



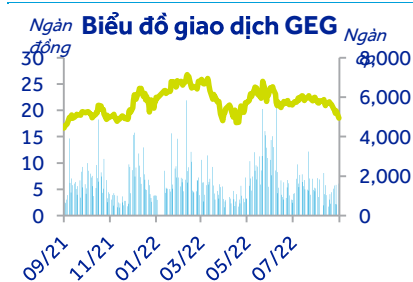
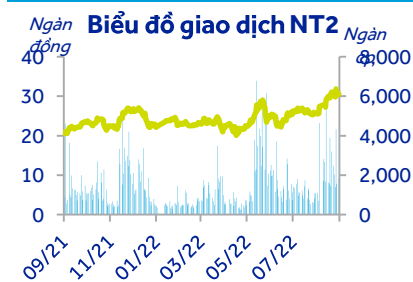
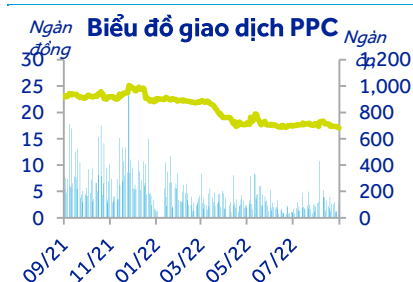
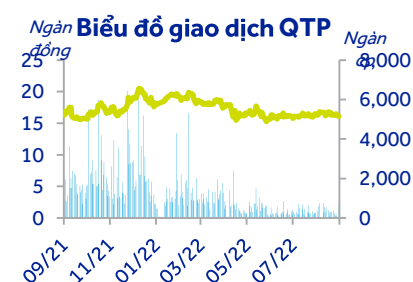
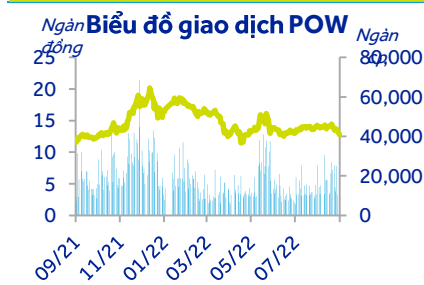
Cập nhật Ngành – NĂNG LƯỢNG

September 28, 2022

Phạm Đức Toàn

(+84 28) 3823 4159 - Ext: 327

toanpd@acbs.com.vn



CẬP NHẬT NGÀNH NĂNG LƯỢNG

Tăng trưởng kinh tế thường đi kèm với sự phát triển bền vững của an ninh năng lượng. Nhận thức được tính thiết thực của ngành năng lượng, Chính phủ Việt Nam đã rất chú trọng đến việc định hướng và phát triển ngành năng lượng để làm nền tảng thúc đẩy nền kinh tế phát triển. Do đó, ngành năng lượng có thể được coi là một đại diện hấp dẫn cho triển vọng phát triển dài hạn của nền kinh tế Việt Nam.

Tổng quan ngành: Sự phát triển của ngành năng lượng được đặt dưới sự hỗ trợ và chỉ đạo của Chính phủ Việt Nam nhằm phục vụ an ninh năng lượng quốc gia, cung cấp năng lượng cho nền kinh tế và tạo điều kiện thuận lợi cho tư liệu sản xuất. Chính phủ đã đặt ra các mục tiêu quyết liệt cho ngành trong thời gian gần đây, vì một nguồn năng lượng ổn định là điều cần thiết cho sự phát triển của nền kinh tế và để Việt Nam trở thành một điểm đến đầu tư hấp dẫn. Nhờ vậy, ngành năng lượng Việt Nam đã đạt được thành công ở một số điểm, đứng thứ nhất ASEAN về công suất từ năm 2021, tương đương với mức tăng 40% công suất cả nước kể từ năm 2019, với những bước tiến lớn được thực hiện từ năng lượng tái tạo.

Cơ hội & Thách thức: Là một nước đang phát triển, có nhiều lợi thế cạnh tranh, GDP Việt Nam được dự báo sẽ tăng trưởng khoảng 6% hàng năm trong dài hạn; Sản lượng điện năng được dự báo sẽ tăng trưởng cao hơn khoảng 3% so với GDP nói chung, khoảng 8% - 10% hàng năm theo Quy hoạch điện VIII (QHĐ8). Trong đó, một số phân khúc được kỳ vọng sẽ có mức tăng trưởng cao hơn như năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện), có thể mang lại cơ hội lớn cho các nhà đầu tư. Mặt khác, ngành năng lượng của Việt Nam cũng phải đối mặt với những thách thức, bao gồm hệ thống truyền tải kém linh hoạt, yêu cầu vốn đầu tư ban đầu cao cho điện gió và điện mặt trời; tối ưu hóa các nguồn năng lượng khác nhau phù hợp với lưới điện truyền tải quốc gia.

Sự kiện chính: Trải qua năm 2021 đầy khó khăn với những tác động nặng nề từ COVID-19, Chính phủ phải thực hiện các chính sách giãn cách xã hội nghiêm ngặt trong 3 tháng (từ tháng 7 đến tháng 10), dẫn đến GDP 2021 chỉ tăng trưởng 2,58% (thấp nhất trong một thập kỷ, nhưng vẫn khả quan nếu so với nhiều nền kinh tế khác chứng kiến sự suy giảm trong thời kỳ COVID), nguyên nhân chủ yếu do đứt gãy chuỗi cung ứng, dẫn đến dư thừa nguồn cung, buộc nhiều doanh nghiệp cắt giảm sản lượng sản xuất và hoạt động kém hiệu quả, bao gồm cả ngành năng lượng.

Dự thảo lần thứ 4 của QHĐ8 vào tháng 4/2022 đã bổ sung thêm hai kịch bản nâng tổng số lên tám, bao gồm thêm vào kế hoạch chuyển đổi năng lượng để đạt được yêu cầu cắt giảm khí carbon và kế hoạch dự phòng trong trường hợp thiếu nguyên liệu đầu vào. Để minh họa cho quan điểm, EVN đã ký 18 Thỏa thuận mua bán điện (PPA) với Lào trong tháng 9/2022 để hỗ trợ nhu cầu tiêu thụ điện năng ở miền Bắc. Ngoài ra, danh mục đầu tư nguồn phát điện đã được điều chỉnh để có sự kết hợp "Xanh" hơn nhiều so với các bản dự thảo trước theo cam kết đạt khí thải carbon bằng 0 vào năm 2050; chú trọng phát triển năng lượng tái tạo, ổn định và cân bằng lưới điện tương ứng với từng khu vực, hạn chế truyền tải liên vùng, tối ưu hóa chi phí đường dây, giảm tỷ lệ tổn thất điện năng và giá điện nói chung.

Triển vọng: Chúng tôi kỳ vọng mảng năng lượng nhìn chung sẽ trở nên tươi sáng hơn nhờ sự phục hồi của nền kinh tế vào năm 2022, đặc biệt là sự bình thường hóa của nhiều doanh nghiệp và hoạt động sản xuất sau đại dịch. Tuy nhiên, sẽ có sự ưu tiên phát triển giữa các nguồn năng lượng khác nhau.

Trong ngắn hạn, chúng tôi kỳ vọng nhiệt điện than sẽ hoạt động tương đối tốt mặc dù chi phí đầu vào cao do:

- El Nino được dự báo sẽ bắt đầu tác động mạnh vào đầu năm 2023. Do đó, nó sẽ làm giảm lượng mưa và dẫn đến các năng suất các nhà máy thủy điện kém khả quan hơn.
- Lưới truyền tải điện còn yếu và công nghệ lưu trữ chưa hoàn thiện, chưa thích ứng được với đặc tính không linh hoạt của năng lượng tái tạo (NLTT), nhất là nguồn năng lượng từ mặt trời và gió, cản trở triển vọng của NTLL trong việc tăng nhanh tỷ trọng của trong danh mục năng lượng quốc gia trong thời gian ngắn.
- Để ổn định phát triển kinh tế, chính phủ phải chấp nhận tác động rủi ro môi trường trong ngắn hạn là huy động các nhà máy nhiệt điện do thiếu hụt sản lượng bù đắp từ các nguồn thay thế.

Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng việc chuyển đổi sang năng lượng tái tạo là xu hướng không thể tránh khỏi về lâu dài và Việt Nam sở hữu nhiều điều kiện thuận lợi để thực hiện việc chuyển đổi nguồn năng lượng: Thời tiết nhiệt đới gió mùa với lượng mưa hàng năm và số giờ nắng cao với một đường bờ biển dài. Thêm vào đó, chúng tôi kỳ vọng chính phủ sẽ tạo ra các chính sách mới nhằm khuyến khích phát triển NLTT, đặc biệt là điện gió. Ví dụ: chính sách ưu đãi FIT 2018 quy định mức giá ưu đãi cho các dự án năng lượng mặt trời và gió trong thời gian 20 năm. Vậy nên, chúng tôi đánh giá cao những công ty đang triển khai các dự án NLTT, có triển vọng hấp dẫn trong dài hạn như REE và GEG.

	Vốn Hóa (Tỷ VND)	Doanh Thu 2021 (Tỷ VND)	LNST 2021 (Tỷ VND)	Trailin g PER (x)	Trailin g PBR (x)	2021 ROE (%)	2021 ROA (%)	YTD Return (%)	1 Year Return (%)	Div Yield (%)	Giá Trị Giao Dịch 3 Tháng (Tỷ VND)
Điện Than											
PPC	5,563	3,868	216	35.9	1.0	4.5	3.9	-0.2	-18.1	9.6	93
HND	8,200	9,027	455	10.1	1.2	7.3	5.2	-10.0	2.9	8.8	34
QTP	7,335	8,571	578	14.8	1.2	9.4	6.5	-11.9	13.1	10	689
Thủy Điện											
REE	29,996	5,815	1,855	16.1	1.7	11.3	5.8	36.9	70.5	1.3	5,004
VSH	10,749	1,611	387	17.3	2.1	5.8	2.6	42.7	64.5	2.5	222
TBC	2,000	495	169	11.3	1.5	13.9	10.7	6.9	12.3	8.1	12
Điện Khí											
POW	31,967	24,561	1,799	22.8	1.0	5.8	3.4	-27.1	27.3	1.4	11,392
NT2	9,169	6,150	534	14.8	1.8	12.6	8.1	6.5	54.9	3.7	2,679
BTP	1,077	1,213	127	8.5	0.9	9.9	6.7	-2.7	4.1	6.7	43
Điện Gió và Mặt Trời											
GEG	6,407	1,381	283	20.7	1.9	7.6	2.3	2.2	49	2.6	1
BCG	7,335	2,618	609	8.9	0.5	7.3	1.6	-40.2	2.6	3.6	4,652
VN-Index	4,643,673			12.5	1.9						

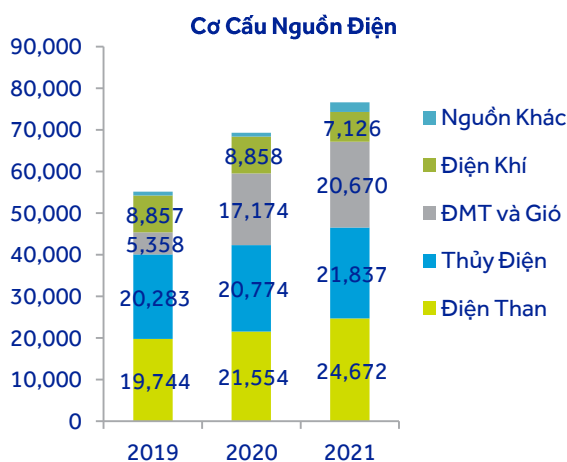
Nguồn: Bloomberg, FiinPro. 28/092022

TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN

Công Suất

Trong những năm gần đây, công suất tổng thể trong lĩnh vực sản xuất năng lượng của Việt Nam đã có những bước phát triển vượt bậc. Từ cuối 2019 đến 2021, công suất cả nước đã tăng ấn tượng 40% từ 54.880 MW lên 76.620 MW và hiện dẫn đầu ASEAN về công suất. Đáng chú ý, năng lượng tái tạo (RE), không bao gồm thủy điện, đã tăng gần 4 lần trong giai đoạn từ 5.385 MW - 2019 lên 20.670 MW – 2021 và hiện chiếm 27% tổng công suất lắp đặt (năng lượng tái tạo chiếm 55,5% nếu bao gồm cả thủy điện).

Công Suất	2019	2020	2021
Điện Than	35.8%	31.1%	32.2%
Thủy Điện	36.8%	30.0%	28.5%
MT và Gió	9.7%	24.8%	27.0%
Điện Khí	16.1%	12.8%	9.3%
Nguồn khác	1.6%	1.4%	3.0%
Tổng cộng	100%	100%	100%



Nguồn: ACBS, EVN

Nguồn: ACBS, EVN

Công suất nhiệt điện than tăng 25% trong hai năm từ 19.744 MW (2019) lên 24.672 MW (2021), trở thành nhóm lớn nhất, chiếm 32,2% tổng công suất lắp đặt. Theo QHĐ8, nhiệt điện than dự kiến đạt công suất tối đa 37.467 MW vào 2030 và việc mở rộng sẽ bị tạm dừng để đáp ứng cam kết phát thải carbon của Việt Nam trong hội nghị COP26.

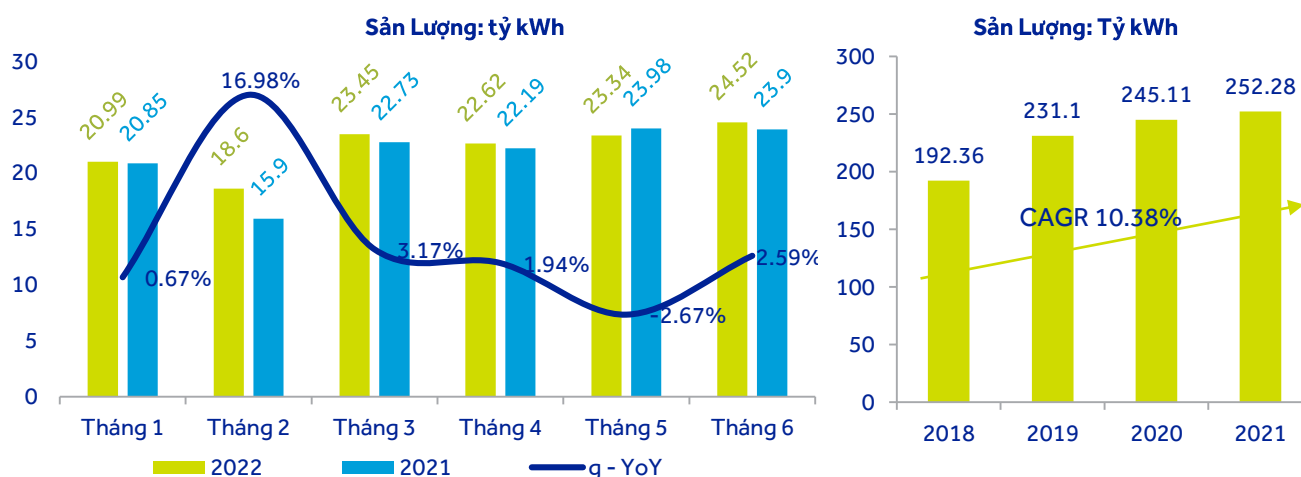
Công suất thủy điện chỉ tăng 1.600 MW từ 20.283 MW (2019) lên 21.837 MW (2021), chiếm 28,5% tổng số do các khu vực có tiềm năng khai thác mới không còn nhiều và chúng tôi không kỳ vọng sẽ tăng trưởng ấn tượng về công suất lắp đặt thủy điện mới trong tương lai.

Nhận xét: Công suất năng lượng đã tăng lên đáng kể trong những năm gần đây. Tuy nhiên, không phải không có những thách thức của nó. Do sự gia tăng công suất lớn, nhất là năng lượng mặt trời và năng lượng gió, nên đã gây không ổn định và không tương thích với hệ thống truyền tải, do bản chất không nhất quán của việc phát điện từ các nguồn này. Ngoài ra, năng lượng gió và năng lượng mặt trời tập trung ở khu vực miền Trung và miền Nam, tạo ra sự mất cân đối giữa nguồn và điện năng tiêu thụ. Một số tỉnh miền Trung đã phải cắt giảm công suất và sản xuất điện do dư thừa, trong khi một số nơi khác, đặc biệt là các tỉnh phía Bắc phải yêu cầu tiết kiệm năng lượng do có thể thiếu nguồn cung cấp và đường dây truyền tải quá tải trong mùa hè. Chính phủ đã ghi nhận những mất cân đối này và đang thực hiện các điều chỉnh trong QHĐ8 nhằm giảm bớt một số vấn đề này.

Sản Lượng

Sản xuất điện năm 2021 đạt 252,28 tỷ kWh, chỉ tăng 2,93% YoY, làm tốc độ tăng trưởng giảm mạnh (CAGR 2018-2021: 10,4%) chủ yếu là do các chính sách ngừng hoạt động liên quan đến COVID-19 và các chính sách cách xa xã hội nhằm ngăn chặn sự lan rộng của vi-rút.

Trong nửa đầu năm 2022, tổng sản lượng điện sản xuất đạt 133,52 tỷ kWh, + 3,02% YoY, hoàn thành 48,5% kế hoạch 2022.

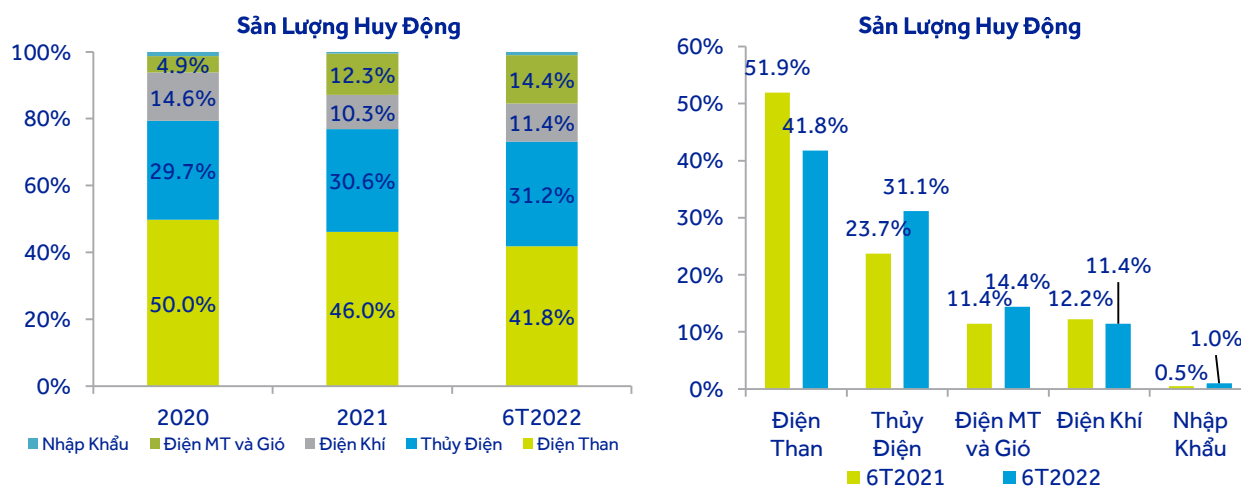


Nguồn: EVN, ACBS

Nguồn: EVN, ACBS

Cơ Cấu Sản Lượng

Trong nửa đầu năm 2022, đã có một sự chuyển đổi đáng chú ý trong sản xuất năng lượng, với năng lượng tái tạo chiếm tỷ trọng lớn hơn so với sản lượng than và khí đốt truyền thống. Nhiệt điện than giảm từ 51,9% (1H2021) xuống 47,8% (1H2022); trái lại; thủy điện tăng từ 23,7% (1H2021) lên 31,1% (1H2022) và nguồn NLTT (không bao gồm thủy điện) tăng từ 11,4% (1H2021) lên 14,4% (1H2022).



Nguồn: ACBS, EVN

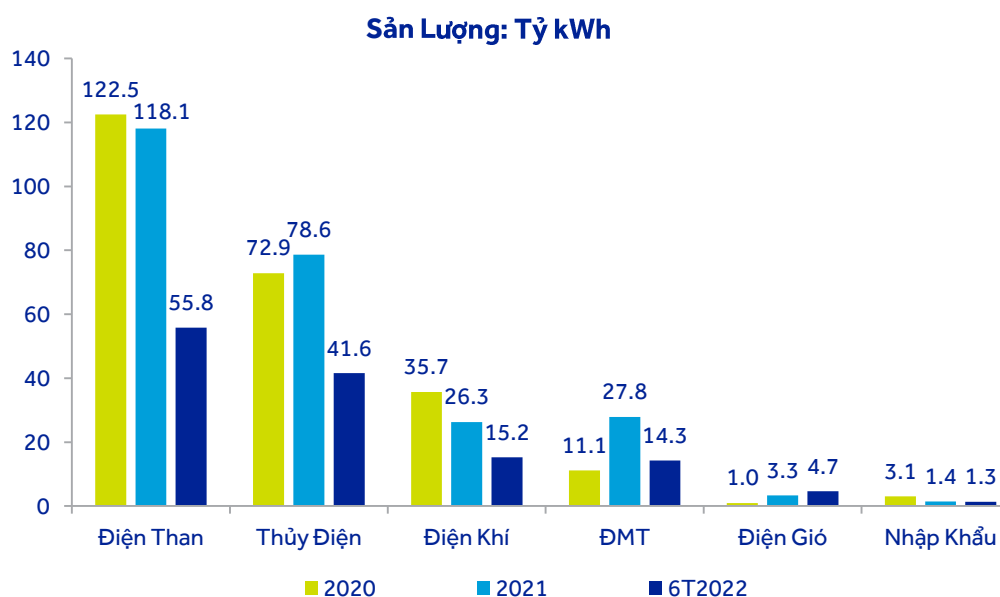
Nguồn: ACBS, EVN

Sản lượng nhiệt điện than năm 2021 giảm 4% so với năm 2020 (2021: 46% - 2020: 50%), trong khi sản lượng thủy điện đạt 78,61 tỷ kWh (2021), + 7,9% YoY.

Nhờ các chính sách FIT đối với NLTT (không bao gồm thủy điện) được khuyến khích từ năm 2018 đến năm 2021, cơ cấu sản lượng đã có sự chuyển đổi. Do đó, sản lượng điện mặt trời tăng hơn gấp đôi từ 11,1 tỷ kWh (năm 2020) lên 27,84 tỷ kWh (năm 2021).

Tuy nhiên, sự gia tăng sản lượng điện mặt trời (ĐMT) và ĐMT trên mái nhà từ năm 2018 đến năm 2020 đã ảnh hưởng tiêu cực đến sự ổn định vận hành của lưới điện do khả năng lưu trữ không theo kịp với quá trình phát điện, do đó, năng lượng mặt trời đã bị đình trệ kể từ năm 2021.

Sản lượng điện gió 6T2022 đạt 4,7 tỷ kWh, tăng gần 5 lần so với cả năm 2020 và tăng 42,4% so với năm 2021.



Nguồn: ACBS, EVN

Nhận xét: Mức tăng tổng thể trong 6 tháng đầu năm 2022 là một dấu hiệu đáng khích lệ cho thấy nền kinh tế đang phục hồi. Các hoạt động sản xuất và hộ gia đình đang bình thường hóa sau COVID. Theo QHĐ8, tốc độ CAGR của sản xuất năng lượng sẽ đạt từ 8% đến 10% trong giai đoạn 2021 – 2030. Chúng tôi kỳ vọng tiêu thụ điện sẽ đạt mức tăng trưởng mạnh mẽ vào năm 2022, sau hai năm hoạt động kém hiệu quả do COVID-19.

Chính phủ đang củng cố cam kết chuyển đổi danh mục năng lượng của quốc gia để tuân thủ cam kết giảm phát thải carbon theo COP26. Do đó, các nguồn năng lượng tái tạo như Gió và Mặt trời đang chiếm vị trí trung tâm trong chiến lược phát triển năng lượng tương lai của đất nước. Tuy nhiên, có hai vấn đề lớn cần được giải quyết cho sự phát triển dài hạn và triển vọng ngắn hạn được đề cập trong QHĐ8:

- Nguồn năng lượng nào sẽ chạy nền để đáp ứng năng lượng an ninh quốc gia. Phải có nguồn chạy nền dự phòng trong bất kỳ hệ thống điện nào. Các nguồn tái tạo phụ thuộc vào thời tiết, trong khi công nghệ lưu trữ vẫn chưa được phát triển hoàn thiện. Vì vậy, các nhà máy nhiệt điện than dường như là ứng viên số một để ngăn chặn hệ thống ngừng hoạt động trong khi chờ phát triển thêm các nhà máy điện tua-bin khí.
- Cải thiện lưới điện truyền tải để giải quyết vấn đề tăng sản lượng trong thời gian cao điểm đi kèm với năng lượng tái tạo. Việc đại tu lưới điện truyền tải sẽ không diễn ra trong một sớm một chiều. Do vậy, nhiệt điện than, mặc dù có những bất lợi đối với môi trường, nhưng vẫn có vị trí trong các nguồn phát năng lượng của Việt Nam.

Chúng tôi kỳ vọng sản lượng nhiệt điện than vào năm 2022 sẽ đạt khoảng 111 tỷ kWh, - 5,5% YoY. Trong khi đó, thủy điện dự kiến sẽ sản xuất khoảng 82 tỷ kWh vào cuối năm 2022 do:

- Việt Nam vẫn đang trải qua hiệu ứng La Nina, mang lại lượng mưa cao hơn mức trung bình cho khu vực, hỗ trợ sản xuất cho các nhà máy thủy điện;
- Mùa mưa xảy ra vào nửa cuối năm 2022, thường là mùa cao điểm cho sản lượng thủy điện, đặc biệt là ở miền Nam Việt Nam.

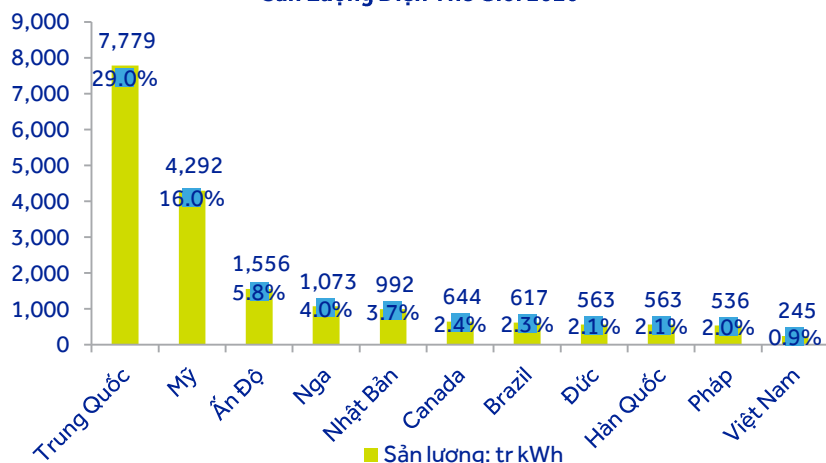
Chúng tôi kỳ vọng sản lượng ĐMT sẽ tiếp tục tăng trưởng, nhưng với tốc độ chậm hơn được chứng kiến trong vài năm qua, đạt 28,2 tỷ kWh vào năm 2022. Điện gió được dự báo là tâm điểm tiếp theo trong năng lượng tái tạo trong khi chờ đợi các chính sách khuyến khích của Chính phủ sẽ được hoàn thiện và QHĐ8 được kỳ vọng sẽ chính thức được phê duyệt vào cuối năm; do thủy điện đã cạn kiệt tiềm năng khai thác và ĐMT dự kiến sẽ bị đình trệ cho đến sau năm 2030 do đã đạt được công suất mục tiêu.

Sản Lượng Điện Việt Nam So Với Thế Giới

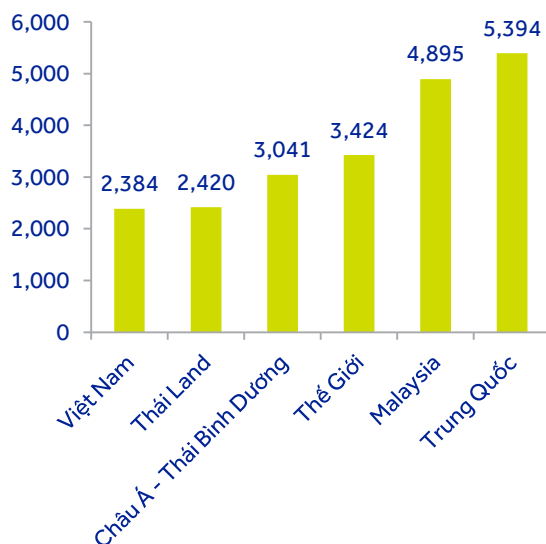
Sản lượng điện của Việt Nam rất khiêm tốn so với các quốc gia khác, chỉ chiếm dưới 1% sản lượng của Thế giới (26,823 tỷ kWh). Trong khi đó, Trung Quốc chiếm 29% (7.779 tỷ kWh); Mỹ: 16% (4,292 tỷ kWh); và Ấn Độ: 5,8% (1.556 kWh).

Mức tiêu thụ điện bình quân đầu người của Việt Nam chỉ đạt 2.384 kWh - 2020, +1,41 lần so với 1.566 kWh - 2015; tương đương 69,6% Thế giới (3.424 kWh); 78,4% khu vực Châu Á - Thái Bình Dương, 48,7% Malaysia; 44,2 Trung Quốc và gần bằng Thái Lan.

Sản Lượng Điện Thế Giới 2020



Sản Lượng Bình Quân Đầu Người: kWh



Nguồn: EVN, ACBS

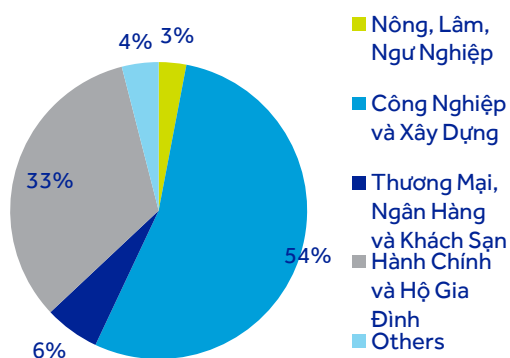
Nguồn: EVN, ACBS

Nhận xét: Sản lượng điện bình quân đầu người của Việt Nam khá thấp so với các nước. Do đó, đây là cơ hội đầu tư hấp dẫn do tiềm năng tăng sản lượng tiêu thụ cao cùng với tốc độ tăng trưởng GDP khi năng lực sản xuất tăng.

Cơ Cấu Tiêu Thụ Điện

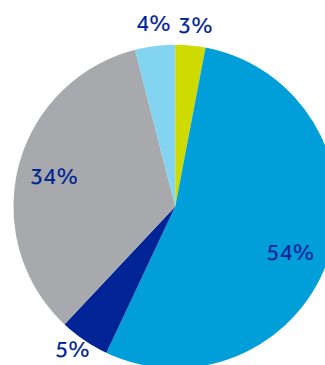
Không có sự khác biệt lớn về cơ cấu tiêu thụ điện giữa năm 2019 và 2020, hơn 80% năng lượng tiêu thụ thuộc hai nhóm chính: Công nghiệp và xây dựng (54% trong cả hai năm) và Hành chính và Hộ gia đình (33% trong năm 2019 và 34% vào năm 2020).

Cơ Cấu Tiêu Thụ Điện 2019



Nguồn: EVN, ACBS

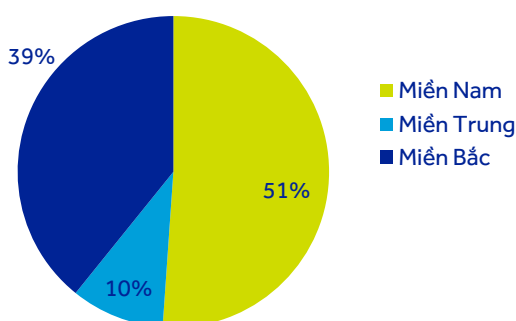
Cơ Cấu Tiêu Thụ Điện 2020



Nguồn: EVN, ACBS

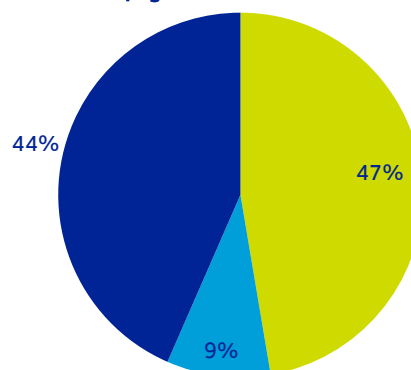
Tiêu thụ năng lượng tập trung ở khu vực miền Bắc và miền Nam do vị trí của các thành phố lớn và các trung tâm công nghiệp. Trong thập kỷ qua, mức tiêu thụ năng lượng ở khu vực phía Bắc đã vượt nhanh tốc độ tăng trưởng ở khu vực phía Nam một phần nhờ vào số lượng lớn các cơ sở sản xuất mọc lên ở miền Bắc, đứng đầu là Samsung, công ty đã đầu tư 20 tỷ USD và các cơ sở sản xuất khác chuyển khỏi Trung Quốc để đa dạng hóa cơ sở sản xuất của họ. Sản lượng tiêu thụ năng lượng đã tăng đáng kể cho cả hai miền, miền Bắc tăng từ 36,6 tỷ kWh - 2011 lên 94,9 tỷ kWh - 2020 và miền Nam tăng từ 47,6 tỷ kWh - 2011 lên 101,2 tỷ kWh - 2020.

Sản Lượng Phân Bố Theo Miền 2011



Nguồn: EVN, ACBS

Sản Lượng Phân Bố Theo Miền 2020



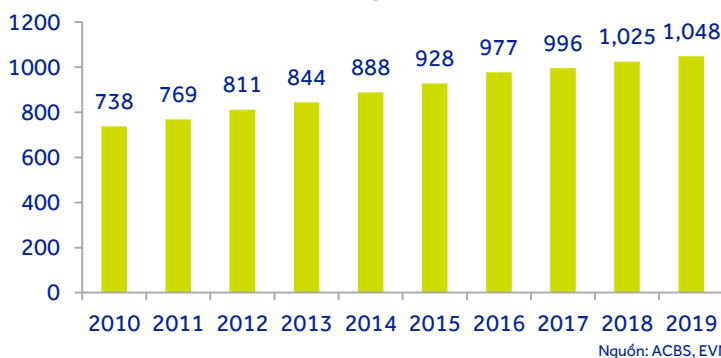
Nguồn: EVN, ACBS

Mức độ tiêu thụ điện năng

Mức độ tiêu thụ điện trên 1.000 USD GDP đã tăng trong những năm từ 738 kWh / 1.000 USD - 2010 lên 1.048 kWh / 1.000 USD - 2019. Có hai lý do chính khiến nhu cầu điện tăng trong thập kỷ trước:

- Một, là sự chuyển dịch cơ cấu giữa các thành phần kinh tế khi nền kinh tế Việt Nam chuyển sang nền kinh tế công nghiệp hơn so với một xã hội với nền nông nghiệp truyền thống trong lịch sử. Sự chuyển dịch từ các ngành ít sử dụng năng lượng hơn, như nông nghiệp, sang ngành sử dụng nhiều năng lượng như hóa chất cơ bản, sắt thép và lọc dầu đã và đang góp phần làm tăng tỷ lệ tiêu thụ điện trên GDP.
- Thứ hai, tính “tiện lợi” của việc sử dụng điện đã thúc đẩy sự chuyển dịch từ sử dụng các nhiên liệu khác sang sử dụng điện. Ví dụ dễ thấy nhất hàng ngày là nấu ăn bằng bếp từ, nồi cơm điện ngày càng phổ biến, dần thay thế bếp gas, bếp than như trước đây. Sự chuyển dịch này được kỳ vọng sẽ tiếp tục trong nhiều lĩnh vực kinh tế khác, chẳng hạn như sự ra đời của hệ thống Metro tại các thành phố lớn sẽ góp phần giảm số liệu tiêu thụ nhiên liệu trong giao thông đô thị.

Mức Độ Tiêu Thụ Điện Năng Trên GDP (kWh/1,000 USD)



Nhận xét: Chúng tôi kỳ vọng xu hướng này sẽ tiếp tục trong dài hạn vì thời đại chuyển đổi kỹ thuật số. Con người ngày càng ứng dụng nhiều công nghệ hơn, sử dụng nhiều trang thiết bị sử dụng điện trong làm việc như máy tính và điện thoại; trong phương tiện di chuyển bao gồm xe điện, hoặc tàu điện ngầm.

Giá Điện

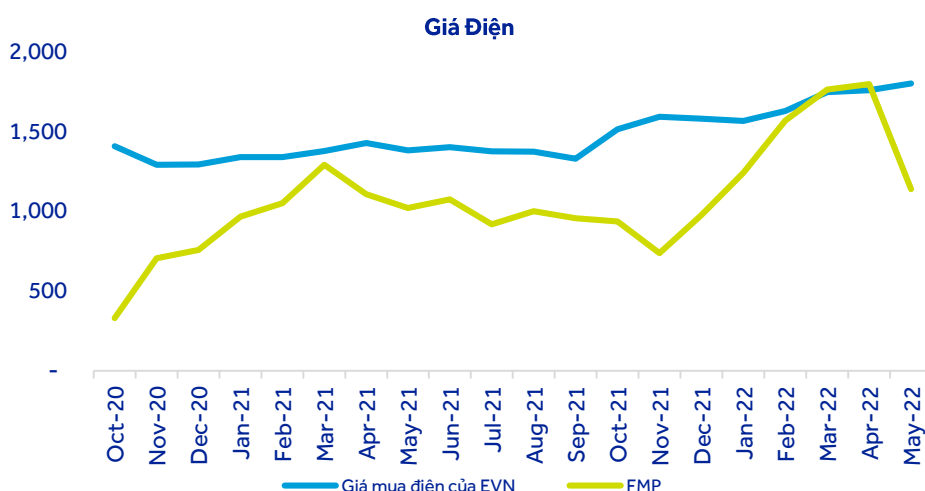
Giá thị trường điện toàn phần (FMP) và giá mua điện (PEB) của EVN đang có xu hướng tăng từ tháng 10/2020. Trong đó, PEB tăng từ 1.404 VND (10/2020) lên 1.798 (5/2022), tương đương + 28%. FMP tăng từ 328 đồng vào tháng 10 năm 2020 lên 1.136 đồng vào tháng 5 năm 2022, tương đương + 246%.

Theo Globalpetthersces.com, giá điện của Việt Nam là khoảng 8 cent / kWh, cao hơn so với Lào (5 cent / kWh) và Malaysia (3,9 cent / kWh).

Giá điện ở Việt Nam do Bộ Công Thương và Chính phủ điều tiết một phần với mục tiêu cân bằng lợi ích công bằng cho tất cả các bên liên quan, hướng tới mục tiêu năng lượng an ninh quốc gia và tăng trưởng kinh tế dài hạn. EVN xác định giá mua và bán điện sáu tháng một lần dựa trên một số tiêu chí bao gồm chi phí đầu vào và truyền tải. Tuy nhiên, EVN phải báo cáo Bộ Công Thương và mặt bằng giá năng lượng phải nằm trong phạm vi áp dụng đã được Bộ Công Thương phê duyệt trước đó.

Quốc Gia	Giá Điện: Cent/kWh
Lào	3.9
Malaysia	5
Việt Nam	8
Trung Quốc	8.1
Đài Loan	9.4
Indonesia	9.8
Thái Lan	10.6
Cam Pu Chia	14.8
Hồng Kông	15.7
Philippines	16.6
Nhật Bản	23.3

Nguồn: ACBS, EVN

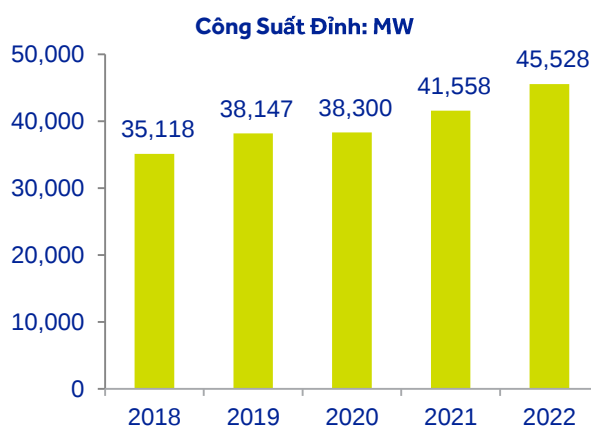


Nguồn: ACBS, EVN

Nhận xét: Giá điện của Việt Nam tương đối rẻ so với các nước láng giềng khác, góp phần đưa Việt Nam trở thành điểm đến hấp dẫn thu hút nguồn vốn đầu tư nước ngoài (FDI). Ngoài ra, theo QHĐ8, giá điện dự kiến sẽ tăng từ 2,1% đến 3% mỗi năm cùng với tốc độ tăng trưởng GDP khoảng 7% đến 8%. Thị trường năng lượng vẫn đang trong giai đoạn đầu áp dụng cơ chế thị trường và vẫn đặt dưới sự quản lý, giám sát của Chính phủ Việt Nam.

Công Suất Đỉnh

Tháng 6 năm 2022, một đợt nắng nóng khiến nhu cầu điện tăng cao dẫn đến công suất huy động đỉnh mới trên toàn quốc là 45.528 MW vào ngày 21 tháng 6 năm 2022 (+3.100 MW YoY), chiếm 60% tổng công suất lắp đặt. Theo phân tích của Chính phủ, công suất lắp đặt hiện tại đủ đáp ứng nhu cầu tải trong giờ cao điểm vì mức sử dụng cao kỷ lục vẫn nằm trong giới hạn công suất lắp đặt.

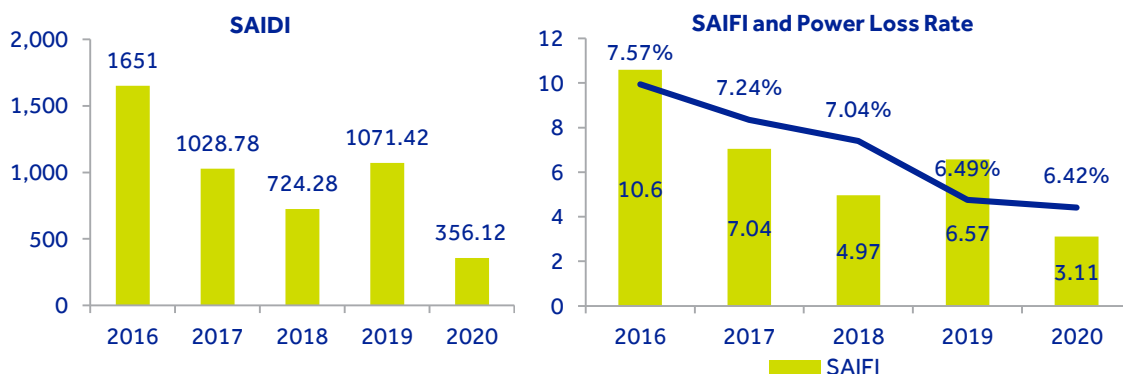


Nguồn: ACBS, EVN

Nhận xét: Trong ngắn hạn, chúng tôi kỳ vọng Chính phủ sẽ không tập trung lắp đặt thêm công suất - mở rộng thêm nhiều nhà máy điện, mà chú trọng quản lý để sử dụng hiệu quả hơn công suất các nguồn điện có sẵn hiện tại.

Độ Tin Cậy Lưới Điện

Chỉ số độ tin cậy lưới điện bao gồm: SAIFI (Chỉ số tần suất gián đoạn trung bình của hệ thống), và SAIDI (Chỉ số thời lượng gián đoạn trung bình của hệ thống) đã giảm xuống đáng kể. SAIFI đã được cải thiện 71% từ 10,6 lần (2016) xuống 3,11 lần (2020) trên mỗi khách hàng. Bên cạnh đó, SAIDI đã giảm 78% từ 1.651 phút (2016) xuống 356,12 phút (2020) cho mỗi khách hàng. Ngoài ra, tỷ lệ tổn thất điện năng giảm từ 7,57% năm 2016 xuống 6,42% năm 2020 do hiệu suất sử dụng điện được cải thiện.



Nguồn: EVN, ACBS

Nguồn: EVN, ACBS

Lưới Điện

Theo dự thảo QHĐ8 lần thứ 4, 10.994 km đường dây 500 KV mới sẽ được triển khai (ít hơn 2.300 km trong dự thảo lần 3) và 1.325 km đường dây 500 kV cũ cần được sửa chữa đến năm 2030.

15.659 km đường dây 220 KV mới cũng sẽ được xây dựng trong cùng thời gian (ít hơn 1.400 km trong dự thảo lần 3) và 6.500 km đường cũ cần được sửa chữa.

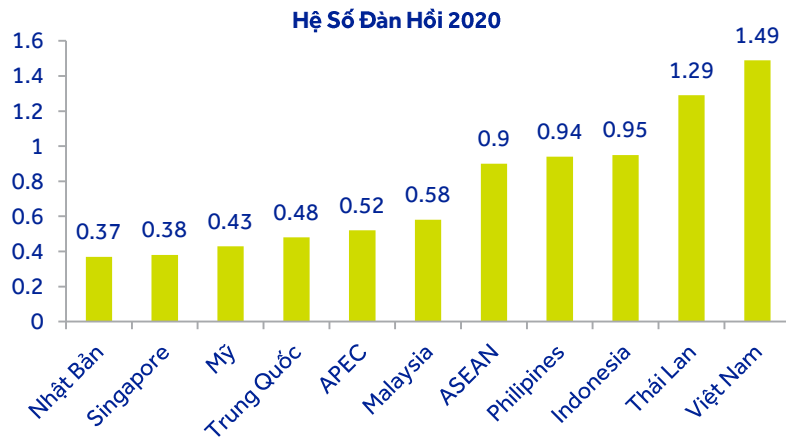
Đơn vị: km	2020	(+)	2030	So Sánh QHĐ7
Đường dây 500 KV	8,527	10,944	19,471	Ít hơn 2,300
Đường dây 220 KV	18,477	15,659	34,136	Ít hơn 1,400

Sources: ACBS, EVN

Nhận xét: Chúng tôi kỳ vọng rằng trong giai đoạn 2020 - 2030, Chính phủ sẽ quan tâm nhiều hơn đến việc cải thiện hệ thống truyền tải hơn là xây dựng thêm các nhà máy điện và tăng công suất với động lực cung/cầu như hiện nay. Phát triển đường dây và trạm biến áp sẽ là nhu cầu cấp thiết để giải quyết những hạn chế của những dự án NLTT đã đưa vào vận hành và sắp triển khai khác.

Hệ Số Đàn Hồi

Hệ số đàn hồi mô tả sự tăng trưởng tiêu thụ điện năng so với mức tăng của GDP (con số 1,5 cho thấy rằng sản lượng tiêu thụ điện phải tăng 1,5% để tạo ra mức tăng 1% GDP). Hệ số co giãn của Việt Nam giảm từ 1,84 (2011 - 2015) xuống 1,44 (2016 - 2020), nhưng vẫn ở mức cao so với các nước láng giềng: Thái Lan (1,29), Indonesia (0,95); và Philippines (0,94). Điều này cho thấy Việt Nam tiêu thụ điện kém hiệu quả hơn trong những năm qua. Mật độ sản lượng tiêu thụ điện năng tăng trưởng xong không dẫn đến tăng trưởng GDP cao hơn so với các nước cùng ngành.



Nguồn: ACBS, EVN

Nhận xét: Kết quả cho thấy Việt Nam chưa sử dụng điện hiệu quả. Tuy nhiên, chúng tôi tin rằng có hai lý do chính đằng sau:

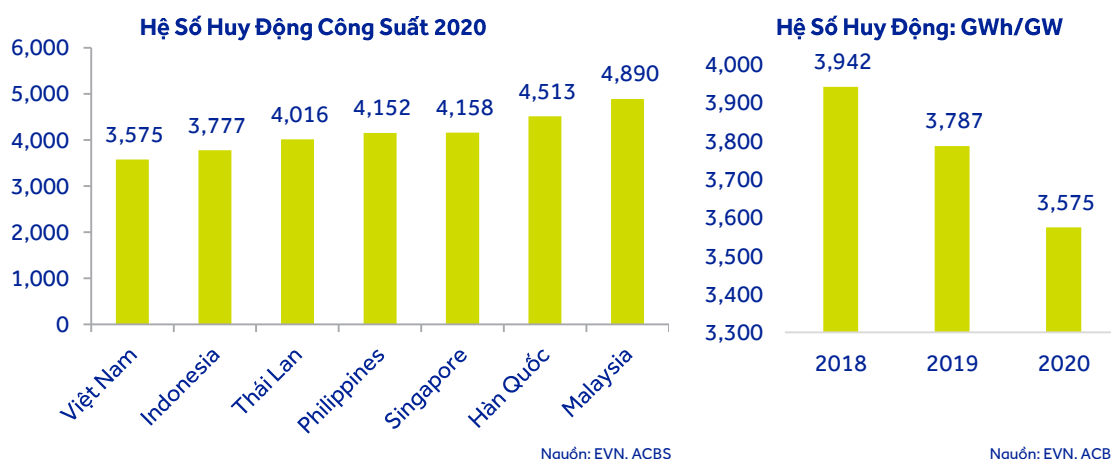
- Thứ nhất, trước đây Việt Nam tập trung vào quá trình công nghiệp hóa để phục vụ mục tiêu tăng trưởng GDP, đặc biệt là các ngành thâm dụng năng lượng như xi măng và thép. Để minh họa, theo Bộ Công Thương (MOIT), lượng thép thô sản xuất đến năm 2021 đạt 23 triệu tấn, tăng hơn 4 lần so với năm 2011 và 70 lần so với năm 2001. Lượng xi măng sản xuất đạt 108,4 triệu tấn - 2021, tăng gần gấp đôi so với 56 triệu tấn - 2011.
- Thứ hai, do sử dụng máy móc và thiết bị cũ kỹ, lạc hậu dẫn đến lãng phí điện năng.

Chúng tôi kỳ vọng Hệ số đàn hồi sẽ tiếp tục được cải thiện nhờ:

- Việc cải thiện năng suất nhờ áp dụng công nghệ, kỹ thuật số trong các hoạt động kinh doanh và cuộc sống hàng ngày, các phương pháp quản lý, điều hành mới; kỹ năng và kinh nghiệm tích lũy dẫn đến tăng trưởng GDP vượt qua tăng trưởng nhu cầu năng lượng.
- Đầu tư máy móc, thiết bị mới, hiện đại để sử dụng năng lượng hiệu quả hơn, giảm chi phí sử dụng năng lượng trên mỗi đơn vị sản xuất.

Hệ Số Huy Động

Dữ liệu về hệ số huy động mô tả các nguồn điện được sử dụng hiệu quả như thế nào. Phân tích cho thấy hiệu suất huy động các nguồn điện trung bình năm 2020 của Việt Nam tương đối thấp, khoảng 3.575 giờ (còn gọi là Tmax - giờ sử dụng công suất tối đa, $T_{max} = \text{Điện sản xuất} / \text{công suất lắp đặt}$), thấp hơn các nước láng giềng: Indonesia 3.777 giờ, Singapore 4.158 giờ, Thái Lan: gần 4.016 giờ, Malaysia: 4.513 giờ và Philippines: 4.152 giờ. Do đó, ưu tiên của Chính phủ trong việc thiết lập QHĐ8 là thực hiện chiến dịch tiết kiệm năng lượng và sử dụng năng lượng hiệu quả hơn.



Nhận xét: Hiệu quả sản xuất của Việt Nam đã giảm gần đây với sự gia tăng nhanh chóng tỷ trọng công suất điện mặt trời trong giai đoạn 2018-2021. Hệ số huy động của điện mặt trời tương đối thấp, khoảng 21% so với nhiệt điện than là 80%. Vì vậy, trong QHĐ8 giai đoạn 2020-2030, Chính phủ không ưu tiên bổ sung công suất điện mặt trời (trừ các dự án đã được phê duyệt trước đó).

Quy Hoạch Điện 8 – Dự Thảo lần 4:

SƠ LƯỢC

Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia VIII (PP8), bao gồm giai đoạn từ năm 2021-2030 (với tầm nhìn đến năm 2045), là chính sách định hướng cho sự phát triển của ngành năng lượng Việt Nam. QHĐ8 hiện đang trong bản dự thảo lần thứ tư và dự kiến sẽ được thông qua trước cuối năm nay. Các điểm nhấn của QHĐ8 gồm:

- Đảm bảo đủ sản lượng điện vì an ninh năng lượng quốc gia là yêu cầu thiết yếu để phát triển kinh tế và xã hội.
- Giảm thiểu ô nhiễm, dành nguồn lực để phát triển các nguồn năng lượng xanh, sạch và thân thiện với môi trường; đáp ứng các cam kết của Việt Nam về giảm thiểu phát thải khí nhà kính.
- Phát triển đồng bộ, đa dạng các dạng năng lượng, nhất là các nguồn năng lượng tái tạo, thân thiện với môi trường, với chi phí hợp lý, bảo vệ lợi ích của nhà nước, nhà đầu tư và người sử dụng.
- Tối ưu hóa tất cả các dạng năng lượng khác nhau, ưu tiên phát triển tua bin nhiệt điện khí và thay thế nhiệt điện than.

Ngân sách đầu tư ước tính là 7,53 triệu tỷ đồng bao gồm:

- Phân bổ 306.150 tỷ đồng mỗi năm trong giai đoạn 2021-2030; (tổng cộng 3 triệu tỷ đồng), trong đó:
 - Đầu tư nguồn điện mới: 2.250 triệu tỷ đồng,
 - Nâng cấp lưới điện và các trạm biến áp: 750 ngàn tỷ đồng.
- Phân bổ 282.600 tỷ đồng mỗi năm trong giai đoạn 2031 – 2045, (tổng cộng 4,53 triệu đồng), trong đó:
 - Đầu tư nguồn điện mới: 3,3 triệu tỷ đồng,
 - Nâng cấp lưới điện và các trạm biến áp: 1,23 triệu tỷ đồng.

Hệ thống truyền tải sẽ được giới hạn giữa các khu vực để giảm tỷ lệ tổn thất điện năng do truyền tải đường dài. Mỗi vùng sẽ chịu trách nhiệm tự cung cấp đủ sản lượng điện. Theo dự thảo thứ lần thứ 4 QHĐ8, trong kịch bản cơ sở, sẽ không cần thiết phải xây dựng thêm các đường dây truyền tải điện so với PP7 (bản điều chỉnh).

Giá điện được dự báo sẽ tăng từ 7,9 US cent / kWh năm 2020 lên khoảng 11,7 - 12,9 US cent / kWh vào năm 2030. Tốc độ tăng khoảng 2,1% / năm cho đến năm 2045 (kịch bản cơ sở).

CÔNG SUẤT

Coal-fired capacity will be stagnant after reaching maximum capacity 37,467 MW in 2030 (accounting for 31% in 2030 and 13.2% in 2045). Furthermore, coal fired plants could be reconfigured to use biomass or methane as inputs.

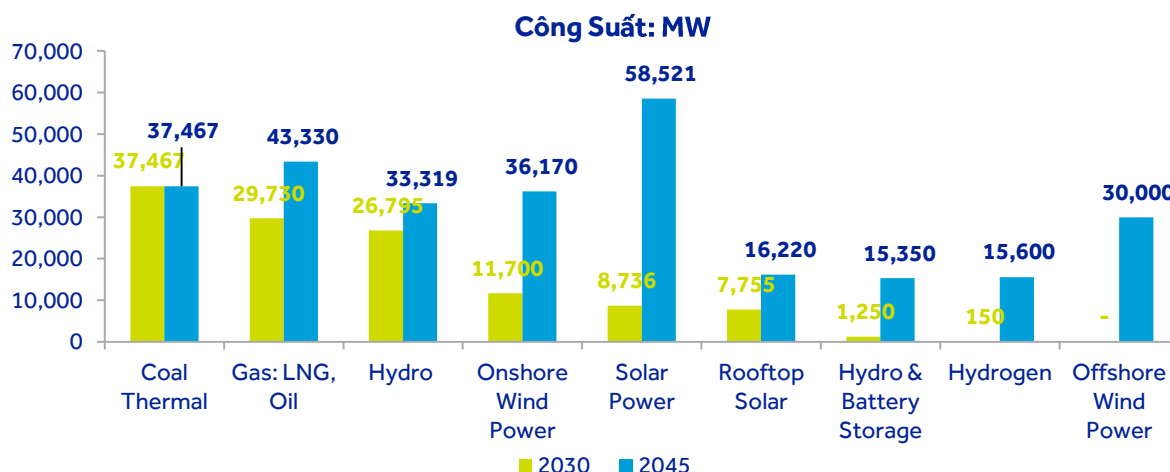
Gas thermal power generation using LNG will be prioritized to generate electricity alongside coal thermal, reaching 29,730 MW in 2030 (24.5%), achieving maximum capacity 43,330 MW in 2035, and will account for 15.5% in 2045.

Hydro capacity will reach 26,795 MW in 2030 and 33,319 MW in 2045, accounting for 22.1% and 11.7% respectively.

Wind power (Onshore) capacity will achieve 11,700 MW in 2030 (9.7%), and 66,170 MW (Onshore and Offshore) in 2045 (23.2%).

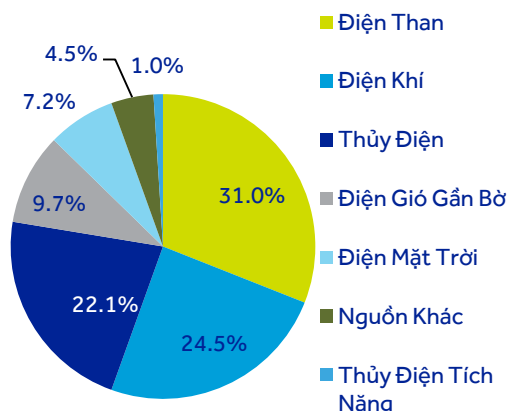
Solar power (excluding rooftop) capacity will reach 8,736 MW in 2030 (7.2%) and 58,521 MW in 2045 (20.3%).

Hydro and battery storage will be only developed after 2030 and reach 15,350 MW in 2045 (5.4%).



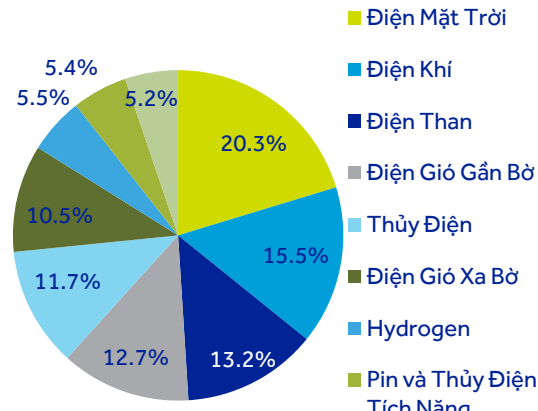
Nguồn: ACBS, EVN

2030: 131,450 MW



Nguồn: EVN, ACBS

2045: 305,380 MW



Nguồn: EVN, ACBS

SẢN LƯỢNG ĐIỆN

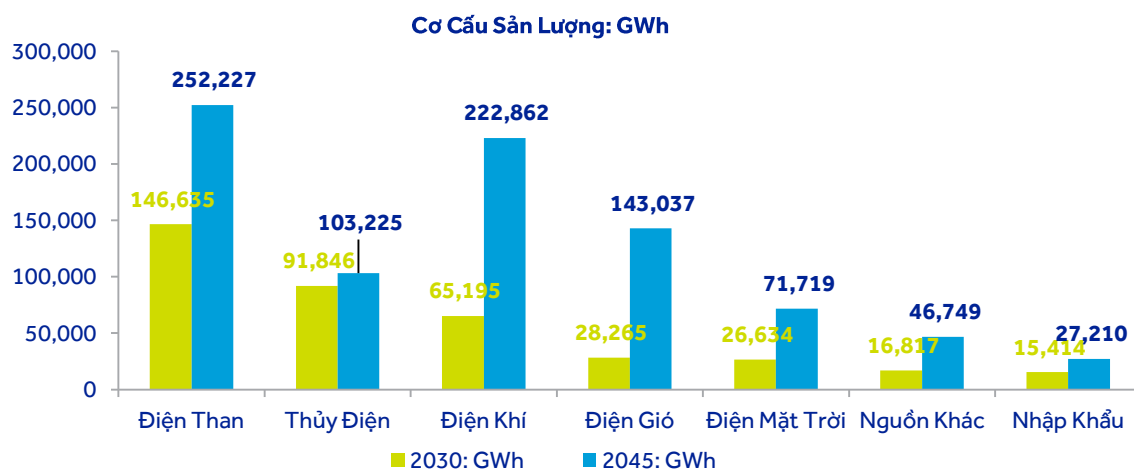
Nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu sản lượng vào năm 2030 với 146,6 tỷ kWh, chiếm 43% tổng sản lượng. Tuy nhiên, với kế hoạch giới hạn sản lượng điện huy động từ các nhà máy điện than sau năm 2030, tỷ trọng điện than sẽ giảm xuống, đạt 25% vào năm 2045, mặc dù sản lượng huy động dự kiến tăng lên 252,2 tỷ kWh.

Thủy điện là nguồn lớn thứ hai trong cơ cấu sản lượng dự kiến đến năm 2030 với 91,8 tỷ kWh, chiếm 24%. Tuy nhiên, do việc khai thác thêm các dự án thủy điện dự kiến sẽ bị hạn chế bởi những trở ngại về địa lý. Do vậy, thủy điện dự kiến chỉ chiếm 11% vào năm 2045, mặc dù sản lượng dự kiến tăng lên 103,2 tỷ kWh.

Tuabin khí được kỳ vọng sẽ thay thế nhiệt điện than như một nguồn năng lượng chạy nền cho toàn hệ thống và trở thành nguồn cung cấp sản lượng lớn nhất vào năm 2045. Dự kiến sẽ chiếm 17% (65,2 tỷ kWh) và 26% (222,9 tỷ kWh) vào năm 2030 và 2045.

Năng lượng gió sẽ được phát triển đáng kể và cung cấp 143 tỷ kWh vào năm 2045, trở thành nguồn cung cấp điện năng lớn thứ 3.

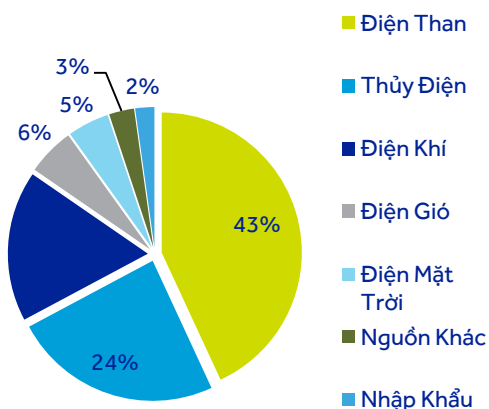
Điện mặt trời được dự báo sẽ ngừng gia tăng công suất cho đến sau 2030 vì đã đạt công suất mục tiêu. Do đó, sản lượng ước tính sẽ không tăng đáng kể cho đến 2030 và sẽ đạt 71,7 tỷ kWh vào năm 2045.



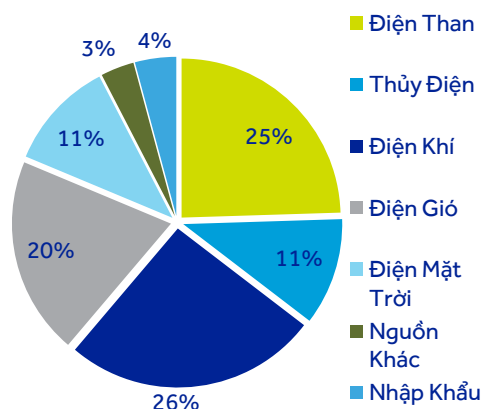
Nguồn: EVN, ACBS

2030: 551,265 GWh

2045: 977,029 GWh



Nguồn: EVN, ACBS



Nguồn: EVN, ACBS

Nhận xét:

Mặc dù các nhà máy nhiệt **điện than** có triển vọng kém hấp dẫn trong dài hạn (10-25 năm), nhưng không thể phủ nhận tầm quan trọng đối với danh mục năng lượng hiện tại.

- Điện than cùng với tua-bin khí đóng vai trò là nguồn xương sống cho toàn hệ thống nhằm đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.
- Một số nhà máy điện than đã chứng tỏ hiệu quả hoạt động với suất đầu tư kinh doanh thấp.

Thủy điện, nhờ vị trí địa lý thuận lợi, Việt Nam đã phát triển nhiều nhà máy để khai thác. Tuy nhiên, tiềm năng xây dựng thêm nhà máy mới đang cạn kiệt. Do đó, thủy điện dự kiến sẽ không phải là nguồn cung cấp năng lượng chính trong tương lai.

Điện khí là ứng cử viên hàng đầu cho việc thay thế nhiệt điện than như một nguồn điện dự phòng chính, khắc phục các nhược điểm của NLTT như kém linh hoạt, phụ thuộc vào điều kiện thời tiết, đồng thời cũng giúp giảm phát thải carbon. Tuy nhiên, có một số vấn đề trong việc thực hiện các dự án nhiệt điện khí, bao gồm:

- Giá khí đầu vào không ổn định. Sản lượng khí do độc quyền PV GAS cung cấp neo theo giá dầu và giá khí chịu sự điều tiết của chính phủ.

- Các mỏ dầu / khí trong nước đang dần cạn kiệt và chi phí khai thác mới ban đầu cao.

Chúng tôi kỳ vọng ĐMT sẽ ít hứa hẹn hơn đối với các nhà đầu tư trong giai đoạn 2020 - 2030 vì các dự án mới dự kiến sẽ không được phê duyệt cho đến sau năm 2030 do kết quả của sự phát triển quá mạnh trong giai đoạn 2018 - 2021 dẫn đến:

- Không phù hợp giữa giờ cao điểm và thời gian hoạt động mạnh. Nếu không có sự hỗ trợ của công nghệ pin lưu trữ hoặc thủy điện tích năng, ĐMT không hoạt động hiệu quả cho việc phát điện tổng thể. ĐMT đạt đỉnh khoảng 5 giờ trong ngày từ 10 giờ sáng đến 3 giờ chiều, nhưng nhu cầu điện tại thời điểm đó tương đối thấp so với những khung giờ khác.
- Ngoài ra, vị trí của miền Bắc tự nhiên không thích hợp để phát triển NLTT bao gồm cả điện mặt trời. EVN phải truyền tải lượng điện dư thừa từ miền Trung, miền Nam ra miền Bắc dẫn đến thất thoát, lãng phí điện năng trong quá trình truyền tải và có nguy cơ gây mất ổn định toàn hệ thống.

Điện gió sẽ được ưu tiên hơn năng lượng mặt trời và dự kiến sẽ phát triển thành nguồn NLTT lớn nhất vào năm 2045. Chúng tôi kỳ vọng lĩnh vực này sẽ hấp dẫn nhất trong ngành năng lượng trong dài hạn nhờ tiềm năng được phát triển rất lớn theo QHĐ8. Khi QHĐ8 được thông qua (dự kiến vào cuối năm 2022), nhiều dự án điện gió sẽ được hưởng lợi cũng như các công ty có các dự án này như GEG.

Dự trữ năng lượng, bao gồm **thủy điện tích năng** và **pin lưu trữ** dự kiến sẽ được phát triển sau năm 2030 và sẽ hỗ trợ cho hệ thống truyền tải và giảm bớt một số hạn chế hiện tại của NLTT.

Triển Vọng Ngành

Điện Than

Ngắn Hạn: **TÍCH CỰC**

Nhiệt điện than vẫn là một phần thiết yếu trong danh mục phát điện tổng thể, chiếm gần 50% tổng sản lượng điện. Mặc dù sẽ có sự chuyển hướng sang các giải pháp thay thế sạch hơn do công nghệ, chi phí và tác động môi trường liên quan đến điện than, quá trình này sẽ không diễn ra trong một sớm một chiều nên điện than sẽ vẫn là nguồn cung năng lượng chủ chốt trong một thời gian.

Dài Hạn: **TIÊU CỰC**

Do Việt Nam cam kết giảm phát thải carbon tại COP26, các nhà máy nhiệt điện than mới dự kiến sẽ không phát triển thêm sau 2030 và đối mặt với rủi ro cắt giảm sản lượng trong dài hạn khi các nguồn năng lượng sạch hơn trở nên rẻ hơn và các vấn đề về truyền tải / lưu trữ được giải quyết.

Điện Khí

Ngắn Hạn: **TRUNG LẬP**

Nhiệt điện chạy bằng khí được kỳ vọng sẽ là giải pháp thay thế cho nhiệt điện than để duy trì sự cân bằng giữa tăng trưởng kinh tế vĩ mô và tính bền vững của môi trường. Tuy nhiên, giá khí đốt không ổn định, gắn với giá dầu, dự kiến sẽ kéo dài đến cuối năm 2022, do thị trường toàn cầu tiếp tục mất ổn định với cuộc chiến giữa Nga và Ukraine, điều này sẽ cản trở lợi nhuận ròng của các nhà máy nhiệt điện khí.

Dài Hạn: **TÍCH CỰC**

Khí đốt được dự báo sẽ tiếp tục tăng cả về công suất và sản lượng theo QHĐ8. Do đó, triển vọng sẽ tương đối sáng sủa hơn so với nhiệt điện than.

Thủy Điện

Ngắn Hạn: **TÍCH CỰC**

Nhờ chu kỳ La Nina kéo dài hơn dự kiến, năm 2022 được dự đoán tiếp tục sẽ là một năm tích của Thủy điện. Tuy nhiên, El Nino được dự báo có thể quay trở lại trong giai đoạn 2023-2024. Do đó, sẽ làm giảm sản lượng điện sản xuất và lợi nhuận.

Dài Hạn: **TIÊU CỰC**

Ngành thủy điện được đánh giá là không có tiềm năng tăng trưởng lớn cả về công suất và sản lượng do nguồn lực khai thác ngày càng cạn kiệt. Do đó, hiệu suất dự kiến sẽ thay đổi theo chu kỳ La Nina - El Nino hơn là mở rộng công suất và tăng trưởng về sản lượng.

Điện Mặt Trời (DMT)

Ngắn Hạn: **TRUNG LẬP**

Điện mặt trời đã phát triển nhanh chóng từ năm 2019-2021 và đã đạt công suất mục tiêu vào năm 2030. Do đó, theo QHĐ8, công suất DMT dự kiến sẽ bị trì trệ cho đến sau năm 2030 do khả năng truyền tải và lưu trữ hiện tại không theo kịp.

Dài Hạn: **TÍCH CỰC**

Sau năm 2030, quy mô DMT dự kiến sẽ liên tục mở rộng với những nâng cấp dự kiến về khả năng truyền tải và lưu trữ, từ đó quay trở lại cuộc đua tăng trưởng công suất và sản lượng cùng với điện gió.

Điện Gió

Ngắn Hạn: **TÍCH CỰC**

Theo QHĐ8, phong điện được kỳ vọng sẽ đi đầu trong các dự án năng lượng tái tạo mới; trong khi năng lượng mặt trời dự kiến sẽ dừng lại cho đến sau năm 2030. Tỷ lệ giá FIT ưu đãi mới dự kiến sẽ được thiết lập sau khi QHĐ8 thông qua, điều này sẽ thúc đẩy hơn nữa phân khúc năng lượng gió.

Dài Hạn: **TÍCH CỰC**

Với nhu cầu sử dụng năng lượng trong nước dự kiến sẽ tiếp tục vượt tăng trưởng GDP vài điểm phần trăm và định hướng chuyển dịch sang sản xuất năng lượng tái tạo, phân khúc điện gió được kỳ vọng sẽ là một kênh đầu tư hấp dẫn tại Việt Nam. Tiếp tục củng cố triển vọng cho phân khúc phong điện là những hạn chế đối với cả năng lượng mặt trời và thủy điện, mở đường cho điện gió trở thành trung tâm trong mảng năng lượng tái tạo.

LIÊN HỆ

Trụ sở chính

41, Mạc Đĩnh Chi Q.1, TPHCM

Tel: (+84 28) 3823 4159

Fax: (+84 28) 3823 5060

Chi nhánh Hà Nội

10, Phan Chu Trinh Q. Hoàn Kiếm, Hà Nội

Tel: (+84 24) 3942 9395

Fax: (+84 24) 3942 9407

PHÒNG PHÂN TÍCH

Trưởng phòng phân tích

Tyler Cheung

(+84 28) 38 234 876

tyler@acbs.com.vn

Phó phòng Phân tích

Nguyễn Bình Thanh Giao

(+84 28) 3823 4159 (ext: 250)

giaonbt@acbs.com.vn

Trưởng bộ phận – Bất động sản

Phạm Thái Thanh Trúc

(+84 28) 3823 4159 (ext: 303)

trucptt@acbs.com.vn

Trưởng bộ phận – Tài chính ngân hàng

Cao Việt Hùng

(+8428) 3823 4159 (ext: 326)

hungcv@acbs.com.vn

CVPT – Hàng tiêu dùng, Công nghệ

Lương Thị Kim Chi

(+84 28) 3823 4159 (ext: 327)

chiltk@acbs.com.vn

CVPT- Dầu khí

Phan Việt Hưng

(+84 28) 3823 4159 (ext: 354)

hungpv@acbs.com.vn

CVPT – Hàng tiêu dùng, Truyền thông

Trần Nhật Trung

(+84 28) 3823 4159 (ext: 351)

trungtn@acbs.com.vn

CVPT – Vật liệu xây dựng

Huỳnh Anh Huy

(+84 28) 3823 4159 (ext: 325)

huyha@acbs.com.vn

CVPT – Năng lượng

Phạm Đức Toàn

(+84 28) 3823 4159 (ext: 325)

toanpd@acbs.com.vn

CVPT – Vĩ mô

Nguyễn Thị Hòa

(+84 28) 3823 4159 (ext: 352)

hoant@acbs.com.vn

CVPT – Phái sinh, Vĩ mô

Trịnh Viết Hoàng Minh

(+84 28) 3823 4159 (ext: 352)

minhtvh@acbs.com.vn

NVPT – PTKT

Lương Duy Phước

(+84 28) 3823 4159 (ext: 354)

phuocld@acbs.com.vn

NVPT – PTKT

Võ Phú Hữu

(+84 28) 3823 4159 (ext: 354)

huvvp@acbs.com.vn

KHOİ KHÁCH HÀNG ĐỊNH CHẾ

Phó phòng khối khách hàng định chế

Chu Thị Kim Hương

(+84 28) 3824 6679

huongctk@acbs.com.vn

NV Hỗ trợ khách hàng

Lê Nguyễn Tiến Thành

(+84 28) 3823 4798

thanhln@acbs.com.vn

Nhân viên GDKHĐC

Trần Thị Thanh

(+84 28) 3824 7677

thanhhtt@acbs.com.vn

Nhân viên GDKHĐC

Lý Ngọc Dung

(+84 28) 3823 4159 (ext: 313)

dungln.hso@acbs.com.vn

Nhân viên GDKHĐC

Chu Thị Minh Phương

(+84 28) 3823 4159 (ext: 357)

phuongctm@acbs.com.vn

Nhân viên GDKHĐC

Nguyễn Phương Nhi

(+84 28) 3823 4159

(ext:315)

nhinp@acbs.com.vn

KHUYẾN CÁO

Our Recommendation System

Nguyên Tắc Khuyến Nghị

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

GIỮ: nếu giá mục tiêu trong khoảng -15% và 15% (bao gồm suất sinh lợi cổ tức) so với giá thị trường.

BÁN: nếu tổng tỷ suất sinh lợi 12 tháng (bao gồm cổ tức) thấp hơn -15%.

Xác Nhận Của Chuyên Viên Phân Tích

Chúng tôi, các tác giả của bản báo cáo phân tích này, xác nhận rằng (1) các quan điểm được trình bày trong bản báo cáo phân tích này là của chúng tôi (2) chúng tôi không nhận được bất kỳ khoản thu nhập nào, trực tiếp hoặc gián tiếp, từ các khuyến nghị hoặc quan điểm được trình bày ở đây.

Công Bố Thông Tin Quan Trọng

ACBS và các tổ chức có liên quan của ACBS (sau đây gọi chung là ACBS) đã có hoặc sẽ tiến hành các giao dịch theo giấy phép kinh doanh của ACBS với các công ty được trình bày trong bản báo cáo phân tích này. Danh mục đầu tư trên tài khoản tự doanh chứng khoán của ACBS cũng có thể có chứng khoán do các công ty này phát hành. Vì vậy nhà đầu tư nên lưu ý rằng ACBS có thể có xung đột lợi ích ở bất kỳ thời điểm nào. ACBS phát hành nhiều loại báo cáo phân tích, bao gồm nhưng không giới hạn ở phân tích cơ bản, phân tích cổ phiếu, phân tích định lượng hoặc phân tích xu hướng thị trường. Các khuyến nghị trên mỗi loại báo cáo phân tích có thể khác nhau, nguyên nhân xuất phát từ sự khác biệt về thời hạn đầu tư, phương pháp phân tích áp dụng và các nguyên nhân khác.

Tuyên Bố Miễn Trách Nhiệm

Bản báo cáo phân tích này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin, ACBS không cung cấp bất kỳ bảo đảm rõ ràng hay ngụ ý nào và không chịu trách nhiệm về sự phù hợp của các thông tin chứa đựng trong báo cáo cho một mục đích sử dụng cụ thể. ACBS sẽ không xem những người nhận báo cáo, không nhận trực tiếp từ ACBS, là khách hàng của ACBS. Giá chứng khoán được trình bày trong kết luận của báo cáo (nếu có) chỉ mang tính tham khảo. ACBS không đề nghị hoặc khuyến khích nhà đầu tư tiến hành mua hoặc bán bất kỳ chứng khoán nào dựa trên báo cáo này. **ACBS, các tổ chức liên quan của ACBS, ban quản lý, đối tác hoặc nhân viên của ACBS sẽ không chịu trách nhiệm cho bất kỳ (a) các thiệt hại trực tiếp, gián tiếp; hoặc (b) các khoản tổn thất do mất lợi nhuận, doanh thu, cơ hội kinh doanh hoặc các khoản tổn thất khác, kể cả khi ACBS đã được thông báo về khả năng xảy ra thiệt hại hoặc tổn thất đó, phát sinh từ việc sử dụng bản báo cáo phân tích này hoặc thông tin trong đó.** Ngoài các thông tin liên quan đến ACBS, các thông tin khác trong bản báo cáo này được thu thập từ các nguồn mà ACBS cho rằng đáng tin cậy, tuy nhiên ACBS không bảo đảm tính đầy đủ và chính xác của các thông tin đó. Các quan điểm trong báo cáo có thể bị thay đổi bất kỳ lúc nào và ACBS không có nghĩa vụ cập nhật các thông tin và quan điểm đã bị thay đổi đó cho nhà đầu tư đã nhận báo cáo này.

Bản báo cáo có chứa đựng các giả định, quan điểm của chuyên viên phân tích, tác giả của báo cáo, ACBS không chịu trách nhiệm cho bất kỳ sai sót nào của họ phát sinh trong quá trình lập báo cáo, đưa ra các giả định, quan điểm. Trong tương lai, ACBS có thể sẽ phát hành các bản báo cáo có thông tin mâu thuẫn hoặc thậm chí có nội dung kết luận đi ngược lại hoàn toàn với bản báo cáo này. Các khuyến nghị trong bản báo cáo này hoàn toàn là của riêng chuyên viên phân tích, các khuyến nghị đó không được đưa ra dựa trên các lợi ích của bất kỳ cá nhân tổ chức nào, kể cả lợi ích của ACBS. Bản báo cáo này không nhằm đưa ra các lời khuyên đầu tư cụ thể, cũng như không xem xét đến tình hình và điều kiện tài chính của bất kỳ nhà đầu tư nào, những người nhận bản báo cáo này. Vì vậy các chứng khoán được trình bày trong bản báo cáo có thể không phù hợp với nhà đầu tư. ACBS khuyến nghị rằng nhà đầu tư nên tự thực hiện đánh giá độc lập và tham khảo thêm ý kiến chuyên gia khi tiến hành đầu tư. Giá trị và thu nhập đem lại từ các khoản đầu tư có thể thay đổi hàng ngày tùy theo thay đổi của nền kinh tế và thị trường chứng khoán. Các kết luận trong báo cáo không nhằm tiên đoán thực tế do đó nó có thể khác xa so với thực tế, kết quả đầu tư của quá khứ không bảo đảm cho kết quả đầu tư của tương lai.

Bản báo cáo này có thể không được phát hành rộng rãi trên phương tiện thông tin đại chúng hay được sử dụng, trích dẫn bởi các phương tiện thông tin đại chúng mà không có sự đồng ý trước bằng văn bản của ACBS. Việc sử dụng không có sự đồng ý của ACBS sẽ bị xem là bất hợp pháp và cá nhân, tổ chức vi phạm có nghĩa vụ bồi thường mọi thiệt hại, tổn thất (nếu có) đã gây ra cho ACBS từ sự vi phạm đó.

Trong trường hợp quốc gia của nhà đầu tư nghiêm cấm việc phân phối hoặc nhận các báo cáo phân tích như thế này thì nhà đầu tư cần hủy bản báo cáo này ngay lập tức, nếu không nhà đầu tư sẽ hoàn toàn tự chịu trách nhiệm.

ACBS không cung cấp dịch vụ tư vấn thuế và không nội dung nào trong bản báo cáo này được xem như có nội dung tư vấn thuế. Do đó khi liên quan đến vấn đề thuế, nhà đầu tư cần tham khảo ý kiến của chuyên gia dựa trên tình hình và điều kiện tài chính cụ thể của nhà đầu tư.

Bản báo cáo này có thể chứa đựng các đường dẫn đến trang web của bên thứ ba, ACBS không chịu trách nhiệm đối với nội dung trên các trang web này. Việc đưa đường dẫn chỉ nhằm mục đích tạo sự thuận tiện cho nhà đầu tư trong việc tra cứu thông tin; do đó nhà đầu tư hoàn toàn chịu các rủi ro khi truy cập các trang web này.

© Copyright ACBS (2022). Mọi quyền sở hữu trí tuệ và quyền tác giả là của ACBS và/hoặc chuyên viên phân tích, Bản báo cáo phân tích này không được phép sao chép, toàn bộ hoặc một phần, khi chưa có sự đồng ý bằng văn bản của ACBS.