

Dự án: Thúc đẩy chuyển dịch ngành năng lượng tại Việt Nam (TEV)

Nghiên cứu xu hướng và kinh nghiệm quốc tế trong tăng cường thực hiện hiệu quả các Chương trình Quản lý nhu cầu phụ tải điện (DSM)

Báo cáo cuối cùng

Ministry of Industry and Trade

Hợp tác Đức
DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Implemented by
giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Thông tin ấn phẩm

Xuất bản bởi
Tổ chức Hợp tác Quốc tế Đức (GIZ)

Văn phòng đăng ký
Bonn và Eschborn, CHLB Đức

Dự án
Dự án Thúc đẩy chuyển dịch ngành năng lượng
tại Việt Nam (TEV)
Chương trình Hỗ trợ Năng lượng GIZ (GIZ ESP)
Phòng 041, tầng 4, tòa nhà Coco, 14 Thụy Khuê,
P. Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam
T + 84 (0)24 39 41 26 05
F + 84 (0)24 39 41 26 06
office.energy@giz.de
www.giz.de/viet-nam
www.esp.org.vn

Ngày cập nhật
Tháng 10 năm 2026

Bản quyền hình ảnh
Nguồn tư liệu: Chương trình Hỗ trợ Năng lượng của GIZ

Tác giả
Trung tâm nghiên cứu Năng lượng và Tăng trưởng xanh (CEGR), Tư vấn trong nước
Toby Couture (GFA), Tư vấn quốc tế
Matthijs van de Wiel (GFA), Tư vấn quốc tế.

Chuyên gia phản biện
Dương Mạnh Cường, Cố vấn Năng lượng Cao cấp, TEV
Ngô Mạnh Kiên, Cố vấn Năng lượng, TEV
GIZ chịu trách nhiệm về nội dung của ấn phẩm này.

Thay mặt cho
Bộ Hợp tác kinh tế và Phát triển Cộng hòa Liên bang Đức (BMZ)



Mục lục

Tóm tắt tổng quan 1

Chương 1. Giới thiệu & Phương pháp tiếp cận 9

1.1. Bối cảnh và Cơ sở đề xuất 9
1.2. Mục tiêu, phạm vi và sản phẩm của nghiên cứu 10
1.3. Mạch logic từ kết quả nghiên cứu đến các khuyến nghị 11
1.4. Các luận điểm trung tâm 12
1.5. Phương pháp luận và nguyên tắc xây dựng các khuyến nghị 13
1.5.1. Phương pháp luận 13
1.5.2. Tiêu chí lựa chọn các quốc gia nghiên cứu 13
1.5.3. Các nguyên tắc xây dựng khuyến nghị 14

Chương 2. Đánh giá bối cảnh và hiện trạng triển khai DSM/DR tại Việt Nam 16

2.1. Khung pháp lý hiện hành 16
2.1.1. Cấu trúc pháp lý đa tầng 16
2.1.2. Nội dung chính của các quy định 17
2.1.3. Cơ sở pháp lý cho các cơ chế tài chính và giá điện 19
2.1.4. Mối quan hệ trong khung pháp lý và các khoảng trống còn lại 21
2.1.5 Đánh giá tổng thể 23
2.2. Kết quả thực hiện chương trình DSM/DR 24
2.2.1. Tiêu chí đánh giá và bối cảnh phụ tải hệ thống 24
2.2.2. Kết quả thực hiện chương trình DR 25
2.2.3. Kết quả thực hiện chương trình dịch chuyển phụ tải 28
2.2.4. Hạ tầng đo đếm và các điều kiện kỹ thuật 29
2.2.5. Đánh giá tổng thể và dư địa phát triển 30
2.3. Bối cảnh phát triển thị trường điện và cơ chế giá điện 31
2.3.1. Các giai đoạn phát triển thị trường điện 31
2.3.2. Cơ chế giá bán lẻ điện hiện hành và thẩm quyền quyết định 32

Chương 3. Kinh nghiệm quốc tế 35

3.1. Khung phân tích và phân loại các cơ chế 35
3.1.1. Khung phân tích 7 lớp trong thiết kế chương trình DR 35
3.1.2. Phân loại các cơ chế DR 36
3.1.3. Sáu quốc gia được nghiên cứu và cơ sở lựa chọn 36
3.2 Kinh nghiệm quốc tế 37
3.2.1. Đức 37
3.2.2. Úc 39
3.2.3. Hoa Kỳ 41
3.2.4. Hàn Quốc 43
3.2.5. Thái Lan 45
3.2.6. Ấn Độ 47
3.2.7. So sánh kinh nghiệm của các quốc gia 49
3.3. Đánh giá kinh nghiệm về cơ chế tài chính và khuyến khích 50
3.3.1. Cấu trúc chi trả hai phần là thiết kế phổ biến nhất 51
3.3.2. Mức giá trần dựa trên chi phí tránh được là điểm chung xuyên suốt 52
3.3.3. Hai mô hình nguồn vốn và cơ chế thu hồi chi phí 52
3.3.4. Các khoản chi trả cho sự sẵn sàng được quy đổi về cùng một đơn vị tính 53
3.3.5. Các rủi ro ghi nhận trong thực tiễn 54
3.4. Đánh giá kinh nghiệm về các cơ chế định giá 55
3.4.1. Định vị các cơ chế định giá trong khung phân tích 55
3.4.2. Các công cụ định giá được ghi nhận tại các quốc gia 55

3.4.3. Đánh giá tổng thể đối với các cơ chế định giá 57
3.5. Phân biệt DR có khả năng điều độ và DR không có khả năng điều độ 58
3.5.1. Lý do sự phân biệt này có ý nghĩa quan trọng đối với Việt Nam 59
3.6 Bài học kinh nghiệm cho Việt Nam 60
3.6.1. Những phát hiện chính từ kinh nghiệm quốc tế 60
3.6.2. Đối sánh các điều kiện áp dụng từng cơ chế với tình hình thực tế tại Việt Nam 61
3.6.3. Mối quan hệ giữa nhóm cơ chế và giai đoạn phát triển thị trường 62

Chương 4. Định hướng chiến lược: Lựa chọn cơ chế, tiềm năng và mục tiêu 67

4.1. Khung lựa chọn 67
4.2. Kết quả lựa chọn 68
4.3. Tính hấp dẫn về mặt tài chính 69
4.4. Nguồn vốn chi trả DR: Chi trả cho các chương trình DR trong khuôn khổ quản lý theo chi phí dịch vụ 71
4.4.1. Bổ sung thành phần có khả năng điều độ song song với việc củng cố thành phần không có khả năng điều độ 72
4.4.2. Các nguyên tắc then chốt để triển khai thành công lộ trình DR 73
4.5. Định lượng quy mô mở rộng và lợi ích kinh tế 73
4.5.1. Phương pháp và các nguyên tắc 73
4.5.2. Tiềm năng theo nhóm khách hàng 74
4.5.5. Mô phỏng tiềm năng khả thi và mục tiêu cắt giảm phụ tải đỉnh 76
4.5.4. Định lượng lợi ích kinh tế của việc cắt giảm phụ tải đỉnh 83
4.6. Mục tiêu và các chỉ tiêu định lượng 85
4.6.1. Mục tiêu tổng quát 85
4.6.2. Hệ thống chỉ tiêu theo nhóm hoạt động 85

CHƯƠNG 5. Khuyến nghị 88

5.1. Khung chương trình 88
5.1.1. Các nguyên tắc triển khai 88
5.1.2. Phạm vi và đối tượng áp dụng 89
5.2. Lộ trình triển khai 89
5.2.1. Các nguyên tắc phân kỳ 89
5.2.2. Hai nhóm hoạt động triển khai 91
5.2.3. Phân kỳ tham gia theo nhóm khách hàng 92
5.2.4. Mốc thời gian tham chiếu theo từng giai đoạn 93
5.3. Nội dung chương trình theo từng giai đoạn 95
5.3.1. Nhóm hoạt động cấp bách (Ngắn hạn) 95
5.3.2. Nhóm hoạt động cần có lộ trình (Trung và dài hạn) 101
5.3.3. Các đề xuất cho chương trình DSM/DR đối với nguồn năng lượng phân tán phía khách hàng 104
5.4. Cơ chế tài chính 105
5.4.1. Cơ chế tài chính trong giai đoạn các hoạt động cấp bách 105
5.4.2. Cơ chế tài chính trong giai đoạn các hoạt động cần có lộ trình 106
5.4.3. Cơ cấu chi phí chương trình theo từng giai đoạn 108
5.5. Mô hình tổ chức và trách nhiệm của các bên 109
5.5.1. Mô hình tổ chức 109
5.5.2. Ma trận phân công trách nhiệm và căn cứ pháp lý 109
5.6. Giám sát, hệ thống chỉ tiêu và chế độ báo cáo 111
5.6.1. Quy chuẩn đường phụ tải cơ sở và quy trình đo đếm, kiểm chứng 111
5.6.2. Chế độ báo cáo 111
5.6.3. Rủi ro và giải pháp giảm thiểu 112

Tài liệu tham khảo 113

Danh mục bảng biểu

Bảng 1. Tóm tắt Chương trình DSM/DR đề xuất theo nhóm hoạt động 6
Bảng 2. Bốn nhóm hoạt động của nghiên cứu 10
Bảng 3. Mạch logic xuyên suốt của nghiên cứu 11
Bảng 4. Các phương pháp sử dụng trong nghiên cứu 13
Bảng 5. Quyết định của Thủ tướng Chính phủ 16
Bảng 6. Phân loại các chương trình DR theo Thông tư số 07/2025/TT-BCT 19
Bảng 7. Các khoảng trống pháp lý còn lại theo từng cấu phần 22
Bảng 8. Các vấn đề cần nghiên cứu và bổ sung theo cơ quan có thẩm quyền 23
Bảng 9. Tiêu chí đánh giá việc thực hiện chương trình DSM theo Quyết định số 279/QĐ-TTg 24
Bảng 10. Quá trình phát triển của chương trình DR, giai đoạn 2018–2026 26
Bảng 11. Quy mô chương trình dịch chuyển phụ tải 29
Bảng 12. Khả năng đáp ứng của hạ tầng đo đếm hiện hữu đối với các hình thức DR khác nhau 30
Bảng 13. Ba giai đoạn phát triển thị trường điện và đặc điểm hình thành giá bán lẻ điện 32
Bảng 14. Đặc điểm của cơ chế giá bán lẻ điện hiện hành và hệ quả đối với việc thiết kế cơ chế DSM/DR 33
Bảng 15. Phân loại các cơ chế DR 36
Bảng 16. Sáu quốc gia được nghiên cứu và cơ sở lựa chọn 36
Bảng 17. Các sản phẩm và mức giá trên thị trường DR Hàn Quốc 44
Bảng 18. Cấu trúc chi trả hai phần của chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc tại Thái Lan 46
Bảng 19. So sánh 6 quốc gia theo cơ chế, mức chi trả và nguồn thu hồi chi phí 49
Bảng 20. So sánh các cấu trúc chi trả hai phần 51
Bảng 21. Các cơ chế xác định mức giá trần theo lợi ích ròng và chi phí tránh được 52
Bảng 22. Các công cụ dựa trên giá được ghi nhận tại 6 quốc gia nghiên cứu 55
Bảng 23. Biểu giá tùy chọn Quản lý nhu cầu I của KEPCO — Cao áp (A), tính theo KRW/kWh 57
Bảng 24. DR có khả năng điều độ và DR không có khả năng điều độ 60
Bảng 25. *Các chương trình theo Thông tư số 07/2025/TT-BCT và các sản phẩm tương đương trong kinh nghiệm quốc tế* 63
Bảng 26. Các nhóm cơ chế so với giai đoạn phát triển thị trường và các điều kiện tại Việt Nam 64
Bảng 27. Kết quả sàng lọc các cơ chế DR 68
Bảng 28. Quy mô tiềm năng DR ước tính theo nhóm khách hàng 74
Bảng 29. Bốn tham số và tình trạng dữ liệu tại Việt Nam 75
Bảng 30. Tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải thực tế ghi nhận được theo cơ chế tự nguyện 76
Bảng 31. Kết quả mô phỏng tiềm năng khả thi P_khả thi 80
Bảng 32. Mục tiêu cắt giảm phụ tải đỉnh đề xuất theo từng giai đoạn 83
Bảng 33. Các thành phần lợi ích từ việc cắt giảm phụ tải đỉnh thông qua DR 84
Bảng 34. Các tham số mô phỏng lợi ích từ việc cắt giảm phụ tải đỉnh 84
Bảng 35. Hệ thống chỉ tiêu đề xuất theo nhóm hoạt động 86
Bảng 36. Lộ trình triển khai Chương trình DSM/DR theo nhóm hoạt động 91
Bảng 37. Phân kỳ tham gia theo nhóm khách hàng 92
Bảng 38. Mốc thời gian tham chiếu đề xuất cho Chương trình DR 94
Bảng 39. Thiết kế đề xuất cho biểu giá CPP 98
Bảng 40. Tóm tắt lợi ích của từng công cụ đối với khách hàng 98

Bảng 41. Nền tảng kỹ thuật và công tác chuẩn bị cho giai đoạn cần có lộ trình.....101
Bảng 42. Thiết kế đề xuất cho Chương trình DR Khuyến khích Thương mại 102
Bảng 43. Nguồn lực phía khách hàng trong Chương trình DSM/DR.....104
Bảng 44. Phương án xử lý chi phí chương trình trong giai đoạn Các hoạt động cấp bách 106
Bảng 45. Nguyên tắc đối với cơ chế tài chính trong giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình 107
Bảng 46. Cơ cấu chi phí chương trình theo từng giai đoạn.....108
Bảng 47. Ma trận phân công trách nhiệm và căn cứ pháp lý.....109
Bảng 48. Các rủi ro chính và giải pháp giảm thiểu 112

Danh mục hình ảnh

Hình 1. Mức độ bao phủ của từng văn bản pháp lý đối với từng cấu phần DSM/DR.....22
Hình 2. Công suất phụ tải đỉnh của hệ thống điện quốc gia và tiềm năng công suất DR sẵn sàng huy động, giai đoạn 2019–2026.....25
Hình 3. Số lượng khách hàng tham gia chương trình DR và tỷ trọng tiềm năng DR so với Pmax cùng năm.....27
Hình 4. Chênh lệch giữa công suất tiềm năng đăng ký và công suất thực tế được huy động 28
Hình 5. Khung phân tích 7 lớp trong thiết kế chương trình DR 35
Hình 6. Hai mô hình tài trợ và thu hồi chi phí cho DR.....53
Hình 7. Các khoản chi trả cho sự sẵn sàng (công suất) được quy đổi về cùng một đơn vị tính giữa các chương trình 54
Hình 8. Mức độ đáp ứng 4 điều kiện tiên quyết tại Việt Nam của từng nhóm cơ chế 61
Hình 9. Giá trị bổ sung của biểu giá CPP so với mức chênh lệch ToU hiện hành.....96
Hình 10. Nguyên lý vận hành của CPP và lợi ích của khách hàng khi thực hiện điều chỉnh phụ tải.....97

Danh mục từ viết tắt

AMI	Hạ tầng đo đếm tiên tiến
CBA	Phân tích chi phí - lợi ích
CLP	Chương trình cắt giảm phụ tải
CN&TM	Công nghiệp và thương mại
CPP / RTP	Giá điện giờ cao điểm cực đại / Giá điện theo thời gian thực
DERMS	Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán
DR	Điều chỉnh phụ tải
DRMS	Hệ thống quản lý điều chỉnh phụ tải
DSM	Quản lý nhu cầu phụ tải điện
EAV	Cục Điện lực
EDRP	Chương trình điều chỉnh phụ tải khẩn cấp
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
IC	Tư vấn quốc tế
IPMVP	Giao thức đo lường và xác minh hiệu suất quốc tế
LCF	Nhóm tư vấn trong nước
M&V	Đo lường và xác minh
NSMO	Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia
PC	Tổng công ty điện lực
ToU	Giá điện theo thời gian sử dụng trong ngày

Lời cảm ơn và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm

Dù nhóm tác giả đã nỗ lực hết mình để cung cấp những thông tin mới nhất và chuẩn xác nhất có thể, tuy nhiên cả nhóm tác giả lẫn đơn vị xuất bản ấn phẩm đều không chịu trách nhiệm về độ chính xác tuyệt đối của các thông tin trong báo cáo này. Các dữ liệu và phân tích được trình bày trong nghiên cứu phản ánh bức tranh tại thời điểm thực hiện, và chắc chắn sẽ có những thay đổi theo thời gian.



Tóm tắt tổng quan

1. Bối cảnh và mục tiêu của nghiên cứu

Hệ thống điện Việt Nam đang phải đối mặt với áp lực đồng thời từ tốc độ tăng trưởng phụ tải nhanh, mức độ kịp thời trong việc đưa các nguồn điện và hạ tầng lưới điện mới vào vận hành, tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo (NLTT) biến đổi ngày càng tăng, và trên hết là quá trình chuyển dịch năng lượng cùng mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Công suất đỉnh của hệ thống đã tăng từ khoảng 38.200 MW vào năm 2019 lên 58.039 MW theo ghi nhận vào cuối tháng 5 năm 2026. Trong bối cảnh đó, chương trình quản lý nhu cầu phụ tải điện (DSM) với điều chỉnh phụ tải (DR) là trụ cột trung tâm, là một trong số ít các giải pháp có thể làm giảm áp lực đầu tư vào nguồn và lưới điện, giảm bớt khó khăn trong vận hành hệ thống vào các thời điểm phụ tải đỉnh, đồng thời mang lại hiệu quả trong cả ngắn hạn, trung hạn và dài hạn.

Từ góc độ hệ thống điện, DR được thiết kế nhằm góp phần giảm tổng chi phí hệ thống và có thể giúp duy trì mức giá điện ở mức thấp (đồng thời ngăn chặn đà tăng cao hơn). Kinh nghiệm quốc tế cho thấy DR khai thác một nguồn linh hoạt tiềm năng của hệ thống điện, đây là nguồn có thể được huy động nhanh hơn và với chi phí thấp hơn so với việc xây dựng và vận hành các nhà máy điện chạy phủ đỉnh mới. Nếu các khoản chi phí chi trả cho tính khả dụng và điện năng được khống chế hợp lý ở mức chuẩn chi phí tránh được của Việt Nam, thì chi phí bổ sung mà Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) phải chi trả cho DR sẽ được bù đắp hoàn toàn và tạo ra khoản tiết kiệm ròng nhờ giảm nhu cầu đầu tư của EVN, bao gồm giảm công suất chạy đỉnh, hoãn hoặc tránh được việc nâng cấp lưới điện, và giảm chi phí biến đổi mua điện trong giờ cao điểm. Khi tính đến các khoản tiết kiệm này, một cơ chế chi trả được thiết kế hợp lý sẽ giúp ổn định hoặc thậm chí làm giảm tổng nhu cầu doanh thu của EVN, từ đó góp phần giảm giá bán lẻ điện bình quân thay vì làm tăng giá. Chính hiệu quả tiết kiệm ròng này thể hiện tính cấp thiết của việc sớm ban hành cơ chế DR vận hành hiệu quả, đặc biệt trong bối cảnh Việt Nam dự báo sẽ đối mặt với tình trạng căng thẳng cung cấp điện vào các tháng mùa hè tới cũng như các năm tiếp theo.

Nghiên cứu này do GIZ phối hợp với Cục Điện lực / Bộ Công Thương thực hiện trong khuôn khổ dự án “Thúc đẩy chuyển dịch ngành năng lượng tại Việt Nam” (TEV) do BMZ tài trợ. Nghiên cứu hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam thông qua việc rà soát và đánh giá khung pháp lý và chính sách hiện hành; đánh giá việc triển khai các chương

trình DSM/DR cùng các rào cản về thể chế, kỹ thuật và tài chính; nghiên cứu các xu hướng và kinh nghiệm quốc tế; qua đó kiến nghị các nội dung chính của Chương trình DSM đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050, tập trung vào cơ chế DR cùng ba cấu phần cốt lõi: mô hình tổ chức, cơ chế tài chính và lộ trình thực hiện.

2. Kết quả đánh giá hiện trạng

Khung pháp lý cho hoạt động DSM tại Việt Nam đã được xây dựng tương đối đầy đủ và có hệ thống. Quyết định số 279/QĐ-TTg ngày 08 tháng 3 năm 2018 của Thủ tướng Chính phủ đã xác định định hướng chính sách và các mục tiêu; Luật Điện lực số 61/2024/QH15 và Quy hoạch điện VIII điều chỉnh đã chính thức công nhận DSM/DR là một nguồn linh hoạt của hệ thống điện; Nghị định số 146/2025/NĐ-CP ngày 12 tháng 6 năm 2025 của Chính phủ giao EVN chủ trì xây dựng Chương trình DSM quốc gia cho giai đoạn tiếp theo, đồng thời tạo cơ sở pháp lý cho cơ chế tài chính áp dụng đối với DR thương mại; và Thông tư số 07/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 2 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định chi tiết các trình tự, thủ tục thực hiện. Chỉ thị số 10/CT-TTg ngày 30 tháng 3 năm 2026 của Thủ tướng Chính phủ tiếp tục giao Bộ Công Thương nghiên cứu, đề xuất các cơ chế, chính sách thúc đẩy DSM; đồng thời giao Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam phối hợp với Bộ Công Thương nghiên cứu, ban hành hoặc trình cấp có thẩm quyền ban hành quy định cho phép EVN và các Tổng công ty điện lực (PC) được hạch toán các khoản chi phí thực hiện chương trình DSM và tiết kiệm điện vào chi phí hợp lý, hợp lệ.

Tuy nhiên, kết quả thực hiện thực tế vẫn chưa tương xứng với khung pháp lý hiện hành cũng như tiềm năng sẵn có. Đối với chương trình DR tự nguyện (hay còn gọi là DR "phi thương mại"), số lượng khách hàng tham gia đã tăng từ khoảng 3.000 khách hàng năm 2019 lên 19.073 khách hàng vào tháng 6 năm 2026, với tiềm năng công suất sẵn sàng đạt khoảng 2.547 MW. Mặc dù vậy, công suất thực tế được điều độ lớn nhất trong một sự kiện điều chỉnh phụ tải chỉ đạt khoảng 513,9 MW (ghi nhận vào năm 2019). Các sự kiện DR được thực hiện mang tính tình huống thay vì theo quy trình hệ thống: 10 sự kiện được thực hiện trong năm 2019, không có sự kiện nào trong các năm 2021 và 2022, nhưng lại tăng đột biến lên khoảng 880 sự kiện thực hiện trong năm 2023 khi hệ thống đối mặt với khó khăn về cung ứng điện. Song song với đó, chương trình dịch chuyển phụ tải đã thu hút 14.463 khách hàng tham gia với tổng tiềm năng đăng ký đạt khoảng 2.325,93 MW tính đến tháng 6 năm 2026; công suất thực tế dịch chuyển đạt khoảng 350 – 550 MW vào những ngày nắng nóng thông thường và đạt 680 – 1.100 MW trong các đợt nắng nóng gay gắt. Đối với chương trình DR thương mại (DR có khuyến khích tài chính), mặc dù Thông tư số 07/2025/TT-BCT đã quy

định chi tiết nhưng các chương trình DR thương mại chưa được triển khai trên thực tế kể từ khi Thông tư có hiệu lực, cả về khía cạnh cơ chế giá và cơ chế tài chính.

Rào cản hiện nay không nằm ở các quy định pháp lý, mà nằm ở các điều kiện tiên quyết thực hiện, bao gồm hai nhóm chính: **(i) Cơ chế tài chính:** Chưa có khoản mục chi phí riêng để ghi nhận và thu hồi các khoản chi trả cho khách hàng tham gia; chưa có hướng dẫn về chính sách thuế đối với các khoản chi trả này; đồng thời các quy định về quản lý tài chính doanh nghiệp và quản lý vốn nhà nước chưa tạo cơ sở pháp lý cho việc hạch toán một khoản chi phí mang tính chất "mua dịch vụ" từ khách hàng. **(ii) Cơ chế giá điện:** Giá bán lẻ điện đang được áp dụng thống nhất trên toàn quốc, chưa phản ánh sự khác biệt về chi phí cung ứng theo khu vực/vùng hoặc độ căng thẳng của hệ thống điện tại từng thời điểm, do đó chưa tạo ra tín hiệu giá đủ mạnh để khuyến khích khách hàng sử dụng điện điều chỉnh phụ tải; giá bán buôn điện áp dụng cho các PC chưa có thành phần phản ánh chi phí và lợi ích của DR; giá điện hai thành phần mới chỉ dừng lại ở giai đoạn thí điểm; và biểu giá bán lẻ điện hiện hành chưa có giá điện giờ cao điểm cực đại (CPP). Bên cạnh đó là các rào cản về mặt kỹ thuật: hạ tầng đo đếm hiện hữu tuy đáp ứng được việc áp dụng giá điện theo thời gian sử dụng (ToU) và giá điện hai thành phần, nhưng chưa đáp ứng được các cơ chế điều chỉnh theo giá với chu kỳ ngắn hạn; chưa có tiêu chuẩn chung về đường phụ tải cơ sở; đồng thời năng lực tự quản lý phụ tải của bản thân khách hàng vẫn còn hạn chế.

3. Kết quả rút ra từ kinh nghiệm quốc tế

Nghiên cứu đã tiến hành phân tích kinh nghiệm của sáu quốc gia bao gồm: Đức, Úc, Hoa Kỳ, Hàn Quốc, Thái Lan và Ấn Độ dựa trên khung thiết kế chương trình DR bảy lớp của Ngân hàng Thế giới. Bốn bài học kinh nghiệm chính có giá trị tham chiếu trực tiếp cho Việt Nam bao gồm:

Thứ nhất, DR trong khu vực công nghiệp là điểm bắt đầu trước tiên ở tất cả các nước, do phụ tải lớn, hạ tầng đo đếm và mối quan hệ thương mại giữa các bên đã có sẵn. Trong mọi trường hợp, DR cho nhóm khách hàng sinh hoạt luôn được triển khai sau, và việc thực hiện DR sinh hoạt trên quy mô lớn thường được hỗ trợ từ nguồn ngân sách/trợ cấp hoặc được lồng ghép trực tiếp vào biểu giá điện thay vì để thị trường tự điều tiết.

Thứ hai, cấu trúc chi trả hai thành phần, gồm khoản chi trả cho công suất sẵn sàng và khoản chi trả cho điện năng giảm phát, đây là mô hình phổ biến nhất. Mô hình này được áp dụng trong cơ chế phụ tải có thể ngắt điện của Đức, chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc của Thái Lan, cơ chế DR độ tin cậy của Hàn Quốc và các thị trường công

suất tại Hoa Kỳ. Theo cơ chế chi trả hai thành phần này, khách hàng tham gia sẽ nhận được một khoản phí duy trì cơ sở hoặc phí trả trước (chi trả cho công suất sẵn sàng) để cam kết duy trì khả năng giảm phụ tải hoặc tài sản năng lượng sẵn sàng cho lưới điện; ngoài ra, khách hàng sẽ nhận thêm khoản bồi thường tài chính bổ sung dựa trên lượng điện năng thực tế giảm hoặc dịch chuyển khi sự kiện DR được kích hoạt và phụ tải được cắt giảm. Thông thường, mức chi trả này sẽ bị khống chế bởi mức trần chi phí, bảo đảm chi phí chi trả cho chương trình không bao giờ vượt quá mức tiết kiệm được của hệ thống.

Thứ ba, cơ chế huy động vốn và thu hồi chi phí được chia thành hai mô hình tương ứng với hai bối cảnh định giá điện. Ở các quốc gia do Nhà nước quy định giá bán lẻ điện (Hàn Quốc và Thái Lan), chi phí DR được thu hồi thông qua giá bán lẻ điện. Hàn Quốc thu hồi chi phí này như một thành phần trong chi phí mua điện bán buôn được cấu thành trong giá bán lẻ điện; trong khi Thái Lan thu hồi thông qua ngân sách của đơn vị điện lực và một quỹ chuyên dùng. Ở các quốc gia có thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (Đức, Úc và Hoa Kỳ), chi phí được thu hồi thông qua chi phí sử dụng lưới điện (giá truyền tải/phân phối), khoản phụ thu trên hóa đơn tiền điện của khách hàng, hoặc thông qua thanh toán trên thị trường bán buôn. Điểm mấu chốt đối với Việt Nam là cả hai mô hình đều vận hành hiệu quả: Điều mà một cơ chế chi trả đòi hỏi là một lộ trình thu hồi chi phí được xác định rõ ràng, chứ không phụ thuộc vào một cấp độ mở cửa thị trường điện cụ thể nào.

Về các cơ chế giá điện cụ thể, nghiên cứu ghi nhận biểu giá ToU theo giờ - mặt trời của Ấn Độ, biểu giá điện linh hoạt liên kết với giá thị trường giao ngay của Đức và biểu giá ToU của Thái Lan. Nguồn tham chiếu chính cho công cụ này đến từ Biểu giá Tùy chọn Quản lý Nhu cầu của Tập đoàn Điện lực Hàn Quốc (KEPCO), trong đó giá điện giờ cao điểm vào ngày phụ tải cực đại cao khoảng 4,1 lần so với giá giờ cao điểm của ngày thông thường và cao khoảng 8,2 lần so với giá giờ thấp điểm, trong khi giá giờ thấp điểm và giờ bình thường giữ nguyên và không phát sinh dòng tiền chi trả trực tiếp cho khách hàng. Nghiên cứu cũng chỉ ra rằng biểu giá ToU hiện hành của Việt Nam có tỷ lệ giữa giá giờ cao điểm và giá giờ thấp điểm khoảng 2,85:1, mức chênh lệch này chưa đủ mạnh để tự thúc đẩy việc dịch chuyển phụ tải trên diện rộng.

4. Chương trình DSM/DR đề xuất

Chương trình DR được tổ chức thành hai nhóm hoạt động thay vì chia theo hai giai đoạn với thời gian cố định: nhóm hoạt động cấp bách có thể áp dụng ngay trong ngắn hạn dựa trên

các cơ chế hiện hành, và nhóm hoạt động theo kế hoạch bám sát lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh, cơ chế giá điện và tái cơ cấu EVN.

Cơ chế giá điện được xếp ưu tiên hàng đầu trong số các hoạt động cấp bách, xuất phát từ lý do thực tiễn chứ không chỉ là lý thuyết: cả ba công cụ của cơ chế này đều đang trong quá trình triển khai thực tế. Bộ Công Thương đang thí điểm cơ chế giá điện hai thành phần; biểu giá ToU đang được rà soát; và biểu giá CPP đang được nghiên cứu để tích hợp đồng bộ vào tổng thể cấu trúc giá bán lẻ điện. Cả ba công cụ này đều không phát sinh dòng tiền chi trả trực tiếp từ đơn vị điện lực cho khách hàng, do đó không phải chờ cơ chế xử lý vướng mắc về hạch toán chi phí, không phụ thuộc vào tái cơ cấu ngành điện hay mức độ mở cửa của thị trường bán lẻ. Bản thân giá điện hai thành phần không phải là một công cụ DR riêng biệt, nhưng cơ chế này thiết lập thành phần công suất trong biểu giá điện, đồng thời hoàn thiện hạ tầng đo đếm và thanh toán, làm nền tảng cho cả hai chương trình DR (chương trình điều chỉnh phụ tải theo giá và chương trình có khuyến khích tài chính) triển khai sau này.

Cơ chế khuyến khích tài chính phụ thuộc vào một quyết định nằm ngoài khung biểu giá điện, và Chỉ thị số 10/CT-TTg đã xác định rõ cơ quan chịu trách nhiệm thực hiện. Do đó, việc trình Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam ban hành hướng dẫn hạch toán chi phí DR và DSM vào chi phí hợp lý, hợp lệ bản thân nó đã là một hoạt động cấp bách, mặc dù chương trình DR thương mại có khuyến khích tài chính (khách hàng nhận được khoản thanh toán khi tham gia các sự kiện DR) thuộc nhóm các hoạt động theo kế hoạch. Báo cáo chủ động nêu rõ nguyên tắc ghi nhận chi phí DR và xác định các cơ quan chịu trách nhiệm, nhưng không quy định chi tiết quy trình hạch toán kế toán: quy trình này phụ thuộc vào các hướng dẫn sắp được ban hành cũng như đề án tái cơ cấu EVN (nội dung mà Thủ tướng Chính phủ đã giao Bộ Tài chính và Bộ Công Thương nghiên cứu, đề xuất). Việc ấn định quy trình hạch toán ngay tại thời điểm này sẽ làm chương trình bị ràng buộc vào các cơ chế vốn sắp thay đổi.

Trong nhóm các hoạt động theo kế hoạch, chương trình DR thương mại sẽ vận hành theo Thông tư số 07/2025/TT-BCT với cơ chế chi trả hai thành phần có mức trần khống chế theo chi phí tránh được. Đồng thời, DR sẽ tham gia thị trường điện như một nguồn điện độc lập, thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải (Aggregator) đóng vai trò như các nhà máy điện ảo (VPP), tập hợp lượng công suất cam kết cắt giảm của các khách hàng thành viên để cung cấp cho hệ thống dưới dạng "điện năng âm" (tức là lượng phụ tải có thể điều độ cắt giảm). Đây cũng là thời điểm chương trình có thể tiếp cận nhóm khách hàng doanh nghiệp vừa và nhỏ cùng nhóm khách hàng sinh hoạt, bởi thông qua mô hình kết nối và tổng hợp

phụ tải, chi phí giao dịch trên mỗi kW mới đạt mức hợp lý cho cả khách hàng lẫn toàn hệ thống.

Bảng 1. Tóm tắt Chương trình DSM/DR đề xuất theo nhóm hoạt động

	Nhóm hoạt động cấp bách (Ngắn hạn)	Nhóm hoạt động theo kế hoạch (Trung và dài hạn)
Bối cảnh	Giá bán lẻ điện do Nhà nước quy định và áp dụng đồng nhất trên toàn quốc; cấu trúc biểu giá do Thủ tướng Chính phủ quyết định.	Đã có hướng dẫn của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam về ghi nhận chi phí DSM/DR; thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, thị trường công suất và thị trường dịch vụ phụ trợ từng bước phát triển.
Nội dung chương trình đề xuất	• Rà soát và nới rộng khoảng chênh lệch trong biểu giá ToU. • Đánh giá kết quả thí điểm và từng bước mở rộng áp dụng giá điện hai thành phần. • Nghiên cứu, thiết kế và áp dụng giá điện CPP trong cấu trúc giá bán lẻ điện. • Đẩy mạnh các chương trình DR tự nguyện và dịch chuyển phụ tải. • Trình ban hành hướng dẫn của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam theo Chỉ thị số 10/CT-TTg. • Ban hành tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở và quy trình đo lường và xác minh; mở rộng hạ tầng đo đếm.	• Chương trình DR thương mại có khuyến khích tài chính với cơ chế chi trả hai thành phần và áp mức trần theo chi phí tránh được. • Phát triển các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và mô hình VPP, cung cấp lượng phụ tải cắt giảm tổng hợp được dưới dạng điện năng âm. • DR tham gia vào thị trường điện và thị trường dịch vụ phụ trợ. • Triển khai DR đối với nhóm khách hàng sinh hoạt thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải, thiết bị tự động hóa và biểu giá phù hợp.
Nhóm khách hàng	Khách hàng công nghiệp và thương mại (CN&TM), ưu tiên các khách hàng lớn đã được trang bị công tơ đo xa.	Từng bước mở rộng sang các doanh nghiệp vừa và nhỏ và khách hàng sinh hoạt thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải.
Thu hồi chi phí	Chi phí chương trình được kết cấu trong giá bán lẻ điện như một thành phần của chi phí cung cấp dịch vụ điện; các công cụ giá không tạo ra dòng tiền chi trả riêng biệt.	Chi phí DR được ghi nhận là chi phí hợp lý, hợp lệ của EVN và các PC theo hướng dẫn của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam; trường hợp DR thanh toán qua thị trường điện thì thực hiện theo quy định của thị trường.
Cơ quan chủ trì	Bộ Công Thương, EVN, các PC; Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam hướng dẫn việc ghi nhận chi phí.	Bộ Công Thương, EVN, các PC, NSMO; bổ sung các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải từ nhóm hoạt động này trở đi.

5. Các nhóm hành động cần thực hiện ngay

(1) Đẩy mạnh các chương trình DR tự nguyện và dịch chuyển phụ tải. Đây là hai cấu phần duy nhất có thể mở rộng áp dụng ngay mà không cần chờ ban hành quy định hay mô hình mới. Trọng tâm cần tập trung vào việc nâng cao tỷ lệ tham gia thực tế so với công suất đăng ký thông qua cải tiến công tác tổ chức thực hiện, công khai các tiêu chí kích hoạt sự kiện DR, chuyển dần từ hình thức đăng ký sang thỏa thuận cam kết, và nâng cao nhận thức của khách hàng.

(2) Rà soát và đề xuất nới rộng khoảng chênh lệch giá trong biểu giá ToU. Đây là kiến nghị đã có bằng chứng thực tế rõ ràng nhất từ quốc tế, đồng thời là giải pháp sẵn sàng nhất

về hạ tầng kỹ thuật để đưa vào thực thi ngay lập tức tại Việt Nam do công tơ nhiều biểu giá đã được lắp đặt phổ biến.

(3) Đánh giá kết quả thí điểm và từng bước mở rộng áp dụng giá điện hai thành phần. Bản thân giá công suất (thành phần thứ hai) là một công cụ quản lý phụ tải đỉnh, đồng thời tạo nền tảng kỹ thuật cho việc áp dụng các biểu giá tự chọn tiếp theo.

(4) Nghiên cứu và đề xuất áp dụng biểu giá CPP trong cấu trúc giá bán lẻ điện, áp dụng trước tiên cho các khách hàng đã đáp ứng điều kiện hạ tầng đo đếm và mở rộng theo lộ trình lắp đặt công tơ.

(5) Nghiên cứu xây dựng cơ chế tài chính và chi trả, cho phép công suất DR được xem xét bình đẳng như công suất nguồn điện. Do công suất DR có khả năng điều độ cao và có thể đưa vào vận hành nhanh chóng nhằm giải quyết mối lo về phụ tải đỉnh, việc xây dựng các cơ chế chi trả phù hợp, bao gồm bảo đảm thu hồi chi phí, là hết sức cần thiết.

(6) Chuẩn bị cơ sở kỹ thuật để phục vụ việc hướng dẫn hạch toán chi phí theo Chỉ thị số 10/CT-TTg. Cơ chế chi trả cho khách hàng tham gia chương trình DR chỉ có thể chính thức vận hành sau khi Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam ban hành hướng dẫn cho phép EVN cùng các PC hạch toán các khoản chi này vào chi phí sản xuất kinh doanh hợp lý, hợp lệ.

(7) Nghiên cứu, xây dựng phương pháp xác định đường phụ tải cơ sở và quy trình đo lường và xác minh hiệu quả của DR. Đây là điều kiện tiên quyết cho cơ chế chi trả khuyến khích tài chính ở giai đoạn sau, đồng thời là cơ sở để tổng hợp các chỉ số quốc gia tin cậy ngay từ giai đoạn hiện tại.

CHƯƠNG 01

GIỚI THIỆU VÀ PHƯƠNG PHÁP TIẾP CẬN

Chương 1. Giới thiệu & Phương pháp tiếp cận

1.1. Bối cảnh và Cơ sở đề xuất

Hệ thống điện Việt Nam đang bước vào giai đoạn có nhiều chuyển biến diễn ra đồng thời: nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng nhanh chóng để đáp ứng mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội (với mục tiêu tăng trưởng hai con số trong giai đoạn đến năm 2030), trong trường hợp các dự án nguồn điện mới chậm tiến độ, nguy cơ dẫn đến thiếu hụt công suất, đặc biệt là ở miền Bắc; tỷ trọng các nguồn NLTT biến đổi tiếp tục gia tăng; và trên hết, mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 đòi hỏi phải có các phương pháp tiếp cận mới và bổ sung trong công tác quản lý và vận hành hệ thống điện. Trong bối cảnh đó, DSM, đặc biệt là DR, đã trở thành một trong những giải pháp hiệu quả nhất nhằm giảm bớt áp lực đầu tư vào nguồn và lưới điện, đồng thời giảm dung lượng công suất cần thiết từ phía cung, nhất là vào các thời điểm phụ tải đỉnh của hệ thống.

Định hướng chính sách về DSM đã được xác định từ sớm và liên tục được củng cố. Quyết định số 279/QĐ-TTg ngày 08 tháng 3 năm 2018 đã phê duyệt Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018–2020, định hướng đến năm 2030, trong đó xác định việc triển khai các chương trình DSM và DR là nhiệm vụ trọng tâm của giai đoạn đến năm 2030. Luật Điện lực số 61/2024/QH15 và Quy hoạch điện VIII điều chỉnh sau đó đã nâng tầm DSM/DR thành một nguồn linh hoạt được chính thức công nhận của hệ thống điện; Nghị định số 146/2025/NĐ-CP giao EVN chủ trì xây dựng Chương trình quốc gia cho giai đoạn tiếp theo và tạo cơ sở pháp lý cho cơ chế tài chính áp dụng đối với chương trình DR thương mại có khuyến khích tài chính; và Thông tư số 07/2025/TT-BCT quy định chi tiết các trình tự, thủ tục nghiên cứu phụ tải và điều chỉnh phụ tải. Gần đây nhất, Chỉ thị số 10/CT-TTg ngày 30 tháng 3 năm 2026 yêu cầu Bộ Công Thương nghiên cứu, đề xuất các cơ chế, chính sách thúc đẩy các hoạt động và chương trình DSM, sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả, cũng như huy động nguồn điện dự phòng của các tổ chức, doanh nghiệp.

Dù vậy, thực tế cho thấy vẫn còn khoảng cách rõ rệt giữa chính sách, khung pháp lý và kết quả triển khai trên thực địa. Đánh giá cho thấy chương trình DR thương mại có khuyến khích tài chính, mặc dù đã được quy định khá đầy đủ tại Thông tư số 07/2025/TT-BCT, nhưng vẫn chưa được thực hiện trên thực tế; trong khi đó, chương trình DR tự nguyện dù đã đạt được

những kết quả nhất định nhưng vẫn còn khoảng cách xa so với tiềm năng thực tế. Nghiên cứu này được thực hiện nhằm làm rõ nguyên nhân dẫn đến khoảng cách đó, đối chiếu với kinh nghiệm quốc tế, và đề xuất nội dung Chương trình DSM/DR phù hợp với điều kiện thực tế của Việt Nam trong giai đoạn tiếp theo.

1.2. Mục tiêu, phạm vi và sản phẩm của nghiên cứu

Mục tiêu của nghiên cứu là rà soát và đánh giá khung pháp lý hiện hành, đánh giá tình hình triển khai các chương trình DSM tại Việt Nam, nghiên cứu các xu hướng và kinh nghiệm quốc tế trong phát triển DSM, trên cơ sở đó kiến nghị các nội dung chính của Chương trình DSM của Việt Nam giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050. Nghiên cứu gồm 4 nhóm hoạt động:

Bảng 2. Bốn nhóm hoạt động của nghiên cứu

Nhóm hoạt động	Mục lục	Trình bày tại
Đánh giá chính sách	Rà soát và đánh giá các chính sách hiện hành cùng khung pháp lý cho việc phát triển các chương trình DSM tại Việt Nam	Mục 2.1
Đánh giá tình hình thực hiện	Đánh giá việc triển khai các chương trình DSM/DR tại Việt Nam; xác định các thách thức, triển vọng và cơ hội phát triển DSM/DR trong giai đoạn tới	Các mục 2.2 – 2.3
Phân tích kinh nghiệm quốc tế	Cập nhật các xu hướng và kinh nghiệm quốc tế trong phát triển các chương trình DSM, trọng tâm là DR; nghiên cứu kinh nghiệm của các quốc gia có điều kiện tương đồng nhằm rút ra các bài học tốt và có khả năng áp dụng cho Việt Nam; nghiên cứu bao gồm các quốc gia áp dụng biểu giá điện đồng nhất trên toàn quốc như Việt Nam và các quốc gia có thị trường điện phát triển; đồng thời phân tích so sánh chi phí và lợi ích của việc phát triển DR	Chương 3 và Mục 4.5
Khuyến nghị chính sách	Khuyến nghị các nội dung chính của Chương trình DSM của Việt Nam giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050	Chương 4 và Chương 5

Báo cáo cuối cùng gồm hai phần: (i) Báo cáo các kết quả nghiên cứu chính, tổng hợp kết quả của tất cả các gói công việc và trình bày các phương pháp luận đã xây dựng; và; (ii) Các khuyến nghị về nội dung chính của Chương trình DSM giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050, tập trung vào cơ chế DR cùng ba cấu phần cốt lõi: mô hình tổ chức, cơ chế tài chính và lộ trình thực hiện.

Điều khoản tham chiếu (ToR) xác định đối tượng nghiên cứu là chương trình DSM, trong đó xem xét cả chương trình DR thương mại và chương trình DR tự nguyện/phi thương mại. Vì vậy, báo cáo tập trung phân tích và đưa ra các kiến nghị đối với DR, đồng thời làm rõ vị trí

của cấu phần này trong tổng thể khung khổ rộng hơn của DSM. Các cấu phần DSM khác, bao gồm sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả, điện mặt trời mái nhà tự sản xuất tự tiêu thụ, và việc huy động nguồn điện dự phòng của các tổ chức, doanh nghiệp theo Chỉ thị số 10/CT-TTg, được xem xét như bối cảnh chung và các nội dung cần phối hợp, do mỗi cấu phần này đều được quản lý bởi chương trình riêng.

1.3. Mạch logic từ kết quả nghiên cứu đến các khuyến nghị

Báo cáo tuân theo một mạch logic xuyên suốt gồm bốn bước: Bước đầu tiên làm rõ khoảng cách giữa tiềm năng thực tế và kết quả đạt được của chương trình DR nằm ở đâu và nguyên nhân tại sao. Bước này kết hợp giữa việc đánh giá khung pháp lý, kết quả thực hiện thực tế và phân tích các rào cản, nhằm xác định khoảng cách đó xuất phát từ cấp độ định hướng chính sách, quy định pháp luật hay từ các điều kiện thực hiện. Bước thứ hai nghiên cứu kinh nghiệm quốc tế tại các quốc gia có điều kiện tương đồng và các quốc gia có thị trường điện phát triển, nhằm xác định mô hình DR nào tương ứng với cơ chế giá điện nào. Bước thứ ba đối chiếu kết quả đánh giá hiện trạng cũng như bối cảnh thị trường điện và biểu giá điện của Việt Nam với kinh nghiệm quốc tế để sàng lọc các cơ chế khả thi, định lượng dư địa mở rộng cùng các lợi ích đi kèm, đồng thời đề xuất các mục tiêu và hệ thống chỉ tiêu đánh giá. Bước thứ tư chuyển hóa toàn bộ các nội dung trên thành các nội dung đề xuất của chương trình.

Bảng 3. Mạch logic xuyên suốt của nghiên cứu

Bước	Câu hỏi cần giải quyết	Căn cứ phân tích	Trình bày tại
1	Khoảng cách giữa tiềm năng thực tế và việc thực hiện DR nằm ở đâu và nguyên nhân tại sao?	Khung pháp lý hiện hành; kết quả thực hiện thực tế; các rào cản thể chế, kỹ thuật và tài chính; bối cảnh phát triển của hệ thống điện, thị trường điện và cơ chế giá điện	Chương 2
2	Kinh nghiệm thực tiễn của các quốc gia có điều kiện tương đồng và các quốc gia có thị trường điện phát triển là gì?	Nghiên cứu điển hình tại 6 quốc gia; biểu giá điện và các văn bản chính thức đã ban hành	Chương 3
3	Những cơ chế nào khả thi trong điều kiện hiện tại; dư địa mở rộng và lợi ích mang lại là gì; và hệ thống chỉ tiêu nên đặt ở mức nào?	Khung sàng lọc; định lượng tiềm năng từ dưới lên theo từng nhóm khách hàng; phân tích chi phí - lợi ích	Chương 4
4	Chương trình nên bao gồm những nội dung gì, trình tự thực hiện ra sao, và phân công nhiệm vụ cho các bên như thế nào?	Nghị định số 146/2025/NĐ-CP; Thông tư số 07/2025/TT-BCT	Chương 5

1.4. Các luận điểm trung tâm

Báo cáo được xây dựng dựa trên bốn luận điểm trung tâm. Đây không phải là các giả định ban đầu, mà là kết quả đúc rút từ việc đánh giá hiện trạng và đối chiếu với kinh nghiệm quốc tế; các luận điểm này đã được kiểm chứng qua dữ liệu tại Chương 2 và Chương 3, được sàng lọc và định lượng tại Chương 4, đồng thời được chuyển hóa thành các nội dung chương trình đề xuất tại Chương 5. Việc nêu rõ các luận điểm này ngay từ đầu nhằm làm sáng tỏ mạch logic tổng thể trước khi đi vào trình bày chi tiết.

(1) Khung pháp lý cho DSM/DR trong ngành điện đã tương đối đầy đủ; các rào cản chủ yếu nằm ở các quy định về cơ chế tài chính, cơ chế giá điện và chính sách thuế. Định hướng chính sách, khung pháp lý và bộ máy thực thi cơ bản đã được ban hành và đi vào vận hành. Do đó, việc ban hành thêm văn bản chính sách hay chi tiết hóa hơn nữa các quy định về DR sẽ không làm thay đổi kết quả thực tế; trọng tâm cần chuyển sang việc tháo gỡ các quy định về cơ chế tài chính, cơ chế giá điện và chính sách thuế.

(2) Dư địa phát triển DSM/DR tập trung ở nhóm khách hàng CN&TM, và trong ngắn hạn là ở chương trình DR tự nguyện. Ưu tiên hàng đầu cho giai đoạn hiện nay là nâng cao tỷ lệ tham gia thực tế của khách hàng so với lượng công suất đã đăng ký, thay vì tiếp tục mở rộng số lượng khách hàng đăng ký mới. Đây là cấu phần có thể triển khai thực hiện ngay mà không phụ thuộc vào việc ban hành các cơ chế tài chính hay giá điện mới.

(3) Chương trình DR cho giai đoạn tới cần phù hợp với mức độ phát triển của hệ thống điện, lộ trình phát triển thị trường điện và cơ chế giá điện. Một cơ chế chi trả không phụ thuộc vào một giai đoạn phát triển cụ thể của thị trường điện, mà phụ thuộc vào một lộ trình rõ ràng để ghi nhận và thu hồi chi phí, nội dung này đã được Chỉ thị số 10/CT-TTg giao Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam chủ trì xây dựng.

(4) Điều kiện hạ tầng kỹ thuật là yếu tố ràng buộc quyết định đến phạm vi và tốc độ triển khai. Hạ tầng đo đếm, bao gồm hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI), tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở cùng quy trình đo lường và xác minh, hệ thống quản lý DR (DRMS) và nền tảng dữ liệu dùng chung. Đây vừa là điều kiện để cơ chế giá điện vận hành hiệu quả trong giai đoạn hiện tại, vừa là điều kiện tiên quyết để cơ chế chi trả đi vào hoạt động ở giai đoạn sau.

1.5. Phương pháp luận và nguyên tắc xây dựng các khuyến nghị

1.5.1. Phương pháp luận

Nghiên cứu áp dụng tuần tự 5 phương pháp, trong đó mỗi phương pháp đóng vai trò bổ trợ lẫn nhau. Việc kết hợp nhiều phương pháp là cần thiết bởi mỗi phương pháp chỉ giải quyết được một phần của vấn đề: việc rà soát các văn bản pháp lý cho biết quy định đề ra những gì nhưng không giải thích được vì sao các quy định đó chưa đi vào thực tế; phân tích khoảng cách giúp xác định rào cản phát sinh ở cấp độ nào nhưng không đưa ra lời giải; kinh nghiệm quốc tế gợi ý các giải pháp tháo gỡ nhưng phải kiểm tra mức độ phù hợp với điều kiện trong nước; và việc định lượng tiềm năng cùng phân tích chi phí – lợi ích sẽ cung cấp cơ sở định lượng để xác định các thứ tự ưu tiên.

Bảng 4. Các phương pháp sử dụng trong nghiên cứu

Phương pháp	Cách thức áp dụng	Trình bày tại
Rà soát văn bản và tài liệu pháp lý	Rà soát toàn bộ hệ thống văn bản từ Luật, Nghị định, Quyết định của Thủ tướng Chính phủ đến các Thông tư, hướng dẫn; đối chiếu giữa quy định pháp luật và thực tế triển khai nhằm xác định các quy định đã có hiệu lực nhưng chưa được thực hiện.	Mục 2.1
Phân tích khoảng cách ba lớp	Phân tách thành 3 lớp riêng biệt, bao gồm quy định pháp lý, mức độ triển khai thực tế và kết quả thực tế đạt được, nhằm xác định chính xác khoảng cách nằm ở lớp nào.	Các mục 2.2 – 2.3
Đánh giá theo khung DSM đa lớp	Đánh giá so sánh mức độ hoàn thiện trên các khía cạnh: định hướng chính sách, khung pháp lý, công tác tổ chức thực hiện, cơ chế giá điện, cơ chế tài chính, hạ tầng và dữ liệu, cùng năng lực và nhận thức.	Mục 2.2.5
Nghiên cứu điển hình và so sánh quốc tế	Phân tích cơ chế DR của các quốc gia lựa chọn theo 2 nhóm phân loại, sử dụng biểu giá điện và các văn bản chính thức công bố của các đơn vị điện lực làm nguồn thông tin tham chiếu chính.	Chương 3
Định lượng tiềm năng và phân tích chi phí – lợi ích	Ước tính từ dưới lên tiềm năng DR theo từng nhóm khách hàng; quy đổi lợi ích từ việc giảm phụ tải đỉnh thành chi phí tránh được về nguồn điện và chi phí tránh được do mất điện/không cung cấp được điện.	Mục 4.5

1.5.2. Tiêu chí lựa chọn các quốc gia nghiên cứu

Điều khoản tham chiếu (ToR) yêu cầu nghiên cứu phải phân tích kinh nghiệm của các quốc gia có điều kiện tương đồng, chia thành hai nhóm: các quốc gia áp dụng biểu giá điện thống nhất trên toàn quốc như Việt Nam, và các quốc gia có thị trường điện phát triển. Yêu cầu về sản phẩm đầu ra cũng quy định tối thiểu phải phân tích chi tiết ít nhất ba quốc gia, trong đó bao gồm ít nhất một quốc gia có cơ cấu ngành điện tập trung tương tự Việt Nam và ít nhất một quốc gia có thị trường điện phát triển.

Trên cơ sở đó, sáu quốc gia đã được lựa chọn và phân nhóm. Tiêu chí phân nhóm không dựa trên quy mô hệ thống điện hay yếu tố địa lý, mà dựa trên cơ chế hình thành giá bán lẻ điện, nghiên cứu xác định đây là biến số mang tính quyết định đối với tính khả thi của từng mô hình DR.

Nhóm	Quốc gia	Lý do lựa chọn
Nhóm 1 **Biểu giá bán lẻ điện đồng nhất trên toàn quốc, ngành điện có cơ cấu tập trung**	Hàn Quốc, Thái Lan	Bối cảnh gần nhất với Việt Nam hiện nay: giá bán lẻ điện do Nhà nước quy định và áp dụng đồng nhất, ngành điện tập trung quanh một đơn vị cung cấp bán lẻ đóng vai trò chủ đạo. Kinh nghiệm của nhóm này có giá trị tham chiếu trực tiếp cho các khuyến nghị ở giai đoạn hiện tại.
Nhóm 2 **Thị trường điện phát triển có phân khúc bán lẻ cạnh tranh**	Đức, Úc, Hoa Kỳ	Các trường hợp này cho thấy mô hình DR có thể phát triển như thế nào khi thị trường bán lẻ cạnh tranh đi vào vận hành và chi phí sử dụng lưới điện được tách riêng. Kinh nghiệm của nhóm này là cơ sở tham chiếu cho giai đoạn tiếp theo của Việt Nam, đồng thời giúp xác định các điều kiện kỹ thuật cần chuẩn bị ngay từ bây giờ.

1.5.3. Các nguyên tắc xây dựng khuyến nghị

Các khuyến nghị tại Chương 5 tuân thủ năm nguyên tắc xuyên suốt. Các nguyên tắc này được nêu rõ ngay từ đầu để các bên liên quan có thể đánh giá không chỉ nội dung của từng khuyến nghị mà cả cơ sở lựa chọn khuyến nghị đó.

- **Tính toàn diện và thừa kế các cơ chế hiện hữu.** Ưu tiên mở rộng, bổ sung khung pháp lý và mô hình thể chế hiện có thay vì thay thế toàn bộ, bảo đảm tính liên tục với Chương trình quốc gia về DSM đã triển khai từ năm 2018.
- **Sự phù hợp với từng giai đoạn phát triển của thị trường điện và cơ chế giá điện.** Mỗi nhóm giải pháp được gắn liền với giai đoạn thị trường mà ở đó giải pháp có thể vận hành thực tế, thay vì chỉ phụ thuộc vào một mốc thời gian cố định trên lịch.
- **Rõ ràng về thẩm quyền và trình tự, thủ tục.** Mỗi khuyến nghị đều xác định rõ văn bản cần sửa đổi hoặc ban hành, cơ quan có thẩm quyền quyết định và quy trình trình phê duyệt tương ứng.
- **Tính khả thi về mặt tài chính.** Mỗi cơ chế đề xuất đều được đánh giá dựa trên khả năng bố trí nguồn vốn và khả năng thu hồi chi phí theo các quy định hiện hành tương ứng với từng giai đoạn.
- **Có thể đo lường được.** Mỗi mục tiêu đều được gắn với chỉ tiêu định lượng, phương pháp đo lường và chế độ báo cáo cụ thể.

CHƯƠNG 02

ĐÁNH GIÁ BỐI CẢNH VÀ HIỆN TRẠNG TRIỂN KHAI DSM/DR TẠI VIỆT NAM

Chương 2. Đánh giá bối cảnh và hiện trạng triển khai DSM/DR tại Việt Nam

2.1. Khung pháp lý hiện hành

Khung pháp lý cho hoạt động DSM tại Việt Nam đã phát triển từ một chương trình nền tảng ban đầu thành một cấu trúc đa tầng, trong đó Luật, Quy hoạch phát triển điện lực, các Nghị định, Thông tư và Chỉ thị của Thủ tướng Chính phủ đều giữ những vai trò riêng biệt.

2.1.1. Cấu trúc pháp lý đa tầng

Quyết định số 279/QĐ-TTg đã phê duyệt Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện. Luật Điện lực số 61/2024/QH15 và Quy hoạch điện VIII điều chỉnh sau đó đã coi DSM/DR thành một nguồn linh hoạt của hệ thống điện. Nghị định số 146/2025/NĐ-CP giao EVN chủ trì xây dựng chương trình cho giai đoạn tiếp theo, đồng thời tạo cơ sở pháp lý cho cơ chế tài chính áp dụng đối với chương trình DR thương mại có khuyến khích tài chính. Thông tư số 07/2025/TT-BCT quy định chi tiết các quy tắc về nghiên cứu phụ tải và điều chỉnh phụ tải. Chỉ thị số 10/CT-TTg yêu cầu Bộ Công Thương tiếp tục đề xuất các giải pháp nhằm thúc đẩy các hoạt động DSM cùng việc sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả.

Bảng 5. Quyết định của Thủ tướng Chính phủ

Cấp văn bản / Cơ quan ban hành	Văn bản	Nội dung chính liên quan đến DSM/DR
Quyết định của Thủ tướng Chính phủ (ban hành trước Luật Điện lực 2024)	Quyết định số 279/QĐ-TTg	Phê duyệt Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018–2020, định hướng đến năm 2030; quy định các mục tiêu, các nhóm nội dung và hệ thống chỉ tiêu về giảm công suất đỉnh cũng như nâng cao hệ số phụ tải.
Luật (Quốc hội)	Luật Điện lực số 61/2024/QH15	Quy định các nguyên tắc chung về DSM (Điều 54) và các nguyên tắc của chính sách giá điện nhằm khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả.
Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (Thủ tướng Chính phủ)	Quyết định số 768/QĐ-TTg	Xác định DSM/DR là giải pháp sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả, góp phần bảo đảm an ninh cung cấp điện.
Nghị định (Chính phủ)	Nghị định số 146/2025/NĐ-CP	Phân cấp cho Bộ Công Thương thẩm quyền phê duyệt Chương trình DSM quốc gia phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội trong từng thời kỳ, bao gồm các giải pháp quản lý nhu cầu, cơ chế tài chính và trách nhiệm của các bên; giao EVN chủ trì xây dựng chương trình với 5 nhóm nội dung cốt lõi.

Cấp văn bản / Cơ quan ban hành	Văn bản	Nội dung chính liên quan đến DSM/DR
Thông tư (Bộ Công Thương)	Thông tư số 07/2025/TT-BCT	Quy định về nghiên cứu phụ tải và thực hiện các chương trình DR; quy định trình tự, thủ tục, phương pháp xác định đường phụ tải cơ sở, và cung cấp các mẫu hợp đồng cho các chương trình CLP, EDRP, giá điện hai thành phần, CPP và dịch chuyển phụ tải.
Chỉ thị (Thủ tướng Chính phủ)	Chỉ thị số 10/CT-TTg	Chỉ đạo Bộ Công Thương nghiên cứu, đề xuất các cơ chế thúc đẩy DSM, sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả, cũng như huy động nguồn điện dự phòng của các tổ chức, doanh nghiệp.

2.1.2. Nội dung chính của các quy định

a) Quyết định số 279/QĐ-TTg — Nền tảng của Chương trình DSM quốc gia

Quyết định số 279/QĐ-TTg được ban hành trước Luật Điện lực 2024 và là văn bản mang tính nền tảng. Văn bản này đề ra mục tiêu tổng quát, các nhóm nội dung cấu thành Chương trình, bao gồm nghiên cứu phụ tải; nâng cao nhận thức và sử dụng điện tiết kiệm; cùng với DR đi kèm các chỉ tiêu định lượng cốt lõi. Về mục tiêu giảm công suất phụ tải đỉnh, Chương trình đặt mục tiêu cắt giảm tối thiểu 300 MW vào năm 2020, 1.000 MW vào năm 2025 và 2.000 MW vào năm 2030, đồng thời hướng tới mục tiêu nâng cao hệ số phụ tải của hệ thống điện quốc gia.

b) Luật Điện lực số 61/2024/QH15

Là văn bản có hiệu lực pháp lý cao nhất trong ngành điện, Luật đã ghi nhận chính sách phát triển DSM như một giải pháp bảo đảm an ninh cung cấp điện và nâng cao hiệu quả sử dụng điện, đồng thời quy định các nguyên tắc quản lý giá điện. Hai quy định tác động trực tiếp đến việc thiết kế cơ chế giá điện cho DSM/DR bao gồm: chính sách áp dụng biểu giá bán lẻ điện nhiều thành phần và cơ chế giá điện khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả (Điểm c Khoản 12 Điều 5); và việc xây dựng cơ chế giá điện phù hợp cho các nhóm khách hàng theo từng thời kỳ phù hợp với chính sách và điều kiện kinh tế - xã hội (Điểm h Khoản 12 Điều 5). Luật cũng giao Bộ Công Thương nghiên cứu xây dựng các cơ chế giá điện này để trình Chính phủ và Thủ tướng Chính phủ.

Với vai trò là luật khung, Luật Điện lực thiết lập các chính sách và nguyên tắc chung; việc thể chế hóa các chính sách này thành cơ chế giá, trình tự thủ tục và tiêu chuẩn kỹ thuật được giao cho Chính phủ và Bộ Công Thương thực hiện. Do đó, một số nội dung quan trọng đối với chương trình DSM/DR như cơ chế giá điện, cơ sở pháp lý cho các đơn vị kết nối và tổng

hợp phụ tải, cùng cơ chế thanh toán và thu hồi chi phí vẫn cần tiếp tục được nghiên cứu và quy định cụ thể tại các văn bản hướng dẫn dưới luật.

c) Nghị định số 146/2025/NĐ-CP

Nghị định quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả và DSM, trong đó có hai nội dung cốt lõi. Thứ nhất: Phân cấp cho Bộ Công Thương thẩm quyền phê duyệt Chương trình DSM quốc gia phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội trong từng thời kỳ, bao gồm các giải pháp quản lý nhu cầu, cơ chế tài chính và trách nhiệm của các bên liên quan. Thứ hai: Giao EVN chủ trì xây dựng và trình phê duyệt Chương trình DSM quốc gia cho giai đoạn tiếp theo, bao gồm 5 nhóm nội dung: Nguyên tắc vận hành các chương trình DSM quốc gia (bao gồm việc khuyến khích và hướng dẫn thay đổi thói quen sử dụng điện); Nâng cao hiệu quả sử dụng điện, giảm công suất phụ tải đỉnh và thu hẹp chênh lệch giữa giờ cao điểm và giờ thấp điểm; Bản thân các chương trình quản lý nhu cầu phụ tải; Trách nhiệm của các bên trong việc triển khai Chương trình quốc gia nhằm tối ưu hóa vận hành hệ thống điện; Cơ chế tài chính thực hiện các chương trình DSM.

Đây là cơ sở pháp lý quan trọng để xây dựng Chương trình DSM/DR cho giai đoạn tới, đồng thời là căn cứ để đề xuất và định hướng cơ chế tài chính cũng như cơ chế giá điện cho chương trình DR, nhằm chuyển dịch từ hình thức tự nguyện sang cơ chế có tín hiệu giá và khuyến khích tài chính.

d) Thông tư số 07/2025/TT-BCT — Văn bản quy định chi tiết và có tính áp dụng trực tiếp cao nhất

Thông tư số 07/2025/TT-BCT là văn bản hướng dẫn thi hành chi tiết và có tính áp dụng trực tiếp nhất đối với hoạt động DR, thay thế Thông tư số 23/2017/TT-BCT. Thông tư quy định về nghiên cứu phụ tải và trình tự, thủ tục thực hiện các chương trình DR, bao gồm phương pháp xác định đường phụ tải cơ sở, cơ chế giám sát và đo lường, cùng các mẫu hợp đồng và thỏa thuận tham gia. Các chương trình DR được chia thành hai nhóm dựa trên mục tiêu vận hành.

Bảng 6. Phân loại các chương trình DR theo Thông tư số 07/2025/TT-BCT

Nhóm	Chương trình	Nội dung và đối tượng khách hàng	Tình trạng triển khai
Dựa trên cơ chế khuyến khích	**DR tự nguyện**	Khách hàng tự nguyện điều chỉnh hoặc cắt giảm lượng điện tiêu thụ theo yêu cầu của đơn vị điện lực; quyền lợi của khách hàng thể hiện dưới các hình thức phi tài chính như ưu tiên cấp điện trở lại, hỗ trợ kỹ thuật và kiểm toán năng lượng, chưa gắn với cơ chế thanh toán bằng tiền.	Đang vận hành, hình thức duy nhất được thực hiện trên thực tế.
	DR thương mại có khuyến khích tài chính: CLP và EDRP	Các chương trình DR thương mại (CLP và EDRP) hướng tới mục tiêu kinh tế nhằm giảm chi phí mua điện giờ cao điểm và trì hoãn đầu tư nguồn và lưới điện; áp dụng cho khách hàng CN&TM có dây chuyền sản xuất linh hoạt.	**Chưa triển khai** — cơ chế khuyến khích và thanh toán đi kèm chưa được ban hành.
Dựa trên cơ chế giá điện	**Giá điện hai thành phần** (giá công suất và giá điện năng)	Áp dụng cho các khách hàng đang áp dụng biểu giá ToU; bổ sung cấu trúc hai thành phần nhằm tăng cường tín hiệu giá, khuyến khích khách hàng thay đổi thói quen sử dụng điện và dịch chuyển phụ tải.	**Mới dừng ở bước tính toán thí điểm trên sổ sách**
	Giá điện giờ cao điểm cực đại (CPP)	Áp dụng mức giá có thành phần tăng cao đột biến so với giá ToU trong các giờ cao điểm của hệ thống, tác động trực tiếp đến thói quen tiêu thụ và khuyến khích khách hàng thay đổi hoặc giảm sử dụng điện trong các giờ đó.	**Chưa được quy định**
Đơn vị trung gian	**Đơn vị cung cấp dịch vụ DR**	Đóng vai trò trung gian giữa khách hàng sử dụng điện và đơn vị bán điện, thực hiện các chương trình DR theo các thỏa thuận/hợp đồng ký kết với cả hai bên.	**Chưa có quy định** về điều kiện thành lập, đăng ký kinh doanh cũng như hạ tầng và cơ sở vật chất kỹ thuật bắt buộc.

2.1.3. Cơ sở pháp lý cho các cơ chế tài chính và giá điện

Một điểm cần được khẳng định rõ ngay từ đầu trong phần đánh giá này: cơ sở pháp lý cho việc xây dựng và triển khai cơ chế tài chính và cơ chế giá điện đối với DR về cơ bản đã có sẵn; vấn đề còn lại là hoàn thiện, ban hành và đưa vào thực thi. Việc phân biệt rõ ràng điều này có ý nghĩa quan trọng trong thực tiễn, bởi nó chuyển trọng tâm từ việc tháo gỡ các rào cản pháp lý sang việc khắc phục các hạn chế ở khâu thực thi.

Điều khiến công tác hoàn thiện cơ sở pháp lý trở nên phức tạp là các cơ chế này nằm ở giao điểm của ba lĩnh vực pháp luật: các quy định về quản lý giá điện; các quy định về quản lý vốn nhà nước và tài chính của EVN; cùng các quy định về thuế. Tính chất liên ngành này đòi hỏi sự phối hợp chặt chẽ giữa Bộ Công Thương (về chính sách giá) và Bộ Tài chính (về ghi nhận chi phí, hạch toán kế toán và chính sách thuế).

Một thực tế đáng chú ý là ngay từ năm 2014, Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ quy định về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện (Điểm b Khoản 1 Điều 5) đã giao EVN nghiên cứu cơ chế giá điện hai thành phần và giá điện khuyến khích để áp dụng thí điểm cho các khách hàng tham gia các chương trình quản lý nhu cầu điện. Đây chính là cơ sở pháp lý cho việc áp dụng biểu giá CPP. Tiếp đó, Thông tư số 07/2025/TT-BCT đã quy định cụ thể về các chương trình DR và cơ chế tín hiệu giá cùng trách nhiệm của các bên liên quan. Tuy nhiên, sau hơn một thập kỷ, cả hai cơ chế này vẫn chưa được triển khai trên thực tế; giá điện hai thành phần mới chỉ dừng lại ở bước tính toán thí điểm trên sổ sách.

Để một khoản chi trả khuyến khích cho khách hàng tham gia DR được thu hồi, cần phải bảo đảm sự thống nhất xuyên suốt qua ba mắt xích liên tiếp:

Mắt xích thứ nhất — Ghi nhận chi phí. EVN là công ty mẹ, do Nhà nước sở hữu 100% vốn, nên mọi hoạt động tài chính phải tuân thủ pháp luật về quản lý và đầu tư vốn nhà nước tại doanh nghiệp. Từ ngày 01 tháng 8 năm 2025, Luật Quản lý và đầu tư vốn nhà nước tại doanh nghiệp số 68/2025/QH15 có hiệu lực, thay thế Luật số 69/2014/QH13; cơ quan đại diện chủ sở hữu vốn nhà nước tại EVN hiện nay là Bộ Tài chính. Nghị định số 366/2025/NĐ-CP quy định các nguyên tắc xác định doanh thu, chi phí và phân phối lợi nhuận sau thuế. Đây là khung khổ pháp lý điều chỉnh việc xử lý khoản chi trả khuyến khích DR: nếu được ghi nhận, khoản chi này sẽ được hạch toán vào chi phí sản xuất, kinh doanh điện.

Một ràng buộc tiếp theo ở mắt xích này đến từ pháp luật về thuế. Theo Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp năm 2025 và Nghị định số 320/2025/NĐ-CP, một khoản chi phí chỉ được trừ khi xác định thu nhập chịu thuế nếu đáp ứng đồng thời ba điều kiện: thực tế phát sinh và liên quan đến hoạt động sản xuất, kinh doanh; có đủ hóa đơn, chứng từ hợp pháp; và có chứng từ thanh toán không dùng tiền mặt đối với hóa đơn từ 5 triệu đồng trở lên. Khó khăn nằm ở chỗ khoản chi trả khuyến khích do đơn vị điện lực chi trả cho khách hàng tham gia DR không trực tiếp tạo ra một khoản doanh thu tương ứng cho chính đơn vị điện lực đó; nó tạo ra lợi ích gián tiếp cho toàn hệ thống thông qua việc giảm phụ tải đỉnh, trì hoãn đầu tư nguồn và lưới điện, đồng thời nâng cao an ninh cung cấp điện. Khi chưa có quy định rõ ràng, khoản chi này có nguy cơ bị xếp vào nhóm "chi phí không tương ứng với doanh thu chịu thuế" và do đó không được tính là chi phí được trừ, đồng nghĩa với việc không thể thu hồi qua giá điện. Đây chính là nút thắt kỹ thuật và pháp lý cốt lõi: một khoản chi phí phục vụ mục tiêu vận hành hệ thống điện lại không đáp ứng được tiêu chí "tương ứng với doanh thu" vốn được thiết kế cho các hoạt động thương mại thông thường.

Mắt xích thứ hai — Thu hồi qua giá bán lẻ điện. Việc được ghi nhận là chi phí hợp lý, hợp lệ theo khung khổ tài chính của EVN mới chỉ là điều kiện cần để hạch toán vào chi phí sản xuất, kinh doanh điện; bản thân điều đó chưa bảo đảm việc thu hồi chi phí. Để thực sự được thu hồi, khoản chi phí này phải tiếp tục được đưa vào cấu thành giá bán lẻ điện bình quân. Theo Nghị định số 72/2025/NĐ-CP (được sửa đổi, bổ sung bởi Nghị định số 278/2026/NĐ-CP), giá bán lẻ điện bình quân được xác định trên cơ sở tổng chi phí sản xuất, kinh doanh điện hợp lý, hợp lệ cộng với mức lợi nhuận định mức.

Mắt xích thứ ba — Phân bổ qua giá bán buôn điện nội bộ. Cơ sở pháp lý hiện hành là Thông tư số 17/2025/TT-BCT quy định phương pháp lập, trình tự thủ tục thẩm định và phê duyệt khung giá bán buôn điện cho các PC. Khung giá bán buôn điện của từng Tổng công ty điện lực được xác định từ doanh thu dự kiến, tổng chi phí phân phối - bán lẻ, mức lợi nhuận định mức và chi phí mua điện. Danh mục các chi phí cấu thành nên khung giá này hiện chưa có khoản mục riêng cho chi phí thực hiện các chương trình DSM/DR. Vì vậy, nếu một PC thực hiện chi trả khuyến khích để triển khai chương trình DR thương mại có khuyến khích tài chính, khoản chi phí đó vừa không được phản ánh trong giá bán buôn do EVN bán cho PC, vừa không được thu hồi thông qua chênh lệch giữa giá bán lẻ và giá bán buôn nội bộ.

Hệ quả: Lợi ích và chi phí không tương thích
DR mang lại lợi ích ở cấp độ toàn hệ thống, bao gồm giảm công suất phụ tải đỉnh, chi phí tránh được nhờ trì hoãn đầu tư nguồn và lưới điện, và bảo đảm an ninh cung cấp điện, nghĩa là các lợi ích này mang lại cho toàn bộ hệ thống điện chứ không riêng cho bất kỳ PC nào. Ngược lại, chi phí chi trả khuyến khích lại tác động trực tiếp và trực diện đến tài chính của từng PC. Khi lợi ích và chi phí không được điều hòa, phân bổ tương thích thông qua cơ chế giá bán buôn điện nội bộ, các Tổng công ty điện lực sẽ thiếu động lực tài chính để chủ động đưa DR sang giai đoạn thương mại, và trên thực tế chỉ có thể triển khai dưới hình thức tự nguyện.

2.1.4. Mối quan hệ trong khung pháp lý và các khoảng trống còn lại

Sơ đồ dưới đây thể hiện mối quan hệ giữa từng văn bản pháp lý chính với toàn bộ cấu trúc của chương trình DSM, phân định rõ các cấu phần DSM rộng hơn, bao gồm nghiên cứu phụ tải; sử dụng hiệu quả và nâng cao nhận thức, với các cấu phần DR được quy định chi tiết tại Thông tư số 07/2025/TT-BCT, cùng với vai trò liên ngành của đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải.



Hình 1. Mức độ bao phủ của từng văn bản pháp lý đối với từng cấu phần DSM/DR

Bảng 7. Các khoảng trống pháp lý còn lại theo từng cấu phần

Cấu phần	Rào cản pháp lý
Nghiên cứu phụ tải	Hạ tầng và nền tảng dữ liệu của 5 Tổng công ty điện lực chưa được tích hợp và chuẩn hóa đồng bộ.
Sử dụng hiệu quả và nâng cao nhận thức	Công tác phối hợp giữa các chương trình tiết kiệm năng lượng/sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả với các chương trình DSM, DR còn manh mún, rời rạc.
Cơ chế tài chính (CLP/EDRP)	Cơ chế thu hồi chi phí và việc đưa chi phí này vào cấu thành giá bán lẻ điện chưa vận hành trên thực tế.
Cơ chế giá điện	Biểu giá hai thành phần mới dừng ở bước tính toán thí điểm; chưa có các quy định hướng dẫn về biểu giá CPP.
Đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải	Cần ban hành các quy định về điều kiện thành lập, đăng ký kinh doanh, cũng như cơ sở vật chất và hạ tầng kỹ thuật bắt buộc.

Việc sắp xếp, phân tích theo cơ quan ban hành làm rõ trách nhiệm của từng cấp trong việc giải quyết từng nội dung còn tồn tại. Luật Điện lực số 61/2024/QH15 đã thiết lập các nguyên tắc chung về DSM và giá điện; nội dung còn lại cần xem xét ở cấp độ Luật, hoặc tại các văn bản dưới luật trong phạm vi Luật cho phép, là tạo cơ sở pháp lý rõ ràng và vững chắc hơn cho việc ban hành và áp dụng cơ chế giá điện hoặc cơ chế tài chính, cùng với các nguyên tắc hạch toán và thu hồi chi phí DR. Nghị định số 146/2025/NĐ-CP đã phân cấp thẩm quyền cho Bộ Công Thương và giao EVN xây dựng Chương trình quốc gia; nội dung cần bổ sung là định hướng và từng bước cụ thể hóa cơ chế tài chính, bao gồm nguồn vốn, nguyên tắc hạch toán, việc thu hồi chi phí hợp lý, và cơ chế giá điện cho chương trình DSM/DR. Đây chính là nội dung then chốt quyết định việc chương trình DR có thể chuyển sang giai đoạn triển khai thương mại hay không.

Bảng 8. Các vấn đề cần nghiên cứu và bổ sung theo cơ quan có thẩm quyền

STT	Nội dung cần bổ sung	Cấp văn bản / Cơ quan có thẩm quyền	Cấu phần liên quan
1	Cơ chế giá điện cho DR và lộ trình áp dụng	Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ, Bộ CT	DR dựa trên cơ chế giá điện
2	Cơ chế tài chính, thanh toán và thu hồi chi phí cho chương trình DR thương mại có khuyến khích tài chính (CLP/EDRP)	Bộ CT	CLP / EDRP
3	Cơ sở pháp lý rõ ràng và vững chắc hơn cho đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải	Bộ CT	Đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải
4	Quy định chuẩn hóa công tác đo lường, xác định đường phụ tải cơ sở và đánh giá hiệu quả	Bộ CT	Tất cả các chương trình DR
5	Rà soát và cập nhật các quy định nhằm phản ánh đúng các khung giờ cao điểm, thấp điểm và bình thường mới của hệ thống điện quốc gia	Bộ CT	Nghiên cứu phụ tải / DR dựa trên cơ chế giá điện
6	Hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI) và nền tảng dữ liệu dùng chung cho DR	Bộ CT, EVN	Nghiên cứu phụ tải, tất cả các chương trình DR

2.1.5 Đánh giá tổng thể

Khung pháp lý từ cấp độ định hướng chính sách, Luật, phân cấp thẩm quyền cho đến các văn bản hướng dẫn thi hành cơ bản đều đã được ban hành và có hiệu lực. Trên thực tế, Thông tư số 07/2025/TT-BCT đã quy định khá chi tiết cả 4 hình thức DR, bao gồm DR tự nguyện, DR thương mại có khuyến khích tài chính (CLP và EDRP), giá điện hai thành phần và giá CPP, cùng với phương pháp xác định đường phụ tải cơ sở và các mẫu hợp đồng đi kèm. Do đó, nếu chỉ dựa trên các văn bản pháp luật hiện hành, không thể kết luận rằng việc triển khai chậm trễ là do thiếu hụt các quy định pháp lý.

Yếu tố còn thiếu hiện nay không phải là các quy định về chương trình DR, mà là các điều kiện cần thiết để các quy định đó có thể vận hành thực tế: một cơ chế ghi nhận và thu hồi chi phí thống nhất xuyên suốt qua ba mắt xích (chi phí doanh nghiệp - giá bán buôn nội bộ - giá bán lẻ), hướng dẫn về chính sách thuế đối với các khoản chi trả khuyến khích, cơ chế giá cụ thể cho CPP và giá điện hai thành phần, cơ sở pháp lý cho các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải, cùng hạ tầng đo đếm và dữ liệu. Kết luận này định hình toàn bộ phần đánh giá tiếp theo: các phân tích sẽ tập trung vào các điều kiện thực thi thay vì nội dung của các quy định pháp lý, đồng thời làm cơ sở cho việc sàng lọc các cơ chế ở Chương 4.

2.2. Kết quả thực hiện chương trình DSM/DR

Hiện có hai chương trình quản lý nhu cầu phụ tải điện đang được vận hành. Chương trình DR nằm trong phạm vi của Chương trình DSM quốc gia và thuộc phạm vi điều chỉnh của Thông tư số 07/2025/TT-BCT; hiện nay chương trình này đang được thực hiện theo hình thức tự nguyện. Chương trình dịch chuyển phụ tải là một chương trình riêng biệt, không được quy định tại Quyết định số 279/QĐ-TTg, do EVN triển khai thực hiện theo các chỉ đạo bảo đảm cung ứng điện hàng năm trên cơ sở Chỉ thị số 20/CT-TTg ngày 08 tháng 6 năm 2023 của Thủ tướng Chính phủ về việc tăng cường tiết kiệm điện. Do hai chương trình này khác nhau về bản chất cũng như cách thức tổ chức thực hiện, kết quả triển khai của từng chương trình sẽ được đánh giá riêng biệt tại các mục 2.2.2 và 2.2.3.

2.2.1. Tiêu chí đánh giá và bối cảnh phụ tải hệ thống

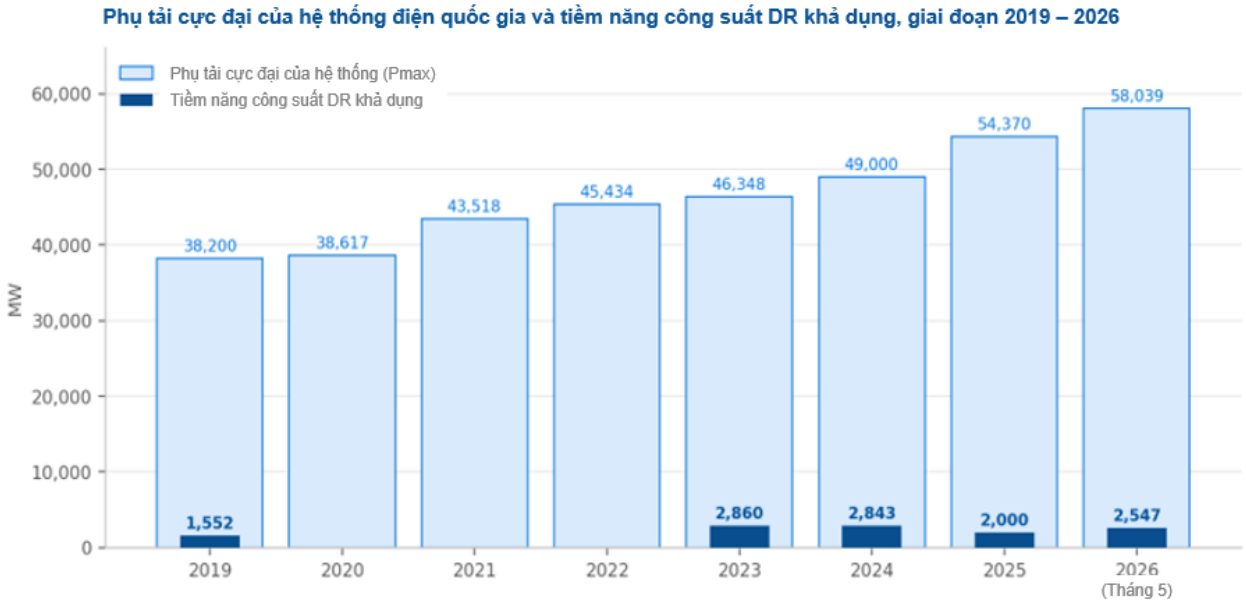
Phần đánh giá bám sát 5 nhóm tiêu chí phù hợp với các mục tiêu và nhóm nội dung của Quyết định số 279/QĐ-TTg, cùng các mốc chỉ tiêu định lượng tương ứng cho các năm 2020, 2025 và 2030.

Bảng 9. Tiêu chí đánh giá việc thực hiện chương trình DSM theo Quyết định số 279/QĐ-TTg

Tiêu chí đánh giá	Mốc thời gian và chỉ tiêu định lượng
1. Giảm công suất phụ tải đỉnh (Pmax)	2020: ≥ 300 MW; 2025: ≥ 1.000 MW; 2030: ≥ 2.000MW
2. Nâng cao hệ số phụ tải của hệ thống điện	Nâng cao hệ số phụ tải của hệ thống điện quốc gia trong suốt quá trình thực hiện Chương trình
3. Hoàn thiện khung pháp lý và thể chế	Xây dựng và hoàn thiện hệ thống văn bản quy phạm pháp luật và bộ máy tổ chức thực hiện DSM/DR
4. Nâng cao nhận thức và sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả	Thực hiện liên tục trong suốt giai đoạn 2018–2030
5. Triển khai chương trình DR	Thí điểm và mở rộng chương trình DR; xây dựng lộ trình tiến tới cơ chế thương mại

Bối cảnh phụ tải hệ thống trong giai đoạn đánh giá cần được làm rõ trước khi xem xét các kết quả đạt được. Trong giai đoạn 2018–2026, nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam tăng trưởng rất nhanh: công suất phụ tải đỉnh của hệ thống tăng từ khoảng 38.000 MW năm 2018 lên mức kỷ lục 58.039 MW ghi nhận vào cuối tháng 5 năm 2026, tăng khoảng 52,6% so với năm 2018, với tốc độ tăng trưởng bình quân khoảng 5,4%/năm (tốc độ tăng trưởng giai đoạn 2020–2022 chậm lại do ảnh hưởng của dịch bệnh Covid-19). Đáng chú ý, trong khi đỉnh phụ tải của năm 2025 chỉ thiết lập vào tháng 8, thì đến cuối tháng 5 năm 2026 kỷ lục này đã bị

xô đổ, đây là dấu hiệu cho thấy áp lực phụ tải đang đến sớm hơn và gay gắt hơn thường lệ. Đây chính là động lực trực tiếp cho việc triển khai các chương trình DSM nói chung và DR nói riêng.



Hình 2. Công suất phụ tải đỉnh của hệ thống điện quốc gia và tiềm năng công suất DR sẵn sàng huy động, giai đoạn 2019–2026

Nguồn: Tổng hợp từ dữ liệu vận hành của NSMO/EVN và các nguồn công khai (không có sự kiện DR nào diễn ra trong các năm 2020, 2021 hoặc 2022).[1]

Sơ đồ đặt hai xu hướng song song với nhau: Thứ nhất, công suất phụ tải đỉnh (Pmax) tăng liên tục và nhanh chóng: từ khoảng 38.200 MW năm 2019 và 38.617 MW năm 2020 - chỉ tăng khoảng 400 MW, phản ánh tác động của dịch bệnh Covid-19 - lên 43.518 MW năm 2021, 45.434 MW năm 2022, 46.348 MW năm 2023, khoảng 49.000 MW năm 2024, 54.370 MW năm 2025 và đạt 58.039 MW vào tháng 5 năm 2026. Thứ hai, tiềm năng công suất DR sẵn sàng huy động, mặc dù được duy trì ở mức có ý nghĩa và có xu hướng tăng, nhưng chỉ chiếm khoảng 4–6% công suất phụ tải đỉnh của năm tương ứng. Trước tốc độ tăng trưởng phụ tải dốc như vậy, đây là một lực lượng đối ứng quan trọng nhưng vẫn còn khá khiêm tốn.

2.2.2. Kết quả thực hiện chương trình DR

Bảng dưới đây tóm tắt quá trình phát triển của chương trình DR trên toàn hệ thống EVN trong giai đoạn 2018–2026.

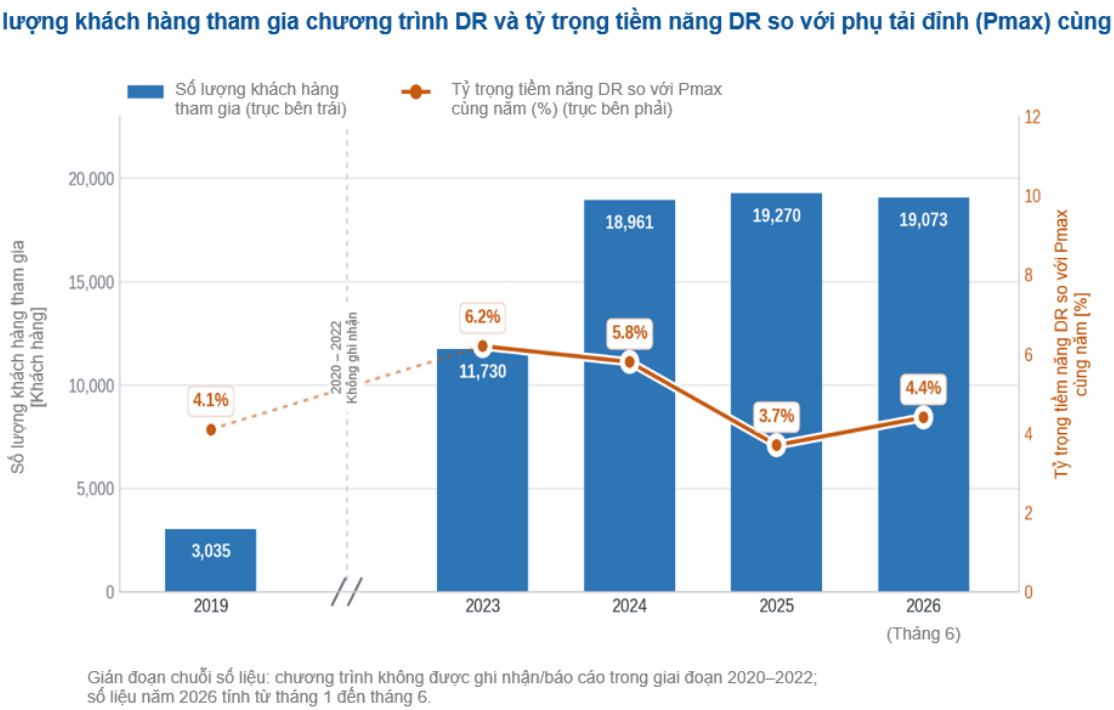
[1] Tập đoàn Điện lực Việt Nam. (2019–2026). Báo cáo vận hành hệ thống điện quốc gia; Market Analysis Service Viet Nam (2026). (2026). *Báo cáo ngành điện Việt Nam 2026*. https://masvn.com

Bảng 10. Quá trình phát triển của chương trình DR, giai đoạn 2018–2026

Năm	Số lượng khách hàng tham gia	Tiềm năng công suất DR đăng ký sẵn sàng (MW)	Số sự kiện DR	Công suất cắt giảm lớn nhất (MW)	Ghi chú
2018	Giai đoạn chuẩn bị	—	0	—	Thành lập Ban Chỉ đạo DSM; xây dựng quy trình nghiên cứu phụ tải và DR
2019	~3.000	1.552	10	513,9 (sự kiện ngày 10/09/2019)	Điện năng cắt giảm khoảng 6,37 triệu kWh
2020	—	—	0	—	Không thực hiện sự kiện DR; việc cung cấp điện cơ bản được bảo đảm
2021	—	—	0	—	Không thực hiện sự kiện DR; việc cung cấp điện cơ bản được bảo đảm
2022	—	—	0	—	Không thực hiện sự kiện DR; việc cung cấp điện cơ bản được bảo đảm
2023	11.730	2.860	~1.000	> 400	Một năm khó khăn về cung ứng điện, đặc biệt ở miền Bắc; khoảng 38.000 lượt khách hàng tham gia
2024	18.961	2.843	Không áp dụng	Không áp dụng	Thực hiện chủ yếu thông qua chương trình dịch chuyển phụ tải (Mục 2.2.3)
2025	19.270	~2.000	Không áp dụng	Không áp dụng	Nhu cầu DR tính toán khoảng 1.900 MW
2026	19.073 (tính đến tháng 6/2026)	2.547	Không áp dụng	Không áp dụng	Nguy cơ thiếu hụt công suất ở miền Bắc theo một số kịch bản

Nguồn: Tổng hợp từ các báo cáo của EVN và các nguồn công khai. Dấu gạch ngang (—) thể hiện không có sự kiện diễn ra[2].

[2] Tập đoàn Điện lực Việt Nam. (2019–2026). *Báo cáo kết quả thực hiện chương trình điều chỉnh phụ tải điện.* Số liệu năm 2019 và 2023 đã được đối soát với Tổ chức Hợp tác Quốc tế Đức (GIZ), (2021). Điều chỉnh phụ tải điện tại Việt Nam — Báo cáo cuối kỳ (SGREEE/AA1), Chương trình Hỗ trợ Năng lượng của GIZ.



Hình 3. Số lượng khách hàng tham gia chương trình DR và tỷ trọng tiềm năng DR so với Pmax cùng năm

Từ chuỗi số liệu này, có thể rút ra ba nhận xét dựa trên dữ liệu thực tế:

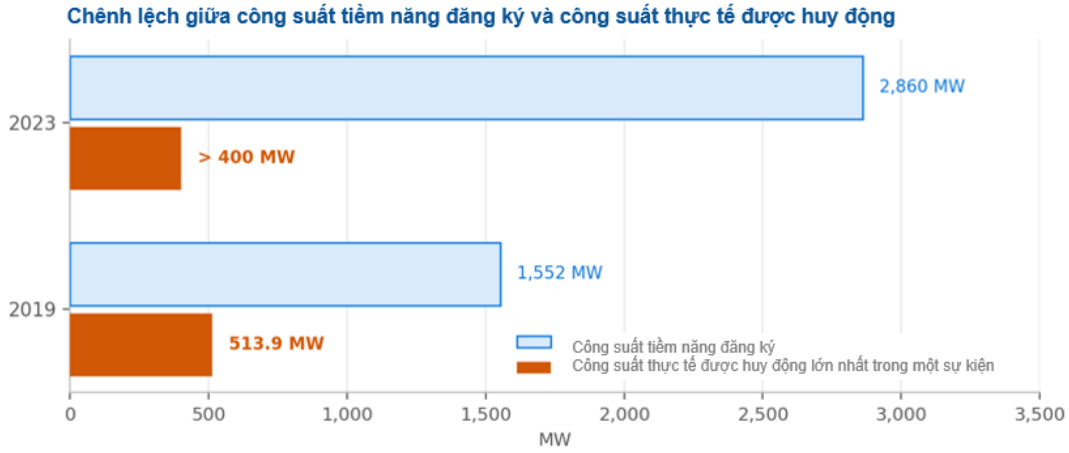
Thứ nhất, quy mô tham gia chương trình DR tăng trưởng nhanh chóng. Số lượng khách hàng tham gia tăng từ khoảng 3.000 khách hàng năm 2019 lên 19.073 khách hàng tính đến tháng 6 năm 2026, tăng gần 6,3 lần sau bảy năm. Mức độ tham gia đối với nhóm khách hàng lớn hiện đã tiệm cận mức bão hòa, cho thấy sự sẵn sàng hợp tác rất cao từ phân khúc này.

Thứ hai, tiềm năng công suất sẵn sàng huy động được duy trì ở mức cao và có xu hướng tăng. Tiềm năng này tăng từ khoảng 1.552 MW năm 2019 lên khoảng 2.843 – 2.860 MW trong giai đoạn 2023–2024, ghi nhận ở mức khoảng 2.000 MW năm 2025 và đạt khoảng 2.547 MW vào cuối tháng 6 năm 2026. So với công suất phụ tải đỉnh của từng năm tương ứng, tiềm năng này tương đương khoảng 4 – 6% công suất đỉnh, ví dụ: khoảng 2.547 MW so với công suất đỉnh khoảng 58.000 MW vào cuối tháng 5 năm 2026, đạt khoảng 4,4%. Tỷ trọng này có ý nghĩa quan trọng đối với công tác điều độ và vận hành hệ thống điện.

Thứ ba, các sự kiện DR được thực hiện theo tình huống cụ thể, phụ thuộc vào cân bằng cung - cầu điện. Trong những năm cung ứng điện được bảo đảm (năm 2021 và phần lớn năm 2022), hầu như không có sự kiện DR nào được thực hiện. Ngược lại, vào năm 2023, một năm đầy khó khăn về cung ứng điện tại miền Bắc, số lượng sự kiện DR tăng vọt lên khoảng 1.000 sự kiện với khoảng 38.000 lượt khách hàng tham gia, và công suất cắt giảm mỗi sự kiện thường đạt trên 400 MW.

Chênh lệch giữa tiềm năng và thực tế huy động

Hiệu quả và tác động thực tế của chương trình DR không được đo lường bằng tiềm năng đăng ký mà bằng các sự kiện thực tế, cụ thể là số lượng sự kiện và công suất thực tế cắt giảm được. Trên cả hai khía cạnh này, mức độ huy động thực tế đều thấp hơn nhiều so với tiềm năng.



Hình 4. Chênh lệch giữa công suất tiềm năng đăng ký và công suất thực tế được huy động

Về số lượng, các sự kiện DR chỉ được kích hoạt theo tình huống khi nguồn cung gặp khó khăn. Về công suất, ngay cả mức cắt giảm lớn nhất đạt được trong một sự kiện đơn lẻ (khoảng 513,9 MW vào năm 2019 và thường đạt trên 400 MW mỗi sự kiện vào năm 2023) cũng chỉ chiếm một phần nhỏ so với tiềm năng đăng ký từ 2.547 đến 2.860 MW.

Sự chênh lệch này củng cố một kết luận có ý nghĩa quan trọng đối với việc thiết kế chương trình: khi chưa có cơ chế thương mại, chương trình DR chủ yếu vận hành như một nguồn dự phòng điều độ cho các tình huống khẩn cấp, thay vì là một công cụ thường nhật nhằm làm phẳng đường phụ tải. Hệ quả trực tiếp là tốc độ tăng trưởng hàng năm của Pmax về cơ bản vẫn biến động đồng pha với tốc độ tăng trưởng điện năng thương phẩm, cho thấy DSM/DR chưa tạo ra được sự cải thiện mang tính cấu trúc đối với hình dạng đường phụ tải. Để đạt được sự cải thiện đó, chương trình DR cần phải chuyển dịch từ giai đoạn tự nguyện sang một cơ chế thương mại, điều chỉnh theo giá với quy mô lớn hơn đáng kể.

2.2.3. Kết quả thực hiện chương trình dịch chuyển phụ tải

Khác với chương trình DR được mô tả ở trên, chương trình dịch chuyển phụ tải đối với các khách hàng lớn là một chương trình riêng biệt, không được quy định tại Quyết định số 279/QĐ-TTg, do EVN thực hiện theo các chỉ đạo bảo đảm cung ứng điện hàng năm. Căn cứ của chương trình này là Chỉ thị số 20/CT-TTg về việc tăng cường tiết kiệm điện, trong đó đặt mục tiêu giảm công suất phụ tải đỉnh ít nhất 1.500 MW thông qua các chương trình DSM/DR

đến năm 2025. Chương trình khuyến khích các khách hàng công nghiệp có sản lượng tiêu thụ điện từ 1 triệu kWh/năm trở lên dịch chuyển một phần phụ tải ra khỏi các khung giờ cao điểm của hệ thống, đặc biệt là trong các tháng mùa hè từ tháng 4 đến tháng 7.

Bảng 11. Quy mô chương trình dịch chuyển phụ tải

Chỉ số	Cuối 2024	Đến tháng 6/2026
Số lượng khách hàng ký phụ lục hợp đồng dịch chuyển phụ tải	13.334	14.463
Tổng tiềm năng công suất dịch chuyển	khoảng 2.140 MW (tháng 5/2024)	khoảng 2.325,93 MW
Tổng Công ty Điện lực Miền Bắc (EVNNPC)	—	khoảng 1.300 MW
Tổng công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC)	—	621,06 MW

Nguồn: Tổng hợp từ các báo cáo của EVN.

Về kết quả thực hiện, Tổng công ty Điện lực miền Bắc và Tổng công ty Điện lực TP. Hà Nội đã làm việc trực tiếp với các khách hàng lớn để điều chỉnh kế hoạch sản xuất và dịch chuyển phụ tải ra khỏi hai khung giờ cao điểm 13:00 – 15:00 (trưa) và 20:00 – 23:00 (tối). Với sự hợp tác và đồng thuận của khách hàng, công suất thực tế dịch chuyển vào các ngày nắng nóng thông thường đạt khoảng 350 – 550 MW; trong hai đợt nắng nóng gay gắt từ ngày 25 – 27/5 và từ ngày 23 – 25/6/2026, công suất dịch chuyển tính toán đạt khoảng 680 – 1.100 MW.

Các kết quả này cho thấy chương trình dịch chuyển phụ tải đóng vai trò thực tế trong việc quản lý phụ tải vào các tháng cao điểm và bổ trợ hiệu quả cho chương trình DR. Tuy nhiên, tương tự như chương trình DR, mức độ huy động thực tế trong điều kiện bình thường (350 – 550 MW) chỉ chiếm khoảng 15 – 24% tiềm năng đăng ký; ngay cả trong các đợt nắng nóng gay gắt, mức cao nhất đạt được cũng chỉ khoảng 47% tiềm năng. Sự chênh lệch đó một lần nữa phản ánh bản chất của một thỏa thuận tự nguyện, chưa đi kèm các cam kết ràng buộc cũng như cơ chế đền bù/khuyến khích tài chính.

2.2.4. Hạ tầng đo đếm và các điều kiện kỹ thuật

Một câu hỏi kỹ thuật ảnh hưởng trực tiếp đến tính khả thi của chương trình DR là hạ tầng đo đếm hiện hữu có thể hỗ trợ chương trình ở mức độ nào. Tỷ lệ công tơ điện tử có chức năng thu thập dữ liệu từ xa trên toàn hệ thống EVN đã đạt trên 80% vào cuối năm 2023 (trong đó nhiều đơn vị tiệm cận mức 100%), và hầu hết khách hàng CN&TM lớn đã được trang bị công tơ 3 giá. Đánh giá chi tiết cho thấy hạ tầng hiện hữu đủ đáp ứng cho giai đoạn áp dụng DR dựa trên biểu giá ToU, nhưng chưa đủ điều kiện để triển khai các hình thức nâng cao hơn.

Bảng 12. Khả năng đáp ứng của hạ tầng đo đếm hiện hữu đối với các hình thức DR khác nhau

Chức năng hiện hữu	Thông số kỹ thuật	Đáp ứng	Chưa đáp ứng
Cấu trúc biểu giá nhiều giá	Công tơ 3 giá hỗ trợ phân định theo khung thời gian (giờ cao điểm, bình thường, thấp điểm)	Biểu giá ToU và biểu giá hai thành phần	—
Khảo sát biểu đồ phụ tải	Tối đa 46 kênh đo, chu kỳ tích hợp có thể cấu hình; lưu trữ biểu đồ phụ tải trên 190 ngày đối với 4 kênh với chu kỳ tích hợp 30 phút	Xây dựng đường phụ tải cơ sở của khách hàng; đo lường và xác nhận lượng công suất cắt giảm sau sự kiện	—
Thu thập dữ liệu từ xa	Dữ liệu được đọc theo chu kỳ định kỳ thay vì theo thời gian thực	Các chương trình DR tự nguyện với thông báo trước theo ngày hoặc theo giờ	Biểu giá CPP và giá điện theo thời gian thực (RTP) — là những hình thức đòi hỏi đo đếm gần như theo thời gian thực và truyền thông hai chiều độ trễ thấp

Hạn chế chính nằm ở thời gian và độ trễ giao tiếp, chứ không nằm ở bản thân khả năng đo đếm của công tơ. Chu kỳ tích hợp 30 phút và việc đọc dữ liệu định kỳ hoàn toàn phù hợp cho các chương trình DR tự nguyện có thông báo trước, hình thức này hiện đang được áp dụng. Tuy nhiên, để triển khai các hình thức điều chỉnh theo giá như CPP hay giá điện theo thời gian thực, cần phải chuyển đổi từ cấu hình tự động đọc công tơ (AMR) hiện hành sang hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI). Sự chuyển đổi từ AMR sang AMI là bước chuyển từ đọc dữ liệu định kỳ một chiều sang giao tiếp hai chiều gần như theo thời gian thực: nếu không có sự chuyển đổi này, tín hiệu giá không thể đến được với khách hàng trước giờ cao điểm, và phản ứng của khách hàng cũng không thể được đối soát, xác minh với đường phụ tải cơ sở sau đó. Đây là một điểm quan trọng cho các khuyến nghị tại Chương 5: việc nghiên cứu và thiết kế biểu giá CPP cần được tiến hành song song với lộ trình nâng cấp hạ tầng đo đếm cho nhóm khách hàng mục tiêu, thay vì thực hiện theo trình tự nối tiếp.

2.2.5. Đánh giá tổng thể và dư địa phát triển

Đánh giá một cách tổng thể, trong giai đoạn 2018 – 2026, Chương trình DSM/DR đã đạt được những kết quả đáng kể và khá toàn diện trên ba khía cạnh: Về mặt pháp lý và thể chế, hệ thống văn bản đã được hoàn thiện ở tất cả các cấp, cùng với đó bộ máy tổ chức và công cụ vận hành đã được thiết lập đồng bộ, bao gồm việc thành lập Ban Chỉ đạo DSM năm 2018 và triển khai Hệ thống quản lý điều chỉnh phụ tải (DRMS) tại cả 5 PC từ năm 2019. Về quy mô, chương trình DR mở rộng mạnh mẽ với số lượng khách hàng tham gia tăng gần 6,3 lần trong giai đoạn 2019–2025; song song với đó, chương trình dịch chuyển phụ tải đã thu hút 13.334 khách hàng công nghiệp lớn trong năm 2024 và đạt 14.463 khách hàng tính đến tháng 6 năm 2026. Về hiệu quả, cả hai chương trình đều đã đóng vai trò thực tế trong việc bảo đảm cung ứng điện.

Bên cạnh những kết quả đạt được, ba hạn chế chính vẫn hiện hữu rõ rệt:

- **Thiếu cơ chế tài chính và cơ chế khuyến khích thương mại cho chương trình DR.** Đây là rào cản chính; chương trình DR hiện vẫn dừng lại ở giai đoạn tự nguyện.
- **Các sự kiện DR được thực hiện theo tình huống thay vì mang tính hệ thống.** Các sự kiện chỉ được kích hoạt khi cân bằng cung - cầu gặp khó khăn tại một số khu vực cụ thể, khiến việc duy trì trạng thái sẵn sàng liên tục của khách hàng gặp nhiều thách thức.
- **Mức độ tham gia tập trung chủ yếu vào nhóm khách hàng lớn.** Khách hàng sinh hoạt và thương mại nhỏ về cơ bản vẫn nằm ngoài phạm vi chương trình.

Dư địa phát triển của hai chương trình

Cả chương trình DR và chương trình dịch chuyển phụ tải đều còn dư địa phát triển rất lớn: Đối với chương trình DR, tiềm năng sẵn sàng khoảng 2.547 MW vào năm 2026 chủ yếu đến từ các khách hàng CN&TM lớn có sản lượng tiêu thụ trên 1 triệu kWh/năm. Việc mở rộng chương trình sang nhóm doanh nghiệp vừa và nhỏ cũng như nhóm khách hàng sinh hoạt - là những phân khúc chiếm tỷ trọng phụ tải lớn - có thể gia tăng đáng kể nguồn lực này, đặc biệt là khi hạ tầng AMI được hoàn thiện và cơ chế tài chính, khuyến khích được ban hành. Đối với chương trình dịch chuyển phụ tải, dư địa nằm ở việc nâng cao tỷ lệ tham gia thực tế, mở rộng các khung giờ dịch chuyển và kết hợp chương trình với các nguồn linh hoạt mới như điện mặt trời mái nhà (ĐMTMN), hệ thống lưu trữ điện bằng pin (BESS) và xe điện. Dư địa mở rộng này sẽ được định lượng và quy đổi thành các chỉ số cụ thể tại Mục 4.5.

Cuối cùng, cần lưu ý rằng chương trình tự nguyện và chương trình dịch chuyển phụ tải là hai cấu phần duy nhất có thể mở rộng ngay lập tức mà không phụ thuộc vào việc ban hành các cơ chế tài chính hay giá điện mới. Dư địa cải thiện trong ngắn hạn nằm ở công tác tổ chức thực hiện: tiêu chí kích hoạt sự kiện, thời gian thông báo trước, tính ràng buộc của thỏa thuận tham gia và cơ chế phản hồi kết quả cho khách hàng.

2.3. Bối cảnh phát triển thị trường điện và cơ chế giá điện

Mục này trình bày biến số mang tính quyết định đối với việc lựa chọn cơ chế DR: giai đoạn phát triển của thị trường điện và cơ chế hình thành giá bán lẻ điện. Đây là cơ sở để thực hiện việc sàng lọc các cơ chế ở Chương 4 và phân kỳ lộ trình triển khai ở Chương 5.

2.3.1. Các giai đoạn phát triển thị trường điện

Thị trường điện Việt Nam đang được phát triển qua ba giai đoạn theo lộ trình đã được phê duyệt và được khẳng định lại tại Luật Điện lực số 61/2024/QH15: thị trường phát điện cạnh tranh, thị trường bán buôn điện cạnh tranh và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Yếu tố mang tính quyết định đối với nghiên cứu này không nằm ở mức độ cạnh tranh trong khâu phát điện hay bán buôn, mà là cơ chế hình thành giá bán lẻ điện ở từng giai đoạn, bởi đây là kênh duy

nhất chuyển tải tín hiệu kinh tế đến khách hàng sử dụng điện, chính là các đối tượng mà chương trình DR hướng đến.

Bảng 13. Ba giai đoạn phát triển thị trường điện và đặc điểm hình thành giá bán lẻ điện

Giai đoạn	Đặc điểm vận hành	Cơ chế hình thành giá bán lẻ điện	Hệ quả đối với DSM/DR
Giai đoạn 1 **Thị trường phát điện cạnh tranh**	Các đơn vị phát điện chào giá cạnh tranh; áp dụng cơ chế một người mua duy nhất	Giá bán lẻ điện do Nhà nước quy định, áp dụng thống nhất trên phạm vi toàn quốc	DR chỉ có thể được thực hiện thông qua các biện pháp hành chính hoặc thông qua cơ cấu biểu giá bán lẻ điện
Giai đoạn 2 **Thị trường bán buôn điện cạnh tranh**	Nhiều đơn vị mua bán buôn mua điện trực tiếp trên thị trường	Giá bán lẻ điện vẫn do Nhà nước quy định, áp dụng thống nhất trên phạm vi toàn quốc	Tín hiệu giá thị trường đã xuất hiện ở khâu bán buôn nhưng chưa truyền tải đến khách hàng sử dụng điện cuối cùng; cơ chế biểu giá bán lẻ điện vẫn là kênh duy nhất tiếp cận khách hàng
Giai đoạn 3 **Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh**	Khách hàng được quyền lựa chọn đơn vị bán lẻ điện; giá bán lẻ điện được hình thành theo cơ chế cạnh tranh	Giá bán lẻ điện hình thành theo thị trường; chi phí truyền tải và phân phối được tách riêng thành giá dịch vụ lưới điện	DR trở thành một hàng hóa có thể giao dịch; chi phí DR có thể được hạch toán minh bạch vào chi phí lưới điện truyền tải và phân phối

Việt Nam hiện đang vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và đang chuẩn bị các điều kiện để tiến tới thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Điều quan trọng đối với nghiên cứu này là ở cả Giai đoạn 1 và Giai đoạn 2, giá bán lẻ điện vẫn tiếp tục do Nhà nước quy định và áp dụng thống nhất trên phạm vi toàn quốc. Do đó, trong suốt giai đoạn hiện tại, cơ cấu biểu giá bán lẻ điện chính là kênh duy nhất để truyền tải tín hiệu kinh tế đến khách hàng, đồng thời là công cụ duy nhất mà cơ quan quản lý nhà nước có được để tác động đến hành vi sử dụng điện trên quy mô lớn.

2.3.2. Cơ chế giá bán lẻ điện hiện hành và thẩm quyền quyết định

Theo Luật Điện lực số 61/2024/QH15, cơ cấu biểu giá bán lẻ điện do Thủ tướng Chính phủ quy định. Điều này mang tính quyết định đối với việc thiết kế các khuyến nghị. Bất kỳ đề xuất nào nhằm bổ sung một cấu phần giá mới cho DR (chẳng hạn như biểu giá hai thành phần hay biểu giá CPP) đều phải tuân thủ trình tự: EVN nghiên cứu và xây dựng phương án; Bộ Công Thương thẩm định; và trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định, phù hợp với các quy định về phân cấp thẩm quyền tại Nghị định số 146/2025/NĐ-CP. Trình tự này bao gồm nhiều bước nhưng hoàn toàn nằm trong khung pháp lý hiện hành và không đòi hỏi phải sửa đổi ở cấp độ Luật.

Bảng 14. Đặc điểm của cơ chế giá bán lẻ điện hiện hành và hệ quả đối với việc thiết kế cơ chế DSM/DR

Tính năng	Nội dung	Hệ quả đối với việc thiết kế cơ chế DSM/DR
Giá điện thống nhất trên toàn quốc	Áp dụng cùng một mức giá cho các khách hàng cùng nhóm ở mọi địa bàn, không phân biệt theo chi phí cung ứng điện của từng khu vực	Mức chi trả khuyến khích không thể phân hóa theo khu vực địa lý mặc dù áp lực lên lưới điện giữa các vùng miền khác nhau rất lớn; đồng thời các khoản chi trả cho khách hàng thiếu cơ sở minh bạch để thu hồi chi phí
Giá bán lẻ điện do Nhà nước quy định	Mức giá và cơ cấu biểu giá do cơ quan có thẩm quyền quyết định, không hình thành qua cạnh tranh	Tín hiệu giá gửi đến khách hàng chỉ có thể thay đổi thông qua việc sửa đổi cơ cấu biểu giá bằng quyết định của cơ quan có thẩm quyền
Chi phí truyền tải và phân phối chưa được tách riêng trong giá bán lẻ	Giá bán lẻ là giá gộp; các cấu phần chi phí không được tách bạch rõ ràng cho khách hàng	Không có khoản mục chi phí dịch vụ lưới điện độc lập để hạch toán chi phí cho chương trình DR - vốn là phương thức thu hồi chi phí chính tại các quốc gia có thị trường bán lẻ cạnh tranh
Biểu giá ToU đã được áp dụng	Áp dụng đối với các khách hàng được trang bị công tơ 3 giá	Đã có nền tảng ban đầu cho cơ chế giá điện; có thể mở rộng và hoàn thiện mà không cần thay đổi cấu trúc thị trường

Đối chiếu bảng này với các vướng mắc đã được phân tích ở trên sẽ thấy một mối quan hệ nguyên nhân - kết quả rất rõ ràng. Những khó khăn trong việc ghi nhận và thu hồi chi phí, chính sách thuế, quản lý tài chính doanh nghiệp và mối quan hệ giá bán buôn nội bộ - giá bán lẻ đều xuất phát từ hai đặc điểm đầu tiên của cơ chế biểu giá hiện hành. Đây không phải là những vấn đề có thể khắc phục bằng cách bổ sung thêm các quy định về DR, mà là hệ quả mang tính cấu trúc của giai đoạn phát triển thị trường điện mà Việt Nam đang trải qua.

CHƯƠNG 03

KINH NGHIỆM QUỐC TẾ

Chương 3. Kinh nghiệm quốc tế

3.1. Khung phân tích và phân loại các cơ chế

3.1.1. Khung phân tích 7 lớp trong thiết kế chương trình DR

Nghiên cứu áp dụng khung phân tích của Ngân hàng Thế giới được đề xuất trong tài liệu hướng dẫn năm 2024 về việc lựa chọn và thực hiện các chương trình DR nhằm hỗ trợ tính linh hoạt của hệ thống điện. Khung phân tích này xuất phát từ một nhận định có giá trị thực tiễn cao: thiết kế một chương trình DR không phải là một quyết định đơn lẻ mà là một chuỗi các lựa chọn phụ thuộc lẫn nhau, có thể được sắp xếp theo 7 lớp.



Hình 5. Khung phân tích 7 lớp trong thiết kế chương trình DR

Nguồn: Ngân hàng Thế giới (2024), "Lựa chọn và thực hiện các chương trình DR nhằm hỗ trợ tính linh hoạt của hệ thống điện"

Ba yếu tố của khung phân tích này được sử dụng trực tiếp trong phần đánh giá tiếp theo: Lớp 1 chỉ ra rằng đường phụ tải có độ dốc lớn đòi hỏi tập trung vào việc cắt giảm một số lượng nhỏ các đỉnh phụ tải trùng nhau, trong khi đường phụ tải tương đối phẳng sẽ phù hợp hơn với việc áp dụng diện rộng biểu giá ToU. Lớp 2 xác định rằng độ tin cậy của việc cắt giảm phụ tải đạt mức cao nhất đối với các hợp đồng có thể ngắt điện và DR tự động, và đạt

mức thấp nhất đối với biểu giá ToU. Lớp 4 đưa ra nguyên tắc: mức đền bù/khuyến khích phải đủ hấp dẫn để thu hút sự tham gia của khách hàng, nhưng không được vượt quá chi phí tránh được của đơn vị điện lực sau khi đã trừ đi chi phí vận hành chương trình.

3.1.2. Phân loại các cơ chế DR

Nghiên cứu phân biệt các cơ chế DR theo hai trục chính. Sự phân biệt này làm nền tảng cho hai phần đánh giá riêng biệt tại các Mục 3.3 và 3.4.

Bảng 15. Phân loại các cơ chế DR

Trục phân loại	Phân loại nhỏ	Nội dung
Theo phương thức tác động	Dựa trên cơ chế giá điện (Gián tiếp)	Đặt khách hàng trước các mức giá điện phân hóa theo thời gian — biểu giá ToU, biểu giá CPP, giá điện theo thời gian thực (RTP) — và để khách hàng tự quyết định phương án điều chỉnh
	Dựa trên quy mô công suất (Trực tiếp)	Ký hợp đồng với khách hàng về một lượng công suất cắt giảm cụ thể, thực hiện chi trả theo kết quả đã được xác minh, có thể áp dụng các hình thức phạt nếu không thực hiện đúng cam kết
Theo mức độ ràng buộc	Tự nguyện (Không thể điều độ)	Khuyến khích khách hàng điều chỉnh phụ tải nhưng không áp dụng hình thức phạt nếu khách hàng không thực hiện
	Bắt buộc (Có thể điều độ)	Ràng buộc khách hàng bằng hợp đồng về việc cắt giảm phụ tải khi có lệnh điều độ, áp dụng các hình thức phạt nếu không thực hiện
	Bán bắt buộc (Có điều kiện)	Sự tham gia là điều kiện mặc định của biểu giá điện hoặc thỏa thuận đấu nối, nhưng khách hàng có thể lựa chọn rút lui hoặc can thiệp điều chỉnh trong những giới hạn xác định
Hình thức cụ thể	Biểu giá có thể ngắt điện	Một hình thức DR bắt buộc đã có từ lâu: khách hàng đồng ý cắt giảm hoặc ngừng phụ tải khi có lệnh điều độ để đổi lấy khoản tiền chi trả hoặc khoản giảm trừ trên hóa đơn tiền điện. Đây là công cụ DR chính thức sớm nhất và hiện vẫn được sử dụng tại nhiều quốc gia nhờ có chế tài phạt vi phạm đủ mạnh.

3.1.3. Sáu quốc gia được nghiên cứu và cơ sở lựa chọn

Bảng 16. Sáu quốc gia được nghiên cứu và cơ sở lựa chọn

Quốc gia	Đặc điểm ngành điện	Lý do đưa vào nghiên cứu
Đức	Thị trường bán buôn và bán lẻ cạnh tranh; tỷ trọng nguồn NLTT đạt khoảng 56% tổng sản lượng điện năm 2025.	Ví dụ điển hình nhất về thiết kế hai phần minh bạch cho việc cắt giảm phụ tải công nghiệp; đồng thời là bài học cảnh báo về việc để một cơ chế hết hiệu lực mà không có công cụ kế thừa.
Úc	Thị trường bán buôn và bán lẻ cạnh tranh; tỷ trọng NLTT rất cao.	Hai mô hình đối lập trong cùng một quốc gia: cơ chế dựa trên thị trường ở cấp quốc gia và mô hình hỗ trợ tài chính cho khu vực sinh hoạt tại bang Nam Úc.
Hoa Kỳ	Thị trường bán buôn cạnh tranh theo khu vực; các cơ quan quản lý cấp bang có thẩm quyền mạnh mẽ.	Hệ sinh thái DR phát triển sâu rộng và tích hợp thị trường cao nhất; thể hiện những gì một khung pháp lý hoàn thiện có thể đạt được.

Quốc gia	Đặc điểm ngành điện	Lý do đưa vào nghiên cứu
Hàn Quốc	Ngành điện tập trung với KEPCO là đơn vị bán lẻ duy nhất; áp dụng biểu giá thống nhất toàn quốc (Đến tháng 8 năm 2026, Hàn Quốc đã công bố điều chỉnh theo khu vực đối với giá điện công nghiệp tại 11 khu vực, trong đó mức giảm lớn nhất - lên tới khoảng 18 won/kWh - áp dụng cho các khu vực phía Nam, dự kiến thực hiện trong năm 2026).	Bối cảnh tương đồng nhất với Việt Nam: quy mô công nghiệp nặng tương đương, thị trường do Nhà nước chi phối, và tỷ lệ phủ sóng công tơ thông minh cao hơn.
Thái Lan	Ngành điện tập trung với cơ quan phát điện nhà nước và các đơn vị phân phối theo vùng.	Quốc gia đang phát triển có điều kiện gần gũi nhất với Việt Nam trong số 6 trường hợp; một chương trình thí điểm gần đây đã đưa ra thiết kế giá điện rõ ràng và có thể chuyển giao.
Ấn Độ	Thị trường do các công ty phân phối nhà nước chi phối với biểu giá được quy định; hạ tầng đo đếm đang mở rộng nhưng chưa đạt mục tiêu.	Chia sẻ nhiều điều kiện cốt lõi tương đồng với Việt Nam.

3.2 Kinh nghiệm quốc tế

3.2.1. Đức

Kinh nghiệm của Đức trải dài từ các hợp đồng cắt giảm phụ tải công nghiệp nặng cho đến các công cụ tiên tiến nhằm tạo tính linh hoạt phụ tải đối với khu vực sinh hoạt. Động lực hiện nay là quá trình dịch chuyển năng lượng: với việc NLTT đạt 56% tổng sản lượng điện hàng năm vào năm 2025 - riêng điện gió và điện mặt trời chiếm khoảng 45% - giá trị của phụ tải linh hoạt cũng tăng lên tương ứng. Các mục tiêu chính sách bao gồm cân bằng nguồn NLTT biến động, duy trì an ninh hệ thống điện, đồng thời giảm chi phí điều độ lại và chi phí giải tỏa công suất.

Khu vực công nghiệp — Cơ chế AbLaV. Công cụ cốt lõi đối với khu vực công nghiệp là cơ chế phụ tải có thể ngắt điện theo Nghị định về Thỏa thuận Phụ tải có thể ngắt điện (AbLaV), vận hành từ năm 2013 cho đến khi hết hiệu lực vào ngày 01 tháng 7 năm 2022. Các khách hàng đủ điều kiện phải chào mức công suất cắt giảm tối thiểu 5 MW kể từ ngày 01 tháng 1 năm 2017, ngưỡng này là 50 MW theo Nghị định năm 2013 và 10 MW theo thông báo năm 2016, theo hình thức trực tiếp cá nhân hoặc thông qua đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải. Bốn đơn vị truyền tải điện (TSO) của Đức thực hiện mua sắm dung lượng công suất này thông qua các đợt đấu thầu định kỳ theo cơ chế giá chào với hai loại sản phẩm: phụ tải có thể ngắt điện tức thời, ngắt tự động dựa trên tín hiệu tần số; và phụ tải có thể ngắt điện nhanh, ngắt trong thời gian ngắn khi có lệnh điều độ. Nghị định cho phép bốn TSO ký hợp đồng tối đa lên tới 1.500 MW (mỗi loại sản phẩm 750 MW). Đây là mức trần cho phép chứ

không phải số liệu thực hiện ghi nhận được; theo cơ chế tiền nhiệm, các TSO được phép huy động tới 3.000 MW nhưng thực tế thường ký hợp đồng dưới 1.000 MW. Thù lao chi trả bao gồm: giá công suất: Áp mức trần 500 EUR/MW/tuần (khoảng 570 USD); và giá điện năng: Áp mức trần 400 EUR/MWh thực tế cắt giảm (khoảng 457 USD). Với mức giá công suất trung bình khoảng 425 EUR/MW/tuần và tỷ lệ sẵn sàng 90%, tổng chi phí chi trả hàng năm được ước tính trong bản giải trình ở mức khoảng 35 triệu EUR/năm (khoảng 40 triệu USD); dựa trên các giả định tương tự, một khách hàng cam kết 20 MW sẽ thu về khoảng 398.000 EUR/năm.

Khu vực thương mại. Các doanh nghiệp dưới ngưỡng 5 MW thương mại hóa tính linh hoạt chủ yếu thông qua thị trường dịch vụ phụ trợ, nơi các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải gom nhiều phụ tải nhỏ lại để cung cấp dự phòng tần số; giá cả được hình thành thông qua các đợt đấu giá định kỳ. Đáng chú ý, rào cản mang tính quyết định không nằm ở giá cả hay công nghệ. Một nghiên cứu dựa trên 20 cuộc phỏng vấn chuyên sâu với các nhà quản lý CN&TM tại Đức cho thấy các rào cản chính thuộc về mặt tổ chức và thông tin: mối lo ngại về việc giảm chất lượng sản phẩm, gián đoạn hoạt động kinh doanh, sự bất định về doanh thu, sự không đồng nhất của các quy trình sản xuất, thiếu hụt nhân sự nội bộ và các cấu trúc biểu giá mang tính lịch sử.

Khu vực sinh hoạt. Tỷ lệ lắp đặt công tơ thông minh chỉ đạt 5,5% tổng số khách hàng sinh hoạt vào cuối năm 2025, và đạt 23,3% đối với các trường hợp thuộc diện bắt buộc lắp đặt, điều này đã làm chậm trễ việc triển khai DR khu vực sinh hoạt. Vì giá dịch vụ lưới điện chiếm khoảng một phần tư hóa đơn tiền điện của hộ gia đình (9,3 trong tổng số 37,0 ct/kWh theo số liệu năm 2026 của BDEW), Đức kích hoạt tính linh hoạt của khu vực sinh hoạt chủ yếu thông qua thành phần giá dịch vụ lưới điện theo Điều 14a của Đạo luật Công nghiệp Năng lượng (EnWG): các hộ gia đình lắp đặt thiết bị có khả năng điều khiển cho phép đơn vị vận hành lưới điện điều khiển các thiết bị đó vào những thời điểm lưới điện quá tải, đổi lại họ được giảm giá dịch vụ lưới điện. Module 1 là mức giảm cố định từ 110 đến 190 EUR/năm tùy thuộc vào từng khu vực lưới điện; Module 2 thay vì giảm cố định sẽ giảm phần chi phí điện năng trên kWh của giá dịch vụ lưới điện đối với thiết bị được đo đếm riêng xuống còn 40% so với mức tiêu chuẩn; Module 3 (áp dụng từ ngày 01 tháng 4 năm 2025) thay thế mức giảm cố định của Module 1 bằng biểu giá dịch vụ lưới điện biến đổi theo thời gian và chỉ được áp dụng khi kết hợp với Module 1. Kể từ ngày 01 tháng 1 năm 2024, cơ chế này là bắt buộc đối với tất cả các thiết bị có khả năng điều khiển mới lắp đặt có công suất trên 4,2 kW: đơn vị vận hành lưới điện từ bỏ quyền từ chối hoặc trì hoãn đấu nối, đổi lại có quyền cắt

giảm công suất thiết bị, và khoản giảm trừ chi phí là sự đền bù theo luật định cho quyền này chứ không phải khoản tiền khuyến khích để khách hàng tự nguyện tham gia. Khách hàng chỉ được lựa chọn module nào sẽ áp dụng, và Module 1 được áp dụng theo mặc định.

Nguồn vốn và cơ chế thu hồi chi phí
Các khoản chi trả theo cơ chế AbLaV không được cấp vốn từ ngân sách liên bang. Chúng được tài trợ thông qua một khoản phụ thu riêng biệt cộng vào giá dịch vụ lưới điện, do bốn TSO thu thập, phân bổ cân bằng giữa các đơn vị và chuyển tiếp tính vào hóa đơn của tất cả khách hàng sử dụng điện cuối cùng. Tác động chi phí đối với một hộ gia đình điển hình là rất nhỏ: Nghị định ước tính khoảng 0,007 cent/kWh, tương đương khoảng 0,25 EUR/năm; và phụ thu thực tế được áp dụng dao động trong khoảng 0,003 đến 0,011 cent/kWh trong giai đoạn 2014–2022. Các khoản cắt giảm chi phí này mang bản chất là ưu đãi về giá dịch vụ lưới điện: phần doanh thu giảm thu sẽ được bù đắp và thu hồi từ tất cả những người sử dụng lưới điện thông qua giá dịch vụ lưới điện chung.

Hai bài học kinh nghiệm
Thứ nhất, cơ chế AbLaV đã bị để hết hiệu lực mà không có công cụ thay thế trực tiếp, khiến các đơn vị truyền tải điện không có công cụ có thể ngắt điện dựa trên thị trường từ tháng 7 năm 2022 đến tháng 5 năm 2024. Sau đó, Cơ quan Mạng lưới Liên bang (Bundesnetzagentur) mới giới thiệu một sản phẩm dịch vụ hệ thống theo thời gian thực hẹp hơn nhiều từ phụ tải có thể ngắt điện (FSV SEAL, Quyết định BK8-22/002-A), giới hạn ở thời gian phản ứng dưới một giây và tiềm năng ước tính chỉ khoảng 400 MW. Thứ hai, "đặc quyền phụ tải nền" theo Nghị định về Giá Dịch vụ Lưới điện thường gọi là quy tắc 7.000 giờ, áp dụng giảm hoặc miễn giá dịch vụ lưới điện cho các khách hàng công nghiệp có biểu đồ tiêu thụ điện rất phẳng; nghĩa là cơ chế này lại thưởng cho tính không linh hoạt và phạt chính sự biến động phụ tải mà DR đòi hỏi. Đây là một cảnh báo cho thấy việc thiết kế biểu giá hiện hành có thể âm thầm làm triệt tiêu chiến lược DR, đây là một điểm rất đáng để rà soát trực tiếp đối với hệ thống biểu giá của Việt Nam.

3.2.2. Úc

Việc phát triển DR tại Úc được định hình bởi một hệ thống điện có tỷ trọng NLTT cao và những bài học kinh nghiệm về độ tin cậy vận hành, nổi bật nhất là sự cố mất điện toàn hệ thống tại bang Nam Úc vào tháng 9 năm 2016. Úc mang lại hai mô hình đối lập: cơ chế dựa trên thị trường ở cấp quốc gia và mô hình dựa trên hỗ trợ tài chính cho khu vực sinh hoạt tại bang Nam Úc.

Khu vực CN&TM. Cơ chế Điều chỉnh phụ tải bán buôn (WDRM) bắt đầu được đưa vào triển khai từ tháng 10 năm 2021, cho phép các đơn vị cung cấp dịch vụ DR chào trực tiếp lượng công suất cắt giảm vào thị trường điện bán buôn, cạnh tranh bình đẳng với các đơn vị phát điện; thanh toán bù trừ được tính theo giá giao ngay của khu vực nhân với chênh lệch giữa đường phụ tải cơ sở và điện năng đo đếm thực tế. Do đó, giá trị của một đơn vị công suất cắt giảm bị khống chế bởi mức giá trần thị trường, được ấn định ở mức 23.200 AUD/MWh cho năm 2026-2027 (khoảng 15.900 USD), tăng lên từ mức 20.300 AUD năm 2025-2026 và 17.500 AUD năm 2024-2025. Cơ chế Mua sắm Dự phòng An toàn và Khẩn cấp (RERT) là một công cụ riêng biệt, nằm ngoài thị trường và mang tính chất giải pháp cuối cùng, chỉ được kích hoạt khi thị trường không thể đáp ứng nhu cầu phụ tải và tiêu chuẩn dự phòng. Các đơn

vị kết nối và tổng hợp phụ tải cũng thu được doanh thu từ 10 thị trường dịch vụ phụ trợ điều tần (FCAS), nơi các đơn vị cung cấp dịch vụ được chi trả theo giá sẵn sàng tính bằng AUD/MW.

Khu vực sinh hoạt. Dự án Nhà máy điện ảo (VPP) bang Nam Úc từ năm 2018 đã tiến hành lắp đặt các hệ thống pin lưu trữ tại hộ gia đình, bao gồm cả nhà ở xã hội và nhà ở công cộng mà người thuê nhà không phải trả chi phí, nhằm hình thành một tập hợp nguồn linh hoạt được điều độ tập trung. Hiệu quả kinh tế của dự án được thúc đẩy bởi các khoản trợ cấp công gộp lại: khoản trợ cấp 11.000 AUD trong dự án Simply Energy/deX thuộc danh mục VPP của Cơ quan Năng lượng Tái tạo Úc (ARENA), bao gồm khoảng 6.000 AUD từ chính quyền bang (4.170 USD) cộng với khoảng 5.000 AUD từ Simply Energy do ARENA cấp vốn (3.475 USD) cho mỗi hệ thống lắp đặt. Riêng công ty AGL áp dụng mức giảm trừ tham gia khoảng 1.000 AUD (695 USD) cho những khách hàng đã sở hữu sẵn hệ thống pin lưu trữ. Chương trình Pin lưu trữ Hộ gia đình của bang, vốn là nguồn cung cấp phần đóng góp tài chính của chính quyền bang, đã kết thúc vào năm 2022. Chương trình Thử nghiệm Quản lý Nhu cầu của bang đã phân bổ khoảng 11 triệu AUD (7,6 triệu USD). Bộ tiêu chuẩn thiết bị quốc gia AS 4755 yêu cầu điều hòa không khí, hệ thống nước nóng dùng điện, máy bơm hồ bơi và bộ sạc xe điện phải tích hợp các chế độ điều chỉnh phụ tải. Tuy nhiên, khả năng sẵn sàng của các thiết bị này không đồng nghĩa với việc bắt buộc tham gia chương trình DR, người tiêu dùng vẫn hoàn toàn có quyền lựa chọn không tham gia bất kỳ chương trình nào.

Nguồn vốn và cơ chế thu hồi chi phí
Các khoản chi trả theo Cơ chế WDRM được thực hiện thông qua quy trình thanh toán bù trừ thông thường trên Thị trường Điện Quốc gia (NEM). Nguồn vốn này lấy từ quỹ điện năng bán buôn và cuối cùng được thu hồi từ các đơn vị bán lẻ cùng khách hàng của họ. Chi phí vận hành Cơ chế RERT và các dịch vụ phụ trợ điều tần được thu hồi từ các thành viên tham gia thị trường thông qua cơ chế phân bổ chi phí của Cơ quan Điều hành Thị trường Năng lượng Úc (AEMO) theo nguyên tắc người sử dụng phải trả tiền: Chi phí RERT được thu hồi từ các khách hàng mua điện trên thị trường dưới dạng một khoản phí tỷ lệ thuận với lượng điện năng tiêu thụ, bao gồm các cấu phần chi phí sẵn sàng, chi phí tiền kích hoạt và chi phí kích hoạt. Khoản phí này được tính theo đơn vị AUD/MWh áp dụng trên lượng điện năng tiêu thụ đã điều chỉnh của từng khu vực và được phân bổ vào đúng kỳ thanh toán phát sinh chi phí. Chi phí điều tần tần số điều chỉnh kể từ ngày 08 tháng 6 năm 2025 được phân bổ thông qua Cơ chế Chi trả theo Hiệu suất Tần số, thay thế cho cơ chế người gây ra sự cố phải chi trả trước đây. Nguồn kinh phí cho mô hình DR sinh hoạt được tài trợ dưới dạng trợ cấp từ ngân sách nhà nước thông qua Cơ quan Năng lượng Tái tạo Liên bang và Chính quyền Bang Nam Úc, thay vì trích từ quỹ thanh toán bù trừ của thị trường điện.

Một lưu ý quan trọng về thực tiễn triển khai: Trong điều kiện đặc thù của Thị trường Điện Quốc gia Úc (nơi các giải pháp DR bán buôn độc lập phải cạnh tranh trực tiếp với các nguồn phát điện dồi dào và chỉ đem lại hiệu quả kinh tế cao trong các thời điểm giá điện tăng vọt), cơ chế WDRM cho đến nay ghi nhận mức độ tham gia tương đối khiêm tốn: mới chỉ có 150 MW đăng ký và 1.490 MWh công suất thực tế được cung cấp trong suốt 4 năm triển khai, so

với kỳ vọng ban đầu là 1.200 MWh mỗi năm. Báo cáo đánh giá tháng 10 năm 2025 của Ủy ban Thị trường Năng lượng Úc (AEMC) cho rằng thực trạng này phần lớn xuất phát từ sự phức tạp trong việc xác định đường phụ tải cơ sở, gánh nặng tuân thủ thủ tục và mức độ nhận thức chưa cao của khách hàng, chứ không chỉ riêng do các điều kiện thị trường. Do đó, AEMC khuyến nghị tiếp tục duy trì cơ chế này. Kết quả trên phản ánh đúng các điều kiện vận hành đặc thù nêu trên chứ không đại diện cho giới hạn tự nhiên của các cơ chế DR dựa trên thị trường.

3.2.3. Hoa Kỳ

Hoa Kỳ là quốc gia sở hữu một trong những hệ sinh thái DR phát triển sâu rộng và có mức độ tích hợp thị trường cao nhất. Giá trị tham chiếu của Hoa Kỳ đối với Việt Nam không nằm ở việc sao chép mô hình cấu trúc, mà ở chỗ đây là minh chứng cho thấy một khung pháp lý hoàn thiện có thể đạt được những mục tiêu gì. Mục tiêu quản lý cốt lõi được ấn định từ Lệnh số 745 năm 2011 của Ủy ban Điều tiết Năng lượng Liên bang Hoa Kỳ (FERC), trong đó đặt DR vào vị thế bình đẳng với các nguồn phát điện trên các thị trường bán buôn tập trung. Trên khắp 7 thị trường bán buôn của Hoa Kỳ, DR đã cung cấp khoảng 33.055 MW vào năm 2023 (chiếm khoảng 6,5% phụ tải đỉnh) và tăng lên 33.272 MW vào năm 2024. Tính đến tháng 12 năm 2023, tỷ lệ phủ sóng hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI) đã đạt 128,4 triệu công tơ, chiếm khoảng 76,8% tổng số công tơ trên toàn quốc.

Khu vực công nghiệp — Thị trường PJM. Thị trường PJM vận hành 3 kênh tham gia chính cho DR: DR theo cơ chế kinh tế: Các đơn vị cung cấp dịch vụ cắt giảm (CSP) chào công suất cắt giảm vào thị trường điện năng ngày tới và thời gian thực, được thanh toán theo giá biên theo tọa độ (LMP) với điều kiện phải vượt qua Bài kiểm tra Lợi ích Ròng hàng tháng. DR trong trường hợp khẩn cấp và tiền khẩn cấp: Cung cấp công suất thông qua các đợt đấu giá công suất và được chi trả theo đơn vị USD/MW-ngày cho phần công suất cam kết, bất kể có được kích hoạt thực tế hay không. Nhu cầu điều chỉnh theo giá (PRD): Là tuyến thứ ba trong biểu giá, nhưng hiện tại hầu như không thu hút được sự tham gia (ghi nhận 0 lượt chào giá trong Đợt đấu giá cơ bản 2028/2029). Các nguồn lực DR đã trúng thầu 11.125,8 MW công suất khả dụng trong Đợt đấu giá cơ bản niên hạn 2021/2022 (chiếm khoảng 6,8% tổng công suất mua sắm). Tổng doanh thu DR đạt khoảng 515 triệu USD trong năm 2021, trong đó DR khẩn cấp chiếm tới 97,9%. Bốn đơn vị cung cấp dịch vụ lớn nhất đã chi phối 89,0% công suất DR cam kết trong năm giao hàng đó, và chiếm 86,7% trong niên hạn 2025/2026. Tuy nhiên, đây là các số liệu trong quá khứ. Dung lượng DR kể từ đó đã giảm xuống còn khoảng 5.500 đến 7.300 MW (chiếm khoảng 4% đến 5% công suất trúng thầu),

trong khi giá công suất tăng hơn 10 lần. Doanh thu DR năm 2025 đạt 523,6 triệu USD, trong đó DR khẩn cấp và DR công suất chiếm 87,9%.

Khu vực công nghiệp — Bang Texas (ERCOT). Hệ thống ERCOT đã triển khai nhiều chương trình DR khác nhau nhằm khai thác nguồn phụ tải linh hoạt khẩn cấp và dựa trên thị trường từ các khách hàng CN&TM lớn. Dịch vụ Điều chỉnh Phụ tải Khẩn cấp (ERS) thực hiện chi trả cho các nguồn phụ tải đủ điều kiện để sẵn sàng trực vận hành và cắt giảm phụ tải trong vòng 10 hoặc 30 phút khi ERCOT công bố tình trạng khẩn cấp của hệ thống điện. Các nguồn DR cũng được phép tham gia chào giá vào hàng loạt thị trường dịch vụ phụ trợ do ERCOT vận hành, bao gồm: Dịch vụ Dự phòng Phản ứng nhanh (RRS), Dịch vụ Dự phòng Sự cố ERCOT (ECRS, bắt đầu vận hành từ tháng 6 năm 2023) và Dịch vụ Dự phòng Không quay. Các khách hàng công nghiệp cung cấp dịch vụ DR có thể thu được các khoản chi trả công suất dao động trong khoảng từ 40 đến 100 USD/kW-năm tùy theo từng loại dịch vụ, được chi trả bất kể có lệnh điều độ thực tế hay không.

Tổng các nguồn lực DR tại Texas đạt 4.099 MW vào năm 2024 (chiếm khoảng 4,8% phụ tải đỉnh), tăng từ mức 3.613 MW (4,2%) của năm 2023.

Khu vực thương mại — Bang California. Ủy ban Năng lượng California (CEC) vào tháng 5 năm 2023 đã thông qua mục tiêu trên toàn tiểu bang là đạt 7.000 MW nguồn phụ tải linh hoạt vào năm 2030, trong đó khoảng 3.000 MW dự kiến sẽ đến từ các nguồn điều chỉnh phụ tải (như biểu giá biến đổi theo thời gian) thay vì từ các chương trình dưới đây. Bốn chương trình đảm nhận phần lớn dung lượng còn lại bao gồm: Chương trình Chào giá Công suất, Chương trình Hỗ trợ Lưới điện phía Nhu cầu (DSGS), Chương trình Cắt giảm Phụ tải Khẩn cấp và Nguồn Phụ tải Đơn vị Ủy quyền. Chương trình DSGS công bố các mức giá chi trả rất rõ ràng: Tùy chọn điều độ khẩn cấp - chi trả khoảng 2 USD/kWh cho lượng công suất cắt giảm gia tăng đã được xác minh (tuy nhiên tùy chọn này bị tạm dừng trong năm chương trình 2026 do hạn chế về ngân sách); Tùy chọn tích hợp thị trường - chi trả mức giá công suất từ 9.000 đến 19.200 USD/MW/tháng cho việc sẵn sàng cung cấp hàng ngày, và từ 7.200 đến 15.360 USD/MW/tháng cho các ngày làm việc không phải ngày lễ; Tùy chọn nhà máy điện ảo từ hệ thống lưu trữ (Storage VPP) - chi trả theo mức giá tháng biến đổi theo mùa và theo thời lượng xả, dao động từ khoảng 6,75 USD/kW-tháng vào tháng 5 đến 19,20 USD/kW-tháng vào tháng 9 đối với nguồn lực có thời lượng 4 giờ. Mức thưởng 30% được áp dụng xuyên suốt năm chương trình 2026.

Khu vực sinh hoạt. Phần lớn khu vực này nằm ngoài thị trường bán buôn, được thực hiện thông qua các chương trình điều khiển phụ tải trực tiếp và chương trình bộ điều khiển nhiệt độ thông minh do các đơn vị điện lực vận hành. Chương trình SmartAC của công ty PG&E đã dịch chuyển ước tính khoảng 40 MW trong một sự kiện đơn lẻ, tương đương với nhu cầu phụ tải tức thời của khoảng 30.000 hộ gia đình (chứ không phải số lượng khách hàng tham gia, vốn đã vượt quá 100.000 người). Mức đền bù tương đối thấp: PG&E chi trả 50 USD khi đăng ký tham gia, và các chương trình tương tự ở những khu vực khác chi trả khoảng 25 đến 75 USD khi đăng ký cộng với 25 đến 50 USD mỗi năm.

Nguồn vốn và cơ chế thu hồi chi phí
Nguồn lực DR nhận được mức giá biên theo tọa độ và giá công suất tương tự như các nguồn phát điện, được tài trợ thông qua quy trình thanh toán bù trừ thị trường bán buôn tiêu chuẩn do các đơn vị bán lẻ điện chi trả và thu hồi lại từ các khách hàng bán lẻ. Riêng tại bang California, hai chương trình nằm ở hai phía đối lập của ranh giới tài chính: Chương trình DSGS gần như được tài trợ hoàn toàn từ ngân sách tiểu bang (ban đầu dự kiến là một chương trình trị giá 314 triệu USD nhưng chỉ được phân bổ 109,5 triệu USD và không có khoản vốn mới nào được phê duyệt trong ngân sách năm 2025-2026), nguồn vốn này trích từ ngân sách nhà nước chứ không tính vào hóa đơn tiền điện. Chương trình Cắt giảm Phụ tải Khẩn cấp (ELRP) là một chương trình của đơn vị điện lực, được thu hồi từ khách hàng thông qua giá bán lẻ do Ủy ban Tiện ích Công cộng California (CPUC) quản lý. Cấu phần phi sinh hoạt của chương trình này kéo dài đến năm 2027, trong khi cấu phần Power Saver Rewards dành cho khu vực sinh hoạt đã kết thúc vào năm chương trình 2025. Tại bang Texas, các khoản chi trả cho Nguồn Phụ tải theo các Dịch vụ ERS, RRS, ECRS và Dự phòng Không quay cũng tuân theo cùng một nguyên tắc bán buôn: chúng được thanh toán bù trừ bởi ERCOT và thu hồi từ các đơn vị phục vụ phụ tải thông qua các khoản phí dịch vụ phụ trợ. Chi phí dịch vụ phụ trợ này sau đó được chuyển tiếp tính vào giá bán lẻ. Các chương trình DR sinh hoạt được tài trợ từ ngân sách quản lý nhu cầu phụ tải của các đơn vị điện lực và được thu hồi theo các phương thức khác nhau tùy theo từng bang, thông qua khoản mục thu hồi chi phí riêng biệt hoặc phụ thu vì mục đích công cộng tại một số bang, hoặc thông qua các tài khoản cân đối hay giá cơ bản tại các bang khác. Đối với trường hợp đầu tiên, mức phụ thu thường chỉ chiếm một phân số cent USD trên mỗi kWh và được cơ quan quản lý cấp bang phê duyệt; điều này thường đi kèm với cơ chế tách rời doanh thu nhằm xóa bỏ sự liên kết giữa doanh thu của đơn vị điện lực và sản lượng điện năng bán ra.

3.2.4. Hàn Quốc

Hàn Quốc đã xây dựng một trong những thị trường DR với quy định chi tiết nhất trên thế giới. Quốc gia này đã mở một thị trường DR riêng biệt, gọi là thị trường "negawatt" vào tháng 11 năm 2014, do Sàn Giao dịch Điện lực Hàn Quốc (KPX) vận hành, nhằm chuyển dịch chính sách từ việc tập trung hoàn toàn vào phía nguồn cung sang sự tham gia chủ động từ phía nhu cầu, đồng thời đảm bảo công suất dự phòng cho hệ thống. Các mục tiêu sau đó đã được mở rộng để bao gồm cả việc quản lý hiện tượng cắt giảm nguồn NLTT, đặc biệt là tại đảo Jeju.

Vì sao Hàn Quốc là trường hợp tham chiếu quan trọng nhất
Hàn Quốc có quy mô công nghiệp nặng tương đương, một thị trường do Nhà nước chi phối với KEPCO là đơn vị bán lẻ điện duy nhất, và áp dụng một biểu giá bán lẻ thống nhất trên toàn quốc, nhưng quốc gia này đã vận hành một thị trường DR có chi trả đầy đủ từ năm 2014. Đây là phát hiện quan trọng nhất đối với Việt Nam: một cơ chế chi trả không bắt buộc phải có một thị trường bán lẻ điện cạnh tranh; điều bắt buộc phải có là một con đường thu hồi chi phí được xác định rõ ràng.

Quy mô triển khai. Tính đến tháng 12 năm 2025, phân khúc DR độ tin cậy và tự nguyện (gồm các sản phẩm DR tiêu chuẩn, DR vừa & nhỏ và DR đảo Jeju của KPX) quy tụ 27 đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải, quản lý khoảng 4.239 MW công suất cắt giảm cam kết trong các ngày làm việc, trên 75 nguồn lực đã đăng ký cùng 3.877 khách hàng tham gia. Các sản phẩm DR Quốc gia, DR Tần số và Plus DR được báo cáo riêng và có các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải, nguồn lực và khách hàng tham gia độc lập.

Bảng 17. Các chương trình và mức giá trên thị trường DR Hàn Quốc

Sản phẩm	Cơ chế	Mức giá
DR độ tin cậy	Bắt buộc khi có lệnh điều độ; chi trả theo hai phần là khoản chi trả công suất cho sự sẵn sàng cộng với khoản chi trả điện năng khi thực tế thực hiện cắt giảm	Khoản chi trả công suất: Từ 862 đến 3.075 won/kW-tháng trong suốt năm 2025 (khoảng 0,57 – 2,03 USD); ví dụ: đạt 2.862 won/kW-tháng vào tháng 12 năm 2025, giảm xuống 1.594 won/kW-tháng vào tháng 3 năm 2026; các nguồn lực trên đảo Jeju đạt đỉnh khoảng 3.835 won/kW-tháng vào tháng 7 năm 2025 và giảm xuống 1.908 won vào tháng 3 năm 2026. Mức giá này được thiết lập lại hàng tháng theo hệ số giá công suất ToU. Khoản chi trả điện năng: Tính theo giá biên hệ thống (SMP), dao động trong khoảng 90 đến 125 won/kWh trong năm 2025 và từ 104 đến 148 won/kWh trong giai đoạn từ đầu năm 2026 đến tháng 8.
DR tự nguyện / DR kinh tế	Chào giá vào thị trường ngày tới và được điều độ cạnh tranh với các nguồn phát điện; chỉ được điều độ khi giá thị trường vượt qua Giá kiểm tra Lợi ích Ròng	Giá kiểm tra Lợi ích Ròng: Từ 110,3 đến 137,7 won/kWh tại khu vực đất liền trong giai đoạn từ tháng 4 năm 2025 đến tháng 3 năm 2026; sản lượng điều độ thực tế được thanh toán theo giá biên hệ thống.
DR quốc gia	Sản phẩm trên phạm vi toàn quốc chấp nhận các nguồn lực nhỏ và gom phụ tải, bao gồm cả một số nhóm khách hàng sinh hoạt	Quy tụ 214 nguồn lực và 93.743 khách hàng tham gia; giá đăng ký ở mức khoảng 67.000 – 71.000 won/kW tại khu vực đất liền (khoảng 44 – 47 USD/kW) trong năm 2025, và khoảng 68.000 won/kW vào đầu năm 2026.
DR tần số	Dành cho các nguồn lực điều chỉnh phụ tải nhanh: các phụ tải công nghiệp lớn và hệ thống lưu trữ có khả năng điều chỉnh trong vài giây.	Khoảng 39.519 won/kW công suất điều chỉnh 10 phút đã đăng ký vào đầu năm 2026, giảm từ mức 41.555 won vào giữa năm 2025 (khoảng 26 – 27 USD/kW). Lưu ý: Tên gọi "10 phút" thể hiện đặc tính của sản phẩm chứ không phải chu kỳ thanh toán; mức đền bù cho mỗi lần kích hoạt tương đương 1.040 – 2.600 won/kW-10 phút.
Plus DR	Nghịch đảo của việc cắt giảm: chi trả cho khách hàng tham gia để tăng mức tiêu thụ điện vào những thời điểm thừa nguồn	50 won/kWh tại khu vực đất liền và 95 – 97 won/kWh trên đảo Jeju; đối tượng tham gia bao gồm các phụ tải công nghiệp, hệ thống lưu trữ, trạm sạc xe điện và các cửa hàng tiện lợi.

Nguồn: KPX (2026).

Tổng chi trả thanh toán trên toàn bộ thị trường DR đạt khoảng 12,9 tỷ won vào tháng 12 năm 2025 (khoảng 8,6 triệu USD); riêng sản phẩm DR Quốc gia đã chi trả khoảng 1,3 tỷ won qua 45 sự kiện điều độ trong năm 2025.

Nguồn vốn và cơ chế thu hồi chi phí
KPX là đơn vị vận hành thị trường phi lợi nhuận và không tự chi trả các khoản thanh toán này. Sau mỗi đợt giao dịch, KPX phát hành bản thanh toán sơ bộ sau khoảng 9 ngày và bản thanh toán chính thức trong vòng khoảng 19 ngày. KEPCO là đơn vị mua buôn duy nhất và bán lẻ thuộc sở hữu nhà nước, thanh toán toàn bộ chi phí thanh toán bù trừ cho KPX, sau đó KPX phân phối lại cho các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải vào ngày tiếp theo. Đổi lại, KEPCO thu hồi chi phí này như một phần của chi phí mua điện bán buôn được cấu thành trong biểu giá bán lẻ do Nhà nước quy định, đây chính là con đường thu hồi chi phí theo hình thức xã hội hóa tương tự như cách đang áp dụng cho các khoản chi trả công suất phát điện. Trong biểu giá điện không có khoản mục riêng biệt nào tách biệt chi phí DR, và quy mô của chi phí này là tương đối nhỏ: theo ước tính về mặt đại lượng, tổng chi trả thanh toán thị trường DR đạt 205 tỷ won trong giai đoạn từ tháng 4 năm 2025 đến tháng 3 năm 2026 (chỉ tính riêng cho phân khúc DR độ tin cậy và DR tự nguyện), tương đương khoảng 0,2% tổng doanh thu bán điện 88,9 nghìn tỷ won của KEPCO vào năm 2024.

Khu vực sinh hoạt. DR khu vực sinh hoạt tại Hàn Quốc đã chuyển sang hình thức hoàn tiền trực tiếp bằng tiền mặt, do Bộ Khí hậu, Năng lượng và Môi trường phối hợp với KEPCO vận hành theo chương trình "Cuộc sống Điện năng Thông minh" (Smart Electricity Life) được triển khai cho năm 2026. Các hộ gia đình giảm mức tiêu thụ điện so với mức trung bình 2 năm của chính mình sẽ nhận được khoản hoàn tiền phân bậc, áp mức trần cắt giảm tối đa 30% và được khấu trừ trực tiếp vào hóa đơn tiền điện của tháng tiếp theo: 30 won/kWh cho mức cắt giảm từ 1–3%; 60 won/kWh cho mức cắt giảm từ 3–5%; 80 won/kWh cho mức cắt giảm từ 5–10%; 100 won/kWh cho mức cắt giảm từ 10–20%; 120 won/kWh cho mức cắt giảm từ 20–30%. Một chương trình thử nghiệm vào đợt cao điểm mùa hè (áp dụng trong tháng 7 và tháng 8, vào các ngày làm việc từ 17:00 đến 20:00) chi trả 500 won/kWh cho các hộ gia đình đã lắp đặt công tơ thông minh, với mức tiền thưởng tối đa là 10.000 won. Nguồn kinh phí cho khoản hoàn tiền sinh hoạt này do KEPCO và Bộ Khí hậu, Năng lượng và Môi trường tài trợ, được thực hiện dưới dạng khoản tiền giảm trừ trên hóa đơn tiền điện do Nhà nước quản lý, chứ không thông qua quy trình thanh toán bù trừ trên thị trường điện bán buôn.

3.2.5. Thái Lan

Thái Lan là quốc gia có nhiều điểm tương đồng nhất với Việt Nam trong số các quốc gia đang phát triển được nghiên cứu. Lịch sử quản lý nhu cầu điện của Thái Lan bắt đầu từ năm 1991, khi Cơ quan Phát điện Thái Lan (EGAT) thành lập chương trình DSM đầu tiên của đất nước (triển khai vào năm 1993), tập trung chủ yếu vào tiết kiệm và sử dụng năng lượng hiệu quả. Bước chuyển sang DR diễn ra muộn hơn: Kế hoạch tổng thể lưới điện thông minh năm 2015 đã đặt ra định hướng về đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải; Văn phòng Chính sách và Kế hoạch Năng lượng (EPPO) đề xuất chương trình cam kết công suất vào năm 2022; và trong giai đoạn 2022–2023, hai cơ quan điện lực vùng đã vận hành thử nghiệm chương trình Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc hướng tới các khách hàng CN&TM quy mô vừa và lớn.

Tổ chức và phân công trách nhiệm quản lý rõ ràng. Văn phòng Chính sách và Kế hoạch Năng lượng (EPPO) thiết kế các chương trình và xây dựng mức giá khuyến khích, sau đó trình Hội đồng Chính sách Năng lượng Quốc gia (NEPC) phê duyệt; Ủy ban Quản lý Năng lượng (ERC) ban hành văn bản quy phạm và quản lý chương trình cùng các mức giá; hai tổng công ty điện lực vùng sau đó tổ chức thực hiện. Cơ quan Điện lực Đô thị (MEA) và Cơ quan Điện lực Tỉnh (PEA) được giao đóng vai trò là đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải trong giai đoạn thí điểm, hướng tới mô hình đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải bên thứ ba độc lập trong tương lai.

Bảng 18. Cấu trúc chi trả hai phần của chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc tại Thái Lan

Thành phần chi phí	Mức giá	Giá trị quy đổi
Khoản chi trả sự sẵn sàng đối với công suất cam kết	44,5692 baht/kW/tháng	khoảng 1,34 USD/kW/tháng
Khoản chi trả điện năng đối với lượng cắt giảm thực tế — Mùa thấp điểm (tháng 1, 2, 11, 12)	1,2790 baht/kWh	khoảng 0,038 USD/kWh
Khoản chi trả điện năng — Từ tháng 3 đến tháng 10	2,5581 baht/kWh	khoảng 0,077 USD/kWh

Nguồn: Pinyo & Bangviwat (2023).

Như vậy, một khách hàng cam kết công suất 1 MW sẽ nhận được khoảng 44.569 baht mỗi tháng chỉ riêng từ khoản chi trả sự sẵn sàng (khoảng 1.340 USD), trước khi tính đến bất kỳ khoản chi trả điện năng nào. Mức khuyến khích tối đa được gắn cố định với chi phí tránh được từ việc vận hành các nhà máy điện chạy đỉnh, đảm bảo chương trình không bao giờ chi trả cao hơn số tiền mà hệ thống tiết kiệm được.

Khu vực sinh hoạt. Vẫn đang ở giai đoạn đầu triển khai: các công cụ hướng tới người tiêu dùng chủ yếu vẫn là các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm & hiệu quả và biểu giá điện ToU, thay vì các chương trình DR có khả năng điều độ; và chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc đã chủ động tập trung vào phân khúc khách hàng CN&TM quy mô vừa và lớn, nơi phụ tải và hạ tầng đo đếm đã được trang bị sẵn sàng. Trình tự triển khai ưu tiên khu vực CN&TM trước, khu vực sinh hoạt sau chính là một tín hiệu định hướng có ý nghĩa quan trọng đối với Việt Nam.

Nguồn vốn và cơ chế thu hồi chi phí
Các khoản tiền thưởng trong chương trình thí điểm được các tổng công ty điện lực chi trả theo hạn mức nhiệm vụ về quản lý nhu cầu và quản lý phụ tải đỉnh được giao. Xét trên phạm vi rộng hơn, nguồn vốn tài trợ cho công tác quản lý nhu cầu và tiết kiệm năng lượng tại Thái Lan chảy qua Quỹ Thúc đẩy Tiết kiệm Năng lượng (Quỹ ENCON) - một trong những quỹ ngoài ngân sách lớn nhất của Thái Lan. Một đánh giá năm 2012 xác định quy mô của quỹ ở mức khoảng 7 tỷ baht/năm (khoảng 210 triệu USD); khung phân bổ cho năm tài chính 2026 đạt khoảng 7,5 tỷ baht, được giải ngân thông qua các quỹ quay vòng, vốn đầu tư mạo hiểm cho các công ty dịch vụ năng lượng (ESCO), các ưu đãi thuế và các khoản viện trợ không hoàn

lại. Quỹ này không lấy từ ngân sách nhà nước hàng năm mà được tài trợ từ một khoản phụ thu riêng biệt đánh vào các sản phẩm xăng dầu. Mức phụ thu trong lịch sử thường dao động trong khoảng từ 0,07 đến 0,25 baht/lít, nhưng mức giá này do Hội đồng Chính sách Năng lượng Quốc gia (NEPC) quyết định và từng bị cắt giảm mạnh khi giá nhiên liệu biến động phức tạp về mặt chính trị: giảm xuống còn 0,005 baht/lít vào tháng 11 năm 2021, và giữ ở mức 0,05 baht/lít kể từ ngày 01 tháng 12 năm 2024. Bài học kinh nghiệm rút ra mang tính hai mặt: Một khoản phụ thu được khoanh vùng riêng biệt giúp nguồn vốn dành cho quản lý nhu cầu nằm ngoài chu kỳ ngân sách hàng năm, nhưng điều đó không có nghĩa là nó nằm ngoài các tác động chính trị, và Thái Lan đến nay vẫn chưa khôi phục lại mức giá ban đầu. Một cơ chế thuộc dạng này cần có một mức sàn tối thiểu, hoặc một quy định rõ ràng xử lý các cam kết của chương trình khi khoản phụ thu bị cắt giảm.

Một lưu ý về quy mô: chương trình thí điểm vẫn dừng lại ở quy mô nhỏ và chưa được chuyển đổi thành một chương trình chính thức lâu dài, đây chính là bài học về việc chuyển đổi từ giai đoạn thí điểm sang chương trình chính thức mà Việt Nam cần phải lập kế hoạch ngay từ đầu.

3.2.6. Ấn Độ

Ấn Độ chia sẻ nhiều điều kiện cốt lõi với Việt Nam - một thị trường điện do Nhà nước quản lý và các tổng công ty điện lực chi phối, sự tăng trưởng nhanh chóng của điện mặt trời mái nhà và thiết bị điều hòa không khí, cùng hạ tầng đo đếm đang trên đà mở rộng nhưng chưa đạt mục tiêu đề ra. Ấn Độ đã thử nghiệm các giải pháp DR trong hơn một thập kỷ qua thông qua các dự án thí điểm do các tổng công ty điện lực dẫn dắt, nhưng một khung pháp lý chính thức cấp quốc gia mới chỉ bắt đầu định hình trong thời gian gần đây. Hầu hết các quy định về DSM ở cấp bang đều trao quyền cho các công ty phân phối điện triển khai các chương trình DSM nhưng chưa định nghĩa DR là một nguồn lực độc lập, có thể định lượng riêng biệt.

Khu vực CN&TM. Dự án thí điểm ban đầu có ý nghĩa quan trọng nhất được thực hiện tại bang Rajasthan sử dụng cơ chế chào giá nhu cầu theo thị trường. Dự án đã vận hành 4 sự kiện điều độ (mỗi sự kiện kéo dài 1 giờ) trong giai đoạn 2013–2014 với 17 khách hàng công nghiệp đăng ký tham gia; mỗi sự kiện thu hút khoảng 10 khách hàng và cung cấp trung bình khoảng 22 MW công suất cắt giảm. Mức giá khi đó được ấn định theo phương thức hành chính thay vì hình thành qua thị trường. Cách thức xác định giá chuẩn đối sánh và khống chế mức giá trần khuyến khích là mối quan tâm chính chưa được giải quyết của đơn vị điện lực, và nghiên cứu kết luận rằng một chương trình mở rộng quy mô sẽ đòi hỏi cơ quan quản lý nhà nước cấp bang phê duyệt cơ chế khuyến khích này. Ở cấp độ bán buôn, Quy định về Dịch vụ Phụ trợ năm 2022 của Ủy ban Quản lý Điện lực Trung ương (CERC) đã tạo ra dịch vụ phụ trợ dự phòng cấp ba, trong đó đơn vị cung cấp dịch vụ được thanh toán theo giá thanh lý thị trường cho phần điện năng được lệnh điều độ, cộng với khoản phí cam kết đối với phần công suất trúng thầu nhưng không được huy động (được ấn định ở mức 10% giá

thanh lý và áp mức trần 0,20 INR/kWh, tương đương khoảng 0,002 USD/kWh). Các nguồn lực phía nhu cầu dù hoạt động độc lập hay qua đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải đều đủ điều kiện tham gia một cách rõ ràng, với điều kiện có thể phản ứng trong vòng 15 phút và duy trì khả năng cắt giảm thêm 60 phút tiếp theo.

Bước đi rõ ràng nhất hướng tới việc chính thức hóa DR là Quy định về DSM và Độ linh hoạt phía Nhu cầu Bang Maharashtra ban hành ngày 19 tháng 11 năm 2024. Quy định này đưa ra Nghĩa vụ Danh mục Độ linh hoạt phía Nhu cầu, bắt buộc các công ty phân phối điện phải đáp ứng một tỷ lệ phụ tải đỉnh ngày càng tăng thông qua các chương trình độ linh hoạt phía nhu cầu. Các nguồn lực đủ điều kiện bao gồm DR, quản lý sạc xe điện, hệ thống lưu trữ nhiệt và các phụ tải có thể điều khiển. Các đơn vị điện lực thực hiện vượt nghĩa vụ sẽ nhận được 2 triệu INR cho mỗi MW vượt chỉ tiêu (khoảng 21.000 USD/MW), đi kèm mức phạt tương ứng cho mỗi MW thiếu hụt.

Khu vực sinh hoạt. Ấn Độ kết hợp các biểu giá theo thời gian trong ngày (ToD) vào các giờ phát điện mặt trời với các chương trình DR tác động hành vi chi phí thấp. Dự án thí điểm của Công ty Phân phối Điện Tata Power Delhi đã được ghi nhận đầy đủ chi tiết về mặt kinh tế: trong số 4.449 khách hàng đã lắp đặt công tơ thông minh có công suất đăng ký từ 5 kW trở lên, có 2.041 khách hàng đã đăng ký tham gia. Mỗi khách hàng nhận được 200 INR (khoảng 2,08 USD) khi đăng ký và 250 INR (khoảng 2,61 USD) cho mỗi sự kiện trong số 16 sự kiện kéo dài 2 giờ mà họ giảm mức sử dụng điện trên 10%. Các khách hàng tham gia đã cắt giảm tổng cộng 15,3 MWh, đạt mức cắt giảm trung bình 21% so với đường phụ tải cơ sở, với tổng chi phí 3,97 triệu INR (khoảng 41.300 USD), tương đương khoảng 258 INR (khoảng 2,69 USD) cho mỗi kWh cắt giảm được. Trên cơ sở đó, đơn vị điện lực này đã mở rộng chương trình DR tác động hành vi từ quy mô thí điểm 2.000 khách hàng trong năm tài chính 2022 lên khoảng 154.000 khách hàng vào năm tài chính 2026, với công suất cắt giảm lũy kế tăng từ 7,7 MW lên khoảng 560 MW (giai đoạn 101.000 khách hàng trong năm tài chính 2024 tương ứng với 196 MW lũy kế). Đồng thời, đơn vị này cũng đã khởi động cơ chế DR đầu tiên tại Ấn Độ thực hiện chi trả cho khách hàng thông qua cổng thanh toán theo thời gian thực, rút ngắn chu kỳ chi trả tiền thưởng từ một kỳ hóa đơn xuống chỉ còn vài giây.

Nguồn vốn và cơ chế thu hồi chi phí
Giải pháp của Ấn Độ đối với vấn đề tài chính là cơ chế chuyển tiếp chi phí DSM có khống chế mức độ ảnh hưởng đến giá điện. Theo dự thảo của bang Maharashtra, chi phí thực hiện chương trình có thể được thu hồi từ khách hàng thông qua giá bán lẻ, nhưng mức chuyển tiếp này được khống chế sao cho mức tăng giá điện không vượt quá 0,005 INR/kWh (khoảng 0,000052 USD) hoặc 0,05% so với giá điện hiện hành. Đồng thời, các chương trình phải được đánh giá đối sánh với chi phí mua điện tránh được (khoảng 12 INR/kWh, tương đương 0,13 USD) để xác nhận rằng các giải pháp này rẻ hơn so với việc mua lượng

điện năng cao điểm tương đương. Mô hình chuyển tiếp chi phí có áp trần này hiện đã chính thức có hiệu lực. Lộ trình thực hiện nghĩa vụ đã được điều chỉnh giảm nhẹ giữa bản dự thảo và bản chính thức, từ mức 3–7% phụ tải đỉnh của năm trước xuống còn 1,5–3,5%. Bang Rajasthan đã thông báo ban hành các quy định tương đương vào ngày 17 tháng 4 năm 2026, và các bang Assam, Karnataka cũng đang triển khai theo hướng tương tự. Ấn Độ không còn là một trường hợp quy định nằm trên lý thuyết mà là một mô hình đang được áp dụng từng bước theo từng bang, điều này biến Ấn Độ thành một tiền lệ mang tính tham khảo mạnh mẽ hơn cho Việt Nam.

Cảnh báo về mức giá khuyến khích
Nghiên cứu về dự án thí điểm của Công ty Phân phối Điện Tata Power Delhi chỉ ra rằng mức khuyến khích cho mỗi sự kiện (khoảng 258 INR cho mỗi đơn vị điện năng tiết giảm) là cao bất hợp lý so với lợi ích thu được của chính đơn vị điện lực. Báo cáo nghiên cứu cho thấy chi phí mua điện tránh được chỉ bù đắp được khoảng 43% kinh phí chi trả khuyến khích, trong khi việc sụt giảm doanh thu tiền điện lại làm tốn thêm 25%, dẫn đến lợi ích ròng trong ngắn hạn chỉ đạt khoảng 27% tổng số tiền đã chi trả. Đây là bằng chứng thực tế củng cố cho nguyên tắc áp mức trần chi phí tránh được đã được xác định tại Lớp 4 của khung phân tích.

Khả năng triển khai phụ thuộc vào hạ tầng đo đếm: Ấn Độ ước tính đã lắp đặt 59,7 triệu công tơ thông minh tính đến tháng 2 năm 2026, đạt khoảng 24% trong tổng số khoảng 250 triệu khách hàng sử dụng công tơ thuộc mục tiêu của chương trình quốc gia đến tháng 3 năm 2028. Nếu không có hệ thống đo đếm chi tiết, các công ty phân phối điện không thể định hướng mục tiêu theo từng khu vực, không thể xác định sản lượng điện năng dịch chuyển hoặc xây dựng đường phụ tải cơ sở, đây cũng chính là rào cản đã được ghi nhận tại Đức.

3.2.7. So sánh kinh nghiệm của các quốc gia

Bảng 19. So sánh 6 quốc gia theo cơ chế, mức chi trả và nguồn thu hồi chi phí

Quốc gia	Công cụ chính cho khách hàng CN&TM	Mức chi trả	Nguồn vốn và chi phí	Công cụ cho khu vực sinh hoạt và nguồn vốn
Đức	AbLaV — Tiết giảm phụ tải theo hợp đồng được mua sắm qua các đợt đấu thầu định kỳ (hết hạn tháng 7/2022); hiện được thực hiện qua các thị trường cân bằng	Chi trả hai phần: Giá công suất khống chế trần ở mức 500 EUR/MW/tuần + Giá điện năng khống chế trần ở mức 400 EUR/MWh	Khoản phụ thu riêng biệt cộng vào phí sử dụng lưới điện, chuyển tiếp tính cho tất cả khách hàng sử dụng điện cuối cùng	Mức giảm phí sử dụng lưới điện từ 120–200 EUR/năm; chi phí được xã hội hóa qua phí lưới điện chung. Bắt buộc cung cấp biểu giá điện động từ tháng 1/2025.
Úc	WDRM trên thị trường bán buôn; RERT là lớp dự phòng ngoài thị trường	Giá giao ngay theo khu vực × Sản lượng tiết giảm; Mức giá trần thị trường 23.200 AUD/MWh (niên hạn 2026-2027)	Thanh toán bù trừ thị trường bán buôn; RERT thực hiện theo nguyên tắc người sử dụng trả tiền; quản lý dịch vụ phụ trợ qua cơ chế chi trả theo hiệu suất tần số từ tháng 6/2025	Nhà máy điện ảo Nam Úc; được tài trợ từ nguồn ngân sách nhà nước. Tiêu chuẩn thiết bị AS 4755.
Hoa Kỳ	PJM: DR kinh tế, DR khẩn cấp, nhu cầu	Giá biên theo tọa độ × MWh (phải vượt qua	Thanh toán bù trừ thị trường bán buôn; thu	Điều khiển phụ tải trực tiếp; 25–75 USD khi

Quốc gia	Công cụ chính cho khách hàng CN&TM	Mức chi trả	Nguồn vốn và chi phí	Công cụ cho khu vực sinh hoạt và nguồn vốn
	phản ứng theo giá. Texas: Các chương trình DR công nghiệp do ERCOT vận hành; California: 4 chương trình phân lớp	Kiểm tra Lợi ích Ròng); Giá công suất tính theo USD/MW-ngày; DSGS đạt 7.200–19.200 USD/MW-tháng; Texas dao động từ 40–100 USD/kW-năm	hồi qua chi phí dịch vụ phụ trợ tại Texas; DSGS lấy từ ngân sách bang, ELRP thu hồi qua giá bán lẻ	đăng ký + 25–50 USD/năm; thu hồi qua khoản phụ thu riêng biệt kết hợp cơ chế tách rời doanh thu.
Hàn Quốc	Thị trường nguồn lực nhu cầu KPX: DR độ tin cậy, DR tự nguyện, DR quốc gia, DR tần số, Plus DR	Chi trả hai phần: 862–3.075 won/kW-tháng + Giá biên hệ thống × MWh; Giá kiểm tra Lợi ích Ròng đạt 113–135 won/kWh	KEPCO thanh toán cho KPX; thu hồi trong chi phí mua điện bán buôn thuộc biểu giá bán lẻ do Nhà nước quy định; chiếm khoảng 0,1–0,2% doanh thu bán điện	Hoàn tiền phân bậc từ 30–120 won/kWh; chương trình thử nghiệm cao điểm mùa hè ở mức 500 won/kWh; do KEPCO và Bộ Khí hậu, Năng lượng và Môi trường tài trợ
Thái Lan	Chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc cho khách hàng CN&TM quy mô vừa và lớn	Chi trả hai phần: 44,5692 baht/kW-tháng + 1,279–2,558 baht/kWh theo mùa; áp mức trần ấn định theo chi phí tránh được của nhà máy điện chạy đỉnh	Do các tổng công ty điện lực chi trả; Quỹ ENCON được tài trợ từ khoản phụ thu xăng dầu (trong lịch sử lên tới 0,25 baht/lít nhưng giảm xuống 0,05 baht/lít từ tháng 12/2024); đạt khoảng 7 tỷ baht/năm theo đánh giá năm 2012	Vẫn ở giai đoạn đầu: chủ yếu là các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm & hiệu quả và biểu giá điện ToU
Ấn Độ	Thí điểm chào giá nhu cầu (Rajasthan, ~22 MW); dịch vụ phụ trợ dự phòng cấp ba; Nghĩa vụ Danh mục Độ linh hoạt phía Nhu cầu	Mức khuyến khích được ấn định theo phương thức hành chính có áp trần; phí cam kết đối với công suất dự phòng tăng đã trúng thầu nhưng không được huy động, áp mức trần 0,20 INR/kWh	Chuyển tiếp chi phí DSM có áp trần: không vượt quá mức cao hơn giữa 0,005 INR/kWh hoặc 0,05% giá điện; đối sánh với chi phí tránh được (12 INR/kWh theo kiểm tra chi phí xã hội)	Biểu giá theo thời gian trong ngày vào các giờ phát điện mặt trời (thấp hơn ít nhất 20%); DR tác động hành vi quy mô khoảng 100 MW với tiền thưởng tức thì qua thanh toán kỹ thuật số

3.3. Đánh giá kinh nghiệm về cơ chế tài chính và khuyến khích

Phần này đánh giá nhóm các cơ chế dựa trên khối lượng công suất cam kết, tức là ký hợp đồng với khách hàng về một lượng công suất cắt giảm cụ thể và thực hiện chi trả theo kết quả thực hiện đã được xác minh. Bốn kết luận chính được rút ra bao gồm: cấu trúc chi trả phổ biến, nguyên tắc chi phối mức giá trần, hai mô hình nguồn vốn, và các rủi ro ghi nhận được trong thực tiễn.

3.3.1. Cấu trúc chi trả hai phần là thiết kế phổ biến nhất

Một cấu trúc chi trả minh bạch bao gồm khoản chi trả cho sự sẵn sàng cộng với khoản chi trả cho phần điện năng tiết giảm thực tế xuất hiện tại 4 trong số 6 quốc gia, bất kể cấu trúc thị trường của các quốc gia đó ra sao: cơ chế AbLaV của Đức, chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc của Thái Lan, sản phẩm DR độ tin cậy của Hàn Quốc và các thị trường công suất của Hoa Kỳ. Đây vừa là thiết kế định giá phổ biến nhất, vừa là mô hình dễ áp dụng chuyển giao nhất.

Bảng 20. So sánh các cấu trúc chi trả hai phần

Chương trình	Cấu phần công suất	Cấu phần điện năng	Đặc điểm thiết kế
Cơ chế AbLaV của Đức	Khống chế trần ở mức 500 EUR/MW/tuần; mức trung bình thực tế khoảng 425 EUR/MW/tuần	Khống chế trần ở mức 400 EUR/MWh thực tế tiết giảm	Đấu thầu định kỳ theo giá chào; hai loại sản phẩm được phân loại theo tốc độ phản ứng
Chương trình Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc của Thái Lan	44,5692 baht/kW-tháng (khoảng 1,34 USD)	1,2790 baht/kWh trong mùa thấp điểm; 2,5581 baht/kWh từ tháng 3 đến tháng 10	Các mức giá được công bố công khai; **mức giá trần được gắn cố định với chi phí tránh được của nhà máy điện chạy đỉnh;** phân loại theo mùa
DR độ tin cậy của Hàn Quốc	862 – 3.075 won/kW-tháng (0,57 – 2,03 USD), **được thiết lập lại hàng tháng** theo hệ số ToU	Giá biên hệ thống × MWh tiết giảm (khoảng 90 – 125 won/kWh trong năm 2025)	Bắt buộc khi có lệnh điều độ; giá công suất biến đổi theo mức độ căng thẳng phụ tải của mùa
Thị trường công suất của Hoa Kỳ (PJM)	Giá thanh lý đấu giá tính theo USD/MW-ngày, **được chi trả bất kể nguồn lực có được huy động hay không**	Giá biên theo tọa độ × MWh, với điều kiện phải vượt qua Bài kiểm tra Lợi ích Ròng	DR được đặt vào vị thế bình đẳng với các nguồn phát điện

Từ bảng so sánh trên, rút ra hai nhận xét sau: Thứ nhất, cấu phần công suất chi trả cho sự sẵn sàng chứ không phải cho kết quả thực hiện: điều này đồng nghĩa với việc khách hàng có một dòng doanh thu ổn định ngay cả khi không có sự kiện điều độ nào được kích hoạt. Điều này giúp tính sẵn sàng của công suất trở nên đáng tin cậy. Thứ hai, hai trong số bốn chương trình cho phép khoản chi trả công suất biến đổi theo mùa hoặc theo mức độ căng thẳng của hệ thống (Hàn Quốc thực hiện thông qua hệ số ToU, Thái Lan thực hiện thông qua cấu phần điện năng theo mùa), nhờ đó tín hiệu giá vẫn được duy trì ngay cả trong một cơ chế dựa trên lượng hỗ trợ tài chính.

3.3.2. Mức giá trần dựa trên chi phí tránh được là điểm chung xuyên suốt

Một nguyên tắc lặp lại tại cả 4 quốc gia có cơ chế chi trả: mức chi trả bị khống chế trần bởi giá trị thực tế mà hệ thống tiết kiệm được. Cách thức triển khai có thể khác nhau nhưng chức năng là hoàn toàn tương đồng.

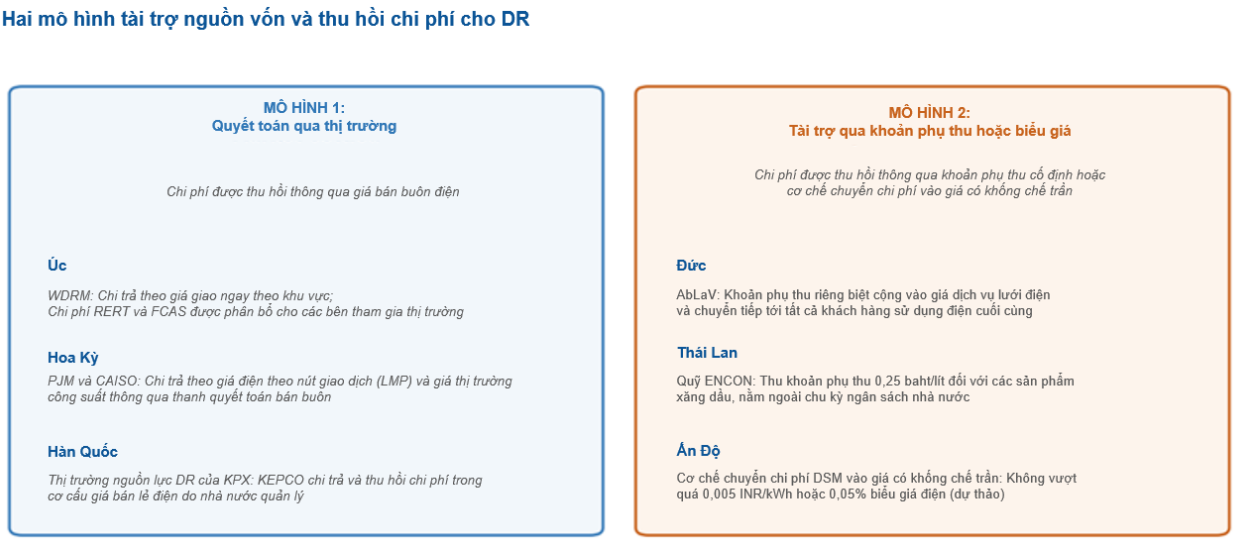
Bảng 21. Các cơ chế xác định mức giá trần theo lợi ích ròng và chi phí tránh được

Quốc gia	Cơ chế giá trần	Phương thức hoạt động
Hoa Kỳ	Kiểm tra Lợi ích Ròng hàng tháng	Xác định ngưỡng giá mà tại đó việc chi trả toàn bộ giá trị điện năng cho DR mang lại hiệu quả chi phí cho toàn bộ hệ thống; DR chỉ được điều độ và thanh toán bù trừ khi giá biên vượt qua ngưỡng này.
Hàn Quốc	Giá kiểm tra Lợi ích Ròng (110,3 – 137,7 won/kWh tại khu vực đất liền, giai đoạn tháng 4/2025 đến tháng 3/2026)	DR tự nguyện chỉ được điều độ khi giá thị trường thanh lý cao hơn ngưỡng này.
Thái Lan	Mức trần được ấn định theo chi phí tránh được từ việc vận hành các nhà máy điện chạy đỉnh	Mức giá khuyến khích tối đa được đặt bằng với chi phí tránh được; cấu trúc chào giá cho phép các mức chào giá bằng hoặc thấp hơn mức trần này.
Ấn Độ	Cơ chế chuyển tiếp chi phí có áp trần Đối chiếu với chi phí mua điện tránh được (12 INR/kWh theo kiểm tra chi phí xã hội), kết hợp khống chế trần mức độ ảnh hưởng đến giá điện ở mức 0,005 INR/kWh.	Các chương trình phải chứng minh được hiệu quả chi phí rẻ hơn so với việc mua lượng điện năng cao điểm tương đương, trong khi phần chi phí chuyển tiếp vào giá điện được khống chế trần riêng biệt.

Nguyên tắc này đã được khẳng định trực tiếp tại Lớp 4 của khung phân tích: mức chi trả phải đủ cao để thu hút sự tham gia nhưng không được vượt quá chi phí tránh được của đơn vị điện lực sau khi đã trừ đi chi phí triển khai chương trình. Trường hợp của Ấn Độ cho thấy hậu quả của việc vi phạm nguyên tắc này: dự án thí điểm tại Delhi đã chi trả khoảng 258 INR cho mỗi đơn vị điện năng tiết giảm, so với chi phí mua điện tránh được chỉ khoảng 12 INR/kWh. Điều này làm cho chương trình không thể mở rộng quy mô ở mức giá đó mặc dù đạt được kết quả kỹ thuật tốt.

3.3.3. Hai mô hình nguồn vốn và cơ chế thu hồi chi phí

Đây là phát hiện quan trọng nhất từ việc đánh giá các cơ chế chi trả. 6 quốc gia được nghiên cứu chia thành 2 mô hình rõ rệt, và sự phân chia này không phụ thuộc vào việc quốc gia đó có thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hay không.

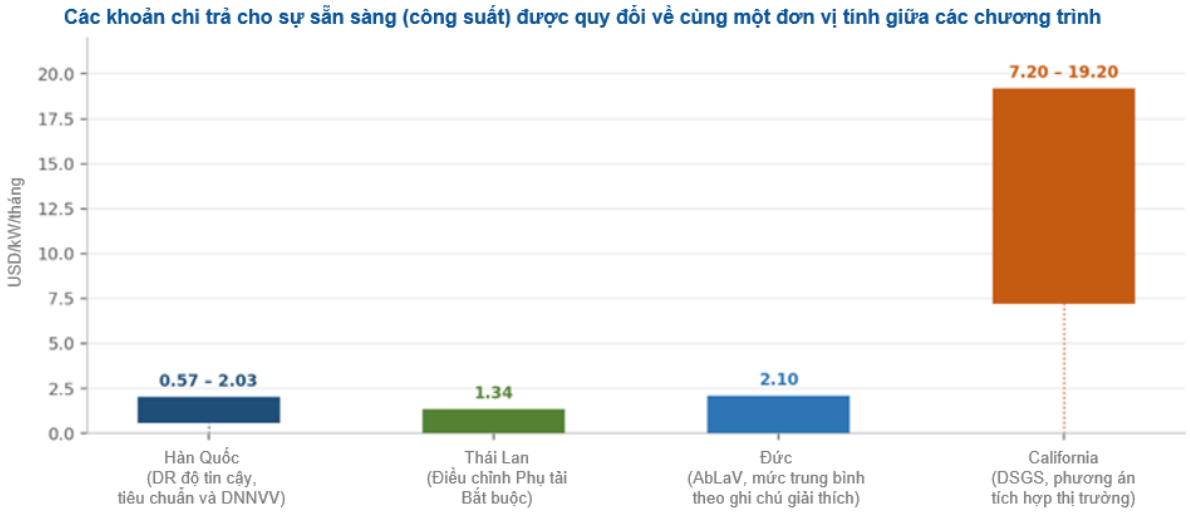


Hình 6. Hai mô hình tài trợ và thu hồi chi phí cho DR

Phát hiện mang tính quyết định đối với Việt Nam
Hàn Quốc thuộc mô hình thứ nhất mặc dù có biểu giá bán lẻ điện thống nhất trên toàn quốc và chỉ có một đơn vị cung cấp bán lẻ duy nhất: chi phí cho DR được thu hồi trong chi phí mua điện bán buôn thuộc biểu giá bán lẻ do Nhà nước quy định, theo cùng một phương thức đang áp dụng cho các khoản chi công suất phát điện. Thái Lan và Ấn Độ tương tự cũng là các hệ thống áp dụng biểu giá do Nhà nước quản lý và đều đã thành lập hoặc đang thiết kế cơ chế chi trả, lần lượt thông qua một quỹ riêng biệt và một cơ chế chuyển tiếp chi phí có áp mức trần. Nói cách khác, một cơ chế thanh toán không bắt buộc phải có một thị trường bán lẻ cạnh tranh; điều cần thiết là phải có một lộ trình thu hồi chi phí được xác định rõ ràng. Ba lộ trình đã được chứng minh trong thực tiễn bao gồm: Thu hồi trong chi phí mua điện bán buôn của biểu giá bán lẻ do Nhà nước quy định (Hàn Quốc); Khoản phụ thu riêng biệt (Thái Lan, và Đức đối với phần phí sử dụng lưới điện, mặc dù khoản phụ thu của Thái Lan đã bị cắt giảm tới 2 lần về quy mô đại lượng kể từ năm 2021, cho thấy việc khoanh vùng bản thân nó không tự bảo vệ được nguồn vốn); Cơ chế chuyển tiếp chi phí vào giá điện có áp trần (Ấn Độ).
Đối với Việt Nam, một cơ chế chuyển tiếp chi phí có áp trần rõ ràng có thể giúp mang lại tính chắc chắn về mặt chi phí, trong khi sự giám sát của cơ quan quản lý nhà nước sẽ đảm bảo rằng các chi phí mua sắm bổ sung liên quan đến DR (cho dù là chi trả cho công suất, cho sự sẵn sàng hay cho sản lượng thực tế) được bù trừ bằng việc giảm chi phí cung ứng dịch vụ ở các khâu khác của EVN.

3.3.4. Các khoản chi trả cho sự sẵn sàng được quy đổi về cùng một đơn vị tính

Bốn chương trình công bố các khoản chi trả công suất với đầy đủ chi tiết để có thể so sánh. Khi được quy đổi về cùng một đơn vị tính, các chương trình đang vận hành trong các hệ thống áp dụng biểu giá do Nhà nước quản lý nằm trong khoảng từ 0,57 đến 2,10 USD/kW/tháng, trong khi chương trình của bang California (Hoa Kỳ) cao hơn gấp nhiều lần.



Hình 7. Các khoản chi trả cho sự sẵn sàng (công suất) được quy đổi về cùng một đơn vị tính giữa các chương trình

Khoảng dao động này không nên được hiểu là một mức giá chuẩn đối sánh để áp dụng trực tiếp. Khoảng giá này thể hiện các khoản chi trả trong các hệ thống biểu giá do Nhà nước quản lý đều ở mức tương đối thấp và ổn định.

3.3.5. Các rủi ro ghi nhận trong thực tiễn

- **Cơ chế bị hết hiệu lực mà không có công cụ kế thừa:** Cơ chế AbLaV của Đức hết hiệu lực vào tháng 7 năm 2022 và mãi đến tháng 5 năm 2024 mới được thay thế bằng một sản phẩm phản ứng dưới 1 giây với phạm vi hẹp hơn nhiều (FSV SEAL), có tiềm năng ước tính chỉ khoảng 400 MW. Bài học rút ra là cần thiết kế một cơ chế bền vững thay vì một văn bản quy phạm pháp luật có thời hạn.
- **Dự án thí điểm không bao giờ chuyển thành chương trình chính thức:** Chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc của Thái Lan có thiết kế định giá rõ ràng nhưng vẫn dừng lại ở quy mô nhỏ và chưa được chuyển đổi thành một chương trình chính thức lâu dài. Quá trình chuyển đổi từ giai đoạn thí điểm sang chương trình chính thức cần phải được lập kế hoạch ngay từ đầu.
- **Mức chi trả được ấn định cao hơn chi phí tránh được:** Dự án thí điểm tại Delhi (Ấn Độ) đạt được kết quả kỹ thuật tốt nhưng mức khuyến khích lại cao hơn nhiều so với lợi ích thu được của chính đơn vị điện lực, làm hạn chế khả năng mở rộng quy mô chương trình.
- **Cơ chế thuần túy dựa trên thị trường có thể ít thu hút sự tham gia:** Cơ chế DR bán buôn (WDRM) của Úc chỉ đạt 150 MW đăng ký và 1.490 MWh sản lượng sau 4 năm triển

khai. Đánh giá tháng 10 năm 2025 của AEMC cho rằng nguyên nhân chủ yếu là do sự phức tạp của đường phụ tải cơ sở, gánh nặng tuân thủ thủ tục và mức độ nhận biết thấp chứ không phải do các điều kiện thị trường, đồng thời kiến nghị tiếp tục duy trì cơ chế này.

- **Rào cản chính có thể xuất phát từ khâu tổ chức thực hiện hơn là khâu tài chính:** Nghiên cứu tại Đức chỉ ra rằng rào cản lớn nhất đối với các doanh nghiệp là lo ngại về sự gián đoạn trong sản xuất, sự bất định về doanh thu và việc thiếu hụt nhân sự nội bộ chuyên trách. Điều này có nghĩa là việc chỉ ban hành biểu giá rồi thụ động chờ đợi thường mang lại hiệu quả kém hơn so với việc chủ động làm việc trực tiếp với các khách hàng tiềm năng.

3.4. Đánh giá kinh nghiệm về các cơ chế định giá

3.4.1. Định vị các cơ chế định giá trong khung phân tích

Khung phân tích xác định rõ ràng vị trí của các cơ chế định giá, đi kèm với một lưu ý quan trọng. Tại Lớp 2, các giải pháp dựa trên giá như biểu giá ToU, biểu giá CPP, định giá theo thời gian thực, cho phép khách hàng tự quản lý mức độ điều chỉnh phụ tải của mình; tuy nhiên, tính chắc chắn của việc tiết giảm phụ tải đạt mức cao nhất đối với các hợp đồng phụ tải có thể gián đoạn và DR tự động, và đạt mức thấp nhất đối với các mức giá ToU. Tại Lớp 1, một đường thời lượng phụ tải có độ dốc lớn gợi ý việc tập trung mục tiêu vào một số ít các đợt tiết giảm phụ tải trùng với thời điểm cao điểm hệ thống, trong khi một đường thời lượng phụ tải phẳng hơn sẽ phù hợp hơn cho việc áp dụng rộng rãi biểu giá ToU.

Cả hai nhận xét này đều liên quan trực tiếp đến Việt Nam. Sau khi điều chỉnh khung giờ cao điểm về một khoảng thời gian duy nhất vào buổi tối, đường thời lượng phụ tải của Việt Nam thuộc dạng có độ dốc lớn. Theo đúng logic của khung phân tích, điều này định hướng đến các công cụ tập trung vào một số ít các khoảng thời gian cao điểm hơn là việc áp dụng rộng rãi biểu giá ToU. Tuy nhiên, theo Lớp 2, sự đánh đổi ở đây là tính chắc chắn của công suất thu được sẽ thấp hơn so với khi áp dụng cơ chế dựa trên lượng hỗ trợ tài chính.

3.4.2. Các công cụ định giá được ghi nhận tại các quốc gia

Bảng 22. Các công cụ dựa trên giá được ghi nhận tại 6 quốc gia nghiên cứu

Quốc gia	Công cụ dựa trên giá	Nội dung và mức độ chi tiết
Ấn Độ	Biểu giá theo thời gian trong ngày vào các	Trường hợp chi tiết nhất: Các quy định cấp trung ương năm 2023 yêu cầu biểu giá theo thời gian trong ngày trong các giờ phát điện mặt trời phải thấp hơn ít nhất 20% so với giá bình thường, đi kèm mức giá cao hơn vào các giờ cao điểm. Thực thi tại các bang: Bang Bihar và Madhya Pradesh

Quốc gia	Công cụ dựa trên giá	Nội dung và mức độ chi tiết
	giờ phát điện mặt trời	áp dụng khung thời gian 8 giờ với mức giảm giá 20% và mức phụ thu cao điểm 10%; bang Gujarat áp dụng khung thời gian 4 giờ, mức giảm giá cố định và không phụ thu. Các hộ gia đình không có điện mặt trời mái nhà (ĐMTMN) có thể giảm từ 1 – 4% hóa đơn tiền điện mà không cần thay đổi hành vi; đối với các hộ gia đình đã lắp ĐMTMN, mức giảm giá giờ mặt trời mang lại ít giá trị bổ sung trong khi mức phụ thu giờ cao điểm có thể làm kéo dài thời gian hoàn vốn.
Đức	Biểu giá điện động liên kết với giá giao ngay	Kể từ tháng 1 năm 2025, tất cả các đơn vị bán lẻ điện có nghĩa vụ phải cung cấp biểu giá điện động liên kết với giá giao ngay cho bất kỳ khách hàng nào đã lắp đặt công tơ thông minh, cho phép chuyển tiếp giá bán buôn (hiện được ấn định theo chu kỳ 15 phút) trực tiếp đến hộ gia đình.
	Module 3 — Phí sử dụng lưới điện biến đổi theo thời gian	Kể từ ngày 1 tháng 4 năm 2025, thay thế mức giảm giá cố định theo Module 1 bằng các mức phí sử dụng lưới điện biến đổi theo thời gian với ít nhất 2 mức giá/ngày trong tối thiểu 6 tháng mỗi năm; yêu cầu phải có công tơ thông minh. Đây là một công cụ dựa trên giá nằm ở cấu phần phí sử dụng lưới điện chứ không nằm ở cấu phần giá điện năng.
Úc	Biểu giá bán lẻ liên kết với giá bán buôn theo thời gian thực	Ghi nhận tóm tắt: Một đơn vị bán lẻ điện tự động hóa các thiết bị gia dụng dựa trên giá bán buôn theo thời gian thực, thuộc nhóm các chương trình thử nghiệm bổ trợ tại bang Nam Úc.
Thái Lan	Biểu giá ToU cho khu vực sinh hoạt	Ghi nhận tóm tắt: Các công cụ hướng tới người tiêu dùng chủ yếu vẫn là các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm & hiệu quả và biểu giá ToU, thay vì các chương trình DR có khả năng điều độ.
Hàn Quốc	Hệ số giá công suất theo ToU	Không phải là biểu giá bán lẻ mà là một cơ chế nội bộ trong thị trường DR: giá công suất cho sản phẩm DR độ tin cậy được thiết lập lại hàng tháng theo một hệ số phân hóa theo thời gian, tăng lên trong các tháng cao điểm mùa đông, mùa hè và giảm xuống trong các tháng chuyển mùa.
Hoa Kỳ	—	Báo cáo nghiên cứu không mô tả biểu giá bán lẻ phân hóa theo thời gian. DR khu vực sinh hoạt được thực hiện qua hình thức điều khiển phụ tải trực tiếp kết hợp các khoản tín dụng thưởng khi đăng ký, thay vì một cơ chế định giá.

Nghiên cứu đưa ra một nhận xét có liên quan trực tiếp đến Việt Nam và các cơ chế định giá: Biểu giá ToU hiện hành của Việt Nam có tỷ lệ giữa giờ cao điểm và giờ thấp điểm ở mức khoảng 2,85:1, mức chênh lệch này chưa đủ để tự nó thúc đẩy việc dịch chuyển phụ tải trên diện rộng. Nghiên cứu bổ sung thêm rằng mức giá trần cao nhất trong biểu giá ToU của Việt Nam vẫn ở mức tương đối thấp so với tiêu chuẩn quốc tế, điều này làm giảm tính hấp dẫn của việc tham gia dịch chuyển phụ tải, đặc biệt là ở những nơi mà sự thay đổi đòi hỏi chi phí cao như việc sắp xếp lại lịch trình quy trình sản xuất của các khách hàng CN&TM.

Những điểm nổi bật: Thiết kế biểu giá của Hàn Quốc

Bên cạnh thị trường DR do KPX vận hành, KEPCO áp dụng một công cụ nằm ngay trong chính biểu giá bán lẻ điện: Biểu giá tùy chọn Quản lý nhu cầu, dành cho các khách hàng tự nguyện đăng ký nhằm giảm hóa đơn tiền điện thông qua việc quản lý phụ tải trong các giờ cao điểm. Hai công cụ này vận hành song song chứ không thay thế cho nhau: thị trường của

KPX vận hành trên cơ sở chi trả đền bù, trong khi biểu giá tùy chọn vận hành trên cơ sở giá và không liên quan đến bất kỳ khoản chi trả đền bù nào. Biểu giá tùy chọn bao gồm 2 loại, cả hai đều chỉ áp dụng cho các khách hàng lớn — nhóm Khách hàng Thương mại/Cơ quan (B) và Khách hàng Công nghiệp (B), tức là các khách hàng có công suất hợp đồng từ 300 kW trở lên.

Bảng 23. Biểu giá tùy chọn Quản lý nhu cầu I của KEPCO — Cao áp (A), tính theo KRW/kWh

Lựa chọn (Giá công suất, KRW/kW)	Khung thời gian	Mùa xuân / Mùa thu	Mùa đông
Lựa chọn I (7.220)	Thấp điểm	72,6	70,2
	Trung bình — Ngày bình thường	104,6	109,3
	Trung bình — Ngày cao điểm	209,7	—
	Cao điểm — Ngày bình thường	144,6	169,9
	Cao điểm — Ngày cao điểm	593,1	675,7
Lựa chọn II (8.320)	Cao điểm — Ngày bình thường	139,1	164,4
	Cao điểm — Ngày cao điểm	587,6	670,2
Lựa chọn III (9.810)	Cao điểm — Ngày bình thường	131,3	155,3
	Cao điểm — Ngày cao điểm	549,7	628,3

Nguồn: KEPCO, Bảng giá điện có hiệu lực từ ngày 1 tháng 1 năm 2023, Biểu giá tùy chọn Quản lý nhu cầu I.

Theo Lựa chọn I, giá điện năng giờ cao điểm vào một ngày cao điểm là 593,1 KRW/kWh vào mùa xuân/mùa thu và 675,7 KRW/kWh vào mùa đông, so với mức 144,6 và 169,9 KRW/kWh vào giờ cao điểm của một ngày bình thường, tạo ra mức chênh lệch khoảng **4,1 lần** so với giá giờ cao điểm ngày bình thường và khoảng **8,2 lần** so với giá giờ thấp điểm. Loại II áp dụng cho khách hàng Cao áp (B) và (C) với một thiết kế khác: so với biểu giá tiêu chuẩn cho cùng nhóm khách hàng, chỉ có giá giờ cao điểm được điều chỉnh tăng (mùa hè tăng từ 221,4 lên 327,6 KRW/kWh, tăng 48,0%; mùa xuân và mùa thu tăng từ 140,5 lên 202,3 KRW/kWh, tăng 44,0%), trong khi giá giờ thấp điểm và giờ trung bình được giữ nguyên.

3.4.3. Đánh giá tổng thể đối với các cơ chế định giá

(1) Các cơ chế định giá đóng vai trò là nền tảng, nhưng không bảo đảm chắc chắn về mặt công suất. Theo Lớp 2 của khung phân tích, tính chắc chắn của việc cắt giảm phụ tải thuộc nhóm công cụ này là thấp nhất trong tất cả các nhóm cơ chế. Không có quốc gia nào trong nghiên cứu dựa hoàn toàn vào cơ chế định giá để đảm bảo công suất cho mục đích vận hành hệ thống.

(2) Các cơ chế định giá được sử dụng để tiếp cận khách hàng trên diện rộng với chi phí giao dịch thấp. Trường hợp của Ấn Độ cho thấy cách thức một quy định cấp trung ương duy nhất về biểu giá theo thời gian trong ngày vào các giờ phát điện mặt trời có thể tiếp cận toàn bộ nhóm khách hàng điện sinh hoạt tại nhiều bang, mà không cần phải ký hợp đồng trực tiếp với từng khách hàng riêng lẻ.

(3) Các cơ chế định giá phụ thuộc hoàn toàn vào hạ tầng đo đếm. Đức là minh họa rõ ràng nhất: biểu giá điện linh hoạt đã trở thành dịch vụ bắt buộc được áp dụng từ năm 2025 nhưng chỉ áp dụng cho các khách hàng có công tơ thông minh; và với tỷ lệ triển khai công tơ thông minh chỉ đạt 5,5% tổng số điểm đo đếm vào cuối năm 2025, công cụ này gần như chưa phát huy tác dụng.

(4) Phí sử dụng lưới điện có thể là một kênh thay thế khi cấu phần giá điện năng khó điều chỉnh. Đức kích hoạt độ linh hoạt của khu vực sinh hoạt chủ yếu ở khâu phí sử dụng lưới điện vì phí này chiếm khoảng 1/4 hóa đơn tiền điện của hộ gia đình. Đây là một phương án thiết kế đáng cân nhắc đối với các thị trường mà phí sử dụng lưới điện được hạch toán tách biệt.

(5) Một biểu giá có thể tự triệt tiêu hiệu quả của chiến lược DR. Ví dụ tại Đức, cơ chế ưu đãi cho phụ tải chạy nền chi trả thưởng cho các doanh nghiệp có biểu đồ phụ tải ổn định, điều này vô hình trung lại đi ngược và vô hiệu hóa chính yêu cầu chủ động điều chỉnh phụ tải của chương trình DR. Cơ chế này hiện đang được cải cách, và đó cũng chính là bài học rút ra: quy định này đã tồn tại trong nhiều năm trước khi mâu thuẫn giữa nó và chính sách phát triển lưới điện linh hoạt được giải quyết. Việc rà soát các quy định hiện hành đối với những điều khoản tương tự là một bước đi bắt buộc trước khi thiết kế các công cụ mới.

3.5. Phân biệt DR có khả năng điều độ và DR không có khả năng điều độ

Nguyên tắc cốt lõi khi thiết kế các cơ chế DR là phân định rõ hai nhóm: DR có khả năng điều độ và DR không có khả năng điều độ. Hai hình thức này đòi hỏi logic chi trả khác nhau và phù hợp với các phân khúc khách hàng khác nhau. Cho đến nay, phương pháp tiếp cận của Việt Nam chủ yếu dựa trên việc nỗ lực khuyến khích các khách hàng CN&TM cung cấp giải pháp DR tự nguyện, không có khả năng điều độ cho hệ thống trong các thời điểm nhu cầu phụ tải đạt đỉnh. Nhiều giải pháp khác đang được thảo luận, bao gồm việc áp dụng biểu giá CPP hay điều chỉnh mức giá ToU, cũng sẽ chỉ dừng lại ở mức khuyến khích DR tự nguyện và không có khả năng điều độ. Tuy nhiên, xét dưới góc độ độ tin cậy của hệ thống điện, điều

mà các cơ quan quản lý ngày càng cần đến lại là nguồn công suất DR đáng tin cậy và có khả năng điều độ.

3.5.1. Lý do sự phân biệt này có ý nghĩa quan trọng đối với Việt Nam

DR có khả năng điều độ cho phép đơn vị điện lực hoặc đơn vị điều độ hệ thống điện huy động trực tiếp nguồn lực thông qua việc điều khiển phụ tải trực tiếp đối với thiết bị của khách hàng, công nghệ điều chỉnh phụ tải tự động hoặc thông minh, hay thỏa thuận phụ tải có thể gián đoạn theo cam kết hợp đồng mang tính ràng buộc, được bảo đảm bằng khoản chi trả cho sự sẵn sàng và được thực thi thông qua các chế tài phạt khi không cung cấp đủ sản lượng. Ngược lại, DR không có khả năng điều độ phụ thuộc vào quyết định tự nguyện của chính khách hàng trong việc phản ứng với mức giá biến đổi theo thời gian (biểu giá ToU, CPP, hoàn tiền giờ cao điểm, định giá theo thời gian thực) hoặc phản ứng với một lời kêu gọi hay thông báo đại chúng mà không có cam kết ràng buộc và, thông thường, không có khoản chi trả cho sự sẵn sàng.

Như đã điểm qua trước đây, cả chương trình DR và chương trình dịch chuyển phụ tải hiện hành của Việt Nam đều thuộc loại không có khả năng điều độ: sự tham gia mang tính tự nguyện, thông báo được gửi trước, và một khách hàng đã đăng ký công suất sẽ không chịu bất kỳ hậu quả tài chính nào nếu thực hiện thấp hơn mức đăng ký khi được huy động (Mục 2.2.2–2.2.3). Đó là lý do tại sao tiềm năng đăng ký (2.547–2.860 MW trong giai đoạn 2023–2026) luôn cao hơn nhiều so với sản lượng điều độ thực tế, và tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải ghi nhận được chỉ tăng lên khi hệ thống đã rơi vào tình trạng căng thẳng nghiêm trọng. Dù được thiết kế hay quảng bá tốt đến đâu, các cơ chế không có khả năng điều độ vẫn không thể đảm bảo việc chuyển hóa tiềm năng đăng ký thành công suất cam kết thực tế để giải đáp ứng nhu cầu của hệ thống điện trong những thời điểm phụ tải đỉnh căng thẳng.

Sản phẩm DR khẩn cấp và tiền khẩn cấp của PJM (được chi trả theo đơn giá USD/MW-ngày cho công suất cam kết bất kể có được huy động hay không) cũng như các chương trình chi trả hai phần của Đức, Thái Lan và Hàn Quốc (Mục 3.3.1) đều là các cơ chế hợp đồng có khả năng điều độ. Trong khi đó, biểu giá ToU, CPP, hoàn tiền giờ cao điểm và các lời kêu gọi công khai (Mục 3.4) là các cơ chế không có khả năng điều độ. Các quốc gia có thị trường DR phát triển nhất đang ngày càng dịch chuyển sang ưu tiên các chương trình DR có khả năng điều độ, đồng thời chỉ áp dụng cơ chế DR tự nguyện đối với nhóm khách hàng sinh hoạt và thương mại nhỏ.

Bảng 24. DR có khả năng điều độ và DR không có khả năng điều độ

Tiêu chí	DR không có khả năng điều độ	DR có khả năng điều độ
Cơ sở cho DR	Quyết định tự nguyện của khách hàng, phản ứng lại tín hiệu giá hoặc lời kêu gọi công khai	Lệnh huy động trực tiếp từ đơn vị điện lực/đơn vị điều độ hệ thống điện, theo hợp đồng
Cam kết	Không ràng buộc; không bị phạt khi thực hiện thiếu sản lượng	Mang tính ràng buộc; có chế tài phạt khi không thực hiện đúng sản lượng
Cơ chế chi trả	Thường không có, hoặc chi phí tiết kiệm được một cách gián tiếp thông qua biểu giá	Chi trả hai phần: khoản chi trả cho sự sẵn sàng cộng với khoản chi trả cho sản lượng thực tế
Cơ chế điển hình hiện nay tại Việt Nam	Chương trình DR tự nguyện; chương trình dịch chuyển phụ tải; biểu giá ToU	Chưa được triển khai
Khách hàng điển hình	Tất cả các khách hàng có công tơ đo đếm, mở rộng dần theo thời gian sang khu vực sinh hoạt	Ưu tiên các CN&TM lớn trước, sau đó mở rộng sang các nhóm khách hàng khác thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải
Độ tin cậy	Chỉ tăng lên khi hệ thống đã rơi vào tình trạng căng thẳng nghiêm trọng (Mục 2.2.3)	Nguồn công suất đáng tin cậy, đã được xác minh, luôn sẵn sàng khi có lệnh huy động

3.6 Bài học kinh nghiệm cho Việt Nam

3.6.1. Những phát hiện chính từ kinh nghiệm quốc tế

1. DR công nghiệp là điểm khởi đầu tự nhiên: Phụ tải, hạ tầng đo đếm và mối quan hệ thương mại đều đã có sẵn; theo khung phân tích, đây là giải pháp "chắc chắn thành công".

2. Cấu trúc giá điện 2 thành phần xuất hiện ở hầu hết các mô hình: Đức, Thái Lan, Hàn Quốc và Hoa Kỳ đều áp dụng cấu trúc này. Đây là phương thức phổ biến nhất và dễ áp dụng nhất.

3. Thực hiện DR thành công có thể đạt được ở nhiều loại hình thị trường khác nhau: Thị trường đó có áp dụng một mức giá thống nhất hay không hoàn toàn không ảnh hưởng đến việc triển khai thành công chương trình DR. Điều quan trọng nằm ở cấu trúc thanh toán và mô hình thu hồi chi phí.

4. Nguồn vốn chia thành hai mô hình, và cả hai đều hoạt động hiệu quả trong một hệ thống áp dụng biểu giá do Nhà nước quản lý: Hàn Quốc chứng minh rằng mô hình thanh toán bù trừ qua thị trường vẫn vận hành tốt trong một hệ thống người mua duy nhất với một biểu giá thống nhất toàn quốc.

5. Mức giá trần dựa trên lợi ích ròng hoặc chi phí tránh được là điểm chung giúp giữ cho các khoản chi trả đạt hiệu quả chi phí.

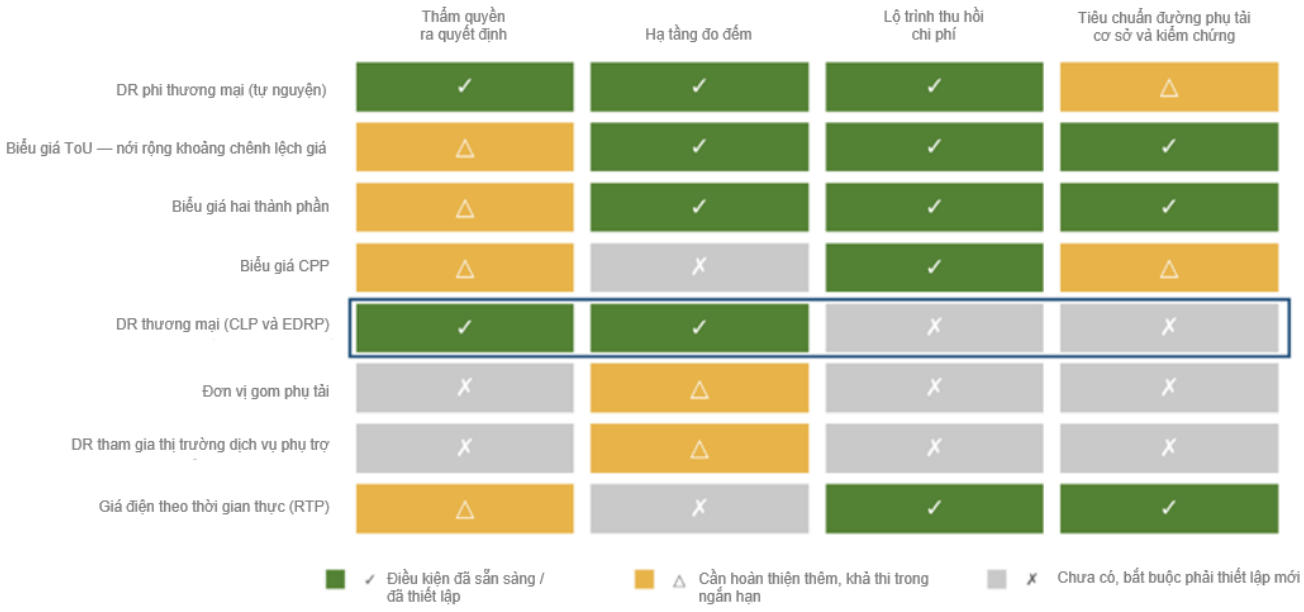
6. Hạ tầng công tơ thông minh là điểm nghẽn đối với khu vực sinh hoạt: Kinh nghiệm của Đức và Ấn Độ đều cho thấy DR khu vực sinh hoạt sẽ khó triển khai hoặc hoàn toàn đình trệ nếu không có hạ tầng đo đếm phù hợp.

7. DR khu vực sinh hoạt khi triển khai trên diện rộng luôn được trợ cấp hoặc lồng ghép vào biểu giá, ít nhất là trong giai đoạn đầu.

3.6.2. Đối sánh các điều kiện áp dụng từng cơ chế với tình hình thực tế tại Việt Nam

Việc kết hợp các điều kiện tiên quyết rút ra từ kinh nghiệm quốc tế với các phát hiện từ phần đánh giá hiện trạng tại Chương 2 cho phép xác định rõ cơ chế nào đã đáp ứng đủ điều kiện triển khai và cơ chế nào vẫn còn thiếu các điều kiện cần thiết. Bốn điều kiện được đánh giá bao gồm: thẩm quyền quyết định, hạ tầng đo đếm, lộ trình thu hồi chi phí, cùng với biểu đồ phụ tải cơ sở và tiêu chuẩn xác minh.

Các cơ chế được nhóm theo phân loại áp dụng tại Thông tư số 07/2025/TT-BCT để có thể đối sánh trực tiếp với phần đánh giá hiện trạng trong Chương 2. Trên cơ sở đó, chương trình DR Khuyến khích Thương mại, bao gồm Chương trình Phụ tải có thể cắt giảm (CLP) và Chương trình DR Khẩn cấp (EDRP) được xem xét như một nhóm duy nhất, do cả hai đều dựa trên cùng một cơ sở pháp lý, cùng nhóm khách hàng mục tiêu và cùng thiếu các điều kiện tiên quyết như nhau.



Hình 8. Mức độ đáp ứng 4 điều kiện tiên quyết tại Việt Nam của từng nhóm cơ chế

Bốn nhóm kết luận được rút ra từ ma trận này:

Các cơ chế đã đáp ứng đủ điều kiện để triển khai. Chương trình DR tự nguyện đã đáp ứng đầy đủ các điều kiện. Tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở chỉ cần thiết cho việc đo đếm và báo cáo một cách đáng tin cậy chứ không phải là điều kiện tiên quyết để vận hành, do chương trình này không phát sinh thanh toán bù trừ. Các công cụ dựa trên giá áp dụng trên công tơ nhiều giá (mở rộng mức chênh lệch ToU, biểu giá hai thành phần) đã đáp ứng điều kiện về hạ tầng đo đếm và không đặt ra vấn đề về thu hồi chi phí; điều kiện duy nhất còn thiếu chỉ là chính cơ cấu biểu giá.

Chương trình DR Khuyến khích Thương mại. Đây là nhóm đáng chú ý nhất vì đã đáp ứng 2 trong số 4 điều kiện quan trọng nhất. Nhóm này đã có cơ sở pháp lý hoàn chỉnh tại Thông tư số 07/2025/TT-BCT và hạ tầng đo đếm đã sẵn sàng cho phân đoạn khách hàng mục tiêu là các khách hàng CN&TM lớn có công tơ đọc dữ liệu từ xa. Hai điều kiện còn thiếu là con đường thu hồi chi phí và tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở, đây chính là những rào cản đã được phân tích tại Mục 2.1.3. Nói cách khác, chương trình này không thiếu quy định pháp lý cũng như hạ tầng; nó chỉ thiếu chính xác hai điều kiện về tài chính và kỹ thuật mà hoàn toàn có thể nhận diện và xử lý một cách cụ thể. Đây là lời giải thích trực tiếp cho lý do tại sao chương trình vẫn chưa được triển khai kể từ khi Thông tư có hiệu lực.

Hạ tầng đo đếm là rào cản khi triển khai các cơ chế. Biểu giá CPP còn thiếu điều kiện về hạ tầng đo đếm; hệ thống đo đếm hiện tại đủ đáp ứng cho biểu giá ToU và biểu giá hai thành phần nhưng chưa đáp ứng được các cơ chế phản ứng theo giá trong chu kỳ ngắn. Định giá theo thời gian thực cùng chịu hạn chế tương tự, đi kèm yêu cầu bổ sung về một cơ chế chuyển tiếp giá bán buôn đến khách hàng sử dụng điện cuối cùng.

Các cơ chế còn thiếu nhiều điều kiện để đi vào thực tế. Đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và DR trong thị trường dịch vụ phụ trợ đều còn thiếu từ ba điều kiện trở lên, trong đó một số điều kiện chỉ xuất hiện khi thị trường phát triển lên giai đoạn cao hơn.

3.6.3. Mối quan hệ giữa nhóm cơ chế và giai đoạn phát triển thị trường

Đây là câu hỏi trung tâm, và kinh nghiệm quốc tế đưa ra một câu trả lời khác so với giả định thông thường. Trước khi thực hiện so sánh, cần xác định rõ nội dung nào trong kinh nghiệm quốc tế tương ứng với từng chương trình theo Thông tư số 07/2025/TT-BCT, để việc tham chiếu có cơ sở vững chắc.

Bảng 25. *Các chương trình theo Thông tư số 07/2025/TT-BCT và các sản phẩm tương đương trong kinh nghiệm quốc tế*

Chương trình theo Thông tư số 07/2025/TT-BCT	Đặc điểm	Sản phẩm tương đương trong kinh nghiệm quốc tế
DR tự nguyện (tự nguyện, không chi trả)	Khách hàng tự nguyện cắt giảm phụ tải khi có yêu cầu; quyền lợi nhận được dưới các hình thức phi tài chính	Không có sản phẩm tương đương trực tiếp nào được duy trì trên diện rộng tại bất kỳ quốc gia nào trong số 6 quốc gia nghiên cứu; đây là điểm khởi đầu phổ biến trước khi chuyển sang cơ chế có chi trả
DR Khuyến khích Thương mại (CLP và EDRP)	Khách hàng cam kết theo hợp đồng và được chi trả tiền công suất hoặc tiền cho sự sẵn sàng dựa trên sản lượng thực tế đã xác minh; áp dụng cho các khách hàng CN&TM lớn; có chế tài phạt khi không thực hiện đúng cam kết	**DR độ tin cậy và DR tự nguyện tại Hàn Quốc** (chi trả hai phần, Giá kiểm tra Lợi ích ròng); Chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc của Thái Lan (chi trả hai phần, giá trần theo chi phí đỉnh tránh được); DR kinh tế và DR khẩn cấp tại PJM; RERT tại Úc; Cơ chế AbLaV của Đức
Biểu giá hai thành phần	Cơ cấu biểu giá bao gồm giá công suất và giá điện năng	Cơ cấu mặc định cho tất cả các khách hàng ngoài sinh hoạt tại Hàn Quốc, với 3 lựa chọn để khách hàng quyết định tùy theo số giờ sử dụng công suất
Giá điện CPP	Giá giờ cao điểm được điều chỉnh tăng mạnh vào các ngày cao điểm được thông báo	Không có trường hợp nào tại 6 quốc gia nghiên cứu; tài liệu tham khảo duy nhất là Biểu giá tùy chọn Quản lý nhu cầu của KEPCO, được khai thác từ nguồn tài liệu gốc nằm ngoài phạm vi của báo cáo đánh giá này

Ghi chú về giá trị tương đối của hai sản phẩm DR Khuyến khích Thương mại
Dữ liệu từ PJM cho thấy trong tổng doanh thu DR khoảng 515 triệu USD vào năm 2021, nhóm sản phẩm khẩn cấp chiếm tới 97,9%. Tại Hàn Quốc, DR độ tin cậy, vốn là sản phẩm bắt buộc phải thực hiện khi có lệnh huy động và được chi trả khoản tiền cho sự sẵn sàng cố định hàng tháng, cũng tương tự là sản phẩm cốt lõi của thị trường. Kinh nghiệm này gợi ý rằng, trong khuôn khổ một chương trình DR Khuyến khích Thương mại, giá trị lớn nhất đến từ các sản phẩm có mức độ nghĩa vụ cao và được chi trả cho sự sẵn sàng, thay vì từ các sản phẩm để khách hàng tự do quyết định theo từng sự kiện. Đây là một yếu tố cần xem xét khi thiết kế chi tiết mức chi trả và mức độ nghĩa vụ ràng buộc.

Bảng dưới đây so sánh từng nhóm cơ chế với các giai đoạn phát triển của thị trường điện đã được nêu tại Mục 2.3.

Bảng 26. Các nhóm cơ chế so với giai đoạn phát triển thị trường và các điều kiện tại Việt Nam

Nhóm cơ chế	Có cần thị trường bán lẻ cạnh tranh không?	Bằng chứng từ kinh nghiệm quốc tế	Các điều kiện còn thiếu tại Việt Nam
Các công cụ dựa trên giá dựa trên công tơ nhiều giá, mở rộng mức chênh lệch ToU, biểu giá hai thành phần	**Không**	Ấn Độ áp dụng biểu giá theo thời gian trong ngày vào các giờ phát điện mặt trời trong một hệ thống biểu giá do Nhà nước quản lý; Thái Lan áp dụng biểu giá ToU cho khách hàng điện sinh hoạt; Hàn Quốc áp dụng biểu giá hai thành phần cho tất cả các khách hàng ngoài nhóm khách hàng điện sinh hoạt.	Chỉ cần thẩm quyền quyết định cơ cấu biểu giá bán lẻ, vốn thuộc thẩm quyền của Thủ tướng Chính phủ theo Luật Điện lực.
Chi trả tiền công suất cho việc cắt giảm phụ tải theo hợp đồng	**Không**	Các nguồn phụ tải trúng thầu trong các phiên đấu giá công suất của PJM (tại Hoa Kỳ) nhận được các khoản chi trả tiền công suất tương tự như các nhà máy điện truyền thống đối với cam kết cắt giảm phụ tải trong các thời điểm cao điểm. Việc cắt giảm phụ tải cạnh tranh trực tiếp với các nguồn phát điện để cung cấp công suất cho hệ thống.	Chưa có khung pháp lý cho việc chi trả tiền công suất hoặc khoản chi trả cho sự sẵn sàng đối với các đơn vị phát điện, đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải hay các khách hàng lớn.
DR tự nguyện	**Không**	Không có quốc gia nào duy trì một cơ chế tự nguyện không chi trả trên diện rộng, nhưng đây là điểm khởi đầu phổ biến.	Đã đáp ứng đủ các điều kiện để triển khai; chỉ cần một tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở phục vụ cho việc đo đếm và báo cáo.
DR Khuyến khích Thương mại (CLP và EDRP)	**Không**	Hàn Quốc vận hành một thị trường DR có chi trả trong khuôn khổ một biểu giá bán lẻ quốc gia thống nhất, với khoản chi trả hai phần được thu hồi trong chi phí mua điện bán buôn thuộc biểu giá do Nhà nước quản lý; Thái Lan vận hành chương trình thí điểm Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc với khoản chi trả hai phần và mức giá trần theo chi phí đỉnh tránh được; Ấn Độ đang thiết kế một cơ chế chuyển tiếp chi phí có giới hạn trần.	Lộ trình thu hồi chi phí (Mục 2.1.3); tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở và xác minh; mức giá trần theo chi phí tránh được.
Biểu giá CPP	**Không**	Không có trường hợp nào tại 6 quốc gia nghiên cứu; tài liệu tham khảo duy nhất là biểu giá tùy chọn của KEPCO từ nguồn tài liệu gốc.	Hạ tầng đo đếm theo chu kỳ ngắn; quy trình thông báo các ngày cao điểm; thẩm quyền quyết định cơ cấu biểu giá bán lẻ.
Đơn vị gom phụ tải	Không bắt buộc, nhưng	Hàn Quốc vận hành 27 đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải riêng trong phân đoạn DR độ	Khung pháp lý về việc thành lập và các điều kiện hoạt

Nhóm cơ chế	Có cần thị trường bán lẻ cạnh tranh không?	Bằng chứng từ kinh nghiệm quốc tế	Các điều kiện còn thiếu tại Việt Nam
	cần có nhiều đơn vị mua	tin cậy và DR tự nguyện, ngay trong một hệ thống người mua duy nhất; Thái Lan cho phép các đơn vị này tham gia trong chương trình thí điểm.	động (Mục 2.1); nền tảng dữ liệu.
DR trong thị trường điện và thị trường dịch vụ phụ trợ	**Có** — yêu cầu phải có một thị trường với sản phẩm DR được xác định rõ	Úc và Hoa Kỳ; Hàn Quốc thực hiện thông qua thị trường nguồn phụ tải chuyên biệt của KPX.	Các quy định xác định sản phẩm DR trên thị trường; toàn bộ nền tảng kỹ thuật.
Định giá theo thời gian thực (RTP)	**Có** — giá bán buôn phải được chuyển tiếp đến khách hàng	Đức đã yêu cầu các đơn vị cung cấp điện phải cung cấp dịch vụ này từ tháng 1 năm 2025; Úc thực hiện thông qua một đơn vị bán lẻ điện.	Công tơ thông minh; cơ chế chuyển tiếp giá bán buôn đến khách hàng sử dụng điện cuối cùng.
DR khu vực sinh hoạt	Không bắt buộc	Hàn Quốc sử dụng cơ chế hoàn tiền theo bậc; Ấn Độ lồng ghép vào biểu giá; bang Nam Úc và Hoa Kỳ thực hiện trợ cấp.	Hạ tầng công tơ thông minh trên diện rộng; nguồn vốn trợ cấp hoặc thiết kế lồng ghép vào biểu giá.

CHƯƠNG 04

ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC: LỰA CHỌN CÁC CƠ CHẾ, TIỀM NĂNG VÀ MỤC TIÊU

Chương 4. Định hướng chiến lược: Lựa chọn cơ chế, tiềm năng và mục tiêu

4.1. Khung lựa chọn

Khung lựa chọn bao gồm 5 tiêu chí, được xây dựng dựa trên các điều kiện thực thi đã được xác định và mối quan hệ giữa nhóm cơ chế với giai đoạn phát triển thị trường đã được phác thảo tại Mục 3.

Tiêu chí	Câu hỏi kiểm tra
C1. Thẩm quyền quyết định	Cấp thẩm quyền nào phải quyết định về cơ chế này, và thông qua trình tự, thủ tục nào?
C2: Không có/ Có khả năng điều độ	Nguồn công suất DR đó có khả năng điều độ hay không?
C3. Dòng chi trả và khả năng thu hồi chi phí	Cơ chế có phát sinh khoản chi trả từ đơn vị điện lực cho khách hàng hay không? Nếu có, chi phí đó sẽ được ghi nhận và thu hồi ở đâu theo các quy định định giá hiện hành, và liệu có thể theo dõi/hạch toán riêng được không?
C4. Hạ tầng đo đếm	Cơ chế yêu cầu cấp độ đo đếm nào, và hạ tầng hiện hữu đáp ứng được đến đâu?
C5. Các nhóm khách hàng có thể tiếp cận	Cơ chế có thể áp dụng cho những nhóm khách hàng nào, và chi phí giao dịch trên mỗi kW có ở mức chấp nhận được không?

Tiêu chí C3 mang tính quyết định đối với nhóm cơ chế có phát sinh dòng chi trả, vì bối cảnh định giá điện sẽ quyết định nơi khoản chi trả đó có thể được ghi nhận và thu hồi. Đối với các cơ chế không phát sinh dòng chi trả, tiêu chí này không mang tính ràng buộc.

Tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở cùng quy trình đo đếm và xác minh không đưa vào khung sàng lọc, do đây là điều kiện kỹ thuật và không quyết định tính khả thi của một cơ chế. Tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở chỉ trở thành yêu cầu ràng buộc khi chương trình DR Khuyến khích Thương mại được triển khai, vì khi đó cần một con số được cả hai bên chấp thuận để làm cơ sở thanh toán bù trừ. Đối với các cơ chế dựa trên giá và chương trình tự nguyện, đường phụ tải cơ sở chỉ cần thiết cho việc đo đếm và tổng hợp kết quả.

4.2. Kết quả lựa chọn

Bảng 27. Kết quả lựa chọn các cơ chế DR

Cơ chế	C1. Thẩm quyền	C2. Không có/ Có khả năng điều độ	C3. Chi trả và thu hồi chi phí	C4. Đo đếm	C5. Nhóm khách hàng
DR tự nguyện	Đã được quy định tại Thông tư số 07/2025/TT-BCT	Không có khả năng điều độ	Không phát sinh dòng chi trả	Đã vận hành	Khách hàng công nghiệp lớn, mở rộng dần theo lộ trình
Chương trình dịch chuyển phụ tải	Đã được thực hiện theo các chỉ thị bảo đảm cung ứng điện hàng năm	Không có khả năng điều độ	Không phát sinh dòng chi trả	Đã vận hành	Khách hàng CN&TM lớn
Biểu giá ToU điều chỉnh	Cơ cấu biểu giá — Thủ tướng Chính phủ	Không có khả năng điều độ	Không phát sinh dòng chi trả	Công tơ nhiều giá — đã phổ biến rộng rãi	Khách hàng CN&TM
Giá điện hai thành phần	Cơ cấu biểu giá — Thủ tướng Chính phủ	Không có khả năng điều độ	Không phát sinh dòng chi trả	Đo đếm công suất cực đại định kỳ — đã có sẵn	Ưu tiên các khách hàng lớn trước
Biểu giá CPP	Cơ cấu biểu giá — Thủ tướng Chính phủ	Không có khả năng điều độ	Không phát sinh dòng chi trả	Yêu cầu hạ tầng đo đếm theo chu kỳ ngắn cho các khách hàng liên quan	Khách hàng CN&TM lớn
DR Khuyến khích Thương mại (CLP và EDRP)	Đã được quy định tại Thông tư số 07/2025/TT-BCT	Có khả năng điều độ	Có phát sinh dòng chi trả. Theo một biểu giá bán lẻ thống nhất, chưa có khoản mục riêng biệt để ghi nhận và theo dõi	Đã có sẵn cho các khách hàng CN&TM lớn	Khách hàng lớn; mở rộng thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải
Đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải	Chưa có quy định	Có khả năng điều độ	Có phát sinh dòng chi trả	Yêu cầu nền tảng dữ liệu và các tiêu chuẩn kết nối	Khách hàng vừa và nhỏ
DR trong thị trường điện và thị trường dịch vụ phụ trợ	Chưa có quy định	Có khả năng điều độ	Thanh toán bù trừ qua thị trường	Áp dụng đầy đủ các yêu cầu	Mở rộng
Định giá theo thời gian thực	Yêu cầu một cơ chế chuyển tiếp giá bán buôn đến khách hàng	Không có khả năng điều độ	Không phát sinh dòng chi trả	Yêu cầu công tơ thông minh	Khách hàng có năng lực quản lý phụ tải
Chi trả tiền công suất/ khoản chi trả cho sự sẵn sàng cắt giảm phụ tải	Chưa có quy định	Có khả năng điều độ	Dòng chi trả từ đơn vị điện lực cho đối tượng tham gia DR đủ điều kiện	Yêu cầu công tơ thông minh	Khách hàng đủ điều kiện tham gia DR hoặc cơ chế chi trả tiền công suất

4.3. Tính hấp dẫn về mặt tài chính

Các chương trình DR chỉ thành công khi khoản thanh toán được cung cấp đủ hấp dẫn về mặt tài chính đối với các khách hàng được yêu cầu thay đổi hành vi sử dụng điện. Điều này đúng bất kể giá điện cơ sở biến động ra sao hay đã được thị trường hóa ở mức độ nào. Tại ERCOT, đơn vị vận hành thị trường bán buôn cho phần lớn bang Texas, mức giá trần toàn hệ thống đứng ở mức 5.000 USD/MWh có hiệu lực từ ngày 1 tháng 1 năm 2022, thuộc hàng các mức giá khan hiếm cao nhất trong số các thị trường điện tổ chức trên thế giới.

Ngay cả trước một tín hiệu giá cực đoan như vậy, ERCOT vẫn tiếp tục vận hành các cơ chế DR chuyên biệt có chi trả trực tiếp cho các đối tượng tham gia, bao gồm Dịch vụ Điều chỉnh Khẩn cấp và các Nguồn Phụ tải tham gia vào thị trường dịch vụ phụ trợ, thay vì chỉ dựa vào giá khan hiếm để bảo đảm việc tiết giảm phụ tải một cách đáng tin cậy. Nếu một tín hiệu giá cực đoan như của ERCOT vẫn không đủ để tự nó tạo ra lượng tiết giảm phụ tải đáng tin cậy, thì không có một tín hiệu giá ToU hay tín hiệu giá gắn với giá bán buôn nào thực tế có thể áp dụng cho Việt Nam trong tương lai gần đủ sức làm được điều đó, dù là theo biểu giá bán lẻ thống nhất hiện nay, biểu giá CPP, hay trong một thị trường bán lẻ cạnh tranh tương lai.

Một vài bài học bổ sung rút ra từ tình hình thực tế hiện nay tại Việt Nam (đã trình bày ở Mục 2) cần được nhấn mạnh:

Thứ nhất, chính kinh nghiệm của Việt Nam cho thấy kết quả của một cơ chế không chi trả: Chương trình DR do EVN vận hành hiện nay mang tính tự nguyện và không có hỗ trợ tài chính: như đã nêu ở trên, việc “thiếu cơ chế tài chính và cơ chế khuyến khích thương mại cho chương trình DR… là rào cản chính" (Mục 2.2.5). Tiềm năng đăng ký liên tục vượt xa sản lượng điều độ thực tế (Mục 2.2.2); và trong chương trình dịch chuyển phụ tải, lượng huy động thực tế vào các ngày nắng nóng bình thường chỉ đạt khoảng 15–24% tiềm năng đăng ký, và chỉ tăng lên khoảng 29–47% trong các đợt nắng nóng gay gắt (Mục 2.2.3).

Chương trình DR của Việt Nam thể hiện rõ đặc điểm của một cơ chế không có cam kết ràng buộc và không có hỗ trợ tài chính thực hiện thiếu hụt công suất. Đây không phải là dấu hiệu cho thấy Việt Nam phải chờ đợi một giai đoạn thị trường nhất định mới có thể vận hành cơ chế chi trả, mà là dấu hiệu cho thấy cơ chế chi trả và thiết kế chương trình cần phải được điều chỉnh.

Thứ hai, ví dụ từ Texas minh họa rằng mức chênh lệch giá lớn và khoản chi trả công suất/sự sẵn sàng đi kèm chế tài phạt khi không thực hiện đóng các vai trò khác nhau: Nói cách khác, các thị trường có DR phát triển nhất đều kết hợp cả hai phương hại tiếp cận: Giá cao (hoặc

mức chênh lệch giá cao hơn) giúp nâng cao nhận thức, trong khi các quy định tham gia DR mang tính ràng buộc giúp bảo đảm sự cam kết thực hiện.

Rào cản đối với cơ chế chi trả cho DR tại Việt Nam hiện nay không nằm ở việc thiếu thị trường bán lẻ cạnh tranh, mà ở sự thiếu vắng một cơ chế chi trả và thu hồi chi phí rõ ràng. Tuy nhiên, vấn đề thu hồi chi phí hoàn toàn có thể được xử lý ngay trong khuôn khổ quy định về quản lý giá theo chi phí dịch vụ hiện hành của Việt Nam.

Kết luận này cần được đặt trong bối cảnh cụ thể của thị trường điện Việt Nam. Tính hấp dẫn về mặt tài chính là yếu tố quyết định liệu DR có vận hành được trong thực tế hay không, và về mặt nguyên tắc, DR không nhất thiết phải gắn liền với bất kỳ giai đoạn phát triển thị trường điện hay cơ chế định giá nào. Tuy nhiên, thị trường điện Việt Nam hiện đang ở giai đoạn bán buôn cạnh tranh, và đặc điểm của thị trường ảnh hưởng trực tiếp đến mức độ thiết kế tín hiệu giá cho DR: giá bán buôn áp dụng cho các PC do EVN xây dựng; tình trạng bù trừ chéo về giá vẫn tồn tại giữa các PC và giữa các nhóm khách hàng; chi phí truyền tải và phân phối chưa được tách bạch; và biểu giá điện bán lẻ được áp dụng thống nhất trên toàn quốc. Do đó, biểu giá bán lẻ chưa truyền tải đủ tín hiệu thị trường để thúc đẩy sự tham gia DR tại các khu vực có nhu cầu lớn nhất (ví dụ: miền Bắc Việt Nam).

Theo đánh giá, việc chưa có thị trường điện bán lẻ cạnh tranh không phải là rào cản đối với việc thiết lập cơ chế chi trả cho DR: như đã trình bày ở trên, các phương án chi trả và thu hồi chi phí có thể được giải quyết ngay trong khuôn khổ pháp lý về quản lý giá theo chi phí dịch vụ hiện hành của Việt Nam, và đây là công việc cần được tiến hành ngay chứ không nên chờ đợi. Dù vậy, việc chuyển sang thị trường điện bán lẻ cạnh tranh vẫn là điều kiện cần thiết để DR phát triển đầy đủ và bền vững, đồng thời bảo đảm tính thống nhất với định hướng phát triển của toàn ngành điện, của thị trường điện và cơ chế biểu giá nói riêng. Ở giai đoạn đó, việc bù trừ chéo giữa các PC và giữa các nhóm khách hàng sẽ giảm dần và tiến tới loại bỏ hoàn toàn; chi phí truyền tải và phân phối được tách bạch, tạo cơ sở minh bạch để ghi nhận và thu hồi chi phí DR; và việc triển khai DR tại từng PC sẽ trở nên rõ ràng hơn, vì trên thực tế không phải khu vực nào cũng có nhu cầu DR hoặc đáp ứng đủ điều kiện để thực hiện. Đối với chương trình DR vận hành theo cơ chế tài chính, chi phí DR có thể được hạch toán vào chi phí sản xuất kinh doanh của các PC.

4.4. Nguồn vốn chi trả DR: Chi trả cho các chương trình DR trong khuôn khổ quản lý theo chi phí dịch vụ

Vì EVN vẫn chịu sự quản lý theo cơ chế chi phí dịch vụ, với cấu trúc và mức giá bán lẻ do Thủ tướng Chính phủ quyết định (Mục 2.3.2), nhiệm vụ thực tế đặt ra không phải là chờ đợi việc tách bạch thị trường bán lẻ, mà là trao cho EVN và các PC (những đơn vị bán lẻ điện) một khoản mục chi phí cụ thể, được công nhận dành riêng cho các khoản chi trả về tính sẵn sàng và huy động DR. Điều này đồng nghĩa với việc khép lại ba mắt xích đã được nhận diện tại Mục 2.1.3 là nguyên nhân chủ yếu:

1. **Lồng ghép vào biểu giá do Nhà nước quản lý (Mô hình của Hàn Quốc):** Chi phí DR sẽ được tính gộp vào doanh thu cho phép của EVN bên cạnh chi phí phát điện và chi phí lưới điện, mà không cần tách thành một dòng riêng trên hóa đơn của khách hàng. Phương án này không đòi hỏi cơ chế lập hóa đơn mới và hoàn toàn phù hợp trực tiếp với quy trình thiết lập biểu giá hiện hành.
2. **Thu hồi thông qua một khoản phụ thu hoặc quỹ chuyên biệt (Mô hình phụ thu dịch vụ của các công ty điện lực Hoa Kỳ, mô hình quỹ chuyên biệt của Thái Lan):** Chi phí DR sẽ được thu hồi thông qua một khoản mục được xác định rõ trên hóa đơn, tương tự như khoản phụ thu được sử dụng bởi một số công ty điện lực tại Hoa Kỳ, hoặc được phân bổ thông qua một quỹ chuyên biệt theo cách mà Thái Lan đang áp dụng cho chương trình Điều chỉnh Phụ tải Bắt buộc của mình.

Tuy nhiên, xét từ góc độ hệ thống điện, DR được thiết kế nhằm giúp hạ thấp tổng chi phí toàn hệ thống, đồng nghĩa với việc tổng doanh thu cho phép phải giảm xuống chứ không phải tăng lên. Trên thực tế, kinh nghiệm quốc tế chỉ ra rằng DR có thể bảo đảm công suất với chi phí thấp hơn so với các phương án thay thế là xây dựng mới các nhà máy phát điện chạy đỉnh và củng cố năng lực truyền tải, phân phối nhằm đáp ứng một mức phụ tải đỉnh chỉ xuất hiện trong một số ít giờ mỗi năm. DR khai thác một nguồn linh hoạt hệ thống điện tiềm ẩn (hoặc "vốn có"), có thể được huy động nhanh hơn và với chi phí thấp hơn so với việc xây dựng và vận hành công suất phát điện chạy đỉnh mới.

Như đã nhấn mạnh ở trên, mọi cơ chế DR trưởng thành được nghiên cứu đều giới hạn mức chi trả của mình ở mức chi phí tránh được, qua đó bảo đảm rằng chương trình này phục vụ mục đích làm giảm, chứ không phải làm tăng chi phí của toàn hệ thống.

Nếu các khoản chi trả công suất sẵn sàng và chi trả năng lượng được giới hạn trần một cách phù hợp theo chuẩn mực chi phí tránh được của riêng Việt Nam, khoản chi phí phát sinh để chi trả cho DR sẽ được hoàn toàn bù đắp — thậm chí tạo ra hiệu quả thặng dư — nhờ giảm nhu cầu đầu tư của EVN, bao gồm giảm công suất phát điện chạy đỉnh, hoãn hoặc tránh được việc nâng cấp lưới điện, và giảm chi phí biên năng lượng trong các giờ cao điểm. Trừ đi các khoản bù đắp này, một cơ chế chi trả được thiết kế chuẩn xác sẽ giúp ổn định, thậm chí làm giảm tổng doanh thu cho phép của EVN, và thông qua đó, làm giảm mức giá bán lẻ bình quân thay vì làm tăng giá điện. Chính hiệu quả tiết kiệm ròng này thể hiện tính cấp thiết của việc sớm ban hành cơ chế DR vận hành hiệu quả, đặc biệt trong bối cảnh Việt Nam dự báo sẽ đối mặt với tình trạng căng thẳng cung cấp điện vào các tháng mùa hè tới cũng như các năm tiếp theo.

Về thiết kế cấu trúc chi trả, khuyến nghị tuân thủ mô hình phổ biến tại 4 trong số 6 quốc gia được nghiên cứu (gồm Đức, Thái Lan, Hàn Quốc và Hoa Kỳ) là cấu trúc chi trả hai phần (Mục 3.3.1). Theo đó, mô hình này kết hợp giữa khoản chi trả cho sự sẵn sàng (công suất) — được tính theo kW hoặc MW công suất cam kết đã xác minh và chi trả cố định bất kể sự kiện DR có được huy động hay không — với khoản chi trả điện năng dành cho lượng điện năng thực tế cắt giảm khi sự kiện diễn ra.

Khoản chi trả cho sự sẵn sàng chính là yếu tố tạo ra nguồn công suất đáng tin cậy, bởi nó mang lại cho khách hàng tham gia một dòng doanh thu ổn định độc lập với việc hệ thống có xảy ra sự kiện căng thẳng hay không; đây cũng chính là thành tố đang còn thiếu trong chương trình hiện nay của Việt Nam. "Cả hai thành tố chi trả này đều cần được khống chế mức trần dựa trên chi phí tránh được theo đúng quy định tại Mục 4.5.4, qua đó bảo đảm nguyên tắc xuyên suốt của các chương trình DR trưởng thành (Mục 3.3.2). Việc áp trần chi phí này cũng giúp tránh lặp lại bài học thất bại tại Delhi — nơi khoản chi trả công suất được ấn định cao hơn nhiều so với chi phí tránh được, dẫn đến việc dù đạt kết quả kỹ thuật tốt nhưng chương trình lại không thể nhân rộng quy mô (Mục 3.3.5).

4.4.1. Bổ sung thành phần có khả năng điều độ song song với việc củng cố thành phần không có khả năng điều độ

Dựa trên những phân tích trên, rõ ràng Việt Nam nên theo đuổi đồng thời cả hai hướng: tiếp tục củng cố thị trường không có khả năng điều độ thông qua việc nghiên cứu các giải pháp nâng cao tính hấp dẫn của DR đối với các nhóm khách hàng khác nhau, đồng thời giới thiệu

một thị trường DR có khả năng điều độ dựa trên các nền tảng vận hành và cơ chế chi trả minh bạch hơn.

Hướng A: Nhóm không có khả năng điều độ. Duy trì và mở rộng các chương trình DR tự nguyện và dịch chuyển phụ tải hiện có như một tầng gia nhập rộng rãi, có chi phí giao dịch thấp; đồng thời bổ sung các công cụ dựa trên giá đã được sàng lọc là khả thi ngay trong giai đoạn này, bao gồm mở rộng mức chênh lệch ToU, hoàn thiện biểu giá hai thành phần (Mục 4.2) nhằm tăng cường tín hiệu giá cho tất cả các khách hàng có trang bị công tơ đo đếm. Hướng đi này không phát sinh dòng chi trả, không cần cơ chế thu hồi chi phí mới và có thể triển khai ngay lập tức.

Hướng B: Nhóm có khả năng điều độ. Triển khai cơ chế chi trả công suất/sự sẵn sàng theo hợp đồng có kèm chế tài phạt đối với các khách hàng CN&TM lớn, đây là những đối tượng đã có sẵn hạ tầng đo đếm, mối quan hệ thương mại và tiềm năng phụ tải linh hoạt.

4.4.2. Các nguyên tắc then chốt để triển khai thành công lộ trình DR

Bảng dưới đây tóm tắt ngắn gọn một số nguyên tắc thiết kế then chốt của các chương trình DR đã triển khai thành công:

STT	Các nguyên tắc thiết kế chương trình DR then chốt
1	Thiết kế các chương trình phù hợp với bối cảnh thể chế và các mục tiêu riêng của từng địa bàn quản lý.
2	Định lượng tiềm năng DR và xây dựng kế hoạch cụ thể để khai thác tiềm năng đó.
3	Tận dụng tối đa hạ tầng đo đếm thông minh (AMI), các thiết bị điện thông minh và các công nghệ tiên tiến khác.
4	Tiếp cận đa dạng các giải pháp và phân đoạn khách hàng để nhận diện và huy động các nguồn lực có chi phí thấp nhất.
5	Tăng cường tương tác hiệu quả với khách hàng và tận dụng hiệu quả quy mô từ các chương trình chủ động kết nối khách hàng khác.
6	Liên tục đánh giá chi phí — lợi ích và cập nhật cả hai yếu tố này khi bối cảnh thực tế thay đổi.

Nguồn: Asa S. Hopkins, Synapse Energy Economics Inc., Best Practices in Utility DR Programs: With Application to Hydro-Québec's 2017–2026 Supply Plan, 25 May 2017.

4.5. Định lượng quy mô mở rộng và lợi ích kinh tế

4.5.1. Phương pháp và các nguyên tắc

Quy mô mở rộng được ước tính theo phương pháp từ dưới lên, phân khai theo từng nhóm khách hàng, do mỗi nhóm có sự khác biệt rõ rệt về đặc tính phụ tải, điều kiện đo đếm và

mức độ nhạy cảm đối với tín hiệu giá; việc phân khai này cũng cho phép kết nối trực tiếp kết quả định lượng với phân kỳ lộ trình cho các nhóm khách hàng tại Mục 5.2.3.

Đối với mỗi nhóm khách hàng, công suất điều chỉnh khả thi được xác định bằng tích của 4 yếu tố: (i) Đóng góp của nhóm khách hàng đó vào phụ tải đỉnh của hệ thống; (ii) Tỷ trọng phụ tải có khả năng kỹ thuật để dịch chuyển hoặc cắt giảm; (iii) Tỷ lệ khách hàng đáp ứng yêu cầu về hạ tầng đo đếm; và (iv) Tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải thực tế theo cơ chế được áp dụng.

4.5.2. Tiềm năng theo nhóm khách hàng

Bảng 28. Quy mô tiềm năng DR ước tính theo nhóm khách hàng

Nhóm khách hàng	Đặc tính phụ tải liên quan đến thời điểm cao điểm	Các cơ chế phù hợp	Giai đoạn tham gia	Tiềm năng khả thi
Công nghiệp lớn	Phụ tải nền cao; một phần quy trình sản xuất có thể dịch chuyển được; đã có kinh nghiệm tham gia chương trình	Cấp bách: DR tự nguyện, dịch chuyển phụ tải, biểu giá hai thành phần, CPP. Cần có lộ trình: DR Khuyến khích Thương mại có chi trả	Các hoạt động cấp bách và cần có lộ trình	*[Ước tính, MW]*
Thương mại và dịch vụ	Phụ tải làm mát chiếm tỷ trọng lớn và trùng với khung giờ cao điểm; quán tính nhiệt của tòa nhà cho phép dịch chuyển phụ tải trong thời gian ngắn mà không ảnh hưởng đến sự thoải mái	Cấp bách: CPP, dịch chuyển phụ tải. Cần có lộ trình: DR Khuyến khích Thương mại	Các hoạt động cấp bách đối với khách hàng lớn	*[Ước tính, MW]*
Công nghiệp vừa và nhỏ	Phụ tải theo ca sản xuất; khả năng dịch chuyển phụ thuộc vào quy trình công nghệ và mức độ tự động hóa	Cấp bách: Biểu giá ToU điều chỉnh. Cần có lộ trình: Tham gia thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải	Hạn chế trong các hoạt động cấp bách; mở rộng đầy đủ trong các hoạt động cần có lộ trình	*[Ước tính, MW]*
Sinh hoạt	Phụ tải làm mát và đun nước nóng tập trung vào đầu giờ tối, trùng với thời điểm công suất phát điện mặt trời giảm nhanh	Biểu giá ToU; tự động hóa thiết bị điện; tham gia thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải	Các hoạt động cần có lộ trình	*[Ước tính, MW]*
Nguồn phụ tải linh hoạt phía khách hàng (BESS, ĐMTMN, xe điện)	Có thể chuyển đổi từ chế độ tiêu thụ phụ tải sang phát điện, hoặc dịch chuyển thời điểm sạc	Biểu giá phân biệt theo thời gian cho các trạm sạc; tham gia thị trường dịch vụ phụ trợ	Các hoạt động cần có lộ trình	*[Ước tính, MW]*

Từ phân tích trên, rút ra hai kết luận cho việc thiết kế chương trình: **Thứ nhất,** các khách hàng CN&TM lớn có thể tham gia ngay vào các hoạt động cấp bách thông qua các công cụ định giá và các chương trình không phát sinh dòng chi trả. **Thứ hai,** các khách hàng vừa và nhỏ cũng như khách hàng điện sinh hoạt chỉ có thể tham gia ở quy mô vừa phải một khi các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và cơ chế thanh toán bù trừ được đưa vào vận hành, do chi phí giao dịch trên mỗi kW khi ký hợp đồng trực tiếp với từng khách hàng nhỏ là quá lớn.

Nhóm tư vấn đề xuất ước tính tiềm năng khả thi theo phương pháp từ dưới lên. Đối với mỗi nhóm khách hàng i và mỗi giai đoạn t, công suất điều chỉnh khả thi được xác định bằng tích của 4 tham số:

$$P_khả\ thi\ (i, t) = P_đỉnh\ (i) \times \alpha\ (i) \times \beta\ (i, t) \times \gamma\ (i, t)$$

Bảng 29. Bốn tham số và tình trạng dữ liệu tại Việt Nam

Tham số	Ý nghĩa	Cách xác định	Tình trạng dữ liệu
P_đỉnh (i)	Công suất của nhóm i tại đúng thời điểm phụ tải đỉnh của hệ thống (MW)	Bóc tách công suất của từng nhóm trong khoảng thời gian 30 phút mà Pmax xuất hiện, lặp lại cho các ngày cao điểm của 3 năm gần nhất, đây chính là kết quả của công tác nghiên cứu phụ tải được yêu cầu tại Chương II Thông tư số 07/2025/TT-BCT	**Đã có sẵn** trong hệ thống đo đếm từ xa
α (i)	Tỷ trọng phụ tải trong nhóm i có khả năng kỹ thuật để dịch chuyển hoặc cắt giảm (%)	Khảo sát kỹ thuật trên một mẫu khách hàng đại diện: xác định phụ tải có thể gián đoạn mà không làm dừng dây chuyền sản xuất chính, thời gian gián đoạn tối đa và chi phí gián đoạn	**Chưa có, đây là rào cản dữ liệu duy nhất**
β (i, t)	Tỷ lệ khách hàng trong nhóm đáp ứng yêu cầu đo đếm tại giai đoạn t (%)	Dữ liệu đo đếm và kế hoạch triển khai của EVN. Cần phân biệt hai cấp độ: công tơ nhiều giá là đủ cho biểu giá ToU và biểu giá hai thành phần; biểu giá CPP đòi hỏi phải đo đếm theo chu kỳ ngắn	**Đã có sẵn**
γ (i, t)	Tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải thực tế theo cơ chế được áp dụng tại giai đoạn t (%)	Dữ liệu ghi nhận được từ hai chương trình hiện đang vận hành tại Việt Nam	**Đã ghi nhận trong thực tế**

Một lưu ý quan trọng khi xác định P_đỉnh
Đóng góp của một nhóm khách hàng vào phụ tải đỉnh của hệ thống không đồng nhất với tỷ trọng điện năng thương phẩm của nhóm đó. Một nhóm khách hàng có thể chiếm tỷ trọng tiêu thụ điện lớn nhưng lại đóng góp ít vào phụ tải đỉnh nếu biểu đồ phụ tải của nhóm đó bằng phẳng, và ngược lại. Sau khi điều chỉnh khung giờ cao điểm sang một khoảng thời gian duy nhất vào buổi tối từ 17:30 đến 22:30, các khách hàng điện sinh hoạt và thương mại có hệ số đồng thời với phụ tải đỉnh của hệ thống cao hơn so với các khách hàng công nghiệp. Do đó, không nên sử dụng cơ cấu điện năng thương phẩm để phân bổ P_đỉnh, trừ khi không có phương án thay thế nào khác và hạn chế này phải được ghi chú rõ ràng.

Trong số 4 tham số, γ thường là tham số khó xác định nhất. Tại Việt Nam, tham số này đã được ghi nhận trong thực tế thông qua hai chương trình hiện đang vận hành.

Bảng 30. Tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải thực tế ghi nhận được theo cơ chế tự nguyện

Chương trình	Tiềm năng đăng ký	Công suất thực tế huy động	γ ghi nhận được
DR — Năm 2019	1.552 MW	513,9 MW (sự kiện ngày 10/09/2019)	**33,1%**
DR — Năm 2023	2.860 MW	Trên 400 MW/sự kiện	**Khoảng 14,0%**
Dịch chuyển phụ tải — Các ngày nắng nóng bình thường	2.325,93 MW	350 – 550 MW	**15,0 – 23,6%**
Dịch chuyển phụ tải — Các đợt nắng nóng gay gắt	2.325,93 MW	680 – 1.100 MW	**29,2 – 47,3%**

Nguồn: Nhóm tư vấn tính toán dựa trên dữ liệu tại Mục 2.2.2 và Mục 2.2.3.

Theo cơ chế tự nguyện, không chi trả, tỷ lệ γ nằm trong khoảng 14 – 47% và tăng lên rõ rệt khi hệ thống rơi vào tình trạng căng thẳng, từ 15 – 24% trong các ngày nắng nóng bình thường lên 29 – 47% trong các đợt nắng nóng gay gắt. Đối với các cơ chế chưa được áp dụng, γ được xác định theo các nguyên tắc sau: Đối với các cơ chế dựa trên giá, γ ở mức thấp hơn do khách hàng tự quyết định mức độ phản ứng của mình; tham số này cần được xác định thông qua chương trình thí điểm hoặc từ độ co giãn theo giá của phụ tải được ước tính từ dữ liệu công tơ sau khi biểu giá được áp dụng. Đối với các cơ chế chi trả có cam kết hợp đồng, γ tiến gần đến mức 100% nhưng chỉ áp dụng đối với phần công suất đã cam kết theo hợp đồng thay vì tổng tiềm năng đăng ký, và lượng công suất cam kết này sẽ nhỏ hơn nhiều so với tiềm năng đăng ký hiện tại, do có áp dụng các chế tài phạt khi thực hiện không đúng cam kết.

4.5.5. Mô phỏng tiềm năng khả thi và mục tiêu cắt giảm phụ tải đỉnh

Mục 4.5.1 đã đề xuất phương pháp tính toán: P_khả thi (i, t) = P_đỉnh (i) × α (i) × β (i, t) × γ (i, t). Mục này mô phỏng việc áp dụng phương pháp nêu trên với các giá trị cụ thể cho từng tham số, tương ứng với ba mốc đánh giá: 2028, 2030 và sau năm 2030. Kết quả gồm hai phần: tiềm năng khả thi theo nhóm khách hàng và mục tiêu cắt giảm phụ tải đỉnh theo từng giai đoạn.

a) P_đỉnh — Phụ tải đỉnh của hệ thống và cơ cấu theo nhóm khách hàng

Mốc năm 2030 được lấy theo Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15 tháng 4 năm 2025) với công suất cực đại khoảng 89.655 – 99.934 MW. Mốc sau năm 2030 được lấy theo số liệu năm 2050 của cùng quy hoạch này, đạt khoảng 205.732 – 228.570 MW.

Quy hoạch không công bố mốc cho năm 2028. Số liệu này được ngoại suy từ tốc độ tăng trưởng Pmax ghi nhận trong các năm gần đây, trên cơ sở thống nhất các mức đỉnh của cả năm: 46.348 MW (năm 2023), 49.000 MW (năm 2024) và 54.370 MW (năm 2025), tương ứng với các mức tăng 5,72% và 10,96%, bình quân đạt 8,31%/năm. Lấy 58.039 MW làm mức cơ sở cho năm 2026 và áp dụng tốc độ tăng trưởng này cho hai năm tiếp theo, phụ tải đỉnh năm 2028 ước tính đạt khoảng 68.100 MW.

Con số này thấp hơn so với quỹ đạo tăng trưởng theo Quy hoạch điện VIII điều chỉnh. Để tăng từ 58.039 MW năm 2026 lên 89.655 – 99.934 MW vào năm 2030, tốc độ tăng trưởng đòi hỏi phải đạt 11,5 – 14,6%/năm, khi đó phụ tải đỉnh năm 2028 sẽ rơi vào khoảng 72.135 – 76.158 MW. Việc sử dụng con số ngoại suy từ dữ liệu thực tế giúp quy đổi mục tiêu năm 2028 về quy mô công suất một cách thận trọng. Mục tiêu tính theo tỷ lệ phần trăm không bị ảnh hưởng bởi việc lựa chọn này, và đó cũng chính là lý do vì sao chỉ số này được xác định theo tỷ trọng trong Pmax thay vì ấn định bằng MW.

Cơ cấu phụ tải đỉnh theo từng nhóm khách hàng phải được trích xuất từ kết quả nghiên cứu phụ tải cho khoảng thời gian 30 phút mà Pmax xuất hiện, theo quy định tại Thông tư số 07/2025/TT-BCT. Do dữ liệu này chưa có sẵn, bài mô phỏng này sử dụng các giá trị tham chiếu và tuân thủ lưu ý tại Mục 4.5.1: sau khi khung giờ cao điểm được hợp nhất thành một khoảng thời gian duy nhất vào buổi tối từ 17:30 đến 22:30, nhóm khách hàng điện sinh hoạt và thương mại có hệ số đồng thời với phụ tải đỉnh của hệ thống cao hơn nhóm khách hàng công nghiệp, do đó tuyệt đối không sử dụng cơ cấu điện năng thương phẩm để phân bổ phụ tải đỉnh.

b) α — Tỷ trọng phụ tải có khả năng dịch chuyển hoặc cắt giảm về mặt kỹ thuật

α là tham số hiện chưa có sẵn dữ liệu, do đòi hỏi phải thực hiện một cuộc khảo sát toàn diện trên phạm vi cả 5 PC. Dù vậy, giá trị của tham số này vẫn có thể được xác định giới hạn khoảng dựa trên các dữ liệu đã trình bày trong báo cáo. Tiềm năng DR đăng ký hiện đạt 2.547 MW (Mục 2.2.2) và tiềm năng dịch chuyển phụ tải đạt 2.325,93 MW (Mục 2.2.3); cả hai chương trình này đều tập trung vào các khách hàng công nghiệp và thương mại lớn. Hai con số này chính là tích số thực tế ghi nhận được (α × β) của nhóm khách hàng đó, và chỉ cần chia cho tổng công suất của nhóm tại thời điểm phụ tải đỉnh của hệ thống.

Do công suất tại thời điểm đỉnh này chưa được công bố (đây là số liệu bắt buộc phải trích xuất từ công tác nghiên cứu phụ tải), tích số (α × β) vì vậy được xác định giới hạn khoảng theo các kịch bản tỷ trọng giả định thay vì cố định vào một con số đơn lẻ.

Tỷ trọng giả định của nhóm khách hàng trong Pmax	Công suất nhóm tại mức đỉnh 58.039 MW	α × β chỉ tính riêng tiềm năng DR đăng ký (2.547 MW)	α × β bao gồm cả tiềm năng dịch chuyển phụ tải (tổng cộng 4.873 MW)
40%	23.216 MW	11,0%	21,0%
46%	26.698 MW	9,5%	18,3%
50%	29.020 MW	8,8%	16,8%
55%	31.921 MW	8,0%	15,3%

Các giá trị đề xuất tại Bảng B xác định tích số (α × β) đạt 14,2% đối với nhóm công nghiệp lớn (15% x 95%) và 14,0% đối với nhóm thương mại - dịch vụ (20% x 70%). Nằm hoàn toàn trong khoảng giá trị ở bảng trên tại mọi mức tỷ trọng giả định từ 40% đến 55%, kết quả mô phỏng do đó không bị nhạy cảm bởi giả định về mặt tỷ trọng. Giá trị đề xuất được lựa chọn cao hơn biên dưới của khoảng giá trị vì tiềm năng đăng ký hiện tại mới chỉ là mức khách hàng tự nguyện đưa ra khi chưa có bất kỳ cơ chế chi trả nào, và vì thế thấp hơn so với tiềm năng kỹ thuật thực tế.

c) β — Tỷ lệ khách hàng đáp ứng yêu cầu về hạ tầng đo đếm

Theo quy định tại Mục 4.5.1, công tơ nhiều giá đáp ứng đủ yêu cầu kỹ thuật đối với biểu giá ToU và biểu giá hai thành phần, trong khi biểu giá CPP đòi hỏi phải đo đếm theo chu kỳ ngắn. Các khách hàng công nghiệp và thương mại lớn hiện đã được lắp đặt công tơ đo đếm từ xa, do đó tham số β đối với nhóm khách hàng này đạt mức cao ngay từ mốc năm 2028 trở đi. AMI hiện chưa được triển khai trên quy mô lớn, nên tham số β đối với nhóm khách hàng điện sinh hoạt và công nghiệp vừa và nhỏ vẫn ở mức thấp, và chỉ tăng lên cùng với tiến độ triển khai AMI cho đến năm 2030.

d) γ — Tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải thực tế

γ là tham số đã được ghi nhận trong thực tế tại Việt Nam như Bảng 30 đã trình bày. Bài mô phỏng sử dụng một giá trị γ thống nhất cho tất cả các nhóm khách hàng thay vì phân rã theo từng nhóm, bởi vì các tỷ lệ ghi nhận trong Bảng 31 mang tính cấp độ chương trình và chưa được bóc tách chi tiết theo nhóm khách hàng.

Phạm vi áp dụng	γ	Cơ sở xác định
Toàn bộ công suất không có khả năng điều độ (các công cụ định giá và chương trình tự nguyện), áp dụng đồng đều cho các nhóm khách hàng tại cả hai mốc 2028 và 2030	30%	Theo cơ chế tự nguyện, γ đạt 15,0 – 23,6% vào các ngày nắng nóng bình thường và 29,2 – 47,3% trong hai đợt nắng nóng gay gắt vào tháng 5 và tháng 6 năm 2026; sự kiện DR ngày 10/09/2019 đạt 33,1% (513,9 MW trên tổng số 1.552 MW đăng ký). Mức 30% được lấy xấp xỉ cận dưới của khoảng giá trị trong đợt nắng nóng làm mức khả đạt vào các ngày bình thường thông qua việc nới rộng chênh lệch biểu giá ToU, biểu giá hai thành phần và CPP. Giá trị này không tăng giữa hai mốc thời gian: sự cải thiện vào năm 2030 đến từ việc mở rộng hạ tầng đo đếm (β) và từ việc chuyển một phần công suất sang hình thức ký hợp đồng, chứ không dựa trên giả định nâng cao γ.
Công suất cam kết theo hợp đồng (mốc năm 2030	95%	Mục 4.5.3: dưới cơ chế chi trả có cam kết hợp đồng, γ tiến gần đến mức 100% nhưng chỉ áp dụng cho phần công suất đã cam kết theo hợp đồng thay vì tổng tiềm năng đăng ký. Mức 95% đã tính đến khả năng không thực hiện đúng cam kết.

Nhóm khách hàng	P_đỉnh (i) % trong Pmax	α	β - 2028	β - 2030	γ
Công nghiệp lớn	34%	15%	95%	98%	30% (95% đối với công suất ký hợp đồng)
Thương mại và dịch vụ	12%	20%	70%	90%	30% (95% đối với công suất ký hợp đồng)
Công nghiệp vừa và nhỏ	14%	10%	Chưa tham gia	75%	30%
Dân dụng	36%	12%	Chưa tham gia	45%	30%
Nguồn phụ tải linh hoạt phía khách hàng (BESS, điện mặt trời mái nhà, xe điện)	—	—	—	—	Chưa định lượng

Các nhóm khách hàng công nghiệp vừa và nhỏ cùng nhóm khách hàng điện sinh hoạt chưa tham gia tại mốc năm 2028, tuân thủ đúng phân kỳ lộ trình. Khoảng 4% còn lại trong Pmax (thuộc lĩnh vực nông nghiệp, chiếu sáng công cộng và các nhóm khác) không đưa vào tính toán mục tiêu. Tỷ trọng P_đỉnh (i) là các giá trị tham chiếu được sử dụng cho bài mô phỏng, không phải là dữ liệu từ khảo sát hay tính toán thực tế, do hiện chưa có sẵn dữ liệu nghiên cứu phụ tải.

e) ***Kết quả mô phỏng tiềm năng khả thi***

Bảng 31. Kết quả mô phỏng tiềm năng khả thi P_khả thi

	Mốc năm 2028 **Pmax ≈ 68.100 MW**	**Mốc năm 2030** **Pmax 89.655 – 99.934 MW**
Tiềm năng kỹ thuật P_đỉnh × α × β		
• Công nghiệp lớn	4,85% Pmax	5,00% Pmax
• Thương mại và dịch vụ	1,68% Pmax	2,16% Pmax
• Công nghiệp vừa và nhỏ	Chưa tham gia	1,05% Pmax
Sinh hoạt	Chưa tham gia	1,94% Pmax
• Tổng tiềm năng kỹ thuật	6,53% Pmax	10,15% Pmax
(20% tiềm năng kỹ thuật của nhóm công nghiệp lớn và thương mại - dịch vụ) × γ 95%	—	1,36% Pmax 1.219 – 1.359 MW
Phần còn lại × γ 30%	1,96% Pmax 1.333 MW	2,62% Pmax 2.345 – 2.614 MW
Kết quả mô phỏng tiềm năng khả thi P_khả thi	1,96% Pmax 1.333 MW	3,98% Pmax 3.565 – 3.974 MW

f) Đánh giá kết quả mô phỏng

Kết quả này được đối chiếu và kiểm chứng theo ba hướng: so với dữ liệu của chính Việt Nam được tính toán theo phương pháp thứ hai, so với các mục tiêu pháp lý hiện hành, và so với quy mô điều chỉnh phụ tải thực tế đạt được tại các thị trường được nghiên cứu ở Chương 3.

Đối chiếu với phương pháp tính toán độc lập: Tính toán từ trên xuống, nếu áp dụng tiềm năng đăng ký thực tế đã ghi nhận (chiếm 4 – 6% tại Mục 2.2.2, lấy giá trị 5,0%) với tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải γ là 30%, kết quả thu được sẽ là 1,50% cho cả hai mốc; nếu bổ sung thêm tầng ký hợp đồng đạt 1,0% x 95% = 0,95%, kết quả cho năm 2030 sẽ là 2,45%. Con số này thấp hơn so với kết quả tính toán từ dưới lên là 1,96% và 3,98%, do phương pháp tính từ trên xuống mới chỉ đếm nhóm khách hàng đã đăng ký tham gia chứ chưa tính đến các nhóm khách hàng chưa tiếp cận được. Do đó, hai kết quả này không mâu thuẫn mà phản ánh phạm vi bao phủ khác nhau; và chênh lệch giữa hai kết quả chính là phần tiềm năng phụ thuộc vào việc mở rộng Chương trình sang các nhóm khách hàng thương mại - dịch vụ, công nghiệp vừa và nhỏ, cũng như khách hàng điện sinh hoạt.

Đối chiếu với các mục tiêu pháp lý hiện hành: Quyết định số 279/QĐ-TTg đặt mục tiêu cắt giảm 2.000 MW cho toàn bộ Chương trình Quốc gia về DSM đến năm 2030, tương đương 2,0 – 2,2% theo Quy hoạch điện VIII điều chỉnh. Quyết định số 175/QĐ-BCT ngày 28 tháng

1 năm 2019 đặt mục tiêu riêng cho Chương trình DR đạt không thấp hơn 30% mục tiêu của Chương trình Quốc gia, tối thiểu 90 MW vào năm 2020, 300 MW vào năm 2025 và 600 MW vào năm 2030, tức là khoảng 0,6 – 0,7% Pmax năm 2030.

Đối chiếu với kinh nghiệm quốc tế:

Thị trường	Công suất DR	Tỷ trọng trong phụ tải đỉnh	Cơ chế chính và điều kiện áp dụng
7 thị trường bán buôn tại Mỹ	33.055 MW (2023) 33.272 MW (2024)	Khoảng 6,5%	Quyết định số 745 của FERC đặt DR bình đẳng với các nguồn phát điện trên thị trường bán buôn; vận hành cả thị trường điện năng và thị trường công suất; số lượng công tơ đo đếm từ xa đạt 128,4 triệu chiếc, tương ứng 76,8% tổng số công tơ
PJM	5.500 – 7.300 MW (gần đây)	4 – 5% công suất trúng thầu trong phiên đấu giá công suất	3 kênh tham gia: DR kinh tế chào giá vào thị trường điện năng, DR công suất và DR khẩn cấp; doanh thu DR năm 2025 đạt 523,6 triệu USD, trong đó DR khẩn cấp và DR công suất chiếm 87,9%
ERCOT	4.099 MW (2024) 3.613 MW (2023)	4,8% (tăng từ mức 4,2%)	Các sản phẩm dịch vụ phụ trợ (RRS, ECRS, Non-Spin) có chi trả tiền công suất ở mức 40 – 100 USD/kW-năm, được chi trả bất kể nguồn lực đó có được điều độ hay không
Hàn Quốc	4.239 MW công suất cắt giảm nghĩa vụ (tháng 12/2025)	Công suất theo hợp đồng, không phải công suất thực tế thực hiện	Thị trường DR do KPX vận hành, với 27 đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải, 75 nguồn lực đăng ký và 3.877 khách hàng tham gia; giá bán lẻ điện do Nhà nước quy định và ngành điện mang tính tập trung, trường hợp tương đồng nhất với Việt Nam
Việt Nam — Hiện tại	350 – 550 MW vào các ngày nắng nóng bình thường 680 – 1.100 MW trong các đợt nắng nóng gay gắt	0,6 – 0,9% 1,2 – 1,9%	Tự nguyện và phi thương mại; không có cơ chế chi trả; chỉ huy động theo tình huống khi hệ thống căng thẳng
Việt Nam — Đề xuất đến năm 2030	2.240 – 2.500 MW	2,5%	Các công cụ định giá (ToU, biểu giá hai thành phần, CPP) kết hợp với DR Khuyến khích Thương mại có ký hợp đồng; chưa có thị trường công suất; giá bán lẻ điện vẫn áp dụng thống nhất trên toàn quốc

Từ sự đối chiếu này, rút ra ba kết luận sau:

- **Về quy mô:** Mục tiêu 2,5% bằng khoảng 38% so với mức đạt được của Mỹ và khoảng 52% so với ERCOT. Khoảng cách này phản ánh sự khác biệt về điều kiện vận hành: cả ba thị trường trên đều thực hiện chi trả cho công suất sẵn sàng (thông qua thị trường công suất hoặc các dịch vụ phụ trợ), có thị trường bán lẻ điện cạnh tranh và ngành dịch vụ kết nối và tổng hợp phụ tải đã phát triển định hình; trong khi đó, Việt Nam đến năm 2030 vẫn trong quá trình xây dựng các yếu tố này.
- **Về cấu trúc:** Trường hợp của Hàn Quốc: giá bán lẻ điện do Nhà nước quy định và ngành điện mang tính tập trung, nhưng cơ chế DR có chi trả vẫn vận hành hiệu quả với 4.239 MW công suất cắt giảm nghĩa vụ thông qua 27 đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải. Điều này khẳng định rằng quy mô công suất có khả năng điều độ trong bài mô phỏng — đạt 0,95%. Điều này khẳng định rằng quy mô công suất có khả năng điều độ trong bài mô phỏng, đạt 0,95% Pmax (tương đương 850 – 950 MW) là hoàn toàn khả thi ngay cả khi giá bán lẻ điện vẫn áp dụng thống nhất trên toàn quốc, với điều kiện kênh thu hồi chi phí được xác định rõ ràng.
- **Về tiến độ:** ERCOT đã tăng tỷ trọng từ 4,2% lên 4,8% chỉ trong một năm (tăng khoảng 0,6 điểm phần trăm) khi mọi cơ chế đã sẵn sàng. Lộ trình đề xuất cho Việt Nam là tăng 0,36 điểm phần trăm mỗi năm trong giai đoạn 2026 – 2028 và 0,50 điểm phần trăm mỗi năm trong giai đoạn 2028 – 2030, thấp hơn tốc độ mà một thị trường đã vận hành ổn định có thể đạt được. Tốc độ tăng trưởng dồn nhiều hơn vào nửa sau của kỳ quy hoạch phản ánh thực tế rằng lượng công suất tăng thêm chủ yếu đến từ phần công suất ký hợp đồng — vốn chỉ xuất hiện khi cơ chế chi trả chính thức đi vào vận hành.

Các hạn chế của bài mô phỏng

Kết quả mô phỏng nhạy nhất với tham số α và cơ cấu P_đỉnh theo nhóm khách hàng, đây là hai tham số đầu vào hiện đang phải sử dụng các giá trị tham chiếu. Nếu kết quả khảo sát kỹ thuật thu được giá trị α cao hơn, kết luận chính sách sẽ không thay đổi mà chỉ có mức trần tiềm năng được nâng lên. Thực tế, rào cản cốt lõi đối với mục tiêu khi đó sẽ nằm ở tham số γ, tức là phụ thuộc vào các cơ chế giá và chi trả, chứ không nằm ở tiềm năng kỹ thuật. Ngược lại, nếu α thực tế thấp hơn, khoảng chênh lệch giữa mục tiêu đề xuất 2,5% và tiềm năng khả thi 3,98% sẽ đóng vai trò như một dư địa an toàn để hấp thụ mức chênh lệch này.

g) Mục tiêu đề xuất theo từng giai đoạn

Mục tiêu được ấn định thấp hơn so với tiềm năng khả thi, bởi vì một mục tiêu chính sách bắt buộc phải là mục tiêu có tính khả thi cao và cam kết thực hiện được. Mức 2,5% đề xuất cho năm 2030 rất gần với kết quả tính toán từ trên xuống là 2,45%, vốn dựa trên tập khách hàng hiện đã đăng ký tham gia và tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải γ ghi nhận thực tế tại Việt Nam; khoảng dư địa mở rộng lên tới 3,98% chính là phần tiềm năng cần được xác nhận thêm thông qua công tác khảo sát kỹ thuật để xác định β và tiến độ triển khai AMI để xác định.

Bảng 32. Mục tiêu cắt giảm phụ tải đỉnh đề xuất theo từng giai đoạn

Chỉ tiêu	Các hoạt động cấp bách đến 2028	Các hoạt động cần có lộ trình đến 2030	Định hướng sau 2030
Cắt giảm phụ tải đỉnh thông qua DR (% trong Pmax cùng năm)	Tối thiểu 1,5%	Tối thiểu 2,5% (Mục tiêu phấn đấu: 3,0%)	Tệm cận khoảng 4,8 – 6,5% của các thị trường đã phát triển định hình; định hướng đạt tối thiểu 4,5% vào năm 2050
Quy mô công suất tương ứng	khoảng 1.020 MW (Pmax ≈ 68.100 MW)	2.240 – 2.500 MW	9.260 – 10.290 MW với mức Pmax năm 2050 đạt 205.732 – 228.570 MW
Tỷ trọng trong tiềm năng khả thi (Bảng C)	77%	63% (Mục tiêu phấn đấu: 75%)	Sẽ được mô phỏng lại sau khi có kết quả khảo sát tham số α
Trong đó: Công suất có khả năng điều độ	Chưa tính — cơ chế khuyến khích thương mại đang ở giai đoạn thiết kế, thí điểm và chuẩn bị cơ chế mua sắm	Tối thiểu 0,95% Pmax, tương đương 850 – 950 MW công suất ký hợp đồng	Là thành phần cốt lõi của chỉ tiêu, từng bước thay thế tầng công suất không có khả năng điều độ

4.5.4. Định lượng lợi ích kinh tế của việc cắt giảm phụ tải đỉnh

Lợi ích của chương trình DR cần được quy đổi thành giá trị kinh tế cụ thể để so sánh với chi phí thực hiện. Việc định lượng này còn phục vụ một mục tiêu trực tiếp thứ hai: theo Mục 3.3.2, tất cả các chương trình có chi trả tại 6 quốc gia được nghiên cứu đều áp dụng mức trần chi phí tránh được cho mức chi trả. Nếu không định lượng được chi phí tránh được, Việt Nam sẽ không có cơ sở để xác định mức chi trả hợp lý khi triển khai chương trình DR Khuyến khích Thương mại trong giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình.

Bảng 33. Các thành phần lợi ích từ việc cắt giảm phụ tải đỉnh thông qua DR

Thành phần lợi ích	Cách thức định lượng	Các tham số cần thiết
B1. Chi phí phát điện tránh được của nhà máy điện chạy đỉnh	Điện năng không phải phát từ nhà máy chạy đỉnh trong thời gian diễn ra sự kiện, nhân với chênh lệch giữa chi phí biến đổi của nhà máy chạy đỉnh và chi phí biến đổi của tổ máy cận biên vào giờ thấp điểm (thời điểm phụ tải được dịch chuyển sang)	Chi phí biến đổi của nhà máy chạy đỉnh (Đồng/kWh); chi phí biến đổi của tổ máy cận biên giờ thấp điểm; số giờ diễn ra sự kiện và số lượng sự kiện trong năm
B2. Chi phí tránh được do giảm điện năng không cung cấp	Lượng điện năng lẽ ra phải tiết giảm nếu không có DR, nhân với giá trị mất tải của nhóm khách hàng tương ứng	Giá trị mất tải (Đồng/kWh) theo từng nhóm khách hàng; xác suất và quy mô thiếu hụt công suất
B3. Chi phí đầu tư nhà máy điện chạy đỉnh tránh được hoặc hoãn lại	Mức công suất đỉnh cắt giảm được nhân với chi phí vốn quy về hàng năm của nhà máy điện chạy đỉnh cận biên	Chi phí đầu tư của nhà máy điện chạy đỉnh (Đồng/kW/năm); hệ số độ tin cậy của công suất DR
B4. Chi phí đầu tư lưới điện truyền tải và phân phối được hoãn lại	Xác định cho các khu vực bị nghẽn lưới, dựa trên chi phí nâng cấp lưới điện được hoãn lại nhờ giảm phụ tải tại nút lưới tương ứng	Danh mục các khu vực bị nghẽn lưới; chi phí nâng cấp và thời gian hoãn đầu tư
B5. Cắt giảm phát thải khí nhà kính	Lượng điện năng dịch chuyển nhân với chênh lệch hệ số phát thải giữa nhà máy chạy đỉnh và tổ máy cận biên giờ thấp điểm	Hệ số phát thải theo từng loại hình nhà máy điện; hệ số phát thải lưới điện quốc gia

Quy trình mô phỏng được thực hiện qua sáu bước: Bước 1: Xác định công suất cắt giảm ΔP và thời gian diễn ra sự kiện h, từ đó tính ra lượng điện năng dịch chuyển hoặc cắt giảm ΔE = ΔP × h. Bước 2: Xác định cơ cấu nguồn điện cận biên trong các giờ cao điểm diễn ra sự kiện để lấy chi phí biến đổi của nhà máy chạy đỉnh, cũng như chi phí biến đổi của tổ máy cận biên giờ thấp điểm. Bước 3: Tính toán lợi ích từ chi phí phát điện tránh được. Bước 4: Tính toán lợi ích do tránh được việc sa thải phụ tải đối với các sự kiện mà hệ thống bị thiếu hụt công suất. Bước 5: Tổng hợp số liệu cho cả năm và cộng thêm các thành phần lợi ích B3, B4 và B5. Bước 6: So sánh tổng lợi ích thu được với tổng chi phí thực hiện chương trình.

Bảng 34. Các tham số mô phỏng lợi ích từ việc cắt giảm phụ tải đỉnh

Tham số	Ký hiệu	Đơn vị tính
Công suất cắt giảm trong một sự kiện	ΔP	MW
Thời gian kéo dài trung bình của một sự kiện	h	giờ
Số lượng sự kiện dự kiến trong năm	n	sự kiện
Chi phí biến đổi của nhà máy điện chạy đỉnh (chạy dầu và khí)	c_đỉnh	Đồng/kWh
Chi phí biến đổi của tổ máy cận biên giờ thấp điểm	c_thấp điểm	Đồng/kWh
Giá trị mất tải	VoLL	Đồng/kWh
Chi phí vốn quy về hàng năm của nhà máy điện chạy đỉnh	k	Đồng/kW/năm
Tổng lợi ích hàng năm	B	Tỷ đồng/năm

Tham số	Ký hiệu	Đơn vị tính
Tổng chi phí thực hiện chương trình hàng năm	C	Tỷ đồng/năm
Tỷ số Lợi ích – Chi phí	B/C	—
Chi phí tránh được đơn vị — mức trần chi trả trong giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình	c_trần	Đồng/kWh

Một đặc điểm quan trọng cần lưu ý khi trình bày các kết quả đánh giá: phần lớn lợi ích của chương trình DR tồn tại dưới dạng chi phí tránh được, tức là khoản chi phí không phải phát sinh chứ không phải là doanh thu thu về trực tiếp. Do đó, khoản lợi ích này không phản ánh trực tiếp trên báo cáo tài chính của bất kỳ đơn vị nào và rất dễ bị bỏ qua trong quá trình phân bổ nguồn lực. Đây là một lập luận quan trọng khẳng định tầm quan trọng của việc ưu tiên áp dụng các cơ chế giá trong giai đoạn Các hoạt động cấp bách: cơ chế giá giúp chuyển trực tiếp khoản lợi ích này đến khách hàng dưới hình thức giảm tiền điện trên hóa đơn, mà không cần thông qua dòng tiền chi trả hay bất kỳ khoản mục hạch toán kế toán phức tạp nào.

4.6. Mục tiêu và các chỉ tiêu định lượng

4.6.1. Mục tiêu tổng quát

Mục tiêu tổng quát của Chương trình DSM/DR đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050
Chuyển đổi chương trình DR từ hình thức tự nguyện, không có khả năng điều độ và tỷ lệ tham gia thấp thành một nguồn lực tin cậy, được huy động theo kế hoạch rõ ràng và luôn sẵn sàng phục vụ công tác vận hành hệ thống điện trên cơ sở có khả năng điều độ.

Mục tiêu tổng quát nhấn mạnh vào độ tin cậy của công suất thay vì quy mô công suất đăng ký. Định hướng này xuất phát trực tiếp từ kết quả đánh giá tại Mục 2.2.2: vướng mắc lớn nhất của chương trình hiện nay không phải là sự thiếu hụt về số lượng khách hàng đăng ký, mà là phần lớn công suất đăng ký chưa được chuyển hóa thành công suất thực tế huy động được. Chỉ có công suất có độ tin cậy cao mới có thể thay thế cho nguồn dự phòng từ công suất phát điện: đây chính là lý do vì sao việc tiến tới mô hình triển khai DR có khả năng điều độ, bắt đầu từ các khách hàng công nghiệp và thương mại đủ điều kiện, là phương án được đề xuất trong báo cáo này.

4.6.2. Hệ thống chỉ tiêu theo nhóm hoạt động

Hệ thống chỉ tiêu được cấu trúc xung quanh hai nhóm hoạt động và được gắn kết chặt chẽ với các mốc thời gian của Quy hoạch điện VIII điều chỉnh nhằm phục vụ việc tích hợp vào hệ thống chỉ tiêu chung cấp quốc gia. Các chỉ tiêu được chia thành hai nhóm chính: nhóm chỉ tiêu kết quả (đo lường hiệu quả thực tế tác động lên hệ thống điện) và nhóm chỉ tiêu điều

kiện cần (đo lường tiến độ hoàn thiện cơ chế chính sách và hạ tầng kỹ thuật). Việc bóc tách hai nhóm chỉ tiêu này là bắt buộc, bởi trong giai đoạn đầu, sự tiến bộ về các điều kiện cần mang tính chất quyết định, còn kết quả cắt giảm phụ tải đỉnh chỉ xuất hiện ở các giai đoạn tiếp theo.

Bảng 35. Hệ thống chỉ tiêu đề xuất theo nhóm hoạt động

Nhóm chỉ tiêu	Chỉ tiêu	Các hoạt động cấp bách (Giá bán lẻ điện thống nhất)	Các hoạt động cần có lộ trình (Thị trường bán lẻ cạnh tranh)
Kết quả đầu ra	Công suất DR huy động theo kế hoạch (MW)		
Kết quả đầu ra	Cắt giảm phụ tải đỉnh thông qua DR (% trong Pmax cùng năm)		
Kết quả đầu ra	Tỷ lệ công suất thực tế huy động so với công suất đăng ký trong chương trình tự nguyện (%)		
Kết quả đầu ra	Công suất tham gia chương trình DR Khuyến khích Thương mại (MW)		
Kết quả đầu ra	Điện năng dịch chuyển khỏi giờ cao điểm (GWh/năm)		
Xử lý	Chênh lệch giá giờ cao điểm - thấp điểm trong biểu giá ToU	Nâng từ mức hiện tại khoảng 2,85:1	Duy trì, hoặc thay thế bằng cơ chế giá thị trường
Điều kiện cần	Biểu giá hai thành phần	Đánh giá kết quả thí điểm, hoàn thiện thiết kế và mở rộng phạm vi áp dụng	Duy trì áp dụng
Điều kiện cần	Biểu giá CPP	Nghiên cứu, thiết kế và áp dụng cho các khách hàng đáp ứng điều kiện đo đếm	Mở rộng phạm vi áp dụng
Điều kiện cần	Tỷ lệ khách hàng thuộc nhóm ưu tiên đáp ứng chuẩn công tơ đo đếm (%)	*[…]*	*[…]*
Điều kiện cần	Quy định đường phụ tải cơ sở và quy trình đo đếm, kiểm chứng	Điều kiện cần	Làm cơ sở cho việc thanh quyết toán trong chương trình DR Khuyến khích Thương mại
Điều kiện cần	Cơ chế hạch toán chi phí DR vào chi phí truyền tải và phân phối điện	Nghiên cứu và chuẩn bị	Ban hành và đi vào vận hành
Điều kiện cần	Quy định pháp lý đối với đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải	Nghiên cứu và chuẩn bị	Ban hành và đi vào vận hành
Điều kiện cần	Số lượng nhóm khách hàng tiếp cận được ít nhất một cơ chế	2 nhóm (CN&TM)	5 nhóm

CHƯƠNG 05

KHUYẾN NGHỊ

CHƯƠNG 5. Khuyến nghị

5.1. Khung chương trình

5.1.1. Các nguyên tắc triển khai

Nghị định số 146/2025/NĐ-CP yêu cầu Chương trình Quốc gia về DSM phải được vận hành theo nguyên tắc khuyến khích, định hướng thay đổi thói quen sử dụng điện, nâng cao hiệu quả sử dụng điện, giảm công suất đỉnh và thu hẹp chênh lệch giữa công suất đỉnh và thấp điểm. Nhằm cụ thể hóa yêu cầu đó trên cơ sở các phân tích trong báo cáo này, 4 nguyên tắc vận hành sau đây được đề xuất áp dụng:

(1) Thiết kế nhằm chuyển đổi thị trường DR từ tự nguyện, không có khả năng điều độ sang thị trường có tính ràng buộc và có khả năng điều độ. Nếu không có yêu cầu mang tính ràng buộc về khả năng điều độ, Đơn vị vận hành hệ thống điện sẽ không thể chủ động đưa công suất DR vào tính toán nguồn dự phòng tin cậy. Để đảm bảo công suất DR có khả năng điều độ, cần phải có một cấu trúc chi trả dựa trên khoản thanh toán công suất/sẵn sàng, kết hợp với các khoản thanh toán riêng cho lượng điện năng thực tế thực hiện.

(2) Mức chi trả không được vượt quá chi phí tránh được. Khi thiết lập cơ chế chi trả, nguyên tắc này bắt buộc phải được áp dụng ngay từ khâu thiết kế. Đây là nguyên tắc chung được áp dụng đồng nhất tại tất cả các quốc gia. Phương pháp "khống chế trần chi phí chuyển tiếp" của Ấn Độ có thể cung cấp một bài học kinh nghiệm phù hợp của một quốc gia đang phát triển để Việt Nam tham khảo.

(3) Trung hòa về mặt doanh thu đối với các công cụ định giá. Trong trường hợp cơ quan có thẩm quyền quyết định điều chỉnh các lựa chọn không có khả năng điều độ như biểu giá ToU, hoặc nghiên cứu áp dụng biểu giá CPP, các biểu giá này cần được thiết kế để không làm tăng mức doanh thu bình quân thu từ nhóm khách hàng áp dụng, mà chỉ điều chỉnh phân bổ lại tín hiệu giá theo các khoảng thời gian trong ngày. Bằng cách này, cơ chế sẽ đóng vai trò thuần túy là một công cụ quản lý phụ tải thay vì một hình thức tăng giá điện.

(4) Phát triển dựa trên khung pháp lý hiện hành. Chương trình được xây dựng trên cơ sở bổ sung, sửa đổi các văn bản quy phạm pháp luật hiện có, bảo đảm tính liên tục và kế thừa đối với Chương trình Quốc gia đã được triển khai từ năm 2018.

5.1.2. Phạm vi và đối tượng áp dụng

Bảng dưới đây xác định phạm vi và đối tượng áp dụng của Chương trình DR: nội dung chương trình bao gồm những gì, tiếp cận các nhóm khách hàng nào, cơ quan nào chịu trách nhiệm thực hiện, cùng với khung thời gian và phạm vi địa lý. Mỗi yếu tố được xác định để chương trình có thể bắt đầu ngay theo các quy định hiện hành và mở rộng dần khi các điều kiện cần được hoàn thiện, với cơ sở của từng nội dung đã được trình bày tại các mục tương ứng được dẫn chiếu.

Yếu tố	Khuyến nghị
Phạm vi chương trình	DR là trọng tâm cốt lõi, bao gồm cả hai hình thức tự nguyện và thương mại, kết hợp với chương trình dịch chuyển phụ tải; các thành phần DSM khác được phối hợp thực hiện nhưng triển khai theo các chương trình riêng.
Đối tượng khách hàng	Toàn bộ khách hàng sử dụng điện, phân thành 5 nhóm quy định tại Mục 4.5.2; lộ trình tham gia phân kỳ theo Mục 5.2.3 — các khách hàng CN&TM thực hiện trong giai đoạn Các hoạt động cấp bách, mở rộng sang nhóm công nghiệp vừa và nhỏ cùng nhóm sinh hoạt trong giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình.
Đơn vị thực hiện	Bộ Công Thương, EVN, các PC và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (NSMO); các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải tham gia từ giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình.
Khung thời gian	Đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050
Phạm vi địa lý	Trên phạm vi toàn quốc, phân kỳ triển khai theo mức độ sẵn sàng của hạ tầng đo đếm tại từng PC.

5.2. Lộ trình triển khai

5.2.1. Các nguyên tắc phân kỳ

Lộ trình được tổ chức thành hai nhóm hoạt động thay vì hai giai đoạn thời gian cố định: các hoạt động cấp bách, có thể áp dụng trực tiếp và trong ngắn hạn dựa trên các cơ chế hiện hành, và các hoạt động cần có lộ trình, tuân thủ theo lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh, cơ chế giá điện và Đề án tái cơ cấu EVN. Cách thức phân bổ các giải pháp vào hai nhóm hoạt động này dựa trên hai cân nhắc sau:

Thứ nhất, cơ chế giá vừa mang tính thuận lợi vừa có tính khả thi cao ở thời điểm hiện tại. Biểu giá hai thành phần đang được thí điểm, bao gồm giá công suất kết hợp với giá điện năng; biểu giá ToU đang được nghiên cứu nhằm nâng cao hiệu quả; và biểu giá CPP đang được nghiên cứu để bảo đảm tính hài hòa với tổng thể cấu trúc biểu giá bán lẻ điện. Bản thân biểu giá hai thành phần không phải là một công cụ DR riêng biệt, nhưng cơ chế này tạo tiền đề cho DR cho cả các chương trình DR dựa trên cơ chế giá lẫn các chương trình dựa trên cơ chế tài chính, thông qua việc thiết lập thành phần giá công suất cùng với các quy

định về đo đếm và lập hóa đơn đi kèm. Do đó, cơ chế giá là ưu tiên hàng đầu trong số các hoạt động cấp bách: cơ chế này có thể đưa vào áp dụng sớm, không tạo ra dòng tiền chi trả từ đơn vị điện lực cho khách hàng, và không phải chờ đợi các thay đổi về cấu trúc ngành điện hay mô hình tổ chức của EVN (vốn là những vướng mắc và rào cản chính đã được chỉ ra tại Chương 2).

Thứ hai, cơ chế khuyến khích tài chính phụ thuộc vào các quyết định nằm ngoài phạm vi điều chỉnh của Luật Điện lực nói chung và cơ chế giá điện nói riêng. Chỉ thị số 10/CT-TTg của Thủ tướng Chính phủ giao Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam trách nhiệm "phối hợp với Bộ Công Thương và các bên liên quan nghiên cứu, xây dựng, ban hành hoặc trình cấp có thẩm quyền xem xét cơ chế tài chính cho phép Tập đoàn Điện lực Việt Nam hạch toán vào giá thành các chi phí hợp lý, hợp lệ để thực hiện các chương trình quản lý phụ tải điện và tiết kiệm điện". Nhiệm vụ tiếp nhận hướng dẫn nêu trên bản thân nó là một hoạt động cấp bách, bởi không thể thực hiện bất kỳ khoản chi trả nào cho khách hàng chừng nào chi phí này chưa được công nhận là chi phí hợp lý, hợp lệ của EVN và các PC. Ngược lại, việc vận hành chương trình DR Khuyến khích Thương mại thuộc nhóm các hoạt động cần có lộ trình: cấu trúc ngành điện cần được tái cơ cấu phục vụ việc phát triển thị trường bán lẻ điện hoặc các thị trường khác như thị trường công suất và thị trường dịch vụ phụ trợ. Chỉ khi đó, việc tham gia DR mới trở nên khả thi và có thể nhân rộng trên quy mô lớn thông qua các mô hình mà nhiều quốc gia đã triển khai thành công, chẳng hạn như các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải hoặc nhà máy điện ảo, trong đó phụ tải cắt giảm được gom lại và chào bán như một nguồn phát điện âm, tức một hình thức cắt giảm phụ tải có khả năng điều độ.

Do vậy, chương này xác định nguyên tắc công nhận chi phí DR và giao nhiệm vụ cho các đơn vị chịu trách nhiệm, nhưng không quy định chi tiết quy trình thực hiện. Quy trình đó sẽ phụ thuộc vào các hướng dẫn được ban hành bởi Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam, lộ trình phát triển thị trường điện, cũng như mô hình tổ chức của EVN sau tái cơ cấu.

5.2.2. Hai nhóm hoạt động triển khai

Bảng 36. Lộ trình triển khai Chương trình DSM/DR theo nhóm hoạt động

	Nhóm hoạt động cấp bách (Ngắn hạn)	Nhóm hoạt động cần có lộ trình (Trung và dài hạn)
Bối cảnh giá điện	Biểu giá bán lẻ điện thống nhất trên toàn quốc do Nhà nước quy định; tín hiệu giá được lồng ghép ngay trong cấu trúc biểu giá.	Ban hành quy định cho phép EVN và các PC được hạch toán chi phí thực hiện các chương trình DSM/DR vào chi phí hợp lý, hợp lệ; hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, thị trường công suất và thị trường dịch vụ phụ trợ; mức giá do các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và thị trường quyết định.
Mục tiêu của nhóm hoạt động	Thiết lập tín hiệu giá đủ mạnh để tiếp cận nhóm khách hàng CN&TM; nâng cao tỷ lệ tham gia thực tế; củng cố các nền tảng kỹ thuật cho chương trình DR tại Việt Nam.	Mở rộng chương trình DR sang tất cả các nhóm khách hàng và đưa DR tham gia thị trường điện như một nguồn lực độc lập.
Các công cụ chính (xếp theo thứ tự ưu tiên)	Tiếp tục đẩy mạnh chương trình DR tự nguyện Mở rộng chương trình dịch chuyển phụ tải Rà soát và nới rộng khoảng chênh lệch trong biểu giá ToU. Đánh giá kết quả thí điểm, hoàn thiện thiết kế và từng bước mở rộng biểu giá hai thành phần Nghiên cứu, thiết kế và áp dụng biểu giá CPP, bảo đảm tính hài hòa với tổng thể cấu trúc biểu giá bán lẻ Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam ban hành hướng dẫn hạch toán chi phí DR và DSM theo Chỉ thị số 10/CT-TTg	• Chương trình DR Khuyến khích Thương mại (CLP và EDRP) với cơ chế chi trả hai phần • Các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và mô hình nhà máy điện ảo chào bán phụ tải cắt giảm gom lại dưới dạng nguồn phát điện âm trên thị trường dịch vụ phụ trợ
Nhóm khách hàng	Khách hàng CN&TM, ưu tiên các khách hàng lớn đã được trang bị công tơ đo xa	Mở rộng sang các khách hàng vừa và nhỏ cùng nhóm khách hàng điện sinh hoạt thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải
Thu hồi chi phí	Chi phí thực hiện chương trình được kết cấu trong cấu trúc biểu giá bán lẻ điện; các công cụ định giá không tạo ra dòng tiền chi trả riêng biệt	Chi phí DR được công nhận là chi phí hợp lý, hợp lệ của EVN và các PC theo hướng dẫn của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam, và được thu hồi tương ứng; đối với các giao dịch DR thanh toán qua thị trường, việc thanh quyết toán thực hiện theo quy định của thị trường.
Các nền tảng cần hoàn thiện	Ban hành quy định đường phụ tải cơ sở và quy trình đo đếm, kiểm chứng; kế hoạch triển khai hạ tầng đo đếm; hệ thống quản lý DR và nền tảng dữ liệu; chuẩn bị khung pháp lý cho các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải	Vận hành quy trình thanh quyết toán và kiểm chứng; các tiêu chuẩn kết nối đối với nguồn phụ tải linh hoạt phía khách hàng; hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS)
Quốc gia tham chiếu	Hàn Quốc, Thái Lan và Ấn Độ — các quốc gia thu hồi chi phí quản lý nhu cầu phụ tải điện ngay trong biểu giá bán lẻ	Úc và Mỹ — các quốc gia đang mở rộng triển khai DR sang nhóm khách hàng điện sinh hoạt

Một điểm cần nhấn mạnh khi trình bày lộ trình
Việc xếp chương trình DR Khuyến khích Thương mại vào nhóm các hoạt động cần có lộ trình không có nghĩa là tạm dừng hay trì hoãn các công tác chuẩn bị. Tất cả các nền tảng kỹ thuật và pháp lý mà một cơ chế chi trả đòi hỏi, bao gồm quy định về đường phụ tải cơ sở, hạ tầng đo đếm, hệ thống quản lý DR, nền tảng dữ liệu và khung pháp lý cho các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải, đều phải được xây dựng ngay trong giai đoạn Các hoạt động cấp bách; đồng thời, đề xuất gửi Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam về việc ban hành hướng dẫn công nhận chi phí DR cũng bắt buộc phải được thực hiện ngay trong giai đoạn này. Nếu các công tác chuẩn bị chỉ được bắt đầu sau khi thị trường bán lẻ điện cạnh tranh mở cửa hoặc sau khi EVN hoàn tất tái cơ cấu, Chương trình sẽ đánh mất rất nhiều thời gian chuẩn bị và khoảng thời gian chờ đợi trước đó sẽ bị lãng phí.

5.2.3. Phân kỳ tham gia theo nhóm khách hàng

Song song với việc phân kỳ theo cơ chế, lộ trình cần phải phân kỳ việc tham gia theo từng nhóm khách hàng. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy các nhóm khách hàng sẽ tham gia theo từng giai đoạn lũy tiến, và trình tự tham gia bị chi phối bởi hai yếu tố: mức độ sẵn sàng của hạ tầng đo đếm và chi phí giao dịch tính trên mỗi kW. Nhóm khách hàng CN&TM lớn hội tụ đủ cả hai lợi thế này, do đó sẽ tham gia đầu tiên. Như đã lưu ý tại Mục 3.2.4, ngay cả tại Hàn Quốc, khách hàng điện sinh hoạt hiện vẫn chưa áp dụng biểu giá phân biệt theo thời gian; và theo Mục 3.5.1, tại tất cả các quốc gia được nghiên cứu, chương trình DR cho khách hàng điện sinh hoạt khi triển khai trên quy mô lớn đều phải sử dụng ngân sách trợ cấp hoặc được kết cấu sẵn trong biểu giá.

Bảng 37. Phân kỳ tham gia theo nhóm khách hàng

Nhóm khách hàng	Các hoạt động cấp bách	Các hoạt động cần có lộ trình
Công nghiệp lớn (đã được trang bị công tơ đo đếm từ xa)	Tham gia toàn diện — chương trình tự nguyện, dịch chuyển phụ tải, biểu giá hai thành phần và biểu giá CPP	Chuyển sang chương trình DR Khuyến khích Thương mại có chi trả và tham gia thị trường dịch vụ phụ trợ
Thương mại và dịch vụ (tòa nhà, khách sạn, siêu thị)	Khách hàng lớn tham gia — dịch chuyển phụ tải và biểu giá CPP	Tham gia chương trình có chi trả; mở rộng sang các khách hàng nhỏ hơn thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải
Công nghiệp vừa và nhỏ	Tham gia có giới hạn — áp dụng biểu giá ToU điều chỉnh; tiếp tục mở rộng hạ tầng đo đếm	Tham gia toàn diện thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải
Sinh hoạt	Chưa áp dụng cơ chế theo sự kiện; tập trung vào công tác truyền thông và chuẩn bị hạ tầng đo đếm	Tham gia thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải, thiết bị tự động hóa và biểu giá phù hợp
Nguồn phụ tải linh hoạt phía khách hàng (BESS, ĐMTMN, xe điện)	Nghiên cứu biểu giá phân biệt theo thời gian cho các trạm sạc xe điện; chuẩn bị các tiêu chuẩn kết nối	Tham gia — tích hợp vào hệ thống nguồn lực DR và thị trường dịch vụ phụ trợ

5.2.4. Mốc thời gian tham chiếu theo từng giai đoạn

Lộ trình tại Mục 5.2.1 được tổ chức thành hai nhóm hoạt động thay vì hai khoảng thời gian cố định, bởi yếu tố quyết định tính khả thi của một giải pháp chính là điều kiện thể chế chứ không phải là thời điểm thực hiện. Tuy nhiên, để Chương trình có thể được đối chiếu song song với các quy hoạch và đề án tái cơ cấu của ngành điện, mục này gắn kết hai nhóm hoạt động với các cột mốc đã được xác định trong các văn bản pháp lý đó.

Văn bản	Cột mốc gắn với Các hoạt động cấp bách	Cột mốc gắn với Các hoạt động cần có lộ trình
Quyết định số 279/QĐ-TTg (Chương trình Quốc gia về DSM)	Mốc năm 2025: Cắt giảm phụ tải đỉnh tối thiểu 1.000 MW (đã quá hạn; chưa đạt xét theo công suất có độ tin cậy)	Mốc năm 2030: Cắt giảm phụ tải đỉnh tối thiểu 2.000 MW
Quyết định số 175/QĐ-BCT (Chương trình DR)	Mốc năm 2025: Cắt giảm phụ tải đỉnh tối thiểu 300 MW (đã quá hạn; chưa đạt xét theo công suất có độ tin cậy)	Mốc năm 2030: Cắt giảm phụ tải đỉnh tối thiểu 600 MW
Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (Quyết định số 768/QĐ-TTg)	—	Mốc năm 2030: Pmax đạt 89.655 – 99.934 MW Mốc năm 2050: Pmax 205.732 – 228.570 MW
Dự thảo Đề án tái cơ cấu ngành điện	Giai đoạn 1 (đến năm 2030): Bóc tách chi phí phân phối khỏi chi phí bán lẻ điện; nghiên cứu và thực hiện tách biệt về mặt tổ chức giữa khâu phân phối và khâu bán lẻ điện trong các PC	Giai đoạn 2 (2030 – 2035): Các điều kiện tiên quyết bao gồm hoàn thiện quy định về cơ chế giá dịch vụ phân phối và cải cách giá bán lẻ điện theo cơ chế thị trường; hình thành đơn vị bán lẻ điện mặc định và các đơn vị bán lẻ điện mới tham gia thị trường bán lẻ cạnh tranh

Ba nội dung trong Dự thảo Đề án tái cơ cấu ngành điện tác động trực tiếp đến lộ trình triển khai DR:

- Việc bóc tách chi phí phân phối khỏi chi phí bán lẻ điện, cùng với việc tách biệt hai chức năng này về mặt tổ chức trong các PC, được xếp vào Giai đoạn 1 của Đề án. Đây chính là điều kiện mà Mục 4.4 chỉ ra là còn thiếu đối với cơ chế chi trả: chỉ khi chi phí phân phối được xác định riêng biệt, chi phí DR mới có một khoản mục tự nhiên để hạch toán và thu hồi.
- Việc hoàn thiện các quy định về cơ chế giá dịch vụ phân phối điện là điều kiện tiên quyết để chuyển sang Giai đoạn 2 của Đề án, do đó phải được hoàn thành vào khoảng năm 2030. Cột mốc này xác định thời điểm mà chương trình DR thương mại có được kênh thu hồi chi phí bền vững và dài hạn. Trước thời điểm đó, cơ sở để thực hiện chi trả cho khách hàng là văn bản hướng dẫn của Bộ Tài chính và Việt Nam nước theo Chỉ thị số 10/CT-TTg về việc hạch toán chi phí thực hiện các chương trình DSM vào chi phí hợp lý,

hợp lệ của EVN và các PC, đây là lý do đợt mua sắm công suất đầu tiên có thể được tổ chức từ năm 2029, trước khi Giai đoạn 2 bắt đầu.

- Sự xuất hiện của các đơn vị bán lẻ điện mới trên thị trường bán lẻ điện cạnh tranh trong Giai đoạn 2 của Đề án sẽ tạo ra đối tác giao dịch thương mại cho các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và cho mô hình nhà máy điện ảo được trình bày tại Mục 5.3.2.

Bảng 38. Mốc thời gian tham chiếu đề xuất cho Chương trình DR

Hạng mục	Cột mốc tham chiếu	Căn cứ gắn kết
Các hoạt động cấp bách — các công cụ định giá và chương trình tự nguyện	2026 - 2029	Nằm hoàn toàn trong Giai đoạn 1 của Đề án tái cơ cấu. Các công cụ này không phụ thuộc vào tiến độ tái cơ cấu và có thể áp dụng ngay lập tức trong khuôn khổ cơ chế hiện hành.
Chuẩn bị các điều kiện cho cơ chế khuyến khích thương mại	2026 – 2028 (triển khai song song)	Hướng dẫn của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam theo Chỉ thị số 10/CT-TTg; quy định về đường phụ tải cơ sở và quy trình đo đếm, kiểm chứng; các quy định đối với đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải; kế hoạch triển khai hạ tầng đo đếm thông minh (AMI).
Đợt mua sắm công suất đầu tiên cho chương trình DR Khuyến khích Thương mại	2029 (giai đoạn chuyển tiếp giữa 2 nhóm hoạt động)	Điều kiện tiên quyết để đạt quy mô công suất có khả năng điều độ 850 – 950 MW vào năm 2030 theo Mục 4.5.3; nếu tổ chức đợt mua sắm muộn hơn sẽ không thể hoàn thành cột mốc năm 2030. Cơ sở pháp lý cho việc chi trả tại thời điểm đó là văn bản hướng dẫn của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam theo Chỉ thị số 10/CT-TTg (thực hiện trong nhóm các hoạt động cấp bách).
Các hoạt động cần có lộ trình — vận hành chương trình DR Khuyến khích Thương mại	Từ 2030	Gắn với việc chuyển sang Giai đoạn 2 của Đề án tái cơ cấu, sau khi cơ chế giá dịch vụ phân phối điện hoàn thành và giá bán lẻ điện được cải cách theo cơ chế thị trường.
Mở rộng sang khách hàng công nghiệp vừa và nhỏ cùng nhóm sinh hoạt thông qua các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải	2030 - 2035	Gắn với Giai đoạn 2 của Đề án tái cơ cấu và sự xuất hiện của các đơn vị bán lẻ điện mới trên thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

Nguyên tắc quy định tại Mục 5.2.1 giữ nguyên không thay đổi: việc phân bổ công việc giữa hai nhóm hoạt động vẫn phụ thuộc vào các điều kiện thể chế chứ không phụ thuộc vào thời điểm thực hiện trên lịch trình. Nếu tiến trình tái cơ cấu ngành điện diễn ra nhanh hơn dự kiến, các hoạt động cần có lộ trình có thể được bắt đầu sớm hơn; ngược lại, nếu tiến trình này diễn ra chậm hơn, các hoạt động cấp bách vẫn tiếp tục được triển khai liên tục không bị gián đoạn, bởi các công cụ định giá và chương trình tự nguyện hoàn toàn không phụ thuộc vào tiến độ của tiến trình tái cơ cấu.

5.3. Nội dung chương trình theo từng giai đoạn

5.3.1. Nhóm hoạt động cấp bách (Ngắn hạn)

a) Các công cụ định giá thuộc thẩm quyền điều chỉnh cấu trúc biểu giá bán lẻ điện

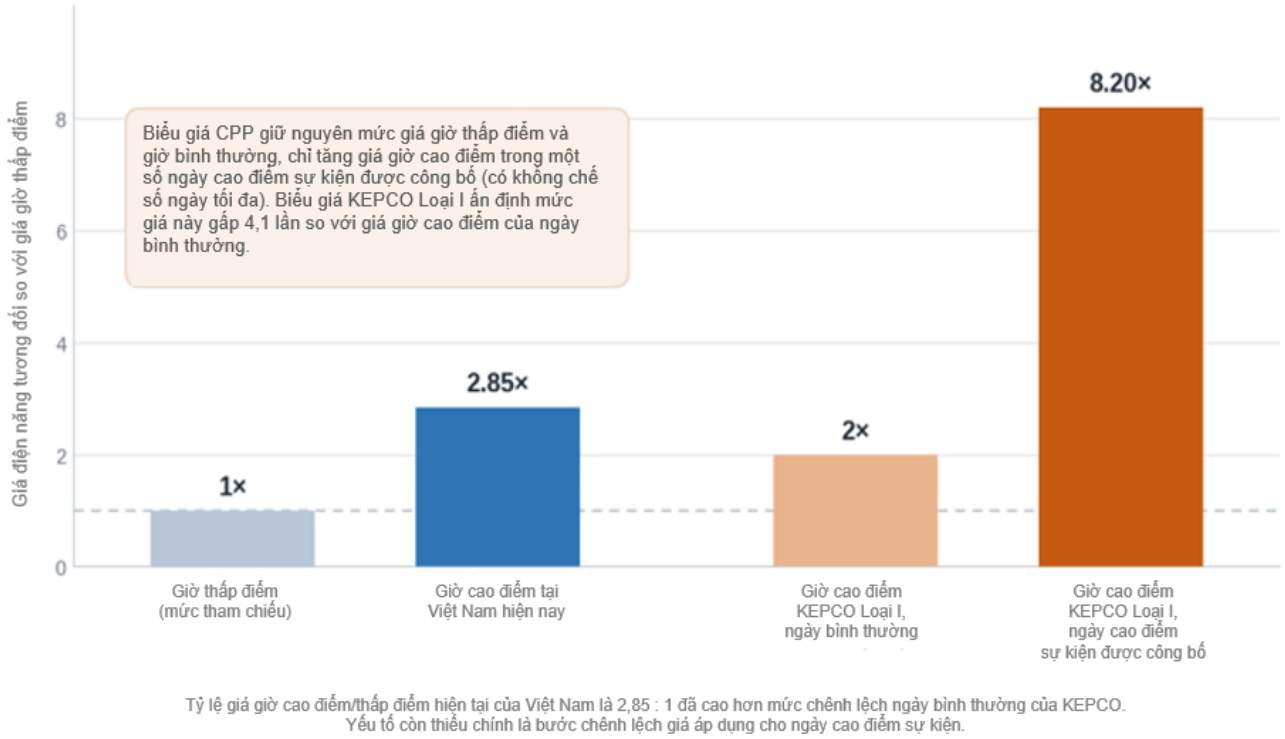
Đây là nhóm công cụ được xếp thứ tự ưu tiên cao nhất xuất phát từ lý do thực tiễn: cả ba giải pháp đều nằm trong cấu trúc biểu giá bán lẻ điện hiện hành và không tạo ra dòng tiền chi trả từ đơn vị điện lực cho khách hàng, do đó không phải chờ đợi các quy định hay hướng dẫn về việc công nhận chi phí DR.

Thứ nhất, rà soát và nới rộng chênh lệch giá trong biểu giá ToU. Kết quả rà soát kinh nghiệm quốc tế cho thấy biểu giá hiện hành của Việt Nam có tỷ lệ giá giờ cao điểm so với giờ thấp điểm ở mức khoảng 2,85:1, mức chênh lệch này bản thân nó chưa đủ mạnh để thúc đẩy việc dịch chuyển phụ tải trên quy mô rộng, và mức giá cao điểm vẫn còn tương đối thấp so với tiêu chuẩn quốc tế. Đây là khuyến nghị có cơ sở thực chứng trực tiếp nhất từ kinh nghiệm quốc tế, có thể xem xét và triển khai áp dụng ngay mà không đòi hỏi thêm bất kỳ điều kiện kỹ thuật bổ sung nào, do hạ tầng công tơ nhiều giá đã được đưa vào sử dụng phổ biến.

Thứ hai, đánh giá kết quả thí điểm và từng bước mở rộng biểu giá hai thành phần (hiện đang được Bộ Công Thương triển khai thí điểm). Biểu giá hai thành phần là nền tảng của toàn bộ nhóm công cụ định giá phục vụ quản lý nhu cầu phụ tải: giá công suất bản thân nó là một công cụ quản lý phụ tải đỉnh, bởi khách hàng phải trả tiền theo công suất cực đại sử dụng độc lập với lượng điện năng tiêu thụ, từ đó tạo động lực để khách hàng chủ động làm phẳng phụ tải của chính mình ngay cả khi không có sự kiện DR nào được kích hoạt. Bản thân cơ chế này không phải là một công cụ DR riêng biệt, nhưng nó giúp thiết lập thành phần giá công suất cùng với các quy định về đo đếm và lập hóa đơn, đây là nền tảng để triển khai các khoản chi trả DR sau này. Kinh nghiệm của Hàn Quốc trình bày tại Mục 3.2.4 gợi mở giải pháp cho phép khách hàng lựa chọn giữa nhiều phương án kết hợp linh hoạt giữa hai thành phần giá tùy theo số giờ sử dụng công suất; cách thức thiết kế này giúp giảm đáng kể phản ứng bất lợi từ phía khách hàng khi áp dụng trên quy mô rộng.

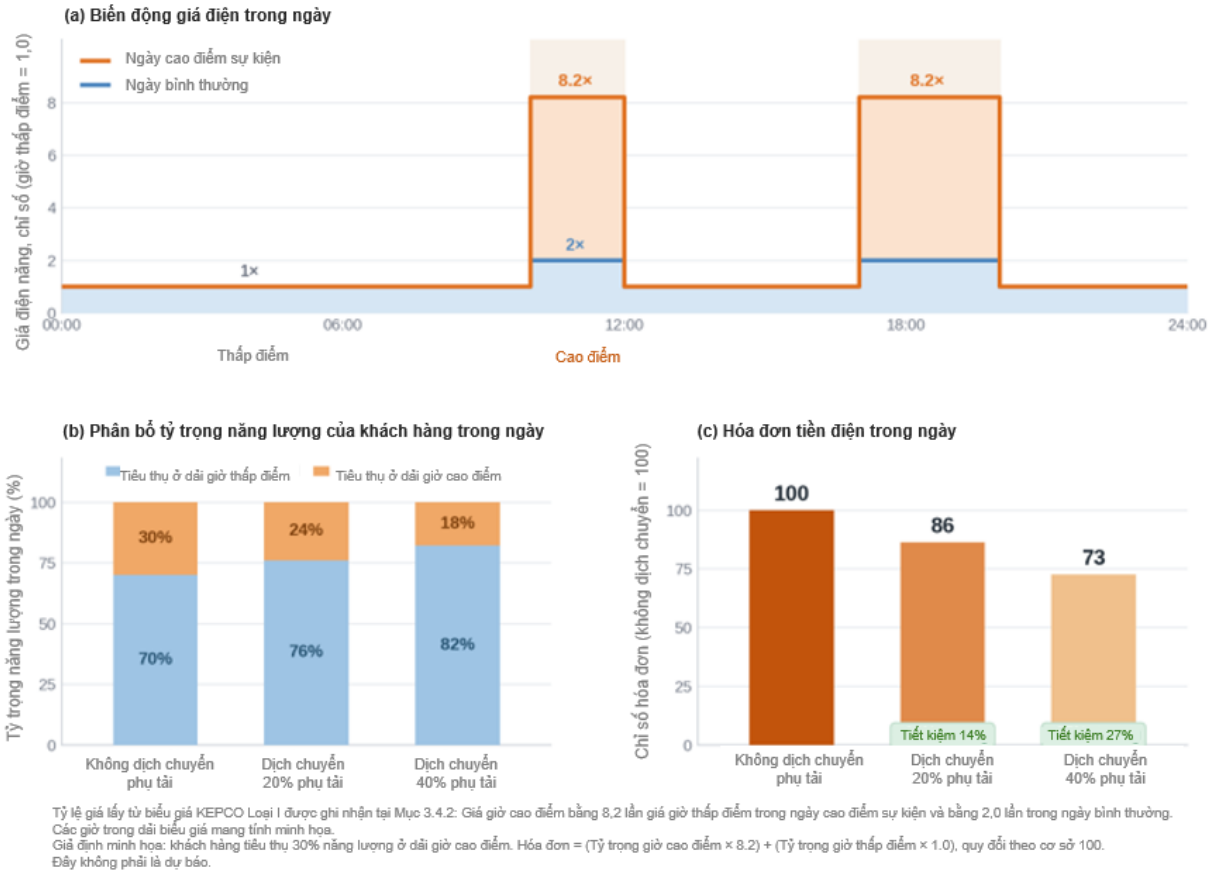
Thứ ba, nghiên cứu, thiết kế và áp dụng biểu giá CPP, bảo đảm tính hài hòa với tổng thể cấu trúc biểu giá bán lẻ điện. Đây là công cụ phát ra tín hiệu giá mạnh nhất trong nhóm các công cụ định giá và là giải pháp tạo ra hiệu quả cận biên gần nhất với một sự kiện DR, nhưng lại hoàn toàn không phát sinh bất kỳ dòng tiền chi trả nào. Cần lưu ý rằng mô hình tham chiếu ở đây là Biểu giá Quản lý Nhu cầu Lựa chọn của KEPCO (Hàn Quốc). Giai đoạn đầu

chỉ nên áp dụng hạn chế đối với các khách hàng có hạ tầng đo đếm đã đáp ứng được yêu cầu đo chu kỳ ngắn, sau đó mở rộng dần theo tiến độ triển khai hạ tầng đo đếm.



Hình 9. Giá trị bổ sung của biểu giá CPP so với mức chênh lệch ToU hiện hành

Hình 9 thể hiện tỷ lệ tương quan giữa ba công cụ định giá. Mức chênh lệch giá giờ cao điểm so với giờ thấp điểm hiện hành của Việt Nam là 2,85:1, vốn đã rộng hơn mức chênh lệch ngày bình thường của KEPCO (khoảng 2:1). Điểm mà biểu giá của Việt Nam còn thiếu không phải là khung giờ cao điểm, mà là các khung giờ cao điểm cho ngày cao điểm cực hạn: theo biểu giá Loại I của KEPCO, mức giá giờ cao điểm trong ngày cao điểm được thông báo có thể đạt gấp khoảng 8,2 lần mức giá giờ thấp điểm. Khoảng chênh lệch bứt phá đó chính là giá trị mà biểu giá CPP cung cấp, và mức giá này chỉ áp dụng trong một số ngày giới hạn nhất định trong năm thay vì áp dụng cho tất cả các ngày.



Hình 10. Nguyên lý vận hành của CPP và lợi ích của khách hàng khi thực hiện điều chỉnh phụ tải

Hình 10 thể hiện cùng một thiết kế cơ chế dưới góc nhìn của khách hàng và trình bày toàn bộ chuỗi tính toán toán học. Khung (a) nhấn mạnh điểm mấu chốt để nhận được sự đồng thuận của khách hàng: trong ngày cao điểm được thông báo, chỉ có mức giá trong khung giờ cao điểm thay đổi, trong khi mức giá của các khung giờ bình thường và giờ thấp điểm vẫn giữ nguyên không đổi. Các tỷ lệ giá được sử dụng trong khung này không phải do nhóm tư vấn tự thiết lập; chúng được lấy trực tiếp từ biểu giá Loại I của KEPCO ghi nhận tại Mục 3.4.2, trong đó mức giá giờ cao điểm vào ngày cao điểm được thông báo gấp khoảng 8,2 lần mức giá giờ thấp điểm và gấp khoảng 4,1 lần mức giá giờ cao điểm của ngày bình thường, từ đó suy ra mức giá giờ cao điểm của ngày bình thường gấp khoảng 2,0 lần mức giá giờ thấp điểm. Các khung giờ được thể hiện mang tính chất minh họa và không phải là các khung giờ đang có hiệu lực tại Việt Nam.

Khung (b) và (c) theo dõi các tác động chi tiết đối với hóa đơn tiền điện. Có một giả định duy nhất mang tính chất minh họa: khách hàng tiêu thụ 30% tổng điện năng trong ngày vào khung giờ cao điểm và 70% vào các giờ còn lại. Đây là giả định được đưa ra nhằm diễn giải cơ chế vận hành chứ không phải dữ liệu khảo sát thực tế; khi áp dụng cho một nhóm khách hàng cụ thể, giả định này cần được thay thế bằng cơ cấu phụ tải thực tế của nhóm đó. Trên cơ sở

đó, hóa đơn tiền điện ngày cao điểm được tính theo công thức: Hóa đơn = (Tỷ trọng điện năng giờ cao điểm x 8,2) + (Tỷ trọng điện năng các giờ còn lại x 1,0), sau đó được quy đổi về chỉ số gốc 100 cho trường hợp không dịch chuyển phụ tải. Kết quả cho thấy: khách hàng không thực hiện bất kỳ điều chỉnh nào sẽ phải trả 100% hóa đơn theo mức giá tăng cao; khách hàng dịch chuyển được một phần năm (20%) lượng điện năng tiêu thụ giờ cao điểm, đưa tỷ trọng giờ cao điểm giảm từ 30% xuống 24%, sẽ giảm được khoảng 14% tiền điện; và khách hàng dịch chuyển được hai phần năm (40%), xuống mức 18%, sẽ giảm được khoảng 27% tiền điện. Cơ chế này mang tính tự nguyện theo cả hai chiều: khách hàng không thể dịch chuyển phụ tải sẽ không chịu thiệt hại nào lớn hơn so với việc áp dụng biểu giá thông thường vào tất cả các ngày còn lại trong năm.

Bảng 39. Thiết kế đề xuất cho biểu giá CPP

Yếu tố thiết kế	Khuyến nghị	Tham chiếu
Bản chất tham gia	Đăng ký tự nguyện; khách hàng có thể quay lại áp dụng biểu giá tiêu chuẩn sau một khoảng thời gian tối thiểu theo quy định.	Biểu giá lựa chọn của KEPCO áp dụng cho khách hàng tự nguyện thực hiện quản lý nhu cầu phụ tải.
Đối tượng khách hàng áp dụng	Khách hàng CN&TM có công suất ký kết hợp đồng lớn, đấu nối ở cấp điện áp cao và đã được trang bị hệ thống công tơ có khả năng đo đếm chu kỳ ngắn.	KEPCO: Áp dụng cho các khách hàng có công suất ký kết hợp đồng từ 300 kW trở lên.
Cấu trúc biểu giá	Giữ nguyên mức giá giờ thấp điểm và giờ bình thường; chỉ tăng mức giá giờ cao điểm; phân biệt rõ giữa các ngày cao điểm được thông báo và các ngày bình thường.	KEPCO Loại II: Giữ nguyên giá giờ thấp điểm và giờ bình thường, tăng mức giá giờ cao điểm mùa hè thêm khoảng 48%.
Mức độ chênh lệch giá	Đủ lớn để kích hoạt điều chỉnh phụ tải thực tế từ khách hàng; được xác định dựa trên chi phí cận biên của hệ thống trong giờ cao điểm và kết quả định lượng chi phí tránh được.	KEPCO Loại I: Mức giá giờ cao điểm vào ngày cao điểm gấp khoảng 4,1 lần so với ngày bình thường và gấp khoảng 8,2 lần so với giờ thấp điểm.
Số ngày cao điểm và quy trình thông báo	Khống chế trần số ngày cao điểm được thông báo tối đa trong năm; quy định rõ các tiêu chí, cơ quan có thẩm quyền và thời gian thông báo trước theo một quy trình thống nhất.	Khung phân tích: Xác định tỷ lệ phần trăm số giờ trong năm tương ứng với trần tổng số giờ diễn ra sự kiện.
Nguyên tắc doanh thu	Trung hòa về mặt doanh thu đối với nhóm khách hàng áp dụng tính trên toàn bộ chu kỳ, có sự điều chỉnh bù trừ ở các khung giờ khác để tổng hóa đơn tiền điện không tăng lên một cách bất hợp lý.	Bản chất của biểu giá lựa chọn: Khách hàng có khả năng dịch chuyển phụ tải sẽ giảm được tổng chi phí hóa đơn tiền điện.

Bảng 40. Tóm tắt lợi ích của từng công cụ đối với khách hàng

Công cụ	Khách hàng thực hiện	Giá trị khách hàng nhận được	Nhóm hoạt động
Nới rộng chênh lệch giá ToU	Dịch chuyển lượng điện năng tiêu thụ từ khung giờ cao điểm sang các khung giờ bình thường và thấp điểm	Giảm hóa đơn tiền điện năng hàng ngày mà không cần đăng ký tham gia hay lắp đặt thêm thiết bị mới; lợi ích thu được càng lớn khi mức chênh lệch giá càng rộng	Các hoạt động cấp bách
Biểu giá hai thành phần	Làm phẳng biểu đồ phụ tải của chính mình để giảm công suất cực đại	Giảm tiền công suất, do khoản phí này được tính theo công suất cực đại độc lập với lượng điện năng tiêu thụ; việc được lựa chọn giữa các phương án giúp khách hàng chủ động chọn mức kết hợp phù hợp với số giờ sử dụng công suất của mình	Các hoạt động cấp bách
Giá điện giờ cao điểm cực đại (CPP)	Cắt giảm tiêu thụ điện trong khung giờ cao điểm vào các ngày cao điểm được thông báo	Giảm đáng kể hóa đơn tiền điện trong các ngày diễn ra sự kiện — theo giả định tại Hình 10, dịch chuyển hai phần năm (40%) lượng tiêu thụ giờ cao điểm sẽ giúp giảm khoảng 27% hóa đơn ngày cao điểm; giá giờ thấp điểm và giờ bình thường giữ nguyên và việc tham gia là hoàn toàn tự nguyện	Các hoạt động cấp bách
Chương trình DR tự nguyện và dịch chuyển phụ tải	Cam kết mức cắt giảm công suất tối thiểu khi sự kiện DR được kích hoạt	Nhận giấy chứng nhận tham gia, được ưu tiên trong các chương trình hỗ trợ kỹ thuật và khôi phục cấp điện, được vinh danh công khai; việc thông báo trước, khống chế thời lượng và giới hạn số lượng sự kiện giúp cam kết nằm trong khả năng kiểm soát của khách hàng	Các hoạt động cấp bách
Chương trình DR Khuyến khích Thương mại	Cam kết dung lượng công suất và thực hiện cắt giảm theo yêu cầu khi sự kiện được kích hoạt	Nhận khoản thanh toán công suất/sẵn sàng cho dung lượng công suất đã cam kết, cộng thêm khoản thanh toán điện năng cho lượng công suất thực tế cắt giảm được	Quy hoạch
Gom phụ tải và mô hình nhà máy điện ảo	Tham gia thông qua đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải thay vì ký hợp đồng trực tiếp	Tạo cơ hội tiếp cận thị trường cho các khách hàng có quy mô quá nhỏ không thể tự tham gia gộp độc lập; đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải sẽ gánh vác chi phí giao dịch, chịu trách nhiệm kết nối thị trường và chào bán lượng phụ tải gom được dưới dạng nguồn phát điện ảo	Quy hoạch

b) Đẩy mạnh các chương trình DR tự nguyện và dịch chuyển phụ tải

Nhóm khuyến nghị này có thể triển khai thực hiện được ngay và không phụ thuộc vào bất kỳ công cụ mới nào. Dư địa cải thiện lớn nhất nằm ở tỷ lệ tham gia thực tế của khách hàng so với lượng công suất đã đăng ký, chứ không phải ở việc mở rộng thêm số lượng khách hàng đăng ký mới. Các nhóm giải pháp sau đây được đề xuất áp dụng, toàn bộ đều nằm trong phạm vi thẩm quyền tổ chức thực hiện:

- Công khai minh bạch các tiêu chí kích hoạt sự kiện, giúp khách hàng nắm bắt trước các điều kiện phát sinh sự kiện DR. Việc này giúp giảm bớt yếu tố bất định trong kế hoạch sản xuất và cho phép khách hàng chủ động chuẩn bị trước phương án ứng phó.
- Cam kết thời gian thông báo trước và khống chế trần thời lượng sự kiện. Quy định rõ thời gian thông báo trước tối thiểu, thời lượng tối đa cho mỗi sự kiện và số lượng sự kiện tối đa trong một năm.
- Ghi nhận sự tham gia dưới các hình thức phi tài chính: Cấp giấy chứng nhận tham gia, ưu tiên trong các chương trình hỗ trợ kỹ thuật, ưu tiên trong quy trình khôi phục cấp điện, và tăng cường truyền thông vinh danh các doanh nghiệp tham gia tích cực.
- Đánh giá và phản hồi kết quả cho từng khách hàng tham gia sau mỗi sự kiện, qua đó xây dựng cơ sở dữ liệu để nâng cao tỷ lệ tham gia điều chỉnh phụ tải theo thời gian, đồng thời phục vụ việc rà soát, chính xác hóa các tham số tính toán tiềm năng được trình bày tại Mục 4.5.

c) Hoàn thiện cơ sở pháp lý cho cơ chế khuyến khích tài chính

Bốn nhóm nhiệm vụ dưới đây tuy không tạo ra kết quả trực tiếp ngay trong giai đoạn Các hoạt động cấp bách, nhưng lại là các điều kiện tiên quyết để giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình có thể triển khai ngay khi thị trường bán lẻ điện cạnh tranh mở cửa.

Chỉ thị số 10/CT-TTg đã mở ra con đường để cơ chế khuyến khích tài chính có được cơ sở pháp lý; do đó, việc tổ chức thực hiện Chỉ thị này thuộc nhóm các hoạt động cấp bách, mặc dù chương trình mà cơ chế này hỗ trợ lại thuộc nhóm các hoạt động cần có lộ trình. Chỉ thị giao Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam chủ trì, phối hợp với Bộ Công Thương và các cơ quan liên quan nghiên cứu, xây dựng và ban hành hoặc trình cấp có thẩm quyền ban hành quy định cho phép EVN được hạch toán các khoản chi phí phát sinh trong quá trình thực hiện các chương trình quản lý nhu cầu phụ tải điện và tiết kiệm điện vào chi phí hợp lý, hợp lệ.

Báo cáo khuyến nghị thêm rằng Bộ Công Thương, EVN và các PC cần chủ động chuẩn bị các luận cứ kỹ thuật phục vụ cho văn bản hướng dẫn nói trên ngay trong giai đoạn Các hoạt động cấp bách, thay vì thụ động chờ đợi thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hoặc Đề án tái cơ cấu EVN hoàn tất.

d) Nền tảng kỹ thuật và công tác chuẩn bị cho giai đoạn cần có lộ trình

Bốn nhóm nhiệm vụ dưới đây tuy không tạo ra kết quả trực tiếp ngay trong giai đoạn Các hoạt động cấp bách, nhưng lại là các điều kiện tiên quyết để giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình có thể triển khai ngay khi thị trường bán lẻ điện cạnh tranh mở cửa.

Bảng 41. Nền tảng kỹ thuật và công tác chuẩn bị cho giai đoạn cần có lộ trình

Nhóm nhiệm vụ	Nội dung	Vai trò
Quy định đường phụ tải cơ sở và quy trình đo đếm, kiểm chứng	Nghiên cứu, xác định và ban hành phương pháp xác định đường phụ tải cơ sở cùng quy trình đo đếm, kiểm chứng áp dụng thống nhất; quy định cụ thể cách xử lý đối với các trường hợp đặc biệt như ngày lễ, thời tiết cực đoan, khách hàng có phụ tải biến động lớn và khách hàng có nguồn phát điện tại chỗ; quy định về đơn vị kiểm chứng độc lập khi phát sinh tranh chấp.	Trong giai đoạn các hoạt động cấp bách, hạ tầng này phục vụ việc đo đếm và tổng hợp kết quả; đây là điều kiện bắt buộc để thực hiện thanh quyết toán khi triển khai chương trình có chi trả tài chính.
Hạ tầng đo đếm	Xây dựng kế hoạch triển khai công tơ đạt chuẩn theo từng nhóm khách hàng ưu tiên, trong đó thứ tự ưu tiên được xác định dựa trên mức độ đóng góp vào phụ tải đỉnh thay vì sản lượng điện tiêu thụ.	Xác định phạm vi áp dụng biểu giá CPP ở thời điểm hiện tại và khả năng mở rộng sang nhóm khách hàng vừa và nhỏ trong các giai đoạn sau.
Hệ thống quản lý DR và nền tảng dữ liệu	Vận hành hệ thống thống nhất giữa các PC và kết nối với hệ thống điều độ; chuẩn hóa định dạng dữ liệu phụ tải, xây dựng quy chế chia sẻ dữ liệu cùng các quy định về bảo mật thông tin khách hàng.	Phục vụ việc thông báo sự kiện, giám sát điều chỉnh phụ tải, tính toán kết quả và tổng hợp các chỉ tiêu cấp quốc gia.
Chuẩn bị cơ chế tài chính	Thúc đẩy văn bản hướng dẫn của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam theo Chỉ thị số 10/CT-TTg; nghiên cứu phương án hạch toán chi phí DR song song với quá trình hoàn thiện cơ chế giá dịch vụ phân phối điện phục vụ thị trường bán lẻ điện cạnh tranh; nghiên cứu khung pháp lý cho các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và mô hình nhà máy điện ảo.	Bảo đảm giai đoạn cần có lộ trình có thể bắt đầu ngay khi thị trường bán lẻ điện cạnh tranh mở cửa, thay vì mới bắt đầu nghiên cứu tại thời điểm đó.

5.3.2. Nhóm hoạt động cần có lộ trình (Trung và dài hạn)

Các hoạt động cần có lộ trình được bắt đầu triển khai khi thị trường bán lẻ điện cạnh tranh chính thức đi vào vận hành, chi phí truyền tải và phân phối điện đã được bóc tách riêng biệt thành các khoản giá dịch vụ truyền tải và phân phối, đồng thời tái cơ cấu tổng thể ngành điện nói chung và EVN nói riêng đã hoàn hoàn tất tương ứng. Tại thời điểm đó, chi phí của chương trình DR có thể được công nhận, thu hồi và giám sát trên cơ sở thanh quyết toán — vốn là điều kiện còn thiếu ở thời điểm hiện tại — và DR có thể tham gia vào thị trường điện với vai trò là một nguồn lực độc lập. Bốn nhóm giải pháp sau đây được đề xuất áp dụng:

a) Chương trình DR Khuyến khích Thương mại

Đây là nội dung cốt lõi của nhóm các hoạt động cần có lộ trình, được triển khai theo các quy định đã được ban hành tại Thông tư số 07/2025/TT-BCT với cơ chế chi trả được thiết kế bám sát mô hình phổ biến nhất từ kinh nghiệm quốc tế.

Bảng 42. Thiết kế đề xuất cho Chương trình DR Khuyến khích Thương mại

Yếu tố thiết kế	Khuyến nghị	Tham chiếu quốc tế
Cấu trúc chi trả	Cơ chế hai phần: **khoản thanh toán công suất/sẵn sàng cho công suất** cam kết tính bằng VNĐ/kW/tháng, cộng với khoản **thanh toán điện năng** cho lượng điện năng thực tế cắt giảm tính bằng VNĐ/kWh.	Được áp dụng tại Đức, Thái Lan, Hàn Quốc và Mỹ (Mục 3.3.1), đây là thiết kế phổ biến nhất và dễ chuyển giao nhất.
Trần mức chi trả	Không vượt quá chi phí tránh được của hệ thống sau khi đã trừ đi chi phí triển khai chương trình, lấy kết quả định lượng tại Mục 4.5.4 làm cơ sở tính toán.	Thái Lan xác định mức trần dựa trên chi phí tránh được của việc vận hành nhà máy điện chạy đỉnh; Mỹ áp dụng Kiểm định Lợi ích Ròng; Hàn Quốc sử dụng Mức giá Kiểm định Lợi ích Ròng; Ấn Độ lấy chi phí mua điện tránh được làm chuẩn đối sánh (Mục 3.3.2).
Phân biệt theo thời gian và địa điểm	Cho phép mức chi trả thay đổi theo mùa hoặc theo mức độ căng thẳng của hệ thống điện, cũng như theo khu vực gặp hạn chế về lưới điện, dư địa này chỉ xuất hiện trong nhóm các hoạt động cần có lộ trình, khi giá bán lẻ điện không còn duy trì mức đồng nhất.	Hàn Quốc điều chỉnh giá công suất hàng tháng theo hệ số phân biệt theo thời gian và trả giá cao hơn cho các nguồn lực tại đảo Jeju; Thái Lan phân biệt khoản thanh toán điện năng theo mùa.
Mức độ ràng buộc trách nhiệm	Ưu tiên các sản phẩm có mức độ ràng buộc trách nhiệm cao khi được yêu cầu kích hoạt, kèm theo các hình thức xử phạt nếu không thực hiện đúng cam kết cắt giảm.	Dữ liệu từ thị trường PJM cho thấy nhóm sản phẩm khẩn cấp chiếm tới 97,9% doanh thu DR; DR đảm bảo độ tin cậy là sản phẩm cốt lõi của thị trường Hàn Quốc (Mục 3.6.3).
Hình thức công bố giá	Công bố công khai các mức chi trả; cho phép chào giá ở mức bằng hoặc thấp hơn mức trần quy định.	Thái Lan công bố công khai các mức giá tính bằng baht/kW-tháng và baht/kWh; Đức tổ chức đấu thầu định kỳ theo cơ chế trả theo giá chào.

b) Các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và mô hình nhà máy điện ảo (VPP)

Nghiên cứu và xây dựng các quy định về điều kiện vận hành, quyền và nghĩa vụ, cơ chế thanh quyết toán cũng như trách nhiệm đối với khách hàng của các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải. Kết nối và tổng hợp phụ tải là công cụ then chốt để tiếp cận nhóm doanh nghiệp vừa và nhỏ cùng nhóm khách hàng điện sinh hoạt, bởi chi phí giao dịch khi ký hợp đồng trực tiếp với từng khách hàng nhỏ lẻ là quá cao so với lượng công suất thu được. Trong giai đoạn cần có lộ trình, đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải vận hành như một nhà máy điện ảo: đơn

vị này tổng hợp các khoản cắt giảm phụ tải đã cam kết của các khách hàng thành viên và chào bán lượng phụ tải đó cho hệ thống dưới dạng nguồn phát điện âm — một hình thức dịch vụ phụ trợ, được thanh quyết toán trên cùng một cơ sở như một nguồn phát điện phía cung. Khung pháp lý cho hoạt động này, bao gồm điều kiện thành lập, đăng ký kinh doanh, yêu cầu hạ tầng kỹ thuật và các quy tắc thanh quyết toán, cần được nghiên cứu và chuẩn bị ngay trong giai đoạn các hoạt động cấp bách.

c) Chương trình DR tham gia thị trường điện và cơ chế định giá động

- **Xây dựng các quy định đối với sản phẩm DR trong thị trường điện và thị trường dịch vụ phụ trợ:** Bao gồm các điều kiện tham gia, cơ chế chào giá, quy tắc thanh quyết toán và các hình thức xử phạt đối với trường hợp không thực hiện đúng cam kết cắt giảm công suất.
- **Áp dụng cơ chế giá thời gian thực** đối với các khách hàng đã được trang bị công tơ thông minh, ngay khi có cơ chế cho phép chuyển tiếp giá bán buôn đến khách hàng sử dụng điện cuối cùng. Từ tháng 1 năm 2025, Đức đã bắt buộc mọi đơn vị bán lẻ điện phải cung cấp biểu giá động cho các khách hàng sở hữu công tơ thông minh, đây là mô hình tham chiếu điển hình cho giai đoạn này.
- **Tích hợp các nguồn điện phía khách hàng:** Ban hành các tiêu chuẩn kết nối và yêu cầu về khả năng điều khiển đối với hệ thống BESS, xe điện và ĐMTMN; đồng thời triển khai hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán.

d) Chương trình DR cho nhóm khách hàng điện sinh hoạt

Khách hàng điện sinh hoạt sẽ tham gia vào Chương trình trong giai đoạn cần có lộ trình. Kinh nghiệm nêu tại Mục 3.5.1 cho thấy chương trình DR cho khách hàng điện sinh hoạt khi triển khai trên quy mô lớn đều phải sử dụng ngân sách trợ cấp hoặc được kết cấu trực tiếp trong biểu giá, chứ không thể giao hoàn toàn cho thị trường tự điều tiết. Có ba phương án tiếp cận có thể áp dụng: Cơ chế hoàn tiền theo bậc bậc thang như kinh nghiệm của Hàn Quốc; Biểu giá theo thời gian sử dụng tích hợp khung giờ phát điện mặt trời như kinh nghiệm của Ấn Độ, đây là phương án đặc biệt phù hợp với sự phát triển nhanh chóng của điện mặt trời mái nhà tại Việt Nam, và có thể nghiên cứu để xem xét áp dụng sớm hơn ngay trong nhóm các hoạt động cấp bách; Tích hợp tính năng DR vào các tiêu chuẩn sản phẩm đối với thiết bị làm mát và bình đun nước nóng, học tập theo mô hình của Úc.

5.3.3. Các đề xuất cho chương trình DSM/DR đối với nguồn năng lượng phân tán phía khách hàng

Việc đưa các nguồn năng lượng phân tán (DER) phía khách hàng, bao gồm điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ, hệ thống BESS, xe điện và các tài sản năng lượng phân tán khác vào Chương trình DSM/DR không phải là sự mở rộng phạm vi một cách tùy ý, mà là yêu cầu bắt buộc xuất phát từ sự thay đổi hình thái của đường phụ tải. Khi khung giờ cao điểm tập trung hoàn toàn vào khoảng thời gian buổi tối từ 17:30 đến 22:30, phụ tải đỉnh của hệ thống điện có thể rơi vào các thời điểm mà bức xạ mặt trời đã suy giảm đáng kể. Do đó, ĐMTMN giúp giảm công suất đỉnh vào buổi trưa và buổi chiều cũng như giảm lượng điện năng mua từ lưới trong ngày, nhưng hầu như không hỗ trợ cắt giảm đỉnh phụ tải buổi tối; trong khi đó, hệ thống lưu trữ điện và việc kiểm soát hoạt động sạc xe điện lại can thiệp trực tiếp vào chính khung giờ cao điểm này. Đây là lý do vì sao các nguồn lực này cần phải được xem xét như một nhóm nguồn lực DR riêng biệt, với các công cụ điều tiết và lộ trình triển khai khác biệt so với các nhóm khách hàng sử dụng điện thông thường.

Bảng 43. Nguồn lực phía khách hàng trong Chương trình DSM/DR

Nguồn lực	Tác động tới phụ tải đỉnh buổi tối	Công cụ
ĐMTMN tự sản xuất, tự tiêu thụ	Giảm lượng điện năng mua từ lưới trong ngày; hầu như không hỗ trợ giảm phụ tải đỉnh buổi tối do bức xạ mặt trời khi đó đã suy giảm.	Áp dụng cơ chế khuyến khích lắp đặt hệ thống lưu trữ đi kèm, nhằm dịch chuyển sản lượng điện phát sang khung giờ cao điểm.
BESS phía khách hàng	Dịch chuyển điện năng đã sạc ban ngày sang phát vào giờ cao điểm buổi tối, giúp giảm công suất lấy từ lưới tại thời điểm Pmax.	Biểu giá hai thành phần và biểu giá CPP phát tín hiệu để khách hàng tự vận hành BESS; giai đoạn sau áp dụng hợp đồng công suất và mô hình VPP.
Xe điện và trạm sạc	Là nguồn phụ tải mới trùng với giờ cao điểm buổi tối nếu không được kiểm soát; có thể dịch chuyển toàn bộ sang các giờ thấp điểm.	Biểu giá phân biệt theo thời gian dành cho các trạm sạc; quy định bắt buộc thiết bị sạc phải tích hợp chế độ điều chỉnh phụ tải.
Nguồn phát dự phòng của cơ quan, doanh nghiệp	Giảm công suất lấy từ lưới điện trong toàn bộ thời gian diễn ra sự kiện.	Huy động theo Chỉ thị số 10/CT-TTg, gắn kết với các chương trình DR tự nguyện và dịch chuyển phụ tải đang vận hành.
Nguồn lực năng lượng phân tán gom nhóm	Trở thành nguồn lực có thể huy động điều độ chỉ khi được gom nhóm và kiểm soát tập trung.	Triển khai Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS) và ban hành các quy định đối với đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải.

Kinh nghiệm quốc tế Bốn trường hợp được rà soát cho thấy ba con đường khác nhau để đưa các nguồn lực này vào một chương trình DSM/DR: Úc áp dụng tiêu chuẩn thiết bị: Tiêu chuẩn quy định bắt buộc các thiết bị điều hòa không khí, hệ thống nước nóng dùng điện, máy bơm bể bơi và thiết bị sạc xe điện phải tích hợp sẵn các chế độ điều chỉnh phụ tải. Hàn Quốc sử dụng sản phẩm thị trường: Chương trình Plus DR chi trả cho các bên tham gia để gia tăng tiêu thụ điện vào các thời điểm hệ thống thừa nguồn, với mức chi trả 50 won/kWh tại đất liền và 95 – 97 won/kWh tại đảo Jeju; các phụ tải công nghiệp, hệ thống lưu trữ năng lượng và trạm sạc xe điện nằm trong số các đối tượng tham gia. Bang California (Mỹ) áp dụng mức giá riêng cho các nhà máy điện ảo lưu trữ (Storage VPP): Mức chi trả được thực hiện hàng tháng và căn cứ theo thời lượng đáp ứng, dao động từ khoảng 6,75 USD/kW-tháng vào tháng 5 đến 19,20 USD/kW-tháng vào tháng 9 đối với nguồn lực có khả năng đáp ứng 4 giờ liên tục. Bang Maharashtra (Ấn Độ) áp dụng chỉ tiêu bắt buộc đối với các công ty phân phối điện: Trong đó việc quản lý sạc xe điện, hệ thống lưu trữ nhiệt và các phụ tải có khả năng điều khiển đều được tính là các nguồn lực hợp lệ để thực hiện nghĩa vụ.

5.4. Cơ chế tài chính

5.4.1. Cơ chế tài chính trong giai đoạn các hoạt động cấp bách

Trong giai đoạn biểu giá bán lẻ điện năng được áp dụng đồng nhất trên toàn quốc, Chương trình được thiết kế theo hướng không phát sinh dòng tiền chi trả từ đơn vị điện lực cho khách hàng. Lợi ích của khách hàng thu được từ khoảng chênh lệch giá mà khách hàng tận dụng được nhờ việc dịch chuyển phụ tải, chứ không đến từ khoản tiền chi trả trực tiếp nhận được. Nhờ đó, các vướng mắc liên quan đến việc ghi nhận chi phí, chính sách thuế và quản lý vốn nhà nước sẽ không phát sinh. Đây là ưu thế quyết định của nhóm các công cụ định giá trong bối cảnh hiện nay, và là lý do nhóm công cụ này được xếp ưu tiên hàng đầu trong số các hoạt động cấp bách.

Chi phí thực hiện Chương trình trong giai đoạn này bao gồm ba khoản mục, toàn bộ đều được kết cấu trong giá sản xuất kinh doanh điện thuộc giá bán lẻ điện, theo đúng mô hình của các quốc gia đang áp dụng biểu giá đồng nhất:

Bảng 44. Phương án xử lý chi phí chương trình trong giai đoạn Các hoạt động cấp bách

Hạng mục chi phí	Phương thức bảo đảm nguồn lực	Ghi chú
Đầu tư hạ tầng đo đếm và hệ thống quản lý DR	Bao gồm trong kế hoạch đầu tư của EVN và các PC; được thu hồi thông qua giá thành sản xuất kinh doanh điện trong giá bán lẻ điện.	Chi phí gia tăng tính riêng cho chương trình DR cần được bóc tách phân biệt với chi phí hạ tầng đo đếm phục vụ các mục đích chung.
Quản lý, vận hành chương trình và xây dựng quy chuẩn đường phụ tải cơ sở	Chi thường xuyên của các đơn vị thực hiện, được thu hồi thông qua giá thành sản xuất kinh doanh điện.	Quy mô chi phí ở mức khiêm tốn do không phát sinh các hoạt động thanh quyết toán với khách hàng.
Truyền thông, thí điểm và nâng cao năng lực	Kết hợp giữa Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả với các nguồn hỗ trợ kỹ thuật quốc tế.	Phù hợp với tính chất ngắn hạn, không thường xuyên của các hoạt động này; mô hình quỹ chuyên dùng của Thái Lan là một tham chiếu phù hợp.

5.4.2. Cơ chế tài chính trong giai đoạn các hoạt động cần có lộ trình

Cách thức ghi nhận chi phí DR sẽ phụ thuộc vào hai điều kiện quan trọng, và ở thời điểm hiện tại cả hai điều kiện này đều chưa được định hình hoàn tất. Thứ nhất là văn bản hướng dẫn sẽ được ban hành theo Chỉ thị số 10/CT-TTg, theo đó Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam phối hợp với Bộ Công Thương cho phép EVN được hạch toán các khoản chi phí phát sinh trong quá trình thực hiện các chương trình quản lý nhu cầu phụ tải điện và tiết kiệm điện vào chi phí hợp lý, hợp lệ. Thứ hai là quá trình tái cơ cấu bản thân EVN, vốn đã được Thủ tướng Chính phủ giao Bộ Công Thương nghiên cứu và đề xuất nhằm phục vụ việc triển khai thị trường điện tại Việt Nam.

Vì vậy, báo cáo này đưa ra các nguyên tắc cốt lõi cần tuân thủ khi thiết kế cơ chế, đồng thời việc xác định các nội dung chi tiết tại các văn bản quy phạm pháp luật sẽ chính thức điều chỉnh vấn đề này sau đó. Việc ấn định cố định thiết kế cơ chế ngay tại thời điểm này sẽ vô hình chung cố định hóa các quy định vốn sắp sửa thay đổi, đồng thời gây ra sự chồng chéo, xung đột với các quyết định thuộc đúng thẩm quyền chuyên môn của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam.

Bảng 45. Nguyên tắc đối với cơ chế tài chính trong giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình

Hạng mục	Nguyên tắc	Ghi chú hoặc tham chiếu quốc tế
Cơ sở pháp lý để ghi nhận chi phí	Văn bản hướng dẫn do Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam ban hành theo Chỉ thị số 10/CT-TTg, cho phép EVN và các Công ty Điện lực được hạch toán các khoản chi phí DR và DSM vào chi phí hợp lý, hợp lệ.	Nếu không có văn bản này, cơ chế chi trả tài chính sẽ không thể vận hành.
Nguồn lực thu hồi chi phí	Khi chi phí truyền tải và phân phối điện đã được bóc tách riêng biệt thành các khoản giá dịch vụ lưới điện, việc hạch toán chi phí DR vào chi phí lưới điện hoàn toàn phù hợp với bản chất kinh tế của hoạt động này, bởi DR giúp giảm nhu cầu đầu tư và vận hành lưới điện. Phương án hạch toán chính thức sẽ tuân thủ văn bản hướng dẫn nêu trên và mô hình tái cơ cấu của ngành điện.	Đức: áp dụng khoản phụ thu chuyên dùng cộng vào giá dịch vụ lưới điện và chuyển tiếp toàn bộ sang người tiêu dùng cuối cùng; Úc: phân bổ chi phí công suất dự phòng và dịch vụ phụ trợ cho các bên tham gia thị trường; Mỹ: áp dụng khoản phụ thu riêng biệt trên hóa đơn bán lẻ được cơ quan điều phối tiểu bang phê duyệt.
Nguyên tắc xác định mức chi trả	Căn cứ theo giá trị mà DR mang lại cho hệ thống điện tại từng nút lưới và thời điểm cụ thể, thay vì áp dụng một mức giá đồng nhất trên toàn quốc.	Trong thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, chi phí cung ứng điện có sự chênh lệch theo khu vực; việc áp dụng một mức chi trả cào bằng sẽ dẫn đến phân bổ nguồn lực không chính xác.
Kiểm soát chi phí	Cơ quan có thẩm quyền phê duyệt và giám sát mức chi phí chương trình được chấp nhận đưa vào khoản mục thu hồi chi phí; đồng thời áp dụng mức trần chi phí tránh được.	Mỹ: cơ quan điều hành tiểu bang phê duyệt các khoản chi phí được phép kết cấu vào giá điện; Ấn Độ: áp dụng trần tác động lên giá điện kết hợp với đối sánh chi phí tránh được.
Điều kiện thanh quyết toán	Mọi khoản chi trả chỉ được thực hiện trên cơ sở đo đếm và kiểm chứng đối với quy chuẩn đường phụ tải cơ sở được ban hành.	Tại tất cả các quốc gia được rà soát, tiêu chuẩn đo đếm kiểm chứng đều do cơ quan điều tiết năng lượng ban hành.
Chính sách thuế	Văn bản hướng dẫn cụ thể về bản chất của khoản chi trả cùng nghĩa vụ thuế của từng bên liên quan, được ban hành đồng thời với hướng dẫn ghi nhận chi phí.	Đây là một nửa còn lại của vướng mắc đã được chỉ ra tại Mục 2.1.3 và cần phải được giải quyết dứt điểm.

5.4.3. Cơ cấu chi phí chương trình theo từng giai đoạn

Bảng 46. Cơ cấu chi phí chương trình theo từng giai đoạn

Hạng mục chi phí	Các hoạt động cấp bách	Các hoạt động cần có lộ trình	Nguồn lực thu hồi
Chi trả cho khách hàng trong Chương trình DR Khuyến khích Thương mại	Không phát sinh	Phát sinh theo cơ chế chi trả hai phần	Các hoạt động cấp bách: Giá bán lẻ điện Các hoạt động cần có lộ trình: Chi phí dịch vụ lưới điện truyền tải và phân phối
Đầu tư hạ tầng đo đếm phục vụ DR	Trọng tâm đầu tư chính	Tiếp tục mở rộng	Kế hoạch đầu tư của EVN, thu hồi qua giá điện
Đầu tư, vận hành hệ thống quản lý DR và nền tảng dữ liệu	Phát triển dự án	Vận hành và nâng cấp	Kế hoạch đầu tư của EVN
Xây dựng quy chuẩn đường phụ tải cơ sở và quy trình kiểm chứng	Trọng tâm thực hiện chính	Vận hành và rà soát	Chi thường xuyên; nguồn hỗ trợ kỹ thuật quốc tế
Thí điểm, truyền thông và nâng cao năng lực	Trọng tâm thực hiện chính	Duy trì ở mức thấp hơn	Chương trình mục tiêu quốc gia và nguồn hỗ trợ kỹ thuật quốc tế
Chi phí quản lý chương trình	Thấp	Trung bình	Chi thường xuyên của các đơn vị thực hiện

Một điểm cần nhấn mạnh đặc biệt khi trình phê duyệt Chương trình: Giai đoạn Các hoạt động cấp bách không yêu cầu cấp mới dự toán chi ngân sách cho các khoản chi trả. Toàn bộ chi phí trong giai đoạn này đều là chi phí đầu tư hạ tầng, xây dựng tiêu chuẩn và chi phí quản lý — những khoản mục vốn đã có sẵn cơ chế hạch toán và xử lý rõ ràng trong khung pháp lý hiện hành. Các khoản chi trả trực tiếp cho khách hàng chỉ chính thức phát sinh trong giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình, khi đã hình thành khoản mục chi phí dịch vụ lưới điện làm cơ sở để ghi nhận và thu hồi.

5.5. Mô hình tổ chức và trách nhiệm của các bên

5.5.1. Mô hình tổ chức

Cấp độ	Cơ quan / Đơn vị	Chức năng & Nhiệm vụ
Quyết định biểu giá	Thủ tướng Chính phủ	Quyết định cơ cấu biểu giá bán lẻ điện, bao gồm các cấu phần giá phục vụ công tác quản lý nhu cầu phụ tải.
Quản lý nhà nước	Bộ Công Thương (Cục Điện lực)	Thẩm định các phương án giá và trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt; phê duyệt Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu phụ tải điện; ban hành tiêu chuẩn đường phụ tải cơ sở và quy trình đo đếm, kiểm chứng; trong giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình, ban hành cơ chế hạch toán chi phí DR vào chi phí lưới điện và giám sát mức chi phí chương trình.
Điều độ hệ thống	NSMO	Xác định nhu cầu DR của hệ thống điện về thời gian, địa điểm và quy mô công suất; xây dựng tiêu chí và quy trình thông báo sự kiện, bao gồm cả tiêu chí công bố các ngày cao điểm áp dụng biểu giá CPP; kiểm chứng kết quả và ghi nhận sự đóng góp của DR vào cân đối công suất hệ thống.
Tổ chức thực hiện	EVN và các PC	Nghiên cứu và chuẩn bị các phương án giá để trình Bộ Công Thương; đầu tư và vận hành hạ tầng đo đếm cùng hệ thống quản lý DR; ký kết và quản lý thực hiện hợp đồng với khách hàng; trong giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình, thực hiện chi trả cho khách hàng tham gia; tổng hợp báo cáo.
Giao diện khách hàng	Khách hàng sử dụng điện; Các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải từ giai đoạn Các hoạt động cần có lộ trình	Điều chỉnh phụ tải ứng phó với tín hiệu giá hoặc sự kiện được thông báo; các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải thực hiện gom nhóm khách hàng quy mô nhỏ thành một nguồn lực có quy mô đáp ứng đủ điều kiện tham gia.

5.5.2. Ma trận phân công trách nhiệm và căn cứ pháp lý

Bảng 47. Ma trận phân công trách nhiệm và căn cứ pháp lý

Nhiệm vụ	Cơ quan / Đơn vị chủ trì	Cơ quan / Đơn vị phối hợp	Căn cứ pháp lý	Nhóm hoạt động
Nghiên cứu, đề xuất điều chỉnh mức chênh lệch biểu giá ToU	EVN	Các PC	Các quy định hiện hành về giá bán lẻ điện	Cấp bách
Nghiên cứu, chuẩn bị phương án giá hai thành phần và biểu giá CPP	EVN	Các PC, NSMO	Luật Điện lực số 61/2024/QH15; Nghị định số 146/2025/NĐ-CP	Cấp bách
Xây dựng phương án giá trình Thủ tướng Chính phủ	Bộ CT	Các Bộ, ngành liên quan	Luật Điện lực số 61/2024/QH15	Cấp bách

Nhiệm vụ	Cơ quan / Đơn vị chủ trì	Cơ quan / Đơn vị phối hợp	Căn cứ pháp lý	Nhóm hoạt động
Quyết định cơ cấu biểu giá bán lẻ điện	Thủ tướng Chính phủ	—	Luật Điện lực số 61/2024/QH15	Cấp bách và cần có lộ trình
Xây dựng tiêu chí và quy trình xác định các ngày cao điểm áp dụng biểu giá CPP	Bộ CT	NSMO, EVN, các PC	Các quy định về vận hành hệ thống điện	Cấp bách
Đẩy mạnh các chương trình DR tự nguyện và dịch chuyển phụ tải.	EVN	Các PC, NSMO	Thông tư số 07/2025/TT-BCT	Cấp bách
Nghiên cứu, ban hành văn bản hướng dẫn cho phép EVN và các PC hạch toán chi phí DSM và tiết kiệm điện vào chi phí hợp lý, hợp lệ, kèm theo chính sách thuế tương ứng	Bộ Tài chính, Ngân hàng Nhà nước Việt Nam	Bộ CT, EVN	Chỉ thị số 10/CT-TTg	Cấp bách
Nghiên cứu, xây dựng và ban hành quy chuẩn đường phụ tải cơ sở và quy trình đo đếm, kiểm chứng	Bộ Công Thương (Cục Điện lực)	EVN, NSMO	Thông tư số 07/2025/TT-BCT — nội dung cần bổ sung	Cấp bách
Xây dựng kế hoạch triển khai và thực hiện hạ tầng đo đếm, hệ thống quản lý DR cùng nền tảng dữ liệu	EVN / Các PC	—	Kế hoạch đầu tư của EVN / Các PC	Cấp bách và cần có lộ trình
Vận hành Chương trình DR Khuyến khích Thương mại và thực hiện thanh quyết toán	EVN và các PC	NSMO (kiểm chứng kết quả)	Thông tư số 07/2025/TT-BCT; văn bản quy định về ghi nhận chi phí	Cần có lộ trình
Nghiên cứu, xây dựng quy định đối với các đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải và mô hình VPP	Bộ CT	NSMO, EVN	Thông tư số 07/2025/TT-BCT (mới chỉ quy định vai trò, chưa quy định điều kiện thành lập, đăng ký kinh doanh hay hạ tầng kỹ thuật bắt buộc)	Cần có lộ trình — chuẩn bị từ giai đoạn làm ngay
Xây dựng quy định đối với sản phẩm DR trong thị trường điện và thị trường dịch vụ phụ trợ	Bộ CT	NSMO	Các quy định về vận hành thị trường điện	Cần có lộ trình

5.6. Giám sát, hệ thống chỉ tiêu và chế độ báo cáo

5.6.1. Quy chuẩn đường phụ tải cơ sở và quy trình đo đếm, kiểm chứng

Bốn yếu tố sau đây được đề xuất áp dụng:

- Áp dụng khung Quy trình Đo đếm và Kiểm chứng Hiệu quả Quốc tế (IPMVP), lựa chọn phương án phù hợp với từng nhóm khách hàng và từng loại hình cơ chế.
- Phương pháp xác định đường phụ tải cơ sở phải do Bộ Công Thương ban hành và áp dụng thống nhất trên phạm vi toàn quốc, thay vì giao cho từng đơn vị điện lực tự quyết định, đây là bài học kinh nghiệm xuyên suốt rút ra từ tất cả các quốc gia được nghiên cứu.
- Quy định rõ ràng cách xử lý đối với các trường hợp đặc biệt: các ngày nghỉ lễ, điều kiện thời tiết cực đoan, khách hàng có phụ tải biến động lớn, và các khách hàng có nguồn phát điện tại chỗ hoặc hệ thống ĐMTMN.
- Cho phép thực hiện kiểm chứng độc lập đối với kết quả đo đếm khi phát sinh tranh chấp

5.6.2. Chế độ báo cáo

Nội dung báo cáo	Đơn vị báo cáo	Đơn vị nhận báo cáo	Tần suất
Kết quả từng sự kiện DR: công suất công bố, công suất thực tế cắt giảm, số lượng khách hàng đáp ứng	Các PC	EVN, NSMO	Theo từng sự kiện
Kết quả áp dụng các biểu giá quản lý nhu cầu: số lượng khách hàng đăng ký tham gia và mức độ dịch chuyển phụ tải ghi nhận được	EVN	Bộ Công Thương (Cục Điện lực)	Hàng năm
Kết quả tổng hợp của Chương trình đối chiếu với hệ thống chỉ tiêu nêu tại Mục 4.6	EVN	Bộ Công Thương (Cục Điện lực)	6 tháng và hàng năm
Chi phí thực hiện chương trình DR, bóc tách chi tiết theo từng khoản mục	EVN	Bộ CT	Hàng năm
Đánh giá mức độ sẵn sàng để chuyển sang nhóm các hoạt động cần có lộ trình	Bộ Công Thương (Cục Điện lực)	Chính phủ	Hàng năm

Yêu cầu về việc báo cáo riêng biệt đối với chi phí thực hiện chương trình có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, bởi chi phí của chương trình DR cùng mức độ thành công trong công tác thu hồi chi phí sẽ được theo dõi, giám sát liên tục theo thời gian, làm cơ sở để hoàn thiện các văn bản hướng dẫn được ban hành theo Chỉ thị số 10/CT-TTg.

5.6.3. Rủi ro và giải pháp giảm thiểu

Bảng 48. Các rủi ro chính và giải pháp giảm thiểu

Rủi ro	Mức độ	Giair pháp giảm thiểu
Chậm trễ trong công tác chuẩn bị và phê duyệt các cấu phần biểu giá bổ sung	Cao	Đẩy mạnh các chương trình DR tự nguyện và dịch chuyển phụ tải, hai cấu phần không đòi hỏi ban hành thêm văn bản quy phạm pháp luật mới, nhằm duy trì kết quả trong thời gian chờ phê duyệt.
Tiến độ triển khai hạ tầng đo đếm chậm hơn so với kế hoạch	Cao	Triển khai trước đối với nhóm khách hàng đã đáp ứng đủ hạ tầng đo đếm theo yêu cầu (tức các khách hàng đạt điều kiện tối thiểu), sau đó mở rộng dần theo tiến độ đáp ứng của các khách hàng tiếp theo.
Phản ứng của khách hàng đối với cơ cấu biểu giá mới	Cao	Thiết kế biểu giá theo nguyên tắc trung hòa về doanh thu; giữ nguyên mức giá giờ thấp điểm và giờ bình thường; áp dụng trên cơ sở tự nguyện; thực hiện truyền thông đầy đủ, minh bạch trước khi chính thức áp dụng.
Chương trình dừng lại ở giai đoạn thí điểm và không được chuyển thành chương trình chính thức	Trung bình	Bài học kinh nghiệm từ Thái Lan tại Mục 3.3.5: Thiết kế sẵn lộ trình chuyển đổi từ thí điểm sang chương trình chính thức ngay từ đầu, kèm theo các điều kiện và mốc đánh giá cụ thể.
Cơ chế được ban hành nhưng hết hiệu lực mà không có văn bản thay thế	Thấp	Bài học kinh nghiệm từ Đức tại Mục 3.3.5: Ưu tiên thể chế hóa các nội dung trong những văn bản quy phạm pháp luật có hiệu lực lâu dài, ổn định.

Tài liệu tham khảo

A. Văn bản quy phạm pháp luật

- Quốc hội. (2014). Luật Quản lý, sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp (Luật số 69/2014/QH13).
- Quốc hội. (2024). Luật Điện lực (Luật số 61/2024/QH15).
- Quốc hội. (2025). Luật Quản lý và đầu tư vốn nhà nước tại doanh nghiệp (Luật số 68/2025/QH15).
- Quốc hội. (2025). Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp.
- Thủ tướng Chính phủ. (2018). Quyết định số 279/QĐ-TTg phê duyệt Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018–2020, định hướng đến năm 2030.
- Thủ tướng Chính phủ. (2023). Chỉ thị số 20/CT-TTg về việc tăng cường tiết kiệm điện giai đoạn 2023–2025 và các năm tiếp theo.
- Thủ tướng Chính phủ. (2025). Quyết định số 768/QĐ-TTg phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050.
- Thủ tướng Chính phủ. (2026). Chỉ thị số 10/CT-TTg về việc tăng cường thực hiện tiết kiệm điện và phát triển điện mặt trời mái nhà.
- Chính phủ. (2018). Nghị định số 26/2018/NĐ-CP về Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.
- Chính phủ. (2024). Nghị định số 105/2024/NĐ-CP sửa đổi, bổ sung Nghị định số 26/2018/NĐ-CP.
- Chính phủ. (2025). Nghị định số 72/2025/NĐ-CP quy định cơ chế, thời gian điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân.
- Chính phủ. (2025). Nghị định số 146/2025/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả và quản lý nhu cầu điện.
- Chính phủ. (2025). Nghị định số 320/2025/NĐ-CP quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp.
- Chính phủ. (2025). Nghị định số 365/2025/NĐ-CP về giám sát, kiểm tra, đánh giá, xếp loại, báo cáo và công khai thông tin trong quản lý, đầu tư vốn nhà nước tại

doanh nghiệp.

- Chính phủ. (2025). Nghị định số 366/2025/NĐ-CP về quản lý và đầu tư vốn nhà nước tại doanh nghiệp.
- Chính phủ. (2026). Nghị định số 57/2026/NĐ-CP về cơ cấu lại vốn nhà nước tại doanh nghiệp.
- Chính phủ. (2026). Nghị định số 278/2026/NĐ-CP sửa đổi, bổ sung Nghị định số 72/2025/NĐ-CP.
- Bộ Công Thương. (2017). Thông tư số 23/2017/TT-BCT quy định nội dung, trình tự thực hiện các chương trình điều chỉnh phụ tải điện.
- Bộ Công Thương. (2025). Thông tư số 07/2025/TT-BCT quy định về nghiên cứu phụ tải điện và thực hiện chương trình điều chỉnh phụ tải điện.
- Bộ Công Thương. (2025). Thông tư số 60/2025/TT-BCT quy định về thực hiện giá bán điện.
- Bộ Công Thương. (2026). Quyết định số 963/QĐ-BCT quy định về các khung giờ cao điểm, thấp điểm và giờ bình thường của hệ thống điện quốc gia.

B. Báo cáo, dự án và tài liệu kỹ thuật

- Tổ chức Hợp tác Quốc tế Đức (GIZ). (2021). Điều chỉnh phụ tải điện tại Việt Nam — Báo cáo cuối kỳ (SGREEE/AA1). Chương trình Hỗ trợ Năng lượng GIZ.
- Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA). (n.d.). Điều chỉnh phụ tải. https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/demand-response
- Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA). (n.d.). Độ lin hoạt của hệ thống điện. https://www.irena.org

C. Nguồn tài liệu tham khảo quốc tế

- AEMC. (2025). *AEMC updates market price cap for 2025–26 (AEMC cập nhật mức trần giá thị trường giai đoạn 2025–2026).* Ủy ban Thị trường Năng lượng Úc. https://www.aemc.gov.au
- AEMO. (2025). *Reliability and Emergency Reserve Trader (RERT): Cost recovery and reporting (Cơ chế mua sắm công suất dự phòng khẩn cấp và đảm bảo độ tin cậy RERT: Thu hồi chi phí và chế độ báo cáo).* Cơ quan Điều hành Thị trường Năng

lượng Úc. https://www.aemo.com.au

- ARENA. (2023). *Evaluation of ARENA's virtual power plant (VPP) portfolio: Final report (Đánh giá danh mục dự án nhà máy điện ảo VPP của ARENA: Báo cáo tổng kết).* Cơ quan Năng lượng Tái tạo Úc. https://arena.gov.au
- Cơ quan Mạng lưới Liên bang. (2024). *Network charges: Controllable consumer devices (§14a EnWG) and individual grid charges (§19(2) StromNEV) [Giá dịch vụ lưới điện: Các thiết bị tiêu thụ có khả năng điều khiển theo Điều 14a Luật Năng lượng và Giá dịch vụ lưới điện riêng biệt theo Điều 19(2) Pháp lệnh Giá lưới điện].* https://www.bundesnetzagentur.de
- Ủy ban Năng lượng California (CEC). (2025). *Demand Side Grid Support (DSGS) program budget update (Cập nhật ngân sách chương trình Hỗ trợ Lưới điện từ phía Khách hàng sử dụng điện DSGS)*. https://www.energy.ca.gov
- Centre for Energy, Environment and People. (2023). *Unpacking the potential of behavioural demand response in India's energy transition (CEEP–TPDDL Delhi pilot) [Khai thác tiềm năng của điều chỉnh phụ tải theo hành vi trong quá trình chuyển dịch năng lượng tại Ấn Độ (Dự án thí điểm CEEP–TPDDL tại Delhi)].* https://ceep.co.in
- Ủy ban Châu Âu. (2016). *State aid SA.43735 (2016/N) — Germany, AbLaV interruptibility scheme (Trợ cấp nhà nước SA.43735 — Đức, Cơ chế phụ tải có thể cắt giảm AbLaV).* https://ec.europa.eu
- Ủy ban Điều tiết Năng lượng Liên bang (Hoa Kỳ). (2024). *2024 assessment of demand response and advanced metering (Đánh giá năm 2024 về điều chỉnh phụ tải và hạ tầng đo đếm nâng cao).* https://www.ferc.gov
- Cơ quan Năng lượng Quốc tế / Chương trình Phát triển Liên Hợp Quốc. (2017). *Energy Conservation Promotion Fund (ENCON Fund), Thailand [Policy] [Quỹ Thúc đẩy Sử dụng Tiết kiệm Năng lượng (Quỹ ENCON), Thái Lan (Chính sách)].* https://www.iea.org/policies
- Công ty Điện lực Hàn Quốc. (2023). *Electric rates table, effective January 1, 2023 (Biểu giá bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2023).*
- Công ty Điện lực Hàn Quốc. (2025). *FY2024 financial results (Báo cáo kết quả tài chính năm ngân sách 2024).*
- Trung tâm Giao dịch Điện lực Hàn Quốc. (2026). *Demand resource trading market*

status and operating information (December 2025; March 2026) [Tình hình thị trường giao dịch nguồn lực DR và thông tin vận hành (Tháng 12/2025; Tháng 3/2026)]. https://new.kpx.or.kr

- Ủy ban Điều tiết Điện lực Bang Maharashtra, Ấn Độ. (2024). *Draft demand flexibility and demand side management regulations, 2024 (Dự thảo Quy định về độ linh hoạt nhu cầu phụ tải và Quản lý nhu cầu điện năm 2024).* https://merc.gov.in
- Bộ Điện lực, Chính phủ Ấn Độ. (2023). *Electricity (Rights of Consumers) Amendment Rules, 2023 (Quy định sửa đổi về Điện lực (Quyền của Khách hàng sử dụng điện) năm 2023).*
- Pinyo, A., & Bangviwat, A. (2023). Smart contracts-based demand response bidding mechanism to enhance the load aggregator model in Thailand (Cơ chế chào giá điều chỉnh phụ tải dựa trên hợp đồng thông minh nhằm nâng cao hiệu quả mô hình đơn vị kết nối và tổng hợp phụ tải tại Thái Lan). *Energies, 16*(8), 3606. https://www.mdpi.com/1996-1073/16/8/3606
- PJM / Monitoring Analytics. (2022). *2021 state of the market report for PJM, Section 6: Demand response (Báo cáo thực trạng thị trường điện PJM năm 2021, Phần 6: Điều chỉnh phụ tải*). https://www.monitoringanalytics.com
- Scharnhorst, L., Sloot, D., Lehmann, N., Ardone, A., & Fichtner, W. (2023). *Barriers to demand response in the commercial and industrial sectors (Các rào cản đối với điều chỉnh phụ tải trong khu vực thương mại và công nghiệp). Viện Công nghệ Karlsruhe (KIT), Đức.* Viện Công nghệ Karlsruhe (KIT), Đức.https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000164574
- Ngân hàng Thế giới. (2024). *Selecting and implementing demand response programs to support grid flexibility [Guidance note] (Lựa chọn và thực hiện các chương trình điều chỉnh phụ tải nhằm hỗ trợ độ linh hoạt của lưới điện [Tài liệu hướng dẫn]).* Ngân hàng thế giới.

Thông tin ấn phẩm

Xuất bản
Tổ chức Hợp tác Quốc tế Đức (GIZ)
Chương trình Hỗ trợ Năng lượng, GIZ Việt Nam

Văn phòng đăng ký
Chương trình Hỗ trợ Năng lượng GIZ
Phòng 042A, Tầng 4, Tòa nhà Coco,
14 Thụy Khuê, Quận Tây Hồ,
Hà Nội, Việt Nam
ĐT + 84 (0) 24 39 41 26 05
Fax + 84 (0) 24 39 41 26 06
office.energy@giz.de
https://www.giz.de/viet-nam
https://www.esp.org.vn

Hoàn thành
Tháng 10/2026

GIZ chịu trách nhiệm về nội dung của ấn phẩm này.

