Danish Energy Agency

EMBASSY OF DENMARK

BỘ CÔNG THƯƠNG

EREA Electricity & Renewable Energy Authority

Mô hình hóa lưới điện trong Kịch bản phát thải ròng bằng không

Cơ sở cho

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam

Đường đến phát thải ròng bằng không

Mục lục

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT 2
1. Giới thiệu chung 3
2. Phương pháp luận 4
2.1. Mô hình PSS/E 4
2.2. Phương pháp luận mô phỏng lưới điện truyền tải trong nghiên cứu 4
3. Xây dựng hệ thống mô phỏng vận hành lưới điện truyền tải trên PSS/E 6
3.1. Phạm vi tính toán mô phỏng lưới điện 6
3.2. Dự báo phụ tải và phân bổ phụ tải tại các nút trong hệ thống điện 7
3.3. Xác định vị trí các nguồn điện trong mô phỏng lưới điện truyền tải 8
3.4. Các giả thiết khác 11
4. Các kịch bản mô phỏng vận hành lưới điện 12
5. Kết quả tính toán mô hình mô phỏng lưới điện tương ứng với các kịch bản phát triển nguồn 18
5.1. Lưới điện truyền tải năm 2025 18
5.2. Lưới điện truyền tải năm 2030 25
5.3. Tổn thất truyền tải 32
5.4. Ước tính khối lượng và chi phí đầu tư lưới điện truyền tải cho kịch bản Net-Zero trong EOR-NZ 34
6. Kết luận 36
PHỤ LỤC 38
TÀI LIỆU THAM KHẢO 44

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

DEPP III	Chương trình Đối tác Năng lượng giữa Việt Nam và Đan Mạch
DEA	Cơ quan Năng lượng Đan Mạch
DZ	Đường dây
EREA	Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo Việt Nam
EOR	Báo cáo triển vọng năng lượng
EVN	Tập đoàn điện lực Việt Nam
EVNNPT	Tổng công ty truyền tải điện Quốc gia
HC	Chế độ cắt giảm NLTT lớn nhất
HF	Chế độ truyền tải liên vùng lớn nhất
HG	Chế độ phụ tải cực đại
HRD	Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện từ NLTT) cao nhất
HTĐ	Hệ thống điện
HVDC	Truyền tải điện cao áp một chiều
HVAC	Truyền tải điện cao áp xoay chiều
LG	Chế độ phụ tải cực tiểu
LF	Chế độ truyền tải liên vùng thấp nhất
LRD	Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện từ NLTT) thấp nhất
MBA	Máy biến áp
MOIT	Bộ Công Thương Việt Nam
NLTT	Năng lượng tái tạo
NZ	Net-Zero
QHĐ	Quy hoạch điện
TBA	Trạm biến áp
TBKHH	Tuabin khí hỗn hợp
TĐ	Thủy điện

1. Giới thiệu chung

Nghiên cứu này được thực hiện như một phần của Hợp tác Phát triển 1: "Phát triển năng lực quy hoạch ngành năng lượng dài hạn với Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo Việt Nam", hiện đang được thực hiện trong khuôn khổ Chương trình Đối tác Năng lượng giữa Việt Nam và Đan Mạch (DEPP III), với sự hợp tác giữa Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (DEA), Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo Việt Nam (EREA) và Bộ Công Thương Việt Nam (MOIT).

Mục đích chính của nghiên cứu này là đóng góp cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam – Đường đến phát thải ròng bằng không (EOR-NZ) phân tích chi tiết về lưới điện truyền tải ở Việt Nam theo kịch bản Net-Zero trong một số điều kiện vận hành khác nhau của hệ thống điện trong tương lai.

Cụ thể, các công việc được thực hiện với mục đích:

- **Kiểm chứng mô hình Balmorel đối với hệ thống truyền tải liên vùng.** Mô hình Balmorel sử dụng cách tiếp cận đơn giản hóa đối với lưới truyền tải với tổng cộng tám đường dây truyền tải kết nối bảy vùng truyền tải. Công suất của mỗi đường dây (tổng hợp) này phải là công suất tối đa thực tế để vận hành an toàn. Công suất này có thể nhỏ hơn nhiều so với tổng công suất kỹ thuật của các đường dây giữa các vùng truyền tải. Mô hình Balmorel được mô phỏng và xem xét trên ba phương diện:
    - Công suất giữa các vùng.
    - Tổn thất truyền tải giữa các vùng.
    - Vốn đầu tư tăng thêm cho việc xây dựng các đường dây truyền tải liên vùng.
- **Kiểm tra vận hành lưới điện của hệ thống truyền tải điện nội vùng.** Mô hình Balmorel không xem xét hệ thống truyền tải điện nội vùng trong mô phỏng. Trong nghiên cứu PSS/E, các nhà vận hành mô hình sẽ phân bổ chi tiết các nhà máy điện và phụ tải cho các nút của hệ thống truyền tải điện nội vùng và kiểm tra hoạt động của hệ thống điện này trên các khía cạnh:
    - Điện áp trong tất cả các phần tử lưới của các chế độ quan tâm, trong đó nhu cầu và sản lượng (mỗi nhà máy) được chuyển từ Balmorel sang PSS/E. Các phần tử quá áp và thấp áp được báo cáo và so sánh với tiêu chuẩn độ lệch +/- 5-10% so với điện áp bình thường.
    - Quá tải trên các đường dây và máy biến áp.
    - Tính toán N-1: đây là các sự cố nghiêm trọng có thể xảy ra trong quá trình vận hành hệ thống điện.

2. Phương pháp luận

2.1. Mô hình PSS/E

Trong số các phần mềm mô phỏng hệ thống điện được sử dụng để phát triển và quy hoạch điện tại Việt Nam, mô hình PSS/E được sử dụng nhiều nhất. PSS/E do Siemens PTI phát triển, tích hợp nhiều module, bao gồm: (i) Tính toán trào lưu công suất lưới điện ở trạng thái tĩnh; (ii) Tính toán tối ưu trào lưu công suất; (iii) Nghiên cứu các sự cố đối xứng và bất đối xứng; (iv) Mô phỏng quá trình chuyển tiếp điện cơ và phân tích ổn định của hệ thống [1].

Các phần tử trong lưới điện như đường dây truyền tải, máy biến áp, máy phát điện, tụ điện, điện trở, bộ chuyển đổi DC-AC, AC-DC, phụ tải tại các nút đều được mô hình hóa dưới dạng toán học. PSS/E sử dụng các phương pháp đại số để giải phương trình như Newton-Raphson tách rời cố định độ dốc, Newton-Raphson đầy đủ, Gauss-Seiden, dòng điện một chiều để xác định nghiệm của phương trình trạng thái. Bộ giải pháp mô tả trạng thái của hệ thống điện như góc pha, điện áp tại bus; công suất tác dụng và công suất phản kháng chạy trên các nhánh (đường dây, tụ điện, điện trở nối tiếp hoặc máy biến áp); tổn thất điện năng trên từng phần tử và toàn bộ hệ thống điện. Để mô phỏng quá độ điện cơ xảy ra trong hệ thống điện, PSS/E giải hệ phương trình liên tiếp với khung thời gian ngắn vài mili giây để quan sát diễn biến của các thông số chế độ (điện áp, tần số, góc pha) khi xảy ra sự cố lưới điện.

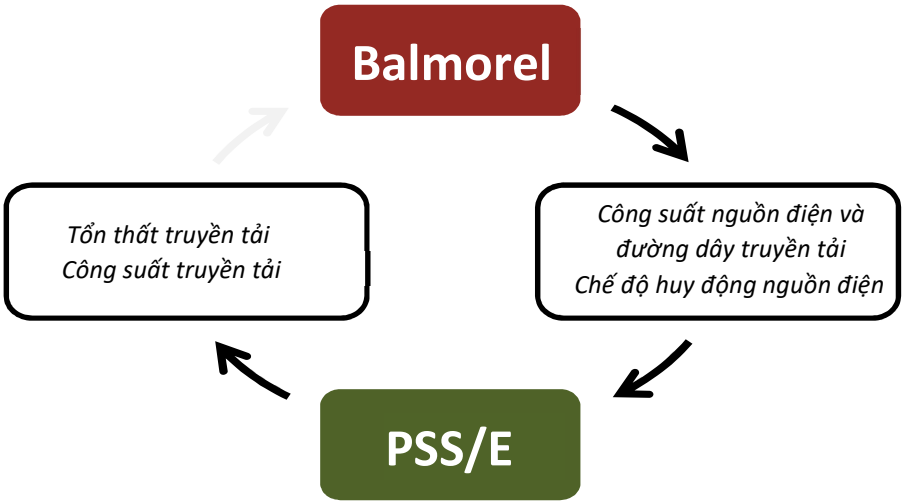
Do có sẵn dữ liệu mô phỏng lưới điện làm đầu vào cho phần mềm PSS/E ở Việt Nam, cùng với sự phổ biến của phần mềm, nghiên cứu này đề xuất sử dụng PSS/E làm công cụ mô phỏng vận hành lưới điện để kiểm chứng kịch bản Net-Zero từ Balmorel.

2.2. Phương pháp luận mô phỏng lưới điện truyền tải trong nghiên cứu

Kết quả từ mô hình Balmorel sẽ cung cấp 2 đầu vào quan trọng cho mô hình PSS/E bao gồm:

- Công suất đặt của các nhà máy điện và công suất truyền tải giữa các vùng trong từng năm tính toán. Các nhà máy điện ở từng vùng và hệ thống truyền tải liên vùng trong PSS/E sẽ được xây dựng dựa trên đầu vào này từ Balmorel.
- Các chế độ huy động nguồn điện: Balmorel tối ưu hóa công suất phát theo giờ của từng nhà máy điện trong từng khu vực (chạy mô đun BB3) và chuyển sang mô hình PSS/E. Các chế độ quan trọng nhất được chọn để mô phỏng vận hành lưới điện nhằm kiểm tra phản hồi của hệ thống truyền tải.

Việc kết nối giữa chương trình phát triển nguồn điện Balmorel và PSS/E được thực hiện trên cơ sở đồng bộ số liệu về công suất phát của từng tổ máy (hoặc nhóm nhà máy điện) và đồng bộ phụ tải trong vùng.



Hình 1 Sơ đồ phương pháp luận về sự tương tác giữa mô hình Balmorel và PSS/E

Sau khi nhận dữ liệu đầu vào từ Balmorel, các bước tính toán chính trong nghiên cứu lưới điện như sau:

<u>Bước 1:</u> Thu thập thông tin dữ liệu, chuẩn bị xây dựng mô hình tính toán

Dự kiến các số liệu cần thu thập gồm các nội dung chính (nhưng không hạn chế) sau:

- Số liệu về hiện trạng nguồn và lưới điện Việt Nam.

- Thông tin cập nhật về tiến độ vận hành khả thi của các loại hình nguồn điện.

- Thông tin cập nhật về tiến độ vận hành khả thi của các công trình lưới điện truyền tải 500 kV và 220 kV.

<u>Bước 2:</u> Xây dựng mô hình lưới điện truyền tải

Phạm vi lưới điện tính toán trong đề án bao gồm hệ thống điện truyền tải 500 kV và 220 kV toàn quốc. Mô hình tính toán bao gồm các thông số đầu vào chính như: dự báo phụ tải, chương trình phát triển nguồn điện, chương trình phát triển lưới điện Chi tiết các giả thiết sẽ được trình bày trong mục 3. Mô hình tính toán được xây dựng ban đầu trên cơ sở cấu trúc lưới điện truyền tải theo QHĐ VIII. Sau đó, dựa vào quy mô công suất nguồn điện đề xuất của Balmorel, nghiên cứu sẽ tính toán kiểm tra khả năng đáp ứng của lưới điện và đề xuất các công trình lưới điện truyền tải cần nâng cấp nhằm đáp ứng các tiêu chuẩn kĩ thuật của Việt Nam.

<u>Bước 3:</u> Chạy tính toán trào lưu công suất cho từng chế độ quan tâm dựa trên kết quả từ Balmorel

- Các nhà máy điện và phụ tải tại từng vùng sẽ được điều chỉnh theo kết quả các chế độ huy động từ Balmorel. Việc này được thực hiện bằng cách sử dụng một công cụ được viết bằng ngôn ngữ Python, công cụ này sẽ tự động tạo ra các file tính toán PSS/E cho từng chế độ.

- Chạy tối ưu hóa trào lưu công suất (OPF): Công suất tác dụng của các nhà máy điện được thiết lập tương ứng với các chế độ Balmorel, nhưng việc điều khiển công suất phản kháng của nhà máy điện (thông qua điện áp định mức) sẽ được thiết lập thông qua chạy OPF khiến cho các chế

độ tính toán hội tụ hơn

- Chạy tính toán trào lưu công suất cho từng file PSS/E.

<u>Bước 4:</u> Phân tích kết quả

Nghiên cứu thực hiện mô phỏng tính toán kiểm tra khả năng vận hành của hệ thống điện ở chế độ vận hành bình thường và sự cố N-1 tất cả các chế độ, từ đó đề xuất hiệu chỉnh, bổ sung công trình lưới điện nếu cần thiết.

- Sử dụng mô hình PSS/E để tính toán và kiểm tra trào lưu công suất trên hệ thống điện, xác định các nút có điện áp hoặc công suất truyền tải vượt giới hạn cho phép. Đối với việc kiểm tra các sự cố N-1, nghiên cứu sử dụng module tính toán được viết bằng Python để kiểm tra tất cả các trường hợp sự cố N-1 trên lưới điện 500 kV và 220 kV trong tất cả các chế độ. Trong đó chỉ quét sự cố N-1 các nhánh đường dây và MBA truyền tải, không bao gồm các sự cố tổ máy phát điện và sự cố thanh cái. Chương trình tính toán sẽ phân loại các sự cố N-1 tùy thuộc mức quá tải trên các phần tử của lưới truyền tải: (i) Sự cố nghiêm trọng (quá tải < 10%); (ii) Sự cố đặc biệt nghiêm trọng (quá tải 10% ÷ 20%); (iii) Sự cố khẩn cấp (quá tải > 20%).

- Trên cơ sở kết quả tính toán phân tích, nghiên cứu đề xuất các công trình lưới truyền tải cần xây mới, cải tạo để giải tỏa nguồn điện và cung cấp điện cho phụ tải, tránh nghẽn mạch và quá tải, đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy cho hệ thống.

<u>Bước 5:</u> Tính tổn thất công suất, ước tính khối lượng và chi phí đầu tư lưới điện truyền tải (bao gồm cả lưới điện liên vùng và nội vùng)

- Tính tổn thất công suất: Sử dụng phần mềm PSS/E để tính dựa trên khoảng cách truyền tải điển hình giữa các vùng. Khoảng cách truyền tải được xác định bằng khoảng cách giữa trung tâm nguồn điện của vùng này tới trung tâm phụ tải của vùng khác. Khoảng cách này có thể dài hơn chiều dài thực tế của các đường dây truyền tải trên giao diện nhưng sẽ phản ánh chính xác hơn bản chất truyền tải giữa hai vùng.

- Ước tính khối lượng và chi phí đầu tư lưới điện truyền tải: Dựa trên các kết quả phân tích lưới điện tại Bước 4 và sử dụng suất đầu tư trong QHĐ VIII.

3. Xây dựng hệ thống mô phỏng vận hành lưới điện truyền tải trên PSS/E

3.1. Phạm vi tính toán mô phỏng lưới điện

Phạm vi tính toán chương trình phát triển nguồn của Balmorel là đến năm 2050. Để có bức tranh tổng thể về vận hành hệ thống điện, lưới truyền tải cần được mô phỏng tính toán tương ứng đến năm 2050. Tuy nhiên, nghiên cứu này muốn tập trung phân tích vận hành lưới điện trong giai đoạn trung hạn, đồng thời cấu trúc lưới điện sau năm 2030 còn nhiều bất định và chưa có đủ cơ sở pháp lý. Do đó, phần tính toán mô phỏng lưới điện sẽ chỉ tính toán cho các năm 2025 và 2030 với các mục đích sau:

- Kiểm tra tính khả thi của phương án phát triển nguồn đề xuất đối với vận hành lưới điện theo quy hoạch được duyệt.

- Kiểm tra điện áp và mức tải trên đường dây liên vùng cũng như nội vùng trong các chế độ vận hành nguồn khác nhau, từ đó đưa ra các khuyến cáo về việc nâng cấp, mở rộng lưới điện truyền tải.
- Ước lượng vốn đầu tư cho lưới truyền tải nhằm đáp ứng chương trình phát triển nguồn đề xuất trong đề án.
- Tính toán tổn thất công suất trên các giao diện truyền tải liên miền làm cơ sở để hiệu chỉnh đầu vào cho mô hình Balmorel.

Mô hình Balmorel có chức năng chính là quy hoạch phát triển nguồn điện. Phần lưới điện trong hệ thống được mô phỏng đơn giản hóa, chỉ biểu diễn các liên kết nối giữa các khu vực khác nhau. Do đó, nghiên cứu này sẽ đánh giá toàn diện hơn về vận hành lưới điện của hệ thống điện bằng cách mô phỏng chi tiết các đường dây nội vùng trong từng khu vực trong mô hình PSS/E.

Điện áp:

Theo Thông tư quy định về lưới truyền tải điện Việt Nam [2], cấp điện áp truyền tải của HTĐ Việt Nam là 500 - 220 kV. Cũng theo QHĐ7ĐC, đến năm 2030, hệ thống điện truyền tải Việt Nam cũng chỉ có cấp 220 - 500 kV mà chưa xuất hiện các cấp điện áp khác (ví dụ: 750 - 800 kV AC, 1000 kV AC, HVDC, ….). Do đó, cấp điện áp truyền tải 500 - 220 kV sẽ được xác định là giả thiết ban đầu cho mô phỏng tính toán. Trong trường hợp đầu ra của chương trình Balmorel cho thấy sản lượng truyền tải, công suất truyền tải giữa các vùng đủ lớn, khoảng cách truyền tải đủ xa thì cần xem xét các giải pháp truyền tải ở cấp điện áp cao hơn (800 kV, 1000 kV) hoặc truyền tải siêu cao áp 1 chiều (HVDC).

Hệ thống điện áp 110 kV trở xuống được coi là lưới điện phân phối [3]. Phần lớn các nguồn NLTT như Điện mặt trời, điện gió được đấu nối vào lưới phân phối. Trong tính toán lưới điện của nghiên cứu này sẽ không mô phỏng chi tiết lưới điện phân phối 110 kV trở xuống. Các nguồn điện và phụ tải điện đấu nối vào lưới phân phối sẽ được tương đương hóa tại các nút 220 kV trên lưới điện truyền tải.

3.2. Dự báo phụ tải và phân bổ phụ tải tại các nút trong hệ thống điện

Kết quả Balmorel chỉ đưa ra dự báo phụ tải theo vùng. Để tính toán mô phỏng lưới điện trong PSS/E, cần có thông tin về phụ tải tới từng nút trong hệ thống điện. Do đó, đề án giả thiết rằng phụ tải từng vùng được phân bổ theo các nút giống như QHĐ VIII. Tổng nhu cầu phụ tải của vùng sẽ được điều chỉnh phù hợp với từng chế độ vận hành theo kết quả Balmorel. Dự báo sản lượng tiêu thụ điện theo vùng trong các năm 2025 và 2030 theo QHĐ VIII và EOR-NZ như sau:

Bảng 1 Dự báo nhu cầu phụ tải điện theo vùng trong QHĐ VIII và EOR-NZ

Đơn vị: GWh

	Kịch bản cơ sở - QHĐ VIII		**Kịch bản cao – QHĐ VIII**		**EOR-NZ**	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Bắc Bộ	143868	215394	142752	214143	110457	154892
Bắc Trung Bộ	21767	34456	21767	34455	16676	24752

	Kịch bản cơ sở - QHĐ VIII		Kịch bản cao – QHĐ VIII		EOR-NZ	
Trung Trung Bộ	17481	26853	17508	26922	13415	19290
Tây Nguyên	9015	14459	9015	14458	6781	10006
Nam Trung Bộ	17535	28929	17524	28900	13456	20781
Đông Nam Bộ	168655	246901	169755	248114	97231	132502
Tây Nam Bộ					32839	45198
Toàn quốc	378321	566991	378321	566991	290857	407422

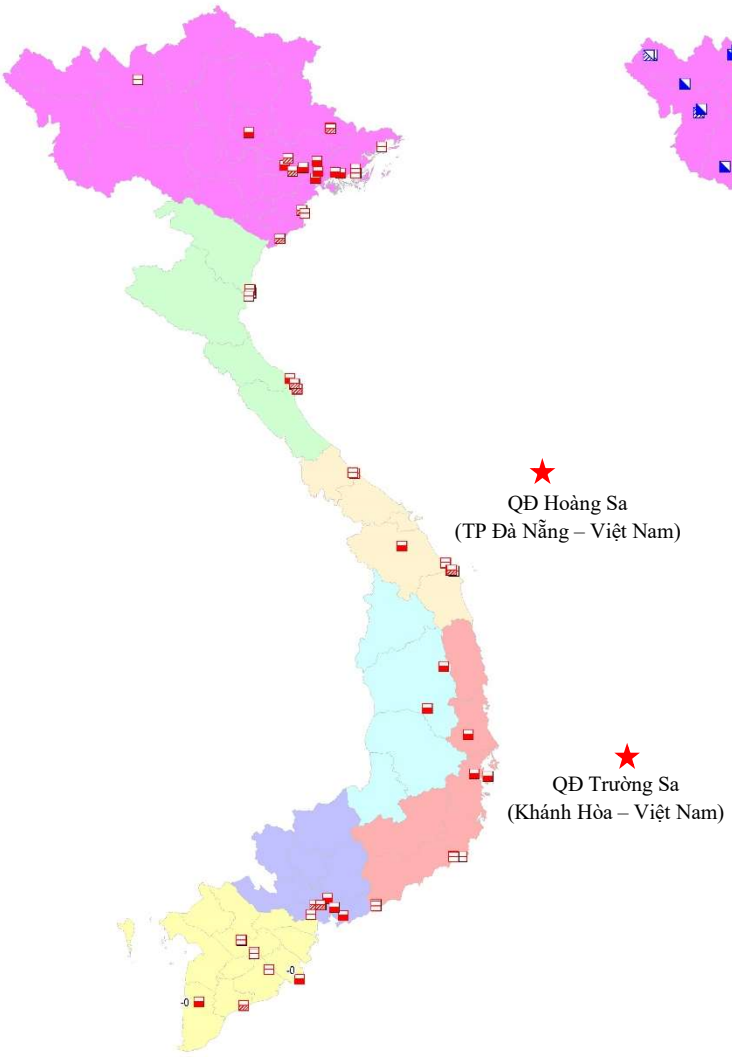
Từ bảng trên có thể thấy phụ tải phân bố không đều giữa các vùng. Tiêu thụ điện chủ yếu tập trung ở hai đầu của đất nước. Miền Bắc chiếm 38% và miền Nam chiếm 44% tổng lượng tiêu thụ. Tuy nhiên, vị trí thuận lợi cho việc phát triển các nhà máy điện than, khí đốt, LNG, điện gió, điện mặt trời lại tập trung ở các vùng phụ tải thấp như Bắc Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ. Điều này có thể gây áp lực lên việc đầu tư nâng cao năng lực truyền tải giữa các vùng.

3.3. Xác định vị trí các nguồn điện trong mô phỏng lưới điện truyền tải

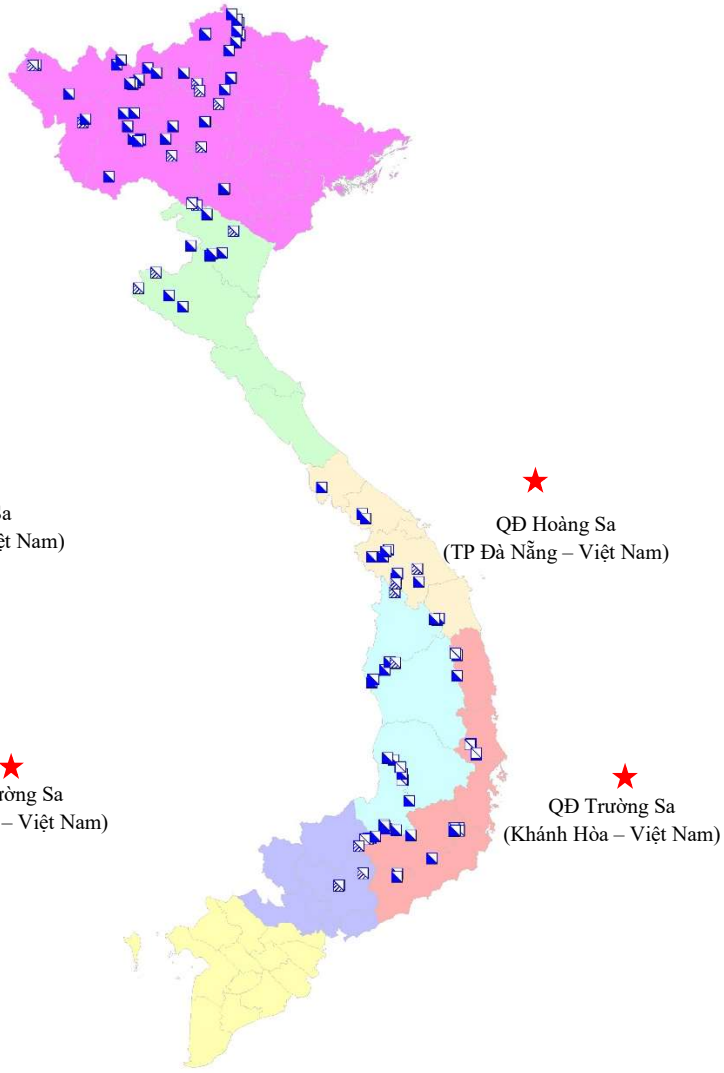
- Các nguồn điện lớn bao gồm: nhiệt điện than, nhiệt điện khí, thủy điện vừa và lớn.

Đầu vào mô hình Balmorel định nghĩa các nguồn điện lớn riêng biệt tới quy mô nhà máy hoặc tổ máy. Các nguồn điện lớn trong mô hình Balmorel được cập nhật trên cơ sở các nguồn điện hiện trạng và danh mục chi tiết các dự án tại Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023 phê duyệt QHĐ VIII[1]. Các nhà máy đã có vị trí rõ ràng, có thể dễ dàng và xác định chính xác nút trong mô hình PSS/E. Nghiên cứu sẽ rà soát các nguồn điện lớn đề xuất phát triển theo kết quả của mô hình Balmorel và gắn vào các nút tương ứng trong PSS/E.

[1] Các kịch bản phát triển nguồn điện trong EOR-NZ không cam kết phát triển toàn bộ nguồn điện theo QHĐ VIII. Tùy theo từng kịch bản sẽ lựa chọn việc cam kết các loại hình nguồn phù hợp. Tuy nhiên, danh mục nguồn điện lớn vẫn trên cơ sở tham khảo QHĐ VIII.



Hình 2 Vị trí các nhà máy nhiệt điện



Hình 3 Vị trí các nhà máy thủy điện

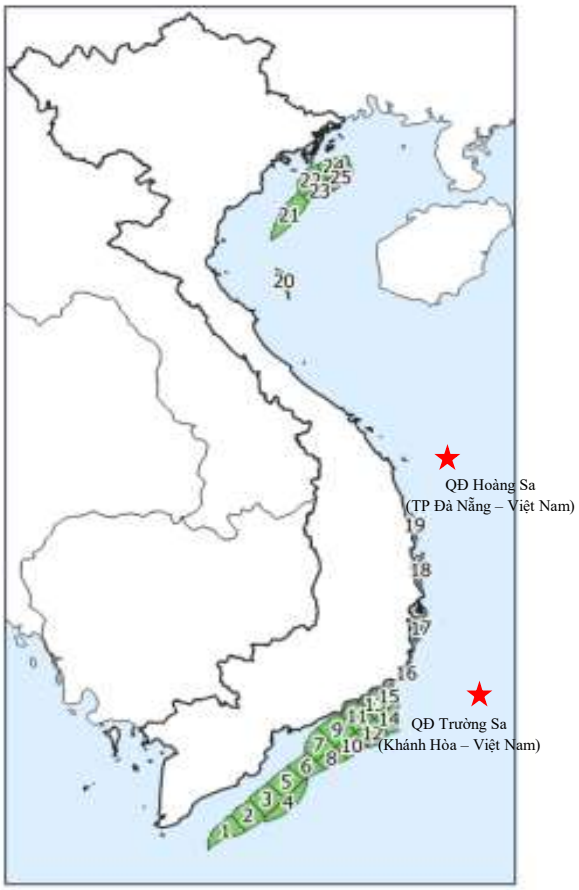
Nguồn: QHĐ VIII

Theo QHĐ VIII [4], giai đoạn đến năm 2030, Việt Nam dự kiến sẽ phát triển thêm khoảng 6 GW nguồn nhiệt điện than, 22,5 GW nguồn nhiệt điện khí LNG, 7,2 GW nguồn nhiệt điện khí nội, 2,6 GW nguồn thủy điện vừa và lớn. Trong đó, các nguồn nhiệt điện than tập trung chủ yếu tại khu vực Đông Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ và Nam Trung Bộ; các nguồn nhiệt điện khí LNG tập trung tại khu vực miền Trung và miền Nam; các nguồn nhiệt điện khí nội tập trung chủ yếu tại khu vực Nam Bộ; các nguồn thủy điện tập trung chủ yếu tại Tây Bắc, Trung Trung Bộ và Tây Nguyên. Có thể thấy các loại hình nguồn điện khác nhau phân bố không đồng đều trên toàn quốc do đặc điểm tự nhiên có sự khác biệt rõ rệt giữa các vùng, miền.

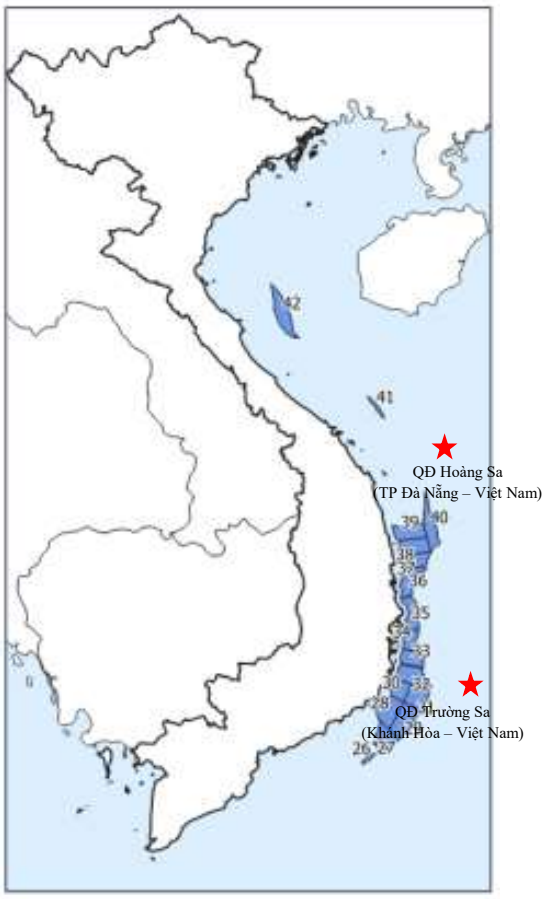
- Các nguồn điện năng lượng tái tạo bao gồm: điện mặt trời, điện gió ngoài khơi, điện gió trên bờ/gần bờ, điện sinh khối, điện rác, thủy điện nhỏ.

Để chính xác hóa mô phỏng vận hành lưới điện, cần xác định vị trí tương đối của các điểm giao - nhận điện, tức là các trung tâm nguồn điện và trung tâm phụ tải. Trong đó, việc xác định tương đối vị trí các nguồn điện rất quan trọng. Như đã trình bày trong mục trước, đối với các nguồn điện lớn như nhiệt điện than, nhiệt điện khí, thủy điện vừa và lớn trong mô hình Balmorel tương đối bám sát danh mục dự án theo QHĐ VIII. Vị trí và quy mô công suất từng vị trí của các loại hình nguồn này tương đối rõ ràng. Tuy nhiên, đối với các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió trên bờ/gần bờ, điện mặt trời, điện sinh khối và điện rác, thủy điện nhỏ, với đặc thù qui mô công suất đặt nhỏ, việc xác định vị trí chi tiết từng dự án trong giai đoạn quy hoạch gặp nhiều khó khăn. Kết quả Balmorel chỉ cho biết tổng qui mô công suất từng loại hình nguồn năng lượng tái tạo theo 7 khu vực. Nghiên cứu sẽ xác định tương đối vị trí các loại hình nguồn này theo cụm khu vực, phân bổ vào các nút 220 kV theo tỉnh phù hợp trong lưới điện. Giả thiết này vẫn đảm bảo tính chính xác trong đánh giá vận hành lưới điện truyền tải do trong thực tế, tại mỗi khu vực có đặc điểm thuận lợi phát triển nguồn NLTT thường đặt các trạm gom công suất nhiều dự án và đấu nối lên hệ thống điện Quốc gia.

Đối với nguồn điện gió ngoài khơi, các vị trí tiềm năng phát triển được lấy theo Báo cáo rà soát tiềm năng gió ngoài khơi của C2WIND “Vietnam Offshore Wind- Country screening and Site selection” [5]. Từ các vị trí tiềm năng này, xác định trạm cập bờ theo nguyên tắc nằm sát bờ biển, tại vị trí gần với dự án điện gió ngoài khơi nhất nhằm giảm chi phí cáp truyền tải đưa công suất điện gió vào bờ. Các trạm biến áp cập bờ gom điện gió ngoài khơi nằm tại khu vực các tỉnh Quảng Ninh, Hải Phòng, Thái Bình (Bắc Bộ), Ninh Thuận, Bình Thuận (Nam Trung Bộ),.. Các vị trí này phù hợp với định hướng phát triển trong QHĐ VIII [4].



Hình 4 Các vị trí khả thi cho các dự án ĐGNK móng cố định theo C2Wind [5]



Hình 5 Các vị trí khả thi cho các dự án ĐGNK móng nổi theo C2Wind [5]

3.4. Các giả thiết khác

Hệ số công suất tại nút tải (Cosφ):

Điện áp trên lưới phụ thuộc rất nhiều vào hệ số công suất Cosφ tại nút tải. Cosφ thường nằm trong khoảng từ 0,9 đến 1,0. Cosφ càng thấp thì tải tiêu thụ càng nhiều công suất phản kháng. Điều này có thể dẫn đến điện áp thấp hơn. Do lưới điện mô phỏng trong dự án này chỉ thể hiện phụ tải điện tương đương tại các nút 220 kV nên giả định Cosφ = 0,98 – tức là trung bình so với giá trị thông thường (0,95 - 1,0).

Điện áp đầu cực máy phát điện:

Máy phát điện truyền thống và bộ biến tần hiện đại dành cho năng lượng gió và mặt trời có thể đóng vai trò là bộ phận kiểm soát điện áp trên lưới điện, bằng cách kiểm soát lượng công suất phản kháng phát ra. Tuy nhiên, điện áp đầu ra của máy phát không được đặt quá cao hoặc quá thấp và phải đáp ứng yêu cầu của Thông tư. Trong mô phỏng lưới điện, giả định rằng điện áp đầu cực của máy phát điện thay đổi trong khoảng +/- 5% điện áp định mức.

Giới hạn công suất đường dây truyền tải: Trong dự án này sử dụng giới hạn nhiệt của đường dây truyền tải (trừ các đường dây trên 300 km sử dụng công suất giới hạn theo điều kiện ổn định hệ thống điện).

Công suất giới hạn của máy biến áp 500/220 kV: Được đặt theo công suất định mức của máy biến áp.

Thông số điện trở, điện kháng đường dây và máy biến áp (R0, X0, B0): Sử dụng các thông số điển hình trên lưới truyền tải hiện tại.

4. Các kịch bản mô phỏng vận hành lưới điện

Nghiên cứu lựa chọn kịch bản Net-Zero trong EOR-NZ để tính toán vận hành lưới điện. Trong kịch bản Net-Zero, mục tiêu ròng bằng 0 vào năm 2050 sẽ đạt được theo cách tối ưu về chi phí, giả định bỏ qua các chính sách hiện hành để đảm bảo rằng quá trình chuyển đổi không có rào cản. Mục đích của nghiên cứu là để kiểm tra khả năng vận hành lưới điện và đề xuất các công trình cải tạo, xây mới (nếu cần thiết) đối với chương trình phát triển nguồn điện mở, ít ràng buộc hơn so với QHĐ VIII nhằm tối thiểu hóa chi phí toàn hệ thống.

Trong một năm sẽ có khoảng 8760 chế độ huy động nguồn, tương ứng với 8760 thời điểm phụ tải (với độ chính xác gần đúng theo giờ). Do đó, về mặt lý thuyết sẽ cần quan sát 8760 chế độ mô phỏng lưới điện trong một năm để kiểm tra khả năng đáp ứng của lưới đối với phương thức huy động nguồn và nhu cầu tiêu thụ điện tại cùng thời điểm. Tuy nhiên, không phải tất cả 8760 chế độ vận hành lưới đều nặng nề, mà trong tính toán mô phỏng lưới trong bài toán quy hoạch thường chỉ quan tâm đến một số chế độ vận hành lưới điện nặng nề nhất để giảm khối lượng tính toán. Nếu đáp ứng được các chế độ vận hành nặng nề nhất thì lưới điện có khả năng đáp ứng tốt các trường hợp vận hành còn lại. Mô hình Balmorel đã thực hiện tính toán huy động nguồn điện năm 2025 và 2030 tại đầy đủ 8760h để lựa chọn ra 1 số chế độ điển hình, cần quan tâm khi kiểm tra vận hành lưới điện.

Các chế độ mô phỏng lưới điện đáng quan tâm bao gồm

- Chế độ phụ tải cực đại (HG)
- Chế độ phụ tải cực tiểu (LG)
- Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện từ NLTT) cao nhất (HRD)
- Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện từ NLTT) thấp nhất (LRD)
- Chế độ truyền tải liên vùng lớn nhất (HF)
- Chế độ truyền tải liên vùng thấp nhất (LF)
- Chế độ cắt giảm NLTT lớn nhất (HC)

Chế độ phụ tải cực đại (HG)

Chế độ HG thường diễn ra trong khoảng 10:00-14:00 hoặc 19:00-21:00. Chế độ HG dùng để kiểm tra khả năng truyền tải của các ĐZ cấp điện cho phụ tải trong trạng thái nặng nề nhất.

Chế độ phụ tải cực tiểu (LG)

Chế độ LG là thời điểm phụ tải thấp nhất trong hệ thống (thường là các ngày đầu năm âm lịch – ngày nghỉ Tết). Tại trạng thái LG, điện áp trên lưới truyền tải thường tăng cao, do đó, trạng thái LG thường

dùng để kiểm tra điện áp triên lưới điện. Trong một số tính toán, còn xem xét trạng thái LG cục bộ vùng, để xem xét khả năng giải tỏa công suất các nguồn nhiệt điện than hay điện gió bởi đây là trạng thái các đường dây truyền tải vận hành nặng nề nhất.

Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện từ NLTT) cao nhất (HRD)

Khoảng thời gian 19-21 giờ tối, phụ tải cao, cũng có thể là thời điểm HRD bởi công suất phát của điện mặt trời = 0. Trạng thái này dùng để kiểm tra khả năng truyền tải của lưới điện đối với các nguồn điện truyền thống (NĐ than, tua bin khí, thủy điện, LNG,…).

Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện từ NLTT) thấp nhất (LRD)

Chế độ LRD – phụ tải còn lại thấp nhất sau khi trừ điện Gió & mặt trời, dùng để kiểm tra vận hành lưới điện khi mức huy động các nguồn truyền thống thấp nhất; lưới điện cấp nguồn cho Pin tích năng vận hành ở chế độ nạp; và khả năng giải tỏa nguồn điện mặt trời & điện gió khi các nguồn này phát cao.

Chế độ truyền tải liên vùng lớn nhất (HF)

HF thường là trạng thái liên quan đến việc khai thác cao nguồn ở vùng này và truyền tải sang vùng khác, khoảng cách truyền tải lớn.

Chế độ truyền tải liên vùng thấp nhất (LF)

LF cho biết mức truyền tải tối thiểu giữa các vùng nhằm đạt chi phí hệ thống thấp nhất.

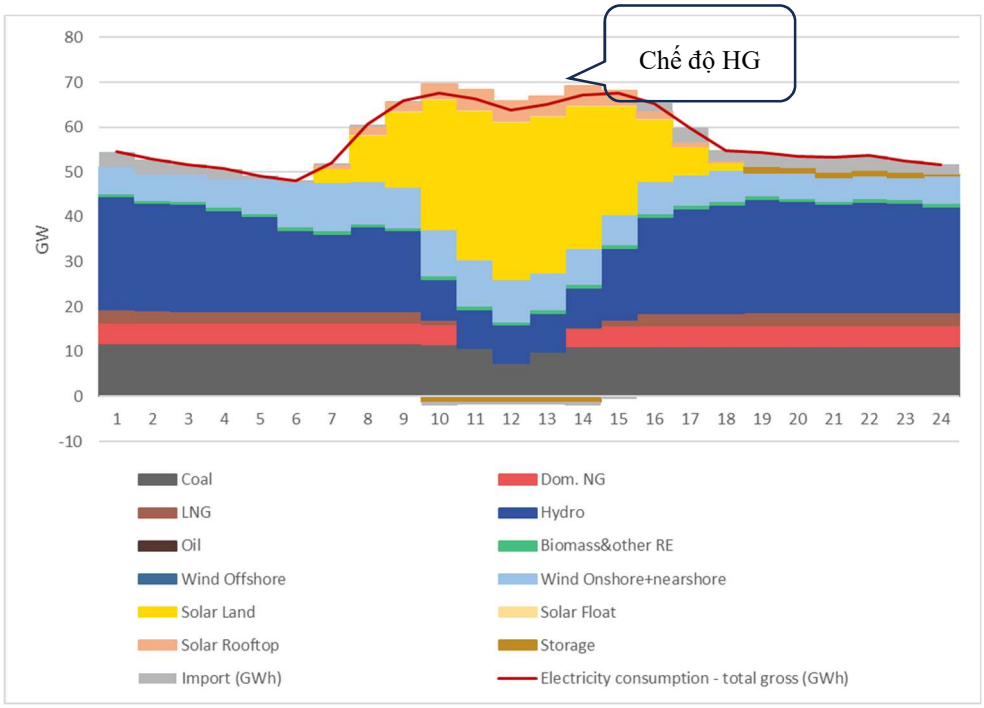
Nếu HF, LF đều cao, có nghĩa là công suất phát sẽ thường xuyên phải truyền tải cao đi khoảng cách xa, dẫn tới sự đánh đổi về tổn thất truyền tải lớn trong hệ thống và đòi hỏi sự đầu tư lớn cho các đường dây truyền tải dài.

Chế độ cắt giảm NLTT lớn nhất (HC)

Chế độ HC tương ứng với mức cắt giảm năng lượng tái tạo như năng lượng gió và năng lượng mặt trời cao nhất. Điều này thường xảy ra ở chế độ phụ tải thấp đồng thời gió lớn và bức xạ mặt trời cao. Chế độ này được sử dụng để đánh giá xem liệu việc cắt điện có phải do tắc nghẽn cục bộ trong hệ thống truyền tải hay do dư thừa điện trong toàn hệ thống.

- **Các kết quả chế độ huy động nguồn điện năm 2030 từ Balmorel:**

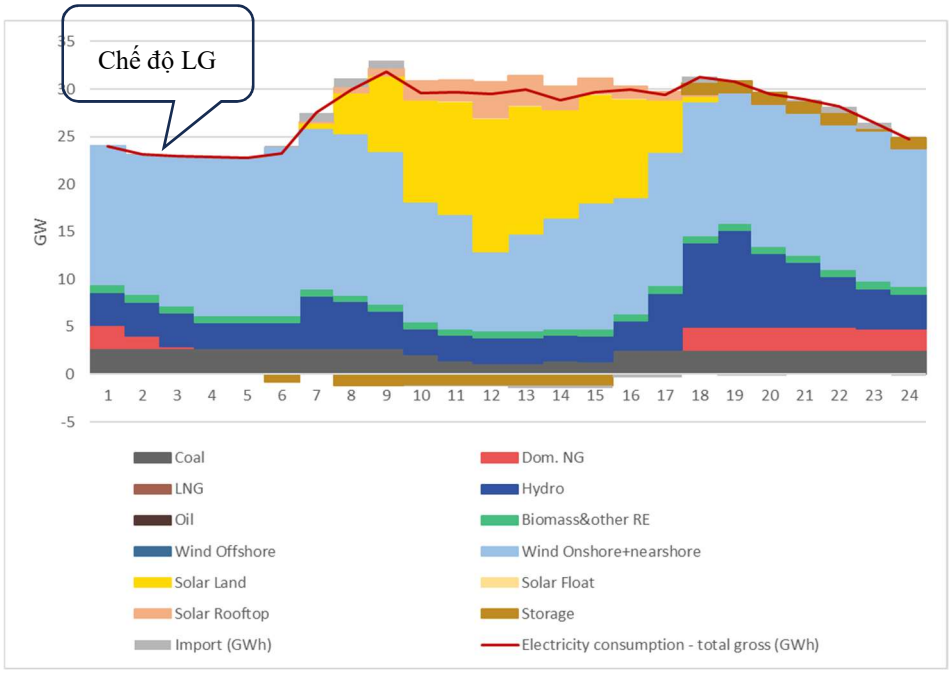
Chế độ phụ tải cực đại (HG)



Hình 6 Huy động nguồn điện trong ngày có chế độ HG – năm 2030

Ngày có công suất phát điện từ các nhà máy lớn nhất (tương ứng với phụ tải lớn nhất) năm 2030 rơi vào khoảng tháng 7, là thời gian có nhu cầu sử dụng các thiết bị làm mát tăng cao. Trong đó, công suất các nhà máy điện đạt lớn nhất vào khoảng 3 giờ chiều. Các nguồn nhiệt điện than và thủy điện phải tăng cường công suất phát trong ngày này.

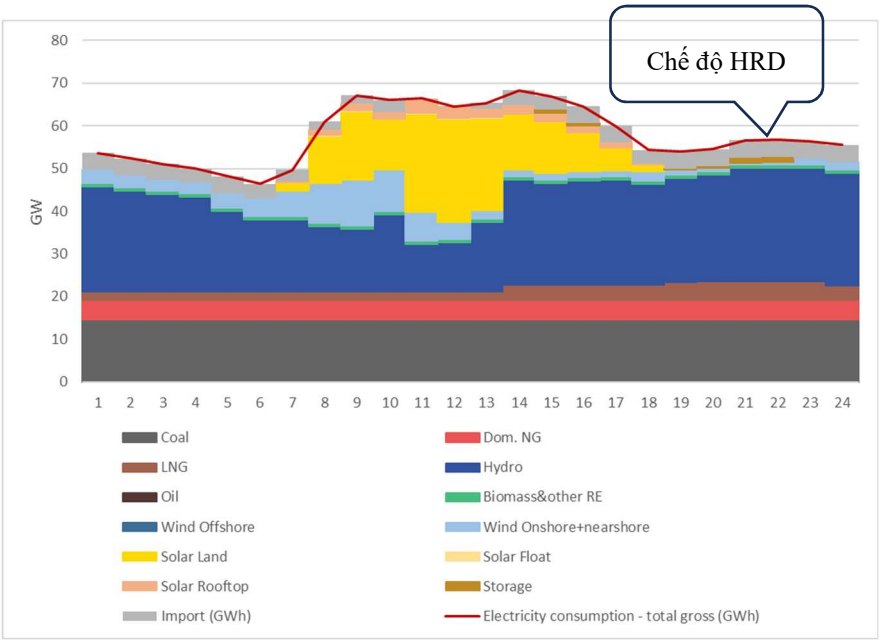
Chế độ phụ tải cực tiểu (LG)



Hình 7 Huy động nguồn điện trong ngày có chế độ LG – năm 2030

Ngày có công suất phát điện từ các nhà máy nhỏ nhất (tương ứng với phụ tải nhỏ nhất) năm 2030 rơi vào khoảng cuối tháng 1, thời điểm Tết âm lịch của Việt Nam. Trong chế độ LG vào khoảng 4 giờ sáng, điện mặt trời không phát, nguồn nhiệt điện khí LNG không được huy động do có chi phí nhiên liệu cao, đồng thời các nguồn nhiệt điện than và thủy điện giảm công suất phát.

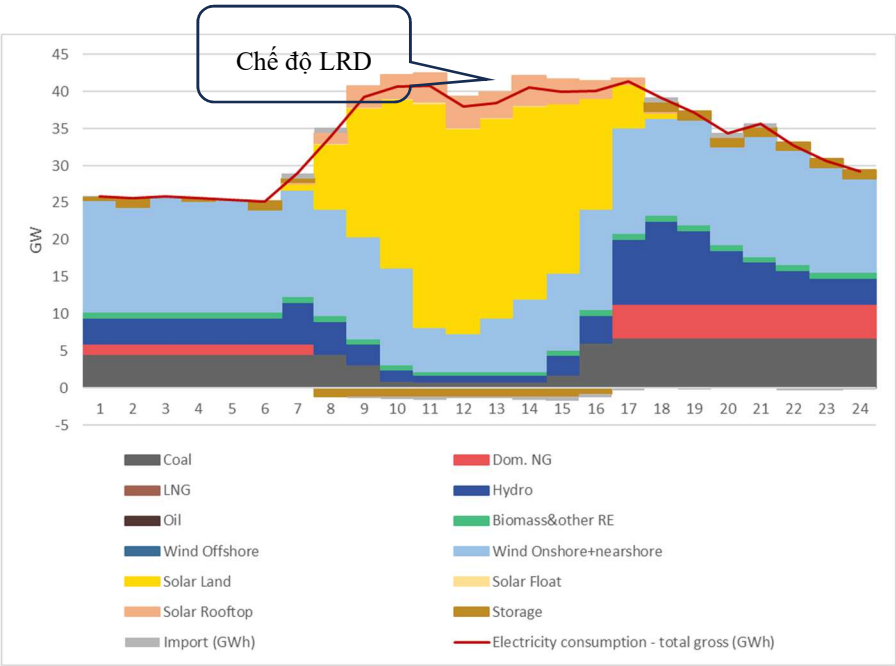
Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện từ NLTT) cao nhất (HRD)



Hình 8 Huy động nguồn điện trong ngày có chế độ HRD – năm 2030

Chế độ HRD rơi vào khoảng 10 giờ tối của một ngày trong tháng 7. Khi mà không có nhiều các nguồn NLTT trong khi nhu cầu phụ tải tương đối cao, hệ thống phải tăng cường huy động các nguồn thủy điện và nhập khẩu điện. Có thể thấy với tính bất định cao của các nguồn điện gió và điện mặt trời, hệ thống điện Việt Nam vẫn phụ thuộc nhiều vào các nguồn thủy điện có khả năng điều tiết.

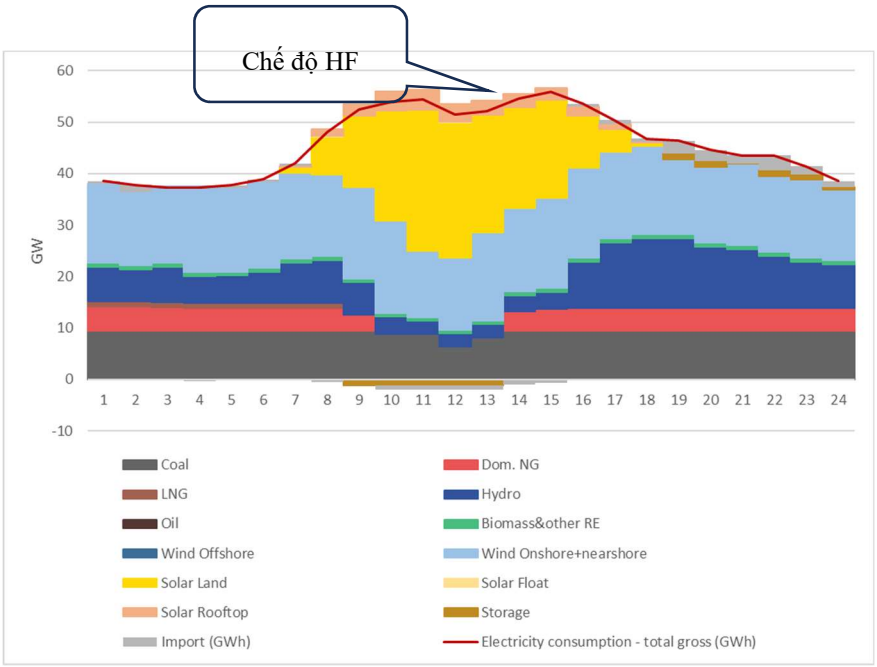
Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện từ NLTT) thấp nhất (LRD)



Hình 9 Huy động nguồn điện trong ngày có chế độ LRD – năm 2030

Vào những thời điểm phụ tải giảm thấp trong khi các nguồn NLTT, đặc biệt điện mặt trời phát cao, các nguồn thủy điện phải giảm tối đa công suất phát để nhường chỗ. Ngay cả các nguồn nhiệt điện than, nhiệt điện khí cũng cần giảm công suất phát để phù hợp với nhu cầu phụ tải.

Chế độ truyền tải liên vùng lớn nhất (HF)

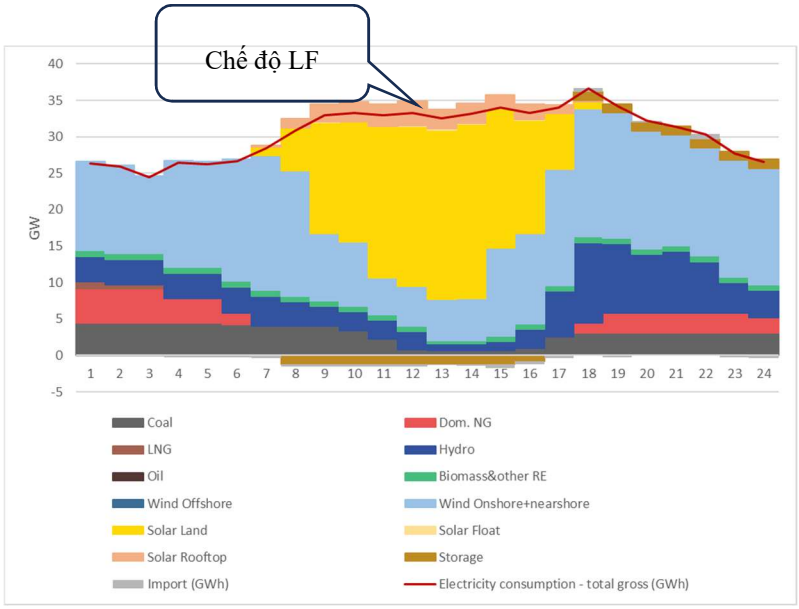


Hình 10 Huy động nguồn điện trong ngày có chế độ HF – năm 2030

Do đặc điểm phát triển các nguồn điện gió và điện mặt trời nằm xa trung tâm phụ tải, Chế độ truyền tải cao là thời điểm các nguồn điện gió và điện mặt trời phát cao nhưng nhu cầu phụ tải lại giảm như

thấp điểm trưa. Trong chế độ này, cần quan tâm tới các lưới điện giải tỏa nguồn điện gió và điện mặt trời.

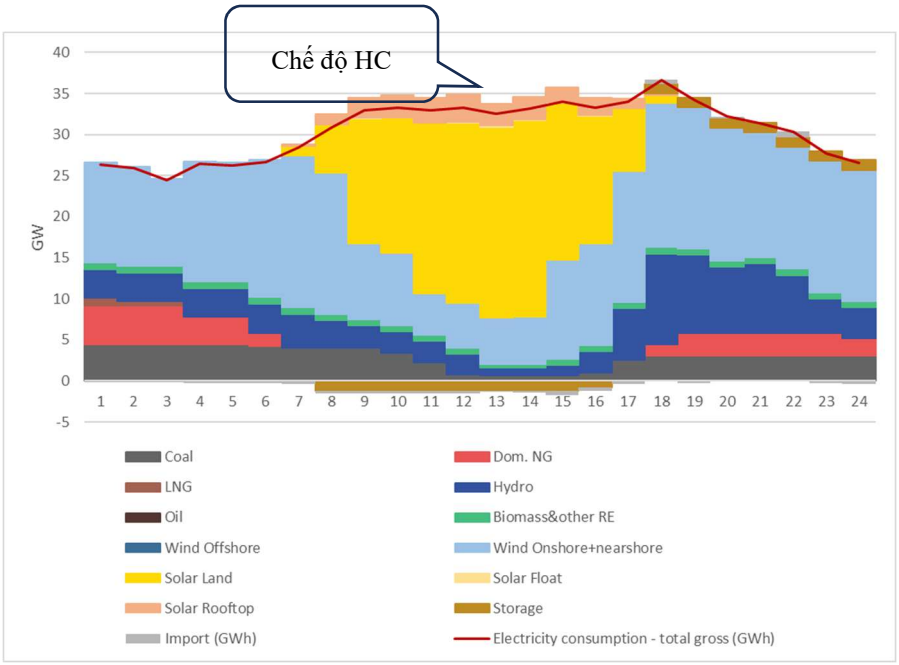
Chế độ truyền tải liên vùng thấp nhất (LF)



Hình 11 Huy động nguồn điện trong ngày có chế độ LF – năm 2030

Chế độ LF có khả năng ít nguy hiểm hơn so với chế độ HF nhưng vẫn cần quan sát các khu vực cụ thể để đánh giá vận hành hệ thống điện.

Chế độ cắt giảm NLTT lớn nhất (HC)



Hình 12 Huy động nguồn điện trong ngày có chế độ HC – năm 2030

Năm 2030, lượng công suất điện gió và điện mặt trời phải cắt giảm nhiều nhất tại 1 thời điểm là khoảng 24 GWh. Vào thời điểm phụ tải thấp điểm trưa ngày nghỉ lễ cuối tháng 1, mặc dù đã sử dụng các biện pháp điều độ nguồn điện như giảm công suất nguồn thủy điện đồng thời không huy động nguồn nhiệt điện than, khí nội, LNG, cần thiết phải cắt giảm một lượng điện gió và điện mặt trời để cân bằng với nhu cầu phụ tải.

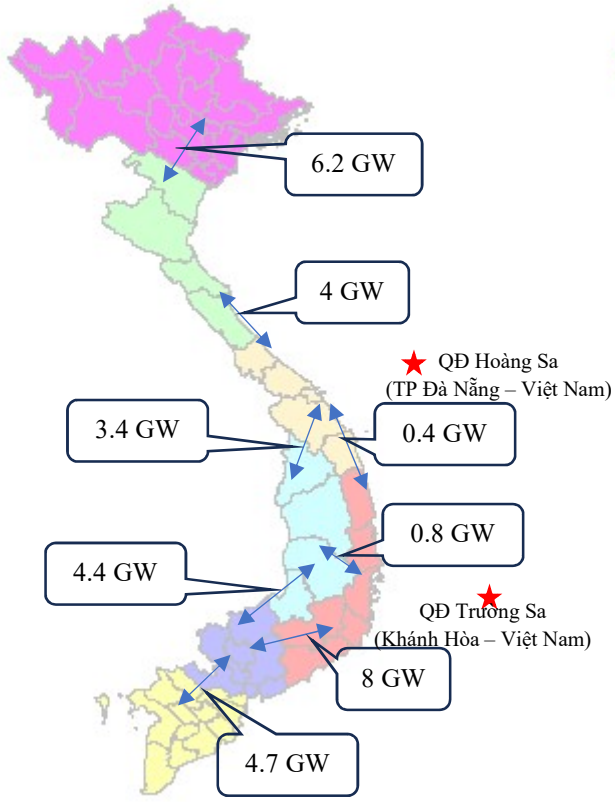
5. Kết quả tính toán mô hình mô phỏng lưới điện tương ứng với các kịch bản phát triển nguồn

5.1. Lưới điện truyền tải năm 2025

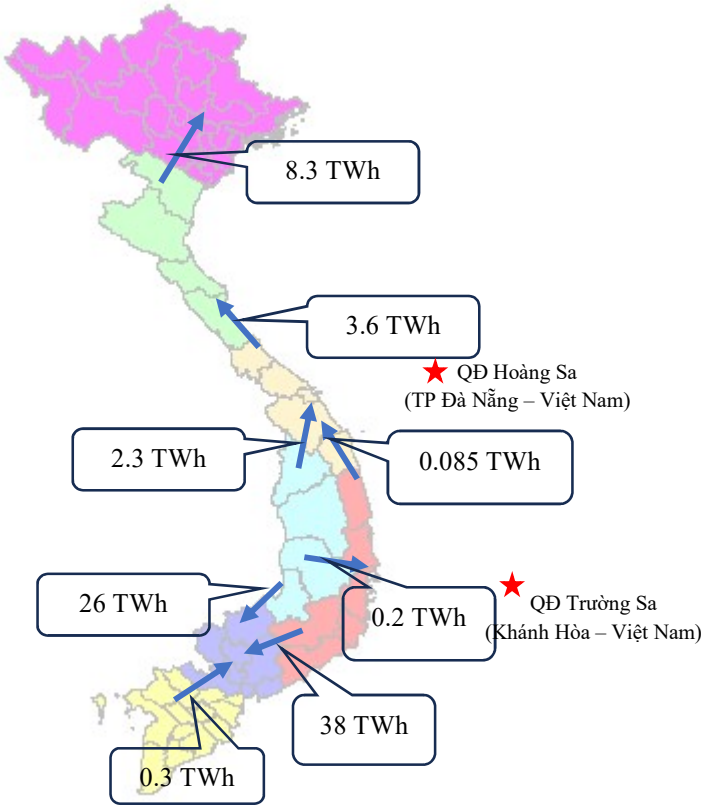
Việc mô phỏng lưới điện truyền tải năm 2025 hầu như không có nhiều ý nghĩa trong quy hoạch bởi các công trình lưới điện muốn vào vận hành năm 2025 thì hiện nay đã phải triển khai các bước chuẩn bị đầu tư và khởi công. Các công trình xây dựng mới đề xuất tại thời điểm bây giờ vào vận hành năm 2025 là không khả thi. Việc tính toán mô phỏng lưới điện truyền tải năm 2025 dựa trên cấu trúc lưới điện tương đối rõ ràng, được tổng hợp theo thông tin Kế hoạch đầu tư của EVNNPT. Tuy nhiên, mô phỏng năm 2025 có thể được coi là sự đánh giá về kết quả của Balmorel và các kế hoạch hiện tại. Nghiên cứu sẽ đưa ra khuyến cáo về những điểm nghẽn mạch có khả năng xảy ra, từ đó cung cấp thông tin tham khảo trong việc điều tiết vận hành và có những biện pháp khắc phục trong ngắn hạn.

5.1.1. Lưới điện truyền tải liên vùng năm 2025

Năm 2025, các giao diện truyền tải liên miền không khác nhiều so với hiện trạng, trừ việc xây dựng thêm 2 mạch DZ 500 kV Quảng Trạch – Thanh Hóa – Nam Định I - Phố Nối (giao diện Bắc Bộ - Bắc Trung Bộ) và xây dựng thêm DZ 500 kV Đức Hòa – Cầu Bông và Đức Hòa – Phú Lâm (giao diện Đông Nam Bộ - Tây Nam Bộ).



Hình 13 Công suất đặt các giao diện truyền tải liên vùng năm 2025



Hình 14 Điện năng truyền tải giữa các giao diện truyền tải liên vùng năm 2025

Nhìn chung, giới hạn truyền tải trên các giao diện liên miền năm 2025 đảm bảo truyền tải lượng điện năng theo kết quả tính toán của Balmorel. Thời gian vận hành Tmax của các giao diện truyền tải tương đối thấp, khoảng 1000 h – 3800 h. Trừ trường hợp giao diện Tây Nguyên – Đông Nam Bộ có Tmax truyền tải lên đến 6000 h. Do đó, cần quan tâm kĩ tới truyền tải trên các đường dây thuộc giao diện này trong các chế độ.

Kết quả tính toán trào lưu công suất trong các chế độ quan tâm năm 2025 không ghi nhận phần tử quá tải trong chế độ vận hành bình thường (N-0) cũng như chế độ vận hành sự cố N-1. Như vậy, cấu hình lưới điện các giao diện liên miền năm 2025 theo QHĐ VIII đảm bảo vận hành trong một số chế độ cực đoan của kịch bản nguồn Net-Zero trong EOR-NZ, không cần thực hiện thêm các biện pháp cải tạo và nâng cấp.

5.1.1. Lưới điện truyền tải nội vùng năm 2025

a. Điều kiện vận hành bình thường (N-0)

Trong chế độ vận hành bình thường, điện áp tại các nút 500 kV, 220 kV trong các chế độ điển hình đều nằm trong giới hạn cho phép được quy định trong Thông tư số 25/2016/TT-BCT và Thông tư số 30/2019/TT-BCT của Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải.

Kết quả tính toán kiểm tra lưới điện năm 2025 trong các chế độ gần như không ghi nhận sự kiện quá tải

phần tử lưới điện trong chế độ vận hành bình thường (N-0). Trừ trường hợp TBA 500 kV Bình Định quá tải khoảng 2% trong chế độ HF. Do đó, kiến nghị xây dựng TBA 500 kV Bình Định với quy mô công suất 2x900 MVA (thay vì 900 MVA) từ giai đoạn năm 2025 để đảm bảo vận hành.

b. Chế độ sự cố N-1

Khi một phần tử trên lưới điện truyền tải bị sự cố, tách ra khỏi lưới, các phần tử còn lại sẽ phải mang tải nặng hơn, một số trường hợp có thể bị quá tải. Các trường hợp sự cố N-1 gây quá tải phần tử còn lại trong lưới điện được coi là không đáp ứng tiêu chí N-1.

Năm 2025, nghiên cứu đã kiểm tra tổng cộng 1290 sự cố N-1, trong đó chỉ quét sự cố N-1 các nhánh đường dây và MBA truyền tải, không bao gồm các sự cố tổ máy phát điện và sự cố thanh cái.

Thống kê số trường hợp sự cố N-1 gây quá tải các phần tử còn lại trên lưới của 7 chế độ Balmorel như sau:

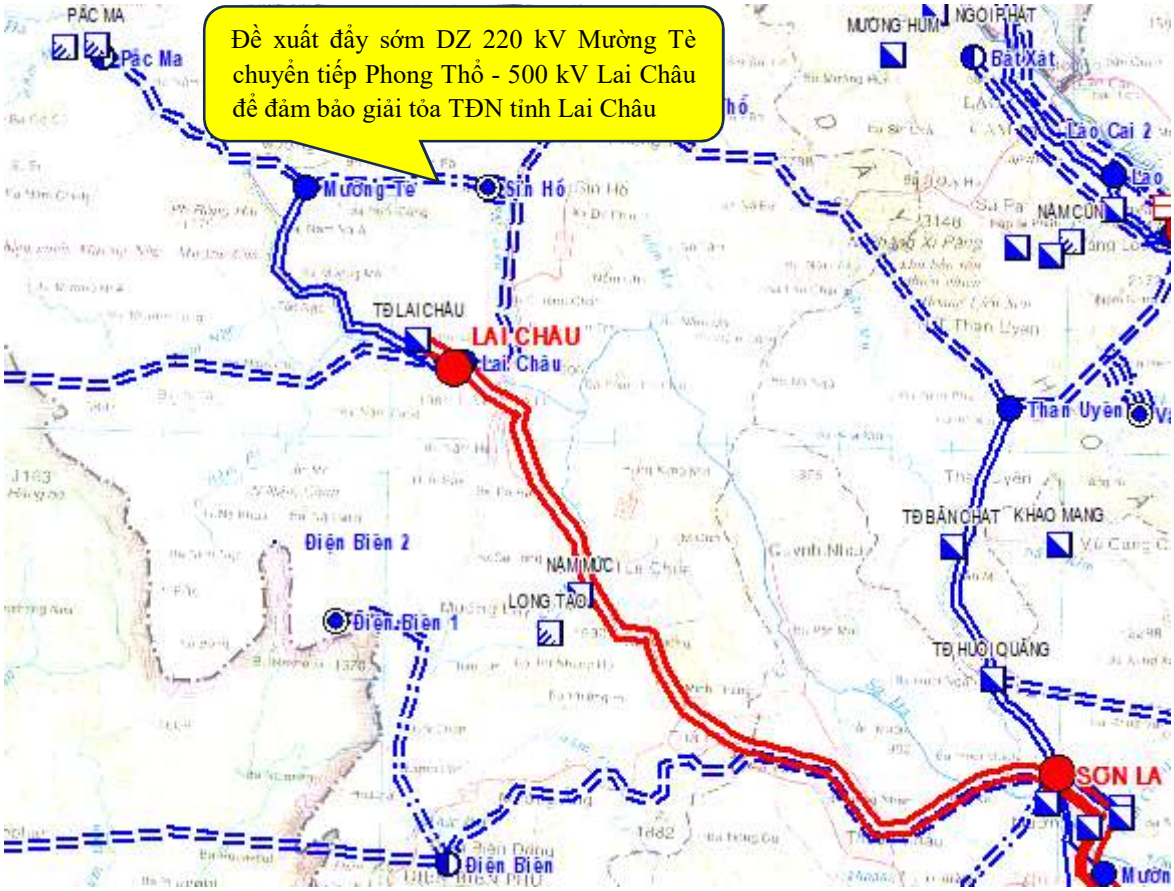
- HG: 18/1290 (1,40%).
- LG: 5/1290 (0,38%).
- HRD: 18/1290 (1,40%).
- LRD: 11/1290 (0,85%).
- HF: 10/1290 (0,78%).
- LF: 8/1290 (0,62%).
- HC: 19/1290 (1,47%).

Như vậy, chế độ đáp ứng tiêu chí N-1 thấp nhất (tỷ lệ vi phạm cao nhất) là thời điểm HC với 19 trường hợp vi phạm (chiếm 1,47%). Đứng thứ 2 là HG và HRD với 18 trường hợp, chiếm 1,40% (hai chế độ này là tương ứng với cùng một thời điểm). Kết quả tính toán cho thấy các trường hợp vi phạm tiêu chí N-1 chủ yếu xảy ra ở lưới điện giải tỏa công suất nguồn điện.

Chế độ HG

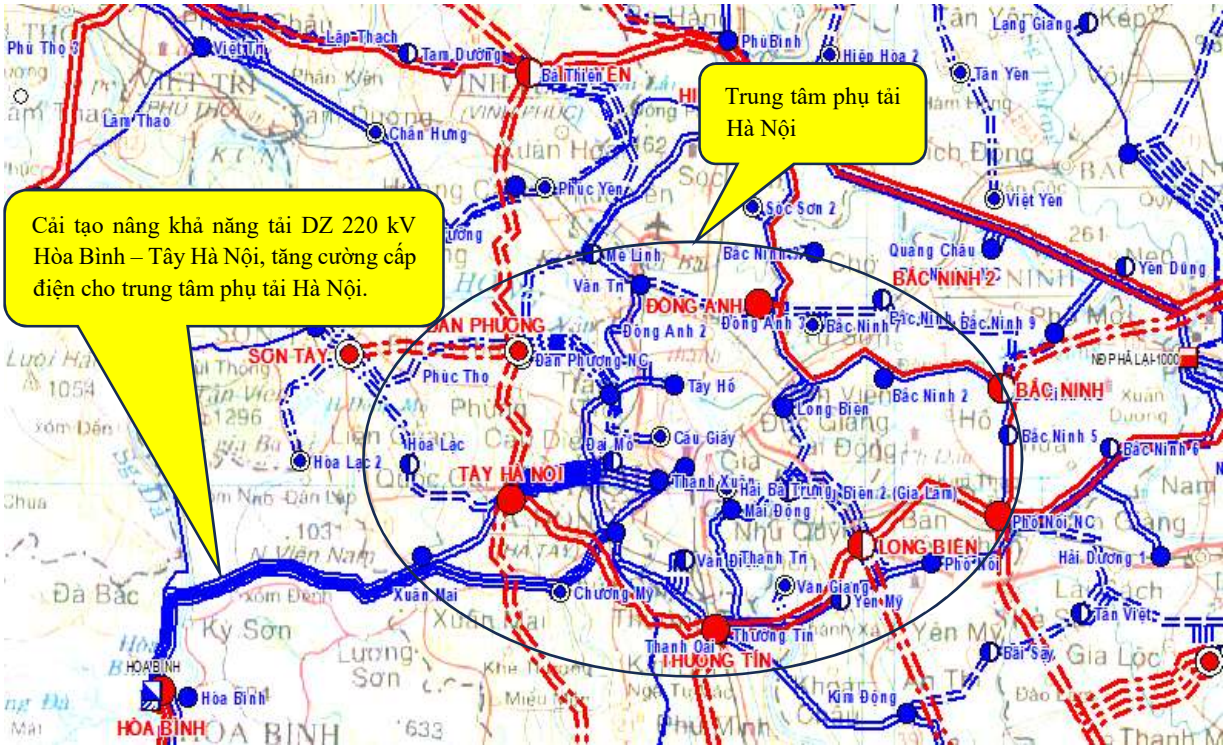
Đối với lưới điện miền Bắc:

- DZ 220 kV Mường Tè – 500 kV Lai Châu quá tải khoảng 65% khi sự cố 1 mạch do khu vực tỉnh Lai Châu phát triển nhiều nguồn thủy điện nhỏ trong giai đoạn đến năm 2025. Do đó, kiến nghị đẩy sớm xây dựng DZ 220 kV Mường Tè chuyển tiếp trên DZ 220 kV Phong Thổ - 500 kV Lai Châu từ giai đoạn 2026 - 2030 theo QHĐ VIII lên giai đoạn 2021 – 2025 để đảm bảo giải tỏa công suất nguồn thủy điện nhỏ tỉnh Lai Châu. Trường hợp không kịp xây dựng mạch đường dây này cần xem xét điều tiết vận hành các nguồn thủy điện nhỏ khu vực trong trường hợp sự cố N-1.



Hình 15 Bản đồ lưới điện khu vực Tây Bắc Bộ

- DZ 220 kV Hòa Bình – Tây Hà Nội quá tải khoảng 8% khi sự cố 1 mạch do trong chế độ này, các nguồn thủy điện khu vực Tây Bắc phát cao để tăng cường cấp điện cho trung tâm phụ tải Hà Nội. Để đảm bảo vận hành theo tiêu chí N-1, kiến nghị cải tạo thay dây siêu nhiệt cho đoạn đường dây này. Theo quy định của Việt Nam, lưới điện cấp điện phụ tải cho những trung tâm phụ tải quan trọng như Hà Nội và TP HCM cần đảm bảo tiêu chí N-1.



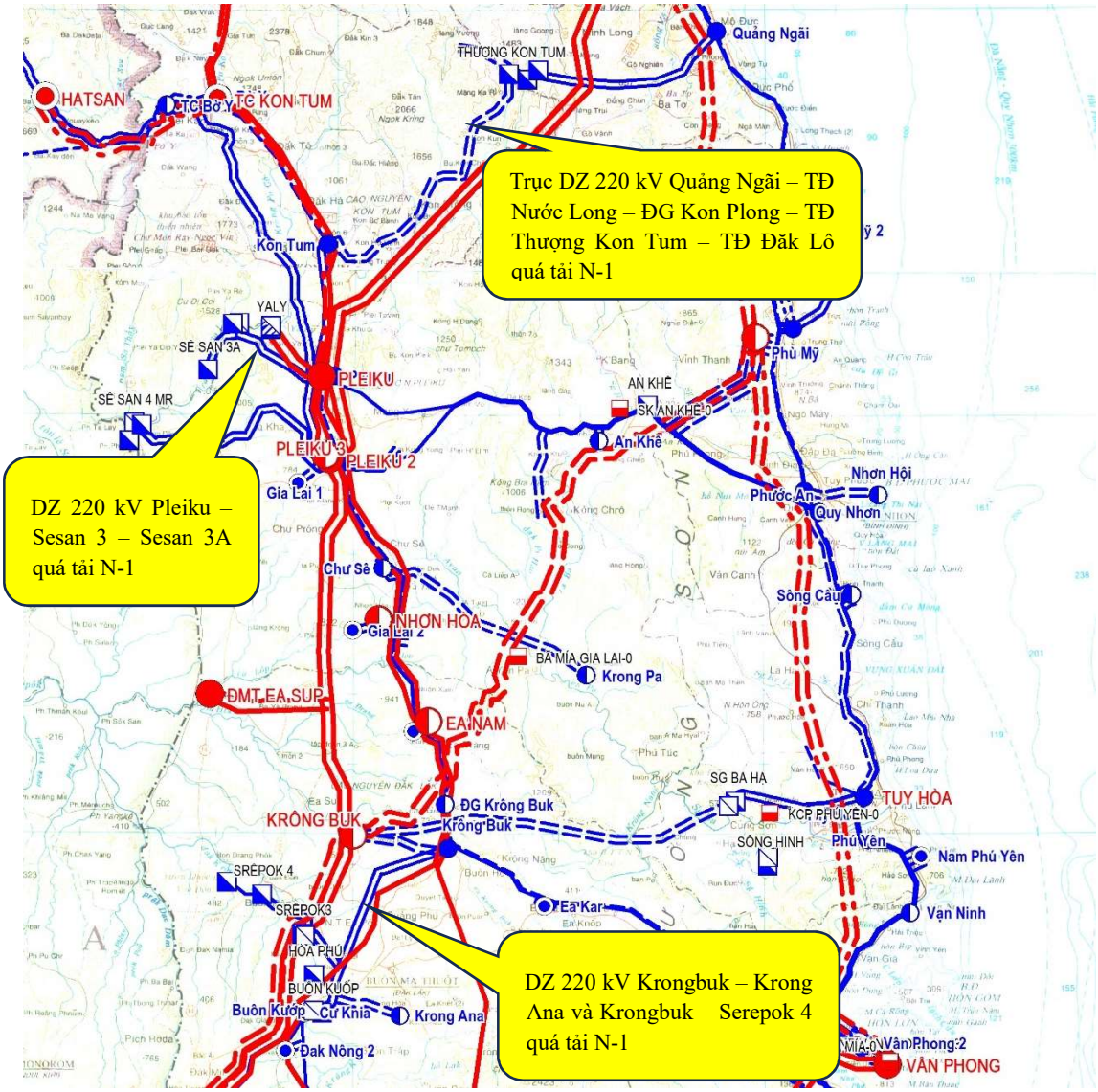
Hình 16 Bản đồ lưới điện khu vực Hà Nội

Đối với lưới điện miền Trung:

- Trục DZ 220 kV Quảng Ngãi – TĐ Nước Long – ĐG Kon Plong – TĐ Thượng Kon Tum – TĐ Đăk Lô quá tải khi sự cố 1 mạch do có tương đối nhiều nguồn điện đấu nối trên trục đường dây tiết diện nhỏ (khả năng tải mỗi mạch khoảng 300 MW). Kiến nghị cải tạo thay dây siêu nhiệt cho đoạn đường dây này để tăng cường khả năng giải tỏa công suất nguồn thủy điện nhỏ và điện gió khu vực.

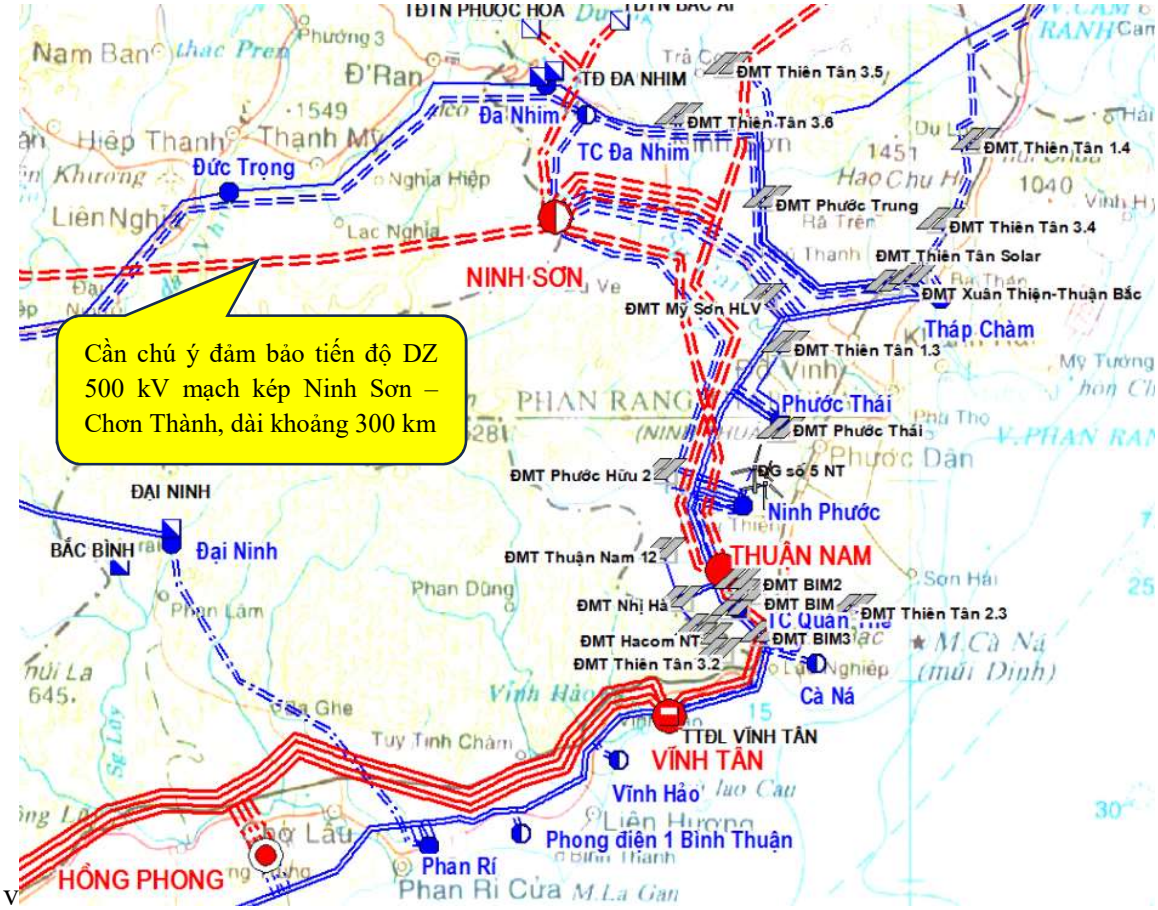
- Trục DZ 220 kV Pleiku – Sesan 3 – Sesan 3A quá tải khoảng 12% khi sự cố 1 mạch. Kiến nghị cải tạo nâng khả năng tải, thay dây siêu nhiệt cho đoạn đường dây này để đảm bảo tiêu chí N-1.

- DZ 220 kV Krongbuk – Krong Ana và Krongbuk – Serepok 4 quá tải khi sự cố 1 mạch. Kiến nghị cải tạo nâng khả năng tải, thay dây siêu nhiệt cho đoạn đường dây này để đảm bảo tiêu chí N-1.



Hình 17 Bản đồ lưới điện khu vực Nam Trung Bộ - Tây Nguyên

- Sau thời gian phát triển bùng nổ điện gió và điện mặt trời tại khu vực Ninh Thuận – Bình Thuận, khu vực đã được bổ sung thêm TBA 500 kV Thuận Nam và nâng công suất các TBA 220 kV Ninh Phước, Tháp Chàm và đường dây đấu nối, khả năng giải tỏa công suất của lưới điện khu vực đã được cải thiện đáng kể và không ghi nhận trường hợp sự cố trong chế độ các nguồn điện phát cao. Tuy nhiên, cần lưu ý đảm bảo tiến độ DZ 500 kV mạch kép Ninh Sơn – Chơn Thành vào vận hành năm 2025, tăng cường giải tỏa công suất nguồn điện khu vực về phía trung tâm phụ tải Đông Nam Bộ. Đoạn đường dây này tương đối dài, khoảng 300 km nên có thể gặp nhiều khó khăn trong việc xác định hướng tuyến và giải tỏa mặt bằng.



Hình 18 Bản đồ lưới điện khu vực Ninh Thuan – Binh Thuan (Nam Trung Bộ)

Đối với lưới điện miền Nam:

- Đường dây 220 kV TBK Phú Mỹ – Mỹ Xuân ghi nhận quá tải N-1. Thanh cái Phú Mỹ được tách riêng để giảm dòng ngắn mạch giống như thanh cái Nhơn Trạch. Mặc dù đường dây này sử dụng dây dẫn chịu nhiệt có giới hạn công suất tăng lên gần 800 MVA/mạch nhưng sự phân bố phụ tải giữa hai mạch không đồng đều gây ra tình trạng quá tải ở chế độ sự cố N-1. Vì vậy cần tách thanh cái phù hợp hơn để tránh tình trạng quá tải N-1 đường dây này.

Các phần tử quá tải khi sự cố N-1 trong các chế độ LG, HRD, LRD, HF, LF, HC như sau:

- Các tụ bù dọc trên các đường dây 500 kV Đà Nẵng – Dốc Sỏi, Đà Nẵng – Quảng Trị, Đà Nẵng – Thạnh Mỹ quá tải khi sự cố N-1 trong các chế độ truyền tải liên miền cao như chế độ HF, LRD. Hiện nay, các đường dây này đang được lắp đặt tụ bù dọc để nâng cao ổn định trên đường dây liên miền với khoảng cách chiều dài lớn. Tụ bù dọc sử dụng loại 30,5 Ohm, với khả năng chịu tải nhiệt 2000 A, tương ứng với khoảng 1700 MVA, thấp hơn nhiều so với giới hạn nhiệt của đường dây tiết diện ACSR4x330 (khả năng tải nhiệt khoảng 2390 MVA). Do đó, đề xuất xem xét phương án thay tụ khoảng 2500 - 3000 A cho các đường dây này để gần đạt được mức giới hạn nhiệt của đường dây. Đề xuất này cũng phù hợp với tính toán trong QHĐ VIII.

- DZ 500 kV Đà Nẵng – Dốc Sỏi quá tải trong 1 số sự cố đường dây lân cận. Theo QHĐ VIII, DZ 500 kV Đà Nẵng – Dốc Sỏi sẽ được xây mới mạch 2 trong giai đoạn đến năm 2030. Hiện công trình

này chưa được EVN giao quản lý dự án do đó tiến độ vận hành vào năm 2025 là không khả thi. Trong trường hợp không kịp cải tạo DZ 500 kV Đà Nẵng – Dốc Sỏi vào năm 2025, cần lưu ý thực hiện các biện pháp điều độ nguồn điện để tránh truyền tải liên miền ở ngưỡng cao, dẫn tới quá tải đường dây này.

- Một số DZ 220 kV liên vùng có tình trạng vận hành đáng chú ý như:

+ DZ 220 kV Phủ Lý – Nho Quan quá tải khoảng 14% khi sự cố 1 mạch do truyền tải liên miền Trung – Bắc tăng cao. Hiện nay, đường dây này đang vận hành 1 mạch với tiết diện tương đối nhỏ ACSR330 (mang tải khoảng 290 MW). Mạch 2 Phủ Lý – Nho Quan dự kiến đi vào vận hành năm 2025 với tiết diện phân pha ACSR2x330. Do đó, để đảm bảo vận hành theo tiêu chí N-1, kiến nghị cải tạo nâng tiết diện mạch hiện hữu Phủ Lý – Nho Quan lên tiết diện phân pha ACSR2x330.

+ DZ 220 kV Bình Định – An Khê – ĐG Yang Trung – Pleiku 2 mang tải cao trong chế độ vận hành bình thường và xảy ra quá tải khi sự cố 1 trong các phân đoạn. Đây là trục đường dây liên kết giữa khu vực Nam Trung Bộ - Tây Nguyên, kiến nghị xây mới thêm mạch 2 để đảm bảo tiêu chí N-1.

- Về lưới điện cấp điện phụ tải, một số đường dây mạch kép bị quá tải khi sự cố 1 mạch như DZ 220 kV Tây Hà Nội – Hòa Bình trong chế độ HRD, DZ 220 kV Cát Lái – Thủ Đức trong chế độ LG,… Kiến nghị cải tạo thay dây siêu nhiệt cho các đoạn đường dây này vì theo quy định của Việt Nam, lưới điện truyền tải cấp điện cho các khu vực phụ tải quan trọng như TP. Hà Nội hay TP. Hồ Chí Minh cần được ưu tiên đảm bảo tiêu chí N-1.

- Về lưới điện giải tỏa công suất nguồn điện, các DZ 220 kV NĐ Thái Bình – Thái Thụy, Cát Lái – Nhơn Trạch, NĐ Thái Bình – Thái Thụy, Sóc Trăng – Bạc Liêu, Bình Định – An Khê – ĐG Yang Trung – Pleiku 2,…quá tải khi sự cố N-1 xảy ra. Kiến nghị cải tạo thay dây siêu nhiệt hoặc xây dựng thêm 1 mạch đường dây mới cho các đoạn đường dây này.

- TBA 500 kV cần lắp đặt thêm MBA mới để tăng cường khả năng giải tỏa công suất nguồn điện tại khu vực Nam Trung Bộ như: Bình Định.

Theo kết quả mô phỏng và tổng hợp lại, vào năm 2025, để đảm bảo tiêu chí N-1, tránh quá tải, cần xây mới khoảng 100 km DZ 500 kV, 550 km DZ 220 kV, 1800 MVA MBA 500 kV; cải tạo khoảng 400 km DZ 220 kV so với QHĐ VIII.

Bên cạnh đó, qua ước tính sơ bộ, với việc phát triển tăng thêm các nguồn điện gió và điện mặt trời vào năm 2025, cần xây dựng mới khoảng 1800 MV MBA 500 kV, 6500 MVA MBA 220 kV, 800 km DZ 220 kV và 100 km DZ 500 kV.

5.2. Lưới điện truyền tải năm 2030

Tương tự như năm 2025, nghiên cứu tiến hành tính toán kiểm tra vận hành lưới điện theo chế độ huy động nguồn điện tính toán từ Balmorel tại 7 chế độ đáng chú ý: HG, LG, HRD, LRD, HF, LF, HC trong năm 2030. Kết quả tính toán trào lưu công suất từ PSS/E sẽ cho thấy các điểm nghẽn mạch, quá tải, giúp đưa ra các khuyến cáo và giải pháp cải tạo lưới điện, đảm bảo giải tỏa công suất nguồn và đảm bảo dung lượng truyền tải trên các đường dây liên kết vùng miền. Lưới điện sẽ được cải tạo, xây mới để đáp ứng các điều kiện kỹ thuật trong chế độ làm việc bình thường N-0 và chế độ sự cố N-1. Các kết quả chính được trình bày trong các phần tiếp theo.

5.2.1. Lưới điện truyền tải liên vùng năm 2030

Theo QHĐ VIII, giai đoạn đến năm 2030 sẽ tiếp tục tăng cường năng lực truyền tải liên vùng, đặc biệt là các giao diện Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ và Nam Trung Bộ - Nam Bộ. Các đường dây liên kết vùng miền đến năm 2030 dự kiến như sau:

- Liên kết Bắc Trung Bộ – Bắc Bộ: Gồm 07 mạch đường dây 500 kV, cụ thể: 01 mạch đường dây Vũng Áng – Nho Quan hiện hữu, xây mới 02 đường dây mạch kép Quảng Trạch – Quỳnh Lưu – Thanh Hóa – Nam Định (2021 - 2025), cải tạo 01 mạch Vũng Áng – Nghi Sơn – Nho Quan thành đường dây mạch kép (2026 - 2030), xây dựng 02 mạch đường dây 500 kV mạch kép đấu nối nguồn LNG Bắc Trung Bộ về Bắc Bộ.

- Liên kết Trung Trung Bộ – Bắc Trung Bộ: gồm 4 mạch đường dây 500 kV, cụ thể: 2 mạch đơn Đà Nẵng – Vũng Áng, 1 mạch kép Dốc Sỏi – Quảng Trị – Quảng Trạch (đóng điện 2022).

- Liên kết Tây Nguyên – Trung Trung Bộ: gồm 5 mạch đường dây 500 kV, với đường dây mạch đơn Pleiku – Dốc Sỏi và đường dây mạch kép Pleiku 2 – Dốc Sỏi hiện có và cải tạo đường dây 500 kV mạch đơn Pleiku – Thạnh Mỹ thành mạch kép (2026 - 2030).

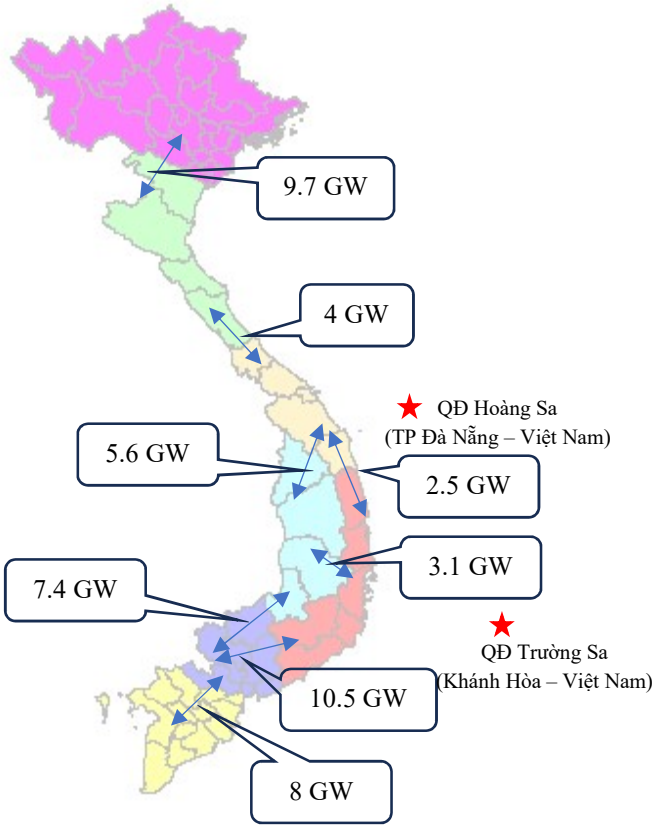
- Liên kết Nam Trung Bộ – Trung Trung Bộ: Gồm 2 mạch đường dây 500 kV: mạch kép Thuận Nam – Vân Phong – Bình Định – TBKHH Dung Quất, hoàn thiện toàn tuyến giai đoạn 2026 - 2030.

- Liên kết Nam Trung Bộ – Tây Nguyên: Gồm 3 mạch đường dây 500 kV: mạch đơn hiện có Pleiku – Di Linh và mạch kép Krông Búk – Bình Định.

- Liên kết Nam Trung Bộ – Nam Bộ: Gồm 7 mạch đường dây 500 kV. Cụ thể: mạch đơn Di Linh – Tân Định hiện hữu, 2 mạch kép đường dây 500 kV Vĩnh Tân – Đồng Nai – Sông Mây hiện hữu, mạch kép đường dây 500 kV Ninh Sơn – Chơn Thành xây mới giai đoạn 2021 - 2025. Trường hợp phát triển nguồn điện theo kịch bản 1,2,3, xây dựng thêm đường dây 500 kV mạch kép liên kết từ khu vực Nam Trung Bộ về Đông Nam Bộ.

- Liên kết Tây Nguyên – Nam Bộ: gồm 5 mạch đường dây 500 kV: mạch kép Pleiku – Chơn Thành hiện hữu, mạch đơn Đắk Nông – Tân Định hiện hữu và mạch kép Krông Búk - Tây Ninh 1 xây mới giai đoạn 2021 - 2025.

Khả năng tải giữa các giao diện truyền tải có xét đến tiêu chí N-1 sử dụng trong tính toán PSS/E được xác định theo QHĐ VIII như sau:



Hình 19 Công suất đặt trên các giao diện truyền tải liên vùng năm 2030

Kết quả tính toán trào lưu công suất cho thấy, các phần tử lưới điện truyền tải liên vùng cơ bản đều đảm bảo các điều kiện kĩ thuật về mức mang tải và điện áp theo quy định của Việt Nam trong các chế độ quan tâm. Tuy nhiên, một số đường dây truyền tải liên vùng Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ và Tây Nguyên – Đông Nam Bộ có lắp tụ bù dọc để nâng cao ổn định. Các tụ bù dọc này thường sử dụng loại 30,5 Ohm, với khả năng chịu tải nhiệt 2000 A, tương ứng với khoảng 1700 MVA, thấp hơn nhiều so với giới hạn nhiệt của đường dây tiết diện ACSR4x330 (khả năng tải nhiệt khoảng 2390 MVA). Do đó, đề xuất xem xét phương án thay tụ khoảng 2500 - 3000 A cho các đường dây này để gần đạt được mức giới hạn nhiệt của đường dây. Đề xuất này cũng phù hợp với tính toán trong QHĐ VIII.

Bên cạnh đó, với phương án phát triển nguồn điện theo kịch bản Net-Zero sẽ cần xây dựng 1 hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) với công suất khoảng 1 GW kết nối Bắc Bộ với Trung Trung Bộ, chiều dài truyền tải khoảng hơn 1000 km.

5.2.2. Lưới điện truyền tải nội vùng năm 2030

a. Chế độ vận hành bình thường (N-0)

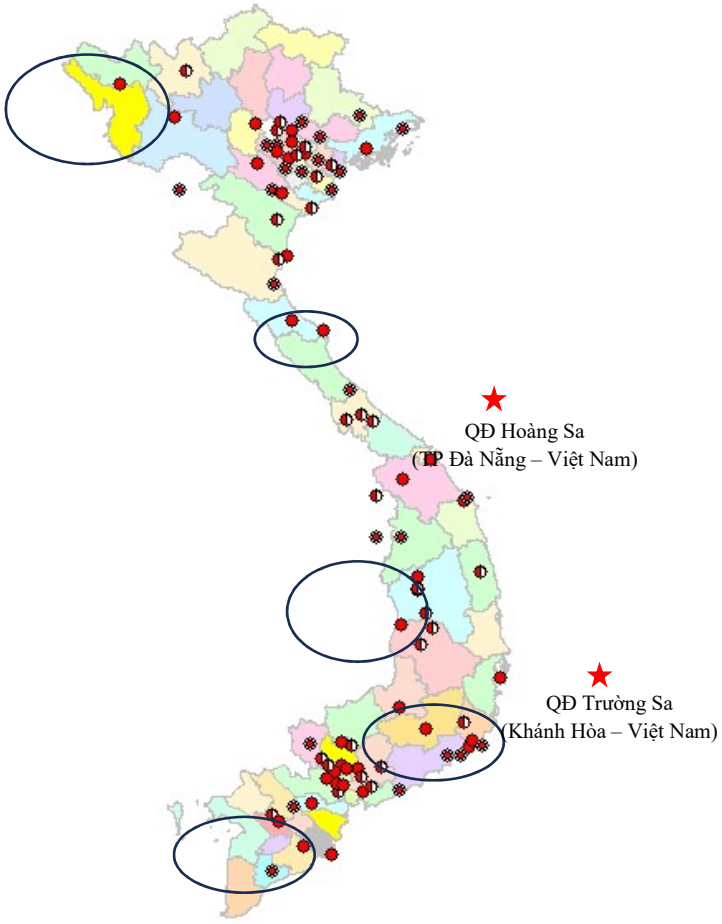
Trong chế độ vận hành bình thường, điện áp tại các nút 500 kV, 220 kV trong các chế độ điển hình đều nằm trong giới hạn cho phép được quy định trong Thông tư số 25/2016/TT-BCT và Thông tư số 30/2019/TT-BCT của Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải.

Trong chế độ vận hành bình thường (N-0), một số TBA 500 kV có vai trò giải tỏa công suất nguồn NLTT ghi nhận quá tải, cần nâng công suất như Bình Định, Krongbuk, Bạc Liêu.

So với QHĐ VIII, kịch bản Net-Zero trong EOR-NZ không đề xuất phát triển nguồn ĐGNK nên khối lượng công trình đấu nối các nguồn điện này sẽ giảm bớt. Tuy nhiên, kịch bản này đề xuất phát triển nhiều hơn khoảng 35,5 GW điện mặt trời nên cần xây dựng thêm các trạm gom để đấu nối lên HTĐ Quốc gia. Ví dụ như TBA 500 kV NLTT Yên Bái, 500 kV NLTT Sơn La, 500 kV NLTT Điện Biên tại khu vực Bắc Bộ, 500 kV NLTT Thanh Hóa tại khu vực Bắc Trung Bộ, NLTT Nam Trung Bộ 1 tại khu vực các tỉnh Ninh Thuận – Bình Thuận.

Với nguồn điện gió trên bờ, mặc dù tổng quy mô công suất năm 2030 tương đương với QHĐ VIII, tuy nhiên phân bổ vùng có sự khác biệt, tập trung phát triển nhiều tại 2 khu vực có tiềm năng gió tốt là Tây Nguyên và Tây Nam Bộ. Qua nghiên cứu lưới điện nhận thấy cần xem xét xây dựng thêm khoảng 2-3 TBA 500 kV tại mỗi khu vực để giải tỏa công suất nguồn điện gió trên bờ.

Với nguồn điện khí LNG, kịch bản Net-Zero trong EOR-NZ chỉ đề xuất phát triển khoảng 7 GW trong khi QHĐ VIII đề xuất phát triển khoảng 22 GW giai đoạn đến năm 2030. Trong đó, chỉ phát triển các nguồn LNG đang triển khai xây dựng bao gồm LNG Hiệp Phước, LNG Nhơn Trạch 3+4 và chuyển đổi nhiên liệu các nguồn điện đang chạy khí nội nhưng không đủ nhiên liệu. Do không phát triển các nguồn LNG như QHĐ VIII, khối lượng đường dây 500 kV đấu nối sẽ giảm khoảng 125 km. Tuy nhiên, với các đường dây có vai trò truyền tải liên vùng như LNG Nghi Sơn – Hưng Yên, LNG Cà Ná – Bình Dương, LNG Bạc Liêu – Thốt Nốt thì vẫn cần thiết xây dựng để đảm bảo truyền tải liên vùng, thay vào đó sẽ đấu nối từ trung tâm NLTT khu vực tới trung tâm phụ tải.



Hình 20 Các khu vực cần xem xét xây dựng thêm TBA 500 kV giải tỏa công suất nguồn NLTT so với QHĐ VIII

b. Chế độ sự cố N-1

Năm 2030, nghiên cứu đã kiểm tra tổng cộng 1708 sự cố N-1, trong đó chỉ quét sự cố N-1 các nhánh đường dây và MBA truyền tải, không bao gồm các sự cố tổ máy phát điện và sự cố thanh cái.

Thống kê số trường hợp sự cố N-1 gây quá tải các phần tử còn lại trên lưới của 7 chế độ Balmorel như sau:

- HG: 46/1708 (2,69%).
- LG: 41/1708 (2,40%).
- HRD: 36/1708 (2,11%).
- LRD: 30/1708 (1,76%).
- HF: 64/1708 (3,75%).
- LF: 24/1708 (1,41%).
- HC: 24/1708 (1,41%).

Như vậy, chế độ đáp ứng tiêu chí N-1 thấp nhất (tỷ lệ vi phạm cao nhất) là thời điểm HF với 64 trường hợp vi phạm (chiếm 3,75%). Đứng thứ 2 là chế độ HG với tỉ lệ vi phạm N-1 đạt 2,69%. Kết

quả tính toán cho thấy các trường hợp vi phạm tiêu chí N-1 chủ yếu xảy ra ở lưới điện giải tỏa công suất nguồn điện.

Chế độ HF

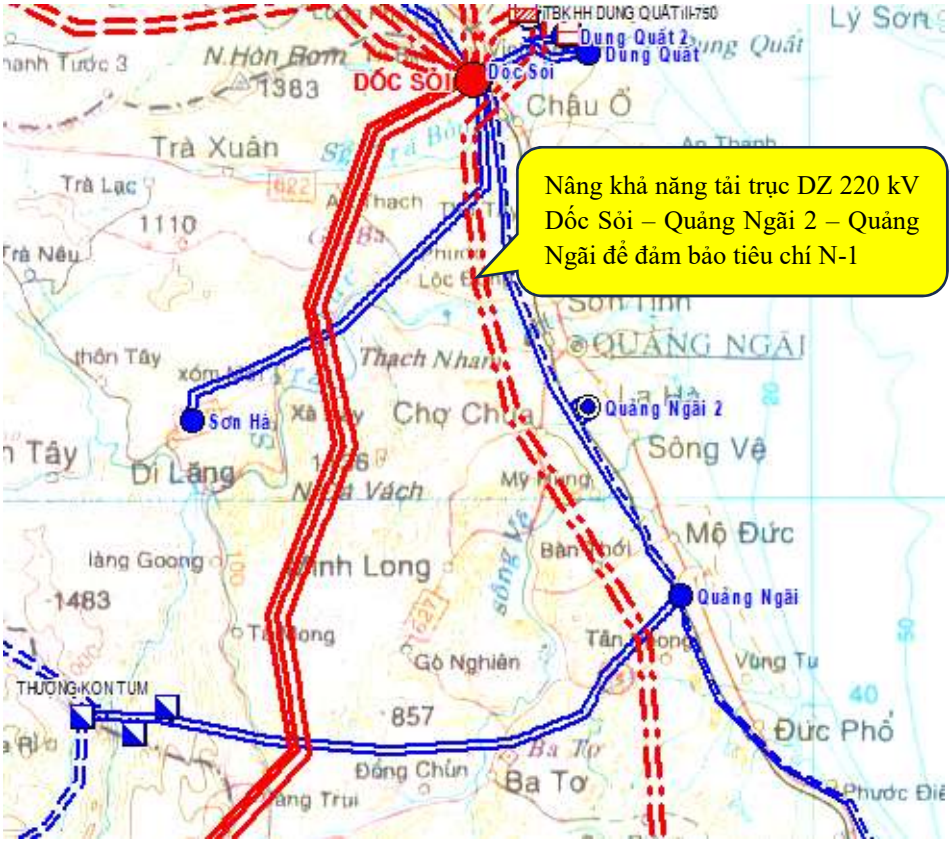
Đối với lưới điện miền Bắc:

- Sau khi đề xuất xây dựng thêm một số TBA 500 kV để giải tỏa công suất nguồn điện mặt trời và thủy điện nhỏ tại khu vực Tây Bắc Bộ như đã đề cập, lưới điện khu vực miền Bắc đảm bảo tiêu chí N-1.

Đối với lưới điện miền Trung:

- Đối với lưới điện giải tỏa công suất nguồn năng lượng tái tạo, có thể xem xét nhìn nhận tiêu chí N-1 dưới góc độ hệ thống tại một số khu vực nguồn điện gió, điện mặt trời có hệ số sử dụng lưới điện thấp, kết nối dạng hình tia vào hệ thống điện truyền tải chính. Có thể lấy ví dụ về tiêu chí N-1 dưới góc độ hệ thống điện đấu nối nguồn NLTT: Đối với các đường dây truyền tải cụm nguồn NLTT, khi sự cố 1 mạch ĐZ, các mạch còn lại chỉ được phép vận hành 100% tải, lượng công suất nguồn NLTT vượt quá sẽ bị cắt giảm. Nếu lượng công suất NLTT phải cắt giảm thấp hơn lượng công suất dự phòng quay của HTĐ thì hệ thống được coi là đáp ứng được tiêu chí N-1 linh hoạt. Khi nhìn nhận dưới góc độ giải tỏa công suất cụm nguồn NLTT thì lưới điện này chỉ có thể đáp ứng tiêu chí N-0 (tức là khi không sự cố phần tử nào, lưới điện đảm bảo truyền tải hết công suất nguồn NLTT). Trên cơ sở biểu đồ phát điện của các nguồn NLTT trong các năm 2020 - 2022 nhận thấy hệ số sử dụng lưới điện của các nhà máy điện gió, điện mặt trời thường nhỏ hơn 80%. Do đó, khi tính toán thiết kế cho lưới điện truyền tải điện gió, điện mặt trời cho một vùng hoặc một khu vực rộng, có thể xem xét thiết kế theo tiêu chí N-0 để giảm được khối lượng đầu tư lưới điện mà không ảnh hưởng nhiều đến an ninh cung cấp điện của hệ thống.

- DZ 220 kV Dốc Sỏi – Quảng Ngãi 2 – Quảng Ngãi quá tải khoảng 25% trong chế độ sự cố 1 mạch. Do đó, kiến nghị cải tạo nâng khả năng tải, thay dây siêu nhiệt cho trục đường dây này.



Hình 21 Bản đồ lưới điện truyền tải khu vực tỉnh Quảng Ngãi (khu vực Trung Trung Bộ)

Đối với lưới điện miền Nam:

- Một số đường dây khu vực Tây Nam Bộ có vai trò giải tỏa công suất nguồn NLTT bị quá tải cao trong chế độ sự cố N-1 cần thực hiện các biện pháp cải tạo, nâng khả năng tải như DZ 220 kV Sóc Trăng – Châu Thành, Ô Môn – Châu Thành, NĐ Cà Mau – Cà Mau,…

Các phần tử quá tải khi sự cố N-1 trong các chế độ HG, LG, HRD, LRD, LF, HC như sau:

- DZ 220 kV Nam Định – Hải Hậu – Trực Ninh quá tải khi sự cố 1 mạch trong chế độ truyền tải liên miền Bắc – Trung cao. Do đó, đề xuất cải tạo thay dây siêu nhiệt cho tuyến đường dây này.

- Một số đường dây giải tỏa công suất nguồn thủy điện nhỏ và điện gió khu vực Tây Nguyên quá tải khi sự cố 1 mạch như: DZ 220 kV Pleiku – Sesan 3 – Sesan 3A, Thạnh Mỹ - Đăk Mi, Krongbuk – Krongana – Serepok 4,.. Kiến nghị cải tạo nâng khả năng tải, thay dây siêu nhiệt cho các tuyến đường dây này.

- Khu vực Tây Nam Bộ phát triển nhiều nguồn điện gió nhưng có phụ tải tương đối thấp, dẫn tới quá tải 1 số đường dây 220 kV trong chế độ sự cố N-1 như: Sóc Trăng – Châu Thành, Ô Môn – Châu Thành, Ô Môn – Rạch Giá, NĐ Cà Mau – Cà Mau,…Các đường dây này cần thực hiện cải tạo, nâng khả năng tải để đảm bảo vận hành theo tiêu chí N-1.

- Một số TBA 500 kV giải tỏa công suất nguồn NLTT ghi nhận quá tải trong chế độ N-1 như Bình Định, Krongbuk, Bạc Liêu, Ninh Sơn,.. Do đó, cần xem xét cải tạo lắp thêm MBA cho các TBA này hoặc xây dựng TBA mới trong khu vực để hỗ trợ truyền tải.

Theo kết quả mô phỏng và tổng hợp lại, vào năm 2030, để đảm bảo tiêu chí N-1, tránh quá tải, cần xây mới khoảng 110 km DZ 220 kV, 3600 MVA MBA 500 kV; cải tạo khoảng 600 km DZ 500kV, 800 km DZ 220 kV so với QHĐ VIII.

Bên cạnh đó, qua ước tính sơ bộ, với việc phát triển tăng thêm các nguồn điện gió và điện mặt trời vào năm 2030 so với QHĐ VIII, cần xây dựng mới khoảng 22500 MVA MBA 500 kV, 42750 MVA MBA 220 kV, 4200 km DZ 500 kV và 2300 km DZ 220 kV.

5.3. Tổn thất truyền tải

Tổn thất truyền tải giữa các vùng là đầu vào của chương trình Balmorel nhằm làm rõ các mô phỏng truyền tải liên vùng trong hệ thống điện. Ngoài ra, tổn thất truyền tải và vốn đầu tư của các đường dây trên giao diện có thể ảnh hưởng đến quyết định đầu tư xây dựng đường dây mới liên vùng hoặc xây dựng nhà máy điện trong vùng.

Tổn thất truyền tải được tính toán theo công thức:

$$Tổn\ thất\ truyền\ tải\ trên\ giao\ diện\ k\ (\%) = Trung\ bình\left(\frac{Tổn\ thất\ truyền\ tải\ trên\ giao\ diện\ k\ vào\ năm\ i}{Điện\ năng\ truyền\ tải\ trên\ giao\ diện\ k\ vào\ năm\ i}\right).100$$

Mô hình PSS/E mô phỏng hệ thống điện trong một thời điểm nhất định. Do đó, để tính xấp xỉ tổn thất truyền tải trên giao diện k vào năm i, nghiên cứu sẽ tính toán tổn thất công suất của hệ thống điện tại chế độ phụ tải cực đại (HG) bằng phần mềm PSS/E, sau đó nhân với hệ số kinh nghiệm Γ:

$$\Delta A_{year} = \Delta P_{Peak\ load} \text{ x } \Gamma$$

Trong đó:

ΔA_{year}: Điện năng truyền tải năm i

$\Delta P_{Peak\ load}$: Tổn thất công suất trên giao diện liên vùng trong chế độ phụ tải cực đại vào năm i

Γ: Thời gian tổn thất công suất cực đại quy đổi, ($\Gamma=(0.124+Tmax/10000)^2 x8760$)).

Báo cáo sẽ sử dụng dữ liệu lưới mô phỏng các năm 2025 và 2030 để tính toán tổn thất truyền tải bằng phần mềm PSS/E.

Trên từng giao diện truyền tải liên miền, thực hiện tính toán tổn thất công suất trên các đường dây giả định với chiều dài tương ứng với khoảng cách truyền tải giữa 2 vùng. Khoảng cách truyền tải được xác định bằng khoảng cách giữa trung tâm nguồn điện của vùng này tới trung tâm phụ tải của vùng khác. Khoảng cách này có thể dài hơn chiều dài thực tế của các đường dây truyền tải trên giao diện nhưng sẽ phản ánh chính xác hơn bản chất truyền tải giữa hai vùng. Mức mang tải của đường dây để tính toán tổn thất công suất là khoảng 1100 MW/mạch (tương ứng với mức truyền tải khuyến cáo trên các đường dây 500 kV liên miền của EVN NLDC).

Tổng hợp khoảng cách truyền tải điển hình trên các giao diện liên vùng trong bảng sau

Bảng 2 Khoảng cách truyền tải điển hình trên các giao diện liên vùng

Giao diện truyền tải	Chiều dài (km)
Bắc Bộ – Bắc Trung Bộ	330
Bắc Trung Bộ – Trung Trung Bộ	450
Trung Trung Bộ - Tây Nguyên	200
Trung Trung Bộ – Nam Trung Bộ	420
Tây Nguyên – Đông Nam Bộ	300
Nam Trung Bộ - Đông Nam Bộ	250
Tây Nguyên - Nam Trung Bộ	300
Đông Nam Bộ – Tây Nam Bộ	300

Kết quả tính toán tổn thất công suất biểu diễn trong bảng sau.

Bảng 3 Kết quả tổn thất truyền tải trên các giao diện liên vùng

Giao diện liên vùng		2025	2030	Tổn thất trung bình (%) (1)	Tổn thất trong Balmorel (2)	Sai khác (1) - (2)
		Tổn thất (%)	Tổn thất (%)			
Bắc Bộ	Bắc Trung Bộ	4,14%	4,62%	4,38%	3,20%	1,18%
Bắc Trung Bộ	Trung Trung Bộ	3,67%	4,75%	4,21%	3,60%	0,61%
Trung Trung Bộ	Tây Nguyên	2,42%	2,78%	2,60%	2,50%	0,10%
Trung Trung Bộ	Nam Trung Bộ	3,92%	4,67%	4,30%	3,80%	0,50%
Tây Nguyên	Đông Nam Bộ	3,66%	3,91%	3,79%	3,50%	0,29%
Nam Trung Bộ	Đông Nam Bộ	3,02%	3,38%	3,20%	3,00%	0,20%
Tây Nguyên	Nam Trung Bộ	2,39%	2,59%	2,49%	2,40%	0,09%
Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ	3,40%	3,69%	3,55%	3,20%	0,35%

Việc sử dụng vòng lặp giữa hai chương trình Balmorel và PSS/E để xác định tổn thất truyền tải sẽ giúp đánh giá chính xác hơn giá trị tổn thất đưa vào Balmorel vì PSS/E là công cụ chuyên dùng để tính toán và mô phỏng lưới điện. Kết quả cho thấy giá trị tổn thất truyền tải tính toán trong phần mềm PSS/E khác với giá trị tổn thất truyền tải đưa ra ban đầu trong mô hình Balmorel khoảng 0,1%-1,2% tùy theo giao diện.

5.4. Ước tính khối lượng và chi phí đầu tư lưới điện truyền tải cho kịch bản Net-Zero trong EOR-NZ

Khối lượng ước tính bổ sung trạm biến áp và đường dây truyền tải xoay chiều cho kịch bản Net-Zero so với QHĐ VIII vào năm 2025 và 2030 để đáp ứng yêu cầu kĩ thuật (ở cả lưới liên vùng và lưới nội vùng) được trình bày dưới đây:

Bảng 4 Ước tính khối lượng bổ sung trạm biến áp và đường dây truyền tải xoay chiều cho kịch bản Net-Zero so với QHĐ VIII

Vùng	MBA 500kV (MVA)	ĐZ 500kV (km)	MBA 220kV (MVA)	ĐZ 220kV (km)
2025				
Bắc Bộ				159
Bắc Trung Bộ				0
Trung Trung Bộ		108	500	324
Tây Nguyên	1800	100	3500	650
Nam Trung Bộ	1800		1500	360
Đông Nam Bộ			1000	157
Tây Nam Bộ				84
Tổng năm 2025	**3600**	**208**	**6500**	**1734**
2030				
Bắc Bộ	9000	1198	11250	781
Bắc Trung Bộ	2700	40	10500	560
Trung Trung Bộ	0	580	0	158
Tây Nguyên	7200	120	7500	766
Nam Trung Bộ	5400	80	7500	400
Đông Nam Bộ	0	0	3750	201
Tây Nam Bộ	4500	80	2250	270
Tổng năm 2030	**28800**	**2098**	**42750**	**3136**

Bên cạnh đó, cần xây dựng 1 hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) với công suất khoảng 1 GW kết nối Bắc Bộ với Trung Trung Bộ, chiều dài truyền tải khoảng hơn 1000 km vào năm 2030.

Để ước tính chi phí đầu tư tăng thêm, sử dụng đơn giá đường dây, trạm biến áp theo QHĐ VIII [4]. Từ kết quả phân tích lưới điện, ước tính tổng chi phí đầu tư cho lưới điện truyền tải trong các kịch bản Net-Zero giai đoạn 2021 - 2030 biểu diễn trong Bảng 5. Chi phí này bao gồm cả chi phí đầu tư tăng cường lưới điện nội vùng và liên vùng.

Bảng 5 Ước tính chi phí đầu tư cho lưới điện truyền tải cho kịch bản Netzero trong giai đoạn 2021 - 2030

	Chi phí đầu tư lưới điện cho QHĐ VIII (triệu USD)	**Chi phí đầu tư lưới điện tăng thêm cho kịch bản Net-Zero (triệu USD)**	**Tổng chi phí đầu tư lưới điện cho kịch bản Net-Zero (triệu USD)**
Lưới truyền tải HVDC			
Hệ thống HVDC Trung Trung Bộ - Bắc Bộ	0	1508	1508
Lưới truyền tải HVAC			
Bắc Bộ	5621	1539	7159
Bắc Trung Bộ	1771	865	2635
Trung Trung Bộ	1626	442	2068
Tây Nguyên	2292	548	2840
Nam Trung Bộ	1031	895	1926
Đông Nam Bộ	3039	-35	3004
Tây Nam Bộ	1214	372	1586
Tổng	**16593**	**6133**	**22726**

Có thể thấy chi phí đầu tư lưới điện truyền tải cho chương trình phát triển nguồn điện của kịch bản Net-Zero cao hơn đáng kể so với QHĐ VIII (cao hơn khoảng 1,4 lần). Để phát triển theo hướng Net-Zero với chi phí tối thiểu, bỏ qua các ràng buộc về chính sách hiện hành, sẽ cần đầu tư lưới điện truyền tải nhiều hơn so với QHĐ VIII khoảng 6100 triệu USD. Trong đó, khu vực Bắc Bộ cần đầu tư thêm so với QHĐ VIII khoảng 1500 triệu USD do phát triển thêm nhiều nguồn điện mặt trời. Kế đến là Tây Nguyên và Bắc Trung Bộ cần đầu tư thêm khoảng 900 triệu USD. Khu vực Đông Nam Bộ có mức đầu tư tăng thêm âm do chi phí đầu tư tăng thêm của khu vực này nhỏ hơn chi phí đầu tư giảm bớt do không phát triển các nguồn điện khí LNG và điện gió ngoài khơi. Chi phí đầu tư hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp HVDC từ Trung Trung Bộ ra Bắc Bộ khoảng 1500 triệu USD. Nhìn chung, phát triển nhiều nguồn năng lượng tái tạo sẽ tiết kiệm chi phí nhiên liệu, bảo vệ môi trường song đặt gánh nặng lên đầu tư lưới truyền tải điện.

Cần lưu ý rằng nghiên cứu này còn tồn tại một số điểm hạn chế. Thứ nhất, chi phí bổ sung cho kịch bản Net-Zero trong nghiên cứu này không phải là chi phí tối ưu. Lưới điện Việt Nam rất lớn với hơn 700 nút và hơn 1500 nhánh/máy biến áp vào năm 2030 do đó, việc sử dụng thuật toán tối ưu để mở

rộng phát triển lưới điện truyền tải thường khó thực hiện và không khả thi. Trên thực tế, thường chỉ đưa ra một vài phương án thiết kế lưới điện và chọn ra phương án tốt nhất. Thứ hai, nghiên cứu này

chỉ sử dụng phần mềm PSS/E để mô phỏng lưới điện vào năm 2025 và 2030 cho kịch bản Net-Zero. Mặt khác, chi phí không bao gồm tỷ lệ chiết khấu và không được đánh giá theo cách tương tự như trong mô hình Balmorel (EOR-NZ). Vì vậy, nghiên cứu này chỉ đưa ra thông tin tham khảo về chi phí và được sử dụng để đánh giá tính khả thi kết quả của mô hình Balmorel.

6. Kết luận

Mục đích chính việc thực hiện nghiên cứu này là (i) Kiểm tra tính khả thi của phương án phát triển nguồn đề xuất đối với vận hành lưới điện theo quy hoạch được duyệt; (ii) Kiểm tra điện áp và mức tải trên đường dây liên vùng cũng như nội vùng trong các chế độ vận hành nguồn khác nhau, từ đó đưa ra các khuyến cáo về việc nâng cấp, mở rộng lưới điện truyền tải; (iii) Ước lượng vốn đầu tư cho lưới truyền tải nhằm đáp ứng chương trình phát triển nguồn đề xuất; (iv) Tính toán tổn thất công suất trên các giao diện truyền tải liên miền làm cơ sở để hiệu chỉnh đầu vào cho mô hình Balmorel.

Nghiên cứu đã tính toán mô phỏng vận hành lưới điện truyền tải Việt Nam bằng phần mềm PSS/E tương ứng với chương trình phát triển nguồn điện theo kịch bản Netzero tại các năm 2025 và 2030. Trong kịch bản Net-Zero, mục tiêu ròng bằng 0 vào năm 2050 sẽ đạt được theo cách tối ưu về chi phí, giả định bỏ qua các chính sách hiện hành để đảm bảo rằng quá trình chuyển đổi không có rào cản. Qua phân tích đặc điểm vận hành hệ thống điện, lựa chọn 7 chế độ để nghiên cứu bao gồm: Chế độ phụ tải cực đại (HG); Chế độ phụ tải cực tiểu (LG); Chế độ phụ tải còn lại sau khi trừ điện từ NLTT cao nhất (HRD); Chế độ phụ tải còn lại sau khi trừ điện từ NLTT thấp nhất (LRD); Chế độ truyền tải liên vùng lớn nhất (HF); Chế độ truyền tải liên vùng thấp nhất (LF); Chế độ cắt giảm NLTT lớn nhất (HC).

Kết quả mô phỏng cho thấy, đối với lưới điện liên vùng, cấu hình theo QHĐ VIII cơ bản đảm bảo vận hành trong các chế độ cực đoan của kịch bản nguồn Net-Zero trong EOR-NZ, không cần thực hiện thêm các biện pháp cải tạo và nâng cấp năm 2025 và 2030. Tuy nhiên, một số đường dây truyền tải liên vùng hiện nay có lắp tụ bù dọc để nâng cao ổn định. Các tụ bù dọc này thường sử dụng loại 30,5 Ohm, với khả năng chịu tải nhiệt 2000 A, tương ứng với khoảng 1700 MVA, thấp hơn nhiều so với giới hạn nhiệt của đường dây tiết diện ACSR4x330 (khả năng tải nhiệt khoảng 2390 MVA). Do đó, đề xuất xem xét phương án thay tụ khoảng 2500 - 3000 A cho các đường dây này để gần đạt được mức giới hạn nhiệt của đường dây. Đề xuất này cũng phù hợp với tính toán trong QHĐ VIII. Bên cạnh đó, với phương án phát triển nguồn điện theo kịch bản Net-Zero sẽ cần xây dựng 1 hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) với công suất khoảng 1 GW kết nối Bắc Bộ với Trung Trung Bộ, chiều dài truyền tải khoảng hơn 1000 km.

Do mô hình Balmorel là mô hình quy hoạch nguồn điện, phần lưới điện được mô phỏng đơn giản hóa, chỉ biểu diễn các liên kết nối giữa các khu vực khác nhau. Chi phí cải tạo, nâng cấp lưới điện truyền tải từ mô hình Balmorel chỉ bao gồm phần đường dây liên vùng, không xét đến lưới điện nội vùng. Việc nghiên cứu đề xuất các biện pháp cải tạo, nâng cấp các đường dây nội vùng từ đó tính toán chi phí là một thông tin hữu ích mà báo cáo bổ trợ này mang lại trong EOR-NZ. Năm 2025, cần xây mới khoảng 100 km DZ 500 kV, 550 km DZ 220 kV, 1800 MVA MBA 500 kV; cải tạo khoảng 400 km DZ 220 kV so với QHĐ VIII. Để đấu nối nguồn NLTT tăng thêm, cần xây dựng

mới khoảng 1800 MV MBA 500 kV, 6500 MVA MBA 220 kV, 800 km DZ 220 kV và 100 km DZ 500 kV. Năm 2030, cần xây mới khoảng 110 km DZ 220 kV, 3600 MVA MBA 500 kV; cải tạo khoảng 600 km DZ 500 kV, 800 km DZ 220 kV so với QHĐ VIII. Để đấu nối nguồn NLTT tăng thêm, cần xây dựng mới khoảng 22500 MVA MBA 500 kV, 42750 MVA MBA 220 kV, 4200 km DZ 500 kV và 2300 km DZ 220 kV. Phần lớn các công trình cải tạo lưới điện truyền tải tăng thêm so với QHĐ VIII để đấu nối nguồn NLTT.

Về chi phí đầu tư lưới điện truyền tải, cần đầu tư khoảng 23 tỉ USD để đáp ứng chương trình phát triển nguồn điện của kịch bản Net-Zero trong giai đoạn đến năm 2030. Trong đó, bên cạnh khoảng 16,5 tỉ USD để xây dựng các công trình lưới điện đã có trong QHĐ VIII, cần đầu tư bổ sung khoảng 6,1 tỉ USD. Nhìn chung, phát triển nhiều nguồn năng lượng tái tạo sẽ tiết kiệm chi phí nhiên liệu, bảo vệ môi trường song đặt gánh nặng lên đầu tư lưới truyền tải điện.

PHỤ LỤC

Phụ lục 1. Công trình HVDC bổ sung cho kịch bản Net-Zero so với QHĐ VIII

TT	Tên công trình	Quy mô (km/MW)
1	Đường dây một chiều Bipole HVDC từ Trung Trung Bộ - Bắc Bộ	2x1000
2	Trạm converter Trung Trung Bộ	1000
3	Trạm converter Bắc Bộ	1000

Phụ lục 2. Danh mục ước tính các TBA 500 kV bổ sung cho kịch bản Net-Zero so với QHĐ VIII

TT	Tên công trình	Công suất theo QHĐ VIII (MVA)			Công suất theo kịch bản Net-Zero (MVA)			Ghi chú
	Bắc Bộ							
1	Điện Biên	Không có			3	x	900	Xây mới
2	Sơn La	Không có			3	x	900	Xây mới
3	Yên Bái	Không có			3	x	900	Xây mới
4	Than Uyên	Không có			1	x	900	Xây mới
	Bắc Trung Bộ							
1	NLTT Thanh Hóa	Không có			3	x	900	Xây mới
	Trung Trung Bộ							
	Nam Trung Bộ							
1	Bình Định	1	x	900	3	x	900	Cải tạo
2	ĐMT Nam Trung Bộ 1	Không có			2	x	900	Xây mới
3	ĐMT Nam Trung Bộ 2	Không có			2	x	900	Xây mới
	Tây Nguyên							
1	Krongbuk	2	x	900	3	x	900	Cải tạo
2	ĐG Tây Nguyên 1	Không có			3	x	900	Xây mới
3	ĐG Tây Nguyên 2	Không có			2	x	900	Xây mới
4	ĐG Tây Nguyên 3	Không có			2	x	900	Xây mới
	Đông Nam Bộ							
	Tây Nam Bộ							
1	Bạc Liêu	2	x	900	3	x	900	Cải tạo
2	ĐG Tây Nam Bộ 1	Không có			2	x	900	Xây mới
3	ĐG Tây Nam Bộ 2	Không có			2	x	900	Xây mới

Phụ lục 3. Danh mục ước tính các đường dây 500 kV bổ sung cho kịch bản Net-Zero so với QHĐ VIII

TT	Tên công trình	Quy mô theo QHĐ VIII (số mạch x km)	Quy mô theo kịch bản Net-Zero (số mạch x km)			Ghi chú
	Bắc Bộ					
1	Lai Châu - Điện Biên	Không có	2	x	52	Xây mới
2	Điện Biên - Sơn La	Không có	2	x	210	Xây mới
3	Sơn La - Sơn Tây	Không có	2	x	120	Xây mới
4	Yên Bái chuyển tiếp Lào Cai - Vĩnh Yên	Không có	4	x	20	Xây mới
5	Than Uyên - Lai Châu	Không có	2	x	139	Xây mới
6	Than Uyên - Lào Cai	Không có	2	x	38	Xây mới
	Bắc Trung Bộ					
1	NLTT Thanh Hóa chuyển tiếp Thanh Hóa - Quỳnh Lưu	Không có	4	x	10	Xây mới
	Trung Trung Bộ					
1	Nâng KNT Đà Nẵng - Quảng Trị	Không có	2	x	140	Cải tạo
2	Nâng KNT Quảng Bình - Quảng Trị	Không có	2	x	150	Cải tạo
	Nam Trung Bộ					
1	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 1	Không có	2	x	20	Xây mới
2	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 2	Không có	2	x	20	Xây mới
	Tây Nguyên					
1	Đấu nối ĐG Tây Nguyên 1	Không có	2	x	20	Xây mới
2	Đấu nối ĐG Tây Nguyên 2	Không có	2	x	20	Xây mới
3	Đấu nối ĐG Tây Nguyên 3	Không có	2	x	20	Xây mới
	Đông Nam Bộ					
	Tây Nam Bộ					
1	Đấu nối ĐG Tây Nam Bộ 1	Không có	2	x	20	Xây mới
2	Đấu nối ĐG Tây Nam Bộ 2	Không có	2	x	20	Xây mới

Phụ lục 4. Danh mục ước tính các TBA 220 kV bổ sung cho kịch bản Net-Zero so với QHĐ VIII

TT	Tên công trình	Công suất theo QHĐ VIII (MVA)	Công suất theo kịch bản Net-Zero (MVA)			Ghi chú
	Bắc Bộ					
1	ĐMT Bắc Bộ 1	Không có	3	x	250	Xây mới
2	ĐMT Bắc Bộ 2	Không có	3	x	250	Xây mới
3	ĐMT Bắc Bộ 3	Không có	3	x	250	Xây mới
4	ĐMT Bắc Bộ 4	Không có	3	x	250	Xây mới

TT	Tên công trình	Công suất theo QHĐ VIII (MVA)	Công suất theo kịch bản Net-Zero (MVA)			Ghi chú
5	ĐMT Bắc Bộ 5	Không có	3	x	250	Xây mới
6	ĐMT Bắc Bộ 6	Không có	3	x	250	Xây mới
7	ĐMT Bắc Bộ 7	Không có	3	x	250	Xây mới
8	ĐMT Bắc Bộ 8	Không có	3	x	250	Xây mới
9	ĐMT Bắc Bộ 9	Không có	3	x	250	Xây mới
10	ĐMT Bắc Bộ 10	Không có	3	x	250	Xây mới
11	ĐMT Bắc Bộ 11	Không có	3	x	250	Xây mới
12	ĐMT Bắc Bộ 12	Không có	3	x	250	Xây mới
13	ĐMT Bắc Bộ 13	Không có	3	x	250	Xây mới
14	ĐMT Bắc Bộ 14	Không có	3	x	250	Xây mới
15	ĐMT Bắc Bộ 15	Không có	3	x	250	Xây mới
	Bắc Trung Bộ					
1	ĐMT Bắc Trung Bộ 1	Không có	3	x	250	Xây mới
2	ĐMT Bắc Trung Bộ 2	Không có	3	x	250	Xây mới
3	ĐMT Bắc Trung Bộ 3	Không có	3	x	250	Xây mới
4	ĐMT Bắc Trung Bộ 4	Không có	3	x	250	Xây mới
5	ĐMT Bắc Trung Bộ 5	Không có	3	x	250	Xây mới
6	ĐMT Bắc Trung Bộ 6	Không có	3	x	250	Xây mới
7	ĐMT Bắc Trung Bộ 7	Không có	3	x	250	Xây mới
8	ĐMT Bắc Trung Bộ 8	Không có	3	x	250	Xây mới
9	ĐMT Bắc Trung Bộ 9	Không có	3	x	250	Xây mới
10	ĐMT Bắc Trung Bộ 10	Không có	3	x	250	Xây mới
11	ĐMT Bắc Trung Bộ 11	Không có	3	x	250	Xây mới
12	ĐMT Bắc Trung Bộ 12	Không có	3	x	250	Xây mới
13	ĐMT Bắc Trung Bộ 13	Không có	3	x	250	Xây mới
14	ĐMT Bắc Trung Bộ 14	Không có	3	x	250	Xây mới
	Trung Trung Bộ					
	Nam Trung Bộ					
1	ĐMT Nam Trung Bộ 1	Không có	3	x	250	Xây mới
2	ĐMT Nam Trung Bộ 2	Không có	3	x	250	Xây mới
3	ĐMT Nam Trung Bộ 3	Không có	3	x	250	Xây mới
4	ĐMT Nam Trung Bộ 4	Không có	3	x	250	Xây mới
5	ĐMT Nam Trung Bộ 5	Không có	3	x	250	Xây mới
6	ĐMT Nam Trung Bộ 6	Không có	3	x	250	Xây mới
7	ĐMT Nam Trung Bộ 7	Không có	3	x	250	Xây mới
8	ĐMT Nam Trung Bộ 8	Không có	3	x	250	Xây mới
9	ĐMT Nam Trung Bộ 9	Không có	3	x	250	Xây mới
10	ĐMT Nam Trung Bộ 10	Không có	3	x	250	Xây mới
	Tây Nguyên					
1	ĐMT Tây Nguyên 1	Không có	3	x	250	Xây mới

TT	Tên công trình	Công suất theo QHĐ VIII (MVA)	Công suất theo kịch bản Net-Zero (MVA)			Ghi chú
2	ĐMT Tây Nguyên 2	Không có	3	x	250	Xây mới
3	ĐMT Tây Nguyên 3	Không có	3	x	250	Xây mới
4	ĐMT Tây Nguyên 4	Không có	3	x	250	Xây mới
5	ĐMT Tây Nguyên 5	Không có	3	x	250	Xây mới
6	ĐMT Tây Nguyên 6	Không có	3	x	250	Xây mới
7	ĐMT Tây Nguyên 7	Không có	3	x	250	Xây mới
8	ĐMT Tây Nguyên 8	Không có	3	x	250	Xây mới
9	ĐMT Tây Nguyên 9	Không có	3	x	250	Xây mới
10	ĐMT Tây Nguyên 10	Không có	3	x	250	Xây mới
	Đông Nam Bộ					
1	ĐMT Đông Nam Bộ 1	Không có	3	x	250	Xây mới
2	ĐMT Đông Nam Bộ 2	Không có	3	x	250	Xây mới
3	ĐMT Đông Nam Bộ 3	Không có	3	x	250	Xây mới
4	ĐMT Đông Nam Bộ 4	Không có	3	x	250	Xây mới
5	ĐMT Đông Nam Bộ 5	Không có	3	x	250	Xây mới
	Tây Nam Bộ					
1	ĐMT Tây Nam Bộ 1	Không có	3	x	250	Xây mới
2	ĐMT Tây Nam Bộ 2	Không có	3	x	250	Xây mới
3	ĐMT Tây Nam Bộ 3	Không có	3	x	250	Xây mới

Phụ lục 5. Danh mục ước tính các đường dây 220 kV bổ sung cho kịch bản Net-Zero so với QHĐ VIII

TT	Tên công trình	Quy mô theo QHĐ VIII (số mạch x km)	Quy mô theo kịch bản Net-Zero (số mạch x km)			Ghi chú
	Bắc Bộ					
1	Nâng KNT Vật Cách - Tràng Bạch	Không có	2	x	20	Cải tạo
2	Nâng KNT Hoành Bồ - Tràng Bạch	Không có	2	x	45	Cải tạo
3	Thái Thụy - NĐ Thái Bình	Không có	1	x	1	Xây mới
4	Trực Ninh - Hải Hậu	Không có	2	x	18	Cải tạo
5	Hải Hậu - Nam Định	Không có	2	x	7	Cải tạo
6	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 1	Không có	2	x	20	Xây mới
7	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 2	Không có	2	x	20	Xây mới
8	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 3	Không có	2	x	20	Xây mới
9	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 4	Không có	2	x	20	Xây mới
10	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 5	Không có	2	x	20	Xây mới
11	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 6	Không có	2	x	20	Xây mới
12	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 7	Không có	2	x	20	Xây mới
13	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 8	Không có	2	x	20	Xây mới
14	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 9	Không có	2	x	20	Xây mới

TT	Tên công trình	Quy mô theo QHĐ VIII (số mạch x km)	Quy mô theo kịch bản Net-Zero (số mạch x km)			Ghi chú
15	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 10	Không có	2	x	20	Xây mới
16	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 11	Không có	2	x	20	Xây mới
17	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 12	Không có	2	x	20	Xây mới
18	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 13	Không có	2	x	20	Xây mới
19	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 14	Không có	2	x	20	Xây mới
20	Đấu nối ĐMT Bắc Bộ 15	Không có	2	x	20	Xây mới
	Bắc Trung Bộ					
1	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 1	Không có	2	x	20	Xây mới
2	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 2	Không có	2	x	20	Xây mới
3	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 3	Không có	2	x	20	Xây mới
4	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 4	Không có	2	x	20	Xây mới
5	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 5	Không có	2	x	20	Xây mới
6	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 6	Không có	2	x	20	Xây mới
7	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 7	Không có	2	x	20	Xây mới
8	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 8	Không có	2	x	20	Xây mới
9	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 9	Không có	2	x	20	Xây mới
10	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 10	Không có	2	x	20	Xây mới
11	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 11	Không có	2	x	20	Xây mới
12	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 12	Không có	2	x	20	Xây mới
13	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 13	Không có	2	x	20	Xây mới
14	Đấu nối ĐMT Bắc Trung Bộ 14	Không có	2	x	20	Xây mới
	Trung Trung Bộ					
1	Đăk Mi 4A - Thạnh Mỹ	Không có	1	x	44	Xây mới
2	Nâng KNT Dốc Sỏi - Quảng Ngãi 2 - Quảng Ngãi	Không có	2	x	57	Cải tạo
	Nam Trung Bộ					
1	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 1	Không có	2	x	20	Xây mới
2	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 2	Không có	2	x	20	Xây mới
3	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 3	Không có	2	x	20	Xây mới
4	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 4	Không có	2	x	20	Xây mới
5	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 5	Không có	2	x	20	Xây mới
6	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 6	Không có	2	x	20	Xây mới
7	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 7	Không có	2	x	20	Xây mới
8	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 8	Không có	2	x	20	Xây mới
9	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 9	Không có	2	x	20	Xây mới
10	Đấu nối ĐMT Nam Trung Bộ 10	Không có	2	x	20	Xây mới
	Tây Nguyên					
1	Nâng KNT Krongbuk - Krong Ana	Không có	1	x	73	Cải tạo
2	Nâng KNT Krongbuk - Serepok 4	Không có	1	x	77	Cải tạo
3	500kV Krongbuk - Krongbuk	Không có	2	x	27	Xây mới

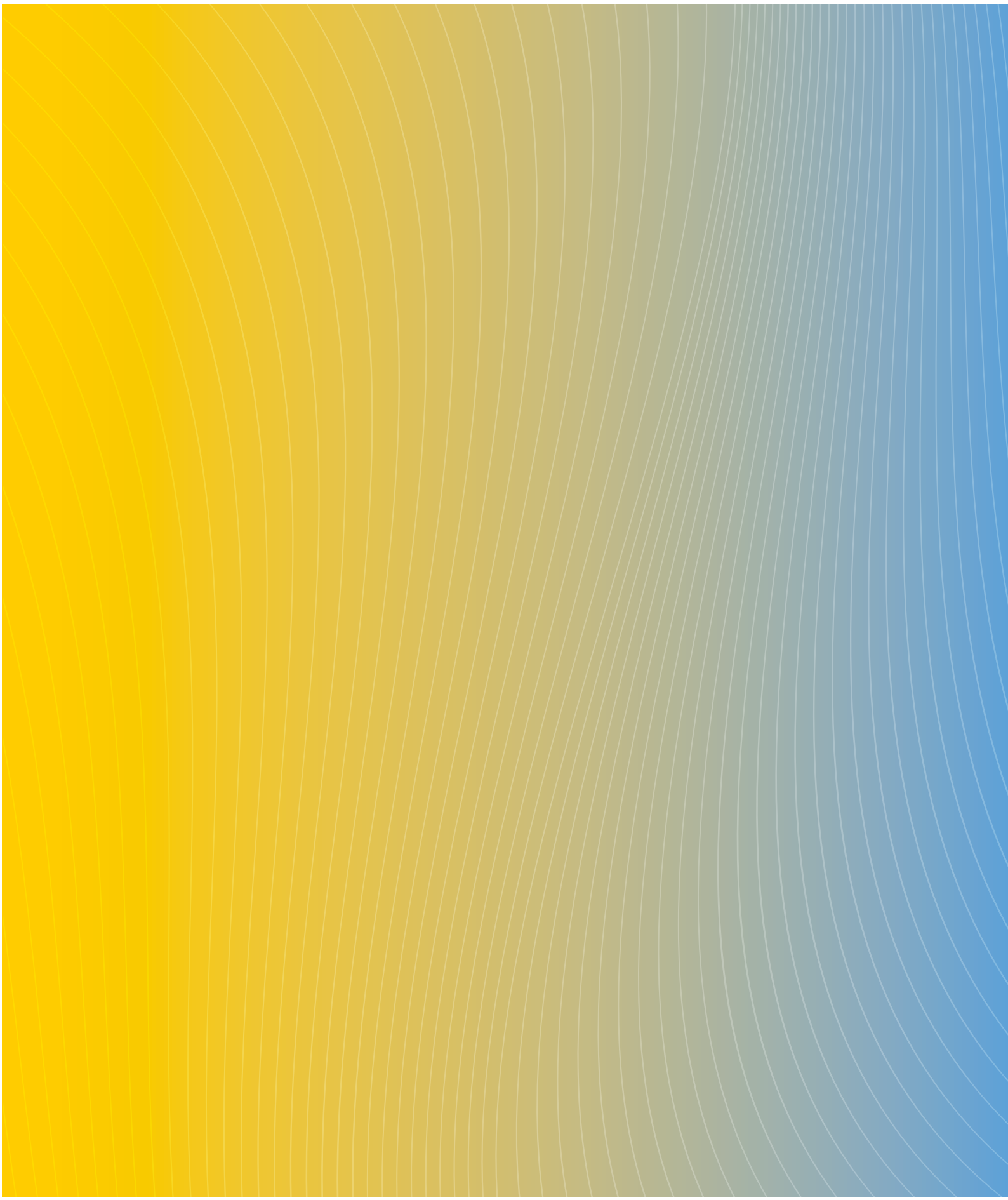
TT	Tên công trình	Quy mô theo QHĐ VIII (số mạch x km)	Quy mô theo kịch bản Net-Zero (số mạch x km)			Ghi chú
4	Nâng KNT Pleiku- Sesan 3 - Sesan 3A	Không có	2	x	40	Cải tạo
5	Nâng KNT Chư Sê - Pleiku 2	Không có	2	x	41	Cải tạo
6	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 1	Không có	2	x	20	Xây mới
7	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 2	Không có	2	x	20	Xây mới
8	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 3	Không có	2	x	20	Xây mới
9	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 4	Không có	2	x	20	Xây mới
10	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 5	Không có	2	x	20	Xây mới
11	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 6	Không có	2	x	20	Xây mới
12	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 7	Không có	2	x	20	Xây mới
13	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 8	Không có	2	x	20	Xây mới
14	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 9	Không có	2	x	20	Xây mới
15	Đấu nối ĐMT Tây Nguyên 10	Không có	2	x	20	Xây mới
	Đông Nam Bộ					
1	Củ Chi - 500 kV Củ Chi	Không có	1	x	0,5	Xây mới
2	Đấu nối ĐMT Đông Nam Bộ 1	Không có	2	x	20	Xây mới
3	Đấu nối ĐMT Đông Nam Bộ 2	Không có	2	x	20	Xây mới
4	Đấu nối ĐMT Đông Nam Bộ 3	Không có	2	x	20	Xây mới
5	Đấu nối ĐMT Đông Nam Bộ 4	Không có	2	x	20	Xây mới
6	Đấu nối ĐMT Đông Nam Bộ 5	Không có	2	x	20	Xây mới
	Tây Nam Bộ					
1	Cà Mau - NĐ Cà Mau	Không có	2	x	6	Xây mới
2	Nâng KNT Ô Môn - Rạch Giá	Không có	1	x	54	Cải tạo
3	Nâng KNT Sóc Trăng - Châu Thành	Không có	2	x	42	Cải tạo
4	Đấu nối ĐMT Tây Nam Bộ 1	Không có	2	x	20	Xây mới
5	Đấu nối ĐMT Tây Nam Bộ 2	Không có	2	x	20	Xây mới
6	Đấu nối ĐMT Tây Nam Bộ 3	Không có	2	x	20	Xây mới

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] Siemens Industry Inc, *PSS/E Express 34.1.1 GUI Uses Guide*. New York, 2016.

[2] MOIT, "Circular No 25/2016/TT-BCT," *Hanoi*, 2016.

[3] MOIT, "Circular No 39/2015/TT-BCT," 2015.

[4] IEVN, "Power development master plan in the period 2021-2030, with vision to 2050," 2023.

[5] C2WIND, "Vietnam Offshore Wind- Country screening and Site selection," 2020.