

การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อแรงดันไฟฟ้าไม่
สมดุลในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ

นางสาวปาไลดา คงธนคณากุล



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR) are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2558

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Impact Assessment of Rooftop PV on Unbalanced Voltage in Low Voltage
Distribution Systems

Miss Palita Kongthanakanakul



A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2015

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ

โดย

นางสาวปาลิตา คงชนคณากุล

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศน์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนนบุญ หุ่นเจริญ)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศน์)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. จักรเพชร มัทราช)

ปาลิตา คงชนคณากุล : การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ (Impact Assessment of Rooftop PV on Unbalanced Voltage in Low Voltage Distribution Systems) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. สุรัชชัย ชัยทัศนีย์, 258 หน้า.

ในสถานะที่ความต้องการในการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน รวมไปถึงการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ ทำให้ภาครัฐบาลมีการสนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพื่อใช้ภายในประเทศ และหนึ่งในพลังงานทดแทนที่สำคัญคือ พลังงานแสงอาทิตย์ ทำให้มีการสนับสนุนให้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในภาคครัวเรือนมากขึ้น และเนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เพิ่มขึ้นนี้เอง อาจส่งผลให้เกิดผลกระทบด้านลบต่อระบบจำหน่าย กล่าวคือ ระดับแรงดันไฟฟ้าในบางช่วงของสายและในบางช่วงเวลามีค่าสูงกว่าระดับที่ยอมรับได้ และทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มมากขึ้นซึ่งปัญหาเหล่านี้จะส่งผลเสียต่ออุปกรณ์อื่นๆ ในระบบไฟฟ้าสามเฟสได้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เริ่มต้นจากการพัฒนาแบบจำลองที่ศึกษาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพื่อศึกษาผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านแรงดันไฟฟ้าและนำเสนอแนวทางในการลดผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 2 วิธี คือ การติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม และการจัดเฟสของโหนดใหม่ เพื่อให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคามีการจัดการที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมไปถึงส่งผลกระทบด้านลบหรือความสูญเสียต่อระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2558

5570288821 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: LOAD FLOW / RENEWABLE ENERGY / ROOFTOP PV / UNBALANCED VOLTAGE / PHASE BALANCING / DISTRIBUTION SYSTEM / UTILIZATION TRANSFORMER

PALITA KONGTHANAKANAKUL: Impact Assessment of Rooftop PV on Unbalanced Voltage in Low Voltage Distribution Systems. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 258 pp.

Due to the increase of electrical energy demand and economic growth in Thailand, government has been acted accordingly by encouraging the installation of renewable energy. Among many options of renewable energy, solar energy is most popular. Therefore, rooftop PV installation has been highly encouraged and supported. Anyway, the rise of rooftop PV installation has several undesirable effects on distribution systems such as violation of voltage limit and unbalanced voltage, which are capable of sabotaging many devices in the system.

This thesis starts from the modeling of rooftop PV for studying the impacts on system voltages. Also, this thesis proposes two approaches for minimizing the impacts of rooftop PV on the system. These are the installation of utilization transformers and the phase balancing of loads. The proposed approaches allow rooftop PV to be effectively manageable, and help reduce undesirable impacts on the distribution systems.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2015

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงได้ดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลือและคำแนะนำจากบุคคลมากมาย ขอขอบพระคุณอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ ที่ได้ให้การดูแล คำปรึกษาและคำแนะนำต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ยิ่งตลอด การศึกษาและจัดทำวิทยานิพนธ์ ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบไปด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ รองศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์ และ ดร. จักรเพชร มัทราษ ที่ได้ตรวจสอบ แก้ไข และให้คำแนะนำสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วง ด้วยดี

ขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้ความสะดวกในการติดต่อประสานงานและดำเนินการต่างๆ

และสุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวที่ได้ให้การสนับสนุน ตลอดมา ตลอดจน พี่น้อง และเพื่อนทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฐ
สารบัญภาพ.....	ท
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	2
1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	4
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	7
บทที่ 2 สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในปัจจุบัน	9
2.1 ส่วนประกอบหลักของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา.....	9
2.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์.....	9
2.1.1.1 กลุ่มที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอน.....	10
2.1.1.2 กลุ่มที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิกอน.....	11
2.1.2 อินเวอร์เตอร์.....	11
2.2 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่ โครงข่ายไฟฟ้า.....	12
2.2.1 การเชื่อมต่อแบบที่ 1	12

2.2.2 การเชื่อมต่อแบบที่ 2	13
2.2.3 การเชื่อมต่อแบบที่ 3	13
2.3 สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในประเทศไทย.....	14
2.4 สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในต่างประเทศ.....	17
2.4.1 ประเทศเยอรมนี	17
2.4.2 ประเทศญี่ปุ่น.....	22
2.4.3 ประเทศสหรัฐอเมริกา.....	25
2.5 ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา..	28
2.5.1 แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล.....	28
2.5.2 แรงดันไฟฟ้าเกินขีดจำกัด.....	29
2.5.3 ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (โหลด) ในบางช่วงเวลาดำเนินไปและบางช่วงเวลาเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว.....	30
2.6 แนวทางการจัดการผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา.....	32
2.6.1 การจำกัดขนาดการติดตั้ง.....	32
2.6.2 การจัดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาให้สมดุล.....	33
2.6.3 การติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว.....	34
2.5.4 การติดตั้ง LV Voltage Regulator	35
2.6.5 การเปลี่ยนแท็ปหม้อแปลง.....	35
2.6.6 หม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแท็ปได้ (Tap-changing transformer).....	35
2.6.7 การเปลี่ยนชนิดของสายตัวนำ.....	35
2.6.9 การเพิ่มขนาดหม้อแปลงจำหน่าย	36
2.6.10 การติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม	36

2.6.11 การติดตั้ง Energy storage หรือ แบตเตอรี่.....	38
2.6.12 การจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงหรือกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	43
2.6.13 การจัดโหลดสมดุล.....	47
บทที่ 3 แรงแดันไฟฟ้าไม่สมดุลและข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้า.....	50
3.1 ทฤษฎีพื้นฐานของแรงแดันไฟฟ้าไม่สมดุล.....	50
3.2 การคำนวณค่าความไม่สมดุลของแรงแดันไฟฟ้า	51
3.2.1 The Line Voltage Unbalance Rate (LVUR)	51
3.2.2 The Phase Voltage Unbalance Rate (PVUR)	51
3.2.3 The Voltage Unbalance Factor (VUF)	52
3.2.4 ค่าประมาณแรงแดันไฟฟ้าไม่สมดุล	53
3.3 ผลกระทบและความเสียหายจากแรงแดันไฟฟ้าไม่สมดุล	58
3.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงที่เกี่ยวข้อง	63
3.4.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	63
3.4.1.1 การควบคุมระดับแรงแดันไฟฟ้า.....	64
3.4.1.2 การควบคุมกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟ	64
3.4.1.3 การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง	64
3.4.1.4 ข้อกำหนดขนาดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา	64
3.4.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวง	65
3.4.2.1 การควบคุมระดับแรงแดันไฟฟ้า.....	65
3.4.2.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า.....	66
3.4.2.3 ข้อกำหนดขนาดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา	66
บทที่ 4 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส	72

4.1 แบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย	72
4.1.1 แบบจำลองสายจำหน่าย.....	72
4.1.1.1 แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสสี่สาย	73
4.1.1.2 แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสห้าสาย	77
4.1.2 แบบจำลองหม้อแปลงจำหน่าย	82
4.1.3 แบบจำลองโหลด.....	83
4.2 สมการการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส	84
4.2.1 การคำนวณค่ากระแสของโหลด.....	85
4.2.2 Backward Sweep.....	87
4.2.3 Forward Sweep.....	88
4.2.4 เงื่อนไขในการหยุดการคำนวณ	88
บทที่ 5 วิธีการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภท บนหลังคาและวิธีการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล.....	110
5.1 การประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบน หลังคา.....	110
5.2 การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม	115
5.3 การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการจัดเรียงเฟสใหม่.....	121
บทที่ 6 ผลการทดสอบ.....	126
6.1 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส	126
6.1.1 การทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสของระบบ IEEE 19 บัส.....	126
6.1.2 การทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสของระบบ LVDNs 29 บัส.....	133

6.2 ผลการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา.....	146
6.2.1 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 2 บัส.....	147
6.2.1.1 การทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	147
6.2.1.2 การทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	151
6.2.1.3 การทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	154
6.2.1.4 การทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	158
6.2.2 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 5 บัส.....	177
6.2.2.1 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1.....	177
6.2.2.2 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 2.....	179
6.2.2.3 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3.....	180
6.2.3 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 29 บัส.....	183
6.2.3.1 พิจารณาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาตามจำนวนเฟสที่ติดตั้ง.....	183
6.2.3.2 พิจารณาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาตามตำแหน่งที่ติดตั้ง.....	198
6.3 ผลการทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา.....	215
6.3.1 การปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม.....	215
6.3.2 การปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการจัดเรียงเฟสใหม่.....	223
6.3.2.1 การจัดเรียงเฟสใหม่ของระบบทดสอบ 9 บัส.....	224

6.3.2.2 การจัดเรียงเฟสใหม่ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส.....	236
บทที่ 7 สรุปรวิทยานิพนธ์.....	248
7.1 สรุป.....	248
7.2 ข้อเสนอแนะ.....	249
รายการอ้างอิง.....	250
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	258



สารบัญตาราง

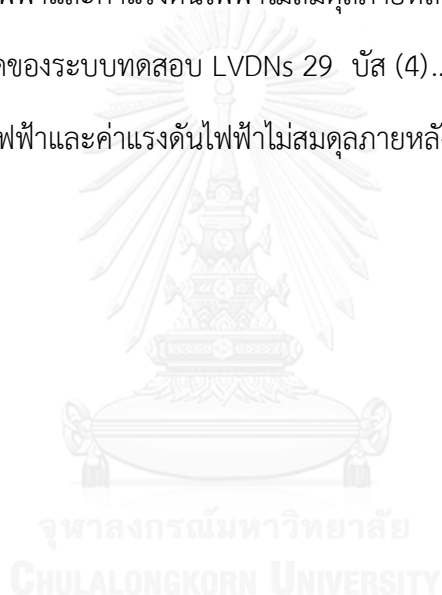
ตารางที่ 2.1	ราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท บนหลังคา.....	15
ตารางที่ 2.2	ผลการประกาศการรับซื้อไฟฟ้า.....	16
ตารางที่ 2.3	อัตรารับซื้อในอัตรารับซื้อไฟฟ้า.....	21
ตารางที่ 2.4	การควบคุมตัวประกอบกำลังที่กำลังการผลิตต่างๆ.....	44
ตารางที่ 3.1	วิธีที่สามารถคำนวณแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้.....	54
ตารางที่ 3.2	ช่วงของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ได้จากการคำนวณทั้ง 4 วิธี.....	55
ตารางที่ 3.3	ขีดจำกัดของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลตามมาตรฐานต่างๆ.....	56
ตารางที่ 3.4	ค่าอุณหภูมิสูงสุดที่ยอมให้เพิ่มขึ้นสำหรับมอเตอร์เหนี่ยวนำทั้ง 1 เฟส และ 3 เฟส ในหน่วยของศาเซลเซียส โดยอ้างอิงอุณหภูมิรอบข้างที่สูงที่สุด [68].....	60
ตารางที่ 3.5	มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	64
ตารางที่ 3.6	มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง	65
ตารางที่ 4.1	การคำนวณหากระแสไหลของแต่ละแบบการเชื่อมต่อ	86
ตารางที่ 6.1	ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส.....	127
ตารางที่ 6.2	ค่าอิมพีแดนซ์ของสายในระบบทดสอบ IEEE 19 บัส.....	128
ตารางที่ 6.3	ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับบทความทางวิชาการ.....	129
ตารางที่ 6.4	ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY เมื่อไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของ ระบบทดสอบ IEEE 19 บัส	130
ตารางที่ 6.5	ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส	134
ตารางที่ 6.6	ค่าอิมพีแดนซ์ของสายในระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส.....	136

ตารางที่ 6.7 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เมื่อไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของ ระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส.....	139
ตารางที่ 6.8 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของระบบ ทดสอบ LVDNs 29 บัส	143
ตารางที่ 6.9 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุลเมื่อไม่ พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	148
ตารางที่ 6.10 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลด สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	149
ตารางที่ 6.11 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลด สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	150
ตารางที่ 6.12 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลด สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	151
ตารางที่ 6.13 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุลเมื่อ พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	152
ตารางที่ 6.14 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลด สมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	152

ตารางที่ 6.24 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหนดไม่สมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	161
ตารางที่ 6.25 ค่ากระแสไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธี Gauss iterative method	168
ตารางที่ 6.26 ค่ากระแสไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธี Backward/Forward Sweep	169
ตารางที่ 6.27 ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา	169
ตารางที่ 6.28 ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา	170
ตารางที่ 6.29 ข้อมูลโหนดของระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1	177
ตารางที่ 6.30 ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟสต่างๆ ในระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1	178
ตารางที่ 6.31 ข้อมูลโหนดของระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 2	179
ตารางที่ 6.32 ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟสต่างๆ ในระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 2	179
ตารางที่ 6.33 ข้อมูลโหนดของระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3	181
ตารางที่ 6.34 ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3.....	181
ตารางที่ 6.35 ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3.....	182
ตารางที่ 6.36 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (1).....	184
ตารางที่ 6.37 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (2).....	185
ตารางที่ 6.38 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (3).....	186

ตารางที่ 6.52 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย เพิ่มเติมของบัสที่ 24	218
ตารางที่ 6.53 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย เพิ่มเติมของบัสที่ 25	218
ตารางที่ 6.54 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบภายหลังการติดตั้งหม้อ แปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 23.....	220
ตารางที่ 6.55 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบภายหลังการติดตั้งหม้อ แปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 25.....	221
ตารางที่ 6.56 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบภายหลังการติดตั้งหม้อ แปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 23 และบัสที่ 25	222
ตารางที่ 6.57 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส	224
ตารางที่ 6.58 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา	225
ตารางที่ 6.59 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (1)	226
ตารางที่ 6.60 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (1).....	227
ตารางที่ 6.61 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (2)	228
ตารางที่ 6.62 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (2).....	228
ตารางที่ 6.63 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (3)	229
ตารางที่ 6.64 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (3).....	229
ตารางที่ 6.65 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (4)	231
ตารางที่ 6.66 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (4).....	231
ตารางที่ 6.67 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (5)	233
ตารางที่ 6.68 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (5).....	233
ตารางที่ 6.69 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (6)	234
ตารางที่ 6.70 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (6).....	234

ตารางที่ 6.71 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา	236
ตารางที่ 6.72 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส (1).....	238
ตารางที่ 6.73 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (1).....	239
ตารางที่ 6.74 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส (2).....	240
ตารางที่ 6.75 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (2).....	241
ตารางที่ 6.76 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส (3).....	243
ตารางที่ 6.77 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (3).....	244
ตารางที่ 6.78 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส (4).....	245
ตารางที่ 6.79 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (4).....	246



สารบัญภาพ

ภาพที่ 2.1 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอน	11
ภาพที่ 2.2 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า	12
ภาพที่ 2.3 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า	13
ภาพที่ 2.4 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า	14
ภาพที่ 2.5 ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา	16
ภาพที่ 2.6 ปริมาณความเข้มของแสงอาทิตย์ของประเทศเยอรมนี และประเทศไทย	17
ภาพที่ 2.7 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน	18
ภาพที่ 2.8 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ	19
ภาพที่ 2.9 สัดส่วนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ของประเทศเยอรมนี	20
ภาพที่ 2.10 ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ	21
ภาพที่ 2.11 ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา	22
ภาพที่ 2.12 เป้าหมายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	23
ภาพที่ 2.13 ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ	24
ภาพที่ 2.14 ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา	24
ภาพที่ 2.15 ขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	25
ภาพที่ 2.16 เป้าหมายการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา	26
ภาพที่ 2.17 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาใน ประเทศสหรัฐอเมริกา	27
ภาพที่ 2.18 ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาใน ประเทศสหรัฐอเมริกา	27

ภาพที่ 2.19 แรงดันไฟฟ้าในระบบที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	28
ภาพที่ 2.20 แรงดันไฟฟ้าของระบบเมื่อมีการใช้ไฟฟ้า (โหลด) มาก.....	29
ภาพที่ 2.21 แรงดันไฟฟ้าของระบบเมื่อมีการใช้ไฟฟ้า (โหลด) น้อย	30
ภาพที่ 2.22 ปัญหาของความไม่สมดุลของอุปสงค์-อุปทาน ในการจ่ายไฟฟ้า.....	31
ภาพที่ 2.23 การจำกัดขนาดในการติดตั้ง Rooftop PV ในประเทศออสเตรเลีย.....	33
ภาพที่ 2.24 แรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว.....	34
ภาพที่ 2.25 การตัดการเชื่อมต่อในกรณีแรงดันเกิน.....	37
ภาพที่ 2.26 (ก) ปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินในประเทศญี่ปุ่น และ (ข) แนวทางในการแก้ไขปัญหา.....	38
ภาพที่ 2.27 รูปแบบการทำงานของ Energy storage.....	39
ภาพที่ 2.28 ระยะเวลาคืนทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ที่ติดตั้งพร้อมกับแบตเตอรี่.....	40
ภาพที่ 2.29 รูปแบบการเชื่อมต่อของ Energy storage	41
ภาพที่ 2.30 รูปแบบการทำงานของ Energy storage.....	41
ภาพที่ 2.31 โหมดการทำงานของ Energy storage แบบเปลี่ยนโหมดการทำงานได้	42
ภาพที่ 2.32 ปริมาณการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ.....	44
ภาพที่ 2.33 ค่าใช้จ่ายในการควบคุมรูปแบบต่างๆ.....	47
ภาพที่ 2.34 รูปแบบการควบคุมในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ.....	48
ภาพที่ 3.1 Phasor ของแรงดันไฟฟ้าสามเฟส (ก) ในภาวะสมดุล และ (ข) ในสภาวะไม่สมดุล	50
ภาพที่ 3.2 เพอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิภายในมอเตอร์.....	59
ภาพที่ 3.3 สมรรถนะของมอเตอร์ลดลงเนื่องจากผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล	61
ภาพที่ 3.4 รูปแบบการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	68
ภาพที่ 3.5 รูปแบบการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	69
ภาพที่ 3.6 รูปแบบการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง.....	70
ภาพที่ 3.7 รูปแบบการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง.....	71

ภาพที่ 4.1 แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสสี่สาย.....	73
ภาพที่ 4.2 แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสห้าสาย	77
ภาพที่ 4.3 แบบจำลองหม้อแปลงจำหน่าย	82
ภาพที่ 4.4 แบบจำลองโหลด	83
ภาพที่ 4.5 แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	84
ภาพที่ 4.6 การต่อโหลดแบบ Star และ Delta	86
ภาพที่ 4.7 ขั้นตอนในการพิจารณาการเชื่อมต่อของแต่ละบัส.....	89
ภาพที่ 4.8 หลักการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	90
ภาพที่ 5.1 ขั้นตอนการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	111
ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคา (ต่อ)	112
ภาพที่ 5.3 ขั้นตอนการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคา (ต่อ)	113
ภาพที่ 5.4 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า.....	115
ภาพที่ 5.5 ขั้นตอนการพิจารณาเพื่อติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม	119
ภาพที่ 5.6 ขั้นตอนการพิจารณาเพื่อติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม (ต่อ).....	120
ภาพที่ 5.7 การเชื่อมต่อของโหลดหนึ่งเฟสเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	121
ภาพที่ 5.8 รูปแบบการเชื่อมต่อเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าของโหลดแบบสามเฟส.....	122
ภาพที่ 5.9 ขั้นตอนการพิจารณาเพื่อจัดเรียงเฟสใหม่.....	125
ภาพที่ 6.1 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส.....	127
ภาพที่ 6.2 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส A จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส.....	132
ภาพที่ 6.3 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส B จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส.....	132

ภาพที่ 6.4 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส.....	133
ภาพที่ 6.5 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส.....	134
ภาพที่ 6.6 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส A จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส.....	141
ภาพที่ 6.7 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส B จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส.....	141
ภาพที่ 6.8 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส.....	142
ภาพที่ 6.9 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส A จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT ภายหลังการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส	145
ภาพที่ 6.10 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส B จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT ภายหลังการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส	145
ภาพที่ 6.11 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT ภายหลังการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส	146
ภาพที่ 6.12 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุล.....	147
ภาพที่ 6.13 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A.....	148
ภาพที่ 6.14 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B	149
ภาพที่ 6.15 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C.....	150
ภาพที่ 6.16 ระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุล.....	154
ภาพที่ 6.17 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A.....	155
ภาพที่ 6.18 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B	156
ภาพที่ 6.19 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C.....	157
ภาพที่ 6.20 แบบจำลองการเชื่อมต่อของระบบทดสอบ 2 บัส.....	162
ภาพที่ 6.21 วงจรของการเชื่อมต่อโหลดเฟส A ในรูปแบบแหล่งจ่ายแบบไม่อิสระ	162
ภาพที่ 6.22 วงจรของการเชื่อมต่อโหลดเฟส B ในรูปแบบแหล่งจ่ายแบบไม่อิสระ.....	162

ภาพที่ 6.23 วงจรของการเชื่อมต่อโหนดเฟส C ในรูปแบบแหล่งจ่ายแบบไม่อิสระ	163
ภาพที่ 6.24 เฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการเปลี่ยนไปของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบ ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A.....	171
ภาพที่ 6.25 เฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการเปลี่ยนไปของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบ ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B.....	173
ภาพที่ 6.26 เฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการเปลี่ยนไปของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบ ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B.....	175
ภาพที่ 6.27 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1.....	177
ภาพที่ 6.28 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3.....	180
ภาพที่ 6.29 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท บนหลังคา 1 เฟสเปรียบเทียบกับ การติดตั้ง 2 เฟส (1)	195
ภาพที่ 6.30 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท บนหลังคา 1 เฟสเปรียบเทียบกับ การติดตั้ง 2 เฟส (2)	195
ภาพที่ 6.31 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท บนหลังคา 1 เฟสเปรียบเทียบกับ การติดตั้ง 2 เฟส (3)	196
ภาพที่ 6.32 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาเปรียบเทียบกับ การติดตั้ง 3 เฟส	198
ภาพที่ 6.33 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาบัสที่ 3 เฟส C.....	201
ภาพที่ 6.34 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาบัสที่ 3 เฟส C	201
ภาพที่ 6.35 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาบัสที่ 14 เฟส C	204
ภาพที่ 6.36 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาบัสที่ 14 เฟส C	204
ภาพที่ 6.37 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาบัสที่ 15 เฟส C	207

ภาพที่ 6.38 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 15 เฟส C	207
ภาพที่ 6.39 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 22 เฟส C	210
ภาพที่ 6.40 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 22 เฟส C	210
ภาพที่ 6.41 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 29 เฟส C	213
ภาพที่ 6.42 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 29 เฟส C	213
ภาพที่ 6.43 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ 9 บัส.....	224
ภาพที่ 6.44 สรุปสถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส	235
ภาพที่ 6.45 สรุปสถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส	247

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์นี้ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ โดยเนื้อหาในแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

แสงอาทิตย์เป็นพลังงานรูปแบบหนึ่งที่มีอยู่ในธรรมชาติ เป็นพลังงานที่สะอาด ปราศจากมลพิษและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้นแสงอาทิตย์จึงเป็นทรัพยากรประเภทหนึ่งที่ถูกนำมาพัฒนาเป็นพลังงานทดแทนเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า สำหรับประเทศไทยการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ส่วนใหญ่อยู่ในรูปแบบของโซลาร์ฟาร์ม (Solar farm) หรือ ฟาร์มพลังงานแสงอาทิตย์ โดยสามารถผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์เพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม ปัจจุบันธุรกิจพลังงานทดแทนประเภทโซลาร์ฟาร์มมีการเติบโตอย่างรวดเร็ว เนื่องจากประเทศไทยมีความได้เปรียบทางภูมิศาสตร์ที่ตั้งอยู่ในบริเวณเส้นศูนย์สูตร ทำให้มีแสงอาทิตย์ในระดับที่เข้มข้นมากพอสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ตลอดทั้งปี อีกทั้งภาครัฐยังให้การสนับสนุนอย่างต่อเนื่อง อาทิเช่น แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (Power Development Plan: PDP 2015) [1] , แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan, AEDP 2015 - 2036) [2] เป็นต้น โดยภายหลังจากที่ประสบความสำเร็จในระดับหนึ่งจากการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์เชิงพาณิชย์ในภาคอุตสาหกรรมแล้ว กระทรวงพลังงาน และหน่วยงานที่มีพันธกิจด้านพลังงาน จึงได้กำหนดแนวทางการส่งเสริมการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ให้ครอบคลุมในส่วนของภาคครัวเรือนเพิ่มเติมเพื่อขับเคลื่อนการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ให้ได้ตามเป้าหมายดังกล่าว จึงได้มีแผนการส่งเสริมสนับสนุนให้ภาคครัวเรือนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา หรือ “Rooftop PV” เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้ภายในครัวเรือน ซึ่งถือได้ว่าเป็นการขับเคลื่อนศักยภาพการผลิตพลังงานทดแทนในประเทศให้สูงขึ้น โดยจากแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan, AEDP 2015 - 2036) ได้กำหนดให้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้กำลังผลิตติดตั้งรวม 6,000 MW ภายในปี พ.ศ. 2579

อย่างไรก็ตาม การสนองนโยบายของภาครัฐด้วยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา จะส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยเช่นกัน เนื่องจาก

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเป็นการติดตั้งแบบไร้แบบแผน ไม่มีการหาตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสม และไม่ได้มีการกำหนดไว้อย่างชัดเจนว่าจะต้องติดตั้งที่ตำแหน่งใดหรือเฟสใด เพียงแต่กำหนดว่าขนาดรวมในการติดตั้งจะต้องไม่เกินความสามารถที่สายป้อนเส้นนั้นๆ จะสามารถรับได้ ทำให้เกิดความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมไปถึงการเพิ่มขึ้นของกระแสลัดวงจร และปัญหาของคุณภาพกำลังไฟฟ้าด้านอื่นๆ ซึ่งปัญหาเหล่านี้จะส่งผลเสียต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าสามเฟส เช่น มอเตอร์เหนี่ยวนำสามเฟสและอุปกรณ์อื่นๆ

จากที่กล่าวมาข้างต้นจึงมีการศึกษาวิจัย เพื่อศึกษาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา รวมไปถึงศึกษาแนวทางในการลดผลกระทบจากการติดตั้งดังกล่าว ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เสนอ การประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ และนำเสนอวิธีการลดผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อระบบไฟฟ้า เพื่อให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) นำเสนอผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ
- 2) นำเสนอวิธีการหาค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล
- 3) ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส
- 4) นำเสนอวิธีการลดผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อระบบไฟฟ้า
- 5) ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการลดผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบจำหน่าย

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- 2) พิจารณาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มีขนาดการติดตั้งไม่เกิน 10 kW
- 3) พิจารณาระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล

- 4) พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบสามเฟสไม่สมดุล และทำงานในสภาวะอยู่ตัว
- 5) พิจารณาเฉพาะปรากฏการณ์ด้านคุณภาพไฟฟ้าของแรงดันไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับขนาดของแรงดันไฟฟ้าเท่านั้น
- 6) ไม่พิจารณาผลของฮาร์มอนิก
- 7) ไม่พิจารณาปัจจัยที่ส่งผลต่อแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ประกอบด้วย ความเข้มแสงและอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์
- 8) การตรวจวัดค่าแรงดันไฟฟ้ามีความครอบคลุมทุกบัสในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับเซลล์แสงอาทิตย์
- 2) ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 3) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส
- 4) พัฒนาแบบจำลองที่ศึกษาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 5) ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการลดผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 6) วิเคราะห์ผลกระทบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ
- 7) พัฒนาแบบจำลองสำหรับการลดผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 8) สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) แบบจำลองที่ศึกษาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

- 2) วิธีที่เหมาะสมในการลดผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบจำหน่าย

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยที่ทำการศึกษเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคานั้น จะประกอบไปด้วยหลากหลายรูปแบบที่นักวิจัยได้ทำการศึกษาตามวัตถุประสงค์ที่ต้องการจะศึกษา ซึ่งแต่ละงานวิจัยก็จะมีขั้นตอนในการคำนวณที่แตกต่างกัน หรือหลักการในคำนวณที่แตกต่างกัน โดยงานวิจัยที่ได้ศึกษาแบ่งออกเป็น 4 เรื่อง ได้แก่

- 1) การศึกษาเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์
- 2) การศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 3) การศึกษาเกี่ยวกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส
- 4) การศึกษาเกี่ยวกับแนวทางในการลดผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

- 1) การศึกษาเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์

บทความ [3-5] พบว่า ปัจจัยที่มีผลต่อจุดทำงานกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Point : MPP) ของเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ความเข้มแสงและอุณหภูมิของแผง และได้ศึกษาผลของความเข้มแสงและอุณหภูมิที่มีผลต่อจุดทำงานกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Point: MPP) รวมถึงผลของแพกเตอร์อุณหภูมิ ซึ่งได้พิจารณาผลโดยละเอียดของความสัมพันธ์ของค่าความต้านทานสมมูลต่ออนุกรมและค่าแรงดันเพียงผลของค่าความต้านทานสมมูลต่ออนุกรมที่มีขนาดต่างๆ เพื่อศึกษาความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้ากับกระแส และแรงดันไฟฟ้ากับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ณ ค่าความเข้มแสง อุณหภูมิ และค่าความต้านทานสมมูลต่ออนุกรมที่แตกต่างกัน

- 2) การศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

บทความ [6] ได้แสดงให้เห็นว่า การเชื่อมต่อบนหลังคาเข้ากับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ สามารถก่อให้เกิดปัญหามากมาย เช่น ปัญหาแรงดันไฟฟ้าต่ำ-แรงดันไฟฟ้าเกินขีดจำกัดของการเชื่อมต่อ, ความผิดพลาดในระบบมีค่ามากขึ้น, การเพิ่มขึ้นของฮาร์มอนิก และแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล โดยในบทความ [7] ได้แสดงให้เห็นว่าการเพิ่มขึ้นของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบไฟฟ้าแบบไร้รูปแบบตามบ้านเรือนทำให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบไฟฟ้ามากขึ้น บทความที่ [8] ได้แสดงผลของการติดตั้ง

เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบิลท์อินในตำแหน่งต่างๆ ของสายจำหน่าย โดยพบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบิลท์อินที่ปลายสายป้อน มีแนวโน้มทำให้เกิดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลเกินค่าที่กำหนดมากกว่าการติดตั้งบริเวณอื่น โดยเมื่อติดตั้งที่ตำแหน่งต้นสายและติดตั้งในขนาดกำลังการผลิตไม่มากนัก จะส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบน้อยมากเมื่อเทียบกับการติดตั้งที่ปลายสาย และยังพบว่าหากมีการติดตั้งในขนาดที่เท่ากับโหลด จะช่วยปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบไฟฟ้าให้ดีขึ้นอีกด้วย โดยบทความนี้ได้สรุปว่า ความรุนแรงของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบจะขึ้นอยู่กับขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดบิลท์อินที่ติดตั้งเข้าไป ขนาดโหลดของเฟสนั้นๆ และตำแหน่งที่ติดตั้ง บทความ [9] ได้กล่าวถึงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบิลท์อินในขนาดของความหนาแน่นในการติดตั้งที่แตกต่างกันออกไป โดยทำการทดสอบในระบบทดสอบ 97 บัส ทำการทดสอบที่ความหนาแน่นของการติดตั้ง 10% , 20% , 30% และ 50% รวมไปถึงทำการทดสอบในลักษณะของโหลดที่แตกต่างกัน 2 ลักษณะ โดยในทุกกรณีพบว่า ภายหลังจากการติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบิลท์อิน ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลเพิ่มขึ้น โดยยิ่งความหนาแน่นในการติดตั้งยิ่งมีค่ามาก ยิ่งทำให้เกิดค่าความแตกต่างของแรงดันในแต่ละเฟส หรือค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมาก รวมไปถึงยังทำให้บางช่วงเวลามีค่าแรงดันไฟฟ้าเกินขีดจำกัดอีกด้วย โดยในบทความ [10] ได้กล่าวถึงขีดจำกัดของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลไว้ว่า ปริมาณการเชื่อมต่อเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าในกลุ่มประเทศยุโรป จะต้องอยู่ภายใต้ขีดจำกัดของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบและได้กำหนดไว้ว่าค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลจะต้องมีค่าไม่เกิน 2% นอกจากนี้ ประเทศอังกฤษยังมีข้อกำหนดว่า ที่จุดโหลดจะต้องมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลไม่เกิน 1.3% อีกด้วย

3) การศึกษาเกี่ยวกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส

บทความ [11, 12] ได้แสดงการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Newton Raphson, Modified-Newton Raphson, Gauss-Seidel และอื่นๆอีกมากมาย โดยพบว่า วิธีที่ได้รับความนิยมคือ วิธี Newton Raphson เนื่องจากวิธีนี้ สามารถให้ผลลัพธ์ในรอบการคำนวณที่ต่ำกว่า จึงใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่าวิธีอื่นๆ แต่เมื่อนำมาประยุกต์ใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ โหลดส่วนใหญ่เป็นโหลดแบบไม่สมดุล ดังนั้นการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส จะต้องพิจารณาในระบบไฟฟ้าสามเฟสแบบโหลดไม่สมดุล ซึ่งวิธีการที่กล่าวมาข้างต้นสามารถนำมาใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ แต่ในระบบไฟฟ้าแบบสามเฟสแบบโหลดไม่สมดุลจะต้องพิจารณาค่า Self impedance และค่า Mutual coupling ของสายด้วย ทำให้ค่าขององค์ประกอบบางอย่างที่ใช้ในการคำนวณ มีความยุ่งยากมากขึ้น รวมไปถึงระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำมีลักษณะเป็นสายเรเดียล วิธีการที่ได้กล่าวมาอาจไม่สามารถคำนวณได้ในบางระบบ โดยในบทความ [11] ยังได้กล่าวถึงวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสวิธีอื่นๆ คือ Fast decoupled , Second order ,

Bakward/Forward Sweep และวิธีอื่นๆ โดยพบว่า วิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส ด้วยวิธี Backward/Forward Sweep มีข้อดีคือ ในระบบขนาดใหญ่และมีความเป็นเรเดียล วิธีนี้สามารถคำนวณได้ในเวลาที่สั้นที่สุด แม้ว่าจะใช้จำนวนรอบในการคำนวณมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับวิธี Newton Rapson และวิธี Second order และบทความ [13] ได้คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสแบบโหนดไม่สมดุลด้วยวิธี Backward/Forward Sweep ซึ่งในบทความนี้พิจารณาโหนดแบบไม่สมดุลที่การเชื่อมต่อแบบ Star ที่มีค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟคงที่ โดยพบว่า การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนี้ มีข้อดีคือ เป็นวิธีที่เหมาะสมกับกับระบบที่มีลักษณะเป็นสายเรเดียล สามารถลู่เข้าได้อย่างรวดเร็วจึงใช้เวลาในการคำนวณน้อย ใช้พื้นที่ของหน่วยความจำในคอมพิวเตอร์น้อยเนื่องจากข้อมูลจะถูกเก็บเป็นเวกเตอร์ โดยทำการทดสอบกับระบบ IEEE 8 บัสและ 13 บัส ตามลำดับ และในบทความ [14] ได้กล่าวไว้เช่นกันว่า การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสามเฟสแบบโหนดไม่สมดุลด้วยวิธี Backward/Forward Sweep เป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพ เนื่องจากใช้การคำนวณในรูปแบบคณิตศาสตร์อย่างง่ายในรูปแบบของเฟสเซอร์ของแรงดันไฟฟ้า แต่ในบทความนี้ได้พิจารณาโหนดแบบไม่สมดุลที่มีการเชื่อมต่อ 3 แบบคือ โหนดที่มีค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟคงที่ โหนดที่มีค่ากระแสไฟฟ้าคงที่ และโหนดที่มีค่าอิมพีแดนซ์คงที่ โดยทำการทดสอบกับระบบ IEEE 19 บัส พบว่าระบบสามารถลู่เข้าใน 4 รอบการคำนวณ และใช้เวลาในการคำนวณ 0.00645 วินาที

4) การศึกษาเกี่ยวกับแนวทางในการลดผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

บทความที่ [15] ได้ศึกษาความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าซึ่งเกิดจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบไฟฟ้าหนึ่งเฟส ที่ไม่มีการกำหนดขนาดและตำแหน่งติดตั้งที่แน่นอน และในบทความนี้ยังได้กล่าวถึงแนวทางการแก้ปัญหาของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ได้แก่ การเพิ่มขนาดของพื้นที่หน้าตัดของสายให้มีขนาดใหญ่ขึ้น ซึ่งภายหลังการทดสอบพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ปลายสายป้อนลดลงจาก 1.84% เป็น 1.56% วิธีที่สองคือ การติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว โดยติดตั้งทั้งสามเฟสและกำหนดให้ทำงานในกรณีที่แรงดันในเฟสนั้นมีค่าต่ำกว่าระดับที่เหมาะสม หรือ 0.95 pu. โดยพบว่า ตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งคือสองในสามของความยาวสายป้อนนั้น ซึ่งภายหลังการทดสอบพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ปลายสายป้อนลดลงจาก 1.84% เป็น 1.41% วิธีที่สาม คือ การเพิ่มขนาดขนาดของสายป้อนและการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว ซึ่งภายหลังการทดสอบพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ปลายสายป้อนลดลงจาก 1.84% เป็น 1.18% และยังได้นำเสนอวิธีการติดตั้ง DSTATCOM รวมไปถึงวิธีการหาตำแหน่งในการติดตั้งที่ดีที่สุด โดยพบว่า การติดตั้ง DSTATCOM ที่หนึ่งในสามของความยาวสายป้อนเป็นตำแหน่งที่ดีที่สุดที่ช่วยลดผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบ และบทความอื่นๆ ซึ่งได้นำเสนอการปรับปรุงค่า

แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการจัดเรียงเฟสใหม่ ได้แก่ บทความ [16] ได้นำเสนอวิธีการจัดเรียงเฟสใหม่ในระบบจำหน่ายแบบไม่สมดุลแบบเรเดียล เพื่อลดการสูญเสียทางไฟฟ้าและปรับปรุงคุณภาพของแรงดันไฟฟ้าให้ดีขึ้น ในบทความนี้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward sweep ได้ถูกนำมาใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สมดุลแบบเรเดียล และวิธีการทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm:GA) ได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้ในการจัดเรียงการเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีค่าต่ำที่สุด และต้องเป็นไปตามเงื่อนไขข้อบังคับที่ประกอบไปด้วย ขีดจำกัดของแรงดันที่บัส ขีดจำกัดของกระแสในสายป้อน ต้องไม่มีไฟฟ้าดับที่จุดโหลด รวมไปถึงรักษาความเป็นเรเดียลของระบบจำหน่าย โดยได้ทำการทดสอบในระบบจำหน่ายไม่สมดุลแบบเรเดียล 19 บัส และ 25 บัส ตามลำดับ โดยจากการทดสอบพบว่า วิธีการที่นำเสนอในบทความนี้ช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ปรับปรุงคุณลักษณะของแรงดันไฟฟ้า รวมไปถึงสามารถหาการจัดเรียงการเชื่อมต่อของระบบที่เหมาะสม เพื่อลดค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าในระบบให้มีค่าต่ำที่สุด และยังมีจำนวนการสวิตช์น้อยกว่าวิธีอื่นๆที่ได้เสนอมานในอดีต และบทความ [17] ได้นำเสนอระบบการจัดเรียงการเชื่อมต่ออัตโนมัติ เพื่อให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีจุดทำงานที่เหมาะสม โดยในบทความนี้ได้กล่าวไว้ว่า จุดทำงานที่เหมาะสมคือ ระบบจำหน่ายจะต้องมีการสูญเสียที่ต่ำที่สุด หม้อแปลงจำหน่ายหรือสายป้อนจะต้องไม่รับโหลดเกินพิกัด มีลักษณะของแรงดันที่ต้องและไม่มีกระแสไฟฟ้าไม่สมดุลขึ้นในระบบ ดังนั้นวิธีการจัดเรียงสายป้อนใหม่จึงไม่เพียงพอ จึงต้องนำวิธีการจัดเฟสของโหลดมาใช้ร่วมกัน โดยที่การจัดเฟสสมดุลจะทำให้ระดับแรงดันกลาง ในขณะที่การจัดโหลดสมดุลจะทำให้ระดับแรงดันต่ำ และบทความนี้ได้กล่าวถึงการจัดเรียงการเชื่อมต่อโดยการประยุกต์ใช้ Neural network ร่วมกับ วิธี Heuristic แต่บทความนี้มีข้อจำกัดคือ วิธีการที่เสนอนั้นนั้นเหมาะสมสำหรับ 15 จุดโหลดเท่านั้น

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 บทนำ จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 7 หัวข้อ คือ ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในปัจจุบัน จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 6 หัวข้อ คือ ส่วนประกอบหลักของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในประเทศไทย สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้า

จากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในต่างประเทศ ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา และแนวทางการจัดการผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

บทที่ 3 แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้า จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 4 หัวข้อ คือ ทฤษฎีพื้นฐานของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล การคำนวณค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบและความเสียหายจากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล และข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง

บทที่ 4 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 2 หัวข้อ คือ แบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย และสมการการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส

บทที่ 5 การประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาและวิธีการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 3 หัวข้อ คือ การประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม และการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการจัดเรียงเฟสใหม่

บทที่ 6 ผลการทดสอบ จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 3 หัวข้อ คือ ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส ผลการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา และผลการทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

บทที่ 7 สรุปวิทยานิพนธ์ จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 2 หัวข้อ คือ สรุป และ ข้อเสนอแนะ

บทที่ 2

สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในปัจจุบัน

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอีกหนึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มีการเติบโตอย่างต่อเนื่องในหลายๆ ประเทศ เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานสะอาดที่ใช้ไม่มีวันหมดและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม บวกกับราคาของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ทำให้ภาครัฐบาลในหลายๆ ประเทศได้มีการขยายการผลิตไฟฟ้าลงไปสู่ภาคประชาชนมากขึ้น โดยสนับสนุนให้มีการติดตั้งอยู่บนหลังคาบ้านหรืออาคารหรือที่เรียกว่า Rooftop PV โดยในบทนี้จะแบ่งการนำเสนอเป็น 6 หัวข้อดังนี้

- 2.1 ส่วนประกอบหลักของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 2.2 การเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า
- 2.3 สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในประเทศไทย
- 2.4 สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในต่างประเทศ
- 2.5 ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 2.6 แนวทางการจัดการผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

2.1 ส่วนประกอบหลักของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา มีส่วนประกอบของระบบที่สำคัญ 2 ส่วน คือ

- 2.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์
- 2.2.2 อินเวอร์เตอร์

2.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic cell) คือ สิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ที่สร้างมาจากสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) มีหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงไปเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยที่แสงดังกล่าวอาจเป็นแสงจากดวงอาทิตย์หรือแสงจากหลอดไฟ โดยพลังงานไฟฟ้าจะอยู่ในรูปของพลังงานไฟฟ้า

กระแสตรง (Direct Current : DC) ทั้งนี้พลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่สะอาดและไม่สร้างมลภาวะให้กับสิ่งแวดล้อมในขณะใช้งาน โดยกลุ่มสารประกอบที่นิยมนำมาสร้างเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในปัจจุบัน [3-5] สามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

- (1) กลุ่มที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอน
- (2) กลุ่มที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิกอน

2.1.1.1 กลุ่มที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอน

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในปัจจุบันมักนิยมสร้างจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิกอน โดยสามารถแบ่งประเภทตามลักษณะของผลึกที่เกิด ได้ 2 แบบ คือ ประเภทรูปผลึก (Crystal) และ ประเภทที่ไม่เป็นรูปผลึกหรืออะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous Silicon) โดยที่รายละเอียดในแต่ละประเภท มีดังนี้

- 1) เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทรูปผลึก สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ผลึกเดี่ยวซิลิกอน (Mono crystalline silicon solar cell) และ เซลล์แสงอาทิตย์ผลึกพอลิซิลิกอน (Poly crystalline silicon solar cell)
 - 1.1) เซลล์แสงอาทิตย์ผลึกเดี่ยวซิลิกอน (Mono crystalline silicon solar cell หรือ c-Si) เนื่องจากซิลิกอนเป็นวัตถุดิบสารกึ่งตัวนำที่มีราคาสูงที่สุด เพราะซิลิกอนนั้นเป็นธาตุชนิดหนึ่งที่มีมากที่สุดในโลกจากกระบวนการถลุงหินและทราย ทำให้ธาตุซิลิกอนมักนิยมใช้เป็นสารกึ่งตัวนำในอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ เช่น ใช้ทำทรานซิสเตอร์ และ ไอซี เป็นต้น สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ c-Si ได้รับความนิยมและใช้งานอย่างแพร่หลาย เช่น ในชนบทที่ห่างไกลความเจริญ หรือ ในพื้นที่ที่การเข้าถึงของสาธารณูปโภคไฟฟ้าเข้าถึงได้ยาก เช่น บนดอยทางภาคเหนือของประเทศไทย
 - 1.2) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกพอลิซิลิกอน (Poly crystalline silicon solar cell หรือ pc-Si) เป็นผลจากความพยายามในการลดต้นทุนการผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์แบบ c-Si จึงทำให้เกิดการพัฒนาเทคโนโลยี pc-Si ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตของ pc-Si ต่ำกว่า c-Si ประมาณร้อยละ 10 ดังนั้นทำให้เทคโนโลยี pc-Si ได้รับความนิยมแพร่หลายเช่นกัน
- 2) เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทที่ไม่เป็นรูปผลึกหรืออะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous Silicon) ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous silicon solar cell หรือ a-Si)

- 2.1) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous silicon solar cell หรือ a-Si) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้จัดเป็นเทคโนโลยีที่ใช้ธาตุซิลิกอนเช่นกันแต่ไม่อยู่ในรูปของผลึก ผลของสารอะมอร์ฟัสซิลิกอนทำให้เกิดเป็นชั้นฟิล์มบางของซิลิกอนซึ่งมีความบางเพียง 300 นาโนเมตร ทำให้ไม่สิ้นเปลืองเนื้อวัสดุ น้ำหนักเบา การผลิตทำได้ง่าย มีจุดเด่น คือ ไม่ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม จึงนำมาประยุกต์ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้พลังงานไฟฟ้าน้อย เช่น เครื่องคิดเลข นาฬิกาข้อมือ วิทยุทรานซิสเตอร์ เป็นต้น



ภาพที่ 2.1 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอน

(ที่มา : “Monocrystalline, Polycrystalline & Amorphous PV Solar Panels” [18])

2.1.1.2 กลุ่มที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิกอน

เซลล์แสงอาทิตย์ในกลุ่มนี้ผลิตจากสารประกอบที่เป็นสารกึ่งตัวนำชนิดอื่นๆที่ไม่ใช่ซิลิกอน โดยจุดเด่นของเซลล์แสงอาทิตย์ในกลุ่มนี้ คือ ประสิทธิภาพสูงถึงร้อยละ 25 ขึ้นไป แต่มีราคาที่สูงมาก จึงไม่ค่อยนิยมนำมาใช้บนพื้นโลก มักจะใช้งานในอวกาศ เช่น ดาวเทียม ระบบรวมแสงอาทิตย์ (Concentrated solar power) เป็นต้น โดยปัจจุบันมีการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้เพียงร้อยละ 7 ของปริมาณที่มีใช้ทั้งหมด

2.1.2 อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า โดยอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะต้องมีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย [19, 20] เช่น อินเวอร์เตอร์สามารถปลดตัวเองออกจากระบบได้ในกรณีที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์จะต้องไม่สร้างฮาร์มอนิกเข้าระบบไฟฟ้ามากเกินไป และอินเวอร์เตอร์จะต้องสามารถปรับแก้ตัวประกอบกำลังได้ เป็นต้น

2.2 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าสามารถทำได้หลายรูปแบบ ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศนั้นๆ โดยแต่ละรูปแบบมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

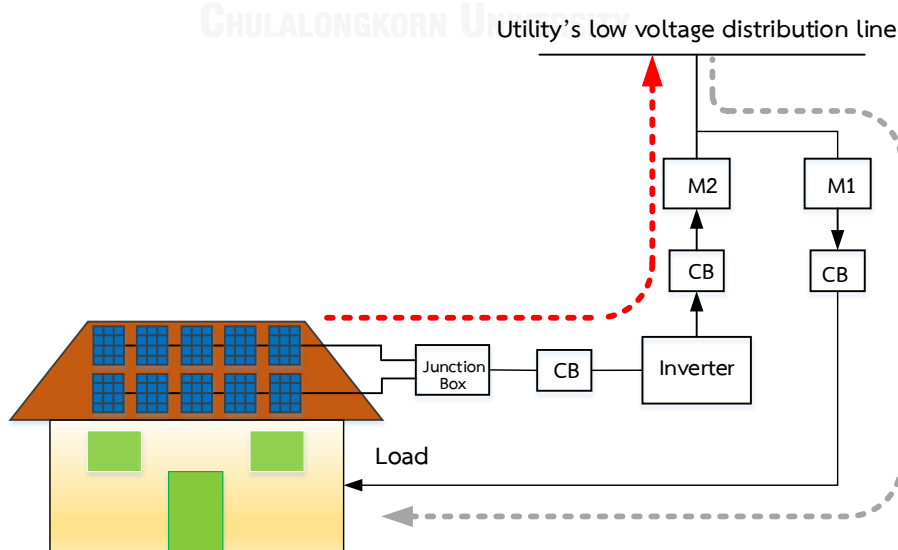
2.2.1 การเชื่อมต่อแบบที่ 1

2.2.2 การเชื่อมต่อแบบที่ 2

2.2.3 การเชื่อมต่อแบบที่ 3

2.2.1 การเชื่อมต่อแบบที่ 1

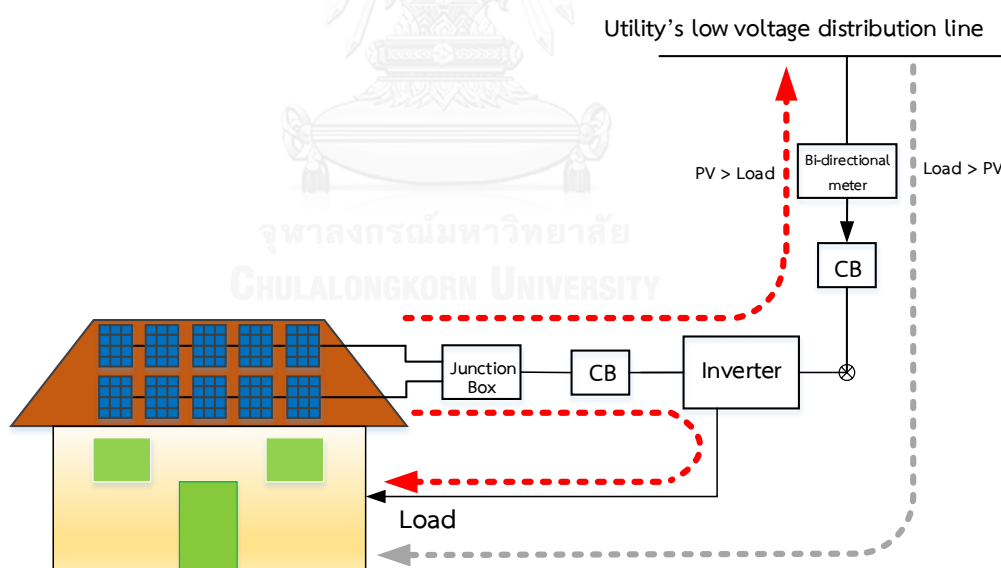
รูปแบบการเชื่อมต่อแบบนี้สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed in Tariff (FiT) ซึ่งเป็นรูปแบบการเชื่อมต่อที่ใช้ในประเทศไทย , แคนาดา , ออสเตรเลีย , จีน , ญี่ปุ่น , เกาหลีใต้ , อินเดีย , เยอรมนี และอีกหลายประเทศ [21] สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed in Tariff (FiT) จะแยกคำนวณค่าไฟฟ้าจากพลังงานไฟฟ้าที่โหลดใช้ กับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาออกจากกัน ซึ่งจะใช้วิธีแยกมิเตอร์เป็น 2 มิเตอร์คือ มิเตอร์สำหรับขายไฟฟ้า และมีเตอร์สำหรับซื้อไฟฟ้าเพื่อใช้ไฟฟ้าปกติภายในบ้าน โดยปกติแล้ว ราคาค่าไฟฟ้าสำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อแบบนี้ ค่าไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบไฟฟ้า จะมีราคาต่อหน่วยสูงกว่าค่าไฟฟ้าที่ซื้อเข้ามาเพื่อใช้งานภายในบ้าน โดยตัวอย่างการเชื่อมต่อแสดงดังภาพที่ 2.2



ภาพที่ 2.2 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า

2.2.2 การเชื่อมต่อแบบที่ 2

รูปแบบการเชื่อมต่อแบบนี้ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Net Metering ซึ่งเป็นรูปแบบการเชื่อมต่อที่ใช้ในประเทศสหรัฐอเมริกา , แคนาดา , บราซิล , เดนมาร์ก , เนเธอร์แลนด์ และอีกหลายประเทศ [21] สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Net Metering จะใช้วิธีหักลบหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่โหลดใช้ กับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาออกจากกัน โดยหากพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเกินความต้องการของโหลดที่ใช้ในบ้าน ก็จะทำให้การขายเข้าโครงข่ายไฟฟ้า แต่หากพลังงานที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลดภายในบ้าน ก็จะทำให้การซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้าเข้ามาเพื่อใช้งานภายในบ้าน โดยจะทำให้การซื้อขายผ่านมิเตอร์เพียงตัวเดียว [22] โดยปกติแล้ว ราคาค่าไฟฟ้าสำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อแบบนี้ ค่าไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบไฟฟ้าจะมีราคาต่อหน่วยเท่ากับค่าไฟฟ้าที่ซื้อเข้ามาเพื่อใช้งานภายในบ้าน โดยตัวอย่างการเชื่อมต่อแสดงดังภาพที่ 2.3

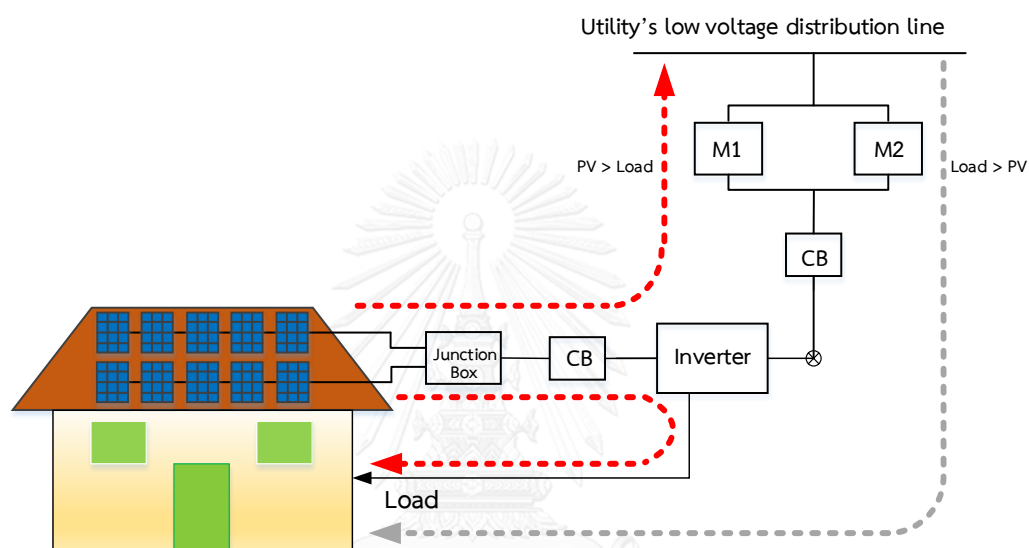


ภาพที่ 2.3 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า

2.2.3 การเชื่อมต่อแบบที่ 3

รูปแบบการเชื่อมต่อแบบนี้ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Net Billing ซึ่งเป็นรูปแบบการเชื่อมต่อที่ใช้ในประเทศชิลี [21] โดยจะคล้ายกับวิธี Net Metering ซึ่งจะใช้วิธีหักลบหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่โหลด

ใช้ กับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาออกจากกัน แต่จะแยกมิเตอร์เป็น 2 มิเตอร์คือ มิเตอร์สำหรับขายไฟฟ้า และมิเตอร์สำหรับซื้อไฟฟ้าเพื่อใช้ไฟฟ้าปกติภายในบ้าน โดยปกติแล้ว ราคาค่าไฟฟ้าสำหรับรูปแบบการเชื่อมต่อแบบนี้ค่าไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบไฟฟ้าจะมีราคาต่อหน่วยไม่เท่ากับค่าไฟฟ้าที่ซื้อเข้ามาเพื่อใช้งานภายในบ้าน โดยราคาค่าไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับ บริษัทผลิตไฟฟ้าของประเทศนั้นๆ ตัวอย่างการเชื่อมต่อแสดงดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า

2.3 สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในประเทศไทย

หากพิจารณาจากที่ตั้ง จะพบว่า ประเทศไทยอยู่ในเขตเส้นศูนย์สูตร ทำให้มีช่วงเวลาในการรับแสงแดดตลอดทั้งปี โดยพื้นที่ส่วนใหญ่ได้รับแสงอาทิตย์เฉลี่ยวันละประมาณ 5 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตร จึงเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ จากการสนับสนุนของภาครัฐบาลภายใต้แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan, AEDP 2015 - 2036) [2] ได้กำหนดให้มีสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 30 ภายใน 10 ปี ซึ่งมีเป้าหมายในการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ 6,000 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาหรือ “Rooftop PV” เพื่อเป็นการสนับสนุนให้ประชาชนผลิตพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้ภายในครัวเรือน

สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในปัจจุบันเป็นแบบ อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ หรือ Feed-in-Tariff fixed (FiT Fixed) ซึ่งการรับซื้อไฟฟ้ารูปแบบนี้เป็นารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตด้วยพลังงานทดแทนในอัตราพิเศษ ซึ่งเป็นเครื่องมือเชิงนโยบายที่ออกแบบมาเพื่อเร่งการลงทุนในการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีพลังงานทดแทนด้วยการเสนอสัญญาระยะยาวแก่ผู้ผลิตพลังงานทดแทน โดยคิดจากต้นทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ตลอดอายุการใช้งาน 25 ปี และนอกจากนี้ยังได้มีการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT พิเศษ (FiT Premium) เพิ่มเติมจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ปกติ สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ คือ ในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานในพื้นที่ โดยมีอัตรารับซื้อแสดงดังตารางที่ 2.1 [23]

ตารางที่ 2.1 ราคาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

อาคาร	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง	FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	FiT Premium*
บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kWp	6.85	25	0.50
อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 ถึง 250 kWp	6.40	25	0.50
อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า 250 ถึง 1000 kWp	6.01	25	0.50
บนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร	ไม่เกิน 5 MWp	5.66	25	

ผลการประกาศการรับซื้อไฟฟ้า ได้แสดงในตารางที่ 2.2 โดยมีปริมาณรวม 133 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นพื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้านครหลวง 53.96 เมกะวัตต์ และพื้นที่ความรับผิดชอบของการ

ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 79 เมกะวัตต์ และผู้ที่มีชื่อในประกาศรับซื้อไฟฟ้านี้จะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าในระยะเวลาที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ [24]

ตารางที่ 2.2 ผลการประกาศการรับซื้อไฟฟ้า

	บ้านอยู่อาศัย		อาคารธุรกิจโรงงาน		รวม	
	กำลังการติดตั้ง	จำนวน	กำลังการติดตั้ง	จำนวน	กำลังการติดตั้ง	จำนวน
	(เมกะวัตต์)	(ราย)	(เมกะวัตต์)	(ราย)	(เมกะวัตต์)	(ราย)
กฟภ.	21.36	2,534	57.70	94	79.06	2,628
ภาคเหนือ	5.84	705	14.61	23	20.45	728
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	10.02	1,141	14.83	19	24.85	1,160
ภาคกลาง	4.06	513	14.14	28	18.20	541
ภาคใต้	1.44	175	14.12	24	15.56	199
กฟน.	6.20	988	47.76	132	53.96	1,120
รวมทั้งสิ้น	27.56	3,522	105.46	226	133.02	3,748



ภาพที่ 2.5 ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
ของประเทศไทย

(ที่มา : “ติดตั้งระบบ SOLARCELL ที่บ้านกรุงเทพ ตอนที่ 1” [25])

2.4 สถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในต่างประเทศ

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่มีการใช้งานอย่างหลากหลายมากขึ้นในต่างประเทศ โดยในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประเทศที่มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนประเภทเซลล์แสงอาทิตย์อันดับต้นๆ ดังนี้

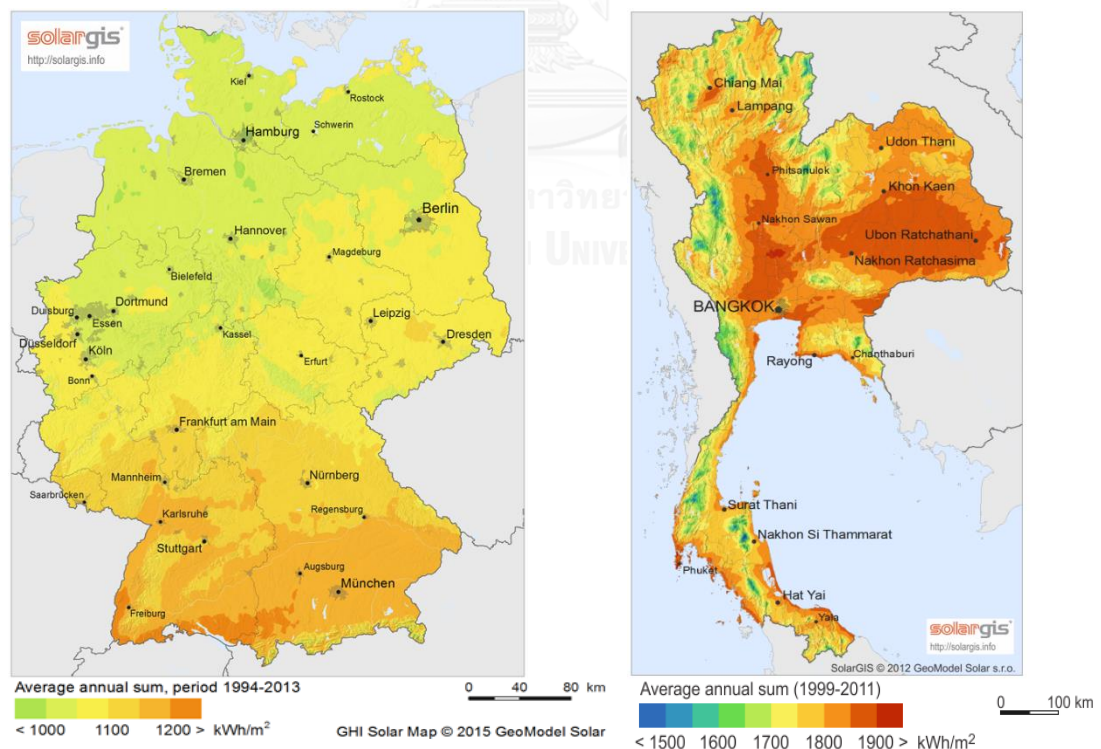
2.4.1 ประเทศเยอรมนี

2.4.2 ประเทศญี่ปุ่น

2.4.3 ประเทศสหรัฐอเมริกา

2.4.1 ประเทศเยอรมนี

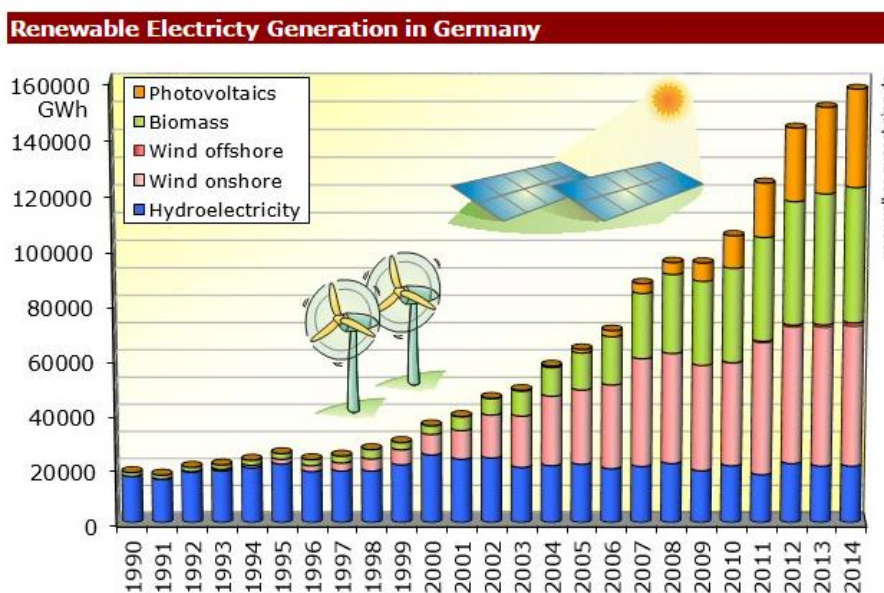
ประเทศเยอรมนี หรือสหพันธ์รัฐเยอรมนี ตั้งอยู่ที่ ละติจูด $51^{\circ}30'0''$ ลองจิจูด $10^{\circ}30'0''$ โดยหากพิจารณาจากภาพที่ 2.6 ซึ่งแสดงความเข้มของแสงอาทิตย์ที่ประเทศเยอรมนีได้รับเทียบกับประเทศไทย โดยประเทศไทยมีความเข้มของแสงอาทิตย์เฉลี่ยมากกว่า $1,800 \text{ kWh/m}^2$ ในขณะที่ประเทศเยอรมนีมีความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยประมาณ 950 kWh/m^2 จะพบว่า ประเทศเยอรมนีมีความเข้มของแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อพื้นที่ 1 ตารางเมตร น้อยกว่าประเทศไทยมาก แต่ประเทศเยอรมนีกลับเป็นประเทศที่มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอันดับต้นๆ ของโลก [26]



ภาพที่ 2.6 ปริมาณความเข้มของแสงอาทิตย์ของประเทศเยอรมนี และประเทศไทย

(ที่มา : “Solar Radiation Maps” [26])

โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ดังแสดงในภาพที่ 2.7 พบว่า ในปี 2014 ประเทศเยอรมนีสามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ถึง 157,400 ล้านหน่วย หากพิจารณาเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์จะพบว่าประเทศเยอรมนีสามารถผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในปี 2014 ได้ถึง 35,200 ล้านหน่วย และยังพบว่า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกปี [27]

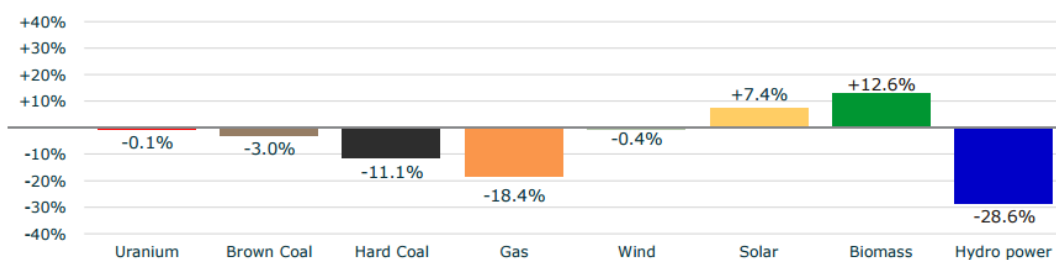


ภาพที่ 2.7 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

(ที่มา : “Renewable Electricity Generation in Germany” [27])

โดยในช่วง 11 เดือนแรกของปี 2014 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้เพิ่มเป็น 35,200 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนถึง 7.4% ในขณะที่ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลทุกชนิดกลับลดลง โดยเฉพาะอย่างยิ่งปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติได้ลดลงถึง 18.4% ดังแสดงในภาพที่ 2.8 [28]

Relative change in electricity production: first eleven months 2014 versus first eleven months 2013



ภาพที่ 2.8 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ

(ที่มา : “Electricity production from solar and wind in Germany in 2014” [28])

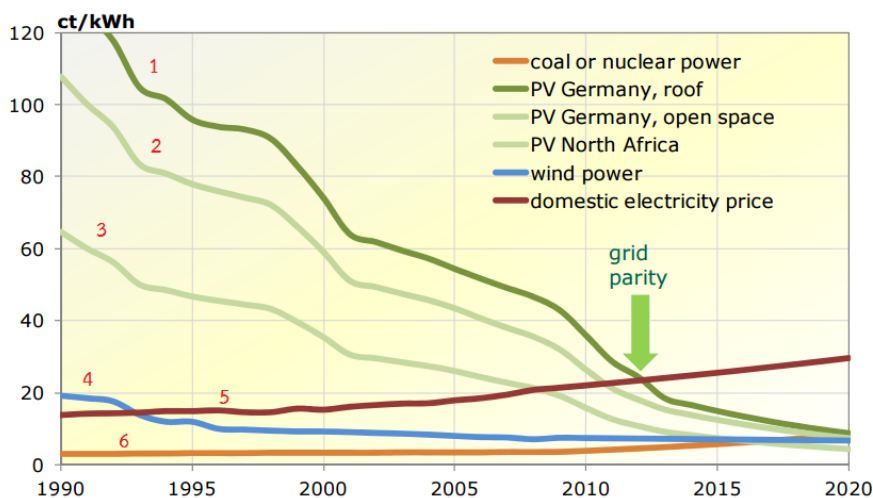
หากพิจารณาสัดส่วนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ของประเทศเยอรมนี ในปี 2012 ดังแสดงในภาพที่ 2.9 จะพบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา มีสัดส่วนในการติดตั้งมากที่สุด คือมีสัดส่วนรวมอยู่ที่ 59% โดยแบ่งสัดส่วนได้ดังนี้ 9% เป็นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านซึ่งมีกำลังการผลิตระหว่าง 1-10 kW, 26% เป็นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารพาณิชย์ หรือ อาคารสำนักงาน มีกำลังการผลิตระหว่าง 10-100 kW และ 24% เป็นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาของโรงงานหรืออาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ ซึ่งมีกำลังการผลิตมากกว่า 100 kW สัดส่วนการติดตั้งถัดมาคือ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นลักษณะของ Solar farm ซึ่งต้องใช้พื้นที่ขนาดใหญ่ในการติดตั้ง มีสัดส่วนอยู่ที่ 40% และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็น Building-integrated photovoltaics (BIPV) ซึ่งเป็นการใช้เซลล์แสงอาทิตย์แทนวัสดุของอาคาร เช่นกระจกหรือผนัง ซึ่งพบได้น้อยมาก มีสัดส่วนน้อยกว่า 1% [29]



ภาพที่ 2.9 สัดส่วนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ของประเทศเยอรมนี

(ที่มา : “Results from the PV GRID research in Germany” [29])

สำหรับราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ แสดงในภาพที่ 2.10 พบว่า ราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศเยอรมนี (กราฟหมายเลข 5) เดิมมีราคาถูก แต่กลับมีราคาเพิ่มสูงขึ้นทุกปี ส่วนราคาค่าไฟฟ้าของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา (กราฟหมายเลข 1) ซึ่งเดิมมีราคาแพงมากได้มีแนวโน้มลดลงอย่างรวดเร็ว ทำให้ราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศและราคาค่าไฟฟ้าของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา มีราคาเท่ากันแล้วตั้งแต่ในปี 2012 (ดังแสดงในกราฟ) โดยยังพบว่าราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคามีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่องในอนาคต [30]



ภาพที่ 2.10 ราคาไฟฟ้าต่อหน่วยจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ

(ที่มา : “Role of photovoltaics in the future energy mix : What comes after the current regulations?” [30])

สำหรับอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของประเทศเยอรมนีเป็นแบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ หรือ Fix Feed-in-Tariff ตลอดอายุการใช้งาน ดังแสดงในตารางที่ 2.3 [31]

ตารางที่ 2.3 อัตรารับซื้อในอัตรารับซื้อไฟฟ้า

กำลังการผลิต	FiT (ct/kWh)
< 10 kWp	19.5
< 40 kWp	18.5
< 1000 kWp	16.5
<10 MWp	13.5

ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของประเทศเยอรมนี แสดงดังภาพที่ 2.11 โดยเมืองไฟร์บวร์ก (Freiburg) ได้มีการจัดตั้ง "Solar Settlement" หรือ "ชุมชนพลังงานแสงอาทิตย์ต้นแบบ" ซึ่งอาคารทุกหลังมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ไว้บนหลังคาเพื่อผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า ทำให้ชุมชนแห่งนี้สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ถึง 420,000 กิโลวัตต์/ชั่วโมง และคิดเป็นพลังงานที่ส่งออกสูงสุดต่อปีถึง 445 kW เมื่อคำนวณแล้วจะเห็นได้ว่าชุมชนแห่งนี้

สามารถลดการใช้พลังงาน เมื่อเทียบกับน้ำมันถึง 200,000 ลิตร และลดคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง 500 ตัน [32]



ภาพที่ 2.11 ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
ในประเทศเยอรมนี

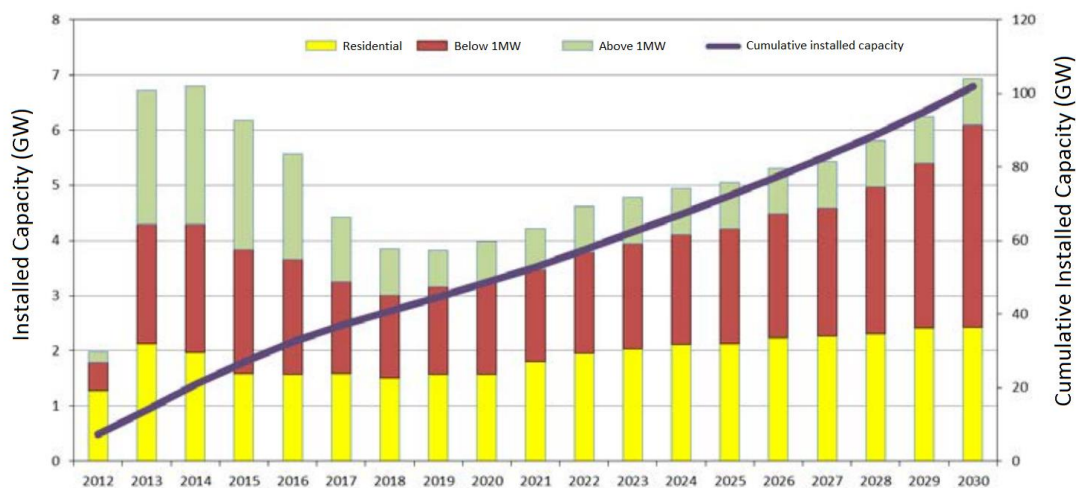
(ที่มา : “ ‘Solar Settlement’ ชุมชนพลังงานแสงอาทิตย์ต้นแบบในเยอรมัน” [32])

2.4.2 ประเทศญี่ปุ่น

ประเทศญี่ปุ่นก็เป็นอีกหนึ่งประเทศที่ประสบความสำเร็จในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยประเทศญี่ปุ่นมีขนาดการติดตั้งของปี 2010 อยู่ที่ 990 MW ซึ่ง 95% เป็นการติดตั้งไว้บนหลังคาบ้าน แต่ภายหลังจากการเกิดแผ่นดินไหว จนเป็นสาเหตุของการระเบิดของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟูกูชิมะในปี 2011 นั้น ทำให้ประเทศญี่ปุ่นหันมาสนใจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมากขึ้น ทำให้ในปี 2011 มีขนาดการติดตั้งอยู่ที่ 1,296 MW โดยมีสัดส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาอยู่ที่ 80% และ ในปี 2012 มีขนาดการติดตั้ง 1,718 MW ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าถึง 33%

ประเทศญี่ปุ่นได้มีเป้าหมายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ภายในปี 2030 โดยกำหนดให้มีสัดส่วนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทครัวเรือนอยู่ที่ 36.4 GW และ 34.6 GW สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังการผลิตต่ำกว่า 1MW และ เป้าหมายของกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่กว่า 1 MW อยู่ที่

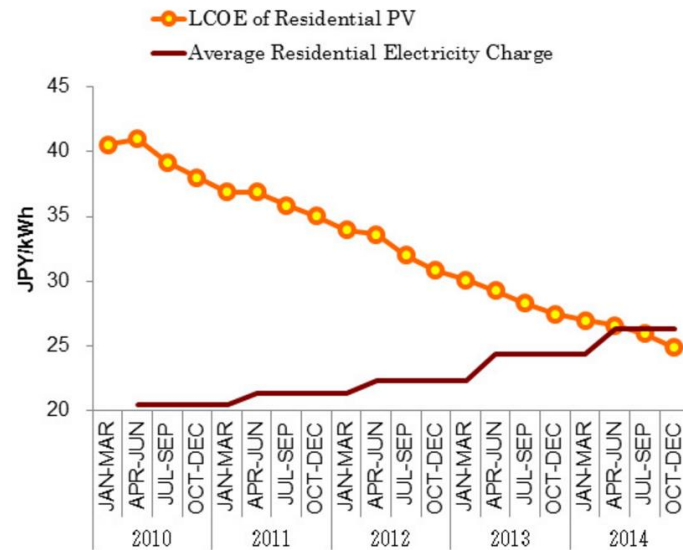
29.1 GW รวมของการติดตั้งภายในปี 2030 เป็น 100 GW หรือคิดเป็น 11% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ ดังแสดงในภาพที่ 2.12 [33]



ภาพที่ 2.12 เป้าหมายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

(ที่มา : “JPEA PV OUTLOOK 2030” [33])

สำหรับแนวโน้มราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แสดงดังภาพที่ 2.13 พบว่า ในปี 2010 ราคาค่าไฟต่อหน่วยสำหรับไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา อยู่ที่ 40 JPY/kWh ซึ่งสูงกว่าราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศถึงสองเท่า แต่ราคาค่าไฟต่อหน่วยสำหรับไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคามีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ซึ่งสวนทางกับราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศที่ได้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จนกระทั่งช่วงเดือนกรกฎาคมถึงเดือนกันยายนในปี 2014 ราคาค่าไฟต่อหน่วยสำหรับไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคามีค่าอยู่ที่ 26 JPY/kWh ซึ่งต่ำกว่าราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศของปีเดียวกันซึ่งมีค่าอยู่ที่ 26.3 JPY/kWh [34]



ภาพที่ 2.13 ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ

(ที่มา : “Grid Parity – Solar PV Has Caught Up with Japan’s Grid Electricity” [34])

ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในประเทศญี่ปุ่น แสดงดัง โดยประชาชนต่างให้ความร่วมมือในการหันมาใช้พลังงานแสงอาทิตย์ทดแทนพลังงานนิวเคลียร์แบบเดิม โดยมีการติดตั้งบนหลังคาบ้านเรือนของประชาชนไปแล้วกว่า 2 ล้านหลังคาเรือน ซึ่งผลจากการร่วมมือ พบว่าสามารถผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นถึง 4,000 MW เทียบเท่ากับเตาปฏิกรณ์ไฟฟ้านิวเคลียร์ถึง 4 โรง [35]

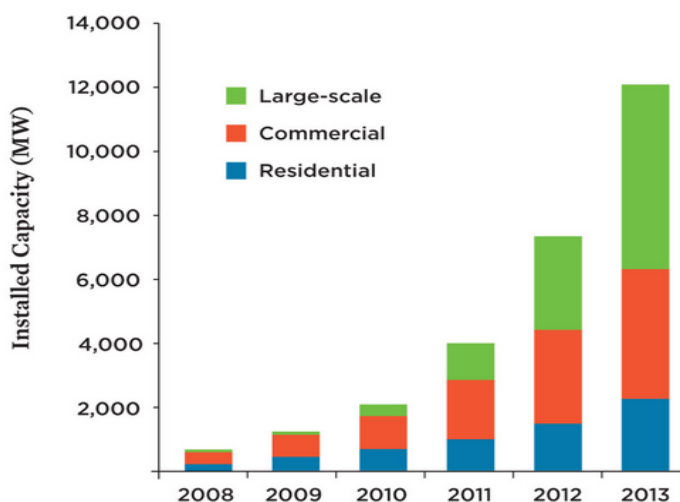


ภาพที่ 2.14 ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
ในประเทศญี่ปุ่น

(ที่มา : “Japan module shipments solar” [36])

2.4.3 ประเทศสหรัฐอเมริกา

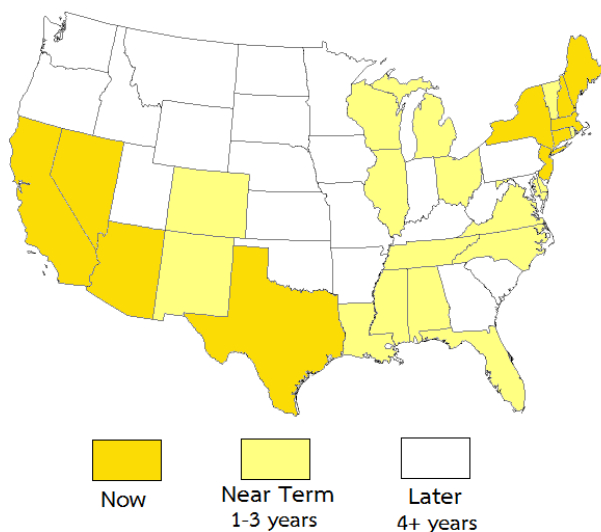
ประเทศสหรัฐอเมริกาก็เป็นอีกประเทศหนึ่งที่มีการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากขึ้น แม้ว่าไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็นแค่ 0.4% ของกำลังการผลิตทั้งประเทศ แต่ก็มีเติบโตขึ้นอย่างรวดเร็ว จากภาพที่ 2.15 แสดงขนาดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะเห็นว่า ขนาดรวมในการติดตั้งมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกปี โดยเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าที่เป็น Residential หรือที่เรียกว่า Rooftop PV [37]



ภาพที่ 2.15 ขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

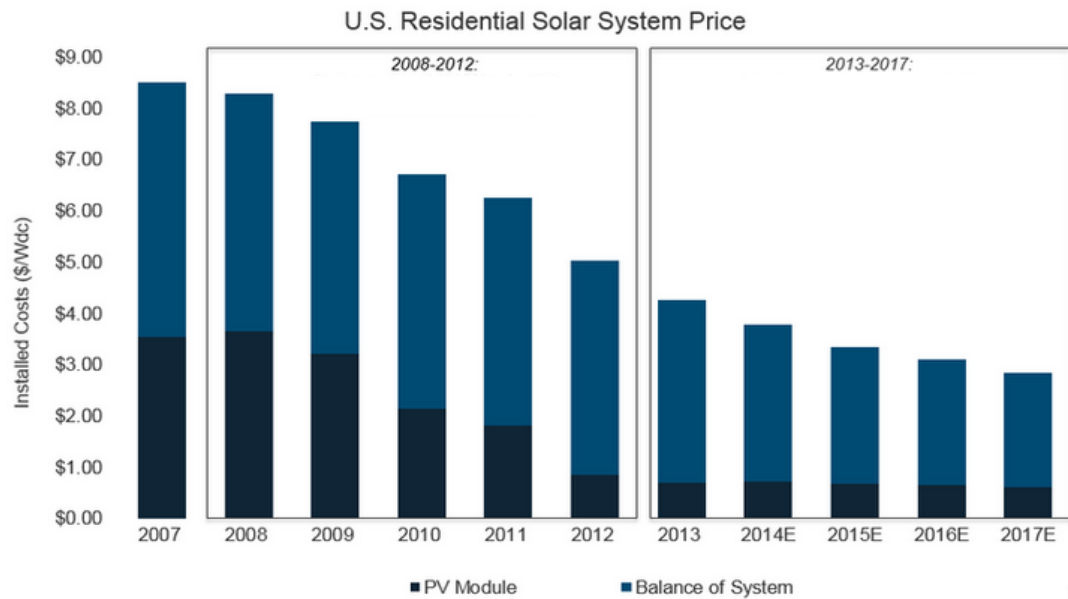
(ที่มา : “Solar Power on the Rise” [37])

สำหรับสาเหตุหลักที่ภาคครัวเรือนหันมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพิ่มมากขึ้น ก็คือ ราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศมีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง แม้ว่าในบางรัฐค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคายังมีราคาสูงกว่าราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศ แต่สำหรับบางรัฐค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคามีราคาใกล้เคียงกับราคาค่าไฟฟ้าภายในประเทศ ทำให้มีการคาดการณ์ว่า ภายในปี 2017 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าราคาถูกกว่าค่าไฟฟ้าภายในประเทศสำหรับทุกรัฐ และภายในปีเดียวกันก็ได้มีการตั้งเป้าหมายว่า ครึ่งหนึ่งของทั้งประเทศจะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาดังแสดงในภาพที่ 2.16 [38]



ภาพที่ 2.16 เป้าหมายการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
(ที่มา : “Rooftop Solar May Reach Grid Parity In 25+ States By 2017” [38])

สำหรับราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อ 1 แผงและค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในประเทศสหรัฐอเมริกา แสดงดังภาพที่ 2.17 โดยหากมองย้อนกลับไปในปี 2008 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาอยู่ที่ 8 ดอลลาร์ต่อวัตต์ ในขณะที่ปัจจุบันอยู่ที่ครึ่งหนึ่งเท่านั้น ทำให้เห็นว่าค่าใช้จ่ายในการติดตั้งมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยในช่วงปี 2008-2012 ราคาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงถึง 86% และค่าใช้จ่ายในการติดตั้งทั้งระบบลดลง 39% และหากพิจารณาในช่วงปี 2013-2017 ได้มีการคาดการณ์ว่าราคาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลง 6% ในขณะที่ราคาในการติดตั้งทั้งระบบจะลดลงจากเดิม 33% [39]



ภาพที่ 2.17 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในประเทศสหรัฐอเมริกา
 (ที่มา : “Solar power keeps getting cheaper - but not for the reasons you'd expect” [39])



ภาพที่ 2.18 ตัวอย่างการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในประเทศสหรัฐอเมริกา

(ที่มา : “HAS SOLAR'S TIME FINALLY COME?” [40])

2.5 ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ในบางครั้งอาจจะส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยในหัวข้อนี้ จะนำเสนอผลกระทบหลักที่เกิดจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ดังต่อไปนี้

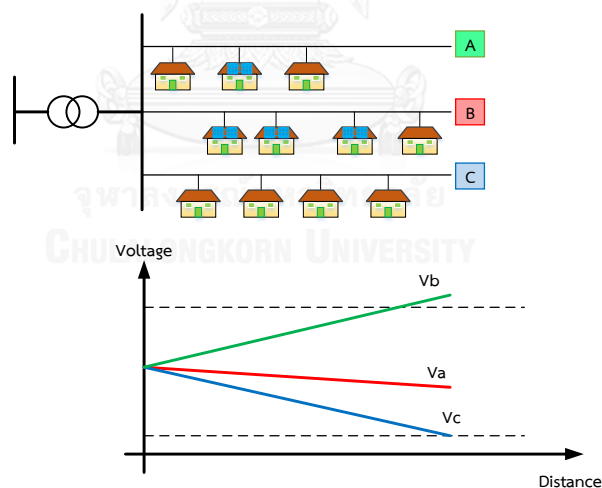
2.5.1 แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

2.5.2 แรงดันไฟฟ้าเกินขีดจำกัด

2.5.3 ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (โหลด) ในบางช่วงเวลาต่ำเกินไปและบางช่วงเวลาเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว

2.5.1 แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

ในภาวะที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มากเกินไป และมีการติดตั้งในขนาดรวมที่ไม่เท่ากันทั้งสามเฟส รวมไปถึงตำแหน่งของการติดตั้งที่ไม่มีแบบแผน อาจทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่ไม่เท่ากันทั้งสามเฟส นั่นคือเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลขึ้นในระบบ ดังแสดงในภาพที่ 2.19



ภาพที่ 2.19 แรงดันไฟฟ้าในระบบที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

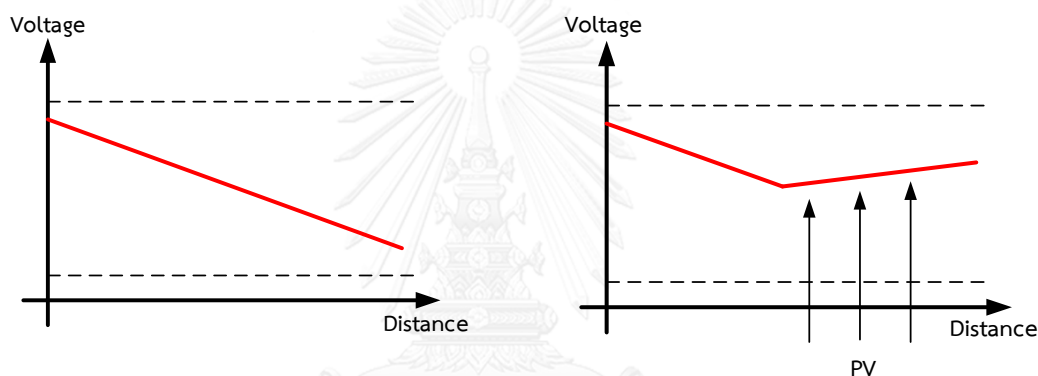
ประเภทบนหลังคาแบบไร้แบบแผน [41]

โดยจากภาพที่ 2.19 แสดงให้เห็นว่า ในเฟส B มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคามากที่สุด จึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟสนี้มีค่าสูงกว่าขีดจำกัด และในเฟส C มีการเชื่อมต่อของโหลด โดยที่ไม่มีมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบน

หลังคาเลย จึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟสนี้มีค่าต่ำที่สุด และต่ำกว่าขีดจำกัดด้วย โดยเมื่อค่าแรงดันไฟฟ้าทั้งสามเฟสมีขนาดที่ไม่เท่ากัน จึงทำให้ความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าขึ้น โดยความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้านี้จะส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าและอุปกรณ์สามเฟส ซึ่งจะกล่าวในบทที่ 3 ต่อไป

2.5.2 แรงดันไฟฟ้าเกินขีดจำกัด

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าสูงขึ้น โดยพบว่า ในช่วงเวลาที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้ามาก แรงดันไฟฟ้าในสายจะมีค่าต่ำ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะช่วยยกระดับของแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น แต่ก็ยังอยู่ในช่วงของค่าแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสม ดังแสดงในภาพที่ 2.20

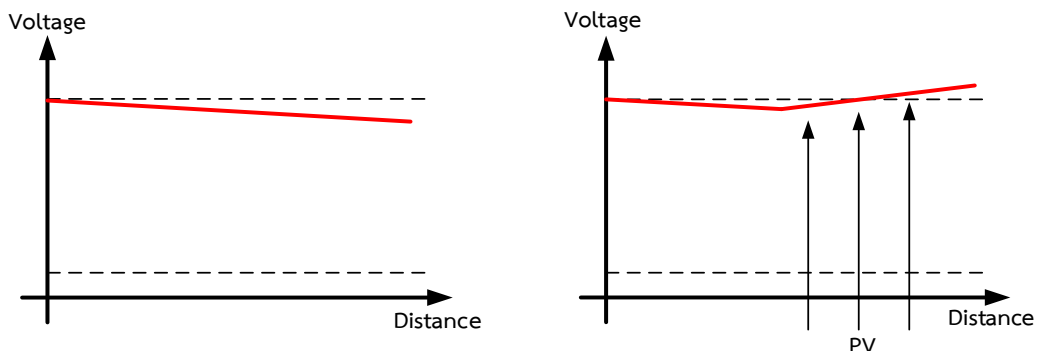


(ก) ก่อนการติดตั้ง Rooftop PV

(ข) หลังการติดตั้ง Rooftop PV

ภาพที่ 2.20 แรงดันไฟฟ้าของระบบเมื่อมีการใช้ไฟฟ้า (โหลด) มาก

หากพิจารณาในช่วงเวลาที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าน้อย แรงดันไฟฟ้าเดิมของระบบมีค่าสูง การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะเป็นการยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นไปอีก จนบางครั้งอาจทำให้แรงดันไฟฟ้าสูงขึ้นจนเกินกว่าขีดจำกัดของระบบไฟฟ้าได้ ดังแสดงในภาพที่ 2.21



(ก) ก่อนการติดตั้ง Rooftop PV

(ข) หลังการติดตั้ง Rooftop PV

ภาพที่ 2.21 แรงดันไฟฟ้าของระบบเมื่อมีการใช้ไฟฟ้า (โหลด) น้อย

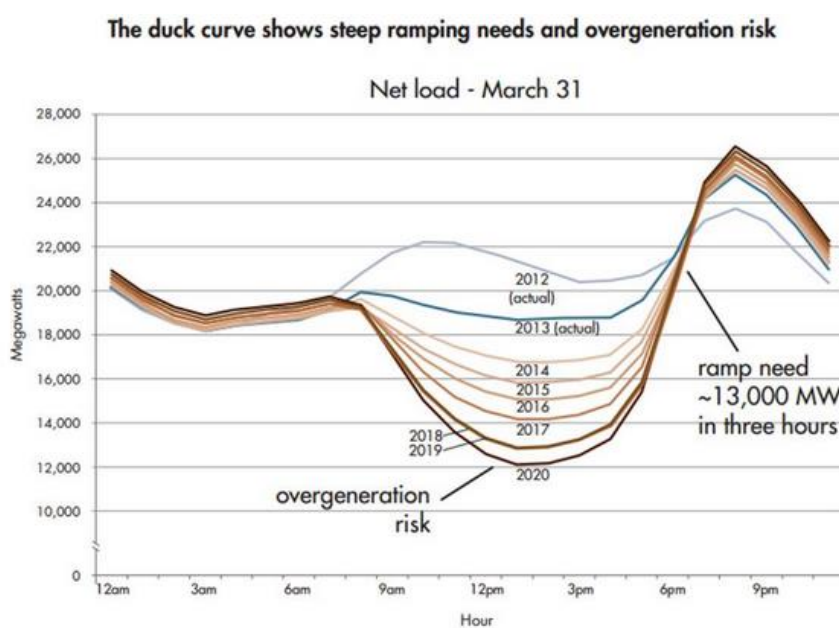
จากตัวอย่างข้างต้น สามารถสรุปได้ว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าสูงขึ้น แต่ในบางครั้ง หากมีการติดตั้งที่หนาแน่นเกินไป อาจส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าเกินกว่าช่วงที่กำหนดได้ในช่วงที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้า (โหลด) ต่ำ

2.5.3 ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (โหลด) ในบางช่วงเวลาต่ำเกินไปและบางช่วงเวลาเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว

ในบางครั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อโครงข่ายไฟฟ้า กล่าวคือ การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถควบคุมโดยผู้ผลิตได้ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ต้องอาศัยปัจจัยจากธรรมชาติ คือ ปริมาณความเข้มของแสงแดด และ อุณหภูมิ

The California Independent System Operation (ISO) ได้พัฒนา “Duck curve” หรือ “กราฟรูปเป็ด” ขึ้นมา [42] เพื่อใช้อธิบายความไม่สมดุลของอุปสงค์และอุปทานของการจ่ายไฟฟ้าภายในรัฐซึ่งเป็นผลมาจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยพบว่า ช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดในช่วงเวลากลางวัน ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ต้องลดกำลังการผลิตลงไปถึงระดับต่ำที่สุด โดยเรียกบริเวณนี้ว่า “ท้องเป็ด” ในเวลาต่อมา ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้น้อยลง และเป็นเวลาเลิกงาน ทำให้ปริมาณการใช้ไฟฟ้าภายในครัวเรือนจะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยเรียกกราฟบริเวณนี้ว่า “คอเป็ด” ดังแสดงในภาพที่ 2.22 ซึ่งแสดงปริมาณโหลดทั้งหมดของวันที่ 31 มีนาคม 2012 โดยพบว่า ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (โหลด) เริ่มลดลงในช่วงเวลา 08:00 น. และลดต่ำลงเรื่อยๆ ซึ่งเป็นบริเวณ “ท้องเป็ด” โดยพบว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลานี้มีค่าต่ำลงทุกๆปี จนเป็นที่กังวลว่า อาจจะทำให้ระบบ

ผลิตไฟฟ้าบางประเภทต้องหยุดการจ่ายไฟฟ้าภายในช่วงเวลานี้ และหากพิจารณาในช่วงเวลา 05:00 – 08:00 PM ซึ่งเป็นบริเวณ “คอเปิด” ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วใน พบว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น 13,000 MW ภายในเวลา 3 ชั่วโมง โดยทาง ISO ค่อนข้างเป็นกังวลกับบริเวณนี้ เนื่องจากต้องการระบบผลิตไฟฟ้าระบบที่มีความยืดหยุ่นจึงจะสามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในแต่ละวันได้



ภาพที่ 2.22 ปัญหาของความไม่สมดุลของอุปสงค์-อุปทาน ในการจ่ายไฟฟ้า
(ที่มา : “What the duck curve tells us about managing a green grid” [42])

2.6 แนวทางการจัดการผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษาแนวทางการจัดการผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในหลายประเทศ เช่น ออสเตรเลีย ญี่ปุ่น เยอรมนี ซึ่งสามารถสรุปได้เป็น 13 วิธี ดังนี้

- 2.6.1 การจำกัดขนาดการติดตั้ง
- 2.6.2 การจัดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาให้สมดุล
- 2.6.3 การติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว
- 2.6.4 การติดตั้ง LV Voltage Regulator
- 2.6.5 การเปลี่ยนแท่งหม้อแปลงขณะไม่มีโหลด
- 2.6.6 หม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแท่งได้
- 2.6.7 การเปลี่ยนชนิดของสายตัวนำ
- 2.6.8 การเพิ่มขนาดสายตัวนำ
- 2.6.9 การเพิ่มขนาดหม้อแปลงจำหน่าย
- 2.6.10 การติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม
- 2.6.11 การติดตั้ง Energy storage หรือ แบตเตอรี่
- 2.6.12 การจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงหรือกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- 2.6.13 การจัดโหลดสมดุล

2.6.1 การจำกัดขนาดการติดตั้ง

ประเทศต่างๆ มีการจำกัดขนาดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในขนาดที่แตกต่างกัน โดยในประเทศออสเตรเลีย ข้อจำกัดนี้ขึ้นอยู่กับสถานที่ หรือเมืองที่ติดตั้ง ซึ่งมีรายละเอียดของข้อจำกัดการติดตั้งในเมืองต่างๆ [43] แสดงดังภาพที่ 2.23

State	Company	System size limit before tech assessment
ACT	ActewAGL	10 kW single phase, 200 kW three phase
NSW	AusGrid	10 kW per phase
NSW	Endeavour	30 kW
NSW	Essential Energy	10 kW
NT	Power and Water Corporation	4.5 kw residential, 30 kVA for 3 phase commercial
QLD	Energex	5 kW
QLD	Ergon	5 kW, 2kW for SWER
TAS	Aurora	10 kW or 30 kW three phase
SA	SA Power Networks	10 kW, 5 kW for SWER network
VIC	CitiPower	10 kW per Phase unless rural location
VIC	Jemena	10 kW per phase
VIC	SPAusNet	3.5 kW per phase SWER, 4.6 single phase, 5 kW three phase
VIC	PowerCor	10 kW per site
VIC	United Energy	10 kVA per phase
WA	Western Power	5 kVA single phase, 30 kVA three phase
WA	Horizon Power	10 kW per phase

ภาพที่ 2.23 การจำกัดขนาดในการติดตั้ง Rooftop PV ในประเทศออสเตรเลีย

โดยพบว่า การจำกัดขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของประเทศออสเตรเลีย ส่วนใหญ่ได้กำหนดให้ขนาดของอินเวอร์เตอร์ 1 เฟส มีขนาดไม่เกิน 10 kVA เช่นเดียวกันกับ Energex ซึ่งเดิมได้กำหนดให้ขนาดของอินเวอร์เตอร์ 1 เฟส มีขนาดไม่เกิน 10 kVA และ 30 kVA สำหรับอินเวอร์เตอร์แบบ 3 เฟส แต่ภายหลังได้มีการเปลี่ยนข้อกำหนดให้ขนาดการติดตั้งของอินเวอร์เตอร์แบบ 1 เฟส มีค่าลดลงเพื่อลดผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล จึงได้กำหนดให้อินเวอร์เตอร์ 1 เฟส มีขนาดไม่เกิน 5 kVA และ 54 kVA สำหรับอินเวอร์เตอร์แบบ 3 เฟส [44] และประเทศเบลเยียม ซึ่งเป็นอีกหนึ่งประเทศที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยในเมืองวัลลูน หรือ วาโลเนีย ที่เป็นเมืองหลวงของประเทศเบลเยียม จำนวน 97% ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นการติดตั้งบนหลังคา ซึ่งข้อกำหนดการเชื่อมต่อในประเทศเบลเยียม ได้กำหนดให้ อินเวอร์เตอร์ 1 เฟส มีขนาดไม่เกิน 5 kVA และ 10 kVA สำหรับอินเวอร์เตอร์แบบ 3 เฟส [45] และประเทศอื่นๆ เช่นประเทศอิตาลีและประเทศฝรั่งเศส ได้กำหนดขนาดอินเวอร์เตอร์ 1 เฟส ให้มีขนาดไม่เกิน 6 kVA [46] และ 3.68 kVA สำหรับประเทศเยอรมนี [47]

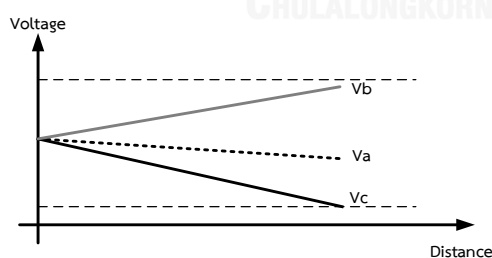
2.6.2 การจัดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาให้สมดุล

โดยปกติแล้ว โหลดในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำเป็นโหลดแบบไม่สมดุล ดังนั้น เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาแบบ 1 เฟส เข้าไป อาจส่งผลให้ระบบ

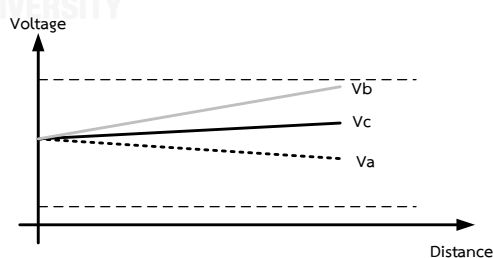
จำหน่ายมีความไม่สมดุลมากขึ้น ดังนั้น สำหรับทุกๆ ประเทศ วิธีการเบื้องต้นที่สามารถลดผลกระทบจากความไม่สมดุลนี้ คือ การจัดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาให้สมดุล โดยการวางแผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในลักษณะที่มีการกระจายไปทุกเฟสในขนาดที่เท่าๆ กันโดยวิธีนี้เหมาะสมกับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มีขนาดรวมมาก ในขณะที่หม้อแปลงจำหน่ายมีขนาดเล็ก [48]

2.6.3 การติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว

ในสถานะที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเป็นการติดตั้งแบบกระจาย ดังนั้น อาจส่งผลให้บางช่วงเวลาค่าแรงดันไฟฟ้าในบางเฟสมีค่าสูง และเฟสที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาน้อย หรือไม่ติดตั้งเลยมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำ การติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียวสามารถช่วยแก้ปัญหานี้ได้ ซึ่งขนาดของของตัวเก็บประจุที่ใส่เข้าไปจะขึ้นอยู่กับขนาดโหลดในสายป้อน ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโหลด และเงื่อนไขแรงดันไฟฟ้าในสายป้อน การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.24 (ก) โดยจะติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียวเข้าไปที่เฟสที่มีค่าแรงดันต่ำกว่าขีดจำกัด ซึ่งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดี่ยวนี จะทำหน้าที่ในการปรับค่าแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าทั้งสามเฟสมีขนาดที่ใกล้เคียงกันมากขึ้น ดังแสดงในภาพที่ 2.24 (ข) ก็จะส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบมีค่าต่ำลง [49]



(ก) แรงดันไฟฟ้าก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว



(ข) แรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว

ภาพที่ 2.24 แรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบเฟสเดียว

2.5.4 การติดตั้ง LV Voltage Regulator

ตัวควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้า หรือ Voltage Regulator ใช้สำหรับปรับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม เพื่อไม่ให้เป็นอันตรายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ รวมทั้งทำการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าให้ดีขึ้น ซึ่งจะช่วยป้องกันปัญหาของแรงดันต่างๆ เช่น แรงดันไฟฟ้าไม่คงที่ แรงดันไฟฟ้าตก แรงดันไฟฟ้าเกิน เป็นต้น สำหรับการติดตั้งตัวควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้านั้น เป็นแบบเฟสเดียวซึ่งจะทำการติดตั้งพร้อมกันทั้งสามเฟสในสายป้อน จะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าในตำแหน่งที่ติดตั้งตัวควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้ามียูเอชหรือต่ำลง ซึ่งทำให้สามารถรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนให้เป็นไปตามมาตรฐานและลดผลกระทบของระดับแรงดันไฟฟ้าปลายสายที่ต่ำหรือสูงกว่ามาตรฐานได้ [50]

2.6.5 การเปลี่ยนแท็ปหม้อแปลง

การเปลี่ยนแท็ปหม้อแปลง เป็นการเปลี่ยนตำแหน่งของแท็ปในขณะที่ไม่มีโหลด โดยในประเทศออสเตรเลีย พบว่า สามารถลดค่าแรงดันไฟฟ้าได้ถึง 6 V (2.5%) ซึ่งเหมาะสมในขณะที่แรงดันไฟฟ้าในขณะนั้นมีค่าสูง และไม่เหมาะสมในกรณีที่แรงดันไฟฟ้าในขณะนั้นมีค่าต่ำกว่าขีดจำกัด ในขณะที่โหลดเต็มพิกัด [48]

2.6.6 หม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแท็ปได้ (Tap-changing transformer)

หม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแท็ปได้เป็นอุปกรณ์ที่สามารถปรับระดับแรงดันไฟฟ้าได้ตามต้องการเพื่อรักษาแรงดันไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งความยาวสายป้อนให้ได้รับคุณภาพไฟฟ้าเป็นไปตามมาตรฐาน โดยหม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแท็ปได้ ส่วนใหญ่จะเป็นชนิดการเปลี่ยนแท็ปขณะมีโหลด (On-load tap changer) ซึ่งจะสามารถปรับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่โดยอัตโนมัติขณะจ่ายกระแสไฟฟ้าโดยไม่ต้องดับไฟ เนื่องจากอาจเกิดเหตุการณ์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้นทางได้รับแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐานแล้ว แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทางอาจจะได้รับแรงดันไฟฟ้าต่ำเกินไป ทำให้ต้องมีการยกระดับแรงดันไฟฟ้าจากต้นทางเพื่อลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าที่ปลายทาง [51, 52]

2.6.7 การเปลี่ยนชนิดของสายตัวนำ

การเปลี่ยนสายตัวนำใหม่แทนตัวนำเก่าที่มีอายุการใช้งานสั้น จะช่วยลดผลของแรงดันต่ำแรงดันเกิน และช่วยควบคุมให้แรงดันอยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยจากการศึกษาในประเทศออสเตรเลีย พบว่า หากเปลี่ยนสายตัวนำจาก 7/.080 copper เป็น 7/.080 LVABC จะช่วยลดการเพิ่มขึ้นของแรงดันไฟฟ้าได้ครึ่งหนึ่ง โดยเมื่อค่าแรงดันไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงน้อยลง ก็จะทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลไม่ค่าลดลงด้วย [48]

2.6.8 การเพิ่มขนาดของสายตัวนำ

เนื่องจากอิมพีแดนซ์ของสายตัวนำ ทำให้มีแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมระหว่างสาย การเพิ่มขนาดของสายตัวนำ จึงทำให้อิมพีแดนซ์ของสายตัวนำมีค่าน้อยลง แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมระหว่างสายก็จะมีค่าลดลง ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเฟสมีค่าแตกต่างกันน้อยลง ส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าน้อยลงด้วย [53]

2.6.9 การเพิ่มขนาดหม้อแปลงจำหน่าย

โดยปกติแล้ว หม้อแปลงจำหน่ายมีความสามารถในการรองรับโหลด และการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาได้ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศนั้น แต่เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา หม้อแปลงจำหน่ายตัวเดิมจึงไม่สามารถรองรับอีกต่อไป ซึ่งการเพิ่มขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายทำได้โดยนำหม้อแปลงจำหน่ายอีกลูกหนึ่งมาต่อขนานกับหม้อแปลงตัวเดิม โดยมักจะเป็นหม้อแปลงจำหน่ายที่มีขนาดใกล้เคียงกัน ดังนั้น การเพิ่มขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่จะทำให้รองรับโหลด รวมไปถึงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาได้มากขึ้น

2.6.10 การติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม

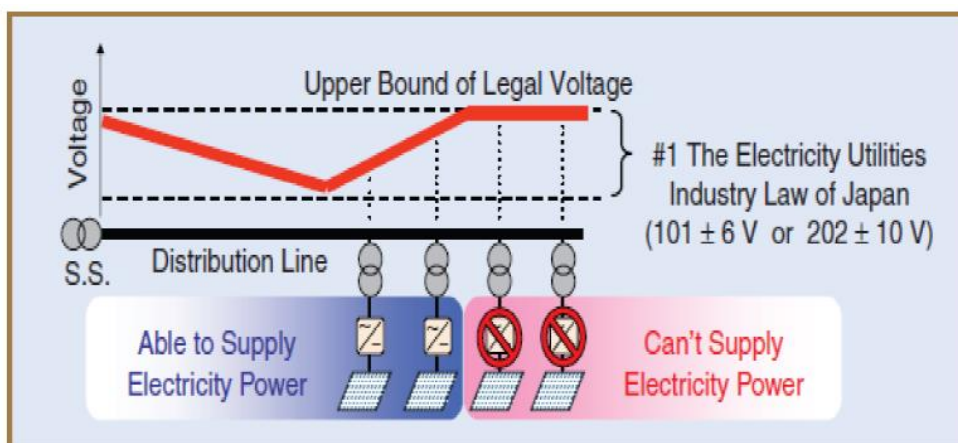
ในกรณีที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในขนาดการติดตั้งที่ไม่เท่ากันทั้งสามเฟส จะทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลขึ้นในระบบดังกล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ 2.5.1 โดยในหัวข้อนี้ จะกล่าวถึงประเทศที่มีการเสนอแนวคิดในการปรับปรุงผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาโดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม 2 ประเทศ คือ ประเทศออสเตรเลีย และ ประเทศญี่ปุ่น

ประเทศออสเตรเลีย

ประเทศออสเตรเลีย ได้มีการนำวิธีการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมมาแก้ปัญหาของแรงดันไฟฟ้าในกรณีที่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้ามีขนาดเกินขีดจำกัดในหลายช่วงของความยาวสาย โดยปกติมักจะเกิน 600 เมตร โดยจะต้องมีการพิจารณาให้ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่ตำแหน่งอื่นของสายป้อน แต่ก็ต้องคำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนในกรณีที่ต้องลากสายแรงดันกลาง 11 kV ไปพร้อมๆกันด้วย [48]

ประเทศญี่ปุ่น

สำหรับประเทศญี่ปุ่นผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ที่ $101 \pm 6V$ สำหรับแรงดันไฟฟ้าในระบบ 1 เฟส และ $202 \pm 20V$ สำหรับแรงดันไฟฟ้าในระบบ 3 เฟส ในกรณีที่แรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงกว่าระดับที่เหมาะสมก็จะส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เชื่อมต่ออยู่ถูกตัดออก โดยจะพิจารณาการตัดการเชื่อมต่อจากปลายสายเป็นอันดับแรก และจะตัดการเชื่อมต่อเข้ามาทางต้นสายป้อนจนกระทั่งแรงดันไฟฟ้าอยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ปลายสายเสียเปรียบเนื่องจากไม่สามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้ [54]

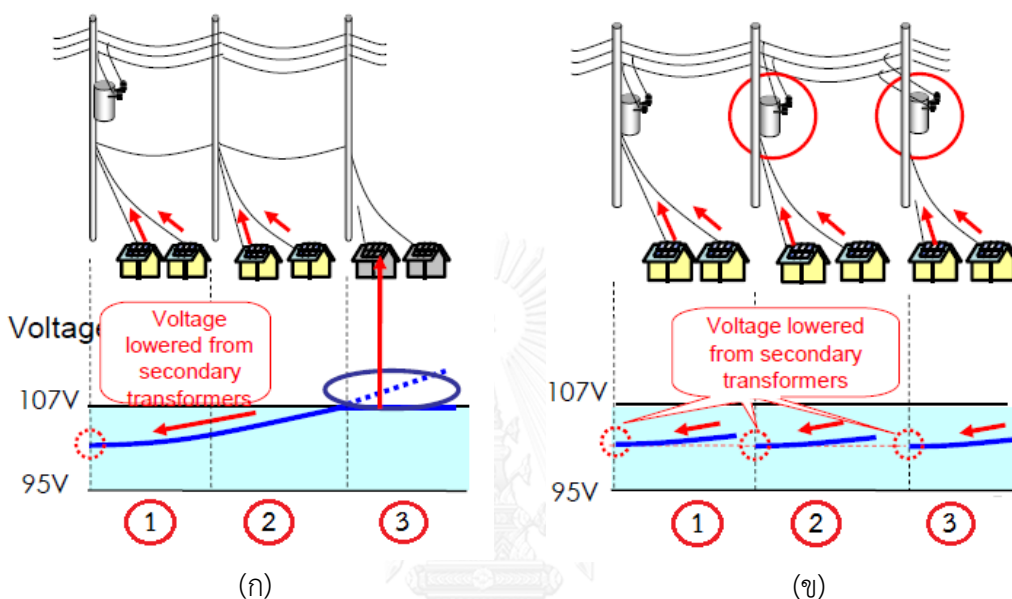


ภาพที่ 2.25 การตัดการเชื่อมต่อในกรณีแรงดันเกิน

(ที่มา : “ Major Technical issues with increased PV penetration on the existing electrical grid.” [54])

โดยประเทศญี่ปุ่นได้เสนอวิธีการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม มาใช้เพื่อแก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินขีดจำกัดภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยทำการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมในจุดที่มีปัญหาทางด้านแรงดันไฟฟ้า เพื่อควบคุมให้แรงดันไฟฟ้ามีค่าอยู่ในช่วงที่กำหนด โดยรูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ก่อนและหลังการปรับปรุง แสดงดังภาพที่ 2.26 (ก) จะเห็นว่าก่อนการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ทำให้ในช่วงที่ 1 แรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น แต่ยังอยู่ในช่วงที่กำหนดคือ 95-107 V และในช่วงที่ 2 แรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ โดยสูงกว่า 107 V เล็กน้อยที่ปลายช่วงที่ 2 ทำให้เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปในช่วงที่ 3 แรงดันไฟฟ้าจึงมีค่าเกิน 107 V ตลอดทั้งช่วง ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในช่วงนี้ไม่สามารถเชื่อมต่อเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าได้ และจากภาพที่ 2.26 (ข) พบว่า ภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย

เพิ่มเติม สามารถควบคุมให้แรงดันไฟฟ้าของทุกช่วงอยู่ในช่วงที่กำหนดไว้คือ 95-107 V และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาสามารถเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าได้ทุกช่วง นั้นหมายความว่า การติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม ทำให้สามารถรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบได้มากขึ้น โดยที่แรงดันไฟฟ้ายังอยู่ในช่วงที่เหมาะสม [55]



ภาพที่ 2.26 (ก) ปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินในประเทศญี่ปุ่น และ (ข) แนวทางในการแก้ไขปัญหา (ที่มา : “Technical Correspondence For Enormous Amount of Photovoltaics Installation in Power Distribution System in Japan” [55])

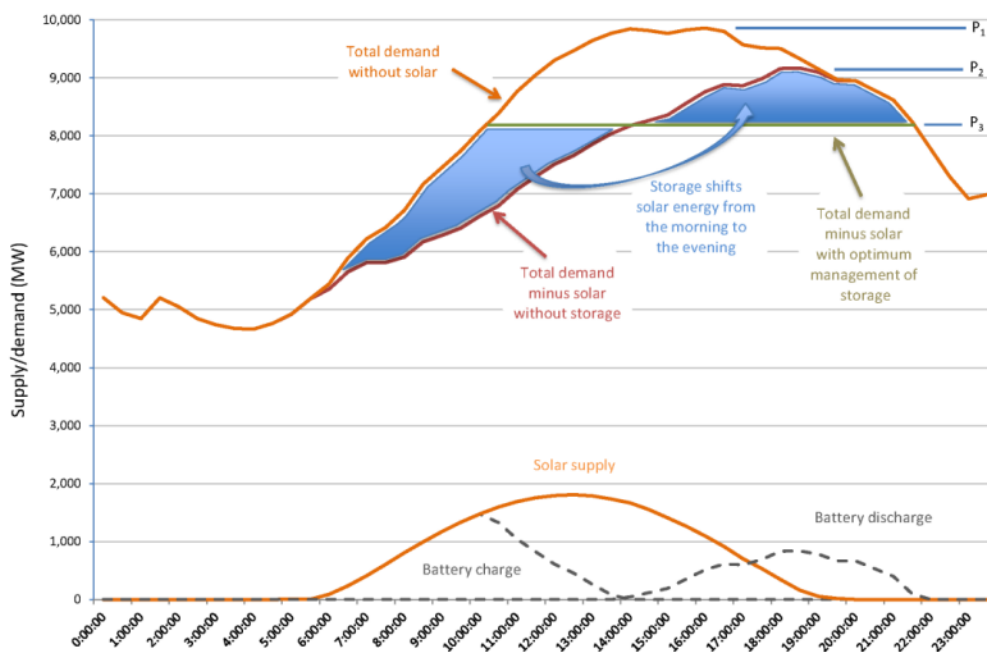
2.6.11 การติดตั้ง Energy storage หรือ แบตเตอรี่

สำหรับในหัวข้อนี้ จะกล่าวถึงประเทศที่มีการเสนอแนวคิดในการปรับปรุงผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาโดยการติดตั้ง Energy storage หรือ แบตเตอรี่ 2 ประเทศ คือ ประเทศออสเตรเลีย และ ประเทศญี่ปุ่น

ประเทศออสเตรเลีย

โดยปกติแล้ว ระบบจำหน่ายจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงในช่วงต้นสาย และค่าแรงดันไฟฟ้าจะลดต่ำลงเรื่อยๆ เนื่องจากมีค่าแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมสายที่เกิดจากค่าอิมพีแดนซ์ของสาย และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าบริเวณปลายสายมีค่าต่ำกว่าบริเวณอื่นๆ แต่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบมีค่าเพิ่มสูงขึ้น แต่

หากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าน้อยกว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา จะทำให้เกิด Reverse power flow ซึ่งจะส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสนั้นสูงขึ้น อาจเป็นเหตุให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บางจุดเกินขีดจำกัดได้ โดยเฉพาะในช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุด และมักจะเป็นช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้า (โหลด) น้อย จึงทำให้ในช่วงเวลานี้มีโอกาสเกิดค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าขีดจำกัดสูง การติดตั้ง Energy storage จะช่วยแก้ปัญหานี้ได้ กล่าวคือ Energy storage จะทำหน้าที่เก็บพลังงานไฟฟ้าที่เกินจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวัน และนำมาใช้ในช่วงเย็น ซึ่งเป็นเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้และเป็นช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้า (โหลด) มาก ดังแสดงในภาพที่ 2.27 ซึ่งเป็นการลดภาระของระบบโครงข่ายในช่วงเวลาดังกล่าวด้วย [56]

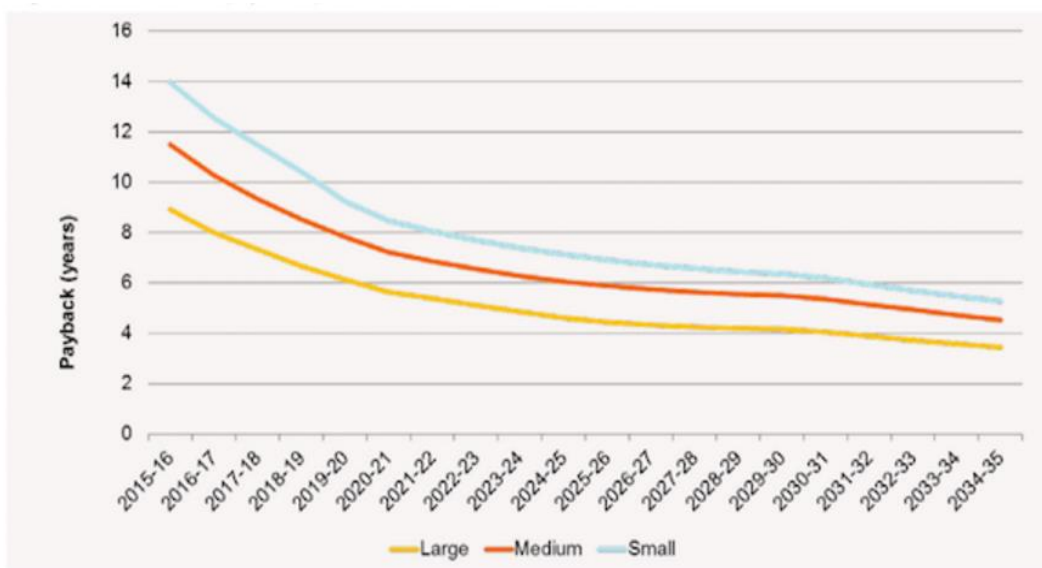


ภาพที่ 2.27 รูปแบบการทำงานของ Energy storage

(ที่มา : “Household Solar Photovoltaics: Supplier of Marginal Abatement, or Primary Source of Low-Emission Power? ” [56])

โดยในประเทศออสเตรเลียได้คาดการณ์ระยะเวลาคืนทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ติดตั้งพร้อมกับแบตเตอรี่ (Integrated solar plus battery storage systems : IPSS) แสดงดังภาพที่ 2.28 [57] โดยพบว่า ระยะเวลาคืนทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาดใหญ่ จะอยู่ที่ 8-10 ปี , 10-12 ปี สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจาก

เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาดกลาง และ 12-14 ปี สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาดเล็ก โดยพบว่า สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาดกลาง ในช่วงปี 2017-2018 เป็นต้นไป จะมีระยะเวลาคืนทุนที่ต่ำกว่า 10 ปี และ ช่วงปี 2019-2020 สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาดเล็ก และระยะเวลาคืนทุนมีแนวโน้มลดลงเรื่อยๆ สำหรับทุกขนาด

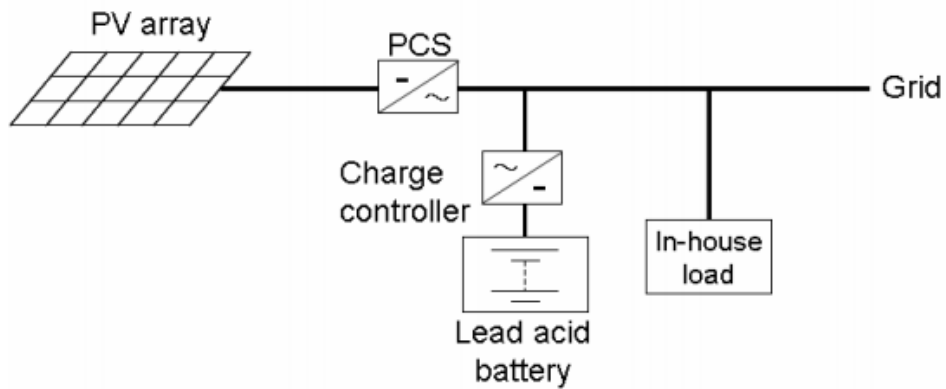


ภาพที่ 2.28 ระยะเวลาคืนทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ติดตั้งพร้อมกับแบตเตอรี่

(ที่มา : “Cost of solar + battery storage: AEMO’s state-by-state payback predictions” [57])

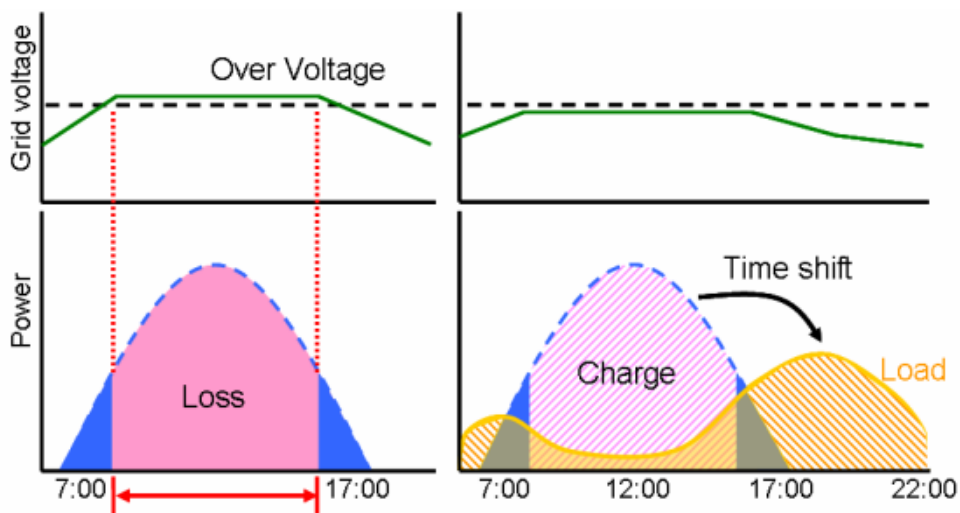
ประเทศญี่ปุ่น

ในประเทศญี่ปุ่นได้มีการเสนอการแก้ปัญหาแรงดันเกินซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดปัญหาอื่นๆ ตามมาโดยเฉพาะปัญหาแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล โดยการติดตั้ง Energy storage หรือแบตเตอรี่ เพื่อเก็บพลังงานในช่วงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าความต้องการในการใช้ไฟฟ้า โดยรูปแบบการเชื่อมต่อ Energy storage [54] แสดงดังภาพที่ 2.29



ภาพที่ 2.29 รูปแบบการเชื่อมต่อของ Energy storage

(ที่มา : “ Major Technical issues with increased PV penetration on the existing electrical grid.” [54])



ภาพที่ 2.30 รูปแบบการทำงานของ Energy storage

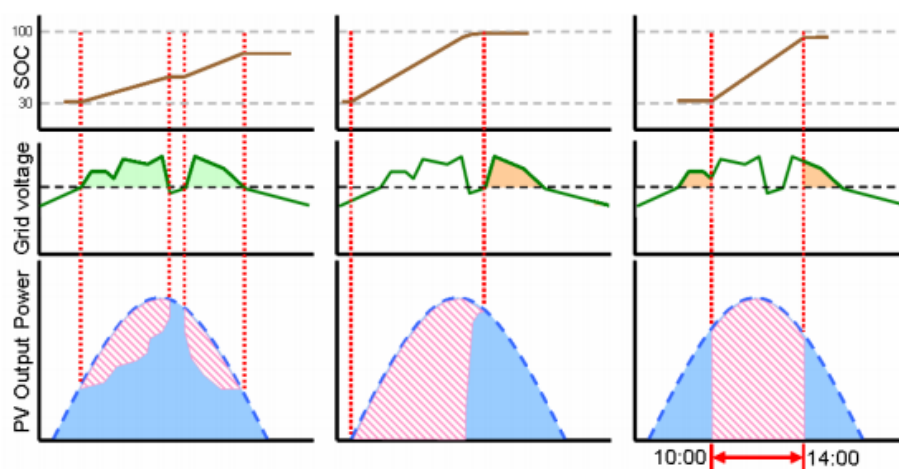
(ที่มา : “ Major Technical issues with increased PV penetration on the existing electrical grid.” [54])

เนื่องจากการไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้าในสายป้อนที่เกิดจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยจากภาพที่ 2.30 แสดงให้เห็นว่า ในเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากในช่วงกลางวัน จะส่งผลให้ในช่วงเวลา

ดังกล่าวมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าขีดจำกัด โดยนอกจากจะส่งผลเสียต่อระบบนี้แล้ว ยังส่งผลให้ระบบข้างเคียงมีปัญหาตามไปด้วย โดยหากมีการติดตั้ง Energy storage ก็จะสามารถแก้ปัญหานี้ได้ โดยการถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าที่เกินจากความต้องการมาเก็บไว้ใน Energy storage และนำมาใช้จ่ายโหลดในช่วงเวลาอื่นๆ ที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาไม่สามารถจ่ายได้ เช่น ในช่วงเวลากลางคืน โดยประเทศญี่ปุ่นได้นำเสนอการติดตั้งแบตเตอรี่ที่มีการปรับเปลี่ยนโหมดการทำงานได้ และเป็นแบตเตอรี่ที่ต้องการความจุน้อยกว่าแบตเตอรี่แบบธรรมดา ซึ่งการติดตั้ง Energy storage ที่มีรูปแบบการทำงานที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าในช่วงเวลานั้นๆ ก็จะทำให้ระบบจำหน่ายมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยโหมดการทำงานของ Energy storage แบ่งออกเป็น 3 โหมด คือ

1. โหมดควบคุมแรงดัน
2. โหมดลดการไหลของกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ
3. โหมดทำงานตามช่วงเวลา

โดยลักษณะการทำงานในโหมดต่างๆ แสดงดังภาพที่ 2.31



(ก) โหมดควบคุมแรงดัน (ข) โหมดลดการไหลของกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ (ค) โหมดทำงานตามช่วงเวลา

ภาพที่ 2.31 โหมดการทำงานของ Energy storage แบบเปลี่ยนโหมดการทำงานได้

(ที่มา : “ Major Technical issues with increased PV penetration on the existing electrical grid.” [54])

โหมดควบคุมแรงดัน

เมื่อระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อมีขนาดใกล้เคียงหรือเกินขีดจำกัด แบตเตอรี่จะเริ่มต้นชาร์จประจุไฟฟ้า และแบตเตอรี่จะไม่ชาร์จในกรณีที่แรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าขีดจำกัด ซึ่งเหตุการณ์ลักษณะนี้จะเกิดขึ้นในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าในปริมาณมากและเกิดในช่วงฤดูฝน

โหมดลดการไหลของกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ

ในกรณีที่แรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ อยู่ตรงขีดจำกัด ทำให้แบตเตอรี่ทำงานในโหมดควบคุมแรงดันไฟฟ้า และชาร์จประจุ เมื่อแบตเตอรี่ถูกชาร์จประจุจนเต็มเป็นเวลานาน ก็จะเข้าสู่โหมดลดการไหลของกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ ซึ่งในโหมดการทำงานนี้ จะไม่สามารถช่วยเหลือระบบได้ในกรณีที่เกิดในเวลาช่วงบ่าย ซึ่งมีการผลิตไฟฟ้าได้มาก แต่โหมดนี้จะช่วยหลีกเลี่ยงการที่แบตเตอรี่ถูกชาร์จอยู่ตลอดเวลา ซึ่งอาจทำให้แบตเตอรี่เสื่อมสภาพเร็วขึ้นได้

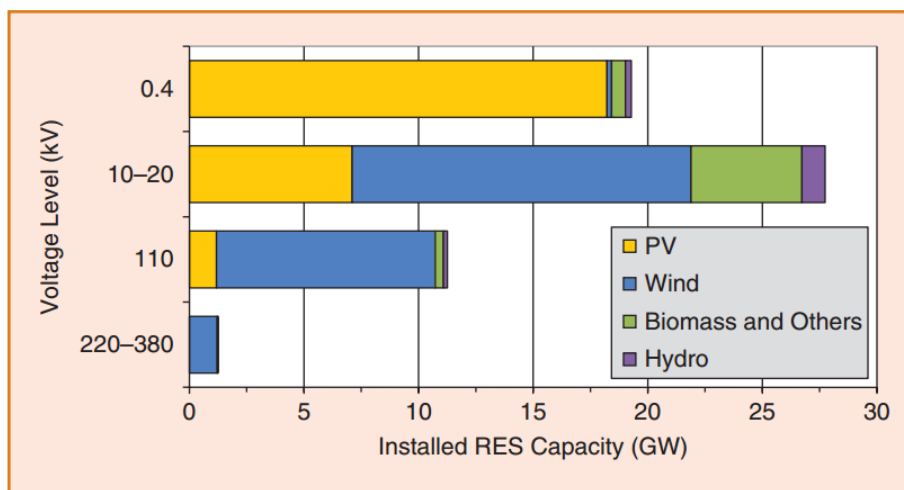
โหมดทำงานตามช่วงเวลา

การทำงานแบบนี้ แบตเตอรี่จะถูกชาร์จประจุในช่วงเวลาที่กำหนดซึ่งถูกตั้งค่าโดยผู้ใช้ ซึ่งมักจะตั้งเวลาไว้ในช่วงที่มีการผลิตไฟฟ้าได้มากซึ่งไม่จำเป็นต้องมองว่า ระดับแรงดันในขณะนั้นจะเป็นอย่างไร โดยเวลาที่ตั้ง เช่น 10:00 – 14:00 ซึ่งเป็นช่วงที่ผลิตไฟฟ้าได้เยอะ โดยในโหมดนี้จะมีการจำกัดขนาดของกระแส เพื่อหลีกเลี่ยงการที่แบตเตอรี่ชาร์จประจุจนเต็มก่อนจะครบช่วงเวลา

2.6.12 การจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงหรือกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในปัจจุบัน ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุม เนื่องจากอุปกรณ์ควบคุมยังมีราคาสูง ทำให้ต้องมีการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าเพื่อป้องกันผลกระทบด้านลบที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบ โดยในหัวข้อนี้ จะกล่าวถึงการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงหรือกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศเยอรมนี

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ ที่ระดับแรงดันต่างๆ ในประเทศเยอรมนี แสดงดังภาพที่ 2.32 โดยพบว่า 70% ของกำลังการผลิตทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้น เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าที่แรงดันต่ำ และ ปริมาณกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด 8.8 GW นั้นมาจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเล็กที่มีขนาดต่ำกว่า 30 kW



ภาพที่ 2.32 ปริมาณการเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ

(ที่มา : “The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid” [58])

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดต่ำกว่า 30 kW ที่ไม่มีการติดตั้งระบบควบคุมจากผู้ดูแลระบบ สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้ร้อยละ 70 ของกำลังการผลิต หรือต้องติดตั้งระบบสื่อสารควบคุมเพื่อติดต่อกับส่วนกลางในกรณีที่ส่วนกลางขอให้ปรับลดกำลังการผลิตลง โดยต้องถูกควบคุมให้ทำงานในช่วงตัวประกอบกำลังที่กำหนด ซึ่งช่วงตัวประกอบกำลังของกำลังการผลิตขนาดต่างๆ แสดงดังตารางที่ 2.4 และสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 30 kW จะต้องติดตั้งระบบควบคุม

ตารางที่ 2.4 การควบคุมตัวประกอบกำลังที่กำลังการผลิตต่างๆ

กำลังการผลิต	การควบคุม
$S_{max} < 3.68 \text{ kVA}$	ทำงานในช่วงตัวประกอบกำลัง ± 0.95
$3.68 \text{ kVA} \leq S_{max} \leq 13.8 \text{ kVA}$	ต้องยอมรับการถูกตั้งค่าจากผู้ดูแลระบบ ช่วงตัวประกอบกำลัง ± 0.95
$S_{max} > 13.8 \text{ kVA}$	ต้องยอมรับการถูกตั้งค่าจากผู้ดูแลระบบ ช่วงตัวประกอบกำลัง ± 0.90

เพื่อเป็นการลดผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับแรงดันต่ำประเทศเยอรมนีได้เสนอแนวทางดังตารางที่ 3 [58]

ตารางที่ 3 รูปแบบในการควบคุมระดับแรงดัน

The various control strategies investigated.		
Strategy	Description	Regulatory Framework
A	Fixed active-power limitation to 70% of installed PV capacity	Required by the beginning of 2013 by PV systems with an installed capacity of less than 30 kW and no remote-control capability
B	Reactive-power provision depending on active power feed-in	Can already be required from DSO, according to German medium- and low-voltage guidelines
C	Automatic voltage limitation: active-power output is reduced so as to maintain a preset voltage threshold value	Not yet officially required
D	Same as strategy C, except reactive power is provided first before active-power output is reduced	Not yet officially required
E	Distribution transformer equipped with OLTC	Not officially required, but first commercialized products are already available on the market

โดยมีรายละเอียดการควบคุมในรูปแบบต่างๆ ดังนี้

Strategy A : จำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดต่ำกว่า 30 kW ที่ไม่มีการติดตั้งระบบควบคุมจากผู้ดูแลระบบ สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้ร้อยละ 70 ของกำลังการผลิต

Strategy B : กำหนดค่าตัวประกอบกำลังต่ำสุดขึ้นอยู่กับกำลังการผลิต

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดต่ำกว่า 30 kW ที่มีการติดตั้งระบบควบคุมจะต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังตามขนาดของกำลังการผลิตได้ดังนี้

$S_{max} < 13.8 \text{ kVA}$ ต้องสามารถทำงานในช่วง ± 0.95

$S_{max} \geq 13.8 \text{ kVA}$ ต้องสามารถทำงานในช่วงค่าตัวประกอบกำลัง ± 0.90

Strategy C : ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้า

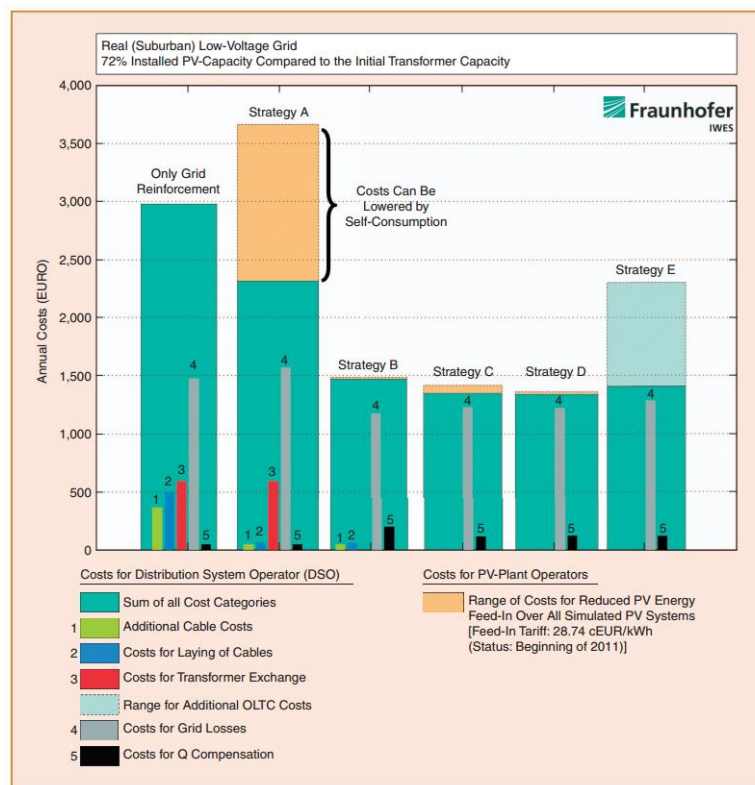
ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจากส่วนกลางเพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วงที่กำหนด

Strategy D : การควบคุมทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟ

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟจากส่วนกลางเพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วงที่กำหนด โดยกำลังไฟฟารีแอกทีฟจะถูกควบคุมก่อน โดยหากแรงดันไฟฟ้าในระบบสูงเกินไป ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้ามา และหากค่าแรงดันไฟฟ้าในระบบยังมีค่าสูงเกินขีดจำกัด ก็จะต้องลดกำลังการผลิตลงให้กำลังไฟฟ้าจริงมีค่าน้อยลง เพื่อให้ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าลดลงด้วย

Strategy E : การติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายแบบเปลี่ยนแท็ปขณะมีโหลด

หม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแท็ปได้เป็นอุปกรณ์ที่สามารถปรับระดับแรงดันไฟฟ้าได้ตามต้องการเพื่อรักษาแรงดันไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งความยาวสายป้อน ให้ได้รับคุณภาพไฟฟ้าเป็นไปตามมาตรฐาน โดยหม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแท็ปได้ ส่วนใหญ่จะเป็นชนิดการเปลี่ยนแท็ปขณะมีโหลด (On-load tap changer) ซึ่งจะสามารถปรับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่โดยอัตโนมัติขณะจ่ายกระแสไฟฟ้าโดยไม่ต้องดับไฟ ซึ่งอาจเกิดเหตุการณ์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้นทางได้รับแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐานแล้ว แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทางอาจจะได้รับแรงดันไฟฟ้าต่ำเกินไป ทำให้ต้องมีการยกระดับแรงดันไฟฟ้าจากต้นทางเพื่อลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าที่ปลายทาง โดยค่าใช้จ่ายในการควบคุมรูปแบบต่างๆ แสดงดังภาพที่ 2.33



ภาพที่ 2.33 ค่าใช้จ่ายในการควบคุมรูปแบบต่างๆ

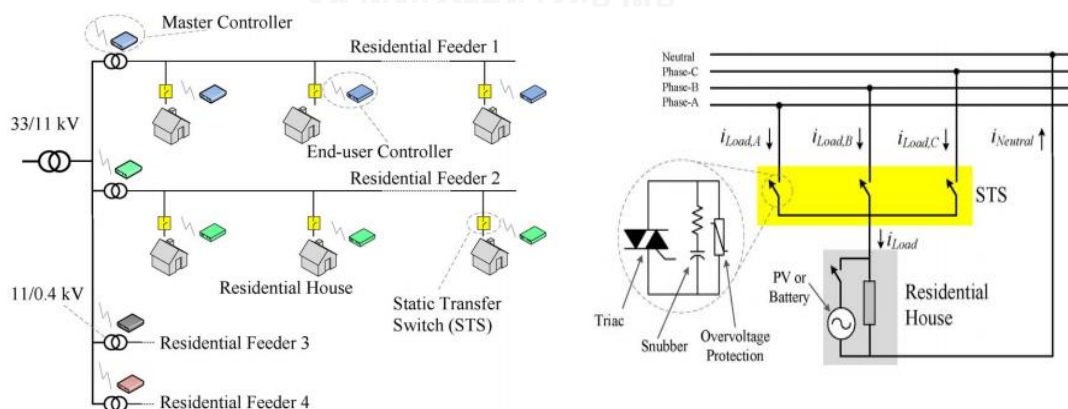
(ที่มา : “The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid” [58])

2.6.13 การจัดโหลดสมดุล

ในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำประกอบไปด้วยโหลดหลายประเภทด้วยกัน คือ โหลด 1 เฟส , โหลด 2 เฟส และ โหลด 3 เฟส จึงทำให้ขนาดของโหลดรวมในแต่ละเฟสมีขนาดที่ไม่เท่ากัน บวกกับปริมาณการใช้ไฟฟ้า (โหลด) แต่ละประเภทในแต่ละช่วงเวลามีขนาดที่แตกต่างออกไป จึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเฟสไม่เท่ากัน ดังนั้นจึงทำให้เกิดความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าขึ้นในระบบ

ภายหลังการสนับสนุนของภาครัฐบาล ให้ประชาชนมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เพื่อขายไฟให้การไฟฟ้าฯ แต่การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เข้าไปในระบบที่มีความไม่สมดุลของแรงดันอยู่แล้ว อาจก่อให้เกิดผลกระทบด้านลบต่อระบบจำหน่ายมากขึ้น ดังนั้น หากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดรวมไปถึงการติดตั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เหมาะสม ก็จะทำให้ความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้ามี่ค่าลดลง

ในอดีตได้มีหลายงานวิจัยที่ได้กล่าวถึงการจัดการการเชื่อมต่อของโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ โดยในงานวิจัย [59] ได้กล่าวว่า ในระบบจำหน่ายที่มีความทันสมัย มักจะมีการติดตั้งสวิทช์ตัดตอน (Sectionalize Switches) และสวิทช์ถ่ายโอน (Tie Switches) เพื่อใช้สำหรับการจัดการการเชื่อมต่อในระดับแรงดันกลาง โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ , ปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า และเพื่อความสะดวกในการเชื่อมต่อระบบภายหลังการเกิดความผิดปกติขึ้น โดยในงานวิจัย [60] ได้แสดงการจัดการจัดการการเชื่อมต่อของระบบจำหน่ายใหม่ โดยการเปลี่ยนเฟสของการเชื่อมต่อที่ด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงจำหน่ายเพื่อลดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย แต่ในบทความนี้ได้ทำการทดสอบในระบบที่ทราบค่าของรูปแบบโหลด และทำการจัดการการเชื่อมต่อของโหลดเพียงครั้งเดียว และไม่สามารถปรับเปลี่ยนการเชื่อมต่อได้ และใน [61] ได้แสดงการจัดการการเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลาง โดยใช้อุปกรณ์ที่เรียกว่า Static Transfer Switch (STS) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการสลับโหลดของสองสายป้อนจากเฟสหนึ่งไปอีกเฟสหนึ่ง จากหลักการนี้ จึงได้มีการนำมาประยุกต์ใช้ในการสลับการเชื่อมต่อของโหลด (Load Transfer : LT) ในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ โดยในการจัดการการเชื่อมต่อของโหลดในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำนั้น ทุกบ้านจะมีการติดตั้งอุปกรณ์การควบคุม ซึ่งถูกควบคุมโดยศูนย์ควบคุมกลาง ซึ่งมีการสื่อสารผ่านระบบสื่อสารต่างๆ เช่น สายเคเบิล , internet , 3G/4G , Bluetooth , WiFi และ ZigBee โดยเมื่อมีปัญหาทางด้านแรงดันไฟฟ้าเกิดขึ้นในระบบ ศูนย์ควบคุมกลางจะเป็นส่วนที่ตัดสินใจว่า บ้านหลังใดบ้างที่จะต้องเปลี่ยนเฟสการเชื่อมต่อ และจะต้องเปลี่ยนไปเชื่อมต่อที่เฟสใด เมื่อตัดสินใจได้แล้วจึงสั่งการไปยังอุปกรณ์การควบคุมที่ติดตั้งอยู่ที่บ้านหลังนั้น และอุปกรณ์การควบคุมจะสั่งให้ STS เปลี่ยนเฟสการเชื่อมต่อ ซึ่งรูปแบบการควบคุมในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำแสดงในภาพที่ 2.34



(ก) รูปแบบการควบคุม

(ข) การเชื่อมต่อโหลด

ภาพที่ 2.34 รูปแบบการควบคุมในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ

(ที่มา : “Voltage Unbalance Reduction in Low Voltage Feeders by Dynamic Switching of Residential Customers Among Three Phases” [61])

โดยพบว่า ข้อดีคือ สามารถจัดแก้ปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าได้ทันที แต่การควบคุมแบบ Real-time นั้น มีความจำเป็นที่จะต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมที่ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งในปัจจุบันยังไม่มีติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำเนื่องจากยังมีราคาสูง

สำหรับการหาจุดการเชื่อมต่อของโหลดที่เหมาะสม ในปัจจุบันมีหลายงานวิจัยได้นำเสนอหลายวิธี เช่น Genetic Algorithm , Fuzzy logic , Heuristic ซึ่งเป็นการนำวิธีการ Optimization มาใช้ในการหาจุดเชื่อมต่อที่ดีที่สุดภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด แต่วิธีการเหล่านี้ ไม่เหมาะสมที่จะนำมาใช้ในทางปฏิบัติ เนื่องจากมีความยุ่งยาก และในบางครั้งเป็นการทำงานที่เกินความจำเป็น รวมไปถึงจำเป็นจะต้องในระบบที่มีการควบคุมแบบ Real-Time system



บทที่ 3

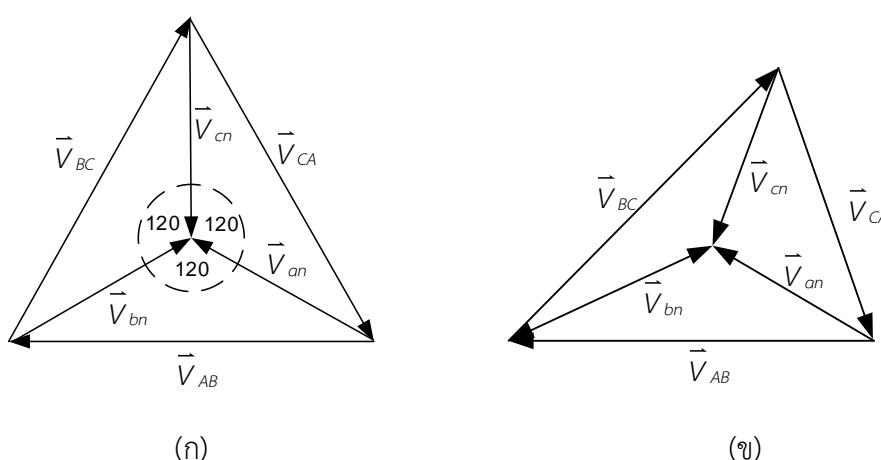
แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้า

ผลกระทบที่สำคัญที่เกิดจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา คือ แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ซึ่งผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลนี้จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าสามเฟส ดังนั้น เพื่อศึกษาเกี่ยวกับแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและผลกระทบที่เกิดจากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ในบทนี้จึงหัวข้อการนำเสนอออกเป็น 4 หัวข้อ ดังนี้

- 3.1 ทฤษฎีพื้นฐานของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล
- 3.2 การคำนวณค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า
- 3.3 ผลกระทบและความเสียหายจากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล
- 3.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงที่เกี่ยวข้อง

3.1 ทฤษฎีพื้นฐานของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

ในระบบไฟฟ้ากำลังสามเฟส แรงดันไฟฟ้าที่ถูกสร้างขึ้นจะมีลักษณะเป็นรูปคลื่นไซน์ที่มีขนาดเท่ากันทั้งสามเฟส และมีมุมเฟสต่างกัน 120 องศา ดังภาพที่ 3.1 (ก) อย่างไรก็ตามเมื่อแรงดันไฟฟ้าถูกส่งไปถึงผู้ใช้ไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าอาจไม่สมดุล กล่าวคือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าของแต่ละเฟสไม่เท่ากันรวมไปถึงมุมเฟสที่ต่างกันไม่เป็น 120 องศา โดยลักษณะของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลทั้งสามเฟสสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3.1 (ข) [62]



ภาพที่ 3.1 Phasor ของแรงดันไฟฟ้าสามเฟส (ก) ในภาวะสมดุล และ (ข) ในสภาวะไม่สมดุล

โดยสาเหตุของการเกิดแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบไฟฟ้า อาจเกิดได้จากหลายปัจจัย [62-64] เช่น

- 1) เกิดจากการกระจายโหลดในแต่ละเฟสไม่เท่ากัน ทำให้เกิดการใช้กระแสไฟฟ้าที่ไม่สมดุลขึ้น
- 2) เกิดจาก Shunt capacitor bank ที่ใช้ในการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ตู้ Main distribution board เกิดความผิดพลาดบางชุดหรือเพียงบาง Element หรือฟิวส์ป้องกันชุด Capacitor bank ขาดบางเฟส ทำให้การชดเชย Reactive power ไม่เท่ากันทั้งสามเฟส เป็นผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเฟสไม่เท่ากัน
- 3) เกิดจากชุดควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage regulators) แบบแยกเฟส ซึ่งทำงานแบบแยกอิสระต่อกัน อาจทำงานผิดพลาดหรือกำหนดค่าทำงานไว้ไม่เหมาะสม

3.2 การคำนวณค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า

การคำนวณค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า สามารถคำนวณได้หลายวิธีด้วยกัน โดยวิธีในการคำนวณค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าแสดงดังต่อไปนี้

3.2.1 The Line Voltage Unbalance Rate (LVUR)

3.2.2 The Phase Voltage Unbalance Rate (PVUR)

3.2.3 The Voltage Unbalance Factor (VUF)

3.2.4 ค่าประมาณแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

3.2.1 The Line Voltage Unbalance Rate (LVUR)

The Line Voltage Unbalance Rate (LVUR) ถูกนิยามโดย NEMA (National Electrical Manufacturers Association) [63, 64] คำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างค่าความแตกต่างสูงสุดระหว่างขนาดของแรงดันสายเมื่อเทียบกับขนาดของแรงดันสายเฉลี่ย ต่อขนาดของแรงดันสายเฉลี่ยของทั้งสามเฟส ดังสมการ (3.1)

$$\%LVUR = \frac{\text{max voltage deviation from the average line voltage}}{\text{average line voltage}} \times 100\% \quad (3.1)$$

3.2.2 The Phase Voltage Unbalance Rate (PVUR)

The Phase Voltage Unbalance Rate (PVUR) ถูกนิยามโดย IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers) [63, 64] คำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างค่าความแตกต่าง

สูงสุดระหว่างขนาดของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเฟสเมื่อเทียบกับขนาดของแรงดันเฟสเฉลี่ย ต่อขนาดของแรงดันเฟสเฉลี่ย ดังสมการ

$$\%PVUR = \frac{\text{max voltage deviation from the average phase voltage}}{\text{average phase voltage}} \times 100\% \quad (3.2)$$

3.2.3 The Voltage Unbalance Factor (VUF)

The Voltage Unbalance Factor (VUF) ถูกนิยามโดย IEC (International Electrotechnical Commission) [63, 64] ค่า VUF นี้เป็นค่าที่ตรงตามนิยามของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล โดยคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่าง Negative sequence voltage กับ Positive sequence voltage ตามลำดับ

$$\%VUF = \frac{|\vec{V}_2|}{|\vec{V}_1|} \times 100\% \quad (3.3)$$

โดยที่

\vec{V}_1 คือ แรงดันไฟฟ้าลำดับบวก (V)

\vec{V}_2 คือ แรงดันไฟฟ้าลำดับลบ (V)

โดยค่า VUF นี้จะแสดงระดับของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลทั้งขนาดและมุมทางไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำไปใช้ประโยชน์ในการวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับมอเตอร์ไฟฟ้าเหนี่ยวนำสามเฟสเมื่อได้รับแรงดันไฟฟ้าที่ไม่สมดุล โดยในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ จะวิเคราะห์ความรุนแรงของการเกิดแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ซึ่งพิจารณาแค่ขนาดก็เพียงพอแล้ว ดังนั้นจึงพิจารณาเฉพาะขนาดของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลเท่านั้น โดยสามารถคำนวณค่าของ The Voltage Unbalance Factor หรือ VUF ได้ดังสมการ (3.4)

$$\%VUF = \frac{|\vec{V}_2|}{|\vec{V}_1|} \times 100\% \quad (3.4)$$

โดยที่

$|\vec{V}_1|$ คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าลำดับบวก (V)

$|\vec{V}_2|$ คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าลำดับลบ (V)

ส่วนประกอบลำดับบวกและลบของแรงดันเฟส และแรงดันสาย สามารถหาได้ตั้งสมการ (3.5) และสมการ (3.6) ตามลำดับ

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_0 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_A \\ \vec{V}_B \\ \vec{V}_C \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_0 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_{AB} \\ \vec{V}_{BC} \\ \vec{V}_{CA} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

โดยที่

A	$= 1 \angle 120^\circ$
\vec{V}_0	คือ แรงดันไฟฟ้าลำดับศูนย์ (V)
\vec{V}_1	คือ แรงดันไฟฟ้าลำดับบวก (V)
\vec{V}_2	คือ แรงดันไฟฟ้าลำดับลบ (V)
\vec{V}_A	คือ แรงดันไฟฟ้าเฟส A (V)
\vec{V}_B	คือ แรงดันไฟฟ้าเฟส B (V)
\vec{V}_C	คือ แรงดันไฟฟ้าเฟส C (V)
\vec{V}_{AB}	คือ แรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟส A และ เฟส B (V)
\vec{V}_{BC}	คือ แรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟส B และ เฟส C (V)
\vec{V}_{CA}	คือ แรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟส C และ เฟส A (V)

3.2.4 ค่าประมาณแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

วิธีการประมาณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล เป็นวิธีการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลเมื่อไม่ทราบค่าของมุมทางไฟฟ้า โดยให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลใกล้เคียงกับวิธีที่ 3 มากกว่าวิธีที่ 1 [64] โดยคำนวณได้จากขนาดของแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟส ดังสมการ (3.7)

$$\% \text{voltage unbalance} = \frac{82 \cdot \sqrt{\left(|\vec{V}_{AB}| - |\vec{V}_{avg}| \right)^2 + \left(|\vec{V}_{BC}| - |\vec{V}_{avg}| \right)^2 + \left(|\vec{V}_{CA}| - |\vec{V}_{avg}| \right)^2}}{|\vec{V}_{avg}|} \quad (3.7)$$

โดยที่

$|\vec{V}_{AB}|$ คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟส A และ เฟส B (V)

$|\vec{V}_{BC}|$ คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟส B และ เฟส C (V)

$|\vec{V}_{CA}|$ คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟส C และ เฟส A (V)

$|\vec{V}_{avg}|$ คือ ขนาดของแรงดันสายเฉลี่ย (V)

โดยทั้ง 4 วิธีที่กล่าวมาข้างต้น ล้วนสามารถคำนวณหาค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ เพียงแต่แต่ละวิธีมีความเหมาะสมในการใช้งานแตกต่างกันออกไป ดังแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 วิธีที่สามารถคำนวณแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้

ค่าที่ทราบ	วิธีที่ 1	วิธีที่ 2	วิธีที่ 3	วิธีที่ 4
ขนาดของแรงดันสาย	✓	✗	✗	✓
ขนาดของแรงดันเฟส	✗	✓	✗	✗
ขนาดและมุมทางไฟฟ้าของแรงดันสาย	✓	✗	✓	✓
ขนาดและมุมทางไฟฟ้าของแรงดันเฟส	✓	✓	✓	✓

จากตารางที่ 3.1 พบว่า หากทราบเฉพาะขนาดของแรงดันสายทั้งสามเฟส การคำนวณหาค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล สามารถทำได้ทั้งวิธีที่ 1 และวิธีที่ 4 ในขณะที่เดียวกันหากทราบเฉพาะขนาดของแรงดันเฟส การคำนวณหาค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล โดยวิธีที่ 2 จะเหมาะสมที่สุด แต่หากทราบค่าทั้งขนาดและมุมทางไฟฟ้าของแรงดันสาย สามารถคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ทั้งวิธีที่ 1, วิธีที่ 3 และวิธีที่ 4 แต่การคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลด้วยวิธีที่ 2 จะไม่เหมาะสม เพราะต้องทำการเปลี่ยนค่าแรงดันสายให้เป็นแรงดันเฟสก่อน ซึ่งเป็นการยากในการคำนวณ หากทราบค่าทั้งขนาดและมุมทางไฟฟ้าของแรงดันเฟส สามารถคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ทั้ง 4 วิธี โดยในการคำนวณ

โดยใช้วิธีที่ 1 และวิธีที่ 4 จะต้องทำการเปลี่ยนค่าแรงดันเฟสให้เป็นแรงดันสายก่อน ซึ่งสามารถคำนวณได้ เนื่องจากการเปลี่ยนค่าแรงดันเฟสเป็นแรงดันสายมีความซับซ้อนน้อยกว่าการเปลี่ยนค่าแรงดันสายเป็นแรงดันเฟสมาก

โดยช่วงของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ได้จากการคำนวณทั้ง 4 วิธี จะมีค่าแตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ช่วงของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ได้จากการคำนวณทั้ง 4 วิธี

ช่วงของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล			
วิธีที่ 1	วิธีที่ 2	วิธีที่ 3	วิธีที่ 4
2 %	2 %	2 - 2.3 %	2 - 2.3 %
5 %	5 %	5 - 5.8 %	5 - 5.8 %
10 %	10 %	10.3 - 11.6 %	10 - 11.6 %
20 %	20 %	21 - 23.8 %	20 - 23.2 %

หากพิจารณาถึงความแม่นยำ โดยใช้วิธีที่ 3 ซึ่งเป็นวิธีที่ตรงกับนิยามของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลเป็นเกณฑ์ จะพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่คำนวณได้จากวิธีที่ 1 และวิธีที่ 2 จะมีค่าใกล้เคียงกับวิธีที่ 3 เมื่อค่าของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ได้จาก วิธีที่ 1 และวิธีที่ 2 มีค่าไม่เกิน 2% แต่หากค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่คำนวณได้จากวิธีที่ 1 และวิธีที่ 2 ค่ามากกว่า 5% จะทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลแตกต่างกับวิธีที่ 3 ค่อนข้างมาก ในขณะที่วิธีที่ 4 จะให้ค่าของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ใกล้เคียงกับวิธีที่ 3 ในทุกช่วงของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

วิธีการคำนวณค่าของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลทุกวิธี ก็ต่างแสดงให้เห็นถึงระดับความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า เพียงแต่มีการเลือกใช้งานแตกต่างกันออก โดยวิธีที่ 1, วิธีที่ 2 และ วิธีที่ 4 จะแสดงระดับความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าเพียงแค่นาฬิกาเท่านั้น ส่วนวิธีที่ 3 จะแสดงระดับของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลทั้งขนาดและมุมทางไฟฟ้า นั่นหมายความว่า การคำนวณในวิธีที่ 3 จะบ่งบอกคุณลักษณะของระดับแรงดันไฟฟ้าได้ครบถ้วนกว่าวิธีอื่นๆ แต่ก็มีข้อเสียคือ เป็นการยากในการวัดภาคสนาม

โดยค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ยอมรับได้ ถูกกำหนดโดยมาตรฐานต่างๆ กันออกไป โดยพบว่าทุกมาตรฐาน ได้กำหนดไว้ว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่เหมาะสม จะต้องไม่เกิน 2% ดังแสดงในตารางที่ 3.3 [65-67]

ตารางที่ 3.3 ขีดจำกัดของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลตามมาตรฐานต่างๆ

มาตรฐาน	ขีดจำกัด
IEC 61000-2-2	2%
IEC 61000-2-12	2%
NRS-048	2%
EN 50160	2%

โดยตัวอย่างการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล แสดงดังต่อไปนี้

ตัวอย่างการคำนวณ แรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟสมีค่าดังนี้ $\vec{V}_{AB} = 576 \angle 0^\circ \text{ V}$, $\vec{V}_{BC} = 480 \angle 221.4^\circ \text{ V}$
และ $\vec{V}_{CA} = 384 \angle 124.2^\circ \text{ V}$

เนื่องจาก ทราบทั้งขนาดและมุมทางไฟฟ้าของแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟส หรือแรงดันสาย โดยจากตารางที่ 3.1 พบว่า สามารถคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ โดยวิธีที่ 1, วิธีที่ 3 และ วิธีที่ 4 ดังนี้

1) คำนวณตามวิธีที่ 1

$$\text{ขนาดของแรงดันไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ } |\vec{V}_{avg}| = \frac{576 + 480 + 384}{3} = 480 \text{ V}$$

ค่าเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าจากค่าแรงดันเฉลี่ยๆ สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\left| |\vec{V}_{AB}| - |\vec{V}_{avg}| \right| = |576 - 480| = 96 \text{ V}$$

$$\left| |\vec{V}_{BC}| - |\vec{V}_{avg}| \right| = |480 - 480| = 0 \text{ V}$$

$$\left| |\vec{V}_{CA}| - |\vec{V}_{avg}| \right| = |480 - 384| = 96 \text{ V}$$

โดยพบว่า ค่าเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงสุดคือ 96 V ดังนั้น สามารถคำนวณหาค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล จากสมการ (3.2) ได้ดังนี้

$$\%LVUR = \frac{96}{480} \times 100 = 20\%$$

2) คำนวณตามวิธีที่ 3

จากวิธีที่ 3 จำเป็นจะต้องคำนวณแรงดันไฟฟาลำดับบวกและลำดับลบ จากสมการ (3.6) ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_0 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 576 \angle 0^\circ \\ 480 \angle 221.4^\circ \\ 384 \angle 124.2^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0667 \angle 57.78^\circ \\ 473.1368 \angle -5.05^\circ \\ 112.6303 \angle 21.68^\circ \end{bmatrix}$$

ดังนั้น จะได้ค่าแรงดันไฟฟาลำดับบวกและลำดับลบมีค่า $\vec{V}_1 = 473.1 \angle -5.04^\circ$ V และ $\vec{V}_2 = 112.6 \angle 21.68^\circ$ V ตามลำดับ และสามารถคำนวณหาค่าขนาดของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล จากสมการ (3.4) ได้ดังนี้

$$\%VUF = \frac{112.6}{473.1} \times 100 = 23.8\%$$

3) คำนวณตามวิธีที่ 4

สำหรับวิธีที่ 4 คำนวณจากผลต่างของแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟสกับค่าแรงดันไฟฟ้าเฉลี่ย โดยสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\left| \vec{V}_{AB} \right| - \left| \vec{V}_{avg} \right| = |576 - 480| = 96 \text{ V}$$

$$\left| \vec{V}_{BC} \right| - \left| \vec{V}_{avg} \right| = |480 - 480| = 0 \text{ V}$$

$$\left| \vec{V}_{CA} \right| - \left| \vec{V}_{avg} \right| = |480 - 384| = 96 \text{ V}$$

และสามารถคำนวณหาค่าขนาดของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ได้จากสมการ (3.6) ดังนี้

$$\%voltage \text{ unbalance} = \frac{82 \cdot \sqrt{96^2 + 0 + 96^2}}{480} = 23.2\%$$

จากตัวอย่างในการคำนวณจะพบว่า ค่าของแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธีที่ 4 ให้ค่าที่ใกล้เคียงกับค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในวิธีที่ 3 ซึ่งเป็นค่าที่ตรงตามนิยามของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล มากกว่าค่าของแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธีที่ 1

3.3 ผลกระทบและความเสียหายจากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

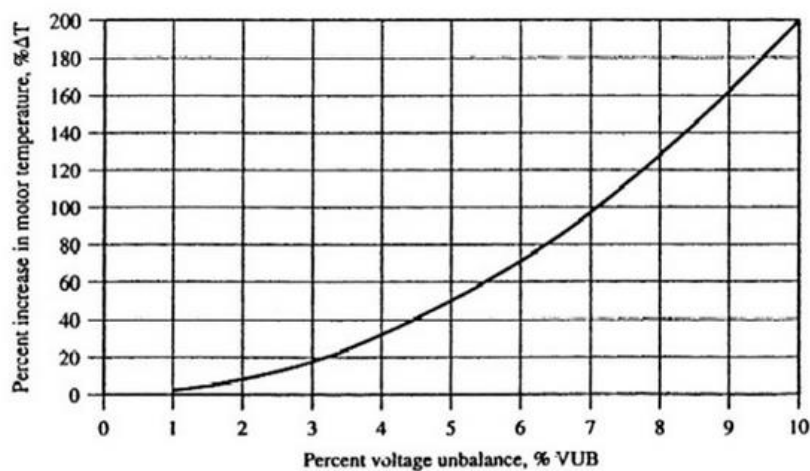
โดยทั่วไป ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นผู้ใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าสามเฟส คาดหวังว่าแรงดันไฟฟ้าที่จ่ายจากการไฟฟ้าจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีทั้งขนาดและมีมุมระหว่างเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่เท่ากัน แต่ในบางครั้งแรงดันไฟฟ้าที่ได้มักจะมีทั้งขนาดและมีมุมระหว่างเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่ไม่เท่ากัน โดยมักมีสาเหตุหลักมาจากการกระจายของโหลดในแต่ละเฟสไม่เท่ากัน ซึ่งผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในลักษณะเช่นนี้ จะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

- 1) เกิดความสูญเสีย (Losses) ในระบบไฟฟ้ามากขึ้น
- 2) เกิดแรงดันไฟฟ้าตก (Voltage drop) มากขึ้น ในกรณีที่จ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดชนิดเฟสเดียว
- 3) อุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้าลัดวงจรจรลงดิน (Ground over current relay) ทำงานผิดพลาดได้ หากการตั้งค่ามีค่าไม่เหมาะสม
- 4) ทำให้พิกัดของระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง ตัวอย่างเช่น หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังระบบ 22-0.4/0.23 kV ขนาด 1,000 kVA พิกัดกระแสไฟฟ้าของแต่ละเฟสมีค่าเท่ากับ 1,440 แอมแปร์ แต่หากมีการใช้กระแสไฟฟ้าในเฟส A , เฟส B และเฟส C เท่ากับ 1,350 , 1,295 และ 1,150 แอมแปร์ ตามลำดับ จะเห็นว่า เฟส B และ เฟส C ยังสามารถจ่ายไฟฟ้าได้เพิ่มอีก เนื่องจากค่ากระแสที่เฟส B และ เฟส C น้อยกว่าค่ากระแสพิกัด ในขณะที่เฟส A ค่ากระแสเข้าใกล้ค่าพิกัดแล้ว จึงไม่สามารถเชื่อมต่อโหลดชนิดสามเฟสเข้าไปในระบบไฟฟ้าได้อีก
- 5) ทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดสามเฟส ดังนี้
 - 5.1) มอเตอร์เหนี่ยวนำสามเฟส : มอเตอร์เหนี่ยวนำจะต่อแบบสามสายเท่านั้น คือ การต่อแบบเดลต้า หรือการต่อแบบวายแต่ไม่ต่อนิวทรัล ทำให้ไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลในส่วนประกอบลำดับศูนย์ ดังนั้น ผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลจึงพิจารณาเฉพาะส่วนของส่วนประกอบลำดับบวกและลำดับลบเท่านั้น โดยแรงดันไฟฟ้าลำดับบวกจะสร้างทอร์กลำดับบวก ซึ่งจะทำให้มอเตอร์หมุนไปในทิศทางที่กำหนด และแรงดันไฟฟ้าลำดับลบจะสร้างทอร์กลำดับลบ และทำให้มอเตอร์หมุนไปในทิศทางตรงกันข้ามกับทิศทางที่กำหนด ดังนั้นทอร์กสุทธิที่มอเตอร์สร้างได้จึงลดลง จึง

อาจส่งผลให้เกิดการสั้น และทำให้มอเตอร์มีเสียงดังมากกว่าปกติ นอกจากนี้แรงดันส่วนไฟฟ้าลำดับลบจะสร้างกระแสไฟฟ้าลำดับลบที่มีค่าสูง เนื่องจากอิมพีแดนซ์ส่วนประกอบลำดับลบมักมีค่าต่ำ ทำให้เกิดการสูญเสียมากขึ้น และเกิดความร้อนมากขึ้นด้วยในการหมุนตามปกติ โดยแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลอาจส่งผลให้กระแสไม่สมดุลสูงถึง 6-10 เท่าของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล นั้นหมายความว่า ถ้าค่าของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่า 1% ค่าของกระแสไฟฟ้าไม่สมดุลจะสูงถึง 6-10% เป็นต้น และหากมีแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ในขณะที่มอเตอร์ไฟฟ้าทำงานที่เต็มพิกัดโหลด เปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิภายในมอเตอร์ สามารถประมาณค่าได้เท่ากับสองเท่าของค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยกกำลังสอง ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการ (3.7) [68]

$$\% \Delta T = 2 \cdot (\% VUF)^2 \quad (3.7)$$

โดยนำสมการที่ 3.7 มาแสดงเป็นกราฟได้ดังภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 เปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิภายในมอเตอร์
(ที่มา : “ผลกระทบต่อสมรรถนะของมอเตอร์เหนี่ยวนำไฟฟ้า 3 เฟส เมื่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล” [68])

สำหรับการประมาณค่าอุณหภูมิสูงสุดที่ยอมให้เกิดขึ้นได้ของมอเตอร์ไฟฟ้าเนื่องจากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล สามารถหาได้จากสมการ (3.8) [68]

$$T_{rise,unb} = T_{rise,rated} \times \left(\frac{1 + \% \Delta T}{100} \right) \quad (3.8)$$

โดยที่

$T_{rise,unb}$ คือ อุณหภูมิที่สูงขึ้นเนื่องจากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล
(°C)

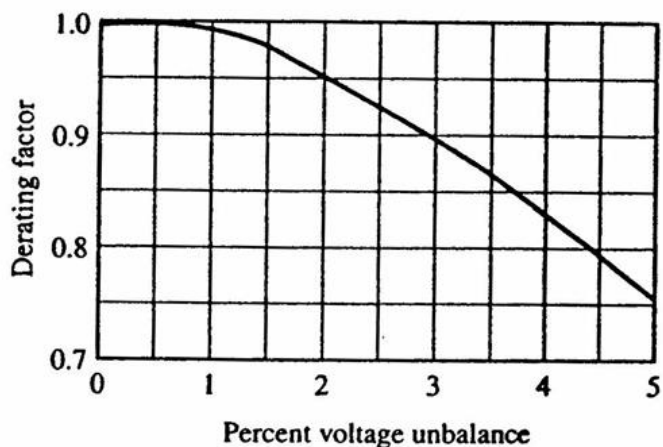
$T_{rise,rated}$ คือ พิกัดอุณหภูมิสูงสุดของฉนวนที่สามารถยอมรับได้
ดังแสดงในตารางที่ 3.4 (°C)

$\% \Delta T$ คือ เปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิในมอเตอร์ไฟฟ้า

ตารางที่ 3.4 ค่าอุณหภูมิสูงสุดที่ยอมให้เพิ่มขึ้นสำหรับมอเตอร์เหนี่ยวนำทั้ง 1 เฟส และ 3 เฟส ในหน่วยองศาเซลเซียส โดยอ้างอิงอุณหภูมิรอบข้างที่สูงที่สุด [68]

ระดับชั้นของฉนวน	A	B	F	H
มอเตอร์ที่มีค่า Service Factor =1.0	60	80	105	125
มอเตอร์ที่มีค่า Service Factor =1.15 หรือมากกว่า	70	90	115	-
มอเตอร์ที่มีการปิดสนิทที่มีค่า Service Factor =1.0	65	85	110	135
มอเตอร์ที่มีการปิดชุดขดลวดและอื่นๆ สนิทที่มีค่า Service Factor =1.0	65	85	110	-

เมื่อมอเตอร์ไฟฟ้ามีการใช้งาน หรือจำเป็นที่จะต้องใช้งานในสภาวะแรงดันไฟฟ้าที่ไม่สมดุล จะมีผลทำให้สมรรถนะของมอเตอร์ไฟฟ้าลดลง (การทำงานของมอเตอร์ไฟฟ้าทำงานต่ำกว่าแรงม้าพิกัด) โดยกราฟที่แสดงการลดลงของสมรรถนะของมอเตอร์ไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 3.3 จากกราฟจะพบว่า หากการเกิดไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 1 เปอร์เซ็นต์ อาจไม่มีผลต่อสมรรถนะของมอเตอร์ไฟฟ้าและไม่ทำให้เกิดความเสียหายต่อมอเตอร์ไฟฟ้าแต่อย่างใด แต่อย่างไรก็ตาม การใช้งานมอเตอร์ไฟฟ้าที่สภาวะแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลเกินกว่า 5 เปอร์เซ็นต์นั้นไม่ควรกระทำ เนื่องจากจะมีผลทำให้เกิดปัญหาและความเสียหายหลายประการต่อมอเตอร์ไฟฟ้าได้



ภาพที่ 3.3 สมรรถนะของมอเตอร์ลดลงเนื่องจากผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล
(ที่มา : “ผลกระทบต่อสมรรถนะของมอเตอร์เหนี่ยวนำไฟฟ้า 3 เฟส เมื่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล” [68])

ตัวอย่างในการคำนวณผลกระทบที่เกิดจากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลต่อมอเตอร์เหนี่ยวนำ แสดงดังต่อไปนี้

ตัวอย่างการคำนวณ [69] มอเตอร์เหนี่ยวนำที่มีการปิดสนิท ขนาด 50 แรงม้า, 4 ขั้ว ขนาดพิกัดแรงดันไฟฟ้า 460 V 60 Hz และระดับชั้นของฉนวนคือ F และ Service factor เท่ากับ 1.15 และทำงานที่พิกัด ขณะเกิดความไม่สมดุลของระบบไฟฟ้า 3 เฟส โดยแรงดันไฟฟาระหว่างเฟสมีค่า 460 V, 425 V, 440 V ตามลำดับ โดยสามารถคำนวณค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าที่ไม่สมดุล ได้จากดังนี้

$$\text{แรงดันเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ } |\vec{V}_{avg}| = \frac{460 + 425 + 440}{3} = 441.67 \text{ V}$$

ค่าเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าจากค่าแรงดันเฉลี่ยๆ สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\left| |\vec{V}_{AB}| - |\vec{V}_{avg}| \right| = |460 - 441.67| = 18.33 \text{ V}$$

$$\left| |\vec{V}_{BC}| - |\vec{V}_{avg}| \right| = |425 - 441.67| = 16.67 \text{ V}$$

$$\left| |\vec{V}_{CA}| - |\vec{V}_{avg}| \right| = |440 - 441.67| = 1.67 \text{ V}$$

โดยพบว่า ค่าเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงสุดคือ 18.33 V ดังนั้น สามารถคำนวณหาค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ได้ดังนี้

$$\%LVUR = \frac{18.33}{441.67} \times 100 = 4.15\%$$

เมื่อทราบค่าของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก็สามารถคำนวณเปอร์เซ็นต์ของอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นเมื่อมอเตอร์ทำงานที่พิกัด ได้ดังสมการ (3.7)

$$\%\Delta T = 2 \cdot (\%VUF)^2 = 2 \cdot (4.15)^2 = 34.5\%$$

และหากพิจารณาตารางที่ 3.1 ค่าอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นสำหรับมอเตอร์ไฟฟ้าที่มีระดับชั้นของฉนวนแบบ F และมีค่า Service factor=1.15 มีค่าเท่ากับ 115°C ดังนั้นอุณหภูมิสูงสุดที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นถ้ามอเตอร์ทำงานที่สถานะแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสามารถหาได้จากสมการ (3.8) ดังต่อไปนี้

$$T_{rise,unb} = T_{rise,rated} \times \left(\frac{1 + \%\Delta T}{100} \right) = 115 \times \left(\frac{1 + 34.5}{100} \right) = 154.6^{\circ}\text{C}$$

จากการคำนวณข้างต้นแสดงให้เห็นว่า ผลของแรงดันไฟฟ้าที่เกิดการไม่สมดุลเพียงไม่กี่เปอร์เซ็นต์ แต่ส่งผลให้เปอร์เซ็นต์ของอุณหภูมิเมื่อมอเตอร์ทำงานที่พิกัดสูงขึ้นอย่างมาก และเมื่อเทียบกับค่าอุณหภูมิของพิกัดฉนวนของขดลวดก็พบว่า มีค่าอุณหภูมิที่เกิดจากผลของแรงดันไฟฟ้าที่ไม่สมดุลนั้นมีค่าสูงกว่าพิกัดฉนวนของขดลวด ซึ่งผลดังกล่าวนี้ จะทำให้ฉนวนของขดลวดของมอเตอร์ไฟฟ้ามีอายุการใช้งานสั้นลงและหากพิจารณาจากภาพที่ 3.3 ซึ่งแสดงสมรรถนะของมอเตอร์ลดลงเนื่องจากผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล พบว่า เมื่อค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล มีค่าเท่ากับ 4.15% ค่าตัวประกอบที่ทำให้สมรรถนะของมอเตอร์ไฟฟ้าลดลง มีค่าเท่ากับ 0.82 ทำให้มอเตอร์ไฟฟ้าสามารถรับโหลดลดลงเหลือเท่ากับ $150 \times 0.82 = 123$ แอมป์

จากตัวอย่างข้างต้นแสดงให้เห็นถึงผลกระทบโดยตรงของผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลต่อประสิทธิภาพและสมรรถนะของมอเตอร์ไฟฟ้า ซึ่งจากผลดังกล่าวทำให้มอเตอร์ไฟฟ้าที่ออกแบบไว้แล้วเพื่อใช้ในระบบการผลิตมีประสิทธิภาพต่ำลง และสุดท้ายก็จะส่งผลโดยตรงต่อกระบวนการผลิตในโรงงานและคุณภาพสินค้าของโรงงาน

- 5.2) มอเตอร์ไฟฟ้าชนิดปรับความเร็วรอบได้ : เนื่องจากที่ชุดเรียงกระแสไฟฟ้า (Rectifies) ของมอเตอร์ไฟฟ้าชนิดปรับความเร็วรอบได้ รับกำลังไฟจากระบบไฟฟ้า

แบบ Phase-to-Phase เพื่อชาร์ตไฟให้แก่ DC Bus อยู่ตลอดเวลา ดังนั้นหากค่าแรงดันไฟฟ้าเฟสใดเฟสหนึ่งที่คร่อมชุดเรียงกระแสไฟฟ้าสูงกว่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่เหลือ จะมีผลทำให้ชุดเรียงกระแสไฟฟ้าเฟสนั้นนำค่ากระแสมากกว่าเฟสที่เหลือ ซึ่งมีผลทำให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าเกิดการทำงาน (Trip) ได้เช่นกัน ดังนั้นค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลเพียงแค่ 3% อาจมีผลทำให้มอเตอร์ไฟฟ้าชนิดปรับความเร็วรอบได้เกิดปัญหาได้เช่นกัน นอกจากนี้ผลของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยังทำให้เกิดปัญหาฮาร์โมนิก (Harmonics) ขึ้นได้ด้วยเช่นกัน รวมทั้งทำให้ค่าของแรงดันกระแสเฟวมใน DC Bus เพิ่มขึ้นด้วย [62]

3.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงที่เกี่ยวข้อง

การที่จะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าได้นั้น ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะต้องอยู่ในข้อกำหนดการเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ซึ่งกำหนดโดยการไฟฟ้าเสียก่อน โดยการไฟฟ้ามีวัตถุประสงค์เพื่อให้การให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าดำเนินไปด้วยความเรียบร้อย ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้บริการไฟฟ้ารายอื่น

โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงได้มีการจัดทำระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า เพื่อใช้ควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ดังนี้

3.4.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มีการทำสัญญาการซื้อขายและเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะมีระเบียบข้อกำหนดที่จะต้องปฏิบัติตาม โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2556 [70] , ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เอกสารแนบท้ายหมายเลข 7.2) [19] โดยมีรายละเอียดของข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่เกี่ยวข้องดังนี้

3.4.1.1 การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเข้ากันได้กับแรงดันไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
69 กิโลโวลต์	72.4	65.5	75.9	62.1
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418	342	418	342
220 โวลต์	240	200	240	200

หรือในภาวะปกติคิดเป็น 0.95 – 1.05 pu. และในภาวะฉุกเฉินคิดเป็น 0.90 – 1.10 pu.

3.4.1.2 การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ

ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้กำหนดว่า ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องควบคุมตัวประกอบกำลังหรือกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ เพื่อรักษาระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ โดยสำหรับระบบแรงดันต่ำ และระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูงที่มีกำลังการผลิตไม่เกิน 500 kWp อินเวอร์เตอร์จะต้องมีความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในช่วง 0.95 นำหน้าถึง 0.95 ตามหลังได้

3.4.1.3 การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจริงจาก 100 เปอร์เซ็นต์ ให้เหลือ 0 เปอร์เซ็นต์ได้ โดยสามารถทำการปรับลดกำลังไฟฟ้าจริงอย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อนาที โดยหากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาแล้วเห็นว่ามีผลกระทบต่อความปลอดภัยและเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าจะแจ้งให้ปรับตามความเหมาะสม

3.4.1.4 ข้อกำหนดขนาดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดข้อกำหนดขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าภูมิภาคได้ เพื่อควบคุมผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา (Rooftop PV) ที่อาจมีต่อระดับแรงดันไฟฟ้า

คุณภาพไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จึงได้กำหนดขีดจำกัดขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมของ Rooftop PV ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ได้ดังนี้

- กรณีเชื่อมโยงกับหม้อแปลงระบบจำหน่ายแรงต่ำแบบ 1 เฟส สามารถจ่ายไฟหรือรับไฟจากระบบได้ไม่เกิน 10 kW/เฟส และไม่เกิน 25% ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย โดยรูปแบบการติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 3.4
- กรณีเชื่อมโยงกับหม้อแปลงระบบจำหน่ายแรงต่ำแบบ 3 เฟส สามารถจ่ายไฟหรือรับไฟจากระบบได้ไม่เกิน 56 kW และไม่เกิน 80% ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย
- หากจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้ามากกว่า 56 kW ให้เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 kV ตามความเหมาะสม โดยรูปแบบการติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 3.5

3.4.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวง

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2556 [71] , ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (เอกสารแนบท้ายหมายเลข 7.1) [21] โดยมีรายละเอียดของข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวงที่เกี่ยวข้องดังนี้

3.4.2.1 การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง ดังตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	118.0	113.0	123.0	113.0
69 กิโลโวลต์	71.0	67.0	72.5	67.0
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
230/400 โวลต์ (4 สาย)	410	371	416	362
230 โวลต์ (2 สาย)	237	214	240	209

3.4.2.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยระบบที่มีอินเวอร์เตอร์ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะต้องอยู่ในช่วง 0.9 นำหน้าถึง 0.9 ตามหลัง เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาเกินกว่าร้อยละ 10 ของขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์

3.4.2.3 ข้อกำหนดขนาดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

การไฟฟ้านครหลวงได้กำหนดข้อกำหนดขนาดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา เพื่อควบคุมผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Rooftop PV) ที่อาจมีต่อระดับแรงดันไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) จึงได้กำหนดขีดจำกัดขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของ Rooftop PV ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟน. ได้ดังนี้

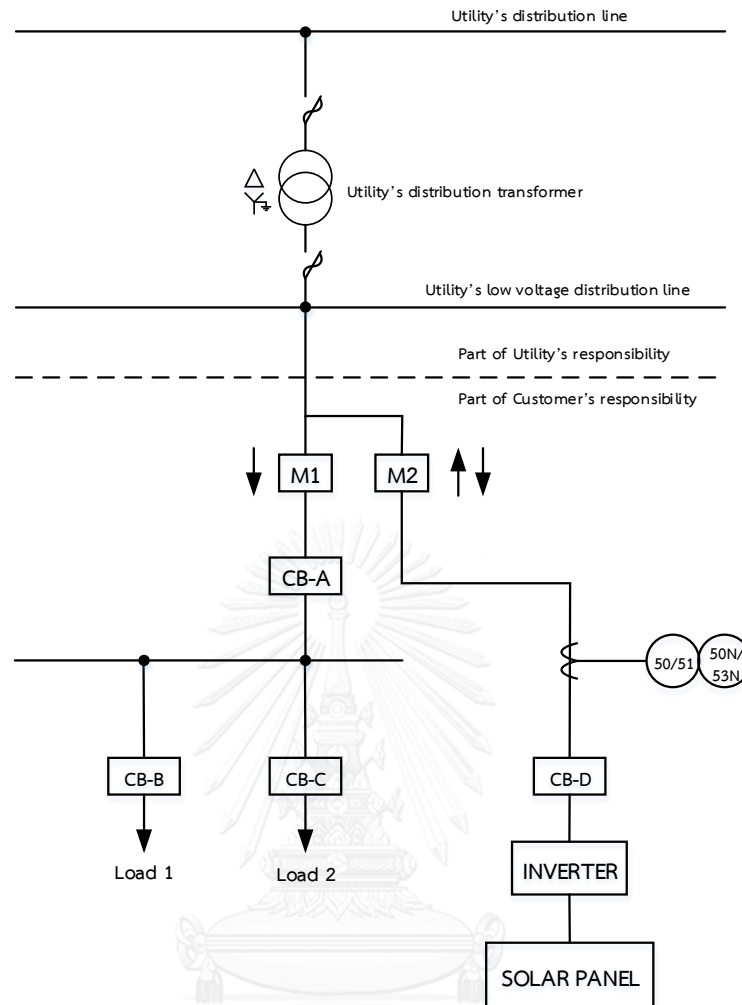
ก) กรณีเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าแรงต่ำ (230/400 โวลต์)

- หากเป็นระบบผลิตไฟฟ้าชนิดเฟสเดียว จะต้องมีความกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ต่อราย โดยรูปแบบการติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 3.6
- ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของ Rooftop PV (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายของ กฟน. หนึ่งลูกจะต้องไม่เกิน 15% ของพิกัดขนาดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลวัตต์-แอมแปร์) หากหม้อแปลงจำหน่ายมี Rooftop PV เชื่อมต่อเต็มขีดจำกัด 15% แล้ว จะไม่สามารถรองรับการเชื่อมต่อของ Rooftop PV เพิ่มเติมที่หม้อแปลงจำหน่ายลูกนั้นได้อีก
- ในกรณีที่ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากยังคงมีความประสงค์จะขายไฟฟ้า ถึงแม้หม้อแปลงจำหน่ายในพื้นที่นั้นรองรับ Rooftop PV เต็มขีดจำกัดแล้ว ผู้ยื่นขอฯ สามารถไปขอเชื่อมต่อขายไฟฟ้า ในระบบ 12 หรือ 24 กิโลวัตต์ โดยผู้ยื่นขอฯ

จะต้องจัดหาและติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายพร้อมอุปกรณ์ป้องกันตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง รายละเอียดอื่นๆเป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ ข)

ข) กรณีเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าแรงกลาง (12 หรือ 24 กิโลโวลต์)

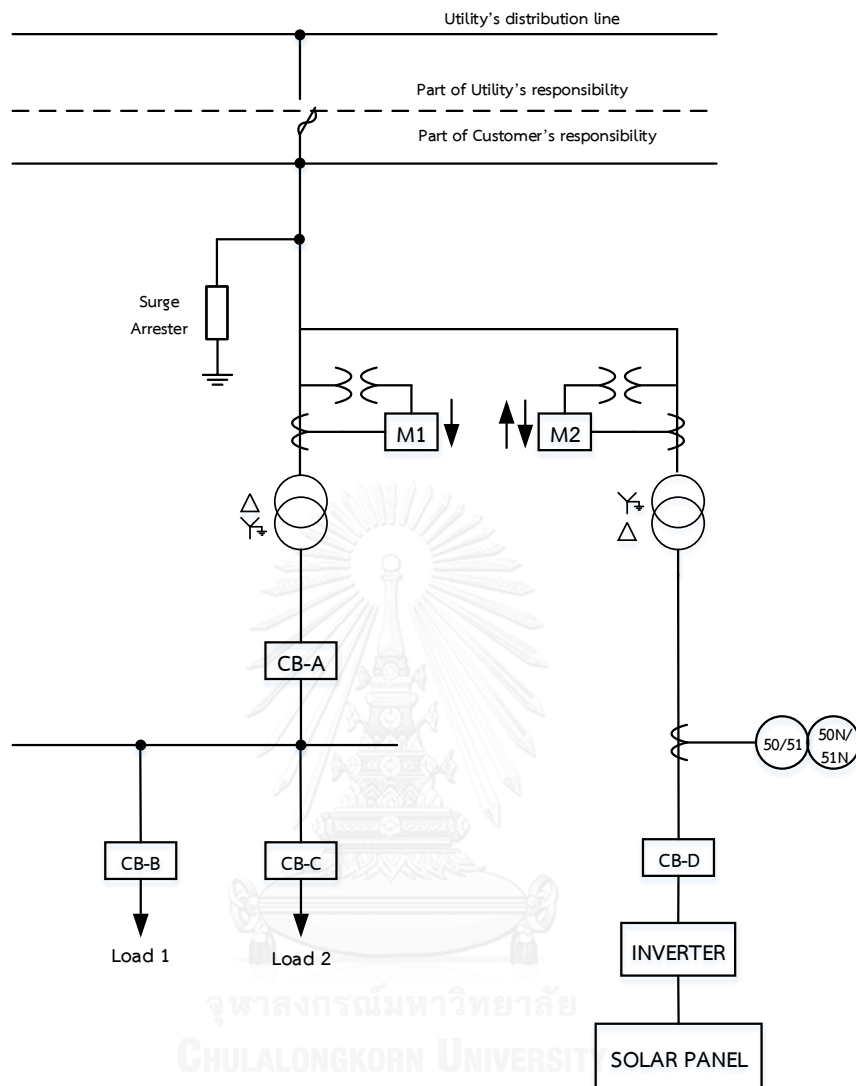
- ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) เกินกว่า 15% ของพิกัดขนาดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์) ในพื้นที่นั้น จะต้องไปเชื่อมต่อขายไฟฟ้าในระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์ โดยผู้ยื่นขอจะต้องจัดหาและติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายพร้อมอุปกรณ์ป้องกันตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง โดยรูปแบบการติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 3.7
- กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าทุกประเภท (ทั้ง Rooftop PV และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอื่นๆ) ที่ติดตั้งในสายป้อนเดียวกัน ต้องไม่เกิน 8 เมกะวัตต์/สายป้อน สำหรับระบบ 24 กิโลโวลต์ และ 4 เมกะวัตต์/สายป้อน สำหรับระบบ 12 กิโลโวลต์
- หากกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าทุกประเภทที่ติดตั้งในสายป้อนหนึ่งเต็มตามขีดจำกัดข้างต้นแล้วการไฟฟ้านครหลวง จะไม่รับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมในสายป้อนนั้นอีก



ภาพที่ 3.4 รูปแบบการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
(มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงดันต่ำ)

(ที่มา : ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

(เอกสารแนบท้ายหมายเลข 7.2) [19])

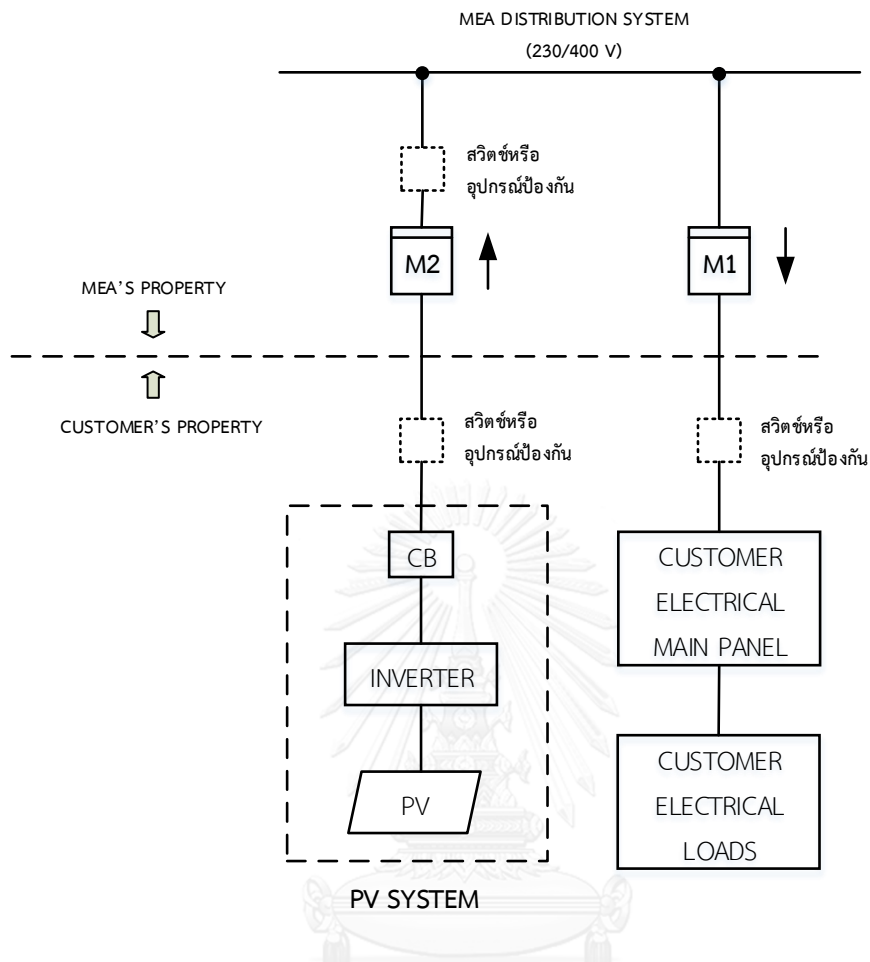


ภาพที่ 3.5 รูปแบบการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

(มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงดันสูง)

(ที่มา : ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

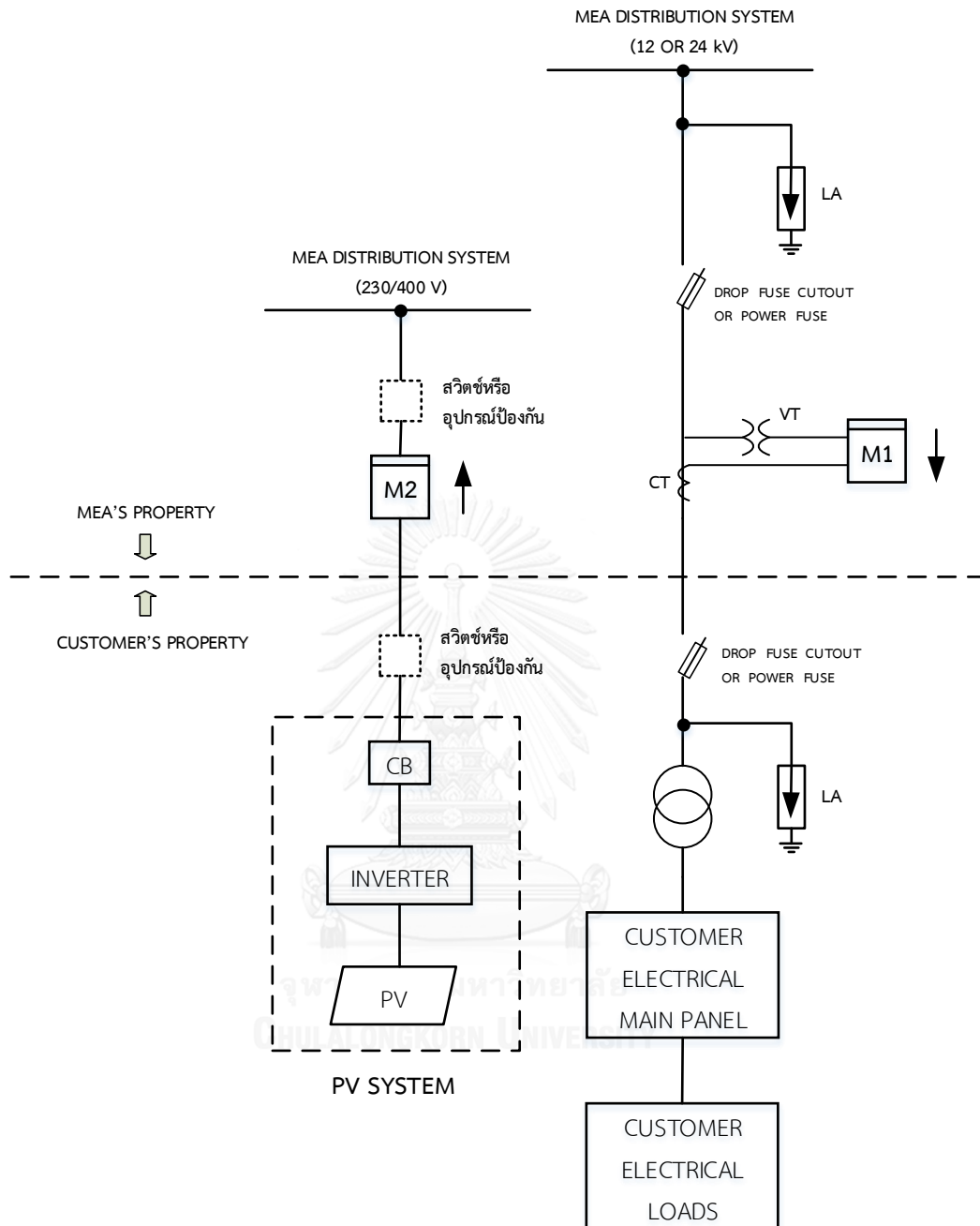
(เอกสารแนบท้ายหมายเลข 7.2) [19])



ภาพที่ 3.6 รูปแบบการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง
(มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงดันต่ำ)

(ที่มา : ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

(เอกสารแนบท้ายหมายเลข 7.1) [20])



ภาพที่ 3.7 รูปแบบการเชื่อมโยงทางไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

(กรณีซื้อไฟฟ้าแรงดันสูง และขายไฟฟ้าแรงดันต่ำ)

(ที่มา : ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

(เอกสารแนบท้ายหมายเลข 7.1) [20])

บทที่ 4

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นการวิเคราะห์พฤติกรรมการทำงานในสภาวะการทำงานปกติของระบบไฟฟ้ากำลัง การจำลองการทำงานให้ระบบดำเนินการผลิตและจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลดคงที่ค่าหนึ่ง โดยทั่วไประบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีความแตกต่างจากระบบส่งไฟฟ้า เช่น ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีลักษณะเป็นสายเรเดียลเป็นส่วนใหญ่ มีอัตราส่วนระหว่างค่า X/R สูง และมีความไม่สมดุลในแต่ละเฟสค่อนข้างสูง

ในทางปฏิบัติด้วยสาเหตุหลายประการทั้งทางเศรษฐศาสตร์และทางกายภาพทำให้การจัดสรรโหลดและการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดบนหลังคาบ้านในระบบให้มีความสมดุลนั้นทำได้ยาก จึงก่อให้เกิดผลกระทบตามมาเนื่องจากความไม่สมดุลในระบบโดยจะทำให้กำลังสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้น ดังนั้นเพื่อศึกษาผลกระทบต่างๆ จึงจำเป็นต้องทำการพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าแยกในแต่ละเฟส โดยในงานวิจัยนี้จะใช้วิธี Backward/Forward Sweep [11, 13, 14, 72, 73] ซึ่งเป็นวิธีที่เหมาะสมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

สำหรับการประเมินค่ากำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายนั้น จำเป็นต้องมีแบบจำลองของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบให้เหมาะสม ดังนั้นในบทนี้มีหัวข้อการนำเสนอ ดังนี้

4.1 แบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

4.2 ทฤษฎีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

4.1 แบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

หัวข้อนี้จะกล่าวถึงเฉพาะแบบจำลองของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่นำไปใช้ในการคิดการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าสามเฟสเท่านั้น ซึ่งจะประกอบไปด้วย แบบจำลองของสายจำหน่าย แบบจำลองของหม้อแปลง และแบบจำลองของโหลดตามลำดับ

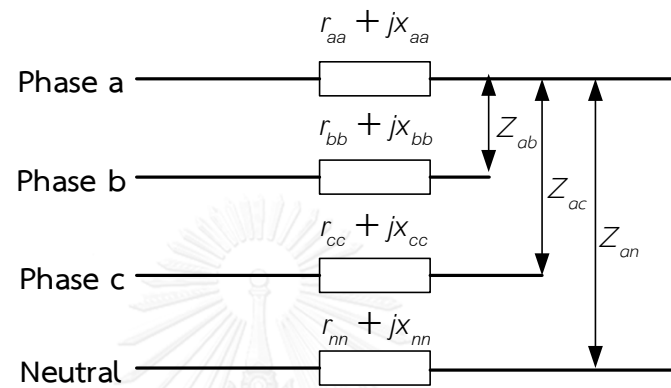
4.1.1 แบบจำลองสายจำหน่าย

การศึกษาเกี่ยวกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า มีความจำเป็นต้องใช้แบบจำลองของสายจำหน่ายที่มีความเหมาะสม โดยจะต้องเริ่มต้นจากการหา Self impedance และ Mutual impedance ของสาย โดยจะพิจารณาจากความต้านทานของสายตัวนำและระยะห่างระหว่างสาย

โดยจะแบ่งการพิจารณาสายจำหน่ายออกเป็นสองแบบคือ แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสสี่สาย [74] และแบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสห้าสาย [75] ตามลำดับ

4.1.1.1 แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสสี่สาย

แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสสี่สาย จะประกอบไปด้วยสายตัวนำเฟสจำนวน 3 เส้น และสายตัวนำนิวทรัล 1 เส้น โดยวงจรสมมูลสายตัวนำสามเฟสแสดงได้ดังภาพที่ 4.1 [74]



ภาพที่ 4.1 แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสสี่สาย

เมื่อพิจารณาผลของสายนิวทรัล แบบจำลองสายจำหน่ายในภาพที่ 4. สามารถเขียนเมตริกซ์ของอิมพีแดนซ์ของสายได้ผลลัพธ์เป็น “Primitive impedance matrix” ได้ดังสมการ (4.1)

$$Z_{prim} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

โดยค่าอิมพีแดนซ์ในแต่ละค่าของเมตริกซ์สามารถเริ่มต้นคำนวณได้จากการประยุกต์สมการของคาร์ลสัน (Carson's equation) ดังสมการ (4.2)

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii}G + j \left(X_i + 2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4\omega Q_{ii}G \right) \Omega/\text{mile} \quad (4.2)$$

$$\hat{Z}_{ij} = 4\omega P_{ij}G + j \left(2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ij}}{RD_i} + 4\omega Q_{ij}G \right) \Omega/\text{mile} \quad (4.3)$$

โดยที่

\bar{Z}_{ii}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์ในแต่ละเฟสของสายตัวนำ (Ω)
\bar{Z}_{ij}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างสายของตัวนำ (Ω)
r_i	คือ	ความต้านทานของสายตัวนำ (Ω)
ω	คือ	ความถี่เชิงมุมของระบบ โดย $\omega = 2\pi f$ (rad/s)
RD_i	คือ	รัศมีของตัวนำ i (ft.)
GMR_i	คือ	Conductor geometric mean radius (ft.)
D_{ij}	คือ	ระยะห่างระหว่างสายตัวนำ i และ j (ft.)
f	คือ	ความถี่ของระบบ (HZ)
ρ	คือ	Resistivity of earth ($\Omega\text{-m}$)
G	=	0.1609344 (Ω / mile)

และ

$$X_i = 2\omega G \cdot \ln \frac{RD_i}{GMR_i} \quad \Omega / \text{mile} \quad (4.4)$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) + \frac{k_{ij}^2}{16} \cos(2\theta_{ij}) \cdot \left(0.6728 + \ln \frac{2}{k_{ij}} \right) \quad (4.5)$$

$$Q_{ij} = -0.0386 + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2}{k_{ij}} + \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) \quad (4.6)$$

$$k_{ij} = 8.565 \times 10^{-4} \cdot S_{ij} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad (4.7)$$

เพื่อให้สะดวกแก่การคำนวณ จึงได้ทำการละบางพจน์ของ P_{ij} และ Q_{ij} ที่ส่วนประกอบของฟังก์ชันตรีโกณมิติ ได้ดังนี้

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} \quad (4.8)$$

$$Q_{ij} = -0.0386 + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2}{k_{ij}} \quad (4.9)$$

เมื่อทำการแทนค่าสมการ (4.4), สมการ (4.8) และสมการ (4.9) ลงในสมการ (4.2) และ สมการ (4.3) และทำการจัดรูปสมการใหม่ จะได้สมการดังนี้

$$\begin{aligned} \hat{Z}_{ii} &= r_i + 4\omega P_{ii}G + j \left(X_i + 2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4\omega Q_{ii}G \right) \Omega/\text{mile} \\ &= r_i + 0.00158836 \cdot f + j0.00202237 \cdot f \cdot \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 7.6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$\begin{aligned} \hat{Z}_{ij} &= 4\omega P_{ij}G + j \left(2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ij}}{RD_i} + 4\omega Q_{ij}G \right) \Omega/\text{mile} \\ &= 0.00158836 \cdot f + j0.00202237 \cdot f \cdot \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \end{aligned} \quad (4.11)$$

จาก “Primitive impedance matrix” ในสมการ (4.1) สามารถลดขนาดให้เป็นเฟส อิมพีแดนซ์เมตริกขนาด [3x3] ได้ดังสมการ (4.4) ซึ่งค่าอิมพีแดนซ์เมตริกแต่ละตำแหน่งในเฟส อิมพีแดนซ์เมตริก สามารถหาได้โดยวิธี Kron Reduction ดังสมการ (4.5)

$$Z_{abc}^r = \begin{bmatrix} Z_{aa}^r & Z_{ab}^r & Z_{ac}^r \\ Z_{ba}^r & Z_{bb}^r & Z_{bc}^r \\ Z_{ca}^r & Z_{cb}^r & Z_{cc}^r \end{bmatrix} \Omega/\text{mile} \quad (4.12)$$

$$\left[Z_{abc}^r \right] = \left[\hat{Z}_{ij} \right] - \left[\hat{Z}_{in} \right] \cdot \frac{\left[\hat{Z}_{nj} \right]}{\left[\hat{Z}_{nn} \right]} \quad \Omega/\text{mile}, i, j \in (a, b, c) \quad (4.13)$$

ตัวอย่างการคำนวณสำหรับสายตัวนำแบบสามเฟสสี่สาย แสดงดังต่อไปนี้

ตัวอย่างการคำนวณ [74] สายตัวนำเฟสแบบ 336,400 26/7 ACSR กำหนดให้ GMR = 0.0244 ft. และความต้านทาน = 0.306 Ω /mile และ สายตัวนำนิวทรอลแบบ 4/0 6/1 ACSR กำหนดให้ GMR = 0.00814 ft. และ ความต้านทาน = 0.5920 Ω /mile โดยระยะห่างระหว่างสายตัวนำ แสดงดังนี้

$$\begin{aligned} D_{ab} &= 2.5 \text{ ft.} & D_{bc} &= 4.5 \text{ ft.} & D_{ca} &= 7.0 \text{ ft.} \\ D_{an} &= 4.5 \text{ ft.} & D_{bn} &= 4.272 \text{ ft.} & D_{cn} &= 5.0 \text{ ft.} \end{aligned}$$

จากสมการของคาร์สัน ในสมการ (4.10) สามารถคำนวณค่า Self impedance ของเฟส a ของสายตัวนำได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \hat{Z}_{aa} &= 0.0306 + 0.00158836 \times 60 + j0.00202237 \times 60 \times \left(\ln \frac{1}{0.0244} + 7.6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{100}{60} \right) \\ &= 0.0306 + 0.0953 + j0.12134 \times \left(\ln \frac{1}{0.0244} + 7.93402 \right) \\ &= 0.4013 + j1.4133 \text{ } \Omega/\text{mile} \end{aligned}$$

และจากสมการของคาร์สัน ในสมการ (4.11) สามารถคำนวณค่า Mutual impedance ระหว่างเฟส a และ b ของสายตัวนำได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \hat{Z}_{ab} &= 0.00158836 \times 60 + j0.00202237 \times 60 \times \left(\ln \frac{1}{2.5} + 7.6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{100}{60} \right) \\ &= 0.0953 + j0.12134 \times \left(\ln \frac{1}{0.0244} + 7.93402 \right) \\ &= 0.0953 + j0.8515 \text{ } \Omega/\text{mile} \end{aligned}$$

โดยเมื่อทำการคำนวณจนครบทุกตัวแล้ว จะได้เมตริกซ์ของอิมพีแดนซ์ของสาย ดังนี้

$$\left[\hat{Z}_{\text{prim}} \right] = \begin{bmatrix} 0.4013 + j1.4133 & 0.0953 + j0.8515 & 0.0953 + j0.7266 & 0.0953 + j0.7524 \\ 0.0953 + j0.8515 & 0.4013 + j1.4133 & 0.0953 + j0.7802 & 0.0953 + j0.7865 \\ 0.0953 + j0.7266 & 0.0953 + j0.7802 & 0.4013 + j1.4133 & 0.0953 + j0.7674 \\ 0.0953 + j0.7524 & 0.0953 + j0.7865 & 0.0953 + j0.7674 & 0.6873 + j1.5465 \end{bmatrix}$$

จาก “Primitive impedance matrix” สามารถลดขนาดให้เป็นเฟสอิมพีแดนซ์เมตริกขนาด $[3 \times 3]$ ได้วิธี Kron Reduction ดังนี้

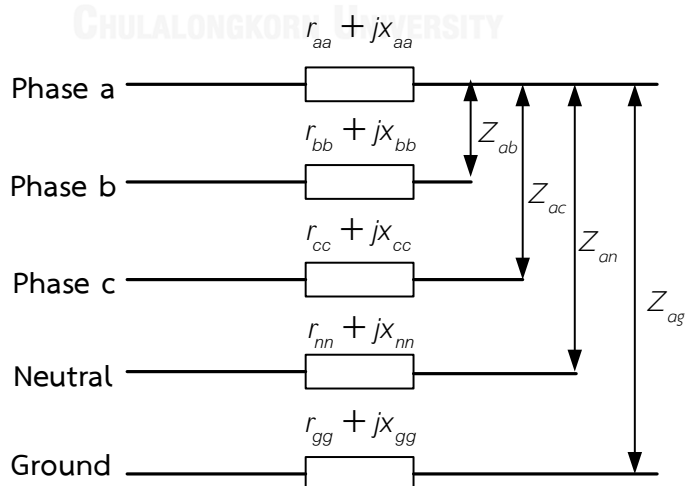
$$Z_{abc}^r = \begin{bmatrix} 0.4013+j1.4133 & 0.0953+j0.7266 & 0.0953+j0.7266 \\ 0.0953+j0.8515 & 0.4013+j1.4133 & 0.0953+j0.7802 \\ 0.0953+j0.7266 & 0.0953+j0.7802 & 0.4013+j1.4133 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 0.0953+j0.7524 \\ 0.0953+j0.7865 \\ 0.0953+j0.7674 \end{bmatrix} \times \frac{\begin{bmatrix} 0.0953+j0.7524 & 0.0953+j0.7865 & 0.0953+j0.7674 \end{bmatrix}}{[0.6873+j1.5465]}$$

$$= \begin{bmatrix} 0.4576+j1.0780 & 0.1560+j0.5017 & 0.1535+j0.3849 \\ 0.1560+j0.5017 & 0.4666+j1.0482 & 0.1580+j0.4236 \\ 0.1535+j0.3849 & 0.1580+j0.4236 & 0.4615+j1.0651 \end{bmatrix} \quad \Omega/\text{mile}$$

4.1.1.2 แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสห้าสาย

แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสห้าสาย จะประกอบไปด้วยสายตัวนำเฟสจำนวน 3 เส้น สายตัวนำนิวทรัล 1 เส้น และสายกราวนด์ 1 เส้น โดยวงจรสมมูลสายตัวนำสามเฟสแสดงได้ดังภาพที่ 4.2 [72, 73]



ภาพที่ 4.2 แบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสห้าสาย

เมื่อพิจารณาผลของสายนิวทรีลและสายกราวนด์ แบบจำลองสายจำหน่ายในภาพที่ 4.2 สามารถเขียนเมตริกซ์ของอิมพีแดนซ์ของสายได้ผลลัพธ์เป็น “Primitive impedance matrix” ได้ดังสมการ (4.14)

$$\bar{Z}_{prim} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{an} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bn} & \bar{Z}_{bg} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cn} & \bar{Z}_{cg} \\ \bar{Z}_{na} & \bar{Z}_{nb} & \bar{Z}_{nc} & \bar{Z}_{nn} & \bar{Z}_{ng} \\ \bar{Z}_{ga} & \bar{Z}_{gb} & \bar{Z}_{gc} & \bar{Z}_{gn} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \Omega/\text{mile} \quad (4.14)$$

โดยค่าอิมพีแดนซ์ในแต่ละค่าของเมตริกซ์สามารถเริ่มต้นคำนวณได้จากการประยุกต์สมการของคาร์ลสัน (Carson's equation) ดังสมการต่อไปนี้

$$\bar{Z}_{ii} = r_i + j2\omega G \left(\ln \frac{2h_i}{GMR_i} \right) \Omega/\text{mile} \quad (4.15)$$

$$\bar{Z}_{ij} = j2\omega G \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{D_{ij}^2 + (h_i + h_j)^2}}{\sqrt{D_{ij}^2 + (h_i - h_j)^2}} \right) \Omega/\text{mile} \quad (4.16)$$

$$\bar{Z}_{gg} = 4\omega P_{ij}G - j0.0386(4\omega G) + j2\omega G \left(\ln \frac{2}{5.6198 \times 10^{-3}} \right) \Omega/\text{mile} \quad (4.17)$$

$$\bar{Z}_{ig} = j\omega G \left(\ln \frac{h_i}{\sqrt{\rho/f}} \right) \Omega/\text{mile} \quad (4.18)$$

โดยที่

\bar{Z}_{ii} คือ ค่าอิมพีแดนซ์ในแต่ละเฟสของสายตัวนำ (Ω)

\bar{Z}_{ij} คือ ค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างสายของตัวนำ (Ω)

\bar{Z}_{gg} คือ ค่าอิมพีแดนซ์ของ ground (Ω)

\bar{Z}_{ig}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างสายของตัวนำกับ ground (Ω)
r_i	คือ	ความต้านทานของสายตัวนำ (Ω)
GMR_i	คือ	Conductor geometric mean radius (ft.)
ω	คือ	ความถี่เชิงมุมของระบบ โดย $\omega = 2\pi f$ (rad/s)
h_i	คือ	ความสูงของสายตัวนำ i (ft.)
h_j	คือ	ความสูงของสายตัวนำ j (ft.)

และทำการจัดรูปสมการใหม่ จะได้สมการดังนี้

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{ii} &= r_i + j4\pi fG \left(\ln \frac{2h_i}{GMR_i} \right) \Omega/\text{mile} \\ &= r_i + j0.00202237 \cdot f \cdot \left(\ln \frac{2h_i}{GMR_i} \right)\end{aligned}\quad (4.19)$$

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{ij} &= j4\pi fG \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{D_{ij}^2 + (h_i + h_j)^2}}{\sqrt{D_{ij}^2 + (h_i - h_j)^2}} \right) \Omega/\text{mile} \\ &= j0.00202237 \cdot f \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{D_{ij}^2 + (h_i + h_j)^2}}{\sqrt{D_{ij}^2 + (h_i - h_j)^2}} \right)\end{aligned}\quad (4.20)$$

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{gg} &= \pi^2 fG - j0.0386(8\pi fG) + j4\pi fG \left(\ln \frac{1}{8.565 \times 10^{-4}} \right) \Omega/\text{mile} \\ &= 0.00158836f + j0.01412712f\end{aligned}\quad (4.21)$$

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{ig} &= j2\pi fG \left(\ln \frac{h_i}{\sqrt{\rho/f}} \right) \Omega/\text{mile} \\ &= j0.00101118f \left(\ln \frac{h_i}{\sqrt{\rho/f}} \right)\end{aligned}\quad (4.22)$$

จาก “primitive impedance matrix” ขนาด [5x5] ในสมการ (4.14) สามารถลดขนาดให้เป็นอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ขนาด [4x4] ได้ดังสมการ (4.23) และ สมการ (4.24) ตามลำดับ

$$\hat{Z}_{ii} = \bar{Z}_{ii} - 2 \cdot \bar{Z}_{ig} + \bar{Z}_{gg} \quad (4.23)$$

$$\hat{Z}_{ij} = \bar{Z}_{ij} - \bar{Z}_{ig} - \bar{Z}_{jg} + \bar{Z}_{gg} \quad (4.24)$$

เมื่อได้อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ขนาด [4x4] แล้ว ก็สามารถลดรูปเป็นอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ขนาด [3x3] โดยวิธี Kron Reduction ดังสมการ (4.13) เช่นเดียวกับแบบจำลองสายจำหน่ายแบบสามเฟสสี่สาย

ตัวอย่างการคำนวณสำหรับสายตัวนำแบบสามเฟสห้าสาย แสดงดังต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตัวอย่างการคำนวณ [72] สายตัวนำเฟสและนิวทรอลแบบ #2 6/1 ACSR กำหนดให้ GMR = 0.004180 ft. และ ความต้านทาน = 1.690 Ω/mile โดยระยะห่างระหว่างสายตัวนำแสดงดังนี้

$$D_{ab} = 2.5 \text{ ft.} \quad D_{bc} = 7.0 \text{ ft.} \quad D_{ca} = 4.5 \text{ ft.}$$

$$D_{an} = 1.5 \text{ ft.} \quad D_{bn} = 4.0 \text{ ft.} \quad D_{cn} = 3.0 \text{ ft.}$$

$$h_a = h_b = h_c = 28.0 \text{ ft.}$$

$$h_n = 24.0 \text{ ft.}$$

จากสมการของคาร์สัน ในสมการ (4.19) สามารถคำนวณค่า Self impedance ของเฟส a ของสายตัวนำได้ดังนี้

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{aa} = \bar{Z}_{bb} = \bar{Z}_{cc} &= 1.690 + j0.00202237 \times 60 \times \left(\ln \frac{2 \times (28)}{0.004068} \right) \\ &= 1.690 + j1.1531 \ \Omega/\text{mile}\end{aligned}$$

และจากสมการของคาร์สัน ในสมการ (4.11) สามารถคำนวณค่า Mutual impedance ระหว่างเฟส a และ b ของสายตัวนำได้ดังนี้

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{ab} &= j0.00202237 \times 60 \times \ln \left(\frac{\sqrt{(2.5)^2 + (28+28)^2}}{\sqrt{(2.5)^2 + (28-28)^2}} \right) \\ &= j0.3774 \ \Omega/\text{mile}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{gg} &= 0.00158836 \times 60 + j0.01412712 \times 60 \\ &= 0.0953 + j0.8476 \ \Omega/\text{mile}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{ag} &= j0.00101118 \times 60 \times \left(\ln \frac{28}{\sqrt{100/60}} \right) \\ &= j0.1867 \ \Omega/\text{mile}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{bg} &= j0.00101118 \times 60 \times \left(\ln \frac{28}{\sqrt{100/60}} \right) \\ &= j0.1867 \ \Omega/\text{mile}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\hat{Z}_{aa} = \hat{Z}_{bb} = \hat{Z}_{cc} &= \bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{gg} \\ &= (1.69 + j1.1531) - 2(j0.1867) + (0.0953 + j0.8476) \\ &= 1.7853 + j1.6273 \ \Omega/\text{mile}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\hat{Z}_{ab} &= \bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{bg} + \bar{Z}_{gg} \\ &= (j0.3774) - (j0.1867) - (j0.1867) + (0.0953 + j0.8476) \\ &= 0.0953 + j0.8516 \ \Omega/\text{mile}\end{aligned}$$

โดยเมื่อทำการคำนวณจนครบทุกตัวแล้ว จะได้เมตริกซ์ของอิมพีแดนซ์ของสาย ดังนี้

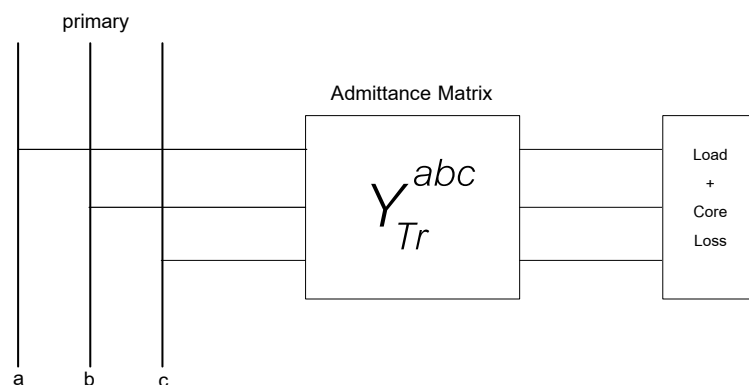
$$\hat{Z}_{\text{prim}} = \begin{bmatrix} 1.7853+j1.6273 & 0.0953+j0.8516 & 0.0953+j0.7807 & 0.0953+j0.7869 \\ 0.0953+j0.8516 & 1.7853+j1.6273 & 0.0953+j0.7275 & 0.0953+j0.7531 \\ 0.0953+j0.7807 & 0.0953+j0.7275 & 1.7853+j1.6273 & 0.0953+j0.7680 \\ 0.0953+j0.7869 & 0.0953+j0.7531 & 0.0953+j0.7680 & 1.7853+j1.6273 \end{bmatrix}$$

จาก “Primitive impedance matrix” สามารถลดขนาดให้เป็นเฟสอิมพีแดนซ์เมตริกขนาด $[3 \times 3]$ ได้วิธี Kron Reduction ดังนี้

$$\begin{aligned} Z_{\text{abc}}^r &= \begin{bmatrix} 1.7853+j1.6273 & 0.0953+j0.8516 & 0.0953+j0.7807 \\ 0.0953+j0.8516 & 1.7853+j1.6273 & 0.0953+j0.7275 \\ 0.0953+j0.7807 & 0.0953+j0.7275 & 1.7853+j1.6273 \end{bmatrix} \\ &- \begin{bmatrix} 0.0953+j0.7869 \\ 0.0953+j0.7531 \\ 0.0953+j0.7680 \end{bmatrix} \times \frac{\begin{bmatrix} 0.0953+j0.7869 & 0.0953+j0.7531 & 0.0953+j0.7680 \end{bmatrix}}{\begin{bmatrix} 1.7853+j1.6273 \end{bmatrix}} \\ &= \begin{bmatrix} 1.9301+j1.4113 & 0.2329+j0.6440 & 0.2361+j0.5694 \\ 0.2329+j0.6440 & 1.9301+j1.4113 & 0.2290+j0.5244 \\ 0.2361+j0.5694 & 0.2290+j0.5244 & 1.9301+j1.4113 \end{bmatrix} \quad \Omega/\text{mile} \end{aligned}$$

4.1.2 แบบจำลองหม้อแปลงจำหน่าย

แบบจำลองหม้อแปลงจำหน่ายที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะอยู่ในรูปของแอดมิตแตนซ์เมตริกที่ต่ออนุกรมอยู่กับสายจำหน่าย โดยวงจรสมมูลแสดงดังภาพที่ 4.3



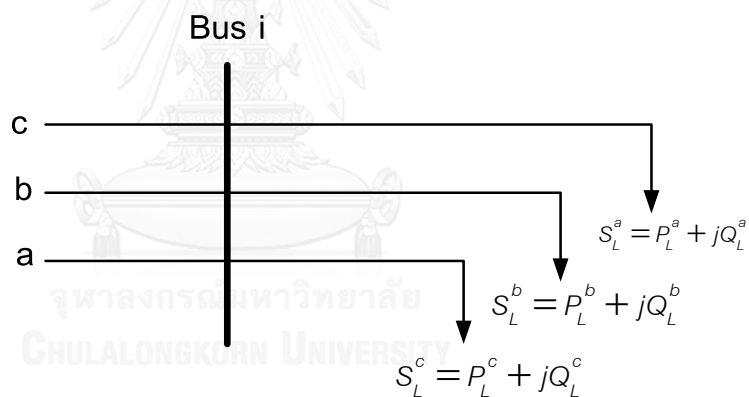
ภาพที่ 4.3 แบบจำลองหม้อแปลงจำหน่าย

สามารถเขียนเมตริกซ์แอดมิตแตนซ์ (Y_{Tr}^{abc}) ของแบบจำลองหม้อแปลง ได้ดังสมการที่ (4.8)

$$Y_{Tr}^{abc} = \begin{bmatrix} y_T & 0 & 0 \\ 0 & y_T & 0 \\ 0 & 0 & y_T \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

4.1.3 แบบจำลองโหลด

แบบจำลองโหลดที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นแบบจำลองโหลดแบบสามเฟส ซึ่งแทนด้วยแบบจำลองของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ที่มีการต่อแบบ Star และ Delta โดยในการต่อแต่ละแบบ สามารถแบ่งย่อยได้อีก 3 ประเภท คือ (1) แบบกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟคงที่ (2) แบบจ่ายกระแสคงที่ และ (3) แบบที่มีค่าแอดมิตแตนซ์หรืออิมพีแดนซ์คงที่ โดยแบบจำลองโหลดแสดงดังภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 แบบจำลองโหลด

จากภาพที่ 4.4 สามารถแสดงสมการของโหลดที่บัส i ได้ดังสมการที่ (4.9)

$$\begin{bmatrix} S_{Li}^a \\ S_{Li}^b \\ S_{Li}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{Li}^a + jQ_{Li}^a \\ P_{Li}^b + jQ_{Li}^b \\ P_{Li}^c + jQ_{Li}^c \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

โดยที่

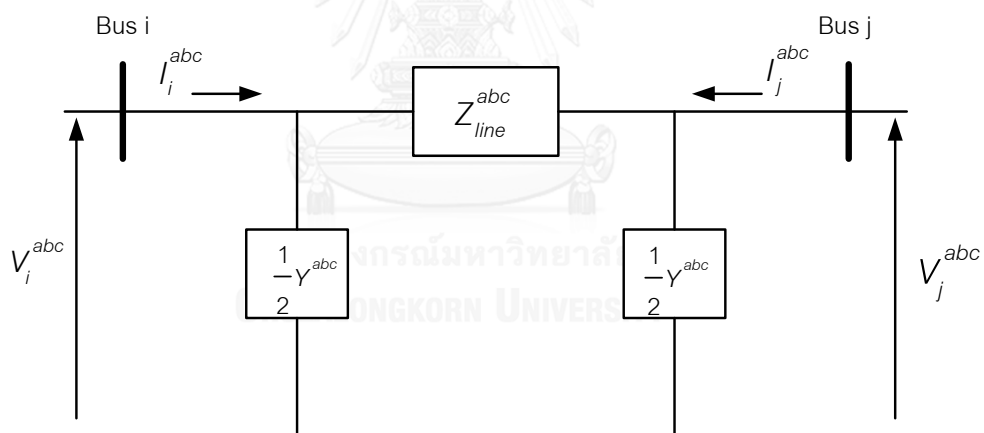
$S_{Li}^a, S_{Li}^b, S_{Li}^c$ คือ โหลดรวมในเฟส abc ที่บัส i (VA)

$P_{Li}^a, P_{Li}^b, P_{Li}^c$ คือ โหลดที่เป็นกำลังไฟฟ้าจริงในเฟส abc ที่บัส i (W)

$Q_{Li}^a, Q_{Li}^b, Q_{Li}^c$ คือ โหลดที่เป็นกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในเฟส abc ที่บัส i (Var)

4.2 สมการการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสามเฟส สามารถทำได้หลากหลายวิธี โดยวิธีที่นิยมใช้คือ วิธี Newton Raphson แต่หากนำวิธี Newton Raphson มาคำนวณในระบบที่เป็นแรงดันไฟฟ้าต่ำ อาจจะมีข้อจำกัดในกรณีที่มีสายเรเดียลหลายสาย ซึ่งทำให้ไม่สามารถคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ในระบบที่มีความเป็นเรเดียลและมีความซับซ้อนมากๆ ดังนั้น เพื่อให้เหมาะสมในการคำนวณ งานวิจัยนี้จึงเลือกใช้วิธี Backward/Forward Sweep [11, 13, 14, 72, 73] ซึ่งไม่ซับซ้อนและเหมาะสมกับระบบแรงดันต่ำที่มีลักษณะเป็นสายเรเดียล



ภาพที่ 4.5 แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า

จากภาพที่ 4.5 สามารถเขียนสมการแรงดัน ตามกฎของเคอร์ชอฟฟ์ ได้ดังสมการ

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix}_i = \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix}_j + \begin{bmatrix} Z_{aa}^r & Z_{ab}^r & Z_{ac}^r \\ Z_{ba}^r & Z_{bb}^r & Z_{bc}^r \\ Z_{ca}^r & Z_{cb}^r & Z_{cc}^r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{line_a} \\ I_{line_b} \\ I_{line_c} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

โดยสามารถเขียนสมการ (4.27) ในรูปเมตริกได้ดังนี้

$$\left[\vec{V}_{abc} \right]_i = \left[\vec{V}_{abc} \right]_j + \left[Z_{abc}^r \right] \cdot \left[I_{line,abc} \right] \quad (4.28)$$

โดยที่

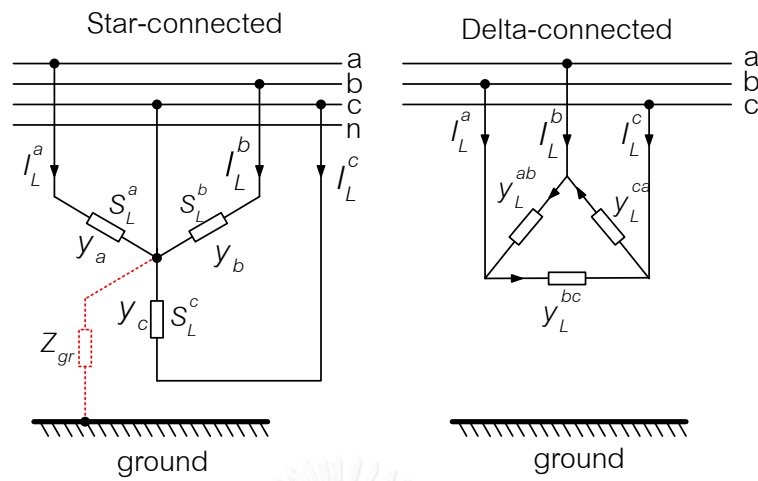
$\left[\vec{V}_{abc} \right]_i$	คือ แรงดันเฟส A,B,C ของบัส i (V)
$\left[\vec{V}_{abc} \right]_j$	คือ แรงดันเฟส A,B,C ของบัส j (V)
Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc}	คือ ค่าอิมพีแดนซ์ในแต่ละเฟสของสายตัวนำ (Ω)
$Z_{ab}, Z_{ac}, Z_{ba}, Z_{bc}, Z_{ca}, Z_{cb}$	คือ ค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างสายของตัวนำ (Ω)
$\left[I_{line,abc} \right]$	คือ กระแสที่ไหลผ่านสายตัวนำในแต่ละเฟส (A)

สำหรับกระแสที่ไหลผ่านแอดมิตแตนซ์ขนาน สามารถหาได้ดังสมการ

$$\begin{bmatrix} I_{sh_a} \\ I_{sh_b} \\ I_{sh_c} \end{bmatrix}_j = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -(y_{aa} + y_{ab} + y_{ac}) & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & -(y_{ba} + y_{bb} + y_{bc}) & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & -(y_{ca} + y_{cb} + y_{cc}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix}_j \quad (4.29)$$

4.2.1 การคำนวณค่ากระแสของโหลด

สำหรับการเริ่มต้นการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เราจำเป็นต้องหาค่าของกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านโหลดแต่ละบัส โดยกระแสที่ไหลผ่านโหลดของแต่ละบัส จะพิจารณาจากการต่อโหลด คือ การต่อแบบ Star และ Delta ดังภาพที่ 4.6 ในการต่อแต่ละแบบ สามารถแบ่งได้อีกสามประเภท ได้แก่ แบบกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟคงที่ แบบจ่ายกระแสคงที่ และ แบบที่มีค่าแอดมิตแตนซ์หรืออิมพีแดนซ์คงที่ โดยทั่วไปในระบบแรงดันต่ำ การต่อเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบัพหลังคา จะทำการติดตั้งแบบสตาร์ และถือว่า กำลังไฟฟ้าคงที่ ซึ่งจะพิจารณาเทียบเท่ากับการจ่ายโหลดด้วยค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เป็นลบ ซึ่งค่ากระแสสำหรับแต่ละแบบการเชื่อมต่อสามารถคำนวณได้ดังตารางที่ 4.1 [76]



ภาพที่ 4.6 การต่อโหลดแบบ Star และ Delta

(ที่มา : “A Simple Approach of Three phase Distribution System Modeling for Power Flow Calculations” [77])

ตารางที่ 4.1 การคำนวณหากระแสโหลดของแต่ละแบบการเชื่อมต่อ

	Grounded wye-Connected Load	Delta- Connected Load
Constant Complex Power	$\begin{bmatrix} I_{Li}^a \\ I_{Li}^b \\ I_{Li}^c \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} (S_{Li}^a / \vec{V}_i^a)^* \\ (S_{Li}^b / \vec{V}_i^b)^* \\ (S_{Li}^c / \vec{V}_i^c)^* \end{bmatrix}^{k-1}$	$\begin{bmatrix} I_{Li}^a \\ I_{Li}^b \\ I_{Li}^c \end{bmatrix}^k = T \cdot \begin{bmatrix} (S_{Li}^{ab} / \vec{V}_i^{ab})^* \\ (S_{Li}^{bc} / \vec{V}_i^{bc})^* \\ (S_{Li}^{ca} / \vec{V}_i^{ca})^* \end{bmatrix}^{k-1}$
Constant Current	$\begin{bmatrix} I_{Li}^a \\ I_{Li}^b \\ I_{Li}^c \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} I_{L,a}^{nom} \\ I_{L,b}^{nom} \\ I_{L,c}^{nom} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} I_{Li}^a \\ I_{Li}^b \\ I_{Li}^c \end{bmatrix}^k = T \cdot \begin{bmatrix} I_{L,ab}^{nom} \\ I_{L,bc}^{nom} \\ I_{L,ca}^{nom} \end{bmatrix}$

	Grounded wye-Connected Load	Delta- Connected Load
Constant Admittance (impedance)	$\begin{bmatrix} I_{Li}^a \\ I_{Li}^b \\ I_{Li}^c \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} y_a^{nom} \cdot \vec{V}_i^a \\ y_b^{nom} \cdot \vec{V}_i^b \\ y_c^{nom} \cdot \vec{V}_i^c \end{bmatrix}^{k-1}$	$\begin{bmatrix} I_{Li}^a \\ I_{Li}^b \\ I_{Li}^c \end{bmatrix}^k = T \cdot \begin{bmatrix} y_{ab}^{nom} \cdot \vec{V}_i^{ab} \\ y_{bc}^{nom} \cdot \vec{V}_i^{bc} \\ y_{ca}^{nom} \cdot \vec{V}_i^{ca} \end{bmatrix}^{k-1}$
	$I_{L,a}^{nom} = \left(\frac{S_{Li}^a}{\vec{V}_a^{rated}} \right)^*$ $y_{L,ab}^{nom} = \frac{(S_{Li}^{ab})^*}{ \vec{V}_a^{rated} ^2}$	$I_{L,ab}^{nom} = \left(\frac{S_{Li}^{ab}}{\vec{V}_{ab}^{rated}} \right)^*$ $y_{L,a}^{nom} = \frac{(S_{Li}^a)^*}{ \vec{V}_a^{rated} ^2}$

4.2.2 Backward Sweep

จุดประสงค์ของขั้นตอนการคำนวณ Backward Sweep คือ ทำการปรับค่ากระแสของแต่ละบัส โดยจะกำหนดให้แรงดันมีค่าเท่ากับ ค่าแรงดันที่คำนวณได้จากรอบการคำนวณก่อนหน้า โดยขั้นตอนนี้เริ่มจากการหาค่ากระแสของทุกจุดการเชื่อมต่อตั้งสมการ (4.30) โดยพิจารณาจากบัสปลายทางไปจนถึงบัสต้นทาง จากนั้นทำการปรับค่าแรงดันตั้งสมการ (4.31) [74]

$$\begin{bmatrix} I_{line,a} \\ I_{line,b} \\ I_{line,c} \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \sum_{m \in M} Iload_a^m \\ \sum_{m \in M} Iload_b^m \\ \sum_{m \in M} Iload_c^m \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \sum_{m \in M} Ish_a^m \\ \sum_{m \in M} Ish_b^m \\ \sum_{m \in M} Ish_c^m \end{bmatrix}^{k-1} \quad (4.30)$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix}_i = \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix}_j + \begin{bmatrix} z_{aa}^r & z_{ab}^r & z_{ac}^r \\ z_{ba}^r & z_{bb}^r & z_{bc}^r \\ z_{ca}^r & z_{cb}^r & z_{cc}^r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{line,a} \\ I_{line,b} \\ I_{line,c} \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

โดยสามารถเขียนสมการ (4.31) ในรูปเมตริกได้ดังนี้

$$\left[\vec{V}_{abc} \right]_j = \left[\vec{V}_{abc} \right]_i + \left[Z_{abc}^r \right] \cdot \left[I_{line,abc} \right] \quad (4.32)$$

โดยแผนผังขั้นตอนในการพิจารณาการเชื่อมต่อของแต่ละบัสแสดงดังภาพที่ 4.7

4.2.3 Forward Sweep

จุดประสงค์ของขั้นตอนการคำนวณของ Forward Sweep คือ ทำการปรับค่าแรงดันของแต่ละบัสดังสมการ (4.31) โดยใช้ค่ากระแสที่ได้จากขั้นตอน Backward Sweep โดยพิจารณาจากบัสต้นทางไปจนถึงบัสปลายทาง [74]

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix}_j = \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix}_i - \begin{bmatrix} Z_{aa}^r & Z_{ab}^r & Z_{ac}^r \\ Z_{ba}^r & Z_{bb}^r & Z_{bc}^r \\ Z_{ca}^r & Z_{cb}^r & Z_{cc}^r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{line,a} \\ I_{line,b} \\ I_{line,c} \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

โดยสามารถเขียนสมการ (4.33) ในรูปเมตริกได้ดังนี้

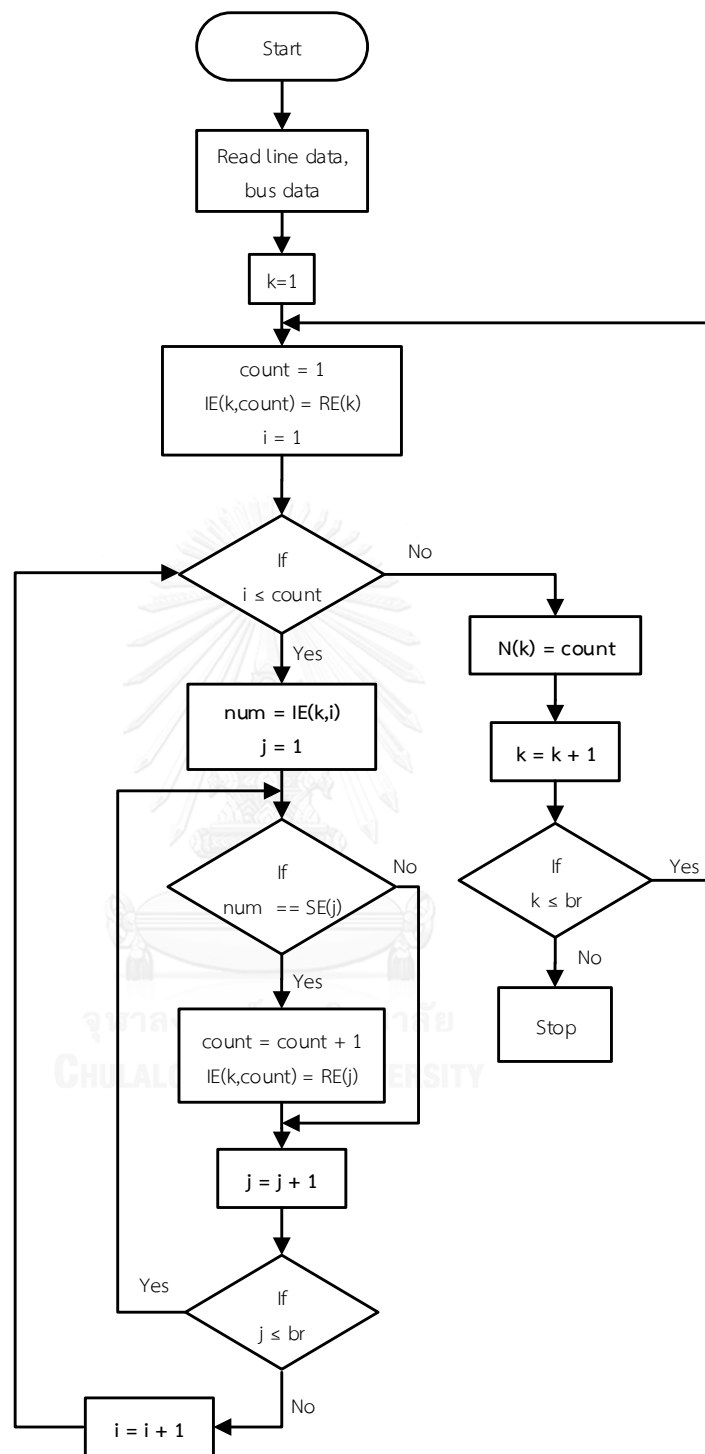
$$\left[\vec{V}_{abc} \right]_j = \left[\vec{V}_{abc} \right]_i - \left[Z_{abc}^r \right] \cdot \left[I_{line,abc} \right] \quad (4.34)$$

4.2.4 เงื่อนไขในการหยุดการคำนวณ

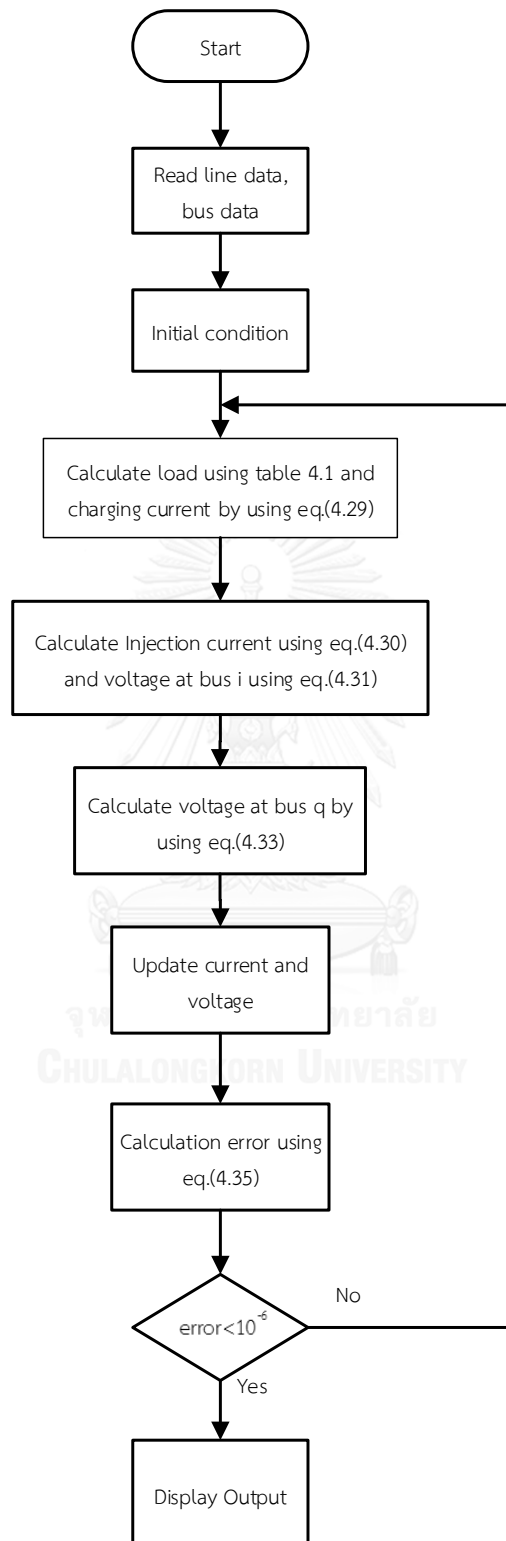
การหยุดการคำนวณพิจารณาจาก ค่าความคลาดเคลื่อนซึ่งสามารถหาได้จากผลต่างของแรงดันไฟฟ้าที่ของโดย Backward Sweep และแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณโดย Forward Sweep โดยค่าผลต่างที่มากที่สุดจะต้องมีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ที่กำหนดไว้ โดยค่าความคลาดเคลื่อนพิจารณาที่ $error < 10^{-6}$ สามารถคำนวณได้ดังสมการ (4.35)

$$error = \max[\Delta V]^k = \max \left[\left| \vec{V}_{forw} - \vec{V}_{back} \right| \right]^k \quad (4.35)$$

ซึ่งแผนผังแสดงหลักการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 4.8



ภาพที่ 4.7 ขั้นตอนในการพิจารณาการเชื่อมต่อของแต่ละบัส



ภาพที่ 4.8 หลักการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

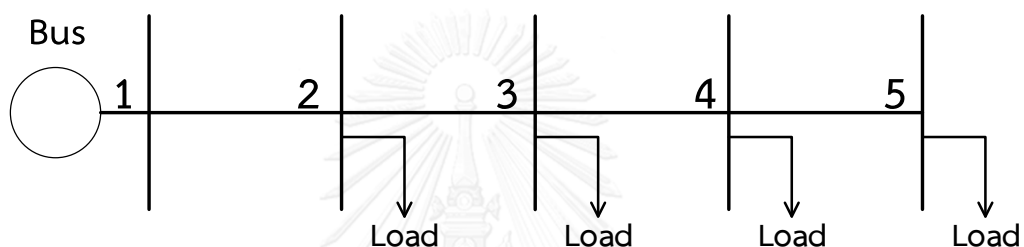
สำหรับตัวอย่างในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า แบ่งเป็น 2 ตัวอย่างการคำนวณ คือ

ตัวอย่างการคำนวณที่ 1 : กรณีไม่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

ตัวอย่างการคำนวณที่ 2 : กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

ตัวอย่างการคำนวณที่ 1

Infinite



ตัวอย่างระบบทดสอบข้างต้น ประกอบด้วยข้อมูลดังต่อไปนี้

โหลด : บัสที่ 2: $S_b = 170.8 + j56.1 \text{ VA}$
 $S_c = 170.8 + j56.1 \text{ VA}$

$$S_o = 507.6 + j166.8 \text{ VA}$$

บัสที่ 3: $S_b = 291.0 + j95.6 \text{ VA}$

$$S_c = 343.1 + j112.8 \text{ VA}$$

$$S_o = 144.4 + j47.5 \text{ VA}$$

บัสที่ 4: $S_b = 366.7 + j120.5 \text{ VA}$

$$S_c = 569.4 + j187.2 \text{ VA}$$

บัสที่ 5: $S_o = 118.1 + j38.8 \text{ VA}$

$$S_b = 118.1 + j38.8 \text{ VA}$$

$$[Z_{1-2}] = \begin{bmatrix} 0.0200 + j0.0122 & 0.0036 + j0.0070 & 0.0034 + j0.0063 \\ 0.0036 + j0.0070 & 0.0194 + j0.0128 & 0.0032 + j0.0074 \\ 0.0034 + j0.0063 & 0.0032 + j0.0074 & 0.0192 + j0.0131 \end{bmatrix} \Omega$$

$$[Z_{2-3}] = \begin{bmatrix} 0.0271 + j0.0165 & 0.0049 + j0.0095 & 0.0047 + j0.0085 \\ 0.0049 + j0.0095 & 0.0264 + j0.0172 & 0.0044 + j0.0102 \\ 0.0047 + j0.0085 & 0.0044 + j0.0102 & 0.0260 + j0.0177 \end{bmatrix} \Omega$$

$$[Z_{3-4}] = \begin{bmatrix} 0.0176 + j0.0107 & 0.0032 + j0.0062 & 0.0031 + j0.0056 \\ 0.0032 + j0.0062 & 0.0172 + j0.0113 & 0.0029 + j0.0066 \\ 0.0031 + j0.0056 & 0.0029 + j0.0066 & 0.0170 + j0.0115 \end{bmatrix} \Omega$$

$$[Z_{4-5}] = \begin{bmatrix} 0.0129 + j0.0079 & 0.0023 + j0.0046 & 0.0022 + j0.0041 \\ 0.0023 + j0.0046 & 0.0126 + j0.0082 & 0.0021 + j0.0049 \\ 0.0022 + j0.0041 & 0.0021 + j0.0049 & 0.0124 + j0.0084 \end{bmatrix} \Omega$$

เริ่มต้นการคำนวณ โดยพิจารณาบัสที่เป็นบัสปลายทาง คือ กำหนดให้แรงดันที่บัส 5 ซึ่งเป็นบัสปลายทาง มีค่าเท่ากับค่าแรงดันตอนเริ่มต้น คือ 121 V หรือ 1 pu.

$$[\vec{V}_5] = \begin{bmatrix} 121 \angle 0^\circ \\ 121 \angle -120^\circ \\ 121 \angle 120^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่ากระแสของโหลดได้ดังนี้

$$[I_{L5}] = \begin{bmatrix} 1.0274 \angle -18.1872^\circ \\ 1.0274 \angle -138.1872^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \text{ A}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสก่อนหน้าตามสมการ (4.31)

$$\begin{aligned}
 [\vec{V}_4] &= [\vec{V}_5] + [Z_{4-5}] \cdot [I_{line4}] \\
 &= \begin{bmatrix} 121 \angle 0^\circ \\ 121 \angle -120^\circ \\ 121 \angle 120^\circ \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} 0.0129 + j0.0079 & 0.0023 + j0.0046 & 0.0022 + j0.0041 \\ 0.0023 + j0.0046 & 0.0126 + j0.0082 & 0.0021 + j0.0049 \\ 0.0022 + j0.0041 & 0.0021 + j0.0049 & 0.0124 + j0.0084 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1.0274 \angle -18.1872^\circ \\ 1.0274 \angle -138.1872^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 121.0165 \angle -0.0007^\circ \\ 120.0098 \angle -119.9975^\circ \\ 120.9958 \angle 119.9983^\circ \end{bmatrix} \text{ V}
 \end{aligned}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่ากระแสของโหลดได้ดังนี้

$$[I_{L4}] = \begin{bmatrix} (144.4 + j47.5) / (121.0165 \angle -0.0007^\circ) \\ (366.7 + j120.5) / (121.0098 \angle -119.9975^\circ) \\ (569.4 + j187.2) / (120.9958 \angle 119.9983^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.2561 \angle -18.2092^\circ \\ 3.1898 \angle -138.1883^\circ \\ 4.9538 \angle 101.7991^\circ \end{bmatrix} \text{ A}$$

จะพบว่า กระแสที่ไหลในสายเส้นที่ 3 มีค่าดังนี้

$$\begin{aligned}
 [I_{line3}] &= [I_{L4}] + [I_{line4}] \\
 &= \begin{bmatrix} 1.2561 \angle -18.2092^\circ \\ 3.1898 \angle -138.1883^\circ \\ 4.9538 \angle 101.7991^\circ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1.0274 \angle -18.1872^\circ \\ 1.0274 \angle -138.1872^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 2.2835 \angle -18.1993^\circ \\ 4.2171 \angle -138.1881^\circ \\ 4.9538 \angle 101.7991^\circ \end{bmatrix} \text{ A}
 \end{aligned}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสก่อนหน้า ซึ่งก็คือ บัสที่ 3 ตามสมการ (4.31) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 3 ดังนี้

$$\begin{aligned}
 [\vec{V}_3] &= [\vec{V}_4] + [Z_{3-4}] \cdot [I_{line3}] \\
 &= \begin{bmatrix} 121.0165 \angle -0.0007^\circ \\ 120.0098 \angle -119.9975^\circ \\ 120.9958 \angle 119.9983^\circ \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} 0.0176 + j0.0107 & 0.0032 + j0.0062 & 0.0031 + j0.0056 \\ 0.0032 + j0.0062 & 0.0172 + j0.0113 & 0.0029 + j0.0066 \\ 0.0031 + j0.0056 & 0.0029 + j0.0066 & 0.0170 + j0.0115 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 2.2835 \angle -18.1993^\circ \\ 4.2171 \angle -138.1881^\circ \\ 4.9538 \angle 101.7991^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 121.0394 \angle -0.0047^\circ \\ 121.0893 \angle -120.0008^\circ \\ 121.0670 \angle 120.0077^\circ \end{bmatrix} \text{ V}
 \end{aligned}$$

สามารถคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าของโหลดที่บัสที่ 3 ได้ดังนี้

$$[I_{L3}] = \begin{bmatrix} (507.6 + j166.8) / (121.0394 \angle -0.0047^\circ) \\ (291.0 + j95.6) / (121.0893 \angle -120.0008^\circ) \\ (343.1 + j112.8) / (121.0670 \angle 120.0077^\circ) \end{bmatrix}^* = \begin{bmatrix} 4.4143 \angle -18.1955^\circ \\ 2.5295 \angle -138.1873^\circ \\ 2.9832 \angle 101.8085^\circ \end{bmatrix} \text{ A}$$

จะพบว่า กระแสที่ไหลในสายเส้นที่ 2 มีค่าดังนี้

$$\begin{aligned}
 [I_{line2}] &= [I_{L3}] + [I_{line3}] \\
 &= \begin{bmatrix} 4.4143 \angle -18.1955^\circ \\ 2.5295 \angle -138.1873^\circ \\ 2.9832 \angle 101.8085^\circ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2.2835 \angle -18.1993^\circ \\ 4.2171 \angle -138.1881^\circ \\ 4.9538 \angle 101.7991^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 6.6978 \angle -18.1968^\circ \\ 6.7467 \angle -138.1878^\circ \\ 7.9370 \angle 101.8027^\circ \end{bmatrix} \text{ A}
 \end{aligned}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสก่อนหน้า ซึ่งก็คือ บัสที่ 2 ตามสมการ (4.31) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 2 ดังนี้

$$\begin{aligned}
 [\bar{V}_2] &= [\bar{V}_3] + [Z_{2-3}] \cdot [I_{line2}] \\
 &= \begin{bmatrix} 121.0394 \angle -0.0047^\circ \\ 121.0893 \angle -120.0008^\circ \\ 121.0670 \angle 120.0077^\circ \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} 0.0271 + j0.0165 & 0.0049 + j0.0095 & 0.0047 + j0.0085 \\ 0.0049 + j0.0095 & 0.0264 + j0.0172 & 0.0044 + j0.0102 \\ 0.0047 + j0.0085 & 0.0044 + j0.0102 & 0.0260 + j0.0177 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6.6978 \angle -18.1968^\circ \\ 6.7467 \angle -138.1878^\circ \\ 7.9370 \angle 101.8027^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 121.1908 \angle -0.0042^\circ \\ 121.2537 \angle -120.0055^\circ \\ 121.2480 \angle 120.0174^\circ \end{bmatrix} \text{ V}
 \end{aligned}$$

สามารถคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าของโหลดที่บัสที่ 2 ได้ดังนี้

$$[I_{L2}] = \begin{bmatrix} (0)/(121.1908 \angle -0.0042^\circ) \\ (170.8 + j56.1)/(121.2537 \angle -120.0055^\circ) \\ (170.8 + j56.1)/(121.2480 \angle 120.0174^\circ) \end{bmatrix}^* = \begin{bmatrix} 0 \angle 0^\circ \\ 1.4826 \angle -138.1884^\circ \\ 1.4827 \angle -101.8344^\circ \end{bmatrix} \text{ A}$$

จะพบว่า กระแสที่ไหลในสายเส้นที่ 1 มีค่าดังนี้

$$\begin{aligned}
 [I_{line1}] &= [I_{L2}] + [I_{line2}] \\
 &= \begin{bmatrix} 0 \angle 0^\circ \\ 1.4826 \angle -138.1884^\circ \\ 1.4827 \angle -101.8344^\circ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 6.6978 \angle -18.1968^\circ \\ 6.7467 \angle -138.1878^\circ \\ 7.9370 \angle 101.8027^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 6.6978 \angle -18.1968^\circ \\ 8.2293 \angle -138.1879^\circ \\ 9.4197 \angle 101.8077^\circ \end{bmatrix} \text{ A}
 \end{aligned}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสก่อนหน้า ซึ่งก็คือ บัสที่ 1 ตามสมการ (4.31) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 1 ดังนี้

$$\begin{aligned}
[\vec{V}_1] &= [\vec{V}_2] + [Z_{1-2}] \cdot [I_{line1}] \\
&= \begin{bmatrix} 121.1908 \angle -0.0042^\circ \\ 121.2537 \angle -120.0055^\circ \\ 121.2480 \angle 120.0174^\circ \end{bmatrix} \\
&+ \begin{bmatrix} 0.0200 + j0.0122 & 0.0036 + j0.0070 & 0.0034 + j0.0063 \\ 0.0036 + j0.0070 & 0.0194 + j0.0128 & 0.0032 + j0.0074 \\ 0.0034 + j0.0063 & 0.0032 + j0.0074 & 0.0192 + j0.0131 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6.6978 \angle -18.1968^\circ \\ 8.2293 \angle -138.1879^\circ \\ 9.4197 \angle 101.8077^\circ \end{bmatrix} \\
&= \begin{bmatrix} 121.2952 \angle -0.0078^\circ \\ 121.4114 \angle -120.0092^\circ \\ 121.4045 \angle 120.0303^\circ \end{bmatrix} \text{ V}
\end{aligned}$$

หลังจากนั้นทำการคำนวณซ้ำ โดยจะใช้ค่าของกระแสที่คำนวณได้จาก Backward Sweep และคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าใหม่ ตามสมการ (4.33) โดยเริ่มพิจารณาจากบัสต้นทางไปยังบัสปลายทาง โดยให้ค่าเริ่มต้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่ 1 มีค่า 121 V สามารถคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่บัสที่ 2 ถึงบัสที่ 5 ได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
[\vec{V}_2] &= [\vec{V}_1] - [Z_{1-2}] \cdot [I_{line1}] \\
&= \begin{bmatrix} 121 \angle 0^\circ \\ 121 \angle -120^\circ \\ 121 \angle 120^\circ \end{bmatrix} \\
&- \begin{bmatrix} 0.0200 + j0.0122 & 0.0036 + j0.0070 & 0.0034 + j0.0063 \\ 0.0036 + j0.0070 & 0.0194 + j0.0128 & 0.0032 + j0.0074 \\ 0.0034 + j0.0063 & 0.0032 + j0.0074 & 0.0192 + j0.0131 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6.6978 \angle -18.1968^\circ \\ 8.2293 \angle -138.1879^\circ \\ 9.4197 \angle 101.8077^\circ \end{bmatrix} \\
&= \begin{bmatrix} 120.8955 \angle 0.0036^\circ \\ 120.8423 \angle -119.9963^\circ \\ 120.8435 \angle 119.9870^\circ \end{bmatrix} \text{ V}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{V}_3 &= \underline{V}_2 - [Z_{2-3}] \cdot [I_{line2}] \\
 &= \begin{bmatrix} 120.8955 \angle 0.0036^\circ \\ 120.8423 \angle -119.9963^\circ \\ 120.8435 \angle 119.9870^\circ \end{bmatrix} \\
 &- \begin{bmatrix} 0.0271 + j0.0165 & 0.0049 + j0.0095 & 0.0047 + j0.0085 \\ 0.0049 + j0.0095 & 0.0264 + j0.0172 & 0.0044 + j0.0102 \\ 0.0047 + j0.0085 & 0.0044 + j0.0102 & 0.0260 + j0.0177 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6.6978 \angle -18.1968^\circ \\ 6.7467 \angle -138.1878^\circ \\ 7.9370 \angle 101.8027^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 120.7422 \angle 0.0031^\circ \\ 120.6779 \angle -119.9916^\circ \\ 120.6626 \angle 119.9772^\circ \end{bmatrix} \text{ V} \\
 \underline{V}_4 &= \underline{V}_3 - [Z_{3-4}] \cdot [I_{line3}] \\
 &= \begin{bmatrix} 120.7422 \angle 0.0031^\circ \\ 120.6779 \angle -119.9916^\circ \\ 120.6626 \angle 119.9772^\circ \end{bmatrix} \\
 &- \begin{bmatrix} 0.0176 + j0.0107 & 0.0032 + j0.0062 & 0.0031 + j0.0056 \\ 0.0032 + j0.0062 & 0.0172 + j0.0113 & 0.0029 + j0.0066 \\ 0.0031 + j0.0056 & 0.0029 + j0.0066 & 0.0170 + j0.0115 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 2.2835 \angle -18.1993^\circ \\ 4.2171 \angle -138.1881^\circ \\ 4.9538 \angle 101.7991^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 120.7213 \angle 0.0071^\circ \\ 120.5984 \angle -119.9883^\circ \\ 120.5913 \angle 119.9678^\circ \end{bmatrix} \text{ V}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 [\vec{V}_5] &= [\vec{V}_4] - [Z_{4-5}] \cdot [I_{line4}] \\
 &= \begin{bmatrix} 120.7213 \angle 0.0071^\circ \\ 120.5984 \angle -119.9883^\circ \\ 120.5913 \angle 119.9678^\circ \end{bmatrix} \\
 &- \begin{bmatrix} 0.0129 + j0.0079 & 0.0023 + j0.0046 & 0.0022 + j0.0041 \\ 0.0023 + j0.0046 & 0.0126 + j0.0082 & 0.0021 + j0.0049 \\ 0.0022 + j0.0041 & 0.0021 + j0.0049 & 0.0124 + j0.0084 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1.0274 \angle -18.1872^\circ \\ 1.0274 \angle -138.1872^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 120.7048 \angle 0.0078^\circ \\ 120.5886 \angle -119.9908^\circ \\ 120.5955 \angle 119.9695^\circ \end{bmatrix} \text{ V}
 \end{aligned}$$

หลังจากนั้น จึงทำการหาค่าความคลาดเคลื่อนจากสมการ (4.35) โดยพบว่าขนาดผลต่างของค่าแรงดันไฟฟ้ามากที่สุด ที่คำนวณได้จาก Backward Sweep และ Forward Sweep มีค่าเท่ากับ 0.4119 ซึ่งยังมีค่ามากกว่าค่าที่กำหนดไว้ คือ ดังนั้นต้องทำการคำนวณซ้ำ โดยใช้ค่าแรงดันไฟฟ้าเริ่มต้นของการคำนวณเป็นค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากรอบการคำนวณก่อนหน้า โดยพบว่าค่าความคลาดเคลื่อนมีค่าน้อยกว่า 10^{-6} ใน 3 รอบการคำนวณ ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆดังนี้

$$[\vec{V}_2] = \begin{bmatrix} 120.8953 \angle 0.0036^\circ \\ 120.8417 \angle -119.9963^\circ \\ 120.8430 \angle 119.9870^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$[\vec{V}_3] = \begin{bmatrix} 120.7436 \angle 0.0031^\circ \\ 120.6768 \angle -119.9916^\circ \\ 120.6614 \angle 119.9772^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$[\vec{V}_4] = \begin{bmatrix} 120.7207 \angle 0.0071^\circ \\ 120.5970 \angle -119.9882^\circ \\ 120.5898 \angle 119.9678^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 120.7041 \angle 0.0078^\circ \\ 120.5872 \angle -119.9907^\circ \\ 120.5941 \angle 119.9695^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

เมื่อได้ค่าแรงดันไฟฟ้าครบทุกบัสแล้ว ทำการหาค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าตามสมการ (3.2) โดยจะต้องทำการคำนวณค่าส่วนประกอบลำดับบวกและลบของแรงดันไฟฟ้างตามสมการ (3.3) ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_1 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 121 \angle 0^\circ \\ 121 \angle -120^\circ \\ 121 \angle 120^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \angle -27.7350^\circ \\ 121 \angle 0^\circ \\ 0 \angle -152.8384^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_2 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 120.8953 \angle 0.0036^\circ \\ 120.8417 \angle -119.9963^\circ \\ 120.8430 \angle 119.9870^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0285 \angle 12.5282^\circ \\ 120.8600 \angle -0.0019^\circ \\ 0.0093 \angle 36.2705^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_3 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 120.7436 \angle 0.0031^\circ \\ 120.6768 \angle -119.9916^\circ \\ 120.6614 \angle 119.9772^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0439 \angle 3.5794^\circ \\ 120.6939 \angle -0.0039^\circ \\ 0.0130 \angle 63.2737^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_4 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 120.7207 \angle 0.0071^\circ \\ 120.5970 \angle -119.9882^\circ \\ 120.5898 \angle 119.9678^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0699 \angle 8.2868^\circ \\ 120.6358 \angle -0.0045^\circ \\ 0.0212 \angle 42.2549^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_5 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 120.7041 \angle 0.0078^\circ \\ 120.5872 \angle -119.9907^\circ \\ 120.5941 \angle 119.9695^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0638 \angle 13.5550^\circ \\ 120.6285 \angle -0.0045^\circ \\ 0.0175 \angle 38.7629^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

เมื่อนำค่าส่วนประกอบลำดับบวกและลบของแรงดันไฟฟ้า มาคำนวณหาค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ได้ดังนี้

$$\%VUF_1 = \frac{0}{121} \times 100 = 0\%$$

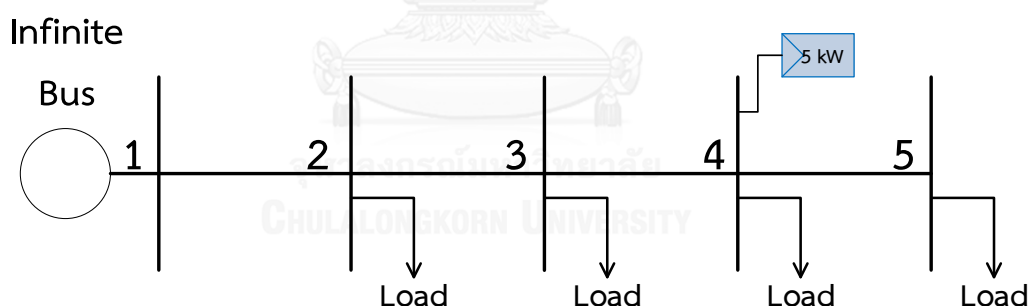
$$\%VUF_2 = \frac{0.0093}{120.8600} \times 100 = 0.0077\%$$

$$\%VUF_3 = \frac{0.0130}{120.6939} \times 100 = 0.0108\%$$

$$\%VUF_4 = \frac{0.0212}{120.6358} \times 100 = 0.0176\%$$

$$\%VUF_5 = \frac{0.0175}{120.6285} \times 100 = 0.0145\%$$

ตัวอย่างการคำนวณที่ 2



ตัวอย่างระบบทดสอบข้างต้น ประกอบด้วยข้อมูลของระบบ มีค่าเช่นเดียวกับในตัวอย่างการคำนวณที่ 1 โดยจะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 4 เฟส C ขนาด 5 kW

เริ่มต้นการคำนวณ โดยพิจารณาบัสที่เป็นบัสปลายทาง คือ กำหนดให้แรงดันที่บัส 5 ซึ่งเป็นบัสปลายทาง มีค่าเท่ากับค่าแรงดันตอนเริ่มต้น คือ 121 V หรือ 1 pu

$$[\vec{V}_5] = \begin{bmatrix} 121 \angle 0^\circ \\ 121 \angle -120^\circ \\ 121 \angle 120^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่ากระแสของโหลดได้ดังนี้

$$[I_{L5}] = \begin{bmatrix} 1.0274 \angle -18.1872^\circ \\ 1.0274 \angle -138.1872^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \text{ A}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 4 ตามสมการ (4.31)

$$\begin{aligned} [\vec{V}_4] &= [\vec{V}_5] + [Z_{4-5}] \cdot [I_{line4}] \\ &= \begin{bmatrix} 121 \angle 0^\circ \\ 121 \angle -120^\circ \\ 121 \angle 120^\circ \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} 0.0129 + j0.0079 & 0.0023 + j0.0046 & 0.0022 + j0.0041 \\ 0.0023 + j0.0046 & 0.0126 + j0.0082 & 0.0021 + j0.0049 \\ 0.0022 + j0.0041 & 0.0021 + j0.0049 & 0.0124 + j0.0084 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1.0274 \angle -18.1872^\circ \\ 1.0274 \angle -138.1872^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 121.0165 \angle -0.0007^\circ \\ 121.0098 \angle -119.9975^\circ \\ 120.9958 \angle 119.9983^\circ \end{bmatrix} \text{ V} \end{aligned}$$

เนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 4 เฟส C ขนาด 5 kW โดยตามหลักการของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ Backward/forward Sweep ให้ถือว่า การติดตั้ง Rooftop PV คือ การเพิ่มโหลดที่มีค่าเป็นลบเข้าไป ดังนั้น โหลดที่บัสที่ 4 จึงมีค่าดังนี้

$$S_{abc} = \begin{bmatrix} 144.4 + j47.5 \\ 366.7 + j120.5 \\ 569.4 + j187.2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -5000 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 144.4 + j47.5 \\ 366.7 + j120.5 \\ -4,430.6 + j187.2 \end{bmatrix} \text{ VA}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่ากระแสของโหลดได้ดังนี้

$$\begin{aligned} [I_{L4}] &= \begin{bmatrix} (144.4 + j47.5)/(121.0165 \angle -0.0007^\circ) \\ (366.7 + j120.5)/(121.0098 \angle -119.9975^\circ) \\ (-4,430.6 + j187.2)/(120.9958 \angle 119.9983^\circ) \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 1.2561 \angle -18.2092^\circ \\ 3.1898 \angle -138.1883^\circ \\ 36.6505 \angle -57.5823^\circ \end{bmatrix} \text{ A} \end{aligned}$$

จะพบว่า กระแสที่ไหลในสายเส้นที่ 3 มีค่าดังนี้

$$\begin{aligned} [I_{line3}] &= [I_{L4}] + [I_{line4}] \\ &= \begin{bmatrix} 1.2561 \angle -18.2092^\circ \\ 3.1898 \angle -138.1883^\circ \\ 36.6505 \angle -57.5823^\circ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1.0274 \angle -18.1872^\circ \\ 1.0274 \angle -138.1872^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 2.2835 \angle -18.1993^\circ \\ 4.2171 \angle -138.1881^\circ \\ 36.6505 \angle -57.5823^\circ \end{bmatrix} \text{ A} \end{aligned}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสก่อนหน้า ซึ่งก็คือ บัสที่ 3 ตามสมการ (4.31) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 3 ดังนี้

$$\begin{aligned} [\bar{V}_3] &= [\bar{V}_4] + [Z_{3-4}] \cdot [I_{line3}] \\ &= \begin{bmatrix} 121.0165 \angle -0.0007^\circ \\ 121.0098 \angle -119.9975^\circ \\ 120.9958 \angle 119.9983^\circ \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} 0.0176 + j0.0107 & 0.0032 + j0.0062 & 0.0031 + j0.0056 \\ 0.0032 + j0.0062 & 0.0172 + j0.0113 & 0.0029 + j0.0066 \\ 0.0031 + j0.0056 & 0.0029 + j0.0066 & 0.0170 + j0.0115 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 2.2835 \angle -18.1993^\circ \\ 4.2171 \angle -138.1881^\circ \\ 36.6505 \angle -57.5823^\circ \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$= \begin{bmatrix} 121.3039 \angle -0.0025^\circ \\ 120.9133 \angle -119.8870^\circ \\ 120.3654 \angle 119.7815^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

สามารถคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าของโหลดที่บัสที่ 3 ได้ดังนี้

$$[I_{L3}] = \begin{bmatrix} (507.6 + j166.8)/(121.3039 \angle -0.0025^\circ) \\ (291.0 + j95.6)/(120.9133 \angle -119.8870^\circ) \\ (343.1 + j112.8)/(120.3654 \angle 119.7815^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.4047 \angle -18.1933^\circ \\ 2.5332 \angle -138.0735^\circ \\ 3.0006 \angle 101.5824^\circ \end{bmatrix} \text{ A}$$

จะพบว่า กระแสที่ไหลในสายเส้นที่ 2 มีค่าดังนี้

$$\begin{aligned} [I_{line2}] &= [I_{L3}] + [I_{line3}] \\ &= \begin{bmatrix} 4.4047 \angle -18.1933^\circ \\ 2.5332 \angle -138.0735^\circ \\ 3.0006 \angle 101.5824^\circ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2.2835 \angle -18.1993^\circ \\ 4.2171 \angle -138.1881^\circ \\ 36.6505 \angle -57.5823^\circ \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 6.6882 \angle -18.1953^\circ \\ 6.7503 \angle -138.1451^\circ \\ 33.8629 \angle -55.7762^\circ \end{bmatrix} \text{ A} \end{aligned}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสก่อนหน้า ซึ่งก็คือ บัสที่ 2 ตามสมการ (4.31) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 2 ดังนี้

$$\begin{aligned} [\bar{V}_2] &= [\bar{V}_3] + [Z_{2-3}] \cdot [I_{line2}] \\ &= \begin{bmatrix} 121.3039 \angle -0.0025^\circ \\ 120.9133 \angle -119.8870^\circ \\ 120.3654 \angle 119.7815^\circ \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} 0.0271 + j0.0165 & 0.0049 + j0.0095 & 0.0047 + j0.0085 \\ 0.0049 + j0.0095 & 0.0264 + j0.0172 & 0.0044 + j0.0102 \\ 0.0047 + j0.0085 & 0.0044 + j0.0102 & 0.0260 + j0.0177 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6.6882 \angle -18.1953^\circ \\ 6.7503 \angle -138.1451^\circ \\ 33.8629 \angle -55.7762^\circ \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$= \begin{bmatrix} 121.8562 \angle 0.0016^\circ \\ 120.8049 \angle -119.7170^\circ \\ 119.4773 \angle 119.4389^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

สามารถคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าของโหลดที่บัสที่ 2 ได้ดังนี้

$$[I_{L2}] = \begin{bmatrix} (0)/(121.8562 \angle 0.0016^\circ) \\ (170.8 + j56.1)/(120.8049 \angle -119.7170^\circ) \\ (170.8 + j56.1)/(119.4773 \angle 119.4389^\circ) \end{bmatrix}^* = \begin{bmatrix} 0 \angle 0^\circ \\ 1.4882 \angle -137.9000^\circ \\ 1.5047 \angle 101.2560^\circ \end{bmatrix} \text{ A}$$

จะพบว่า กระแสที่ไหลในสายเส้นที่ 1 มีค่าดังนี้

$$\begin{aligned} [I_{line1}] &= [I_{L2}] + [I_{line2}] \\ &= \begin{bmatrix} 0 \angle 0^\circ \\ 1.4882 \angle -137.9000^\circ \\ 1.5047 \angle 101.2560^\circ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 6.6882 \angle -18.1953^\circ \\ 6.7503 \angle -138.1451^\circ \\ 33.8629 \angle -55.7762^\circ \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 6.6882 \angle -18.1953^\circ \\ 8.2385 \angle -138.1008^\circ \\ 32.4828 \angle -54.7405^\circ \end{bmatrix} \text{ A} \end{aligned}$$

จากนั้นทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสก่อนหน้า ซึ่งก็คือ บัสที่ 1 ตามสมการ (4.31) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 1 ดังนี้

$$\begin{aligned} [\vec{V}_1] &= [\vec{V}_2] + [Z_{1-2}] \cdot [I_{line1}] \\ &= \begin{bmatrix} 121.8562 \angle 0.0016^\circ \\ 120.8049 \angle -119.7170^\circ \\ 119.4773 \angle 119.4389^\circ \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} 0.0200 + j0.0122 & 0.0036 + j0.0070 & 0.0034 + j0.0063 \\ 0.0036 + j0.0070 & 0.0194 + j0.0128 & 0.0032 + j0.0074 \\ 0.0034 + j0.0063 & 0.0032 + j0.0074 & 0.0192 + j0.0131 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6.6882 \angle -18.1953^\circ \\ 8.2385 \angle -138.1008^\circ \\ 32.4828 \angle -54.7405^\circ \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$= \begin{bmatrix} 122.2560 \angle 0.0021^\circ \\ 120.7656 \angle -119.5938^\circ \\ 118.8475 \angle 119.1880^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

หลังจากนั้นทำการคำนวณซ้ำ โดยจะใช้ค่าของกระแสที่คำนวณได้จาก Backward Sweep และคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าใหม่ ตามสมการ (4.33) โดยเริ่มพิจารณาจากบัสต้นทางไปยังบัสปลายทาง โดยให้ค่าเริ่มต้นของแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่ 1 มีค่า 121 V สามารถคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่บัสที่ 2 ถึงบัสที่ 5 ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{1-2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{line1} \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 121 \angle 0^\circ \\ 121 \angle -120^\circ \\ 121 \angle 120^\circ \end{bmatrix} \\ &\quad - \begin{bmatrix} 0.0200 + j0.0122 & 0.0036 + j0.0070 & 0.0034 + j0.0063 \\ 0.0036 + j0.0070 & 0.0194 + j0.0128 & 0.0032 + j0.0074 \\ 0.0034 + j0.0063 & 0.0032 + j0.0074 & 0.0192 + j0.0131 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6.6882 \angle -18.1953^\circ \\ 8.2385 \angle -138.1008^\circ \\ 32.4828 \angle -54.7405^\circ \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 120.6002 \angle -0.0005^\circ \\ 121.0412 \angle -120.1229^\circ \\ 121.6371 \angle 120.2422^\circ \end{bmatrix} \text{ V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \bar{V}_3 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{2-3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{line2} \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 120.6002 \angle -0.0005^\circ \\ 121.0412 \angle -120.1229^\circ \\ 121.6371 \angle 120.2422^\circ \end{bmatrix} \\ &\quad - \begin{bmatrix} 0.0271 + j0.0165 & 0.0049 + j0.0095 & 0.0047 + j0.0085 \\ 0.0049 + j0.0095 & 0.0264 + j0.0172 & 0.0044 + j0.0102 \\ 0.0047 + j0.0085 & 0.0044 + j0.0102 & 0.0260 + j0.0177 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6.6882 \angle -18.1953^\circ \\ 6.7503 \angle -138.1451^\circ \\ 33.8629 \angle -55.7762^\circ \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$= \begin{bmatrix} 120.0478 \angle -0.0046^\circ \\ 121.1521 \angle -120.2922^\circ \\ 122.5350 \angle 120.5729^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$[\vec{V}_4] = [\vec{V}_3] - [Z_{3-4}] \cdot [I_{line3}]$$

$$= \begin{bmatrix} 120.0478 \angle -0.0046^\circ \\ 121.1521 \angle -120.2922^\circ \\ 122.5350 \angle 120.5729^\circ \end{bmatrix}$$

$$- \begin{bmatrix} 0.0176 + j0.0107 & 0.0032 + j0.0062 & 0.0031 + j0.0056 \\ 0.0032 + j0.0062 & 0.0172 + j0.0113 & 0.0029 + j0.0066 \\ 0.0031 + j0.0056 & 0.0029 + j0.0066 & 0.0170 + j0.0115 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 2.2835 \angle -18.1993^\circ \\ 4.2171 \angle -138.1881^\circ \\ 36.6505 \angle -57.5823^\circ \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 119.7605 \angle -0.0028^\circ \\ 121.2503 \angle -120.4021^\circ \\ 123.1716 \angle 120.7818^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$[\vec{V}_5] = [\vec{V}_4] - [Z_{4-5}] \cdot [I_{line4}]$$

$$= \begin{bmatrix} 119.7605 \angle -0.0028^\circ \\ 121.2503 \angle -120.4021^\circ \\ 123.1716 \angle 120.7818^\circ \end{bmatrix}$$

$$- \begin{bmatrix} 0.0129 + j0.0079 & 0.0023 + j0.0046 & 0.0022 + j0.0041 \\ 0.0023 + j0.0046 & 0.0126 + j0.0082 & 0.0021 + j0.0049 \\ 0.0022 + j0.0041 & 0.0021 + j0.0049 & 0.0124 + j0.0084 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1.0274 \angle -18.1872^\circ \\ 1.0274 \angle -138.1872^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 119.7440 \angle -0.0021^\circ \\ 121.2405 \angle -120.4047^\circ \\ 123.1759 \angle 120.7834^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

หลังจากนั้น จึงทำการหาค่าความคลาดเคลื่อนจากสมการ (4.35) โดยพบว่าขนาดผลต่างของค่าแรงดันไฟฟ้ามากที่สุด ที่คำนวณได้จาก Backward Sweep และ Forward Sweep มีค่าเท่ากับ 2.7424 ซึ่งยังมีค่ามากกว่าค่าที่กำหนดไว้ คือ ดังนั้นต้องทำการคำนวณซ้ำ โดยใช้ค่าแรงดันไฟฟ้าเริ่มต้นของการคำนวณเป็นค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากรอบการคำนวณก่อนหน้า โดยพบว่าค่าความคลาดเคลื่อนมีค่าน้อยกว่า 10^{-6} ใน 3 รอบการคำนวณ ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆดังนี้

$$[\vec{V}_2] = \begin{bmatrix} 120.6034 \angle -0.0019^\circ \\ 121.0413 \angle -120.1196^\circ \\ 121.6202 \angle 120.2421^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$[\vec{V}_3] = \begin{bmatrix} 120.0555 \angle -0.0081^\circ \\ 121.1525 \angle -120.2844^\circ \\ 122.4945 \angle 120.5729^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$[\vec{V}_4] = \begin{bmatrix} 119.7721 \angle -0.0078^\circ \\ 121.2506 \angle -120.3913^\circ \\ 123.1145 \angle 120.7821^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$[\vec{V}_5] = \begin{bmatrix} 119.7555 \angle -0.0071^\circ \\ 121.2409 \angle -120.3938^\circ \\ 123.1187 \angle 120.7837^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

เมื่อได้ค่าแรงดันไฟฟ้าครบทุกบัสแล้ว ทำการหาค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าตามสมการ (3.2) โดยจะต้องทำการคำนวณค่าส่วนประกอบลำดับบวกและลบของแรงดันไฟฟ้างตามสมการ (3.3) ได้ดังนี้

$$[\vec{V}_1]_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 121 \angle 0^\circ \\ 121 \angle -120^\circ \\ 121 \angle 120^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \angle -27.7350^\circ \\ 121 \angle 0^\circ \\ 0 \angle -152.8384^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_2 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 120.6034 \angle -0.0019^\circ \\ 121.0413 \angle -120.1196^\circ \\ 121.6202 \angle 120.2421^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.4793 \angle 165.2471^\circ \\ 121.0879 \angle 0.0406^\circ \\ 0.2128 \angle -95.6592^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_3 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 120.0555 \angle -0.0081^\circ \\ 121.1525 \angle -120.2844^\circ \\ 122.4945 \angle 120.5729^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.1490 \angle 166.0743^\circ \\ 121.2318 \angle 0.0955^\circ \\ 0.4994 \angle -97.0049^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_4 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 119.7721 \angle -0.0078^\circ \\ 121.2506 \angle -120.3913^\circ \\ 123.1145 \angle 120.7821^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.5738 \angle 165.7257^\circ \\ 121.3746 \angle 0.1315^\circ \\ 0.6874 \angle -96.4260^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_5 \end{bmatrix}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 119.7555 \angle -0.0071^\circ \\ 121.2409 \angle -120.3938^\circ \\ 123.1187 \angle 120.7837^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.5820 \angle 165.6210^\circ \\ 121.3672 \angle 0.1315^\circ \\ 0.6908 \angle -96.5672^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

เมื่อนำค่าส่วนประกอบลำดับบวกและลบของแรงดันไฟฟ้า มาคำนวณหาค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ได้ดังนี้

$$\%VUF_1 = \frac{0}{121} \times 100 = 0\%$$

$$\%VUF_2 = \frac{0.2128}{121.0879} \times 100 = 0.1757\%$$

$$\%VUF_3 = \frac{0.4994}{121.2318} \times 100 = 0.4119\%$$

$$\%VUF_4 = \frac{0.6874}{121.3746} \times 100 = 0.5663\%$$

$$\%VUF_5 = \frac{0.6908}{121.3672} \times 100 = 0.5692\%$$

จากตัวอย่างการคำนวณที่กล่าวมาข้างต้น แสดงให้เห็นว่า วิธีที่ใช้ในการคำนวณหากระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าในวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ Backward/Forward Sweep นั้นสะดวก และไม่ซับซ้อน เนื่องจากพิจารณาตาม Kirchhoff's Law โดยไม่ได้มีการนำสมการทางคณิตศาสตร์ที่ซับซ้อนมาใช้



บทที่ 5

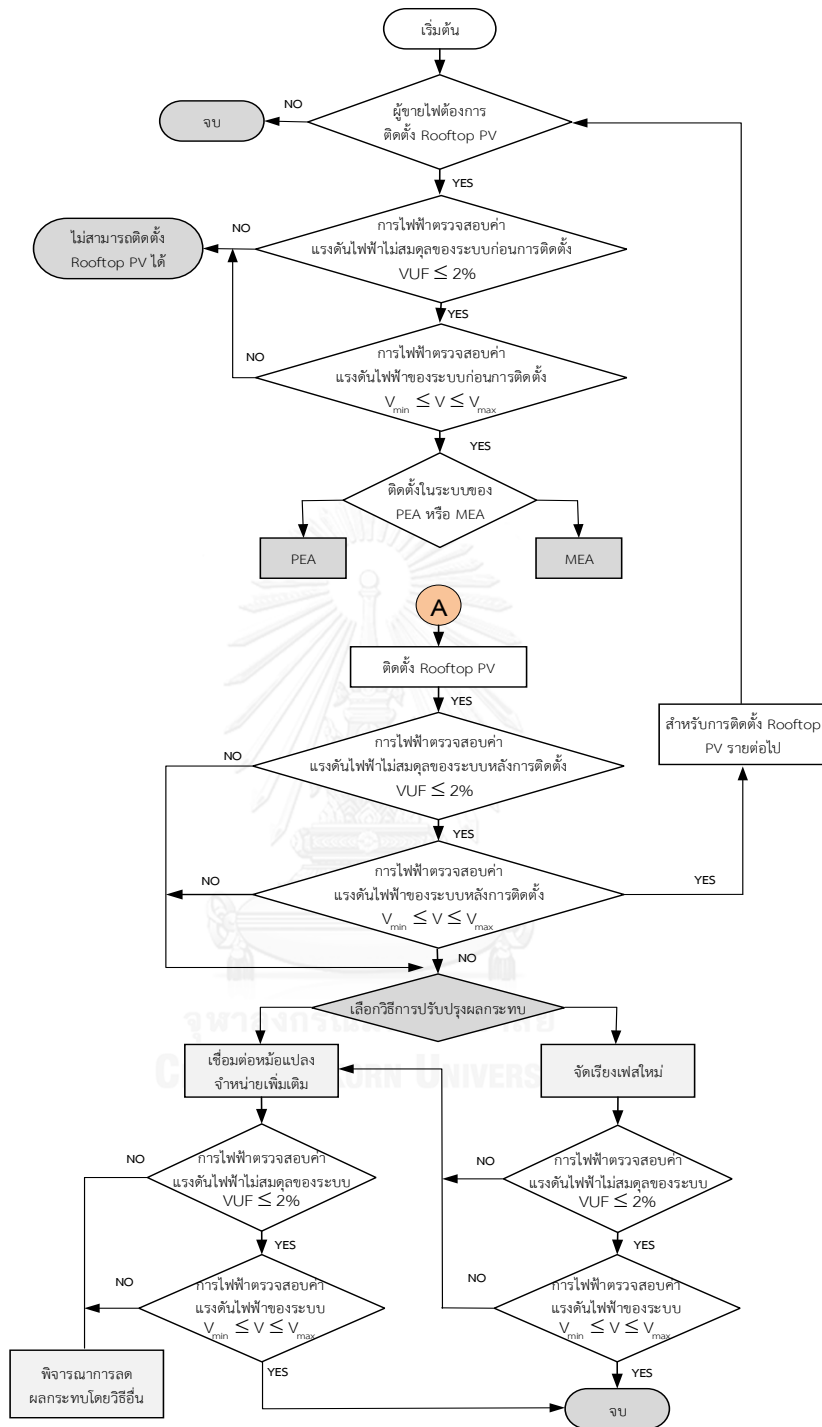
วิธีการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาและวิธีการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

ในสถานะที่ความต้องการในการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน รวมไปถึงการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ ทำให้ภาครัฐบาลมีการสนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพื่อใช้ภายในประเทศ และหนึ่งในพลังงานทดแทนที่สำคัญคือ พลังงานแสงอาทิตย์ ทำให้มีการสนับสนุนให้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในภาคครัวเรือนมากขึ้น และเนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เพิ่มขึ้นนี้เอง อาจส่งผลให้เกิดผลกระทบด้านลบต่อระบบจำหน่าย กล่าวคือ ระดับแรงดันไฟฟ้าในบางช่วงของสายในบางช่วงเวลามีค่าสูงกว่าระดับที่ยอมรับได้ และทำให้โหลดเกิดความไม่สมดุลมากขึ้น ซึ่งจะส่งผลทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มมากขึ้นด้วย ดังนั้นจึงควรมีการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา รวมไปถึงมีการจัดการอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อให้เกิดผลกระทบหรือความสูญเสียต่อระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด โดยในบทนี้จะนำเสนอวิธีการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาและวิธีการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล โดยแบ่งหัวข้อในการนำเสนอเป็น 3 หัวข้อ คือ

- 5.1 การประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 5.2 การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม
- 5.3 การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการจัดเรียงเฟสใหม่

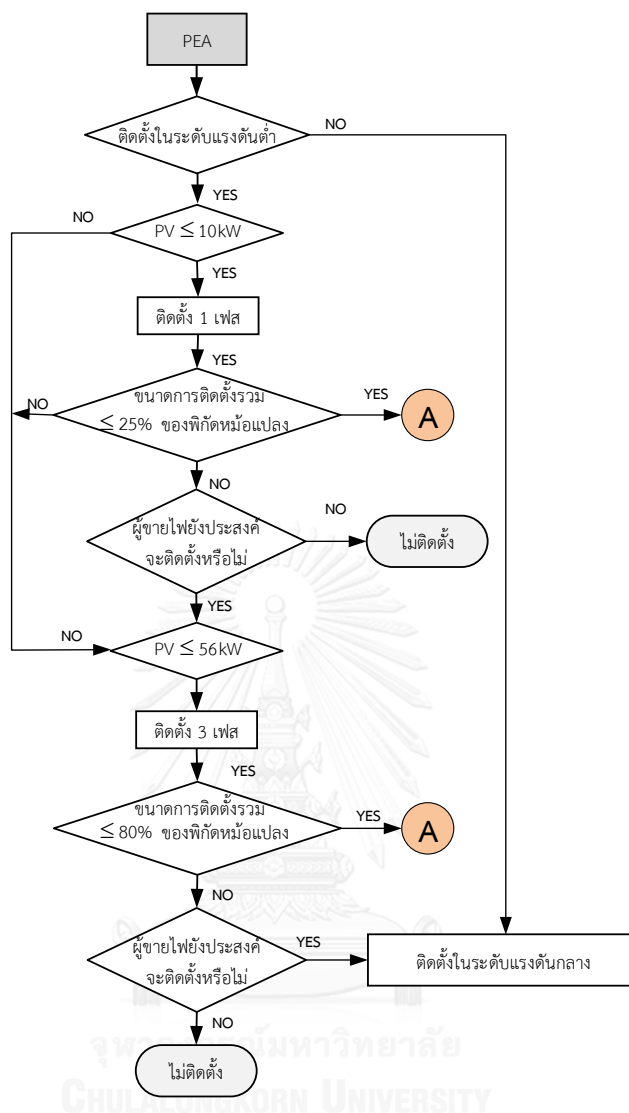
5.1 การประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

ในบางครั้งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า อาจทำให้เกิดผลกระทบด้านลบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากการติดตั้งแบบไร้แบบแผน และไม่ได้มีการหาตำแหน่งการติดตั้งที่เหมาะสม ดังนั้นจึงควรมีการประเมินผลกระทบที่เกิดขึ้นเพื่อจะนำไปสู่การปรับปรุงผลกระทบได้อย่างเหมาะสมที่สุด โดยขั้นตอนในการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาแสดงดังภาพที่ 5.1 ถึงภาพที่ 5.3

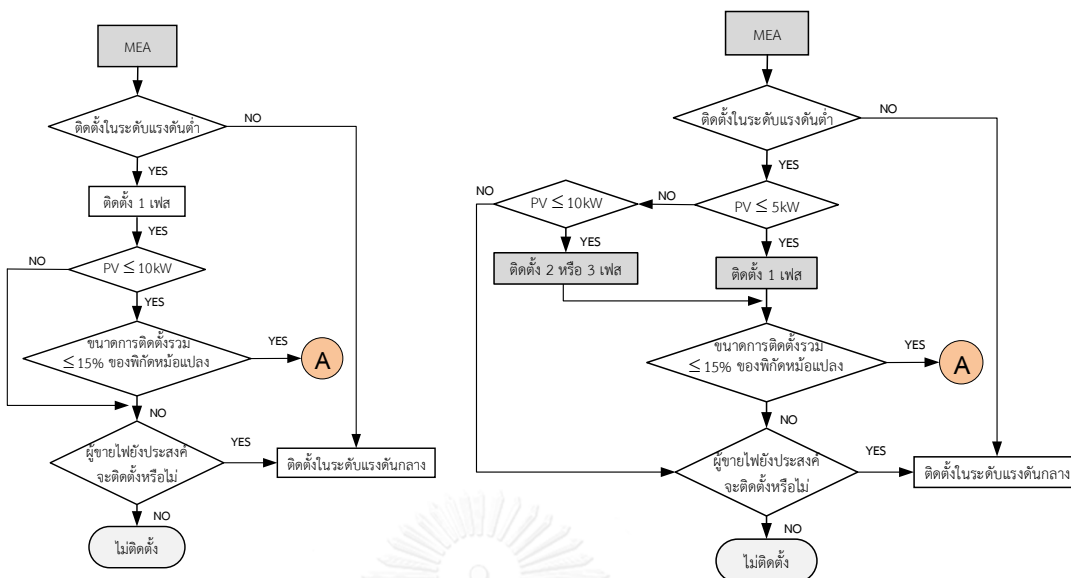


ภาพที่ 5.1 ขั้นตอนการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ประเภทบนหลังคา



ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
ประเภทบนหลังคา (ต่อ)



(ก) ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของ MEA (ข) ตามคำแนะนำของ MEA เพื่อประโยชน์สูงสุดในการขายไฟฟ้า

ภาพที่ 5.3 ขั้นตอนการประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคา (ต่อ)

ขั้นตอนการประเมินผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

การประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แสดงดังภาพที่ 5.1 ถึงภาพที่ 5.3 ซึ่งมีขั้นตอนการทำงาน 6 ขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) เมื่อผู้ขายไฟฟ้าประสงค์จะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา จะต้องเชื่อมต่อในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ในสถานะที่ปกติเท่านั้น การไฟฟ้าฯ จะทำการตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัสก่อนการเชื่อมต่อ โดยแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัสจะต้องมีค่าอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ดังหัวข้อที่ 3.2 รวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าของทุกบัสในระบบจะต้องมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 95 ถึง 105 ของแรงดันไฟฟ้าปกติซึ่งเป็นค่ามาตรฐานตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังหัวข้อที่ 3.4
- 2) ตรวจสอบการติดตั้งว่าอยู่ในพื้นที่รับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง

- 3) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค : สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มีขนาดการติดตั้งไม่เกิน 10 kW ต่อเฟส จะต้องขายไฟในระดับแรงดันต่ำแบบ 1 เฟส และจะต้องไม่เกิน 25% ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย โดยหากประสงค์จะขายไฟในขนาดกำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 10 kW หรือ เกินพิกัดของหม้อแปลงจำหน่าย จะต้องทำการขายไฟในระบบ 3 เฟส แต่ขนาดการติดตั้งต้องน้อยกว่า 56 kW และจะต้องไม่เกิน 80% ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย และหากประสงค์จะขายไฟในกรณีที่ขนาดการติดตั้งมากกว่า 56 kW หรือ เกินพิกัดของหม้อแปลงจำหน่าย จะต้องทำการขายไฟในระดับแรงดันกลาง

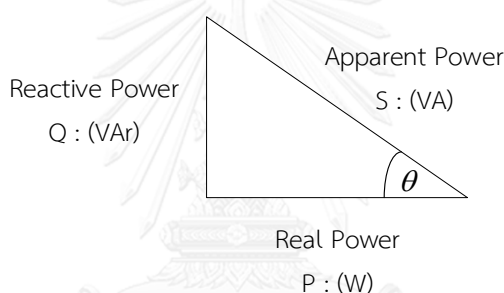
การไฟฟ้านครหลวง : ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวงได้มีการจำกัดขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ ให้มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 kW ต่อเฟส และจะต้องไม่เกิน 15% ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย แต่เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการขายไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวงได้มีข้อนำดังนี้ หากผู้ขายไฟ ประสงค์จะขายไฟในระดับแรงดันต่ำแบบ 1 เฟส จะต้องติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 kW ต่อเฟส และจะต้องไม่เกิน 15% ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย โดยหากประสงค์จะขายไฟในขนาดกำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 5 kW จะต้องทำการเชื่อมต่อแบบสองเฟส หรือสามเฟส และขนาดกำลังการผลิตติดตั้งต้องน้อยกว่า 10 kW โดยหากประสงค์จะขายไฟในกรณีที่ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 10 kW หรือ เกินพิกัดของหม้อแปลงจำหน่าย จะต้องทำการขายไฟในระดับแรงดันกลาง

- 4) การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยหากค่าแรงดันไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลอยู่ในระดับที่เหมาะสมก็สามารถเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าในระบบได้อีกแต่ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง
- 5) หากค่าแรงดันไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาอยู่ในระดับที่ไม่เหมาะสม ก็จะต้องพิจารณาการลดผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม หรือการจัดเรียงเฟสใหม่ จนกระทั่งค่าแรงดันไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบอยู่ในระดับที่เหมาะสม
- 6) หากค่าแรงดันไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการปรับปรุงผลกระทบโดยการจัดเรียงเฟสใหม่หรือการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมยังอยู่ในระดับที่ไม่เหมาะสม ให้

พิจารณาการลดผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาโดยวิธีอื่นๆ

5.2 การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม

ในบางครั้งค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคามีความไม่เหมาะสม จึงมีความจำเป็นจะต้องปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยวิธีหนึ่งในการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ การติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม ซึ่งเป็นการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเข้าไปที่สายป้อนเดิม โดยไม่มีความจำเป็นจะต้องเพิ่มขนาดสายป้อน สำหรับขนาดหม้อแปลงจำหน่ายนั้นจะต้องมีขนาดที่สัมพันธ์กับขนาดของโหลดในระบบ พิจารณาสัมเหลี่ยมกำลังไฟฟ้างแสดงในภาพที่ 5.4



ภาพที่ 5.4 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า

จากภาพที่ 5.8 สามารถเขียนสมการของกำลังไฟฟ้าปรากฏได้ดังนี้

$$S = \frac{P}{\cos \theta} \quad (5.1)$$

ดังนั้น สามารถเขียนสมการ เพื่อคำนวณหาขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายที่ต่ำที่สุดได้ดังนี้

$$\text{Minimum Transformer Capacity} = \frac{\text{Load in W}}{\cos \theta} \quad (5.2)$$

โดยกำหนดให้ ค่าตัวประกอบกำลัง (Power factor : pf) ในระบบไฟฟ้ามีค่าระหว่าง 0.8 - 1.0 ดังนั้น หากกำหนดให้ $\cos \theta = 0.8$ จะได้ขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายที่สามารถรองรับระบบในช่วงค่าตัวประกอบกำลังดังกล่าวได้ดังสมการที่ (5.3)

$$\text{Minimum Transformer Capacity} = \frac{\text{Load in W}}{0.8} \quad (5.3)$$

และเพื่อรองรับการขยายตัวของการใช้ไฟฟ้า (โหลด) ในอนาคต ดังนั้นจึงพิจารณาว่า หม้อแปลงจำหน่ายสามารถรองรับโหลดได้เพิ่มเติมอีก 25% นั้นหมายความว่า ขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายสามารถคำนวณได้ดังสมการ

$$\text{Transformer Size} = 1.25 \left(\frac{\text{Load in W}}{0.8} \right) \quad (5.4)$$

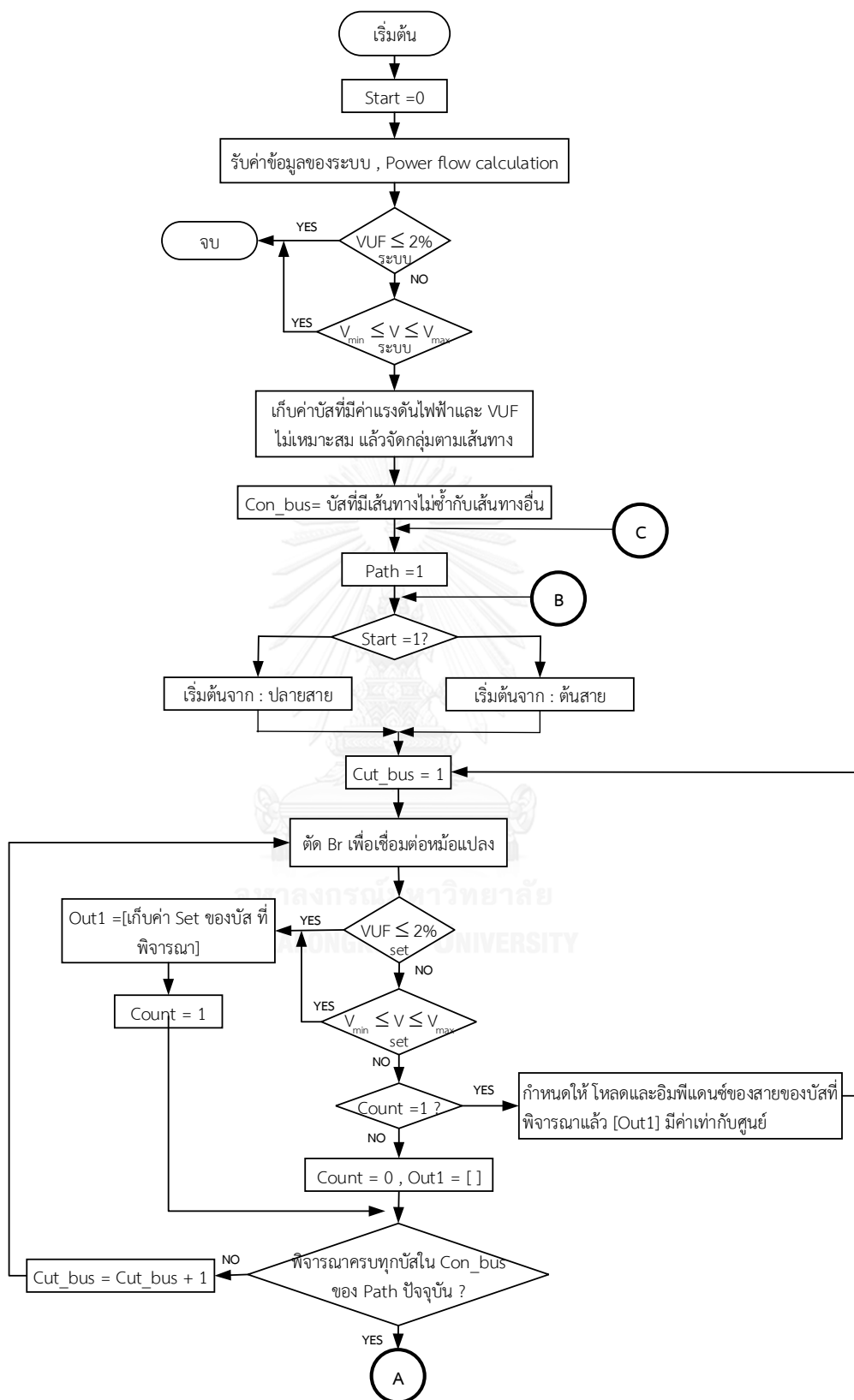
ขั้นตอนการพิจารณาการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

แบบจำลองการทำงานของงานของการพิจารณาการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังภาพที่ 5.5 และภาพที่ 5.6 ซึ่งมีขั้นตอนการทำงาน 14 ขั้นตอนดังต่อไปนี้

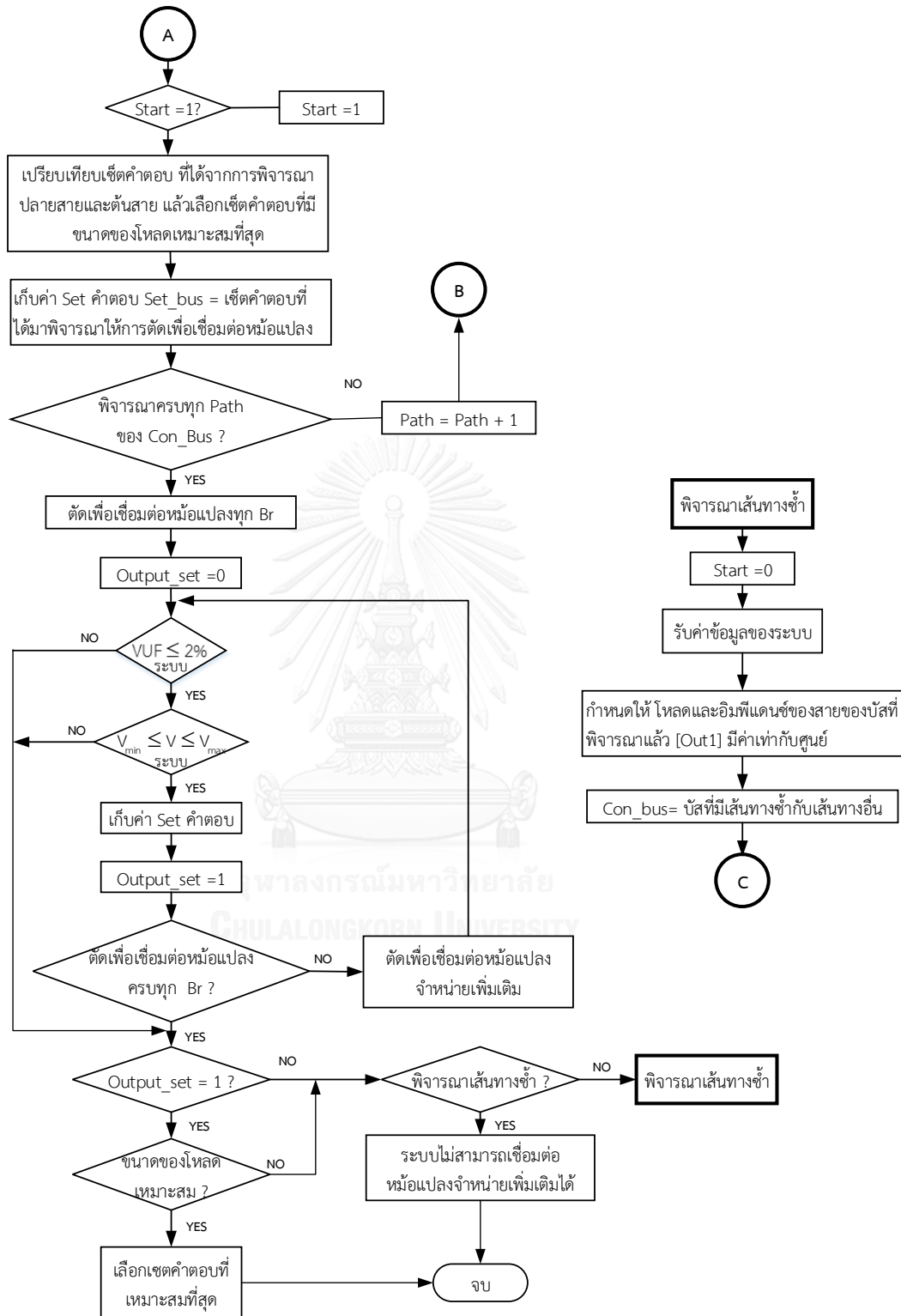
- 1) รับค่าข้อมูลของระบบ
- 2) ทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow calculation) เพื่อหาค่าแรงดันไฟฟ้าทุกบัสของระบบโครงข่ายไฟฟ้า แล้วนำค่าแรงดันไฟฟ้าของทุกบัสมาคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล
- 3) ตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัส หากค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ ดังหัวข้อที่ 3.1 แสดงว่า ระบบจำเป็นต้องมีการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม และให้ทำการเก็บค่าบัสนั้นไว้
- 4) ตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าของทุกบัส หากแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อมีค่าต่ำกว่าร้อยละ 95 หรือสูงกว่าร้อยละ 105 ของแรงดันไฟฟ้าปกติตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังหัวข้อที่ 3.3 ให้ทำการเก็บค่าบัสนั้นไว้
- 5) หากพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัส อยู่ในระดับที่เหมาะสม นั้นหมายความว่า ระบบนี้ไม่มีความจำเป็นที่จะต้องทำการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม

- 6) หากทำการตรวจสอบจนครบทุกบัสแล้วพบว่าไม่มีบัสที่ค่าของแรงดันไฟฟ้าหรือค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีความไม่เหมาะสม ให้ทำการเขียนเส้นทางจากบัสที่มีปัญหา โดยจัดกลุ่มจากบัสปลายสายย้อนกลับไปทางต้นสาย
- 7) ตรวจสอบหาบัสที่มีเส้นทางไม่ซ้ำกับบัสอื่นๆ แล้วเก็บค่าเป็นบัสที่จะพิจารณา (Con_bus)
- 8) ทำการพิจารณาทีละเส้นทาง (Path) ของ Con_bus โดยจะพิจารณาจากปลายสาย แล้วทำการตัดสาขา (branch) ออกมาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่าย ตัวอย่างเช่น ในเส้นทางนี้ มีบัสที่มีเส้นทางไม่ซ้ำกับเส้นทางอื่นอยู่ 6 บัส คือ [6 7 8 9 10 11] ให้ทำการเริ่มต้นการตัดสาขา เพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายที่บัสที่ 11 โดยจำนวนบัสที่ตัดออกมาจะต้องมีจำนวนมากที่สุด โดยที่ค่าแรงดันไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของกลุ่มบัสที่ตัดออกมา จะต้องมีความเหมาะสม แล้วทำการเก็บค่าของ branch ที่ตัดออกมาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายไว้
- 9) หากพบว่า จำนวนบัสที่ตัดออกมา เป็นจำนวนบัสที่มากที่สุดที่ตัดออกมาแล้วค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยังอยู่ในระดับที่เหมาะสม และยังมีบัสอื่นๆ เหลืออยู่ในเส้นทางนี้ อีก ก็จะกำหนดให้ค่าอิมพีแดนซ์และโหลดของบัสที่ตัดออกไปแล้วมีค่าเป็นศูนย์ แล้วจึงทำการตัดสาขาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงอีกครั้ง โดยจะทำซ้ำเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนครบทุกบัสในเส้นทางที่ไม่ซ้ำนี้ ตัวอย่างเช่น ในเส้นทางนี้ มีบัสที่มีเส้นทางไม่ซ้ำกับเส้นทางอื่นอยู่ 6 บัส คือ [6 7 8 9 10 11] โดยพบว่า จำนวนบัสที่มากที่สุดที่สามารถตัดออกมาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายได้คือ 3 บัส นั่นคือ บัส [9 10 11] แต่ในเส้นทางนี้ ยังเหลือบัสอื่นๆ อยู่อีก 3 บัส คือ บัส [6 7 8] ที่ยังสามารถตัดออกมาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงได้อีก ก็จะกำหนดให้ค่าอิมพีแดนซ์ของสาย และโหลดของบัส [9 10 11] มีค่าเป็นศูนย์ แล้วจึงกลับมาตัดสาขาบัสที่ [6 7 8] เพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงอีกครั้ง
- 10) ทำซ้ำในลักษณะเช่นเดียวกับขั้นตอนที่ 7 และขั้นตอนที่ 8 แต่จะต้องพิจารณาการเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่าย จากต้นสายไปปลายสาย ตัวอย่างเช่น ในเส้นทางนี้ มีบัสที่มีเส้นทางไม่ซ้ำกับเส้นทางอื่นอยู่ 6 บัส คือ [6 7 8 9 10 11] ให้ทำการเริ่มต้นการตัดสาขา เพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงที่บัสที่ 6 เป็นบัสแรก
- 11) เปรียบเทียบค่าของโหลดที่ได้จากขั้นตอนที่ 8 และ ขั้นตอนที่ 9 โดยจะต้องเลือกชุดที่มีขนาดของโหลดเหมาะสมที่สุด เพื่อพิจารณาต่อไป
- 12) ทำซ้ำในขั้นตอนที่ 7 ถึงขั้นตอนที่ 10 จนครบทุกเส้นทาง แล้วเก็บค่าไว้เป็น Set_bus

- 13) นำค่าของ branch ที่ตัดออกมาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่าย (Set_bus) มาพิจารณา โดยทำการตัดทุก branch เพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลง หากพบว่าค่าแรงดันและค่า VUF ของทั้งระบบ มีความไม่เหมาะสม ให้พิจารณาเส้นทางที่ซ้ำกันด้วย
- 14) หากทำการตัดทุก branch เพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลง หากพบว่าค่าแรงดันและค่า VUF ของทั้งระบบ มีความเหมาะสม ให้ทำการตัดเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงตัดทีละ branch ไปจนครบทุก branch แล้วทำการตรวจสอบว่า ค่าของแรงดันไฟฟ้าและค่า VUF ของทั้งระบบ เหมาะสมหรือไม่ โดยจะเก็บค่าของ branch ที่ตัดออกไปแล้วทั้งระบบมีค่าของแรงดันไฟฟ้าและค่า VUF ที่เหมาะสมไว้ เมื่อทำการตัดจนครบทุก branch แล้ว จะพิจารณาเลือกชุดคำตอบที่มีขนาดของโหลดเหมาะสมที่สุด
- 15) หากชุดคำตอบที่ได้จากขั้นตอนที่ 14 มีขนาดของโหลดที่ไม่เหมาะสมให้นำบัสที่อยู่ในเส้นทางที่ซ้ำกันมาพิจารณาด้วย
- 16) ในขั้นตอนนี้จะทำการตัดสาขาตามเส้นทางที่ซ้ำกับบัสอื่นๆ โดยเส้นทางใดที่มีการตัดสาขาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายแล้ว มีจำนวนบัสที่มากที่สุดที่ตัดออกมาแล้วค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลย์อยู่ในระดับที่เหมาะสม ก็จะกำหนดให้ ค่าอิมพีแดนซ์และโหลดที่บัสนั้นมีค่าเป็นศูนย์ แล้วทำการคำนวณบัสที่มีปัญหาซ้ำจนครบทุกบัส แล้วคำนวณซ้ำตามขั้นตอนที่ 7
- 17) หากสุดท้ายแล้ว ชุดคำตอบที่ได้มีหลายชุดที่สามารถตัดเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงได้ ให้เลือกผลจากชุดที่มีขนาดของโหลดที่เหมาะสมที่สุด



ภาพที่ 5.5 ขั้นตอนการพิจารณาเพื่อติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม

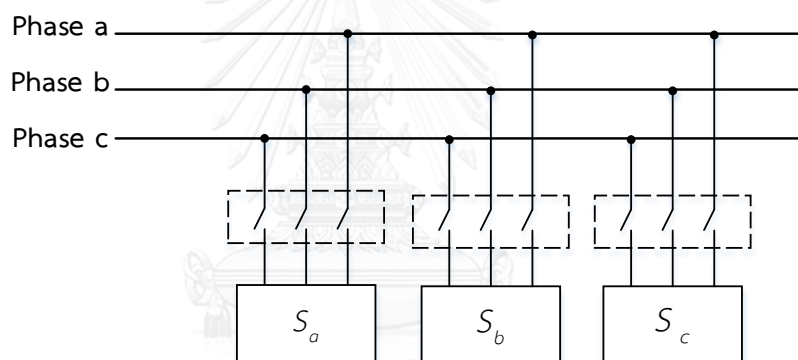


ภาพที่ 5.6 ขั้นตอนการพิจารณาเพื่อติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม (ต่อ)

5.3 การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการจัดเรียงเฟสใหม่

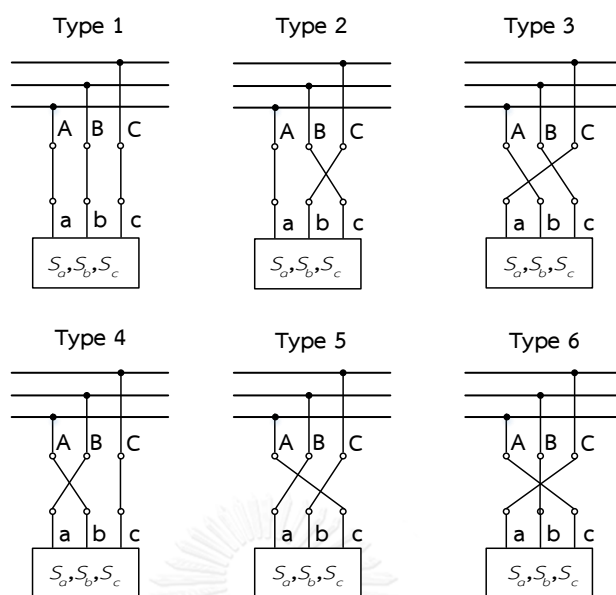
อีกหนึ่งวิธีในการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยที่การไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องขยายหรือก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม คือ การจัดเรียงเฟสใหม่ ซึ่งเป็นการปรับเปลี่ยนจัดเรียงรูปแบบโครงสร้างของการเชื่อมต่อของระบบจำหน่ายไฟฟ้าใหม่ นับว่าเป็นหนึ่งในวิธีที่นิยมนำมาใช้ในการปรับปรุงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากเป็นวิธีการที่มีค่าใช้จ่ายไม่สูงมากนัก โดยผลที่ได้จากการจัดเรียงเฟสใหม่คือ โหลดของระบบมีความสมดุลมากขึ้น ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบมีค่าลดลง รวมไปถึง ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าลดลงด้วย

การจัดเรียงเฟสใหม่ คือ การปรับเปลี่ยนการเชื่อมต่อของโหลด โดยการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ที่เชื่อมต่อโหลดหนึ่งเฟสเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะพิจารณาให้โหลดแต่ละเฟสที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการเชื่อมต่อผ่านสวิตช์ดังแสดงในภาพที่ 5.7



ภาพที่ 5.7 การเชื่อมต่อของโหลดหนึ่งเฟสเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

โดยการเชื่อมต่อโหลดของแต่ละเฟสเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น จะทำการเชื่อมต่อผ่านสวิตช์เพียงตัวใดตัวหนึ่งเท่านั้น นั่นหมายความว่า หากสวิตช์ตัวใดตัวหนึ่ง ON สวิตช์อีกสองตัวจะต้องอยู่ในสถานะ OFF โดยรูปแบบการเชื่อมต่อของสวิตช์สำหรับโหลดทั้งสามเฟส แสดงดังภาพที่ 5.8



ภาพที่ 5.8 รูปแบบการเชื่อมต่อเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าของโพลตแบบสามเฟส

โดยในการพิจารณา จะให้ความสำคัญกับบัสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุดเป็นหลัก ซึ่งมีลำดับในการพิจารณาสาเหตุหลักของการเกิดค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า ณ บัสที่มีแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงสุด ดังนี้

- 1) แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล มีสาเหตุหลักมาจากบัสนั้นเอง
- 2) แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล มีสาเหตุหลักมาจากบัสที่เชื่อมต่ออยู่ปลายสายของบัสนั้น
- 3) แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล มีสาเหตุหลักมาจากบัสที่เชื่อมต่ออยู่ก่อนหน้าบัสนั้น

โดยในขั้นตอนของการพิจารณาการจัดเรียงเฟสใหม่ จะต้องทำการตรวจสอบว่า ณ บัส ที่ทำการพิจารณานั้น มีการเชื่อมต่อของโพลตที่เหมาะสมแล้วหรือไม่ โดยกำหนดให้ลักษณะของการเชื่อมต่อของโพลตที่เหมาะสม เป็นดังนี้

- 1) โพลตของบัสที่พิจารณา เป็นโพลตแบบสมดุล
- 2) โพลตของบัสที่พิจารณา ทุกเฟส มีค่าเป็นศูนย์
- 3) โพลตที่มีค่ามากที่สุดของบัสที่พิจารณา เชื่อมต่ออยู่กับเฟสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงที่สุด และโพลตที่มีค่าน้อยที่สุดเชื่อมต่ออยู่กับเฟสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าน้อยที่สุด

นั่นหมายความว่า หากบัสที่พิจารณาอยู่มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม จะต้องทำการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดที่บัสนั้นใหม่ โดยหลักการของการจัดเรียงเฟสใหม่ คือ โหลดที่มีค่ามากที่สุดของบัสที่พิจารณา จะต้องเชื่อมต่ออยู่กับเฟสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงที่สุด และโหลดที่มีค่าน้อยที่สุดของบัสที่พิจารณา จะต้องเชื่อมต่ออยู่กับเฟสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าน้อยที่สุดเช่นกัน

ขั้นตอนการพิจารณาการจัดเรียงเฟสใหม่เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

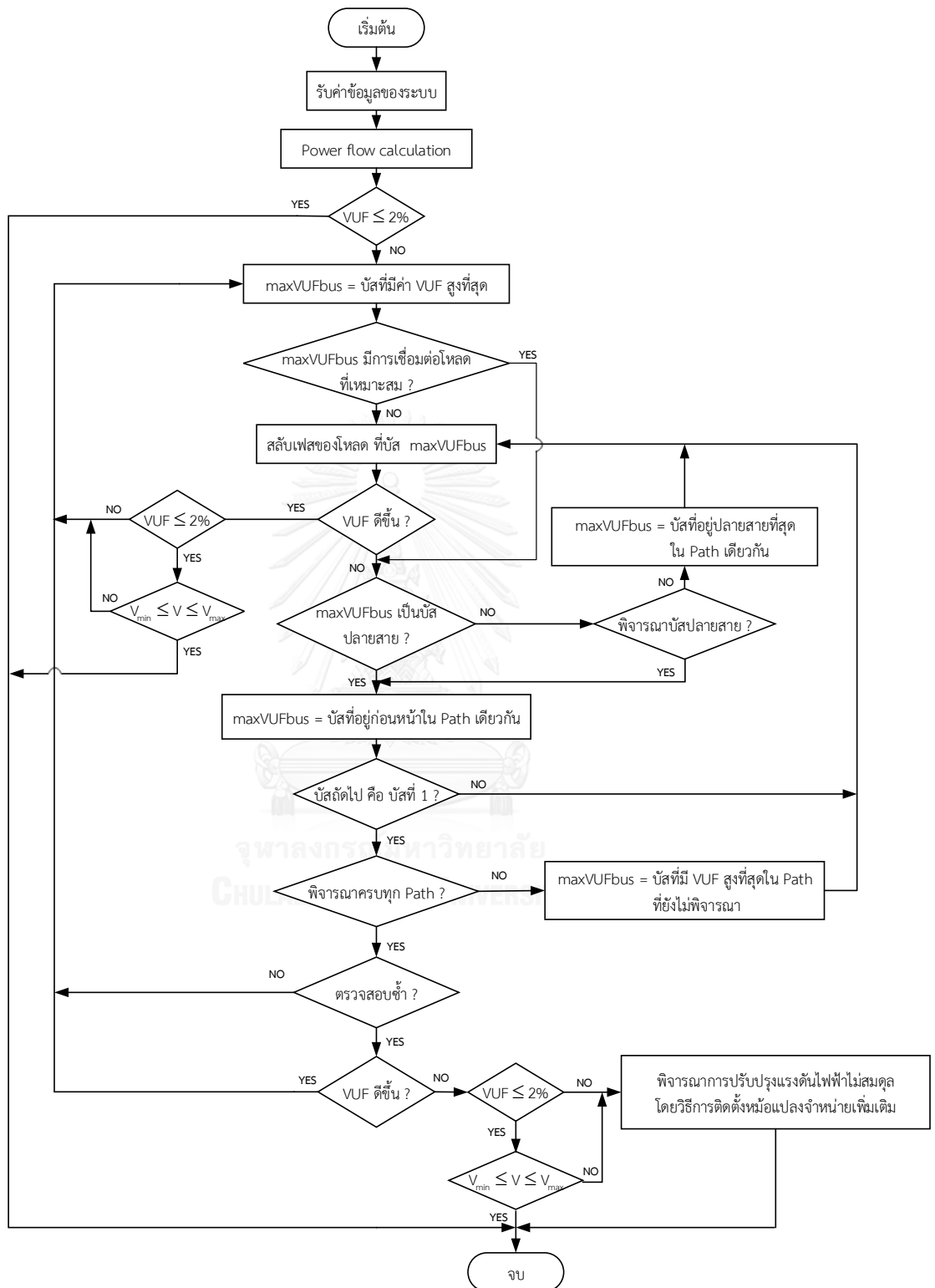
แบบจำลองการทำงานของการทำงานของพิจารณาการจัดเรียงเฟสใหม่เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบโครงข่ายไฟฟ้าดัง

ภาพที่ 5.9 มีขั้นตอนการทำงาน 12 ขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) รับค่าข้อมูลของระบบ
- 2) ทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow calculation) เพื่อหาค่าแรงดันไฟฟ้าทุกบัสของระบบโครงข่ายไฟฟ้า แล้วนำค่าแรงดันไฟฟ้าของทุกบัส มาคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล
- 3) ตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่มากที่สุดในระบบ หากค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ ดังหัวข้อที่ 3.1 แสดงว่า ระบบจำเป็นต้องมีการจัดเรียงเฟสใหม่
- 4) ตรวจสอบบัสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงที่สุด แล้วกำหนดเป็น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงที่สุด ซึ่งจะเป็บบัสที่นำมาพิจารณา
- 5) ตรวจสอบว่า บัสที่พิจารณามีการเชื่อมต่อของโหลดที่เหมาะสมแล้วหรือไม่ หากบัสที่พิจารณามีการเชื่อมต่อของโหลดที่เหมาะสมอยู่แล้ว ให้ถือว่าการจัดเรียงเฟสใหม่สำหรับบัสนี้ไม่ได้เป็นการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลให้ดีขึ้น
- 6) หากบัสที่พิจารณามีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม ก็จะทำการจัดเรียงการเชื่อมต่อที่บัสนี้ใหม่ คือ โหลดที่มีค่ามากที่สุดของบัสที่พิจารณา จะต้องเชื่อมต่ออยู่กับเฟสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงที่สุด และโหลดที่มีค่าน้อยที่สุดของบัสที่พิจารณา จะต้องเชื่อมต่ออยู่กับเฟสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าน้อยที่สุดของบัสนั้น
- 7) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) และเปรียบเทียบว่า การจัดเรียงเฟสใหม่ของบัสที่พิจารณา ทำให้แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าลดลงหรือไม่ โดยหาก

แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าลดลง นั้นหมายความว่า การจัดเรียงเฟสใหม่ของบัสนั้น เป็นการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลให้ดีขึ้น ให้เริ่มการพิจารณาบัสใหม่ตามขั้นตอนที่ 4

- 8) หากการจัดเรียงเฟสใหม่ของบัสที่พิจารณา ไม่ได้ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าลดลง ให้ทำการพิจารณาที่บัสถัดไป โดยเริ่มจาก ตรวจสอบว่า บัสที่พิจารณาอยู่นั้นเป็นบัสที่อยู่ปลายสายหรือไม่ หากบัสที่พิจารณาไม่เป็นบัสปลายสายให้ตรวจสอบก่อนว่า มีการพิจารณาที่บัสปลายสายของ path นั้นแล้วหรือไม่ หากยังไม่พิจารณา ให้กำหนดว่า บัสถัดไปที่พิจารณา คือ บัสที่เชื่อมต่ออยู่ปลายสายของ path นั้น
- 9) หากบัสที่พิจารณาเป็นบัสปลายสาย ให้บัสถัดไปที่พิจารณา คือ บัสที่เชื่อมต่ออยู่ก่อนหน้าบัสที่พิจารณาเดิมใน path เดียวกัน โดยทำซ้ำสำหรับบัสที่เชื่อมต่ออยู่ก่อนหน้า จนกระทั่งการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดใหม่ ที่บัสใดบัสหนึ่งของบัสที่เชื่อมต่ออยู่ก่อนหน้าบัสที่พิจารณาเดิมใน path นั้น มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ดีขึ้น
- 10) หากจัดเรียงเฟสใหม่จนครบทุกบัสใน path นั้นแล้ว พบว่า ไม่มีการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสใดเลย ที่ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลดีขึ้น ให้พิจารณาใน path อื่นๆ โดยกำหนดให้ $\max VUF_{bus} =$ บัสที่มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงสุดใน path อื่นๆ แล้วทำซ้ำขั้นตอนที่ 5
- 11) เมื่อพิจารณาจนครบทุก path แล้ว ให้ทำการตรวจสอบซ้ำทุกขั้นตอน จนพบว่า การตรวจสอบซ้ำไม่ได้ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลดีขึ้น
- 12) ตรวจสอบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีความเหมาะสมหรือไม่ โดยจะต้องพิจารณาค่าของแรงดันไฟฟ้าของทั้งระบบภายหลังการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดใหม่ด้วย โดยหากพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ ดังหัวข้อที่ 3.1 ก็จำเป็นต้องพิจารณาการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยวิธีการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม



ภาพที่ 5.9 ขั้นตอนการพิจารณาเพื่อจัดเรียงเฟสใหม่

บทที่ 6

ผลการทดสอบ

ในบทนี้จะนำเสนอผลการทดสอบของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ได้จากทฤษฎีและหลักการที่ได้นำเสนอในบทที่ 2 ถึงบทที่ 5 โดยการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่

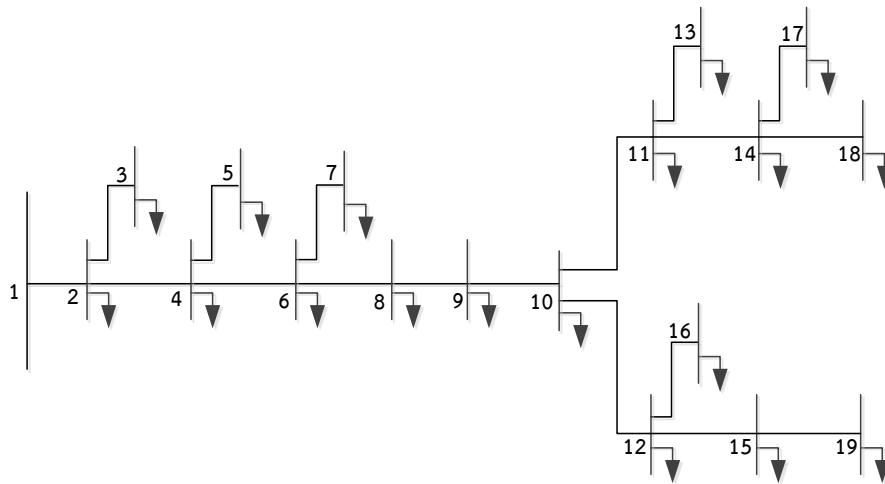
- 6.1 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส
- 6.2 ผลการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา
- 6.3 ผลการทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

6.1 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep ที่ได้นำเสนอไปแล้วในบทที่ 4 โดยจะทำการทดสอบการคำนวณเทียบกับบทความทางวิชาการอื่นๆ และโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 2 หัวข้อ ได้แก่

- 6.1.1 การทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสของระบบ IEEE 19 บัส
- 6.1.2 การทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสของระบบ LVDNs 29 บัส
- 6.1.1 การทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสของระบบ IEEE 19 บัส

ในส่วนนี้จะนำเสนอผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส ของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส [16] ทั้งก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แล้วทำการเปรียบเทียบผลของค่าแรงดันไฟฟ้ากับบทความทางวิชาการอื่นๆ รวมไปถึงโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY ซึ่งข้อมูลไดอะแกรมเส้นเดียวแสดงดังภาพที่ 6.1 และข้อมูลของระบบทดสอบ แสดงดังตารางที่ 6.1 และตารางที่ 6.2



ภาพที่ 6.1 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส

Branch	Sending end	Receiving end	Type	Length (km.)	Receiving end load in kVA		
					Phase A	Phase B	Phase C
1	1	2	1	3.0	10.38 + 5.01i	5.19 + 2.52i	10.38 + 5.01i
2	2	3	1	5.0	11.01 + 5.34i	5.19 + 2.52i	9.72 + 4.71i
3	2	4	1	1.5	4.05 + 1.95i	5.67 + 2.76i	6.48 + 3.15i
4	4	5	1	1.5	6.48 + 3.15i	5.19 + 2.52i	4.53 + 2.19i
5	4	6	1	1.0	4.20 + 2.04i	3.09 + 1.50i	2.91 + 1.41i
6	6	7	1	2.0	9.72 + 4.71i	8.10 + 3.93i	8.10 + 3.93i
7	6	8	1	2.5	7.44 + 3.60i	5.43 + 2.58i	3.39 + 1.65i
8	8	9	1	3.0	12.30 + 5.97i	14.91 + 7.23i	13.29 + 6.42i
9	9	10	1	5.0	3.39 + 1.65i	4.20 + 2.04i	2.58 + 1.26i
10	10	11	1	1.5	7.44 + 3.60i	7.44 + 3.60i	11.01 + 5.34i
11	10	12	1	1.5	9.72 + 4.71i	8.10 + 3.93i	8.10 + 3.93i
12	11	13	1	5.0	4.38 + 2.13i	5.34 + 2.58i	6.48 + 3.15i

Branch	Sending end	Receiving end	Type	Length (km.)	Receiving end load in kVA		
					Phase A	Phase B	Phase C
13	11	14	1	1.0	3.09 + 1.50i	3.09 + 1.50i	4.05 + 1.95i
14	12	15	1	5.0	4.38 + 2.13i	4.86 + 2.34i	6.96 + 3.36i
15	12	16	1	6.0	7.77 + 3.78i	10.38 + 5.01i	7.77 + 3.78i
16	14	17	1	3.5	6.48 + 3.15i	4.86 + 2.34i	4.86 + 2.34i
17	14	18	1	4.0	5.34 + 2.58i	5.34 + 2.58i	5.52 + 2.67i
18	15	19	1	4.0	8.76 + 4.23i	10.05 + 4.86i	7.14 + 3.45i

ตารางที่ 6.2 ค่าอิมพีแดนซ์ของสายในระบบทดสอบ IEEE 19 บัส

Type		Impedance (ohms/km)		
		a	b	c
1	a	1.5609 + j0.67155	0.5203 + j0.22385	0.5203 + j0.22385
	b	0.5203 + j0.22385	1.5609 + j0.67155	0.5203 + j0.22385
	c	0.5203 + j0.22385	0.5203 + j0.22385	1.5609 + j0.67155

ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep ในระบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างเมื่อเทียบกับบทความทางวิชาการ [16] แสดงได้ดังตารางที่ 6.3 โดยพบว่า ค่าของแรงดันไฟฟ้าเมื่อทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep และบทความทางวิชาการ มีค่าเท่ากันทุกบัส

ตารางที่ 6.3 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับบทความทางวิชาการ

Bus	Paper			MATLAB			Percentage difference		
	Voltage magnitude (pu.)			Voltage magnitude (pu.)					
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.9875	0.9891	0.9880	0.9875	0.9891	0.9880	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.9854	0.9887	0.9863	0.9854	0.9887	0.9863	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.9824	0.9839	0.9830	0.9824	0.9839	0.9830	0.0000	0.0000	0.0000
5	0.9820	0.9837	0.9828	0.9820	0.9837	0.9828	0.0000	0.0000	0.0000
6	0.9793	0.9808	0.9801	0.9793	0.9808	0.9801	0.0000	0.0000	0.0000
7	0.9786	0.9803	0.9796	0.9786	0.9803	0.9796	0.0000	0.0000	0.0000
8	0.9728	0.9738	0.9735	0.9728	0.9738	0.9735	0.0000	0.0000	0.0000
9	0.9659	0.9660	0.9657	0.9659	0.9660	0.9657	0.0000	0.0000	0.0000
10	0.9563	0.9555	0.9550	0.9563	0.9555	0.9550	0.0000	0.0000	0.0000
11	0.9550	0.9543	0.9533	0.9550	0.9543	0.9533	0.0000	0.0000	0.0000
12	0.9548	0.9538	0.9536	0.9548	0.9538	0.9536	0.0000	0.0000	0.0000
13	0.9544	0.9534	0.9521	0.9544	0.9534	0.9521	0.0000	0.0000	0.0000
14	0.9545	0.9539	0.9528	0.9545	0.9539	0.9528	0.0000	0.0000	0.0000
15	0.9527	0.9512	0.9513	0.9527	0.9512	0.9513	0.0000	0.0000	0.0000
16	0.9534	0.9515	0.9522	0.9534	0.9515	0.9522	0.0000	0.0000	0.0000
17	0.9537	0.9534	0.9523	0.9537	0.9534	0.9523	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.9538	0.9532	0.9521	0.9538	0.9532	0.9521	0.0000	0.0000	0.0000

Bus	Paper			MATLAB			Percentage difference		
	Voltage magnitude (pu.)			Voltage magnitude (pu.)					
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
19	0.9516	0.9498	0.9505	0.9516	0.9498	0.9505	0.0000	0.0000	0.0000

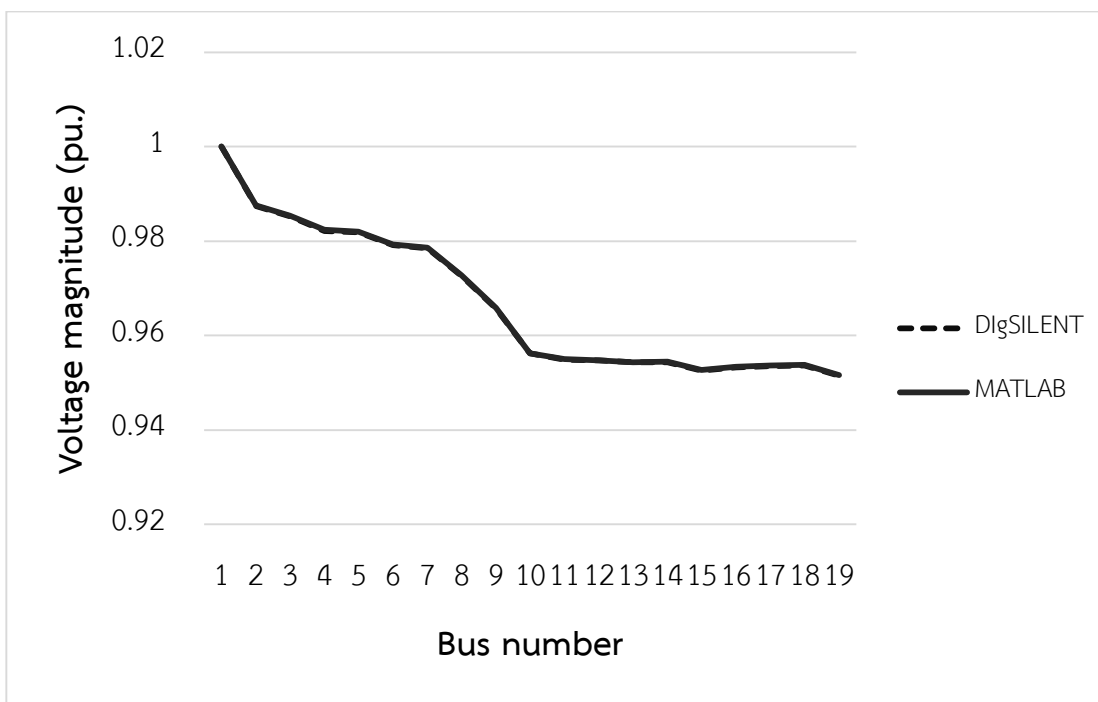
ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep ในระบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างเมื่อเทียบกับแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY แสดงได้ดังตารางที่ 6.4 โดยพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep มีความแตกต่างจากค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เล็กน้อย เนื่องจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ใช้หลักการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Newton Raphson โดยค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างมากที่สุดมีค่าเท่ากับ 0.0157% ซึ่งถือว่าเป็นค่าที่ยอมรับได้

ตารางที่ 6.4 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เมื่อไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส

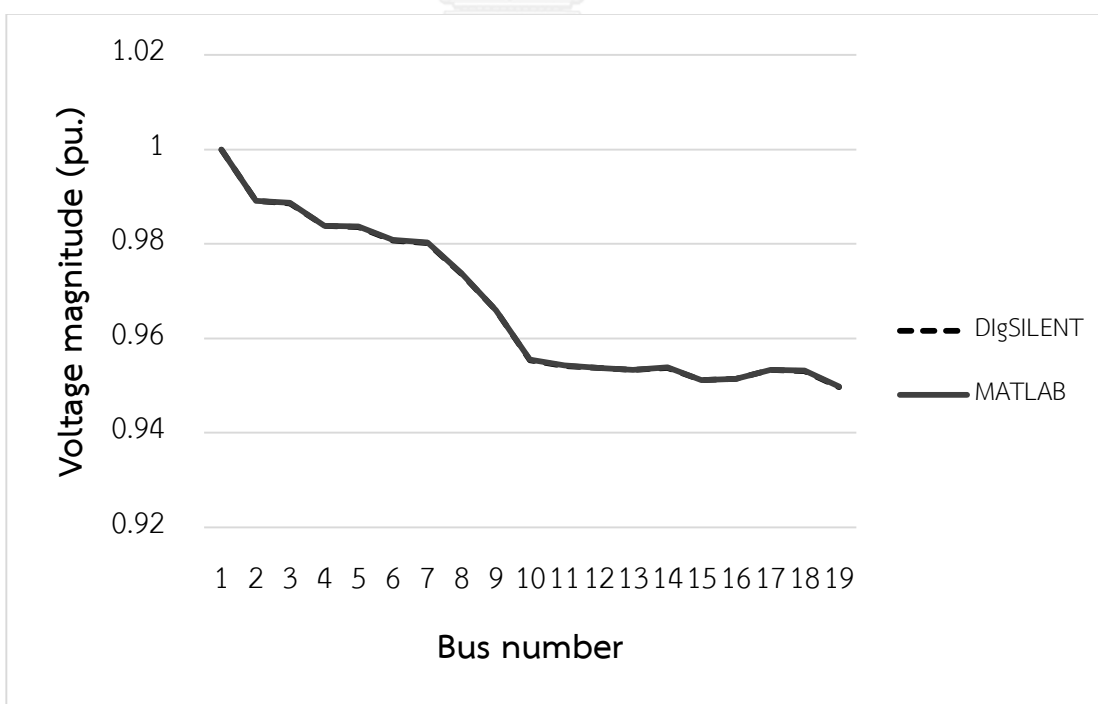
Bus	DigSILENT			MATLAB			Percentage difference		
	Voltage magnitude (pu.)			Voltage magnitude (pu.)					
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.9874	0.9891	0.9879	0.9875	0.9891	0.9880	0.0128	0.0044	0.0080
3	0.9853	0.9886	0.9862	0.9854	0.9887	0.9863	0.0132	0.0076	0.0086
4	0.9822	0.9838	0.9829	0.9824	0.9839	0.9830	0.0154	0.0064	0.0060

Bus	DigSILENT			MATLAB			Percentage difference		
	Voltage magnitude (pu.)			Voltage magnitude (pu.)					
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
5	0.9819	0.9836	0.9828	0.9820	0.9837	0.9828	0.0110	0.0114	0.0049
6	0.9792	0.9807	0.9800	0.9793	0.9808	0.9801	0.0136	0.0094	0.0124
7	0.9785	0.9802	0.9795	0.9786	0.9803	0.9796	0.0124	0.0100	0.0126
8	0.9727	0.9737	0.9734	0.9728	0.9738	0.9735	0.0099	0.0054	0.0100
9	0.9658	0.9659	0.9657	0.9659	0.9660	0.9657	0.0095	0.0093	0.0012
10	0.9562	0.9554	0.9550	0.9563	0.9555	0.9550	0.0156	0.0080	0.0045
11	0.9549	0.9542	0.9533	0.9550	0.9543	0.9533	0.0115	0.0075	0.0045
12	0.9547	0.9537	0.9535	0.9548	0.9538	0.9536	0.0128	0.0096	0.0068
13	0.9543	0.9534	0.9521	0.9544	0.9534	0.9521	0.0111	0.0033	0.0040
14	0.9544	0.9538	0.9528	0.9545	0.9539	0.9528	0.0121	0.0089	0.0019
15	0.9526	0.9512	0.9512	0.9527	0.9512	0.9513	0.0057	0.0035	0.0084
16	0.9533	0.9514	0.9521	0.9534	0.9515	0.9522	0.0117	0.0090	0.0075
17	0.9535	0.9533	0.9523	0.9537	0.9534	0.9523	0.0157	0.0104	0.0024
18	0.9537	0.9531	0.9520	0.9538	0.9532	0.9521	0.0113	0.0082	0.0055
19	0.9515	0.9497	0.9504	0.9516	0.9498	0.9505	0.0107	0.0096	0.0073

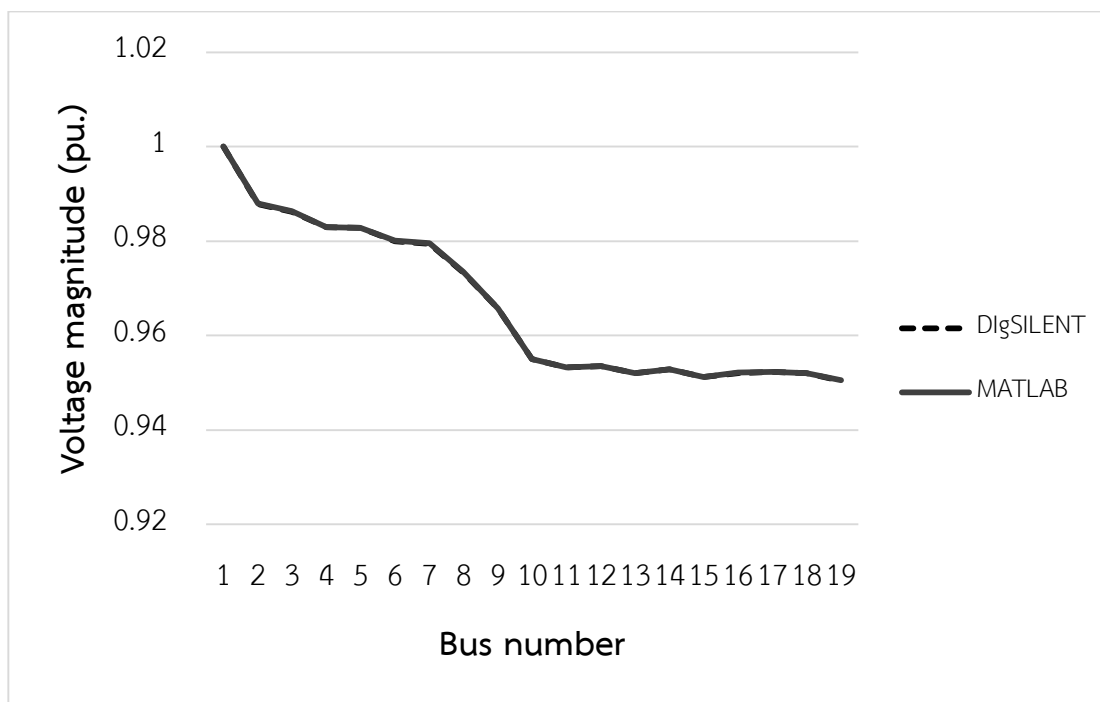
โดยการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส โดยวิธี Backward/Forward Sweep และค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY แสดงดังภาพที่ 6.2 ถึง ภาพที่ 6.4



ภาพที่ 6.2 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส A จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส



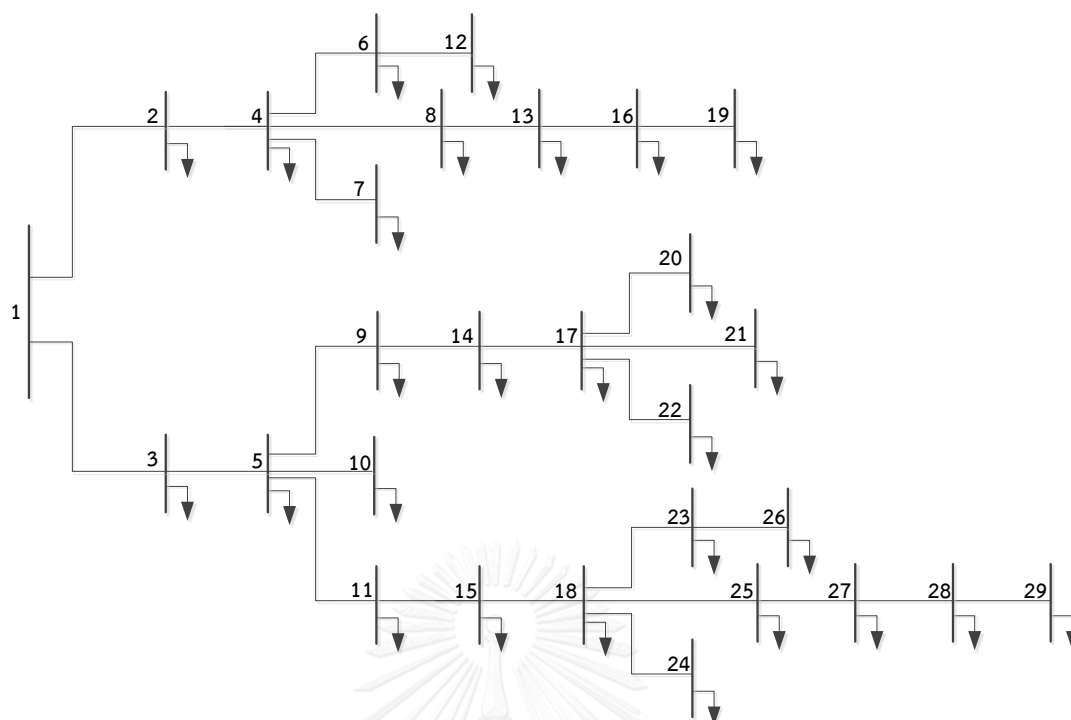
ภาพที่ 6.3 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส B จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส



ภาพที่ 6.4 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ IEEE 19 บัส

6.1.2 การทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสของระบบ LVDNs 29 บัส

ในส่วนนี้จะทำการเปรียบเทียบผลของค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส [72] กับแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ซึ่งข้อมูลไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส แสดงดังภาพที่ 6.5 และข้อมูลของระบบทดสอบ แสดงดังตารางที่ 6.5 และตารางที่ 6.6



ภาพที่ 6.5 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

ตารางที่ 6.5 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

Branch	Sending end	Receiving end	Receiving end load in VA		
			Phase A	Phase B	Phase C
1	1	2	0	0	0
2	1	3	$451.4+148.4i$	$209.7+68.9i$	0
3	2	4	0	0	0
4	3	5	0	0	0
5	4	6	0	$18.1+5.9i$	$329.2+108.2i$
6	4	7	0	0	0
7	4	8	$641.7+210.9i$	$397.9+130.8i$	$504.9+166i$
8	5	9	$188.2+61.9i$	$268.8+88.4i$	0

Branch	Sending end	Receiving end	Receiving end load in VA		
			Phase A	Phase B	Phase C
9	5	10	166+54.6i	97.2+31.9i	349.3+114.8i
10	5	11	0	0	0
11	6	12	262.5+86.3i	142.4+46.8i	120.1+39.5i
12	8	13	326.4+107.3i	441+144.9i	331.3+108.9i
13	9	14	147.2+48.4i	310.4+102i	127.1+41.8i
14	11	15	377.1+123.9i	348.6+114.6i	403.5+132.6i
15	13	16	1044.4+343.3i	1185.4+389.6i	1020.1+335.3i
16	14	17	0	0	0
17	15	18	0	0	0
18	16	19	330.6+108.7i	562.5+184.9i	754.2+247.9i
19	17	20	0	236.8+77.8i	216+71i
20	17	21	311.1+102.3	544.4+178.9i	234.7+77.1i
21	17	22	294.4+96.8i	59.7+19.6i	0
22	18	23	112.5+37i	112.5+37i	0
23	18	24	113.9+37.4i	0	0
24	18	25	0	170.8+56.1i	170.8+56.1i
25	23	26	570.8+187.6i	273.6+89.9i	0
26	25	27	507.6+166.8i	291+95.6i	343.1+112.8i
27	27	28	144.4+47.5i	366.7+120.5i	569.4+187.2i
28	28	29	118.1+38.8i	118.1+38.8i	0

ตารางที่ 6.6 ค่าอิมพีแดนซ์ของสายในระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

Branch	Sending end	Receiving end		Impedance (ohms)		
				a	b	c
1	1	2	a	0.02+j0.0122	0.0036+j0.0070	0.0034+j0.0063
			b	0.0036+j0.0070	0.0194+j0.0128	0.0032+j0.0074
			c	0.0034+j0.0063	0.0032+j0.0074	0.0192+j0.0131
2	1	3	a	0.0271+j0.0165	0.0049+j0.0095	0.0047+j0.0085
			b	0.0049+j0.0095	0.0264+j0.0172	0.0044+j0.0102
			c	0.0047+j0.0085	0.0044+j0.0102	0.026+j0.0177
3	2	4	a	0.0176+j0.0107	0.0032+j0.0062	0.0031+j0.0056
			b	0.0032+j0.0062	0.0172+j0.0113	0.0029+j0.0066
			c	0.0031+j0.0056	0.0029+j0.0066	0.017+j0.0115
4	3	5	a	0.0129+j0.0079	0.0023+j0.0046	0.0022+j0.0041
			b	0.0023+j0.0046	0.0126+j0.0082	0.0021+j0.0049
			c	0.0022+j0.0041	0.0021+j0.0049	0.0124+j0.0084
5	4	6	a	0.0279+j0.0175	0.0045+j0.0095	0.0043+j0.0085
			b	0.0045+j0.0095	0.0273+j0.0182	0.004+j0.0101
			c	0.0043+j0.0085	0.004+j0.0101	0.027+j0.0185
6	4	7	a	0.0094+j0.0057	0.0017+j0.0033	0.0016+j0.0030
			b	0.0017+j0.0033	0.0092+j0.0060	0.0015+j0.0035
			c	0.0016+j0.0030	0.0015+j0.0035	0.009+j0.0062
7	4	8	a	0.0101+j0.0063	0.0016+j0.0034	0.0015+j0.0031
			b	0.0016+j0.0034	0.0099+j0.0065	0.0015+j0.0036
			c	0.0015+j0.0031	0.0015+j0.0036	0.0098+j0.0067
8	5	9	a	0.0092+j0.0080	0.002+j0.0043	0.002+j0.0039
			b	0.002+j0.0043	0.0089+j0.0083	0.0018+j0.0046
			c	0.002+j0.0039	0.0018+j0.0046	0.0088+j0.0084
9	5	10	a	0.0176+j0.0107	0.0032+j0.0062	0.0031+j0.0056
			b	0.0032+j0.0062	0.0172+j0.0113	0.0029+j0.0066
			c	0.0031+j0.0056	0.0029+j0.0066	0.017+j0.0115
10	5	11	a	0.0174+j0.0151	0.0039+j0.0083	0.0037+j0.0074
			b	0.0039+j0.0083	0.0168+j0.0157	0.0035+j0.0086
			c	0.0037+j0.0074	0.0035+j0.0086	0.0165+j0.0161
11	6	12	a	0.0242+j0.0152	0.0039+j0.0083	0.0037+j0.0074
			b	0.0039+j0.0083	0.0236+j0.0158	0.0035+j0.0086
			c	0.0037+j0.0074	0.0035+j0.0086	0.0233+j0.0162

Branch	Sending end	Receiving end		Impedance (ohms)		
				a	b	c
12	8	13	a	0.0369+j0.0232	0.0059+j0.0126	0.0057+j0.0114
			b	0.0059+j0.0126	0.036+j0.0242	0.0053+j0.0133
			c	0.0057+j0.0114	0.0053+j0.0133	0.0356+j0.0246
13	9	14	a	0.0256+j0.0222	0.0057+j0.0121	0.0055+j0.0109
			b	0.0057+j0.0121	0.0248+j0.0230	0.0051+j0.0128
			c	0.0055+j0.0109	0.0051+j0.0128	0.0244+j0.0235
14	11	15	a	0.0284+j0.0247	0.0064+j0.0135	0.0061+j0.0121
			b	0.0064+j0.0135	0.0275+j0.0257	0.0057+j0.0142
			c	0.0061+j0.0121	0.0057+j0.0142	0.027+j0.0262
15	13	16	a	0.0381+j0.0239	0.0062+j0.0130	0.0059+j0.0117
			b	0.0062+j0.0130	0.0373+j0.0248	0.0055+j0.0137
			c	0.0059+j0.0117	0.0055+j0.0137	0.0368+j0.0254
16	14	17	a	0.0182+j0.0159	0.0041+j0.0086	0.0039+j0.0078
			b	0.0041+j0.0086	0.0177+j0.0165	0.0037+j0.0091
			c	0.0039+j0.0078	0.0037+j0.0091	0.0174+j0.0168
17	15	18	a	0.0101+j0.0087	0.0022+j0.0048	0.0022+j0.0043
			b	0.0022+j0.0048	0.0098+j0.0090	0.002+j0.0051
			c	0.0022+j0.0043	0.002+j0.0051	0.0097+j0.0092
18	16	19	a	0.0394+j0.0249	0.0064+j0.0135	0.0061+j0.0121
			b	0.0064+j0.0135	0.0385+j0.0259	0.0057+j0.0142
			c	0.0061+j0.0121	0.0057+j0.0142	0.038+j0.0264
19	17	20	a	0.009+j0.0056	0.0014+j0.0031	0.0014+j0.0028
			b	0.0014+j0.0031	0.0087+j0.0058	0.0013+j0.0033
			c	0.0014+j0.0028	0.0013+j0.0033	0.0086+j0.0059
20	17	21	a	0.0092+j0.0080	0.002+j0.0043	0.002+j0.0039
			b	0.002+j0.0043	0.0089+j0.0083	0.0018+j0.0046
			c	0.002+j0.0039	0.0018+j0.0046	0.0088+j0.0084
21	17	22	a	0.0406+j0.0255	0.0066+j0.0138	0.0063+j0.0125
			b	0.0066+j0.0138	0.0397+j0.0266	0.0059+j0.0145
			c	0.0063+j0.0125	0.0059+j0.0145	0.0393+j0.0271
22	18	23	a	0.0064+j0.0040	0.001+j0.0022	0.001+j0.0020
			b	0.001+j0.0022	0.0063+j0.0042	0.0009+j0.0022
			c	0.001+j0.0020	0.0009+j0.0022	0.0062+j0.0043
23	18	24	a	0.0174+j0.0151	0.0039+j0.0083	0.0037+j0.0074
			b	0.0039+j0.0083	0.0168+j0.0157	0.0035+j0.0086
			c	0.0037+j0.0074	0.0035+j0.0086	0.0165+j0.0161

Branch	Sending end	Receiving end		Impedance (ohms)		
				a	b	c
24	18	25	a	0.0166+j0.0103	0.0027+j0.0055	0.0026+j0.0050
			b	0.0027+j0.0055	0.0162+j0.0107	0.0024+j0.0059
			c	0.0026+j0.0050	0.0024+j0.0059	0.016+j0.0109
25	23	26	a	0.0355+j0.0223	0.0057+j0.0121	0.0055+j0.0109
			b	0.0057+j0.0121	0.0347+j0.0231	0.0051+j0.0128
			c	0.0055+j0.0109	0.0051+j0.0128	0.0343+j0.0236
26	25	27	a	0.0242+j0.0152	0.0039+j0.0083	0.0037+j0.0074
			b	0.0039+j0.0083	0.0236+j0.0158	0.0035+j0.0086
			c	0.0037+j0.0074	0.0035+j0.0086	0.0233+j0.0162
27	27	28	a	0.0253+j0.0160	0.0041+j0.0086	0.0039+j0.0078
			b	0.0041+j0.0086	0.0248+j0.0166	0.0037+j0.0091
			c	0.0039+j0.0078	0.0037+j0.0091	0.0245+j0.0169
28	28	29	a	0.0293+j0.0183	0.0047+j0.0099	0.0045+j0.0090
			b	0.0047+j0.0099	0.0287+j0.0189	0.0043+j0.0106
			c	0.0045+j0.0090	0.0043+j0.0106	0.0283+j0.0194

ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep ในระบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างเมื่อเทียบกับแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY แสดงได้ดังตารางที่ 6.7 โดยพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep มีความแตกต่างจากค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เล็กน้อย เนื่องจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ใช้หลักการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Newton Raphson โดยค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างมากที่สุดมีค่าเท่ากับ 1.0435% ซึ่งถือว่าเป็นค่าที่ยอมรับได้

ตารางที่ 6.7 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DlgSILENT POWER FACTORY เมื่อไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

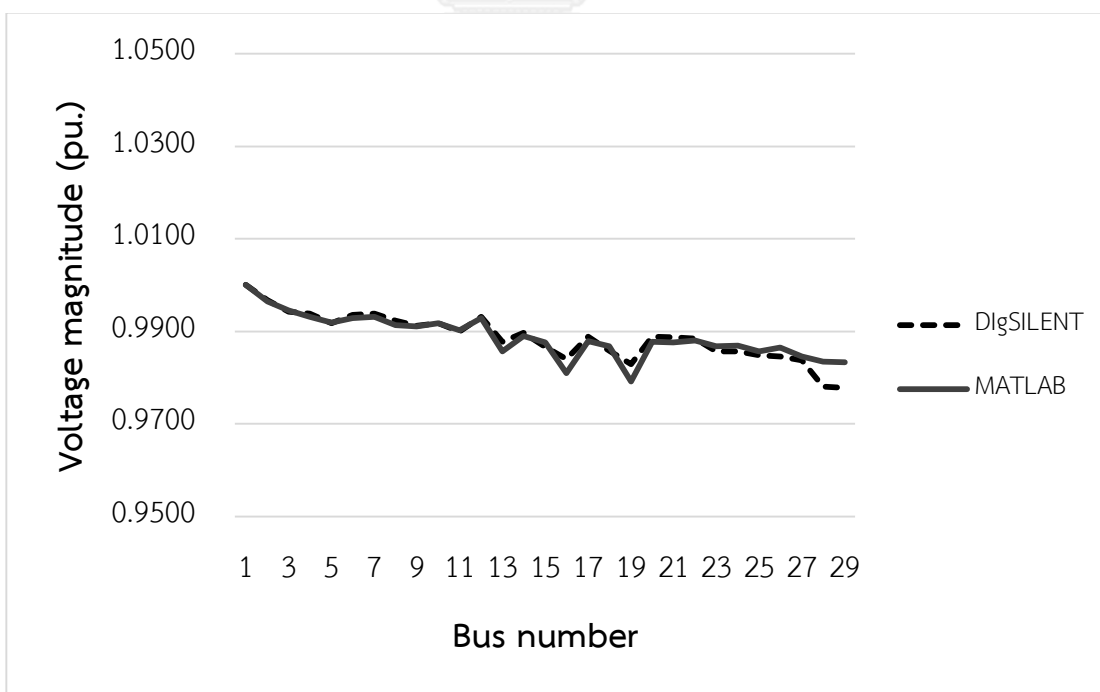
Bus	DlgSILENT			MATLAB			Percentage difference		
	Voltage magnitude (pu.)			Voltage magnitude (pu.)					
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.9965	0.9967	0.9964	0.9968	0.9964	0.9963	0.0301	0.0301	0.0100
3	0.9951	0.9943	0.9952	0.9931	0.9945	0.9969	0.2010	0.0201	0.1708
4	0.9935	0.9938	0.9933	0.9940	0.9932	0.9931	0.0503	0.0604	0.0201
5	0.9930	0.9918	0.9929	0.9903	0.9919	0.9953	0.2719	0.0101	0.2417
6	0.9928	0.9935	0.9928	0.9937	0.9929	0.9921	0.0907	0.0604	0.0705
7	0.9935	0.9938	0.9933	0.9940	0.9932	0.9931	0.0503	0.0604	0.0201
8	0.9919	0.9923	0.9917	0.9925	0.9914	0.9915	0.0605	0.0907	0.0202
9	0.9925	0.9912	0.9923	0.9896	0.9910	0.9953	0.2922	0.0202	0.3023
10	0.9927	0.9917	0.9927	0.9902	0.9918	0.9949	0.2518	0.0101	0.2216
11	0.9912	0.9899	0.9912	0.9879	0.9903	0.9939	0.3329	0.0404	0.2724
12	0.9925	0.9931	0.9926	0.9932	0.9928	0.9919	0.0705	0.0302	0.0705
13	0.9874	0.9877	0.9867	0.9885	0.9857	0.9869	0.1114	0.2025	0.0203
14	0.9915	0.9897	0.9909	0.9881	0.9890	0.9950	0.3429	0.0707	0.4138
15	0.9882	0.9867	0.9884	0.9838	0.9876	0.9916	0.4453	0.0912	0.3238
16	0.9836	0.9840	0.9824	0.9853	0.9809	0.9829	0.1728	0.3150	0.0509
17	0.9909	0.9889	0.9902	0.9872	0.9879	0.9947	0.3734	0.1011	0.4545

Bus	DigSILENT			MATLAB			Percentage difference		
	Voltage magnitude (pu.)			Voltage magnitude (pu.)					
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
18	0.9874	0.9858	0.9877	0.9826	0.9868	0.9910	0.4861	0.1014	0.3341
19	0.9822	0.9829	0.9808	0.9847	0.9791	0.9810	0.2545	0.3866	0.0204
20	0.9909	0.9889	0.9900	0.9872	0.9877	0.9946	0.3734	0.1213	0.4646
21	0.9908	0.9887	0.9899	0.9870	0.9876	0.9947	0.3835	0.1113	0.4849
22	0.9906	0.9885	0.9901	0.9862	0.9880	0.9947	0.4442	0.0506	0.4646
23	0.9873	0.9856	0.9876	0.9823	0.9868	0.9911	0.5064	0.1218	0.3544
24	0.9874	0.9857	0.9877	0.9825	0.9869	0.9910	0.4963	0.1217	0.3341
25	0.9864	0.9849	0.9834	0.9819	0.9857	0.9899	0.4562	0.0812	0.6610
26	0.9866	0.9846	0.9873	0.9805	0.9865	0.9912	0.6183	0.1930	0.3950
27	0.9851	0.9837	0.9853	0.9807	0.9845	0.9885	0.4467	0.0813	0.3248
28	0.9795	0.9781	0.9776	0.9804	0.9835	0.9876	0.0919	0.5521	1.0229
29	0.9794	0.9778	0.9775	0.9801	0.9833	0.9877	0.0715	0.5625	1.0435

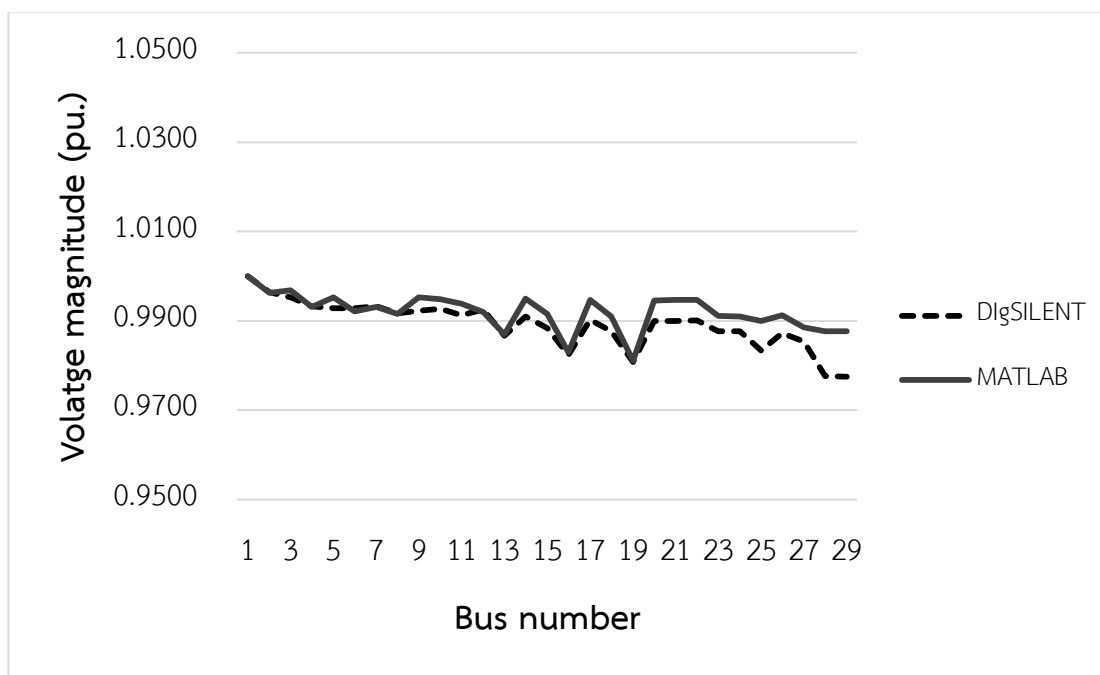
โดยการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส โดยวิธี Backward/Forward Sweep และค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากแบบจำลองจากโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY แสดงดังภาพที่ 6.6 ถึง ภาพที่ 6.8



ภาพที่ 6.6 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส A จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส



ภาพที่ 6.7 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส B จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส



ภาพที่ 6.8 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT เมื่อไม่มีการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

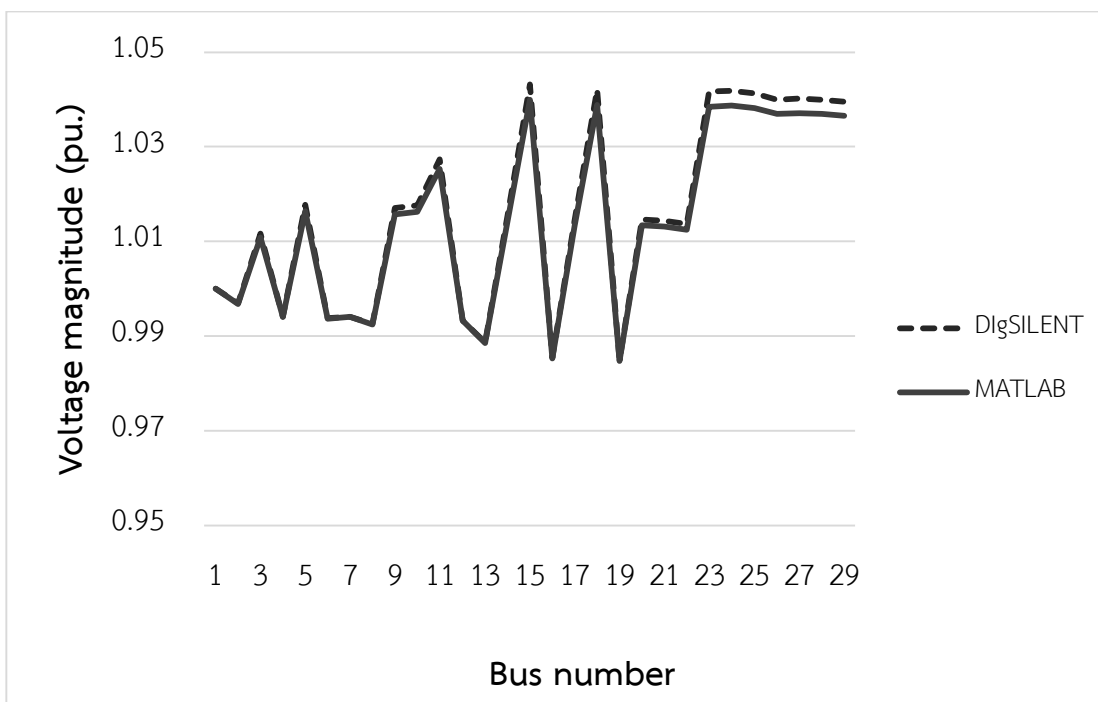
ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep ในระบบที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยทำการติดตั้งที่บัส 15 เฟส A ขนาด 10 kW ค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างเมื่อเทียบกับแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY แสดงได้ดังตารางที่ 6.8 โดยพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep มีความแตกต่างจากค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เล็กน้อย โดยค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างมากที่สุดมีค่าเท่ากับ 0.2922% ซึ่งถือว่าเป็นค่าที่ยอมรับได้

ตารางที่ 6.8 ผลการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

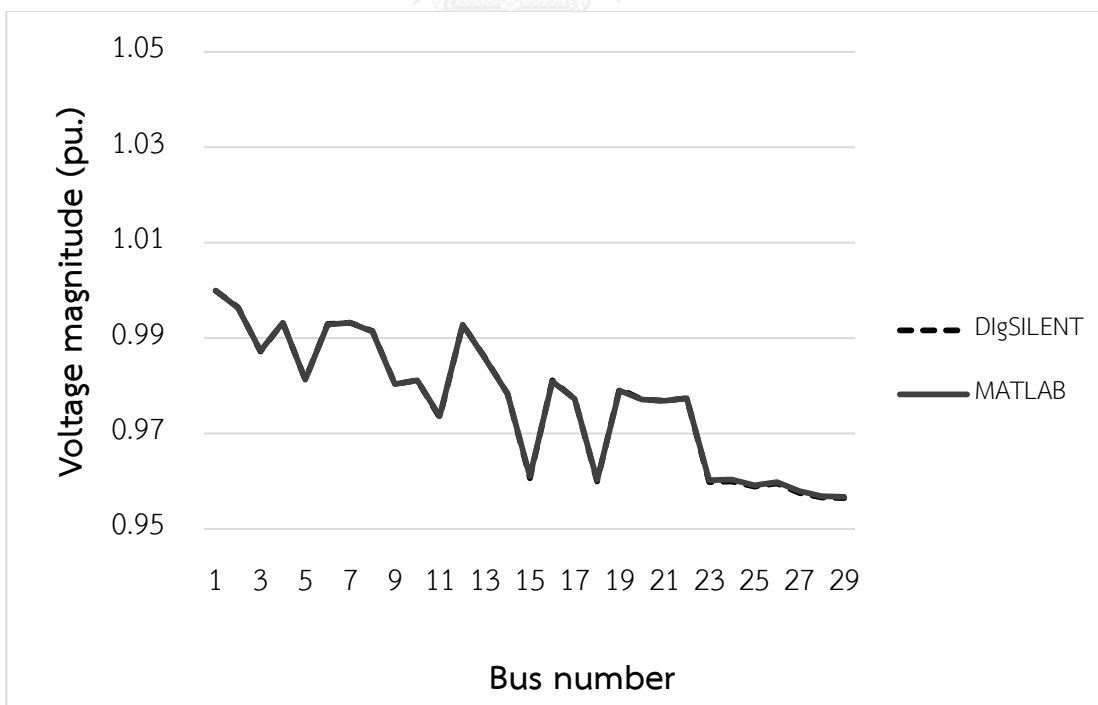
Bus	DigSILENT			MATLAB			Percentage difference		
	Voltage magnitude (pu.)			Voltage magnitude (pu.)					
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.9969	0.9964	0.9963	0.9968	0.9964	0.9963	0.0056	0.0045	0.0050
3	1.0116	0.9873	1.0003	1.0108	0.9873	1.0004	0.0837	0.0021	0.0074
4	0.9941	0.9933	0.9932	0.9940	0.9932	0.9930	0.0083	0.0103	0.0151
5	1.0177	0.9813	1.0004	1.0165	0.9812	1.0006	0.1205	0.0057	0.0151
6	0.9937	0.9930	0.9922	0.9937	0.9929	0.9921	0.0044	0.0111	0.0113
7	0.9941	0.9933	0.9932	0.9940	0.9932	0.9930	0.0083	0.0103	0.0151
8	0.9926	0.9915	0.9916	0.9925	0.9914	0.9914	0.0067	0.0146	0.0180
9	1.0170	0.9804	1.0004	1.0158	0.9803	1.0006	0.1188	0.0077	0.0191
10	1.0176	0.9811	1.0000	1.0164	0.9811	1.0002	0.1205	0.0042	0.0213
11	1.0273	0.9735	1.0022	1.0254	0.9735	1.0024	0.1878	0.0050	0.0186
12	0.9933	0.9929	0.9920	0.9932	0.9927	0.9919	0.0064	0.0171	0.0130
13	0.9886	0.9859	0.9871	0.9885	0.9856	0.9869	0.0131	0.0306	0.0218
14	1.0155	0.9783	1.0001	1.0143	0.9782	1.0003	0.1174	0.0144	0.0209
15	1.0432	0.9607	1.0051	1.0402	0.9610	1.0055	0.2922	0.0325	0.0374
16	0.9854	0.9812	0.9831	0.9852	0.9808	0.9828	0.0221	0.0432	0.0349
17	1.0146	0.9773	0.9999	1.0134	0.9772	1.0001	0.1215	0.0112	0.0233

Bus	DigSILENT			MATLAB			Percentage difference		
	Voltage magnitude (pu.)			Voltage magnitude (pu.)					
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
18	1.0421	0.9600	1.0046	1.0391	0.9602	1.0049	0.2851	0.0252	0.0332
19	0.9849	0.9795	0.9813	0.9847	0.9790	0.9809	0.0184	0.0488	0.0369
20	1.0147	0.9771	0.9998	1.0135	0.9770	1.0000	0.1146	0.0121	0.0230
21	1.0144	0.9770	0.9998	1.0132	0.9768	1.0000	0.1184	0.0157	0.0154
22	1.0136	0.9774	0.9999	1.0124	0.9773	1.0000	0.1209	0.0129	0.0145
23	1.0417	0.9599	1.0046	1.0387	0.9601	1.0049	0.2870	0.0236	0.0297
24	1.0419	0.9600	1.0045	1.0389	0.9602	1.0049	0.2874	0.0176	0.0352
25	1.0413	0.9588	1.0035	1.0384	0.9590	1.0038	0.2816	0.0160	0.0331
26	1.0399	0.9596	1.0047	1.0370	0.9598	1.0051	0.2827	0.0188	0.0369
27	1.0402	0.9576	1.0021	1.0373	0.9577	1.0024	0.2769	0.0100	0.0324
28	1.0399	0.9566	1.0012	1.0370	0.9567	1.0016	0.2775	0.0062	0.0396
29	1.0396	0.9565	1.0013	1.0367	0.9565	1.0016	0.2767	0.0052	0.0324

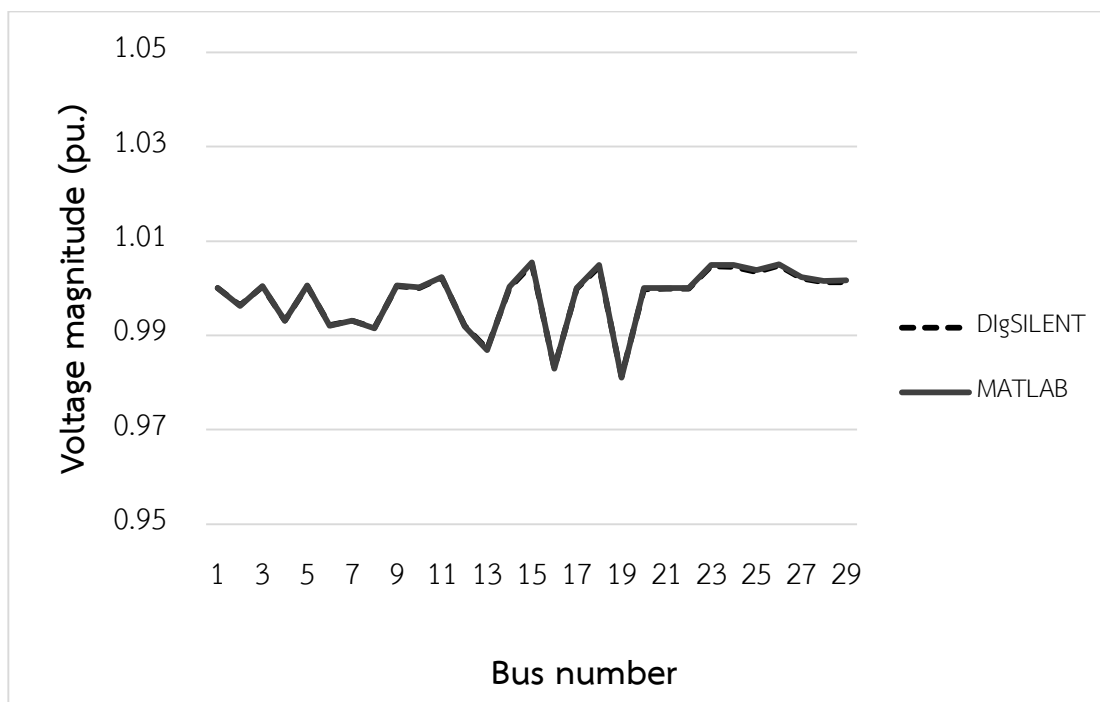
โดยการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส โดยวิธี Backward/Forward Sweep และค่าแรงดันไฟฟ้าที่คำนวณได้จากแบบจำลองจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY แสดงดังภาพที่ 6.9 ถึง ภาพที่ 6.11



ภาพที่ 6.9 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส A จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DlgSILENT ภายหลังจากการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส



ภาพที่ 6.10 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส B จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DlgSILENT ภายหลังจากการติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส



ภาพที่ 6.11 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C จากวิธี Backward/Forward Sweep เทียบกับโปรแกรม DlgSILENT ภายหลังจากติดตั้ง Rooftop PV ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

จากการทดสอบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธี Backward/Forward Sweep เปรียบเทียบกับบทความทางวิชาการอื่นๆ และโปรแกรม DlgSILENT POWER FACTORY ซึ่งได้ทำการทดสอบในระบบทดสอบ 2 ระบบคือ ระบบ IEEE 19 บัส และระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส พบว่า ค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุดที่ได้จากการทดสอบ คือ 1.0435% ซึ่งอยู่ในระดับที่ยอมรับได้

6.2 ผลการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอผลการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยแบ่งหัวข้อการทดสอบออกเป็น 3 หัวข้อ ดังนี้

6.2.1 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 2 บัส

6.2.2 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 5 บัส

6.2.3 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 29 บัส

6.2.1 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 2 บัส

ในส่วนนี้จะทำการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เพื่อแสดงการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยทำการทดสอบในระบบทดสอบ 2 บัส อย่างง่าย โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 4 ส่วนคือ

6.2.1.1 การทดสอบในระบบที่มีโหนดสมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

6.2.1.2 การทดสอบในระบบที่มีโหนดสมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

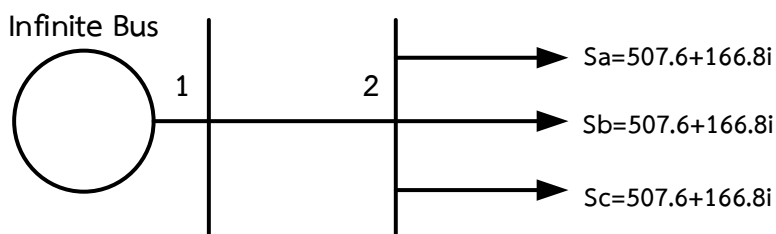
6.2.1.3 การทดสอบในระบบที่มีโหนดไม่สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

6.2.1.4 การทดสอบในระบบที่มีโหนดไม่สมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

6.2.1.1 การทดสอบในระบบที่มีโหนดสมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

สำหรับการทดสอบในระบบที่เป็นโหนดสมดุล ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ 2 บัส แสดงดังภาพที่ 6.12 โดยกำหนดให้ ค่าของโหนดในแต่ละเฟสมีค่าเท่ากับ $507.6+188.8i$ VA และ ค่าอิมพีแดนซ์ของสายมีค่าดังนี้

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.0536+0.0648i & 0 & 0 \\ 0 & 0.0536+0.0648i & 0 \\ 0 & 0 & 0.0536+0.0648i \end{bmatrix} \Omega$$



ภาพที่ 6.12 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหนดสมดุล

โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ซึ่งคำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสด้วยวิธี Backward/Forward Sweep แสดงดังตารางที่ 6.9

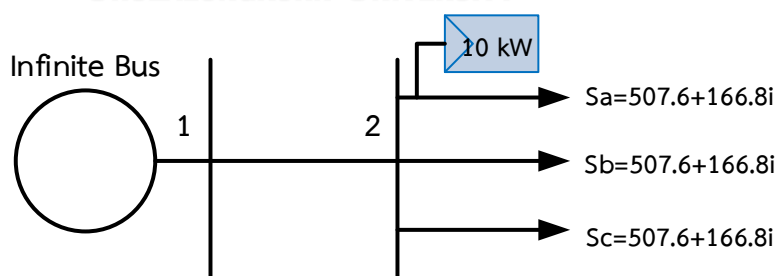
ตารางที่ 6.9 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	120.9277	120.9277	120.9277	-0.0940	-120.0940	119.9060	0.0000

จากตารางที่ 6.9 พบว่า ก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเท่ากันทุกเฟส ดังนั้นจึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเท่ากับศูนย์

สำหรับการทดสอบในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ได้ทำการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ทำการทดสอบ 3 กรณีดังนี้

- 1) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A เพียงเฟสเดียว



ภาพที่ 6.13 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A

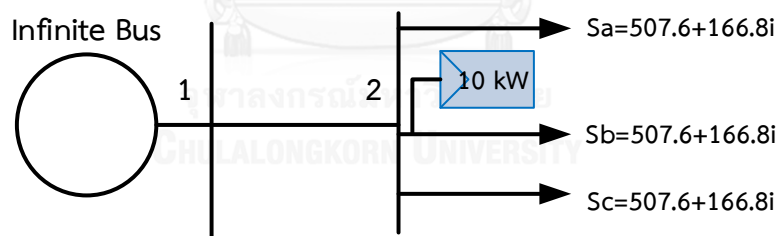
ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุล

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ขนาด 10 kW ที่เฟส A เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.13 พบว่า แรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีค่าเพิ่มขึ้น แต่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส B และเฟส C มีขนาดและมุมทางไฟฟ้าเท่าเดิม เมื่อแรงดันไฟฟ้าทั้งสามเฟสมีค่าไม่เท่ากัน จึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้น โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.10

ตารางที่ 6.10 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุลเมื่อไม่พิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	125.1365	120.9277	120.9277	2.3668	-120.0940	119.9060	1.8338

2) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B เพียงเฟสเดียว



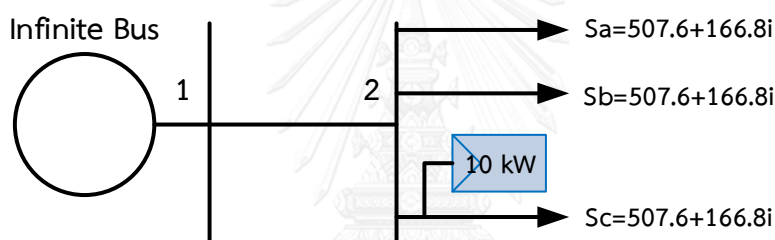
ภาพที่ 6.14 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุล

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่เฟส B เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.14 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีค่าเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส C มีขนาดและมุมทางไฟฟ้าเท่าเดิม และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้น โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.11

ตารางที่ 6.11 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุลเมื่อไม่พิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	120.9277	125.1365	120.9277	-0.0940	-117.6332	119.9060	1.8338

3) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C เพียงเฟสเดียว



ภาพที่ 6.15 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C

ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุล

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่เฟส C เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.15 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีค่าเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส B มีขนาดและมุมทางไฟฟ้าเท่าเดิม และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้น โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.12

ตารางที่ 6.12 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	120.9277	120.9277	125.1365	-0.0940	-120.0940	122.3668	1.8338

จากการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาทั้ง 3 กรณีข้างต้น พบว่า การเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพียงเฟสใดเฟสหนึ่ง เข้าไปในระบบที่มีโหลดแบบสมดุล ทำให้เกิดความไม่สมดุลในระบบ หรือทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากขึ้น และยังพบว่า เมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งมีขนาดเพิ่มขึ้นเสมอ ในขณะที่ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสอื่นๆ ยังคงมีค่าเท่าเดิมทั้งขนาดและมุมทางไฟฟ้านั้นหมายความว่า เมื่อไม่มีการพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนเฉพาะเฟสที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเท่านั้น

6.2.1.2 การทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

สำหรับการทดสอบในหัวข้อนี้ ใช้ระบบทดสอบเดียวกับหัวข้อก่อนหน้า ดังแสดงในภาพที่ 6.12 โดยกำหนดให้ ค่าของโหลดในแต่ละเฟสมีค่าเท่ากับ $507.6+188.8i$ VA และค่าอิมพีแดนซ์ของสายมีค่าดังนี้

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.0536+0.0648i & 0.0151+0.0319i & 0.0151+0.0319i \\ 0.0151+0.0319i & 0.0536+0.0648i & 0.0151+0.0319i \\ 0.0151+0.0319i & 0.0151+0.0319i & 0.0536+0.0648i \end{bmatrix} \Omega$$

โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ซึ่งคำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสด้วยวิธี Backward/Forward Sweep แสดงดังตารางที่ 6.13

ตารางที่ 6.13 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโพลผสมเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	121.0366	121.0366	121.0366	-0.0401	-120.04	119.9599	0.0000

จากตารางที่ 6.13 พบว่า ก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเท่ากันทุกเฟส ดังนั้นจึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเท่ากับศูนย์

สำหรับการทดสอบในระบบที่เป็นโพลผสมเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ได้ทำการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW โดยทำการทดสอบ 3 กรณีดังนี้

- 1) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A เพียงเฟสเดียว

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่เฟส A เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.13 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส C มีขนาดเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีขนาดลดลง รวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.14 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโพลผสมเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	125.2226	118.2319	122.7602	2.4078	-120.21	118.9117	1.1063

2) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B เพียงเฟสเดียว

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่เฟส B เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.14 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส B มีขนาดเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีขนาดลดลง รวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.15

ตารางที่ 6.15 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุล

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	122.7602	125.2226	118.2319	-1.0883	-117.5922	119.7905	1.1063

3) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C เพียงเฟสเดียว

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ขนาด 10 kW ที่เฟส C เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.15 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B และเฟส C มีขนาดเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีขนาดลดลง รวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบ แสดงดังตารางที่ 6.16

ตารางที่ 6.16 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดสมดุล

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	118.2319	122.7602	125.2226	-0.2095	-121.0883	122.4078	1.1063

จากการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาทั้ง 3 กรณีข้างต้น พบว่า ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบที่เดิมมีโหลดแบบสมดุลเชื่อมต่อยู่ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบน

หลังคาเพียงเฟสใดเฟสหนึ่ง ทำให้ระบบที่เดิมมีความสมดุลของแรงดันอยู่แล้ว มีค่าแรงดันไม่สมดุลเพิ่มมากขึ้น และยังพบว่า เมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งมีขนาดเพิ่มขึ้นเสมอ และยังส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสอื่นๆ เปลี่ยนแปลงไปด้วย นั่นหมายความว่า ค่า Mutual coupling ของสาย จะส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสอื่นๆ

6.2.1.3 การทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

สำหรับการทดสอบในระบบที่เป็นโหลดไม่สมดุล ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ 2 บัส แสดงดังภาพที่ 6.16 โดยกำหนดให้ ค่าของโหลดในแต่ละเฟส และค่าอิมพีแดนซ์ของสายมีค่าดังนี้

$$[S_{abc}] = \begin{bmatrix} 507.6+166.8i \\ 291.0+95.6i \\ 144.4+47.5i \end{bmatrix} \text{ VA}$$

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.0536+0.0648i & 0 & 0 \\ 0 & 0.0536+0.0648i & 0 \\ 0 & 0 & 0.0536+0.0648i \end{bmatrix} \Omega$$



ภาพที่ 6.16 ระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุล

โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ซึ่งคำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสด้วยวิธี Backward/Forward Sweep แสดงดังตารางที่ 6.17

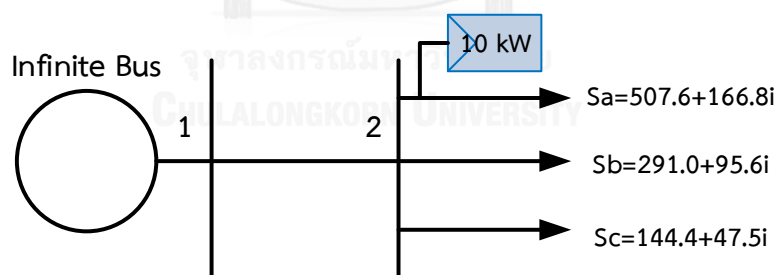
ตารางที่ 6.17 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุล เมื่อไม่พิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	120.9290	121.0635	121.1542	-0.0936	-120.0536	119.9734	0.0638

จากตารางที่ 6.17 พบว่า ก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเท่าไม่เท่ากันทั้งสามเฟส เนื่องจากเป็นระบบที่เป็นโหลดไม่สมดุล ดังนั้นค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละเฟสจึงมีค่าไม่เท่ากัน ทำให้เกิดความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าขึ้นในระบบ

สำหรับการทดสอบในระบบที่เป็นโหลดไม่สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ได้ทำการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW โดยทำการทดสอบ 3 กรณีดังนี้

- 1) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A เพียงเฟสเดียว



ภาพที่ 6.17 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A

ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุล

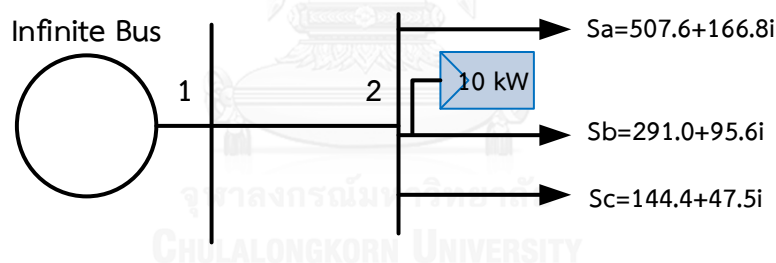
ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่เฟส A เพียงเฟสเดียว ดังภาพที่ 6.17 เข้าไปในระบบที่มีโหลดไม่สมดุล พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A

มีค่าเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส B และเฟส C มีขนาดและมุมทางไฟฟ้าเท่าเดิม และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบมีค่าเพิ่มขึ้น โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.18

ตารางที่ 6.18 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	125.1217	121.0635	121.1542	2.3576	-120.0536	119.9734	1.7689

- 2) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B เพียงเฟสเดียว



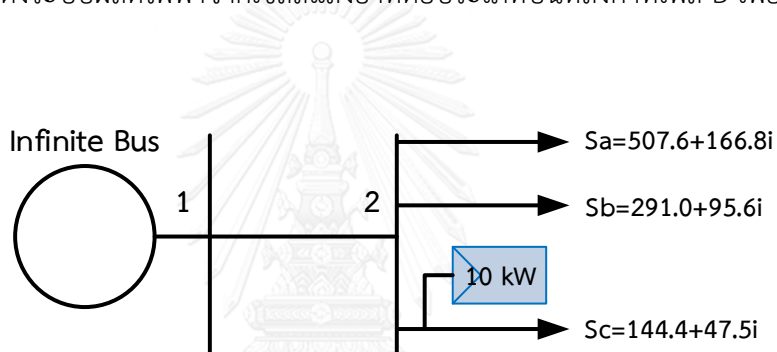
ภาพที่ 6.18 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุล

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ขนาด 10 kW ดังภาพที่ 6.18 เข้าไปในระบบที่มีโหลดไม่สมดุล พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีขนาดเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส C มีขนาดและมุมทางไฟฟ้าเท่าเดิม และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบมีค่าเพิ่มขึ้น โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.19

ตารางที่ 6.19 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	120.9290	125.2442	121.1542	-0.0936	-117.6061	119.9734	1.8590

3) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B เพียงเฟสเดียว



ภาพที่ 6.19 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C

ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุล

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ขนาด 10 kW ดังภาพที่ 6.19 เข้าไปในระบบที่มีโหลดไม่สมดุล พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีขนาดเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส B และเฟส C มีขนาดและมุมทางไฟฟ้าเท่าเดิม และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบมีค่าเพิ่มขึ้น โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.20

ตารางที่ 6.20 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุลเมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	120.9290	121.0635	125.3269	-0.0936	-120.0536	122.4184	1.8629

จากการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาทั้ง 3 กรณีข้างต้น พบว่า การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพียงเฟสใดเฟสหนึ่ง เข้าไปในระบบที่มีโหลดไม่สมดุล ทำให้เกิดความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าในระบบมากขึ้น และยังพบว่า เมื่อไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งมีขนาดเพิ่มขึ้นเสมอ ในขณะที่ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสอื่นๆ ยังคงมีค่าเท่าเดิมทั้งขนาดและมุมทางไฟฟ้า นั่นหมายความว่า เมื่อไม่มีการพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนเฉพาะเฟสที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเท่านั้น

6.2.1.4 การทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

สำหรับการทดสอบในหัวข้อนี้ ใช้ระบบทดสอบเดียวกับหัวข้อก่อนหน้า ดังแสดงในภาพที่ 6.16 โดยกำหนดให้ ค่าของโหลดในแต่ละเฟส และค่าอิมพีแดนซ์ของสายมีค่าดังนี้

$$[S_{abc}] = \begin{bmatrix} 507.6+166.8i \\ 291.0+95.6i \\ 144.4+47.5i \end{bmatrix} \text{ VA}$$

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.0536+0.0648i & 0.0151+0.0319i & 0.0151+0.0319i \\ 0.0151+0.0319i & 0.0536+0.0648i & 0.0151+0.0319i \\ 0.0151+0.0319i & 0.0151+0.0319i & 0.0536+0.0648i \end{bmatrix} \Omega$$

โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ซึ่งคำนวณได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสด้วยวิธี Backward/Forward Sweep แสดงดังตารางที่ 6.21

ตารางที่ 6.21 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	120.9468	121.2027	121.1968	-0.05801	-120.051	120.0342	0.0384

จากตารางที่ 6.21 พบว่า ก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าไม่เท่ากันทั้งสามเฟส เนื่องจากเป็นระบบที่เป็นโหลดไม่สมดุล ดังนั้น ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละเฟสจึงมีค่าไม่เท่ากัน ทำให้เกิดความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าขึ้นในระบบ

สำหรับการทดสอบในระบบที่เป็นโหลดไม่สมดุลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ได้ทำการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW โดยทำการทดสอบ 3 กรณีดังนี้

- 1) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A เพียงเฟสเดียว

โดยภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่เฟส A เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.17 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส C มีขนาดเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีขนาดลดลง รวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.22

ตารางที่ 6.22 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุลเมื่อพิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	125.1378	118.3971	122.9161	2.393234	-120.219	118.9828	1.0682

2) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B เพียงเฟสเดียว

ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่เฟส B เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.18 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส B มีขนาดเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีขนาดลดลง รวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.23

ตารางที่ 6.23 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุลเมื่อพิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	122.6677	125.3762	118.4024	-1.10393	-117.609	119.8672	1.1215

3) กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C เพียงเฟสเดียว

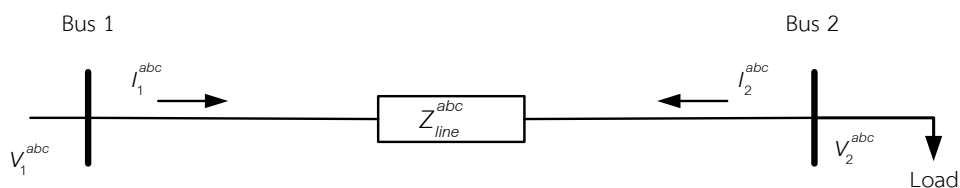
โดยภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่เฟส C เพียงเฟสเดียวดังภาพที่ 6.19 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B และเฟส C มีขนาดเพิ่มขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีขนาดลดลง รวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย โดยค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบแสดงดังตารางที่ 6.24

ตารางที่ 6.24 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ในระบบทดสอบ 2 บัส แบบโหลดไม่สมดุล เมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

Bus	Voltage (Volt)			Angle (degree)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
1	121.2436	121.2436	121.2436	0.0000	-120.0000	120.0000	0.0000
2	118.1471	122.9303	125.366	-0.2318	-121.095	122.4788	1.1247

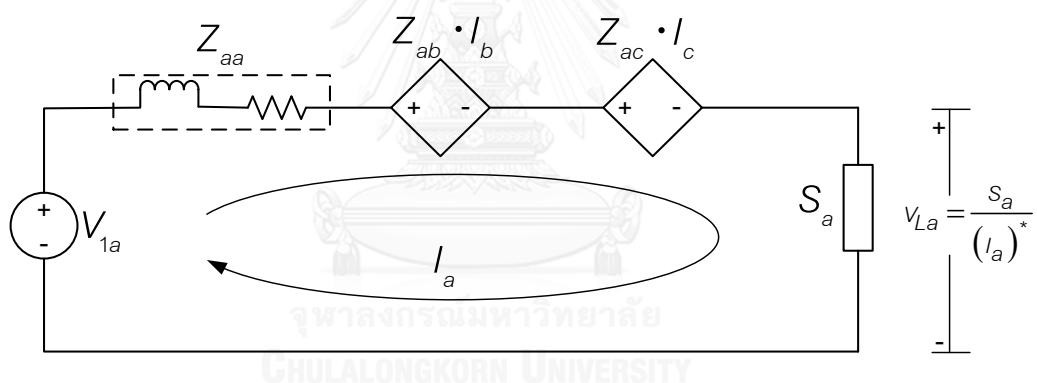
จากการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาทั้ง 3 กรณีข้างต้น พบว่า ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งมีขนาดเพิ่มขึ้นเสมอ และยังส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสอื่นๆ เปลี่ยนแปลงไปด้วย นั่นหมายความว่า ค่า Mutual coupling ของสาย จะส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสอื่นๆ และยังพบว่าในระบบที่เดิมมีโหลดแบบไม่สมดุลเชื่อมต่อยู่ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพียงเฟสใดเฟสหนึ่ง ทำให้ระบบที่เดิมมีความไม่สมดุลของแรงดันอยู่แล้ว มีค่าแรงดันไม่สมดุลเพิ่มมากขึ้น

จากการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในหัวข้อที่ 6.2.1.1 ถึง 6.2.1.4 พบว่า ในระบบที่ไม่มีการพิจารณาค่าของ Mutual coupling หรือ ค่า Mutual coupling มีค่าเป็นศูนย์ เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไป จะส่งผลต่อแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งเพียงเฟสเดียวเท่านั้น ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสอื่นๆ จะมีขนาดและมุมทางไฟฟ้าเท่าเดิม แต่ในระบบที่มีการพิจารณาค่าของ Mutual coupling เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไป จะส่งผลให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งมีค่ามากที่สุด โดยขนาดของแรงดันไฟฟ้าของเฟสลำดับถัดมาจะมีค่าลดลง และขนาดของแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ถัดไปอีกหนึ่งเฟสจะมีค่าเพิ่มขึ้น โดยจะเป็นแบบนี้เสมอ ดังนั้น เพื่อทดสอบว่าในระบบที่มีการพิจารณา Mutual coupling ของสาย การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพียงเฟสใดเฟสหนึ่ง จะส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสอื่นอย่างไร จึงพิจารณาการเชื่อมต่อของระบบทดสอบ 2 บัส ให้อยู่ในรูปของวงจรรายง่าย ดังแสดงในภาพที่ 6.20

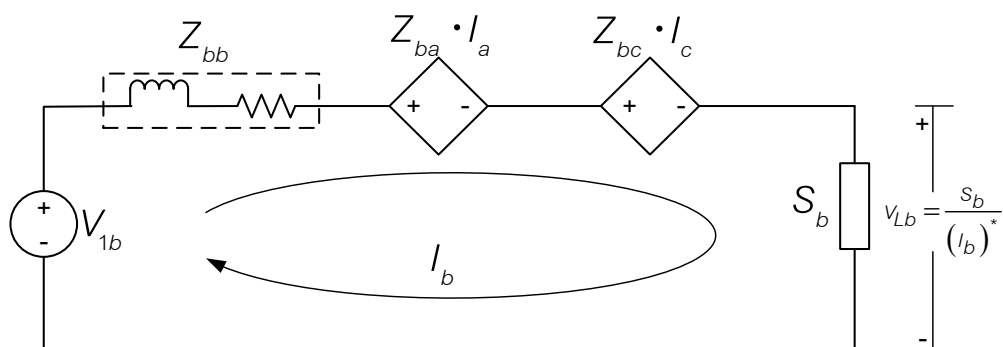


ภาพที่ 6.20 แบบจำลองการเชื่อมต่อของระบบทดสอบ 2 บัส

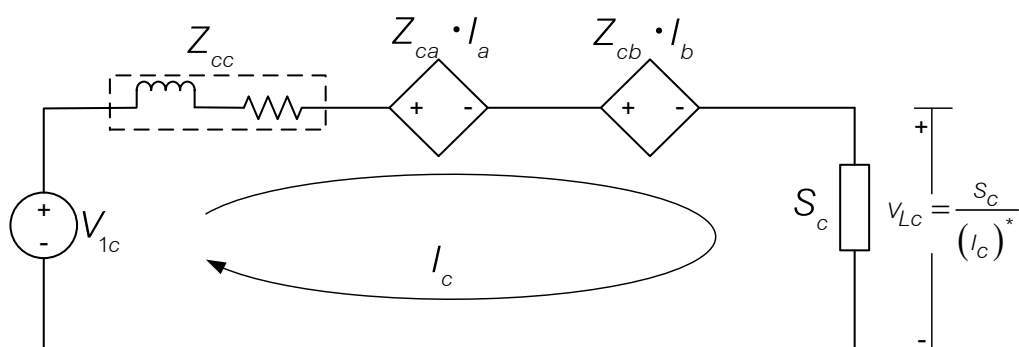
จากวงจรของการเชื่อมต่อโหลดดังภาพที่ 6.20 สามารถเขียนให้อยู่ในรูปของวงจรที่มีการเชื่อมต่อแบบอนุกรม โดยเปลี่ยนค่า Mutual coupling ให้อยู่ในรูปของแหล่งจ่ายแบบไม่อิสระ คือ เปลี่ยนเป็นแหล่งจ่ายแรงดันที่ถูกควบคุมด้วยกระแส แยกพิจารณาทั้งเฟส A , เฟส B และเฟส C ได้ ดังภาพที่ภาพที่ 6.21 , ภาพที่ 6.22 และ ภาพที่ 6.23 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.21 วงจรของการเชื่อมต่อโหลดเฟส A ในรูปแบบแหล่งจ่ายแบบไม่อิสระ



ภาพที่ 6.22 วงจรของการเชื่อมต่อโหลดเฟส B ในรูปแบบแหล่งจ่ายแบบไม่อิสระ



ภาพที่ 6.23 วงจรของการเชื่อมต่อโหลดเฟส C ในรูปแบบแหล่งจ่ายแบบไม่อิสระ

โดย จากภาพที่ 6.21 ถึง ภาพที่ 6.23 สามารถเขียนสมการตาม Kirchhoff's Law ได้ดังสมการ

$$V_{1a} = Z_{aa} \cdot I_a + Z_{ab} \cdot I_b + Z_{ac} \cdot I_c + \frac{V_{La}}{(I_a)^*} \quad (6.1)$$

$$V_{1b} = Z_{bb} \cdot I_b + Z_{ba} \cdot I_a + Z_{bc} \cdot I_c + \frac{V_{Lb}}{(I_b)^*} \quad (6.2)$$

$$V_{1c} = Z_{cc} \cdot I_c + Z_{ca} \cdot I_a + Z_{cb} \cdot I_b + \frac{V_{Lc}}{(I_c)^*} \quad (6.3)$$

นำ I_a^* คูณตลอดทั้งสมการที่ (6.1) ถึง สมการที่ (6.3) จะได้

$$V_{1a} \cdot I_a^* = Z_{aa} \cdot |I_a|^2 + Z_{ab} \cdot I_a^* \cdot I_b + Z_{ac} \cdot I_a^* \cdot I_c + S_a \quad (6.4)$$

$$V_{1b} \cdot I_b^* = Z_{bb} \cdot |I_b|^2 + Z_{ba} \cdot I_a \cdot I_b^* + Z_{bc} \cdot I_c \cdot I_b^* + S_b \quad (6.5)$$

$$V_{1c} \cdot I_c^* = Z_{cc} \cdot |I_c|^2 + Z_{ca} \cdot I_a \cdot I_c^* + Z_{cb} \cdot I_b \cdot I_c^* + S_c \quad (6.6)$$

จัดรูปสมการที่ (6.4) ถึง สมการที่ (6.6) ให้อยู่รูปเมทริกซ์ ได้ดังสมการ

$$\begin{bmatrix} V_{1a} \cdot I_a^* \\ V_{1b} \cdot I_b^* \\ V_{1c} \cdot I_c^* \end{bmatrix}_1 = \begin{bmatrix} Z_{aa} \cdot I_a^* & Z_{ab} \cdot I_a^* & Z_{ac} \cdot I_a^* \\ Z_{ba} \cdot I_b^* & Z_{bb} \cdot I_b^* & Z_{bc} \cdot I_b^* \\ Z_{ca} \cdot I_c^* & Z_{cb} \cdot I_c^* & Z_{cc} \cdot I_c^* \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (6.7)$$

จากสมการที่ (6.7) พบว่า กระแสไฟฟ้าทั้งสามเฟส เป็นตัวแปรที่ไม่ทราบค่า และเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของการคำนวณโดยวิธี Backward/Forward Sweep จึงได้นำวิธี Gauss iterative method [78] มาใช้ในการคำนวณหาค่ากระแสไฟฟ้า ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบค่ากระแสไฟฟ้าในรอบการคำนวณปัจจุบัน กับรอบการคำนวณถัดไป ดังนั้น สามารถเขียนสมการที่ (6.7) ให้อยู่ในรูปกระแสไฟฟ้าของรอบการคำนวณปัจจุบัน และรอบการคำนวณถัดไป ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_{1a} \cdot I_a^{*(k+1)} \\ V_{1b} \cdot I_b^{*(k+1)} \\ V_{1c} \cdot I_c^{*(k+1)} \end{bmatrix}_1 = \begin{bmatrix} Z_{aa} \cdot I_a^{*(k)} & Z_{ab} \cdot I_a^{*(k)} & Z_{ac} \cdot I_a^{*(k)} \\ Z_{ba} \cdot I_b^{*(k)} & Z_{bb} \cdot I_b^{*(k)} & Z_{bc} \cdot I_b^{*(k)} \\ Z_{ca} \cdot I_c^{*(k)} & Z_{cb} \cdot I_c^{*(k)} & Z_{cc} \cdot I_c^{*(k)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a^{(k)} \\ I_b^{(k)} \\ I_c^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (6.8)$$

นำสมการที่ (6.8) มาจัดรูปใหม่ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_a^{*(k+1)} \\ I_b^{*(k+1)} \\ I_c^{*(k+1)} \end{bmatrix}_1 = \begin{bmatrix} \frac{Z_{aa} \cdot I_a^{*(k)}}{V_{1a}} & \frac{Z_{ab} \cdot I_a^{*(k)}}{V_{1a}} & \frac{Z_{ac} \cdot I_a^{*(k)}}{V_{1a}} \\ \frac{Z_{ba} \cdot I_b^{*(k)}}{V_{1b}} & \frac{Z_{bb} \cdot I_b^{*(k)}}{V_{1b}} & \frac{Z_{bc} \cdot I_b^{*(k)}}{V_{1b}} \\ \frac{Z_{ca} \cdot I_c^{*(k)}}{V_{1c}} & \frac{Z_{cb} \cdot I_c^{*(k)}}{V_{1c}} & \frac{Z_{cc} \cdot I_c^{*(k)}}{V_{1c}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a^{(k)} \\ I_b^{(k)} \\ I_c^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{S_a}{V_{1a}} \\ \frac{S_b}{V_{1b}} \\ \frac{S_c}{V_{1c}} \end{bmatrix} \quad (6.9)$$

จากสมการที่ (6.8) สามารถเขียนสมการของกระแสไฟฟ้าแต่ละเฟสได้ดังสมการที่ (6.10) ถึง สมการที่ (6.12)

$$I_a^{*(k+1)} = \left(\frac{Z_{aa} \cdot I_a^{*(k)} \cdot I_a^{(k)} + Z_{ab} \cdot I_a^{*(k)} \cdot I_b^{(k)} + Z_{ac} \cdot I_a^{*(k)} \cdot I_c^{(k)} + S_a}{V_{1a}} \right)^* \quad (6.10)$$

$$I_b^{(k+1)} = \left(\frac{Z_{ba} \cdot I_b^{*(k)} \cdot I_a^{(k)} + Z_{bb} \cdot I_b^{*(k)} \cdot I_b^{(k)} + Z_{bc} \cdot I_b^{*(k)} \cdot I_c^{(k)} + S_b}{V_{1b}} \right)^* \quad (6.11)$$

$$I_c^{(k+1)} = \left(\frac{Z_{ca} \cdot I_c^{*(k)} \cdot I_a^{(k)} + Z_{cb} \cdot I_c^{*(k)} \cdot I_b^{(k)} + Z_{cc} \cdot I_c^{*(k)} \cdot I_c^{(k)} + S_c}{V_{1c}} \right)^* \quad (6.12)$$

สำหรับการคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าโดยใช้วิธี Gauss iterative method มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) สมมติค่า $[I_{abc}]^k$ โดยจะสมมติเป็นค่าใดก็ได้ แต่มักจะสมมติให้ค่าเริ่มต้นมีค่าเท่ากับศูนย์
- 2) นำค่า $[I_{abc}]^k$ แทนค่าในสมการที่ (6.10) ถึง สมการที่ (6.12) เพื่อคำนวณหาค่า $[I_{abc}]^{k+1}$
- 3) เปรียบเทียบค่าความแตกต่างของกระแสไฟฟ้าของรอบการคำนวณปัจจุบันและรอบการคำนวณถัดไป : $\max \left\| [I_{abc}]^{k+1} - [I_{abc}]^k \right\| \leq \epsilon$ โดยที่ $\epsilon \leq 10^{-6}$
- 4) กำหนดให้ค่า $[I_{abc}]^k$ ในรอบการคำนวณถัดไป มีค่าเท่ากับ $[I_{abc}]^{k+1}$
- 5) ทำซ้ำขั้นตอนที่ 2 ถึง ขั้นตอนที่ 4 จนกระทั่งค่าความแตกต่างของกระแสไฟฟ้าอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้

เมื่อได้ค่ากระแสไฟฟ้าจากวิธี Gauss iterative method แล้ว จึงทำการหาค่าแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยพิจารณาจาก Kirchhoff's Law ได้ตั้งสมการ

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_1 = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_2 + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (6.13)$$

จากสมการที่ (6.13) สามารถเขียนสมการของค่าแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ได้ตั้งสมการที่ (6.14) และ สมการที่ (6.15) ตามลำดับ

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{1,before} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,before} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{before} \quad (6.14)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{1,after} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,after} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{after} \quad (6.15)$$

โดยค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ 1 ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคามีค่าเท่ากัน ดังนั้น สมการที่ (6.14) และ สมการที่ (6.15) จึงมีค่าเท่ากัน

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,before} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{before} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,after} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{after}$$

จัดรูปสมการใหม่ ได้ดังสมการที่ (6.16)

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,after} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,before} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{after} - \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{before} \right\} \quad (6.16)$$

จัดรูปสมการให้อยู่ในรูปผลบวกของการเปลี่ยนแปลงของกระแสไฟฟ้าก่อนและหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,after} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,before} + \left(- \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{after} - \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{before} \right\} \right)$$

ดังนั้น จะได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่สองภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคา ดังสมการที่ (6.17)

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,after} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{2,before} + \begin{bmatrix} dV_a \\ dV_b \\ aV_c \end{bmatrix} \quad (6.17)$$

โดยที่

$$\begin{bmatrix} dV_a \\ dV_b \\ aV_c \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{after} - \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{before} \right\} \quad (6.18)$$

โดยตัวอย่างการคำนวณแสดงดังต่อไปนี้

ตัวอย่างการคำนวณ พิจารณาระบบทดสอบ 2 บัส แบบโพลตสมมูลเมื่อพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย ในหัวข้อ 6.2.1.2 โดยจะเริ่มต้นจากการหาค่ากระแสไฟฟ้าสามเฟสก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยวิธี Gauss iterative method ดังนี้

เริ่มต้นจาก สมมติค่าของ I_a, I_b, I_c โดยจะสมมติให้ค่าเริ่มต้นเป็นศูนย์ นั่นคือ $I_a^0 = I_b^0 = I_c^0 = 0$ เมื่อนำค่าเริ่มต้นแทนค่าลงไปในสมการที่ (6.10) ถึง สมการที่ (6.12) จะได้ค่ากระแสไฟฟ้าทั้งสามเฟสของรอบการคำนวณถัดไป ดังต่อไปนี้

$$I_a^{(1)} = \left(\frac{S_a}{V_{1a}} \right)^* = \left(\frac{507.6 + 166.8i}{121.2435 \angle 0^\circ} \right)^* = 4.4069 \angle -18.1908^\circ \text{ A}$$

$$I_b^{(1)} = \left(\frac{S_b}{V_{1b}} \right)^* = \left(\frac{507.6 + 166.8i}{121.2435 \angle -120^\circ} \right)^* = 4.4069 \angle -138.1908^\circ \text{ A}$$

$$I_c^{(1)} = \left(\frac{S_c}{V_{1c}} \right)^* = \left(\frac{507.6 + 166.8i}{121.2435 \angle 120^\circ} \right)^* = 4.4069 \angle 101.8092^\circ \text{ A}$$

ทำการเปรียบเทียบค่ากระแสไฟฟ้าของรอบการคำนวณปัจจุบันและรอบการคำนวณถัดไปว่ามีค่าความแตกต่างกันอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้หรือไม่ (tolerance : ϵ) โดยพบว่า ค่าความแตกต่างที่มากที่สุดมีค่า 4.4069 ซึ่งยังมีค่ามากกว่าค่าความแตกต่างที่ยอมรับได้ จึงต้องทำการคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าในรอบการคำนวณถัดไป

กำหนดให้ ค่าเริ่มต้นในรอบการคำนวณถัดไปมีค่าเท่ากับ I_a^1, I_b^1, I_c^1 และนำค่า I_a^1, I_b^1, I_c^1 แทนค่าลงไปในสมการที่ (6.10) ถึง สมการที่ (6.12) จะได้ค่ากระแสไฟฟ้าทั้งสามเฟสของรอบการคำนวณถัดไปดังต่อไปนี้

$$I_a^{(2)} = 4.4144 \angle -18.2307^\circ \text{ A}$$

$$I_b^{(2)} = 4.4144 \angle -138.2307^\circ \text{ A}$$

$$I_c^{(2)} = 4.4144 \angle 101.7693^\circ \text{ A}$$

โดยพบว่า ค่าความแตกต่างที่มากที่สุดมีค่า 0.0081 ซึ่งยังมีค่ามากกว่าค่าความแตกต่างที่ยอมรับได้ จึงต้องทำการคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าในรอบการคำนวณถัดไปอีก จะได้ค่ากระแสไฟฟ้าทั้งสามเฟสของรอบการคำนวณถัดไป ดังต่อไปนี้

$$I_a^{(3)} = 4.4144 \angle -18.2309^\circ \text{ A}$$

$$I_b^{(3)} = 4.4144 \angle -138.2309^\circ \text{ A}$$

$$I_c^{(3)} = 4.4144 \angle 101.7691^\circ \text{ A}$$

โดยพบว่า ค่าความแตกต่างที่มากที่สุดมีค่า 1.0217×10^{-7} ซึ่งมีค่าน้อยกว่าค่าความแตกต่างที่รับได้ จึงหยุดการคำนวณ นั้นหมายความว่า สามารถคำนวณกระแสไฟฟ้าทั้งสามเฟสได้ใน 3 รอบการคำนวณ และทำการคำนวณเช่นเดียวกันนี้ สำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟสต่างๆ ได้ค่าขนาดและมุมทางไฟฟ้าของกระแสไฟฟ้าก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ดังตารางที่ 6.25 และค่ากระแสไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธี Backward/Forward Sweep แสดงดังตารางที่ 6.26

ตารางที่ 6.25 ค่ากระแสไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธี Gauss iterative method

Gauss iterative method	Current (Ampere)			Angle (degree)		
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
No PV	4.4144	4.4144	4.4144	-18.2309	-138.2309	101.7691
PV @ Phase A	75.8159	4.5191	4.3524	-176.5856	-138.4003	100.7209
PV @ Phase B	4.3524	75.8159	4.5191	-19.2791	63.4144	101.5997
PV @ Phase C	4.5191	4.3524	75.8159	-18.4003	-139.2791	-56.5856

ตารางที่ 6.26 ค่ากระแสไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธี Backward/Forward Sweep

Backward/Forward Sweep	Current (Ampere)			Angle (degree)		
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
No PV	4.4144	4.4144	4.4144	-18.2309	-138.2309	101.7691
PV @ Phase A	75.8159	4.5191	4.3524	-176.5856	-138.4003	100.7209
PV @ Phase B	4.3524	75.8159	4.5191	-19.2791	63.4144	101.5997
PV @ Phase C	4.5191	4.3524	75.8159	-18.4003	-139.2791	-56.5856

โดยจกตารางที่ 6.25 และ ตารางที่ 6.26 พบว่า ขนาดและมุมทางไฟฟ้าของกระแสไฟฟ้า ก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่คำนวณได้จากวิธี Gauss iterative method และวิธี Backward/Forward Sweep มีค่าตรงกัน

หากพิจารณาเฉพาะพจน์ $[Z_{abc}] \cdot \{ [I_{abc}]_{after} - [I_{abc}]_{before} \}$ ซึ่งเป็นค่าแรงดันไฟฟ้าที่ เปลี่ยนไปภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟส ได้ค่า ดังตารางที่ 6.27

ตารางที่ 6.27 ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคา

$[Z_{abc}] \cdot \{ [I_{abc}]_{after} - [I_{abc}]_{before} \}$		
A	B	C
$\begin{bmatrix} 6.7218 \angle -127.3236^\circ \\ 2.8269 \angle -112.9354^\circ \\ 2.8185 \angle -112.867^\circ \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2.8185 \angle 127.1330^\circ \\ 6.7218 \angle 112.6764^\circ \\ 2.8269 \angle 127.0646^\circ \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2.8269 \angle 7.0646^\circ \\ 2.8185 \angle 7.1330^\circ \\ 6.7218 \angle -7.3236^\circ \end{bmatrix}$

เพื่อให้สะดวกต่อการรวมกับแบบเวกเตอร์ จึงได้เปลี่ยนพจน์ $[Z_{abc}] \cdot \{ [I_{abc}]_{after} - [I_{abc}]_{before} \}$ ให้ อยู่ในรูปผลบวกของการเปลี่ยนแปลงของกระแสไฟฟ้าก่อนและหลังการเชื่อมต่อบนหลังคา ดังสมการที่ (6.18) อนาคตค่า $[dV_{abc}]$ ดังตารางที่ 6.28

ตารางที่ 6.28 ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

[dV _{abc}]		
A	B	C
[6.7218∠52.6764°]	[2.8185∠-52.8670°]	[2.8269∠187.0646°]
[2.8269∠67.0466°]	[6.7218∠-67.3236°]	[2.8185∠187.133°]
[2.8185∠67.1330°]	[2.8269∠-52.9354°]	[6.7218∠172.6764°]

โดยแบ่งการพิจารณาออกเป็น 3 กรณี ดังต่อไปนี้

1) ภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A

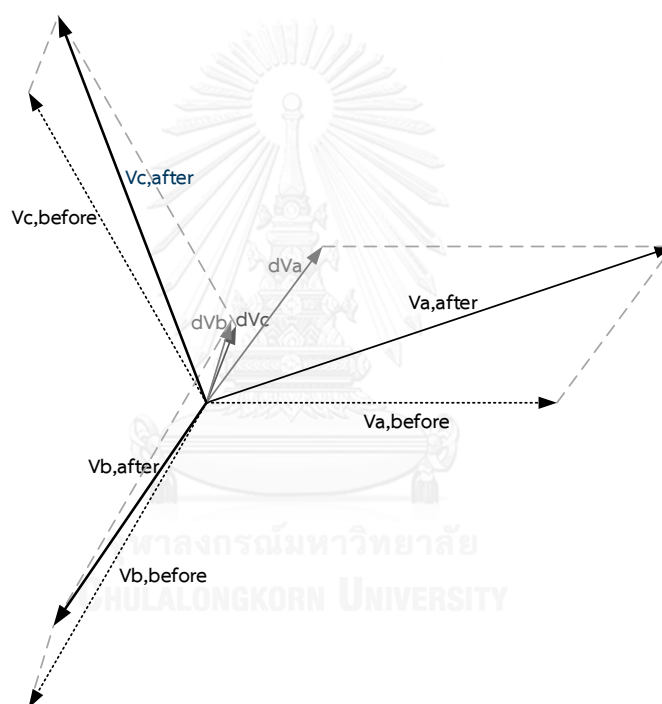
จากตารางที่ 6.28 พบว่า ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปของเฟส A มีค่ามากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B และเฟส C มีค่าเปลี่ยนไปในขนาดและมุมที่แตกต่างกันเพียงเล็กน้อย โดยเมื่อนำมารวมกับค่าแรงดันที่巴士ที่ 1 ดังสมการที่ (6.17) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} = \begin{bmatrix} 121.0366 \angle -0.0401^\circ \\ 121.0366 \angle -120.0940^\circ \\ 121.0366 \angle 119.9060^\circ \end{bmatrix}_{f,before} + dV_{abc}$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} = \begin{bmatrix} 121.0366 \angle -0.0401^\circ \\ 121.0366 \angle -120.0940^\circ \\ 121.0366 \angle 119.9060^\circ \end{bmatrix}_{f,before} + \begin{bmatrix} 6.7218 \angle 52.6764^\circ \\ 2.8269 \angle 67.0466^\circ \\ 2.8185 \angle 67.1330^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} = \begin{bmatrix} 125.2226 \angle 2.4078^\circ \\ 118.2319 \angle -120.2095^\circ \\ 122.7602 \angle 118.91167^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

ภายหลังการเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีค่าเพิ่มมากขึ้น ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีค่าลดลง และค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีค่าเพิ่มขึ้น โดยเฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการรวมกันแบบเวกเตอร์ของค่าแรงดันไฟฟ้าเดิม กับค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปภายหลังการเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A แสดงดังภาพที่ 6.24 และเนื่องจากค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับค่าแรงดันไฟฟ้าก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A จึงปรับขนาดของค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปให้มีค่าเพิ่มขึ้น 10 เท่า เพื่อให้สะดวกต่อการพิจารณาเฟสเซอร์ไดอะแกรม



ภาพที่ 6.24 เฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการเปลี่ยนไปของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A

จากภาพที่ 6.24 พบว่า ภายหลังการเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปมากที่สุดเกิดที่เฟส A และเปลี่ยนไปในทิศทางที่ใกล้เคียงกับเฟส A มากที่สุด ในขณะที่ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปของเฟสอื่นๆ เปลี่ยนไปเพียงเล็กน้อยและเปลี่ยนไปในทิศทางที่ใกล้เคียงกับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่เฟส A จึงสรุปได้ดังนี้

- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A อยู่ในทิศทางที่ใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส A จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงเสริมกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีค่าเพิ่มขึ้น และเนื่องจากขนาดของการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีค่ามากที่สุด จึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟส A ภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มีค่าสูงที่สุดด้วย

- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B อยู่ในทิศทางที่ตรงข้ามกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส B จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงหักล้างกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีค่าลดลง

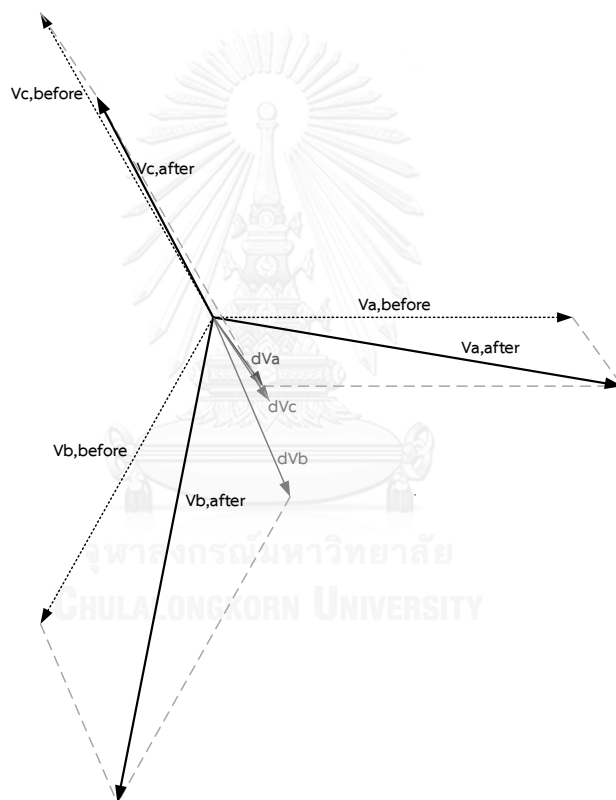
- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C อยู่ในทิศทางที่ใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส C จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงเสริมกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีค่าเพิ่มขึ้น

2) ภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B

จากตารางที่ 6.28 พบว่า ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปของเฟส B มีค่ามากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส C มีค่าเปลี่ยนไปในขนาดและมุมที่แตกต่างกันเพียงเล็กน้อย โดยเมื่อนำมารวมกับค่าแรงดันที่บัสที่ 1 ดังสมการที่ (6.17) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ดังนี้

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} &= \begin{bmatrix} 121.0366 \angle -0.0401^\circ \\ 121.0366 \angle -120.0940^\circ \\ 121.0366 \angle 119.9060^\circ \end{bmatrix}_{f,before} + dV_{abc} \\ \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} &= \begin{bmatrix} 121.0366 \angle -0.0401^\circ \\ 121.0366 \angle -120.0940^\circ \\ 121.0366 \angle 119.9060^\circ \end{bmatrix}_{f,before} + \begin{bmatrix} 2.8185 \angle -52.8670^\circ \\ 6.7218 \angle -67.3236^\circ \\ 2.8269 \angle -52.9354^\circ \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} &= \begin{bmatrix} 122.7602 \angle -1.0883^\circ \\ 125.2226 \angle -117.5922^\circ \\ 118.2319 \angle 119.7905^\circ \end{bmatrix} \text{ V} \end{aligned}$$

ภายหลังการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีค่าเพิ่มมากขึ้น แรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีค่าลดลง และค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีค่าเพิ่มขึ้น โดยเฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการรวมกันแบบเวกเตอร์ของค่าแรงดันไฟฟ้าเดิมกับค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปภายหลังการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B แสดงดังภาพที่ 6.25 และเนื่องจากค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับค่าแรงดันไฟฟ้าก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B จึงปรับขนาดของค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปให้มีค่าเพิ่มขึ้น 10 เท่า เพื่อให้สะดวกต่อการพิจารณาเฟสเซอร์ไดอะแกรม



ภาพที่ 6.25 เฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการเปลี่ยนไปของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B

จากภาพที่ 6.25 พบว่า ภายหลังการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปมากที่สุดเกิดที่เฟส B และเปลี่ยนไปในทิศทางที่ใกล้เคียงกับเฟส B มากที่สุด ในขณะที่ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปของเฟสอื่นๆ เปลี่ยนไปเพียงเล็กน้อยและเปลี่ยนไปในทิศทางที่ใกล้เคียงกับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่เฟส B จึงสรุปได้ดังนี้

- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A อยู่ในทิศทางที่ใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส A จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงเสริมกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีค่าเพิ่มขึ้น

- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B อยู่ในทิศทางที่ใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส B จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงเสริมกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีค่าเพิ่มขึ้น และเนื่องจากขนาดของการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีค่ามากที่สุด จึงทำให้ ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟส B ภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มีค่าสูงที่สุดด้วย

- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C อยู่ในทิศทางที่ตรงข้ามกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส C จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงหักล้างกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีค่าลดลง

3) ภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C

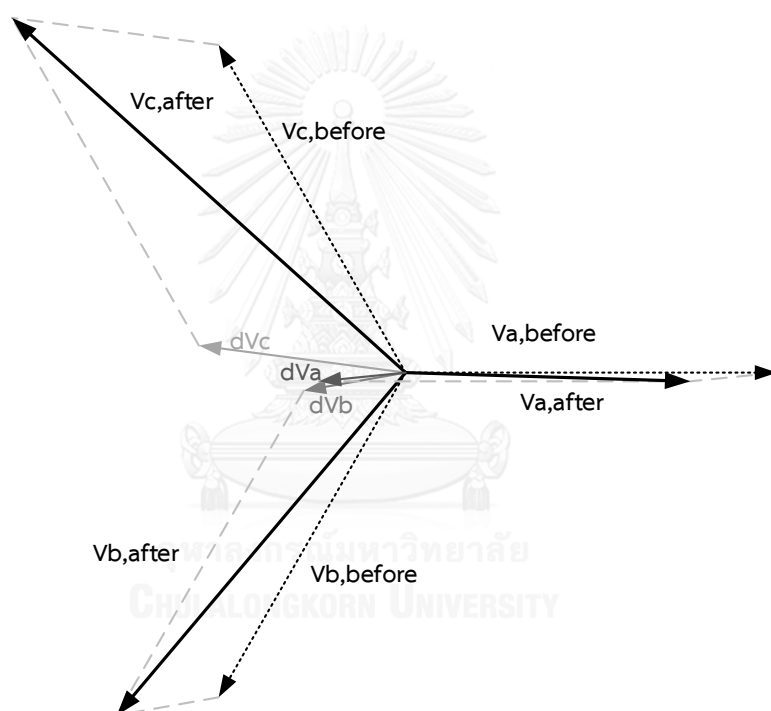
จากตารางที่ 6.28 พบว่า ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปของเฟส C มีค่ามากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A และเฟส B มีค่าเปลี่ยนไปในขนาดและมุมที่แตกต่างกันเพียงเล็กน้อย โดยเมื่อนำมารวมกับค่าแรงดันที่บัสที่ 1 ดังสมการที่ (6.17) ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} = \begin{bmatrix} 121.0366 \angle -0.0401^\circ \\ 121.0366 \angle -120.0940^\circ \\ 121.0366 \angle 119.9060^\circ \end{bmatrix}_{f,before} + dV_{abc}$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} = \begin{bmatrix} 121.0366 \angle -0.0401^\circ \\ 121.0366 \angle -120.0940^\circ \\ 121.0366 \angle 119.9060^\circ \end{bmatrix}_{f,before} + \begin{bmatrix} 2.8269 \angle 187.0646^\circ \\ 2.8185 \angle 187.133^\circ \\ 6.7218 \angle 172.6764^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{f,after} = \begin{bmatrix} 118.2319 \angle -0.2095^\circ \\ 122.7602 \angle -121.0883^\circ \\ 125.2226 \angle 122.4078^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

ภายหลังการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีค่าเพิ่มมากขึ้น แรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีค่าลดลง และค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีค่าเพิ่มขึ้น โดยเฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการรวมกันแบบเวกเตอร์ของค่าแรงดันไฟฟ้าเดิมกับค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปภายหลังการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C แสดงดังภาพที่ 6.26 และเนื่องจากค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับค่าแรงดันไฟฟ้าก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C จึงปรับขนาดของค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปให้มีค่าเพิ่มขึ้น 10 เท่า เพื่อให้สะดวกต่อการพิจารณาเฟสเซอร์ไดอะแกรม



ภาพที่ 6.26 เฟสเซอร์ไดอะแกรมแสดงการเปลี่ยนไปของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส B

จากภาพที่ 6.26 พบว่า ภายหลังการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปมากที่สุดเกิดที่เฟส C และเปลี่ยนไปในทิศทางที่ใกล้เคียงกับเฟส C มากที่สุด ในขณะที่ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปของเฟสอื่นๆ เปลี่ยนไปเพียงเล็กน้อยและเปลี่ยนไปในทิศทางที่ใกล้เคียงกับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่เฟส C จึงสรุปได้ดังนี้

- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A อยู่ในทิศทางที่ตรงข้ามกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส A จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงหักล้างกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส A มีค่าลดลง

- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B อยู่ในทิศทางที่ใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส B จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงเสริมกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส B มีค่าเพิ่มขึ้น

- การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C อยู่ในทิศทางที่ใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟส C จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจึงเสริมกับแรงดันไฟฟ้าเดิม ทำให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีค่าเพิ่มขึ้น และเนื่องจากขนาดของการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C มีค่ามากที่สุด จึงทำให้ ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟส C ภายหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มีค่าสูงที่สุดด้วย

จากการทดสอบทั้ง 3 กรณี พบว่า ในระบบที่มีการพิจารณาค่าของ Mutual coupling เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไป จะส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของทุกเฟสมีค่าเปลี่ยนไป โดยขนาดของแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งจะมีการเปลี่ยนแปลงมากที่สุด ในขณะที่อีกสองเฟสที่เหลือเปลี่ยนแปลงไปเล็กน้อย โดยค่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปของทุกเฟส จะเปลี่ยนไปในทิศทางที่ใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟสที่ติดตั้ง และเนื่องจากขนาดของแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา มีการเปลี่ยนแปลงมากที่สุด รวมไปถึงเปลี่ยนไปในทิศทางที่ใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้าเดิม จึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งมีค่ามากที่สุด แต่การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าของเฟสลำดับถัดมา จะมีทิศทางที่ตรงกันข้ามกับค่าแรงดันไฟฟ้าเดิมของเฟสนั้น จึงทำให้ เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสถัดไปจึงมีค่าลดลง และสำหรับเฟสที่อยู่ถัดไปอีกลำดับหนึ่งนั้น การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าจะมีทิศทางที่ใกล้เคียงกับค่าแรงดันไฟฟ้าเดิม จึงทำให้เมื่อรวมกันแบบเวกเตอร์ ค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่อยู่ถัดไปอีกเฟสหนึ่งมีค่าเพิ่มขึ้น

6.2.2 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 5 บัส

ในส่วนนี้จะทำการทดสอบเพื่อพิจารณาผลของขนาดของโหลด ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่มีต่อค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล โดยทำการทดสอบในระบบทดสอบ 5 บัส ซึ่งมีลักษณะแตกต่างกัน 3 แบบ ดังนี้

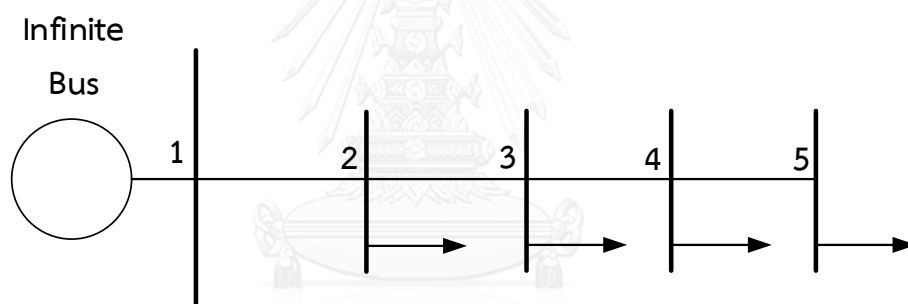
6.2.2.1 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1

6.2.2.2 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 2

6.2.2.3 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3

6.2.2.1 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1

ระบบนี้เป็นระบบทดสอบแบบไม่มีทางแยกของสายป้อน โดยข้อมูลไดอะแกรมเส้นเดียวแสดงดังภาพที่ 6.27 และข้อมูลของระบบทดสอบ แสดงดังตารางที่ 6.29



ภาพที่ 6.27 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1

ตารางที่ 6.29 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1

branch	Sending end	Receiving end	Receiving end load in VA		
			Phase A	Phase B	Phase C
1	1	2	507.6+168.8i	507.6+168.8i	507.6+168.8i
2	2	3	507.6+168.8i	507.6+168.8i	507.6+168.8i
3	3	4	507.6+168.8i	507.6+168.8i	507.6+168.8i
4	4	5	166.0+54.6i	97.2+31.9i	349.3+114.8i

โดยเลือกติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 5 ซึ่งเป็นบัสปลายทาง และเป็นบัสที่มีขนาดของโหลดไม่สมดุล และทำการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเป็นสามกรณีคือ ติดตั้งที่เฟส A เพียงเฟสเดียว , ติดตั้งที่เฟส B เพียงเฟสเดียว และติดตั้งที่เฟส C เพียงเฟสเดียว ตามลำดับ โดยผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการทดสอบทั้งสามกรณี แสดงดังตารางที่ 6.30

ตารางที่ 6.30 ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟสต่างๆ ในระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 1

Bus	% Unbalanced Voltage		
	PV at bus 5 phase A	PV at bus 5 phase B	PV at bus 5 phase C
1	0	0	0
2	1.1543	1.1571	1.1156
3	2.3017	2.3071	2.224
4	3.4353	3.4431	3.3188
5	4.5483	4.5583	4.3934

จากตารางที่ 6.30 พบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 5 เฟส C ได้ผลของค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำที่สุด และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 5 เฟส B ได้ผลของค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าที่สูงที่สุด เมื่อพิจารณาขนาดของโหลดที่บัส 5 เฟส C และบัส 5 เฟส B พบว่า โหลดที่บัส 5 เฟส C มีค่าสูงที่สุด และโหลดที่บัส 5 เฟส B มีค่าต่ำที่สุด จึงได้สมมติฐานจากการทดสอบนี้คือ

- การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ณ ตำแหน่งที่มีขนาดของโหลดสูงที่สุดในบัสนั้น ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าน้อยกว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ณ ตำแหน่งที่มีขนาดของโหลดต่ำที่สุดในบัสเดียวกัน

6.2.2.2 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 2

ระบบนี้เป็นระบบที่ไม่มีทางแยกของสายป้อนเช่นเดียวกับแบบที่ 1 แต่มีการปรับเปลี่ยนค่าของโหลดที่บัสที่ 4 ให้เป็นโหลดแบบไม่สมดุลโดยค่าของโหลดแสดงดังตารางที่ 6.31

ตารางที่ 6.31 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 2

branch	Sending end	Receiving end	Receiving end load in VA		
			Phase A	Phase B	Phase C
1	1	2	507.6+168.8i	507.6+168.8i	507.6+168.8i
2	2	3	507.6+168.8i	507.6+168.8i	507.6+168.8i
3	3	4	330.6+108.7i	562.5+184.9i	754.2+247.9i
4	4	5	166.0+54.6i	97.2+31.9i	349.3+114.8i

โดยทำการทดสอบเช่นเดียวกับการทดสอบก่อนหน้า นั่นคือ ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 5 โดยติดตั้งที่เฟส A เพียงเฟสเดียว , ติดตั้งที่เฟส B เพียงเฟสเดียว และติดตั้งที่เฟส C เพียงเฟสเดียว ตามลำดับ ได้ผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการทดสอบทั้งสามกรณี แสดงดังตารางที่ 6.32

ตารางที่ 6.32 ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟสต่างๆ ในระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 2

Bus	% Unbalanced Voltage		
	PV at bus 5 phase A	PV at bus 5 phase B	PV at bus 5 phase C
1	0.000	0.000	0.000
2	1.2011	1.1390	1.0894
3	2.3953	2.2718	2.1715
4	3.5754	3.3916	3.2403
5	4.6899	4.5054	4.3151
	Max_VUF		Min_VUF

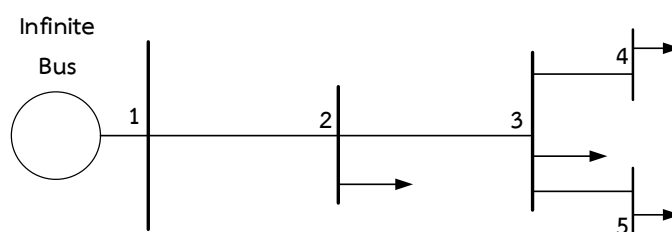
จากตารางที่ 6.32 พบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เข้าไปที่บัสที่ 5 เฟส C ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่บัสที่ 5 มีค่าต่ำที่สุด แต่ยังพบว่า ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้ามีค่ามากที่สุด เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบน หลังคาที่บัส 5 เฟส A แทนที่จะเป็นเฟส B เนื่องจากขนาดของโหลดบัสที่ 5 เฟส B มีค่าน้อยที่สุด นั่นหมายความว่า สมมติฐานที่ได้จากการทดสอบก่อนหน้านั้น ไม่เป็นจริง คือ ขนาดของโหลด ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งไม่ได้ส่งผลโดยตรงต่อค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

หากพิจารณาขนาดของโหลดรวมก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประเภทบนหลังคาจะพบว่า ขนาดรวมของโหลดในเฟส A มีค่า $1511.8+500.9i$ VA ขนาดรวมของ โหลดในเฟส B มีค่า $1,674.9+554.4i$ VA ขนาดรวมของโหลดในเฟส C มีค่า $2,118.7+700.3i$ VA การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปที่บัสที่ 5 เฟส C ซึ่งเป็นเฟสที่มีขนาดของโหลดรวมมากที่สุด จึงให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลน้อยที่สุด และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปที่บัสที่ 5 เฟส A ซึ่งเป็นเฟสที่มีขนาดของโหลดรวมน้อย ที่สุด จึงทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่ามากที่สุด เมื่อเทียบกับการติดตั้งที่เฟสอื่นๆของบัสเดียวกัน จึง ได้สมมติฐานจากการทดสอบนี้คือ

- การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาไม่ควรพิจารณาจาก ขนาดของโหลดของบัสที่ติดตั้งเพียงอย่างเดียว จะต้องพิจารณาค่าของโหลดรวมในเฟสนั้นๆ ด้วย โดย หากทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสเดียวกัน จะพบว่า การ ติดตั้งในเฟสที่มีผลรวมของโหลดในเฟสนั้นมากที่สุด จะให้ค่าของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่น้อยที่สุด เมื่อเทียบกับการติดตั้งที่เฟสอื่นๆ ของบัสเดียวกัน

6.2.2.3 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3

ระบบนี้เป็นระบบที่มีทางแยกของสายป้อน ดังแสดงในภาพที่ 6.28 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3 และโหลดของทุกบัส เป็นโหลดแบบไม่สมดุล โดยข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ แสดงดัง ตารางที่ 6.33



ภาพที่ 6.28 ระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3

ตารางที่ 6.33 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3

branch	Sending end	Receiving end	Receiving end load in VA		
			Phase A	Phase B	Phase C
1	1	2	0	170.8+56.1i	170.8+56.1i
2	2	3	507.6+168.8i	291+95.6i	343.1+112.8i
3	3	4	144.4+47.5i	366.7+120.5i	569.4+187.2i
4	3	5	118.1+38.8i	118.1+38.8i	0

ทำการทดสอบโดย ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW จำนวน 1 ตัว ทำการติดตั้งที่เฟส A เพียงเฟสเดียว , ติดตั้งที่เฟส B เพียงเฟสเดียว และติดตั้งที่เฟส C เพียงเฟสเดียว โดยทำการติดตั้งจนครบทุกบัส ผลของค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าของการทดสอบแสดงดังตารางที่ 6.34 และ ตารางที่ 6.35

ตารางที่ 6.34 ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3

Bus	% Unbalanced Voltage					
	PV at Bus 2			PV at Bus 3		
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.1762	1.1314	1.1236	1.1786	1.1340	1.1269
3	1.1926	1.1378	1.1110	2.3237	2.2697	2.2446
4	1.2381	1.1267	1.0851	2.3701	2.2587	2.2194
5	1.1822	1.1347	1.1248	2.3137	2.2672	2.2586

ตารางที่ 6.35 ค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในระบบทดสอบ 5 บัส แบบที่ 3

Bus	% Unbalanced Voltage					
	PV at Bus 4			PV at Bus 5		
	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.1793	1.1343	1.1267	1.1778	1.1328	1.1254
3	2.3253	2.2704	2.2441	2.3225	2.2679	2.2418
4	3.4824	3.3707	3.3307	2.3690	2.2568	2.2168
5	2.3153	2.2679	2.2581	3.4227	3.3761	3.3664

โดยพบว่า ภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าน้อยที่สุด เมื่อทำการติดตั้งที่เฟส C ของบัสนั้นๆ และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่ามากที่สุด เมื่อทำการติดตั้งที่เฟส A ของบัสนั้นๆ

หากพิจารณาขนาดของโหลดรวมก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะพบว่า ขนาดรวมของโหลดในเฟส A มีค่า $770.1+255.1i$ VA ขนาดรวมของโหลดในเฟส B มีค่า $946.6+311.0i$ VA ขนาดรวมของโหลดในเฟส C มีค่า $1,083.3+356.1i$ VA โดยพบว่า เฟส C มีขนาดของโหลดรวมมากที่สุด การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปที่เฟส C จึงมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลน้อยที่สุด และเฟส A มีขนาดของโหลดรวมน้อยที่สุด การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปที่เฟส C จึงมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด เมื่อเทียบกับการติดตั้งที่เฟสอื่นๆของบัสเดียวกัน จึงได้สมมติฐานจากการทดสอบนี้ ซึ่งตรงกับการทดสอบก่อนหน้า คือ

- การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปที่เฟสที่มีขนาดของโหลดรวมมากที่สุด จะให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าน้อยที่สุด และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปที่เฟสที่มีขนาดของโหลดรวมน้อยที่สุด จะทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่ามากที่สุด เมื่อเทียบกับการติดตั้งที่เฟสอื่นๆของบัสเดียวกัน

จากการทดสอบโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในหัวข้อที่ 6.2.2.1 ถึง 6.2.2.3 ซึ่งได้ทำการทดสอบในระบบทดสอบที่มีลักษณะแตกต่างกัน 3 แบบพบว่า ไม่ว่าจะจะเป็นระบบที่มีทางแยกของสายป้อนหรือไม่ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปที่เฟสที่มีขนาดของโหลดรวมมากที่สุด จะให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าน้อยที่สุด และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเข้าไปที่เฟสที่มีขนาดของโหลดรวมน้อยที่สุด จะทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่ามากที่สุด เมื่อเทียบกับการติดตั้งที่เฟสอื่นๆของบัสเดียวกัน

6.2.3 ผลการทดสอบระบบทดสอบ 29 บัส

ในหัวข้อนี้จะทำการทดสอบเพื่อศึกษาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ LVDNs 29 บัส ซึ่งข้อมูลไดอะแกรมเส้นเดียวแสดงดังภาพที่ 6.5 และข้อมูลของระบบทดสอบ แสดงดังตารางที่ 6.5 โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 2 หัวข้อ ดังนี้

6.2.3.1 พิจารณาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาตามจำนวนเฟสที่ติดตั้ง

6.2.3.2 พิจารณาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาตามตำแหน่งที่ติดตั้ง

6.2.3.1 พิจารณาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาตามจำนวนเฟสที่ติดตั้ง

ในส่วนนี้เป็นการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล เมื่อทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาใน 3 กรณี ดังต่อไปนี้

- 1) ผลกระทบจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 1 เฟส
- 2) ผลกระทบจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 2 เฟส
- 3) ผลกระทบจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 3 เฟส

- 1) ผลกระทบจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 1 เฟส

ทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ขนาด 10 kW เข้าไปที่ละบัส โดยเลือกพิจารณาเพียงสายป้อนเดียวคือ สายป้อนที่ 2 ซึ่งเป็นสายป้อนที่ยาวกว่า

สายป้อนที่ 1 โดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา จะติดตั้งครั้งละ 1 เฟส ขนาด 10 kW โดยผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสต่างๆที่ละเฟส แสดงดังตารางที่ 6.36 - ตารางที่ 6.42

ตารางที่ 6.36 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (1)

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 3			PV installed at bus 5			PV installed at bus 9		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.5211	0.5699	0.6320	0.5164	0.5653	0.6255	0.5079	0.5589	0.6162
5	0.5011	0.5654	0.6837	1.0567	1.1204	1.2363	1.0399	1.1076	1.2181
9	0.5012	0.5416	0.7293	1.0525	1.0949	1.2835	1.5833	1.6322	1.8118
10	0.5072	0.5698	0.6704	1.0641	1.1260	1.2234	1.0475	1.1129	1.2052
11	0.4797	0.5828	0.7043	1.0375	1.1385	1.2584	1.0203	1.1256	1.2395
14	0.5088	0.5228	0.7600	1.0559	1.0747	1.3156	1.5853	1.6128	1.8450
15	0.4586	0.6007	0.7259	1.0185	1.1569	1.2814	1.0007	1.1440	1.2618
17	0.5131	0.5127	0.7818	1.0570	1.0631	1.3383	1.5854	1.6018	1.8685
18	0.4370	0.6171	0.7501	0.9979	1.1725	1.3062	0.9796	1.1597	1.2861
20	0.5274	0.4996	0.7804	1.0710	1.0512	1.3374	1.5991	1.5903	1.8681
21	0.5199	0.5023	0.7981	1.0606	1.0512	1.3552	1.5879	1.5901	1.8858
22	0.4972	0.5268	0.7890	1.0410	1.0755	1.3452	1.5696	1.6139	1.8751
23	0.4059	0.6371	0.7817	0.9651	1.1883	1.3364	0.9464	1.1759	1.3159
24	0.4300	0.6236	0.7527	0.9912	1.1786	1.3084	0.9729	1.1658	1.2881
25	0.4542	0.6083	0.7407	1.0172	1.1671	1.2993	0.9987	1.1538	1.2791
26	0.3791	0.6573	0.8068	0.9368	1.2048	1.3599	0.9178	1.1928	1.3391

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 3			PV installed at bus 5			PV installed at bus 9		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
27	0.4607	0.6092	0.7346	1.0259	1.1702	1.2949	1.0072	1.1567	1.2744
28	0.4784	0.5976	0.7261	1.0443	1.1609	1.2881	1.0256	1.1471	1.2677
29	0.4743	0.5978	0.7336	1.0396	1.1605	1.2955	1.0208	1.1467	1.2751
max	0.5274	0.673	0.8068	1.0710	1.2048	1.3599	1.5991	1.6322	1.8858
			VUFmaxfeeder			VUFmaxfeeder			VUFmaxfeeder
min	0.3791	0.4996	0.6320	0.5164	0.5653	0.6255	0.5079	0.5589	0.6162
	VUFminfeeder			VUFminfeeder			VUFminfeeder		

ตารางที่ 6.37 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (2)

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 10			PV installed at bus 11			PV installed at bus 14		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.5063	0.5574	0.6164	0.5096	0.5588	0.6180	0.4995	0.5527	0.6075
5	1.0367	1.1044	1.2186	1.0432	1.1073	1.2216	1.0232	1.0949	1.2012
9	1.0313	1.0794	1.2657	1.0384	1.0820	1.2687	1.5589	1.6136	1.7876
10	1.5933	1.6580	1.7520	1.0507	1.1127	1.2086	1.0310	1.1000	1.1882
	VUF_max	VUF_max	VUF_max						
11	1.0169	1.1225	1.2399	1.5757	1.6762	1.7912	1.0030	1.1129	1.2219
14	1.0339	1.0594	1.2979	1.0413	1.0619	1.3007	2.0988	2.1344	2.3565
15	0.9973	1.1408	1.2621	1.5589	1.6962	1.8153	0.9829	1.1312	1.2435
17	1.0344	1.0480	1.3205	1.0421	1.0503	1.3234	2.0984	2.1240	2.3805
18	0.9761	1.1566	1.2863	1.5398	1.7130	1.8408	0.9613	1.1470	1.2672
20	1.0484	1.0358	1.3198	1.0561	1.0383	1.3226	2.1119	2.1128	2.3806
							VUF_max		

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 10			PV installed at bus 11			PV installed at bus 14		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
21	1.0377	1.0362	1.3374	1.0456	1.0385	1.3403	2.1002	2.1128	2.3983
22	1.0184	1.0606	1.3272	1.0261	1.0629	1.3302	2.0829	2.1362	2.3868
23	0.9428	1.1730	1.3161	1.5069	1.7282	1.8700	0.9277	1.1637	1.2967
24	0.9694	1.1627	1.2884	1.5333	1.7189	1.8427	0.9546	1.1531	1.2692
25	0.9952	1.1505	1.2794	1.5604	1.7092	1.8358	0.9802	1.1407	1.2602
26	0.9141	1.1901	1.3392	1.4787	1.7439	1.8926	0.8989	1.1809	1.3196
27	1.0037	1.1533	1.2747	1.5704	1.7137	1.8326	0.9887	1.1433	1.2553
28	1.0220	1.1436	1.2680	1.5893	1.7053	1.8270	1.0069	1.1334	1.2486
29	1.0172	1.1433	1.2754	1.5845	1.7048	1.8345	1.0020	1.1331	1.2560
max	1.5933	1.6580	1.7520	1.5893	1.7439	1.8926	2.1119	2.1362	2.3983
min	0.5063	0.5574	0.6164	0.5096	0.5588	0.6180	0.4995	0.5527	0.6075

ตารางที่ 6.38 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (3)

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 15			PV installed at bus 17			PV installed at bus 18		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.5029	0.5525	0.6107	0.4912	0.5465	0.5993	0.4959	0.5462	0.6030
5	1.0300	1.0946	1.2073	1.0070	1.0823	1.1851	1.0162	1.0818	1.1924
9	1.0246	1.0695	1.2543	1.5351	1.5949	1.7645	1.0101	1.0570	1.2393

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 15			PV installed at bus 17			PV installed at bus 18		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
10	1.0376	1.0999	1.1943	1.0149	1.0871	1.1720	1.0239	1.0868	1.1793
11	1.5567	1.6572	1.7701	0.9862	1.1003	1.2051	1.5368	1.6381	1.7481
14	1.0272	1.0495	1.2863	2.0679	2.1096	2.3268	1.0121	1.0370	1.2713
15	2.0829	2.2189	2.3318	0.9656	1.1185	1.2260	2.0570	2.1935	2.3029
17	1.0277	1.0380	1.3089	2.5962	2.6298	2.8763	1.0123	1.0257	1.2939
18	2.0652	2.2370	2.3579	0.9435	1.1344	1.2492	2.5734	2.7438	2.8569
20	1.0416	1.0258	1.3082	2.6095 VUF_max	2.6187	2.8769	1.0262	1.0134	1.2933
21	1.0309	1.0262	1.3258	2.5976	2.6190	2.8944 VUF_max	1.0153	1.0140	1.3108
22	1.0116	1.0507	1.3156	2.5810 VUF_max	2.6420	2.8823	0.9962	1.0385	1.3003
23	2.0326	2.2522	2.3864	0.9095	1.1516	1.2783	2.5410	2.7595	2.8846
24	2.0589	2.2429	2.3596	0.9368	1.1406	1.2511	2.5672	2.7498	2.8584
25	2.0867	2.2343	2.3544	0.9622	1.1276	1.2420	2.5956	2.7419	2.8546
26	2.0046 VUF_max	2.2679 VUF_max	2.4082 VUF_max	0.8805	1.1692	1.3009	2.5133 VUF_max	2.7754 VUF_max	2.9057 VUF_max
27	2.0978	2.2396	2.3522	0.9705	1.1299	1.2370	2.6075	2.7479	2.8531
28	2.1170 VUF_max	2.2318	2.3476	0.9887	1.1196	1.2304	2.6269 VUF_max	2.7404	2.8494
29	2.1122	2.2315	2.3550	0.9837	1.1195	1.2377	2.6220	2.7402	2.8567
max	2.1170	2.2679	2.4082 VUFmaxfeeder	2.6095	2.6420	2.8944 VUFmaxfeeder	2.6269	2.7754	2.9057 VUFmaxfeeder
min	0.5029 VUFminfeeder	0.5525	0.6107	0.4912 VUFminfeeder	0.5465	0.5993	0.4959 VUFminfeeder	0.5462	0.6030

ตารางที่ 6.39 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (4)

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 20			PV installed at bus 21			PV installed at bus 22		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.4825	0.5403	0.5914	0.4830	0.5405	0.5913	0.4831	0.5399	0.5912
5	0.9898	1.0696	1.1698	0.9908	1.0700	1.1695	0.9910	1.0687	1.1693
9	1.5100	1.5762	1.7427	1.5115	1.5767	1.7422	1.5118	1.5749	1.7421
10	0.9979	1.0742	1.1567	0.9989	1.0746	1.1564	0.9991	1.0733	1.1562
11	0.9685	1.0876	1.1890	0.9695	1.0880	1.1888	0.9697	1.0867	1.1885
14	2.0352	2.0849	2.2986	2.0372	2.0856	2.2980	2.0376	2.0831	2.2979
15	0.9473	1.1059	1.2092	0.9483	1.1062	1.2090	0.9485	1.1050	1.2087
17	2.5565	2.5991	2.8421	2.5589	2.6000	2.8413	2.5593	2.5969	2.8412
18	0.9246	1.1219	1.2318	0.9257	1.1222	1.2316	0.9259	1.1210	1.2313
20	3.0895 VUF_max	3.1088 VUF_max	3.3590 VUF_max	2.5720	2.5887	2.8420	2.5724	2.5856	2.8419
21	2.5573	2.5883	2.8601	3.0799 VUF_max	3.1104 VUF_max	3.3755 VUF_max	2.5602	2.5861	2.8592
22	2.5413	2.6115	2.8477	2.5436	2.6124	2.8470	3.0646 VUF_max	3.1296 VUF_max	3.3628 VUF_max
23	0.8903	1.1397	1.2605	0.8914	1.1399	1.2603	0.8916	1.1388	1.2599
24	0.9179	1.1282	1.2336	0.9190	1.1285	1.2334	0.9192	1.1273	1.2330
25	0.9431	1.1146	1.2246	0.9443	1.1150	1.2244	0.9445	1.1137	1.2241
26	0.8609	1.1577	1.2828	0.8621	1.1579	1.2825	0.8623	1.1568	1.2821
27	0.9513	1.1165	1.2194	0.9525	1.1169	1.2192	0.9527	1.1156	1.2188
28	0.9694	1.1059	1.2129	0.9705	1.1063	1.2126	0.9707	1.1049	1.2123
29	0.9642	1.1058	1.2202	0.9654	1.1062	1.2199	0.9656	1.1049	1.2196

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 20			PV installed at bus 21			PV installed at bus 22		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
max	3.0895	3.1088	3.3590	3.0799	3.1104	3.3755	3.0646	3.1296	3.3628
			VUFmaxfeeder			VUFmaxfeeder			VUFmaxfeeder
min	0.4825	0.5403	0.5914	0.4830	0.5405	0.5913	0.4831	0.5399	0.5912
	VUFminfeeder			VUFminfeeder			VUFminfeeder		

ตารางที่ 6.40 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (5)

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 23			PV installed at bus 24			PV installed at bus 25		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.4882	0.5395	0.5944	0.4872	0.5394	0.5946	0.4877	0.5401	0.5959
5	1.0009	1.0681	1.1755	0.9989	1.0679	1.1760	1.0000	1.0696	1.1784
9	0.9938	1.0437	1.2225	0.9917	1.0436	1.2229	0.9931	1.0451	1.2253
10	1.0088	1.0729	1.1624	1.0068	1.0727	1.1629	1.0079	1.0744	1.1653
11	1.5149	1.6174	1.7233	1.5121	1.6171	1.7240	1.5135	1.6197	1.7275
14	0.9951	1.0240	1.2545	0.9929	1.0239	1.2550	0.9945	1.0253	1.2573
15	2.0287	2.1661	2.2703	2.0250	2.1656	2.2712	2.0267	2.1691	2.2758
17	0.9948	1.0128	1.2770	0.9925	1.0127	1.2775	0.9942	1.0141	1.2798
18	2.5389	2.7100	2.8169	2.5343	2.7094	2.8180	2.5364	2.7138	2.8236
20	1.0086	1.0003	1.2765	1.0063	1.0002	1.2770	1.0080	1.0016	1.2793
21	0.9974	1.0013	1.2939	0.9951	1.0012	1.2944	0.9969	1.0025	1.2967
22	0.9786	1.0258	1.2832	0.9763	1.0258	1.2836	0.9780	1.0271	1.2861
23	3.0315	3.2484	3.3625	2.5014	2.7255	2.8451	2.5036	2.7297	2.8509
	VUF_max	VUF_max							

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 23			PV installed at bus 24			PV installed at bus 25		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
24	2.5327	2.7160	2.8182	3.0528 VUF_max	3.2375 VUF_max	3.3381 VUF_max	2.5302	2.7197	2.8250
25	2.5606	2.7072	2.8141	2.5560	2.7066	2.8152	3.0834	3.2350	3.3413
26	3.0040	3.2647	3.3827 VUF_max	2.4734	2.7418	2.8656	2.4756	2.7459	2.8716
27	2.5721	2.7126	2.8122	2.5674	2.7119	2.8133	3.0958	3.2413 VUF_max	3.3405
28	2.5912	2.7046	2.8084	2.5865	2.7038	2.8096	3.1153 VUF_max	3.2339	3.3375
29	2.5862	2.7045	2.8157	2.5815	2.7037	2.8168	3.1103	3.2339	3.3447 VUF_max
max	3.0315	3.2647	3.3827 VUFmaxfeeder	3.0528	3.2375	3.3381 VUFmaxfeeder	3.1153	3.2413	3.3447 VUFmaxfeeder
min	0.4882 VUFminfeeder	0.5395	0.5944	0.4872 VUFminfeeder	0.5394	0.5946	0.4877 VUFminfeeder	0.5401	0.5959

ตารางที่ 6.41 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (6)

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 26			PV installed at bus 27			PV installed at bus 28		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.4806	0.5331	0.5863	0.4800	0.5342	0.5888	0.4720	0.5286	0.5817
5	0.9860	1.0552	1.1597	0.9847	1.0575	1.1646	0.9688	1.0460	1.1508
9	0.9779	1.0312	1.2066	0.9769	1.0333	1.2115	0.9600	1.0222	1.1977
10	0.9940	1.0597	1.1466	0.9927	1.0620	1.1515	0.9770	1.0502	1.1377
11	1.4937	1.5980	1.7001	1.4915	1.6014	1.7072	1.4688	1.5840	1.6869

BUS	% Unbalanced Voltage								
	PV installed at bus 26			PV installed at bus 27			PV installed at bus 28		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
14	0.9785	1.0118	1.2386	0.9777	1.0138	1.2435	0.9601	1.0029	1.2297
15	2.0012	2.1401	2.2398	1.9981	2.1448	2.2492	1.9687	2.1217	2.2224
17	0.9777	1.0008	1.2611	0.9770	1.0027	1.2659	0.9589	0.9920	1.2521
18	2.5054	2.6780	2.7793	2.5015	2.6839	2.7908	2.4655	2.6553	2.7580
20	0.9914	0.9881	1.2608	0.9907	0.9901	1.2656	0.9725	0.9793	1.2518
21	0.9800	0.9894	1.2780	0.9794	0.9912	1.2829	0.9609	0.9807	1.2690
22	0.9615	1.0140	1.2670	0.9607	1.0158	1.2720	0.9426	1.0054	1.2579
23	2.9926	3.2111	3.3186	2.4683	2.7002	2.8176	2.4319	2.6720	2.7843
24	2.4992	2.6840	2.7806	2.4953	2.6899	2.7921	2.4594	2.6614	2.7591
25	2.5266	2.6744	2.7762	3.0427	3.1991	3.3032	3.0008	3.1649	3.2650
26	3.4819 VUF_max	3.7408 VUF_max	3.8480 VUF_max	2.4400	2.7166	2.8379	2.4034	2.6888	2.8041
27	2.5377	2.6792	2.7738	3.5717	3.7203 VUF_max	3.8142	3.5241	3.6806	3.7707
28	2.5566	2.6707	2.7700	3.5911 VUF_max	3.7130	3.8117	4.0519	4.1802	4.2727
29	2.5514	2.6706	2.7772	3.5861	3.7131	3.8189 VUF_max	4.0468	4.1805	4.2797 VUF_max
max	3.4819	3.7408	3.8480 VUFmaxfeeder	3.5911	3.7203	3.8189 VUFmaxfeeder	4.0519	4.1805	4.2797 VUFmaxfeeder
min	0.4806 VUFminfeeder	0.5331	0.5863	0.4800 VUFminfeeder	0.5342	0.5888	0.4720 VUFminfeeder	0.5286	0.5817

ตารางที่ 6.42 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
ประเภทบนหลังคาที่ละเฟสของทุกบัส (7)

BUS	% Unbalanced Voltage		
	PV installed at bus 29		
	A	B	C
1	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.4645	0.5230	0.5744
5	0.9540	1.0346	1.1365
9	0.9442	1.0114	1.1834
10	0.9624	1.0386	1.1233
11	1.4477	1.5668	1.6659
14	0.9434	0.9923	1.2153
15	1.9414	2.0987	2.1948
17	0.9417	0.9817	1.2377
18	2.4323	2.6269	2.7240
20	0.9553	0.9688	1.2376
21	0.9434	0.9705	1.2547
22	0.9254	0.9952	1.2433
23	2.3983	2.6441	2.7497
24	2.4262	2.6330	2.7251
25	2.9622	3.1307	3.2256
26	2.3694	2.6612	2.7691
27	3.4804	3.6410	3.7260
28	4.0033	4.1354	4.2232
29	4.4991	4.6353	4.7269
			VUF_max
max	4.4991	4.6353	4.7269
			VUFmaxfeeder

BUS	% Unbalanced Voltage		
	PV installed at bus 29		
	A	B	C
min	0.4645 VUFminfeeder	0.5230	0.5744

จากผลการทดสอบในตารางที่ 6.36 ถึง ตารางที่ 6.42 พบว่า ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสต่างๆ ครั้งละ 1 เฟส ขนาด 10 kW ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลจะมีค่าสูงสุด เมื่อทำการติดตั้งที่เฟส C ของบัสนั้นๆ และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลจะมีค่าต่ำที่สุด เมื่อทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ของบัสนั้นๆ โดยหากพิจารณาขนาดของโหลดในระบบจะพบว่า ในสายป้อนที่ 2 นี้ ขนาดของโหลดรวมในเฟส A มีค่า $3,502.7+1,151.4i$ VA , ขนาดของโหลดรวมในเฟส B มีค่า $3,408.3+1,120i$ VA และขนาดของโหลดรวมในเฟส C มีค่า $2,413.9+793.4i$ VA นั่นคือ ขนาดของโหลดรวมในเฟส C มีค่าน้อยที่สุด การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส C ของบัสต่างๆ จึงมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สูงที่สุด และขนาดของโหลดรวมในเฟส A มีค่าสูงสุด การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟส A ของบัสต่างๆ จึงได้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ต่ำที่สุด

2) ผลกระทบจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 2 เฟส

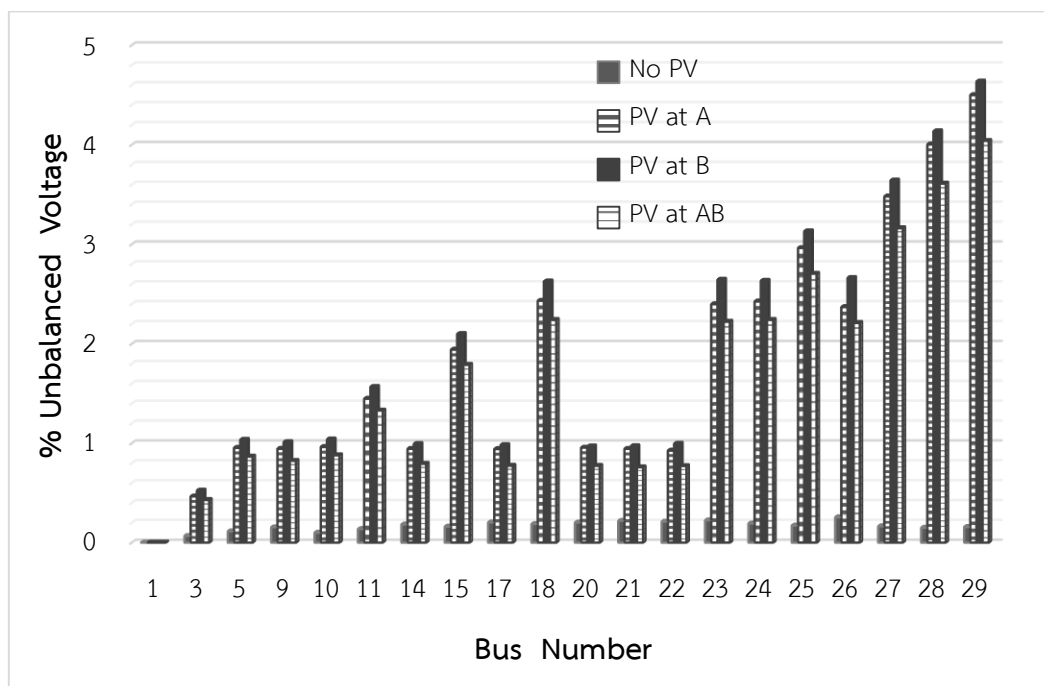
ในส่วนนี้จะทดสอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แบบติดตั้งครั้งละ 2 เฟสของบัสเดียวกัน โดยจะพิจารณาติดตั้งที่บัส 29 คือ ติดตั้งที่ เฟส A และ เฟส B , เฟส A และ เฟส C , เฟส B และ เฟส C ได้ผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 6.43

ตารางที่ 6.43 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 29

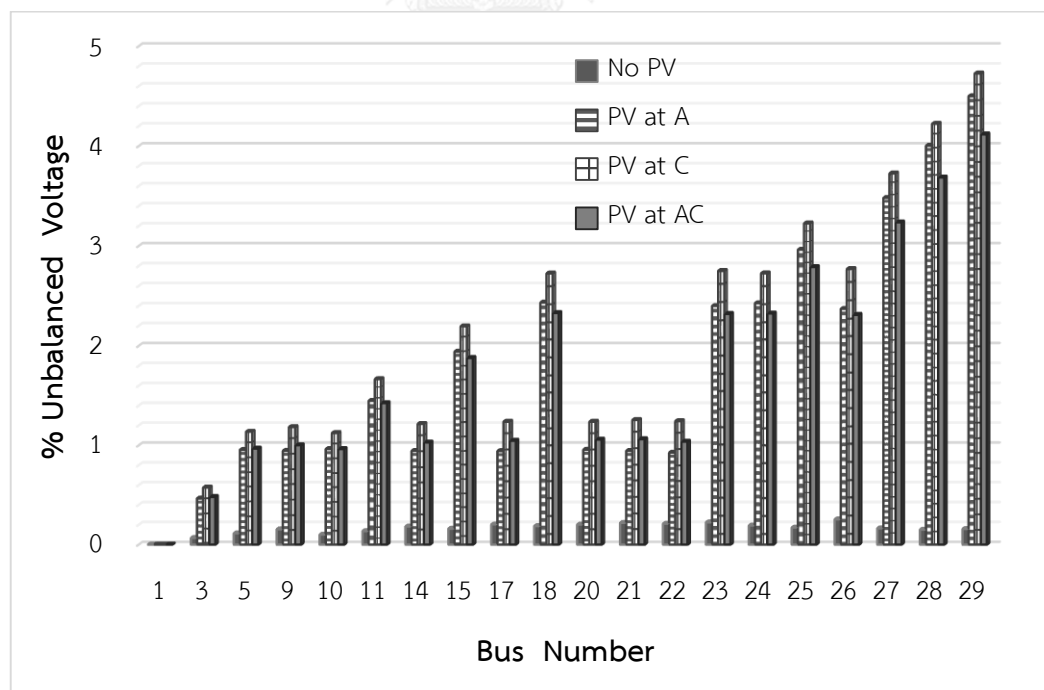
BUS	% Unbalanced Voltage						
	Base case	PV install at Bus 29					
		A	B	C	AB	AC	BC
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0669	0.4645	0.5230	0.5744	0.4287	0.4799	0.5339
5	0.1133	0.9540	1.0346	1.1365	0.8654	0.9672	1.0418

BUS	% Unbalanced Voltage						
	Base case	PV install at Bus 29					
		A	B	C	AB	AC	BC
9	0.1540	0.9442	1.0114	1.1834	0.8224	1.0006	1.0648
10	0.1000	0.9624	1.0386	1.1233	0.8787	0.9624	1.0327
11	0.1360	1.4477	1.5668	1.6659	1.3290	1.4246	1.5335
14	0.1824	0.9434	0.9923	1.2153	0.7931	1.0281	1.0780
15	0.1601	1.9414	2.0987	2.1948	1.7885	1.8786	2.0210
17	0.2031	0.9417	0.9817	1.2377	0.7732	1.0458	1.0892
18	0.1869	2.4323	2.6269	2.7240	2.2397	2.3286	2.5035
20	0.2017	0.9553	0.9688	1.2376	0.7725	1.0572	1.0791
21	0.2190	0.9434	0.9705	1.2547	0.7574	1.0617	1.0957
22	0.2107	0.9254	0.9952	1.2433	0.7703	1.0366	1.1044
23	0.2241	2.3983	2.6441	2.7497	2.2220	2.3198	2.5399
24	0.1920	2.4262	2.6330	2.7251	2.2399	2.3235	2.5096
25	0.1718	2.9622	3.1307	3.2256	2.7039	2.7887	2.9388
26	0.2548	2.3694	2.6612	2.7691	2.2098	2.3101	2.5703
27	0.1639	3.4804	3.6410	3.7260	3.1620	3.2358	3.3767
28	0.1498	4.0033	4.1354	4.2232	3.6099	3.6851	3.7979
29	0.1573	4.4991	4.6353	4.7269	4.0385	4.1170	4.2303

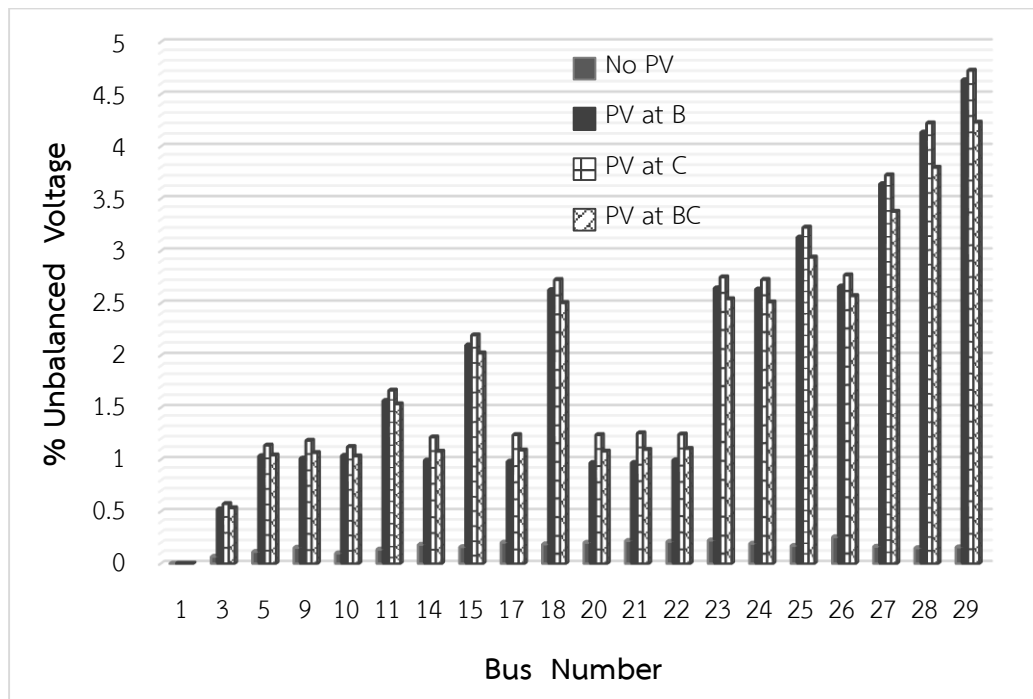
เพื่อความสะดวกในการพิจารณา สามารถนำตารางที่ 6.43 มาแสดงในรูปแผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ดังภาพที่ 6.29 ถึง ภาพที่ 6.31



ภาพที่ 6.29 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 1 เฟสเปรียบเทียบกับ การติดตั้ง 2 เฟส (1)



ภาพที่ 6.30 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 1 เฟสเปรียบเทียบกับ การติดตั้ง 2 เฟส (2)



ภาพที่ 6.31 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 1 เฟสเปรียบเทียบกับ การติดตั้ง 2 เฟส (3)

จากภาพที่ 6.29 ถึง ภาพที่ 6.31 พบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาแบบติดตั้งพร้อมกัน 2 เฟส จะให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ต่ำกว่าการติดตั้งที่เฟสใดเฟสหนึ่งเพียงเฟสเดียว แต่การติดตั้งแบบนี้ ยังทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่ามากกว่าก่อนการติดตั้ง

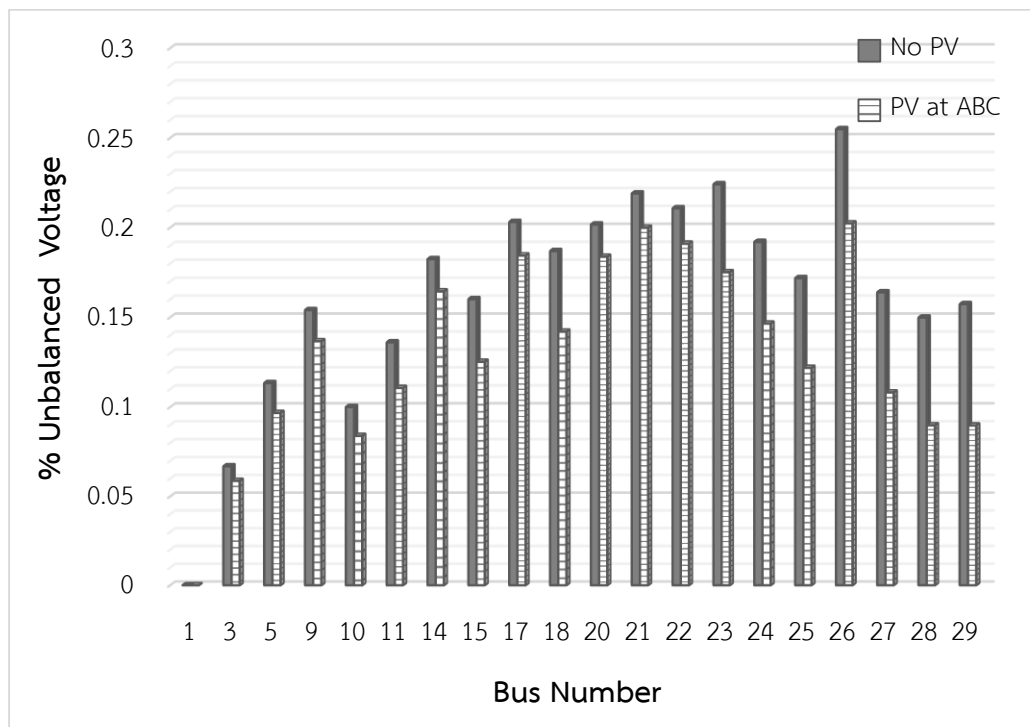
3) ผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา 3 เฟส

ในส่วนนี้จะทดสอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แบบติดตั้งทั้ง 3 เฟสของบัสเดียวกัน โดยจะพิจารณาติดตั้งที่บัส 29 ได้ผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 6.44

ตารางที่ 6.44 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
ประเภทบนหลังคาที่บัส 29 ทั้งสามเฟส

BUS	% Unbalanced Voltage	
	Base case	PV install at Bus 29
		ABC
1	0.0000	0.0000
3	0.0669	0.0587
5	0.1133	0.0967
9	0.1540	0.1366
10	0.1000	0.0839
11	0.1360	0.1106
14	0.1824	0.1644
15	0.1601	0.1252
17	0.2031	0.1844
18	0.1869	0.1420
20	0.2017	0.1837
21	0.2190	0.1999
22	0.2107	0.1910
23	0.2241	0.1751
24	0.1920	0.1465
25	0.1718	0.1218
26	0.2548	0.2023
27	0.1639	0.1081
28	0.1498	0.0898
29	0.1573	0.0897

เพื่อความสะดวกในการพิจารณา สามารถนำตารางที่ 6.44 มาแสดงในรูปแผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ดังภาพที่ 6.32



ภาพที่ 6.32 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเปรียบเทียบกับกรติดตั้ง 3 เฟส

จากภาพที่ 6.32 พบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาแบบติดตั้งพร้อมกันทั้ง 3 เฟส จะให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่ต่ำกว่าก่อนการติดตั้ง นั่นหมายความว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาแบบติดตั้งพร้อมกันทั้ง 3 เฟส จะเป็นการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบ

6.2.3.2 พิจารณาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาตามตำแหน่งที่ติดตั้ง

ในส่วนนี้จะทำการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ โดยทำการทดสอบในระบบทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ LVDNs 29 บัส ในสายป้อนที่ 2 ซึ่งข้อมูลไดอะแกรมเส้นเดียวแสดงดังภาพที่ 6.5 และข้อมูลของระบบทดสอบ แสดงดังตารางที่ 6.5 โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 หัวข้อ ดังนี้

- 1) ผลกระทบจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บริเวณ ต้นสายป้อน
- 2) ผลกระทบจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บริเวณ กลางสายป้อน
- 3) ผลกระทบจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บริเวณ ปลายสายป้อน

1) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บริเวณต้นสายป้อน

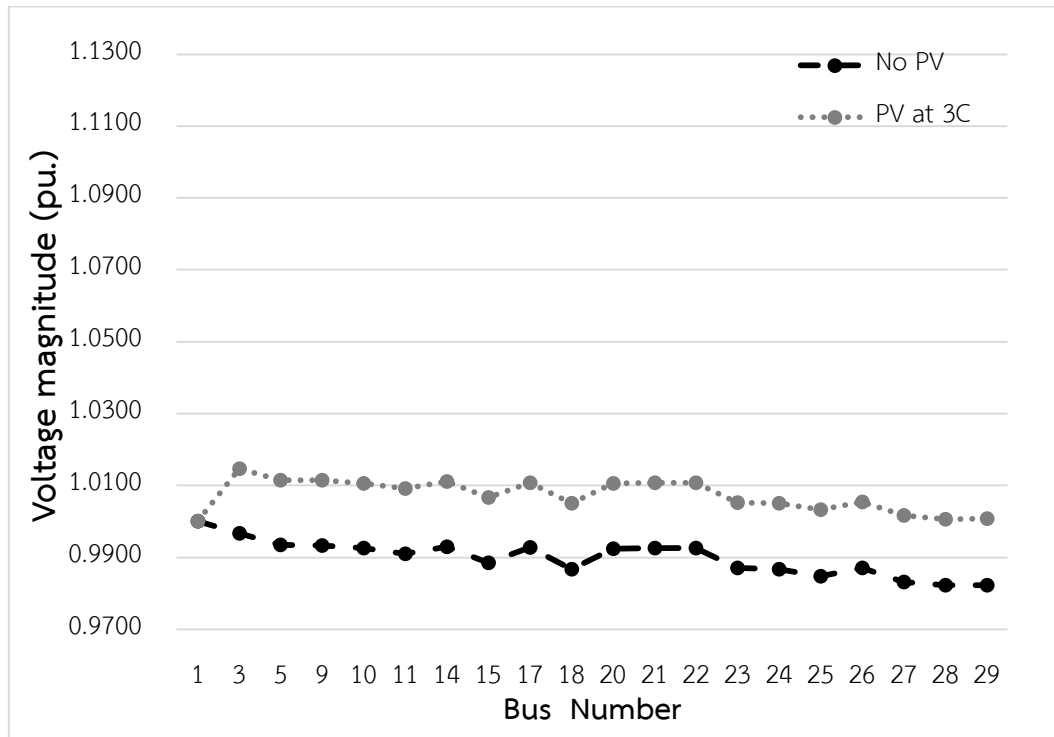
ทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ขนาด 10 kW ที่บัสที่ 3 ซึ่งเป็นบัสที่อยู่บริเวณต้นสายป้อนที่ 2 ติดตั้งเพียงเฟสเดียวคือ เฟส C เนื่องจากการทดสอบก่อนหน้าพบว่า การติดตั้งที่เฟส C ของบัสใดๆก็ตามในระบบทดสอบนี้ จะทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าสูงที่สุดเมื่อเทียบกับการติดตั้งที่เฟสอื่นๆของบัสเดียวกัน โดยผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลรวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แสดงดังตารางที่ 6.45

ตารางที่ 6.45 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและขนาดของแรงดันไฟฟ้าภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 3 เฟส C

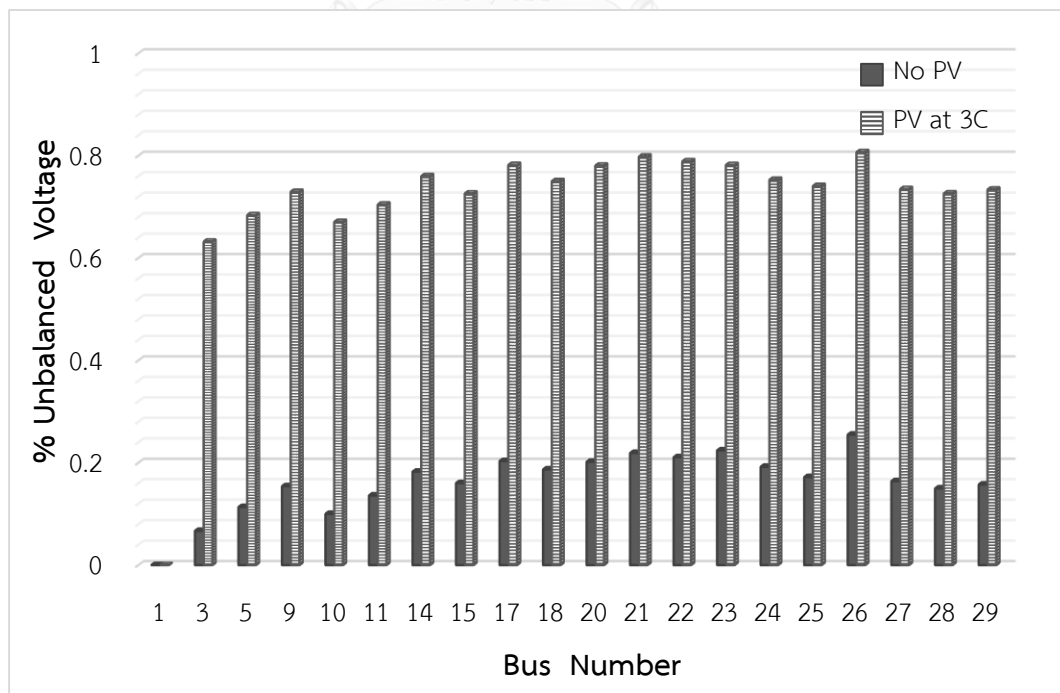
BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 3	No PV	PV at 3C		
1	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000
3	0.0669	0.6320	0.9967	1.0147	844.6936	1.8060
5	0.1133	0.6837	0.9934	1.0115	503.4422	1.8220
9	0.1540	0.7293	0.9933	1.0114	373.5714	1.8222
10	0.1000	0.6704	0.9925	1.0106	570.4000	1.8237
11	0.1360	0.7043	0.9909	1.0091	417.8676	1.8367
14	0.1824	0.7600	0.9930	1.0111	316.6667	1.8228
15	0.1601	0.7259	0.9885	1.0067	353.4041	1.8412

BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 3	No PV	PV at 3C		
17	0.2031	0.7818	0.9927	1.0108	284.9335	1.8233
18	0.1869	0.7501	0.9867	1.0051	301.3376	1.8648
20	0.2017	0.7804	0.9924	1.0106	286.9113	1.8339
21	0.2190	0.7981	0.9926	1.0108	264.4292	1.8336
22	0.2107	0.7890	0.9926	1.0108	274.4661	1.8336
23	0.2241	0.7817	0.9870	1.0053	248.8175	1.8541
24	0.1920	0.7527	0.9867	1.0050	292.0313	1.8547
25	0.1718	0.7407	0.9848	1.0032	331.1409	1.8684
26	0.2548	0.8068	0.9871	1.0054	216.6405	1.8539
27	0.1639	0.7346	0.9831	1.0016	348.2001	1.8818
28	0.1498	0.7261	0.9822	1.0006	384.7130	1.8733
29	0.1573	0.7336	0.9823	1.0007	366.3700	1.8732

เพื่อความสะดวกในการพิจารณา จาก ตารางที่ 6.45 สามารถเขียนกราฟของค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟส C รวมไปถึงแผนภูมิแท่งแสดงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ดังภาพที่ 6.33 และ ภาพที่ 6.34 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.33 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท
บนหลังคาที่บัสที่ 3 เฟส C



ภาพที่ 6.34 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท
บนหลังคาบัสที่ 3 เฟส C

โดยจากภาพที่ 6.33 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส ในขนาดที่ใกล้เคียงกัน นั้นหมายความว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บริเวณต้นสายป้อน จะช่วยยกระดับของแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งทั้งระบบให้มีค่าสูงขึ้น และจากภาพที่ 6.34 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สูงที่สุดทั้งก่อนและหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เกิดที่บัส 26 โดยมีค่าเพิ่มจาก 0.2548% เป็น 0.8068% หรือเพิ่มขึ้นจากเดิมถึง 216.6405%

2) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บริเวณกลางสายป้อน

ในส่วนนี้จะทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่บัสที่อยู่บริเวณกลางสายป้อนที่ 2 แต่เนื่องจากสายป้อนที่ 2 ประกอบไปด้วย 2 ทางแยกของสายป้อน ดังนั้น จะพิจารณาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 14 และ บัส 15 ตามลำดับ

2.1) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 14

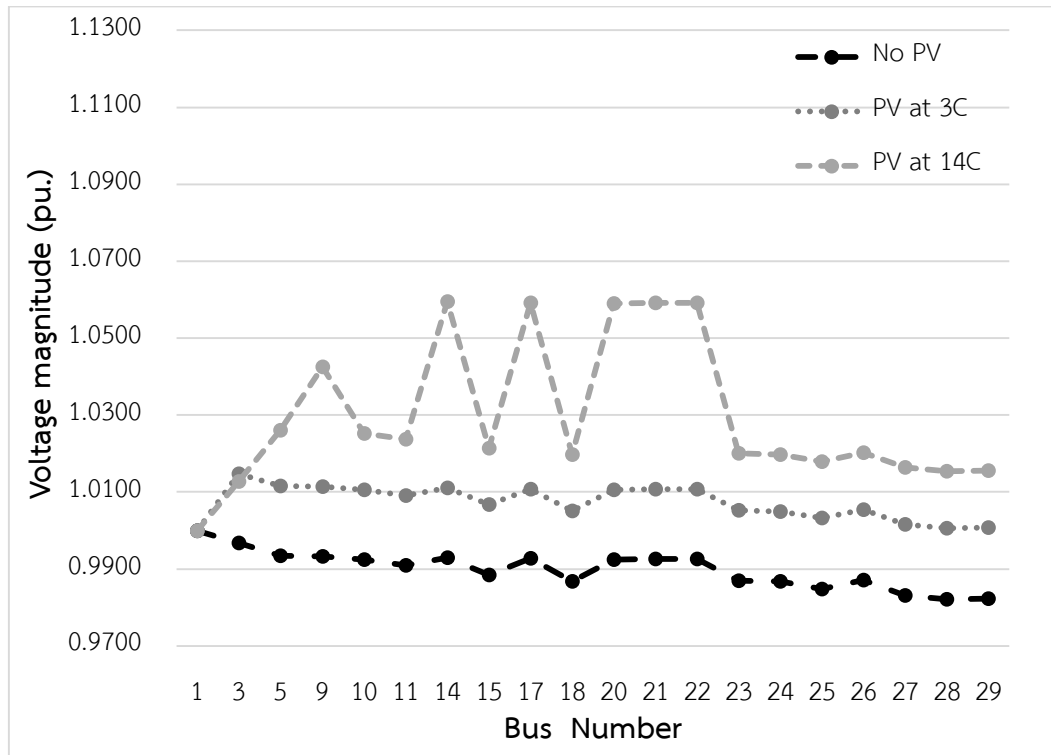
โดยจะทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่บัสที่ 14 ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพียงเฟสเดียวคือ เฟส C โดยผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลรวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C ภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แสดงดังตารางที่ 6.46

ตารางที่ 6.46 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและขนาดของแรงดันไฟฟ้าภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 14 เฟส C

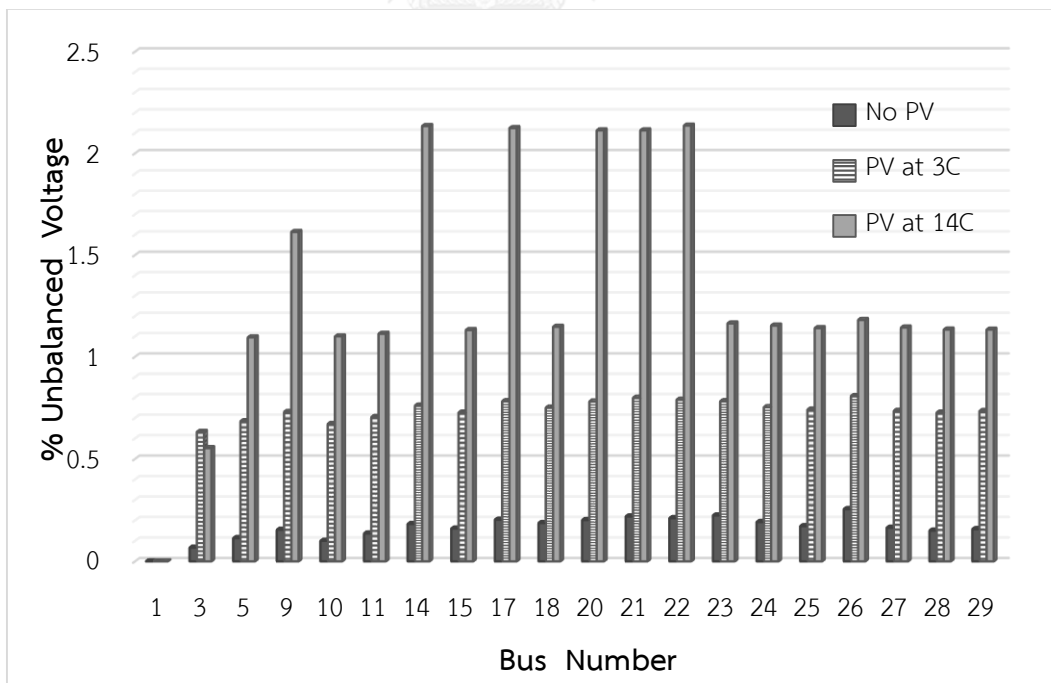
BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 14	No PV	PV at 14C		
1	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000
3	0.0669	0.6075	0.9967	1.0128	808.0717	1.6153
5	0.1133	1.2012	0.9934	1.0260	960.1942	3.2817
9	0.1540	1.7876	0.9933	1.0426	1060.7792	4.9633
10	0.1000	1.1882	0.9925	1.0252	1088.2000	3.2947
11	0.1360	1.2219	0.9909	1.0237	798.4559	3.3101

BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 14	No PV	PV at 14C		
14	0.1824	2.3565	0.9930	1.0595	1191.9408	6.6969
15	0.1601	1.2435	0.9885	1.0214	676.7021	3.3283
17	0.2031	2.3805	0.9927	1.0592	1072.0827	6.6989
18	0.1869	1.2672	0.9867	1.0198	578.0096	3.3546
20	0.2017	2.3806	0.9924	1.0590	1080.2677	6.7110
21	0.2190	2.3983	0.9926	1.0592	995.1142	6.7097
22	0.2107	2.3868	0.9926	1.0592	1032.7954	6.7097
23	0.2241	1.2967	0.9870	1.0200	478.6256	3.3435
24	0.1920	1.2692	0.9867	1.0197	561.0417	3.3445
25	0.1718	1.2602	0.9848	1.0179	633.5274	3.3611
26	0.2548	1.3196	0.9871	1.0202	417.8964	3.3533
27	0.1639	1.2553	0.9831	1.0164	665.8938	3.3872
28	0.1498	1.2486	0.9822	1.0154	733.5113	3.3802
29	0.1573	1.2560	0.9823	1.0155	698.4743	3.3798

เพื่อความสะดวกในการพิจารณา จากตารางที่ 6.46 สามารถเขียนกราฟของค่าแรงดันไฟฟ้าของเฟส C รวมไปถึงแผนภูมิแท่งแสดงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ดังภาพที่ 6.35 และ ภาพที่ 6.36 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.35 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 14 เฟส C



ภาพที่ 6.36 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 14 เฟส C

จากภาพที่ 6.35 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 14 ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าทั้งระบบมีค่าสูงกว่าการติดตั้งที่บัส 3 และยังพบว่า บัสที่ 17 , 20 , 21 , 22 ซึ่งเป็นบัสที่เชื่อมต่ออยู่ทางปลายสายของบัสที่ 14 มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่าบัสอื่นๆ นั้นหมายความว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ช่วยยกระดับของแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น และทำให้บัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าบัสอื่นๆ และจากภาพที่ 6.36 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงกว่าบัสอื่นๆ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สูงที่สุดก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เกิดที่บัส 26 โดยมีค่า 0.2548% และหลังการติดตั้งเกิดที่บัสที่ 22 โดยมีค่า 2.3983% ซึ่งเป็นค่าที่สูงกว่าค่าที่ระบบยอมรับได้

2.2) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 15

ในส่วนนี้ จะทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ขนาด 10 kW ที่บัสที่ 15 ซึ่งเป็นบัสที่อยู่บริเวณกลางสายป้อนที่ 2 ทำการติดตั้งเพียงเฟสเดียวคือ เฟส C โดยผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลรวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แสดงดังตารางที่ 6.47

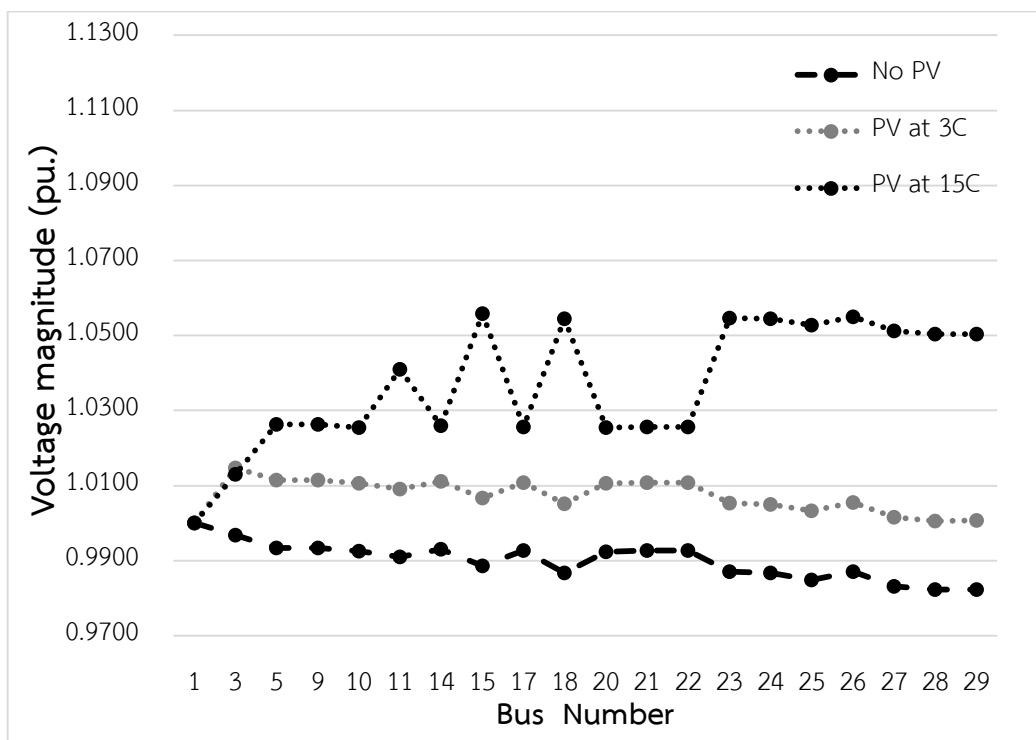
ตารางที่ 6.47 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและขนาดของแรงดันไฟฟ้าภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 15 เฟส C

BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 14	No PV	PV at 14C		
1	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000
3	0.0669	0.6107	0.9967	1.0130	812.8550	1.6354
5	0.1133	1.2073	0.9934	1.0263	965.5781	3.3119
9	0.1540	1.2543	0.9933	1.0263	714.4805	3.3223
10	0.1000	1.1943	0.9925	1.0255	1094.3000	3.3249
11	0.1360	1.7701	0.9909	1.0409	1201.5441	5.0459
14	0.1824	1.2863	0.9930	1.0260	605.2083	3.3233

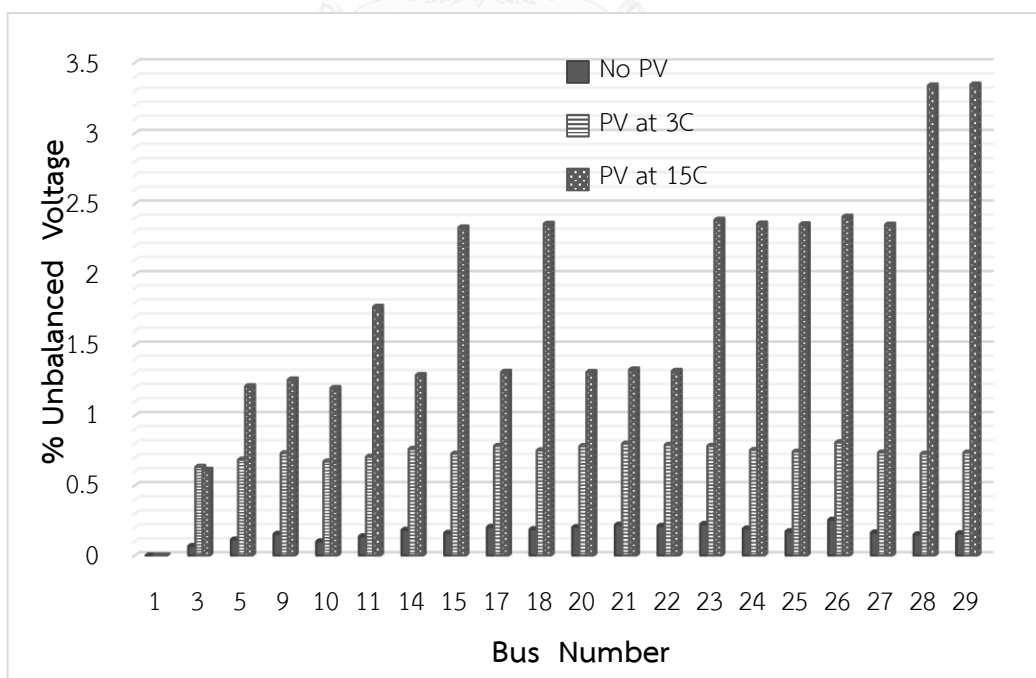
BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 14	No PV	PV at 14C		
15	0.1601	2.3318	0.9885	1.0559	1356.4647	6.8184
17	0.2031	1.3089	0.9927	1.0257	544.4609	3.3243
18	0.1869	2.3579	0.9867	1.0544	1161.5837	6.8613
20	0.2017	1.3082	0.9924	1.0255	548.5870	3.3353
21	0.2190	1.3258	0.9926	1.0257	505.3881	3.3347
22	0.2107	1.3156	0.9926	1.0257	524.3949	3.3347
23	0.2241	2.3864	0.9870	1.0547	964.8817	6.8592
24	0.1920	2.3596	0.9867	1.0544	1128.9583	6.8613
25	0.1718	2.3544	0.9848	1.0527	1270.4307	6.8948
26	0.2548	2.4082	0.9871	1.0549	845.1334	6.8686
27	0.1639	2.3522	0.9831	1.0512	1335.1434	6.9271
28	0.1498	2.3476	0.9822	1.0503	1467.1562	6.9334
29	0.1573	2.3550	0.9823	1.0504	1397.1392	6.9327

CHULALONGKORN UNIVERSITY

เพื่อความสะดวกในการพิจารณา จากตารางที่ 6.47 สามารถเขียนกราฟของค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C รวมไปถึงแผนภูมิแท่งแสดงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ดังภาพที่ 6.37 และ ภาพที่ 6.38 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.37 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 15 เฟส C



ภาพที่ 6.38 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 15 เฟส C

จากภาพที่ 6.37 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 15 ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าทั้งระบบมีค่าสูงกว่าการติดตั้งที่บัส 3 และยังพบว่า บัสที่ 18 , 23 , 24 , 25 , 26 , 27, 28 , 29 ซึ่งเป็นบัสที่เชื่อมต่ออยู่ทางปลายสายของบัสที่ 15 มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่าบัสอื่นๆ นั่นหมายความว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ช่วยยกระดับของแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น และบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าบัสอื่นๆ ในขณะที่บัสที่ไม่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งก็ยังคงมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น และจากภาพที่ 6.38 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงกว่าบัสอื่นๆ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สูงที่สุดก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเกิดที่บัส 26 โดยมีค่า 0.2548% และหลังการติดตั้งเกิดที่บัสที่ 29 โดยมีค่า 2.3550% ซึ่งเป็นค่าที่สูงกว่าค่าที่ระบบยอมรับได้

3) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บริเวณปลายสายป้อน

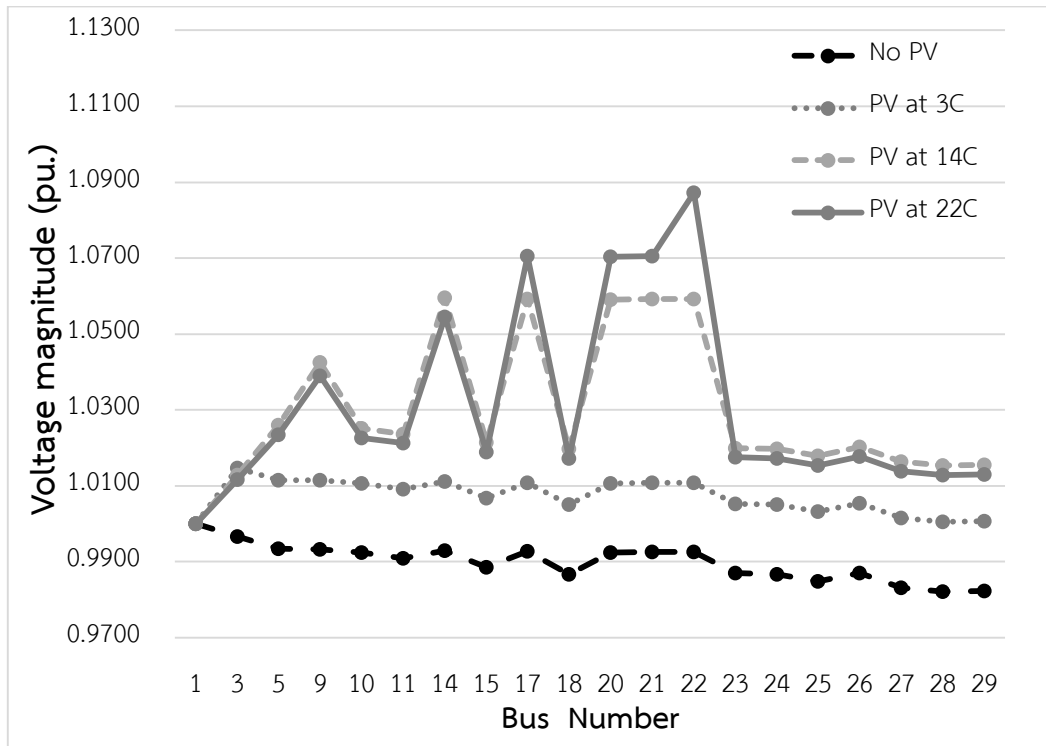
ในส่วนนี้จะทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่บัสที่อยู่บริเวณปลายสายป้อนที่ 2 แต่เนื่องจากสายป้อนที่ 2 ประกอบไปด้วย 2 ทางแยกของสายป้อน ดังนั้น จะพิจารณาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 22 และ บัส 29 ตามลำดับ

3.1) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 22

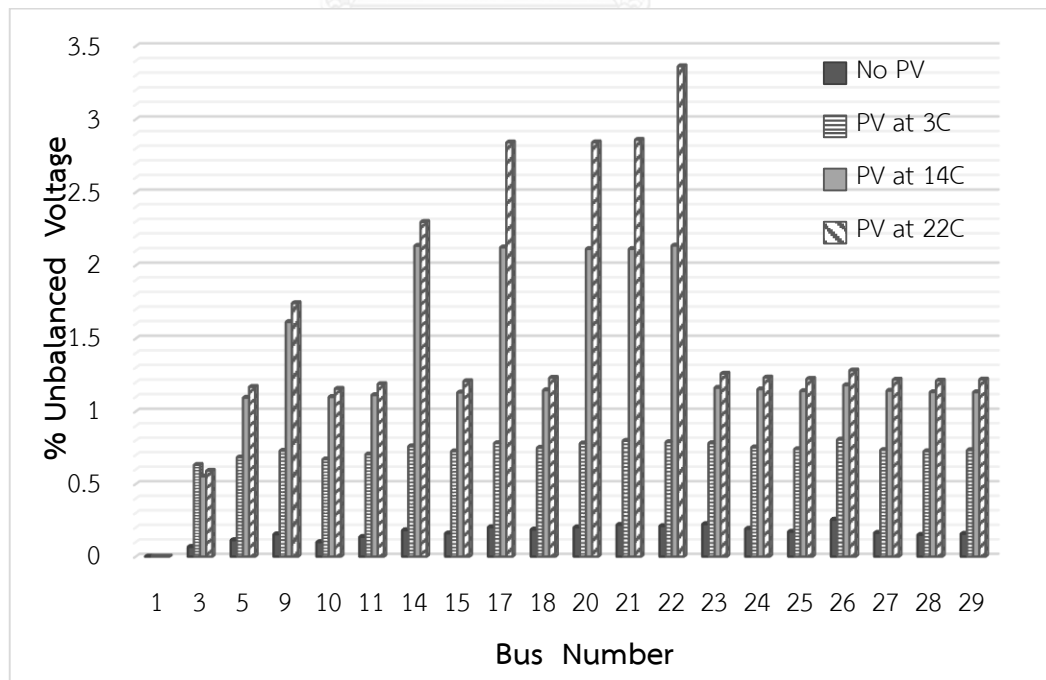
โดยจะทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ที่บัสที่ 22 ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพียงเฟสเดียวคือ เฟส C โดยผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลรวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C ภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แสดงดังตารางที่ 6.48 และเพื่อความสะดวกในการพิจารณา จาก สามารถเขียนกราฟของค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C รวมไปถึงแผนภูมิแท่งแสดงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ดังภาพที่ 6.39 และ ภาพที่ 6.40 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.48 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและขนาดของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 22 เฟส C

BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 22	No PV	PV at 22C		
1	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000
3	0.0669	0.5912	0.9967	1.0116	783.7070	1.4949
5	0.1133	1.1693	0.9934	1.0235	932.0388	3.0300
9	0.1540	1.7421	0.9933	1.0389	1031.2338	4.5908
10	0.1000	1.1562	0.9925	1.0227	1056.2000	3.0428
11	0.1360	1.1885	0.9909	1.0212	773.8971	3.0578
14	0.1824	2.2979	0.9930	1.0545	1159.8136	6.1934
15	0.1601	1.2087	0.9885	1.0189	654.9656	3.0754
17	0.2031	2.8412	0.9927	1.0705	1298.9168	7.8372
18	0.1869	1.2313	0.9867	1.0173	558.8015	3.1012
20	0.2017	2.8419	0.9924	1.0703	1308.9737	7.8497
21	0.2190	2.8592	0.9926	1.0705	1205.5708	7.8481
22	0.2107	3.3628	0.9926	1.0872	1496.0133	9.5305
23	0.2241	1.2599	0.9870	1.0175	462.2044	3.0902
24	0.1920	1.2330	0.9867	1.0172	542.1875	3.0911
25	0.1718	1.2241	0.9848	1.0154	612.5146	3.1072
26	0.2548	1.2821	0.9871	1.0177	403.1790	3.1000
27	0.1639	1.2188	0.9831	1.0138	643.6242	3.1228
28	0.1498	1.2123	0.9822	1.0129	709.2790	3.1256
29	0.1573	1.2196	0.9823	1.0130	675.3338	3.1253



ภาพที่ 6.39 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 22 เฟส C



ภาพที่ 6.40 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 22 เฟส C

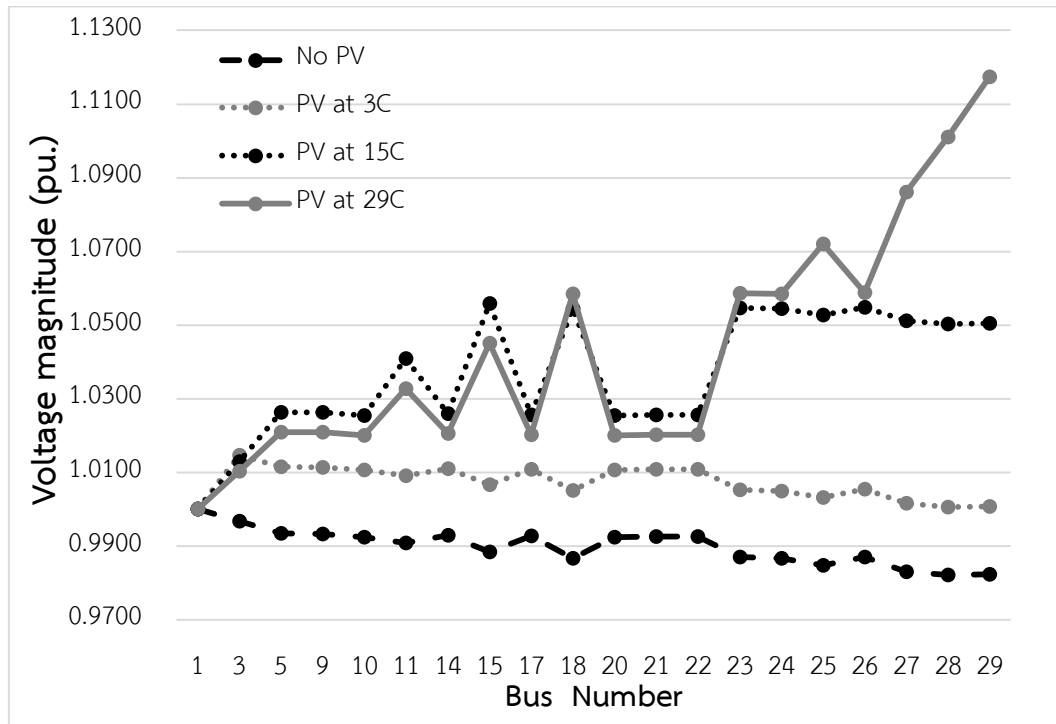
จากภาพที่ 6.39 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 22 หากเปรียบเทียบกับ การติดตั้งที่บัส 3 พบว่า การติดตั้งที่บัส 22 ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าทั้งระบบมีค่าสูงกว่า แต่หากเปรียบเทียบกับ การติดตั้งที่บัสที่ 14 พบว่า การติดตั้งที่บัส 22 ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสที่เป็นเส้นทางของบัส 22 มีค่าสูงกว่า แต่บัสที่ไม่เป็นเส้นทางของบัส 22 มีค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าการติดตั้งที่บัส 14 นั้นหมายความว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ช่วยยกระดับของแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งให้มีค่าสูงขึ้น และบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าบัสอื่นๆ ในขณะที่บัสที่ไม่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งก็ยังคงมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น และจากภาพที่ 6.40 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงกว่าบัสอื่นๆ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สูงที่สุดภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เกิดที่บัสที่ 22 โดยมีค่า 3.3628% ซึ่งเป็นค่าที่สูงกว่าค่าที่ระบบยอมรับได้

3.2) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 29

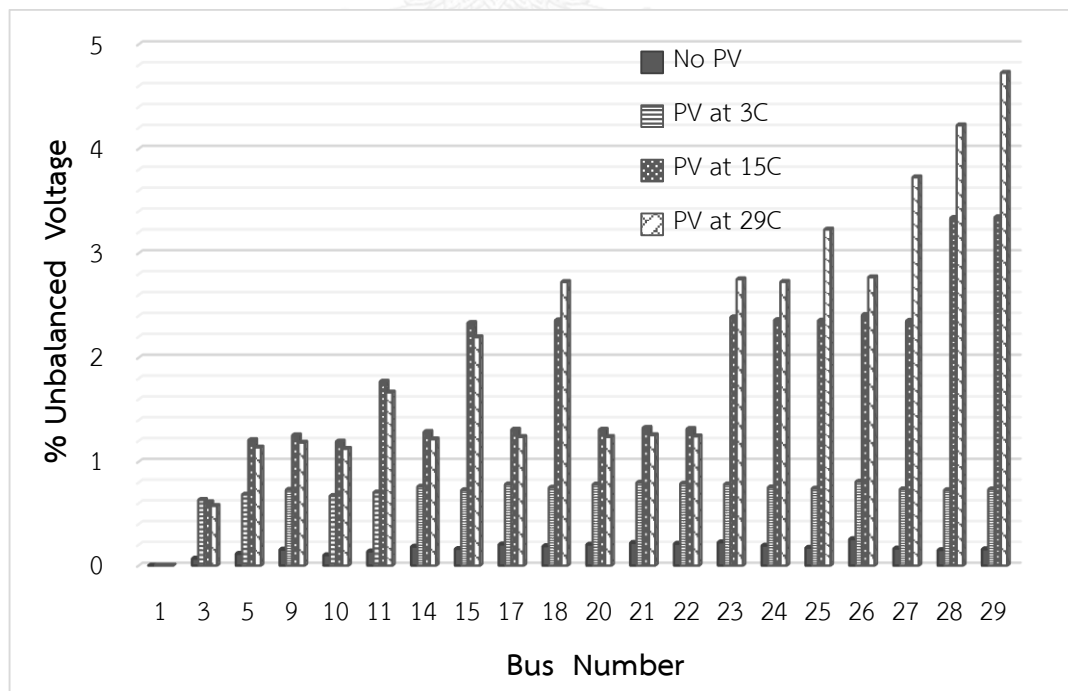
ในส่วนนี้ จะทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ขนาด 10 kW ที่บัสที่ 29 ซึ่งเป็นบัสที่อยู่บริเวณปลายของทางแยกที่สองในสายป้อนที่ 2 ติดตั้งเพียงเฟสเดียวคือ เฟส C โดยผลของค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลรวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าที่เฟส C ภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา แสดงดังตารางที่ 6.49 และเพื่อความสะดวกในการพิจารณา จากตารางที่ 6.49 สามารถเขียนกราฟของค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C รวมไปถึงแผนภูมิแท่งแสดงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้ดังภาพที่ 6.41 และ ภาพที่ 6.42 ตามลำดับ ตารางที่ 6.49 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและขนาดของแรงดันไฟฟ้าภายหลังจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 29 เฟส C

BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 29	No PV	PV at 29C		
1	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000
3	0.0669	0.5744	0.9967	1.0103	758.5949	1.3645
5	0.1133	1.1365	0.9934	1.0209	903.0891	2.7683

BUS	% VUF		Voltage magnitude of phase C		Percentage difference of VUF	Percentage difference of Voltage
	Base case	Bus 29	No PV	PV at 29C		
9	0.1540	1.1834	0.9933	1.0209	668.4416	2.7786
10	0.1000	1.1233	0.9925	1.0201	1023.3000	2.7809
11	0.1360	1.6659	0.9909	1.0328	1124.9265	4.2285
14	0.1824	1.2153	0.9930	1.0206	566.2829	2.7795
15	0.1601	2.1948	0.9885	1.0451	1270.8932	5.7258
17	0.2031	1.2377	0.9927	1.0203	509.4042	2.7803
18	0.1869	2.7240	0.9867	1.0584	1357.4639	7.2666
20	0.2017	1.2376	0.9924	1.0200	513.5845	2.7811
21	0.2190	1.2547	0.9926	1.0203	472.9224	2.7907
22	0.2107	1.2433	0.9926	1.0203	490.0807	2.7907
23	0.2241	2.7497	0.9870	1.0587	1126.9969	7.2644
24	0.1920	2.7251	0.9867	1.0584	1319.3229	7.2666
25	0.1718	3.2256	0.9848	1.0720	1777.5320	8.8546
26	0.2548	2.7691	0.9871	1.0589	986.7739	7.2738
27	0.1639	3.7260	0.9831	1.0861	2173.3374	10.4771
28	0.1498	4.2232	0.9822	1.1011	2719.2256	12.1055
29	0.1573	4.7269	0.9823	1.1174	2905.0223	13.7534



ภาพที่ 6.41 ค่าแรงดันไฟฟ้าเฟส C ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 29 เฟส C



ภาพที่ 6.42 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัสที่ 29 เฟส C

จากภาพที่ 6.41 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยหากเปรียบเทียบกับการติดตั้งที่บัส 3 พบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บัส 29 ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าทั้งระบบมีค่าสูงกว่า แต่หากเปรียบเทียบกับการติดตั้งที่บัสที่ 15 พบว่า การติดตั้งที่บัส 29 ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัส 23 , 24 , 25 , 26 , 27 , 28 ซึ่งอยู่ใกล้เคียงบัส 29 มีค่าสูงกว่า ในขณะที่บัสอื่นๆมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่า นั่นหมายความว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ช่วยยกระดับของแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น และบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าบัสอื่นๆ ในขณะที่บัสที่ไม่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งก็ยังคงมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น และจากภาพที่ 6.42 พบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้นในทุกๆบัส โดยบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงกว่าบัสอื่นๆ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่สูงที่สุดภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา เกิดที่บัสที่ 29 โดยมีค่า 4.7269% ซึ่งเป็นค่าที่สูงกว่าค่าที่ระบบยอมรับได้

จากการทดสอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาทั้งสามตำแหน่ง คือ ต้นสายป้อน กลางสายป้อน และปลายสายป้อน สามารถสรุปได้ดังนี้

- การติดตั้งที่ต้นสายป้อน ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าของทั้งระบบของเฟสที่ติดตั้งมีค่าเพิ่มสูงขึ้น และเพิ่มขึ้นในขนาดที่ใกล้เคียงกัน และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้น แต่ก็เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยในขนาดที่ใกล้เคียงกัน

- การติดตั้งที่กลางสายป้อน ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าทั้งระบบของเฟสที่ติดตั้งมีค่าเพิ่มสูงขึ้น โดยบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าบริเวณอื่นๆ และบัสที่ไม่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งมีขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในขนาดที่ใกล้เคียงกัน และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้น โดยการเปลี่ยนแปลงเกิดเช่นเช่นเดียวกับค่าแรงดันไฟฟ้าคือ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของบัสที่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งจะมีขนาดสูงกว่าบัสอื่นๆ

- การติดตั้งที่ปลายสายป้อน ทำให้ค่าทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าทั้งระบบของเฟสที่ติดตั้งมีค่าเพิ่มสูงขึ้น โดยบัสที่อยู่ใกล้เคียงและเป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าบริเวณอื่นๆ และบัสที่ไม่เป็นเส้นทางของบัสที่ติดตั้งมีขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในขนาดที่ใกล้เคียงกัน และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะบัสที่เชื่อมต่อกับบัสที่ติดตั้งจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงกว่าบัสอื่นๆ และค่าความไม่สมดุลที่มากที่สุดจะมีค่าสูงกว่าการติดตั้งที่ต้นสายป้อนและกลางสายป้อน นั่นหมายความว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่บริเวณปลายสาย จะก่อให้เกิดผลกระทบด้านลบมากกว่าการติดตั้งที่บริเวณอื่นๆ

6.3 ผลการทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

ในหัวข้อนี้ จะทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา โดยแบ่งการทดสอบเป็น 2 หัวข้อ ดังนี้

6.3.1 การปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม

6.3.2 การปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการจัดเรียงเฟสใหม่

6.3.1 การปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม

ในหัวข้อนี้จะทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาโดยวิธีการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม ที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ 5.1 ทำทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ LVDNs 29 บัส ซึ่งข้อมูลไดอะแกรมเส้นเดียวแสดงดังภาพที่ 6.5 และข้อมูลของระบบทดสอบ แสดงดังตารางที่ 6.5 แต่เพื่อให้เหมาะสมกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย จึงมีการปรับค่าข้อมูลของระบบให้มีค่าแรงดันไฟฟ้าสาย (Line-to-line voltage) มีค่าเท่ากับ 380 V และพิจารณาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในขณะที่โหลดมีค่า 4 เท่าของข้อมูลโหลดเดิม และพิจารณาหาขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายในขณะที่โหลดมีค่า 10 เท่าของข้อมูลโหลดเดิม ทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ทำการติดตั้งแบบสุ่มติดตั้งที่บัสที่ 15 เฟส C , บัสที่ 21 เฟส B , บัสที่ 26 เฟส A และ บัสที่ 28 เฟส B ซึ่งผลของแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 6.50

ตารางที่ 6.50 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (ก่อนการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม)

Before install distribution transformer				
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
3	0.9832	0.9986	1.0094	0.4669
5	0.9695	0.9972	1.0188	0.8940

Before install distribution transformer				
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
9	0.9681	1.0014	1.0115	0.8962
10	0.9694	0.9968	1.0168	0.8621
11	0.9573	0.9923	1.0378	1.4318
14	0.9682	1.0067	1.0035	0.9574
15	0.9452 <small>Under voltage</small>	0.9876	1.0572 <small>Over voltage</small>	1.9995
17	0.9692	1.0137	0.9956	1.0978
18	0.9416 <small>Under voltage</small>	0.9799	1.0678 <small>Over voltage</small>	2.2599 <small>Exceed VUF</small>
20	0.9696	1.0121	0.9949	1.0681
21	0.9717	1.0220	0.9883	1.2914
22	0.9672	1.0143	0.9955	1.1388
23	0.9483 <small>Under voltage</small>	0.9721	1.0726 <small>Over voltage</small>	2.2305 <small>Exceed VUF</small>
24	0.9409 <small>Under voltage</small>	0.9803	1.0677 <small>Over voltage</small>	2.2587 <small>Exceed VUF</small>
25	0.9322 <small>Under voltage</small>	0.9798	1.0737 <small>Over voltage</small>	2.5773 <small>Exceed VUF</small>
26	0.9560	0.9647	1.0772 <small>Over voltage</small>	2.2226 <small>Exceed VUF</small>
27	0.9224 <small>Under voltage</small>	0.9810	1.0802 <small>Over voltage</small>	2.8927 <small>Exceed VUF</small>
28	0.9153 <small>Under voltage</small>	0.9828	1.0884 <small>Over voltage</small>	3.2089 <small>Exceed VUF</small>
29	0.9144 <small>Under voltage</small>	0.9824	1.0886 <small>Over voltage</small>	3.2260 <small>Exceed VUF</small>

จากตารางที่ 6.50 พบว่า ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ทำให้เกิดค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่าขีดจำกัดการเชื่อมต่อที่บัส 15,18,23,24,25,27,28,29 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าขีดจำกัดการเชื่อมต่อที่บัสที่ 15 , 18 , 23 , 24 , 25 , 26 , 27 , 28 และบัสที่ 29 และค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าเกินขีดจำกัดที่บัสที่ 18 , 23 , 24 , 25 , 26 , 27 , 27 และบัสที่ 29 ดังนั้นจึงต้องมีการพิจารณาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม โดยเมื่อทำการพิจารณาตามหัวข้อที่ 5.1 สามารถพิจารณาได้ดังนี้

เมื่อนำบัสที่มีความไม่เหมาะสมของค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมาเขียนเส้นทางสามารถเขียนได้ 3 เส้นทาง ดังนี้

เส้นทางที่ 1 : บัสที่ 15 , 18 , 23 , 26

เส้นทางที่ 2 : บัสที่ 15 , 18 , 24

เส้นทางที่ 3 : บัสที่ 15 , 18 , 25 , 27 , 28 , 29

โดยบัสที่จะนำพิจารณาเป็นกลุ่มแรก คือ บัสที่มีเส้นทางไม่ซ้ำกับบัสอื่นๆ ซึ่งแต่ละเส้นทาง มีบัสที่ไม่ซ้ำกับเส้นทางอื่นๆดังนี้

เส้นทางที่ 1 : บัสที่ 23 , 26

เส้นทางที่ 2 : บัสที่ 24

เส้นทางที่ 3 : บัสที่ 25 , 27 , 28 , 29

โดยภายหลังจากตัดสาขาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมตั้งขั้นตอนที่ 8 และขั้นตอนที่ 9 ในหัวข้อที่ 5.1 แล้ว พบว่า

เส้นทางที่ 1 สามารถเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมได้หนึ่งตัว คือ ที่บัส 23

เส้นทางที่ 2 สามารถเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมได้หนึ่งตัว คือ ที่บัส 24

เส้นทางที่ 3 สามารถเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมได้หนึ่งตัว คือ ที่บัส 25

โดยค่าแรงดันไฟฟารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ภายหลังจากตัดสาขาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายแสดงดังตารางที่ 6.51 ถึงตารางที่ 6.53

ตารางที่ 6.51 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมของบัสที่ 23

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
TRANS	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	1.0063	0.9924	1.0048	0.2627	2.2305	-88.2224
26	1.0135	0.9852	1.0094	0.5362	2.2226	-75.8751

ตารางที่ 6.52 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมของบัสที่ 24

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
TRANS	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.9993	1.0003	0.9999	0.0168	2.2587	-99.2562

ตารางที่ 6.53 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมของบัสที่ 25

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
TRANS	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.9904	0.9997	1.0061	0.3235	2.5773	-87.4481
27	0.9804	1.0007	1.0129	0.6504	2.8927	-77.5158
28	0.9729	1.0023	1.0215	0.9790	3.2089	-69.4911

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
29	0.9720	1.0019	1.0218	0.9955	3.2260	-69.1414

จากนั้น หาขนาดของโหลดรวมสำหรับหม้อแปลงจำหน่ายแต่ละตัว และนำขนาดของโหลดรวมมาคำนวณขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายตามสมการที่ (5.4) ได้ดังนี้

บัสที่ 23 : ขนาดโหลดรวมอยู่ที่ $10,694 + 3,515i$ VA ดังนั้นขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายคือ

$$TR = 1.25 \times \left(\frac{10,694}{0.8} \right) = 16,709.38 \text{ VA}$$

เลือกใช้หม้อแปลงจำหน่ายขนาด 30 kVA

บัสที่ 24 : ขนาดโหลดรวมอยู่ที่ $1,139 + 374i$ VA ดังนั้นขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายคือ

$$TR = 1.25 \times \left(\frac{1,139}{0.8} \right) = 1,779.69 \text{ VA}$$

ซึ่งเป็นขนาดที่ต่ำมาก ดังนั้นจะไม่พิจารณาการเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายที่จุดนี้

บัสที่ 25 : ขนาดโหลดรวมอยู่ที่ $28,000 + 9,202i$ VA ดังนั้นขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายคือ

$$TR = 1.25 \times \left(\frac{28,000}{0.8} \right) = 43,750 \text{ VA}$$

เลือกใช้หม้อแปลงจำหน่ายขนาด 50 kVA

ภายหลังการคำนวณขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายพบว่า ขนาดของหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มที่ได้จากการตัดสาขาที่บัส 24 มีค่าต่ำมาก ดังนั้น จึงไม่มีการเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายที่จุดนี้ นั่นหมายความว่า ในการพิจารณาการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่พิจารณาจากเส้นทางที่ไม่ซ้ำกับเส้นทางอื่น สามารถเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายได้สองตัว คือ ที่บัสที่ 23 และ บัสที่ 25 โดยพบว่า

หากตัดเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายที่บัส 23 เพียงจุดเดียว ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสอื่นๆในระบบ ดังตารางที่ 6.54

ตารางที่ 6.54 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 23

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.9760	1.0074	1.0042	0.6468	0.4669	38.5307
5	0.9552	1.0147	1.0087	1.2441	0.8940	39.1611
9	0.9537	1.0188	1.0015	1.3391	0.8962	49.4198
10	0.9550	1.0143	1.0067	1.2154	0.8621	40.9813
11	0.9360 Under voltage	1.0184	1.0229	1.8350	1.4318	28.1604
14	0.9538	1.0241	0.9936	1.4610	0.9574	52.6008
15	0.9169	1.0223	1.0376	2.4546 Exceed VUF	1.9995	22.7607
17	0.9548	1.0310	0.9858	1.6296	1.0978	48.4423
18	0.9063 Under voltage	1.0229	1.0435	2.7628 Exceed VUF	2.2599	22.2532
20	0.9552	1.0294	0.9851	1.5994	1.0681	49.7425
21	0.9574	1.0392	0.9786	1.8264	1.2914	41.4279
22	0.9528	1.0316	0.9857	1.6717	1.1388	46.7949
24	0.9055 Under voltage	1.0233	1.0435	2.7697 Exceed VUF	2.2587	22.6236
25	0.8966 Under voltage	1.0232	1.0496	3.0673 Exceed VUF	2.5773	19.0121
27	0.8865 Under voltage	1.0248	1.0564 Over voltage	3.3804 Exceed VUF	2.8927	16.8597

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
28	0.8792 Under voltage	1.0269	1.0647 Over voltage	3.6843 Exceed VUF	3.2089	14.8150
29	0.8783 Under voltage	1.0265	1.0650 Over voltage	3.7032 Exceed VUF	3.2260	14.7923

จากตารางที่ 6.54 พบว่า หากทำการเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายที่บัส 23 เพียงจุดเดียว ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในหลายๆ บัส ยังไม่อยู่ในระดับที่เหมาะสม นั่นหมายความว่าไม่สามารถตัดสาขาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 23 เพียงจุดเดียวได้ และหากทำการตัดสาขาเพื่อเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายที่บัส 25 เพียงจุดเดียว ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสอื่นๆ ในระบบดังตารางที่ 6.55

ตารางที่ 6.55 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 25

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.9923	0.9992	1.0045	0.1848	0.4669	-60.4198
5	0.9877	0.9983	1.0088	0.3150	0.8940	-64.7651
9	0.9865	1.0024	1.0014	0.4738	0.8962	-47.1323
10	0.9876	0.9979	1.0068	0.2862	0.8621	-66.8020
11	0.9845	0.9938	1.0225	0.5000	1.4318	-65.0789
14	0.9867	1.0077	0.9935	0.7060	0.9574	-26.2586
15	0.9814	0.9893	1.0363	0.7689	1.9995	-61.5454
17	0.9878	1.0148	0.9855	0.9854	1.0978	-10.2387

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
18	0.9869	0.9821	1.0411	0.7803	2.2599	-65.4719
20	0.9882	1.0131	0.9848	0.9523	1.0681	-10.8417
21	0.9904	1.0230	0.9782	1.2759	1.2914	-1.2002
22	0.9858	1.0153	0.9854	1.0234	1.1388	-10.1335
23	0.9933	0.9744	1.0460	0.8756	2.2305	-60.7442
24	0.9862	0.9824	1.0410	0.7729	2.2587	-65.7812
26	1.0007	0.9672	1.0507	1.0288	2.2226	-53.7119

จากตารางตารางที่ 6.55 พบว่า หากตัดการเชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายที่บัส 25 เพียงจุดเดียว ยังทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบมีค่าสูงกว่าขีดจำกัดที่บัสที่ 26 นั้นหมายความว่า การติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 23 หรือบัสที่ 25 เพียงบัสใดบัสหนึ่งไม่เพียงพอที่จะทำให้ระบบมีคุณภาพไฟฟ้าที่ดี ดังนั้นจึงพิจารณาการเชื่อมต่อหม้อแปลง 2 จุดพร้อมกันคือ ที่บัส 23 และบัส 25 ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 6.56

ตารางที่ 6.56 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบภายหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 23 และบัสที่ 25

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.9874	1.0064	0.9997	0.3876	0.4669	-16.9844
5	0.9776	1.0128	0.9992	0.7235	0.8940	-19.0716
9	0.9764	1.0165	0.9926	0.8995	0.8962	0.3682
10	0.9775	1.0124	0.9974	0.7046	0.8621	-18.2693

After install distribution transformer						
Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
11	0.9691	1.0158	1.0073	0.9557	1.4318	-33.2519
14	0.9766	1.0213	0.9855	1.0968	0.9574	14.5603
15	0.9606	1.0189	1.0155	1.2214	1.9995	-38.9147
17	0.9776	1.0276	0.9783	1.3273	1.0978	20.9054
18	0.9599	1.0192	1.0154	1.2316	2.2599	-45.5020 Max difference
20	0.9780	1.0262	0.9777	1.2974	1.0681	21.4680
21	0.9800	1.0350	0.9719	1.5685	1.2914	21.4573
22	0.9759	1.0281	0.9783	1.3640	1.1388	19.7752
24	0.9592	1.0195	1.0153	1.2418	2.2587	-45.0215

จากตารางที่ 6.56 พบว่า เมื่อทำการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 23 และบัสที่ 25 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัสในระบบอยู่ในระดับที่เหมาะสม และหากพิจารณาเฉพาะค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม ดังตารางที่ 6.56 จะพบว่า ภายหลังจากการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมที่บัสที่ 23 และบัสที่ 25 ทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลลดลงในทุกๆบัส โดยสามารถลดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้มากที่สุดคือ 45.5020%

6.3.2 การปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยการจัดเรียงเฟสใหม่

ในหัวข้อนี้จะทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาโดยวิธีการจัดเรียงเฟสใหม่ ที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ 5.2 โดยแบ่งหัวข้อการทดสอบออกเป็น 2 หัวข้อ ดังนี้

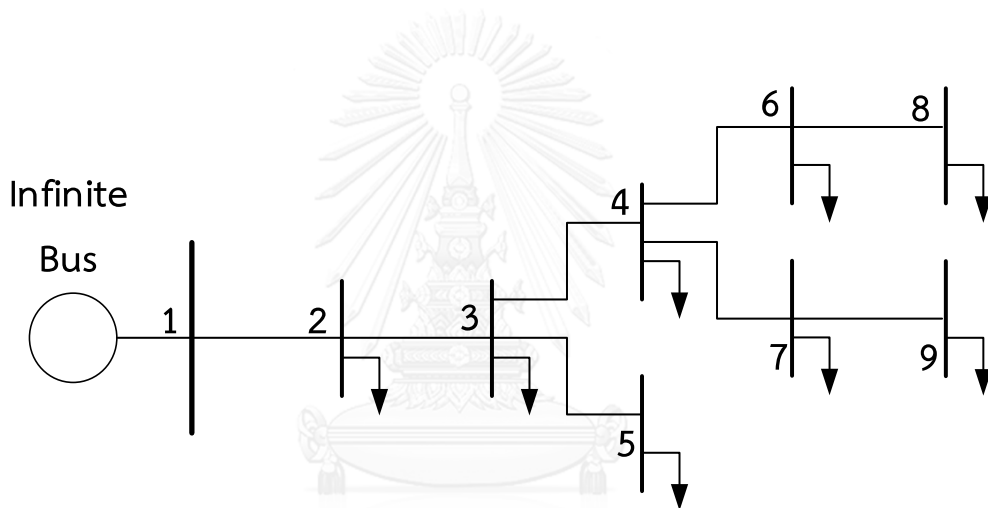
6.3.2.1 การจัดเรียงเฟสใหม่ของระบบทดสอบ 9 บัส

6.3.2.2 การจัดเรียงเฟสใหม่ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

6.3.2.1 การจัดเรียงเฟสใหม่ของระบบทดสอบ 9 บัส

ในส่วนนี้จะทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาโดยการจัดเรียงเฟสใหม่ในระบบทดสอบ 9 บัส ซึ่งข้อมูลไดอะแกรมเส้นเดียวแสดงดังภาพที่ 6.43 และข้อมูลของระบบทดสอบแสดงดังตารางที่ 6.57 โดยค่าอิมพีแดนซ์ของสายมีค่าดังนี้

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.0536+0.0648i & 0.0151+0.0319i & 0.0151+0.0319i \\ 0.0151+0.0319i & 0.0536+0.0648i & 0.0151+0.0319i \\ 0.0151+0.0319i & 0.0151+0.0319i & 0.0536+0.0648i \end{bmatrix} \Omega$$



ภาพที่ 6.43 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ 9 บัส

ตารางที่ 6.57 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส

branch	Sending end	Receiving end	Receiving end load in VA		
			Phase A	Phase B	Phase C
1	1	2	0	170.8+56.1i	170.8+56.1i
2	2	3	507.6+166.8i	291+95.6i	343.1+112.8i
3	3	4	569.4+187.2i	144.4+47.5i	366.7+120.5i
4	3	5	118.1+38.8i	330.6+108.7i	0

branch	Sending end	Receiving end	Receiving end load in VA		
			Phase A	Phase B	Phase C
5	4	6	311.1+102.3	544.4+178.9i	234.7+77.1i
6	4	7	0	59.7+19.6i	294.4+96.8i
7	6	8	326.4+107.3i	331.3+108.9i	441+144.9i
8	7	9	262.5+86.3i	142.4+46.8i	120.1+39.5i

เมื่อทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาแบบสุ่มติดตั้ง ขนาด 5 KW จำนวน 1 ตัว ที่บัสที่ 6 เฟส B ซึ่งผลของแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาแสดงดังตารางที่ 6.58 ตารางที่ 6.58 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
2	0.9999	1.0100	0.9815	0.5631
3	0.9996	1.0213	0.9636	1.1450
4	1.0022	1.0349	0.9463	1.7305
5	0.9987	1.0200	0.9643	1.1197
6	1.0075	1.0490	0.9330	2.2549
7	1.0018	1.0343	0.9444	1.7434
8	1.0067	1.0479	0.9312	2.2612
พิจารณาลำดับที่ 1		maxV	minV	
9	1.0006	1.0341	0.9439	1.7560

จากตารางที่ 6.58 พบว่า ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ ดังหัวข้อที่ 3.1 และบัสที่ 8 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 8 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.59 พบว่า ที่บัส 8 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส B มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส C ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส C และน้อยที่สุดที่เฟส A ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดบัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 8 แสดงดังตารางที่ 6.60 โดยพบว่า ภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 8 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 8 คือ “Type 3”

ตารางที่ 6.59 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (1)

Bus	Receiving end load in VA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
2	0	170.80 + 56.10i	170.80 + 56.10i
3	507.60 + 166.80i	291.00 + 95.60i	343.10 + 112.80i
4	569.40 + 187.20i	144.40 + 47.50i	366.70 + 120.50i
5	118.10 + 38.80i	330.60 + 108.70i	0
6	311.10 + 102.30i	544.40 + 178.90i	234.70 + 77.10i
7	0	59.70 + 19.60i	294.40 + 96.80i
8 พิจารณาลำดับที่ 1	326.40 + 107.30i minLoad	331.30 + 108.90i	441.00 + 144.90i maxLoad
9	262.50 + 86.30i	142.40 + 46.80i	120.10 + 39.50i

ตารางที่ 6.60 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (1)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
2	0.9994	1.0096	0.9824	0.5503
3	0.9986	1.0206	0.9654	1.1199
4	1.0009	1.0337	0.9490	1.6920
5	0.9978	1.0192	0.9661	1.0954
6 พิจารณาลำดับที่ 1	1.0057	1.0474 maxV	0.9366 minV	2.2039
7	1.0004	1.0331	0.9471	1.7041
8	1.0045	1.0458	0.9357	2.1958
9	0.9993	1.0330	0.9466	1.7170

จากตารางที่ 6.60 พบว่า ภายหลังการการจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยังมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ และพบว่าบัสที่ 6 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 6 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.61 พบว่า ที่บัสที่ 6 มี การเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส B มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่ เฟส C ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่ เฟส A และน้อยที่สุดที่เฟส B ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดที่บัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 6 แสดงดังตารางที่ 6.62 โดยพบว่า ภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 6 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 6 คือ “Type 5”

ตารางที่ 6.61 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (2)

Bus	Receiving end load in VA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
2	0	170.80 + 56.10i	170.80 + 56.10i
3	507.60 + 166.80i	291.00 + 95.60i	343.10 + 112.80i
4	569.40 + 187.20i	144.40 + 47.50i	366.70 + 120.50i
5	118.10 + 38.80i	330.60 + 108.70i	0
6 พิจารณาลำดับที่ 1	311.10 + 102.30i maxLoad	544.40 + 178.90i minLoad	234.70 + 77.10i
7	0	59.70 + 19.60i	294.40 + 96.80i
8	331.30 + 108.90i	441.00 + 144.90i	326.40 + 107.30i
9	262.50 + 86.30i	142.40 + 46.80i	120.10 + 39.50i

ตารางที่ 6.62 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (2)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
2	0.9817	1.001	1.0088	0.5279
3	0.9631	1.0031	1.0185	1.0627
4	0.9474	1.0071	1.0291	1.5638
5	0.9623	1.0017	1.0192	1.0965
6	0.9346	1.0116	1.0436	2.0979
7	0.9469	1.0064	1.0274	1.5430
8 พิจารณาลำดับที่ 1	0.9333 minV	1.0099	1.0429 maxV	2.1127
9	0.9457	1.0063	1.027	1.5502

จากตารางที่ 6.62 พบว่า ภายหลังจากการการจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยังมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ โดยบัสที่ 8 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 8 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.63 จะพบว่า บัสที่ 8 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส A ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส B และน้อยที่สุดที่เฟส C ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดบัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 8 แสดงดังตารางที่ 6.64 โดยพบว่า ภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 8 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตซ์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 8 คือ “Type 5”

ตารางที่ 6.63 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (3)

Bus	Receiving end load in VA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
2	0	170.80 + 56.10i	170.80 + 56.10i
3	507.60 + 166.80i	291.00 + 95.60i	343.10 + 112.80i
4	569.40 + 187.20i	144.40 + 47.50i	366.70 + 120.50i
5	118.10 + 38.80i	330.60 + 108.70i	0
6	234.70 + 77.10i	311.10 + 102.30i	544.40 + 178.90i
7	0	59.70 + 19.60i	294.40 + 96.80i
8 <small>พิจารณาลำดับที่ 1</small>	331.30 + 108.90i	441.00 + 144.90i <small>maxLoad</small>	326.40 + 107.30i <small>minLoad</small>
9	262.50 + 86.30i	142.40 + 46.80i	120.10 + 39.50i

ตารางที่ 6.64 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ (3)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
2	0.982	1.0015	1.0081	0.5050

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
3	0.9638	1.004	1.017	1.0170
4 พิจารณาลำดับที่ 3	0.9485 minV	1.0085	1.0268 maxV	1.4953
5	0.9629	1.0026	1.0177	1.0506
6 พิจารณาลำดับที่ 1	0.936 minV	1.0134	1.0405 maxV	2.0067
7	0.948	1.0078	1.0251	1.4743
8 พิจารณาลำดับที่ 2	0.9351 minV	1.0122	1.039 maxV	1.9976
9	0.9467	1.0077	1.0247	1.4815

จากตารางที่ 6.64 พบว่า ภายหลังจากการการจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยังมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ โดยพบว่าบัสที่ 6 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 6 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.68 จะพบว่า ที่บัสที่ 6 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส A ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส B และน้อยที่สุดที่เฟส B ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดเฟสนี้ใหม่ และภายหลังจากการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดที่บัสนี้ พบว่า การจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 6 ไม่ได้เป็นการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล นั้นหมายความว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงสุดที่เกิดขึ้นที่บัสที่ 6 ไม่ได้มีสาเหตุมาจากบัสที่ 6 จึงต้องพิจารณาบัสที่เชื่อมต่ออยู่ปลายสายของบัสที่ 6 เป็นบัสถัดไป โดยพบว่า บัสที่ 8 เป็นบัสที่เชื่อมต่ออยู่ที่ปลายสายของบัสที่ 6 ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 8 และเมื่อพิจารณาโหลดที่บัส 8 จะพบว่า ที่บัสที่ 8 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่เหมาะสมอยู่แล้ว ดังนั้น จึงต้องพิจารณาที่บัสอื่น โดยบัสที่เชื่อมต่ออยู่ปลายสายของบัสที่ 6 มีเพียงบัสเดียว และได้พิจารณาไปแล้ว ดังนั้นจึงต้องมาพิจารณาบัสที่เชื่อมต่ออยู่ด้านหน้าของบัสที่ 6 ซึ่งก็คือ บัสที่ 4 ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 4 และเมื่อพิจารณาโหลดที่บัส 4 จะพบว่า เมื่อพิจารณาโหลดที่บัส 4 จะพบว่ามี การเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส A ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส A และน้อยที่สุดที่เฟส B ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดเฟสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 4 แสดงดัง

ตารางที่ 6.66 โดยพบว่า ภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 4 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 4 คือ “Type 3”

ตารางที่ 6.65 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (4)

Bus	Receiving end load in VA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
2	0	170.80 + 56.10i	170.80 + 56.10i
3	507.60 + 166.80i	291.00 + 95.60i	343.10 + 112.80i
4 พิจารณาลำดับที่ 3	569.40 + 187.20i maxLoad	144.40 + 47.50i minLoad	366.70 + 120.50i
5	118.10 + 38.80i	330.60 + 108.70i	0
6 พิจารณาลำดับที่ 1	234.70 + 77.10i	311.10 + 102.30i maxLoad	544.40 + 178.90i minLoad
7	0	59.70 + 19.60i	294.40 + 96.80i
8 พิจารณาลำดับที่ 2	326.40 + 107.30i minLoad	331.30 + 108.90i	441.00 + 144.90i maxLoad
9	262.50 + 86.30i	142.40 + 46.80i	120.10 + 39.50i

ตารางที่ 6.66 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ (4)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
2	0.9847	0.9989	1.0080	0.5001
3 พิจารณาลำดับที่ 4	0.9692 minV	0.9990	1.0168 maxV	1.0039
4 พิจารณาลำดับที่ 3	0.9566 minV	1.0010	1.0264 maxV	1.4762
5	0.9684	0.9976	1.0175	1.0392

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
6 พิจารณาลำดับที่ 1	0.9441 minV	1.0058	1.0402 maxV	1.9909
7	0.9560	1.0003	1.0247	1.4551
8 พิจารณาลำดับที่ 2	0.9432 minV	1.0046	1.0386 maxV	1.9820
9	0.9548	1.0001	1.0243	1.4597

จากตารางที่ 6.66 พบว่า ภายหลังจากการการจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ แต่ค่าแรงดันไฟฟ้ายังมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ โดยบัสที่ 6 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 6 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.67 จะพบว่า ที่บัสที่ 6 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส A ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส B และน้อยที่สุดที่เฟส B ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดบัสนี้ใหม่ และภายหลังจากการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดที่บัสนี้ พบว่า การจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 6 ไม่ได้เป็นการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล นั่นหมายความว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงสุดที่เกิดขึ้นที่บัสที่ 6 ไม่ได้มีสาเหตุมาจากบัสที่ 6 จึงต้องพิจารณาบัสที่เชื่อมต่ออยู่ปลายสายของบัสที่ 6 เป็นบัสถัดไป โดยพบว่า บัสที่ 8 เป็นบัสที่เชื่อมต่ออยู่ที่ปลายสายของบัสที่ 6 ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 8 และเมื่อพิจารณาโหลดที่บัส 8 จะพบว่า ที่บัสที่ 8 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่เหมาะสมอยู่แล้ว ดังนั้น จึงต้องมาพิจารณาที่บัสถัดไป โดยบัสปลายสายของบัสที่ 6 มีเพียงบัสเดียว และได้พิจารณาไปแล้ว ดังนั้นจึงต้องมาพิจารณาบัสที่เชื่อมต่ออยู่ด้านหน้าของบัสที่ 6 ซึ่งก็คือ บัสที่ 4 ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 4 และเมื่อพิจารณาโหลดที่บัส 4 จะพบว่า ที่บัสที่ 4 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่เหมาะสมอยู่แล้ว ดังนั้น จึงต้องมาพิจารณาที่บัสถัดไปที่เชื่อมต่ออยู่ด้านหน้าของบัสที่ 4 ซึ่งก็คือ บัสที่ 3 ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 3 และเมื่อพิจารณาโหลดที่บัส 3 จะพบว่า ที่บัสที่ 3 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส A ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส A และน้อยที่สุดที่เฟส B ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงการเชื่อมต่อของโหลดบัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 3 แสดงดังตารางที่ 6.68 โดยพบว่า ภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 3 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 3 คือ “Type 3”

ตารางที่ 6.67 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (5)

Bus	Receiving end load in VA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
2	0	170.80 + 56.10i	170.80 + 56.10i
3 พิจารณาลำดับที่ 4	507.60 + 166.80i maxLoad	291.00 + 95.60i minLoad	343.10 + 112.80i
4 พิจารณาลำดับที่ 3	144.40 + 47.50i minLoad	366.70 + 120.50i	569.40 + 187.20i maxLoad
5	118.10 + 38.80i	330.60 + 108.70i	0
6 พิจารณาลำดับที่ 1	234.70 + 77.10i	311.10 + 102.30i maxLoad	544.40 + 178.90i minLoad
7	0	59.70 + 19.60i	294.40 + 96.80i
8 พิจารณาลำดับที่ 2	326.40 + 107.30i minLoad	331.30 + 108.90i	441.00 + 144.90i maxLoad
9	262.50 + 86.30i	142.40 + 46.80i	120.10 + 39.50i

ตารางที่ 6.68 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (5)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
2	0.9863	0.9980	1.0075	0.4887
3	0.9722	0.9970	1.0157	0.9795
4	0.9596	0.9990	1.0254	1.4522
5	0.9714	0.9956	1.0165	1.0154
6	0.9471	1.0038	1.0391	1.9660
7	0.9591	0.9983	1.0237	1.4312
8	0.9462	1.0025	1.0376	1.9572

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
9 <small>พิจารณาลำดับที่ 1</small>	0.9579 <small>minV</small>	0.9981	1.0232 <small>maxV</small>	1.4348

จากตารางที่ 6.68 พบว่า ภายหลังจากการการจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ แต่ค่าแรงดันไฟฟ้าบางบัส มีค่าต่ำกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 9 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.69 จะพบว่า ที่บัสที่ 9 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส A ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส A และน้อยที่สุดที่เฟส B ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดการการเชื่อมต่อของโหลดบัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 3 แสดงดังตารางที่ 6.70 โดยพบว่า ภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 9 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตซ์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 9 คือ “Type 6”

ตารางที่ 6.69 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส (6)

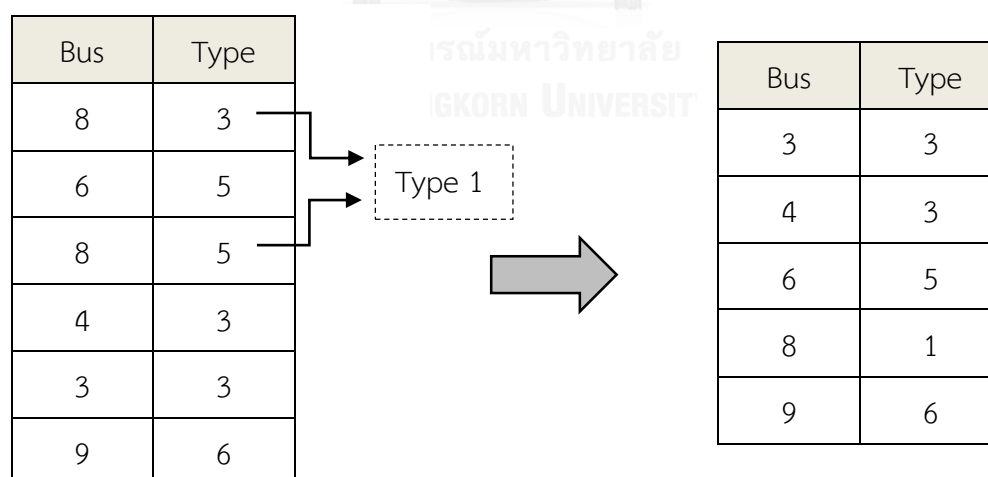
Bus	Receiving end load in VA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
2	0	170.80 + 56.10i	170.80 + 56.10i
3	291.00 + 95.60i	343.10 + 112.80i	507.60 + 166.80i
4	144.40 + 47.50i	366.70 + 120.50i	569.40 + 187.20i
5	118.10 + 38.80i	330.60 + 108.70i	0
6	234.70 + 77.10i	311.10 + 102.30i	544.40 + 178.90i
7	0	59.70 + 19.60i	294.40 + 96.80i
8	326.40 + 107.30i	331.30 + 108.90i	441.00 + 144.90i
9 <small>พิจารณาลำดับที่ 1</small>	262.50 + 86.30i <small>maxLoad</small>	142.40 + 46.80i <small>minLoad</small>	120.10 + 39.50i

ตารางที่ 6.70 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ (6)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF Before SW	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.9874	0.9975	1.0070	0.4762	0.5631	-15.4324
3	0.9745	0.9960	1.0146	0.9532	1.1450	-16.7511
4	0.9629	0.9975	1.0237	1.4110	1.7305	-18.4629
5	0.9736	0.9946	1.0153	0.9892	1.1197	-11.6549
6	0.9509	1.0022	1.0374	1.9232	2.2549	-14.7102
7	0.9635	0.9963	1.0213	1.3764	1.7434	-21.0508
8	0.9501	1.0010	1.0359	1.9140	2.2612	-15.3547
9	0.9634	0.9956	1.0202	1.3651	1.7560	-22.2608

Max difereence

จากตารางที่ 6.70 พบว่า ภายหลังจากการการจ้ดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัสอยู่ในระดับที่ยอมรับได้จึงหยุดการคำนวณ ดังนั้นจึงสรุปสถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดได้ดังภาพที่ 6.44



ภาพที่ 6.44 สรุปสถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดของระบบทดสอบ 9 บัส

ภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ พบว่าค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัสในระบบอยู่ในระดับที่เหมาะสม และพบว่าสามารถลดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้มากที่สุดคือ 22.2608%

6.3.2.2 การจัดเรียงเฟสใหม่ของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

ในหัวข้อนี้ จะทดสอบการปรับปรุงผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาโดยวิธีจัดเรียงการเชื่อมต่อใหม่ที่อยู่ในระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส โดยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังภาพที่ 6.5 และเพื่อให้เหมาะสมกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทยจึงมีการปรับค่าข้อมูลของระบบเช่นเดียวกับการทดสอบในหัวข้อที่ 6.3.1 และทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาด 10 kW ทำการติดตั้งแบบสุ่มติดตั้งที่บัสที่ 15 เฟส C , บัสที่ 21 เฟส B , บัสที่ 26 เฟส A และ บัสที่ 28 เฟส B ซึ่งผลของแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 6.71

ตารางที่ 6.71 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
3	0.9849	0.9988	1.0086	0.4669
5	0.9725	0.9976	1.0172	0.8940
9	0.9713	1.0014	1.0106	0.8962
10	0.9724	0.9972	1.0154	0.8621
11	0.9615	0.9932	1.0345	1.4318
14	0.9714	1.0063	1.0034	0.9574
15	0.9505	0.9889	1.0520	1.9995
17	0.9722	1.0126	0.9962	1.0978
18	0.9473	0.9820	1.0617	2.2599

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
20	0.9726	1.0111	0.9956	1.0681
21	0.9745	1.0201	0.9897	1.2914
22	0.9705	1.0131	0.9962	1.1388
23	0.9533	0.9750	1.0660	2.2305
24	0.9466	0.9823	1.0616	2.2587
25	0.9388	0.9819	1.0671	2.5773
26	0.9602	0.9683	1.0702	2.2226
27	0.9299	0.9829	1.0730	2.8927
28	0.9235	0.9845	1.0804	3.2089
29	0.9227	0.9842	1.0806	3.2260

จากตารางที่ 6.71 พบว่า ภายหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคา ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ ดังหัวข้อที่ 3.1 และบัสที่ 29 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 29 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.72 พบว่า ที่บัส 29 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าน้อยที่สุดที่เฟส A ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส A และน้อยที่สุดที่เฟส C ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงเฟสของโหลดบัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 29 แสดงดังตารางที่ 6.73 โดยพบว่า ภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 29 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 29 คือ “Type 6”

ตารางที่ 6.72 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส (1)

Bus	Receiving end load in kVA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
3	$1.8056 + 0.5936i$	$0.8388 + 0.2756i$	0
5	0	0	0
9	$0.7528 + 0.2476i$	$1.0752 + 0.3536i$	0
10	$0.6640 + 0.2184i$	$0.3888 + 0.1276i$	$1.3972 + 0.4592i$
11	0	0	0
14	$0.5888 + 0.1936i$	$1.2416 + 0.4080i$	$0.5084 + 0.1672i$
15	$1.5084 + 0.4956i$	$1.3944 + 0.4584i$	$1.6140 + 0.5304i$
17	0	0	0
18	0	0	0
20	0	$0.9472 + 0.3112i$	$0.8640 + 0.2840i$
21	$1.2444 + 0.4092i$	$2.1776 + 0.7156i$	$0.9388 + 0.3084i$
22	$1.1776 + 0.3872i$	$0.2388 + 0.0784i$	0
23	$0.4500 + 0.1480i$	$0.4500 + 0.1480i$	0
24	$0.4556 + 0.1496i$	0	0
25	0	$0.6832 + 0.2244i$	$0.6832 + 0.2244i$
26	$2.2832 + 0.7504i$	$1.0944 + 0.3596i$	0
27	$2.0304 + 0.6672i$	$1.1640 + 0.3824i$	$1.3724 + 0.4512i$
28	$0.5776 + 0.1900i$	$1.4668 + 0.4820i$	$2.2776 + 0.7488i + PV$
29	$0.4724 + 0.1552i$	$0.4724 + 0.1552i$	0
พิจารณาลำดับที่ 1	maxLoad		minLoad

ตารางที่ 6.73 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (1)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
3	0.9843	0.9981	1.0090	0.4477
5	0.9717	0.9961	1.0179	0.8575
9	0.9703	1.0003	1.0106	0.8481
10	0.9716	0.9957	1.0160	0.8254
11	0.9606	0.9906	1.0365	1.3916
14	0.9705	1.0056	1.0027	0.9027
15	0.9496	0.9854	1.0553	1.9552
17	0.9715	1.0126	0.9947	1.0419
18	0.9471	0.9771	1.0654	2.2159
20	0.9719	1.0110	0.9940	1.0121
21	0.9740	1.0209	0.9874	1.2379
22	0.9695	1.0132	0.9946	1.0829
23	0.9538	0.9693	1.0703	2.2030
24	0.9464	0.9775	1.0653	2.2137
22	0.9963	0.9961	0.9849	0.6755
23	1.0210	0.9265	1.0462	1.9553
24	1.0140	0.9343	1.0409	1.6961
25	0.9389	0.9764	1.0708	2.5195
26	0.9615	0.9619	1.0749	2.2123
27	0.9303	0.9770	1.0768	2.8190
28	0.9242	0.9783	1.0844	3.1215
พิจารณาลำดับที่ 2	minV		maxV	

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
29 พิจารณาลำดับที่ 1	0.9245 minV	0.9774	1.0841 maxV	3.1257

จากตารางที่ 6.73 พบว่า ภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยังมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ โดยพบว่าบัสที่ 29 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 29 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.74 จะพบว่า ที่บัสที่ 29 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่เหมาะสมอยู่แล้ว นั่นหมายความว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลสูงสุดที่เกิดขึ้นที่บัสที่ 29 ไม่ได้มีสาเหตุมาจากบัสที่ 29 จึงต้องพิจารณาบัสอื่น โดยบัสที่ 29 เป็นบัสที่อยู่ปลายสายป้อน ดังนั้นจึงต้องพิจารณาบัสที่เชื่อมต่ออยู่ด้านหน้าบัสที่ 29 นั่นคือ บัสที่ 28 ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 28 และเมื่อพิจารณาโหลดที่บัส 8 จะพบว่ามีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าน้อยที่สุดที่เฟส A ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส B และน้อยที่สุดที่เฟส C ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงเฟสของโหลดบัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 28 แสดงดังตารางที่ 6.75 โดยพบว่า ภายหลังจากจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 28 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 28 คือ “Type 5”

ตารางที่ 6.74 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส (2)

Bus	Receiving end load in kVA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
3	$1.8056 + 0.5936i$	$0.8388 + 0.2756i$	0
5	0	0	0
9	$0.7528 + 0.2476i$	$1.0752 + 0.3536i$	0
10	$0.6640 + 0.2184i$	$0.3888 + 0.1276i$	$1.3972 + 0.4592i$
11	0	0	0
14	$0.5888 + 0.1936i$	$1.2416 + 0.4080i$	$0.5084 + 0.1672i$
15	$1.5084 + 0.4956i$	$1.3944 + 0.4584i$	$1.6140 + 0.5304i$

Bus	Receiving end load in kVA		
	Phase A	Phase B	Phase C
16	0	0	0
18	0	0	0
20	0	$0.9472 + 0.3112i$	$0.8640 + 0.2840i$
21	$1.2444 + 0.4092i$	$2.1776 + 0.7156i$	$0.9388 + 0.3084i$
22	$1.1776 + 0.3872i$	$0.2388 + 0.0784i$	0
23	$0.4500 + 0.1480i$	$0.4500 + 0.1480i$	0
24	$0.4556 + 0.1496i$	0	0
25	0	$0.6832 + 0.2244i$	$0.6832 + 0.2244i$
26	$2.2832 + 0.7504i$	$1.0944 + 0.3596i$	0
27	$2.0304 + 0.6672i$	$1.1640 + 0.3824i$	$1.3724 + 0.4512i$
28 พิจารณาลำดับที่ 2	$0.5776 + 0.1900i$	$1.4668 + 0.4820i$ maxLoad	$2.2776 + 0.7488i + PV$ minLoad
29 พิจารณาลำดับที่ 1	0 minLoad	$0.4724 + 0.1552i$	$0.4724 + 0.1552i$ maxLoad

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.75 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (2)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
3	0.9974	0.9895	1.0045	0.1386
5	0.9981	0.9789	1.0087	0.3314
9	0.9969	0.9831	1.0013	0.1732
10	0.9980	0.9785	1.0067	0.3451
11	1.0003	0.9647	1.0225	0.7702

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
14	0.9971	0.9884	0.9931	0.3565
15	1.0030	0.9507	1.0362	1.2186
17	0.9982	0.9956	0.9850	0.6540
18	1.0147	0.9340	1.0410	1.7124
20	0.9987	0.9939	0.9844	0.6300
21	1.0008	1.0040	0.9776	0.9654
22	0.9963	0.9961	0.9849	0.6755
23	1.0210	0.9265	1.0462	1.9553
24	1.0140	0.9343	1.0409	1.6961
25	1.0211	0.9245	1.0408	2.0050
26	1.0282	0.9194	1.0512	2.2086
27	1.0272	0.9163	1.0412	2.2800
28	1.0357	0.9089	1.0432	2.5838
29 พิจารณาลำดับที่ 1	1.0360	0.9080	1.0429	2.6015

จากตารางที่ 6.75 พบว่า ภายหลังจากการปรับเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยังมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ โดยพบว่าบัสที่ 29 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 29 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.76 จะพบว่า ที่บัสที่ 29 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส B ในขณะที่โหลดที่น้อยที่สุดที่เฟส A ดังนั้น จึงต้องทำการปรับเฟสของโหลดบัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการปรับเฟสใหม่ที่บัสที่ 29 แสดงดังตารางที่ 6.77 โดยพบว่า ภายหลังจากการปรับเฟสใหม่ที่บัสที่ 29 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 29 คือ “Type 5”

ตารางที่ 6.76 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส (3)

Bus	Receiving end load in kVA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
3	$1.8056 + 0.5936i$	$0.8388 + 0.2756i$	0
5	0	0	0
9	$0.7528 + 0.2476i$	$1.0752 + 0.3536i$	0
10	$0.6640 + 0.2184i$	$0.3888 + 0.1276i$	$1.3972 + 0.4592i$
11	0	0	0
14	$0.5888 + 0.1936i$	$1.2416 + 0.4080i$	$0.5084 + 0.1672i$
15	$1.5084 + 0.4956i$	$1.3944 + 0.4584i$	$1.6140 + 0.5304i$
16	0	0	0
18	0	0	0
20	0	$0.9472 + 0.3112i$	$0.8640 + 0.2840i$
21	$1.2444 + 0.4092i$	$2.1776 + 0.7156i$	$0.9388 + 0.3084i$
22	$1.1776 + 0.3872i$	$0.2388 + 0.0784i$	0
23	$0.4500 + 0.1480i$	$0.4500 + 0.1480i$	0
24	$0.4556 + 0.1496i$	0	0
25	0	$0.6832 + 0.2244i$	$0.6832 + 0.2244i$
26	$2.2832 + 0.7504i$	$1.0944 + 0.3596i$	0
27	$2.0304 + 0.6672i$	$1.1640 + 0.3824i$	$1.3724 + 0.4512i$
28	$2.2776 + 0.7488i+PV$	$0.5776 + 0.1900i$	$1.4668 + 0.4820i$
29	0	$0.4724 + 0.1552i$	$0.4724 + 0.1552i$
พิจารณาลำดับที่ 1	minLoad		

ตารางที่ 6.77 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (3)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF
	Phase A	Phase B	Phase C	
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
3	0.9970	0.9907	1.0039	0.1176
5	0.9971	0.9813	1.0076	0.2921
9	0.9959	0.9855	1.0001	0.1918
10	0.9970	0.9809	1.0056	0.3095
11	0.9988	0.9684	1.0208	0.6978
14	0.9962	0.9909	0.9920	0.4083
15	1.0010	0.9555	1.0340	1.1182
17	0.9973	0.9980	0.9839	0.7087
18	1.0121	0.9400	1.0382	1.5999
20	0.9977	0.9963	0.9833	0.6844
21	0.9999	1.0063	0.9766	1.0201
22	0.9954	0.9985	0.9838	0.7308
23	1.0184	0.9325	1.0433	1.8469
24	1.0114	0.9403	1.0380	1.5834
25	1.0179	0.9317	1.0374	1.8763
26	1.0256	0.9254	1.0483	2.1044
27	1.0234	0.9246	1.0372	2.1363
28	1.0313	0.9184	1.0387	2.4263
พิจารณาลำดับที่ 1		minV	maxV	
29	1.0309	0.9186	1.0378	2.4224

จากตารางที่ 6.77 ตารางที่ 6.77 พบว่า ภายหลังจากการการจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลยังมีค่าสูงกว่าค่าที่ระบบจะยอมรับได้ โดยพบว่าบัสที่ 28 มีค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากที่สุด ดังนั้น $\max VUF_{bus} =$ บัสที่ 28 และเมื่อพิจารณาโหลดของระบบดังตารางที่ 6.78 จะพบว่า ที่บัสที่ 28 มีการเชื่อมต่อของโหลดที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากเฟส C มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มากที่สุด และค่าแรงดันไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เฟส B ในขณะที่โหลดที่มากที่สุดอยู่ที่เฟส C และน้อยที่สุดที่เฟส A ตามลำดับ ดังนั้น จึงต้องทำการจัดเรียงเฟสของโหลดบัสนี้ใหม่ และค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 28 แสดงดังตารางที่ 6.79 โดยพบว่า ภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ที่บัสที่ 28 ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบดีขึ้น ดังนั้นจะได้สถานะการสวิตช์ของการเชื่อมต่อโหลดสำหรับบัสที่ 28 คือ “Type 4”

ตารางที่ 6.78 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส (4)

Bus	Receiving end load in kVA		
	Phase A	Phase B	Phase C
1	0	0	0
3	$1.8056 + 0.5936i$	$0.8388 + 0.2756i$	0
5	0	0	0
9	$0.7528 + 0.2476i$	$1.0752 + 0.3536i$	0
10	$0.6640 + 0.2184i$	$0.3888 + 0.1276i$	$1.3972 + 0.4592i$
11	0	0	0
14	$0.5888 + 0.1936i$	$1.2416 + 0.4080i$	$0.5084 + 0.1672i$
15	$1.5084 + 0.4956i$	$1.3944 + 0.4584i$	$1.6140 + 0.5304i$
16	0	0	0
18	0	0	0
20	0	$0.9472 + 0.3112i$	$0.8640 + 0.2840i$
21	$1.2444 + 0.4092i$	$2.1776 + 0.7156i$	$0.9388 + 0.3084i$
22	$1.1776 + 0.3872i$	$0.2388 + 0.0784i$	0
23	$0.4500 + 0.1480i$	$0.4500 + 0.1480i$	0
24	$0.4556 + 0.1496i$	0	0

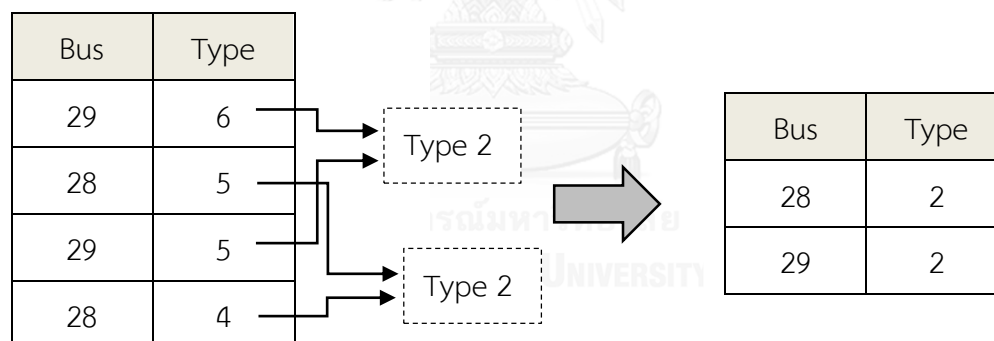
Bus	Receiving end load in kVA		
	Phase A	Phase B	Phase C
25	0	0.6832 + 0.2244i	0.6832 + 0.2244i
26	2.2832 + 0.7504i	1.0944 + 0.3596i	0
27	2.0304 + 0.6672i	1.1640 + 0.3824i	1.3724 + 0.4512i
28 พิจารณาลำดับที่ 1	2.2776 + 0.7488i+PV minLoad	0.5776 + 0.1900i	1.4668 + 0.4820i maxLoad
29	0.4724 + 0.1552i	0	0.4724 + 0.1552i

ตารางที่ 6.79 ค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลภายหลังการจัดเรียงเฟสใหม่ (4)

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.9940	1.0046	0.9937	0.3541	0.4669	-24.1593
5	0.9910	1.0094	0.9872	0.6655	0.8940	-25.5593
9	0.9898	1.0135	0.9799	0.9431	0.8962	5.2332
10	0.9909	1.0090	0.9851	0.6675	0.8621	-22.5728
11	0.9892	1.0104	0.9901	0.7036	1.4318	-50.8591
14	0.9901	1.0188	0.9719	1.2267	0.9574	28.1283
15	0.9875	1.0115	0.9930	0.7469	1.9995	-62.6457
17	0.9913	1.0257	0.9639	1.5313	1.0978	39.4881
18	0.9946	1.0099	0.9865	0.8110	2.2599	-64.1135
20	0.9917	1.0241	0.9632	1.5000	1.0681	40.4363
21	0.9941	1.0339	0.9567	1.8346	1.2914	42.0629
22	0.9894	1.0263	0.9639	1.5659	1.1388	37.5044
23	1.0008	1.0022	0.9913	0.6323	2.2305	-71.6521

Bus	Voltage Amplitude (pu.)			VUF	VUF_before	Percentage difference
	Phase A	Phase B	Phase C			
24	0.9939	1.0102	0.9864	0.8263	2.2587	-63.4170
25	0.9962	1.0156	0.9754	1.1160	2.5773	-56.6989
26	1.0080	0.9950	0.9959	0.5437	2.2226	-75.5377 <small>Max difereence</small>
27	0.9976	1.0227	0.9649	1.4472	2.8927	-49.9706
28	1.0014	1.0304	0.9562	1.7497	3.2089	-45.4735
29	1.0010	1.0307	0.9553	1.7664	3.2260	-45.2449

จากตารางที่ 6.79 พบว่า ภายหลังจากการการจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้ารวมไปถึงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัสอยู่ในระดับที่ยอมรับได้จึงหยุดการคำนวณ ดังนั้นจึงสรุปสถานะการสวิตซ์ของการเชื่อมต่อโหลดได้ดังภาพที่ 6.45



ภาพที่ 6.45 สรุปสถานะการสวิตซ์ของการเชื่อมต่อโหลดของระบบทดสอบ LVDNs 29 บัส

ภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ พบว่าค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทุกบัสในระบบอยู่ในระดับที่เหมาะสม และพบว่าสามารถลดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลได้มากที่สุดคือ 75.5377%

บทที่ 7

สรุปวิทยานิพนธ์

ในบทนี้จะเป็นการสรุปเนื้อหาของงานวิจัยทั้งหมดในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยจะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

7.1 สรุป

- 1) ในส่วนของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสไม่สมดุลโดยวิธี Backward/Forward Sweep พบว่า เป็นวิธีที่สะดวก ไม่ยุ่งยาก เนื่องจากใช้สมการของการคำนวณของ Kirchhoff's Law ซึ่งเป็นสมการคณิตศาสตร์ที่ไม่ซับซ้อน และยังพบว่าการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟสโดยวิธีนี้ สามารถหาคำตอบได้ในเวลาอันรวดเร็วและใช้รอบการคำนวณต่ำ
- 2) ในส่วนของการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่เฟสใดเฟสหนึ่งต่อแรงดันไฟฟ้าเฟสอื่นๆ พบว่า แรงดันไฟฟ้าของเฟสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะมีการเปลี่ยนแปลงไปมากที่สุด ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าของเฟสถัดมาจะมีค่าลดลง และแรงดันไฟฟ้าของเฟสที่อยู่ถัดไปอีกเฟสหนึ่งมีค่ามากขึ้น
- 3) ในส่วนของการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาต่อขนาดของโหลดรวมของเฟสที่ติดตั้งพบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในเฟสที่มีขนาดรวมของโหลดมากที่สุดจะทำให้เกิดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลต่ำกว่าการติดตั้งที่เฟสอื่นๆ ของบัสเดียวกัน
- 4) ในส่วนของการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาที่ตำแหน่งต่างๆ กันของสายป้อน พบว่า เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาขนาดเดียวกัน การติดตั้งที่ปลายสายป้อนจะทำให้เกิดค่าแรงดันไม่สมดุลที่มีค่าสูงกว่าการติดตั้งที่ต้นสายป้อน และกลางสายป้อน
- 5) ในส่วนของการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในจำนวนเฟสที่ต่างกัน พบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาเพียงเฟสเดียว จะทำให้เกิดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลมากกว่าการติดตั้งสองเฟส หรือ ทั้งสามเฟส เมื่อเทียบกับการติดตั้งที่บัสเดียวกัน โดยยัง

พบอีกว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาทั้งสามเฟสของบัสเดียวกัน จะทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของทั้งระบบมีค่าลดลง

- 6) ในส่วนของการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยวิธีการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม พบว่า ภายหลังจากการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม ค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบอยู่ในระดับที่เหมาะสมตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบมีค่าลดลง
- 7) ในส่วนของการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยวิธีการจัดเรียงเฟสใหม่ พบว่า ภายหลังจากการจัดเรียงเฟสใหม่ ค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลของระบบมีค่าลดลง

7.2 ข้อเสนอแนะ

- 1) ควรมีการทดสอบแนวคิดต่างๆ ที่ได้นำเสนอกับระบบทดสอบที่เป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าอื่นๆ ที่หลากหลายมากขึ้น พร้อมทั้งศึกษาผลกระทบด้านอื่นนอกเหนือจากผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า
- 2) ควรมีการศึกษาผลกระทบที่เกิดจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทบนหลังคาในสถานะที่โหลดมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา
- 3) ในส่วน of แนวคิดการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลโดยวิธีการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติมและวิธีการจัดเรียงเฟสใหม่ ควรมีการพิจารณาค่าใช้จ่ายด้วย
- 4) ควรมีการปรับปรุงในส่วนของโปรแกรมที่ใช้ในการคำนวณหาตำแหน่งในการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่ายเพิ่มเติม หรือตำแหน่งของการจัดเรียงเฟสใหม่ โดยอาจใช้กระบวนการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดที่มีจุดประสงค์อื่นร่วมด้วย เช่น การทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าน้อยที่สุด เป็นต้น เพื่อให้การปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบมีประสิทธิภาพมากขึ้น

รายการอ้างอิง

- [1] กระทรวงพลังงาน, "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (Power Development Plan: PDP 2015)," 2015.
- [2] กระทรวงพลังงาน, "แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan, AEDP 2015 - 2036)," 2015.
- [3] I. H. Altas and A. M. Sharaf, "A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab-Simulink GUI Environment," in *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on*, 2007, pp. 341-345.
- [4] D. Dondi, D. Brunelli, L. Benini, P. Pavan, A. Bertacchini, and L. Larcher, "Photovoltaic cell modeling for solar energy powered sensor networks," in *Advances in Sensors and Interface, 2007. IWASI 2007. 2nd International Workshop on*, 2007, pp. 1-6.
- [5] A. Durgadevi, S. Arulselvi, and S. P. Natarajan, "Photovoltaic modeling and its characteristics," in *Emerging Trends in Electrical and Computer Technology (ICETEECT), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 469-475.
- [6] K. K. Nopporn Patcharaprakiti , Khanchai Tunlasakun , Juttrit Thongpron , Dheerayut Chenvidhya , Anawach Sangswang , Veerapol Monyakul and Ballang Muenpinij, *Electrical Generation and Distribution Systems and Power Quality Disturbances*
- [7] R. M. Farhad Shahniah, Arindam Ghosh, Gerard Ledwiche, Firuz Zarea, "Voltage imbalance analysis in residential low voltage distribution networks with rooftop PVs," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1805–1814, 2011.
- [8] F. Shahniah, R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwiche, and F. Zarea, "Sensitivity analysis of voltage imbalance in distribution networks with rooftop PVs," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-8.
- [9] P. S. M. Ali S. Masoum , Mohammad A. S. Masoum , Ahmed Abu-Siada, "Impact of Rooftop PV Generation on Distribution Transformer and Voltage Profile of

Residential and Commercial Networks," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington, DC, 2012, pp. 1-7.

[10] J. W. Kein Huat Chuua, Yun Seng Lima, Phil Taylorb, Ezra Morrisa, Stella Morrisa, "Mitigation of Voltage Unbalance in Low Voltage Distribution Network with High Level of Photovoltaic System," in *The Proceedings of the International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies* Chengdu, China, 2011, pp. 495-501.

[11] J. PERALTA, "UNBALANCED THREE-PHASE LOAD-FLOW USING A POSITIVE-SEQUENCE LOAD-FLOW PROGRAM ", 2007.

[12] V. e-Learning. CHAPTER 3 : LOAD FLOW ANALYSIS. Available:
<http://elearning.vtu.ac.in/p9/notes/EE%2072/Unit3-MSR.pdf>

[13] J. B. V. SUBRAHMANYAM, "LOAD FLOW SOLUTION OF UNBALANCED RADIAL DISTRIBUTION SYSTEMS," *Journal of Theoretical and Applied Information Technology* vol. 6, pp. 040-051, 2005-2009.

[14] S. S. Puthireddy Umapathi Reddy , Prabandhamkam Sangameswararaju, "POWER FLOW ANALYSIS OF THREE PHASE UNBALANCED RADIAL DISTRIBUTION SYSTEM," *International Journal of Advances in Engineering & Technology* vol. 3, pp. 514-524, 2012.

[15] F. Shahnia, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Voltage Unbalance reduction in low voltage distribution networks with rooftop PVs," in *Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2010 20th Australasian*, 2010, pp. 1-5.

[16] S. S. Ganesh. Vulasala , Ramana. Thiruveedula, "Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithm," *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*, pp. 754-762, 2009.

[17] D. V. N. Mukwanga W. Siti , Adisa A. Jimoh, "Reconfiguration and Load Balancing in the LV and MV Distribution Networks for Optimal Performance," presented at the Power Delivery, IEEE Transactions on, 2007.

- [18] B. A. S. BHD. (2012). *Monocrystalline, Polycrystalline & Amorphous PV Solar Panels*. Available: <http://bosasiab.blogspot.com/2012/12/monocrystalline-polycrystalline.html>
- [19] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(เอกสารแนบท้ายหมายเลข 7.2)."
- [20] การไฟฟ้านครหลวง, "ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (เอกสารแนบท้ายหมายเลข 7.1)."
- [21] I. E. Agency, "TRENDS in Photovoltaic Applications - 2013," 2013.
- [22] M. Rycroft, "Rooftop solar PV, an awakening giant," 2012.
- [23] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา " 2556.
- [24] ก. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน "รายงานสถานภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยพ.ศ.๒๕๕๕-๒๕๕๖."
- [25] ส. ยูทไทร. (2013). ติดตั้งระบบ SOLARCELL ที่บ้านกรุงเทพ ตอนที่ 1. Available: <http://www.yuthtrai.com/2013/02/09/solarcell-bkk-1/>
- [26] SolarGIS. *Free Download of Solar Radiation Maps: Global Horizontal Irradiation*. Available: <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>
- [27] L. W. John Rogers "Solar Power on the Rise," Union of concerned scientists2014.
- [28] P. D. B. Burger, "Electricity production from solar and wind in Germany in 2014," FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE 2014.
- [29] J. Mayer, "Results from the PV GRID research in Germany," in *The Dutch 20GW Challenge*, Amsterdam, 2013.
- [30] P. D. V. Quaschnig, "Role of photovoltaics in the future energy mix : What comes after the current regulations?," in *2nd Inverter and PV System Technology Forum 2012*, 2012.
- [31] R. C. Mark Fulton "The German Feed-in Tariff : Recent Policy Changes " 2012.

- [32] C. Move. 'Solar Settlement' ชุมชนพลังงานแสงอาทิตย์ต้นแบบในเยอรมัน. Available: <http://www.creativemove.com/architecture/solar-settlement/>
- [33] "JPEA PV OUTLOOK 2030," 2013.
- [34] K. Kimura. *Grid Parity – Solar PV Has Caught Up with Japan's Grid Electricity*. Available: http://jref.or.jp/en/column/column_20150730_02.php
- [35] S. S. Ganesh. Vulasala, Ramana. Thiruveedula, "Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithm," *World Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 3, 2009.
- [36] *Japan module shipments solar*. Available: http://www.rechargenews.com/solar/asia_australia/article1337131.ece
- [37] L. W. John Rogers "Solar Power on the Rise," Union of concerned scientists2014.
- [38] L. W. John Rogers " Solar Power on the Rise," Union of concerned scientists2014.
- [39] M. H. J. Bollen, "Definitions of Voltage Unbalance," *IEEE Power Engineering Review*, pp. 49-50, 2002.
- [40] G. Mott. *HAS SOLAR'S TIME FINALLY COME?* Available: <http://www.wgbh.org/articles/Has-Solars-Time-Finally-Come-4747>
- [41] T. Ehara, "Overcoming PV grid issues in the urban areas," 2009.
- [42] C. I. S. Operator, "What the duck curve tells us about managing a green grid."
- [43] I. E. Agency, "TRENDS 2014 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS," 2014.
- [44] T. A. P. A. (APVA), "PV INTEGRATION ON AUSTRALIAN DISTRIBUTION NETWORKS," 2013.
- [45] P. GRID. *Belgium: Systems with netmetering*. Available: <http://www.pvgrid.eu/database/pvgrid/belgium/wallonia/residential-systems/2217/systems-with-netmetering-lv--10-kva-max-1/grid-connection--comm-7/3.html>

- [46] P. D. I. Stadler, "Study about International Standards for the connection of Small Distributed Generators to the power grid," Cologne University of Applied Sciences 2011.
- [47] M. Volkmar, "High Penetration PV: Experiences in Germany and technical solutions," International Productmanagement SMA Solar Technology AG.
- [48] Energex, "Power Quality Augex Forecast," 2015.
- [49] G. M. O. WAPDA. (2003). *DISTRIBUTION REHABILITATION GUIDELINES*.
- [50] D. H. Dalvand, "United Energy Information and Consultation Low-Voltage Regulators," United Energy 2014.
- [51] D. K. Zoran Gajić , Mike Kockott, "ADVANCED OLTC CONTROL TO COUNTERACT POWER SYSTEM VOLTAGE INSTABILITY " ABB Power Technologies.
- [52] T. W. Nikolaos Efkarpidis , Carlos Gonzalez , Tom De Rybel , Johan Driesen, "Coordinated voltage control scheme for Flemish LV distribution grids utilizing OLTC transformers and D-STATCOM's," in *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, Copenhagen, 2014.
- [53] B. M. a. F. F. Farid Rezvani "Power Quality Analysis for Photovoltaic System Considering Unbalanced Voltage " *Indian Journal of Science and Technology*, vol. 8(14), 2015.
- [54] K. Jadeja, "Major Technical issues with increased PV penetration on the existing electrical grid.," Master of Science in Renewable Energy, Murdoch University, 2012.
- [55] *Technical Correspondence For Enormous Amount of Photovoltaics Installation in Power Distribution System in Japan*, T. E. P. C. (TEPCO), 2014.
- [56] G. Palmer, "Household Solar Photovoltaics: Supplier of Marginal Abatement, or Primary Source of Low-Emission Power? ," *Sustainability*, pp. 1406-1442, 2013.

- [57] S. Vorrath. (2015). *Cost of solar + battery storage: AEMO's state-by-state payback predictions*. Available: <http://reneweconomy.com.au/2015/cost-of-solar-battery-storage-aemos-state-by-state-payback-predictions-36257>
- [58] M. B. Jan von Appen , Thomas Stetz , Konrad Diwold , Dominik Geibel. (2013) The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid *IEEE power & energy magazine*. 55-64.
- [59] M. M. A. S. R.J. Sarfia, A.Y. Chikhani, "A survey of the state of the art in distribution system reconfiguration for system loss reduction," in *Electric Power Systems Research*, pp. 61-70.
- [60] T.-H. Chen, Jeng-Tyan Cherng "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm," in *Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference*, pp. 145 - 151.
- [61] A. G. Farhad Shahnian , Peter J. Wolfs, "Voltage Unbalance Reduction in Low Voltage Feeders by Dynamic Switching of Residential Customers Among Three Phases," in *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 2014, pp. 1318-1327.
- [62] ช. สอนดิษฐ์. (2549, แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล (Voltage Unbalance or Voltage Imbalance). ไฟฟ้าและอุตสาหกรรม. จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย CHULALONGKORN UNIVERSITY
- [63] M. H. J. Bollen, " Definitions of Voltage Unbalance," *IEEE Power Engineering Review*, pp. 49-50, 2002.
- [64] M. M. P. Pillay, "Definitions of Voltage Unbalance," *IEEE Power Engineering Review*, pp. 50-51, 2001.
- [65] ม. อรุณวัฒนาพร, "มาตรฐานและข้อกำหนดด้านคุณภาพไฟฟ้า," ed.
- [66] T. S. D. (TSD), "Rationalized User Specification " in *Part 2 : Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods*, ed.
- [67] E. R. N. o. t. E. D. Code, "Limits for Voltage Unbalance in the Electricity Supply System " 2005.

- [68] ด. ย. ทัพผดุง. ผลกระทบต่อสมรรถนะของมอเตอร์เหนี่ยวนำไฟฟ้า 3 เฟส เมื่อแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล Available: http://gsc.nmc.ac.th/th/article_details.php?id=ENANS5
- [69] K. K. Tomas Kåberger "Solar rooftop PV may outcompete Japan's grid electricity in 2015," Japan Renewable Energy Foundation 2014.
- [70] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2556."
- [71] การไฟฟ้านครหลวง, "ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2556."
- [72] A. P. F. Luis Fernando Ochoa Pizzali "CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MODELAGEM A QUATRO FIOS," 2003.
- [73] A. P. Rade M. Ciric "Power Flow in Four-Wire Distribution Networks -General Approach ".
- [74] C. I. S. Operator, "What the duck curve tells us about managing a green grid," 2013.
- [75] SolarGIS. *Free Download of Solar Radiation Maps: Global Horizontal Irradiation* Available: <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>
- [76] R. D. Zimmerman, "COMPREHENSIVE DISTRIBUTION POWER FLOW : MODELING, FORMULATION, SOLUTION ALGORITHMS AND ANALYSIS," Ph.D., Cornell University, 1995.
- [77] C. R. J. B. V. Subrahmanyam, "A Simple Approach of Three phase Distribution System Modeling for Power Flow Calculations," in *World Academy of Science, Engineering and Technology* 39 2009.
- [78] ระบบสมการเชิงเส้นและไม่เชิงเส้น. Available: http://www.rmuti.ac.th/user/kittiwut/company_files/numerical_pdf/num1_47U3.pdf



ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาว ปาลิตา คงธนคณากุล เกิดวันที่ 24 กรกฎาคม พ.ศ. 2532 ที่จังหวัด นครศรีธรรมราช สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ เมื่อปี พ.ศ. 2555 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

