

Ngành **ĐIỆN** Đi tìm sự hoàn hảo

Đánh giá **TĂNG TỶ TRỌNG**

Nội dung

1. Tình trạng thiếu điện có thể xuất hiện ở Việt Nam từ 2020

2. Tìm kiếm giải pháp thay thế

3. Nhiệt điện vẫn đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia

4. Triển vọng thị trường phát điện cạnh tranh: SMP rất gần với mức giá trần CGM

5. Yếu tố rủi ro: Biến động giá nguyên liệu đầu vào

6. Cổ phiếu theo dõi

7. Cổ phiếu khuyến nghị: PPC

Cổ phiếu khuyến nghị

PPC: TĂNG TỶ TRỌNG (33,000đ/ 20%)

	2018	2019F	2020F
PE (x)	8,3	9,5	12,2
PB (x)	1,7	1,8	2,0
EV/EBITDA (x)	7,1	6,8	9,4
DY (%)	9%	13%	13%
EPS (VND)	3,603	3,168	2,452
BPS (VND)	2,800	4,000	4,000

- Ký kết thành công hợp đồng than dài hạn với Vinacomin
- El Nino có thể kéo dài đến tháng 11
- Từ năm 2020 trở đi, hầu như không còn rủi ro tỷ giá
- Đóng góp tích cực từ nhà máy nhiệt điện Hải Phòng và Quảng Ninh

Quan điểm đầu tư:

- **Tình trạng thiếu điện có thể diễn ra từ 2020 trở đi:** Năm 2019, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia ước tính công suất phụ tải đỉnh sẽ tăng nhanh hơn nhiều so với mức nhu cầu tiêu thụ điện (13.8% so với 10.4%/năm). Cụ thể, dòng vốn FDI tiếp tục tập trung vào các lĩnh vực chế biến và sản xuất với tổng số vốn là 12 tỷ USD, chiếm 71.8% tổng vốn đăng ký. Tuy nhiên, tổng công suất vào vận hành trong 6 năm từ 2019 - 2025 sẽ thấp hơn so với trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh. Do đó, Việt Nam có thể phải đối mặt với nguy cơ thiếu điện cao khi biên dự trữ của phụ tải đỉnh hàng năm trong 2019 và từ năm 2022 - 2025 có nguy cơ giảm xuống còn 7%.
- **Tìm kiếm giải pháp thay thế:** Việt Nam đang đẩy mạnh phát triển điện tái tạo trong bối cảnh nhu cầu điện ngày càng tăng. Các nguồn năng lượng thay thế như LNG và năng lượng mặt trời được coi là giải pháp khả thi cho tình trạng thiếu điện trong những năm tiếp theo. Tuy nhiên, đóng góp của mảng này có lẽ sẽ chưa đáng kể ngay trong năm 2019 và 2020.
- **Nhiệt điện vẫn đóng vai trò quan trọng trong việc bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia:** Hợp đồng cung cấp than dài hạn với Vinacomin đang trở thành điểm tựa đặc biệt cho nhiều công ty nhiệt điện từ năm 2019 trở đi.
- **SMP trung bình rất gần với mức giá trần CGM:** Khoảng cách giữa SMP trung bình và giá trần đã được thu hẹp đáng kể qua các năm. Điều này cho thấy rõ ràng các nhà máy điện tham gia vào thị trường điện cạnh tranh không chỉ hiệu quả hơn mà còn thể hiện rằng thể độc quyền của EVN đã bị suy giảm. Đó là một tín hiệu cũng như bước đệm tốt cho việc chuyển sang giai đoạn vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

Rủi ro:

- Nguồn cung than hạn chế và nan giải hợp đồng than nhập khẩu: Nhiều nhà máy nhiệt điện ở miền Bắc đã ngừng hoạt động do thiếu than trong hai tháng qua. Việc này có thể gây ra tình trạng thiếu điện trong tháng 12/2018 và 2019. Bên cạnh đó, việc nhập khẩu than cũng không dễ dàng do chuỗi cung ứng phức tạp và điều kiện thanh toán rườm rà.
- Rủi ro từ nguồn nhiên liệu khí đầu vào: Thiếu khí hiện là rủi ro lớn nhất đối với các nhà máy nhiệt điện khí từ cuối năm 2018 cho đến 2020. Mặt khác, khả năng cao giá dầu sẽ còn dao động mạnh, điều này sẽ ảnh hưởng mạnh đến ước tính của chúng tôi.

Khuyến nghị:

- Trong ngắn hạn, chúng tôi đánh giá ngành Điện Việt Nam sẽ được hưởng lợi từ các yếu tố sau: (1) Tăng trưởng mạnh về nhu cầu điện; (2) Các nhà máy nhiệt điện sẽ có cơ hội tăng sản lượng trong năm 2019 để bù đắp cho sự suy giảm ngắn hạn của thủy điện do hiện tượng El Nino. Về lâu dài, chúng tôi vẫn giữ quan điểm tích cực về kỳ vọng kế hoạch tái cơ cấu ngành điện sẽ làm tăng khả năng cạnh tranh trên thị trường.
- Do đó, chúng tôi đưa ra khuyến nghị **TĂNG TỶ TRỌNG** với cổ phiếu **CTCP Nhiệt điện Phả Lại (HSX: PPC)**.

Vũ Ngọc Hồng Hạnh

(+84 28) 3914 8585 - Ext: 1469

hanh.vn@kisvn.vn

www.kisvn.vn

10-07-2019

Phòng Phân Tích - KIS Việt Nam

Trang 1

Bloomberg: KISVN <GO>

1. Tình trạng thiếu điện có thể xuất hiện ở Việt Nam từ 2020

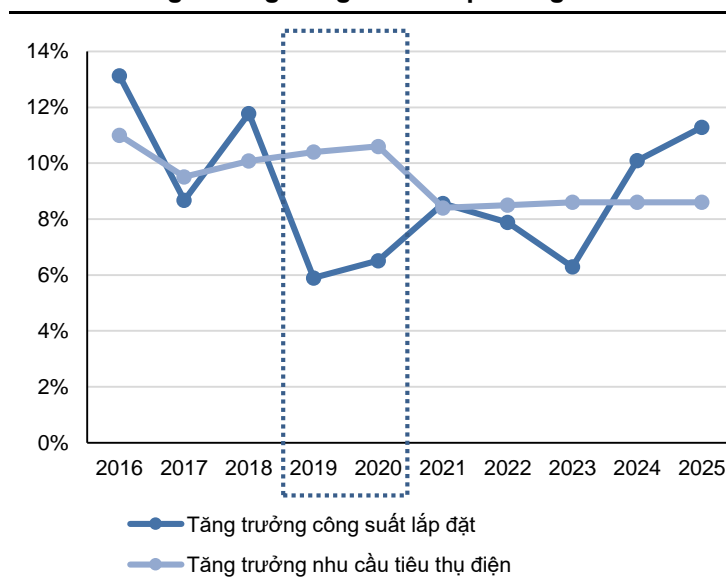
1.1. Nhu cầu tăng vọt tạo ra cơ hội mới

1.1.1 Nhu cầu về điện sẽ đạt mức kỷ lục mới 38,000MW

Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh (QHĐ VII*), để đáp ứng mục tiêu tăng trưởng GDP 7% mỗi năm trong giai đoạn 2016 - 2030, tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện sẽ phải đạt 10.4% trong giai đoạn 2016 - 2020; 8.4% trong giai đoạn 2021 - 2025 và 7.0% trong giai đoạn 2026 - 2030.

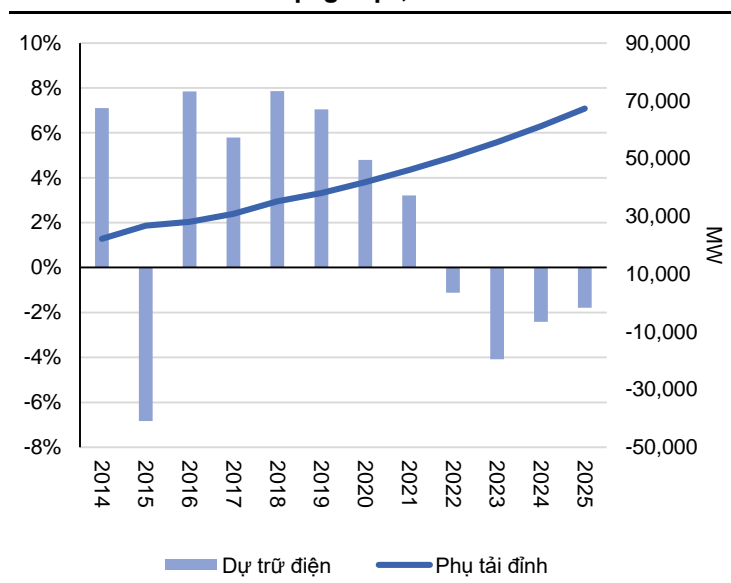
Trên thực tế, năm 2018, tổng mức tiêu thụ điện đạt khoảng 192.2 tỷ kWh (bao gồm cả điện nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào), tăng 10.1% so với năm 2017. Cụ thể, nhu cầu phụ tải cực đại của hệ thống điện quốc gia năm 2018 đạt 35,126MW, tăng 13.8% n/n. Năm 2019 và 2020 nhu cầu điện sẽ đạt mức cao nhất từ trước đến nay, theo dự báo trong QHĐ VII*. Do nhu cầu tăng vọt, từ đầu năm 2019, Điện lực Việt Nam (EVN) đã huy động tối đa kể cả các nhà máy sử dụng dầu FO và DO để đảm bảo nhu cầu phụ tải đỉnh của hệ thống bất kể chi phí tốn kém như thế nào (tương đương 2 đến 3 lần giá bán bình quân của nhà máy nhiệt điện khí hiện tại).

Hình 01. Tăng trưởng cung & cầu điện năng



Nguồn: EVN NLDC, KIS

Hình 02. Nhu cầu sử dụng điện, 2014 – 2025.



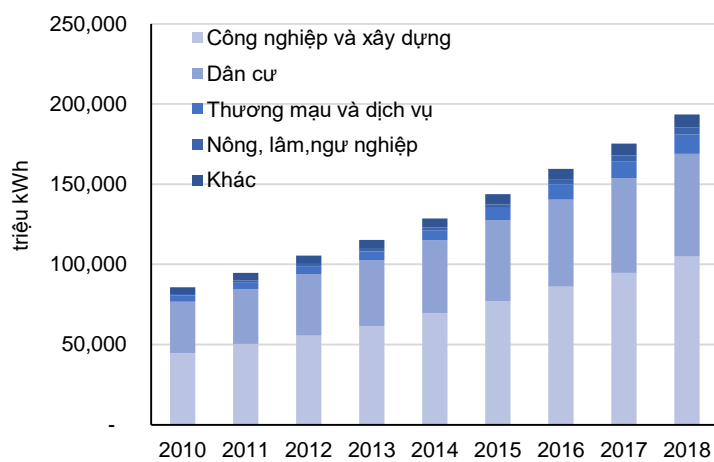
Nguồn: EVN NLDC, KIS

1.1.2 Dòng vốn FDI ồ ạt đổ vào Việt Nam trong năm 2019

Ngành công nghiệp hiện là ngành tiêu thụ năng lượng cao nhất và sẽ tiếp tục giữ vị trí này trong nhiều năm tới vì Việt Nam vẫn đang trong quá trình đẩy mạnh công nghiệp hóa. Công nghiệp và Xây dựng đóng một vai trò quan trọng trong thị trường điện do luôn chiếm hơn 53% tổng lượng điện tiêu thụ trong nước từ năm 2011 cho đến nay.

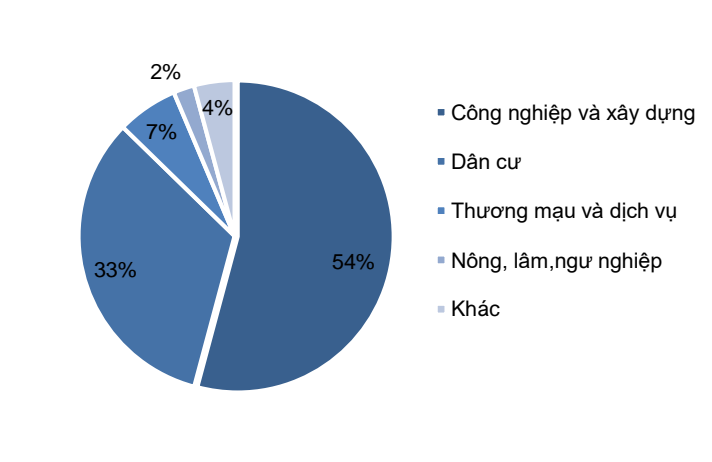
Bên cạnh đó, bước nhảy vọt của dòng vốn FDI vào Việt Nam trong những năm gần đây được coi là động lực chính đằng sau sự bùng nổ của nhu cầu điện quốc gia. Dòng vốn FDI đổ vào nền kinh tế cho việc xây dựng cơ sở hạ tầng đã thúc đẩy các hoạt động sản xuất, chế tạo và giao thông. Năm 2018, đã có hơn 2,700 dự án FDI mới ở Việt Nam với tổng số vốn đăng ký khoảng 35 tỷ USD, trong đó 46.7% được giải ngân vào chế biến và sản xuất. Dữ liệu từ Cục Đầu tư nước ngoài thuộc Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho thấy các nhà đầu tư nước ngoài đã đăng ký rót 2.15 tỷ USD (+16.8% n/n) vào Việt Nam trong 5 tháng đầu năm nay, vốn FDI giải ngân đạt 1.6 tỷ USD (-3% n/n). Việc giải ngân vốn FDI tiếp tục tập trung vào các lĩnh vực chế biến và sản xuất với tổng số vốn là 12 tỷ USD, chiếm 71.8% tổng vốn đăng ký. Do đó, chúng tôi tin rằng dòng vốn FDI này sẽ là động lực to lớn thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ điện năng ở Việt Nam trong giai đoạn sắp tới.

Hình 03. Cơ cấu nhu cầu điện quốc gia, 2010 - 2019



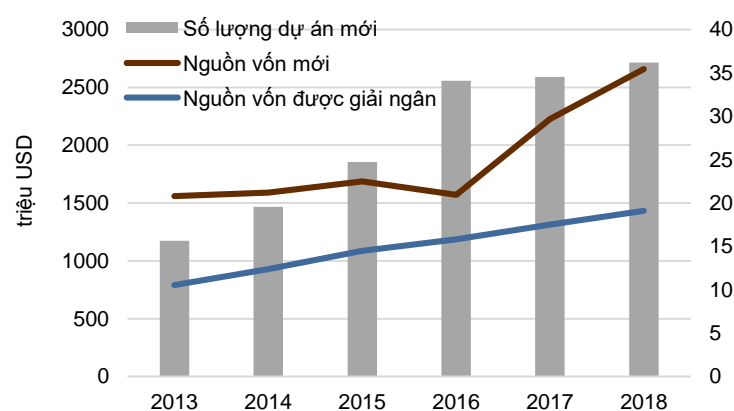
Nguồn: EVN, KIS

Hình 04. Cơ cấu nhu cầu điện quốc gia, 2019



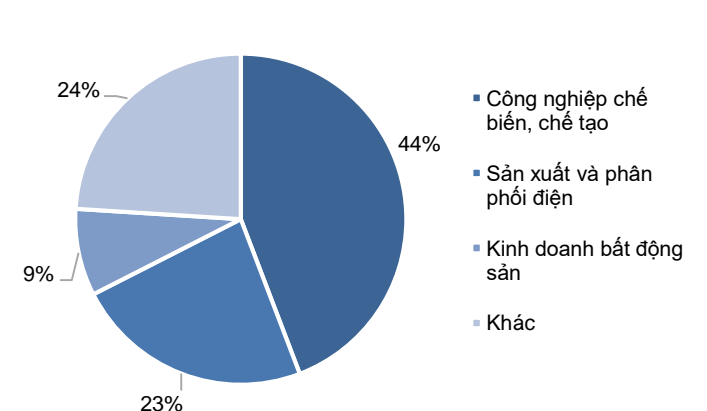
Nguồn: EVN, KIS

Hình 05. Dòng vốn FDI qua các năm, 2013 - 2018



Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, KIS

Hình 06. Nhóm ngành thu hút FDI nhiều nhất



Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, KIS

1.2. 10.000MW từ các dự án nhà máy điện chậm tiến độ

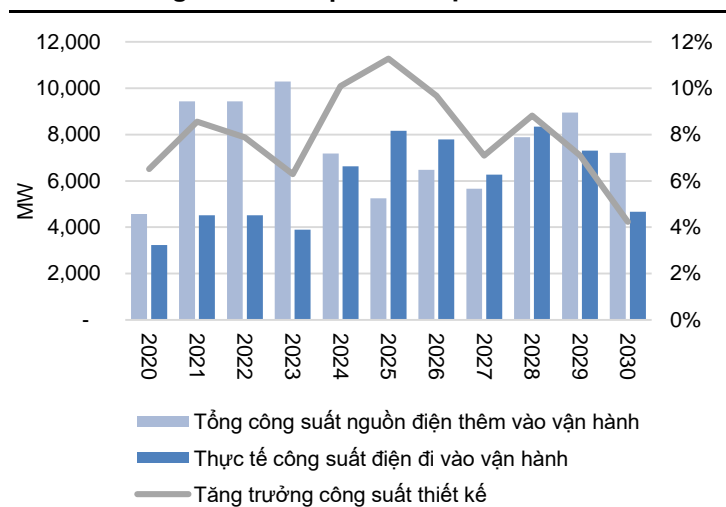
Năm/Giai đoạn	Tổng công suất đưa vào vận hành (MW)		Chênh lệch (MW)
	Theo QHĐ VII điều chỉnh	Sau rà soát	
Từ 2019 đến 2020	10,801	6,880	-3,921
2019	6,230	3,650	-2,580
2020	4,571	3,230	-1,341
Từ 2021 đến 2025	38,010	30,485	-7,525
2021	9,435	4,520	-4,915
2022	10,290	3,890	-6,400
2023	7,185	6,635	-550
2024	5,250	8,170	2,920
2025	5,850	7,270	1,420
Từ 2025 đến 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: Phụ lục QHĐ VII điều chỉnh

Vào cuối năm 2018, tổng số nhà máy điện đang hoạt động là 127 (không bao gồm các nhà máy thủy điện nhỏ) với tổng công suất vận hành là 49,590 MW (không tính điện nhập khẩu). Tổng công suất vào vận hành trong 6 năm từ 2019 - 2025 dự kiến sẽ vào khoảng 80,555MW, thấp hơn 15,200MW so với cơ cấu nguồn điện theo QHĐ VII điều chỉnh. Một trong những lý do cho việc chậm tiến độ là do sự phối hợp thiếu đồng bộ giữa quy hoạch điện và các quy hoạch liên quan khác như giao thông, đất đai và đô thị.

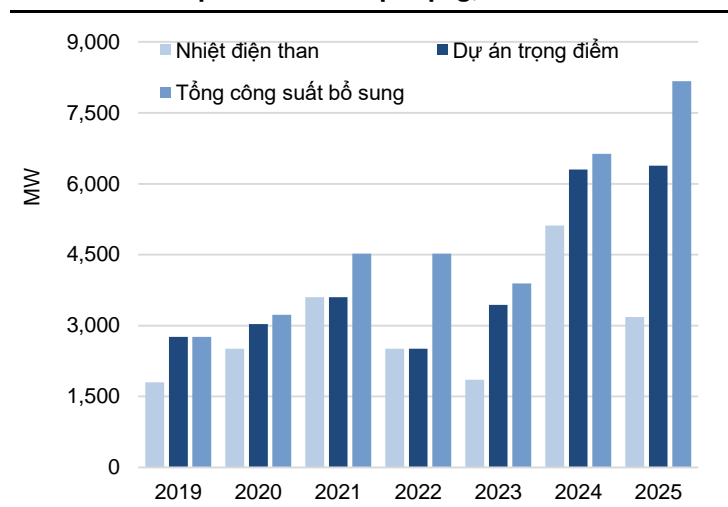
Cứ mỗi 1,200MW dự án điện than ở miền Nam chậm tiến độ sẽ làm tăng tình trạng thiếu điện ở miền Nam thêm 7.2 - 7.5 tỷ kWh/năm. Do đó, xác suất xảy ra tình trạng thiếu điện trong năm 2019 - 2023 là khá cao. Đặc biệt, năm 2020 sẽ là năm tồi tệ nhất khi nhiều dự án lớn ở miền Nam đã bị trì hoãn đến năm 2026 - 2030. Biên dự phòng điện trong 2019 và từ 2022 - 2025 hoàn toàn có nguy cơ giảm xuống 7%; nói cách khác, Việt Nam có thể phải đối mặt với nguy cơ thiếu điện cao.

Hình 07. Công suất vào vận hành qua các năm



Nguồn: EVN, KIS

Hình 08. Các dự án đi vào hoạt động, 2019-2025



Nguồn: EVN, KIS

2. Tìm kiếm giải pháp thay thế

2.1. LNG

Đối mặt với vấn đề thiếu điện than, đã có nhiều ý kiến về nguồn giải pháp thay thế. Một trong số đó là khí tự nhiên hoá lỏng - LNG. Việt Nam có thể sử dụng LNG để cung cấp nhiên liệu cho các dự án điện khí với công suất phát điện hơn 7,500MW, bổ sung thêm một nguồn nhiên liệu cho các dự án năng lượng sạch. Theo Phó Tổng Giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PetroVietnam), vào cuối năm 2022, 1 triệu tấn LNG sẽ được cung cấp mỗi năm cho nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và 4 với công suất kết hợp 1,500MW. Tuy nhiên, chi phí cao lại là nhược điểm lớn của LNG. Giá nhiệt điện than vẫn ở mức 1,600 đồng (6.8 UScent), thấp hơn nhiều so với điện từ LNG, ở mức 2,500 đồng (10.7 UScent).

2.2. Năng lượng mặt trời

Nguồn thay thế thứ hai là năng lượng mặt trời. Để dần xóa bỏ gánh nặng từ than đá, Việt Nam có thể khai thác sức mạnh của điện mặt trời, vốn vẫn chưa được tận dụng triệt để. Bộ Công thương đã ban hành chính sách (dự thảo) cho cơ chế hỗ trợ giá cố định (FiT), có hiệu lực từ ngày 01/07/2019 đến ngày 30/06/2021. Không giống như biểu giá FiT cố định ban đầu, dự thảo đưa ra các mức giá khác nhau, tùy thuộc vào 4 vùng chiếu xạ của Việt Nam và 4 công nghệ năng lượng mặt trời.

Mặc dù vậy, năng lượng mặt trời không hoàn toàn đáng tin cậy vì không phải luôn có sẵn để đáp ứng nhu cầu điện. Trên thực tế, mặt trời không phải chiếu sáng trong suốt cả ngày và có thể bị ảnh hưởng bởi điều kiện thời tiết (vd như ngày mưa, mây lớn, v.v.). Do đó, sản lượng điện thực tế của các nguồn điện mặt trời thấp hơn nhiều so với sản lượng tiềm năng, hơn nữa không ổn định bằng những nguồn phát điện truyền thống. Sản lượng trung bình của các nhà máy điện mặt trời tập trung (CSP)

chỉ bằng 38% tiềm năng và hiệu suất các tấm pin quang điện (PV) chỉ đạt 20%, theo Viện Kinh tế Chính trị Mặt trời (IPE). Do đó, xét về khả năng huy động, hệ thống điện quốc gia vẫn phụ thuộc vào các nguồn dự phòng ổn định và dễ kiểm soát hơn như than đá và khí tự nhiên.

Bên cạnh đó, công nghệ phát điện từ năng lượng gió, khí sinh học và chất thải đang dần phát triển. Mặc dù đầu tư nước ngoài và trong nước đang gia tăng trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, nhà đầu tư vẫn gặp nhiều trở ngại như: (1) Công suất lưới điện không đủ; (2) Thiếu nguồn nhân lực trình độ cao; (2) Chi phí đầu tư lớn cho các công nghệ mới; (4) Các điều khoản Hợp đồng mua bán điện (PPA) còn nhiều bất cập. Do đó, điện tái tạo sẽ không có tác động đáng kể ít nhất trong 2 năm tới.

Bảng 01. Cơ chế hỗ trợ cho năng lượng tái tạo

Nguồn phát điện	Công nghệ	Giá phí	Giá bán điện
Thủy điện nhỏ	Phát điện	Theo biểu giá chi phí tránh được hàng năm	598-663 đồng/kWh (tùy thời gian, khu vực); 302-320 đồng/kWh (phần điện năng dư so với hợp đồng); 2,158 đồng/kWh (giá công suất)
Gió	Phát điện	Biểu giá cố định (FIT) trong 20 năm	8.5 USc/kWh (trên mặt đất) và 9.8USc/kWh (ngoài khơi) (COD trước tháng 11/2021)
Sinh khối	Đồng phát nhiệt – điện	Biểu giá cố định (FIT) trong 20 năm	5.8 USc/kWh
	Phát điện		7.5551 USc/kWh (miền Bắc) 7.3458 USc/kWh (miền Trung) 7.4846 USc/kWh (miền Nam)
Rác	Đốt trực tiếp	Biểu giá cố định (FIT) trong 20 năm	10.5 USc/kWh
	Sử dụng khí thải từ bãi chôn lấp		7.28 USc/kWh
Năng lượng mặt trời	Điện hoà lưới	Biểu giá cố định (FIT) trong 20 năm	9.35 USc/kWh (COD trước ngày 30/6/2019)

Nguồn: KIS, Bộ Công thương

3. Nhiệt điện vẫn đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia

3.1. El Nino vẫn tiếp diễn

Theo Quyết định số 109/QĐ-ĐTĐL (có hiệu lực từ ngày 01/01/2019), EVN sẽ giảm tỷ lệ sản lượng hợp đồng năm (Qc) xuống 80%. Theo dự kiến, các nhà máy thủy điện sẽ được hưởng lợi đầu tiên từ Qc giảm do có chi phí thấp nhất. Tuy nhiên, ảnh hưởng từ điều kiện thời tiết đã khiến các nhà máy này phải chịu kết quả kinh doanh kém trong quý đầu tiên do sự trở lại của El Nino trong sáu tháng đầu năm. El Nino đã gây ra hạn hán lan rộng, đặc biệt là ở khu vực miền Trung, nơi có các nhà máy thủy điện lớn. Điều này đã mang lại cơ hội cho các nhà máy nhiệt điện than và khí.

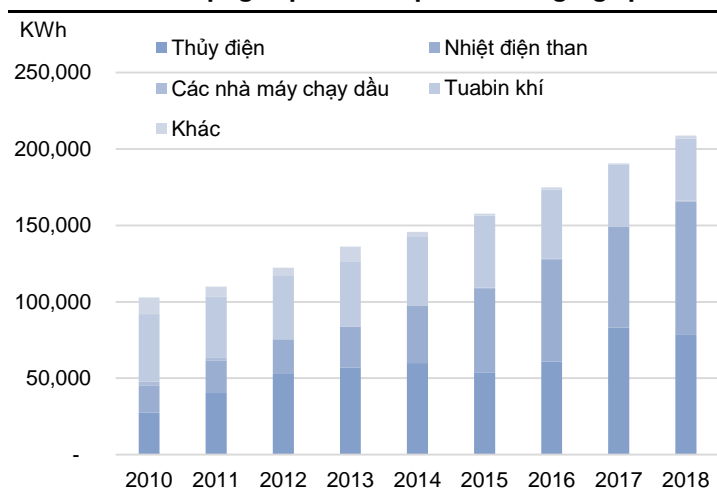
Đầu tháng 06/2019, theo báo cáo mới nhất của A0, tổng khối lượng dự trữ hiện tại ở các hồ chứa khu vực miền Trung và Nam Bộ chỉ đủ để sản xuất 1.3 tỷ kWh, tương

đương với nhu cầu điện trong hai ngày. Nói cách khác, các nhà máy thủy điện không có đủ nước để hoạt động.

3.2. Sản lượng các mỏ dầu sụt giảm

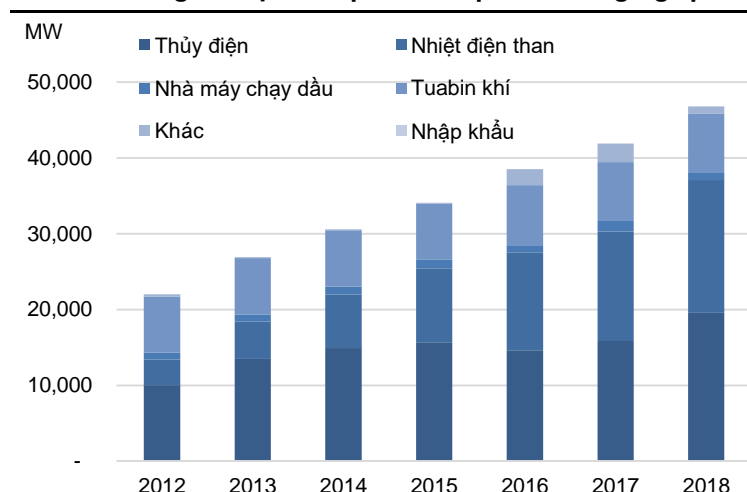
Bên cạnh các nhà máy thủy điện, các mỏ dầu đang cạn kiệt cũng không thể đảm bảo cung cấp khí đốt cho nhà máy điện khí chạy toàn công suất. Khu vực Đông Nam Bộ chỉ có thể cung cấp 18 – 18.5 triệu m³ tại một thời điểm, trong khi nhu cầu sản xuất điện thường xuyên là 21.5 - 22 triệu m³; khu vực Tây Nam Bộ chỉ cung cấp được 4.2 – 4.5 triệu m³ so với nhu cầu 6.2 triệu m³. Điều này tạo cơ hội cho các nhà máy nhiệt điện khi EVN phải huy động thêm điện từ các nguồn khác. Thật vậy, một số nhà máy nhiệt điện đã có kết quả kinh doanh tích cực trong quý đầu tiên của năm.

Hình 09. Sản lượng điện theo loại hình công nghệ



Nguồn: KIS

Hình 10. Công suất phát điện theo loại hình công nghệ



Nguồn: KIS

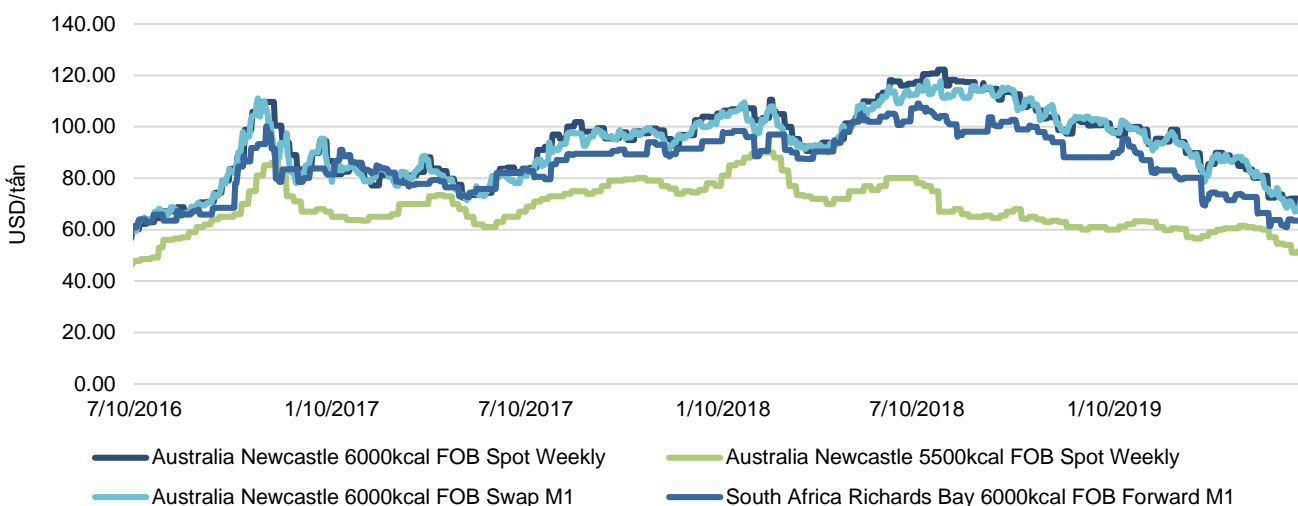
3.3. Hợp đồng cung cấp than dài hạn

Hợp đồng cung cấp than dài hạn với TKV (Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam) đang trở thành điểm tựa đặc biệt cho nhiều nhà máy nhiệt điện từ năm 2019. Nhờ hiệu ứng El Nino mạnh mẽ năm nay, cơ hội thực sự đến với các nhà máy nhiệt điện than, đặc biệt là những nhà máy nằm gần các nhà cung cấp than.

Đối với PPC, QTP, HND và Mông Dương (GENCO3) ngoài việc ký hợp đồng than dài hạn với TKV, các nhà máy này còn được ưu tiên cung cấp đủ lượng than để sẵn sàng được huy động theo Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia. Do đó, hiệu suất của các nhà máy này trong 1Q2019 đạt mức cao từ 60% đến 72%. Mặt khác, đối với các nhà máy nhiệt điện khác cách xa nguồn cung than như Vĩnh Tân 2 và Vũng Áng, TKV chỉ đảm bảo cung cấp cho họ khoảng 50-60% nhu cầu; còn lại sẽ phải tự nhập khẩu. Điều này sẽ kéo theo những rủi ro liên quan đến biến động giá than FOB, thời gian

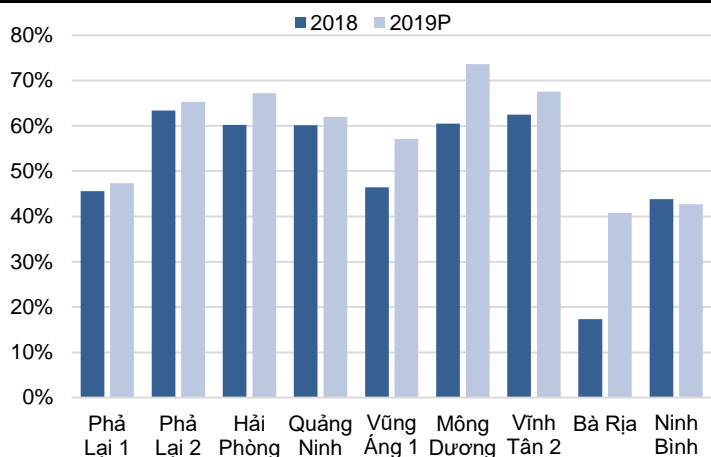
vận chuyển lâu, v.v ... Tóm lại, hợp đồng than dài hạn sẽ đảm bảo các nhà máy nhiệt điện duy trì hoạt động.

Hình 11. Giá than quốc tế



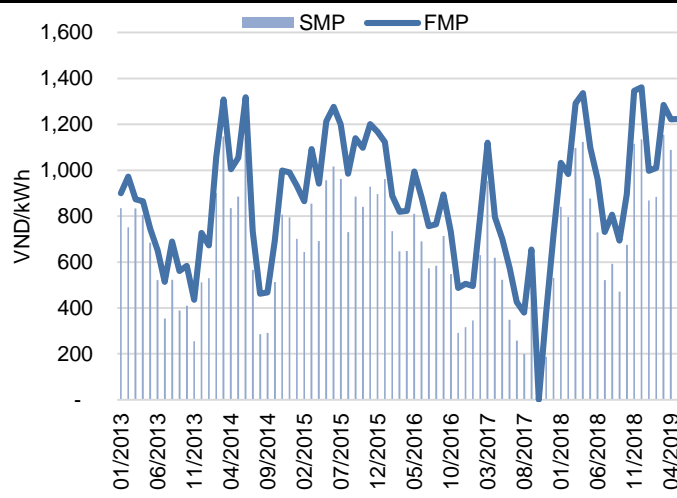
Nguồn: KIS, Bloomberg.

Hình 12. Hiệu suất các nhà máy nhiệt điện lớn, 2018 - 2019



Nguồn: KIS

Hình 13. Giá thị trường toàn phần (FMP) và giá thị trường điện năng (SMP)



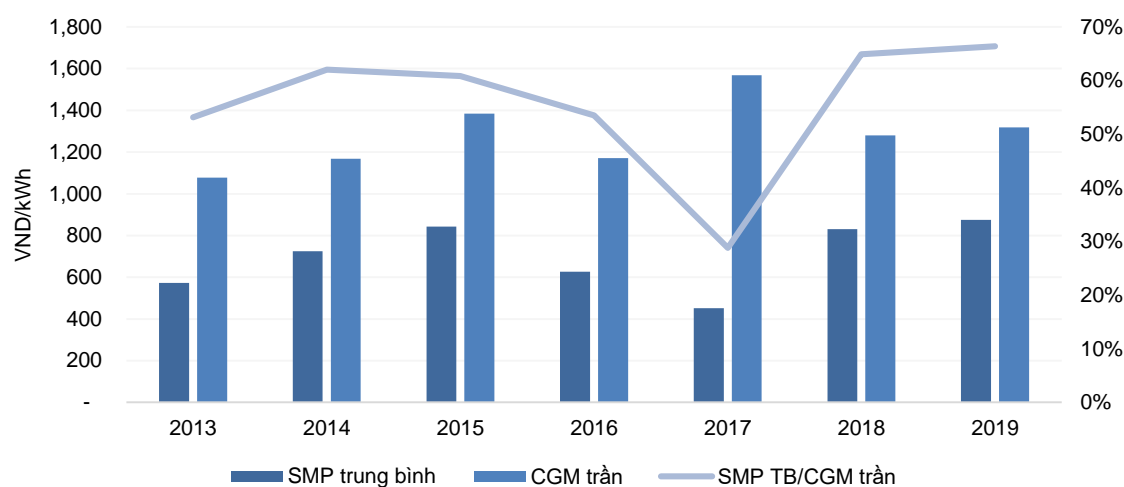
Nguồn: KIS

4. Triển vọng thị trường phát điện cạnh tranh: SMP rất gần với mức giá trần CGM

Giá điện năng thị trường giao ngay (SMP) về cơ bản phản ánh sự cân bằng giữa cung và cầu cũng như điều kiện vận hành thực tế của hệ thống điện Việt Nam theo mùa (đặc biệt đối với trường hợp nhà máy thủy điện). EVN đã áp dụng giá trần thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) và điều chỉnh hàng năm.

Trong vòng 5 năm, giá CGM đã tăng 52% từ mức 868 đồng/kWh năm 2012 lên 1,319 đồng/kWh năm 2019. Xu hướng tăng này rất tích cực đối với tất cả các nhà máy điện tham gia thị trường cạnh tranh. Trong 5T2019, với thời gian El Nino dài bất thường, giá CGM trung bình đạt mức cao kỷ lục, đạt đỉnh vào tháng 3 với mức giá SMP là 1,155 đồng. Khoảng cách giữa SMP trung bình và giá trần đã được thu hẹp đáng kể qua các năm. Điều này cho thấy rõ ràng các nhà máy điện tham gia vào thị trường điện cạnh tranh không chỉ hiệu quả hơn mà còn giảm thể độc quyền của EVN. Về cơ bản, đó là một tín hiệu tốt cho việc chuyển đổi sang giai đoạn tiếp theo - thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

Hình 14. Giá trần trên thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) so với giá SMP trung bình



Nguồn: KIS

5. Yếu tố rủi ro: Biến động giá nguyên liệu đầu vào

5.1. Nhập khẩu than – Điều không đơn giản

Nguồn than trong nước hiện không đủ để cung cấp cho các nhà máy điện. Năm 2018, theo dữ liệu sơ bộ do Tổng cục Hải quan công bố, tổng sản lượng than chỉ đạt 36.8 triệu tấn. Kế hoạch sản xuất cho năm 2019 là gần 39 triệu tấn than nguyên liệu (trong đó 36 triệu tấn là than sạch). Trong 6 tháng đầu năm 2019, lượng than cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện là 26.9 triệu tấn. Để đáp ứng kế hoạch năm 2019, cần nhập khẩu ít nhất 11 triệu tấn than. Hơn nữa, KIS ước tính lượng than cần cho sản xuất điện sẽ đạt 60 triệu tấn vào năm 2020 và 86 triệu tấn vào năm 2025.

Tuy nhiên, việc nhập khẩu than có nhiều bất lợi như sau:

- Mỗi tổ máy phát điện sẽ có thông số kỹ thuật riêng, với tỉ lệ phối trộn than nhập khẩu và than trong nước là hoàn toàn khác nhau. Điều này đòi hỏi mỗi nhà máy phải chủ động tìm nguồn than và loại than phù hợp với tổ phát điện của mình.

- Cho đến nay, giá than trung bình toàn cầu đang phục hồi và tăng vọt, cao hơn giá than trong nước khoảng 15% (khoảng 2 triệu đồng/tấn).

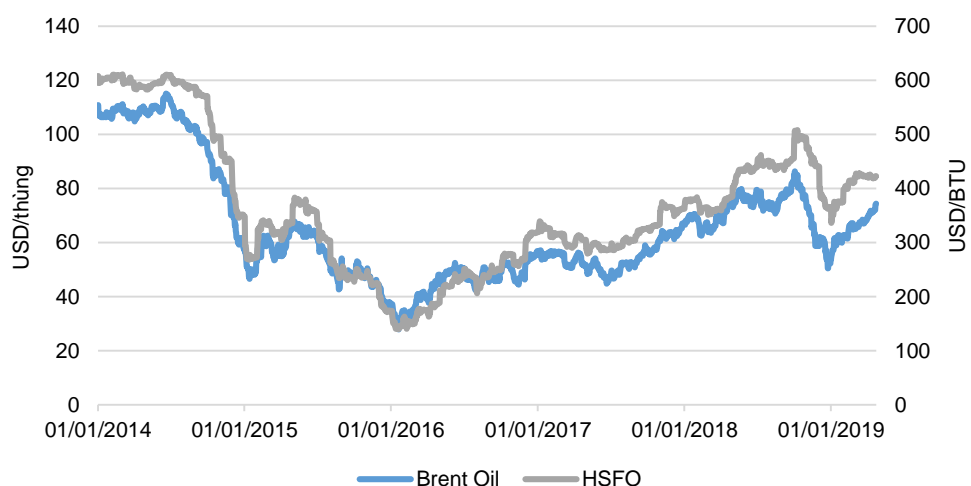
5.2. Nguồn cung khí trong nước hạn chế

Hiện nay, lượng khí cấp cho các nhà máy điện khí ở miền Nam cũng thiếu hụt tới gần 450 triệu m³, lại thường xảy ra sự cố, gây ra tình trạng sản lượng điện thiếu hụt khoảng 2.5 tỷ kWh. Thêm vào đó, từ năm 2020 trở đi, các nguồn nhiên liệu chính để bổ sung không hoàn thành đúng tiến độ (như dự án mỏ khí Lô B và Cá Voi Xanh), dẫn tới việc thiếu khí trong những năm tiếp theo sẽ ngày càng trầm trọng.

Theo cuộc họp giữa EVN và EVN GENCO3, từ ngày 01/01/2019, nguồn cung khí cấp cho sản xuất điện của Tổng Công ty Khí Việt Nam (PVGas) khoảng 20 triệu m³ mỗi ngày; trong đó lượng khí phân bổ cho các nhà máy nhiệt điện Phú Mỹ, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2 và Bà Rịa là 14 triệu m³ mỗi ngày. Tuy nhiên, sản lượng khí cần để các nhà máy điện này hoạt động với công suất tối đa trong thời gian nắng nóng cao điểm phải ở mức 17.5 triệu m³ mỗi ngày. Điều này đồng nghĩa với việc nguồn cấp khí hiện tại của PVGas không đủ để các nhà máy điện này hoạt động hết công suất, đặc biệt là trong những tháng cao điểm của mùa khô 2019.

Đặc biệt, từ năm 2023, nguồn cấp khí đốt cho sản xuất điện từ các mỏ khí trong nước sẽ bị thiếu trầm trọng, do mỏ Nam Côn Sơn ngừng khai thác sớm hơn dự tính. Theo báo cáo của PV Gas, LNG sẽ được nhập khẩu từ năm 2022 để bù đắp cho lượng khí thiếu hụt. Tuy nhiên, kế hoạch này là không khả thi vì dự án kho cảng LNG Thị Vải vẫn chưa được triển khai.

Hình 15. Giá dầu Brent và dầu FO, 2014-2019.



Nguồn: Bloomberg, KIS

6. Cổ phiếu theo dõi

Khuyến nghị & Giá mục tiêu			Thu nhập và Định giá										
Công ty			D.Thu (tỷ đồng)	EBIT (tỷ đồng)	NPAT (tỷ đồng)	EPS (đồng)	BPS (đồng)	PE (x)	PB (x)	ROE (%)	EV/EBITDA (x)	DY (%)	
PPC (HSX: PPC)	Khuyến nghị	MUA	2016	5,977	1,711	554	1,711	16,204	17.5	1.9	10%	17.9	7%
	Giá mục tiêu (đồng)	35,000	2017	6,236	2,663	854	2,663	17,082	11.3	1.8	16%	10.8	10%
	Giá hiện tại (đồng)	30,350	2018	7,117	3,603	1,155	3,603	17,724	8.3	1.7	21%	7.1	9%
	Vốn hoá (tỷ đồng)	9,971	2019F	7,725	3,231	1,036	3,231	17,902	9.3	1.7	18%	6.5	10%
			2020F	7,171	2,568	823	2,568	17,417	11.7	1.8	15%	8.5	10%
NT2 (HSX: NT2)	Khuyến nghị	NĂM GIỮ	2016	7,983	1,295	1,086	3,691	17,230	7.2	1.5	22%	5.5	12%
	Giá mục tiêu (đồng)	28,300	2017	6,761	1,279	810	2,762	17,317	9.6	1.5	16%	5.2	10%
	Giá hiện tại (đồng)	26,800	2018	7,670	914	782	2,687	12,795	9.9	2.1	18%	6.5	27%
	Vốn hoá (tỷ đồng)	7,715	2019F	7,785	1,156	975	3,357	13,652	7.9	1.9	26%	5.2	9%
			2020F	7,707	765	646	2,215	13,368	12.0	2.0	17%	6.1	9%
VSH (HSX: VSH)	Khuyến nghị	NĂM GIỮ	2016	448	245	258	1,204	13,735	14.1	1.2	9%	17.1	6%
	Giá mục tiêu (đồng)	21,600	2017	527	287	284	1,346	14,084	12.6	1.2	10%	18.0	6%
	Giá hiện tại (đồng)	18,750	2018	564	324	306	1,437	14,520	11.8	1.2	10%	19.6	6%
	Vốn hoá (tỷ đồng)	3,867	2019F	435	204	206	966	14,486	17.6	1.2	7%	38.1	6%
			2020F	2,034	1,506	880	4,132	16,618	4.1	1.0	27%	6.2	12%
POW (HSX: POW)	Khuyến nghị	MUA	2016	28,212	3,027	1,517	494	11,048	31.4	1.4	4%	8.8	0%
	Giá mục tiêu (đồng)	18,800	2017	29,710	4,107	2,602	1,026	11,437	15.1	1.4	9%	7.2	0%
	Giá hiện tại (đồng)	14,800	2018	32,663	3,420	2,052	716	10,474	21.7	1.5	7%	7.5	0%
	Vốn hoá (tỷ đồng)	34,659	2019F	34,361	3,902	2,767	990	10,864	15.7	1.4	9%	6.9	4%
			2020F	38,988	4,650	3,529	1,368	11,633	11.3	1.3	12%	7.5	4%

Nguồn: Dữ liệu công ty, KIS

Dữ liệu vào ngày 09/07/2019

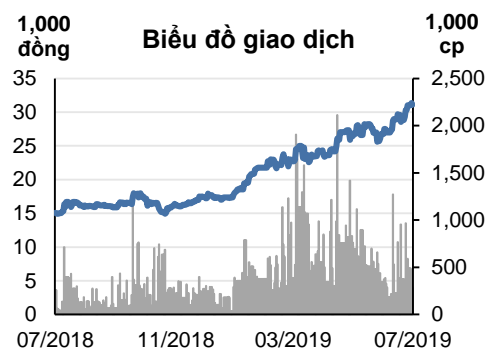
7. Cổ phiếu khuyến nghị: PPC

Cổ phiếu

PPC Than đá hóa kim cương

Đánh giá TĂNG TỶ TRỌNG

Giá thị trường (VND)	30,350
Giá mục tiêu 1 năm (VND)	33,000
Tỷ lệ tăng giá bình quân năm	10%
Suất sinh lợi cổ tức	10%
Suất sinh lợi bình quân năm	20%



Diễn biến giá cổ phiếu (%)

	YTD	1T	3T	12T
Tuyệt đối	80%	16%	32%	107%
Tương đối	70%	15%	33%	99%

Nguồn: Bloomberg, so với VNIndex

Thống kê

10-07-19

Thấp/Cao 52 tuần (VND)	14.9k-31.4k
SL lưu hành (triệu cp)	321
Vốn hóa (tỷ đồng)	9,971
Vốn hóa (triệu USD)	429
% khối ngoại sở hữu	15%
SL cp tự do (triệu cp)	79
KLGD TB 3 tháng (cp)	616,732
VND/USD	23,234
Index: VNIndex/HNX	967/105

Nguồn: Bloomberg

Cơ cấu sở hữu

10-07-19

EVN GENCO2	51.92%
CTCP Cơ điện lạnh (REE)	24.14%
Samarang Ucits - Samarang Asian Prosperit	9.13%

Nguồn: Bloomberg

Quan điểm đầu tư:

– **Ký kết thành công hợp đồng than dài hạn với Vinacomin:** Mặc dù năm 2018 thiếu than, nguồn cung hiện nay vẫn đủ và không phải là mối lo ngại đối với PPC. PPC đã đạt thỏa thuận cung cấp than dài hạn với TKV, trong đó, TKV cam kết cung cấp 3.5 triệu tấn than cho PPC trong 2019 (gồm 70% than nội địa và 30% than trộn). Nhờ đó, PPC sẽ đảm bảo sản lượng điện thương phẩm ít nhất là 5.3 triệu kWh, tăng 4% n/n. Hiện tại, giá than cơ sở tại nhà máy nhiệt điện Phả Lại là khoảng 1,800 đồng (bao gồm 15 đồng phí vận chuyển). Chúng tôi đã đưa sự thay đổi này vào các giả định giá than trong mô hình định giá.

– **Đóng góp tích cực từ nhà máy nhiệt điện Hải Phòng (HND) và Quảng Ninh (QTP):** HND đạt mục tiêu trả cổ tức bằng tiền mặt 750 đồng/cổ phiếu vào năm 2019, do không còn dự phòng lỗ tỷ giá trong quá trình xây dựng từ năm 2019 trở đi (năm 2018 lỗ 299 tỷ đồng). Trong khi đó, chúng tôi giả định QTP sẽ không trả cổ tức trong 2019 nhưng kỳ vọng sẽ có cổ tức bằng tiền mặt 500 đồng/cổ phiếu từ 2020 trở đi.

– **Mùa mưa đã đến, nhưng El Nino có thể kéo dài đến tháng 11:** Theo dự báo của Trung tâm Dự báo Khí tượng Thủy văn, hiện tượng El Nino có thể sẽ kéo dài đến tháng 11/2019. Do đó, nhà máy nhiệt điện của PPC vẫn có thể tăng sản lượng, tạo điều kiện gia tăng doanh thu. Đây có thể là điều thị trường kỳ vọng nhất ở PPC giai đoạn hiện tại. Vào cuối tháng 6, trữ lượng của hầu hết các hồ thủy điện vừa và lớn ở miền Bắc chỉ đạt 40 - 50% công suất thiết kế, thấp hơn nhiều so với tháng trước. Trong điều kiện El Nino, nguồn huy động điện chính ở miền Bắc sẽ là điện than.

– **Hầu như không còn rủi ro ngoại hối từ 2020:** Tính đến cuối năm 2018, số dư nợ dài hạn còn lại của PPC là hơn 2.5 tỷ yên Nhật, tương đương hơn 530 tỷ đồng. Theo kế hoạch trả nợ, PPC sẽ trả 506.5 tỷ đồng nợ gốc trong năm 2019, do đó rủi ro liên quan tới tỷ giá hối đoái gần như được loại bỏ.

– Năm 2019, chúng tôi kỳ vọng PPC có thể duy trì cổ tức tiền mặt đều đặn 3,000 đồng/cổ phiếu từ 2018 trở đi. Không bao gồm các tác động của dự án PPC3 trong mô hình, chúng tôi ước tính LNST 2019 của PPC là 1,016 tỷ đồng (-12% n/n), nhờ tăng trưởng doanh số 3.9% và giả định giá CGM tăng 3%, bù đắp cho giá than cao hơn và sản lượng hợp đồng giảm nhẹ.

Rủi ro:

– Do sự xuống cấp của Phả Lại 1 và mức tiêu thụ nhiên liệu cao, hoạt động kinh doanh cốt lõi của PPC phụ thuộc rất nhiều vào sản lượng điện hợp đồng (Qc) được bán thông qua Hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN. Do đó, với kỳ vọng Qc giảm, Phả Lại 1 sẽ mất khả năng cạnh tranh trên thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM).

Khuyến nghị:

– Chúng tôi kỳ vọng công ty sẽ có tốc độ tăng trưởng lợi nhuận ổn định (do không có dự án xây dựng hoặc dự án mới nào ít nhất cho đến năm 2026). Về mặt tích cực, với việc gần như loại bỏ rủi ro tỷ giá và nợ vay từ năm 2020 khiến dòng tiền hàng năm dồi dào, chúng tôi kỳ vọng PPC sẽ có thể trả cổ tức bằng tiền mặt liên tục ở mức 3,000 đồng mỗi năm. Sử dụng mô hình định giá DDM, chúng tôi định giá cổ phiếu PPC ở mức **33,000 đồng/cổ phiếu** vào cuối năm 2019.

MÔ HÌNH TÀI CHÍNH					
Đơn vị: Tỷ đồng	2016	2017	2018	2019E	2020E
Doanh thu thuần	5,977	6,236	7,117	7,725	7,171
<i>Tăng trưởng (%)</i>	-22%	4%	14%	9%	-7%
GVHB	5,474	5,445	5,936	6,460	6,190
<i>Biên LN gộp (%)</i>	8%	13%	17%	16%	14%
Chi phí BH & QLDN	108	81	81	84	87
EBITDA	468	747	1,134	1,215	928
<i>Biên lợi nhuận (%)</i>	8%	12%	16%	16%	13%
Khấu hao	72	37	35	34	34
Lợi nhuận từ HĐKD	396	710	1,099	1,181	894
<i>Biên LN HĐKD (%)</i>	7%	11%	15%	15%	12%
Chi phí lãi vay ròng	-271.8	-216.3	-158.2	-133.8	-135.3
<i>% so với nợ ròng</i>	17%	14%	9%	8%	7%
Khả năng trả lãi vay (x)	-1.456	-3.283	-6.947	-8.825	-6.606
Lãi/lỗ khác	-52	77	191	-45	0
<i>Trong đó: Hoàn nhập</i>	87	92	179	-45	0
Thuế	62	149	293	254	206
<i>Thuế suất hiệu dụng (%)</i>	10%	15%	20%	20%	20%
Lợi nhuận ròng	554	854	1,155	1,016	823
<i>Biên lợi nhuận (%)</i>	9%	14%	16%	13%	11%
Lợi ích CĐ thiểu số	6	0	0	0	0
LN cho công ty mẹ	549	854	1,155	1,016	823
Số lượng CP (triệu)	326	326	326	326	326
EPS hiệu chỉnh (VND)	1,711	2,663	3,603	3,168	2,568
<i>Tăng EPS (%)</i>	-2%	56%	35%	-12%	-21%
Cổ tức (VND)	2,000	3,000	2,800	3,000	3,000

$EBITDA = DT\ thuần - (GVHB - Khấu\ hao) - Chi\ phí\ BH\ \&\ QLDN$

$EBIT = EBITDA - Khấu\ hao$

$Chi\ phí\ lãi\ vay\ ròng = Chi\ phí\ lãi\ vay - lãi\ tiền\ gửi$

$Lãi/lỗ\ khác\ gồm\ lãi/lỗ\ hoạt\ động\ tài\ chính,\ lãi\ lỗ\ từ\ LDLK\ và\ lãi/lỗ\ khác$

$Tỷ\ lệ\ trả\ cổ\ tức = Cổ\ tức\ đã\ trả / LN\ ròng\ cho\ công\ ty\ mẹ$

CĐKT VÀ DÒNG TIỀN (Tỷ đồng)	2016	2017	2018	2019E	2020E
Thay đổi vốn lưu động	-111	-293	363	50	-84
Capex	83	18	348	-	-
Dòng tiền khác	238	-97	-453	-125	-
Dòng tiền tự do	415	1,263	932	1,125	941
Phát hành cổ phiếu	-	-	-	-	-
Cổ tức	799	1,020	898	979	979
Thay đổi nợ ròng	383	-242	-34	-167	38
Nợ ròng cuối năm	-1,450	-1,692	-1,726	-1,893	-1,855
Giá trị doanh nghiệp	8,375	8,095	8,061	7,894	7,932
Tổng VCSH	5,194	5,477	5,683	5,740	5,585
Lợi ích cổ đông thiểu số	38	-	-	-	-
VCSH	5,156	5,477	5,683	5,740	5,585
Giá trị sổ sách/cp (VND)	16,204	17,082	17,724	17,902	17,417
<i>Nợ ròng / VCSH (%)</i>	-28%	-31%	-30%	-33%	-33%
<i>Nợ ròng / EBITDA (x)</i>	-3.1	-2.3	-1.5	-1.6	-2.0
Tổng tài sản	10,588	7,548	6,975	6,865	6,747

$Nợ\ ròng = Nợ - tiền\ và\ tương\ đương\ tiền$

CHỈ SỐ KHẢ NĂNG SINH LỢI VÀ ĐỊNH GIÁ	2016	2017	2018	2019E	2020E
ROE (%) (không gồm lợi ích CĐ thiểu số)	10%	16%	21%	18%	15%
ROA (%)	5%	11%	17%	15%	12%
ROIC (%)	9%	18%	27%	23%	19%
WACC (%)	15%	15%	15%	15%	15%
PER (x)	17.5	11.3	8.3	9.3	11.7
PBR (x)	1.9	1.8	1.7	1.7	1.8
PSR (x)	1.6	1.6	1.4	1.3	1.4
EV/EBITDA (x)	17.9	10.8	7.1	6.5	8.5
EV/Sales (x)	1.4	1.3	1.1	1.0	1.1
Suất sinh lợi cổ tức (hiệu chỉnh, %)	7%	10%	9%	10%	10%

Liên hệ

Trụ sở chính HCM

Tầng 3, TNR Tower

180-192 Nguyễn Công Trứ, Q1, TP.HCM

Tel: (+84 28) 3914 8585

Fax: (+84 28) 3821 6898

Phòng Môi Giới Khách hàng Tổ chức

Lâm Hạnh Uyên

Trưởng phòng Môi Giới Khách hàng Tổ chức

(+84 28) 3914 8585 (x1444)

uyen.lh@kisvn.vn

Nguyên tắc khuyến nghị

TĂNG TỶ TRỌNG: nếu giá mục tiêu cao hơn 15% hoặc hơn (bao gồm suất sinh lợi cổ tức) so với giá thị trường.

TRUNG LẬP: nếu giá mục tiêu cao/thấp hơn -5 đến 15% (bao gồm suất sinh lợi cổ tức) so với giá thị trường.

GIẢM TỶ TRỌNG: nếu tổng tỷ suất sinh lợi 12 tháng (bao gồm cổ tức) thấp hơn -5%.

Khuyến cáo

Bản báo cáo này do **Công ty Cổ phần Chứng khoán KIS Việt Nam (KIS)** phát hành với sự đóng góp của các chuyên gia của **KIS** được nêu trong báo cáo. Báo cáo này được viết nhằm mục đích cung cấp thông tin cho khách hàng là các tổ chức đầu tư, các chuyên gia hoặc các khách hàng cá nhân của KIS tại Việt Nam.

Bản báo cáo này không nên và không được diễn giải như một đề nghị mua hoặc bán hoặc khuyến khích mua hoặc bán bất cứ khoản đầu tư nào. Khi xây dựng bản báo cáo này, chúng tôi hoàn toàn đã không cân nhắc về các mục tiêu đầu tư, tình hình tài chính hoặc các nhu cầu cụ thể của các nhà đầu tư. Cho nên khi đưa ra các quyết định đầu tư cho riêng mình các nhà đầu tư nên dựa vào ý kiến tư vấn của chuyên gia tư vấn tài chính độc lập của mình và tùy theo tình hình tài chính cá nhân, mục tiêu đầu tư và các quan điểm thích hợp khác trong từng hoàn cảnh.

Khi viết bản báo cáo này, chúng tôi dựa vào các nguồn thông tin công khai và các nguồn thông tin đáng tin cậy khác, và chúng tôi giả định các thông tin này là đầy đủ và chính xác, mặc dù chúng tôi không tiến hành xác minh độc lập các thông tin này.

KIS không đưa ra, một cách ẩn ý hay rõ ràng, bất kỳ đảm bảo, cam kết hay khai trình nào và không chịu bất kỳ một trách nhiệm nào đối với tính chính xác và đầy đủ của những thông tin được đề cập đến trong báo cáo này.

Các nhận định, đánh giá và dự đoán trong báo cáo này được đưa ra dựa trên quan điểm chủ quan của chúng tôi vào thời điểm đưa ra báo cáo này và có thể thay đổi bất kỳ lúc nào mà không cần báo trước.

KIS có thể đã, đang và sẽ tiếp tục thực hiện các dịch vụ tư vấn đầu tư hoặc tiến hành các công việc kinh doanh khác cho các công ty được đề cập đến trong báo cáo này. Ngoài ra, **KIS** cũng như các nhân sự cấp cao, giám đốc và nhân viên của **KIS** có liên quan đến việc viết hay phát hành báo cáo này có thể đã, đang và sẽ mua hoặc bán có kỳ hạn chứng khoán hoặc chứng khoán phái sinh (bao gồm quyền chọn) của các công ty được đề cập trong báo cáo này, hoặc chứng khoán hay chứng khoán phái sinh của công ty có liên quan theo cách phù hợp hoặc không phù hợp với báo cáo và các ý kiến nêu trong báo cáo này. Vì thế, nhà đầu tư nên ý thức rằng **KIS** cũng như các nhân sự cấp cao, giám đốc và nhân viên của **KIS** có thể có xung đột lợi ích mà điều đó có thể ảnh hưởng đến nhận định.

Báo cáo này không được sao chụp, nhân bản hoặc xuất bản (toàn bộ hoặc từng phần) hoặc tiết lộ cho bất kỳ người nào khác mà không được sự chấp thuận bằng văn bản của **KIS**.