

Báo cáo Ngành Thủy điện 2023

05/2023



Luận điểm chính

- Tiềm năng thủy điện có thể khai thác khả thi ở nước ta vào khoảng 26 ngàn MW và tổng công suất thủy điện tại cuối năm 2022 là 22,544 MW, các dự án thủy điện lớn với công suất trên 100 MW hầu như đã được khai thác hết. Theo quy hoạch điện VIII, dù tổng công suất thủy điện vẫn tăng qua các giai đoạn, tỷ trọng đóng góp của thủy điện trong tổng nguồn điện sẽ giảm, tập trung phát triển thủy điện tích năng. Tuy vậy, nhờ lợi thế về tính linh hoạt, khả năng điều tiết điện năng cũng như giá thành thấp, thủy điện vẫn luôn được ưu tiên huy động. So với nhiệt điện, sản lượng thủy điện ít phụ thuộc hơn vào nhu cầu sản xuất công nghiệp mà phụ thuộc nhiều vào điều kiện thời tiết. Do tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm tỷ lệ thuận với tăng trưởng GDP, cũng như cơ cấu sản lượng thủy điện được huy động trong tổng nguồn điện được duy trì khá ổn định, công suất và sản lượng thủy điện có thể dự báo qua các biến số vĩ mô.
- Với cơ chế giá mua điện ưu đãi và được bao tiêu toàn bộ theo Biểu giá chi phí tránh được, các dự án thủy điện nhỏ (dưới 30 MW) vẫn có mức sinh lời khá hấp dẫn. Phần lớn các dự án thủy điện sẽ có cơ cấu vốn vay chiếm khoảng 20-30% và phần còn lại là vốn CSH. Việc mặt bằng lãi suất tăng sẽ khiến chi phí lãi vay của các khoản vay theo lãi suất thả nổi tăng theo, một số khoản vay từ các tổ chức hay ngân hàng nước ngoài bằng ngoại tệ sẽ chịu thêm lỗ tỷ giá khi giá ngoại tệ tăng so với VNĐ. Nguồn vốn ODA và tín dụng ưu đãi của các tổ chức tín dụng quốc tế đã giảm dần, các đơn vị không còn được tiếp cận với nguồn vốn giá rẻ để đầu tư cho các dự án điện như trước đây.
- Biến động doanh thu và biên lợi nhuận của các doanh nghiệp thủy điện tương quan chặt chẽ với điều kiện thủy văn và thời tiết. Các dự án thủy điện có suất đầu tư thấp cũng có thời gian hoàn vốn ngắn hơn và chi phí khấu hao thấp hơn, giúp gia tăng biên lợi nhuận. Điểm then chốt của 1 doanh nghiệp thủy điện nằm ở việc dòng tiền thu về hằng năm có đủ để chi trả gốc & lãi vay không, và với điều kiện địa hình cũng như tài chính của doanh nghiệp, khả năng mở rộng công suất và xây dựng dự án mới trong tương lai liệu có khả thi.

Mục lục

I. Tổng quan về thủy điện

II. Chính sách của nhà nước về thủy điện

III. Phân tích hiệu quả kinh tế



Tổng quan về thủy điện

Sơ lược về thủy điện

Năng lượng tái tạo (NLTT) là nguồn năng lượng có nguồn gốc từ các nguồn tài nguyên tự nhiên sản sinh tuần hoàn. Trong nhóm NLTT, thủy điện là phương pháp phát điện sử dụng năng lượng nước, lợi dụng sự khác biệt giữa nguồn và dòng chảy, khi dòng nước chảy từ trên cao xuống vùng thấp hơn sẽ làm quay các turbine nước, các turbine này được nối trực tiếp với máy phát điện để tạo ra dòng điện.

Tùy theo chủng loại mà số vòng quay của máy phát điện sẽ khác nhau, trong khoảng từ 100 tới 1,200 vòng/phút, tạo ra điện áp khoảng 400 tới 4,000 Volt. Sau khi sử dụng các thiết bị tăng áp tại nhà máy phát điện, dòng điện trên có thể được chuyển thành dòng điện cao áp (6,000 – 500,000 Volt) và được đưa tới nơi tiêu thụ.

Thủy điện

Vòng tuần hoàn của nước giúp chuyển hóa liên tục sức nước thành điện năng

Không làm cạn kiệt tài nguyên thiên nhiên, là nguồn NLTT bền vững

Không làm biến đổi đặc tính của nước sau khi chảy qua turbines

Khả năng điều chỉnh công suất

Tối ưu hóa được biểu đồ phụ tải chạy nền khi kết hợp với các nguồn điện kém linh hoạt hơn (điện mặt trời, điện gió)



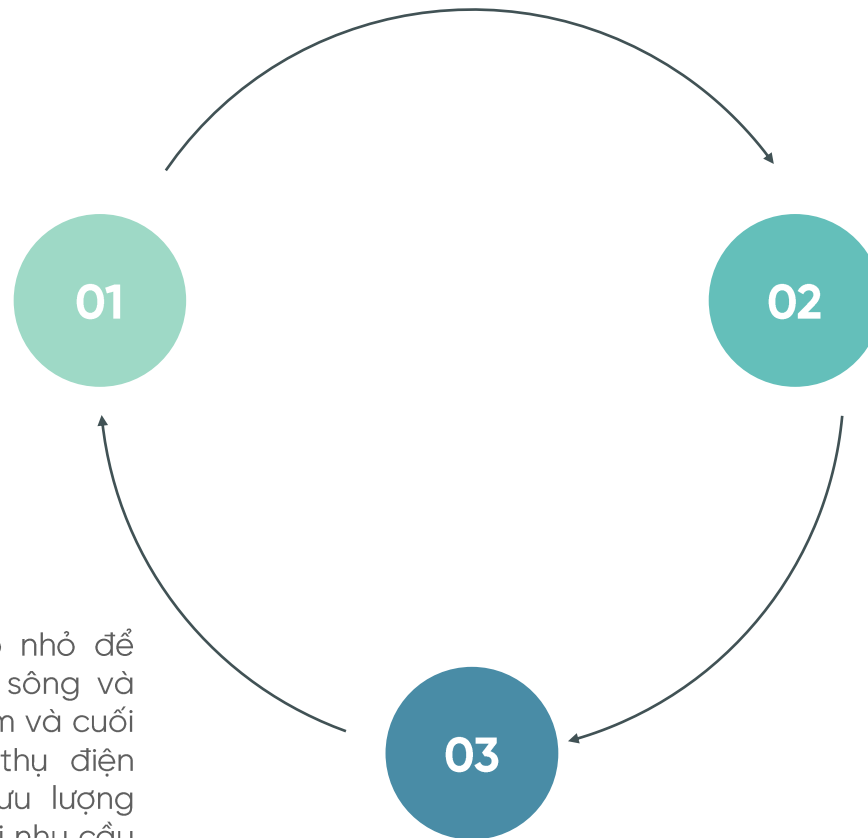
3 loại nhà máy thủy điện

Thủy điện dòng chảy

- Nhà máy lấy nước từ sông qua kênh hoặc đường ống áp lực để làm quay turbines, sử dụng dòng chảy tự nhiên.
- Quy mô nhỏ
- Công trình giữ nước ở mức rất thấp hoặc không có

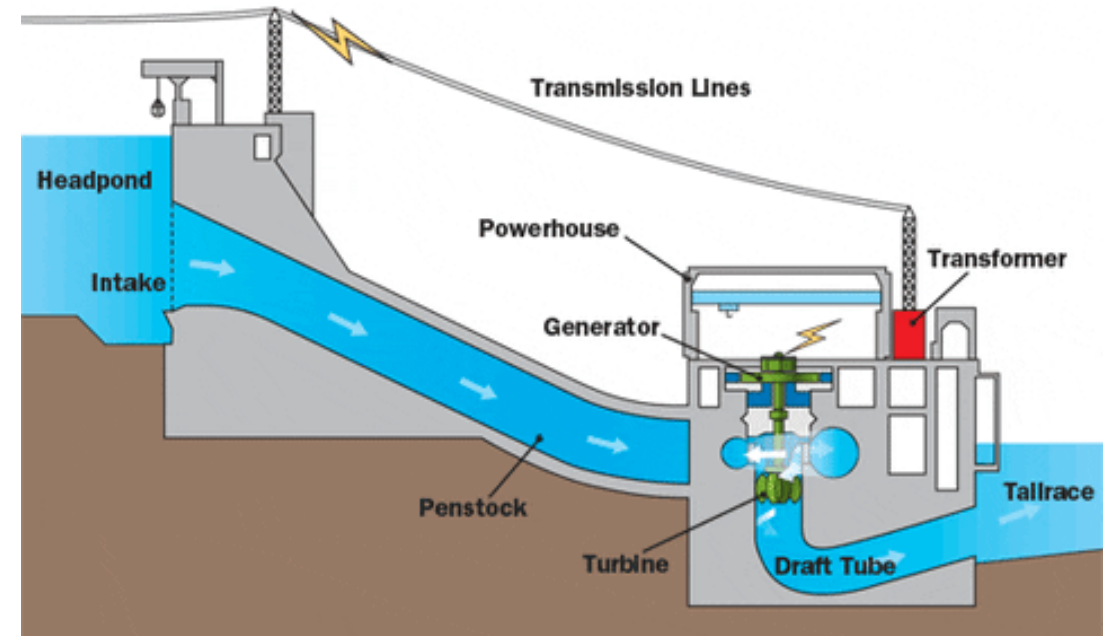
Thủy điện hồ chứa

- Dùng những con đập nhỏ để chặn dòng chảy của sông và tích nước, vào ban đêm và cuối tuần, khi lượng tiêu thụ điện thấp và điều chỉnh lưu lượng dòng nước phù hợp với nhu cầu phát điện.
- Thường điều chỉnh lượng nước theo chu kỳ ngắn 1 ngày hoặc vài ngày.



Thủy điện tích năng

- Hệ thống thủy điện tích năng bao gồm 2 hồ chứa ở 2 độ cao khác nhau và một NMTĐ. Nhà máy lắp đặt turbine thuận nghịch ở hồ chứa bên dưới và nối ngược lại với hồ chứa bên trên bằng một đường ống áp lực
- Vào khung giờ cao điểm, khi nhu cầu về điện tăng cao, nước sẽ được xả vào đường ống, tạo áp lực làm quay turbine và từ đó phát điện cho toàn hệ thống. Ở khung giờ thấp điểm, khi nhu cầu điện thấp, nhà máy sẽ sử dụng điện từ hệ thống để bơm ngược nước từ hồ chứa bên dưới lên hồ chứa bên trên qua turbine thuận nghịch, hệ thống lúc này vận hành như máy bơm nước



Ưu nhược điểm của thủy điện



Ưu điểm

Giá thành sản xuất thấp nhất trong các nguồn điện ở Việt Nam

Không phải chịu rủi ro biến động giá nguyên liệu đầu vào

Khả năng khởi động/ngừng máy nhanh, tốc độ thay đổi công suất nhanh dải điều chỉnh rộng và không kèm tổn thất → Tính linh hoạt cao, dễ dàng tham gia phủ đỉnh và điền đáy phụ tải điện

Tỷ lệ điện tự dùng thấp (0.5-2%)

NMTĐ có khả năng tự động hóa cao và tốn ít chi phí nhân công hơn

Các đập thủy điện với hồ chứa tích nước có khả năng trữ nước với chi phí thấp để cho điện sạch với giá trị cao.

Ít thải ra khí độc, hóa chất độc hay khí nhà kính

Có tầm hoạt động rộng, chỉ cần một lượng mưa nhất định và dòng chảy ổn định của sông

Các trạm thủy điện nhỏ và cực nhỏ có thể đáp ứng được nhu cầu điện tại các vùng xa xôi với mức tác động rất nhỏ lên môi trường

Thủy năng là nguồn năng lượng tuần hoàn dồi dào

Các công trình thủy điện có tuổi thọ cao, thời gian sử dụng dài hơn các nhà máy nhiệt điện

Chi phí vận hành và bảo trì thấp

Thủy điện còn hỗ trợ trong việc quản lý nguồn nước và kiểm soát lũ lụt



Nhược điểm

Sự thay đổi của dòng chảy con sông có thể làm xói lở và bồi đắp lại ở hạ lưu

Các đập nước lớn có thể gây ra nhiều biến động liên quan đến địa chất, địa hình, thổ nhưỡng.

Một lượng lớn phù sa sông bị giữ lại ở lòng hồ chứa làm chất lượng phù sa ở hạ nguồn sông giảm.

Hồ chứa nước cho nhà máy thủy điện chiếm diện tích nên phải tổ chức di dân, xây dựng khu tái định cư, trồng lại rừng

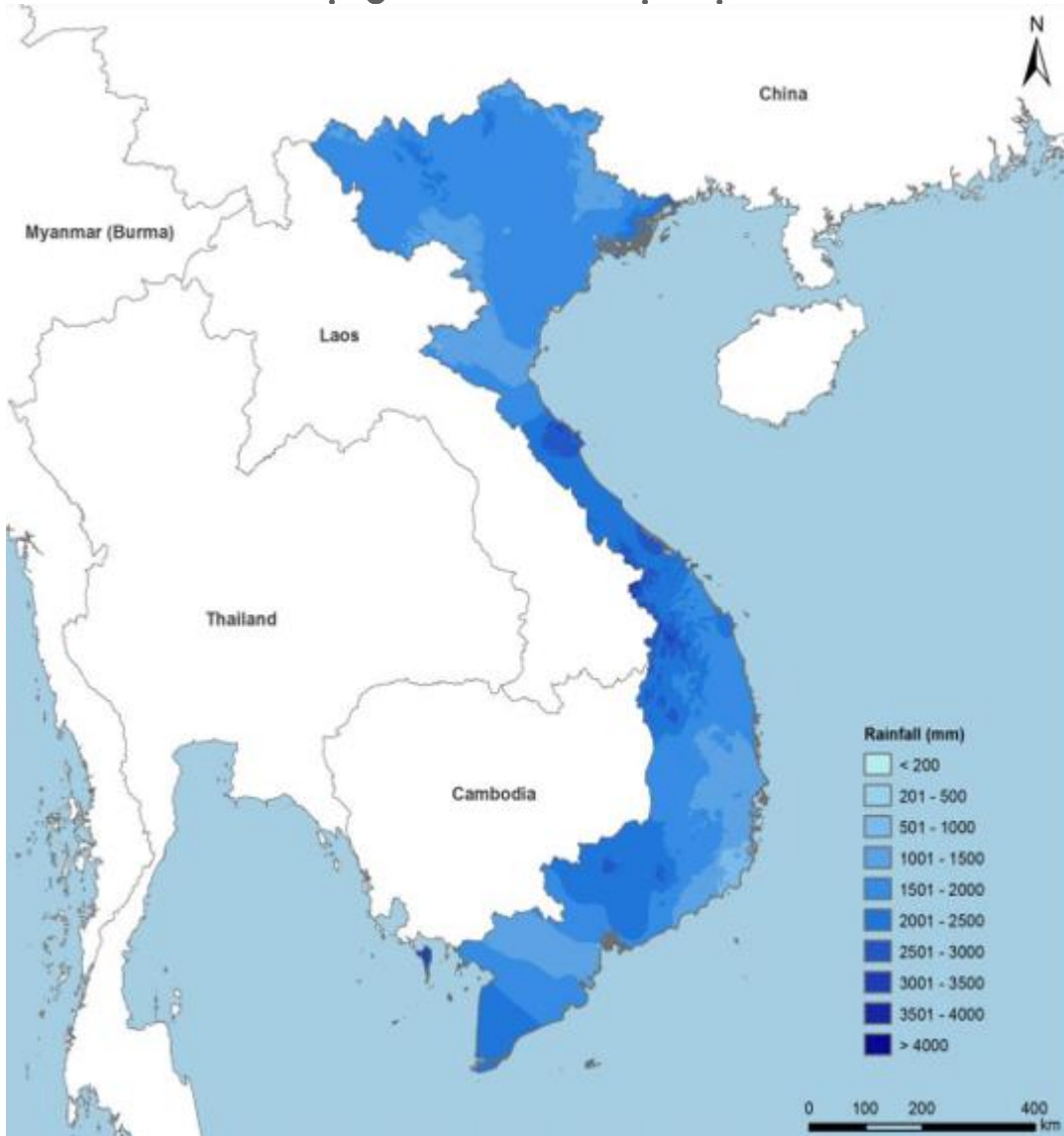
Nhà máy thủy điện thường được xây dựng ở khu vực đồi núi, xa phụ tải, cần xây dựng thêm những đường dây truyền tải điện cao áp.

Rủi ro khi đập bị vỡ, với các hồ chứa nước có diện tích và công suất lớn thì rủi ro vỡ đập càng cao.

Lưu lượng dòng nước khi chảy qua các turbine máy phát điện sẽ gia tăng nhiệt độ do ảnh hưởng của hiện tượng ma sát dòng chảy với đường ống và thiết bị turbine. Nước xả lại có nhiệt độ cao hơn nhiệt độ nước bình thường của dòng sông cũng gây ra những ảnh hưởng tới hệ sinh thái và sử dụng nước ở các vùng kề cận nhà máy phát điện.

Địa hình và khí hậu Việt Nam

Lượng mưa TB năm tại Việt Nam



Lãnh thổ Việt Nam nằm trong khu vực nhiệt đới với lượng mưa trung bình năm cao, khoảng 1,800 – 2,000 mm.

Diện tích mỗi lưu vực trung bình trên 2,500 km²

16 lưu vực sông chính

Hơn 2,360 con sông nằm rải rác từ Bắc vào Nam

Lưu vực lớn: lưu vực sông Hồng, sông Thái Bình, sông Bằng Giang, sông Kỳ Cùng, sông Mã, sông Vu, sông Thu Bồn, sông Ba, sông Đồng Nai và sông Mê Kông

Với điều kiện tự nhiên thuận lợi, tiềm năng thủy điện của nước ta được đánh giá khá dồi dào, tuy nhiên, theo ước tính, **hiện tại tiềm năng thủy điện đã được khai thác trên 80%, dư địa phát triển không còn nhiều.**

60% lượng nước tập trung ở Đồng bằng sông Cửu Long; **40%** ở vùng phía bắc tới TP.HCM (chiếm trên 80% dân số)

Nguồn nước phân bố không đều theo vùng và thời gian

4-5 tháng mùa lũ chiếm tới 70-80% lượng nước cả năm

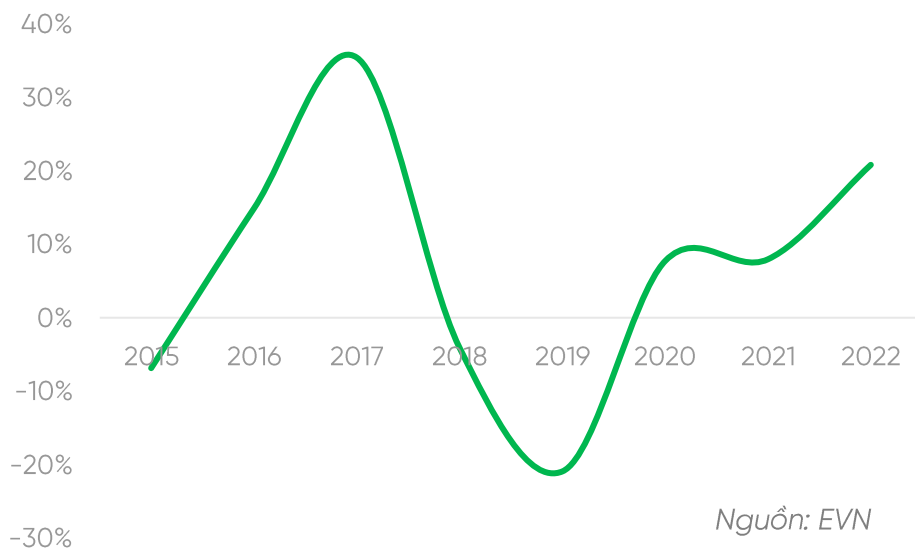
Mùa lũ lệch nhau ở các miền: miền Bắc vào tháng 7, 8 và chậm dần vào miền Trung và Nam vài ba tháng.

2/4 nguồn nước trên lưu vực sông của Việt Nam xuất phát từ nước ngoài, khu vực thượng nguồn ở TQ, Lào hay Cambodia đã và đang xây dựng nhiều công trình thủy điện, khiến nguồn nước chảy vào Việt Nam giảm sút và tăng sự phụ thuộc.

Nguồn: World Bank – Small Hydro Resource Mapping in Vietnam

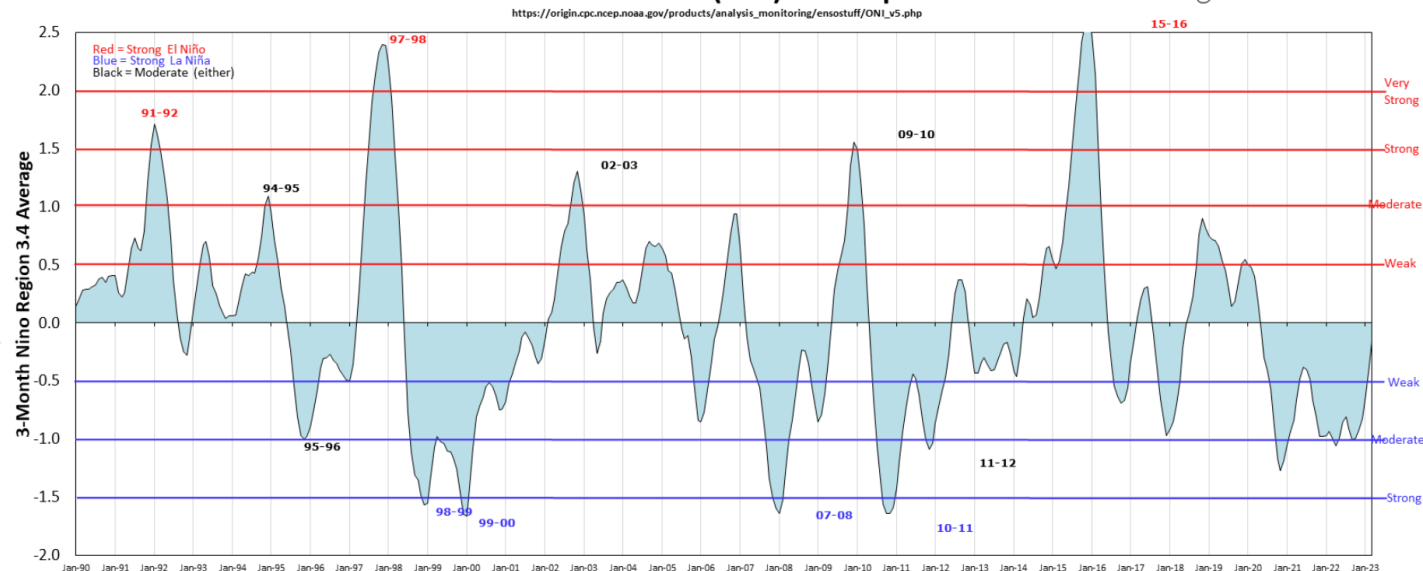
Ảnh hưởng của điều kiện thủy văn

Tăng trưởng sản lượng thủy điện tại VN (2015 -2022)



Oceanic Niño Index (ONI) - 1990-present

Nguồn: NCEP

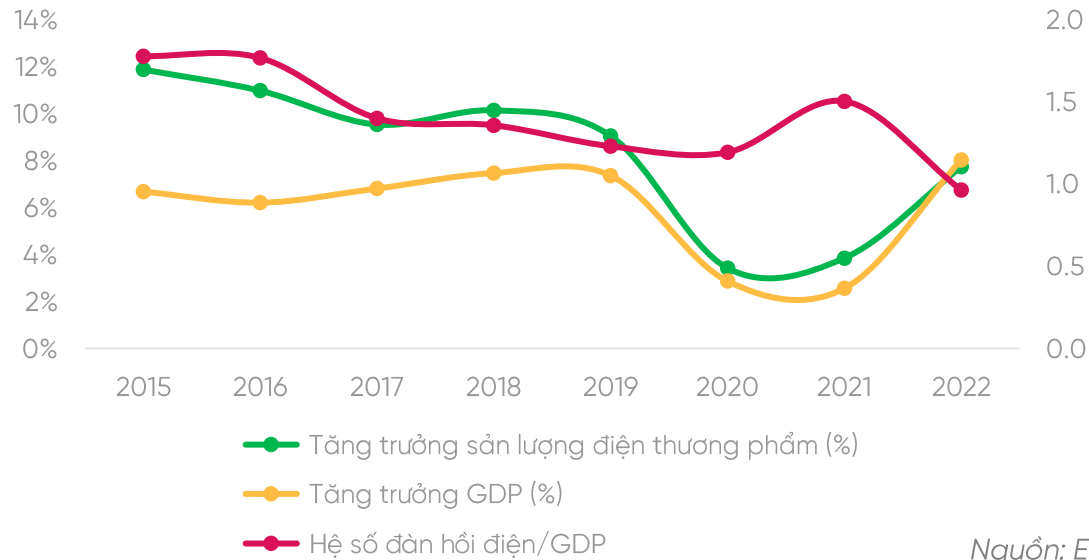


Do đặc thù của ngành thủy điện là sản xuất điện từ nguồn nước tự nhiên nên **phụ thuộc mật thiết vào tình hình thủy văn tại lưu vực**. Hiện tượng ENSO (dùng để chỉ chung 2 hiện tượng El Nino và La Nina ảnh hưởng tới thời tiết nước ta với biểu hiện khô, nóng ít mưa vào pha El Nino và ẩm, mưa nhiều vào pha La Nina. Thông thường, ít nhất 5-6 tháng sau khi kết thúc hiện tượng El Nino mới xuất hiện pha La Nina. Giai đoạn năm 2015-2016, hiện tượng El Nino kéo dài (thể hiện trên biểu đồ Oceanic Niño Index) với diện phủ rộng khiến lưu lượng nước về các hồ rất thấp, vào mùa khô lượng dòng chảy ở Trung Bộ và Tây Nguyên giảm 20-40% so với trung bình nhiều năm, một số sông ở Nam Trung Bộ lượng nước giảm trên 60%, tổng lượng dòng chảy sông Mê Kông về khu vực ĐBSCL giảm 20-40%. Một số DN thủy điện đã báo lỗ trong năm 2016, số khác doanh thu có thể giảm tới 40-50%. Ngược lại, giai đoạn 2017-2018 La Nina ở mức vừa phải, sản lượng điện của các nhà máy thủy điện đều tăng vọt trước khi giảm lại khi hiện tượng El Nino quay lại từ nửa đầu năm 2019 gây ra tình trạng khô hạn, thiếu nước tại các tỉnh Trung Bộ, Tây Nguyên. Tương tự, hiện tượng La Nina kéo dài trong 3 năm vừa qua (cuối năm 2020 – đầu năm 2023) đã góp phần giúp sản lượng thủy điện tăng trưởng tốt trong năm 2021 và đạt đỉnh trong năm 2022, hệ số phụ tải điện (thể hiện hiệu suất hoạt động) đạt mức rất cao.

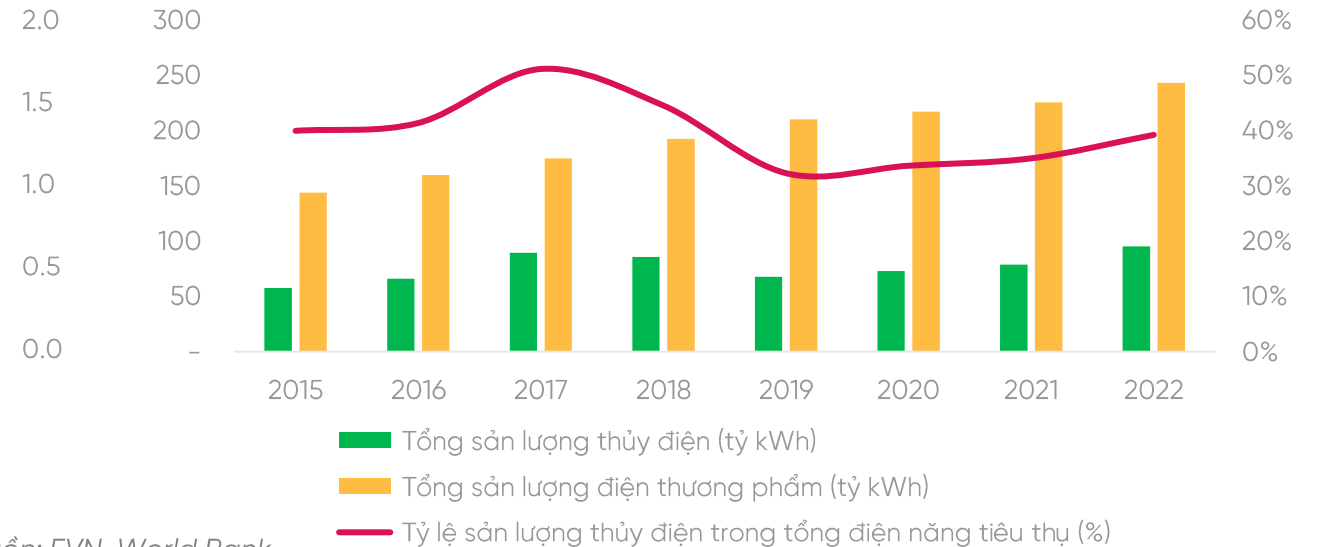
Giá bán điện trung bình của các NMTĐ thường tăng trong pha El Nino, chủ yếu do giá bán bình quân trên thị trường điện cạnh tranh tăng do sản lượng điện than và điện khí tăng. Ngược lại, khi vào pha La Nina, nguồn nước dồi dào thúc đẩy sản lượng thủy điện tăng mạnh, thủy điện được ưu tiên huy động nhiều hơn do chi phí giá thành phát điện rẻ hơn các loại điện khác, làm giảm giá bán bình quân trên thị trường điện cạnh tranh.

Tương quan giữa sản lượng điện và các biến số vĩ mô

Sản lượng điện & GDP (2015 -2022)



Tỷ lệ sản lượng thủy điện trong nguồn điện (2015 -2022)



Nguồn: EVN, World Bank

Hệ số đàn hồi về điện năng là tỷ lệ giữa mức tăng trưởng về sản lượng điện & mức tăng trưởng của GDP. Chỉ số này cho thấy tiêu thụ điện của Việt Nam tăng cao hơn mức tăng trưởng kinh tế (trung bình hệ số đàn hồi khoảng 1.51 cho giai đoạn 2015-2019), trong khi các nước phát triển thì hệ số này thường nhỏ hơn 1. **Hệ số đàn hồi cao thể hiện việc sử dụng điện năng ở nước ta còn kém hiệu quả**, cường độ sử dụng điện cao, gia tăng chi phí sản xuất và giảm tính cạnh tranh với các nước trong khu vực. Tuy hệ số đàn hồi đã giảm dần qua các năm và lần đầu tiên giảm xuống dưới 1 vào năm 2022 (0.96), việc nhà nước khuyến khích phát triển các ngành công nghiệp nặng (hóa chất, luyện kim, xi măng) vốn sử dụng nhiều điện năng sẽ khiến hệ số này khó giảm hơn.

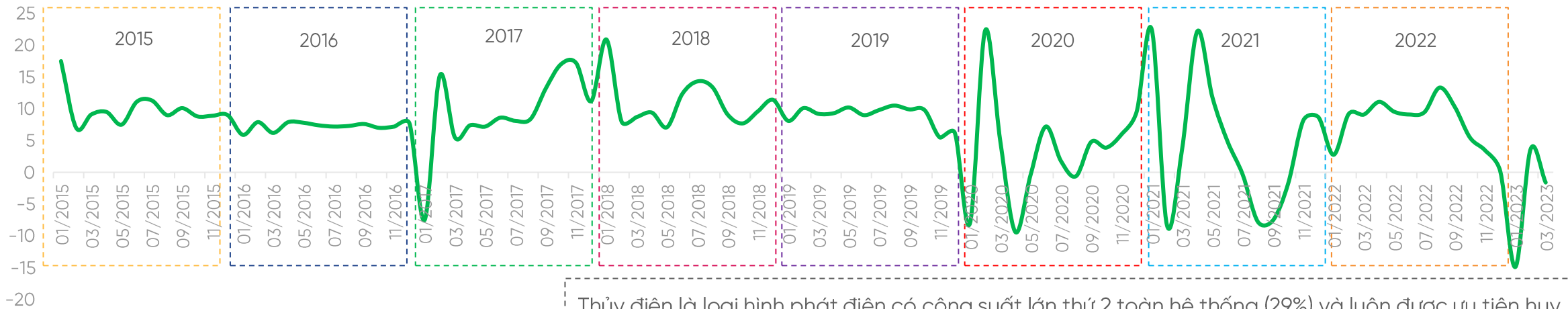
Tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm tỷ lệ thuận với tăng trưởng GDP, do đó dựa trên tốc độ tăng GDP và hệ số đàn hồi điện có thể dự báo tốc độ tăng trưởng sản lượng điện, từ đó dự báo tổng công suất lắp đặt và cơ cấu nguồn điện phù hợp.

Cơ cấu sản lượng thủy điện trong tổng nguồn điện được duy trì khá ổn định và từ năm 2019 tới nay ở mức khoảng 30-40%/năm. Tính linh hoạt, khả năng điều tiết điện năng, cũng như giá thành rẻ giúp thủy điện là những lợi thế giúp thủy điện được duy trì với tỷ trọng khá cao trong nguồn điện, do đó, tăng trưởng chung về sản lượng điện tiêu thụ sẽ kéo theo tăng trưởng về sản lượng thủy điện qua các năm.

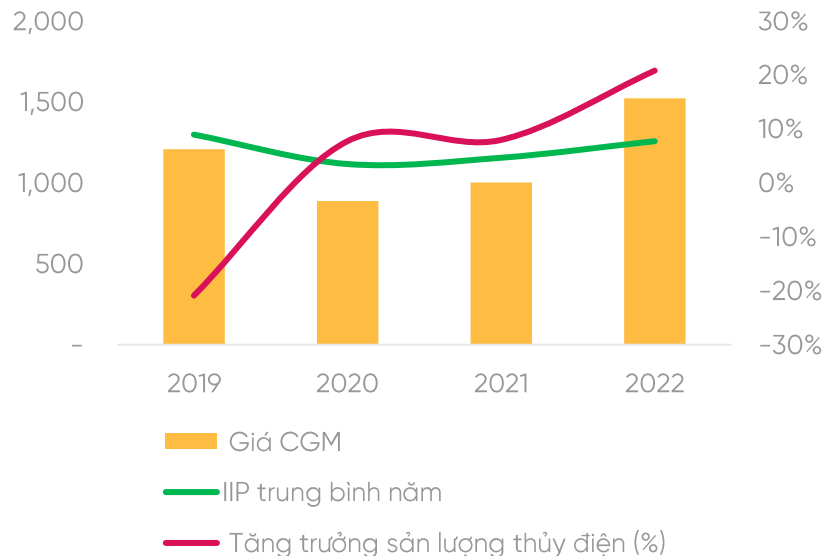
Tương quan giữa sản xuất công nghiệp và giá điện

Chỉ số sản xuất công nghiệp (%)

Nguồn: GSO



Giá CGM & Chỉ số IIP (2019 -2022)



Nguồn: GENCO 3, GSO

Thủy điện là loại hình phát điện có công suất lớn thứ 2 toàn hệ thống (29%) và luôn được ưu tiên huy động, do vậy tình hình huy động thủy điện không chỉ ảnh hưởng riêng tới nhóm NMTĐ, mà ảnh hưởng tới kế hoạch huy động của toàn hệ thống điện.

Lĩnh vực sản xuất công nghiệp và xây dựng là lĩnh vực tiêu thụ điện nhiều nhất, chiếm khoảng 54-55% tổng nhu cầu điện toàn hệ thống, và là động lực tăng trưởng chính của ngành điện trong nhiều năm trở lại đây. Tốc độ tăng trưởng sản lượng điện có xu hướng biến động cùng chiều với tốc độ tăng trưởng của chỉ số sản xuất công nghiệp (IIP). Năm 2020 & 2021, do ảnh hưởng của dịch Covid-19 với những khoảng thời gian giãn cách xã hội kéo dài, chỉ số IIP biến động khá mạnh trong năm và chỉ số IIP trung bình năm 2020 & 2022 đều thấp hơn các năm khác. Nhu cầu tiêu thụ điện năng thấp hơn và nguồn cung dư thừa đã kéo giá CGM giảm, giá CGM tương quan với khối lượng sản xuất công nghiệp. Thêm vào đó, năm 2021, tình hình thủy văn diễn biến thuận lợi, thủy điện với giá rẻ được huy động nhiều hơn làm giảm sản lượng hợp đồng Qc của các nhà máy nhiệt điện. Nhiệt điện vốn có tính ổn định cao, chủ động về nguồn phát và sản lượng, không phụ thuộc tình hình thời tiết nên phù hợp để cung cấp cho các nhà máy sản xuất công nghiệp. So với nhiệt điện, sản lượng tiêu thụ của thủy điện ít phụ thuộc vào nhu cầu điện sản xuất công nghiệp mà phụ thuộc nhiều hơn vào tình hình thủy văn.

1. Thành phần tham gia
2. Vòng đời dự án thủy điện
3. Nội dung và quy mô đầu tư xây dựng
4. Nguồn vốn đầu tư và phân bổ chi phí

01

CHỦ ĐẦU TƯ

02

TỔ CHỨC TƯ VẤN LẬP DỰ ÁN

03

CHỦ NHIỆM LẬP DỰ ÁN

» ĐƯA RA MỤC TIÊU ĐẦU TƯ XÂY DỰNG

Sơ đồ vòng đời dự án thủy điện

(12-36 tháng)

Tiền khả thi

Khả thi

(12-24 tháng)

RFP & thỏa thuận dự án

RFP & thỏa thuận dự án

Nộp hồ sơ dự thầu & bảng điều khoản

Đánh giá

Đàm phán

(12-24 tháng)

Ký PPA Trước hoặc sau

EPC

Thỏa thuận truyền tải

Thỏa thuận cung cấp nhiên liệu

Thỏa thuận vận chuyển nhiên liệu

(12-24 tháng)

Thỏa thuận tài trợ

Thỏa thuận trực tiếp

Hợp đồng Vận hành & bảo trì

Các thỏa thuận khác

Hoàn tất phê duyệt tài chính

Xây dựng (18-60 tháng)

COD

Vận hành (20-30 năm)

Nguồn: VPBankS Research tổng hợp

Nội dung và quy mô đầu tư xây dựng

Phương án giải phóng mặt bằng

- Kết quả điều tra thiệt hại
- Quy hoạch tổng thể bồi thường di dân, tái định cư

Phương án xây dựng

- Bố trí tổng thể công trình
- Các hạng mục công trình chính

Thiết bị công nghệ

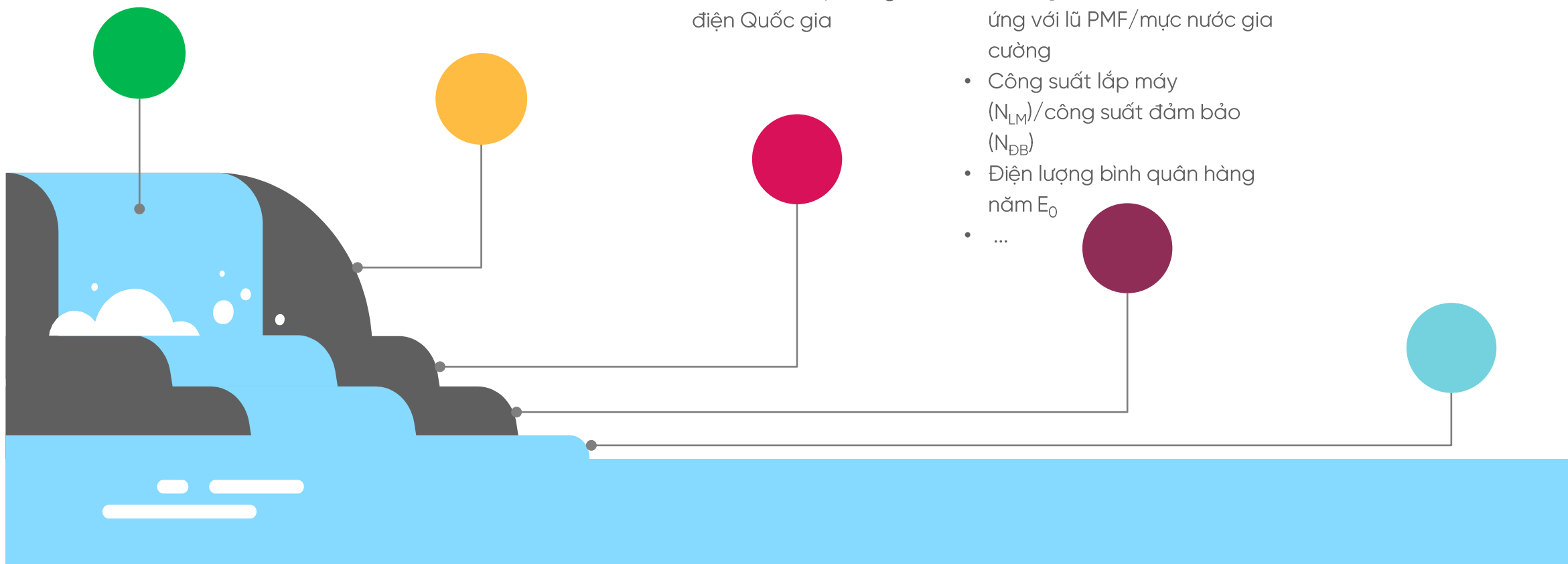
- Thiết bị cơ khí thủy lực
- Thiết bị cơ khí thủy công
- Đấu nối với hệ thống điện Quốc gia

Thông số chính

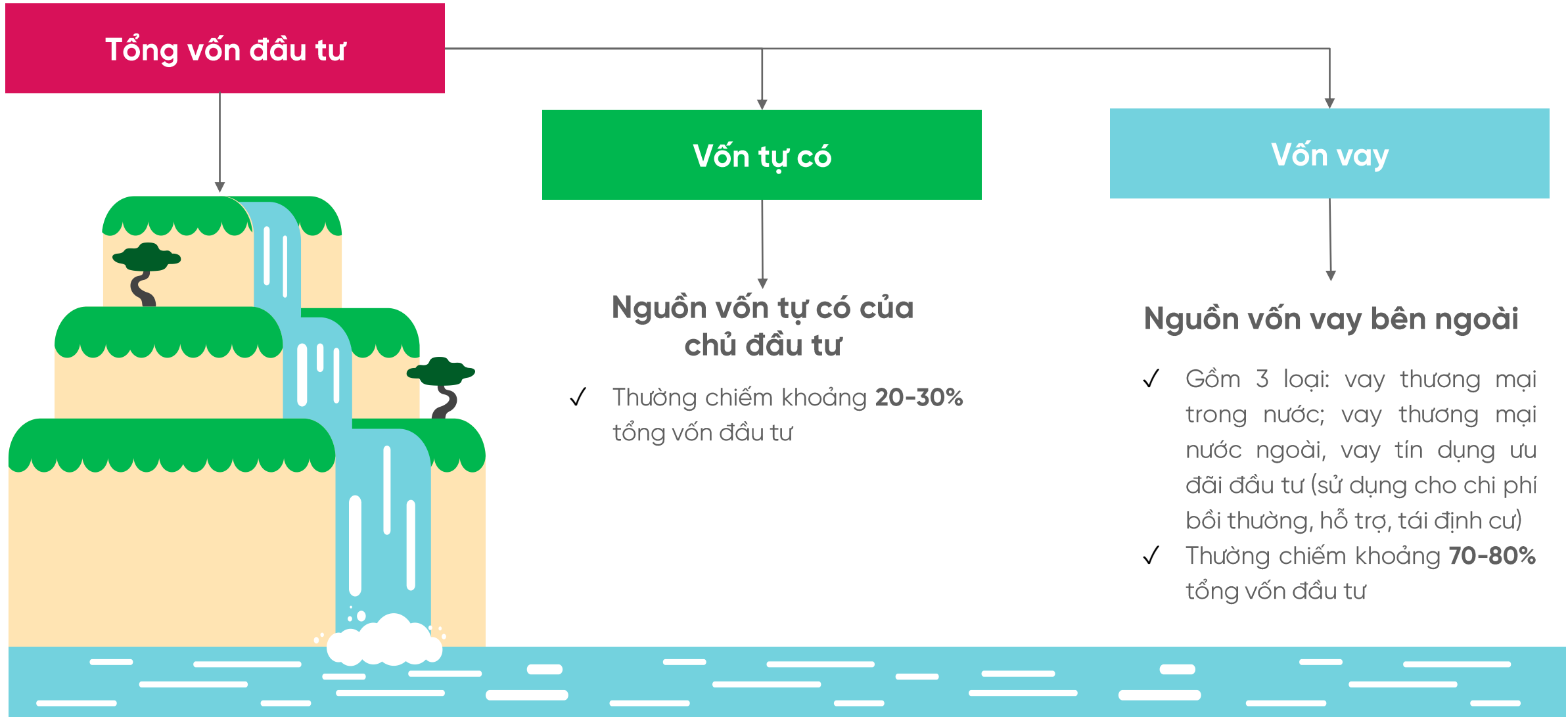
- Diện tích lưu vực (Flv)
- Dung tích hồ chứa
- Mức nước dâng bình thường/mức nước kiểm tra ứng với lũ PMF/mức nước gia cường
- Công suất lắp máy (N_{LM})/công suất đảm bảo (N_{DB})
- Điện lượng bình quân hàng năm E_0
- ...

Hạng mục phụ trợ

- Đường giao thông ngoài công trường
- Đường dây tải điện và trạm biến áp



Nguồn vốn đầu tư và phương án huy động vốn



Tổng mức đầu tư

Chi phí xây lắp

- Chi phí cho công tác chuẩn bị
- Chi phí xây dựng
- Chi phí lắp đặt

Chi phí thiết bị

Chi phí đền bù

- Chi phí đền bù di dân tái định cư
- Chi phí giảm thiểu tác động môi trường
- Chi phí xây dựng dự án giao thông tránh ngập

Chi phí quản lý dự án

- Chi phí quản lý khối lượng xây dựng, quản lý kỹ thuật, giám sát

Chi phí tư vấn xây dựng

Chi phí lãi vay

- Chi phí lãi vay trong thời gian xây dựng
- Nguồn vay thường là vay NHTM trong nước hoặc vay nước ngoài có/không có bảo lãnh của Chính phủ

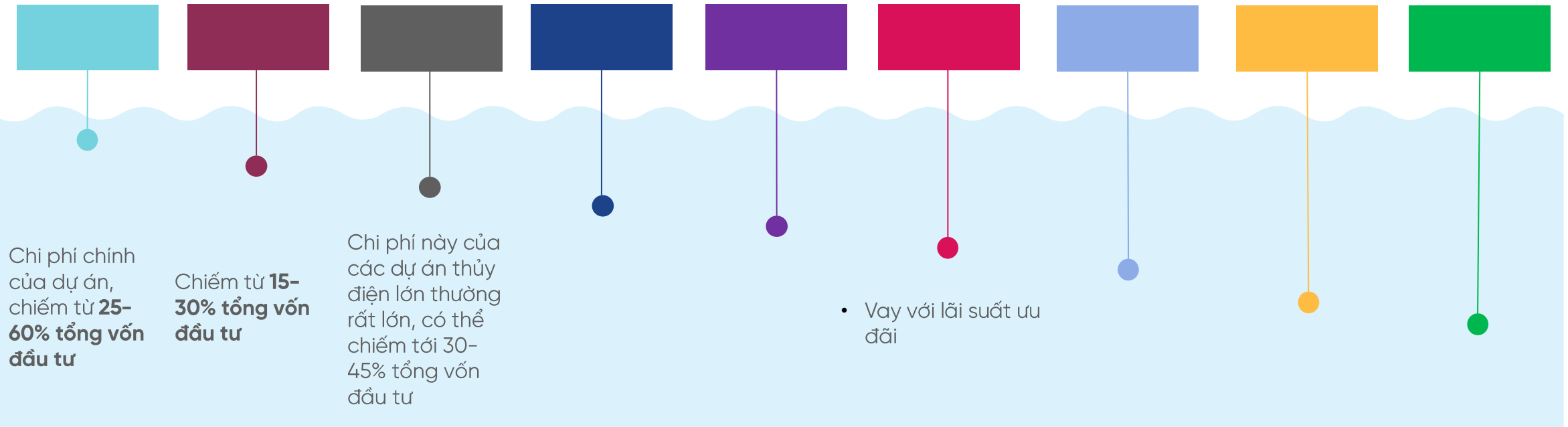
Chi phí hệ thống lưới điện

- Đường dây tải điện tới trạm biến áp (đường dây 110 KV & 500 KV)
- Mở rộng trạm biến áp

Chi phí giao thông ngoài công trường

Chi phí khác

- Chi phí dự phòng
- Chi phí bảo hiểm



Chi tiết phê duyệt đầu tư một số dự án thủy điện

Thủy điện lớn

Thủy điện Sơn La (2,400 MW)

1. Chi phí xây lắp

9,546.86 tỷ VNĐ ~ **25.9%**

- Công tác chuẩn bị: 799.025 tỷ VNĐ
- Chi phí xây dựng: 7,990.254 tỷ VNĐ
- Chi phí lắp đặt: 757.580 tỷ VNĐ

2. Chi phí thiết bị

8,030.352 tỷ VNĐ ~ **21.7%**

3. Chi phí đền bù, giải phóng mặt bằng, tái định cư (TĐC)

11,654.29 tỷ VNĐ ~ **31.6%**

- Chi phí đền bù di dân TĐC: 10,294.915 tỷ VNĐ
- Chi phí giảm thiểu tác động môi trường: 346.173 tỷ VNĐ
- Chi phí xây dựng đường tránh ngập: 1,013.240 tỷ VNĐ

4. Chi phí lưới điện

2,020 tỷ VNĐ ~ **5.5%**

5. Chi phí giao thông ngoài công trường

893.233 tỷ VNĐ ~ **2.4%**

6. Chi phí dự phòng (10% của các mục 1,2,3,5)

2,016.498 tỷ VNĐ ~ **5.5%**

7. Chi phí bảo hiểm và chi phí khác

2,771.52 tỷ VNĐ ~ **7.5%**

Nguồn: QĐ 92/2004/QĐ-TTg

Tổng mức đầu tư: 36,933 tỷ VNĐ

Thủy điện vừa

Thủy điện Sông Bung 5 (57 MW)

1. Chi phí xây lắp

555.374 tỷ VNĐ ~ **40.63%**

2. Chi phí thiết bị

501.03 tỷ VNĐ ~ **36.65%**

3. Chi phí đền bù, giải phóng mặt bằng

25.522 tỷ VNĐ ~ **1.87%**

4. Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng

62.589 tỷ VNĐ ~ **4.58%**

5. Chi phí quản lý dự án

16.768 tỷ VNĐ ~ **1.23%**

6. Chi phí lãi vay

142.742 tỷ VNĐ ~ **10.44%**

7. Chi phí dự phòng

12.122 tỷ VNĐ ~ **0.89%**

8. Chi phí khác

50.434 tỷ VNĐ ~ **3.69%**

Nguồn: 201/QĐ-TVĐ1-HĐQT

Tổng mức đầu tư: 1,367 tỷ VNĐ

Thủy điện nhỏ

Thủy điện Hương Sơn 2 (6.4 MW)

1. Chi phí xây lắp

133.151 tỷ VNĐ ~ **52.35%**

2. Chi phí thiết bị

52.266 tỷ VNĐ ~ **20.55%**

3. Chi phí đền bù, giải phóng mặt bằng

2 tỷ VNĐ ~ **0.79%**

4. Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng

25.729 tỷ VNĐ ~ **9.94%**

5. Chi phí quản lý dự án

3.525 tỷ VNĐ ~ **1.39%**

6. Chi phí lãi vay

14.387 tỷ VNĐ ~ **5.66%**

7. Chi phí dự phòng

15.698 tỷ VNĐ ~ **6.17%**

8. Chi phí khác

7.591 tỷ VNĐ ~ **2.98%**

Nguồn: 1132/QĐ-UBND

Tổng mức đầu tư: 254 tỷ VNĐ

Chính sách của nhà nước về thủy điện

Quy hoạch điện VIII (1)

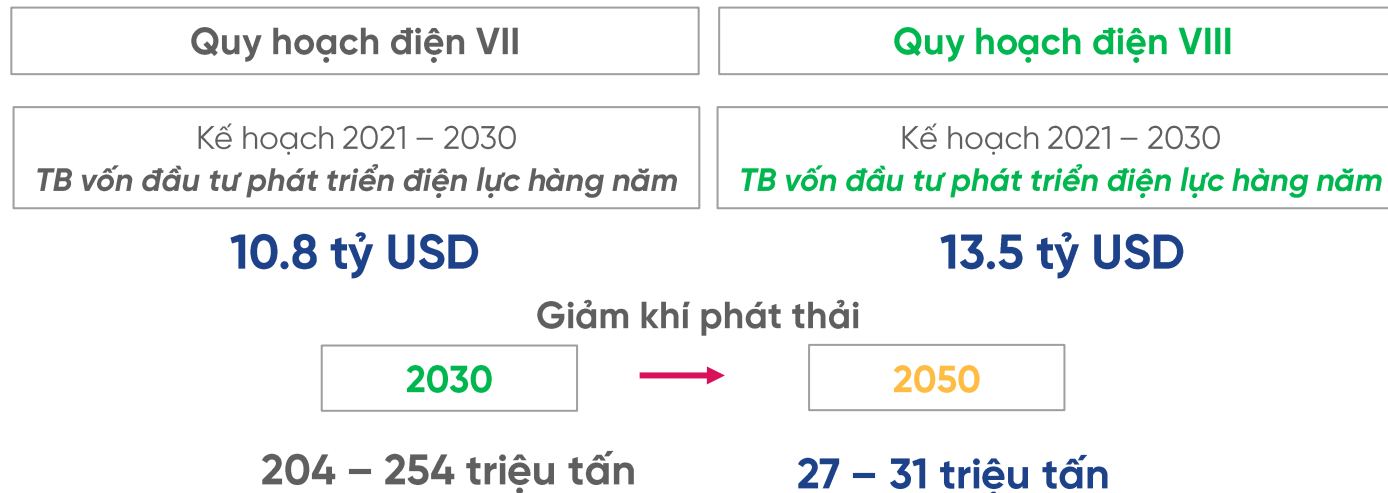
Phát triển hệ sinh thái công nghiệp và dịch vụ về năng lượng tái tạo



2 trung tâm công nghiệp, dịch vụ năng lượng tái tạo liên vùng

Vốn đầu tư (tỷ USD)

	2021 - 2030	2031 - 2050
Tổng vốn đầu tư	134.7	399.2 – 523.1
Nguồn điện	119.8	364.4 – 511.2
Lưới điện	14.9	34.8 – 38.6



Phương án phát triển chung của Quy hoạch điện VIII là tập trung đẩy nhanh phát triển nguồn điện từ năng lượng tái tạo. Theo kết quả tính toán cân bằng công suất điện toàn quốc cho tới năm 2050, **điện gió (gồm cả điện gió gần bờ & điện gió offshore), điện mặt trời (đặc biệt là điện mặt trời tự sản tự tiêu)** là 2 nguồn điện được chú trọng mở rộng tỷ trọng trong cơ cấu công suất nguồn điện, lần lượt đặt mục tiêu chiếm khoảng 26.5 – 29.4% và 33–34.4% trong toàn nguồn.

Khác với các dự thảo trước đây vốn tập trung vào nguồn điện mặt trời quy mô lớn, Quy hoạch điện VIII được phê duyệt **nhấn mạnh vai trò của điện mặt trời tự sản tự tiêu**, điện mặt trời mái nhà để sử dụng trực tiếp cho các tòa nhà công sở và nhà dân, **phục vụ tiêu thụ tại chỗ chứ không bán điện vào hệ thống điện quốc gia**. Định hướng phát triển điện mặt trời đi kèm với pin lưu trữ, pin lưu trữ sẽ được bố trí ở gần các trung tâm nguồn điện gió, điện mặt trời hoặc trung tâm phụ tải.

Ngoài ra, phát triển lưới điện thông minh để giải tỏa công suất cho các nhà máy điện, sau năm 2030 sẽ xây dựng các đường dây truyền tải siêu cao áp một chiều kết nối các khu vực Trung Trung Bộ - Nam Trung Bộ & Bắc Bộ để khai thác điện gió ngoài khơi.

Nguồn: Quy hoạch điện VIII

Quy hoạch điện VIII (2)

Công suất mục tiêu các loại điện (MW)

Công suất & tỷ trọng trong nguồn điện kế hoạch 2030 (MW)

- Thủy điện: 29,346 (19.5%)
- Thủy điện tích năng & pin lưu trữ: 2,700 (1.8%)
- Điện gió trên bờ: 21,880 (14.5%)
- Điện gió ngoài khơi: 6,000 (4%)
- Điện mặt trời: 12,836 (8.5%)
- Điện than: 30,127 (20%)
- Điện khí: 14,930 (9.9%)
- Điện LNG: 22,400 (14.9%)

Công suất & tỷ trọng trong nguồn điện kế hoạch 2050 (MW)

- Thủy điện: 36,016 – (6.3 – 7.3%)
- Thủy điện tích năng & pin lưu trữ: 30,650 – 45,550 (6.2 – 7.9%)
- Điện gió trên bờ: 60,050 – 77,050 (12.2 – 13.4%)
- Điện gió ngoài khơi: 70,000 – 91,500 (14.3 – 16%)
- Điện mặt trời: 168,594 – 189,294 (33 – 34.4%)
- Điện than: 0 (0%)
- Điện khí: 14,930 (2.6 – 3%)
- Điện LNG: 20,900 – 29,900 (4.1 – 5.4%)

Mục tiêu toàn nguồn điện (tỷ kWh)

	2030	2050
Điện thương phẩm	505.2	1,114.1 – 1,254.6
Điện sản xuất & nhập khẩu	567	1,224.3 – 1,378.7
Công suất cực đại (MW)	90,512	185,187 – 208,555

Thủy điện tích năng và pin lưu trữ cũng được kỳ vọng sẽ nâng tỷ trọng đóng góp vào nguồn điện lên từ mức 0% của năm 2025 lên mức 6.2 – 7.9% vào năm 2050.

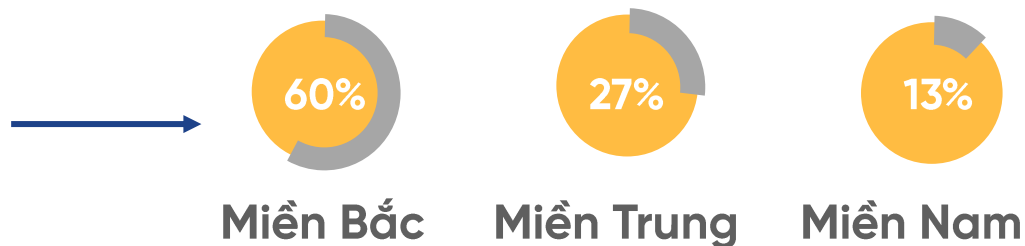
Ngược lại, theo quy hoạch, **tuy tổng công suất của thủy điện có gia tăng, mức tăng trưởng dự kiến sẽ chậm lại. Tỷ trọng đóng góp của thủy điện trong tổng nguồn điện cũng giảm mạnh, dự kiến giảm từ mức 19.5% của năm 2030 xuống chỉ còn khoảng 6.3 – 7.3% vào năm 2050.**

Trong khi Quy hoạch điện VII ưu tiên các nguồn thủy điện, đặc biệt là các dự án lợi ích tổng hợp (chống lũ, cấp nước, sản xuất, điện), **mũi nhọn của Quy hoạch điện VIII là nguồn điện gió.** Quy hoạch điện VIII cũng đã đặt mục tiêu **đẩy mạnh thủy điện tích năng, thủy điện hồ chứa để điều hòa phụ tải, dự phòng công suất và tận dụng nguồn thủy năng,** tuy nhiên cho tới nay, công trình thủy điện tích năng đầu tiên là Thủy điện Bác Ái mới được bắt đầu xây dựng hạng mục chính từ đầu năm 2022, cần thêm rất nhiều thời gian để có thể vận hành thương mại.

Tiềm năng và xu thế ngành thủy điện ở Việt Nam

22,544 MW

Tổng công suất thủy điện năm 2022



Nguồn: EVN

Hiện tại, các dự án thủy điện vừa và lớn có công suất trên 30 MW và có liên kết với các hồ chứa hầu như đã được khai thác hết

Vẫn còn khoảng 11 GW thủy điện dòng chảy quy mô nhỏ có thể khai thác

Hiệu quả đầu tư của các dự án thủy điện nhỏ thấp hơn đáng kể so với các dự án thủy điện lớn.

Theo mặt bằng giá giai đoạn 2010 - 2012

15 – 25 tỷ VNĐ

Suất đầu tư các dự án thủy điện lớn (trên 100 MW)

25 – 30 tỷ VNĐ

Suất đầu tư các dự án thủy điện vừa và nhỏ (30-100 MW)

Tuy nhiên, việc các dự án thủy điện nhỏ (dưới 30 MW) được bao tiêu hoàn toàn bởi EVN và được hưởng giá bán điện ưu đãi theo Biểu giá chi phí tránh được đã đảm bảo hoàn toàn được đầu ra của hoạt động sản xuất, khuyến khích phát triển thêm các dự án thủy điện nhỏ.

	Tổng công suất năm 2022 (MW)	Điện lượng năm 2022 (tỷ kWh)	Số giờ vận hành TB cả năm
Thủy điện	22,544	95,054	4,216
Nhiệt điện	25,312	104,921	4,145
Điện khí	7,160	29,563	4,130
NLTT	20,165	34,757	1,723

Nguồn: EVN

Các nhà máy thủy điện có số giờ vận hành trung bình trong cả năm 2022 cao nhất trong các loại nguồn điện được huy động nhờ điều kiện thủy văn thuận lợi, lượng mưa cao với lượng nước về hồ dồi dào hỗ trợ cho nhà máy vận hành đủ công suất thiết kế trong thời gian dài. Để đảm bảo sản lượng và an toàn trong việc vận hành hệ thống điện cần có sự hỗ trợ từ nguồn điện dự phòng nhằm đáp ứng nhu cầu phụ tải khi thiếu hụt nguồn cung từ điện gió và điện mặt trời. Nguồn điện dự phòng cần có tính linh hoạt cao, khả năng khởi động nhanh để hòa lưới kịp thời khi thiếu hụt công suất. Ngoài ra, chỉ có pin lưu trữ, thủy điện và thủy điện tích năng thì thời gian điều chỉnh điện áp mới đảm bảo ổn định nhanh cho hệ thống điện, phù hợp để làm nguồn điện dự phòng.

Tiềm năng và xu thế ngành thủy điện ở Việt Nam

Thủy điện tích năng

Nhu cầu truyền tải công suất phát điện của các loại năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời vào khung giờ cao điểm trong ngày dẫn đến việc quá tải lưới điện cục bộ và làm gia tăng nhu cầu dịch chuyển đỉnh-đáy biểu đồ phụ tải của các nguồn điện khác.

→ Cần xây dựng hệ thống lưu trữ điện năng để tích trữ năng lượng vào thời điểm nhu cầu phụ tải thấp và phát lên hệ thống khi nhu cầu phụ tải cao.

Hệ thống lưu trữ năng lượng bao gồm thủy điện tích năng và pin lưu trữ. Pin lưu trữ và thủy điện tích năng sẽ làm nhiệm vụ phủ đỉnh trong hệ thống điện khi điện gió không có gió, điện mặt trời không có nắng. Ngoài nhiệm vụ phát điện phủ đỉnh – điền đáy cho biểu đồ phụ tải hệ thống điện hằng ngày, thủy điện tích năng còn dự phòng công suất phát, ổn định hệ thống, điều chỉnh tần số.

Quy hoạch điện VIII cũng định hướng tới năm 2030 phát triển các nhà máy thủy điện tích năng với quy mô tổng công suất khoảng 2,400 MW, đảm bảo an toàn và an ninh hệ thống điện quốc gia giữa nguồn điện chạy nền, nguồn điện năng lượng tái tạo và phụ tải.

Bên cạnh 4 dự án thủy điện tích năng ở bảng dưới vốn đã có trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh, dựa trên đánh giá về nhu cầu của hệ thống, sẽ mở rộng xây dựng và phát triển thêm các dự án thủy điện tích năng ở các tỉnh Điện Biên, Lai Châu, Quảng Trị, Kon Tum, Khánh Hòa, Đắk Nông..

Danh mục thủy điện tích năng theo Quy hoạch điện VIII

Dự án	Công suất	Giai đoạn
Thủy điện Bác Ái	1,200	2021 - 2030
Thủy điện Phước Hòa	1,200	2021 - 2030
Thủy điện Đông Phù Yên	900	2031 - 2035
Thủy điện Đơn Dương #1	300	2031 - 2035

Nguồn: Quy hoạch điện VIII

Chính sách về bảo vệ môi trường



Văn bản pháp luật liên quan

Nghị định 112/2008/NĐ-CP

NĐ về Quản lý, bảo vệ, khai thác tổng hợp tài nguyên môi trường các hồ chứa thủy điện, thủy lợi

Nghị định 02/2023/NĐ-CP

NĐ quy định chi tiết thi hành một số điều luật tài nguyên nước

Nghị định 43/2015/NĐ-CP

NĐ quy định lập, quản lý hành lang bảo vệ nguồn nước

Nghị định 08/2022/NĐ-CP

NĐ quy định chi tiết một số điều của Luật bảo vệ môi trường



Một số điểm chính

NĐ 112/2008/NĐ-CP:

- Chủ đập có trách nhiệm phối hợp với các cơ quan chức năng lập hành lang bảo vệ hồ chứa
- Khai thác tài nguyên đất phải theo quy hoạch sử dụng đất chi tiết đã được phê duyệt. Phương án quy hoạch sử dụng đất chi tiết phải thể hiện rõ diện tích đất chuyển sang phát triển rừng, diện tích đất cần thu hồi để trả lại lòng hồ, diện tích đất được trồng cây ngắn ngày, nuôi trồng thủy sản theo mùa vụ, không ảnh hưởng đến tích nước vào hồ, không gây ô nhiễm môi trường.
- Quy trình vận hành hồ chứa phải được lập, trình cấp có thẩm quyền phê duyệt trước khi tích nước hồ chứa.
- Hàng năm, chủ đập có trách nhiệm quan trắc, thu thập thông tin, dữ liệu về khí tượng, thủy văn bằng nguồn kinh phí của mình phục vụ yêu cầu bảo vệ, quản lý vận hành, khai thác hồ chứa. Ngoài ra, cần lập kế hoạch điều tiết nước hồ chứa và thông báo lại cho các bên.

NĐ 02/2023/NĐ-CP:

- Các mẫu đơn, giấy phép, nội dung đề án, báo cáo trong hồ sơ cấp phép tài nguyên nước

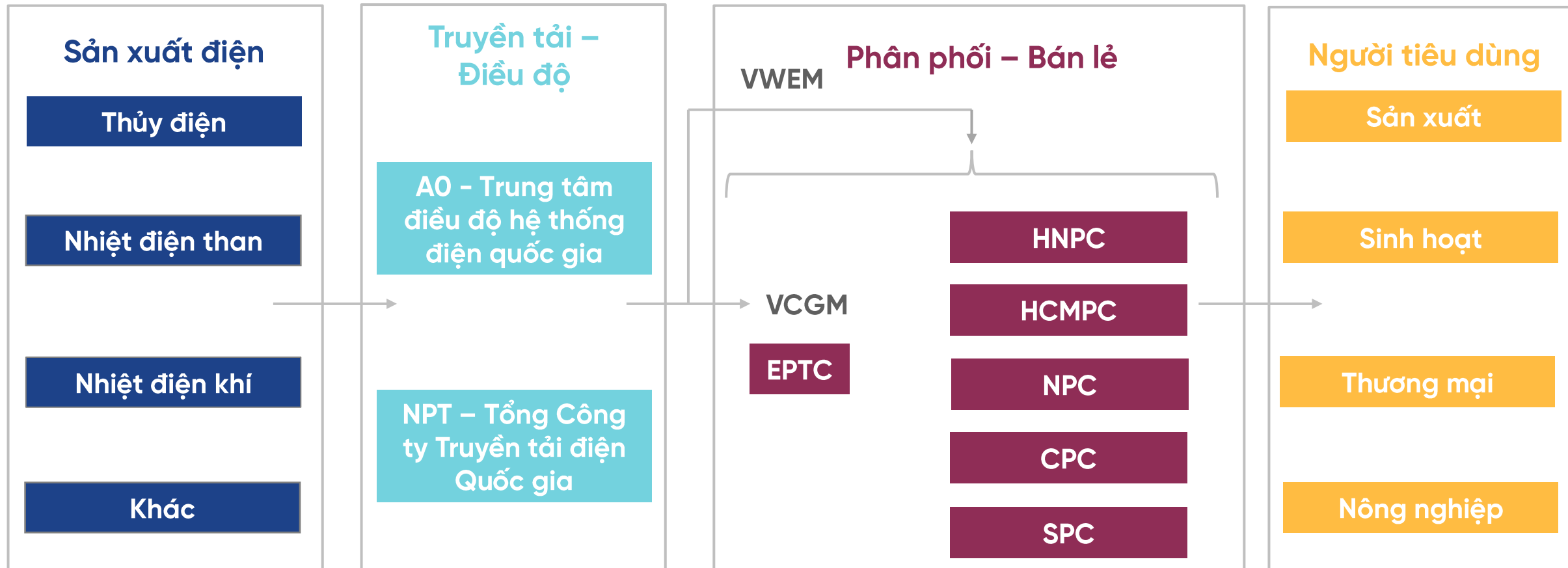
NĐ 43/2015/NĐ-CP:

- Các quy định về hành lang bảo vệ nguồn nước đối với hồ chứa thủy điện

NĐ 08/2022/NĐ-CP:

- Các quy định và kế hoạch quản lý về bảo vệ môi trường

Chuỗi giá trị ngành điện tại Việt Nam



EVN nắm khoảng 38.4% tổng công suất phát điện toàn hệ thống

AO: dự báo, lập kế hoạch vận hành & chỉ huy, điều tiết hệ thống điện

NPT: đầu tư xây dựng & quản lý hệ thống mạng lưới điện quốc gia, trung gian vận chuyển điện năng từ nhà máy điện tới các đơn vị phân phối

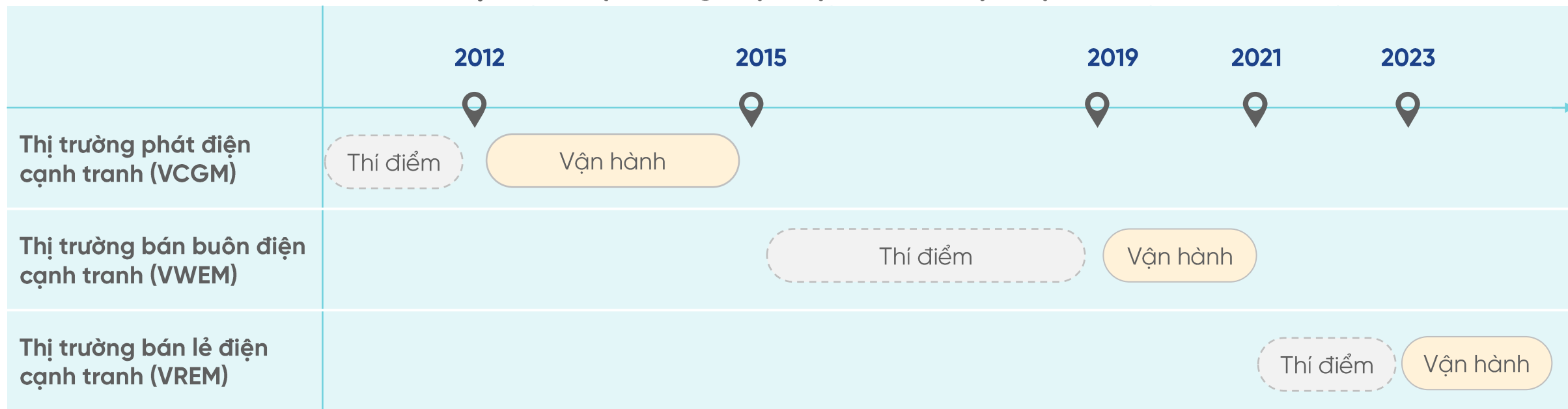
EPTC: Công ty mua bán điện

PC: 5 Tổng công ty điện lực, phân phối và bán lẻ điện tới tay người tiêu dùng

Lộ trình phát triển thị trường điện ở Việt Nam

Lộ trình thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

Nguồn: VPBankS Research tổng hợp



- **EVN hiện kiểm soát hoàn toàn khâu truyền tải – điều độ và phân phối bán lẻ điện**, hai khâu này hoàn toàn được nắm giữ bởi các đơn vị trực thuộc EVN. Do đó, EVN giữ vị thế độc quyền và có sức mạnh chi phối và đàm phán với các đơn vị sản xuất điện và cả người tiêu dùng. Xu thế chung để chuẩn bị cho quá trình vận hành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh là EVN sẽ phải dần cổ phần hóa và giảm bớt tỷ lệ sở hữu ở khâu bán lẻ điện.
- Sau khi chuyển sang VWEM, các nhà máy điện đã có thể lựa chọn bán điện cho EPTC hoặc 5 Tổng Công ty phát điện, nhờ vậy có thể có nhiều hợp đồng PPA thay vì chỉ một hợp đồng PPA duy nhất với EPTC. Các đơn vị phát điện còn được bán trực tiếp điện cho các khu công nghiệp hoặc các nhà máy tiêu thụ nhiều điện năng bằng cách đấu nối trực tiếp vào lưới điện truyền tải.
- **Tuy nhiên, tính cạnh tranh trên thị trường điện Việt Nam chưa lớn**, nguyên do là:
 - ❖ EVN vẫn là người mua duy nhất trên thị trường điện do sở hữu 100% các Tổng Công ty Điện lực (PC), và hiện vẫn sử dụng cơ chế bù giá chéo giữa các PC với nhau.
 - ❖ Phần lớn doanh thu của các nhà máy điện vẫn phụ thuộc rất lớn vào hợp đồng mua bán điện, do vậy, các nhà máy vẫn chú trọng phát điện theo phần sản lượng được giao trong hợp đồng (Qc) mà chưa chú trọng tới việc cạnh tranh trên thị trường điện.

Cơ chế bán & giá điện của các nhà máy thủy điện (1)



Hợp đồng PPA

Giá phát điện

=

Giá hợp đồng mua bán điện

+

Giá đấu nối đặc thù

Giá cố định theo năm

+

Giá hợp đồng mua bán điện

=

Chi phí O&M theo năm

- EPTC và 5 Tổng công ty điện lực ký hợp đồng mua bán điện với các nhà máy điện.
- Giá bán hợp đồng mua bán điện được xác định theo cơ chế chuyển ngang chi phí và phụ thuộc kết quả đàm phán giữa hai bên. Định kỳ hàng năm các thông số tính giá hợp đồng mua bán điện sẽ được điều chỉnh.
- Giá phát điện được tính toán để IRR của dự án < 12%
- Giá phát điện trên chưa bao gồm thuế tài nguyên nước (5%) và phí môi trường rừng (36đ/kWh điện thương phẩm)
- Các hợp đồng PPA thường có thời hạn từ 10-25 năm

Dữ liệu đầu vào để tính giá điện

Công suất và sản lượng điện TB năm

Thời điểm nhà máy vào vận hành

Vị trí đặt thiết bị đo đếm

Tổn thất điện năng

Điện tự dùng, nhiên liệu, vật liệu phụ dùng để sản xuất điện

Vốn đầu tư, tỷ lệ vay vốn, lãi vay, phương thức vay trả, khấu hao, các loại thuế

Chi phí O&M (vận hành & bảo dưỡng)

Thời gian trích khấu hao

Các loại thuế phí liên quan

Xác định sản lượng hợp đồng năm

Lập kế hoạch vận hành hệ thống điện

Tính tổng sản lượng kế hoạch năm

- $AGO = EGO$ nếu $a \times GO \leq EGO \leq b \times GO$
 - $AGO = a \times GO$ nếu $EGO < a \times GO$
 - $AGO = b \times GO$ nếu $EGO > b \times GO$

- AGO: Tổng sản lượng kế hoạch năm (kWh)
- EGO: Sản lượng dự kiến năm xác định từ kế hoạch vận hành hệ thống điện (kWh)
- GO: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện theo hợp đồng PPA (kWh)
- a, b : Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm do Bộ Công Thương công bố, trừ trường hợp có thỏa thuận riêng trong hợp đồng PPA.

Tính tổng sản lượng hợp đồng năm (Q_c)

$Q_c = \alpha \times AGO$

α : Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho từng năm (%)

Cơ chế bán & giá điện của các nhà máy thủy điện (2)

Biểu giá chi phí tránh được

Áp dụng cho thủy điện nhỏ

Công suất dưới 30 MW



Luật liên quan

Thông tư số 32/2014/TT-BCT



Rủi ro thấp

EVN đảm bảo mua lại tất cả sản lượng điện của các nhà máy thủy điện nhỏ với mức giá quy định hàng năm



Giá cao

Giá bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được cao hơn khoảng 20% so với giá bán điện của các nhà máy thủy điện có quy mô lớn



Bán điện qua thị trường cạnh tranh

Các đơn vị phát điện trực tiếp tham gia thị trường điện sẽ chào giá của từng tổ máy để bán điện qua thị trường điện cạnh tranh. Giá trần của bản chào được xác định hàng năm, giá sàn của bản chào cho thủy điện là 0đ/kWh.

Giá thị trường toàn phần (FMC)



Giá điện năng thị trường điện (SMP)



Giá công suất thị trường (CAN)

SMP: giá chung của toàn hệ thống, được EARV (Cục Điều tiết điện lực) phê duyệt hàng năm.

CAN: được tính toán trên nguyên tắc đảm bảo cho nhà máy điện mới tốt nhất thu hồi đủ chi phí biến đổi và cố định.

Trong mỗi chu kỳ giao dịch, A0 sẽ lập lịch huy động các nhà máy bằng sắp xếp các bản chào giá từ thấp tới cao cho đến khi đáp ứng đủ nhu cầu phụ tải. SMP là giá chào của tổ máy cuối cùng được huy động trong chu kỳ và là giá chung cho tất cả các nhà máy. SMP luôn thấp hơn hoặc bằng chi phí biến đổi của tổ máy được huy động cuối cùng này.

Các nhà máy thủy điện (NMTĐ) có giá thành rất thấp và chiếm tới gần 30% tổng công suất toàn hệ thống, do vậy, tình hình vận hành của các NMTĐ ảnh hưởng rất nhiều tới mức giá trên thị trường điện cạnh tranh.

- Vào mùa khô, sản lượng thủy điện giảm khiến nguồn cung điện cũng giảm theo, EVN phải huy động nhiều hơn từ các nguồn điện có giá thành cao. SMP mùa khô khá cao, tuy có bị giới hạn bởi mức trần SMP.
- Vào mùa mưa, sản lượng thủy điện tăng mạnh, nguồn cung điện lớn, các nhà máy nhiệt điện chỉ chào giá ở mức sàn để huy động đủ sản lượng hợp đồng, còn NMTĐ do chi phí sản xuất thấp nên mức giá chào cũng thấp. SMP mùa mưa chỉ bằng 50-60% SMP trần.
- SMP trung bình cả năm thường chỉ bằng 60-80% SMP trần, tùy tình hình thủy văn từng năm.

Phân tích hiệu quả kinh tế

1. Danh sách các mã cổ phiếu có đầu tư vào ngành thủy điện, tổng công suất và công suất cụ thể những dự án đang sở hữu
2. Suất đầu tư và cơ cấu vốn của các dự án lớn (trên 100 MW) và các dự án thuộc công ty niêm yết
3. Giá bán điện trung bình của DN hoặc Biểu giá chi phí tránh được cho các dự án dưới 30 MW qua các năm
4. Tăng trưởng doanh thu, biên lợi nhuận gộp, biên lợi nhuận ròng của các doanh nghiệp
5. Cơ cấu nợ vay của doanh nghiệp, đánh giá về dòng tiền và khả năng chi trả lãi vay
6. Chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố

Suất đầu tư những dự án thủy điện có quy mô trên 100 MW (1)

Tên	Tỉnh	Tình trạng	Năm vận hành/mở rộng	Công suất lắp đặt (MW)	Công suất mở rộng (MW)	Sản lượng điện TB năm (triệu KWh)	Tổng mức đầu tư ban đầu (tỷ VNĐ)	Tổng mức đầu tư mở rộng (tỷ VNĐ)	Suất đầu tư ban đầu (tỷ VNĐ/MW)	Suất đầu tư mở rộng (tỷ VNĐ/MW)
NMTĐ Sơn La	Sơn La	Đang vận hành	2010	2,400		9,429	36,933		15.39	-
NMTĐ Hòa Bình	Hòa Bình	Đang vận hành	1988	1,920	480	8,160	35,390	9,220	18.43	19.21
NMTĐ Lai Châu	Lai Châu	Đang vận hành	2015	1,200		4,670	35,700		29.75	-
NMTĐ Đông Phú Yên	Sơn La	Quy hoạch		1,500					-	-
NMTĐ Bắc Ái	Ninh Thuận	Đang thi công		1,200			21,101		17.58	-
NMTĐ Ialy	Gia Lai	Đang vận hành	2011	720	360	3,680	8,300	6,400	11.53	17.78
NMTĐ Huội Quảng	Sơn La	Đang vận hành	2015	520		1,904	11,082		21.31	-
NMTĐ Hàm Thuận - Đa Mi	Lâm Đồng	Đang vận hành	2001	475		1,550			-	-
NMTĐ Trị An	Đồng Nai	Đang vận hành	1988	400		1,760			-	-
NMTĐ Sê San 4	Gia Lai	Đang vận hành	2009	360		1,400	5,800		16.11	-
NMTĐ Tuyên Quang	Tuyên Quang	Đang vận hành	2008	342		1,295	7,500		21.93	-
NMTĐ Đồng Nai 4	Lâm Đồng	Đang vận hành	2012	340		1,109	4,696		13.81	-
NMTĐ Bản Vẽ	Nghệ An	Đang vận hành	2010	320		1,084	5,740		17.94	-

Suất đầu tư những dự án thủy điện có quy mô trên 100 MW (2)

Tên	Tỉnh	Tình trạng	Năm vận hành/mở rộng	Công suất lắp đặt (MW)	Công suất mở rộng (MW)	Sản lượng điện TB năm (triệu KWh)	Tổng mức đầu tư ban đầu (tỷ VNĐ)	Tổng mức đầu tư mở rộng (tỷ VNĐ)	Suất đầu tư ban đầu (tỷ VNĐ/MW)	Suất đầu tư mở rộng (tỷ VNĐ/MW)
NMTĐ Đại Ninh	Lâm Đồng	Đang vận hành	2008	300		1,178	10,450		34.83	-
NMTĐ Buôn Kuốp	Đắk Lắk	Đang vận hành	2009	280		1,400	4,616		16.49	-
NMTĐ Trung Sơn	Thanh Hóa	Đang vận hành	2017	260		1,019	9,649		37.11	-
NMTĐ Sê San 3	Gia Lai	Đang vận hành	2003	260		1,220	3,882		14.93	-
NMTĐ Thác Mơ	Bình Phước	Đang vận hành	1995/2017	150	75	693		1,559	-	20.79
NMTĐ Sông Ba Hạ	Phú Yên	Đang vận hành	2009	220		825	4,275		19.43	-
NMTĐ Srêpốk 3	Đắk Lắk	Đang vận hành	2010	220		1,060	4,856		22.07	-
NMTĐ Thượng Kon Tum	Kon Tum	Đang vận hành	2021	220		1,094	9,428		42.85	-
NMTĐ Bản Chát	Lai Châu	Đang vận hành	2013	220		1,158	9,198		41.81	-
NMTĐ A Vương	Quảng Nam	Đang vận hành	2008	210		815	3,867		18.41	-
NMTĐ Nậm Chiến	Sơn La	Đang vận hành	2013	200		791	1,556		7.78	-
NMTĐ Sông Tranh 2	Quảng Nam	Đang vận hành	2011	190		680	5,194		27.34	-
NMTĐ Đồng Nai 3	Lâm Đồng	Đang vận hành	2011	180		607	5,675		31.53	-
NMTĐ Hòa Na	Nghệ An	Đang vận hành	2013	180		713	7,092		39.40	-

Suất đầu tư những dự án thủy điện có quy mô trên 100 MW (3)

Tên	Tỉnh	Tình trạng	Năm vận hành/mở rộng	Công suất lắp đặt (MW)	Công suất mở rộng (MW)	Sản lượng điện TB năm (triệu KWh)	Tổng mức đầu tư ban đầu (tỷ VNĐ)	Tổng mức đầu tư mở rộng (tỷ VNĐ)	Suất đầu tư ban đầu (tỷ VNĐ/MW)	Suất đầu tư mở rộng (tỷ VNĐ/MW)
NMTĐ Kanak-An Khê	Gia Lai	Đang vận hành	2011	173		575			-	-
NMTĐ A Lưới	Thừa Thiên Huế	Đang vận hành	2012	170		687	3,234		19.02	-
NMTĐ Đa Nhim	Lâm Đồng	Đang vận hành	1964/2018	160	80	1,026		1,952	-	24.40
NMTĐ Sông Bung 4	Quảng Nam	Đang vận hành		156					-	-
NMTĐ Đồng Nai 5	Lâm Đồng	Đang vận hành	2015	150		646	6,111		40.74	-
NMTĐ Đakmi 4	Quảng Nam	Đang vận hành	2012	148		753	5,630		38.04	-
NMTĐ Đakmi 2	Quảng Nam	Đang vận hành	2021	147		440	4,700		31.97	-
NMTĐ Đăkr'Tih	Đăk Nông	Đang vận hành	2011	144		640	4,377		30.40	-
NMTĐ Pắc Ma	Lai Châu	Đang xây dựng		140		572	4,994		35.67	
NMTĐ Nho Quế 3	Hà Giang	Đang vận hành	2012	135		508	2,917		21.61	-
NMTĐ ĐakĐrinh	Quảng Ngãi	Đang vận hành	2014	125		541	5,921		47.37	-
NMTĐ Pleikông	Kon Tum	Đang vận hành	2009	100		417	2,968		29.68	-
NMTĐ Sê San 3A	Gia Lai	Đang vận hành	2006	108		479	1,865		17.26	-
NMTĐ Thác Bà	Yên Bái	Đang vận hành	1971	120		400				

Suất đầu tư những dự án thủy điện có quy mô trên 100 MW (4)

Tên	Tỉnh	Tình trạng	Năm vận hành/mở rộng	Công suất lắp đặt (MW)	Công suất mở rộng (MW)	Sản lượng điện TB năm (triệu KWh)	Tổng mức đầu tư ban đầu (tỷ VNĐ)	Tổng mức đầu tư mở rộng (tỷ VNĐ)	Suất đầu tư ban đầu (tỷ VNĐ/MW)	Suất đầu tư mở rộng (tỷ VNĐ/MW)
NMTĐ Hối Xuân	Thanh Hóa	Đang xây dựng		102		432	3,320		32.55	
NMTĐ Khe Bố	Nghệ An	Đang vận hành	2013	100		443	3,310		33.10	-
NMTĐ Sông Bung 2	Quảng Nam	Đang vận hành	2017	100		407	5,239		52.39	-

Nguồn: VPBankS Research tổng hợp

Danh sách các công ty niêm yết có sở hữu nhà máy thủy điện (1)

Mã CP	Tên công ty	Sàn	Tổng công suất (MW)	Chi tiết nhà máy thủy điện sở hữu	Năm vận hành	Tổng vốn đầu tư (tỷ VNĐ)	Suất đầu tư (tỷ VNĐ)	Cơ cấu vốn của dự án NMTĐ
DTK	Tổng Công ty Điện lực TKV – CTCP	HNX	150	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Đồng Nai 5 (150 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2015 	<ul style="list-style-type: none"> 6,111 	<ul style="list-style-type: none"> 40.74 	<ul style="list-style-type: none"> 20% vốn CSH, 80% vay nước ngoài
HJS	CTCP Thủy điện Nậm Mu	HNX	33.5	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Nậm Mu (12 MW) NMTĐ Nậm Ngân (13.5 MW) NMTĐ Nậm An (8 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2004 2009 	<ul style="list-style-type: none"> 224.41 251.43 165 	<ul style="list-style-type: none"> 18.70 18.62 20.63 	
NTH	CTCP Thủy điện Nước Trong	HNX	16.5	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Nước Trong (16.5 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2012 	<ul style="list-style-type: none"> 400 	<ul style="list-style-type: none"> 24.24 	
PIC	CTCP Đầu tư Điện lực 3	HNX	27.6	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Đa Krông 1 (12 MW) NMTĐ Đắk Pônê (15.6 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2017 2010 	<ul style="list-style-type: none"> 378 374 	<ul style="list-style-type: none"> 31.50 23.97 	
SEB	CTCP Đầu tư và Phát triển Điện Miền Trung	HNX	48	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Ea Krông Rou (28 MW) NMTĐ Trà Xom (20 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2007 2013 	<ul style="list-style-type: none"> 482 435 	<ul style="list-style-type: none"> 17.21 21.75 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay
CHP	CTCP Thủy điện Miền Trung	HOSE	170	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ A Lưới (170 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2012 	<ul style="list-style-type: none"> 3,234 	<ul style="list-style-type: none"> 19.02 	
DRL	CTCP Thủy điện – Điện Lực 3	HOSE	16	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Đrây H'linh 2 (16 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2006 	<ul style="list-style-type: none"> 178 	<ul style="list-style-type: none"> 11.13 	
VSH	CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn – Sông Hinh (công ty con của REE)	HOSE	356	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Vĩnh Sơn (66 MW) NMTĐ Sông Hinh (70 MW) NMTĐ Thượng Kon Tum (220 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 1994 2001 2021 	<ul style="list-style-type: none"> 819 1,794 9,428 	<ul style="list-style-type: none"> 12.41 25.63 42.85 	
GEG	CTCP Điện Gia Lai	HOSE	81	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Ia Đrăng 1 (0.6 MW) NMTĐ Ia Đrăng 2 (1.2 MW) NMTĐ Ia Đrăng 3 (1.6 MW) NMTĐ Ia Muer 3 (1.8 MW) NMTĐ H'Chan (12 MW) NMTĐ Đắk Pi Hao 1 (5 MW) NMTĐ Đắk Pi Hao 2 (10 MW) NMTĐ Ia Puch 3 (6.6 MW) NMTĐ H'Mun (16.2 MW) NMTĐ Đa Khai (8.1 MW) NMTĐ Ayun Thượng (12 MW) NMTĐ Thượng Lộ (6 MW) 		<ul style="list-style-type: none"> H'Chan: 163 H'Mun: 300 	<ul style="list-style-type: none"> H'Chan: 13.58 H'Mun: 18.52 	

Danh sách các công ty niêm yết có sở hữu nhà máy thủy điện (2)

Mã CP	Tên công ty	Sàn	Tổng công suất (MW)	Chi tiết nhà máy thủy điện sở hữu	Năm vận hành	Tổng vốn đầu tư (tỷ VNĐ)	Suất đầu tư (tỷ VNĐ)	Cơ cấu vốn của dự án NMTĐ
POW	Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam	HOSE	305	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Đakđrinh (125 MW) NMTĐ Hủa Na (180 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2014 2013 	<ul style="list-style-type: none"> 5,921 7,092 	<ul style="list-style-type: none"> 47.37 39.40 	<ul style="list-style-type: none"> 20% vốn CSH, 80% vay nước ngoài 34% vốn CSH, 66% vốn vay
REE	CTCP Cơ Điện Lạnh	HOSE	526.9	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Mường Hum (32 MW) NMTĐ Thác Bà (120 MW) NMTĐ Thác Bà 2 (18.9 MW) NMTĐ Vĩnh Sơn (66 MW) NMTĐ Sông Hinh (70 MW) NMTĐ Thượng Kon Tum (220 MW) NMTĐ Nậm Ban (22 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011 1971 Đang xây dựng 1994 2001 2021 2018 	<ul style="list-style-type: none"> 1,100 710 819 1,794 9,428 742.731 	<ul style="list-style-type: none"> 34.38 37.55 12.41 25.63 42.85 33.76 	<ul style="list-style-type: none"> 58% vốn vay tín dụng nhà nước. Dự án được REE mua lại
S4A	CTCP Thủy điện Sê San 4A	HOSE	63	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Sê San 4A (63 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011 	<ul style="list-style-type: none"> 1,559 	<ul style="list-style-type: none"> 24.75 	
SHP	CTCP Thủy điện Miền Nam	HOSE	122.5	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Đa M'brì (75 MW) NMTĐ Đa Siat (13.5 MW) NMTĐ Đa Dâng 2 (34 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2014 2009 2010 	<ul style="list-style-type: none"> 2,412 339 498 	<ul style="list-style-type: none"> 32.16 25.11 14.65 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay NHTM 30% vốn CSH, 70% vốn vay NHTM 50% vốn CSH, 50% vốn vay NHTM
SJD	CTCP Thủy điện Cản Đơn	HOSE	104	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Cản Đơn (77.6 MW) NMTĐ Nà Lơi (9.3 MW) NMTĐ Ry Ninh 2 (8.1 MW) NMTĐ Hà Tây (9 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2004 2003 2002 2015 	<ul style="list-style-type: none"> 1,117 179 139 198.4 	<ul style="list-style-type: none"> 13.34 19.9 17.2 22.04 	
TBC	CTCP Thủy điện Thác Bà (công ty con của REE)	HOSE	170.9	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Mường Hum (32 MW) NMTĐ Thác Bà (120 MW) NMTĐ Thác Bà 2 (18.9 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011 1971 Đang xây dựng 	<ul style="list-style-type: none"> 1,100 710 	<ul style="list-style-type: none"> 34.38 37.55 	
TMP	CTCP Thủy điện Thác Mơ	HOSE	159.9	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Thác Mơ (150 MW) NMTĐ Thác Mơ mở rộng (75 MW) NMTĐ Đăkrosa (7.5 MW) NMTĐ Đăkrosa 2 (2.4 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 1994 2017 2007 2012 	<ul style="list-style-type: none"> 1,558.924 143 40 	<ul style="list-style-type: none"> 20.79 19.07 16.67 	<ul style="list-style-type: none"> 85% vốn vay ODA, 15% vốn đối ứng trong nước
TTA	CTCP Đầu tư Xây dựng và Phát triển Trường Thành	HOSE	101.2	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Ngòi Hút 2 (48 MW) NMTĐ Ngòi Hút 2A (8.4 MW) NMTĐ Pá Hu (26 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2015 2016 2020 	<ul style="list-style-type: none"> 1,501 292 1,024 	<ul style="list-style-type: none"> 31.27 34.76 39.38 	

Danh sách các công ty niêm yết có sở hữu nhà máy thủy điện (3)

Mã CP	Tên công ty	Sàn	Tổng công suất (MW)	Chi tiết nhà máy thủy điện sở hữu	Năm vận hành	Tổng vốn đầu tư (tỷ VNĐ)	Suất đầu tư (tỷ VNĐ)	Cơ cấu vốn của dự án NMTĐ
TTE	CTCP Đầu tư Năng lượng Trường Thịnh	HOSE	17.5	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Đắk Pía (2.2 MW) NMTĐ Đắk Bla (15 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2012 2018 	<ul style="list-style-type: none"> 100 563 	<ul style="list-style-type: none"> 45.45 37.53 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay NHTM
DNH	CTCP Thủy điện Đa Nhim - Hàm Thuận - Đa Mi	UPCOM	715	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Hàm Thuận – Đa Mi (475 MW) NMTĐ Đa Nhim (160 MW) NMTĐ Đa Nhim mở rộng (80 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2001 1964 2021 	<ul style="list-style-type: none"> Khoảng 1,128 tỷ VNĐ (sau quy đổi) 1,952 	<ul style="list-style-type: none"> 7.05 24.40 	<ul style="list-style-type: none"> 39 triệu USD từ Nhật Bản, 9 triệu USD vốn vay 15% vốn CSH, 85% vốn vay từ JICA (Nhật Bản)
SBH	CTCP Thủy điện Sông Ba Hạ	UPCOM	220	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Sông Ba Hạ (220 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2009 	<ul style="list-style-type: none"> 4,275 	<ul style="list-style-type: none"> 19.43 	
HNA	CTCP Thủy điện Hủa Na (công ty con của POW)	UPCOM	180	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Hủa Na (180 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2013 	<ul style="list-style-type: none"> 7,092 	<ul style="list-style-type: none"> 39.40 	<ul style="list-style-type: none"> 34% vốn CSH, 66% vốn vay
HPD	CTCP Thủy điện Đắk Đoa	UPCOM	12.6	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Đắk Đoa (12.6 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2012 	<ul style="list-style-type: none"> 270 	<ul style="list-style-type: none"> 21.43 	
ISH	CTCP Thủy điện Srok Phu Miêng IDICO	UPCOM	51	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Srok Phu Miêng (51 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2006 	<ul style="list-style-type: none"> 1,149 	<ul style="list-style-type: none"> 22.53 	<ul style="list-style-type: none"> 20% vốn CSH, 80% vốn vay NHTM và nước ngoài
AVC	CTCP Thủy điện A Vương	UPCOM	210	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ A Vương (210 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2008 	<ul style="list-style-type: none"> 3,867 	<ul style="list-style-type: none"> 18.41 	
BHA	CTCP Thủy điện Bắc Hà	UPCOM	90	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Bắc Hà (90 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2012 	<ul style="list-style-type: none"> 2,640 	<ul style="list-style-type: none"> 29.33 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay
BSA	CTCP Thủy điện Buôn Đôn	UPCOM	64	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Srêpôk 4A (64 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2014 	<ul style="list-style-type: none"> 1,798.9 	<ul style="list-style-type: none"> 28.11 	<ul style="list-style-type: none"> 20% vốn CSH, 80% vốn vay SMBC
SP2	CTCP Thủy điện Sứ Pán 2	UPCOM	64.5	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Sứ Pán 2 (64.5 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011 	<ul style="list-style-type: none"> 1,256 	<ul style="list-style-type: none"> 36.4 	
SVH	CTCP Thủy điện Sông Vàng	UPCOM	15.6	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ An Điền 2 (15.6 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2010 	<ul style="list-style-type: none"> 450 	<ul style="list-style-type: none"> 28.85 	
TDB	CTCP Thủy điện Định Bình	UPCOM	9.3	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Định Bình (9.3 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2008 	<ul style="list-style-type: none"> 130.5 	<ul style="list-style-type: none"> 14.03 	
XMP	CTCP Thủy điện Xuân Minh	UPCOM	15	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Xuân Minh 	<ul style="list-style-type: none"> 2018 	<ul style="list-style-type: none"> 509 	<ul style="list-style-type: none"> 33.93 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay NHTM
GSM	CTCP Thủy điện Hương Sơn	UPCOM	33	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Hương Sơn (33 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011 	<ul style="list-style-type: none"> 833.09 	<ul style="list-style-type: none"> 25.25 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay NHTM
GHC	CTCP Thủy điện Gia Lai (công ty con của GEG)	UPCOM	28.2	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ H'Chan (12 MW) NMTĐ H'Mun (16.2 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2006 2010 	<ul style="list-style-type: none"> 163 302 	<ul style="list-style-type: none"> 13.58 18.64 	

Danh sách các công ty niêm yết có sở hữu nhà máy thủy điện (4)

Mã CP	Tên công ty	Sàn	Tổng công suất (MW)	Chi tiết nhà máy thủy điện sở hữu	Năm vận hành	Tổng vốn đầu tư (tỷ VNĐ)	Suất đầu tư (tỷ VNĐ)	Cơ cấu vốn của dự án NMTĐ
PC1	CTCP Tập Đoàn PC1	HOSE	169	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Trung Thu (30 MW) NMTĐ Bảo Lâm 1 (30 MW) NMTĐ Bảo Lâm 3 (46 MW) NMTĐ Bảo Lâm 3A (8 MW) NMTĐ Mông Ân (30 MW) NMTĐ Bảo Lạc B (18 MW) NMTĐ Sông Nhiệm 4 (7 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2007 2010 2017 2017 2020 2020 2020 	<ul style="list-style-type: none"> 910 915 1,394 312 915 592 228 	<ul style="list-style-type: none"> 30.33 30.50 30.30 39.00 30.50 32.89 32.57 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay REDP 30% vốn CSH, 70% vốn vay REDP
SBA	CTCP Sông Ba	HOSE	73	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Khe Diên (9 MW) NMTĐ Krông H'nh (64 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2007 2010 	<ul style="list-style-type: none"> 200 1,477 	<ul style="list-style-type: none"> 22.22 23.08 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay NHTM 30% vốn CSH, 70% vốn vay NHTM
GEX	CTCP Tập đoàn GELEX	HOSE	49	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Sông Bung 4A (49 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2012 	<ul style="list-style-type: none"> 1,200 	<ul style="list-style-type: none"> 24.49 	
QPH	CTCP Thủy điện Quế Phong	UPCOM	21	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Bản Cốc (18 MW) NMTĐ Sao Va (3 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2010 2010 	<ul style="list-style-type: none"> 427 	<ul style="list-style-type: none"> 23.72 	
HDG	CTCP Tập đoàn Hà Đô	HOSE	314	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Za Hưng (30 MW) NMTĐ Nậm Pông (30 MW) NMTĐ Nhạn Hạc (59 MW) NMTĐ Sông Tranh 4 (48 MW) NMTĐ Đăk Mi 2 (147 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2009 2014 2018 2020 2021 	<ul style="list-style-type: none"> 505 800 1,881 1,700 4,700 	<ul style="list-style-type: none"> 16.83 26.67 31.88 35.42 31.97 	
VPD	CTCP Phát triển Điện lực Việt Nam	HOSE	136.2	<ul style="list-style-type: none"> NMTĐ Nậm Má (3.2 MW) NMTĐ Bắc Bình (33 MW) NMTĐ Khe Bó (100 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> 1992 2009 2013 	<ul style="list-style-type: none"> 5 572 3,310 	<ul style="list-style-type: none"> 1.56 17.33 33.10 	<ul style="list-style-type: none"> 30% vốn CSH, 70% vốn vay VDB

Nguồn: VPBankS Research tổng hợp

Các NMTĐ công suất nhỏ có suất đầu tư cao hơn NMTĐ công suất lớn. Tuy theo phê duyệt đầu tư của các dự án thủy điện luôn có 10% chi phí dự phòng nhưng những vấn đề như sạt lở, trượt giá đều có thể khiến chi phí đầu tư đội vốn lên cao so với phê duyệt ban đầu, đặc biệt là khi thời gian xây dựng một dự án thủy điện có thể kéo dài do những vấn đề liên quan di dân giải phóng mặt bằng hay địa hình, kỹ thuật.

Việc tiết giảm chi phí xây dựng là yếu tố chính giúp suất đầu tư của NMTĐ giảm. Với một số NMTĐ, đặc điểm địa hình cũng ảnh hưởng tới chi phí xây dựng: Thủy điện Bắc Bình (thuộc VPD) được xây dựng dựa trên việc lợi dụng chênh lệch về độ cao của khu vực suối Martin – thượng nguồn sông Lũy và nước xả từ NMTĐ Đại Ninh. NMTĐ Bắc Bình chỉ cần xây dựng hồ chứa điều tiết theo tuần, nhờ vậy chi phí đầu tư thấp hơn các dự án cùng công suất.

Suất đầu tư của nhà máy thấp sẽ giúp thời gian hoàn vốn ngắn hơn & chi phí khấu hao thấp hơn. Chi phí khấu hao vốn chiếm tỷ trọng cao nhất trong chi phí sản xuất kinh doanh của 1 DN thủy điện, do đó suất đầu tư thấp sẽ giúp biên LN cao hơn.

Nguồn vốn vay dự án và vấn đề tỷ giá

- Theo quy định tại **điều 13 Thông tư 43/2012/TT-BCT**, chủ đầu tư dự án thủy điện phải đảm bảo vốn CSH đạt tối thiểu 30% tổng mức đầu tư dự án và được các TCTD, tổ chức tài chính, NHTM cam kết bằng văn bản cho vay phần vốn đầu tư còn lại. Do đó, **phần lớn các dự án thủy điện sẽ có cơ cấu vốn vay chiếm khoảng 20-30% và vốn CSH là 70-80%**.
- Các dự án thủy điện của DN niêm yết có **6 nguồn vay chính: vay NHTM, phát hành trái phiếu, vay từ EVN, vay từ VDB, vay ngân hàng nước ngoài (NHNN) và vay vốn hỗ trợ từ các tổ chức nước ngoài (TCNN)**. TSĐB thường chính là tài sản hình thành từ vốn vay (quyền sử dụng đất và TSCĐ hữu hình của dự án thủy điện).
- Do hạn chế về trần nợ công nên việc thu xếp vốn cho các dự án điện của EVN không còn được Chính phủ bảo lãnh. Đối với các nguồn vốn ODA vay ưu đãi nước ngoài, Việt Nam đã chính thức dừng vay từ IDA từ 1/7/2017, nên nguồn vốn ODA và tín dụng ưu đãi của các tổ chức tín dụng quốc tế giảm dần. EVN và các đơn vị không thể tiếp cận nguồn vốn với chi phí thấp, thời gian vay để đầu tư cho các dự án điện như trước đây.
- **Rủi ro biến động lãi suất và tỷ giá:**
 - ❖ Đối với các khoản vay với lãi suất thả nổi được điều chỉnh định kỳ, nếu mặt bằng lãi suất tiết kiệm tăng, chi phí lãi vay sẽ tăng theo
 - ❖ Một số khoản vay từ NHNN hoặc các TCNN bằng ngoại tệ như sẽ chịu thêm lỗ tỷ giá khi giá ngoại tệ tăng so với VNĐ.

Vay NHTM

- Lãi suất thường là:
- Lãi suất tiết kiệm 12 tháng của NHTM cho vay có điều chỉnh định kỳ + biên lãi suất 2-3.6%
 - Lãi suất tiết kiệm 12 tháng của 4 NH quốc doanh có điều chỉnh định kỳ + biên lãi suất 0.5-3.5%
 - Lãi suất cố định hoặc có thay đổi theo các năm trong khoảng 6-11%

Trái phiếu

- Lãi suất thường là:
- Lãi suất cố định trong khoảng 9-10%
 - Lãi suất tiết kiệm 12 tháng của 4 NH quốc doanh (hoặc thêm MB) có điều chỉnh định kỳ + biên lãi suất 2.9 - 3.5%

Vay VDB

- Lãi suất thường là:
- Dao động trong khoảng 1.7% - 11.4% hoặc lãi suất thả nổi

Vay NHNN

- Lãi suất thường là:
- LIBOR 6 tháng + biên lãi suất trong khoảng 0.5-4%
 - Thường là khoản cho vay từ ADB hoặc là hợp đồng tín dụng với NHNN để chi trả cho nhà cung cấp nước ngoài

Vay TCNN

- Lãi suất thường là:
- **Vốn ODA:** 1.7% hoặc 0.01-1.4% đối với từng hạng mục
 - Vay theo chương trình Phát triển NLTT (REDP) của World Bank với lãi suất tính bằng lãi suất liên ngân hàng theo quý + Biên lợi nhuận của các NHTM (2,6%) - 1,5% hỗ trợ từ Chính phủ

Vay EVN

- Lãi suất thường là:
- Cố định trong khoảng 2-3%

Biểu giá chi phí tránh được và giá CGM

Giá bán điện trung bình của một NMTĐ sẽ phụ thuộc vào một số yếu tố sau:

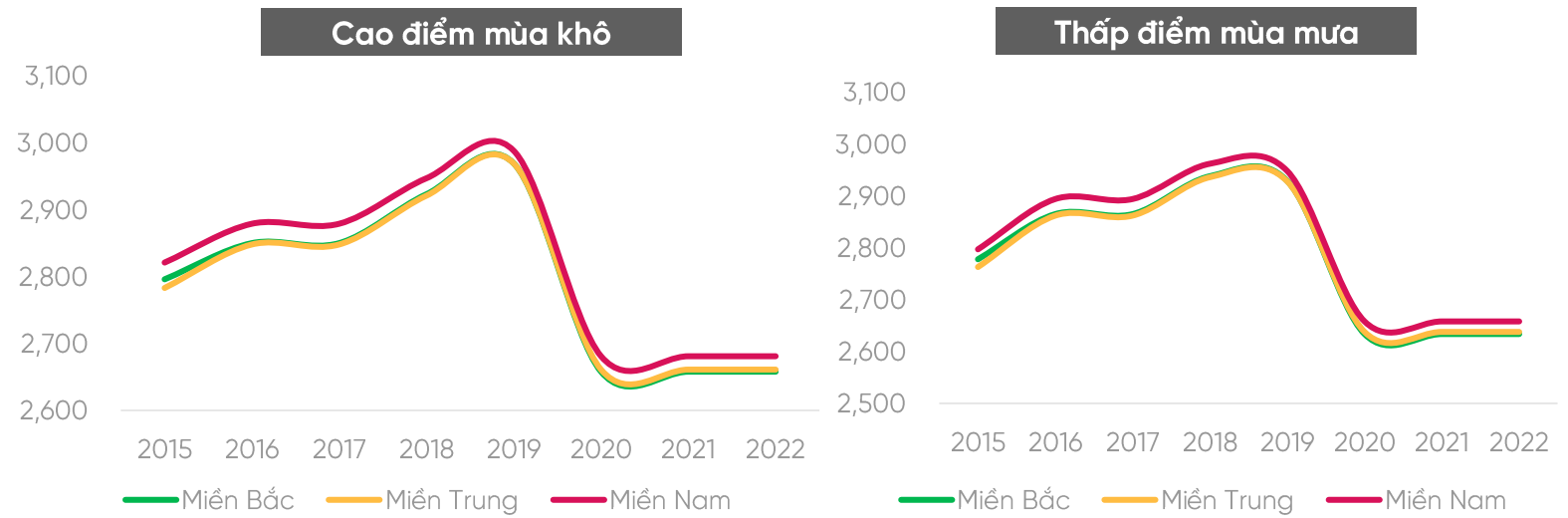
- NMTĐ tham gia thị trường điện cạnh tranh hay được áp dụng biểu giá chi phí tránh được.
- Giá điện trung bình trên thị trường điện cạnh tranh (giá CGM).
- Giá và sản lượng điện hợp đồng (Qc và giá PPA) cũng như sản lượng phát điện thực tế của nhà máy.

Năm 2021, sản xuất đình trệ do giãn cách xã hội, tình trạng dư cung diễn ra, khiến giá điện trên thị trường cạnh tranh duy trì ở mức thấp. **Năm 2022, nhu cầu điện toàn quốc phục hồi sau dịch Covid-19 và giá nhiên liệu đầu vào, đặc biệt là than nhiệt tăng cao đã kéo giá CGM tăng mạnh.**

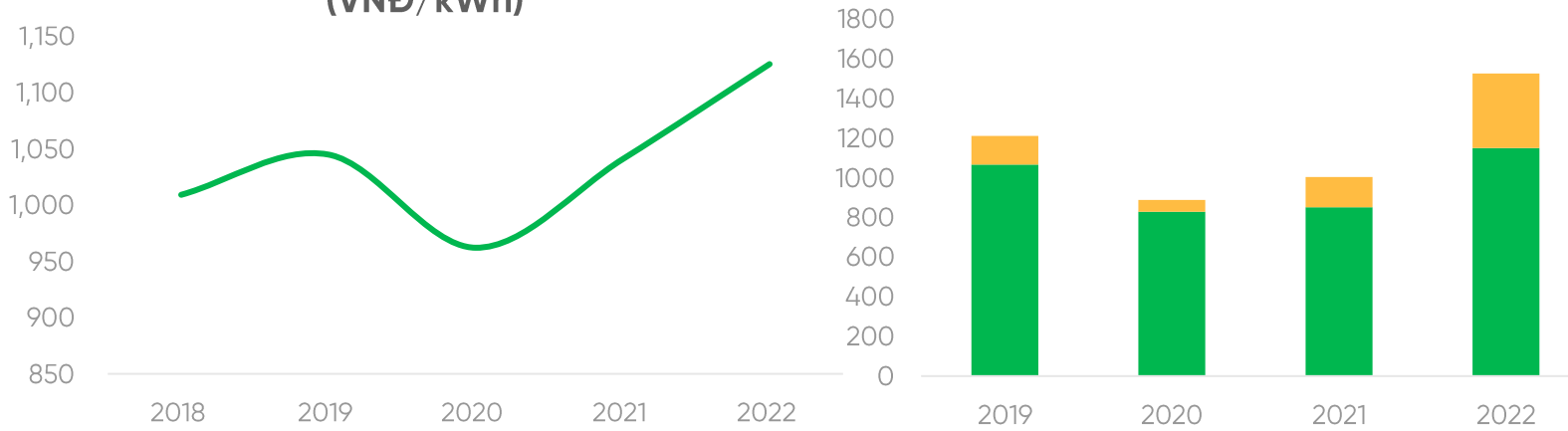
Phát điện tối ưu vào giờ cao điểm mùa khô là động lực chính đối với nhóm NMTĐ nhỏ khi giá điện theo Biểu phí tránh được vào mùa này có thể cao gấp 3-4 lần giá bán điện theo hợp đồng PPA của các NMTĐ lớn. Giai đoạn 2013-2019, giá bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được tăng trung bình khoảng 2.5-3% mỗi năm sau đó giảm mạnh từ năm 2020 và đi ngang tới nay. Hiện tại Hiệp hội Năng lượng VN (VEA) đang kiến nghị tăng giá điện theo Biểu phí tránh được để đảm bảo lợi ích của DN.

Giá bán điện bình quân của các DN thủy điện duy trì xu hướng tăng từ năm 2020 tới nay, và hiện tại dao động quanh khoảng 1,100 VNĐ/kWh.

Biểu giá chi phí tránh được cho thủy điện (2015-2022)



Giá bán điện bình quân của các DN thủy điện (VNĐ/kWh) và Giá CGM giai đoạn 2019 – 2022 (VNĐ/kWh)



Nguồn: VPBankS Research tổng hợp

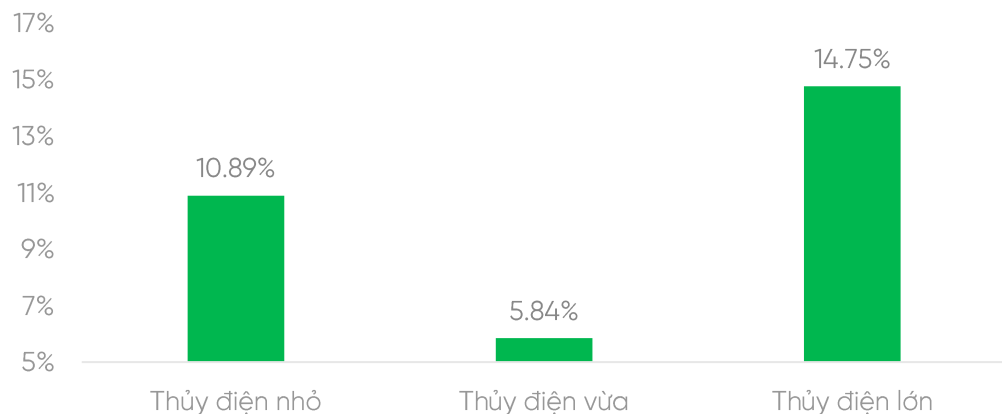
Giá bán điện bình quân của một số doanh nghiệp thủy điện

Tên DN	2018	2019	2020	2021	2022
SBA (Krông H'nh)	1,312	1,188	1,101	1,131	1,376
CHP	1,248	1,189	1,091	1,106	1,096
TMP	1,058	898	862	984	1,106
SHP	973	1,101	989	1,016	1,129
SJD	923	1,025	1,017	968	948
S4A	842	848	884	905	856
TBC	888	813	787	821	1,190
VSH	772	821	610	910	1,192
VPD	1,109	1,190	1,083	1,116	1,211
DNH	783	821	666	811	882
SBH	1,352	1,351	1,271	1,258	1,229
HNA	1,093	1,195	1,069	1,235	1,278
ISH	984	1,148	1,036	1,019	915
AVC	711	858	663	850	941
BHA	892	943	908	1,010	1,072
BSA	1,165	1,334	1,176	1,244	1,241
SP2	842	893	996	1,178	1,222
GSM	1,216	1,190	1,106	1,168	1,371

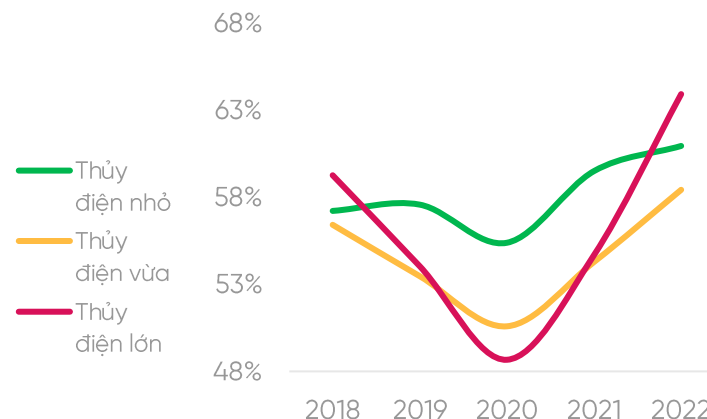
Nguồn: VPBankS Research tổng hợp từ BCTN của các doanh nghiệp

Tăng trưởng doanh thu và biên lợi nhuận các DN thủy điện

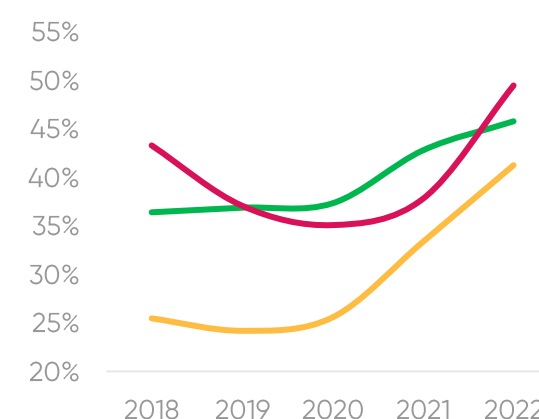
CAGR doanh thu thuần (2018-2022)



Biên LN gộp



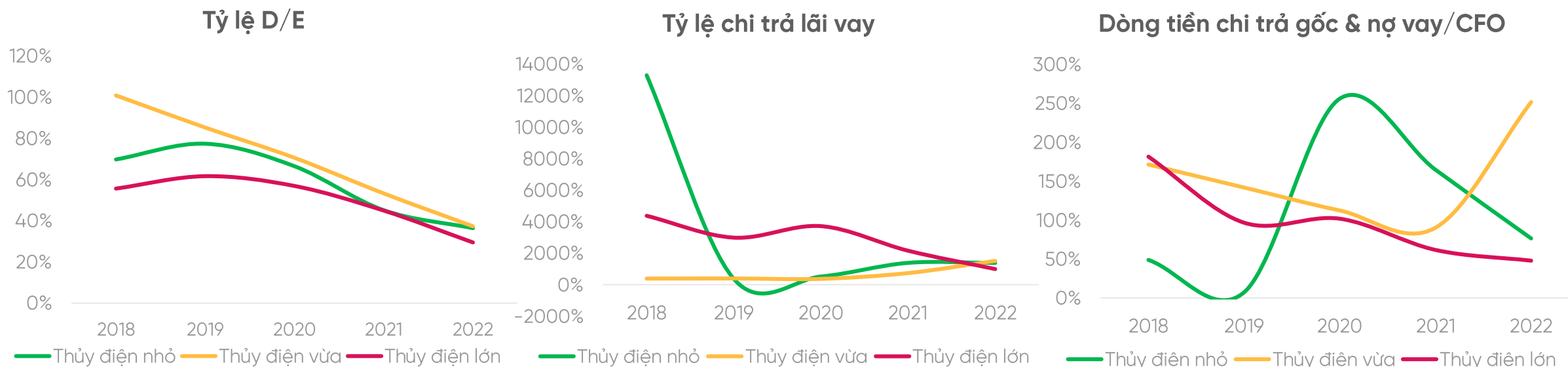
Biên LN ròng



- CAGR của Thủy điện lớn giai đoạn 2018-2022 đạt gần 15%, chủ yếu do sau khi NMTĐ Thượng Kon Tum của VSH đi vào hoạt động vào năm 2021 đã giúp CAGR của VSH tăng mạnh lên mức gần 53%. Nếu loại bỏ VSH, CAGR của Thủy điện lớn chỉ đạt 9.55%, thấp hơn Thủy điện nhỏ.
- CAGR của Biểu giá chi phí tránh được giai đoạn 2018-2022 đạt khoảng 3.4% trong khi CAGR của Thủy điện nhỏ ở mức khá cao (gần 11%), chủ yếu do các nhà máy thủy điện nhỏ có thời gian xây dựng ngắn (2-3 năm) và hoạt động mua lại các NMTĐ nhỏ của DN cũng diễn ra khá phổ biến, giúp nâng tổng công suất và đẩy mạnh doanh thu.
- Nhóm thủy điện cỡ vừa có CAGR doanh thu thấp hơn, trừ SBA và GSM do có mở rộng công suất trong giai đoạn 2018 -2022.

- Biên lợi nhuận gộp của thủy điện cao hơn so với các loại điện khác, phổ biến trong khoảng (50-60%) so với điện than (8-12%) hay điện khí (11-15%).
- Biến động doanh thu cũng như biên lợi nhuận của các DN thủy điện tương quan chặt chẽ với điều kiện thủy văn và thời tiết. Hiện tượng EL Nino bắt đầu từ cuối năm 2018 và kéo dài cho tới nửa đầu năm 2020 đã gây khó khăn cho hoạt động của các NMTĐ, biên LN gộp của các DN thủy điện cũng giảm trong giai đoạn này. Sau khi La Nina quay lại vào cuối năm 2020, cả sản lượng, doanh thu và biên LN nhóm ngành Thủy điện đều tăng mạnh trở lại.
- Biên LN ròng của nhóm Thủy điện bị ảnh hưởng lớn từ chi phí lãi vay, đặc biệt trong khoảng thời gian DN huy động lượng vốn vay lớn để mở rộng dự án NMTĐ hoặc xây dựng nhà máy mới. Những năm đầu sau khi hoàn thành dự án, biên LN gộp lẫn biên LN ròng của DN thường sụt giảm do chi phí khấu hao lẫn lãi vay đều cao. Tuy nhiên, với việc dòng tiền kinh doanh của DN thủy điện khá ổn định, gốc vay giảm dần sẽ giúp hạ chi phí lãi vay cho những năm về sau.

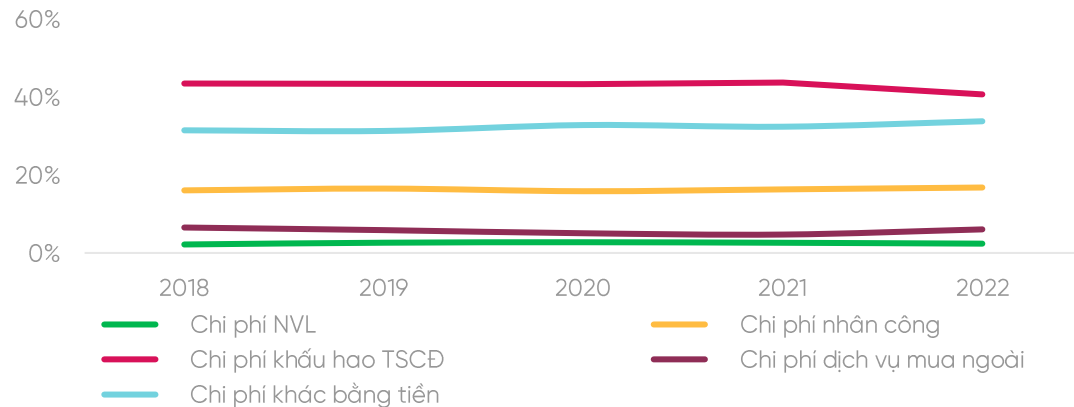
Cơ cấu nợ vay và chi phí lãi vay



- Nợ vay của các DN thủy điện chủ yếu là nợ dài hạn huy động để xây dựng NMTĐ hoặc mở rộng dự án và chiếm chủ yếu nợ ngắn hạn là phần nợ dài hạn tới hạn trả. Các NMTĐ thường ít có nhu cầu vay ngắn hạn do gần như không có hàng tồn kho, nhu cầu vốn lưu động thấp. Nhìn chung, cơ cấu nợ vay của các DN thủy điện đã cải thiện rõ rệt qua các năm và hiện tại tỷ lệ D/E trung bình toàn ngành chỉ ở mức khoảng 30-40%.
- Sự cải thiện này tới từ nỗ lực chi trả gốc vay của DN, cũng như chu kỳ La Nina trong 2 năm 2021-2022 đã hỗ trợ tích cực cho kết quả kinh doanh và dòng tiền trả nợ. Thêm vào đó, các DN thủy điện niêm yết ít mở rộng dự án trong 2 năm qua do giá vật liệu xây dựng tăng cao cũng như điện gió và điện mặt trời nhận được ưu đãi giá FiT nên được chú ý đầu tư hơn.
- Tỷ lệ chi trả lãi vay của toàn ngành thủy điện đều ở mức an toàn, áp lực về chi trả lãi của các doanh nghiệp khá thấp.
- Hàng năm dòng tiền chi trả lãi vay và gốc vay của các DN thủy điện thường rất cao, tính trung bình toàn ngành, tỷ lệ Dòng tiền chi trả gốc & nợ vay/CFO thường lớn hơn 1. So với nhóm thủy điện vừa và nhỏ, các DN thủy điện lớn có tỷ lệ này thấp hơn, tức là dòng tiền từ HĐKD hàng năm đủ lớn và ổn định để chi trả cả gốc lẫn lãi vay. Một số doanh nghiệp thủy điện với dòng tiền dồi dào còn trả trước hạn các khoản nợ vay để giảm bớt gánh nặng về lãi vay cho các năm về sau. Nếu DN tích lũy được một lượng vốn sẵn có lớn ở Quỹ đầu tư phát triển (như trường hợp của SBA với dự án Khe Diên mở rộng), công ty hoàn toàn có thể tài trợ một phần dự án bằng quỹ này bên cạnh việc vay từ NHTM/vay nước ngoài mà không cần cổ đông góp thêm vốn.
- Nhiều DN thủy điện chi trả cổ tức tiền mặt cho cổ đông hàng năm khá cao, do vậy những DN này cần cân đối nguồn LNST cho việc trả gốc vay và nợ vay cũng như trả cổ tức tiền mặt hàng năm.

Chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố

Chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố (2018-2022)



- Chi phí khấu hao TSCĐ là chi phí chiếm tỷ trọng cao nhất trong cơ cấu chi phí sản xuất kinh doanh của DN thủy điện.
- Đặc điểm chung của các NMTĐ là vốn đầu tư cho TSCĐ rất lớn (đập nước, máy móc thiết bị), khi dự án thủy điện mới đi vào hoạt động, chi phí khấu hao trong những năm đầu sẽ rất lớn, gây áp lực lên biên LN gộp của DN.
- Chi phí khác trong BCTC của DN thủy điện sẽ phần lớn đến từ thuế tài nguyên nước, phí dịch vụ môi trường rừng:
 - ❖ **Thuế tài nguyên nước:** theo QĐ 648/QĐ-BCT và ND 50/2010/NĐ-CP thuế tài nguyên nước là 5%, tính trên giá bán lẻ điện bình quân là 1,864.44 VNĐ/kWh
 - ❖ **Phí dịch vụ môi trường rừng:** theo ND 50/2010/NĐ-CP, phí dịch vụ môi trường rừng là 36 VNĐ/kWh
- Chi phí nhân công của DN thủy điện khá ổn định do đặc thù ngành mang tính tự động hóa cao, không cần nhiều nhân công.
- Chi phí nguyên vật liệu của ngành thủy điện rất thấp, đây là lợi thế của thủy điện so với những nguồn điện phụ thuộc lớn vào nhiên liệu như nhiệt điện than hay nhiệt điện khí.

Khấu hao theo PP sản lượng

Mức trích KH trong kỳ =

$$\frac{\text{Nguyên giá của TSCĐ}}{\text{Thời gian KH của TSCĐ} \times \text{Công suất thiết kế bình quân mỗi năm thực tế phát trong kỳ}} \times \text{Sản lượng điện}$$

Khấu hao theo PP đường thẳng

Nhà cửa, vật kiến trúc: 10 -50 năm

Máy móc, thiết bị: 5 - 10 năm

Phương tiện vận chuyển: 9 - 10 năm

Thiết bị, dụng cụ quản lý: 3 - 7 năm

Tài sản khác: 4 - 10 năm

- Lợi thế của việc lựa chọn phương pháp khấu hao theo sản lượng là việc **biên lợi nhuận được duy trì ổn định hơn**, do vào những năm nguồn nước kém, sản lượng điện thấp thì chi phí khấu hao cũng giảm. Nếu điều kiện thủy văn thuận lợi và sản lượng điện vượt mức công suất thiết kế, mức khấu hao sẽ nhanh hơn và NMTĐ có thể hết khấu hao trước vòng đời của dự án, cải thiện biên LN trong giai đoạn sau của dự án.
- Các dự án có suất đầu tư thấp cũng sẽ có chi phí khấu hao nhỏ hơn so với các dự án có suất đầu tư cao, chi phí khấu hao tính trên 1 MW công suất hoặc 1 kWh cũng kém hơn. Nhờ đó, giá thành sản xuất của 1 kWh của nhà máy có chi phí khấu hao thấp cũng sẽ thấp hơn.
- Đối với phương pháp khấu hao đường thẳng, các TSCĐ có giá trị rất lớn như đập thủy điện hay tổ máy phát điện sẽ có thời gian khấu hao lên tới 25 và 30 năm
- DN điện thường có những đợt đại tu, bảo dưỡng hoặc sửa chữa các tổ máy, chi phí này có thể được vốn hóa làm tăng nguyên giá của TSCĐ và khấu hao trong vòng đời còn lại của TSCĐ.

MIỄN TRỪ TRÁCH NHIỆM

Các thông tin, số liệu thống kê và khuyến nghị trong bản báo cáo này, bao gồm cả các nhận định cá nhân, được dựa trên các nguồn thông tin công bố đại chúng theo quy định của pháp luật, hoặc các nguồn thông tin mà chúng tôi cho rằng đáng tin cậy tính đến thời điểm phát hành báo cáo, Khối Nghiên Cứu chỉ sử dụng mà không thực hiện xác minh lại các thông tin này, do đó Khối Nghiên Cứu không đảm bảo về tính chính xác và đầy đủ của các thông tin này.

Các nhận định, khuyến nghị, so sánh trong bản báo cáo này được đưa ra dựa trên cơ sở phân tích chi tiết và cẩn trọng, theo đánh giá chủ quan của người lập là hợp lý tại thời điểm thực hiện báo cáo. Do đó các phân tích này có thể thay đổi trong tương lai theo tình hình biến động thực tế mà chúng tôi không có trách nhiệm tự động cập nhật liên tục, trừ trường hợp được yêu cầu chính thức từ Ban lãnh đạo Công ty hoặc ràng buộc trong các điều khoản điều kiện của hợp đồng kinh tế đã được công ty ký kết với các đối tác liên quan. Báo cáo phân tích cùng các định giá nằm trong báo cáo phân tích (nếu có) nhằm mục đích tham khảo và không có giá trị pháp lý như một chứng thư thẩm định giá.

Báo cáo phân tích và các tài liệu đi kèm được lập bởi Khối Nghiên Cứu – CTCP Chứng Khoán VPBank, tất cả các quyền sở hữu trí tuệ liên quan đến báo cáo này đều thuộc sở hữu của CTCP Chứng khoán VPBank. Công ty nghiêm cấm mọi việc sử dụng, in ấn, sao chép, tái xuất bản toàn bộ hoặc từng phần bản Báo cáo này vì bất cứ mục đích gì mà không có sự chấp thuận của Công ty.

THÔNG TIN LIÊN HỆ

Công ty Cổ phần Chứng khoán VPBank

Tầng 25, tòa nhà VPBank, số 89 Láng Hạ, Quận Đống Đa, Thành phố Hà Nội

Điện thoại: 1900 636679

Email: cskh@vpbanks.com.vn

Website: www.vpbanks.com.vn

Phòng Phân tích Vĩ mô, Ngành và Cổ phiếu

Email: research@vpbanks.com.vn

Đào Hồng Dương

Trưởng Phòng Phân tích Vĩ mô, Ngành và Cổ phiếu

Email: duongdh@vpbanks.com.vn

Hoàng Ngân Giang

Chuyên viên Chính Phân tích Vĩ mô, Ngành và Cổ phiếu

Email: gianghn@vpbanks.com.vn