

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:
TÌM HIỂU VÀ ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA
NGUỒN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO HƯỚNG LINH,
PHONG ĐIỀN ĐẾN CHẤT LƯỢNG ĐIỆN ÁP VÀ
ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP HẠN CHẾ

Người hướng dẫn: **GS.TS. LÊ KIM HÙNG**
Sinh viên thực hiện 1: **NGUYỄN BÁ QUỐC**
Mã số sinh viên: **105200276**
Lớp: **20DCLC4**
Sinh viên thực hiện 2: **HOÀNG HỮU ĐỨC**
Mã số sinh viên: **105200259**
Lớp: **20DCLC4**
Sinh viên thực hiện 3: **NGUYỄN THANH HÙNG**
Mã số sinh viên: **105200233**
Lớp: **20DCLC3**

Đà Nẵng, 06/2025

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

TT	Họ tên sinh viên	Số thẻ SV	Lớp	Ngành
1	Nguyễn Bá Quốc	105200276	20DCLC4	Kỹ Thuật điện
2	Hoàng Hữu Đức	105200259	20DCLC4	Kỹ Thuật điện
3	Nguyễn Thanh Hưng	105200233	20DCLC3	Kỹ Thuật điện

1. Tên đề tài đồ án: “Tìm hiểu và đánh giá ảnh hưởng của nguồn năng lượng tái tạo Hướng Linh, Phong Điền đến chất lượng điện áp và đề xuất giải pháp hạn chế”.

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 nguyên lý lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị, thành phố Huế
- Tổng hợp tình hình mang tải MBA 110kV tỉnh Quảng trị, thành phố Huế
- Tổng hợp kỹ thuật và tình hình mang tải các đường dây 110kV tỉnh Quảng Trị, thành phố Huế

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

Chương 1: Tổng quan về lưới điện 110kV khu vực thành phố Huế, Quảng Trị và các nhà máy điện tái tạo Phong Điền, Hướng Linh.

Chương 2: Giới thiệu phần mềm Etap và mô hình hóa lưới điện 110kV tại thành phố Huế, Quảng Trị.

Chương 3: Phân tích ảnh hưởng của nhà máy điện mặt trời Phong Điền đến lưới 110kV thành phố Huế.

Chương 4: Phân tích ảnh hưởng của cụm nhà máy điện gió Hướng Linh đến lưới 110kV tỉnh Quảng Trị.

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

6. Họ tên người hướng dẫn: GS.TS. Lê Kim Hùng

7. Ngày giao nhiệm vụ đồ án: / /2025

8. Ngày hoàn thành đồ án: / /2025

Trưởng Bộ môn Hệ thống Điện

Đà Nẵng, ngày tháng năm 2025
Người hướng dẫn

LỜI NÓI ĐẦU

Sau một thời gian nghiên cứu, được sự động viên, giúp đỡ và hướng dẫn tận tình của thầy GS.TS. Lê Kim Hùng, đồ án với đề tài “Tìm hiểu và đánh giá ảnh hưởng của nguồn NLTT Hướng Linh, Phong Điền đến chất lượng điện áp trong lưới điện phân phối và đề xuất giải pháp hạn chế” đã hoàn thành.

Em xin bày tỏ lòng cảm ơn sâu sắc đến: Giáo viên hướng dẫn GS.TS. Lê Kim Hùng đã tận tình chỉ dẫn, giúp đỡ em hoàn thành đồ án này. Các thầy giáo, cô giáo Khoa Điện trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng đã giúp đỡ em trong suốt quá trình học tập cũng như trong quá trình nghiên cứu đề tài. Sự nhiệt tình, tâm huyết và những lời khuyên quý giá của thầy, cô đã giúp em hoàn thành đồ án một cách tốt nhất. Em biết ơn thầy, cô đã luôn dành thời gian giải đáp thắc mắc, chia sẻ kiến thức và kinh nghiệm cho em, giúp em có được những hiểu biết sâu sắc và toàn diện hơn về đề tài nghiên cứu và toàn thể các đồng nghiệp, bạn bè, gia đình và người thân đã quan tâm, động viên, giúp đỡ em trong suốt quá trình học tập và hoàn thành đồ án.

Với những kiến thức và kinh nghiệm thu được từ quá trình học tập và hoàn thành đồ án, em tin rằng mình sẽ có thể tự tin bước vào môi trường làm việc và cống hiến hết mình cho xã hội. Em xin chân thành cảm ơn!

CAM ĐOAN

Chúng em xin cam đoan đây là công trình nghiên cứu của chúng em và được sự hướng dẫn khoa học của thầy GS.TS. Lê Kim Hùng. Các nội dung nghiên cứu, kết quả trong đề tài này là trung thực được tác giả tìm hiểu, nghiên cứu, đúc kết (có sự tham khảo, trích dẫn các tài liệu liên quan). Những số liệu trong các bảng biểu phục vụ cho việc phân tích, nhận xét, đánh giá được chính tác giả thu thập từ các nguồn khác nhau có ghi rõ trong phần tài liệu tham khảo, không vi phạm liên chính học thuật.

Nếu phát hiện có bất kỳ sự gian lận nào chúng em xin hoàn toàn chịu trách nhiệm về nội dung đồ án của mình. Trường Đại học Bách khoa Đà Nẵng không liên quan đến những vi phạm tác quyền, bản quyền do chúng em gây ra trong quá trình thực hiện (nếu có).

Sinh viên thực hiện

MỤC LỤC

TÓM TẮT	
NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP	
LỜI NÓI ĐẦU.....	i
CAM ĐOAN.....	ii
MỤC LỤC	iii
DANH SÁCH CÁC BẢNG, HÌNH VẼ.....	vi
DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT	ix
MỞ ĐẦU.....	1
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN 110KV KHU VỰC THÀNH PHỐ HUẾ, QUẢNG TRỊ VÀ CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TÁI TẠO PHONG ĐIỀN, HƯỚNG LINH.....	3
1.1. Tổng quan lưới 110kV thành phố Huế và NMDMT Phong Điền:.....	3
1.1.1. Giới thiệu tổng quan về lưới điện 110kV thành phố Huế.....	3
1.1.2. Giới thiệu tổng quan nhà máy điện mặt trời Phong Điền.....	8
1.2. Tổng quan về lưới 110kV tỉnh Quảng Trị và nhà máy điện gió Hướng Linh: .9	9
1.2.1. Giới thiệu tổng quan về lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị.....	9
1.2.2. Giới thiệu tổng quan nhà máy điện gió Hướng Linh.....	12
1.3. Kết luận chương 1.....	13
CHƯƠNG 2: GIỚI THIỆU PHẦN MỀM ETAP VÀ MÔ HÌNH HÓA LƯỚI ĐIỆN 110KV TẠI THỪA THIÊN HUẾ, QUẢNG TRỊ	15
2.1. Giới thiệu chung	15
2.2. Giới thiệu phần mềm Etap.....	15
2.3. Cài đặt.....	16
2.3.1. Giao diện.....	16
2.4. Chi tiết các phần tử chính	17
2.4.1. Nguồn (hệ thống).....	17
2.4.2. Máy phát	20

2.4.3. Bus (Thanh góp)	22
2.4.4. Đường dây	23
2.4.5. Cáp lực (Cable).....	26
2.4.6. Máy biến áp 2 cuộn dây.....	30
2.4.7. Máy biến áp 3 cuộn dây.....	31
2.4.8. Phụ tải.....	31
2.4.9. PV Array	32
2.4.10. Tuabin gió.....	32
2.5. Mô hình hóa lưới điện 110kV thành phố Huế và lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị	32
2.5.1. Mô hình hóa lưới điện 110kV thành phố Huế	33
2.5.2. Mô hình hóa lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị	36
2.6. Kết luận chương 2.....	42
CHƯƠNG 3: PHÂN TÍCH ẢNH HƯỞNG CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI PHONG ĐIỀN ĐẾN LƯỚI 110KV THÀNH PHỐ HUẾ	43
3.1. Mở đầu	43
3.2. Xét chế độ vận hành bình thường:.....	43
3.2.1. Trào lưu công suất lưới điện 110kV Huế khi chưa có sự kết nối của NMTMT Phong Điền	43
3.2.2. Trào lưu công suất lưới điện 110kV Huế khi có sự kết của ĐMT Phong Điền .	52
3.2.3. So sánh và nhật xét kết quả mô phỏng trào lưu công suất trong 2 trường hợp ...	60
3.3. Chế độ vận hành sự cố.....	61
3.3.1. Trường hợp 1: Sự cố trên đường dây kết nối.....	62
3.3.2. Trường hợp 2: Sự cố mất công suất phát tại Nhà máy điện mặt trời Phong Điền.	63
3.4. Kết luận chương 3.....	65
CHƯƠNG 4: PHÂN TÍCH ẢNH HƯỞNG CỦA CỤM NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ HƯỚNG LINH 1-2 ĐẾN LƯỚI 110KV TỈNH QUẢNG TRỊ.....	66
4.1. Mở đầu	66
4.2. Chế độ vận hành bình thường	66

4.2.1. Trường hợp 1: Trào lưu công suất khi không có sự kết nối của cụm ĐG Hướng Linh 1-2 ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25%	66
4.2.2. Trường hợp 2: Trào lưu công suất lưới điện 110kV tỉnh Quảng trị khi có sự kết nối của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1-2	74
4.2.3. So sánh và nhận xét kết quả mô phỏng giữa 2 trường hợp	82
4.3. Chế độ vận hành sự cố.....	83
4.3.1. Trường hợp 1: Xét trường hợp sự cố ngắn mạch tại thanh cái 22kV NMĐG Hướng Linh 1 khi kết nối lưới điện.	83
4.3.2. Trường hợp 2: Xét trường hợp sự cố ngắn mạch đường dây 110kV khi kết nối cụm NMĐG Hướng Linh 1-2 với lưới điện.	85
4.3.3. Trường hợp 3: Xét trường hợp ngừng đột ngột toàn bộ cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2	87
4.4. Kết luận chương 4.....	87
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ.....	89
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	91
PHỤ LỤC	92

DANH SÁCH CÁC BẢNG, HÌNH VẼ

Bảng 1.1: Thông số kỹ thuật và mang tải của các TBA 110kV tỉnh Quảng Trị.....	11
Bảng 1.2: Thông số kỹ thuật và mang tải các DZ 110kV tỉnh Quảng Trị	12
Bảng 3.1: Công suất lưới 110kV khi chưa có kết nối NMĐMT Phong Điền.....	51
Bảng 3.2: Điện áp tại các nút khi chưa có kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền	51
Bảng 3.3: Công suất lưới 110kV khi có kết nối NMĐMT Phong Điền.....	59
Bảng 3.4: Điện áp tại các nút khi có kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền	59
Bảng 3.5: Điện áp nút lân cận NMĐMT Phong Điền trong 2 trường hợp mô phỏng ..	60
Bảng 3.6 : Kịch bản sự cố khi mất toàn bộ công suất phát NMĐMT Phong Điền.....	61
Bảng 3.7: Kịch bản sự cố khi mất toàn bộ công suất phát NMĐMT Phong Điền.....	63
Bảng 4.3: Công suất lưới 110kV khi chưa kết nối cụm NMĐG Hướng Linh 1,2	73
Bảng 4.4: Điện áp tại các nút khi chưa kết nối cụm NMĐG Hướng Linh 1-2	73
Bảng 4.3: Công suất lưới 110kV khi có kết nối cụm NMĐG Hướng Linh 1,2	81
Bảng 4.4: Điện áp tại các nút khi có kết nối của cụm NMĐG Hướng Linh 1-2.....	81
Bảng 4.5: Điện áp nút lân cận NMĐMT Phong Điền trong 2 trường hợp mô phỏng ..	82
Bảng 4.6: Kịch bản sự cố ngắn mạch 22kV NMĐG Hướng Linh	83
Bảng 4.7: Sự cố ngắn mạch đường dây 110kV kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2	85
Hình 1.1: Sơ đồ đường dây 110 kV thành phố Huế	4
Hình 1.2 : Khối lượng quản lí và vận hành lưới điện Thừa Thiên Huế	6
Hình 1.3 : Các nhà máy thủy điện và điện mặt trời.....	8
Hình 1.4: Sơ đồ nguyên lý 110kV tỉnh Quảng Trị.....	10
Hình 2.1. Cửa sổ giao diện phần mềm Etap 20.6.0.....	17
Hình 2.2: Trang info của nguồn	18
Hình 2.3: Trang rating của nguồn.....	18
Hình 2.4: Trang Short Circuit của nguồn	19
Hình 2.5: Trang reliability của nguồn	20
Hình 2.6: Trang Rating của Máy phát	21
Hình 2.7 : Trang Imp/Model của máy phát	22
Hình 2.8 : Trang info của đường dây	23
Hình 2.9 :Trang parameter của đường dây.....	23

Hình 2.10 : Trang Configuration của đường dây	24
Hình 2.11 : Trang Impedance của đường dây	25
Hình 2.12 : Trang info của cáp.....	26
Hình 2.13 : Trang Impedance của cáp.....	27
Hình 2.14 : Trang Physical của cáp.....	28
Hình 2.15. Thông số MF thủy điện Hương Điền – Huế.....	33
Hình 2.16. Thông số các tấm PV NĐMT Phong Điền	34
Hình 2.17. Thông số dây PV NĐMT Phong Điền.....	34
Hình 2.18. Thông số Inverter NĐMT Phong Điền	35
Hình 2.19. Mô hình hóa NĐMT Phong Điền lên phần mềm Etap	35
Hình 2.20. Mô hình hóa lưới 110kV thành phố Huế.....	36
Hình 2.21. Thông số MF thủy điện Quảng Trị.....	37
Hình 2.22. Thông tin tuabin gió	38
Hình 2.23. Thông số định mức của tuabin gió	39
Hình 2.24. Thông số mô hình máy phát tuabin gió.....	39
Hình 2.25. Mô hình hóa cụm nhà máy điện gió Hương Linh 1-2.....	40
Hình 2.26. Mô hình hóa lưới 110kV tỉnh Quảng Trị	41
Hình 3.1. Lưới điện 110kV TP. Huế khi chưa kết nối với NĐMT Phong Điền.....	44
Hình 3.2. Trào lưu công suất ở tải 100% khi chưa kết nối NĐMT Phong Điền	45
Hình 3.3. Kết quả mô phỏng tải 100% khi chưa kết nối với NĐMT Phong Điền	47
Hình 3.4. Đồ thị điện áp tải 100% khi chưa kết nối với NĐMT Phong Điền	47
Hình 3.5. Trào lưu công suất tải 50% khi chưa kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền	48
Hình 3.6. Kết quả mô phỏng tải 50% khi chưa kết nối với NĐMT Phong Điền.....	50
Hình 3.7. Đồ thị điện áp tải 50% khi chưa kết nối với NĐMT Phong Điền	50
Hình 3.8. Lưới điện 110kV TP. Huế khi có sự kết nối của NĐMT Phong Điền	52
Hình 3.9. Trào lưu công suất tải 100% khi kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền.....	53
Hình 3.10. Kết quả mô phỏng tải 100% khi kết nối với NĐMT Phong Điền	55
Hình 3.11. Đồ thị điện áp khi phụ tải 100% khi kết nối với NĐMT Phong Điền.....	55
Hình 3.11. Trào lưu công suất tải 50% khi kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền.....	56

Hình 3.12. Kết quả mô phỏng tải 50% khi kết nối với NMĐMT Phong Điền	58
Hình 3.13. Đồ thị điện áp khi phụ tải 50% khi kết nối với NMĐMT Phong Điền	58
Hình 3.14. Điện áp tại thanh cái Điền Lộc khi không có NMĐMT Phong Điền.....	62
Hình 3.15. Điện áp tại thanh cái Điền Lộc khi có NMĐMT Phong Điền.....	62
Hình 3.17. Điện áp tại các nút lân cận khi mất công suất NMĐMT Phong Điền.....	64
Hình 4.1. Lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị khi không có NMĐG Hướng Linh 1-2	66
Hình 4.3. Trào lưu công suất tải 100% khi chưa kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2	67
Hình 4.4. Kết quả mô phỏng tải 100% khi chưa kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2.....	69
Hình 4.5. Đồ thị điện áp tải 100% khi chưa kết nối với NMĐG Hướng Linh 1-2	69
Hình 4.6. Trào lưu công suất tải 50% khi không kết nối NMĐG Hướng Linh 1,2	70
Hình 4.7. Kết quả mô phỏng tải 50% khi chưa kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2.....	72
Hình 4.8. Đồ thị điện áp tải 50% khi chưa kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2.....	72
Hình 4.9. Lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị khi kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2	74
Hình 4.10. Trào lưu công suất tải 100% khi kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2	75
Hình 4.11. Kết quả mô phỏng tải 100% khi kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2	77
Hình 4.12. Đồ thị điện áp tải 100% khi kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2	77
Hình 4.13: Trào lưu công suất tải 50% khi kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2.....	78
Hình 4.14. Kết quả mô phỏng tải 50% khi kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2	80
Hình 4.14. Đồ thị điện áp tải 50% khi kết nối NMĐG Hướng Linh 1-2	80
Hình 4.15: Biểu đồ điện áp trường hợp ngắn mạch 22kV NMĐG Hướng Linh	84
Hình 4.16: Điện áp tại các nút trường hợp ngắn mạch 22kV NMĐG Hướng Linh.....	84
Hình 4.17: Biểu đồ điện áp tại ĐG1 sự cố NM khi kết nối NMĐG Hải Ninh.....	85
Hình 4.18: Điện áp thanh cái Lao Bảo khi sự cố đường dây LB-HL12.....	86
Hình 4.19: Điện áp các thanh cái với sự cố NM DZ 110kV LB-HL12	86
Hình 4.20: Điện áp tại thanh cái 110kV Lao Bảo	87

DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT

STT	Ký hiệu	Ý nghĩa
1	ĐG	Điện gió
2	ĐMT	Điện mặt trời
3	NLTT	Năng lượng tái tạo
4	NMĐ	Nhà máy điện
5	MBA	Máy biến áp
6	ĐC	Động cơ
7	TH	Trường hợp
8	PT	Phụ tải
9	CSTD	Công suất tác dụng
10	CSPK	Công suất phản kháng
11	TLCS	Trào lưu công suất
12	DC	Dòng điện 1 chiều
13	AC	Dòng điện xoay chiều

MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài

- Trong bối cảnh kinh tế Việt Nam tăng trưởng nhanh, nhu cầu tiêu thụ điện cũng tăng mạnh, dự kiến hơn 10% mỗi năm đến năm 2030. Để đáp ứng nhu cầu này, Việt Nam phải nhập khẩu điện và lên kế hoạch xây thêm nhiều nhà máy điện, bao gồm thủy điện, nhiệt điện và điện hạt nhân, nhưng vẫn chưa đủ đáp ứng nhu cầu và cũng gặp nhiều khó khăn do sự cạn kiệt các nguồn nhiên liệu hóa thạch cũng như các tác động xấu đến môi trường. Sau khi gia nhập WTO, thách thức đặt ra cho nền kinh tế càng lớn, đòi hỏi ngành công nghiệp điện năng phải phát triển mạnh mẽ, trong đó điện gió và điện mặt trời được xem là giải pháp hiệu quả, bền vững và có tiềm năng lớn để khai thác. Nhưng bên cạnh những lợi ích mà điện gió và điện mặt trời mang lại thì sự xâm nhập của các nhà máy cũng đem lại những ảnh hưởng nhất định đến chế độ vận hành xác lập cũng như quá độ của HTĐ.

- Ở Việt Nam nói chung cũng như tỉnh Quảng Trị nói riêng là nơi có điều kiện gió rất thuận lợi, đặc biệt là tại vùng đồi núi trung du phía Tây, được mệnh danh là “thủ phủ điện gió” của Bắc miền Trung với tốc độ gió trung bình đạt từ 6-8m/s. Nổi bật trong số đó là Nhà máy điện gió Hướng Linh, được xây dựng tại huyện Hướng Hóa. Đây là một trong những dự án điện gió đầu tiên và tiêu biểu tại miền Trung, đóng vai trò quan trọng trong việc khai thác tiềm năng gió của địa phương và cung cấp nguồn điện ổn định cho khu vực. Sự thành công của nhà máy Hướng Linh cho thấy tiềm năng lớn trong việc mở rộng và phát triển ngành điện gió tại Quảng Trị.

- Trong khi đó, tỉnh Thừa Thiên Huế có diện tích lớn là đồi núi và đồng bằng, sở hữu nguồn bức xạ mặt trời dồi dào, số giờ nắng cao trong năm từ 1.800–2.000 giờ/năm, rất phù hợp để phát triển điện mặt trời. Nhà máy điện mặt trời Phong Điền, được xây dựng tại huyện Phong Điền, là nhà máy điện mặt trời đầu tiên đi vào hoạt động tại miền Trung. Dự án này không chỉ cung cấp lượng điện đáng kể cho lưới điện quốc gia mà còn mở ra hướng đi mới cho phát triển năng lượng sạch gắn với mục tiêu bảo vệ môi trường và phát triển bền vững tại địa phương.

- Vì vậy, việc lựa chọn đề tài nghiên cứu tiềm năng và hiệu quả khai thác điện gió tại Quảng Trị và điện mặt trời tại Huế là rất thiết thực. Đề tài không chỉ góp phần đánh giá khả năng ứng dụng năng lượng tái tạo tại từng địa phương mà còn giúp đề xuất các giải pháp mở rộng và tối ưu hóa phát triển nguồn điện sạch tại miền Trung, phù hợp với định hướng năng lượng quốc gia trong thời kỳ mới.

2. Mục đích nghiên cứu

- Phân tích ảnh hưởng của lưới điện 110kV của tỉnh Quảng Trị khi có sự kết nối với nhà máy điện gió Hướng Linh và lưới điện 110kV của thành phố Huế khi có sự kết nối với nhà máy điện mặt trời Phong Điền.

- Mô hình hóa lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị và nhà máy điện gió Hướng Linh.

- Mô hình hóa lưới điện 110kV thành phố Huế và nhà máy điện mặt trời Phong Điền.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- Lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị và nhà máy điện gió Hướng Linh.

- Lưới điện 110kV thành phố Huế và nhà máy điện mặt trời Phong Điền.

4. Phương pháp nghiên cứu

- Thu thập và tổng hợp tài liệu.

- Mô phỏng thực nghiệm bằng và thực hiện tính toán mô phỏng trên phần mềm Etap.

5. Đặt tên đề tài

- Căn cứ vào mục tiêu, đối tượng và phạm vi nghiên cứu, đề tài được đặt tên là: “TÌM HIỂU VÀ ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA NGUỒN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO HƯỚNG LINH, PHONG ĐIỀN ĐẾN CHẤT LƯỢNG ĐIỆN ÁP VÀ ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP HẠN CHẾ”.

Chương 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN 110KV KHU VỰC THÀNH PHỐ HUẾ, QUẢNG TRỊ VÀ CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TÁI TẠO PHONG ĐIỀN, HƯỚNG LINH

1.1. Tổng quan về lưới 110kV thành phố Huế và nhà máy điện mặt trời Phong Điền:

1.1.1. Giới thiệu tổng quan về lưới điện 110kV thành phố Huế.

1.1.1.1. Hiện trạng lưới điện 110kV thành phố Huế.

- Hiện nay thành phố Huế được nhận điện từ hệ thống điện Quốc Gia qua các tuyến đường dây 110 kV Đà Nẵng - Huế (chiều dài 86 km dây dẫn 2xACSR-185), tuyến Đồng Hới – Huế (mạch đơn ACSR-185) và đường dây mạch đơn 220 kV Hòa Khánh - Huế (chiều dài 80 km, dây dẫn ACSR-400) thông qua các trạm biến áp sau: Trạm 220 kV Huế có công suất 1x125 MVA điện áp 220/110 kV, trạm này vận hành từ 08/2002, được xây dựng trên cơ sở mở rộng trạm 110 kV Huế 1, nằm trên địa bàn xã Thủy An – Thành phố Huế (gần Ngự Bình). Trạm 220 kV Huế nhận điện từ trạm biến áp 500 kV qua đường dây 220 kV Đà Nẵng - Huế.

- Trạm 110 kV Huế 1 (E6) có công suất 2x40 MVA điện áp 110/35/22 kV, trạm Huế 1 nhận điện từ trạm 220 kV Huế.

- Trạm 110 kV Văn Xá (E5) có công suất 1x25 MVA và 1x40 MVA điện áp 110/35/6 kV, trạm này đưa vào vận hành từ năm 1997 chủ yếu cấp điện cho các phụ tải của nhà máy Xi măng Văn Xá.

- Trạm 110 kV Đồng Lâm có công suất 2x40 MVA điện áp 110/35/6 kV, trạm này đưa vào vận hành từ năm 2010 chủ yếu cấp điện cho các phụ tải của nhà máy Xi măng Văn Xá.

- Trạm 110 kV Phú Bài, công suất 1x25 MVA, điện áp 110/35/22 kV, trạm chủ yếu cung cấp điện cho các phụ tải của KCN Phú Bài.

- Trạm 110 kV Lăng Cô, công suất 1x25 MVA, điện áp 110/22 kV được đưa vào hoạt động để cung cấp điện cho khu du lịch Lăng Cô.

- Trạm 110 kV T2 Cầu Hai, công suất 1x25 MVA, điện áp 110/35/22 kV.

- Trạm 110 kV T2 Chân Mây, công suất 1x25 MVA, điện áp 110/22 kV.

- Trạm 110 kV T2 La Sơn, công suất 1x40 MVA, điện áp 110/35/22 kV.

- Trạm 10kV T2 Huế 3, công suất 1x25 MVA, điện áp 110/22kV.

1.1.1.2. TBA 110kV thành phố Huế.

a) Trạm biến áp 110kV

- Gồm 12 TBA 110 kV với 19 MBA (603MVA), trong đó PC Huế quản lý 11 TBA (16 MBA – 513MVA), 1 TBA 10 MVA của KH E8, 2 MBA (80MVA)
 - TBA 110kV Phong Điền nhận điện từ TBA 220kV Phong Điền thông qua mạch vòng xuất tuyến 175, 176/Phong Điền 220kV và từ NM ĐMT Phong Điền.
 - TBA 110kV Điện Lộ nhận điện từ TBA 220kV Phong Điền thông qua xuất tuyến 173/Phong Điền và từ NM ĐMT Phong Điền.
 - TBA 110kV Đồng Lâm nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Phong Điền thông qua mạch vòng xuất tuyến 176/Huế 1, 174/Phong Điền 220kV, và từ NMTĐ Rào Trăng 4, NMTĐ A Lin B1, NMTĐ A Lin B2.
 - TBA 110kV Văn Xá nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Phong Điền thông qua mạch vòng xuất tuyến 171/Huế 1, 173/Phong Điền 220kV, và từ NMTĐ Hương Điền, NMTĐ Bình Điền.
 - TBA 110kV Huế 2 nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Phong Điền thông qua mạch vòng xuất tuyến 176/Huế 1, 174/Phong Điền 220kV.
 - TBA 110kV Huế 3 nhận điện từ TBA 110kV Huế 2 thông qua xuất tuyến 173/Huế 2.
 - TBA 110kV Sợi Huế nhận điện từ TBA 220kV Huế 1 thông qua xuất tuyến 174/Huế 1.
 - TBA 110kV La Sơn nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Hòa Khánh thông qua mạch vòng xuất tuyến 172/Huế 1, 171/Hòa Khánh 2, và từ NMTĐ Tả Trạch.
 - TBA 110kV Cầu Hai nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Hòa Khánh thông qua mạch vòng xuất tuyến 172/Huế 1, 171/Hòa Khánh 2, và từ NMTĐ Tả Trạch.
 - TBA 110kV Phú Bài nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Hòa Khánh thông qua mạch vòng xuất tuyến 173/Huế 1, 172/Hòa Khánh 2.
 - TBA 110kV Chân Mây nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Hòa Khánh thông qua mạch vòng xuất tuyến 173/Huế 1, 172/Hòa Khánh 2.
 - TBA 110kV Lăng Cô nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Hòa Khánh thông qua mạch vòng xuất tuyến 173/Huế 1, 172/Hòa Khánh 2.
 - TBA 110kV KCN Phú Bài 2 nhận điện từ TBA 220kV Huế 1, TBA 220kV Hòa Khánh thông qua mạch vòng xuất tuyến 173/Huế 1 và 171, 172/Hòa Khánh 2.

1.1.1.3. Đường dây 110kV thành phố Huế.

- Quản lý 21 xuất tuyến (dài 291.33 km) và vận hành thuê 12 xuất tuyến (127.26km) cho khách hàng.

Đường dây	Mức mang tải (kW)	Loại dây
110kV Cầu Hai – 110kV La Sơn	16700	ACSR185
110kV La Sơn – 110kV Phú Bài 2	1330	ACSR185
110kV Chân Mây – 110kV Phú Bài 2	19200	ACSR185
110kV Lăng Cô - 110kV Chân Mây	12700	ACSR185
110kV Phú Bài - 110kV Phú Bài 2	2700	ACSR185
110kV Phú Bài – 220kV Huế (E6)	-20100	ACSR185
110kV Phú Bài 2 - 220kV Huế (E6)	-16700	ACSR185
110kV Phú Bài 2 - 220kV Huế (E6)	25300	ACSR185
220kV Huế (E6) – 110kV Huế 2	40400	ACSR185+ ACSR240
110kV Huế 2 – 110kV Đồng Lâm	-4400	ACSR185
220kV Phong Điền – 110kV Văn Xá	25600	ACSR185+ ACSR240
110kV Đồng Lâm - 220kV Phong Điền	78700	ACSR185+ ACSR240
220kV Phong Điền - 110kV Phong Điền	14500	ACSR185
220kV Phong Điền - 110kV Phong Điền	14600	ACSR240
110kV Phong Điền – 110kV Điện Lộc	13700	ACSR185
110kV Văn Xá – NMTĐ Bình Điền	9700	ACSR185

Hình 1.2 : Khối lượng quản lý và vận hành lưới điện Thừa Thiên Huế

+ Trục phía Nam E6-Hòa Khánh:

- TBA 220kV Huế (E6) nối với TBA 110kV KCN Phú Bài 2, TBA 110kV Phú Bài, TBA 110kV Vinh Thanh, TBA 110kV Chân Mây, TBA 110kV Lăng Cô, TBA 110kV Cầu Hai, TBA 110kV La Sơn, TBA 110kV Dệt Huế.

- Đường dây truyền tải chủ yếu là dây nhôm lõi thép ACSR185
- Nhận điện cung cấp từ NMTĐ Tả Trạch.

+ Trục phía Bắc E6-Phong Điền 220 kV-Đông Hà

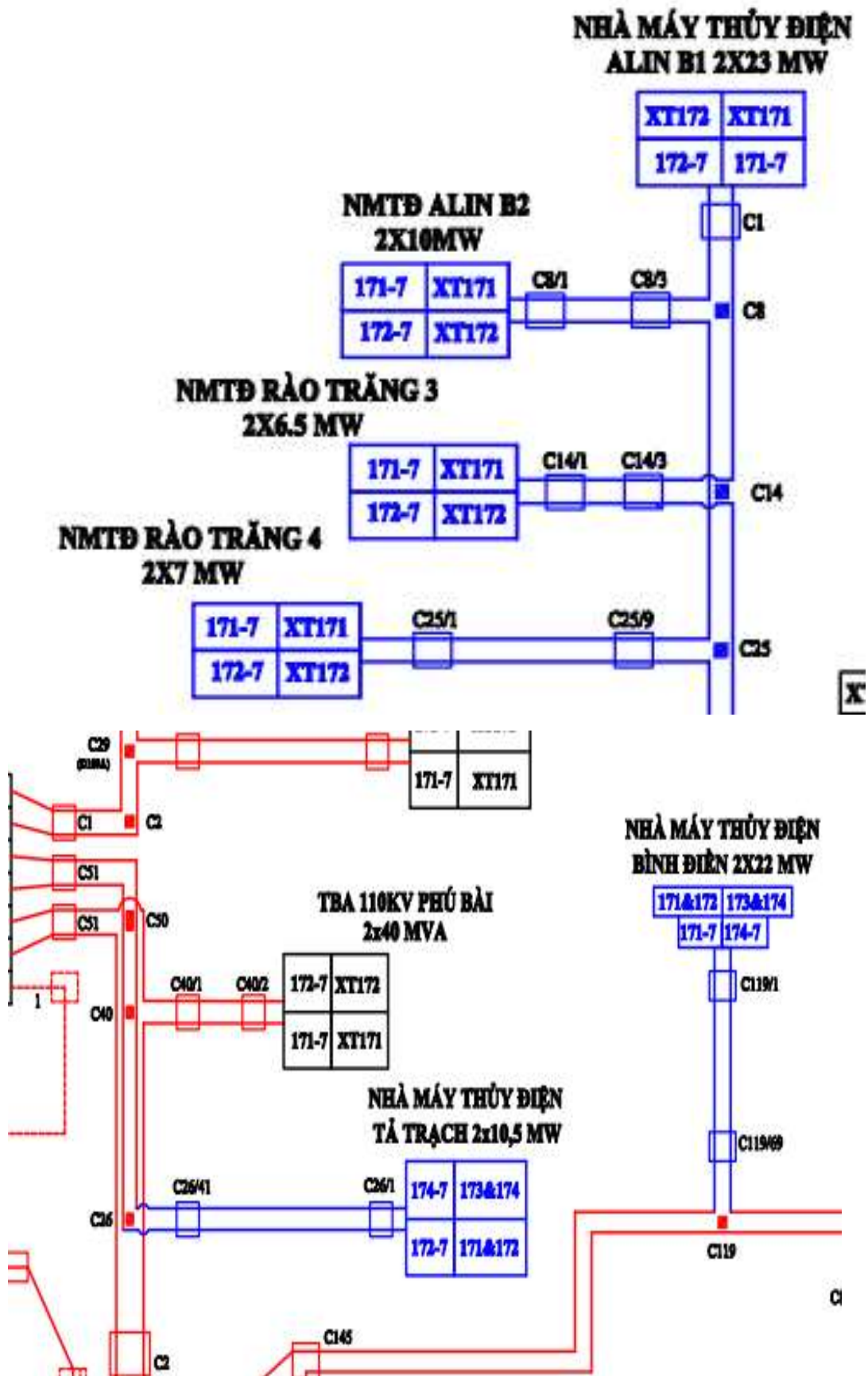
- TBA 220kV Huế (E6) nối với TBA 110kV TBA 220kV Phong Điền, TBA 110kV Phong Điền, TBA 110kV Điện Lộc, TBA 110kV Điện MT.

- Đường dây truyền tải chủ yếu là dây nhôm lõi thép ACSR 185 và ACSR240.
- Nhận điện cung cấp từ NMTĐ Bình Điền, NMTĐ Hương Điền, NMTĐ Rào Trăng 3, NMTĐ Rào Trăng 4, NMTĐ Alin B1, NMTĐ Alin B2.

- Huế 3, TBA 110kV Huế 2, TBA 110kV Huế 4, TBA 110kV Văn Xá, TBA 110kV Đồng Lâm,

1.1.1.4. Các nhà máy điện kết nối với lưới 110kV thành phố Huế.

- Các nguồn thủy điện (274MVA) và điện mặt trời đầu nối HT 110 kV: Alin B1 46MVA, B2 20MVA, Rào Trăng 3 13MVA, Rào Trăng 4 14MVA, Hương Điền 81MVA, Bình Điền 44MVA, Tả Trạch 21MVA, ĐMT Phong Điền 35MVA.



Nhà máy có công suất lắp máy 35 MW, đóng điện thành công ngày 25/09/2018, khánh thành tháng 10/2018.

Dự án xây dựng trên diện tích 45 ha, công suất đạt 35 MWac tương đương 48 MWp và sản lượng điện hàng năm ước tính là 61.570 MWh. Nhà máy điện mặt trời TTC Phong Điền giúp cắt giảm lượng CO₂ khoảng 20.503 tấn/năm, góp phần bảo vệ môi trường, đồng thời đóng góp vào nỗ lực chung của toàn cầu trong việc hạn chế sự nóng lên của Trái Đất.

Việc nối lưới của nguồn năng lượng tái tạo sẽ gây một số ảnh hưởng đến chế độ vận hành của lưới điện. Ngoài vấn đề thay đổi trào lưu công suất, các quá trình quá độ, sóng hài... cũng tác động ảnh hưởng nhất định đến hệ thống điện địa phương.

Đối với các nhà máy điện mặt trời, việc vận hành tối ưu cho nhà máy thường là hệ số công suất bằng 1, có nghĩa là các nguồn này không thể cung cấp công suất phản kháng trong lưới mà ngược lại, nó sẽ phải tiêu thụ công suất phản kháng để duy trì quá trình làm việc của các thiết bị. Điều này có thể gây nên ảnh hưởng nhất định trong lưới điện về điện áp, tần số, ... Do vậy, việc đánh giá các mức độ ảnh hưởng của nhà máy khi kết nối với lưới điện thực sự cần thiết.

1.2. Tổng quan về lưới 110kV tỉnh Quảng Trị và nhà máy điện gió Hướng Linh:

1.2.1. Giới thiệu tổng quan về lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị.

1.2.1.1. Hiện trạng lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị.

a) Nguồn điện

- Hiện nay tỉnh Quảng Trị được cấp điện từ các nguồn chính như sau: Nguồn điện trên địa bàn tỉnh – NMTĐ Quảng Trị 2×32MW vận hành năm 2007, TĐ Đakrong2 2×9MW, TĐ Đakrong4 28MW, TĐ Hướng Phùng 2x12 MVA, và các nhà máy điện gió Liên Tân 48 MW, ĐG Hướng Phùng 1 – 2 – 3 80MW, Hướng Linh 3 – 4 60MW, Hoàng Hải 40MW, Tân Lập 50MW.

- Nhà máy TĐ Quảng Trị gồm 2 tổ máy 32MW bắt đầu vận hành năm 2007. Thủy điện Quảng Trị hoạt động ổn định có vai trò quan trọng trong việc đảm bảo cấp điện cho toàn tỉnh. Hằng năm, nhà máy sản xuất trên dưới 300 triệu kWh, hệ số Tmax đạt trung bình 5000h/năm, đáp ứng phần lớn nhu cầu sử dụng điện của tỉnh.

- Nguồn điện từ các tỉnh lân cận: Tỉnh Quảng Trị còn có thể nhận điện từ TBA 220kV Đồng Hới 2x125 MVA (Quảng Bình) qua ĐZ 110kV mạch kép Đồng Hới – Đông Hà, TBA 220kV Huế 2x125MVA (Thừa Thiên Huế) qua ĐZ 110kV Huế - Đông Hà và các nhà máy thủy điện Hương Điền 3x27MW, Bình Điền 2x22 MW.

b. Lưới điện

- Hiện nay, trên địa bàn tỉnh Quảng Trị có nhiều cấp điện áp khác nhau: Lưới truyền tải 500kV, 220kV, 110kV; lưới phân phối trung áp có 3 cấp điện áp 35, 22 và 10kV. Trong đó đường dây 500kV Bắc – Nam chỉ đi qua địa bàn tỉnh, không đóng vai trò cấp điện cho phụ tải hay đầu nối nguồn điện trong khu vực.

1.2.1.2. Các TBA 110kV tỉnh Quảng Trị.

Bảng 1.1: Thông số kỹ thuật và tình hình mang tải các trạm biến áp 110kV tỉnh Quảng Trị

STT	Tên DZ 110kV	Tiết diện	I _{ep} (A)	I _{max} năm 2023 (A)	I _{max} năm 2024 (A)	I _{max} 2T/năm 2025 (A)	I _{max} (A)	Mức mang tải %
1	171/Diên Sanh - 177/Phong Điền 220 (VT119)	ACSR 185	510	277	335	191	335	65,7
2	171/Đông Hà - 173/Đông Hà 220	ACSR 185	510	517	504	496	517	101,4
3	171/Lao Bảo - 172/Khe Sanh	ACSR 185	510	396	292	173	396	77,6
4	172/Diên Sanh - 177/Đông Hà 220	ACSR 185	510	333	386	240	386	75,7
5	172/Đông Hà - 174/Đông Hà 220	ACSR 185	510	535	505	493	535	104,9
6	172/Quán Ngang - 171/Vĩnh Linh	ACSR 185	510	501	413	388	501	98,2
7	174/Khe Sanh - 172/Dakrông4 (VT38)	ACSR 185	510	298	306	306	306	60,0
8	174/TD Quảng Trị - 182/Lao Bảo 220	ACSR 185	510	204	298	210	298	58,4
9	176/Đông Hà - 171/Lệ Thủy (VT244)	ACSR 185	510	352	340	325	352	69,0
10	177/Đông Hà - 171/Quán Ngang	ACSR 185	510	506	492	458	506	99,2
11	178/Đông Hà 220 - 178/Phong Điền 220 (VT119)	ACSR 185	510	320	343	242	343	67,3
12	179/Lao Bảo 220-171/Khe Sanh	ACSR 185	510	522	367	323	522	102,4
13	181/Lao Bảo 220 - 172/TD Quảng Trị	ACSR 185	510	156	307	148	307	60,2
14	171/Dakrông4 (VT38) - 171/Tà Rụt	ACSR 185	510	178	178	176	178	34,9
15	171/Hương Linh 2 (VT161) - 173/Lao Bảo	ACSR 185 - ACSR 300	510	410	223	151	410	80,4
16	172/Áng Sơn - 172/Vĩnh Linh (VT244)	ACSR 185	510	504	383	360	504	98,8
17	171/TD Dakrông 2 (VT156A) - 172/Hương Linh 2 (VT161)	2xACSR 185 - ACSR 300	710	448	456	456	456	64,2
18	171/Đông Hà 220 - 171/Cam Lộ	2xACSR 185	1020	592	586	550	592	58,0
19	172/Cam Lộ - 180/Lao Bảo 220	2xACSR 185	1020	604	645	594	645	63,2
20	172/Đông Hà 220 - 172/TD Dakrông 2 (VT156A)	2xACSR 185	1020	512	526	554	554	54,3

1.2.1.3. Đường dây 110kV tỉnh Quảng Trị.

Bảng 1.2: Thông số kỹ thuật và tình hình mang tải các đường dây 110kV tỉnh Quảng Trị

STT	Tên DZ 110KV	Thiết diện	Icp (A)	I _{max} năm 2023 (A)	I _{max} năm 2024 (A)	I _{max} 2T/năm 2025 (A)	I _{max} (A)	Mức mang tải %
1	171/Diện Sanh - 177/Phong Điền 220 (VT119)	ACSR 185	510	277	335	191	335	65,7
2	171/Đông Hà - 173/Đông Hà 220	ACSR 185	510	517	504	496	517	101,4
3	171/Lao Bảo - 172/Khe Sanh	ACSR 185	510	396	292	173	396	77,6
4	172/Diện Sanh - 177/Đông Hà 220	ACSR 185	510	333	386	240	386	75,7
5	172/Đông Hà - 174/Đông Hà 220	ACSR 185	510	535	505	493	535	104,9
6	172/Quán Ngang - 171/Vĩnh Linh	ACSR 185	510	501	413	388	501	98,2
7	174/Khe Sanh - 172/Dakrông4 (VT38)	ACSR 185	510	298	306	306	306	60,0
8	174/TD Quảng Trị - 182/Lao Bảo 220	ACSR 185	510	204	298	210	298	58,4
9	176/Đông Hà - 171/Lê Thủy (VT244)	ACSR 185	510	352	340	325	352	69,0
10	177/Đông Hà - 171/Quán Ngang	ACSR 185	510	506	492	458	506	99,2
11	178/Đông Hà 220 - 178/Phong Điền 220 (VT119)	ACSR 185	510	320	343	242	343	67,3
12	179/Lao Bảo 220-171/Khe Sanh	ACSR 185	510	522	367	323	522	102,4
13	181/Lao Bảo 220 - 172/TD Quảng Trị	ACSR 185	510	156	307	148	307	60,2
14	171/Dakrông4 (VT38) - 171/Tà Rụt	ACSR 185	510	178	178	176	178	34,9
15	171/Hướng Linh 2 (VT161) - 173/Lao Bảo	ACSR 185 - ACSR 300	510	410	223	151	410	80,4
16	172/Ăng Sơn - 172/Vĩnh Linh (VT244)	ACSR 185	510	504	383	360	504	98,8
17	171/TD Dakrông 2 (VT156A) - 172/Hướng Linh 2 (VT161)	2xACSR 185 - ACSR 300	710	448	456	456	456	64,2
18	171/Đông Hà 220- 171/Cam Lộ	2xACSR 185	1020	592	586	550	592	58,0
19	172/Cam Lộ - 180/Lao Bảo 220	2xACSR 185	1020	604	645	594	645	63,2
20	172/Đông Hà 220 - 172/TD Dakrông 2 (VT156A)	2xACSR 185	1020	512	526	554	554	54,3

1.2.2. Giới thiệu tổng quan nhà máy điện gió Hướng Linh.

Trong chương trình đánh giá năng lượng Châu Á, đã có một cuộc khảo sát chi tiết về tổng năng lượng gió khu vực Đông Nam Á, trong đó Việt Nam có tiềm năng gió lớn

nhất với tổng tiềm năng điện gió của Việt Nam đạt 513.360 MW. Theo nghiên cứu, hai vùng giàu tiềm năng để phát triển điện gió nhất trong đó là Hướng Linh – Quảng Trị.

Tỉnh Quảng Trị chịu ảnh hưởng của hai hướng gió chính là gió mùa Tây Nam và gió mùa Đông Bắc, gió mùa Tây Nam thường diễn ra từ tháng 5 cho đến tháng 8 trong năm với hướng gió chủ đạo nằm trong cung từ Tây Nam đến Tây với tần suất hiện đạt 34,55%, tốc độ gió dao động khoảng từ 1,6 – 5,4 m/s, gió vùng này không những có vận tốc trung bình lớn mà còn có thuận lợi khác đó là số lượng bão khu vực ít và có xu thế ổn định, trong những tháng gió mùa, tỷ lệ gió Nam và Đông Nam lên đến 98% với vận tốc trung bình 8-9m/s, tức là vận tốc có thể xây dựng trạm điện gió công suất trên 10MW, đây là những điều kiện thuận lợi để phát triển năng lượng gió. Điện gió Hướng Linh là cụm nhà máy điện gió đặt tại vùng đất của thị xã Hướng Linh huyện Hướng Hóa tỉnh Quảng Trị.

Các dự án nhà máy điện gió Hướng Linh:

- + Dự án điện gió Hướng Linh 1 có công suất lắp máy 30 MW với 15 tuabin gió, đặt tại thôn Xa Bai, hòa lưới điện Quốc gia tháng 4/2019.
- + Dự án điện gió Hướng Linh 2 có công suất lắp máy 30 MW với 15 tuabin gió, đặt tại thôn Hoong và thôn Cóc, hòa điện lưới vào tháng 5/2017.
- + Dự án điện gió Hướng Linh 3 có tổng công suất 30MW, thiết kế gồm 9 tuabin gió, mỗi tuabin gió từ 3,3 - 3,465MW, điện năng trung bình khoảng 123.329.000 kWh/năm.
- + Dự án điện gió Hướng Linh 4 có tổng công suất 30MW, thiết kế gồm 9 tuabin gió, mỗi tuabin gió từ 3,3 - 3,4MW, điện lượng trung bình cung cấp trung bình trên 100 triệu kWh/năm.

1.3. Kết luận chương 1.

Chương 1 của đề án đã trình bày cái nhìn tổng quan về hệ thống lưới điện 110kV tại tỉnh Quảng Trị và thành phố Huế. Nội dung bao gồm các thông tin chi tiết về nguồn điện, các trạm biến áp (TBA) cũng như hệ thống đường dây truyền tải tại hai khu vực này.

Ngoài ra, chương này cũng đề cập đến tổng quan về Nhà máy điện mặt trời Phong Điền và Cụm điện gió Hướng Linh 12 – hai dự án năng lượng tái tạo quan trọng trong khu vực. Với công suất thiết kế lần lượt là 50MW và 60MW, mỗi năm hai nhà máy này

đóng góp một phần sản lượng điện đáng kể vào lưới điện của địa phương, góp phần nâng cao độ tin cậy và khả năng cung cấp điện cho khu vực miền Trung.

Chương 2: GIỚI THIỆU PHẦN MỀM ETAP VÀ MÔ HÌNH HÓA LƯỚI ĐIỆN 110KV TẠI THÀNH PHỐ HUẾ VÀ TỈNH QUẢNG TRỊ

2.1. Giới thiệu chung

Hệ thống điện thực hiện nhiệm vụ truyền tải điện năng từ các nhà máy điện. Từ đây năng lượng sẽ được chuyển tải trên đường dây để đưa đến các hộ tiêu thụ. Hệ thống giữa các nhà máy phát điện, máy biến áp, đường dây tải điện và các hộ phụ tải sẽ lập thành một hệ thống điện.

Đặc điểm của hệ thống điện là sự cân bằng công suất: Công suất tạo ra tại các nhà máy điện sẽ cân bằng với công suất tiêu thụ tại các phụ tải, công suất tổn hao trên đường dây và thiết bị.

Do hiện tượng đáp ứng tức thời và đặc điểm hằng số quán tính điện của các thiết bị điện trong hệ thống là nhỏ nên khi có hiện tượng dao động trong toàn hệ thống hay tại một điểm nào đó của hệ thống sẽ dẫn đến sự dao động của toàn hệ thống điện.

Trong quá trình vận hành hệ thống điện cần phải tiến hành các công tác tính toán ở phòng hệ thống và tính toán các quá trình quá độ và xác lập của hệ thống điện để đảm bảo cho sự vận hành tối ưu, an toàn, liên tục của hệ thống.

Quá trình xác lập của hệ thống tính toán phân bố công suất, điện áp, dòng điện trên các nhánh ở các chế độ làm việc khác nhau và các sơ đồ kết dây khác nhau của hệ thống. Việc này giúp cho tạo một phương thức vận hành kinh tế và chất lượng điện năng tối ưu nhất.

Tính các quá trình quá độ khi có các dao động trong hệ thống sự cố ngắn mạch khi có sự cắt/đóng tải đột ngột để có phương án bảo vệ rơle và tiến hành sa thải, huy động nguồn, để loại trừ các dao động ảnh hưởng đến sự làm việc của hệ thống.

Một phương tiện để tính toán mô phỏng các chế độ làm việc của hệ thống điện được dùng ở nhiều nước trên thế giới là chương trình ETAP của Công ty Operation Technology, Inc (OTI).

2.2. Giới thiệu phần mềm Etap.

ETAP là sản phẩm của công ty Operation Technology, Inc (OTI). ETAP được ra đời ngay từ những buổi đầu tiên khi máy tính điện toán bắt đầu được sử dụng để hỗ trợ công việc. ETAP thu hút được số lượng người dùng đông đảo và ngày càng được tin dùng.

Phần mềm ETAP được chia thành 2 mảng chính là ETAP Off-Line và ETAP Real Time. ETAP Off-Line cung cấp cái nhìn đầu tiên, mô phỏng hệ thống điện cần quy

hoạch trên mô hình và kiểm tra trước khi thi công dự án. ETAP Real Time hướng đến một hệ thống điện tự hành bao gồm thu nhận dữ liệu, giám sát và dự báo trước những biến cố có thể xảy ra, quy hoạch động cũng như thao tác tập trung hệ thống đang vận hành. Bên cạnh đó, các chức năng của ETAP can thiệp được trong tất cả các giai đoạn của quá trình tính toán, giúp cho quá trình chuyển giao giai đoạn, ghép nối các khâu hay bảo trì, vận hành dễ dàng do sử dụng một nền tảng, ngôn ngữ chung.

ETAP là giải pháp tích hợp thiết kế, mô phỏng, vận hành, tự động hóa để quản lý năng lượng toàn diện cho hệ thống phát điện, truyền tải, phân phối, và các hệ thống điện công nghiệp. Với phiên bản ETAP đầu tiên được ra mắt vào năm 1983, đến nay sau hơn 40 năm phát triển, ETAP liên tục dẫn đầu thị trường công nghệ toàn cầu.

Chương trình ETAP là hệ thống điện mô phỏng chương trình trên máy chủ quản lý vận hành mục tiêu cũng như hệ thống điện quy hoạch. Hệ thống phân tích tính toán mà chương trình có khả năng thực hiện bao gồm:

- Tính trào lưu công suất tải cân bằng.
- Tính trào lưu công suất tải không cân bằng.
- Tính ngắn mạch.
- Đóng ngắt động cơ, máy điện quay.
- Phân tích sóng hài
- Khảo sát ổn định hệ thống
- Phối hợp các thiết bị bảo vệ
- Tối ưu trào lưu công suất
- Tính độ tin cậy hệ thống
- Bù tối ưu công suất phản kháng
- Tính lưới nối đất
- Tính toán cấp ngầm
- Thiết kế mạch điều khiển
- Quản lý hệ thống theo thời gian thực (Realtime)
- Quản lý lưới điện trên sơ đồ địa lý GIS

2.3. Cài đặt

Tuỳ thuộc vào version của etap mà có yêu cầu về hệ thống và cách cài đặt có khác nhau.

2.3.1. Giao diện

Cửa sổ chính của phần mềm Etap 20.6.0 được thể hiện như hình 2.4.

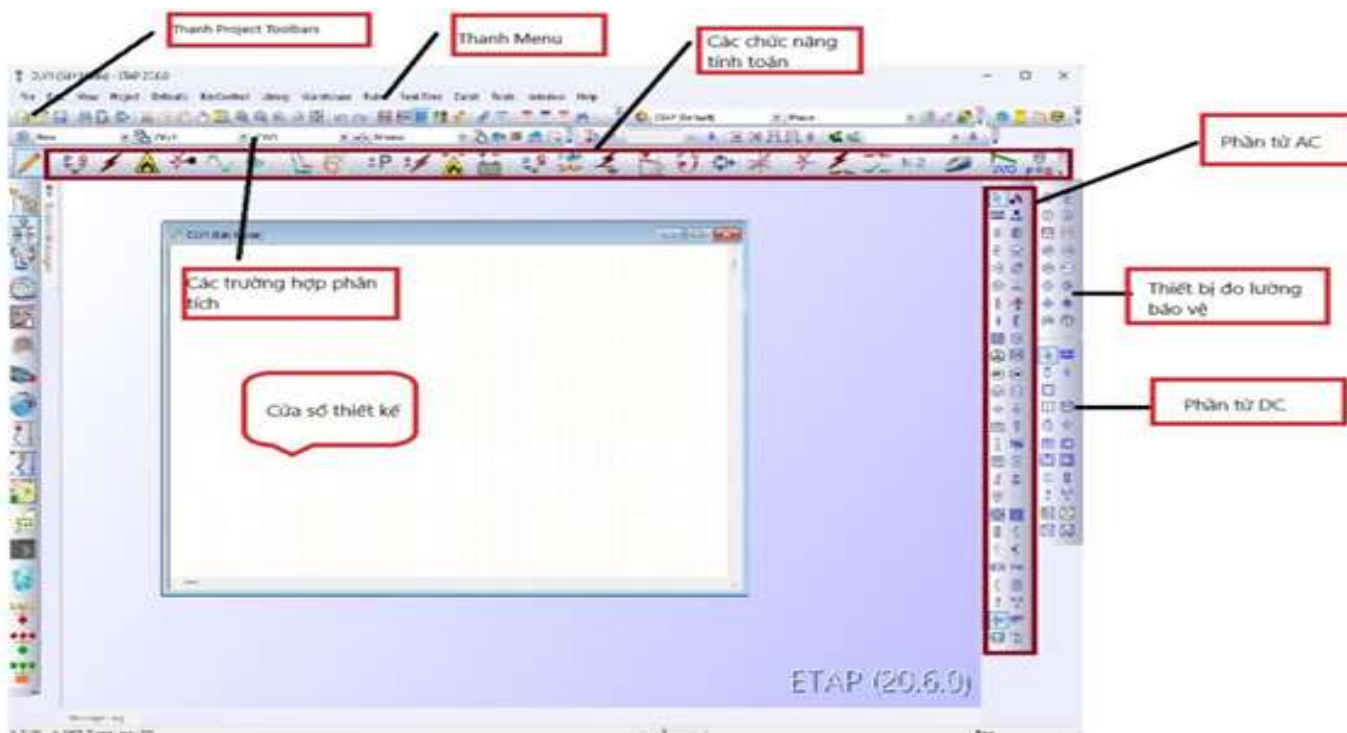
Trên cùng của cửa sổ giao diện phần mềm Etap là thanh Menu với các công cụ như File, Edit, View,...

Phía dưới thanh Menu là thanh các chức năng mô phỏng, tính toán như tính toán trào lưu công suất, tính ngắn mạch, phân tích sóng hài, tối ưu hóa tụ bù công suất phản kháng, tính toán độ tin cậy,...

Phía góc phải của cửa sổ giao diện là thanh chứa các phần tử để mô hình hóa sơ đồ lưới điện. Bao gồm 3 phần tử chính sau:

- Phần tử AC: Bao gồm các phần tử như nguồn hệ thống, máy biến áp, máy phát, thanh góp, đường dây, động cơ, phụ tải, điện trở, điện kháng, tụ bù, thiết bị đóng cắt, tua-bin gió, tấm quang điện,...
- Phần tử DC: Gồm thanh góp DC, điện trở DC, pin, động cơ DC, phụ tải DC, các thiết bị đóng cắt DC,...
- Phần tử bảo vệ đo lường: Gồm biến dòng, biến điện áp, đồng hồ đo dòng, đồng hồ đo áp, các rơ-le bảo vệ,...

Phía góc trái của cửa sổ giao diện là thanh chứa các công cụ tính toán thiết kế như hệ thống nối đất, hệ thống mương cáp, hệ thống kéo cáp, sơ đồ mạch điều khiển AC, DC,...



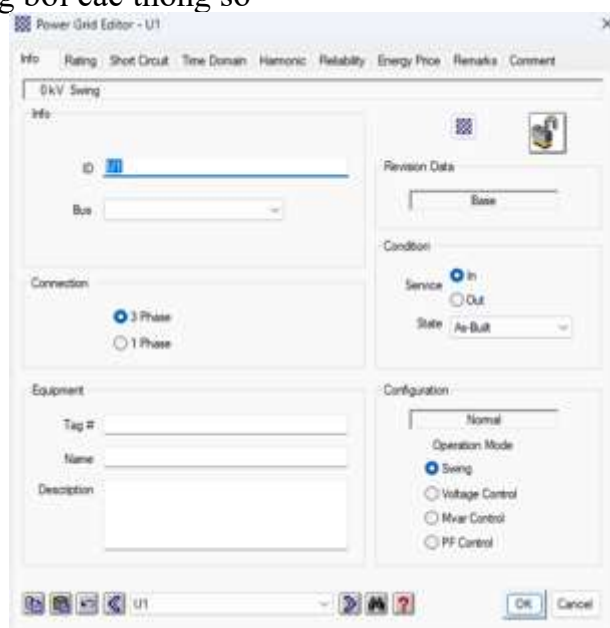
Hình 2.1. Cửa sổ giao diện phần mềm Etap 20.6.0.

2.4. Chi tiết các phần tử chính

2.4.1. Nguồn (hệ thống)

❖ **Trang info**

Nguồn được xem là thay thế cho 1 hệ thống phức tạp công suất vô cùng lớn được đặc trưng bởi các thông số



Hình 2.2: Trang info của nguồn

ID: Tên của nguồn (hệ thống)

Bus: kết nối với bus nào (kèm điện áp định mức)

Mode: chọn chức năng của nguồn

- + SWING: nút cân bằng
- + Voltage control: điều chỉnh điện áp
- + Mvar control: điều chỉnh công suất phản kháng
- + PF control: điều chỉnh hệ số công suất

❖ **Trang rating**



Hình 2.3: Trang rating của nguồn

Rated: điện áp định mức (kèm kiểu đấu dây)

Balanced/Unbalanced: ba pha cân bằng/ không cân bằng

Generation Categories: các thiết lập các thông số hoạt động của nguồn

Operating: các giá trị của trạng thái hoạt động gần nhất

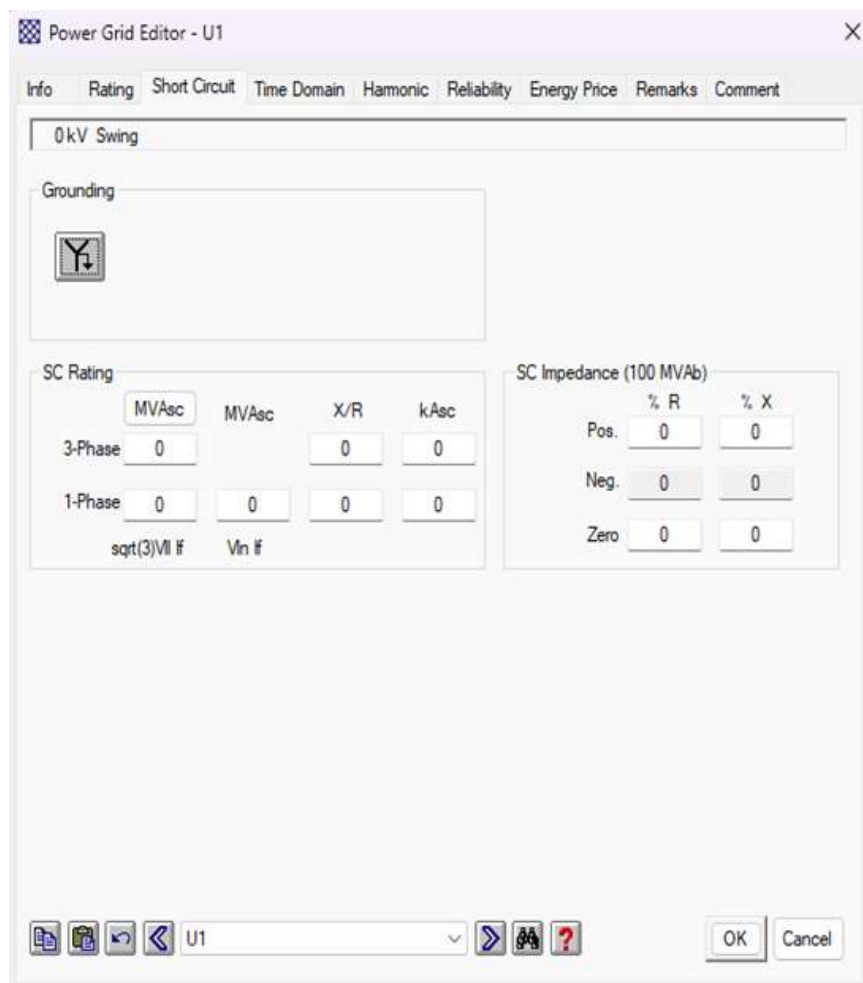
Swing mode: %V and angle

Voltage control mode: %V and MW

Mvar control mode: MW and Mvar

Power Factor control: MW and PF

❖ Trang Short Circuit



Hình 2.4: Trang Short Circuit của nguồn

Grounding: Tổ đấu dây

SC rating: Thông số tính ngắn mạch

Mvasc: Công suất ngắn mạch

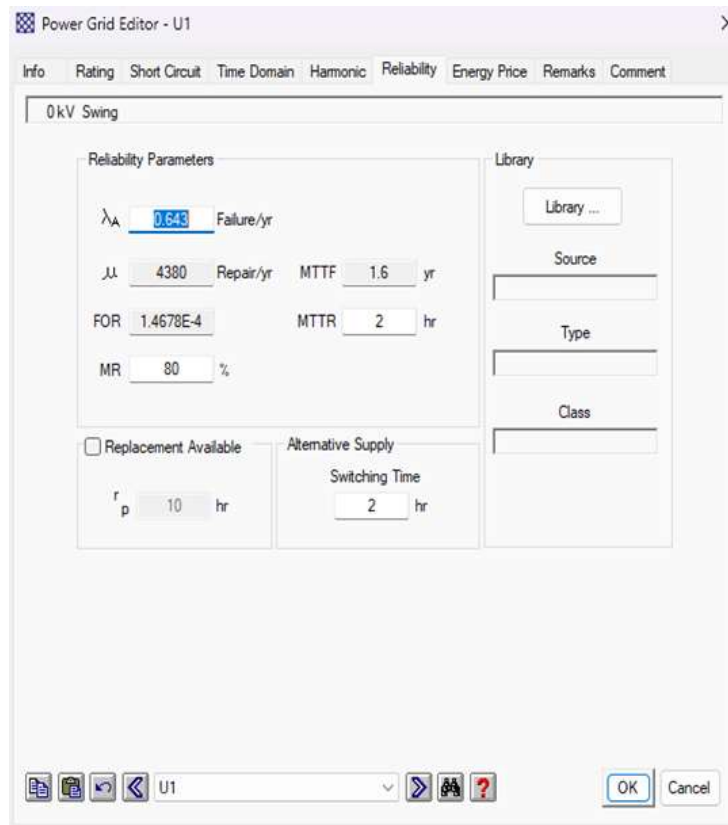
X/R: Tỷ số cảm kháng / Trở kháng của tổng trở thay thế

kAsc: Dòng ngắn mạch

❖ Trang Harmonic:

Trang này lựa chọn dạng điện áp đầu ra và sóng hài của hệ thống (sin, không sin, các dạng sóng nghịch lưu,...) theo thư viện tích hợp sẵn trong phần mềm

❖ Trang Reliability



Hình 2.5: Trang reliability của nguồn

Các thông số để tính bài toán xác định độ tin cậy cung cấp điện toàn hệ thống

- + λ_A : số lần sự cố/ năm
- + MTTR: thời gian sửa chữa (giờ)/ năm
- + μ : tỷ lệ sửa chữa trung bình/ năm ($\mu=8760/\text{MTTR}$)
- + $\text{FOR} = \text{MTTR}/(\text{MTTR} + 8760/\lambda_A)$
- + MTTF: khoảng thời gian giữa 2 lần hư hỏng
- + r_p : thời gian thay thiết bị
- + Switching Time: thời gian chuyển sang nguồn cung cấp mới

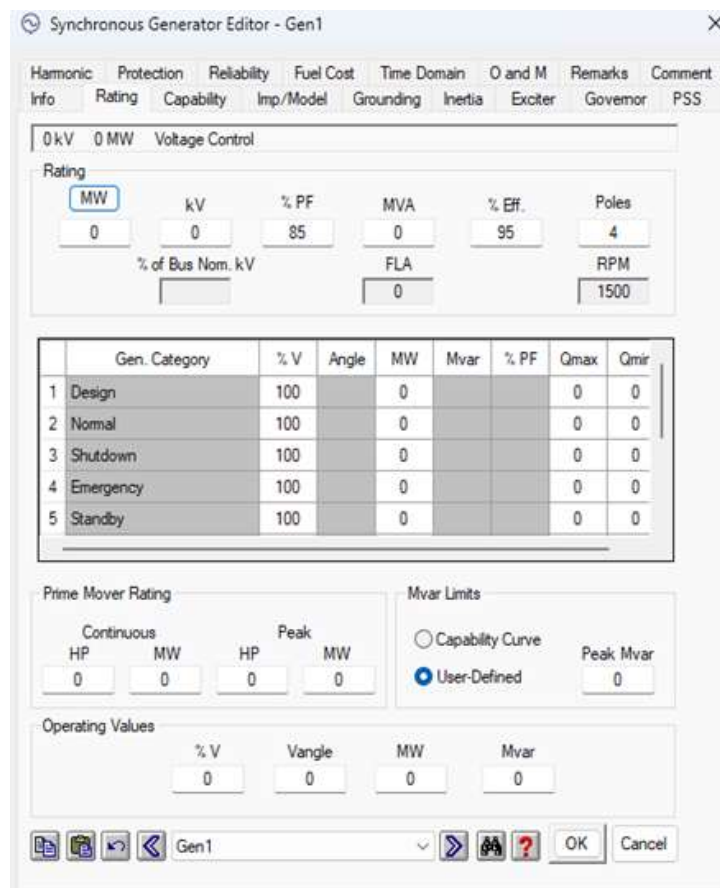
2.4.2. Máy phát

Máy phát cũng tương tự như nguồn chỉ khác 1 vài điểm sau:

❖ Trang Information

Trong trang này cho phép ta lựa chọn máy phát vận hành theo một trong các chế độ:

- Swing
- Voltage Control
- MVar control
- PF Control.



Hình 2.6: Trang Rating của Máy phát

Trang Rating gồm các thông số:

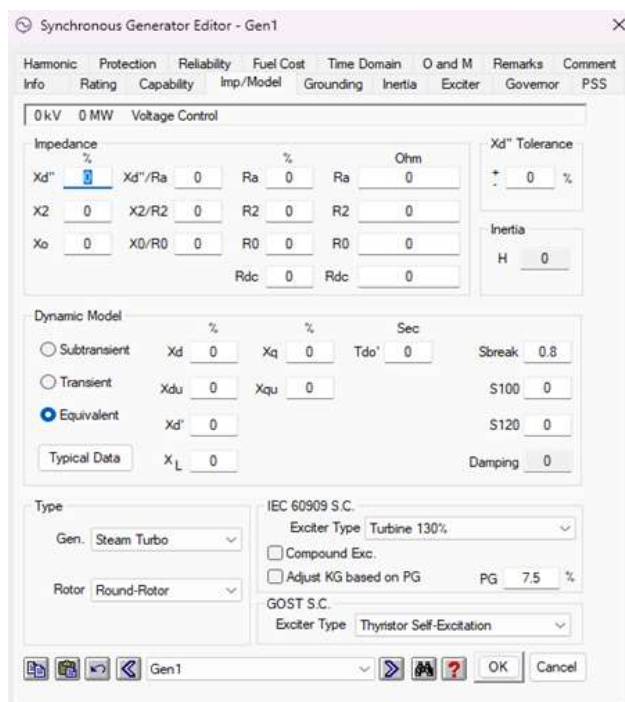
- + MW: công suất P định mức
- + kV: điện áp định mức
- + %PF: hệ số công suất
- + MVA: công suất S định mức
- + %Eff: hiệu suất làm việc.
- + Poles: số cực.
- + FLA: dòng pha ở công suất định mức.
- + RPM: tốc độ đồng bộ.

PrimeMover Rating: công suất liên tục và cao điểm dùng để tính các cảnh báo lúc khởi động các phụ tải động cơ.

Mvar Limits: giới hạn công suất kháng lúc cao điểm. Có thể cài đặt hoặc Etap tự tính theo PrimeMover Rating.

❖ Trang Imp/Model

Trong trang này, có thể lựa chọn hệ thống điều chỉnh tốc độ và hệ thống điều khiển động cơ đối với máy phát đồng bộ.



Hình 2.7 : Trang Imp/Model của máy phát

Impedance: thông tin về trở kháng siêu quá độ, thứ tự thuận, nghịch, không dùng trong tính toán ngắn mạch.

Dynamic mode: mô hình máy phát và các thông số (bộ thông số chuẩn) để phân tích ổn định hệ thống

Type: kiểu máy phát (hơi, khí, thủy điện) và loại rotor (cực ắc, cực lồi).

IEC 60909 S.C: giới hạn chịu được khi ngắn mạch theo tiêu chuẩn IEEE 60909.

2.4.3. Bus (Thanh góp)

Bus là một phần tử dùng để liên kết các phần tử khác như máy phát, tải, thiết bị bảo vệ, trong Bus có các thông tin chính sau:

❖ Trang info:

ID: Tên thanh góp

Nominal kV: điện áp định mức

Initial / Operating: Giá trị điện áp, phần trăm điện áp, góc pha điện áp ban đầu và khi hoạt động

Load Diversity Factor: Giới hạn tải của bus

2.4.4. Đường dây

❖ Trang info



Hình 2.8 : Trang info của đường dây

ID: tên đường dây.

From/To: dây nối từ Bus /đến Bus.

Length: chiều dài dây, chọn đơn vị thích hợp

❖ Trang parameter



Hình 2.9 : Trang parameter của đường dây

Conductor Type: loại dây đồng hay nhôm

R-T1: điện trở ở nhiệt độ T1

R-T2: điện trở ở nhiệt độ T2 (R-T1 và R-T2 là 2 điểm để Etap nội suy ra điện trở đường dây ở các nhiệt độ khác)

Outside Diameter: đường kính ngoài của dây

GMR: bán kính trung bình nhân giữa các nhóm dây dây cùng pha (Dm).

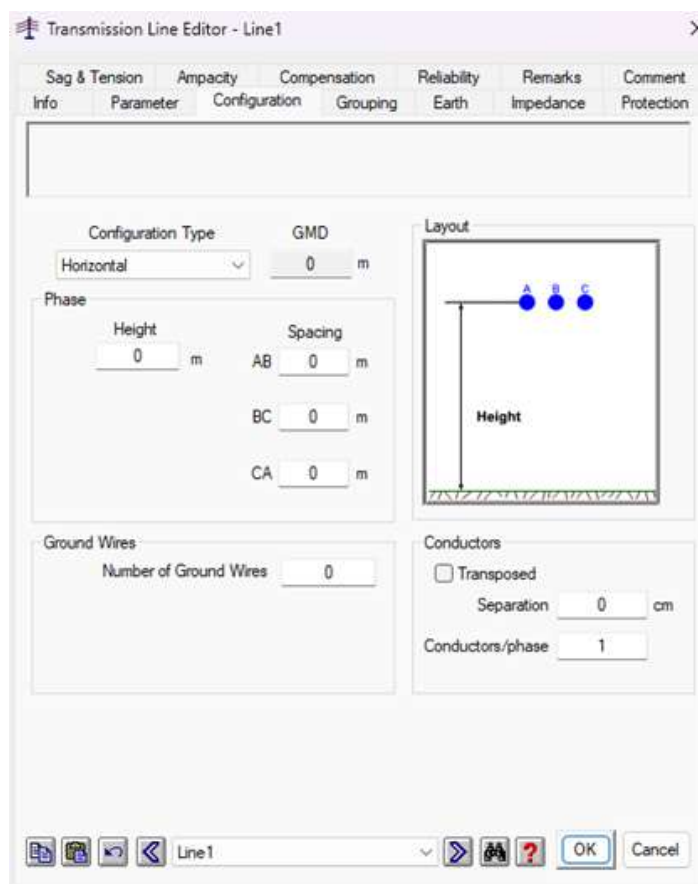
Xa: trở kháng của dây pha trên 1 đơn vị chiều dài (Etap tự tính).

Xa': dung dẫn của dây pha (với khoảng cách trung bình hình học giữa các dây pha là 1 ft) trên 1 đơn vị chiều dài (Etap tự tính).

Ground Wire: thông số dây nối đất.

Ngoài ra Etap còn cung cấp 1 thư viện dây phổ biến với đầy đủ các thông số rất tiện lợi. Thư viện này có thể tùy biến theo điều chỉnh của người dùng.

❖ Trang Configuration



Hình 2.10 : Trang Configuration của đường dây

Configuration: cách bố trí dây (thẳng đứng, nằm ngang, tam giác, mạch kép)

GMD: khoảng cách trung bình nhân giữa các dây pha (m)

Phase: khoảng cách giữa các dây pha, các dây pha với đất

Transposed: chọn nếu dây dẫn có hoán vị đầy đủ

Separation: khoảng cách trung bình hình học giữa các dây (trường hợp phân pha)

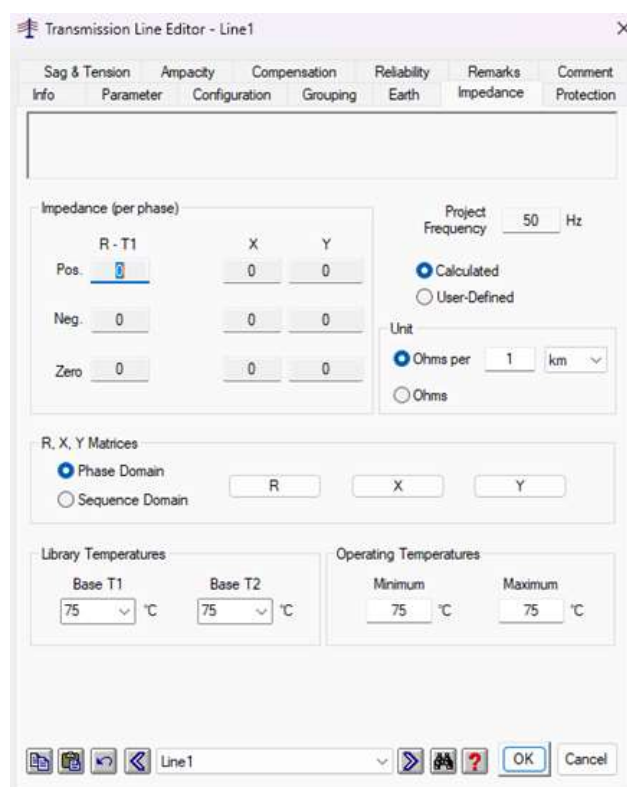
Conductors/phase: số dây trong cùng một pha (trường hợp phân pha)

Ground wires: dây chống sét

Với các thông số trên Etap sẽ tự tính ra trở kháng đường dây

Các thông tin về nối đất đường dây (nối đất chống sét, nối đất lặp lại...).

❖ Trang Impedance



Hình 2.11 : Trang Impedance của đường dây

Có 2 tùy chọn:

+ **Calculated:** nhận kết quả tính từ Etap (R, X, B)

+ **User Defined:** nhập số liệu có sẵn (R, X, B)

Impedance (per phase): các thông số R, X, B cho thứ tự thuận, nghịch và thứ tự không

Loaded Conditions:

- + **Weight:** trọng lượng dây
- + **Ice:** độ dày lớp băng bám trên dây
- + **k Factor:** hệ số k
- + **Wind:** áp lực gió
- + **Elongation Coefficient:** hệ số giãn nở của dây dẫn

Al/Cu Strands: số sợi và đường kính mỗi sợi phần dẫn điện

Steel Strands: số sợi và đường kính mỗi sợi phần chịu lực

Modulus of Elasticity: khả năng chịu lực kéo

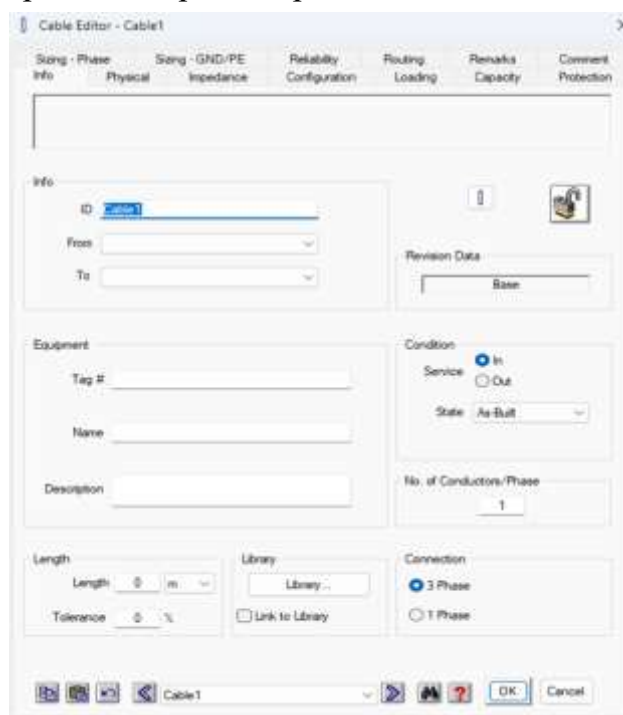
Known Conditions: các điều kiện

- + **Ice:** độ dày của lớp băng bám trên dây dẫn
- + **Wind:** áp lực gió
- + **k Factor:** hệ số k
- + **Temperature:** nhiệt độ vận hành
- + **Tension or Sag:** chọn giá trị độ võng hay lực căng dây cho phép

2.4.5. Cáp lực (Cable)

❖ **Trang info**

Trong trang này, ta có thể nhập tên đường dây, chỉ danh các Bus kết nối, chiều dài của đường dây cáp lực, cáp cấp điện cho tải 1 pha hay 3 pha, sai số chiều dài cáp, số sợi cáp trên 1 pha.



Hình 2.12 : Trang info của cáp

ID: Tên cáp

Length: chiều dài cáp

Tolerance: sai số chiều dài

Conductors/Phase: số sợi cáp/1 pha

Connection: cáp cấp điện cho tải 1 pha/3 pha

❖ Trang Impedance

Trong trang này hiển thị thông tin về trở kháng thứ tự thuận, thứ tự nghịch, đơn vị trở kháng, nhiệt độ cáp.

The screenshot shows the 'Cable Editor - Cable1' window with the 'Impedance' tab selected. The interface is divided into several sections:

- Option:** Radio buttons for 'Library' (selected), 'Calculated', and 'User-Defined'. A dropdown menu shows 'Cable-Z External File.x'.
- Units:** Radio buttons for 'Ohms per' (selected) and 'Ohms'. A dropdown menu shows '1000' and 'm'.
- Frequency:** Radio buttons for 'Project' (selected) and 'Data'. A dropdown menu shows '50' and 'Hz'.
- Impedance - Library:** A table with columns R, X, L, Z, X/R, C, Y and rows 'Pos.' and 'Zero'. All values are 0. Red arrows point to the 'Pos.' and 'Zero' labels.
- Calculated Impedance:** A table with columns R, X, L, Z, X/R, C, Y and rows 'Pos.' and 'Zero'. All values are 0. 'Layout' is set to 'Flat' and 'Conduit Type' is set to 'Steel'.
- Cable Temperature:** 'Base' is set to 75 °C, 'Min.' is 75 °C, and 'Max.' is 75 °C.

At the bottom, there is a note: 'Susceptance Calculation: Cable insulation thickness or outside diameter is 0. Impedance Calculation: A cable library must be selected from the Info page.' The bottom bar contains icons for file operations and 'OK' and 'Cancel' buttons.

Hình 2.13 : Trang Impedance của cáp

Impedance (per conductor): trở kháng thứ tự thuận và thứ tự nghịch

Units: đơn vị trở kháng

+ **Cable temperature:** nhiệt độ cáp

+ **Base:** nhiệt độ tính R (ở mục trở kháng)

+ **Min:** nhiệt độ vận hành nhỏ nhất

+ **Max:** nhiệt độ vận hành lớn nhất

Giá trị nhiệt độ này dùng để nội suy ra điện trở của cáp ở nhiệt độ hoạt động khác nhau.

❖ Trang Physical

Trang hiển thị các thông tin về điện trở DC ở $25^{\circ}C$, đường kính ngoài, đường kính lõi, chiều dày cách điện, chiều dày vỏ bọc, khối lượng cáp trên 1 đơn vị chiều dài, cấu trúc lõi dẫn, vật liệu làm giáp bọc, vật liệu làm vỏ ngoài,...



Hình 2.14 : Trang Physical của cáp

Cable Pulling:

- + **Rdc:** điện trở DC ở $25^{\circ}C$ đường kính lõi
- + **Insulation:** chiều dày cách điện
- + **Sheath:** chiều dày giáp bọc
- + **Jacket:** chiều dày vỏ bọc
- + **Weight:** khối lượng cáp trên một đơn vị chiều dài
- + **Max.Tension:** lực kéo lớn nhất cho phép trên một đơn vị diện tích
- + **Max.SW:** áp lực lớn nhất cho phép trên một đơn vị chiều dài

Conductor Construction: Cấu trúc lõi dẫn. Gồm các cấu trúc sau.

- + **ConRnd:** Concentric Round None Coated None Treated

- + **ConRnd-Coated:** Concentric Round Coated None Treated
- + **ConRnd-Treated:** Concentric Round None Coated Treated
- + **CmpRnd-Treated:** Compact Round None Coated Treated
- + **CmpSgm:** Compact Segmental None Coated None Treated
- + **CmpSgm-Coated:** Compact Segmental Coated None Treated
- + **CmpSgm-Treated:** Compact Segmental None Coated Treated
- + **CmpSct-Treated:** Compact Sector None Coated Treated

Shielding: có/ không giáp bọc

Sheath/Shield End Connection: có/không nối đất vỏ cáp

Sheath/Armor Type: vật liệu giáp bọc. Gồm các loại sau.

- + None
- + Lead Stheath
- + Aluminum Sheath
- + St Armor/30 dg/ 15 W St Armor/30 dg/ 15 W
- + St Armor/30 dg/ 20 W
- + St Armor/30 dg/ 25 W
- + St Armor/45 dg/ 15 W
- + ...
- + St Armor/45 dg/ 9999 W

Jacket Type: vật liệu vỏ ngoài của cáp. Gồm các vật liệu sau

- + None
- + Paper
- + PE
- + PVC
- + XLPE
- + EPR
- + SBR
- + Rubber
- + Rubber1
- + Rubber2
- + ...

❖ **Trang Loading**

Trang này hiển thị các thông tin sau:

Operating Load/Current: giá trị dòng điện để tính ổn định nhiệt

- + **Avg:** giá trị dòng điện cho tải 3 pha cân bằng
- + **Phase A:** giá trị dòng điện pha A (tải 3 pha không cân bằng)
- + **Phase B:** giá trị dòng điện pha B (tải 3 pha không cân bằng)
- + **Phase C:** giá trị dòng điện pha C (tải 3 pha không cân bằng)
- + **Growth factor (GF):** hệ số tăng tải trong tương lai

Loading current for sizing: giá trị dòng điện để xác định tiết diện cáp tối ưu

- + **Operating current:** dòng điện cấp đang tải (theo sơ đồ 1 sợi)
- + **FLA of Element:** dòng điện theo thiết bị cấp cáp điện
- + **User-Defined:** người dùng nhập

UnderGround raceway (UGS): tính toán mương cáp

- + **Sheath/Armor Current:** giá trị dòng điện chạy trong vỏ cáp (tính theo % dòng trong lõi cáp)
- + **Optimization options:** lựa chọn này để xác định bài toán tính ổn định nhiệt theo tiết diện tối ưu
- + **Fixed Current:** cố định dòng điện
- + **Fixed Size:** cố định kích thước cáp

2.4.6. Máy biến áp 2 cuộn dây.

❖ **Trang Information:** Trong trang này ta có thể nhập các thông số sau:

ID: Tên MBA

Prim: Tên bus kết nối phía cao áp, điện áp phía cao áp

Sec: Tên bus kết nối phía hạ áp, điện áp phía hạ áp

Standard: Theo tiêu chuẩn ANSI hay IEC

❖ **Trang Rating:** Ở trang này, hiển thị một số thông tin như sau:

Voltage Rating: Điện áp định mức

Power Rating: Công suất định mức

Max MVA: Khả năng quá tải của MBA

Type/class: Tùy từng loại tiêu chuẩn MBA phân ra làm nhiều loại và nhiều lớp khác nhau (giải nhiệt, làm mát, vật liệu,...)

❖ **Trang Impedance:** Trong trang này hiển thị một số thông tin sau:

%Z: Giá trị phần trăm của tổng trở MBA so với Z_{cb} được tính dựa trên điện áp định mức MBA và công suất định mức MBA

X/R: Tỷ số trở kháng / điện trở MBA

Z Variation: Tổng trở khi điều chỉnh đầu phân áp MBA

Z Tolerance: Sai số

❖ **Trang Tap:** Trong trang này hiển thị các thông tin như:

Fixed Tap: Chọn đầu phân áp MBA. Ta có thể chuyển đổi chọn theo các nấc phân áp hay theo kV bằng cách ấn vào %Tap

LTC/Voltage Regulator: Thiết lập các giá trị điện áp của mỗi nấc đầu phân áp cũng như chọn MBA có đầu phân áp hay không. Nhấn vào LTC để thiết lập các giá trị đầu phân áp

❖ **Trang Grounding:**

Trong trang này hiển thị thông tin về tổ đấu dây MBA và kiểu nối đất của MBA

2.4.7. Máy biến áp 3 cuộn dây.

Máy biến áp 3 cuộn dây tương tự như MBA 2 cuộn dây nhưng có bổ sung thêm thông tin về cuộn dây thứ 3.

2.4.8. Phụ tải.

❖ **Trang Information:** Trang này hiển thị các thông tin:

ID: Đặt tên phụ tải

Connection: Lựa chọn tải 3 pha hoặc 1 pha, nếu 1 pha thì là pha A hay pha B hay pha C

❖ **Trang Nameplate:** Trang này gồm các thông tin sau:

Model Type: Chọn loại phụ tải như là tải thông thường, tải không cân bằng,...

Ratings: Cài đặt giá trị công suất tác dụng, công suất phản kháng, hệ số công suất, dòng điện,...

Load Type: Cài đặt tỷ lệ tải tĩnh và tải động

❖ **Trang Short Circuit:** Ở trang này, gồm các thông tin sau:

%LRC: Thể hiện dòng sự cố khi ngắn mạch do động cơ trả về

%Total Load: Thể hiện % tải động cơ

X/R: Thể hiện tỉ số trở kháng / điện trở của động cơ

2.4.9. PV Array

❖ **Trang Information:** Trong trang này hiển thị một số thông tin sau:

ID: Đặt tên cho hệ thống pin quang điện

Bus: Thanh góp mà hệ thống tấm pin quang điện kết nối

❖ **Trang PV Panel:**

Trong trang này, ta có thể cài đặt các thông số của 1 tấm pin quang điện bao gồm công suất, dòng điện, điện áp,... Và trong trang này, ta cũng có thể chọn tấm pin quang điện theo thư viện tích hợp sẵn trong phần mềm.

❖ **Trang PV Array:**

Trong trang này, ta có thể cài đặt để xác định dung lượng tổng của hệ thống pin quang điện, bao gồm số tấm pin trong một chuỗi, số chuỗi song song để tạo thành một hệ thống.

❖ **Trang PV Inverter:**

Trong trang này, ta có thể cài đặt các thông tin về thông số AC/DC của inverter ở một trong hai chế độ là duy trì hệ số công suất không đổi hoặc duy trì điện áp không đổi.

2.4.10. Tuabin gió.

❖ **Trang Information:** Trong trang này hiển thị các thông tin sau:

ID: Đặt tên cho tuabin gió

Type: Lựa chọn loại tuabin gió

Control: Lựa chọn kiểu điều khiển tua-bin gió

Operation mode: Lựa chọn chế độ vận hành của tuabin gió ở chế độ duy trì công suất phản kháng không đổi, duy trì điện áp không đổi hoặc là chế độ động cơ cảm ứng

❖ **Trang Rating:** Trong trang này, ta có thể thiết lập các giá trị công suất định mức, điện áp định mức, tốc độ gió trung bình của tuabin gió

❖ **Trang Turbine:** Trong trang này hiển thị các thông tin sau:

Vrate: Vận tốc gió trung bình

Diameter: Đường kính của rotor

Swept Area: Diện tích quét của rotor

Cut-in speed: Tốc độ gió mà tuabin đưa vào làm việc

Cut-out speed: Tốc độ gió mà tuabin ngừng làm việc

Pitch angle: Góc điều chỉnh cánh tuabin

2.5. Mô hình hóa lưới điện 110kV thành phố Huế và lưới điện 110kV tỉnh Quảng

Tri

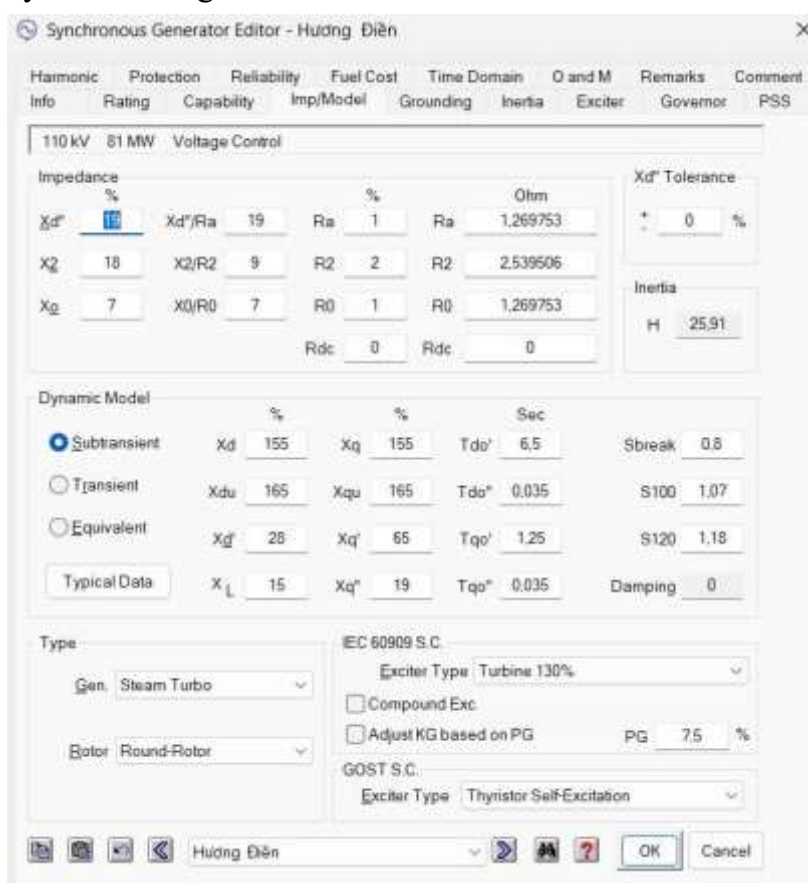
2.5.1. Mô hình hóa lưới điện 110kV thành phố Huế

2.5.1.1. Quy ước thiết lập nút hệ thống

Dựa vào sơ đồ lưới điện 110kV thành phố Huế đã trình bày ở chương 1, ta thấy các phụ tải ở thành phố Huế được kết nối với lưới điện quốc gia qua các thanh góp 110kV của các trạm biến áp 220kV Phong Điền và trạm biến áp 220kV Huế. Ta quy ước các thanh góp này là các nút kết nối lưới 110kV với các nguồn hệ thống.

2.5.1.2. Quy ước thiết lập các nguồn phát

- Đối với các nguồn phát thủy điện, sử dụng sơ đồ khối MF-MBA. Kiểu MF chọn kiểu Hydro, rotor cực ẩn, tự kích từ. Ngoài ra các thông số mô phỏng ổn định động chọn theo Typical Data tích hợp sẵn trong Etap. Hình 2.21 dưới đây thể hiện các giá trị thiết lập cho MF thủy điện Hương Điền – Huế.



Hình 2.15. Thông số MF thủy điện Hương Điền – Huế

2.5.1.3. Quy ước thiết lập nút phụ tải

- Các thanh góp 110kV của các TBA 110kV trong địa bàn đã phân đóng vai trò làm nút phụ tải. Ta xem như công suất phụ tải tại các thanh góp 110kV bằng công suất vận hành Pmax của các MBA tại các trạm đó. Để đơn giản hóa quá trình tính toán mô phỏng, trong thiết lập thông số phụ tải, ta chọn hệ số công suất là 1.

- Thông tin về các TBA và các phụ tải Pmax của các nút phụ tải, thông tin về các đường dây 110kV và các nhà máy điện cấp nguồn cho lưới 110kV đã được trình bày trong Chương 1.

2.5.1.4. Mô hình hóa NMĐMT Phong Điền trên phần mềm ETAP

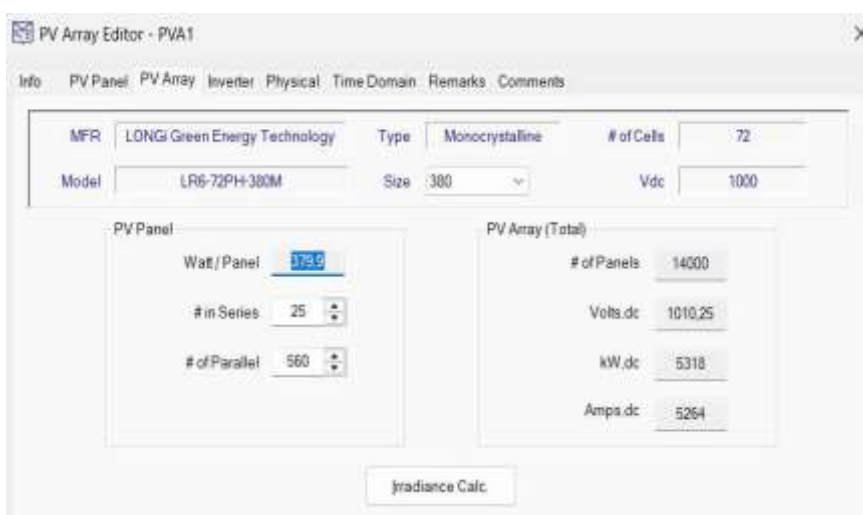
- Thông số cài đặt các tấm PV được thể hiện qua module PV Panel trên phần mềm Etap được mô tả như hình 3.1:



Hình 2.16. Thông số các tấm PV NMĐMT Phong Điền

Sử dụng loại pin quang điện LONGi có sẵn trong thư viện của phần mềm Etap, dung lượng định mức của mỗi tấm là 380Wp.

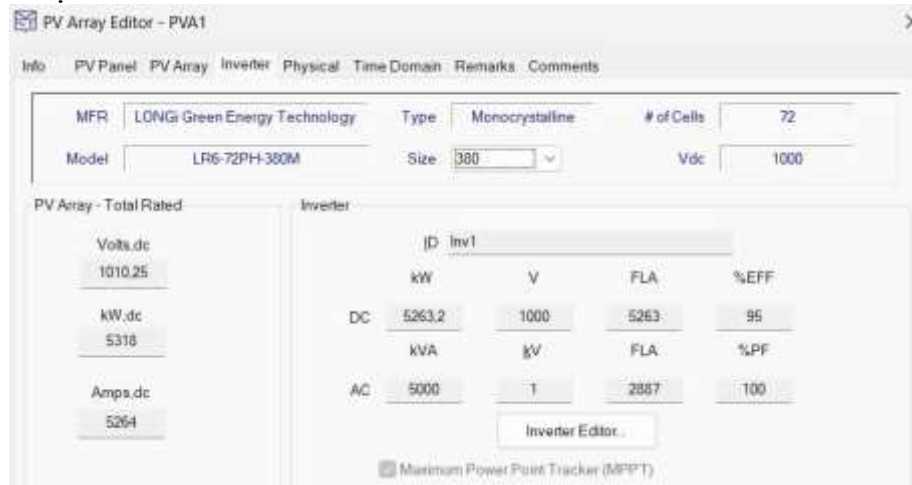
- Thông số cài đặt các dây PV được thực hiện qua module PV Array trên phần mềm Etap được mô tả như Hình 3.2:



Hình 2.17. Thông số dây PV NMĐMT Phong Điền

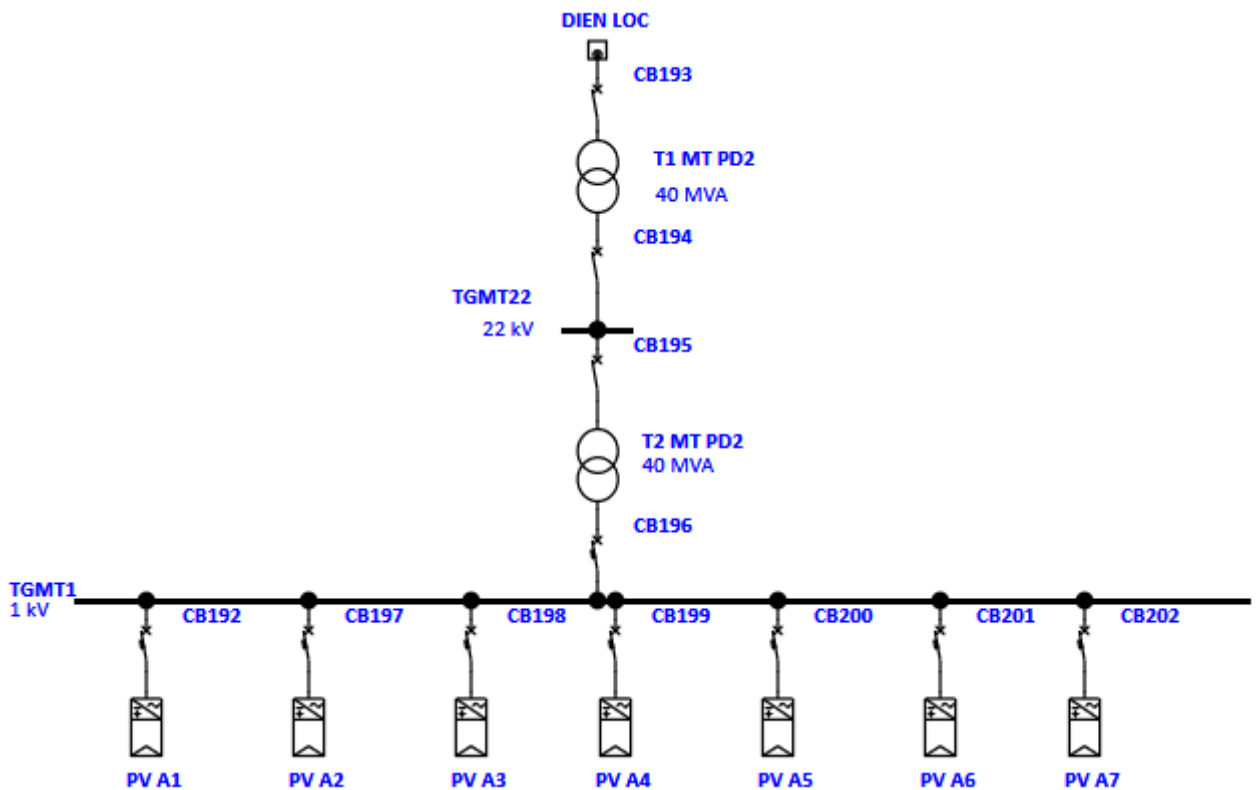
Trong thẻ PV array, chọn kết cấu hệ thống chuỗi pin và số lượng nối tiếp trong một dây, ở đây chúng tôi sẽ cho mỗi dây sẽ bao gồm 560 dây PV mắc song song, mỗi dây có 25 tấm PV mắc nối tiếp, dung lượng định mức của mỗi tấm là 380Wp.

- Thông số cài đặt các Inverter được thực hiện qua module Inverter trên phần mềm Etap được mô tả như Hình 3.3:



Hình 2.18. Thông số Inverter NMDMT Phong Điền

- Từ các thông số trên ta vẽ được sơ đồ mô hình hóa NMDMT Phong Điền trên phần mềm Etap được biểu diễn như hình 3.4:



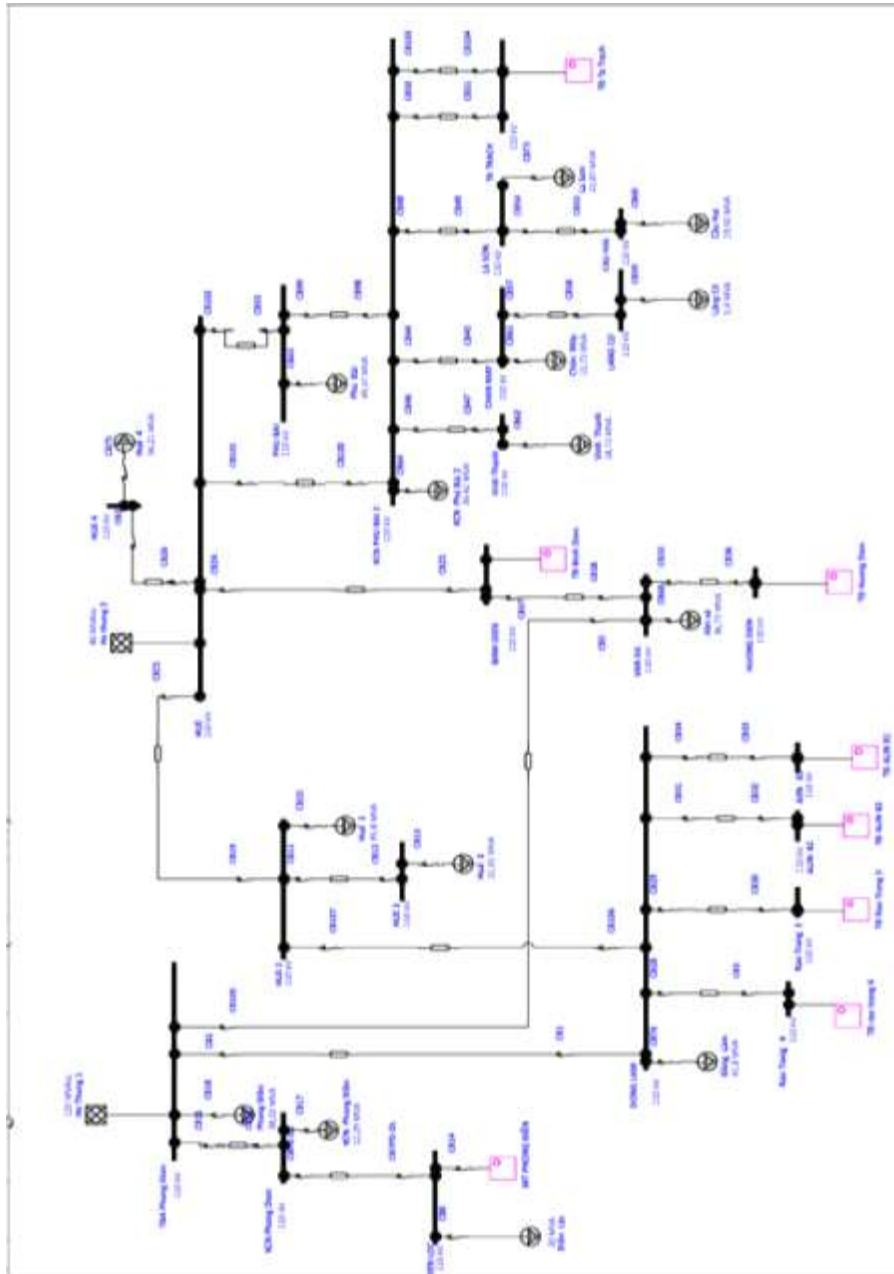
Hình 2.19 Mô hình hóa NMDMT Phong Điền lên phần mềm Etap

- Nhà máy điện mặt trời Phong Điền là nhà máy có công suất 35MW, sử dụng 7 hệ thống các chuỗi pin mặt trời 5MW với mỗi chuỗi gồm 25 tấm pin mắc nối tiếp cho một dây và bao gồm 560 dây mắc song song sử dụng loại pin quang điện LONGi có sẵn

trong thư viện của phần mềm Etap, dung lượng định mức của mỗi tấm là 380Wp. Các dãy sẽ được kết nối với MBA 1/22kV để đưa lên thanh góp 22kV chung của toàn nhà máy, sau đó sử dụng MBA 22/110kV để đưa đến thanh góp 110kV Điện Lộc.

2.5.1.5. Mô hình hóa lưới 110kV thành Phố Huế

- Với các quy ước thiết lập nói trên, sơ đồ mô hình hóa lưới 110kV thành phố Huế được thể hiện như hình 2.23



Hình 2.20. Mô hình hóa lưới 110kV thành phố Huế

2.5.2. Mô hình hóa lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị

2.5.2.1. Quy ước thiết lập nút hệ thống

Dựa vào sơ đồ lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị đã trình bày ở chương 1, ta thấy các phụ tải ở tỉnh Quảng Trị được kết nối với lưới điện quốc gia qua các thanh góp 110kV của các trạm biến áp 220kV Đông Hà và trạm biến áp 220kV Lao Bảo. Ta quy ước các thanh góp này là các nút kết nối lưới 110kV với các nguồn hệ thống.

2.5.2.2. Quy ước thiết lập các nguồn phát

Đối với các nguồn phát thủy điện, sử dụng sơ đồ khối MF-MBA. Kiểu MF chọn kiểu Hydro, rotor cực ắc, tự kích từ. Ngoài ra các thông số mô phỏng ổn định động chọn theo Typical Data tích hợp sẵn trong Etap. Hình 2.21 dưới đây thể hiện các giá trị thiết lập cho MF thủy điện Quảng Trị.

The screenshot shows the 'Synchronous Generator Editor - TĐ Quảng Trị' window. It features several tabs: Harmonic, Protection, Reliability, Fuel Cost, Time Domain, O and M, Remarks, and Comment. Below these are sub-tabs for Info, Rating, Capability, Imp/Model, Grounding, Inertia, Exciter, Governor, and PSS. The main area is divided into sections: '110 kV 64 MW Voltage Control', 'Impedance' (with fields for Xd'', X2, X0, Xd''/Ra, X2/R2, X0/R0, Ra, R2, R0, and Rdc), 'Dynamic Model' (with radio buttons for Subtransient, Transient, and Equivalent, and fields for Xd, Xq, Tdo', Sbreak, Xdu, Xqu, Tdo'', S100, Xd', Xq', Tqo', S120, XL, Xq'', Tqo'', and Damping), and 'Type' (with dropdowns for Gen. and Rotor). The 'Exciter Type' is set to 'Turbine 130%' for IEC 60909 S.C. and 'Thyristor Self-Excitation' for GOST S.C. The bottom of the window has a toolbar with icons for file operations and a status bar showing 'TĐ Quảng Trị'.

Hình 2.21. Thông số MF thủy điện Quảng Trị


2.5.2.3. Quy ước thiết lập nút phụ tải

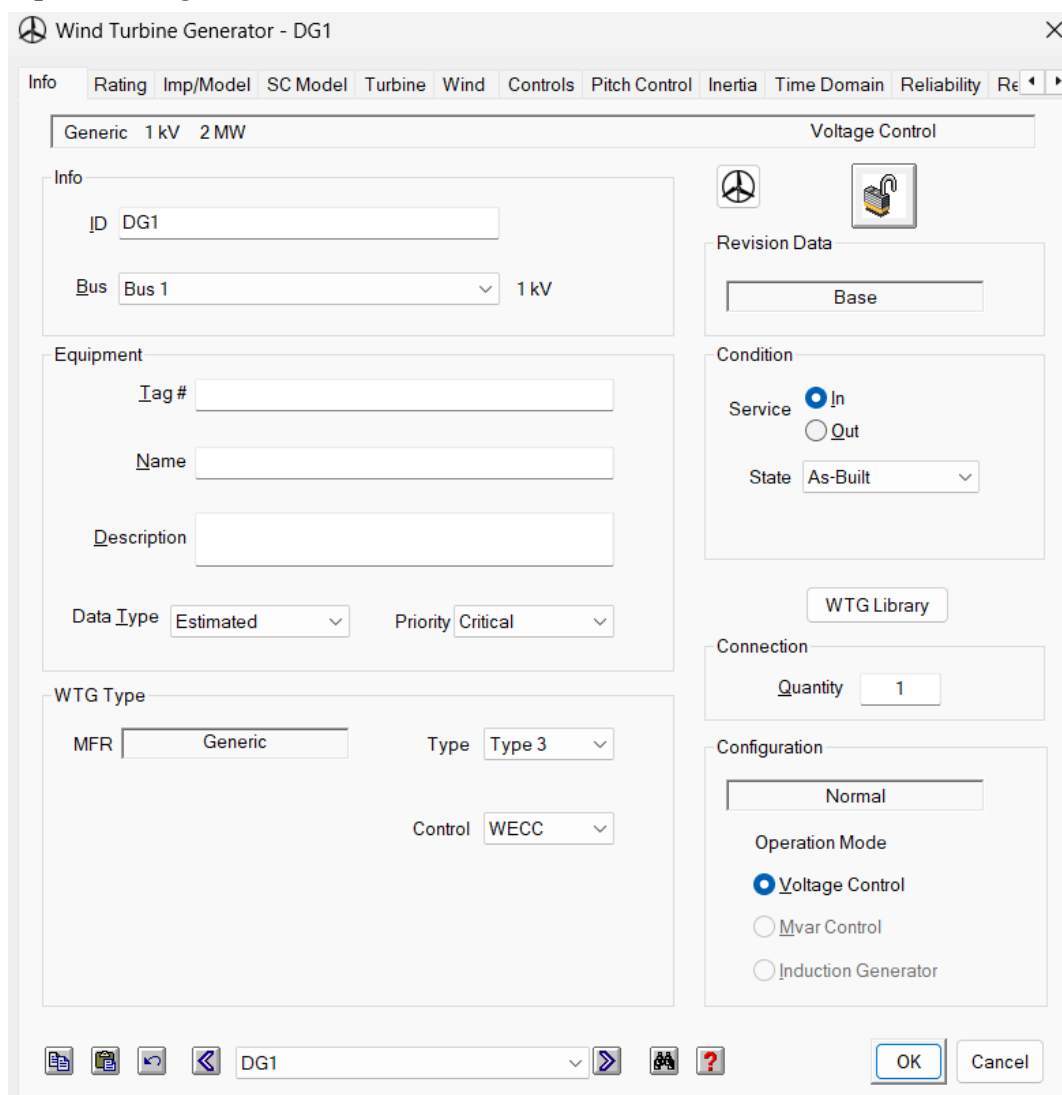
Các thanh góp 110kV của các TBA 110kV trong địa bàn đa phần đóng vai trò làm nút phụ tải. Ta xem như công suất phụ tải tại các thanh góp 110kV bằng công suất vận

hành Pmax của các MBA tại các trạm đổ. Để đơn giản hóa quá trình tính toán mô phỏng, trong thiết lập thông số phụ tải, ta chọn hệ số công suất là 1.

Thông tin về các TBA và các phụ tải Pmax của các nút phụ tải, thông tin về các đường dây 110kV và các nhà máy điện cấp nguồn cho lưới 110kV đã được trình bày trong Chương 1.

2.5.2.4. Mô hình hóa cụm nhà máy điện gió Hướng Linh trên phần mềm ETAP

Nhấp vào biểu tượng  trên thanh Mode Toolbar, sau đó di chuyển vào cửa sổ làm việc để mô phỏng tuabin gió. Nhấp vào biểu tượng tuabin trên cửa sổ làm việc để tiến hành nhập các thông tin và số liệu cần thiết.



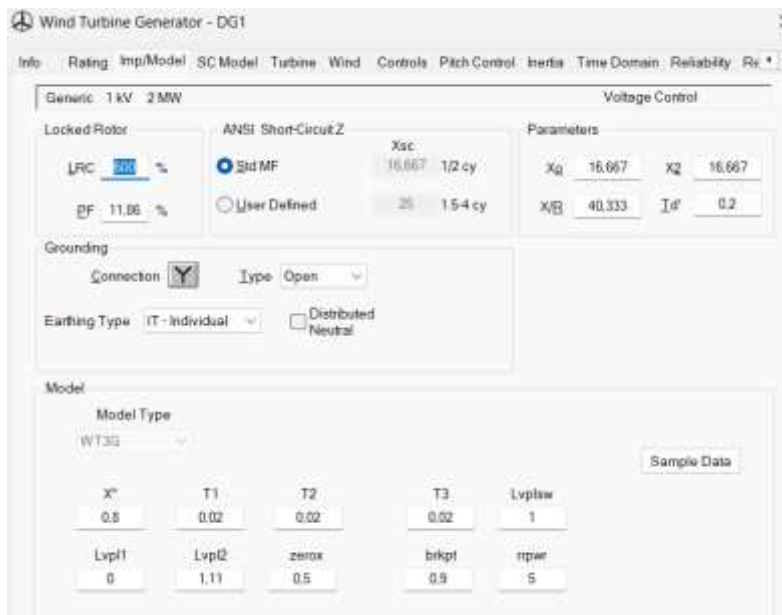
Hình 2.22. Thông tin tuabin gió

Nhập thông tin cơ bản của tuabin gió. Chọn loại 3 ứng với chế độ vận hành “Voltage Control”



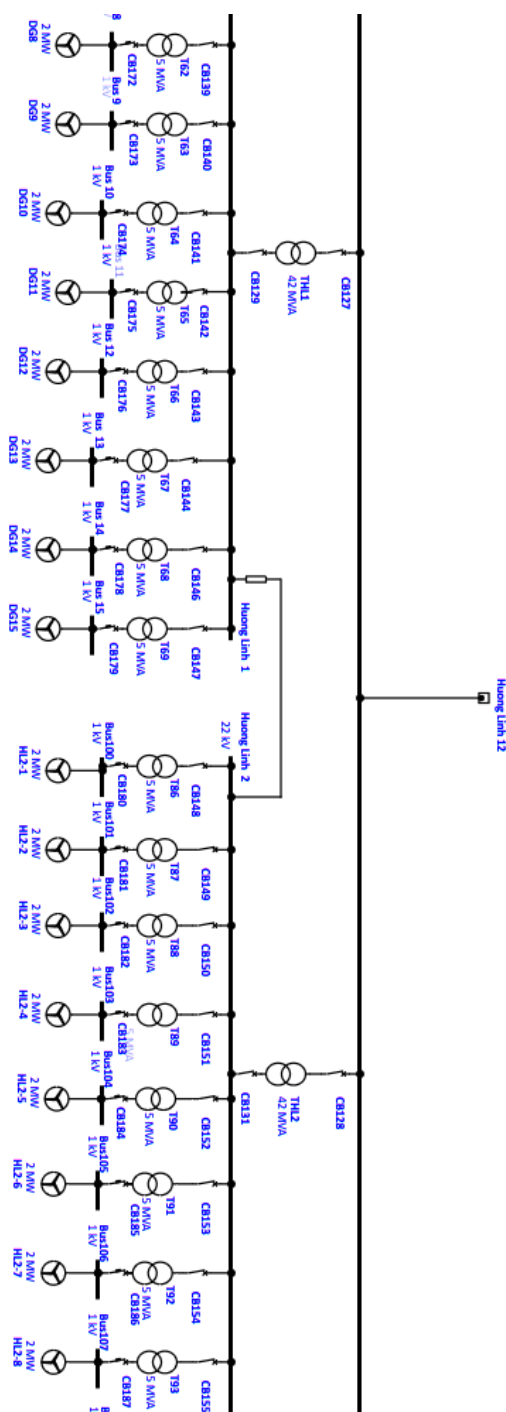
Hình 2.23. Thông số định mức của tuabin gió

Nhập các thông số định mức tuabin gió như hình 2.26, mục này cho phép lựa chọn các thông số định mức của tuabin gió, các giới hạn về công suất phản kháng và các giới hạn khác.



Hình 2.24. Thông số mô hình máy phát tuabin gió

- Từ các thông số trên ta vẽ được sơ đồ mô hình hóa NĐMT Phong Điền trên phần mềm Etap được biểu diễn như hình 3.4:

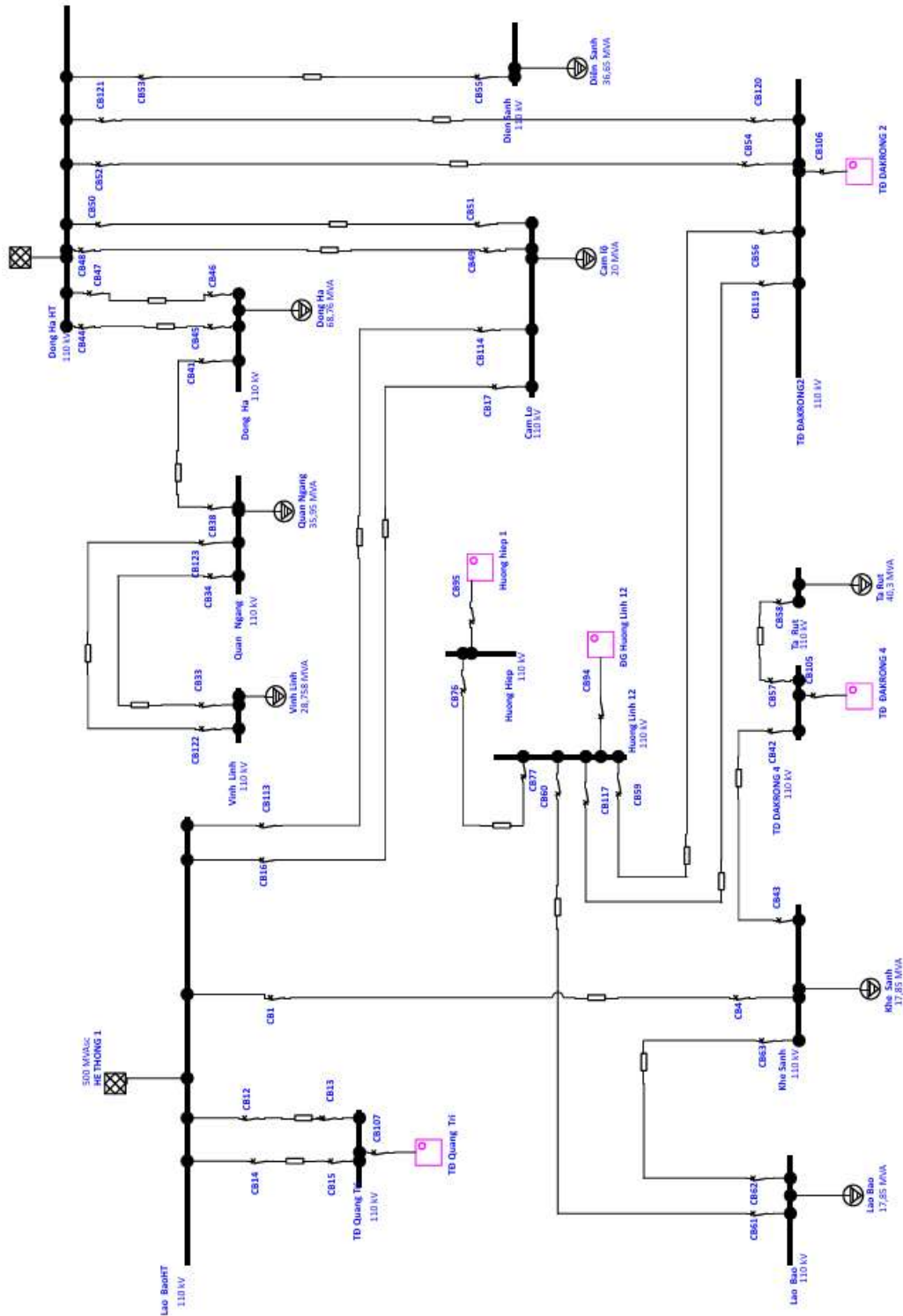


Hình 2.25. Mô hình hóa cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2

Cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 với công suất 60MW với 30 tuabin gió, mỗi tuabin được kết nối với một MBA 22/1KV để đưa lên thanh góp 22kV chung của toàn nhà máy. Sau đó sử dụng 2 MBA 110/22kV để đưa lên thanh góp 110kV Hướng Linh 1-2.

2.5.2.5. Mô hình hóa lưới 110kV tỉnh Quảng Trị

- Với các quy ước thiết lập nói trên, sơ đồ mô hình hóa lưới 110kV thành phố Huế được thể hiện như hình 2.29



Hình 2.26. Mô hình hóa lưới 110kV tỉnh Quảng Trị

2.6. Kết luận chương 2

Trong chương này, nhóm đã trình bày tổng quan về phần mềm ETAP, bao gồm các chức năng chính hỗ trợ trong việc tính toán và phân tích hệ thống điện. Trên cơ sở đó, chúng em đã tiến hành xây dựng mô hình mô phỏng cho Nhà máy điện mặt trời Phong Điền, cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 12, lưới điện 110kV của Thành phố Huế và tỉnh Quảng Trị. Đây là bước nền quan trọng phục vụ cho quá trình tính toán, mô phỏng và đánh giá mức độ ảnh hưởng của hai nguồn năng lượng tái tạo nói trên đối với lưới điện khu vực.

Chương 3: PHÂN TÍCH ẢNH HƯỞNG CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI PHONG ĐIỀN ĐẾN LƯỚI 110KV THÀNH PHỐ HUẾ

3.1. Mở đầu

- Việc nối lưới năng lượng tái tạo sẽ gây một số ảnh hưởng đến chế độ vận hành của lưới điện. Ngoài các vấn đề thay đổi trào lưu công suất, các quá trình quá độ, sóng hài... cũng tác động ảnh hưởng đến lưới điện địa phương.

- Đối với các nhà máy điện mặt trời, việc vận hành tối ưu nhà máy thường hệ số công suất bằng 1, các nguồn này không cung cấp công suất phản kháng trong lưới ngược lại nó tiêu thụ công suất phản kháng để duy trì quá trình làm việc của các thiết bị. Điều này gây ảnh hưởng đến lưới điện về tần số, điện áp... Do đó việc đánh giá mức độ của nhà máy khi kết nối với lưới điện là rất cần thiết, ta xét các trường hợp.

- Chế độ vận hành bình thường:

+ Trường hợp 1: Trào lưu công suất khi không có sự kết nối của ĐMT Phong Điền ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25%

+ Trường hợp 2: Trào lưu công suất khi có sự kết nối của ĐMT Phong Điền ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25%

+ Chế độ vận hành sự cố

+ Trường hợp 1: Sự cố đường dây kết nối

+ Trường hợp 2: Mất đột ngột toàn bộ công suất phát của nhà máy ĐMT Phong Điền.

3.2. Xét chế độ vận hành bình thường:

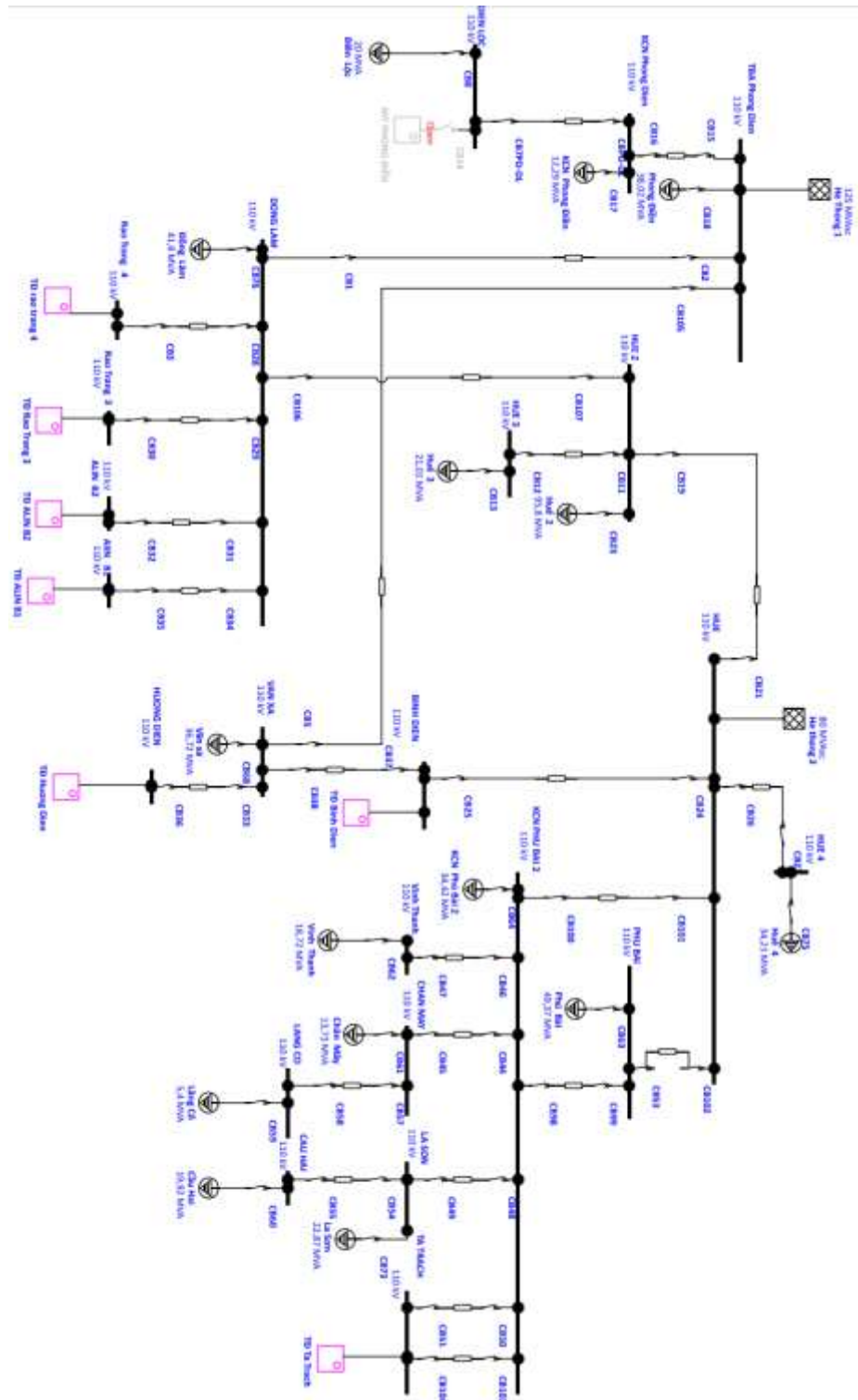
3.2.1. Trào lưu công suất lưới điện 110kV Huế khi chưa có sự kết nối của NĐMT Phong Điền

- Nhà máy ĐMT Phong Điền chưa kết nối lưới.

- Các nhà máy điện khác kết nối vào lưới 110kV Huế vận hành bình thường ở công suất định mức.

- Trào lưu công suất là yếu tố quan trọng để đánh giá mức độ ảnh hưởng của nhà máy điện mặt trời khi tích hợp vào lưới điện ở chế độ vận hành bình thường. Từ đó đưa ra giải pháp phù hợp đảm bảo sự ổn định của hệ thống điện.

- Ngày nay với sự phát triển công nghiệp ở Thành phố Huế cả về quy mô và chất lượng dẫn đến nhu cầu điện năng của phụ tải tăng lên cao đòi hỏi sự phát triển của nguồn điện. Dưới đây là mô hình hóa lưới điện 110kV thành phố Huế khi không có sự tham gia của ĐMT Phong Điền.

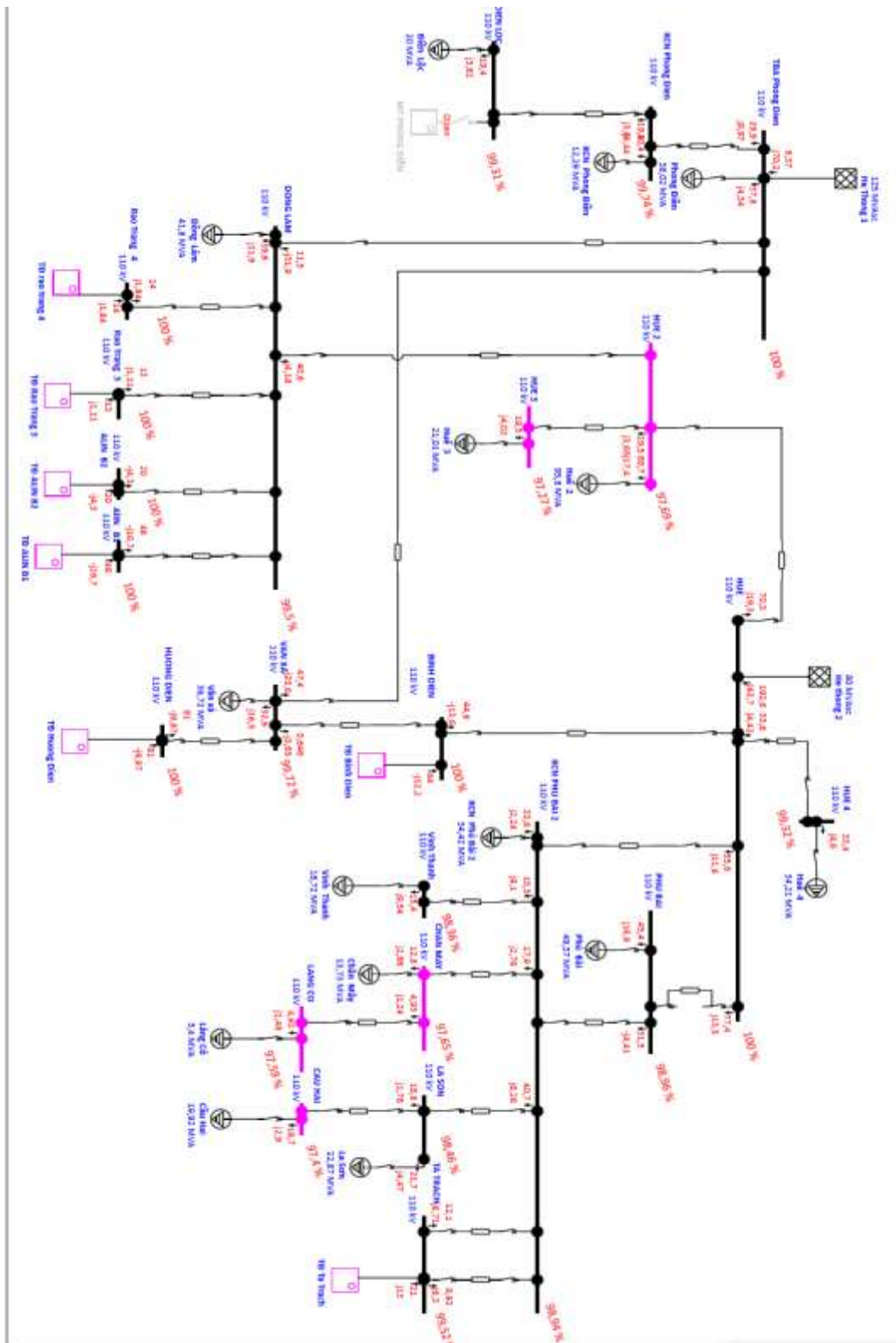


Hình 3.1. Mô hình hóa lưới điện 110kV thành phố Huế khi chưa kết nối với nhà máy
điện mặt trời Phong Điền

+ Từ sơ đồ mô phỏng trên, ta tiến hành chạy mô phỏng trào lưu công suất khi không
có sự kết nối của ĐMT Phong Điền ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25% trong trường

bốn trường hợp này, chúng em xin đưa ra 2 trường hợp điển hình là khi phụ tải 100% và khi phụ tải 50%, hai trường hợp còn lại xin xem ở phần phụ lục 1 và 2.

3.2.1.1. Trường hợp tải 100%.



Hình 3.2. Trào lưu công suất ở tải 100% khi chưa kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

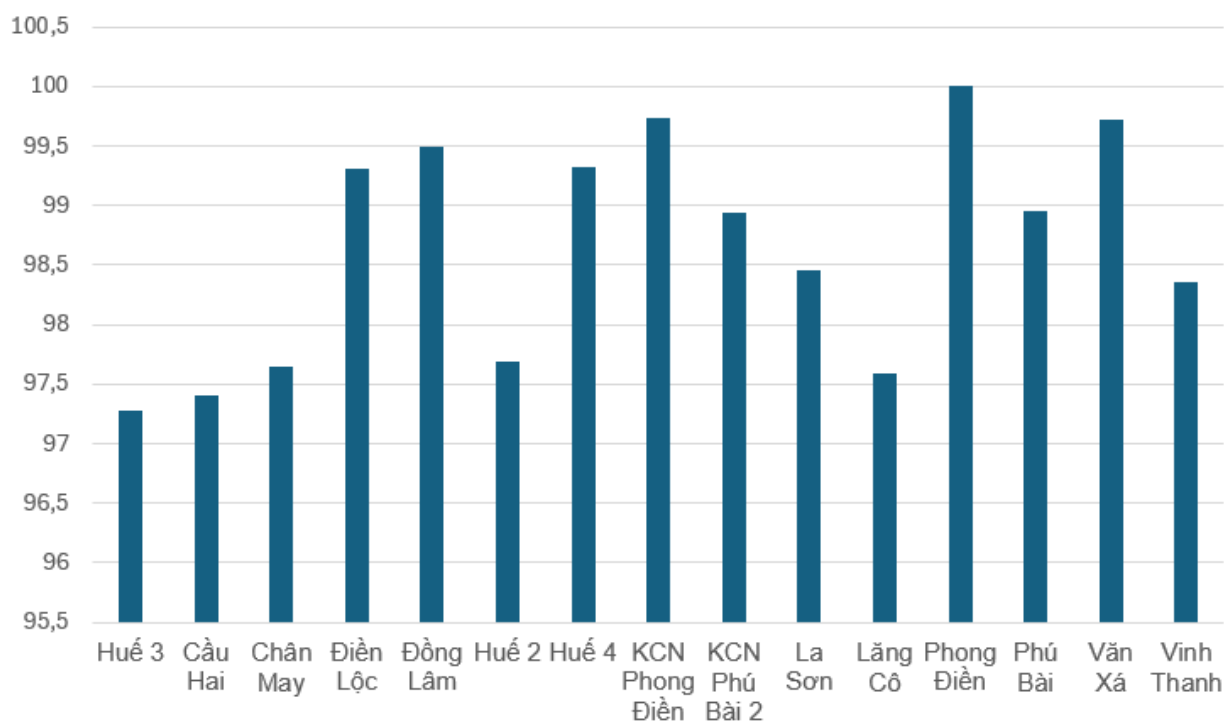
- Từ kết quả ở hình 3.2, 3.3 và 3.4 ta có thể thấy, thông qua trạm biến áp 220kV Phong Điền, hệ thống điện quốc gia phải cung cấp cho lưới điện 110kV Thành phố Huế một lượng công suất 9,37 MW và 70,2 MVar vào lúc cao điểm. Điều này cho thấy các nguồn phát nội bộ tại Huế hiện chưa đủ khả năng đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện năng trong khu vực. Do đó, lưới 110kV Huế vẫn phải phụ thuộc vào nguồn cấp từ lưới điện quốc gia để duy trì khả năng vận hành ổn định và liên tục.

LOAD FLOW REPORT

Bus	Voltage			Generation		Load		ID	Load Flow			XFMR		
	ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW		Mvar	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* AIN B1	110.000	100.000		2.7	46.000	-16.717	0.000	0.000	DONG LAM	46.000	-16.717	256.9	-94.0	
* ALIN B2	110.000	100.000		1.2	20.000	-4.303	0.000	0.000	DONG LAM	20.000	-4.303	107.4	-97.8	
* BINH DIEN	110.000	100.000		1.5	44.000	-12.155	0.000	0.000	VAN XA	-0.641	1.488	8.5	-39.6	
									HUE	44.641	-13.643	245.0	-95.6	
CAU HAI	110.000	97.399		-2.6	0.000	0.000	18.674	2.898	LA SON	-18.674	-2.898	101.8	98.8	
CHAN MAY	110.000	97.653		-2.3	0.000	0.000	12.778	2.857	LANG CO	4.928	1.237	27.3	97.0	
									KCN PHU BAI 2	-17.706	-4.093	97.7	97.4	
DIEN LOC	110.000	99.312		-0.5	0.000	0.000	19.353	3.818	KCN Phong Dien	-19.353	-3.818	104.3	98.1	
DONG LAM	110.000	99.498		0.3	0.000	0.000	39.639	11.883	HUE 2	40.612	4.181	215.4	99.5	
									TBA Phong Dien	11.528	-31.884	178.8	-34.0	
									AIN B1	-45.053	17.226	254.4	-93.4	
									ALIN B2	-19.835	3.292	106.1	-98.7	
									Rao Trang 3	-12.946	-2.050	69.1	98.8	
									Rao Trang 4	-13.945	-2.649	74.9	98.2	
* HUE	110.000	100.000		0.0	192.621	62.654	0.000	0.000	BINH DIEN	-44.281	13.779	243.4	-95.5	
									HUE 4	33.617	4.425	178.0	99.1	
									PHU BAI	77.385	13.543	412.3	98.5	
									HUE 2	70.309	19.311	382.7	96.4	
									KCN PHU BAI 2	55.591	11.596	298.1	97.9	
HUE 2	110.000	97.686		-1.8	0.000	0.000	89.749	17.386	HUE	-69.267	-17.538	383.9	96.9	
									HUE 3	19.530	3.654	106.8	98.3	
									DONG LAM	-40.012	-3.502	215.8	99.6	
HUE 3	110.000	97.265		-2.2	0.000	0.000	19.467	4.016	HUE 2	-19.467	-4.016	107.3	97.9	
HUE 4	110.000	99.322		-0.6	0.000	0.000	33.433	4.599	HUE	-33.433	-4.599	178.3	99.1	
* HUONG DIEN	110.000	100.000		2.6	81.000	-9.866	0.000	0.000	VAN XA	81.000	-9.866	428.3	-99.3	
KCN Phong Dien	110.000	99.737		-0.1	0.000	0.000	10.392	6.440	DIEN LOC	19.410	3.603	103.9	98.3	
									TBA Phong Dien	-29.802	-10.044	165.5	94.8	
KCN PHU BAI 2	110.000	98.938		-1.4	0.000	0.000	33.618	2.241	CHAN MAY	17.882	2.763	96.0	98.8	
									LA SON	40.712	6.262	218.5	98.8	
									TA TRACH	-12.028	-7.369	74.8	85.3	
									Vinh Thanh	15.451	9.098	95.1	86.2	

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								TATRACH	-8.899	-6.782	59.4	79.5	
								PHU BAI	-31.473	4.414	168.6	-99.0	
								HUE	-55.262	-10.626	298.5	98.2	
LA SON	110.000	98.464	-1.7	0.000	0.000	21.718	4.469	KCN PHU BAI 2	-40.558	-6.252	218.8	98.8	
								CAU HAI	18.840	1.783	100.9	99.6	
LANG CO	110.000	97.594	-2.3	0.000	0.000	4.926	1.478	CHAN MAY	-4.926	-1.478	27.7	95.8	
PHU BAI	110.000	98.963	-1.2	0.000	0.000	45.356	16.752	HUE	-76.850	-12.338	412.8	98.7	
								KCN PHU BAI 2	31.494	-4.414	168.7	-99.0	
* Rao Trang 3	110.000	100.000	0.7	13.000	1.113	0.000	0.000	DONG LAM	13.000	1.113	68.5	99.6	
* Rao Trang 4	110.000	100.000	0.6	14.000	1.844	0.000	0.000	DONG LAM	14.000	1.844	74.1	99.1	
TATRACH	110.000	99.520	-1.1	21.000	13.015	0.000	0.000	KCN PHU BAI 2	12.073	6.714	72.9	87.4	
								KCN PHU BAI 2	8.927	6.301	57.6	81.7	
* TBA Phong Dien	110.000	100.000	0.0	9.370	70.181	37.771	4.344	DONG LAM	-11.446	31.759	177.2	-33.9	
								KCN Phong Dien	29.855	9.968	165.2	94.9	
								VAN XA	-46.810	24.110	276.4	-88.9	
VAN XA	110.000	99.718	1.6	0.000	0.000	32.590	16.464	BINH DIEN	0.646	-3.647	19.5	-17.4	
								HUONG DIEN	-80.599	10.805	428.0	-99.1	
								TBA Phong Dien	47.363	-23.623	278.6	-89.5	
Vinh Thanh	110.000	98.362	-1.6	0.000	0.000	15.395	9.541	KCN PHU BAI 2	-15.395	-9.541	96.6	85.0	

Hình 3.3. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất khi phụ tải 100% khi chưa kết nối với NMDMT Phong Điền



Hình 3.4. Đồ thị điện áp khi phụ tải 100% khi chưa kết nối với NMDMT Phong Điền

- Nhận xét:

- Trong trường hợp khi phụ tải 100% điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép -5% và +10%.

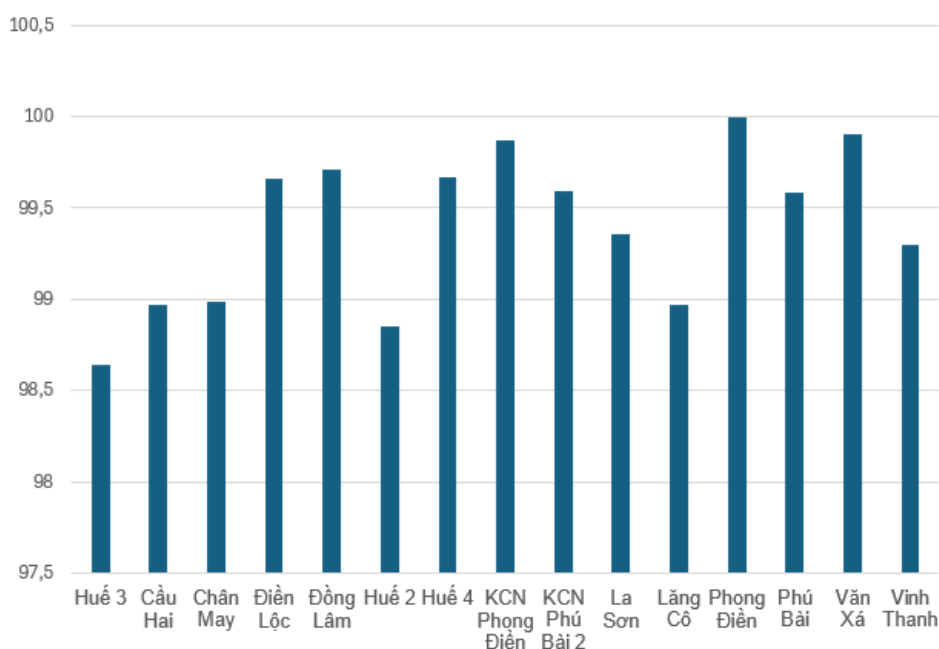
- Sau khi ta mô phỏng bài toán trào lưu công suất khi không có sự kết nối của ĐMT Phong Điền ở các mức tải 50% ta có kết quả. Trong trường hợp phụ tải 50% hệ thống điện quốc gia nhận từ lưới điện 110kV Thành phố Huế một lượng công suất 71,2MW. Điều này cho thấy khi phụ tải 50% các nguồn phát tại Thành phố Huế nối lưới điện 110kV không chỉ đáp ứng đủ cho phụ tải địa phương mà còn cung cấp một lượng công suất nhất định cho hệ thống điện quốc gia.

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
* AIN B1	110.000	100.000	3.1	46.000	-19.357	0.000	0.000	DONG LAM	46.000	-19.357	261.9	-92.2
* ALIN B2	110.000	100.000	1.7	20.000	-6.975	0.000	0.000	DONG LAM	20.000	-6.975	111.2	-94.4
* BINH DIEN	110.000	100.000	1.6	44.000	-12.797	0.000	0.000	VAN XA	-4.110	1.813	23.6	-91.5
								HUE	48.110	-14.610	263.9	-95.7
CAU HAI	110.000	98.858	-1.2	0.000	0.000	9.619	1.493	LA SON	-9.619	-1.493	51.7	98.8
CHAN MAY	110.000	98.995	-1.1	0.000	0.000	6.566	1.468	LANG CO	2.533	0.509	13.7	98.0
								KCN PHU BAI 2	-9.099	-1.977	49.4	97.7
DIEN LOC	110.000	99.662	-0.3	0.000	0.000	9.745	1.923	KCN Phong Dien	-9.745	-1.923	52.3	98.1
DONG LAM	110.000	99.707	0.6	0.000	0.000	19.903	5.967	HUE 2	25.848	-0.853	136.1	-99.9
								TBA Phong Dien	45.982	-33.689	300.1	-80.7
								AIN B1	-45.016	19.935	259.2	-91.4
								ALIN B2	-19.824	5.981	109.0	-95.7
								Rao Trang 3	-12.946	1.384	68.5	-99.4
								Rao Trang 4	-13.946	1.276	73.7	-99.6
* HUE	110.000	100.000	0.0	56.731	35.941	0.000	0.000	BINH DIEN	-47.692	14.934	262.3	-95.4
								HUE 4	16.878	1.871	89.1	99.4
								PHU BAI	33.498	4.617	177.5	99.1
								HUE 2	30.577	10.710	170.0	94.4
								KCN PHU BAI 2	23.469	3.809	124.8	98.7
HUE 2	110.000	98.851	-0.8	0.000	0.000	45.952	8.901	HUE	-30.370	-11.092	171.7	93.9
								HUE 3	10.027	1.599	53.9	98.8
								DONG LAM	-25.608	0.591	136.0	-100.0
HUE 3	110.000	98.642	-0.9	0.000	0.000	10.011	2.065	HUE 2	-10.011	-2.065	54.4	97.9
HUE 4	110.000	99.665	-0.3	0.000	0.000	16.832	2.315	HUE	-16.832	-2.315	89.5	99.1
* HUONG DIEN	110.000	100.000	3.0	81.000	-19.220	0.000	0.000	VAN XA	81.000	-19.220	436.9	-97.3
KCN Phong Dien	110.000	99.871	-0.1	0.000	0.000	5.210	3.229	DIEN LOC	9.759	1.595	52.0	98.7
								TBA Phong Dien	-14.969	-4.824	82.7	95.2
KCN PHU BAI 2	110.000	99.587	-0.6	0.000	0.000	17.030	1.135	CHAN MAY	9.143	0.357	48.2	99.9
								LA SON	20.758	2.160	110.0	99.5
								TA TRACH	-11.867	-3.673	65.5	95.5
								Vinh Thanh	7.859	4.328	47.3	87.6

Bus	Voltage			Generation		Load		Load Flow				XI	
	ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar		Amp
									TA TRACH	-9.077	-3.857	52.0	92.0
									PHU BAI	-10.436	3.570	58.1	-94.6
									HUE	-23.411	-4.021	125.2	98.6
LA SON	110.000	99.363	-0.8	0.000	0.000	11.058	2.275	KCN PHU BAI 2	-20.719	-2.378	110.2	99.3	
								CAU HAI	9.661	0.102	51.0	100.0	
LANG CO	110.000	98.966	-1.1	0.000	0.000	2.533	0.760	CHAN MAY	-2.533	-0.760	14.0	95.8	
PHU BAI	110.000	99.576	-0.5	0.000	0.000	22.960	8.480	HUE	-33.399	-4.830	177.9	99.0	
								KCN PHU BAI 2	10.438	-3.650	58.3	-94.4	
* Rao Trang 3	110.000	100.000	1.1	13.000	-2.323	0.000	0.000	DONG LAM	13.000	-2.323	69.3	-98.4	
* Rao Trang 4	110.000	100.000	1.1	14.000	-2.083	0.000	0.000	DONG LAM	14.000	-2.083	74.3	-98.9	
* TA TRACH	110.000	100.000	-0.3	21.000	6.343	0.000	0.000	KCN PHU BAI 2	11.901	2.990	64.4	97.0	
								KCN PHU BAI 2	9.099	3.353	50.9	93.8	
* TBA Phong Dien	110.000	100.000	0.0	-71.152	66.513	18.886	2.172	DONG LAM	-45.750	33.949	299.0	-80.3	
								KCN Phong Dien	14.982	4.671	82.4	95.5	
								VAN XA	-59.270	25.721	339.1	-91.7	
VAN XA	110.000	99.904	2.0	0.000	0.000	16.356	8.263	BINH DIEN	4.127	-3.953	30.0	-72.2	
								HUONG DIEN	-80.583	20.211	436.5	-97.0	
								TBA Phong Dien	60.101	-24.521	341.0	-92.6	
Vinh Thanh	110.000	99.301	-0.7	0.000	0.000	7.845	4.862	KCN PHU BAI 2	-7.845	-4.862	48.8	85.0	

Hình 3.6. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất khi phụ tải 50% khi chưa kết nối với NMDMT Phong Điền



Hình 3.7. Đồ thị điện áp khi phụ tải 50% khi chưa kết nối với NMDMT Phong Điền

- Nhận xét:
 - Trong trường hợp khi phụ tải 50% điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép -5% và +10%.

- Ta thấy điện áp tại các nút gần nguồn ổn định hơn so với xa nguồn.

Công suất lưới 110kV nhận từ hệ thống và điện áp tại các nút khi chưa có kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền được thể hiện qua bảng 3.1 và bảng 3.2.

Bảng 3.1: Bảng Công suất lưới 110kV nhận từ hệ thống khi chưa có kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

Mức mang tải	100%	75%	50%	25%
Hệ thống 1	9,37+j70,2	-30,8+68,2	-71,2+j66,5	-111,7+j65

3.2.1.3. Nhận xét.

➔ Trong trường hợp vận hành bình thường khi lưới 110kV thành phố Huế chưa kết nối với NMĐMT Phong Điền. Thông qua trạm biến áp 220kV Phong Điền, hệ thống điện quốc gia phải cung cấp cho lưới 110kV thành phố Huế một lượng công suất 9,37MW và 70,2MVar vào lúc cao điểm. Trường hợp khi phụ tải 50% hệ thống nhận từ lưới 110kV thành phố Huế một lượng công suất tác dụng 71,2MW. Điều này cho thấy các nguồn phát địa phương nối với lưới 110kV vẫn chưa cung cấp đủ lượng công suất mà phụ tải cần thiết vào lúc cao điểm. Do vậy lưới điện này chưa đủ khả năng đáp ứng nhu cầu phụ tải địa phương lúc cao điểm mà còn nhận sự hỗ trợ từ lưới điện Quốc gia.

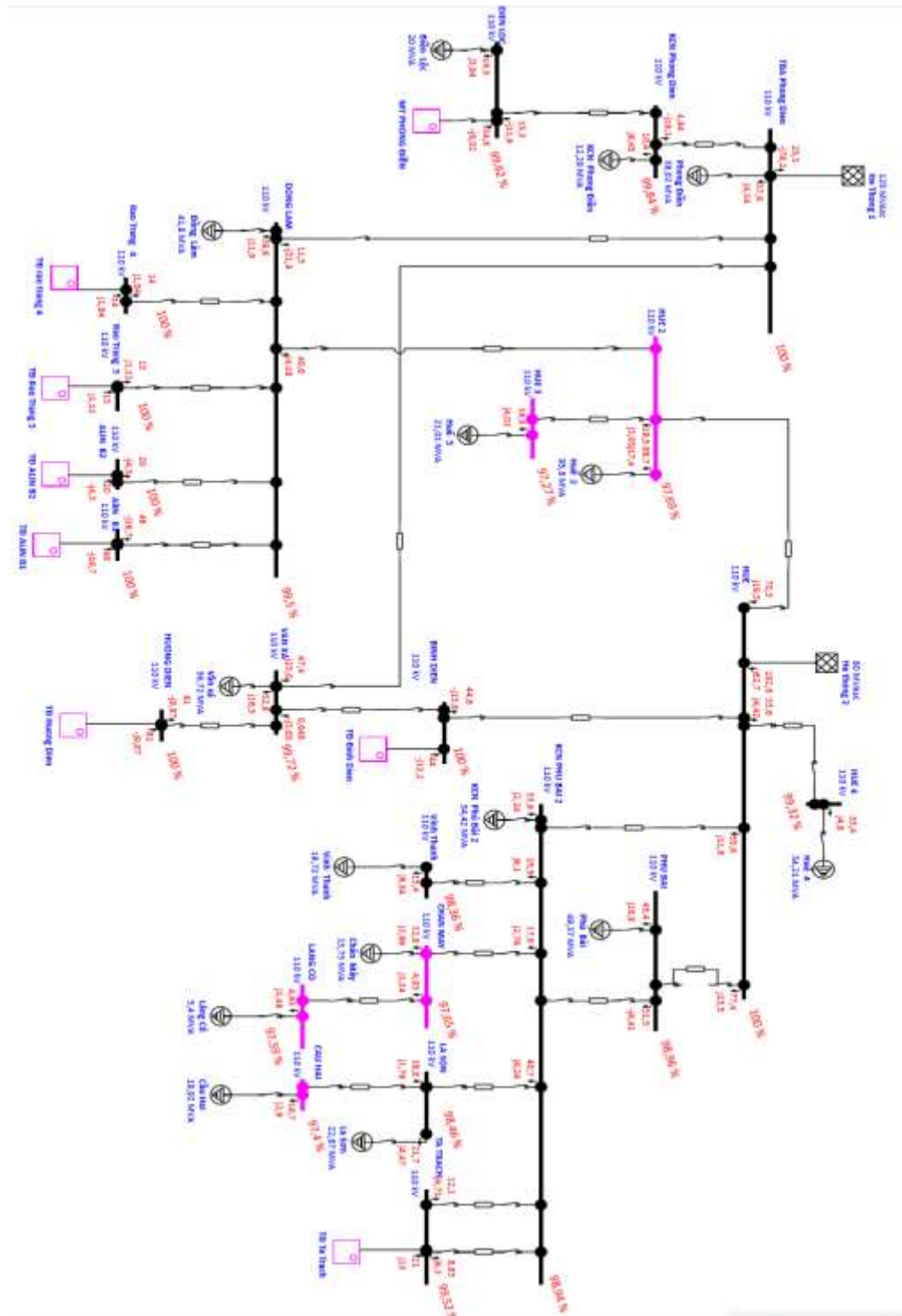
Bảng 3.2: Điện áp tại các nút khi chưa có kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp thực ở các mức tải			
		PT 100%	PT 75%	PT 50%	PT 25%
Huế 3	110	97.27	97.95	98.64	99.33
Cầu Hai	110	97.4	98.34	98.97	99.48
Chân May	110	97.65	98.39	98.99	99.56
Điền Lộc	110	99.31	99.49	99.66	99.84
Đồng Lâm	110	99.5	99.6	99.71	99.81
Huế 2	110	97.69	98.27	98.85	99.43
Huế 4	110	99.32	99.49	99.67	99.84
KCN Phong Điền	110	99.74	99.8	99.87	99.94
KCN Phú Bài 2	110	98.94	99.33	99.59	99.8
La Sơn	110	98.46	98.98	99.36	99.7
Lăng Cô	110	97.59	98.34	98.97	99.55
Phong Điền	110	100	100	100	100
Phú Bài	110	98.96	99.32	99.58	99.8
Văn Xá	110	99.72	99.81	99.9	100
Vinh Thanh	110	98.36	98.9	99.3	99.66

- Trong trường hợp vận hành bình thường khi lưới 110kV thành phố Huế chưa kết nối với NMĐMT Phong Điền điện áp tại các nút đều nằm trong mức cho phép $\pm 5\%$. Khi phụ tải 100% điện áp tại nút Huế 3 có điện áp thấp nhất 97,27%Uđm, ở nút Phong Điền có điện áp cao nhất với 100%Uđm do trực tiếp kết nối với hệ thống điện quốc gia.

- Từ sơ đồ mô phỏng trên, ta tiến hành chạy mô phỏng trào lưu công suất khi có sự kết nối của ĐMT Phong Điền ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25% trong trường hợp này, chúng em xin đưa ra 2 trường hợp điển hình là khi phụ tải 100% và khi phụ tải 50%, hai trường hợp còn lại xin xem ở phần phụ lục 3 và 4.

3.2.2.1. Trường hợp tải 100%.



Hình 3.9. Trào lưu công suất tải 100% khi kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

- Khi nhà máy điện mặt trời Phong Điền PV hòa lưới, dòng trao đổi công suất trong khu vực có sự thay đổi rõ rệt. Dữ liệu từ hình 3.9, 3.10 và 3.11 cho thấy, khi nhà máy đi vào hoạt động, một phần công suất tác dụng cấp cho lưới điện địa phương sẽ được chia sẻ bởi Phong Điền PV, với công suất phát có thể đạt khoảng 35 MW. Khi đó, hệ thống truyền tải không còn phải cấp công suất tác dụng cho khu vực này, mà ngược lại, nhận về 25,3 MW – là phần công suất dư sau khi Phong Điền PV đã cấp cho hai phụ tải Điện Lộc và Phong Điền. Đồng thời, công suất phản kháng lấy từ hệ thống điện tăng đáng kể, từ 70,2 MVar lên 78,1 MVar, tương ứng mức tăng 7,9 MVar.

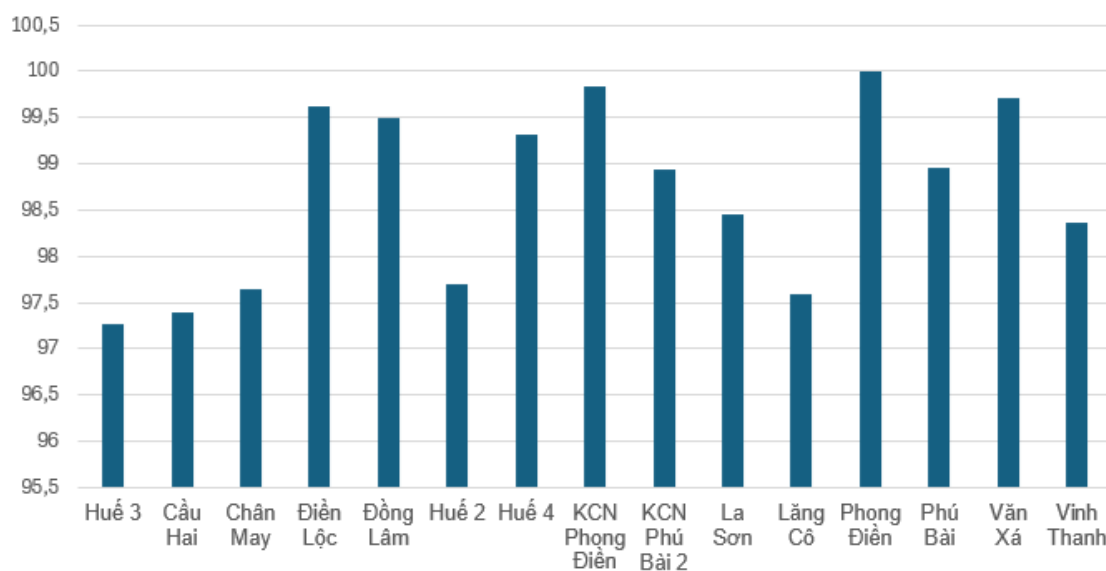
- Trong điều kiện bình thường, các nhà máy điện mặt trời thường vận hành với hệ số công suất bằng 1, tức là không phát công suất phản kháng. Điều này đồng nghĩa các thiết bị trong nhà máy, đặc biệt là máy biến áp, sẽ phải hút công suất phản kháng từ lưới điện xung quanh để duy trì hoạt động. Vì vậy, khi Phong Điền PV vận hành, nhà máy sẽ tiêu thụ một lượng lớn công suất phản kháng – lên đến 8,02 MVar.

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* AIN B1	110.000	100.000	2.7	46.000	-16.717	0.000	0.000	DONG LAM	46.000	-16.717	256.9	-94.0	
* ALIN B2	110.000	100.000	1.2	20.000	-4.303	0.000	0.000	DONG LAM	20.000	-4.303	107.4	-97.8	
* BINH DIEN	110.000	100.000	1.5	44.000	-12.155	0.000	0.000	VAN XA	-0.641	1.488	8.5	-39.6	
								HUE	44.641	-13.643	245.0	-95.6	
CAU HAI	110.000	97.399	-2.6	0.000	0.000	18.674	2.898	LA SON	-18.674	-2.898	101.8	98.8	
CHAN MAY	110.000	97.653	-2.3	0.000	0.000	12.778	2.857	LANG CO	4.928	1.237	27.3	97.0	
								KCN PHU BAI 2	-17.706	-4.093	97.7	97.4	
DIEN LOC	110.000	99.620	0.5	0.000	0.000	19.473	3.842	KCN Phong Dien	15.307	-11.863	102.0	-79.0	
								TGMT22	-34.780	8.021	188.1	-97.4	
DONG LAM	110.000	99.498	0.3	0.000	0.000	39.639	11.883	HUE 2	40.612	4.181	215.4	99.5	
								TBA Phong Dien	11.528	-31.884	178.8	-34.0	
								AIN B1	-45.053	17.226	254.4	-93.4	
								ALIN B2	-19.835	3.292	106.1	-98.7	
								Rao Trang 3	-12.946	-2.050	69.1	98.8	
								Rao Trang 4	-13.945	-2.649	74.9	98.2	
* HUE	110.000	100.000	0.0	192.621	62.654	0.000	0.000	BINH DIEN	-44.281	13.779	243.4	-95.5	
								HUE 4	33.617	4.425	178.0	99.1	
								PHU BAI	77.385	13.543	412.3	98.5	
								HUE 2	70.309	19.311	382.7	96.4	
								KCN PHU BAI 2	55.591	11.596	298.1	97.9	
HUE 2	110.000	97.686	-1.8	0.000	0.000	89.749	17.386	HUE	-69.267	-17.538	383.9	96.9	
								HUE 3	19.530	3.654	106.8	98.3	
								DONG LAM	-40.012	-3.502	215.8	99.6	
HUE 3	110.000	97.265	-2.2	0.000	0.000	19.467	4.016	HUE 2	-19.467	-4.016	107.3	97.9	
HUE 4	110.000	99.322	-0.6	0.000	0.000	33.433	4.599	HUE	-33.433	-4.599	178.3	99.1	
* HUONG DIEN	110.000	100.000	2.6	81.000	-9.866	0.000	0.000	VAN XA	81.000	-9.866	428.3	-99.3	
KCN Phong Dien	110.000	99.839	0.1	0.000	0.000	10.413	6.453	DIEN LOC	-15.253	11.640	100.9	-79.5	
								TBA Phong Dien	4.840	-18.093	98.5	-25.8	
KCN PHU BAI 2	110.000	98.938	-1.4	0.000	0.000	33.618	2.241	CHAN MAY	17.882	2.763	96.0	98.8	
								LA SON	40.712	6.262	218.5	98.8	
								TA TRACH	-12.028	-7.369	74.8	85.3	

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
								Vinh Thanh	15.451	9.098	95.1	86.2		
								TA TRACH	-8.899	-6.782	59.4	79.5		
								PHU BAI	-31.473	4.414	168.6	-99.0		
								HUE	-55.262	-10.626	298.5	98.2		
LASON	110.000	98.464	-1.7	0.000	0.000	21.718	4.469	KCN PHU BAI 2	-40.558	-6.252	218.8	98.8		
								CAU HAI	18.840	1.783	100.9	99.6		
LANG CO	110.000	97.594	-2.3	0.000	0.000	4.926	1.478	CHAN MAY	-4.926	-1.478	27.7	95.8		
PHU BAI	110.000	98.963	-1.2	0.000	0.000	45.356	16.752	HUE	-76.850	-12.338	412.8	98.7		
								KCN PHU BAI 2	31.494	-4.414	168.7	-99.0		
* Rao Trang 3	110.000	100.000	0.7	13.000	1.113	0.000	0.000	DONG LAM	13.000	1.113	68.5	99.6		
* Rao Trang 4	110.000	100.000	0.6	14.000	1.844	0.000	0.000	DONG LAM	14.000	1.844	74.1	99.1		
TATRACH	110.000	99.520	-1.1	21.000	13.015	0.000	0.000	KCN PHU BAI 2	12.073	6.714	72.9	87.4		
								KCN PHU BAI 2	8.927	6.301	57.6	81.7		
* TBA Phong Dien	110.000	100.000	0.0	-25.306	78.164	37.771	4.344	DONG LAM	-11.446	31.759	177.2	-33.9		
								KCN Phong Dien	-4.821	17.951	97.6	-25.9		
								VAN XA	-46.810	24.110	276.4	-88.9		
TGMT1	1.000	97.569	13.5	34.958	0.000	0.000	0.000	TGMT22	34.958	0.000	20686.1	100.0		
TGMT22	22.000	97.962	6.9	0.000	0.000	0.000	0.000	DIEN LOC	34.869	-4.011	940.3	-99.3		
								TGMT1	-34.869	4.011	940.3	-99.3		
VAN XA	110.000	99.718	1.6	0.000	0.000	32.590	16.464	BINH DIEN	0.646	-3.647	19.5	-17.4		
								HUONG DIEN	-80.599	10.805	428.0	-99.1		
								TBA Phong Dien	47.363	-23.623	278.6	-89.5		
Vinh Thanh	110.000	98.362	-1.6	0.000	0.000	15.395	9.541	KCN PHU BAI 2	-15.395	-9.541	96.6	85.0		

Hình 3.10. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất khi phụ tải 100% khi kết nối với NMDMT Phong Điền



Hình 3.11. Đồ thị điện áp khi phụ tải 100% khi kết nối với NMDMT Phong Điền

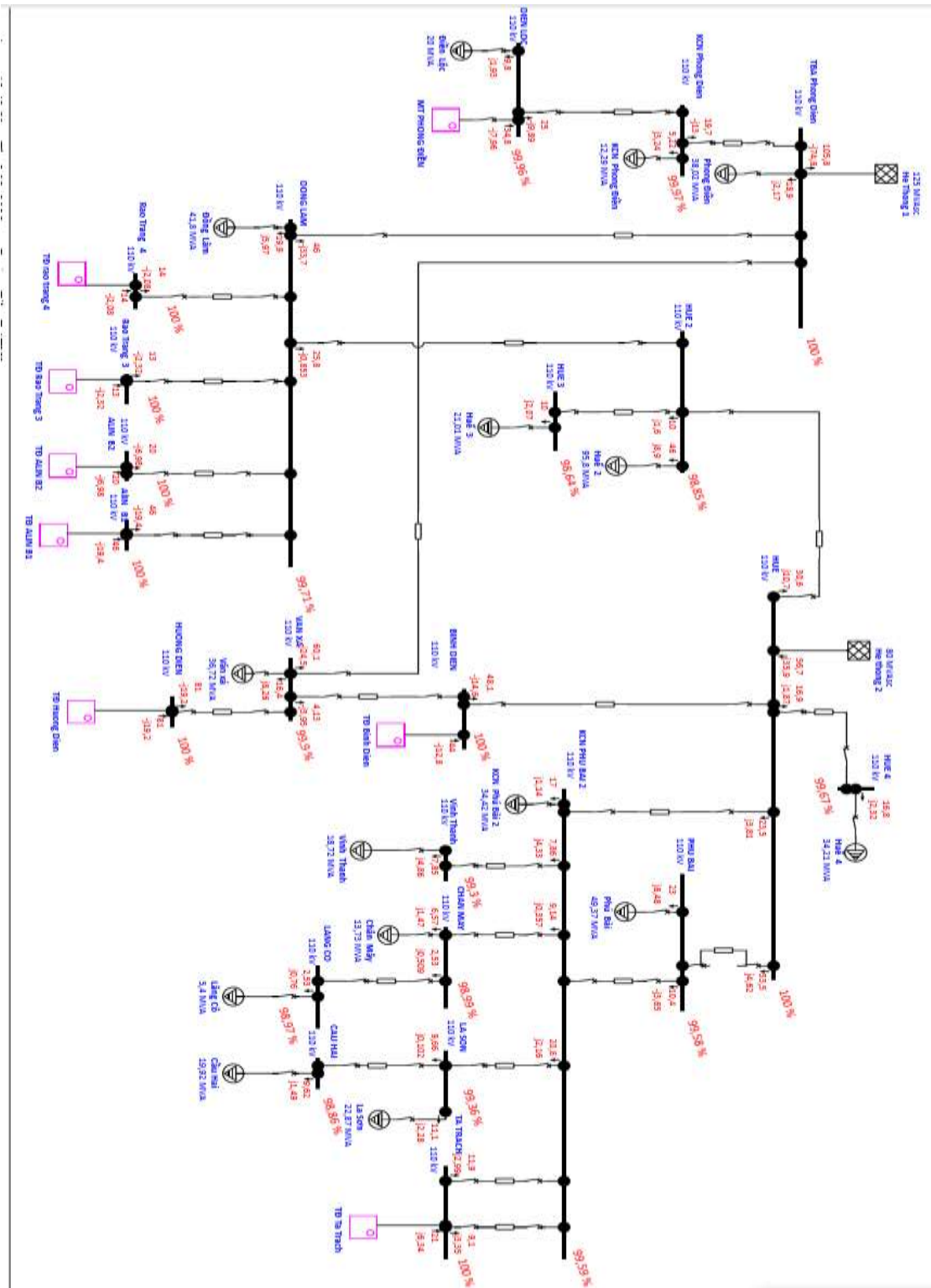
• Nhận xét:

- Trong trường hợp khi phụ tải 100% điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép -5% và +10%.

- Ta thấy điện áp tại các nút gần nguồn ổn định hơn so với xa nguồn.

3.2.2.2. Trường hợp tải 50%.

❖ Sau khi ta mô phỏng bài toán trào lưu công suất khi có sự kết nối của ĐMT Phong Điền ở các mức tải 100%, ta tiến hành mô phỏng trường hợp khi phụ tải 50%.



Hình 3.11. Trào lưu công suất tải 50% khi kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

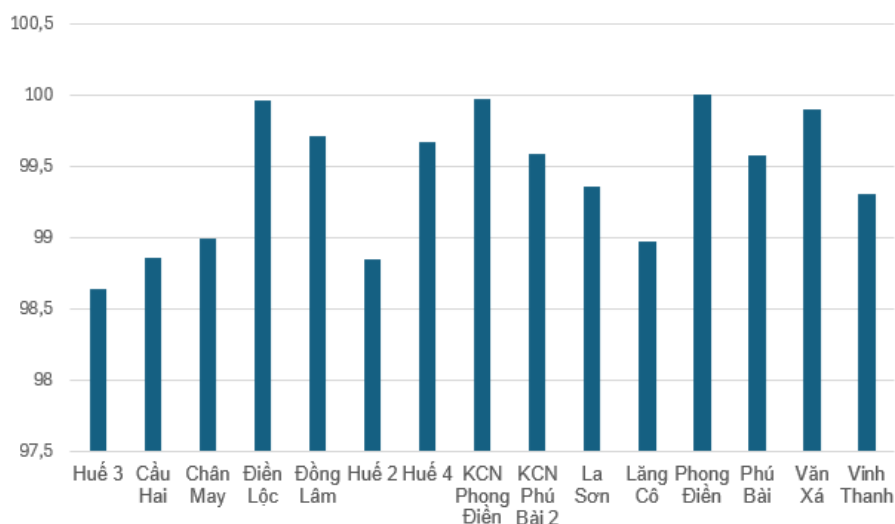
- Ở mức phụ tải 50% khi nhà máy điện mặt trời Phong Điền PV hòa lưới,. Dữ liệu từ hình 3.11 cho thấy, khi nhà máy đi vào hoạt động lưới điện 110kV thành phố Huế phát lên hệ thống truyền tải 105,8MW do một phần công suất tác dụng cấp cho lưới điện địa phương sẽ được chia sẻ bởi Phong Điền PV, với công suất phát có thể đạt khoảng 35 MW. Đồng thời công suất phản kháng lấy từ hệ thống cũng thay đổi đáng kể tăng 8,3MVar (74,8MVar so với 66,5Mvar).

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* AIN B1	110.000	100.000	3.1	46.000	-19.357	0.000	0.000	DONG LAM	46.000	-19.357	261.9	-92.2	
* ALIN B2	110.000	100.000	1.7	20.000	-6.975	0.000	0.000	DONG LAM	20.000	-6.975	111.2	-94.4	
* BINH DIEN	110.000	100.000	1.6	44.000	-12.797	0.000	0.000	VAN XA	-4.110	1.813	23.6	-91.5	
								HUE	48.110	-14.610	263.9	-95.7	
CAU HAI	110.000	98.858	-1.2	0.000	0.000	9.619	1.493	LA SON	-9.619	-1.493	51.7	98.8	
CHAN MAY	110.000	98.995	-1.1	0.000	0.000	6.566	1.468	LANG CO	2.533	0.509	13.7	98.0	
								KCN PHU BAI 2	-9.099	-1.977	49.4	97.7	
DIEN LOC	110.000	99.964	0.8	0.000	0.000	9.804	1.934	KCN Phong Dien	24.978	-9.895	141.1	-93.0	
								TGMT22	-34.782	7.961	187.3	-97.5	
DONG LAM	110.000	99.707	0.6	0.000	0.000	19.903	5.967	HUE 2	25.848	-0.853	136.1	-99.9	
								TBA Phong Dien	45.982	-33.689	300.1	-80.7	
								AIN B1	-45.016	19.935	259.2	-91.4	
								ALIN B2	-19.824	5.981	109.0	-95.7	
								Rao Trang 3	-12.946	1.384	68.5	-99.4	
								Rao Trang 4	-13.946	1.276	73.7	-99.6	
* HUE	110.000	100.000	0.0	56.731	35.941	0.000	0.000	BINH DIEN	-47.692	14.934	262.3	-95.4	
								HUE 4	16.878	1.871	89.1	99.4	
								PHU BAI	33.498	4.617	177.5	99.1	
								HUE 2	30.577	10.710	170.0	94.4	
								KCN PHU BAI 2	23.469	3.809	124.8	98.7	
HUE 2	110.000	98.851	-0.8	0.000	0.000	45.952	8.901	HUE	-30.370	-11.092	171.7	93.9	
								HUE 3	10.027	1.599	53.9	98.8	
								DONG LAM	-25.608	0.591	136.0	-100.0	
HUE 3	110.000	98.642	-0.9	0.000	0.000	10.011	2.065	HUE 2	-10.011	-2.065	54.4	97.9	
HUE 4	110.000	99.665	-0.3	0.000	0.000	16.832	2.315	HUE	-16.832	-2.315	89.5	99.1	
* HUONG DIEN	110.000	100.000	3.0	81.000	-19.220	0.000	0.000	VAN XA	81.000	-19.220	436.9	-97.3	
KCN Phong Dien	110.000	99.970	0.2	0.000	0.000	5.220	3.235	DIEN LOC	-24.872	9.800	140.4	-93.0	
								TBA Phong Dien	19.652	-13.035	123.8	-83.3	
KCN PHU BAI 2	110.000	99.587	-0.6	0.000	0.000	17.030	1.135	CHAN MAY	9.143	0.357	48.2	99.9	
								LA SON	20.758	2.160	110.0	99.5	
								TA TRACH	-11.867	-3.673	65.5	95.5	

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Vinh Thanh	7.859	4.328	47.3	87.6	
								TA TRACH	-9.077	-3.857	52.0	92.0	
								PHU BAI	-10.436	3.570	58.1	-94.6	
								HUE	-23.411	-4.021	125.2	98.6	
LA SON	110.000	99.363	-0.8	0.000	0.000	11.058	2.275	KCN PHU BAI 2	-20.719	-2.378	110.2	99.3	
								CAU HAI	9.661	0.102	51.0	100.0	
LANG CO	110.000	98.966	-1.1	0.000	0.000	2.533	0.760	CHAN MAY	-2.533	-0.760	14.0	95.8	
PHU BAI	110.000	99.576	-0.5	0.000	0.000	22.960	8.480	HUE	-33.399	-4.830	177.9	99.0	
								KCN PHU BAI 2	10.438	-3.650	58.3	-94.4	
* Rao Trang 3	110.000	100.000	1.1	13.000	-2.323	0.000	0.000	DONG LAM	13.000	-2.323	69.3	-98.4	
* Rao Trang 4	110.000	100.000	1.1	14.000	-2.083	0.000	0.000	DONG LAM	14.000	-2.083	74.3	-98.9	
* TA TRACH	110.000	100.000	-0.3	21.000	6.343	0.000	0.000	KCN PHU BAI 2	11.901	2.990	64.4	97.0	
								KCN PHU BAI 2	9.099	3.353	50.9	93.8	
* TBA Phong Dien	110.000	100.000	0.0	-105.757	74.756	18.886	2.172	DONG LAM	-45.750	33.949	299.0	-80.3	
								KCN Phong Dien	-19.623	12.914	123.3	-83.5	
								VAN XA	-59.270	25.721	339.1	-91.7	
TGMT1	1.000	97.940	13.7	34.958	0.000	0.000	0.000	TGMT22	34.958	0.000	20607.7	100.0	
TGMT22	22.000	98.327	7.2	0.000	0.000	0.000	0.000	DIEN LOC	34.870	-3.980	936.7	-99.4	
								TGMT1	-34.870	3.980	936.7	-99.4	
VAN XA	110.000	99.904	2.0	0.000	0.000	16.356	8.263	BINH DIEN	4.127	-3.953	30.0	-72.2	
								HUONG DIEN	-80.583	20.211	436.5	-97.0	
								TBA Phong Dien	60.101	-24.521	341.0	-92.6	
Vinh Thanh	110.000	99.301	-0.7	0.000	0.000	7.845	4.862	KCN PHU BAI 2	-7.845	-4.862	48.8	85.0	

Hình 3.12. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất khi phụ tải 50% khi kết nối với NMDMT Phong Điền



Hình 3.13. Đồ thị điện áp khi phụ tải 50% khi kết nối với NMDMT Phong Điền

- Nhận xét:
 - Trong trường hợp khi phụ tải 50% điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép $\pm 5\%$.
 - Ta thấy điện áp tại các nút gần nguồn ổn định hơn so với xa nguồn.

❖ Công suất lưới 110kV nhận từ hệ thống và điện áp tại các nút khi có kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền được thể hiện qua Bảng 3.3 và Bảng 3.4.

Bảng 3.3: Công suất lưới 110kV nhận từ hệ thống nút khi có kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

Mức mang tải	100%	75%	50%	25%
Hệ thống 1	-25,3+j78,1	-65,4+j76,3	-105,8+j74,8	-146,2+j73,3

3.2.2.3. Nhận xét.

➔ Ta thấy khi kết nối nhà máy điện mặt trời Phong Điền PV, lưới điện hoàn toàn đủ khả năng đáp ứng nhu cầu phụ tải địa phương và cung cấp cho hệ thống điện truyền tải Quốc gia một lượng công suất nhất định do một phần công suất tác dụng cấp cho lưới điện địa phương sẽ được chia sẻ bởi Phong Điền PV, với công suất phát có thể đạt khoảng 35 MW. Tuy nhiên lượng công suất phản kháng lấy từ hệ thống điện Quốc gia cũng tăng lên đáng kể do nhà máy điện mặt trời không phát ra công suất phản kháng. Các thiết bị của nhà máy hút công suất phản kháng từ lưới để hoạt động do vậy cần tiêu thụ một lượng công suất phản kháng.

Bảng 3.4: Điện áp tại các nút khi có kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp thực ở các mức tải			
		PT 100%	PT 75%	PT 50%	PT 25%
Huế 3	110	97,27	97,95	98,64	99,33
Cầu Hai	110	97,4	98,19	98,86	99,48
Chân May	110	97,65	98,39	98,99	99,56
Điền Lộc	110	99,62	99,79	99,96	100,1
Đồng Lâm	110	99,5	99,6	99,71	99,81
Huế 2	110	97,69	98,27	98,85	99,43
Huế 4	110	99,32	99,49	99,67	99,84
KCN Phong Điền	110	99,84	99,9	99,97	100
KCN Phú Bài 2	110	98,94	99,33	99,59	99,8
La Sơn	110	98,46	98,98	99,36	99,7
Lăng Cô	110	97,59	98,34	98,97	99,55
Phong Điền	110	100	100	100	100
Phú Bài	110	98,96	99,32	99,58	99,8
Văn Xá	110	99,72	99,81	99,9	100
Vinh Thanh	110	98,36	98,9	99,3	99,66

- Qua số liệu ở bảng 3.4 ta nhận thấy, khi kết nối nhà máy điện mặt trời Phong Điền PV vào lưới, nhìn chung điện áp tại các nút hầu như không thay đổi hoặc thay đổi không

đáng kể giữa các mức tải. Điện áp cao nhất đạt 100%U_{dm} tại nút Phong Điền và thấp nhất 97,27%U_{dm} tại nút Huế 3.

3.2.3. So sánh và nhật xét kết quả mô phỏng trào lưu công suất trong 2 trường hợp

Trong 2 trường hợp mô phỏng, ở mức tải 100% khi không có sự kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền, lưới 110kV nhận điện từ hệ thống truyền tải quốc gia. Ở tất cả các trường hợp còn lại, lưới điện 110kV đều phát công suất tác dụng lên hệ thống. Điều này chứng tỏ khi kết nối nhà máy điện mặt trời Phong Điền PV thì lưới điện 110kV hoàn toàn đủ khả năng cung cấp nhu cầu phụ tải khu vực và cung cấp cho hệ thống điện quốc gia một lượng công suất nhất định.

Trong 2 trường hợp mô phỏng điện áp các nút gần như không thay đổi

Bảng 3.5: Điện áp nút lân cận nhà máy ĐMT Phong Điền trong 2 trường hợp mô phỏng

Tên nút	TH1	TH2
Mang tải 100%		
Điền Lộc	99,31%	99,62%
KCN Phong Điền	99,74%	99,84%
Mang tải 75%		
Điền lộc	99,49%	99,79%
KCN Phong Điền	99,8%	99,9%
Mang tải 50%		
Điền Lộc	99,66%	99,96%
KCN Phong Điền	99,87%	99,97%
Mang tải 25%		
Điền Lộc	99,84%	100,1%
KCN Phong Điền	99,94%	100%

Thông qua kết quả mô phỏng được liệt kê ở bảng 4.5, có thể nhận thấy rằng điện áp tại các nút hầu như không thay đổi trước và sau khi kết nối nhà máy điện mặt trời Phong Điền. Tuy nhiên, sau khi đấu nối nhà máy ĐMT Phong Điền, điện áp tại nút lân cận như Điền Lộc, KCN Phong Điền có xu hướng tăng nhẹ. Nguyên nhân là do công suất phát của nhà máy ĐMT Phong Điền so với tổng công suất của lưới điện 110kV khu vực Huế là tương đối nhỏ, nên tác động đến điện áp tại các vị trí xa khu vực nhà máy

không đáng kể. Việc kết nối chủ yếu ảnh hưởng đến các nút gần khu vực nhà máy, đặc biệt là nút Điện Lộc – điểm kết nối trực tiếp với nhà máy ĐMT Phong Điền – cho thấy sự thay đổi điện áp rõ ràng nhất trước và sau khi kết nối.

Trong Chương 3, mô phỏng dòng công suất của lưới điện 110kV tại Huế trong các tình huống trước và sau khi kết nối với nhà máy ĐMT Phong Điền, với các mức tải thay đổi tương ứng 25%, 50%, 75% và 100% so với định mức của các TBA 110kV. Kết quả phân tích cho thấy công suất từ nhà máy ĐMT Phong Điền khá nhỏ so với tổng công suất của lưới 110kV hiện tại, vì vậy, nó chỉ đóng góp một phần nhỏ trong việc cải thiện điện áp tại các nút gần đó.

3.3. Chế độ vận hành sự cố.

- Bên cạnh chế độ vận hành bình thường, khả năng vận hành của lưới điện khi xảy ra sự cố cũng như khả năng phục hồi sau sự cố là những vấn đề quan trọng cần được quan tâm. Trong nghiên cứu này, hai sự cố nghiêm trọng đã được xây dựng nhằm mô phỏng và đánh giá khả năng làm việc của lưới điện trong điều kiện vận hành sự cố, được trình bày cụ thể như sau:

- Trường hợp 1: Khi xảy ra sự cố ngắn mạch 3 pha thoáng qua trên đường dây 110kV Điện Lộc – KCN Phong Điền, được xem xét trong cả hai tình huống: khi lưới điện có kết nối và khi không kết nối với nhà máy ĐMT Phong Điền. Đây là loại sự cố xảy ra gần điểm đấu nối giữa Phong Điền PV và lưới điện, có ảnh hưởng lớn đến ổn định vận hành khu vực.

- Trường hợp 2: Sự cố mất công suất phát tại Nhà máy điện mặt trời Phong Điền
 - Đối với các nhà máy điện mặt trời, hiện tượng mây che phủ hoàn toàn là một trong những điều kiện thời tiết bất lợi có thể gây suy giảm nghiêm trọng hoặc làm gián đoạn hoàn toàn công suất phát điện. Trong số các tình huống sự cố, kịch bản nghiêm trọng nhất được xem xét là trường hợp nhà máy điện mặt trời Phong Điền bị mất toàn bộ công suất phát. Kịch bản này được xây dựng nhằm đánh giá mức độ ảnh hưởng và khả năng ứng phó của hệ thống điện khi xảy ra sự cố đột ngột do điều kiện tự nhiên, và sẽ được mô tả chi tiết trong bảng sau.

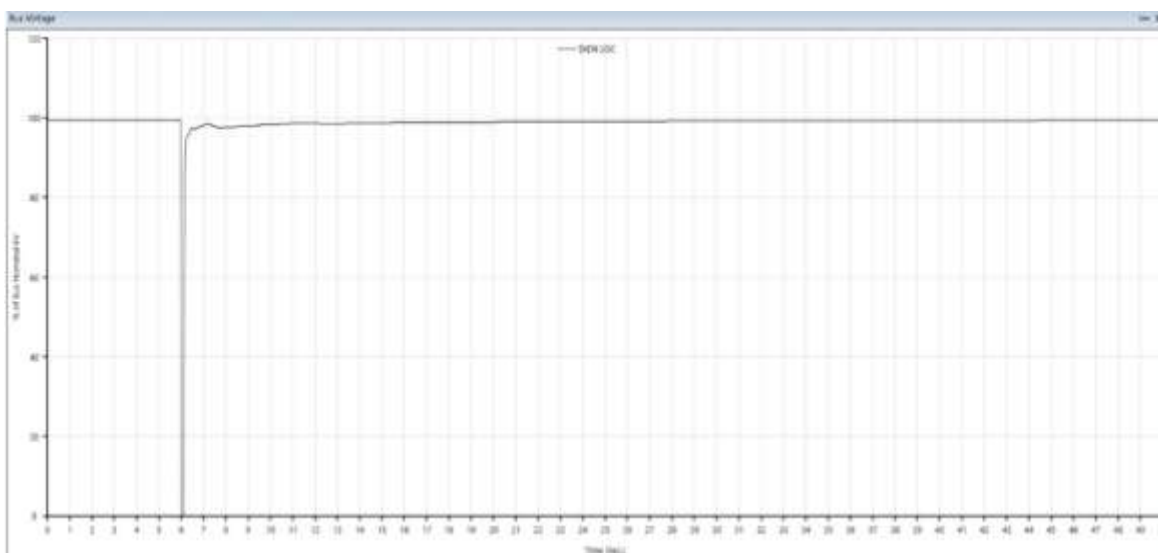
Bảng 3.6 : Kịch bản sự cố khi mất toàn bộ công suất phát NMTĐMT Phong Điền

Thời điểm (s)	Kịch bản
0÷6	Nhà máy hoạt động bình thường với công suất phát định mức
6	Nhà máy mất toàn bộ công suất
6÷20	Thời gian quá độ khi nhà máy mất toàn bộ công suất phát
20	Nhà máy khôi phục công suất phát

3.3.2. Trường hợp 1: Sự cố trên đường dây kết nối

- Giả định xảy ra sự cố thoáng qua trên đường dây 110kV Điện Lộ – KCN Phong Điền vào thời điểm giây thứ 6 trong quá trình mô phỏng. Sự cố được giải trừ sau khoảng thời gian 150 ms, nhằm đánh giá khả năng đáp ứng và phục hồi của lưới điện trước các tình huống mất ổn định ngắn hạn

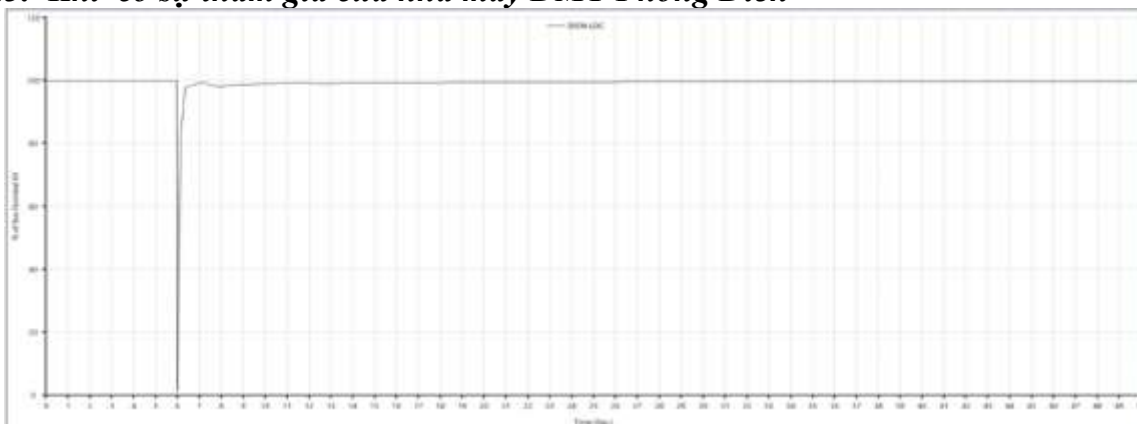
- Khi chưa có sự tham gia của nhà máy ĐMT Phong Điền.



Hình 3.14. Đáp ứng điện áp tại thanh cái Điện Lộ khi không có tham gia của NMTMT Phong Điền

Thông qua kết quả mô phỏng hình 3.14, khoảng thời gian từ 0s đến 6s, điện áp tại thanh cái Điện Lộ ổn định. Vào thời điểm 6s tương ứng với lúc sự cố xảy ra, điện áp đột ngột giảm hoàn toàn về mức 0%. Sau $t=150\text{ms}$ sự cố được loại trừ điện áp dần được hồi phục từ 72% đến 95% trong khoảng thời gian 0.12s rồi tăng gần bằng so với lúc chưa sự cố.

3.3.3. Khi có sự tham gia của nhà máy ĐMT Phong Điền



Hình 3.15. Đáp ứng điện áp tại thanh cái Điện Lộ khi có sự tham gia của NMTMT Phong Điền

Trường hợp khi kết nối nhà máy điện mặt trời Phong Điền thông qua kết quả mô phỏng hình 3.15. Trong khoảng thời gian từ 0s đến 6s, điện áp tại thanh cái Điền Lộc ổn định. Vào thời điểm 6s tương ứng với lúc sự cố xảy ra, điện áp đột ngột giảm sâu nhưng vẫn còn giữ được ở mức 1,4%. Sau $t=150\text{ms}$ sự cố được loại trừ điện áp dần được hồi phục từ 75% đến 95% trong khoảng thời gian 0.8s rồi tăng gần bằng so với lúc chưa sự cố.

Kết luận trường hợp 1:

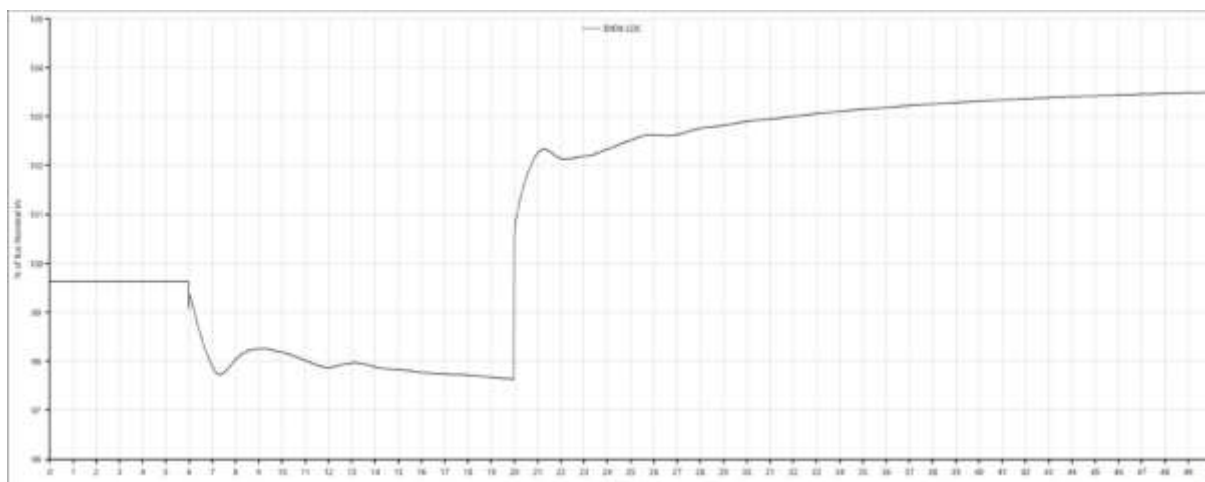
- Ở cả hai trường hợp, điện áp tại thanh cái Điền Lộc đều giảm mạnh đột ngột. Tuy nhiên, khi hệ thống có kết nối với nhà máy Phong Điền PV, điện áp vẫn giữ được ở mức 1,4%, trong khi ở trường hợp không có kết nối, điện áp sụt hoàn toàn về 0%. Sau khi sự cố được xử lý, lưới điện có kết nối với Phong Điền PV cho thấy khả năng phục hồi tốt hơn, với điện áp khôi phục nhanh chóng và đạt giá trị gần bằng mức ban đầu với thời gian hồi phục ngắn hơn. Điều này cho thấy vai trò tích cực của nhà máy ĐMT Phong Điền trong việc hỗ trợ duy trì ổn định điện áp và nâng cao khả năng phục hồi của hệ thống khi xảy ra sự cố.

3.3.4. Trường hợp 2: Sự cố mất công suất phát tại Nhà máy điện mặt trời Phong Điền.

- Đối với các nhà máy điện mặt trời, hiện tượng mây che phủ hoàn toàn là một trong những điều kiện thời tiết bất lợi có thể gây suy giảm nghiêm trọng hoặc làm gián đoạn hoàn toàn công suất phát điện. Trong số các tình huống sự cố, kịch bản nghiêm trọng nhất được xem xét là trường hợp nhà máy điện mặt trời Phong Điền bị mất toàn bộ công suất phát. Kịch bản này được xây dựng nhằm đánh giá mức độ ảnh hưởng và khả năng ứng phó của hệ thống điện khi xảy ra sự cố đột ngột do điều kiện tự nhiên, và sẽ được mô tả chi tiết trong bảng sau.

Bảng 3.7: Kịch bản sự cố khi mất toàn bộ công suất phát NMDMT Phong Điền

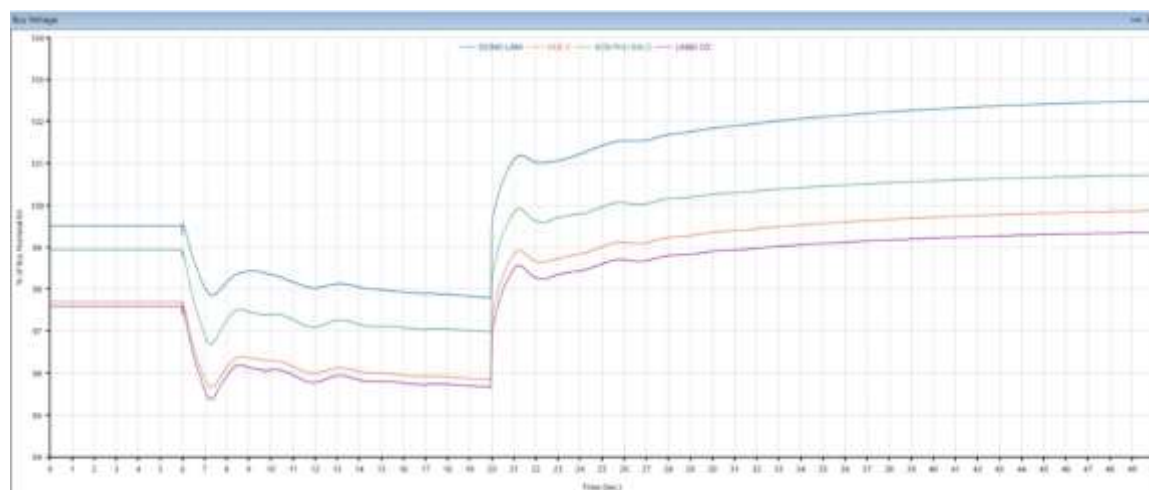
Thời điểm (s)	Kịch bản
0÷6	Nhà máy hoạt động bình thường với công suất phát định mức
6	Nhà máy mất toàn bộ công suất
6÷20	Thời gian quá độ khi nhà máy mất toàn bộ công suất phát
20	Nhà máy khôi phục công suất phát



Hình 3.16. Dao động điện áp tại thanh cái Điện Lộc khi mất công suất
NMDMT Phong Điền

Từ kết quả mô phỏng hình 3.16, ta nhận thấy rằng khi nhà máy ĐMT Phong Điền đột ngột mất công suất thì điện áp tại thanh cái Điện Lộc bị sụt giảm, tuy nhiên giá trị sụt giảm không nhiều nằm trong phạm vi cho phép. Bên cạnh đó sau 20s khi khôi phục công suất nhà máy ĐMT Phong Điền thì điện áp tăng vọt lên nhưng vẫn nằm trong giới hạn cho phép.

Để kiểm tra thêm, các thanh cái ở khu vực lân cận (Đồng Lâm, Huế) và các khu vực cách xa nhà máy (KCN Phú bài 2, Lăng Cô) được khảo sát.



Hình 3.17. Dao động điện áp tại các nút lân cận khi mất công suất
NMDMT Phong Điền

Qua hình 3.17, ta thấy khi nhà máy ĐMT Phong Điền mất kết nối thì điện áp các nút lân cận vẫn bị sụt giảm và tăng vọt lên khi có sự kết nối lại của nhà máy nhưng vẫn đảm bảo điện áp nằm trong giới hạn cho phép. Như vậy đối với sự cố mất công suất đột

ngột nhà máy ĐMT Phong Điền, sự dao động điện áp tại thanh cái Điền Lộ và các khu vực lân cận dao động trong phạm vi cho phép. Do đó sự cố mất công suất đột ngột nhà máy ĐMT Phong Điền hoàn toàn không ảnh hưởng tới vận hành lưới điện 110kV Thành phố Huế.

3.4. Kết luận chương 3

Trong Chương 3, chúng em đã tiến hành phân tích tác động của Nhà máy điện mặt trời Phong Điền đối với lưới điện 110kV thành phố Huế trong điều kiện vận hành bình thường và sự cố bằng phần mềm ETAP.

Ở chế độ vận hành bình thường, chúng tôi đã thực hiện mô phỏng trào lưu công suất lưới điện 110kV tỉnh thành phố Huế, xét trong các trường hợp trước và sau khi tích hợp Nhà máy điện mặt trời Phong Điền. Các tình huống được đánh giá tương ứng với mức phụ tải bằng 25%, 50%, 75% và 100% công suất định mức của các trạm biến áp 110kV trong khu vực. Kết quả mô phỏng cho thấy, nhìn chung, lưới điện 110kV tại thành phố Huế vẫn phụ thuộc vào hệ thống điện quốc gia vào lúc cao điểm nhưng khi có sự tham gia của nhà máy điện mặt trời Phong Điền hoàn toàn đủ khả năng đáp ứng cho phụ tải nội bộ và cung cấp lượng công suất dư cho hệ thống điện quốc gia. Công suất phát từ nhà máy điện mặt trời Phong Điền chiếm tỷ trọng nhỏ so với tổng công suất toàn lưới, do đó chỉ góp phần cải thiện ở mức độ nhất định điện áp tại một số nút lân cận.

Ở chế độ vận hành sự cố, khi xảy ra tình huống mất công suất từ Nhà máy điện mặt trời Phong Điền, các thông số vận hành như điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép, cho thấy ảnh hưởng đến lưới là không đáng kể.

Như vậy việc đưa nhà máy điện mặt trời Phong Điền vào vận hành phần nào giải quyết được việc thiếu hụt công suất của lưới điện 110kV thành phố Huế khi phát triển năng lượng tái tạo là xu thế hiện nay.

Chương 4: PHÂN TÍCH ẢNH HƯỞNG CỦA CỤM NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ HƯỚNG LINH 1-2 ĐẾN LƯỚI 110KV TỈNH QUẢNG TRỊ

4.1. Mở đầu

- Việc nối lưới năng lượng tái tạo sẽ gây một số ảnh hưởng đến chế độ vận hành của lưới điện. Ngoài các vấn đề thay đổi trào lưu công suất, các quá trình quá độ, sóng hài... cũng tác động ảnh hưởng đến lưới điện địa phương.

- Chế độ vận hành bình thường:

+ Trường hợp 1: Trào lưu công suất khi không có sự kết nối của cụm ĐG Hướng Linh 1-2 ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25%

+ Trường hợp 2: Trào lưu công suất khi có sự kết nối của cụm ĐG Hướng Linh 1-2 ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25%

+ Chế độ vận hành sự cố

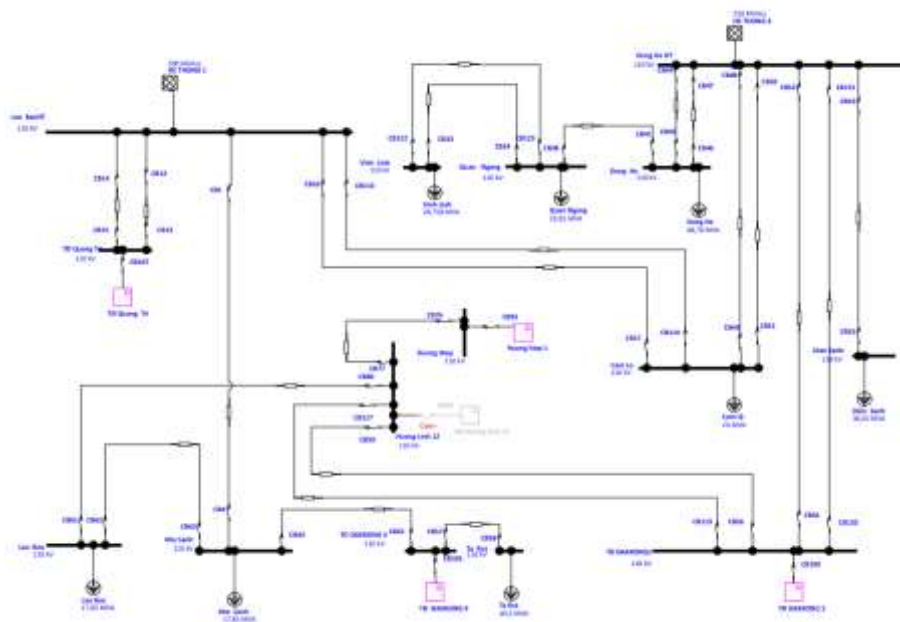
+ Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch thanh cái 22kV cụm ĐG Hướng Linh 1-2

+ Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch đường dây 110kV Lao Bảo – Hướng Linh 1,2

+ Trường hợp 3: Xét trường hợp ngừng đột ngột toàn bộ cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1,2

4.2. Chế độ vận hành bình thường

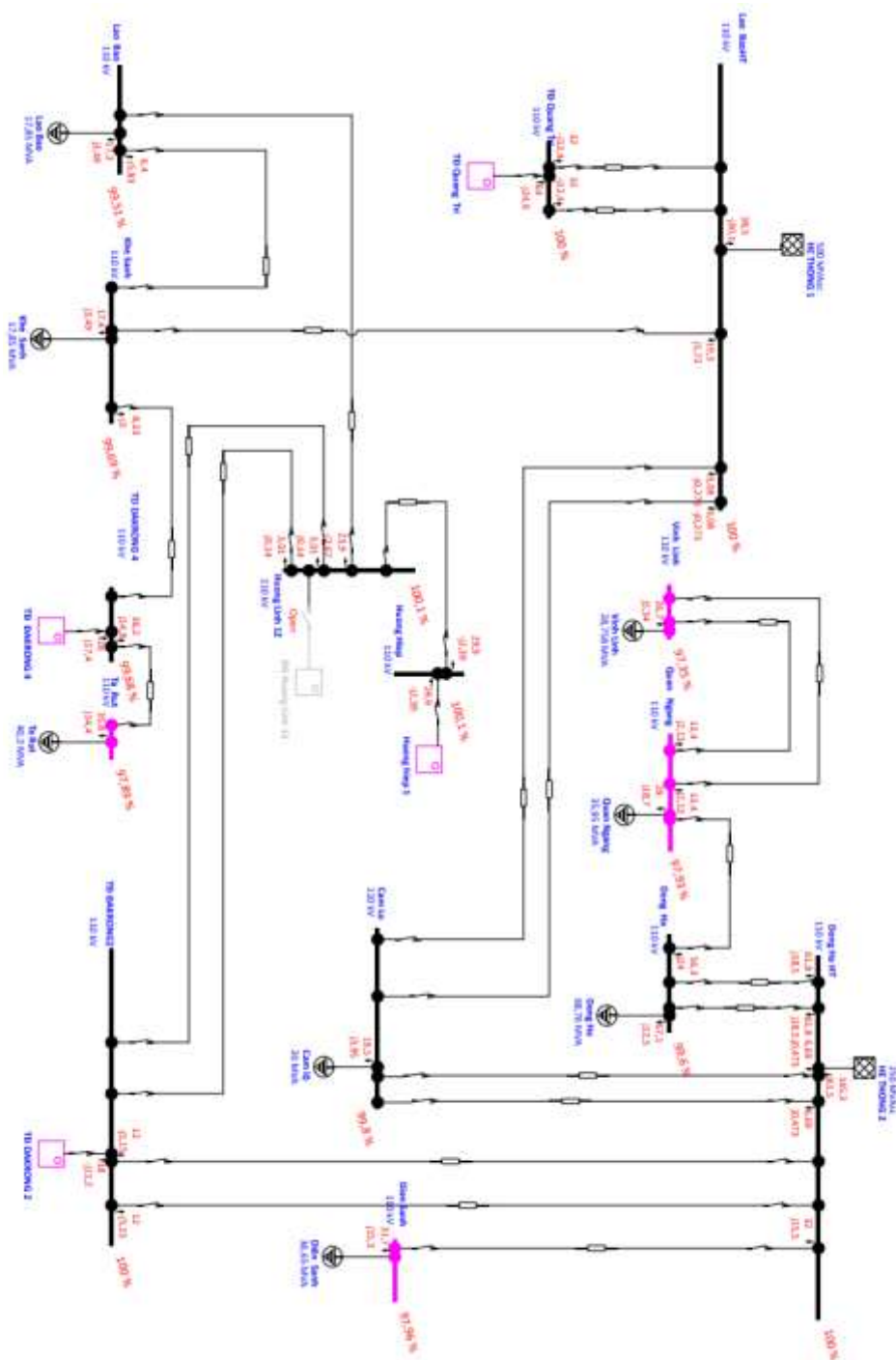
4.2.1. Trường hợp 1: Trào lưu công suất khi không có sự kết nối của cụm ĐG Hướng Linh 1-2 ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25%



Hình 4.1. Mô hình hóa lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị khi không có sự kết nối nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2

- Từ sơ đồ mô phỏng trên, ta tiến hành chạy mô phỏng trào lưu công suất khi không có sự kết nối của cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 ở các mức tải 100%, 75%, 50%, 25% trong trường bốn trường hợp này. Ở đây chúng em xin đưa ra 2 trường hợp điển hình là khi phụ tải 100% và khi phụ tải 50%, hai trường hợp còn lại xin xem ở phần phụ lục 5 và 6.

4.2.1.1. Trường hợp mức tải 100%.



Hình 4.3. Trào lưu công suất ở tải 100% khi chưa kết nối cụm NMDG Hướng Linh 1-2

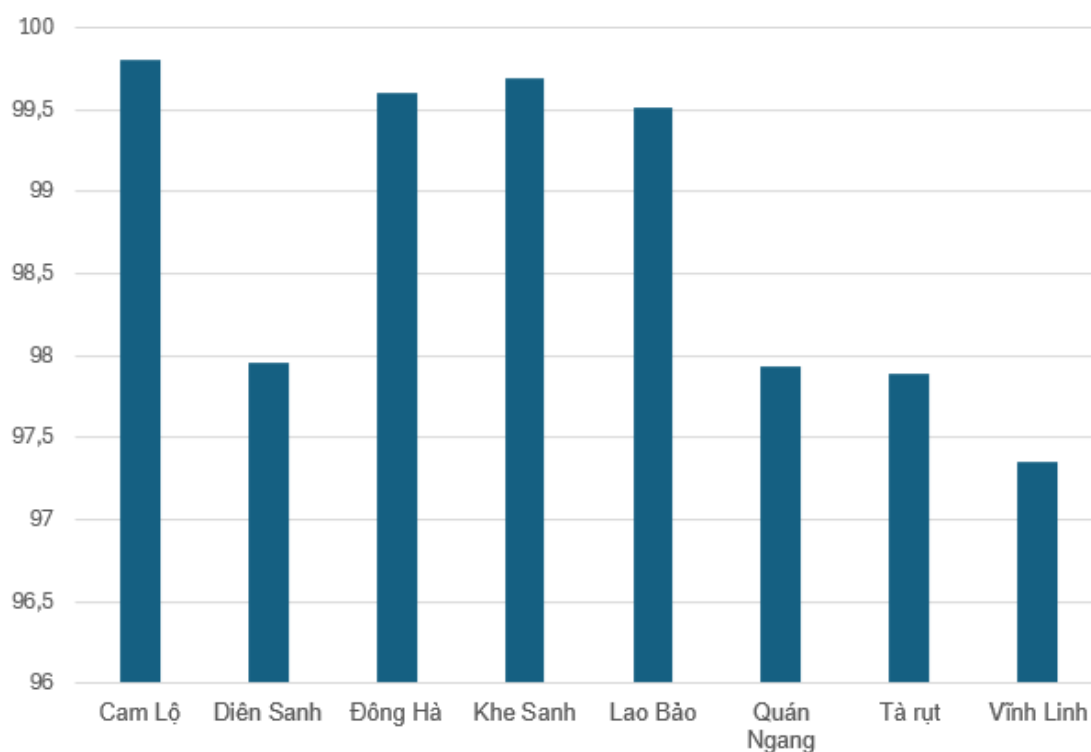
Ở mức phụ tải 100% khi cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2, dữ liệu từ hình 4.3, 4.4 và 4.5 cho thấy, khi không có nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 hoạt động lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị nhận từ hệ thống truyền tải 106,8MW vào lúc cao điểm. Trong thời gian phụ tải đạt đỉnh, lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị được cấp điện từ hệ thống điện quốc gia thông qua trạm biến áp 220kV Lao Bảo và Đông Hà với mức công suất đạt 106,8MW và 91,6MVar. Điều này cho thấy các nguồn phát nội bộ tại Quảng Trị hiện chưa đủ khả năng đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện năng trong khu vực. Do đó, lưới 110kV Quảng Trị vẫn phải phụ thuộc vào nguồn cấp từ lưới điện quốc gia để duy trì khả năng vận hành ổn định và liên tục.

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus49	22.000	100.000	6.6	30.000	0.420	0.000	0.000	Huong Hiep	30.000	0.420	787.4	100.0	
Cam Lo	110.000	99.802	-0.2	0.000	0.000	19.525	3.955	Dong Ha HT	-6.685	-1.019	35.6	98.9	
								Dong Ha HT	-6.685	-1.019	35.6	98.9	
								Lao BaoHT	-3.077	-0.958	16.9	95.5	
								Lao BaoHT	-3.078	-0.958	17.0	95.5	
Dien Sanh	110.000	97.963	-1.1	0.000	0.000	31.665	15.311	Dong Ha HT	-31.665	-15.311	188.4	90.0	
Dong Ha	110.000	99.603	-0.3	0.000	0.000	67.068	12.457	Quan Ngang	56.337	23.992	322.7	92.0	
								Dong Ha HT	-61.703	-18.225	339.0	95.9	
								Dong Ha HT	-61.703	-18.225	339.0	95.9	
* Dong Ha HT	110.000	100.000	0.0	145.278	61.519	0.000	0.000	Cam Lo	6.695	0.473	35.2	99.8	
								Cam Lo	6.695	0.473	35.2	99.8	
								Dong Ha	61.844	18.547	338.9	95.8	
								Dong Ha	61.844	18.547	338.9	95.8	
								TD ĐAKRONG2	-11.913	3.966	65.9	-94.9	
								TD ĐAKRONG2	-11.913	3.966	65.9	-94.9	
								Dien Sanh	32.025	15.547	186.8	90.0	
Huong Hiep	110.000	100.100	1.3	0.000	0.000	0.000	0.000	Huong Linh 12	29.938	-2.392	157.5	-99.7	
								Bus49	-29.938	2.392	157.5	-99.7	
Huong Linh 12	110.000	100.074	1.2	0.000	0.000	0.000	0.000	TD ĐAKRONG2	3.007	0.140	15.8	99.9	
								TD ĐAKRONG2	3.007	0.140	15.8	99.9	
								Huong Hiep	-29.927	2.389	157.5	-99.7	
								Lao Bao	23.912	-2.669	126.2	-99.4	
Khe Sanh	110.000	99.694	-0.2	0.000	0.000	17.394	3.489	TD ĐAKRONG 4	8.225	-2.997	46.1	-94.0	
								Lao Bao	-6.387	5.355	43.9	-76.6	
								Lao BaoHT	-19.233	-5.846	105.8	95.7	
Lao Bao	110.000	99.507	0.0	0.000	0.000	17.327	3.485	Huong Linh 12	-23.725	2.340	125.7	-99.5	
								Khe Sanh	6.397	-5.825	45.6	-73.9	
* Lao BaoHT	110.000	100.000	0.0	-38.535	30.056	0.000	0.000	TD Quang Tri	-31.984	12.443	180.1	-93.2	
								Cam Lo	3.082	-0.273	16.2	-99.6	
								Khe Sanh	19.269	5.716	105.5	95.9	
								TD Quang Tri	-31.984	12.443	180.1	-93.2	

Bus	Voltage			Generation		Load		Load Flow				XFMR	
	ID	kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Quan Ngang	110.000	97.928	-1.3	0.000	0.000	28.963	18.701	Cam Lo	3.083	-0.273	16.2	-99.6	
								Dong Ha	-55.799	-22.954	323.4	92.5	
								Vinh Linh	13.418	2.127	72.8	98.8	
Ta Rut	110.000	97.894	-1.6	0.000	0.000	35.841	14.384	Vinh Linh	13.418	2.127	72.8	98.8	
								TD DAKRONG 4	-35.841	-14.384	207.1	92.8	
TD DAKRONG 4	110.000	99.676	-0.5	28.000	17.353	0.000	0.000	Khe Sanh	-8.212	2.600	45.4	-95.3	
* TD Quang Tri	110.000	100.000	0.1	64.000	-24.872	0.000	0.000	Ta Rut	36.212	14.753	205.9	92.6	
								Lao BaoHT	32.000	-12.436	180.2	-93.2	
TD DAKRONG2	110.000	100.014	1.2	18.000	-11.155	0.000	0.000	Lao BaoHT	32.000	-12.436	180.2	-93.2	
								Huong Linh 12	-3.006	-0.429	15.9	99.0	
								Huong Linh 12	-3.006	-0.429	15.9	99.0	
								Dong Ha HT	12.006	-5.149	68.6	-91.9	
Vinh Linh	110.000	97.348	-1.9	0.000	0.000	26.724	5.345	Dong Ha HT	12.006	-5.149	68.6	-91.9	
								Quan Ngang	-13.362	-2.672	73.5	98.1	
								Quan Ngang	-13.362	-2.672	73.5	98.1	

Hình 4.4. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất khi phụ tải 100% khi chưa kết nối với cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2



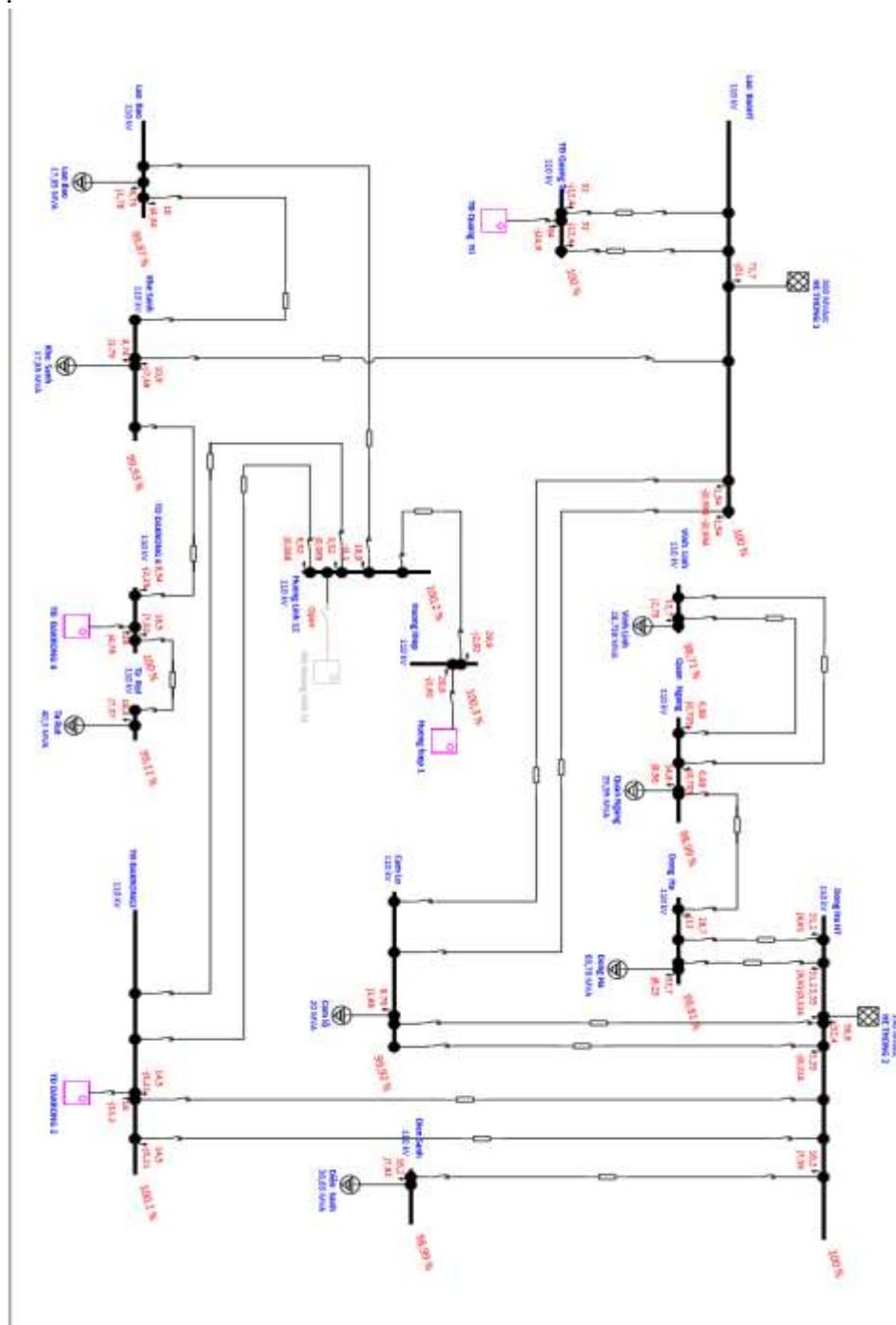
Hình 4.5. Đồ thị điện áp khi phụ tải 100% khi chưa kết nối với cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2

- Nhận xét:
 - Trong trường hợp khi phụ tải 100% điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép -5% và +10%.

- Ta thấy điện áp tại các nút gần nguồn ổn định hơn so với xa nguồn. Vĩnh Linh xa nguồn nhất nên có điện áp thấp nhất 97,35%U_{dm}.

4.2.1.2. Trường hợp tải 50%.

❖ Sau khi ta mô phỏng bài toán trào lưu công suất khi chưa có sự kết nối của cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 ở các mức tải 100%, ta tiến hành mô phỏng trường hợp khi phụ tải 50%.



Hình 4.6. Trào lưu công suất ở tải 50% khi không có kết nối cụm NMDG Hướng Linh 1-2

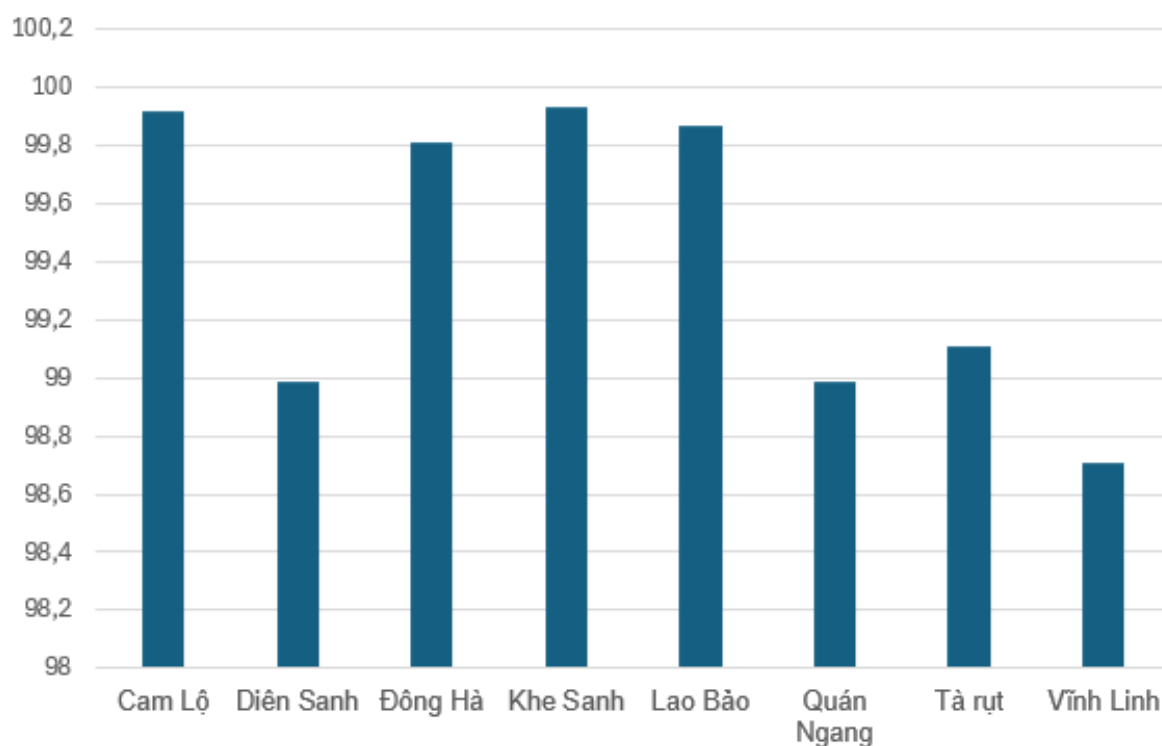
Sau khi ta mô phỏng bài toán trào lưu công suất khi không có sự kết nối của ĐMT Phong Điền ở các mức tải 50% ta có kết quả ở hình 4.6, 4.7 và 4.8 ta có thể thấy. Trong trường hợp phụ tải 50% hệ thống điện quốc gia nhận từ lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị một lượng công suất 15,1MW. Điều này cho thấy khi phụ tải 50% các nguồn phát tại tỉnh Quảng Trị nối lưới điện 110kV không chỉ đáp ứng đủ cho phụ tải địa phương mà còn cung cấp một lượng công suất nhất định cho hệ thống điện quốc gia.

LOAD FLOW REPORT

Bus	Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR			
	ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus49		22.000	100.000	6.9	30.000	-0.112	0.000	0.000	Huong Hiep	30.000	-0.112	787.3	100.0	
Cam Lo		110.000	99.920	-0.1	0.000	0.000	9.785	1.982	Dong Ha HT	-3.350	-0.343	17.7	99.5	
									Dong Ha HT	-3.350	-0.343	17.7	99.5	
									Lao BaoHT	-1.542	-0.648	8.8	92.2	
									Lao BaoHT	-1.543	-0.648	8.8	92.2	
Dien Sanh		110.000	98.988	-0.6	0.000	0.000	16.165	7.817	Dong Ha HT	-16.165	-7.817	95.2	90.0	
Dong Ha		110.000	99.807	-0.2	0.000	0.000	33.671	6.254	Quan Ngang	28.702	10.958	161.6	93.4	
									Dong Ha HT	-31.187	-8.606	170.1	96.4	
									Dong Ha HT	-31.187	-8.606	170.1	96.4	
* Dong Ha HT		110.000	100.000	0.0	56.630	32.370	0.000	0.000	Cam Lo	3.353	-0.224	17.6	-99.8	
									Cam Lo	3.353	-0.224	17.6	-99.8	
									Dong Ha	31.222	8.612	170.0	96.4	
									Dong Ha	31.222	8.612	170.0	96.4	
									TĐ ĐAKRONG2	-14.388	4.120	78.6	-96.1	
									TĐ ĐAKRONG2	-14.388	4.120	78.6	-96.1	
									Dien Sanh	16.257	7.353	93.6	91.1	
Huong Hiep		110.000	100.266	1.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Huong Linh 12	29.938	-2.924	157.5	-99.5	
									Bus49	-29.938	2.924	157.5	-99.5	
Huong Linh 12		110.000	100.242	1.5	0.000	0.000	0.000	0.000	TĐ ĐAKRONG2	5.525	0.088	28.9	100.0	
									TĐ ĐAKRONG2	5.525	0.088	28.9	100.0	
									Huong Hiep	-29.927	2.920	157.4	-99.5	
									Lao Bao	18.878	-3.095	100.2	-98.7	
Khe Sanh		110.000	99.926	0.2	0.000	0.000	8.738	1.753	TĐ ĐAKRONG 4	-9.520	1.854	50.9	-98.2	
									Lao Bao	-10.017	3.887	56.4	-93.2	
									Lao BaoHT	10.799	-7.494	69.0	-82.2	
Lao Bao		110.000	99.867	0.5	0.000	0.000	8.726	1.755	Huong Linh 12	-18.760	2.583	99.5	-99.1	
									Khe Sanh	10.034	-4.338	57.5	-91.8	
* Lao BaoHT		110.000	100.000	0.0	-71.665	31.007	0.000	0.000	TĐ Quang Tri	-31.984	12.443	180.1	-93.2	
									Cam Lo	1.543	-0.594	8.7	-93.3	
									Khe Sanh	-10.784	7.309	68.4	-82.8	
									TĐ Quang Tri	-31.984	12.443	180.1	-93.2	

Bus	Voltage			Generation		Load		Load Flow				XFMR		
	ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
									Cam Lo	1.544	-0.594	8.7	-93.3	
Quan Ngang	110.000	98.994	-0.7	0.000	0.000	14.798	9.555	Dong Ha	-28.567	-10.962	162.2	93.4		
								Vinh Linh	6.884	0.703	36.7	99.5		
								Vinh Linh	6.884	0.703	36.7	99.5		
Ta Rut	110.000	99.111	-0.1	0.000	0.000	18.369	7.372	TD DAKRONG 4	-18.369	-7.372	104.8	92.8		
* TD DAKRONG 4	110.000	100.000	0.4	28.000	4.776	0.000	0.000	Khe Sanh	9.536	-2.246	51.4	-97.3		
								Ta Rut	18.464	7.021	103.7	93.5		
* TD Quang Tri	110.000	100.000	0.1	64.000	-24.872	0.000	0.000	Lao BaoHT	32.000	-12.436	180.2	-93.2		
								Lao BaoHT	32.000	-12.436	180.2	-93.2		
TD DAKRONG2	110.000	100.140	1.4	18.000	-11.155	0.000	0.000	Huong Linh 12	-5.519	-0.370	29.0	99.8		
								Huong Linh 12	-5.519	-0.370	29.0	99.8		
								Dong Ha HT	14.519	-5.207	80.8	-94.1		
								Dong Ha HT	14.519	-5.207	80.8	-94.1		
Vinh Linh	110.000	98.715	-1.0	0.000	0.000	13.740	2.748	Quan Ngang	-6.870	-1.374	37.3	98.1		
								Quan Ngang	-6.870	-1.374	37.3	98.1		

Hình 4.7. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất khi phụ tải 50% khi chưa kết nối với cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2



Hình 4.8. Đồ thị điện áp khi phụ tải 50% khi chưa kết nối với cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2

- Nhận xét:
 - Trong trường hợp khi phụ tải 50% điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép -5% và +10%.

- Ta thấy điện áp tại các nút gần nguồn ổn định hơn so với xa nguồn. Vĩnh Linh xa nguồn nhất nên có điện áp thấp nhất 98,71%U_{đm}.

4.2.1.3. Nhận xét trường hợp 1.

❖ Công suất lưới 110kV nhận từ hệ thống và điện áp tại các nút khi chưa có kết nối của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1-2 được thể hiện qua bảng 4.3 và bảng 4.4:

Bảng 4.3: Công suất lưới 110kV nhận từ hệ thống khi chưa có kết nối của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2

Mức mang tải	100%	75%	50%	25%
Hệ thống 1	-38,5+j30,1	-54,9+j28,2	-71,7+j31	-88,4+j34
Hệ thống 2	145,3+j61,5	101,2+j46,6	56,6+j32,4	11,6+j18,3
Tổng	106,8+j91,6	46,3+j74,8	-15,1+j63,4	-76,8+j52,3

→ Qua số liệu ở bảng 4.3 ta có thể nhận thấy, trong trường hợp vận hành bình thường khi lưới 110kV tỉnh Quảng Trị chưa kết nối với cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2. Thông qua trạm biến áp 220kV Lao Bảo và Đông Hà hệ thống điện quốc gia phải cung cấp cho lưới 110kV tỉnh Quảng Trị một lượng công suất lớn vào lúc cao điểm.. Điều này cho thấy các nguồn phát địa phương nối với lưới 110kV vẫn chưa cung cấp đủ lượng công suất mà phụ tải cần thiết vào lúc cao điểm. Do vậy lưới điện này chưa đủ khả năng đáp ứng nhu cầu phụ tải địa phương lúc cao điểm mà còn nhận sự hỗ trợ từ lưới điện Quốc gia.

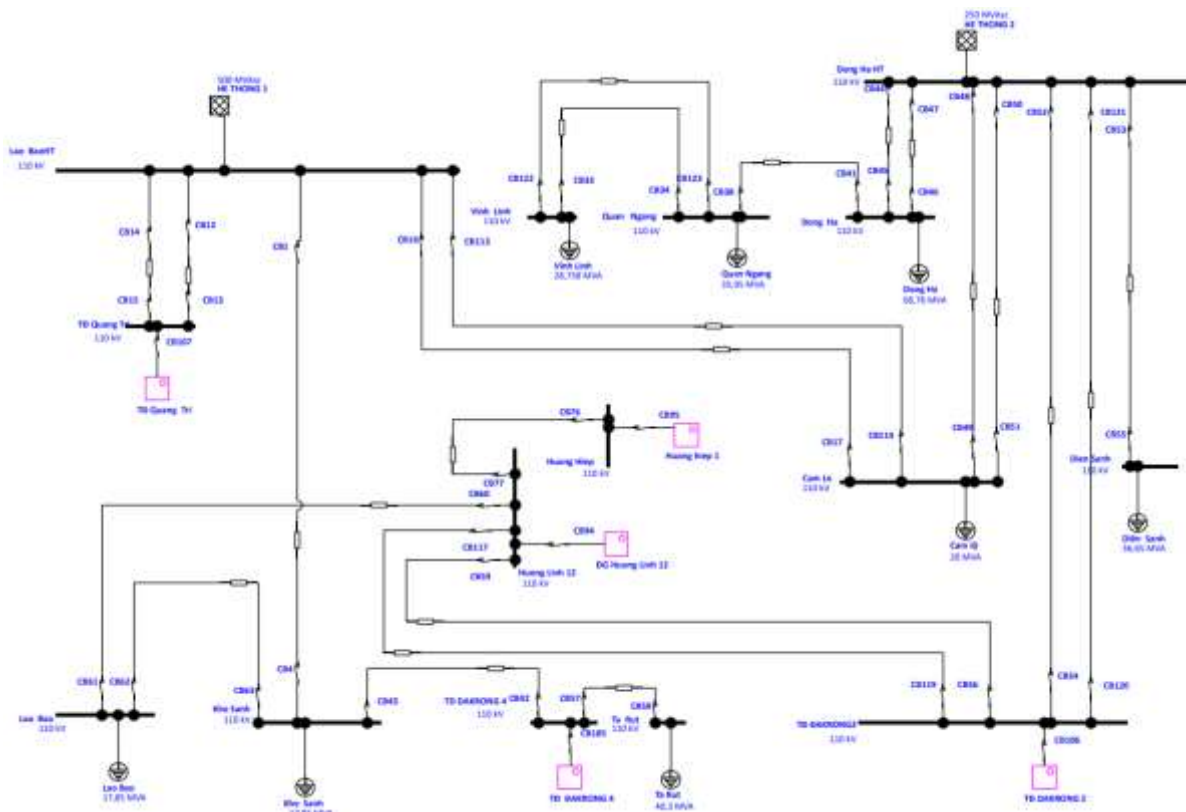
Bảng 4.4: Điện áp tại các nút khi chưa có kết nối của cụm NMDG Hướng Linh 1-2

Tên nút	U _{đm} (kV)	Điện áp thực ở các mức tải			
		PT 100%	PT 75%	PT 50%	PT 25%
Cam Lộ	110	99,8%	99,86%	99,92%	99,98%
Diên Sanh	110	97,96%	98,47%	98,99%	99,51%
Đông Hà	110	99,6%	99,7%	99,81%	99,91%
Khe Sanh	110	99,69%	99,86%	99,93%	99,99%
Lao Bảo	110	99,51%	99,73%	99,87%	100%
Quán Ngang	110	97,93%	98,46%	98,99%	99,53%
Tà rụt	110	97,89%	98,66%	99,11%	99,56%
Vĩnh Linh	110	97,35%	98,03%	98,71%	99,4%

→ Qua bảng số liệu ở bảng 4.4 ta có thể nhận thấy, trong trường hợp vận hành bình thường khi lưới 110kV tỉnh Quảng Trị chưa kết nối với cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1,2 điện áp tại các nút đều nằm trong mức cho phép -5% và +10%. Điện áp cao nhất đạt 100% tại nút Lao Bảo ở mức phụ tải 25% và thấp nhất 97,35% tại thanh cái Vĩnh Linh ở mức phụ tải 100%. Nhìn chung điện áp tại các nút gần nguồn ổn định hơn so với xa nguồn.

4.2.2. Trường hợp 2: Trào lưu công suất lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị khi có sự kết của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1-2

- Cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 kết nối vào lưới 110kV.
- Các nhà máy điện khác kết nối vào lưới 110kV tỉnh Quảng Trị đang vận hành với công suất định mức.
- Các phụ tải tại các trạm 110kV lấy các mức phụ tải 100%, 75%, 50%, 25%.
- Dưới đây là mô hình hóa lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị khi có sự tham gia của cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2.



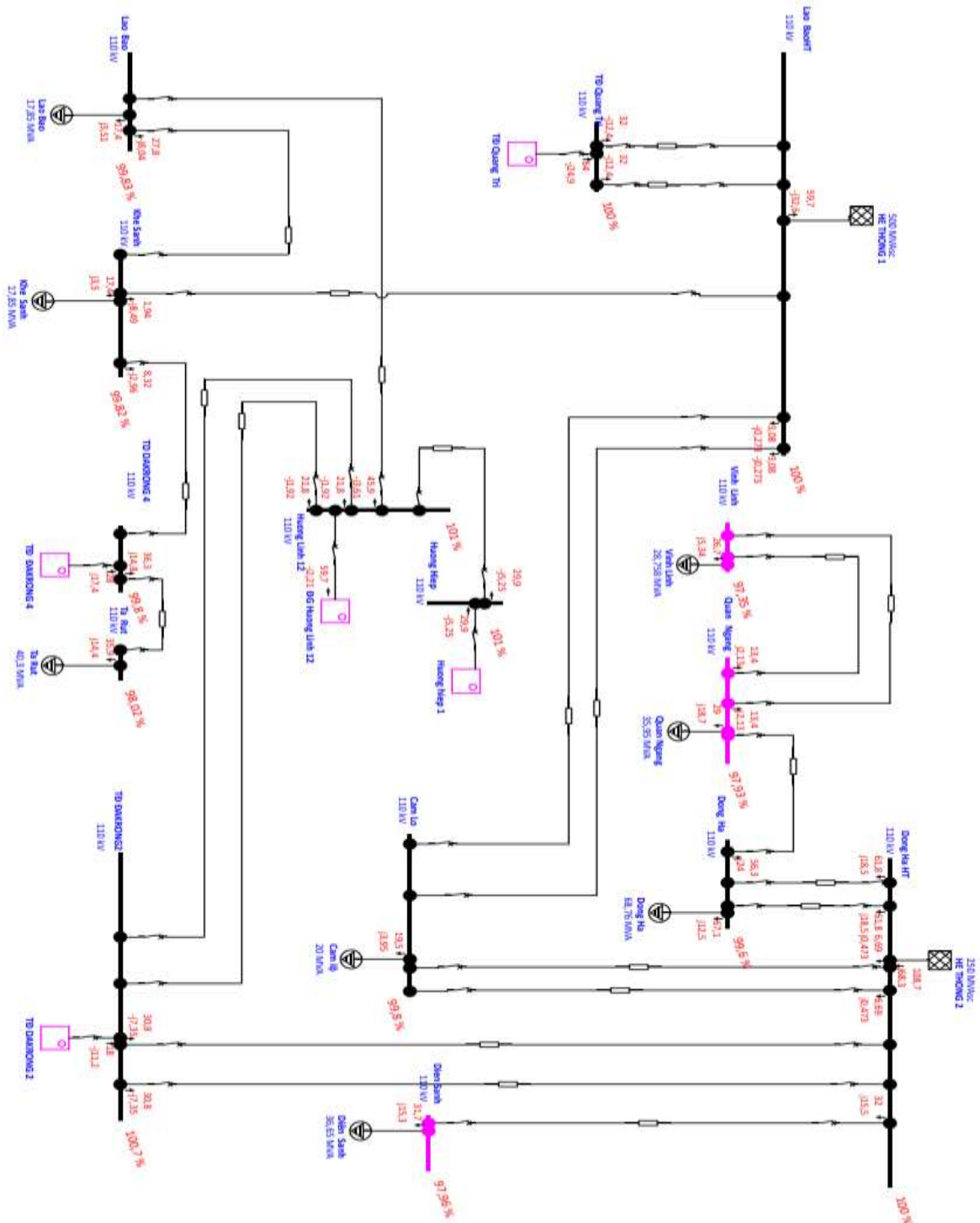
Hình 4.9. Mô hình hóa lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị khi có sự kết nối NMDG Hướng Linh 1-2

- Từ sơ đồ mô phỏng trên, ta tiến hành chạy mô phỏng trào lưu công suất khi không có sự kết nối của cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 ở các mức tải 100%, 75%,

50%, 25% trong trường bốn trường hợp này. Ở đây chúng em xin đưa ra 2 trường hợp điển hình là khi phụ tải 100% và khi phụ tải 50%, hai trường hợp còn lại xin xem ở phần phụ lục 7 và 8.

4.2.2.1. Trường hợp tải 100%.

- ❖ Trào lưu công suất ở tải 100% khi có kết nối cụm nhà máy ĐG Hương Linh 1-2



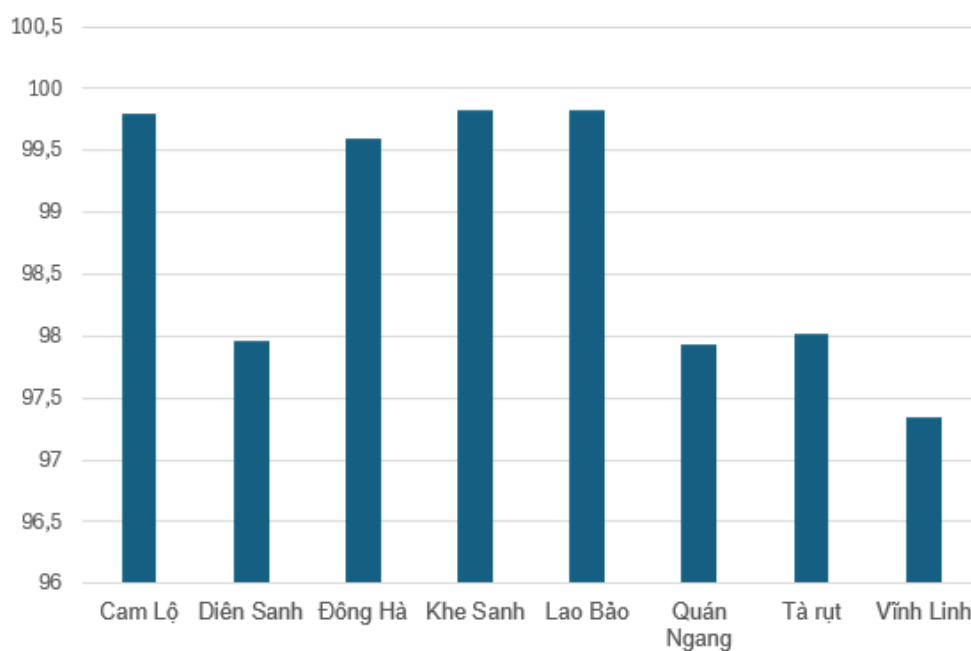
Hình 4.10. Trào lưu công suất ở tải 100% khi có kết nối cụm NMDG Hương Linh 1-2

- Khi cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 hòa lưới, dòng trao đổi công suất trong khu vực có sự thay đổi rõ rệt. Dữ liệu từ hình 4.10, 4.11 và 4.12 cho thấy, khi nhà máy đi vào hoạt động, một phần công suất tác dụng cấp cho lưới điện địa phương sẽ được chia sẻ bởi cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2, với công suất phát có thể đạt khoảng 60 MW. Lúc đó lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị sẽ giảm nhu cầu phụ thuộc công suất lên hệ thống điện quốc gia khi đó lưới chỉ cần nhận về 49MW thay vì 106,8MW lúc chưa đưa vào vận hành. Đồng thời, công suất phản kháng lấy từ hệ thống điện tăng đáng kể, từ 91,6 MVar lên 100,9MVar, tương ứng mức tăng 9,3 MVar.

Bus	Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR		
	ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Cam Lo	110.000	99.802	-0.2	0.000	0.000	19.525	3.955	Dong Ha HT	-6.685	-1.019	35.6	98.9	
								Dong Ha HT	-6.685	-1.019	35.6	98.9	
								Lao BaoHT	-3.077	-0.958	16.9	95.5	
								Lao BaoHT	-3.078	-0.958	17.0	95.5	
Dien Sanh	110.000	97.963	-1.1	0.000	0.000	31.665	15.311	Dong Ha HT	-31.665	-15.311	188.4	90.0	
Dong Ha	110.000	99.603	-0.3	0.000	0.000	67.068	12.457	Quan Ngang	56.337	23.992	322.7	92.0	
								Dong Ha HT	-61.703	-18.225	339.0	95.9	
								Dong Ha HT	-61.703	-18.225	339.0	95.9	
* Dong Ha HT	110.000	100.000	0.0	108.708	68.290	0.000	0.000	Cam Lo	6.695	0.473	35.2	99.8	
								Cam Lo	6.695	0.473	35.2	99.8	
								Dong Ha	61.844	18.547	338.9	95.8	
								Dong Ha	61.844	18.547	338.9	95.8	
								TD ĐAKRONG2	-30.198	7.352	163.1	-97.2	
								TD ĐAKRONG2	-30.198	7.352	163.1	-97.2	
								Dien Sanh	32.025	15.547	186.8	90.0	
Huong Hiep	110.000	100.985	3.2	0.000	0.000	0.000	0.000	Huong Linh 12	29.937	-5.250	158.0	-98.5	
								Bus49	-29.937	5.250	158.0	-98.5	
Huong Linh 12	110.000	100.969	3.2	0.000	0.000	0.000	0.000	TD ĐAKRONG2	21.834	-1.924	113.9	-99.6	
								TD ĐAKRONG2	21.834	-1.924	113.9	-99.6	
								Huong Hiep	-29.927	5.246	157.9	-98.5	
								Lao Bao	45.938	-3.612	239.5	-99.7	
								Huong Linh12 110	-59.678	2.215	310.4	-99.9	
Huong Linh12 110	110.000	100.969	3.2	0.000	0.000	0.000	0.000	Huong Linh 1	-29.839	1.107	155.2	-99.9	
								Huong Linh 2	-29.839	1.107	155.2	-99.9	
								Huong Linh 12	59.678	-2.215	310.4	-99.9	
Khe Sanh	110.000	99.824	0.1	0.000	0.000	17.440	3.498	TD ĐAKRONG 4	8.317	-2.960	46.4	-94.2	
								Lao Bao	-27.698	7.951	151.5	-96.1	
								Lao BaoHT	1.941	-8.489	45.8	-22.3	
Lao Bao	110.000	99.829	0.9	0.000	0.000	17.440	3.508	Huong Linh 12	-45.260	4.533	239.2	-99.5	
								Khe Sanh	27.820	-8.041	152.3	-96.1	
* Lao BaoHT	110.000	100.000	0.0	-59.738	32.622	0.000	0.000	TD Quang Tri	-31.984	12.443	180.1	-93.2	
								Cam Lo	3.082	-0.273	16.2	-99.6	

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Khe Sanh	-1.934	8.282	44.6	-22.7	
								TD Quang Tri	-31.984	12.443	180.1	-93.2	
								Cam Lo	3.083	-0.273	16.2	-99.6	
Quan Ngang	110.000	97.928	-1.3	0.000	0.000	28.963	18.701	Dong Ha	-55.799	-22.954	323.4	92.5	
								Vinh Linh	13.418	2.127	72.8	98.8	
								Vinh Linh	13.418	2.127	72.8	98.8	
Ta Rut	110.000	98.018	-1.3	0.000	0.000	35.932	14.421	TD ĐAKRONG 4	-35.932	-14.421	207.3	92.8	
TD ĐAKRONG 4	110.000	99.803	-0.2	28.000	17.353	0.000	0.000	Khe Sanh	-8.304	2.562	45.7	-95.6	
								Ta Rut	36.304	14.791	206.2	92.6	
* TD Quang Tri	110.000	100.000	0.1	64.000	-24.872	0.000	0.000	Lao BaoHT	32.000	-12.436	180.2	-93.2	
								Lao BaoHT	32.000	-12.436	180.2	-93.2	
TD ĐAKRONG2	110.000	100.656	2.8	18.000	-11.155	0.000	0.000	Huong Linh 12	-21.753	1.777	113.8	-99.7	
								Huong Linh 12	-21.753	1.777	113.8	-99.7	
								Dong Ha HT	30.753	-7.355	164.9	-97.3	
								Dong Ha HT	30.753	-7.355	164.9	-97.3	
Vinh Linh	110.000	97.348	-1.9	0.000	0.000	26.724	5.345	Quan Ngang	-13.362	-2.672	73.5	98.1	
								Quan Ngang	-13.362	-2.672	73.5	98.1	

Hình 4.11. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất khi phụ tải 100% khi kết nối với cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2

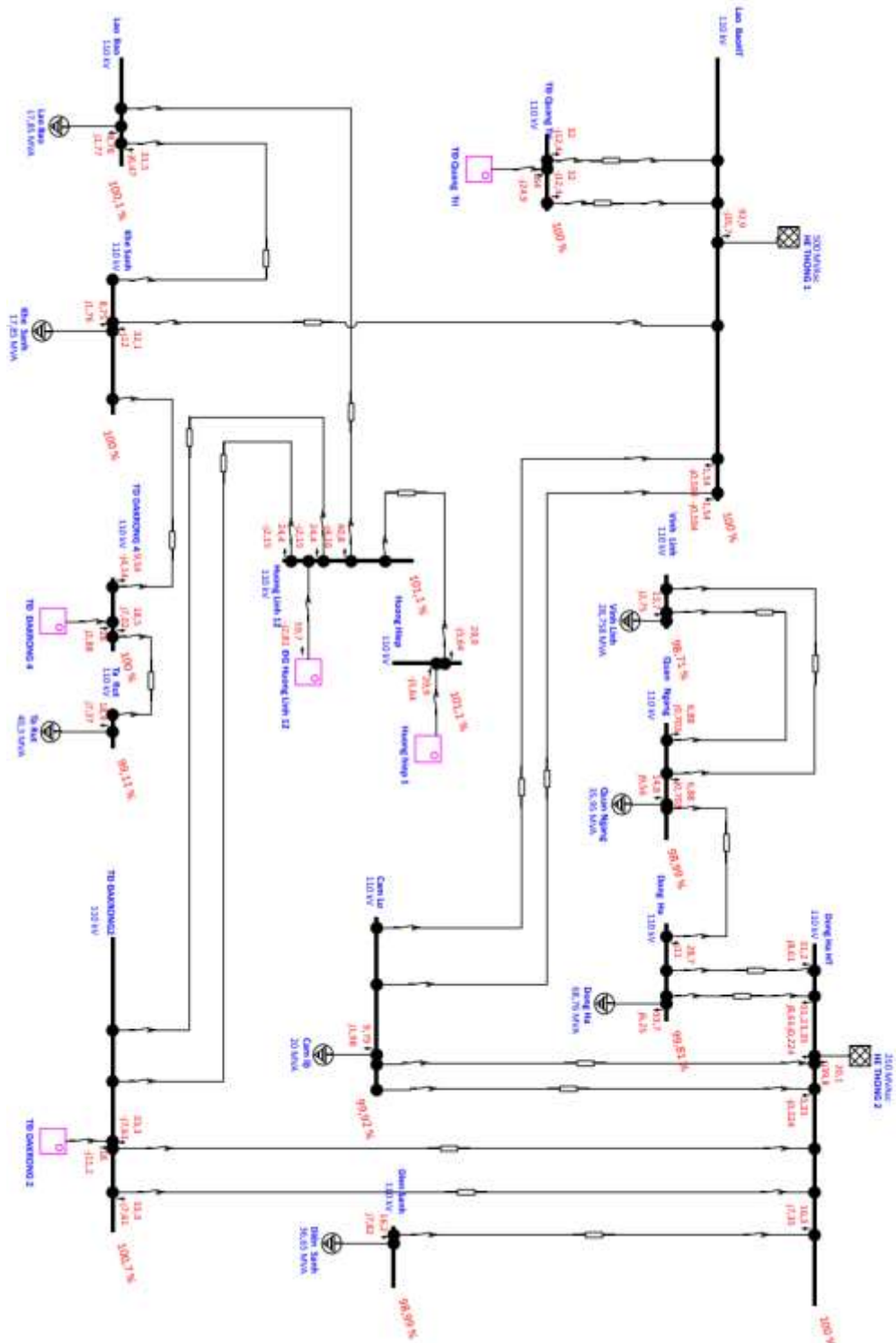


Hình 4.12. Đồ thị điện áp khi phụ tải 100% khi kết nối với cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2

- Nhận xét:
 - Trong trường hợp khi phụ tải 100% điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép -5% và +10%.
 - Ta thấy điện áp tại các nút gần nguồn ổn định hơn so với xa nguồn. Vĩnh Linh xa nguồn nhất nên có điện áp thấp nhất 97,35%Uđm.

4.2.2.2. Trường hợp tải 50%.

❖ Sau khi ta mô phỏng bài toán trào lưu công suất khi có sự kết nối của cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 ở các mức tải 100%, ta tiến hành mô phỏng trường hợp khi phụ tải 50%.



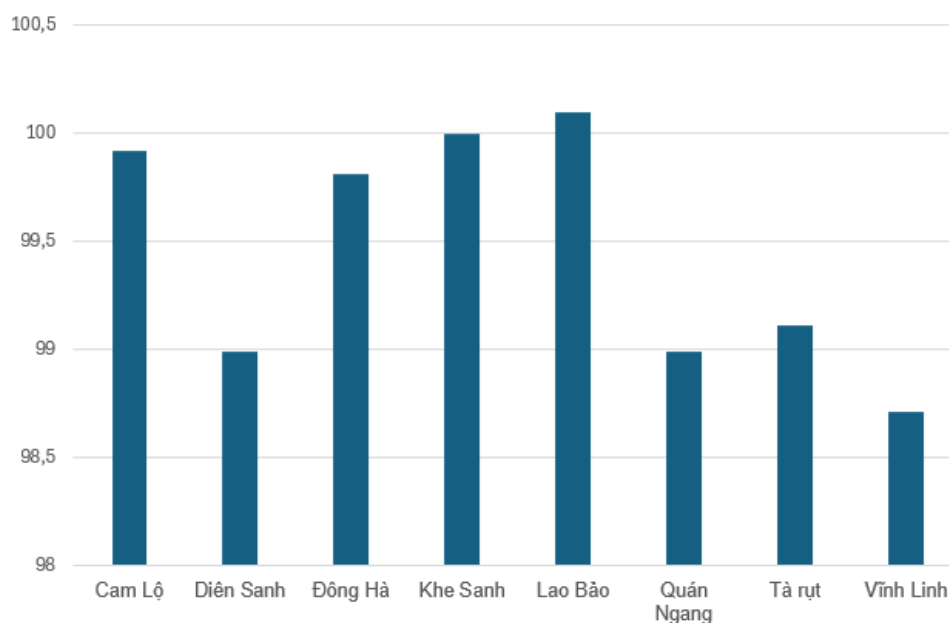
Hình 4.13: Trào lưu công suất ở tải 50% khi có kết nối cụm NMDG Hướng Linh 1-2

Ở mức phụ tải 50%, khi cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 hòa lưới, dữ liệu từ hình 4.13, 4.14 và 4.15 cho thấy, khi nhà máy đi vào hoạt động lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị phát lên hệ thống truyền tải 72,8MW do một phần công suất tác dụng còn lại sau khi cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 cung cấp cho các phụ tải địa phương, với công suất phát tối đa có thể đạt 60MW. Đồng thời công suất phản kháng lấy từ hệ thống cũng thay đổi đáng kể tăng 12,1MVar (63,4MVar so với 75,5Mvar).

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Cam Lo	110.000	99.920	-0.1	0.000	0.000	9.785	1.982	Dong Ha HT	-3.350	-0.343	17.7	99.5	
								Dong Ha HT	-3.350	-0.343	17.7	99.5	
								Lao BaoHT	-1.542	-0.648	8.8	92.2	
								Lao BaoHT	-1.543	-0.648	8.8	92.2	
Dien Sanh	110.000	98.988	-0.6	0.000	0.000	16.165	7.817	Dong Ha HT	-16.165	-7.817	95.2	90.0	
Dong Ha	110.000	99.807	-0.2	0.000	0.000	33.671	6.254	Quan Ngang	28.702	10.958	161.6	93.4	
								Dong Ha HT	-31.187	-8.606	170.1	96.4	
								Dong Ha HT	-31.187	-8.606	170.1	96.4	
* Dong Ha HT	110.000	100.000	0.0	20.134	39.818	0.000	0.000	Cam Lo	3.353	-0.224	17.6	-99.8	
								Cam Lo	3.353	-0.224	17.6	-99.8	
								Dong Ha	31.222	8.612	170.0	96.4	
								Dong Ha	31.222	8.612	170.0	96.4	
								TD DAKRONG2	-32.636	7.844	176.2	-97.2	
								TD DAKRONG2	-32.636	7.844	176.2	-97.2	
								Dien Sanh	16.257	7.353	93.6	91.1	
Huong Hiep	110.000	101.105	3.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Huong Linh 12	29.937	-5.641	158.1	-98.3	
								Bus49	-29.937	5.641	158.1	-98.3	
Huong Linh 12	110.000	101.091	3.4	0.000	0.000	0.000	0.000	TD DAKRONG2	24.384	-2.147	127.1	-99.6	
								TD DAKRONG2	24.384	-2.147	127.1	-99.6	
								Huong Hiep	-29.927	5.637	158.1	-98.3	
								Lao Bao	40.838	-4.156	213.1	-99.5	
								Huong Linh12 110	-59.679	2.812	310.2	-99.9	
Huong Linh12 110	110.000	101.091	3.4	0.000	0.000	0.000	0.000	Huong Linh 1	-29.839	1.406	155.1	-99.9	
								Huong Linh 2	-29.839	1.406	155.1	-99.9	
								Huong Linh 12	59.679	-2.812	310.2	-99.9	
Khe Sanh	110.000	100.011	0.5	0.000	0.000	8.753	1.756	TD DAKRONG 4	-9.518	3.752	53.7	-93.0	
								Lao Bao	-31.376	6.478	168.1	-97.9	
								Lao BaoHT	32.141	-11.986	180.0	-93.7	
Lao Bao	110.000	100.146	1.4	0.000	0.000	8.775	1.765	Huong Linh 12	-40.302	4.710	212.7	-99.3	
								Khe Sanh	31.526	-6.475	168.7	-98.0	
* Lao BaoHT	110.000	100.000	0.0	-92.918	35.731	0.000	0.000	TD Quang Tri	-31.984	12.443	180.1	-93.2	
								Cam Lo	1.543	-0.594	8.7	-93.3	

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Khe Sanh	-32.036	12.033	179.6	-93.6	
								TD Quang Tri	-31.984	12.443	180.1	-93.2	
								Cam Lo	1.544	-0.594	8.7	-93.3	
Quan Ngang	110.000	98.994	-0.7	0.000	0.000	14.798	9.555	Dong Ha	-28.567	-10.962	162.2	93.4	
								Vinh Linh	6.884	0.703	36.7	99.5	
								Vinh Linh	6.884	0.703	36.7	99.5	
Ta Rut	110.000	99.111	0.2	0.000	0.000	18.369	7.372	TD ĐAKRONG 4	-18.369	-7.372	104.8	92.8	
* TD ĐAKRONG 4	110.000	100.000	0.8	28.000	2.882	0.000	0.000	Khe Sanh	9.536	-4.139	54.6	-91.7	
								Ta Rut	18.464	7.021	103.7	93.5	
* TD Quang Tri	110.000	100.000	0.1	64.000	-24.872	0.000	0.000	Lao BaoHT	32.000	-12.436	180.2	-93.2	
								Lao BaoHT	32.000	-12.436	180.2	-93.2	
TD ĐAKRONG2	110.000	100.742	3.0	18.000	-11.155	0.000	0.000	Huong Linh 12	-24.283	2.035	127.0	-99.7	
								Huong Linh 12	-24.283	2.035	127.0	-99.7	
								Dong Ha HT	33.283	-7.613	177.9	-97.5	
								Dong Ha HT	33.283	-7.613	177.9	-97.5	
Vinh Linh	110.000	98.715	-1.0	0.000	0.000	13.740	2.748	Quan Ngang	-6.870	-1.374	37.3	98.1	
								Quan Ngang	-6.870	-1.374	37.3	98.1	

Hình 4.14. Kết quả mô phỏng trào lưu công suất khi phụ tải 50% khi kết nối với cụm NMDG Hướng Linh 1-2



Hình 4.15. Đồ thị điện áp khi phụ tải 50% khi kết nối với cụm NMDG Hướng Linh 1-2

- Nhận xét:
 - Trong trường hợp khi phụ tải 100% điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép -5% và +10%.
 - Ta thấy điện áp tại các nút gần nguồn ổn định hơn so với xa nguồn. Vĩnh Linh xa nguồn nhất nên có điện áp thấp nhất 98,71%Uđm.

❖ Công suất lưới 110kV nhận từ hệ thống và điện áp tại các nút có kết nối của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2 được thể hiện qua bảng 4.3 và bảng 4.4:

Bảng 4.3: Công suất lưới 110kV nhận từ hệ thống khi có kết nối của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2

Mức mang tải	100%	75%	50%	25%
Hệ thống 1	-59,7+j32,6	-76,2+j32,7	-92,9+j35,7	-109,7+j38,9
Hệ thống 2	108,7+j68,3	64,7+j53,8	20,1+j39,8	-24,8+j26
Tổng	49+j100,9	-11,5+j86,5	-72,8+j75,5	-134,5+j64,9

4.2.2.3. Nhận xét trường hợp 2.

→ Qua số liệu ở bảng 4.3 ta nhận thấy rằng khi kết nối nhà cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2, ở mức tải 100% lưới điện 110kV Quảng Trị vẫn nhận điện từ hệ thống điện quốc gia nhưng với lượng công suất nhỏ hơn so với lúc nhà máy chưa hoạt động điều này giúp lưới điện 110kV giảm sự phụ thuộc công suất vào lưới điện quốc gia. Tuy nhiên lượng công suất phản kháng lấy từ hệ thống điện Quốc gia cũng tăng lên. Ở mức tải 75%, 50%, 25% lưới điện 110kV Quảng Trị không nhận điện từ hệ thống nữa mà phát lên hệ thống một công suất nhất định.

Bảng 4.4: Điện áp tại các nút khi có kết nối của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1-2

Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp thực ở các mức tải			
		PT 100%	PT 75%	PT 50%	PT 25%
Cam Lộ	110	99,8%	99,86%	99,92%	99,98%
Diên Sanh	110	97,96%	98,47%	98,99%	99,51%
Đông Hà	110	99,6%	99,7%	99,81%	99,91%
Khe Sanh	110	99,82%	99,95%	100%	100,1%
Lao Bảo	110	99,83%	100%	100,1%	100,3%
Quán Ngang	110	97,93%	98,46%	98,99%	99,53%
Tà rụt	110	98,02%	98,66%	99,11%	99,56%
Vĩnh Linh	110	97,35%	98,03%	98,71%	99,4%

→ Qua số liệu ở bảng 4.4 ta nhận thấy, khi kết nối cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2 vào lưới, nhìn chung điện áp tại các nút hầu như không thay đổi hoặc thay đổi không đáng kể giữa các mức tải. Điện áp cao nhất đạt 100,3%Uđm tại nút Lao Bảo và thấp nhất 97,57%Uđm tại nút Vĩnh Linh.

4.2.3. So sánh và nhận xét kết quả mô phỏng giữa 2 trường hợp

Trong 2 trường hợp mô phỏng ở mức tải 100% , và mức tải 75% khi chưa có kết nối cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2; lưới 110kV nhận điện từ hệ thống. Ở tất cả các trường hợp còn lại, lưới điện 110kV phát công suất tác dụng lên hệ thống. Tuy nhiên khi có sự kết nối của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2 sẽ tạo ra sự thay đổi trào lưu công suất. Khi đưa nhà máy vào vận hành gánh nặng về công suất cần cung cấp cho lưới địa phương được san sẻ. Hệ thống lúc đó chỉ cần cung cấp lượng công suất nhỏ hơn.

Trong 2 trường hợp mô phỏng điện áp các nút gần như không thay đổi.

Bảng 4.5: Điện áp nút lân cận nhà máy ĐG Hướng Linh 1-2
trong 2 trường hợp mô phỏng

Tên nút	TH1	TH2
Mang tải 100%		
Khe Sanh	99,69%	99,82%
Lao Bảo	99,51%	99,83%
Tà Rụt	97,89%	98,02%
Mang tải 75%		
Khe Sanh	99,86%	99,95%
Lao Bảo	99,73%	100%
Tà Rụt	98,66%	98,66%
Mang tải 50%		
Khe Sanh	99,93%	100%
Lao Bảo	99,87%	100,1%
Tà Rụt	99,11%	99,11%
Mang tải 25%		
Khe Sanh	99,99%	100,1%
Lao Bảo	100%	100,3%
Tà Rụt	99,56%	99,56%

→ Thông qua kết quả mô phỏng, có thể nhận thấy rằng điện áp tại các nút hầu như không thay đổi trước và sau khi kết nối cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2. Tuy nhiên, sau khi đấu nối cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2, điện áp tại nút lân cận như Khe Sanh, Lao Bảo, Tà Rụt có xu hướng tăng nhẹ. Nguyên nhân là do công suất phát của cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2 so với tổng công suất của lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị

là tương đối nhỏ, nên tác động đến điện áp tại các vị trí xa khu vực nhà máy không đáng kể. Kết quả phân tích cho thấy công suất từ cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2 khá nhỏ so với tổng công suất của lưới 110kV hiện tại, vì vậy, nó chỉ đóng góp một phần nhỏ trong việc cải thiện điện áp tại các nút gần đó.

4.3. Chế độ vận hành sự cố

- Bên cạnh chế độ vận hành bình thường, khả năng vận hành của lưới điện khi xảy ra sự cố cũng như khả năng phục hồi sau sự cố là những vấn đề quan trọng cần được quan tâm. Trong nghiên cứu này, hai sự cố nghiêm trọng đã được xây dựng nhằm mô phỏng và đánh giá khả năng làm việc của lưới điện trong điều kiện vận hành sự cố, được trình bày cụ thể như sau:

- Trường hợp 1: Xét trường hợp sự cố ngắn mạch tại thanh cái 22kV NMDG Hướng Linh 1 khi kết nối lưới điện. Đây là loại sự cố xảy ra gần điểm đấu nối giữa ĐG Hướng Linh và lưới điện.

- Trường hợp 2: Xét trường hợp sự cố ngắn mạch đường dây 110kV khi kết nối cụm NMDG Hướng Linh 1-2 với lưới điện.

- Trường hợp 3: Xét trường hợp ngừng đột ngột toàn bộ cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2.

4.3.1. Trường hợp 1: Xét trường hợp sự cố ngắn mạch tại thanh cái 22kV NMDG Hướng Linh 1 khi kết nối lưới điện.

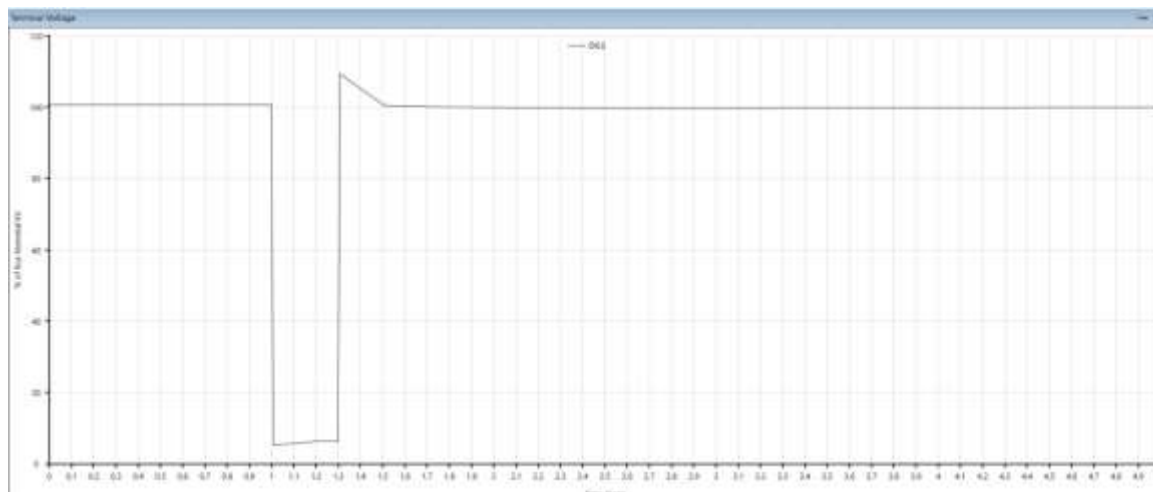
- Trong trường hợp này, sự cố ngắn mạch được giả lập tại thanh cái 22kV của Nhà máy điện gió Hướng Linh 1, với thời gian xảy ra sự cố kéo dài 300ms. Kết quả mô phỏng đã phản ánh rõ quá trình vận hành hệ thống qua ba giai đoạn: trước khi xảy ra sự cố, trong suốt thời gian tồn tại sự cố, và sau khi sự cố được xử lý. Dựa trên các kết quả thu được, ta sẽ tiến hành phân tích và đánh giá sự thay đổi của các thông số quan trọng trong từng giai đoạn nhằm hiểu rõ ảnh hưởng của sự cố đến hệ thống điện.

- Kịch bản được xây dựng cho trường hợp này được mô tả như bảng sau đây:

Bảng 4.6: Kịch bản sự cố ngắn mạch 22kV NMDG Hướng Linh

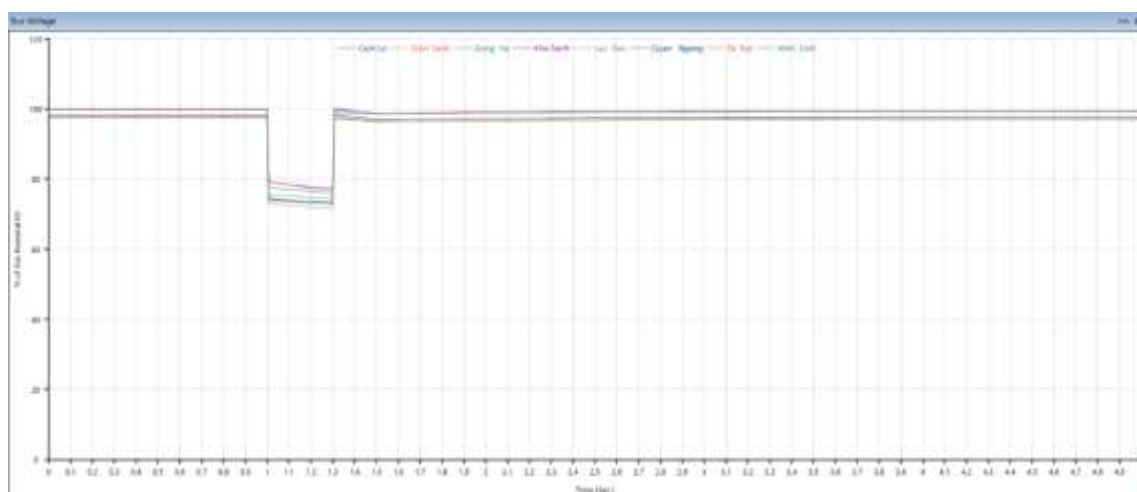
Thời điểm (s)	Kịch bản
0÷1	Nhà máy hoạt động bình thường
1	Ngắn mạch
1÷1,3	Sự cố duy trì
1,3	Sự cố được giải trừ

❖ Biểu đồ điện áp:



Hình 4.15: Biểu đồ điện áp trường hợp ngắn mạch 22kV NMDG Hương Linh

→ Khi mô phỏng sự cố ngắn mạch kéo dài 300ms tại thanh cái 22kV của Nhà máy điện gió Hương Linh 1, điện áp tại đầu cực máy phát ĐG1 suy giảm mạnh, từ mức 100,637% so với điện áp định mức xuống còn 5,09% trong suốt thời gian tồn tại sự cố. Ngay sau khi sự cố được loại bỏ, điện áp phục hồi nhanh chóng và tạm thời tăng vượt mức ban đầu, đạt giá trị 109,25% U_{đm}. Sau khoảng 200ms kể từ thời điểm sự cố được giải trừ, điện áp ổn định trở lại quanh mức 100,32% U_{đm} và hệ thống tiếp tục vận hành bình thường.



Hình 4.16: Điện áp tại các nút trường hợp ngắn mạch 22kV NMDG Hương Linh

→ Trong khoảng thời gian từ 0 đến 1 giây, trước khi xảy ra sự cố, điện áp tại tất cả các thanh cái trong hệ thống đều duy trì ổn định trong giới hạn cho phép, dao động trong khoảng $\pm 5\%$ so với điện áp định mức. Tuy nhiên, tại thời điểm $t = 1$ giây – thời điểm xảy ra sự cố ngắn mạch – điện áp tại các nút bị sụt giảm đột ngột. Mức độ suy giảm điện áp thể hiện rõ rệt hơn tại các vị trí gần khu vực sự cố, cụ thể: điện áp tại thanh

cái 110kV Lao Bảo giảm xuống còn 72,9% Uđm; tại Cam Lộ còn 77,34% Uđm; Vĩnh Linh giảm còn 73,77% Uđm; trong khi tại Diên Sanh và Quán Ngang đều giảm xuống khoảng 74,2% Uđm. Sau thời điểm $t = 1,3$ giây (tức 300ms sau khi sự cố xảy ra), khi sự cố được loại bỏ, điện áp tại các nút bắt đầu có xu hướng phục hồi. Các nút gần Nhà máy điện gió Hướng Linh ghi nhận sự tăng điện áp nhẹ nhờ sự hồi phục của điện áp đầu cực máy phát. Ngược lại, tại các nút xa hơn, điện áp có xu hướng giảm nhẹ trở lại. Sau khoảng thời gian ngắn, hệ thống nhanh chóng ổn định và điện áp tại các nút quay về trạng thái bình thường.

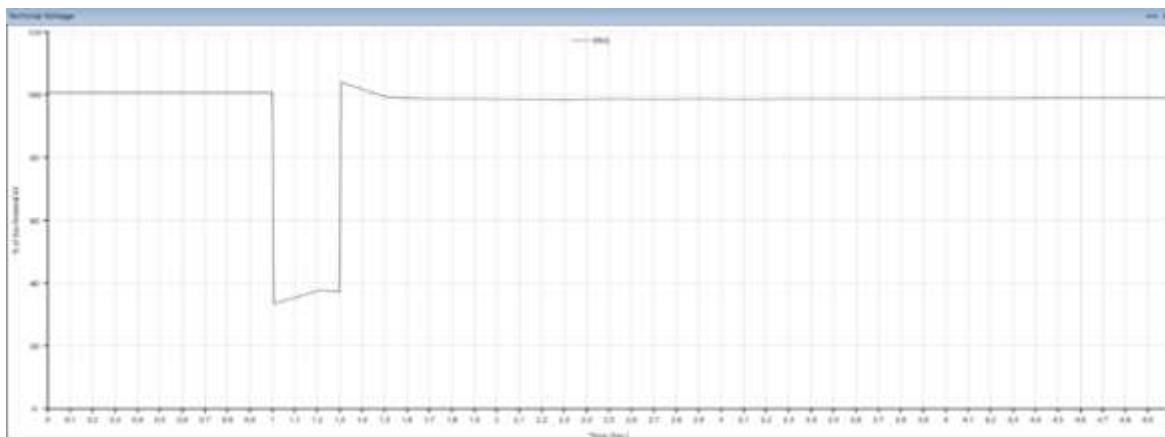
4.3.2. Trường hợp 2: Xét trường hợp sự cố ngắn mạch đường dây 110kV khi kết nối cụm NMDG Hướng Linh 1-2 với lưới điện.

- Mô phỏng sự cố ngắn mạch trên đường dây 110kV nối Nhà máy điện gió Hướng Linh với trạm biến áp 110kV Lao Bảo được thực hiện trong khoảng thời gian 300ms. Quá trình mô phỏng thể hiện rõ ba giai đoạn: trước khi xảy ra sự cố, trong thời gian sự cố duy trì và sau khi sự cố được xử lý, giúp đánh giá chính xác tác động và khả năng đáp ứng của hệ thống điện trong tình huống này.

Bảng 4.7: Kịch bản sự cố ngắn mạch đường dây 110kV kết nối
NMDG Hướng Linh 1-2

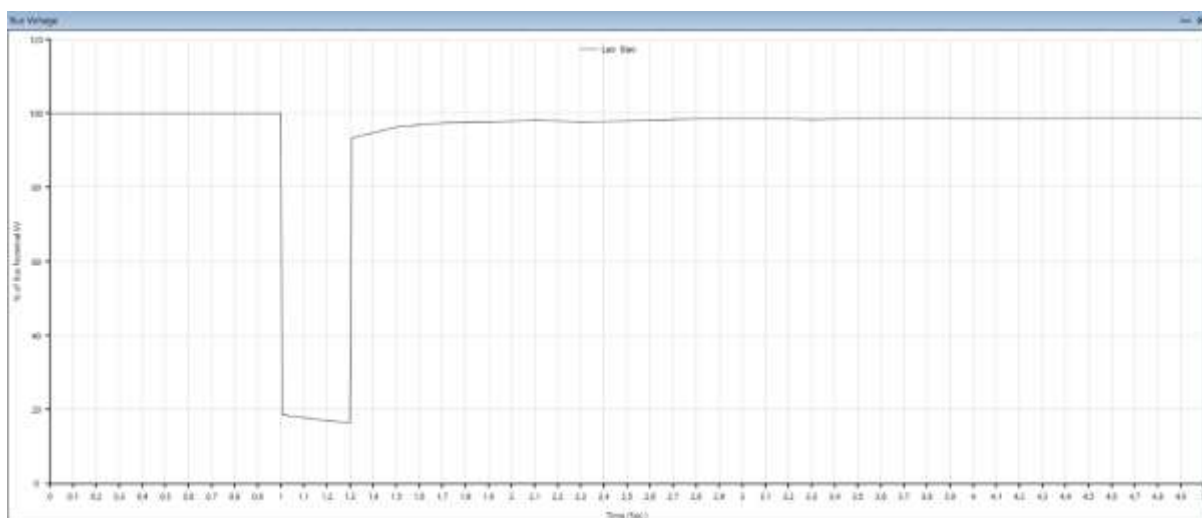
Thời điểm (s)	Sự kiện
0÷1	Nhà máy hoạt động bình thường
1	Ngắn mạch
1÷1,3	Sự cố duy trì
1,3	Sự cố được giải trừ

❖ Biểu đồ điện áp



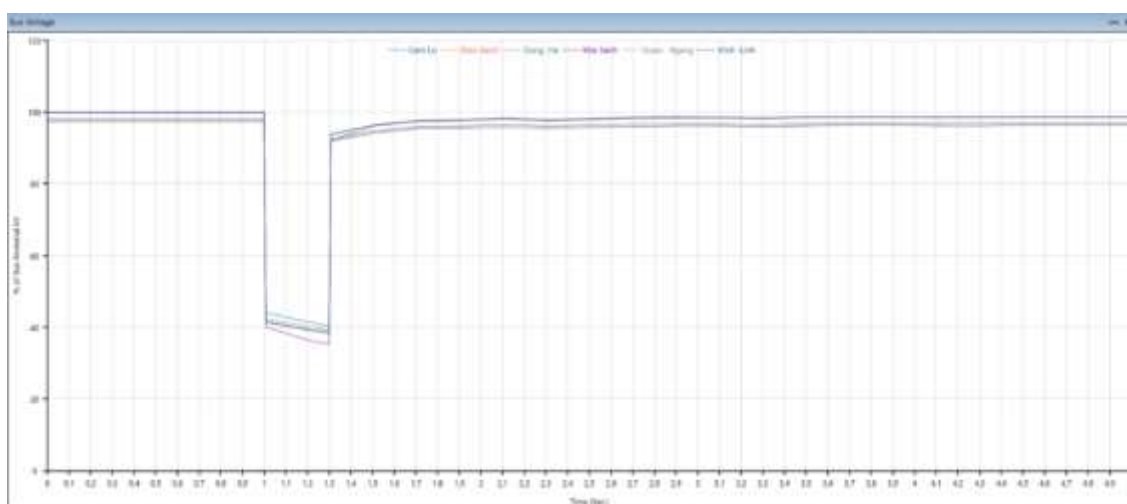
Hình 4.17: Biểu đồ điện áp tại DG1 trường hợp ngắn mạch đường dây 110kV kết nối
NMDG Hướng Linh 1-2

→ Trong thời gian sự cố ngắn mạch kéo dài 300ms trên đường dây kết nối giữa trạm biến áp Nhà máy điện gió Hướng Linh và trạm 110kV Lao Bảo, điện áp tại đầu cực máy phát ĐG1 giảm từ 100,62%U_{đm} xuống còn 33,35%U_{đm}. Sau khi sự cố được xử lý, điện áp phục hồi nhanh chóng và đạt mức 103,7%U_{đm} – cao hơn giá trị trước khi xảy ra sự cố. Tiếp theo đó khoảng 200ms, điện áp ổn định ở mức 99,6%U_{đm} và hệ thống tiếp tục vận hành bình thường.



Hình 4.18: Dao động điện áp tại thanh cái Lao Bảo khi bị sự cố đường dây LB-HL12

→ Trong khoảng thời gian từ 0 đến 1 giây, trước khi xảy ra sự cố, điện áp tại thanh cái trạm 110kV Lao Bảo duy trì ổn định. Tại thời điểm $t = 1$ giây, khi sự cố ngắn mạch xuất hiện, điện áp sụt giảm đột ngột xuống chỉ còn 16,7% so với điện áp định mức. Khoảng 200ms sau khi sự cố được loại bỏ, điện áp bắt đầu phục hồi và dần trở lại trạng thái ổn định.

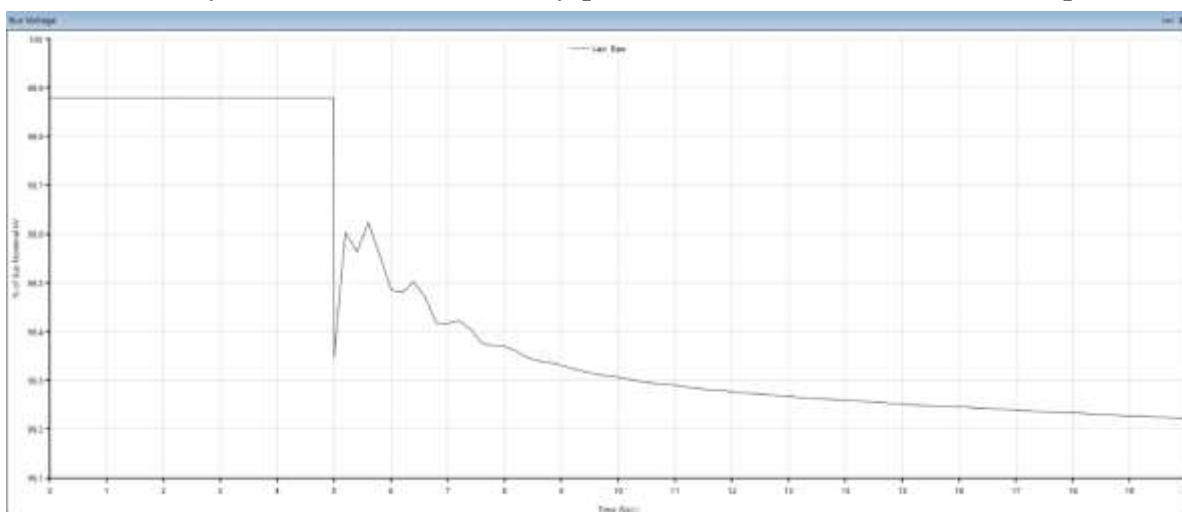


Hình 4.19: Dao động điện áp các thanh cái trong trường hợp ngắn mạch
đường dây 110kV LB-HL12

→ Từ thời điểm 0 đến 1 giây, trước khi xảy ra sự cố, điện áp tại tất cả các nút đều duy trì ổn định, nằm trong biên độ $\pm 5\%$ so với giá trị định mức. Khi tới giây thứ nhất ($t = 1$ s), sự cố ngắn mạch xuất hiện khiến điện áp giảm mạnh, với mức suy giảm sâu nhất ở các nút gần khu vực sự cố. Cụ thể, tại thanh cái 110 kV Khe Sanh, điện áp chỉ còn $40,02\%U_{đm}$, trong khi tại các thanh cái khác giá trị này dao động trong khoảng $41-44\%U_{đm}$. Ngay sau khi sự cố được loại trừ, điện áp tại các nút bắt đầu được khôi phục và dần trở về trạng thái ổn định.

4.3.3. Trường hợp 3: Xét trường hợp ngừng đột ngột toàn bộ cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1-2

- Tình huống sự cố giả định là toàn bộ Nhà máy điện gió Hướng Linh ngừng hoạt động đột ngột khi đang vận hành ở mức công suất tối đa (100%), nhằm đánh giá mức độ dao động điện áp trong hệ thống. Sự cố được đặt tại thời điểm $t = 5$ giây, mô phỏng các tình huống có thể xảy ra trong thực tế như mất gió đột ngột hoặc hư hỏng thiết bị nhất thứ trên tuyến kết nối, buộc nhà máy phải tách ra khỏi lưới điện khẩn cấp.



Hình 4.20: Điện áp tại thanh cái 110kV Lao Bảo

→ Kết quả mô phỏng dao động điện áp tại thanh cái 110kV Lao Bảo cho thấy rằng, khi nhà máy điện gió Hướng Linh ngừng hoạt động đột ngột, lưới điện xuất hiện dao động điện áp với biên độ giảm thấp hơn so với trạng thái ổn định trước sự cố. Quá trình dao động này kéo dài khoảng 5 giây, sau đó điện áp dần ổn định và xác lập tại một giá trị mới phù hợp với điều kiện vận hành sau sự cố.

4.4. Kết luận chương 4

Trong Chương 4, chúng em đã tiến hành phân tích tác động của cụm Nhà máy điện gió Hướng Linh 1,2 đối với lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị trong điều kiện vận hành bình thường và sự cố bằng phần mềm ETAP.

Ở chế độ vận hành bình thường, chúng tôi đã thực hiện mô phỏng trào lưu công suất lưới điện 110kV tỉnh Quảng Trị, xét trong các trường hợp trước và sau khi tích hợp cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1,2. Các tình huống được đánh giá tương ứng với mức phụ tải bằng 25%, 50%, 75% và 100% công suất định mức của các trạm biến áp 110kV trong khu vực. Kết quả mô phỏng cho thấy, nhìn chung, lưới điện 110kV tại tỉnh Quảng Trị vẫn còn phụ thuộc vào hệ thống điện quốc gia. Công suất phát từ cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1,2 chiếm tỷ trọng nhỏ so với tổng công suất toàn lưới, do đó chỉ góp phần cải thiện ở mức độ nhất định điện áp tại một số nút lân cận.

Ở chế độ vận hành sự cố, khi xảy ra tình huống mất công suất từ cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1,2 các thông số vận hành như điện áp tại các nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép $\pm 5\%$, cho thấy ảnh hưởng đến lưới là không đáng kể. Ngoài ra khi có sự tham gia của nhà máy điện gió Hướng Linh thời gian phục hồi điện áp sau sự cố nhanh hơn.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Kết luận

Việc đưa nhà máy ĐMT Phong Điền, cụm nhà máy ĐG Hướng Linh 1,2 kết nối lưới 110kV Thành Phố Huế và Tỉnh Quảng Trị vào vận hành đã đóng vai trò quan trọng trong việc bổ sung nguồn công suất phát cho hệ thống, đặc biệt trong bối cảnh phụ tải khu vực ngày càng gia tăng mạnh mẽ. Không chỉ giúp giảm áp lực cung cấp điện từ hệ thống điện quốc gia, nhà máy còn góp phần nâng cao tính tự chủ về nguồn điện cho địa phương.

Bên cạnh đó, phát triển điện mặt trời hiện đang là xu hướng chủ đạo trong ngành năng lượng tái tạo, nhờ vào các ưu điểm như thời gian thi công nhanh, chi phí đầu tư ban đầu thấp và ít ảnh hưởng đến môi trường. Với điều kiện bức xạ mặt trời và năng lượng gió dồi dào, khu vực miền Trung nói chung và Thành Phố Huế và Tỉnh Quảng Trị nói riêng rất phù hợp để mở rộng các dự án năng lượng mặt trời và năng lượng gió trong thời gian tới.

Dựa trên kết quả mô phỏng và phân tích, có thể khẳng định rằng lưới điện 110kV khu vực tỉnh Quảng Trị và Thành Phố Huế đến năm 2030 vẫn đảm bảo vận hành ổn định về mặt điện áp trong các chế độ cơ bản, ngay cả khi tích hợp thêm các nhà máy điện gió theo đúng quy hoạch phát triển nguồn điện tại địa phương. Điều này cho thấy hệ thống điện khu vực đã có sự chuẩn bị và khả năng thích ứng tốt với sự tham gia ngày càng nhiều của các nguồn năng lượng tái tạo, góp phần nâng cao độ tin cậy và khả năng cung ứng điện cho phụ tải trong tương lai.

Sau một thời gian nghiên cứu và làm việc nghiêm túc được sự giúp đỡ nhiệt tình của thầy giáo GS.TS. Lê Kim Hùng đến nay đề án của chúng em đã hoàn thành đúng thời hạn và giải quyết các nội dung và kết quả ban đầu.

Kiến nghị và đề xuất giải pháp

Qua đề án, chúng em được củng cố lại các kiến thức đã được tích lũy trong thời gian ngồi trên ghế nhà Trường và đặc biệt cần thiết cho chúng em sau này công tác trong bối cảnh phát triển nguồn NLTT hiện nay. Do thời gian thực hiện đề án có hạn nên chúng em chỉ đưa ra một số kịch bản để mô phỏng nhằm phân tích đánh giá ảnh hưởng của NĐMT Phong Điền và cụm nhà máy điện gió Hướng Linh 1,2 đến lưới điện 110kV thành phố Huế và tỉnh Quảng Trị mà chưa thể xét đến lưới 22kV vì những vấn đề và hiện trạng lưới 22kV quá phức tạp nên chúng em xin phép không đề cập đến trường hợp này.

Ngoài ra, qua chương 3 và chương 4 ta có thể thấy điện áp được đảm bảo vận hành cho hệ thống nhưng hệ thống cần cung cấp lượng công suất phản kháng lớn cho các nhà máy NLTT và để đảm bảo chất lượng, độ tin cậy trong hệ thống điện, lưới điện vận hành hợp lý tránh sự cố thì ta có thể sử dụng các biện pháp sau:

- + Đặt các thiết bị bù tại các nút có điện áp thấp để nâng cao khả năng ổn định trong lưới điện dựa theo từng kịch bản vận hành, tránh nguy cơ mất ổn định điện áp khi xảy ra các sự cố.

- + Nghiên cứu, phát triển và sử dụng thêm các thiết bị bù thông minh như SVC, TCSC, STATCOM,... để hỗ trợ.

- + Thay thế, phát triển các bộ Smart Inverter để nâng cao chất lượng điện năng cung cấp.

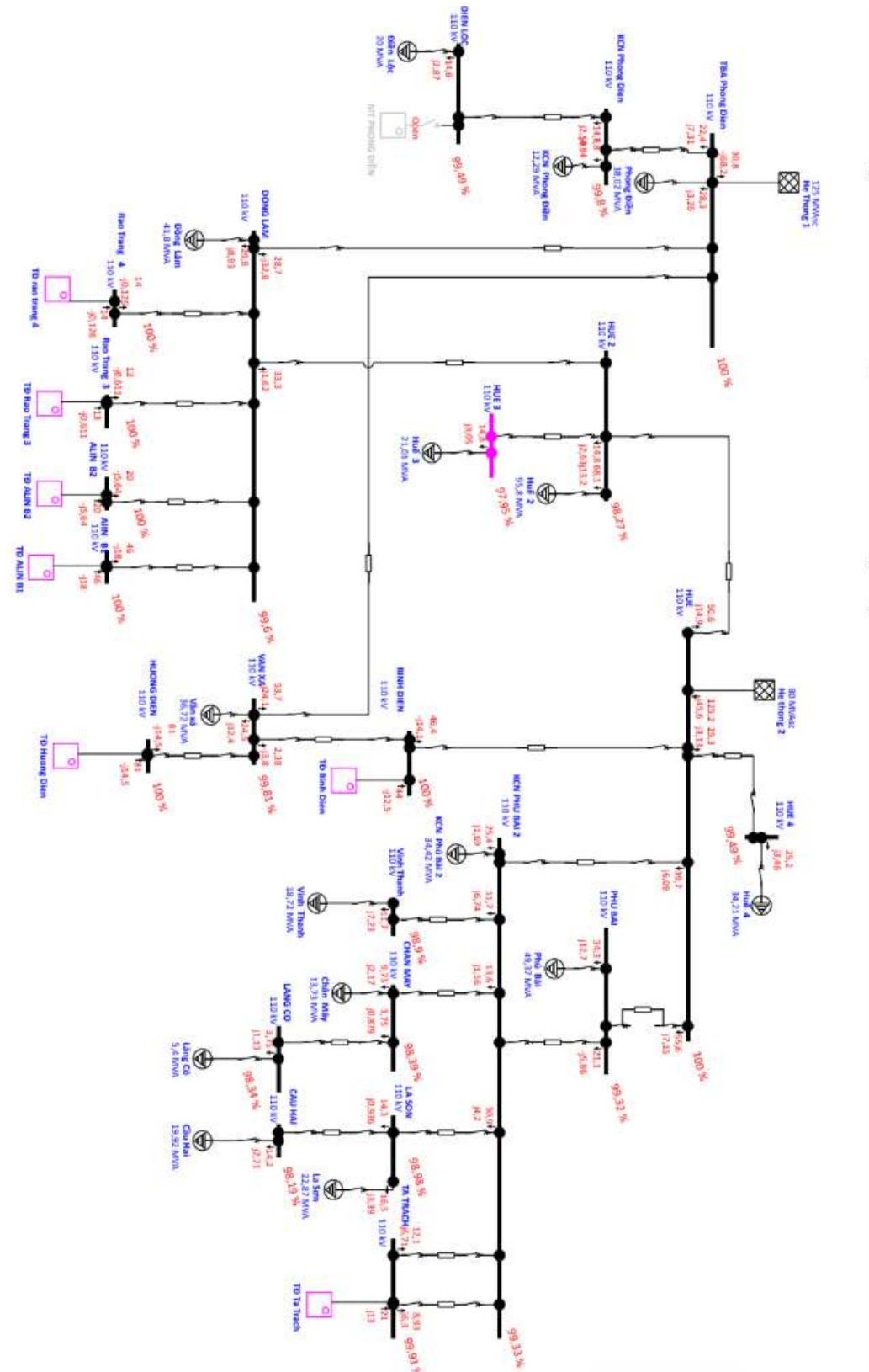
- + Phân bố hợp lý nguồn năng lượng tái tạo tại các nơi có nhu cầu phụ tải cao và sử dụng hệ thống lưu trữ năng lượng nhằm linh hoạt đáp ứng nhu cầu công suất cục bộ cũng như có thể sử dụng vào những lúc cao điểm, mất điện.

Những giải pháp đã được đề xuất như nâng cấp hạ tầng lưới điện, ứng dụng công nghệ điều khiển thông minh, triển khai hệ thống lưu trữ năng lượng, và hoàn thiện các tiêu chuẩn kỹ thuật kết nối, là những hướng đi thiết thực và cấp thiết. Tuy nhiên, để các giải pháp này phát huy hiệu quả, cần có sự phối hợp đồng bộ giữa các bên liên quan từ cơ quan quản lý, đơn vị vận hành lưới, cho đến nhà đầu tư và người tiêu dùng. Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng đang diễn ra mạnh mẽ, việc chủ động thích nghi, đầu tư công nghệ và xây dựng chiến lược dài hạn là chìa khóa để đảm bảo lưới điện vận hành ổn định, an toàn và bền vững trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

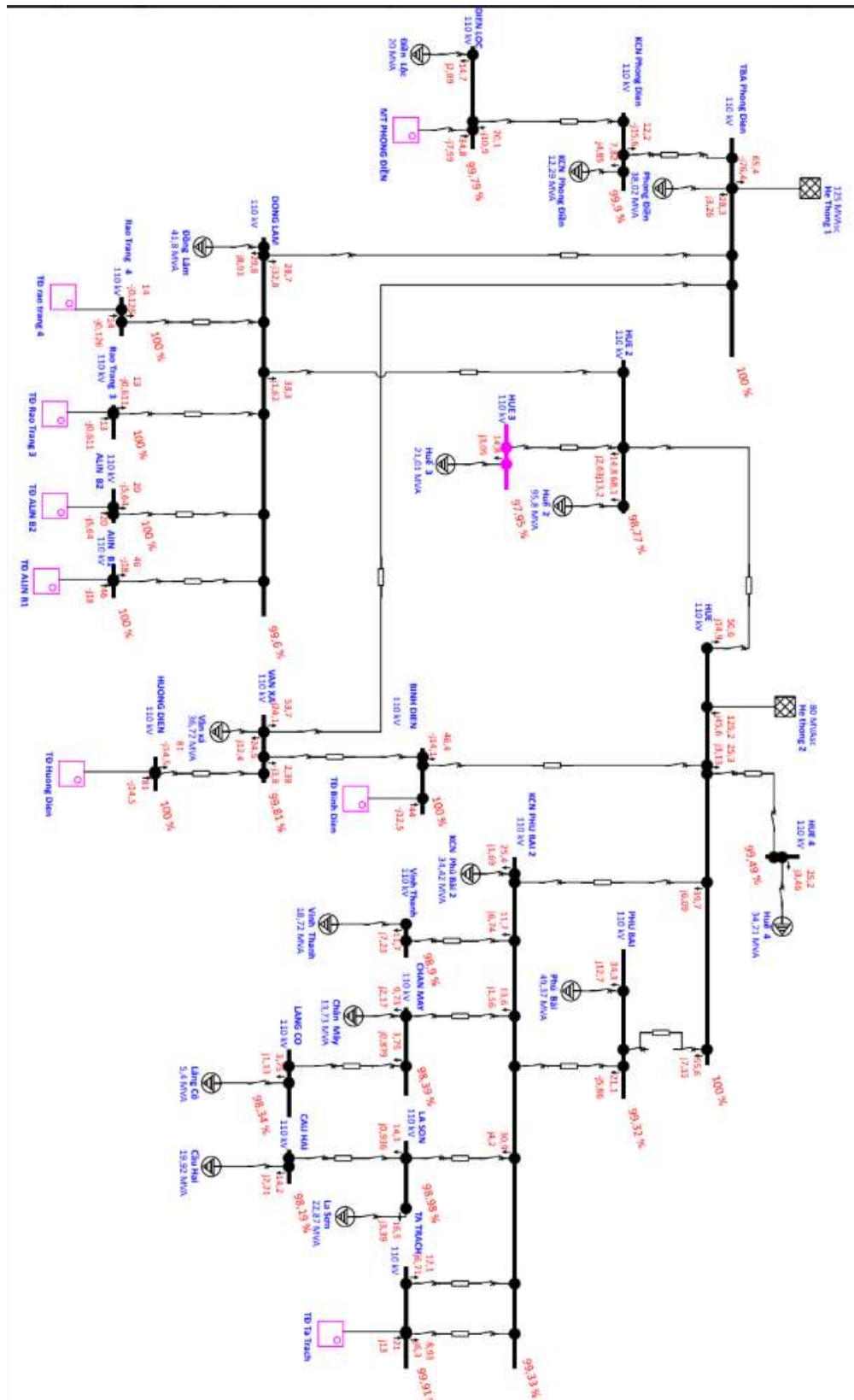
- [1] Trần Bách, Giáo trình “Lưới điện & Hệ thống điện”, Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, năm 2012.
- [2] Dương Minh Quân, Phạm Văn Kiên, “Ứng dụng phần mềm Etap mô phỏng HTĐ có tích hợp nguồn NLTT”, Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, năm 2020.
- [3] Bài giảng Vận hành Hệ thống điện, lưu hành nội bộ, Bộ môn Hệ thống điện, trường ĐHBK-ĐHĐN.
- [4] Lã Văn Út, “Phân tích và điều khiển ổn định Hệ thống điện”, Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, năm 2001.
- [5] Chiến, P. Q. (2011), “Ổn định điện áp của nút phụ tải, sử dụng SVC nâng cao ổn định điện áp cho HTĐ Việt Nam”, năm 2015.
- [6] Lê Đình Dương, Lê Văn Thông, Đậu Trọng Tuấn, Huỳnh Văn Kỳ, Nguyễn Quốc Tuyên, “Phương pháp phân tích và tính toán hệ thống điện có tích hợp nguồn năng lượng gió”, Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng (JST-UD), Vol 5, No. 126, năm 2018.
- [7] Lưu Ngọc An, Phan Đình Chung, Đoàn Anh Tuấn, “Hệ thống điện gió và mặt trời”, Nhà xuất bản Xây dựng, năm 2017.
- [8] Võ Ngọc Điều, Lê Đình Dương, Lê Kim Hùng, Ngô Văn Dưỡng, Đoàn Anh Tuấn, Trịnh Trung Hiếu, Lê Hồng Lâm, Nguyễn Thị Ái Nhi, Trần Anh Tuấn, Lê Thị Minh Châu, Nguyễn Đức Huy, Võ Viết Cường, “Nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn điện mặt trời và điện gió khi kết nối với HTĐ”, Sách chuyên khảo, Nhà xuất bản Thông tin và Truyền thông, năm 2024.

PHỤ LỤC 1



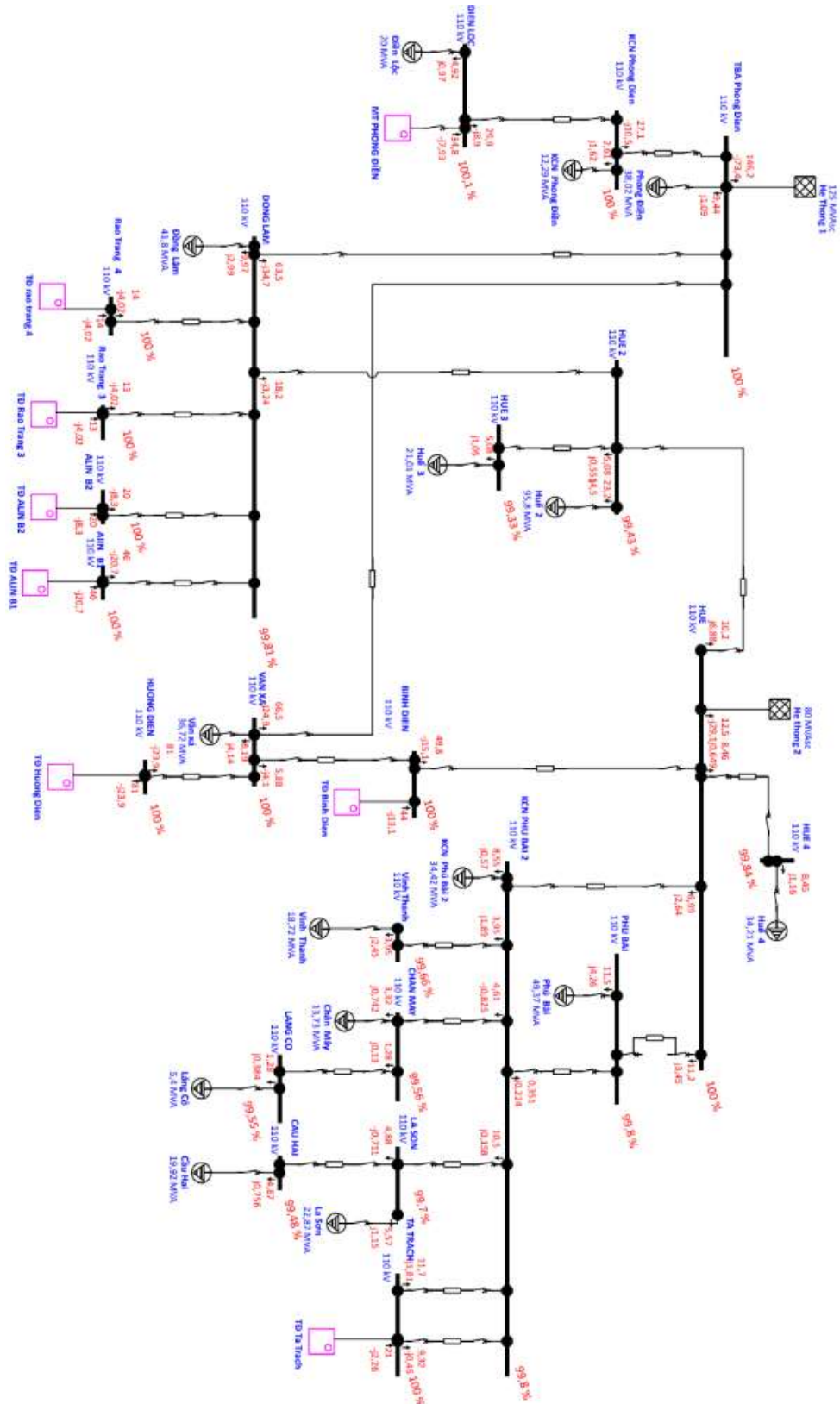
Phụ lục 1: Trào lưu công suất ở tải 75% khi chưa kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

PHỤ LỤC 3



Phụ lục 3: Trào lưu công suất ở tải 75% khi kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

PHỤ LỤC 4



Phụ lục 4: Trào lưu công suất ở tải 25% khi kết nối nhà máy ĐMT Phong Điền

