
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP
CHUYÊN NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

**ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA NGẮN
MẠCH TRÊN LƯỚI ĐIỆN KHI KẾT NỐI
VỚI TUA BIN ĐIỆN GIÓ**

Giảng viên hướng dẫn: **PGS. TS. NGUYỄN HỒNG VIỆT PHƯƠNG**

Sinh viên thực hiện : **NGUYỄN LÊ QUỐC ĐỒNG**

NGUYỄN THÀNH ĐỨC

TRẦN QUỐC VIỆT

Đà Nẵng – 2025

LỜI NÓI ĐẦU

Ngày nay, cùng với sự phát triển không ngừng của nền kinh tế thì nhu cầu năng lượng là hết sức cần thiết đối với mỗi quốc gia, nhất là đối với các nước đang phát triển. Điều này đã dẫn đến hậu quả tất yếu đó là biến đổi khí hậu toàn cầu và nguồn tài nguyên năng lượng ngày càng cạn kiệt. Chính vì vậy, vấn đề đặt ra là phải phát triển nguồn năng lượng sao cho phù hợp với sự phát triển lâu dài của đất nước, không ảnh hưởng đến môi trường và cảnh quan thiên nhiên. Với tình trạng các nguồn năng lượng hóa thạch như than đá, dầu mỏ đang dần cạn kiệt, còn thủy điện đang phải đối mặt với nhiều thách thức liên quan đến sự phát triển bền vững, trong khi mức tăng trưởng về phụ tải vẫn là hơn 10%/năm thì các nguồn năng lượng sạch (như mặt trời, gió...) đang được Nhà nước hết sức chú trọng và tạo điều kiện đặc biệt để phát triển. Trong đó, năng lượng gió được coi là một nguồn năng lượng rẻ, vô tận, là một nguồn năng lượng sạch có thể dần thay thế cho các nguồn năng lượng truyền thống, từ đó giảm thiểu biến đổi khí hậu, tạo nền tảng phát triển lâu dài cho đất nước.

Tuy nhiên, khi lưới điện có sự tham gia của nhiều nguồn năng lượng tái tạo như gió và mặt trời sẽ dẫn đến những ảnh hưởng đến các chế độ vận hành và hoạt động của lưới điện. Điều này đặt ra những thách thức cho việc thiết kế, vận hành hệ thống điện một cách hiệu quả và an toàn và tối ưu nhất, đảm bảo khả năng cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ.

Turbine gió hiện nay chủ yếu sử dụng các loại máy phát SCIG, DFIG, PMSG mỗi loại có mỗi đặc tính, ưu điểm riêng của nó. Turbin sử dụng máy phát DFIG cung cấp một giải pháp tối ưu cho các tuabin gió vì có thể điều chỉnh được dòng điện rotor và kiểm soát được công suất phát nên việc liên kết giữa máy phát với hệ thống điện rất dễ dàng. Turbine sử dụng máy phát PMSG cung cấp một giải pháp tối ưu cho các turbine gió hoạt động với tốc độ gió thay đổi vì tính ổn định và an toàn của nó trong quá trình hoạt động, kích thước nhỏ, hiệu suất cao, chi phí bảo dưỡng thấp và dễ dàng vận hành.

Đề tài **“Đánh giá ảnh hưởng của ngắn mạch trên lưới điện khi kết nối với tua bin điện gió”**, đây cũng là một đề tài mới vì vậy trong quá trình làm đồ án chúng em không tránh khỏi những sai sót và hạn chế về kiến thức. Chúng em rất mong nhận được sự góp ý và đánh giá của các thầy cô giáo trong bộ môn để đồ án này hoàn thiện hơn nữa.

Chúng em cũng xin chân thành cảm ơn sự hướng dẫn tận tình của thầy PGS.TS. Nguyễn Hồng Việt Phương cùng các Thầy, cô giáo trong khoa Điện của Trường Đại Học Bách Khoa – Đại Học Đà Nẵng đã giúp chúng em hoàn thành đề tài này.

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan đề tài “**Đánh giá ảnh hưởng của ngắn mạch trên lưới điện khi kết nối với tua bin điện gió**” do PGS.TS Nguyễn Hồng Việt Phương hướng dẫn là công trình nghiên cứu riêng của nhóm. Tất cả tài liệu tham khảo đều có nguồn gốc, xuất xứ rõ ràng.

Chúng tôi đã thực hiện một cách nghiêm túc liêm chính học thuật, cũng như chủ động tìm hiểu và tránh các hành vi vi phạm liêm chính học thuật trong quá trình hoàn thành đồ án này.

Sinh viên thực hiện
Nguyễn Lê Quốc Đồng
Nguyễn Thành Đức
Trần Quốc Việt

Mục lục

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ NĂNG LƯỢNG ĐIỆN GIÓ VÀ MÁY PHÁT ĐỒNG BỘ NAM CHÂM VĨNH CỬU (PMSG)	8
1.1 Giới thiệu chung:	8
1.2 Ưu điểm và hạn chế của năng lượng gió:	9
1.2.1 Ưu điểm:	9
1.2.2 Hạn chế:	9
1.3 Tình hình phát triển điện gió trên thế giới:	9
1.4 Tình hình phát triển điện gió ở Việt Nam:	11
1.5 Tổng quan về tuabin gió:	13
1.5.1 Tổng quan về công nghệ tuabin gió hiện nay:	13
1.5.2 Tua bin gió trục ngang:	14
1.5.3 Tua bin gió trục đứng:	15
1.5.4 Cấu trúc tuabin gió:	15
1.6 Giới thiệu về máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG)	18
1.6.1 Cấu tạo và nguyên lý làm việc	19
1.6.2 Cấu tạo máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu:	20
1.6.3 Nguyên lý làm việc	20
1.6.4 Hệ thống điều khiển của máy phát PMSG với hệ thống điện	21
1.7 Kết luận.	22
CHƯƠNG 2: MÔ HÌNH HÓA TURBINE GIÓ SỬ DỤNG MÁY PHÁT ĐỒNG BỘ NAM CHÂM VĨNH CỬU. HỆ THỐNG LƯỚI ĐIỆN IEEE 9 NÚT, HIỆN TƯỢNG LVRT VÀ HỆ THỐNG LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG PIN (BESS)	23
2.1 Mô hình turbine cánh quạt	23
2.2 Xây dựng mô hình hệ thống truyền động	24
2.3 Mô hình máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG)	25
2.4 Hệ thống điều khiển	29
2.4.1 Điều khiển cho bộ chuyển đổi phía máy phát (MSC)	30
2.4.2 Mô hình hoá điện áp DC-Link và điều khiển bộ chuyển đổi phía lưới (GSC)	31
2.4.3 Bộ điều khiển góc quay cánh quạt (pitch)	33
2.5 Hệ thống lưới điện IEEE 9 nút (IEEE 9 bus system)	35
2.5.1 Giới thiệu chung:	35
2.5.2 Thông số từ thành phần trong IEEE 9 bus System	36
2.6 Hiện tượng LVRT (Low Voltage Ride Through)	38
2.6.1 Giới thiệu	38
2.6.2 Hệ thống chuyển đổi năng lượng gió WECS	38

2.6.3 Mã lưới quốc tế của nhà máy điện gió.....	38
2.6.4 Phân tích sự cố và đề xuất giải pháp.....	40
2.7 Hệ thống lưu trữ năng lượng pin (Battery Energy Storage System-BESS)....	41
2.7.1 Cấu tạo của bộ BESS	41
2.7.2 Bộ chuyển đổi DC-DC hai chiều	42
2.7.3 Các phương án tích hợp bess trong turbine PMSG	43
2.7.4 Hệ thống kết nối máy phát với sử dụng bộ BESS	45
2.8 Cấu trúc điều khiển BESS trên matlab simulink:	46
2.8.1 Mô hình điều khiển của BESS.....	47
2.8.2 Phương pháp điều khiển BESS:.....	48
2.9 Kết luận.....	49
CHƯƠNG 3:ĐÁNH GIÁ HIỆN TƯỢNG LVRT CỦA TURBINE GIÓ KẾT NỐI LƯỚI ĐIỆN.....	50
3.1 Kịch bản mô phỏng và kết quả mô phỏng:.....	50
3.2 Kết quả mô phỏng khi không có BESS :.....	50
3.2.1 Trường hợp ngắn mạch trong 1s.....	53
3.2.2 Trường hợp ngắn mạch trong 0.5s.....	56
3.2.3 Trường hợp ngắn mạch trong 0.2s.....	59
3.2.4 Nhận xét chung về các trường hợp trong 2 kịch bản :.....	61
3.3 Kết quả mô phỏng khi có BESS :	62
3.3.1 Trường hợp xảy ra ngắn mạch trong 1s.....	62
3.3.2 Trường hợp xảy ra ngắn mạch trong 0.5s.....	67
3.3.3 Trường hợp xảy ra ngắn mạch trong 0.2s.....	69
3.3.4 Nhận xét chung về hệ thống khi gặp sự cố với sự hỗ trợ của BESS	71

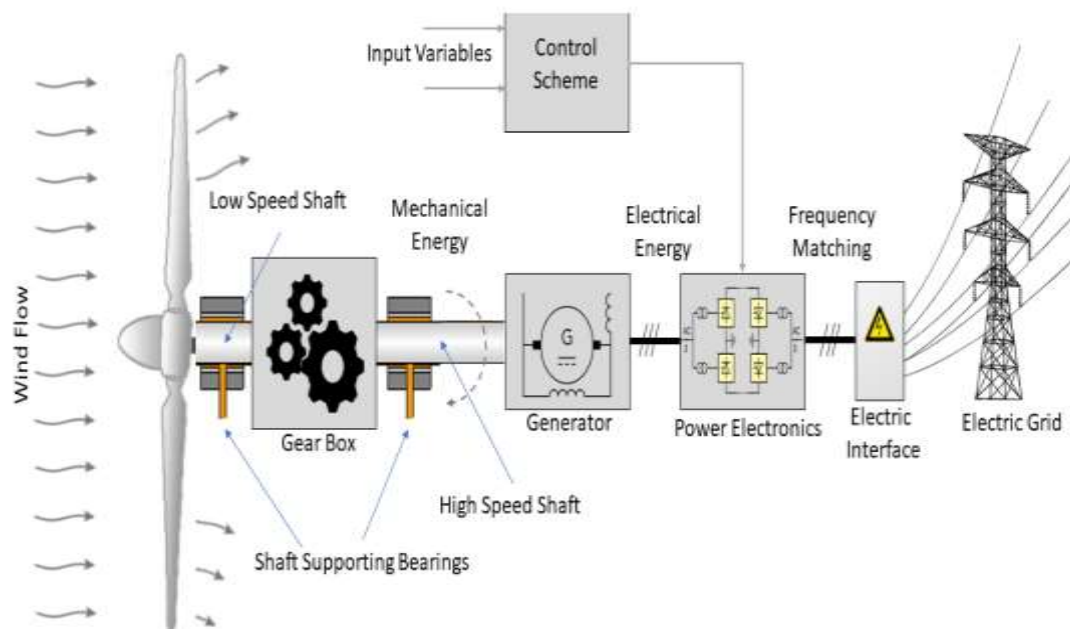
Danh sách hình ảnh

Hình 1.1: Mô hình tổng quan hệ thống gió kết nối lưới.....	8
Hình 1.2: Turbine gió ngoài khơi tại Anh	10
Hình 1.4: Turbine gió tại Brazil	10
Hình 1.6: Windfarm ngoài khơi tại Trung Quốc	11
Hình 1.7: Turbine gió ngoài khơi 16 MW tại tỉnh Phúc Kiến, đông nam Trung Quốc	11
Hình 1.8: Bản đồ tài nguyên gió ở độ cao 80 mét.	12
Hình 1.9: Tua bin gió trục ngang HAWT.	14
Hình 1.10: Tua bin gió trục đứng Darrieus.	15
Hình 1.11: Tháp đỡ hình trụ của tuabin gió.	16
Hình 1.12: Cánh của tuabin gió.....	17
Hình 1.13: Bộ phận điều khiển hướng gió.....	17
Hình 1.14: Hộp số và máy phát điện.....	17
Hình 1.15: Bộ phận đo tốc độ gió.	18
Hình 1.16: Hệ thống phát điện gió sử dụng máy phát PMSG.....	19
Hình 1.17: Mặt cắt ngang của máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu.....	20
Hình 1.18: Nguyên lý hoạt động cơ bản	21
Hình 1.19: Mô hình điều khiển máy phát PMSG	22
Hình 2.1: Mô hình turbine gió xây dựng bằng matlab Simulink.....	24
Hình 2.2: Mô hình hóa hệ thống truyền động của turbine gió.....	25
Hình 2.3: Mô hình tổng quan máy phát PMSG.....	26
Hình 2.4: Mô hình mạch tương đương của PMSG	26
Hình 2.5: Mô hình hóa PMSG trong Matlab – Simulink	28
Hình 2.6: Cấu trúc kết nối và bộ điều khiển PMSG	29
Hình 2.7: Mô hình hóa Machine side Converter trên Matlab – Simulink.....	31
Hình 2.8: Mạch điện 1 chiều.....	32
Hình 2.9: Mô hình khối bộ điều khiển GSC khi không có BESS	33
Hình 2.10: Mô hình hóa bộ Grid side Converter trên Matlab – Simulink	33
Hình 2.11: Mô hình hóa hệ thống điều chỉnh góc pitch	34
Hình 2.12: Mô hình hóa turbine gió sử dụng máy phát đồng bộ PMSG	35
Hình 2.13: Yêu cầu LVRT của nhà máy điện gió của nhiều quốc gia.....	39
Hình 2.15: Sơ đồ nguyên lý của bộ BESS.....	42
Hình 2.16: Sơ đồ bộ chuyển đổi DC-DC hai chiều	43
Hình 2.17 : Các phương án tích hợp BESS vào PMSG	45
Hình 2.18: Sơ đồ máy phát PMSG nối lưới kết hợp với BESS	46
Hình 2.19: Mô hình khối bộ điều khiển GSC khi có BESS	47
Hình 2.19: Mô hình hoá điều khiển BESS.....	48
Hình 3.1: Điện áp tại DC-Link khi chưa xảy ra ngắn mạch	50
Hình 3.2: Công suất máy phát turbin gió truyền vào lưới	51

Hình 3.3: Điện áp hiệu dụng đầu ra phía lưới	51
Hình 3.4: Công suất phản kháng.....	52
Hình 3.6: Công suất phản kháng phía lưới khi ngắn mạch trong 1s.....	53
Hình 3.7: Điện áp DC-link khi ngắn mạch trong 1s.....	54
Hình 3.8: Điện áp hiệu dụng đầu ra phía lưới khi ngắn mạch trong 1s.....	54
Hình 3.9: Điện áp DC-link khi ngắn mạch trong 0.5s.....	56
Hình 3.10 Điện áp phía lưới khi ngắn mạch trong 0.5s	57
Hình 3.11: Công suất tác dụng phía lưới khi ngắn mạch trong 0.5s	57
Hình 3.12: Công suất phản kháng phía lưới khi ngắn mạch trong 0.5s.....	58
Hình 3.13: Công suất tác dụng phía lưới khi ngắn mạch trong 0.2s	59
Hình 3.14: Công suất phản kháng phía lưới khi ngắn mạch trong 0.2s.....	59
Hình 3.15: Điện áp DC-link khi ngắn mạch trong 0.2s.....	60
Hình 3.16: Điện áp phía lưới khi ngắn mạch trong 0.2s	60
Hình 3.17: Điện áp DC-link khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS).....	62
Hình 3.18: Điện áp tại điểm đấu nối với lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)	62
Hình 3.19: Thông số Soc khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)	63
Hình 3.20: Dòng điện tại lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)	63
Hình 3.21: Điện áp tại lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)	64
Hình 3.22:Công suất tác dụng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s(có BESS)	64
Hình 3.23:Công suất phản kháng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)	65
Hình 3.24: Điện áp DC-link khi xảy ra ngắn mạch trong 0.5s (có BESS).....	67
Hình 3.25: Điện áp tại điểm đấu nối khi xảy ra ngắn mạch trong 0.5s (có BESS)	68
Hình 3.26:Công suất tác dụng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 0.5s(có BESS)	68
Hình 3.27: Công suất phản kháng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 0.5s (có BESS)	69
Hình 3.28: Điện áp DC-link khi xảy ra ngắn mạch trong 0.2s (có BESS).....	69
Hình 3.29: Điện áp tại điểm đấu nối khi xảy ra ngắn mạch trong 0.2s (có BESS)	70
Hình 3.30: Công suất tác dụng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 0.2s (có BESS)	70
Hình 3.31: Công suất phản kháng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 0.2s (có BESS)	71

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ NĂNG LƯỢNG ĐIỆN GIÓ VÀ MÁY PHÁT ĐỒNG BỘ NAM CHÂM VĨNH CỬU (PMSG)

Mô hình tổng quan về hệ thống gió kết nối lưới được thể hiện ở hình 1.1 dưới đây:



Hình 1.1: Mô hình tổng quan hệ thống gió kết nối lưới.

1.1 Giới thiệu chung:

Trong bối cảnh biến đổi khí hậu ngày càng nghiêm trọng và nhu cầu năng lượng toàn cầu không ngừng gia tăng, năng lượng tái tạo đang trở thành một giải pháp thiết yếu để đảm bảo sự phát triển bền vững. Trong số các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng gió nổi lên như một lựa chọn hàng đầu nhờ vào khả năng cung cấp điện sạch, ổn định và ngày càng có chi phí cạnh tranh hơn so với nhiên liệu hóa thạch. Với sự tiến bộ của công nghệ và các chính sách hỗ trợ từ chính phủ, ngành công nghiệp điện gió đang có những bước phát triển mạnh mẽ trên toàn thế giới.

Theo báo cáo mới nhất, tổng công suất điện gió toàn cầu đã vượt mốc 1.021 GW, đánh dấu một cột mốc quan trọng trong quá trình chuyển đổi năng lượng. Năm 2023, công suất điện gió lắp đặt mới đạt 117GW, trong đó 105,8GW là điện gió trên bờ và 10,8GW là điện gió ngoài khơi. Trung Quốc tiếp tục dẫn đầu thị trường với gần 69GW điện gió trên bờ được lắp đặt trong năm, trong khi châu Âu cũng ghi nhận mức tăng trưởng đáng kể với 3,8GW điện gió ngoài khơi. Những con số này cho thấy sự mở rộng nhanh chóng của ngành điện gió, bất chấp những thách thức về kinh tế và chính trị. [1]

1.2 Ưu điểm và hạn chế của năng lượng gió:

1.2.1 Ưu điểm:

Nguồn năng lượng gió có những ưu điểm như sau :

- Năng lượng gió là nguồn năng lượng có thể tái tạo.
- Năng lượng gió sẽ luôn luôn tồn tại.
- Năng lượng gió không gây ô nhiễm trên diện rộng như các nhiên liệu hóa thạch.

Nếu có sự nỗ lực lớn hơn để đưa năng lượng gió vào khai thác, sẽ làm giảm việc sử dụng các nguồn không thể tái tạo được, giảm phát thải các chất ô nhiễm trong bầu khí quyển của trái đất, từ đó góp phần hạn chế sự nóng lên toàn cầu.

Khi xây dựng một nhà máy điện thường sẽ phải khai phá cả một vùng đất lớn, nhưng với một nhà máy điện sử dụng năng lượng gió thì chỉ cần một diện tích nhỏ để xây dựng. Sau khi lắp đặt các tuabin, khu vực này vẫn có thể được sử dụng cho canh tác hoặc các hoạt động nông nghiệp khác.

Một trong những lợi thế lớn nhất của năng lượng gió so với các nguồn năng lượng tái tạo khác là hiệu quả về mặt chi phí. Không có các chi phí liên quan đến việc mua, vận chuyển nhiên liệu vào tuabin gió, như các nhà máy điện hoạt động bằng than. Thêm vào đó, với những tiến bộ trong công nghệ, năng lượng gió sẽ trở nên rẻ hơn, do đó sẽ làm giảm được lượng vốn mà các nước phải bỏ ra để đáp ứng nhu cầu năng lượng.

1.2.2 Hạn chế:

Bên cạnh những ưu điểm, năng lượng gió có những hạn chế như sau :

- Nhược điểm lớn nhất của năng lượng gió là nó không liên tục. Điện có thể được sản xuất và cung cấp đầy đủ khi gió đủ mạnh, cũng có thời điểm gió tạm lắng, việc sản xuất điện bằng năng lượng gió là không thể.
- Do tính chất không liên tục của năng lượng gió, nó cần phải được lưu trữ hoặc phải sử dụng thêm các nguồn năng lượng thông thường. Tuy nhiên, việc lưu trữ nó tốn khá nhiều chi phí và các quốc gia phải sử dụng các nhà máy nhiên liệu hóa thạch để đáp ứng nhu cầu năng lượng.
- Các tuabin gió sẽ gây ô nhiễm tiếng ồn, gây ảnh hưởng đến những người sống trong khu vực lân cận. Ngoài ra, các tuabin gió cũng gây ảnh hưởng xấu đến cảnh quan và môi trường sống ở khu vực xây dựng nhà máy điện gió.

1.3 Tình hình phát triển điện gió trên thế giới:

Năng lượng gió đang có những bước phát triển mạnh mẽ trên toàn cầu, trở thành một trong những nguồn năng lượng tái tạo quan trọng nhất trong quá trình chuyển đổi sang nền kinh tế xanh. Theo báo cáo mới nhất, tổng công suất điện gió toàn cầu đã vượt mốc 1.021 GW, với mức tăng trưởng đáng kể trong năm 2023 khi 117 GW

công suất mới được lắp đặt. Đây là một kỷ lục quan trọng, bất chấp những thách thức về kinh tế và chính trị.

Sự tăng trưởng mạnh mẽ của điện gió trên toàn cầu:

- Trong năm 2023, 105,8 GW điện gió trên bờ đã được lắp đặt, với Trung Quốc chiếm gần 69 GW, Mỹ 7,5 GW, Brazil 4,8 GW, Ấn Độ 2,8 GW và Đức 2,4 GW. Điện gió ngoài khơi cũng có sự tăng trưởng đáng kể, với 10,8 GW được lắp đặt trên toàn thế giới, tăng 24% so với năm trước. Châu Âu đã phá kỷ lục với 3,8 GW điện gió ngoài khơi mới, đặc biệt là Hà Lan với 1,9 GW.
- Châu Á-Thái Bình Dương đang trở thành khu vực có tốc độ tăng trưởng nhanh nhất trong ngành điện gió, nhờ vào các chính sách hỗ trợ của chính phủ và nhu cầu năng lượng ngày càng tăng. Trung Quốc tiếp tục dẫn đầu thị trường với mục tiêu tăng tỷ lệ năng lượng không hóa thạch lên hơn 80% tổng mức tiêu thụ vào năm 2060. Mỹ cũng đang thúc đẩy các chính sách hỗ trợ thông qua Đạo luật Giảm Lạm Phát (IRA), tạo điều kiện thuận lợi cho thị trường việc làm và phát triển năng lượng tái tạo. [1]



Hình 1.2: Turbine gió ngoài khơi tại Anh



Hình 1.3: Turbine gió trên sa mạc tại Ai Cập



Hình 1.4: Turbine gió tại Brazil



Hình 1.5: Turbine gió tại Việt Nam

Xu hướng phát triển điện gió ngoài khơi:

- Điện gió ngoài khơi đang trở thành một lĩnh vực quan trọng trong ngành năng lượng tái tạo. Các trang trại gió ngoài khơi có lợi thế về tốc độ gió cao hơn và ít bị ảnh hưởng bởi địa hình, giúp tăng hiệu suất phát điện. Châu Âu hiện đang dẫn đầu về điện gió ngoài khơi, với nhiều dự án lớn được triển khai tại Hà Lan, Bỉ và Vương quốc Anh.
- Theo dự báo, tốc độ tăng trưởng lắp đặt điện gió toàn cầu sẽ đạt gần 9,4% mỗi năm vào năm 2028, với điện gió ngoài khơi tăng 28% mỗi năm. Mục tiêu tăng gấp ba lần công suất tái tạo vào năm 2030 đã được đặt ra tại COP28, với kỳ vọng ngành điện gió sẽ lắp đặt ít nhất 320 GW mỗi năm vào năm 2030. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu này, ngành công nghiệp điện gió cần giải quyết các vấn đề về đầu tư, tài chính, chuỗi cung ứng và cơ sở hạ tầng. [1]



Hình 1.6: Windfarm ngoài khơi tại Trung Quốc



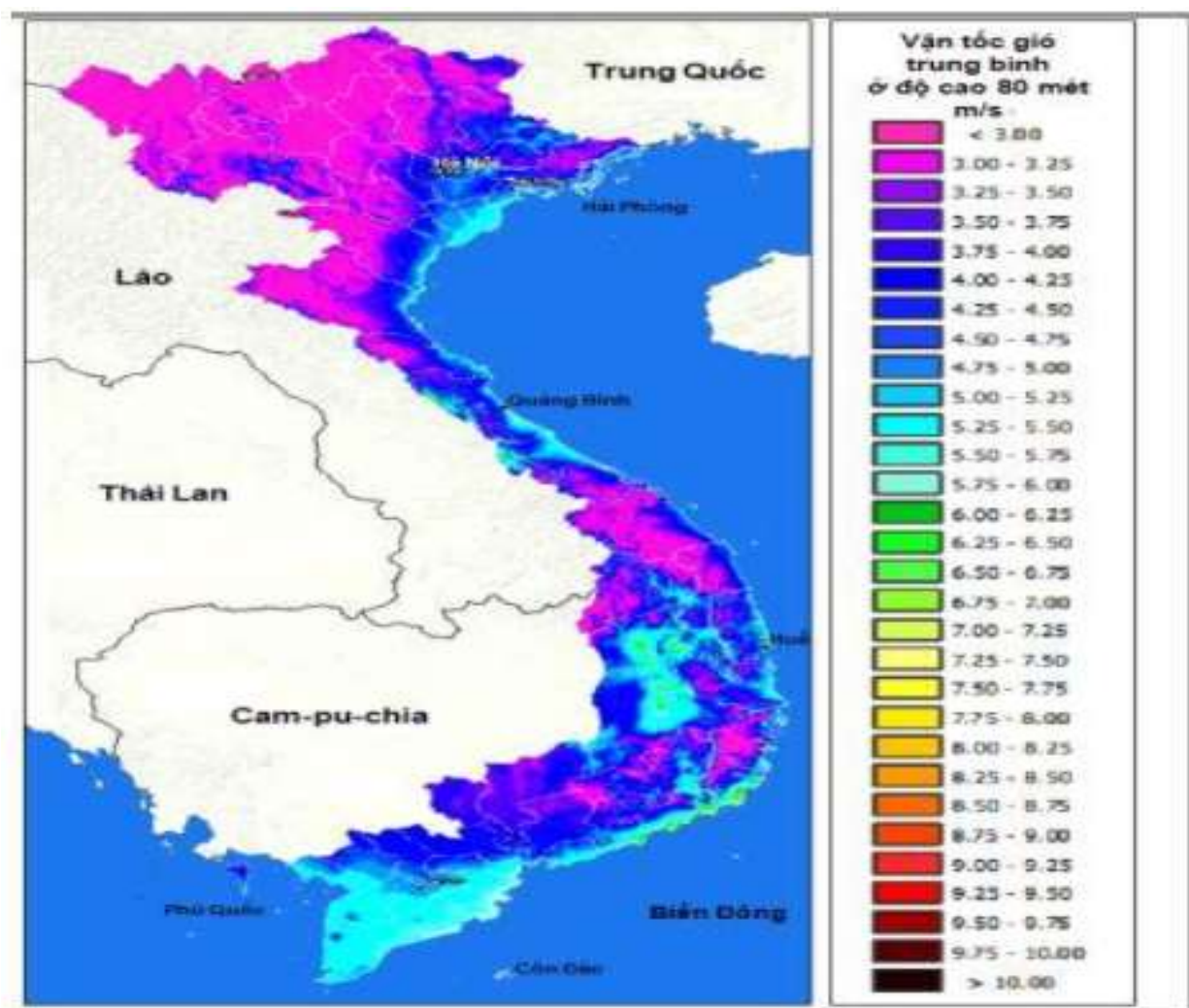
Hình 1.7: Turbine gió ngoài khơi 16 MW tại tỉnh Phúc Kiến, đông nam Trung Quốc

1.4 Tình hình phát triển điện gió ở Việt Nam:

Nằm trong khu vực cận nhiệt đới gió mùa với bờ biển dài hơn 3.000km, Việt Nam có một thuận lợi cơ bản để phát triển năng lượng gió. So sánh tốc độ gió trung bình trong vùng Biển Đông Việt Nam và các vùng biển lân cận cho thấy gió tại Biển Đông khá mạnh và thay đổi nhiều theo mùa. Năm 2007, Bộ Công Thương với sự hỗ trợ của Ngân hàng Thế giới đã tiến hành đo gió tại 3 điểm góp phần vào xác định tiềm năng gió ở Việt Nam. Chương trình được Tư vấn quốc tế AWS TruePower và GPCo phối hợp với Công ty tư vấn điện 3 (PECC3) tiến hành trong 2 năm. Kết quả đo đạc này và các số liệu khác đã được Bộ Công Thương sử dụng để cập nhật atlas gió cho Việt Nam, đơn vị thực hiện là AWS TruePower - tiền thân là TrueWind Solutions - cũng là đơn vị xây dựng atlas cho 4 quốc gia trong đó có Việt Nam năm 2001. Bản đồ phân bố tốc độ gió được thực hiện với phần mềm mô phỏng ‘MesoMap’. Bản đồ tài nguyên gió và Bảng tổng hợp kết quả đánh giá cho độ cao 80 mét được thể hiện theo thứ tự ở Hình 1.4 và Bảng 1.1. [2]

Tốc độ gió trung bình	<4 (m/s)	4-5 (m/s)	5-6 (m/s)	6-7 (m/s)	7-8 (m/s)	8-9 (m/s)	>9 (m/s)
Diện tích (km ²)	95.916	70.868	40.473	2.435	220	20	1
Diện tích (%)	45,7	33,8	19,3	1,2	0,1	0,01	0
Tiềm năng (MW)	956.161	708.678	404.732	24.351	2.202	200	10

Bảng 1.1 Bảng tổng hợp kết quả đánh giá cho độ cao 80 mét.



Hình 1.8: Bản đồ tài nguyên gió ở độ cao 80 mét.

Bản đồ cho thấy Ở Việt Nam, các khu vực có thể phát triển năng lượng gió không trải đều trên toàn bộ lãnh thổ. Với ảnh hưởng của gió mùa thì chế độ gió cũng khác nhau. Nếu ở phía bắc đèo Hải Vân thì mùa gió mạnh chủ yếu trùng với mùa gió đông bắc, trong đó các khu vực giàu tiềm năng nhất là Quảng Ninh, Quảng Bình, và Quảng Trị. Ở phần phía nam đèo Hải Vân, mùa gió mạnh trùng với mùa gió tây nam, và các vùng tiềm năng nhất thuộc cao nguyên Tây Nguyên, các tỉnh ven biển đồng bằng sông Cửu Long, và đặc biệt là khu vực ven biển của hai tỉnh Bình Thuận, Ninh

Thuận. Thêm vào đó, vùng ven biển Nam bộ và Nam trung bộ có triển vọng đặc biệt về sử dụng năng lượng gió bởi vì không chỉ gió ở đây mạnh mà còn rất gần các trung tâm tập trung đông dân cư.

Trong vài chục năm trở lại đây, Việt Nam đã có cái nhìn nghiêm túc hơn về vấn đề khai thác năng lượng gió. Tuy nhiên, hầu hết các công trình nghiên cứu, sử dụng còn chưa đáp ứng được và chúng ta buộc phải đầu tư với các công nghệ nhập khẩu từ nước ngoài và việc lắp đặt còn chưa được nhiều, tuy nhiên đó cũng là những dấu hiệu đáng mừng chứng tỏ việc Việt Nam đang quan tâm đến nguồn năng lượng giá rẻ này. Dưới đây là một số dự án phát triển nhà máy điện gió đầu tiên ở Việt Nam: Nhà máy phát điện sức gió đầu tiên ở Việt Nam phải kể đến là nhà máy đặt tại huyện đảo Bạch Long Vĩ, Hải Phòng. Thực tế cho thấy, mặc dù trong năm 2005, đã có 3 cơn bão lớn, tốc độ gió đều vượt qua cấp 12 nhưng tuabin gió phát điện vẫn vận hành an toàn. Nhà máy điện gió thứ 2 của cả nước đặt ở huyện đảo Lý Sơn vận hành bằng sức gió, có kết hợp máy phát điện diesel, tổng vốn đầu tư gần 200 tỷ đồng. Dự án được chia làm 3 giai đoạn: giai đoạn 1 được thực hiện trong hai năm 2007, 2008 có công suất 2,5 (MW), vốn đầu tư 80 tỷ đồng cung cấp cho 4.000 hộ dân với gần 20.000 nhân khẩu. Giai đoạn 2 nâng công suất lên 5 (MW) thực hiện trong các năm 2008-2009 và giai đoạn 3 được thực hiện trong các năm 2009-2012 sẽ công suất lên trên 10MW. Nhiều dự án điện gió rất lớn với mục tiêu hòa vào lưới điện Quốc gia vẫn đang được xúc tiến. Dự án xây dựng Nhà máy phong điện 3, tại khu kinh tế Nhơn Hội, tỉnh Bình Định với tổng vốn đầu tư hơn 35,7 triệu USD. Theo thiết kế, nhà máy được đầu tư xây dựng toàn bộ 14 tuabin, 14 máy biến áp đồng bộ cùng các trang thiết bị và dịch vụ kèm theo. Sản lượng điện hằng năm của nhà máy hoà vào lưới điện quốc gia đạt khoảng 55 triệu kWh. Một dự án đầu tư rất lớn đang có thể trở thành hiện thực ở VN đó là xây dựng nhà máy điện gió có công suất phát điện 120 MW với vốn đầu tư 120 triệu USD (~2000 tỉ đồng) do tập đoàn EurOrient đầu tư chính. Để có một hình dung về con số này, hãy so sánh với thủy điện-thủy lợi Rào Quán ở Quảng Trị, vốn đầu tư 2000 tỷ đồng và công suất phát điện là 64MW. Vậy, nhìn chung các dự án điện gió có suất đầu tư 1000 USD/kW, khả năng thu hồi vốn trong vòng 10 năm, giá thành điện không cao 5 UScents/kWh. Theo dự báo đến năm 2010, suất đầu tư nguồn điện bằng sức gió chỉ còn khoảng 700-800 USD/kW, giá thành 3.5-4.0 UScents/kWh. Với quy mô nhỏ thì đặc biệt hữu ích cho vùng sâu, vùng xa, hải đảo. Với quy mô lớn thì thường được phát triển ở những vùng trống, khô cằn ở Nam Trung bộ như Quảng Ngãi, Bình Định, Khánh Hòa...

1.5 Tổng quan về tuabin gió:

1.5.1 Tổng quan về công nghệ tuabin gió hiện nay:

Tuabin gió sẽ chuyển đổi từ động lực của gió thành năng lượng cơ. Năng lượng cơ này có thể sử dụng cho những công việc cụ thể như là bơm nước, hoặc các máy nghiền lương thực, hoặc cho một máy phát có thể chuyển đổi từ năng lượng cơ thành năng lượng điện. Các tuabin gió được đặt trên trụ cao để thu hầu hết năng lượng gió.

Ở tốc độ 30 mét trên mặt đất thì các tuabin gió thuận lợi: tốc độ nhanh hơn và ít bị các luồng gió bất thường. Các tuabin gió có thể sử dụng cung cấp điện cho nhà cửa hoặc xây dựng, chúng có thể nối tới một mạng điện để phân phối mạng điện ra rộng hơn.

Có 2 loại tuabin gió là tuabin gió trục đứng và tuabin gió trục ngang:

- **Trục đứng:** Chi phí xây dựng và bảo dưỡng thấp, không phụ thuộc vào hướng gió nhưng hiệu suất chuyển đổi năng lượng thấp, dao động công suất và rung lắc mạnh, khó khăn trong việc điều chỉnh công suất.
- **Trục ngang:** Hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao, dễ dàng tiếp cận với nguồn gió ổn định và tốc độ lớn, có thể điều chỉnh góc cánh quạt dễ dàng. Tuy nhiên chi phí lắp đặt cao và yêu cầu phải có hệ thống định hướng gió.

1.5.2 Tua bin gió trục ngang:

Khi nghĩ về một tuabin gió, có lẽ ta sẽ nghĩ đến một tuabin gió ngang, được gọi tắt là HAWT. Đây là loại tuabin phổ biến nhất và có thể dễ dàng nhận ra bởi thiết kế giống như cánh quạt của chúng. Chúng thường có 3 lưỡi hoặc 2 lưỡi. HAWT tạo ra điện bằng cách sử dụng lực nâng với các cánh có hình dạng giống như những chiếc máy bay, giống như cách một chiếc máy bay cất cánh trên mặt đất. Mặc dù, các cánh của tuabin gió có tỷ lệ lực nâng cao hơn nhiều lần so với cánh của một máy bay thương mại. Cho đến nay, đây là loại tuabin gió hiệu quả nhất và được nghiên cứu kỹ lưỡng.

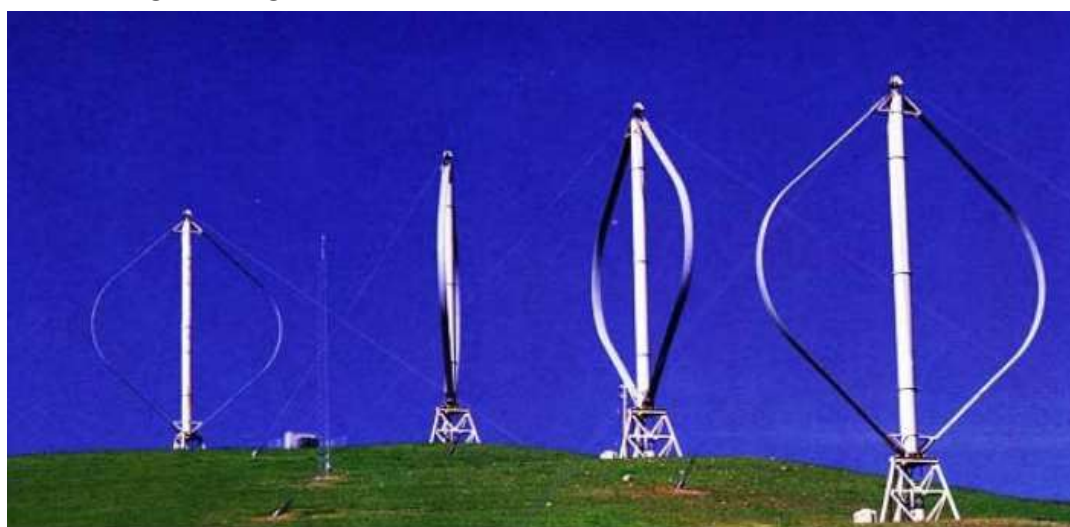


Hình 1.9: Tua bin gió trục ngang HAWT.

HAWT được thiết lập trên cao trên các tháp lớn để tận dụng tốc độ gió ở độ cao lớn. Mặc dù điều này mang lại hiệu quả tốt hơn nhưng lại gây khó khăn cho việc sửa chữa. Hộp nhỏ phía sau rotor, chứa hộp số, máy phát điện, phanh tốc độ, cơ cấu yaw và máy đo gió. Hộp số được dùng để khuếch đại tốc độ tuabin, cho phép máy phát điện tạo ra. HAWT phải giữ vuông góc với gió để tối đa hóa hiệu quả. Cơ chế yaw quay các tuabin theo hướng gió để đảm bảo tuabin vẫn thẳng hàng với hướng gió. HAWT cũng không hoạt động tốt ở tốc độ gió cực mạnh. Khi máy đo gió nhận được tốc độ gió có thể làm hỏng tuabin, hệ thống hãm tốc độ sẽ được kích hoạt để ngăn tuabin quay quá nhanh.

1.5.3 Tua bin gió trục đứng:

Tuabin gió trục đứng Darrieus được nhận dạng bởi hai cánh quạt dạng cánh cong gắn vào trục trung tâm, tạo cho chúng hình dạng “chiếc máy đánh trứng”. Các cánh quạt gắn ở đầu và cuối trục và quay theo phương thẳng đứng xung quanh trục để phản ứng với gió. Giống như HAWT, tuabin gió Darrieus tạo ra điện bằng lực nâng. Tuabin gió Darrieus có một số ưu điểm như có hiệu quả bất kể hướng gió, các lưỡi dao cũng có thể có nhiều kiểu dáng khác nhau. Trong khi hình dạng máy đánh trứng là phổ biến nhất, cũng có những lưỡi xoắn kép, nơi các lưỡi xoắn quanh trục trung tâm. Thiết kế con quay hồi chuyển cũng phổ biến, sử dụng các lưỡi thẳng nơi các đầu được tách ra khỏi trục trung tâm. Cả hai thiết kế này thường được sử dụng ở quy mô nhỏ hơn, như trên các mái nhà. Tiết kiệm cho một số ít được chọn, tuabin Darrieus thường có công suất dưới 1 MW.



Hình 1.10: Tua bin gió trục đứng Darrieus.

Tuy nhiên, tuabin Darrieus có quá nhiều nhược điểm. Chúng có xu hướng kém hiệu quả hơn HAWT vì các lưỡi dao quá gần mặt đất. Thiết kế cũng không phù hợp về mặt cấu trúc ở quy mô MW. Dây Guy là cần thiết để giữ cho các tuabin lớn hơn không bị sập. Tuabin Darrieus có momen xoắn ban đầu thấp, có nghĩa là chúng cần nguồn điện bên ngoài để khởi động. Chúng hiếm khi tự khởi động, ngay cả khi tốc độ gió lớn.

1.5.4 Cấu trúc tuabin gió:

Cấu tạo của tuabin gió gồm các bộ phận chính như sau:

- Tháp đỡ,
 - Cánh quạt tuabin
 - Bộ phận điều khiển hướng gió
 - Hộp số
 - Máy phát điện
-

1.5.4.1 Tháp đỡ

Tháp đỡ dùng để nâng tuabin và buồng chứa các hệ thống truyền động cơ khí, máy phát điện, bộ phận điều hướng.... Chiều cao của tháp phải cao hơn đường kính của cánh quạt rotor. Trước đây, chiều cao của tháp từ 20m đến 50m. Vấn đề chính trong thiết kế là động lực học cấu trúc. Cần tránh mọi tần số cộng hưởng của tháp, rotor và buồng chứa; sự rung động và kết quả của chu kỳ mới dưới sự tác động của dao động tốc độ gió. Bên cạnh vấn đề nghiên cứu để phát triển chiều cao của tháp, người ta còn chú trọng đến việc khai thác các khía cạnh lắp đặt hệ thống ở ngoài biển khơi.



Hình 1.11: Tháp đỡ hình trụ của tuabin gió.

1.5.4.2 Cánh quạt tuabin

Cánh quạt tuabin làm từ gỗ nén, sợi thủy tinh hay các vòng oxy ghép lại. Ngày nay, một tuabin gió hiện đại thường có 2 hoặc 3 cánh quạt. Khó khăn về cơ khí song hành trong thiết kế vì những lực ly tâm và lý thuyết mọi sự rung động liên tục. Ngoài ra sự giới hạn của cơ khí tối thiểu để chống chọi với những cơn gió lớn đi kèm với việc điều khiển bảo vệ những cánh quạt, máy phát khi làm việc quá tải hay quá nhiệt. Vấn đề quan trọng trong thiết kế là đặt hệ số công suất cực đại, cánh quạt to hay nhỏ sẽ đem lại sự khác biệt lớn trong tiếp nhận và chuyển đổi năng lượng cơ. Cả mối quan hệ về trọng lượng với tháp đỡ, chiều dài cánh quạt với chiều cao của tháp cũng phải quan tâm. Mặt khác, tương ứng với công suất nhận được thì giá thành trong lắp đặt sẽ phải tính toán để đạt mức tối ưu.



Hình 1.12: Cánh của tuabin gió.

1.5.4.3 Bộ phận điều khiển hướng gió (hệ thống yaw)

Bộ phận điều hướng điều chỉnh hướng tuabin liên tục theo chiều gió. Nó có thể đơn giản là cánh quạt đuôi hay phức tạp hơn trên những tháp hiện đại. Hệ thống điều khiển hướng gió sẽ trượt theo mệnh lệnh có sự giám sát giải thuật điều khiển thích hợp. Những cánh quạt quay với momen lớn ở trên cao trong thời gian chuyển hướng thường dẫn đến tiếng ồn. Sự trượt quá nhanh có thể sinh ra tiếng ồn vượt quá giới hạn cho phép, cho nên phải được kiểm soát liên tục.



Hình 1.13: Bộ phận điều khiển hướng gió.

1.5.4.4 Hộp số

Hệ thống cánh quạt của tuabin điện gió có tốc độ số vòng quay thấp. Tốc độ số vòng quay của máy phát điện (ngoại trừ máy phát điện nam châm vĩnh cửu) thông thường từ 900 đến 2000 vòng trên một phút. Để chuyển tốc độ số vòng quay của hệ thống rotor lên cao, hộp số được lắp đặt trước trục chính của rotor. Hộp số có chức năng chuyển tốc độ số vòng quay thấp từ hệ thống cánh quạt lên tốc độ số vòng quay cao của máy phát điện.



Hình 1.14: Hộp số và máy phát điện.

1.5.4.5 Máy phát điện trong tuabin gió

Máy phát điện là một thành phần quan trọng, vì nó có nhiệm vụ chuyển đổi cơ năng của tuabin thành điện năng. Trong một hệ thống phát điện, việc thiết kế và chọn máy phát điện phải phù hợp với loại tuabin đã được lựa chọn. Các tuabin này được

thiết kế với việc ưu tiên cho các phương pháp điều khiển mong muốn và điều kiện gió từng vùng. Các máy phát điện ở đây không chỉ được sử dụng để biến đổi năng lượng mà còn dùng để điều khiển điện áp thông qua tốc độ quay của tuabin. Turbine được nối trực tiếp với rotor của máy phát thông qua một trục truyền động, tức là trực tiếp điều khiển máy phát. Loại máy phát này sẽ có tốc độ quay chậm hơn so với các loại máy phát thông thường. Do đó nó được thiết kế với số lượng điện cực nhiều để đạt được cảm ứng từ tốt và hiệu quả cao. Việc điều khiển trực tiếp giúp loại bỏ tổn thất, bảo dưỡng và các chi phí liên quan đến hộp số. Một số nghiên cứu cho thấy hộp số là nguyên nhân dẫn đến hầu hết các hư hỏng của tuabin gió. Hơn nữa, điều khiển trực tiếp làm giảm liên kết xoắn trên các trục truyền động bởi tần số dao động riêng.

1.5.4.6 Bộ phận đo tốc độ gió

Công nghệ tuabin gió đã thay đổi một cách đáng kể. Những tuabin lớn ngày nay được lắp đặt đều hướng đến điều khiển tốc độ dựa trên sự kết hợp điều khiển cơ khí và điện tử công suất tự động. Những máy nhỏ thì điều khiển đơn giản bằng tay, chi phí năng lượng thấp. Các phương pháp điều khiển tốc độ có những phương pháp sau:

- Không điều khiển: tuabin và máy điện được thiết kế để sẵn sàng chống chịu mọi cơn gió.
- Điều khiển nghiêng, lệch hướng: trục rotor được điều khiển lệch hướng gió khi tốc độ gió vượt ra khỏi giới hạn cho phép khi thiết kế.
- Điều khiển xoay cánh quạt: thay đổi góc của cánh quạt trên trục tuabin tương ứng với thay đổi tốc độ gió.
- Lấn tránh cơn gió: khi tốc độ gió vượt ra khỏi tốc độ cho phép, những cánh quạt được di chuyển vào vị trí an toàn.
- Bộ phận đo tốc độ gió luôn cập nhật tốc độ gió và hướng gió sau đó chuyển tín hiệu gió đo được về bộ phận điều khiển để điều chỉnh góc pitch nhằm phát ra công suất tối ưu nhất.

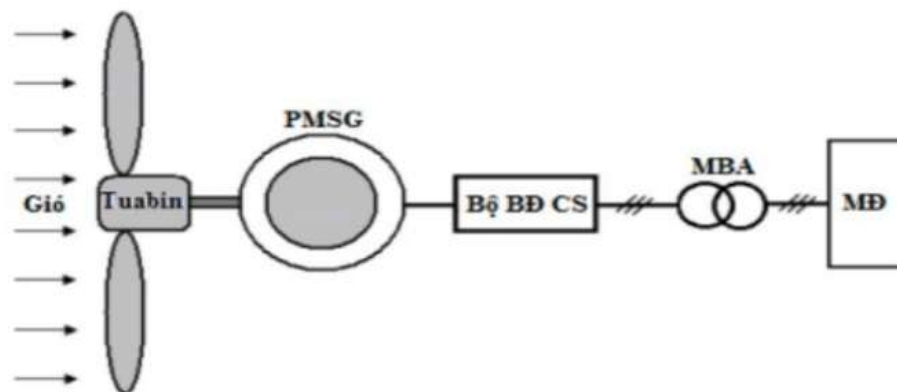


Hình 1.15: Bộ phận đo tốc độ gió.

1.6 Giới thiệu về máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG)

Máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu - Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG) cung cấp một giải pháp tối ưu cho các turbine gió hoạt động với

tốc độ gió thay đổi vì tính ổn định và an toàn của nó trong quá trình hoạt động, đồng thời không cần nguồn điện một chiều để kích từ. Máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG) ngày càng phổ biến vì chúng có nhiều ưu điểm như kích thước nhỏ, hiệu suất cao, chi phí bảo dưỡng thấp và dễ dàng vận hành. Sự đáng tin cậy của turbine gió dùng cho các tốc độ gió thay đổi có thể được cải thiện một cách đáng kể bằng cách sử dụng máy phát PMSG. Máy phát PMSG nhận được nhiều sự chú ý trong việc ứng dụng vào năng lượng gió do đặc tính tự kích từ của nó, điều này cho phép nó vận hành với hệ số công suất và hiệu suất cao. Việc sử dụng nam châm vĩnh cửu trong rotor của PMSG giúp nó không cần phải cung cấp dòng điện kích từ xuyên qua stator để tạo ra từ thông không đổi trong khe hở không khí; dòng điện stator chỉ cần tạo ra moment xoắn. Do đó, với cùng ngõ ra, máy phát PMSG sẽ vận hành ở hệ số công suất cao hơn vì không dùng dòng điện kích từ và sẽ có hiệu suất cao hơn so với các loại máy phát khác.



Hình 1.16: Hệ thống phát điện gió sử dụng máy phát PMSG.

1.6.1 Cấu tạo và nguyên lý làm việc

1.6.1.1 Cấu tạo máy phát điện đồng bộ

Máy phát điện đồng bộ là các máy điện xoay chiều có tốc độ của roto bằng với tốc độ của từ trường quay. Dây quấn stato được nối với lưới điện xoay chiều, dây quấn rotor được kích từ bằng dòng điện một chiều. Ở chế độ xác lập, máy điện đồng bộ có tốc độ quay của rotor luôn không đổi khi tải thay đổi. Máy phát điện đồng bộ gồm 2 phần chính là stator và rotor, thông thường stator phía ngoài rotor phía trong.

Stator gồm lõi thép và dây quấn. Lõi thép làm từ lá thép kỹ thuật điện dày 0,35-0,5mm, phủ cách điện.

Rotor thì chia làm hai loại:

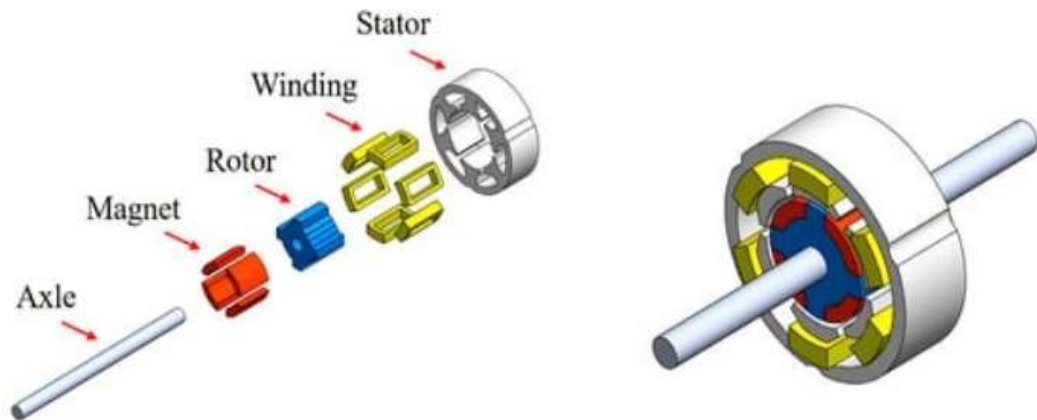
- **Rotor cực ẩn** : lõi thép làm bằng thép hợp kim chất lượng cao, được đúc thành khối hình trụ, có rãnh để đặt dây kích từ. Phần không phay rãnh tạo thành mặt cực từ. Đường kính rotor không quá 1.5 m, để tăng công suất thì tăng chiều dài của rotor. Dây quấn đặt trong rãnh rotor, dây đồng, tiết diện chữ nhật và được quấn tạo thành các bố đồng tâm và cách điện với nhau. Hai đầu dây quấn kích từ nối với hai vành trượt đầu trục, thông qua chổi than để lấy điện một chiều từ ngoài làm nguồn kích từ. Với cấu tạo như trên, rotor cực ẩn có độ bền cơ học

rất cao, dây quấn kích từ rất vững chắc do đó các loại máy đồng bộ có tốc độ từ 1.500 v/ph trở lên đều được chế tạo với rotor cực ắn, mặc dù chế tạo phức tạp và khó khăn hơn rotor cực lõi.

- **Rotor cực lõi** : Số lượng cực từ lớn, dùng trong trường hợp động cơ sơ ca như turbine nước (thủy điện) có tốc độ chậm. Với các máy công suất nhỏ và trung bình lõi thép được chế tạo bằng thép đúc, gia công thành khối hình trụ hoặc lăng trụ trên mặt các cực từ. Với các máy công suất lớn, lõi thép làm từ các tấm thép dày 1 - 6 mm, dập hoặc đúc hình sẵn để gép thành các khối lăng trụ. Dây quấn kích từ bằng dây đồng, quấn xung quanh cực từ, các vòng dây được quấn cách điện với nhau, hai đầu nối với vành trượt ở một đầu trục thông qua chổi than nối với nguồn điện một chiều.

1.6.2 Cấu tạo máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu:

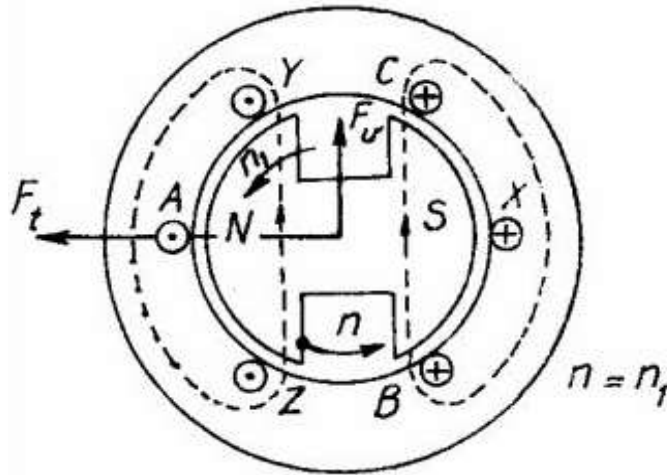
Các máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu có bốn cực từ, phần cắt ngang của nó được mô tả trong hình 1.18. Các nam châm được gắn chặt trên 35 lõi thép rotor. Không gian giữa các nam châm được lấp đầy bằng các lá thép hình đặc biệt, các bộ phận đó tạo ra một dòng điện đóng cho từ trường. Nam châm vĩnh cửu đã được sử dụng rộng rãi để thay thế các cuộn kích từ trong các máy đồng bộ, với những ưu điểm là thiết kế rotor không cần cuộn dây kích thích, vành trượt và bộ kích từ máy phát có thể giúp tránh gây nhiệt trong các cánh quạt và cung cấp hiệu quả tổng thể của hệ thống cao hơn.



Hình 1.17: Mặt cắt ngang của máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu

1.6.3 Nguyên lý làm việc

Nguyên lý hoạt động của máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu cũng giống như nguyên lý hoạt động của máy điện đồng bộ, chỉ khác nhau ở chỗ ở máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu thì cuộn kích từ trên rotor được thay thế bằng nam châm vĩnh cửu mô tả như hình 1.18. Dùng động cơ sơ cấp quay rotor máy phát điện đồng bộ tới tốc độ n (vòng/ph), thì từ trường kích thích Φ_t sẽ quét qua dây quấn phần ứng stator và cảm ứng nên trong dây quấn đó suất điện động xoay chiều hình sin.



Hình 1.18: Nguyên lý hoạt động cơ bản

Trị số suất động cảm ứng:

$$E_0 = 4,4 f \Phi_t w k_{dq} \quad (1.1)$$

Trong đó: E_0 : suất điện động pha

w : số vòng dây

k_{dq} : hệ số dây quấn

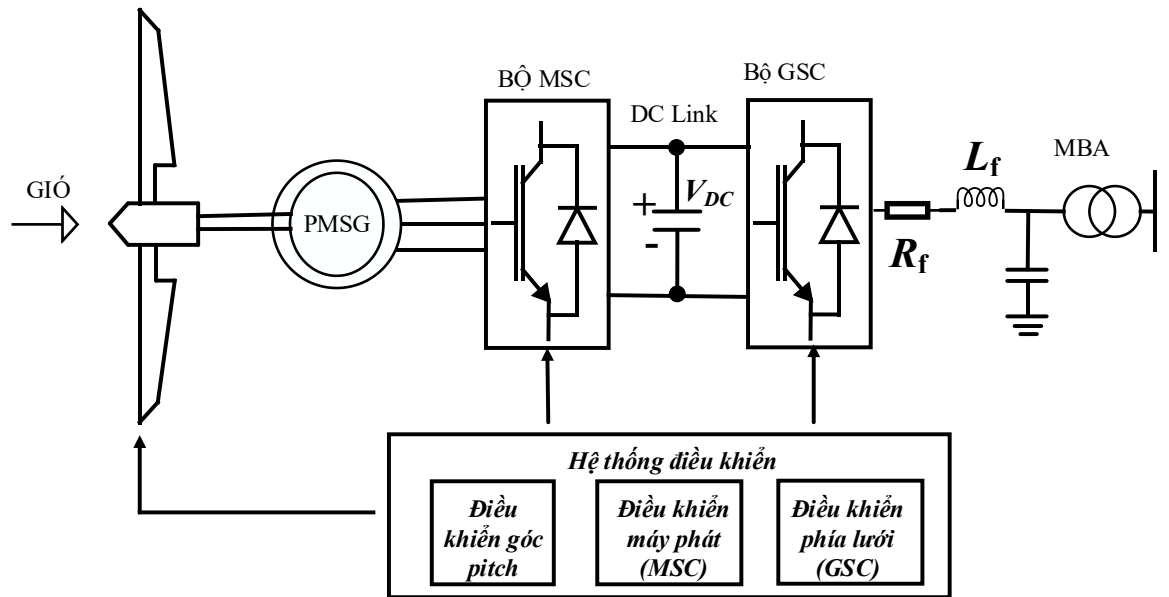
Rôto có p đôi cực, khi quay được một vòng, sđđ phản ứng sẽ biến thiên p chu kỳ.

Tốc độ rotor n (vòng/phút):
$$n = \frac{60f}{p} \quad (1.2)$$

Trong đó p là số đôi cực của máy. Với máy điện đồng bộ 3 pha, dây quấn phản ứng nối sao (Y) hoặc nối tam giác (Δ). Khi máy làm việc dòng điện phản ứng I_r chạy trong dây quấn 3 pha sẽ tạo nên một từ trường quay. Từ trường này quay với tốc độ đồng bộ [9].

1.6.4 Hệ thống điều khiển của máy phát PMSG với hệ thống điện

Turbine gió sử dụng máy phát đồng bộ PMSG được kết nối với lưới điện qua bộ biến tần toàn phần. Phía stator được nối trực tiếp với lưới điện thông qua bộ biến tần với công suất bằng công suất máy phát. Vì máy phát chỉ làm nhiệm vụ phát công suất vì vậy bộ biến tần có thể sử dụng 1 biến tần 1 chiều gồm bộ phía máy phát - Machine Side Converter (MSC) và phía lưới điện - Grid Side Converter (GSC) như hình 1.19[8].



Hình 1.19: Mô hình điều khiển máy phát PMSG

Thông qua bộ biến tần, ta có thể điều khiển công suất tác dụng cực đại và công suất phản kháng trao đổi với lưới. Tùy theo số cặp cực của máy phát, tốc độ quay của rotor có thể phù hợp với tốc độ quay của turbine, thì trục turbine được nối trực tiếp với máy phát không cần đến hộp số. Vì vậy, có thể giảm giá thành lắp đặt và bảo dưỡng.

1.7 Kết luận.

Turbine gió có nhiệm vụ chuyển đổi công suất cơ thành công suất điện. Hiện nay trên thế giới chủ yếu sử dụng turbine gió trục ngang vì hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao, dễ dàng tiếp cận với nguồn gió ổn định và tốc độ lớn, có thể điều chỉnh góc cánh quạt dễ dàng. Cấu trúc, đặc tính của turbine gió được giới thiệu ở chương này. Và khi tốc độ gió thay đổi thì làm cho công suất đầu ra của turbine cũng thay đổi theo và tại một tốc độ gió đều có một điểm công suất cực đại.

Ở chương này cũng giới thiệu về máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu sử dụng trong turbine gió. Do khả năng tự kích từ của PMSG, khi vận hành sẽ đem lại hiệu suất cao hơn so với loại máy phát khác. PMSG nối lưới qua bộ biến tần toàn phần bao gồm bộ chuyển đổi phía máy và phía lưới.

Ở chương 2, ta sẽ tiến hành mô hình hóa turbine gió sử dụng máy phát PMSG dựa trên những công thức có sẵn bằng phần mềm Matlab Simulink.

CHƯƠNG 2: MÔ HÌNH HÓA TURBINE GIÓ SỬ DỤNG MÁY PHÁT ĐỒNG BỘ NAM CHÂM VĨNH CỬU. HỆ THỐNG LƯỚI ĐIỆN IEEE 9 NÚT, HIỆN TƯỢNG LVRT VÀ HỆ THỐNG LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG PIN (BESS)

2.1 Mô hình turbine cánh quạt

Turbine gió làm việc dựa trên nguyên tắc chuyển đổi năng lượng gió sang năng lượng cơ trên trục quay của turbine, sau đó năng lượng cơ được chuyển sang năng lượng điện thông qua máy phát điện.

Công suất của khối không khí có vận tốc v_w (m/s) thổi qua một diện tích A (m²) được tính [3] [4]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (2.1)$$

Công suất cơ trên trục turbine được tính:
$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v^3 \quad (2.2)$$

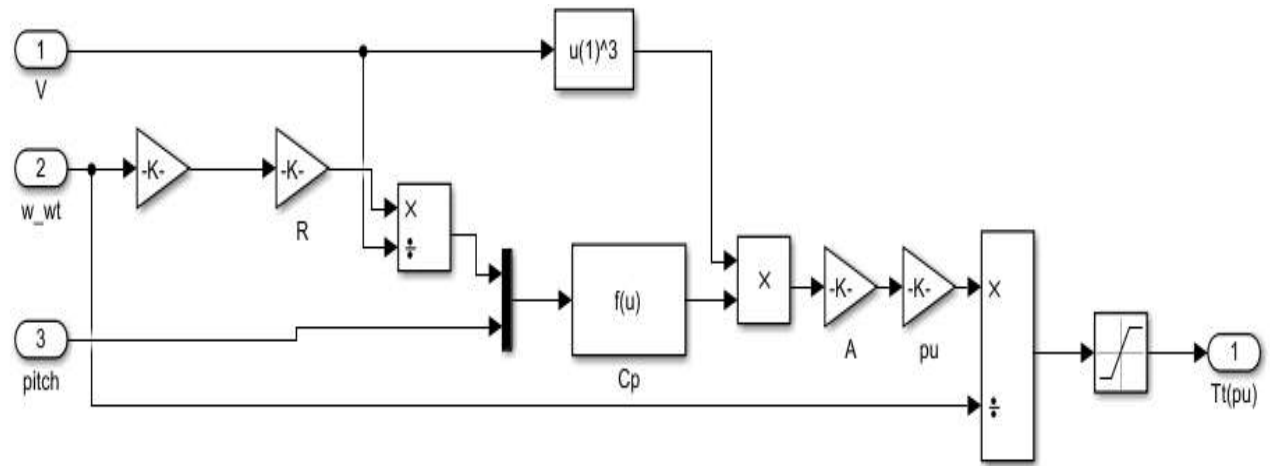
Trong đó: C_p – Hệ số hấp thụ công suất gió của cánh turbine, C_p thường nằm trong khoảng từ 0,2 ÷ 0,5, C_p phụ thuộc vào số cánh quạt, tỷ lệ giữa tốc độ dài ở đỉnh cánh quạt và tốc độ gió λ ($\lambda = \frac{v\omega}{R}$), và góc nghiêng của cánh quạt (góc pitch β) nên người ta thường viết $C_p(\lambda, \beta)$ (2.3)

Với: $\lambda_t = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}$; $c_1 = 0,5176$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0,4$, $c_4 = 5$, $c_5 = 21$ và $c_6 = 0,0068$.

Mô men xoắn của turbine được xác định theo công thức:
$$T_t = \frac{P_w}{\omega_{wt}}$$

(2.4)

Từ các công thức như trên, ta xây dựng mô hình turbine gió trên công cụ Matlab-Simulink như hình 2.1:



Hình 2.1: Mô hình turbine gió xây dựng bằng matlab Simulink

2.2 Xây dựng mô hình hệ thống truyền động

Nhiệm vụ kết nối giữa trục turbine và trục rotor máy phát.

Tốc độ góc của turbine gió được xác định theo công thức sau [4]: $\omega_{wt} = \frac{T_t - T_s}{J_r}$

(2.5)

Trong đó: T_t : Mô men xoắn khí động học đầu turbine (Nm).

T_s : Mô men xoắn trên trục khuỷu (Nm).

J_r : Mô men quán tính của khối turbine (kg/m^2).

Mô men xoắn trên trục khuỷu T_s được xác định theo công thức:

$$T_s = K_s \cdot \Delta \varphi + D_s \cdot \Delta \dot{\varphi} \quad (2.6)$$

Mà $\dot{\varphi} = \dot{\varphi}_{wt} - \frac{\varphi_e}{n} = \omega_{wt} - \frac{\omega_m}{n}$ thay vào biểu thức trên ta được:

$$T_s = K_s \cdot \int (\omega_{wt} - \frac{\omega_m}{n}) dt + D_s \cdot (\omega_{wt} - \frac{\omega_m}{n}) \quad (2.7)$$

Mô men cơ đầu trục máy phát: $T_s = n \cdot T_m$ (2.8)

Trong đó: K_s : Hệ số cứng của bộ phận kết nối giữa hai khối.

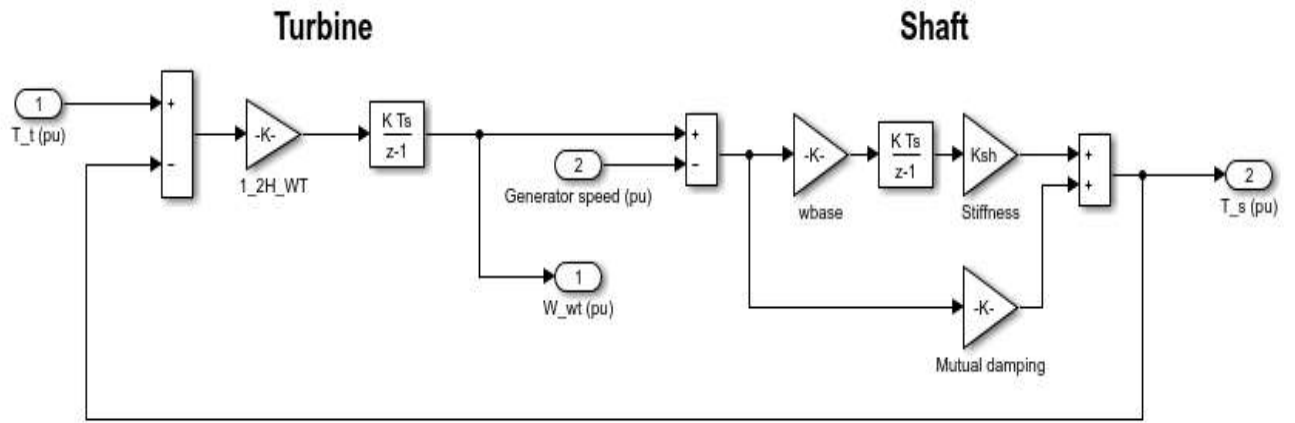
D_s : Hệ số dập tắt dao động.

n : Hệ số hộp số.

ω_m : Tốc độ rotor của máy phát (rad/s).

T_m : Moomen đầu trục máy phát (Nm).

Từ công thức trên, ta xây dựng mô hình hệ thống truyền động của turbine gió như hình 2.2:



Hình 2.2: Mô hình hóa hệ thống truyền động của turbine gió

Khi xem hệ thống kết nối giữa 2 trục là cứng, hệ số hộp số bằng 1, bỏ qua sự khác biệt tốc độ quay của 2 khối thì : $T_t = T_s = T_m$ (2.9)

$$\omega_m = \omega_{wt} \quad (2.10)$$

2.3 Mô hình máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG)

Máy phát PMSG là máy phát đồng bộ làm nhiệm vụ chuyển đổi công suất cơ thành công suất điện.

Mô hình máy phát điện (PMSG) có 2 loại trục tọa độ được sử dụng : hệ trục tọa độ $\alpha\beta$ gắn cố định với stator và hệ trục tọa độ d-q như hình 2.3. Chúng ta sử dụng hệ trục dq mô hình hóa máy phát để tận dụng những ưu điểm của nó có các véc tơ đều là véc tơ đứng yên, có biên độ thay đổi nên thuận tiện trong việc điều khiển.

Phương trình chuyển đổi hệ trục tọa độ abc sang hệ trục tọa độ dq [5]:

$$v_d = \frac{2}{3} \left[v_a \cos \theta_d + v_b \cos \left(\theta_d - \frac{2\pi}{3} \right) + v_c \cos \left(\theta_d + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (2.11)$$

$$v_q = \frac{2}{3} \left[v_a \sin \theta_d + v_b \sin \left(\theta_d - \frac{2\pi}{3} \right) + v_c \sin \left(\theta_d + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (2.12)$$

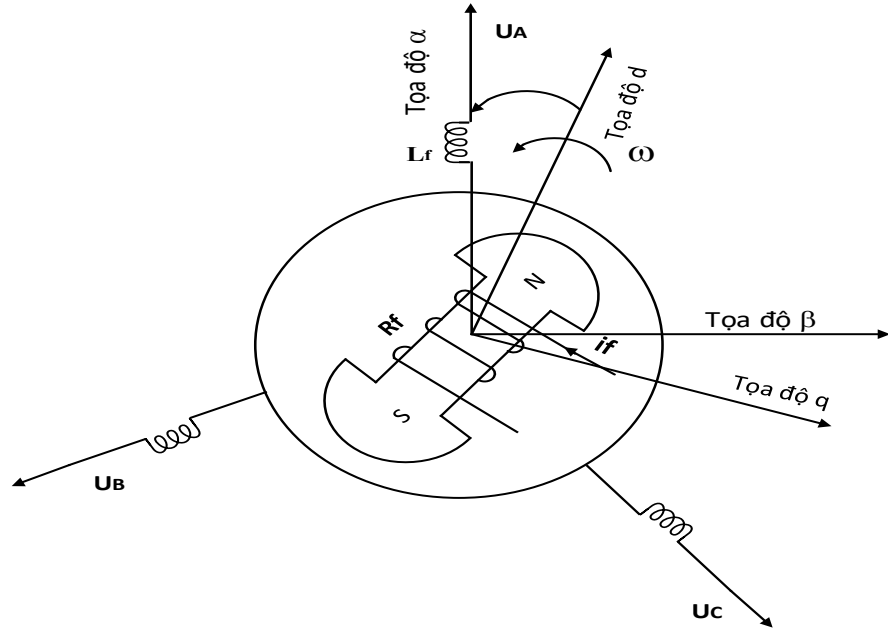
Phương trình chuyển đổi hệ trục tọa độ dq sang hệ trục tọa độ abc:

$$v_a = v_d \cos \theta_d - v_q \sin \theta_d \quad (2.13)$$

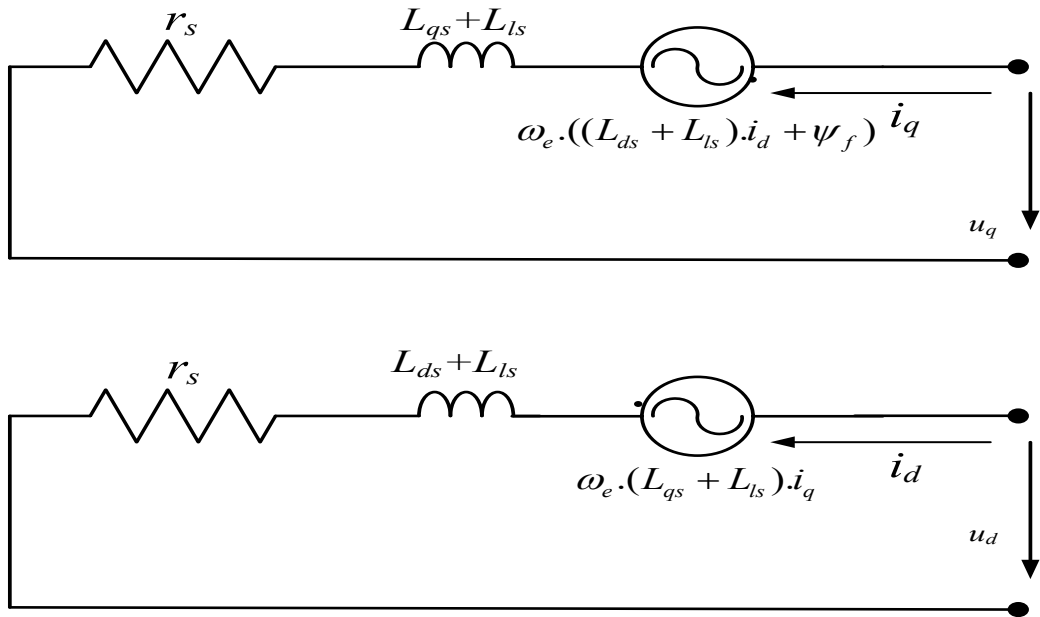
$$v_b = v_d \cos \left(\theta_d - \frac{2\pi}{3} \right) - v_q \sin \left(\theta_d - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (2.14)$$

$$v_c = v_d \cos \left(\theta_d + \frac{2\pi}{3} \right) - v_q \sin \left(\theta_d + \frac{2\pi}{3} \right) \quad (2.15)$$

Việc đồng bộ hóa giữa hệ trục tọa độ d-q và hệ trục ba pha abc được thực hiện bởi vòng khóa pha-phase-locked loop (PLL). Mô hình máy phát điện được sử dụng xây dựng dựa trên hệ trục tọa độ d-q [6].



Hình 2.3: Mô hình tổng quan máy phát PMSG



Hình 2.4: Mô hình mạch tương đương của PMSG

Từ đó, phương trình dòng điện của PMSG được biểu diễn :

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_{qs} + L_{ls}} \left\{ -r_s + \omega_e (L_{qs} + L_{ls}) i_q + u_q \right\} \quad (2.16)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_{qs} + L_{ls}} \left\{ -r_s + \omega_e [(L_{qs} + L_{ls}) i_d + \psi_f] + u_d \right\} \quad (2.17)$$

Phương trình momen điện từ được xác định theo công thức :

$$T_e = 1,5p \left\{ \psi_f i_q + (L_{ds} - L_{qs}) i_d i_q \right\} \quad (2.18)$$

Tốc độ quay rotor được xác định từ mối quan hệ giữa mô men điện và mô men cơ như sau:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{T_e - T_m}{J_g} - \frac{B}{J_g} \omega_m \quad (2.19)$$

Trong đó:

i_q, i_d : Dòng điện dọc và ngang trục (A).

u_q, u_d : Điện áp dọc và ngang trục (V).

r_s : Điện trở stator (Ω).

L_{qs}, L_{ds} : Cảm kháng dọc và ngang trục (H).

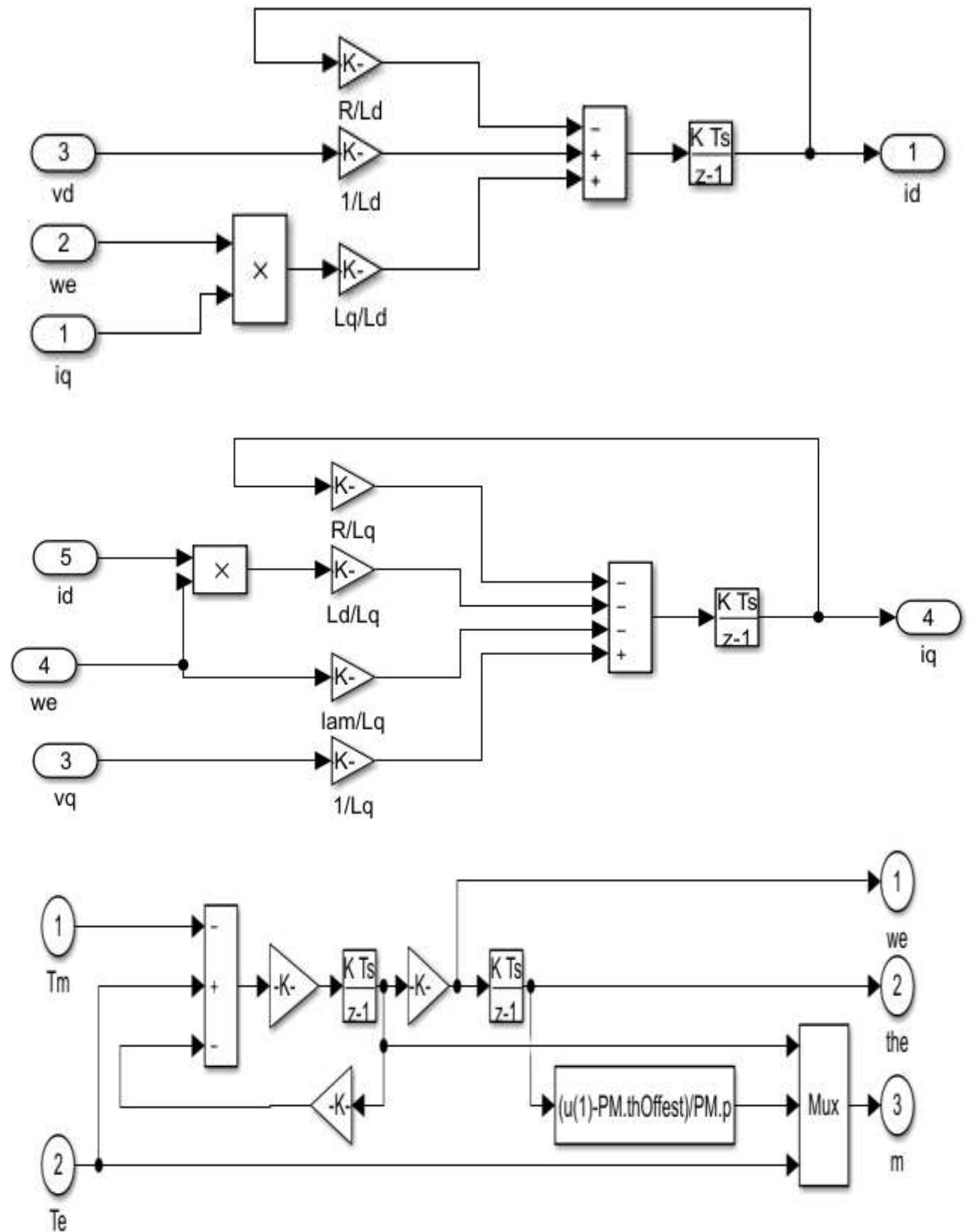
L_{ls} : Cảm kháng rò rỉ (thường được bỏ qua) (H).

ω_e : $\omega_e = p.\omega_m$, p là số cặp cực từ.

ψ_f : Từ thông liên kết flux (V.s).

J_g : Momen quán tính của máy phát (Nm).

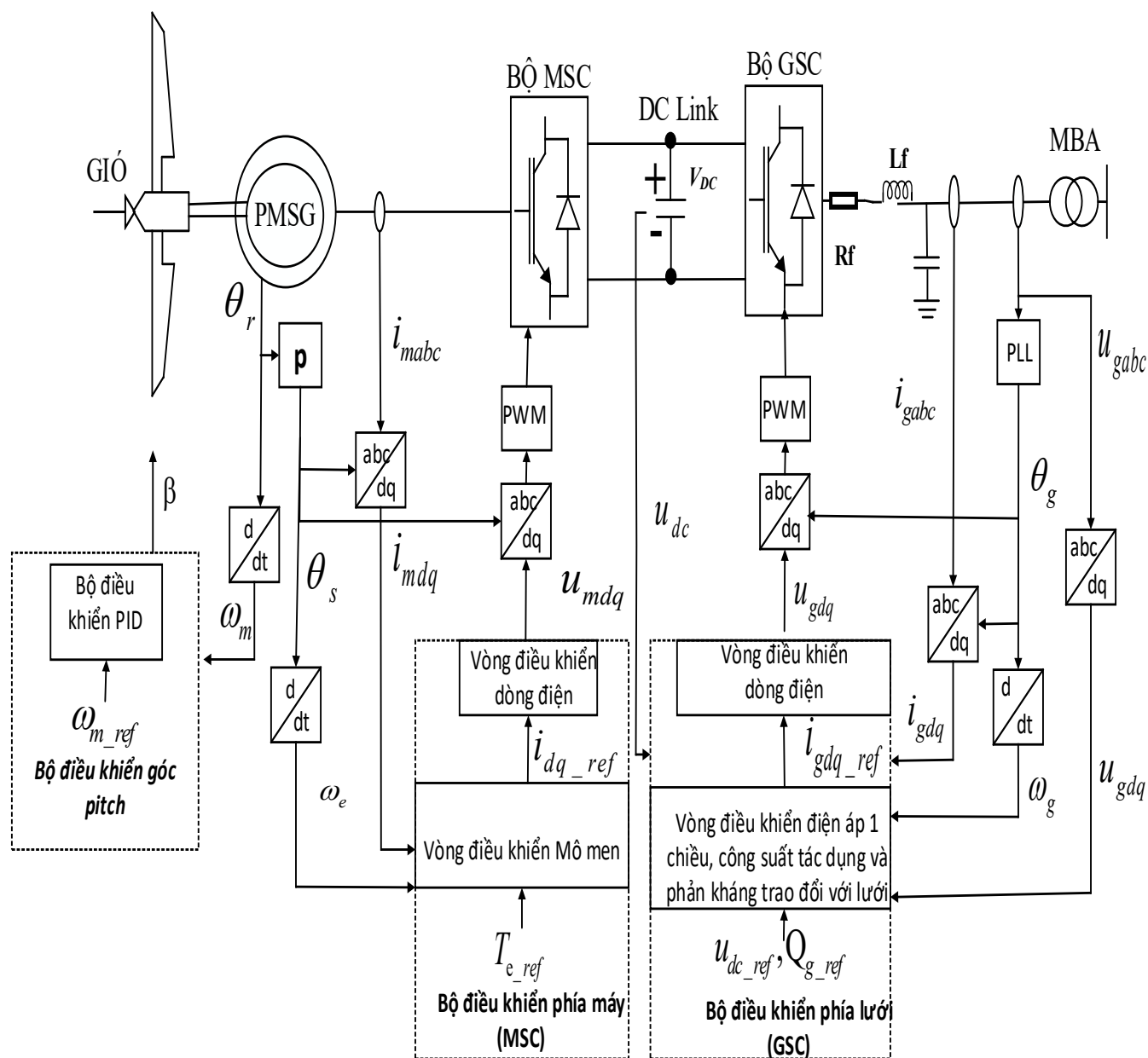
Từ các công thức trên, ta xây dựng mô hình máy phát điện PMSG như hình 2.5:



Hình 2.5: Mô hình hóa PMSG trong Matlab – Simulink

2.4 Hệ thống điều khiển

Sơ đồ cấu trúc điều khiển chung khi kết nối lưới của máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG) thông qua bộ biến tần toàn phần bao gồm bộ điều khiển cho bộ chuyển đổi phía máy phát (MSC) và phía lưới (GSC), góc pitch được thể hiện như hình 2.6. [5]



Hình 2.6: Cấu trúc kết nối và bộ điều khiển PMSG

2.4.1 Điều khiển cho bộ chuyển đổi phía máy phát (MSC)

Bộ điều khiển phía máy phát được điều khiển nhằm [5] [7] [8]:

Điều khiển công suất máy phát đạt công suất cực đại từ phương pháp mômen tối ưu từ đường đặc tính, mômen tối ưu được xác định từ tỷ số đầu trục tối ưu :

$$\lambda = \lambda_{opt}, C_p = C_{popt} \quad (2.20)$$

Điều khiển i_d phát ra phía stator đạt giá trị tham chiếu :

$$i_d = 0 \quad (2.21)$$

Quan hệ giữa mômen tối ưu và tốc độ tối ưu :

$$T_{opt} = \frac{1}{2} \pi p \frac{C_{opt}}{\lambda_{opt}^3} \omega_m \quad (2.22)$$

Để máy phát đạt được mômen tối ưu thì :

$$T_{e_ref} = T_{opt} = K_{opt} \cdot \omega_m^2 \quad (2.23)$$

Trong đó : K_{opt} là hệ số đường cong tối ưu.

Ta có, mô men T_e điện từ của máy phát được tính như sau :

$$T_e = 1,5 p \{ \psi_f i_q + (L_{ds} - L_{qs}) i_d i_q \} \quad (2.24)$$

Khi $i_d = 0$ thì:

$$T_e = 1,5 p \psi_f i_q \quad (2.25)$$

Như vậy, momen điện từ T_e chỉ phụ thuộc vào i_q và bằng cách điều khiển dòng ta có thể điều khiển momen.

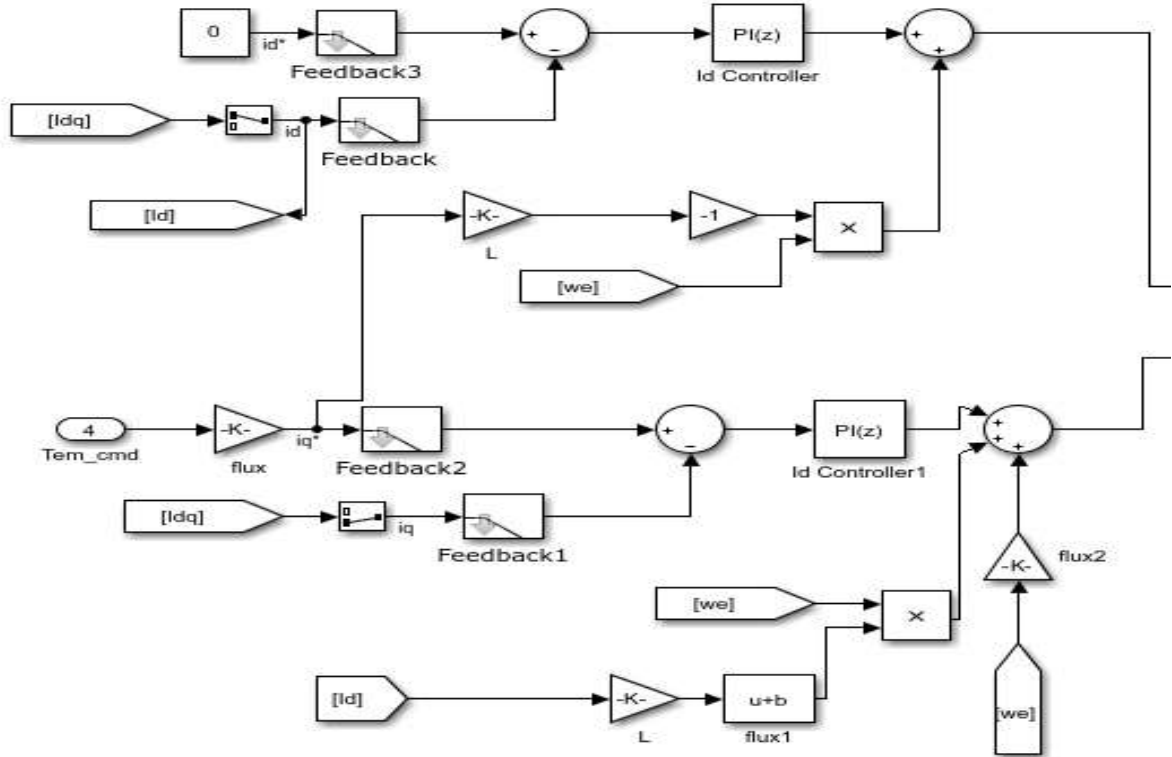
Điện áp ngang trục và dọc trục lúc đó được điều khiển theo biến mới :

$$u_d^* = k_p (i_d^* - i_d) + k_i \int (i_d^* - i_d) d\tau - i_q L_{qs} \quad (2.26)$$

$$u_q^* = k_p (i_q^* - i_q) + k_i \int (i_q^* - i_q) d\tau - i_d L_{ds} + \omega_e \psi_f \quad (2.27)$$

Trong đó: k_p, k_i : Các hằng số của bộ điều khiển PID.

Từ những công thức trên, ta có sơ đồ điều khiển bằng phần mềm Matlab Simulink như hình 2.7.



Hình 2.7: Mô hình hóa Machine side Converter trên Matlab – Simulink

2.4.2 Mô hình hoá điện áp DC-Link và điều khiển bộ chuyển đổi phía lưới (GSC)

Mục tiêu của bộ điều khiển phía lưới là [5] [8] :

Duy trì điện áp trên mạch một chiều V_{dc} không đổi tại giá trị tham chiếu V_{dc}^* . Mục đích điều khiển này để đảm bảo dòng trên tụ $i_c = 0$, có nghĩa là không có năng lượng tích lũy trong mạch 1 chiều

Điều khiển công suất phản kháng Q_g đạt giá trị tham chiếu Q_g^* .

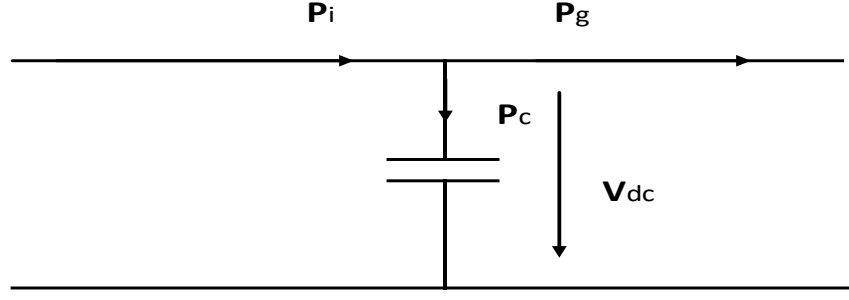
Công suất nạp vào tụ, giả thuyết bỏ qua tổn thất trong bộ chuyển đổi như hình 2.8:

$$P_c = P_i - P_g = \frac{C}{2} \frac{dV_{dc}^2}{dt} \quad (2.28)$$

Trong đó: P_i : công suất đi ra từ bộ chuyển đổi công suất AC/DC.

P_c : công suất vào tụ C.

P_g : công suất trao đổi với lưới.



Hình 2.8: Mạch điện 1 chiều

Công suất truyền từ GSC đến lưới khi chọn hệ trục dq sao cho trục d trùng với vectơ điện áp lưới :

$$P_g + jQ_g = V_g i_d - jV_g i_q \quad (2.29)$$

Như vậy, để điều khiển điện áp V_{dc} không đổi tại giá trị tham chiếu V_{dc}^* ta phải điều khiển dòng i_d và để điều khiển công suất phản kháng Q_g ta phải điều khiển dòng i_q .

Sử dụng bộ PI để điều khiển sai số giữa giá trị tham chiếu và giá trị thực tế:

$$i_q^* = k_{p1}(V_{dc}^* - V_{dc}) + k_{i1} \int (V_{dc}^* - V_{dc}) d\tau \quad (2.30)$$

$$i_d^* = k_{p1}(Q_g^* - Q_g) + k_{i1} \int (Q_g^* - Q_g) d\tau \quad (2.31)$$

Với: $k_{p1}, k_{i1}, k_{p2}, k_{i2}$ – các hằng số của bộ điều khiển.

Điện áp dọc trục và ngang trục lúc đó điều khiển bằng bộ PI:

$$u_{di}^* = k_{pd}(i_d^* - i_d) + k_{id} \int (i_d^* - i_d) d\tau \quad (2.32)$$

$$u_{qi}^* = k_{pq}(i_q^* - i_q) + k_{iq} \int (i_q^* - i_q) d\tau \quad (2.33)$$

Với: $k_{pd}, k_{id}, k_{pq}, k_{iq}$ – các hằng số của bộ điều khiển PID.

Từ đó điện áp dọc trục và ngang trục trở thành:

$$u_d^* = u_d + \omega_g L_{RL} i_q - R_{RL} i_q - u_{di}^* \quad (2.34)$$

$$u_q^* = u_q - \omega_g L_{RL} i_d - R_{RL} i_d - u_{qi}^* \quad (2.35)$$

Trong đó : L_{RL} : Thông số của cuộn cảm bộ lọc RL(H).

R_{RL} : Thông số của điện trở bộ lọc RL(Ω).

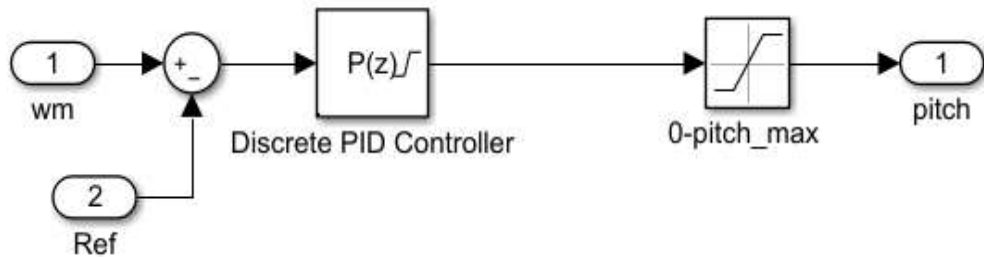
Từ những công thức trên ta có sơ đồ điều khiển bằng phần mềm Matlab Simulink như hình 2.9.

Hệ thống điều khiển góc pitch truyền thống thường sử dụng bộ điều khiển PI. Nó là cần thiết trong điều kiện trên tốc độ gió đánh giá khi tốc độ quay được giữ ổn định. Sự thay đổi nhỏ của góc pitch có thể có một ảnh hưởng lớn đến sản lượng điện. Mục đích của việc điều khiển góc pitch có thể được diễn tả như sau [9] [10]:

- Tối ưu hóa công suất của tuabin gió. Khi tốc độ gió dưới định mức, góc pitch cố định để có giá trị tối ưu của nó để cung cấp cho công suất cực đại.
- Ngăn chặn sức mạnh cơ khí đầu vào vượt quá giới hạn thiết kế. Trên tốc độ gió định mức, điều khiển.

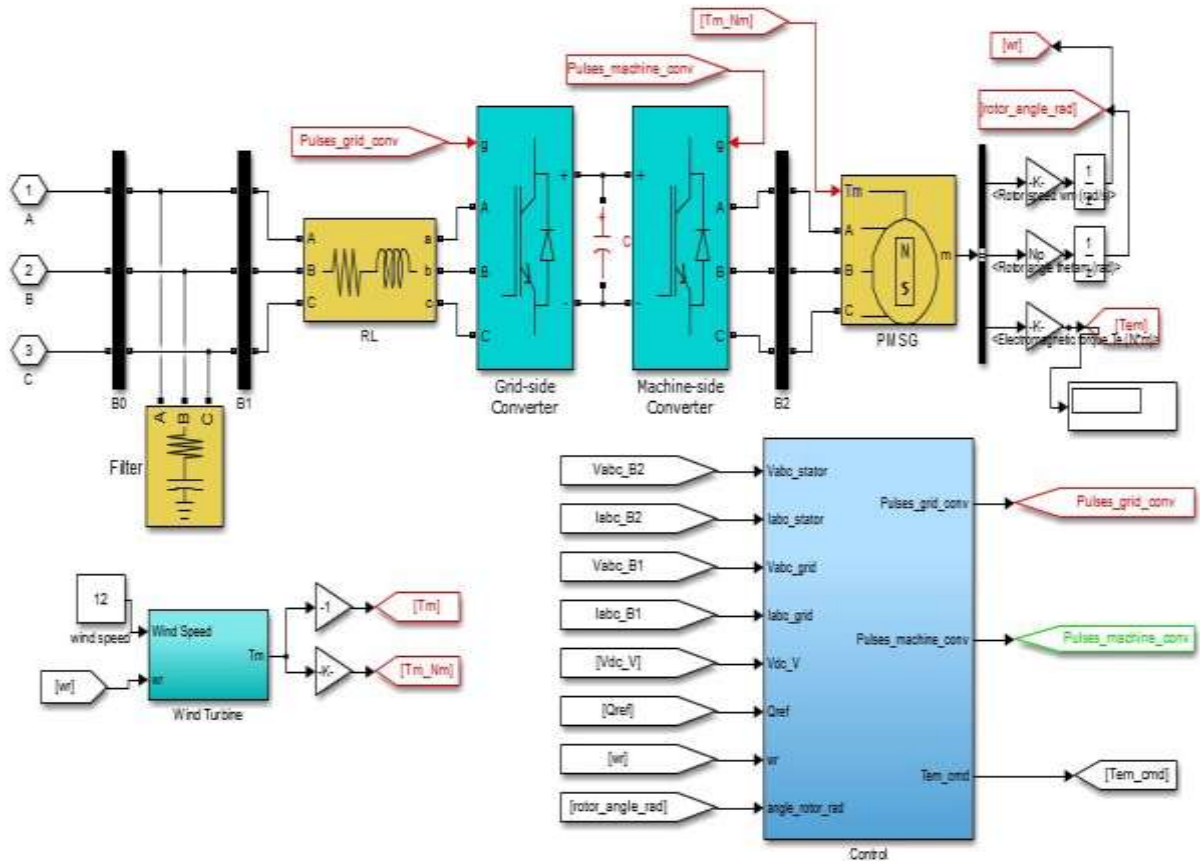
Hệ thống điều khiển sử dụng biến điều khiển là tốc độ máy phát được biểu diễn dưới dạng công thức và sơ đồ khối như sau :

$$\beta = k_p (\omega_m - \omega_{ref}) + k_i \int (\omega_m - \omega_{ref}) d\tau \quad (2.36)$$



Hình 2.11: Mô hình hóa hệ thống điều chỉnh góc pitch

Turbine gió sử dụng máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG) được kết với lưới điện thông qua biến tần toàn phần và bộ lọc RLC được mô hình hóa bằng phần mềm MatLab Simulink như hình 2.12 [5] [3]:



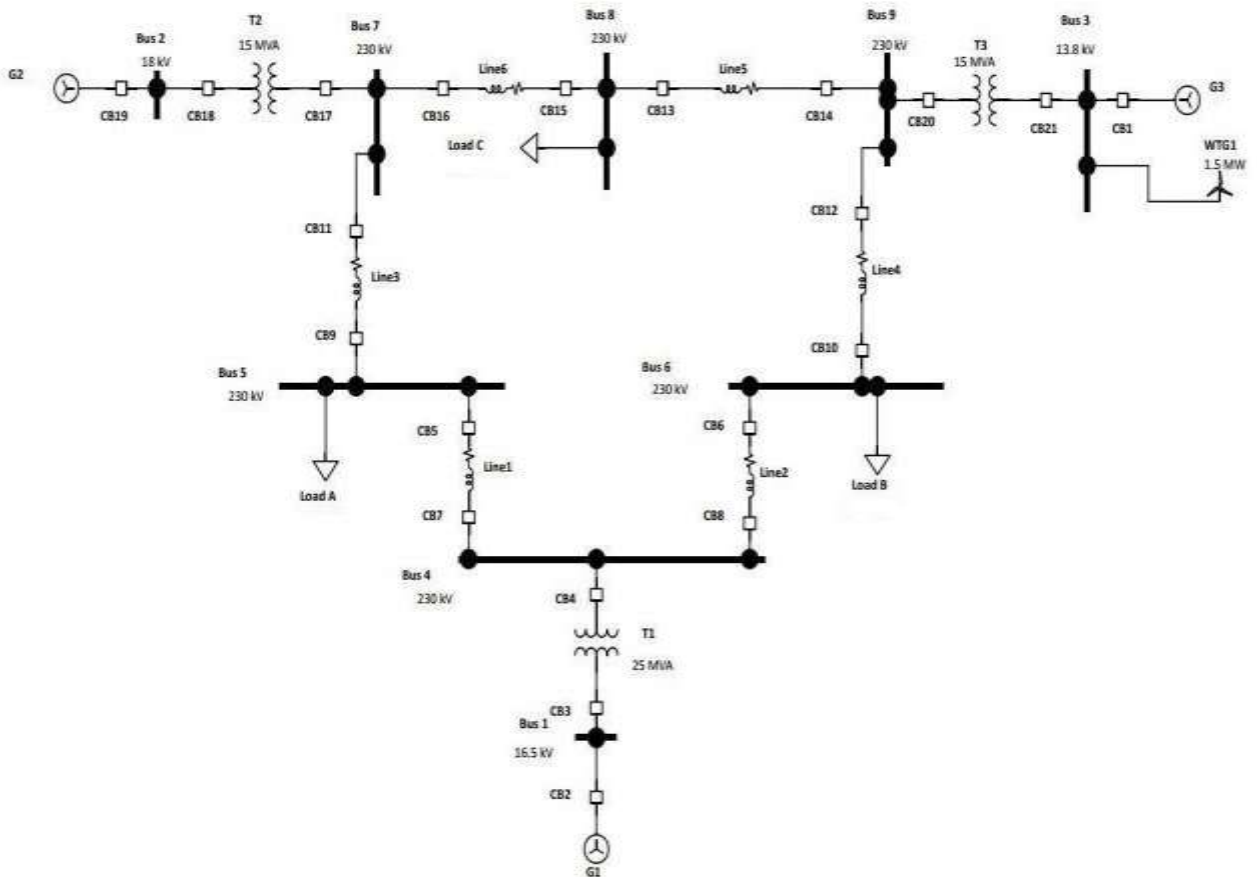
[11]

Hình 2.12: Mô hình hóa turbine gió sử dụng máy phát đồng bộ PMSG

2.5 Hệ thống lưới điện IEEE 9 nút (IEEE 9 bus system)

2.5.1 Giới thiệu chung:

Hệ thống IEEE 9 bus là một hệ thống chuẩn phổ biến được sử dụng rộng rãi trong phân tích và nghiên cứu hệ thống điện. Nó đóng vai trò như một mô hình đại diện để nghiên cứu hành vi và hiệu suất của hệ thống điện. Hệ thống bao gồm 9 bus, bao gồm một bus slack với các giá trị đã biết, bus tải với nhu cầu, bus máy phát điện với cả tải và máy phát điện, và các nhánh biểu diễn các kết nối giữa các bus. Tải và phát điện được chỉ định tại một số bus nhất định và hệ thống được sử dụng để nghiên cứu dòng công suất, hồ sơ điện áp và độ ổn định trong các điều kiện khác nhau. Bằng cách mô hình hóa hệ thống này, chúng tôi có thể tìm hiểu về cấu hình điện áp, dòng công suất và sự ổn định của hệ thống dưới các điều kiện vận hành khác nhau. [12]



Hình 2.13 Sơ đồ hệ thống lưới điện IEEE 9 nút (IEEE 9 BUS)

2.5.2 Thông số từ thành phần trong IEEE 9 bus System

2.5.2.1 Thông số nguồn :

Thông số nguồn được hiển thị ở bảng 2.1:

Gen	S[MVA]	P[MW]	Q[Mvar]
1(BUS1)	12.4	3.6	1.34
2 (BUS 2)	9.6	8.15	0.3345
3(BUS3)	6.4	2.75	-0.55

Bảng 2.1: Thông số nguồn được dùng trong mạng.

2.5.2.2 Thông số Tải:

Thông số tải được hiển thị ở bảng 2.2:

Load	P[MW]	Q[Mvar]
Load1(BUS5)	6.25	2.5
Load2(BUS6)	4.5	1.5
Load3(BUS8)	5	1.75

Bảng 2.2: Thông số tải được dùng trong mạng.

2.5.2.3 Thông số đường dây :

Thông số các đường dây được hiển thị ở bảng 2.3:

Đường dây	Cấp điện áp định mức(kV)	Chiều dài đường dây (Km)
Line 7-8	230	5
Line 8-9	230	5
Line 5-7	230	5
Line 6-9	230	5
Line 4-5	230	5
Line 4-6	230	5

Bảng 2.3: Thông số các đường dây được dùng trong mạng.

2.5.2.4 Thông số MBA:

Máy biến áp là một thiết bị điện từ tĩnh làm việc theo nguyên lý cảm ứng điện từ, máy biến áp dùng để biến đổi một hệ thống dòng điện xoay chiều ở mức điện áp này thành một hệ thống dòng điện xoay chiều có mức điện áp khác mà vẫn giữ được tần số vốn có của nó. Thông số các máy biến áp được liệt kê ở bảng 2.4 sau :

Máy biến áp	Công suất định mức (MVA)	Cấp điện áp sơ cấp/thứ cấp (kV)
B1(BUS 1)	25	16.5/230
B2 (BUS 2)	15	18/230
B3 (BUS 3)	15	13,8/230
B575	4	13.8/575

Bảng 2.4: Thông số máy biến áp được dùng trong mạng.

2.5.2.5 Thông số máy phát:

Thông số máy phát được hiển thị ở bảng 2.5:

Công suất định mức (MVA)	Tần số (Hz)	Số cặp cực (p)	Điện trở stator (Ω)	Quán tính (kg/m^2)	Cuộn cảm stator (H)	Từ thông kích từ (V.s)	Điện áp tụ DC (V)
1,5	50	48	0,06	35.000	0,000395	1,48	2000

Bảng 2.5: Thông số máy phát PMSG

2.5.2.6 Thông số turbine:

Thông số của turbine được hiển thị ở bảng 2.6:

Công suất định mức (MW)	Chiều dài cánh quạt (m)	Tốc độ gió định mức (m/s)	Tỷ số đầu trục tối ưu (λ_{opt})	Hệ số không khí (kg/m^3)	Hệ số chuyển đổi tối ưu (C_{p_opt})
1,5	33,05	12	6,9	1,225	0,4412

Bảng 2.6: Thông số turbine PMSG

2.6 Hiện tượng LVRT (Low Voltage Ride Through)

2.6.1 Giới thiệu

Hiện nay, năng lượng gió đã nổi lên như 1 nguồn năng lượng tái tạo được đóng góp nhiều nhất, có nhiều ưu điểm như là nguồn năng lượng tái tạo dồi dào, sẵn có, khả năng khai thác công suất cao, không gây ô nhiễm môi trường và việc xây dựng tương đối rẻ tiền. Do đó, người ta xây dựng rất nhiều nhà máy điện gió kết nối với lưới điện.

Tuy nhiên, việc tạm dừng (ngắt kết nối với lưới) của các nhà máy điện gió quy mô lớn thì sẽ ảnh hưởng nghiêm trọng đến trạng thái ổn định của hệ thống điện. Do đó, chúng ta sẽ xem xét khả năng kết nối của nhà máy điện gió khi mà xảy ra sự cố - LVRT (khả năng vượt qua điện áp thấp).

2.6.2 Hệ thống chuyển đổi năng lượng gió WECS

Hệ thống chuyển đổi năng lượng gió bao gồm: Hệ thống khí động học (cánh quạt, trục quay); Bộ phận cơ học (máy phát); Bộ phận về điện (các bộ chỉnh lưu và nghịch lưu,...). Bởi vì lượng tổn thất qua hệ thống khí động học là 58%, qua máy phát là 10% và qua bộ biến đổi là 5% nên năng lượng gió chỉ có thể tạo ra 25-30% năng lượng điện.

2.6.3 Mã lưới quốc tế của nhà máy điện gió

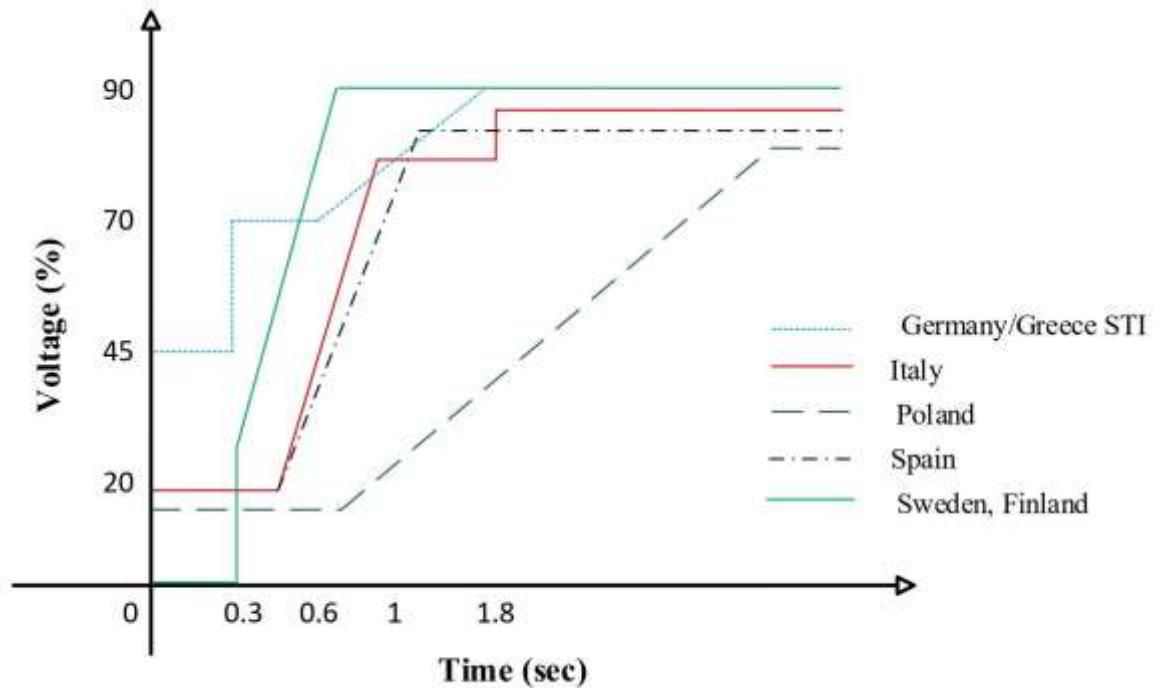
2.6.3.1 Tổng quan

Việc tích hợp các nhà máy điện gió có công suất lớn vào lưới điện sẽ tạo ra nhiều thách thức đối với các người vận hành hệ thống truyền tải (TSO). Chẳng hạn như chất lượng điện năng, độ tin cậy cung cấp điện và tính ổn định của hệ thống điện. Do vậy cần phải có mã lưới cho các nhà máy điện gió.

Hầu hết các yêu cầu chung của mã lưới đều tập trung vào khả năng LVRT, các giới hạn mở rộng của biến thiên điện áp và tần số, điều chỉnh công suất, điều khiển tần số, điều khiển hệ số công suất và khả năng điều chỉnh điện áp.

Mã lưới sửa đổi thúc đẩy nhà máy điện gió duy trì sự liên tục và chất lượng cung cấp điện tốt hơn thậm chí trong suốt điều kiện vận hành bất thường của lưới.

2.6.3.2 Yêu cầu khả năng LVRT của mã lưới



Hình 2.13: Yêu cầu LVRT của nhà máy điện gió của nhiều quốc gia.

Từ hình 2.13, ta có 2 vùng, vùng thứ nhất là vùng bên trái phía trên là vùng không được phép ngắt kết nối với lưới. Vùng thứ hai là vùng bên phải phía dưới là vùng có thể ngắt kết nối. Sau đây ta sẽ xét một vài mã lưới ở các quốc gia:

- **Mã lưới ở Đức** mô tả rằng nhà máy điện gió vẫn duy trì sự kết nối với lưới trong thời gian là 0.3s khi điện áp hệ thống giảm còn 45%, trong khoảng thời gian 0.6s cho phép điện áp ở mức 70%. Nhà máy sẽ phục hồi 90% điện áp hệ thống trong vòng 1,8s.
- **Mã lưới ở Ý** mô tả rằng nhà máy điện gió vẫn duy trì sự kết nối với lưới trong thời gian là 0.5s khi điện áp hệ thống giảm còn 20%, bắt buộc điện áp phải phục hồi dần trong thời gian 0.9s đạt ở mức 80%. Nhà máy sẽ phục hồi 90% điện áp hệ thống trong 1.8s.
- **Mã lưới ở Ba Lan** mô tả rằng nhà máy điện gió vẫn duy trì sự kết nối với lưới trong thời gian là 0.8s khi điện áp hệ thống giảm xuống còn 18%. Nhà máy sẽ phục hồi 90% điện áp hệ thống trong khoảng thời gian dài đến hơn 1.8s.
- **Mã lưới ở Tây Ban Nha** mô tả rằng nhà máy điện gió vẫn duy trì sự kết nối với lưới trong thời gian là 0.45s khi điện áp hệ thống giảm 20%. Nhà máy sẽ phục hồi tầm 75% điện áp hệ thống trong vòng 1s.
- **Mã lưới ở Thụy Điển và Phần Lan** mô tả rằng nhà máy điện gió vẫn duy trì sự kết nối với lưới trong thời gian là 0.3s khi điện áp hệ thống giảm xuống còn 0%. Nhà máy sẽ phục hồi 25% điện áp hệ thống trong vòng 0.3s. Và bắt buộc hệ thống phải đảm bảo điện áp ở 90% tại thời gian là 0.6s. [13]

2.6.4 Phân tích sự cố và đề xuất giải pháp

Trong công trình nghiên cứu về năng lượng, việc tăng cường LVRT cho máy phát điện đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG) dựa trên WG được nghiên cứu. Trong quá trình LVRT, công suất lưới giảm xuống bằng không và công suất bộ biến đổi phía máy (MSC) được truyền đến liên kết DC, gây ra hiện tượng vượt điện áp lớn. Khi có sự cố ngắn mạch, việc ngừng hoạt động của các turbine gió quy mô lớn có thể sẽ ngắt khỏi lưới điện của hệ thống điện và kết nối lại sau khoảng thời gian nhất định. Do đó, các quy định về lưới điện mới không cho phép các nhà máy điện gió bị ngắt kết nối với lưới khi xảy ra sự cố trên lưới điện. Đây là ví dụ minh họa về sự cố mất điện tại Úc năm 2016:

Thời gian và địa điểm: Ngày 28/09/2016 tại Bang Nam Úc (South Australia).

Tóm tắt sự cố:

- Một chuỗi các sự cố trên lưới điện do bão lớn và sét đánh đã làm sập áp lưới tại nhiều điểm.
- Nhiều nhà máy điện gió đang hoạt động ngắt khỏi lưới gần như đồng loạt do không đáp ứng được điều kiện LVRT (Low Voltage Ride Through).
- Tổng cộng hơn 850 MW công suất điện gió bị mất kết nối chỉ trong vài giây.

Hậu quả:

- Dẫn đến sập đổ hoàn toàn hệ thống điện Nam Úc, khiến:
- Gần 1.7 triệu dân mất điện.
- Tổn thất kinh tế ước tính hàng triệu USD.
- Gây tranh cãi lớn về độ tin cậy của năng lượng tái tạo không có dự phòng [14]

Vì vậy, cải thiện hiệu suất động của máy phát điện gió (WG), giảm thiểu rủi ro mất điện trong lưới điện phụ thuộc vào năng lượng tái tạo bằng cách ngăn ngừa ngắt mạch liên tiếp là ưu tiên quan trọng để đảm bảo cung cấp điện ổn định và đáng tin cậy.

$$P_c = P_i - P_g = \frac{C}{2} \frac{dV_{dc}^2}{dt} \quad (2.28)$$

Từ phương trình (2.28), khi xảy ra sự cố ngắn mạch xảy ra ở lưới điện, điện áp tại lưới giảm mạnh dẫn đến bộ biến đổi phía lưới (GSC) không thể truyền công suất vào lưới như bình thường. Do đó, P_{GSC} trở thành bằng không. Tuy nhiên, máy phát PMSG vẫn hoạt động và phát công suất $\Rightarrow P_{MSC}$ vẫn không đổi nên dẫn đến mất cân bằng công suất đáng kể và gây ra sự vượt mức đáng kể trong điện áp liên kết DC. Ta thấy $P_{GSC} < P_{MSC}$ dẫn đến lượng công suất dư thừa sẽ đi qua tụ, làm cho P_{DC} khác không do đó V_{DC} tăng lên làm hư hỏng thiết bị, hư hỏng thanh cái... Và khi điện áp sụt giảm kéo dài hoặc khôi phục lại chậm hơn so với tiêu chuẩn Grid code cho phép thì nhà máy sẽ bị cắt khỏi lưới. Một khi nhà máy (giả sử nhà máy có công suất lớn, ảnh hưởng lớn đến hệ thống) bị cắt khỏi lưới thì công suất cấp cho hệ thống sẽ giảm

làm cho điện áp phục hồi chậm hơn nữa, có thể dẫn đến hiện tượng sụp đổ điện áp của cả hệ thống. Và sau đó mà kết nối lại nhà máy với lưới cũng cần trải qua quá trình hòa đồng bộ nhà máy cũng mất rất là nhiều thời gian. Do đó, ta đề xuất giải pháp sử dụng bộ lưu trữ điện BESS (Battery Energy Storage System) để nâng cao điện áp ở điểm kết nối của nhà máy nhằm giữ điện áp $V_{DC} = const$. Đồng thời cung cấp một lượng công suất phản kháng vào lưới để ổn định được những thanh cái bị quá điện áp trong quá trình xảy ra sự cố.

2.7 Hệ thống lưu trữ năng lượng pin (Battery Energy Storage System-BESS)

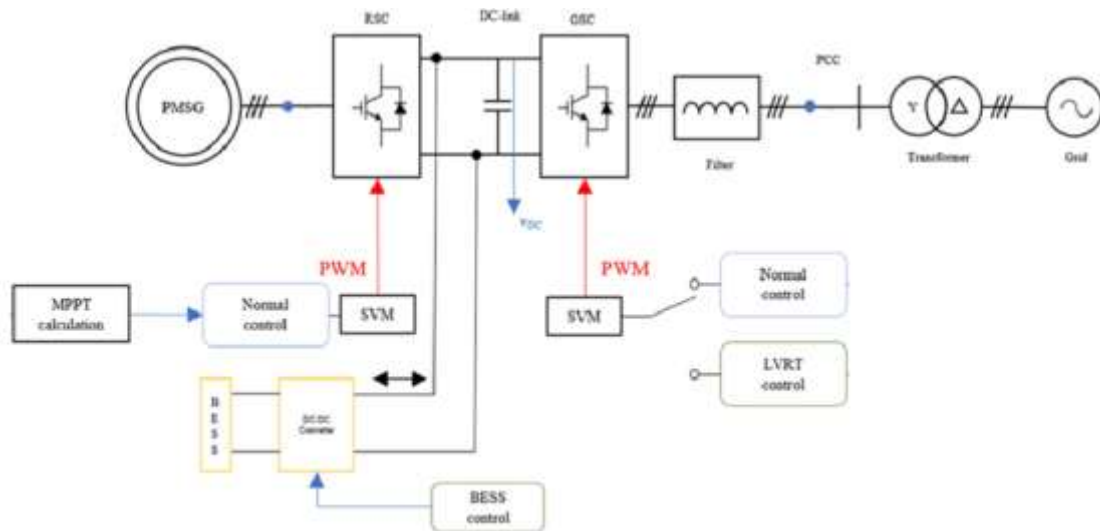
2.7.1 Cấu tạo của bộ BESS

BESS (Battery Energy Storage System) là hệ thống lưu trữ điện năng bằng pin với dung lượng lớn. Hệ thống lưu trữ này được sử dụng để cân bằng lưới điện, cung cấp nguồn điện dự phòng và tích trữ năng lượng tái tạo. Một hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) thu thập năng lượng từ các nguồn năng lượng tái tạo, chẳng hạn như gió và hoặc tấm pin mặt trời hoặc từ lưới điện và lưu trữ năng lượng bằng công nghệ lưu trữ pin. Các pin xả để giải phóng năng lượng khi cần thiết, chẳng hạn như trong các thời điểm nhu cầu cao, mất điện, hoặc cân bằng lưới điện.

Ngoài pin, BESS cần các thành phần bổ sung cho phép hệ thống được kết nối với mạng lưới điện. Một bộ biến tần hai chiều hoặc hệ thống chuyển đổi năng lượng (PCS) là thiết bị chính chuyển đổi năng lượng giữa các đầu cực pin DC và điện áp dòng AC, cho phép năng lượng chảy theo cả hai chiều để sạc và xả pin.

Hầu hết các hệ thống năng lượng có nhu cầu thay đổi với một số yêu cầu công suất đỉnh ngắn hạn nhưng đáng kể, điều này dẫn đến yêu cầu công suất chỉ được sử dụng trong một phần nhỏ thời gian. Lưu trữ năng lượng cho phép năng lượng được lưu trữ để sử dụng sau này.

Pin Li-thium-Ion được sử dụng trong nghiên cứu này. Do độ tin cậy cao, được ưa chuộng trong các thiết bị điện tử và xe điện. Pin Lithium-Ion có thể sạc và xả trong thời gian ngắn. Những viên pin này có thời gian lưu trữ lâu và có tuổi thọ dài. Có phạm vi chịu nhiệt rộng, độ hiệu quả rất cao và trường hợp chai pin xảy ra rất thấp. Tuy nhiên bên cạnh những đặc tính có lợi, thì chúng cũng có một số nhược điểm như: sạc quá mức có thể gây hại cho pin. Giá thành rất cao vì vật liệu thô rất đắt. Có thể suy giảm ở nhiệt độ cực cao. Mặc dù có tất cả những bất lợi, người ta dự đoán việc sử dụng hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin Lithium-Ion cho các tua-bin nhỏ sẽ tăng lên trong tương lai.



Hình 2.15: Sơ đồ nguyên lý của bộ BESS

Nguyên lý vận hành của BESS:

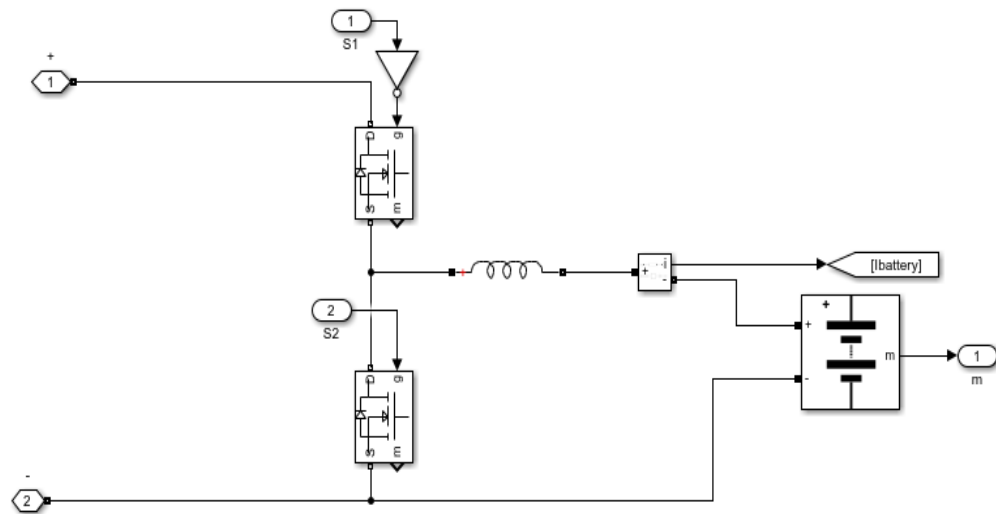
Sự phát triển nhanh chóng của điện gió dẫn đến tình trạng mất ổn định cho lưới điện quốc gia ở một số thời điểm vì gió không phải lúc nào cũng thổi đều một hướng với một lượng nhất định, trong khi đó nhu cầu sử dụng điện lại ngày càng nhiều, điều này gây ảnh hưởng đến chất lượng của hệ thống truyền tải. Lúc này, giải pháp lưu trữ năng lượng BESS được áp dụng để phân bổ nguồn điện, tối ưu sản lượng điện gió, giảm tải cho hệ thống truyền tải điện lưới quốc gia. Tùy vào sản lượng gió ảnh hưởng đến lượng công suất mà PMSG tạo ra mạnh hay yếu mà BESS sẽ điều chỉnh nạp vào khi công suất quá lớn khi gió lớn hay xả ra để bổ sung cho lưới điện khi gió yếu. BESS lúc này sẽ được duy trì hoạt động ở mức 10-20% dung lượng, nhằm có thể ứng phó khi có sự cố xảy ra.

Khi có sự cố xảy ra tại lưới, lượng công suất sản sinh ra sẽ bị dồn về turbine do ngắn mạch. Công suất càng được bơm ra từ máy phát nhưng không có nơi để xả gây áp lực lên DC-link càng lớn theo thời gian gây ra nguy cơ hư hỏng thiết bị turbine dẫn đến rã lưới cả hệ thống điện. Lúc này, BESS sẽ đóng vai trò là nơi turbine xả bớt công suất vào để giảm bớt gánh nặng trên turbine, nhằm giành ra một khoảng thời gian để có thể xử lý sự cố. Sau khi sự cố được khắc phục, turbine sẽ quay về hoạt động bình thường như trước, còn dung lượng lưu trữ trong BESS sẽ từ từ được xả dần vào lưới trong khoảng thời gian sau sự cố về mức 10-20% dung lượng. [15]

2.7.2 Bộ chuyển đổi DC-DC hai chiều

Bộ chuyển đổi buck-boost hai chiều là một loại DC/DC converter có khả năng tăng áp(boost) hay giảm áp (buck) tùy vào điều kiện điện áp đầu vào và đầu ra. Bộ chuyển đổi nguồn DC-DC được sử dụng rộng rãi trong nhiều ứng dụng khác nhau như nguồn điện chuyển mạch DC, xe điện hybrid, nguồn năng lượng tái tạo và Hệ thống lưu trữ năng lượng (ESS). Việc tích hợp ESS với PMSG là điều cần thiết để bù đắp các dao động điện, tăng cường tính ổn định, độ bền và chất lượng điện. Bộ chuyển đổi DC-DC loại hai chiều

thường được sử dụng để điều khiển sạc xả ESS vì dòng điện hai chiều là một yêu cầu quan trọng [15]



Hình 2.16: Sơ đồ bộ chuyển đổi DC-DC hai chiều

Nguyên lý hoạt động :

Chế độ xả năng lượng (Discharging - Buck Mode) :

- S_1 bật, S_2 tắt.
- Dòng điện đi từ nguồn DC (pin) qua cuộn cảm L, tích năng lượng và cung cấp cho tụ DC-link (C).
- Dòng tiếp tục đi đến inverter để cấp điện cho Lưới

Chế độ sạc năng lượng (Charging - Boost Mode) :

- S_1 tắt, S_2 bật.
- Dòng điện từ DC-link đi ngược lại qua cuộn cảm L để sạc vào pin.
- Cuộn cảm sẽ tích năng lượng trong một khoảng thời gian, sau đó giải phóng dần về nguồn.

+ **Với S_1 , S_2 :** là khóa chuyển mạch bán dẫn (IGBT) điều khiển hướng dòng

Vai trò của bộ chuyển đổi DC-DC hai chiều kết nối ESS bao gồm điều khiển điện áp bus DC, cân bằng sự thiếu hụt giữa nguồn điện và tải điện, giảm cộng hưởng lưới điện và sóng hài. Bộ chuyển đổi DC/DC giao tiếp với ESS hoạt động ở chế độ buck và boost tùy thuộc vào hướng dòng điện. Các đặc tính của mô hình bộ chuyển đổi DC/DC đang thay đổi đáng kể từ chế độ buck sang boost do hành vi phi tuyến tính của hệ thống [15]

2.7.3 Các phương án tích hợp bess trong turbine PMSG

Trong bối cảnh tích hợp năng lượng tái tạo vào lưới điện ngày càng phổ biến, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) đóng vai trò then chốt trong việc nâng cao độ ổn định và khả năng đáp ứng của hệ thống phát điện gió. Việc bố trí BESS đúng vị trí trong hệ thống PMSG ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả điều khiển điện

áp, công suất và khả năng vượt sự cố (như LVRT). Có hai phương án tích hợp BESS được sử dụng phổ biến biểu diễn như hình 2.17

1. Phương án 1: Lắp đặt BESS tại liên kết một chiều (DC-Link)

Vị trí: nối trực tiếp vào DC-link giữa bộ biến tần phía máy phát (Machine Side Converter – MSC) và bộ biến tần phía lưới (Grid Side Converter – GSC) của hệ thống phát điện gió sử dụng máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG).

Chức năng chính:

- Hấp thụ hoặc cung cấp công suất tức thời để duy trì điện áp DC ổn định.
- Hỗ trợ trong điều kiện dao động như thay đổi gió hoặc mất cân bằng công suất.
- Tăng cường khả năng vượt qua sự cố điện áp thấp (LVRT) bằng cách phản ứng nhanh với dao động công suất.

Ưu điểm: Phản ứng nhanh, kết nối nội bộ, đơn giản trong điều khiển.

Nhược điểm: Không thể can thiệp trực tiếp đến lưới, bị giới hạn dung lượng sạc/xả, muốn bảo trì sửa chữa phải ngắt toàn bộ chuỗi chuyển đổi công suất.

2. Phương án 2: Lắp đặt BESS tại điểm đấu nối với lưới (PCC)

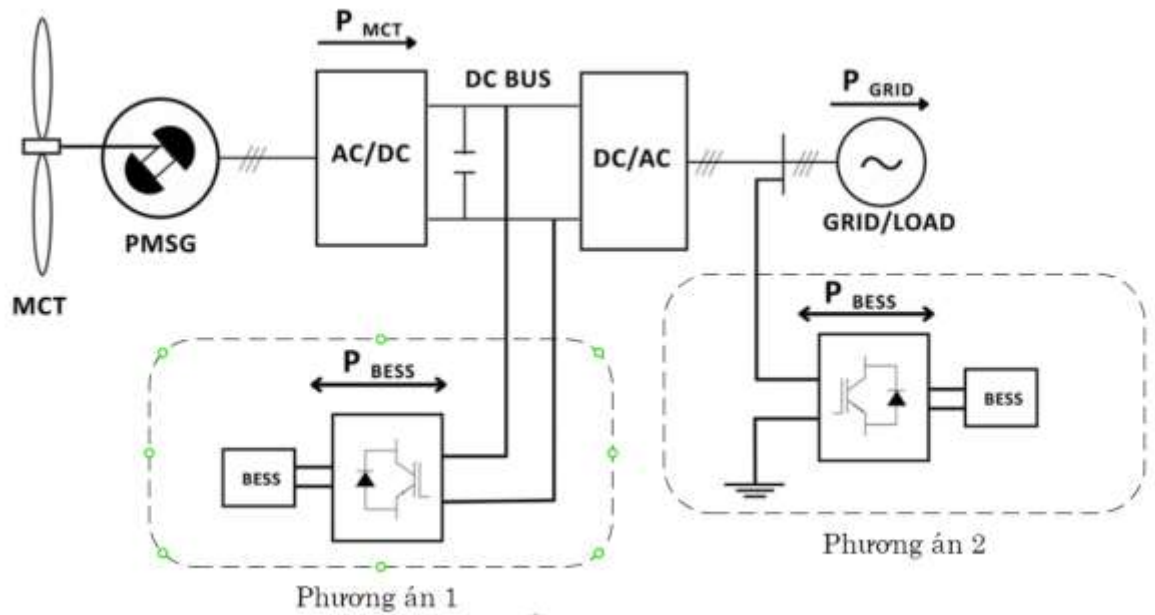
Vị trí: Kết nối song song với lưới tại điểm PCC (Point of Common Coupling) – sau bộ biến đổi phía lưới (GSC).

Chức năng chính:

- Hỗ trợ ổn định điện áp tại PCC thông qua điều khiển công suất phản kháng.
- Cải thiện chất lượng điện áp và dòng điện đưa vào lưới.
- Cung cấp thêm khả năng điều tần và đóng vai trò như STATCOM khi cần thiết.

Ưu điểm: Tác động trực tiếp lên lưới, hiệu quả trong hệ thống lưới yếu hoặc nhạy cảm. Hoạt động độc lập với hệ thống PMSG, dễ mở rộng công suất.

Nhược điểm: Không thể bảo vệ được DC-Link khi xảy ra sự cố, dễ bị xung đột trong khâu điều khiển.



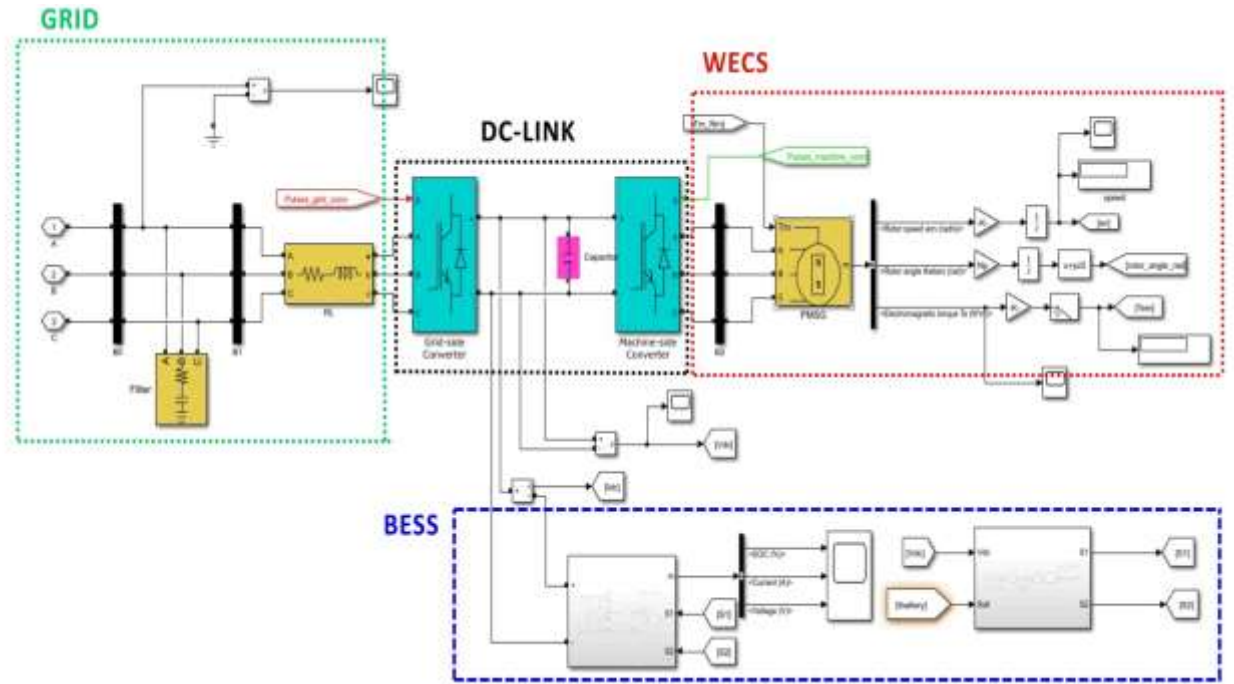
Hình 2.17 : Các phương án tích hợp BESS vào PMSG

Trong đồ án này, trong số các phương án tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) vào hệ thống phát điện gió sử dụng máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu (PMSG), phương án 1 – lắp đặt BESS tại DC-Link được lựa chọn trong đề tài này nhờ những ưu điểm vượt trội về khả năng phản ứng nhanh, kết cấu điều khiển đơn giản và hiệu quả cao trong hỗ trợ khả năng vượt sự cố điện áp thấp (LVRT).

Bên cạnh đó, công suất BESS được lựa chọn bằng 10% công suất định mức của tổ máy phát điện gió. Cụ thể, với PMSG công suất 1.5 MVA, BESS được chọn với công suất danh định khoảng 0,15 MW. Đây là mức đủ lớn để xử lý các biến động tức thời của hệ thống, đồng thời không làm tăng đáng kể chi phí đầu tư.

2.7.4 Hệ thống kết nối máy phát với sử dụng bộ BESS

Mô hình máy phát đồng bộ PMSG được kết với lưới kết hợp với bộ lưu điện BESS như hình 2.18. Máy phát PMSG được truyền động bởi trục của cánh quạt tuabin gió qua hộp số. Phía stator của máy phát được nối lưới trực tiếp còn phía rotor được nối với lưới qua bộ điều khiển. Hệ thống lưu điện BESS được nối ở bộ chuyển đổi DC-DC



Hình 2.18: Sơ đồ máy phát PMSG nối lưới kết hợp với BESS

2.8 Cấu trúc điều khiển BESS trên matlab simulink:

Trong lưới điện, quy định của lưới điện quy định rằng turbine gió phải cung cấp một lượng công suất phản kháng cụ thể nhất định khi lưới điện xuất hiện sự cố. Bên cạnh việc máy phát điện cung cấp lượng công suất nhiều nhất có thể nhưng công suất tác dụng và công suất phản kháng phải đảm bảo không thay đổi lượng công suất biểu kiến của máy phát. Được thể hiện qua công thức:

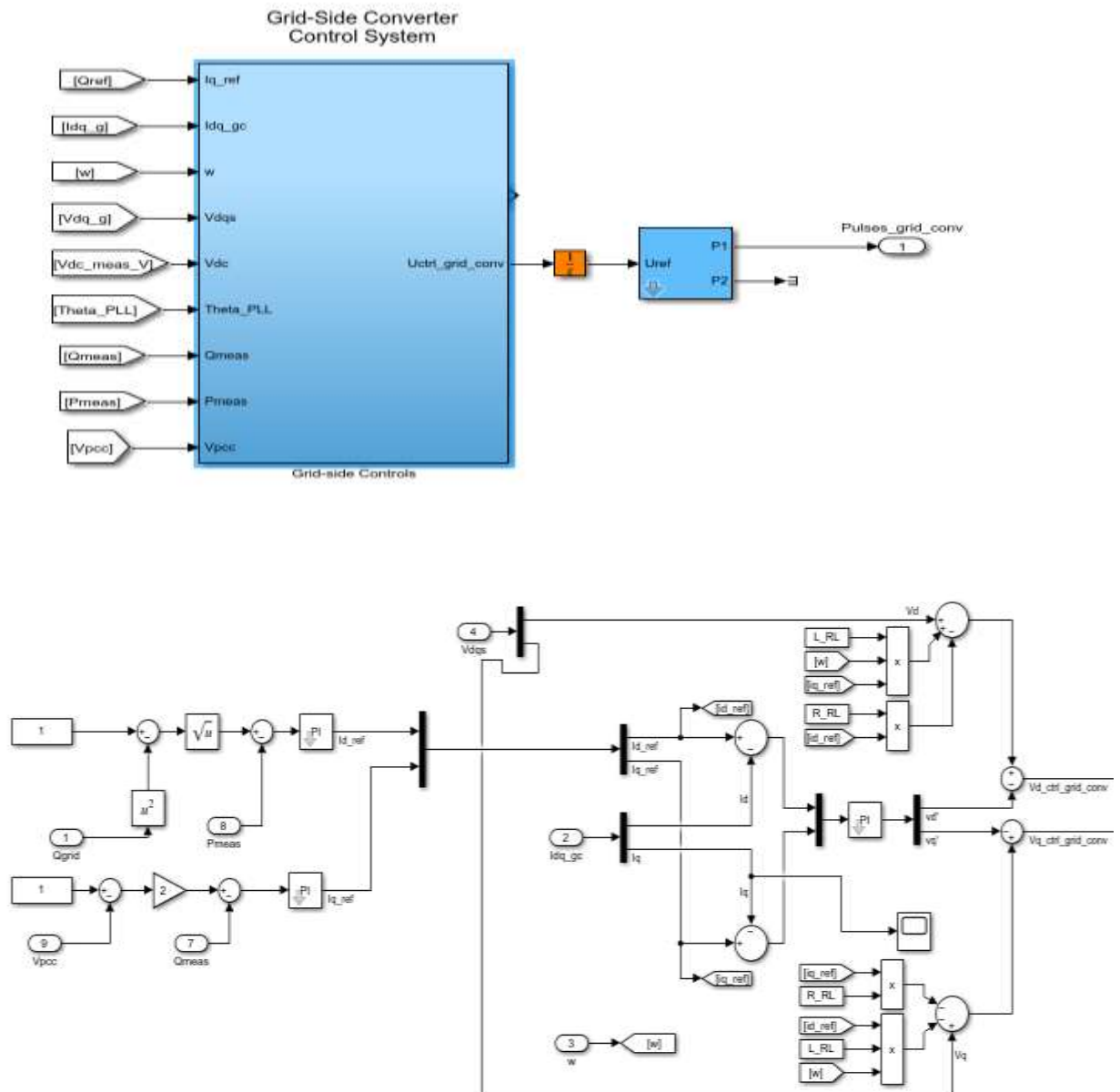
$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

GSC không chỉ điều khiển điện áp DC-link mà còn có thể điều chỉnh công suất phản kháng để hỗ trợ giữ điện áp tại điểm nối lưới (PCC) ổn định. Khi độ sụt áp vượt quá 50% thì bên cạnh có BESS có nhiệm vụ điều khiển giữ điện áp tại DC-Link thì tại đây GSC có nhiệm vụ mới là cung cấp dòng công suất phản kháng cho lưới điện. Các tham số điều khiển GSC được thể hiện qua công thức:

$$Q_{GSC}^{ref} = 2V_{sag}$$

$$P_{GSC}^{ref} = \sqrt{1 - (Q_{GSC}^{ref})^2}$$

Như được thể hiện ở phía trên, bộ điều khiển GSC hoạt động như một bộ điều khiển để điều chỉnh điện áp DC-link và công suất phản kháng để hỗ trợ phục hồi điện áp lưới trong quá trình hoạt động thông thường. Tuy nhiên, quy định lưới điện yêu cầu các trang trại gió bơm một dòng phản kháng cụ thể dựa trên mức độ giảm điện áp trong quá trình hoạt động LVRT. Do đó, GSC chỉ tập trung vào việc điều khiển công suất phản kháng để hỗ trợ điện áp lưới khi có sự cố. Sau đây là mô hình khối điều khiển GSC khi tích hợp BESS:



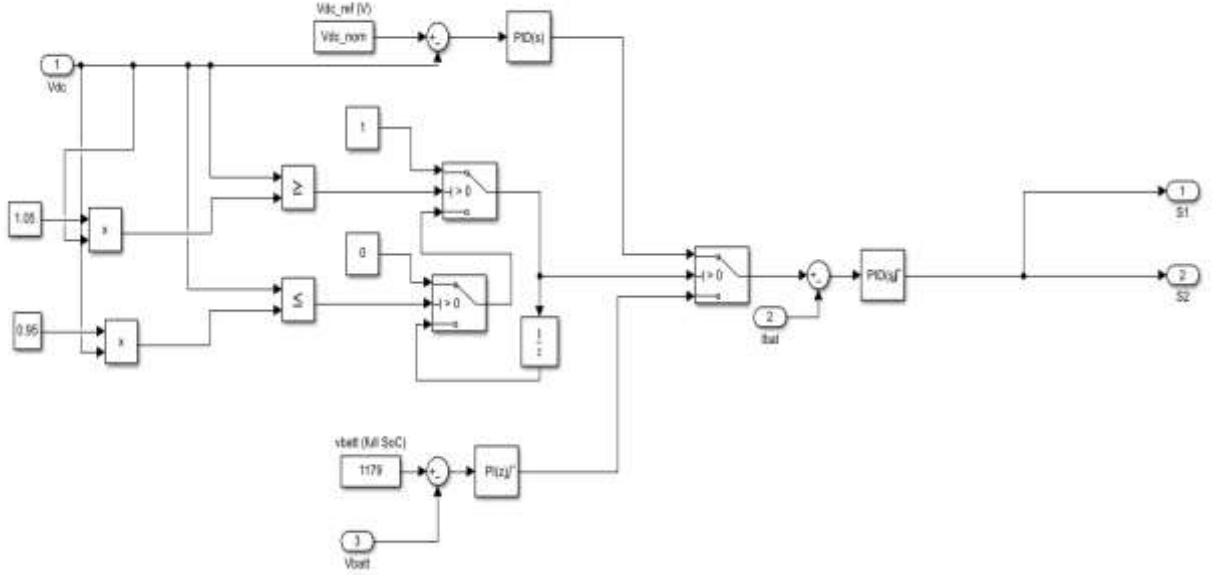
Hình 2.19: Mô hình khối bộ điều khiển GSC khi có BESS

2.8.1 Mô hình điều khiển của BESS

Trạng thái vận hành bình thường: Trong điều kiện lưới ổn định, mục tiêu chính của bộ điều khiển là giữ $V_{dc} \approx V_{dc_nom}$ (trong $\pm 5\%$) và quản lý dung lượng BESS. Bộ điều khiển sẽ điều chỉnh theo các tín hiệu từ hệ thống (ví dụ yêu cầu công suất từ lưới hoặc yêu cầu duy trì SoC) bằng cách bật/tắt S1, S2. Nếu lưới dư công suất, V_{dc} có xu hướng tăng cao, bộ điều khiển sẽ chuyển ắc-quy sang chế độ sạc (hấp thụ năng lượng) để hạ V_{dc} ; nếu lưới thiếu công suất, BESS xả thêm để nâng V_{dc} .

Khi có sự cố điện áp lưới (LVRT): Nếu điện áp lưới giảm đột ngột, bộ điều khiển BESS tập trung hỗ trợ ổn định hệ thống. Nếu ở chế độ LVRT, BESS sẽ chuyển nhanh sang chế độ xả tối đa và cung cấp thêm công suất phản kháng cho lưới, giúp

nâng cao điện áp lưới tại điểm đấu nối chung. Trong giai đoạn này, nhiệm vụ của bộ điều khiển là đảm bảo V_{dc} không bị tụt quá thấp hoặc tăng quá cao, thông qua việc điều chỉnh I_{bat} hợp lý. Tóm lại, chiến lược phối hợp giữa PID và logic chuyển mạch trong mọi tình huống là giữ điện áp DC-link ổn định và đáp ứng yêu cầu sạc/xả một cách an toàn cho hệ thống.



Hình 2.19: Mô hình hoá điều khiển BESS

2.8.2 Phương pháp điều khiển BESS:

Hệ thống BESS đang được lắp đặt trong các hệ thống điện gió (WP) với nhiều mục đích khác nhau. BESS có khả năng vừa sạc vừa xả năng lượng, qua đó nâng cao chất lượng điện năng, cải thiện độ ổn định của lưới điện và cung cấp khả năng bảo vệ cho hệ thống điện gió. Điều này là cần thiết vì công suất đầu ra của máy phát có thể vượt quá giới hạn mà bộ chuyển đổi phía lưới (GSC) có thể xử lý trong điều kiện giảm điện áp thoáng qua (LVRT). BESS có nhiệm vụ điều chỉnh điện áp đường dẫn một chiều (DC-link). Để duy trì điện áp DC-link ổn định, BESS có thể được sử dụng để tiêu thụ phần công suất chênh lệch P_{diff} , tức là hiệu số giữa công suất phía máy phát và phía lưới:

$$P_{diff} = P_{gen} - P_{grid}$$

Dung lượng BESS cần thiết có thể được xác định theo phương trình dưới, trong đó t_{fault} là khoảng thời gian xảy ra sự kiện giảm điện áp thoáng qua (LVRT):

$$P_{BESS} = \frac{1}{2} \rho \pi P_{BESS} = \frac{1}{2} \rho \pi R_0^2 v_\omega^3 C_P(\lambda, \beta) \times t_{fault}$$

Khi BESS có đủ năng lượng dự trữ để vận hành trong điều kiện LVRT, bộ chuyển đổi phía máy phát (MSC) có thể được điều khiển theo chế độ bám điểm công suất cực đại (MPPT). Vì BESS đảm nhận việc điều chỉnh điện áp DC-link, nên thuật toán điều khiển BESS có thể được thiết kế đơn giản và linh hoạt hơn. Do đó, BESS

ít bị giới hạn hơn trong việc quản lý trạng thái sạc (SoC) và có thể được khai thác cho nhiều ứng dụng hỗ trợ lưới điện khác nhau. [15]

2.9 Kết luận

Ở chương này, đề án đã đưa ra những công thức toán về turbine gió sử dụng máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu, bộ MSC, bộ GSC, điện áp V_{DC} và hệ thống điều khiển của nó khi kết nối lưới và tiến hành mô hình hóa bằng phần mềm MatLab Simulink để phục vụ cho quá trình mô phỏng. Bên cạnh đó, thì đề án cũng giới thiệu về hệ thống IEEE 9 nút, đưa ra vấn đề về LVRT trong hệ thống điện hiện nay và kèm theo đó là giải pháp tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) để nâng cao khả năng giữ được điện áp V_{DC} và nâng cao khả năng kết nối lưới của nhà máy điện gió khi xảy ra sự cố.

CHƯƠNG 3: ĐÁNH GIÁ HIỆN TƯỢNG LVRT CỦA TURBINE GIÓ KẾT NỐI LƯỚI ĐIỆN

3.1 Kích bản mô phỏng và kết quả mô phỏng:

Lưới điện nghiên cứu ở đây là lưới điện IEEE 9 nút được sử dụng để nghiên cứu các kịch bản vận hành của một microgrid được tích hợp điện gió. Mô phỏng này nhằm đánh giá sự tích hợp của **PMSG (Permanent Magnet Synchronous Generator)** vào hệ thống điện IEEE 9 nút, một mô hình lưới điện chuẩn dùng để phân tích ổn định và điều khiển năng lượng. Mục tiêu là kiểm tra ảnh hưởng của PMSG lên độ ổn định điện áp, công suất phản kháng, và khả năng hỗ trợ phục hồi khi có sự cố lưới.

Cấu hình hệ thống bao gồm:

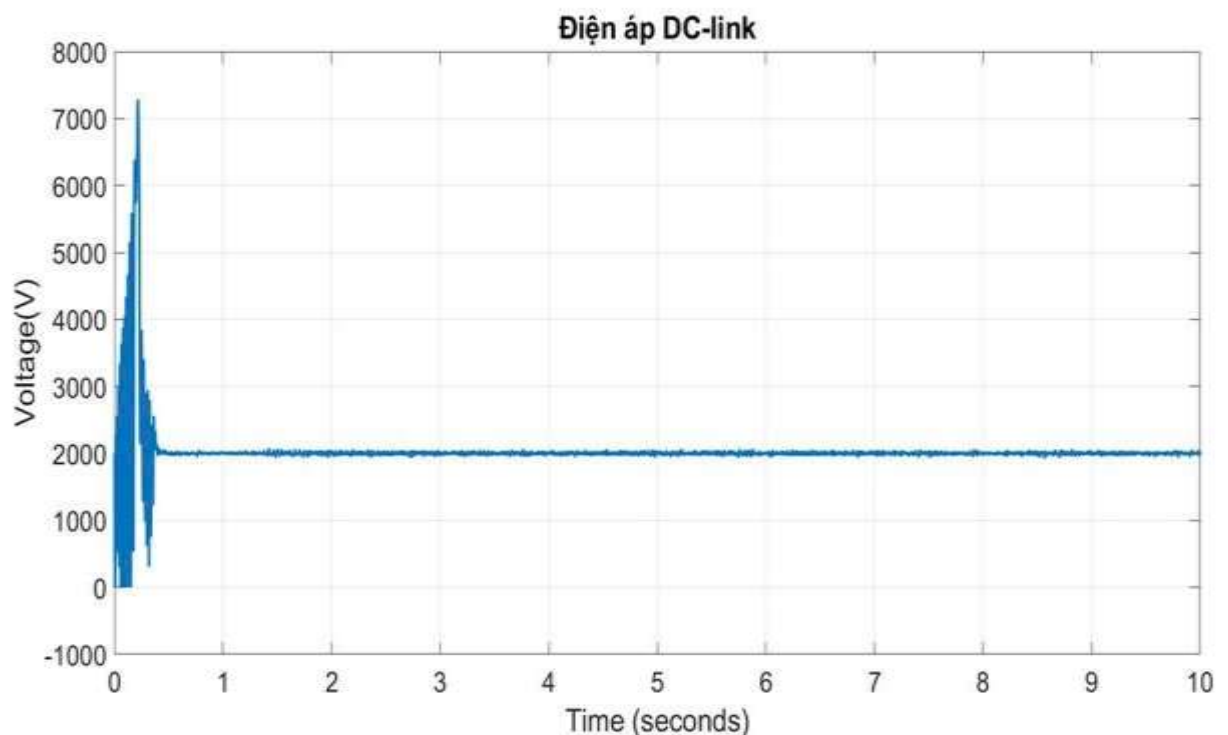
- **Mạng lưới IEEE 9 nút:** Bao gồm 3 máy phát điện, 3 tải, 9 nút kết nối và các đường dây truyền tải với các thông số được giới thiệu ở trên
- **PMSG:** Được kết nối vào nút 3 (bus 3) để cung cấp công suất bổ sung.
- **BESS :** được tích hợp vào PMSG tại DC-link

Lưới điện được tiến hành mô phỏng theo các kịch bản khi không có BESS và khi có BESS

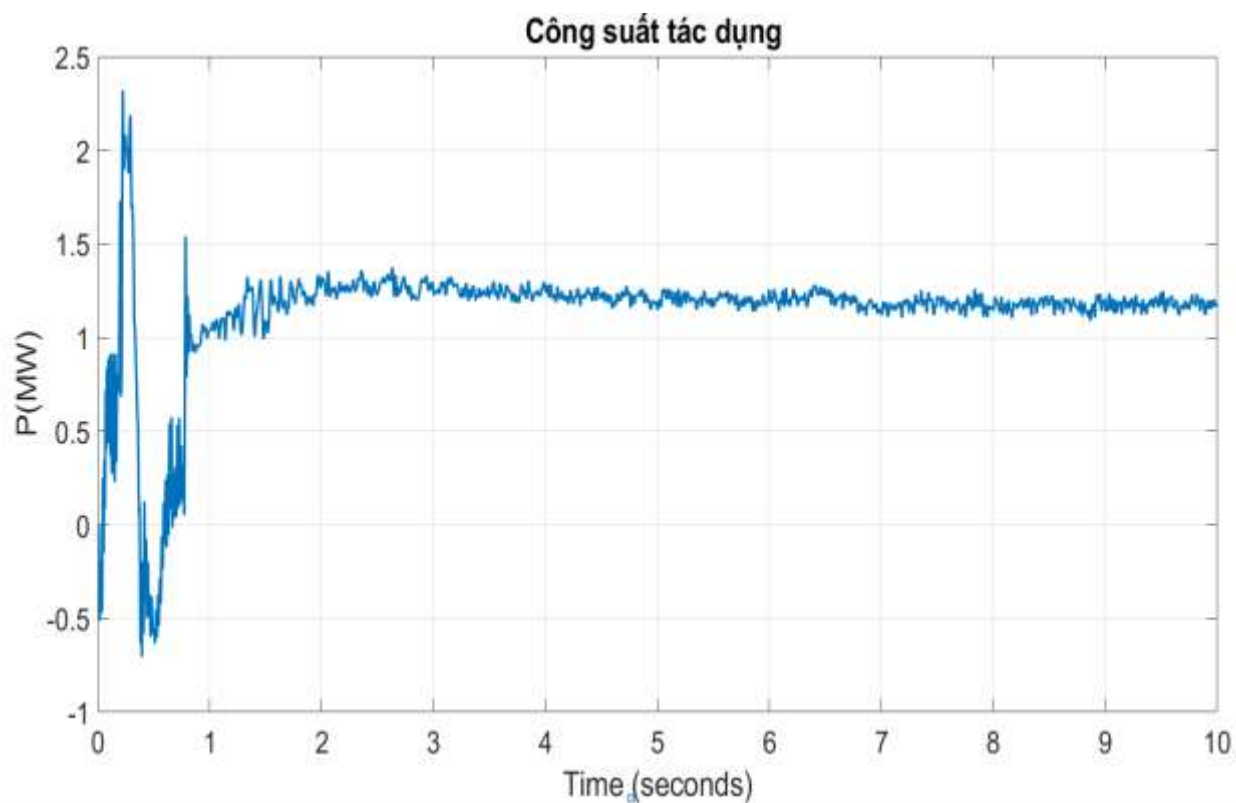
3.2 Kết quả mô phỏng khi không có BESS :

Kịch bản (1) là vận hành bình thường:

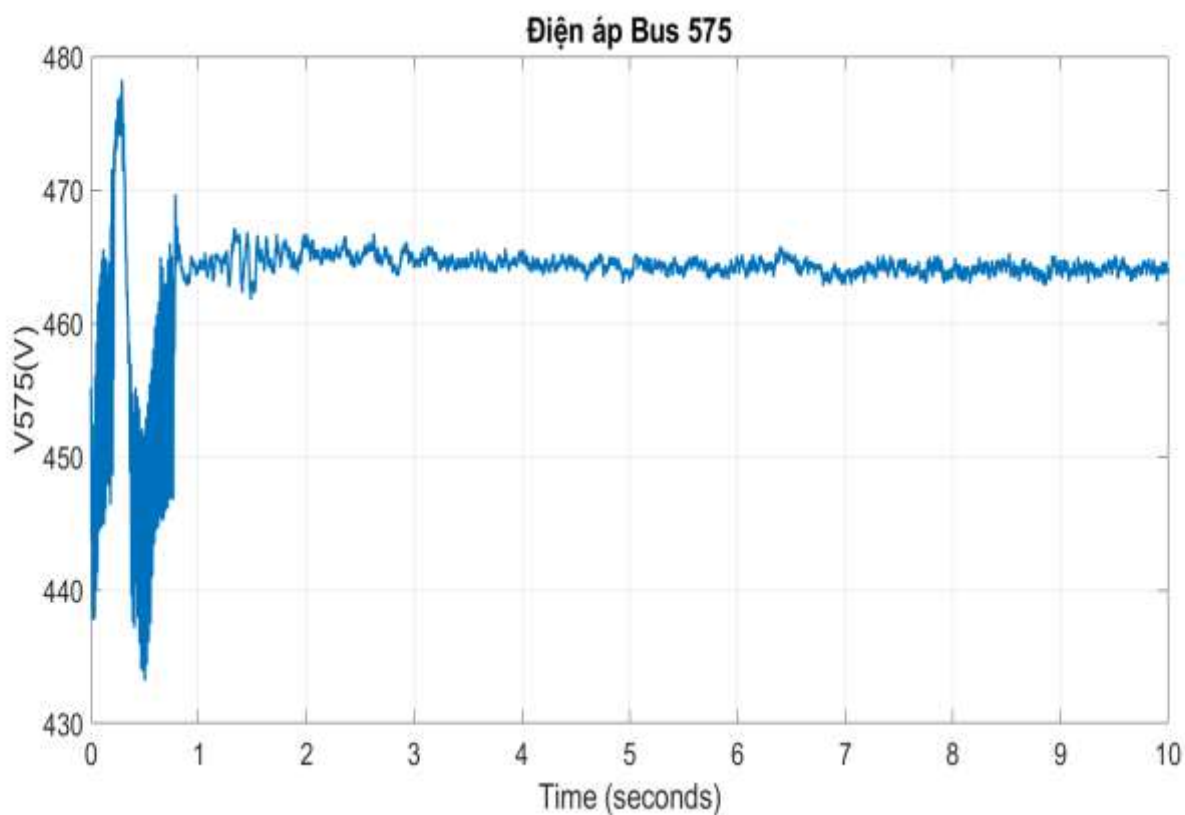
Mục tiêu của trường hợp này là nghiên cứu khả năng vượt qua LVRT ở điều kiện bình thường của máy phát PMSG.



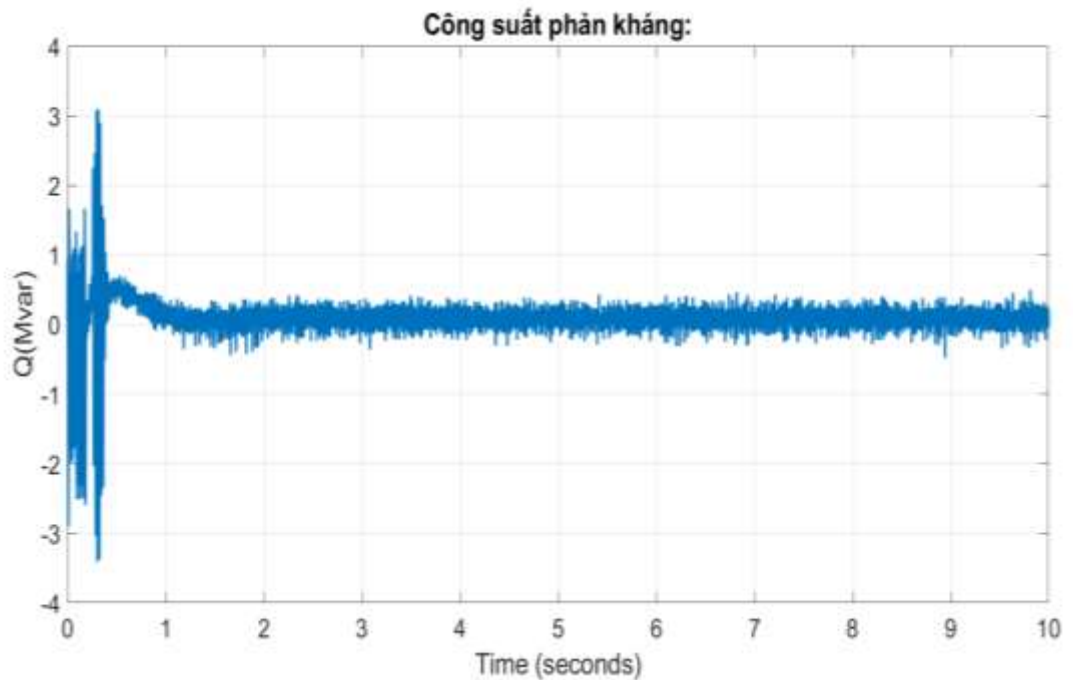
Hình 3.1: Điện áp tại DC-Link khi chưa xảy ra ngắn mạch



Hình 3.2: Công suất máy phát turbine gió truyền vào lưới



Hình 3.3: Điện áp hiệu dụng đầu ra phía lưới



Hình 3.4: Công suất phản kháng

Nhận xét :

Điện áp DC-link :

- Khoảng thời gian dao động ban đầu đó chính là quá trình quá độ do khởi động hệ thống ($P_{MSC} > P_{GSC}$) $\Rightarrow$ Năng lượng dư thừa tích tụ ở tụ C trên thanh cái DC-Links, dẫn đến điện áp V_{DC} tăng.
- Tuy nhiên sau khi đồng bộ thì ổn định trở lại và hoạt động ở chế độ MPPT. Từ hệ thống điều khiển vượt qua LVRT ta giữ được mức điện áp tại thanh góp DC-Link ở mức 2000(V).

Công suất tác dụng:

- Ta thấy giai đoạn từ 0s - 1s hiện tượng dao động công suất khá mạnh : bởi vì đây là hiện tượng quá độ của hệ thống hoặc do lưới chưa đủ cứng
- Sau đó công suất phát tăng dần và ổn định quanh **1.5 MW** $\rightarrow$ đúng với công suất định mức của PMSG.

Điện áp lưới đầu ra:

- Điện áp đầu ra phía lưới có giá trị hiệu dụng là 465. Vì trong trường hợp làm việc bình thường, ta xem điện áp của ba pha đối xứng nhau nên trên đồ thị là giá trị điện áp hiệu dụng trung bình của một trong ba pha.

Công suất phản kháng :

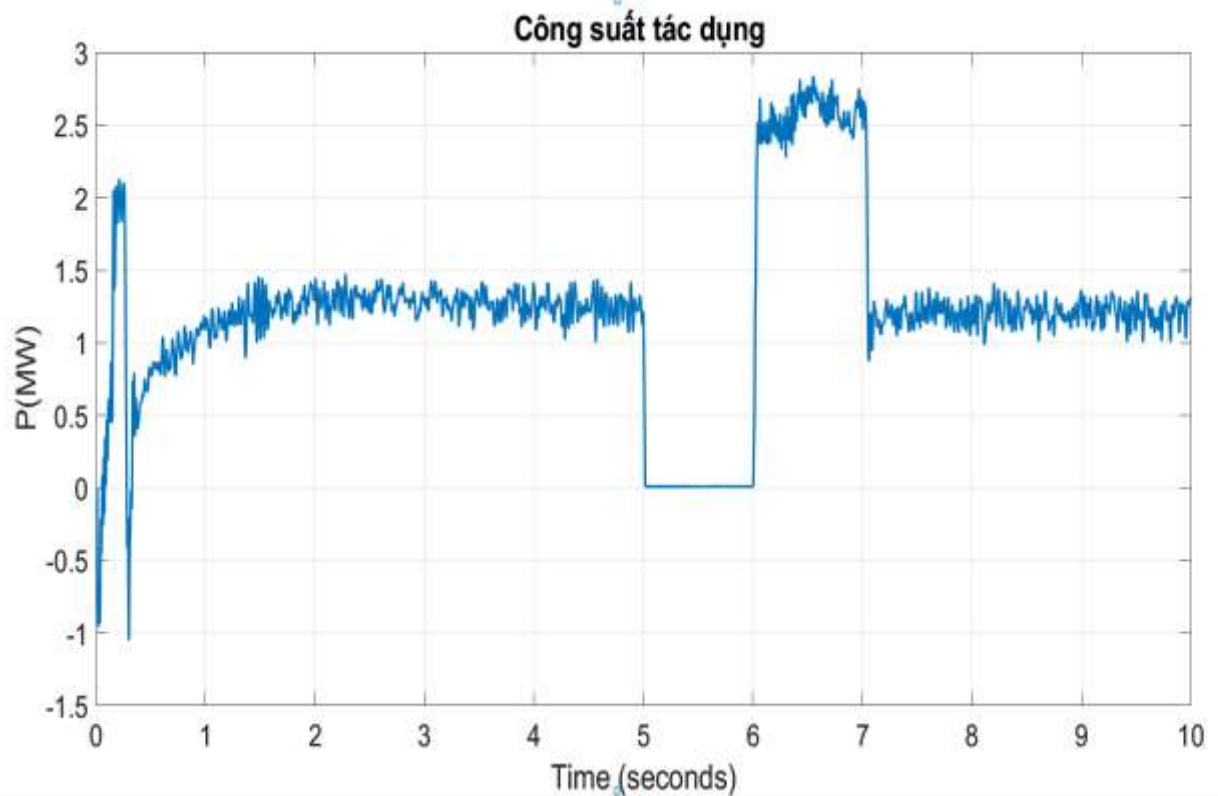
- Công suất phản kháng không phát công suất đúng với nguyên lý điều khiển của hệ thống.

Kịch bản (2): Khi có xảy sự cố lưới (ngắn mạch ba pha trên lưới)

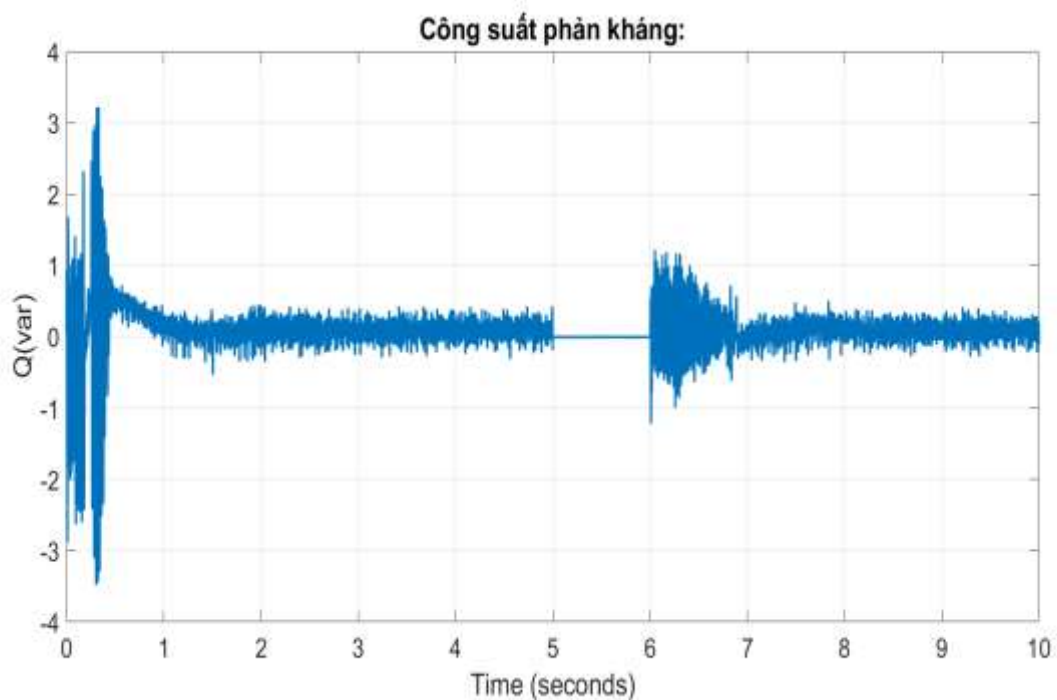
- Mô phỏng khi xảy ra hiện tượng sụt giảm điện áp phía lưới ba pha đối xứng trong khoảng thời gian **1s, 0.5s, 0.2s** trong khoảng (từ 5s) với tốc độ gió không
-

đổi. Mục tiêu là cho thấy được kết quả của tác động ngắn mạch tới sự thay đổi điện áp trên thanh cái DC, ngoài ra còn xem xét đến sự dao động điện áp, công suất và phản kháng trên lưới trên từng khoảng thời gian .

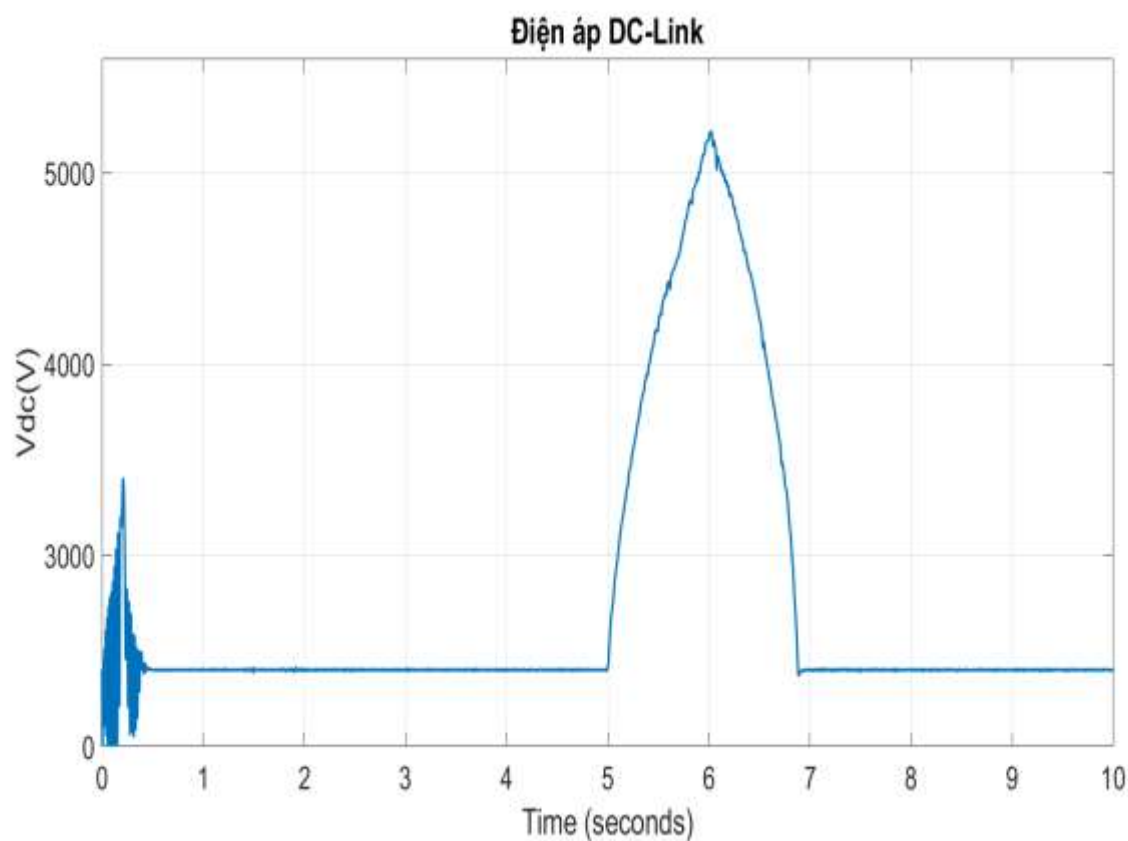
3.2.1 Trường hợp ngắn mạch trong 1s



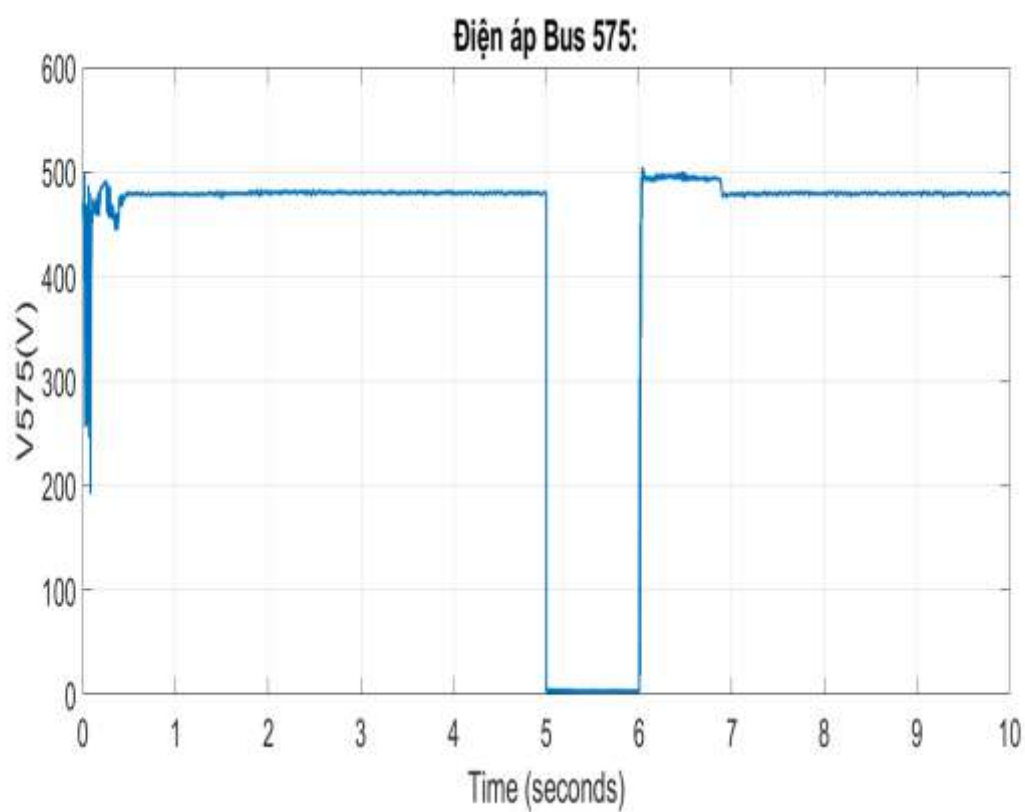
Hình 3.5: Công suất tác dụng phía lưới khi ngắn mạch trong 1s



Hình 3.6: Công suất phản kháng phía lưới khi ngắn mạch trong 1s



Hình 3.7: Điện áp DC-link khi ngắn mạch trong 1s



Hình 3.8: Điện áp hiệu dụng đầu ra phía lưới khi ngắn mạch trong 1s

Nhận xét :

Về điện áp DC-link :

– Khi xảy ra ngắn mạch ba pha tại lưới(từ 5s-6s),bộ chuyển đổi GSC không thể truyền công suất ra lưới do điện áp tại PCC giảm mạnh. Trong khi đó, máy phát PMSG vẫn phát công suất do gió không ngừng. Năng lượng phát ra từ MSC không được tiêu thụ sẽ tích tại tụ điện trung gian DC-link, gây ra hiện tượng tăng điện áp V_{dc} nghiêm trọng ($>5000V$) trong thời gian sự cố và sau 6s sự cố được ngắt khỏi hệ thống dần khôi phục về bình thường.

➤ Đây là minh chứng cho ảnh hưởng của sự cố lưới đối với hệ thống điện gió, và là cơ sở để triển khai các giải pháp LVRT nâng cao trong các kịch bản tiếp theo.

Về điện áp lưới :

– Điện áp sụt sâu xuống dưới xấp xỉ 0v và gần như chạm đáy trong thời gian 5–6s, đúng với mô hình ngắn mạch 3 pha vì : Ngắn mạch ba pha đối xứng là sự cố nghiêm trọng nhất, và nếu không có nguồn bù hoặc lưới cứng thì: Điện áp tại điểm sự cố sẽ tụt về gần 0V. GSC không thể điều khiển được dòng,

– Tại thời điểm 6s với khả năng điều khiển LVRT thông thường thì điện áp bắt đầu phục hồi và tăng lên xấp xỉ 500v trong gần 1s : Tụ DC-link vẫn còn năng lượng tích → GSC lập tức cố gắng bơm P ra nên điện áp sẽ tăng vọt trong một thời gian ngắn

– Phục hồi về $\sim 465v$ nhanh và ổn định sau đó, nhưng có thể thấy rằng khi điện áp V_{DC} tăng cao như vậy trong khoảng thời gian ngắn mạch có thể gây hại đến các thiết bị, ảnh hưởng đến lưới điện. Vì vậy cần đưa ra phương pháp khắc phục đưa ra các giải pháp an toàn bảo vệ mạch kết nối DC-Link với các bộ chuyển đổi trong turbine.

Về công suất tác dụng :

– Trong thời gian sự cố, P phát giảm rõ rệt → GSC không thể truyền P do sự cố.

– Tuy nhiên sau sự cố (6s), P phục hồi → hệ thống vẫn giữ được đồng bộ và không bị cách ly.

– Hiện tượng tăng vọt công suất tại thời điểm $t=(6-7s)$, sau đó sự cố ngắn mạch được xóa cụ thể: Từ 6s đến $\sim 7s$: công suất có thể lên >2 MW hoặc hơn

– Sau đó mới ổn định dần lại quanh 1.5 MW (công suất định mức PMSG)

Nguyên nhân chính : Phản ứng quá độ phục hồi sau ngắn mạch

– Tụ DC-link bị dồn năng lượng trong sự cố : GSC không thể đẩy công suất ra lưới. Nhưng MSC/PMSG vẫn phát điện → công suất dư bị tích lại trong tụ DC-link

– GSC đẩy nhanh công suất ra lưới : Khi sự cố kết thúc → điện áp PCC phục hồi - GSC thấy V_{dc} cao → GSC phản ứng để:

- Bơm nhiều công suất P ra lưới
 - Giúp hạ nhanh V_{dc} về lại mức an toàn
-

– Ta thấy được PMSG khi nối vào lưới thông qua hệ GSC–MSC vẫn có thể bám lưới và phục hồi sau sự cố, dù chưa có BESS.

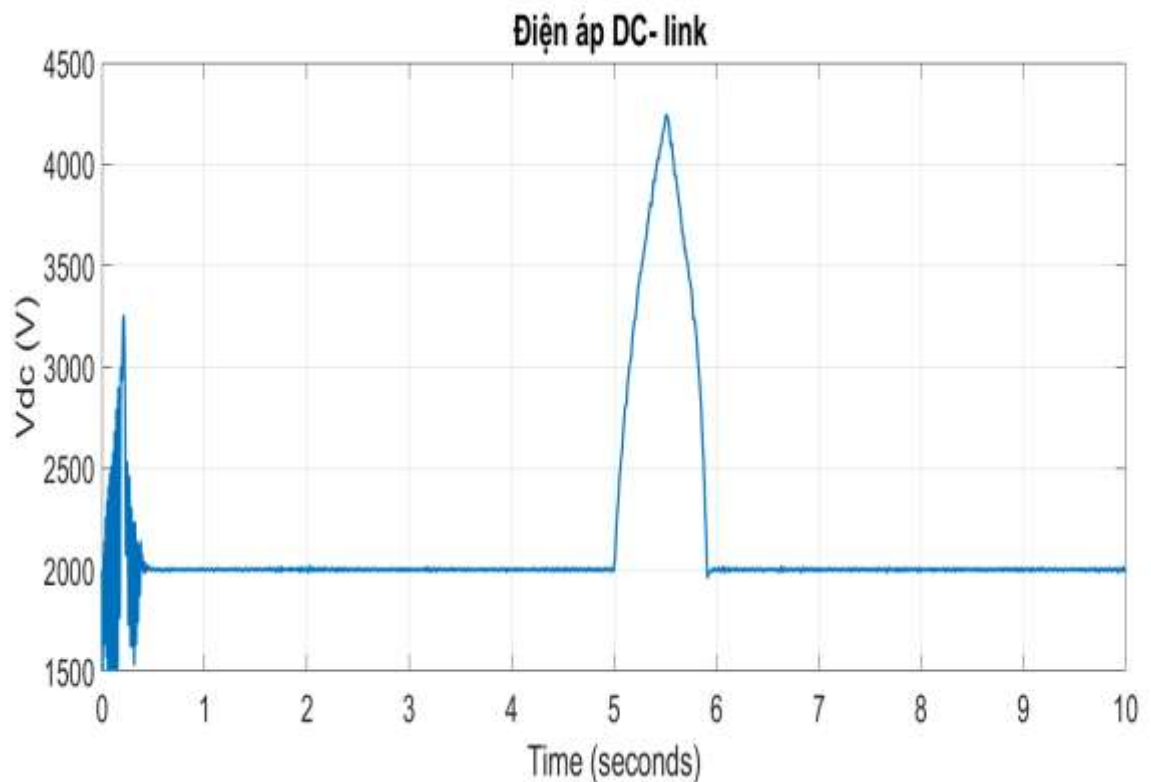
Về công suất phản kháng :

– Giai đoạn từ 5s – 6s : công suất gần như về 0 do GSC không truyền công suất do lưới đang ngắn mạch 3 pha ($V_{pcc} \approx 0$)

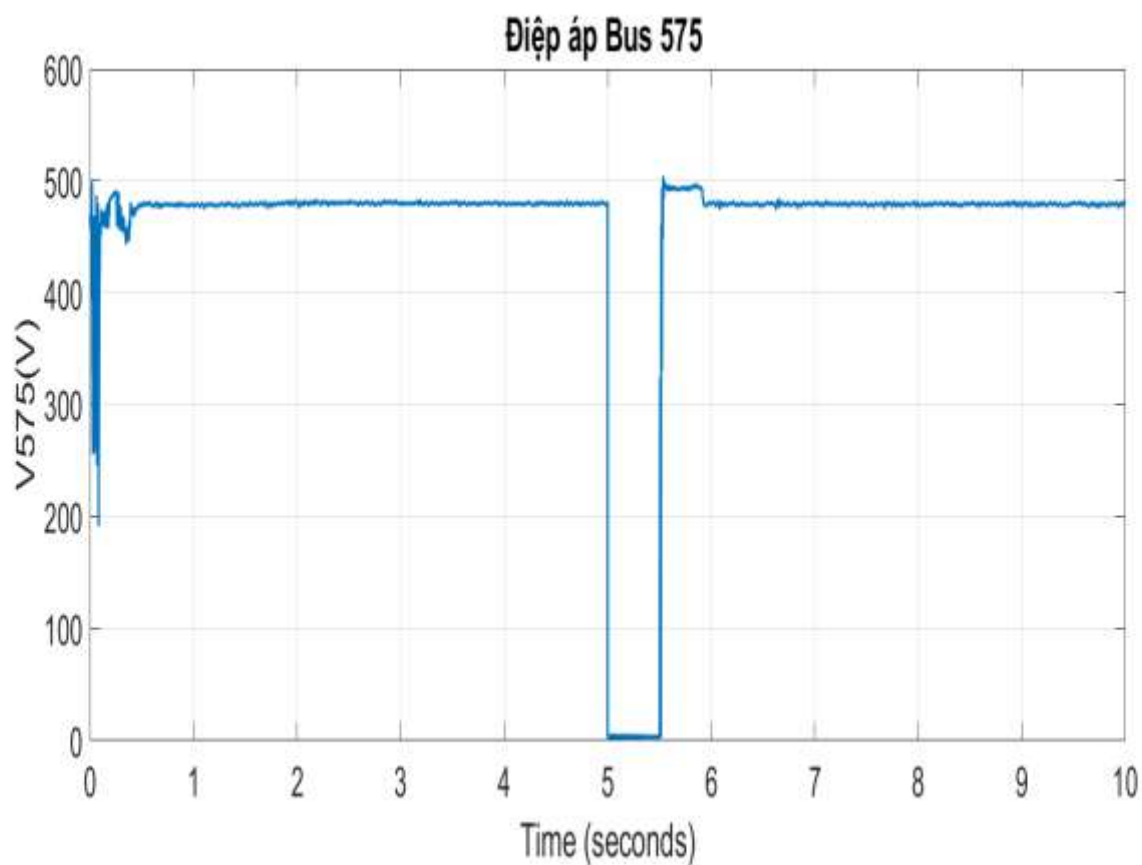
– Giai đoạn từ 6s -7s : GSC phản ứng khôi phục, bơm công suất phản kháng lớn để hỗ trợ điện áp

– Sau 7s : Hệ thống ổn định lại, trở về điều khiển bình thường

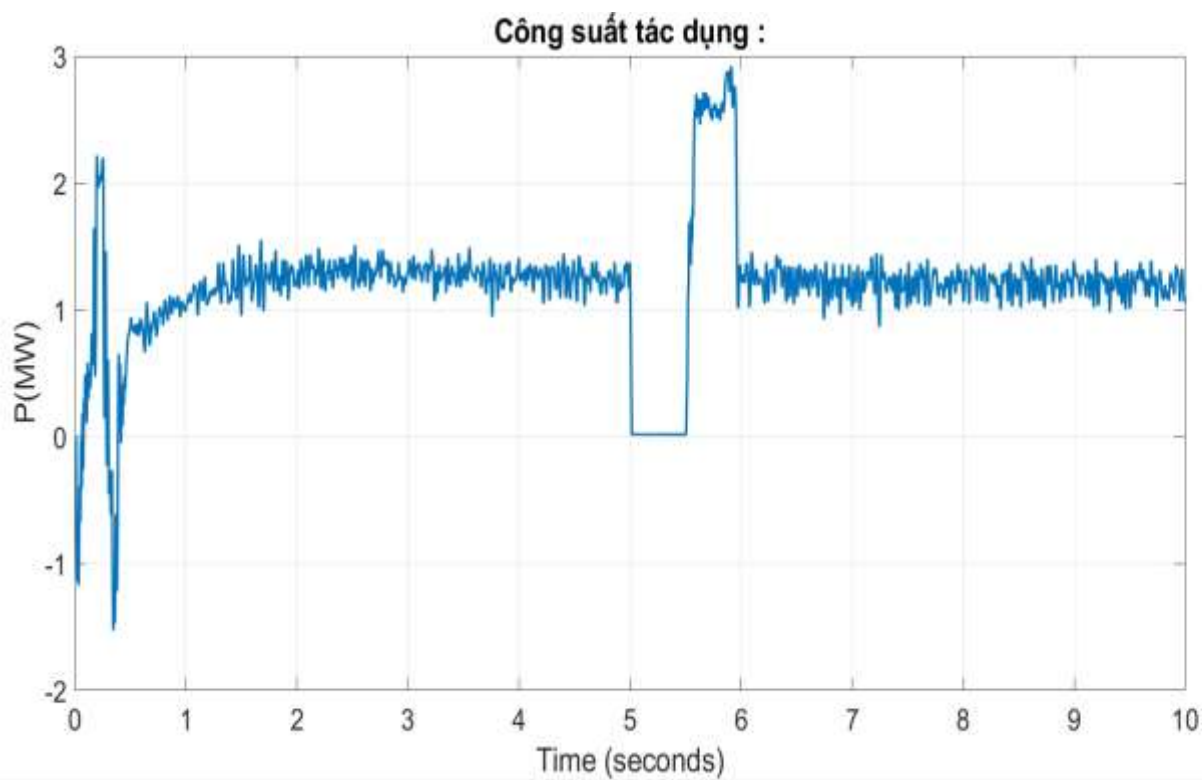
3.2.2 Trường hợp ngắn mạch trong 0.5s



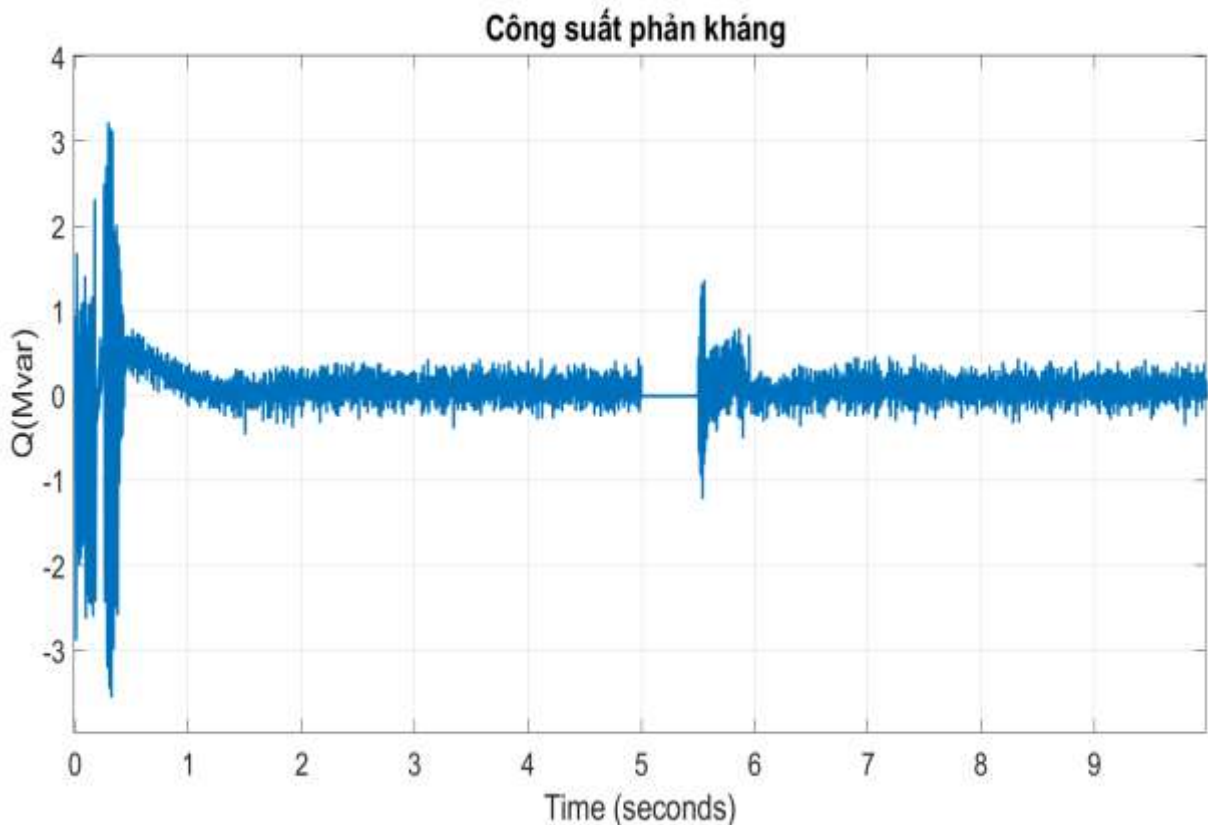
Hình 3.9: Điện áp DC-link khi ngắn mạch trong 0.5s



Hình 3.10 Điện áp phía lưới khi ngắn mạch trong 0.5s



Hình 3.11: Công suất tác dụng phía lưới khi ngắn mạch trong 0.5s

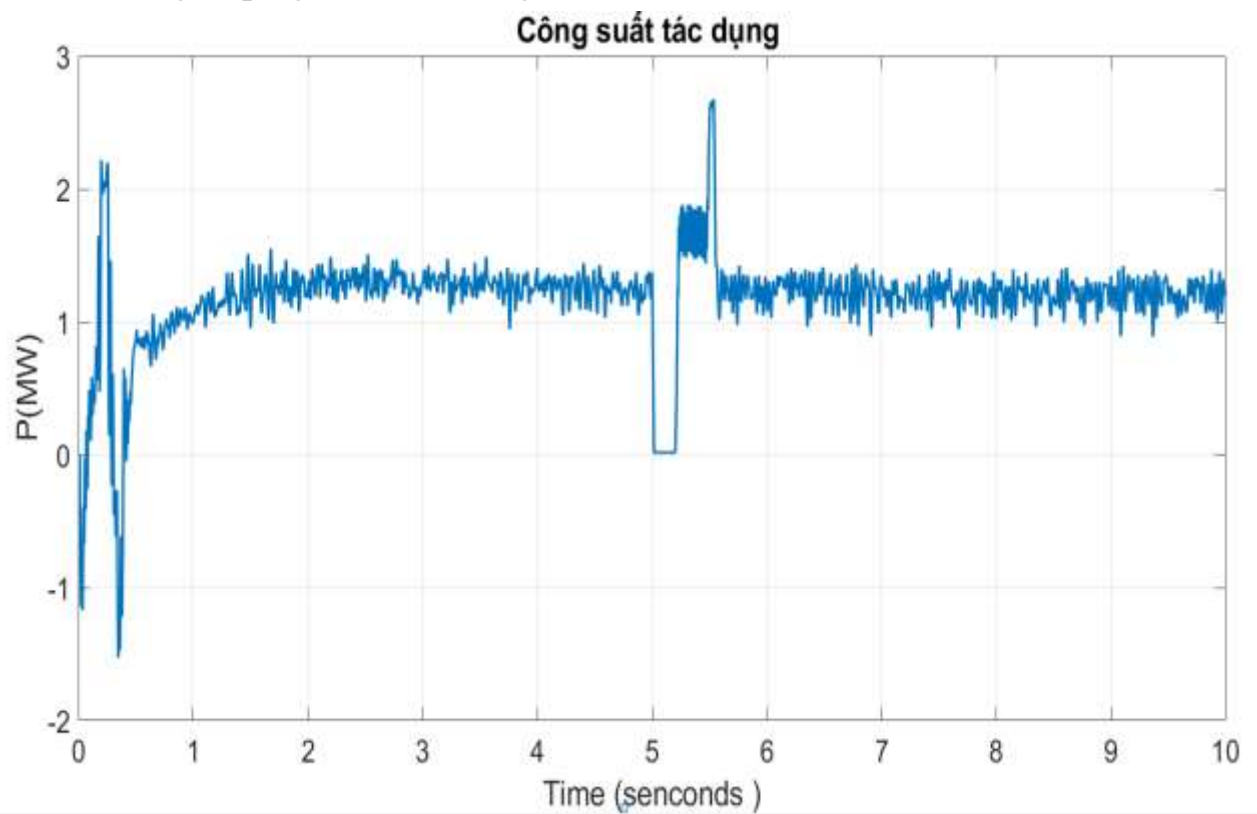


Hình 3.12: Công suất phản kháng phía lưới khi ngắn mạch trong 0.5s

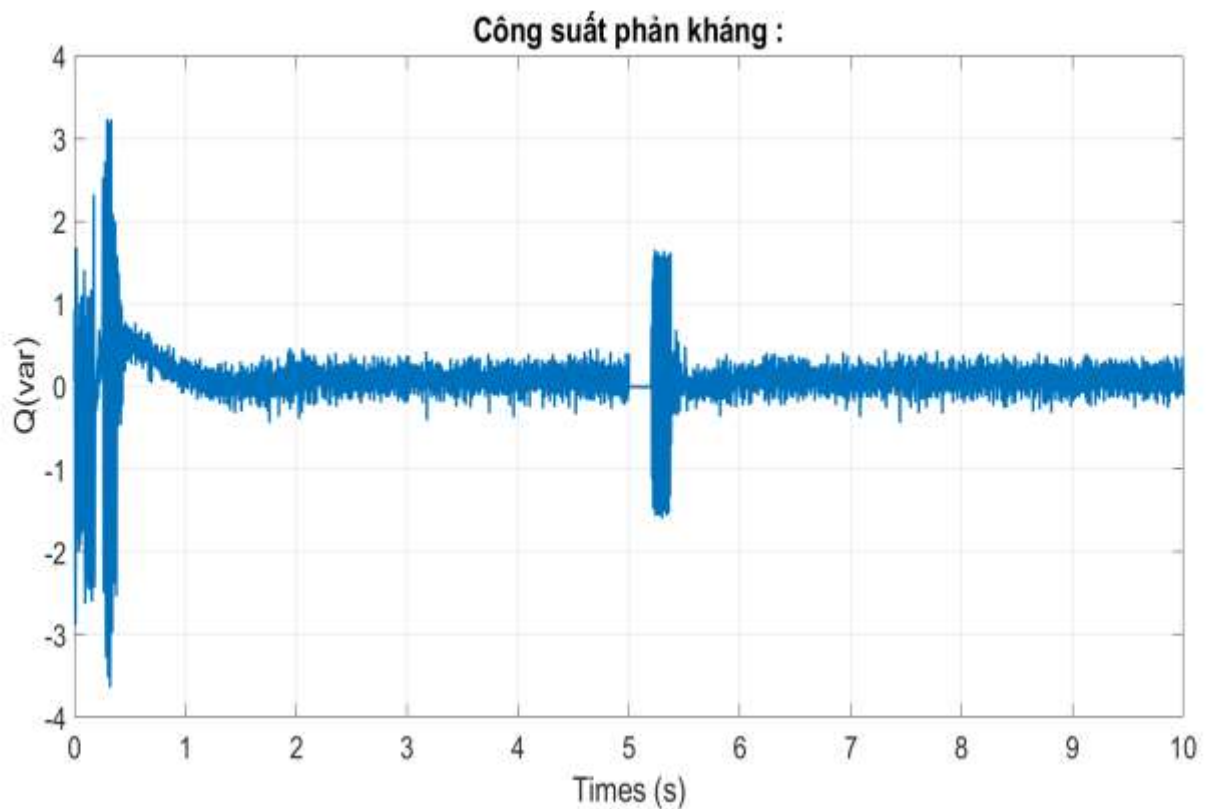
Nhận xét :

- Tương tự như trường hợp ngắn mạch trong thời gian 1s. Điện áp DC-link vẫn có xu hướng tăng trong giai đoạn sự cố do công suất phát từ PMSG không được truyền ra lưới. Tuy nhiên, do thời gian ngắn mạch chỉ kéo dài 0.5s, mức tăng của V_{dc} thấp hơn ($>4000V$) và thời gian phục hồi ngắn hơn so với trường hợp 1s. Hệ thống dần dần ổn định lại sau thời điểm xóa sự cố.
 - Về điện áp lưới vẫn sụt về gần 0V trong thời điểm ngắn mạch, nhưng phục hồi nhanh hơn sau 5.5s. Chứng tỏ hệ thống ít bị ảnh hưởng hơn với sự cố thời gian ngắn.
 - Về công suất tác dụng : Công suất phát ra từ GSC cũng bị sụt trong thời gian sự cố, nhưng phục hồi nhanh và ít dao động hơn so với trường hợp ngắn mạch 1s. Đặc biệt, hiện tượng tăng vọt công suất sau sự cố vẫn xảy ra, nhưng thời gian kéo dài ngắn hơn
 - Về công suất phản kháng : GSC vẫn phản ứng để bơm Q trong giai đoạn phục hồi. Biên độ dao động công suất phản kháng sau sự cố nhỏ hơn, và hệ thống ổn định lại nhanh hơn.
-

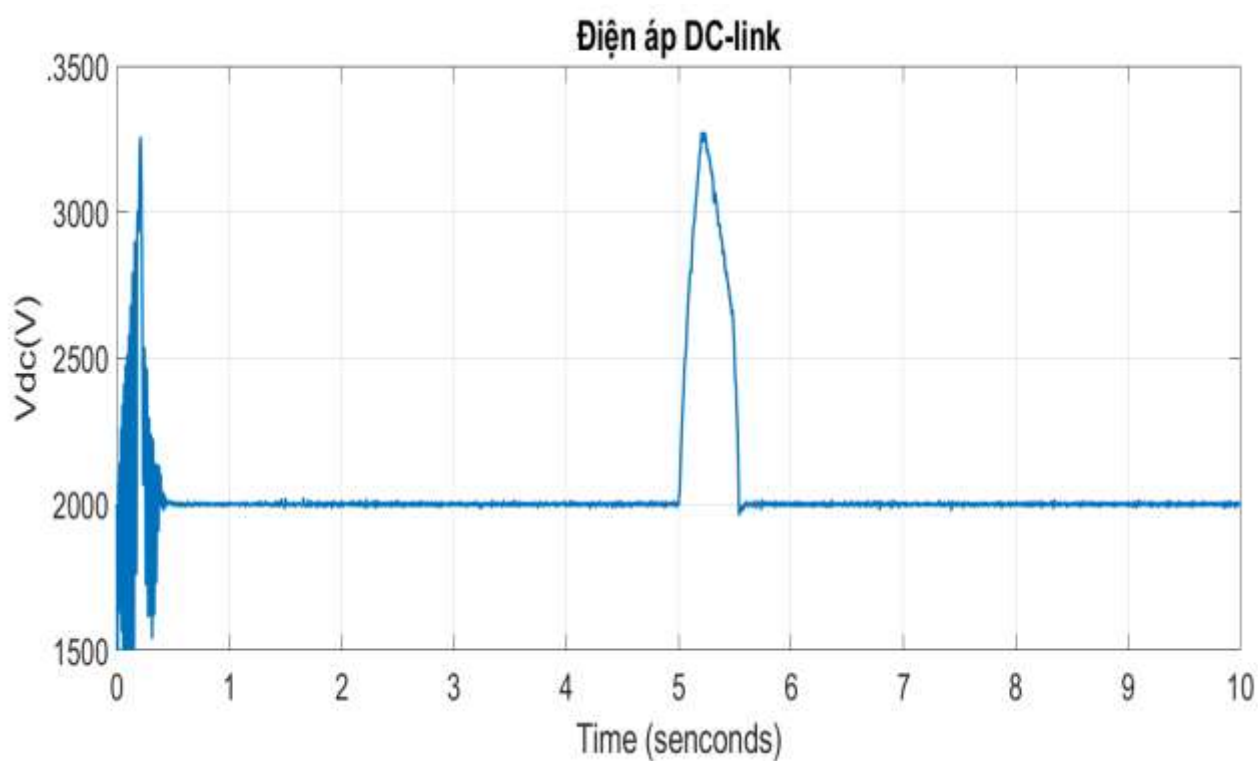
3.2.3 Trường hợp ngắn mạch trong 0.2s



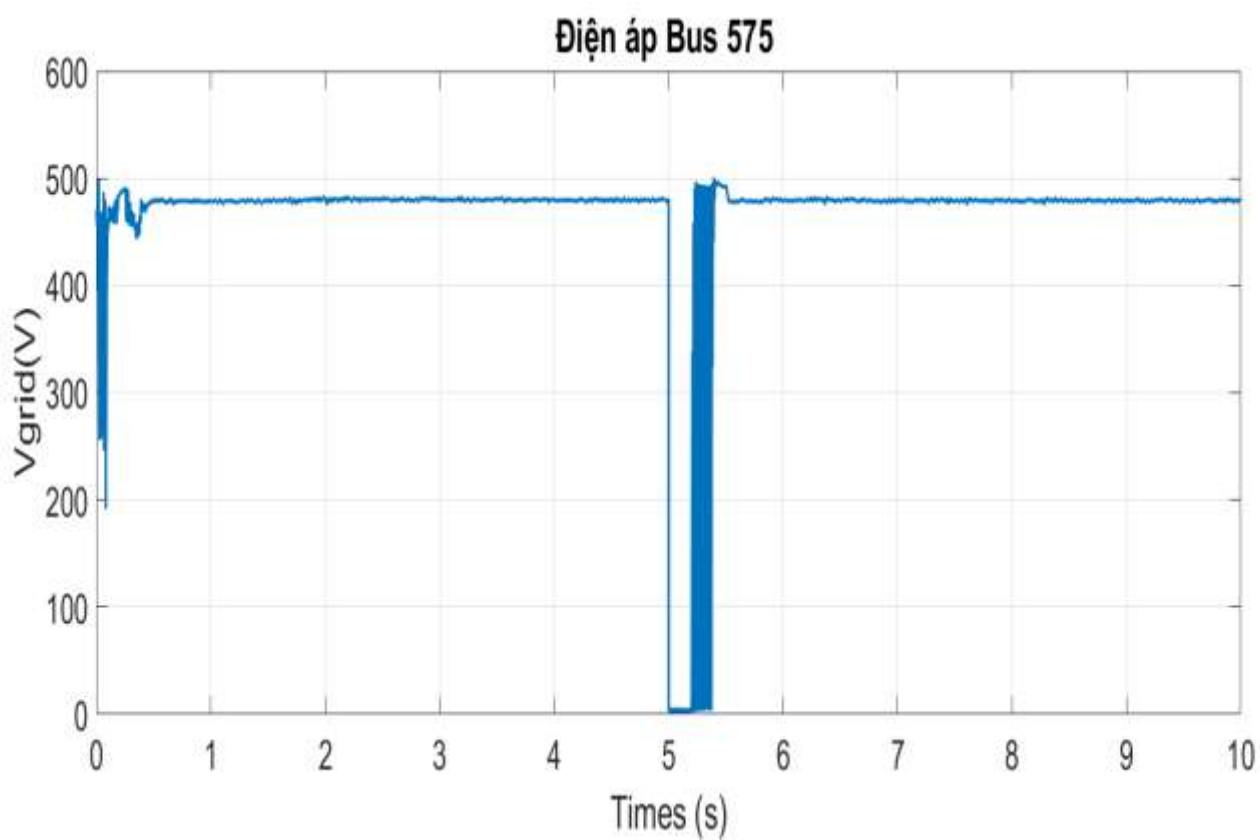
Hình 3.13: Công suất tác dụng phía lưới khi ngắn mạch trong 0.2s



Hình 3.14: Công suất phản kháng phía lưới khi ngắn mạch trong 0.2s



Hình 3.15: Điện áp DC-link khi ngắn mạch trong 0.2s



Hình 3.16: Điện áp phía lưới khi ngắn mạch trong 0.2s

Nhận xét :

– Do thời gian ngắn mạch rất ngắn (0.2s), nên V_{dc} tăng ít hơn(>3000V), nên thời gian phục hồi về mức danh định cũng nhanh hơn

– Sụt áp xảy ra rất ngắn, hệ thống phục hồi gần như tức thời(sau 5,2s). Đây là tình huống ngắn mạch nhẹ về thời gian, nên lưới không bị ảnh hưởng đáng kể.

– Công suất phát bị sụt trong thời gian ngắn, nhưng phục hồi rất nhanh khi sự cố kết thúc. Hiện tượng tăng vọt công suất cũng giảm thời gian đáng kể, phản ánh mức độ tích năng lượng trong DC-link là thấp hơn so với các trường hợp ngắn mạch dài.

– GSC vẫn có phản ứng LVRT thông thường để bơm Q trong giai đoạn phục hồi nhưng thời gian bơm Q rất ngắn, và dao động Q cũng giảm đáng kể. Hệ thống gần như ổn định rất nhanh.

3.2.4 Nhận xét chung về các trường hợp trong 2 kịch bản:

Trong hai kịch bản mô phỏng đã thực hiện, hệ thống điện gió sử dụng máy phát PMSG được kết nối với lưới thông qua bộ biến đổi MSC–DC–GSC đã hoạt động ổn định. Trong điều kiện vận hành bình thường, hệ thống đảm bảo công suất phát đạt giá trị định mức, điện áp DC-link ổn định và chất lượng điện áp phía lưới đạt yêu cầu.

Trong điều kiện sự cố (ngắn mạch ba pha) qua ba kịch bản mô phỏng ngắn mạch với thời gian lần lượt là 1s, 0.5s và 0.2s có thể nhận thấy **rằng thời gian tồn tại sự cố ảnh hưởng rõ rệt đến mức độ mất ổn định của hệ thống.**

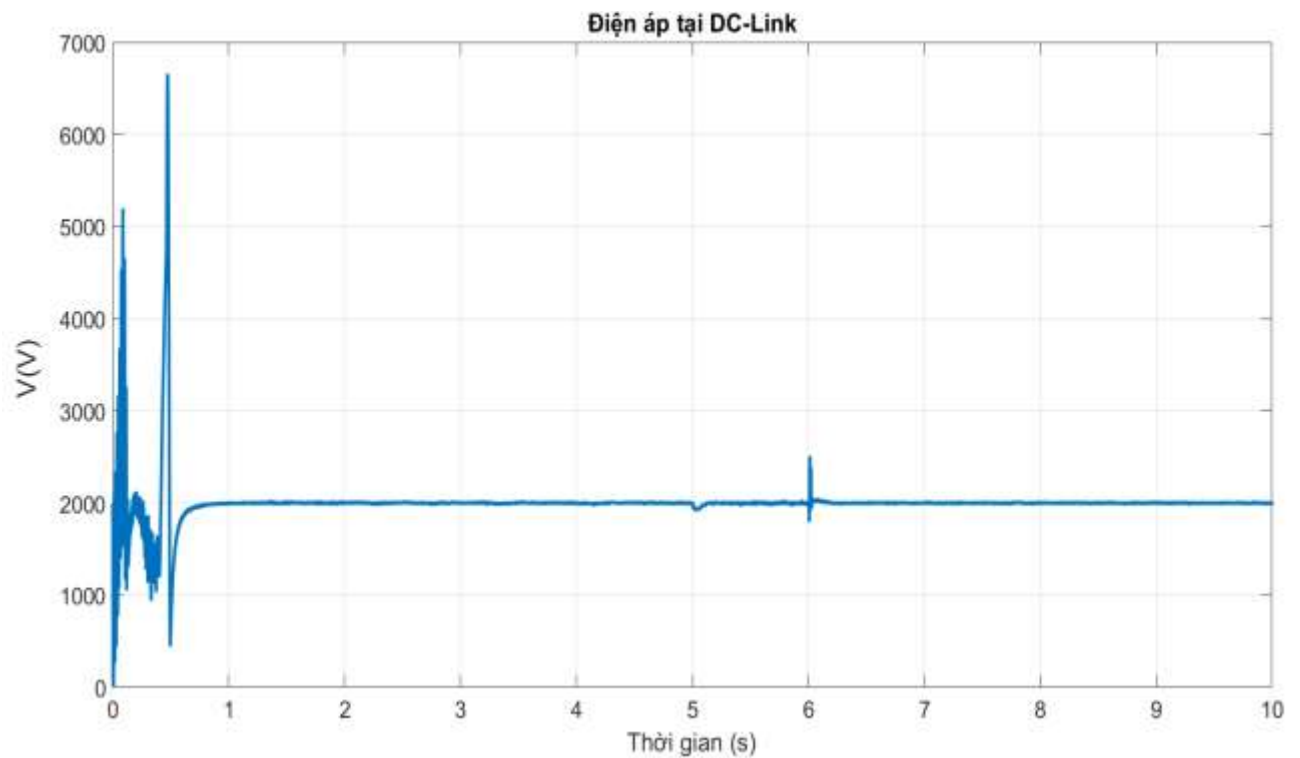
Khi thời gian ngắn mạch càng dài, hệ thống có xu hướng:

- Tích tụ công suất dư nhiều hơn tại DC-link → dẫn đến V_{dc} tăng cao
- Gây hiện tượng tăng vọt công suất tác dụng sau khi sự cố được ngắt khỏi lưới do GSC buộc phải xả nhanh để giảm V_{dc}
- Đồng thời, dao động công suất phản kháng (Q) trở nên lớn hơn và kéo dài hơn, làm mất ổn định điện áp PCC trong giai đoạn phục hồi
- Thời gian hồi phục cũng lâu hơn rõ rệt

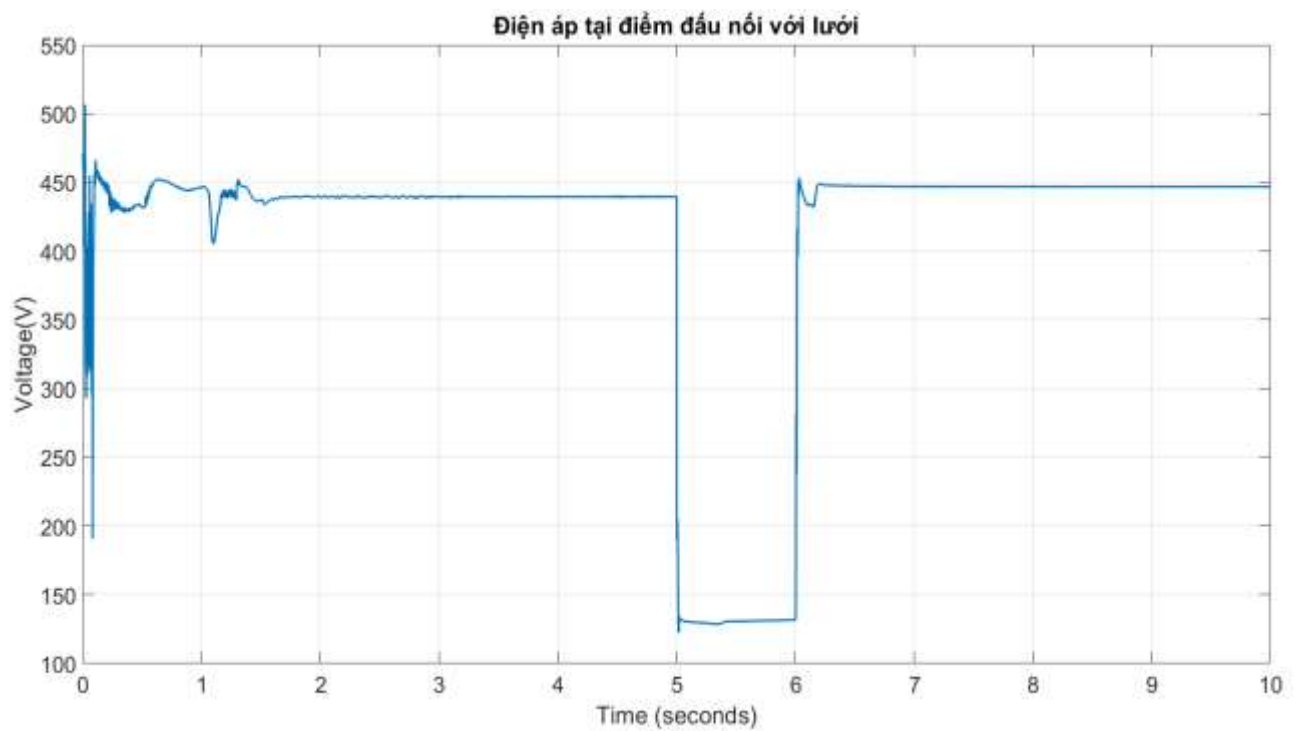
Ở trường hợp ngắn mạch **1s**, hệ thống chịu ảnh hưởng nặng nề nhất: điện áp DC-link tăng cao, công suất phát sau sự cố vọt lên vượt định mức, và dao động Q mạnh. Trái lại, với thời gian ngắn mạch ngắn hơn (0.5s và đặc biệt là 0.2s), các ảnh hưởng này giảm đáng kể, hệ thống phục hồi nhanh hơn và dao động nhỏ hơn.

3.3 Kết quả mô phỏng khi có BESS :

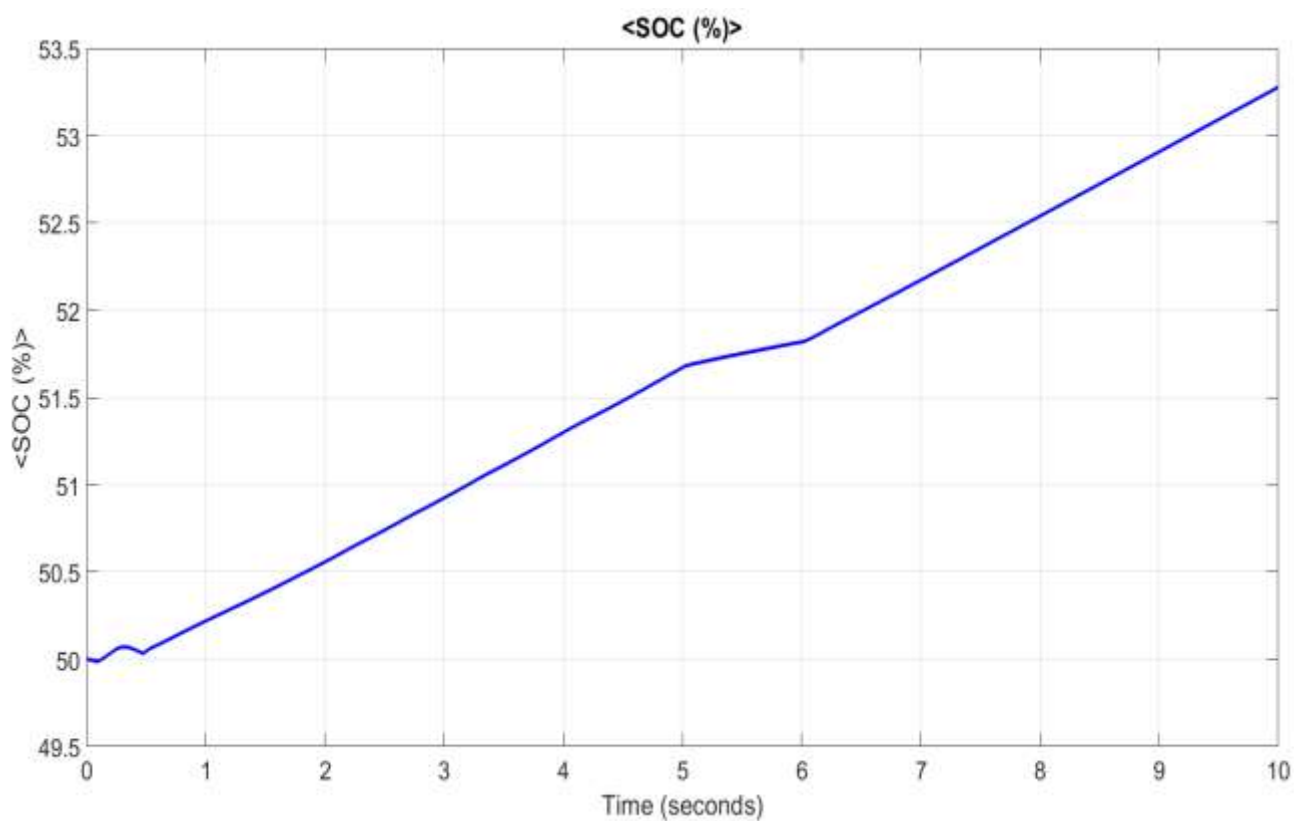
3.3.1 Trường hợp xảy ra ngắn mạch trong 1s



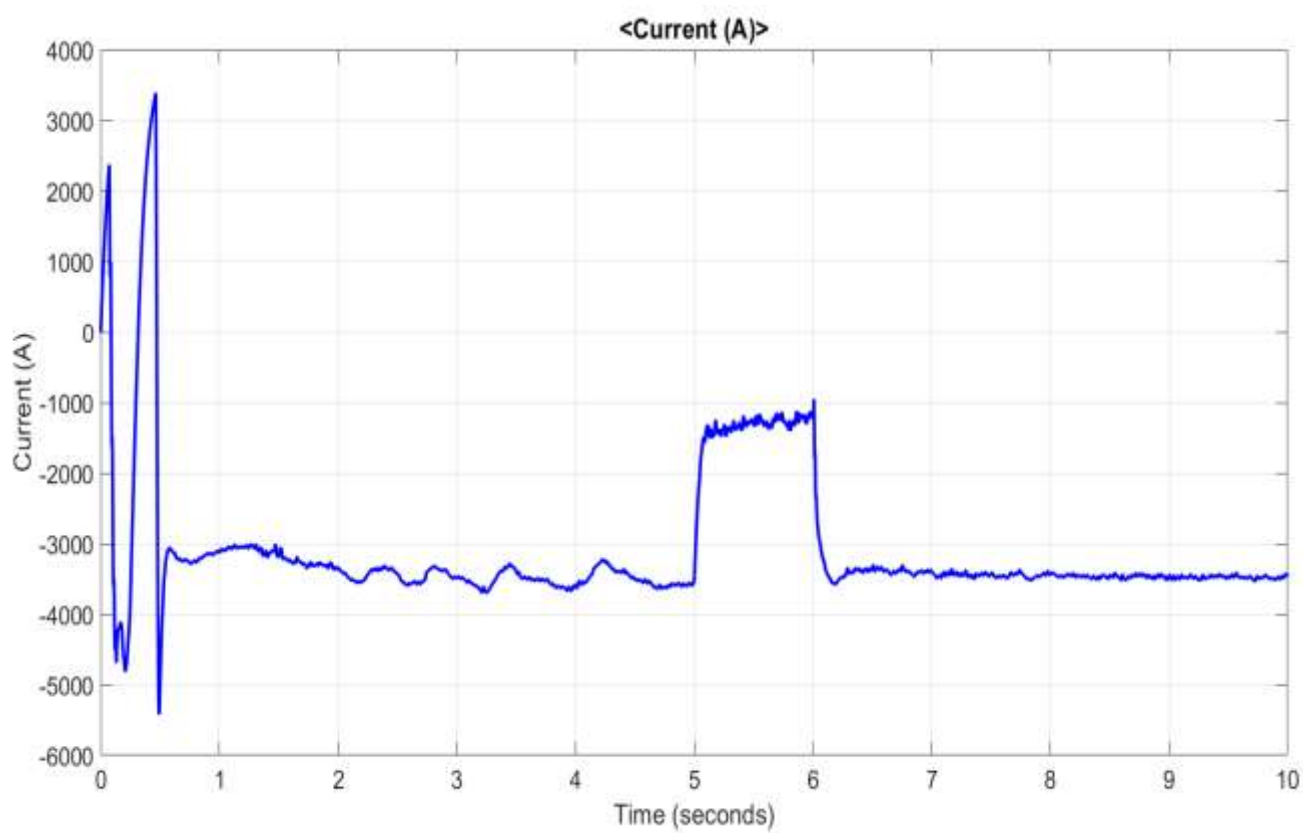
Hình 3.17: Điện áp DC-link khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)



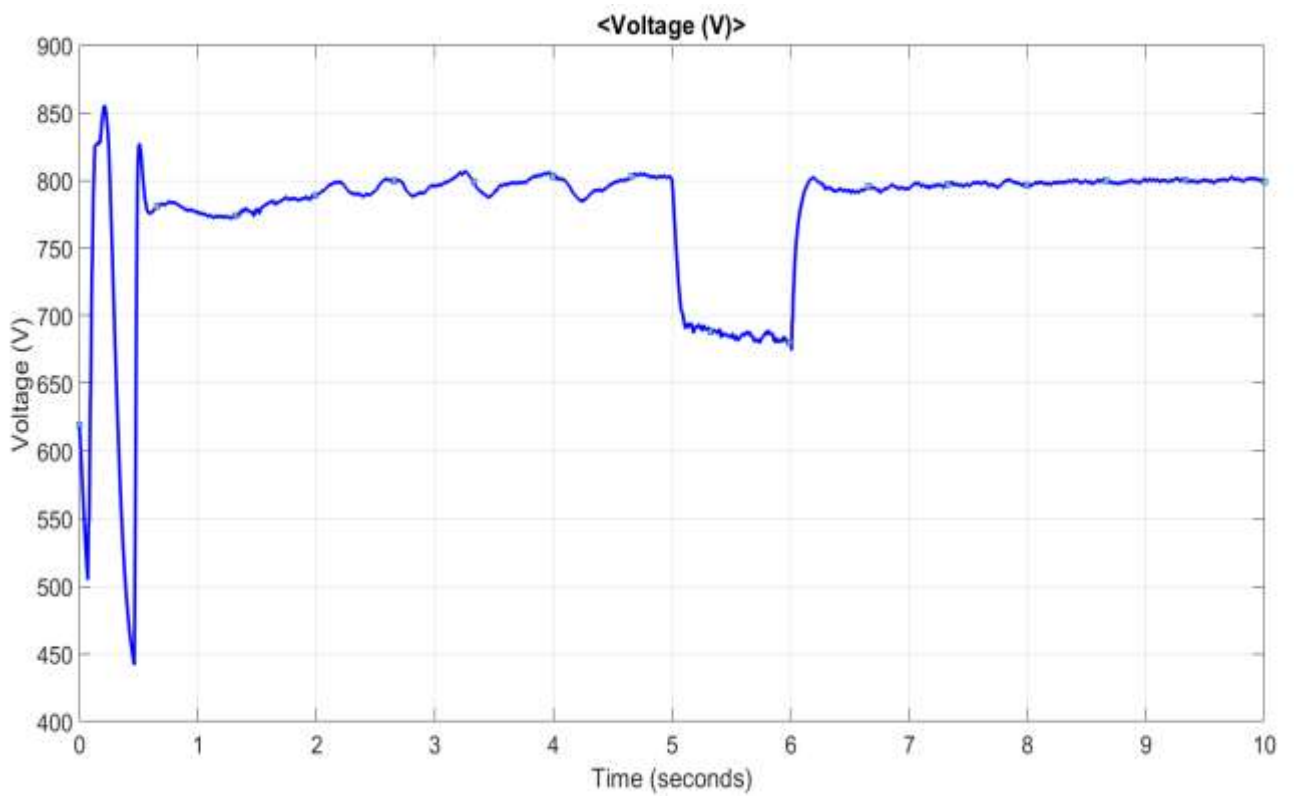
Hình 3.18: Điện áp tại điểm đấu nối với lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)



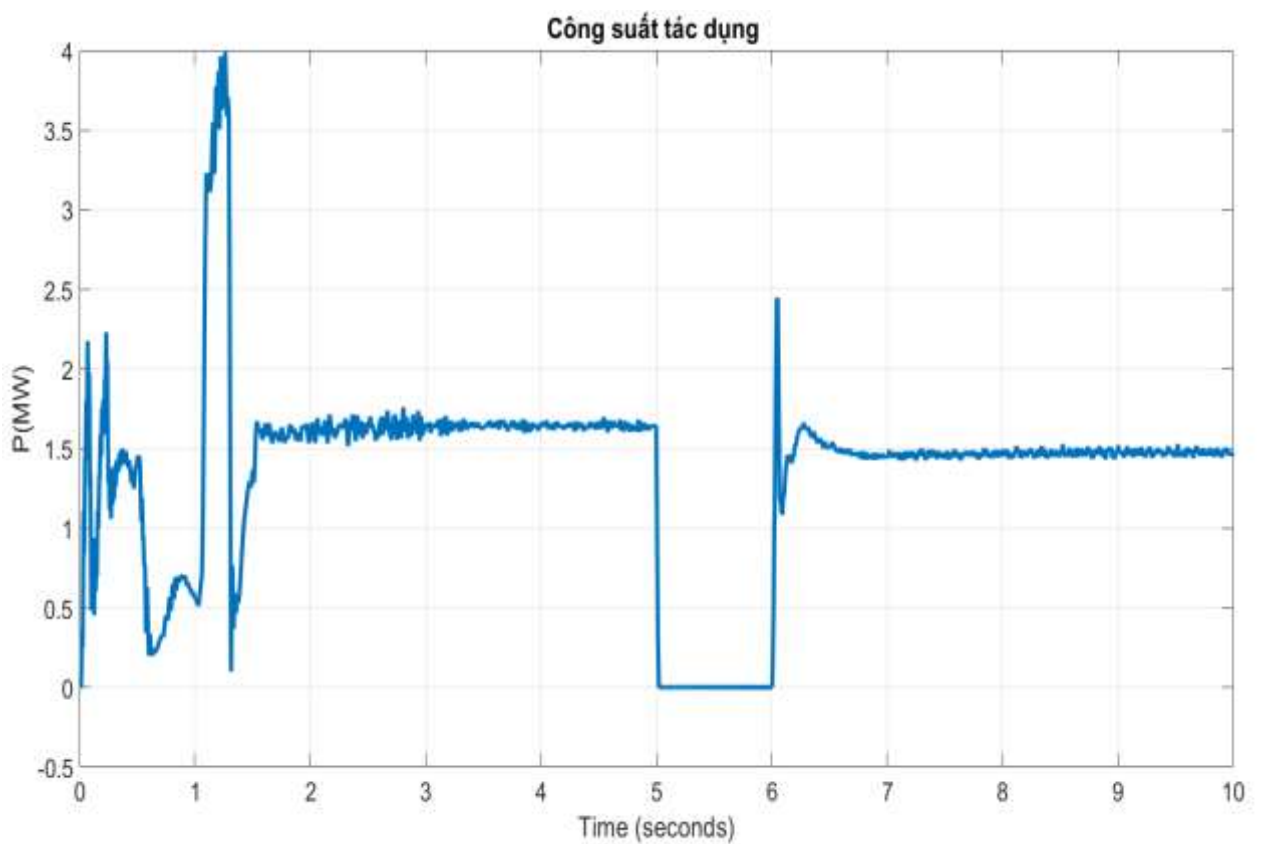
Hình 3.19: Thông số Soc khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)



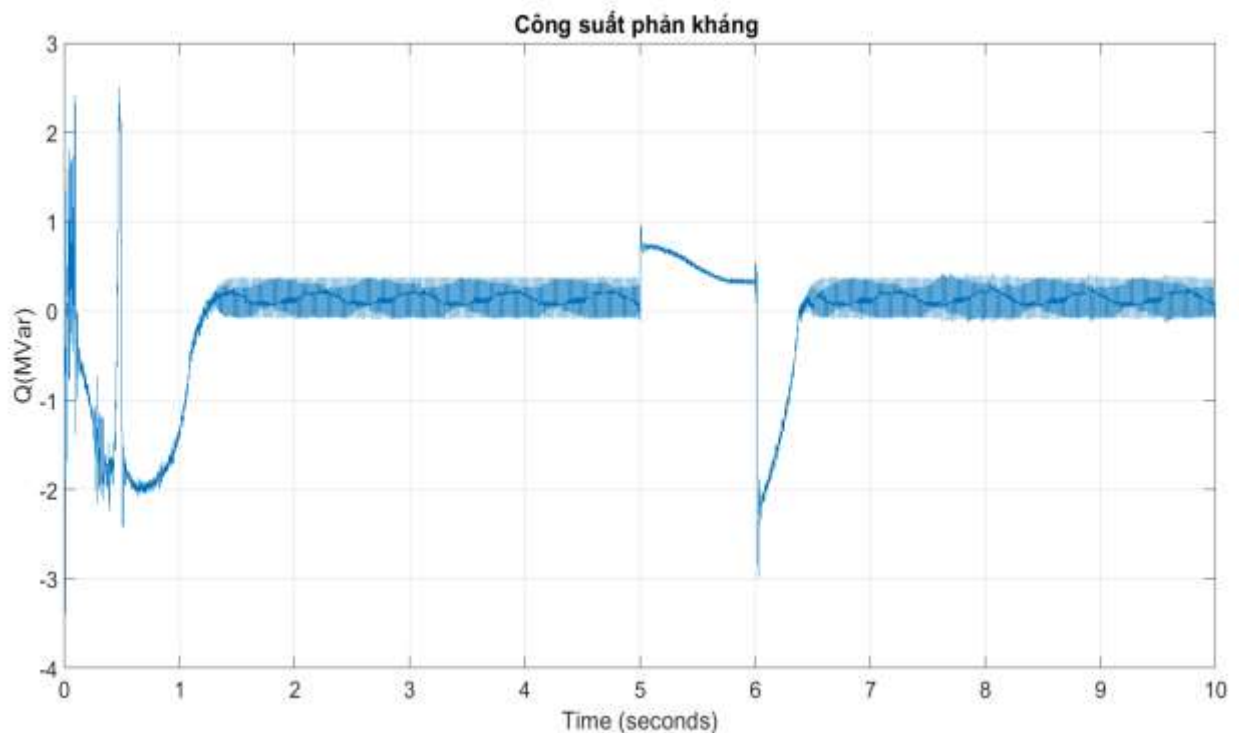
Hình 3.20: Dòng điện tại lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)



Hình 3.21: Điện áp tại lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)



Hình 3.22: Công suất tác dụng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)



Hình 3.23: Công suất phản kháng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 1s (có BESS)

Nhận xét :

Về điện áp DC-link:

- Trong giai đoạn ngắn mạch (từ 5s đến 6s), V_{dc} có dao động nhẹ không đáng kể (chưa đến 5%) không tăng vọt như khi chưa có BESS.
- Sự dao động điện áp rõ ràng được giữ lại, không có hiện tượng vượt quá ngưỡng nguy hiểm.
- Sau 6s, khi xóa bỏ ngắn mạch, V_{dc} hồi phục về mức $\sim 2000V$ rất nhanh và ổn định.

⇒ **Kết luận :** BESS đã hấp thụ phần công suất dư từ máy phát gió trong thời gian ngắn mạch, nhờ đó giảm áp lực tích tụ năng lượng lên tụ DC-link. Đây là bằng chứng rõ ràng cho thấy BESS đã hỗ trợ rất tốt cho LVRT về mặt ổn định V_{dc} .

Điện áp lưới :

- Trong thời gian ngắn mạch (5s–6s), điện áp vẫn sụt nhưng chỉ về $\sim 130V$ không còn bị tụt xuống tới mức rất tệ như trước
- Sau thời gian 6s không còn hiện tượng dao động vọt mạnh như trước (khi chưa có BESS) và sau đó thời gian ổn định nhanh hơn rõ rệt (6s–6,4s). So với trường hợp không có BESS, thời gian hồi phục điện áp ngắn hơn rõ rệt và dao động nhỏ hơn.

⇒ **Kết luận :** Trong tình huống không có BESS, tụ DC-link bị quá áp nhưng điều kiện làm việc LVRT thông thường có thể không đảm bảo hiệu quả (do GSC bị hạn chế hoạt động không thể bơm công suất phản kháng Q). Nhưng khi có BESS,

phần công suất dư từ PMSG được hấp thụ: Vdc ổn định hơn, GSC hoạt động cung cấp công suất phản kháng dẫn đến duy trì được điện áp trên lưới, kể cả trong thời gian sự cố giữ cho điện áp ở mức $\approx 30\%$ có thể gọi là chấp nhận trong quy định của lưới của đa số quốc gia.

Về SOC :

- Tại thời điểm trước sự cố: SOC = 50% (đúng với trạng thái ban đầu được tinh chỉnh).
- Tại thời điểm từ 1-5s : SOC vẫn tăng đều bởi vì : do cả công suất từ turbine gió và lưới đều đang cung cấp điện cho BESS nên trong trạng thái làm việc bình thường SoC vẫn nạp.
- Từ 5s-6s : SOC tăng chậm hơn bình thường vì : Lúc này, vì tốc độ của rotor không đổi BESS hấp thụ phần công suất dư từ turbine gió, trong khi **GSC không thể truyền công suất lên lưới**. Hệ điều khiển ưu tiên giữ ổn định điện áp DC-link, nên dòng nạp vào BESS được giới hạn nhằm **tránh gây dao động điện áp của DC-link và bảo vệ được Pin lithinim** nên dù công suất dư có nhiều hơn, nhưng **BESS chỉ nạp ở mức đã giới hạn**
- Sau khi sự cố kết thúc, trạng thái sạc quay về xu hướng bình thường.

Về điện áp và dòng điện của BESS :

- Ta thấy khi sự cố thì điện áp mà dòng điện đều giảm so với khi vận hành bình thường. Đây là biểu hiện thực tế khi BESS có giới hạn tốc độ nạp và phản ứng có kiểm soát để đảm bảo an toàn hệ thống. Điều này cho thấy BESS đang hoạt động đúng theo nguyên lý bảo vệ thiết bị và duy trì ổn định Vdc, dù không hấp thụ tối đa công suất dư.

Về công suất tác dụng :

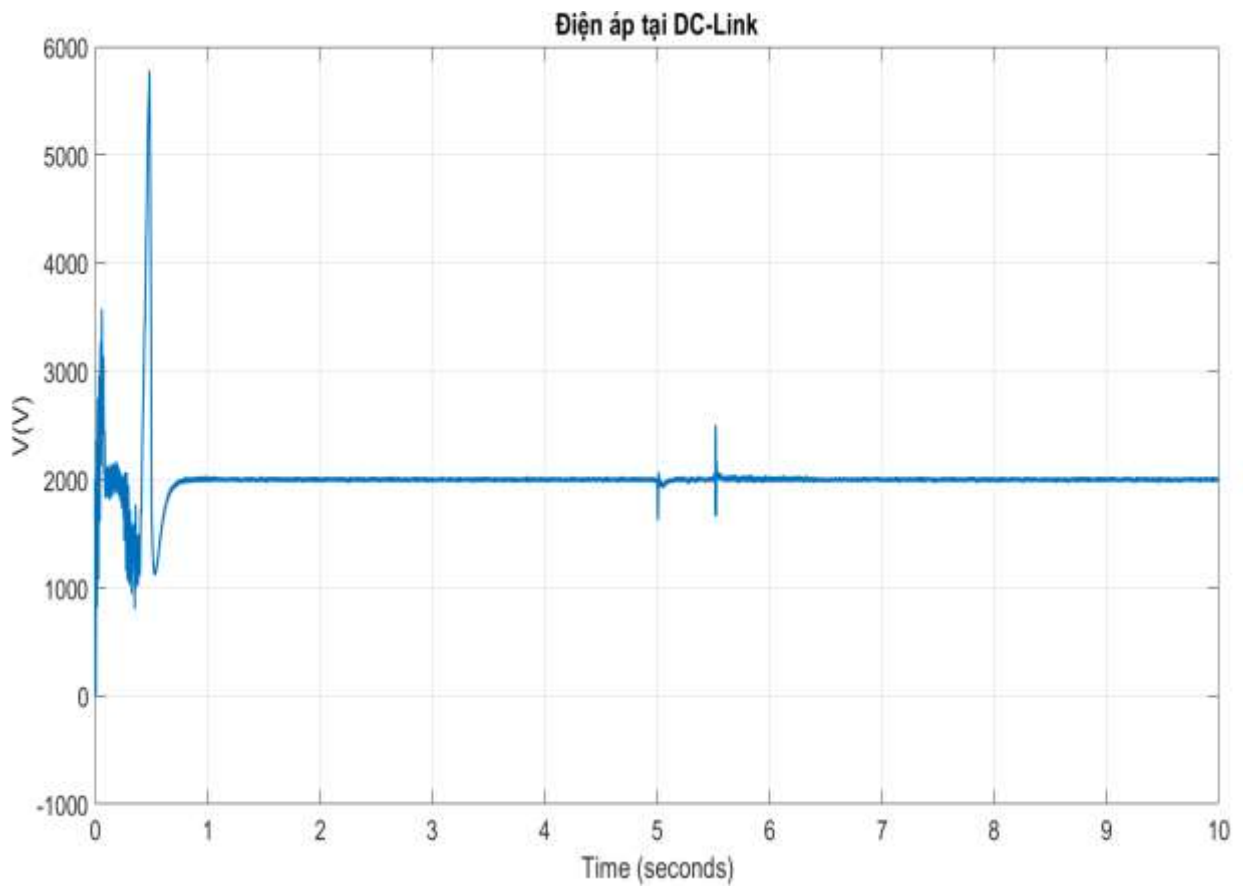
- Trong khoảng thời gian xảy ra sự cố (5–6s), công suất tác dụng giảm gần về 0 do GSC không thể đẩy điện ra lưới. Ngay sau khi sự cố được xóa bỏ, hệ thống trải qua một pha quá độ ngắn khiến công suất tác dụng (P) vọt lên trong chốc lát ($\sim 0.1s$), sau đó nhanh chóng ổn định quanh mức 1.5 MW. Nhìn chung, sự có mặt của BESS đã góp phần cải thiện rõ rệt khả năng hồi phục và ổn định công suất sau sự cố.
- Mặc dù vẫn còn hiện tượng dao động ngắn, nhưng với sự tham gia của BESS so với trước, tốc độ hồi phục và độ ổn định rõ rệt hơn, góp phần nâng cao khả năng LVRT của hệ thống.

Về công suất phản kháng :

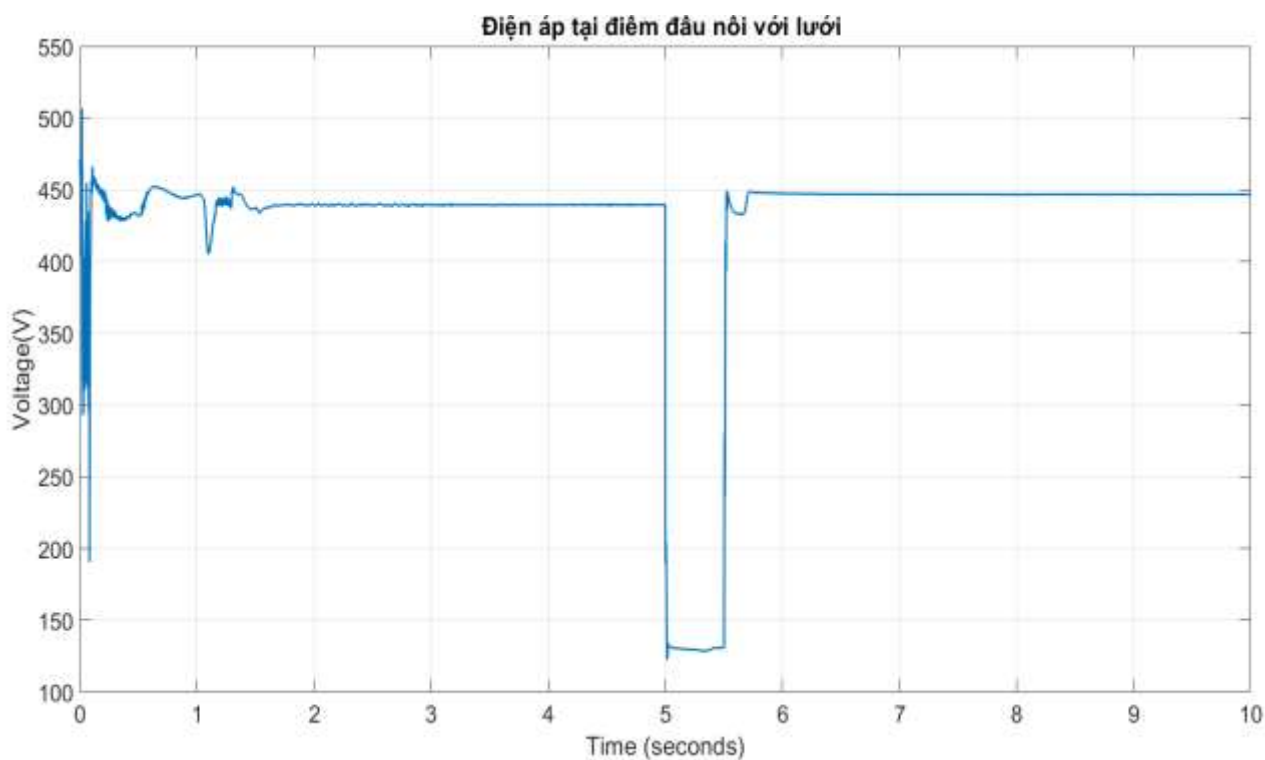
- Công suất phản kháng đã được bơm vào lưới ngay trong thời gian sự cố (5-6s) khi xảy ra sự cố giúp hỗ trợ ổn định điện áp tại PCC. Vì BESS hấp thụ bớt công suất dư từ PMSG dẫn đến giữ Vdc ổn định và GSC không bị quá áp và
-

GSC duy trì được dòng phản kháng nên có thể phát công suất phản kháng Q ngay trong sự cố, hỗ trợ tăng điện áp PCC góp phần rút ngắn thời gian phục hồi và giảm mức sụt áp.

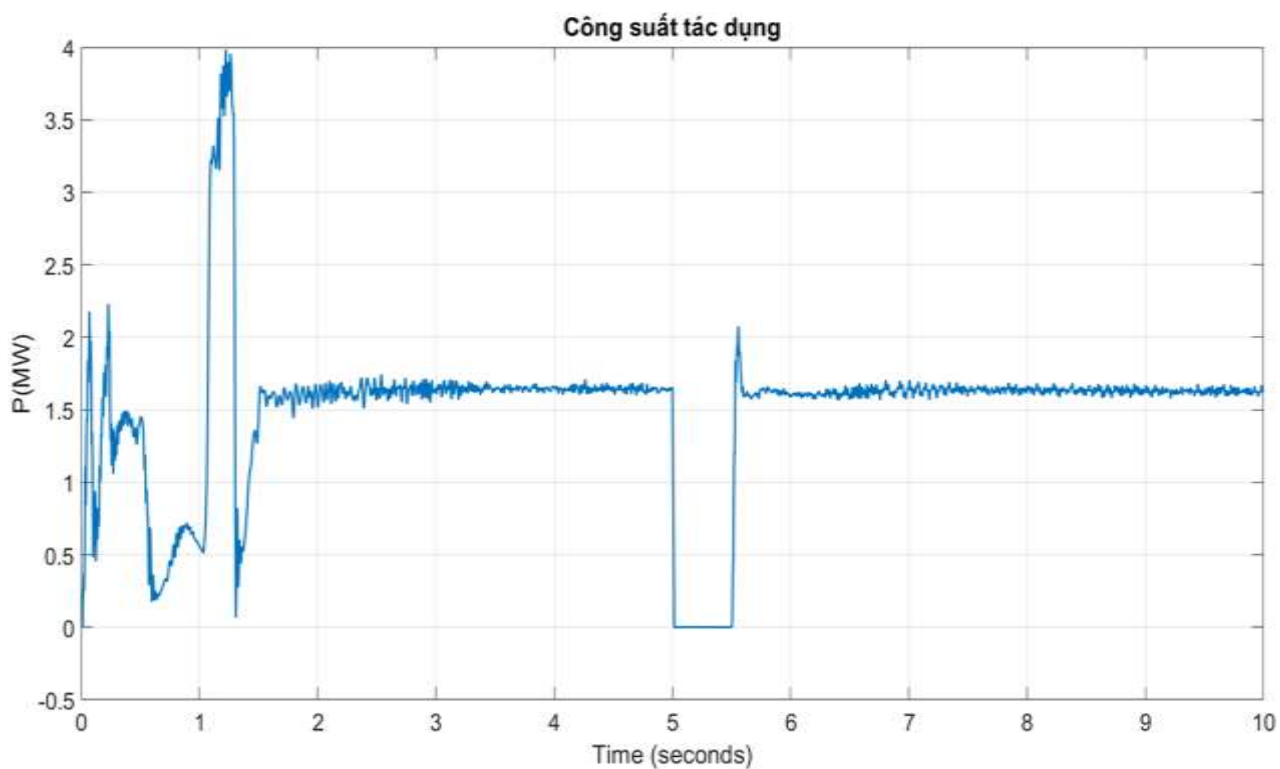
3.3.2 Trường hợp xảy ra ngắn mạch trong 0.5s



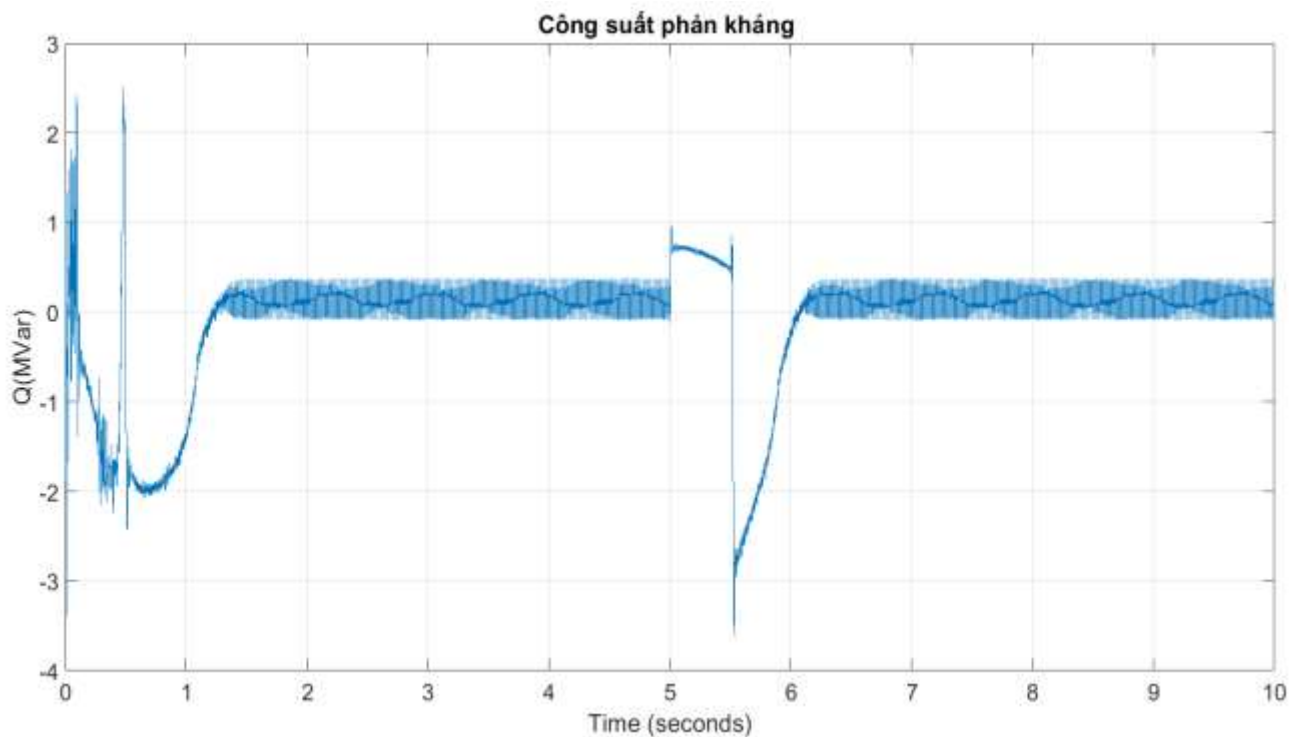
Hình 3.24: Điện áp DC-link khi xảy ra ngắn mạch trong 0.5s (có BESS)



Hình 3.25: Điện áp tại điểm đầu nối khi xảy ra ngắn mạch trong 0.5s (có BESS)

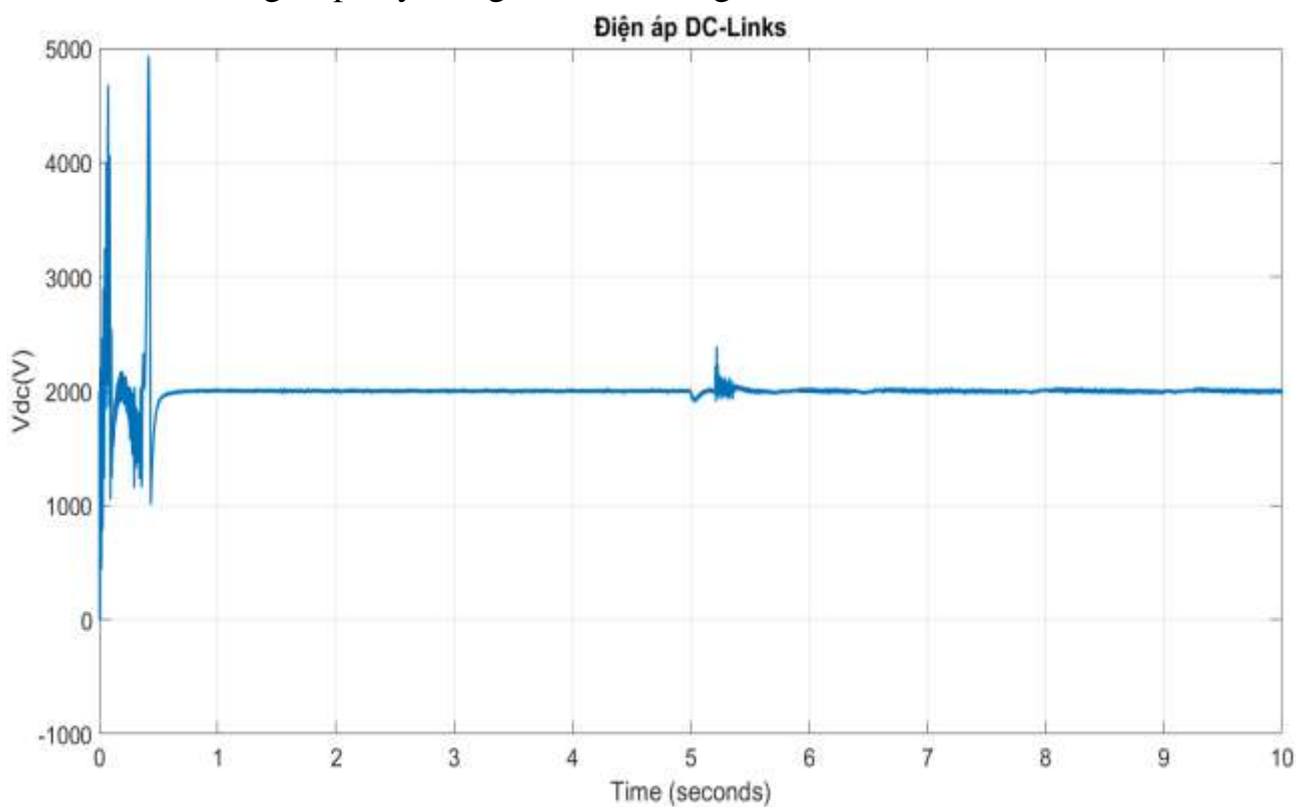


Hình 3.26: Công suất tác dụng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 0.5s (có BESS)

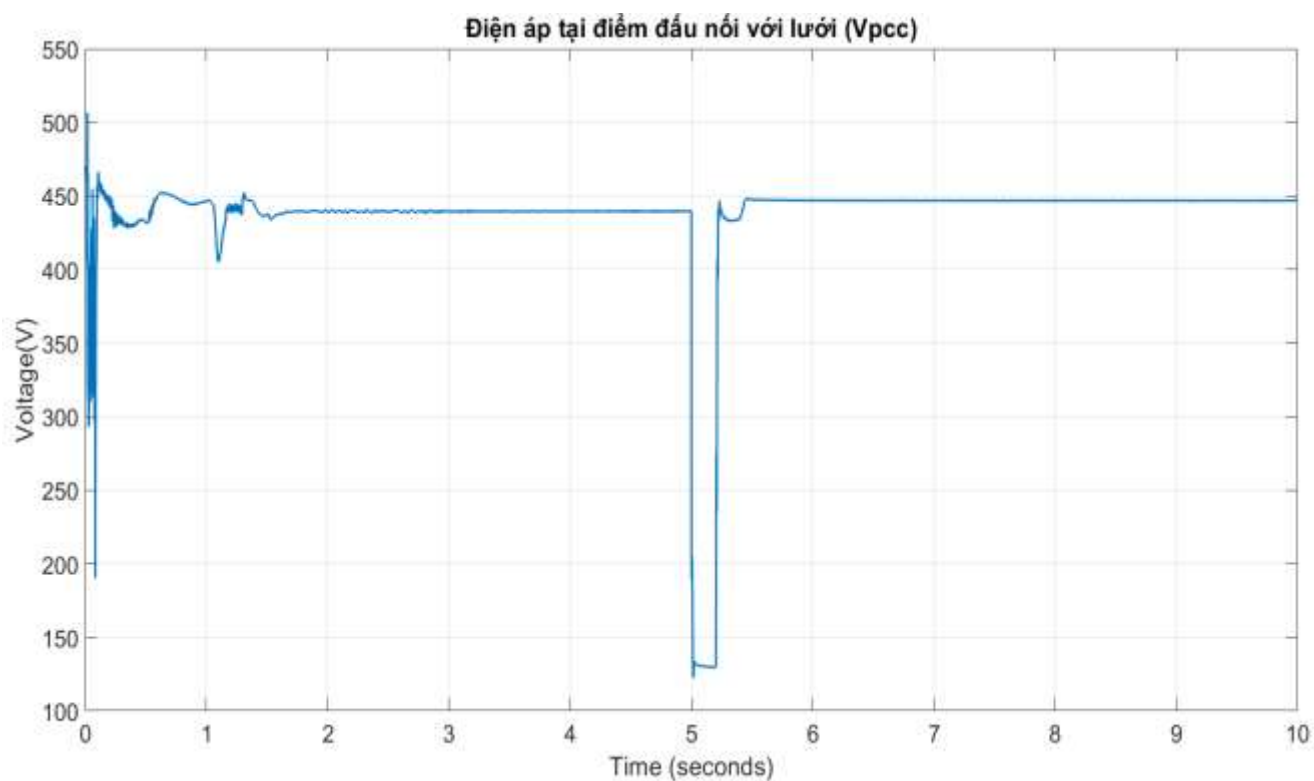


Hình 3.27: Công suất phản kháng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 0.5s (có BESS)

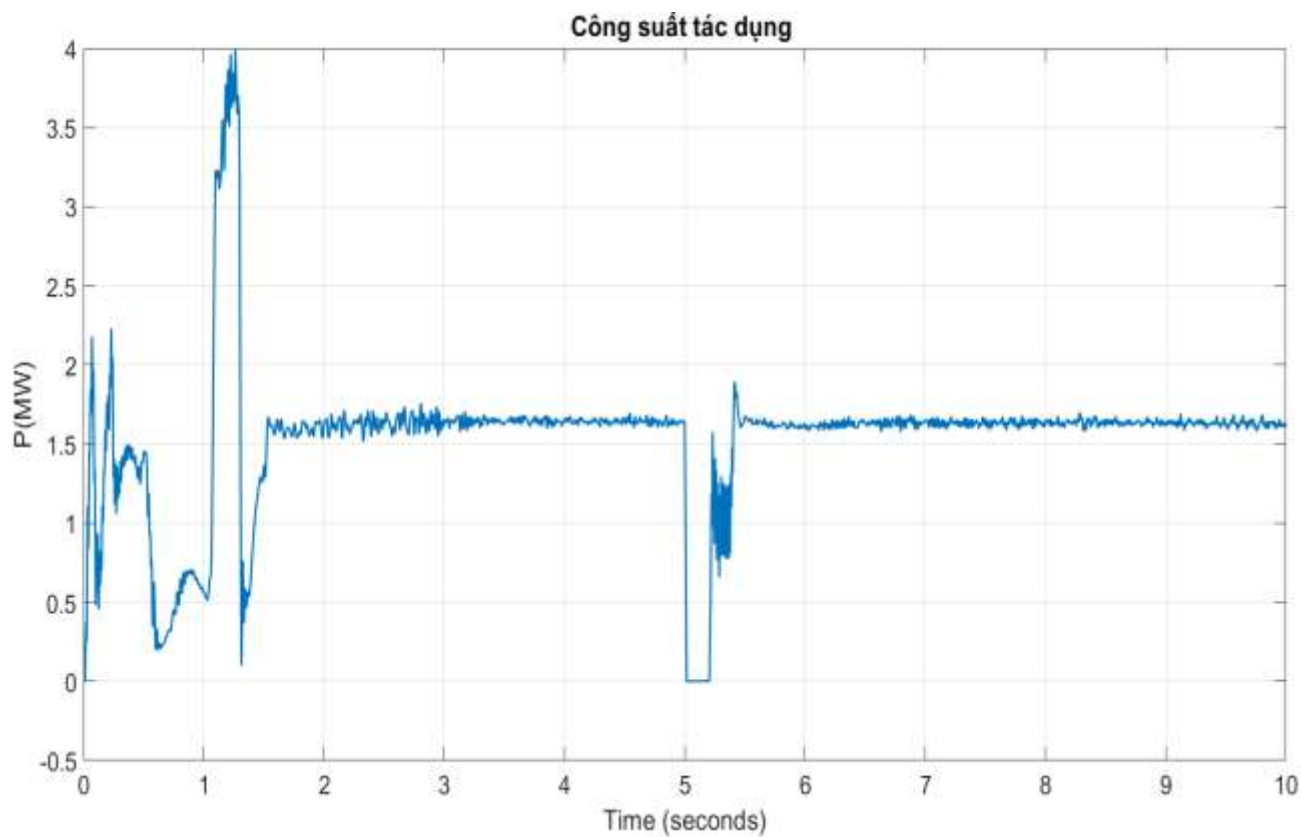
3.3.3 Trường hợp xảy ra ngắn mạch trong 0.2s



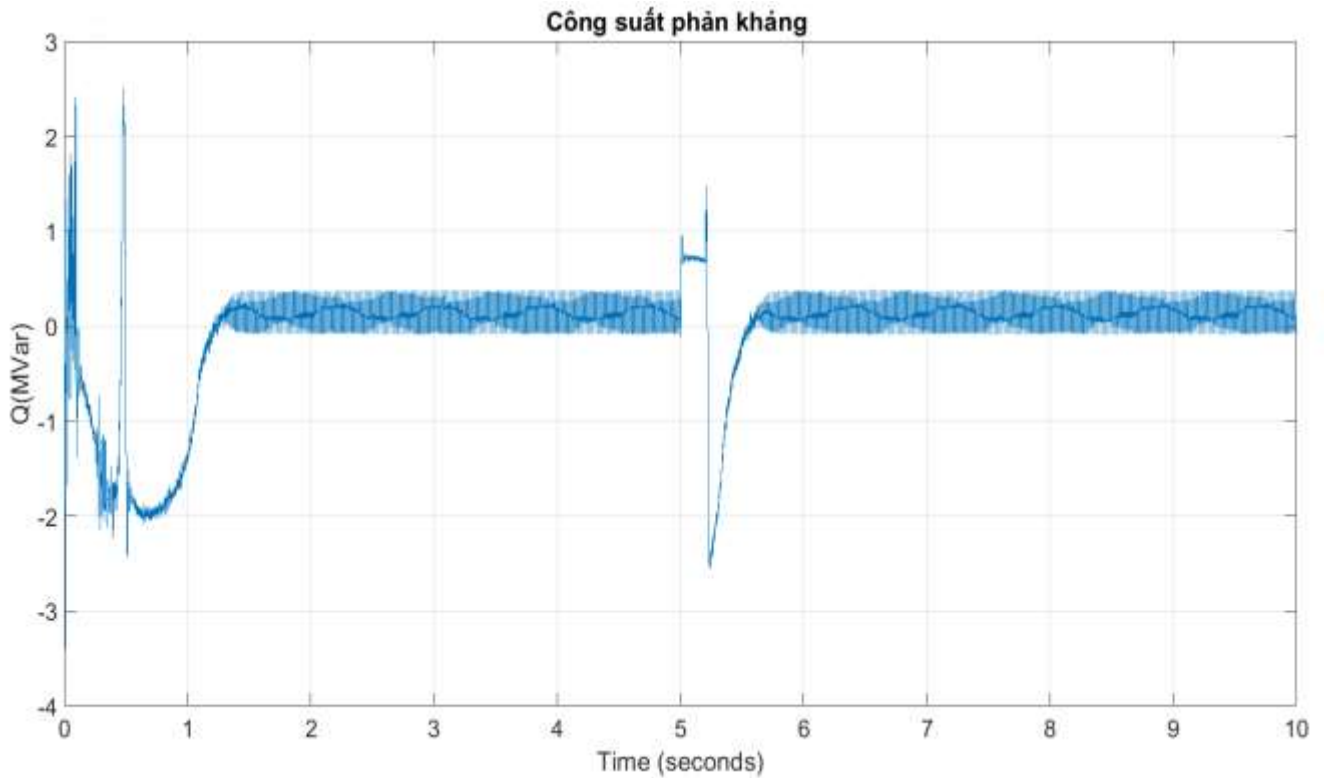
Hình 3.28: Điện áp DC-link khi xảy ra ngắn mạch trong 0.2s (có BESS)



Hình 3.29: Điện áp tại điểm đấu nối khi xảy ra ngắn mạch trong 0.2s (có BESS)



Hình 3.30: Công suất tác dụng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 0.2s (có BESS)



Hình 3.31: Công suất phản kháng của lưới khi xảy ra ngắn mạch trong 0.2s (có BESS)

Nhận xét :

– Trong hai trường hợp ngắn mạch ngắn hơn ($T = 0.5\text{s}$ và $T = 0.2\text{s}$), có thể nhận thấy rằng các đại lượng như điện áp DC-link, điện áp lưới, công suất tác dụng và công suất phản kháng đều có xu hướng dao động ít hơn, thời gian ổn định nhanh hơn so với trường hợp ngắn mạch 1s.

– Cụ thể, mức tăng điện áp DC-link sau sự cố nhỏ hơn. Công suất phát ra lưới cũng không xuất hiện xung tăng vọt quá lớn và chỉ tồn tại khá ngắn sau khi xóa bỏ sự cố. Về phía Q , GSC phản ứng và vẫn bơm Q để hỗ trợ điện áp trong giai đoạn sự cố.

– Điều này cho thấy: khi thời gian ngắn mạch ngắn, vai trò điều phối của BESS trở nên hiệu quả hơn, vì hệ thống không bị tích tụ năng lượng quá mức và GSC có thể kiểm soát điện áp và công suất tốt hơn. Đồng thời, khả năng phục hồi LVRT cũng được cải thiện rõ rệt, khi hệ thống trở lại trạng thái ổn định trong thời gian ngắn mà không xuất hiện dao động kéo dài.

3.3.4 Nhận xét chung về hệ thống khi gặp sự cố với sự hỗ trợ của BESS:

Qua phân tích ba trường hợp ngắn mạch với các thời gian khác nhau (1s , 0.5s và 0.2s), có thể thấy rõ rằng hệ thống BESS đóng vai trò quan trọng trong việc hỗ trợ khả năng LVRT của hệ thống điện gió dùng PMSG.

Trong cả ba kịch bản, BESS đã giúp:

- Hấp thụ công suất dư trong giai đoạn GSC không truyền được công suất ra lưới khi xảy ra sự cố, giữ được điện áp DC-link dao động ở mức $1960\text{--}2050\text{V} \pm 2\%V_{dc}$. Tăng rất ít hơn rất nhiều so với trường hợp không có BESS hỗ trợ có mức đỉnh là hơn 5000V => Điều này có thể gây ra hư hỏng các thiết bị trong hệ thống
- BESS đã giúp hệ thống giữ được điện áp tại PCC không bị sụt quá sâu, đồng thời đảm bảo GSC có thể tiếp tục hoạt động và bơm công suất phản kháng ra hỗ trợ lưới khi ngắn mạch.
- Giảm hiện tượng tăng vọt công suất tác dụng sau khi xóa sự cố
- Thời gian phục hồi sau sự cố được rút ngắn

Khi thời gian ngắn mạch giảm (0.5s và 0.2s), tác động của sự cố đến hệ thống cũng giảm dần, và vai trò điều phối năng lượng của BESS càng thể hiện hiệu quả — đặc biệt là khả năng ổn định nhanh, giảm dao động, và tránh quá độ mạnh.

Như vậy với sự tham gia của BESS tại DC-link không chỉ giúp ổn định điện áp nội bộ (V_{dc}) mà còn tạo điều kiện cho GSC không bị ngắt và có thể hỗ trợ điện áp lưới V_{pcc} ngay cả khi sự cố. Từ đó, hệ thống có thể đáp ứng tốt yêu cầu LVRT, cả về mặt kỹ thuật và thời gian phục hồi.

Sau khi tích hợp hệ thống BESS, trường hợp ngắn mạch nghiêm trọng nhất đó chính là ngắn mạch 3 pha đối xứng tồn tại trong 1s thì điện áp tại PCC vẫn duy trì khả năng kết nối với lưới và phục hồi nhanh sau sự cố. Và vì Việt Nam chưa có “Gridcode” (tiêu chuẩn điện áp) cụ thể. Đồ thị kết quả này phù hợp với yêu cầu LVRT của đa số quốc gia có gridcode được thể hiện ở chương 2, cho thấy hệ thống đảm bảo vận hành ổn định theo các tiêu chuẩn kỹ thuật quốc tế.

Quốc gia	Yêu cầu tối thiểu khi sụt áp	Thời gian chịu sụt áp	Đáp ứng
Đức	$\geq 45\%$ trong 0.3s	Phục hồi lên 90% sau 1.8 s	Không thể do điện áp sụt $\sim 30\%$
Ý	$\geq 20\%$ trong 0.5s	Phục hồi lên 80–85% sau ~ 2 s	Có thể
Ba Lan	$\geq 18\%$ trong 0.8s	Phục hồi về 80% trong 1.5 s	Có thể
Tây Ban Nha	$\geq 20\%$ trong 0.45 giây	Duy trì $\geq 75\%$ và giữ ổn định	Có thể
Thụy Điển & Phần Lan	$\geq 0\%$ trong 0.3 giây	Phục hồi 90% trong 2 s	Có thể

Bảng 3: Bảng so sánh điện áp PCC với grid code

3.4 Kết luận:

Qua quá trình mô phỏng và phân tích, hệ thống điện gió sử dụng máy phát PMSG kết hợp BESS đã cho thấy khả năng đáp ứng tốt các tiêu chí LVRT theo quy

định tại nhiều quốc gia, đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định điện áp DC-link, điều tiết công suất trong các tình huống bất thường như sụt áp (LVRT), và nâng cao khả năng tương tác với lưới điện. Điều này khẳng định tính khả thi và hiệu quả của phương án tích hợp BESS trong hệ thống phát điện dùng PMSG nối lưới.

KẾT LUẬN

Như vậy, trong đồ án với đề tài “**Đánh giá ảnh hưởng của ngắn mạch trên lưới điện khi kết nối với tua bin điện gió**”, chúng em đã trình bày tổng quát về nguồn gió, giúp người đọc có cái nhìn tổng quan về turbine gió và quá trình hoạt động của turbine gió khi vận tốc gió không thay đổi. Và mô hình gió sử dụng máy phát đồng bộ nam châm vĩnh cửu có tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) kết nối với mạng lưới IEEE 9 nút với kịch bản cho ngắn mạch tại thanh góp bus 9 với các thời gian tồn tại ngắn mạch là 0,2s; 0,5s; 1s bằng phần mềm MATLAB/SIMULINK.

Thông qua xây dựng mô hình mô phỏng chi tiết trong môi trường MATLAB/Simulink, đồ án đã làm rõ vai trò của BESS trong việc duy trì ổn định điện áp DC-link, bổ sung công suất phản kháng trong quá trình sụt áp, và hỗ trợ khôi phục nhanh điện áp tại điểm nối lưới (PCC). Kết quả mô phỏng cho thấy, khi xảy ra hiện tượng sụt áp đột ngột, hệ thống có tích hợp BESS cho phép PMSG duy trì hoạt động liên tục, giảm dao động điện áp DC-link và nhanh chóng khôi phục điện áp lưới về trạng thái ổn định sau sự cố. Đây là điều kiện then chốt để máy phát turbine gió tuân thủ các tiêu chí LVRT theo quy định kỹ thuật hiện hành.

Kết luận, giải pháp tích hợp BESS không chỉ nâng cao khả năng vượt sự cố của PMSG, mà còn góp phần cải thiện chất lượng điện năng, hỗ trợ điều áp tại điểm đấu nối và gia tăng độ tin cậy vận hành của hệ thống điện có nguồn gió. Đây là hướng tiếp cận khả thi và phù hợp trong xu thế phát triển điện gió quy mô lớn, đặc biệt trong các lưới điện yếu hoặc khu vực nhiều nguồn phân tán.

Do hạn chế về kiến thức chuyên môn cũng như thời gian có hạn, đồ án sẽ không tránh khỏi sai sót, rất mong thầy cô thông cảm, đóng góp ý kiến, chỉ bảo để hoàn thiện hơn nữa.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- 1] S.R.C.Roy, “GWEC - Global - Wind - Report -2025,” 26 4 2025. [Trực tuyến]. Available: <https://windinsider.com/2025/04/26/gwecs-global-wind-report-2025-record-growth-emerging-markets-and-the-path-to-2030-renewable-energy-goals/#:~:text=The%202025%20Global%20Wind%20Report%20shows%20global%20wind,top%20five%20countries%20for%20total%20install>. [Đã truy cập 20 5 2025].
- 2] N. Q. Khánh, Thông Tin Về Năng Lượng Gió tại Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam, 1397, pp. 1-60.
- 3] T. V. Chính, N. H. Ánh, B. T. Lợi và V. Q. Sơn, Máy điện 1, Đà Nẵng: Khoa Điện - Trường Đại Học Bách Khoa - Đại Học Đà Nẵng, 2008.
- 4] . T. Sánchez và M. A. Rios, Modeling and Control of a Wind Turbine, Bond Graphs for Modelling, Control and Fault Diagnosis of Engineering Systems, tập vol. 2013, D. W. Borutzky, Biên tập viên, Springer Cham, 2016, p. 547–585.
- 5] L. N. An, P. Đ. Chung và Đ. A. Tuấn, Hệ thống điện gió và Mặt Trời: Vấn đề - giải pháp, Hà Nội: Nhà xuất bản Xây dựng Hà Nội, 2017.
- 6] M. Hannachi và M. Benhamed, “Modeling and control of a variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator,” *Int. Conf. Green Energy Convers. Syst. GECS 2017*, 25 March 2017.
- 7] X. Zhang, C. Huang, S. Hao, F. Chen và J. Zhai, “An Improved Adaptive-Torque-Gain MPPT Control for Direct-Driven PMSG Wind Turbines Considering Wind Farm Turbulences,” China, USA, 22 November 2016.
- 8] M. Saeidi, S. Rahmani và S. H. Fathi, “Analysis of wind speed effect on grid integration of PMSG-based WECS,” IEEE, Shiraz, Iran, 2016.
- 9] J. Zhang, M. Cheng, Z. Chen và X. Fu, “Pitch angle control for variable speed wind turbines,” IEEE, Nanjing, China, 2008.
- 10] C. N. Wang, L. X. Khoa và C. W. Lin, “Modelling and Simulation of Autonomous Control PMSG Wind Turbine,” IEEE, Taichung, Taiwan, 2014.
- 11] R. Jiayang, “Detailed Modelling of a 1.5MW Wind Turbine based on Direct-driven PMSG”.
-

-
- M. C. Shekar và N Aarthi, “Contingency Analysis of IEEE 9 Bus System,”
12] IEEE, Bangalore, India, 2018.
- C. KIM và . W. KIM, “Low-Voltage Ride-Through Coordinated,” IEEE,
13] Korea, 2021.
2. S. A. blackout, “Wikipedia,” September 28 September 28, 2016. [Trực
14] tuyến]. Available:
https://en.wikipedia.org/wiki/2016_South_Australian_blackout. [Đã truy cập 9 5
2025].
- T. N. Huy, L. D. Hanh, H. Takanob và N. T. Duc, “Cooperative LVRT
15] control for protecting PMSG-based WTGs using battery energy storage system,”
19 May 2023.
-