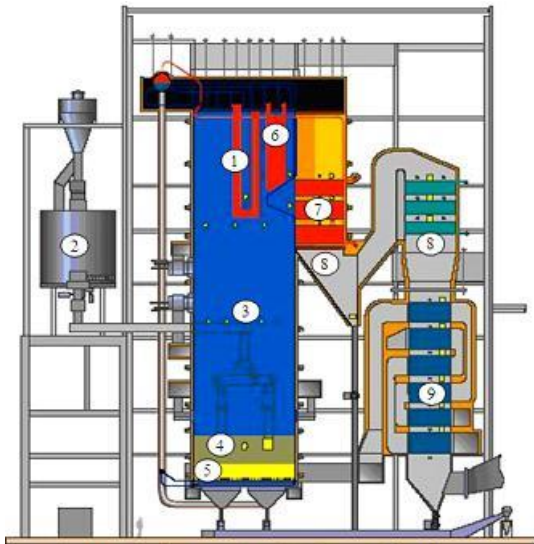
Sơ đồ lò hơi đốt than phun

Loại hình công nghệ này có một vài nhược điểm. Than trong buồng đốt của lò than phun thường khó cháy và không thể cháy kiệt được hoàn toàn. Do đó các nhà máy sử dụng công nghệ này thường có yêu cầu cao hơn về

nguồn than đầu vào (chất bốc nhiều hơn, độ tro thấp hơn) cũng như than cần phải được nghiền mịn. Đồng thời các nhà máy cũng phải sử dụng thêm dầu FO và một vài loại phụ liệu trong quá trình khởi động cũng như để hỗ trợ quá trình cháy của than. Loại công nghệ này cũng tạo ra nhiều khí thải gây ô nhiễm NOx, SOx và thường tạo ra nhiều xỉ ở trong buồng đốt.

(2) Công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn (Lò CFB)

Đây là loại hình công nghệ mới và tiên tiến hơn so với lò than phun. Loại lò hơi này cũng có cấu trúc phức tạp hơn so với lò than phun thông thường.



1. Bộ quá nhiệt cấp 2; 2. Silo nhiên liệu; 3. Buồng lửa;
4. Tầng sôi; 5. Sàn rửa nước; 6. Bộ quá nhiệt cấp 3; 7. Bộ quá nhiệt cấp 1; 8. Bộ tiết kiệm nhiệt; 9. Bộ gia nhiệt sơ bộ không



Sơ đồ lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB)

Lò CFB giải quyết được các vấn đề về khả năng đốt than cũng như là vấn đề khí thải của lò than phun. Trong buồng đốt của lò CFB có các luồng gió được thổi vào để đẩy các hạt than luôn chuyển lên xuống và cháy ở một tầng sôi lơ lửng trong buồng. Các hạt than vẫn còn sót lại trong luồng khói thải ra khỏi buồng cũng được lọc và đưa trở lại buồng đốt. Với thiết kế trên than trong lò CFB sẽ được đốt cháy hoàn toàn và hạn chế được lượng tro xỉ tạo ra.

Công nghệ lò CFB có hai ưu điểm nổi bật:

- Có thể sử dụng các loại than xấu, than có chất lượng kém như than cám 6, 7, than bùn hoặc thậm chí là sử dụng các loại nhiên liệu rắn khác như rác thải hay sinh khối.
- Là công nghệ thân thiện với môi trường, ít tạo ra khí thải độc hại.

Tuy nhiên, do đây là loại công nghệ mới được phát triển cho nên chi phí đầu tư vẫn còn khá cao. Với cùng một suất đầu tư thì thường nhà máy sử dụng công nghệ lò CFB thường sẽ có hiệu suất thấp hơn nhà máy dùng công nghệ lò than phun. Công nghệ này thường được sử dụng ở những nơi có sẵn nguồn than xấu không thể sử dụng ở các nhà máy lò than phun để tận dụng nguồn nhiên liệu giá rẻ này.

2. Công nghệ theo thông số hơi

- **Khái niệm siêu tới hạn:** Tại điều kiện nhiệt độ và áp suất vượt qua điểm tới hạn, vật chất sẽ tồn tại trong một trạng thái đặc biệt, không thể phân biệt được là lỏng hay khí. Trạng thái trên gọi là trạng thái siêu tới hạn. Ở trạng thái siêu tới hạn, các phân tử vật chất sẽ chuyển động với vận tốc lớn như chất khí, đồng thời lại có mật độ lớn như chất lỏng. Cộng thêm việc tồn tại ở áp suất và nhiệt độ cao, dòng vật chất ở trạng thái siêu tới hạn mang rất nhiều năng lượng.

- Các nhà nghiên cứu đã áp dụng tính chất trên để phát triển các công nghệ nhà máy nhiệt điện với mục đích nhằm cải thiện hiệu suất tổng thể của nhà máy. Các loại hình nhà máy dựa theo thông số hơi có thể được chia thành 3 loại: Cận tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn.

Loại hình công nghệ	Thông số hơi	Hiệu suất thô
Công nghệ cận tới hạn (Subcritical)	16,7 MPa/538/538°C	38 - 40,8%
	17,0 MPa/538/566°C	39 - 41,4%
	17,0 MPa/566/566°C	41,4 - 41,7%
Công nghệ siêu tới hạn (Super Critical)	24,1 MPa/538/593°C	41,6 - 41,8%
	24,1 MPa/566/593°C	41,7 - 42,0%
	24,1 MPa/593/593°C	42,3 - 42,6%
Công nghệ trên siêu tới hạn (Ultra-Super Critical)	24,5 MPa/600/600°C	42,2 - 43,4%
	28,5 MPa/600/620°C	42,3 - 43,6%

Nguồn: PECC2

So sánh các loại hình công nghệ

Loại hình công nghệ	Nhà máy sử dụng	Ưu điểm	Nhược điểm
Công nghệ cận tới hạn (Subcritical)	Hải Phòng Quảng Ninh Phả Lại Mông Dương Thái Bình,.....	- Công nghệ đơn giản, dễ tiếp cận - Áp suất và nhiệt độ hơi nước thấp nên chỉ cần sử dụng vật liệu thông thường. => Chi phí đầu tư xây dựng rẻ hơn	Hiệu suất nhà máy thấp nên chi phí nhiên liệu trung bình cao
Công nghệ siêu tới hạn (Super Critical)	Vĩnh Tân 1 Vĩnh Tân 4, Vĩnh Tân 4 MR Duyên Hải 3 MR	- Hiệu suất nhà máy cao, tiết kiệm được chi phí nhiên liệu. - Sử dụng ít nhiên liệu hơn nên giảm được lượng khí phát thải, thân thiện với môi trường.	- Công nghệ phức tạp - Đòi hỏi vật liệu có khả năng chịu nhiệt, chịu áp suất cao => Chi phí đầu tư xây dựng tốn kém hơn
Công nghệ trên siêu tới hạn (Ultra-Super Critical)	Quảng Trị 1		

[\(quay lại\)](#)

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 nắm giữ 0 cổ phiếu HND và chuyên viên phân tích, người phê duyệt báo cáo không nắm giữ cổ phiếu nào của doanh nghiệp này.

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 <https://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức.

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Trụ sở chính
52 Lạc Long Quân, Phường Bưởi
Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam
ĐT: (84.24) 3 773 7070 / 271 7171
Fax: (84.24) 3 773 9058

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Chi nhánh Tp.Hồ Chí Minh
Tầng 3, tòa nhà Bến Thành Times
Square, 136-138 Lê Thị Hồng Gấm, Q1,
TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam.
ĐT: (84.28) 6 290 8686
Fax: (84.28) 6 291 0607

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Chi nhánh Tp.Đà Nẵng
Tầng 3, tòa nhà Tràng Tiền, 130 Đống Đa,
Quận Hải Châu, TP. Đà Nẵng, Việt Nam
ĐT: (84.236) 3553 666
Fax: (84.236) 3553 888