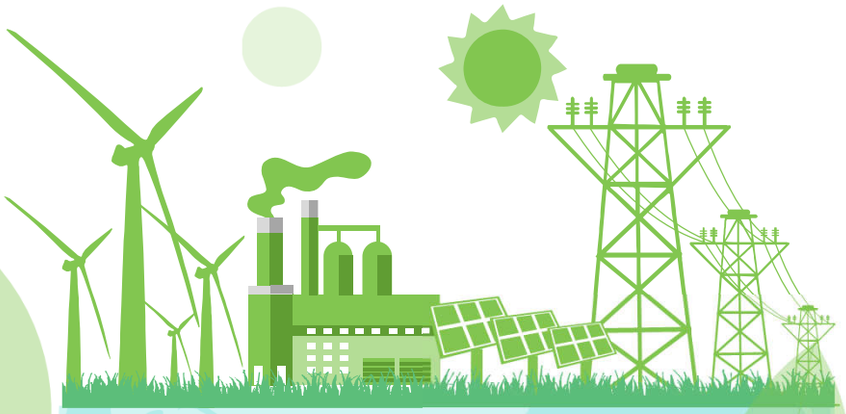
BỘ CÔNG THƯƠNG

CỤC ĐIỆN LỰC VÀ NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO



QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA GIAI ĐOẠN 2021-2030, TẦM NHÌN TỚI NĂM 2045

HÀ NỘI, 11.2022

GIỚI THIỆU CHUNG

SỰ CẦN THIẾT XÂY DỰNG QUY HOẠCH ĐIỆN VIII

NGHỊ QUYẾT 55

- Thách thức bảo đảm ANNL
- Dự án lớn chậm tiến độ
- Hiệu quả khai thác NL thấp
- CSHT thiếu đồng bộ
- Bảo vệ môi trường chưa tốt

…

THỜI KỲ QUY HOẠCH

Thời kỳ quy hoạch 10 năm 2011-2020 đã hết

BIẾN ĐỘNG PTĐL

- Thực tế PTĐL <> Quy hoạch (chậm tiến độ; phát triển nóng NLTT…mất cân bằng Vùng)
- Địa chính trị biến động
- Cách mạng KHCN 4.0
- Hội nghị COP26

QLNN VỀ QH

- QLNN QH thiếu quyết liệt
- Tuân thủ quy hoạch
- Thủ tục triển khai DA phức tạp
- Điều hành thực hiện quy hoạch hạn chế
- Quy định pháp luật về QH, đầu tư chồng chéo, vướng mắc

CƠ SỞ PHÁP LÝ

KHÓ KHĂN XÂY DỰNG

KẾT QUẢ THU ĐƯỢC

CƠ SỞ PHÁP LÝ

- LUẬT ĐIỆN LỰC
- LUẬT QUY HOẠCH
- CÁC NGHỊ ĐỊNH
- NGHỊ QUYẾT 55

…

KHÓ KHĂN XÂY DỰNG QHĐ VIII

- QUY HOẠCH ĐẦU TIÊN
- CHƯA CÓ QUY HOẠCH CẤP CAO HƠN
- BIẾN ĐỘNG CỦA NGÀNH NL TRÊN THẾ GIỚI
- ĐỀ XUẤT CÁC ĐỊA PHƯƠNG QUÁ LỚN
- DA CHẬM TIẾN ĐỘ
- CẬP NHẬT NHIỀU LẦN…

KẾT QUẢ THU ĐƯỢC

- TÀI LIỆU ĐỂ CP ĐIỀU HÀNH PHÁT TRIỂN NGÀNH ĐIỆN
  PHƯƠNG ÁN PT ĐIỆN LỰC GIAI ĐOẠN TỚI 2045, ĐẢM BẢO ANNL
- QUY HOẠCH MỞ, LINH HOẠT
- ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN XANH, BỀN VỮNG, CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG
- ĐỀ XUẤT NHIỀU GIẢI PHÁP

MỤC TIÊU LẬP QUY HOẠCH ĐIỆN VIII

TÍNH KẾ THỪA & TƯƠNG TÁC

Kế thừa những ưu điểm của QHD quốc gia trước đây;
Tương tác và phù hợp với QH cấp cao hơn (KTXH, Đất đai, chuyên ngành khác

QUY HOẠCH MỞ

- Danh mục nguồn lớn theo giai đoạn, đảm bảo linh hoạt
- Định hướng phát triển theo miền, vung và cơ cấu công suất từng giai đoạn
- PA phát triển có tính hệ số dự phòng phát triển (khoảng 15%)

CÂN ĐỐI VÀ HÀI HÒA

Phát triển cân bằng vùng - miền;
Cân đối cung - cầu vùng - miền;
Phát huy tiềm năng vùng - miền, tận dụng cơ sở hạ tầng hiện có

THÚC ĐẨY MẠNH PHÁT TRIỂN NLTT

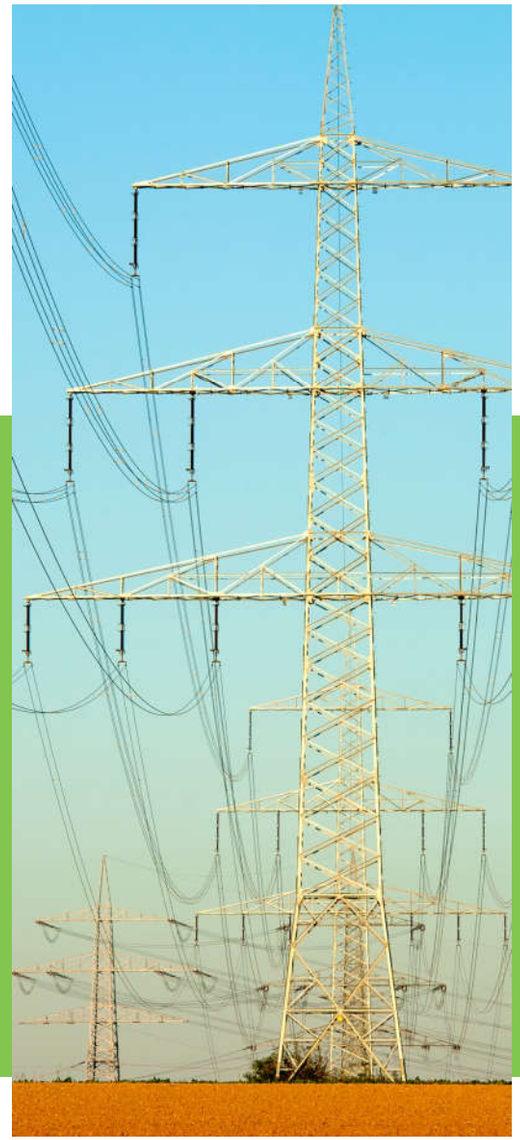
- Phát huy tiềm năng, thế mạnh vùng, miền về NLTT
- Sử dụng công nghệ tiên tiến, hiện đại
- Tuân thủ quy định môi trường sinh thái, đáp ứng tiêu chuẩn quốc tế

ĐẢM BẢO PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

Hạn chế tối đa sử dụng đất lúa, các loại đất rừng;
Phát triển điện lực phù hợp với quy hoạch sử dụng đất, quy hoạch ngành

ĐẢM BẢO CÓ SỰ THAM GIA CỦA MỌI THÀNH PHẦN KINH TẾ

Các cơ chế khuyến khích, thúc đẩy sự tham gia của các thành phần kinh tế khác nhau trong phát triển điện lực



NỘI DUNG CHÍNH

- Thống kê, tổng kết hiện trạng hệ thống điện tới 2020
- Tình hình cung cấp điện giai đoạn 2011-2020
- Tình hình phát triển nguồn và lưới điện giai đoạn 2011-2020
- Đánh giá chung về phát triển nguồn và lưới điện

PHẦN I

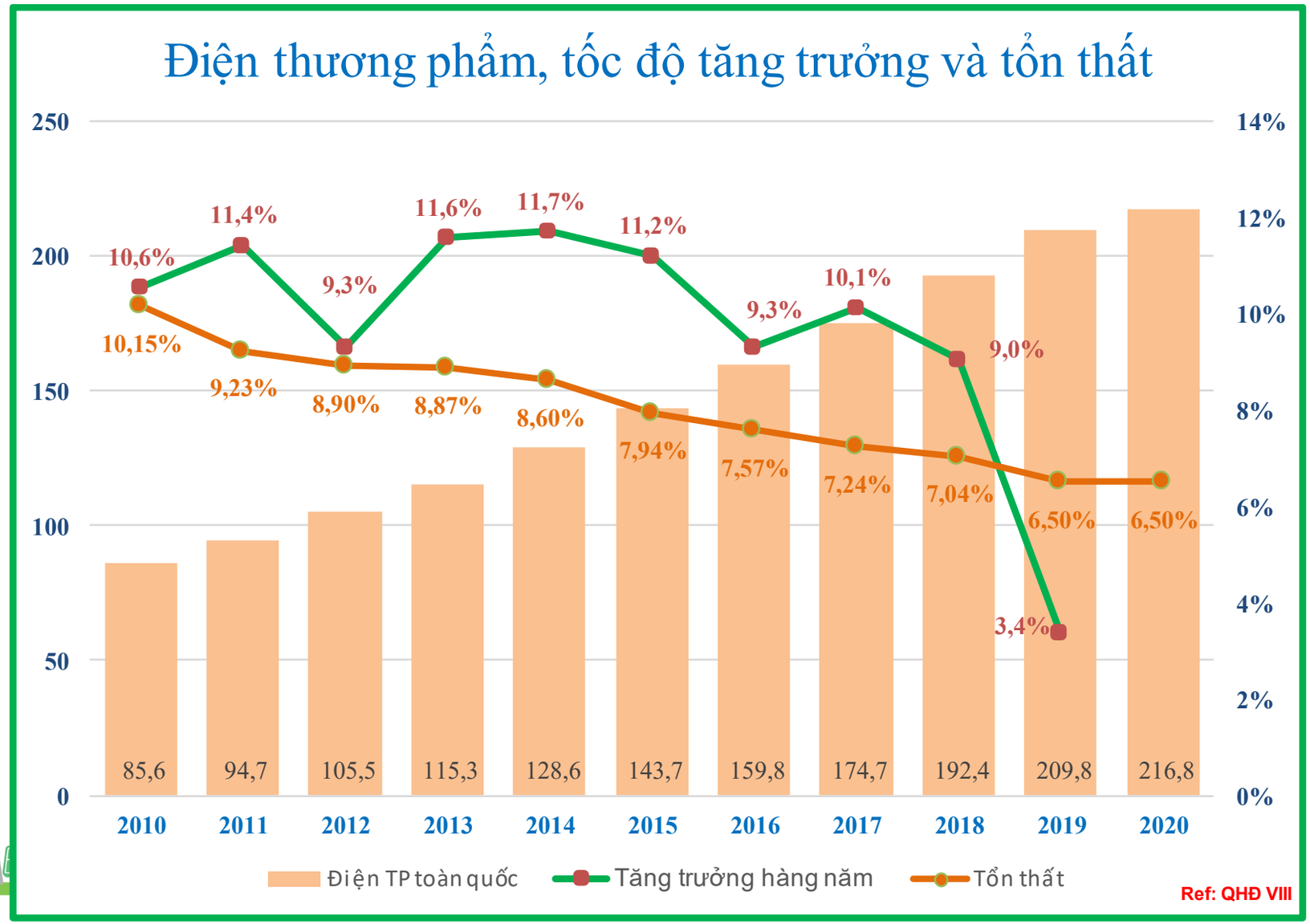
HIỆN TRẠNG HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA

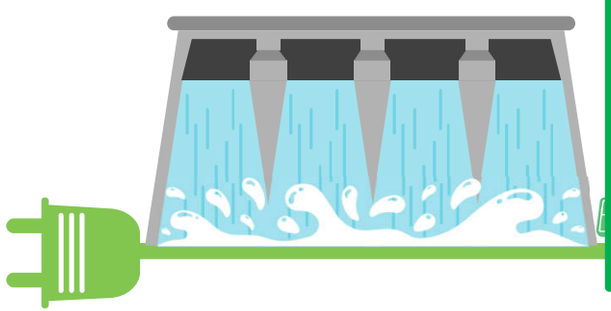
HIỆN TRẠNG TIÊU THỤ ĐIỆN 2011-2020

ĐTP 2020: 216,8 tỷ kWh (cả x.khẩu)

Tăng trưởng ĐTP 2011-2020: 9,65%

Tổn thất giảm dần từ 10,15% tới 6,5%





HIỆN TRẠNG NGUỒN ĐIỆN NĂM 2020

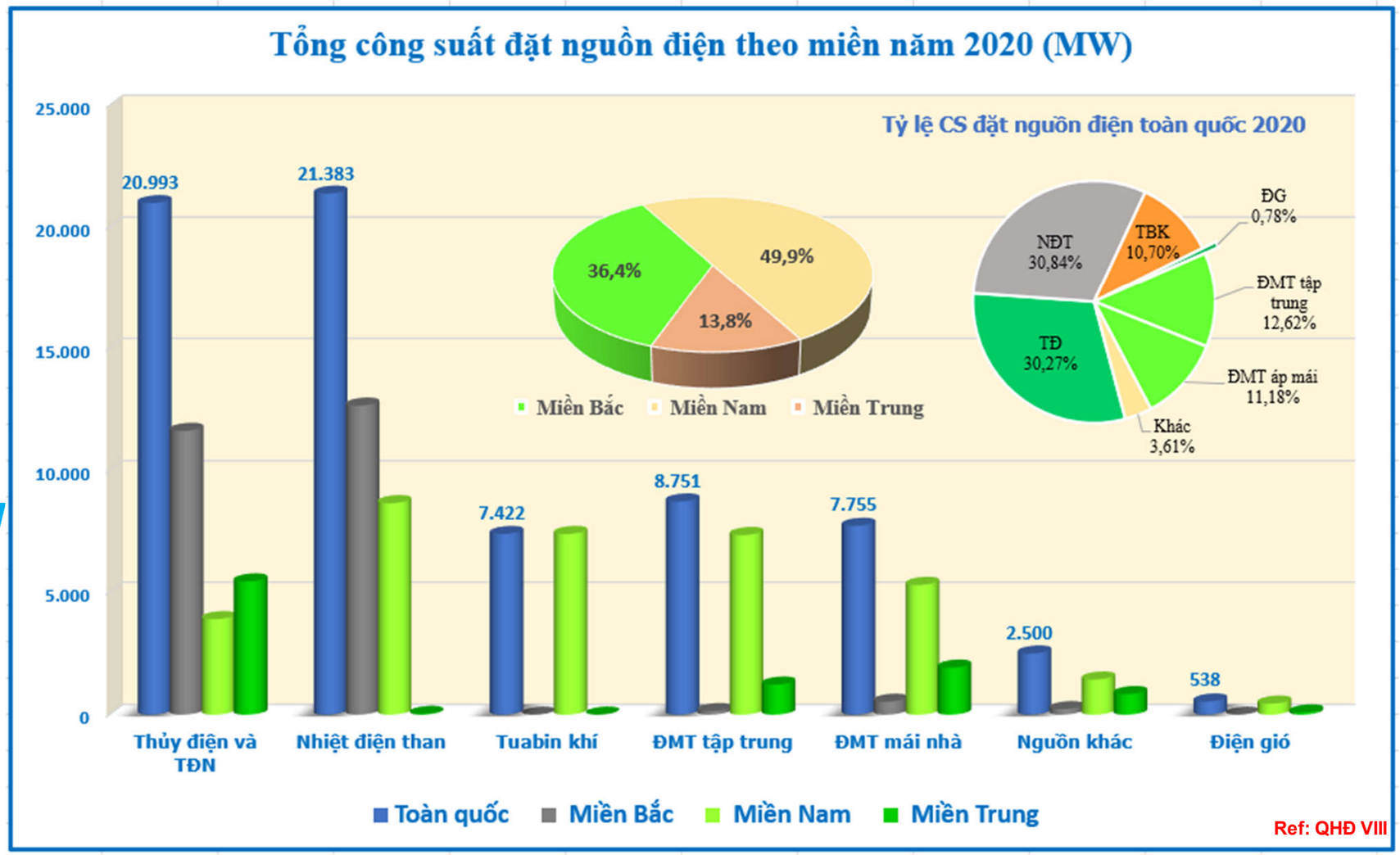
Quy mô nguồn điện đứng thứ 2 trong các nước ASEAN (sau Indonesia)

- 20,993 MW (30,27%)
- 21,883 MW (30,84%)
- 7,422 MW (10,7%)
- 16,506 MW (23,8%)
- 538 MW (0,78%)
- 2,500 MW (3,61%)

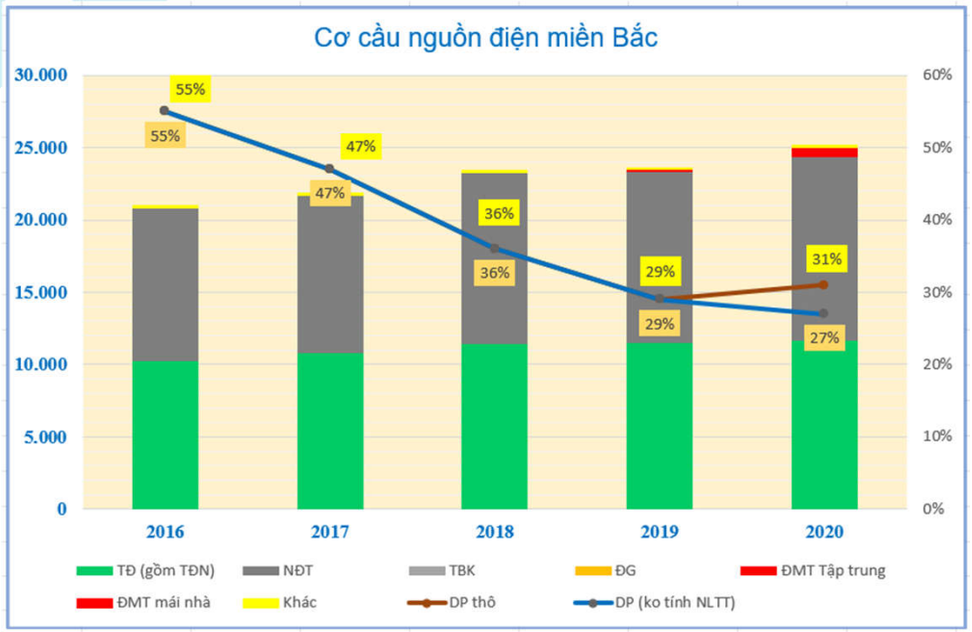
69,342 MW Installed Cap

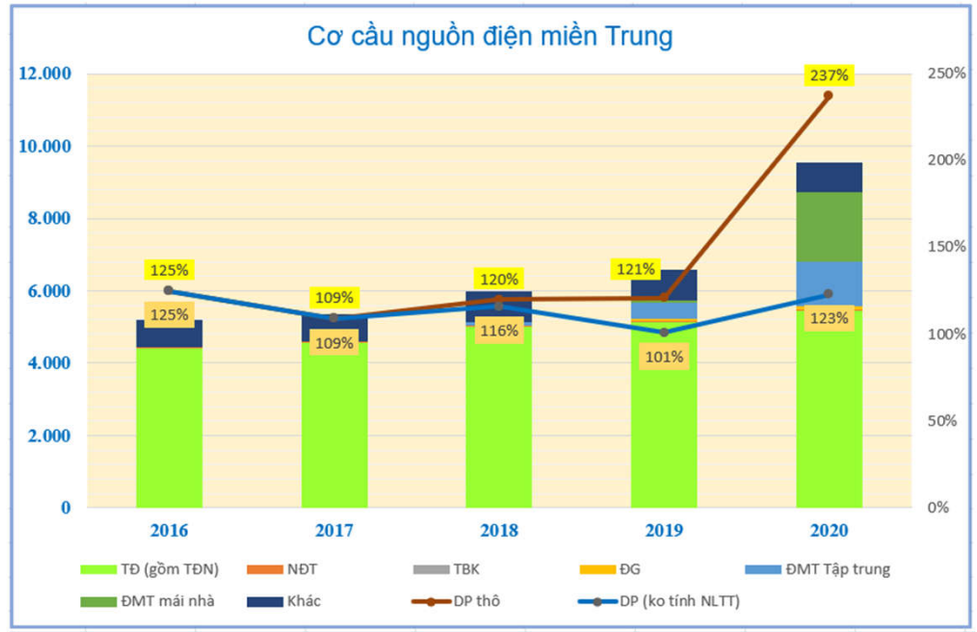
38,617 MW Max Load

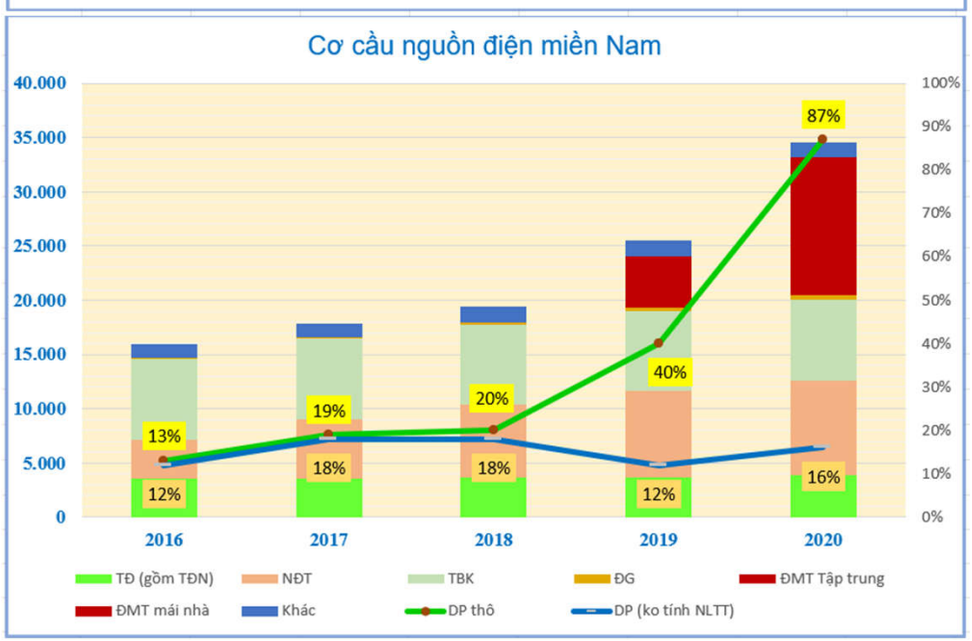
246 tỷ Energy

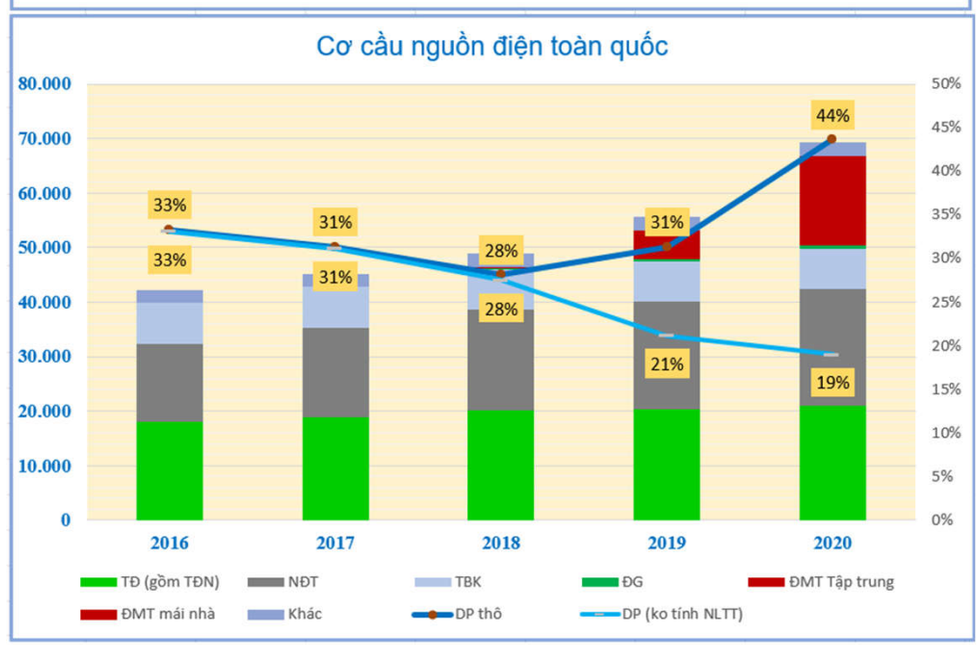


CƠ CẤU NGUỒN ĐIỆN CÁC MIỀN NĂM 2020





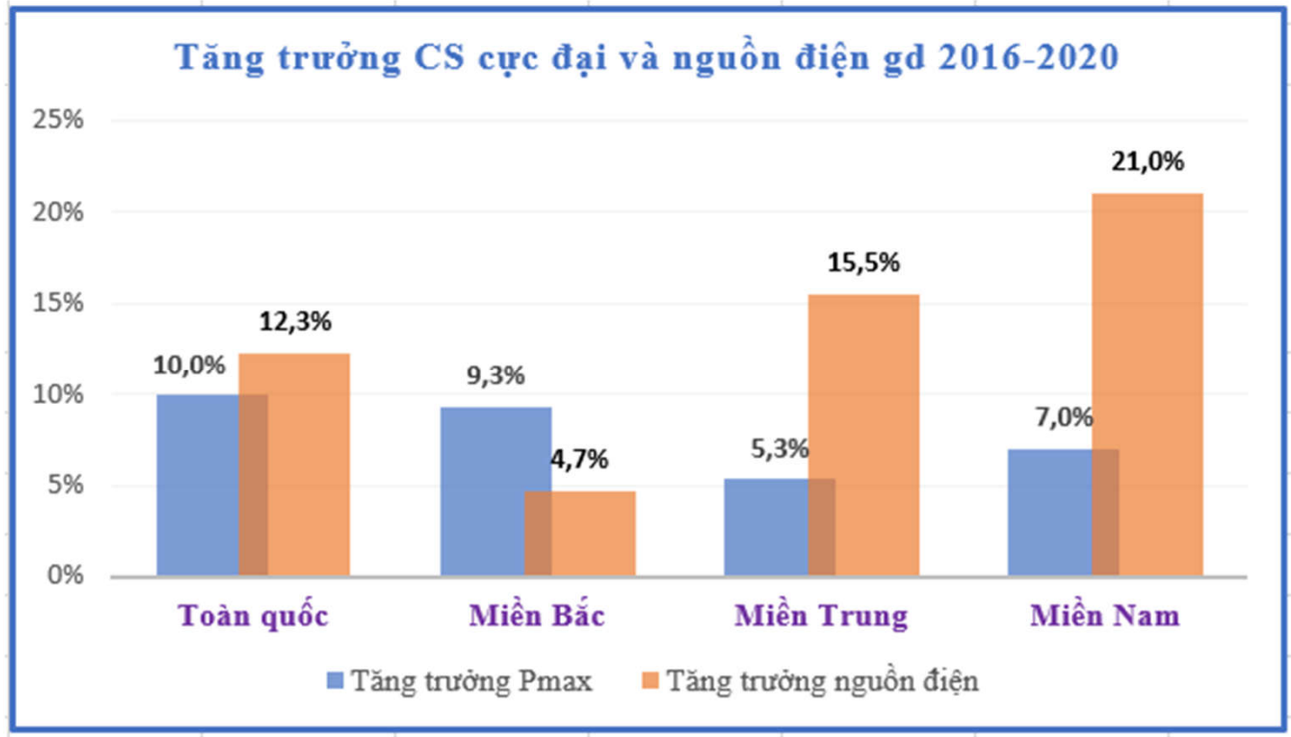




Ref: QHĐ VIII

ĐÁNH GIÁ CHUNG PT NGUỒN ĐIỆN 2011-2020

- ☑ NGUỒN ĐIỆN PHÁT TRIỂN CHƯA PHÙ HỢP VỚI PHÁT TRIỂN PHỤ TẢI VÙNG, MIỀN
- ☑ NGUỒN ĐIỆN LỚN CHẬM TIẾN ĐỘ NHIỀU
- ☑ TỐC ĐỘ TĂNG TRƯỞNG NHIỆT ĐIỆN THAN KHÁ CAO, 18%/NĂM GĐ 2011-2020. NHIỆT ĐIỆN THAN CHIẾM TỈ TRỌNG LỚN
- ☑ KHÔNG DỰ ÁN ĐIỆN KHÍ MỚI NÀO VÀO VẬN HÀNH, TỈ LỆ THỰC HIỆN 0%
- ☑ PHÁT TRIỂN NÓNG CÁC LOẠI HÌNH ĐIỆN MẶT TRỜI, ĐIỆN GIÓ
- ☑ HỆ SỐ CÔNG SUẤT CỦA NHIỆT ĐIỆN THAN CÓ XU HƯỚNG TĂNG DẦN → THIẾU NGUỒN DỰ PHÒNG



- ☑ CUNG CẤP ĐIỆN PHỤ THUỘC NHIỀU VÀO SẢN LƯỢNG CÁC NMNĐ THAN
- ☑ XẢY RA NGHẼN MẠCH LƯỚI TRUYỀN TẢI VÀ CẮT GIẢM NGUỒN NLTT

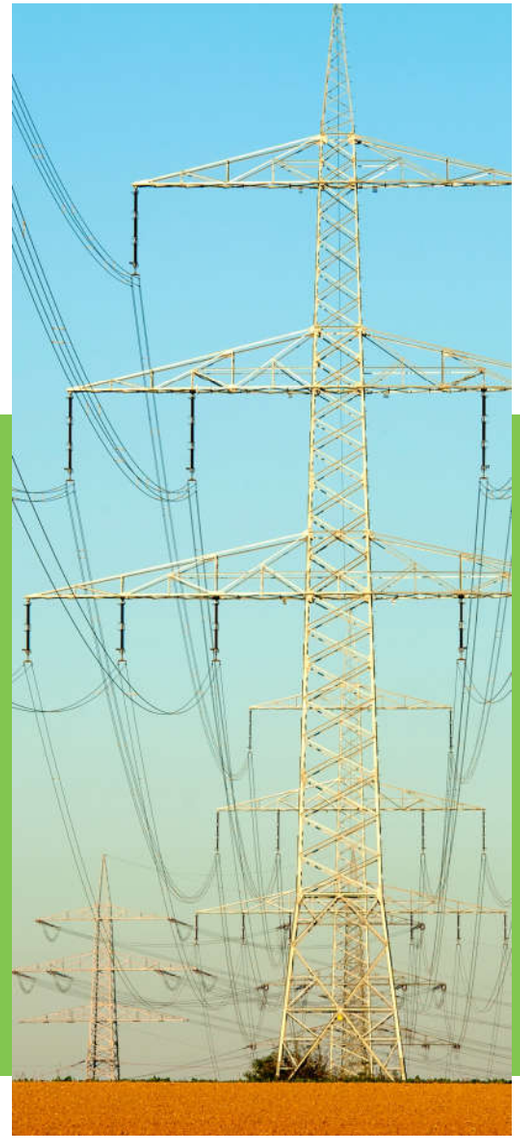
HIỆN TRẠNG LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI THEO MIỀN NĂM 2020

Điện áp	Miền	Khối lượng đường dây (km)	Trạm biến áp	
			Số trạm	Tổng dung lượng (MVA)
500 kV	Bắc	2.991	14	16.500
	Trung	2.831	7	7.200
	Nam	2.705	16	19.200
	Tổng cộng	**8.527**	**37**	**42.900**
220 kV	Bắc	7.362	57	30.629
	Trung	4.626	22	7.693
	Nam	6.489	57	29.502
	Tổng cộng	**18.477**	**136**	**67.824**
110 kV	Bắc	12.106	385	36.857
	Trung	4.832	141	8.304
	Nam	7.380	340	39.736
	Tổng cộng	**24.318**	**866**	**84.897**

ĐÁNH GIÁ CHUNG VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN

- ☑ LƯỚI ĐIỆN ĐƯỢC ĐẦU TƯ, XÂY DỰNG, CẢI TẠO HÀNG NĂM ĐÃ CƠ BẢN ĐÁP ỨNG NHU CẦU ĐIỆN. CHỈ TIÊU CHẤT LƯỢNG ĐIỆN ĐƯỢC CẢI THIỆN TỪNG NĂM.
- ☑ CHẤT LƯỢNG ĐIỆN ÁP TƯƠNG ĐỐI ỔN ĐỊNH
- ☑ VẪN CÒN NHIỀU ĐIỂM ĐẦY TẢI TRÊN LƯỚI ĐIỆN, CHƯA ĐÁP ỨNG N-1, CHƯA ĐẢM BẢO DỰ PHÒNG
- ☑ SẢN LƯỢNG TRUYỀN TẢI ĐIỆN VẪN CÒN CAO

Độ tin cậy cung cấp điện	Đơn vị	Năm 2016	Năm 2017	Năm 2018	Năm 2019	KH 2020
SAIDI	Phút/khách hàng	1.641	1.077	724	648	356
SAIFI	Lần/khách hàng	10,52	9,70	4,97	5,21	8,00
MAIFI	Lần/khách hàng	1,45	1,38	0,78	0,98	2,00



NỘI DUNG CHÍNH

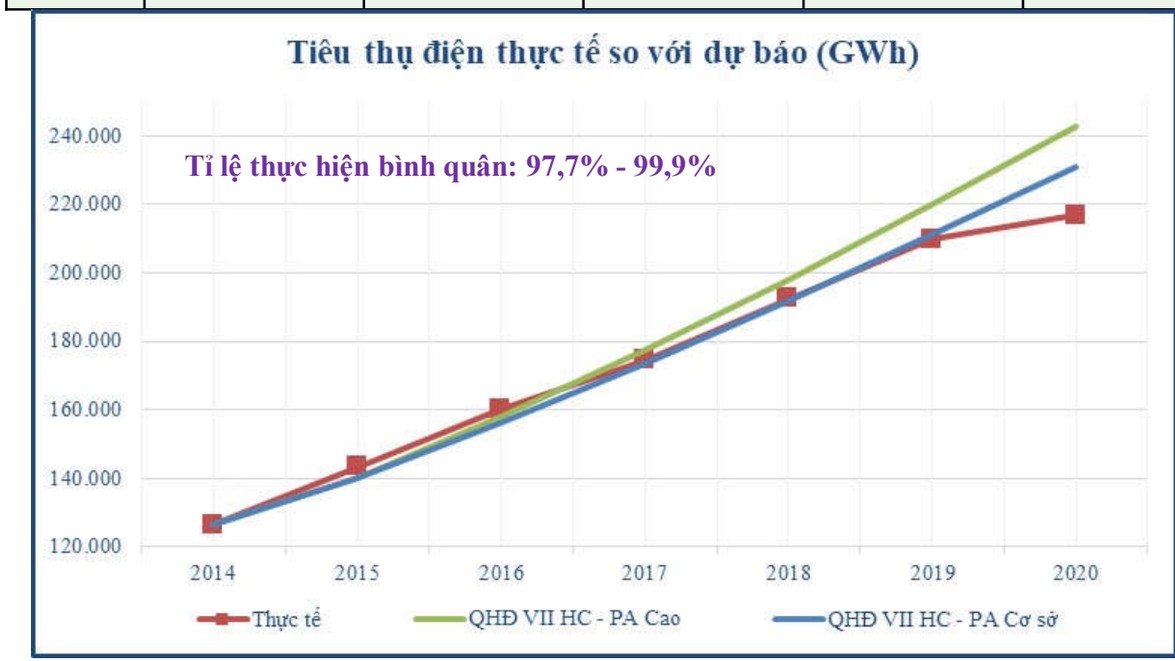
- Đánh giá nhu cầu tiêu thụ điện thực tế
- Đánh giá thực hiện chương trình phát triển nguồn điện 2011-2020
- Đánh giá thực hiện chương trình phát triển lưới điện 2011-2020
- Đánh giá về việc thực hiện quy hoạch
- Tồn tại và hạn chế và nguyên nhân

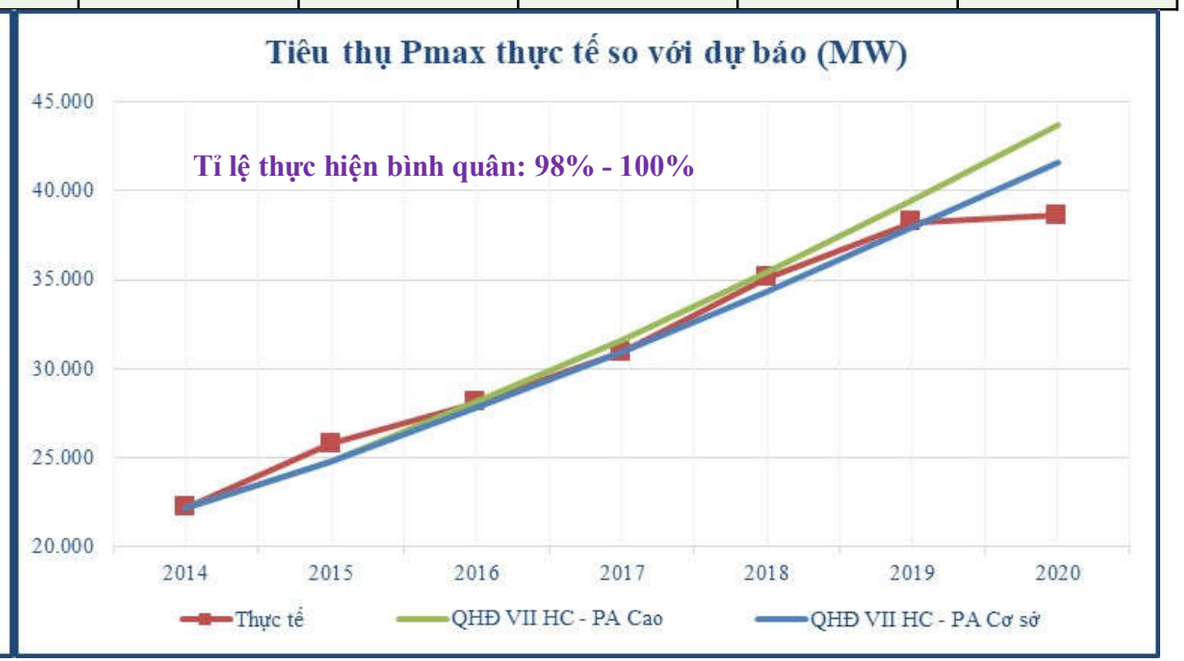
PHẦN II

KẾT QUẢ ĐẠT ĐƯỢC VÀ TỒN TẠI TRONG THỰC HIỆN QHĐ VII ĐC

NHU CẦU ĐIỆN THỰC TẾ SO VỚI DỰ BÁO

Năm	Thực tế		QHĐ VII HC - PA Cao		Tỉ lệ thực hiện		QHĐ VII HC - PA Cơ sở		Tỉ lệ thực hiện	
	Atp (GWh)	Pmax (MW)	Atp (GWh)	Pmax (MW)	Atp (GWh)	Pmax (MW)	Atp (GWh)	Pmax (MW)	Atp (GWh)	Pmax (MW)
2014	126.500	22.210	126.500	22.210	100,0%	100,0%	126.500	22.210	100,0%	100,0%
2015	143.397	25.809	140.000	24.840	102,4%	103,9%	140.000	24.840	102,4%	103,9%
2016	160.257	28.109	158.021	28.138	101,4%	99,9%	156.290	27.830	102,5%	101,0%
2017	174.513	30.931	177.278	31.654	98,4%	97,7%	173.549	30.988	100,6%	99,8%
2018	192.361	35.126	197.879	35.429	97,2%	99,1%	191.854	34.350	100,3%	102,3%
2019	209.769	38.249	219.961	39.491	95,4%	96,9%	211.308	37.937	99,3%	100,8%
2020	216.826	38.617	242.578	43.705	89,4%	88,4%	230.924	41.605	93,9%	92,8%

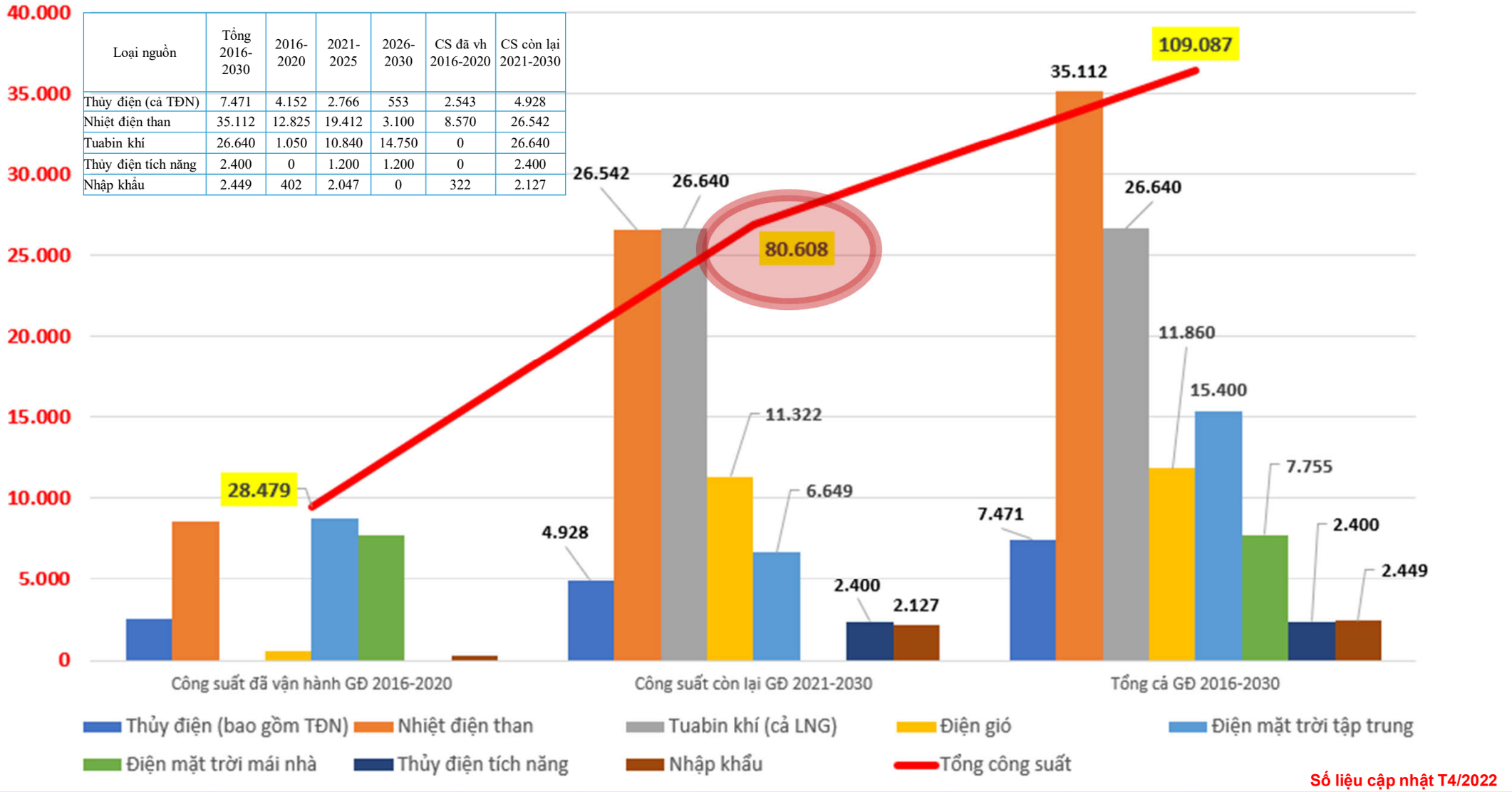




TÌNH HÌNH BỔ SUNG QUY HOẠCH ĐIỆN VII đc CỦA CÁC NGUỒN ĐIỆN

Tổng công suất các nguồn điện đã bổ sung quy hoạch tới 2030 (MW)

Loại nguồn	Tổng 2016-2030	2016-2020	2021-2025	2026-2030	CS đã vh 2016-2020	CS còn lại 2021-2030
Thủy điện (cả TĐN)	7.471	4.152	2.766	553	2.543	4.928
Nhiệt điện than	35.112	12.825	19.412	3.100	8.570	26.542
Tuabin khí	26.640	1.050	10.840	14.750	0	26.640
Thủy điện tích năng	2.400	0	1.200	1.200	0	2.400
Nhập khẩu	2.449	402	2.047	0	322	2.127



Số liệu cập nhật T4/2022

TÌNH HÌNH THỰC HIỆN PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN SO VỚI QUY HOẠCH

Khối lượng đầu tư	Khối lượng đã duyệt 2016-2020		Thực tế đóng điện 2016 – 2020		% thực hiện
	Số CT	MVA/km	Số CT	MVA/km	
500 kV					
TBA 500 kV	24	21 450	22	19 050	88,8%
ĐZ 500 kV	33	2 921	25	2 265	77,6%
220 kV					
TBA 220 kV	134	32 331	123	29 276	90,6%
ĐZ 220 kV	138	7 312	112	5 402	73,9%
Công trình truyền tải (500+220 kV)					
TBA	158	53 781	145	48 326	89,9%
ĐZ	171	10 233	137	7 667	74,9%

- ☑ KHỐI LƯỢNG LƯỚI ĐIỆN 500-220KV THỰC HIỆN KHÁ CAO SO VỚI QUY HOẠCH ĐẶT RA
- ☑ NHIỀU CÔNG TRÌNH LƯỚI ĐIỆN NẰM NGOÀI QUY HOẠCH ĐÃ ĐƯỢC BS VÀ XÂY DỰNG KỊP THỜI
- ☑ NHIỀU CÔNG TRÌNH LƯỚI ĐIỆN ĐƯỢC BỔ SUNG KỊP THỜI ĐỂ GIẢI TỎA CS CÁC NGUỒN ĐIỆN LỚN VÀ NLTT TRONG KHU VỰC

Số liệu T4/2022

ĐÁNH GIÁ CHUNG PT LƯỚI ĐIỆN 2011-2020

- ☑ TỈ LỆ THỰC HIỆN SO VỚI QUY HOẠCH KHÁ CAO 70-90%
- ☑ CHẬM TIẾN ĐỘ XÂY DỰNG LƯỚI ĐIỆN VẪN DIỄN RA TRÊN CẢ 3 MIỀN
- ☑ THU XẾP VỐN VAY CHO PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN KHÓ KHĂN
- ☑ GPMB LÀ MỘT TRONG NHỮNG NGUYÊN NHÂN CHÍNH GÂY CHẬM CHỄ CÁC DỰ ÁN LƯỚI ĐIỆN
- ☑ NĂNG LỰC CÁC NHÀ THẦU TRIỂN KHAI CÔNG TRÌNH LƯỚI ĐIỆN KHÔNG ĐỀU
- ☑ NLTT CÓ THỜI GIAN XÂY DỰNG NHANH NÊN CHƯA ĐẢM BẢO TÍNH ĐỒNG BỘ NGUỒN VÀ LƯỚI ĐIỆN

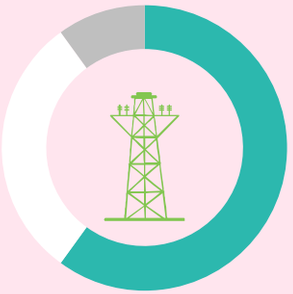
TỒN TẠI, HẠN CHẾ

QH và triển khai QH

- Tính đồng bộ Quy hoạch
- Số liệu lập Quy hoạch thiếu
- Thẩm định, bs quy hoạch, kéo dài
- Thiếu tính tổng thể khi bổ sung riêng lẻ DA
- Quản lý chưa kịp với thực thế phát triển
- QH cứng, chưa phù hợp với thực tế cần sự linh động (quy mô, thời điểm vh…)

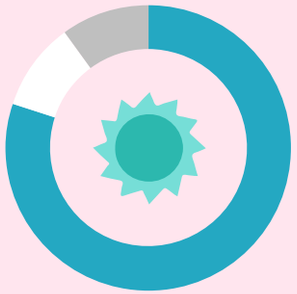
PT nguồn điện

- Nguồn điện lớn chậm tiến độ nhiều
- Nhà đầu tư thiếu năng lực kỹ thuật, tài chinh, dự án bị kéo dài, bế tắc
- Phát triển nóng NLTT
- Thiếu sự hợp tác của địa phương
- Công tác kiểm tra, đôn đốc chưa tốt



PT lưới điện

- Thủ tục điều chỉnh, bs QH khó khăn, phức tạp, đất rừng
- Giải phóng mặt bằng kéo dài, phức tạp (chế độ chưa phù hợp, ý thức người dân chưa cao, chinh quyền chưa quyết liệt, đùn đẩy trách nhiệm …)
- Các Văn bản QPPL còn chồng chéo



PT NLTT

- Phát triển nóng, tập trung tại một số khu vực có tiềm năng nhưng cơ sở hạ tầng lưới điện còn yếu
- Thiếu các nguồn tích trữ để khai thác hiệu quả các nguồn NLTT.

NGUYÊN NHÂN

01

Định hướng quy hoạch phát triển điện còn chưa được thực hiện một cách xuyên suốt, có những điều chỉnh tác động lớn đến vấn đề cung - cầu điện.
Vướng mắc đàm phân các dự án BOT nên kéo dài

02

Thiếu chế tài ràng buộc trách nhiệm của các chủ đầu tư khi thực hiện chậm trễ các dự án quan trọng (đối với cả doanh nghiệp nhà nước, tư nhân, doanh nghiệp nước ngoài).
Năng lực nhà đầu tư, nhà thầu hạn chế cả về tài chinh, kỹ thuật

03

Cơ chế giá điện thiếu đột phá, chậm thay đổi, chưa có giá điện hai thành phần, giá mua điện theo miền, theo khu vực để định hướng đầu tư và phát triển phụ tải; chưa đủ hấp dẫn để thu hút đầu tư khiến thiếu vốn.
Nội địa hóa vật tư, thiết bị ngành điện chưa đạt yêu cầu

04

Công tác quản lý nhà nước trong quá trình đầu tư, xây dựng còn bất cập; quy định của pháp luật còn chồng chéo, không rõ ràng

BÀI HỌC KINH NGHIỆM

01

Thực tế phát triển KTXH, phát triển công nghệ, phát triển điện lực có nhiều biến động lớn. Cần đề xuất nhiều kịch bản để đánh giá hết các tác động

02

Có Quy hoạch và định hướng thực hiện một cách xuyên suốt, dài hơi. Có lộ trình cụ thể, chi tiết, có tín hiệu rõ ràng, xuyên suốt đối với nhà đầu tư

03

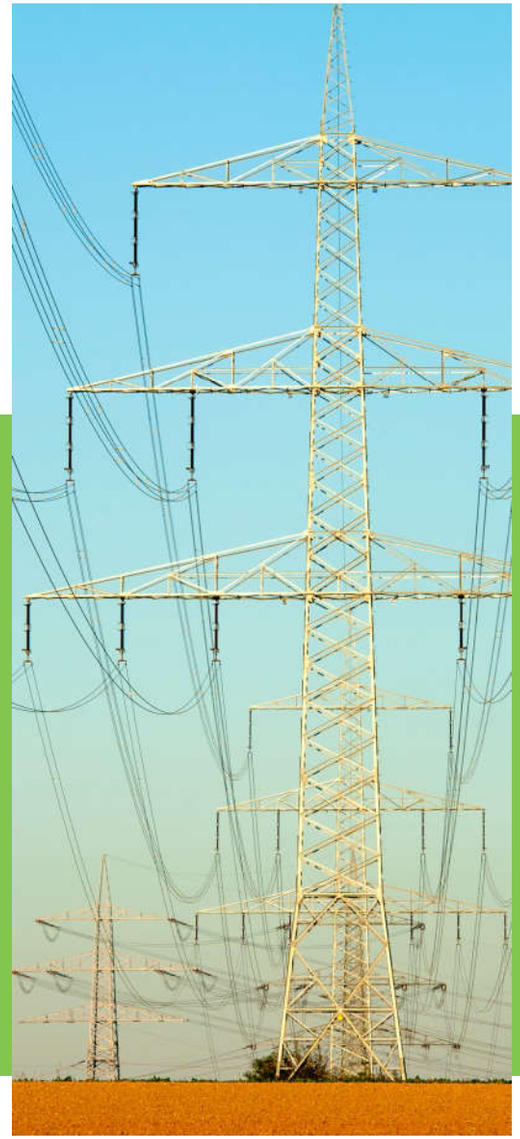
Kiên quyết thực hiện nguyên tắc giá điện phải tính đủ chi phí và có lợi nhuận hợp lý để khuyến khích nhà đầu tư.

04

Quy hoạch điện mang tính ”mềm” hơn, chỉ nêu danh mục những công trình điện quan trọng, những DA đã chuẩn xác, tạo tính linh hoạt trong thực hiện

05

Độ trễ trong đầu tư lưới điện khá lớn nên xem xét sớm chủ trương đầu tư các DA lưới điện từ 2-3 năm



NỘI DUNG CHÍNH

- **Kết quả dự báo phụ tải tới năm 2045**
- **Nhận xét kết quả**

PHẦN III

KẾT QUẢ DỰ BÁO PHỤ TẢI

KẾT QUẢ DỰ BÁO PHỤ TẢI - KB CƠ SỞ

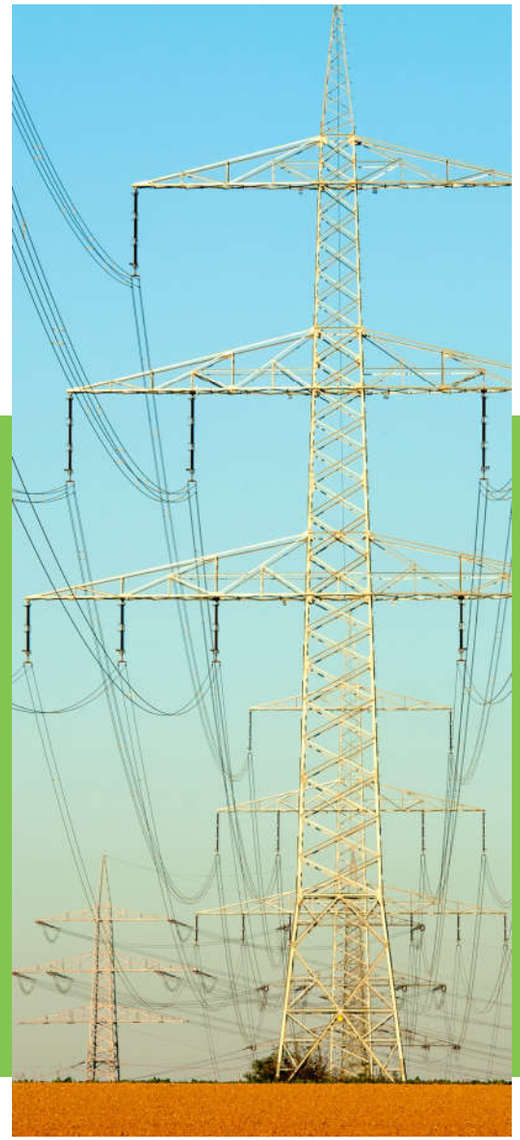
- ☑ *Điện thương phẩm 491 tỷ kWh vào năm 2030 và 877 tỷ kWh vào năm 2045;*
- ☑ *Điện sản xuất 551 tỷ kWh vào năm 2030 và 977 tỷ kWh vào năm 2045;*
- ☑ *Điện thương phẩm sẽ duy trì mức tăng 8,5% giai đoạn 2021-2030 sau đó giảm xuống mức 3,9%/năm giai đoạn 2031-2045.*
- ☑ *Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm giảm xuống mức 1,24 lần vào năm 2030 và sau đó giảm mạnh đến mức 0,46 lần vào năm 2045.*

	Đơn vị	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	**Tỷ đồng**	**3.835.748**	**5.322.152**	**7.265.581**	**9.722.027**	**12.747.353**	**16.651.762**
Công nghiệp - Xây dựng	%	41,0%	42,7%	43,9%	44,7%	45,2%	45,6%
Nông nghiệp - Lâm nghiệp - Thủy sản	%	15,1%	13,0%	11,4%	10,3%	9,4%	8,7%
Thương mại - Dịch vụ	%	43,9%	44,3%	44,6%	45,0%	45,4%	45,7%
Dân số	Triệu người	96.7	101.8	107.1		118.2	124
Tỷ lệ đô thị hóa	%	36.8	40.0	43.1	46.3	49.4	52.6
Điện thương phẩm toàn quốc	GWh	**216830**	**335320**	**491266**	**649372**	**774550**	**877095**
Tổn thất	%	6.6	6.3	6.0	6.0	6.0	6.0
Tự dùng	%	5.4	5.1	4.9	4.7	4.5	4.2
Điện sản xuất	**GWh**	**246370**	**378326**	**551291**	**726996**	**864952**	**977001**
Pmax	**MW**	**38706**	**59389**	**86493**	**113952**	**135596**	**153271**
Tiêu thụ điện đầu người	kWh/người	2243	3294	4588	5770	6554	7076
Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	5,9%	6,8%	6,4%	6,0%	5,6%	5,5%
Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	**%/năm**	**9,9%**	**9,1%**	**7,9%**	**5,7%**	**3,6%**	**2,5%**
Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		1,67	1,35	1,24	0,96	0,64	0,46

KẾT QUẢ DỰ BÁO PHỤ TẢI - KB CAO

- ☑ *Điện thương phẩm 530 tỷ kWh vào năm 2030 và 1,089 tỷ kWh vào năm 2045;*
- ☑ *Điện sản xuất 595 tỷ kWh vào năm 2030 và 1,213 tỷ kWh vào năm 2045;*
- ☑ *Điện thương phẩm sẽ duy trì mức tăng 9,11% giai đoạn 2021-2030 sau đó giảm xuống mức 4,8%/năm giai đoạn 2031-2045.*
- ☑ *Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm giảm xuống mức 1,23 lần vào năm 2030 và sau đó giảm mạnh đến mức 0,52 lần vào năm 2045.*

	Đơn vị	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	3835748	5515078	7806907	10754423	14480268	19433374
Công nghiệp - Xây dựng	%	41.0%	42.9%	44.1%	44.9%	45.4%	45.8%
Nông nghiệp - Lâm nghiệp - Thủy sản	%	15.1%	12.8%	11.2%	10.0%	9.1%	8.4%
Thương mại - Dịch vụ	%	43.9%	44.3%	44.7%	45.1%	45.5%	45.8%
Dân số	Triệu người	96.7	101.8	107.1		118.2	124
Tỷ lệ đô thị hóa	%	36.8	40.0	43.1	46.3	49.4	52.6
Điện thương phẩm toàn quốc	GWh	216830	346573	530533	734690	932005	1089009
Tổn thất	%	6.6	6.3	6.0	6.0	6.0	6.0
Tự dùng	%	5.4	5.1	4.9	4.7	4.5	4.2
Điện sản xuất	GWh	246370	391338	595356	822513	1040784	1213053
Pmax	MW	38706	61357	93343	128791	162904	189917
Tiêu thụ điện đầu người	kWh/người	2243	3405	4954	6528	7887	8785
Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	5.9%	7.5%	7.2%	6.6%	6.1%	6.1%
Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	8.7%	9.8%	8.9%	6.7%	4.9%	3.2%
Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		1.48	1.31	1.23	1.02	0.79	0.52



NỘI DUNG CHÍNH

- Thông số đầu vào của Chương trinh phát triển nguồn điện
- Kết quả Chương trinh phát triển nguồn điện GD tới năm 2045
- So sánh kết quả

PHẦN IV

CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

PHƯƠNG PHÁP LUẬN TÍNH TOÁN CHƯƠNG TRÌNH NGUỒN ĐIỆN

Chi phí đầu tư, O&M, chi phí huy động tổ máy của các loại hình công nghệ: có dự báo xu hướng giảm trong tương lai. Chi phí đất đai, chi phí xử lý tấm pin mặt trời, pin tích năng sau khi kết thúc dự án

Chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải: CO2, SOx, NOx, bụi PM2.5

Chi phí đầu tư truyền tải, O&M và tổn thất truyền tải điện giữa các vùng

Chi phí thiếu hụt điện năng

Chi phí tiêu thụ nhiên liệu

Hàm mục tiêu tối thiểu hóa chi phí của toàn hệ thống có tính đến các ràng buộc

Cơ cấu nguồn điện lựa chọn theo các kịch bản

Các ràng buộc về vận hành hệ thống:
- Các ràng buộc về vận hành của các loại hình công nghệ: hiệu suất, FLHs, thông số huy động tổ máy, chỉ tiêu phát thải, thông số hồ thủy điện, tốc độ gió và biểu đồ công suất điện mặt trời 8760h theo từng vùng, tỉnh…
- Nhu cầu phụ tải, biểu đồ phụ tải 8760h của từng vùng
- Tiêu chí độ tin cậy của hệ thống: LOLE thấp hơn 12h/năm

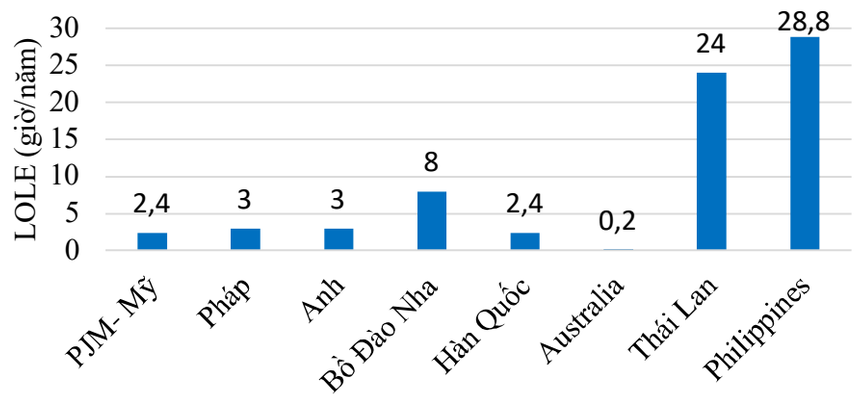
Các ràng buộc về chính sách và giới hạn tiềm năng:
- Mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo, giảm phát thải: theo các kịch bản
- Giới hạn về khai thác năng lượng sơ cấp trong nước, tiềm năng xây dựng các loại hình năng lượng tái tạo cho phát điện.
- Khả năng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng
- Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho phát điện. Tiềm năng quy mô xây dựng các nguồn điện than nhập khẩu, khí nhập khẩu, điện hạt nhân theo từng vùng

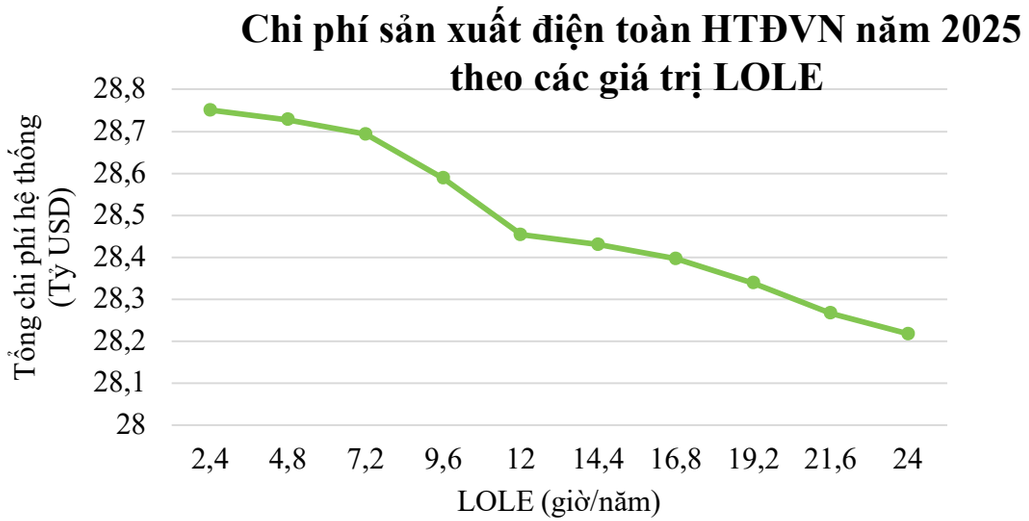
So sánh các kịch bản :
- **Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách**
- **Chi phí sản xuất điện toàn quốc thấp**
- **Mức phát thải ô nhiễm thấp**
- **Khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải thấp**
- **Vấn đề về tăng cường an ninh năng lượng**

Lựa chọn kịch bản đáp ứng hài hòa các chỉ tiêu trên

CÁC CHỈ TIÊU QUY HOẠCH NGUỒN ĐIỆN

1. Tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống





Lựa chọn chỉ tiêu LOLE được coi là một chính sách, phụ thuộc vào chi phí tổn hao khi không đáp ứng đủ điện và các chỉ tiêu phát triển kinh tế vĩ mô

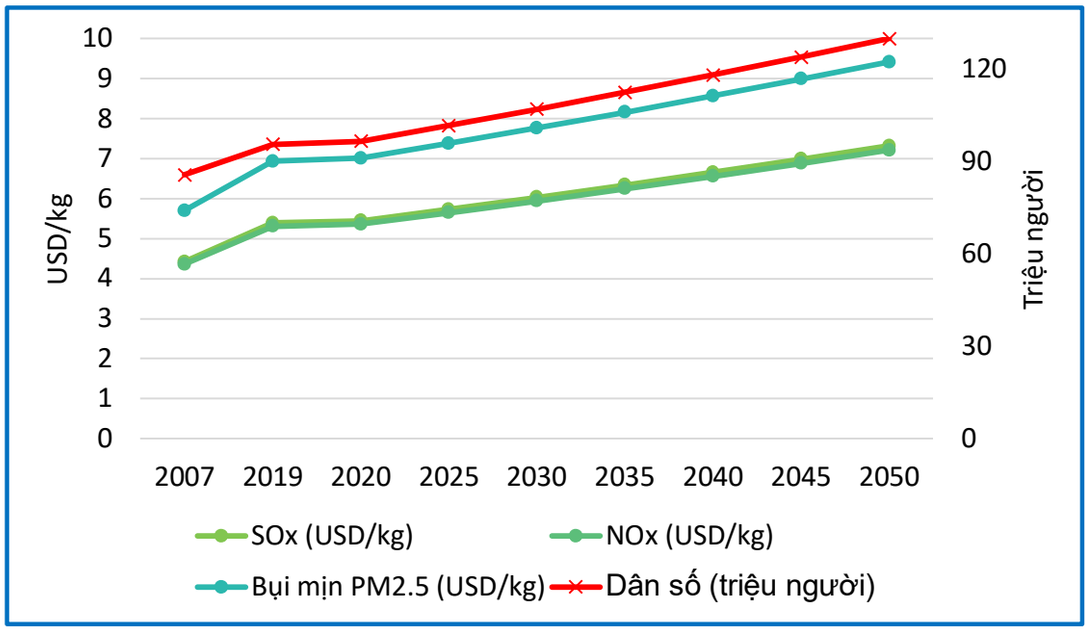
→ **Đề xuất sử dụng LOLE thấp hơn 12 giờ/năm đối với mỗi HTĐ vùng, ~ độ tin cậy 99,86%**

2. Một số yêu cầu công nghệ đối với nhà máy điện:

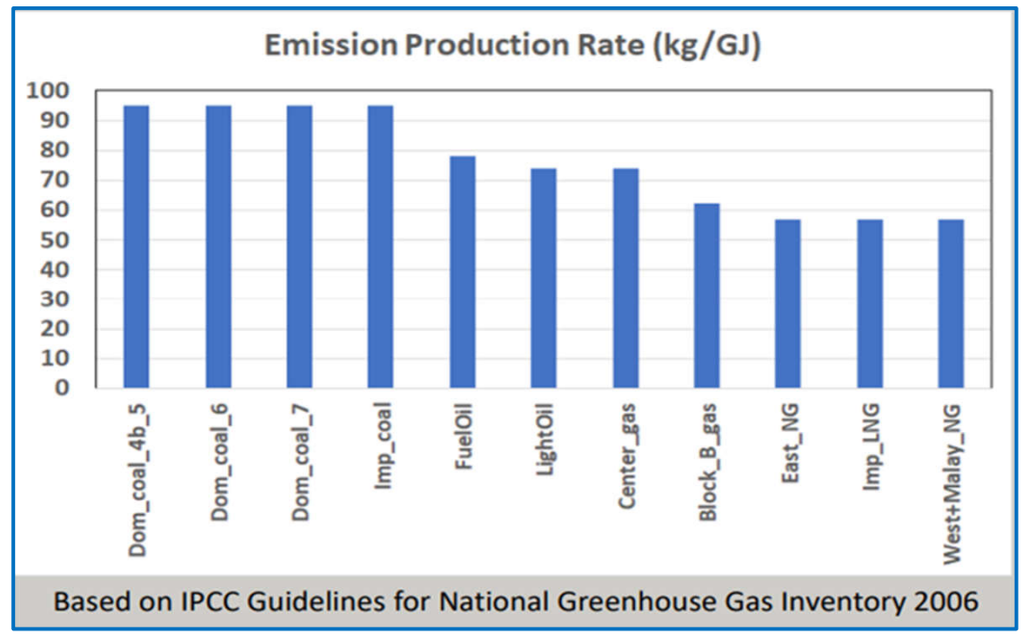
- NĐ than cận tới hạn chỉ được xem xét tiếp tục đầu tư cho các NM sử dụng than nội nếu chất lượng than không thể đốt trong các lò cải tiến hơn
- Đối với than nhập khẩu, GĐ 2021-2025 chỉ XD NĐ than siêu tới hạn trở lên, GĐ 2025-2035 chỉ XD NĐ than trên siêu tới hạn trở lên, sau 2035 chỉ XD NĐ than trên siêu tới hạn cải tiến
- NMNĐ được XD mới và cải tạo đều phải lựa chọn các thiết bị công nghệ mới tăng tính linh hoạt, công nghệ tiên tiến, hiệu suất cao, giảm phát thải đến môi trường. Cần lắp đặt các thiết bị chống ô nhiễm môi trường bổ sung tại các NM hiện trạng

CÁC THÔNG SỐ ĐẦU VÀO CỦA QH NGUỒN ĐIỆN

Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải tại Việt Nam



Nguồn: Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy – ADB, 2007, và Getting Energy Prices Right – from principle to practice – IMF, 2014



Chi phí ngoại sinh từ phát thải CO_2 theo giá thị trường CO_2 là 0,4 USD/tấn (bằng giá trung bình năm 2019)
https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures

- Chi phí xử lý tấm pin năng lượng mặt trời khi kết thúc dự án là 200 Euro/tấn

Nguồn: End_of_life management for Solar PV panels – IRENA, 6/2016

- Chi phí xử lý hóa chất trong pin tích năng Li-Ion: Chi phí thải bỏ chất Lithium – ion: 5000 USD/tấn. Định mức chất thải của pin Li-ion: 0.112 kWh/kg

Nguồn: Phòng thí nghiệm quốc gia Argonne Lab (Mỹ) https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_1006_cost_of_mobile_power

CÁC KỊCH BẢN PT NGUỒN ĐIỆN: NHÓM KB CHÍNH

KB0 **Kịch bản phát triển thông thường:** Phù hợp với QHĐ7ĐC, các loại hình nguồn điện được lựa chọn phát triển hoàn toàn dựa trên cạnh tranh về chi phí, không xét chi phí ngoại sinh (KB0A_QHĐ7HC)

KB1 **Mục tiêu NLTT theo chiến lược PT NLTT và nghị quyết 55-NQ/TW:** đạt 38% năm 2020, 32% - 2030, 40,3%-2045, 43%-2050. Không xét chi phí ngoại sinh (KB1A_CLNLTT), có xét chi phí ngoại sinh (KB1B_CLNLTT)

KB2 **Mục tiêu NLTT tăng tuyến tính và đạt chiến lược vào 2050:** đạt 38% năm 2020, 39% năm 2030, 42% năm 2045, 43% năm 2050**,** không xét chi phí ngoại sinh (KB2A_TNLTT), có xét chi phí ngoại sinh (KB2B_TNLTT)

KB3 **Mục tiêu tăng lượng tái tạo cao:** đạt 38% năm 2020, 42% năm 2030, 48% năm 2045 và 50% năm 2050, không xét chi phí ngoại sinh (KB3A_NLTTC), có xét chi phí ngoại sinh (KB3B_NLTTC)

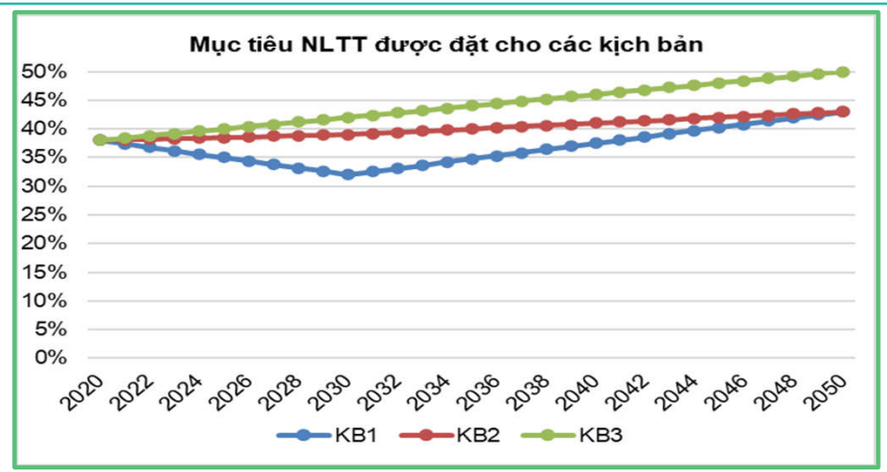
KB4 **Mục tiêu cắt giảm khí nhà kính:** cắt giảm 25% KNK so với KB phát triển thông thường, không xét chi phí ngoại sinh (KB4A_CO2), có xét chi phí ngoại sinh (KB4B_CO2)

KB5 **Không xây dựng thêm nhiệt điện than mới sau 2030:** Mục tiêu NLTT theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh (KB5B_Nonewcoal)

KB6 **Phát triển nguồn điện hạt nhân sau 2035:** đưa chính sách XD điện hạt nhân 1000MW vào 2040 và 5000MW vào 2045. Mục tiêu NLTT theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh (KB6B_Nuclear)

- Mục tiêu NLTT là tỷ lệ điện năng sản xuất từ nguồn NLTT(gồm thủy điện lớn) trong tổng điện năng sản xuất điện toàn quốc
- NQ55_NQ/TW: tỷ lệ nguồn NLTT trong tổng cung NLSC đạt 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045, tương ứng tỷ lệ điện năng của NLTT trong tổng điện năng sản xuất ~ 30% năm 2030 và 40% năm 2045

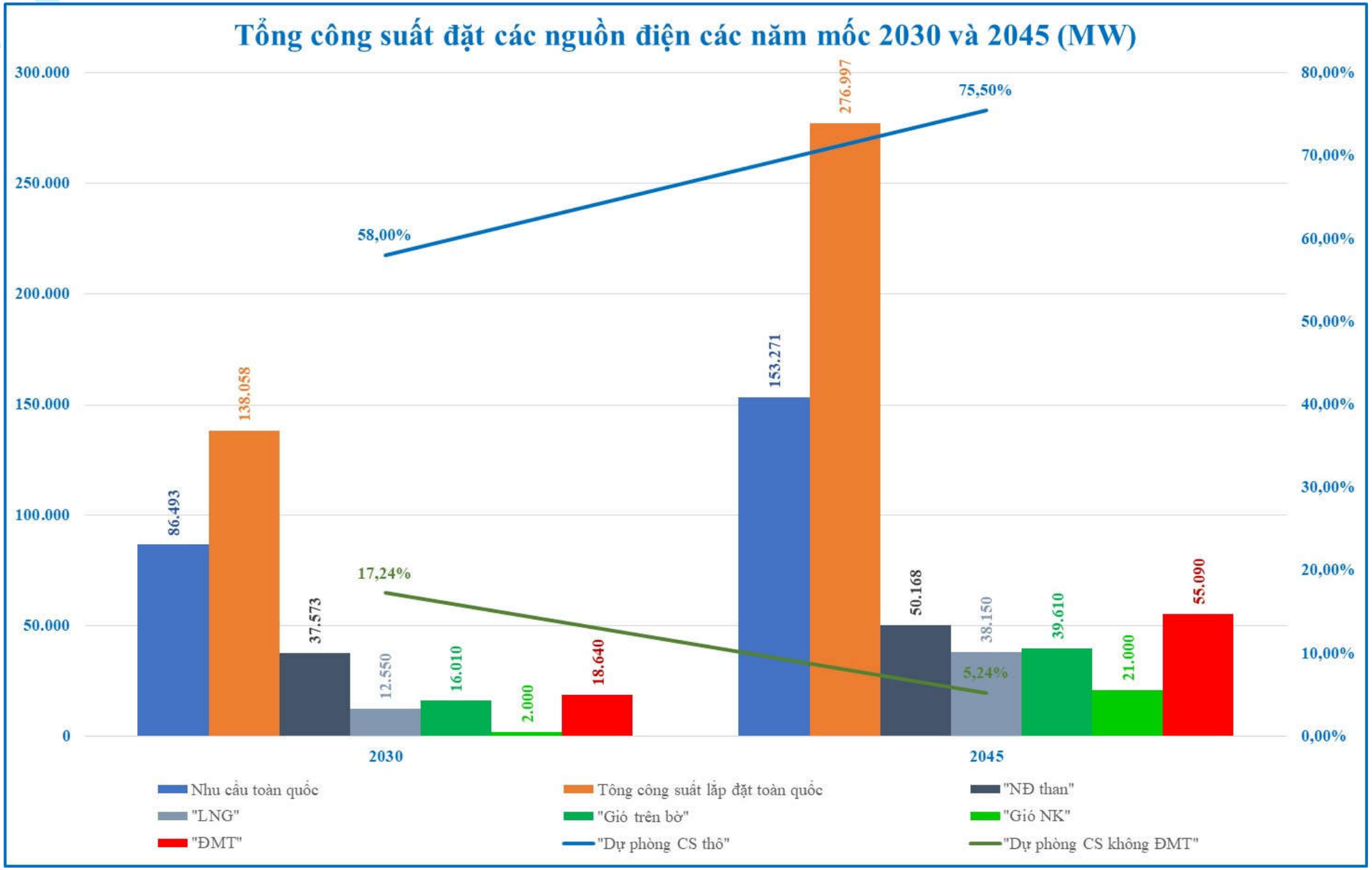
Tính toán 11 KB chính với các thông số đầu vào cơ sở
⇒ Lựa chọn 1 KB cơ sở từ các KB chính



CÔNG SUẤT CÁC NGUỒN ĐIỆN GIAI ĐOẠN TỚI 2045 - PA CƠ SỞ

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu phụ tải (MW)	38706	59389	86493	113952	135596	153271
Tổng công suất đặt (MW)	69168	102564	138060	190788	234213	276998
Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	34.3%	24.6%	17.24%	12.1%	7.2%	5.24%
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	**16961**	17451	16391	**14726**
NĐ than nhập	6150	12932	**20612**	26642	32242	**35442**
TBKHH+NĐ khí nội	7097	9054	10636	7900	7900	7900
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	**12550**	27650	32900	**38150**
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	600	1400	4900	10800	15600
NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
Thuỷ điện	17085	19697	19872	19872	19872	19872
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió	539	11320	**16010**	23110	30910	**39610**
Điện gió offshore (*)	0	0	**2000**	9000	15000	**21000**
Điện mặt trời +áp mái (MW)	16640	17240	**18640**	30290	42340	**55090**
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2050	3150	3860	4510	5310
TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	4500	6000	7800
Nhập khẩu Lào	572	2928	5043	5043	5043	5043
Nhập khẩu khác	700	700	700	700	700	700

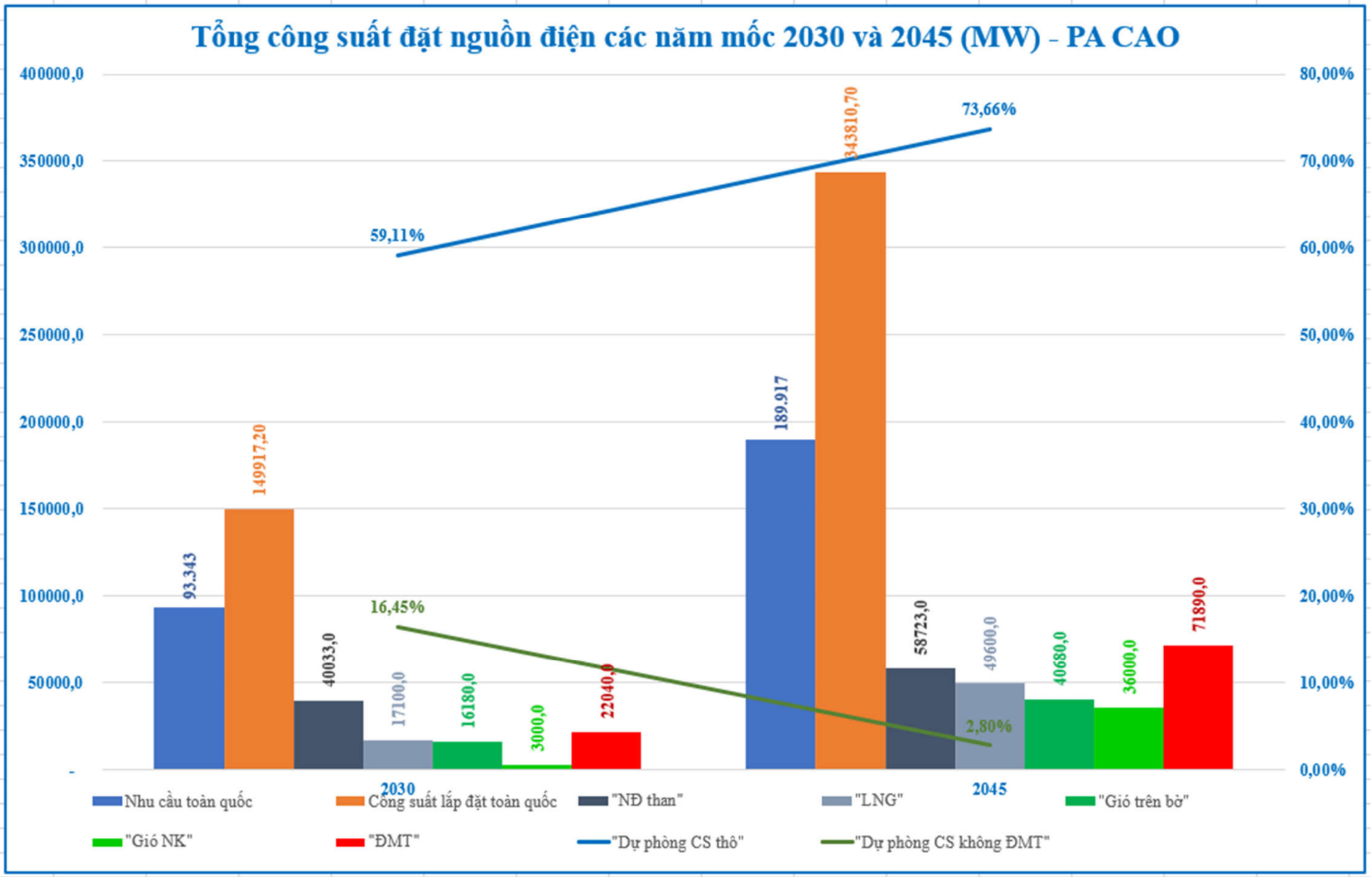
CƠ CẤU MỘT SỐ NGUỒN ĐIỆN CHÍNH CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN - PA CƠ SỞ



CÔNG SUẤT CÁC NGUỒN ĐIỆN GIAI ĐOẠN TỚI 2045 - PA CAO

Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu phụ tải (MW)	**38706**	**61357**	**93343**	**128791**	**162904**	**189917**
Tổng công suất đặt (MW)	**69168**	**106054**	**149819**	**220907**	**287822**	**343812**
Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	**29.8%**	**20.6%**	**16.45%**	**12.0%**	**8.6%**	**2.8%**
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	**16961**	17451	17121	**14961**
NĐ than nhập	6150	12932	**23072**	33302	39762	**43762**
TBKHH+NĐ khí nội	7097	10104	10636	7900	7900	7900
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
TBKHH sử dụng LNG mới	0	2700	17100	32300	42850	49600
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	900	1600	8100	17300	21600
NĐ+TBK dầu	1933	898	138	0	0	0
Thuỷ điện	17085	19697	19872	19872	19872	19872
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió	539	12280	**16080**	25880	34980	**40680**
Điện gió offshore (*)	0	0	**3000**	11000	23000	**36000**
Điện mặt trời +áp mái (MW)	16640	18140	**22040**	40290	55940	**71890**
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2330	3230	3800	4450	5250
TĐ tích năng+pin tích năng	0	0	1200	5400	9300	15800
Nhập khẩu Lào	572	2928	5042	5042	5042	5042
Nhập khẩu khác	700	700	700	700	700	700

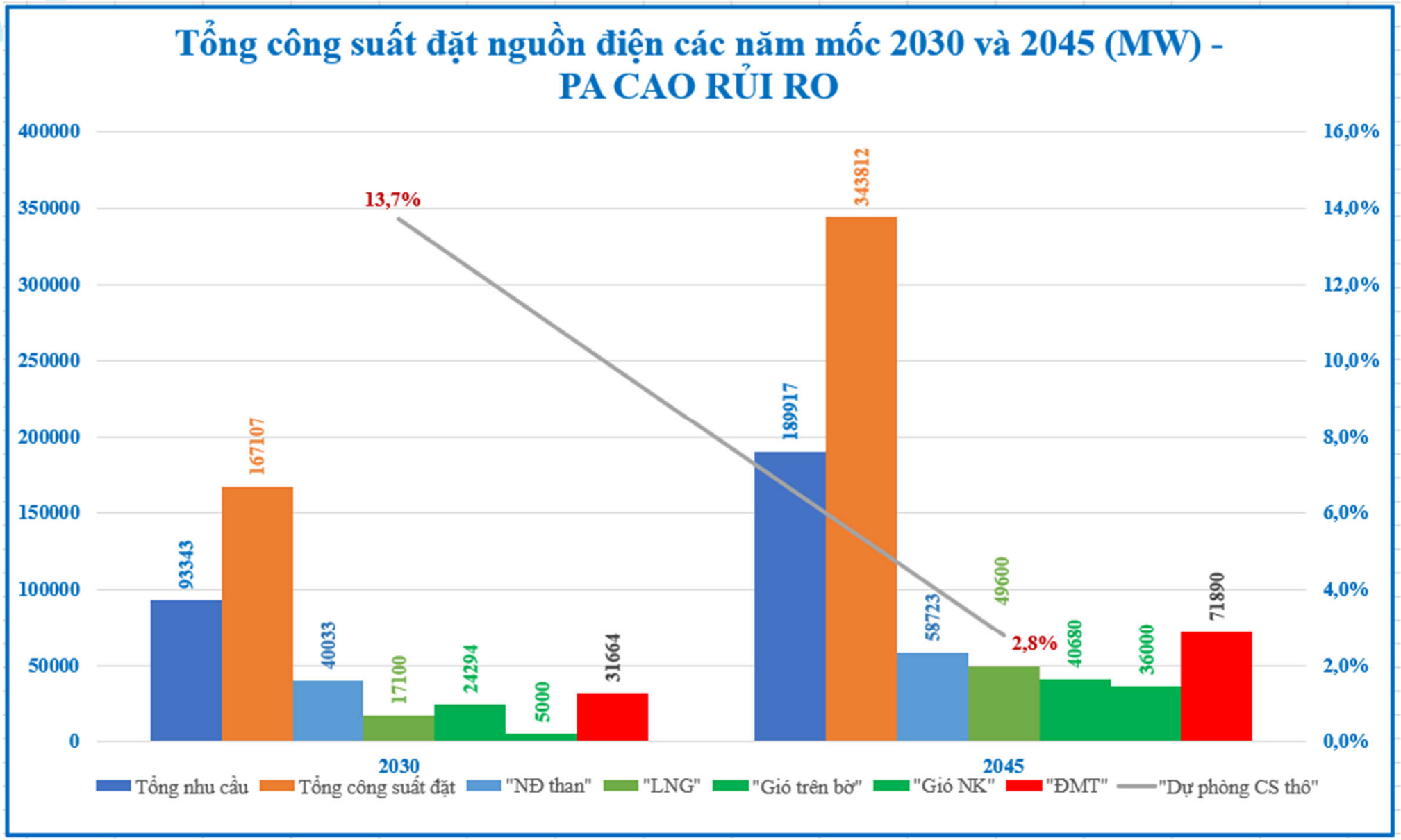
CƠ CẤU MỘT SỐ NGUỒN ĐIỆN CHÍNH CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN - PA CAO



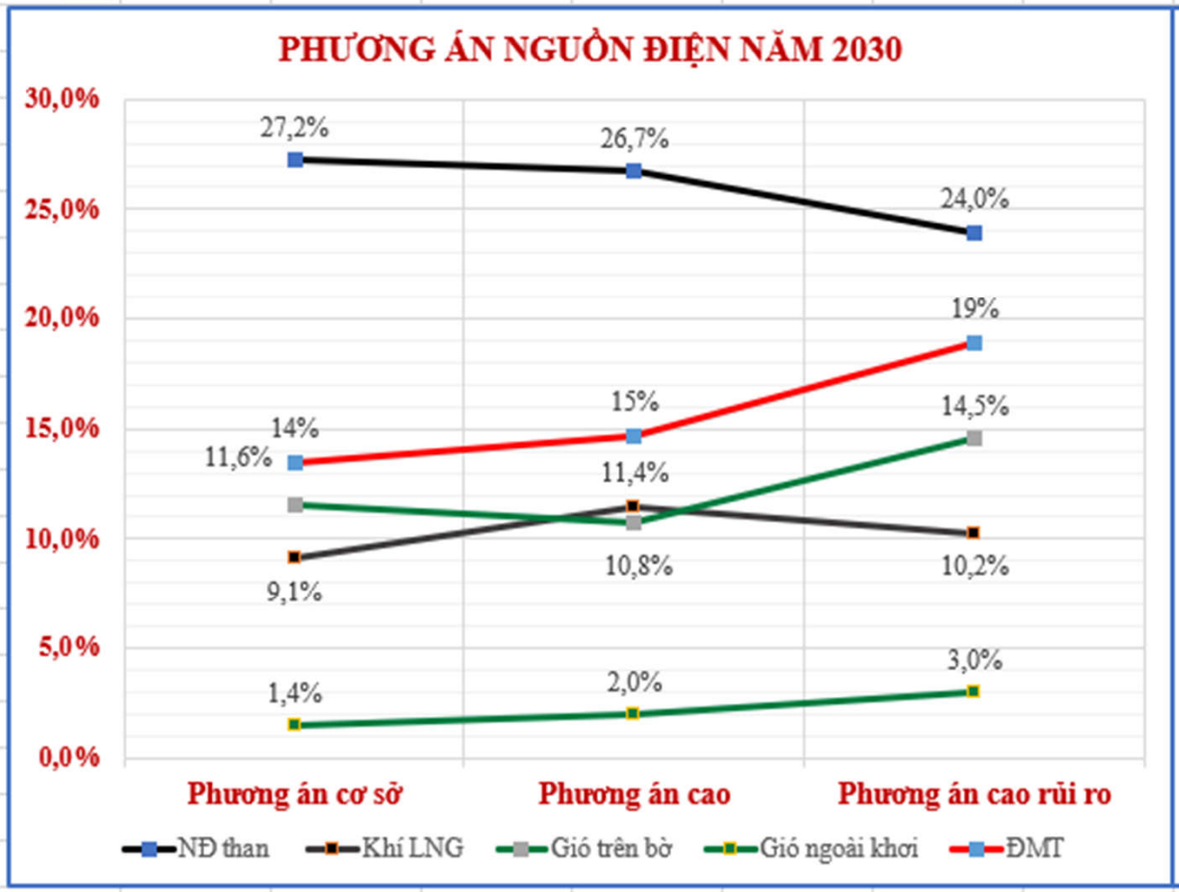
CÔNG SUẤT CÁC NGUỒN ĐIỆN GIAI ĐOẠN TỚI 2045 - PA CAO RỦI RO

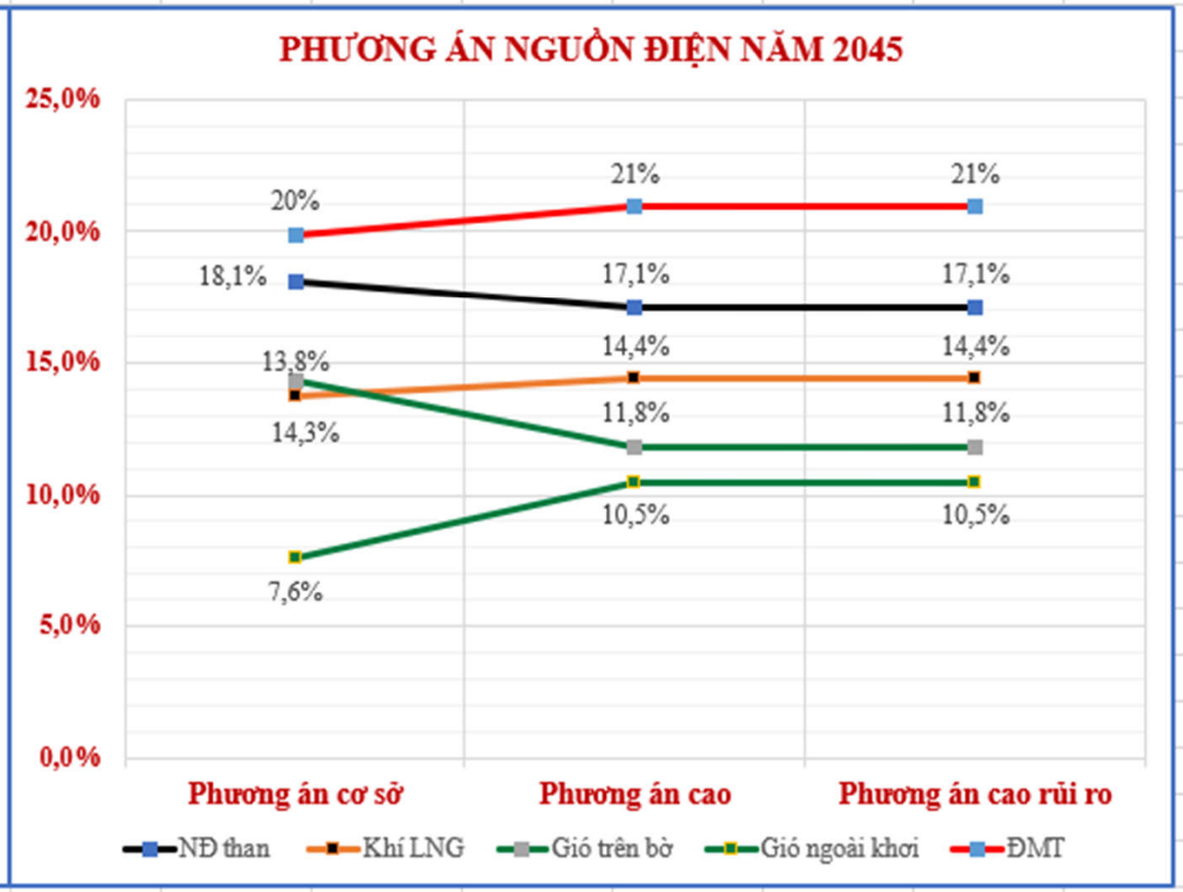
Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nhu cầu phụ tải (MW)	**38706**	**61357**	**93343**	**128791**	**162904**	**189917**
Tổng công suất đặt (MW)	**69168**	**118403**	**167107**	**223807**	**288322**	**343812**
Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	**34.3%**	**20.1%**	**13.7%**	**12.1%**	**6.8%**	**2.8%**
Trong đó:						
NĐ than nội	14281	16841	16961	17451	17121	14961
NĐ than nhập	6150	12932	23072	33302	39762	43762
TBKHH+NĐ khí nội	7097	6294	6886	7900	7900	7900
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	0	803	4147	4569	4104	4854
TBKHH sử dụng LNG mới	0	1500	17100	32300	42850	49600
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	1200	1900	8100	17300	21600
NĐ+TBK dầu	1933	1558	138	0	0	0
Thuỷ điện	17086	19698	19873	19873	19873	19873
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	3600	4800	5000	5300	5500	5900
Điện gió	539	18480	24294	26080	34980	40680
Điện gió offshore (*)	0	0	5000	11000	23000	36000
Điện mặt trời +áp mái (MW)	16640	26240	31664	42390	56440	71890
Điện sinh khối và NLTT khác	570	2330	3230	3800	4450	5250
TĐ tích năng+pin tích năng	0	2100	2100	6000	9300	15800
Nhập khẩu Lào	572	2928	5042	5042	5042	5042
Nhập khẩu khác	700	700	700	700	700	700

CƠ CẤU MỘT SỐ NGUỒN ĐIỆN CHÍNH CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN - PA CAO RỦI RO



TỈ LỆ CÔNG SUẤT ĐẶT MỘT SỐ NGUỒN ĐIỆN CHÍNH THEO CÁC PHƯƠNG ÁN



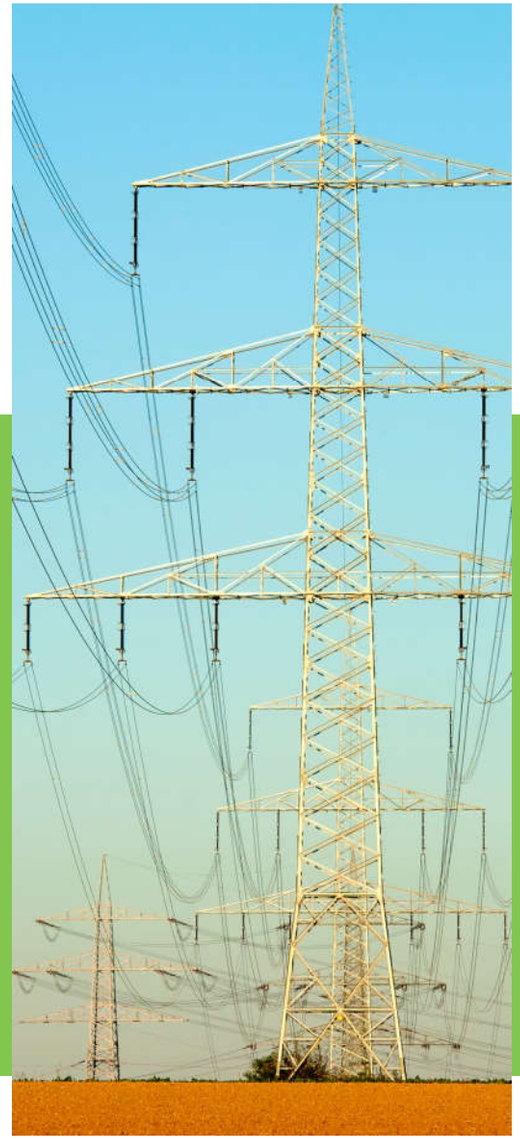


NHIÊN LIỆU CHO PHÁT ĐIỆN

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
1. KB Phụ tải cơ sở						
Than trong nước (triệu tấn)	33.9	36.0	40.1	40.1	40.1	40.1
Than nhập khẩu (triệu tấn)	12.4	28.3	46.6	63.7	74	74.8
Khí trong nước (tỷ m3)	7.9	9.8	10.4	7.7	7.7	7.7
LNG nhập khẩu (triệu tấn)	0.0	1.9	10.2	21.1	26.9	32.0
2. KB Phụ tải cao						
Than trong nước (triệu tấn)	33.9	36.0	40.1	40.1	40.1	40.1
Than nhập khẩu (triệu tấn)	12.5	29.6	51.6	75.5	90.2	96.1
Khí trong nước (tỷ m3)	8.0	10.3	10.8	7.7	7.7	7.7
LNG nhập khẩu (triệu tấn)	0.0	2.2	13.0	24.1	33.7	42.5

MỘT SỐ NHẬN XÉT CỦA CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN

- Các nguồn NLTT sẽ chủ yếu phát triển tại khu vực miền Trung và miền Nam.
- Sau năm 2025, các nguồn điện linh hoạt sẽ rất cần thiết cho hệ thống để đảm bảo phủ đỉnh và dự phòng cho điện gió và mặt trời. Cần có cơ chế về giá công suất dự phòng cho các nguồn điện linh hoạt, để đảm bảo khả năng tài chính cho loại nguồn này.
- Do việc phát triển NLTT tại KV miền Nam, khiến nhu cầu truyền tải ra miền Bắc sẽ tăng cao từ năm 2025, đặc biệt là truyền tải **trên các liên kết từ Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ**
- Mặc dù điện năng phát điện của điện mặt trời đặt tại miền Bắc không được cao như miền Nam, tuy nhiên điện mặt trời lại có thể đáp ứng tốt phần phụ tải đỉnh ban ngày, giảm nhu cầu truyền tải từ miền Nam ra miền Bắc, **cần xem xét cơ chế khuyến khích đầu tư điện mặt trời quy mô lớn và áp mái riêng cho KV Bắc Bộ**.
- Các nhà máy nhiệt điện sẽ có Tmax hàng năm thấp hơn so với truyền thống khi phát triển NLTT quy mô lớn (gió và mặt trời): Nhiệt điện than đạt 5000-6000h, TBKHH đạt 4500-5000h/năm. Các NMNĐ XDM và cải tạo cần được lựa chọn công nghệ mới tăng cường tính linh hoạt.
- Việc cắt giảm NLTT với tỷ lệ vừa phải là bình thường đối với hệ thống tích hợp NLTT quy mô lớn ***(tỷ lệ cắt giảm trên thế giới khoảng 2-4% tổng điện năng NLTT là chấp nhận được)***: với cơ cấu nguồn QH tỷ lệ cắt giảm theo tính toán mô hình là 1-3,4%



NỘI DUNG CHÍNH

- Thông số đầu vào của Chương trinh phát triển lưới điện
- Kết quả Chương trinh phát triển lưới điện GD tới năm 2045
- So sánh kết quả

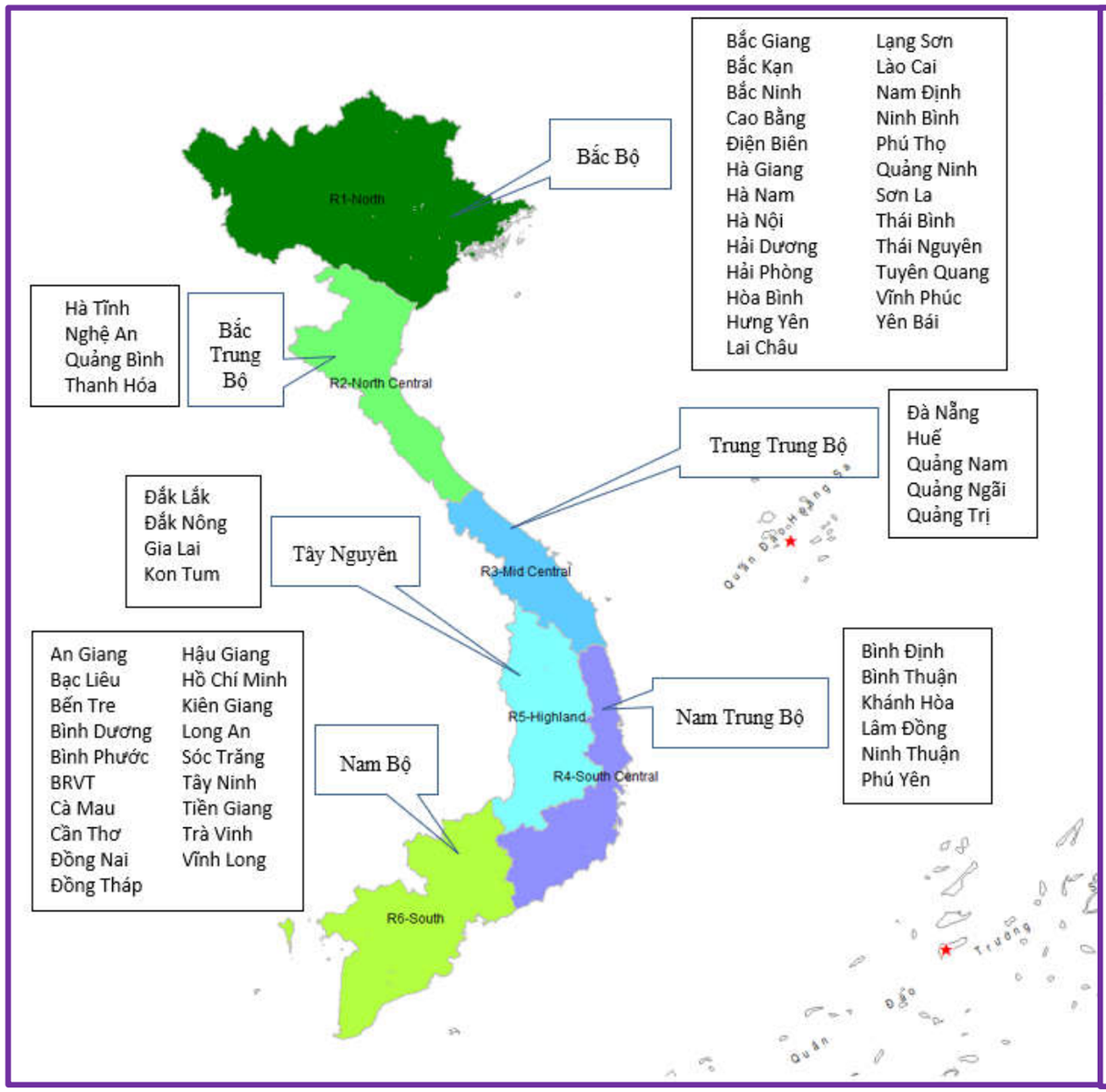
PHẦN V

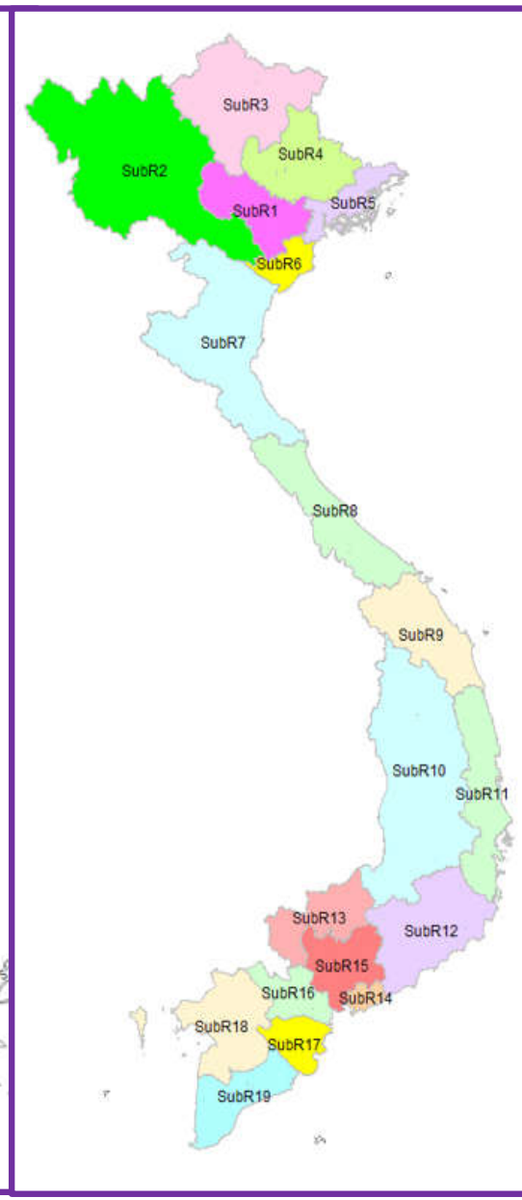
CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN

CÁC CHỈ TIÊU CHÍNH THIẾT KẾ LƯỚI TRUYỀN TẢI

- Lưới điện truyền tải chính (Main Grid) đáp ứng tiêu chí N-1
- Lưới truyền tải tại một số thành phố lớn, mật độ phụ tải cao (như Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh) đáp ứng tiêu chí N-2
- Lưới điện truyền tải giải tỏa công suất nguồn điện truyền thống (NĐ Than, NĐ Tua bin khí, thủy điện lớn) đáp ứng tiêu chí N-1
- Lưới truyền tải giải tỏa cụm nguồn NLTT (điện gió, điện mặt trời): đáp ứng tiêu chí N-0 và N-1 hệ thống.

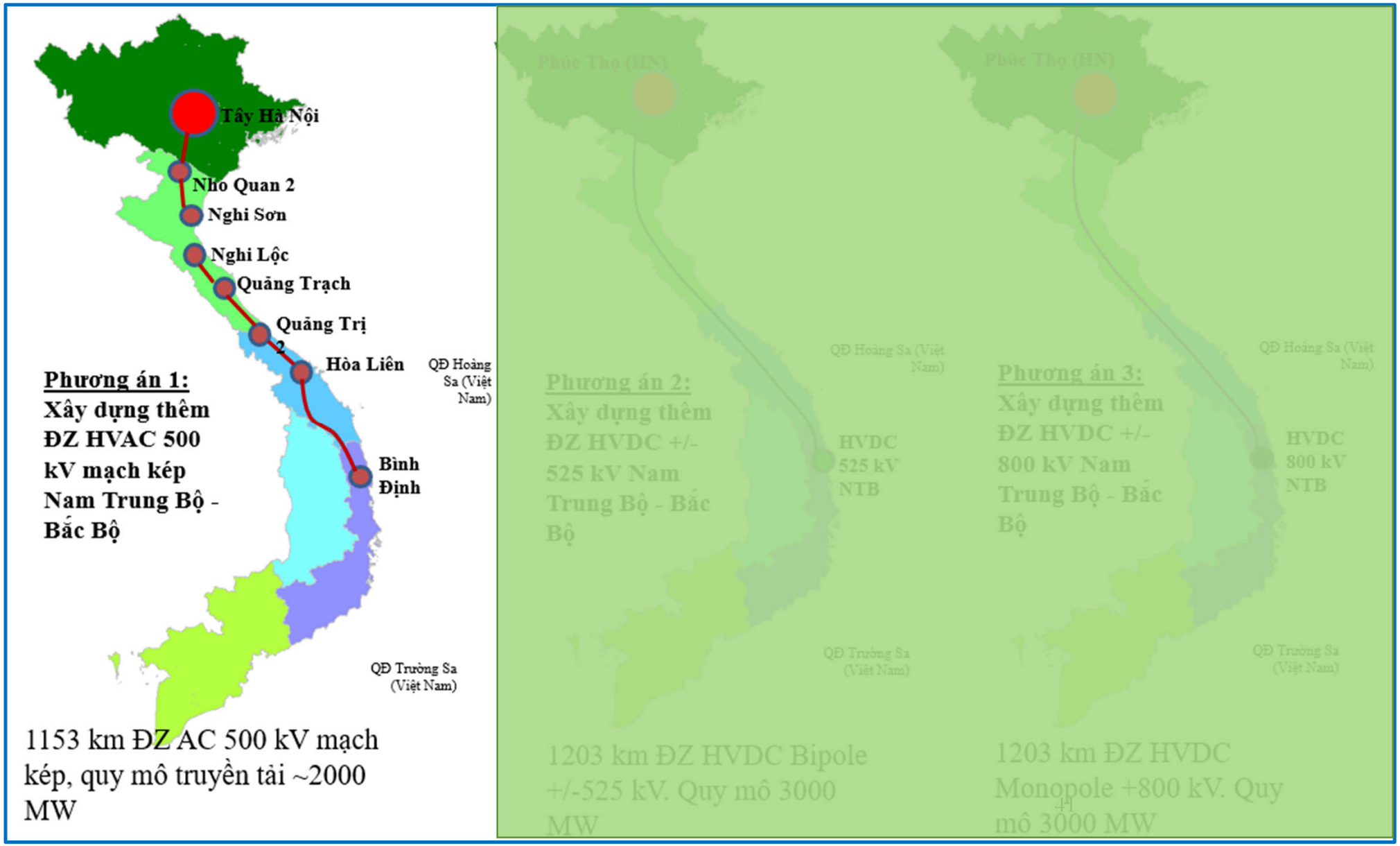
PHÂN VÙNG HỆ THỐNG ĐIỆN ĐỂ TK LƯỚI TRUYỀN TẢI





Tỉnh-TP	Tiểu vùng	Tỉnh-TP	Tiểu vùng
Hà Nội	1	Đà Nẵng	9
Hưng Yên	1	Quảng Nam	9
Hà Nam	1	Quảng Ngãi	9
Phú Thọ	1	Kon Tum	10
Vĩnh Phúc	1	Gia Lai	10
Bắc Ninh	1	Đắk Lắk	10
Lào Cai	2	Đắk Nông	10
Yên Bái	2	Bình Định	11
Lai Châu	2	Phú Yên	11
Điện Biên	2	Khánh Hòa	11
Sơn La	2	Ninh Thuận	12
Hòa Bình	2	Bình Thuận	12
Hà Giang	3	Lâm Đồng	12
Cao Bằng	3	Bình Phước	13
Bắc Kạn	3	Tây Ninh	13
Tuyên Quang	3	BRVT	14
Lạng Sơn	4	Hồ Chí Minh	15
Thái Nguyên	4	Bình Dương	15
Bắc Giang	4	Đồng Nai	15
Hải Phòng	5	Long An	16
Hải Dương	5	Tiền Giang	16
Quảng Ninh	5	Vĩnh Long	17
Nam Định	6	Bến Tre	17
Thái Bình	6	Trà Vinh	17
Ninh Bình	6	Đồng Tháp	18
Thanh Hóa	7	An Giang	18
Nghệ An	7	Kiên Giang	18
Hà Tĩnh	7	Cần Thơ	18
Quảng Bình	8	Hậu Giang	18
Quảng Trị	8	Sóc Trăng	19
Huế	8	Bạc Liêu	19
		Cà Mau	19

PHƯƠNG ÁN TĂNG CƯỜNG TRUYỀN TẢI NAM TRUNG BỘ - BẮC BỘ (KB PHỤ TẢI CƠ SỞ)



PHƯƠNG ÁN TRUYỀN TẢI LIÊN VÙNG NAM TRUNG BỘ - BẮC BỘ (KB PHỤ TẢI CƠ SỞ)

- ✓ Phương án 1 HVAC 500 kV có chi phí đầu tư thấp nhất và chi phí hiện tại hóa thấp nhất do tận dụng được một số hạ tầng truyền tải hiện có.
- ✓ Các phương án 2, 3 HVDC có vốn đầu tư cao hơn. tuy nhiên, ưu điểm là dung lượng truyền tải lớn hơn.
- ✓ Phương án HVDC 800 kV có thể nâng cấp lên dung lượng 6000 MW với hành lang tuyến không đổi.

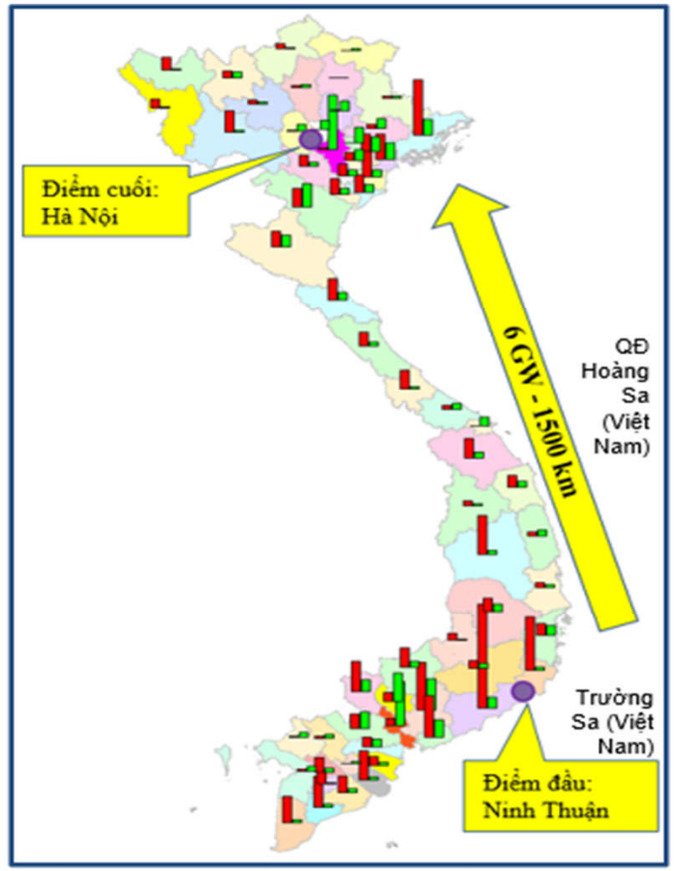
Chi phí	Đơn vị	Phương án 1 (HVAC 500 kV)	Phương án 2 (HVDC 525 kV)	Phương án 3 (HVDC 800 kV)
Chi phí ĐZ	Mil. USD	968	775	1133
Chi phí trạm	Mil. USD	111	578	496
Tổng Vốn đầu tư	Mil. USD	1080	1353	1629
% Vốn đầu tư	%	100%	125%	151%
Chi phí hiện tại hóa (NPV)	Mil. USD	1120	1199	1603
% Chi phí Hiện tại hóa	%	100%	107%	143%

- ✓ **Đề xuất xem xét phương án 1 là phương án nâng cấp Hệ thống truyền tải 500 kV Nam Trung bộ - Bắc bộ: Xây dựng mới khoảng 1200 km đường dây xoay chiều HVAC 500 kV và các trạm bù trên dọc tuyến đường dây.**
- ✓ **Đường dây sẽ được phân kỳ thực hiện thành 2 GĐ: 2026-2030 (liên kết Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ - 400km) và 2031-2035 (liên kết Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ - 800km)**

SO SÁNH PHƯƠNG ÁN XD TĂNG CƯỜNG TRUYỀN TẢI NAM TRUNG BỘ - BẮC BỘ (KB PHỤ TẢI CƠ SỞ)

Trường hợp phát triển toàn bộ các nguồn LNG mới được bổ sung QHĐ7ĐC tại miền Nam, tổng CS LNG đến 2030 (gồm cả Sơn Mỹ) tại MN là 16,4GW. Khi đó cần giảm nguồn ĐGNK 3GW tại Nam Trung Bộ vào 2030 so với KB chọn.

=> Truyền tải Nam Trung Bộ - Bắc Bộ đạt 20-25 tỷ kWh/năm giai đoạn 2028-2032. Công suất truyền tải ra Bắc sẽ đạt 6000 MW



Phương án 1: HVAC 500 kV

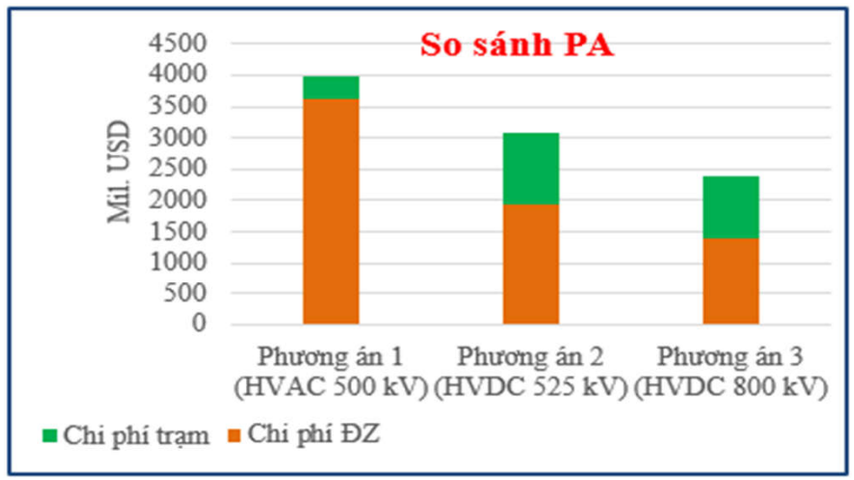
Diện tích hành lang tuyến 14.400 Ha

Phương án 2: HVDC +/- 525 kV

Diện tích hành lang tuyến 8.400 Ha.

Phương án 3: UHVDC +/- 800 kV

Diện tích hành lang tuyến 5.850 Ha.



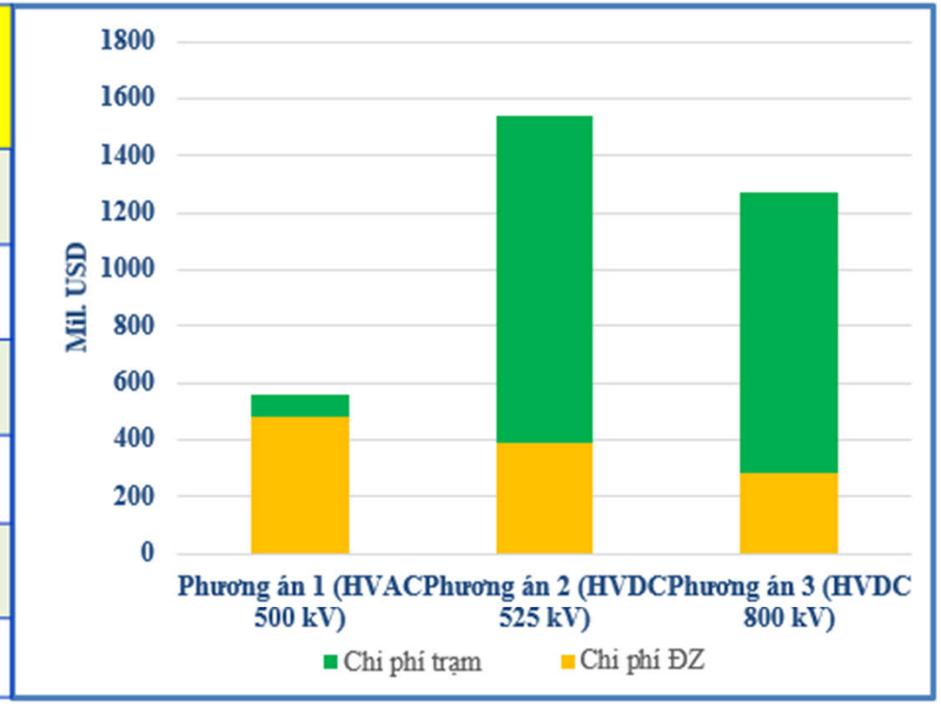
- ✓ Giải pháp HVDC có lợi thế về chi phí do vốn đầu tư thấp và tổn thất truyền tải thấp hơn
- ✓ Phương án 3: Vốn đầu tư thấp nhất, chi phí hiện tại hóa chỉ bằng 44% PA 1; hành lang chiếm đất thấp nhất (khoảng 5850 ha), bằng 40% so với PA1.

Nếu phát triển mạnh nguồn điện ở MN như PA nguồn trên, cần XD DZ UHVDC từ năm 2028

Chi phí	Đơn vị	Phương án 1 (HVAC 500 kV)	Phương án 2 (HVDC 525 kV)	Phương án 3 (UHVDC 800 kV)
Tổng Vốn đầu tư	Mil. USD	3979	3088	2405
% Vốn đầu tư	%	100%	78%	60%
Chi phí hiện tại hóa (NPV)	Mil. USD	4129	3112	1827
% Chi phí Hiện tại hóa	%	100%	75%	44%

PHƯƠNG ÁN PHÁT TRIỂN LƯỚI TRUYỀN TẢI MIỀN TÂY - MIỀN ĐÔNG NAM BỘ

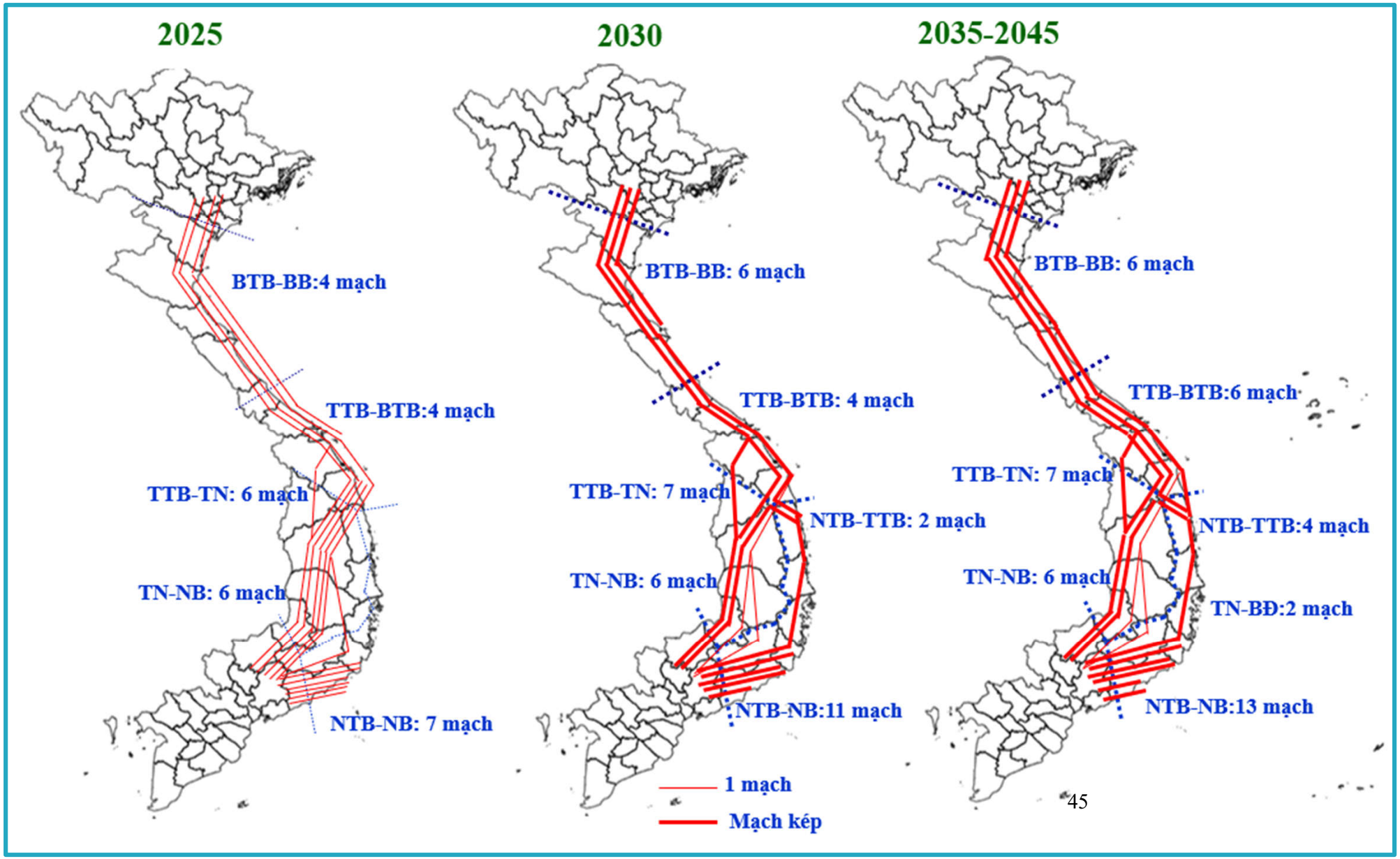
Chi phí	Đơn vị	Phương án 1 (HVAC 500 kV)	Phương án 2 (HVDC 525 kV)	Phương án 3 (HVDC 800 kV)
Chi phí ĐZ	Mil. USD	483	386	283
Chi phí trạm	Mil. USD	74	1156	992
Tổng Vốn đầu tư	Mil. USD	557	1542	1275
% Vốn đầu tư	%	100%	277%	229%
Chi phí hiện tại hóa	Mil. USD	578	1492	1077
% Chi phí Hiện tại hóa	%	100%	258%	186%



- ✓ Do khoảng cách truyền tải ngắn (300 km), dung lượng truyền tải 6000 MW, PA sử dụng đường dây truyền tải xoay chiều AC 500 kV vẫn mang lại hiệu quả kinh tế tốt hơn các PA HVDC. PA sử dụng công nghệ HVDC có chi phí đầu tư cao gấp từ 2,2 đến 2,7 lần.
- ✓ Tổn thất truyền tải tuy thấp hơn nhưng các phương án HVDC vẫn có chi phí hiện tại hóa cao gấp 1,8 - 2,5 lần phương án HVAC.

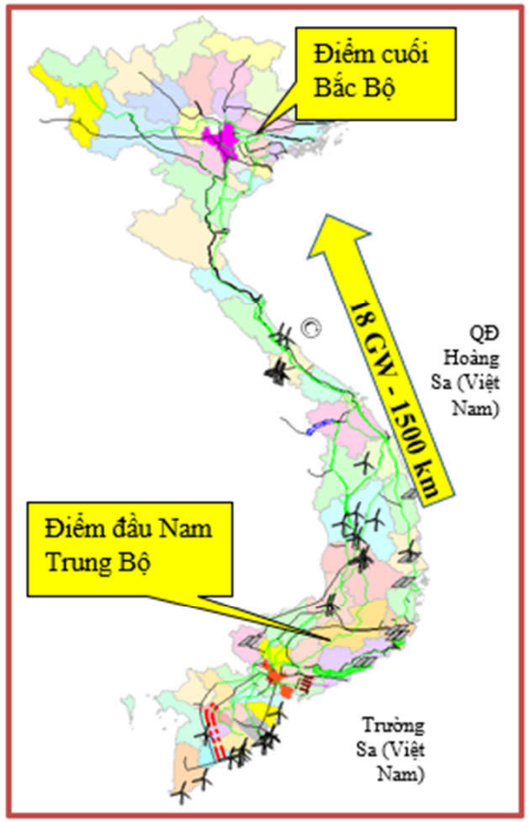
Vậy, kiến nghị giải pháp truyền tải cho cụm nguồn tiểu vùng 19 (các tỉnh Cà Mau, Bạc Liêu, Sóc Trăng) là thông qua các đường dây truyền tải xoay chiều 500 kV truyền thống

QUY MÔ TRUYỀN TẢI LIÊN VÙNG THEO KỊCH BẢN CHỌN - PHỤ TẢI CƠ SỞ



QUY MÔ TRUYỀN TẢI LIÊN VÙNG THEO KỊCH BẢN CHỌN - PHỤ TẢI CƠ SỞ

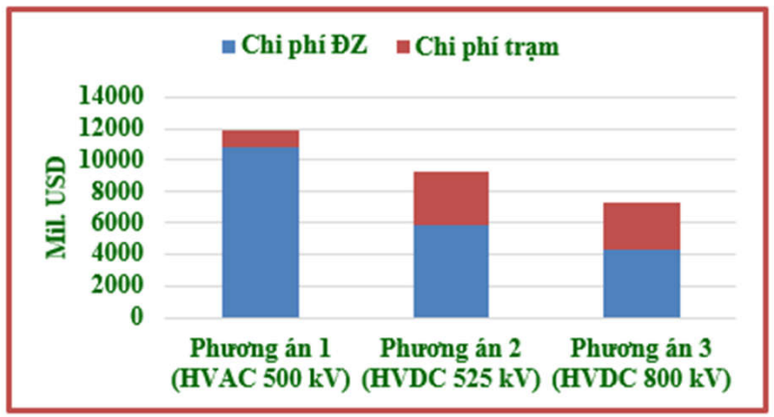
Trường hợp phân bổ nguồn cao tại Miền Trung và Miền Nam - phụ tải tăng trưởng theo kịch bản cao, lượng công suất đặt nguồn LNG Miền Trung và Miền Nam tăng 19,6 GW so với phương án phân bổ nguồn tối ưu. Ngược lại, nguồn LNG Miền Bắc giảm 12,7 GW, NĐ than nhập khẩu Miền Bắc giảm 12,4 GW => **Truyền tải Nam Trung Bộ - Bắc Bộ vào khoảng 18.000 MW**



Phương án 1: HVAC 500 kV

Phương án 2: HVDC +/- 525 kV

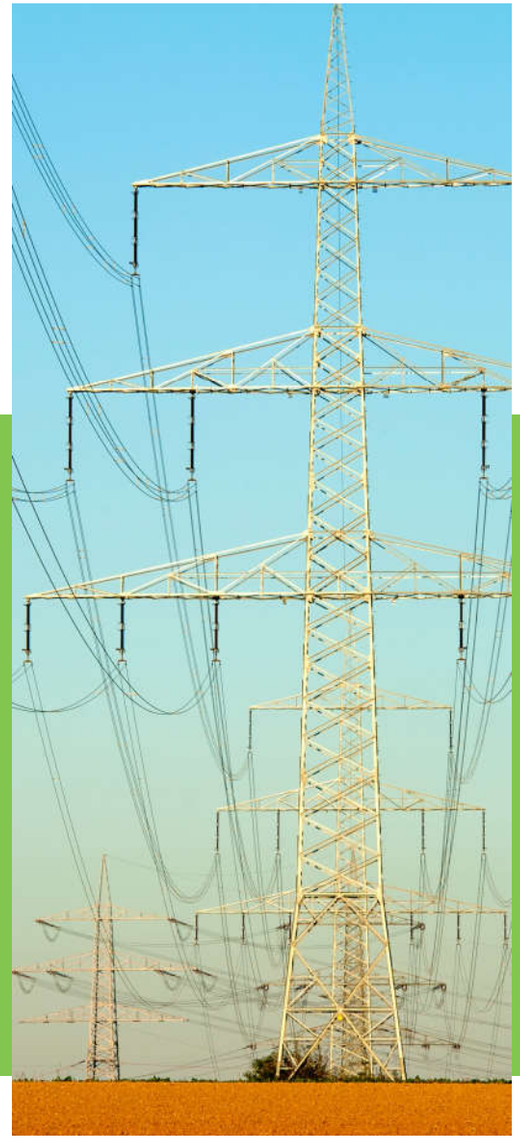
Phương án 3: UHVDC +/- 800 kV



- Giải pháp HVDC có lợi thế về chi phí do vốn đầu tư thấp và tổn thất truyền tải thấp hơn
- Phương án 3: Vốn đầu tư phương án 3 thấp nhất
- **Trường hợp phân bổ nguồn cao tại MT và MN, cần nghiên cứu xây dựng thêm hệ thống các ĐZ 1 chiều UHVDC từ các vị trí phát triển nguồn tập trung tại miền Trung và Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ.**
- **Các nguồn tăng thêm tại Bắc Trung Bộ thay thế nguồn Bắc Bộ cũng cần nghiên cứu xây dựng thêm DZ truyền tải xoay chiều về Bắc Bộ.**

MỘT SỐ KẾT LUẬN & KIẾN NGHỊ

1. Hệ thống truyền tải xương sống 500-220 kV trong giai đoạn 2021-2030 tầm nhìn đến năm 2045 có thể đáp ứng tốt nhu cầu truyền tải của các loại nguồn điện nhất là NLTT để cung cấp điện cho các trung tâm phụ tải.
2. Lưới điện truyền tải giai đoạn 2021-2030 và định hướng phát triển đến 2045 được xây dựng có mục tiêu chủ yếu là truyền tải nguồn NLTT. Do đó, khối lượng xây dựng lưới truyền tải rất phụ thuộc vào chính sách phát triển NLTT quốc gia như chính sách phát triển ĐMT, điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi.
3. Khối lượng đầu tư LTT lớn (gấp 2 lần quy mô đầu tư hiện nay), nhưng hệ số sử dụng lưới điện NLTT thấp hơn các loại nguồn truyền thống, thời gian hoàn vốn lâu hơn, khó đáp ứng các chỉ tiêu kinh tế thông thường. Do đó, cần có cơ chế về phí truyền tải phù hợp để tái đầu tư lưới điện với tỷ trọng cao NLTT.
4. Cần thực hiện thêm nhiều nhiên cứu chuyên sâu để nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện, giảm thiểu các rủi ro về an toàn hệ thống do sự bất định của NLTT như điện mặt trời, điện gió: nghiên cứu ứng dụng các loại công nghệ tích trữ năng lượng, DSM, NMĐ ảo, …



NỘI DUNG CHÍNH

- Quan điểm rà soát, hoàn thiện Quy hoạch điện VIII
- Kết quả rà soát chương trinh phát triển điện lực tới năm 2045
- So sánh kết quả

PHẦN VI

QUY HOẠCH ĐIỆN VIII

LẦN TRÌNH THÁNG

10/2021

QUAN ĐIỂM CHỈ ĐẠO SAU TỜ TRÌNH 1682/TTR-BCT

CHỈ ĐẠO MỚI CỦA CHÍNH PHỦ SAU KHI BCT TRÌNH QHĐ VIII LẦN 1

Nâng cao khả năng tự chủ năng lượng của đất nước; Đặt lợi ích quốc gia dân tộc lên trên hết; giá điện hợp lý, tránh lãng phí nguồn lực

Rà soát quy mô phát triển nguồn điện; cơ cấu nguồn điện tới 2030; không để dự phòng không hợp lý, quy mô 167.000 MW năm 2030. Tuân thủ đúng NQ 55-NQ/TW của BCT

Cân bằng cao nhất cung cầu nộ vùng; giảm thiểu truyền tải xa, điều chỉnh hợp lý quy hoạch nguồn điện đã có

Chỉ sử dụng lưới điện liên kết 500 kV hiện có và đang đầu tư xây dựng

Tiêu chí đánh giá dự án quan trọng; quy mô và phân bố không gian các nguồn điện LNG

Rà soát toàn diện các nguồn điện đã có trong QHĐ VII đc (kể cả các dự án được bs quy hoạch chính thức)

Rà soát lại hiện trạng HTĐ, năng lực của HTĐ quốc gia; kn cung ứng điện tối đa khi có và không có ràng buộc truyền tải

Quy mô hệ thống điện hợp lý theo từng thời kỳ, giá bán điện hợp lý, nâng cao sức cạnh tranh của nền kinh tế

MỤC TIÊU ĐỀ RA KHI RÀ SOÁT QUY HOẠCH ĐIỆN VIII

CHỈ ĐẠO MỚI CỦA CHÍNH PHỦ SAU KHI BCT TRÌNH QHĐ VIII LẦN 1

- Giảm tổng CS đặt nguồn điện → giảm tổng vốn đầu tư toàn xã hội
- Tăng cường nhập khẩu điện từ Lào
- Xem xét tuân thủ tối đa tổng công suất nguồn điện theo NQ 55-NQ//TW (tới 2030 khoảng 130 GW)
- Lưu ý các nguồn điện đã được bổ sung quy hoạch, đưa vào vận hành trước năm 2030
- Hạn chế tối đa phát triển lưới điện truyền tải, ko xây dựng lưới điện liên miền giai đoạn 2021-2030 → giảm quỹ đất cho PTĐL

KẾT QUẢ RÀ SOÁT - PHỤ TẢI ĐIỆN

	Năm	2025	2030	2035	2040	2045
	KẾT QUẢ DỰ BÁO CỦA QUY HOẠCH ĐIỆN VIII					
I	**Điện thương phẩm (tỷ kWh)**					
	Kịch bản thấp	325,0	458,9	580,1	672,2	733,3
	Kịch bản cơ sở	335,0	491,2	651,3	779,7	886,9
	Kịch bản cao	346,6	530,4	736,9	938,3	1.101,1
II	**Công suất cực đại (GW)**					
	Kịch bản thấp	57,6	80,8	101,9	117,8	128,4
	Kịch bản cơ sở	59,3	86,5	114,3	136,5	155,0
	Kịch bản cao	61,4	93,3	128,8	162,9	189,9
III	**Điện sản xuất (tỷ kWh)**					
	Kịch bản thấp	366,9	515,0	647,5	745,6	807,8
	Kịch bản cơ sở	378,3	551,3	727,0	864,9	977,0
	Kịch bản cao	391,3	595,4	822,5	1.040,8	1.213,1

PHỤ TẢI ĐIỆN KHÔNG THAY ĐỔI SO VỚI LẦN TRÌNH CHÍNH PHỦ T3/2021

QUY MÔ NGUỒN ĐIỆN CỦA KB PHỤ TẢI CƠ SỞ

TT	Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045
1	**Tổng nhu cầu (MW)**	**59389**	**86493**	**113952**	**135596**	**153271**
2	**Tổng công suất đặt (MW)**	**102590**	**130384**	**179739**	**222191**	**261951**
	(P lắp đặt - Pmax)/Pmax (%)	72,7%	50,7%	57,7%	63,9%	70,9%
	Tỷ lệ dự phòng trừ gió mặt đất, mặt trời	**24,4%**	**15,4%**	**18,4%**	**18,8%**	**19,6%**
	NĐ than	29429	40649	50699	50699	50699
	TBKHH+NĐ khí nội+chuyển dùng LNG	9857	14783	14783	14783	14783
	TBKHH sử dụng LNG mới	3500	12550	23900	33700	39050
	Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	0	0	4200	8100
	NĐ+TBK dầu	760	0	0	0	0
	Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	25323	25498	27767	28567	29077
	Điện gió	11458	11958	17148	22110	27110
	Điện gió offshore	0	0	5500	13000	21000
	Điện mặt trời (gồm cả ĐMT mái nhà)	17240	18640	27640	38940	51540
	Điện sinh khối và NLTT khác	1170	1170	3260	4650	5250
	Nguồn lưu trữ	0	1200	3300	4800	6600
	Nhập khẩu	3853	3937	5743	6743	8743
3	**Tỷ trọng cơ cấu nguồn**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
	NĐ than	***28,7%***	***31,2%***	***28,2%***	***22,8%***	***19,4%***
	TBKHH+NĐ khí nội+dầu	10,3%	11,3%	8,2%	6,7%	5,6%
	TBKHH sử dụng LNG	3,4%	9,6%	13,3%	15,2%	14,9%
	Thuỷ điện	24,7%	19,6%	15,4%	12,9%	11,1%
	Điện gió	***11,2%***	***9,2%***	***12,6%***	***15,8%***	***18,4%***
	Điện mặt trời	***16,8%***	***14,3%***	***15,4%***	***17,5%***	***19,7%***
	Điện sinh khối và NLTT khác	***1,1%***	***0,9%***	***1,8%***	***2,1%***	***2,0%***
	Nguồn lưu trữ, nguồn linh hoạt LNG (ICE, SCGT)	0,0%	0,9%	1,8%	4,1%	5,6%
	Nhập khẩu	3,8%	3,0%	3,2%	3,0%	3,3%

QUY MÔ NGUỒN ĐIỆN CỦA KB PHỤ TẢI CAO

TT	Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045
1	**Tổng nhu cầu (MW)**	**61357**	**93343**	**128791**	**162904**	**189917**
2	**Tổng công suất đặt (MW)**	**105265**	**143839**	**209598**	**274950**	**329610**
	(P lắp đặt - Pmax)/Pmax (%)	71,60%	54,10%	62,70%	68,80%	73,60%
	Tỷ lệ dự phòng trừ gió mặt đất, mặt trời	21,90%	17,70%	18,00%	20,60%	22,80%
	NĐ than	29429	40649	50699	50699	50699
	TBKHH+NĐ khí nội+chuyển dùng LNG	9857	14783	14783	14783	14783
	TBKHH sử dụng LNG mới	3500	17150	31050	45750	55000
	Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	0	450	3600	12100	19000
	NĐ+TBK dầu	760	0	0	0	0
	Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	25323	25498	28767	29567	30077
	Điện gió	11958	11958	21858	28020	32720
	Điện gió offshore	0	2000	8500	22000	36000
	Điện mặt trời (gồm cả ĐMT mái nhà)	18540	22040	35740	50540	63640
	Điện sinh khối và NLTT khác	1170	1170	3560	4650	5250
	Nguồn lưu trữ	0	2400	3300	6600	11400
	Nhập khẩu	4728	5742	7742	10242	11042
3	**Tỷ trọng cơ cấu nguồn**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
	NĐ than	***28,0%***	***28,3%***	***24,2%***	***18,4%***	***15,4%***
	TBKHH+NĐ khí nội+dầu	10,1%	10,3%	7,1%	5,4%	4,5%
	TBKHH sử dụng LNG	**3,3%**	**11,9%**	**14,8%**	**16,6%**	**16,7%**
	Thuỷ điện	24,1%	17,7%	13,7%	10,8%	9,1%
	Điện gió	***11,4%***	***9,7%***	***14,5%***	***18,2%***	***20,8%***
	Điện mặt trời	***17,6%***	***15,3%***	***17,1%***	***18,4%***	***19,3%***
	Điện sinh khối và NLTT khác	***1,1%***	***0,8%***	***1,7%***	***1,7%***	***1,6%***
	Nguồn lưu trữ, nguồn linh hoạt LNG (ICE, SCGT)	0,0%	2,0%	3,3%	6,8%	9,2%
	Nhập khẩu	4,5%	4,0%	3,7%	3,7%	3,4%

SO SÁNH CÔNG SUẤT ĐẶT NGUỒN ĐIỆN VỚI PA T3/2021 (PA CƠ SỞ)

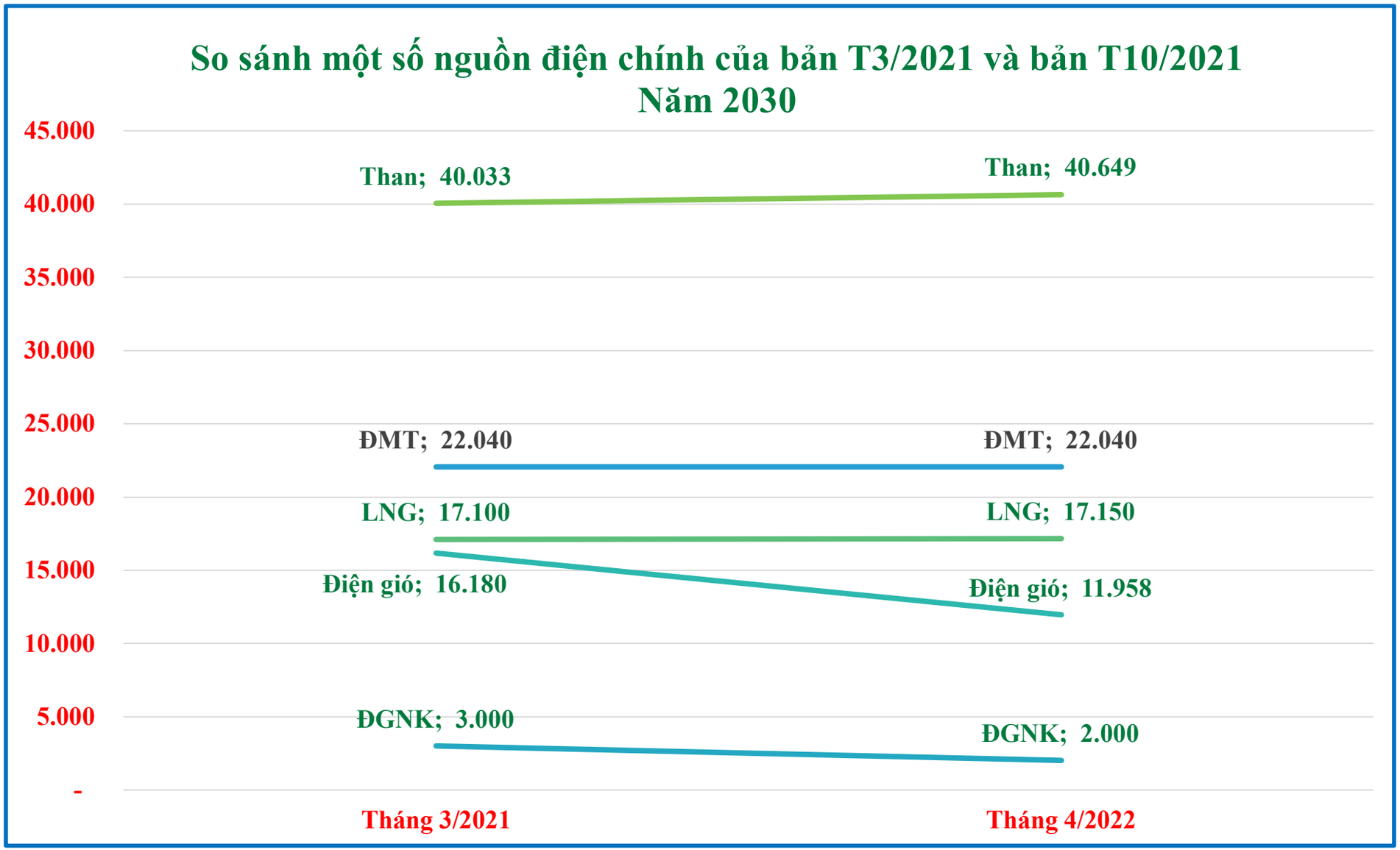
Chỉ tiêu/năm	2030		2045		Chênh lệch công suất đặt sau rà soát	
	Công suất đặt theo Tờ trình T3/2021	Công suất đặt sau khi rà soát	Công suất đặt theo Tờ trình T3/2021	Công suất đặt sau khi rà soát	2030	2045
Tổng công suất lắp đặt toàn quốc	**138058**	**130371**	**276997**	**261951**	**-7688**	**-15046**
Nhiệt điện than	37573	40649	50168	50699	**3076**	**531**
TBKHH + nhiệt điện khí nội + nhiệt điện khí nội chuyển dùng LNG	14783	14783	12754	14783	**0**	**2029**
Tuabin khí sử dụng LNG mới	12550	12550	38150	39050	**0**	**900**
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE + SCGT)	1400	0	15600	8100	**-1400**	**-7500**
Nhiệt điện + Tuabin khí dầu	138	138	0	0	**0**	**0**
Thủy điện (cả thủy điện nhỏ)	24872	25484	25772	29077	**612**	**3305**
Điện gió	16010	11820	39610	27110	**-4190**	**-12500**
Điện gió offshore	2000	0	21000	21000	**-2000**	**0**
Điện mặt trời (gồm cả ĐMT mái nhà)	18640	18640	55090	51540	**0**	**-3550**
Điện sinh khối và NLTT khác	3150	1170	5310	5250	**-1980**	**-60**
Thủy điện tích năng/Nguồn lưu trữ	1200	1200	7800	6600	**0**	**-1200**
Nhập khẩu	5743	3937	5743	8743	**-1806**	**3000**
Xuất khẩu	200	200	200	200	**0**	**0**

SO SÁNH CÔNG SUẤT ĐẶT NGUỒN ĐIỆN VỚI PA T3/2021 (PA CAO)

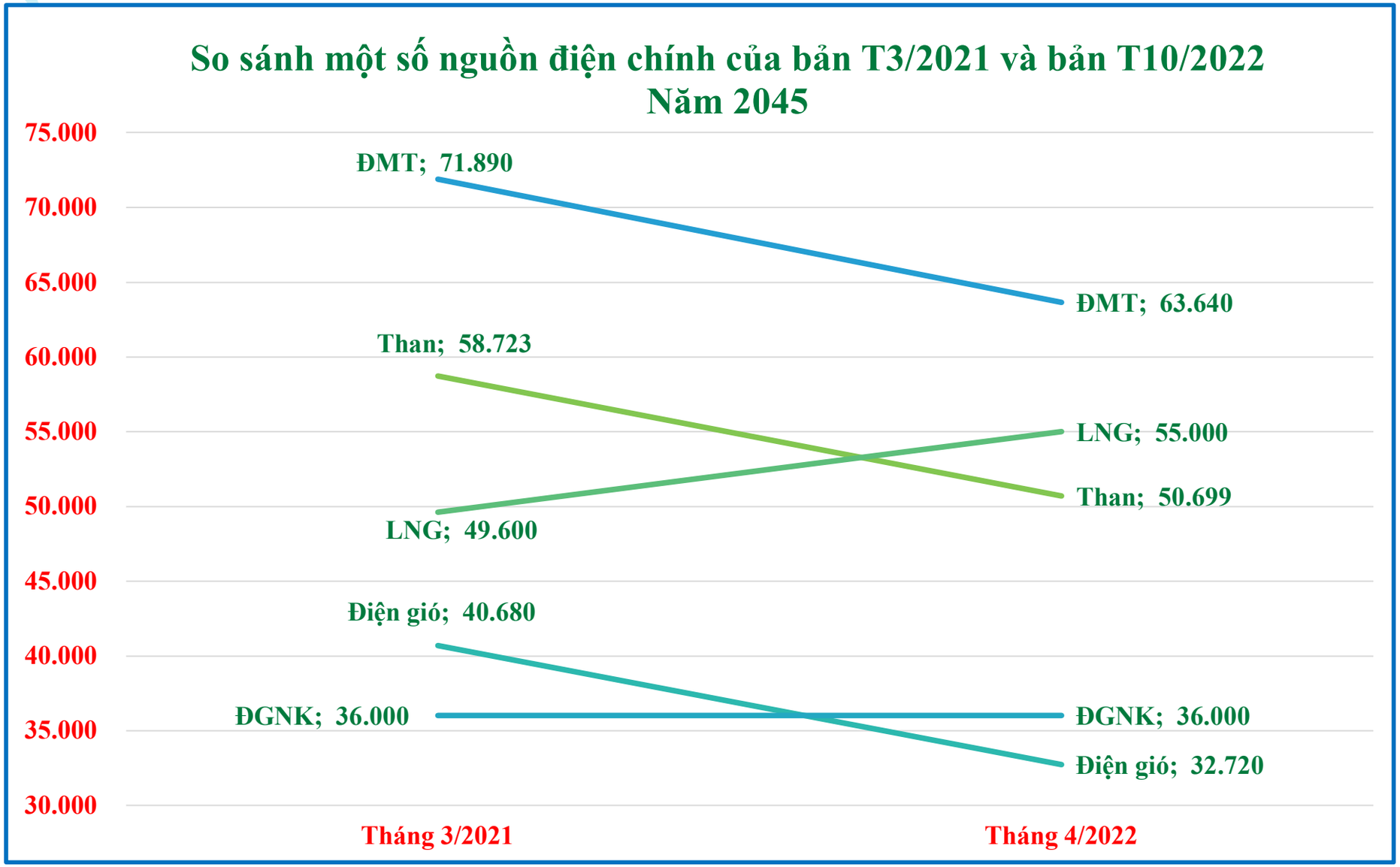
Chỉ tiêu/năm	2030		2045		Chênh lệch công suất đặt sau rà soát	
	Công suất đặt theo Tờ trình T3/2021	Công suất đặt sau khi rà soát	Công suất đặt theo Tờ trình T3/2021	Công suất đặt sau khi rà soát	2030	2045
Tổng công suất lắp đặt toàn quốc	**149817**	**143839**	**343811**	**329610**	**-5978**	**-14201**
Nhiệt điện than	40033	40649	58723	50699	**616**	**-8024**
TBKHH + nhiệt điện khí nội + nhiệt điện khí nội chuyển dùng LNG	14783	14783	12754	14783	**0**	**2029**
Tuabin khí sử dụng LNG mới	17100	17150	49600	55000	**50**	**5400**
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE + SCGT)	1600	450	23600	19000	**-1150**	**-4600**
Nhiệt điện + Tuabin khí dầu	138	0	0	0	**-138**	**0**
Thủy điện (cả thủy điện nhỏ)	24872	25498	25772	30077	**626**	**4305**
Điện gió	16080	11958	40680	32720	**-4122**	**-7960**
Điện gió offshore	3000	2000	36000	36000	**-1000**	**0**
Điện mặt trời (gồm cả ĐMT mái nhà)	22040	22040	71890	63640	**0**	**-8250**
Điện sinh khối và NLTT khác	3230	1170	5250	5250	**-2060**	**0**
Thủy điện tích năng/Nguồn lưu trữ	1200	2400	13800	11400	**1200**	**-2400**
Nhập khẩu	5742	5742	5742	11042	**0**	**5300**
Xuất khẩu	200	200	200	200	**0**	**0**

SO SÁNH KẾT QUẢ PHƯƠNG ÁN T3/2021 VÀ T10/2021 - PT CAO NĂM 2030

- **Chỉ có ĐG phải giảm công suất phát để đảm bảo Tổng công suất theo yêu cầu**



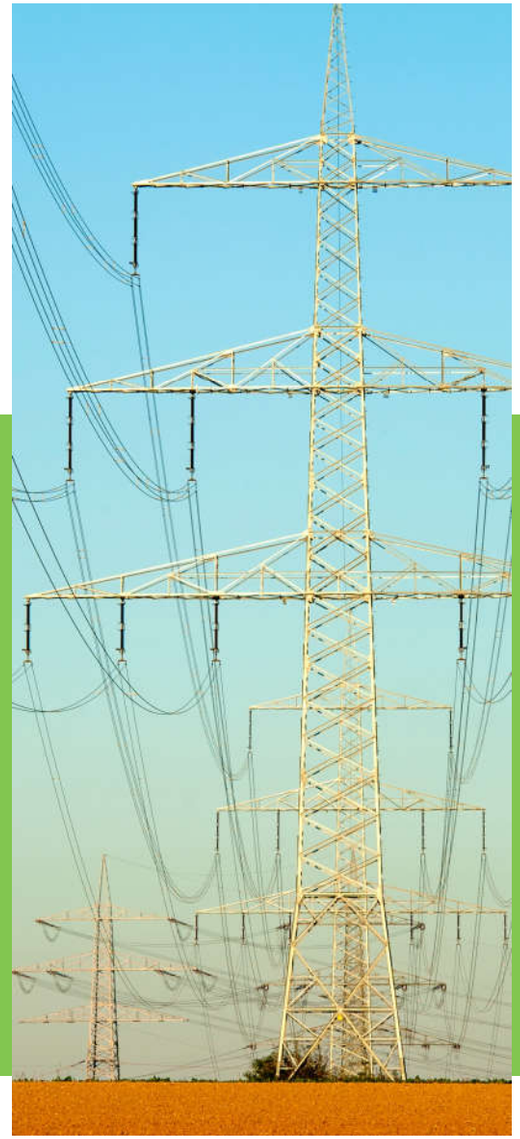
SO SÁNH KẾT QUẢ PHƯƠNG ÁN T3/2021 VÀ T10/2021 - PT CAO NĂM 2045



SO SÁNH VỐN ĐẦU TƯ LƯỚI ĐIỆN VỚI PA T3/2021

- **Vốn đầu tư**: Đối với phụ tải cơ sở **giảm được gần 12 tỷ USD** cho giai đoạn 2021 – 2030 và **giảm khoảng 8,6 tỷ USD** cho giai đoạn 2031- 2045. Đối với phụ tải cao, giảm tương ứng là **13,2 tỷ USD** và **14,4 tỷ USD** cho các giai đoạn 2021-2030 và 2031-2045.

- Tổng chi phí hệ thống điện: đối với phụ tải cơ sở, giảm được gần **1,3 tỷ USD** giai đoạn 2021 – 2030 và giảm khoảng **8,5 tỷ USD** giai đoạn 2031- 2045; đối với phụ tải cao, giảm tương ứng là **994 triệu USD** và **1,02 tỷ USD** trong các giai đoạn 2021-2030 và 2031-2045.



NỘI DUNG CHÍNH

- Quan điểm rà soát, hoàn thiện Quy hoạch điện VIII
- Kết quả rà soát chương trinh phát triển điện lực tới năm 2045
- So sánh kết quả

PHẦN VII

QUY HOẠCH ĐIỆN VIII

LẦN TRÌNH THÁNG

4/2022

QUAN ĐIỂM CHỈ ĐẠO SAU TỜ TRÌNH 6277/TTR-BCT (PA T10/2021)

- Tiếp tục bám sát NQ 55-NQ/TW
- Các PA phát triển ĐL đề xuất phải đáp ứng tuyên bố của Việt Nam tại COP26 về kn trung hòa CO_2 vào 2050
- Đáp ứng yêu cầu đặt ra về phát triển kinh tế xanh, kinh tế tuần hoàn

CHỈ ĐẠO MỚI CỦA CHÍNH PHỦ SAU KHI BCT TRÌNH QHĐ VIII LẦN 2

Đánh giá kỹ mức độ dự phòng nguồn điện tối ưu, hợp lý của ht điện quốc gia và từng miền
Tính đến PA điều hành khi tỉ lệ thực hiện nguồn không đạt 100% so với QH

Rà soát quy mô phát triển nguồn điện; Thống nhất tổng công suất nguồn 146 GW là phù hợp
Rà soát các nguồn điện than sau năm 2030 theo hướng chuyển đổi nhiên liệu/ko tiếp tục phát triển

Rà soát một số nguồn điện có tinh khả thi không cao (có hoặc không có CĐT), nhất là NĐ than

Tăng thêm quy mô ĐGNK, nghiên cứu cơ chế, chinh sách hỗ trợ ĐGNK
Cân đối sử dụng các nguồn LNG một cách hợp lý

Đưa tiêu chí, điều kiện về giá mua điện, hiệu quả kinh tế, ổn định hệ thống điện, cân đối vùng miền, để đánh giá việc tiếp tục phát triển/điều chỉnh quy hoạch các DA ĐMT đã có trong Quy hoạch điện VII đc

Tiếp tục nghiên cứu chuyên đề riêng đối với khả năng phát triển ĐHN

Hướng tới phát triển nền kinh tế độc lập, tự chủ, nâng cao tinh tự chủ của ngành năng lượng, giảm sự phụ thuộc vào nước ngoài

NGUỒN ĐIỆN

NGUYÊN TẮC XÂY DỰNG CHƯƠNG TRÌNH PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN MỚI

- ✓ **Đảm bảo đáp ứng đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội.**
- ✓ **Bám sát các Nghị quyết của Đại hội Đảng lần thứ XIII, các Nghị quyết, Chương trình hành động, chỉ đạo của lãnh đạo các cấp đối với việc phát triển ngành điện xanh, bền vững.**
- ✓ **Xây dựng ngành điện độc lập, tự chủ, gắn với hội nhập quốc tế.**
- ✓ **Đảm bảo mục tiêu cam kết của Thủ tướng Chính phủ tại Hội nghị COP26 về trung hòa carbon vào năm 2050.**
- ✓ **Kế thừa các nội dung còn phù hợp của Quy hoạch điện VII điều chỉnh.**
- ✓ **Phân tích, dự báo sát tình hình trong nước, ngoài nước tác động tới phát triển ngành năng lượng, ngành điện trong thời gian tới.**
- ✓ **Giảm tối đa các nhà máy nhiệt điện than với mục tiêu giảm tối đa phát thải khí CO_2. Không phát triển thêm nhà máy nhiệt điện than mới sau 2030. Xem xét chuyển đổi một số nguồn điện sử dụng nhiên liệu than sang LNG.**
- ✓ **Khuyến khích phát triển nguồn ĐGNK, các loại hình thủy điện tích năng, điện sinh khối, pin lưu trữ, …**
- ✓ **Xem xét, nghiên cứu khả năng phát triển điện hạt nhân.**

CÁC ĐIỀU KIỆN ĐỀ RA

2030

- Tiếp tục phát triển NĐ than đang trong quá trinh triển khai xây dựng hoặc chuẩn bị đầu tư
- Rà soát đanh giá tinh khả thi của các dự án NĐ than đang trong quá trinh chuẩn bị đầu tư

- Dừng phát triển NĐ than
- Chuyển dần nhiên liệu từ than sang biomass, amoniac
- Chuyển hẳn sang dùng biomass/amoniac sau 30 vận hành

2035

Tiếp tục phát triển các dự án LNG mới

- Dừng phát triển các dự án LNG mới
- Các dự án LNG đã vận hanh chuyển dần sang dùng Hydrogen và chuyển hẳn sang hydrogen khi công nghệ chín muồi

KẾT QUẢ RÀ SOÁT CÁC GIẢ THIẾT ĐẦU VÀO

Giảm tối đa xây dựng nguồn nhiệt điện than

- ✓ **Tiếp tục triển khai dự án nhiệt điện than** đang trong quá trình xây dựng, theo đó tổng công suất dự kiến bổ sung là **10.842 MW**.
- ✓ **Không cân đối các nguồn nhiệt điện than đồng phát (2.850 MW)**, tách thành mục riêng để tạo điều kiện phát triển cho các dự án đồng phát cấp điện cho phụ tải riêng.
- ✓ NM nhiệt điện than BOT (đã có CĐT) tiếp tục để trong quy hoạch để tránh các hệ quả pháp lý cho Chính phủ, nhưng phải theo dõi sát tình hình triển khai thực tế và **đàm phán chuyển đổi nhiên liệu khi có thể**. Xem xét bổ sung nguồn điện dự phòng (LNG, điện gió) trong giai đoạn đến năm 2030 để phòng trường hợp các dự án này không thực hiện được.

Đáp ứng các tiêu chí phát triển nguồn điện của Chính phủ

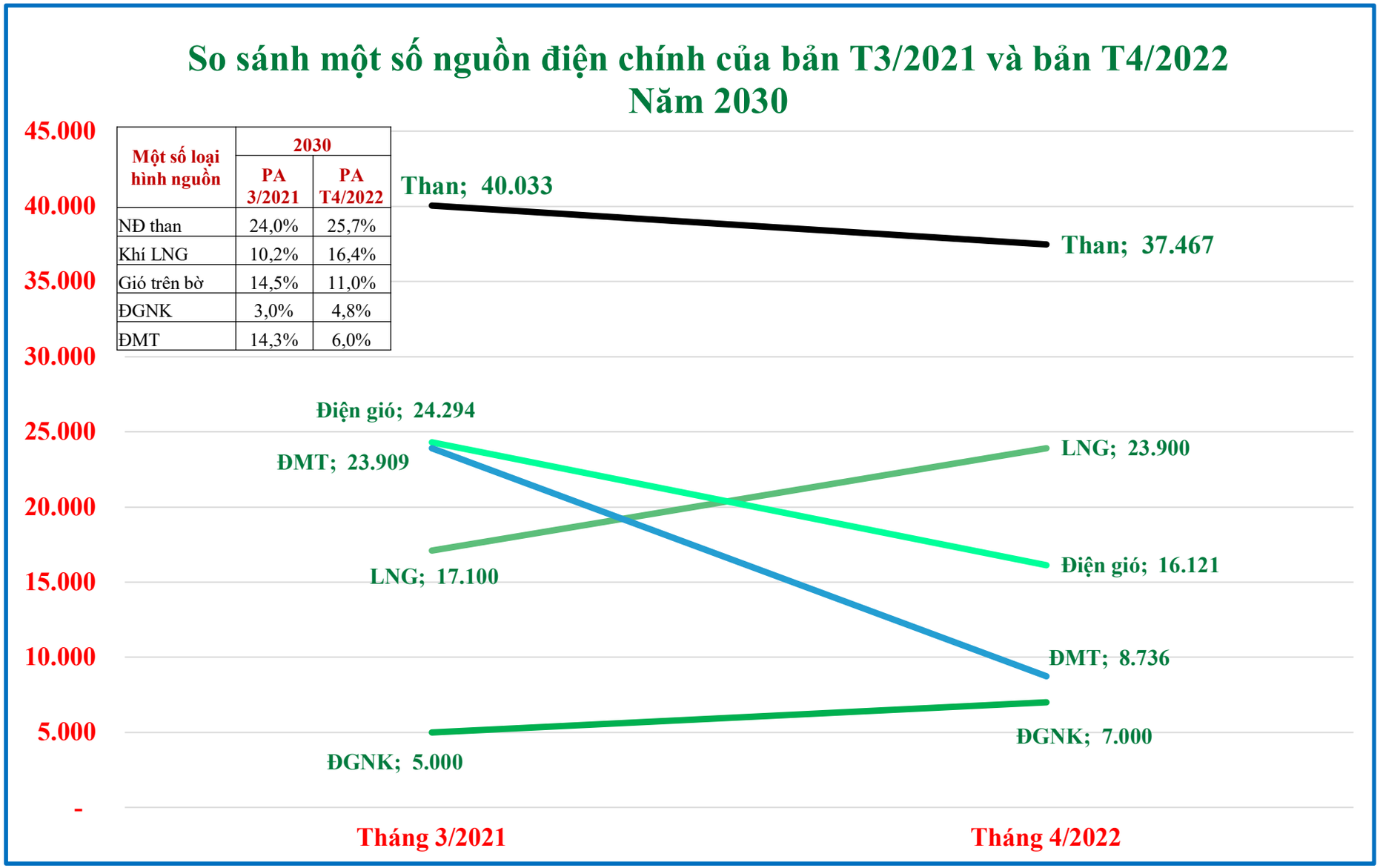
- ✓ Đẩy mạnh phát triển các nguồn ĐSK, PSPP; **khuyến khích phát triển điện gió (đặc biệt là điện gió ngoài khơi).**
- ✓ Khuyến khích phát triển các dự án điện sử dụng NLTT cấp trực tiếp (tiêu thụ tại chỗ) cho các cơ sở sản xuất (đặc biệt là phục vụ sản xuất hydrogen, amoniac xanh, …).
- ✓ Đảm bảo tối đa cân bằng nội vùng, miền. Giảm tối đa việc phát triển lưới điện truyền tải.
- ✓ Tiếp tục xem xét tới yếu tố dự phòng khi không thực hiện xây dựng được 100% các dự án nguồn điện theo đúng tiến độ

SO SÁNH TỔNG CÔNG SUẤT ĐẶT T3/2021 VÀ T4/2022

Phương án	Phương án điều hành tháng 4/2022		Phương án điều hành tháng 3/2021		PA tháng 4/2022 – PA tháng 3/2021	
Chỉ tiêu/năm	**2030**	**2045**	**2030**	**2045**	**2030**	**2045**
Nhu cầu toàn quốc (Pmax)	93343	189917	93343	189917	0	0
Tổng công suất đặt toàn quốc	**156385**	**413054**	**180196**	**374366**	**-23811**	**38688**
Tổng công suất đặt (không tính ĐMT áp mái, nguồn đồng phát)	**145930**	**387875**	**169330**	**355729**	**-23400**	**32146**
Tỷ lệ dự phòng thô	56.3%	104.2%	81.4%	87.3%	0	0
Tỷ lệ dự phòng trừ mặt trời	47.0%	64.2%	66.1%	57.3%	0	0
NĐ than	37467	37467	43441	49391	**-5974**	**-11924**
TBKHH+NĐ khí nội, chuyển dùng LNG	14930	14930	14930	14930	0	0
TBKHH sử dụng LNG mới	23900	31400	40950	83550	**-17050**	**-52150**
Nguồn NĐ linh hoạt chạy khí hydrogen	150	27300	1600	23600	-1450	3700
NĐ+TBK dầu	0	0	0	0	0	0
Thuỷ điện (cả TĐ nhỏ)	28946	35139	24872	25772	4074	9367
Điện gió trên bờ, gần bờ	16121	55950	16080	40680	41	15270
Điện gió offshore	7000	64500	3000	36000	**4000**	**28500**
Điện mặt trời quy mô lớn (MW)	8736	75987	14285	57015	**-5549**	**18973**
Điện sinh khối và NLTT khác	1230	5210	3230	5250	-2000	-40
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	2450	28950	1200	13800	1250	15150
Nhập khẩu	5000	11042	5742	5742	-742	5300
ĐMT mái nhà	7755	20679	7755	14875	0	5803
NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	2700	4500	3111	3761	-411	739

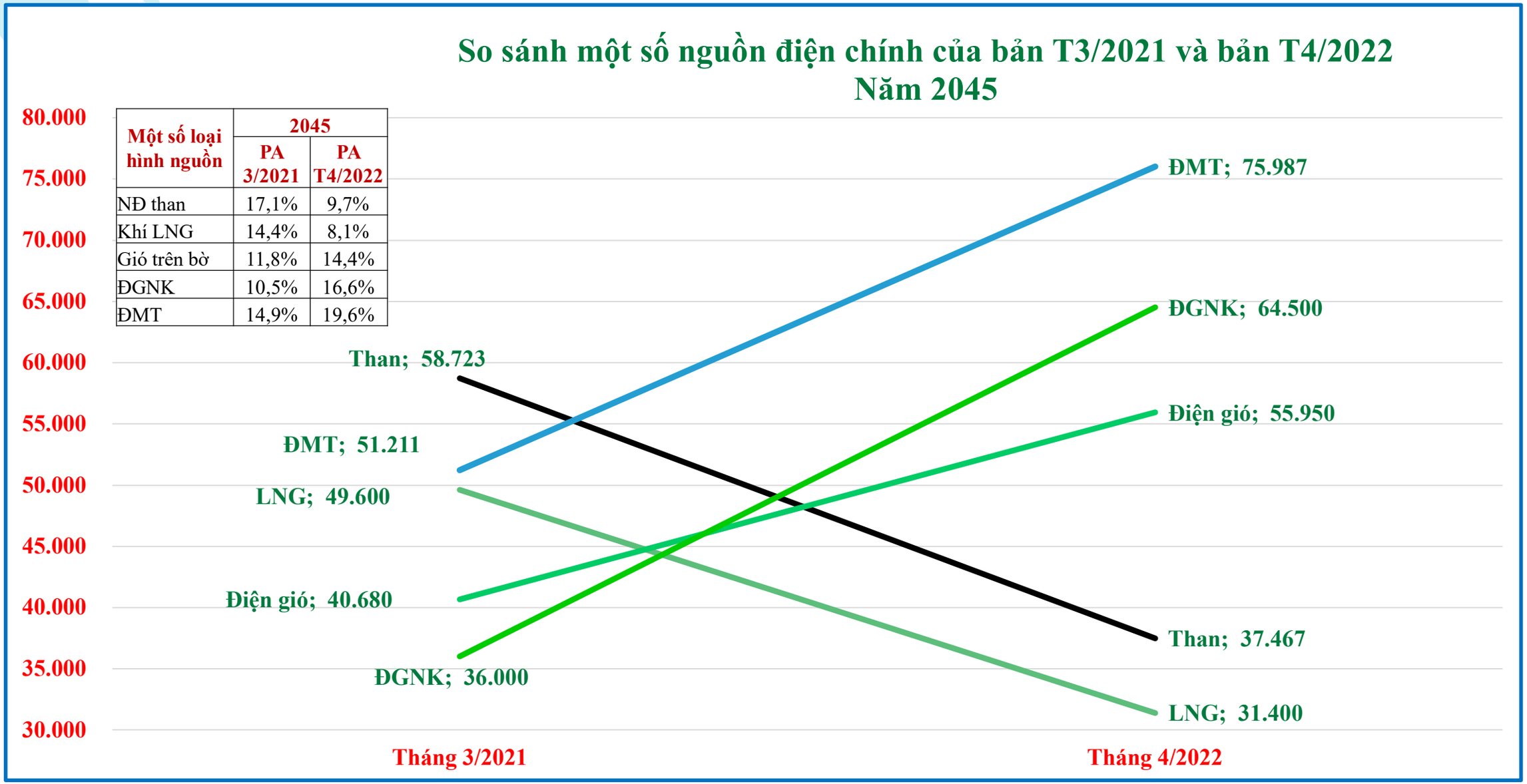
SO SÁNH KẾT QUẢ PHƯƠNG ÁN T3/2021 VÀ T4/2022

- PA này dự phòng 15% cho nguồn điện tăng thêm giai đoạn 2021-2030 so với PA cao.
- Nguồn điện dự phòng để đề phòng các nguồn nhiệt điện than rủi ro không vào vận hành được trong giai đoạn đến năm 2030 (gồm chủ yếu là các dự án BOT).
- Tổng CS dự phòng khoảng 11200 MW trong đó có **6000 MW nguồn TBKHH sử dụng LNG, 2200 MW nguồn điện gió trên bờ, gần bờ và 3000 MW nguồn điện gió ngoài khơi.**



Một số loại hình nguồn	2030	
	PA 3/2021	PA T4/2022
NĐ than	24,0%	25,7%
Khí LNG	10,2%	16,4%
Gió trên bờ	14,5%	11,0%
ĐGNK	3,0%	4,8%
ĐMT	14,3%	6,0%

SO SÁNH KẾT QUẢ PHƯƠNG ÁN T3/2021 VÀ T4/2022



Một số loại hình nguồn	2045	
	PA 3/2021	PA T4/2022
NĐ than	17,1%	9,7%
Khí LNG	14,4%	8,1%
Gió trên bờ	11,8%	14,4%
ĐGNK	10,5%	16,6%
ĐMT	14,9%	19,6%

SO SÁNH NHIÊN LIỆU SƠ CẤP PHƯƠNG ÁN T3/2021 VÀ T4/2022

TT	Năm	2025	2030	2035	2040	2045
1	**Phương án điều hành tháng 4/2022**					
	Than trong nước (triệu tấn)	37.1	39.4	35.9	27.4	10.1
	Than nhập khẩu (triệu tấn)	26.1	43.7	48.0	43.0	29.8
	Khí trong nước (tỷ m3)	10.2	11.6	10.8	11.2	11.3
	LNG nhập khẩu (triệu tấn)	2.1	13.1	21.6	17.5	11.4
	Hydrogen (triệu tấn)	0.0	0.3	1.8	6.4	10.7
	Biomass (triệu tấn)		5.7	20.7	29.6	36.2
	Amoniac (triệu tấn)		0.2	6.3	20.8	56.3
2	**Phương án điều hành tháng 3/2021**					
	Than trong nước (triệu tấn)	34.7	31.5	34.2	38.1	33.6
	Than nhập khẩu (triệu tấn)	30.2	43.4	54.8	66.7	73.8
	Khí trong nước (tỷ m3)	8.2	9.0	6.7	6.8	7.3
	LNG nhập khẩu (triệu tấn)	4.0	24.4	37.9	46.0	55.1

SO SÁNH PHÁT THẢI KHÍ CO2 PHƯƠNG ÁN T3/2021 VÀ T4/2022

TT	Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Ước 2050
1	Phương án điều hành tháng 4/2022							
	Toàn quốc	112	157	231	250	242	175	42
	Than	94	130	168	178	171	105	9
	Khí	17	27	63	72	71	70	33
2	PA điều hành tháng 3/2021							
	Toàn quốc	112	163	244	297	353	383	383
	Than	94	137	168	195	230	238	238
	Khí	17	25	76	103	122	145	145
3	Chênh lệch (1) - (2)							
	Toàn quốc	0	-6	-13	-47	-111	-208	-341
	Than	0	-7	0	-17	-59	-133	-229
	Khí	0	2	-13	-31	-51	-75	-112

NHẬN XÉT PHƯƠNG ÁN PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN T3/2021 VÀ T4/2022

Ưu điểm

- ✓ Giảm triệt để phát thải khí CO_2 so với các phương án đã trình trước đây do không phát triển thêm nhà máy nhiệt điện than sau năm 2030, đồng thời thực hiện chuyển đổi nhiên liệu từ than sang biomass và amoniac, chuyển đổi từ khí tự nhiên, LNG sang hydrogen.
- ✓ **Phương án điều hành tháng 4/2022 - phụ tải cao có mức phát thải CO_2 đạt 231 triệu tấn năm 2030, đạt đỉnh là 250 triệu tấn vào năm 2035, sau đó giảm dần xuống còn 175 triệu tấn vào năm 2045 và còn 42 triệu tấn vào năm 2050. Mức giảm này đáp ứng được chỉ tiêu cam kết của Việt Nam với quốc tế đạt phát thải ròng về 0 vào 2050**
- ✓ **Khuyến khích phát triển mạnh các nguồn điện gió (tăng từ 6% năm 2021 lên 15,8% tổng công suất đặt nguồn điện năm 2030, trong đó điện gió ngoài khơi tăng từ 0% lên 4,8%)**. Năm 2030, các nguồn điện gió, mặt trời đạt 21,8% tổng công suất nguồn điện.
- ✓ Tăng tính chủ động trong việc cung cấp điện, giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu

Nhược điểm

- ✓ Nguồn vốn đầu tư để thực hiện lớn do phải bổ sung thêm các nguồn năng lượng tái tạo thay thế cho các nguồn nhiệt điện để đáp ứng các cam kết của Việt Nam.
- ✓ Tỉ lệ dự phòng thô của hệ thống năm 2045 khá cao do các nguồn điện chạy nền không còn được phát triển và thay vào đó là các nguồn điện gió có thời gian vận hành thấp hơn nhiều, dẫn tới tăng chi phí đầu tư nguồn điện.
- ✓ Cần đầu tư thêm lưới truyền tải liên miền và lưới siêu cao áp ven biển.
- ✓ Một số công nghệ chưa được thương mại hóa (công nghệ sử dụng hydrogen, amoniac xanh).

LƯỚI ĐIỆN

SO SÁNH KHỐI LƯỢNG LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI PHƯƠNG ÁN ĐIỀU HÀNH T4/2022 VÀ T3/2021

PA phụ tải cao	Đơn vị	Phương án điều hành tháng 4/2022 (1)		Phương án điều hành tháng 3/2021 (2)		Chênh lệch (1) – (2)	
		2021-2030	2031-2045	2021-2030	2031-2045	2021-2030	2031-2045
Hệ thống HVDC							
Đường dây	km		5200	1300	1300	-1300	3900
Trạm converter	MW		32000	12000	30000	-12000	2000
Trạm biến áp 500 kV						0	0
Xây dựng mới	MVA	48450	65100	73050	39600	**-24600**	**25500**
Cải tạo	MVA	37800	85500	40050	81000	**-2250**	**4500**
Đường dây 500 kV						0	0
Xây dựng mới	km	13354	8816	15699	9392	**-2345**	**-576**
Cải tạo	km	1324	51	1518	200	**-194**	**-149**
Trạm biến áp 220 kV						0	0
Xây dựng mới	MVA	73575	86625	71701	39455	**1874**	**47170**
Cải tạo	MVA	35372	80875	36485	72900	**-1113**	**7975**
Đường dây 220 kV						0	0
Xây dựng mới	km	16134	9844	17596	4877	**-1462**	**4967**
Cải tạo	km	6874	304	5654	52	**1220**	**252**

KL đầu tư lưới điện trước 2030 của PA điều hành giảm nhiều so với phiên bản trình tháng 3/2021 và chủ yếu tăng cao giai đoạn sau do có sự chuyển đổi năng lượng mạnh mẽ nên khối lượng đầu tư, xây dựng lưới điện cao hơn do tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo tăng cao

VỐN ĐẦU TƯ

SO SÁNH VỐN ĐẦU TƯ
PHƯƠNG ÁN T3/2021 VÀ T4/2022

Danh mục	2021-2030	2031-2045
1. Phương án điều hành tháng 4/2022		
Nguồn điện	127.45	318.18
Lưới điện truyền tải	14.14	21.37
Tổng	141.59	339.55
2. Phương án điều hành tháng 3/2021		
Nguồn điện	145.65	231.51
Lưới điện truyền tải	19.2	14.21
Tổng	164.85	245.72
3. Chênh lệch (1)-(2)		
Nguồn điện	-18.2	86.67
Lưới điện truyền tải	-5.06	7.16
Tổng	**-23.26**	**93.83**

GIẢI PHÁP

GIẢI PHÁP THỰC HIỆN QUY HOẠCH

(i) Giải pháp điều hành Quy hoạch phát triển điện lực;

(ii) Giải pháp đảm bảo cung cấp nhiên liệu cho sản xuất điện;

(iii) Giải pháp tạo nguồn vốn và huy động vốn đầu tư;

(iv) Giải pháp về pháp luật, chính sách;

(v) Giải pháp về bảo vệ môi trường, phòng chống thiên tai;

(vi) Giải pháp về khoa học và công nghệ;

(vii) Giải pháp về sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả;

(viii) Giải pháp về phát triển nguồn nhân lực;

(ix) Giải pháp hợp tác quốc tế;

(x) Giải pháp nội địa hóa thiết bị ngành điện và xây dựng, phát triển ngành cơ khí điện; trong đó đặc biệt là phát triển ngành công nghiệp chế tạo thiết bị năng lượng tái tạo, lưu trữ điện năng, v.v...

(xi) Giải pháp đổi mới tổ chức quản lý, nâng cao hiệu quả hoạt động điện lực;

(xii) Giải pháp về giá điện.

THANK YOU!