



Bộ Công Thương



Hợp tác
Đức

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Thực hiện bởi

giz

Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



ĐÁNH GIÁ CÁC CÔNG NGHỆ MỚI VÀ TIÊN TIẾN HỖ TRỢ NÂNG CAO TÍNH LINH HOẠT CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

hướng tới mục tiêu chuyển dịch năng lượng xanh hơn

Báo cáo cuối cùng

Thông tin ấn phẩm

Đơn vị xuất bản

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Trụ sở đăng ký

Bonn và Eschborn, CHLB Đức

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,
Số 14 Thụy Khuê, 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
www.giz.de/viet-nam
www.esp.org.vn

Cập nhật đến

Tháng 7 năm 2026

Nhóm tác giả

TS. Ujjwal Bhattacharjee – GFA (Tư vấn quốc tế)
ISTEE (Tư vấn trong nước)

Chuyên gia phản biện

Dương Mạnh Cường, Cố vấn Năng lượng Cao cấp, Dự án TEV
GIZ chịu trách nhiệm về nội dung của ấn phẩm này.

Theo ủy nhiệm của

Bộ Hợp tác Kinh tế và Phát triển Liên Bang Đức (BMZ)



Mục lục

Tóm tắt tổng quan	viii
Chương 1: Mở đầu	1
Chương 2: Tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt	3
2.1 Tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống nguồn điện.....	3
2.2 Tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống truyền tải	5
2.3 Tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống phân phối điện	8
Chương 3: Hiện trạng các công nghệ lưới điện linh hoạt tại Việt Nam	10
3.1 Các thách thức trong tích hợp năng lượng tái tạo tại Việt Nam	10
3.2 Hiện trạng các công nghệ lưới điện mới và linh hoạt tại Việt Nam	11
Chương 4: Quy định kỹ thuật và chính sách của Việt Nam hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn và nâng cao tính linh hoạt của lưới điện.....	23
4.1 Các chính sách và quy định hiện hành của Việt Nam hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn	23
4.2 Các cơ chế, chính sách mới ban hành và đang dự thảo	25
4.3 Rào cản chính sách và quy định	28
Chương 5: Kinh nghiệm quốc tế về các công nghệ lưới điện linh hoạt	32
5.1 Các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống nguồn điện	32
5.2 Các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống truyền tải	36
5.3 Các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống phân phối	42
Chương 6: Đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt dựa trên bộ tiêu chí.....	45
6.1 Phương pháp luận	45
6.2 Đánh giá các công nghệ tăng cường độ linh hoạt của lưới điện dựa trên các tiêu chí	47
6.3 Khả năng áp dụng các công nghệ lưới điện linh hoạt trong các giai đoạn thực hiện QHĐ VIII .	67
Chương 7: Kết luận chính và khuyến nghị.....	69
7.1 Hiện trạng các công nghệ tăng cường độ linh hoạt cho lưới điện tại Việt Nam	69
7.2 Chính sách và khung pháp lý hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn.....	70
7.3 Bài học kinh nghiệm quốc tế về công nghệ lưới điện linh hoạt.....	71
7.4 Đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt theo các tiêu chí	72
7.5 Khuyến nghị	73
Phụ lục: Câu hỏi tham vấn các bên liên quan	76
Danh mục tài liệu tham khảo	81

Danh sách hình và hộp thông tin

Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà.Nguồn hình ảnh: Siemens Energy	4
Hình 2.2 GFL và GFM trong lưới điện mạnh và lưới điện yếu.	4
Hình 2.3 Khoảng cách hòa vốn kinh tế giữa HVDC và HVAC.	6
Hình 2.4 Máy biến áp trang bị OLTC.	8
Hình 2.5 Hệ thống lưới điện hiện đại với trao lưu công suất hai chiều.	9
Hình 5.1 Lắp đặt trạm máy bù đồng bộ kết hợp bánh đà.	32
Hình 5.2 Phân tích mô hình mô phỏng quá độ điện từ cho BESS ở chế độ GFM và GFL trong điều kiện lưới điện yếu.	33
Hình 5.3 GFM hỗ trợ khởi động đen cho 4 lưới điện siêu nhỏ.....	34
Hình 5.4 Phân bố BESS tại 13 trạm biến áp.....	35
Hình 5.5 (a) Cấu trúc sơ đồ lưới truyền tải NPG; (b) Sơ đồ nguyên lý dự án GB (đã chỉnh sửa một phần hình ảnh).	37
Hình 5.6 Liên kết HVDC để truyền tải công suất từ nhà máy điện gió ngoài khơi vào bờ.	38
Hình 5.7 (a) Sơ đồ tuyến HVDC; (b) sân phân phối HVDC Mundra.....	39
Hình 5.8 Liên kết HVDC BTB giữa các lưới điện Tứ Xuyên, Trùng Khánh và Tây Tạng.	40
Hình 5.9 Sơ đồ DERM.....	44
Hình 6.1 Đánh giá công nghệ máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà.....	48
Hình 6.2 Đánh giá công nghệ GFM	49
Hình 6.3 Đánh giá công nghệ BESS tích hợp công nghệ điều khiển	51
Hình 6.4 Đánh giá công nghệ đường dây truyền tải ảo	53
Hình 6.5 Đánh giá công nghệ truyền tải HVDC.....	55
Hình 6.6 Đánh giá công nghệ trạm chuyển đổi HVDC BtB	57
Hình 6.7 Đánh giá công nghệ FACTS.....	58
Hình 6.8 Đánh giá công nghệ DTLR.....	60
Hình 6.9 Đánh giá công nghệ OLTC.....	62
Hình 6.10 Đánh giá công nghệ DERM.....	64
Hình 6.11 Đánh giá công nghệ V2G	66
Hình 6.12 Các công nghệ lưới điện linh hoạt trong việc tăng cường độ linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam qua các giai đoạn thực hiện QHĐ VIII	67
Hình 7.1 Đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt theo các tiêu chí	72
Hộp thông tin số 1: Công nghệ lưới điện linh hoạt	2

Danh mục bảng biểu

Bảng 1.1 Dự báo cơ cấu nguồn điện của Việt Nam các năm 2025, 2030 và 2050	1
Bảng 2.1 Sự khác biệt về chế độ vận hành giữa GFL và GFM.....	5
Bảng 3.1 So sánh phương thức truyền tải HVAC và VSC-HVDC đối với điện gió ngoài khơi	14
Bảng 3.2 Tổng hợp cơ hội và thách thức đối với việc triển khai HVDC tại Việt Nam.....	15
Bảng 4.1 Tổng hợp các cơ chế, chính sách hiện hành hỗ trợ phát triển NLTT	24
Bảng 4.2 Các cơ chế, chính sách và quy định đang được dự thảo, đề xuất	28
Bảng 4.3 Các bất cập chính về chính sách và quy định đối với việc tích hợp NLTT quy mô lớn và nâng cao tính linh hoạt của lưới điện	31
Bảng 6.1 Danh sách các bên liên quan tại Việt Nam.....	45
Bảng 6.2 Danh sách các bên liên quan quốc tế	46
Bảng 6.3 Phân tích rào cản công nghệ máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà	48
Bảng 6.4 Phân tích rào cản công nghệ GFM	49
Bảng 6.5 Phân tích các rào cản đối với công nghệ BESS tích hợp công nghệ điều khiển.....	51
Bảng 6.6 Phân tích các rào cản đối với công nghệ đường dây truyền tải ảo	53
Bảng 6.7 Phân tích các rào cản đối với công nghệ truyền tải HVDC.....	55
Bảng 6.8 Phân tích rào cản đối với công nghệ trạm chuyển đổi HVDC BtB	57
Bảng 6.9 Phân tích các rào cản đối với công nghệ FACTS	59
Bảng 6.10 Phân tích các rào cản đối với công nghệ DTLR	60
Bảng 6.11 Phân tích các rào cản đối với công nghệ OLTC	62
Bảng 6.12 Phân tích các rào cản đối với công nghệ DERM.....	64
Bảng 6.13 Phân tích các rào cản đối với công nghệ V2G	66
Bảng 7.1 Hiện trạng và các thách thức chính đối với các công nghệ tăng cường độ linh hoạt lưới điện tại Việt Nam	69

Danh mục từ viết tắt

BESS	Hệ thống pin lưu trữ năng lượng
BEV	Xe điện chạy pin
BoP	Hệ thống phụ trợ
Bộ CT	Bộ Công Thương
DER	Nguồn năng lượng phân tán
DSM/DR	Quản lý nhu cầu phụ tải / Điều chỉnh phụ tải
EV	Xe điện
EVNNPT	Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia
GFL	Công nghệ bám lưới
GFM	Công nghệ tạo lưới
HV	Cao áp
HVAC	Điện xoay chiều cao áp
HVDC	Điện một chiều cao áp
IBR	Nguồn năng lượng dựa trên biến tần
LCC	Bộ chuyển đổi nguồn dòng
LV	Hạ áp
MW	Megawatt
OEM	Nhà sản xuất thiết bị gốc
OLTC	Bộ điều áp dưới tải
OWPP	Nhà máy điện gió
PFR	Đáp ứng tần số sơ cấp
QHĐ VIII	Quy hoạch điện VIII điều chỉnh
RoCoF	Tốc độ thay đổi tần số
SoC	Trạng thái sạc
STATCOM	Thiết bị bù đồng bộ tĩnh
SynCon+Flyw	Máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà
ToU	Biểu giá điện theo thời gian sử dụng
Trạm B2B	Trạm biến đổi HVDC back-to-back
TSO	Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải
V2G	Công nghệ phát điện từ xe điện vào lưới
VRE	Năng lượng tái tạo biến đổi
VSC	Bộ biến đổi nguồn áp
VTL	Đường dây truyền tải ảo

Lời cảm ơn và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm

Dù nhóm tác giả đã nỗ lực cung cấp những thông tin mới nhất và chính xác nhất có thể, tuy nhiên nhóm tác giả và đơn vị xuất bản ấn phẩm không chịu trách nhiệm về tính 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

Quyết định số 768/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII điều chỉnh) đã phác thảo một lộ trình đầy tham vọng nhằm mở rộng nguồn phát năng lượng tái tạo (NLTT), lưu trữ năng lượng và hạ tầng truyền tải. Đến năm 2030 và 2050, tổng công suất đặt của điện mặt trời và điện gió quy mô công nghiệp (bao gồm trên bờ và ngoài khơi) dự kiến sẽ chiếm lần lượt trên 55% và 75% toàn hệ thống. Do đó, hệ thống điện Việt Nam sẽ tái cấu trúc toàn diện, tức là chuyển từ mô hình chủ đạo là nhiệt điện đồng bộ sang một lưới điện vận hành bằng kỹ thuật số với tỷ trọng cao các nguồn NLTT và các nguồn năng lượng dựa trên biến tần (IBR). Quá trình chuyển dịch này đòi hỏi hệ thống điện phải tăng cường đáng kể độ linh hoạt, khả năng điều khiển đáp ứng nhanh và năng lực giám sát lưới điện nhằm duy trì độ tin cậy cũng như an toàn vận hành.

Dự án hỗ trợ kỹ thuật "Thúc đẩy Chuyển dịch ngành năng lượng tại Việt Nam" (TEV) do Tổ chức Hợp tác Quốc tế Đức (GIZ) thực hiện dưới sự tài trợ của Bộ Hợp tác Kinh tế và Phát triển Liên bang Đức (BMZ), đang đồng hành cùng Việt Nam trên hành trình chuyển dịch sang các nguồn năng lượng sạch hơn. Trong khuôn khổ Dự án TEV, nhiệm vụ **"Đánh giá các công nghệ mới và tiên tiến hỗ trợ nâng cao tính linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam hướng tới mục tiêu chuyển dịch năng lượng xanh hơn"** tập trung xây dựng khung đánh giá theo tiêu chí đối với các công nghệ năng lượng mới và tiên tiến liệt kê trong bảng dưới đây.

Lĩnh vực ứng dụng trong hệ thống điện	Công nghệ lưới điện linh hoạt
Nguồn điện	■ <i>Biến tần tạo lưới (GFM)</i> ■ <i>Máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà (SynCon+Flyw)</i> ■ <i>BESS tích hợp thuật toán điều khiển trong các nguồn IBR (BESS+Controls)</i>
Truyền tải	■ <i>Hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC)</i> ■ <i>Trạm chuyển đổi HVDC Back-to-back HVDC (BtB)</i> ■ <i>Hệ thống truyền tải điện xoay chiều linh hoạt (Thiết bị FACTS)</i> ■ <i>Hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR)</i> ■ <i>Đường dây truyền tải ảo (VTL)</i>
Phân phối	■ <i>Bộ điều áp dưới tải (OLTC)</i> ■ <i>Quản lý nhu cầu phụ tải và Điều chỉnh phụ tải — Công nghệ phát điện từ xe điện vào lưới (DSM/DR-V2G)</i> ■ <i>Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERM)</i>

Nghiên cứu này áp dụng phương pháp tiếp cận kết hợp, bao gồm: (1) đánh giá việc triển khai các công nghệ lưới điện linh hoạt tại Việt Nam và (2) phân tích các chính sách, quy định cho phép tích hợp NLTT quy mô lớn cũng như tăng cường tính linh hoạt của lưới điện. Nghiên cứu cũng tiến hành rà soát kinh nghiệm quốc tế đối với việc triển khai các công nghệ lưới điện linh hoạt. Bên cạnh đó, nhóm nghiên cứu đã tiến hành tham vấn các bên liên quan trong nước và quốc tế, bao gồm các đơn vị vận hành hệ thống truyền tải, đơn vị truyền tải điện, đơn vị phân phối điện, nhà sản xuất thiết bị gốc cùng các chuyên gia đầu ngành. Nhóm nghiên cứu phân tích toàn bộ thông tin và dữ liệu chuyên sâu thu thập được để xây dựng khung đánh giá công nghệ theo tiêu chí, qua đó nhận diện các rào cản về khả năng áp dụng thực tế trong bối cảnh Việt Nam. Báo cáo tổng hợp các kết quả chính và đề xuất lộ trình triển khai như sau:

Các kết quả chính

- Dự báo nhiều công nghệ sẽ đóng vai trò then chốt trong một hệ thống điện có tỷ trọng NLTT cao, điển hình như công nghệ biến tần tạo lưới, hệ thống BESS nâng cao, truyền tải HVDC và hệ thống DERM. Việt Nam đã đạt được những bước tiến ban đầu trong quá trình tiếp cận những công nghệ này qua việc thực hiện các nghiên cứu tiền đề cho đường dây truyền tải HVDC và trạm chuyển đổi HVDC BtB, ứng dụng thiết bị FACTS, thí điểm hệ thống DERM và DTLR, cũng như việc ứng dụng rộng rãi các bộ OLTC truyền thống.
- Hệ thống hiện còn thiếu một bộ Quy chuẩn lưới điện (Grid Code) toàn diện, thiếu cơ chế thị trường hoặc dịch vụ phụ trợ công nhận và chi trả cho quán tính giả lập, cũng như chưa hoàn thiện quy định về điều kiện tham gia thị trường, bộ tiêu chuẩn kỹ thuật đấu nối và quy định điều độ hệ thống điện. Bên cạnh đó, khung kiến trúc tích hợp dữ liệu vào hệ thống EMS/SCADA còn hạn chế, hệ thống dữ liệu bị phân mảnh, thẩm quyền pháp lý chưa đủ mạnh và mức độ sẵn sàng của các đơn vị điện lực chưa cao.
- Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/02/2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Nghị quyết số 55-NQ/TW), QHĐ VIII điều chỉnh, và Luật Điện lực 2024 đã thiết lập nền tảng pháp lý cho việc mở rộng công suất dài hạn đối với các nguồn phát dựa trên biến tần và hệ thống lưu trữ năng lượng. Các nghị định và thông tư hướng dẫn về đấu thầu cạnh tranh, cơ chế giá điện, mua bán điện trực tiếp (DPPA), ưu đãi đầu tư và thanh toán dịch vụ phụ trợ đang từng bước hình thành bộ khung pháp lý cốt lõi, làm cơ sở cho việc mở rộng quy mô NLTT.
- Tuy nhiên, sự thiếu đồng bộ giữa định hướng chiến lược và triển khai thực tế vẫn kéo dài, dẫn đến tình trạng nghẽn mạch truyền tải và cắt giảm công suất diễn ra thường xuyên tại các khu vực có tỷ trọng NLTT cao. Các công cụ pháp lý then chốt vẫn chưa hoàn thiện, đặc biệt là biểu giá điện nhiều thành phần cho BESS, mẫu hợp đồng PPA/DPPA đáp ứng yêu cầu vay vốn ngân hàng cho các dự án kết hợp nguồn NLTT tích hợp với hệ thống lưu trữ, cùng một thị trường dịch vụ phụ trợ hoàn chỉnh. Hạ tầng kỹ thuật, bao gồm các hệ thống dự báo, các chức năng vận hành SCADA/EMS và năng lực giám sát lưới điện, vẫn chưa theo kịp tốc độ phát triển nhanh chóng của các nguồn NLTT.
- Kết quả đánh giá theo tiêu chí đối với 11 công nghệ trong nghiên cứu này cho thấy các công nghệ chỉ gặp rào cản triển khai ở mức từ thấp đến trung bình, điển hình như các công nghệ GFM, VTL, HVDC, FACTS, DTLR và V2G (xem Bảng ES1 dưới đây). Các công nghệ như GFM, hệ thống điều khiển BESS, SynCon+Flyw, VTL, FACTS, DTLR và OLTC sẽ phát huy hiệu quả cao nhất trong các kịch bản có tỷ lệ xâm nhập NLTT cao, lưới điện yếu hoặc các đường dây mang tải cao. Tuy việc triển khai truyền tải HVDC và các trạm biến đổi HVDC BtB chủ yếu xuất phát từ nhu cầu kỹ thuật đặc thù của đơn vị truyền tải, các công nghệ này vẫn có khả năng cung cấp các dịch vụ nâng cao tính linh hoạt cho lưới điện.

ES1: Đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt theo tiêu chí

Tiêu chí đánh giá công nghệ	GFM	BESS+Controls	SynCon+Flyw	VTL	HVDC	BtB	FACTS	DTLR	OLTC	DERM	V2G
Khả năng ứng dụng											
Độ hoàn thiện công nghệ											
Hỗ trợ về chính sách / thị trường											
Thách thức khi triển khai											
Chi phí											
Yêu cầu vận hành và bảo dưỡng											
Tác động môi trường và xã hội											
Khả năng sản xuất nội địa											
Yêu cầu nâng cao kỹ năng											
	Rào cản cao		Rào cản trung bình		Rào cản thấp						

- Toàn bộ các giải pháp công nghệ đều đối mặt với rào cản ở mức thấp (đối với HVDC, BtB, OLTC, DTLR và V2G) hoặc mức trung bình (đối với GFM, hệ thống BESS tích hợp điều khiển, SynCon+Flyw, VTL, FACTS và DERM). Đánh giá này hoàn toàn có cơ sở khi nhiều công nghệ trong số đó (như HVDC, BtB, FACTS, DTLR và DERM) đã bước đầu được nghiên cứu đánh giá hoặc triển khai thí điểm trong nước. Kinh nghiệm từ các nước trên thế giới cho thấy các công nghệ này đều đã được đưa vào vận hành thương mại hoặc triển khai qua các dự án thí điểm.
- Phần lớn các công nghệ không đòi hỏi chi phí quá cao (bao gồm GFM, FACTS, DTLR, OLTC, DERM và V2G). Tuy nhiên, một số giải pháp như V2G sẽ cần xây dựng cơ chế chi trả/bù đắp tối ưu để thu hút thêm sự tham gia của các bên.
- Trước khi triển khai thực tế, cần ưu tiên nâng cao năng lực mô phỏng/mô hình hóa hệ thống điện diện rộng. Việc đào tạo chuyên sâu về thiết bị theo từng nhà sản xuất (OEM) đóng vai trò đặc biệt quan trọng, giúp đảm bảo hiệu quả trong khâu lắp đặt, vận hành và bảo trì.

Kiến nghị

Xây dựng mục tiêu và kế hoạch hành động cụ thể: Chuyển hóa các mục tiêu trong QHĐ VIII thành lộ trình triển khai khả thi, bao gồm lộ trình phát triển NLTT theo vùng tương thích với mức độ sẵn sàng của hạ tầng truyền tải và rủi ro cắt giảm công suất. Đưa các hành lang truyền tải ưu tiên và các trung tâm tích hợp truyền tải và lưu trữ năng lượng vào quy hoạch cấp quốc gia và cấp tỉnh, đặc biệt tại các khu vực tập trung tỷ trọng NLTT cao.

Hoàn thiện thiết kế thị trường và cơ chế thanh toán: Ưu tiên hoàn thiện khung pháp lý cho các dịch vụ phụ trợ (điều khiển tần số, dự phòng công suất, hỗ trợ điện áp); tạo điều kiện cho các giải pháp điều chỉnh phụ tải/đơn vị tổng hợp dịch vụ kết nối cung - cầu (aggregator) và các nguồn NLTT dựa trên biến tần đạt yêu cầu tham gia thị trường theo Quy chuẩn lưới điện mới. Từng bước áp dụng cơ chế tối ưu hóa đồng thời công suất phát điện và dịch vụ dự phòng trong khâu lập lịch ngày tới cũng như trong vận hành theo thời gian thực.

Ưu tiên phát triển hạ tầng truyền tải và vận hành hệ thống: Ưu tiên nguồn lực đầu tư cho lưới 500 kV và truyền tải HVDC dọc theo các hành lang tập trung các cụm dự án NLTT lớn; đồng thời phát triển các trung tâm đấu nối và lưu trữ tại các vùng trọng điểm NLTT. Nâng cấp hệ thống EMS và SCADA nhằm nâng cao năng lực điều khiển hệ thống và khả năng tối ưu hóa vận hành đồng thời.

Xây dựng Quy chuẩn kỹ thuật và Quy chuẩn lưới điện: Cập nhật Quy chuẩn cho hệ thống điện có tỷ trọng các nguồn năng lượng dựa trên biến tần cao, cụ thể là (i) siết chặt các yêu cầu kỹ thuật đối với nguồn năng lượng dựa trên biến tần (bao gồm khả năng hoạt động bỏ qua điện áp thấp/khả năng vượt qua sự cố (LVRT/FRT), điều khiển công suất P-Q, hỗ trợ điện áp/tần số và nghĩa vụ dự báo/truyền dữ liệu xa, đồng thời vạch ra lộ trình tích hợp tính năng tạo lưới; và (ii) chuẩn hóa khả năng tương tác và trao đổi dữ liệu vận hành tiến đến áp dụng đồng bộ cho các hệ thống SCADA/EMS, AMI, DERMS/ADMS nhằm đảm bảo giám sát, điều độ các nguồn phân tán và giải pháp điều chỉnh phụ tải một cách an toàn. Hoàn thiện bộ quy định chuyên biệt cho hệ thống lưu trữ, trọng tâm là xây dựng các quy định về đấu nối, an toàn, trạng thái sạc (SOC) và mức độ sẵn sàng vận hành. Các quy định này cần được tích hợp trong một bộ Quy chuẩn lưới điện mở rộng, bao gồm cả quy định cho biến tần thông minh, giao diện kết nối cho các công ty dịch vụ tổng hợp cung - cầu phục vụ điều chỉnh phụ tải, cùng các thiết bị truyền tải linh hoạt như FACTS, DTLR và HVDC.

Hoàn thiện khung chính sách môi trường và xã hội cho BESS: Nâng cao tiêu chuẩn môi trường và xã hội thông qua việc ban hành các quy định bắt buộc về thu gom, xử lý an toàn và tái chế các linh kiện BESS, đồng thời thiết lập cơ chế ràng buộc trách nhiệm pháp lý và bảo đảm tài chính đi kèm.

Triển khai các dự án thí điểm / mô hình trình diễn cho VTL, OLTC và V2G: Nghiên cứu triển khai dự án đường dây truyền tải ảo (VTL) ứng dụng BESS thí điểm dựa trên định hướng ưu tiên của Quy hoạch điện VIII, tập trung vào các hành lang 500 kV đang mang tải cao như Vũng Áng – Đà Nẵng, Thanh Mỹ – Dốc Sỏi – Pleiku 2, cũng như lưới điện tại các khu vực Ninh Thuận, Bình Thuận và Đắk Lắk. Mô hình BESS-VTL thí điểm sẽ mang lại nhiều lợi ích đồng thời, đặc biệt là việc chứng minh hiệu quả thực tế của tính năng GFM và thử nghiệm các chiến lược điều khiển BESS. Tương thích với định hướng thúc đẩy điện mặt trời mái nhà (ĐMTMN) và xe điện của Chính phủ, các dự án thí điểm công nghệ OLTC và V2G sẽ mang lại những kinh nghiệm thực tiễn quý giá khi tỷ lệ xâm nhập của xe điện và ĐMTMN tăng mạnh trong thời gian tới.

Nâng cao năng lực mô hình hóa động học hệ thống điện: Trước khi triển khai các công nghệ lưới điện linh hoạt, cần phải phát triển các mô hình mạng lưới điện rộng nhằm đánh giá chính xác phản ứng động học của các công nghệ này. Quá trình thu thập dữ liệu và mô hình hóa đòi hỏi nhiều nỗ lực, đặc biệt là khâu hiệu chỉnh mô hình sao cho tương thích với các chế độ điều khiển IBR hiện có tại địa phương. Việc hoàn thiện các mô hình mô phỏng ban đầu sẽ giúp tối ưu hóa thời gian và nguồn lực cho quá trình cập nhật, nâng cấp hệ thống theo từng giai đoạn về sau.

Đẩy mạnh hợp tác quốc tế để trao đổi tri thức và phát triển năng lực: Việt Nam cần nghiên cứu khả năng hợp tác với các đối tác từ Ấn Độ và Trung Quốc nhằm nâng cao năng lực chuyên môn trong lĩnh vực truyền tải HVDC và các trạm chuyển đổi BtB. Việc tổ chức các đoàn công tác học hỏi kinh nghiệm từ KEPCO (Hàn Quốc) và Đơn vị vận hành hệ thống điện quốc gia Chile (CEN) sẽ mang lại nhiều bài học thực tiễn giá trị, đặc biệt là trong việc ứng dụng chiến lược điều khiển dựa trên BESS và triển khai các dự án đường dây truyền tải ảo thí điểm. Trong bối cảnh Việt Nam và Đức đều ghi nhận sự tăng trưởng mạnh mẽ về ĐMTMN và xe điện, việc hợp tác với các đơn vị điện lực Đức sẽ giúp Việt Nam nghiên cứu toàn diện khung pháp lý cũng như thực tiễn triển khai công nghệ điều chỉnh điện áp dưới tải cho máy biến áp phân phối (VRDT/OLTC).

Chương 1: Mở đầu

Trong những năm gần đây, Việt Nam đã chứng kiến sự phát triển bùng nổ của các nguồn NLTT biến đổi, tạo tiền đề vững chắc cho mục tiêu đẩy nhanh tiến trình chuyển dịch sang năng lượng sạch giai đoạn 2030 và tầm nhìn xa hơn. Tính đến cuối năm 2025, tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện Việt Nam đạt 87.600 MW, trong đó NLTT chiếm khoảng 27,9%.¹

Theo QHĐ VIII điều chỉnh, tổng công suất điện mặt trời và điện gió quy mô tập trung (bao gồm cả điện gió trên bờ và ngoài khơi) dự kiến sẽ chiếm trên 55% cơ cấu nguồn điện vào năm 2030 và đạt trên 75% vào năm 2050. Bảng 1.1 thể hiện dự báo cơ cấu nguồn điện của Việt Nam vào các năm 2025, 2030 và 2050.

Bảng 1.1 Dự báo cơ cấu nguồn điện của Việt Nam các năm 2025, 2030 và 2050

Cơ cấu nguồn điện Việt Nam (MW)	2025	2030				2050		
	Công suất đặt hiện tại (*)	Tỷ trọng trung bình trong tổng công suất (%)	Mục tiêu QHĐ VIII điều chỉnh (Thấp)	Mục tiêu QHĐ VIII điều chỉnh (Cao)	Tỷ trọng trung bình trong tổng công suất (%)	Mục tiêu QHĐ VIII điều chỉnh (Thấp)	Mục tiêu QHĐ VIII điều chỉnh (Cao)	Tỷ trọng trung bình trong tổng công suất (%)
Điện gió trên bờ/gần bờ	6774	7,6%	26066	38209	15,3%	84696	91400	10,9%
Điện gió ngoài khơi	-	0,0%	6000	17032	5,5%	113503	139097	15,7%
Điện mặt trời	16919	18,9%	46459	73416	28,6%	293088	295646	36,5%
Điện sinh khối, điện rác và NLTT khác	276	0,3%	3039	4881	1,9%	7073	9561	1,0%
Thủy điện (bao gồm quy mô lớn và nhỏ)	24600	27,5%	33294	34667	16,2%	40624	40624	5,0%
Điện hạt nhân	-	0,0%	4000	6400	2,5%	12000	14400	1,6%
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ (BESS)	-	0,0%	12400	22300	8,3%	116674	117447	14,5%
Thủy điện tích năng		0,0%	2400	6000	2,0%	20691	21327	2,6%
Pin lưu trữ		0,0%	10000	16300	6,3%	95983	96120	11,9%
Điện than	29539	33,0%	31055	31055	14,8%	-	-	0,0%
Điện than chuyển đổi hoàn toàn sang sinh khối/amoniac	-	0,0%	-	-	0,0%	25798	25798	3,2%
Khí nội địa	8921	10,0%	10861	14930	6,1%	7900	7900	1,0%
Điện khí nội địa chuyển đổi hydrogen và hydrogen	-	0,0%	-	-	0,0%	7030	7030	0,9%
Nhà máy điện LNG	-	0,0%	22524	22524	10,7%			0,0%
Nhà máy điện LNG + CCS	-	0,0%	-	-	0,0%	1887	2269	0,3%
Nhà máy điện LNG phối trộn Hydrogen xanh	-	0,0%	-	-	0,0%	18200	26123	2,7%
Nhà máy điện LNG chuyển đổi hoàn toàn sang Hydrogen	-	0,0%	-	-	0,0%	8576	11325	1,2%
Nhập khẩu	1222	1,4%	9360	12100	5,1%	14688	14688	1,8%
Các nguồn điện linh hoạt	-	0,0%	2000	3000	1,2%	21333	38641	3,7%
Xuất khẩu	-	0,0%	5000	10000	3,6%	10000	10000	1,2%
Tổng công suất đặt	89402	100%	183291	236363	100%	774503	838681	100%

Nguồn dữ liệu: QHĐ VIII điều chỉnh (Bộ Công Thương)²

¹ <https://en.evn.com.vn/d/en-US/news/Vietnams-power-system-ranks-second-in-ASEAN-60-163-501175>

² Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15 tháng 4 năm 2025

Tiến trình chuyển dịch năng lượng diễn ra nhanh chóng với sự gia tăng mạnh mẽ của các nguồn NLTT biến đổi đang đặt hệ thống điện Việt Nam trước những thách thức vận hành ngày càng phức tạp. Những thách thức cốt lõi bao gồm tính biến động cao, yêu cầu huy động công suất nhanh, sự suy giảm quán tính hệ thống, cắt giảm công suất, nghẽn mạch truyền tải và áp lực vận hành gia tăng lên lưới điện phân phối.

Khác với các hệ thống điện truyền thống dựa vào các máy bù đồng bộ quay cơ học, hệ thống điện tích hợp NLTT biến đổi phát điện thông qua các bộ biến tần, thường được gọi là các nguồn phát dựa trên biến tần (IBR). Tỷ lệ tích hợp nguồn IBR quá cao vào lưới điện sẽ dẫn đến rủi ro mất ổn định, đồng thời làm suy giảm độ tin cậy vận hành hệ thống. Việc nhận diện và hiểu rõ những thách thức này là tiền đề cốt lõi để xác định các công nghệ cũng như chiến lược cần thiết, nhằm xây dựng một hệ thống điện tương lai vận hành an toàn và linh hoạt. Do đó, việc đánh giá toàn diện các giải pháp nâng cao tính linh hoạt của hệ thống điện, trải dài từ các công nghệ ở cấp độ nguồn phát, lưới truyền tải cho đến cấp độ phân phối và phía tiêu thụ điện, đóng vai trò đặc biệt quan trọng.

Nghiên cứu này tập trung đánh giá vai trò của các công nghệ mới và tiên tiến, được gọi chung là các công nghệ lưới điện linh hoạt trong báo cáo, nhằm tăng cường khả năng vận hành linh hoạt cho hệ thống điện Việt Nam, từ đó góp phần hoàn thành các mục tiêu chuyển dịch năng lượng xanh đã đề ra. Nghiên cứu hướng tới việc xây dựng bộ tiêu chí đánh giá cho các công nghệ được tổng hợp tại Hộp thông tin số 1.

Hộp thông tin số 1: Công nghệ lưới điện linh hoạt

Lĩnh vực Nguồn phát điện

- Thiết bị bù đồng bộ tích hợp bánh đà ■ Biến tần tạo lưới
- BESS tích hợp thuật toán điều khiển trong các nguồn IBR

Lĩnh vực truyền tải điện

- Hệ thống truyền tải HVDC ■ Trạm chuyển đổi HVDC BtB
- Hệ thống truyền tải điện dòng xoay chiều linh hoạt (Thiết bị FACTS)
- Hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR)
- Đường dây truyền tải ảo (VTL)

Lĩnh vực Phân phối điện

- Máy biến áp điều chỉnh điện áp dưới tải (OLTC) ■ Quản lý nhu cầu phụ tải và Điều chỉnh phụ tải (DSM/DR) ■ Hệ thống quản lý các nguồn năng lượng phân tán (DERMS)

Báo cáo được bố cục như sau: Chương 2 trình bày tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt, đồng thời phân tích các chức năng hỗ trợ vận hành cốt lõi của từng công nghệ. Chương 3 mô tả hiện trạng ứng dụng các công nghệ này tại Việt Nam. Chương 4 rà soát khung chính sách và pháp lý hiện hành tại Việt Nam tạo điều kiện cho việc triển khai các công nghệ lưới điện linh hoạt. Chương 5 tổng hợp kinh nghiệm quốc tế trong việc ứng dụng các công nghệ này. Chương 6 trình bày kết quả đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt dựa trên bộ tiêu chí đã xây dựng. Chương 7 tổng kết những kết quả chính của nghiên cứu, đồng thời đưa ra khuyến nghị cho Việt Nam về giải pháp ứng dụng công nghệ nhằm nâng cao tính linh hoạt của hệ thống, hướng tới tích hợp NLTT biến đổi quy mô lớn.

Chương 2: Tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt

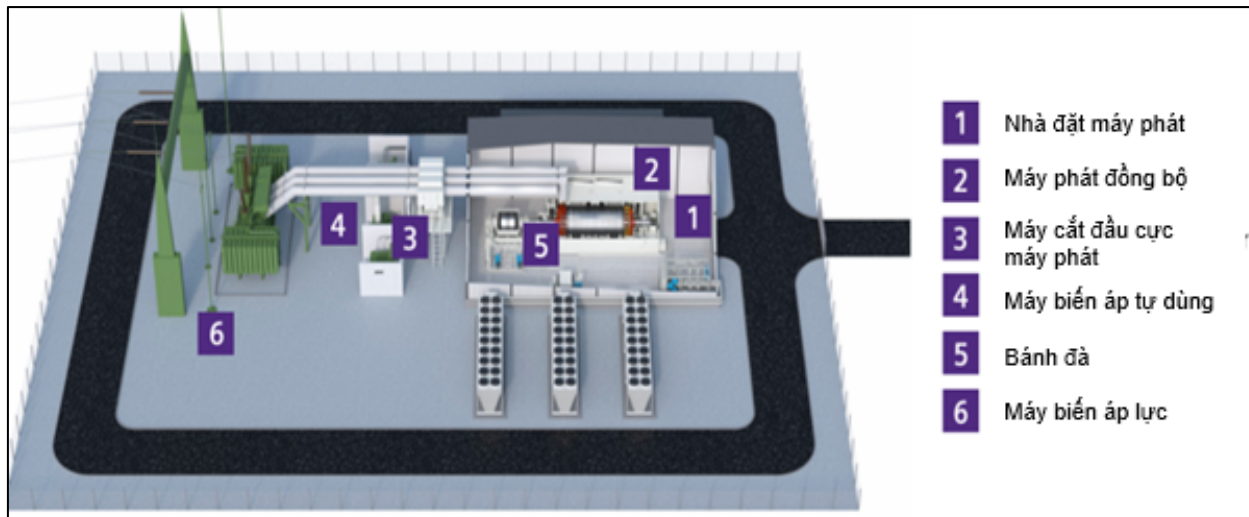
Các vấn đề cốt lõi về chất lượng điện năng và độ ổn định lưới điện khi tỷ lệ thâm nhập IBR ở mức cao bao gồm sụt/tăng điện áp, điện áp thấp/cao quá mức, nhấp nháy điện áp, quá độ điện áp, sóng hài, khả năng vượt qua sự cố, độ lệch tần số, quán tính thấp và tỷ số ngắn mạch (SCR) thấp. Chương này cung cấp cái nhìn tổng quan ngắn gọn về từng công nghệ lưới điện linh hoạt đã được liệt kê trong Chương 1, qua đó làm rõ các dịch vụ ổn định và hỗ trợ vận hành linh hoạt cốt lõi mà những công nghệ này mang lại.

2.1 Tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống nguồn điện

Máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà (SynCon+Flyw)

Máy bù đồng bộ bản chất là một khối rô-to kim loại siêu nặng đang quay, có khả năng tích trữ động năng lớn. Sự mất cân bằng tức thời giữa cung và cầu điện năng sẽ gây ra biến động tần số trên lưới, và quán tính quay của các máy phát đồng bộ sẽ tự động kìm hãm sự thay đổi này. Việc gia tăng tỷ trọng các nguồn NLTT dựa trên biến tần làm sụt giảm số lượng các máy phát đồng bộ truyền thống, từ đó làm suy giảm khả năng đáp ứng quán tính của toàn lưới điện. Hệ quả là tốc độ thay đổi tần số (RoCoF) sẽ gia tăng, dẫn đến hiện tượng nhảy rơ-le bảo vệ sự cố thường xuyên và gây mất điện trên diện rộng. Trong khi đó, máy bù đồng bộ tại những nhà máy nhiệt điện và thủy điện truyền thống đóng vai trò cung cấp quán tính, đóng góp dòng ngắn mạch và bù công suất phản kháng nhằm duy trì độ ổn định cho toàn hệ thống.

Máy bù đồng bộ (SynCon) về bản chất là một máy điện đồng bộ kích thích một chiều, vận hành ở chế độ không tải cơ học. Việc ghép bánh đà với máy bù đồng bộ giúp bổ sung khối lượng quay, qua đó nâng cao khả năng đáp ứng quán tính của hệ thống (Hình 2.1). Bánh đà được kết nối với trục rô-to thông qua hệ thống ổ trục. Một yếu tố quan trọng khi thiết kế bánh đà tích hợp với máy bù đồng bộ là tỷ lệ giữa đường kính bánh đà và chiều dài trục rô-to. Việc mở rộng đường kính bánh đà cho phép giảm chiều dài trục rô-to, nhờ đó giảm tổn hao do ma sát ổ trục và tiết kiệm chi phí xây dựng hạ tầng. Tuy nhiên, nếu tăng đường kính bánh đà vượt quá giới hạn cho phép sẽ làm gia tăng ứng suất cơ học. Do đó, cần tiến hành tính toán mô phỏng để xác định tỷ lệ tối ưu giữa đường kính bánh đà và chiều dài trục rô-to (NTPC, 2024).

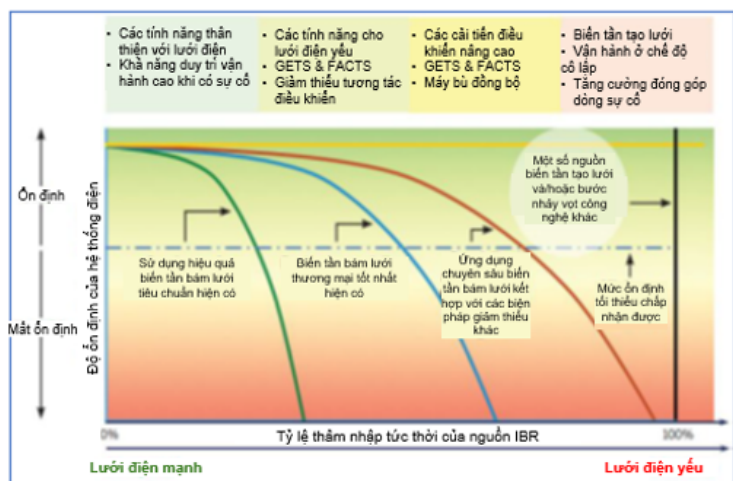


Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà. Nguồn hình ảnh: Siemens Energy

Địa điểm lắp đặt máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà được xác định thông qua các nghiên cứu tính toán hệ thống, trong đó tập trung vào các yếu tố: (a) dòng ngắn mạch của lưới điện, (b) quán tính của hệ thống điện, và (c) dự phòng công suất phản kháng tại khu vực. Các địa điểm thích hợp bao gồm các khu vực xa trung tâm có lưới điện nội vùng với tỷ lệ tích hợp NLTT dựa trên biến tần cao, các trạm HVDC, cũng như những khu vực phụ cận các trung tâm phụ tải lớn (NTPC, 2024). Mặc dù máy bù đồng bộ là công nghệ đã phát triển thương mại hoàn thiện với nhiều nhà máy đang vận hành, các tổ máy tích hợp thêm bánh đà mới chỉ bắt đầu xuất hiện trong những năm gần đây.

Biến tần tạo lưới (GFM)

Các nguồn năng lượng dựa trên biến tần như điện mặt trời, điện gió và hệ thống pin lưu trữ năng lượng sử dụng các bộ biến tần để sản xuất điện năng. Các biến tần bám lưới (GFL) điều chỉnh dòng điện đầu ra và phải dựa vào một nguồn điện khác để đồng bộ hóa với điện áp và tần số của lưới điện. Nếu lưới điện gặp sự cố, các biến tần loại này sẽ tự động ngắt dòng điện đầu ra. Trong khi đó, các biến tần tạo lưới (GFM) kiểm soát điện áp đầu ra và có khả năng tự thiết lập dạng sóng riêng, từ đó tạo ra điện áp và tần số ổn định một cách độc lập.



Hình 2.2 GFL và GFM trong lưới điện mạnh và lưới điện yếu. Nguồn hình ảnh: ESIG, 2025

Khi tỷ lệ tích hợp các nguồn IBR trên lưới điện tăng lên, lưới điện sẽ chuyển dần từ trạng thái lưới điện mạnh sang lưới điện yếu. Trong điều kiện lưới điện mạnh, các biến tần GFL vận hành ổn định; tuy nhiên, đối với lưới điện yếu, các biến tần GFM sẽ cung cấp khả năng hỗ trợ ổn định lưới điện cần thiết, như minh họa tại Hình 2.2 và Bảng 2.1.

Bảng 2.1 Sự khác biệt về chế độ vận hành giữa GFL và GFM

So sánh các đặc tính kỹ thuật chính	Tạo lưới (GFM)	Bám lưới (GFL)
Vận hành ở chế độ độc lập (không cần các nguồn hỗ trợ từ lưới điện để hoạt động)	✓	✗
Không yêu cầu bộ vòng khóa pha (PLL) để đồng bộ hóa	✓	✗
Khả năng vận hành khi tỷ trọng các nguồn IBR đạt 100%	✓	✗
Vận hành ổn định trong điều kiện lưới yếu ($SCR < 1$)	✓	✗
Đóng vai trò là nguồn khởi động đen	✓	✗

Các biến tần GFM có khả năng cung cấp các dịch vụ phụ trợ cho lưới điện, bao gồm cung cấp quán tính, khởi động đen, tăng cường độ mạnh của lưới điện, điều chỉnh điện áp và đáp ứng tần số. Đối với lưới điện phân phối, các trường hợp ứng dụng của GFM còn bao gồm xử lý hiện tượng khôi phục điện áp chậm do sự cố (FIDVR), mất cân bằng điện áp và biến đổi điện áp nhanh (RVC). Các dịch vụ này đóng vai trò then chốt trong việc duy trì chất lượng điện năng và an ninh lưới điện, đặc biệt là khi tỷ lệ tích hợp các nguồn NLTT biến đổi đạt mức cao.

BESS kết hợp thuật toán điều khiển nâng cao (BESS+Controls)

Hệ thống BESS tích hợp các chiến lược điều khiển nâng cao có thể cung cấp nhiều loại dịch vụ ổn định lưới điện, bao gồm: điều khiển tần số và quán tính tổng hợp (quán tính ảo); hỗ trợ điện áp và tăng cường độ mạnh của lưới điện; nâng cao chất lượng điện năng và san phẳng đồ thị phụ tải; cùng các phương thức vận hành lưới điện tối ưu, linh hoạt như giải tỏa công suất/giảm nghẽn mạch và tối ưu hóa điều độ. Đối với các hệ thống điện có tỷ lệ tích hợp NLTT biến đổi cao, BESS kết hợp thuật toán điều khiển nâng cao có thể cung cấp đồng thời cả dịch vụ đáp ứng quán tính và đáp ứng tần số³. Khi kết hợp các chiến lược điều khiển nâng cao, BESS có thể hỗ trợ ổn định lưới điện bằng cả hai chế độ: bám lưới hoặc tạo lưới. Ở chế độ tạo lưới, bộ biến tần hoạt động như một nguồn áp, và hệ thống điều khiển sẽ tự động điều chỉnh điện áp cùng tần số đầu ra dựa trên dòng công suất tác dụng và công suất phản kháng.

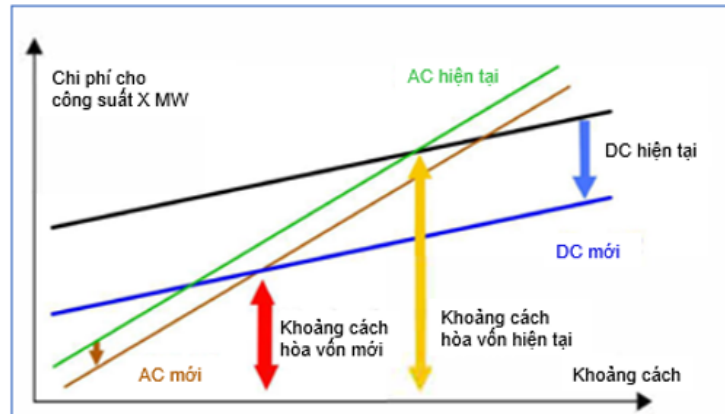
2.2 Tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống truyền tải

Truyền tải điện một chiều cao áp

Công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC) đã được đưa vào sử dụng từ những năm 1960 và đặc biệt phù hợp cho việc truyền tải điện năng đi xa với công suất lớn. So với truyền tải điện xoay chiều cao áp (HVAC), truyền tải HVDC sở hữu nhiều ưu điểm vượt trội như: tổn thất truyền tải thấp hơn do không có dòng nạp điện dung, có khả năng liên kết các hệ thống điện không đồng bộ, và cho phép điều khiển dòng công suất theo cả hai chiều. Tuy nhiên, chi phí đầu tư đắt đỏ cho các trạm chuyển đổi điện năng (chuyển đổi điện xoay chiều-một chiều và ngược lại) lại là hạn chế lớn nhất của công nghệ này.

³ Dịch vụ đáp ứng quán tính được cung cấp bởi hệ thống BESS kết hợp bộ điều khiển không diễn ra tức thời như đối với các máy điện đồng bộ, do phải sử dụng hệ thống đo lường và so sánh phức tạp (NTPC, 2024).

Công nghệ HVDC đã phát triển rất hoàn thiện, đặc biệt là công nghệ chuyển đổi nguồn dòng (LCC) sử dụng van thyristor. Trong khi đó, công nghệ chuyển đổi nguồn áp (VSC) đã được đưa vào ứng dụng từ những năm 1990. Công nghệ VSC sở hữu nhiều ưu điểm như thiết kế gọn gàng, có khả năng hỗ trợ khởi động đen, và cho phép điều khiển độc lập công suất tác dụng cùng công suất phản kháng (Ryndzionek và Sienkiewicz, 2020).



Hình 2.3 Khoảng cách hòa vốn kinh tế giữa HVDC và HVAC.
Nguồn hình ảnh: Ryndzionek và Sienkiewicz, 2020.

Hiệu quả kinh tế của truyền tải HVDC

so với HVAC phụ thuộc vào khoảng cách truyền tải và được xác định bằng khoảng cách hòa vốn, như minh họa tại Hình 2.3. Đối với truyền tải HVDC trên bờ, khoảng cách hòa vốn rơi vào khoảng 600–800 km; trong khi đó, đối với việc giải tỏa công suất từ các nhà máy điện gió ngoài khơi, khoảng cách hòa vốn cho cáp ngầm biển HVDC thường nằm trong khoảng từ 50 đến 100 km.

Trạm chuyển đổi HVDC back-to-back

Trạm chuyển đổi HVDC Back-to-Back (BtB) thực hiện liên kết giữa hai hoặc nhiều hệ thống lưới điện HVAC không đồng bộ thông qua quá trình chuyển đổi đổi AC→DC→AC ngay trong cùng một trạm. Tại trạm BtB, các bộ chỉnh lưu (AC→DC) và bộ nghịch lưu (DC→AC) được lắp đặt ngay trong cùng một khuôn viên trạm và kết nối với nhau qua một thanh cái HVDC ngắn. Cấu hình này giúp trạm BtB rất phù hợp để kết nối các lưới điện có đặc tính ổn định, mức dòng ngắn mạch hoặc các ràng buộc vận hành khác nhau. HVDC BtB đóng vai trò như một "bức tường lửa", ngăn ngừa các sự cố lan truyền giữa các hệ thống điện liên kết, đồng thời cho phép trao đổi công suất nhanh chóng, an toàn và kiểm soát linh hoạt. Các ưu điểm khác của HVDC BtB bao gồm: hạn chế gia tăng dòng ngắn mạch, cũng như cho phép điều chỉnh dòng công suất linh hoạt theo ngày và theo mùa.

Tuy nhiên, điểm hạn chế của trạm BtB chủ yếu nằm ở chi phí đầu tư ban đầu cao do hệ thống thiết bị đóng cắt phức tạp, đòi hỏi các bộ lọc sóng hài đắt đỏ và diện tích mặt bằng lớn.

Đường dây truyền tải ảo (VTL)

Đường dây truyền tải ảo, hay còn gọi là "tăng cường lưới điện ảo", sử dụng hệ thống BESS tích hợp các chiến lược điều khiển nâng cao nhằm mang lại hiệu quả vận hành tương đương với việc nâng cấp đường dây truyền tải vật lý. Thay vì phải thay dây dẫn hay xây dựng đường dây mới, hệ thống BESS được bố trí tại các vị trí chiến lược sẽ tiến hành sạc (hấp thụ công suất) hoặc phát công suất để giải tỏa nghẽn mạch, đồng thời hỗ trợ công suất tác dụng giúp các đường dây hiện hữu vận hành tiệm cận hơn với giới hạn nhiệt của đường dây truyền tải. Hệ thống VTL dựa trên BESS còn mang lại nhiều lợi ích bổ sung như khả năng hỗ trợ khởi động đen, hỗ trợ công suất phản kháng và điều chỉnh động hệ số công suất, qua đó nâng cao khả năng truyền tải thực tế của đường dây. Một hệ thống VTL cần đáp ứng ba nhóm tính năng quan trọng (Kumaraswamy và cộng sự, 2020), bao gồm:

- Hệ số khả dụng rất cao, đạt khoảng 99,99%, tương đương với các tài sản truyền tải truyền thống.
- Giao tiếp hiệu quả, kết nối linh hoạt với hệ thống điều khiển của Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (TSO) và tiếp nhận tín hiệu điều độ từ nhiều cấp hệ thống trung gian, từ hệ thống SCADA trung tâm đến các cấp điều khiển tại trạm biến áp.

- Cung cấp đa dạng dịch vụ, bao gồm hỗ trợ chống quá tải khi xảy ra sự cố đơn lẻ (tiêu chí N-1), giảm tải giờ cao điểm, quản lý nghẽn mạch, khởi động đen và các dịch vụ đảm bảo độ tin cậy lưới điện.

Trên thế giới, mô hình VTL đang thu hút sự chú ý với vai trò là giải pháp thay thế không dùng đường dây truyền thống, đặc biệt là trong các hệ thống điện có tỷ lệ tích hợp NLTT cao. Nhờ khả năng hạn chế tình trạng cắt giảm huy động công suất NLTT thông qua việc hấp thụ sản lượng điện phát dư, trì hoãn hoặc loại bỏ nhu cầu đầu tư lưới truyền tải, cùng thời gian triển khai nhanh hơn nhiều so với nâng cấp đường dây vật lý, VTL ngày càng khẳng định vai trò quan trọng trong quá trình hiện đại hóa hệ thống truyền tải điện.

Hệ thống truyền tải điện xoay chiều linh hoạt (Thiết bị FACTS)

Các thiết bị STATCOM cung cấp khả năng bù công suất phản kháng linh hoạt, mang lại hiệu quả rõ rệt trong việc giảm thiểu nguy cơ mất ổn định điện áp tại các khu vực có tỷ lệ tích hợp NLTT cao. Nhờ tốc độ đáp ứng cực nhanh (thường tính bằng miligiây), STATCOM giúp đơn vị vận hành lưới điện ứng phó kịp thời với tình trạng biến động điện áp đột ngột do hiện tượng mây che tại các trang trại điện mặt trời hoặc gió giật tại các nhà máy điện gió. Dù có tốc độ đáp ứng chậm hơn so với STATCOM, các thiết bị SVC hiện vẫn đang hỗ trợ điều khiển điện áp một cách hiệu quả tại nhiều công trình hiện hữu, đồng thời giữ vai trò quan trọng trong việc cân bằng công suất phản kháng ở chế độ xác lập.

Ưu điểm cốt lõi của các thiết bị FACTS bao gồm nâng cao khả năng truyền tải của đường dây, tăng cường tính ổn định, giảm tổn thất truyền tải, cũng như tối ưu hóa khả năng điều chỉnh và điều khiển điện áp. Ngoài ra, thiết bị FACTS còn góp phần cải thiện độ ổn định quá độ nhờ khả năng hỗ trợ khôi phục điện áp sau sự cố, đồng thời giảm thiểu nguy cơ sụp đổ điện áp trong các điều kiện vận hành căng thẳng. Thực tế triển khai cho thấy, các thiết bị FACTS giúp hạn chế tình trạng cắt giảm huy động công suất NLTT nhờ khả năng duy trì ổn định biểu đồ điện áp tại các khu vực lưới điện yếu⁴. Tuy nhiên, nhược điểm chính của thiết bị FACTS là chi phí đầu tư cao, yêu cầu thiết kế và vận hành phức tạp, cùng nguy cơ xảy ra sự cố trong quá trình vận hành (Alajrash và cộng sự, 2024).

Hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR)

Khả năng truyền tải công suất của đường dây phụ thuộc vào điện áp, giới hạn ổn định đối với đường dây dài, và giới hạn nhiệt đối với đường dây ngắn. Theo phương thức truyền thống, lưới điện truyền tải dựa vào định mức nhiệt tĩnh, vốn được xác định dựa trên các giả định về điều kiện thời tiết bất lợi nhất đối với nhiệt độ môi trường, tốc độ gió và bức xạ mặt trời. Cách tiếp cận thận trọng này dẫn đến việc chưa khai thác hiệu quả khả năng tải của đường dây trong phần lớn thời gian trong năm, từ đó hạn chế khả năng giải tỏa công suất NLTT và làm giảm sự linh hoạt trong việc phân phối trào lưu công suất giữa các khu vực.

Hệ thống DTLR sử dụng dữ liệu theo thời gian thực, bao gồm nhiệt độ môi trường, tốc độ gió, bức xạ mặt trời và nhiệt độ dây dẫn, để tính toán khả năng tải nhiệt thực tế của đường dây truyền

⁴ FACTS – The new “stabilizer” of Vietnam’s power grid [*“Rơ-le ổn định” mới của hệ thống điện Việt Nam*], Nguyễn Lê Quốc Khánh – Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 2 (PECC2), 2020.
<https://pecc2.com/vn/facts-nguoi-binh-on-moi-cua-luoi-dien-viet-nam.html>

tải. Các nghiên cứu cho thấy DTLR có thể giúp nâng cao khả năng vận hành an toàn vượt trên các định mức nhiệt tĩnh trong điều kiện thời tiết thuận lợi (Karimi và cộng sự, 2018)⁵.

Hệ thống DTLR giúp nâng cao khả năng tải của đường dây truyền tải điện, từ đó có thể hỗ trợ giải tỏa nghẽn mạch trên lưới. Ngoài ra, giải pháp này còn thúc đẩy quá trình tích hợp nguồn điện gió vào lưới điện hiệu quả hơn nhờ việc cung cấp các dự báo tốc độ gió chính xác, qua đó tăng khả năng tải của dây dẫn dựa trên hiệu ứng làm mát từ luồng gió mạnh. Việc triển khai DTLR cũng mang lại những lợi ích kinh tế đáng kể nhờ trì hoãn được nhu cầu đầu tư vào tăng khả năng truyền tải của đường dây.

2.3 Tổng quan về các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống phân phối điện

Bộ điều áp dưới tải (OLTC)

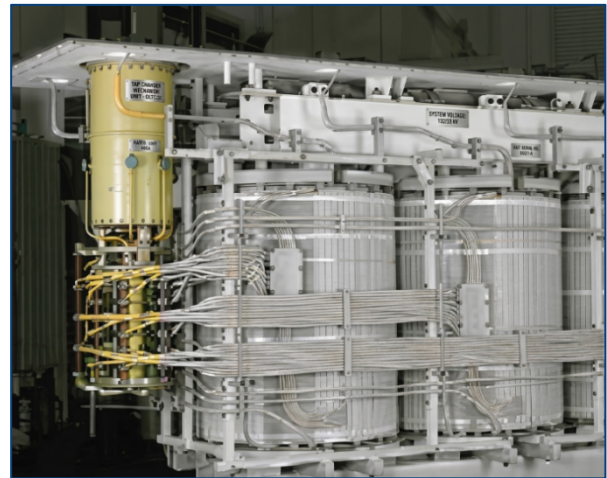
Trong lưới điện phân phối, trào lưu công suất thường chỉ truyền tải theo một chiều, khiến điện áp giảm dần dọc theo tuyến đường dây. Tuy nhiên, các hệ thống NLTT phân tán đầu nối vào lưới phân phối lại phát ngược công suất về lưới, tạo ra trào lưu công suất ngược. Trào lưu công suất ngược này có thể khiến điện áp trên đường dây vượt quá giới hạn cho phép, dẫn đến tình trạng nhảy máy cắt đường dây và phải cắt giảm nguồn công suất NLTT phát lên lưới. Ở chiều ngược lại, việc sạc xe điện tập trung quá mức cũng có thể gây sụt áp nghiêm trọng, một lần nữa dẫn đến sự cố nhảy máy cắt đường dây.

OLTC là một máy biến áp tự ngẫu được trang bị tại trạm biến áp phân phối để điều chỉnh điện áp cho đường dây đang mang tải, nhằm bù lại lượng điện áp bị sụt giảm dọc theo đường dây đó (Hình 2.4). Mạch điều khiển sẽ đo điện áp và dòng tải tại các điểm xa trạm dựa trên giới hạn điện áp cho phép, sau đó gửi tín hiệu điều khiển để thay đổi vị trí nấc phân áp của máy biến áp, qua đó khôi phục điện áp đường dây về mức cho phép.

Tuy nhiên, trong lưới điện phân phối truyền thống (khi chưa có cơ chế điều chỉnh điện áp thích ứng, phối hợp và theo thời gian thực), trào lưu công suất ngược xảy ra vào các thời điểm điện mặt trời phát cao nhưng nhu cầu phụ tải thấp sẽ gây tăng điện áp. Điều này khiến các bộ OLTC vận hành theo thuật toán truyền thống sẽ hiểu sai trạng thái đường dây và có nguy cơ tiếp tục điều chỉnh tăng thêm điện áp. Hậu quả là tần suất chuyển nấc quá cao, gây mòn cơ khí và khó duy trì điện áp trong giới hạn quy định.

Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS)

Các đơn vị điện lực đang đối diện những thách thức lớn trong công tác vận hành trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng. Sự tăng trưởng mạnh mẽ của các nguồn năng lượng phân tán (DER) thuộc sở hữu của khách hàng cùng với xe điện đã làm thay đổi mô hình điều khiển lưới điện, chuyển từ trào lưu công suất một chiều sang hai chiều (Hình 2.5). Việc xuất hiện đồng thời cả nguồn điện của đơn vị điện lực lẫn các nguồn điện tư nhân (không thuộc đơn vị điện lực) khiến



Hình 2.4 Máy biến áp tự ngẫu OLTC.
Nguồn hình ảnh: Banaka et al., 2016

⁵ Karimi, S., Musilek, P., & Knight, A. M. (2018). Dynamic thermal rating of transmission lines: A review [Đánh giá khả năng tải động của đường dây truyền tải: Tổng quan], Renewable and Sustainable Energy Reviews, 91, 600–612. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001>

công ty điện lực gặp khó khăn trong việc dự báo chính xác nhu cầu phụ tải thực tế cần đáp ứng, gây trở ngại cho công tác tối ưu hóa độ tin cậy vận hành.

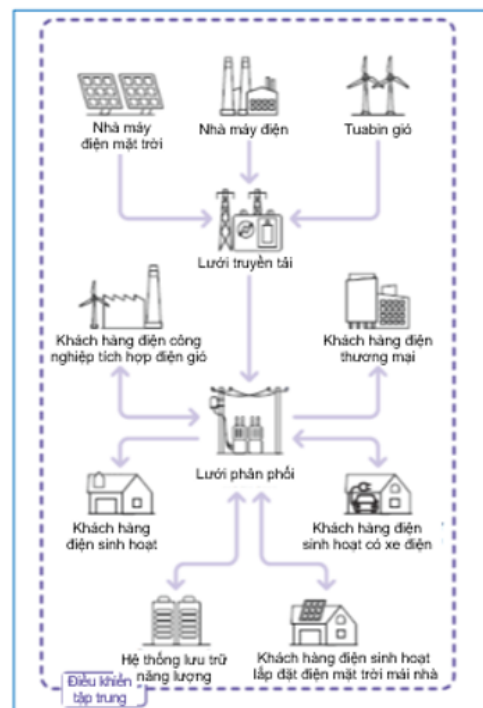
Các giải pháp DERMS dựa trên những công cụ tối ưu hóa, kiến trúc điều khiển và công cụ phân tích DER; qua đó hỗ trợ các đơn vị điện lực, cộng đồng, doanh nghiệp và các bên cung cấp giải pháp khai thác hiệu quả các thiết bị hiện hữu cũng như các thiết bị kết nối mới nhằm tăng cường tính linh hoạt, độ tin cậy và khả năng chống chịu của hệ thống điện.

Hiện đại hóa lưới điện bao gồm việc nâng cấp đồng thời cả phần cứng lẫn phần mềm của hệ thống điện. Để triển khai thành công giải pháp DERMS, hệ thống điện cần đáp ứng các yêu cầu cốt lõi sau:

- Giám sát và điều khiển thiết bị từ xa nằm ở vùng rìa lưới điện, đồng thời quản lý dữ liệu thiết bị và dữ liệu thị trường để phục vụ cho các giao dịch mua bán điện.
- Quản lý sự cố, lực lượng lao động lưu động, hệ thống thanh toán và cung ứng thông qua một cơ sở dữ liệu dùng chung toàn doanh nghiệp cùng mô hình dữ liệu lưới điện mở rộng.
- Tối ưu hóa hệ thống tương tác với khách hàng và nâng cao trải nghiệm tổng thể của khách hàng dựa trên kết quả phân tích dữ liệu chuyên sâu.

Quản lý nhu cầu phụ tải (DSM)/ Điều chỉnh phụ tải (DR)

DSM là một chiến lược dài hạn và toàn diện của các đơn vị điện lực nhằm tác động và tối ưu hóa hành vi sử dụng năng lượng của khách hàng. Trong khi đó, DR lại là một giải pháp ngắn hạn nhằm ứng phó với những biến động phụ tải tức thời. Xe điện nối lưới (V2G) là một trong số các cơ chế DR, trong đó điện năng lưu trữ trong pin xe điện được phát ngược lại lưới điện thông qua bộ sạc hai chiều. Nhờ đó, BEV có thể đóng vai trò là nguồn năng lượng chủ động, thay vì chỉ là các phụ tải tiêu thụ điện thụ động. Khi tỷ lệ sử dụng BEV gia tăng theo thời gian, hệ thống có thể tận dụng các hệ thống pin kết nối từ ô tô và xe tải trọng lớn để hình thành một nguồn công suất dự phòng phân tán, hỗ trợ các đơn vị điện lực quản lý và giảm công suất đỉnh một cách hiệu quả.



*Hình 2.5 Hệ thống lưới điện hiện đại với trào lưu công suất hai chiều.
Nguồn hình ảnh: GCI*

Chương 3: Hiện trạng các công nghệ lưới điện linh hoạt tại Việt Nam

Trong bối cảnh tỷ lệ thâm nhập của NLTT ngày càng cao, cần tiến hành đánh giá một cách toàn diện về hiện trạng độ linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam, từ các công nghệ ở cấp độ nguồn điện và lưới truyền tải cho đến các giải pháp linh hoạt ở cấp độ lưới phân phối và phía phụ tải. Do đó, chương này sẽ tập trung rà soát: (a) thực trạng triển khai các công nghệ linh hoạt lưới điện hiện hữu đối với các lĩnh vực nguồn điện, truyền tải, phân phối và phía phụ tải; và (b) các rào cản công nghệ cùng những thách thức cốt lõi đang cản trở việc mở rộng ứng dụng các giải pháp công nghệ nhằm nâng cao hơn nữa tính linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam.

3.1 Các thách thức trong tích hợp năng lượng tái tạo tại Việt Nam

Dù đặt quyết tâm cao độ cho phát triển NLTT, Việt Nam vẫn phải đối mặt với hàng loạt thách thức trong việc tích hợp các nguồn điện này ở quy mô lớn vào hệ thống quốc gia. Các vấn đề cốt lõi bao gồm:

- Tính biến động và bất định cao của sản lượng điện gió và mặt trời
 - Mật độ tập trung cao của các dự án NLTT tại các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận, Gia Lai và Đắk Lắk dẫn đến tình trạng biến động đột ngột của phụ tải ròng.
- Nghẽn lưới truyền tải nghiêm trọng và bài toán hạ tầng
 - Tốc độ phát triển NLTT vượt xa tiến độ mở rộng lưới điện; nhiều đường dây 220 kV và 500 kV thường xuyên vận hành chạm hoặc vượt ngưỡng giới hạn nhiệt của đường dây.⁶
 - Nhiều nhà máy phải cắt giảm 30–40% sản lượng hàng năm, đặc biệt là tại khu vực Nam Trung Bộ.⁷
 - Dù QHĐ VIII đã quy hoạch hơn 500 dự án truyền tải mới với tổng vốn đầu tư phát triển nguồn và lưới điện truyền tải lên tới 40–45 tỷ USD, các vướng mắc về giải phóng mặt bằng, thủ tục phê duyệt và công tác phối hợp vẫn đang là những rào cản làm chậm tiến độ triển khai.
- Tính linh hoạt của hệ thống còn hạn chế
 - Cơ cấu nguồn điện hiện hữu phụ thuộc chủ yếu vào nhiệt điện than và thủy điện lớn, vốn có khả năng tăng giảm công suất linh hoạt còn hạn chế.
 - Khi tỷ lệ NLTT biến đổi tăng cao, hệ thống điện phải chịu áp lực ngày càng lớn từ tình trạng tăng/giảm phụ tải ròng đột ngột, xuất hiện các đặc tính tương tự "đường cong con vịt", đặc biệt là vào thời điểm công suất điện mặt trời sụt giảm nhanh.
 - QHĐ VIII định hướng phát triển 300–600 MW thủy điện tích năng vào năm 2030; đối với BESS là 10–16,3 GW vào năm 2030 và 30–45 GW vào năm 2050, nhưng quy mô triển khai thực tế hiện vẫn rất khiêm tốn.
 - Hệ thống vẫn thiếu vắng các cơ chế thị trường để cho phép các chương trình điều chỉnh phụ tải, phụ tải linh hoạt và dịch chuyển phụ tải công nghiệp tham gia điều độ theo thời gian thực.

⁶ Các đường dây truyền tải liên tục trong tình trạng quá tải. <https://nongnghiepmoitruong.vn/nguon-dien-dam-bao-nhung-duong-day-qua-tai-d766273.html>

⁷ Tính ổn định chính sách đối với NLTT: Phần 3 – Tiết giảm công suất NLTT do các nguyên nhân khách quan. <https://www.qdnd.vn/kinh-te/cac-van-de/on-dinh-chinh-sach-cho-nang-luong-tai-ao-bai-3-cat-giam-dien-tai-ao-do-khach-quan-705670>

- Rủi ro về chất lượng điện năng và độ ổn định của lưới điện

- Tỷ lệ thâm nhập cao của các nguồn năng lượng dựa trên biến tần làm suy giảm quán tính hệ thống, gây khó khăn cho công tác điều khiển tần số và làm tăng nguy cơ mất ổn định điện áp.
- Lưới điện phân phối đã xuất hiện hiện tượng trào lưu công suất ngược và tăng điện áp tại các khu vực có tỷ lệ thâm nhập ĐMTMN cao, như Lâm Đồng, Bình Phước, Bình Thuận và Bình Dương.⁸
- Nhiều công ty điện lực tỉnh vẫn thiếu các công cụ giám sát nâng cao, dẫn đến những hạn chế về khả năng giám sát và theo dõi các hệ thống ĐMTMN và BESS lắp đặt phía sau công tơ.

- Thách thức về chuyển đổi số và khả năng giám sát dữ liệu toàn hệ thống⁹

- Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) đã số hóa 100% dữ liệu tài sản truyền tải, đồng thời đưa vào vận hành các hệ thống thông tin quản lý kỹ thuật và hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm ở cấp tổng công ty. Tuy nhiên, các hệ thống này vẫn chưa được đồng bộ hoàn toàn giữa các đơn vị thành viên của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), làm hạn chế khả năng giám sát thông suốt trên toàn hệ thống.
- Dữ liệu hiện được thu thập qua nhiều hệ thống chuyên dụng độc lập, bao gồm hệ thống thông tin quản lý kỹ thuật, quản lý dữ liệu đo đếm, thông tin địa lý (GIS), nền tảng kiểm tra bằng thiết bị bay không người lái (UAV) và cơ sở dữ liệu phân tích hình ảnh bằng AI. Mặc dù vậy, các hệ thống này chủ yếu phục vụ công tác ra quyết định nội bộ hoặc cục bộ, thay vì hướng tới mục tiêu tối ưu hóa liên ngành theo thời gian thực.
- Hiện vẫn chưa có một khung quản trị dữ liệu hoặc một khung dữ liệu tương tác thống nhất ở cấp quốc gia dành cho các đơn vị phát triển NLTT, các công ty điện lực và đơn vị điều độ hệ thống điện.
- Khả năng giám sát theo thời gian thực đối với ĐMTMN, hệ thống BESS lắp đặt phía sau công tơ và các phụ tải linh hoạt vẫn còn khá hạn chế, gây khó khăn cho công tác dự báo dựa trên AI cũng như việc phối hợp, điều hành các nguồn năng lượng phân tán.

- Gia tăng rủi ro từ biến đổi khí hậu và thời tiết cực đoan

- Bão lũ, các đợt nắng nóng, xâm nhập mặn và ngập lụt đang ảnh hưởng ngày càng tiêu cực đến sản lượng NLTT, độ tin cậy của lưới điện và kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa.

3.2 Hiện trạng các công nghệ lưới điện mới và linh hoạt tại Việt Nam

Biến tần tạo lưới (GFM)

Hiện nay tại Việt Nam, hầu hết các nguồn NLTT nối lưới sử dụng IBR, bao gồm điện mặt trời và điện gió, đều đang vận hành ở chế độ bám lưới (GFL). Việt Nam hiện chưa có các quy định kỹ thuật đầu nối chuyên biệt cho vận hành biến tần tạo lưới trong các quy chuẩn kỹ thuật hoặc Quy định hệ thống điện truyền tải và phân phối. Công nghệ GFM hiện mới dừng lại ở giai đoạn tiếp cận và tìm hiểu khái niệm, trong đó vai trò tiềm năng của giải pháp này đối với hệ thống điện có tỷ lệ thâm nhập NLTT cao vẫn đang được tiếp tục nghiên cứu, đánh giá. Tính đến nay, Việt Nam chưa ghi nhận nhà máy NLTT nào vận hành ở chế độ GFM cũng như cung cấp các

⁸ Tổng công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC): Hơn 30.000 khách hàng lắp đặt ĐMTMN.

https://en.evn.com.vn/d6/news/EVNSPC-More-than-30000-customers-have-installed-rooftop-solar-PV-systems-66-163-2123.aspx?utm_source=chatgpt.com

⁹ Lessons from Vietnam National Power Transmission Corporation's Digitalization Journey [Bài học từ hành trình chuyển đổi số của Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia], Ngân hàng Thế giới, 2023.

<https://documents1.worldbank.org/curated/en/099032924175535659/pdf/P17600012fcb2b0c71afd31659e4fc0b919.pdf>

dịch vụ phụ trợ dựa trên tính năng này. Do đó, các tính năng kỹ thuật tiên tiến như điều khiển chủ động điện áp/tần số, quán tính tổng hợp, nâng cao khả năng vượt qua sự cố, hay giải pháp kết hợp BESS–GFM hiện mới dừng lại ở mức định hướng, nghiên cứu hoặc đề xuất, thay vì được ứng dụng trong vận hành thực tế.¹⁰ Mặc dù Việt Nam chưa triển khai công nghệ GFM trong vận hành thực tế, các bằng chứng kỹ thuật và kinh nghiệm quốc tế đều cho thấy GFM là giải pháp tiềm năng giúp nâng cao khả năng chống chịu của hệ thống trong bối cảnh đẩy mạnh phát triển NLTT theo QHĐ VIII.

Hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) tích hợp thuật toán điều khiển nâng cao

Theo các phân tích hiện có, BESS tại Việt Nam chủ yếu được triển khai cho các mục tiêu dịch chuyển phụ tải, cung cấp nguồn dự phòng và tối ưu hóa chi phí điện năng tại các cơ sở công nghiệp và tòa nhà thương mại. Kết quả từ nghiên cứu tổng quan về các ứng dụng của BESS năm 2025 cho thấy công nghệ này được sử dụng ngày càng phổ biến với mục đích tích trữ điện năng trong các khung giờ phụ tải thấp và phát điện vào các giờ cao điểm, từ đó góp phần ổn định lưới điện và cải thiện chất lượng điện năng.¹¹

Hoạt động triển khai BESS tại Việt Nam hiện vẫn dừng lại ở giai đoạn nghiên cứu và thí điểm. Năm 2023, Chính phủ đã phê duyệt dự án thí điểm cấp quốc gia quy mô 50 MW / 50 MWh do EVN làm chủ đầu tư (địa điểm cụ thể chờ xác định), nhằm nghiên cứu khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ, đồng thời làm cơ sở xây dựng các tiêu chuẩn kỹ thuật và cơ chế giá điện. Song song với đó, các hệ thống pin lưu trữ quy mô nhỏ lắp đặt phía sau công tơ ngày càng được các hộ gia đình cũng như khách hàng thương mại và công nghiệp ứng dụng rộng rãi, đặc biệt là tại khu vực miền Nam. Một dự án thí điểm đáng chú ý là hệ thống BESS quy mô 750 kW / 2 MWh, đã chính thức vận hành từ năm 2021 tại trụ sở Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 2 (EVNPECC2).¹² Tuy nhiên, hiện chưa có dữ liệu công khai cho thấy các hệ thống BESS tại Việt Nam đang vận hành dựa trên thuật toán điều khiển nâng cao để cung cấp dịch vụ phụ trợ cấp hệ thống, như đáp ứng quán tính, đáp ứng tần số nhanh hay ổn định điện áp cho lưới điện truyền tải.

Có thể kết luận rằng các dự án BESS hiện hữu tại Việt Nam chủ yếu mang tính thương mại và phân tán, chưa tham gia trực tiếp vào công tác điều độ hệ thống điện quốc gia cũng như chưa cung cấp các dịch vụ phụ trợ kỹ thuật nâng cao.

¹⁰ Theo báo cáo “Grid Codes for Renewable Powered Systems” [Quy định hệ thống điện tích hợp các nguồn NLTT] do IRENA xuất bản năm 2022, tại thời điểm phát hành, chưa có quy định hệ thống điện quốc gia nào trên thế giới bắt buộc các nguồn phát sử dụng bộ chuyển đổi công suất phải trang bị tính năng tạo quán tính. Thay vào đó, các yêu cầu kỹ thuật hiện hành vẫn tập trung vào khả năng bám lưới, việc tuân thủ các tiêu chí tối thiểu về khả năng vượt qua sự cố, cũng như các hình thức hỗ trợ tần số và điện áp cơ bản. Điều này cho thấy, ngay cả ở quy mô quốc tế, công nghệ tạo quán tính vẫn đang trong giai đoạn chuyển tiếp, từng bước chuyển dịch từ giai đoạn nghiên cứu, thử nghiệm thử nghiệm sang triển khai thương mại diện rộng.

¹¹ F. You và cộng sự, “A state-of-charge-based flexible synthetic inertial control strategy of the BESS to enhance dynamic system frequency indices,” [Chiến lược điều khiển quán tính tổng hợp linh hoạt dựa trên trạng thái sạc của BESS nhằm nâng cao các chỉ số tần số động của hệ thống] Frontiers in Energy Research, 2022

¹² Comprehensive Study Report Development of the National Standards for Battery Energy Storage System (BESS) - Vietnam [Báo cáo nghiên cứu toàn diện về xây dựng tiêu chuẩn quốc gia cho hệ thống pin lưu trữ năng lượng tại Việt Nam], Energy Transition Partnership, 2024.

https://www.energytransitionpartnership.org/wp-content/uploads/2024/09/20240822_D2_Comprehensive-Study-Report-final.pdf

Máy bù đồng bộ và hệ thống bánh đà

Tại Việt Nam, các nguồn thông tin công khai chưa ghi nhận việc triển khai thương mại các hệ thống máy bù đồng bộ quy mô lớn hay hệ thống bánh đà nhằm mục đích hỗ trợ lưới điện. Nhược điểm của máy bù đồng bộ nằm ở khả năng cung cấp quán tính cố định và nguy cơ hao mòn cơ khí theo thời gian. Đồng thời, giải pháp này yêu cầu nguồn vốn đầu tư lớn cho công tác xây dựng hạ tầng, lắp đặt thiết bị và các hệ thống phụ trợ đi kèm. Theo Soleimani và cộng sự (2024), máy bù đồng bộ đòi hỏi thời gian triển khai dài và sở hữu đặc tính vận hành thiếu linh hoạt, khiến giải pháp này khó đáp ứng kịp thời trước các biến động nhanh của hệ thống.¹³

Việc ứng dụng các hệ thống bánh đà đối mặt với một số rào cản kỹ thuật, bao gồm tổn hao khi ở chế độ chờ, hiện tượng mỏi vật liệu ở vận tốc quay cao và dung lượng lưu trữ năng lượng còn hạn chế. Theo Amiryar và Pullen (2017), giải pháp kết hợp máy bù đồng bộ và bánh đà (SynCon+Flywheel) thích hợp cho mục tiêu hỗ trợ công suất lớn trong ngắn hạn, hơn là đóng vai trò như một giải pháp lưu trữ năng lượng dài hạn. Về mặt kinh tế, mô hình kết hợp này vẫn có chi phí tính trên mỗi đơn vị công suất (kW) cao hơn so với hệ thống BESS sử dụng pin lithium-ion; do đó, việc triển khai diện rộng sẽ phụ thuộc vào khả năng tối ưu hóa chi phí cũng như các cải tiến về kỹ thuật an toàn.¹⁴

Truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC)

Tính đến nay, Việt Nam chưa có đường dây truyền tải HVDC nào được đưa vào vận hành thương mại; hệ thống điện quốc gia hoàn toàn dựa trên hạ tầng truyền tải HVAC với cấp điện áp lên đến 500 kV. Dù vậy, các tài liệu quy hoạch cũng và nghiên cứu kỹ thuật gần đây cho thấy Việt Nam đang nhanh chóng dịch chuyển từ giai đoạn nghiên cứu khái niệm sang định hình lộ trình phát triển cụ thể đối với công nghệ HVDC.

Theo QHĐ VIII điều chỉnh, Việt Nam dự kiến xây dựng hai hệ thống HVDC lưỡng cực ± 800 kV với chiều dài khoảng 700–1.000 km, quy mô công suất truyền tải từ 5.000–6.000 MW mỗi hệ thống để truyền tải điện từ khu vực Miền Trung ra Miền Bắc.

Bên cạnh đó, các đối tác trong nước và quốc tế đã triển khai nhiều nghiên cứu chuyên sâu về các cấu hình HVDC sử dụng bộ biến đổi nguồn áp (VSC-HVDC) và mô hình lai kết hợp giữa bộ chuyển đổi nguồn dòng (LCC) với bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC), bao gồm đánh giá tác động của các cấu hình này tới độ ổn định quá độ, khả năng hỗ trợ tần số và giải tỏa nghẽn mạch truyền tải. Nhiều nghiên cứu đã chỉ ra rằng các đường liên kết HVDC nếu được điều khiển phù hợp có thể nâng cao đáng kể các chỉ số ổn định quá độ (thời gian cắt sự cố tới hạn, mức độ dập tắt dao động góc quay rô-to), đồng thời hỗ trợ tần số hiệu quả cho các hệ thống điện có tỷ trọng NLTT cao.

Điện gió ngoài khơi được kỳ vọng sẽ trở thành một trong những nguồn NLTT dài hạn lớn nhất của Việt Nam, với tiềm năng kỹ thuật lên tới hàng trăm gigawatt dọc theo chiều dài bờ biển, bao gồm cả các vùng biển nước sâu. Theo các đánh giá quốc tế, Việt Nam sở hữu khoảng

¹³ H. Soleimani và cộng sự, “Strengthening power systems for net zero: A review of the role of synchronous condensers and emerging challenges” [*Tăng cường hệ thống điện hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng “0”: Tổng quan về vai trò của máy bù đồng bộ và các thách thức mới nổi*], Energies, 2024.
<https://ro.ecu.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=5390&context=ecuworks2022-2026>

¹⁴ M. E. Amiryar and K. R. Pullen, “A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications” [*Tổng quan về công nghệ hệ thống bánh đà lưu trữ năng lượng và các ứng dụng*], Applied Sciences, vol. 7, no. 3, p. 286, 2017, doi:10.3390/app7030286

590 GW tiềm năng điện gió ngoài khơi, qua đó khẳng định tầm quan trọng chiến lược của các giải pháp truyền tải điện hiệu quả.

Đối với các cụm điện gió ngoài khơi quy mô lớn nằm xa bờ và cách xa các trung tâm phụ tải chính, phương thức truyền tải HVAC bộc lộ nhiều hạn chế lớn về khía cạnh kỹ thuật và kinh tế, bao gồm dòng điện nạp lớn, yêu cầu bù công suất phản kháng phức tạp cùng các giới hạn về ổn định điện áp. Ngược lại, công nghệ VSC-HVDC mang lại nhiều ưu thế vượt trội, như được tổng hợp trong Bảng 3.1:

Bảng 3.1 So sánh phương thức truyền tải HVAC và VSC-HVDC đối với điện gió ngoài khơi

Tiêu chí	HVAC	VSC-HVDC
Truyền tải khoảng cách xa	Bị giới hạn bởi dòng điện nạp và tổn thất công suất	Truyền tải hiệu quả công suất hàng gigawatt trên khoảng cách xa
Bù công suất phản kháng	Yêu cầu bắt buộc	Không yêu cầu
Khả năng điều khiển	Mức độ điều khiển hạn chế	Điều khiển độc lập công suất tác dụng và công suất phản kháng
Kết nối với lưới điện yếu	Bị giới hạn bởi độ ổn định điện áp	Hỗ trợ điện áp mạnh mẽ và có khả năng vượt qua sự cố
Khả năng áp dụng tại vùng biển sâu	Bị hạn chế	Đã được kiểm chứng thực tế tại các dự án vùng biển nước sâu ¹⁵

Vì các khu vực tiềm năng phát triển điện gió ngoài khơi tập trung chủ yếu tại vùng Nam Trung Bộ và Nam Bộ, cùng khoảng cách rất lớn tới các trung tâm phụ tải chính (vùng Bắc Bộ và khu vực Thành phố Hồ Chí Minh), nên định hướng phát triển các hành lang truyền tải HVDC trong QHĐ VIII hoàn toàn phù hợp về mặt kỹ thuật với thông lệ tốt nhất trên thế giới. HVDC có thể đóng vai trò là xương sống để truyền tải công suất điện gió ngoài khơi tới các nút lưới 500 kV trọng điểm, đồng thời cung cấp khả năng hỗ trợ động (về điện áp và tần số) cho một hệ thống điện có tỷ trọng nguồn phát dựa trên biến tần ngày càng tăng. Quy mô công suất HVDC dự kiến khoảng 26–36 GW sẽ đóng vai trò là một giải pháp toàn diện và dài hạn để giải tỏa nguồn điện gió ngoài khơi, điện mặt trời và nhiệt điện khí LNG từ các khu vực giàu tiềm năng (Miền Trung/Miền Nam) ra các trung tâm phụ tải ở Miền Bắc, góp phần giảm áp lực cho các hành lang truyền tải HVAC thường xuyên quá tải.

Dù vậy, việc triển khai các liên kết HVDC vẫn tiềm ẩn không ít thách thức. Việc tối ưu hóa tuyến đường dây, quy mô công suất và khả năng phối hợp vận hành với lưới điện HVAC 500 kV hiện hữu đòi hỏi phải có các công cụ quy hoạch tiên tiến, cùng các kịch bản dài hạn có độ tin cậy cao về phát triển điện gió ngoài khơi, luồng công suất truyền tải Bắc – Nam và trao đổi điện năng liên vùng. Việt Nam hiện vẫn thiếu các quy định chuyên biệt cho HVDC, cũng như các hướng dẫn về rơ-le bảo vệ và yêu cầu đặc tính kỹ thuật vận hành (ví dụ: khả năng vượt qua sự cố phía DC, yêu cầu hỗ trợ điện áp/tần số). Công tác bảo vệ và điều khiển các hệ thống HVDC đa điểm kết nối hoặc lưới điện lai AC/DC trong tương lai sẽ đòi hỏi các bộ tiêu chuẩn và quy tắc phối hợp mới. Hiện chưa có đơn vị vận hành hệ thống truyền tải hay đơn vị điện lực nào tại Việt Nam có kinh nghiệm vận hành hệ thống HVDC. Do đó, trên cơ sở tham khảo kinh nghiệm quốc tế, Việt Nam cần tập trung xây dựng các chương trình đào tạo chuyên

¹⁵ Chen Xu, 2025 (ví dụ: Dự án Thanh Châu (Qingzhou) ±500 kV, công suất 2.000 MW). “Joining Hands for 21 Years, Turning on a New Chapter with DC Technology,” Bài trình bày của CSG tại Hội nghị Khoa học và Công nghệ Điện lực Toàn quốc 2025, TP. Hồ Chí Minh, ngày 27-28/11/2025).

sâu, trang bị công cụ mô phỏng và hoàn thiện quy trình vận hành chuẩn mực. Bảng 3.2 tổng hợp các cơ hội và thách thức gắn liền với việc triển khai HVDC tại Việt Nam:

Bảng 3.2 Tổng hợp cơ hội và thách thức đối với việc triển khai HVDC tại Việt Nam

Khía cạnh	Cơ hội	Thách thức
Truyền tải công suất	Cho phép cân bằng cung - cầu điện năng liên vùng Bắc – Nam quy mô lớn và tích hợp điện gió ngoài khơi	Chi phí đầu tư vốn lớn cho các trạm chuyển đổi
Độ ổn định hệ thống	Nâng cao độ ổn định điện áp, hỗ trợ tần số và khả năng vượt qua sự cố	Công tác quy hoạch và phối hợp vận hành hệ thống phức tạp
Tích hợp liên vùng	Hỗ trợ kết nối truyền tải điện xuyên biên giới và liên kết các hệ thống điện không đồng bộ	Cần hoàn thiện các quy chuẩn lưới điện và tiêu chuẩn kỹ thuật chuyên biệt cho HVDC
Năng lực tổ chức thực hiện	Thúc đẩy chuyển giao công nghệ và hợp tác quốc tế	Kinh nghiệm vận hành thực tế và năng lực nguồn nhân lực còn hạn chế
Triển khai dự án	Trình diễn và áp dụng các giải pháp truyền tải điện tiên tiến	Rủi ro khi triển khai dự án đầu tiên

Trạm chuyển đổi HVDC back-to-back (Trạm BtB)

Công nghệ HVDC BtB là một giải pháp chiến lược giúp Việt Nam liên kết lưới điện với Trung Quốc và Lào, đồng thời vẫn duy trì tính độc lập về điện và khả năng chủ động điều khiển trào lưu công suất.¹⁶ Các hệ thống BtB lai kết hợp giữa VSC-HVDC và LCC-HVDC đã được triển khai tại các dự án như Trạm BtB Lỗ Tây (Luxi) ±350 kV tại Trung Quốc, cho phép trao đổi điện năng linh hoạt giữa các lưới điện không đồng bộ và hỗ trợ điện áp động.

Những đặc tính này có ý nghĩa thực tiễn quan trọng đối với chiến lược mở rộng liên kết vùng của Việt Nam, hoạt động nhập khẩu điện xuyên biên giới từ Lào và Trung Quốc, cũng như triển vọng tham gia Sáng kiến Lưới điện ASEAN (APG) trong tương lai.

Tính đến thời điểm hiện tại, Việt Nam vẫn chưa ghi nhận trạm HVDC BtB nào đi vào vận hành. Tuy nhiên, các nghiên cứu kỹ thuật chuyên sâu đã được triển khai nhằm xây dựng mô hình và phân tích cấp hệ thống cho điểm kết nối HVDC BtB Lào Cai – Tân Kiều (Xinqiao). Kết quả đánh giá trên cả hai cấu hình LCC và VSC cho thấy giải pháp này có khả năng ổn định các liên kết lưới điện yếu, đồng thời cải thiện đáng kể đáp ứng quá độ khi xảy ra sự cố. Đặc biệt, nghiên cứu khẳng định cấu hình BtB sử dụng công nghệ VSC sở hữu nhiều ưu thế vượt trội so với LCC, nhờ khả năng điều khiển độc lập công suất tác dụng và phản kháng, khả năng khôi phục nhanh sau sự cố, đồng thời giảm thiểu độ méo sóng hài trong hệ thống điện.

Trên thế giới, nhiều dự án BtB quy mô thương mại đã được đưa vào vận hành, bao gồm cả dự án BtB lai đầu tiên kết hợp giữa DC linh hoạt (VSC) và DC truyền thống (LCC). Điều này đã chứng minh tính khả thi về kỹ thuật cùng độ tin cậy vận hành ở quy mô công suất hàng Gigawatt. Những ví dụ thực tiễn này cho thấy các công nghệ cốt lõi dự kiến áp dụng cho trạm BtB 500 kV Lào Cai (quy mô 3.000 MW, thuộc nhóm dự án ưu tiên trong QHĐ VIII) đều đã đạt

¹⁶ Giáo sư TRẦN Quốc Tuấn: “HVDC Powering the Modern and Renewable Grid” [*HVDC tăng cường lưới điện hiện đại và nguồn năng lượng tái tạo*], Hội nghị Khoa học và Công nghệ Điện lực Toàn quốc 2025, TP. Hồ Chí Minh, ngày 27-28/11/2025).

độ chín về công nghệ và được triển khai rộng rãi trên thị trường quốc tế. Tính khả thi của giải pháp này tại Việt Nam dựa trên các cơ sở thực tiễn sau:

- Việc triển khai thành công hệ thống HVDC BtB lai quy mô lớn tại Trung Quốc (dự án Lỗ Tây do CSG thực hiện);
- Khả năng tự động cách ly sự cố chỉ trong vòng 10 mili giây và duy trì ổn định hệ thống (đối với công nghệ VSC);
- Tính tương thích cao với các hoạt động trao đổi điện năng công suất lớn xuyên biên giới và các lưới điện có tỷ trọng NLTT cao;
- Các nghiên cứu chuyên sâu đã thực hiện cho hành lang kết nối của Việt Nam (Lào Cai – Trung Quốc).

Mặc dù vậy, việc triển khai vẫn ghi nhận một số thách thức chính, bao gồm: chi phí đầu tư lớn cho các trạm chuyển đổi, yêu cầu hoàn thiện bộ quy chuẩn lưới điện cho vận hành HVDC, đòi hỏi cao về hệ thống rơ-le bảo vệ nâng cao, cũng như nhu cầu đào tạo năng lực vận hành cho các trung tâm điều độ HVDC. Bên cạnh đó, các thách thức về môi trường và xã hội cũng có thể phát sinh từ công tác giải phóng mặt bằng phục vụ trạm biến đổi và hạ tầng liên quan, đặc biệt tại khu vực biên giới, miền núi có đồng bào dân tộc thiểu số sinh sống.

Hệ thống truyền tải điện xoay chiều linh hoạt (Thiết bị FACTS)

Việt Nam đã bắt đầu triển khai một số thiết bị FACTS, chủ yếu là STATCOM và SVC, tại các trạm biến áp 220 kV và 500 kV trọng điểm, nhằm hỗ trợ bù công suất phản kháng và tăng cường ổn định điện áp hệ thống. Các thiết bị này được lắp đặt tập trung tại các khu vực có tỷ trọng điện gió và điện mặt trời cao như Ninh Thuận và Bình Thuận vì những khu vực này thường xuyên xảy ra biến động điện áp và đối mặt với tình trạng lưới điện yếu. Đặc biệt, các thiết bị STATCOM được ưu tiên áp dụng nhờ tốc độ đáp ứng nhanh hơn đáng kể so với SVC. Tuy nhiên, so với các quốc gia trong khu vực như Trung Quốc và Thái Lan, quy mô triển khai FACTS tại Việt Nam vẫn còn hạn chế và mang tính cục bộ, chưa tạo thành một chiến lược phối hợp trên phạm vi toàn quốc. Dù đã ghi nhận những hiệu quả thiết thực, thực tiễn triển khai FACTS tại Việt Nam vẫn còn những vấn đề tồn tại đáng chú ý:

- Quy mô công suất và mức độ phân bố của các thiết bị FACTS hiện chưa tương thích với tốc độ phát triển nhanh chóng của NLTT¹⁷.
- Nhiều tỉnh thành tập trung mật độ nguồn NLTT cao (như Gia Lai, Đắk Lắk, Bình Định) vẫn chưa được trang bị các hệ thống STATCOM/SVC dù thường xuyên gặp sự cố mất ổn định điện áp nghiêm trọng.
- Công tác quy hoạch hạ tầng FACTS chưa được kết nối đồng bộ với quy hoạch phân vùng phát triển NLTT.
- Đồng thời, quy chuẩn lưới điện về hỗ trợ công suất phản kháng động và điều khiển điện áp chưa được cập nhật kịp thời theo các tiêu chuẩn quốc tế.
- Chính những bất cập này dẫn đến việc thiếu vắng các trạm FACTS quy mô lớn tại các nút 500 kV, làm hạn chế đáng kể hiệu quả vận hành trên toàn hệ thống.

Để tích hợp hiệu quả FACTS vào quy hoạch truyền tải dài hạn, cần ban hành các quy định vận hành bắt buộc đối với nhà máy NLTT, bảo đảm khả năng phối hợp đồng bộ với hệ thống STATCOM/SVC, đặc biệt là trên các hành lang 500 kV khu vực Miền Trung và Miền Nam.

¹⁷ Technology Assessment of Smart Grids for Renewable Energy and Energy Efficiency [Đánh giá công nghệ lưới điện thông minh cho năng lượng tái tạo và hiệu quả năng lượng], GIZ, 2019.
https://www.esp.org.vn/wp-content/uploads/SG_Technology-Assessment_Final-Report_EN-1.pdf?utm_source=chatgpt.com.

Hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR)

Lưới điện truyền tải của Việt Nam hiện đang dựa vào định mức nhiệt tĩnh, vốn được xác định dựa trên các giả định về điều kiện thời tiết bất lợi nhất đối với nhiệt độ môi trường, tốc độ gió và bức xạ mặt trời. Cách tiếp cận thận trọng này dẫn đến việc chưa khai thác hiệu quả khả năng tải của đường dây trong phần lớn thời gian trong năm, từ đó hạn chế khả năng giải tỏa công suất NLTT và làm giảm sự linh hoạt trong việc phân phối trào lưu công suất giữa các khu vực.

EVNNPT đã thí điểm lắp đặt hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR) theo thời gian thực trên một số đường dây truyền tải. Hệ thống này cho phép theo dõi trực tuyến nhiệt độ dây dẫn, độ võng và các điều kiện thời tiết tại chỗ. Dự án thí điểm cung cấp các cảnh báo sớm về nguy cơ quá nhiệt, vi phạm giới hạn độ võng và rủi ro vận hành, qua đó nâng cao hiệu suất khai thác tài sản cũng như độ an toàn của lưới điện (EVNNPT, 2023).¹⁸ Đây được coi là bước đi đầu tiên của Việt Nam hướng tới việc áp dụng hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây thông minh dựa trên điều kiện vận hành thực tế. Tuy nhiên, quá trình nhân rộng công nghệ này trên quy mô lớn vẫn vấp phải một số rào cản chính:

- Mức độ phụ thuộc cao vào tính chính xác, liên tục của các cảm biến giám sát và hệ thống truyền thông;
- Nhu cầu nâng cấp hệ thống SCADA/EMS nhằm xử lý dữ liệu DTLR theo thời gian thực;
- Khung pháp lý và quy chuẩn lưới điện áp dụng cho giám sát khả năng tải động chưa được hoàn thiện;
- Thách thức trong việc đảm bảo khả năng dự phòng vận hành, độ tin cậy và an ninh mạng cho hệ thống;
- Khó khăn trong việc định lượng hiệu quả kinh tế dài hạn khi chưa tích lũy đủ cơ sở dữ liệu quy mô lớn.

Đường dây truyền tải ảo (VTL)

Tính đến thời điểm hiện tại, Việt Nam chưa đưa vào vận hành hoặc công bố bất kỳ dự án thí điểm VTL nào sử dụng BESS để giải tỏa nghẽn mạch hoặc cung cấp dịch vụ lưới truyền tải. Hiện nay, hệ thống BESS chủ yếu được tích hợp tại các nhà máy điện hoặc trên lưới phân phối; EVN và EVNNPT đều chưa đưa vào vận hành bất kỳ hệ thống lưu trữ nào với tư cách là một tài sản truyền tải chính thức.

Nguyên nhân chính là do khung pháp lý hiện hành của Việt Nam chưa phân loại BESS là một tài sản truyền tải; đồng thời cũng chưa ban hành cơ chế thu hồi chi phí hay các chính sách ưu đãi đối với các giải pháp tăng cường lưới điện bằng hệ thống lưu trữ. Do đó, việc triển khai VTL hiện vẫn dừng lại ở giai đoạn nghiên cứu đề xuất, dù tiềm năng đem lại giá trị là rất lớn.

Từ thực trạng nghẽn mạch lưới điện, đặc thù phát điện của NLTT và kinh nghiệm quốc tế, một số kịch bản ứng dụng tiềm năng của VTL tại Việt Nam bao gồm:

- Giải tỏa nghẽn mạch tại các vùng trọng điểm NLTT (Ninh Thuận, Bình Thuận, Đắk Lắk). Việc lắp đặt BESS tại các nút 220 kV hoặc 500 kV chiến lược cho phép hấp thụ

¹⁸ EVNNPT – Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia (2025). Online thermal-dynamic monitoring system for transmission lines [Giám sát khả năng tải động trực tuyến cho đường dây truyền tải], Tin tức PTC3 Trích từ <https://www.npt.com.vn/d6/vi-VN/news/He-thong-giam-sat-online-nhiet-dong-duong-day-truyen-tai-6-191-11380>

lượng công suất NLTT dư thừa và phát ngược lại lưới vào thời điểm thích hợp, qua đó gia tăng khả năng truyền tải ảo của các đường dây hiện hữu.

- Hỗ trợ các hành lang truyền tải 500 kV bị chậm tiến độ hoặc đang quá tải, chẳng hạn như đường dây 500 kV Vũng Áng - rẽ Hà Tĩnh, Đà Nẵng hay Thanh Mỹ – Dốc Sỏi – Pleiku 2 thường xuyên gặp phải tình trạng nghẽn mạch trong các thời điểm nguồn NLTT phát công suất cao. Giải pháp VTL có thể giúp giải tỏa nghẽn mạch nhanh chóng trong thời gian chờ nâng cấp hạ tầng vật lý.
- Hỗ trợ tích hợp điện gió ngoài khơi cho các cụm dự án tại Ninh Thuận, Bình Thuận và Đồng bằng sông Cửu Long nhằm truyền tải công suất vào đất liền trong thời gian chờ hoàn thiện các hành lang truyền tải HVDC.
- Tri hoãn nhu cầu đầu tư hạ tầng truyền tải truyền thống nhờ khả năng triển khai nhanh trong 12–18 tháng của giải pháp VTL dựa trên BESS, giúp tăng cường khả năng truyền tải bổ sung tạm thời cho hệ thống trong khi việc đầu tư xây dựng các đường dây 220 kV/500 kV mới thường kéo dài nhiều năm
- Nâng cao tính linh hoạt vận hành tại các khu vực lưới điện yếu nhờ vai trò hỗ trợ duy trì ổn định điện áp, giảm tải cho các nút lưới trọng điểm và nâng cao độ tin cậy vận hành tại khu vực Tây Nguyên và Nam Trung Bộ.

Bộ điều áp dưới tải (OLTC)

OLTC đã được trang bị phổ biến trên mạng lưới phân phối trung áp và cao áp tại Việt Nam (các máy biến áp 22 kV, 35 kV và 110 kV) với chức năng cốt lõi là duy trì điện áp trong ngưỡng cho phép theo sự biến động của phụ tải. Tuy nhiên, phần lớn hệ thống OLTC hiện nay vẫn vận hành theo phương thức truyền thống dựa trên các ngưỡng cài đặt cố định hoặc điều chỉnh thủ công theo mùa. Các hệ thống này chưa được tối ưu hóa để đáp ứng các dòng công suất biến động linh hoạt hoặc đảo chiều do sự gia tăng tỷ trọng của các nguồn DER. Sự bùng nổ của ĐMTMN đã làm thay đổi căn bản đặc tính biến động điện áp trên các tuyến đường dây phân phối. Tình trạng biến động công suất đột ngột do mây che cũng gây ra hiện tượng đột biến điện áp nhanh, dẫn đến tình trạng nhảy biến tần hàng loạt và làm suy giảm sản lượng điện mặt trời. Để nâng cao tính linh hoạt của lưới điện phân phối trong điều kiện tỷ trọng DER cao, phương thức điều khiển OLTC đòi hỏi phải chuyển dịch sang cơ chế điều chỉnh điện áp thích ứng, có sự phối hợp và theo thời gian thực. Điều này bao gồm:

- Tự động điều chỉnh linh hoạt giá trị cài đặt OLTC dựa trên điều kiện vận hành theo thời gian thực của tuyến đường dây;
- Tối ưu hóa Volt-VAR có sự phối hợp, tích hợp vận hành giữa hệ thống OLTC, bộ biến tần thông minh và các bộ tụ bù;
- Phối hợp vận hành giữa OLTC và bộ biến tần thông minh nhằm giảm hao mòn tiếp điểm bộ chuyển nấc và nâng cao độ ổn định điện áp;
- Tích hợp với các hệ thống AMI, SCADA và DERMS để phục vụ công tác ra quyết định theo thời gian thực;
- Dự báo ngắn hạn công suất nguồn DER và điện mặt trời nhằm chủ động ngăn ngừa các sự cố quá áp.

Cơ chế điều khiển OLTC thích ứng là giải pháp then chốt để duy trì chất lượng điện áp, đồng thời khai thác tối đa tính linh hoạt ở cấp độ phân phối trong bối cảnh tỷ trọng nguồn NLTT ngày càng cao.

Quản lý nhu cầu phụ tải (DSM) và Điều chỉnh phụ tải (DR)

Chương trình DR tại Việt Nam hiện đang ở giai đoạn khởi đầu, với các dự án thí điểm chủ yếu do EVN triển khai từ năm 2017 theo Quyết định số 279/QĐ-TTg.¹⁹ Các chương trình DR hiện hữu tập trung chủ yếu vào phương thức cắt giảm công suất thủ công, tức là gửi thông báo theo từng sự kiện cắt giảm tới các khách hàng sử dụng điện lớn thuộc khối công nghiệp và thương mại. Cơ chế tham gia của khách hàng hiện vẫn dựa trên tinh thần tự nguyện do khung thị trường DR chính thức cùng quy chuẩn đo kiểm, xác nhận hiệu quả (M&V) vẫn chưa được ban hành. Hệ quả là tổng công suất tiết giảm huy động được qua các sự kiện DR trước đây còn rất khiêm tốn, phổ biến ở mức vài trăm megawatt và tập trung phần lớn tại các khu công nghiệp hay trạm bơm tưới tiêu.²⁰

Công nghệ điều chỉnh phụ tải tự động (ADR) sở hữu tiềm năng phát triển dài hạn rất lớn tại Việt Nam, trong bối cảnh ĐMTMN, xe điện và hệ thống đo đếm thông minh ngày càng mở rộng. Nhờ sự hỗ trợ của Hạ tầng đo đếm thông minh (AMI) và công nghệ kết nối IoT, công nghệ ADR có khả năng tự động linh hoạt điều chỉnh các hệ thống HVAC, động cơ công nghiệp, kho lạnh, trạm bơm tưới tiêu cùng nhiều dạng phụ tải khác theo thời gian thực để phản ứng kịp thời với các điều kiện vận hành của lưới điện. Với tốc độ đáp ứng tính bằng phút, thậm chí bằng giây, công nghệ ADR cung cấp năng lực linh hoạt tương đương với các nguồn phát điện có khả năng tăng/giảm công suất nhanh.

Công nghệ V2G mở ra một cơ hội chiến lược khác. Khi tỷ lệ sở hữu xe điện gia tăng, hệ thống pin xe điện có thể đóng vai trò như các bộ lưu trữ, hấp thụ lượng điện mặt trời dư thừa vào giữa trưa và phát ngược điện lên lưới trong các giờ cao điểm. Nhờ sở hữu dung lượng pin lớn cùng chu kỳ sạc/xả có thể dự báo, xe điện là đối tượng đặc biệt tiềm năng để triển khai V2G ngay trong giai đoạn đầu. Bên cạnh đó, việc triển khai hệ thống nhà thông minh và tự động hóa tòa nhà thương mại cũng là cơ sở để tối ưu hóa hơn nữa tiềm năng linh hoạt của phụ tải thông qua các chương trình DR. Dù sở hữu nhiều tiềm năng nhưng việc triển khai DR trên diện rộng tại Việt Nam vẫn vướng một số rào cản chính:

- Chưa hình thành thị trường DR chính thức kèm theo các quy định về phụ tải cơ sở, cơ chế thanh toán/quản lý chi phí và giá bù công suất;
- Khả năng giám sát phụ tải tại vùng biên lưới điện còn hạn chế do hạ tầng đo chưa triển khai đồng bộ hệ thống công tơ thông minh.²¹
- Thiếu vắng các đơn vị tổng hợp dịch vụ kết nối cung - cầu (DR aggregator) với vai trò gom các hộ tiêu thụ (phụ tải) nhỏ lẻ thành khối công suất khả dụng và đủ lớn để tham gia điều độ và giao dịch thị trường.
- Yêu cầu vận hành liên tục của các khách hàng công nghiệp khiến họ khó đáp ứng việc cắt giảm phụ tải thường xuyên.
- Thị trường xe điện mới nổi với khả năng sạc/xả hai chiều còn rất hạn chế.

¹⁹ Thủ tướng Chính phủ (2018). Quyết định số 279/QĐ-TTg ngày 08 tháng 3 năm 2018 phê duyệt Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018–2020, định hướng đến năm 2030.

²⁰ GIZ (2021). Thúc đẩy triển khai các chương trình Điều chỉnh phụ tải điện tại Việt Nam.

[https://energypedia.info/images/b/b4/011_SGREEE-](https://energypedia.info/images/b/b4/011_SGREEE-AA1_Promoting_Implementation_of_Demand_Response_Programs_in_Vietnam.pdf)

[AA1_Promoting Implementation of Demand Response Programs in Vietnam.pdf](https://energypedia.info/images/b/b4/011_SGREEE-AA1_Promoting_Implementation_of_Demand_Response_Programs_in_Vietnam.pdf)

²¹ Vùng biên lưới điện là ranh giới giữa lưới điện phân phối với người tiêu dùng cuối và các nguồn năng lượng phân tán (như ĐMTMN, pin lưu trữ, xe điện, công tơ thông minh và các phụ tải linh hoạt). Ranh giới này cho phép trao đổi công suất trao đổi hai chiều, đồng thời hỗ trợ quản lý, điều khiển kỹ thuật số chủ động đối với cả cung và cầu điện năng.

- Thiếu hụt hệ thống tiêu chuẩn cho giao thức kết nối V2G, thiết bị gia dụng thông minh và các giao thức tự động hóa DR.
- Sự phát triển bùng nổ của các hệ thống ĐMTMN, điện mặt trời thương mại & công nghiệp, hệ thống lưu trữ sau công tơ cùng hạ tầng sạc xe điện mới nổi đang đặt ra yêu cầu cấp bách về năng lực giám sát và điều khiển ở cấp lưới phân phối. Tuy nhiên, năng lực giám sát và điều khiển hiện tại của lưới phân phối vẫn còn nhiều hạn chế: Các hệ thống ĐMTMN gửi về rất ít dữ liệu vận hành theo thời gian thực, hoặc dữ liệu truyền về chưa được chuẩn hóa; Nhiều công trình phát điện chỉ gửi báo cáo sản lượng tổng hợp theo ngày hoặc theo tháng;
- Việc thiếu các giao thức kết nối chuẩn hóa (như Modbus, SunSpec, IEEE 2030.5) đang gây khó khăn cho quá trình tích hợp và tương tác giữa các hệ thống;
- Khả năng giám sát còn rất hạn chế tại các đường dây hạ thế, trạm biến áp phân phối và các điểm tiêu thụ của khách hàng;
- Các đơn vị điện lực vẫn thiếu cơ sở dữ liệu đồng bộ, tích hợp toàn diện các dữ liệu phụ tải, công suất phát DER, điện áp, chất lượng điện năng và sơ đồ cấu trúc liên kết lưới điện.
- Các công ty điện lực hiện đang vận hành hệ thống quản lý lưới phân phối (DMS) phục vụ công tác quản lý sự cố, định vị sự cố trên lưới điện và thao tác chuyển nấc/đóng cắt. Tuy nhiên, các chức năng nâng cao như tái cấu hình đường dây, tối ưu hóa Volt-VAR, và quản lý dự báo quá tải vẫn chưa được triển khai rộng rãi.
- Về cơ bản, dữ liệu liên quan đến các nguồn DER vẫn chưa được tích hợp vào hệ thống DMS.
- Trên thực tế, hầu hết các nguồn DER đang vận hành tự động theo thông số cài sẵn mà không có sự kết nối; các công ty điện lực vì thế không thể điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng từ xa.
- Hiện nay, ngành điện chưa bắt buộc áp dụng các chức năng biến tần thông minh (như Volt-VAR, Volt-Watt, Frequency-Watt), nên các tính năng này hầu như chưa được kích hoạt vận hành.
- Việt Nam hiện chưa có cơ chế điều độ tập trung cho hàng loạt nguồn DER riêng lẻ,
- đồng thời cũng chưa hoàn thiện hành lang pháp lý cho các đơn vị tổng hợp dịch vụ kết nối cung - cầu (DER aggregator) được cấp phép để tham gia cung cấp dịch vụ phụ trợ hoặc dịch vụ điều chỉnh linh hoạt.
- Hệ quả đối với công tác vận hành hệ thống:
- Hiện tượng trào lưu công suất ngược và quá điện áp xuất hiện với tần suất ngày càng cao;
- Các nguồn DER vận hành tự phát, thiếu kết nối đồng bộ dẫn đến tình trạng cắt giảm công suất thiếu kiểm soát, giảm khả năng giải tỏa công suất và gây nghẽn mạch cục bộ;
- Những hạn chế về năng lực điều khiển nguồn DER đang gây rào cản lớn cho công tác điều chỉnh điện áp và tính toán cài đặt rơ-le bảo vệ đường dây;
- Các mô hình quy hoạch chưa phản ánh đúng thực tế vận hành do thiếu dữ liệu thu thập từ hiện trường;
- Tình trạng thiếu các tiêu chuẩn quốc gia về giao tiếp dữ liệu giữa các nguồn DER và đơn vị điện lực khiến hạ tầng kết nối của hệ thống trở nên phân tán và thiếu đồng bộ;
- Chưa có khung chính sách an ninh mạng thống nhất phục vụ việc tích hợp các nguồn DER;

Để tháo gỡ những rào cản này, Việt Nam cần hoàn thiện khung pháp lý, triển khai các chương trình thí điểm và đầu tư đồng bộ vào hạ tầng kỹ thuật số.

Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS)

Các nghiên cứu và tài liệu quy hoạch gần đây về Lộ trình Lưới điện Thông minh của Việt Nam đã đề cập đến việc ứng dụng thử nghiệm phần mềm Quản lý Nguồn Năng lượng Phân tán (DERM), nhằm kết nối và giám sát các hệ thống ĐMTMN quy mô lớn. Các chương trình thí điểm này hướng tới mục tiêu thử nghiệm năng lực giám sát và điều khiển nguồn phân tán để tạo tiền đề quan trọng tiến tới xây dựng hệ thống quản lý DERMS chính thức²². Hiện tại, Việt Nam chưa vận hành bất kỳ nền tảng DERMS nào ở quy mô lưới điện. Việc nhân rộng và ứng dụng phần mềm DERM hiện đang gặp phải các rào cản chính sau:

- Các nỗ lực hiện nay mới chỉ dừng lại ở việc đăng ký ĐMTMN, xây dựng các cổng giám sát cơ bản hoặc hệ thống EMS nội bộ của tư nhân, mà chưa đạt tới mức độ điều khiển, dự báo hay tối ưu hóa nguồn DER theo thời gian thực.
- Các chức năng của hệ thống DERMS như quản lý đơn vị tổng hợp dịch vụ kết nối cung - cầu, tối ưu hóa Volt-VAR, hay điều độ biến tần thông minh mới chỉ dừng lại ở bước nghiên cứu khái niệm hoặc xây dựng kế hoạch;
- Hạ tầng kỹ thuật số của các công ty điện lực đã từng bước được nâng cấp, nhưng hệ thống nhìn chung vẫn còn manh mún và thiếu đồng đều giữa các vùng miền;
- Mức độ bao phủ của hệ thống SCADA ở cấp 110 kV gần như đã hoàn thiện, cho phép giám sát và điều khiển từ xa hầu hết các trạm biến áp; Tuy nhiên, ở cấp lưới 22 kV và 35 kV, dù hệ thống SCADA đang tiếp tục được mở rộng nhưng nhiều phát tuyến vẫn thiếu khả năng thu thập dữ liệu đo xa theo thời gian thực và đóng cắt từ xa;
- Việc tích hợp dữ liệu giữa các công ty điện lực còn hạn chế, hệ thống SCADA hiện chủ yếu phục vụ giám sát và hỗ trợ điều khiển dự báo hay điều khiển phối hợp;
- Hệ thống AMI đã được phủ rộng ở khối khách hàng công nghiệp và thương mại, nhưng mới chỉ đáp ứng một phần đối với khối hộ gia đình; Phần lớn công tơ đo đếm mới chỉ cung cấp dữ liệu theo chu kỳ 15–30 phút, trong khi khả năng đo đếm theo thời gian thực và truyền thông hai chiều vẫn còn rất hạn chế; Bộ dữ liệu từ hệ thống AMI chưa được kết nối đồng bộ hoàn toàn với các nền tảng SCADA/DMS;

Để nhân rộng hệ thống DERMS, cần có bộ dữ liệu chất lượng cao, thống nhất cùng hạ tầng truyền thông tin cậy. Tuy nhiên, hạ tầng hiện tại vẫn vướng phải nhiều rào cản cốt lõi, bao gồm:

- Các hệ thống SCADA, DMS và AMI đang vận hành độc lập trên các nền tảng riêng rẽ, khiến khả năng chia sẻ dữ liệu bị hạn chế;
- Sự thiếu đồng nhất về mô hình dữ liệu và thiếu các cổng giao tiếp API dùng chung đang cản trở quá trình tích hợp liên hệ thống;
- Hoạt động trao đổi dữ liệu tại nhiều Công ty Điện lực phần lớn vẫn phải thực hiện thủ công;
- Số lượng thiết bị đo lường góc pha (PMU hoặc micro-PMU) được trang bị ở cấp lưới phân phối và hạ thế còn rất hạn chế;
- Các thiết bị giám sát đường dây, cảm biến điện áp (độ dâng/sụt áp), trạm thời tiết và cảm biến chất lượng điện năng chưa được lắp đặt rộng rãi;
- Phần lớn các hệ thống ĐMTMN chưa được tích hợp khả năng truyền dữ liệu đo xa theo thời gian thực đối với công suất tác dụng và công suất phản kháng;
- Hệ thống điện vẫn đang sử dụng hạ tầng truyền thông thế hệ cũ;

²² Nhà máy điện ảo - Công nghệ và tiềm năng ứng dụng tại Việt Nam, GIZ, 2021.
https://www.esp.org.vn/wp-content/uploads/Virtual-Power-Plant_Final-Report.EN_.pdf

- Băng thông chưa đủ đáp ứng được yêu cầu truyền dữ liệu đo xa tần suất cao từ nguồn DER hoặc các tín hiệu điều khiển từ DERMS tới bộ biến tần;
- Quy định về chia sẻ dữ liệu đo đếm, dữ liệu biến tần và dữ liệu tiêu thụ của khách hàng hiện vẫn chưa rõ ràng;
- Nền tảng DERMS làm gia tăng nguy cơ mất an toàn thông tin, trong khi các đơn vị điện lực chưa hoàn thiện kiến trúc bảo mật tương ứng;
- Việc ứng dụng AI, học máy hoặc phân tích dự báo vào quá trình ra quyết định vận hành còn rất hạn chế;
- Vai trò và trách nhiệm của hệ thống DERMS chưa được quy định cụ thể trong các văn bản quy phạm pháp luật;
- Chưa có cơ chế tài chính hoặc chính sách khuyến khích người tiêu dùng chia sẻ dữ liệu hoặc tham gia cung cấp các dịch vụ huy động nguồn linh hoạt.

Chương 4: Quy định kỹ thuật và chính sách của Việt Nam hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn và nâng cao tính linh hoạt của lưới điện

Chương 4 rà soát, đánh giá các quy chuẩn kỹ thuật và khung chính sách hiện hành của Việt Nam liên quan đến việc nâng cao tính linh hoạt của lưới điện và tích hợp nguồn NLTT quy mô lớn. Nội dung chương này tập trung phân tích bối cảnh chính sách của Việt Nam, bao gồm các nghị định, thông tư mới được ban hành gần đây, cũng như các công cụ quản lý, quy định pháp lý đang trong quá trình xây dựng. Bên cạnh những bước tiến đã đạt được, kết quả đánh giá cũng làm rõ các bất cập và điểm nghẽn hiện hữu, đặc biệt là trong công tác vận hành lưới điện, cơ chế mua sắm dịch vụ phụ trợ/điều chỉnh công suất linh hoạt theo thị trường, việc tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng, cũng như sự phối hợp giữa công tác quy hoạch, vận hành và các cơ chế thị trường điện. Trên cơ sở phân tích, chương này sẽ tập trung làm nổi bật những rào cản cốt lõi về mặt chính sách và quy định pháp lý - vốn là các yếu tố có thể ảnh hưởng đến khả năng hấp thụ nguồn NLTT quy mô lớn và hạn chế độ linh hoạt của toàn hệ thống.

4.1 Các chính sách và quy định hiện hành của Việt Nam hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn

QHĐ VIII và QHĐ VIII điều chỉnh, cùng với Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia theo Nghị quyết số 55-NQ/TW, đã định hình các định hướng chính sách cốt lõi, đồng thời phác họa bức tranh rõ nét hơn về cơ cấu nguồn điện đến năm 2035, tầm nhìn đến năm 2050^{23, 24}. Để cụ thể hóa chiến lược này, một loạt cơ chế hỗ trợ đã lần lượt được ban hành, từ cơ chế giá FIT áp dụng trong giai đoạn 2017–2021 đến sự chuyển dịch từng bước sang các giải pháp mang tính thị trường hơn như đấu thầu cạnh tranh²⁵. Song song với đó, Việt Nam đang hoàn thiện các mẫu hợp đồng mua bán điện (PPA) và cơ chế DPPA, nhằm đáp ứng lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh và các giao dịch mua bán điện trực tiếp²⁶. Mặc dù vậy, khung chính sách thực thi hiện vẫn trong quá trình hoàn thiện do nhiều thông tư và hướng dẫn chi tiết đang tiếp tục được xây dựng. Các quy định trong hợp đồng PPA, DPPA, cũng như cơ chế giá cho các mô hình như BESS và nguồn điện lai kết hợp vẫn trong quá trình cụ thể hóa, đặc biệt là các nội dung về vai trò, trách nhiệm, phân bổ rủi ro và phương thức thanh toán. Bên cạnh đó, hạ tầng truyền tải chưa theo kịp tốc độ phát triển nhanh chóng của các nguồn NLTT, gây ra tình trạng nghẽn mạch và nguy cơ phải cắt giảm công suất tại một số khu vực. Các cơ chế, chính sách cốt lõi hỗ trợ tính linh hoạt của lưới điện và phát triển NLTT được tổng hợp trong *Bảng 4.1*.

²³ 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. <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Quyết-dinh-768-QĐ-TTg-2025-Điều-chỉnh-Quy-hoạch-phát-triển-diện-lực-quốc-gia-thời-ky-2021-2030-651977.aspx>

²⁴ Nghị quyết số 55-NQ/TW: Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Nghị-quyết-55-NQ-TW-2020-dinh-huong-Chiến-lược-phát-triển-năng-luợng-quốc-gia-của-Việt-Nam-435381.aspx>

²⁵ Kinh nghiệm quốc tế về chuyển dịch từ cơ chế giá FIT sang đấu thầu cạnh tranh cùng các cơ chế khác cho năng lượng tái tạo – Hàm ý chính sách đối với Việt Nam. <https://nangluongvietnam.vn/chuyen-tu-fit-sang-dau-thau-va-co-che-khac-cho-nang-luong-tai-tao-kinh-nghiem-quoc-te-goi-y-voi-viet-nam-34111.html>

²⁶ Nghị định số 57/2025/NĐ-CP: Quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn. <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Nghị-dinh-57-2025-ND-CP-co-che-mua-ban-dien-truc-tiep-giua-don-vi-phat-dien-nang-luong-tai-tao-645610.aspx>

Bảng 4.1 Tổng hợp các cơ chế, chính sách hiện hành hỗ trợ phát triển NLTT

Văn bản pháp lý / Quy định	Năm	Phạm vi nghiên cứu	Đóng góp chính
<u>Định hướng chiến lược & Mục tiêu</u>			
Nghị quyết số 55-NQ/TW	2020	Chiến lược năng lượng quốc gia	Tăng cường vai trò của NLTT như một ưu tiên chiến lược; đặt mục tiêu đạt 15–20% NLTT vào năm 2030 và 25–30% vào năm 2045; thúc đẩy cải cách thị trường, thu hút đầu tư tư nhân và mở rộng lưới điện.
Nghị quyết số 70-NQ/TW	2025	Chiến lược an ninh năng lượng	Đặt mục tiêu cao hơn, đạt 25–30% NLTT vào năm 2030; chú trọng triển khai nhanh năng lượng sạch và áp dụng các cơ chế vận hành theo thị trường.
Luật Điện lực (Luật số 61/2024/QH15)	2024	Khung pháp lý chung	Thiết lập khung pháp lý để mở rộng quy mô NLTT phù hợp với các mục tiêu của QHĐ VIII; tạo điều kiện phát triển thị trường cạnh tranh, mô hình tự sản xuất, tự tiêu thụ và quy hoạch lưới điện đồng bộ phục vụ tích hợp NLTT dài hạn.
QHĐ VIII và QHĐ VIII điều chỉnh (Quyết định 500/2023, 768/2025)	2023-2025	Quy hoạch hệ thống điện	Ưu tiên phát triển điện gió, điện mặt trời và BESS; mở rộng lưới truyền tải; tích hợp hệ thống lưu trữ nhằm tăng tính linh hoạt và an toàn hệ thống.
<u>Quy hoạch, Cơ chế giá & Thị trường</u>			
Nghị định số 56/2025/NĐ-CP	2025	Quy hoạch và đấu thầu	Quy định cơ chế đấu thầu cạnh tranh cho các dự án NLTT phù hợp với quy hoạch điện lực quốc gia và cấp tỉnh, gắn kết việc phát triển công suất với khả năng giải tỏa của lưới điện.
Nghị định số 57/2025/NĐ-CP	2025	DPPA	Cho phép mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn qua lưới điện quốc gia hoặc đường dây riêng.
Nghị định số 58/2025/NĐ-CP	2025	Phát triển NLTT và BESS	Quy định ưu tiên huy động các dự án NLTT có lắp đặt hệ thống lưu trữ điện; quy định về ĐMTMN tự sản xuất, tự tiêu thụ.
Thông tư 11/2025/TT-BCT	2025	Các dịch vụ phụ trợ	Quy định khung giá cho các dịch vụ điều chỉnh tần số, điều chỉnh điện áp và dự phòng khởi động nhanh; cho phép BESS tham gia cung cấp dịch vụ phụ trợ.
Thông tư 10/2025/TT-BCT	2025	Chi phí tránh được	Chuẩn hóa phương pháp xác định và nguyên tắc áp dụng biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện tái tạo nhỏ.
Thông tư 20/2024/TT-BCT	2024	Giá phát điện của nhà máy điện sinh khối và nhà máy	Quy định phương pháp lập khung giá phát điện của nhà máy điện chất thải rắn và nhà máy điện sinh khối; tạo thuận lợi cho quá trình đàm phán hợp đồng PPA.

Văn bản pháp lý / Quy định	Năm	Phạm vi nghiên cứu	Đóng góp chính
		điện chất thải rắn	
Nghị định số 135/2024/NĐ-CP	2024	Điện mặt trời mái nhà	Đơn giản hóa thủ tục cấp phép; khuyến khích các mô hình ĐMTMN tự sản xuất, tự tiêu thụ.
<u>Quy chuẩn kỹ thuật, Trình tự kết nối & Vận hành hệ thống</u>			
Quy định hệ thống điện & Hướng dẫn đấu nối cập nhật (Bộ Công Thương/EVN)	Đang thực hiện	Tích hợp lưới điện	Củng cố các yêu cầu kỹ thuật về khả năng vượt qua điện áp thấp/cao (LVRT/HVRT); điều khiển công suất P, Q; trách nhiệm dự báo công suất; và hệ thống SCADA/đo xa cho các nguồn năng lượng dựa trên biến tần.
Quyết định số 3477/QĐ-BCT	2025	Phương thức vận hành hệ thống	Yêu cầu cập nhật kết quả dự báo phụ tải và quy hoạch phương án vận hành linh hoạt ở cấp phân phối nhằm đáp ứng tỷ lệ thâm nhập ngày càng cao của ĐMTMN và các nguồn phân tán khác (điện mặt trời, xe điện, nguồn điều chỉnh phụ tải).
Nâng cấp SCADA / EMS và các công cụ dự báo	Đang thực hiện	Vận hành số hóa	Nâng cao năng lực giám sát theo thời gian thực, độ chính xác trong điều độ và quản lý nghẽn mạch, dù năng lực thực tế hiện vẫn còn những hạn chế nhất định.

4.2 Các cơ chế, chính sách mới ban hành và đang dự thảo

Thông tư số 62/2025/TT-BCT quy định hồ sơ, trình tự, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện và phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện của hệ thống pin lưu trữ năng lượng; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện: Thông tư bổ sung, hoàn thiện khung pháp lý về giá phát điện và giá dịch vụ phát điện của các dự án BESS, bảo đảm tính thống nhất với Luật Điện lực năm 2024 và Nghị quyết số 70/NQ-TW về an ninh năng lượng quốc gia. Thông tư này quy định phương pháp xác định và phê duyệt khung giá phát điện, bao gồm các thành phần giá cơ bản (giá công suất, giá điện năng, giá vận hành và bảo dưỡng, cùng mức lợi nhuận định mức); đồng thời đề ra nguyên tắc điều chỉnh giá theo biến động của chi phí đầu vào, tỷ giá ngoại tệ và lạm phát.

- Quy định cụ thể việc BESS tham gia cung cấp các dịch vụ phụ trợ và hỗ trợ vận hành hệ thống điện.
- Quy định các nội dung chủ yếu của Hợp đồng mua bán điện ký kết giữa EVN/các Tổng công ty Điện lực với nhà đầu tư BESS, bao gồm: cam kết thực hiện, đo đếm điện năng, thanh toán, nghĩa vụ hợp đồng và cơ chế điều chỉnh giá trong toàn bộ vòng đời dự án.
- Làm cơ sở pháp lý nền tảng để tích hợp BESS vào thị trường điện theo cơ chế giá minh bạch, phản ánh đúng đặc thù công nghệ của hệ thống lưu trữ.²⁷

²⁷ Thông tư số 62/2025/TT-BCT quy định hồ sơ, trình tự, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện và phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện của hệ thống pin lưu trữ năng lượng; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện. <https://moit.gov.vn/tin-tuc/du-thao-thong-tu-quy-dinh-ho-so-trinh-tu-phuong-phap-xac-dinh-phe-duyet-khung-gia-phat-dien-va-phuong-phap-xac-dinh-gia-.html>

Nghị quyết số 253/2025/QH15 của Quốc hội về các cơ chế, chính sách tháo gỡ điểm nghẽn trong phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2026–2030: Nghị quyết ban hành các cơ chế đặc thù nhằm đẩy nhanh tiến độ phát triển NLTT, đặc biệt là điện gió ngoài khơi.

- Cho phép điều chỉnh linh hoạt quy hoạch phát triển điện lực và quy hoạch phát triển lưới điện để bổ sung, thay đổi hoặc điều chỉnh quy mô, điểm đầu nối của các dự án NLTT trong trường hợp cấp bách; qua đó tạo không gian phát triển, triển khai nhanh các dự án điện gió, điện mặt trời giai đoạn 2026–2030.
- Nhấn mạnh phát triển điện gió ngoài khơi, trong đó quy định cơ chế giao doanh nghiệp nhà nước thực hiện khảo sát, các nguyên tắc lựa chọn nhà đầu tư, và việc quy hoạch các trung tâm gom công suất điện ngoài khơi.
- Quy định chính sách ưu đãi dưới hình thức cam kết sản lượng điện hợp đồng tối thiểu đạt từ 80–90% trong thời gian trả nợ vay, cùng với các chính sách miễn, giảm tiền sử dụng khu vực biển và tiền thuê đất; qua đó bảo đảm dòng tiền và tính khả thi về mặt tài chính cho các dự án quy mô lớn.
- Yêu cầu xây dựng hệ thống thông tin và cơ sở dữ liệu năng lượng quốc gia (bao gồm dữ liệu về NLTT, phát thải, hạ tầng lưới điện và dự báo phụ tải), nhằm nâng cao khả năng hấp thụ tỷ trọng cao nguồn NLTT vào hệ thống điện và tối ưu hóa hiệu quả điều độ trong dài hạn.²⁸

Dự thảo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ quy định về chính sách hỗ trợ cho hộ gia đình lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ và hệ thống lưu trữ điện: Bộ Công Thương đã hoàn thiện hồ sơ Dự thảo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ quy định về chính sách hỗ trợ cho hộ gia đình lắp đặt hệ thống ĐMTMN tự sản xuất, tự tiêu thụ và hệ thống lưu trữ điện, đồng thời đã trình Bộ Tư pháp thẩm định. Chính sách dự kiến có hiệu lực thi hành trong giai đoạn 2026–2030.

- Mục tiêu đến năm 2030 có 50% các tòa nhà công sở và 50% nhà dân sử dụng ĐMTMN tự sản xuất, tự tiêu thụ (phục vụ tiêu thụ tại chỗ, không bán điện vào hệ thống điện quốc gia); qua đó giảm tải cho lưới điện địa phương và hệ thống truyền tải, đồng thời giảm nhu cầu vốn đầu tư ngành điện và giảm thất thoát, hao hụt điện năng.
- Các hộ gia đình tham gia sẽ được hưởng chính sách vay vốn ưu đãi tối đa 40 triệu đồng với lãi suất 8,4%/năm, thời hạn cho vay tối đa là 36 tháng; được hỗ trợ lắp đặt công tơ đo đếm hai chiều và hỗ trợ kỹ thuật; được hỗ trợ trực tiếp từ 1.000.000 đồng đến 1.500.000 đồng khi lắp đặt hệ thống ĐMTMN và hỗ trợ thêm 1.000.000 đồng đến 1.500.000 đồng nếu lắp đặt kèm hệ thống lưu trữ điện (áp dụng đối với hệ thống có công suất tối thiểu 1 kWp và dung lượng lưu trữ tối thiểu 2 kWh)²⁹.

Thông tư số 29/2026/TT-BCT quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh, thay thế Thông tư số 16/2025/TT-BCT và Thông tư số 36/2025/TT-BCT:

- Thông tư sửa đổi, bổ sung các quy định về lập lịch huy động tổ hợp máy phát và chào giá trên thị trường điện, bao gồm cơ chế xác định và cập nhật giá trần bản chào đối với các loại hình nhà máy điện.
- Các nhà máy điện sử dụng NLTT (không phải thủy điện) áp dụng nguyên tắc chào giá bằng 0 (0 đồng/kWh), sản lượng chào giá căn cứ theo công suất dự báo và phải tuân thủ đầy đủ nghĩa vụ dự báo.

²⁸ Nghị quyết số 253/2025/QH15 của Quốc hội về các cơ chế, chính sách phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2026 - 2030.

²⁹ Bộ Công Thương đã trình thẩm định dự thảo quy định về chính sách hỗ trợ cho hộ gia đình lắp đặt hệ thống ĐMTMN tự sản xuất, tự tiêu thụ và hệ thống lưu trữ điện. <https://eav.gov.vn/d/vi-VN/news-o/Bo-Cong-Thuong-gui-tham-dinh-Du-thao-quy-dinh-ve-chinh-sach-ho-tro-cho-ho-gia-dinh-lap-dat-dien-mat-troi-mai-nha-tu-san-xuat-tu-tieu-thu-va-he-thong-luu-tru-dien-60-38-58686>

- Quy định rõ trách nhiệm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong việc tính toán, công bố giá trần cũng như bảo đảm vận hành hệ thống an toàn, tin cậy³⁰.

Dự thảo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ quy định về lộ trình, nguyên tắc hoạt động, cơ cấu ngành điện và các điều kiện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam:

- Yêu cầu thực hiện tái cơ cấu và bảo đảm tính minh bạch trên thị trường phát điện; theo đó, các nhà máy điện tái tạo tham gia thị trường phải tuân thủ đầy đủ các quy định về chào giá, đo đếm, thanh toán và điều độ tương tự như các đơn vị phát điện khác, tạo cơ sở bảo đảm sự bình đẳng trong thị trường bán buôn và bán lẻ điện cạnh tranh.
- Bắt buộc đầu tư hoàn chỉnh hệ thống đo đếm từ xa, hệ thống SCADA/EMS và hạ tầng công nghệ thông tin (đo xa và dữ liệu theo thời gian thực), xem đây là điều kiện tiên quyết phục vụ việc tích hợp NLTT quy mô lớn.
- Tái cơ cấu ngành điện theo hướng hình thành nhiều đơn vị bán buôn điện và đơn vị bán lẻ điện, tạo tiền đề cho các nhà máy NLTT giao dịch trực tiếp với các đơn vị bán buôn điện và đơn vị bán lẻ điện hoặc khách hàng lớn; đồng thời, lộ trình hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh sau năm 2027 sẽ tạo điều kiện triển khai diện rộng cơ chế DPPA, mở đường cho các giao dịch mua bán điện trực tiếp từ nguồn NLTT được triển khai rộng rãi, thay vì chỉ dừng lại ở phạm vi thí điểm.³¹

Thông tư số 60/2025/TT-BCT hướng dẫn thực hiện giá bán lẻ điện theo Quyết định số 14/2025/QĐ-TTg: Thông tư này thay thế Thông tư số 16/2014/TT-BCT, chuẩn hóa biểu giá bán lẻ điện theo thời gian sử dụng trong ngày (ToU) và theo nhóm khách hàng, bảo đảm phù hợp với các nguyên tắc phân loại tại Quyết định số 27/2018/QĐ-TTg.

- Các điểm mới bao gồm: bổ sung nhóm cơ sở lưu trú du lịch và trạm sạc xe điện (đưa ra 2 phương án giá để lấy ý kiến), đồng thời quy định các điều khoản chuyển tiếp đối với việc điều chỉnh ranh giới, khu vực quản lý nhằm bảo đảm vận hành liên tục.
- Biểu giá ToU khuyến khích người tiêu dùng dịch chuyển phụ tải từ giờ cao điểm sang giờ thấp điểm, giảm nhu cầu huy động các nguồn điện giá cao vào giờ cao điểm.
- Tạo điều kiện cho khách hàng sử dụng điện cho mục đích sản xuất, kinh doanh tối ưu hóa chi phí mua điện (bao gồm cả hình thức DPPA), qua đó hỗ trợ tích hợp NLTT vào hệ thống điện với tổng chi phí toàn hệ thống thấp nhất³². Các dự thảo chính sách được tổng hợp trong Bảng 4.2.

³⁰ Dự thảo Thông tư quy định về vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh, thay thế các Thông tư số 16/2025/TT-BCT và số 36/2025/TT-BCT. <https://moit.gov.vn/du-thao-van-ban/ho-so-du-thao-2-thong-tu-quy-dinh-van-hanh-thi-truong-ban-buon-dien-can-tranh-thay-the-thong-tu-so-16-2025-tt-bct-ngay-.html>

³¹ Dự thảo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ quy định về lộ trình, nguyên tắc hoạt động, cơ cấu ngành điện và các điều kiện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam. <https://moit.gov.vn/du-thao-van-ban/du-thao-2-quyet-dinh-thu-tuong-chinh-phu-quy-dinh-ve-lo-trinh-nguyen-tac-hoat-dong-co-cau-nganh-dien-va-cac-dieu-kien-de.html>

³² Dự thảo Thông tư quy định về thực hiện giá bán điện. <https://moit.gov.vn/tin-tuc/du-thao-thong-tu-quy-dinh-ve-thuc-hien-gia-ban-dien.html>

Bảng 4.2 Các cơ chế, chính sách và quy định đang được dự thảo, đề xuất

Dự thảo Cơ chế / Quy định	Mục tiêu	Nội dung cốt lõi
Thông tư số 62/2026/TT-BCT về giá dịch vụ phát điện của BESS và Hợp đồng PPA	Tích hợp BESS vào thị trường điện	Áp dụng biểu giá nhiều thành phần (công suất, điện năng, vận hành và bảo dưỡng); cơ chế giá dịch vụ phụ trợ; ban hành hợp đồng PPA mẫu.
Nghị quyết số 253/2025/QH15 của Quốc hội (giai đoạn 2026–2030)	Tháo gỡ các điểm nghẽn	Ưu đãi phát triển điện gió ngoài khơi; điều chỉnh quy hoạch linh hoạt; cam kết sản lượng điện hợp đồng tối thiểu từ 80–90%.
Dự thảo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ về ĐMTMN và lưu trữ năng lượng	Hỗ trợ hộ gia đình	Cho vay ưu đãi, hỗ trợ kinh phí, lắp đặt công tơ; mục tiêu đạt 50% các tòa nhà công sở và 50% nhà dân sử dụng ĐMTMN tự sản xuất, tự tiêu thụ vào năm 2030.
Thông tư số 29/2026/TT-BCT về Thị trường bán buôn điện	Cải cách thị trường điện	Áp dụng cơ chế chào giá 0 đồng đối với NLTT không phải thủy điện; bắt buộc tuân thủ nghĩa vụ dự báo.
Dự thảo Quyết định về Lộ trình thị trường điện cạnh tranh	Tái cơ cấu thị trường	Thực hiện tái cơ cấu; nâng cấp hệ thống SCADA/EMS; tạo tiền đề triển khai DPPA điện rộng.
Thông tư số 60/2025/TT-BCT về giá bán lẻ điện	Tăng cường tính linh hoạt phía cầu	Áp dụng biểu giá ToU; bổ sung nhóm khách hàng trạm sạc xe điện và lưu trú du lịch; khuyến khích dịch chuyển phụ tải.

4.3 Rào cản chính sách và quy định

Công tác quy hoạch và mục tiêu phát triển: Hiện tại, QHĐ VIII và QHĐ VIII điều chỉnh đã xác định khung quy mô công suất cho các nguồn NLTT. Tuy nhiên, các văn bản này chưa đề ra lộ trình triển khai cụ thể cho từng giai đoạn ngắn hạn (đến năm 2030), trung hạn (2030–2040) và dài hạn (đến năm 2050); đồng thời cũng chưa có quy hoạch phân vùng chi tiết để định hướng phát triển cho từng loại hình nguồn điện (trên bờ, ngoài khơi, nguồn điện kết hợp hay các trung tâm lưu trữ). Điều này gây khó khăn trong quá trình triển khai thực tế, dẫn đến tình trạng nghẽn mạch do lưới truyền tải khu vực không đáp ứng kịp nhu cầu giải tỏa công suất, đồng thời làm giảm tính hấp dẫn đối với các nhà đầu tư.

Thiết kế thị trường và cơ chế thanh toán: Việt Nam đang chuyển dịch từ cơ chế giá FIT sang mô hình đấu thầu cạnh tranh và DPPA nhằm tăng cường tính cạnh tranh và minh bạch trong quá trình mua bán điện tái tạo. Song song với đó, Bộ Công Thương đang xây dựng khung giá riêng cho BESS dựa trên mô hình biểu giá nhiều thành phần, trong đó tách biệt các khoản thanh toán cho công suất, điện năng và dịch vụ phụ trợ³³.

Tuy nhiên, thị trường dịch vụ phụ trợ hiện chưa được thiết kế và vận hành hoàn chỉnh (bao gồm FFR, FCR, FRR, điều chỉnh điện áp, khởi động đen,...), khiến cơ chế thanh toán cho công suất hoặc hệ thống lưu trữ vẫn chưa được định hình rõ ràng. Hệ thống quy định hiện hành cũng chưa hoàn thiện các nội dung cốt lõi, bao gồm: cơ chế thanh toán theo hiệu suất vận hành (gắn liền với mức độ bám lệnh và độ chính xác khi đáp ứng điều khiển AGC), cơ chế xử phạt khi không bảo đảm tính khả dụng, cũng như các quy định về quản lý trạng thái

³³ Kinh nghiệm quốc tế về chuyển dịch từ cơ chế giá FIT sang đấu thầu cạnh tranh cùng các cơ chế khác cho năng lượng tái tạo – Hàm ý chính sách đối với Việt Nam. <https://nangluongvietnam.vn/chuyen-tu-fit-sang-dau-thau-va-co-che-khac-cho-nang-luong-tai-cao-kinh-nghiem-quoc-te-goi-y-voi-viet-nam-34111.html>

sạc và duy trì công suất dự phòng đối với BESS. Song song với đó, quy định về đo đếm và quy đổi điện năng sạc - xả phục vụ thanh toán vẫn thiếu tính đồng bộ; thị trường điện cũng chưa hoàn thiện quy trình chào giá riêng cũng như cơ chế tối ưu hóa đồng thời cho cả điện năng và dịch vụ dự phòng.

Tài chính và các cơ chế ưu đãi: Việt Nam đã đưa ra nhiều cam kết quốc tế thông qua Quan hệ đối tác Chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP), Ngân hàng Phát triển Châu Á (ADB), Ngân hàng Thế giới (WB) và các đối tác phát triển khác nhằm huy động nguồn tài chính xanh và giảm phát thải carbon. Việt Nam đang tích cực huy động các nguồn tài chính xanh và quỹ tài trợ khí hậu để hỗ trợ các dự án năng lượng sạch và BESS. Một số địa phương đã thí điểm áp dụng chính sách ưu đãi thuế, miễn giảm tiền thuê đất và tạo điều kiện tiếp cận nguồn tín dụng ưu đãi cho các dự án NLTT quy mô lớn. Tuy nhiên, chi phí đầu tư cho các dự án NLTT và BESS tại Việt Nam vẫn cao hơn so với khu vực do tồn tại các rủi ro về chính sách và quy định pháp lý, đặc biệt là rủi ro biến động giá, rủi ro cắt giảm huy động công suất và tình trạng chậm thanh toán. Điều này khiến các nhà đầu tư gặp nhiều khó khăn trong việc tiếp cận các nguồn vốn dài hạn. Mặt khác, Việt Nam hiện vẫn thiếu các khung cơ chế bảo lãnh tài chính, quỹ bảo lãnh cũng như cơ chế chia sẻ rủi ro; trong khi đó, thị trường tài chính xanh trong nước mới chỉ đang ở giai đoạn khởi đầu.

Hạ tầng truyền tải và vận hành hệ thống: QHĐ VIII điều chỉnh đã xác định yêu cầu cấp thiết về việc phát triển hạ tầng truyền tải và hệ thống lưu trữ nhằm theo kịp tốc độ tăng trưởng nhanh chóng của các nguồn NLTT, đặc biệt là tại khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nam Bộ. Một số dự án lưới truyền tải 500 kV và trung tâm điều độ khu vực đang được triển khai, đi kèm với việc nâng cấp hệ thống SCADA/EMS và bước đầu áp dụng các công cụ dự báo NLTT ở cả cấp hệ thống lẫn cấp nhà máy³⁴. Tuy nhiên, do đầu tư thiếu đồng bộ dọc theo các hành lang phát triển NLTT trọng điểm, hệ thống lưới điện thường xuyên rơi vào tình trạng nghẽn mạch, buộc phải cắt giảm công suất phát. Mặt khác, hệ thống SCADA/EMS vẫn còn hạn chế về năng lực xử lý dữ liệu thời gian thực; chưa hỗ trợ cơ chế tối ưu hóa đồng thời giữa điện năng và dịch vụ dự phòng, cũng như chưa tích hợp mô-đun điều khiển dành riêng cho BESS và các nguồn DER. Thêm vào đó, hệ thống điện vẫn thiếu các công cụ dự báo nâng cao và một cơ sở dữ liệu dùng chung thống nhất trên toàn quốc.

Tiêu chuẩn kỹ thuật và quy định vận hành lưới điện: Các tiêu chuẩn kỹ thuật và thủ tục đấu nối lưới điện mới cho các nguồn điện dựa trên biến tần đã được cập nhật nhưng chưa thực sự hoàn thiện; trong khi đó, một khung quy định toàn diện dành riêng cho BESS và các dự án nguồn kết hợp hiện vẫn chưa được ban hành. Các yêu cầu hiện hành chủ yếu tập trung vào khả năng vượt qua điện áp thấp, khả năng vượt qua điện áp cao, điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng cùng các tính năng SCADA cơ bản, mà chưa phản ánh đầy đủ đặc tính vận hành sạc - xả hai chiều của BESS³⁵. Tồn tại lớn nhất hiện nay nằm ở việc chưa xây dựng được các quy định rõ ràng về thời gian phản hồi cho từng loại dịch vụ phụ trợ (FFR, FCR, FRR), quy tắc quản lý và vùng hoạt động của trạng thái sạc gắn liền với tính khả dụng, khung thử nghiệm và nghiệm thu thống nhất, cũng như quy chuẩn thống nhất về thử nghiệm, nghiệm thu, đo đếm và viễn thông phục vụ quá trình sạc - xả. Thêm vào đó, các yêu cầu về an toàn thông tin và an toàn phòng cháy chữa cháy đặc thù cho BESS vẫn chưa được ban hành đầy đủ. Tình trạng này khiến Đơn vị vận hành hệ thống điện gặp khó khăn trong

³⁴ 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. <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Quyết-dinh-768-QĐ-TTg-2025-Dieu-chinh-Quy-hoach-phat-trien-dien-luc-quoc-gia-thoi-ky-2021-2030-651977.aspx>

³⁵ 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. <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Quyết-dinh-768-QĐ-TTg-2025-Dieu-chinh-Quy-hoach-phat-trien-dien-luc-quoc-gia-thoi-ky-2021-2030-651977.aspx>

việc đánh giá khả năng tham gia dịch vụ phụ trợ của BESS, đồng thời khiến các nhà đầu tư thiếu cơ sở kỹ thuật vững chắc để thiết kế và thẩm định dự án.

Hợp đồng và mua bán điện: Việt Nam đang từng bước hoàn thiện khung pháp lý điều chỉnh các hợp đồng PPA và cơ chế DPPA, nằm trong lộ trình tiến tới thị trường điện cạnh tranh. Bộ Công Thương đã ban hành các mẫu hợp đồng PPA chuẩn cho các nguồn NLTT như điện mặt trời, điện gió và thủy điện nhỏ. Các hợp đồng này được thiết kế nhằm bảo đảm tính minh bạch về quyền và nghĩa vụ giữa đơn vị phát điện và bên mua (EVN hoặc các khách hàng sử dụng điện lớn); đồng thời, cơ chế đấu thầu cạnh tranh đang dần thay thế biểu giá FIT cố định để phản ánh chính xác giá thị trường và giảm bớt áp lực cho ngân sách nhà nước³⁶. Tuy nhiên, các mẫu hợp đồng hiện hành chưa bao quát đối tượng BESS, chưa xác định cơ chế phân chia doanh thu giữa dịch vụ phát điện và dịch vụ lưu trữ, cũng như chưa có các điều khoản rõ ràng về rủi ro cắt giảm huy động công suất hay biến động giá. Hệ quả là các dự án nguồn kết hợp thiếu cơ sở pháp lý rõ ràng để ký kết hợp đồng PPA, làm giảm khả năng tiếp cận các nguồn tài chính quốc tế và ảnh hưởng tiêu cực đến tính khả thi về mặt tài chính của dự án.

Môi trường và xã hội: Các dự án NLTT và BESS có nghĩa vụ thực hiện Đánh giá tác động môi trường theo Luật Bảo vệ môi trường năm 2020, dưới sự quản lý và giám sát chung của Bộ Tài nguyên và Môi trường (nay là Bộ Nông nghiệp và Môi trường) và Bộ Công Thương. Một số dự án quy mô lớn cũng đã chủ động áp dụng các Tiêu chuẩn Hoạt động của IFC và Nguyên tắc Xích đạo³⁷. Dù vậy, khung hướng dẫn kỹ thuật chi tiết dành riêng cho các dự án ngoài khơi hiện chưa được ban hành, bao gồm các vấn đề liên quan đến không gian biển, khảo sát địa kỹ thuật - địa vật lý biển, cũng như đánh giá sinh thái và tiếng ồn dưới nước. Ngoài ra, Việt Nam chưa ban hành khung cơ chế chia sẻ lợi ích mang tính bắt buộc, chưa quy định quy trình thu hồi và tái chế bắt buộc đối với tấm quang điện và pin lưu trữ hết hạn sử dụng theo Trách nhiệm mở rộng của nhà sản xuất (EPR), đồng thời chưa có cơ chế tiếp nhận - giải quyết khiếu nại cộng đồng chính thức và các phụ lục quy định riêng về an toàn cháy nổ cho BESS (như rủi ro thoát nhiệt, thông gió khẩn cấp và cách ly dòng một chiều).

Chuỗi cung ứng, phát triển công nghệ và nguồn nhân lực: Việt Nam đã tiến hành đánh giá nhu cầu triển khai BESS trên toàn quốc và một số doanh nghiệp trong nước đã bắt đầu tích hợp các hệ thống BESS, bao gồm bộ chuyển đổi công suất (PCS/inverter), tủ điện và hệ thống EMS, cũng như lắp ráp các mô-đun và bộ pin từ các cell pin nhập khẩu. Định hướng phát triển cho ngành công nghiệp sản xuất pin đã được phác thảo trong Nghị quyết số 55-NQ/TW và QHĐ VIII điều chỉnh³⁸. Mặc dù vậy, tỷ lệ nội địa hóa vẫn ở mức thấp tại các khâu cốt lõi như sản xuất cell pin, hệ thống quản lý pin (BMS), vật liệu điện cực cũng như hệ thống làm mát và phòng cháy chữa cháy. Hệ sinh thái công nghiệp hỗ trợ chưa phát triển đồng bộ; chưa có các cơ chế ưu đãi chuyên biệt dành riêng cho lưu trữ năng lượng; trong khi nguồn nhân lực phục vụ vận hành và điều khiển BESS còn hạn chế, chưa có các chương trình đào tạo hoặc cấp chứng chỉ chuyên môn.

³⁶ Nghị định số 57/2025/NĐ-CP: Quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn. <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Nghi-dinh-57-2025-ND-CP-co-che-mua-ban-dien-truc-tiep-giua-don-vi-phat-dien-nang-luong-tai-cao-645610.aspx>

³⁷ Luật số 72/2020/QH14 của Quốc hội: Luật Bảo vệ môi trường. <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Luat-so-72-2020-QH14-Bao-ve-moi-truong-2020-431147.aspx>

³⁸ Hiện trạng ứng dụng hệ thống pin lưu trữ điện năng bằng trong hệ thống điện Việt Nam. <https://pecc2.com/vn/hien-trang-ung-dung-he-thong-pin-luu-tru-nang-luong-trong-he-thong-dien-viet-nam.html>

Bảng 4.3 Các bất cập chính về chính sách và quy định đối với việc tích hợp NLTT quy mô lớn và nâng cao tính linh hoạt của lưới điện

Nhóm giải pháp	Bất cập chính
Quy hoạch và mục tiêu	Thiếu lộ trình triển khai theo giai đoạn và phân vùng phát triển; xảy ra nghẽn mạch tại các khu vực giàu tiềm năng NLTT.
Thiết kế thị trường	Thị trường dịch vụ phụ trợ chưa hoàn thiện; cơ chế thanh toán cho BESS chưa rõ ràng.
Ưu đãi tài chính	Chi phí đầu tư cao; các công cụ giảm thiểu rủi ro còn yếu; nguồn tài chính xanh còn hạn chế.
Truyền tải và vận hành	Tiến độ phát triển lưới điện chưa theo kịp tốc độ tăng trưởng NLTT; năng lực của hệ thống SCADA/EMS còn hạn chế.
Tiêu chuẩn kỹ thuật	Chưa có quy định vận hành lưới điện đầy đủ dành cho BESS/dự án nguồn kết hợp; thiếu các quy tắc về trạng thái sạc và thời gian đáp ứng.
Hợp đồng và mua bán điện	Chưa có mẫu hợp đồng PPA/DPPA đảm bảo tính khả thi tài chính cho BESS và các dự án nguồn kết hợp.
Môi trường và xã hội	Khung hướng dẫn Đánh giá tác động môi trường cho dự án ngoài khơi còn chưa hoàn thiện; chưa có khung chính sách tái chế pin và trách nhiệm mở rộng của nhà sản xuất.
Chuỗi cung ứng và nhân lực	Tỷ lệ nội địa hóa thấp; nguồn nhân lực chuyên môn cao cho BESS còn hạn chế.

Chương 5: Kinh nghiệm quốc tế về các công nghệ lưới điện linh hoạt

Chương này tiếp tục khai thác kinh nghiệm quốc tế trong việc áp dụng các công nghệ lưới điện linh hoạt. Dựa trên nghiên cứu tổng quan tài liệu, các trường hợp điển hình quốc tế được trình bày trong chương này là sự kết hợp giữa các dự án thí điểm, bài học kinh nghiệm từ triển khai thực tế và các nghiên cứu mô phỏng. Trong các phần tiếp theo, các trường hợp điển hình cho từng công nghệ sẽ trình bày chi tiết nhiều khía cạnh kỹ thuật khác nhau về khả năng nâng cao tính linh hoạt của lưới điện.

5.1 Các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống nguồn điện

Máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà

Ansaldo Energia (cùng các thành viên trong liên danh) đã phát triển, chế tạo và đưa vào vận hành 8 máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà hút chân không, với mức quán tính định mức mỗi máy đạt 1.750 MJ, tại đảo Sardinia (Ý) thuộc Địa Trung Hải, theo hợp đồng ký kết với Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải điện của Ý (Terna Rete Italia). Hệ thống điện trên đảo này có tỷ lệ thâm nhập NLTT (điện mặt trời và điện gió) rất cao, trong khi khối lượng quay đầu nối vào lưới điện cao áp lại rất ít. Sự suy giảm quán tính trong hệ thống cao áp có nguy cơ vi phạm các giới hạn sự cố lưới điện về tốc độ thay đổi tần số (RoCoF), vượt quá mức giới hạn cho phép tối đa là 2,5 Hz/s (Biondi và Priano, 2022). Các máy bù đồng bộ kết hợp bánh đà này đã được đưa vào vận hành thương mại vào khoảng năm 2021 (Hình 5.1). Biondi và Priano (2022) đã báo cáo các bài học kinh nghiệm rút ra từ các dự án này, bao gồm:

- Hoàn thành các mô phỏng đa vật lý nhằm tối ưu hóa đường kính bánh đà và động lực học rô-to đối với các hành vi xoắn và lệch trục, cũng như ứng suất nhiệt tác động lên bánh đà. Các mô phỏng đã được thực hiện cho các kịch bản sự cố nghiêm trọng nhất trên lưới điện cao áp, bao gồm dòng ngắn mạch và hiện tượng mất đồng bộ pha.
- Tối ưu hóa đường kính bánh đà ở mức 400 mm giúp giảm khối lượng và chiều dài trục, từ đó giảm tổn thất ổ trục và tiết kiệm chi phí rèn kim loại và xây dựng phần móng.



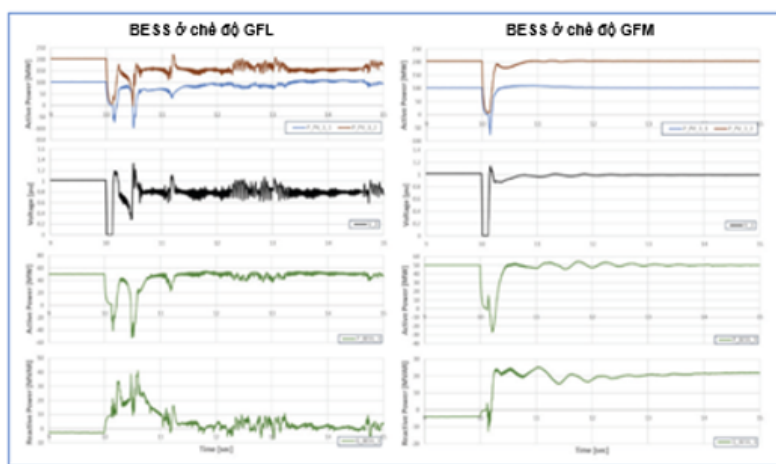
Hình 5.1 Lắp đặt trạm máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà.
Nguồn hình ảnh: Biondi and Priano, 2022.

- Thiết kế hệ thống làm kín chân không cho phép bánh đà quay ở tốc độ cao 3.000 vòng/phút, nhằm giảm thiểu tối đa tổn thất do ma sát với không khí. Công tác thiết kế bao quát trọn vẹn từ rô-to, vỏ bảo vệ bánh đà cho đến các hệ thống phụ trợ. Theo đó, thiết kế phải bảo đảm độ bền cơ học, hệ thống làm mát bánh đà, giải pháp sơn phủ bề mặt và cơ chế thông gió khẩn cấp cho bánh đà trong trường hợp mất chân không.
- Quy trình thử nghiệm nghiệm thu tại nhà máy (FAT) đã tiến hành kiểm tra quá tốc và cân bằng động nhằm đo lường tổn thất do ma sát không khí bên trong vỏ bánh đà.
- Kinh nghiệm vận hành thực tế tại trạm cho thấy vai trò đặc biệt quan trọng của cụm máy làm lạnh nước (chiller) trong việc duy trì ổn định nhiệt độ của nước khử khoáng.
- Bơm chân không cần được bảo vệ tuyệt đối khỏi sự xâm nhập của dầu và nước vì yếu tố này có thể ảnh hưởng đến khả năng vận hành của bơm và làm giảm độ chân không bên trong vỏ bánh đà.
- Kích hoạt và tối ưu hóa thuật toán của hệ thống điều khiển phân tán (DCS) để đóng/cắt và đóng/mở chính xác các máy bơm, van, máy cắt của trạm.
- Giám sát thời gian thực và giám sát từ xa đối với toàn bộ trạm thông qua các thông số vận hành như nhiệt độ, độ rung ổ trục, cũng như các giá trị điện áp và công suất phản kháng.

Biến tần tạo lưới (GFM)

Công nghệ GFM đã được triển khai thành công trong các hệ thống truyền tải HVDC, STATCOM và BESS nhằm tăng cường độ ổn định của lưới điện (ESIG, 2025). Các lợi ích của BESS ứng dụng công nghệ GFM (GFM BESS) bao gồm: nâng cao khả năng tiếp nhận các nguồn điện dựa trên bộ biến tần (IBR) của lưới điện, giảm thiểu việc cắt giảm công suất của các nguồn biến tần bám lưới (GFL) lân cận trong nhóm IBR, mang lại độ ổn định và hiệu suất vận hành vượt trội (so với BESS ứng dụng công nghệ bám lưới - GFL BESS), tăng cường khả năng tương tác và tương thích giữa các hệ thống điều khiển GFM BESS từ nhiều nhà sản xuất thiết bị khác nhau, đồng thời tránh hoặc hạn chế nhu cầu nâng cấp hạ tầng lưới điện.

Một phân tích của ESIG đã xây dựng các mô phỏng GFM BESS dựa trên mô hình mô phỏng quá độ điện từ (EMT). Các mô hình mô phỏng công nghệ GFM và GFL đã được thử nghiệm trên 05 dòng thiết bị thực tế đang sẵn có trên thị trường. Nghiên cứu cho thấy GFM BESS tạo lưới đã chuyển đổi thành công từ chế độ hòa lưới sang chế độ vận hành độc lập với 100% nguồn dựa trên biến tần. Ngược lại, hệ thống GFL BESS không thể thực hiện được quá trình chuyển đổi này. GFM BESS đã chứng minh hiệu suất vượt trội trong các sự kiện cực đoan, vận hành ổn định khi sa thải phụ tải lớn dưới cả điều kiện lưới liên kết mạnh lẫn lưới yếu. GFM BESS giúp nâng cao độ ổn định của hệ thống khi tỷ lệ pin GFM so với GFL ở mức cao. Ngoài ra, các mô hình mô phỏng GFM BESS và GFL BESS đều vượt qua bài kiểm tra tốc độ thay đổi tần số ở mức cao (5 Hz/s) (ESIG, 2025).



*Hình 5.2 Phân tích mô hình mô phỏng quá độ điện từ cho BESS ở chế độ GFM và GFL trong điều kiện lưới điện yếu.
Nguồn hình ảnh: ESIG, 2025*

Nghiên cứu điển hình ESIG-GridLab về GFM

Ứng dụng GFM BESS đã được nghiên cứu trên hệ thống lưới điện của Công ty Truyền tải Điện Mỹ (American Transmission Company - ATC), đơn vị phục vụ 5 triệu khách hàng, quản

lý hơn 10.000 dặm (16.000 km) đường dây truyền tải và hơn 580 trạm biến áp, với phụ tải đỉnh mùa hè đạt 13.000 MW. Nghiên cứu đã xây dựng các mô hình mô phỏng quá độ điện từ (EMT) chuyên sâu cho toàn bộ lưới điện của ATC cùng các nguồn IBR hiện hữu. Các kết quả cốt lõi cho thấy: tại khu vực lưới điện yếu và có mật độ thâm nhập IBR bảo hòa ($SCR < 1,3$), GFM BESS có khả năng duy trì độ ổn định cho lưới điện, trong khi GFL BESS lại rơi vào trạng thái mất ổn định. Đối với kịch bản lưới điện mạnh, trong một lưới điện vòng 345 kV có tỷ lệ công suất ngắn mạch $SCR > 50$, các mô hình mô phỏng GFM BESS vốn được áp dụng ở kịch bản lưới yếu vẫn vận hành hoàn toàn ổn định mà không cần tinh chỉnh lại hệ thống điều khiển.

Ứng dụng GFM cho khởi động đen – Nghiên cứu điển hình

Quá trình khởi động đen là việc khôi phục hoạt động của hệ thống điện một cách độc lập mà không cần sự hỗ trợ từ lưới điện bên ngoài. Theo truyền thống, các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch đảm nhận nhiệm vụ này. Nhờ công nghệ GFM, các hệ thống điện mặt trời và pin lưu trữ hiện nay đã có thể tự khôi phục nguồn cấp điện cho các hộ gia đình, doanh nghiệp hoặc các cộng đồng nhỏ sau khi xảy ra sự cố mất điện toàn hệ thống.

Siemens và Văn phòng Công nghệ Năng lượng Mặt trời (SETO) thuộc Bộ Năng lượng Hoa Kỳ đã hợp tác thử nghiệm công nghệ GFM, qua đó phát triển và kiểm chứng một hệ thống quản lý năng lượng nâng cao có khả năng bảo đảm an toàn và điều phối linh hoạt đồng thời nhiều lưới điện microgrid (Wu, 2025). Dự án đã xây dựng một hệ thống điều khiển quản lý năng lượng 3 cấp, bao gồm:

- a. Chức năng "Nhận thức tình huống" (Situational Awareness) ở cấp độ lưới phân phối, cung cấp dữ liệu thời gian thực và các dự báo về nguồn năng lượng cho đơn vị vận hành lưới điện. Chức năng này hỗ trợ ra quyết định cân bằng phụ tải và cho phép tái thiết lập cấu hình lưới điện nhanh chóng để khôi phục cấp điện sau sự cố.
- b. Chức năng "Điều khiển hợp tác" (Cooperative Control) cho phép các nguồn DER tự điều phối độc lập mà không cần chờ lệnh từ trung tâm điều khiển. Cơ chế này giúp các lưới điện microgrid tự trao đổi thông tin để đánh giá trạng thái và chia sẻ điện năng khi cần thiết, bảo đảm các phụ tải quan trọng luôn được ưu tiên cấp điện ngay cả khi trung tâm điều khiển trung tâm bị mất liên lạc.
- c. Chức năng "Tự động khôi phục" (Autonomous Restoration) giúp các biến tần tạo lưới phát huy vai trò cốt lõi. Cấp điều khiển này cho phép toàn bộ hệ thống tự khôi phục hoàn toàn tự động mà không cần sự can thiệp của con người.



Hình 5.3 GFM hỗ trợ khởi động đen cho 4 lưới điện siêu nhỏ.

Nguồn ảnh: Wu, 2025.

Để triển khai thành công tính năng khởi động đen, yếu tố then chốt là phải bảo đảm sự tích hợp đồng bộ giữa cấu trúc biến tần nâng cao, các thiết bị đóng cắt và hệ thống lưu trữ năng lượng. Các thiết bị GFM sử dụng thiết kế phần cứng điện tử công suất và thuật toán điều khiển chuyên biệt để tạo ra sóng hình sin chuẩn xác, ổn định, mô phỏng đặc tính của các máy phát điện đồng bộ truyền thống. Bên cạnh đó, các bộ pin lưu trữ hiệu suất cao và tin cậy là điều kiện bắt buộc, đóng vai trò cung cấp công suất tức thời cần thiết để khởi động lưới điện và chịu được dòng điện đột biến (dòng khởi động) lớn từ các động cơ cũng như thiết bị khác (Wu, 2025).

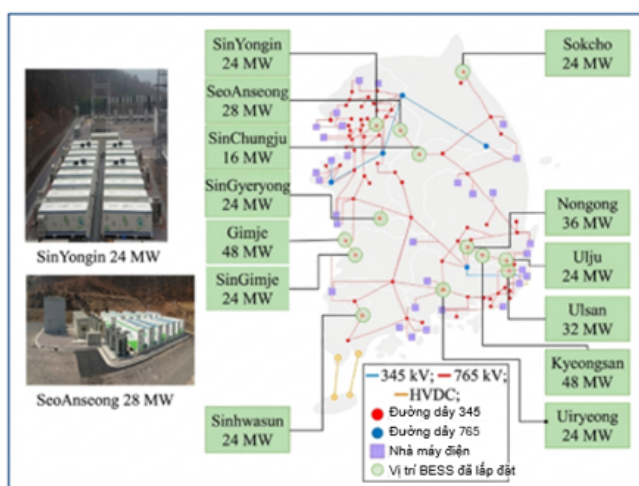
BESS kết hợp các chiến lược điều khiển

Năm 2015, Tập đoàn Điện lực Hàn Quốc (KEPCO) đã lắp đặt 376 MW BESS tại 13 trạm biến áp để cung cấp đồng thời cả quán tính ảo và dịch vụ đáp ứng tần số sơ cấp. Mục tiêu cốt lõi của giải pháp BESS này là thay thế các tổ máy nhiệt điện trong việc đáp ứng tần số sơ cấp, giúp các tổ máy này tối ưu hóa công suất phát với chi phí biên thấp hơn (Choi và cộng sự, 2019).

Tuổi thọ của pin là một chỉ số quan trọng, phụ thuộc vào số chu kỳ sạc/xả, độ sâu xả và trạng thái sạc của pin. Do BESS liên tục sạc và xả theo biến động của tần số, thuật toán điều khiển phải bảo đảm tối đa hóa tuổi thọ pin. Bên cạnh đó, thuật toán điều khiển phải xử lý được các điều kiện sau (Choi và cộng sự, 2019):

- d. BESS sẽ xả điện khi xuất hiện biến động tần số và phải được sạc lại để khôi phục trạng thái sạc. Quá trình sạc lại BESS không được diễn ra trong thời điểm đang xuất hiện sự cố biến động tần số.
- e. Cần một chiến lược điều khiển riêng biệt, độc lập với quá trình khôi phục trạng thái sạc, nhằm tối đa hóa dung lượng sẵn sàng xả của BESS đối với quán tính ảo ngay khi phát hiện trạng thái quá độ.
- f. Cơ chế vận hành BESS phải phù hợp với các yêu cầu về chỉ tiêu vận hành hệ thống điện do các cơ quan quản lý ban hành. Cơ chế vận hành của BESS về bản chất hoàn toàn khác với các nhà máy phát điện truyền thống; do đó, các cơ quan quản lý hệ thống điện đã thiết lập các yêu cầu chỉ tiêu vận hành phản ánh đúng đặc tính của BESS trong việc đáp ứng tần số, bao gồm:

- Thời gian duy trì dung lượng năng lượng
- Đặc tính sụt tần số
- Thời gian duy trì dung lượng trong trạng thái quá độ
- Duy trì trạng thái sạc trung bình



Hình 5.4 Phân bố BESS tại 13 trạm biến áp.
Nguồn hình ảnh: Choi và cộng sự, 2019.

Choi và cộng sự (2019) đã đề xuất 3 chiến lược điều khiển BESS cho hệ thống điện của KEPCO:

- **Chế độ điều khiển trạng thái xác lập:** Trong chế độ điều khiển trạng thái xác lập, đặc tính sụt tần số của BESS được cài đặt tương tự như máy phát điện truyền thống. Chế độ này giúp BESS phản hồi kịp thời trước các độ lệch tần số, đồng thời quản lý trạng thái sạc của pin khi tần số vẫn nằm trong phạm vi vùng chết
- **Chế độ điều khiển trạng thái quá độ:** Chế độ này được kích hoạt khi tốc độ thay đổi tần số (RoCoF) vượt quá ngưỡng cài đặt trong thời gian hơn 0,1 giây.
- **Chế độ điều khiển chuyển tiếp:** Đây là chế độ chuyển từ chế độ điều khiển trạng thái quá độ trở lại chế độ điều khiển trạng thái xác lập. Ở chế độ này, khả năng đáp ứng tần số của BESS được điều khiển theo đặc tính sụt tần số.

Abayateye và Zimmerle (2025) đã phân tích việc ứng dụng BESS để cung cấp dịch vụ đáp ứng tần số sơ cấp (PFR) đối với Hệ thống Truyền tải Liên kết Thị trường Điện Tây Phi (WAPPITS).³⁹ Nghiên cứu chỉ ra rằng BESS là giải pháp đáp ứng tần số sơ cấp sẽ phát huy

³⁹WAPPITS là hệ thống điện liên kết bao gồm hệ thống điện của 14 quốc gia khu vực Tây Phi, được chia thành 3 lưới điện khu vực. Tổng công suất nguồn đạt khoảng 29 GW, với độ khả dụng nguồn phát trung bình đạt 60%. Lưới điện WAPP bao gồm các đường dây truyền tải cao áp từ 90 kV đến 330 kV với tổng chiều dài đường dây hơn 42.993 km (Abayateye và Zimmerle, 2025).

hiệu quả tối ưu khi kết hợp cùng các nguồn dự phòng truyền thống. Việc chỉ sử dụng riêng BESS để cung cấp dịch vụ PFR tuy mang lại hiệu suất kỹ thuật tốt nhất, nhưng sẽ đẩy quy mô BESS lên mức dư thừa không cần thiết và gánh chi phí biên rất lớn. Vừa giúp tối ưu chi phí nhờ nguồn dự phòng truyền thống, vừa phát huy tốc độ đáp ứng nhanh của BESS. Nhờ đó, hệ thống cải thiện mức tần số cực tiểu, rút ngắn thời gian khôi phục và đạt hiệu quả kinh tế cao nhất. Nghiên cứu kết luận rằng đối với WAPPITS, mô hình kết hợp tỷ lệ 50/50 giữa BESS và các nguồn phát truyền thống sẽ đảm bảo khả năng điều khiển tần số với chi phí tối ưu nhất.

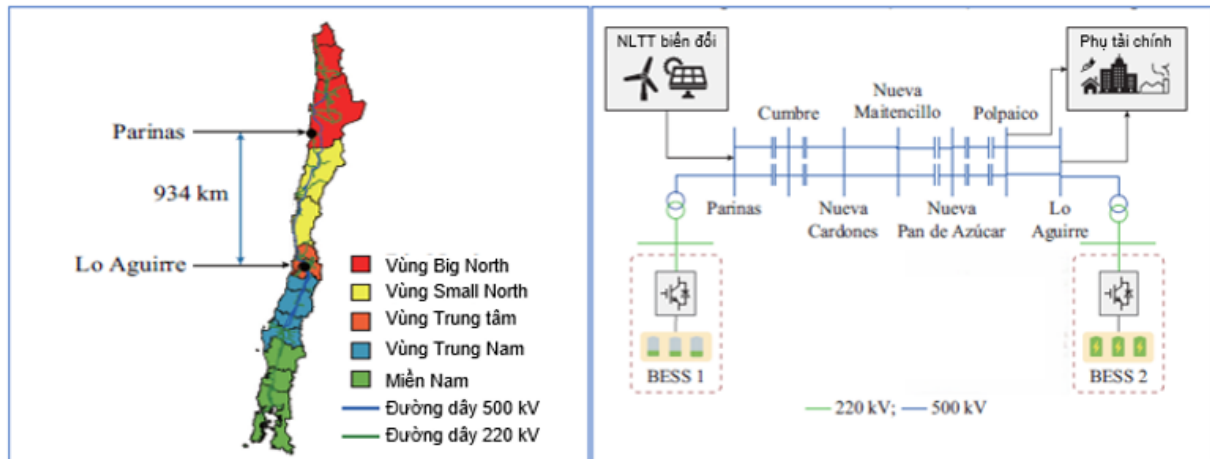
5.2 Các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống truyền tải

Đường dây truyền tải ảo (VTL)

Chile đang trải qua quá trình chuyển dịch năng lượng nhanh chóng, với kế hoạch loại bỏ hoàn toàn các nhà máy nhiệt điện than và đạt mục tiêu 100% NLTT vào năm 2030. Năm 2022, tổng công suất lắp đặt của các nguồn NLTT biến đổi tại Chile đạt 11.936 MW, xấp xỉ mức công suất đỉnh của hệ thống (11.906 MW), và tỷ trọng sản lượng điện từ NLTT biến đổi đạt 28% (Aguero và cộng sự, 2024).

Trong những năm gần đây, hệ thống điện Chile đã ghi nhận nhiều chuyển biến lớn, tập trung vào: (a) đóng cửa hàng loạt nhà máy nhiệt điện; (b) xây dựng các cụm điện mặt trời và điện gió quy mô lớn tại khu vực phía Bắc; (c) nghẽn mạch trên các hành lang truyền tải liên kết miền Bắc (gồm vùng Big North và Small North) - nơi tập trung phần lớn các nguồn điện gió và điện mặt trời, với miền Trung - khu vực chiếm tỷ trọng phụ tải rất lớn. Tình trạng nghẽn mạch trên hành lang truyền tải 500 kV Parinas-to-Lo Aguirre 500 kV đã dẫn đến việc phải giảm phát công suất NLTT biến đổi tại cả hai vùng Big North và Small North (Aguero và cộng sự, 2024).

Để giải quyết thách thức này, Đơn vị vận hành hệ thống điện quốc gia Chile (CEN) đã triển khai dự án "Grid Booster" (GB) — một giải pháp đường dây truyền tải ảo dựa trên BESS giúp tăng khả năng truyền tải công suất mà không cần xây dựng thêm các đường dây truyền tải mới. Dự án GB bao gồm hai hệ thống BESS công suất 500 MVA, 125 MWh: một hệ thống đặt tại phía Bắc của NPG ở trạm biến áp Parinas (gần cụm nhà máy điện mặt trời), hệ thống còn lại đặt tại miền Trung ở trạm biến áp Lo Aguirre (gần thủ đô Santiago, trung tâm phụ tải lớn). Hai hệ thống BESS này vận hành phối hợp đồng bộ để phát hoặc hấp thụ điện năng trong các sự cố trên hành lang 500 kV Parinas–Lo Aguirre. Dự án GB cho phép tăng thêm 15 phút thời gian duy trì khả năng truyền tải trong các tình huống sự cố N-1, giúp vượt qua các giới hạn truyền tải ở chế độ vận hành bình thường và bảo đảm sự ổn định của hệ thống khi xuất hiện sự cố.



Hình 5.5 (a) Cấu trúc sơ đồ lưới truyền tải NPG; (b) Sơ đồ nguyên lý dự án GB (đã chỉnh sửa một phần hình ảnh).

Nguồn hình ảnh: Aguero và cộng sự, 2024.

Aguero và cộng sự (2024) đã phân tích đặc tính động học của dự án Grid Booster (GB) bằng cách sử dụng mô hình quá độ điện từ diện rộng cho Đơn vị vận hành hệ thống điện quốc gia Chile. Dữ liệu đầu vào của mô hình bao gồm 32 trang trại điện gió, 59 nhà máy điện mặt trời và 678 đường dây truyền tải ở các cấp điện áp 500 kV, 220 kV và 110 kV. Mô hình mô phỏng đã xem xét đầy đủ các đặc tính vận hành cốt lõi của hệ thống điều khiển GB, bao gồm (a) tốc độ tăng/giảm công suất tác dụng nhằm duy trì ổn định lưới điện; (b) khả năng chịu quá tải ngắn hạn; (c) dải hệ số công suất và khả năng bù công suất phản kháng động trong và sau sự cố. Kết quả mô phỏng cho thấy dự án GB giúp hấp thụ hiệu quả tỷ lệ nguồn NLTT biến đổi cao hơn, đồng thời vẫn bảo đảm sự ổn định cho toàn hệ thống điện của Chile.

Truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC)

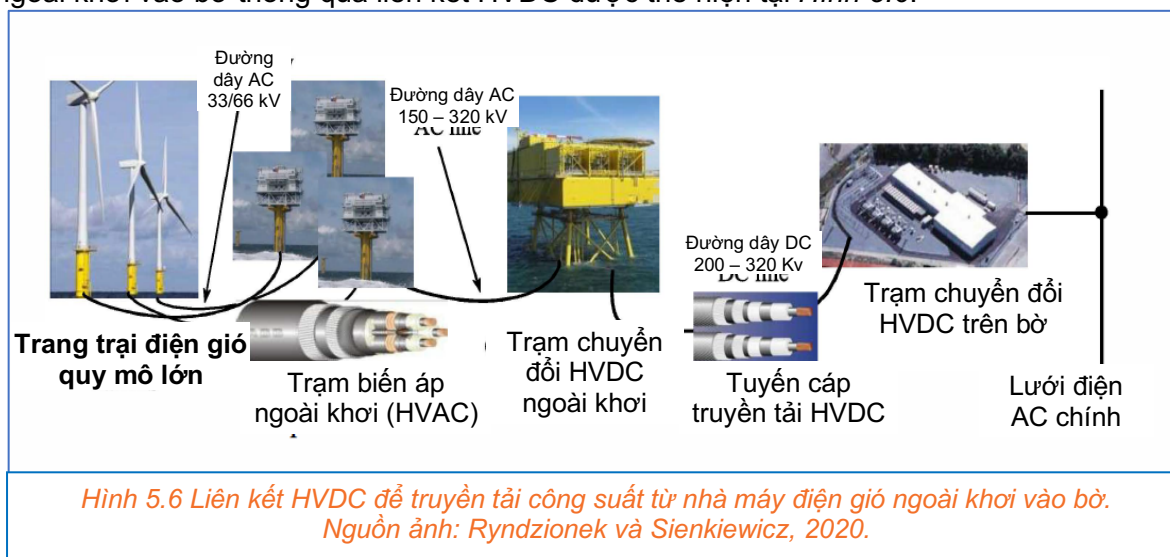
Liên kết HVDC cho nhà máy điện gió ngoài khơi

Sáng kiến chuyển dịch năng lượng của Đức “Energiewende” đặt mục tiêu đáp ứng 80% tổng mức tiêu thụ năng lượng từ các nguồn NLTT vào năm 2050. Sáng kiến này nhấn mạnh việc gia tăng sản lượng điện từ NLTT, trong đó tập trung vào điện gió ngoài khơi.

Dự án DolWin3 do Tập đoàn vận hành lưới điện TenneT triển khai là một cụm trang trại điện gió ngoài khơi có quy mô 6,8 GW, nằm ở khu vực vùng biển sâu thuộc Biển Bắc của Đức. Do các trang trại điện gió nằm cách xa bờ, việc sử dụng HVDC để giải tỏa công suất điện là giải pháp tối ưu. Dự án DolWin3 áp dụng giải pháp HVDC sử dụng công nghệ bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC-HVDC) để truyền tải lượng công suất điện gió lên tới 900 MW ở cấp điện áp ± 320 kV. Công suất được truyền tải vào bờ thông qua tuyến cáp ngầm dưới biển dài 83 km từ ngoài khơi vào đất liền, sau đó qua tuyến cáp ngầm dưới đất dài 79 km đến trạm chuyển đổi tại Dorpen/West, bang Lower Saxony.⁴⁰

⁴⁰ Bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC) HVDC giúp kết nối hiệu quả nguồn năng lượng tái tạo. DolWin3. Giải pháp bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC) HVDC của GE Vernova kết nối 900 MW điện gió ngoài khơi vào lưới điện cao áp của Đức - Nghiên cứu điển hình.

Ryndzionic và Sienkiewicz (2020) đưa ra phân tích tổng quan về việc ứng dụng HVDC cho các nhà máy điện gió ngoài khơi. Các máy biến áp của tua-bin gió thường nâng điện áp từ 690 V lên 25-40 kV, trong khi công suất định mức điển hình của bộ chuyển đổi phía tua-bin là 5-10 MW. Hệ thống thu gom điện chủ yếu sử dụng cáp điện áp xoay chiều 33-36 kV để thu gom điện năng từ toàn bộ trang trại điện gió. Các tuyến cáp ngầm cao áp dưới biển kết nối đầu ra của các tua-bin gió với trạm ngoài khơi. Tại trạm ngoài khơi, các máy biến áp cao áp nâng điện áp của hệ thống thu gom lên 132-150 kV (thậm chí lên tới 400 kV tại một số nhà máy điện gió ngoài khơi) để truyền tải và kết nối với lưới điện trên bờ thông qua đường dây một chiều, thường ở cấp điện áp 320 kV. Sơ đồ giải tỏa công suất từ một nhà máy điện gió ngoài khơi vào bờ thông qua liên kết HVDC được thể hiện tại *Hình 5.6*.



Một công nghệ mới hơn, được gọi là công nghệ “kết nối lưới điện DC thể hệ hai cho các trang trại điện gió ngoài khơi”, dựa trên bộ chỉnh lưu đi-ốt (DRU). Công nghệ này kết nối trực tiếp các tuabin với trạm biến áp ngoài khơi AC-DC, thay thế trạm AC trung gian ngoài khơi. Công nghệ HDVC sử dụng DRU có chi phí thấp hơn và mang lại độ tin cậy cao hơn. Ngoài ra, việc sử dụng các trạm DC phân tán kích thước nhỏ giúp giảm yêu cầu sửa chữa bảo dưỡng, đồng thời dễ dàng vận chuyển và lắp đặt. So với việc sử dụng các bóng bán dẫn (transistor) như trong công nghệ VSC, công nghệ DRU giúp giảm số lượng các thiết bị phụ trợ như máy cắt, điện trở xả và mạch điều khiển cổng (Ryndzionic và Sienkiewicz, 2020).

Liên kết HVDC đường dài

Được đưa vào vận hành năm 2011, tuyến truyền tải điện HVDC Mundra - Mohindergarh tại Ấn Độ có chiều dài khoảng 1.000 km, công suất 2.500 MW và cấp điện áp ± 500 kV. Đây là tuyến liên kết lưỡng cực được sử dụng để truyền tải lượng lớn điện năng (*Hình 5.7*). Đây cũng là hệ thống truyền tải HVDC tư nhân đầu tiên tại Ấn Độ. Vào khoảng năm 2010, công nghệ

HVDC vẫn còn khá mới mẻ đối với các nhà đầu tư tư nhân tại Ấn Độ. Do đó, dự án đặc biệt chú trọng đào tạo nguồn nhân lực tham gia triển khai hệ thống HVDC.⁴¹



Hình 5.7 (a) Sơ đồ tuyến HVDC; (b) sân phân phối HVDC Mundra.
Nguồn ảnh: Nghiên cứu điển hình - Adani Transmission.

Chủ đầu tư dự án nhấn mạnh các chương trình phát triển năng lực thông qua một loạt hoạt động, bao gồm:

- Đào tạo về công tác lắp dựng và đưa hệ thống vào vận hành.
- Các buổi chia sẻ kiến thức do các chuyên gia chuyên môn thực hiện.
- Đào tạo tại hiện trường do OEM thực hiện.
- Các buổi chia sẻ kiến thức hàng tuần.
- Tham quan thực địa tại các trạm HVDC đang vận hành.

Bên cạnh tình trạng thiếu nhân lực có chuyên môn về HVDC, dự án còn phải đối mặt với một số thách thức khác, bao gồm “hành lang tuyến”, thủ tục phê duyệt liên quan đến rừng, điều kiện thời tiết khắc nghiệt và khó dự đoán cũng như địa hình phức tạp.

Một điểm đặc biệt của dự án là việc sử dụng giải pháp nhà tiền chế được thiết kế sẵn để xây dựng nhà van (valve hall), qua đó rút ngắn thời gian thi công. Nhà van theo phương pháp xây dựng truyền thống thường được đặt trong các kết cấu bê tông lớn, được duy trì ở trạng thái kín khí và có áp suất hơi cao hơn áp suất bên ngoài nhằm ngăn bụi xâm nhập.

Trạm chuyển đổi HVDC BtB

Cai và cộng sự (2017) đã phân tích dự án VSC-HVDC Back-to-Back đề xuất nhằm xây dựng một hệ thống điện đồng bộ khu vực Tây Nam, bao gồm lưới điện của các tỉnh Tứ Xuyên (Sichuan), Trùng Khánh (Chongqing) và Tây Tạng (Tibet). Dự án có thể cho phép liên kết không đồng bộ giữa lưới điện Tây Nam với lưới điện của bốn tỉnh miền Trung và miền Đông như minh họa tại Hình 13 dưới đây.

Mỗi trạm chuyển đổi có hai bộ chuyển đổi và sử dụng cấu hình đấu nối đơn cực đối xứng. Mỗi bộ chuyển đổi có công suất 1.250 MW, tổng công suất của trạm BtB là 2.500 MW và điện áp một chiều đạt ± 420 kV. Van chuyển đổi sử dụng cấu hình bộ chuyển đổi đa mức mô-đun dạng nửa cầu và được làm mát bằng nước.

Các trạm chuyển đổi BtB gồm trạm chuyển đổi kênh phía Bắc (trạm Long Tuyền (Longquan)) và trạm chuyển đổi kênh phía Nam (trạm Sam Thụ Viên (Shanshuyuan)). Đường dây truyền tải 500 kV mạch kép từ Cửu Bàn (Jiupan) đến Long Tuyền được đấu nối với trạm chuyển đổi

⁴¹ Đường dây HVDC truyền tải đường dài đầu tiên của Ấn Độ được đưa vào vận hành từ năm 1989. Tại quốc gia này, các tài sản hạ tầng truyền tải HVDC thường do các doanh nghiệp nhà nước đầu tư xây dựng và quản lý vận hành.

kênh phía Bắc; các đường dây truyền tải 500 kV mạch kép từ Trương Gia Bá (Zhangjiaba) đến Ân Thi (Enshi) được đấu nối với trạm chuyển đổi kênh phía Nam.

Cai và cộng sự (2017) đã nghiên cứu ảnh hưởng của dự án đến các đặc tính vận hành của lưới điện Hồ Bắc, bao gồm trào lưu công suất, dòng điện ngắn mạch, độ ổn định quá độ và khả năng đáp ứng tần số.

Trào lưu công suất của lưới điện 500 kV Hồ Bắc được đặc trưng bởi bốn chế độ vận hành phụ tải điển hình: phụ tải đỉnh mùa hè, phụ tải thấp điểm mùa hè, phụ tải đỉnh mùa đông và phụ tải thấp điểm mùa đông. Theo dự án này, vào mùa hè, lưới điện 500 kV Hồ Bắc sẽ tiếp nhận thêm 2.800 MW từ lưới điện Tây Nam, nâng tổng công suất truyền tải lên 5.000 MW. Mức tải công suất này sẽ vượt giới hạn ổn định nhiệt trên một số đoạn của lưới truyền tải Hồ Bắc trong thời kỳ phụ tải cực đại mùa hè.

Dòng điện ngắn mạch tại các thanh cái 500 kV của lưới điện Hồ Bắc sẽ giảm ở các mức độ khác nhau sau khi dự án VSC-HVDC BtB đi vào vận hành, với mức giảm trung bình là 1,29 kA.

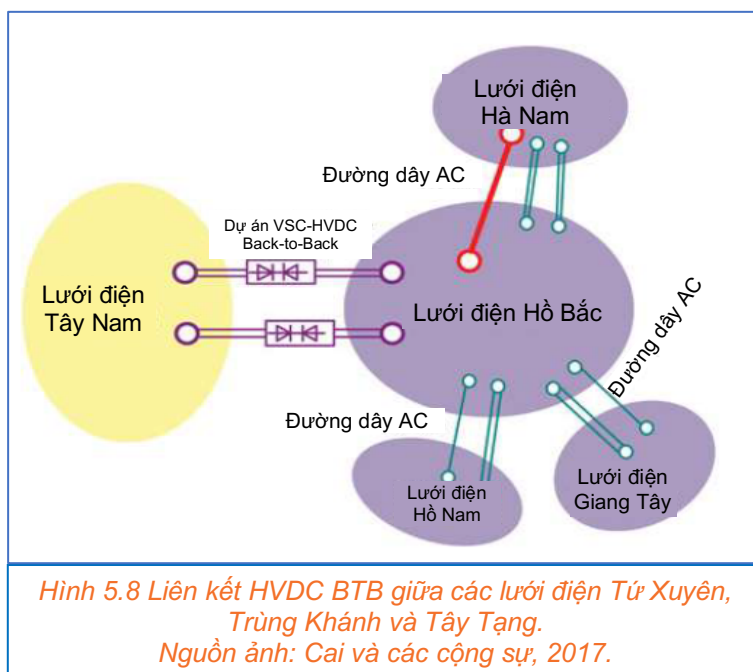
Khi dự án VSC-HVDC BtB đi vào vận hành, kết nối xoay chiều giữa lưới điện Trùng Khánh và Hồ Bắc sẽ bị gián đoạn, làm giảm quán tính hiệu dụng của hệ thống lưới điện tại bốn tỉnh miền Trung và miền Đông. Hệ quả là làm tăng công suất truyền tải theo hướng từ Tây sang Đông. Do đó, độ ổn định quá độ của lưới điện 500 kV Hồ Bắc sẽ suy giảm, làm tăng nguy cơ mất ổn định quá độ.

Để giảm thiểu tình trạng trào lưu công suất vượt giới hạn và mất ổn định quá độ trên lưới điện 500 kV Hồ Bắc, nhóm tư vấn khuyến nghị thực hiện các biện pháp gia cố lưới điện, bao gồm: xây dựng một trạm biến áp 500 kV (tại Đông Ân Thi) trước khi đồng bộ hóa với trạm chuyển đổi VSC-HVDC BtB, thay thế đường dây truyền tải bằng dây dẫn có tiết diện lớn để tránh quá tải đường dây 220 kV, và xây dựng các đường dây mới nhằm kiểm soát trào lưu công suất trong phạm vi giới hạn cho phép.

Hệ thống truyền tải điện xoay chiều linh hoạt (FACTS)

Alajrash và cộng sự (2024) đã tổng hợp các ứng dụng khác nhau của các thiết bị FACTS trong các hệ thống chuyển đổi năng lượng gió (WECS) tích hợp vào lưới truyền tải.⁴² Các phát hiện chính cho thấy rằng:

1. STATCOM hiệu quả hơn SVC trong việc hỗ trợ điện áp.
2. STATCOM có khả năng điều khiển công suất phản kháng tốt hơn SVC trong quá trình xảy ra sự cố ngắn mạch.



⁴² Các tuabin điện gió (WECS) bao gồm máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG), máy phát điện cảm ứng nguồn kép (DFIG) và máy phát điện cảm ứng rô-to lồng sóc (SCIG).

3. Cả hai thiết bị SVC và STATCOM đều góp phần cải thiện độ ổn định điện áp ở trạng thái xác lập và tăng biên khả năng tải của lưới điện. Tuy nhiên, STATCOM hiệu quả hơn trong việc nâng cao độ ổn định điện áp động.

Đối với việc tích hợp điện mặt trời (ĐMT), bộ biến tần của hệ thống ĐMT được sử dụng như một thiết bị STATCOM, được gọi là STATCOM-ĐMT (PV-STATCOM). Phân tích cho thấy STATCOM-ĐMT có thể làm tăng đáng kể giới hạn ổn định truyền tải công suất, cả vào ban ngày khi công suất tác dụng phát ra ở mức cao và vào ban đêm. Một nghiên cứu khác xem xét STATCOM-ĐMT được trang bị bộ điều khiển điện áp và bộ điều khiển dao động nhằm tăng khả năng truyền tải công suất của đường dây truyền tải. Nghiên cứu kết luận rằng việc bố trí STATCOM-ĐMT tại điểm giữa của đường dây truyền tải có hiệu quả trong việc cải thiện độ ổn định của hệ thống thông qua giảm tổng độ méo hài (THD) trong quá trình xảy ra sự cố (Alajrash và cộng sự, 2024).

Hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR)

Karimi và cộng sự (2018) đã rà soát nhiều dự án trình diễn ứng dụng công nghệ đánh giá khả năng tải động của đường dây (DTLR), bao gồm cả phương pháp gián tiếp và phương pháp trực tiếp. Phương pháp gián tiếp ước tính giới hạn tải động của đường dây bằng cách phân tích dữ liệu thời tiết tại các vị trí khác nhau dọc theo đường dây truyền tải để đánh giá khả năng tải dòng của đường dây. Trong khi đó, phương pháp trực tiếp bao gồm việc mô hình hóa các thông số của đường dây điện như nhiệt độ dây dẫn, lực căng đường dây, khoảng cách đến mặt đất và độ võng của dây dẫn. Dưới đây là một số ví dụ về các dự án thí điểm DTLR tại các quốc gia khác nhau:

Phương pháp gián tiếp – Ứng dụng DTLR:

- Red Eléctrica de España (REE), Tây Ban Nha, và KEPCO, Hàn Quốc, đã áp dụng hệ thống đánh giá DTLR dựa trên dữ liệu thời tiết, sử dụng các điều kiện thời tiết thực tế. Hệ thống DTLR được triển khai trên một đường dây trên không thuộc mạng lưới truyền tải khu vực 130 kV. Kết quả cho thấy DTLR có khả năng nâng cao khả năng truyền tải của đường dây và tạo điều kiện tăng tỷ trọng điện gió tích hợp vào lưới điện.
- Một nghiên cứu tại Hoa Kỳ đã sử dụng hệ thống giám sát dữ liệu thời tiết DTLR trên đường dây Skegness-Boston. Kết quả cho thấy DTLR cho phép tích hợp thêm 20-50% công suất điện gió vào lưới điện.
- Một nghiên cứu tại Idaho, Hoa Kỳ, đã xem xét việc áp dụng DTLR và đánh giá tác động làm mát của gió đối với một số đường dây điện. Nghiên cứu sử dụng Windsim, một công cụ mô hình hóa gió, để mô phỏng điều kiện gió dọc theo các đường dây truyền tải dựa trên dữ liệu từ các trạm khí tượng lân cận, qua đó xây dựng một mô hình ước tính tốc độ gió đáng tin cậy.

Phương pháp trực tiếp – Ứng dụng DTLR:

- Đơn vị vận hành hệ thống điện của New Zealand là Transpower đã nghiên cứu việc áp dụng hệ thống giám sát nhiệt độ dây dẫn để triển khai công nghệ DTLR trên các đường dây truyền tải. Kết quả cho thấy DTLR có thể giúp quản lý hiệu quả khả năng truyền tải của đường dây.
- Tại California, tính khả thi và độ tin cậy của việc sử dụng các hệ thống đo lực căng đường dây đã được thử nghiệm trên một đường dây 230 kV nhằm xác định giới hạn truyền tải của đường dây theo thời gian thực. Dự án thử nghiệm DTLR này cho thấy đường dây được giám sát có thể tăng 40-80% công suất truyền tải khi áp dụng phương pháp đánh giá giới hạn truyền tải theo thời gian thực.

- Elia - đơn vị vận hành hệ thống truyền tải của Bỉ, và RTE - đơn vị vận hành hệ thống truyền tải của Pháp, đã thử nghiệm hệ thống đo độ võng Ampacimon trên các đường dây trên không. Các hệ thống DTLR được triển khai trên một đường dây 400 kV của Elia và một đường dây 225 kV của RTE cho thấy khả năng tải dòng thực tế cao hơn đáng kể so với giới hạn truyền tải tĩnh, thường cao hơn ít nhất 25%.
- Các hệ thống đo lường kết hợp đã được sử dụng để xác định giới hạn truyền tải theo thời gian thực nhằm tích hợp các trang trại điện gió tại Vương quốc Anh. Theo đó, công nghệ đánh giá khả năng tải động của đường dây được áp dụng cho một đường dây 132 kV, qua đó cho phép đầu nối thêm công suất điện gió vào lưới điện.

5.3 Các công nghệ lưới điện linh hoạt trong hệ thống phân phối

Bộ điều áp dưới tải (OLTC) - Nghiên cứu trường hợp hệ thống điện mặt trời mái nhà

Các lưới phân phối điện đô thị đang chứng kiến sự gia tăng nhanh chóng của ĐMTMN. Điều này có thể dẫn đến hiện tượng điện áp vượt quá các giới hạn cho phép theo quy định. Gan và cộng sự (2017) đã tiến hành nghiên cứu hệ thống ĐMTMN được tích hợp vào mạng lưới phân phối hạ áp tại vùng khí hậu nhiệt đới của Malaysia, nơi thường xuyên có mây che phủ. Do đó, công suất phát của hệ thống điện mặt trời có thể biến thiên đáng kể trong thời gian ngắn, gây ra hiện tượng dao động điện áp thường xuyên trong mạng lưới và làm gia tăng nhu cầu thay đổi vị trí nấc phân áp của máy biến áp. Đáng chú ý, hơn một nửa số sự cố máy biến áp có nguyên nhân bắt nguồn từ các vấn đề liên quan đến bộ chuyển nấc phân áp.

Các tác giả đã phân tích ảnh hưởng của tính gián đoạn của nguồn điện mặt trời đến hoạt động chuyển nấc của máy biến áp trong cả lưới điện cao áp 11 kV và lưới hạ áp. Kết quả cho thấy, vào những ngày có mức độ biến động bức xạ mặt trời cao, số lần chuyển nấc có thể tăng lên tới 6 lần so với những ngày trời quang. Ngoài ra, phân tích trong cả năm cho thấy bộ chuyển nấc có thể phải hoạt động với tần suất cao gấp 20 lần ở lưới điện hạ thế khu vực dân cư có đầu nối ĐMTMN so với lưới điện không có ĐMTMN.

Trong một nghiên cứu khác, Sreckovic và cộng sự (2019) đã mô phỏng các hệ thống điện mặt trời trong lưới điện hạ thế đô thị theo bốn kịch bản vận hành bộ điều chỉnh điện áp dưới tải: (a) không sử dụng OLTC; (b) xác định vị trí nấc OLTC tối ưu theo năm và duy trì cố định trong cả năm; (c) xác định vị trí nấc OLTC tối ưu cho từng tháng; và (d) xác định vị trí nấc OLTC tối ưu cho từng giờ trong ngày.

Việc nâng dải điện áp của lưới bằng cách lựa chọn vị trí nấc OLTC cao hơn và duy trì ổn định trong suốt cả năm có thể giúp giảm thêm 10% tổn thất điện năng so với việc duy trì OLTC ở vị trí nấc trung tính. Tuy nhiên, phương pháp này cũng làm giảm đáng kể công suất định mức tối đa của hệ thống điện mặt trời mà lưới hạ thế có thể tiếp nhận.

Quản lý nhu cầu điện (DSM)/Điều chỉnh phụ tải điện (DR)

Nghiên cứu điển hình về công nghệ V2G (xe điện kết nối lưới) tại Munich:

Một nghiên cứu của Siemens đã đánh giá tiềm năng của công nghệ V2G trong quản lý phụ tải đỉnh tại Munich.⁴³ Các xe điện cá nhân và thương mại chạy bằng pin (BEV) có thể phối hợp với nhau để cung cấp công suất từ xe điện lên lưới theo công nghệ V2G. Các phương tiện cá nhân thường đỗ trong giờ làm việc, có thể cung cấp nguồn điện linh hoạt vào thời điểm phụ tải ban ngày ở mức cao. Trong khi đó, nhiều phương tiện thương mại có dung lượng pin lớn hơn có thể cung cấp điện vào ban đêm và cuối tuần khi không được sử dụng.

⁴³ Làm phẳng biểu đồ phụ tải: Xe điện hỗ trợ cắt giảm đáng kể phụ tải đỉnh.
<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:3fce5877-d55c-4908-b0c1-8e034682f1ac/20230824-case-study-v2g-in-munich.pdf>

Tại Munich, đến năm 2030, tổng công suất V2G từ các phương tiện cá nhân và thương mại dự kiến đạt khoảng 200 MW, chiếm tỷ trọng lớn trong mức phụ tải đỉnh mùa hè của thành phố này là 1.000 MW. Do đó, công nghệ V2G có thể đóng vai trò quan trọng trong quản lý phụ tải đỉnh.

Tiềm năng cung cấp công suất V2G từ các phương tiện cá nhân đạt gần 140 MW vào các ngày làm việc trong tuần. Trong đó, khoảng 85 MW từ xe điện cá nhân đỗ tại nhà, 35 MW từ các xe đỗ tại nơi làm việc và 20 MW từ các phương tiện đang đỗ tại các điểm sạc công cộng. Công suất này có thể được phân bổ theo thời gian nhằm cân bằng phụ tải trong các giờ cao điểm từ 8 giờ sáng đến 8 giờ tối.

Trong khi đó, ô tô chở khách và xe tải nhỏ sử dụng cho mục đích thương mại có thể cung cấp công suất lên tới 50 MW vào ban ngày và 190 MW vào ban đêm. Xe tải và xe buýt đặc biệt có nhiều tiềm năng nhờ dung lượng pin lớn, hệ thống hạ tầng sạc rộng khắp và lịch trình di chuyển ổn định, dễ dự báo. Tính chung lại, các phương tiện thương mại có thể cung cấp từ 60 MW vào ban ngày đến tối đa 300 MW vào ban đêm. Đây là nguồn lực đáng kể trong bối cảnh sản lượng điện từ các nguồn NLTT ngày càng tăng và nhu cầu dịch chuyển phụ tải ngày càng trở nên quan trọng.

Các nguồn dự phòng điện phân tán từ V2G có thể mang lại mức độ linh hoạt đáng kể cho hệ thống năng lượng. Các nguồn này có thể góp phần cân bằng biểu đồ phụ tải của thành phố và lưu trữ lượng điện năng tái tạo dư thừa từ các khu vực lân cận. Khả năng lưu trữ này đặc biệt có giá trị trong việc bù đắp những biến động do thời tiết gây ra, vốn ảnh hưởng đến sản lượng điện từ các nguồn điện mặt trời và điện gió.

Nghiên cứu điển hình về V2G tại Đại học Rome Tor Vergata:

Trong một nghiên cứu điển hình khác về V2G tại Đại học Rome Tor Vergata, Comi và Elnour (2025) đã phân tích các dịch vụ V2G cho khuôn viên trường đại học dựa trên các yếu tố:

- Phát hiện hành trình của phương tiện nhằm xác định mô hình/quy luật di chuyển, qua đó nhận diện các loại phương tiện có khả năng đỗ trong thời gian dài.
- Lập bản đồ không gian các điểm trung tâm V2G (V2G hub) nhằm xác định các khu vực có thể triển khai dịch vụ V2G.
- Lập lịch cung cấp dịch vụ V2G dựa trên khối lượng điện năng trao đổi, đồng thời xem xét các ràng buộc về nhu cầu di chuyển, nhu cầu của lưới điện, mức trạng thái sạc được phép của pin và thời gian phương tiện đỗ.
- Mô hình hóa dự báo (sử dụng các mô hình ARIMA và LSTM) cho phép dự báo lượng điện năng truyền lên lưới dựa trên dữ liệu lịch sử, mô hình nhu cầu của lưới điện và xu hướng sử dụng xe điện.

Nghiên cứu cho thấy V2G có tiềm năng trở thành nguồn năng lượng linh hoạt, hỗ trợ quản lý năng lượng chủ động thông qua việc khai thác khả năng lưu trữ năng lượng chưa được sử dụng hết trong pin của xe điện.

Nghiên cứu điển hình về V2G tại tỉnh Chiết Giang:

Dựa trên dữ liệu thực tế, Wan và cộng sự (2026) đã phân tích cơ chế khuyến khích V2G tối ưu dưới góc độ lợi ích công cộng và lợi ích của đơn vị điện lực, nhằm cung cấp cơ sở thông tin cho việc hoạch định chính sách. Nghiên cứu đánh giá việc ứng dụng V2G tại các khu công nghiệp, khu dân cư và bãi đỗ xe công cộng. Chênh lệch giá điện theo thời gian sử dụng đóng vai trò quan trọng trong việc xác định mức khuyến khích V2G tối ưu. Bên cạnh đó, chi phí công nghệ pin giảm, tỷ lệ thâm nhập của xe điện tăng và các khoản trợ cấp của chính phủ cũng ảnh hưởng đến mức khuyến khích V2G, vốn có thể được điều chỉnh theo thời gian.

Quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERM)

Nghiên cứu điển hình về DERM:

Giải pháp DERMS tạo ra và khai thác khối lượng dữ liệu rất lớn, cho phép thực hiện các phân tích nâng cao và tối đa hóa giá trị của các tài sản lưới điện. Do đó, cần thiết lập các chức năng quản lý dữ liệu mạnh mẽ nhằm bảo đảm quản trị dữ liệu an toàn và ưu tiên chất lượng dữ liệu.

Tại Vương quốc Anh, Công ty Phân phối điện miền Tây (Western Power Distribution) thuộc Tập đoàn Điện lực Quốc gia National Grid đã xây dựng một mô hình dữ liệu số về lưới điện cho tương lai. Mô hình này lấy dữ liệu lưới điện làm trung tâm, cung cấp nền tảng tích hợp dữ liệu và tạo ra một tham chiếu số về

mạng lưới của đơn vị điện lực tại từng thời điểm. Khi doanh nghiệp chuyển đổi từ mô hình đơn vị vận hành lưới điện phân phối (DNO) sang đơn vị vận hành hệ thống phân phối (DSO), nền tảng dữ liệu này hỗ trợ nâng cao hiệu quả vận hành và hiệu suất của lưới điện. Qua đó, hệ thống có thể đáp ứng nhu cầu năng lượng trong tương lai của khách hàng bằng cách kiểm soát dòng năng lượng theo thời gian thực và khai thác các thông tin chuyên sâu, phân tích từ dữ liệu để tối đa hóa khả năng khai thác công suất hiện hữu của lưới điện.

Khối lượng công việc về công nghệ thông tin cần thiết để triển khai DERMS là rất lớn và không nên coi nhẹ. DERMS đòi hỏi phải tích hợp nhiều ứng dụng IT và công nghệ vận hành (OT) khác nhau, bao gồm hệ thống quản lý phân phối tiên tiến (ADMS), hệ thống quản lý điều chỉnh phụ tải điện (DRMS), nhà máy điện ảo (VPP), hệ thống thông tin địa lý (GIS), hệ thống quản lý dữ liệu công tơ (MDM) và hệ thống SCADA. Quá trình này đòi hỏi những cách tiếp cận mới về cả IT và OT, đồng thời các đơn vị triển khai DERMS cần nhận thức rõ rằng các công nghệ năng lượng trong tương lai sẽ tiếp tục phát triển và thay đổi.

Alectra Utilities, đơn vị cung cấp điện thuộc sở hữu của chính quyền địa phương lớn thứ hai tại Bắc Mỹ phục vụ gần một triệu khách hàng tại Ontario, đã đặt mục tiêu thống nhất và nâng cấp hệ thống IT và hoạt động kinh doanh sau khi sáp nhập với bốn công ty năng lượng khác. Công ty đã tích hợp nhiều nền tảng khác nhau để xây dựng một hệ thống thông tin khách hàng số thống nhất.



Chương 6: Đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt dựa trên bộ tiêu chí

Trên cơ sở các nội dung được trình bày tại Chương 3, Chương 4 và Chương 5, chương này đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt. Nội dung chương được bố cục như sau: Mục 6.1 khái quát phương pháp luận tổng thể được áp dụng để đánh giá các công nghệ. Mục 6.2 trình bày kết quả đánh giá dựa trên bộ tiêu chí đối với từng công nghệ trong tổng số 11 công nghệ lưới điện linh hoạt được phân tích trong nghiên cứu này. Mục 6.3 xác định khả năng áp dụng của các công nghệ trong các giai đoạn thực hiện Quy hoạch điện VIII (QHD VIII).

6.1 Phương pháp luận

Việc đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt được thực hiện theo phương pháp kết hợp nhiều phương pháp, bao gồm rà soát tài liệu, phân tích các câu trả lời từ bảng câu hỏi phỏng vấn dành cho các bên liên quan tại Việt Nam, và tham vấn có trọng tâm với các bên liên quan quốc tế. Một nội dung quan trọng của quá trình đánh giá là tham vấn các bên liên quan, qua đó thu thập các thông tin thực tiễn từ những cơ quan, tổ chức và đơn vị tham gia vận hành hệ thống, quy hoạch, nghiên cứu và phát triển công nghệ.

Tham vấn các bên liên quan tại Việt Nam

Bảng câu hỏi được xây dựng nhằm bảo đảm tính đồng bộ, nhất quán giữa các câu trả lời, đồng thời tạo điều kiện để các bên liên quan chia sẻ các ý kiến chuyên sâu về kỹ thuật và chính sách. Tổng cộng có 10 ý kiến phản hồi của các bên liên quan được thu thập và phân tích. Bảng câu hỏi chi tiết được trình bày tại Phụ lục. Quá trình tham vấn có sự tham gia của các đơn vị sau:

Bảng 6.1 Danh sách các bên liên quan tại Việt Nam

Bên liên quan tại Việt Nam	Loại hình hoạt động của bên liên quan
Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia	Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải
Tổng công ty Phát điện 1	Đơn vị truyền tải điện
Tổng công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh	Đơn vị phân phối điện
Maschinenfabrik Reinhausen	Nhà sản xuất thiết bị gốc
Công ty Cổ phần Hệ thống Kỹ thuật Ứng dụng	Nhà sản xuất thiết bị gốc
Đại học Huế	Chuyên gia trong ngành
Trường Đại học Bách khoa, Đại học Đà Nẵng	Chuyên gia trong ngành
Trường Đại học Thủy lợi	Chuyên gia trong ngành
Trường Đại học Điện lực	Chuyên gia trong ngành
Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội	Chuyên gia trong ngành

Các bên liên quan này đại diện cho nhiều góc nhìn khác nhau, bao gồm vận hành hệ thống, phát điện, đơn vị phân phối điện, doanh nghiệp công nghiệp và giới hàn lâm/học thuật. Các ý kiến phản hồi được ẩn danh, tổng hợp và phân tích nhằm xác định các xu hướng chung, những thách thức chủ yếu và các lĩnh vực ưu tiên đối với hệ thống điện Việt Nam. Quá trình trao đổi, tham vấn các bên liên quan tại Việt Nam đã thu về nhiều ý kiến đóng góp đa chiều trên nhiều phương diện, bao gồm:

- Thách thức trong tích hợp hệ thống
- Nhu cầu nâng cao năng lực
- Khung quy định và chính sách

- Mức độ sẵn sàng về công nghệ và thứ tự ưu tiên
- Chuyển đổi số và hạ tầng dữ liệu
- Khả năng áp dụng DERMS và DR/DSM
- Triển khai xe điện (EV) và tích hợp xe điện vào lưới điện

Tham vấn các bên liên quan quốc tế

Việc tham vấn các bên liên quan quốc tế chủ yếu được thực hiện thông qua các cuộc phỏng vấn bán cấu trúc với các chuyên gia trong ngành, các đơn vị triển khai dự án thí điểm/trình diễn và các OEM (Bảng 6.2).

Bảng 6.2 Danh sách các bên liên quan quốc tế

Bên liên quan quốc tế	Loại hình hoạt động của bên liên quan
Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile ⁴⁴	Đơn vị triển khai dự án thí điểm; Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải
GE Vernova	Nhà sản xuất thiết bị gốc
Hitachi Energy	Nhà sản xuất thiết bị gốc
Công ty Cổ phần Hệ thống Kỹ thuật Ứng dụng	Nhà sản xuất thiết bị gốc
Khoa Kỹ thuật Điện, Đại học Kỹ thuật Malaysia Melaka, Malaysia	Chuyên gia trong ngành
Tập đoàn Lưới điện Ấn Độ	Đơn vị truyền tải điện
Viện Năng lượng, Đại học Bang Colorado, Fort Collins, Hoa Kỳ	Chuyên gia trong ngành

Các bên liên quan được phỏng vấn về 8 loại công nghệ, gồm: Máy bù đồng bộ + bánh đà, BESS + điều khiển, đường dây truyền tải ảo, truyền tải HVDC, trạm chuyển đổi BtB, thiết bị FACTS, OLTC và DERM. Đối với ba công nghệ GFM, DSM/DR-V2G và DTLR, việc đánh giá được thực hiện dựa trên kết quả nghiên cứu, rà soát tài liệu. Tương tự như trên, các ý kiến thu thập được từ các cuộc phỏng vấn với các bên liên quan quốc tế đã được ẩn danh và tổng hợp. Nội dung phỏng vấn tập trung thu thập thông tin, nhận định về từng công nghệ theo chín tiêu chí/tham số đánh giá, bao gồm:

1. **Khả năng ứng dụng:** Các trường hợp hoặc điều kiện của lưới điện mà công nghệ phù hợp nhất hoặc thường được áp dụng.
2. **Độ hoàn thiện (trưởng thành) công nghệ:** Mức độ công nghệ đã đủ trưởng thành để được vận hành ở quy mô thương mại.
3. **Hỗ trợ về chính sách/thị trường:** Các chính sách, quy định cụ thể hoặc cơ chế thị trường cần thiết để tạo điều kiện cho việc tiếp nhận, triển khai và mở rộng quy mô ứng dụng công nghệ.
4. **Thách thức khi triển khai:** Những thách thức chủ yếu khi mở rộng ứng dụng công nghệ, xét trên các hạn chế về kỹ thuật như việc đã có các quy chuẩn và tiêu chuẩn lưới điện được ban hành, các công cụ lập quy hoạch và đánh giá, việc triển khai các nền tảng công nghệ thông tin và nền tảng số nhằm đảm bảo khả năng hiển thị dữ liệu và khả năng tương tác liên thông hệ thống, v.v.
5. **Chi phí:** Các tác động/hàm ý liên quan đến thu hồi chi phí của công nghệ.
6. **Yêu cầu về O&M:** Công nghệ có đòi hỏi các thiết bị/chuyên dụng phục vụ vận hành và bảo dưỡng (O&M) hay không.

⁴⁴Cuộc phỏng vấn được thực hiện với một cựu cán bộ của Coordinador Eléctrico Nacional, đồng thời là tác giả của bài báo “Virtual Transmission Solution Based on Battery Energy Storage Systems to Boost Transmission Capacity” (Giải pháp truyền tải ảo dựa trên hệ thống pin lưu trữ năng lượng nhằm nâng cao khả năng truyền tải).

7. **Tác động môi trường và xã hội:** Mức độ gây ra các tác động về môi trường và xã hội của công nghệ
8. **Khả năng sản xuất nội địa:** Mức độ khả thi của việc sản xuất công nghệ trong nước nhằm tạo ra việc làm xanh.
9. **Yêu cầu nâng cao kỹ năng:** Công nghệ có đòi hỏi nguồn nhân lực có chuyên môn cao để phát triển, vận hành và bảo dưỡng hay không? Cần có những hoạt động đào tạo hoặc nâng cao năng lực nào?

Mỗi tiêu chí/tham số trong chín tiêu chí/tham số đánh giá nêu trên được xếp vào một trong ba mức độ rào cản: “cao”, “trung bình” hoặc “thấp”. Phân tích rào cản được thực hiện dựa trên các thông tin từ phần nghiên cứu, rà soát tài liệu được trình bày tại Chương 3, Chương 4 và Chương 5, đồng thời được bổ sung và củng cố bằng các ý kiến thu thập thông qua tham vấn với các bên liên quan tại Việt Nam và quốc tế. Mục 6.2 tiếp theo trình bày kết quả đánh giá đối với từng công nghệ dưới dạng biểu đồ radar, kèm theo bảng thuyết minh chi tiết. Để thuận tiện cho việc xây dựng biểu đồ radar, các mức độ rào cản được quy đổi thành các giá trị số như sau: “cao = 3”, “trung bình = 2” và “thấp = 1”.

Mức độ phù hợp với các giai đoạn phát triển theo QHĐ VIII

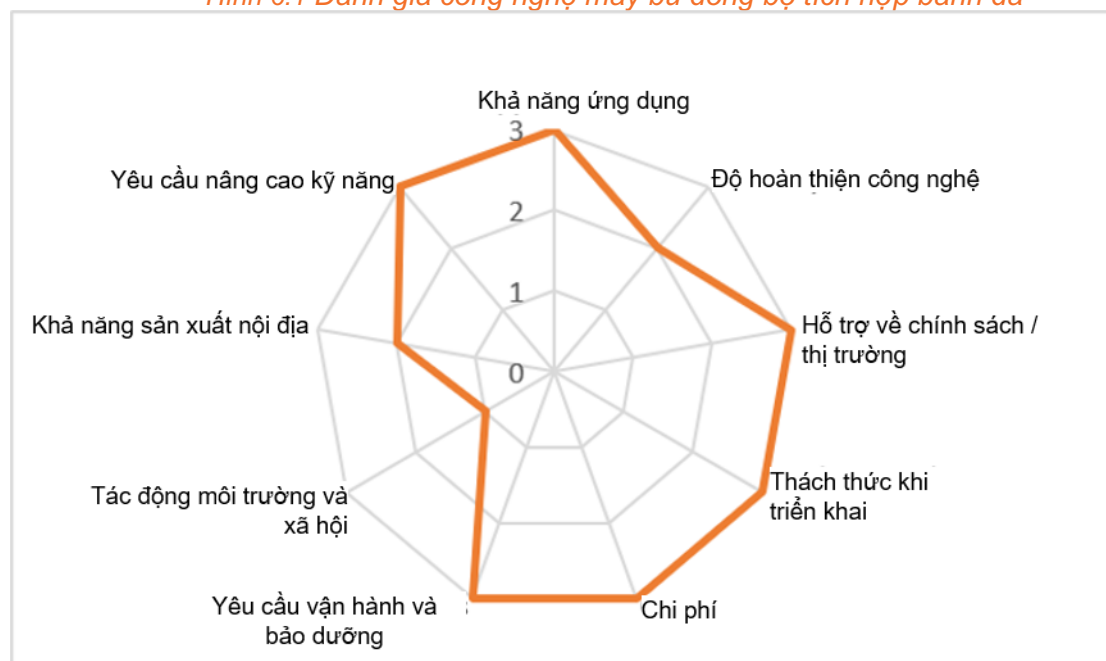
Bảng câu hỏi dành cho các bên liên quan tại Việt Nam đề nghị đánh giá mức độ quan trọng của các công nghệ trong việc tăng cường độ linh hoạt của lưới điện trong các giai đoạn thực hiện QHĐ VIII, cụ thể gồm giai đoạn 2025-2030, giai đoạn 2031-2035 và tầm nhìn đến năm 2050. Các mức độ đánh giá bao gồm: (a) Mới nổi / ứng dụng hạn chế; (b) Đang mở rộng quy mô / quan trọng; và (c) Rất quan trọng / triển khai toàn hệ thống. Các mức đánh giá này lần lượt được quy đổi thành các giá trị số 1, 2 và 3, sau đó xác định giá trị trung vị cho từng công nghệ.

6.2 Đánh giá các công nghệ tăng cường độ linh hoạt của lưới điện dựa trên các tiêu chí

Máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà

Theo ý kiến của các bên liên quan tại Việt Nam, những rào cản chính đối với việc áp dụng máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà bao gồm chi phí đầu tư cao, thời gian lắp đặt dài, khả năng vận hành linh hoạt còn hạn chế và thiếu cơ chế hỗ trợ về mặt pháp lý, chính sách. Biểu đồ radar (Hình 6.1) và Bảng 6.3 dưới đây trình bày kết quả đánh giá công nghệ máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà. Sáu trong số chín tiêu chí đánh giá cho thấy mức độ rào cản cao đối với việc triển khai công nghệ này, bao gồm khả năng áp dụng, thách thức khi triển khai, chi phí, yêu cầu về vận hành và bảo dưỡng (O&M), cũng như yêu cầu về nâng cao năng lực. Là công nghệ không phát thải CO₂, máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà có tác động tích cực đến môi trường và xã hội. Công nghệ này cũng có triển vọng ở mức trung bình đối với việc nội địa hóa sản xuất các hệ thống thiết bị phụ trợ của nhà máy.

Hình 6.1 Đánh giá công nghệ máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà



Bảng 6.3 Phân tích rào cản công nghệ máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà

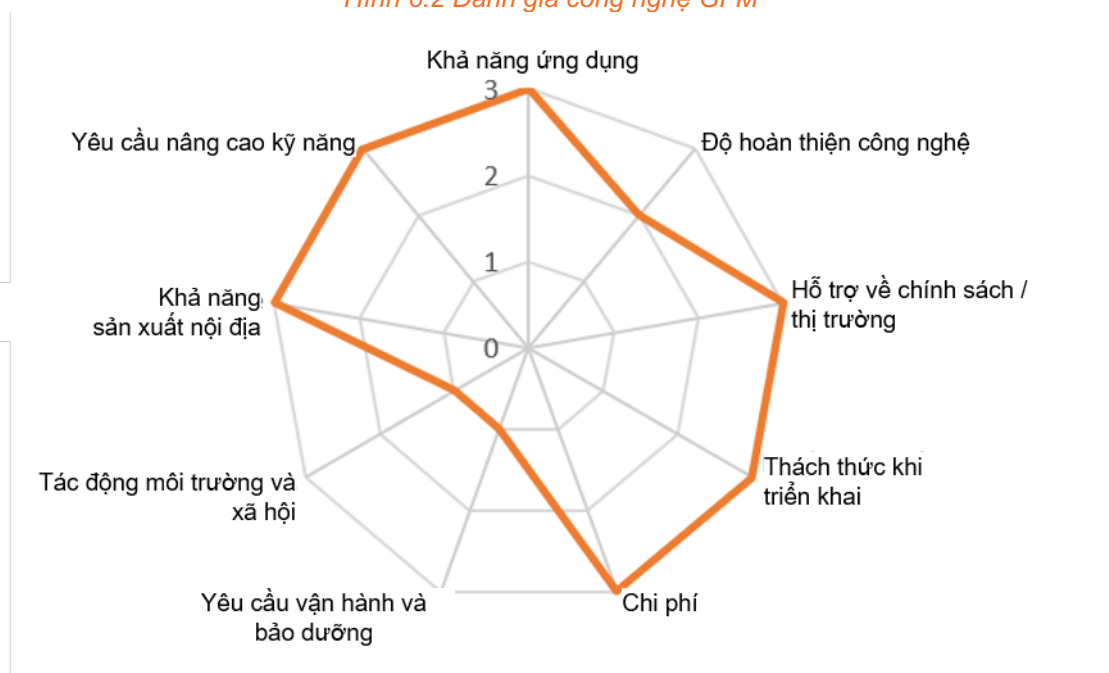
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	• Khả năng hỗ trợ quán tính của lưới điện bị hạn chế do tỷ lệ thâm nhập cao của các nguồn điện dựa trên biến tần (IBR). • Việc ngừng vận hành các máy điện quay hiện hữu làm suy giảm khả năng cung cấp công suất phản kháng và khả năng đóng góp dòng điện ngắn mạch của mạng lưới điện trên phạm vi rộng.	Cao
Độ hoàn thiện công nghệ	• Máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà mới bắt đầu được triển khai trong những năm gần đây, do tỷ lệ thâm nhập ngày càng tăng của các nguồn điện IBR vào lưới điện. • Hiện vẫn còn ít trường hợp áp dụng công nghệ này ở quy mô lớn.	Trung bình
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	• Cần có các quy định về dịch vụ phụ trợ để công nghệ này có thể thu hồi được chi phí đầu tư.	Cao
Thách thức khi triển khai	• Xác định địa điểm phù hợp để đấu nối vào lưới điện. • Việc tích hợp hệ thống bánh đà đòi hỏi khối lượng công việc lớn trong khâu thiết kế, thử nghiệm, lắp đặt và đưa vào vận hành, đồng thời bao gồm nhiều hệ thống phụ phức tạp. • Thời gian triển khai dài.	Cao
Chi phí	• Đòi hỏi nguồn vốn đầu tư lớn cho nghiên cứu và phát triển (R&D), thiết bị nhà máy và lắp đặt.	Cao
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	• Yêu cầu công tác vận hành và bảo dưỡng chuyên biệt đối với nhà máy, bao gồm giám sát độ kín chân không, nhiệt độ, độ rung, hệ thống làm mát bằng máy làm lạnh và các hệ thống phụ trợ khác. Phần lớn các hệ thống có thể được giám sát từ xa.	Cao
Tác động môi trường và xã hội	• Nhà máy có quy mô nhỏ gọn, do đó tác động đến môi trường và nhu cầu sử dụng đất là không đáng kể. • Là một giải pháp không phát thải CO₂.	Thấp

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng sản xuất nội địa	- Có cơ hội sản xuất trong nước các hệ thống phụ trợ của nhà máy (BoP). - Công nghệ lõi bán dẫn có hàm lượng kỹ thuật và công nghệ cao, đòi hỏi hoạt động R&D quy mô lớn, qua đó đặt ra các vấn đề về sở hữu trí tuệ liên quan đến chuyển giao công nghệ.	Trung bình
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	Cần phát triển kỹ năng và nâng cao năng lực liên quan đến các hệ thống phụ trợ của nhà máy.	Cao

Biến tần tạo lưới (GFM)

Tại khu vực Đông Bắc, Đồng bằng sông Hồng (Hà Nội), khu vực miền Bắc và các đảo thuộc khu vực miền Trung, hệ thống điện thường đòi hỏi khả năng khởi động đen hoặc hỗ trợ khôi phục hệ thống điện. Nguyên nhân bao gồm các hạn chế về truyền tải, rủi ro mất ổn định hệ thống điện, thời tiết cực đoan, mức độ tích hợp NLTT cao và tình trạng lưới điện yếu. Giải pháp BESS tạo lưới (GFM BESS) có thể được triển khai tại các khu vực này. Để triển khai GFM BESS hiệu quả, cần đáp ứng một số yêu cầu kỹ thuật được trình bày tại Chương 3. Việc xây dựng các mô hình lưới điện liên vùng toàn diện, cùng với mô hình TMT và PDT, là cần thiết để xác định chính xác những phân đoạn lưới điện phù hợp nhất cho việc ứng dụng GFM (Chương 5), qua đó cũng đặt ra thách thức trong quá trình triển khai (Hình 6.2 và Bảng 6.4).

Hình 6.2 Đánh giá công nghệ GFM



Bảng 6.4 Phân tích rào cản công nghệ GFM

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- Trong các trường hợp hệ thống điện cần các dịch vụ hỗ trợ ổn định lưới, bao gồm cung cấp quán tính, khởi động đen, điều chỉnh điện áp và đáp ứng tần số, đặc biệt khi tỷ lệ các nguồn điện IBR ở mức cao. - Có thể áp dụng cho các lưới điện siêu nhỏ độc lập.	Trung bình
Độ hoàn thiện công nghệ	Ứng dụng GFM BESS cho chức năng khởi động đen trong lưới điện microgrid đã được triển khai rộng rãi và công nghệ đã đạt mức độ trưởng thành cao.	Trung bình

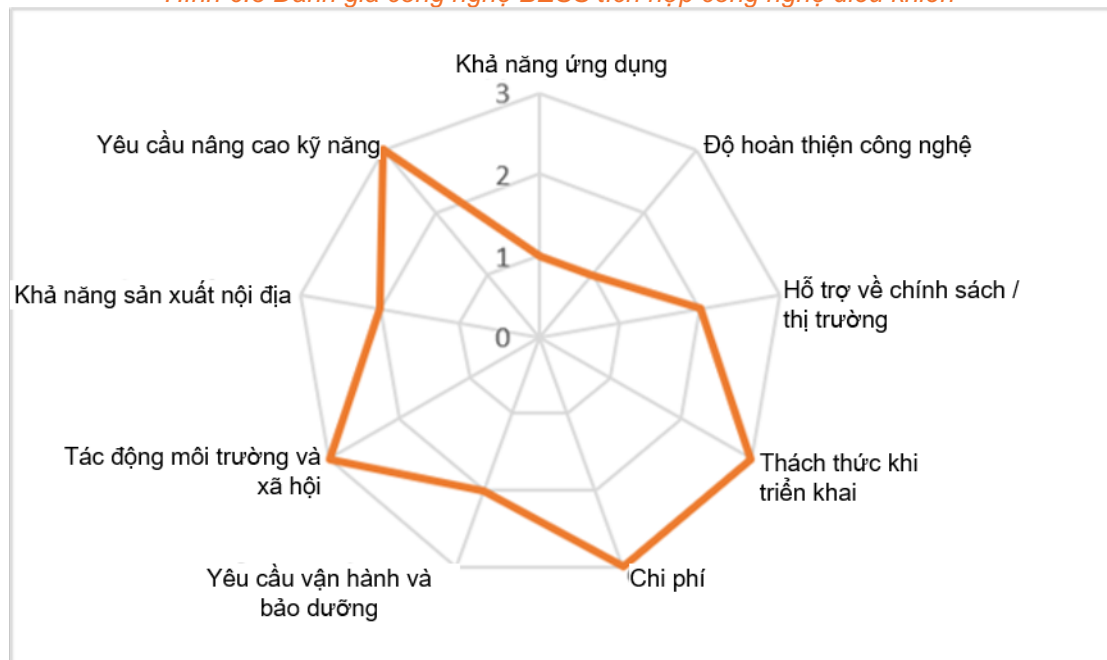
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
	Công nghệ GFM BESS cho hệ thống nguồn và lưới truyền tải chính (BPS) vẫn đang trong giai đoạn phát triển ban đầu và còn hạn chế về mức độ ứng dụng.	
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	Cần có các quy định về dịch vụ phụ trợ để công nghệ GFM có thể tạo ra nguồn thu và thu hồi chi phí đầu tư.	Cao
Thách thức khi triển khai	- Việc triển khai GFM đòi hỏi dữ liệu có chất lượng cao và độ chính xác cao từ các nhà sản xuất thiết bị để phục vụ nghiên cứu đấu nối, nghiên cứu quy hoạch truyền tải dài hạn và nghiên cứu vận hành, đồng thời xây dựng mô hình quá độ điện từ (EMT) và mô hình quá độ trong miền pha (PDT). Việc xây dựng các mô hình phục vụ công tác quy hoạch và vận hành này là một thách thức. - Các nghiên cứu và dự án thí điểm còn hạn chế để có thể rút kinh nghiệm. - Cần hài hòa các tiêu chuẩn để hỗ trợ việc giảm thiểu các yêu cầu và trở ngại trong quá trình đấu nối GFM.	Cao
Chi phí	- Việc tích hợp chức năng điều khiển GFM vào BESS có chi phí tăng thêm thấp nếu được thực hiện ngay từ giai đoạn đầu của quá trình thiết kế và đấu nối. - Trong hầu hết các trường hợp, bộ biến tần bám lưới (GFL) có thể được cấu hình để thực hiện các chức năng tạo lưới thông qua việc điều chỉnh phần mềm điều khiển, qua đó yêu cầu mức đầu tư chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX) thấp hơn.	Trung bình
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	- Hệ thống điều khiển và phần mềm của GFM BESS có thiết kế mô-đun và do OEM cấu hình, do đó nhu cầu hỗ trợ về vận hành và bảo dưỡng tương đối hạn chế. - Phần lớn các hệ thống GFM BESS có thể được vận hành từ xa. - Công tác bảo dưỡng BESS và các mô-đun điều khiển thường do OEM thực hiện.	Thấp
Tác động môi trường và xã hội	- GFM BESS mang lại các lợi ích tích cực về môi trường nhờ nâng cao khả năng tiếp nhận nguồn điện của lưới. - Cần bảo đảm việc xử lý, thải bỏ an toàn các mô-đun BESS sau khi kết thúc vòng đời.	Thấp
Sản xuất trong nước	- Cơ hội sản xuất trong nước còn hạn chế do các hệ thống điều khiển và phần mềm BESS chủ yếu phải nhập khẩu. - Có khả năng cung ứng trong nước đối với cáp và một số linh kiện, thiết bị phụ trợ khác.	Cao
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	Yêu cầu chủ yếu về phát triển kỹ năng và nâng cao năng lực tập trung vào việc xây dựng mô hình EMT và PDT để đánh giá các khía cạnh liên quan đến quy hoạch và vận hành hệ thống điện.	Cao

BESS kết hợp với các chiến lược điều khiển

Các bên liên quan tại Việt Nam cho rằng BESS sẽ ngày càng đóng vai trò quan trọng trong việc cung cấp các dịch vụ tăng cường độ linh hoạt cho lưới điện, bao gồm đáp ứng tần số, quản lý nghẽn mạch, tích hợp NLTT và cắt giảm phụ tải đỉnh. QHĐ VIII cũng nhấn mạnh vai trò hỗ trợ của BESS đối với quá trình hiện đại hóa lưới điện Việt Nam. Tuy nhiên, nhiều khoảng trống về kỹ thuật và chính sách được nêu tại Chương 3 và Chương 4 đang cản trở việc triển khai BESS. Việc ứng dụng BESS với các thuật toán điều khiển tiên tiến nhằm hỗ trợ quản tính và đáp ứng tần số sơ cấp đã được triển khai thành công tại KEPCO. Tuy nhiên, việc triển khai

BESS trên diện rộng cho mục đích này vẫn còn hạn chế. Khi kết hợp với các nguồn dự phòng truyền thống, BESS có thể mang lại giải pháp tối ưu cho đáp ứng tần số sơ cấp. Hình 6.3 và Bảng 6.5 cho thấy BESS với chức năng điều khiển đáp ứng tần số sơ cấp vẫn phải đối mặt với những rào cản lớn trong quá trình triển khai, trong đó 6/9 tiêu chí đánh giá được xếp vào nhóm có mức độ rào cản cao.

Hình 6.3 Đánh giá công nghệ BESS tích hợp công nghệ điều khiển



Bảng 6.5 Phân tích các rào cản đối với công nghệ BESS tích hợp công nghệ điều khiển

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- BESS đáp ứng tần số sơ cấp phù hợp khi được kết hợp với các nguồn dự phòng truyền thống. Cần đảm bảo thiết lập và vận hành cả hệ thống đáp ứng tần số sơ cấp và đáp ứng tần số thứ cấp. - BESS tích hợp công nghệ điều khiển có thể được áp dụng trong trường hợp các tổ máy phát điện truyền thống được huy động để phát điện với chi phí biên thấp hơn nhưng không sẵn sàng cung cấp dịch vụ đáp ứng tần số.	Cao
Độ hoàn thiện công nghệ	Hàn Quốc đã có hơn 10 năm kinh nghiệm trong ứng dụng BESS, bao gồm các chức năng điều khiển hỗ trợ quán tính và đáp ứng tần số. Tuy nhiên, các tài liệu nghiên cứu hiện có rất ít bằng chứng về việc sử dụng BESS ở quy mô lớn cho mục đích đáp ứng tần số sơ cấp.	Trung bình
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	Cần ban hành các quy định về dịch vụ phụ trợ để tạo cơ chế thu hồi chi phí, qua đó cho phép BESS tham gia thị trường.	Cao
Thách thức khi triển khai	- Việc lựa chọn địa điểm đặt BESS dựa trên các tiêu chí kỹ thuật thường bị chi phối bởi các ràng buộc về kinh tế - xã hội và chính trị tại địa phương. - Cần xây dựng mô hình lưới điện trên phạm vi rộng để xác định các vị trí phù hợp cho việc bố trí vị trí đặt BESS, trong đó khả năng sẵn có của dữ liệu có thể là một trở ngại.	Cao
Chi phí	Đòi hỏi vốn đầu tư ban đầu lớn.	Cao

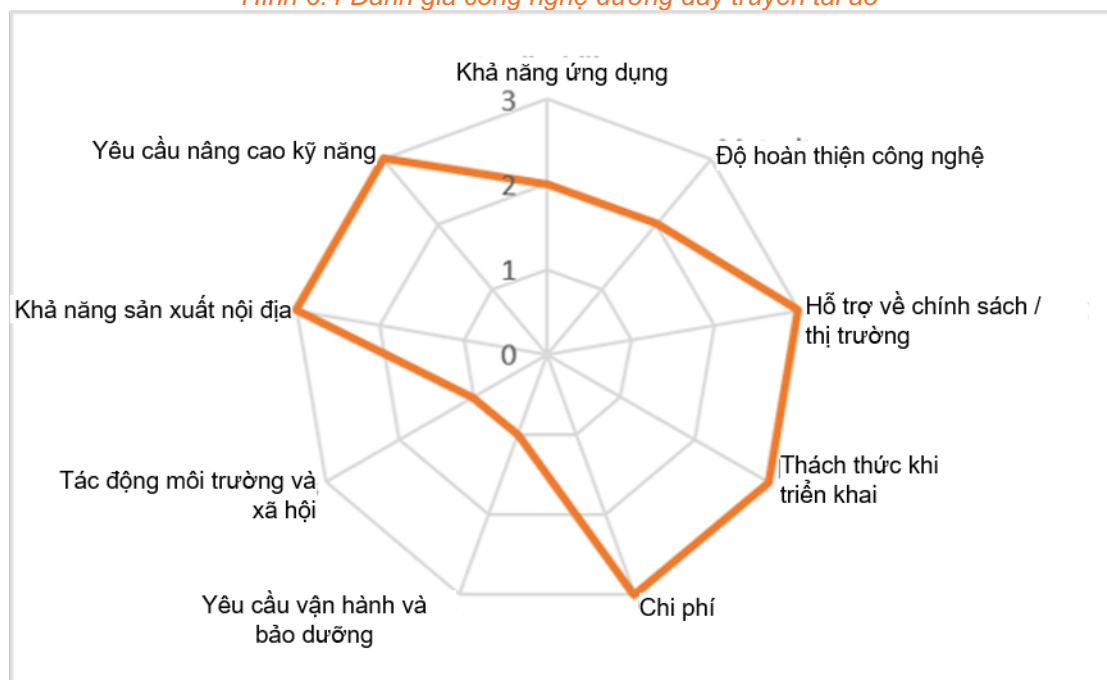
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
	Nếu chỉ sử dụng BESS để đáp ứng tần số sơ cấp, hệ thống có thể bị thiết kế với quy mô công suất/dung lượng lớn hơn nhiều so với nhu cầu thực tế, làm giảm hiệu quả kinh tế.	
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	- BESS là giải pháp dạng mô-đun và đóng thùng, với các yêu cầu vận hành và bảo dưỡng cụ thể. - Các thuật toán điều khiển được lập trình sẵn và thường được OEM quản lý, giám sát từ xa.	Thấp
Tác động môi trường và xã hội	- Các trạm BESS có quy mô tương đối gọn, do đó tác động đến đất đai thường không lớn. - Cần đặc biệt chú trọng việc xử lý, thải bỏ pin an toàn khi pin kết thúc vòng đời.	Thấp
Khả năng sản xuất nội địa	- Cơ hội sản xuất trong nước còn hạn chế, chủ yếu chỉ tập trung ở các hạng mục xây dựng và cáp. - Phần lớn các mô-đun BESS cùng với hệ thống điều khiển vẫn phải nhập khẩu.	Cao
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	Việc xây dựng các mô hình lưới điện trên phạm vi rộng đòi hỏi đội ngũ kỹ sư/chuyên gia lập mô hình có trình độ chuyên môn cao.	Cao

Đường dây truyền tải ảo (VTL)

Các hành lang truyền tải ở miền Trung, miền Nam và khu vực Tây Nguyên đang phải đối mặt với tình trạng nghẽn mạch, các vấn đề về điện áp và công suất phản kháng, dao động hệ thống, thách thức trong phối hợp bảo vệ, cũng như quán tính hệ thống thấp do tỷ trọng nguồn NLTT cao. Các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận và khu vực Nam Trung Bộ cũng đang gặp tình trạng lưới điện yếu, sóng hài, dao động điện áp, mất cân bằng tần số và hạn chế về khả năng truyền tải. Một số hành lang này có thể là những khu vực phù hợp để áp dụng đường dây truyền tải ảo dựa trên BESS. Như đã nêu tại Chương 3, các hành lang truyền tải 500 kV đang quá tải, chẳng hạn như Vũng Áng – Hà Tĩnh – Đà Nẵng hoặc Thanh Mỹ – Dốc Sỏi – Pleiku 2, cũng như các khu vực tập trung nhiều nguồn NLTT (Ninh Thuận, Bình Thuận, Đắk Lắk), có thể được xem xét áp dụng giải pháp này. Việc bố trí BESS tại các nút 220 kV hoặc 500 kV có vị trí chiến lược có thể giúp giảm nghẽn mạch và nâng cao khả năng tiếp nhận nguồn NLTT của hệ thống.

Như đã trình bày tại Chương 4, hiện vẫn còn một số khoảng trống về chính sách, bao gồm sự cần thiết phải phân loại BESS là tài sản truyền tải để BESS có thể cung cấp các dịch vụ phụ trợ và đảm bảo cơ chế thu hồi chi phí. Ngoài ra, theo ý kiến của các bên liên quan tại Việt Nam, giải pháp truyền tải không sử dụng đường dây hiện chưa được xem là giải pháp ưu tiên.

Hình 6.4 Đánh giá công nghệ đường dây truyền tải ảo



Bảng 6.6 Phân tích các rào cản đối với công nghệ đường dây truyền tải ảo

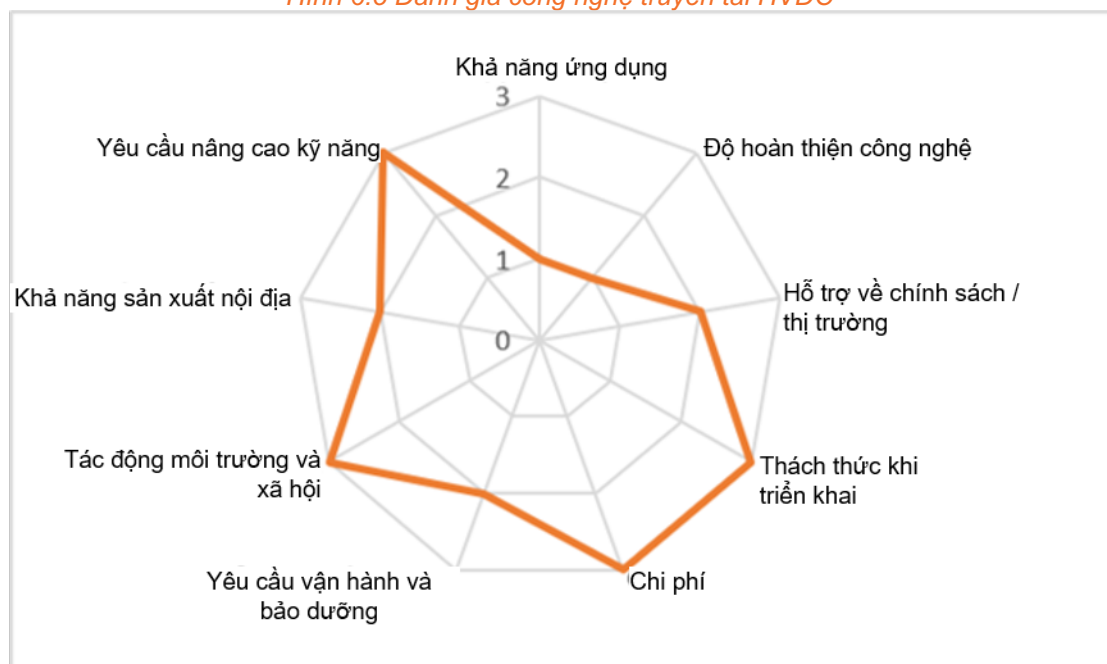
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- Các hành lang truyền tải bị nghẽn nghiêm trọng với tỷ trọng NLTT thâm nhập rất cao. Tại một số thời điểm trong ngày, tỷ trọng NLTT có thể đạt 80-90%, thậm chí đôi khi vượt 100%. Tình trạng này thường xảy ra vào ban ngày khi sản lượng điện mặt trời ở mức cao. - Cắt giảm công suất phát NLTT do công suất truyền tải của đường dây bị hạn chế. - Hạn chế trong việc xây dựng các đường dây mới do các yêu cầu về địa lý, môi trường và thủ tục cấp phép.	Trung bình
Độ hoàn thiện công nghệ	- Các hệ thống điều khiển truyền tải là những công nghệ đã được thiết lập và có độ trưởng thành cao, thường được triển khai trong hệ thống điện và sử dụng bộ điều khiển PI truyền thống. - Hạn chế chính nằm ở mức độ trưởng thành của thị trường, do chưa có cơ chế thị trường phù hợp.	Trung bình
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	- BESS cần được phân loại là tài sản truyền tải, thay vì chỉ được xem là tài sản phát điện. - BESS cần đủ điều kiện tham gia cung cấp dịch vụ điều tần/ điều áp/dịch vụ phụ trợ với mức thù lao/chí phí phù hợp. Nếu không có các cơ chế thị trường này, việc mở rộng triển khai BESS ở quy mô lớn sẽ khó khả thi về mặt kinh tế.	Cao
Thách thức khi triển khai	- Tính phức tạp nằm ở việc cấu hình hệ thống điều khiển của BESS để phối hợp với hệ thống điều khiển truyền tải. - Khoảng cách lớn giữa các trạm biến áp có thể gây ra độ trễ trong truyền thông điều khiển. - Hệ thống truyền thông phải có tốc độ rất cao, với độ trễ dưới 200 mili giây, để đảm bảo đáp ứng động phù hợp.	Cao

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Chi phí	- Yêu cầu vốn đầu tư ban đầu lớn; tuy nhiên, về dài hạn, khoản đầu tư này có thể được bù đắp nhờ giảm lượng điện tái tạo phải cắt giảm. - Nếu không có sự hỗ trợ của chính phủ, các dự án VTL thường không khả thi về mặt tài chính.	Cao
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	- Việc vận hành nhà máy BESS có thể do các kỹ thuật viên thông thường thực hiện. - Hỗ trợ bảo dưỡng BESS và các mô-đun điều khiển thường do OEM cung cấp.	Thấp
Tác động môi trường và xã hội	- Tác động về môi trường và xã hội rất thấp so với đường dây truyền tải trên không. - Diện tích đất sử dụng rất nhỏ do hệ thống có kích thước nhỏ gọn. - Việc xử lý pin khi kết thúc vòng đời là rất quan trọng.	Thấp
Khả năng sản xuất nội địa	- BESS và các mô-đun điều khiển hiện được phát triển và sản xuất tại một số ít quốc gia. - Có tiềm năng sản xuất trong nước đối với các hạng mục như máy biến áp, cáp, kết cấu và các thành phần khác.	Trung bình
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	- Cần đội ngũ có trình độ chuyên môn cao về mô hình hóa hệ thống điện có tích hợp BESS. Mô hình hóa EMT trên phạm vi rộng cần nhân sự có kỹ năng chuyên sâu để đánh giá khả năng đáp ứng động của hệ thống điện. - Nâng cao năng lực thiết kế cơ chế thị trường nhằm xây dựng các cơ chế thanh toán phản ánh đầy đủ chi phí.	Cao

Truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC)

Việt Nam có kế hoạch xây dựng hai tuyến truyền tải HVDC đường dài để truyền tải công suất lớn. Đồng thời với định hướng phát triển mạnh các dự án điện gió ngoài khơi, công nghệ truyền tải HVDC được dự báo sẽ đóng vai trò quan trọng trong quá trình mở rộng hệ thống truyền tải điện của Việt Nam. Tại Việt Nam, các nghiên cứu ban đầu về hệ thống HVDC đã được hoàn thành, qua đó bước đầu định hướng về việc ứng dụng công nghệ này (chi tiết tại Chương 3). Đa số các bên liên quan tại Việt Nam được khảo sát (6/10) cho rằng HVDC sẽ góp phần nâng cao độ linh hoạt của hệ thống truyền tải điện quốc gia. Mặc dù HVDC là công nghệ đã đạt độ trưởng thành cao, được ứng dụng cho cả truyền tải công suất lớn trên khoảng cách xa và giải tỏa công suất từ các nhà máy điện gió ngoài khơi, việc triển khai HVDC vẫn còn gặp một số rào cản đáng kể, bao gồm các thách thức trong quá trình triển khai, chi phí, tác động về môi trường và xã hội, cũng như yêu cầu về kỹ năng chuyên môn (*Hình 6.5 và Bảng 6.7*).

Hình 6.5 Đánh giá công nghệ truyền tải HVDC



Bảng 6.7 Phân tích các rào cản đối với công nghệ truyền tải HVDC

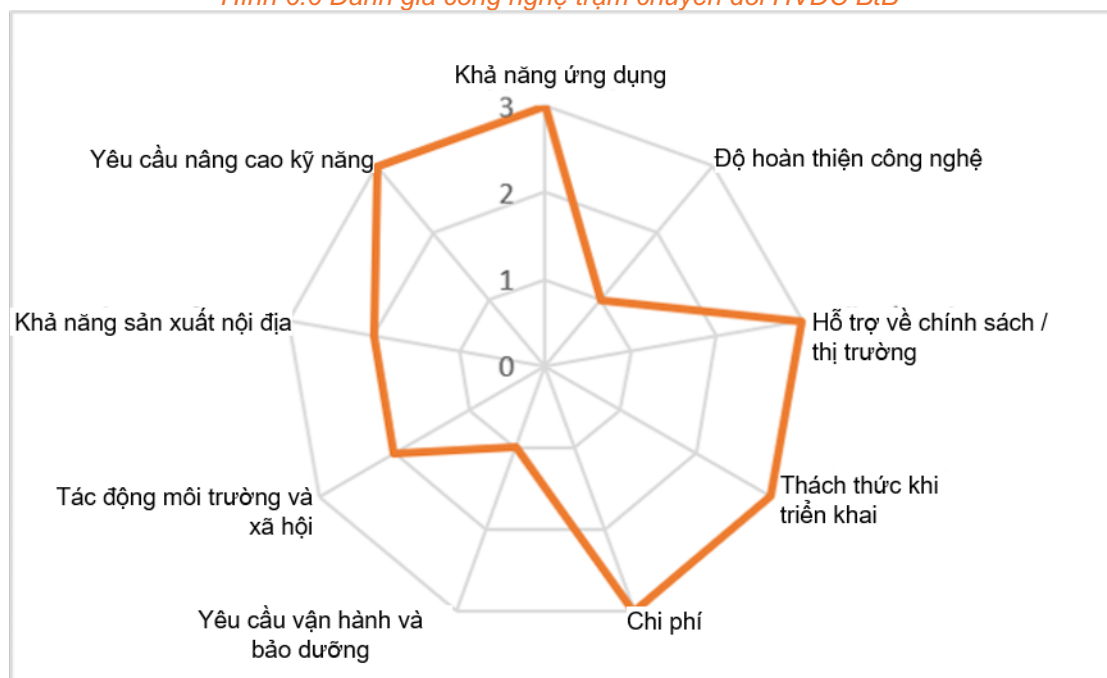
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- Truyền tải công suất lớn trên khoảng cách rất xa, vượt qua các giới hạn ứng dụng của hệ thống HVAC. Khoảng cách truyền tải hòa vốn của HVDC vào khoảng 500–600 km. - Kết nối các lưới điện không đồng bộ. - Giải tỏa công suất từ các trang trại điện gió ngoài khơi ở vùng biển sâu.	Thấp
Độ hoàn thiện công nghệ	- Nhìn chung, công nghệ có mức độ trưởng thành cao. - Công nghệ LCC (bộ chuyển đổi chuyển mạch đường dây) dùng cho truyền tải công suất lớn, ổn định trên khoảng cách dài đã được sử dụng từ những năm 1960. - Công nghệ VSC-HVDC đã được thử nghiệm từ cuối những năm 1990 và phù hợp với các đường dây HVDC kết nối điện gió ngoài khơi.	Thấp
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	- HVDC được áp dụng tùy theo từng trường hợp cụ thể. Việc ứng dụng công nghệ này chủ yếu được quyết định bởi các yêu cầu kỹ thuật của hệ thống truyền tải và các cân nhắc về chi phí. - Cần có quy chuẩn lưới điện để phục vụ quá trình phê duyệt về mặt quản lý, pháp lý.	Trung bình
Thách thức khi triển khai	- Việc triển khai HVDC tương tự HVAC về các khía cạnh quy hoạch/nghiên cứu khả thi và xây dựng. - Các thách thức triển khai chủ yếu phát sinh ở giai đoạn kỹ thuật, trong đó cần thực hiện các nghiên cứu mô hình hóa lưới điện chuyên sâu và thiết kế các bộ lọc sóng hài nhằm giảm hiện tượng cộng hưởng tại thanh cái yếu. - Các máy biến áp của bộ chuyển đổi phải được thiết kế để chịu được sóng hài bậc cao. - Việc thí nghiệm, nghiệm thu và đóng điện vận hành các trạm chuyển đổi HVDC rất khác so với HVAC và đòi hỏi các đội ngũ kỹ thuật chuyên môn. - Khu vực van ở phía DC phải được thiết kế để bảo vệ chống sét đánh.	Cao

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Chi phí	• Đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu cao. • Đối với HVDC, chi phí đường dây hoặc dây dẫn thấp, trong khi chi phí trạm chuyển đổi cao. Điều này ngược lại với HVAC, trong đó chi phí dây dẫn cao còn chi phí trạm biến áp thấp. Do đó, đối với truyền tải công suất lớn trên khoảng cách dài, HVDC có tính kinh tế cao hơn so với một tuyến HVAC tương đương.	Cao
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	• Công tác bảo dưỡng đường dây truyền tải HVDC tương tự như đối với HVAC. • Tuy nhiên, khi đường dây đi qua các khu vực có mức độ ô nhiễm không khí/hạt khí dung cao, hiệu suất của đường dây sẽ bị ảnh hưởng và trung tâm điều khiển thường xuyên nhận được tín hiệu yêu cầu ngừng/khởi động lại đường dây. Hiện tượng này chủ yếu xảy ra vào mùa đông, khi mức độ ô nhiễm không khí cao. • Đường dây truyền tải được ngừng vận hành và vệ sinh thủ công trước khi bắt đầu mùa đông để đảm bảo sẵn sàng vận hành. • Đối với trạm chuyển đổi, một trong những công việc bảo dưỡng chính là vệ sinh khu vực van, bao gồm các thyristor, bộ lọc, cáp quang, v.v. • Phần lớn công tác bảo dưỡng các thiết bị có giá trị cao tại trạm điện được thực hiện bởi các OEM trong đợt bảo dưỡng hàng năm. • Cáp ngầm dưới biển đòi hỏi công tác bảo dưỡng chuyên biệt.	Trung bình
Tác động môi trường và xã hội	• Có tác động lớn đến môi trường và các khía cạnh xã hội. • Đối với cáp HVDC, việc lắp đặt song song hai tuyến cáp cần có khoảng cách ly lớn hơn để tản nhiệt. • HVDC có tác động về môi trường và xã hội tương đối thấp hơn so với một tuyến HVAC tương đương. Với cùng cấp điện áp, HVDC 800 kV so với HVAC 765 kV, hành lang tuyến của HVDC rộng 69 m, trong khi hành lang tuyến của HVAC mạch kép là $64 + 64 = 128$ m.	Cao
Khả năng sản xuất nội địa	• Đòi hỏi nhiều yếu tố kỹ thuật và yêu cầu chuyên môn cao. Công nghệ và dịch vụ HVDC thường do các tập đoàn kỹ thuật toàn cầu cung cấp. • Tuy nhiên, vẫn có cơ hội sản xuất trong nước đối với các hạng mục cáp, kết cấu, xây dựng dân dụng, v.v.	Trung bình
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	• Đối với lần đầu tiên phát triển một hệ thống HVDC, cần triển khai đáng kể các hoạt động đào tạo và nâng cao năng lực về thiết kế kỹ thuật và thí nghiệm, nghiệm thu, đóng điện vận hành hệ thống.	Cao

Trạm chuyển đổi HVDC BtB

Mục đích chính của các trạm BtB là liên kết hai hoặc nhiều lưới điện không đồng bộ. Tại Việt Nam, hoạt động trao đổi điện năng xuyên biên giới tiềm năng với Lào và Trung Quốc nhiều khả năng sẽ đòi hỏi xây dựng các trạm BtB để kết nối với lưới điện của các quốc gia láng giềng. Mặc dù Việt Nam hiện chưa có kinh nghiệm vận hành thực tế đối với trạm BtB, Việt Nam đã thực hiện các nghiên cứu kỹ thuật cho kết nối HVDC BtB Lào Cai - Tân Kiều (Xinqiao) như trình bày tại Chương 3. Do đó, việc áp dụng trạm BtB sẽ phụ thuộc cụ thể vào các yêu cầu kỹ thuật đối với việc liên kết lưới điện và trao đổi điện năng. Kết quả đánh giá công nghệ BtB (Hình 6.6 và Bảng 6.8) cho thấy công nghệ này đang phải đối mặt với nhiều rào cản trong quá trình áp dụng.

Hình 6.6 Đánh giá công nghệ trạm chuyển đổi HVDC BtB



Bảng 6.8 Phân tích rào cản đối với công nghệ trạm chuyển đổi HVDC BtB

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- Liên kết các lưới điện không đồng bộ. - Việc liên kết các hệ thống lưới điện khác nhau ngày càng trở nên quan trọng. - Trao đổi điện năng giữa các quốc gia sử dụng các hệ thống có tần số lưới điện khác nhau.	Cao
Độ hoàn thiện công nghệ	Công nghệ đã đạt mức độ trưởng thành cao. Các trạm chuyển đổi HVDC BtB sử dụng công nghệ SVC-HVDC đã được đưa vào sử dụng từ cuối những năm 1990.	Thấp
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	Việc xây dựng quy chuẩn/quy định kỹ thuật về lưới điện là rất quan trọng; nếu không có các quy định này thì không thể được cấp phép liên kết lưới điện.	Cao
Thách thức khi triển khai	- Phối hợp, kết nối với các trạm biến áp tại địa phương. - Hạn chế trong quá trình xây dựng. - Các yêu cầu về an toàn phòng cháy, chữa cháy và tiêu chuẩn về tiếng ồn. - Các vấn đề về an ninh dữ liệu - chia sẻ dữ liệu lưới điện với các quốc gia láng giềng và các OEM. - Xây dựng mô hình lưới điện của hệ thống truyền tải tại quốc gia láng giềng. - Tham vấn và phối hợp với các bên liên quan tại địa phương.	Cao
Chi phí	- Việc xây dựng các trạm chuyển đổi BtB đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu cao. - Tuy nhiên, trạm BtB rất cần thiết khi liên kết hai hoặc nhiều lưới điện không đồng bộ.	Cao
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	- Phần lớn các hoạt động vận hành trạm BtB được tự động hóa, do đó cần ít sự can thiệp trực tiếp của con người; nhiều trạm được vận hành không người trực. - Công tác bảo dưỡng khu vực van đòi hỏi kỹ năng chuyên môn cao và thường do các OEM thực hiện.	Thấp

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Tác động môi trường và xã hội	- Các trạm chuyển đổi BtB có quy mô tập trung tại một địa điểm và sử dụng các tuyến liên kết HVDC ngắn. Tuy nhiên, các trạm chuyển đổi vẫn cần diện tích đất đáng kể để xây dựng. - Cần đặc biệt chú trọng kiểm soát tiếng ồn ở mức dưới 60 dB khi trạm BtB được đặt tại các khu vực đặc thù như cơ sở quốc phòng.	Trung bình
Khả năng sản xuất nội địa	Có cơ hội huy động năng lực kỹ thuật, sản xuất và lao động trong nước đối với các hệ thống phụ trợ và các hạng mục ngoài thiết bị chính, công trình xây dựng dân dụng, v.v.	Trung bình
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	- Đối với công nghệ BtB lõi, phần lớn hoạt động đào tạo do các OEM cung cấp. - Việc đào tạo về các hệ thống phụ trợ cũng rất quan trọng.	Cao

Thiết bị hệ thống truyền tải điện xoay chiều linh hoạt (FACTS)

Theo đánh giá của các bên liên quan tại Việt Nam, FACTS sẽ đóng vai trò ở mức trung bình trong việc hỗ trợ nâng cao độ linh hoạt của lưới điện. Việt Nam đã triển khai các thiết bị FACTS tại một số trạm biến áp 220 kV và 500 kV ở khu vực Ninh Thuận và Bình Thuận. Đây là những khu vực có tỷ trọng điện gió và điện mặt trời cao. Việc triển khai này đã mang lại những kinh nghiệm thực tiễn có giá trị về ứng dụng và vận hành công nghệ. *Hình 6.7* cho thấy, ngoại trừ các thách thức trong quá trình triển khai, tất cả các tiêu chí đánh giá khác đều thuộc nhóm rào cản ở mức trung bình hoặc thấp. Điều này cho thấy FACTS có nhiều điều kiện thuận lợi để được tiếp tục áp dụng tại Việt Nam.

Hình 6.7 Đánh giá công nghệ FACTS



Bảng 6.9 Phân tích các rào cản đối với công nghệ FACTS

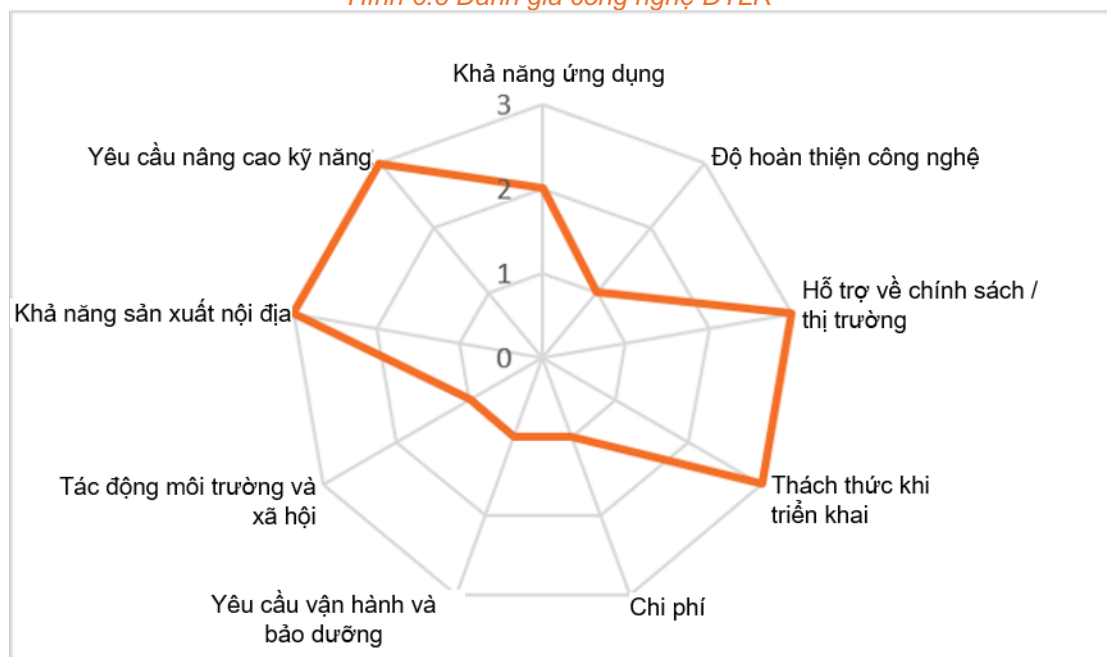
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- Điều kiện lưới điện yếu với tỷ số SCR thấp. - Các vấn đề nghiêm trọng về chất lượng điện năng do lò hồ quang điện và các nhà máy điện gió, điện mặt trời gây ra. - Yêu cầu bắt buộc phải duy trì hệ số công suất cao.	Trung bình
Độ hoàn thiện công nghệ	- STATCOM là công nghệ đã được phát triển và ứng dụng trong 15-20 năm. - Mức độ trưởng thành cao - đối với cấp điện áp đến 34,5 kV. - Mức độ trưởng thành trung bình - đối với cấp điện áp đến 66 kV. - Mức độ trưởng thành thấp - đối với cấp điện áp trên 66 kV.	Trung bình
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	Quy định bắt buộc duy trì hệ số công suất cao ($>0,95$ và lên đến $0,98$ đối với một số thiết bị). Yêu cầu này phù hợp với các quy định hiện hành của Việt Nam đối với các nhà máy điện mặt trời, điện gió và các hệ thống điện phân tán.	Thấp
Thách thức khi triển khai	- Yêu cầu lượng dữ liệu lớn để mô hình hóa lưới điện. - Thiết bị được triển khai trong điều kiện khắc nghiệt, với nhiệt độ môi trường cao ($\sim 50^{\circ}\text{C}$) và được lắp đặt tại sân phân phối ngoài trời. - Điều kiện môi trường quyết định việc lựa chọn hệ thống làm mát bằng nước, sử dụng chiller hoặc bộ trao đổi nhiệt.	Cao
Chi phí	- Thiết bị FACTS là một bộ phận thiết bị trạm biến áp, chiếm tỷ trọng nhỏ trong tổng chi phí của trạm biến áp. - Việc duy trì hệ số công suất cao giúp thu hồi chi phí trong dài hạn.	Thấp
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	- Yêu cầu vận hành và bảo dưỡng định kỳ. - Phần thiết bị chính đòi hỏi công tác bảo dưỡng chuyên biệt và thường do OEM cung cấp dịch vụ. - Các hệ thống phụ trợ có thể được bảo dưỡng bởi đội ngũ nhân viên sửa chữa bảo dưỡng thông thường.	Thấp
Tác động môi trường và xã hội	- Không có tác động về môi trường và xã hội đối với phần điện tử công suất. - Cần chú trọng việc xử lý, thải bỏ an toàn phần nước khử khoáng sau khi sử dụng. - Phải duy trì mức độ tiếng ồn trong giới hạn cho phép, tối đa 80 dB và 60 dB tại các khu vực đặc biệt.	Thấp
Khả năng sản xuất nội địa	- Thiết bị FACTS có cấu trúc dạng mô-đun nhỏ gọn. Một số OEM cung cấp giải pháp tích hợp trong container, bao gồm bộ biến tần, máy biến áp và tủ đóng cắt hạ áp. - Có cơ hội để các đơn vị trong nước tham gia cung cấp dịch vụ hỗ trợ đối với các hệ thống thiết bị phụ trợ.	Trung bình
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	Cần được OEM đào tạo trong quá trình lắp đặt và đưa thiết bị vào vận hành.	Thấp

Hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR)

Công nghệ DTLR đã được một số đơn vị điện lực trên thế giới thí điểm triển khai. Tại Việt Nam, công nghệ DTLR cũng đã được triển khai thí điểm. Tuy nhiên, việc áp dụng công nghệ này gặp một số hạn chế do có những yêu cầu riêng về phạm vi và điều kiện ứng dụng. DTLR phù hợp với các đường dây truyền tải ngắn và các đường dây nằm gần các nhà máy điện gió, do đó hạn chế khả năng áp dụng rộng rãi trên toàn hệ thống. Bên cạnh đó, do khả năng đo

lượng theo thời gian thực và biến động theo điều kiện thực tế, các TSO cần thường xuyên điều chỉnh phương thức lập lịch vận hành.

Hình 6.8 Đánh giá công nghệ DTLR



Bảng 6.10 Phân tích các rào cản đối với công nghệ DTLR

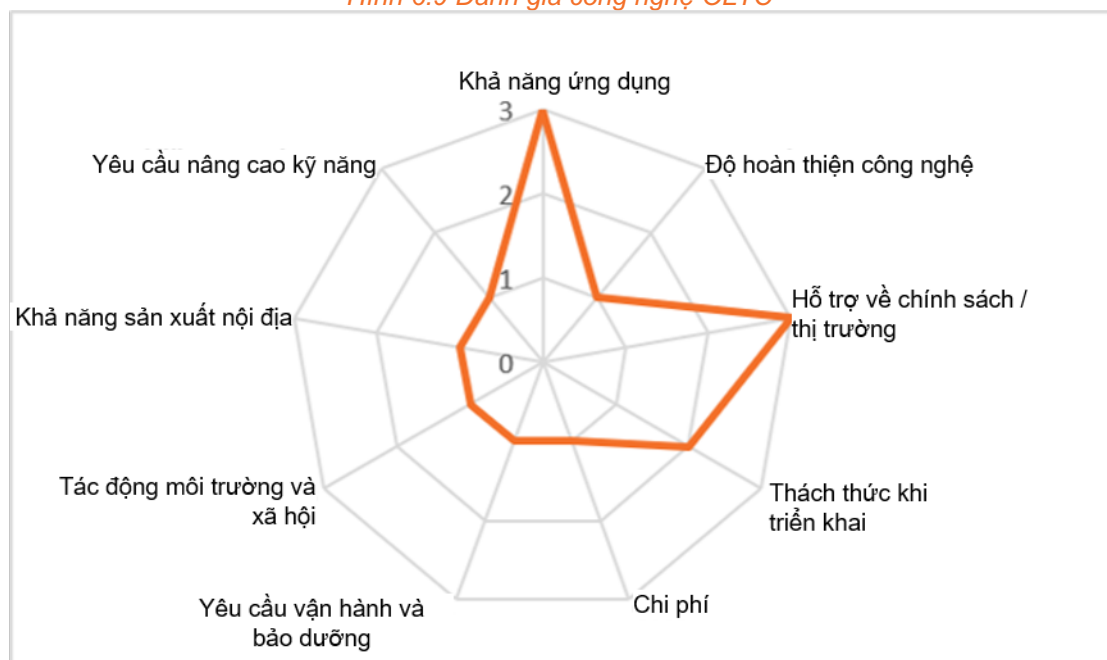
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- DTLR có thể được áp dụng để giảm tình trạng nghẽn mạch trên các đường dây truyền tải nhờ nâng cao khả năng tải dòng điện của đường dây; giảm lượng điện gió phải cắt giảm; giảm chi phí do nghẽn mạch và qua đó giảm nguy cơ phải sa thải phụ tải. - DTLR phù hợp hơn với các đường dây truyền tải ngắn. Công nghệ này có thể không mang lại nhiều hiệu quả đối với các đường dây dài và mang tải thấp. - Hệ thống DTLR cho phép tăng khả năng tích hợp điện gió bằng cách nâng cao khả năng truyền tải công suất điện gió trong các giai đoạn gió mạnh, nhờ khả năng làm mát bổ sung cho đường dây.	Trung bình
Độ hoàn thiện công nghệ	- DTLR là công nghệ đã tương đối hoàn thiện, với các dự án thí điểm trình diễn đã được triển khai tại một số quốc gia. - Hiện có một số OEM cung cấp thương mại các thiết bị DTLR phục vụ đo trực tiếp. - Đối với phương pháp đo gián tiếp, các mô hình dự báo thời tiết số trị đã được phát triển và áp dụng tương đối hoàn thiện.	Thấp
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	Các đơn vị vận hành truyền tải cần chấp nhận sử dụng DTLR về mặt độ chính xác và độ tin cậy. Do đó, việc áp dụng công nghệ này cần được quy định hoặc yêu cầu bắt buộc trong các quy định có liên quan.	Cao
Thách thức khi triển khai	Một hạn chế trong việc áp dụng hệ thống DTLR là khoảng cách giữa đường dây truyền tải và các nguồn phát điện gió là một yếu tố quan trọng khi lựa chọn đường dây để áp dụng công nghệ.	Cao

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
	- Một hạn chế khác là việc xác định các khoảng cột tới hạn trên đường dây truyền tải được làm mất thấp nhất do tốc độ gió thay đổi giữa các khoảng cột khác nhau trên cùng tuyến đường dây. - DTLR vẫn chưa được các đơn vị điện lực chấp nhận rộng rãi, chủ yếu do các đơn vị vận hành hệ thống cần có đủ cơ sở tin cậy rằng công nghệ này có thể cung cấp định mức tải chính xác, với mức độ sẵn sàng và độ tin cậy cao. - Đối với phương pháp đo gián tiếp, DTLR đòi hỏi phải lắp đặt số lượng lớn cảm biến thời tiết dọc theo tuyến đường dây truyền tải hoặc sử dụng dữ liệu thời tiết từ các trạm quan trắc thời tiết lân cận dọc hành lang tuyến.	
Chi phí	- Có thể trì hoãn nhu cầu đầu tư xây dựng các đường dây truyền tải mới. - Chi phí triển khai công nghệ DTLR vào khoảng 50.000 USD/dặm đối với các đường dây ngắn, thấp hơn đáng kể so với chi phí khoảng 1,5-5 triệu USD/dặm để xây dựng một đường dây truyền tải mới.	Thấp
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	Chi phí bảo dưỡng thiết bị DTLR thấp.	Thấp
Tác động môi trường và xã hội	DTLR mang lại những lợi ích tích cực về môi trường nhờ nâng cao khả năng tải dòng điện của lưới điện và tăng khả năng tích hợp điện gió.	Thấp
Khả năng sản xuất nội địa	Hiện nay, chưa có OEM nào tại Việt Nam cung cấp giải pháp DTLR. Do đó, thiết bị phải được nhập khẩu.	Cao
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	- Cần tăng cường năng lực và phát triển kỹ năng về các nền tảng mô hình hóa dự báo thời tiết số trị. - Cần đào tạo nhân sự của các đơn vị điện lực về vận hành thiết bị DTLR.	Cao

Bộ điều áp dưới tải (OLTC)

Lưới điện hạ áp tại nhiều khu vực của Việt Nam, bao gồm các khu vực nông nghiệp, đô thị có tỷ lệ tích hợp nguồn NLTT cao và các khu vực công nghiệp, đang gặp phải các vấn đề như dao động điện áp, nhấp nháy điện áp, dao động tần số, sóng hài, sụt áp hoặc tăng áp và dòng công suất ngược. OLTC là một giải pháp phù hợp để xử lý các vấn đề này. Chẳng hạn, tại Đức, OLTC (máy biến áp phân phối điều chỉnh điện áp (VRDT)) đã trở thành bắt buộc do tỷ lệ tích hợp ĐMTMN trong các khu vực lưới điện hạ áp ngày càng cao. Tại Việt Nam, việc ứng dụng OLTC hiện còn hạn chế do tỷ lệ sử dụng ĐMTMN và xe điện thấp hơn. OLTC chủ yếu mang lại lợi ích đối với các xuất tuyến bị ảnh hưởng có tỷ lệ tích hợp ĐMTMN và xe điện cao. Do đó, việc triển khai OLTC trên diện rộng cho toàn bộ lưới điện hạ áp hiện chưa mang lại nhiều giá trị. Nhìn chung, mức độ rào cản đối với việc áp dụng OLTC được đánh giá là thấp hoặc trung bình đối với hầu hết các tiêu chí đánh giá, như thể hiện tại *Hình 6.9* và *Bảng 6.11*.

Hình 6.9 Đánh giá công nghệ OLTC



Bảng 6.11 Phân tích các rào cản đối công nghệ OLTC

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- Tại các khu vực đô thị có tỷ lệ ĐMTMN cao, có thể xảy ra tình trạng quá áp trên các xuất tuyến lưới điện hạ áp (lên đến cấp điện áp 33 kV). - Tại các khu vực có nhu cầu sạc xe điện cao, có thể xảy ra tình trạng thấp điện áp trên xuất tuyến. - Trên các xuất tuyến dài ở khu vực nông thôn, có thể xảy ra sụt áp hoặc tăng áp đáng kể do khoảng cách truyền tải điện lớn hoặc tình trạng phụ tải thấp. - Việc mở rộng ứng dụng OLTC/VRDT phụ thuộc vào mức độ thâm nhập của ĐMTMN và hoạt động sạc xe điện. - OLTC chỉ phát huy hiệu quả đối với các xuất tuyến hạ áp có tỷ lệ tích hợp NLTT hoặc xe điện rất cao.	Cao
Độ hoàn thiện công nghệ	OLTC là công nghệ đã được phát triển và hoàn thiện. Tại Đức, VRDT sử dụng OLTC được yêu cầu áp dụng do tỷ lệ ĐMTMN và sạc xe điện cao.	Thấp
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	Tỷ lệ thâm nhập NLTT cao hoặc nhu cầu sạc xe điện lớn trên lưới điện hạ áp là vấn đề mang tính cục bộ và chỉ có thể ảnh hưởng đến một số lượng rất ít xuất tuyến trong tổng số các xuất tuyến hạ áp của một khu vực lưới điện. Vì vậy, việc ban hành chính sách hoặc quy định áp dụng OLTC bắt buộc trên toàn bộ lưới điện phân phối có thể không mang lại hiệu quả.	Cao
Thách thức khi triển khai	- Các yếu tố hạn chế việc áp dụng OLTC không nằm ở bản thân công nghệ mà chủ yếu ở điều kiện vận hành, chẳng hạn như yêu cầu phối hợp các thiết lập bảo vệ khi xảy ra sự cố. - Các hệ thống phân phối chưa có khả năng giám sát và thu thập dữ liệu thông qua hệ thống SCADA có thể hạn chế khả năng ứng dụng OLTC.	Trung bình
Chi phí	Việc tích hợp OLTC vào máy biến áp làm tăng chi phí khoảng 20%.	Thấp

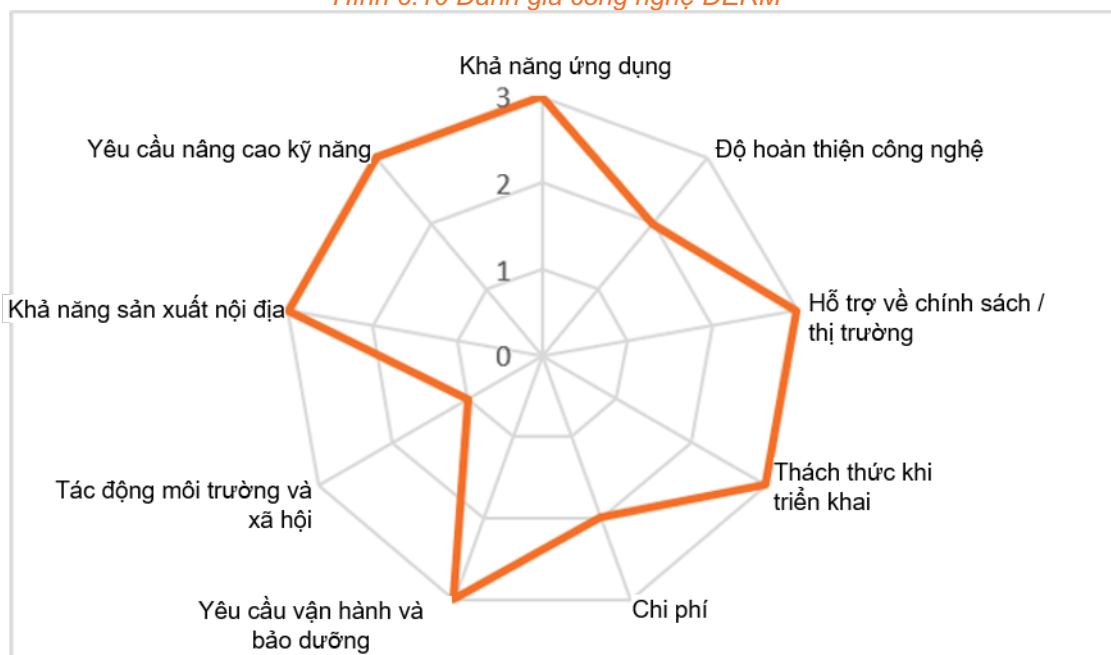
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
	• Đây là giải pháp có hiệu quả về chi phí để nâng cao khả năng tiếp nhận công suất của xuất tuyến và tránh phát sinh chi phí nâng cấp đường dây.	
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	• Bộ chuyển nấc có thể gặp sự cố cơ khí do phải thay đổi vị trí nấc thường xuyên khi nguồn NLTT có công suất biến động. • Các OEM cung cấp OLTC với khả năng thực hiện trên 500.000 lần chuyển nấc mà không cần bảo dưỡng trong suốt vòng đời thiết bị. Ngay cả khi thực hiện 30 lần chuyển nấc mỗi ngày, OLTC vẫn có thể hoạt động trong khoảng 50–60 năm, vượt xa tuổi thọ thông thường khoảng 30 năm của máy biến áp. • Bộ phận cơ khí của OLTC được làm kín hoàn toàn và ngâm trong dầu nên thông thường ít xảy ra sự cố. Bộ điều khiển OLTC có thể gặp hỏng hóc, nhưng tương đối dễ sửa chữa.	Thấp
Tác động môi trường và xã hội	• Mô-đun OLTC được tích hợp bên trong máy biến áp. Thiết bị không yêu cầu thay dầu thường xuyên, qua đó hạn chế nguy cơ rò rỉ, tràn dầu.	Thấp
Khả năng sản xuất nội địa	• Máy biến áp thường được sản xuất trong nước. Mô-đun OLTC được nhập khẩu và lắp ráp cùng với máy biến áp.	Thấp
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	• Việc lắp ráp bộ chuyển nấc với máy biến áp không đòi hỏi nhiều nhân lực có trình độ kỹ thuật cao hoặc hoạt động đào tạo, nâng cao năng lực chuyên sâu.	Thấp

Quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERM)

Các bên liên quan tại Việt Nam cho rằng giải pháp quản lý nguồn năng lượng phân tán rất phù hợp cho các nhà máy điện mặt trời quy mô lớn, các dự án thủy điện tích năng, hệ thống đồng phát, BESS và các trạm sạc xe điện tại Việt Nam. Khả năng áp dụng DERM có thể còn hạn chế đối với các trang trại điện gió ngoài khơi, các cơ sở điện sinh khối, điện rác, nhà máy thủy điện, các phụ tải công nghiệp lớn, các tòa nhà thương mại và khu vực dân cư.

Các hệ thống năng lượng này có thể được tích hợp với DERM nhằm giám sát và điều phối, điều khiển và tổng hợp phụ tải, hỗ trợ tối ưu hóa tại chỗ, cũng như khai thác độ linh hoạt phía nhu cầu thông qua sạc thông minh và công nghệ xe điện tích hợp với lưới điện. Tại Việt Nam, một số mô hình thí điểm DERM đã được triển khai và một OEM đang tham gia cung cấp các giải pháp công nghệ DERM trong nước, qua đó mang lại những kinh nghiệm thực tiễn có giá trị. Tuy nhiên, để có thể mở rộng triển khai ở quy mô lớn, các đơn vị điện lực sẽ cần tăng cường đáng kể việc số hóa và khả năng cung cấp dữ liệu, nâng cấp hạ tầng công nghệ thông tin, phát triển hệ thống và năng lực bảo đảm an ninh mạng, đồng thời hỗ trợ phát triển nguồn nhân lực. Như thể hiện tại *Hình 6.10* và *Bảng 6.12*, trong tổng số chín tiêu chí đánh giá, có bảy tiêu chí được xác định là có rào cản cao đối với việc triển khai và tiếp nhận công nghệ DERM.

Hình 6.10 Đánh giá công nghệ DER



Bảng 6.12 Phân tích các rào cản đối công nghệ DER

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	• Phù hợp với các đơn vị phân phối điện có tỷ lệ tích hợp các nguồn năng lượng phân tán và xe điện cao. • Giải pháp DER phù hợp với các đơn vị phân phối điện trong việc giám sát, điều khiển và quản lý năng lượng cho khu vực thương mại và công nghiệp, cũng như các hệ thống lưới điện vi mô. • Phù hợp với các đơn vị điện lực đã có mức độ tự động hóa cao và hệ thống công nghệ thông tin tiên tiến.	Cao
Độ hoàn thiện công nghệ	• Các giải pháp DER đã được phát triển tương đối hoàn thiện và được áp dụng tại nhiều khu vực trên thế giới. Tại Việt Nam, việc ứng dụng DER hiện vẫn đang ở giai đoạn đầu.	Trung bình
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	• Việt Nam đã có các chính sách và cơ chế khuyến khích liên quan đến ĐMTMN, xe điện và BESS cho các ứng dụng trong lĩnh vực thương mại và công nghiệp. • Hiện chưa có chính sách cụ thể nhằm khuyến khích ứng dụng DER.	Cao
Thách thức khi triển khai	• Cần có các giao thức truyền thông được tiêu chuẩn hóa để tích hợp số lượng lớn thiết bị từ các nhà cung cấp khác nhau, bao gồm bộ biến tần, pin và các thiết bị/hệ thống điều khiển. • Trong bối cảnh Việt Nam, các hướng dẫn kỹ thuật cho việc triển khai DER vẫn chưa được xây dựng, đây là một trong những thách thức chính. • Các đơn vị tích hợp hệ thống thường tuân thủ các hướng dẫn của IEEE và IEC khi triển khai các giải pháp DER.	Cao
Chi phí	• Thành phần chi phí chủ yếu là phát triển phần mềm cho trung tâm điều khiển DER. Ngoài ra, còn phát sinh chi phí phát triển các mô-đun truyền thông để tích hợp hệ thống với các thiết bị điều khiển cục bộ của nhiều loại thiết bị khác nhau (bộ biến tần điện mặt trời, bộ sạc xe điện, v.v.).	Trung bình

Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	Công tác vận hành và bảo dưỡng phải tuân thủ các hướng dẫn của IEEE và IEC. Do đó, cần có nhân lực am hiểu các hướng dẫn này để cung cấp dịch vụ O&M; các dịch vụ này thường do các OEM cung cấp.	Cao
Tác động môi trường và xã hội	Không có hoặc chỉ có tác động hạn chế đến môi trường và xã hội.	Thấp
Khả năng sản xuất nội địa	- Mặc dù phần mềm DERM và phần cứng của trung tâm điều khiển được các OEM phát triển và thường phải nhập khẩu, vẫn có cơ hội sản xuất trong nước đối với các thiết bị điều khiển cục bộ và các thiết bị cổng kết nối. - Theo thông tin được cung cấp, hiện chỉ có một OEM tại Việt Nam đã phát triển giải pháp DERM.	Cao
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	Các OEM tham gia thiết kế và phát triển hệ thống SCADA và hệ thống điều khiển thường sử dụng đội ngũ kỹ sư nội bộ để phát triển phần mềm DERM và trung tâm điều khiển. Do đó, cần có nguồn nhân lực được đào tạo chuyên sâu và có kỹ năng chuyên biệt.	Cao

DSM/ DR - Xe điện kết nối/cấp điện lên lưới (V2G)

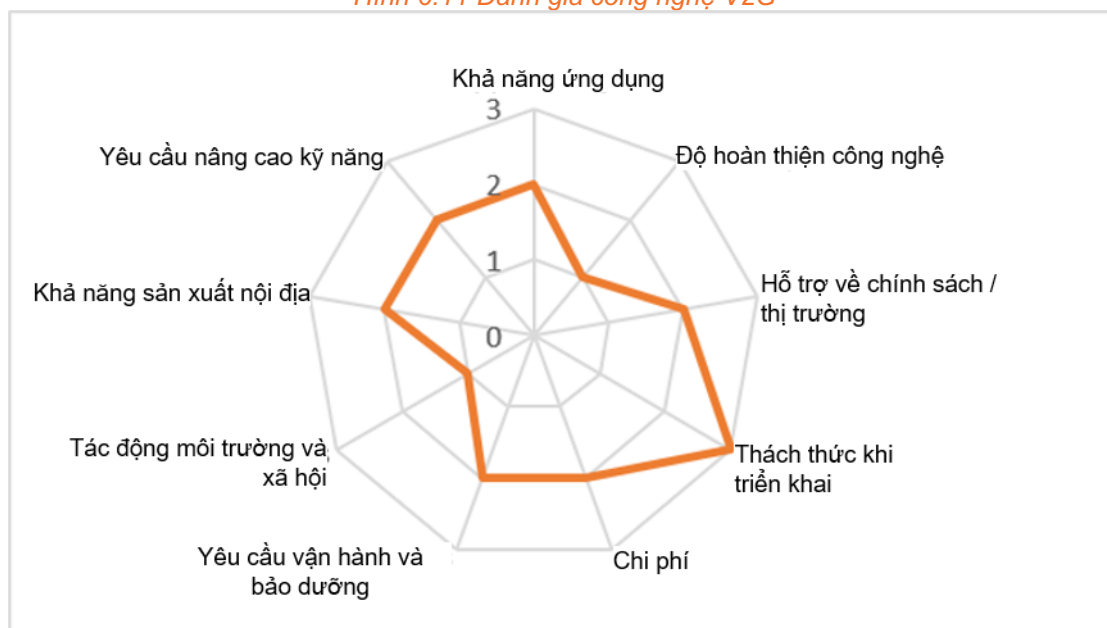
Tại Việt Nam, số lượng xe ô tô điện bán ra dự kiến sẽ tăng hơn 10 lần trong giai đoạn 2022-2025, từ dưới 10.000 xe lên hơn 100.000 xe. Năm 2024, xe điện và xe hybrid chiếm tới 22% tổng doanh số bán xe mới. Đối với xe máy điện hai bánh, nhu cầu thị trường đạt khoảng 209.000 xe mới trong sáu tháng đầu năm 2025, gần gấp đôi so với cùng kỳ năm 2024. Mức độ phổ cập xe điện đang ngày càng tăng, đặc biệt tại các khu vực đô thị và trong phân khúc xe hai bánh. Tuy nhiên, mặc dù số lượng xe điện đang gia tăng, xe điện vẫn chỉ chiếm tỷ trọng tương đối nhỏ trong tổng số phương tiện giao thông.

Chính phủ đã và đang thúc đẩy phát triển xe điện thông qua các định hướng chính sách. Để triển khai xe điện trên quy mô lớn, cần tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý và cơ chế khuyến khích, đồng thời phát triển hơn nữa cơ sở hạ tầng kết nối xe điện với lưới điện.

Xe máy điện và xe buýt công cộng là hai phân khúc được ưu tiên hàng đầu do phù hợp với thói quen và đặc điểm đi lại của người dân Việt Nam. Vì vậy, cần xây dựng các chính sách phù hợp về giao thông đô thị, đồng bộ với mô hình và nhu cầu đi lại hiện nay tại Việt Nam.

Đánh giá công nghệ V2G cho thấy phần lớn các tiêu chí đánh giá thuộc nhóm rào cản thấp và trung bình. Việc áp dụng V2G trên diện rộng hiện vẫn gặp một số thách thức trong quá trình triển khai, trong đó có việc thiết kế hạ tầng sạc tối ưu. Để có thể thiết kế và vận hành hạ tầng sạc tối ưu, cần có một số lượng lớn xe điện được đưa vào sử dụng.

Hình 6.11 Đánh giá công nghệ V2G



Bảng 6.13 Phân tích các rào cản đối công nghệ V2G

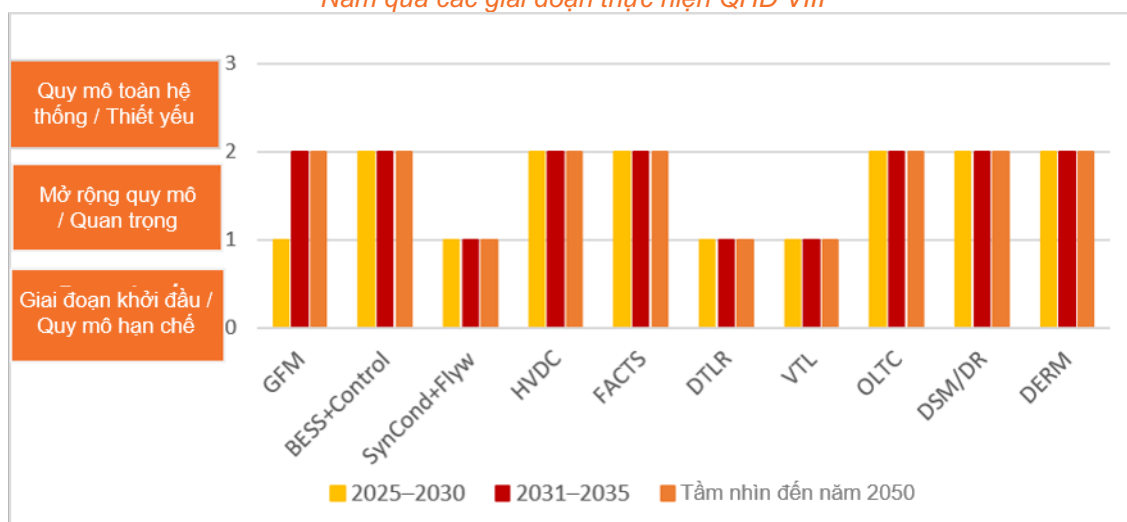
Tiêu chí đánh giá công nghệ	Mô tả	Mức độ rào cản
Khả năng ứng dụng	- Mức độ phổ cập xe điện cao. - Mức độ sẵn có của hạ tầng sạc xe điện.	Trung bình
Độ hoàn thiện công nghệ	Bộ sạc hai chiều V2G đã được thương mại hóa và đã được triển khai tại một số quốc gia.	Thấp
Hỗ trợ về chính sách và thị trường	Việc xây dựng các cơ chế khuyến khích tối ưu, dựa trên chênh lệch giá điện theo thời gian sử dụng, trợ cấp của Chính phủ và chi phí pin, là cơ sở để đưa ra các quyết định về chính sách và cơ chế thị trường.	Trung bình
Thách thức khi triển khai	- Thiết kế hạ tầng sạc tối ưu dựa trên việc xác định hành trình của phương tiện, lập bản đồ không gian các điểm tập trung V2G, lập lịch cung cấp dịch vụ V2G và dự báo khối lượng điện năng truyền từ xe điện lên lưới điện. - Cần có số lượng xe điện đủ lớn để có thể thiết kế hạ tầng sạc tối ưu.	Cao
Chi phí	Bộ sạc hai chiều V2G đã được thương mại hóa và không cần nhiều chi phí đầu tư ban đầu.	Trung bình
Vận hành và bảo dưỡng (O&M)	Việc bảo dưỡng bộ sạc V2G phức tạp hơn so với bộ sạc xe điện thông thường do yêu cầu các giao thức truyền thông tiên tiến và các tính năng an toàn cao hơn.	Trung bình
Tác động môi trường và xã hội	- V2G mang lại lợi ích về môi trường thông qua việc giảm nhu cầu phụ tải đỉnh của hệ thống điện. - Việc tăng số chu kỳ sạc và xả có thể làm suy giảm tuổi thọ pin nhanh hơn, dẫn đến khối lượng pin thải bỏ lớn hơn.	Thấp
Khả năng sản xuất nội địa	Bộ sạc xe điện thông thường đã được sản xuất tại Việt Nam, tạo tiềm năng phát triển sản xuất bộ sạc V2G trong nước.	Trung bình
Yêu cầu nâng cao kỹ năng	Cần phát triển kỹ năng và tăng cường năng lực phù hợp với yêu cầu bảo dưỡng bộ sạc V2G, thiết kế hạ tầng sạc và xây dựng các cơ chế khuyến khích.	Trung bình

6.3 Khả năng áp dụng các công nghệ lưới điện linh hoạt trong các giai đoạn thực hiện QHĐ VIII

Điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (được phê duyệt tại Quyết định số 768/QĐ-TTg) đề ra định hướng đầy tham vọng về mở rộng nguồn điện tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng và cơ sở hạ tầng truyền tải điện đến năm 2030, năm 2035 và tầm nhìn tới năm 2050. Theo đó, hệ thống điện Việt Nam sẽ có sự chuyển dịch về cấu trúc, từ hệ thống hiện nay chủ yếu dựa vào các nguồn phát nhiệt điện đồng bộ sang hệ thống điện có tỷ trọng NLTT rất cao, trong đó các nguồn điện tái tạo được kết nối thông qua bộ biến tần và lưới điện được điều khiển dựa trên công nghệ số. Quá trình chuyển dịch này làm gia tăng đáng kể nhu cầu về độ linh hoạt của hệ thống, khả năng điều khiển đáp ứng nhanh và khả năng quan trắc, giám sát lưới điện ở mức độ cao hơn nhằm duy trì độ tin cậy và an ninh vận hành hệ thống điện.

Tuy nhiên, hiện nay việc triển khai nhiều công nghệ then chốt nhằm tăng cường độ linh hoạt của lưới điện vẫn còn hạn chế. Một số công nghệ được kỳ vọng sẽ đóng vai trò trung tâm trong hệ thống điện có tỷ trọng NLTT cao như biến tần tạo lưới, hệ thống BESS với các chức năng điều khiển tiên tiến, truyền tải HVDC và hệ thống DERMS vẫn đang ở giai đoạn nghiên cứu khái niệm hoặc thí điểm. Hiện cũng chưa có đầy đủ các quy chuẩn, quy định kỹ thuật về đấu nối và vận hành lưới điện, các quy định về khả năng tham gia thị trường hay các cơ chế thanh toán, chi trả phù hợp cho các công nghệ này. Trong khi đó, một số công nghệ khác như thiết bị FACTS, điều tiết điện áp sử dụng công nghệ OLTC và quản lý nhu cầu điện đã được triển khai phổ biến hơn nhưng vẫn chưa được tối ưu hóa để vận hành trong điều kiện tỷ trọng các nguồn điện dựa trên biến tần trong lưới điện cao và dòng công suất truyền tải theo cả hai chiều.

Hình 6.12 Các công nghệ lưới điện linh hoạt trong việc tăng cường độ linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam qua các giai đoạn thực hiện QHĐ VIII



Thông qua tham vấn các bên liên quan tại Việt Nam, nghiên cứu đã ghi nhận nhận định của các bên về vai trò của từng trong số 11 công nghệ đối với việc tăng cường độ linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam. Tám trong số mười bên liên quan được đề nghị đánh giá mức độ quan trọng của các công nghệ tăng cường độ linh hoạt của lưới điện trong ba giai đoạn của QHĐ VIII, gồm “2025-2030”, “2031-2035” và “tầm nhìn đến năm 2050”, dựa trên kinh nghiệm thực tế và kỳ vọng của họ về quá trình phát triển hệ thống điện Việt Nam. Ba mức phân loại được sử dụng để đánh giá khả năng áp dụng các công nghệ nhằm tăng cường độ linh hoạt của lưới điện gồm:

- Mới nổi/ứng dụng còn hạn chế
- Đang mở rộng quy mô / ứng dụng quan trọng để tăng cường độ linh hoạt của hệ thống
- Rất quan trọng / triển khai toàn hệ thống

Các công nghệ máy bù đồng bộ kết hợp bánh đà, DTLR và đường dây truyền tải ảo dựa trên BESS được các bên tham vấn nhận định là có phạm vi ứng dụng còn hạn chế trong việc tăng cường độ linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam trong tất cả các giai đoạn của QHĐ VIII (Hình 6.12). Công nghệ bộ biến tần tạo lưới được dự báo sẽ được mở rộng triển khai và đóng vai trò quan trọng trong việc hỗ trợ tăng cường độ linh hoạt của lưới điện từ năm 2031 trở đi. Các công nghệ khác gồm HVDC, BESS với các thuật toán điều khiển tiên tiến, FACTS, OLTC, quản lý nhu cầu điện/điều chỉnh phụ tải điện và hệ thống DERMS sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc tăng cường độ linh hoạt của lưới điện trong suốt các giai đoạn thực hiện QHĐ VIII⁴⁵. Đáng chú ý, không có công nghệ nào được dự báo sẽ cung cấp mức hỗ trợ độ linh hoạt mang tính thiết yếu hoặc được áp dụng trên phạm vi toàn hệ thống, kể cả đến năm 2050.

⁴⁵ Công nghệ trạm chuyển đổi HVDC BtB chưa được đưa vào bảng câu hỏi để các bên liên quan tại Việt Nam đánh giá mức độ ưu tiên.

Chương 7: Kết luận chính và khuyến nghị

QHĐ VIII điều chỉnh (Quyết định số 768/QĐ-TTg) đề ra định hướng đầy tham vọng nhằm mở rộng phát triển nguồn điện tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng và hạ tầng truyền tải điện. Theo đó, hệ thống điện Việt Nam sẽ trải qua sự chuyển dịch mang tính cơ cấu: từ hệ thống chủ yếu dựa trên các nguồn điện nhiệt điện sử dụng máy phát đồng bộ sang một hệ thống điện có tỷ trọng cao các nguồn NLTT dựa trên biến tần và được điều khiển bằng các công nghệ số. Quá trình chuyển dịch này làm gia tăng đáng kể nhu cầu về độ linh hoạt của hệ thống điện, khả năng điều khiển đáp ứng nhanh và khả năng quan trắc, giám sát hệ thống ở mức độ cao hơn nhằm duy trì độ tin cậy và an ninh vận hành hệ thống điện. Chương này dựa trên kết quả đánh giá và phân tích được trình bày tại các Chương 1–6 để tổng hợp những kết luận chính. Trên cơ sở đó, chương này đưa ra một số khuyến nghị nhằm tăng cường độ linh hoạt cho lưới điện.

7.1 Hiện trạng các công nghệ tăng cường độ linh hoạt cho lưới điện tại Việt Nam

Hiện nay việc triển khai nhiều công nghệ then chốt nhằm tăng cường độ linh hoạt của lưới điện vẫn còn hạn chế. Bảng 7.1 tổng hợp hiện trạng của các nhóm công nghệ chủ yếu nhằm tăng cường độ linh hoạt ở cấp nguồn điện, cấp truyền tải và cấp phân phối tại Việt Nam, cùng với những thách thức chính về kỹ thuật, quy định và thể chế đang hạn chế việc áp dụng các công nghệ này. Một số công nghệ được kỳ vọng sẽ đóng vai trò trung tâm trong hệ thống điện có tỷ trọng NLTT cao như biến tần tạo lưới, hệ thống BESS với các chức năng điều khiển tiên tiến, truyền tải HVDC và hệ thống DERMS vẫn đang ở giai đoạn nghiên cứu khái niệm hoặc thí điểm. Hiện cũng chưa có đầy đủ các quy chuẩn, quy định kỹ thuật về đấu nối và vận hành lưới điện, các quy định về khả năng tham gia thị trường hay các cơ chế thanh toán, chi trả phù hợp cho các công nghệ này. Trong khi đó, một số công nghệ khác như thiết bị FACTS, điều chỉnh điện áp sử dụng công nghệ OLTC và quản lý nhu cầu điện đã được triển khai phổ biến hơn nhưng vẫn chưa được tối ưu hóa để vận hành trong điều kiện tỷ trọng các nguồn điện dựa trên biến tần trong lưới điện cao và dòng công suất truyền tải theo cả hai chiều.

Bảng 7.1 Hiện trạng và các thách thức chính đối với các công nghệ tăng cường độ linh hoạt lưới điện tại Việt Nam

Công nghệ	Hiện trạng tại Việt Nam	Thách thức/hạn chế/vấn đề chính
Biến tần tạo lưới	Đang ở giai đoạn nghiên cứu/khái niệm; chưa có hệ thống GFM kết nối với lưới điện	Chưa có yêu cầu trong quy định kỹ thuật đối với lưới điện; chưa có dự án thí điểm; chưa có cơ chế thị trường hoặc dịch vụ phụ trợ ghi nhận và định giá quán tính nhân tạo
Hệ thống BESS	Chủ yếu được triển khai ở cấp khách hàng công nghiệp và thương mại và cấp phân tán; còn ít dự án thí điểm ở quy mô lưới điện	Chưa rõ cơ chế tham gia thị trường và cơ chế thù lao; chi phí đầu tư ban đầu cao; thiếu tiêu chuẩn đấu nối và quy định về điều độ
Máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà	Chưa được triển khai thương mại	Chi phí đầu tư cao; thời gian lắp đặt dài; khả năng vận hành linh hoạt còn hạn

Công nghệ	Hiện trạng tại Việt Nam	Thách thức/hạn chế/vấn đề chính
		chế; các vấn đề liên quan đến an toàn và tổn hao ở chế độ chờ
Truyền tải HVDC	Đã được dự kiến trong QHĐ VIII; chưa có dự án nào đang vận hành	Chi phí đầu tư cao; thiếu quy định kỹ thuật đối với lưới HVDC; kinh nghiệm vận hành còn hạn chế
Trạm chuyển đổi HVDC BtB	Đã hoàn thành các nghiên cứu khả thi; chưa có hệ thống được đưa vào vận hành	Chi phí bộ chuyển đổi; các thách thức về bảo vệ và khả năng tương tác giữa các thiết bị/hệ thống; thiếu các quy định
Hệ thống truyền tải điện xoay chiều linh hoạt (FACTS)	Được triển khai hạn chế và cục bộ tại một số trạm biến áp 220-500 kV	Chưa được triển khai trên toàn hệ thống; phối hợp với việc quy hoạch phân khu các khu vực phát triển NLTT còn hạn chế
Hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR)	Đang có các hệ thống giám sát thí điểm do EVNNPT triển khai	Chưa được công nhận trong các quy định hiện hành; mức độ tích hợp với hệ thống quản lý năng lượng (EMS)/hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu (SCADA) còn hạn chế
Đường dây truyền tải ảo sử dụng BESS	Đang ở giai đoạn nghiên cứu/khái niệm; chưa có dự án thí điểm	Chưa có cơ chế thu hồi chi phí; chưa có khung pháp lý và quy định quản lý
Điều chỉnh điện áp bằng OLTC (điều khiển nâng cao)	Được triển khai rộng rãi với logic điều khiển truyền thống	Hiệu quả vận hành kém khi dòng công suất phát ngược; mức độ hao mòn thiết bị tăng khi tỷ lệ nguồn DER cao
Điều chỉnh phụ tải (DR) / Quản lý nhu cầu điện (DSM)	Đã triển khai các chương trình thí điểm thủ công, theo từng sự kiện từ năm 2017	Chưa có thị trường DR; thiếu tự động hóa, mô hình tổng hợp các nguồn đáp ứng và cơ chế khuyến khích
Xe điện cấp điện lên lưới (V2G) / Điều chỉnh phụ tải tự động	Đang ở giai đoạn nghiên cứu khái niệm / giai đoạn đầu	Thiếu tiêu chuẩn; tỷ lệ thâm nhập của xe điện còn hạn chế; chưa rõ mô hình kinh doanh
Tích hợp hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS) / tích hợp nâng cao DMS-SCADA	Chưa được triển khai ở quy mô lớn	Các hệ thống dữ liệu còn phân tán, thiếu đồng bộ; chưa có yêu cầu bắt buộc về mặt quy định; mức độ sẵn sàng của các đơn vị điện lực còn hạn chế

7.2 Chính sách và khung pháp lý hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn

Nghị quyết 55, QHĐ VIII và điều chỉnh QHĐ VIII, cùng với Luật Điện lực năm 2024 đã tạo dựng nền tảng pháp lý tương đối đầy đủ cho việc mở rộng công suất nguồn điện trong dài hạn, từng bước chuyển sang thị trường điện cạnh tranh, đồng thời nâng cao vai trò của các nguồn điện dựa trên biến tần và hệ thống lưu trữ năng lượng. Các nghị định, thông tư liên quan đến đấu thầu cạnh tranh, cơ chế giá điện, cơ chế DPPA, ưu đãi đầu tư và thanh toán cho các dịch vụ phụ trợ đang từng bước hình thành nền tảng pháp lý để mở rộng quy mô phát triển NLTT và hệ thống BESS.

Tuy nhiên, hiện vẫn tồn tại sự thiếu đồng bộ giữa định hướng chiến lược và việc triển khai trên thực tế. Các văn bản quy hoạch chưa được cụ thể hóa thành các lộ trình phát triển chi

tiết theo từng khu vực và từng giai đoạn, dẫn đến tình trạng nghẽn mạch truyền tải và phải cắt giảm công suất phát vẫn diễn ra tại các khu vực có tỷ trọng NLTT cao. Các công cụ pháp lý then chốt vẫn chưa hoàn thiện, đặc biệt là biểu giá điện nhiều thành phần cho BESS, mẫu hợp đồng PPA/DPPA đáp ứng yêu cầu vay vốn ngân hàng cho các dự án kết hợp nguồn NLTT tích hợp với hệ thống lưu trữ, cùng một thị trường dịch vụ phụ trợ hoàn chỉnh. Hạ tầng kỹ thuật, bao gồm các hệ thống dự báo, các chức năng vận hành SCADA/EMS và năng lực giám sát lưới điện, vẫn chưa theo kịp tốc độ phát triển nhanh chóng của các nguồn NLTT. Trong khi đó, chuỗi cung ứng trong nước, năng lực kỹ thuật và mức độ sẵn sàng của nguồn nhân lực vẫn còn hạn chế, làm gia tăng chi phí và kéo dài thời gian triển khai các dự án.

7.3 Bài học kinh nghiệm quốc tế về công nghệ lưới điện linh hoạt

Hiện đã có các giải pháp công nghệ cho tất cả các nhóm công nghệ lưới điện linh hoạt được đánh giá trong nghiên cứu này. Một số công nghệ đã đạt mức độ trưởng thành cao trên thị trường, bao gồm truyền tải HVDC cho cả truyền tải công suất lớn trên khoảng cách xa và các tuyến kết nối khoảng cách ngắn để giải tỏa công suất từ các nhà máy điện gió ngoài khơi, trạm chuyển đổi HVDC BtB, các thiết bị FACTS và bộ điều áp dưới tải OLTC. Trong khi đó, các công nghệ như bộ biến tần tạo lưới, BESS tích hợp các thuật toán điều khiển tiên tiến, máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà, DTLR, DREM, VTL và V2G, mặc dù đã được triển khai tại nhiều quốc gia, vẫn đang trong giai đoạn hình thành và phát triển về phạm vi cũng như ứng dụng thực tế. Dưới đây là một số bài học quan trọng rút ra từ các nghiên cứu trường hợp quốc tế.

- Một yêu cầu quan trọng để triển khai một số công nghệ là xây dựng các mô hình lưới điện trên phạm vi rộng và mô hình TMT nhằm đánh giá đáp ứng động của các chức năng công nghệ đối với các đặc tính ổn định của lưới điện, đồng thời xem xét sự tương tác với các nguồn điện dựa trên biến tần hiện hữu. Việc xây dựng các mô hình này đòi hỏi nguồn lực đáng kể cho công tác thu thập dữ liệu và mô hình hóa.
- Đối với việc triển khai lần đầu các đường dây HVDC truyền tải điện trên khoảng cách dài, cần thực hiện các chương trình đào tạo và nâng cao năng lực chuyên sâu, với quy mô phù hợp.
- Đối với các nhà máy điện gió ngoài khơi, một công nghệ HVDC mới là bộ chỉnh lưu diode (DRU) có thể kết nối trực tiếp các tua-bin gió với trạm chuyển đổi AC-DC ngoài khơi, qua đó loại bỏ nhu cầu sử dụng một nền tảng AC ngoài khơi trung gian. Giải pháp này có ưu điểm là chi phí thấp hơn, độ tin cậy cao hơn, yêu cầu bảo trì thấp và thuận lợi cho việc vận chuyển, lắp đặt.
- BESS với các thuật toán điều khiển tiên tiến để cung cấp đáp ứng tần số sơ cấp nên được kết hợp với các nguồn dự phòng tần số hiện có nhằm tối đa hóa giá trị kinh tế của hệ thống.
- Các thiết bị FACTS sử dụng bộ biến tần điện mặt trời làm STATCOM có thể nâng cao đáng kể giới hạn ổn định truyền tải công suất của lưới điện.
- Công nghệ DTLR giúp tăng khả năng truyền tải công suất của đường dây truyền tải, nhưng đồng thời tạo ra những thách thức đối với các TSO do yêu cầu phải thường xuyên điều chỉnh lịch vận hành.
- Việc triển khai công nghệ V2G cần được lập kế hoạch trên cơ sở đánh giá chi tiết quy luật di chuyển của phương tiện, lập bản đồ không gian các điểm tập trung V2G, xây dựng lịch cung cấp dịch vụ V2G dựa trên khối lượng điện năng truyền tải và thực hiện mô hình hóa dự báo.
- Việc triển khai các giải pháp DERM đòi hỏi phải có hạ tầng công nghệ thông tin và hạ tầng số tiên tiến trên toàn mạng lưới phân phối; yêu cầu này cần được đặc biệt lưu ý và không nên đánh giá thấp về mức độ phức tạp cũng như nguồn lực cần thiết.

7.4 Đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt theo các tiêu chí

Phân tích được trình bày tại Chương 6, trong đó mỗi công nghệ lưới điện linh hoạt được minh họa bằng một biểu đồ hình tia, được tổng hợp tại *Hình 7.1* dưới đây. Hình này cung cấp một cái nhìn tổng quan đa chiều về kết quả đánh giá theo các tiêu chí đối với 11 công nghệ được xem xét trong nghiên cứu.

- Một số công nghệ, bao gồm GFM, VTL, HVDC, FACTS, DTLR và V2G, có rào cản triển khai từ thấp đến trung bình. Các công nghệ này đặc biệt phù hợp trong bối cảnh hệ thống điện có tỷ trọng NLTT cao, điều kiện lưới điện yếu hoặc các đường dây truyền tải/phân phối bị mang tải cao (bao gồm GFM, BESS+Controls, máy bù đồng bộ + bánh đà, đường dây VTL, thiết bị FACTS, DTLR và OLTC).

Hình 7.1 Đánh giá các công nghệ lưới điện linh hoạt theo các tiêu chí

Tiêu chí đánh giá công nghệ	GFM	BESS+Controls	SynCon+Flyw	VTL	HVDC	BtB	FACTS	DTLR	OLTC	DERM	V2G
Khả năng ứng dụng											
Độ hoàn thiện công nghệ											
Hỗ trợ về chính sách / thị trường											
Thách thức khi triển khai											
Chi phí											
Yêu cầu vận hành và bảo dưỡng											
Tác động môi trường và xã hội											
Khả năng sản xuất nội địa											
Yêu cầu nâng cao kỹ năng											
	Rào cản cao		Rào cản trung bình		Rào cản thấp						

Việc áp dụng truyền tải HVDC và trạm chuyển đổi HVDC BtB chủ yếu được quyết định bởi các yêu cầu kỹ thuật đặc thù của đơn vị truyền tải điện, bao gồm truyền tải công suất lớn trên khoảng cách xa, giải tỏa công suất từ các nhà máy điện gió ngoài khơi và liên kết các lưới điện không đồng bộ.

- Toàn bộ các giải pháp công nghệ đều đối mặt với rào cản ở mức thấp (đối với HVDC, BtB, OLTC, DTLR và V2G) hoặc mức trung bình (đối với GFM, hệ thống BESS tích hợp điều khiển, SynCon+Flyw, VTL, FACTS và DERM). Đánh giá này hoàn toàn có cơ sở khi nhiều công nghệ trong số đó (như HVDC, BtB, FACTS, DTLR và DERM) đã bước đầu được nghiên cứu đánh giá hoặc triển khai thí điểm trong nước. Kinh nghiệm từ các nước trên thế giới cho thấy các công nghệ này đều đã được đưa vào vận hành thương mại hoặc triển khai qua các dự án thí điểm.
- Phần lớn các công nghệ phải đối mặt với rào cản cao do những khó khăn trong triển khai và sự hỗ trợ chưa đầy đủ về chính sách và thị trường. Có 10/11 công nghệ gặp rào cản cao liên quan đến triển khai. Những rào cản này bao gồm các hạn chế về kỹ thuật, chẳng hạn như mức độ sẵn có của các công cụ lập quy hoạch và mô hình hóa, quy chuẩn lưới điện, tiêu chuẩn kỹ thuật, mạng lưới điện phân phối thông minh được hỗ trợ bởi công nghệ thông tin và các yếu tố liên quan khác (như đã trình bày tại Chương 3). Bên cạnh đó, cơ chế hỗ trợ về chính sách và tạo lập các điều kiện thuận lợi cho thị trường cũng là một rào cản đáng kể (như trình bày tại Chương 4), với 8/11 công nghệ gặp rào cản cao do chính sách và cơ chế hỗ trợ thị trường còn chưa đầy đủ. Do đó, để các công nghệ này được áp dụng rộng rãi hơn nhằm nâng cao độ linh hoạt cho hệ thống điện Việt Nam, cần từng bước loại bỏ các rào cản nội tại cả về kỹ thuật và chính sách.

- Phần lớn các công nghệ không đòi hỏi chi phí quá cao (như GFM, FACTS, DTLR, OLTC, DERM và V2G). Tuy nhiên, một số công nghệ như V2G sẽ cần được thiết kế cơ chế bù đắp chi phí/chi trả phù hợp nhằm khuyến khích sự tham gia rộng rãi hơn.
- 9/10 công nghệ có rào cản từ thấp đến trung bình đối với công tác vận hành và bảo trì. Trong phần lớn trường hợp, các công nghệ này có thể được vận hành từ xa và giám sát bởi đội ngũ nhân viên vận hành thông thường của các đơn vị điện lực. Do đặc tính phức tạp của các công nghệ, với sự tham gia của các thiết bị điện tử công suất tiên tiến, công tác bảo trì thường được thực hiện bởi nhà sản xuất thiết bị gốc.
- Ngoại trừ HVDC và các trạm chuyển đổi BtB, tất cả các công nghệ còn lại đều có rào cản thấp về tác động môi trường và xã hội. Các công nghệ có tích hợp BESS, gồm GFM, BESS+Controls, VTL và V2G, sẽ cần có hướng dẫn về xử lý và thải bỏ pin khi hết vòng đời.
- Theo ý kiến của các bên liên quan tại Việt Nam, năng lực sản xuất trong nước đối với các công nghệ lưới điện tiên tiến còn hạn chế, đặc biệt đối với các linh kiện, thiết bị công nghệ cao như hệ thống HVDC và hệ thống lưu trữ năng lượng quy mô lớn. Việt Nam tương đối có thể mạnh về phát triển phần mềm phục vụ điều khiển và tích hợp hệ thống điện. Tuy nhiên, đối với các thiết bị điện tử công suất tiên tiến, phần lớn các công nghệ hiện vẫn phụ thuộc vào nguồn nhập khẩu. Có cơ hội để sản xuất và lắp ráp trong nước các thiết bị phụ trợ của nhà máy/hệ thống, đặc biệt đối với các công nghệ phục vụ phát điện và truyền tải điện như HVDC, BtB, máy bù đồng bộ + bánh đà và FACTS, qua đó tạo thêm cơ hội việc làm trong nước.
- Các bên liên quan tại Việt Nam cho rằng cần ưu tiên nâng cao năng lực trong các lĩnh vực gồm phân tích dữ liệu, dự báo, an ninh mạng, điều phối nguồn điện phân tán và mô hình hóa. Phần lớn các công nghệ cần được mô hình hóa trên phạm vi rộng của hệ thống điện trước khi triển khai. Bên cạnh đó, đào tạo chuyên sâu về các thiết bị và cấu phần theo từng OEM có vai trò quan trọng trong việc hỗ trợ lắp đặt, vận hành và bảo trì.
- Các bên liên quan tại Việt Nam nhận định rằng máy bù đồng bộ + bánh đà, DTLR và VTL sử dụng BESS sẽ có phạm vi ứng dụng hạn chế trong việc hỗ trợ tăng cường độ linh hoạt cho lưới điện Việt Nam trong tất cả các giai đoạn thực hiện QHĐ VIII, gồm giai đoạn 2025-2030, 2031-2035 và tầm nhìn đến năm 2050. Các công nghệ HVDC, BESS với các thuật toán điều khiển tiên tiến, FACTS, OLTC, DSM/DR và DERMS sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc tăng cường độ linh hoạt của lưới điện trong suốt các giai đoạn thực hiện QHĐ VIII.

7.5 Khuyến nghị

Trên cơ sở các phân tích được trình bày tại Chương 3-6 và những kết luận chính nêu trên, các khuyến nghị dưới đây được xây dựng phù hợp với khuôn khổ thể chế của Việt Nam, đồng thời đáp ứng các yêu cầu về độ linh hoạt, độ tin cậy và nhu cầu đầu tư của hệ thống điện có tỷ trọng nguồn NLTT cao.

- **Xây dựng mục tiêu và các kế hoạch hành động cụ thể:** Cần xây dựng một khuôn khổ quy hoạch có tính khả thi cao hơn để chuyển hóa các mục tiêu của QHĐ VIII thành các lộ trình đầu tư có thể triển khai trên thực tế, bao gồm:
 - Xây dựng lộ trình phát triển NLTT theo từng vùng, gắn với khả năng sẵn sàng của lưới truyền tải và các rủi ro liên quan đến cắt giảm công suất phát điện từ nguồn NLTT.
 - Xây dựng lộ trình tăng cường độ linh hoạt của hệ thống điện, trong đó xác định rõ các chức năng cần đáp ứng như quản lý phụ tải đỉnh, giảm cắt giảm công suất nguồn NLTT,

hỗ trợ tần số/điện áp và cung cấp công suất dự phòng; đồng thời xác định các giải pháp ưu tiên theo từng khu vực và từng giai đoạn.

- Tích hợp các hành lang truyền tải trọng điểm và các trung tâm tích hợp lưu trữ – truyền tải vào quy hoạch cấp quốc gia và cấp tỉnh, đặc biệt tại các khu vực có tỷ trọng NLTT cao.
- Áp dụng cơ chế quy hoạch cuốn chiếu (ví dụ: cập nhật hai năm một lần hoặc bốn năm một lần), cho phép điều chỉnh các mục tiêu và kế hoạch phát triển hạ tầng để đáp ứng những thay đổi về tiến bộ công nghệ, tăng trưởng phụ tải và kinh nghiệm vận hành thực tế.
- **Hoàn thiện thiết kế thị trường và cơ chế thanh toán:** Cần triển khai khuôn khổ thị trường trung lập về công nghệ, trong đó mức chi trả gắn với kết quả cung cấp dịch vụ, nhằm định giá phù hợp đối với các dịch vụ về độ linh hoạt và độ tin cậy cần thiết để tích hợp tỷ trọng cao nguồn NLTT. Các ưu tiên bao gồm: thiết lập cơ chế mua sắm và thanh toán các dịch vụ phụ trợ (như điều tần, dự phòng và hỗ trợ điện áp); cho phép nguồn điều chỉnh phụ tải/các đơn vị tổng hợp nguồn điện và các nguồn NLTT sử dụng bộ biến tần đáp ứng đủ điều kiện tham gia thị trường theo các quy chuẩn kỹ thuật đấu nối lưới điện được cập nhật; từng bước áp dụng cơ chế đồng tối ưu hóa năng lượng - dự phòng trong lập lịch vận hành ngày tới và vận hành thời gian thực. Cải cách biểu giá bán lẻ điện (mở rộng phạm vi áp dụng biểu giá điện theo thời gian sử dụng và từng bước áp dụng có chọn lọc cơ chế giá điện động) cần được thực hiện đồng bộ với các tín hiệu giá trên thị trường bán buôn, qua đó khai thác tiềm năng điều chỉnh phụ tải ở phía cầu, đồng thời giảm nguy cơ cắt giảm công suất và phụ tải đỉnh.
Các ưu đãi về thuế, đất đai và tín dụng ưu đãi cần được áp dụng theo nguyên tắc trung lập về công nghệ đối với các khoản đầu tư đủ điều kiện vào NLTT và các giải pháp tăng cường độ linh hoạt, bao gồm các giải pháp linh hoạt phía cầu, công nghệ hỗ trợ lưới điện và hệ thống lưu trữ khi phù hợp. Đồng thời, cần xây dựng khung pháp lý ổn định và minh bạch về cơ chế giá, đấu thầu và thanh toán nhằm giảm chi phí vốn bình quân gia quyền (WACC) và thu hút nguồn vốn dài hạn cho quá trình chuyển dịch năng lượng.
- **Ưu tiên đầu tư hạ tầng truyền tải và nâng cao năng lực vận hành hệ thống:** Cần ưu tiên đầu tư lưới điện 500 kV và đường dây truyền tải một chiều điện áp cao (HVDC) dọc theo các hành lang có các cụm nguồn NLTT quy mô lớn; đồng thời phát triển các trung tâm đấu nối và lưu trữ tại những khu vực tập trung công suất nguồn NLTT. Cần nâng cấp các hệ thống EMS và SCADA nhằm tăng cường năng lực điều khiển hệ thống và khả năng đồng tối ưu hóa.
- **Xây dựng các tiêu chuẩn kỹ thuật và quy chuẩn lưới điện:** Cần cập nhật quy chuẩn kỹ thuật lưới điện và các tiêu chuẩn kỹ thuật để phù hợp với hệ thống điện có tỷ trọng cao các nguồn năng lượng dựa trên biến tần. Cụ thể: (i) tăng cường các yêu cầu đối với các nguồn năng lượng dựa trên biến tần (chẳng hạn như khả năng duy trì kết nối khi có điện áp thấp/sự cố thoáng qua (LVRT/FRT), điều khiển công suất tác dụng - công suất phản kháng (P-Q), hỗ trợ điện áp/tần số và các nghĩa vụ về dự báo/đo đếm, truyền nhận dữ liệu), bao gồm xây dựng lộ trình áp dụng khả năng tạo lưới; và (ii) chuẩn hóa khả năng tương tác và trao đổi dữ liệu phục vụ vận hành hệ thống (SCADA/EMS, AMI, DERMS/ADMS), đảm bảo các nguồn điện phân tán và nguồn điều chỉnh phụ tải có thể được giám sát và điều độ một cách an toàn. Cần xây dựng các quy định riêng đối với hệ thống lưu trữ, bao gồm đấu nối, an toàn, trạng thái sạc và khả năng sẵn sàng cung cấp dịch vụ. Các quy định này cần được tích hợp trong một bộ Quy chuẩn lưới điện mở rộng, bao gồm cả quy định cho biến tần thông minh, giao diện kết nối cho các công ty dịch vụ tổng hợp cung - cầu phục vụ điều chỉnh phụ tải, cùng các thiết bị truyền tải linh hoạt như FACTS, DTLR và HVDC.

- **Hoàn thiện khung chính sách môi trường và xã hội cho BESS:** Nâng cao tiêu chuẩn môi trường và xã hội thông qua việc ban hành các quy định bắt buộc về thu gom, xử lý an toàn và tái chế các linh kiện BESS, đồng thời thiết lập cơ chế ràng buộc trách nhiệm pháp lý và bảo đảm tài chính đi kèm.
- **Triển khai các dự án thí điểm/trình diễn đối với VTL, OLTC và V2G:** Trong bối cảnh QHĐ VIII nhấn mạnh vai trò của BESS, cần xem xét triển khai thí điểm VTL sử dụng BESS cho các hành lang 500 kV đang có nguy cơ quá tải, như Vũng Áng – Hà Tĩnh – Đà Nẵng và Thanh Mỹ – Dốc Sỏi – Pleiku 2, cũng như tại các khu vực có mật độ nguồn NLTT cao như Ninh Thuận, Bình Thuận và Đắk Lắk. Dự án thí điểm BESS-VTL sẽ mang lại nhiều lợi ích hỗ trợ trên nhiều phương diện, bao gồm phát triển mô hình lưới điện trên phạm vi rộng, trình diễn các đặc tính tạo lưới và tích hợp các chiến lược điều khiển BESS.

Trong bối cảnh Chính phủ chú trọng phát triển ĐMTMN và xe điện, các dự án thí điểm OLTC và V2G sẽ cung cấp những kinh nghiệm thực tiễn có giá trị để chuẩn bị cho lưới điện khi mức độ thâm nhập của xe điện và ĐMTMN tăng mạnh trong tương lai gần. Các dự án thí điểm này có thể được triển khai trên một số xuất tuyến được lựa chọn, mà không cần nâng cấp trên diện rộng toàn bộ mạng lưới phân phối.

- **Nâng cao năng lực mô hình hóa động học lưới điện:** Một bước chuẩn bị cần thiết trước khi triển khai các công nghệ lưới điện linh hoạt là xây dựng các mô hình lưới điện trên phạm vi rộng (bao gồm các mô hình TMT và PDT) để đánh giá đáp ứng động học của các công nghệ này. Việc thu thập dữ liệu và xây dựng mô hình đòi hỏi nguồn lực đáng kể, trong đó có việc hiệu chỉnh mô hình theo các hệ thống điều khiển hiện có của các nguồn điện IBR tại Việt Nam. Sau khi xây dựng các mô hình ban đầu, việc nâng cấp theo từng giai đoạn sẽ đòi hỏi ít nguồn lực hơn để tích hợp thêm các công nghệ lưới điện linh hoạt.
- **Tăng cường hợp tác quốc tế để trao đổi tri thức và nâng cao năng lực:** Việt Nam cần nghiên cứu khả năng hợp tác với các đối tác từ Ấn Độ và Trung Quốc nhằm nâng cao năng lực chuyên môn trong lĩnh vực truyền tải HVDC và các trạm chuyển đổi BtB. Việc tổ chức các đoàn công tác học hỏi kinh nghiệm từ KEPCO (Hàn Quốc) và Đơn vị vận hành hệ thống điện quốc gia Chile (CEN) sẽ mang lại nhiều bài học thực tiễn giá trị, đặc biệt là trong việc ứng dụng chiến lược điều khiển dựa trên BESS và triển khai các dự án đường dây truyền tải ảo thí điểm. Trong bối cảnh Việt Nam và Đức đều ghi nhận sự tăng trưởng mạnh mẽ về ĐMTMN và xe điện, việc hợp tác với các đơn vị điện lực Đức sẽ giúp Việt Nam nghiên cứu toàn diện khung pháp lý cũng như thực tiễn triển khai công nghệ điều chỉnh điện áp dưới tải cho máy biến áp phân phối (VRDT/OLTC).

Phụ lục: Câu hỏi tham vấn các bên liên quan

Tên tổ chức: _____

Người tham gia: _____

Chức vụ: _____

Tuyên bố - Bảo mật và bảo vệ quyền riêng tư

Thông tin thu thập thông qua quá trình tham vấn các bên liên quan này sẽ chỉ được sử dụng cho mục đích nghiên cứu và phân tích của nghiên cứu: “Đánh giá các công nghệ mới và tiên tiến nhằm nâng cao tính linh hoạt của hệ thống điện Việt Nam hướng tới mục tiêu chuyển dịch năng lượng xanh” trong khuôn khổ Dự án TEV của GIZ hợp tác với Bộ Công Thương.

Tất cả các phản hồi sẽ được xử lý với mức độ bảo mật nghiêm ngặt. Các phản hồi cá nhân sẽ không được gắn với tên của cá nhân hoặc tổ chức cụ thể trong báo cáo cuối cùng, trừ khi có sự cho phép rõ ràng. Kết quả sẽ được tổng hợp và phân tích chung nhằm hỗ trợ đánh giá chính sách và công nghệ. Việc tham gia tham vấn là tự nguyện, và các bên liên quan có thể không trả lời bất kỳ câu hỏi nào nếu muốn.

1. Thách thức trong tích hợp hệ thống

1.1. Có khu vực nào trong hệ thống điện có tỷ lệ thâm nhập NLTT rất cao (ví dụ đạt 50-70% hoặc cao hơn tổng sản lượng điện) không?

Nếu có:

- Những khu vực hoặc vùng lưới nào bị ảnh hưởng nhiều nhất?
- Những thách thức vận hành nào xảy ra? (ví dụ: quán tính hệ thống thấp, cắt giảm công suất, vấn đề ổn định điện áp)

Phản hồi: _____

1.2. Có khu vực hoặc tình huống nào xảy ra tắc nghẽn lưới điện cao do sự thâm nhập của NLTT không?

Phản hồi: _____

1.3. Có khu vực nào cần khả năng khởi động đen hoặc hỗ trợ khôi phục hệ thống thường xuyên không?

Nếu có:

- Những khu vực hoặc vùng lưới nào bị ảnh hưởng nhiều nhất?
- Nguyên nhân chính là gì? (ví dụ: mất ổn định hệ thống, sự cố, thời tiết cực đoan)

Phản hồi: _____

1.4. Có khu vực nào mà lưới điện gặp vấn đề đáng kể về chất lượng điện năng không?

Phản hồi: _____

1.5. Những thách thức chính khi tích hợp các công nghệ linh hoạt mới vào hệ thống điện là gì? (ví dụ: BESS, biến tần tạo lưới (GFM), điều chỉnh phụ tải)

☐ Thách thức kỹ thuật ☐ Rào cản pháp lý/quy định

☐ Chi phí đầu tư cao ☐ Thiếu kinh nghiệm vận hành

☐ Hạn chế về dữ liệu và hạ tầng số

☐ Khác: _____

Ý kiến bổ sung: _____

1.6. Có trường hợp nào điện mặt trời mái nhà gây mất cân bằng lưới điện và vấn đề chất lượng điện năng trên các tuyến phân phối không? Nếu có:

- Những khu vực nào bị ảnh hưởng nhiều nhất?
- Những giải pháp nào đang được xem xét? (ví dụ: OLTC, DERMS, DSM)

Phản hồi: _____

2. Nhu cầu nâng cao năng lực

Những lĩnh vực nào cần đào tạo hoặc nâng cao năng lực nhiều nhất cho các đơn vị điện lực?

Lĩnh vực	Mức độ quan trọng (Thấp / Trung bình / Cao)
Phân tích dữ liệu và công cụ số	☐ Thấp ☐ Trung bình ☐ Cao
Dự báo (phụ tải / NLTT)	☐ Thấp ☐ Trung bình ☐ Cao
Điều khiển nguồn điện dựa trên bộ biến tần (IBR)	☐ Thấp ☐ Trung bình ☐ Cao
An ninh mạng	☐ Thấp ☐ Trung bình ☐ Cao
Điều phối nguồn phát điện phân tán (DER)	☐ Thấp ☐ Trung bình ☐ Cao
Khác:	

3. Khung pháp lý/quy định

3.1. Các quy định và quy chuẩn lưới điện hiện nay có đủ để hỗ trợ các công nghệ linh hoạt không?

☐ Có ☐ Một phần ☐ Không

Nếu cần cải thiện, vui lòng nêu rõ: _____

3.2. Có chính sách và quy định khuyến khích cung cấp đáp ứng tần số sơ cấp và quán tính hệ thống không?

Phản hồi: _____

4. Vai trò của hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS)

BESS nên được phép cung cấp những dịch vụ nào?

- ☐ Điều chỉnh tần số ☐ Dự phòng quay
☐ Giảm tắc nghẽn lưới ☐ Hỗ trợ tích hợp NLTT
☐ Trì hoãn đầu tư truyền tải
☐ Khác: _____

5. Số hóa và Trí tuệ nhân tạo (AI)

5.1. Mức độ hữu ích của các công cụ số hoặc dự báo bằng AI đối với vận hành lưới điện?

☐ Tác động thấp ☐ Tác động trung bình ☐ Tác động cao

Thách thức chính:

- ☐ Khả năng sẵn có của dữ liệu ☐ Hạ tầng CNTT
☐ Nguồn nhân lực có kỹ năng ☐ Lo ngại về an ninh mạng
☐ Khác: _____

5.2. Có trạm thu thập dữ liệu thời tiết và gió độ phân giải cao dọc theo các đường dây truyền tải để phát triển các mô hình Numerical Weather Prediction tiên tiến không?

Phản hồi: _____

6. Công nghệ nâng cao tính linh hoạt của truyền tải

6.1. Việt Nam có đang xem xét giải pháp truyền tải không dây (Non-Wire Solutions) không?

Phản hồi: _____

6.2. Những công nghệ nào có thể cải thiện tính linh hoạt của hệ thống truyền tải?

Công nghệ	Mức độ hữu ích (Thấp / Trung bình / Cao)
Đánh giá khả năng tải nhiệt động của đường dây (DTLR)	
Thiết bị FACTS	
HVDC	
Lưu trữ năng lượng	
Đề xuất các công nghệ khác:	

7. Máy bù đồng bộ

Những rào cản chính khi triển khai máy bù đồng bộ là gì?

- ☐ Chi phí đầu tư cao ☐ Thời gian lắp đặt dài
☐ Tính linh hoạt vận hành hạn chế ☐ Khung quy định/pháp lý chưa hỗ trợ
☐ Khác: _____

Việc triển khai máy bù đồng bộ có thể khả thi trong những điều kiện nào?

8. Các công nghệ ưu tiên cho Việt Nam

8.1. Mức độ năng lực sản xuất trong nước hiện tại của Việt Nam đối với các công nghệ lưới điện tiên tiến như:

- Linh kiện điện tử công suất
- Thiết bị HVDC
- Hệ thống pin lưu trữ quy mô lớn
- Phần mềm điều khiển và các giải pháp tích hợp hệ thống lưới điện
- Các hệ thống cơ khí như máy bù đồng bộ

Phản hồi: _____

8.2. Đánh giá tầm quan trọng của các công nghệ linh hoạt lưới điện trong bảng dưới đây theo ba giai đoạn khác nhau: 2025-2030, 2031-2035, và tầm nhìn đến năm 2050 dựa theo kinh nghiệm và kỳ vọng của mình về việc phát triển hệ thống điện Việt Nam, sử dụng các ký hiệu sau đây:

+ = Mới nổi / ứng dụng hạn chế

++ = Đang mở rộng quy mô / quan trọng

+++ = Rất quan trọng / triển khai toàn hệ thống

Công nghệ	2025-2030	2031-2035	Tầm nhìn đến năm 2050
Biến tần tạo lưới (GFM)			
BESS nâng cao (đáp ứng tần số nhanh, quán tính, đường dây truyền tải ảo VTL, v.v.)			
Máy bù đồng bộ / Bánh đà			

Công nghệ	2025-2030	2031-2035	Tầm nhìn đến năm 2050
Truyền tải HVDC			
FACTS (STATCOM / SVC / bù dọc)			
Hệ thống giám sát khả năng tải động của đường dây (DTLR)			
Đường dây truyền tải ảo (VTL) sử dụng BESS			
Điều chỉnh điện áp OLTC (điều khiển nâng cao)			
Điều chỉnh phụ tải (DR) / Quản lý nhu cầu điện (DSM)			
Tích hợp hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS) / hệ thống quản lý phân phối (DMS)-SCADA tiên tiến			

9. Khả năng áp dụng DERMS và DR/DSM

Vui lòng cho biết liệu DERMS hoặc DR/DSM có thể được áp dụng hoặc tích hợp với các loại nguồn điện hoặc nguồn phát sau hay không.

Loại nguồn điện/ nguồn phát	Khả năng ứng dụng DERMS (Có/ Không/ Hạn chế)	Khả năng ứng dụng DR/DSM (Có/ Không/ Hạn chế)	Vai trò tiềm năng hoặc Ý kiến bổ sung
Điện mặt trời quy mô lớn			
Điện gió ngoài khơi			
Điện gió trên bờ / gần bờ			
Điện sinh khối			
Điện rác			
Thủy điện			
Thủy điện tích năng			
Nhà máy nhiệt điện khí LNG			
Các nguồn đồng phát			
Nhà máy nhiệt điện than			
Nhà máy nhiệt điện khí trong nước			
Điện hạt nhân			
BESS			
Sạc xe điện			
Phụ tải công nghiệp lớn			
Tòa nhà thương mại			
Phụ tải dân dụng			

10. Triển khai xe điện

10.1 Mức độ thâm nhập xe điện (EV) hiện nay tại Việt Nam là bao nhiêu?

(ví dụ: số lượng EV, tỷ lệ EV trong tổng số phương tiện, các phân khúc EV chính)

Phản hồi: _____

10.2 Chính phủ có đang ưu tiên tăng mạnh triển khai EV trong những năm tới không? Nếu có, vui lòng mô tả chính sách, mục tiêu hoặc cơ chế khuyến khích hỗ trợ EV.

Phản hồi: _____

10.3 Phân khúc EV nào có khả năng tăng trưởng nhanh nhất?

- ☐ Xe cá nhân
- ☐ Xe máy điện / xe tay ga điện
- ☐ Xe buýt công cộng
- ☐ Đội xe thương mại (xe tải, xe logistics)
- ☐ Khác: _____

Ý kiến bổ sung:

10.4 EV có thể cung cấp dịch vụ cho lưới điện (V2G hoặc sạc thông minh) trong tương lai không?

- ☐ Tiềm năng cao
- ☐ Tiềm năng trung bình
- ☐ Tiềm năng hạn chế

Nếu có, cần những điều kiện gì? (ví dụ: chính sách hỗ trợ, hạ tầng sạc, hệ thống truyền thông)

Phản hồi: _____

Danh mục tài liệu tham khảo

- Abayateye, J., và Zimmerle, D.; 2025: Analysis of Grid Scale Storage Effectiveness for a West African Interconnected Transmission System (*Phân tích hiệu quả của hệ thống lưu trữ năng lượng quy mô lưới điện đối với hệ thống truyền tải liên kết khu vực Tây Phi*). *Energies* (Năng lượng). 2025, 18, 3741
- Agüero, M., Peralta, J., Quintana, E., Velar, V., Stepanov, A., Ashourian, H., Mahseredjian, J., và R. Cárdenas; 2024: Virtual Transmission Solution Based on Battery Energy Storage Systems to Boost Transmission Capacity (*Giải pháp truyền tải ảo dựa trên hệ thống pin lưu trữ năng lượng nhằm nâng cao khả năng truyền tải của lưới điện*). *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Tập 12, Số 2, tháng 3/2024.
- Amiryar, M., and Pullen, K.; 2017: “A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications,” (*Tổng quan về công nghệ hệ thống lưu trữ năng lượng bằng bánh đà và các ứng dụng*). *Applied Sciences*, Tập 7, Số 3, trang 286, 2017. DOI: 10.3390/app7030286.
- Banakar, S., và Rao, M.; 2016: Technological development of on-load tap changing mechanism in power transformer - a review (*Phát triển công nghệ cơ cấu điều chỉnh điện áp dưới tải trong máy biến áp điện – tổng quan*). *The Journal of CPRI*, Tập 12, Số 3, tháng 9/2016.
- Barman, S. Paul, A., và Bahirat, H. 2018: Control strategy for ± 800 kV 6000 MW NER-Agra Multi-Terminal HVDC Project: Proceedings of the National Power Systems Conference (NPSC) - 2018 (*Chiến lược điều khiển cho dự án HVDC đa đầu ± 800 kV, 6.000 MW NER–Agra. Kỷ yếu Hội nghị Hệ thống điện quốc gia (NPSC) 2018*), ngày 14-16 tháng 12, NIT Tiruchirappalli, Ấn Độ.
- Biondi, R. và Priano, M.; 2022: Synchronous Condensers with Flywheel for Supporting Power Grid Inertia: Achievements and Experience After First Year of Commercial Operation. (*Máy bù đồng bộ tích hợp bánh đà hỗ trợ quán tính cho lưới điện: kết quả và kinh nghiệm sau năm đầu tiên vận hành thương mại*). *Báo cáo kỹ thuật số 650*, *Power Engineer*, tháng 12/2022.
- Cai, D., Zhou, K., Wang, W., Liu, H., Cao, K., và Wang, Y.; 2017: Influence of back-to-back VSC-HVDC project on the operation characteristics of Hubei power grid (*Ảnh hưởng của dự án VSC-HVDC BtB đến đặc tính vận hành của lưới điện Hồ Bắc*). *The Journal of Engineering*, 2017; doi: 10.1049/joe.2017 .0441.
- Choi, W., Kook, K., và Yu, G.; 2019: Control Strategy of BESS for Providing Both Virtual Inertia and Primary Frequency Response in the Korean Power System (*Chiến lược điều khiển hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) nhằm cung cấp đồng thời quán tính ảo và đáp ứng tần số sơ cấp cho hệ thống điện Hàn Quốc*). *Energies*, 2019, 12, 4060. www.mdpi.com/journal/energies.
- Comi, A., và Elnour, E.; 2025: Vehicle-to-Grid Services in University Campuses: A Case Study at the University of Rome Tor Vergata (*Dịch vụ xe điện kết nối lưới tại các khuôn viên đại học: nghiên cứu điển hình tại Đại học Rome Tor Vergata*). *Future Transportation*, 2025, 5, 89.
- ESIG; 2025: A Call to Action for a Stable Energy Transition: Grid-Forming Battery Energy Storage Systems (*Kêu gọi hành động vì một quá trình chuyển dịch năng lượng ổn định: hệ thống pin lưu trữ năng lượng tạo lưới*). *Energy Systems Integration Group*; tháng 03/2025.
- Gan, C., Lau, C., Baharin, K., và Pudjianto, D.; 2017: Impact of the Photovoltaic system variability on transformer tap changer operations in distribution networks (*Tác động của sự biến động của hệ thống điện mặt trời đến hoạt động của bộ điều chỉnh nấc máy biến*

- áp trong lưới điện phân phối). Hội nghị và Triển lãm quốc tế lần thứ 24 về Phân phối điện (CIRED), ngày 12-15 tháng 6/2017.
- Karimia, S., Musilekb, P., và Knighta. A.; 2018: Dynamic thermal rating of transmission lines: A review (*Đánh giá khả năng tải động của đường dây truyền tải: Tổng quan*). Renewable and Sustainable Energy Reviews 91; 2018.
 - Kumaraswamy, K., Sondhi, A., Barrague, P., và Wolfschmidt, H.; 2020: Building Virtual Transmission: Critical elements of energy storage for network services (*Xây dựng truyền tải ảo: các phần tử then chốt của hệ thống lưu trữ năng lượng cung cấp dịch vụ cho lưới điện*). Sách trắng; WP-009-01-EN. Fluence, 2020.
 - NTPC, 2024: Synchronous Condenser: A novel solution for grid stability for integration of renewables, Version 2.0 (*Máy bù đồng bộ: giải pháp mới nhằm nâng cao ổn định lưới điện phục vụ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo*).
 - Ryndzionek, R. và Sienkiewicz, L.; 2020: Evolution of the HVDC Link connecting offshore wind farms to onshore power systems (*Quá trình phát triển của liên kết HVDC kết nối các trang trại điện gió ngoài khơi với hệ thống điện trên bờ*). Energies, 2020, 13, 1914. www.mdpi.com/journal/energies
 - Soleimani, H. và cộng sự, 2024: “Strengthening power systems for net zero: A review of the role of synchronous condensers and emerging challenges” (*Tăng cường hệ thống điện hướng tới phát thải ròng bằng 0: Tổng quan về vai trò của máy bù đồng bộ và những thách thức mới nổi*). Energies, 2024.
 - Srećković, N., Lukač, N., và Štumberger, G.; 2019: Impact of OLTC-equipped transformer operation on PV installation in urban distribution network (*Tác động của vận hành máy biến áp trang bị bộ điều áp dưới tải (OLTC) đối với hệ thống điện mặt trời trong lưới điện phân phối đô thị*). Hội nghị quốc tế lần thứ 17 về Năng lượng tái tạo và Chất lượng điện năng (ICREPQ'19), Tenerife, Tây Ban Nha, ngày 10-12 tháng 4/2019.
 - You, F. và cộng sự, 2022: “A state-of-charge-based flexible synthetic inertial control strategy of the BESS to enhance dynamic system frequency indices” (*Chiến lược điều khiển quán tính tổng hợp linh hoạt của hệ thống pin lưu trữ năng lượng BESS dựa trên trạng thái sạc nhằm cải thiện các chỉ số tần số động của hệ thống*) Frontiers in Energy Research, 2022
 - Wan, M., Xia, L., Huo Y., Gong, Y., Geng, G. và Jiang, Q., (2026): Case Study of Vehicle-to-Grid Incentive Design Under Multiple Scenarios: A Policy-Making Perspective (*Nghiên cứu điển hình về thiết kế cơ chế khuyến khích xe điện kết nối lưới trong các kịch bản khác nhau: Góc nhìn hoạch định chính sách*). IET Generation, Transmission & Distribution, 2026; 20:e70254.

Các nguồn tài liệu tham khảo bổ sung đã sử dụng

- Comprehensive Study Report Development of the National Standards for Battery Energy Storage System (BESS) - Vietnam (*Báo cáo nghiên cứu toàn diện về xây dựng tiêu chuẩn quốc gia cho Hệ thống pin lưu trữ năng lượng tại Việt Nam*), Đối tác Chuyển dịch năng lượng (ETP), 2024. https://www.energytransitionpartnership.org/wp-content/uploads/2024/09/20240822_D2_Comprehensive-Study-Report-final.pdf
- GCI: Ready to invest in DERMS? Strategies to Support Your Grid Modernisation Journey (*Sẵn sàng đầu tư vào Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán? Các chiến lược hỗ trợ hành trình hiện đại hóa lưới điện*). Blog – www.gci.com
- Joining Hands for 21 Years, Turning on a New Chapter with DC Technology (*Chung tay kiến tạo trong 21 năm – Mở ra chương mới với công nghệ điện một chiều*). Bài trình bày của CSG tại Hội nghị Khoa học và Công nghệ Điện lực Quốc gia năm 2025, Thành phố Hồ Chí Minh, ngày 27-28/11/2025. (Chen Xu, 2025; ví dụ: Dự án Thanh Châu (Qingzhou) ±500 kV, công suất 2.000 MW)

- Lessons from Vietnam National Power Transmission Corporation's Digitalization Journey (*Bài học kinh nghiệm từ quá trình chuyển đổi số của Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia Việt Nam*), Ngân hàng Thế giới, 2023. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099032924175535659/pdf/P17600012fcb2b0c71afd31659e4fc0b919.pdf>
- Ổn định chính sách cho năng lượng tái tạo: Bài 3 – Cắt giảm điện tái tạo do khách quan. <https://www.qdnd.vn/kinh-te/cac-van-de/on-dinh-chinh-sach-cho-nang-luong-tai-tao-bai-3-cat-giam-dien-tai-tao-do-khach-quan-705670>
- Thúc đẩy triển khai thực hiện Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện tại Việt Nam, báo cáo của Dự án GIZ, https://energypedia.info/images/b/b4/011_SGEEEE-AA1_Promoting_Implementation_of_Demand_Response_Programs_in_Vietnam.pdf
- The Virtual Power Plant Technology and potential for application in Vietnam (*Công nghệ nhà máy điện ảo và tiềm năng ứng dụng tại Việt Nam*), GIZ, 2021. https://www.esp.org.vn/wp-content/uploads/Virtual-Power-Plant_Final-Report.EN_.pdf
- Technology Assessment of Smart Grids for Renewable Energy and Energy Efficiency (*Đánh giá công nghệ lưới điện thông minh phục vụ phát triển năng lượng tái tạo và nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng*), GIZ, 2019. https://www.esp.org.vn/wp-content/uploads/SG_Technology-Assessment_Final-Report_EN-1.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- Nghiên cứu điển hình của Siemens: Smoothing the Wave: EVs Enable Significant Peak Shaving (*Làm mịn phụ tải đỉnh: Xe điện góp phần đáng kể trong việc cắt giảm phụ tải đỉnh*). 2023.
- Wu, B.; 2025: Nghiên cứu điển hình: Grid-forming Inverters Black-start Four Microgrids (*Bộ biến tần tạo lưới thực hiện khởi động đen cho bốn lưới điện microgrid*). Blog; <https://www.anernstore.com>

Thông tin ấn phẩm

Đơn vị xuất bản

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

Trụ sở đăng ký

Phòng 041, tầng 4, tòa nhà Coco, 14 Thụy Khuê,
Q. 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
www.giz.de/viet-nam
<http://esp.org.vn>

Cập nhật đến

Tháng 7 năm 2026

Thiết kế, dàn trang và in ấn

GIZ Việt Nam, Chương trình Hỗ trợ Năng lượng

Bản quyền hình ảnh

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

Thông tin ấn phẩm

