

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN
----

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP
NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

ĐỀ TÀI:
GIẢI PHÁP VẬN HÀNH TỐI ƯU LƯỚI ĐIỆN
MỘT CHIỀU CÓ NHIỀU ĐIỂM KẾT NỐI

Người hướng dẫn: **TS. TRỊNH TRUNG HIẾU**

Sinh viên thực hiện: **TRẦN KIM NHẬT**

Số thẻ sinh viên: 105200137

Lớp: 20D2

Đà Nẵng, tháng 6 năm 2025

TÓM TẮT

Đề án "*Giải pháp vận hành tối ưu lưới điện một chiều có nhiều điểm kết nối*" là một công trình nghiên cứu trình bày một giải pháp toàn diện và tiên tiến nhằm tối ưu hóa vận hành hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp đa điểm (HVDC) ở miền Trung Tây Nguyên. Mục tiêu chính là thay thế lưới điện 220kV hiện tại, cho phép tích hợp hiệu quả và ổn định các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi.

Phương pháp đề xuất tích hợp hai giai đoạn chính. Giai đoạn đầu tiên tập trung vào việc dự báo chính xác công suất từ các nguồn năng lượng tái tạo. Cụ thể, mô hình WT-LSTM (Wind Turbine - Long Short-Term Memory) được sử dụng để dự đoán công suất phát điện gió, tận dụng khả năng của LSTM trong việc học và nắm bắt các phụ thuộc thời gian dài trong dữ liệu chuỗi. Tương tự, mô hình CNN-LSTM (Convolutional Neural Network - Long Short-Term Memory) được áp dụng để dự báo công suất điện mặt trời, kết hợp ưu điểm của CNN trong trích xuất đặc trưng không gian và LSTM trong xử lý chuỗi thời gian.

Giai đoạn thứ hai, dựa trên các dự báo công suất nguồn tái tạo, là tối ưu hóa dòng công suất (OPF) trong hệ thống HVDC. Dựa trên các nguyên tắc lý thuyết về vận hành tối ưu lưới điện một chiều nhiều điểm kết nối, thuật toán lập trình bán xác định (SDP) được triển khai để giải quyết bài toán OPF phi tuyến. SDP đặc biệt hiệu quả trong việc xử lý các ràng buộc phi lỗi, đảm bảo tìm được giải pháp tối ưu toàn cục cho việc phân bổ dòng công suất, từ đó giảm thiểu tổn thất truyền tải và nâng cao hiệu quả vận hành tổng thể của lưới.

Việc chuyển đổi sang hệ thống HVDC mang lại lợi ích vượt trội so với hệ thống AC truyền thống, đặc biệt là khả năng truyền tải công suất lớn trên khoảng cách xa với tổn thất thấp hơn. Điều này đặc biệt quan trọng cho việc khai thác và tích hợp các trang trại gió và điện mặt trời quy mô lớn ở khu vực miền Trung Tây Nguyên, góp phần vào sự ổn định, tin cậy và phát triển bền vững của hệ thống điện quốc gia.

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

Họ tên sinh viên: Trần Kim Nhật

Số thẻ sinh viên: 105200137

Lớp: 20D2

Khoa: Điện

Ngành: Kỹ thuật Điện

1. Tên đề tài đồ án: Giải pháp vận hành tối ưu lưới điện một chiều có nhiều điểm kết nối.

2. Đề tài thuộc diện: ☐ Có ký kết thỏa thuận sở hữu trí tuệ đối với kết quả thực hiện.

3. Các số liệu và dữ liệu ban đầu:

- Sơ đồ kết dây cơ bản hệ thống điện Việt Nam 2021.
- Sơ đồ hệ thống điện miền Trung năm 2023.
- Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050.

4. Nội dung các phần thuyết minh và tính toán:

- Tổng quan về công nghệ truyền tải Một Chiều Điện Áp Cao.
- Cấu tạo của hệ thống truyền tải Điện Một Chiều Cao Áp.
- Định hướng phát triển lưới điện Truyền Tải 220kV của HTĐ Việt Nam đến năm theo quy hoạch Điện VIII. Đề xuất phương án đường dây tải điện HVDC.
- Phương án xây dựng đường dây HVDC trong HTĐ miền Trung.
- Kết quả thực nghiệm và đánh giá phương án đề xuất.

5. Các bản vẽ, đồ thị (ghi rõ các loại và kích thước bản vẽ):

6. Họ tên hướng dẫn: TS. Trịnh Trung Hiếu

7. Ngày giao nhiệm vụ đồ án: 16/02/2025

8. Ngày hoàn thành đồ án: 14/06/2025

Trưởng Bộ môn: Hệ thống Điện

Đà Nẵng, Ngày 14 tháng 06 năm 2025
Người hướng dẫn

Lê Hồng Lâm

Trịnh Trung Hiếu

LỜI NÓI ĐẦU

Với sự đồng ý của Khoa Điện, nhóm chúng tôi đã được nghiên cứu về đề tài: “*Giải pháp vận hành tối ưu lưới điện một chiều có nhiều điểm kết nối*”.

Để hoàn thành đồ án này, chúng tôi đã nhận được sự chỉ bảo, hướng dẫn ân cần tỉ mỉ của thầy giáo hướng dẫn: TS. Trịnh Trung Hiếu.

Qua thời gian làm việc với thầy hướng dẫn, chúng tôi thấy mình trưởng thành nhiều và học hỏi thêm được nhiều kiến thức mới để có thể áp dụng ngay trong công việc. Thầy không những đã hướng dẫn cho chúng tôi trong chuyên môn mà cũng còn cả phong cách, tác phong làm việc của một người kỹ sư.

Chúng tôi xin chân thành bày tỏ lòng cảm ơn sâu sắc của mình đối với sự giúp đỡ quý báu đó của thầy giáo hướng dẫn. Chúng tôi hiểu rằng hoàn thành một nghiên cứu, một đồ án tốt nghiệp kỹ sư không chỉ đòi hỏi kiến thức đã học được trong nhà trường, sự nhiệt tình, chăm chỉ trong công việc. Mà còn là cả một sự chuyên nghiệp, kinh nghiệm trong nghề.

Thời gian 5 năm học tại trường Đại học đã kết thúc và sau khi hoàn thành đồ án tốt nghiệp này, sinh viên chúng tôi sẽ là những kỹ sư trẻ phát triển ngành vi mạch vững mạnh. Tất cả những kiến thức đã học trong 5 năm, đặc biệt là quá trình tham gia đồ án tốt nghiệp đã tạo cho chúng tôi sự tự tin để có thể bắt đầu công việc của một kỹ sư hệ thống điện.

Chúng tôi xin chân thành cảm ơn!

CAM ĐOAN

Chúng tôi xin cam đoan rằng đồ án tốt nghiệp với đề tài “*Giải pháp vận hành tối ưu lưới điện một chiều có nhiều điểm kết nối*” là nghiên cứu độc lập của chúng tôi với sự hỗ trợ từ giảng viên hướng dẫn TS. Trịnh Trung Hiếu.

Chúng tôi xin cam đoan toàn bộ số liệu được cung cấp và kết quả nghiên cứu hoàn toàn trung thực, không sao chép từ bất kì một công trình nghiên cứu khác nào. Những tài liệu trích dẫn đều đã được ghi rõ nguồn gốc.

Chúng tôi xin chịu hoàn toàn trách nhiệm nếu có bất kỳ sự sao chép, gian dối kết quả nào trong sản phẩm đồ án này.

Sinh viên thực hiện

Trần Kim Nhật

MỤC LỤC

TÓM TẮT.....	i
NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP	ii
LỜI NÓI ĐẦU	i
CAM ĐOAN.....	ii
DANH SÁCH CÁC BẢNG, HÌNH VẼ	vii
DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT.....	ix
MỞ ĐẦU	1
CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN VỀ CÔNG NGHỆ TRUYỀN TẢI MỘT CHIỀU ĐIỆN ÁP CAO.....	3
1.1. Lịch sử phát triển công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp HVDC.	3
1.2. Một số hệ thống truyền tải HVDC điển hình trên thế giới.....	5
1.2.1. Dự án hệ thống truyền tải VSC-HVDC Nanao.	5
1.2.2. Dự án hệ thống truyền tải VSC-HVDC Zhoushan.	6
1.2.3. Dự án hệ thống truyền tải HVDC Zhangbei.	8
1.3. Ưu điểm của hệ thống truyền tải một chiều cao áp HVDC.....	9
1.3.1. Truyền tải lượng điện năng lớn từ khoảng cách xa.	9
1.3.2. Kết nối linh hoạt giữa các hệ thống	10
1.3.3. Hỗ trợ hệ thống AC nhanh chóng và hiệu quả.....	11
1.3.4. Hạn chế sự cố và bảo vệ hệ thống.....	11
1.3.5. Kiểm soát linh hoạt và hiệu quả.....	11
1.4. Nhược điểm của hệ thống truyền tải một chiều cao áp HVDC.....	12
1.4.1. Chi phí xây dựng.	12
1.4.2. Sóng hài.....	12
1.4.3. Tích hợp hệ thống HVDC vào mạng AC.	12
1.4.4. Ổn định của toàn hệ thống	12
1.5. Ứng dụng hệ thống truyền tải một chiều cao áp HVDC.	13
1.5.1. Truyền tải điện năng số lượng lớn đường dài.....	13
1.5.2. Truyền tải qua cáp ngầm dưới biển	14
1.5.3. Kết nối không đồng bộ	14

1.5.4.	<i>Truyền tải điện từ các nhà máy điện gió ngoài khơi.....</i>	15
1.5.5.	<i>Hệ thống HVDC đa điểm.</i>	15
CHƯƠNG 2. CẤU TẠO CỦA HỆ THỐNG TRUYỀN TẢI ĐIỆN MỘT CHIỀU CAO ÁP		16
2.1.	<i>Nguyên lý của hệ thống HVDC.....</i>	16
2.2.	<i>Cấu tạo của hệ thống HVDC.</i>	16
2.2.1.	<i>Bộ biến đổi.....</i>	16
2.2.2.	<i>Trạm biến áp.</i>	17
2.2.3.	<i>Các bộ lọc dòng điện xoay chiều AC.</i>	17
2.2.4.	<i>Tụ và bộ lọc DC.....</i>	17
2.2.5.	<i>Cáp hoặc dây dẫn và máy cắt HVDC</i>	17
2.2.6.	<i>Cuộn san dòng.....</i>	18
2.2.7.	<i>Hệ thống tiếp địa.</i>	18
2.2.8.	<i>Nguồn công suất phản kháng.</i>	19
2.3.	<i>Một số sơ đồ truyền tải điện cao áp một chiều.....</i>	19
2.3.1.	<i>Hệ thống truyền tải HVDC liên kết đơn cực (Monopolar link).</i>	19
2.3.2.	<i>Hệ thống truyền tải HVDC lưỡng cực (Bipolar link).....</i>	20
2.3.3.	<i>Hệ thống truyền tải HVDC cùng cực tính (Hamopolar link).....</i>	20
2.3.4.	<i>Hệ thống truyền tải HVDC nhiều điểm đầu (Multiterminal).</i>	21
2.3.5.	<i>Hệ thống truyền tải HVDC đối lưng (Back to Back).</i>	22
2.4.	<i>Hệ thống điều khiển,.....</i>	22
2.4.1.	<i>Chức năng của hệ thống điều khiển.</i>	22
2.4.2.	<i>Cơ sở điều khiển cho hệ thống HVDC.</i>	23
2.4.3.	<i>Phân cấp hệ thống điều khiển.</i>	25
2.5.	<i>Hệ thống bảo vệ của hệ thống truyền tải HVDC.....</i>	26
2.5.1.	<i>Bảo vệ Phần AC của Trạm HVDC</i>	27
2.5.2.	<i>Bảo vệ Phần DC của Trạm HVDC.....</i>	27
2.5.3.	<i>Bảo vệ và Giám sát Thiết bị</i>	28
2.5.4.	<i>Lấy Mẫu và Phát hiện Sự cố DC.....</i>	28
CHƯƠNG 3. ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI 220KV CỦA HTĐ VIỆT NAM ĐẾN NĂM THEO QUY HOẠCH ĐIỆN VIII. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG ÁN ĐƯỜNG DÂY TẢI ĐIỆN HVDC.....		29
3.1.	<i>Tình hình phụ tải điện hiện tại, và khả năng phát triển đến Năm 2025.</i>	29
3.1.1.	<i>Tình hình hiện tại của phụ tải điện</i>	29

3.1.2.	<i>Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện đến năm 2030.</i>	31
3.2.	Tình hình nguồn điện hiện tại và định hướng phát triển nguồn điện đến năm 2025.	31
3.2.1.	<i>Tình hình hiện tại của nguồn điện của hệ thống điện Miền Trung</i>	31
3.2.2.	<i>Chương trình phát triển nguồn điện tới năm 2030.</i>	33
3.3.	Tình hình lưới điện truyền tải 220kV hiện tại, định hướng phát triển đến năm 2030.	33
3.3.1.	<i>Tình hình hiện tại của lưới điện truyền tải 220KV miền Trung.</i>	33
3.3.2.	<i>Chương trình phát triển lưới điện truyền tải 220KV tới năm 2030.</i>	35
3.4.	Phương án xây dựng đường dây HVDC trong HTĐ Việt Nam giai đoạn từ Năm 2030.	35
3.4.1.	<i>Đặt vấn đề.</i>	35
3.4.2.	<i>Các phương án đã được đề xuất.</i>	37
CHƯƠNG 4. PHƯƠNG ÁN XÂY DỰNG ĐƯỜNG DÂY HVDC TRONG HTĐ MIỀN TRUNG.		39
4.1.	Phương án mà nghiên cứu đề xuất.	39
4.2.	Thiết kế sơ bộ hệ thống truyền tải HVDC miền Trung – Tây Nguyên.	41
4.2.1.	<i>Lựa chọn sơ đồ liên kết và cấp điện áp.</i>	41
4.2.2.	<i>Lựa chọn sơ đồ bộ biến đổi.</i>	41
4.2.3.	<i>Tính chọn công suất định mức bộ biến đổi.</i>	42
4.3.	Phương án vận hành tối ưu hệ thống truyền tải HVDC đã được nghiên cứu.	43
4.3.1.	<i>Cơ sở tính toán vận hành tối ưu hệ thống truyền tải HVDC.</i>	43
4.3.2.	<i>Tối ưu dòng công suất trên hệ thống MT-HVDC sử dụng thuật toán di truyền Genetic Algorithm.</i>	45
4.4.	Phương án vận hành tối ưu hệ thống truyền tải HVDC đề xuất.	48
4.4.1.	<i>Dự báo công suất phát các nguồn điện mặt trời bằng thuật toán mạng Neural tích chập kết hợp mạng Neural hồi tiếp dài-ngắn hạn (CNN+LSTM).</i>	48
4.4.2.	<i>Dự báo công suất phát các nguồn điện gió bằng thuật toán biến đổi Wavelet kết hợp mạng Neural hồi tiếp dài-ngắn hạn (DWT+LSTM).</i>	54
4.4.3.	<i>Tối ưu dòng công suất trên hệ thống MT-HVDC sử dụng thuật toán lập trình bán xác định Semidefinite programming.</i>	59
CHƯƠNG 5. KẾT QUẢ THỰC NGHIỆM VÀ ĐÁNH GIÁ PHƯƠNG ÁN ĐỀ XUẤT.		63
5.1.	Bộ dữ liệu được sử dụng dùng để dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng tái tạo.	63

5.1.1.	<i>Bộ dữ liệu được sử dụng dùng để dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng điện gió.....</i>	<i>63</i>
5.1.2.	<i>Bộ dữ liệu được sử dụng dùng để dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng điện mặt trời.....</i>	<i>65</i>
5.2.	<i>Kết quả dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng tái tạo.....</i>	<i>67</i>
5.2.1.	<i>Kết quả dự đoán công suất phát các các nguồn năng lượng điện gió.</i>	<i>67</i>
5.2.2.	<i>Kết quả dự đoán công suất phát các các nguồn năng lượng điện mặt trời.</i>	<i>69</i>
5.3.	<i>Kết quả khi áp dụng phương án đề xuất.</i>	<i>71</i>
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....		73

DANH SÁCH CÁC BẢNG, HÌNH VẼ

- Bảng 1.1 Các thông số chính của các trạm chuyển đổi trong dự án Nan'ao.
- Bảng 1.2 Các thông số chính của các trạm chuyển đổi trong dự án Zhoushan.
- Bảng 1.3 Các thông số chính của các trạm chuyển đổi trong dự án Zhangbei.
- Bảng 3.1 Danh sách các trạm biến áp 220kV A3 điều khiển.
- Bảng 4.1 So sánh các ưu và nhược điểm giữa các cấu trúc bộ biến đổi.
- Bảng 4.2 Công suất định mức dự kiến của các bộ biến đổi.
- Bảng 5.1 Dữ liệu gió tại nhà máy điện gió Gia Lai.
- Bảng 5.2 Dữ liệu gió tại nhà máy điện mặt trời Long Sơn.
- Hình 1.1: Một hệ thống HVDC tiêu biểu.
- Hình 1.2: Dự án HVDC VSC đa điểm Nan'ao.
- Hình 1.3: Dự án HVDC VSC đa điểm Zhoushan.
- Hình 1.4: Dự án HVDC VSC đa điểm Zhangbei.
- Hình 1.5: So sánh đường dây truyền tải HVDC với đường dây truyền tải HVAC.
- Hình 1.6: Cấu trúc chi phí đầu tư ban đầu hệ thống HVDC.
- Hình 1.7: Một vài ứng dụng hệ thống HVDC.
- Hình 1.8: So sánh chi phí xây dựng hệ thống HVDC với HVAC.
- Hình 2.1: Sơ đồ hệ thống HVDC.
- Hình 2.2: Hình ảnh cuộn san dòng.
- Hình 2.3: Cấu hình liên kết đơn cực có đường hồi tiếp và đường hồi tiếp qua đất.
- Hình 2.4: Cấu hình liên kết lưỡng cực có đường hồi tiếp và đường hồi tiếp qua đất.
- Hình 2.5: Cấu hình liên kết cùng cực tính.
- Hình 2.6: Liên kết đa điểm kết nối trong dự án HVDC điển hình.
- Hình 2.7: Cấu hình liên kết đối lưng.
- Hình 2.8: Sơ đồ hệ thống điều khiển hệ thống HVDC theo nguyên lý CCC và CEAC.
- Hình 2.9 Minh họa tổng quan về hệ thống điều khiển và bảo vệ được sử dụng trong một trạm HVDC được Texas Instruments.

Hình 3.1 Biểu đồ thống kê sản lượng phát và phụ tải các miền năm 2022.

Hình 3.2 Cơ cấu phụ tải hệ thống điện miền Trung năm 2024.

Hình 3.3 Biểu đồ phụ tải theo ngày hệ thống điện miền Trung năm 2024.

Hình 3.4 Truyền tải liên vùng trong kịch bản 2 vào năm 2050.

Hình 4.1 Sơ đồ hệ thống truyền tải điện HVDC nghiên cứu đề xuất.

Hình 4.2 Sơ đồ thuật toán di truyền tối ưu dòng công suất của lưới MTDC.

Hình 4.3 Lưu đồ mô tả quá trình tính toán giá trị thích nghi cho từng nhiễm sắc thể.

Hình 4.4 Thông số kết thúc thuật toán di truyền.

Hình 4.5 Luồng thông tin thuật toán di truyền.

Hình 4.6 Kiến trúc mạng nơ-ron tích chập (CNN).

Hình 4.7 Sơ đồ thuật toán bộ nhớ Ngắn hạn-Dài hạn.

Hình 4.8 Mô hình lai CNN-LSTM được đề xuất;

Hình 4.9 Flowchart của mô hình dự báo đề xuất.

Hình 4.10 Thuật toán phân tách theo Mallat.

Hình 4.11 Sơ đồ của mạng đào tạo LSTM.

Hình 4.12 Quy trình dự báo của phép biến đổi DWT+LSTM.

Hình 5.1 Heatmap giữa các đặc trưng tất cả nhà máy điện gió.

Hình 5.2 Heatmap giữa các đặc trưng tất cả nhà máy điện mặt trời.

Hình 5.3 Kết quả dự báo công suất phát các nguồn điện gió bằng thuật toán WT LSTM.

Hình 5.4 Chỉ số MAPE mỗi lần dự đoán nguồn điện gió bằng thuật toán WT-LSTM.

Hình 5.5 Kết quả dự báo công suất phát các nguồn điện mặt trời bằng thuật toán CNN LSTM.

Hình 5.6 Chỉ số MAPE mỗi lần dự đoán nguồn điện gió bằng thuật toán CNN-LSTM.

Hình 5.7 So sánh tổn thất giữa HVDC và HVAC.

Hình 5.8 So sánh khi sử dụng thuật toán đề xuất và GA.

DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT

KÝ HIỆU:

HVDC : truyền tải điện một chiều cao áp.
DC : dòng điện một chiều.
AC : dòng điện xoay chiều.
IGBT : Transistor lưỡng cực có cực điều khiển cách ly.
GTO : Thyristor tắt công
IGCT : Thyristor cổng-chuyển mạch tích hợp
MMC : bộ chuyển đổi đa cấp mô-đun
CCC : điều khiển dòng điện không đổi
CEAC : điều khiển góc tắt không đổi
GA : giải thuật di truyền
ML : phương pháp học máy
ANN : mạng Neural nhân tạo
DL : học sâu
RNN : mạng nơ-ron hồi quy dựa trên học sâu
CNN : mạng Neural tích chập
LSTM : bộ nhớ dài hạn ngắn
DWT : biến đổi Wavelet rời rạc
HTĐ : Hệ thống điện

CHỮ VIẾT TẮT

LCCs : Line-Commutated Converters
VSCs : Voltage-Source Converters
SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition
GA : Genetic Algorithm
CNN : Convolutional Neural Network
LSTM : Long Short-Term Memory
DWT : Discrete Wavelet Transform
SDP : Semidefinite programming

MỞ ĐẦU

Mục đích thực hiện đề tài:

Đề tài “Giải pháp vận hành tối ưu lưới điện một chiều có nhiều điểm kết nối” được thực hiện với mục đích là nghiên cứu về công nghệ truyền tải điện một chiều điện áp cao, đặc biệt là việc tối ưu hóa vận hành lưới điện một chiều có nhiều điểm kết nối. Đề tài hướng tới việc giải quyết các thách thức trong việc truyền tải công suất lớn qua khoảng cách xa, kết nối linh hoạt giữa các hệ thống điện độc lập, và nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện.

Mục tiêu của đề tài:

Đề tài hướng đến việc đạt được các mục tiêu cụ thể sau:

- Phân tích và làm rõ lịch sử phát triển, các ưu điểm của công nghệ HVDC so với HVAC trong truyền tải điện.
- Nghiên cứu các mô hình lưới điện một chiều và các bài toán tối ưu hóa liên quan đến vận hành lưới điện một chiều có nhiều điểm kết nối.
- Đề xuất giải pháp vận hành tối ưu cho lưới điện một chiều nhằm nâng cao hiệu quả và ổn định hệ thống.

Phạm vi và đối tượng nghiên cứu:

• **Phạm vi:** Đề tài tập trung vào việc nghiên cứu lý thuyết và mô hình hóa các lưới điện một chiều cao áp đa điểm kết nối. Dựa trên cơ sở lý thuyết đó đề xuất sử dụng lưới điện một chiều cao áp vào hệ thống điện 220 kV miền Trung Việt Nam.

• **Đối tượng nghiên cứu:** Các công nghệ HVDC (VSC-HVDC), mô hình toán học của lưới điện một chiều, các phương pháp tối ưu hóa bài toán phân bố công suất trên lưới DC. Cùng với đó là hệ thống điện 220 kV miền Trung Việt Nam đầu nối các nguồn năng lượng tái tạo.

Phương pháp nghiên cứu:

Để đảm bảo đạt được các mục tiêu đề ra, nhóm thực hiện áp dụng các phương pháp nghiên cứu sau:

- **Nghiên cứu lý thuyết:** Tổng quan và phân tích sâu về lịch sử, nguyên lý hoạt động, và các ưu điểm của công nghệ HVDC.
- **Mô hình hóa toán học:** Xây dựng các mô hình toán học cho lưới điện một chiều, bao gồm các ràng buộc về cân bằng công suất, giới hạn điện áp, dòng điện và công suất truyền tải.
- **Phân tích và giải quyết bài toán tối ưu:** Áp dụng các phương pháp dự đoán

công suất phát các nguồn năng lượng tái tạo như WT-LSTM và CNN-LSTM kết hợp với thuật toán tối ưu hóa SDP để giải quyết bài toán phân bố công suất tối ưu trên lưới DC, nhằm tìm ra giải pháp vận hành hiệu quả.

Cấu trúc của đồ án tốt nghiệp:

- Chương 1: Tổng quan về công nghệ truyền tải Một Chiều Điện Áp Cao
- Chương 2: Cấu tạo của hệ thống truyền tải Điện Một Chiều Cao Áp
- Chương 3: Định hướng phát triển lưới điện Truyền Tải 220kV của HTĐ Việt Nam đến năm theo quy hoạch Điện VIII. Đề xuất phương án đường dây tải điện HVDC.
- Chương 4: Phương án xây dựng đường dây HVDC trong HTĐ miền Trung.
- Chương 5: Kết quả thực nghiệm và đánh giá phương án đề xuất

CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN VỀ CÔNG NGHỆ TRUYỀN TẢI MỘT CHIỀU ĐIỆN ÁP CAO

1.1. Lịch sử phát triển công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp HVDC.

Công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC) là một cột mốc quan trọng trong ngành kỹ thuật điện, đóng vai trò then chốt trong việc định hình hệ thống lưới điện hiện đại [1]. Từ những thử nghiệm sơ khai cuối thế kỷ 19 đến các siêu dự án truyền tải công suất lớn xuyên lục địa ngày nay, HVDC đã trải qua một hành trình phát triển đầy thăng trầm và những bước đột phá ngoạn mục. Lịch sử của nó không chỉ là câu chuyện về tiến bộ kỹ thuật mà còn phản ánh khả năng thích ứng và đổi mới của con người trước những thách thức về truyền tải năng lượng.

Hệ thống truyền tải điện một chiều xuất hiện từ khi Thomas Edison (1847-1931) phát minh ra dòng điện một chiều, hệ thống truyền tải điện đầu tiên được gọi là hệ thống dòng điện một chiều. Ở điện áp thấp, công suất truyền tải điện một chiều không thể đi quá xa. Nhưng bắt đầu vào cuối thế kỷ 19, khi các nhà khoa học và kỹ sư bắt đầu khám phá khả năng truyền tải điện năng bằng dòng điện một chiều (DC). Năm 1882, Marcel Deprez đã thực hiện một thí nghiệm mang tính bước ngoặt với hệ thống truyền tải Miesbach-Munich, truyền 1,5 kW qua khoảng cách 57 km với điện áp 2 kV. Đây là lần đầu tiên điện DC được truyền tải trên một khoảng cách đáng kể, mở ra tiềm năng cho các ứng dụng trong tương lai.

Một bước tiến quan trọng khác là hệ thống Thury, được phát triển bởi René Thury. Năm 1889, hệ thống này được triển khai tại Ý, truyền 630 kW với điện áp 14 kV DC qua khoảng cách 120 km. Hệ thống Thury tiếp tục được cải tiến, và đến năm 1913, có 15 hệ thống Thury đang hoạt động, một số đạt điện áp lên đến 100 kV DC. Một ví dụ nổi bật là hệ thống Moutiers–Lyon, hoạt động từ khoảng năm 1906 đến 1936, truyền 8.600 kW qua 200 km với điện áp 150 kV. Tuy nhiên, các hệ thống này gặp phải hạn chế về chi phí bảo trì cao và tổn thất năng lượng lớn, khiến chúng dần bị thay thế bởi các hệ thống dòng điện xoay chiều (AC).

Sự phát triển của van thủy ngân (mercury-arc valves) đã đánh dấu một giai đoạn mới trong lịch sử HVDC. Được đề xuất vào năm 1914, các van này trở nên khả dụng vào những năm 1920 và 1930, cho phép chuyển đổi hiệu quả giữa dòng điện xoay chiều (AC) và dòng điện một chiều (DC). Năm 1932, General Electric đã thử nghiệm một đường dây DC 12 kV tại Mechanicville, New York, sử dụng van thủy ngân để chuyển đổi tần số từ 40 Hz sang 60 Hz.

Năm 1941, Dự án Elbe được thiết kế để truyền 60 MW qua 115 km với điện áp ± 200 kV, nhưng không được hoàn thành do Thế chiến II. Thiết bị từ dự án này sau đó được sử dụng cho hệ thống Moscow–Kashira tại Liên Xô, một trong những hệ thống HVDC thương mại đầu tiên. Cột mốc quan trọng nhất trong giai đoạn này là hệ thống HVDC thương mại đầu tiên, được triển khai vào năm 1954 bởi ASEA (tiền thân của ABB), kết nối đảo Gotland với đất liền Thụy Điển. Hệ thống này truyền 20 MW với điện áp 100 kV qua khoảng cách 96 km, sử dụng van thủy ngân.

Van thủy ngân tiếp tục được sử dụng trong các hệ thống HVDC cho đến những

năm 1970. Hệ thống cuối cùng sử dụng công nghệ này là Nelson River Bipole 1 tại Manitoba, Canada, hoạt động từ năm 1972 đến 1977, với công suất 6.500 MW và điện áp 450 kV DC. Tuy nhiên, các van thủy ngân có nhược điểm về độ phức tạp và chi phí bảo trì, dẫn đến sự chuyển đổi sang các công nghệ bán dẫn tiên tiến hơn.

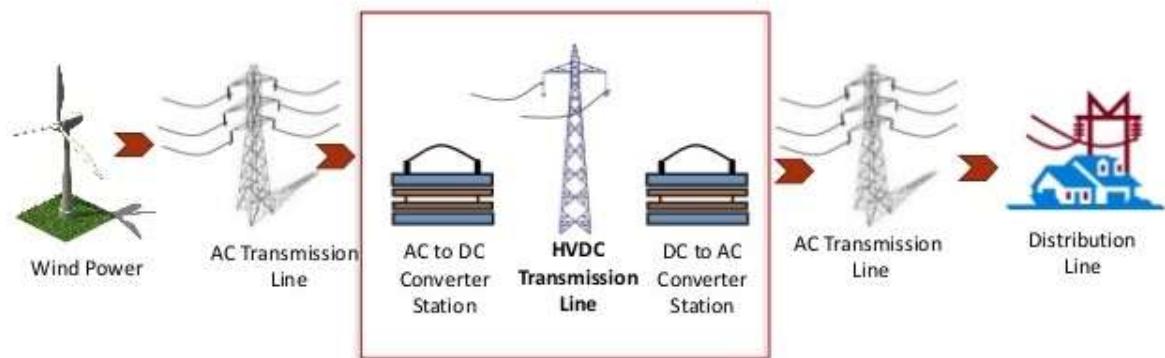
Vào cuối những năm 1960, sự ra đời của van thyristor đã mở ra một kỷ nguyên mới cho HVDC. Thyristor là thiết bị bán dẫn cho phép kiểm soát dòng điện một cách hiệu quả hơn so với van thủy ngân. Hệ thống HVDC đầu tiên sử dụng thyristor là dự án Eel River tại Canada, được đưa vào hoạt động vào năm 1972. Hệ thống này sử dụng 4.800 thyristor để truyền 320 MW với điện áp 80 kV.

Từ năm 1977, các hệ thống HVDC sử dụng thyristor, được gọi là line-commutated converter (LCC) HVDC, đã trở thành tiêu chuẩn. Một ví dụ nổi bật là hệ thống Cabora Bassa–Johannesburg, hoàn thành vào năm 1979, truyền 1.920 MW qua khoảng cách 1.410 km với điện áp ± 533 kV, là hệ thống có điện áp cao nhất vào thời điểm đó. Công nghệ thyristor đã cải thiện đáng kể hiệu suất và độ tin cậy của HVDC, giúp nó trở thành lựa chọn ưu tiên cho các dự án truyền tải điện quy mô lớn.

Giai đoạn phát triển gần đây nhất của HVDC là sự ra đời của bộ chuyển đổi nguồn điện áp (Voltage-Source Converters - VSC). Công nghệ này được triển khai lần đầu tiên vào năm 1997 với dự án Hellsjön–Grängesberg tại Thụy Điển, ban đầu truyền 3 MW với điện áp 10 kV, sau đó được nâng cấp lên 50 MW với điện áp 80 kV vào năm 1999. VSCs sử dụng các thiết bị bán dẫn tiên tiến như Transistor lưỡng cực có cực điều khiển cách ly (IGBT), thyristor tắt công (GTO), và Thyristor công-chuyển mạch tích hợp (IGCT), mang lại sự linh hoạt và hiệu quả cao hơn.

Đến năm 2011, công nghệ VSC đã chiếm một phần đáng kể thị trường HVDC, đặc biệt phù hợp cho các đường dây ngắn hơn (chỉ vài chục km) và các khối công suất nhỏ hơn (chục MW). Các bộ chuyển đổi đa cấp mô-đun (MMC) đã giảm đáng kể nhu cầu lọc hài, nâng cao hiệu suất của hệ thống. VSC cũng hỗ trợ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo, chẳng hạn như các trang trại gió ngoài khơi, và kết nối các lưới điện không đồng bộ, như các dự án liên kết giữa các quốc gia ở châu Âu.

Ngày nay, công nghệ truyền tải HVDC là một phần không thể thiếu đối với hệ thống điện của nhiều quốc gia trên thế giới. Truyền tải HVDC luôn được xem xét trong trường hợp phải tải lượng công suất lớn đi khoảng cách xa, kết nối giữa những hệ thống điện không đồng bộ hoặc xây dựng đường cáp điện vượt biển. Khi công suất đủ lớn và khoảng cách đủ xa, HVDC sẽ chiếm ưu thế lớn về chi phí đầu tư và tổn thất truyền tải điện năng so với dòng điện xoay chiều 3 pha truyền thống. Dựa vào thống kê của các nhóm nghiên cứu, hiện nay có khoảng 239 dự án HVDC đã và đang trong quá trình triển khai xây dựng trong đó có 173 hệ thống tải điện HVDC 56 trạm Back to Back. Điện áp một chiều cao nhất thuộc về dự án Xinjiang - Anhui tại Trung Quốc lên tới 1.100 kV, công suất tải 12 GW chiều dài truyền tải 3.293 km. Trong khi ở châu Âu đưa cấp điện áp một chiều lớn nhất là 525 kV trở thành tiêu chuẩn thì một số khu vực khác có xu hướng sử dụng điện áp cao hơn chẳng hạn như: châu Á 800-1.100 kV, Bắc Mỹ 600 kV, Nam Mỹ 600 kV.



Hình 1.1: Một hệ thống HVDC tiêu biểu.

1.2. Một số hệ thống truyền tải HVDC điển hình trên thế giới.

1.2.1. Dự án hệ thống truyền tải VSC-HVDC Nanao.

Dự án HVDC VSC Đa Điểm Nan'ao tại Sán Đầu, Quảng Đông, Trung Quốc, với mục tiêu cụ thể là tích hợp năng lượng gió từ đảo Nan'ao đảm bảo nguồn cung năng lượng và chuyển đổi khỏi than đá làm nổi bật cam kết chiến lược của Trung Quốc đối với năng lượng tái tạo và hiện đại hóa lưới điện [2] [3]. Đây không chỉ là một minh chứng kỹ thuật mà còn là một thành phần quan trọng trong chính sách năng lượng quốc gia nhằm giải quyết các mối lo ngại về môi trường và nhu cầu điện năng ngày càng tăng. Vị thế "đầu tiên trên thế giới" của dự án càng khẳng định vai trò tiên phong và dẫn đầu của Trung Quốc trong các công nghệ lưới điện tiên tiến, tạo tiền lệ cho quá trình chuyển đổi năng lượng toàn cầu. Dự án cũng hướng tới việc loại bỏ các hạn chế truyền tải trên các cấp ngầm AC 110kV hiện có. Hệ thống đã được đưa vào vận hành thành công vào ngày 25 tháng 12 năm 2013.

Điện áp DC cho toàn bộ dự án là 160 kV. Hệ thống hoạt động như một hệ thống truyền tải điện AC/DC song song, với mỗi trạm biến đổi được kết nối với hệ thống AC 110 kV. Bảng dưới đây tổng hợp các thông số kỹ thuật chính của hệ thống HVDC VSC Đa Điểm Nan'ao.

Các trạm VSC sử dụng cấu trúc Bộ chuyển đổi đa cấp dạng mô-đun MMC. MMC mang lại những lợi thế đáng kể, bao gồm tỷ lệ hài điện áp đầu ra thấp, cấu hình không cần bộ lọc và tổn thất điện năng thấp.

Bảng 1.1 Các thông số chính của các trạm chuyển đổi trong dự án Nan'ao.

Thông số	Trạm Jinniu	Trạm Qing'ao	Trạm Sucheng
Vị trí	Đảo Nanao	Đảo Nanao	Đất liền, Trung Quốc
Công suất định mức (MW)	100 MVA	50 MVA	200 MVA
Điện áp DC	± 160 kV	± 160 kV	± 160 kV
Cấu trúc bộ biến đổi	MMC	MMC	MMC
Cấu hình phía DC	Đơn cực đối xứng	Đơn cực đối xứng	Đơn cực đối xứng

Về phía DC, cấu hình đơn cực đối xứng và phương án tiếp địa thông qua điểm trung tính của máy biến áp kết nối được lựa chọn vì tính hiệu quả và chi phí thuận lợi. Các kết nối vật lý giữa các trạm bao gồm sự kết hợp của đường dây trên không và cáp.

- Từ Jinniu (JN) đến Sucheng (SC): 28.2 km, hỗn hợp đường dây trên không và cáp.
- Từ Qing'ao (QA) đến Jinniu (JN): 12.5 km, đường dây trên không.

Tổng chiều dài dự án là 32 km, bao gồm cáp đất liền HVDC, cáp biển và đường dây trên không.



Hình 1.2: Dự án HVDC VSC đa điểm Nan'ao.

Dự án đã khẳng định độ tin cậy và lợi ích của công nghệ Bộ chuyển đổi MMC đem lại trong cấu trúc VSC-MTDC song song, hoạt động ở điện áp DC ± 160 kV. Các phương án vận hành và bảo vệ được nghiên cứu riêng và phát triển nhằm vượt qua hạn chế của việc xử lý ngắt mạch DC lúc ấy giờ. Chứng minh được khả năng giải quyết các thách thức vận hành phức tạp của đội ngũ kỹ sư Trung Quốc.

1.2.2. Dự án hệ thống truyền tải VSC-HVDC Zhoushan.

Dự án hệ thống truyền tải Zhoushan được đặt tại tỉnh Chiết Giang, Trung Quốc, với mục đích chiến lược là kết nối lưới điện của đại lục Trung Quốc với năm hòn đảo quan trọng ở phía bắc Zhoushan: Đảo Zhoushan (Định Hải), Đảo Đại Sơn, Đảo Cù Sơn, Đảo Dương Sơn và Đảo Tứ Giao [4] [5]. Dự án đã chính thức đi vào vận hành ổn định vào tháng 7 năm 2014. Mục tiêu khi thực hiện dự án này là tạo ra một liên kết đáng tin cậy giữa hệ thống điện quốc gia Trung Quốc và các mạng lưới đảo, từ đó tạo điều kiện tích hợp và truyền tải hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo phân tán, đặc biệt là điện gió được tạo ra trên các đảo, vào lưới điện khu vực

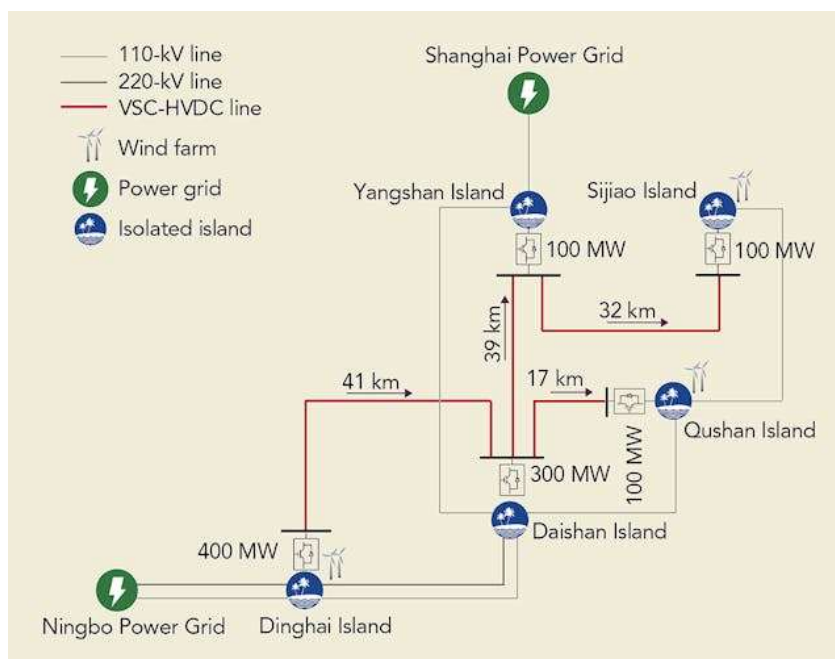
Dự án Zhoushan được phân biệt là hệ thống truyền tải DC năm điểm đầu tiên trên thế giới, đánh dấu một bước tiến lớn trong cấu trúc lưới điện. Hệ thống này kết nối năm địa điểm riêng biệt: đại lục Zhoushan (Định Hải) và bốn hòn đảo – Đại Sơn, Cù Sơn, Dương Sơn và Tứ Giao. Hệ thống có tổng công suất truyền tải đáng kể là 1000 MW.

Bảng 1.2 Các thông số chính của các trạm chuyển đổi trong dự án Zhoushan.

Thông số	Trạm Zhouding	Trạm Zhoudai	Trạm Châu Cù	Trạm Châu Tứ	Trạm Châu Dương
Công suất định mức	400 MW	300 MW	100 MW	100 MW	100 MW
Điện áp DC	± 200 kV	± 200 kV	± 200 kV	± 200 kV	± 200 kV
Cấu trúc bộ biến đổi	MMC	MMC	MMC	MMC	MMC
Cấu hình phía DC	Lưỡng cực	Lưỡng cực	Lưỡng cực	Lưỡng cực	Lưỡng cực

Tính linh hoạt trong vận hành là một khía cạnh thiết kế quan trọng, với trạm Zhoushan thường đóng vai trò là trạm truyền tải chính trong khi các trạm khác hoạt động như các điểm nhận. Tuy nhiên, trạm Đại Sơn cũng có thể hoạt động như một điểm gửi. Tổng cộng 27 chế độ vận hành riêng biệt đã được thiết kế tỉ mỉ để đảm bảo khả năng phục hồi và thích ứng của hệ thống với các điều kiện khác nhau, làm nổi bật sự phức tạp vốn có và khả năng kiểm soát tiên tiến. Hệ thống hoạt động song song với các đường dây AC hiện có, cung cấp một sự tăng cường lớp phủ giúp nâng cao sự ổn định và công suất tổng thể của lưới điện.

Dự án Zhoushan đã tiên phong trong việc vận hành hệ thống DC năm điểm đầu tiên trên thế giới và chứng minh tính khả thi trong vận hành của bộ ngắt mạch HVDC 200kV, vượt qua những trở ngại kỹ thuật đáng kể. Nó cung cấp một trường hợp nghiên cứu hấp dẫn cho các quốc gia khác đối mặt với những thách thức tương tự (ví dụ: cung cấp điện cho đảo, tích hợp điện gió ngoài khơi, ngăn mạch trong hệ thống HVDC).



Hình 1.3: Dự án HVDC VSC đa điểm Zhoushan.

1.2.3. Dự án hệ thống truyền tải HVDC Zhangbei.

Dự án hệ thống truyền tải HVDC Zhangbei là hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp do Tổng công ty Lưới điện Nhà nước Trung Quốc (SGCC) thực hiện. Mục tiêu chính của dự án Trương Bắc là tích hợp một lượng lớn điện gió và điện mặt trời sạch, phân tán và không liên tục được tạo ra ở Trương Gia Khẩu vào lưới điện khu vực. Điều này trực tiếp giải quyết thách thức về các lưới điện AC tương đối yếu ở Trương Gia Khẩu và nhu cầu trong chủ trương "100% năng lượng sạch cho các địa điểm của Thể vận hội Mùa đông Bắc Kinh", phù hợp với sáng kiến "Thể vận hội Xanh" rộng lớn hơn và thể hiện cam kết của Trung Quốc đối với sự phát triển bền vững trên trường quốc tế. Dự án được đưa vào vận hành vào cuối năm 2019 [5] [6].

Hệ thống Zhangbei bao gồm bốn trạm chuyển đổi riêng biệt: Zhangbei, KangBao, Fengning và Beijing. Mỗi trạm đóng một vai trò cụ thể, không thể thiếu trong hoạt động của hệ thống.

- Trạm Zhangbei và KangBao đóng vai trò là nguồn điện chính, được thiết kế đặc biệt để tích hợp năng lượng gió và mặt trời công suất lớn tạo ra ở khu vực Trương Gia Khẩu.
- Trạm Beijing hoạt động như một phụ tải quan trọng, chịu trách nhiệm tiếp nhận và cung cấp điện ổn định và sạch cho thủ đô.
- Trạm Fengning kết nối với một nhà máy thủy điện tích năng, điều này rất quan trọng để điều chỉnh sự dao động của năng lượng tái tạo và cân bằng việc phân phối điện để đáp ứng những thay đổi không liên tục về tốc độ gió và nhu cầu phụ tải.

Bảng 1.3 Các thông số chính của các trạm chuyển đổi trong dự án Zhangbei.

Thông số	Trạm Zhangbei	Trạm KangBao	Trạm Fengning	Trạm Beijing
Công suất định mức	3000 MW	1500 MW	1500 MW	3000 MW
Điện áp DC	± 500 kV	± 500 kV	± 500 kV	± 500 kV
Cấu trúc bộ biến đổi	MMC	MMC	MMC	MMC
Cấu hình phía DC	Lưỡng cực	Lưỡng cực	Lưỡng cực	Lưỡng cực

Dự án Trương Bắc có tác động sâu sắc đến việc tiêu thụ năng lượng tái tạo, dự án sẽ và đang cung cấp 26 TWh điện xanh hàng năm cho Bắc Kinh và các khu vực lân cận, góp phần đáng kể vào việc giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch cũng như tăng cường đáng kể sự ổn định lưới điện. Dự án cũng đã chứng minh tính khả thi kỹ thuật của lưới điện HVDC trong việc kiểm soát tần số và giảm tắc nghẽn truyền tải nguồn điện tái tạo công suất lớn. Kinh nghiệm vận hành của Trương Bắc đặt nền tảng quan trọng cho các ứng dụng rộng rãi hơn của công nghệ HVDC VSC đa đầu cuối, đặc biệt trong các kịch bản liên quan đến việc thu thập nhiều nguồn năng lượng sạch từ các vị trí địa lý khác nhau.



Hình 1.4: Dự án HVDC VSC đa điểm Zhangbei.

1.3. Ưu điểm của hệ thống truyền tải một chiều cao áp HVDC.

Hệ thống truyền tải điện HVDC từ lâu đã khẳng định vị thế trong việc truyền tải khối lượng điện năng lớn qua khoảng cách xa, nhờ chi phí tổng thể thấp hơn và tổn thất năng lượng giảm đáng kể so với truyền tải xoay chiều (AC). Điểm nổi bật của HVDC chính là khả năng vượt qua các giới hạn về ổn định, cho phép truyền tải công suất lớn mà không bị phụ thuộc vào khoảng cách địa lý.

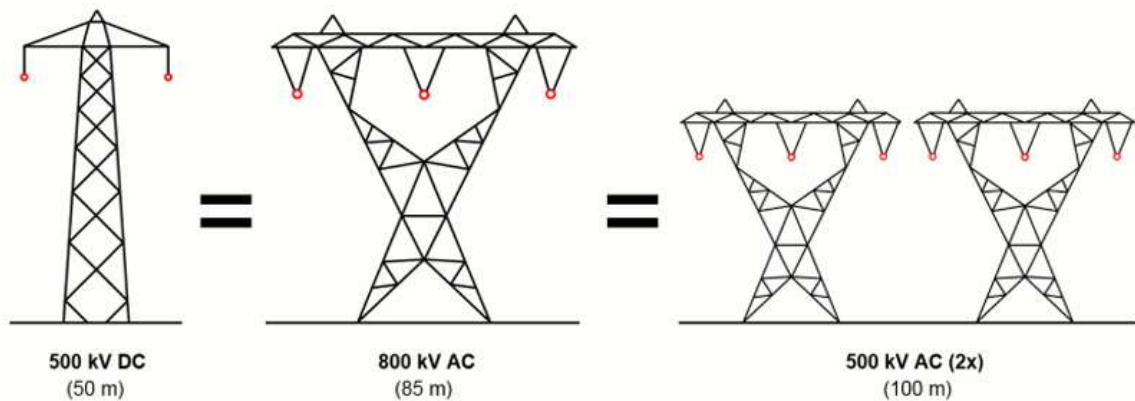
1.3.1. Truyền tải lượng điện năng lớn từ khoảng cách xa.

Khi cần vận chuyển lượng điện năng khổng lồ qua những chặng đường dài, HVDC luôn là lựa chọn tối ưu. Trong khi truyền tải AC thường bị giới hạn bởi:

- Sự biến thiên điện áp chấp nhận được trên toàn tuyến và ở các mức tải khác nhau.
- Yêu cầu duy trì ổn định đồng bộ, đảm bảo hệ thống vận hành liên tục
- Chi phí kinh tế phát sinh từ việc bổ sung thiết bị để khắc phục các hạn chế trên.

Dây dẫn HVDC, với tối thiểu chỉ hai dây (hoặc thậm chí một dây trong trường hợp cáp ngầm sử dụng dòng trở về qua đất), tiết kiệm đáng kể diện tích hành lang tuyến so với ba dây của hệ thống AC. Tháp truyền tải DC cũng gọn nhẹ, ít gây tác động thị giác

hơn.



Hình 1.5: So sánh đường dây truyền tải HVDC với đường dây truyền tải HVAC.

Khi đường dây AC chạm ngưỡng giới hạn ổn định hoặc dung lượng nhiệt, và việc xây thêm đường dây song song không khả thi, HVDC mang đến giải pháp chuyển đổi đầy tiềm năng. Bằng cách điều chỉnh cấu hình đầu tháp, công suất truyền tải có thể tăng gấp ba lần mà không cần thay đổi móng, kích thước tháp hay mở rộng hành lang tuyến. Thậm chí, việc kết hợp đường dây AC và DC trên cùng tháp cũng là một khả năng, dù hiện chưa được áp dụng thực tế.

1.3.2. Kết nối linh hoạt giữa các hệ thống

Nếu muốn liên kết các hệ thống điện độc lập bằng liên kết AC đồng bộ, cần tuân thủ nghiêm ngặt các quy định về an toàn, độ tin cậy, kiểm soát tần số, điện áp, và quản lý dự phòng. Đồng bộ hóa phụ thuộc vào cấu trúc, độ bền của hệ thống, số lượng đường dây kết nối, và nguy cơ xảy ra dao động giữa các khu vực. Thông thường, cần nhiều liên kết AC để đảm bảo độ tin cậy, dù một số trường hợp chấp nhận kết nối một mạch đơn để trao đổi năng lượng và dự phòng với độ tin cậy hạn chế.

Ngược lại, HVDC loại bỏ hoàn toàn các ràng buộc về ổn định và chiến lược kiểm soát. Các quy tắc về an toàn, tần số, hay điện áp có thể được giữ độc lập trong từng hệ thống AC, không phụ thuộc vào thỏa thuận kết nối. Liên kết HVDC có thể được thực hiện qua các trạm back-to-back dọc biên giới hoặc kết nối trực tiếp các trung tâm tải và phát điện qua truyền tải đường dài.

Trong trường hợp kết nối ngầm dưới biển, cáp AC gặp khó khăn khi khoảng cách tăng, do sự biến thiên điện áp lớn và dòng điện dung chiếm toàn bộ định mức cáp. Với giới hạn khoảng 50 km (gần đây tăng lên 100 km nhờ cáp XLPE có điện dung thấp hơn), AC không còn khả thi cho các tuyến dài hơn. HVDC, với chỉ hai dây dẫn (hoặc một dây với dòng trở về qua biển), không bị giới hạn về khoảng cách, mang đến giải pháp kỹ thuật vượt trội, chỉ bị chi phối bởi yếu tố chi phí.

1.3.3. Hỗ trợ hệ thống AC nhanh chóng và hiệu quả.

Dòng công suất trong hệ thống truyền tải AC phụ thuộc vào góc lệch giữa các vector điện áp, vốn khó có thể điều chỉnh trực tiếp mà phải dựa vào cân bằng công suất hay các thiết bị phụ trợ. Tuy nhiên nếu có sự thay đổi công suất phát hoặc nhu cầu tải gây ra biến động tần số và hiện nay chỉ có thể điều chỉnh chậm thông qua bộ điều khiển tốc độ máy phát. HVDC, với khả năng thay đổi điểm vận hành gần như tức thời, có thể nhanh chóng cung cấp hoặc giảm công suất thực để kiểm soát tần số, vượt xa tốc độ điều chỉnh máy phát thông thường. Nếu hệ thống AC cấp điện đủ mạnh, liên kết DC có thể điều chỉnh tần số trong hệ thống nhận, chỉ cần được cấu hình với chế độ kiểm soát phù hợp.

Trong các hệ thống AC với đường dây dài, dao động điện cơ do sự cố có thể khó được triệt tiêu. Việc bổ sung liên kết HVDC (điểm-điểm hoặc back-to-back) cho phép điều chế công suất với góc pha phù hợp, chủ động tạo mô-men xoắn giảm chấn, nâng cao ổn định mà không cần chi phí đáng kể.

1.3.4. Hạn chế sự cố và bảo vệ hệ thống.

Sự cố gây sụt điện áp hoặc dao động công suất trong hệ thống AC không lan truyền qua rào cản HVDC, chỉ xuất hiện ở phía bên kia dưới dạng giảm công suất mà không ảnh hưởng đến điện áp. Khả năng cô lập các sự cố nghiêm trọng này là một lợi thế quan trọng của HVDC.

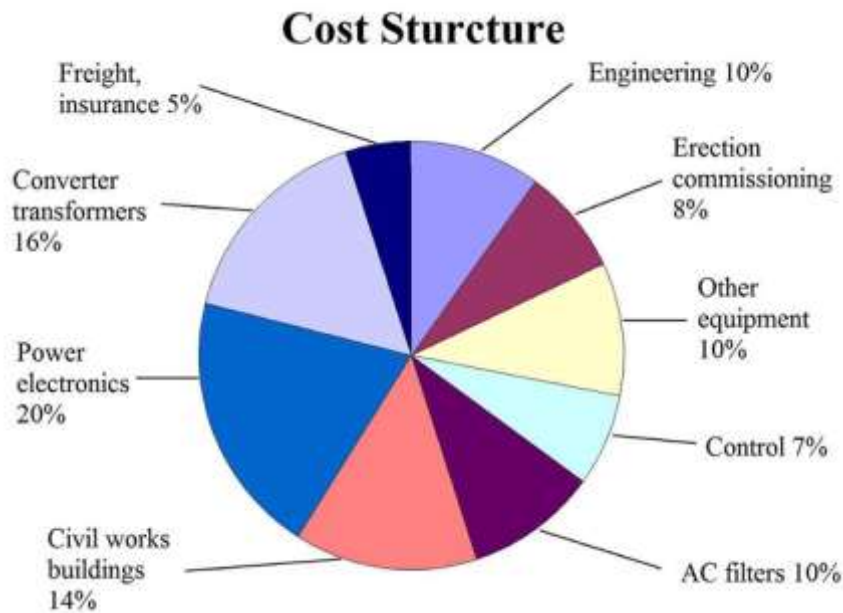
Khi mở rộng hệ thống AC bằng các đường dây mới, mức ngắn mạch tăng lên, đòi hỏi nâng cấp thiết bị đóng cắt tốn kém. HVDC, không truyền công suất phản kháng, cho phép tăng công suất thực mà không làm tăng mức ngắn mạch, bảo vệ hệ thống khỏi các rủi ro không cần thiết.

1.3.5. Kiểm soát linh hoạt và hiệu quả.

HVDC hoạt động độc lập với điện áp và tần số của các hệ thống AC, cho phép kiểm soát luồng công suất một cách linh hoạt. Điều này giúp duy trì các chiến lược kiểm soát tần số tải hiện có, đồng thời giữ các tính năng dự phòng cho những tình huống điện áp hoặc tần số vượt ngoài giới hạn bình thường. Ngoài ra, HVDC còn hỗ trợ kiểm soát điện áp thông qua điều chỉnh góc kiểm soát và sử dụng ngân hàng tụ điện, đảm bảo ổn định tại các điểm kết nối.

1.4. Nhược điểm của hệ thống truyền tải một chiều cao áp HVDC.

1.4.1. Chi phí xây dựng.



Hình 1.6: Cấu trúc chi phí đầu tư ban đầu hệ thống HVDC.

Như có thể thấy, chi phí cao nhất trong việc xây dựng hệ thống truyền tải HVDC được dành cho thiết bị điện tử công suất và máy biến áp chuyển đổi. Việc xây dựng một trạm chuyển đổi đắt hơn nhiều so với một trạm biến áp AC thông thường có cùng mức định mức vì để đạt được hiệu suất kỹ thuật tốt hơn, hệ thống HVDC cần nhiều thành phần hơn.

1.4.2. Sóng hài.

Tất cả các bộ chuyển đổi điện tử đều tạo ra sóng hài trong quá trình chuyển đổi. Trong các hệ thống HVDC hiện đại, số lượng bộ chuyển đổi được kết nối tăng lên thì sóng hài cũng tăng theo. Sóng hài sẽ ảnh hưởng đến chất lượng điện năng, thiết bị điện tử và thậm chí dẫn đến dao động hệ thống. Sóng hài được công nhận là một trong những vấn đề lớn nhất trong các hệ thống HVDC.

1.4.3. Tích hợp hệ thống HVDC vào mạng AC.

Việc kết nối một hệ thống HVDC với hệ thống AC là một dự án đầy thách thức. Trong các hệ thống HVDC, các bộ lọc sóng hài AC lớn có thể gây ra hiện tượng quá điện áp đáng kể trong quá trình phục hồi sự cố. Tuy nhiên, hệ thống HVDC lại cho thấy hiệu suất tốt trong việc bảo vệ sự cố trong mạng điện.

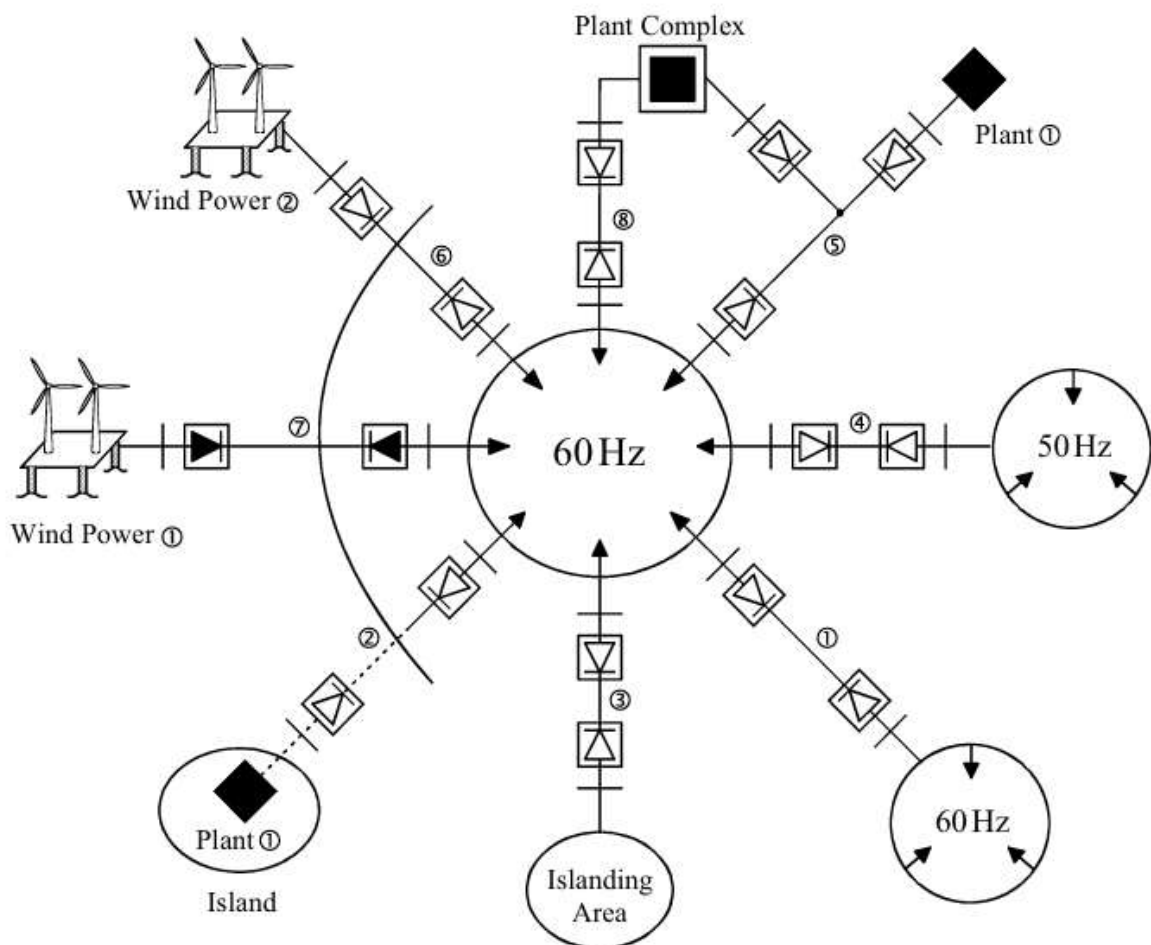
1.4.4. Ổn định của toàn hệ thống

Trong tương lai, các lưới điện được kỳ vọng sẽ có ngày càng nhiều liên kết HVDC hơn. Sự tương tác giữa các sơ đồ HVDC này sẽ trở nên quan trọng hơn [7] [8] [8]. Tuy

nhiên các sự cố mất liên kết giữa các sơ đồ HVDC này có thể dẫn đến tình trạng mất ổn định hệ thống.

1.5. Ứng dụng hệ thống truyền tải một chiều cao áp HVDC.

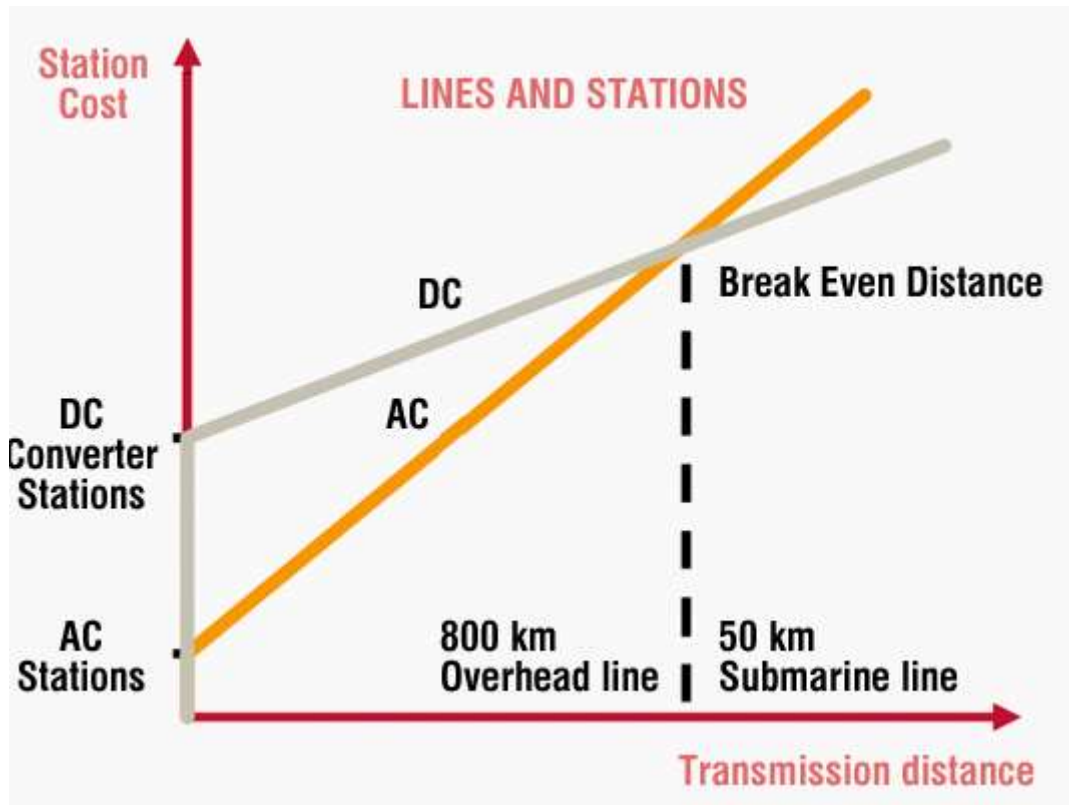
Công nghệ HVDC đã dần dần trở nên phổ biến trên toàn thế giới. Việc sử dụng các liên kết DC, làm lu mờ các giải pháp AC cổ điển, được biện minh bởi một số ưu điểm (ví dụ: điều khiển công suất chủ động, khả năng truyền tải cao hơn, không có công suất phản kháng, khả năng truyền tải dài hơn và tổn thất công suất chủ động thấp hơn), trong một số trường hợp là công nghệ khả thi duy nhất



Hình 1.7: Một vài ứng dụng hệ thống HVDC.

1.5.1. Truyền tải điện năng số lượng lớn đường dài.

Trong một số trường hợp, khi phải truyền tải công suất lớn (ở mức GW) trên các khoảng cách dài (các khoảng cách vượt quá khoảng cách tới hạn, hiện tại nằm trong khoảng hàng trăm km), các hệ thống truyền tải HVDC đại diện cho một giải pháp rẻ hơn và hiệu quả hơn về mặt chi phí đầu tư và tổn thất điện năng so với các công nghệ AC cổ điển.



Hình 1.8: So sánh chi phí xây dựng hệ thống HVDC với HVAC.

Hiện tại, đường dây truyền tải HVDC trên không dài nhất và liên kết có công suất truyền tải cao nhất là “Changji-Guquan Link” (CSC–HVDC) từ Trung Quốc, với tổng công suất truyền tải 12 GW (1100 kV) và tổng chiều dài là 3324 km.

1.5.2. Truyền tải qua cáp ngầm dưới biển

Công nghệ HVDC phù hợp cho việc truyền tải điện năng qua cáp ngầm dưới biển, chủ yếu khi khoảng cách lớn hơn 50 km. Các cáp HVDC không có các hạn chế vật lý chính như cáp AC cổ điển, vốn do thành phần công suất phản kháng và dòng điện dung làm giảm tổng công suất truyền tải chủ động. Mặc dù thành phần phản kháng có thể được bù bằng cách sử dụng các cuộn cảm shunt, việc này rất khó thực hiện trong trường hợp cáp ngầm dưới biển.

Trong trường hợp các liên kết ngầm giữa các mạng lưới hoạt động không đồng bộ hoặc việc truyền tải công suất từ các nhà máy điện gió ngoài khơi từ các địa điểm xa, giải pháp ưa chuộng là sử dụng công nghệ VSC-HVDC, mang lại một số lợi thế như yêu cầu điện tích nhỏ và khả năng điều khiển công suất chủ động và phản kháng rất linh hoạt. Cáp truyền tải điện năng HVDC ngầm dài nhất hiện nay là “NorNed Link”, giữa Na Uy và Hà Lan, với tổng chiều dài 580 km và tổng công suất truyền tải 700 MW.

1.5.3. Kết nối không đồng bộ

Các kết nối giữa các mạng lưới hoạt động không đồng bộ có thể được thực hiện bằng cách sử dụng các công nghệ HVDC. Mục đích chính của các liên kết này là: cải

thiện độ an toàn khi vận hành (trao đổi điện năng qua liên kết có thể được điều khiển chính xác, cải thiện độ ổn định hệ thống), cung cấp thêm dự trữ công suất chủ động và hỗ trợ khẩn cấp cho các hệ thống lân cận, và để đáp ứng các khía cạnh kinh tế khác (các hợp đồng trao đổi điện năng).

Hầu hết các kết nối không đồng bộ sử dụng cấu hình HVDC back-to-back (B2B), không yêu cầu cáp truyền tải hoặc đường dây trên không, từ đó làm giảm tổng chi phí của liên kết. Một ưu điểm khác của các kết nối back-to-back là chúng không truyền tải các sự cố từ một mạng lưới sang mạng khác (ví dụ như hiện tượng mất điện lan tỏa).

Liên kết “Gaoling B2B Interconnection”, kết nối lưới điện Bắc Trung Quốc và Đông Bắc Trung Quốc, là liên kết bộ biến đổi back-to-back có công suất lớn nhất trên thế giới. Giai đoạn I, được đưa vào vận hành năm 2008, của dự án bao gồm một liên kết lưỡng cực ± 500 kV, 1500 MW.

1.5.4. Truyền tải điện từ các nhà máy điện gió ngoài khơi

Để truyền tải điện năng được sản xuất tại các nhà máy điện gió ngoài khơi đặt ở các khu vực xa đất liền, công nghệ HVDC phù hợp nhất là VSC–HVDC. Khả năng điều khiển độc lập cả dòng công suất chủ động và công suất phản kháng, khả năng “khởi động đen” (black-start), cũng như yêu cầu diện tích mặt bằng nhỏ cho phép công nghệ VSC–HVDC hoạt động trong các môi trường biệt lập, như trên các giàn khoan ngoài khơi.

Hiện nay, các liên kết truyền tải HVDC đại diện cho các nhà máy điện gió ngoài khơi đáng chú ý nhất nằm tại Biển Bắc (với mục đích chính là đưa điện năng vào lưới điện Đức):

- DolWin 1 (2015—800 MW), DolWin 2 (2015—900 MW), DolWin 3 (2018—900 MW);
- BorWin 1 (2009—400 MW), BorWin 2 (2015—800 MW), BorWin 3 (2019—900 MW);
- HelWin 1 (2015—576 MW), HelWin 2 (2015—690 MW);
- SylWin 1 (2015—864 MW).

1.5.5. Hệ thống HVDC đa điểm.

Xét đến các ưu điểm được mang lại bởi các kết nối HVDC hai điểm hiện nay trong việc truyền tải một lượng lớn điện năng đồng thời cung cấp khả năng điều khiển dòng điện tiên tiến, đặc biệt trong bối cảnh số lượng hệ thống điện được kết nối và các nhà máy điện gió ngoài khơi ngày càng tăng, việc phát triển các hệ thống MTDC (multi-terminal-DC systems) là cần thiết.

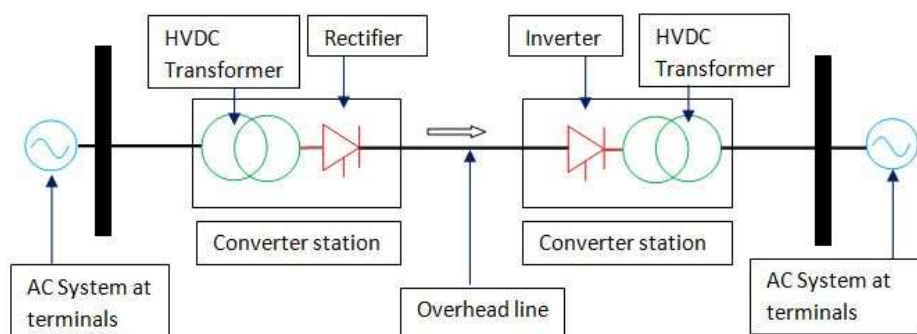
Trong một kết nối MTDC, các bộ chuyển đổi HVDC có thể lần lượt hoạt động như nghịch lưu hoặc chỉnh lưu, từ đó có thể kiểm soát dòng công suất trong mạng lưới DC.

CHƯƠNG 2. CẤU TẠO CỦA HỆ THỐNG TRUYỀN TẢI ĐIỆN MỘT CHIỀU CAO ÁP

2.1. Nguyên lý của hệ thống HVDC

Nguyên lý hoạt động của hệ thống HVDC là quá trình truyền tải điện năng giữa trạm truyền (Trạm Rectifier) tới trạm đến (Trạm inverter), tức là quá trình truyền tải điện năng giữa hai trạm biến đổi. Tại trạm biến đổi này điện áp xoay chiều được cho qua trạm biến áp để cung cấp một điện áp xoay chiều thích hợp cho bộ biến đổi. Bộ biến đổi sẽ có chức năng biến dòng điện xoay chiều thành dòng điện một chiều và được truyền trên đường dây một chiều đến trạm biến đổi kia [7].

Trong trạm HVDC, máy biến áp chuyển đổi nâng các điện áp xoay chiều được tạo ra đến mức cần thiết. Các van điện tử công suất (về cơ bản là các công tắc điện tử công suất cao) bên trong các bộ chuyển đổi cho phép kiểm soát luồng điện. Hệ thống HVDC thường được thiết kế sao cho bộ chuyển đổi ở bất kỳ đầu cuối nào có thể được vận hành như một bộ chỉnh lưu hoặc bộ biến tần và do đó hướng của luồng điện có thể được đảo ngược khi cần thiết. Công nghệ này phù hợp để truyền tải công suất định mức trong khoảng 100-10.000MW.



Hình 2.1: Sơ đồ hệ thống HVDC.

2.2. Cấu tạo của hệ thống HVDC.

2.2.1. Bộ biến đổi.

Năng lượng điện tạo ra và sử dụng dưới dạng điện xoay chiều. Vì vậy, bộ chuyển đổi được bố trí ở cả hai đầu của đường dây. Bộ chỉnh lưu được sử dụng để chuyển đổi dòng xoay chiều thành dòng một chiều khi truyền. Bộ biến tần được sử dụng để chuyển đổi dòng một chiều thành dòng xoay chiều ở đầu nhận của đường dây. Kích thước của các bộ chuyển đổi rất lớn nên nó được lắp đặt trong một tòa nhà tách biệt gọi là hội trường van. Hội trường van được hiểu là một tòa nhà chứa các van của bộ biến tần tĩnh của nhà máy truyền tải điện cao áp một chiều DC.

Các trạm chuyển đổi ở mỗi đầu đều giống nhau và có thể linh hoạt thay đổi chức năng tùy theo phân bố công suất vận hành trong hệ thống. Có 2 loại van bán dẫn chính được sử dụng hiện nay:

- Van thyristor: Các van thyristor có thể được xây dựng theo nhiều cách khác nhau tùy vào ứng dụng và quy trình sản xuất. Tuy nhiên, cách phổ biến nhất để sắp xếp các van thyristor là trong một nhóm mười hai xung với ba van bốn chân. Mỗi van thyristor có thể được sắp xếp theo nhiều cách khác nhau tùy vào ứng dụng và quy trình sản xuất. Một trong những cách phổ biến nhất để sắp xếp các van thyristor là trong một nhóm mười hai xung với ba van bốn chân. Mỗi van được kiểm soát bởi một hệ thống điều khiển chuyên dụng để tối ưu hóa hiệu suất hoạt động của nó.
- Van IGBT: Ngoài thyristor, một công nghệ khác được sử dụng rộng rãi trong HVDC hiện đại là bộ chuyển đổi nguồn điện áp (VSC). VSC sử dụng linh kiện bán dẫn như IGBT để điều khiển dòng điện một cách linh hoạt hơn so với thyristor. Điều này giúp cải thiện hiệu suất điều khiển công suất và có khả năng truyền tải điện áp trong cả hai hướng mà không cần thay đổi cực tính của điện áp một chiều.

2.2.2. Trạm biến áp.

Ba máy biến áp một pha biến đổi điện áp của thanh cái AC thành điện áp đầu vào yêu cầu của bộ chuyển đổi. Để đảm bảo điện áp van chính xác, các máy biến áp được trang bị bộ điều áp dưới tải (tap changer). Thiết kế của chúng thường đơn giản và thông thường, do hàm lượng sóng hài thấp hơn của dòng điện trong sơ đồ VSC HVDC.

2.2.3. Các bộ lọc dòng điện xoay chiều AC.

Các sóng hài bậc cao của dòng điện và điện áp đầu ra AC phải được giảm thiểu để ngăn chặn sự lan tỏa của chúng vào hệ thống AC, vì chúng có thể gây ra sự cố của thiết bị AC hoặc rối loạn vô tuyến và viễn thông. Với mục đích này, các bộ lọc thông qua thụ động hoặc chủ động được lắp đặt trong hệ thống truyền dẫn, cung cấp cho hệ thống AC các dòng điện và điện áp gần hình sin. Tuy nhiên, độ méo sóng hài thấp và không cần bù công suất phản kháng cho phép bộ lọc có kích thước nhỏ và đơn giản.

2.2.4. Tụ và bộ lọc DC

Để giảm gợn điện áp DC gây ra bởi quá trình chuyển đổi trong IGBT của bộ chuyển đổi hai ngăn xếp tụ điện DC có cùng kích thước được đưa vào hệ thống. Mỗi cái trong số chúng được kết nối với một cực với mặt đất. Ngoài các tụ điện DC, các bộ lọc DC cũng được lắp ở phía DC của hệ thống truyền dẫn để giảm thiểu nhiễu trên các mạch liên lạc, có thể chạy liên kết với các liên kết DC. Hàm lượng sóng hài thấp của dòng điện và điện áp trong hệ thống VSC HVDC cho phép các bộ lọc này nhỏ và đơn giản.

2.2.5. Cáp hoặc dây dẫn và máy cắt HVDC

Nhánh truyền tải DC bao gồm các dây dẫn DC, máy cắt HVDC tốc độ cao và điện cực nối đất. Về các loại dây dẫn DC, các công nghệ mới đã được phát triển, vì các loại cáp ngầm hiện tại được sử dụng là nặng, khó lắp đặt và dễ bị lỗi. Các loại cáp mới có khả năng cách nhiệt tốt hơn và tổn thất điện năng thấp hơn, thiết kế nhẹ và linh hoạt, dẫn đến nhiều ứng dụng hơn, như liên kết ngầm hoặc trên không.

Liên quan đến máy cắt HVDC, thay vì máy cắt cơ học, khá chậm, hoặc máy cắt điện tử, nhanh hơn nhưng đắt hơn, một giải pháp mới được đề xuất, được gọi là bộ ngắt DC lai. Loại mới này cho thấy là nhanh, hiệu quả và đáng tin cậy. Hơn nữa, thiết kế mô-đun giúp nó dễ dàng thích nghi với xếp mức điện áp và dòng điện thực tế.

2.2.6. Cuộn san dòng.

Cuộn san dòng được nối nối tiếp với bộ chuyển đổi ở nguồn DC và được làm mát bằng dầu. Nó có tác dụng giảm sóng hài trên đường dây truyền tải. Cuộn san dòng cũng còn dùng để điều chỉnh dòng một chiều. Nếu có sự thay đổi một cách đột ngột thoáng qua nó sẽ tác động và điều chỉnh dòng một chiều về giá trị định mức làm giảm xung đột trên van chuyển đổi.



Hình 2.2: Hình ảnh cuộn san dòng.

Cuộn san dòng còn dùng cho nhiệm vụ bảo vệ bằng cách hạn chế dòng sự cố. Nó có thể mắc ở dây pha hoặc dây trung tính.

2.2.7. Hệ thống tiếp địa.

Các kết nối một chiều hầu như đều dùng tiếp địa như dây trung tính. Hệ thống tiếp địa yêu cầu mặt bằng rộng để giảm dòng dò và tản dòng điện khi xảy ra sụt áp. Đất ở chỗ điện cực nối đất phải có điện trở suất cực thấp và ít thay đổi theo mùa. Hệ thống cần phải đặt ở xa khu vực thành thị hoặc những nơi đông dân cư, đường ống, công trình ngầm, trạm biến đổi... để tránh bị ăn mòn điện hóa hoặc nhiễu thông tin, ảnh hưởng đến môi trường xung quanh. Hệ thống cũng phải đảm bảo tuổi thọ cao và chi phí đầu tư không quá lớn.

2.2.8. Nguồn công suất phản kháng.

Công suất phản kháng rất cần thiết cho hoạt động của bộ chuyển đổi. Bộ lọc sóng hài AC cung cấp một phần công suất phản kháng. Nguồn cung cấp bổ sung cũng có thể lấy từ tụ điện phân luồng, bộ điều chỉnh pha đồng bộ và hệ thống var tĩnh. Lựa chọn phụ thuộc vào tốc độ điều khiển mong muốn.

2.3. Một số sơ đồ truyền tải điện cao áp một chiều.

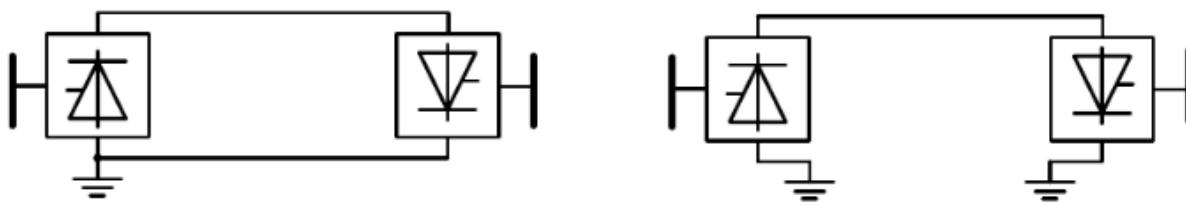
2.3.1. Hệ thống truyền tải HVDC liên kết đơn cực (Monopolar link).

Hệ thống truyền tải đơn cực là một phương án được sử dụng trong truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC), nơi một đầu của bộ chỉnh lưu được nối đất và đầu còn lại ở điện áp cao được nối với đường dây tải điện. Đặc biệt, nếu không có dây dẫn kim loại làm đường hồi tiếp, dòng điện sẽ chảy qua đất hoặc nước, tạo thành một hệ thống nối đất một dây.

Việc thiết kế các điện cực nối đất trong hệ thống đơn cực là một yếu tố phức tạp, đòi hỏi cân nhắc kỹ lưỡng về vị trí đặt (trên đất liền, bờ biển hay dưới biển) và cách nối với trạm thông qua các đường dây điện cực trung thế, thường cách trạm hàng chục kilômét. Mặc dù thiết kế điện cực catốt tương đối đơn giản, nhưng điện cực anốt lại khá phức tạp.

Sử dụng đất làm đường hồi tiếp trong truyền tải đường dài mang lại lợi ích về chi phí so với việc sử dụng dây dẫn trung tính chuyên dụng. Tuy nhiên, phương pháp này tiềm ẩn nhiều vấn đề nghiêm trọng:

- Ăn mòn điện hóa: Dòng điện một chiều chạy qua đất có thể gây ra hiện tượng điện phân, làm tăng tốc quá trình ăn mòn các cấu trúc kim loại được chôn trong lòng đất như đường ống nước, đường ống dẫn khí, cáp điện hoặc các nền móng công trình.
- Ảnh hưởng môi trường nước: Các điện cực nối đất dưới nước biển có thể tạo ra khí clo hoặc làm thay đổi tính chất hóa học của nước, gây tác động tiêu cực đến môi trường biển.



Hình 2.3: Cấu hình liên kết đơn cực có đường hồi tiếp và đường hồi tiếp qua đất.

Hiện nay, các hệ thống đơn cực hiện đại cho đường dây trên không thuần túy có khả năng truyền tải lên đến 1,5GW. Đối với cáp ngầm hoặc cáp dưới nước, công suất này giảm xuống còn khoảng 600MW. Điều đáng chú ý là hầu hết các hệ thống đơn cực đều được thiết kế để có thể mở rộng thành hệ thống lưỡng cực trong tương lai. Các tháp đường dây truyền tải thường được xây dựng để mang hai dây, ngay cả khi chỉ một dây được sử dụng cho hệ thống đơn cực. Dây còn lại có thể để dự phòng, dùng làm đường

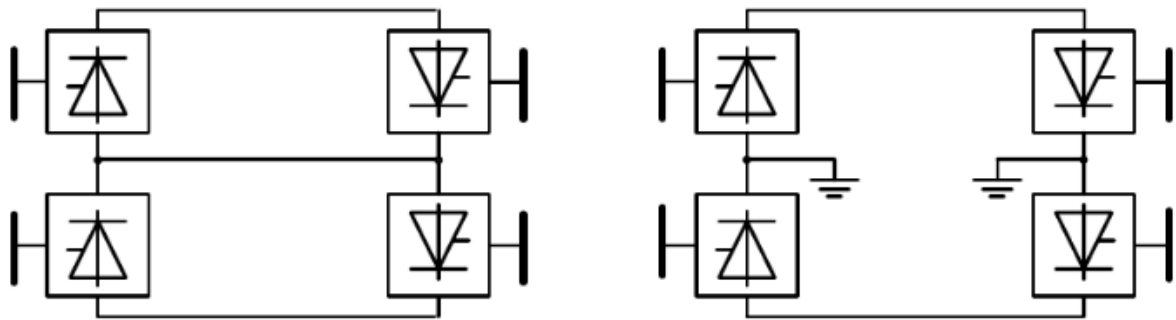
dây cho cực thứ hai khi nâng cấp lên lưỡng cực, hoặc kết nối song song với dây dẫn khác như trường hợp của cáp Baltic, nhằm tối ưu hóa hiệu quả truyền tải.

2.3.2. Hệ thống truyền tải HVDC lưỡng cực (Bipolar link).

Hệ thống truyền tải lưỡng cực, mặc dù có chi phí ban đầu cao hơn do yêu cầu cách điện cho toàn bộ điện áp giữa các dây dẫn và mặt đất, nhưng lại mang lại nhiều lợi ích đáng kể, đặc biệt trong các tình huống vận hành và sự cố.

Một trong những ưu điểm nổi bật là dòng điện qua đất không đáng kể trong điều kiện hoạt động bình thường, khác với hệ thống truyền tải đơn cực sử dụng đất làm đường trở về. Điều này giúp giảm thiểu tổn thất năng lượng và các tác động tiêu cực đến môi trường do dòng điện rò rỉ qua đất.

Hệ thống lưỡng cực cũng thể hiện khả năng phục hồi vượt trội khi xảy ra sự cố. Khi một đường dây gặp sự cố, hệ thống có thể tiếp tục truyền tải khoảng một nửa công suất định mức bằng cách sử dụng đất làm đường trở về, hoạt động ở chế độ một cực. Để tăng cường độ tin cậy, đặc biệt ở những địa hình phức tạp, dây dẫn thứ hai có thể được lắp đặt trên một bộ tháp truyền tải riêng biệt, đảm bảo việc truyền tải công suất không bị gián đoạn hoàn toàn ngay cả khi một đường dây gặp sự cố nghiêm trọng.



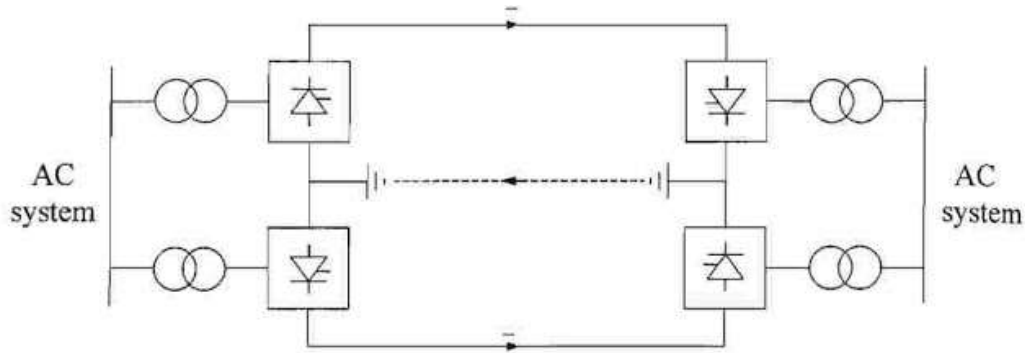
Hình 2.4: Cấu hình liên kết lưỡng cực có đường hồi tiếp và đường hồi tiếp qua đất.

Ngoài ra, hệ thống lưỡng cực còn có thể tích hợp dây dẫn nối đất bằng kim loại, nâng cao hiệu suất và khả năng truyền tải. Ví dụ điển hình là dự án Ningdong - Shandong ở Trung Quốc, một hệ thống lưỡng cực có khả năng truyền tải lên đến 4GW ở điện áp 600kV với một bộ chuyển đổi duy nhất trên mỗi cực. Các bộ chuyển đổi 12 xung được sử dụng trong dự án này là những bộ chuyển đổi HVDC mạnh nhất từng được chế tạo, với công suất định mức 2000MW cho mỗi bộ. Khả năng kết nối nối tiếp nhiều bộ chuyển đổi trên mỗi cực còn cho phép đạt được công suất cao hơn nữa, chứng minh tiềm năng to lớn của hệ thống truyền tải lưỡng cực trong việc đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng.

2.3.3. Hệ thống truyền tải HVDC cùng cực tính (Homopolar link).

Trong kiểu liên kết này, hai dây dẫn có cùng cực (thường là cực âm) có thể được làm việc với mặt đất hoặc dây dẫn điện trở lại bằng kim loại. Do khả năng vận hành liên kết một chiều với mặt đất trở lại là không thể, nên các liên kết lưỡng cực hầu như được

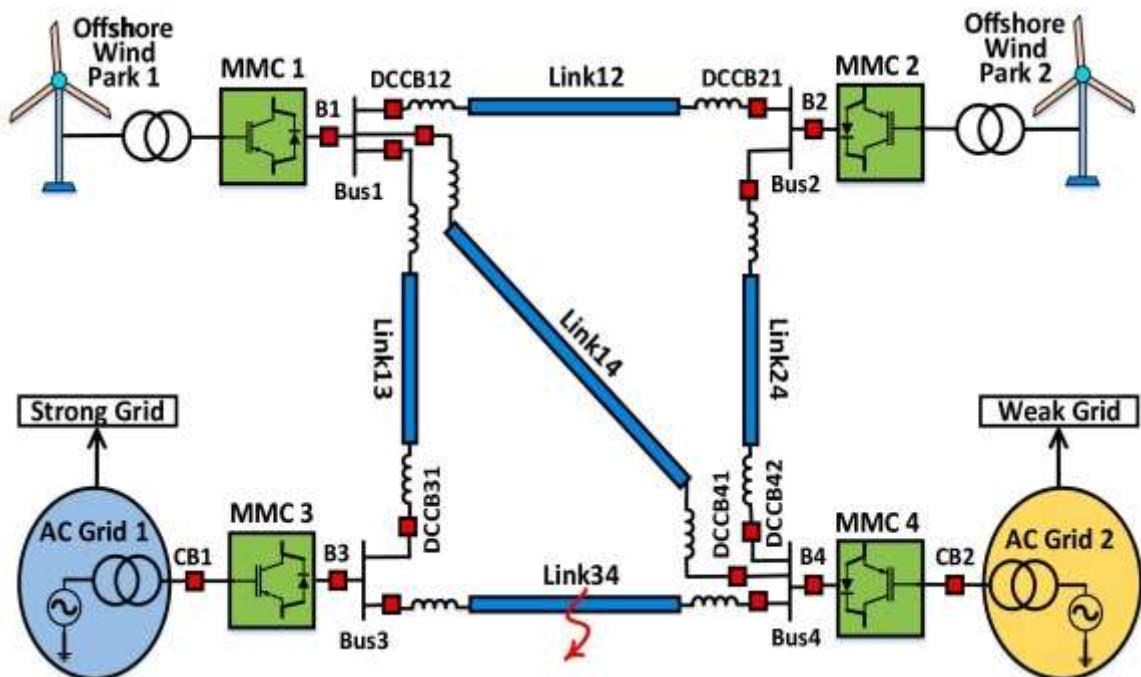
sử dụng. Liên kết đồng cực có ưu điểm là giảm chi phí cách nhiệt, nhưng nhược điểm của điện trở đất lớn hơn ưu điểm.



Hình 2.5: Cấu hình liên kết cùng cực tính.

2.3.4. Hệ thống truyền tải HVDC nhiều điểm đầu (Multiterminal).

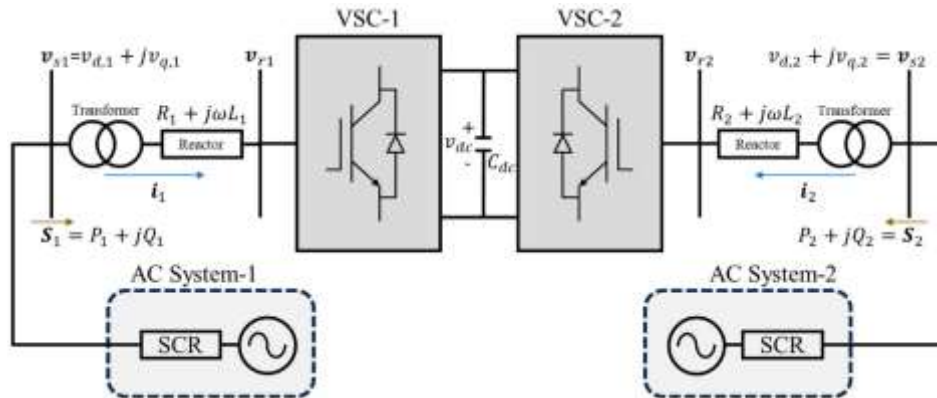
Đây là một giải pháp truyền tải điện sử dụng công nghệ điện một chiều cao áp (HVDC) với nhiều trạm đầu cuối (multiterminal) để kết nối các trang trại điện gió ngoài khơi với lưới điện trên bờ. Khác với hệ thống HVDC truyền thống chỉ có hai trạm chuyển đổi (một trạm chỉnh lưu và một trạm nghịch lưu), hệ thống multiterminal HVDC có nhiều trạm, cho phép kết nối nhiều nguồn phát điện gió và phân phối điện linh hoạt hơn. Công nghệ này giúp giảm tổn thất điện năng trên quãng đường dài, cải thiện độ ổn định của hệ thống điện và tối ưu hóa việc tích hợp năng lượng tái tạo vào lưới điện. So với truyền tải xoay chiều, HVDC đặc biệt phù hợp cho điện gió ngoài khơi vì loại bỏ được ảnh hưởng của hiệu ứng bề mặt trong dây dẫn, giảm tổn thất công suất phản kháng và cho phép truyền tải điện năng hiệu quả ở khoảng cách xa.



Hình 2.6: Liên kết đa điểm kết nối trong dự án HVDC điển hình.

2.3.5. Hệ thống truyền tải HVDC đối lưng (Back to Back).

Hai hệ thống xoay chiều được nối với nhau chung tại 1 điểm, không cần đường dây truyền tải giữa các cầu chỉnh lưu và nghịch lưu. Các trạm này thường được sử dụng khi đầu nối hai hệ thống khác nhau về tần số hoặc trong các hệ thống điện không đồng bộ và các thiết bị thường nằm tập trung nên dễ dàng cho việc điều khiển, bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị.



Hình 2.7: Cấu hình liên kết đối lưng.

2.4. Hệ thống điều khiển,

2.4.1. Chức năng của hệ thống điều khiển.

Hệ thống điều khiển bộ biến đổi HVDC là một thành phần cốt lõi, được thiết kế để đảm bảo hoạt động ổn định và hiệu quả của đường truyền tải điện một chiều cao áp trong cả điều kiện vận hành bình thường và bất thường. Vai trò của hệ thống này vượt ra ngoài việc chuyển đổi công suất đơn thuần, bao gồm các chức năng phức tạp nhằm duy trì tính toàn vẹn của lưới điện [8]. Cụ thể trong điều kiện vận hành bình thường và bất thường, hệ thống điều khiển HVDC thực hiện nhiều chức năng chính:

- Điều khiển công suất và dòng điện: Đảm bảo điều khiển công suất và dòng điện DC trong liên kết HVDC một cách độc lập và trơn tru, đồng thời điều chỉnh liên tục điện áp DC ở cả hai đầu để đạt được mức truyền tải công suất mong muốn. Hệ thống cũng phải kiểm soát dòng điện tối đa trong liên kết DC và giới hạn các dao động của dòng điện.
- Khả năng duy trì trong khi xảy ra sự cố và phục hồi sau sự cố: Một chức năng quan trọng là cho phép bộ biến đổi tiếp tục hoạt động trong các điều kiện sự cố nghiêm trọng như ngắn mạch hoặc sụt áp, xử lý các trường hợp tăng dòng điện tạm thời mà không làm ngắt hoặc hỏng hệ thống. Điều này đảm bảo phản ứng động mạnh mẽ hơn đối với lỗi, tránh các ngắt kết nối không cần thiết hoặc gián đoạn hoạt động trong các nhiễu loạn ngắn hạn.
- Khả năng vận hành độc lập (đối với hệ thống hai cực): Trong hệ thống HVDC hai cực, mỗi cực phải có khả năng hoạt động độc lập ở chế độ đơn cực (monopolar operation) khi một bộ biến đổi bị sự cố hoặc bảo trì theo lịch trình. Các chức năng điều

khiến tương tự như khi vận hành toàn hệ thống hai cực cũng phải có sẵn ở chế độ một cực.

- Điều khiển khởi động và dừng: Bao gồm các chức năng cần thiết để khởi động và dừng hệ thống một cách an toàn và có kiểm soát.
- Điều khiển điều độ (Despatch control): Liên quan đến việc cài đặt điểm truyền tải công suất, tốc độ tăng/giảm công suất (ramping set points), lựa chọn chế độ điều khiển (PV, PQ, điều khiển tần số), điều khiển giảm dao động công suất (POD), và điều khiển cộng hưởng dưới đồng bộ (SSR).
- Chức năng SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Để giám sát, thu thập dữ liệu và điều khiển từ xa hệ thống.

2.4.2. Cơ sở điều khiển cho hệ thống HVDC.

Thiết kế hệ thống điều khiển phải đảm bảo không có tương tác có hại giữa hệ thống truyền tải HVDC và lưới AC, tránh ảnh hưởng xấu đến hệ thống bảo vệ của cả HVDC và lưới AC. Hệ thống HVDC phải ổn định trong mọi tình huống vận hành. Để đạt được điều này, hệ thống điều khiển và bảo vệ phải được phối hợp chặt chẽ với các sơ đồ bảo vệ AC hiện có. Một nguyên tắc thiết kế quan trọng là hệ thống điều khiển và bảo vệ phải có đầy đủ dự phòng ở tất cả các bộ phận quan trọng để đảm bảo không có lỗi đơn lẻ nào của thiết bị gây ra sự cố toàn bộ hệ thống HVDC. Sự nhấn mạnh vào dự phòng và tính độc lập của bảo vệ khởi điều khiển làm nổi bật một nguyên tắc an toàn và độ tin cậy quan trọng trong thiết kế hệ thống điện. Đây không chỉ là một tính năng mà là một yêu cầu không thể thiếu đối với cơ sở hạ tầng quan trọng, đảm bảo rằng ngay cả khi một thành phần điều khiển bị lỗi, hệ thống vẫn có thể tiếp tục hoạt động hoặc ít nhất là tự động ngắt một cách an toàn, ngăn ngừa các sự cố lan truyền và đảm bảo an toàn cho nhân sự và thiết bị. Từ nguyên tắc cơ bản ấy đã được nghiên cứu và phát triển các nguyên lý điều khiển cơ bản các phân tử trong hệ thống truyền tải HVDC như sau:

2.4.2.1. Nguyên lý điều khiển dòng điện không đổi tại chỉnh lưu (Constant Current Control - CCC).

Trong vận hành bình thường của hệ thống HVDC hai cực, chỉnh lưu thường được giao nhiệm vụ chính là duy trì dòng điện không đổi (Constant Current Control - CCC) trong liên kết DC. Chỉnh lưu thực hiện bằng cách điều chỉnh góc kích xung (firing angle, α) của các thyristor/IGBT. Góc kích xung là thời gian trễ từ điểm mà điện áp trên một van trở nên dương (điểm mà một diode sẽ bắt đầu dẫn) cho đến khi thyristor được bật. Khi dòng điện DC đo được thấp hơn giá trị đặt, bộ điều chỉnh sẽ giảm góc đánh lửa α để tăng điện áp DC đầu ra và đưa dòng điện về giá trị đặt. Ngược lại, khi dòng điện DC đo được cao hơn giá trị đặt, bộ điều chỉnh sẽ tăng góc đánh lửa α để giảm điện áp và duy trì dòng điện. Việc tăng góc kích xung làm giảm điện áp DC đầu ra, trong khi giảm góc kích xung làm tăng điện áp DC đầu ra.

Đặc tính V-I lý tưởng của chỉnh lưu ở chế độ CCC là một đường thẳng đứng trên biểu đồ điện áp-dòng điện (đường AB), cho thấy dòng điện DC được giữ không đổi bất kể sự thay đổi của điện áp DC. Tuy nhiên, trong thực tế, đặc tính này có hai phân đoạn quan trọng: phân đoạn điều khiển dòng điện không đổi (AB) và phân đoạn điều khiển góc đánh lửa tối thiểu (Constant Ignition Angle Control - CIA) (FA). Khi điện áp DC giảm xuống dưới một ngưỡng nhất định (ví dụ do sụt áp AC), chỉnh lưu sẽ đạt đến giới hạn góc đánh lửa tối thiểu (α_{min} , thường khoảng 5 độ) và không thể tăng điện áp DC thêm nữa để duy trì dòng điện. Bộ điều khiển dòng điện thường sử dụng bộ điều khiển tỷ lệ-tích phân (PI) để duy trì dòng điện không đổi với độ dốc rất nhỏ, gần như thẳng đứng.

2.4.2.2. Nguyên lý điều khiển góc tắt không đổi tại nghịch lưu (Constant Extinction Angle Control - CEAC):

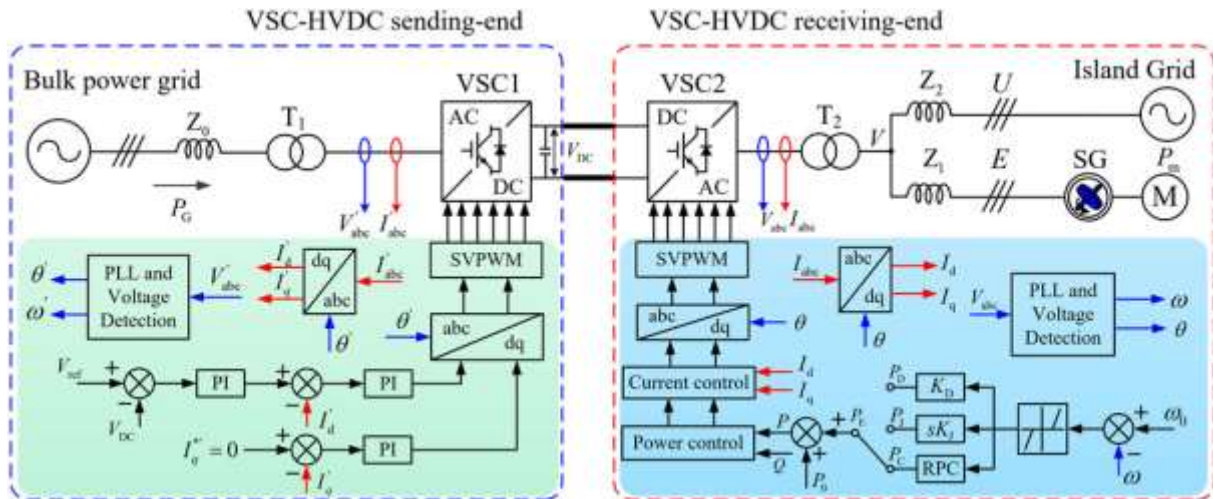
Trong vận hành bình thường, nghịch lưu hoạt động với góc tắt không đổi (extinction angle, γ). Góc tắt (γ) là thời gian cần thiết để van phục hồi khả năng chịu điện áp dương sau khi dẫn dòng, và nó liên quan trực tiếp đến thời gian tắt (turn-off time, t_q) của thyristor. Việc duy trì một góc tắt tối thiểu nhất định (thường là 15 độ cho hệ thống 50Hz và 18 độ cho 60Hz) là cực kỳ cần thiết để tránh sự cố chuyển mạch (commutation failure).

Đặc tính V-I của nghịch lưu với CEAC thường có độ dốc âm nhỏ (đường CD). Góc tắt không đổi về cơ bản giống như điều khiển góc cận biên không đổi (constant margin angle control), đảm bảo đủ cận biên cho quá trình chuyển mạch.

2.4.2.3. Sự phối hợp giữa điều khiển dòng điện và điện áp

Trong hệ thống HVDC hai cực, vai trò điều khiển dòng điện và điện áp được phân chia giữa hai trạm. Thông thường, chỉnh lưu sẽ điều khiển dòng điện DC, trong khi nghịch lưu sẽ điều khiển điện áp DC bằng cách duy trì góc tắt không đổi. Sự phân chia vai trò này là cần thiết để đảm bảo cả dòng điện và điện áp DC đều được điều chỉnh trong phạm vi an toàn và hiệu quả.

Điểm vận hành của hệ thống được xác định bởi giao điểm của đặc tính V-I của chỉnh lưu và nghịch lưu trên biểu đồ V-I. Giao điểm này đại diện cho điểm cân bằng nơi dòng điện và điện áp DC được thiết lập. Khi có sự thay đổi điện áp AC tại một đầu (ví dụ, do nhiễu loạn lưới), bộ điều khiển tại đầu đó sẽ điều chỉnh góc đánh lửa hoặc góc tắt để duy trì mục tiêu điều khiển chính của mình (dòng điện hoặc điện áp). Đồng thời, bộ điều khiển tại đầu kia sẽ phản ứng để duy trì sự ổn định tổng thể của hệ thống. Ví dụ, nếu điện áp chỉnh lưu tăng, dòng DC sẽ tăng, và bộ điều khiển chỉnh lưu sẽ tăng góc đánh lửa α để duy trì dòng điện đặt, trong khi nghịch lưu vẫn duy trì CEAC. Sự phối hợp này đảm bảo rằng hệ thống có thể thích ứng với các thay đổi và duy trì vận hành ổn định.



Hình 2.8: Sơ đồ hệ thống điều khiển hệ thống HVDC theo nguyên lý CCC và CEAC.

2.4.3. Phân cấp hệ thống điều khiển.

Hệ thống điều khiển HVDC thường áp dụng cấu trúc phân cấp để quản lý sự phức tạp và đa dạng về thời gian hoạt động của các chức năng điều khiển. Cấu trúc này được lấy cảm hứng từ cấu trúc điều khiển ba lớp của các hệ thống điện xoay chiều quy mô lớn, cho phép tương tác dễ dàng và hiệu quả giữa việc phân bổ công suất.

Sự phân cấp này không phải là ngẫu nhiên mà được thiết kế để phù hợp với các hằng số thời gian khác nhau của các hiện tượng vật lý và mục tiêu điều khiển trong hệ thống HVDC.

- Lớp điều khiển van: Phản ứng rất nhanh, trong khoảng micro giây đến mili giây. Nó chịu trách nhiệm về quá trình chuyển mạch của các van, đảm bảo hoạt động an toàn và hiệu quả của bộ biến đổi.
- Lớp điều khiển cực: Phản ứng nhanh hơn (mili giây đến vài chục mili giây). Lớp này quản lý các thông số DC của cực (dòng điện, điện áp) và các chức năng bảo vệ cấp cực.
- Lớp điều khiển chính/hai cực: Phản ứng chậm hơn (vài chục mili giây đến giây hoặc phút). Lớp này thực hiện các chức năng điều độ công suất, điều khiển chế độ vận hành, và phối hợp tổng thể hệ thống. Các chức năng này bao gồm điều khiển công suất, điều khiển cân bằng cực, điều khiển bù công suất phản kháng và lọc sóng hài.

Các phương pháp điều khiển điện áp DC trong hệ thống MTDC không thể chỉ dựa vào thông tin từ xa do động lực học rất nhanh của hệ thống mà phải dựa trên thông tin cục bộ hoặc kết hợp thông tin cục bộ và từ xa để đảm bảo phản ứng nhanh chóng và hiệu quả. Hai mô hình phổ biến bao gồm:

2.4.3.1. Mô hình ba lớp phổ biến (Primary, Secondary, Tertiary Control):

- Điều khiển sơ cấp (Primary Control): Đây là lớp điều khiển phản ứng nhanh nhất, thường hoạt động dựa trên thông tin cục bộ để duy trì ổn định tức thời của bộ biến đổi. Ví dụ, điều khiển van và điều khiển cực nằm ở cấp này. Các bộ điều khiển PI thường

được sử dụng trong các lớp điều khiển của trạm biến đổi nguồn áp (VSC-station) do cấu trúc phức tạp của chúng.

- Điều khiển thứ cấp (Secondary Control): Lớp này hoạt động ở hằng số thời gian trung bình, điều chỉnh các điểm đặt của điều khiển sơ cấp để tối ưu hóa hiệu suất hệ thống hoặc đáp ứng các mục tiêu cục bộ. Ví dụ, điều khiển điện áp DC trong lưới MTDC là một chức năng quan trọng ở cấp này. Các hệ số của đặc tính sụt áp điện áp tổng quát (Generalized Voltage Droop - GVD) có thể được đặt dựa trên giải pháp thuật toán phân bố công suất DC, được thực thi ở cấp điều khiển thứ cấp.

- Điều khiển cấp ba (Tertiary Control): Lớp này hoạt động ở hằng số thời gian dài nhất, liên quan đến việc điều độ công suất tổng thể, tối ưu hóa hệ thống và tương tác với trung tâm điều khiển lưới điện. Nó có thể phân phối lại các tham chiếu công suất theo các hạn chế và yêu cầu của lưới DC trong các khu vực khác nhau.

2.4.3.2. Mô hình ba lớp cụ thể hơn (Valve, Pole, Main Control Layer):

- Lớp điều khiển van (Valve Control Layer): Là cấp thấp nhất trong hệ thống phân cấp, điều khiển trực tiếp các thyristor hoặc các thiết bị chuyển mạch khác của bộ biến đổi. Nó chịu trách nhiệm tạo ra các xung đánh lửa/điều khiển chính xác để thực hiện quá trình chuyển mạch.

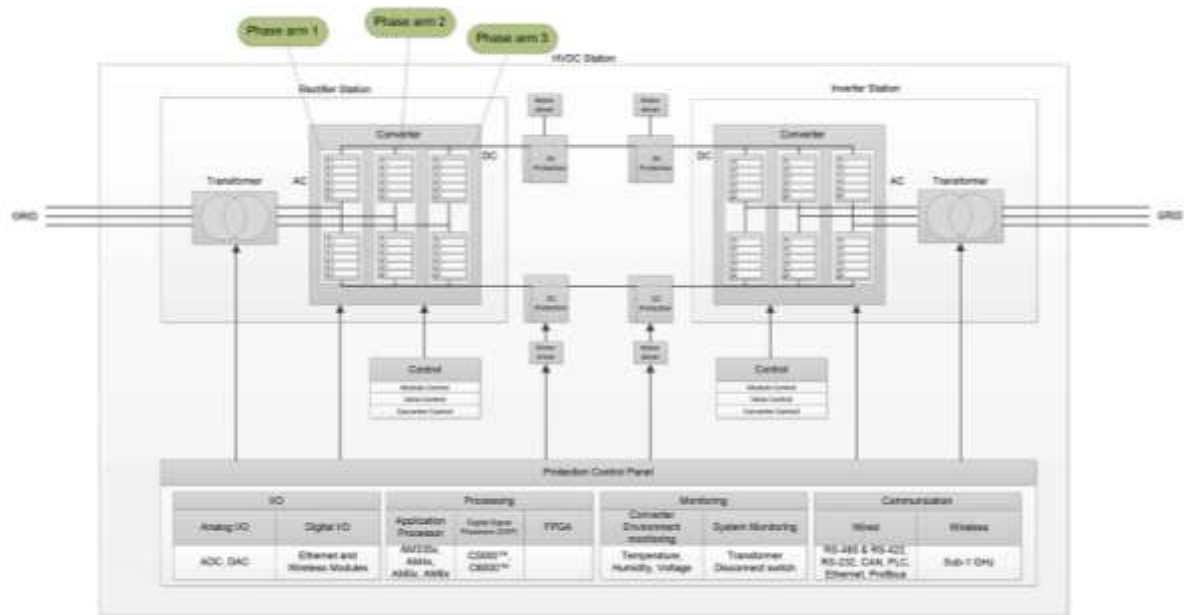
- Lớp điều khiển cực (Pole Control Layer): Điều khiển một cực (pole) của hệ thống HVDC, bao gồm một hoặc nhiều bộ biến đổi. Nó quản lý dòng điện và điện áp DC của cực đó. Đối với hệ thống hai cực, mỗi cực có thể hoạt động độc lập để tăng cường độ tin cậy và khả năng sẵn sàng.

- Lớp điều khiển chính/hai cực (Main/Bipolar Control Layer): Là cấp cao nhất, còn được gọi là điều khiển hệ thống hoặc điều khiển tổng thể. Nó nhận giá trị đặt công suất truyền tải DC từ trung tâm điều khiển và phối hợp hoạt động của các cực để đạt được mục tiêu truyền tải tổng thể. Chỉ một trạm biến đổi nên có quyền điều khiển chính của hệ thống HVDC tại một thời điểm, và việc chuyển đổi chức năng này giữa các trạm phải diễn ra một cách suôn sẻ để tránh các biến động công suất không mong muốn.

2.5. Hệ thống bảo vệ của hệ thống truyền tải HVDC.

Bảo vệ bộ biến đổi phát hiện các sự cố tại phía thứ cấp của máy biến áp biến đổi, trong khu vực van điện tử và các hư hỏng dẫn đến quá tải van. Hệ thống bảo vệ và trạm biến đổi được thiết kế sao cho các thiết bị bảo vệ AC của bộ biến đổi và trạm biến áp AC liên kề không bị ảnh hưởng bởi các hành vi bình thường, chuyển tiếp hoặc động học của hệ thống DC.

Hệ thống bảo vệ và điều khiển của trạm biến đổi HVDC được thiết kế để đảm bảo rằng không một sự cố đơn lẻ nào gây ra sự cố toàn bộ hệ thống HVDC. Cơ sở HVDC được chia thành nhiều vùng bảo vệ riêng biệt và có vùng chồng lấn. Thiết bị bảo vệ chỉ tác động lên một loại sự cố cụ thể trong một vùng đã định, và ổn định với các loại nhiễu loạn hoặc sự cố nằm ngoài vùng đó.



Hình 2.9 Minh họa tổng quan về hệ thống điều khiển và bảo vệ được sử dụng trong một trạm HVDC được Texas Instruments.

Mỗi vùng bảo vệ được bảo vệ bởi hai chức năng bảo vệ chính và một chức năng dự phòng, sử dụng các nguyên lý bảo vệ khác nhau nếu có thể. Khi không thể sử dụng các nguyên lý khác nhau, các chức năng bảo vệ được sao chép để dự phòng. Hệ thống bảo vệ được thiết kế tách biệt tối đa với hệ thống điều khiển và luôn ở trạng thái hoạt động, được cấp nguồn từ các nguồn điện riêng biệt và độc lập. Hệ thống bảo vệ bao gồm sơ đồ bảo vệ dự phòng hoàn chỉnh với các chức năng sau:

2.5.1. Bảo vệ Phần AC của Trạm HVDC

Các vùng bảo vệ AC tại trạm HVDC bao gồm:

- Bảo vệ vùng thanh cái và đường dây AC
- Bảo vệ vùng bộ lọc AC
- Bảo vệ vùng máy biến áp chuyển đổi

2.5.2. Bảo vệ Phần DC của Trạm HVDC

Các vùng bảo vệ DC tại trạm HVDC bao gồm:

- Bảo vệ van và hệ thống phụ trợ
- Bảo vệ vùng bộ chuyển đổi DC/cực DC
- Bảo vệ vùng liên kết/busbar truyền tải HVDC
- Bảo vệ vùng bộ lọc làm mượt DC, bộ lọc hài và công tắc nối đất
- Bảo vệ khi máy cắt mạch không hoạt động

2.5.3. Bảo vệ và Giám sát Thiết bị

Các thiết bị bổ sung tại trạm HVDC bao gồm:

- Giám sát khí hòa tan trong dầu (DGA) và nhiệt độ máy biến áp chuyển đổi
- Bộ điều khiển nấc biến áp
- Hệ thống làm mát bộ biến đổi
- Tụ điện
- Giám sát phóng điện cục bộ ở van điện tử
- Nguồn điện dự phòng bằng pin cho hệ thống phụ trợ

Một logic chuyển đổi được triển khai cho các hệ thống dự phòng để đảm bảo chuyển tiếp mượt mà mà không mất chức năng bảo vệ trong quá trình vận hành trạm HVDC.

Bảo vệ trạm biến đổi HVDC bao gồm các giải pháp bảo vệ cho thanh cái AC, bộ lọc hài, máy biến áp chuyển đổi, các cực/thiết bị chuyển đổi cũng như trung tính DC và bộ lọc DC. Các bảo vệ này phát hiện và loại bỏ thiết bị bị lỗi trong cả hệ thống HVAC và HVDC. Hệ thống sử dụng tín hiệu analog (dòng điện và điện áp) thu từ hiện trường. Các lệnh cắt mạch được gửi đến thiết bị cắt và các cảnh báo được hiển thị trên giao diện người – máy (HMI) và ghi lại trong bộ ghi chuỗi sự kiện (Sequence-of-Events Recorder).

2.5.4. Lấy Mẫu và Phát hiện Sự cố DC

Tần số lấy mẫu cần thiết cho ứng dụng HVDC theo tiêu chuẩn IEC61869-9 là 96.000 Hz. Thông thường, hệ thống phát hiện sự cố được thiết kế với thời gian đáp ứng là 2 μ s, tương đương với tần số lấy mẫu 500.000 Hz. Ngoài ra, cũng có thể sử dụng các bộ so sánh tốc độ cao để phát hiện sự cố nhanh chóng.

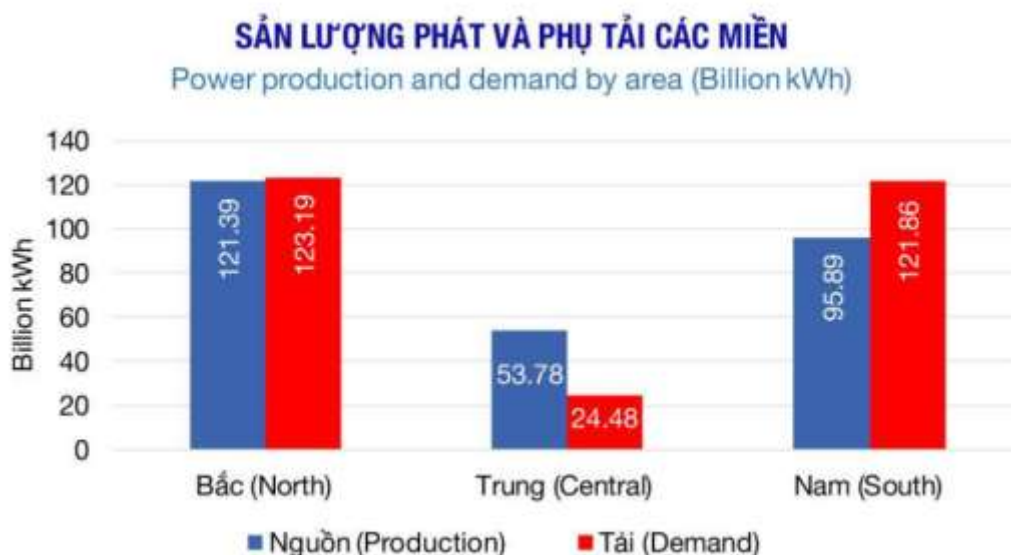
CHƯƠNG 3. ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI 220KV CỦA HTĐ VIỆT NAM ĐẾN NĂM THEO QUY HOẠCH ĐIỆN VIII. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG ÁN ĐƯỜNG DÂY TẢI ĐIỆN HVDC.

3.1. Tình hình phụ tải điện hiện tại, và khả năng phát triển đến Năm 2025.

3.1.1. Tình hình hiện tại của phụ tải điện

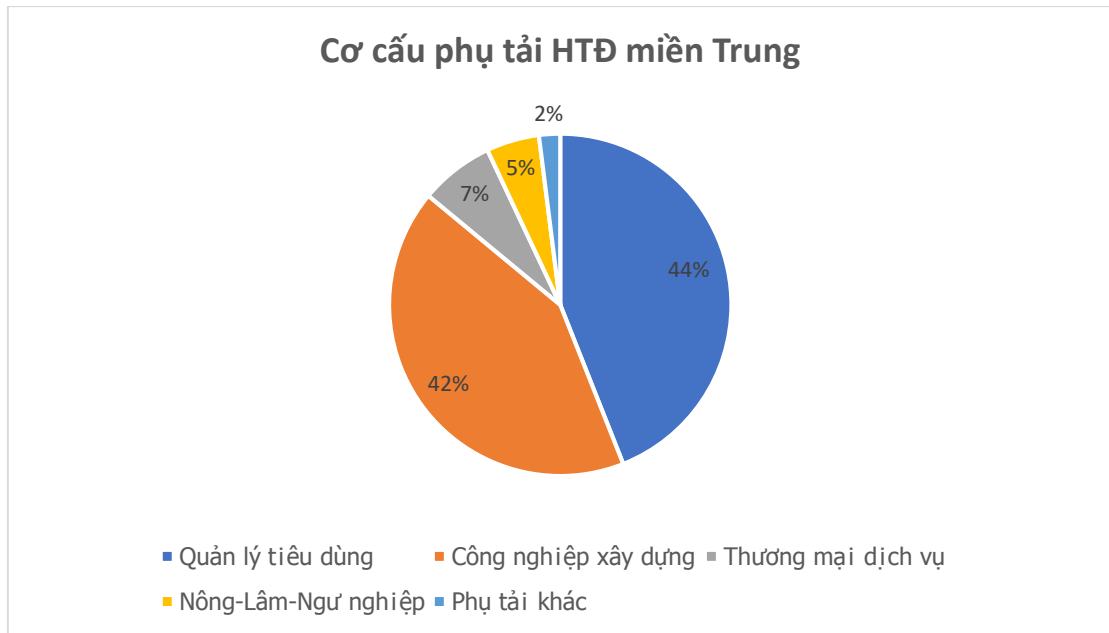
Theo thống kê năm 2024, sản lượng phụ tải của HTĐ miền Trung chiếm tỷ lệ khoảng 10% so với phụ tải của HTĐ Quốc gia và tỷ lệ bằng khoảng 20% phụ tải của HTĐ Miền Bắc, HTĐ Miền Nam.

Theo thống kê phụ tải của HTĐ miền Trung thường đạt công suất cực đại vào khoảng tháng 6, 7 hàng năm. Tổng sản lượng HTĐ miền Trung năm 2024 đạt 25,435,916,488 kWh bằng 107.31% so với cùng kỳ năm 2021. Xét trong năm 2023, sản lượng ngày trung bình đạt 70,4 triệu kWh, sản lượng ngày cao nhất đạt 3,95 triệu kWh.

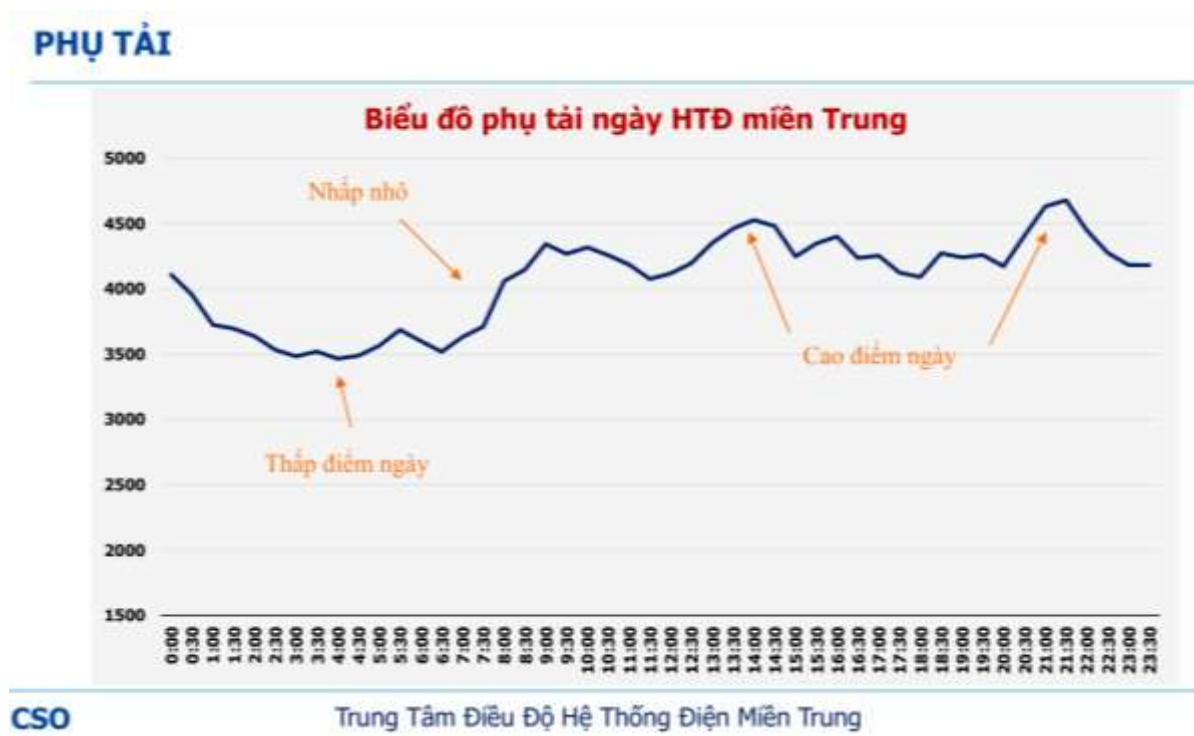


Hình 3.1 Biểu đồ thống kê sản lượng phát và phụ tải các miền năm 2022.

Trong cơ cấu 05 nhóm phụ tải của EVNCPC, nhóm phụ tải Quản lý tiêu dùng (QLTD) và Công nghiệp xây dựng (CN-XD) là nhóm phụ tải chiếm tỷ trọng cao nhất, lần lượt là 44% và 42% và là nhóm phụ tải quyết định đến tình hình sử dụng năng lượng. Loại hình phụ tải Dịch vụ thương mại (DV-TM) dần hồi phục sau đại dịch Covid-19, chiếm tỉ trọng 7%. Loại hình phụ tải Nông-Lâm-Ngư nghiệp chiếm khoảng 5% và các loại hình phụ tải khác.



Hình 3.2 Cơ cấu phụ tải hệ thống điện miền Trung năm 2024.



Hình 3.3 Biểu đồ phụ tải theo ngày hệ thống điện miền Trung năm 2024.

Theo sơ đồ công suất phụ tải HTĐ Miền Trung:

- Khoảng thời gian nửa đêm đến rạng sáng (0:30 - 5:30), phụ tải giảm dần từ mức khoảng 4000 MW xuống 3000 MW (thấp điểm) do các hoạt động sản xuất công nghiệp ngừng hoặc giảm cường độ và nhu cầu điện sinh hoạt như chiếu sáng, điều hòa... cũng giảm mạnh do người dân nghỉ ngơi.

- Từ 5:30 đến 11:30, phụ tải bắt đầu tăng từ khoảng 3500 MW lên gần 4200 MW vì nhu cầu điện sinh hoạt gia tăng và các doanh nghiệp, nhà máy bắt đầu vận hành trở lại.
- Đồ thị phụ tải có 2 đỉnh chính 14:00 đến 15:00 đây là thời gian cao điểm của các khu vực công nghiệp và doanh nghiệp; nhiều nhà máy, xí nghiệp vận hành với công suất cao để đáp ứng các đơn hàng; các trung tâm thương mại, siêu thị, và khu dịch vụ gia tăng tiêu thụ điện vào giờ hành chính và từ 20:00 đến 21:30 theo trào lưu phụ tải của HTĐ miền Trung thì phụ tải sinh hoạt chiếm phần lớn tỷ trọng phụ tải trên HTĐ miền Trung.

3.1.2. Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện đến năm 2030.

Phó Thủ tướng Chính phủ Bùi Thanh Sơn vừa ký Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII). Và trong đó đã nêu rõ:

- Điện thương phẩm: Năm 2025 khoảng 335,0 tỷ kWh; năm 2030 khoảng 505,2 tỷ kWh; đến năm 2050 khoảng 1.114,1 - 1.254,6 tỷ kWh.
- Điện sản xuất và nhập khẩu: Năm 2025 khoảng 378,3 tỷ kWh; năm 2030 khoảng 567,0 tỷ kWh; đến năm 2050 khoảng 1.224,3 - 1.378,7 tỷ kWh.
- Công suất cực đại: Năm 2025 khoảng 59.318 MW; năm 2030 khoảng 90.512 MW; đến năm 2050 khoảng 185.187 - 208.555 MW.

Cùng với đó phải bảo đảm cung cấp điện an toàn, tin cậy, đáp ứng tiêu chí N-1 đối với vùng phụ tải quan trọng và N-2 đối với vùng phụ tải đặc biệt quan trọng. Đến năm 2030, độ tin cậy cung cấp điện năng thuộc nhóm 4 nước dẫn đầu ASEAN, chỉ số tiếp cận điện năng thuộc nhóm 3 nước dẫn đầu ASEAN.

3.2. Tình hình nguồn điện hiện tại và định hướng phát triển nguồn điện đến năm 2025.

3.2.1. Tình hình hiện tại của nguồn điện của hệ thống điện Miền Trung

Tính đến năm 2024, tổng công suất đặt của HTĐ miền Trung đạt 15262 MW, trong đó 7781 MW là thủy điện chiếm 51%, 7092MW là năng lượng tái tạo chiếm 47%, nhiệt điện chỉ chiếm 2% với 310 MW. Điện mặt trời máy nhà có công suất xoay chiều là 2435 MWac (tương đương 3044 MWp). HTĐ miền Trung cũng nhận điện từ các nhà máy nằm trên lãnh thổ Lào, với tổng công suất tính đến thời điểm hiện tại là 692 MW.

Các Nhà máy lớn nhất trong HTĐ MT đầu nối vào cấp điện áp 220kV:

- NMDG: NMDG Yang Trung 145 MW và NMDG Chợ Long 155 MW ở Gia Lai.
- NMTĐ: SÊ SAN 3 – 360MW – nối T220 Pleiku.

- NMNĐ: NMNĐ Sinh Khối An Khê – 95MW
- ĐMT Farm: NMĐMT Hòa Hội 215 MW.

Căn cứ theo số liệu thu thập tính đến tháng 3 năm 2023, phân chia quyền điều khiển của các NMĐ trên lãnh thổ HTĐ miền Trung có thể tóm tắt như sau:

- A0 giữ quyền điều khiển:

+ 57 NMĐ cấp điện áp 220kV, tổng công suất đặt 7103 MW (bao gồm cả Nhà máy thủy điện DAKMI 4C và DAKMI 4B);

+ 55 NMĐ cấp điện áp 110kV, tổng công suất đặt 2805 MW;

+ 43 NM Thủy điện, tổng công suất đặt 5787 MW;

+ 02 NM Nhiệt điện (bao gồm sinh khối), tổng công suất đặt 125.85 MW;

+ 33 NM Điện gió, tổng công suất đặt 2082 MW;

+ 34 NM Điện mặt trời, tổng công suất đặt 1913 MW.

Đặc biệt, A0 giữ quyền điều khiển Nhà máy điện nhỏ đầu nối cấp điện áp 110kV là Nhà máy thủy điện DAKMI 4C có công suất 18 MW.

- A3 giữ quyền điều khiển:

+ 03 NMĐ cấp điện áp 220kV, tổng công suất đặt 79.30 MW;

+ 71 NMĐ cấp điện áp 110kV, tổng công suất đặt 1504 MW;

+ Nhà máy điện lớn đầu nối cấp điện áp 35kV là Nhà máy nhiệt điện Đường Khánh Hòa có công suất 60 MW.

+ 51 NM Thủy điện, tổng công suất đặt 945.85 MW;

+ 05 NM Nhiệt điện, tổng công suất đặt 172.60 MW;

+ 15 NM Điện gió, tổng công suất đặt 416.69 MW;

+ 03 NM Điện mặt trời, tổng công suất đặt 108 MW.

- Bx giữ quyền điều khiển:

+ 112 NMĐ cấp điện áp dưới 110kV, tổng công suất đặt 702.40 MW;

+ 109 NM Thủy điện nhỏ, tổng công suất đặt 664.40 MW;

+ 03 NM Điện mặt trời, tổng công suất đặt 38 MW.

3.2.2. Chương trình phát triển nguồn điện tới năm 2030.

Tổng công suất các nhà máy điện phục vụ nhu cầu trong nước 150.489 MW (không bao gồm xuất khẩu, điện mặt trời mái nhà hiện hữu, năng lượng tái tạo để sản xuất năng lượng mới), trong đó:

- Điện gió trên bờ 21.880 MW (14,5% tổng công suất các nhà máy điện);
- Điện gió ngoài khơi 6.000 MW (4,0%), trường hợp công nghệ tiến triển nhanh, giá điện và chi phí truyền tải hợp lý thì phát triển quy mô cao hơn;
- Điện mặt trời 12.836 MW (8,5%, không bao gồm điện mặt trời mái nhà hiện hữu), gồm các nguồn điện mặt trời tập trung 10.236 MW, nguồn điện mặt trời tự sản, tự tiêu khoảng 2.600 MW. Nguồn điện mặt trời tự sản, tự tiêu được ưu tiên phát triển không giới hạn công suất;
- Điện sinh khối, điện sản xuất từ rác 2.270 MW (1,5%), trường hợp đủ nguồn nguyên liệu, hiệu quả sử dụng đất cao, có yêu cầu xử lý môi trường, hạ tầng lưới điện cho phép, giá điện và chi phí truyền tải hợp lý thì phát triển quy mô lớn hơn;
- Thủy điện 29.346 MW (19,5%), có thể phát triển cao hơn nếu điều kiện kinh tế - kỹ thuật cho phép;
- Thủy điện tích năng 2.400 MW (1,6%);
- Pin lưu trữ 300 MW (0,2%);
- Điện đồng phát, sử dụng nhiệt dư, khí lò cao, các sản phẩm phụ của dây chuyền công nghệ trong các cơ sở công nghiệp 2.700 MW (1,8%), quy mô có thể tăng thêm phù hợp với khả năng của các cơ sở công nghiệp;
- Nhiệt điện than 30.127 MW (20,0%), trừ các dự án trong Bảng 3 Phụ lục II;
- Nhiệt điện khí trong nước 14.930 MW (9,9%);
- Nhiệt điện LNG 22.400 MW (14,9%);
- Nguồn điện linh hoạt 300 MW (0,2%);
- Nhập khẩu điện 5.000 MW (3,3%), có thể lên đến 8.000 MW.

Với các nguồn điện than đang gặp khó khăn trong việc triển khai sẽ cập nhật quá trình xử lý để thay thế bằng các nguồn điện LNG hoặc năng lượng tái tạo.

3.3. Tình hình lưới điện truyền tải 220kV hiện tại, định hướng phát triển đến năm 2030.

3.3.1. Tình hình hiện tại của lưới điện truyền tải 220KV miền Trung.

Lưới điện truyền tải cấp 220kV do A3 điều khiển gồm 30 Trạm 220kV với tổng công suất MBA 220kV là 9500 MVA. Gam công suất máy biến áp là 125 MVA, 250 MVA. Trong số 30 TBA, có 27 TBA hiện đã hoàn thiện thao tác xa. HTĐ miền Trung

có 13 trung tâm điều khiển thao tác xa các trạm 110kV. Tình hình lưới điện truyền tải 500kv hiện tại, định hướng phát triển đến năm 2025.

Bảng 3.1 Danh sách các trạm biến áp 220kV A3 điều khiển.

1	Trạm biến áp 220kV Đồng Hới	Quảng Bình
2	Trạm biến áp 220kV Ba Đồn	Quảng Bình
3	Trạm biến áp 220kV Đông Hà	Quảng Trị
4	Trạm biến áp 220kV Lao Bảo	Quảng Trị
5	Trạm biến áp 220kV Phong Điền	Thừa Thiên Huế
6	Trạm biến áp 220kV Huế	Thừa Thiên Huế
7	Trạm biến áp 220kV Hòa Khánh	Đà Nẵng
8	Trạm biến áp 220kV Ngũ Hành Sơn	Đà Nẵng
9	Trạm biến áp 220kV Thanh Mỹ	Quảng Nam
10	Trạm biến áp 220kV Tam Kỳ	Quảng Nam
11	Trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2	Quảng Nam
12	Trạm biến áp 220kV Duy Xuyên	Quảng Nam
13	Trạm biến áp 220kV Quảng Ngãi	Quảng Ngãi
14	Trạm biến áp 220kV Dung Quất	Quảng Ngãi
15	Trạm biến áp 220kV Sơn Hà	Quảng Ngãi
16	Trạm biến áp 220kV Quy Nhơn	Bình Định
17	Trạm biến áp 220kV Phước An	Bình Định
18	Trạm biến áp 220kV Phù Mỹ	Bình Định
19	Trạm biến áp 220kV Tuy Hòa	Phú Yên
20	Trạm biến áp 220kV Nha Trang	Khánh Hòa
21	Trạm biến áp 220kV Vân Phong	Khánh Hòa
22	Trạm biến áp 220kV Cam Ranh	Khánh Hòa
23	Trạm biến áp 220kV Chư Sê	Gia Lai
24	Trạm biến áp 220kV Kon Tum	Kon Tum
25	Trạm cắt 220kV Bờ Y	Kon Tum
26	Trạm biến áp 220kV Krong Buk	ĐakLak

27	Trạm biến áp 220kV Krong Ana	ĐakLak
28	Trạm biến áp 220kV Đắk Nông	Đak Nông

Sơ đồ kết dây cơ bản của HTĐ miền Trung, cập nhật hết 2024 có thể thấy như sau:

- Các TBA truyền tải 220kV chủ yếu sử dụng sơ đồ Hệ thống hai thanh góp có thanh góp vòng và sơ đồ Hệ thống hai thanh góp, một vài TBA dùng sơ đồ tứ giác và 3/2.
- Các TBA truyền tải 220kV miền Trung đều có sự liên kết với nhau từ Quảng Bình đến Khánh Hòa, thông qua mạch vòng hoặc các đường dây kép 220kV giúp nâng cao độ tin cậy trong cung cấp điện truyền tải.

3.3.2. Chương trình phát triển lưới điện truyền tải 220KV tới năm 2030.

Phát triển hệ thống truyền tải điện đồng bộ với tiến độ các nguồn điện, nhu cầu phát triển phụ tải của các địa phương, sử dụng công nghệ hiện đại, đảm bảo tiêu chuẩn quốc tế, sẵn sàng kết nối khu vực. Phát triển lưới điện thông minh để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo ở quy mô lớn, đáp ứng yêu cầu vận hành hệ thống điện an toàn, ổn định và kinh tế.

Xây dựng lưới điện 220 kV bảo đảm độ tin cậy, các trạm biến áp trong khu vực có mật độ phụ tải cao thiết kế theo sơ đồ đảm bảo vận hành linh hoạt. Xây dựng các trạm biến áp 220 kV đủ điều kiện vận hành tự động không người trực. Đẩy mạnh xây dựng các trạm biến áp GIS, trạm biến áp 220/22 kV, trạm ngầm tại các trung tâm phụ tải.

Định hướng sau năm 2030 sẽ phát triển các đường dây truyền tải siêu cao áp một chiều kết nối khu vực Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ và Bắc Bộ để khai thác mạnh tiềm năng điện gió ngoài khơi. Nghiên cứu các kết nối xuyên châu Á - Thái Bình Dương.

Giai đoạn 2021 - 2030: Xây dựng mới 49.350 MVA và cải tạo 38.168 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 12.300 km và cải tạo 1.324 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 78.525 MVA và cải tạo 34.997 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 16.285 km và cải tạo 6.484 km đường dây 220 kV.

3.4. Phương án xây dựng đường dây HVDC trong HTĐ Việt Nam giai đoạn từ Năm 2030.

3.4.1. Đặt vấn đề.

Hiện nay, hệ thống điện Việt Nam đang tồn tại vấn đề phân bố nguồn điện không đồng đều giữa các miền/ khu vực trong cả nước, buộc phải tiến hành truyền tải điện công suất lớn từ Bắc-Trung vào miền Nam, trong khi năng lực truyền tải điện liên miền còn nhiều hạn chế dẫn đến độ dự phòng và độ an toàn trong truyền tải điện còn thấp. Khi xảy ra sự cố trên đường dây 500kV liên miền sẽ dễ gây ra hiện tượng sụp đổ điện áp và

rã lưới cục bộ, ảnh hưởng nghiêm trọng đến hệ thống điện, phụ tải điện và sự phát triển kinh tế - xã hội.

Với chủ trương phát triển nguồn điện toàn quốc theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, việc ưu tiên khai thác các nguồn than nội địa phục vụ phát triển nguồn điện, khai thác hiệu quả các nguồn năng lượng sơ cấp, đưa vào các nguồn điện mới sử dụng khí thiên nhiên... đã dẫn đến hình thành các khu vực tập trung nhiều nguồn điện như khu vực Bắc Trung Bộ với các NMNĐ có quy mô lớn như Quảng Trạch (2.400MW), Vũng Áng (4.800MW), Quỳnh Lập (2.400MW), Nam Định (1.200MW), Nghi Sơn (1.800MW) và Thái Bình (1.800MW); khu vực Duyên hải miền Trung với NMNĐ Quảng Trị (1.200MW), TTĐL sử dụng mỏ khí Cá Voi Xanh công suất có thể lên đến 4.000MW, TTĐL LNG Cà Ná (6.000MW), TTĐL LNG Mỹ Giang (6.000MW),...

Hiện nay, EVN đang xúc tiến đàm phán để có thể nhập khẩu khoảng 1.000MW công suất thủy điện từ Lào giai trong năm 2020. Giai đoạn 2021-2025, dự kiến nhập khẩu khoảng 4.000MW công suất thủy điện từ Lào. Như vậy, khu vực miền Trung tiếp giáp với Lào sẽ tiếp nhận thêm một lượng công suất nhập khẩu tương đối lớn khoảng 5.000MW.

Ngày 11/4/2017, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam. Đến tháng 02/2019, tổng công suất các nguồn điện điện mặt trời được Bộ Công Thương phê duyệt bổ sung vào quy hoạch và đưa vào vận hành trước năm 2020 đã đạt khoảng 13.300MWp tương đương khoảng 11.200MWac và tổng công suất các nguồn điện điện gió được Bộ Công Thương phê duyệt bổ sung quy hoạch đã đạt khoảng 4.200MW.

Như vậy, tổng công suất các nguồn năng lượng tái tạo trên cả nước được bổ sung vào hoạch và đưa vào vận hành đến năm 2022 là khoảng 15.400MW. Đặc biệt tại khu vực tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận đang được tập trung phát triển rất nhiều nguồn năng lượng tái tạo, tổng công suất nguồn năng lượng tái tạo tại khu vực này là khoảng 7.000MW.

Trong khi đó, khu vực miền Nam với nhiều bất lợi về nguồn cung năng lượng sơ cấp, các nguồn than phải nhập khẩu với số lượng lớn, kéo theo kết cấu hạ tầng các cảng trung chuyển phải xây dựng mới, cùng với những hạn chế trong khai thác và cung cấp khí thiên nhiên... đã làm ảnh hưởng không nhỏ đến kế hoạch phát triển nguồn điện tại khu vực này. Ngoài ra, giai đoạn đến năm 2030, các nguồn điện khu vực miền Bắc không còn khả năng phát triển mở rộng, lúc đó sẽ phát sinh nhu cầu nhận điện ngược trở lại.

Từ những nguyên nhân phân tích trên, đòi hỏi phải nâng cao năng lực truyền tải liên miền nhằm chia sẻ công suất dư thừa từ miền Bắc, miền Trung truyền tải cho miền Nam đến trước năm 2025 và từ miền Trung truyền tải điện ngược ra miền Bắc, vào miền Nam đến giai đoạn năm 2030 là cần thiết để đảm bảo an toàn cung cấp điện, nâng cao ổn định và góp phần vận hành kinh tế hệ thống điện cần được xem xét. Ngoài ra, việc

truyền tải công suất nguồn điện (nhiệt điện, điện mặt trời, điện gió, LNG,...) tương đối lớn từ khu vực Nam Trung Bộ về khu vực trung tâm phụ tải của miền Nam cũng là vấn đề cần phải nghiên cứu kỹ.

3.4.2. Các phương án đã được đề xuất.

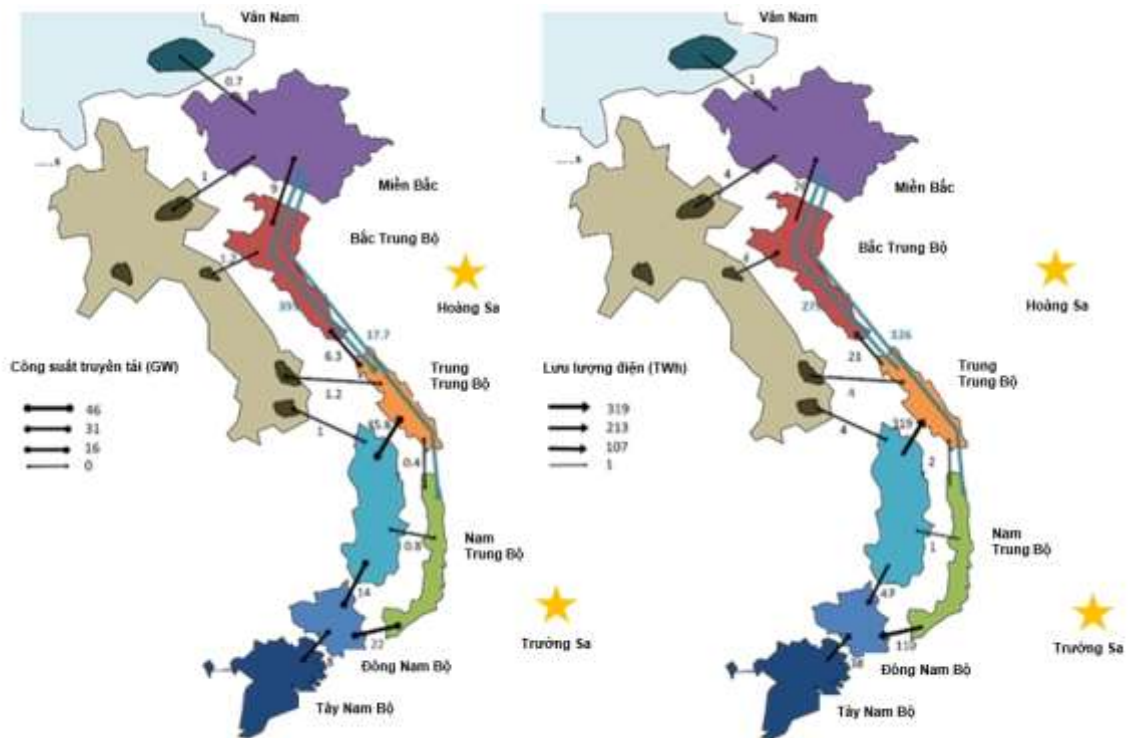
Hiện EVN giao cho Liên danh Công ty CP Tư vấn Xây dựng điện 1 và 2 xây dựng các phương án nhằm tối ưu hiệu quả trong vận hành hệ thống truyền tải [9]. 3 phương án đã được xây dựng gồm:

- Phương án 01: Xây dựng một đường dây 500kV xoay chiều mới truyền tải công suất Bắc - Trung - Nam.
- Phương án 02: Xây dựng một đường dây 500kV một chiều mới truyền tải công suất Bắc - Trung - Nam.
- Phương án 03: Cải tạo một mạch đường dây 500kV hiện có thành đường dây HVDC truyền tải công suất Bắc - Trung - Nam.

Theo kết quả tính toán sơ bộ về vốn đầu tư giữa các phương án truyền tải HVAC và HVDC cho thấy, phương án xây dựng mới trục ĐD 500kV HVDC truyền tải Bắc - Trung - Nam là phương án có vốn đầu tư thấp nhất, phù hợp với lý thuyết và kinh nghiệm đã đúc kết được trên thế giới. Với khoảng cách truyền tải điện Bắc - Nam khoảng hơn 1700km, công suất truyền tải có thể đạt 2.500MW, phương án sử dụng công nghệ HDVC có thể truyền tải công suất trên một khoảng cách lớn mà không bị giảm khả năng tải như đường dây xoay chiều là phương án phù hợp.

Phương án xây dựng đường dây HVDC 500kV có các ưu điểm như giảm tổn thất công suất, tăng độ ổn định, hạn chế gia tăng dòng ngắn mạch trên hệ thống điện, giảm ảnh hưởng môi trường (diện tích đất sử dụng, điện từ trường,...) và tạo điều kiện vận hành an toàn, kinh tế hệ thống điện trong tương lai.

Tuy nhiên, việc giải phóng mặt bằng thi công các công trình đường dây là rất khó khăn, phức tạp, là tác nhân chính dẫn tới việc chậm tiến độ thi công, đóng điện công trình. Tuyến đường dây này nếu được xây dựng có quy mô rất lớn, dài 1700km, đi qua các hàng chục tỉnh, thành phố, nếu xây dựng tuyến mới công tác thỏa thuận với các địa phương là những khó khăn lớn. Tuyến đường dây còn đi qua khu vực miền Trung là nơi có quỹ đất xây dựng rất hạn chế, do đó việc tận dụng lại hành lang tuyến có sẵn là giải pháp khả thi, đảm bảo thời gian thi công công trình.



Hình 3.4 Truyền tải liên vùng trong kịch bản 2 vào năm 2050.

Hình bên trái thể hiện công suất truyền tải giữa các vùng và hình bên phải thể hiện điện năng truyền tải hàng năm. Đường dây HVDC kết nối Bắc Bộ và Trung Trung Bộ, và đường dây HVDC kết nối Bắc Bộ và Nam Trung Bộ được biểu thị bằng màu xanh.

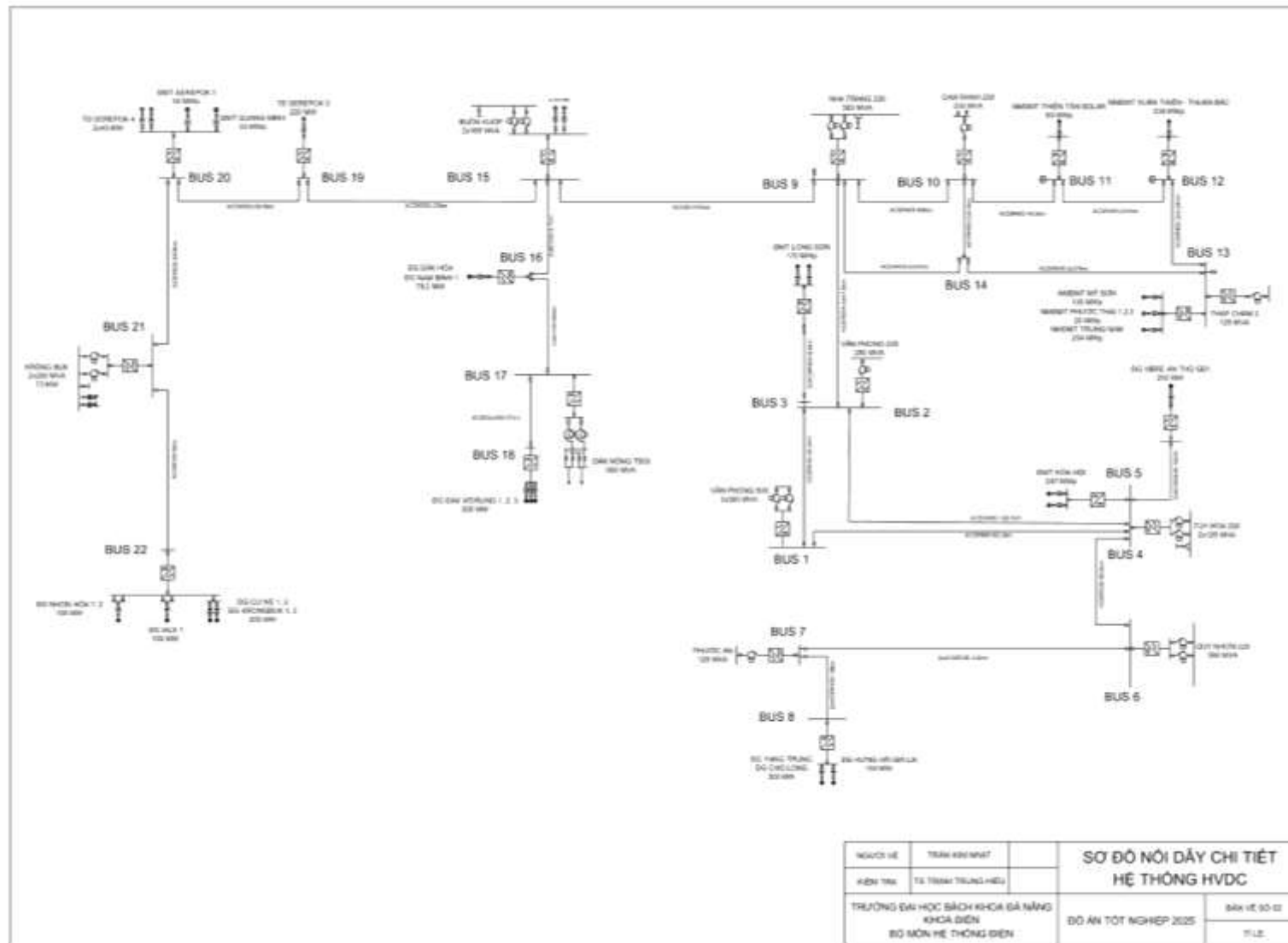
CHƯƠNG 4. PHƯƠNG ÁN XÂY DỰNG ĐƯỜNG DÂY HVDC TRONG HTĐ MIỀN TRUNG.

4.1. Phương án mà nghiên cứu đề xuất.

Các phương án đã đề xuất hiện nay hầu hết chỉ tập trung vào việc truyền tải một cách hiệu quả lượng công suất từ khu vực miền Trung – Tây Nguyên đến các khu vực phụ tải phía Bắc hay phía Nam mà chưa giải quyết vấn đề tắc nghẽn khi đưa lượng công suất này lên hệ thống điện Quốc Gia. Khu vực miền Trung - Tây Nguyên sở hữu tiềm năng to lớn về phát triển các nguồn năng lượng tái tạo như thủy điện, điện gió, và điện mặt trời. Hàng loạt dự án nhà máy điện gió và điện mặt trời đã và đang được đầu tư xây dựng tại đây. Tuy nhiên, một đặc điểm chung của các nguồn năng lượng tái tạo này là chúng thường đấu nối vào lưới 220 kV hiện hữu. Việc này đặt ra các thách thức:

- Tính chất không ổn định: Công suất phát của điện gió và điện mặt trời biến đổi liên tục, gây ra dao động lớn về công suất và điện áp tại điểm đấu nối. Lưới 220kV hiện tại khó có thể hấp thụ toàn bộ công suất biến động này mà vẫn duy trì ổn định.
- Vấn đề quá tải cục bộ: Khi công suất phát từ các nguồn tái tạo quá lớn so với khả năng tải của đường dây 220kV hiện có, sẽ dẫn đến hiện tượng quá tải cục bộ, có thể gây ra cắt giảm công suất phát của nhà máy (curtailment), lãng phí tài nguyên năng lượng.
- Yêu cầu về điều khiển và bảo vệ phức tạp: Để đảm bảo ổn định khi có nhiều nguồn tái tạo đấu nối trực tiếp, hệ thống điều khiển và bảo vệ của lưới 220kV phải cực kỳ phức tạp và nhạy bén, đòi hỏi đầu tư lớn và vận hành khó khăn.
- Ảnh hưởng đến chất lượng điện năng: Sự dao động của các nguồn tái tạo có thể làm xấu đi chất lượng điện năng trên lưới 220kV, gây ra các vấn đề về sóng hài, nhấp nháy điện áp, ảnh hưởng đến hoạt động của các thiết bị điện khác.

Vậy nên nghiên cứu này đề xuất thay thế hệ thống truyền tải điện HVAC 220kV hiện hữu dùng để truyền tải các nguồn năng lượng tái tạo được đấu nối. Việc triển khai HVDC tại Miền Trung - Tây Nguyên không chỉ giúp nâng cao hiệu quả truyền tải điện, mà còn đảm bảo sự ổn định và phát triển bền vững của hệ thống điện Việt Nam. Đặc biệt, trong bối cảnh các nhà máy năng lượng tái tạo ngày càng gia tăng, HVDC sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc tối ưu hóa đầu nối, giảm thiểu tổn thất, và đảm bảo cung cấp điện ổn định cho khu vực.



Hình 4.1 Sơ đồ hệ thống truyền tải điện HVDC nghiên cứu đề xuất.

4.2. Thiết kế sơ bộ hệ thống truyền tải HVDC miền Trung – Tây Nguyên.

4.2.1. Lựa chọn sơ đồ liên kết và cấp điện áp.

Với mục tiêu truyền tải công suất lớn từ các nguồn phát điện tập trung (ví dụ: các cụm nhà máy điện gió, thủy điện) đến các trung tâm phụ tải xa, sơ đồ Bipolar HVDC là lựa chọn ưu tiên. Sơ đồ này cung cấp khả năng truyền tải công suất cao, tính dự phòng tốt (có thể vận hành monopolar khi có lỗi) và dòng điện qua đất thấp trong điều kiện bình thường. Nếu trong tương lai có nhu cầu kết nối thêm các nguồn phát hoặc phụ tải dọc tuyến, việc mở rộng thành hệ thống Multi-terminal HVDC sẽ là một bước phát triển tất yếu.

Để truyền tải công suất lớn trên khoảng cách dài (có thể lên đến vài trăm km hoặc hơn), cấp điện áp HVDC cần đủ cao để giảm thiểu tổn thất và tối ưu hóa chi phí. Các dự án HVDC hiện đại trên thế giới thường sử dụng cấp điện áp từ ± 100 kV đến ± 800 kV cho truyền tải công suất lớn và đường dài. Với các dự án UHVDC lớn tại Trung Quốc, cấp điện áp ± 1100 kV được sử dụng cho khoảng cách trên 3000km. Đối với miền Trung – Tây Nguyên, một cấp điện áp sơ bộ có thể xem xét là ± 160 kV (Tương đương cấp điện áp của dự án NaNao) hoặc ± 200 kV, tùy thuộc vào công suất truyền tải dự kiến và khoảng cách cụ thể của dự án. Cấp điện áp ± 160 kV là một cấp điện áp đã được sử dụng rộng rãi. Việc lựa chọn cấp điện áp cụ thể cuối cùng sẽ đòi hỏi phân tích chi phí-lợi ích chi tiết hơn, bao gồm đánh giá tổn thất, chi phí thiết bị và chi phí hành lang tuyến cho các phương án khác nhau.

4.2.2. Lựa chọn sơ đồ bộ biến đổi.

Trong hệ thống truyền tải HVDC, có ba kiến trúc bộ biến đổi chính: LCC, VSC và MMC. Mỗi công nghệ có ưu – nhược điểm khác nhau về khả năng điều khiển công suất, tổn thất, sóng hài, diện tích trạm, khả năng kết nối lưới và chi phí.

Bảng 4.1 So sánh các ưu và nhược điểm giữa các cấu trúc bộ biến đổi

Tiêu chí	LCC	VSC 2 cấp	MMC
Công nghệ bán dẫn	Thyristor (SCR)	IGBT (2-level PWM)	IGBT (Modular Multilevel)
Điều khiển P/Q	Không độc lập, không sinh Q	Điều khiển độc lập P, Q	Điều khiển độc lập P, Q
Khả năng đảo chiều công suất	Cần đổi cực DC vật lý	Đảo chiều điện tử	Đảo chiều điện tử
Vận hành trên lưới yếu	Kém ($SCR > 2$)	Tốt (có thể vận hành tại $SCR < 1$)	Rất tốt, hoạt động như STATCOM

Sóng hài đầu ra	Cao (bậc thấp)	Trung bình (bậc cao)	Rất thấp
Tổn thất chuyển đổi (mỗi trạm)	Thấp ($\sim 0.6\text{--}0.8\%$)	Trung bình ($\sim 1.5\text{--}2\%$)	Thấp đến trung bình ($\sim 1\text{--}1.2\%$)
Kích thước trạm (footprint)	Lớn, do tụ và lọc	Nhỏ hơn $\sim 40\%$ so với LCC	Nhỏ nhất
Khả năng mở rộng đa cực	Kém	Tốt	Rất tốt
Khả năng chịu sự cố DC	Không có khả năng chặn dòng DC	Hạn chế	Có thể chặn dòng DC
Yêu cầu lọc hài/phản kháng	Lọc lớn, bù phản kháng bắt buộc	Lọc nhỏ, không cần bù phản kháng riêng	Hầu như không cần bù lọc
Chi phí đầu tư ban đầu	Trung bình	Cao	Cao

Với mục tiêu chính là tích hợp một lượng lớn năng lượng tái tạo (đặc biệt là điện gió ngoài khơi hoặc các nguồn RES ở lưới yếu) và cần tính linh hoạt cao trong vận hành, hỗ trợ lưới AC: MMC-HVDC là lựa chọn ưu việt. MMC có khả năng tạo lưới, điều khiển độc lập P và Q, miễn nhiễm với lỗi chuyển mạch và có thể kết nối với lưới yếu. Mặc dù chi phí ban đầu có thể cao hơn và tổn thất lớn hơn LCC, nhưng các lợi ích về kỹ thuật và khả năng tương thích với lưới điện hiện đại (đặc biệt là lưới điện có nhiều RES) có thể bù đắp.

4.2.3. Tính chọn công suất định mức bộ biến đổi.

Công suất định mức của bộ biến đổi thường lớn hơn công suất truyền tải thực tế do sự hiện diện của sóng hài và đặc tính phi tuyến của bộ biến đổi. Dựa vào công suất định mức các nhà máy năng lượng tái tạo đầu nối và bộ biến đổi, ta có thể ước lượng như sau:

Bảng 4.2 Công suất định mức dự kiến của các bộ biến đổi

Điểm đầu nối	Điện áp	Công suất định mức [MW]
Vân Phong 500	± 160 kV	1000
Vân Phong 200	± 160 kV	250
ĐMT Long Sơn	± 160 kV	200

Tuy Hòa	±160 kV	250
ĐG An Thọ	±160 kV	200
Quy Nhơn	±160 kV	600
Phước An	±160 kV	200
ĐG Gia Lai	±160 kV	400
Nha Trang	±160 kV	600
Cam Ranh	±160 kV	250
ĐMT Thiên Tân Solar	±160 kV	100
Xuân Thiên - Thuận Bắc	±160 kV	250
Tháp Chàm 2	±160 kV	400
Buôn Kuốp	±160 kV	400
ĐG Nam Bình	±160 kV	100
Đăk Nông T500	±160 kV	1000
Đăk N'Drung 1, 2, 3	±160 kV	400
Serepok 3	±160 kV	250
SEREPOK + Quang Minh	±160 kV	200
KrôngBuk	±160 kV	600
ĐG Nhơn Hòa, IALE, Cư Ne, KrongBuk	±160 kV	400

4.3. Phương án vận hành tối ưu hệ thống truyền tải HVDC đã được nghiên cứu.

4.3.1. Cơ sở tính toán vận hành tối ưu hệ thống truyền tải HVDC.

Công thức OPF cơ bản là:

$$\text{Min} = f(\underline{u}, \underline{x})$$

Ràng buộc:

$$g(\underline{u}, \underline{x}) = 0$$

$$h(\underline{u}, \underline{x}) < 0$$

Trong đó:

$\underline{u}$ = vector các biến điều khiển (m biến).

$\underline{x}$ = vector các biến trạng thái (n biến).

$f(\underline{u}, \underline{x})$: Hàm ràng buộc đẳng thức.

$g(\underline{u}, \underline{x})$: Hàm ràng buộc bất đẳng thức.

$h(\underline{u}, \underline{x})$: Hàm ràng buộc bất đẳng thức.

Bài toán OPF được biểu diễn dưới dạng một hàm bậc hai, nhằm tối thiểu hóa chi phí sản xuất công suất tác dụng:

$$Cost = \sum_{i=1}^{NG} C_i(P_i) = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$$

trong đó:

- a_i, b_i, c_i là các hệ số chi phí.
- i là chỉ số của máy phát (1,2,...,NG).
- NG : Tổng số máy phát, bao gồm cả bus cân bằng (slack bus).
- P_i : Công suất tác dụng tại bus i .

Các ràng buộc về cân bằng công suất của OPF như sau:

$$P_i - P_{Di} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \theta_j - \delta_i), i \neq j, \forall i \in N$$

trong đó:

- P_i là công suất tác dụng và phản kháng phát tại bus i .
- P_{Di} là công suất tác dụng và phản kháng phụ tải tại bus i .
- V_i, V_j là độ lớn điện áp tại bus i và j .
- Y_{ij} là độ dẫn của đường truyền giữa bus i và j .
- δ_i, δ_j là góc pha của bus i và j .

Các ràng buộc về giới hạn về công suất phát, điện áp bus và giới hạn công suất biểu kiến đường dây truyền tải:

$$P_i^{Min} \leq P_i \leq P_i^{Max}, \forall i \in NG$$

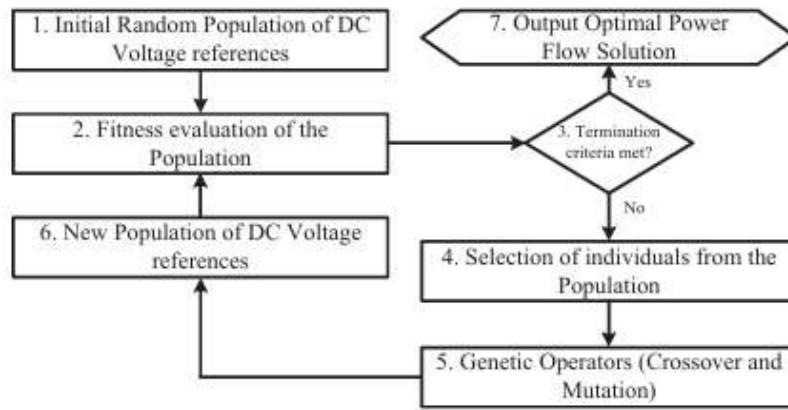
$$V_i^{Min} \leq |V_i| \leq V_i^{Max}, \forall i = 1, \dots, N$$

$$|S_{ft}| \leq S_{ft}^{Max}$$

4.3.2. Tối ưu dòng công suất trên hệ thống MT-HVDC sử dụng thuật toán di truyền *Genetic Algorithm*.

Giải thuật di truyền (Genetic Algorithms - GAs) là một nhánh của Giải thuật tiến hóa (Evolutionary Algorithms - EAs). Chúng lần đầu tiên được giới thiệu bởi Holland vào năm 1975. Các giải thuật này được lấy cảm hứng từ các nguyên tắc của chọn lọc tự nhiên, di truyền và tiến hóa, giúp tìm kiếm và tối ưu hóa một cách hiệu quả, mạnh mẽ. GAs cho phép tìm kiếm song song do sử dụng một quần thể các lời giải. Mỗi cá thể trong quần thể này còn được gọi là nhiễm sắc thể (chromosome).

Ngoài ra, các giải thuật này có tính linh hoạt cao vì, khác với hầu hết các phương pháp tìm kiếm khác, chúng không yêu cầu thông tin nào ngoài giá trị đánh giá của hàm mục tiêu. Hàm cần tối ưu hóa thường được gọi là hàm thích nghi (fitness function).



Hình 4.2 Sơ đồ thuật toán di truyền tối ưu dòng công suất của lưới MTDC.

Lưu đồ của GA được minh họa trong Hình 4.2 Sơ đồ thuật toán di truyền tối ưu dòng công suất của lưới MTDC. Hình . Ở bước khởi tạo (Step 1), một quần thể ngẫu nhiên được tạo ra. Cấu trúc của từng nhiễm sắc thể được thể hiện trong phương trình.

$$X = [V_{DC1}^* \dots V_{DCn}^* \text{ Fit Const}]$$

trong đó:

- V_{DCj}^* là điện áp tham chiếu DC của bộ chuyển đổi điện áp nguồn (VSC) thứ j trên bờ.
- Fit là giá trị hàm thích nghi mở rộng.
- Const là giá trị vi phạm ràng buộc lớn nhất.

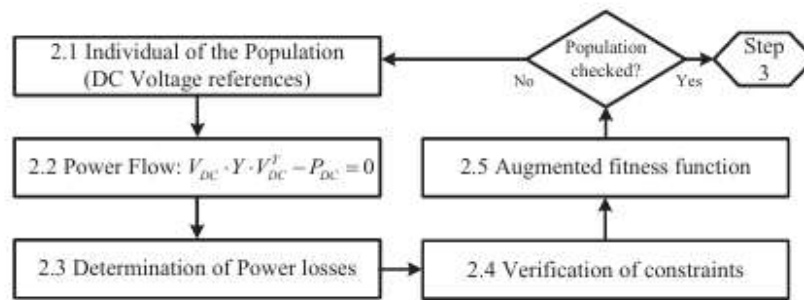
Các nhiễm sắc thể được mã hóa chứa các điện áp tham chiếu DC tại tất cả các nút trên bờ (không có ràng buộc về công suất tác dụng của chúng), cùng với giá trị hàm

thích nghi đã mở rộng và mức vi phạm ràng buộc lớn nhất. Tất cả các biến được mã hóa đều là giá trị thực:

Trong phương pháp điều khiển điện áp phân tán, dù có nhận một lượng công suất định trước, một trạm VSC trên bờ vẫn luôn hoạt động như một nút điều chỉnh điện áp trực tiếp. Tuy nhiên, giá trị tham chiếu điện áp của nó sẽ được xác định bởi thuật toán di truyền sau khi giải bài toán tối ưu dòng công suất trong hệ thống MTDC.

Ràng buộc sử dụng trong thuật toán này:

- Đánh giá công suất của các trạm VSC
- Ranh giới điện áp DC
- Dự phòng N-1
- Sản xuất điện của OWFs
- Khả năng của cáp DC
- Dòng tải



Hình 4.3 Lưu đồ mô tả quá trình tính toán giá trị thích nghi cho từng nhiễm sắc thể.

Trước tiên, một hệ phương trình phi tuyến được giải để xác định dòng công suất bên trong mạng lưới MTDC (Step 2.2). Véc tơ V_{DC}^* biểu diễn điện áp DC tại tất cả các nút trong mạng lưới. Nó bao gồm các giá trị điện áp tham chiếu đã biết (được mã hóa trong nhiễm sắc thể) và các giá trị điện áp chưa biết từ các nút khác (bao gồm OWFs, các hub, và các nút trên bờ yêu cầu một lượng công suất cố định). Ma trận phụ tải của mạng được ký hiệu là Y . Véc tơ P_{DC} chứa các giá trị công suất tác dụng chưa biết từ các nút trên bờ.

Mặc dù hệ phương trình phi tuyến luôn cho ra lời giải dòng công suất, các ràng buộc bổ sung đã được đưa vào thuật toán để đảm bảo lời giải này là khả thi. Xử lý ràng buộc được thực hiện bằng kỹ thuật phạt (penalty technique).

Mỗi nhiễm sắc thể được gán một hàm thích nghi mở rộng (Step 2.5), được tính bằng tổng của giá trị thích nghi thông thường (Step 2.3) và thuật toán phạt đối với các vi phạm ràng buộc (Step 2.4).

Các ràng buộc áp dụng đảm bảo rằng:

- Không có cáp DC nào bị quá tải.
- Điện áp DC tại tất cả các nút trong lưới MTDC tuân thủ giới hạn đã xác định.
- Giải pháp dòng công suất đảm bảo tính an toàn N-1, nghĩa là hệ thống vẫn có thể duy trì điều khiển công suất ngay cả khi một đầu cuối VSC gặp sự cố.

Chọn lọc (Selection): Sau khi xác định hàm thích nghi mở rộng của quần thể, GA tiếp tục với quá trình chọn lọc (Step 4). GA sử dụng phương pháp chọn lọc tinh hoa (elitist approach), đảm bảo rằng các lời giải tốt nhất trong quần thể sẽ được giữ lại để tiếp tục qua thế hệ tiếp theo. Để xây dựng mating pool, phương pháp chọn lọc theo giải đấu bốn cá thể (4-th tournament selection) được áp dụng.

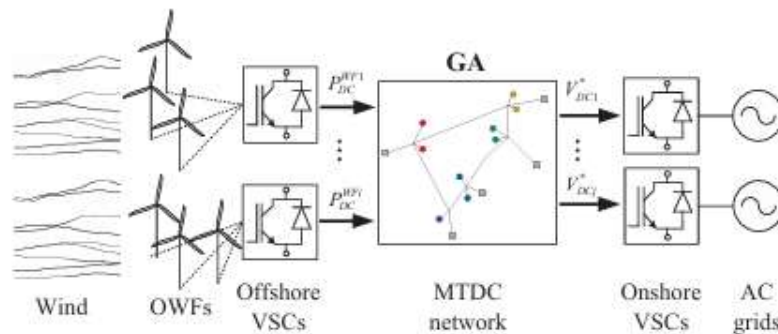
Toán tử di truyền (Genetic Operators): Sau khi chọn lọc, các toán tử di truyền gồm đột biến (mutation) và lai ghép (crossover) được áp dụng lên các cá thể trong mating pool để tạo ra các lời giải mới. Sau khi quần thể mới được tạo ra, nó sẽ được đánh giá lại dựa trên hàm thích nghi.

Tiêu chí dừng (Stopping Criterion): Thuật toán sẽ kết thúc khi đạt lời giải tốt nhất trong quần thể có mức vi phạm ràng buộc nhỏ hơn giá trị giới hạn đã định trước.

Parameter	Description	Parameter	Description
Population size	50	Mutation	10%
Extra generations	50	Tournament Selection	4-th
Elite size	1%	Constraint violation	10^{-5}
Mating Pool size	9%	Upper boundary	1.1 pu
Crossover	80%	Lower boundary	0.9 pu

Hình 4.4 Thông số kết thúc thuật toán di truyền.

.Luồng thông tin (Information Flow): Dựa trên dữ liệu SCADA, thông tin về công suất phát các nguồn được cung cấp cho GA. Và với kiến thức về cấu trúc mạng MTDC, sẽ tính toán dòng công suất tối ưu, đảm bảo thỏa mãn các ràng buộc. Cuối cùng, dựa trên phương pháp điều khiển điện áp phân tán, các giá trị điện áp DC tham chiếu được truyền đến các trạm VSC trên bờ để tạo ra dòng công suất tối ưu bên trong lưới MTDC.



Hình 4.5 Luồng thông tin thuật toán di truyền.

4.4. Phương án vận hành tối ưu hệ thống truyền tải HVDC đề xuất.

Giải pháp đề xuất kết hợp dự báo công suất các nguồn tái tạo và tối ưu hóa dòng công suất. Cụ thể, thuật toán dự báo sử dụng biến đổi Wavelet và mạng Neural hồi tiếp dài-ngắn hạn (Wavelet Transform + Long Short-Term Memory – WT+LSTM) được sử dụng để dự báo công suất cực đại và cực tiểu của năng lượng gió và thuật toán dự báo bằng mạng Neural tích chập hồi tiếp dài-ngắn hạn (Convolutional Neural Network + Long Short-Term Memory – CNN+LSTM), từ đó nâng cao độ chính xác của các ước tính phát điện. Sau đó, một mô hình phi tuyến tính được xây dựng để mô tả bài toán OPF trong các hệ thống truyền tải HVDC và để giải quyết bài toán OPF này, thuật toán tối ưu hóa bán xác định (SDP) được áp dụng, nhằm đạt được các giải pháp tối ưu trong thời gian thực. Sự kết hợp này dự đoán giúp cải thiện hiệu quả vận hành và giảm thiểu tổn thất.

4.4.1. Dự báo công suất phát các nguồn điện mặt trời bằng thuật toán mạng Neural tích chập kết hợp mạng Neural hồi tiếp dài-ngắn hạn (CNN+LSTM).

Dự báo sản lượng điện đóng vai trò quan trọng từ góc độ kinh tế. Hơn nữa, dự báo sản lượng điện PV giúp lập kế hoạch sản xuất điện hợp lý để giải quyết hiệu quả các vấn đề như ổn định hệ thống và cân bằng sản lượng điện. Các phương pháp dự báo sản lượng điện từ năng lượng tái tạo, bao gồm phương pháp vật lý, thống kê, học máy (ML), và dựa trên mạng nơ-ron nhân tạo (ANN), đã được nghiên cứu.

Mô hình vật lý dự báo sản lượng điện PV dựa trên dự báo thời tiết số (NWP) và các nguyên lý vật lý của tế bào PV. Đầu vào của mô hình vật lý bao gồm thông tin động, như dữ liệu NWP và dữ liệu giám sát môi trường, cùng với thông tin tĩnh, như góc lắp đặt của tấm PV và hiệu suất chuyển đổi của tế bào PV. Mặc dù phương pháp này không yêu cầu thông tin lịch sử, nhưng nó phụ thuộc vào thông tin địa lý của các tấm PV và dữ liệu thời tiết chi tiết.

- Phương pháp thống kê thiết lập mối quan hệ ánh xạ giữa dữ liệu chuỗi thời gian quá khứ và đầu ra năng lượng PV. Hiệu suất mô hình phụ thuộc vào mối quan hệ giữa các quan sát sản lượng điện quá khứ và các tham số thời tiết/khí hậu. Các phương pháp thống kê thường được sử dụng bao gồm trung bình trượt tự hồi quy (autoregressive moving average), bộ lọc Kalman, và chuỗi Markov.

- Phương pháp học máy (ML) dự báo sản lượng điện bằng cách phân tích các mối tương quan trong dữ liệu phi tuyến. Phương pháp này liên quan đến việc học các đặc điểm của dữ liệu mẫu và đưa ra dự đoán bằng cách sử dụng mạng nơ-ron hoặc mô hình huấn luyện như máy vector hỗ trợ (SVM). Một mô hình được xác nhận chéo đã sử dụng các tham số thống kê đặc trưng của cường độ ánh sáng và nhiệt độ môi trường xung quanh làm vector đầu vào. Một nghiên cứu khác sử dụng tập dữ liệu tương ứng với bốn môi trường khác nhau - trời nắng, trời mây, sương mù và mưa. Mô hình này sử dụng SVM và dữ liệu thời tiết để phân loại một môi trường cụ thể và chọn mô hình phù hợp để dự đoán sản lượng điện. Một mô hình ML kết hợp, kết hợp SVM và thuật toán rừng ngẫu nhiên (random forest), đã được phát triển. SVM dự đoán sản lượng điện, trong khi

rừng ngẫu nhiên được áp dụng với phương pháp học tập tổng hợp, trong đó các giá trị dự đoán được kết hợp và phân tích. Dữ liệu sản lượng điện quá khứ và hiện tại được kết hợp với dữ liệu thời tiết làm đầu vào.

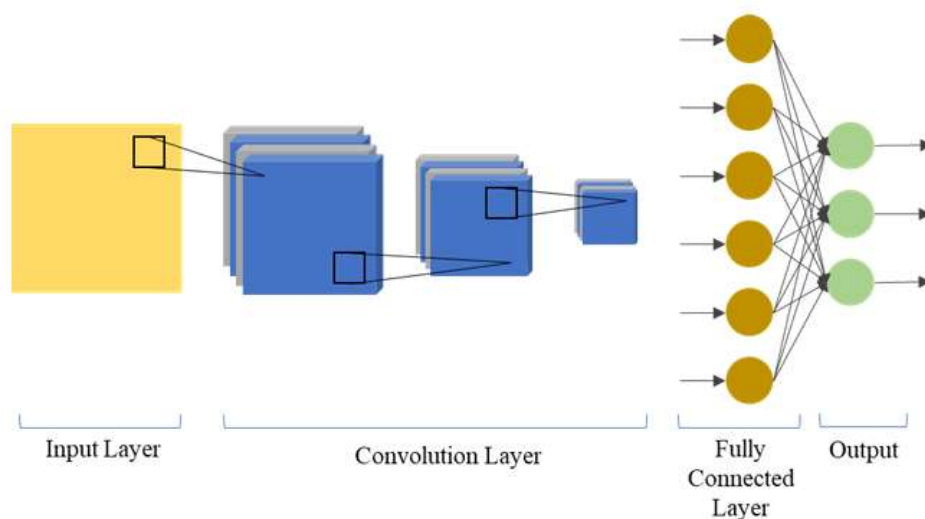
- Mạng nơ-ron nhân tạo (ANN), một phân loại con của các mô hình ML, được sử dụng rộng rãi cho việc dự báo. ANN là một mô hình phi tuyến bao gồm các nút được kết nối hoàn toàn. Các kết nối nút bao gồm các trọng số được sử dụng để phân tích các mẫu cụ thể trong dữ liệu. ANN dự đoán sản lượng điện PV thông qua xấp xỉ phi tuyến. Một thuật toán dự đoán dựa trên ANN đã đạt được kết quả khả quan bằng cách sử dụng mạng nơ-ron nông trong các bước đầu tiên. Để dự đoán năng lượng mặt trời PV theo thời gian thực, một phương pháp kết hợp giữa ANN và rừng ngẫu nhiên đã được đề xuất. Một mô hình ANN cải tiến đã được phát triển thành công để nâng cao độ chính xác dự báo năng lượng PV, bất chấp sự không chắc chắn trong bức xạ mặt trời. Một nghiên cứu khác đã dự đoán sản lượng điện bằng cách sử dụng bức xạ mặt trời và nhiệt độ tấm pin làm các biến độc lập. Hơn nữa, một nghiên cứu đã sử dụng các đặc tính phi tuyến của ANN để dự đoán bức xạ mặt trời bằng cách sử dụng nhiều biến, như nhiệt độ trung bình, độ ẩm tương đối và số giờ ban ngày.

Trong những năm gần đây, nhiều nghiên cứu đã được tiến hành về việc áp dụng học sâu (deep learning), vốn đã thể hiện hiệu suất xuất sắc trong các ứng dụng đa dạng, vào dự báo sản lượng điện. Không giống như các thuật toán ML, học sâu học dữ liệu và các mẫu bằng cách sử dụng kiến trúc mạng nơ-ron phức tạp. Mạng nơ-ron hồi quy dựa trên học sâu (RNN) là một loại mạng ANN sử dụng dữ liệu tuần tự hoặc chuỗi thời gian. Mô hình này sử dụng thông tin từ đầu vào trước đó để xác định đầu vào và đầu ra hiện tại. Một vòng phản hồi cho lớp hồi quy lưu trữ thông tin về một điểm thời gian trong dữ liệu chuỗi thời gian quá khứ của một ô nhớ. RNN chứa một tham số chia sẻ trong mỗi lớp. Một mạng truyền xuôi (feed-forward) có các trọng số khác nhau cho mỗi nút, nhưng RNN chia sẻ cùng một tham số trọng số trong mỗi lớp mạng. Trọng số này được điều chỉnh thông qua lan truyền ngược (backpropagation) và giảm gradient (gradient descent) trong quá trình huấn luyện. Các đặc tính này của RNN đã được áp dụng vào dự báo sản lượng điện PV.

Bài nghiên cứu này đề xuất một mô hình lai bao gồm mạng Neural tích chập (CNN) và bộ nhớ dài hạn ngắn (LSTM) để dự báo sản xuất điện ổn định. CNN phân loại các điều kiện thời tiết, trong khi LSTM học các mẫu sản xuất điện dựa trên các điều kiện thời tiết [10].

4.4.1.1. Mạng Neural tích chập CNN,

Mạng Neural tích chập CNN là một thuật toán học sâu thường được sử dụng cho dữ liệu đầu vào dạng hình ảnh, văn bản và tín hiệu, bao gồm các lớp xếp chồng để trích xuất các đặc trưng của đối tượng. Hiệu suất của mô hình phụ thuộc vào số lượng lớp xếp chồng, loại và kích thước của nhân (kernel). Dữ liệu trong lớp đầu vào đi qua các lớp tích chập (convolution) và lớp gộp (pooling) để trích xuất các đặc trưng sâu. Các đặc trưng này sau đó được đưa vào lớp kết nối đầy đủ (fully connected layer), nơi các giá trị kết quả được phân loại.

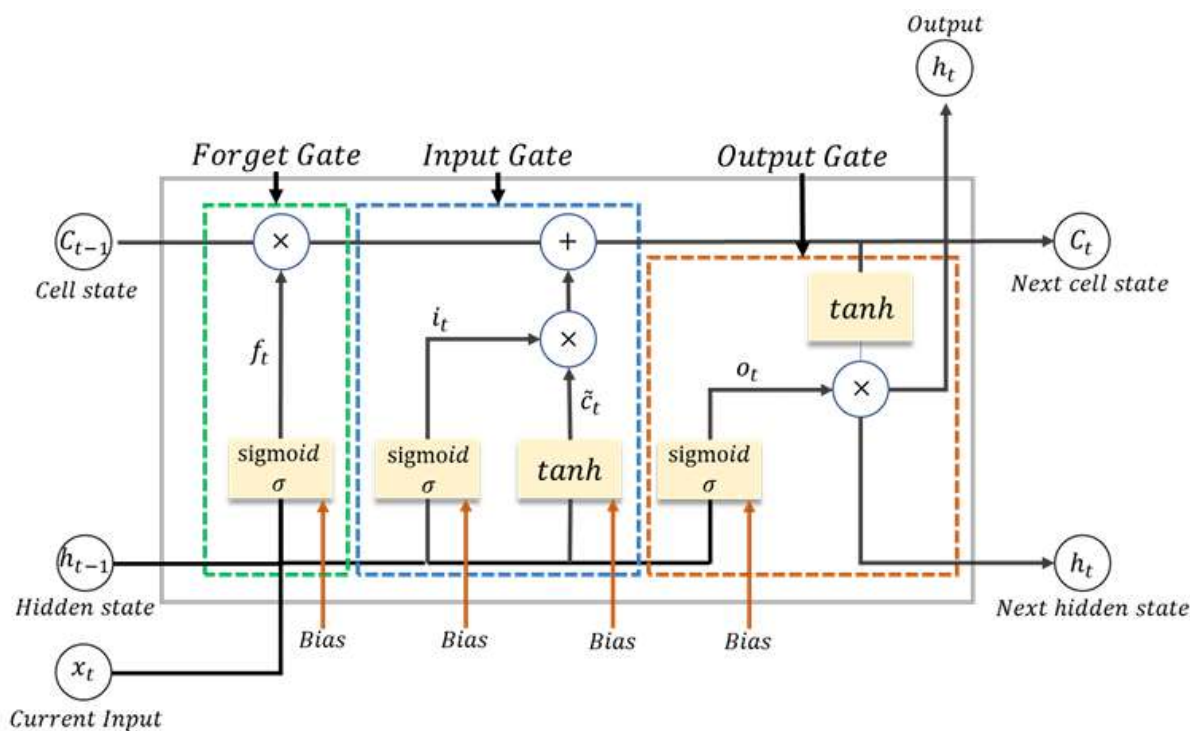


Hình 4.6 Kiến trúc mạng nơ-ron tích chập (CNN).

CNN được sử dụng để trích xuất các đặc trưng, các thông tin quan trọng từ dữ liệu đầu vào tuần tự một chiều và hai chiều.

4.4.1.2. Bộ nhớ Ngắn hạn Dài hạn (LSTM)

LSTM là một trong những kiến trúc của mạng Neural hồi quy (RNN) được sử dụng để xử lý dữ liệu chuỗi thời gian, đồng thời giải quyết vấn đề gradient bùng nổ hoặc gradient biến mất. Mạng này loại bỏ thông tin không cần thiết trong khi lưu trữ thông tin trong thời gian dài.



Hình 4.7 Sơ đồ thuật toán bộ nhớ Ngắn hạn-Dài hạn.

LSTM nhận dữ liệu đầu vào hiện tại và bộ nhớ ngắn hạn và dài hạn của ô trước đó trong mỗi bước thời gian. Bộ nhớ ngắn hạn thể hiện trạng thái ẩn và được biểu diễn bằng h_{t-1} , trong khi bộ nhớ dài hạn thể hiện trạng thái ô C_{t-1} . Một ô điều chỉnh thông tin cần giữ hoặc loại bỏ trong mỗi bước thời gian trước khi truyền thông tin ngắn hạn và dài hạn sang ô tiếp theo bằng cách sử dụng một cổng (gate). Cổng này được gọi là cổng đầu vào, cổng quên hoặc cổng đầu ra và thực hiện việc lọc chính xác thông qua quá trình huấn luyện.

Bước đầu tiên của LSTM là xác định và loại bỏ thông tin không cần thiết trong ô nhớ. Quá trình này được thực hiện trong cổng quên, quyết định giá trị đầu ra từ 0 đến 1 dựa trên hàm sigmoid. Giá trị càng gần 1, thông tin từ trạng thái trước đó càng được giữ lại. Thông tin của trạng thái trước sẽ bị quên khi giá trị tiến gần đến 0, và các phần bị bỏ qua được quyết định. Sau khi đi qua cổng quên, thông tin cần lưu trữ được chọn. Nếu thời điểm trước bị quên, thông tin mới cần nhớ sẽ được thêm vào, và giá trị của mỗi phần tử được quyết định là thông tin mới được thêm. Trong trường hợp này, thông tin mới không được lưu trữ trong ô nhớ một cách vô điều kiện; thay vào đó, một giá trị phù hợp được chọn bằng cổng đầu vào.

Hàm sigmoid được thêm vào với ô LSTM cuối cùng và trạng thái hiện tại cùng với đặc trưng kích hoạt thời gian. Giá trị đi qua lớp sigmoid được biểu thị dưới dạng số từ 0 đến 1 và thể hiện mức độ cập nhật của thông tin mới. Giá trị đi qua hàm tanh có giá trị từ -1 đến 1. Sau đó, đầu ra được nhân lên, và giá trị cuối cùng được lưu trữ trong bộ nhớ dài hạn. Quá trình tiếp theo được sử dụng để chọn thông tin đầu ra. Cổng đầu ra tạo ra một bộ nhớ ngắn hạn mới (trạng thái ẩn) để truyền sang ô tiếp theo bằng cách sử dụng đầu vào hiện tại, bộ nhớ ngắn hạn trước đó và bộ nhớ dài hạn mới được tạo ra. Đầu ra của bước thời gian hiện tại cũng có thể được lấy từ trạng thái ẩn. Các giá trị ngắn hạn và dài hạn được tạo bởi cổng này được chuyển sang ô tiếp theo khi quá trình được lặp lại. Đầu ra của mỗi bước thời gian có thể được lấy từ bộ nhớ ngắn hạn hoặc trạng thái ẩn.

$$f_t = \sigma(x_t w_f + h_{t-1} w_f + bias_f) \quad (1)$$

$$g_t = \tanh(x_t w_g + h_{t-1} w_g + bias_g) \quad (2)$$

$$i_t = \sigma(x_t w_i + h_{t-1} w_i + bias_i) \quad (3)$$

$$c_t = f_t \odot c_{t-1} + g_t \odot i_t \quad (4)$$

$$o_t = \sigma(x_t w_o + h_{t-1} w_o + bias_o) \quad (5)$$

$$h_t = o_t \odot \tanh(c_t) \quad (6)$$

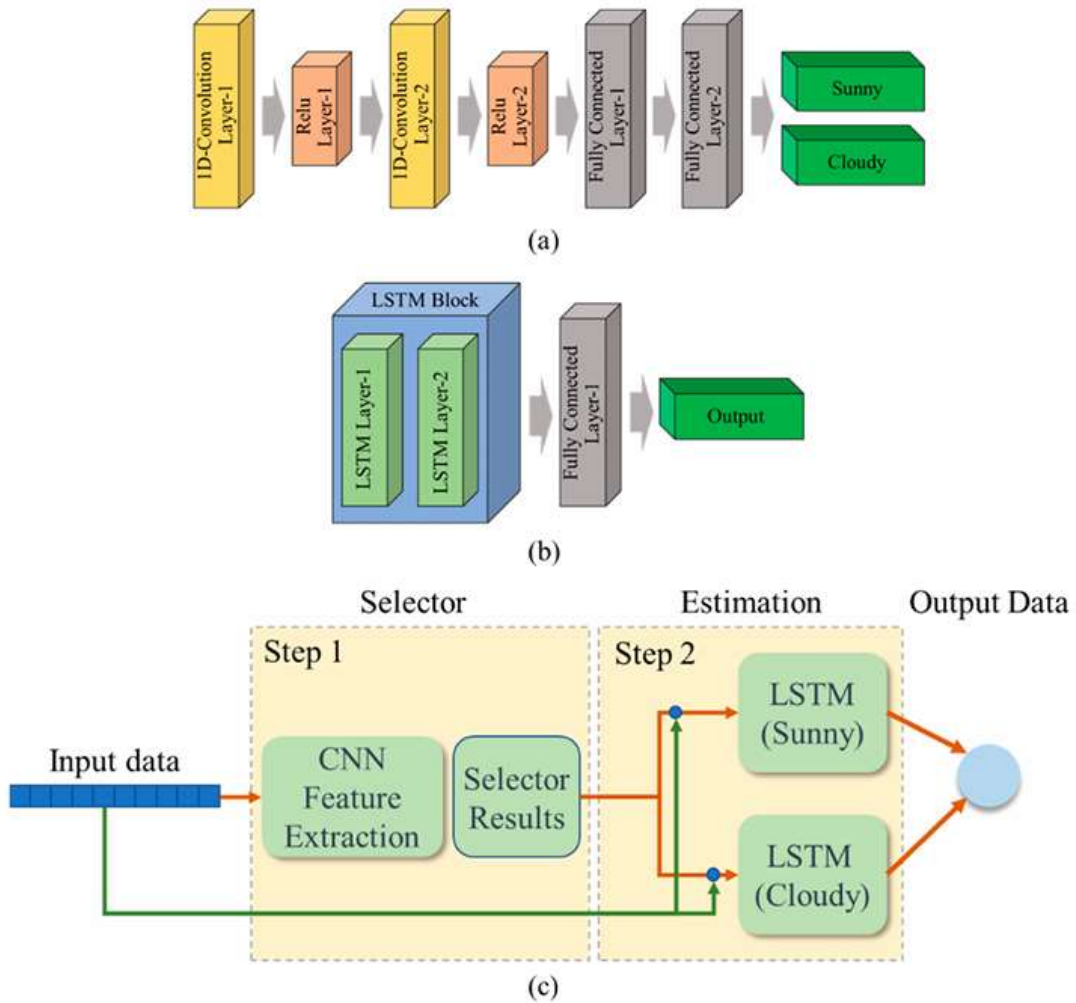
Các phương trình (1)-(6) được áp dụng cho mỗi cổng. Phương trình (1) thể hiện quá trình của cổng quên. Dữ liệu đầu vào được cập nhật thông qua các phương trình (2)-(4). Dữ liệu trải qua một phép toán, như trong phương trình (5), trong cổng đầu ra cuối cùng và được cập nhật theo phương trình cuối cùng (6). Ở đây, σ là hàm sigmoid, w là

ma trận trọng số, h và c_t lần lượt đại diện cho trạng thái ẩn và trạng thái ô, $\odot$ là phép nhân từng phân tử.

4.4.1.3. Kết hợp CNN+LSTM.

Theo các nghiên cứu gần đây, sản lượng điện khác nhau vào ngày nắng và ngày mây. Sản lượng điện vào ngày mây thấp và rất biến đổi. Vào ngày nắng, biểu đồ có phân bố dữ liệu hình bán nguyệt bị ảnh hưởng bởi mặt trời mọc và lặn; sản lượng điện cao nhất vào khoảng trưa, sản lượng điện tăng hoặc giảm dần. Vào ngày mây, sự biến đổi của sản lượng điện rất lớn do sự thay đổi trong bức xạ mặt trời.

Vì các mẫu dữ liệu như vậy cũng ảnh hưởng đến các mẫu chuỗi thời gian liên tục, việc sử dụng mô hình LSTM để huấn luyện có thể làm phức tạp việc hội tụ dữ liệu. Do đó, thuật toán kết hợp CNN+LSTM có thể xác định được điều kiện thời tiết dựa trên các mẫu, và sản lượng điện được dự báo bằng cách sử dụng mô hình LSTM riêng lẻ theo kết quả phân loại.



Hình 4.8 Mô hình lai CNN-LSTM được đề xuất; (a) Mô hình CNN để phân loại thời tiết, (b) Mô hình LSTM để dự báo sản lượng điện PV, (c) Mô hình lai CNN-LSTM tổng thể.

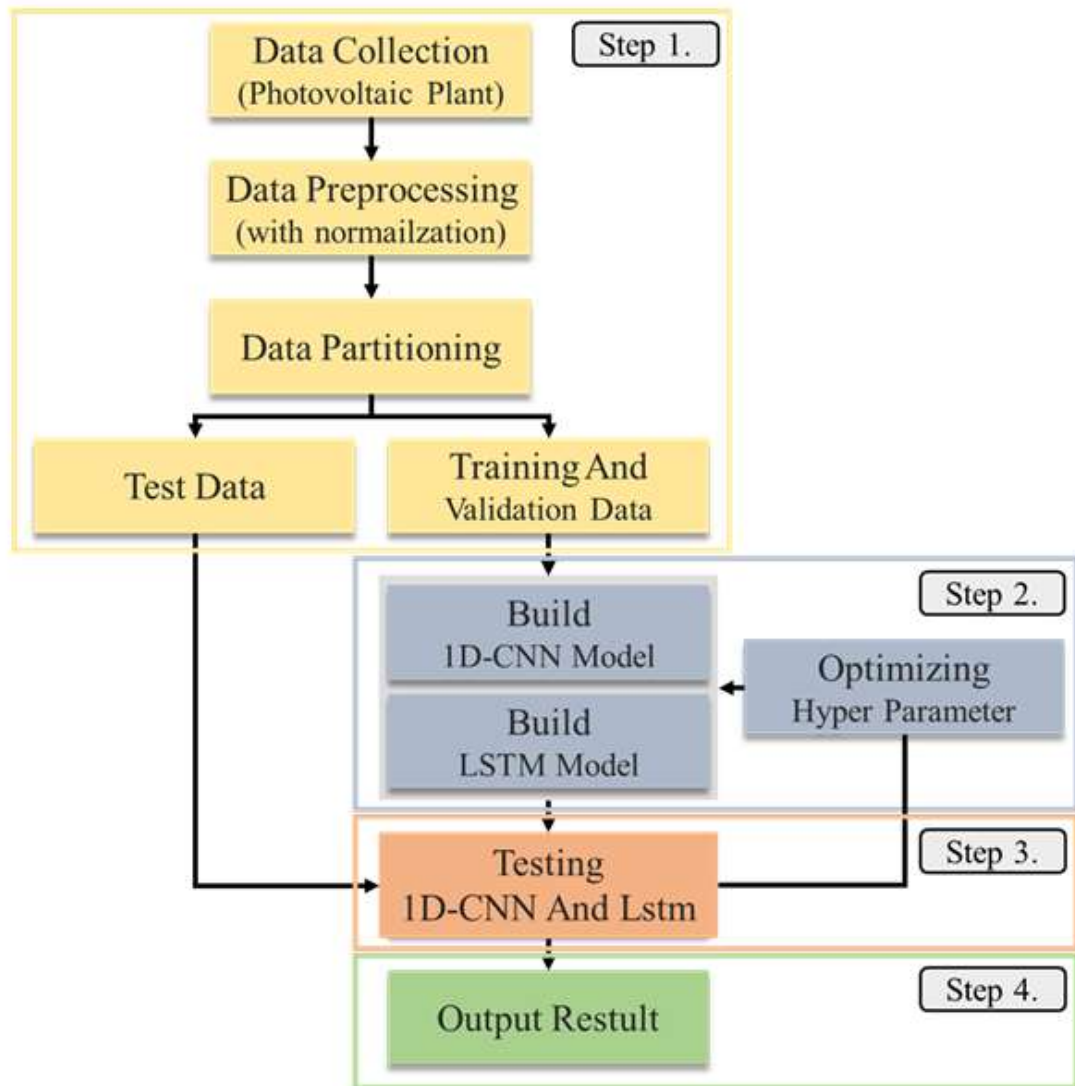
Hình a thể hiện mô hình CNN được sử dụng để phân loại điều kiện thời tiết. Kiến trúc này bao gồm hai lớp tích chập với lớp ReLU và hai lớp kết nối đầy đủ (fully connected layers). Mô hình CNN được huấn luyện để phân loại ngày nắng và ngày nhiều mây dựa trên các mẫu dữ liệu về điều kiện thời tiết. Lớp cuối cùng xuất ra kết quả phân loại điều kiện thời tiết. Trong quá trình hoạt động nội bộ của mạng nơ-ron, sự khác biệt giữa các giá trị dự đoán và nhãn được tính toán bằng hàm lỗi. Sau đó, nó sử dụng thuật toán lan truyền ngược (backpropagation) để giảm thiểu hàm lỗi, sao cho các giá trị dự đoán càng gần với nhãn càng tốt. Trong quá trình huấn luyện mạng nơ-ron, các tham số, bao gồm trọng số và độ lệch (biases), được tinh chỉnh và cập nhật để so sánh các giá trị dự đoán với nhãn nhằm tạo ra các dự đoán tốt hơn ở mỗi epoch. Trình tối ưu hóa được sử dụng là Adam và đặt tốc độ học learning rate = 0.01, hệ số động lượng chính $\beta_1 = 0.9$, hệ số động lượng thứ cấp $\beta_2 = 0.9$ và $\varepsilon = 10^{-8}$. Khởi tạo trọng số sử dụng bộ khởi tạo đồng nhất Kaiming và áp dụng hàm cross-entropy làm hàm lỗi.

Hình b thể hiện mô hình LSTM được sử dụng để dự báo sản lượng điện PV. Kiến trúc này bao gồm hai lớp LSTM và một lớp kết nối đầy đủ. Lớp cuối cùng xuất ra sản lượng điện dự đoán. Hai mô hình LSTM có cùng cấu trúc được huấn luyện trên dữ liệu ngày nắng và ngày nhiều mây tương ứng. Trong trường hợp mô hình LSTM, các cổng đầu vào (input), quên (forget) và đầu ra (output) cùng với trạng thái ô nhớ (cell-state) giúp mô hình xác định những giá trị nào cần được giữ lại để duy trì bộ nhớ dài hạn trong quá trình tính toán. Các siêu tham số được sử dụng để huấn luyện mạng như sau: Trình tối ưu hóa được sử dụng là Adam và đặt tốc độ học learning rate = 0.01, hệ số động lượng chính $\beta_1 = 0.9$, hệ số động lượng thứ cấp $\beta_2 = 0.9$ và $\varepsilon = 10^{-8}$. Khởi tạo trọng số sử dụng bộ khởi tạo đồng nhất Kaiming và áp dụng hàm MSE (Mean Square Error) làm hàm lỗi.

Hình c thể hiện tổng thể mô hình lai CNN-LSTM. Một mô hình LSTM sẽ được chọn tùy theo đầu ra của CNN và sau đó dự báo công suất PV bằng cách sử dụng dữ liệu chuỗi thời gian.

Mô hình CNN-LSTM lai được đề xuất hoạt động như sau.

- Bước 1, dữ liệu phát điện được tạo ra từ nhà máy điện PV được phân loại thành dữ liệu ngày nắng và ngày nhiều mây.
- Bước 2, dữ liệu thu thập được được xử lý trước để loại bỏ các yếu tố nhiễu, chẳng hạn như các giá trị bị thiếu hoặc các giá trị ngoại lai ảnh hưởng đến thí nghiệm. Sau đó, chuẩn hóa được áp dụng để sử dụng dữ liệu làm đầu vào mạng.
- Bước 3, CNN và LSTM được đào tạo bằng dữ liệu đào tạo. Mỗi mô hình chỉ sử dụng dữ liệu phát điện.
- Bước 4, kết quả của mô hình dự báo được kiểm tra và xác minh bằng nhiều ma trận khác nhau.



Hình 4.9 Flowchart của mô hình dự báo đề xuất.

4.4.2. Dự báo công suất phát các nguồn điện gió bằng thuật toán biến đổi Wavelet kết hợp mạng Neural hồi tiếp dài-ngắn hạn (DWT+LSTM).

Phương pháp dự báo được đề xuất có hai thành phần quan trọng: mạng Neural hồi tiếp dài-ngắn hạn (LSTM) và biến đổi Wavelet rời rạc (Discrete Wavelet Transform). Hai thành phần này được sử dụng để thực hiện nhiệm vụ khác nhau. Cụ thể, phương pháp được đề xuất sử dụng DWT để phân tách chuỗi thời gian công suất gió không ổn định thành các thành phần ổn định hơn, sau đó sử dụng các mô hình LSTM độc lập để dự đoán từng thành phần [11].

4.4.2.1. Biến đổi Wavelet rời rạc DWT.

Trong quá trình phát điện gió, giá trị công suất chịu ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố tự nhiên như: tốc độ gió, hướng gió, mật độ không khí, áp suất không khí và ma sát của tuabin gió. Do đó, chuỗi công suất đầu ra của tuabin gió là không dừng (non-stationary), biến động và có tính thứ tự theo thời gian. Các yếu tố kể trên ảnh hưởng đến công suất

đầu ra ở mức độ khác nhau, trong đó tốc độ gió và hướng gió là hai yếu tố chính ảnh hưởng đến phát điện gió.

Tín hiệu công suất chứa các thành phần với nhiều tần số khác nhau, các thành phần tần số thấp và tần số cao có mức độ đóng góp khác nhau đối với đặc tính động của chuỗi công suất. Nếu các thành phần này có thể được học riêng biệt bởi các mạng LSTM độc lập, hiệu suất khai phá dữ liệu sẽ được cải thiện.

Do đó, nghiên cứu đã đề xuất phân tách chuỗi dữ liệu công suất gió gốc thành các tín hiệu con tần số thấp và tín hiệu con tần số cao thông qua một thuật toán phân tách thích hợp.

Trong bài báo này, biến đổi DWT được sử dụng để phân tách dữ liệu công suất gió gốc. Biến đổi này sử dụng một hàm thời gian-tỷ lệ để phân tích dữ liệu, nhờ đó DWT có độ phân giải đa tỷ lệ và đặc tính dịch thời gian. Các phép co giãn tỷ lệ cho phép quan sát tín hiệu ở các độ phân giải khác nhau, vì vậy wavelet rất thích hợp để xử lý các chuỗi thời gian không dừng như dữ liệu công suất gió.

Giả sử $x(t)$ có bình phương tích phân, thì $x(t)$ có thể được khai triển trên một cơ sở wavelet. Phép khai triển này được gọi là biến đổi wavelet liên tục (CWT) của $x(t)$. Định nghĩa toán học của hàm cơ sở wavelet là:

$$\Psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{|a|}} \overline{\Phi\left(\frac{t-b}{a}\right)}, a \neq 0, b \in R$$

Biến đổi wavelet liên tục của $x(t)$ được định nghĩa là:

$$W_x(a, b) = \frac{1}{\sqrt{|a|}} \int x_t(t) \overline{\Phi\left(\frac{t-b}{a}\right)} dt$$

Trong đó, a là tham số tỷ lệ (scale), b là tham số dịch thời gian (time shift). Khi a và b thay đổi liên tục, quá trình biến đổi được gọi là biến đổi wavelet liên tục (CWT). Tuy nhiên, trong ứng dụng thực tế, việc biến đổi liên tục làm tăng đáng kể độ phức tạp tính toán, chi phí ứng dụng và độ khó triển khai. Do đó, nó thường được thay thế bằng biến đổi wavelet rời rạc (DWT) sử dụng bước nhảy nhỏ.

DWT giúp ứng dụng wavelet trở nên khả thi trong thực tế. Nó thực hiện rời rạc hóa các tham số a và b theo hàm mũ, nhờ đó giảm độ phức tạp tính toán và tránh dư thừa thông tin như trong biến đổi liên tục. Biến đổi wavelet rời rạc của $x(t)$ được định nghĩa như sau:

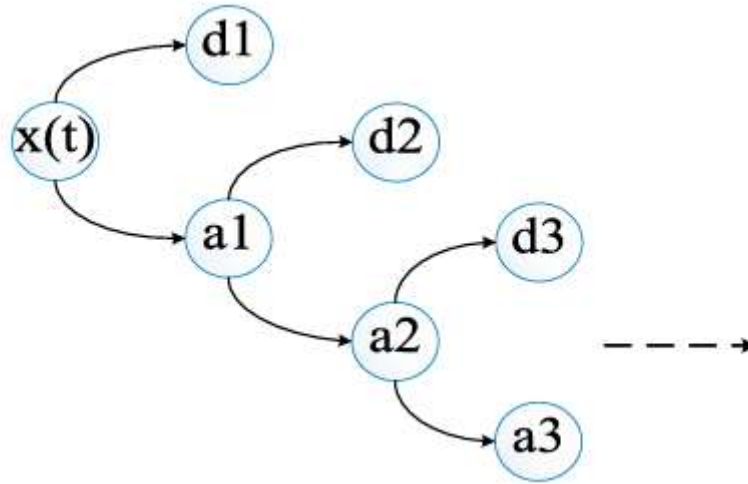
$$W_x(j, k) = \frac{1}{\sqrt{|a|}} \int x_t(t) \overline{\Phi\left(\frac{t-b}{a}\right)} dt$$

Trong đó, a và b thay đổi có tính không liên tục, $a = a_0^j, b = ka_0^j, a_0 > 0, b_0 > 0, j \in Z, k \in Z$.

Thuật toán DWT sử dụng là thuật toán Mallat, được đề xuất vào năm 1988. Đây thực chất là một phương pháp phân tách tín hiệu. Nhờ đặc tính đa phân giải của wavelet, biến j được dùng để xác định độ phân giải ở các thang đo khác nhau: ở thang đo lớn, ta quan sát đường bao tổng quát của tín hiệu gốc; ở thang đo nhỏ, ta quan sát thông tin chi tiết của tín hiệu gốc.

Cuối cùng, kết quả phân tách được tạo ra bởi việc tăng dần j : bao gồm một tín hiệu gần đúng (tần số thấp) và n tín hiệu chi tiết (tần số cao). Thỏa mãn phương trình:

$$x(t) = a_n + d_n + d_{n-1} + \dots + d_1$$



Hình 4.10 Thuật toán phân tách theo Mallat.

4.4.2.2. Mạng Neural hồi tiếp dài-ngắn hạn LSTM.

Dữ liệu công suất được tạo ra bởi tua-bin gió là một chuỗi thời gian, nghĩa là các giá trị công suất trước đó có ảnh hưởng nhất định đến các giá trị công suất sau đó. Gọi chuỗi thời gian công suất gió rời rạc là $\{P_t\}$ ($t = 1, 2, \dots, N$). Giá trị P_t là công suất được tạo ra tại thời điểm t . Chuỗi thời gian $\{P_t\}$ có thể được mô tả như một quá trình ngẫu nhiên như sau:

$$P_t = f(P_{t-1}, P_{t-2}, P_{t-3}, \dots, P_{t-h}, \varepsilon_t, \theta) \quad (1)$$

Trong đó:

- P_t là ánh xạ từ các giá trị trước đó ($P_{t-1}, P_{t-2}, P_{t-3}, \dots, P_{t-h}$) và nhiễu trắng ε_t .
- θ là tập các tham số của hàm f ,
- ε_t là nhiễu trắng của toàn bộ chuỗi thời gian, tuân theo phân phối chuẩn với trung bình 0 và độ lệch chuẩn σ .

$$\varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2) \quad (2)$$

Hàm f chính là mô hình dự báo công suất gió. Tuy nhiên, do hàm f thường không rõ ràng, phi tuyến và rất phức tạp, nên việc xây dựng nó bằng các phương pháp phân tích truyền thống là rất khó khăn.

Trong bài báo này, kỹ thuật học sâu (deep learning) được sử dụng để xây dựng hàm xấp xỉ $\hat{f}$, nhờ vào khả năng khớp hàm mạnh mẽ của mạng nơ-ron. Khi đó, giá trị công suất dự đoán tại thời điểm t là:

$$\hat{P}_t = \hat{f}(P_{t-1}, P_{t-2}, P_{t-3}, \dots, P_{t-h}, \varepsilon_t, \theta) \quad (3)$$

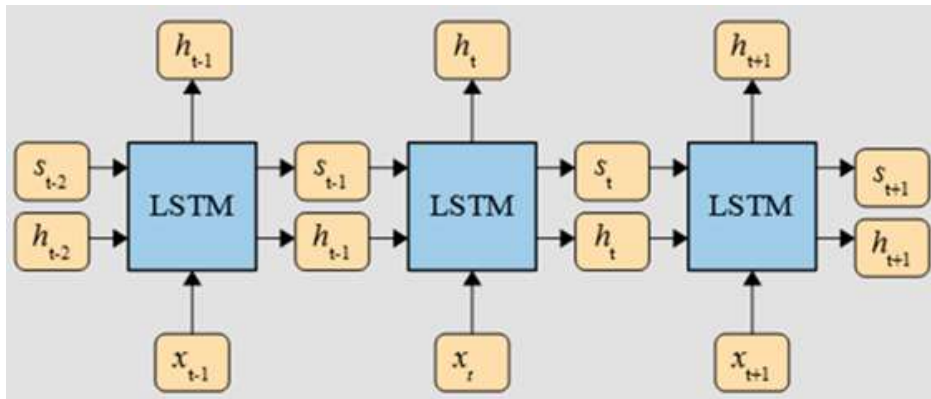
Một hàm đánh giá được xây dựng để định lượng hiệu suất của hàm dự báo:

$$g(\theta) = \sum_{t \in \text{test set}} (P - \hat{P}_t) \quad (4)$$

Lưu ý rằng giá trị của hàm đánh giá $g(\theta)$ càng nhỏ thì hàm dự báo $\hat{f}$ càng chính xác. Do đó, cần tìm bộ tham số $\hat{\theta}$ sao cho $g(\theta)$ nhỏ nhất

$$\hat{\theta} = \operatorname{argmin}_{\theta} g(\theta) \quad (5)$$

Mạng nơ-ron sẽ cập nhật các tham số trọng số bằng thuật toán lan truyền ngược (backpropagation) để giảm giá trị của hàm đánh giá $g(\theta)$. Các tham số này được cập nhật dựa trên gradient. Bằng cách lặp lại quá trình lan truyền xuôi và lan truyền ngược, trọng số của mạng nơ-ron liên tục được cập nhật cho đến khi lỗi của hàm mất mát đạt yêu cầu chính xác — tức là khớp được hàm xấp xỉ $\hat{f}$. Bài báo này sử dụng mạng LSTM để khớp hàm xấp xỉ $\hat{f}$.



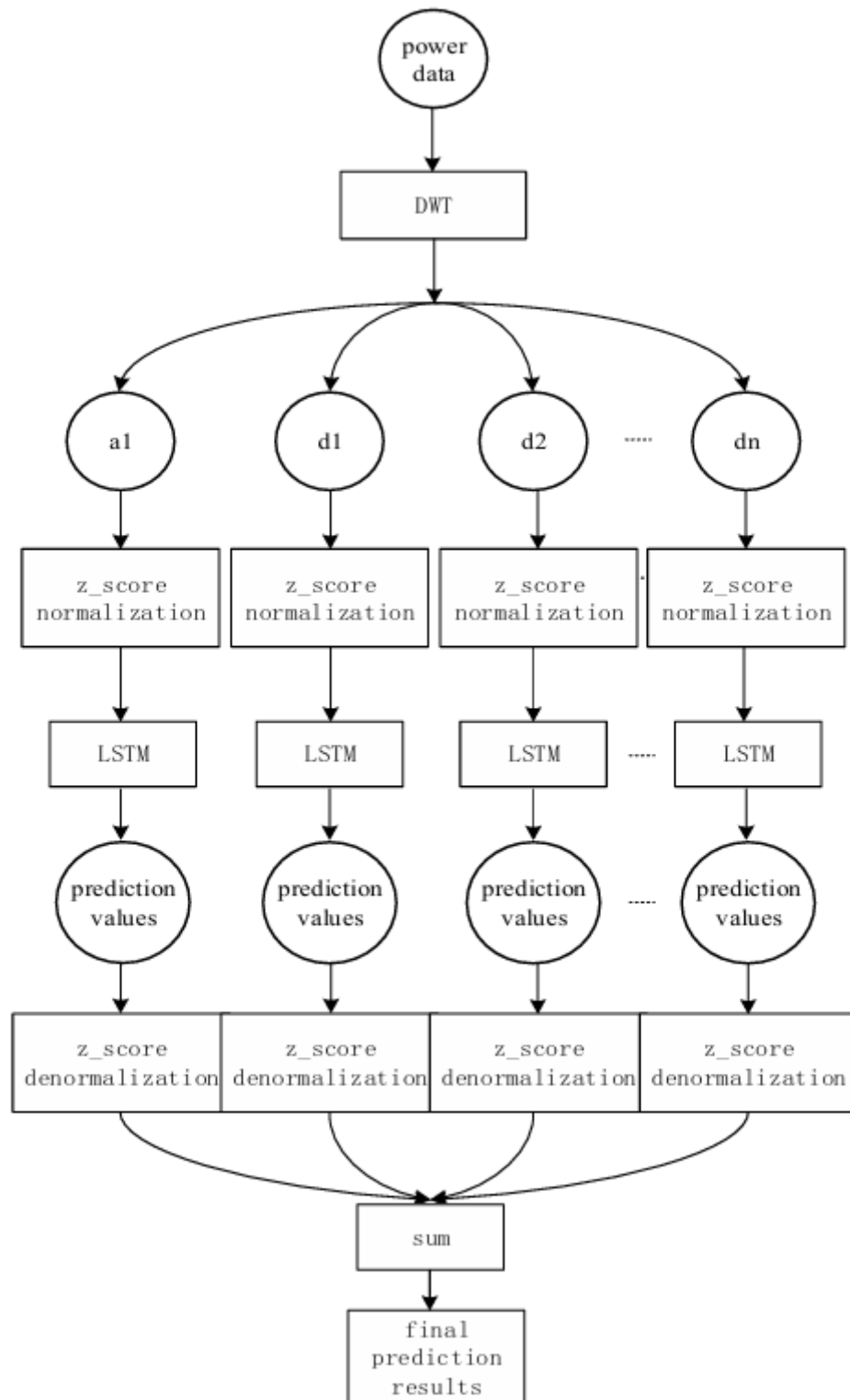
Hình 4.11 Sơ đồ của mạng đào tạo LSTM.

4.4.2.3. Kết hợp DWT+LSTM.

Phương pháp chủ yếu bao gồm hai giai đoạn:

1. Tiền xử lý dữ liệu công suất gió ban đầu,
2. Huấn luyện và dự báo dữ liệu các tín hiệu con.

Dữ liệu công suất gió được chia theo thứ tự chuỗi thời gian thành tập huấn luyện, tập xác nhận, và tập kiểm tra, với tỷ lệ lần lượt là 70%, 20% và 10% của toàn bộ dữ liệu gốc.



Hình 4.12 Quy trình dự báo của phép biến đổi DWT+LSTM.

Giá trị của các tín hiệu gần đúng và tín hiệu chi tiết thường có sự chênh lệch lớn, điều này không thuận lợi cho quá trình huấn luyện mạng LSTM. Do đó, phương pháp chuẩn hóa Z-score được sử dụng để chuẩn hóa các dữ liệu sau khi phân tách bằng DWT. Dữ liệu chuẩn hóa $z(t)$ tuân theo phân phối chuẩn hóa:

$$z(t) = \frac{x'(t) - x'_{mean}}{x'_{std}}$$

Trong đó:

- $x'(t)$ là một trong các tín hiệu con ($a_n, d_1, \dots, d_n$)
- x'_{mean} là giá trị trung bình của $x'(t)$
- x'_{std} là giá trị chuẩn của $x'(t)$

Sau khi các mạng LSTM được huấn luyện, mỗi tín hiệu con trong tập kiểm tra sẽ được dự đoán, và ta thu được giá trị dự đoán đã chuẩn hóa $p(t)$ của từng tín hiệu con. Sau đó, $p(t)$ được khôi phục giá trị ban đầu (phi chuẩn hóa) thành $y(t)$ theo công thức:

$$y(t) = p(t) * x'_{std} + x'_{mean}$$

Cuối cùng, kết quả dự báo công suất gió của dữ liệu gốc được tính bằng cách cộng tất cả các giá trị dự đoán đã phi chuẩn hóa $y(t)$ của các tín hiệu con.

Bài báo này sử dụng thuật toán Adam, là một sự cải tiến hơn nữa của thuật toán tối ưu hóa gradient ngẫu nhiên (SGD - stochastic gradient descent). Thuật toán Adam cho phép cập nhật trọng số của mạng nơ-ron theo cách lặp đi lặp lại dựa trên dữ liệu huấn luyện.

4.4.3. Tối ưu dòng công suất trên hệ thống MT-HVDC sử dụng thuật toán lập trình bán xác định Semidefinite programming.

Kỹ thuật Semidefinite programming (SDP) là một bài toán tối ưu hóa toán học đang thu hút sự quan tâm trong những năm gần đây do những ứng dụng thực tiễn của nó. Một bài toán SDP có các đặc điểm tương tự như bài toán tuyến tính vì cả hai đều có nền tảng lý thuyết vững chắc về phương pháp điểm trong. Ngoài ra, có thể giải các bài toán với hàng trăm hoặc hàng nghìn biến trong vài giây. Do đó, đây là một phương pháp phù hợp cho các ứng dụng trong hệ thống điện, nơi yêu cầu thực hiện tính toán liên tục theo thời gian thực.

Hợp lý để đảm bảo rằng bất kỳ mô hình SDP nào cũng dễ giải hơn so với bất kỳ bài toán không lồi nào, bất kể số lượng biến. Quan trọng hơn, vì là bài toán lồi, có thể khẳng định nghiệm tối ưu là nghiệm toàn cục.

Một mô hình SDP là một bài toán tối ưu hóa có dạng:

$$\underset{X}{\text{Minimize}} \quad \text{Trace}(C.X)$$

$$\text{Subject to } A * X = B; X \geq 0$$

Trong đó X là các biến quyết định, C là tổn thất (hoặc chi phí theo hàm mục tiêu), và A, B là các ma trận thể hiện các ràng buộc cụ thể. Cấu trúc của mô hình này khá giống với bài toán quy hoạch tuyến tính (Linear Programming LP). Một mô hình LP có thể được viết lại dưới dạng SDP. Điều này cũng đúng đối với bài toán Quadratic Programming (QP). Tuy nhiên, không giống như LP hay QP, biến tối ưu hóa trong SDP là một ma trận thay vì một vector (tức là $X \in \mathbb{R}^{n \times n}$). Nó cũng phải là ma trận nửa xác định dương, được ký hiệu bằng biểu tượng $\succeq$.

Có thể phát triển các xấp xỉ SDP cho các bài toán phi tuyến như trường hợp bài toán OPF (Optimal Power Flow). Xét một hệ thống MT-HVDC tập hợp các nút bus được biểu diễn bởi $N = \{1, 2, \dots, N\}$ và một tập hợp các đầu cuối AC/AC được biểu diễn bởi $\mathcal{T} \subseteq N$. Các đường dây HVDC được biểu diễn bởi tập hợp $\mathcal{E} = \{(k, m)\} \subseteq N \times N$, và ma trận điện dẫn đường dây DC là $G \in \mathbb{R}^{n \times n}$, là ma trận nửa xác định dương với các phần tử $[G]_{km} = g_{km}$.

Đối với mỗi nút k , có hai biến quyết định: v_k và p_k . Biến đầu tiên (v_k) là điện áp nút, biến thứ hai (p_k) là công suất được bơm vào bởi một đầu cuối AC/DC ($k \in \mathcal{T}$). Hơn nữa, công suất truyền qua mỗi đường HVDC được biểu diễn bằng chỉ số phụ kép (doublesubindex) f_{km} ; ($km \in \mathcal{D}$) và $f_{km} \neq f_{mk}$.

Bài toán tối ưu hóa dòng công suất đa đầu cuối (MT-OPF) có thể được xây dựng bằng cách tối thiểu hóa tổn thất công suất trong lưới P_L đồng thời đảm bảo các ràng buộc truyền tải [14] [15].

$$\text{Minimize } P_L = \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^N g_{km} * v_k * v_m$$

Điều kiện:

$$v_1 = 1; \quad (1)$$

$$p_k - s_k - \sum_{m=1}^n a_{km} * q_{km} = \sum_{m=1}^n g_{km} * v_k * v_m; \quad (2)$$

$$f_{km} = \frac{v_k^2 - v_k * v_m}{r_{km}} \quad (4)$$

$$v_{min} \leq v_k \leq v_{max} \quad (5)$$

$$p_{k(min)} \leq p_k \leq p_{k(max)} \quad (6)$$

$$-f_{km(max)} \leq f_{km} \leq f_{km(max)} \quad (7)$$

Phương trình (1) đặc trưng cho điện áp tại slack bus và phương trình (2) đặc trưng cho cân bằng công suất. Công suất hoạt động trên các đầu cuối AC/DC phải nằm trong một khoảng thời gian được đưa ra bởi (6). Các ràng buộc còn lại biểu diễn các giới hạn hoạt động của điện áp và công suất.

Bài toán này về cơ bản là phi tuyến và tập hợp không lồi (nonconvex sets) vì các phương trình (2) và (3) không phải là các ràng buộc không nằm trong không gian afin. Do đó, một nghiệm toàn cục không thể được đảm bảo bằng các thuật toán thông thường. Ngoài ra, cần có một thuật toán nhanh và đáng tin cậy để triển khai trong vận hành thời gian thực của hệ thống MT-HVDC.

dòng công suất tối ưu cho hệ thống MT-HVDC có thể được viết lại dưới dạng mô hình tổng quát SDP bằng cách định nghĩa ma trận XXX như sau:

$$X = V * V^T$$

trong đó, $V \in \mathbb{R}^n$ là một vectơ cột với các phần tử v_k . Rõ ràng, X là ma trận nửa xác định dương. Với định nghĩa này, các ràng buộc bậc hai có thể được viết lại:

$$\underset{P, X, Q}{\text{Minimize}} \quad P_L = \text{Trace}(G * X)$$

Ràng buộc:

$$X_{1,1} = 1$$

$$F = M * \text{vec}(X)$$

$$(v_{\min}^2) * \hat{J}_N \leq X \leq (v_{\max}^2) * \hat{J}_N$$

$$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$$

$$-F_{\max} \leq F \leq P_{\max}$$

$$X \succeq 0$$

Trong đó, P , Q và F là các vectơ cột với các phần tử lần lượt là $P = (p_k)$ và $F = (f_{km})$.

$\hat{J}_N \in \mathbb{R}^{n \times n}$ là ma trận toàn các phần tử bằng một và $\text{Diag}(X)$ là đường chéo chính của ma trận tương ứng. Ma trận M được xây dựng theo cách đảm bảo rằng thỏa mãn điều kiện:

$$f_{km} = \frac{v_k^2 - v_k * v_m}{r_{km}}$$

Các tham số trên không ảnh hưởng đến mô hình tối ưu hóa vì chúng là hằng số. Tại thời điểm này, mô hình toán học hoàn toàn tương đương (đều là mô hình phi lồi). Bài toán SDP kết quả có thể được giải quyết hiệu quả bằng phương pháp điểm trong (interior point).

Kết quả của việc tối ưu hóa mô hình SDP này tạo ra một ma trận có hạng N . Do đó, cần tìm một ma trận có hạng một để khôi phục lại vectơ V . Để làm điều này, phân rã giá trị riêng của ma trận X được sử dụng:

$$X = \sum_{k=1}^N \lambda_k * W_k * W_k^T$$

trong đó λ_k là các giá trị riêng và W_k là các vectơ riêng tương ứng. Xấp xỉ hạng một của ma trận có thể được xác định như sau:

$$X \approx \lambda_m * (W_m * W_m^T)$$

trong đó λ_m là giá trị riêng lớn nhất (tức là giá trị riêng duy nhất không gần bằng 0). Với xấp xỉ này, có thể khôi phục lại vectơ điện áp như sau:

$$X \approx \sqrt{\lambda_m} * W_m$$

CHƯƠNG 5. KẾT QUẢ THỰC NGHIỆM VÀ ĐÁNH GIÁ PHƯƠNG ÁN ĐỀ XUẤT

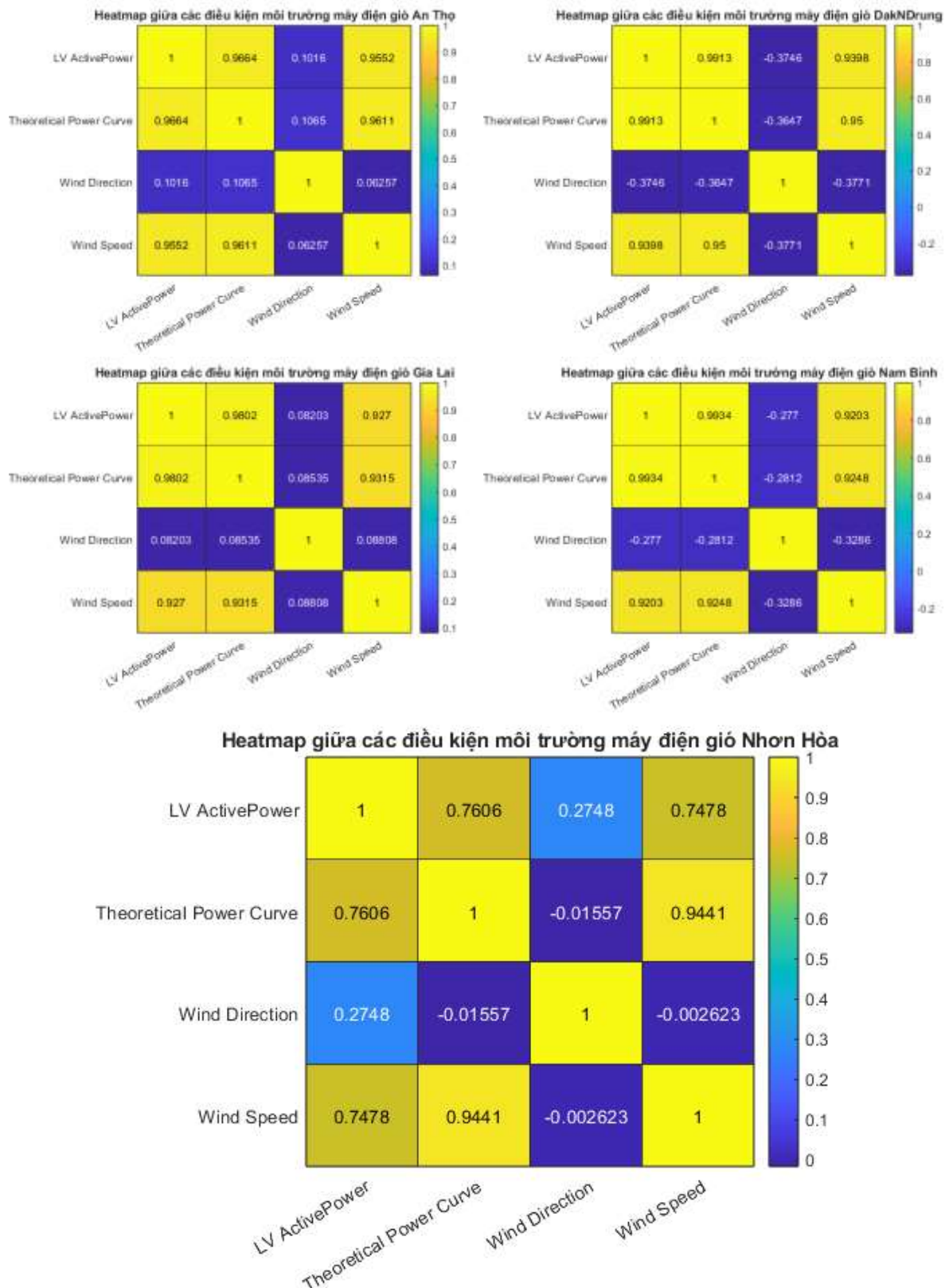
5.1. Bộ dữ liệu được sử dụng dùng để dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng tái tạo.

5.1.1. Bộ dữ liệu được sử dụng dùng để dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng điện gió.

Trong nghiên cứu này, dữ liệu sử dụng đã được tiền xử lý dữ liệu cho dự báo được thu thập liên tục trong 31 ngày theo chu kỳ 10 các nhà máy điện gió khác nhau. Mỗi ngày thu thập được 144 bộ dữ liệu bao gồm các thông số: tốc độ gió (m/s), công suất phát nhà máy (MW). Bộ dữ liệu được phân chia bao gồm 70% tập huấn luyện, 20% tập kiểm tra và 10% kiểm chứng.

Bảng 5.1 Dữ liệu gió tại nhà máy điện gió Gia Lai.

Thời gian	Tốc độ gió [m/s]	Hướng gió [°]	Đường cong công suất lý [MWh]	Công suất phát [MW]
28/02/2018 00:00	18.45	175.96	400	384.48
01/01/2018 00:10	18.35	175.05	400	384.52
01/01/2018 00:20	18.89	176.52	400	384.53
01/01/2018 00:30	18.98	179.02	400	384.45
...				
30/03/2018 00:30	7.15	196.45	120.72	110.02
30/03/2018 00:30	7.16	197.99	121.54	107.16



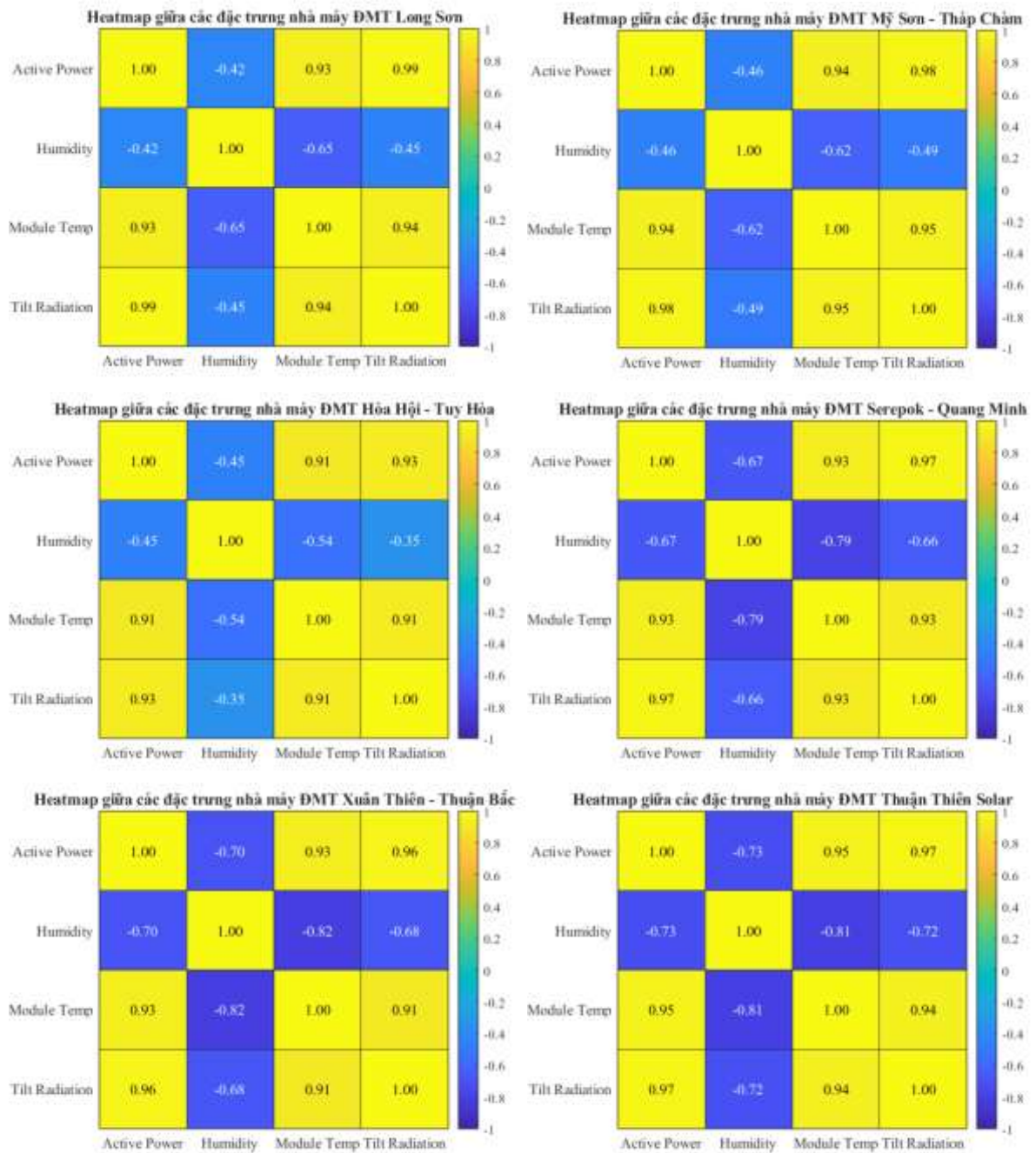
Hình 5.1 Heatmap giữa các đặc trưng tất cả nhà máy điện gió.

5.1.2. Bộ dữ liệu được sử dụng dùng để dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng điện mặt trời.

Trong nghiên cứu này, dữ liệu sử dụng đã được tiền xử lý dữ liệu cho dự báo được thu thập liên tục trong 31 ngày theo chu kỳ 10 các nhà máy điện mặt trời khác nhau. Mỗi ngày thu thập được 144 bộ dữ liệu bao gồm các thông số: bức xạ nghiêng, bức xạ ngang, nhiệt độ tấm pin ($^{\circ}\text{C}$), tốc độ gió (m/s), hướng gió ($^{\circ}$), độ ẩm, công suất phát nhà máy (MW). Bộ dữ liệu được phân chia bao gồm 70% tập huấn luyện, 20% tập kiểm tra và 10% kiểm chứng.

Thời gian	Nhiệt độ Module [$^{\circ}\text{C}$]	Bức xạ ngang	Độ ẩm [%RH]	Công suất phát [MW]
28/02/2018 00:00	22.5	2.02	73	0
01/01/2018 00:10	22.8	2.02	71.9	0
01/01/2018 00:20	23.8	0	68.8	0
01/01/2018 00:30	24.1	0	72.1	0
...				
30/03/2018 00:30	23.6	2.02	76.5	0
30/03/2018 00:30	24	0	79.5	0

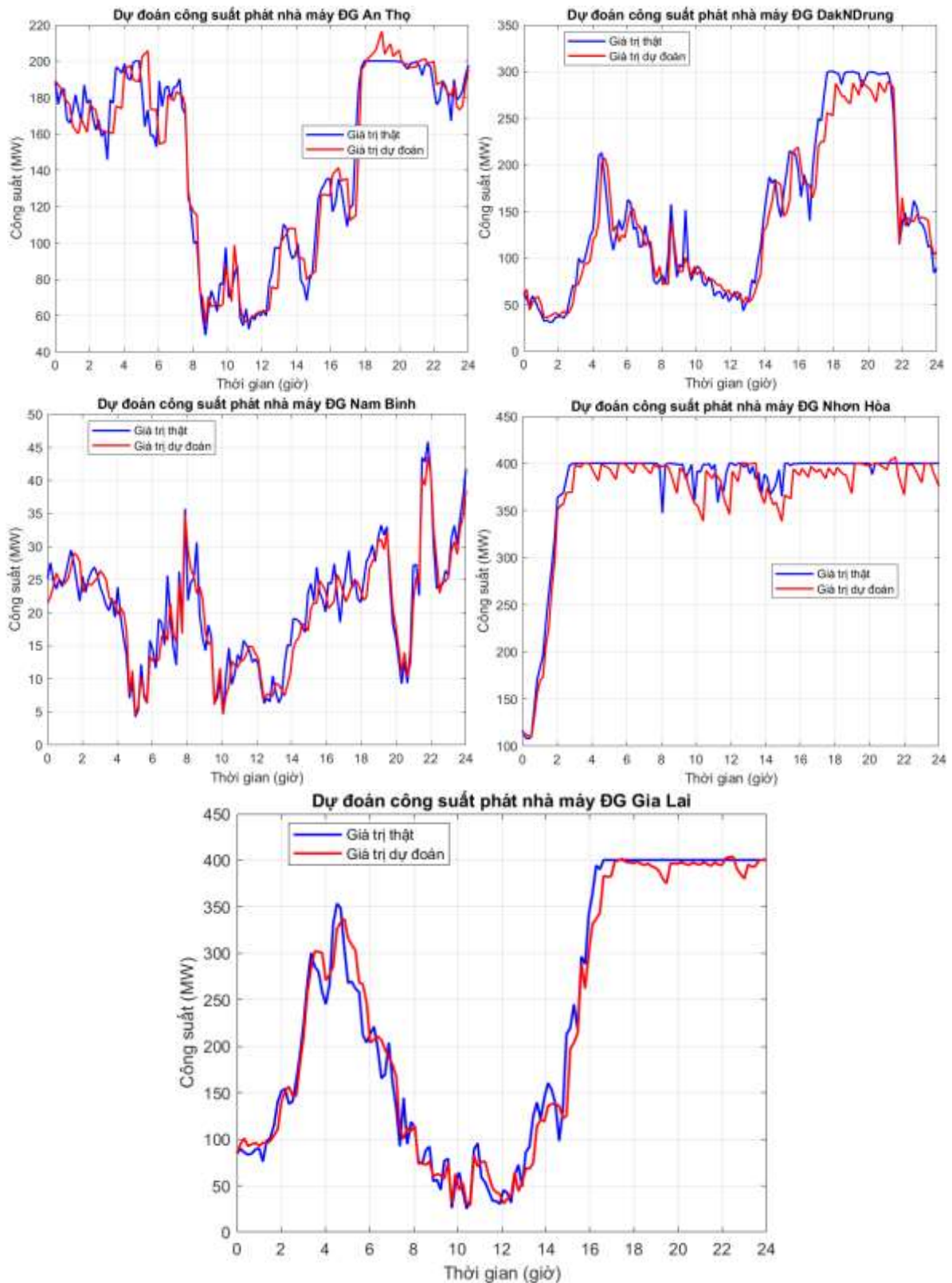
Bảng 5.2 Dữ liệu gió tại nhà máy điện mặt trời Long Sơn.



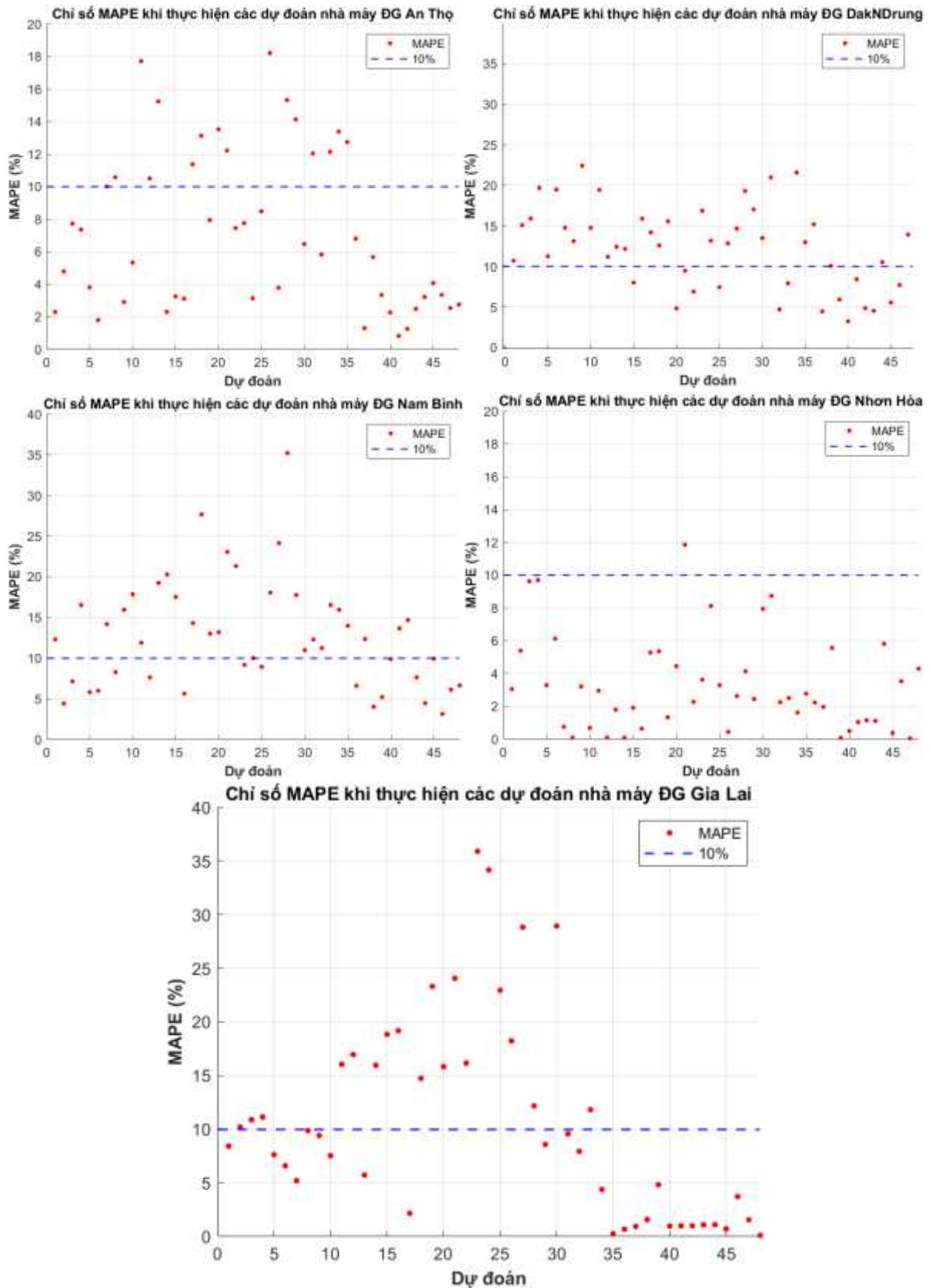
Hình 5.2 Heatmap giữa các đặc trưng tất cả nhà máy điện mặt trời.

5.2. Kết quả dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng tái tạo.

5.2.1. Kết quả dự đoán công suất phát các nguồn năng lượng điện gió.



Hình 5.3 Kết quả dự báo công suất phát các nguồn điện gió bằng thuật toán WT-LSTM.

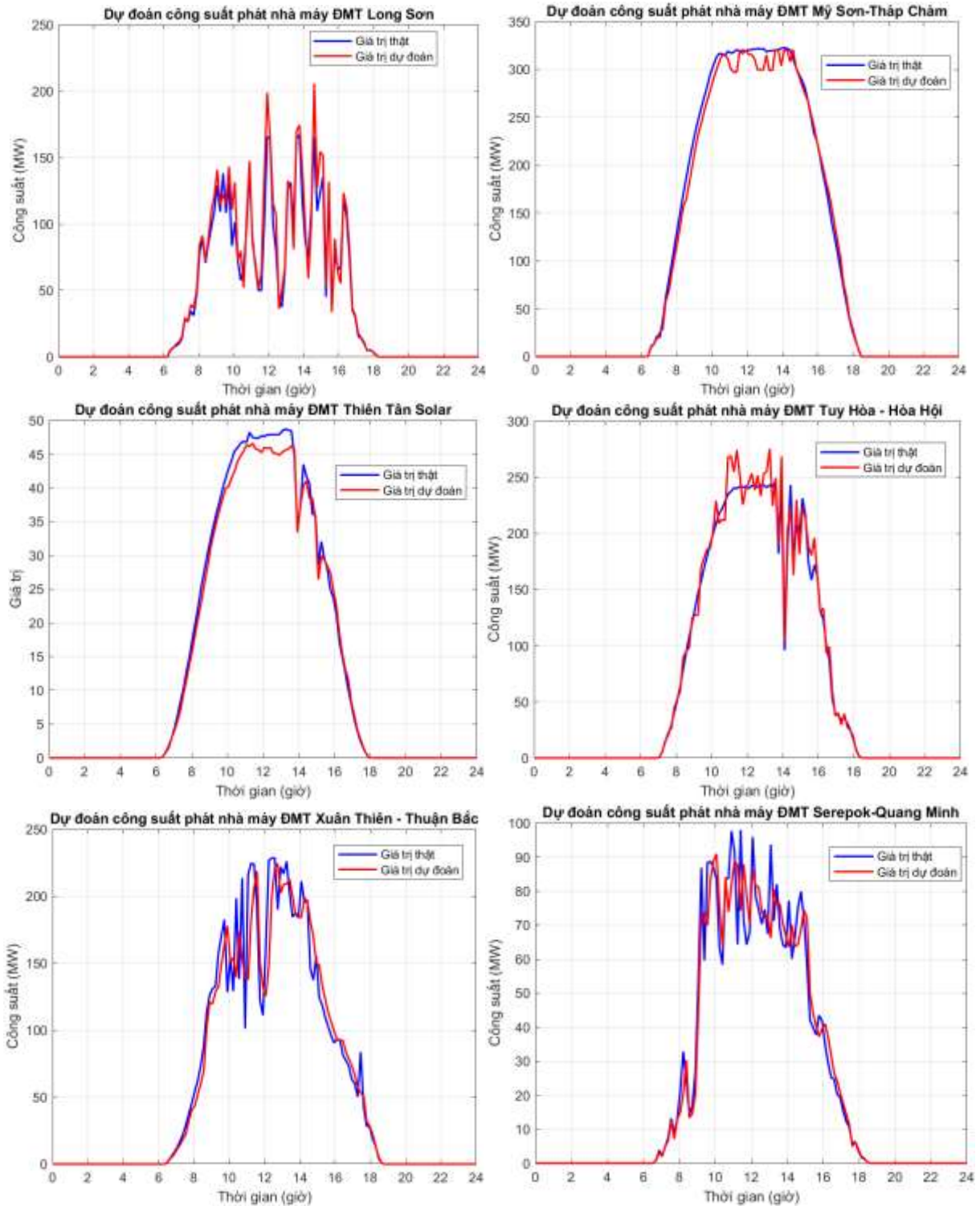


Hình 5.4 Chỉ số MAPE mỗi lần dự đoán nguồn điện gió bằng thuật toán WT-LSTM.

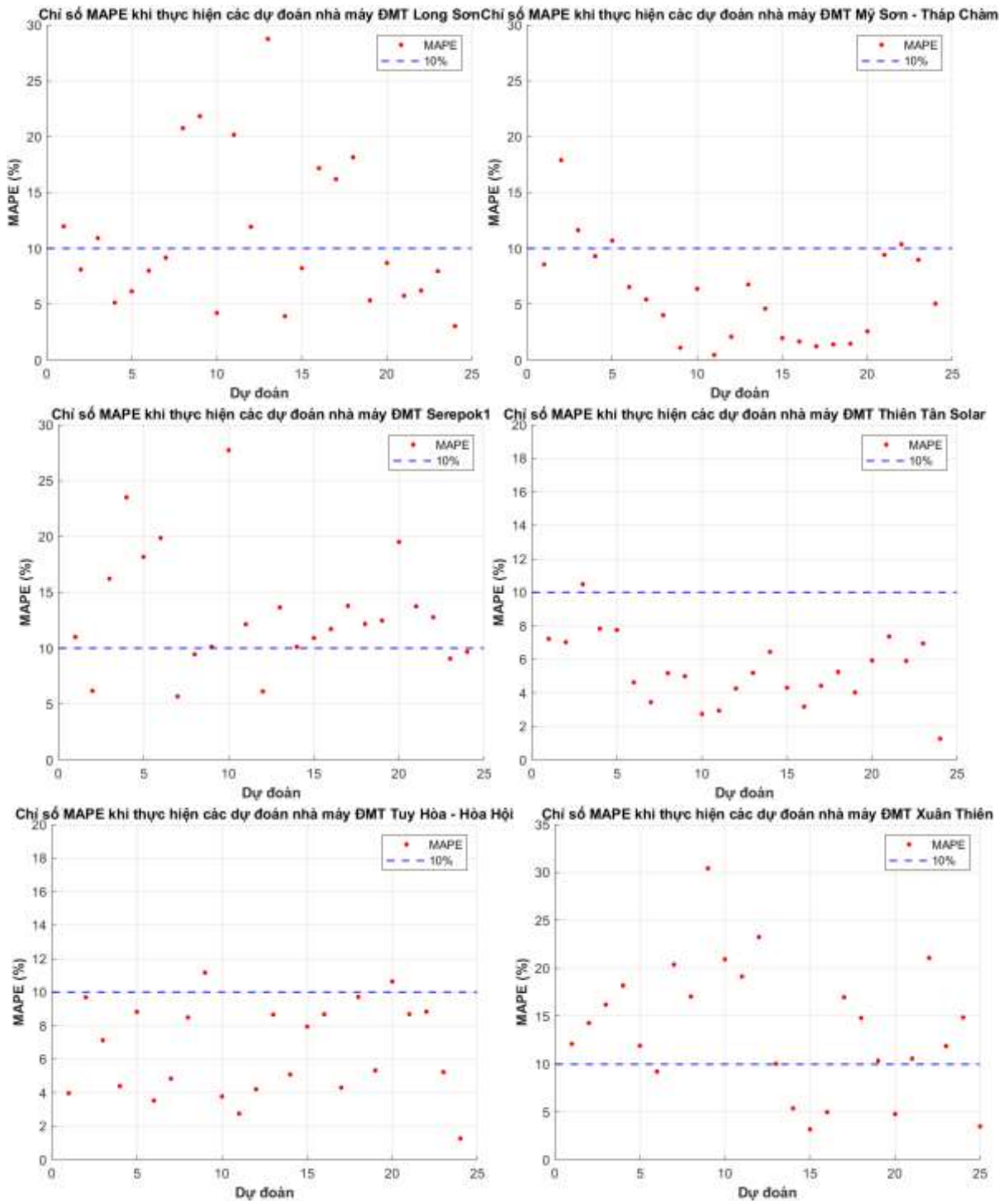
Kết quả cho thấy công suất phát thực tế đo đếm được và công suất phát ra từ mô hình dự báo WT-LSTM trong 24 giờ cho thấy rằng ước lượng rất tốt, đường cong số

liệu công suất phát ra và số liệu công suất thu thập được sai khác nhau ít, giá trị MAPE chỉ khoảng 10%. Tuy nhiên có một vài dự đoán cho ra giá trị sai số lớn nhưng tất cả vẫn dưới 40%.

5.2.2. Kết quả dự đoán công suất phát các các nguồn năng lượng điện mặt trời.



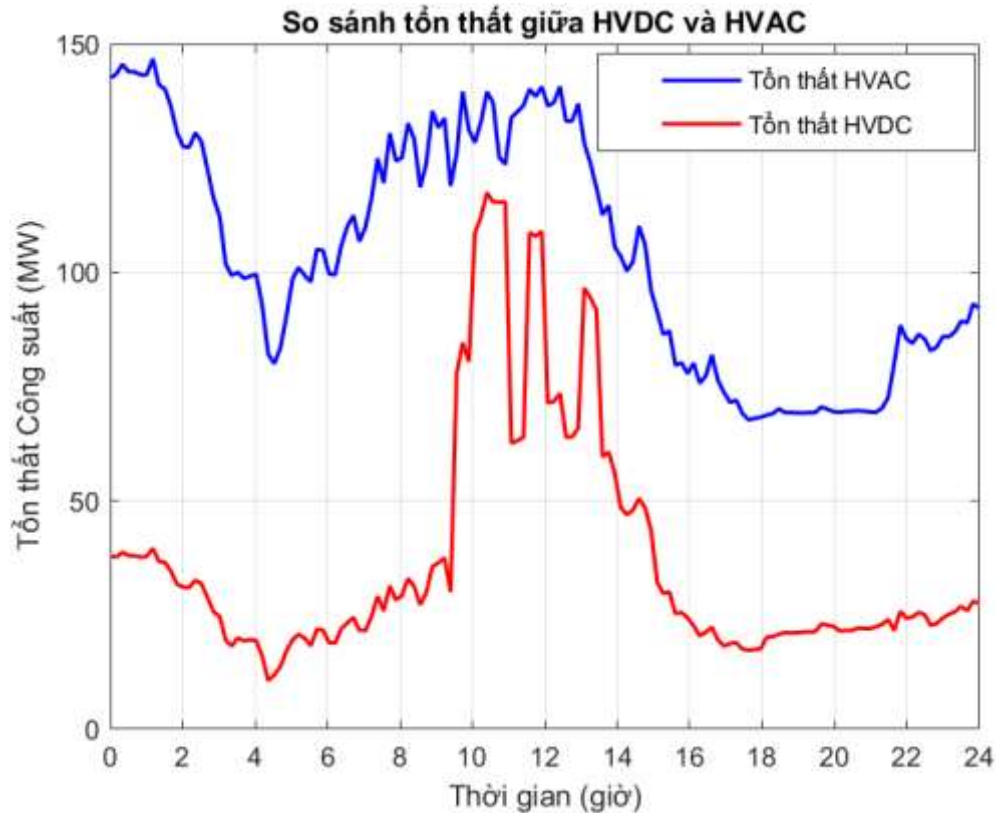
Hình 5.5 Kết quả dự báo công suất phát các nguồn điện mặt trời bằng thuật toán CNN-LSTM.



Hình 5.6 Chỉ số MAPE mỗi lần dự đoán nguồn điện gió bằng thuật toán CNN-LSTM.

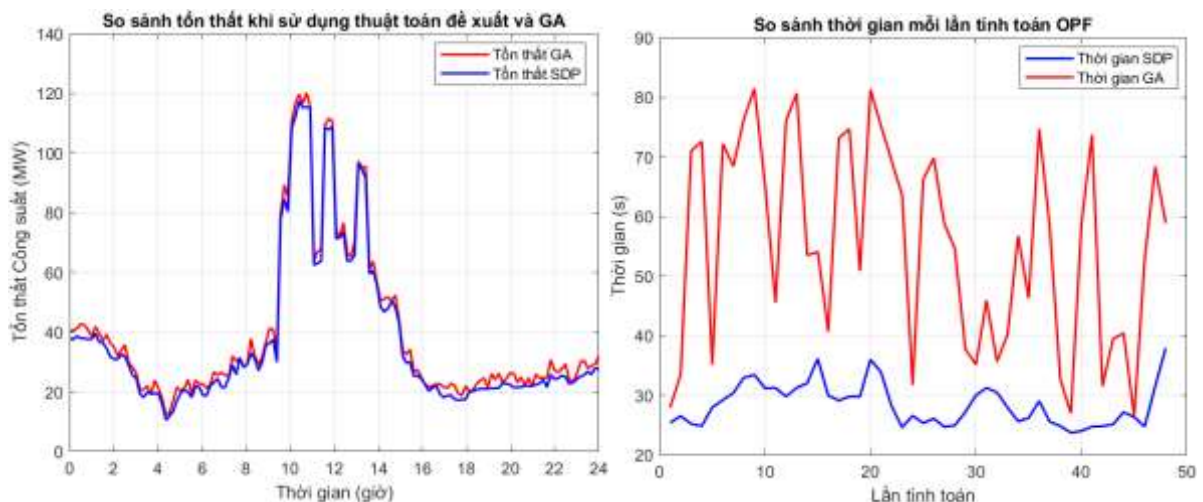
Kết quả cho thấy công suất phát thực tế đo đếm được và công suất phát ra từ mô hình dự báo CNN-LSTM trong 24 giờ cho thấy rằng ước lượng rất tốt, đường cong số liệu công suất phát ra và số liệu công suất thu thập được sai khác nhau ít, giá trị MAPE chỉ khoảng 15%. Tuy nhiên có một vài dự đoán cho ra giá trị sai số lớn nhưng tất cả vẫn dưới 30%.

5.3. Kết quả khi áp dụng phương án đề xuất.



Hình 5.7 So sánh tổn thất giữa HVDC và HVAC.

Dựa trên đồ thị tổn thất công suất giữa hệ thống HVAC và HVDC, ta có thể nhận thấy một số đặc điểm quan trọng. Đồ thị cho thấy rằng khi khoảng cách truyền tải tăng, mức tổn thất của hệ thống HVAC tăng đáng kể do ảnh hưởng của điện kháng và hiệu ứng cáp cảm ứng, trong khi đó hệ thống HVDC duy trì tổn thất ở mức thấp hơn. Điều này cho thấy HVDC có hiệu quả truyền tải cao hơn ở khoảng cách xa nhờ khả năng giảm thiểu các tổn thất do các yếu tố phụ trợ, mặc dù mất mát ở khâu chuyển đổi ban đầu có thể không nhỏ.



Hình 5.8 So sánh khi sử dụng thuật toán đề xuất và GA.

Dựa trên hai biểu đồ phân tích, có thể rút ra những nhận định quan trọng khi so sánh hiệu quả của thuật toán di truyền (GA) và thuật toán đề xuất trong việc giảm thiểu tổn thất công suất (OPF). Về tổn thất công suất, thuật toán đề xuất đạt mức tổn thất thấp hơn thuật toán đề xuất, đặc biệt tại các thời điểm cao điểm, đặc biệt từ 12h đến 14h. Điều này chứng minh SDP có khả năng tối ưu hóa tốt hơn trong việc giảm tổn thất công suất trong các điều kiện tải cao.

Về mặt thời gian xử lý, biểu đồ thứ hai tiết lộ rằng thuật toán GA yêu cầu thời gian dài hơn và biến động mạnh, dao động từ 40 đến 90 giây qua các lần lặp. Ngược lại, thuật toán đề xuất thể hiện thời gian ổn định hơn, thường dưới 30 giây, chứng tỏ hiệu suất tính toán vượt trội và đảm bảo tính ổn định trong quá trình thực hiện OPF. Nhìn chung, thuật toán đề xuất tỏ ra vượt trội về việc giảm tổn thất công suất, đặc biệt trong các tình huống tải cao, nhưng cũng có ưu thế về thời gian xử lý và độ ổn định. Điều này gợi ý rằng thuật toán đề xuất phù hợp hơn với các hệ thống cần phản hồi nhanh. Những kết quả này mở ra hướng nghiên cứu tiếp theo nhằm tích hợp ưu điểm của cả hai thuật toán để nâng cao hiệu quả tổng thể.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] J. Arrillaga, High Voltage Direct Current Transmission, second edition, Institution of Electrical Engineers, 1998.
- [2] Z. Y. S. W. Y. J. Fu, “Control strategy of system coordination in Nanao multi-terminal VSC-HVDC project for wind integration,” trong *2014 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Maryland, 2014.
- [3] Z. J. Y. T. Z. X. Li, “Nanao multi-terminal VSC-HVDC project for integrating large-scale wind generation,” trong *Proc. IEEE PES General Meeting*, Maryland, 2014.
- [4] P. H. X. W. Y. L. Y. C. J. X. F. Qiu, “Application of High Voltage DC Circuit Breaker in Zhoushan VSC-HVDC Transmission Project,” *Gaodianya Jishu/High Voltage Engineering*, tập 44, số 2, pp. 403-408, 2018.
- [5] Y. & C. B. & G. T. & W. Y. & P. H. & C. J. Pipelzadeh, “Modelling and Dynamic Operation of the Zhoushan DC Grid: Worlds First Five-Terminal VSC-HVDC Project,” trong *International High Voltage Direct Current 2015 Conference*, Seoul, 2015.
- [6] Q. W. a. R. Y. C. Zhao, “Research on Demonstration Project of Zhangbei Flexible DC Grid,” in *2020 10th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*, Chengdu, 2020.
- [7] N. T. a. B. X. Guo, “Study on Solution for Power Surplus in Zhangbei VSC-Based DC Grid – Mechanism Analysis and Control Method,” *Power System Technology*, tập 43, số 1, 2019.
- [8] “IEEE/IEC Draft International Standard - Power Transformers - Part 57-129: Transformers for HVDC applications,” trong *IEC/IEEE P60076-57-129_D26*, IEEE, 2016, pp. 1-48.
- [9] A. Stan, S. Costinaş và G. Ion, “Overview and Assessment of HVDC Current Applications and Future Trends,” *Energies 2022*, tập 15, số 3, p. 1193, 2022.
- [10] C. Gavriluta, I. Candela, C. Citro, A. Luna và P. Rodriguez, “Design considerations for primary control in multi-terminal vsc-hvdc grids,” *Electric Power Systems Research*, tập 122, pp. 33-41, 2015.
- [11] N. Hingorani, “High-voltage DC transmission: a power electronics workhorse,” *IEEE Spectrum*, tập 33, số 4, pp. 63-72, 1996.

- [12] T. đ. Đ. l. V. N. (EVN), “Xây dựng hệ thống truyền tải điện siêu cao áp một chiều tại Việt Nam: Đề xuất 3 phương án,” 10 June 2024. [Trực tuyến]. Available: <https://www.evn.com.vn/d6/news/Xay-dung-he-thong-truyen-tai-dien-sieu-cao-ap-mot-chieu-tai-Viet-Nam-De-xuat-3-phuong-an-6-12-27805.aspx>.
- [13] S.-C. Lim, J.-H. Huh, S.-H. Hong, C.-Y. Park và J.-C. Kim, “Solar Power Forecasting Using CNN-LSTM Hybrid Model,” *Energies*, tập 15, số 21, p. 8233, 2022.
- [14] Y. Liu, L. Guan, C. Hou, H. Han, Z. Liu, Y. Sun và M. Zheng, “Wind Power Short-Term Prediction Based on LSTM and Discrete Wavelet Transform,” *Appl. Sci.*, tập 9, số 6, p. 1108, 2019.
- [15] A. Garces, D. Montoya và R. Torres, “Optimal power flow in multiterminal HVDC systems considering DC/DC converters,” trong *2016 IEEE 25th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, California, 2016.
- [16] K. Alshammari, H. A. Alsiraji và R. E. Shatshat, “Optimal Power Flow in Multi - Terminal HVDC Systems,” trong *2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Toronto, 2018.
- [17] R. Sharma, “Electrical Structure of Future Off-shore Wind Power Plant with a High Voltage Direct,” Technical University of Denmark, Denmark, 2012.
- [18] F. L. L. B. C. d. O. a. A. C. S. d. L. R. Pinto Fernandes, “Performance Comparison of LCC and VSC HVDC Systems in Minimizing Long-Term Voltage Collapse,” *EEE Access*, tập 13, pp. 53965-53979, 2025.