ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบอัตโนมัติสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสชนิดเชื่อมต่อกับกริด เพื่อใช้ป้องกันปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่

ธนกร แก้วชุ่ม

วิทยานิพนธ์เสนอบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยนเรศวร
เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยนเรศวร

มหาวิทยาลัยนเรศวร

ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบอัตโนมัติสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสชนิดเชื่อมต่อกับกริด เพื่อใช้ป้องกันปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่

ธนกร แก้วชุ่ม

วิทยานิพนธ์เสนอบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยนเรศวร
เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยนเรศวร

วิทยานิพนธ์ เรื่อง "ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบอัตโนมัติสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสชนิดเชื่อมต่อกับกริด เพื่อใช้ป้องกันปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่"

ของ ธนกร แก้วชุ่ม

ได้รับการพิจารณาให้นับเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร

ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(รองศาสตราจารย์ ดร.อุเทน คำน่าน)

..... ประธานที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปิยดนัย ภาชนะพรรณ์)

..... กรรมการที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์

(รองศาสตราจารย์ ดร.ศักดา สมกุล)

..... กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิภายใน

(รองศาสตราจารย์ ดร.นิพัทธ์ จันทรมินทร์)

อนุมัติ

.....

(รองศาสตราจารย์ ดร.กรองกาญจน์ ชูทิพย์)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

ชื่อเรื่อง ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบอัตโนมัติสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสชนิดเชื่อมต่อกับกริด เพื่อใช้ป้องกันปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่

ผู้วิจัย ธนกร แก้วชุ่ม

ประธานที่ปรึกษา ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปิยดนัย ภาชนะพรรณ์

กรรมการที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์ ดร.ศักดา สมกุล

ประเภทสารนิพนธ์ วิทยานิพนธ์ วศ.ม. วิศวกรรมไฟฟ้า, มหาวิทยาลัยนเรศวร, 2564

คำสำคัญ โฟโตโวลตาอิก, แบตเตอรี่, การควบคุมแรงดันเกิน, dual active bridge dc-dc converter, อินเวอร์เตอร์ 1 เฟสชนิดเชื่อมต่อระบบจำหน่าย

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้เสนอการพัฒนาระบบควบคุมแรงดันเกินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 1 เฟส, 220 V, 50 Hz โดยระบบควบคุมที่พัฒนาขึ้นมีวัตถุประสงค์เพื่อป้องกันการเกิดปัญหาแรงดันสูงเกินที่จุดต่อร่วมเมื่อมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมมากเกินไป ซึ่งการควบคุมแรงดันที่จุดต่อร่วมนี้จะใช้วิธีการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพควบคู่ไปกับการลดกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าสู่ระบบไฟฟ้าด้วยการชาร์จแบตเตอรี่และลดขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิกตามลำดับ ในงานวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบการทำงานของระบบควบคุมที่พัฒนาขึ้นกับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ต้นแบบขนาด 5 kW ที่ประกอบด้วย Full-bridge DC-AC inverter, DC-DC boost converter และ Dual active bridge DC-DC converter โดยที่ระบบทดสอบประกอบด้วยไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสเชื่อมกับระบบไฟฟ้าผ่านอิมพีแดนซ์จำลองขนาด 0.64+j0.55 โอห์ม ผลการทดสอบในห้องปฏิบัติการ พบว่า ระบบควบคุมที่พัฒนาขึ้นสามารถป้องกันปัญหาแรงดันเกินที่จุดต่อร่วมได้อย่างมีประสิทธิภาพ ตลอดเวลาที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

Title AUTOMATIC VOLTAGE CONTROL FOR GRID-CONNECTED SINGLE-PHASE HYBRID INVERTER TO PREVENTING OVER-VOLTAGE PROBLEMS IN DISTRIBUTION NETWORKS WITH PHOTOVOLTAIC/BATTERY SYSTEMS

Author TANAKORN KAEWCHUM

Advisor Assistant Professor Piyadani Pachanapan, Ph.D.

Co-Advisor Associate Professor Sakda Somkun, Ph.D.

Academic Paper M.Eng. Thesis in Electrical Engineering, Naresuan University, 2021

Keywords photovoltaic, battery, over-voltage control, dual active bridge dc-dc converter, grid-connected inverter

ABSTRACT

The overvoltage controller for a hybrid photovoltaic (PV) and battery energy source system connected to a single phase 220 V, 50 Hz distribution network is presented in this thesis. When the supplied power from the hybrid PV and battery system is relatively high, this controller aims to prevent overvoltage at the point of common coupling (PCC). The voltage control strategy is a combination of active power and reactive power management. Furthermore, the grid-connected hybrid inverter will absorb reactive power before curtailing active power by charging the battery and decreasing PV power. To examine the performance of the proposed voltage control method, a 5 kW grid-tied hybrid inverter prototype is implemented in the laboratory, which includes a full-bridge DC-AC inverter, a DC-DC boost converter and a Dual Active Bridge DC-DC converter. The test system is made up of a single-phase hybrid inverter that is connected to the low voltage network via an impedance of 0.64 + j0.55 Ω. The experimental results in the laboratory discovered that the proposed voltage controller can effectively prevent overvoltage at the PCC while the hybrid PV and battery system injects excess power into the distribution network.

ประกาศคุณูปการ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดีเนื่องจากได้รับคำแนะนำจากอาจารย์ที่ปรึกษา ผู้ช่วยศาสตราจารย์.ดร.ปิยดนัย ภาชนะพรรณ์ ตลอดจนหน้าที่ ประสบการณ์คำปรึกษาและสนับสนุนอุปกรณ์ในการดำเนินงานวิจัยจาก รองศาสตราจารย์.ดร.ศักดา สมกุล จึงกราบขอบพระคุณอาจารย์ไว้เป็นอย่างสูง นอกจากนี้ขอบพระคุณคณะอาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวรทุกท่าน ที่ให้ความรู้และประสบการณ์ ขอขอบคุณอาจารย์ศุภลักษณ์ ศรีตา ที่คอยชี้แนะแนวทางให้คำปรึกษาและคอยช่วยเหลือ รวมทั้งขอบคุณพี่ๆที่แล็บ SEPCON ที่คอยช่วยเหลือจนงานสำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี

ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดาครอบครัวซึ่งได้ให้คำแนะนำและสนับสนุนแก่ผู้วิจัยจนสำเร็จการศึกษา และอีกหลายๆท่านที่ไม่สามารถจะกล่าวไว้ ณ ที่นี้ได้หมด คุณประโยชน์อันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์นี้เป็นผลที่เกิดจากความกรุณาของทุกท่านดังกล่าว ผู้วิจัยจึงใคร่ขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

วิทยานิพนธนี้เป็นส่วนหนึ่งในงานวิจัย "ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบอัตโนมัติสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสชนิดเชื่อมต่อกับกริด เพื่อใช้ป้องกันปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ ” สนับสนุนโดยคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

ธนกร แก้วชุ่ม

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

ประกาศคุณูปการ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญรูปภาพ ..... ญ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 จุดมุ่งหมายของการวิจัย 3

1.3 ความสำคัญของการวิจัย 3

1.4 ขอบเขตการวิจัย 4

1.5. ขั้นตอนการดำเนินงาน 5

บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 6

2.1 ปัญหาแรงดันเกินจากการเชื่อมต่อระบบโฟโตโวลตาอิกและการแก้ปัญหา 6

2.2 วิธีแก้ไขปัญหาแรงดันเกินจากการเชื่อมต่อระบบโฟโตโวลตาอิก 7

2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสม 16

2.4 วงจรไฮบริดอินเวอร์เตอร์และระบบควบคุม 18

2.4.1วงจร DC-DC Boost converter 18

2.4.2 วงจร Full bridge DC-AC Inverter 19

2.4.3 วงจร Dual Active Bridge DC-DC converter....20
บทที่ 3 แผนการดำเนินงาน....23
3.1 การทำงานของระบบควบคุมแรงดันเกิน....23
3.2 การทำงานของระบบควบคุมวงจรภาคกำลังของไฮบริดอินเวอร์เตอร์....28
3.3 การจำลองการทำงานของวงจรอินเวอร์เตอร์หนึ่งเฟสแบบเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink....34
3.4 การจำลองการทำงานของวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter โดยใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink....38
3.5 การออกแบบวงจรภาคกำลังของระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมชนิดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า....41
บทที่ 4 ทดสอบและผลการทดลอง....46
4.1 กรณีศึกษา....47
4.2 ทดสอบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเกินด้วยระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมที่พัฒนาขึ้น ด้วยชุดทดสอบที่พัฒนาในห้องปฏิบัติการ....49
4.2.1 ไม่มีการควบคุมแรงดัน....49
4.2.2 มีการควบคุมแรงดัน....52
บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ....59
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน....59
5.2 ปัญหาและแนวทางแก้ไข....59
5.3 ข้อเสนอแนะในการพัฒนา....60
บรรณานุกรม....61
ภาคผนวก....63

ภาคผนวก ก ผลงานตีพิมพ์ในการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (EECON) ครั้งที่ 44.....64

ภาคผนวก ข ผลงานตีพิมพ์ใน GMSARN International Conference 2021 ครั้งที่ 16 68

ประวัติผู้วิจัย 77

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำลองอินเวอร์เตอร์ใน MATLAB/Simulink 35

ตารางที่ 2 ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำลอง DAB DC-DC Converter ด้วย MATLAB/Simulink .. 39

ตารางที่ 3 รายการอุปกรณ์สำหรับชุดต้นแบบในห้องปฏิบัติการของระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสม 43

ตารางที่ 4 ค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูง 43

ตารางที่ 5 ผลการทดสอบค่าความเหนี่ยวนำของหม้อแปลงความถี่สูง 44

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 2-1 การไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิก 6

รูปที่ 2-2 การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันต่อการสนับสนุนค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพ[7] 9

รูปที่ 2-3 ระบบทดสอบ [4] 9

รูปที่ 2-4 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ความต้องการไฟฟ้า และแรงดันที่ตำแหน่งปลายสาย [7] 10

รูปที่ 2-5 การควบคุมแรงดันด้วยการชาร์จแบตเตอรี่เพียงอย่างเดียว [7] 10

รูปที่ 2-6 การควบคุมแรงดันด้วยการชาร์จแบตเตอรี่ (ไม่มีการประสานการทำงาน) ร่วมกับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจากอินเวอร์เตอร์ [7] 11

รูปที่ 2-7 การควบคุมแรงดันด้วยการชาร์จแบตเตอรี่ (มีการประสานการทำงาน) ร่วมกับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจากอินเวอร์เตอร์ [7] 12

รูปที่ 2-8 ระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติของอินเวอร์เตอร์ 1 เฟส บน Unbalanced synchronous reference frame [4] 12

รูปที่ 2-9 ผลการทดสอบของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในห้องปฏิบัติการ [4] 13

รูปที่ 2-10 ระบบทดสอบ [10] 14

รูปที่ 2-11 กราฟกำลังผลิตและความต้องการกำลังไฟฟ้า 14

รูปที่ 2-12 กราฟแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ 15

รูปที่ 2-13 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าจินตภาพของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 15

รูปที่ 2-14 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่แบตเตอรี่ และระดับประจุของแบตเตอรี่ 15

รูปที่ 2-15 กราฟแสดงโหมดการทำงานของระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้า 16

รูปที่ 2-16 โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสมระบบแรงดันต่ำแบบมีวงจรแปลงพลังงานสำหรับแบตเตอรี่[6] 16

รูปที่ 2-17 โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสมระบบแรงดันสูงแบบมีวงจรแปลงพลังงานสำหรับแบตเตอรี่[7]..... 17

รูปที่ 2-18 โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสมระบบแรงดันสูงแบบไม่มีวงจรแปลงพลังงานสำหรับแบตเตอรี่[8]..... 17

รูปที่ 2-19 วงจร DC-DC Boost converter..... 18

รูปที่ 2-20 รูปคลื่นแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของตัวเหนี่ยวนำ L_B..... 19

รูปที่ 2-21 โครงสร้างระบบควบคุมแรงดัน DC bus แบบ DC bus voltage control of the single-phase PWM rectifier with a ripple voltage estimator [11]..... 20

รูปที่ 2-22 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้ากับแรงดันแบตเตอรี่และมุมต่างเฟสเมื่อทำงานที่ความถี่คงที่ [9] 21

รูปที่ 2-23 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้ากับแรงดันแบตเตอรี่และมุมต่างเฟสมีการเปลี่ยนความถี่ [9] 21

รูปที่ 2-24 ประสิทธิภาพเปรียบเทียบกับแรงดันแบตเตอรี่แบบความถี่คงที่ [9]..... 22

รูปที่ 2-25 ประสิทธิภาพเปรียบเทียบกับแรงดันแบตเตอรี่แบบเปลี่ยนความถี่ [9] 22

รูปที่ 3-1 ภาพรวมระบบควบคุมแรงดันสำหรับระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ 23

รูปที่ 3-2 การทำงานของระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ในสภาวะปกติ (ไม่มีการควบคุมแรงดัน) 24

รูปที่ 3-3 การทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในโหมดที่ 1 (มีการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเพียงอย่างเดียว)..... 25

รูปที่ 3-4 การทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในโหมดที่ 2 (ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพและชาร์จประจุแบตเตอรี่)..... 26

รูปที่ 3-5 การทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในโหมดที่ 3 (ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพและลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิก)..... 27

รูปที่ 3-6 โฟล์วชาร์ตการทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติ 27

รูปที่ 3-7 ระบบควบคุมวงจร Full bridge DC-AC Inverter 29

รูปที่ 3-8 ระบบควบคุมวงจร DC-DC Boost Converter 30
รูปที่ 3-9 ระบบควบคุมวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter..... 31
รูปที่ 3-10 รูปคลื่นแรงดันและกระแสของวงจร DAB ขณะชาร์จประจุ..... 32
รูปที่ 3-11 รูปคลื่นแรงดันและกระแสของวงจร DAB ขณะคายประจุ..... 33
รูปที่ 3-12 แบบจำลองอินเวอร์เตอร์ใน MATLAB/Simulink 34
รูปที่ 3-13 กราฟแสดงการทำงานของ Full Bridge DC-AC Inverter ใน MATLAB/Simulink..... 35
รูปที่ 3-14 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่พิกัดกำลังเอาท์พุต 5 kW ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 36
รูปที่ 3-15 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่ปรับตัวประกอบกำลัง 0.95 37
รูปที่ 3-16 รูปคลื่นแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมของอินเวอร์เตอร์ที่พิกัดกำลังเอาท์พุต 5 kW ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 37
รูปที่ 3-17 รูปคลื่นแรงดันที่จุดต่อร่วมและกระแสไฟฟ้าเมื่อมีการชดเชยตัวประกอบกำลังที่ 0.95 ... 38
รูปที่ 3-18 แบบจำลอง Dual Active Bridge DC-DC Converter ใน MATLAB/Simulink..... 39
รูปที่ 3-19 กราฟแสดงการทำงานของ DAB DC-DC Converter ใน MATLAB/Simulink..... 40
รูปที่ 3-20 แรงดันและกระแสไฟฟ้าของวงจร DAB DC-DC Converter ในโหมดชาร์จประจุ..... 40
รูปที่ 3-21แรงดันและกระแสไฟฟ้าของวงจร DAB DC-DC Converter ในโหมดคายประจุ..... 41
รูปที่ 3-22 บล็อกไดอะแกรมระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสม 42
รูปที่ 3-23 หม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูงสำหรับวงจร DAB DC-DC Converter..... 44
รูปที่ 3-24 วงจรต้นแบบ Full Bridge DC-AC Inverter และ DC-DC Boost Converter..... 45
รูปที่ 3-25 วงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter..... 45
รูปที่ 4-1 ระบบทดสอบไฮบริดอินเวอร์เตอร์..... 46
รูปที่ 4-2 อิมพิแดนซ์ของโครงข่ายจำลอง 47
รูปที่ 4-3 ต้นแบบระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสม..... 48

รูปที่ 4-4 โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมที่ต่อทดสอบร่วมกับอิมพีแดนซ์โครงข่ายจำลอง 48
รูปที่ 4-5 แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า) 50
รูปที่ 4-6 กำลังไฟฟ้าจริง(ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)..... 50
รูปที่ 4-7 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม(ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า) 51
รูปที่ 4-8 กราฟผลรวมความผิดเพี้ยนของกระแสของระบบผลิตไฟฟ้า(ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า) 51
รูปที่ 4-9 แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (มีการควบคุมแรงดัน) 52
รูปที่ 4-10 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพ (มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)..... 53
รูปที่ 4-11 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)..... 53
รูปที่ 4-12 กำลังไฟฟ้ารวม 54
รูปที่ 4-13 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม(มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)..... 55
รูปที่ 4-14 กราฟเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริง..... 55
รูปที่ 4-15 ค่าผลรวมความผิดเพี้ยนของกระแสของระบบผลิตไฟฟ้า(มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า..... 56
รูปที่ 4-16 รูปคลื่นกระแสไฟฟ้าในแกนหมุนไม่สมดุล 57
รูปที่ 4-17 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าขณะชาร์จประจุแบตเตอรี่ที่ 1kW ของวงจร DAB DC-DC converter 58

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันได้มีการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) อย่างแพร่หลาย โดยในประเทศไทย ระบบโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic หรือ PV) ซึ่งผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cells) เป็นที่นิยมอย่างกว้างขวาง เนื่องจากลักษณะภูมิประเทศที่ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณสูงจึงทำให้มีศักยภาพที่จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ได้ในปริมาณที่สูง ซึ่งปัจจุบันระบบโฟโตโวลตาอิกเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงดันต่ำจะมีปริมาณเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะการเชื่อมต่อเข้ามาจากภาคครัวเรือนและชุมชนในลักษณะติดตั้งบนหลังคา (Rooftop PV system) เนื่องจากราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีแนวโน้มถูกลงและติดตั้งได้ง่าย ประกอบกับนโยบายรัฐที่ต้องการส่งเสริมประชาชนให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการทางไฟฟ้าในอนาคตและลดการโรงไฟฟ้าใหม่

สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าที่มีความอ่อนแอ (Weak system) อันเนื่องจากต้องลากสายไฟฟ้าเป็นระยะทางไกล ส่งผลให้สายส่งมีค่าอิมพีแดนซ์สูงทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบเปลี่ยนแปลงได้ง่าย นอกจากนี้ระบบไฟฟ้ายังมีความน่าเชื่อถือที่ต่ำอันเนื่องจากการเดินสายไฟฟ้าบนอากาศเป็นระยะทางที่ไกลมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับได้ง่ายจากอุบัติเหตุและภัยธรรมชาติต่างๆ เช่น ลมพายุ หรือ ต้นไม้ทับ/พาดสายไฟฟ้า ซึ่งจากเหตุผลดังกล่าวทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งบนหลังคาตามบ้านเรือนในระบบไฟฟ้าที่อยู่บนพื้นที่ห่างไกลมักเป็นแบบผสมผสานระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ โดยแบตเตอรี่จะทำหน้าที่เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าสำรองเพื่อใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดขณะที่เกิดไฟฟ้าดับอันเนื่องจากระบบไฟฟ้าหลักมีปัญหาได้ นอกจากนี้ ยังสามารถดึงพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่มาเพื่อช่วยลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าหลักโดยเฉพาะในช่วงเวลาที่ครัวเรือนมีความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak shaving) เช่น ในช่วงเวลาเช้าและหัวค่ำ ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าลดลงและยังเป็นการช่วยยกระดับแรงดันไฟฟ้าในช่วงดังกล่าวให้ดีขึ้นด้วย

แต่การเพิ่มขึ้นของระบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำนี้อาจสร้างปัญหาทางคุณภาพไฟฟ้าได้ โดยเฉพาะช่วงเวลาที่มีการผลิตไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตา

อิกเข้ามาในระบบได้มากกว่าความต้องการไฟฟ้าของโหลด เช่น ในช่วงเวลากลางวัน ส่งผลให้มีการไหลของกำลังไฟฟ้าย้อนกลับซึ่งจะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าโดยเฉพาะที่ตำแหน่งปลายสายสูงขึ้นได้ ซึ่งถ้าหากระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ที่เชื่อมต่อเข้ามามีปริมาณมากขึ้นก็อาจจะส่งผลให้แรงดันเกินมีขนาดสูงกว่าค่ามาตรฐานของการไฟฟ้าได้ ซึ่งจะทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าและเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านในที่สุด

โดยทั่วไประบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิก/แบตเตอรี่ที่ติดตั้งสำหรับบ้านหรือครัวเรือนส่วนใหญ่จะเป็นระบบแรงต่ำ 1 เฟสตามข้อกำหนดที่แรงดัน 220 V ซึ่งจะเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านไฮบริดอินเวอร์เตอร์ชนิดเชื่อมต่อกับกริดซึ่งทำหน้าที่แปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้ามาในระบบจำหน่ายจะขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยที่บางช่วงเวลาโดยเฉพาะช่วงกลางวันที่มีความเข้มแสงสูงและมีความต้องการไฟฟ้าต่ำ ระบบโฟโตโวลตาอิกจะผลิตและจ่ายกำลังไฟฟ้าไหลเข้ามาในระบบจำหน่ายมากเกินไปจนทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินในระบบไฟฟ้า ซึ่งไฮบริดอินเวอร์เตอร์ชนิดเชื่อมต่อกับกริดแบบ 1 เฟส ที่มีจำหน่ายทั่วไปในปัจจุบันนั้น ในสภาวะปกติที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก การทำงานของไฮบริดอินเวอร์เตอร์จะมีเพียงฟังก์ชั่นการควบคุมกระแสและกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกมาเท่านั้น ไม่มีฟังก์ชั่นในส่วนของการควบคุมขนาดแรงดันไฟฟ้าที่จ่ายออก และจะมีการชาร์จแบตเตอรี่ก็ต่อเมื่อระดับพลังงานที่สะสมไว้ต่ำกว่าค่าที่กำหนด โดยสามารถเลือกได้ว่าจะถูกชาร์จโดยใช้พลังงานจากระบบไฟฟ้าหลักหรือจากระบบโฟโตโวลตาอิก ทำให้เมื่อเกิดปัญหาแรงดันในระบบไฟฟ้าเกินตัวอินเวอร์เตอร์จะตรวจจับเป็นปัญหาแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเกินและทำการปลดตัวออกจากระบบไฟฟ้า

เพื่อแก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินที่จุดเชื่อมต่อดังกล่าว งานวิจัยนี้จึงได้พัฒนาระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบอัตโนมัติสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสชนิดเชื่อมต่อกับกริดเพื่อใช้ป้องกันปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ ซึ่งการควบคุมแรงดันเกินสามารถทำได้ในขณะอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายเท่านั้น

1.2 จุดมุ่งหมายของการวิจัย

1.2.1 ศึกษาถึงผลกระทบของปัญหาแรงดันเกินจากการต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่จำนวนมากเข้ากับระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ

1.2.2 พัฒนาระบบควบคุมแรงดันแบบอัตโนมัติสำหรับอุปกรณ์ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟส โดยมีการบริหารจัดการการจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ เพื่อหลีกเลี่ยงไม่ให้แรงดันที่จุดเชื่อมต่อมีระดับสูงเกินค่ามาตรฐานของการไฟฟ้า

1.3 ความสำคัญของการวิจัย

เนื่องจากอินเวอร์เตอร์แบบไฮบริดตามท้องตลาดเมื่อเกิดสภาวะแรงดันเกินเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้านั้นตัวอินเวอร์เตอร์ไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อได้ทำให้เมื่อทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่อ่อนแอ ทำให้ขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิกเข้าสู่ระบบมากเกินไปส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อสูงเกินค่ามาตรฐานและตัวอินเวอร์เตอร์จำเป็นต้องทำการปลดตัวออกจากระบบไฟฟ้าจึงส่งผลให้สูญเสียกำลังผลิตขณะนั้นไป

ในงานวิจัยนี้จะทำการพัฒนาอินเวอร์เตอร์แบบไฮบริดต้นแบบที่ได้เพิ่มเติมในส่วนระบบควบคุมแรงดันเกินแบบอัตโนมัติเข้าไป เพื่อป้องกันการเกิดปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายแรงต่ำอันเนื่องจากมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งตามครัวเรือนต่างๆ เข้ามาเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ชนบทที่ค่อนข้างอ่อนแอและมีการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันได้ง่ายเมื่อมีกำลังไฟฟ้าจ่ายย้อนเข้ามาในระบบ โดยระบบควบคุมอัตโนมัติที่ได้พัฒนาจะไปสั่งการทำงานของระบบควบคุมในแต่ละส่วนที่ติดตั้งภายในอินเวอร์เตอร์แบบไฮบริด ซึ่งระบบควบคุมแต่ละส่วนอาจจะมีลักษณะโครงสร้างวงจรเหมือนกับผลิตภัณฑ์ในท้องตลาด แต่จำเป็นต้องพัฒนาและออกแบบวงจรเพิ่มเติมเพื่อให้มีความสามารถในการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ ดังมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- วงจรชาร์จแบตเตอรี่ จะถูกพัฒนาให้สามารถชาร์จแบตเตอรี่ได้ถ้าแรงดันที่จุดเชื่อมต่อมีขนาดเกินค่าที่ยอมรับได้ ในกรณีที่ระดับการชาร์จแบตเตอรี่ (State of charge) ยังไม่เต็ม ซึ่งผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์แบบไฮบริดในท้องตลาดทั่วไปจะทำการชาร์จแบตเตอรี่เมื่อระดับการชาร์จมีค่าต่ำกว่าที่กำหนด หรือ ชาร์จตามเวลาที่ตั้งไว้ล่วงหน้า

- วงจรควบคุมกำลังไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิก จะถูกพัฒนาให้สามารถลดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลงมาได้ เมื่อระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อมีขนาดเกินค่าที่ยอมรับได้ ซึ่ง

ผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์แบบไฮบริดในท้องตลาดทั่วไปจะทำงานโหมด Maximum power point tracking ตลอดเวลา เพื่อให้มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้ได้มากที่สุดและไม่สามารถลดการผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้

- วงจรแปลงผันกระแสตรงเป็นกระแสสลับหรืออินเวอร์เตอร์ จะถูกพัฒนาให้สามารถควบคุมการจ่ายหรือดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพได้ ด้วยการใช้เทคนิคการควบคุมแบบ Unbalanced synchronous reference frame เพื่อใช้ในการควบคุมกระแสไฟฟ้าทางฝั่งกระแสสลับ ซึ่งผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ไฮบริดในท้องตลาดทั่วไปจะถูกออกแบบให้ทำงานที่ตัวประกอบกำลังเท่ากับ1ตลอดเวลา ทำให้ไม่สามารถปรับเปลี่ยนค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพเพื่อควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้

สำหรับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อกับระบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่จะใช้วิธีการลดกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิกควบคู่ไปกับการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจินตภาพ ซึ่งเมื่อระบบควบคุมแรงดันตรวจจับได้ว่าระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อสูงกว่าค่าที่ตั้งไว้ ระบบควบคุมแรงดันจะดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเข้ามาในระบบผลิตไฟฟ้าโดยไม่จำเป็นต้องลดกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ ซึ่งความสามารถในการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพนี้จะขึ้นกับขนาดพิกัดและค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ เมื่อดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจนถึงขีดจำกัดแล้วแต่ระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อยังคงสูงเกินอยู่ ระบบควบคุมแรงดันจะแบ่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิกมาชาร์จแบตเตอรี่ ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าสู่ระบบไฟฟ้าลดลง และหากการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพรวมกับการชาร์จประจุแบตเตอรี่ ยังไม่สามารถลดระดับแรงดันไฟฟ้าได้ระบบควบคุมจะสั่งปรับระบบติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโฟโตโวลตาอิกให้ลดกำลังไฟฟ้าลงและปรับขนาดการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพให้เหมาะสมกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลง ซึ่งการควบคุมแรงดันไฟฟ้าทั้งสามโหมดนี้จะมีการประสานการทำงานกันเพื่อให้การป้องกันแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อของระบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

1.4 ขอบเขตการวิจัย

1.4.1 สร้างอินเวอร์เตอร์หนึ่งเฟสแบบเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าพิกัดกำลัง 5kW โดยมีข้อมูลจำเพาะดังนี้ แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ 190–250 V, ความถี่ไฟฟ้า 47–52 Hz, กำลังไฟฟ้าสูงสุด 5 kW, กระแสเอาท์พุท 23 A(rms)

1.4.2 สร้างวงจรแปลงผันกระแสตรงแบบ DC-DC Boost converter 2 อินพุท โดยมีแรงดันไฟฟ้าอินพุท 150-380V, กระแสอินพุท 10A กำลังไฟฟ้าสูงสุด 3.6kW สำหรับควบคุมกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

1.4.3 สร้างวงจรแปลงผันกระแสตรงแบบ Dual Active Bridge DC-DC Converter ขนาดกำลังไฟฟ้า 3 kW โดยมีแรงดันไฟฟ้าอินพุท 38-60 V และแรงดันไฟฟ้าเอาท์พุต 360-400 V สำหรับควบคุมการชาร์จและดิสชาร์จแบตเตอรี่

1.4.4 มีฟังค์ชั่นควบคุมแรงดันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยใช้การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟและการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง

1.5. ขั้นตอนการดำเนินงาน

1.5.1 จำลองการทำงานของวงจรอินเวอร์เตอร์หนึ่งเฟสแบบเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter โดยใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink

1.5.2 ออกแบบและสร้างวงจรอินเวอร์เตอร์หนึ่งเฟสแบบเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยวงจร Full-bridge DC-AC Inverter และ DC-DC Boost converter

1.5.3 ออกแบบและสร้างวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter

1.5.4 ต่อวงจรอินเวอร์เตอร์หนึ่งเฟสแบบเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้ทำงานร่วมกับ Dual Active Bridge DC-DC Converter

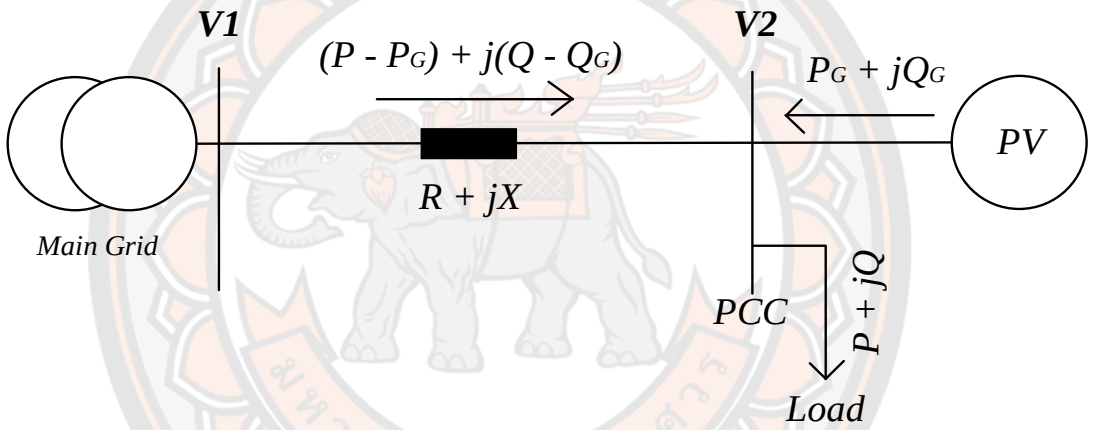
1.5.5 ทดสอบการทำงานระบบควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

1.5.6 สรุปผลการทดลอง และจัดทำรายงานการวิจัย

บทที่ 2
หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 ปัญหาแรงดันเกินจากการเชื่อมต่อระบบโฟโตโวลตาอิกและการแก้ปัญหา

จากการต่อระบบโฟโตโวลตาอิกจำนวนมาเข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำจะทำให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้ามาในระบบจำหน่ายในช่วงกลางวันที่มีความเข้มแสงสูง ระบบโฟโตโวลตาอิกจะผลิตและจ่ายกำลังไฟฟ้าไหลเข้ามาในระบบจำหน่ายมากเกินไปทำให้กำลังไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบจำหน่ายดังรูปที่ 2-1



รูปที่ 2-1 การไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิก

เมื่อ P คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดต้องการ

Q คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพที่โหลดต้องการ

P_G คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิก

Q_G คือ กำลังไฟฟ้าจินตภาพที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิก

R คือ ค่าความต้านทานของสายส่ง

X คือ ค่าความเหนี่ยวนำของสายส่ง

จากรูปที่ 2-1 สามารถหาค่าของแรงดันที่เปลี่ยนแปลงระหว่างบัส 1 และ บัส 2 เมื่อยังไม่ได้เชื่อมต่อระบบโฟโตโวลตาอิกได้จาก [1]

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{PR + QX}{V_1} + j\frac{XP + RQ}{V_1} \quad (1)$$

เนื่องจากมุมระหว่าง V_1และ V_2 มีขนาดเล็กมากจึงไม่คิดผลของส่วนจินตภาพ ซึ่งจะสามารถเขียนสมการได้เป็น

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{PR + QX}{V_1} \quad (2)$$

เมื่อทำให้อยู่ในค่าต่อหน่วย และ V_1 = 1.0 p.u. จะเขียนสมการใหม่ได้เป็น

$$\Delta V = V_1 - V_2 = PR + QX \quad (3)$$

เมื่อมีการต่อระบบโฟโตโวลตาอิกจะได้ขนาดแรงดันที่เปลี่ยนแปลง เขียนได้ดังสมการที่ (4)

$$\Delta V = V_1 - V_2 = (P - P_G)R + (Q - Q_G)X \quad (4)$$

จากสมการที่ (4) โดยทั่วไปแล้ว Q_G ในระบบจะมีค่าเท่ากับ 0 เพื่อควบคุมตัวประกอบกำลังเท่ากับหนึ่ง ถ้าหาก P_G มากกว่า P จะทำให้ค่า P มากกว่าV_1 ทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ (Point of Common Coupling : PCC) ซึ่งส่งผลเสียในทางคุณภาพไฟฟ้าโดยเฉพาะปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินค่ามาตรฐาน ซึ่งในข้อกำหนดของการไฟฟ้าภูมิภาค กำหนดให้แรงดันไฟฟ้าในระบบแรงดันต่ำต้องมีขนาดไม่สูงเกิน 240 V

2.2 วิธีแก้ไขปัญหาแรงดันเกินจากการเชื่อมต่อระบบโฟโตโวลตาอิก

จากปัญหาแรงดันเกินจากการต่อระบบโฟโตโวลตาอิกจำนวนมาเข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ ซึ่งทำให้เครื่องใช้ไฟฟ้าอาจจะทำงานขัดข้องหรือเสียหายในที่สุด ซึ่งปัจจุบันได้มีวิธีการแก้ปัญหาหลายวิธี โดยที่ Seyedmostafa Hashemi และ Jacob Østergaard [2] ได้รวบรวมแนวทางแก้ปัญหาดังกล่าว ดังต่อไปนี้

1) วิธีการปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงจากการกำหนดค่าสูงสุดของตัวติดตามจุดกำลังสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะช่วยลดแรงดันเกินได้ แต่ข้อเสียคือจะต้องสูญเสียกำลังที่ผลิตได้อย่างเปล่าประโยชน์จึงมักจะเป็นตัวเลือกท้าย ๆ ในกรณีที่ต้องการลดแรงดันเกิน

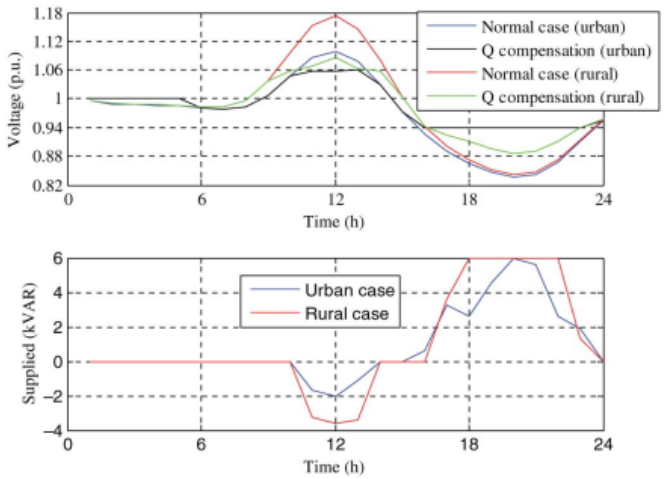
2) วิธีการใช้อินเวอร์เตอร์ในการควบคุมกำลังไฟฟ้า โดยจะช่วยให้ลดปัญหาแรงดันเกินในระบบได้จากการควบคุมกำลังไฟฟ้าจินตภาพ ข้อเสียคือหากระบบโฟโต้โวลตาอิกอยู่ใกล้หม้อแปลงจำหน่ายจะทำให้ประสิทธิภาพในการควบคุมกำลังไฟฟ้าลดลง

3) วิธีการจัดเก็บพลังงาน วิธีนี้จะทำการจัดเก็บพลังงานส่วนเกินเอาไว้ในอุปกรณ์จัดเก็บพลังงาน เช่น แบตเตอรี่ เป็นต้น และจำกัดกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่ระบบจำหน่าย เพื่อป้องกันปัญหาแรงดันเกินที่เกิดขึ้นจากการไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย แต่มีข้อเสียที่การควบคุมค่อนข้างยากและมีต้นทุนที่สูง

4) วิธีการตอบสนองความต้องการของโหลด โดยการจัดสรรโหลดที่ใช้ในระบบจำหน่ายที่มีการเชื่อมต่อระบบโฟโต้โวลตาอิกให้เหมาะสม ซึ่งช่วยให้ไม่มีกำลังที่ไหลย้อนกลับทำให้ไม่เกิดปัญหาแรงดันเกิน แต่วิธีนี้ใช้ไม่ได้ผลในระยะยาว ซึ่งหากมีการติดตั้งระบบโฟโต้โวลตาอิกเพิ่มก็จะทำให้เกิดปัญหาขึ้นมาอีก

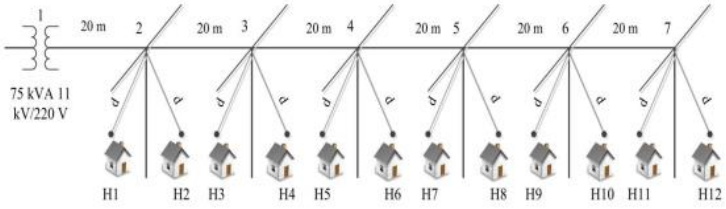
ซึ่งในกรณีระบบโฟโตโวลตาอิกที่มีการติดตั้งร่วมกับระบบแบตเตอรี่เพื่อกักเก็บพลังงานสามารถใช้แนวทางที่ 1 ถึง 3 ในการแก้ปัญหาแรงดันเกินได้ เมื่อพิจารณาจากสมการที่ (4) สามารถลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง P_G เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการจัดเก็บพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินไว้ในแบตเตอรี่และหรือปรับลดกำลังไฟฟ้าจริงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากนี้ยังสามารถให้ไฮบริดอินเวอร์เตอร์สามารถดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพ $-Q_G$ เข้ามาในระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่แทนที่จะทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับหนึ่งตลอดเวลา เสมือนมีการต่อโหลดตัวเหนี่ยวนำเข้ามาในระบบเพิ่มขึ้น ก็จะส่งผลทำให้ระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อมีขนาดลดลงได้

การใช้แบตเตอรี่สามารถช่วยในการควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายที่มีการเชื่อมต่อระบบโฟโตโวลตาอิกเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะในระบบไฟฟ้าที่พื้นที่ชนบทห่างไกล ซึ่งสายส่งมักมีระยะทางที่ยาวและความต้องการไฟฟ้าในช่วงกลางวันน้อย โดยในงานวิจัยของ M. N. Kabir และคณะ [3] ทำการศึกษาด้วยระบบจำหน่ายจริงในประเทศออสเตรเลีย พบว่า ระบบจำหน่ายในพื้นที่ชนบท (Rural area) ที่มีค่า *R/X* ค่อนข้างสูง (มากกว่า 5) เมื่อมีการเชื่อมต่อกับระบบโฟโตโวลตาอิกจะมีการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันโดยเฉพาะที่บริเวณปลายสายสูงกว่าระบบจำหน่ายในบริเวณพื้นที่ตัวเมือง (Urban area) ที่มีค่า *R/X* ต่ำ (ประมาณ 1) ซึ่งจากการศึกษาพบว่า การควบคุมแรงดันด้วยการใช้กำลังไฟฟ้าจินตภาพจากอินเวอร์เตอร์ของระบบโฟโตโวลตาอิกเพียงอย่างเดียวนั้นไม่เพียงพอให้ระดับแรงดันกลับมาอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ดังแสดงในรูปที่ 2-2

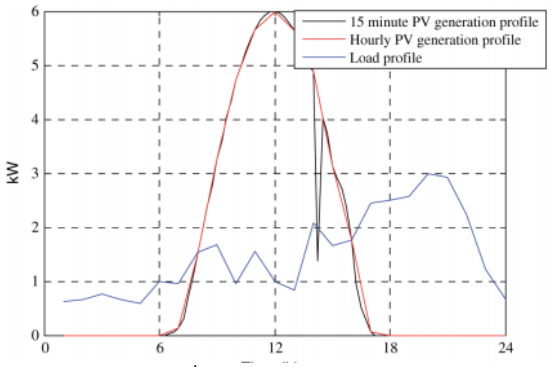


รูปที่ 2-2 การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันต่อการสนับสนุนค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพ[7]

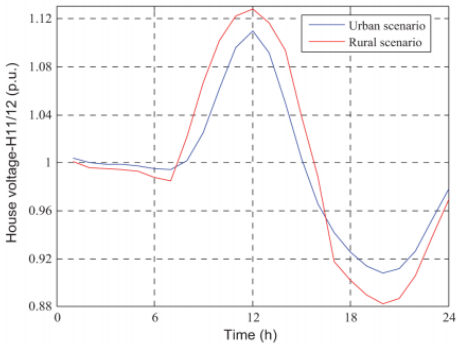
เพื่อให้การป้องกันแรงดันเกินในระบบจำหน่ายของพื้นที่ห่างไกลเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ทาง M. N. Kabir และคณะ จึงได้ประสานการทำงานของการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจินตภาพ ร่วมกับการชาร์จแบตเตอรี่ โดยทำการทดสอบด้วยการซิมูเลชั่นบนระบบทดสอบดังรูปที่ 2-3 ซึ่งประกอบด้วยบ้านจำนวน 12 หลัง ซึ่งบ้านแต่ละหลังติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 6 kVA และมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ 3 kW โดยมีตัวอย่างลักษณะการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้และปริมาณโหลดแสดงดังรูปที่ 2-4(ก) ซึ่งพบว่าในช่วงเวลากลางวันที่ระบบโฟโตโวลตาอิกผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูง สามารถทำให้ระดับแรงดันที่ปลายสายสูงถึง 1.12 p.u. ดังแสดงในรูปที่ 2-4(ข)



รูปที่ 2-3 ระบบทดสอบ [4]



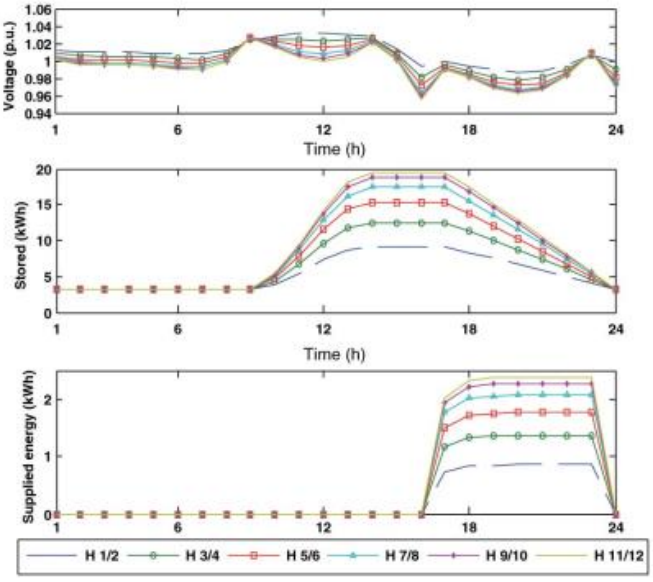
(ก) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้และความต้องการไฟฟ้า



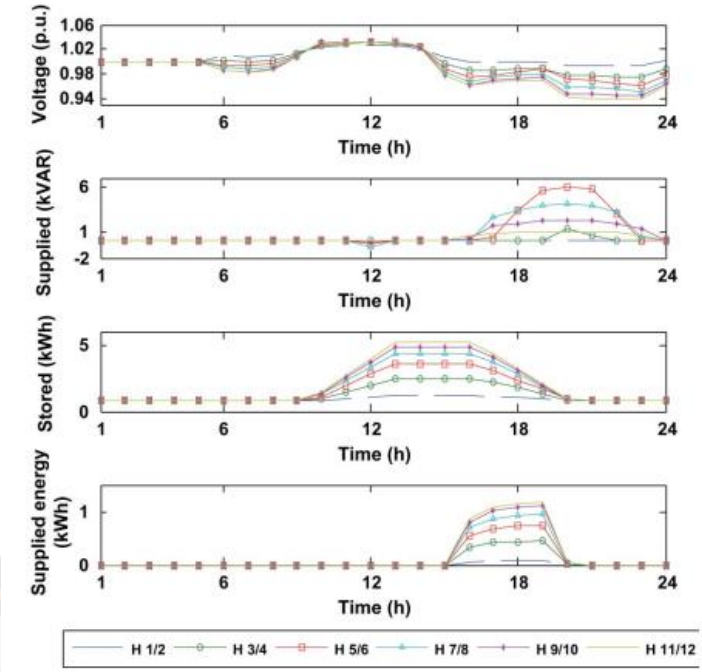
(ข) แรงดันที่เปลี่ยนแปลงที่ปลายสาย

รูปที่ 2-4 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ความต้องการไฟฟ้า และแรงดันที่ตำแหน่งปลายสาย [7]

จากนั้นทำการทดสอบการควบคุมแรงดันเปรียบเทียบระหว่างการใช้แบตเตอรี่อย่างเดียวกับการใช้แบตเตอรี่ร่วมกับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจินตภาพ ผลการทดสอบพบว่า เพื่อให้การป้องกันแรงดันเกินเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ การควบคุมแรงดันด้วยการชาร์จพลังงานไปที่แบตเตอรี่เพียงอย่างเดียวในช่วงที่เกิดแรงดันเกิน จำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่ที่มีขนาดใหญ่ (ประมาณ 15 kWh, ดูรูปที่ 2-5) ซึ่งการควบคุมแรงดันด้วยการใช้แบตเตอรี่ควบคู่กับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจะมีความต้องการขนาดแบตเตอรี่ที่เล็กกว่า (ประมาณ 5 kWh, ดูรูปที่ 2-6) ส่งผลให้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่ดีกว่า เนื่องจากปัจจุบันแบตเตอรี่ยังมีราคาที่สูงอยู่

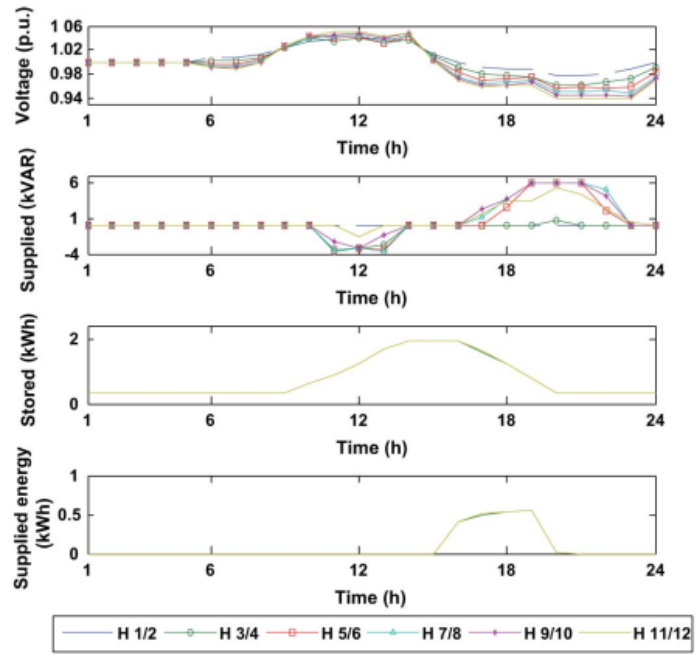


รูปที่ 2-5 การควบคุมแรงดันด้วยการชาร์จแบตเตอรี่เพียงอย่างเดียว [7]



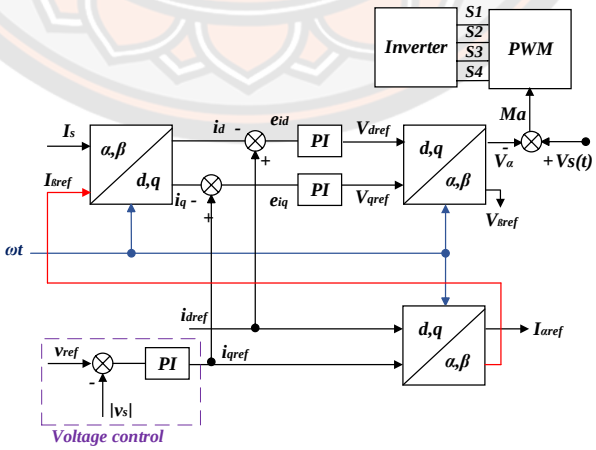
รูปที่ 2-6 การควบคุมแรงดันด้วยการชาร์จแบตเตอรี่ (ไม่มีการประสานการทำงาน) ร่วมกับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจากอินเวอร์เตอร์ [7]

ในกรณีที่มีระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่เชื่อมต่อหลายจุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเดียวกัน จำเป็นต้องให้มีการสนับสนุนการชาร์จพลังงานของแบตเตอรี่แต่ละตำแหน่งให้ได้มากที่สุด ซึ่งปัญหาที่พบคือ ระบบที่ติดตั้งใกล้ตำแหน่งหม้อแปลงจำหน่ายจะมีการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันน้อยกว่าระบบที่ติดตั้งบริเวณปลายสาย ส่งผลให้ถ้าไม่มีการประสานการทำงานของระบบชาร์จแบตเตอรี่ทั้งหมดที่ติดตั้งในระบบ แบตเตอรี่ที่ตำแหน่งปลายสายจะรับภาระมากที่สุดเนื่องจากเห็นการเปลี่ยนแปลงของแรงดันมากที่สุด อันจะส่งผลให้ต้องใช้แบตเตอรี่ขนาดใหญ่ตามไปด้วย (ดังแสดงในรูปที่ 2-6) สำหรับการประสานการชาร์จแบตเตอรี่สามารถทำได้โดยการปรับตั้งอัตราการชาร์จของแบตเตอรี่ต่อแรงดันที่เปลี่ยนแปลงของแต่ละตำแหน่งให้แตกต่างกัน โดยพยายามดึงให้แบตเตอรี่ที่ตำแหน่งต้นสายมีการชาร์จที่มากแม้ระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย ซึ่งจากการศึกษาพบว่าสามารถลดขนาดแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งปลายสายลงเหลือประมาณ 2 kWh ดังแสดงในรูปที่ 2-7



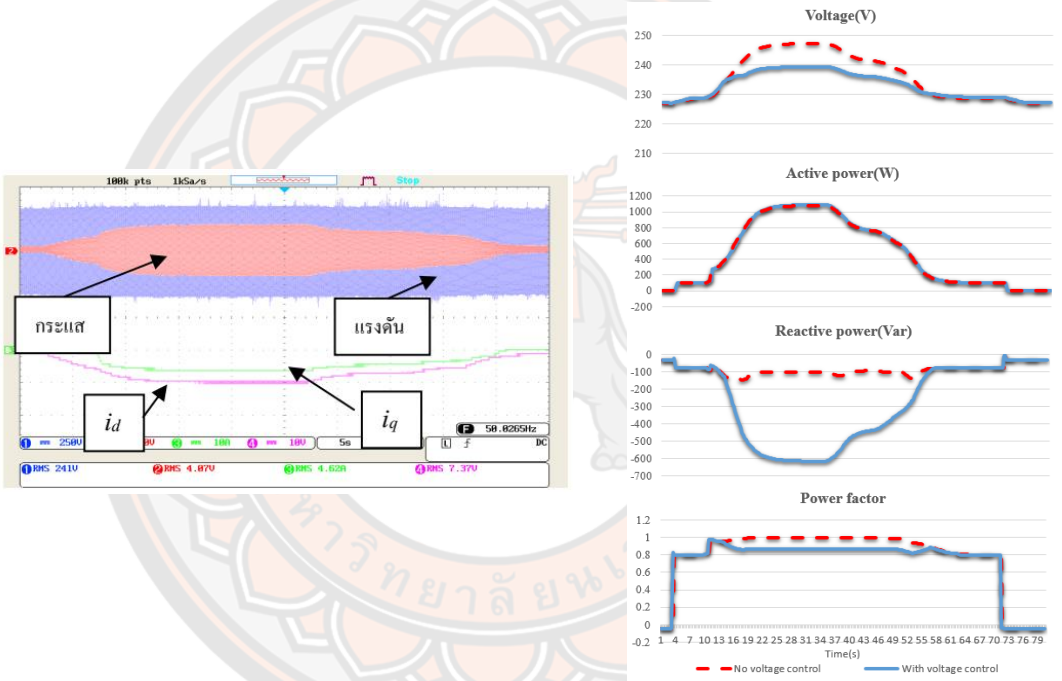
รูปที่ 2-7 การควบคุมแรงดันด้วยการชาร์จแบตเตอรี่ (มีการประสานการทำงาน) ร่วมกับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจากอินเวอร์เตอร์ [7]

ในงานวิจัยของ Piyadanai Pachanapan และ คณะ [4] ได้พัฒนาอินเวอร์เตอร์ชนิดเชื่อมต่อกับกริด 1 เฟสที่มีระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติ บนพื้นฐานการควบคุมแบบ Unbalanced synchronous reference frame โดยมีโครงสร้างของระบบควบคุมอินเวอร์เตอร์แสดงดังรูปที่ 2-8



รูปที่ 2-8 ระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติของอินเวอร์เตอร์ 1 เฟส บน Unbalanced synchronous reference frame [4]

ผลการทดสอบการทำงานในห้องปฏิบัติการของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติที่ติดตั้งบนแกน *q* ของการควบคุมแบบ Unbalanced synchronous reference frame แสดงดังรูปที่ 2-9ซึ่งจะพบว่าระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติจะพยายามดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเข้ามาที่อินเวอร์เตอร์เสมือนการติดตั้งโหลดตัวเหนี่ยวนำ ทำให้ลดการเพิ่มขึ้นของระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ ซึ่งการสนับสนุนค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพจะถูกจำกัดด้วยขนาดพิกัดและตัวประกอบกำลังที่ยอมให้ปรับได้ของอินเวอร์เตอร์



(ก) กระแสและแรงดัน สัญญาณควบคุมแกน *d* และ *q*

(ข) กำลังไฟฟ้าและแรงดันที่เปลี่ยนแปลง

รูปที่ 2-9 ผลการทดสอบของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในห้องปฏิบัติการ [4]

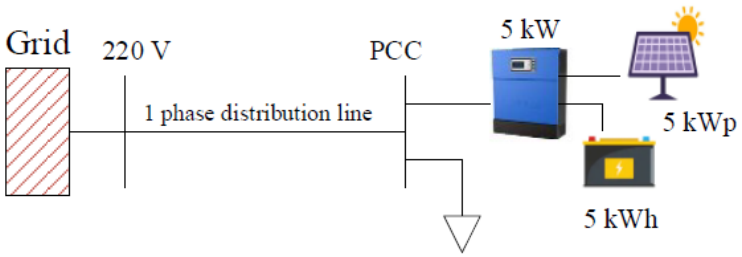
ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ที่ทำงานร่วมกับระบบควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อแบบอัตโนมัติสามารถช่วยลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินที่จุดเชื่อมต่อได้ โดยงานวิจัยของ Piyadanai Pachanapan และ คณะ [5] ได้ออกแบบระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าเกินที่จุดเชื่อมต่อร่วมกับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ด้วยการควบคุมการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพร่วมกับการปรับกำลังการผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์แบบ 3 ขั้นตอน ได้แก่

1.ให้ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจากระบบโครงข่าย

2.ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพร่วมกับการชาร์จประจุแบตเตอรี่

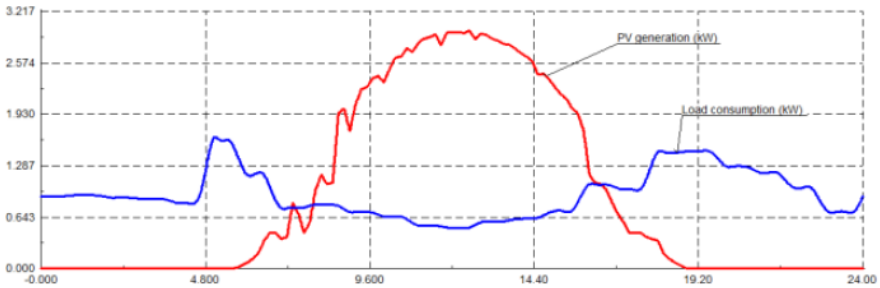
3.การลดกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพ

จำลองระบบด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ที่มีแรงดันไฟฟ้าฐาน 220V, 50Hz โครงข่ายมีค่าอิมพีแดนซ์ของระบบที่ 2.07+j1.90Ω และไฮบริดอินเวอร์เตอร์ขนาดกำลังผลิต 5kW ขณะเริ่มทดสอบแบตเตอรี่มีประจุอยู่ 80% โดยระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะเริ่มทำงานเมื่อแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเกิน 242V หรือ 1.09 p.u. ดังรูปที่ 26



รูปที่ 2-10 ระบบทดสอบ [10]

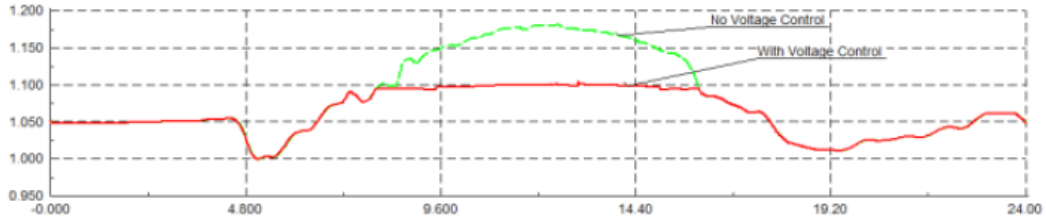
และจำลองด้วยกราฟกำลังผลิตและความต้องการกำลังไฟฟ้าดังรูปที่ 27



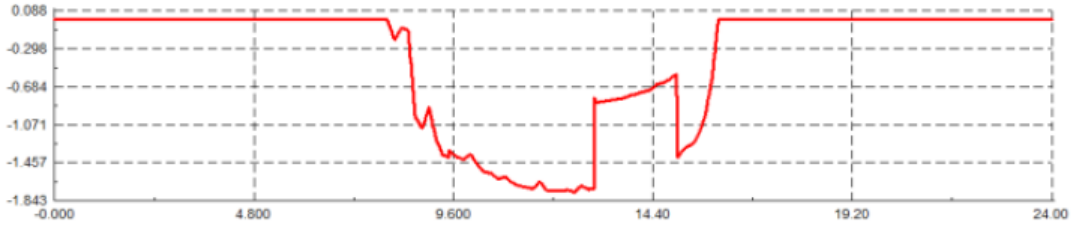
รูปที่ 2-11 กราฟกำลังผลิตและความต้องการกำลังไฟฟ้า

จากผลการทดสอบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบระหว่างระบบที่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อและระบบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าจากรูปที่ 28 จะเห็นว่าการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจากระบบโครงข่าย(โหมดที่ 1)สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบไม่ให้สูงเกินค่ามาตรฐานได้ระดับหนึ่ง แสดงดังรูปที่ 29 แต่เมื่อในช่วง 9.00น. กำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มมากขึ้นทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อสูงขึ้นระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าจึงแบ่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปชาร์จประจุแบตเตอรี่(โหมดที่ 2) แสดงดังรูปที่ 30 แต่เมื่อแบตเตอรี่เต็มระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้า

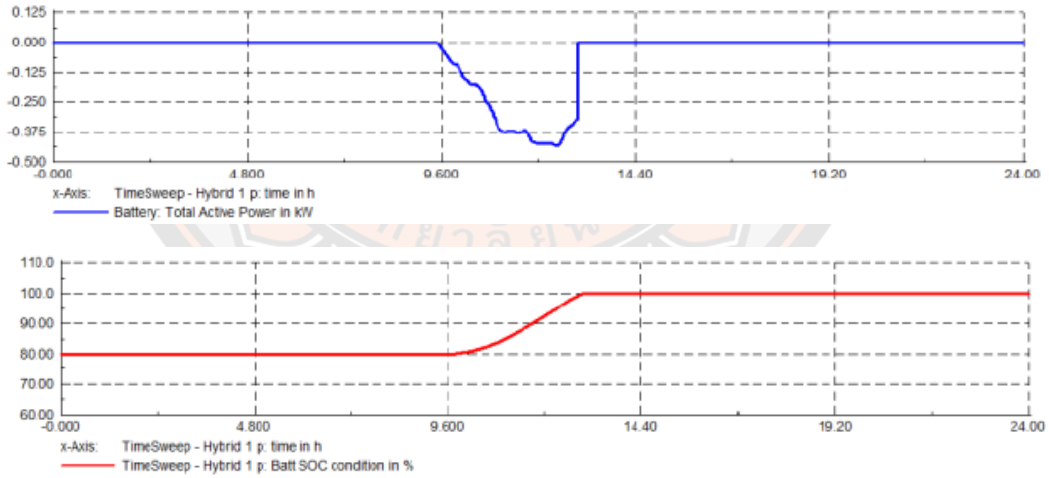
จึงทำการลดกำลังผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ลงจนแรงดันที่จุดเชื่อมต่อไม่เกินค่ามาตรฐาน(โหมดที่ 3) โดยยังมีการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพทั้งสามโหมด แสดงดังรูปที่ 31



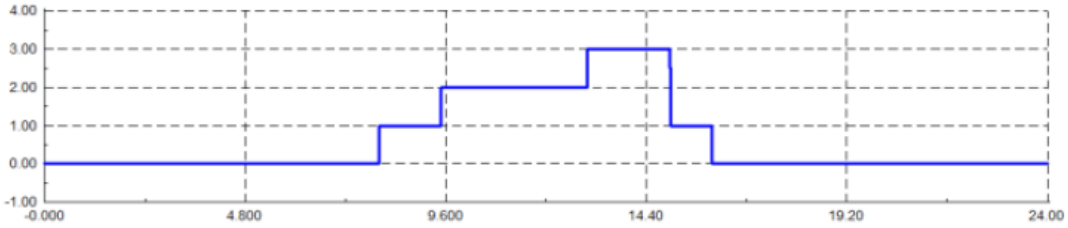
รูปที่ 2-12 กราฟแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ



รูปที่ 2-13 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าจินตภาพของไฮบริดอินเวอร์เตอร์



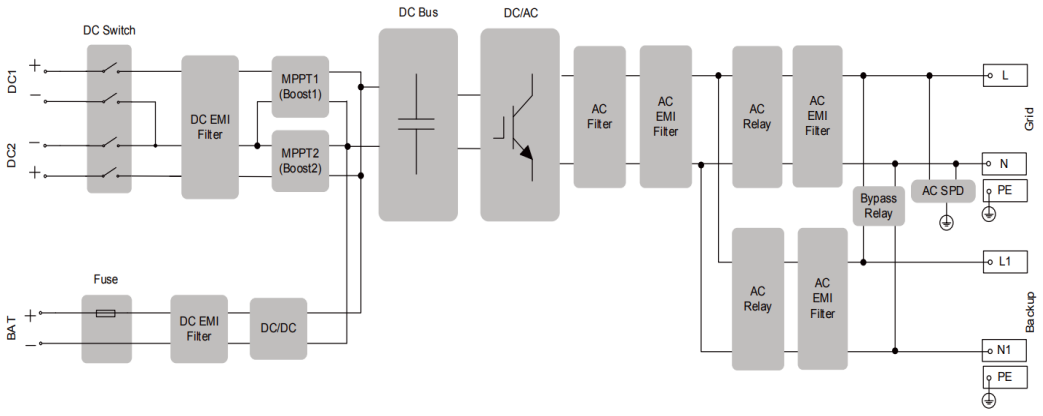
รูปที่ 2-14 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่แบตเตอรี่ และระดับประจุของแบตเตอรี่



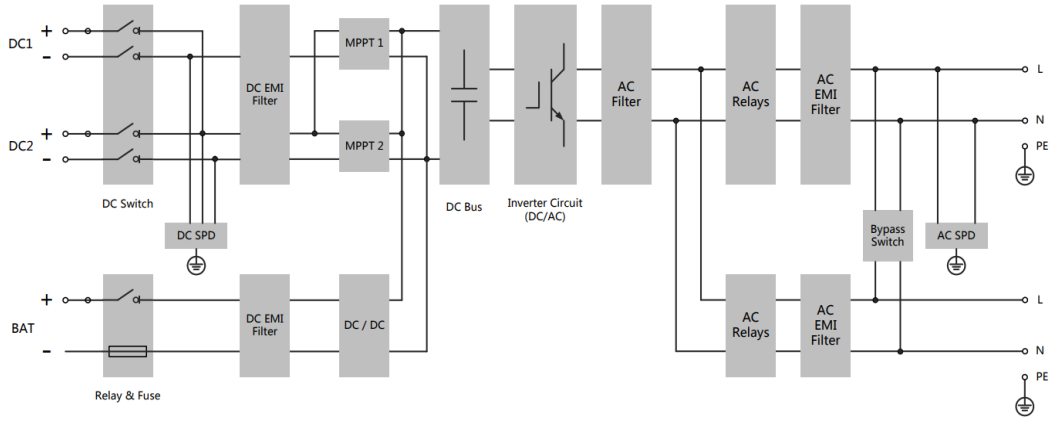
รูปที่ 2-15 กราฟแสดงโหมดการทำงานของระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้า

2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสม

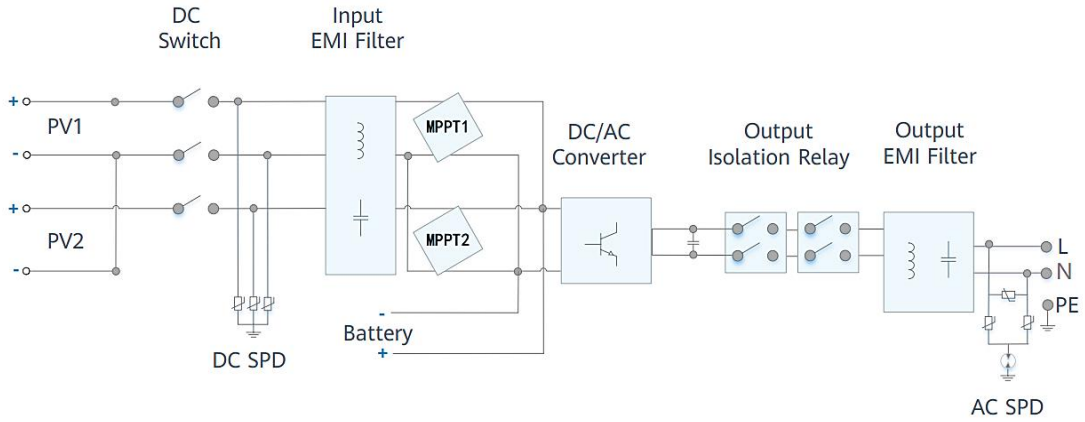
โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสมที่มีขายตามท้องตลาดแบบ 1 เฟส จะถูกแบ่งตามกลุ่มระดับแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ ได้แก่ระบบที่ใช้แบตเตอรี่แรงดันต่ำคือแรงดันแบตเตอรี่ต่ำกว่า 100โวลต์ [6] ดังรูปที่ 2-16 และระบบที่ใช้แบตเตอรี่แรงดันสูงคือแบตเตอรี่ที่แรงดังสูงกว่า 100โวลต์ขึ้นไปซึ่งจะมี 2 แบบคือแบบที่มีวงจรแปลงพลังงานสำหรับแบตเตอรี่ก่อนที่จะต่อเข้าสู่ DC Bus [7] ดังรูปที่ 2-17 ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ทั้งสองแบบที่ได้ยกตัวอย่างมาเป็นระบบที่มีช่องเอาท์พุต 2 ช่อง สำหรับเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าและสำหรับจ่ายให้ระบบที่ไม่ต้องการให้เกิดไฟดับอีกหนึ่งช่อง และแบบที่ใช้แบตเตอรี่ต่อตรงเข้ากับ DC Bus [8] ดังรูปที่ 2-18



รูปที่ 2-16 โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสมระบบแรงดันต่ำแบบมีวงจรแปลงพลังงานสำหรับแบตเตอรี่[6]



รูปที่ 2-17 โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสมระบบแรงดันสูงแบบมีวงจรแปลงพลังงานสำหรับแบตเตอรี่[7]



รูปที่ 2-18 โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสมระบบแรงดันสูงแบบไม่มีวงจรแปลงพลังงานสำหรับแบตเตอรี่[8]

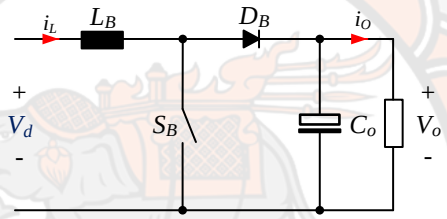
ซึ่งในระบบผลิตไฟฟ้าหนึ่งเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสมที่ใช้แบตเตอรี่ระบบแรงดันต่ำนั้นแรงดันไฟฟ้าระหว่างแบตเตอรี่และ DC Bus มีระดับแรงดันไฟฟ้าที่แตกต่างกันมากจึงจำเป็นที่จะต้องมีวงจรแปลงผันกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มระดับแรงดันให้เท่ากับแรงดันไฟฟ้าที่ DC Bus [9] และเพื่อให้สามารถควบคุมทิศทางการไหลและปริมาณของพลังงานที่เข้าออกแบตเตอรี่ได้ ส่วนในระบบที่ใช้แบตเตอรี่แรงดันสูงแบบมีวงจรแปลงพลังงานก่อนที่จะต่อเข้าสู่ DC Bus ระบบนี่จะมีข้อได้เปรียบในเรื่องการเลือกใช้แบตเตอรี่เพราะแรงดันไฟฟ้าด้านอินพุตของวงจรแปลงพลังงานมีพิสัยที่กว้างกว่าดังนั้นจึงสามารถเลือกใช้แบตเตอรี่ได้หลากหลายกว่า

2.4 วงจรไฮบริดอินเวอร์เตอร์และระบบควบคุม

ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ทำหน้าที่การแปลงพลังงานระหว่าง 3 ระบบ ประกอบด้วยพลังงานจากโฟโตโวลตาอิก แบตเตอรี่และระบบโครงข่ายการไฟฟ้า ดังนั้นไฮบริดอินเวอร์เตอร์จึงประกอบด้วยวงจรภาคกำลัง 3 ส่วนคือวงจร Full-bridge DC-AC Inverter, DC-DC Boost converter และ Dual Active Bridge DC-DC converter

2.4.1วงจร DC-DC Boost converter

วงจร Boost converter หรือบูสคอนเวอร์เตอร์เป็นวงจรแปลงผันพลังงานแบบหนึ่งที่ทำงานเป็นคาบเวลาหรือที่เรียกกันว่าวงจรเพิ่มแรงดันเพราะว่า แรงดันไฟฟ้าอินพุตจะมากกว่าแรงดันไฟฟ้าเอาท์พุตเสมอวงจรบูสคอนเวอร์เตอร์แสดงดังรูปที่ 2-19



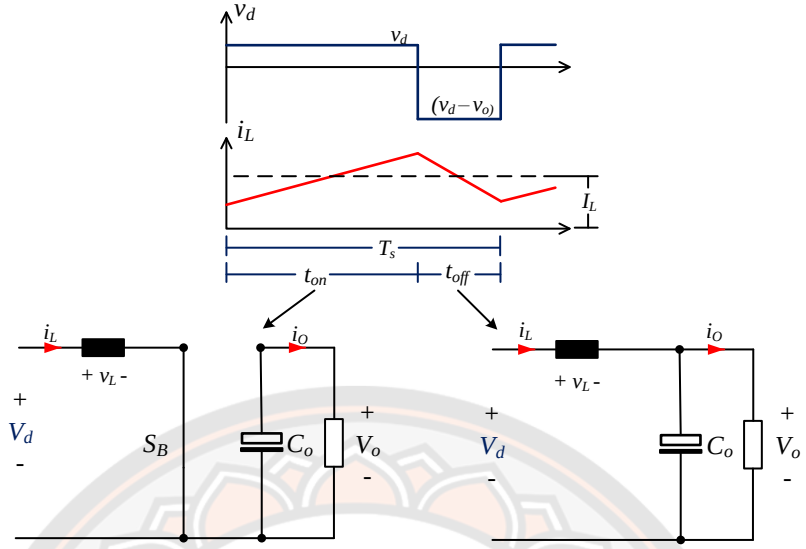
รูปที่ 2-19 วงจร DC-DC Boost converter

การทำงานของวงจร DC-DC Boost converter ในโหมดกระแสไหลผ่านตัวเหนี่ยวนำต่อเนื่อง(Continuous-Conduction Mode :CCM) หรือกระแสที่ไหลผ่านตัวเหนี่ยวนำที่เวลาใดๆ มากกว่าศูนย์ ตัวควบคุมจะควบคุมวงจรโดยสั่งสัญญาณแบบคาบเวลา (Pulse Width Modulation :PWM) ที่สวิตช์สารกึ่งตัวนำ S_B เมื่อสวิตช์ S_B ปิดวงจร(นำกระแส) ทำให้กระแสไหลผ่านสวิตช์และตัวเหนี่ยวนำ L_B จึงเกิดการสะสมพลังงานที่ L_B เมื่อสวิตช์ S_B เปิดวงจร(หยุดนำกระแส)ตัวเหนี่ยวนำจะคายพลังงานที่สะสมรวมกับพลังงานที่ด้านอินพุตผ่านไดโอด D_Bไปยังตัวเก็บประจุและโหลดต่อไป [10] แสดงดังรูปที่ 2-20 เมื่อวงจรทำงานในสภาวะคงตัว (steady state) หากทำการอินทิกรัลสัญญาณแรงดันตกคร่อมตัวเหนี่ยวนำในเวลาหนึ่งคาบจะได้เท่ากับศูนย์ดังสมการที่ 5

$$V_d t_{on} + (V_d - V_o) t_{off} = 0 \tag{5}$$

จะได้อัตราส่วนแรงดันเอาท์พุตต่ออินพุตดังสมการที่ 6

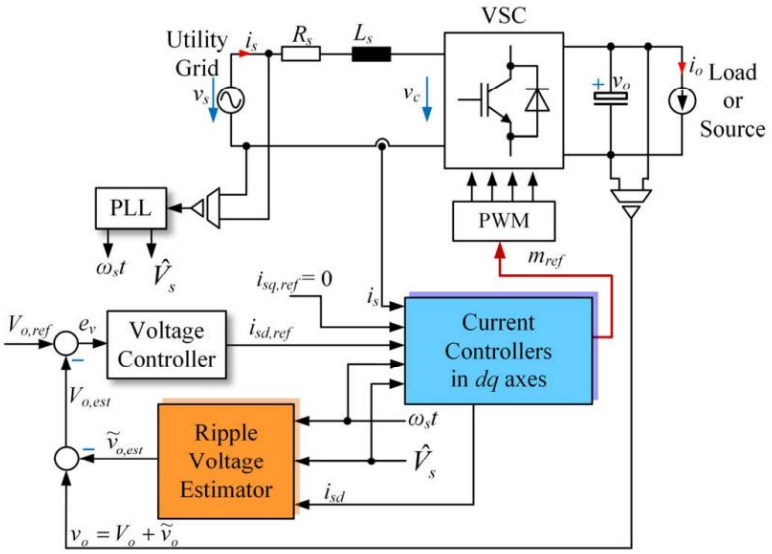
$$\frac{V_o}{V_d} = \frac{T_s}{t_{off}} = \frac{1}{1\text{-}D} \tag{6}$$



รูปที่ 2-20 รูปคลื่นแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของตัวเหนี่ยวนำ L_B

2.4.2 วงจร Full bridge DC-AC Inverter

หน้าที่ของ Full bridge DC-AC Inverter นั้นจำทำหน้าที่ในการแปลงผันพลังงานระหว่าง DC Bus และ ระบบโครงข่ายที่เป็นบัสกระแสสลับโดยที่กระแสที่บัสกระแสสลับนั้นต้องมีความใกล้เคียงรูปคลื่นไซน์มากที่สุดดังนั้นเพื่อให้ระบบมีความง่ายในการควบคุมระบบควบคุมจึงทำหน้าที่ในการรักษาแรงดันไฟฟ้า DC Bus ให้คงที่ที่ 400 โวลต์[11] ดังโดยการประยุกต์ใช้ร่วมกับวิธีการควบคุมแบบ Unbalanced Synchronous Reference Frame หากระดับแรงดันไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการเพิ่มขึ้นหรือลดลงของกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะส่งผลให้ตัวควบคุมแบบ PI (Proportional-integral controller) สร้างกระแสออกมาในแกน d (i_{dref}) ซึ่งสามารถนำมาคำนวณเพื่อสร้างกระแสในแกน q (i_{qref}) ซึ่งเป็นส่วนที่ช่วยสร้างกำลังไฟฟ้าจินตภาพได้ ในส่วนของการควบคุมกระแสของอินเวอร์เตอร์นั้นใช้วิธี Unbalanced Synchronous Reference Frame [12] ซึ่งใช้หลักการแปลงแกนหมุนให้อยู่ในแกนที่มีองค์ประกอบกระแสตรง โดยระบบควบคุมจะรับกระแสของอินเวอร์เตอร์มาโดยใช้ Hall effect current sensor ซึ่งกำหนดให้เป็น i_s และกำหนดให้เป็นกระแสอ้างอิงในแกนจริง α และกระแสในแกนจินตภาพ β จากนั้นเมื่อทำการแปลงแกนหมุนจาก $\alpha\beta$ ให้อยู่ในแกนนิ่ง dq จะได้ i_{sd} และ i_{sq} ซึ่ง i_{sq} เป็นค่ากระแสที่อยู่ในแกนนิ่งเหมาะกับการใช้งานตัวควบคุมแบบ PI ในการควบคุมค่ากระแสที่ผิดพลาดจากนั้นจะนำค่าแรงดันจากตัวควบคุมความถี่มูลฐาน v_{1ref} รวมกับแรงดันจากตัวควบคุมฮาร์มอนิก v_{href}

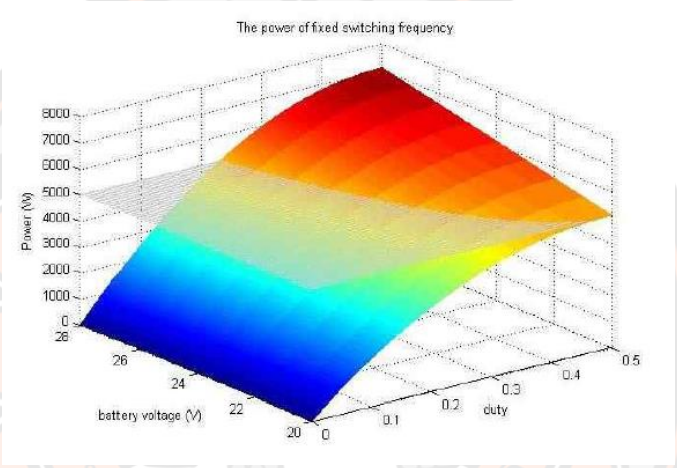


รูปที่ 2-21 โครงสร้างระบบควบคุมแรงดัน DC bus แบบ DC bus voltage control of the single-phase PWM rectifier with a ripple voltage estimator [11]

2.4.3 วงจร Dual Active Bridge DC-DC converter

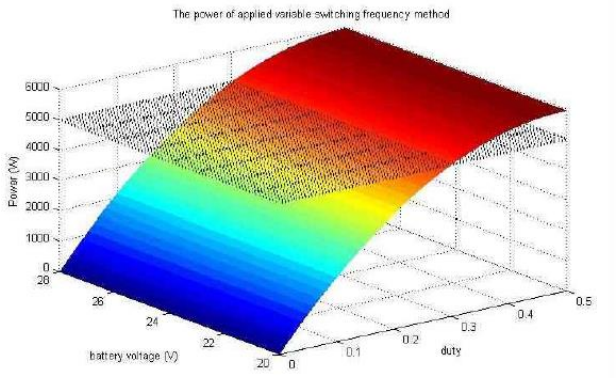
เนื่องจากวงจรแปลงผันกำลังไฟฟ้ากระแสตรงที่ต่อใช้งานร่วมกับแบตเตอรี่ต้องออกแบบให้มีย่านการทำงานของแรงดันอินพุตที่กว้างเพื่อให้รองรับกับคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ และยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างเต็มพิกัด Dong-Keun Jeong และคณะ[13] จึงเสนอการออกแบบวงจรแปลงผันกำลังไฟฟ้ากระแสตรงแบบ Dual Active Bridge DC-DC Converter สำหรับการใช้งานร่วมกับแบตเตอรี่ระบบแรงดันต่ำ เนื่องจากแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะแตกต่างกันไปตามสถานะการใช้งานแต่เมื่อแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่อยู่ในระดับสูงหรือแบตเตอรี่เต็ม จะทำให้ย่านการทำงานแบบ Soft switching (ZVS) จะลดลงเมื่อเทียบกับเมื่อแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ต่ำ งานวิจัยนี้จึงใช้การเปลี่ยนแปลงความถี่สวิตช์เพื่อเพิ่มขอบเขตของ Soft switching (ZVS) ในขณะที่แบตเตอรี่มีประจุเต็ม และสามารถแปลงผันกำลังไฟฟ้าได้เต็มพิกัดโดยไม่ต้องคำนึงถึงแรงดันแบตเตอรี่

การออกแบบต้องคำนึงถึงระดับแรงดันที่ต่ำที่สุดที่ต้องการใช้งาน โดยที่วงจรแปลงผันกำลังไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มที่แสดงดังรูปที่ 2-22 จะเห็นว่าค่า duty หรือมุมต่างเฟสแรงดันไฟฟ้าของหม้อแปลงความถี่สูงที่ทำงานเต็มพิกัดที่แรงดันแบตเตอรี่ต่ำที่สุด อยู่ที่ 0.45 ซึ่งค่ามุมเฟสที่ใช้งานควรต่ำกว่าค่ามุมต่างเฟสที่ต่ำที่สุดขณะทำงานเต็มพิกัด และค่ามุมเฟสที่ใช้งานควรต่ำกว่าค่ามุมต่างเฟสที่ต่ำที่สุดขณะทำงานเต็มพิกัดขอบเขตการทำงานเป็น Soft switching (ZVS) ไม่สามารถทำได้ ผู้วิจัยจึงได้ปรับค่า ตัวเหนี่ยวนำรั่วไหลเพิ่มขึ้นทำให้ขอบเขตการทำงาน Soft switching (ZVS) เพิ่มขึ้นอีก 8.05%



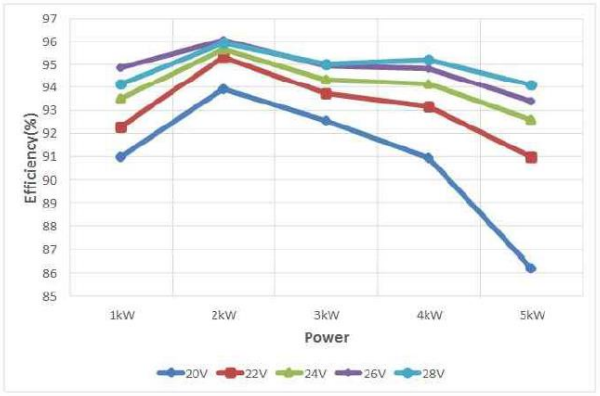
รูปที่ 2-22 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้ากับแรงดันแบตเตอรี่และมุมต่างเฟสเมื่อทำงานที่ความถี่คงที่ [9]

แต่เมื่อผู้วิจัยได้ออกแบบให้วงจรทำงานแบบเปลี่ยนแปลงความถี่ในช่วง 50 – 70kHz ขณะทำงานจึงส่งผลให้สามารถรักษามุมต่างเฟสคงที่ๆ 0.3 ที่การทำงานเต็มพิกัดโดยที่แรงดันแบตเตอรี่สามารถเปลี่ยนแปลงจากแรงดันต่ำที่สุดไปถึงแรงดันแบตเตอรี่ที่สูงที่สุดได้แสดงดังรูปที่ 23

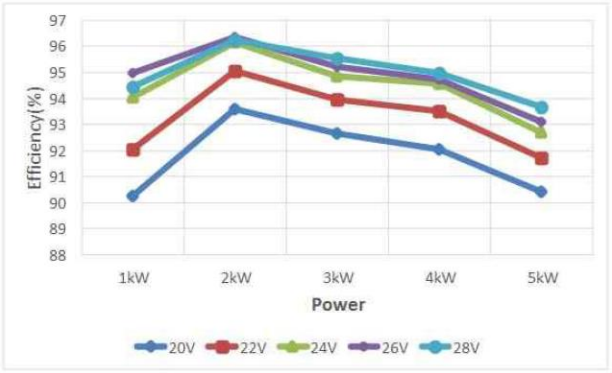


รูปที่ 2-23 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้ากับแรงดันแบตเตอรี่และมุมต่างเฟสมีการเปลี่ยนความถี่ [9]

และผลการทดลองแสดงให้เห็นว่าการควบคุมแบบเปลี่ยนแปลงความถี่ 50kHz ถึง 70 kHzทำให้ประสิทธิภาพการทำงานของวงจรแปลงผันกำลังไฟฟ้าแบบ Dual active bridge DC-DC Converter เพิ่มขึ้นถึง 4% ที่พิกัดเมื่อเทียบกับการควบคุมแบบความถี่สวิตชิ่งคงที่ 70kHz แสดงดังรูปที่ 24 และรูปที่ 25



รูปที่ 2-24 ประสิทธิภาพเปรียบเทียบกับแรงดันแบตเตอรี่แบบความถี่คงที่ [9]



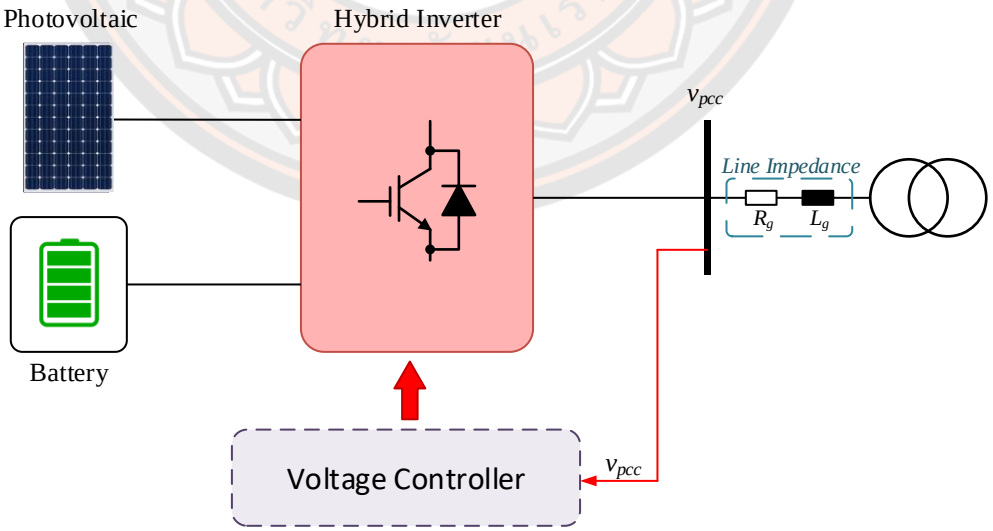
รูปที่ 2-25 ประสิทธิภาพเปรียบเทียบกับแรงดันแบตเตอรี่แบบเปลี่ยนความถี่ [9]

บทที่ 3
แผนการดำเนินงาน

ในบทนี้กล่าวถึงการทำงานของระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าเพื่อป้องกันปัญหาแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมสูงเกิน การทำงานวงจรภาคกำลังและการควบคุมของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ที่ผู้วิจัยได้สร้างขึ้น การจำลองการทำงานของวงจรอินเวอร์เตอร์ วงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter โดยใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink และการออกแบบวงจรภาคกำลังของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ เพื่อให้ไฮบริดอินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพในสภาวะที่ระบบส่งจ่ายมีความอ่อนแอจากการที่สายส่งมีค่าอิมพิแดนซ์ที่สูง

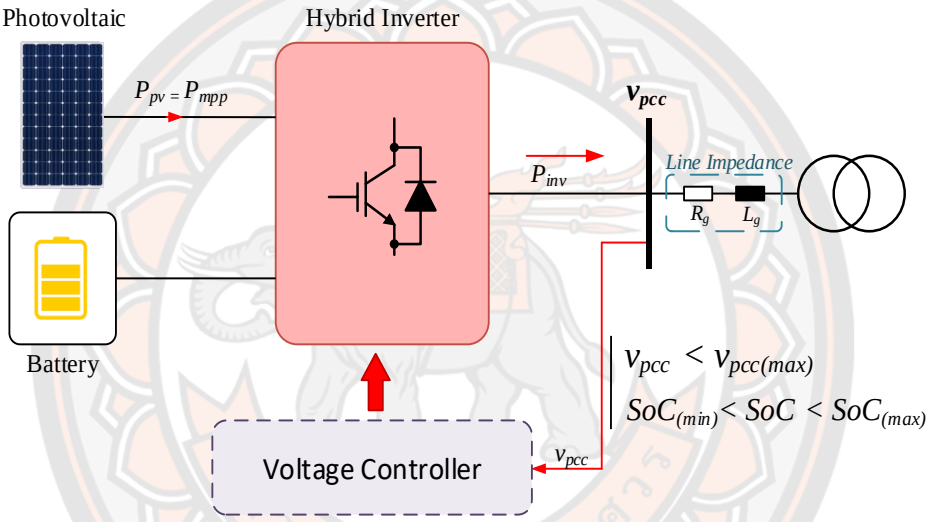
3.1 การทำงานของระบบควบคุมแรงดันเกิน

ระบบควบคุมแรงดันที่พัฒนาขึ้นมาดังแสดงในรูปที่ 3-1 มีวัตถุประสงค์เพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ (Point of Common Coupling : PCC) จากการที่มีกำลังไฟฟ้าไหลออกจากระบบโฟโตโวลตาอิก/แบตเตอรี่เข้าสู่ระบบจำหน่ายแรงดันต่ำมากเกินไป โดยระบบควบคุมแรงดันจะสามารถสั่งชาร์จแบตเตอรี่และลดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าที่ไหลย้อนเข้าสู่ระบบจำหน่าย รวมทั้งสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจินตภาพที่ไหลผ่านอินเวอร์เตอร์ ได้อีกด้วย



รูปที่ 3-1 ภาพรวมระบบควบคุมแรงดันสำหรับระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่

ในสภาวะปกติที่ระดับแรงดันที่จุดต่อร่วม v_{pcc} ไม่เกินระดับแรงดันสูงสุดที่ยอมรับได้จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายการไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาค $v_{pcc(\max)}$ ระบบควบคุมแรงดัน (Voltage controller) จะไม่ยังทำงาน ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะจ่ายที่ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด P_{mpp} และส่งผ่านไปยังไฮบริดอินเวอร์เตอร์จ่ายค่ากำลังจริงตามที่ผลิตได้โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพเท่ากับ 0 (หรือตัวประกอบกำลังเท่ากับหนึ่ง) สำหรับแบตเตอรี่จะยังไม่มีการชาร์จจนกว่าระดับประจุของแบตเตอรี่ (State of Charge : SoC) มีค่าน้อยกว่าระดับต่ำสุดที่กำหนดไว้ (SoC_{min}) การทำงานของระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ในสภาวะปกติ (โหมด 0) สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3-2



รูปที่ 3-2 การทำงานของระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ในสภาวะปกติ (ไม่มีการควบคุมแรงดัน)

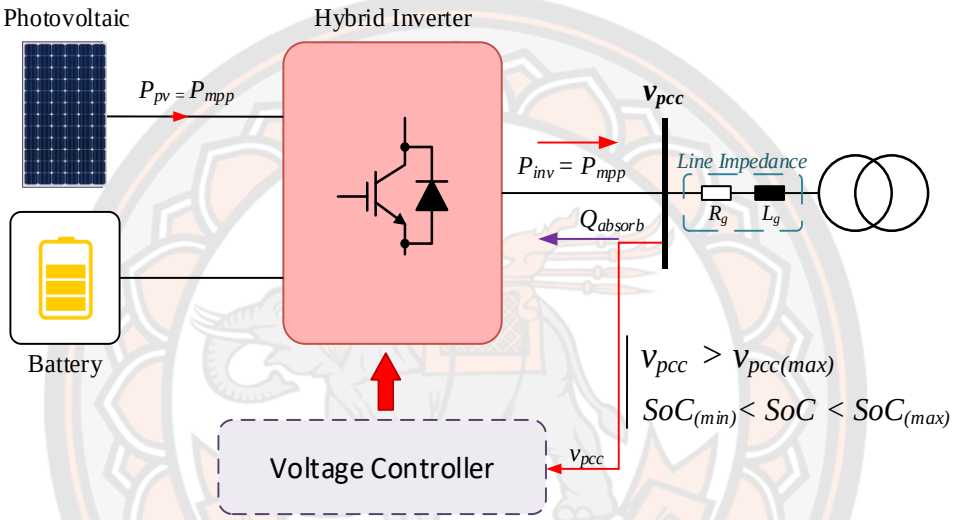
เมื่อแรงดันที่จุดต่อร่วม v_{pcc} สูงเกินระดับแรงดันสูงสุดที่ยอมรับได้ $v_{pcc} > v_{pcc(\max)}$ ระบบควบคุมแรงดัน (Voltage controller) จะเริ่มการทำงาน โดยทำการบริหารจัดการการจ่ายกำลังไฟฟ้าของอุปกรณ์ควบคุมที่เซลล์แสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และไฮบริดอินเวอร์เตอร์ เพื่อให้การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โดยจะแบ่งการทำงานเป็น 3 โหมด ดังนี้

โหมดที่ 1 : อินเวอร์เตอร์จะปรับให้มีการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเข้ามาเสมือนมีการจ่ายโหลดตัวเหนี่ยวนำมากขึ้นในระบบ ซึ่งจะสามารถลดระดับที่จุดเชื่อมต่อลงได้ ดังแสดงในรูปที่ 3-3 โดยระบบควบคุมไฮบริดอินเวอร์เตอร์จะปรับค่ากระแสอ้างอิงในแกนคิว i_{qref} จากเดิมที่เป็นการควบคุมกำลังไฟฟ้าจินตภาพให้เท่ากับ 0 มาเป็นการควบคุมระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ v_{pcc} แทน ดัง

แสดงในรูปที่ 8 ซึ่งขีดความสามารถในการสนับสนุนการกำลังไฟฟ้าจินตภาพของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ $Q_{\max}$ สามารถประเมิณได้จากสมการที่ (7)

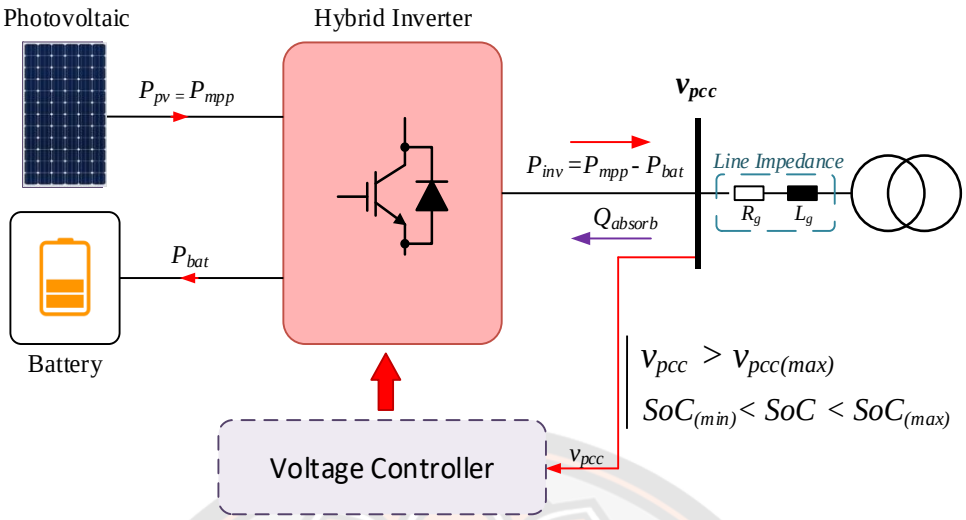
$$|Q_{max}| = P_{inv} \times tan(cos^{-1} PF) \quad (7)$$

เมื่อ PF คือ ขนาดตัวประกอบกำลังของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ที่สามารถปรับได้



รูปที่ 3-3 การทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในโหมดที่ 1 (มีการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเพียงอย่างเดียว)

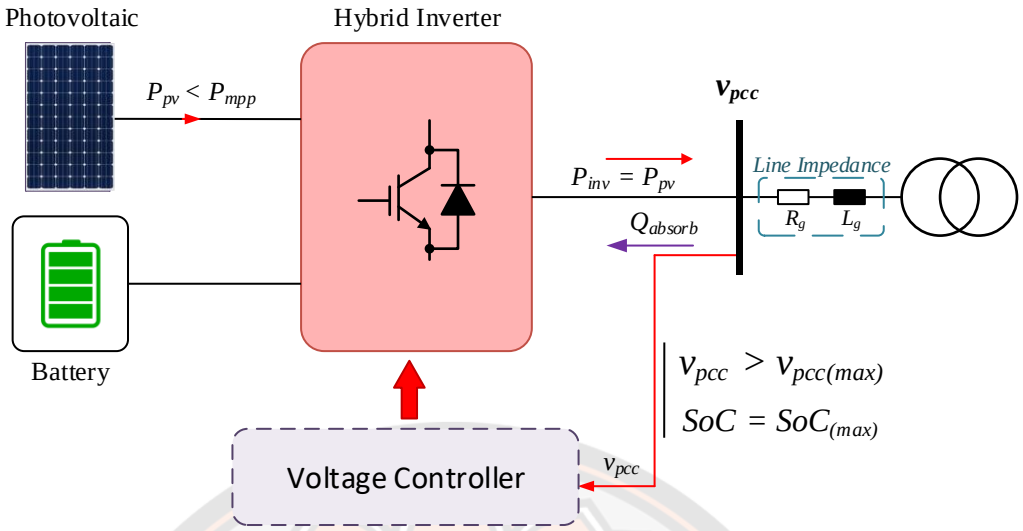
โหมดที่ 2 : ระบบควบคุมจะเริ่มทำงานในโหมดที่ 2 หากระดับประจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ยังไม่เต็มความจุ (Soc < SoC_{max}) หรือระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าพบว่าการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพของอินเวอร์เตอร์เพียงอย่างเดียวไม่สามารถลดแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อได้ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะเริ่มแบ่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เข้ามาเก็บไว้ในแบตเตอรี่ด้วยการสั่งให้ระบบควบคุมการประจุแบตเตอรี่ทำงานพร้อมกับการควบคุมวงจรแปลงผันกำลังไฟฟ้ากระแสตรง โดยที่ยังทำงานในโหมด MPPT คือ ดึงกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายลดลงและในขณะเดียวกันอินเวอร์เตอร์ก็ยังคงดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพด้วย แสดงดังรูปที่ 3-4



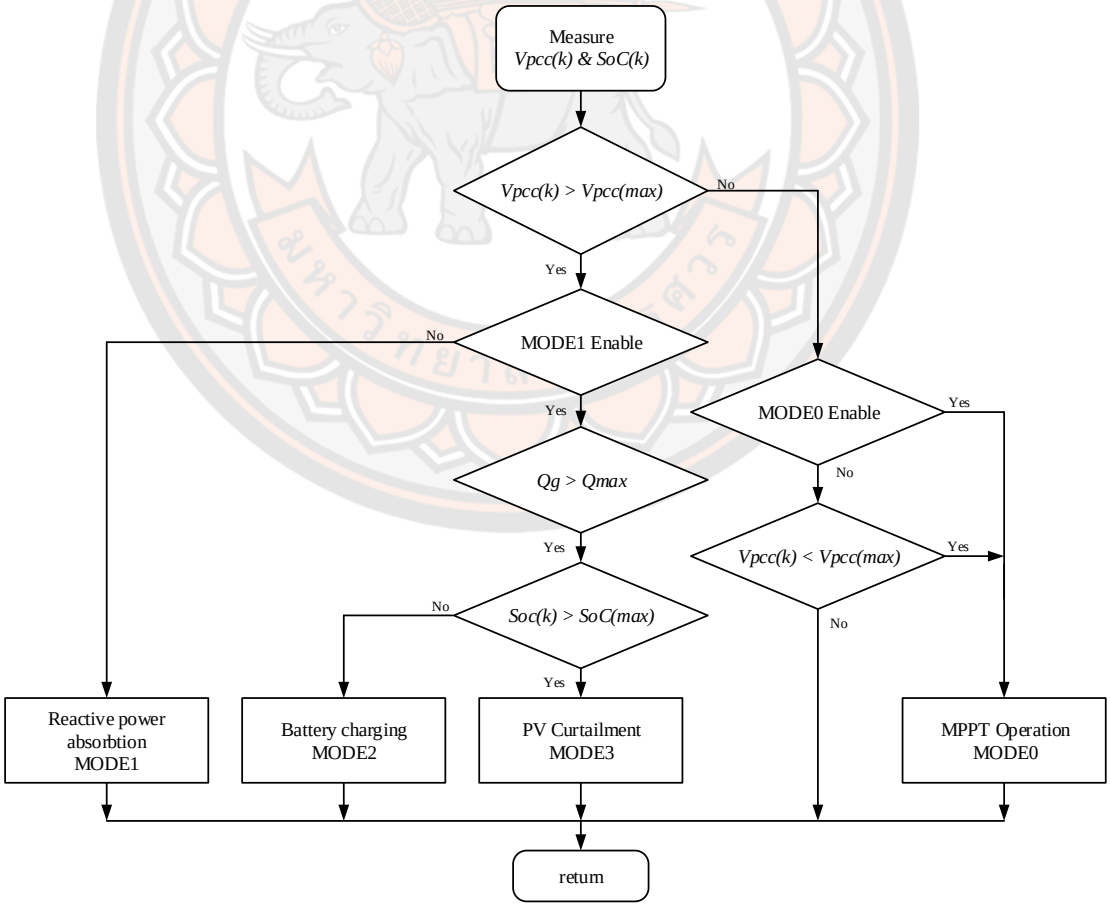
รูปที่ 3-4 การทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในโหมดที่ 2 (ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพและชาร์จประจุแบตเตอรี่)

โหมดที่ 3 : จะทำงานสืบเนื่องจากโหมดที่ 2 โดยที่หากไฮบริดอินเวอร์เตอร์ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจนถึงขีดจำกัด $Q_{\max}$ และประจุของแบตเตอรี่เต็มแล้ว แต่ระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อยังคงสูงกว่าค่าที่ยอมรับได้ ระบบควบคุมแรงดัน (Voltage controller) จะไปสั่งให้วงจรแปลงผันไฟกระแสตรง DC-DC Boost Converter ของระบบโฟโตโวลตาอิกให้ยกเลิกการทำงานแบบ MPPT และทำการลดกำลังการผลิตไฟฟ้าให้มีค่าต่ำกว่าค่า P_{mpp} โดยจะทำการลดกำลังไฟฟ้าจริงจากระบบโฟโตโวลตาอิกไปเรื่อยๆ จนกว่าระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ v_{pcc} จะต่ำกว่าค่าที่ตั้งไว้ รูปที่ 3-5 แสดงการทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในโหมดที่ 3 โดยที่การทำงานของระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะเรียงลำดับการทำงานจาก โหมดที่ 1 ไปยังโหมดที่ 2 และโหมดที่ 3 ตามลำดับ

สำหรับการทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติที่ได้พัฒนาขึ้น มีโฟล์วชาร์ตการทำงานทั้งหมดดังแสดงในรูปที่ 3-6



รูปที่ 3-5 การทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติในโหมดที่ 3 (ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพและลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิก)

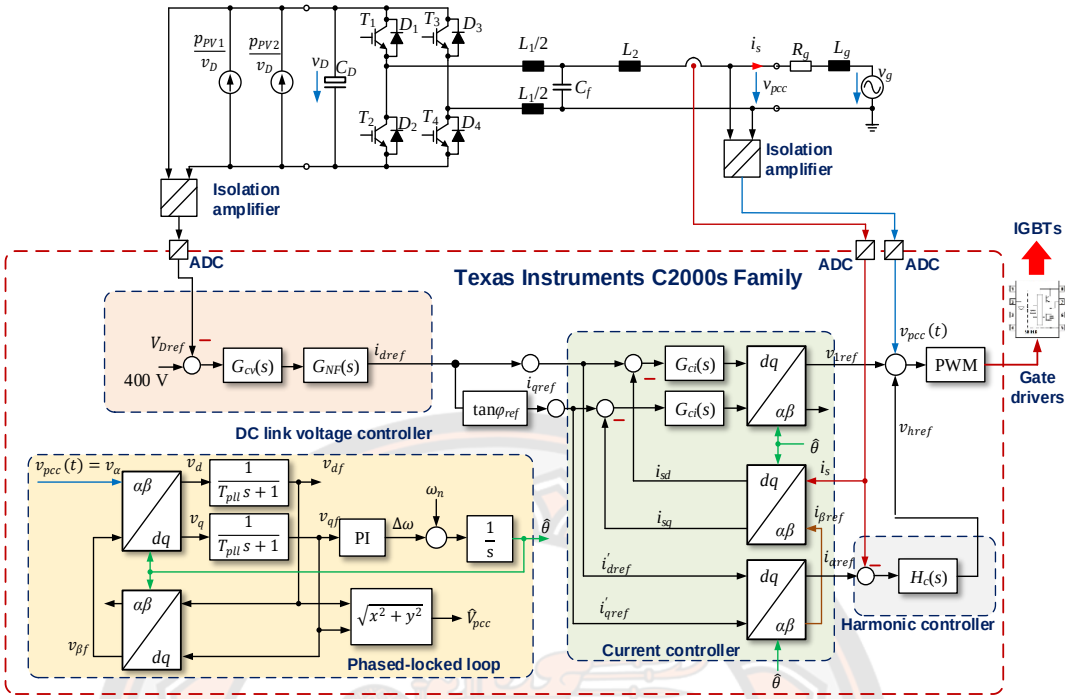


รูปที่ 3-6 โฟล์วชาร์ตการทำงานของระบบควบคุมแรงดันอัตโนมัติ

3.2 การทำงานของระบบควบคุมวงจรภาคกำลังของไฮบริดอินเวอร์เตอร์

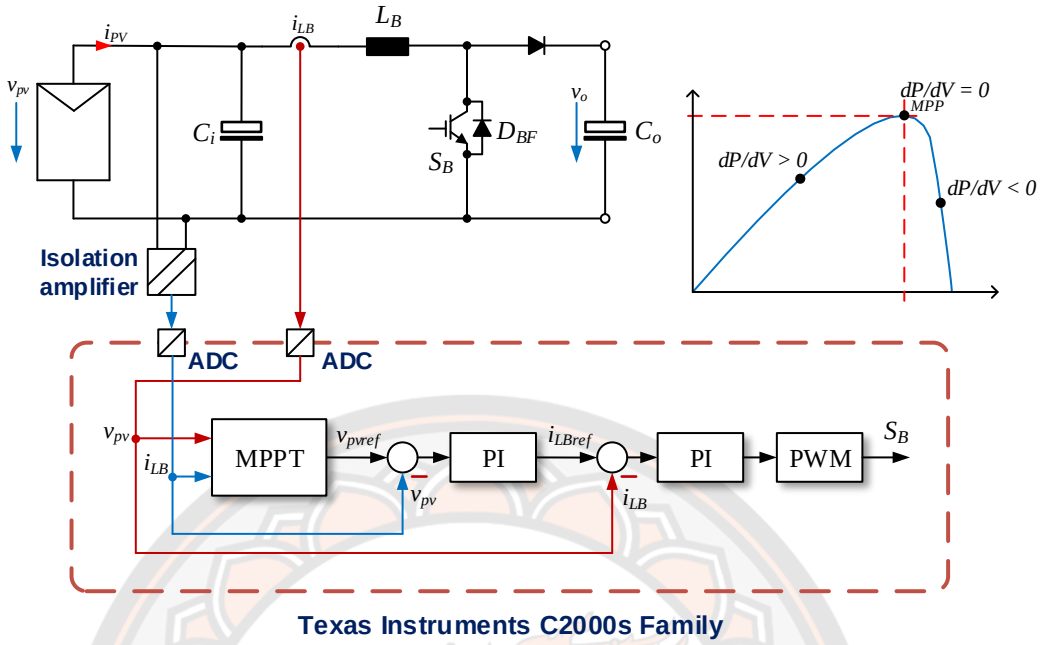
ระบบควบคุมของไฮบริดอินเวอร์เตอร์จะถูกแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลักๆ ได้แก่ระบบควบคุมของวงจร Full Bridge DC-AC Inverter, DC-DC Boost Converter และ Dual Active Bridge DC-DC Converter โดยระบบควบคุมทั้ง 3 ส่วนจะถูกประมวลผลอนาล็อกจากเซ็นเซอร์วัดแรงดันและกระแสไฟฟ้าต่างๆผ่าน ADC (Analog to Digital Converter) และสั่งงานต่อด้วย PWM (Pulse with Modulation ที่อยู่ภายในตัวประมวลผลทางดิจิตอล DSP (Digital Signal Processing) ของบริษัท Texas Instuments ตระกูล C2000 เบอร์ TMS320F280049C โดยที่งานวิจัยนี้จะแบ่งตัวควบคุมเป็น 2 ตัว โดยที่ วงจรภาคกำลัง Full Bridge DC-AC Inverter และ DC-DC Boost Converter จะถูกควบคุมด้วย DSP ตัวเดียวกัน ส่วนวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter จะถูกควบคุมแยกจากวงจรหลักด้วย DSP อีกตัวหนึ่ง

ระบบควบคุมการทำงานของวงจร Full bridge DC-AC Inverter ตัวประมวลผลจะทำการวัดแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม v_{pcc} ดังรูปที่ 3-7 เพื่อนำค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อรวมมาประมาณค่ามุม θ เพื่อนำมาทำการเชื่อมต่อต่อกับระบบโครงข่ายโดยใช้เฟสล็อกลูป (Phase Lock Loop : PLL) แบบ Inverse Park Transformation เนื่องจากมีการผลตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงที่รวดเร็ว[14] โดยการควบคุมการทำงานของ Full bridge DC-AC Inverter นั้นจะทำการควบคุมแรงดันไฟฟ้า v_o ให้คงที่ที่ 400 โวลต์ หากระดับแรงดันไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการเพิ่มขึ้นหรือลดลงของกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะส่งผลให้ตัวควบคุมแบบ PI (Proportional-integral controller) สร้างกระแสออกมาในแกน d (i_{dref}) ซึ่งสามารถนำมาคำนวณเพื่อสร้างกระแสในแกน q (i_{qref}) ซึ่งเป็นส่วนที่ช่วยสร้างกำลังไฟฟ้าจินตภาพได้ ในส่วนของการควบคุมกระแสของอินเวอร์เตอร์นั้นใช้วิธี Unbalanced Synchronous Reference Frame [12] ซึ่งใช้หลักการแปลงแกนหมุนให้อยู่ในแกนที่มีองค์ประกอบกระแสตรง โดยระบบควบคุมจะรับกระแสของอินเวอร์เตอร์มาโดยใช้ Hall effect current sensor ซึ่งกำหนดให้เป็น i_s และกำหนดให้เป็นกระแสอ้างอิงในแกนจริง α และกระแสในแกนจินตภาพ β จากนั้นเมื่อทำการแปลงแกนหมุนจาก $\alpha\beta$ ให้อยู่ในแกนนิ่ง dq จะได้ i_{sd} และ i_{sq} ซึ่ง i_{sq} เป็นค่ากระแสที่อยู่ในแกนนิ่งเหมาะกับการใช้งานตัวควบคุมแบบ PI ในการควบคุมค่ากระแสที่ผิดพลาดจากนั้นจะนำค่าแรงดันจากตัวควบคุมความถี่มูลฐาน v_{1ref} รวมกับแรงดันจากตัวควบคุมฮาร์มอนิก v_{href} จึงทำการมอดูเลชั่นเพื่อนควบคุมตัวขับเกต (Gate Driver) และสั่งงานไปยัง IGBT (Insulated-gate bipolar transistor) ต่อไป



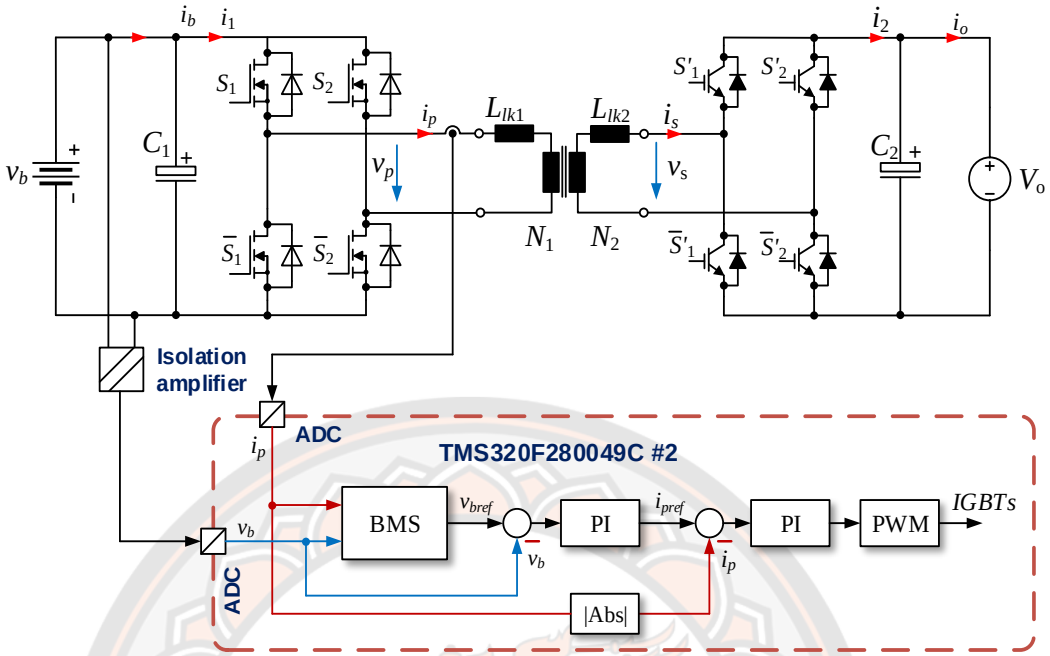
รูปที่ 3-7 ระบบควบคุมวงจร Full bridge DC-AC Inverter

ระบบควบคุมวงจร DC-DC Boost Converter นั้นจะวัดค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เข้ามาเพื่อควบคุมซึ่งในงานวิจัยนี้ใช้เทคนิคการติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ (MPPT) ด้วยวิธี Incremental Conductance Method ซึ่งเป็นวิธีที่ไม่ซับซ้อนมากและมีความไวต่อการติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้ค่อนข้างดีเมื่อใช้ร่วมกับการควบคุมแบบ PI [15] ระบบติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Incremental Conductance Method นั้นจะเปรียบเทียบความชันกำลังไฟฟ้ากับความชันแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ dP_{pv}/dV_{pv} หากมีค่าเท่ากับศูนย์นั้นคือจุดที่เซลล์แสงอาทิตย์ให้กำลังไฟฟ้าฟ้าสูงสุด(Maximum Power Point : MPP) ในขณะนั้น หากผลของการหาอนุพันธ์มีค่าเป็นบวกคือตำแหน่งด้านซ้ายและหากมีค่าเป็นลบนั้นคือตำแหน่งด้านขวาของจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด MPP ส่งผลให้ระบบติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ส่งค่าออกมาเป็นแรงดันอ้างอิง V_{pvref} ให้ตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบ PI หลังจากนั้นจะถูกมอดูเลชั่นเป็นสัญญาณ PWM และสั่งงานวงจร DC-DC Boost Converter ต่อไป ดังรูปที่ 3-8



รูปที่ 3-8 ระบบควบคุมวงจร DC-DC Boost Converter

ระบบควบคุมวงจร DAB DC-DC Converter ทำหน้าที่หลักในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ V_b ให้เป็นไปแรงดันแบตเตอรี่อ้างอิงที่ได้จากระบบควบคุมการชาร์จแบตเตอรี่ (Battery Management) หรือระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าเกินที่จุดต่อร่วม (Voltage Controller) หากตัวควบคุมการชาร์จแบตเตอรี่ หรือตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมสั่งงานให้มีการชาร์จ หรือคายประจุไฟฟ้าจะส่งผลให้ตัวควบคุมแบบ PI สร้างกระแสอ้างอิงของหม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูง i_{pref} ออกมา และในส่วนของการควบคุมกระแสที่ไหลผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูงจะถูกควบคุมด้วยตัวควบคุมแบบ PI เพื่อให้มีกระแสผิดพลาดจากนั้นจึงนำแรงดันควบคุมสั่งงานมอดูเลชั่นเป็นสัญญาณ PWM ดังรูปที่ 3-9

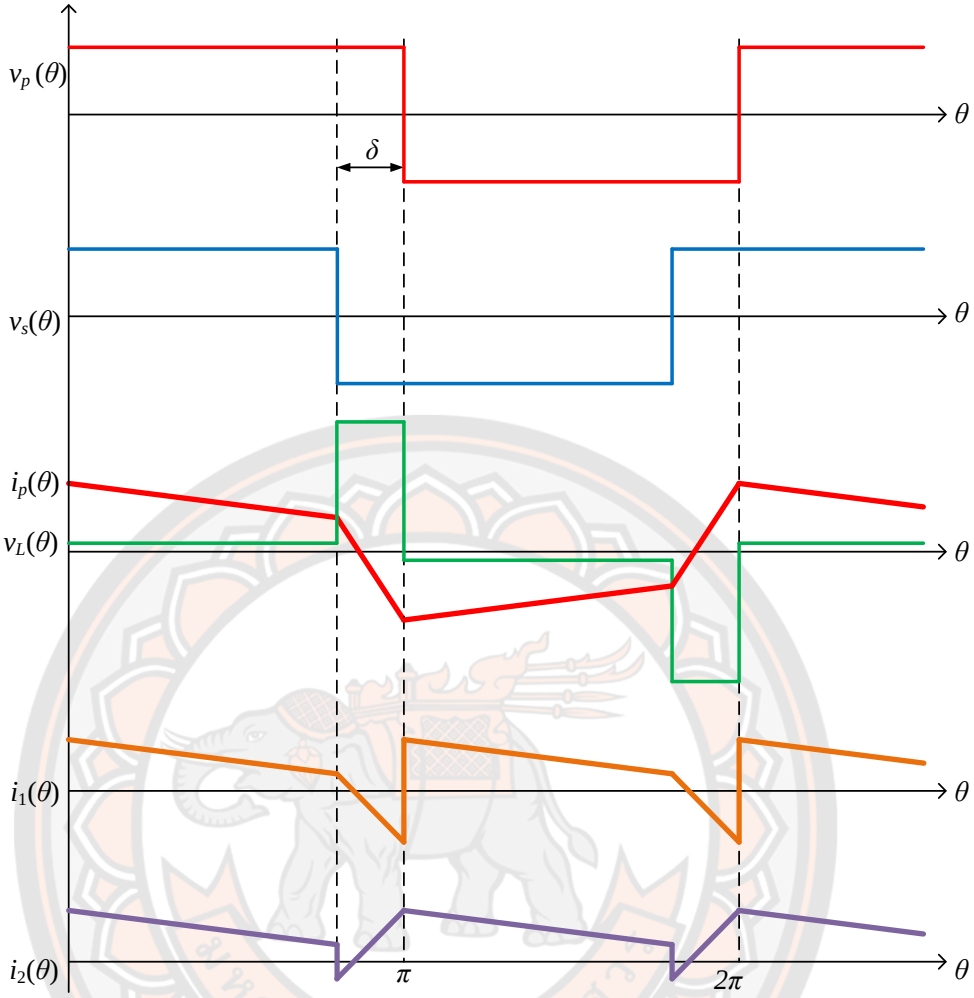


รูปที่ 3-9 ระบบควบคุมวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter

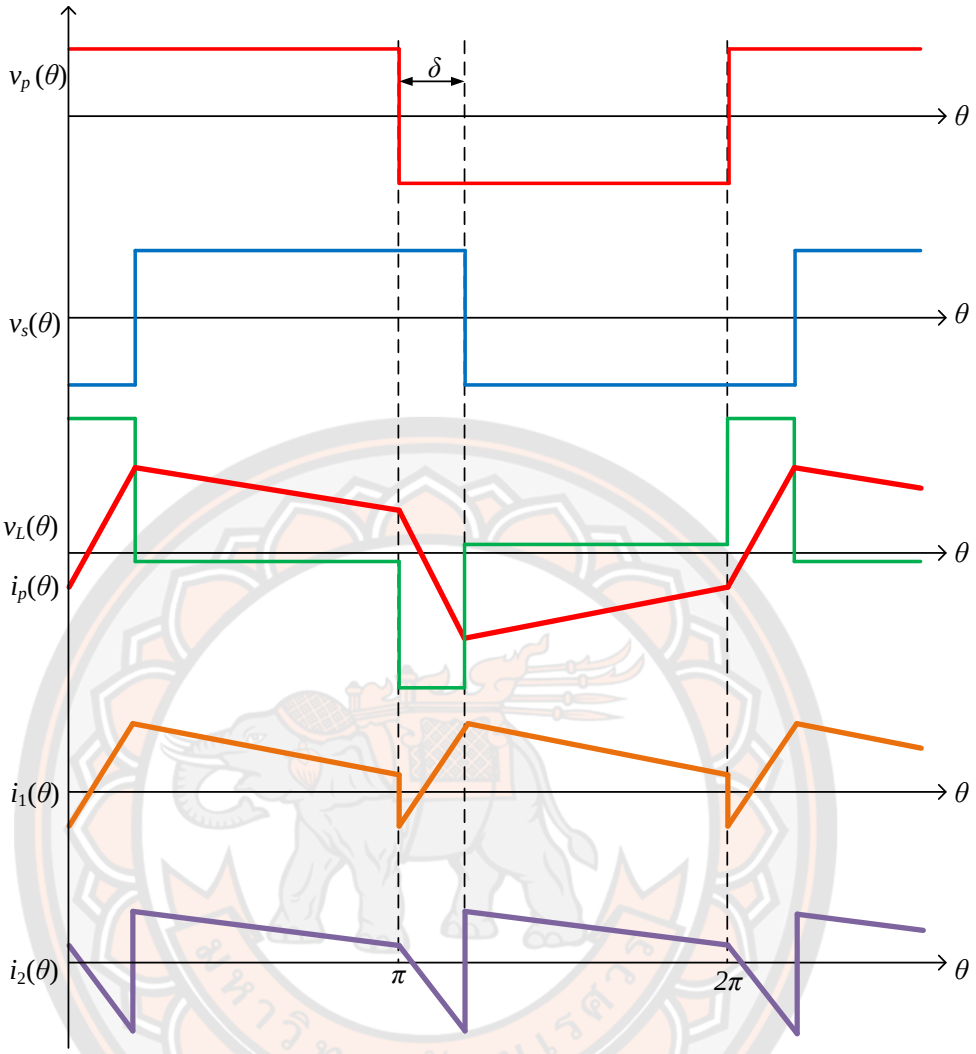
สัญญาณ PWM จากระบบควบคุมจะควบคุมสวิตช์กำลังในวงจรบริดจ์ทั้งสองให้สร้างแรงดันไฟฟ้ารูปคลื่นสี่เหลี่ยม v_p และ v_s เมื่ออยู่ในโหมดชาร์จแบตเตอรี่ v_p มีมุมเฟสล้าหลังกับ v_s เป็นมุม δ ดังรูปที่ 3-10 และเมื่ออยู่ในโหมดดิสชาร์จแบตเตอรี่ v_s มีมุมเฟสล้าหลังกับ v_p เป็นมุม δ ดังรูปที่ 3-11 ซึ่งแสดงรูปคลื่นแรงดันและกระแสของวงจร DAB เมื่ออัตราการขยายแรงดันเทียบเคียง $d>1$ โดยที่อัตราขยายแรงดันเทียบเคียงสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (5) และสามารถหาค่ากำลังไฟฟ้า P_d จากแบตเตอรี่ที่ไหลไปยังบัสไฟฟ้ากระแสตรงเอาท์พุตสามารถหาได้จากสมการที่ (6) โดยที่ $\theta=\omega_{sw}=2\pi f_{sw}$ และ f_{sw} เป็นความถี่สวิทช์

$$d=\frac{v_b}{v_o} \tag{5}$$

$$P_d=\frac{v_b^2 d}{\omega_{sw}L_{lk}}\delta\left(1-\frac{\delta}{\pi}\right) \tag{6}$$



รูปที่ 3-10 รูปคลื่นแรงดันและกระแสของวงจร DAB ขณะชาร์จประจุ

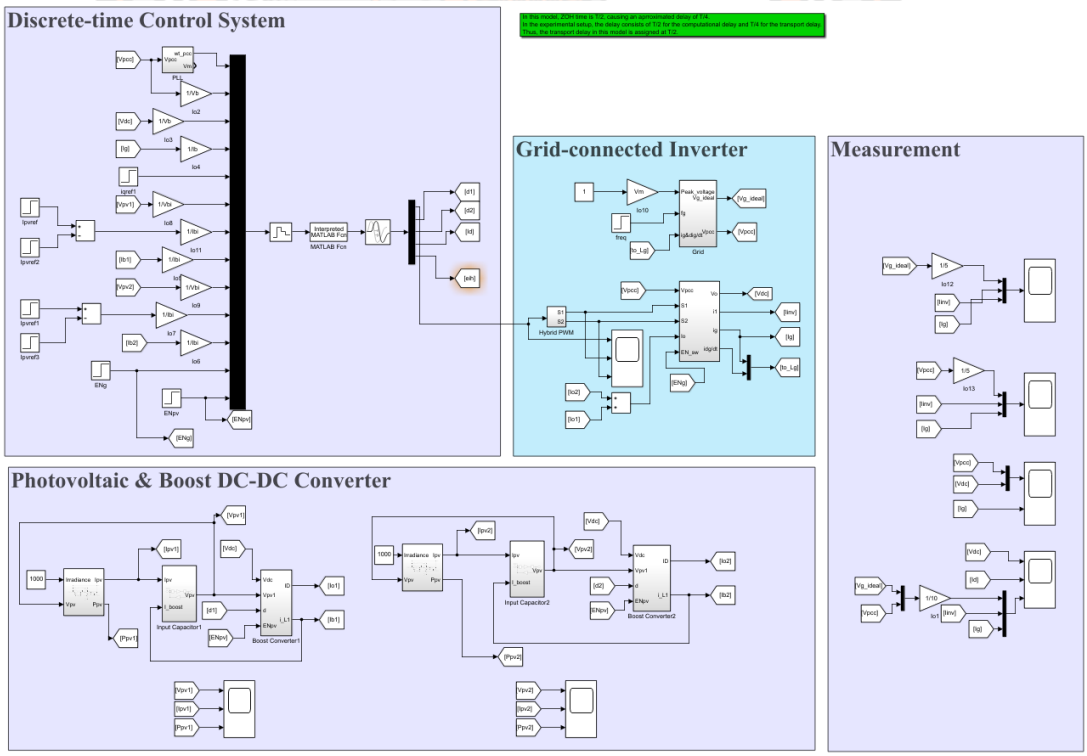


รูปที่ 3-11 รูปคลื่นแรงดันและกระแสของวงจร DAB ขณะคายประจุ

3.3 การจำลองการทำงานของวงจรอินเวอร์เตอร์หนึ่งเฟสแบบเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink

การจำลองการทำงานของวงจรอินเวอร์เตอร์ด้วยโปรแกรม MATLAB/Simulink นี้ในส่วนของภาคกำลังจะถูกจำลองในแบบระบบเวลาต่อเนื่อง ส่วนภาคควบคุมของอินเวอร์เตอร์ถูกจำลองในรูปแบบสัญญาณไม่ต่อเนื่อง (Discrete time) ดัง

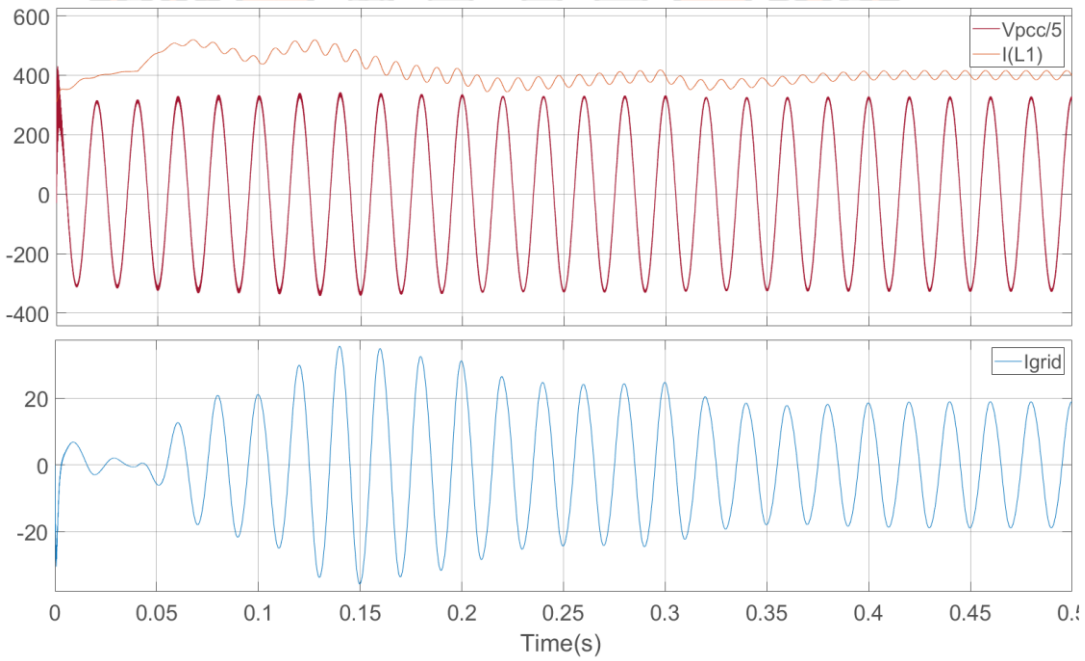
รูปที่ 3-12 และในภาคกำลังในแบบจำลองนี้ได้มีการเพิ่มอิมพิแดนซ์ของสายส่งเพิ่มเข้าไปในแบบจำลองเพื่อศึกษาผลตอบสนองในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงว่ามีการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมอย่างไรรวมถึงศึกษาการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าเมื่อมีการปรับค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพจากตัวอินเวอร์เตอร์ และทดสอบเสถียรภาพการทำงานเมื่ออยู่ภายใต้สภาวะที่โครงข่ายมีอิมพิแดนซ์ที่สูง (Weak grid) โดยมีค่าพารามิเตอร์ในการจำลองดังตารางที่ 1



รูปที่ 3-12 แบบจำลองอินเวอร์เตอร์ใน MATLAB/Simulink

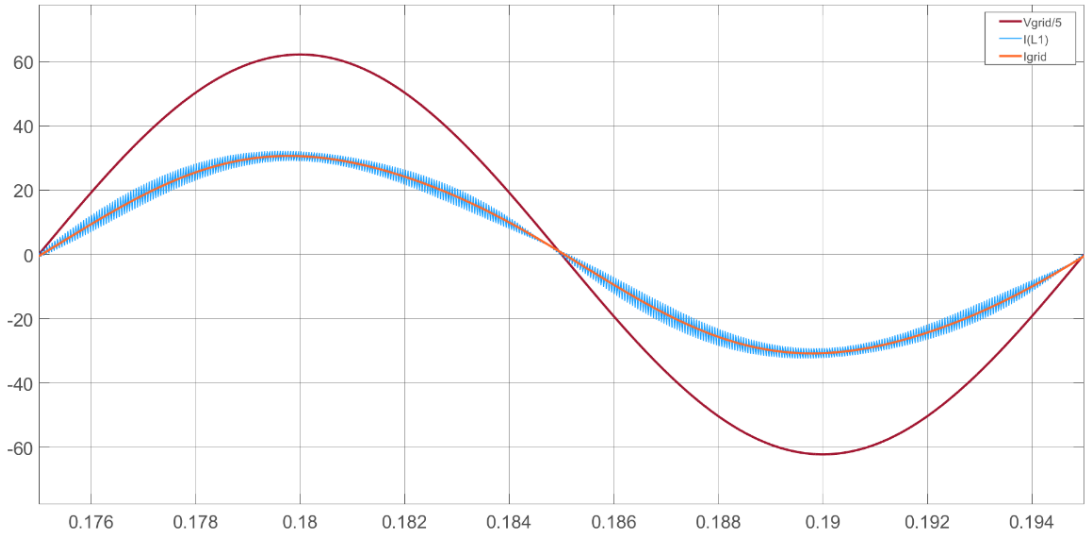
ตารางที่ 1 ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำลองอินเวอร์เตอร์ใน MATLAB/Simulink

พารามิเตอร์	ขนาด
Boost Input Capacitor C_{PV1} and C_{PV2}	75 μF
Boost Inductor L_{B1} and L_{B2}	2 mH
DC bus Capacitor C_D	585 μF
Inverter side inductor L_1	800 μH
Grid side inductor L_2	400 μH
Grid filter capacitor C_f	2 μF
Grid Inductance	1.7 mH
Grid Resistance	0.64 Ω
Full Bridge DC-AC Inverter Switching Frequency	20 kHz
DC-DC Boost Converter Switching Frequency	20 kHz
Sampling Frequency	20 kHz

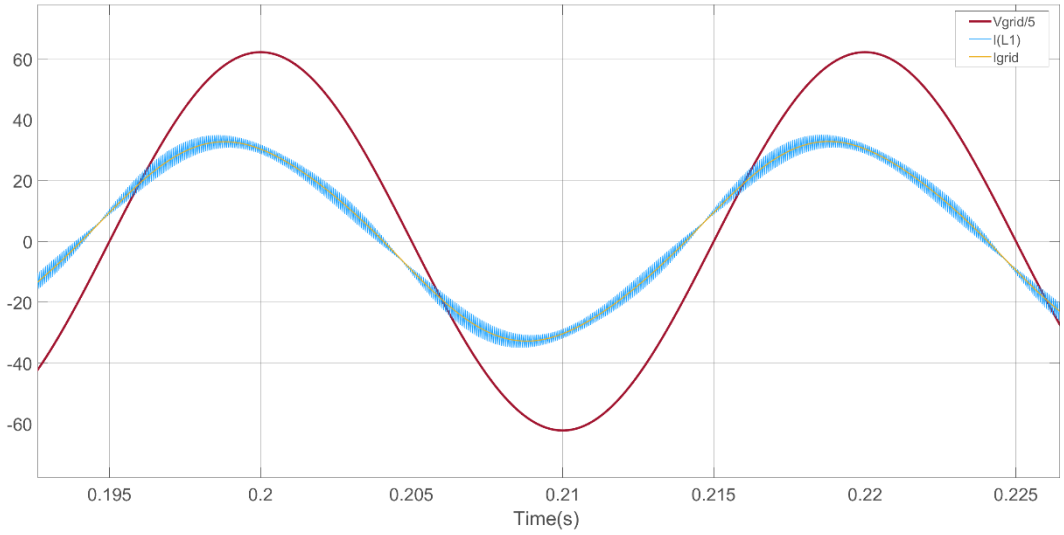


รูปที่ 3-13 กราฟแสดงการทำงานของ Full Bridge DC-AC Inverter ใน MATLAB/Simulink

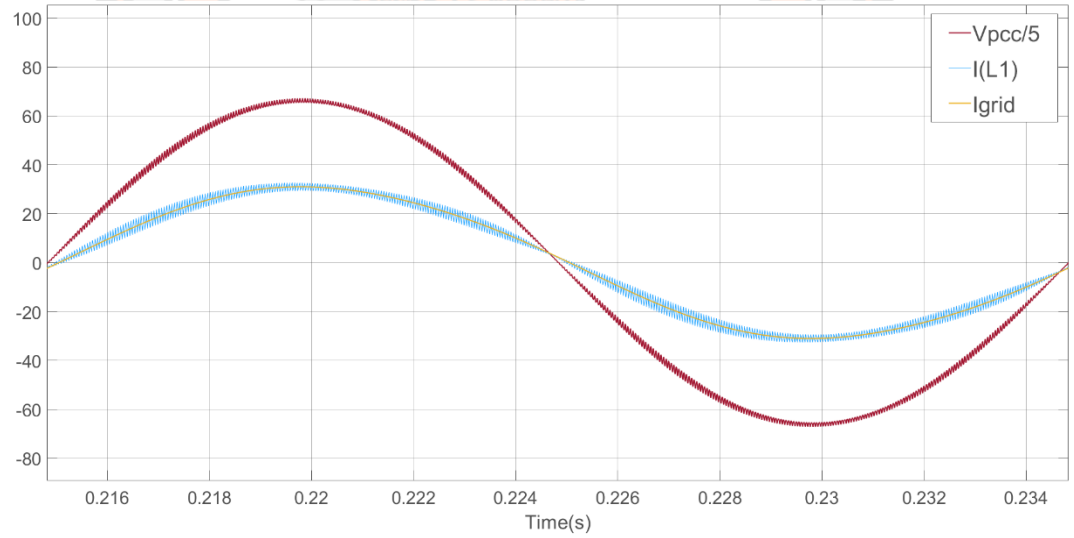
รูปที่ 3-13แสดงการทำงานของระบบควบคุมวงจร Full Bridge DC-AC Inverter โดยในช่วงแรกแรงดันไฟฟ้าที่ DC bus มีเท่ากับแรงดันค่าพีคของระบบเมื่ออินเวอร์เตอร์เริ่มเชื่อมต่อระบบควบคุมจะควบคุมแรงดันที่ DC bus ให้ได้เท่ากับ 400 V และ ในวินาทีที่ 0.04 มีการสั่งกระแสอ้างอิงเท่ากับ 7.6A ให้วงจร DC-DC Boost converter ตัวที่1 หลังจากนั้นในวินาทีที่ 0.1 วงจร Boost converter ตัวที่ 2 จะถูกสั่งงานผ่านกระแสอ้างอิงเท่ากับ 7.6A เพื่อให้มีค่ากำลังไฟฟ้าเอาท์พุตของอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 5 kW โดยตัวประกอบกำลังยังคงเท่ากับ 1 และถูกสั่งลดกระแสอ้างอิงในเวลา 0.2 และ 0.3 ตามลำดับ ซึ่งสามารถสังเกตเห็นการเพิ่มขึ้นของแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมขณะที่อินเวอร์เตอร์มีการจ่ายกำลังไฟฟ้า ในรูปที่ 3-14 แสดงรูปคลื่นแรงดันไฟฟ้าต้นทางก่อนที่จะผ่านอิมพิแดนซ์และกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ขณะจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายภายใต้การจำลองโครงข่ายที่มีอิมพิแดนซ์สูงโดยจะเห็นกระแสของอินเวอร์เตอร์ที่ไหลผ่าน L_1 ในเส้นสีฟ้า และกระแสที่ไหลเข้าสู่ระบบโครงข่ายเมื่อผ่าน L_2 ในเส้นสีส้ม และเมื่อปรับตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 0.95 จะได้ผลดังรูปที่ 3-15



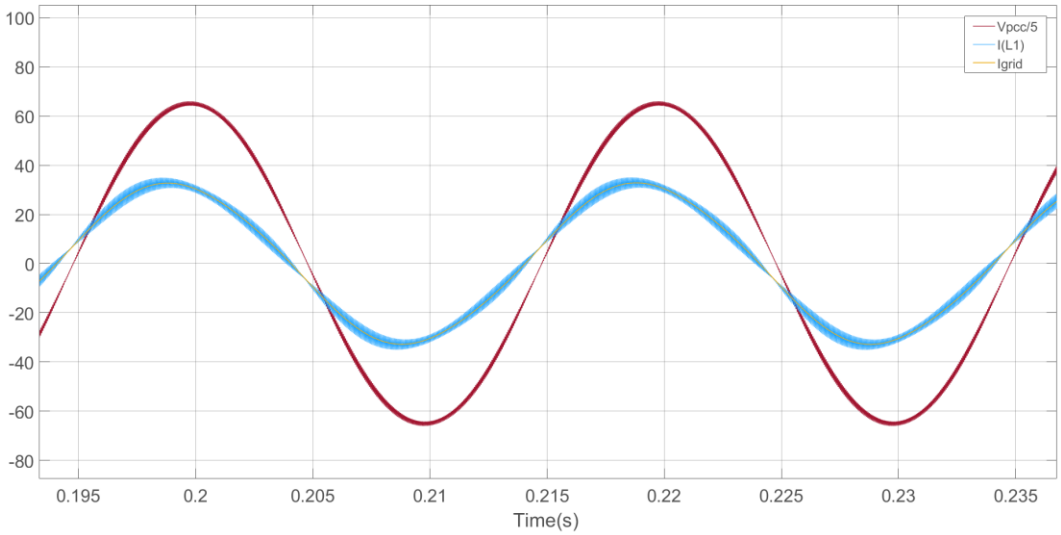
รูปที่ 3-14 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่พิกัดกำลังเอาท์พุต 5 kW ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1



รูปที่ 3-15 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่ปรับตัวประกอบกำลัง 0.95



รูปที่ 3-16 รูปคลื่นแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมของอินเวอร์เตอร์ที่พิกัดกำลังเอาท์พุต 5 kW ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1



รูปที่ 3-17 รูปคลื่นแรงดันที่จุดต่อร่วมและกระแสไฟฟ้าเมื่อมีการชดเชยตัวประกอบกำลังที่ 0.95

ในรูปที่ 3-16 แสดงรูปคลื่นแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมเมื่อมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่พิกัด 5 kW และเมื่อมีการชดเชยตัวประกอบกำลังที่ 0.95 ดังรูปที่ 3-17 ซึ่งจะสามารถสังเกตุเห็นได้ชัดว่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมเริ่มมีสัญญาณความถี่สูงปนอยู่ในรูปคลื่นแรงดันไฟฟ้า เมื่อเทียบกับรูปที่ 3-14 และรูปที่ 3-15 ที่เป็นการวัดสัญญาณแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อก่อนที่จะผ่านชุดอิมพิแดนซ์ของสายส่ง

3.4 การจำลองการทำงานของวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter โดยใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink

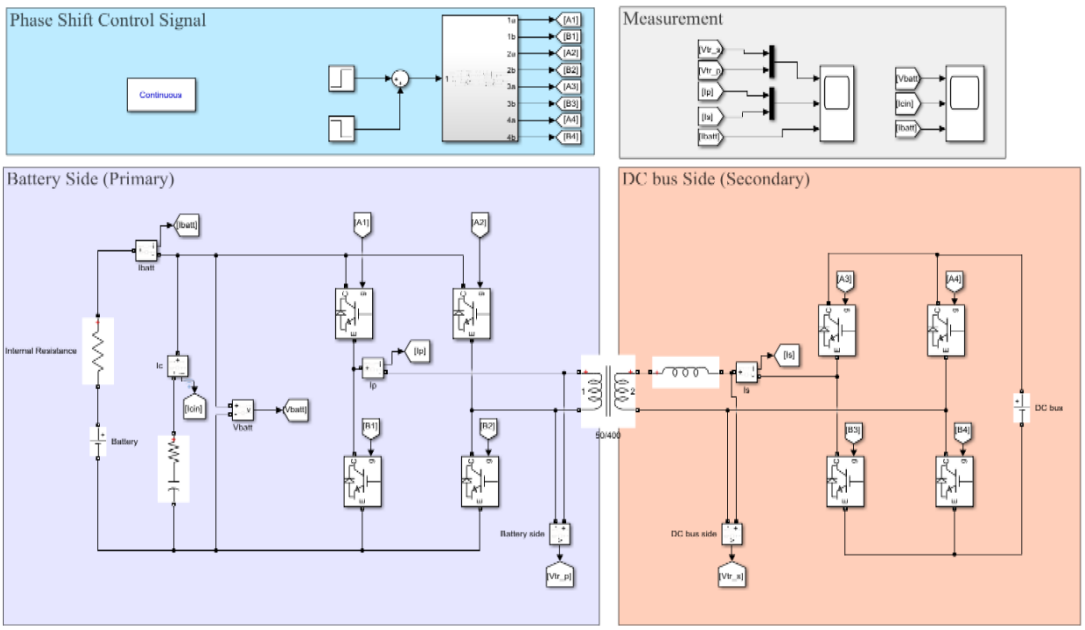
การจำลองการทำงานของวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter โดยใช้โปรแกรม MATLAB/Simulink จะถูกจำลองโดยใช้เครื่องมือ Toolbox ชื่อ Simscape Electrical ซึ่งประกอบด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูง ตัวเหนี่ยวนำรั่วไหลแบบแยก มอสเฟต ไอจีบีที และตัวสร้างสัญญาณควบคุมสวิตช์ด้วยการควบคุมระบบเปิด ถูกประกอบเป็นวงจร Dual Active Bridge ในส่วนวงจรภาคกำลังที่สร้างด้วย Simscape Electrical และตัวสร้างสัญญาณควบคุมสวิตช์จะทำงานในระบบเวลาต่อเนื่องทั้งหมดดังรูปที่ 3-18

โดยในการจำลองการทำงานของวงจรในฝั่งปฐมภูมิ (Primary) จะต่อเข้ากับโมเดลแบตเตอรี่ และในส่วนวงจรฝั่งทุติยภูมิ (Secondary) หรือฝั่ง DC bus นั้นจะถูกต่อเข้ากับแหล่งจ่ายแบบแรงดันแบบคงที่ที่ 400โวลต์ เพื่อจำลองให้เสมือนมีวงจร DC-AC Inverter ต่ออยู่และจะถูกปรับมุมเฟสของ

แรงดันโดยการควบคุมที่สัญญาณควบคุมสวิตช์เพื่อให้เกิดการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างบัสแรงดันแบตเตอรี่และบัสไฟตรง (DC bus) ซึ่งมีค่าพารามิเตอร์ในการจำลองดังตารางที่ 2

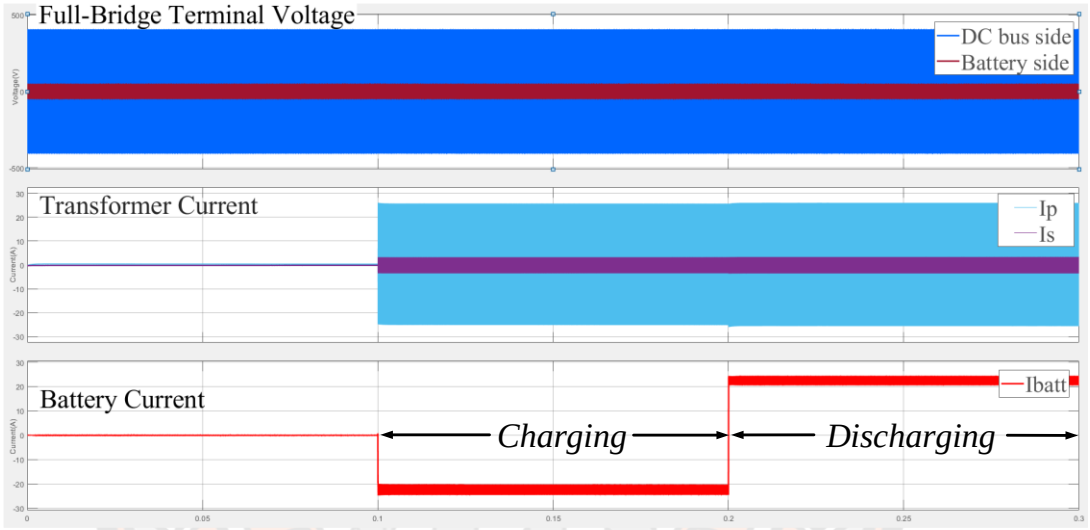
ตารางที่ 2 ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำลอง DAB DC-DC Converter ด้วย MATLAB/Simulink

พารามิเตอร์	ขนาด
DAB input capacitor C_1	9900 μF
DAB output capacitor C_2	600 μF
Auxiliary leakage Inductance L_{lk2}	235 μH
High frequency transformer ratio (Vin/Vo)	1 : 8
Battery voltage	48 V
DC bus voltage	400 V
DAB switching frequency	20 kHz

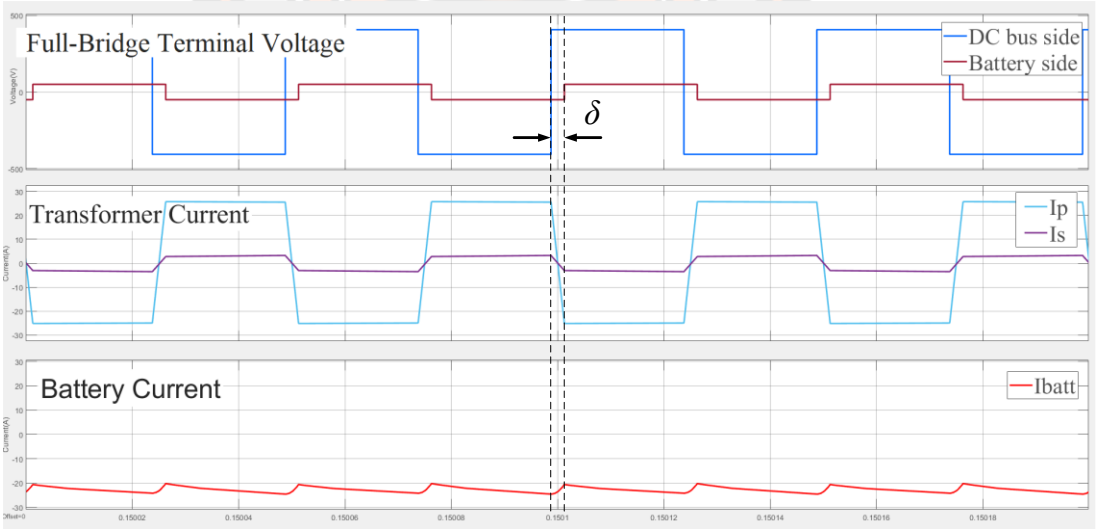


รูปที่ 3-18 แบบจำลอง Dual Active Bridge DC-DC Converter ใน MATLAB/Simulink

การทดลองการทำงานจะตั้งค่าแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่เท่ากับ 48V และแรงดันไฟฟ้าที่บัสไฟตรงเท่ากับ 400V จากนั้นจะทำการปรับมุมเฟสแรงดันระหว่างเอาท์พุตของวงจรฟูลบริดจ์ทั้งด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิให้มุมเฟสเท่ากับ 0 จากนั้นเวลา 0.1 วินาทีทำการปรับมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าให้เท่ากับ 18 องศา เพื่อให้กำลังไฟฟ้าจากบัสไฟตรงไหลเข้าสู่แบตเตอรี่ 1kW และปรับมุมเฟสเท่ากับ -18 องศาที่เวลา 0.2 วินาที เพื่อให้กำลังไฟฟ้าไหลเข้ามาสู่บัสไฟตรงที่ 1kW ดังรูปที่ 3-19

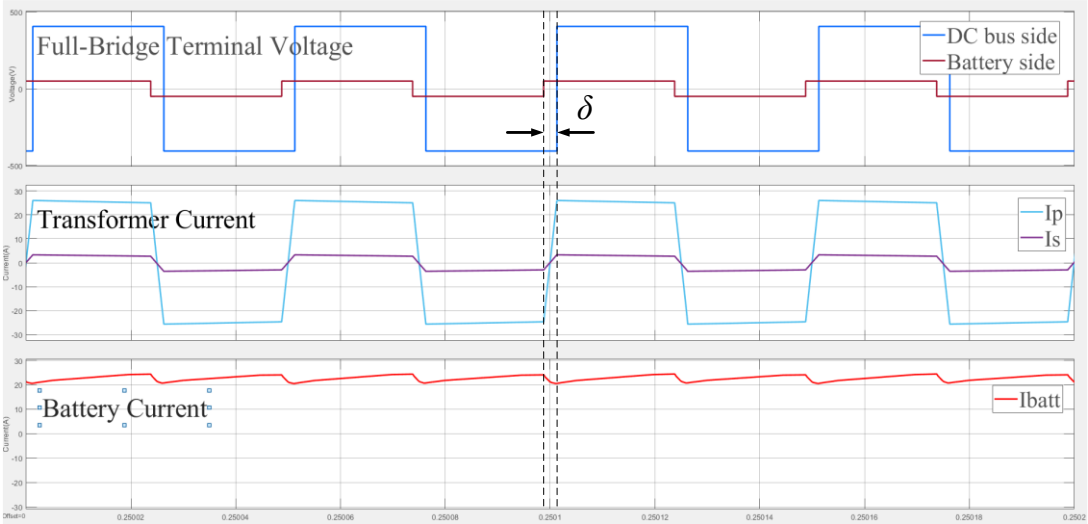


รูปที่ 3-19 กราฟแสดงการทำงานของ DAB DC-DC Converter ใน MATLAB/Simulink



รูปที่ 3-20 แรงดันและกระแสไฟฟ้าของวงจร DAB DC-DC Converter ในโหมดชาร์จประจุ

ซึ่งจากรูปที่ 3-20 จะเห็นว่าเมื่อมุมเฟส δ ของแรงดันที่จุดต่อหม้อแปลงฝั่ง DC bus นำหน้าฝั่งแบตเตอรี่จึงทำให้เกิดการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าจาก DC bus ไหลเข้าสู่แบตเตอรี่หรือทำงานในโหมดชาร์จประจุแบตเตอรี่ ในทางตรงกันข้ามดังรูปที่ 3-21 เมื่อควบคุมให้แรงดันที่จุดต่อหม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูงฝั่งแบตเตอรี่นำหน้าบัสไฟตรงจึงทำให้กำลังไฟฟ้าไหลเข้าสู่บัสไฟตรงซึ่งสามารถสังเกตได้จากทิศทางของกระแสแบตเตอรี่



รูปที่ 3-21แรงดันและกระแสไฟฟ้าของวงจร DAB DC-DC Converter ในโหมดคายประจุ

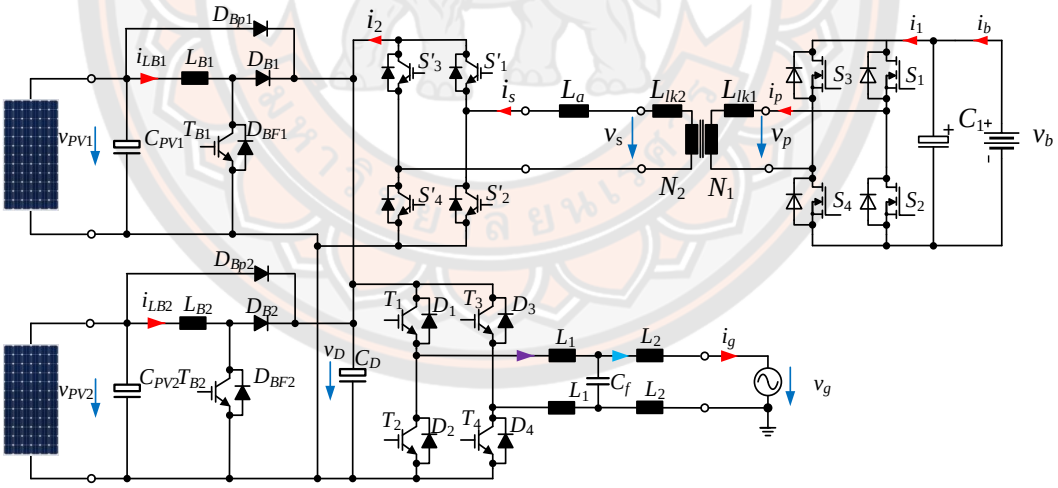
3.5 การออกแบบวงจรภาคกำลังของระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมชนิดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

วงจรไฮบริดอินเวอร์เตอร์ประกอบด้วย 3 ส่วนได้แก่ วงจรภาคกำลังของ Full bridge DC-AC Inverter วงจรภาคกำลังของ DC-DC Boost Converter ระบบควบคุม วงจรภาคกำลังของ Dual Active Bridge DC-DC Converter และระบบควบคุมดังรูปที่ 3-22

ในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยเลือกใช้วงจร Full Bridge DC-AC Inverter ให้ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงจาก DC bus ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับโดยใช้วงจรกรองความถี่ต่ำชนิด *LCL* เพื่อให้อุปกรณ์ของวงจรกรองมีขนาดเล็ก เนื่องจากผู้วิจัยออกแบบพิกัดแรงดันไฟฟ้าอินพุตจากแผงโซลาร์เซลล์ให้มีพิกัดแรงดันต่ำกว่าแรงดันไฟฟ้าที่ DC Bus และในส่วนนี้ต้องการให้กำลังไฟฟ้าสามารถไหลจากแผงโซลาร์เซลล์เข้าสู่ DC Bus ได้ทางเดียวจึงเลือกใช้วงจร DC-DC Boost Converter ในการเพิ่มแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงโซลาร์เซลล์ให้กระแสไฟฟ้าไหลเข้าสู่ DC Bus ที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่า และในส่วนของวงจรภาคกำลังที่ต่อกับแบตเตอรี่นั้นจำเป็นให้วงจรสามารถ

รองรับการไหลผ่านของกำลังไฟฟ้าได้สองทางอีกทั้งยังมีอัตราส่วนแรงดันไฟฟ้าที่แบตเตอรี่กับแรงดันไฟฟ้าที่ DC Bus สูงวงจร Bidirectional Buck-Boost DC-DC Converter จึงไม่เหมาะที่จะนำมาใช้ในงานวิจัยนี้ และยังต้องการคุณสมบัติการแยกกราวของแหล่งจ่ายทั้งทางด้านอินพุตและเอาท์พุตเพื่อความปลอดภัยในการใช้งานจึงเลือกใช้วงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter

โดยที่สวิตช์สารกึ่งตัวนำที่อยู่ในวงจรภาคกำลังที่จำเป็นต้องเลือกให้มีพิกัดแรงดันไฟฟ้าที่สูงสวิตช์ของวงจร Full Bridge DC-AC Inverter, DC-DC Boost Converter และ Dual Active Bridge DC-DC Converter ด้านที่ต่อกับ DC Bus ผู้วิจัยจะเลือกใช้สวิตช์สารกึ่งตัวนำชนิด IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)ซึ่งมีความเหมาะสมสำหรับระบบที่มีแรงดันไฟฟ้าสูง และส่วนของวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter ด้านที่ต่อกับแบตเตอรี่ซึ่งมีพิกัดแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำแต่กระแสไฟฟ้าที่สูงมากจึงเลือกใช้สวิตช์สารกึ่งตัวนำชนิด MOSFET (Metal-Oxide Semiconductor Field Effect Transistor) ซึ่งส่งผลให้ระบบมีกำลังสูญเสียในส่วนของ Switching loss ที่ต่ำลง



รูปที่ 3-22 บล็อกไดอะแกรมระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสม

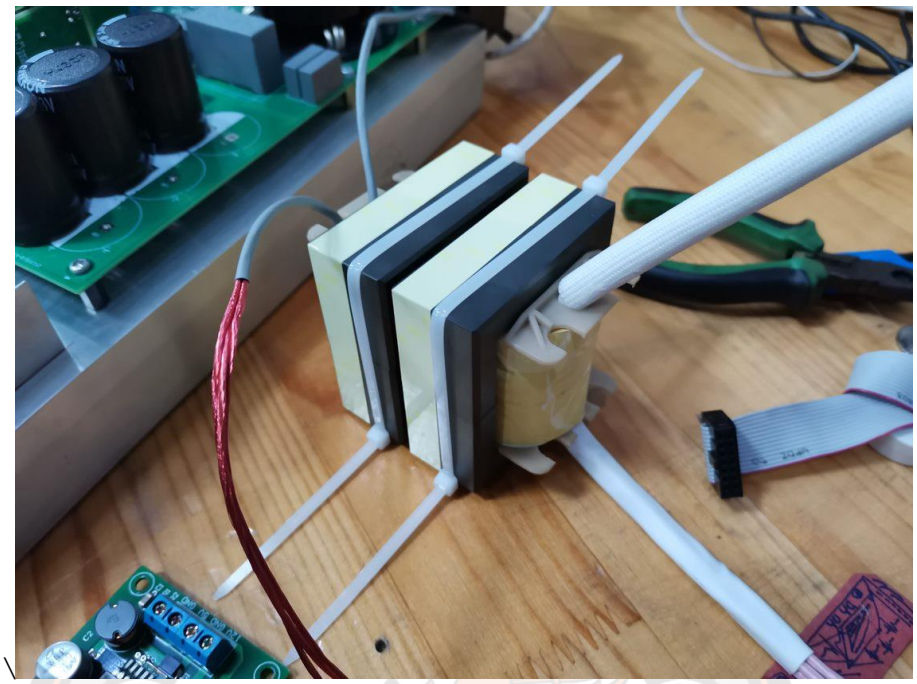
ตารางที่ 3 รายการอุปกรณ์สำหรับชุดต้นแบบในห้องปฏิบัติการของระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสม

รายการอุปกรณ์	**ขนาด**
Boost Input Capacitor C_{PV1} and C_{PV2}	75 μF
Boost Inductor L_{B1} and L_{B2}	2 mH
Boost Diode D_{B1} and D_{B2}	600V 60A
IGBT T_{B1}, T_{B2} and $T_1 - T_4$	650V 80A
DC bus Capacitor C_D	585 μF
Inverter side inductor L_1	850 μH
Grid side inductor L_2	400 μH
Grid capacitor C_f	2 μF
DAB Input Capacitor C_1	9900 μF
MOSFET S_1 - S_4	100V 120A
IGBT S'_1 - S'_4	650V 80A

การออกแบบและสร้างตัวเหนี่ยวนำและหม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูงหรับ DC-DC Boost Converter, LCL Filter และ Dual Active Bridge DC-DC Converter นั้นถูกออกแบบด้วยวิธีการหา Geometrical Constant (Kg) [16] โดยที่จะคำนวณค่าคงที่ Kg ทางไฟฟ้าก่อนจากนั้นจึงนำค่าคงที่ Kg ที่ได้ไปเลือกขนาดของแกนแม่เหล็กให้เหมาะสมกับค่าคงที่ Kg ทางไฟฟ้า

ตารางที่ 4 ค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูง

พารามิเตอร์	**ขนาด**
Battery voltage	38V – 60V
DC bus voltage	400 V
Dual Active Bridge Switching Frequency	20 kHz
Power loss at Rated Power 3 kW	16.5 W
Total rms current	158 A
Maximum Flux density	0.25 T
Primary Turn	4
Secondary Turn	32



รูปที่ 3-23 หม้อแปลงไฟฟ้าความถี่สูงสำหรับวงจร DAB DC-DC Converter

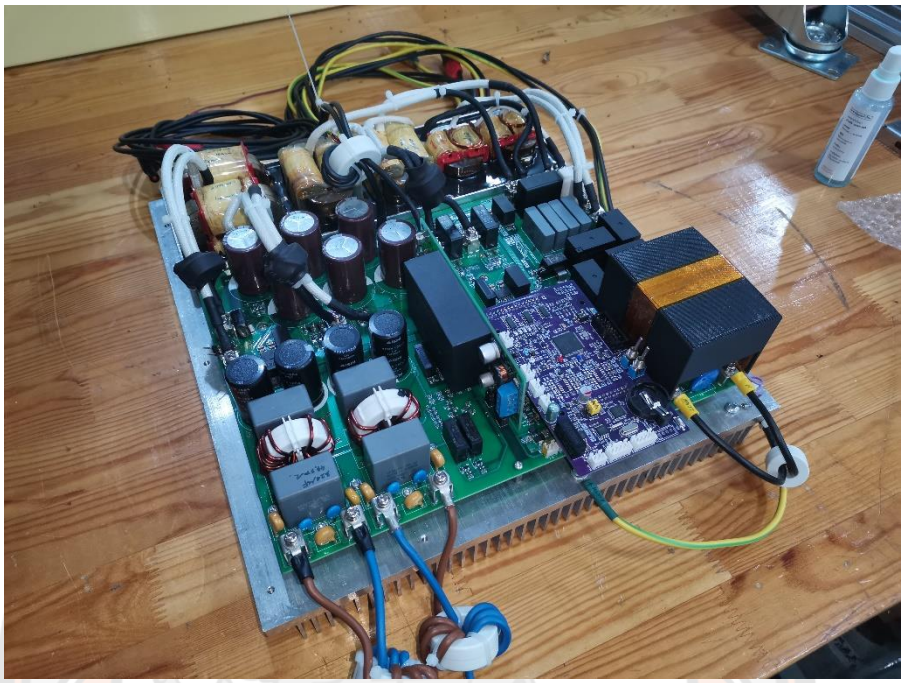
จากการออกแบบผู้วิจัยได้เลือกใช้แกนหม้อแปลงแบบ EE65 จำนวนสองคู่มีค่า Kg ของแกนหม้อแปลงเท่ากับ 0.1724 และทำการวัดค่าเหนี่ยวนำของหม้อแปลงความถี่สูงได้ผลดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลการทดสอบค่าความเหนี่ยวนำของหม้อแปลงความถี่สูง

พารามิเตอร์	Primary side	Secondary side
Magnetizing inductance (Open circuit)	302.4 μH	19.17 mH
Total leakage inductance (Short circuit)	0.72 μH	60.37 μH

จากผลการคำนวณการทำงานของวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter ต้องใช้ตัวเหนี่ยวนำรั่วไหลทางด้านทุติยภูมิ 296.3 μH ดังนั้นจึงต้องต่อตัวเหนี่ยวนำเพิ่มทางด้านทุติยภูมิ อีก 235 μH เพื่อให้ผลรวมค่าความเหนี่ยวนำรั่วไหลเท่ากับ 296.3 μH ผู้วิจัยจึงได้ออกแบบตัวเหนี่ยวนำด้วยวิธีการที่กล่าวถึงข้างต้นโดยเลือกใช้แกนตัวเหนี่ยวนำแบบ ETD49

เมื่อสร้างวงจรต้นแบบ Full Bridge DC-AC Inverter DC-DC Boost Converter และวงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter เสร็จสิ้นจึงได้ผลดังรูปที่ 3-24 และรูปที่ 3-25



รูปที่ 3-24 วงจรต้นแบบ Full Bridge DC-AC Inverter และ DC-DC Boost Converter

รูปที่ 3-25 วงจร Dual Active Bridge DC-DC Converter

บทที่ 4
ทดสอบและผลการทดลอง

ในงานวิจัยนี้การทดสอบไฮบริดอินเวอร์เตอร์ที่ประกอบเสร็จแล้วดังรูปที่ 4-3 จะถูกต่อร่วมกับอิมพิแดนซ์ของโครงข่ายจำลองดังรูปที่ 4-2 และ มีเครื่องมือที่ใช้ในการทดสอบหลักดังนี้

1) Regenerative grid Simulator (Chroma 61860 60 kVA)

2) PV Simulator (Chroma 6150H-1000S 1000V 15A)

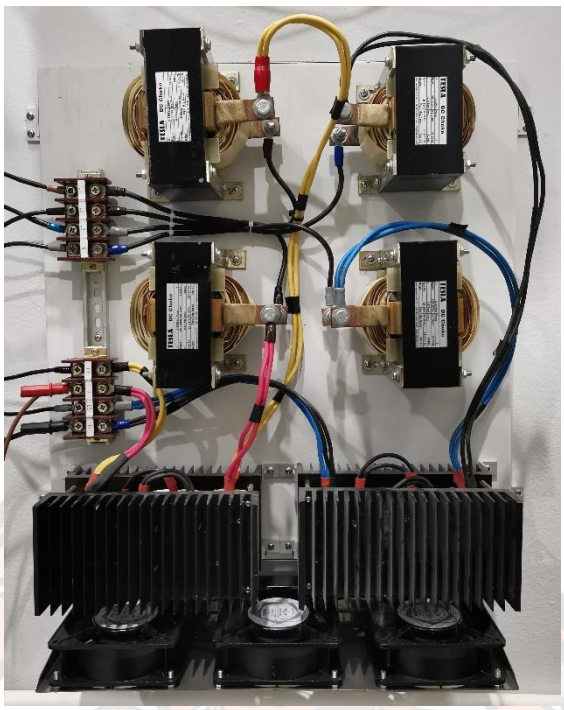
3) Regenerative Battery Pack Test System (Chroma 17020)

4) Digital power meter (Yokogawa WT333E)

5) Digital Storage Oscilloscope (Keysight InfiniiVision DSOX3014A)

รูปที่ 4-1 ระบบทดสอบไฮบริดอินเวอร์เตอร์

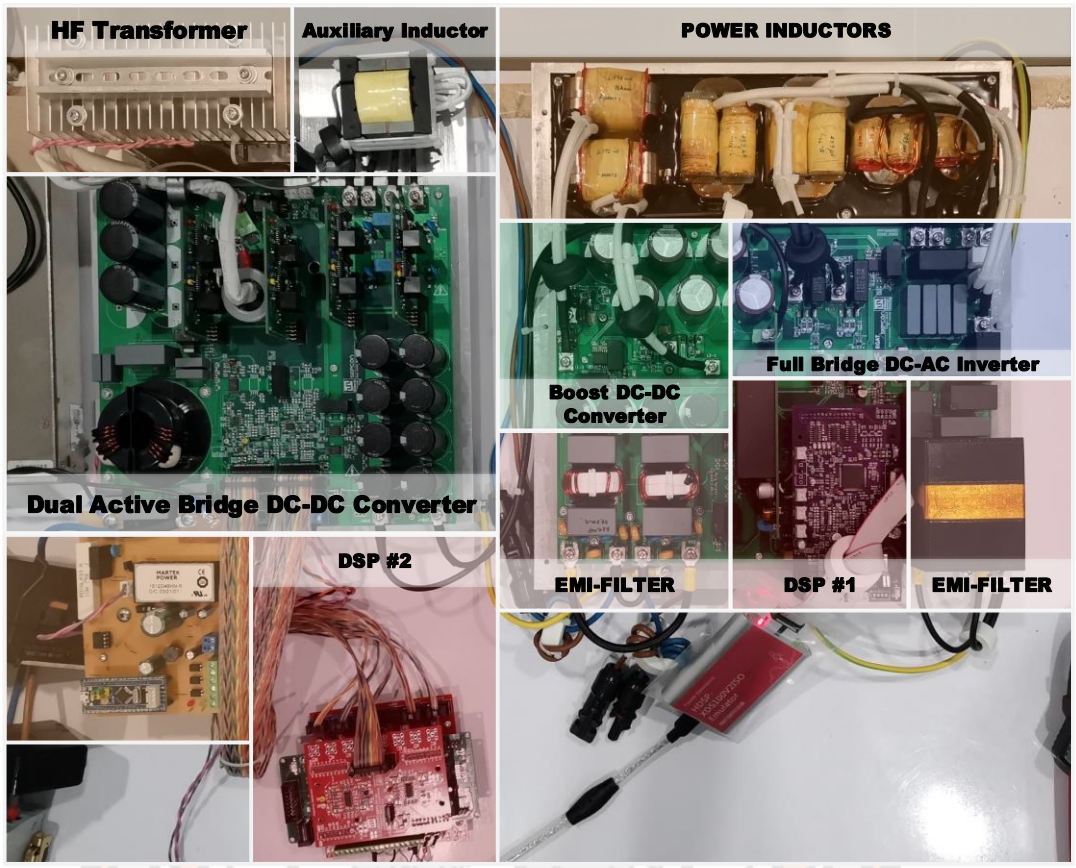
ซึ่งอิมพิแดนซ์ของโครงข่ายจำลองมีค่าพารามิเตอร์ดังนี้ คือ ค่าความต้านทานรวม(R_G) เท่ากับ 0.64Ω, ค่าความเหนี่ยวนำรวม(L_G) เท่ากับ 1.749mH ซึ่งทำให้ค่าอิมพิแดนซ์ของโครงข่ายจำลองนี้มีค่าเท่ากับ 0.64 + j0.55Ω ที่ความถี่ 50Hz ซึ่งค่าอิมพิแดนซ์จำลองนี้มีค่าเทียบเท่ากับสายส่งขนาด 95 sq.mm. ยาวประมาณ 2 กิโลเมตร



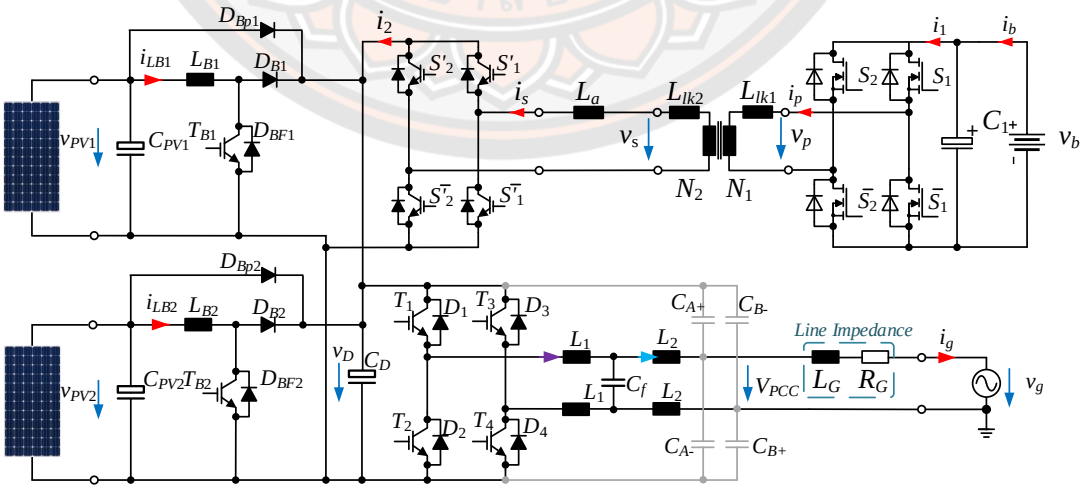
รูปที่ 4-2 อิมพิแดนซ์ของโครงข่ายจำลอง

4.1 กรณีศึกษา

การทดสอบวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (V_{PCC})จะทดสอบโดยการต่อไฮบริดอินเวอร์เตอร์ต้นแบบดังรูปที่ 4-3 ตามโครงสร้างดังรูปที่ 4-4 ซึ่งด้านอินพุตของไฮบริดอินเวอร์เตอร์จะถูกต่อด้วย Solar Array Simulator เพื่อจำลองคุณลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์ให้กราฟคุณลักษณะ V-I Curve มีความแน่นอนไม่เปลี่ยนแปลงระหว่างการทดสอบ และด้านเอาท์พุตของอินเวอร์เตอร์จะถูกต่ออนุกรมกับชุดจำลองอิมพิแดนซ์ของโครงข่ายเพื่อให้มีค่าอิมพิแดนซ์สูง(Weak grid) ร่วมกับแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับจาก Grid-Simulator ในการทดลองได้ตั้งค่า Grid Simulator ให้จำลองแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับรูปคลื่นไซน์ขนาดแรงดันไฟฟ้า 230V เพื่อให้เสมือนเป็นระดับแรงดันของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาค ในส่วนของ Solar Array Simulator จำลองให้เป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันไฟฟ้าคงที่ 330 V และ Dual Active Bridge DC-DC Converter ด้านเอาท์พุตจะต่อร่วมกันที่ DC Bus ส่วนด้านอินพุตต่อกับเครื่องจำลอง Battery Simulator แล้วปรับระดับแรงดันแบตเตอรี่ไว้ที่ 52 V ข้อมูลทางไฟฟ้าทั้งหมดจะถูกบันทึกด้วย Digital Power Meter (Yokogawa WT333E) ทุกๆ 2 วินาที และใช้ Oscilloscope เพื่อดูและบันทึกรูปคลื่นของไฮบริดอินเวอร์เตอร์



รูปที่ 4-3 ต้นแบบระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบผสม



รูปที่ 4-4 โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมที่ต่อทดสอบร่วมกับอิมพีแดนซ์โครงข่ายจำลอง

โดยในการทดสอบแบบไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม ทดสอบด้วยการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบที่มีค่าอิมพิแดนซ์ที่ค่อนข้างสูง (Weak grid) โดยที่เพิ่มกำลังไฟฟ้าจากโฟโตโวลตาอิกด้วยอัตราเพิ่มขึ้นที่คงที่ด้วยวิธีการควบคุมกระแสของวงจร Boost Converter จนเกิดแรงดันที่จุดต่อร่วมเกิน 1.09 pu หรือ 239.8 Vrms และคงรักษาระดับกำลังไฟฟ้าคงที่เป็นเวลา 45 วินาที และลดกำลังไฟฟ้าลงเพื่อดูการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่จุดต่อร่วมเปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าจริง

การทดสอบแบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมทดสอบด้วยการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบที่มีค่าอิมพิแดนซ์ที่สูง (Weak grid) โดยที่เพิ่มกำลังไฟฟ้าจากโฟโตโวลตาอิกด้วยวิธีการควบคุมกระแสของวงจร Boost Converter จนเกิดแรงดันที่จุดต่อร่วมเกิน 1.09 pu ซึ่งต่ำกว่าข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาคที่ 1.1 pu จากนั้นทำการปรับค่าตัวประกอบกำลังเพื่อให้ตัวไฮบริดอินเวอร์เตอร์ทำการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเพื่อสังเกตุการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่จุดต่อร่วมและเมื่อตัวประกอบกำลังถึงขีดจำกัดที่ 0.95 ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาคแล้วจึงทำการดึงกำลังไฟฟ้าจากโฟโตโวลตาอิกไปชาร์จแบตเตอรี่ด้วยการควบคุมที่ตัว DAB DC-DC Converter และสังเกตุการเปลี่ยนแปลงของแรงดันจนกระทั่งกำลังไฟฟ้าที่ชาร์จเข้าแบตเตอรี่ถึง 1kW และหากแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมยังไม่ต่ำกว่าค่าที่กำหนดที่ 1.09 pu ก็จะทำการลดกำลังผลิตจากโฟโตโวลตาอิกลงเพื่อควบคุมแรงดันที่จุดต่อร่วมอยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ดังแสดงในหัวข้อการทดลองถัดไป

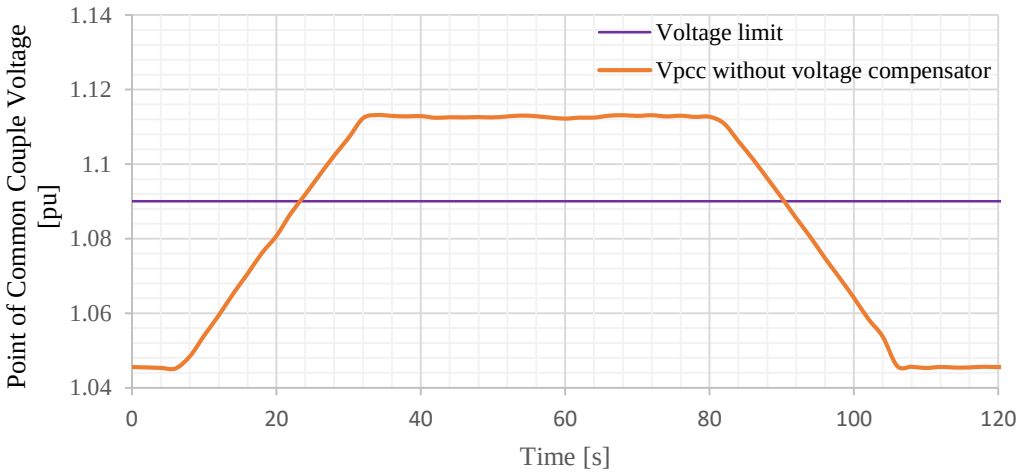
4.2 ทดสอบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเกินด้วยระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมที่พัฒนาขึ้น ด้วยชุดทดสอบที่พัฒนาในห้องปฏิบัติการ

ในหัวข้อนี้เป็นการทดสอบการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบโครงข่ายที่ต่อร่วมกับอิมพิแดนซ์โครงข่ายจำลองขนาด 0.64 + j0.55 Ω ที่ความถี่ 50Hz ด้วยต้นแบบไฮบริดอินเวอร์เตอร์ที่ได้พัฒนาขึ้น

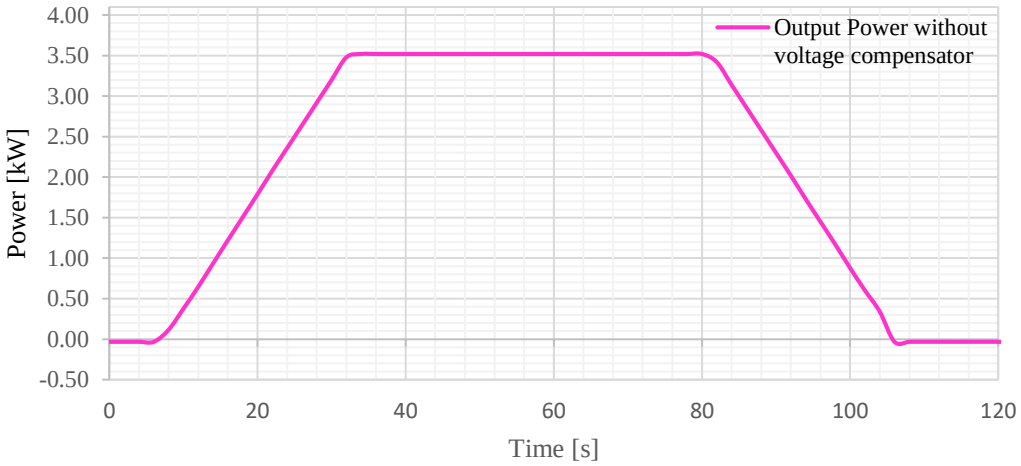
4.2.1 ไม่มีการควบคุมแรงดัน

การทดลองแบบไม่มีการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยทำการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์กับระบบโครงข่ายผ่านชุดร่วมกับอิมพิแดนซ์ของโครงข่ายจำลองจากนั้นจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบทำการวัดแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม กำลังไฟฟ้าจริง ด้วย Digital Power meter

Yokogawa WT333E และวัดรูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดเชื่อมด้วย Oscilloscope ให้ผลดังแสดงต่อไปนี้



รูปที่ 4-5 แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



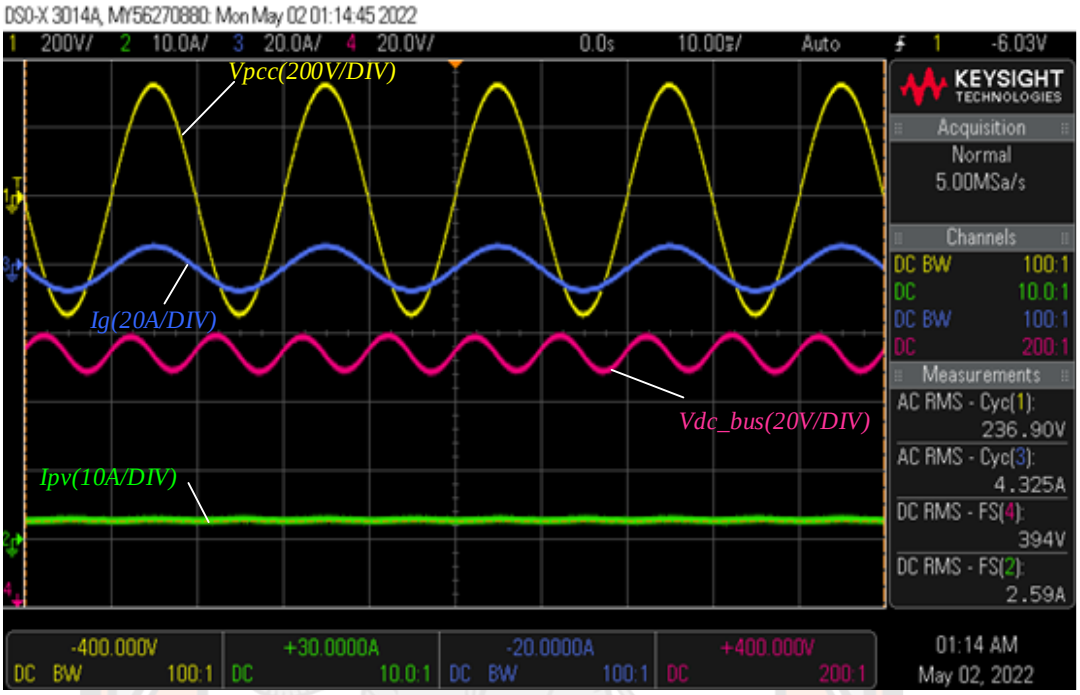
รูปที่ 4-6 กำลังไฟฟ้าจริง(ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)

จากผลการทดลองแบบไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมจาก

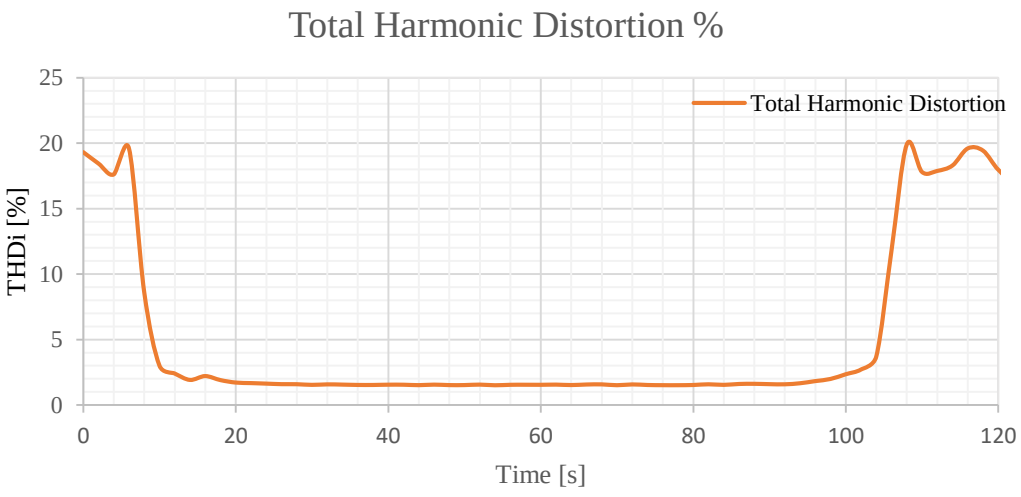
รูปที่ 4-5 และ

รูปที่ 4-6จะเห็นว่าเมือกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายเท่ากับ 2.92 kW แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมเพิ่มขึ้นถึง 1.102 pu หรือ 242.51 Vrms ซึ่งสูงเกินระดับแรงดันที่มาตราฐานการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายได้กำหนดไว้แล้ว และเมื่ออินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบที่ 3.5kW แรงดันที่จุดต่อ

ร่วมสูงถึง 1.113 pu หรือ 245 Vrms และสามารถดูรูปคลื่นแรงดัน กระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม แรงดันไฟฟ้าที่ DC bus และกระแสไฟฟ้าอินพุตได้จากรูปที่ 4-7



รูปที่ 4-7 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม(ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)

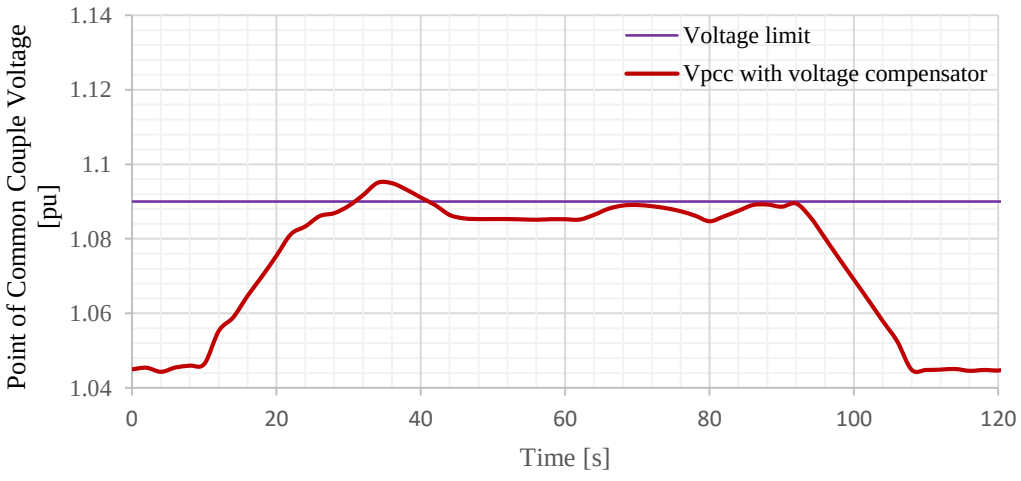


รูปที่ 4-8 กราฟผลรวมความผิดเพี้ยนของกระแสของระบบผลิตไฟฟ้า(ไม่มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)

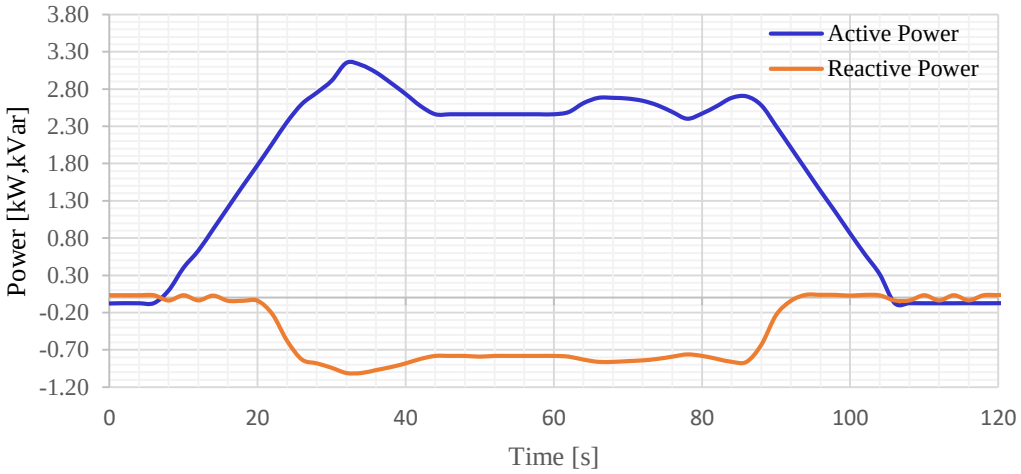
จากกราฟผลรวมความผิดเพี้ยนของกระแสของระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสม รูปที่ 4-8 ขณะทำงานที่ 3.5kW มีค่าผลรวมความผิดเพี้ยนของกระแสเท่ากับ 1.64 เปอร์เซ็นต์

4.2.2 มีการควบคุมแรงดัน

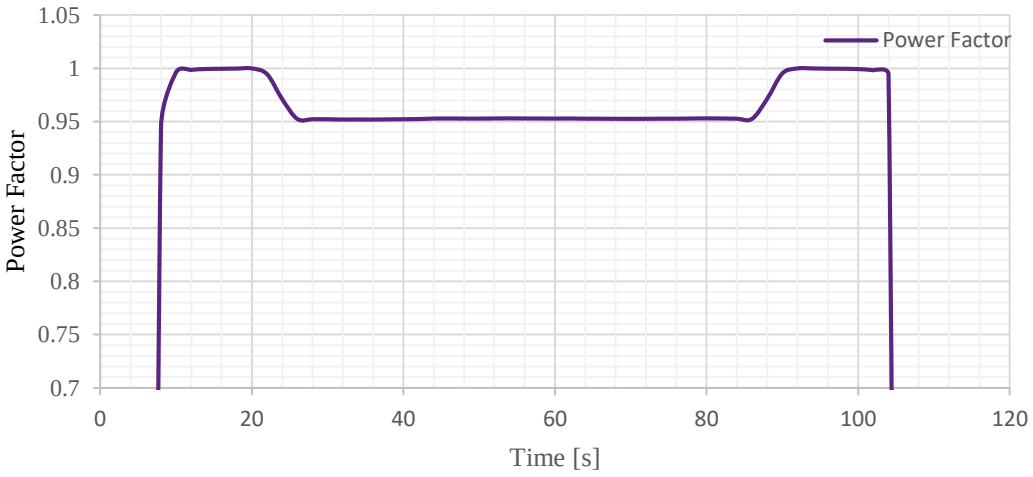
การทดลองแบบมีการควบคุมแรงดันที่จุดต่อร่วม เมื่ออินเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับโครงข่ายแล้วจะทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบโดยการปรับกระแสอ้างอิงของ DC-DC Boost converter เพื่อควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่ระบบจนกระทั่งแรงดันที่จุดต่อร่วมสูงขึ้นถึง 1.09 pu ซึ่งเป็นระดับแรงดันที่ต้องการให้ระบบควบคุมแรงดันทำงาน ตัวควบคุมก็จะสั่งการให้มีการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพจนกระทั่งแรงดันไฟฟ้าลดลงมาต่ำกว่า 1.09 pu. แต่หากระบบควบคุมแรงดันปรับตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์ต่ำเกินกว่าข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายและยังไม่สามารถลดแรงดันที่จุดต่อร่วมลงมาได้ตัวควบคุมจะสั่งการให้นำพลังงานที่ได้จากโฟโตโวลตาอิกแบ่งไปชาร์จแบตเตอรี่โดยควบคุมที่วงจร Dual Active Bridge DC-DC converter และหากวงจร DAB DC-DC converter ดึงพลังงานไปชาร์จแบตเตอรี่จนเต็มพิกัดของตัววงจรที่ 1 kW แล้วแรงดันที่จุดต่อร่วมยังไม่ลดลงมาต่ำกว่าที่กำหนดไว้ระบบควมคุมจึงจะสั่งให้ลดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโฟโตโวลตาอิกลงเป็นอย่างสุดท้ายตามโฟลชาร์ตการทำงานดังรูปที่ 3-6



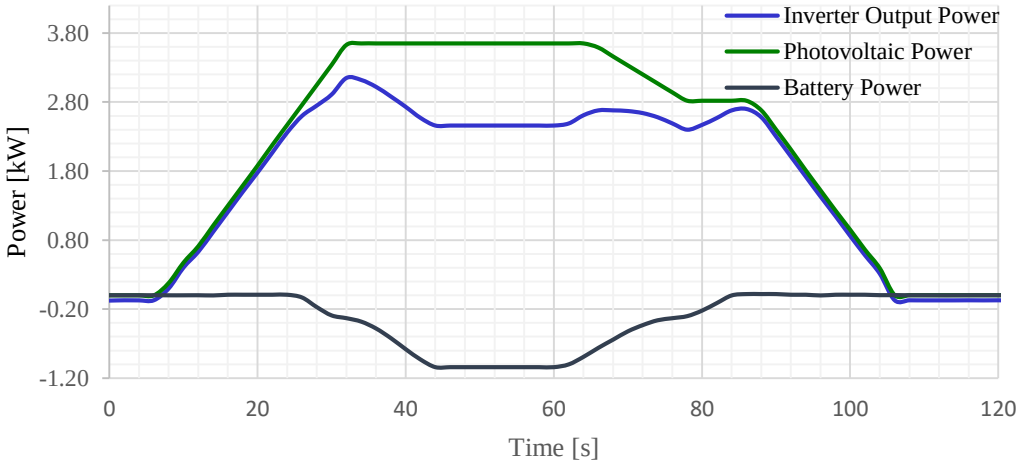
รูปที่ 4-9 แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (มีการควบคุมแรงดัน)



รูปที่ 4-10 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพ (มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



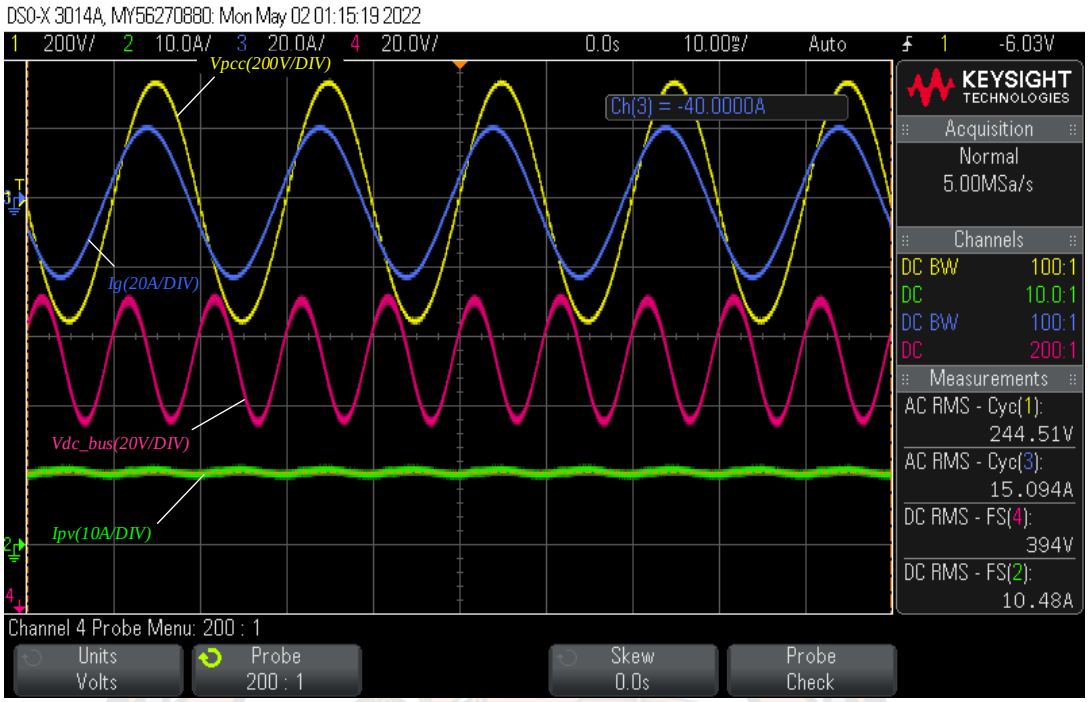
รูปที่ 4-11 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)



รูปที่ 4-12 กำลังไฟฟ้ารวม

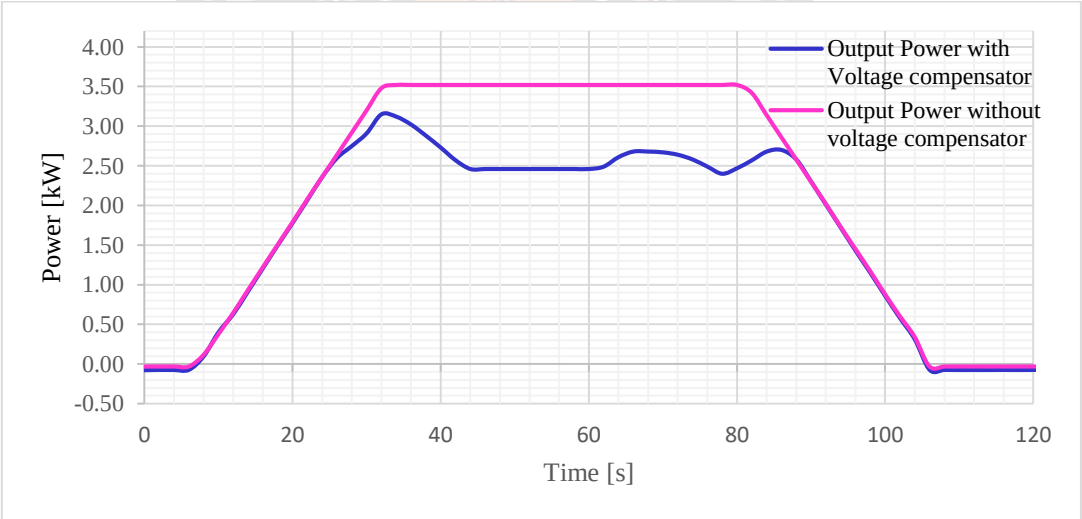
จากผลการทดลองดังรูปที่ 4-9 จะเห็นได้ชัดว่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมถูกควบคุมให้มีค่าไม่เกิน 1.09 pu เริ่มตั้งแต่ช่วงวินาทีที่ 20 โดยระบบเริ่มมีการดูดกลืมกำลังไฟฟ้าจินตภาพแต่ในช่วงวินาทีที่ 32 จะเห็นได้ว่าแรงดันไฟฟ้าได้พุ่งสูงเกินระดับที่กำหนดและเมื่อดูประกอบกับผลการวัดค่าตัวประกอบกำลังดังรูปที่ 4-11 แสดงให้เห็นว่าการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอที่จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม จากนั้นเมื่อสังเกตระดับแรงดันไฟฟ้าในวินาทีที่ 40 นั้นแรงดันไฟฟ้าเริ่มค่อยๆลดลงเนื่องจากระบบเริ่มมีการแบ่งกำลังไฟฟ้าไปชาร์จแบตเตอรี่สังเกตุได้จากรูปที่ 4-14 กราฟกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่จนกระทั่งเวลาที่ 44 วินาที่วงจร DAB DC-DC converter ได้ดึงกำลังไฟฟ้าจาก DC Bus เข้าไปชาร์จแบตเตอรี่จนเต็มพิกัดของวงจรที่ 1 kW แล้วก็สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำกว่าระดับที่กำหนดได้

ในวินาทีที่ 62 จะสังเกตเห็นแรงดันไฟฟ้าเริ่มค่อยๆมีการเพิ่มสูงขึ้นเนื่องจากผู้วิจัยได้กำหนดให้จำลองว่าแบตเตอรี่มีประจุใกล้เต็ม ตัววงจร DAB DC-DC converter จึงลดกำลังไฟฟ้าที่ชาร์จเข้าแบตเตอรี่ลงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าไหลไปยังระบบจำหน่ายเพิ่มและแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมจึงสูงขึ้นตามจนกระทั่งในวินาทีที่ 70 ระบบควบคุมแรงดันจึงสั่งให้วงจร DC-DC Boost converter ลดกำลังผลิตจากโฟโตโวลตาอิกลงเพื่อไม่ให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมสูงเกินระดับที่กำหนดสามารถดูกำลังไฟฟ้ารวมของวงจรแปลงผันพลังงานทั้ง 3 วงจรได้ในรูปที่ 4-12



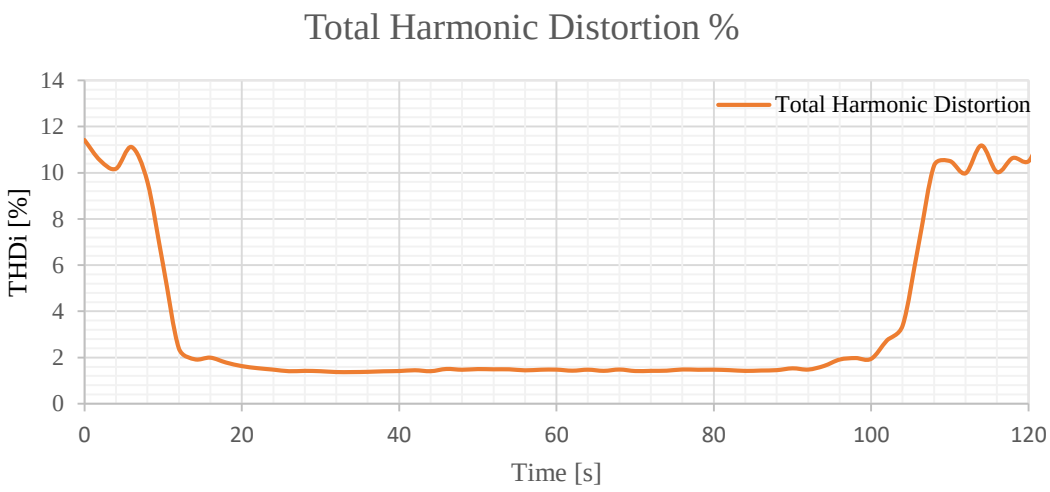
รูปที่ 4-13 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม(มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า)

จากรูปที่ 4-13 จะเห็นว่ากระแสของระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมนำหน้าแรงดันไฟฟ้าแสดงให้เห็นถึงการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพของระบบเพื่อควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม



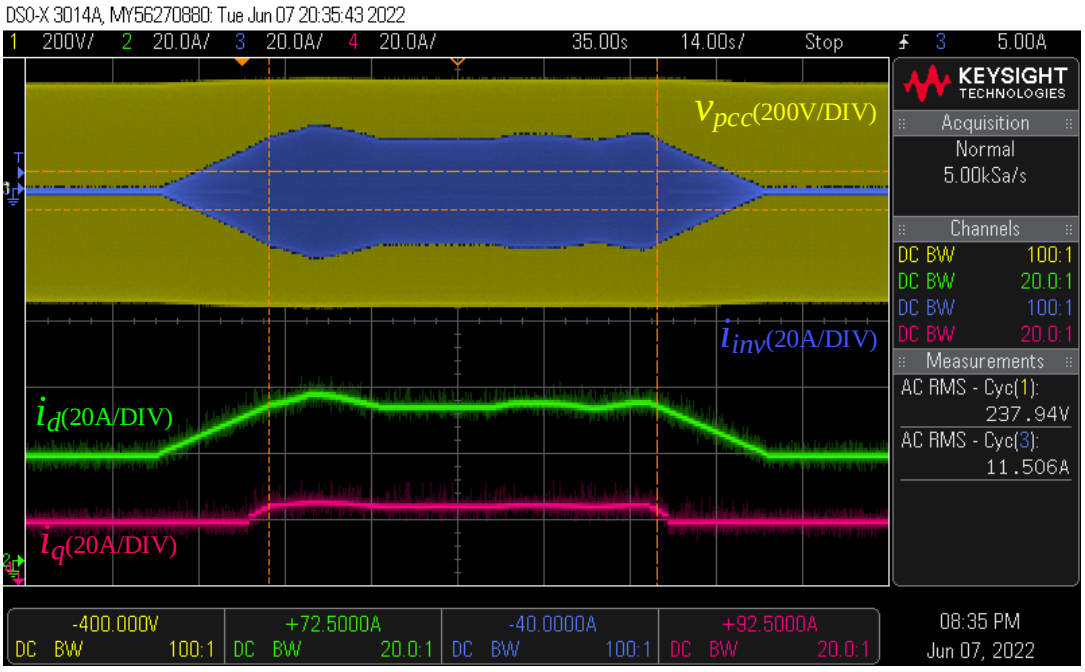
รูปที่ 4-14 กราฟเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าจริง

เมื่อนำกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมมาเปรียบเทียบระหว่ามีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าและไม่มีการควบคุมแรงดันจะเห็นว่าระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมมีการผลิตกำลลังไฟฟ้าเอาท์พุตรวมที่ลดลง จากกราฟผลรวมความผิดเพี้ยนของกระแสของระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมเมื่อมีการควบคุมแรงดันไฟฟ้ารูปที่ 4-15 มีค่าผลรวมความผิดเพี้ยนของกระแสเท่ากับ 1.69 เปอร์เซ็นต์



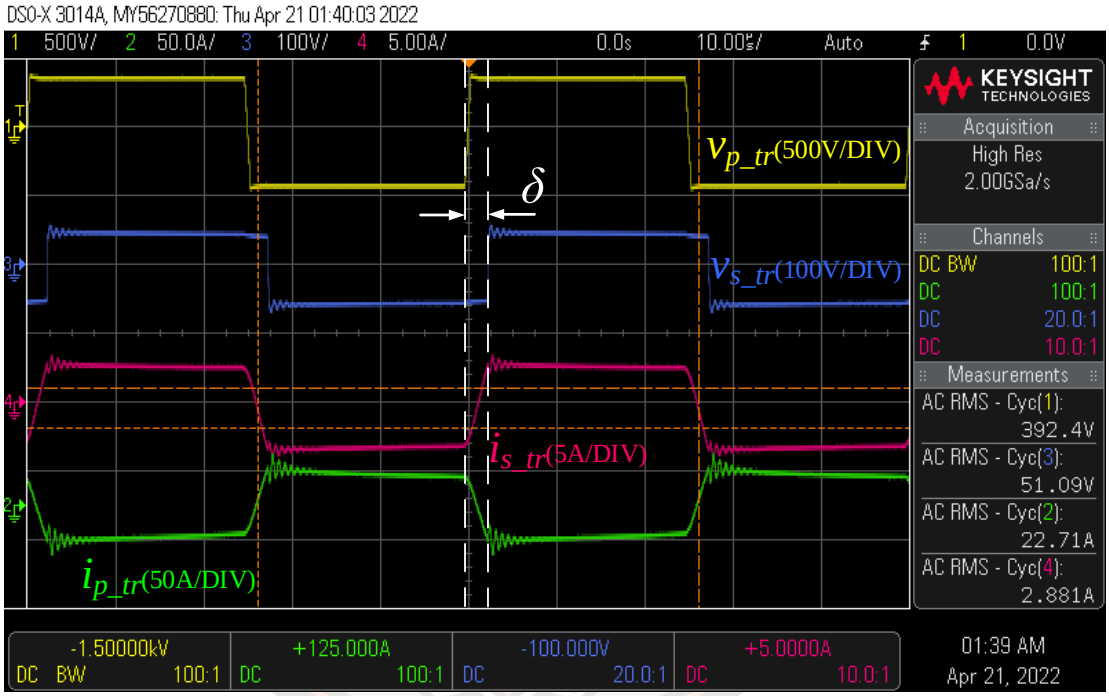
รูปที่ 4-15 ค่าผลรวมความผิดเพี้ยนของกระแสของระบบผลิตไฟฟ้า(มีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า

จากการเลือกใช้ระบบควบคุมกระแสบนแกนหมุนไม่สมดุล (Unbalanced synchronous reference frame) นั้นซึ่งสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงผ่านกระแสอ้างอิงในแกน d (i_{dref}) และสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจินตภาพได้โดยผ่านกระแสอ้างอิงในแกน q (i_{qref}) เมื่อนำกระแสในแกน d (i_{sd}) และกระแสในแกน q (i_{sq}) ออกมาวัดผ่านการแปลงสัญญาณด้วยวงจรแปลงสัญญาณดิจิตอลเป็นอนาลอคซึ่งสัญญาณกระแสที่นำออกว่าวัดนั้นเป็นค่าทางดิจิตอลที่ถูกประมวลผลด้วย DSP เปรียบเทียบกับแรงดันและกระแสไฟฟ้าของระบบจำหน่ายดังรูปที่ 4-16 ซึ่งเมื่ออินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงก็จะเห็นว่ามีการเพิ่มขึ้นของกระแสในแกน d (i_{sd}) และเมื่อระบบควบคุมแรงดันสั่งงานให้มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจินตภาพ กระแสในแกน q (i_{sq}) ก็จะเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย



รูปที่ 4-16 รูปคลื่นกระแสไฟฟ้าในแกนหมุนไม่สมดุล

ในขณะที่การดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอในการลดแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม ระบบควบคุมได้สั่งให้วงจร Dual Active Bridge DC-DC converter ชาร์จแบตตอรี่ ดังนั้นตัวประมวลผลของวงจร Dual Active Bridge DC-DC converter จึงสั่งให้สร้างแรงดันไฟฟ้าระหว่างขั้วของหม้อแปลงความถี่สูง V_S ด้านที่ต่อกับ DC bus มีเฟสนำหน้าฝั่งแรงดันต่ำ V_P ที่ต่ออยู่กับแบตเตอรี่เพื่อให้กำลังไฟฟ้าไหลจาก DC bus เข้าสู่แบตเตอรี่ดังรูปที่ 4-17 ซึ่งแสดงรูปคลื่นแรงดัน V_S และกระแสไฟฟ้า I_S ด้านที่ต่อกับ DC bus ,แรงดัน V_P และกระแสไฟฟ้า I_P ด้านแรงดันต่ำที่ต่ออยู่กับแบตเตอรี่ ขณะที่ชาร์จประจุแบตเตอรี่ที่กำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 kW



รูปที่ 4-17 รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าขณะชาร์จประจุแบตเตอรี่ที่ 1kW ของวงจร DAB DC-DC converter

บทที่ 5
สรุปผลและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

ในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยได้ออกแบบและสร้างอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย 1 เฟส วงจร Dual Active Bridge DC-DC converter พร้อมทั้งออกแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมด้วยการปรับค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์และการจัดการกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ซึ่งส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจินตภาพของระบบเปลี่ยนแปลงและแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมลดลงรวมทั้งยังสามารถจัดการไม่ให้สูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโฟโตโวลตาอิกไปทั้งหมด

จากผลการทดสอบการควบคุมแรงดันเกินในห้องปฏิบัติการ โดยนำการปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ร่วมกับการจัดการกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ คือเมื่อปรับตัวประกอบกำลังให้ตัวอินเวอร์เตอร์ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเสมือนการต่อตัวเหนี่ยวนำไว้ที่จุดต่อร่วมส่งผลให้แรงดันลดลง แต่การปรับตัวประกอบกำลังมีข้อจำกัดตามข้อกำหนดของการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายจึงส่งผลให้ไม่สามารถชดเชยแรงดันที่สูงขึ้นได้มากนักและเพื่อไม่ให้สูญเสียกำลังผลิตจากโฟโตโวลตาอิกไปทั้งหมดจากการลดกำลังผลิตเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า จึงได้นำเอาพลังงานที่ผลิตได้ส่วนที่เหลือชาร์จไปยังแบตเตอรี่แต่เมื่อแบตเตอรี่มีประจุเต็มระบบจึงจำเป็นที่จะต้องลดกำลังผลิตลงเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบที่มีความอ่อนแอ (Weak grid) และป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับเครื่องใช้ไฟฟ้ารอบข้างจากปัญหาแรงดันเกิน

5.2 ปัญหาและแนวทางแก้ไข

ปัจจุบันการทำงานของระบบควบคุมแรงดันเกินยังไม่สามารถทำงานในโหมดอัตโนมัติได้ 100 เปอร์เซ็นต์เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมที่ได้สร้างขึ้นได้มีการออกแบบให้ใช้ตัวประมวลผลทางดิจิตอลแบบแยกกัน ต้องอาศัยการสื่อสารกันระหว่างตัวประมวลผลรวมถึงต้องพัฒนาระบบควบคุมของวงจร Dual Active Bridge DC-DC converter ให้ควบคุมแบบระบบปิด (Close loop control) ได้ ระบบควบคุมแรงดันเกินจึงจะสามารถทำงานแบบอัตโนมัติได้

ในส่วนของระบบควบคุมระบบปิดของวงจร Dual Active Bridge DC-DC converter นั้น ผู้วิจัยได้เห็นปัญหาในการปรับกำลังไฟฟ้าแบบต่อเนื่องนั้นจะส่งผลให้เกิดกระแส DC offset ในหม้อ

แปลงไฟฟ้าความถี่สูงขึ้น ซึ่งจะทำให้เกิดการอิ่มตัวของแกนแม่เหล็กได้ จึงควรหาวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าร่วมกับการแก้ปัญหากระแส DC offset ในหม้อแปลงความถี่สูงควบคู่กันไปด้วย

5.3 ข้อเสนอแนะในการพัฒนา

จากปัญหาที่กล่าวมาในเบื่องต้นระบบผลิตไฟฟ้า 1 เฟสแบบผสมที่เป็นระบบต้นแบบดังกล่าวมีปัญหาในการสื่อสารกันระหว่างตัวประมวณผล และการควบคุมการทำงานแบบระบบปิดการเลือกโปรโตคอลการสื่อสารควรมีความไวในการตอบสนองและมีความปลอดภัยเพื่อให้ระบบสามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั่งนี้ระบบนี้ยังสามารถนำไปต่อยอดในการพัฒนาระบบชดเชยแรงดันตกในช่วงที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้ามากโดยการนำพลังงานจากแบตเตอรี่จ่ายเข้าสู่ระบบได้อีกด้วย

บรรณานุกรม

[1] N. E. J. S. G. Jenkins, "Distributed generation," (in English), 2010. [Online]. Available: http://site.ebrary.com/id/10497697.

[2] S. Hashemi and J. Østergaard, "Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 2, pp. 205-214. [Online]. Available: https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2016.0277

[3] M. N. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Y. Dong, and K. P. Wong, "Coordinated Control of Grid-Connected Photovoltaic Reactive Power and Battery Energy Storage Systems to Improve the Voltage Profile of a Residential Distribution Feeder," *IEEE Transactions on Industrial Informatics,* vol. 10, no. 2, pp. 967-977, 2014, doi: 10.1109/TII.2014.2299336.

[4] A. TADTHIP and P. Pachanapan, "The implementation of power inverter with automatic voltage control for preventing over voltage problem in distribution networks with solar PV rooftops," *2019 GMSARN Int. Conf. on Smart Energy, Environment, and Development for Sustainable GMS,* vol. 15, no. 1, p. 9, 27-29 November 2562.

[5] P. Pachanapan, T. Kaewchum, and S. Somkun, "The Control Strategy of Single Phase Grid tied Hybrid Inverter for Over Voltage Mitigation in Radial Distribution Networks with PV and Battery," presented at the 2020 GMSARN Int. Conf. on Sustainable Energy, Environment, & Climate Change Transitions in GMS, PhraNakhon Si Ayutthaya, Thailand, 21-22 December, 2020.

[6] S. P. Supply. SH5K-30 Residential Hybrid Single Phase Inverter for Low Voltage Battery

[7] S. P. Supply. Residential Hybrid Single Phase Inverter SH3.0/3.6/4.0/5.0/6.0RS

[8] H. Technologies. Smart Energy Controller SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1 Technical Specification

[9] W. Rong-Jong and D. Rou-Yong, "High step-up converter with coupled-inductor," *IEEE Transactions on Power Electronics,* vol. 20, no. 5, pp. 1025-1035, 2005, doi: 10.1109/TPEL.2005.854023.

[10] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, *Power electronics: converters, applications, and design*. John wiley & sons, 2003.

[11] S. Somkun and V. Chunkag, "Fast DC bus voltage control of single-phase PWM rectifiers using a ripple voltage estimator," in *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 23-26 Oct. 2016 2016, pp. 2289-2294, doi: 10.1109/IECON.2016.7793502.

[12] S. Somkun and V. Chunkag, "Unified Unbalanced Synchronous Reference Frame Current Control for Single-Phase Grid-Connected Voltage-Source Converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics,* vol. 63, no. 9, pp. 5425-5436, 2016, doi: 10.1109/TIE.2016.2561260.

[13] M. Ryu, D. Jung, J. Baek, and H. Kim, "An optimized design of bi-directional dual active bridge converter for low voltage battery charger," in *2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*, 21-24 Sept. 2014 2014, pp. 177-183, doi: 10.1109/EPEPEMC.2014.6980709.

[14] S. Golestan, M. Monfared, F. D. Freijedo, and J. M. Guerrero, "Dynamics Assessment of Advanced Single-Phase PLL Structures," *IEEE Transactions on Industrial Electronics,* vol. 60, no. 6, pp. 2167-2177, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2193863.

[15] M. A. G. d. Brito, L. Galotto, L. P. Sampaio, G. d. A. e. Melo, and C. A. Canesin, "Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics,* vol. 60, no. 3, pp. 1156-1167, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2198036.

[16] R. W. Erickson and D. Maksimovic, *Fundamentals of Power Electronics*. Springer, 2001, pp. 1-883.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก ผลงานตีพิมพ์ในการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (EECON) ครั้งที่ 44

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 44
The 44th Electrical Engineering Conference (EECON44)
วันที่ 17-19 พฤศจิกายน 2564 ณ โรงแรม ดิ อิมเพรส น่าน อำเภอเมืองน่าน จังหวัดน่าน

รูปแบบการควบคุมแรงดันสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ เพื่อป้องกันปัญหาแรงดันตกและแรงดันเกินในระบบจำหน่ายแรงต่ำที่มีการเชื่อมต่อกับระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่

Voltage Control Strategy for Hybrid Inverter to Prevent Under- and Over-voltage Problems in Low Voltage Distribution Networks with PV and Battery

ธนกร แก้วชุ่ม[1], ปิยดนัย ภาชนะพรรณ์[2] และ ศักดา สมคุล[3]

[1]ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร tanakornk63@nu.ac.th,
[2]ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร piyadanip@nu.ac.th,
[3]วิทยาลัยพลังงานทดแทนและสมาร์ตกริดเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยนเรศวร sakdaso@nu.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ชนิด 1 เฟส สำหรับใช้ปรับปรุงระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำที่เชื่อมต่อกับระบบโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่ เพื่อให้สามารถหลีกเลี่ยงปัญหาแรงดันตกและแรงดันเกินในช่วงเวลาต่างๆ ได้ โดยมีการควบคุมแรงดันเกินที่เกิดจากการผลิตกำลังไฟฟ้ามากเกินไป จำนวน 2 ขั้นตอน ได้แก่ 1)ใช้การดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพ และ 2) ใช้การลดจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงด้วยการชาร์จแบตเตอรี่ ในทางตรงกันข้ามจะมีการใช้แบตเตอรี่ช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงเพื่อป้องกันปัญหาแรงดันตก ผลการศึกษาด้วยแบบจำลองบนโปรแกรม DIgSILENT *PowerFactory* พบว่า รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ที่ได้พัฒนาขึ้น สามารถใช้ควบคุมระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเมื่อมีการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยสามารถรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในย่านที่ยอมรับได้ตลอดเวลา

คำสำคัญ: ไฮบริดอินเวอร์เตอร์, โฟโตโวลตาอิก, แบตเตอรี่, การควบคุมแรงดันเกิน, การควบคุมแรงดันตก

Abstract

The voltage control strategy for single phase hybrid inverter is introduced in this paper, aiming to improve the voltage level in low voltage distribution networks with photovoltaic (PV) and battery connections. In addition, this control method can prevent both under- and over-voltage problem. To prevent over-voltage during the high PV generation, it can be done in two states: 1) absorbing reactive power and 2) active power curtailment by charging the battery. On the other hand, the battery will support the active power injection to avoid the under-voltage during the high demand. The voltage control performances are demonstrated based on computer simulations on DIgSILENT *PowerFactory* software. The results showed that the proposed voltage control strategy is able to deal with the changes of voltage level at the point of common coupling effectively, which it can avoid either under- or over-voltage problems due to the increasing of PV generation and load consumption for the whole day.

Keywords: Hybrid inverter, photovoltaic, battery, over-voltage control, under-voltage control

1. บทนำ

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล มักเป็นระบบไฟฟ้าที่ค่อนข้างอ่อนแอ (Weak system) อันเนื่องมาจากการที่ต้องลากสายไฟฟ้าเป็นระยะทางไกล ส่งผลให้สายส่งมีค่าอิมพีแดนซ์สูงทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบเปลี่ยนแปลงได้ง่าย ซึ่งการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายในพื้นที่ห่างไกลอาจสร้างปัญหาทางคุณภาพไฟฟ้าได้ โดยเฉพาะช่วงเวลาที่มีการผลิตไฟฟ้าเข้ามาในระบบได้มากกว่าปริมาณความต้องการไฟฟ้า ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับและส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าโดยเฉพาะที่ตำแหน่งปลายสายสูงขึ้นได้

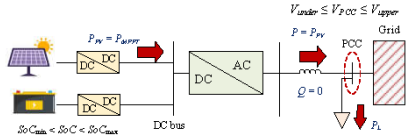
นอกจากนี้ความต้องการไฟฟ้าที่สูงขึ้นจากการติดตั้งเครื่องใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มากขึ้นในครัวเรือน เช่น เครื่องปรับอากาศ อาจส่งผลทำให้ขนาดแรงดันไฟฟ้าลดลงต่ำกว่าค่ามาตรฐานของการไฟฟ้าได้โดยเฉพาะในช่วงเวลาหัวค่ำ และเมื่อคำนึงถึงในอนาคตที่จะมีการใช้ยานยนต์ไฟฟ้ามากขึ้น ทำให้อาจมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อชาร์จยานยนต์ไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าวเพิ่มสูงขึ้นเป็นอย่างมาก ก็จะยิ่งทำให้ปัญหาแรงดันตกทวีความรุนแรงมากขึ้น

สำหรับงานวิจัยนี้ ได้พัฒนารูปแบบระบบควบคุมแรงดันสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ชนิด 1 เฟสที่ใช้เชื่อมต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่เข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก เพื่อหลีกเลี่ยงทั้งปัญหาแรงดันเกินและแรงดันตกที่อาจเกิดขึ้นได้ในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ ณ บริเวณจุดเชื่อมต่อกับบ้านเรือนที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสม โดยจะเป็นการบริหารจัดการพลังงานภายในตัวไฮบริดอินเวอร์เตอร์เพื่อรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในมาตรฐานของการไฟฟ้า ซึ่งการควบคุม

แรงดันเกินจะให้ไฮบริดอินเวอร์เตอร์มีการดูดกลืนค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพควบคู่กับการลดกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกมาจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยการชาร์จแบตเตอรี่ ในทางตรงกันข้าม ระบบควบคุมแรงดันจะมีการดึงกำลังไฟฟ้าจริงจากแบตเตอรี่ผ่านไฮบริดอินเวอร์เตอร์มาช่วยจ่ายโหลดในช่วงที่บ้านเรือนมีความต้องการไฟฟ้าสูง เพื่อป้องกันปัญหาแรงดันตก

2. ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟส

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักผ่านไฮบริดอินเวอร์เตอร์ชนิด 1 เฟส มีลักษณะดังรูปที่ 1 ภายในไฮบริดอินเวอร์เตอร์ประกอบด้วย DC/DC คอนเวอร์เตอร์ จำนวน 2 ตัว สำหรับเชื่อมต่อกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ตามลำดับ และมี DC/AC อินเวอร์เตอร์สำหรับแปลงกำลังไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับพร้อมกับขนานเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก โดยที่กำลังไฟฟ้าสามารถไหลผ่านไฮบริดอินเวอร์เตอร์ได้ทั้งสองทาง ซึ่งไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสที่จำหน่ายในท้องตลาดปัจจุบัน จะไม่มีระบบควบคุมแรงดันในขณะที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก ดังตัวอย่างผลิตภัณฑ์ใน [1]



รูปที่ 1 โครงสร้างไฮบริดอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสม

จากรูปที่ 1 DC/DC คอนเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะพยายามดึงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแสงอาทิตย์ให้มากที่สุด ในขณะที่ DC/DC คอนเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับแบตเตอรี่จะเป็นชนิดที่กำลังไฟฟ้าไหลได้สองทางเพื่อควบคุมการชาร์จและดิสชาร์จแบตเตอรี่ โดยในขณะที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักจะสามารถชาร์จแบตเตอรี่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือจากระบบไฟฟ้าหลัก และสามารถสั่งดิสชาร์จกำลังไฟฟ้าออกมาจากแบตเตอรี่เพื่อช่วยจ่ายโหลดในช่วงเวลาที่ต้องการได้ ซึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่าน DC/AC อินเวอร์เตอร์จะขึ้นอยู่กับการทำงานของ DC/DC คอนเวอร์เตอร์ทั้งสองตัว และมักจะถูกตั้งค่าให้ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1.0

3. รูปแบบการควบคุมแรงดันของไฮบริดอินเวอร์เตอร์

การควบคุมขนาดแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ทั้งการปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าจินตภาพ (Q) ที่จ่ายออกมาจาก [2] โดยความสามารถในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์และรูปแบบของระบบไฟฟ้า, ตำแหน่งของจุดเชื่อมต่อ และขนาดของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพที่สามารถปรับค่าได้สามารถเขียนแสดงการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ (ΔV_{PCC}) ได้เป็น

$$\Delta V_{PCC} = \left[\partial V / \partial P\right] \times \Delta P + \left[\partial V / \partial Q\right] \times \Delta Q \qquad (1)$$

เมื่อ ΔP และ ΔQ คือ ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพที่เปลี่ยนแปลงที่จุดเชื่อมต่อ, $\partial V/\partial P$ และ $\partial V/\partial Q$ คือ อัตราส่วนของแรงดันต่อกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพ ซึ่งสามารถหาได้จากส่วนกลับของเมตริกจาโคเบียน [3]

สำหรับขนาดกำลังไฟฟ้าจินตภาพที่ปรับได้ (ΔQ) จะถูกจำกัดด้วยขนาดขีดจำกัดของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์สามารถปรับได้ (PF) โดยสามารถหาขนาดกำลังจินตภาพสูงสุดที่สามารถปรับค่าได้ ($\Delta Q_{\max}$) เท่ากับ

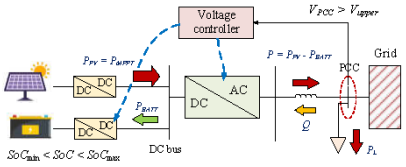
$$\Delta Q_{\max} = P \times \tan^{-1}\left(PF\right) \qquad (2)$$

3.1 รูปแบบระบบควบคุมแรงดันเกิน

การควบคุมแรงดันเกินสามารถทำได้สองรูปแบบ คือ ดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพ และ ลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง ดังแสดงในรูปที่ 2 โดยเมื่อระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ (V_{PCC}) สูงกว่าค่าที่กำหนด (V_{upper}) ระบบควบคุมแรงดันเกินของไฮบริดอินเวอร์เตอร์จะสั่งให้ DC/AC อินเวอร์เตอร์ทำการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเข้ามาจากระบบไฟหลัก โดยไม่มีการลดกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกมา ซึ่งจะสามารถลดระดับแรงดันลงมาได้จนกว่าค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์ถึงค่าขีดจำกัด

ถ้าอินเวอร์เตอร์ทำงานถึงขีดจำกัดของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแล้วแต่ระดับแรงดันยังสูงเกินกว่าที่ยอมรับได้ ระบบควบคุมจะลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงลง ด้วยการสั่งให้ DC/DC คอนเวอร์เตอร์ทำการชาร์จแบตเตอรี่ ซึ่งจะดึงกำลังไฟฟ้าจริงมาจากระบบไฟฟ้าหลักหรือจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะสามารถชาร์จแบตเตอรี่ได้จนพลังงานไฟฟ้าถึงค่าระดับการชาร์จสูงสุด (SoC_{max})

ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพสำหรับใช้ชดเชยระดับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง สามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของแรงดันต่อกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพใน (1) โดยที่การชดเชยกำลังไฟฟ้าจินตภาพต้องไม่ทำให้อินเวอร์เตอร์มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ต่ำเกินขีดจำกัดที่สามารถปรับได้

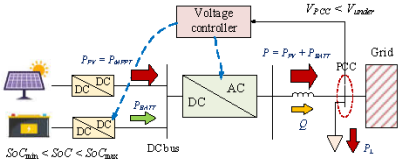


รูปที่ 2 รูปแบบการควบคุมแรงดันเกินของไฮบริดอินเวอร์เตอร์

3.2 รูปแบบระบบควบคุมแรงดันตก

การควบคุมแรงดันตกสามารถทำได้โดยการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงหรือกำลังไฟฟ้าจินตภาพเข้ามาในระบบไฟหลัก ดังแสดงในรูปที่ 3 โดยที่เมื่อระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อต่ำกว่าค่าที่กำหนด (V_{border}) และยังมีการจ่ายไฟจากระบบโฟโตโวลตาอิก ระบบควบคุมแรงดันตกจะสั่งให้ DC/AC อินเวอร์เตอร์ปรับการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพเพื่อช่วยยกระดับแรงดันขึ้นมาได้จนกว่าค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์ถึงค่าขีดจำกัด ถ้าการจ่ายกำลังไฟฟ้าจินตภาพยังไม่เพียงพอ ระบบควบคุมแรงดันตกจะสั่งให้ DC/DC คอนเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจากแบตเตอรี่เข้ามาช่วยเสริม

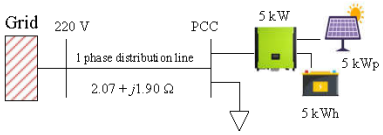
ในกรณีที่ไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิก ระบบควบคุมแรงดันตกของไฮบริดอินเวอร์เตอร์จะสั่งให้มีการกำลังไฟฟ้าจริงจากแบตเตอรี่เข้ามาเพียงอย่างเดียว โดยที่จะสามารถชดเชยแรงดันได้จนกว่าพลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่ลดลงจนถึงค่าระดับการชาร์จต่ำสุด (SoC_{min})



รูปที่ 3 รูปแบบการควบคุมแรงดันตกของไฮบริดอินเวอร์เตอร์

4. ระบบทดสอบ

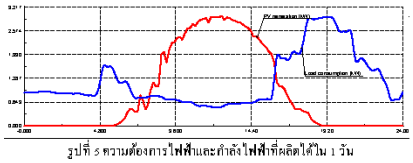
ระบบทดสอบคือระบบจำหน่ายไฟฟ้า 1 เฟส 50 Hz, 220 V แบบเรเดียล สายส่งมีค่าอิมพีแดนซ์เท่ากับ $2.07 + j1.90$ โอห์ม และมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสม ขนาด 5 kW/5 kWh ที่ปลายสายส่ง ดังแสดงในรูปที่ 4 จากการวิเคราะห์เบื้องต้นพบว่า ระบบค่อนข้างอ่อนแอ และที่จุดต่อเชื่อมมี $\partial V/\partial P = 0.04$ p.u./kW และ $\partial V/\partial Q = 0.037$ p.u./kVar ตามลำดับ



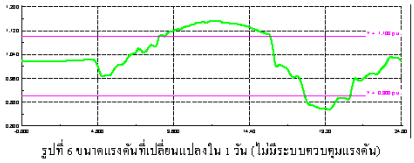
รูปที่ 4 ระบบทดสอบ

สมมุติให้ระบบมีลักษณะความต้องการไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิกใน 1 วัน ดังในรูปที่ 5 ซึ่งจากลักษณะความต้องการไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะทำให้ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อเชื่อมมีลักษณะเปลี่ยนแปลงใน 1 วันดังแสดงในรูปที่ 6 เมื่อพิจารณาจากข้อกำหนดของการไฟฟ้า [4] ที่กำหนดย่านแรงดันที่ยอมรับได้คือ

ระหว่าง 0.9 p.u. ถึง 1.1 p.u. พบว่าระบบมีปัญหาแรงดันเกินตั้งแต่เวลา 8.40 น. ถึง 15.45 น. เนื่องจากเป็นช่วงที่ผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากกว่าความต้องการ และพบปัญหาแรงดันตกตั้งแต่เวลา 17.50 ถึง 20.50 น. เนื่องจากเป็นช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูง



รูปที่ 5 ความต้องการไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ใน 1 วัน

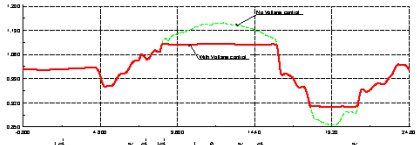


รูปที่ 6 ขนาดแรงดันที่เปลี่ยนแปลงใน 1 วัน (ไม่มีระบบควบคุมแรงดัน)

กำหนดให้ที่สภาวะเริ่มต้น แบตเตอรี่มีระดับการชาร์จที่ $SoC = 80\%$ โดยช่วงระดับการชาร์จของแบตเตอรี่จะอยู่ระหว่าง 40% ถึง 100% และไฮบริดอินเวอร์เตอร์จะทำงานที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1.0 โดยที่สามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ระหว่าง 0.9 (นำหน้า) ถึง 0.9 (ล้าหลัง) เพื่อสำหรับช่วยชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพ

5. ผลการทดสอบ

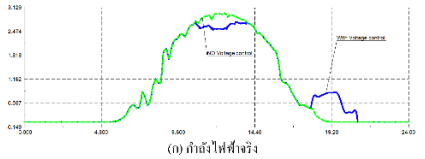
ทดสอบความสามารถของรูปแบบการควบคุมแรงดันที่ได้ออกแบบด้วยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าทุกๆ 1 นาทีในกรอบระยะเวลา 1 วัน บนโปรแกรม DIgSILENT *PowerFactory* พบว่า ระบบควบคุมแรงดันสามารถบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้าที่ไหลผ่านไฮบริดอินเวอร์เตอร์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งสามารถป้องกันการเปิดปัญหาแรงดันเกินและแรงดันตกได้ตลอดทั้งวัน ดังแสดงในรูปที่ 7



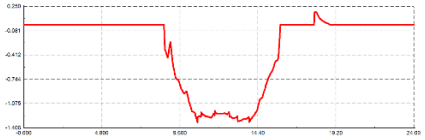
รูปที่ 7 ขนาดแรงดันที่เปลี่ยนแปลงใน 1 วัน (มีระบบควบคุมแรงดัน)

จากการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพที่ไหลผ่านไฮบริดอินเวอร์เตอร์ในรูปที่ 8 พบว่า ระบบควบคุมจะสั่งให้เริ่มมีการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเพียงอย่างเดียวก่อน เมื่อแรงดันเริ่มเกินค่าที่ยอมรับได้ ที่เวลา 8.40 น. โดยมีการสนับสนุนค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพเพียงอย่างเดียวจนถึงเวลา 10.40 น. ซึ่งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะลดลงมาถึงขีดจำกัดที่ยอมรับได้ ระบบควบคุมจึงสั่งให้มีการชาร์จ

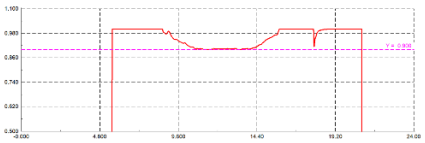
กำลังไฟฟ้ามาที่แบตเตอรี่เพิ่มเติม ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าระบบไฟหลักลดลง และในขณะที่มีการชาร์จแบตเตอรี่ระบบควบคุมก็จะคอยปรับค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพเพื่อไม่ให้ค่าตัวประกอบกำลังลดต่ำเกินไป



(ก) กำลังไฟฟ้าจริง



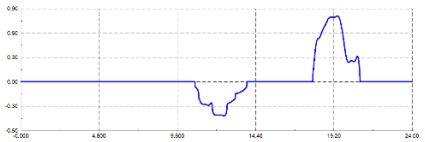
(ข) กำลังไฟฟ้าจินตภาพ



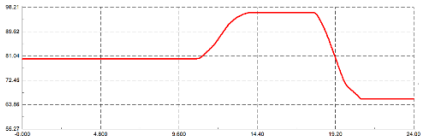
(ค) ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

รูปที่ 8 กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านไฮบริดอินเวอร์เตอร์และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

กำลังไฟฟ้าจะถูกชาร์จมาที่แบตเตอรี่ไปเรื่อยๆ อันจะส่งผลให้ระดับการชาร์จสูงขึ้น ซึ่งพบว่า ระดับการชาร์จแบตเตอรี่ได้เพิ่มขึ้นมาเป็น 96.25 % ดังแสดงในรูปที่ 9 โดยที่เวลา 13.50 น. ระดับแรงดันได้ลดลงจนไม่จำเป็นต้องทำการชาร์จแบตเตอรี่เพิ่ม จึงเหลือการชดเชยแรงดันด้วยการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพเพียงอย่างเดียวไปจนถึงเวลา 15.45 น.



(ก) กำลังไฟฟ้าจริง



(ข) ระดับการชาร์จ

รูปที่ 9 กำลังไฟฟ้าจากระบบแบตเตอรี่และระดับการชาร์จ

ในทางตรงกันข้ามปัญหาแรงดันตกจะเริ่มที่เวลา 17.50 น. โดยในช่วงเวลาดังกล่าวยังมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบไฟโตโวลตาอิกอยู่ระบบควบคุมจึงสั่งให้มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจินตภาพเพียงอย่างเดียวก่อนด้วยขนาดตามที่คำนวณใน (2) ซึ่งจะสามารถชดเชยแรงดันได้ไม่มาก ทำให้ต้องมีการสั่งให้แบตเตอรี่ช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้ามาช่วย โดยแบตเตอรี่จะเริ่มสนับสนุนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงร่วมกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจินตภาพตั้งแต่เวลา 17.55 น. จนถึงเวลา 19.00 น. หลังจากนั้นแสงอาทิตย์จะหมดและระบบโฟโตโวลตาอิกจะหยุดทำงาน ส่งผลให้การควบคุมแรงดันจะมาจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของแบตเตอรี่เพียงอย่างเดียวจนถึงเวลา 20.50 น. ซึ่งจะพบว่าระดับการชาร์จของแบตเตอรี่ลดลงมาเหลือ 65.82 %

6. สรุป

จากผลการทดสอบพบว่า ด้วยการปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพที่ไหลผ่านไฮบริดอินเวอร์เตอร์ สามารถควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมอย่างมีประสิทธิภาพ โดยการป้องกันแรงดันเกินด้วยการดูดกลืนกำลังไฟฟ้าจินตภาพและชาร์จแบตเตอรี่ จำเป็นต้องมีขนาดอินเวอร์เตอร์และระดับการชาร์จของแบตเตอรี่เหลือเพียงพอสำหรับรองรับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง นอกจากนี้การสนับสนุนจากแบตเตอรี่ในช่วงมีความต้องการไฟฟ้าสูง ยังสามารถใช้ป้องกันปัญหาแรงดันตกที่มาจากการเชื่อมต่อยานยนต์ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นในอนาคตได้อีกด้วย

7. กิตติกรรมประกาศ

บทความนี้เป็นส่วนหนึ่งในงานวิจัย “ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบอัตโนมัติสำหรับไฮบริดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟสชนิดเชื่อมต่อกับกริดเพื่อใช้ป้องกันปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างโฟโตโวลตาอิกและแบตเตอรี่” สนับสนุนโดยคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

8. อ้างอิง

[1] *PH1800 Plus Series High Frequency On/Off Grid Hybrid Solar Inverter User's Manual*, Must Solar, 2021.

[2] Weckx, S., Gonzalez, C. and Driesen, J. Combined Central and Local Active and Reactive Power Control of PV Inverters. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2014; 5(3): 776-784.

[3] A. D. T. Le, K. M. Muttaqi, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, "Response coordination of distributed generation and tap changers for voltage support," in *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2007.*, Perth, Australia, 2007, pp. 1-7.

[4] กฟภ. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

ภาคผนวก ข ผลงานตีพิมพ์ใน GMSARN International Conference 2021 ครั้งที่ 16

GMSARN Int. Conf. on Smart Energy, Environment and Sustainable Development in GMS, 16-17 December 2021

Voltage Level Control by Grid-tied Hybrid Photovoltaic and Battery Controllers in Weak Distribution Networks with Electric Vehicles

Piyadanai Pachanapan*, Tanakorn Kaewchum and Sakda Somkun

Abstract—This paper presents the voltage level control in low voltage (LV) distribution networks using a grid-tied hybrid inverter with voltage controller. The growth of photovoltaic (PV) and electric vehicle (EV) may introduce over-and under-voltage issues in LV networks, respectively. To avoid these voltage concerns, the two-state voltage control method by adjusting active power (P) and reactive power (Q) from grid-tied hybrid PV-battery system is introduced. The over-voltage control is implemented by allowing the grid-tied hybrid PV-battery system to absorb Q and curtail P. On the other hand, the P and Q of the grid-tied hybrid PV-battery system must be increased to provide under-voltage control. Furthermore, the P output is adjusted by enabling the battery to charge/discharge the electricity while the power factory limitation is considered. The proposed P(V) and Q(V) droop controls are examined in both over-and under-voltage scenarios by increasing PV generation and EV charging. The votlage control performances for short and long-term voltage variations are investigated in DIgSILENT PowerFactory environment using RMS-transient and quasi-dynamic simulations. The results demonstrates that the proposed grid-tied hybrid PV-battery system with votlage cotnroller successfully secures the voltage level within the statutory limits. This provides benefits for boosting PV and EV hosting capacity in LV networks.

***Keywords*— Battery storage system, electric vehicle, over-voltage control, photovoltaic, under-voltage control.**

1. INTRODUCTION

Since 2015, the number of residential photovoltaic (PV) systems and electric vehicles (EVs) has expanded substantially in the Greater Mekong Subregion (GMS) [1], [2]. Despite the fact that the growth of PV and EVs promotes the clean environment by reducing the fossil fuel usage and carbon emissions, the high penetration of PV and EVs may cause voltage problems in the low voltage (LV) networks either over-voltage or under-voltage issues, particular in rural areas with weak distribution networks.

When solar irradiance is available, the PV system generates electricity to be used in combination with the utility's electricity. As a result, this support from PV systems provides benefits in terms of lowering the electricity bill and increasing the voltage level at the point of common coupling (PCC). However, if aggregated residential demand is relatively low during peak PV generation periods, high PV system penetration can cause an unacceptable voltage rise in LV networks [3]. It was found that many distribution system operators (DSOs) restrict the maximum PV installation per customer to avoid over-voltage issues. Therefore, this is one of the limitations of LV networks in terms of increasing PV hosting capacity.

With the growing popularity of EVs in recent years, a large-scale grid-connected charging of residential EVs poses challenges for voltage and thermal management of LV networks [4]. According to studies of residential EV charging behavior in UK and US households, charging demand is low during the day, steadily increases in evening, and remains high at night, both weekends and weekdays [5], [6]. The study in the UK also found that the transformers and line feeders in LV networks tend to have thermal problems when EV penetrations are over 40%. Moreover, some LV networks experience under-voltage, particularly in the evening, when EV penetration is very high (> 90 %) [7]. As a result, these voltage and thermal constraints are two bottlenecks in the residential EV expansion.

Many DNOs use grid reinforcement and automatic on-load tap changing (OLTC) fitted transformers to maintain the grid voltage within acceptable limits. Despite the fact that grid reinforcement is effective and reduces line losses in radial feeders, this solution is extremely costly [8]. Furthermore, OLTC fitted transformers are primarily designed to handle slow voltage changes caused by load variations. However, as the penetration of PV and EV grows, voltage variability becomes much more severe, requiring continuous tap changes, which increases transformer tension [9].

The voltage control can be implemented locally provided by PV and EV customers. The over-voltage issues in LV networks can be reduced by applying the active power (P) curtailment and reactive power (Q) control into customer owned grid-tied PV inverters. The P curtailments can be employed by many strategies [10], such as tripping PV system when over-voltage condition is met; limiting maximum power; applying fixed production based on available PV generation and adding droop control where P is a function of voltage level [$P(V)$]. Moreover, the falling price of residential scale battery energy storage (BES) is paving the way for a future P curtailment, in which customers could locally store excess power during high PV generation [11]. The disadvantage of P curtailment is reducing feed-in active power, which adversely affects the PV owner revenue.

The voltage level can be mitigated by drawing the Q from the main grid into the PV inverters [12]-[14]. Two main methods for Q control of PV inverters are the Q as a

P. Pachanapan is with the Department of Electrical and Computer Engineering, Faculty of Engineering, Naresuan University, Thailand, 65000 (corresponding author) phone: 66-55-96-4322; Fax: 66-55-96-4005; e-mail: piyadanip@nu.ac.th.

T. Kaewchum is with the Department of Electrical and Computer Engineering, Faculty of Engineering, Naresuan University, Thailand, e-mail: tanakornk63@nu.ac.th.

S. Somkun is with the School of Renewable Energy and Smart Grid Technology, Naresuan University, Thailand, e-mail: sakdaso@nu.ac.th

function of output P [$Q(P)$], and the Q as a function of voltage level [$Q(V)$]. In addition, the amount of Q supported from PV inverters is normally limited by the power factor restriction based on the Connection Agreement. This limitation further declines the PV inverters' voltage control ability. The major drawbacks of using Q compensation are that 1) it requires higher current flow on LV feeders, resulting in additional line losses and distribution network congestion [15] and 2) it may put more stress on PV inverters, reducing their lifetime [16].

The centralized control solution known as "the ESPRIT technology" is employed in [4],[7] to manage the EV charging points to prevent the consequences coming from the booming of EVs. The selected EV charging points are disconnected when a technical issue, voltage or thermal problem, occurs in the LV network. Those selected EV charging points, on the other hand, are then reconnected once the problem has been resolved. However, customers may experience more and longer disconnections, which increases the length of charging time, as EV adoption grows.

The charging load allocation strategy based on peak-to valley Time-of-Use (TOU) price mechanism can be used to solve the challenge of large-scale grid-connected EV charging [17]. It is a demand side management technique that encourages the car owners to plug-in their EVs more frequently during the off-peak time period by offering a lower tariff. This solution has the potential to reduce peak demand, particularly in the evenings, resulting in decreasing thermal and voltage issues in LV networks.

A solar hybrid system which includes PV and BES can be used for improving the voltage level in LV networks with PV and EV connections. In addition, PV arrays and battery in a small-scale solar hybrid system (kW range) can be integrated with the main grid via a single-phase grid-tied hybrid inverter. However, it was discovered that small-scale grid-tied hybrid inverters on the present market do not include the automatic Volt-Var control function during on-grid operation, such as the product of hybrid PV inverter in [18].

Contribution: This paper offers a voltage controller for a single phase grid-tied hybrid inverter to avoid both over- and under-voltage concerns in weak LV networks with significant PV and EV penetration. The voltage level at the PCC can be adjusted by exchanging P and Q between the grid-tied hybrid inverter and the main grid. To mitigate over-voltage problems during the high PV generation, it can be done in two states which are 1) Absorbing Q and 2) P curtailment by charging the battery. On the other hand, rather of injecting Q, the battery will feed the P into the network to prevent the under-voltage during the high demand from EV charging. Moreover, the amount of P and Q from grid-tied hybrid PV-battery system should be correctly adjusted to ensure that the voltage level is always within the statutory limits, while the power factor of grid-tied hybrid inverter is still in the acceptable range.

The goal of this study is to demonstrate how the suggested voltage control strategy performs, based on computer simulations in DIgSILENT *PowerFactory* environment. In addition, the case studies are explored in two scenarios which are 1) short-term voltage changes (90 seconds timeframe) to examine the dynamic performance of the proposed voltage controller, and 2) long-term voltage changes (24-hour timeframe) to investigate the voltage control performance throughout the day.

2. VOLTAGE CHANGES IN LV NETWORKS

In traditional LV distribution networks, without PV systems, the power will flow in one direction, from the distribution transformer to the customers. However, the power supplied by PV systems has an impact on the network's power flow direction and voltage level. Moreover, the heavy load consumption while charging an EV also raises concern in terms of voltage drop.

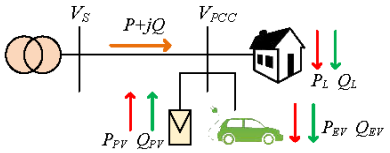


Fig. 1. Simple radial distribution network with PV and EV

The change in voltage level when PV system and EV are connected to a certain location of a LV radial feeder, as shown in Fig. 1, can be explained as follows.

Adopt from [19], the voltage drop (ΔV) along the feeder, without PV system, can be written as:

$$\Delta V = V_S - V_{PCC} = \frac{PR + QX}{V_{PCC}} \quad (1)$$

$$P = P_L + P_{EV} - P_{PV} \quad (2)$$

$$Q = Q_L + Q_{EV} - Q_{PV} \quad (3)$$

where V_S is the voltage at the secondary side of transformer. V_{PCC} is the voltage at the PCC. P_L and Q_L represent the active and reactive powers consumed by the household electricity load, respectively. The active and reactive power consumptions of EV charging are denoted by P_{EV} and Q_{EV}, respectively. P_{PV} and Q_{PV} are active and reactive powers supplied by PV system, respectively. R and X are the resistance and the inductive reactance of the circuit, respectively.

In per unit, the voltage at the PCC can be assumed as 1.0 p.u., so (1) can be approximated as:

$$\Delta V = (P_L + P_{EV} - P_{PV})R + (Q_L + Q_{EV} - Q_{PV})X \quad (4)$$

Over-voltage Issue in LV Netwroks with PV

According to the study of EV charging behavior in [7], most people charge their EVs at around 8 a.m. (before work) or at around 6 p.m. (after work). As a consequence, the influence of EV charging on voltage changes could be ignored during peak PV generation at approximately midday. Then (4) can be written as:

$$\Delta V = (P_L - P_{PV})R + (Q_L - Q_{PV})X \quad (5)$$

The injection of apparent power from PV system can decrease the terms (P-P_{PV}) and (Q-Q_{PV}) resulting in a drop in the value of ΔV. The voltage on the PCC bus, V_{PCC}, will then be raised. Due to PV systems typically run at unity power factor, with Q_{PV} equals to zero, the voltage change is mostly caused by P injection from the PV system. If the P_{PV} exceeds the P_L, the reverse power flow occurs causing the voltage level to increase along the feeder.

Under-voltage Issue in LV Netwroks with EV

It was found that the most frequent first charge time of residental EVs started in the early morning or in the late afternoon [7]. As a result, the effect of PV power on voltage changes may be excluded. Furthermore, as residential houses in many countries have the high demand in the evening. The additional power consumption by EV charging can top up the peak, resulting in a significant voltage drop particularly at the end of feeder.

In a case of EV charging in the evening, (4) is thus expressed as:

$$\Delta V = \left(P_L + P_{EV}\right)R + \left(Q_L + Q_{EV}\right)X \qquad (6)$$

The active and reactive power consumptions of EV charging can raise the terms (P+P_{EV}) and (Q+Q_{EV}) increasing the value of ΔV while decreasing the value of V_{PCC}. Due to EV chargers normally operate at unity power factor (Q_{EV} is zero), the drop in voltage level is caused mainly by the usage of P_{EV} when the EV is charging. If the amount of P_{EV} is particularly high, it can increase the value of voltage drop along the feeder, making the V_{PCC} to fall below the allowance value.

The voltage level in LV networks can be improved by upgrading the feeder line with lower R and X. However, this approach is expensive and must be implemented by DNOs. Another way to mitigate over-voltage is to reduce reverse power in the network which can be done by: 1) Curtailing the P_{PV}, 2) Absorbing Q_{PV} from the network into the PV system and 3) Increasing the load demand which can be achieved by charging either EV or BES system. Similarly, the under-voltage can be prevented by 1) Injecting Q_{PV} into the network if PV power is available, and 2) Lowering the load demand by enabling the BES to discharge power for load compensation.

Estimate Voltage Changes by Voltage Sensitivity Ratios

The voltage sensitivity to a change in either P or Q at a PCC bus can be utilized to calculate the PCC voltage deviation. Individual bus sensitivity is determined by the network impedances, which are affected by line parameters and network topology [20]. The inverse of the power flow Jacobian, J, is used to calculate the sensitivity ratios across the network. It was found that the voltage magnitude and angle (V and δ) are state variables that vary in response the changes of P and Q at a specific bus.

From the Newton-Raphson power flow calculation, it was found that:

$$\begin{bmatrix}\Delta P \\ \Delta Q\end{bmatrix} = [J]\begin{bmatrix}\Delta\delta \\ \Delta V\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\partial P/\partial\delta & \partial P/\partial V \\ \partial Q/\partial\delta & \partial Q/\partial V\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\delta \\ \Delta V\end{bmatrix} \qquad (7)$$

The sensitivity matrix in then written as:

$$\begin{bmatrix}\Delta\delta \\ \Delta V\end{bmatrix} = [J]^{-1}\begin{bmatrix}\Delta P \\ \Delta Q\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\partial\delta/\partial P & \partial\delta/\partial Q \\ \partial V/\partial P & \partial V/\partial Q\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta P \\ \Delta Q\end{bmatrix} \qquad (8)$$

Based on Fig. 1, the deviation of voltage level at the PCC, ΔV_{PCC}, from the changes of P and Q at the PCC, which are ΔP and ΔQ, respectively, can be calculated by applying voltage sensitivity ratios ($\partial V/\partial P$ and $\partial V/\partial Q$) as:

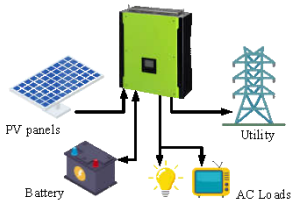
$$\Delta V_{PCC} = \left[\partial V/\partial P\right]\times\Delta P + \left[\partial V/\partial Q\right]\times\Delta Q \qquad (9)$$

If the ΔV_{PCC} is known, the $\partial V/\partial P$ and $\partial V/\partial Q$ are used to calculate the amount of P and Q required to support the voltage control. In addition, the ΔP can be obtained by curtailing PV power, charging EV and charging or discharging BES. The ΔQ, on the other hand, can be achieved by exchanging the Q between the PV system and the main grid via the grid-tied PV inverter.

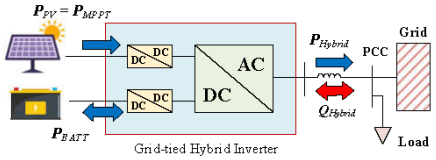
Note that the positive sign means the power is injected to the main grid, whilst the negative sign means the power is absorbed from the main grid.

3. GRID-TIED HYBRID INVERTER

Fig. 2 (a) presents a single-phase grid-tied hybrid inverter which is wildly used for small-scale hybrid PV – battery systems which capacities less than 5 kW. The grid-connected hybrid inverter, as shown in Fig. 2 (b), is typically based on voltage source converter that comprises of two DC/DC converters cascading with a DC/AC inverter. A PV panel - side DC/DC converter calculates the maximum power from the solar irradiance using the maximum power point tracking (MPPT) algorithm, whereas a bi-directional DC/DC converter is connected with battery to support charging/discharging energy storage control.



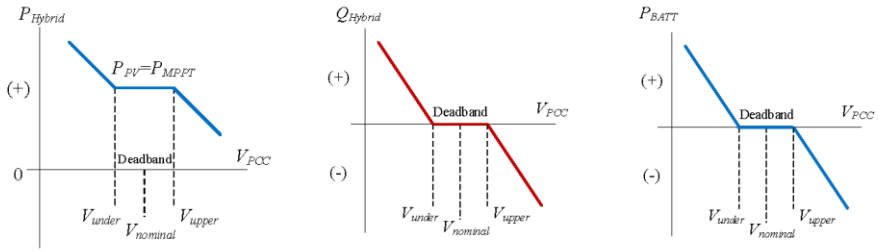
(a) Typical hybrid PV-battery structure



(b) Block diagram of grid-tired hybrid inverter

Fig. 2. Grid-tied hybrid PV-battery system.

This grid-tied hybrid inverter can work both on-and off-the grid. During grid-connected operation, it acts as the grid following inverter, whilst during main grid failure, it operates as the grid forming inverter to maintain stable voltage and frequency. The grid-side DC/AC inverter converts DC power from PV or battery to AC power while synchronizing with the distribution system via grid interface control. Apart from supplying power into the network, the grid-side DC/AC inverter may take power from the main grid and use it to charge the battery when the PV is unavailable.



(a) $P(V)$ of hybrid inverter (b) $Q(V)$ of hybrid inverter (c) $P(V)$ of battery

Fig. 3 $P(V)$ and $Q(V)$ controls of grid-tied hybrid inverter and battery

It was found that most residential hybrid PV-battery systems use the single phase grid-tied inverters, which generally operate in MPPT mode with a constant power factor (normally at the unity power factor, $Q = 0$) and are unable to offer the P and Q supports to deal with the voltage changes in the LV networks. When the PCC voltage is either higher or lower than permissible values, the grid-tied hybrid inverter is typically disconnected from the main grid by its voltage protective device, resulting in a loss of energy supplied by PV or battery.

The battery-side DC/DC converter does not charge or discharge the battery when the level of state of charge (SoC) is between the minimum limit (SoC_{min}) and the maximum limit (SoC_{max}). Furthermore, the small-scale hybrid inverter will automatically charge the battery only when SoC is lower than SoC_{min}, or at a specified time if the duration is pre-set.

4. VOLTAGE CONTROL STRATEGY

P(V) and Q(V) droop controls

Droop control techniques are applied in this work to adjust active and reactive powers of grid-tied hybrid inverter, which are P_{Hybrid} and Q_{Hybrid} respectively, for voltage control at the PCC. It begins to provide voltage control when the level of PCC voltage exceeds the upper limit (V_{upper}) or falls below the lower limit (V_{under}). Fig. 3 (a) and (b) show the relationship between the grid-tied hybrid inverter's outputs, P_{Hybrid} and Q_{Hybrid}, and the PCC voltage level, V_{PCC}.

Due to grid-tied hybrid inverters normally feed PV power at the maximum power point (P_{PV} = P_{MPPT}), the change of active power output is performed by adjusting the battery power, P_{BATT}, as can be written as:

$$P_{Hybrid} = P_{PV} + P_{BATT} \tag{10}$$

The $P(V)$ control capability depends on the battery's charging/discharging capacity, while the change of Q_{Hybrid} for supporting voltage control is restricted by the hybrid inverter's power factor limit, PF_{Hybrid}. The maximum allowable reactive power, Q_{Hybrid}^{max}, is calculated based on:

$$Q_{Hybrid}^{max} = P_{Hybrid} \tan^{-1}\left(PF_{Hybrid}\right) \tag{11}$$

In the absence of the sun (P_{PV} is 0), the grid-tied hybrid inverter just controls the P_{BATT}, to inject or absorb P, for the voltage control without employing Q compensation (Q_{Hybrid} is 0).

To mitigate the over-voltage, the grid-tied hybrid inverter has to reduce P_{Hybrid} and absorb the Q_{Hybrid} from the main grid. As of (11), the P_{Hybrid} can be decreased by allowing the battery to charge the electricity (P_{BATT} is negative value). The quantity of P_{BATT} and Q_{Hybrid} is then estimated using the droop control approaches, as follows:

If $V_{PCC} > V_{upper}$, then

$$P_{BATT} = -\frac{\left(V_{PCC} - V_{upper}\right)}{K_P} \tag{12}$$

$$Q_{Hybrid} = -\frac{\left(V_{PCC} - V_{upper}\right)}{K_Q} \tag{13}$$

where K_P and K_Q are the droop gains that can be applied with $\partial V/\partial P$ and $\partial V/\partial Q$, respectively.

On the other hand, the grid-tied hybrid inverter can avoid the under-voltage by raising P_{Hybrid} and injecting Q_{Hybrid} into the main grid. The battery's discharging power (P_{BATT} is positive value) can raise the value of P_{Hybrid}. Hence, the amount of P_{BATT} and Q_{Hybrid} for under-voltage control is determined as follows:

If $V_{PCC} < V_{under}$, then

$$P_{BATT} = -\frac{\left(V_{PCC} - V_{under}\right)}{K_P} \tag{14}$$

$$Q_{Hybrid} = -\frac{\left(V_{PCC} - V_{under}\right)}{K_Q} \tag{15}$$

From (12) and (14), the change in P_{BATT} as a function of V_{PCC} is presented in Fig 3 (c).

Two-state voltage control algorithm

The grid-tied hybrid PV-battery system begins to provide voltage control when either $V_{PCC} > V_{upper}$ or $V_{PCC} < V_{under}$. Moreover, the Q support is only operated when the PV power is available. The voltage control strategy for preventing voltage problems can be divided into two states, as follows;

State 01: The grid-tied hybrid inverter only supports reactive power control, Q_{Hybrid}, while the PV power is at the MPPT mode. The value of Q_{Hybrid} is calculated by using (13) and (15). In this state, the battery is in the standby mode, with no charge/discharge action, and $SoC_{min} < SoC < SoC_{max}$. The over- and under-voltage control in state 01 is presented in Fig. 4 (a) and (b), respectively.

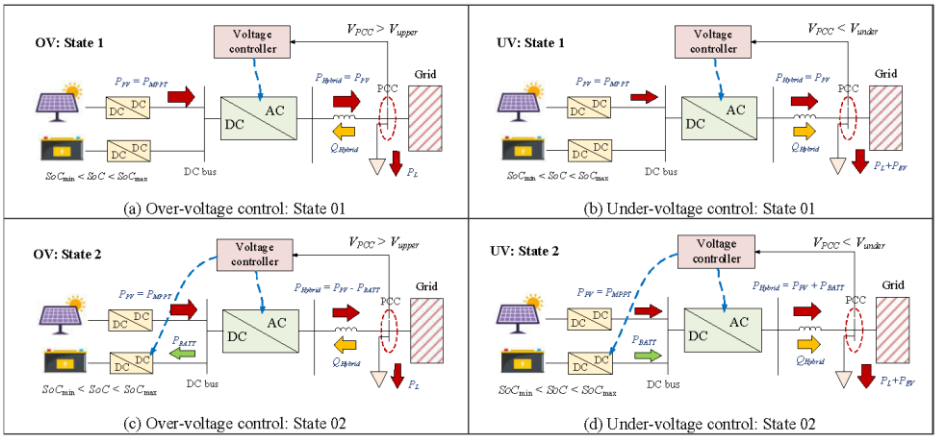


Fig. 4. Two-state voltage control of grid-tied hybrid inverter.

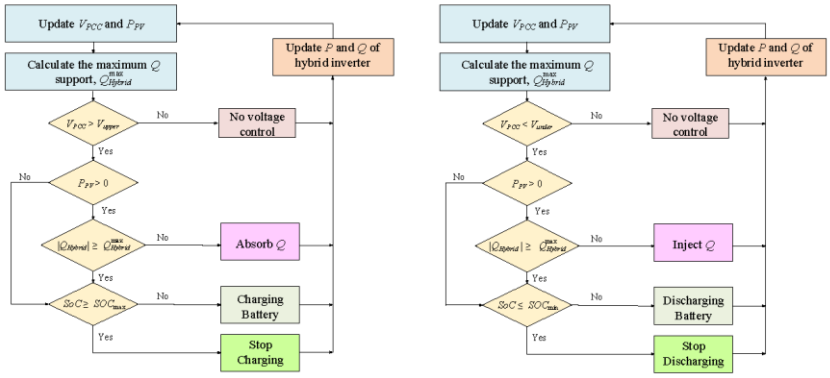


Fig. 5. Flow charts of over-and under-voltage control approaches.

State 02: The grid-side hybrid inverter provides the reactive power support until the value of $|Q_{Hybrid}|$ reaches the power factor limit, Q^{max}_{Hybrid}. In this state, the PV is still operating at the maximum power point. If V_{PCC} exceeds V_{upper}, the value of P_{Hybrid} is curtailed by letting PV power to charge the battery through the battery-side DC/DC converter. The battery can support the over-voltage control until $SoC \geq SoC_{max}$. In contrast, if $V_{PCC} < V_{under}$, the battery raises the value of P_{Hybrid} by discharging power into the main grid. The battery can associate the under-voltage control until $SoC \leq SoC_{min}$. The over-and under-voltage controls in state 02 are shown in Fig. 4 (c) and (d), respectively. Moreover, the flow charts of proposed voltage control strategy are demonstrated in Fig. 5

Modelling of grid-tied hybrid inverter with voltage controller

The dynamic performances of purposed voltage control strategy are observed based on *RMS* transient simulations in DIgSILENT *PowerFactory* environment. The grid-tied hybrid PV-battery system is modeled as a static generator [21], which behaves like a constant current source, as illustrated in Fig. 6. The control scheme is based on rotating reference frame (*dq* frame) with a phase lock loop (PLL) used for grid synchronization. The real and imaginary parts of grid-tied hybrid inverter's current output, i_{Hybrid}, is calculated from:

$$\begin{aligned} \mathrm{Re}\left[i_{Hybrid}(t)\right] &= i_{d,ref}(t)\cdot\cos\theta(t) - i_{q,ref}(t)\cdot\sin\theta(t) \\ \mathrm{Im}\left[i_{Hybrid}(t)\right] &= i_{d,ref}(t)\cdot\sin\theta(t) + i_{q,ref}(t)\cdot\cos\theta(t) \end{aligned} \quad (16)$$

where the $i_{d,ref}$ is from the active power (P) controller on

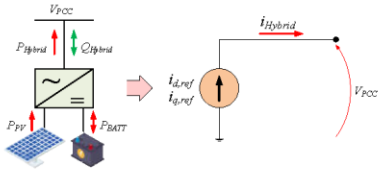


Fig. 6. Model of grid-tied hybrid PV-battery system

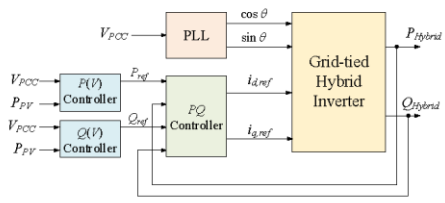


Fig. 7. Voltage controller structure

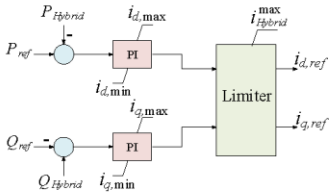
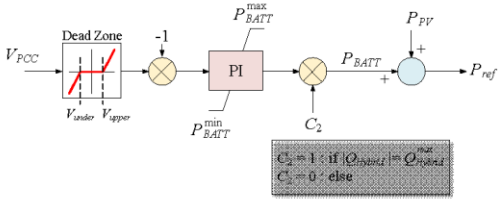
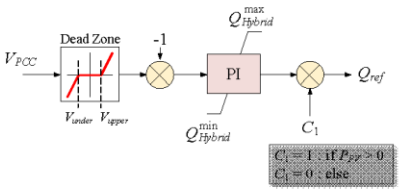


Fig. 8. *PQ* controller



(a) $P(V)$ controller



(b) $Q(V)$ controller

Fig. 9. Voltage control loop

the *d*-axis, while the $i_{q,ref}$ is from the reactive power (Q) controller on the *q*-axis. θ is the voltage angle of PCC bus measured by the PLL [22].

The voltage controller structure of grid-tied hybrid inverter is presented in Fig. 7. The inner control loop is the PQ controller is, whereas the $P(V)$ and $Q(V)$ controllers are the outer control loop for voltage control. As illustrated in Fig. 8, the PQ controller consists of P controller and Q controller. It is a close-loop controller that adjusts the P_{Hybrid} and Q_{Hybrid} of grid-tied hybrid inverter via the control of $i_{d,ref}$ and $i_{q,ref}$. The error signals in this control loop are compensated by using PI controllers. Moreover, the limiter is introduce to ensure that the grid-tied hybrid inverter delivers the apparent power within its capacity.

Fig.9 depicts the voltage control loop to regulate the values of P_{ref} and Q_{ref} of PQ controller. Under normal condition, there is no power supportting by the battery. The P reference (P_{ref}) is defined by the PV power delivered from the maximum power point tracker (MPPT) operation. To maintain a unity power factor, the Q reference (Q_{ref}) is set to zero.

When V_{PCC} exceeds or falls below the threshold values, the battery will provide active power compensation to support the voltage control. Therefore, the P_{ref} is the sum of P_{PV} and P_{BATT}. The P_{BATT} is controlled by a PI controller and has a charge/discharge power limit. Similarly, the Q_{ref} is controlled by a PI controller and is limited by the power factor constraint as determined by (11). It can be observed that if PV is not available (P_{PV} = 0), the Q_{ref} returns to zero and the voltage support is provided only by the battery power adjustment in the $P(V)$ controller.

The performance of a proposed two-state voltage control of a grid-tied hybrid inverter, employing $P(V)$ and $Q(V)$ droop controls, will be investigated based on computer simulations in the DIgSILENT *PowerFactory* environment. A weak LV distribution network with high PV generating and EV charging serves as the test system. Over- and under-voltage situations are created by raising the PV output of the grid-tied hybrid PV-battery system during the day and increasing EV charging during the night, respectively. When the PCC voltage level is greater or lower than the threshold values, the grid-tied hybrid inverter with voltage controller will provide voltage control. The values of supporting P and Q can be estimated using voltage sensitivities at the PCC bus. In addition, the case studies are investigated in two timeframes: 1) short-term voltage changes to analyze the proposed voltage controller's dynamic performance in milliseconds, and 2) long-term voltage changes to investigate the voltage control performance over a 24-hour period.

5. TEST SYSTEM

The test system is a residential house, which consists of a 5kW/5kWh hybrid PV-battery system and an EV, connected at the end of a single-phase 220 V, 50 Hz radial distribution line, as illustrated in Fig. 10. The system is relatively weak due to the line impedance is quite high. Assume the residential EV is a small battery-powered type with the maximum demand of around 3 kW for slow charging while the peak PV production is approximately 3 kW. Moreover, the voltage sensitivity ratios at the PCC bus are $\partial V/\partial P$ = 0.04 p.u./kW and $\partial V/\partial Q$ = 0.037 p.u./kVar, correspondingly.

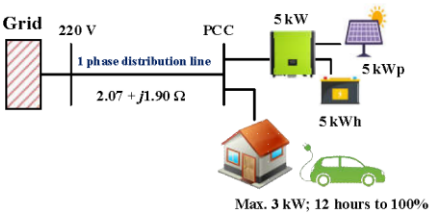


Fig. 10. Test system

The range of acceptable voltage level defined by Thailand Grid Code is between 0.9 p.u. and 1.1 p.u. [23]. Therefore, the grid-tied hybrid inverter will start the voltage control when the PCC voltage level is above V_{upper} of 1.09 p.u. and falls below V_{under} of 0.91 p.u.. Under normal condition, the grid-tied hybrid PV-battery operates at the unity power factor ($Q_{Hybrid} = 0$). On the other hand, the grid-tied hybrid inverter can provide Volt-Var control by varying the power factor between 0.9 leading and 0.9 lagging. Additionally, the Q compensation is only enabled when the PV generation is available.

At initial condition, the battery is in the standby mode which the SoC is 30%. The percentages of SoC_{min} and SoC_{max} are 20% and 100%, respectively. After the Q of grid-tied hybrid inverter hits the power factor limit of 0.9 or PV production is absent, the battery will start supporting voltage control when the V_{PCC} is more than 1.09 or less than 0.91. The change of battery power is determined by the PCC voltage level while the changing/discharging power is restricted by the size of grid-tied hybrid inverter, which is 5 kW.

6. CASE STUDIES AND SIMULATION RESULTS

Increased PV generation and increased EV charging are used to address over-and under-voltage issues in the test system, respectively. In this study, the voltage control by adjusting P and Q from grid-tied hybrid PV-battery system is exercised in two different scenarios, depending on the duration of voltage changes, as followings:

Case 1) Short-term voltage variations

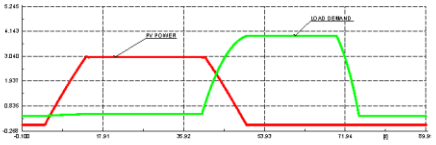
Case 2) Long-term voltage variations

Case 1 aims to demonstrate the dynamic performances of the proposed voltage controller in Section 4 when dealing with the fast voltage fluctuations, including both under-and over-voltage issues. The total simulation time is 90 seconds while the sampling time is 0.01 s. The voltage control responds can be investigated using *RMS*-transient simulations in DIgSILENT *PowerFactory* environment. The change of battery *SoC* is not mentioned in this scenario, due to the very short timeframe.

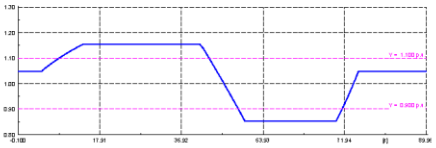
The objective of Case 2 is to explore how the two-state voltage control strategy proposed in Section 4 is used to handle over- and under-voltage changes throughout the day. The measuring interval is 1 minute and the monitoring period is 24 hours. In DIgSILENT *PowerFactory* environment, the voltage management in the weak LV network is tested for a full day using quasi-dynamic simulations, which are time-sweep load flow computations. In this scenario, the variations in battery *SoC* are also illustrated.

Case 1) Short-term voltage variations

The rapid changes of PV production of grid-tied hybrid PV-battery system and residential load consumption are applied in this scenario, as shown in Fig. 11 (a). Within 10 seconds, PV power climbs from zero to 3 kW, while load demand grows from 0.4 kW to 3.5 kW. The PV generation is available for 45 seconds, whereas the duration of load change is about 35 seconds. The load starts to increase as the PV output decreases. Without the voltage control, the results of *RMS*-transient simulations in Fig. 11 (b) reveal that when the PV generation is large,

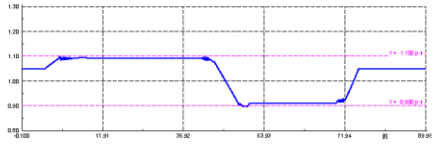


(a) Load and PV generation profiles (kW)

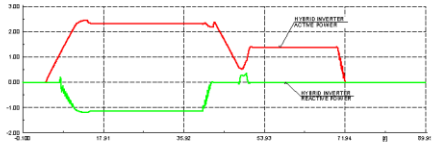


(b) The voltage level at the PCC (p.u.)

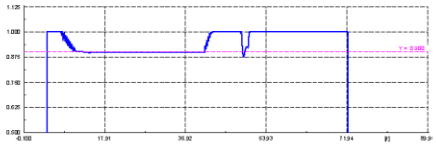
Fig. 11. Load profile, PV generation profile and voltage level at the PCC, without voltage control in Case 1.



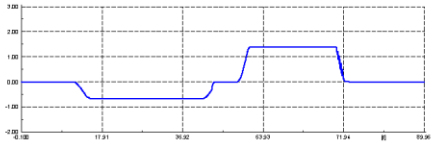
(a) The voltage level at the PCC (p.u.)



(b) P and Q from grid-tied hybrid inverter (kW, kVar)



(c) Power factor of grid-tie hybrid inverter



(d) Battery power

Fig. 12. The changes of PCC voltage level, outputs of grid-tied hybrid inverter and battery power, with voltage control in Case 1.

the PCC voltage level surpasses the acceptable upper limit (1.1 p.u.) between t = 9 seconds and t = 42 seconds. In contrast, when the load demand is too high due to the additional EV charging, the PCC voltage level drops below the acceptable lower limit (0.9 p.u.) between t = 48.5 seconds and t = 72.5 seconds.

After applying voltage controller into the grid-tied

from battery charging is requested, as found in Fig. 14 (e). The values of battery charging power and the Q supported by grid-tied hybrid inverter are estimated by using (11) to (14), which can maintain the power factor of grid-tied hybrid inverter from falling below 0.9 (see Fig. 14 (d)). The combination of P curtailment and Q absorption by grid-tied hybrid inverter successfully prevents the over-voltage problem until 15:28, when the level of battery's *SoC* reaches 96 %, as presented in Fig. 14 (f). Because the degree of over-voltage after 15:30 is relatively low, only Q compensation is sufficient to support voltage control. Since 16:00, the grid-tied hybrid PV-battery system has stopped voltage control and the grid-tied hybrid inverter resumes working at unity power factor with no P reduction.

Since the EV starts charging power at 18:00 (see Fig. 13 (a)), the grid-tied hybrid PV-battery system will inject P and Q to avoid the PCC voltage level from falling below 0.9 p.u., as illustrated in Fig 14 (b) and (c). Between 18:00 and 19:00, the P output of grid-tied hybrid inverter is from the total amount of PV power and battery power while the value of Q injection is rather small due to the low PV production. After that, the sun has set, so the voltage is controlled solely by the battery's discharging power of roughly 1.1 kW, as shown in Fig. 14 (e). The P support provided by battery can prevent the under-voltage successfully until the PCC voltage level is above the threshold value (> 0.91 p.u.), which occurs at 23:00. Then, the voltage control is disable with no P and Q supplied by grid-tied hybrid PV-battery system. From Fig. 14 (f), it was found that for nearly 5 hours of supporting under-voltage control, the level of battery's *SoC* significantly drops from 96 % to 24.4 %.

7. CONCLUSION

A voltage controller for a single phase grid-tied hybrid inverter is introduced to avoid both over-and under-voltage concerns in weak LV networks with significant PV and EV penetration. The two-state voltage control method of grid-tied hybrid inverter using $P(V)$ and $Q(V)$ droop controls is implemented for providing over-and under-voltage controls. The PCC voltage level can be controlled by exchanging P and Q between the grid-tied hybrid PV-battery system and the main grid. The P output can be adjusted via the battery's charge/discharge while the change of Q is restricted by the hybrid inverter's power factor limit. According to the simulation results, the grid-tied hybrid PV-battery system with voltage controller can effectively handle over- and under-voltage issues, both short-and long term votlage changes, which the PCC voltage level always stays within the statutory limits. Since there are no voltage issues, it can increase the hosting capacity of PV systems and EVs in LV networks.

ACKNOWLEDGMENT

This work is in "Automatic voltage control for grid-connected single phase hybrid inverter to preventing over-voltage problems in distribution networks with photovoltaic/Battery systems" project (grant number R2564E002) supported by Centre of Excellence on Energy Technology and Environment (CeTe) and Faculty of Engineering, Naresuan University, Thailand.

REFERENCES

[1] Ismail, A. M.; Ramirez-Iniguez, R.; Asif, M.; Munir, A.B. and Muhammad-Sukki, F. 2015. Progress of solar photovoltaic in ASEAN countries: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. August. Elsevier Publisher.

[2] Industry Report in Automotive (2020). ASEAN Electric Vehicle Market-growth, Trends, Covid-19 Impact, and Forecasts (2021-2026). Mordor Intelligence.

[3] Tonkoski, R.; Turcotte, D. and EL-Fouly, T. H. M. 2012. Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods. In *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 518-527.

[4] Quirós-Tortós, J.; Ochoa, L.F.; Alnaser, S.W. and Butler, T. 2016. Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks. In *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 3028-3039.

[5] Quirós-Tortós, J.; Ochoa, L.F.; Alnaser, S.W. and Butler, T. 2018. Statistical Representation of EV Charging: Real Data Analysis and Applications. In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1-7.

[6] Schey, S.; Scoffield, D. and Smart, J. 2012. A First Look at the Impact of Electric Vehicle Charging on the Electric Grid in The EV Project. In *EVS26 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*. Los Angeles, California.

[7] Quiros-Tortos, J.; Ochoa, L.F. and Butler T. 2018. How Electric Vehicles and the Grid Work Together: Lessons Learned from One of the Largest Electric Vehicle Trials in the World. In *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 6, pp. 64-76.

[8] Shayani, R. A. and de Oliveira, M. A. G. 2011. Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems. In *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1625-1631.

[9] Wang, Y.; Zhang, P.; Li, W.; Xiao, W. and Abdollahi, A. 2012. Online Overvoltage Prevention Control of Photovoltaic Generators in Microgrids. In *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2071-2078.

[10] Goqo, Z. and Davidson, I.E. 2018. A Review of Grid Tied PV Generation on LV Distribution Networks. In *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 907-912.

[11] Procopiou, A.T.; Petrou, K.; Ochoa, L.F.; Langstaff, T. and Theunissen, J. 2019. Adaptive Decentralized Control of Residential Storage in PV-Rich MV–LV Networks. In *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 2378-2389.

[12] Hashemi, S.; Østergaard, J. and G. Yang, G. 2013. Effect of reactive power management of PV inverters on need for energy storage. In *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Tampa, FL, pp. 2304-2308.

[13] Bletterie, B.; Kadam, S.; Bolgaryn, R. and Zegers, A. 2017. Voltage Control with PV Inverters in Low Voltage Networks—In Depth Analysis of Different Concepts and Parameterization Criteria. In *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 177-185, Jan.

[14] Deshmukh, S.; Natarajan, B and Pahwa, A. 2012. Voltage/VAR Control in Distribution Networks via Reactive Power Injection Through Distributed Generators. In *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1226-1234.

[15] Pachanapan, P. and Kanprachar, S. 2017. Voltage Level Management of Low Voltage Radial Distribution Networks

with High Penetration of Rooftop PV Systems. In *GMSARN International Journal*. Vol. 11, pp. 16-22.

[16] S. Hashemi, J. Østergaard and G. Yang. A Scenario-Based Approach for Energy Storage Capacity Determination in LV Grids With High PV Penetration. In *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1514-1522, May 2014.

[17] Zhao, Y.; Huang, H.; Chen, X.; Zhang, B.; Zhang, Y.; Jin, Y.; Zhang, Q.; Cheng, L. and Chen, Y. 2019. Charging Load Allocation Strategy of EV charging station consider charging mode. In *World Electric Vehicle Journal*, vol. 10, issue 2.

[18] User's Manual (2021). PH1800 Plus Series High Frequency On/Off Grid Hybrid Solar Inverter. Must Solar.

[19] Jenkins, N.; Ekanayake, J.B. and Strbac, G. 2010. *Distributed Generation*, 1st ed. The Institution of Engineering and Technology, chapter 3.

[20] Le, A.D.T.; Muttaqi, K.M.; Negnevitsky, M. and Ledwich, G. Response coordination of distributed generation and tap changers for voltage support. In *Australasian Universities Power Engineering Conference*, pp. 1-7.

[21] PowerFactory User's Manual (2018). Technical Reference Documentation: Static Generator. DIgSILENT GmbH.

[22] PowerFactory User's Manual (2018). Technical Reference Documentation: Phase Measurement Device. DIgSILENT GmbH.

[23] Provincial Electricity Authority (PEA). 2016. Interconnection Code. Thailand.