

CỤC ĐIỆN LỰC

KHUNG PHÁP LÝ HIỆN TẠI CHO VẬN HÀNH CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THAN TẠI VIỆT NAM

TP HÀ NỘI, 01/2026

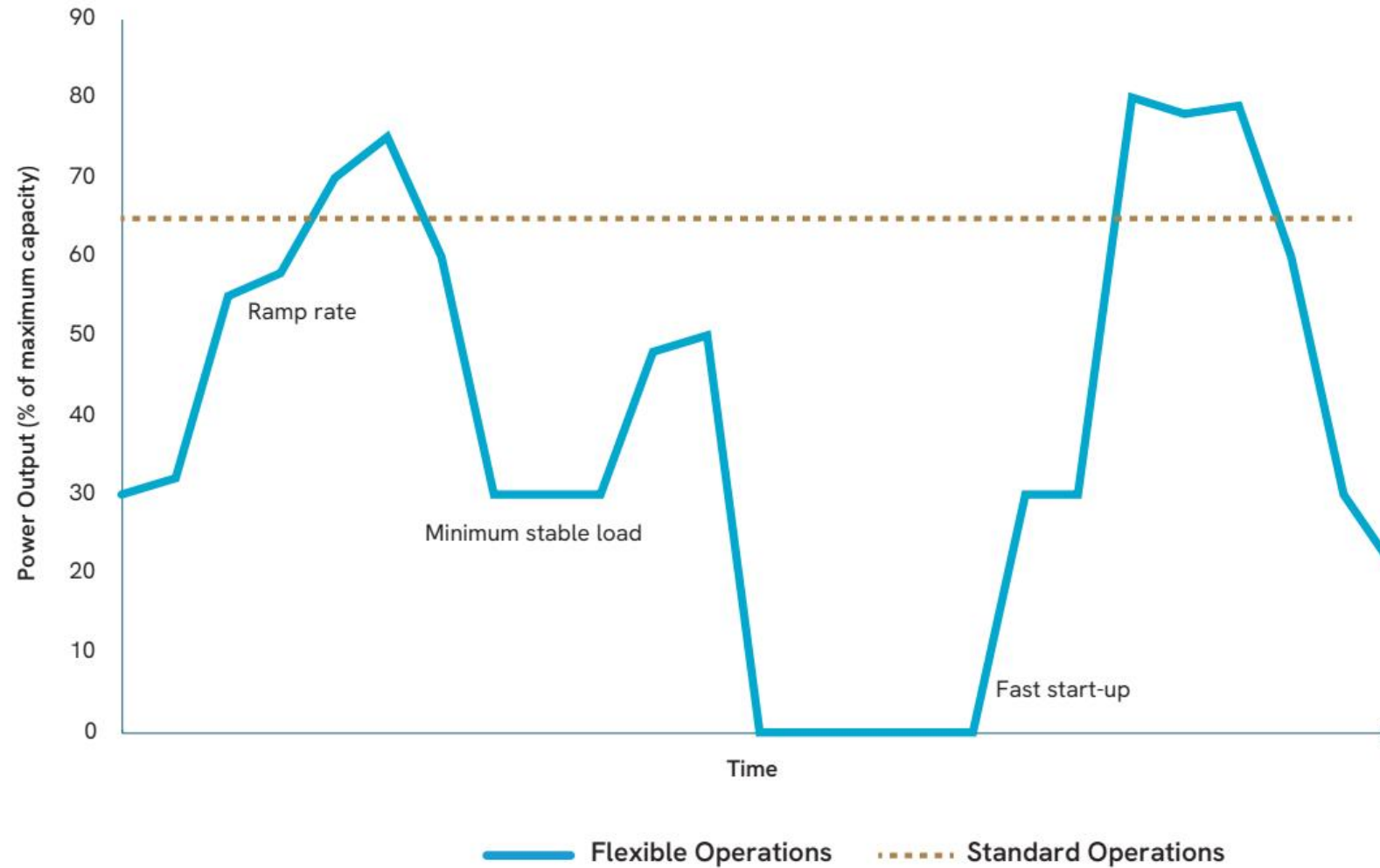


NỘI DUNG TRÌNH BÀY

- 01 **HỆ THỐNG VĂN BẢN QUY PHẠM PHÁP LUẬT HIỆN HÀNH**
- 02 **MỘT SỐ VẤN ĐỀ LIÊN QUAN ĐẾN TÍNH LINH HOẠT CỦA CÁC NMNĐ**
- 03 **KINH NGHIỆM QUỐC TẾ LIÊN QUAN ĐẾN CƠ CHẾ ĐỂ TĂNG TÍNH LINH HOẠT**
- 04 **MỘT SỐ NỘI DUNG KHÁC**

Thông số kỹ thuật xác định tính linh hoạt của NM điện than

- Mức tải tối thiểu (Minimum Load - ML): Đây là mức công suất thấp nhất mà tổ máy có thể duy trì vận hành ổn định mà không cần sử dụng nhiên liệu đệm (dầu FO/DO) để duy trì ngọn lửa. Việc giảm ML cho phép nhà máy tránh phải ngừng máy hoàn toàn, từ đó giảm chi phí khởi động lại và hao mòn thiết bị.
- Tốc độ tăng/giảm tải (Ramp Rate): Khả năng thay đổi công suất phát trong một đơn vị thời gian (thường tính bằng MW/phút hoặc % công suất định mức/phút). Tốc độ này càng cao, nhà máy càng có khả năng bù đắp nhanh chóng sự sụt giảm đột ngột của điện gió hoặc mặt trời.
- Thời gian khởi động (Start-up Time): Thời gian cần thiết để đưa tổ máy từ trạng thái ngừng lên hòa lưới và đạt tải định mức.



Source: Adapted from Grzeszczak, Jan & Grela, Łukasz & Achter, Thomas. (2017). Environmentally Friendly Replacement of Mature 200 MW Coal-Fired Power Blocks with 2 Boilers Working on One 500 MW Class Steam Turbine Generator (2on1 Unit Concept). Archives of Thermodynamics. 38. 10.1515/aoter-2017-0030.

Điều chỉnh Quy hoạch VIII

Công nghệ	QHĐ8 (MW)	Tỷ trọng (%)	Điều chỉnh QHĐ8 (MW)	Tỷ trọng (%)	Thay đổi (MW)	Thay đổi (%)
Điện hạt nhân	0	0	4,000 – 6,400*	2.2 – 2.7	4,000 – 6,400	-
Nhiệt điện than	30,127	19.4	31,055	13.1 – 16.9	928	3.1
Nhiệt điện khí trong nước	14,930	9.6	10,861 – 14,930	5.9 – 6.3	≤4,069	≤27.3
Nhiệt điện LNG	22,400	14.4	22,524	9.5 - 12.3	124	0.6
Điện gió ngoài khơi	6,000	3.9	6,000 – 17,032*	3.27 – 7.2	0 – 11,032	0 – 183.9
Điện sinh khối	2,270	1.5	1,523 – 2,699	-	-	-
Điện rác			1,441 – 2,137	-	-	-
Địa nhiệt và năng lượng mới	0	0	45	0.02	45	-
Thủy điện	29,346	18.9	33,294 – 34,667	14.7 - 18.2	3,948 – 5,321	13.5 – 18.1
Điện gió trên bờ và gần bờ	21,880	14.1	26,066 – 38,029	14.2 – 16.1	4,186 – 16,149	19.1 – 73.8
Điện mặt trời	20,591	13.2	46,459 – 73,416	25.3 – 31.1	25,868 – 52,825	125.6 – 256.5
Thủy điện tích năng	2,400	1.5	2,400 – 6,000	N/a	0 – 1,600	0 – 66.7
Nguồn điện linh hoạt	300	0.2	2,000 – 3,000	1.1 - 1.3	1,700 – 2,700	566.7 - 900
BESS (Lưu trữ năng lượng)	300	0.2	9,994 – 16,294	5.5 – 6.9	9,694 – 15,994	3231 - 5231
Nhập khẩu	5,000 – 8,000	3.2 – 5.1	9,360 – 12,100	4.0 - 5.1	4,100 – 4,360	51.3 - 87.2
Tổng công suất đặt (trừ nguồn xuất khẩu)	155,544 – 158,544		183,291 – 236,363			

Điều chỉnh Quy hoạch VIII

- Để bảo đảm mục tiêu trung hòa các bon vào năm 2050, Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII với mục tiêu chú trọng, ưu tiên thúc đẩy mạnh mẽ sử dụng các nguồn năng lượng xanh - sạch, hạn chế tối đa tác động tới môi trường, từng bước giảm thiểu sự tác động bất lợi tới biến đổi khí hậu với quan điểm khai thác tối đa mọi tiềm năng, lợi thế của đất nước để phát triển năng lượng, đặc biệt là năng lượng tái tạo .
- Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII cũng đã đặt ra định hướng đối với phát triển các dự án nhiệt điện than: *“Chỉ thực hiện tiếp các dự án đã có trong quy hoạch và đang đầu tư xây dựng đến năm 2030. Định hướng thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang sinh khối/amoniac với các nhà máy đã vận hành được 20 năm khi giá thành phù hợp. Dừng hoạt động các nhà máy có tuổi thọ trên 40 năm nếu không thể chuyển đổi nhiên liệu.”*
- Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt đã xây dựng được lộ trình cụ thể, dài hạn để từng bước hiện thực hóa mục tiêu trung hòa các bon vào năm 2050, phù hợp với cam kết của Việt Nam tại COP26 và xu hướng phát triển năng lượng của thế giới.

Quy định tại Thông tư 05/2025/TT-BCT

Tần số

- Chế độ bình thường: $50 \pm 0,2$ Hz

Chế độ vận hành của hệ thống điện	Dải tần số được phép dao động	Thời gian khôi phục, tính từ thời điểm xảy ra sự cố	
		Trạng thái chưa ổn định (chế độ xác lập)	Khôi phục về chế độ vận hành bình thường
Sự cố đơn lẻ	49 Hz ÷ 51 Hz	02 phút để đưa tần số về phạm vi 49,5 Hz ÷ 50,5 Hz	05 phút để đưa tần số về phạm vi 49,8 Hz ÷ 50,2 Hz
Sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc chế độ cực kỳ khẩn cấp	47,5 Hz ÷ 52 Hz	10 giây để đưa tần số về phạm vi 49 Hz ÷ 51 Hz	10 phút để đưa tần số về phạm vi 49,8 Hz ÷ 50,2 Hz
		05 phút để đưa tần số về phạm vi 49,5 Hz ÷ 50,5 Hz	

Dải tần số được phép dao động và thời gian khôi phục hệ thống điện về chế độ vận hành bình thường trong các chế độ vận hành khác của hệ thống điện quốc gia

Quy định tại Thông tư 05/2025/TT-BCT

Yêu cầu kỹ thuật đối với NM nhiệt điện

- **Yêu cầu kỹ thuật đối với các tổ máy phát điện**
- **Huy động và điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng:**
 - Có khả năng phát $P_{đm}$ trong dải hệ số công suất từ 0,9 (phát Q) đến 0,95 (nhận Q) phù hợp với đặc tính của tổ máy.
 - Bổ sung chi tiết yêu cầu về trang bị và kết nối hệ thống AGC
 - Có khả năng phát liên tục $P_{đm}$ trong dải tần số 49Hz – 51Hz.
 - Yêu cầu bám lưới trong giải tần số xác định đối với từng loại NMĐ (thủy điện, nhiệt điện).

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu	
	Nhà máy thủy điện	Nhà máy nhiệt điện
Từ 46 Hz đến 47,5 Hz	20 giây	Không yêu cầu
Trên 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút	10 phút
Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút	30 phút
Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục	Phát liên tục
Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút	30 phút
Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	03 phút	01 phút

Quy định tại Thông tư 05/2025/TT-BCT

Yêu cầu kỹ thuật đối với NM nhiệt điện

Yêu cầu kỹ thuật đối với các tổ máy phát điện

- **Hệ thống kích từ máy phát:**

- Phải đảm bảo cho tổ máy làm việc với dải công suất từ 0,9-0,95.
- Trang bị AVR hoạt động liên tục, có khả năng giữ điện áp đầu cực với độ sai lệch không quá $\pm 0,5\%$ điện áp định mức.
- Thiết bị tự động điều chỉnh U phải có khả năng bù lại sự sụt áp trên máy biến áp đầu cực.
- Yêu cầu bắt buộc: Tổ máy phát điện có công suất từ 30 MW trở lên phải trang bị thiết bị ổn định hệ thống điện (Power System Stabiliser - PSS) có hệ số suy giảm dao động (Damping ratio) không nhỏ hơn 5% để làm suy giảm các dao động có tần số trong dải từ 0,1 Hz đến 5 Hz.

- **Điều tốc:**

- Các tổ máy phát điện khi đang vận hành phải tham gia vào việc điều khiển tần số sơ cấp.
- Giá trị hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh nhỏ hơn hoặc bằng 5%
- Giá trị nhỏ nhất có thể đặt được của dải chết hệ thống điều tốc của các tổ máy phát điện phải nằm trong phạm vi $\pm 0,05$ Hz

Quy định tại Thông tư 05/2025/TT-BCT, Thông tư 11/2025/TT-BCT

01

Điều chỉnh tần số thứ cấp

02

2. Khởi động nhanh

03

3. Điều chỉnh điện áp

04

4. Dự phòng vận hành phải phát

05

5. Khởi động đen

Yêu cầu kỹ thuật đối với dịch vụ phụ trợ

Điều tần thứ cấp: Cung cấp công suất trong vòng 20 giây, duy trì 15 phút.

Khởi động nhanh: Tăng công suất trong 25 phút, duy trì 8 giờ.

Điều chỉnh điện áp: Thay đổi công suất phản kháng theo yêu cầu của điều độ.

Dự phòng vận hành phải phát: Tăng công suất trong 1 giờ, duy trì 8 giờ.

Khởi động đen: Tự khởi động mà không cần nguồn cấp từ hệ thống.

Quy định tại Thông tư 11/2025/TT-BCT

Nguyên tắc xác định giá dịch vụ phụ trợ gồm các thành phần sau:

- a) Giá cố định: Được xác định dựa trên tổng doanh thu cố định cần thiết để thu hồi vốn đầu tư và chi phí vận hành cố định (O&M) trong vòng đời dự án
- b) Giá biến đổi: Bao gồm chi phí nhiên liệu, vật liệu phụ, tiêu hao nhiên liệu.
- c) Giá khởi động: quy định phương pháp tính toán chi phí khởi động dựa trên số lần khởi động và định mức tiêu hao nhiên liệu khởi động.;
- d) Các khoản chi phí khác (nếu có).

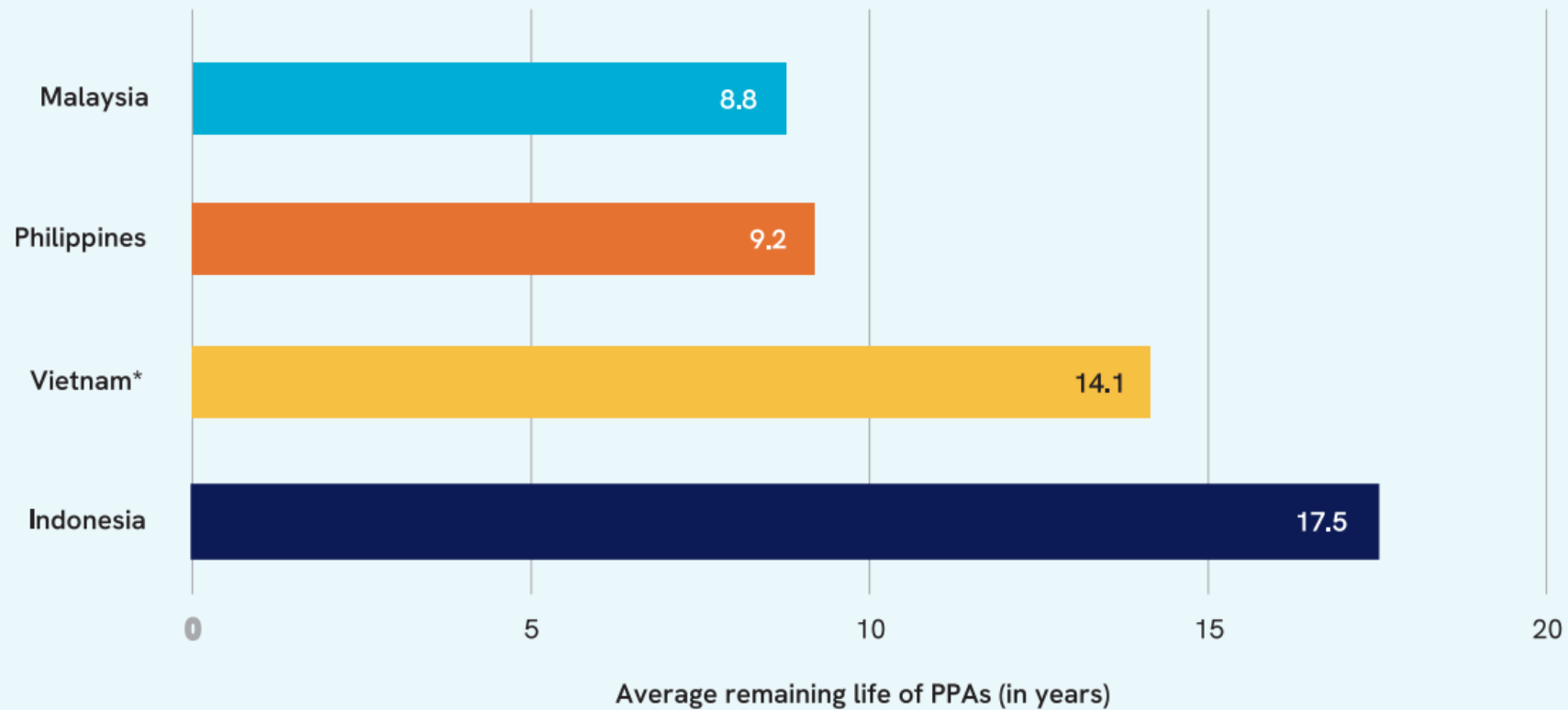
Quy định tại Thông tư 11/2025/TT-BCT

Cơ chế điều chỉnh giá dịch vụ phụ trợ hằng năm:

- a) Trước ngày 01 tháng 11 hằng năm, khi có số liệu quyết toán, kiểm toán của năm trước liền kề, trường hợp có chênh lệch về chi phí sửa chữa lớn, chi phí tiền lương, chênh lệch tỷ giá, hệ số khả dụng giữa phương án giá dịch vụ phụ trợ và thực tế thực hiện năm trước liền kề, hai bên xem xét điều chỉnh khoản chênh lệch này vào phương án giá dịch vụ phụ trợ của năm kế tiếp;
- b) Trước ngày 01 tháng 11 hằng năm, trường hợp có chênh lệch khấu hao tài sản cố định giữa phương án giá dịch vụ phụ trợ và thực tế của năm đó, hai bên xem xét điều chỉnh khoản chênh lệch này vào phương án giá dịch vụ phụ trợ của năm kế tiếp;
- c) Trước ngày 01 tháng 11 hằng năm, khi có số liệu kiểm toán năm liền kề trước đó của chi phí vật liệu, chi phí dịch vụ mua ngoài, chi phí bằng tiền khác, hai bên xem xét cập nhật các chi phí này vào phương án giá dịch vụ phụ trợ năm kế tiếp.

Hợp đồng PPA của các NM điện than ở ĐNA

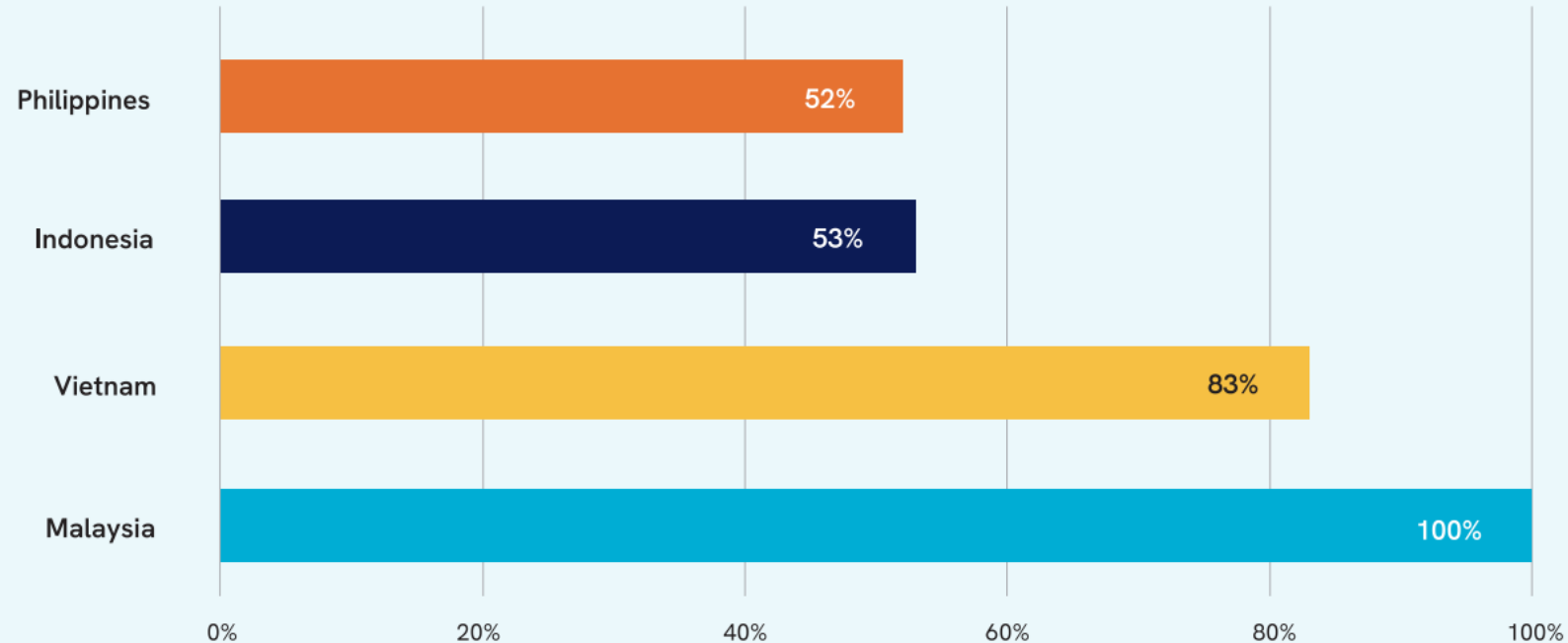
Figure 6. Average remaining life of PPAs in select ASEAN countries



* Excludes assets owned by EVN parent company

Hợp đồng PPA của các NM điện than ở ĐNA

Figure 5. Share of coal capacity in Southeast Asia covered by PPAs



Ảnh hưởng của PPA đến tính linh hoạt của NM điện than ở ĐNA

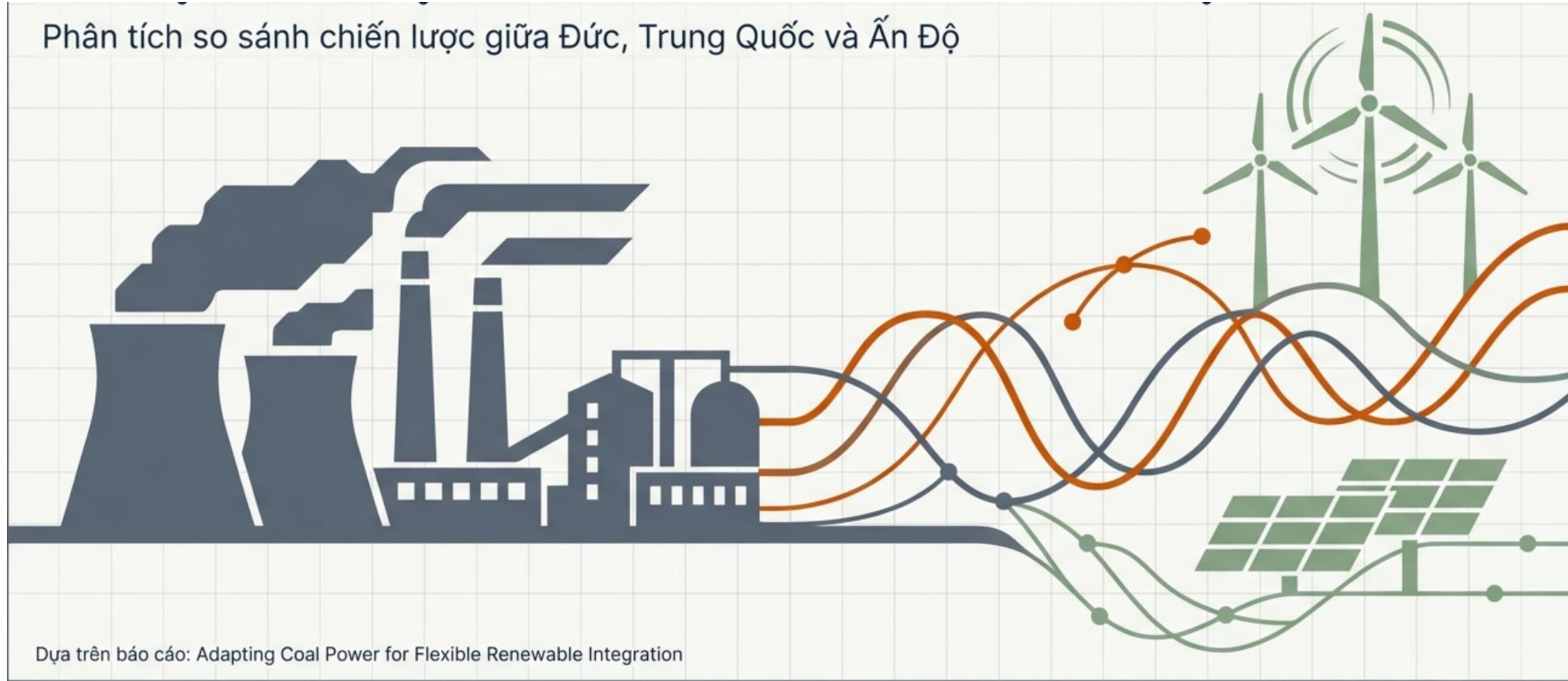
Đặc điểm của PPA	Rào cản
Thời hạn hợp đồng	Tạo ra hiệu ứng "trói buộc" (lock-in) cho đến khi kết thúc hợp đồng PPA.
Cơ cấu biểu giá	- Đối với các nhà máy tham gia thị trường điện: + Không có thành phần phí công suất thanh toán cho công suất sẵn sàng; chỉ thanh toán cho phần điện năng được huy động thực tế, rủi ro không thu hồi đủ chi phí biến đổi và chi phí cố định. + Suất hao nhiệt cố định, chưa phản ánh chi phí thực tế khi vận hành ở các mức tải. - Đối với nhà máy điện BOT: các ràng buộc về bao tiêu (take-or-pay) hạn chế tính linh hoạt.
Phải phát (Must run)	Các đơn vị phát điện bắt buộc phải tuân thủ lệnh điều độ, không có cơ chế thanh toán phát sinh khi thay đổi lịch điều độ dự kiến.
Cung ứng nhiên liệu	Khuyến khích tỷ lệ huy động cao vì nhiên liệu sẽ trở thành chi phí chìm (sunk cost).
Các điều khoản chấm dứt hoặc sửa đổi	Các khoản phạt hoặc phí do chấm dứt sớm, sửa đổi hoặc sai lệch so với biểu đồ huy động đã ký kết có thể làm tăng chi phí giao dịch.

Cơ chế tài chính cho tính linh hoạt của NM điện than ở ĐNA

Lộ trình tài chính	Mức độ tương thích với linh hoạt hóa điện than	Các rào cản chính
Hợp đồng PPA dài hạn	Không tương thích	Lịch vận hành cố định, không có chi phí cho khả năng tăng giảm tải (ramping pay).
Cơ chế hỗ trợ của chính phủ	Hạn chế	Hoàn cảnh riêng, dư địa tài khóa (ngân sách).
Tài chính dựa trên nợ (Vay nợ)	Khó phù hợp với chính sách của các định chế tài chính (FI)	Không đảm bảo tính bền vững về phát thải (no emissions permanence).
Đầu tư vốn chủ sở hữu	Rủi ro cao, lợi nhuận thấp đồng nghĩa với việc có thể không tương thích với các ngưỡng đầu tư vốn chủ sở hữu	Không có sự chắc chắn về doanh thu.
Tín chỉ carbon	Hiện chưa có phương pháp luận nào đang được phát triển	Không đảm bảo tính bền vững về phát thải.
Thị trường dịch vụ lưới điện	Chưa có sẵn rộng rãi	Sự không chắc chắn về doanh thu và thị trường chưa hoàn thiện.

Bài học về tính linh hoạt từ các nước khác

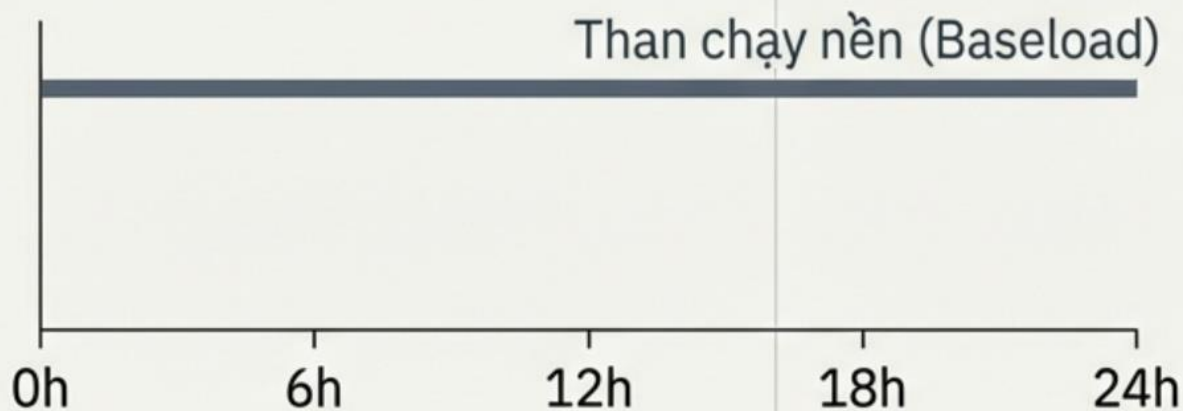
Phân tích so sánh chiến lược giữa Đức, Trung Quốc và Ấn Độ



Dựa trên báo cáo: Adapting Coal Power for Flexible Renewable Integration

Sự cần thiết của Tính Linh hoạt

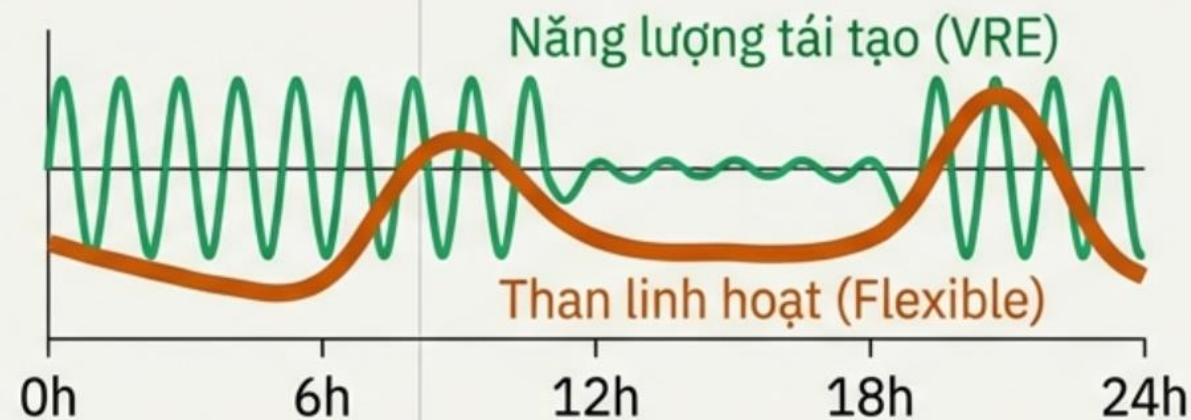
Quá khứ (Chạy nền)



Các nhà máy điện than hoạt động ổn định ở mức tải cao.

- Tải tối thiểu: 40–60%
- Tốc độ thay đổi tải: 1–2%/phút

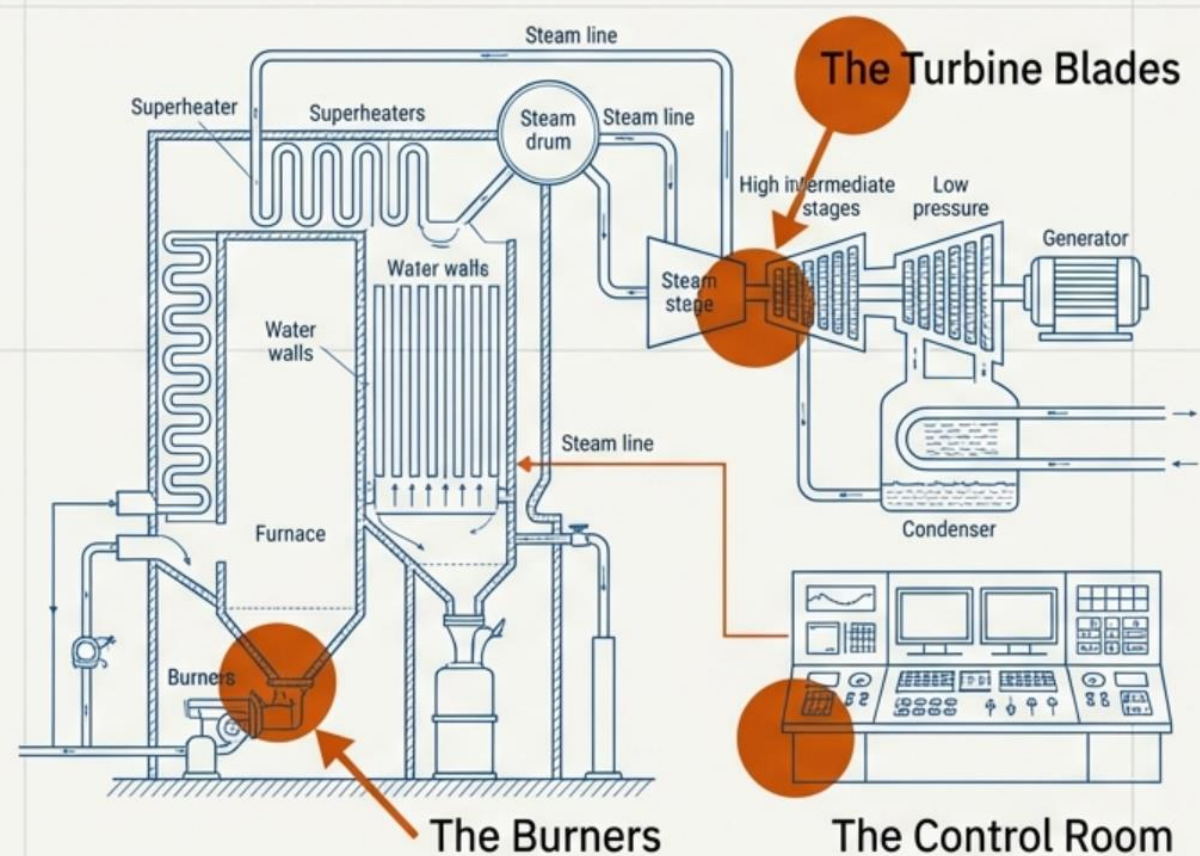
Hiện tại & Tương lai (Cân bằng)



Tích hợp năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) đòi hỏi khả năng tăng/giảm tải nhanh và vận hành ở mức tải thấp.

Bài học từ Đức: Kinh tế phát triển + Công nghệ

Ban đầu được áp dụng để kéo dài tuổi thọ hoạt động của các tổ máy cũ trong khi các nguồn thay thế đang được triển khai.



Thành tựu Kỹ thuật	
Tải tối thiểu (Minimum Load)	10–12% công suất định mức
Tốc độ tăng/giảm tải (Ramp Rates)	Lên tới 6% tải định mức/phút

- Yêu cầu Cải tạo (Retrofits)**
- Nâng cấp tua-bin (Turbine upgrades)
 - Cải tiến hệ thống điều khiển (Control system improvements)
 - Sửa đổi lò hơi (Boiler modifications)

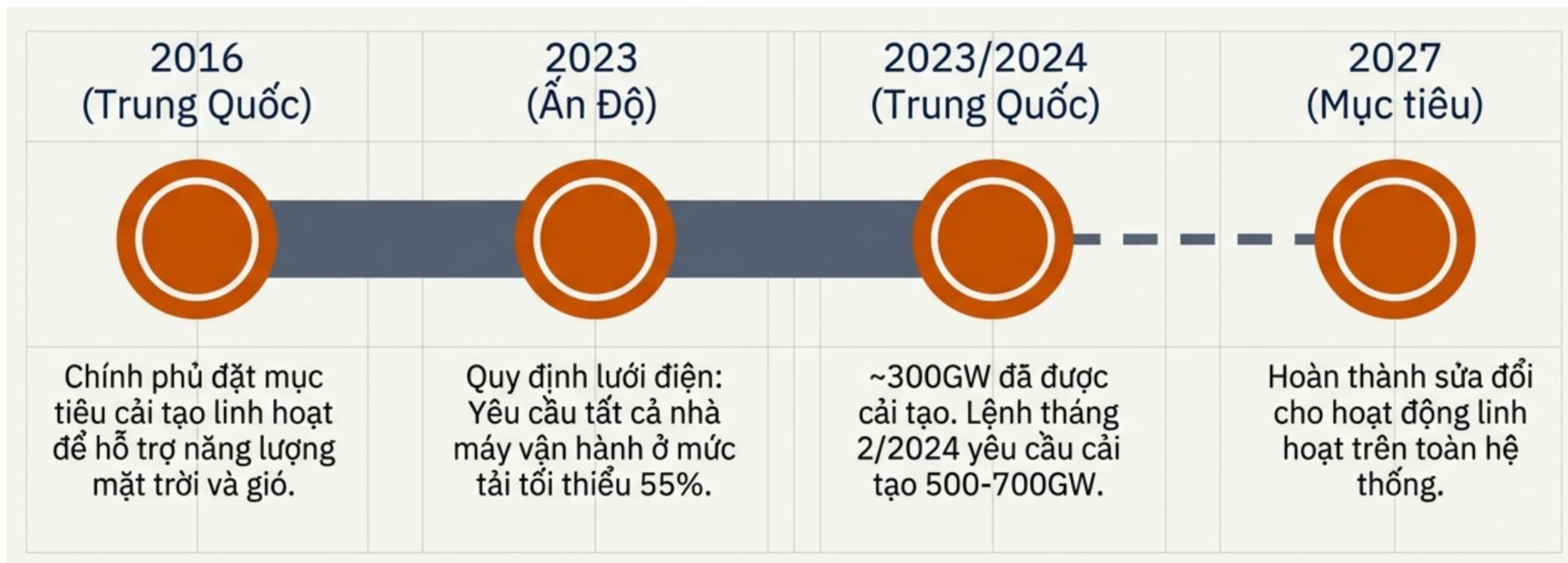
Thách thức: Cần nâng cấp đáng kể để giải quyết ứng suất nhiệt, đóng xỉ và ổn định quá trình cháy.

Bài học từ Ấn Độ



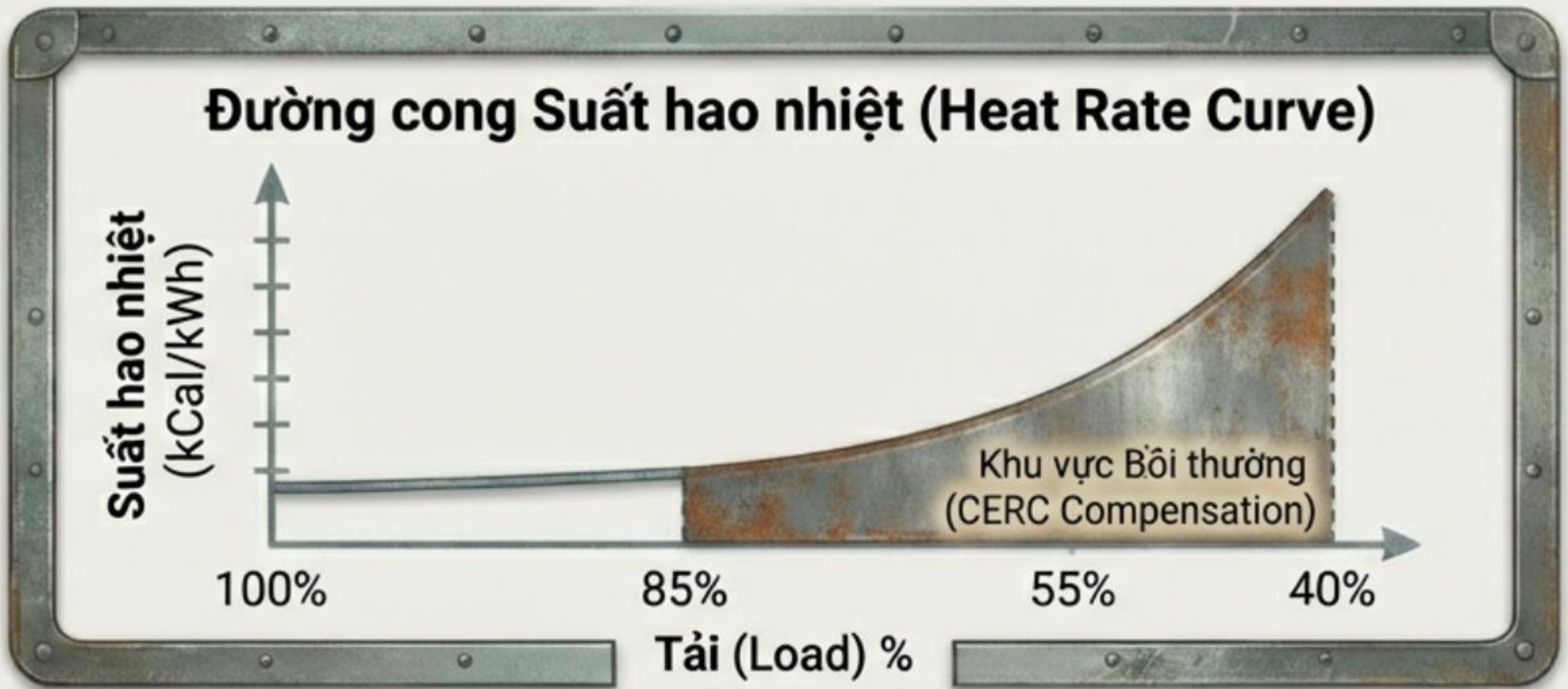
Nguồn: From Flex to Phase-out, Coal Transition Commission, 2025,

Bài học từ Trung Quốc, Ấn Độ: Sử dụng chính sách



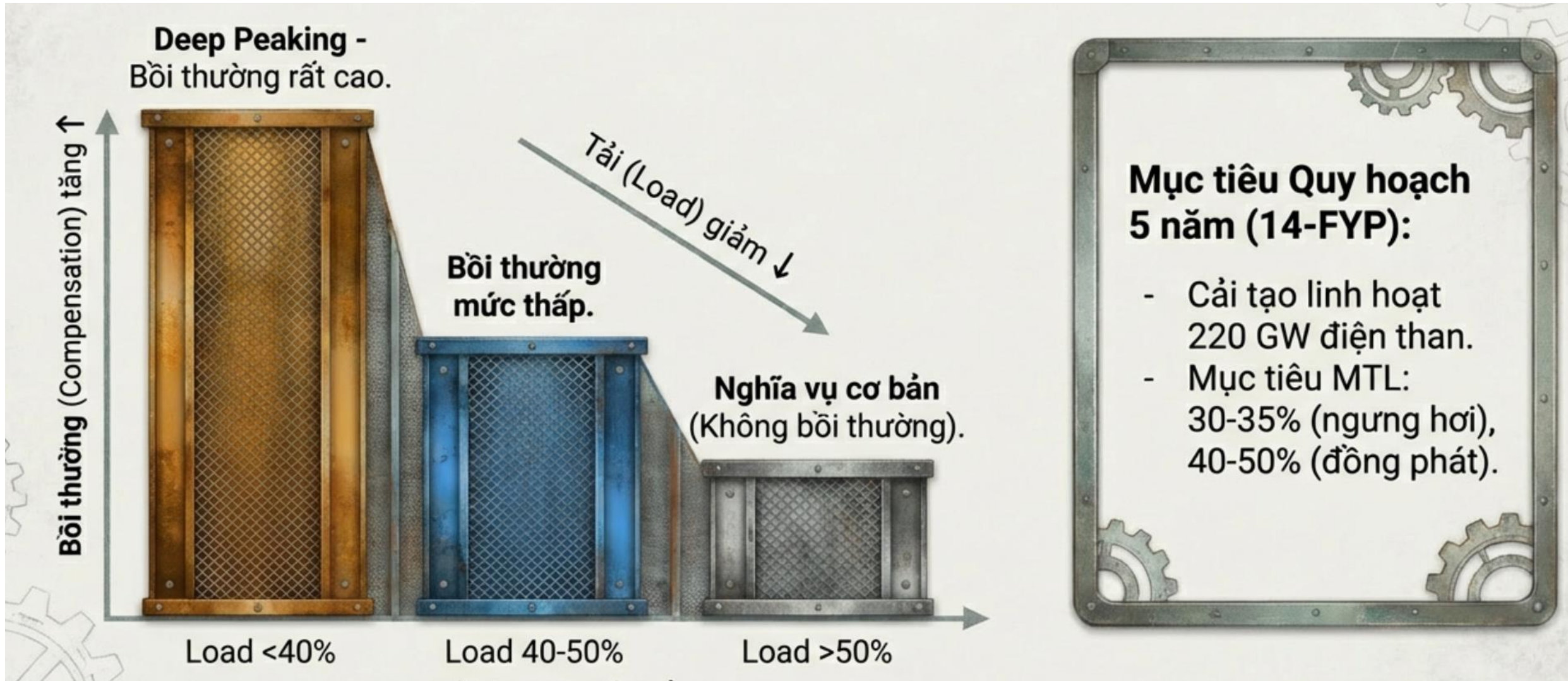
Nguồn: From Flex to Phase-out, Coal Transition Commission, 2025,

Bài học từ Ấn Độ



Nguồn: From Flex to Phase-out, Coal Transition Commission, 2025,

Bài học từ Trung Quốc



Nguồn: From Flex to Phase-out, Coal Transition Commission, 2025,

So sánh yêu cầu kỹ thuật

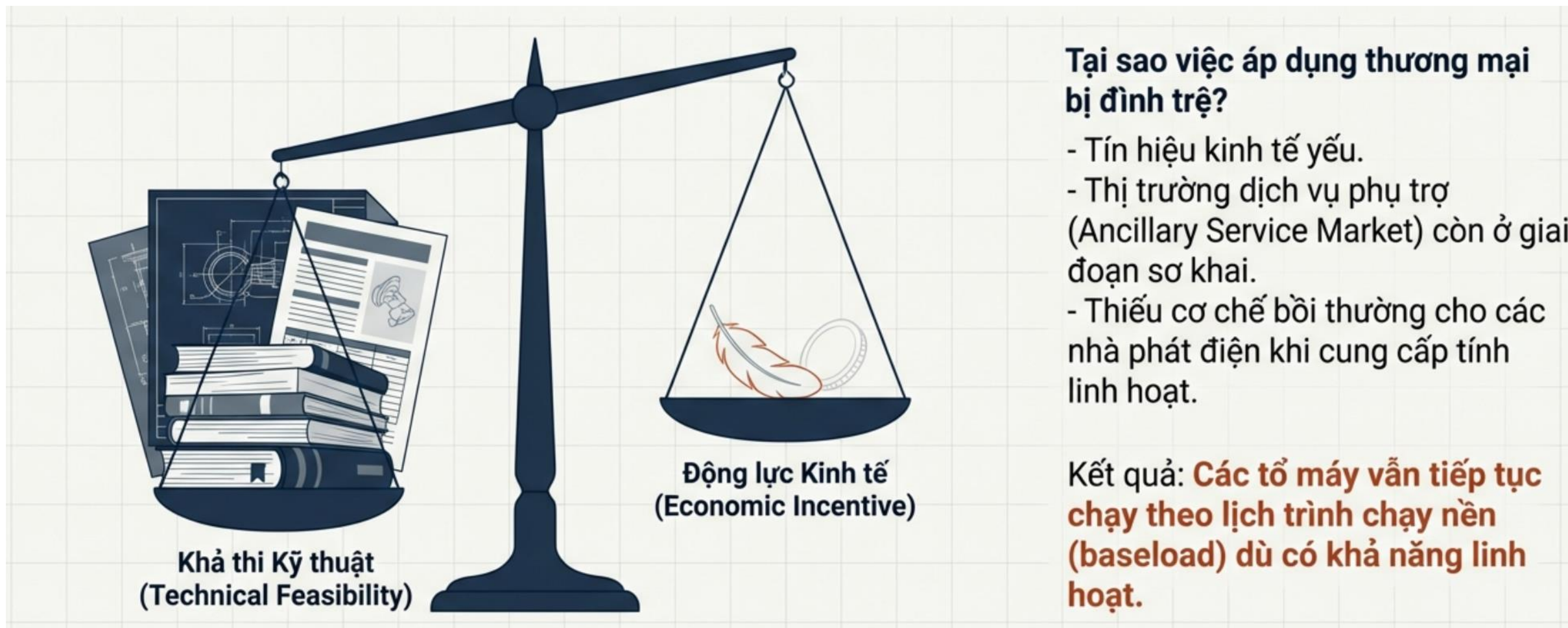
Thông số	Đức (Mô hình Phát triển)	Trung Quốc (Quy mô lớn)	Ấn Độ (Tiềm năng/Chi phí thấp)
Tải tối thiểu (Minimum Load)	10-12% (Rất sâu)	~50% (Trung bình)	40-55% (Mục tiêu 40%)
Tốc độ thay đổi tải (Ramp Rate)	6% / phút	Không xác định cụ thể	2-3% / phút
Mức độ cải tạo (Retrofit Depth)	Cao / Chi phí lớn	Bắt buộc diện rộng	Thấp / Không tập trung Capex

Ấn Độ hiện đang yêu cầu **tốc độ 3%/phút** cho các mức tải trên 70%.

Chi phí cho sự linh hoạt



Khoảng cách giữa Kỹ thuật và Thị trường



Khuyến nghị từ kinh nghiệm quốc tế

- Khuyến nghị 1: Xem xét việc tập trung cải tạo để tăng tính linh hoạt cho các nhà máy than mang lại giá trị hệ thống lớn nhất với chi phí thấp nhất. Ví dụ, các nhà máy nắm gần nguồn phát năng lượng tái tạo, có hợp đồng thuận lợi cho việc đàm phán lại, yêu cầu sửa đổi tối thiểu để vận hành linh hoạt
- Khuyến nghị 2: Triển khai các giải pháp từ thị trường đến cấu trúc hệ thống để hỗ trợ tính linh hoạt: điều chỉnh các quy định lưới điện, tạo ra các cơ chế gia tăng doanh thu hoặc thị trường cho các dịch vụ phụ trợ ngoài phát điện đơn thuần (ví dụ: điều chỉnh tần số), và tích hợp các cơ chế tài chính (ví dụ: các khoản chi trả phí công suất được thiết kế cân trọng để trả cho tính sẵn sàng mà không gây ra tình trạng bồi thường quá mức) nhằm duy trì đầu tư vào công suất linh hoạt.

Tổng kết

Khi nào có thể xem xét linh hoạt hóa điện than?	Những nhà máy than nào nên được ưu tiên để linh hoạt hóa?	Cần những gì để thực hiện thành công?
<i>Các tín hiệu cho thấy nơi mà linh hoạt hóa điện than có thể giúp giải quyết các nhu cầu hệ thống trong ngắn hạn</i>	<i>Các cân nhắc về tính khả thi kỹ thuật và tài chính để lựa chọn nhà máy than cho việc linh hoạt hóa</i>	<i>Các yếu tố ảnh hưởng đến tính khả thi về kỹ thuật, vận hành và thị trường</i>
• Tỷ trọng năng lượng tái tạo biến đổi (gió và mặt trời) cao hoặc đang tăng trưởng. • Tình trạng cắt giảm năng lượng tái tạo ngày càng tăng. • Nghẽn lưới điện hoặc các điểm thắt cổ chai trên mạng lưới. • Hạn chế hoặc không có các giải pháp thay thế sạch trong ngắn hạn cho nguồn linh hoạt. • Nhu cầu tiêu thụ tăng trưởng nhanh.	• Mang lại giá trị cao cho việc cân bằng lưới điện và nhu cầu về độ tin cậy. • Sự phù hợp về kỹ thuật hoặc chi phí cải tạo thấp. • Tuổi thọ kinh tế còn lại và hồ sơ khấu hao. • Có tiềm năng để đàm phán lại hợp đồng PPA. • Giảm thiểu ô nhiễm và phát thải.	• Hỗ trợ cho việc đàm phán lại hợp đồng. • Vận hành lưới điện và sự sẵn sàng về quy trình. • Các cơ chế tạo nguồn thu hoặc dòng bồi thường cho vận hành non tải (part-load) và dịch vụ tăng giảm tải (ramping), được thiết kế phù hợp với cấu trúc thị trường. • Các tiêu chuẩn quy định và quy tắc thị trường để cho phép tính linh hoạt. • Năng lực thể chế để giám sát phát thải, hiệu suất và sự tuân thủ.

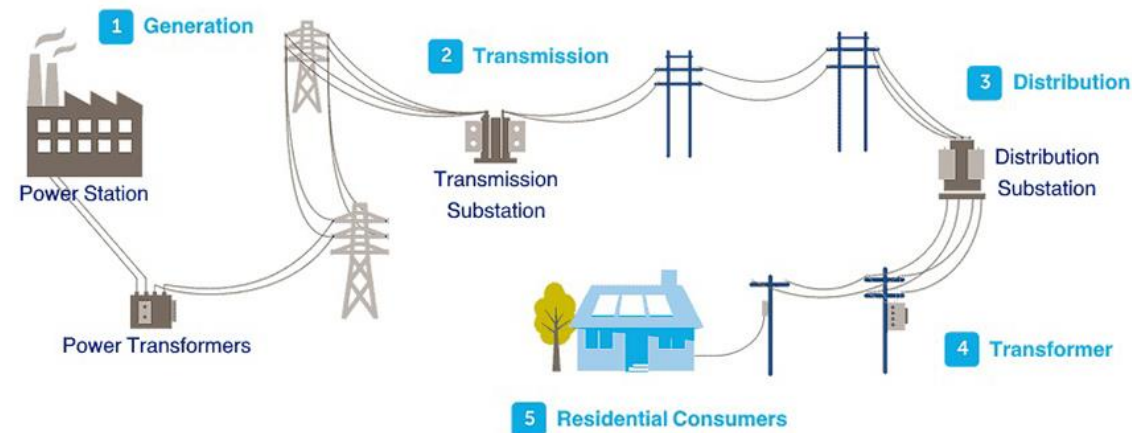
TRÂN TRỌNG CẢM ƠN!

CỤC ĐIỆN LỰC

Electricity Authority of Viet Nam



Số 23 Ngô Quyền, Hoàn Kiếm, Hà Nội



Hệ thống điện