

CTCP ĐIỆN NHƠN TRẠCH 2 – BÁO CÁO LẦN ĐẦU

Giá thị trường

VND23.500

Giá mục tiêu

VND30.100

Tỷ suất cổ tức

8,4%

Khuyến nghị

KHẢ QUAN

Ngành

Điện

Ngày 02/10/2020

Triển vọng ngắn hạn: Tích cực

Triển vọng dài hạn: Tích cực

Định giá: Tích cực

Consensus*: Mua:7 Giữ:4 Bán:0

Giá mục tiêu/Consensus: 16,7%

Thay đổi trọng yếu trong báo cáo

➢ Không thay đổi

Diễn biến giá



Nguồn: VND RESEARCH

Thông tin cổ phiếu

Cao nhất 52 tuần (VND)	24.200
Thấp nhất 52 tuần (VND)	16.250
GTGDBQ 3 tháng (tr VND)	6.358tr
Thị giá vốn (tỷ VND)	6.621
Free float (%)	32
P/E trượt (x)	8,89
P/B hiện tại (x)	1,63

Cơ cấu sở hữu

TCT Điện Lực Dầu khí Việt Nam	59,4%
CTCP Công Nghệ CFTD	8,3%
Samarang UCITS - Samarang	
Asian Prosperity	5,0%
Khác	27,30%

Nguồn: VND RESEARCH

Chuyên viên phân tích:



Hoàng Long Nhật

nhat.hoanglong@vndirect.com.vn
www.vndirect.com.vn

Hưởng lợi từ thiếu hụt điện ở Việt Nam

- Nhà máy nhiệt điện trọng điểm ở khu vực miền Nam, hưởng lợi từ tình trạng thiếu điện ở Việt Nam.
- Chúng tôi kỳ vọng tỷ lệ tăng trưởng kép LNST năm 2020-2021 là 9,5% nhờ vào hiệu suất hoạt động của nhà máy cao, giá CGM tăng và áp lực lãi vay giảm.
- Phát hành báo cáo lần đầu với khuyến nghị Khả quan và giá mục tiêu là VND30.100 đồng/cp.

Nhà máy điện trọng điểm ở khu vực phía Nam

NT2 là nhà máy điện khí mới nhất và hiện đại nhất ở Việt Nam với tổng công suất 750MW, cung cấp 2,4% nhu cầu điện cả nước. Nhà máy nằm ở trung tâm khu vực miền Nam, chiếm 46-48% tổng nhu cầu của cả nước, đạt tốc độ tăng trưởng kép giai đoạn 2015-2019 là 9,1%. Chúng tôi kỳ vọng NT2 sẽ hưởng lợi từ tình trạng thiếu điện trong khu vực do các dự án điện trọng điểm bị trì hoãn và đồng thời doanh nghiệp duy trì hiệu suất sử dụng cao ở mức trung bình 76% trong 2020-2022, cao hơn mức trung bình của năm 2017-2019 đạt 71%.

Lợi nhuận ròng của NT2 sẽ tăng trong năm 2021-2022

Chúng tôi kỳ vọng lợi nhuận ròng năm 2020 của NT2 sẽ giảm 9,4% svck xuống còn 683 tỷ đồng do trung tu trong Q3/20 có thể làm giảm hiệu suất sử dụng năm 2020 xuống 74% và giá CGM giảm trong năm 2020 (-13,5% svck) trong bối cảnh nhu cầu điện giảm do đại dịch Covid-19. Tuy nhiên, chúng tôi kỳ vọng LN ròng sẽ tăng trưởng kép 9,5%/năm giai đoạn 2020-2022 nhờ (1) hiệu suất hoạt động của nhà máy cao (77%) do tình trạng thiếu điện ở miền Nam, (2) áp lực lãi vay giảm (xuống còn 43 tỷ đồng mỗi năm) do NT2 sẽ trả hết các khoản nợ dài hạn trong 6T21 và (3) giá bán điện phục hồi khi nhu cầu tăng trưởng trở lại mức bình thường đạt 8-9%/ năm.

Tỷ lệ chi trả cổ tức tăng lên từ năm 2021

Chúng tôi kỳ vọng NT2 sẽ duy trì được dòng tiền ổn định từ hoạt động kinh doanh đạt 1.000 – 1.200 tỷ đồng hàng năm nhờ LN ròng tăng trưởng mạnh 2021 – 2022. Điều này sẽ cho phép NT2 duy trì mức chi trả cổ tức ở mức 2.000-2.500 đồng/cp trong năm 2020 – 2021 (tương tự 2015 – 2019), sau đó tăng lên 3.200 đồng/cp từ năm 2022. Mức lợi suất cổ tức 2020-2021 đạt 8,7% -10,9%, cao hơn lãi suất ngân hàng kỳ hạn 1 năm là 6,2%.

Đánh giá Khả quan với giá mục tiêu là VND30.100

Chúng tôi đánh giá Khả quan cho NT2 với kỳ vọng nhà máy sẽ được hưởng lợi từ tình hình thiếu điện ở khu vực miền Nam, bên cạnh mức tỷ suất cổ tức đều và cao. Giá mục tiêu của chúng tôi dựa trên tỷ trọng bằng nhau của: (1) định giá DCF 5 năm và (2) EV / EBITDA mục tiêu của năm tài chính 2020-2021 là 5,5 lần. Tiềm năng tăng giá là tăng hiệu suất sử dụng và tăng giá CGM từ năm 2021. Rủi ro giảm giá bao gồm giá PPA thấp hơn dự kiến và các vấn đề cung cấp khí phát sinh có thể ảnh hưởng đến hoạt động của NT2.

Tổng quan tài chính (VND)	12-19A	12-20E	12-21E	12-22E
Doanh thu thuần (tỷ)	7,654	7,152	7,869	8,071
Tăng trưởng DT thuần	(0.2%)	(6.6%)	10.0%	2.6%
Biên lợi nhuận gộp	12.7%	12.9%	12.7%	12.7%
Biên EBITDA	19.4%	19.8%	19.5%	19.3%
LN ròng (tỷ)	754	683	794	819
Tăng trưởng LN ròng	(3.6%)	(9.4%)	16.3%	3.1%
Tăng trưởng LN cốt lõi				
EPS cơ bản	2,620	2,373	2,760	2,845
EPS điều chỉnh	2,620	2,373	2,760	2,845
BVPS	14,336	14,724	14,989	14,639
ROAE	19.3%	16.3%	18.6%	19.2%

Nguồn: VND RESEARCH

CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT LỚN THỨ 3 TRONG NGÀNH ĐIỆN KHÍ

Nhà máy điện của NT2 áp dụng công nghệ tiên tiến cung cấp từ Siemens

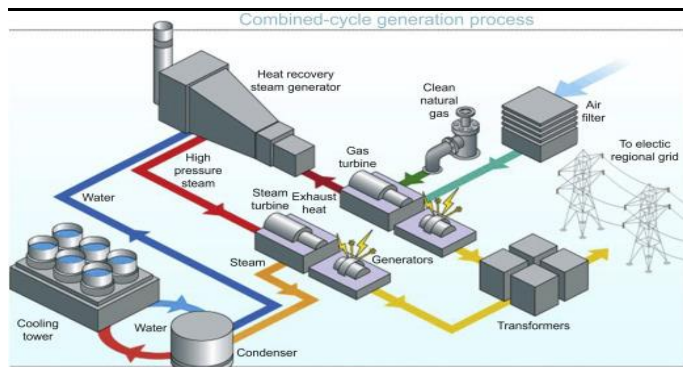
Được khánh thành từ năm 2011, nhà máy điện Nhơn Trạch 2 (NT2) hoạt động với công suất lắp đặt là 750 megawatt (MW), chiếm 9,3% công suất lắp đặt điện khí của cả nước.

Công ty niêm yết trên sàn HOSE vào ngày 12/6/2015 với vốn điều lệ là 2.878 tỷ đồng. Cổ đông lớn là Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (59,4%), công ty con của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN). Bên cạnh đó, NT2 có đội ngũ Ban điều hành dày dặn kinh nghiệm với 27 năm kinh nghiệm quản lý vận hành các nhà máy điện do ông Uông Ngọc Hải làm Chủ tịch.

NT2 đã trang bị một tuabin khí có chu trình hỗn hợp (CCGT) thể hệ F với cấu hình 2-2-1 (hai tuabin khí có công suất 250MW mỗi tuabin, hai lò thu hồi nhiệt và một tuabin hơi 250 MW). Hệ thống điều khiển là SPPA-T3000 - một hệ thống điều khiển tự động hóa tiên tiến do Siemens phát triển và là hệ thống duy nhất cho đến nay tại Việt Nam giúp đảm bảo hiệu suất tối đa.

Nhà máy điện này cũng đứng đầu các số liệu được bảo hành theo hợp đồng cả về sản lượng điện, hiệu suất điện cũng như về lượng khí thải thấp hơn. Trên thực tế, mức phát thải nitơ oxit của nhà máy khi đầy tải trên khí là rất thấp ở mức 25 ppm (phần triệu) hoặc thấp hơn, được dùng làm tiêu chuẩn đánh giá chất lượng trong ngành điện Việt Nam.

Hình 1: Công nghệ tua bin khí CCGT thể hệ F



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Website công ty

Hình 2: Nhà máy điện Nhơn Trạch 2



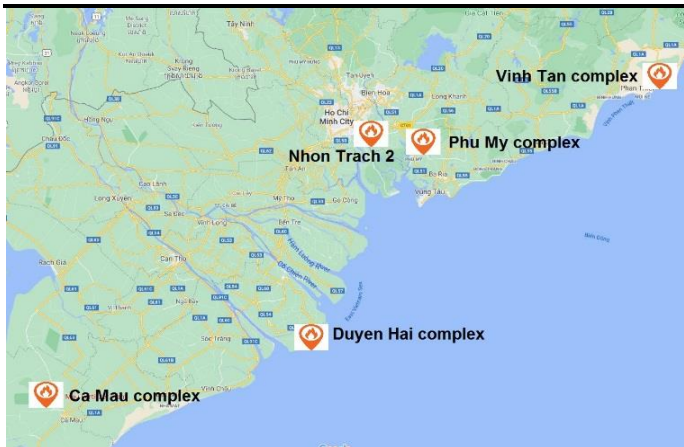
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Website công ty

Nhà máy nhiệt điện khí có hiệu suất sử dụng cao thứ 2 nhờ vào vị trí đặc địa

Nhà máy NT2 có trụ sở tại Khu công nghiệp (KCN) Ông Kèo, Nhơn Trạch, Đồng Nai, gần ngã ba sông Đồng Tranh và sông Lòng Tàu. Khu công nghiệp này nằm trong tam giác kinh tế Thành phố Hồ Chí Minh (TP.HCM) - Đồng Nai - Bà Rịa-Vũng Tàu và nhà máy gần các khu vực tiêu thụ điện lớn hơn so với các trung tâm nhiệt điện khác như khu liên hợp Vĩnh Tân hay Duyên Hải, giúp giảm thiểu tổn thất trong quá trình truyền tải điện. NT2 cũng đóng vai trò là nguồn cung cấp dự phòng khi các nhà máy điện Cà Mau 1 và 2 tạm dừng máy để bảo dưỡng (4-5 năm một lần) thông qua 5 tuyến đường dây từ Nhơn Trạch tỏa đi miền Đông và Tây Nam Bộ.

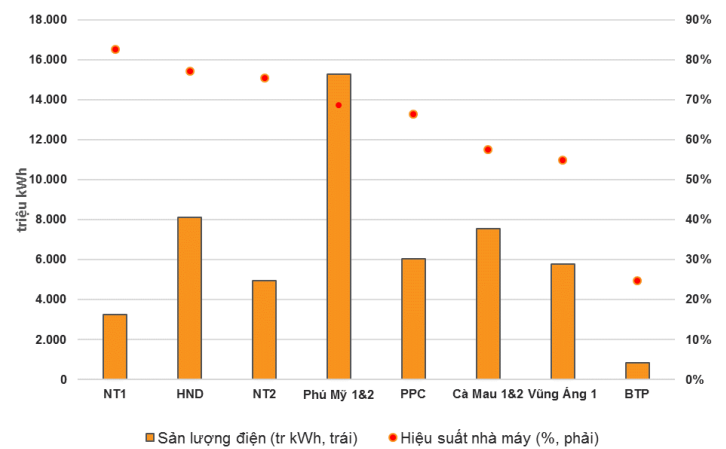
Nhờ vào việc có vị trí chiến lược và hoạt động hiệu quả, NT2 được huy động đều đặn trong 5 năm qua, kể cả trong giai đoạn 2017 khi thủy điện được huy động cao do mưa lớn bất thường gây ra từ hiện tượng La Nina gây ra. Hiệu suất sử dụng trung bình của NT2 trong giai đoạn 2014-2019 là 73%, cao hơn các nhà máy nhiệt điện khác như Cà Mau 1 và 2 (58%), nhiệt điện Bà Rịa (25%) và nhà máy điện Phú Mỹ (69%). Dự báo cho giai đoạn 2020-2025 sắp tới, chúng tôi cho rằng hiệu suất nhà máy của NT2 sẽ ở mức 75% do tình trạng thiếu điện ngày càng trầm trọng ở miền Nam, ngoại trừ năm 2023 là (74%) khi chúng tôi dự kiến nhà máy sẽ tiến hành đại tu định kỳ.

Hình 3: Vị trí địa lý của nhà máy điện Nhơn Trạch 2 và các nhà máy nhiệt điện khác



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 4: Sản lượng và hiệu suất hoạt động của NT2 so với các nhà máy nhiệt điện khác (2019)

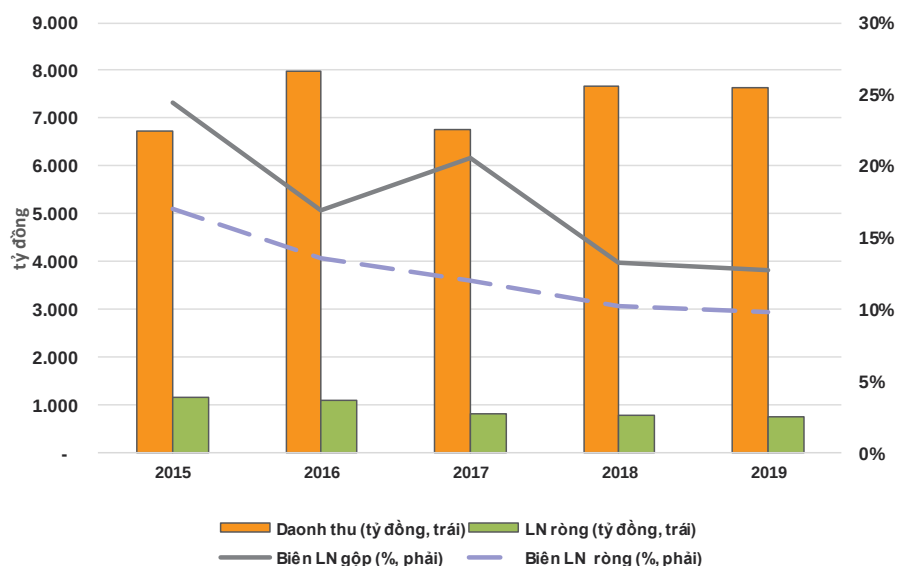


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Lợi nhuận ròng sụt giảm trong giai đoạn 2015-2019 do giá khí tự nhiên đầu vào tăng và lỗ tỷ giá

Chúng tôi nhận thấy LN ròng của NT2 giảm dần trong giai đoạn 2015-2019 do: 1) lỗ chênh lệch tỷ giá chưa thực hiện, ví dụ như tỷ giá EUR/VND tăng 13,4% trong năm 2017 đã gây ra lỗ tỷ giá 234,7 tỷ đồng, 2) giá khí đầu vào trong năm 2017-2018 tăng lần lượt 26% và 20%, bên cạnh đó vấn đề thiếu khí đốt trong năm 2018 dẫn đến sản lượng bị thiếu hụt và 3) mưa lớn trong năm 2016-2017, ngay cả trong mùa nóng, gây sụt giảm cả nhu cầu tiêu thụ và giá bán điện trên thị trường phát điện cạnh tranh (CGM).

Hình 5: Kết quả kinh doanh của NT2 trong giai đoạn 2015-2019



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Năm 2019, NT2 sản xuất 4,9 tỷ kWh điện, hoàn thành 106% kế hoạch của công ty. Doanh thu thuần giữ nguyên svck đạt 7.654 tỷ đồng (-0,2% svck) trong khi lợi nhuận ròng giảm nhẹ xuống 754 tỷ đồng (-3,6% svck). Mặc dù thời tiết năm 2019 thuận lợi cho các nhà máy nhiệt điện (nắng nóng và thiếu nước tại các đập thủy điện), nhưng nhà máy không nắm bắt được cơ hội chạy máy trong lúc

cao điểm do không thể huy động nguồn cung cấp khí bổ sung trong thời gian cao điểm mùa khô và giá CAN giảm trong năm 2019, từ mức 140 đồng/kWh sv 215 đồng/kWh trong năm 2018, dẫn tới giá bán điện trên CGM (Pm) giảm.

Chúng tôi cho rằng rủi ro nguồn cung khí đầu vào sẽ được giảm thiểu từ năm 2021 trở đi

Nhà máy nhận khí đầu vào từ các bể Nam Côn Sơn và Cửu Long, thông qua các đường ống đến các nhà máy xử lý khí Dinh Cố và Nam Côn Sơn, sau đó được vận chuyển đến nhà máy điện của NT2. Nhờ hợp đồng dài hạn 25 năm với nhà cung cấp khí Tổng công ty Khí Việt Nam (PVGAS), NT2 không phải đối mặt với nguy cơ thiếu hụt nghiêm trọng nguồn cung khí như là nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 1 hay nhiệt điện Bà Rịa. Thỏa thuận đảm bảo nguồn cung cấp khí tự nhiên tối thiểu là 784 m³/năm và trên thực tế lượng khí cấp cho NT2 được duy trì ở mức 917 m³/năm trong giai đoạn 2015-19. Trong khi đó nhiều nhà máy khác phải đối mặt với việc thiếu hụt khí đầu vào cùng giai đoạn 2015-2019 do mức suy giảm bình quân 8-20%/năm nguồn cung khí từ bể Nam Côn Sơn và Cửu Long.

Ngoài ra, trong 6 tháng đầu năm, công ty cũng đã ký thỏa thuận với PVGas về việc cung cấp thêm khí từ mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt sắp tới (dự kiến đi vào hoạt động vào cuối năm 2020, đầu năm 2021), do đó, chúng tôi nhận thấy rủi ro thấp từ việc thiếu hụt nguồn cung cấp khí cho NT2 từ năm 2021 trở đi.

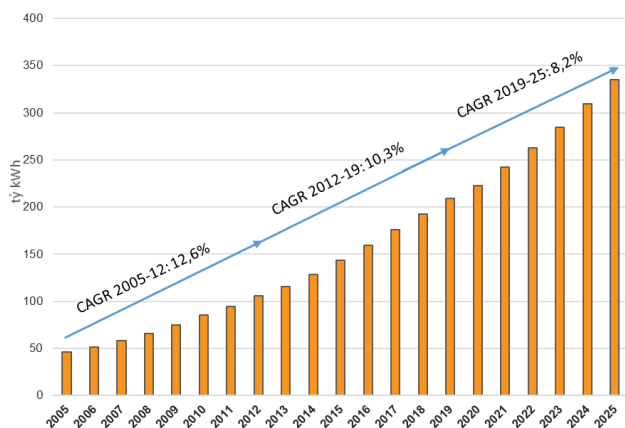
NT2 HƯỞNG LỢI TỪ SỰ THIẾU HỤT ĐIỆN Ở MIỀN NAM

Việt Nam có thể sẽ phải đối mặt với tình trạng thiếu điện trầm trọng trong 2021-2022 do cung tăng chậm hơn cầu

Mức tiêu thụ điện của Việt Nam đã tăng nhanh cùng với quá trình công nghiệp hóa và hội nhập của Việt Nam vào nền kinh tế toàn cầu. Trong 10 năm qua, tiêu thụ điện đã tăng gần 2,8 lần, từ 75TWh năm 2009 lên 209TWh vào năm 2019. Điều này dẫn đến tốc độ tăng trưởng lũy kế hàng năm là 11,1%, gần gấp đôi mức tăng trưởng GDP của cả nước.

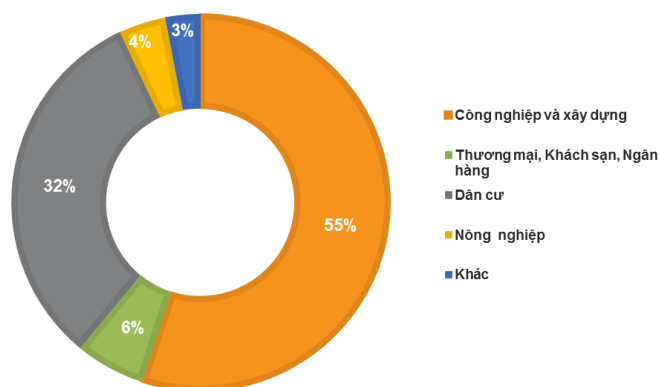
Dựa trên giả định tăng trưởng GDP 7,0%/năm trong giai đoạn 2016-25, Viện Năng lượng Việt Nam dự báo tiêu thụ điện sẽ tăng 9,0%/năm trong giai đoạn 2019-21 và 8,6%/năm trong giai đoạn 2021-25. Điều này chưa kể đến ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 đối với nhu cầu điện trong năm 2020 có thể làm giảm tốc độ tăng trưởng nhu cầu trong năm 2020 xuống 2,2% svck (theo EVN). Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng tác động của Covid-19 đối với mức điện tiêu thụ chỉ là ngắn hạn và tăng trưởng nhu cầu có thể trở lại 8 - 10%/năm từ năm 2021 do nền kinh tế phục hồi nhờ nới lỏng chính sách tiền tệ, nền kinh tế vĩ mô vững chắc và nhu cầu xuất khẩu phục hồi.

Hình 6: Chúng tôi kỳ vọng tăng trưởng nhu cầu điện sẽ đạt CAGR là 8,2% trong giai đoạn 2019-2025



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Bộ Công Thương (MOIT)

Hình 7: Tiêu thụ điện tại Việt Nam trong năm 2018 phân theo theo người tiêu dùng



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN)

Về nguồn cung, theo quy hoạch phát triển điện lực đã sửa đổi của quốc gia (PDP VII đã sửa đổi), Việt Nam cần công suất điện 60.000MW vào năm 2020 và 96.500MW vào năm 2025. Đến cuối năm 2019, tổng công suất lắp đặt đạt 55.939MW (+13,3% svck) chủ yếu nhờ công suất bổ sung 5.398MW từ các lĩnh vực năng lượng tái tạo, hoàn thành 90% mục tiêu của PDP VII (Nguồn: EVN). Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng mức chênh lệch này có thể mở rộng hơn nữa và đạt đỉnh trong năm 2021-2022 trước khi giảm vào năm 2025, do 47/62 dự án có công suất trên 200MW (dự kiến đưa vào hoạt động trong năm tài chính 2019-2025) trong 1-2 năm. Cụ thể, trong báo cáo gần nhất của EVN với Bộ Công Thương, tính đến ngày 20 tháng 5 năm 2020, Việt Nam chỉ hoàn thành 77,7% kế hoạch nguồn điện bổ sung giai đoạn 2016-2020, phần lớn là do sự chậm trễ trong các dự án điện mới của PVN. Ngoài ra, có 14.490MW nguồn cung điện mới khó có thể đúng hạn vào giai đoạn 2021-25, do đó dự báo nguồn cung mới chỉ có thể hoàn thành 54,7% kế hoạch giai đoạn 2021-25 của Quy hoạch điện VII. Dựa trên quy trình dự án hiện tại, chúng tôi ước tính tổng nguồn cung của Việt Nam sẽ tăng trưởng với tốc độ CAGR là 3,4% trong FY21-22F, thấp hơn nhiều so với CAGR của tiêu thụ là 9,0%. Theo quan điểm của chúng tôi, sự chậm trễ lắp đặt công suất mới trong bối cảnh tiêu thụ tăng cao có thể khiến tình trạng thiếu điện thêm trầm trọng và điều này có thể dẫn đến việc gia tăng sản lượng bán điện cho các nhà sản xuất điện hiện tại còn dư công suất và giá bán điện trên CGM sẽ tăng cao.

Hình 8: Một số dự án trọng điểm bị trì hoãn trong sửa đổi PDP VII (ban hành năm 2011)

Dự án	Loại hình	Công suất (MW)	Kế hoạch cũ	Kế hoạch mới	Dự án	Loại hình	Công suất (MW)	Kế hoạch cũ	Kế hoạch mới
Miền Bắc		7.680			Miền Trung		20.230		
Thái Bình I	Điện than	1.200	2018	Chưa rõ	laly (MR)	Thủy điện	360	2020	2024
Na Dương 2	Điện than	110	2019	2023	Quảng Trạch I	Điện than	750	2021	2024
Cẩm Phả 3	Điện than	440	2020	Chưa rõ	Duyên Hải 2	Điện than	1.200	2021	2022
Hải Dương	Điện than	1.200	2020	2021	Nghi Sơn 2	Điện than	1.200	2021	2022
Hòa Bình (MR)	Thủy điện	480	2021	2023	Công Thanh	Điện than	600	2021	2024
Nam Định 1	Điện than	1.200	2022	2025	Mỹ Lý	Thủy điện	250	2021	2024
An Khánh	Điện than	650	2022	2023	Quỳnh lập 1	Điện than	1.200	2022	Chưa rõ
Hải Phòng III	Điện than	1.200	2025	Chưa rõ	Vũng Áng 2	Điện than	1.200	2022	2024
Quảng Ninh III	Điện than	1.200	2030	Chưa rõ	Vĩnh Tân III	Điện than	1.980	2022	2025
Miền Nam		14.820			Vân Phong I		1.320	2022	2024
Long Phú 1	Điện than	1.200	2019	Chưa rõ	Dung Quất I	Điện khí	750	2023	2024
Sông Hậu 1	Điện than	1.200	2019	2021	Miền Trung 1&2	Điện khí	1.500	2023	2025
Ô Môn III	Điện khí	750	2020	2025	Quảng Trị I	Điện than	1.320	2023	2027
Ô Môn IV	Điện khí	750	2021	2023	Dung Quất II	Điện khí	750	2024	Chưa rõ
Nhơn Trạch 3&4	Điện khí	1.500	2021	2024	Vũng Áng III	Điện than	1.200	2024	Chưa rõ
Kiên Giang 1&2	Điện khí	1.500	2021	Chưa rõ	Bắc Ái	Thủy điện	1.200	2025	2028
Sông Hậu 2	Điện than	2.000	2021	2024	Quỳnh Lập II	Điện than	1.200	2026	Chưa rõ
Long Phú 2	Điện than	1.320	2021	Chưa rõ	Sơn Mỹ	Điện khí	2.250	2027	Chưa rõ
Long Phú III	Điện than	1.800	2022	Chưa rõ					
Long An I	Điện than	1.200	2025	Chưa rõ					
Long An II	Điện than	1.600	2027	Chưa rõ					

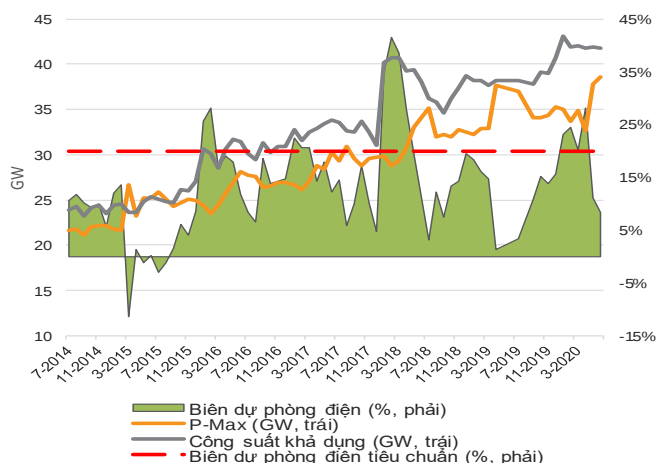
Nguồn: VNDIRECT Research, MoIT

Công suất dự phòng điện giảm và dự kiến giảm đến 0 từ năm 2021

Theo ước tính của chúng tôi, công suất dự phòng điện của Việt Nam (chênh lệch giữa công suất khả dụng và phụ tải đỉnh) đạt 12,2% trong năm 2019. Công suất dự phòng đã thấp hơn nhiều so với mức tiêu chuẩn 20% trong 5 năm qua, do chênh lệch tăng trưởng giữa tiêu thụ điện (CAGR đạt 10,2% trong giai đoạn 2014-2019) và công suất lắp đặt (CAGR đạt 10,7% trong năm 2014-2019) và sự phát triển không đồng nhất giữa nguồn điện và đường dây truyền tải khiến công suất sử dụng chỉ đạt 75% công suất lắp đặt vào cuối năm 2019. Tuy nhiên, công suất dự phòng giảm hơn nữa xuống mức trung bình 8,3% trong 6T20 do nhu cầu cực đại (P-max) tăng 2,4% svck lên 38,6GW, trong khi công suất khả dụng vẫn giữ nguyên ở mức 42,1GW.

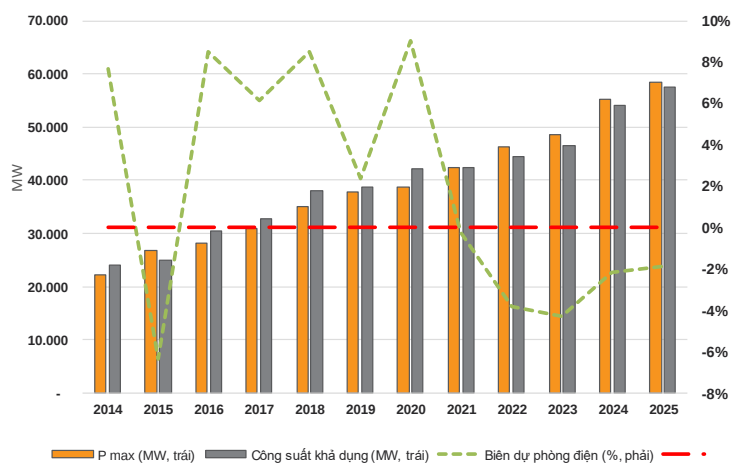
Dựa trên tiến độ của các dự án sắp tới, chúng tôi kỳ vọng vấn đề mở rộng công suất và phát triển lưới điện bị chậm lại sẽ khiến công suất dự phòng giảm xuống dưới 0% trong giai đoạn 2022-2025 làm tăng nguy cơ thiếu hụt điện ở Việt Nam.

Hình 9: Nhu cầu đỉnh và công suất khả dụng



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, MoIT

Hình 10: Dự phóng hệ số điện dự phòng giai đoạn 2021-2025



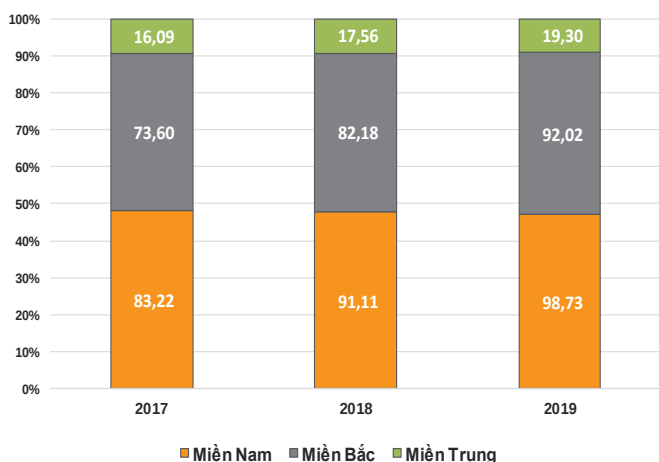
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, MoIT

Khu vực miền Nam sẽ đối mặt tình trạng thiếu điện nghiêm trọng hơn so với các khu vực khác

Miền Nam là khu vực tiêu thụ điện lớn nhất ở Việt Nam, chiếm 46-48% tổng nhu cầu điện của cả nước trong giai đoạn 2015-2019. Mặc dù tăng trưởng kép của nguồn cung điện hàng năm là 11,7% trong giai đoạn 2015-2020, các nhà máy điện miền Nam không thể đáp ứng mức tăng trưởng 9,0%/năm của sản lượng điện tiêu thụ điện khu vực. Do đó hàng năm đã có khoảng 16 tỷ kWh điện truyền tải từ miền Bắc và miền Trung vào miền Nam qua đường dây 500kv.

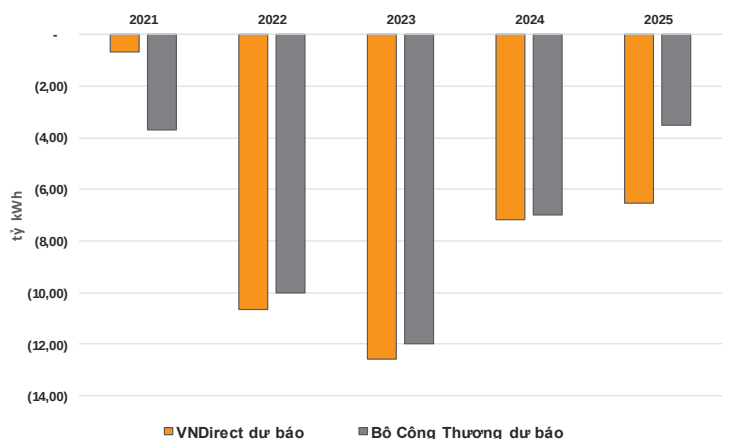
Chúng tôi dự báo tình trạng thiếu điện ở khu vực miền Nam sẽ đạt đỉnh điểm trong năm 2023 khi chịu tác động kép của việc 3.150MW từ những dự án mới tại miền Nam giai đoạn 2019-2021 bị trì hoãn từ 1 đến 2 năm và công suất điện dự phòng ở miền Bắc và miền Trung giảm (dẫn đến khối lượng truyền tải qua lưới điện quốc gia giảm).

Hình 11: Lượng điện tiêu thụ theo vùng trong giai đoạn 2017-2019 (bn kWh)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, MoIT, EVN

Hình 12: Dự báo tình trạng thiếu điện khu vực miền Nam trong năm 2021-2023



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, MoIT

TRIỂN VỌNG: Dòng tiền ổn định thúc đẩy tỉ lệ chi trả cổ tức cao

Triển vọng tươi sáng kể từ năm 2021

Hình 13: Dự phóng KQKD của NT2 giai đoạn 2020-2025

	2018	2019	2020F	2021F	2022F	2023F	2024F	2025F
Sản lượng điện (triệu kWh)	4.737	4.952	4.862	5.059	5.059	4.862	4.928	4.928
Hiệu suất hoạt động (%)	72,1%	75,4%	74,0%	77,0%	77,0%	74,0%	75,0%	75,0%
Giá khí đầu vào (USD/mmbtu)	7,10	7,16	6,23	6,98	7,13	7,29	7,43	7,56
Giá bán điện bình quân (đồng/kWh)	1.607	1.546	1.471	1.555	1.595	1.673	1.695	1.709
Doanh thu (tỷ đồng)	7.670	7.654	7.152	7.869	8.071	8.133	8.352	8.423
Tăng trưởng (%)	13,4%	-0,2%	-6,6%	10,0%	2,6%	0,8%	2,7%	0,8%
Lợi nhuận gộp (tỷ đồng)	1.015	974	923	999	1.028	910	959	978
Biên lợi nhuận gộp (%)	13,2%	12,7%	12,9%	12,7%	12,7%	11,2%	11,5%	11,6%
Doanh thu tài chính	73	48	14	14	14	14	14	14
Chi phí tài chính	(192)	(168)	(150)	(102)	(106)	(99)	(100)	(101)
LN trước thuế	824	797	719	840	864	749	796	812
LN ròng	782	754	683	794	819	709	717	731
Biên LN ròng (%)	10,2%	9,9%	9,5%	10,1%	10,1%	8,7%	8,6%	8,7%
Cổ tức tiền mặt (đồng/cp)	2.400	2.500	2.000	2.500	3.200	3.200	3.200	3.200

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Chúng tôi kỳ vọng doanh thu thuần và lợi nhuận ròng năm 2020 sẽ giảm lần lượt xuống còn 7.152 tỷ đồng (-6,6% svck) và 683 tỷ đồng (-9,4% svck) do: 1) NT2 tiến hành trung tu 30-45 ngày trong Q3/20, hiệu suất hoạt động nhà máy ước tính chỉ đạt 74,0% trong năm 2020 sv. mức 75,4% trong năm 2019, và 2) giá điện trên CGM năm 2020 dự kiến thấp hơn 13,5% svck do ảnh hưởng của dịch COVID-19 làm giảm nhu cầu tiêu thụ điện.

Trong năm 2021-2022, chúng tôi ước tính tăng trưởng kép LNST của NT2 là 3,1%, nhờ: 1) hiệu suất hoạt động cao (77%) trong năm 2021-2022 do tình hình thiếu điện ở khu vực miền Nam trở nên nghiêm trọng hơn so với năm 2021, và 2) chi phí lãi vay giảm 70% svck do dự kiến NT2 sẽ trả hết nợ trong nửa đầu năm 2021.

Trong năm 2022-2025, chúng tôi kỳ vọng tăng trưởng kép LNST của NT2 giảm 3,7%, do: 1) đại tu năm 2023 sau 100.000 EOH (Số giờ vận hành tương đương), và 2) thuế suất tăng từ 5% năm 2023 lên 10% trong năm 2024 vì chính sách ưu đãi thuế sẽ hết hiệu lực trong 2024 (10%) và 2026 (20%).

Khoản chi trả cổ tức dự báo duy trì ổn định trong giai đoạn 2021-2025 mặc dù lợi nhuận ròng thấp hơn, do 1) việc trả hết nợ ngoại tệ vào nửa đầu năm 2021 sẽ giúp giải phóng rủi ro tỷ giá và áp lực lãi vay, 2) dòng tiền từ hoạt động kinh doanh được duy trì ổn định, khoảng 1.000-1.200 tỷ đồng/năm, và 3) mức cổ tức cao từ NT2 sẽ hỗ trợ thêm dòng tiền cho công ty mẹ là PVPower trong những năm tới.

Giá bán điện được kì vọng sẽ tăng trở lại từ 2021

Công ty Mua bán điện (EPTC) là bên duy nhất mua sản lượng của NT2 thông qua hợp đồng mua bán điện (PPA) và thị trường phát điện cạnh tranh (CGM). Sản lượng điện theo hợp đồng PPA (Qc) được phân bổ hàng năm theo quy định của những nhà vận hành điện Việt Nam, thường dao động từ 3.900-4.200 triệu kWh (tương đương khoảng 80% sản lượng điện) cho NT2. Khối lượng còn lại (Qm) sẽ được bán trên thị trường phát điện cạnh tranh thông qua phương án đấu thầu giữa các nhà máy điện tham gia thị trường.

Tổng doanh thu bán điện được tính theo công thức sau:

$$Q = Q_c \times P_c + Q_m \times P_m$$

Q: tổng sản lượng điện bán ra

Pc: giá bán điện theo hợp đồng PPA

Qc: sản lượng điện bán qua PPA

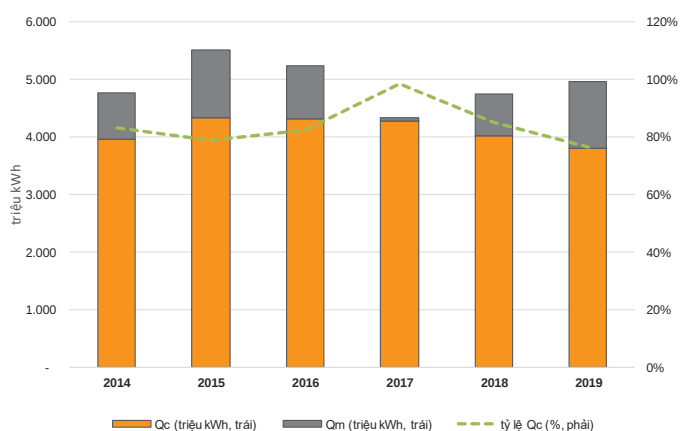
Pm: giá bán điện trên CGM

Qm: sản lượng điện bán trên thị trường phát điện cạnh tranh CGM

Đối với hợp đồng PPA, giá PPA (P_c) được xây dựng theo: 1) giá cố định (bao gồm chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo trì, chi phí lãi vay, khấu hao), và 2) giá biến đổi (hầu hết được điều chỉnh trên cơ sở thay đổi giá khí và các chi phí biến đổi khác). Biến động của giá khí và các chi phí biến đổi khác sẽ được chuyển ngang hoàn toàn cho EVN, tương ứng với sản lượng điện được giao theo hợp đồng PPA.

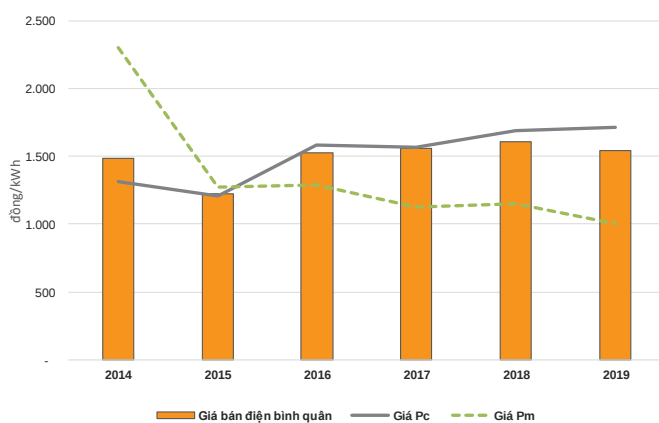
Đối với thị trường điện cạnh tranh, giá bán điện (P_m) sẽ được xác định bởi hai thành phần chính: giá công suất thị trường (CAN) - giá được tính toán lại hàng năm dựa trên bốn nhà máy nhiệt điện vận hành gần đây và giá thị trường điện giao ngay (SMP) - giá bị ảnh hưởng bởi cung cầu của thị trường điện. Đối với NT2, P_m thường thấp hơn P_c khoảng 30%.

Hình 14: Qc & Qm của NT2 giai đoạn 2014-2019



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Hình 15: Diễn biến giá bán điện của NT2 giai đoạn 2014-19

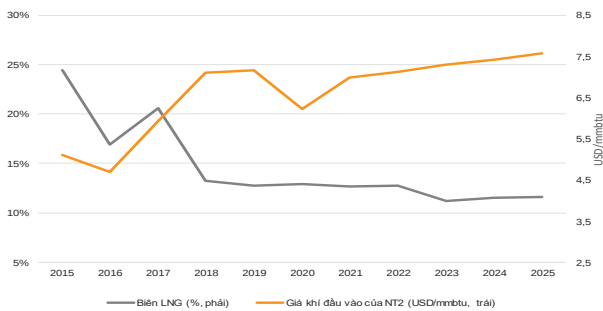


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Chúng tôi dự báo giá bán điện bình quân của NT2 trong năm 2021 sẽ giảm 4,8% svck do P_c giảm 9,6% svck do giá khí đầu vào giảm 13,0% và P_m giảm 13,5% từ nhu cầu điện tạm thời bị ảnh hưởng bởi sự gián đoạn của Covid-19. Tuy nhiên, từ năm 2021 trở đi, chúng tôi cho rằng giá bán điện bình quân sẽ tăng trở lại do: 1) dự báo giá dầu phục hồi từ 45 USD/thùng trong năm 2020 lên 57 USD/thùng trong năm 2022 cùng với chi phí Mỏ Sao Vàng Đại Nguyệt chiếm tỷ trọng cao khiến P_c tăng 7,6% svck trong năm 2021 và 2,2% svck trong năm 2022, và 2) giá P_m trên CGM cao hơn do sẽ có thêm các nhà máy nhiệt điện mới tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, vì vậy sẽ nâng giá công suất (CAN), trong khi đó giá SMP dự báo sẽ gia tăng khi tình trạng thiếu điện trầm trọng xảy ra. Do đó, chúng tôi dự báo giá bán bình quân của NT2 sẽ tăng 5,7% svck và 2,6% trong năm 2022.

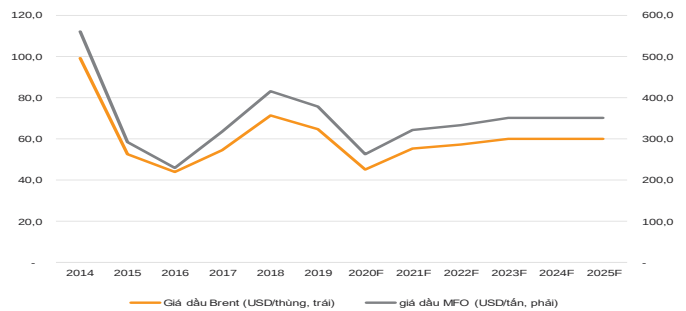
Chúng tôi cũng chú ý vào việc NT2 và EPTC/EVN đang đàm phán giá P_c trong hợp đồng PPA (10 năm, sẽ kết thúc vào giữa năm 2024). Phía công ty cho rằng khả năng có sự điều chỉnh giảm giá P_c để phản ánh chi phí xây dựng nhà máy thấp hơn sv dự kiến và thay đổi này sẽ không bị hồi tố. Chúng tôi đã giả định mức giảm 20 đồng/kWh áp dụng cho giá P_c từ năm 2021 trở đi, tuy nhiên chúng tôi thấy rằng đây chỉ là tác động nhỏ đến doanh thu (-1,1%) và lợi nhuận (-9,6%) của nhà máy.

Hình 16: Giá khí đầu vào: lịch sử và dự báo cho năm 2020-25



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Hình 17: Dự phóng giá dầu Brent và MFO giai đoạn 2020-25



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Chi phí khí đầu vào chiếm phần lớn giá vốn hàng bán của NT2, trung bình khoảng 74-80% trong năm 2015-2019. Giá khí đầu vào được tính theo công thức: giá khí cộng với giá cước vận chuyển, trong đó giá khí được tính bằng 46% MFOC (giá dầu nhiên liệu trung bình hàng tháng tại thị trường Singapore, theo tạp chí Platt's) nhưng không thấp hơn giá khí tại miệng giếng.

Chúng tôi kỳ vọng giá khí đầu vào có thể giảm 13% so với cùng kỳ trong năm 2020 do giá dầu giảm 30,4% svck. Tuy nhiên sang năm 2021, giá khí đầu vào được dự đoán sẽ tăng 12,2% svck do: 1) giá dầu thô dự kiến sẽ khôi phục trong năm 2021 (tăng 22,2% svck), và 2) khí giá cao của dự án Sao Vàng – Đại Nguyệt, tỷ trọng chiếm khoảng 16% tổng nguồn cung khí cho NT2 (với giá miệng giếng là 6,99 USD/mmbtu, cao gấp đôi so với giá khí tại các mỏ khí hiện tại).

Lợi nhuận ròng 6T20 tăng 10,7% so với cùng kỳ

Trong 6T20, NT2 đã sản xuất được 2.412 kWh điện (giảm 5,8% svck). Doanh thu giảm xuống 3.599 tỷ đồng (giảm 10,4% svck) do giá bán bình quân giảm 3,3% svck. Cụ thể là giá CGM trong Q2/2020 giảm 22,5% svck do sự gián đoạn của đại dịch Covid-19 và giá công suất thị trường thấp hơn nhiều so với quy định trong năm 2020 (trung bình là 63,5 đồng/kWh, giảm 55% từ mức giá 140,9 đồng/kWh). Mặt khác, LN ròng tăng 10,7% svck lên 428 tỷ đồng nhờ: 1) giá khí đầu vào giảm 10,7% dẫn đến biên LN góp tăng 2,6 điểm phần trăm và 2) chi phí lãi vay giảm 33,0% svck nhờ công ty đã trả khoản nợ vay 544 tỷ đồng trong Q2/2020.

Hình 18: KQKD 6 tháng đầu năm của NT2

		6T/20	6T/19	svck %	sv. KH của NT2 (%)	sv. Dự phóng của chúng tôi	Bình luận
Sản lượng	triệu kWh	2.411,7	2.560,3	-5,8%	53,6%	49,6%	Nhu cầu điện sụt giảm do ảnh hưởng của dịch COVID-19
Giá khí đầu vào	USD/mmbtu	6,12	6,85	-10,7%		98,3%	Do giá dầu Brent giảm mạnh trong nửa đầu năm 2020, trung bình ở 42,1 USD/thùng (-36,3% svck). Do: 1) giá khí đầu vào giảm, từ đó giá Pc giảm, và 2) giá Pm Q2/20 trên CGM giảm 22,5% svck.
Giá bán điện bình quân	đồng/kWh	1.492,3	1.568,1	-4,8%		101,4%	
Doanh thu	tỷ đồng	3.598,9	4.014,8	-10,4%	50,1%	50,3%	
Giá vốn hàng bán	tỷ đồng	3.056,1	3.514,1	-13,0%	46,8%	49,1%	Nhờ: giá khí đầu vào giảm 10,7% svck trong nửa đầu năm 2020 Do: giá nguyên liệu đầu vào (giá khí và dầu) giảm 19,4% svck, chiếm 80% giá vốn hàng bán
LN góp	tỷ đồng	542,8	500,8	8,4%	83,2%	58,8%	
Biên LN góp	%	15,1%	12,5%	2.6pts			
Lợi nhuận từ HĐKD	tỷ đồng	455,3	377,0	20,7%		55,2%	
Chi phí tài chính	tỷ đồng	65,9	93,2	-29,2%		44,0%	
trong đó: lãi vay	tỷ đồng	24,6	47,1	-47,9%		32,9%	NT2 đã trả thêm 544 tỷ đồng nợ vay trong Q2/2020
LN ròng	tỷ đồng	428,0	386,6	10,7%	69,0%	62,7%	
EPS	đồng/cp	1.449,0	1.303,0	11,2%	67,3%	61,1%	

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

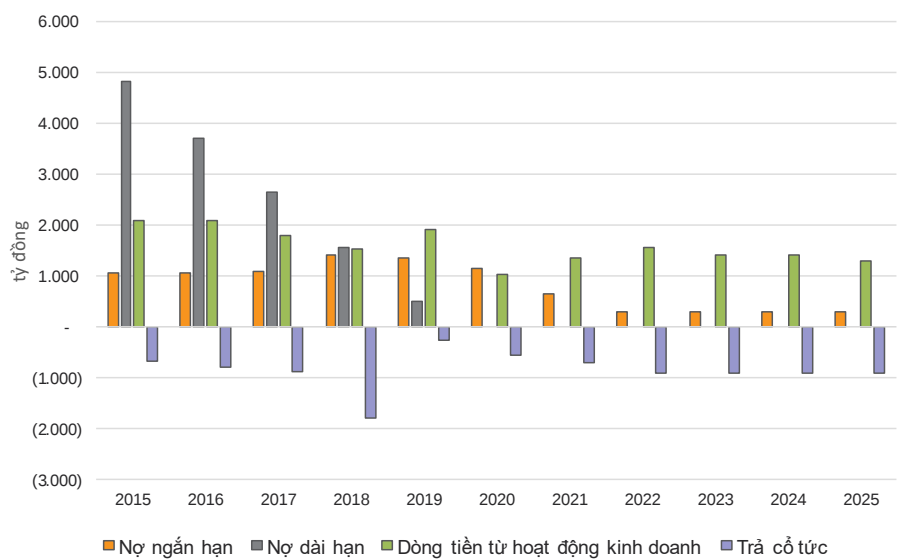
Bảng cân đối kế toán lành mạnh cho phép doanh nghiệp chi trả mức cổ tức cao

Thanh toán nợ nhanh giúp giảm áp lực chi trả lãi vay và rủi ro tỷ giá

Trong năm 2011, NT2 đã phát sinh khoản nợ 14.400 tỷ đồng nhằm tài trợ cho việc xây dựng nhà máy chủ yếu là dài hạn bằng USD và EUR. Khoản nợ dài hạn đến hạn thanh toán trong 12 tháng tới sẽ được chuyển thành nợ ngắn hạn. Kể từ năm 2015, NT2 đã tập trung dành ra khoảng 1.200 tỷ đồng mỗi năm để trả khoản nợ ngoại tệ trên, và tính đến ngày 30/06/2020 số dư nợ đã giảm xuống còn lại 1.306 tỷ đồng. Theo tiến độ thanh toán, NT2 sẽ tắt toán khoản nợ này vào 2021 và giảm áp lực về chi phí lãi vay (trung bình khoảng 184 tỷ đồng mỗi năm). Ngoài ra phía doanh nghiệp cũng chưa có nhu cầu đầu tư mới trong 2 – 3 năm tới.

Đồng thời, các khoản nợ thấp hơn sẽ làm giảm rủi ro từ biến động tỷ giá, do đó chúng tôi ước tính rằng với mức nợ hiện tại, NT2 sẽ chỉ chịu mức lỗ là 8 tỷ đồng cho mỗi 1% tỷ giá USD/EUR tăng so với VND.

Hình 19: Thanh toán nợ nhanh thúc đẩy dòng tiền NT2 và hứa hẹn trả cổ tức cao hơn

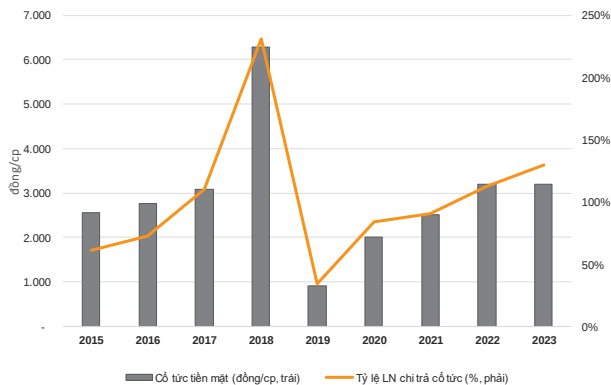


Nguồn: VNDIRECT Research, Báo cáo công ty

Mức trả cổ tức sẽ tăng từ năm 2021 trở đi

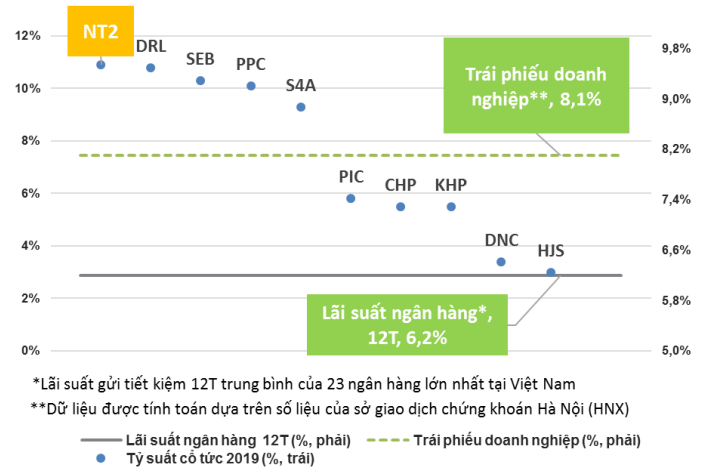
Trong giai đoạn 2014-2019, nhờ dòng tiền mạnh nên công ty luôn duy trì được tỷ lệ chi trả cổ tức cao, trung bình là 102% tương đương với 900 tỷ đồng/năm. Do công ty không có dự án đầu tư lớn nào trong quá trình trong giai đoạn tới, chúng tôi kỳ vọng NT2 sẽ tăng cường trả cổ tức bằng tiền mặt từ năm 2021 trở đi: 1) công ty đã tắt toán hết khoản nợ dài hạn, và 2) nhờ dòng tiền ổn định từ hoạt động kinh doanh là 1.000-1.200 tỷ mỗi năm. Chúng tôi dự báo mức cổ tức năm 2020-21 của NT2 sẽ là 2.000-2.500 đồng/cp và tăng lên 3.200 đồng/cp từ năm 2022 trở đi, mức chi trả này sẽ cao hơn mức trung bình 2.700 đồng/cp trong giai đoạn 2015-19.

Hình 20: Tỷ lệ chi trả cổ tức



Nguồn: VNDIRECT Research, Báo cáo công ty

Hình 21: Thanh toán nợ nhanh thúc đẩy dòng tiền của NT2, hứa hẹn cổ tức cao hơn



Nguồn: VNDIRECT Research, Báo cáo công ty

Trong số các doanh nghiệp sản xuất điện, NT2 nằm trong top các công ty có mức chi trả cổ tức cao trong năm 2015-2019. Tỷ suất cổ tức trong năm 2020-2021 được dự kiến nằm trong khoảng 8,4%-10,9%, cao hơn lãi suất gửi tiết kiệm kỳ hạn 12T trung bình hiện nay là 6,2% và lãi suất trái phiếu doanh nghiệp phát hành riêng lẻ vào T7/2020 là 8,1%.

Ngoài ra, cổ đông lớn nhất của NT2 là POW (nắm giữ 59,4% cổ phần) đang chuẩn bị nguồn vốn lớn trong giai đoạn 2021-2022 chủ yếu cho các dự án Nhơn Trạch 3 và 4. Do đó, chúng tôi kỳ vọng NT2 sẽ có động lực để duy trì chính sách chi trả cổ tức đều và cao để hỗ trợ dòng tiền của POW trong những năm tới.

KHUYẾN NGHỊ KHẢ QUAN VỚI GIÁ MỤC TIÊU 30.100 ĐỒNG/CP

Chúng tôi phát hành báo cáo NT2 lần đầu với khuyến nghị Khả quan dựa theo phương pháp DCF và EV/EBITDA dự phóng cho năm 2021. Chúng tôi cho rằng DCF là phương pháp phù hợp để định giá một công ty năng lượng do dòng tiền dễ dự đoán hơn nhưng phương pháp EV/EBITDA sẽ phản ánh rõ nét hơn đánh giá của thị trường về NT2 và các doanh nghiệp cùng ngành. Do đó, chúng tôi sử dụng tỷ trọng ngang nhau giữa hai phương pháp để đưa ra định giá NT2.

Chúng tôi sử dụng phương pháp định giá DCF 5 năm để tính toán giá trị nội tại của NT2 là 31.040 đồng/cp với chỉ số WACC là 14,4% và tốc độ tăng trưởng cuối kỳ là 0%. Chúng tôi tin dùng phương pháp EV/EBITDA hơn phương pháp P/E do các doanh nghiệp cùng ngành trong khu vực có cơ cấu vốn khác với NT2. Do đó, chúng tôi sử dụng chỉ số EV/EBITDA trung bình của các doanh nghiệp quốc tế và cùng khu vực là 5,5 lần để tính toán EV/EBITDA cuối năm 2021 đạt 29.141 đồng. Sau khi kết hợp kết quả từ cả hai phương pháp, chúng tôi đưa ra giá mục tiêu là 30,100 đồng/cp.

Chúng tôi khuyến nghị Khả quan với NT2 do: 1) kỳ vọng hưởng lợi từ tình trạng thiếu điện nghiêm trọng tại khu vực miền Nam, đặc biệt từ năm 2021 trở đi, 2) áp lực lãi vay giảm mạnh khi trả hết nợ vay vào năm 2021, và 3) tỷ suất cổ tức cao. Động lực tăng giá: hiệu suất nhà máy tăng nhờ nhu cầu điện gia tăng tại các khu vực miền Nam.

Hình 22: Mô hình định giá DCF

	2019	2020F	2021F	2022F	2023F	2024F	2025F
EBITDA	1.578	1.520	1.592	1.619	1.494	1.543	1.440
(-) Chi phí khấu hao	(690)	(695)	(694)	(693)	(690)	(691)	(571)
EBIT	888	825	898	926	803	852	869
(-) Thuế	(52)	(41)	(49)	(48)	(43)	(85)	(87)
Thuế suất (%)	5,9%	5,0%	5,5%	5,2%	5,3%	10,0%	10,0%
EBIAT	835	783	849	877	760	767	782
(+) Chi phí khấu hao	690	695	694	693	690	691	571
(+) (Tăng)/Giảm Vốn lưu động	544	(311)	(148)	15	2	(19)	(15)
(-) Chi phí đầu tư TSCĐ	(5)	(8)	(7)	(6)	(6)	(7)	(7)
Dòng tiền tự do không sử dụng vốn	2.064	1.160	1.388	1.580	1.446	1.432	1.331
Giá trị DN năm cuối							9.274

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 23: Những giả định của mô hình DCF

Các yếu tố giả định	
Lãi suất phi rủi ro (nguồn Bloom)	4%
Beta (nguồn Bloomberg, 5 năm)	1,0
Phản bù rủi ro	11%
Chi phí vốn (ke)	15%
Chi phí nợ (kd)	8,6%
Tỷ lệ Nợ/Vốn (mục tiêu)	10%
WACC	14,4%

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 24: Mô hình định giá DCF

Mô hình DCF	
Giá trị doanh nghiệp	10.101
(-) Nợ	(1.305,6)
(+) Tiền mặt	140,6
Giá trị doanh nghiệp + lợi ích thiểu số	8.936
(-) Lợi ích thiểu số	-
(-) Cổ phiếu ưu đãi	0
Giá trị hợp lý của doanh nghiệp	8.936
Số lượng cổ phiếu lưu hành (tr cp)	288
Giá trị mỗi cổ phần (đồng)	31.040

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 25: Phương pháp định giá EV/EBITDA

Phương pháp EV/EBITDA	
EV/EBITDA, 1-yr	5,5
Giá trị doanh nghiệp	8.758
(-) Nợ	(649,8)
(+) Tiền mặt	280,30
Giá trị doanh nghiệp + lợi ích thiểu số	8.389
(-) Lợi ích thiểu số	0
(-) Cổ phiếu ưu đãi	0
Giá trị hợp lý của doanh nghiệp	8.389
Số lượng cổ phiếu lưu hành (tr cp)	288
Giá trị mỗi cổ phần (đồng/cp)	29.141

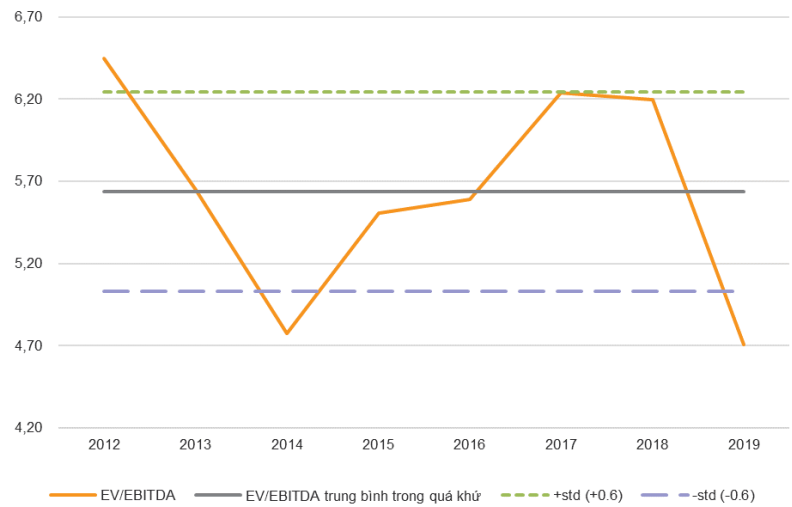
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 26: Kết quả định giá

Kết quả định giá			
Phương pháp	Giá (đồng/cp)	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cp)
DCF	31.040	50%	15.520
EV/EBITDA, 1-yr forward	29.141	50%	14.570
Trung bình giá (đồng/cp)			30.090
Giảm giá			
Giá cổ phiếu (đồng/cp)			30.090
Làm tròn			30.100
Giá hiện tại			23.250
Tăng/(Giảm) sv giá hiện tại			38,7%

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 27: EV/EBITDA quá khứ



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 28: So sánh với các doanh nghiệp cùng ngành

Công ty	Mã CK	Khuyến nghị	Giá	Giá mục tiêu	Vốn hóa	PE (x)		P/BV (x)		EV/EBITDA (x)		ROE (x)		D/E
			Nội tệ	Nội tệ	triệu USD	TTM	CY20F	TTM	CY20F	TTM	CY20F	TTM	CY20F	(x)
Doanh nghiệp quốc tế														
An Hui Wenergy Co Ltd	000543 CH Equity	KKN	4,1	NA	1.381,9	9,8	NA	0,7	NA	8,7	NA	7,7	NA	0,6
Gudian Changan Electric Power	000966 CH Equity	KKN	3,7	NA	600,6	8,9	8,3	1,0	0,9	5,6	5,8	11,5	11,4	0,9
First Gen Corp	FGEN PM Equity	KKN	23,4	NA	1.733,3	5,6	7,6	0,8	0,8	4,7	4,6	12,0	9,4	0,8
Dian Swastatika Sentosa TPT	DSSA IJ Equity	KKN	16.475,0	NA	852,6	22,3	NA	0,6	NA	7,7	NA	2,3	NA	0,8
SJVN Ltd	SJVN IN Equity	KKN	21,9	NA	1.172,2	5,7	NA	0,7	NA	4,2	NA	14,4	NA	0,2
Malakoff Corp Bhd	MLK MK Equity	TL	0,9	1,1	1.104,1	12,2	13,8	0,7	0,8	5,0	5,4	6,4	5,8	1,9
JSW Energy Ltd	JSW IN Equity	KKN	56,0	NA	1.254,7	8,4	NA	0,8	NA	5,5	NA	9,4	NA	0,7
Trung bình					1.157,1	10,4	9,9	0,8	0,8	5,9	5,3	9,1	8,9	0,8
Doanh nghiệp trong nước														
TCT Điện lực Dầu khí	POW VN Equity	KQ	10.700	13.600,0	1.080,6	11,47	9,82	0,9	0,8	6,0	5,9	8,1	8,5	0,6
Nhiệt điện Hải Phòng	HND VN Equity	KKN	18.200	NA	392,4	7,76	7,12	1,5	NA	4,1	4,1	19,7	18,2	0,9
Nhiệt điện Phả Lại	PPC VN Equity	KQ	23.700	27.300,0	327,7	6,96	8,41	1,3	1,3	7,0	7,4	18,5	15,5	0,0
TCT Điện lực 3	PGV VN Equity	KKN	11.900	NA	549,1	14,85	NA	1,1	NA	6,7	NA	7,9	NA	4,7
CTCP Xây lắp điện 1	PC1 VN Equity	TL	21.800	17.200,0	149,8	10,02	NA	0,9	NA	8,1	NA	9,9	NA	0,8
Nhiệt địa Bà Rịa	BTP VN Equity	KKN	14.300	NA	37,3	4,50	NA	0,7	NA	3,1	NA	16,7	NA	0,3
Nhiệt điện Ninh Bình	NBP VN Equity	KKN	12.200	NA	6,8	5,58	17,1	0,6	NA	3,6	NA	11,1	NA	0,1
Nhiệt điện Gia Lai	GEG VN Equity	KKN	16.000	NA	187,1	19,44	14,40	1,7	1,4	8,9	NA	9,4	10,3	1,5
Trung bình					341,3	10,1	11,4	1,1	1,1	5,9	5,8	12,7	13,1	1,1
Nhiệt điện Nhơn Trạch 2	NT2 VN Equity	KQ	23.250	30.100	288,6	9,1	8,9	1,7	1,6	4,8	5,5	18,0	16,8	0,5

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, BLOOMBERG (Dữ liệu ngày 02/10/2020)

RỦI RO

- Sự cố kỹ thuật với hệ thống nén khí có thể làm gián đoạn chuỗi cung ứng khí cho các nhà máy năng lượng của NT2. Trước đây, sự cố kỹ thuật xảy ra ở mỏ khí lớn nhất Việt Nam (Lan Tây/Lan Đỏ, bể Nam Công Sơn – đóng góp 30% vào tổng sản lượng khí Việt Nam) đã làm giảm 10% sản lượng từ 21tr m3/ngày vào ngày 27/03/2018 xuống còn 18tr m3/ngày vào ngày 04/06/2018. Do đó, sự cố này đã giảm sản lượng khí của NT2, từ đó ảnh hưởng đến các chiến lược kinh doanh. Đáng chú ý, sản lượng khí của NT2 hiện đang xấp xỉ 917tr m3/ngày trong khi PV GAS cam kết cung cấp 784tr m3 mỗi năm theo thỏa thuận cung cấp ga kéo dài 25 năm giữa hai doanh nghiệp.

- Sự phục hồi của thủy điện trong năm 2021 khi El Nino đang dần kết thúc và La Nina được kỳ vọng sẽ đến. Do đó, giá bán điện trong CGM có thể sẽ giảm trong các năm sắp tới. Tuy nhiên, việc giảm giá bán điện sẽ không tác động quá nhiều vào KQKD của NT2 nhờ hiệu suất Qc cao do các nhà máy điện của NT2 được EVN huy động nhiều.

PHỤ LỤC

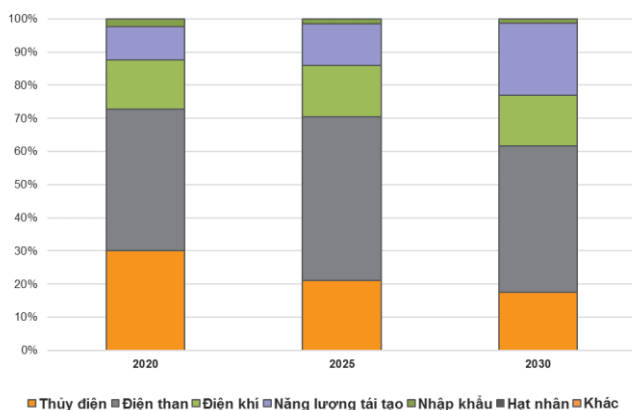
TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN

Thị trường điện Việt Nam

Trong 3 thập kỷ vừa rồi, Việt Nam đã chứng kiến sự gia tăng mạnh mẽ về nhu cầu năng lượng. Tiêu thụ điện đã tăng xấp xỉ 12-15% mỗi năm, đòi hỏi công suất phát điện phải tăng mạnh từ mức khiêm tốn 8,7 GW năm 1990 lên 55,9 GW vào cuối năm 2019. Sau 30 năm cải cách kinh tế, Việt Nam đã trở thành một trong những quốc gia có mức độ điện khí hóa cao nhất trên thế giới, với mạng lưới điện đến tay 98% dân số và tốc độ tăng trưởng kinh tế mạnh mẽ sẽ tiếp tục thúc đẩy mức tiêu thụ điện bình quân đầu người. Nhu cầu năng lượng tăng mạnh là do mở rộng lĩnh vực công nghiệp và xây dựng, chiếm 53,8% tổng mức tiêu thụ của Việt Nam, tiếp đó là mảng dân dụng chiếm 32,9% (theo báo cáo của EVN năm 2018).

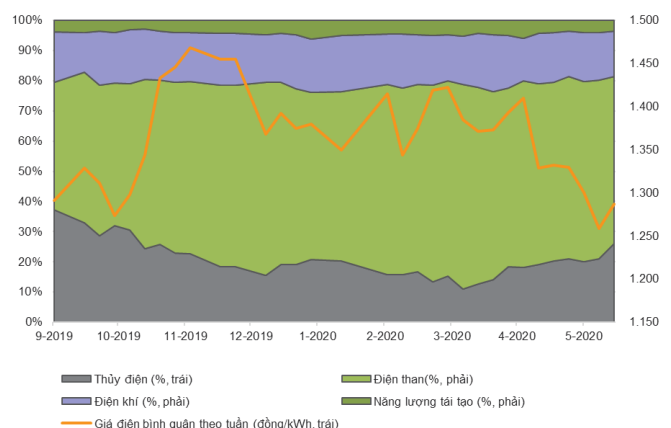
Về nguồn cung, Việt Nam đã phát triển đa dạng các nguồn phát điện nhờ vào nguồn tài nguyên thiên nhiên phong phú. Thủy điện, khí đốt tự nhiên và than đá là những nguồn năng lượng chính để sản xuất điện. Năm 2019, nhiệt điện đã vượt qua thủy điện để chiếm tỷ trọng lớn nhất trong tổng sản lượng điện Việt Nam (48,2%), tiếp đến là thủy điện ở mức 30,3% và khí đốt ở mức 17,5%. Ngoài thủy điện, năng lượng tái tạo chỉ chiếm tỉ trọng nhỏ (<10% tổng công suất của Việt Nam).

Hình 29: Công suất lắp đặt theo PDP VII (Đã sửa đổi)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 30: Biểu đồ huy động điện của EVN (theo loại)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Các nhà máy thủy điện đóng vai trò thiết yếu trong hệ thống điện Việt Nam

Việt Nam có công suất thủy điện tiềm năng đạt 35GW, được phân bổ 60% ở miền Bắc, 27% ở miền Trung và 13% ở miền Nam. Đến 2018, các nhà máy thủy điện chiếm 35,1% tổng công suất lắp đặt của toàn hệ thống (~ 17GW) và cung cấp khoảng 83 tỷ kWh mỗi năm, đóng góp 37,5% vào tổng sản lượng điện của quốc gia. Tuy nhiên, hệ thống này phụ thuộc chủ yếu vào các yếu tố thời tiết như El Nino và La Nina do đây là các yếu tố chính ảnh hưởng tới nguồn nước cho các đập thủy điện, từ đó tác động đến hiệu quả kinh doanh.

Theo số liệu từ Cơ quan Quản lý Khí quyển và Đại dương Quốc gia Hoa Kỳ (NOAA), hiện tượng El Nino đã kết thúc và xác suất xảy ra La Nina vào cuối năm 2020 đã tăng lên 60-65%. Do đó, với tình hình thời tiết trở lại trạng thái trung tính, các nhà máy thủy điện sẽ thoát khỏi tình trạng thiếu nước do El Nino. Các nhà máy thủy điện theo đó có thể sẽ tăng sản lượng và trực tiếp hạ giá thành phát điện trên thị trường điện cạnh tranh.

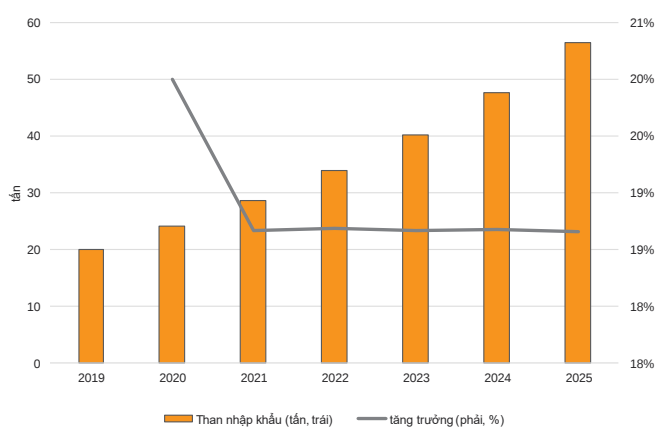
Nhiệt điện than: những vấn đề của nguồn cung

Các nhà máy nhiệt điện than đạt 18,5GW chiếm 38,1% tổng công suất lắp đặt và đóng góp 91,6 tỷ kWh mỗi năm cho hệ thống trong năm 2018 (chiếm tỷ trọng 41,4% tổng sản lượng Việt Nam).

Tình trạng thiếu hụt than đã từng đe dọa các nhà máy điện của Việt Nam vào giai đoạn 2018-2019 khi công ty Vinacomin, một nhà sản xuất than hàng đầu, đã không đáp ứng được nhu cầu đến từ các nhà máy nhiệt điện. Kể từ năm 2019, Vinacomin đã giải quyết bài toán nguồn cung bằng cách sử dụng than trộn, một hỗn hợp của than nội và than nhập khẩu với tỷ lệ thích hợp cho các nhà máy điện. Do đó không chỉ tăng giá than đầu vào cho các nhà máy này mà còn làm dấy lên một số lo ngại như sau:

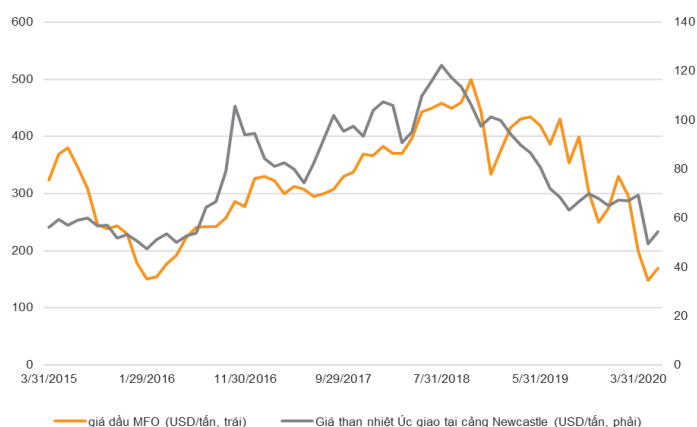
- Sự tương thích về chất lượng than: Với nguồn cung than không tương thích đã dẫn tới tỷ lệ thất thoát nhiệt và chi phí nguyên vật liệu đầu vào tăng. Loại than hỗn hợp này có tỉ lệ chất bốc khô cao hơn (>12%) so với than nội địa (>6%). Tuy nhiên, công nghệ nhiệt điện trong nước không tương thích với các loại than có tỉ lệ bốc hơi cao, từ đó khiến cho tỷ lệ thất thoát nhiệt tăng.
- Sự không tương thích từ than hỗn hợp đã dẫn tới một số vấn đề kỹ thuật trong quá trình vận hành của các nhà máy nhiệt điện có thể khiến nhà máy phải tạm dừng nhiều lần để bảo trì, dẫn đến tăng chi phí. Đây là một thách thức chung đối với POW, PPC và QTP.
- Không có điều khoản điều chỉnh giá rõ ràng trong hợp đồng PPA liên quan đến việc thanh toán phần chênh lệch giữa giá than nhập khẩu và giá than của Vinacomin, điều này sẽ xảy ra rủi ro thanh toán cho các nhà máy điện.

Hình 31: Kế hoạch xuất khẩu than trong dài hạn



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Bộ Công Thương

Hình 32: Biến động giá năng lượng: MFO và than nhiệt Úc



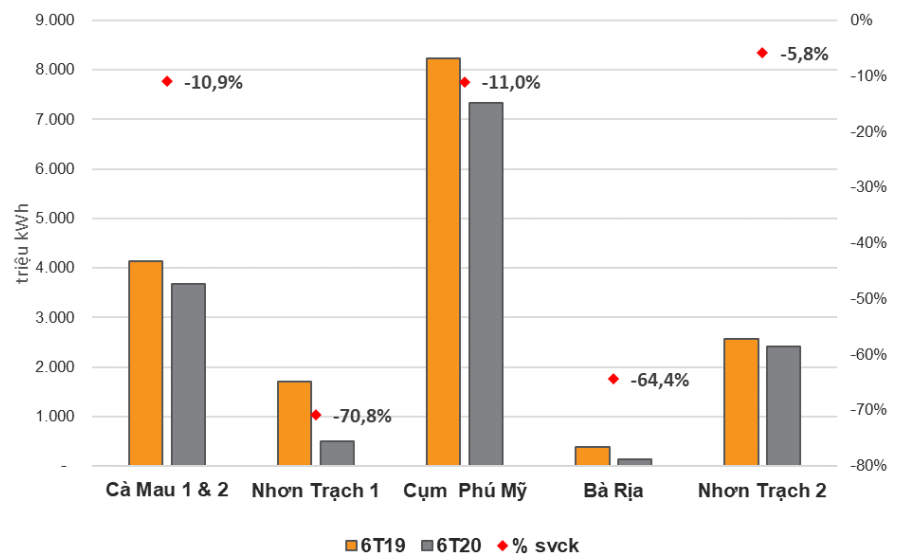
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Bloomberg

Thiếu hụt khí vẫn là một thách thức lớn đối với các nhà máy điện khí

Theo ERAV, Việt Nam hiện có 7.200MW công suất khí đốt, chiếm 16% tổng công suất của hệ thống. Khu Đông Nam Bộ có 10 nhà máy điện với tổng công suất 5.700MW, còn khu Tây Nam bộ có 2 nhà máy điện với tổng công suất 1.500MW. Công suất của các nhà máy điện khí dự kiến đạt gần 9.000MW trong năm 2020 và tăng lên 19.000MW trong năm 2019.

Để vận hành các nhà máy điện này, nhu cầu khí ước tính vào khoảng 8,5-9,5bcm. Trong khi đó, PVGAS, nhà cung cấp khí duy nhất, chỉ có thể cung cấp khoảng 6,5-7,5bcm trong giai đoạn 2020-23 do suy giảm nguồn khí từ lô 6.1 và 11.2 ở bể Nam Côn Sơn và sự trì hoãn trong việc phát triển các mỏ khí mới và các dự án đường ống mới. Do đó một số nhà máy nhiệt điện khí lớn ở khu vực phía Nam bị gián đoạn hoạt động, dẫn đến sản lượng điện giảm mạnh.

Hình 33: Sản lượng thấp hơn do thiếu khí giữa các nhà máy điện



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Để đảm bảo an ninh năng lượng thì cung cấp đủ khí đốt là ưu tiên đặt lên hàng đầu. Thời gian qua, một số dự án điện khí ở nước ta đã bị trì hoãn lại để đồng bộ với nguồn cung khí như dự án NM tuabin khí Miền Trung 1 & 2 (1.500MW) hay dự án tuabin khí Dung Quất I & II (1.500MW). Tuy nhiên có một giải pháp khả thi khác giải quyết cho vấn đề thiếu khí lâu dài, đó là nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG). Cách làm này tương tự như cách giải quyết vấn đề thiếu than, PVGas cùng EVN đã lên kế hoạch xây dựng các kho lưu trữ và nhập khẩu khoảng 3 triệu tấn LNG trong năm 2025 và 10 triệu tấn trong năm 2030.

Một số dự án cảng LNG:

- Cảng LNG Thị Vải: công suất 1-3 triệu tấn / năm
- Cảng LNG Sơn Mỹ: công suất 3-6 triệu tấn / năm
- Cảng LNG Đông Nam Bộ: công suất 4-6 triệu tấn / năm

Các chương trình thúc đẩy năng lượng mặt trời và điện gió

Đến cuối năm 2019, tổng công suất lắp đặt của năng lượng tái tạo đạt 9,75% tổng công suất quốc gia, bao gồm 4.696 MW điện mặt trời, 377 MW điện gió, 325 MW điện sinh khối và 10 MW chất thải rắn. Đáng chú ý là sản lượng điện từ năng lượng mặt trời và năng lượng gió đã tăng 7,7 lần từ 0,79 tỷ kWh năm 2018 lên 6,1 tỷ kWh vào năm 2019.

Mảng điện mặt trời đang chờ cơ chế giá mới. Theo Quyết định 9608/BCT của Bộ Công Thương ban hành vào ngày 16 tháng 12 năm 2019, việc cấp phép cho các dự án năng lượng mặt trời mới đã bị dừng lại. Bên cạnh đó, các đường dây tải điện hiện đang gặp phải tình trạng quá tải làm hạn chế công suất của các tổ máy năng lượng mặt trời mới. Dựa trên đề xuất mới nhất của Bộ Công Thương, FIT (Biểu giá cung cấp điện) cho điện mặt trời là 7,09 cent/kWh (1.631 đồng/kWh) cho các dự án trên đất liền và 7,69 cent/kWh (1.769 đồng/kWh) đối với các dự án ngoài khơi. Các mức này thấp hơn nhiều so với mức FIT ban đầu là 9,35 cent/kWh (2.151 đồng/kWh) (Quyết định 11/QĐ-TTg ngày 11/4/2017).

Mảng điện gió có giá bán mới theo Quyết định 39/2018/QĐ-TTg ban hành ngày 10 tháng 9 năm 2018. Giá bán là 8,5 cent/kWh cho các dự án trong đất liền và 9,5 cent/kWh cho các dự án ngoài khơi, trên mức giá cũ là 7,8 cent/kWh. Chi phí sản xuất điện qui dẫn (LCOE) là chi phí cho mỗi đơn vị năng lượng trong toàn bộ vòng đời trung bình của một công nghệ. Theo đó, LCOE là 7,0 cent/kWh,

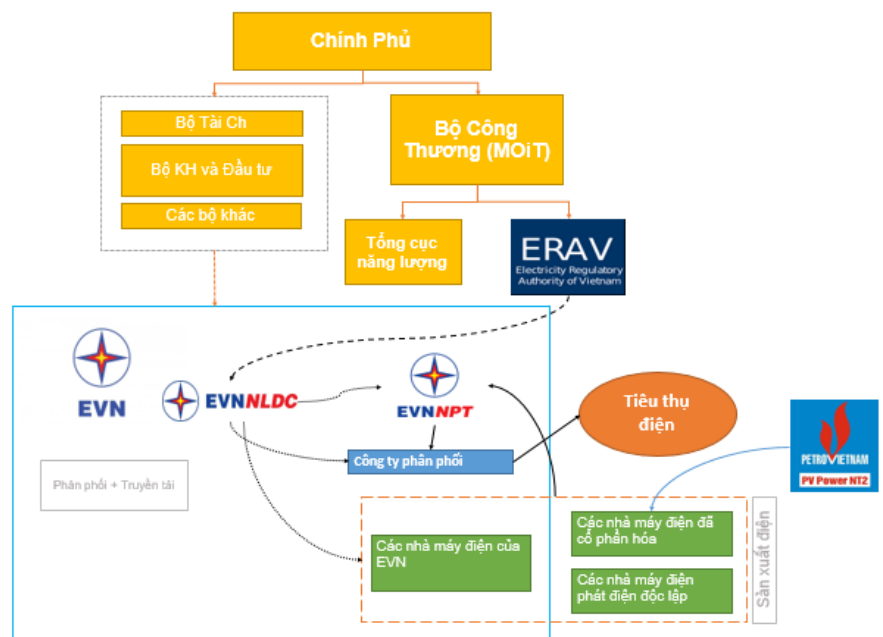
do đó giá bán mới sẽ hấp dẫn hơn đối với các nhà đầu tư. Bên cạnh đó, chi phí đầu tư vào tuabin gió giảm dần cũng là một điểm hấp dẫn.

Tính đến hết tháng 8/2020, tổng công suất các nguồn điện gió và điện mặt trời đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch gần 23.000MW (trong đó, điện mặt trời khoảng 11.200MW; điện gió khoảng 11.800MW). Tính đến nay, đã có 113 dự án NLTT với tổng công suất 5.700MW đi vào hoạt động nhờ EVN đã rất nỗ lực hoàn thiện cơ sở hạ tầng truyền tải điện. Tuy nhiên, vẫn còn một thách thức lớn ở phía trước khi nhiều dự án NLTT được bổ sung vào nhà máy phát triển điện quốc gia, ước tính 17.000MW có thể tạo áp lực lớn lên các cơ sở truyền tải điện của EVN.

Vận hành thị trường điện

Giá bán lẻ điện được chính phủ Việt Nam quy định chặt chẽ. Thị trường điện được chi phối bởi doanh nghiệp nhà nước Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và chịu sự giám sát của Bộ Công Thương. Trên thị trường phát điện, EVN là người mua duy nhất và hệ thống truyền tải và phân phối điện do các công ty con của EVN độc quyền vận hành. Tuy nhiên, thị trường bán lẻ điện Việt Nam đang trong quá trình chuyển đổi từ thị trường độc quyền sang thị trường phát điện cạnh tranh kể từ khi Quyết định ban hành tháng 10/2013 của Thủ tướng Chính phủ.

Hình 34: Cấu trúc thị trường điện Việt Nam



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN, Bộ Công Thương

Các bên liên quan

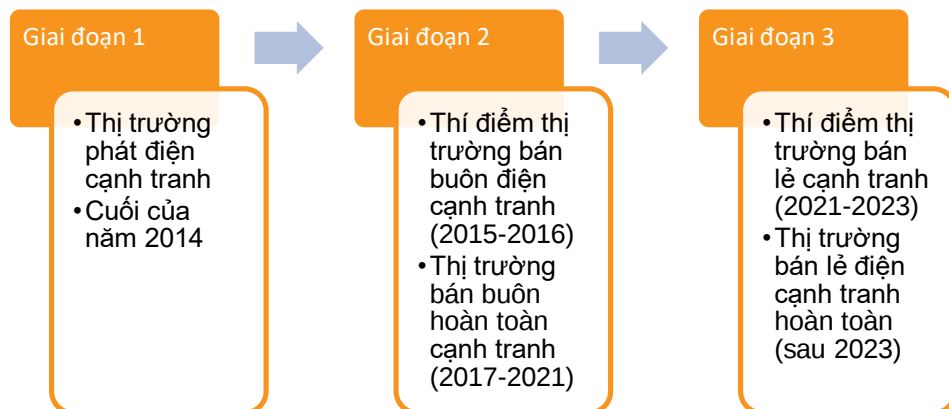
- GDE/MoIT: Tổng cục Năng lượng (GDE) là cơ quan năng lượng của Bộ Công Thương chịu trách nhiệm hoạch định chiến lược, chính sách liên quan đến phát triển quốc gia, quy hoạch của từng ngành năng lượng trên toàn quốc, và xây dựng các văn bản pháp luật trong lĩnh vực năng lượng ngành công nghiệp. GDE cố gắng đảm bảo cơ cấu kinh tế hợp lý trong sản xuất, thương mại, đầu tư, xuất nhập khẩu, liên doanh và hiệp hội kinh doanh trong lĩnh vực năng lượng. Do đó, GDE thực hiện các chiến lược và kế hoạch phát triển của ngành.
- Cục Điều tiết Điện lực Việt Nam (ERVA) là cơ quan quản lý điện quốc gia, là người điều tiết thị trường điện, bao gồm giám sát giá điện và giám sát cân đối cung cầu.

- Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) là doanh nghiệp nhà nước chủ lực trong ngành điện. Riêng EVN đã nắm giữ 50% tổng sản lượng toàn thị trường phát điện. Trên thị trường bán buôn, doanh nghiệp nắm vị thế độc quyền khi là người mua duy nhất qua công ty con là TCT Truyền tải điện quốc gia và phân phối tới hơn 90% điện năng trên thị trường bán lẻ.
- Công ty Mua bán điện (EVN/EPTC) có chức năng mua điện từ tất cả các đơn vị phát điện và bán buôn điện cho các công ty phân phối điện.
- Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia (EVN/NLDC) chịu trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện.
- Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVN/NPT) chịu trách nhiệm phát triển và vận hành hệ thống truyền tải điện trên toàn quốc.

EVN được cơ cấu là Tổng Công ty với một loạt các công ty con, trong đó có 7 công ty điện lực khu vực (PC) - phụ trách truyền tải và phân phối điện từ 110 kV trở xuống. Kế hoạch phát triển lưới điện và phát điện của EVN và tất cả các dự án đầu tư lớn phải được Chính phủ phê duyệt. Biểu giá bán lẻ điện cũng được Chính phủ quy định chặt chẽ, Bộ Công Thương khuyến nghị điều chỉnh và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Các nhà máy phát điện ở Việt Nam hầu hết thuộc sở hữu của ba tổng công ty nhà nước là EVN, Petrovietnam (PVN) và Vinacomin. Ngoài ra còn có các nhà máy điện BOT (xây dựng-vận hành-chuyển giao) và IPP (Nhà sản xuất điện độc lập).

Thị trường điện cạnh tranh

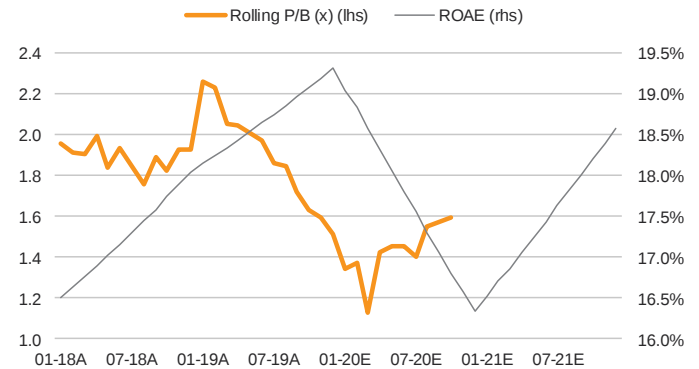
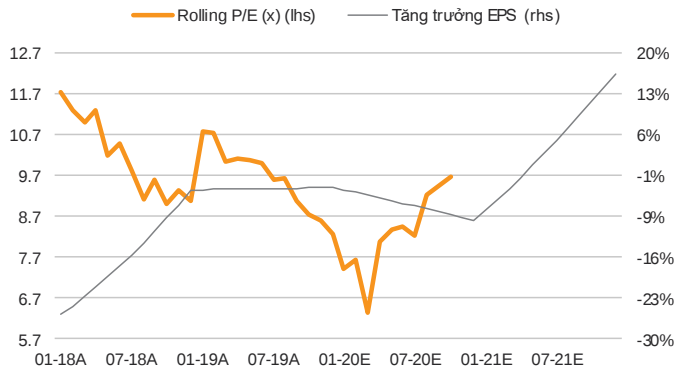


Từ năm 2012, thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) được đưa vào hoạt động. Bộ Công Thương đã ban hành quy chế vận hành thị trường, theo đó tất cả các nhà máy điện có công suất thiết kế trên 30MW và kết nối với mạng lưới điện quốc gia đều phải tham gia. Các trường hợp ngoại lệ duy nhất là các nhà máy BOT, các nhà máy điện gió và các nhà máy điện tái tạo khác.

Hiện tại thị trường điện đang vận hành ở giai đoạn 2. Trong giai đoạn 1, ENV/EPTC là bên mua điện duy nhất trên thị trường, tuy nhiên ở giai đoạn 2 đã có thêm 5 công ty tham gia mua điện với EPTC. Sau đó, giai đoạn 3 sẽ bắt đầu thí điểm vào năm 2021, trong đó CGM cho phép nhà bán lẻ mua điện trực tiếp từ nhà sản xuất. Khi hoạt động ở giai đoạn 3, Chính phủ chỉ sở hữu EVN/NPT trong khi các đơn vị khác đã được cổ phần hóa.

Đến năm 2018, 90 nhà máy điện đã tham gia vào CGM với tổng công suất đạt 23.054MW (chiếm 52,6% tổng công suất của Việt Nam). Tổng sản lượng điện giao dịch trên thị trường đạt 106,5 tỷ kWh (chiếm 48,4% tổng sản lượng cả nước).

Định giá



Báo cáo KQ HKĐK

(tỷ VND)	12-20E	12-21E	12-22E
Doanh thu thuần	7,152	7,869	8,071
Giá vốn hàng bán	(6,229)	(6,870)	(7,043)
Chi phí quản lý DN	(99)	(101)	(102)
Chi phí bán hàng	0	0	0
LN hoạt động thuần	825	898	926
EBITDA thuần	1,520	1,592	1,619
Chi phí khấu hao	(695)	(694)	(693)
LN HĐ trước thuế & lãi vay	825	898	926
Thu nhập lãi	14	14	14
Chi phí tài chính	(150)	(102)	(106)
Thu nhập ròng khác	30	30	30
TN từ các Cty LK & LD			
LN trước thuế	719	840	864
Thuế	(36)	(46)	(45)
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0
LN ròng	683	794	819
Thu nhập trên vốn	683	794	819
Cổ tức phổ thông	(576)	(720)	(921)
LN giữ lại	107	75	(102)

Bảng cân đối kế toán

(tỷ VND)	12-20E	12-21E	12-22E
Tiền và tương đương tiền	164	280	530
Đầu tư ngắn hạn	200	200	200
Các khoản phải thu ngắn hạn	2,007	2,166	2,244
Hàng tồn kho	265	291	299
Các tài sản ngắn hạn khác	316	315	340
Tổng tài sản ngắn hạn	2,953	3,253	3,613
Tài sản cố định	4,193	3,505	2,818
Tổng đầu tư	0	0	0
Tài sản dài hạn khác	0	0	0
Tổng tài sản	7,146	6,758	6,431
Vay & nợ ngắn hạn	1,142	650	300
Phải trả người bán	825	555	751
Nợ ngắn hạn khác	939	1,237	1,165
Tổng nợ ngắn hạn	2,906	2,443	2,216
Vay & nợ dài hạn	0	0	0
Các khoản phải trả khác	1	1	1
Vốn điều lệ và	2,879	2,879	2,879
LN giữ lại	1,219	1,293	1,191
Vốn chủ sở hữu	4,239	4,315	4,214
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0
Tổng nợ và vốn chủ sở hữu	7,146	6,758	6,431

Báo cáo LCTT

(tỷ VND)	12-20E	12-21E	12-22E
LN trước thuế	719	840	864
Khấu hao	695	694	693
Thuế đã nộp	(36)	(46)	(45)
Các khoản điều chỉnh khác	(57)	7	12
Thay đổi VLĐ	(311)	(148)	15
LC tiền thuần HKĐK	1,009	1,347	1,540
Đầu tư TSCĐ	(8)	(7)	(6)
Thu từ TL, nhượng bán TSCĐ	1	2	1
Các khoản khác	0	0	0
Thay đổi tài sản dài hạn khác	(14)	(14)	(14)
LC tiền từ HĐĐT	(21)	(19)	(19)
Thu từ PH CP, nhận góp VCSH	0	0	0
Trả vốn góp CSH, mua CP quý			
Tiền vay ròng nhận được	(700)	(492)	(350)
Dòng tiền từ HĐTC khác			
Cổ tức, LN đã trả cho CSH	(576)	(720)	(921)
LC tiền thuần HĐTC	(1,276)	(1,212)	(1,271)
Tiền & tương đương tiền đầu kì	451	164	280
LC tiền thuần trong năm	(287)	116	250
Tiền & tương đương tiền cuối kì	164	280	530

Các chỉ số cơ bản

	12-20E	12-21E	12-22E
Dupont			
Biên LN ròng	9.5%	10.1%	10.1%
Vòng quay TS	0.97	1.13	1.22
ROAA	9.3%	11.4%	12.4%
Đòn bẩy tài chính	1.76	1.63	1.55
ROAE	16.3%	18.6%	19.2%
Hiệu quả			
Số ngày phải thu	99.1	96.8	97.8
Số ngày nắm giữ HTK	15.6	15.5	15.5
Số ngày phải trả tiền bán	48.5	29.5	38.9
Vòng quay TSCĐ	1.58	2.04	2.55
ROIC	12.7%	16.0%	18.1%
Thanh khoản			
Khả năng thanh toán ngắn hạn	1.0	1.3	1.6
Khả năng thanh toán nhanh	0.9	1.2	1.5
Khả năng thanh toán tiền mặt	0.1	0.2	0.3
Vòng quay tiền	66.2	82.8	74.4
Chỉ số tăng trưởng (yoy)			
Tăng trưởng DT thuần	(6.6%)	10.0%	2.6%
Tăng trưởng LN từ HKĐK	(7.1%)	8.9%	3.1%
Tăng trưởng LN ròng	(9.4%)	16.3%	3.1%
Tăng trưởng EPS	(9.4%)	16.3%	3.1%

Nguồn: VND RESEARCH

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ CỦA VNDIRECT

Khuyến nghị cổ phiếu

KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu từ 15% trở lên
TRUNG LẬP	Khả năng sinh lời của cổ phiếu nằm trong khoảng từ -10% đến 15%
KÉM KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu thấp hơn -10%

Khuyến nghị đầu tư được đưa ra dựa trên khả năng sinh lời dự kiến của cổ phiếu, được tính bằng tổng của (i) chênh lệch phần trăm giữa giá mục tiêu và giá thị trường tại thời điểm công bố báo cáo, và (ii) tỷ suất cổ tức dự kiến. Trừ khi được nêu rõ trong báo cáo, các khuyến nghị đầu tư có thời hạn đầu tư là 12 tháng.

Khuyến nghị ngành

TÍCH CỰC	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị tích cực, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TRUNG TÍNH	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị trung bình, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TIÊU CỰC	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị tiêu cực, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền

KHUYẾN CÁO

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Khối Phân tích - Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT. Thông tin trình bày trong báo cáo dựa trên các nguồn được cho là đáng tin cậy vào thời điểm công bố. Các nguồn tin này bao gồm thông tin trên sàn giao dịch chứng khoán hoặc trên thị trường nơi cổ phiếu được phân tích niêm yết, thông tin trên báo cáo được công bố của công ty, thông tin được công bố rộng rãi khác và các thông tin theo nghiên cứu của chúng tôi. VNDIRECT không chịu trách nhiệm về độ chính xác hay đầy đủ của những thông tin này.

Quan điểm, dự báo và những ước tính trong báo cáo này chỉ thể hiện ý kiến của tác giả tại thời điểm phát hành. Những quan điểm này không thể hiện quan điểm chung của VNDIRECT và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước.

Báo cáo này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin cho các nhà đầu tư của Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT tham khảo và không mang tính chất mời chào mua hay bán bất kỳ chứng khoán nào được thảo luận trong báo cáo này. Các nhà đầu tư nên có các nhận định độc lập về thông tin trong báo cáo này, xem xét các mục tiêu đầu tư cá nhân, tình hình tài chính và nhu cầu đầu tư của mình, tham khảo ý kiến tư vấn từ các chuyên gia về các vấn đề quy phạm pháp luật, tài chính, thuế và các khía cạnh khác trước khi tham gia vào bất kỳ giao dịch nào với cổ phiếu của (các) công ty được đề cập trong báo cáo này. VNDIRECT không chịu trách nhiệm về bất cứ kết quả nào phát sinh từ việc sử dụng nội dung của báo cáo dưới mọi hình thức. Bản báo cáo này là sản phẩm thuộc sở hữu của VNDIRECT, người sử dụng không được phép sao chép, chuyển giao, sửa đổi, đăng tải lên các phương tiện truyền thông mà không có sự đồng ý bằng văn bản của VNDIRECT.

Trần Khánh Hiền - Phó Giám đốc Phân tích

Email: hien.trankhanh@vndirect.com.vn

Hoàng Long Nhật – Chuyên viên phân tích

Email: nhat.hoanglong@vndirect.com.vn

Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT

Số 1 Nguyễn Thượng Hiền – Quận Hai Bà Trưng – Hà Nội

Điện thoại: +84 2439724568

Email: research@vndirect.com.vn

Website: <https://vndirect.com.vn>