

การประยุกต์ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิตและการควบคุมแทปหม้อแปลงเพื่อลดการใช้
กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

APPLICATION OF STATIC NETWORK RECONFIGURATION AND TRANSFORMER TAP
CONTROL TO MINIMIZE POWER CONSUMPTION FROM GRID FOR PHOTOVOLTAIC
SYSTEMS



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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2019

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประยุกต์ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการควบคุมแบบห้ำอแปลงเพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์
โดย	นายวัชรวิศ สืบอุดม
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชสุนันต์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

.....	คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)	
คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์	ประธานกรรมการ
.....	
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศน์)	
.....	อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชสุนันต์)	
.....	กรรมการ
(ดร.พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์)	
.....	กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นันทิยา ชัยบุตร)	

วัชรวิศ สืบอุดม : การประยุกต์ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิตและการควบคุม
 แอปหม้อแปลงเพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลัง
 แสงอาทิตย์. (APPLICATION OF STATIC NETWORK RECONFIGURATION AND
 TRANSFORMER TAP CONTROL TO MINIMIZE POWER CONSUMPTION FROM
 GRID FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.ธวัชชัย เตชัส
 อนันต์

ระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) เป็นหนึ่งในการผลิตไฟฟ้าแบบ
 กระจายตัวที่มีการเติบโตทั่วโลก การเพิ่มปริมาณของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ในระบบโดยการ
 ใช้ต้นทุนต่ำเป็นสิ่งที่น่าสนใจในการศึกษา ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลัง
 แสงอาทิตย์นั้นถูกจำกัดด้วยข้อจำกัดต่าง ๆ เช่น ข้อจำกัดด้านความร้อนของสายส่ง ข้อจำกัดด้าน
 แรงดันไฟฟ้า หรือแม้กระทั่งปัญหาเกี่ยวกับการออกแบบระบบป้องกัน การจัดเรียงรูปแบบ
 โครงข่ายถูกควบคุมด้วยผู้ประกอบการระบบจำหน่ายในประเทศไทยจะเป็น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
 และการไฟฟ้านครหลวง โดยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายสามารถทำเพื่อวัตถุประสงค์ต่าง ๆ เช่น
 การลดกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า การทำโหลดสมดุล และการแก้ไขความผิดปกติในระบบไฟฟ้า
 ส่วนหม้อแปลงไฟฟ้านั้นเป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการเพิ่มหรือลดระดับแรงดันไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์เล่มนี้จึงได้นำเสนอการลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบ
 ผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์โดยใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิตและการควบคุมแอปหม้อ
 แปลง ปัญหาถูกจำลองผ่านการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อจะหาระบบที่ทำให้การใช้กำลังไฟฟ้าจากก
 ริดมีค่าน้อยสุดภายใต้ข้อจำกัดต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นข้อจำกัดด้านความร้อนหรือข้อจำกัดด้าน
 แรงดันไฟฟ้าของระบบ ขั้นตอนวิธีในการดำเนินการมีดังต่อไปนี้ เริ่มต้นจากการหาช่วงเวลาที่จะ
 นำมาทดสอบโดยใช้ข้อมูลของโพรไฟล์การใช้ไฟและข้อมูลโพรไฟล์ของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์
 ต่อมาจะเป็นการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต ต่อมาจะเป็นขั้นตอนการกำหนดขนาดของ
 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์และการกำหนดตำแหน่งของแอปหม้อแปลง
 ไฟฟ้า สุดท้ายจะเป็นการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหากำลังไฟฟ้าจากกริด จากผลการ
 ทดสอบเราจะสามารถหาขนาดกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละตำแหน่ง

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

ปีการศึกษา 2562

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณผู้ปกครอง (บิดาและมารดา) ซึ่งเป็นผู้ให้การสนับสนุนทุนการวิจัยในการทำวิทยานิพนธ์เล่มนี้ และเป็นแรงผลักดันในการทำวิจัยให้สำเร็จลุล่วงด้วยดี และขอขอบคุณรองศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำแนะนำและข้อเสนอแนะต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์ต่องานวิจัย รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขวิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์ นอกจากนี้ขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่านซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ ดร. พิสิษฐ์พล จิรพวงศานานุรักษ์ และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. นันทิยา ชัยบุตร ผู้ทรงคุณวุฒิภายนอกมหาวิทยาลัย ที่ได้กรุณาเสียสละเวลาอันมีค่าเพื่อให้คำแนะนำอันเป็นประโยชน์ต่อการวิจัย และการตรวจสอบความถูกต้องเรียบร้อยของวิทยานิพนธ์จนแล้วเสร็จสมบูรณ์

สุดท้ายนี้ ขอขอบคุณห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้เอื้อเฟื้ออุปกรณ์เครื่องมือต่าง ๆ รวมถึงสถานที่สำหรับการวิจัยจนทุกอย่างสำเร็จลุล่วงด้วยดี

วัชริศ สีสอุดม



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญภาพ	ค
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	3
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์	3
1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์	4
1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์.....	5
1.6.1 การเพิ่มความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity)	5
1.6.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV).....	6
1.6.3 การจัดเรียงรูปแบบโครงข่าย.....	6
1.6.4 การทำงานของการปรับเปลี่ยนแทปหม้อแปลงไฟฟ้า	8
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	9
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV).....	11
2.1 ไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์.....	11
2.1.1 การผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์	12

2.1.2	การใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์	14
2.2	เซลล์ แผง และอุปกรณ์ประกอบระบบไฟฟ้า.....	16
2.2.1	ลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์.....	16
2.2.1.1	ลักษณะกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์	18
2.2.1.2	ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์	19
2.2.2	ลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	21
2.2.2.1	สมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	22
2.2.2.2	Junction Box, Bypass Diode และ Blocking Diode	26
2.3	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	30
2.3.1	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (Stand Alone PV System).....	32
2.3.1.1	ระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC Power System)	32
2.3.1.2	ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Power System)	33
2.3.1.3	ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Hybrid Power System)	33
2.3.1.4	ระบบผลิตไฟฟ้าในครัวเรือนหรือระบบบ้านเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Home System: SHS)	34
2.3.1.5	สถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หมู่บ้าน (Village Electricity).....	35
2.3.1.6	สถานีประจุแบตเตอรี่ (Battery Charging Station)	35
2.3.2	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบนระบบจำหน่าย (Grid-Connected PV System)	36
บทที่ 3	ทฤษฎีพื้นฐานของการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้า (Network reconfiguration)	40
3.1	การกำหนดจำนวนการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ (ΔS)	41
3.2	การหารูปแบบโครงสร้างย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า	45
3.2.1	ภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า	46
3.2.2	ระบบไฟฟ้าต้องเป็นแบบรัศมี.....	47

3.2.3	ภาระทางไฟฟ้าทุกจุดรับไฟฟ้ามาจากแหล่งจ่ายไฟแค่แหล่งเดียว	49
บทที่ 4	ทฤษฎีพื้นฐานของการควบคุมแทปหม้อแปลงไฟฟ้า	51
4.1	ความรู้เบื้องต้นหม้อแปลงไฟฟ้า	51
4.2	ชนิดของหม้อแปลงไฟฟ้า	52
4.2.1	หม้อแปลงแบบใช้ของเหลว (Liquid - Immersed Transformers).....	53
4.2.2	หม้อแปลงชนิดแห้ง (Dry-type transformer).....	54
4.3	ส่วนประกอบของหม้อแปลงไฟฟ้า.....	55
4.3.1	ส่วนประกอบของหม้อแปลงน้ำมัน.....	55
4.3.2	แผ่นป้ายของหม้อแปลงไฟฟ้า	56
4.3.3	ส่วนประกอบของหม้อแปลงแห้ง.....	58
4.4	นิยามเกี่ยวกับหม้อแปลงไฟฟ้าที่ควรทราบ	59
4.4.1	ขนาดพิกัด (kVA).....	59
4.4.2	ค่า BIL (Basic impulse insulation level).....	59
4.4.3	แรงดันพิกัด (Rate voltage).....	60
4.4.4	แทปเซนเจอร์ (Tap changer)	60
4.4.5	การแทปแยกแรงดัน (Tappings).....	60
4.4.6	แรงดันไฟฟ้าอิมพีแดนซ์ (Impedance voltage)	62
4.4.7	เวกเตอร์กรุป (Vector group).....	62
4.4.8	การระบายความร้อนของหม้อแปลง	64
4.4.9	กำลังสูญเสียทางไฟฟ้า (Power loss).....	65
4.4.10	การทดสอบหม้อแปลง (Transformer testing).....	65
บทที่ 5	วิธีการประเมินขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และ ขนาดการปรับแทปหม้อแปลง	67
5.1	การกำหนดแบบจำลองระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	68

5.2 การกำหนดแบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้า	68
5.3 การกำหนดระบบทดสอบ.....	68
5.4 การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบสถิต	68
5.5 การกำหนดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบ	72
5.6 การกำหนดการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้า	73
5.7 การตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานต่าง ๆ ให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดไว้.....	74
5.8 การหาค่ากำลังไฟฟ้าจากกริด	75
บทที่ 6 วิธีการกำหนดข้อมูลต่าง ๆ ที่ใช้ในการทดสอบ.....	76
6.1 การสร้างโปรไฟล์กำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	76
6.2 การสร้างโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ	78
6.3 การกำหนดช่วงเวลาในการทดสอบ	79
6.3.1 ช่วงเวลากลางคืน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้).....	80
6.3.2 ช่วงเวลากลางวัน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้).....	81
บทที่ 7 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบและการกำหนดกรณีศึกษา	84
7.1 ข้อมูลระบบทดสอบ	84
7.1.1 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ.....	84
7.1.2 ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบทดสอบ	85
7.1.3 ข้อมูลเฉพาะของระบบทดสอบ	88
7.2 การกำหนดกรณีศึกษา	89
บทที่ 8 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์.....	96
8.1 ผลการทดสอบของกรณีศึกษา.....	96
8.1.1 สถานการณ์ A: ไม่มีการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้า.....	96
8.1.1.1 กรณี A1.....	96
8.1.1.2 กรณี A2.....	100

8.1.1.3 กรณี A3.....	109
8.1.1.4 กรณี A4.....	117
8.1.2 สถานการณ์ B: มีการปรับแทปของหม้อแปลงไฟฟ้า.....	125
8.1.2.1 กรณี B1	125
8.1.2.2 กรณี B2	133
8.1.2.3 กรณี B3.....	141
8.1.2.4 กรณี B4.....	149
8.2 การเปรียบเทียบระหว่างกรณีศึกษาแบบต่าง ๆ.....	157
8.2.1 การปรับปรุงระบบโดยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติ	157
8.2.2 การปรับปรุงระบบโดยการปรับแทปหม้อแปลงไฟฟ้า.....	161
8.2.3 การปรับปรุงระบบโดยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการปรับแทปหม้อแปลงไฟฟ้า.....	165
บทที่ 9 บทสรุปและข้อเสนอแนะ	171
บรรณานุกรม.....	175
ประวัติผู้เขียน.....	178

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 3.1 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 1$	42
ตารางที่ 3.2 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ และมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 2 ตัว	43
ตารางที่ 3.3 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ และมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว	44
ตารางที่ 3.4 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ และมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว	45
ตารางที่ 3.5 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ไม่เกิน 1 ตัว และภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า	46
ตารางที่ 3.6 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว และภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า	46
ตารางที่ 3.7 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว และภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า	47
ตารางที่ 3.8 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ไม่เกิน 1 ตัว และระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี	47
ตารางที่ 3.9 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว และระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี	48
ตารางที่ 3.10 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว และระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี	48
ตารางที่ 3.11 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ไม่เกิน 1 ตัว และภาระทางไฟฟ้าทุกจุดรับไฟฟ้ามาจากแหล่งจ่ายไฟแค่แหล่งเดียว	49

ตารางที่ 3.12 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว และภาระทางไฟฟ้าทุกจุดรับไฟฟ้ามาจากแหล่งจ่ายไฟแค่แหล่งเดียว.....	49
ตารางที่ 4.1 ระบบแรงดันและโหลดในการจ่ายไฟของการไฟฟ้า.....	52
ตารางที่ 4.2 ค่า BIL ตามมาตรฐาน IEC	60
ตารางที่ 4.3 มาตรฐานแทปของ กฟภ. $\pm 2 \times 2.5\%$	61
ตารางที่ 4.4 มาตรฐานแทปของ กฟน. $-4 \times 2.5\%$	61
ตารางที่ 4.5 สัญลักษณ์การระบายความร้อนของการหมุนเวียนของตัวระบายความร้อนวิธีต่าง ๆ ...	64
ตารางที่ 4.6 สัญลักษณ์การระบายความร้อนของตัวกลางระบายความร้อนชนิดต่าง ๆ.....	64
ตารางที่ 5.1 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อเปิดสวิตช์ S33 เพียง 1 ตัว	69
ตารางที่ 5.2 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อเปิดสวิตช์ S34 เพียง 1 ตัว	70
ตารางที่ 5.3 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อเปิดสวิตช์ S35 เพียง 1 ตัว	70
ตารางที่ 5.4 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อเปิดสวิตช์ S36 เพียง 1 ตัว	71
ตารางที่ 5.5 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อเปิดสวิตช์ S37 เพียง 1 ตัว	72
ตารางที่ 6.1 ค่าของภาระทางไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์	80
ตารางที่ 6.2 ขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ช่วงเวลาต่าง ๆ.....	82
ตารางที่ 7.1 รายชื่อจุดเชื่อมต่อต่าง ๆ ของระบบทดสอบ.....	86
ตารางที่ 7.2 รายชื่อสายส่งทั้งหมดของระบบทดสอบ	87
ตารางที่ 7.3 รายชื่อสายส่งที่เชื่อมต่อไปยังบัสต่าง ๆ ของระบบทดสอบ	88
ตารางที่ 7.4 กรณศึกษาของวิทยานิพนธ์	95
ตารางที่ 8.1 กรณี A1 เมื่อเปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว	96
ตารางที่ 8.2 กรณี A1 เมื่อเปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว	97
ตารางที่ 8.3 กรณี A1 เมื่อเปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว	97
ตารางที่ 8.4 กรณี A1 เมื่อเปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว	98

ตารางที่ 8.79	กรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว	153
ตารางที่ 8.80	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว.....	154
ตารางที่ 8.81	กรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว	155
ตารางที่ 8.82	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว.....	155
ตารางที่ 8.83	การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี B4	156
ตารางที่ 8.84	สรุปรูปแบบโครงข่ายและการปรับเปลี่ยนที่ที่ดีที่สุดของแต่ละกรณีศึกษา	170



สารบัญญภาพ

	หน้า
รูปที่ 2.1 ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในแบบต่าง ๆ [14].....	11
รูปที่ 2.2 การเกิดไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ [14].....	12
รูปที่ 2.3 องค์ประกอบระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ [14].....	13
รูปที่ 2.4 การใช้ประโยชน์ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [14].....	14
รูปที่ 2.5 ความเป็นมาและแนวโน้มเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ [14].....	15
รูปที่ 2.6 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน [14].....	16
รูปที่ 2.7 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโฮลของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน [14].....	17
รูปที่ 2.8 การต่อวงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ [14].....	18
รูปที่ 2.9 ลักษณะกระแสและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ (IV-curve) [14]	19
รูปที่ 2.10 ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร [14].....	20
รูปที่ 2.11 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน [14].....	20
รูปที่ 2.12 ผลของความต้านทาน Shunt ต่อลักษณะกระแสและแรงดัน [14].....	21
รูปที่ 2.13 ลักษณะทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกนำมาประกอบเป็นแผงเซลล์ [14]	21
รูปที่ 2.14 กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (I-V Curve) [14].....	22
รูปที่ 2.15 ไดอะแกรมการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า [14]	23
รูปที่ 2.16 แบบจำลองคุณลักษณะทางสถิติของเซลล์แสงอาทิตย์ [14].....	23
รูปที่ 2.17 กราฟกระแสและแรงดันที่อุณหภูมิและความเข้มแสงค่าต่าง ๆ [14].....	24
รูปที่ 2.18 ปัจจัยการลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [14].....	25
รูปที่ 2.19 ลักษณะของผิวหน้าของเซลล์ซึ่งผ่านการทำ surface texturing [14].....	25
รูปที่ 2.20 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไม่มีเงาบังที่เซลล์ [14].....	26
รูปที่ 2.21 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง [14].....	26

รูปที่ 2.22	แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง แต่มี Bypass Diode [14]...	27
รูปที่ 2.23	การเปรียบเทียบ I-V Curve ที่มีและไม่มี Bypass Diode เมื่อมีการเกิดเงาบัง [14].....	27
รูปที่ 2.24	แผนภาพของระบบที่มีการติดตั้ง Bypass Diode [14].....	28
รูปที่ 2.25	การเปรียบเทียบไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่มีและไม่มี Blocking Diode [14]	29
รูปที่ 2.26	ประเภทของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [14]	30
รูปที่ 2.27	ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [14].....	31
รูปที่ 2.28	ไดอะแกรมระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC Power System) [14].....	32
รูปที่ 2.29	ไดอะแกรมของระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Power System) [14]	33
รูปที่ 2.30	ลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานที่อุทยานแห่งชาติตะรุเตา จังหวัดสตูล [14]	34
รูปที่ 2.31	ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าในครัวเรือน [14].....	34
รูปที่ 2.32	ตัวอย่างสถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หมู่บ้านที่สถานีวิจัยสัตว์ป่าเขานางรำ [14].....	35
รูปที่ 2.33	ไดอะแกรมลักษณะของสถานีประจวบเตอรี [14].....	36
รูปที่ 2.34	ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศ [14]	37
รูปที่ 2.35	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งด้านบน (ชาย) และผนัง (ขวา) ของอาคาร [14].....	38
รูปที่ 2.36	ระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าของห้างเทสโก้โลตัส สาขาพระราม1 [14]	38
รูปที่ 2.37	แผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกใช้แทนผนังอาคาร (ชาย) และหลังคาอาคาร (ขวา) [14]	38
รูปที่ 2.38	โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบังที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน [14]	39
รูปที่ 3.1	ตัวอย่างระบบจำหน่ายเพื่อการจัดเรียงรูปแบบโครงข่าย [15].....	41
รูปที่ 4.1	การส่งและจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า [16]	51
รูปที่ 4.2	หม้อแปลงปิดผนึกแบบใช้ก๊าซไนโตรเจน [16]	53
รูปที่ 4.3	หม้อแปลงปิดผนึกแบบผนังเป็นลอนคลื่น (Corrugated tank) [16]	54
รูปที่ 4.4	หม้อแปลงชนิดแห้ง (Dry-type transformer) และสิ่งห่อหุ้ม [16].....	54
รูปที่ 4.5	ตัวอย่างส่วนประกอบของหม้อแปลงน้ำมันแบบ Corrugated tank [16].....	56
รูปที่ 4.6	แผ่นป้ายของหม้อแปลงไฟฟ้า [16].....	57

รูปที่ 4.7 ตัวอย่างส่วนประกอบของหม้อแปลงแห้ง [16]	59
รูปที่ 4.8 แทบหม้อแปลงของการไฟฟ้านครหลวง -4 x 2.5% [16]	61
รูปที่ 4.9 วงจรสมมูลของหม้อแปลงและการลัดวงจร [16].....	62
รูปที่ 4.10 ตัวอย่างการต่อขดลวดตามเวกเตอร์กรุป (Vector group) แบบต่าง ๆ [16]	63
รูปที่ 4.11 การเขียนสัญลักษณ์ที่แผ่นป้าย (Name plate) หม้อแปลง [16]	65
รูปที่ 5.1 ขั้นตอนประเมินขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และ ขนาดการปรับแก้หม้อแปลง	67
รูปที่ 5.2 แทบหม้อแปลงที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ (+10 x 1% ทั้งฝั่งแรงสูงและแรงต่ำ).....	74
รูปที่ 6.1 กำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เวลาต่าง ๆ.....	76
รูปที่ 6.2 การใส่ค่าโปรไฟล์ของ PV ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory	77
รูปที่ 6.3 กราฟแสดงโปรไฟล์ของ PV ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory.....	77
รูปที่ 6.4 ภาระทางไฟฟ้าของระบบทดสอบที่เวลาต่าง ๆ.....	78
รูปที่ 6.5 การใส่ค่าโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory.....	79
รูปที่ 6.6 กราฟแสดงโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory	79
รูปที่ 6.7 กราฟแสดงเวลาที่นำมาทดสอบ เมื่อระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้	81
รูปที่ 6.8 กราฟแสดงเวลาที่นำมาทดสอบ เมื่อระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้	83
รูปที่ 7.1 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส [8]	84
รูปที่ 7.2 ระบบทดสอบ 34 บัส เมื่อจำลองด้วยโปรแกรม DigSILENT PowerFactory	85
รูปที่ 7.3 ข้อมูลเฉพาะของระบบทดสอบ [8].....	88
รูปที่ 7.4 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี A1 [8].....	89
รูปที่ 7.5 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี A2 [8].....	90
รูปที่ 7.6 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี A3 [8].....	91
รูปที่ 7.7 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี A4 [8].....	91

รูปที่ 7.8 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี B1 [8].....	93
รูปที่ 7.9 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี B2 [8].....	93
รูปที่ 7.10 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี B3 [8]	94
รูปที่ 7.11 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี B4 [8]	94
รูปที่ 8.1 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี A1.....	100
รูปที่ 8.2 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี A2.....	108
รูปที่ 8.3 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี A3.....	116
รูปที่ 8.4 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี A4.....	124
รูปที่ 8.5 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี B1.....	132
รูปที่ 8.6 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี B2.....	140
รูปที่ 8.7 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี B3.....	148
รูปที่ 8.8 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี B4.....	156
รูปที่ 8.9 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าจากกริดก่อนและหลังจัดเรียงโครงข่าย	157
รูปที่ 8.10 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบก่อนและหลังจัดเรียงโครงข่าย	158
รูปที่ 8.11 กราฟแสดงกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ก่อนและหลังจัดเรียงโครงข่าย .	158
รูปที่ 8.12 กราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อมีการจัดเรียงโครงข่าย	159
รูปที่ 8.13 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าจากกริดก่อนและหลังปรับแก้หม้อแปลง.....	161
รูปที่ 8.14 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบก่อนและหลังปรับแก้หม้อแปลง	162
รูปที่ 8.15 กราฟแสดงกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ก่อนและหลังปรับแก้หม้อแปลง	162
รูปที่ 8.16 กราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อมีการปรับแก้หม้อแปลง.....	163
รูปที่ 8.17 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าจากกริดก่อนและหลังเมื่อจัดเรียงโครงข่ายและปรับแก้หม้อแปลง	166

รูปที่ 8.18 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบก่อนและหลังเมื่อจัดเรียงโครงข่ายและ
ปรับแก้หม้อแปลง..... 166

รูปที่ 8.19 กราฟแสดงกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ก่อนและหลังเมื่อจัดเรียงโครงข่าย
และปรับแก้หม้อแปลง..... 167

รูปที่ 8.20 กราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้า
พลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อจัดเรียงโครงข่ายและปรับแก้หม้อแปลง..... 167



บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาของบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และสุดท้ายคือเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) เป็นหนึ่งในแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เติบโตเร็วมากในปัจจุบัน เนื่องจากการสร้างแรงจูงใจต่าง ๆ สำหรับการใช้งานเชิงพาณิชย์และที่อยู่อาศัย นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าแบบพลังงานหมุนเวียนนำมาซึ่งข้อดีหลายประการรวมถึงผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมและข้อได้เปรียบด้านเทคนิค สำหรับการดำเนินงานด้านระบบจำหน่ายการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ถูกจำกัดด้วยข้อจำกัดการดำเนินงานด้านต่าง ๆ เช่น ข้อจำกัดด้านความร้อน การเพิ่มแรงดันไฟฟ้า และระบบป้องกัน นอกจากนี้ตำแหน่งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ที่ไม่เหมาะสมอาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลายประการคือ 1) ความล้มเหลวในการบรรลุเป้าหมายด้านพลังงานสีเขียว โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศที่มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนน้อย และ 2) การได้รับประโยชน์จากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ที่จำกัด เช่น การลดการสูญเสีย การปล่อยคาร์บอน ฯลฯ [1]

ระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่ยอมรับเกณฑ์ปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) ที่ 15% ซึ่งกำหนดไว้ว่าเป็นอัตราส่วนระหว่างความสามารถในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) กับโหลดสูงสุด โดยไม่รวมการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากแหล่งอื่น ๆ อย่างไรก็ตามเกณฑ์นี้ไม่ได้คำนึงถึงผลกระทบของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ในแต่ละท้องถิ่นหรือลักษณะเฉพาะของสายป้อน [2] ปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) ที่สูงอาจนำไปสู่ปัญหาแรงดันไฟฟ้า อาจส่งผลให้เกิดความร้อน และอาจเพิ่มฮาร์โมนิกในระบบได้ นอกจากนี้ความผันผวนในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) อาจมีผลต่อการควบคุมระบบ จึงทำให้มีการศึกษาเพื่อหาจำนวนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ที่กระจายติดตั้งในระบบไฟฟ้าได้ โดยไม่ละเมิดเงื่อนไขการทำงานของระบบ [3] ซึ่งความจุระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ที่รับได้จะเรียกว่า ความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) ของระบบไฟฟ้า

ความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) นั่นคือ ความสามารถในการผลิตรวมของไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมากเข้ากับระบบขณะระบบไฟฟ้ายังดำเนินการภายใต้ข้อจำกัดทางเทคนิค โดยสามารถกำหนดได้ตามเกณฑ์ผลกระทบหลายประการซึ่งระบุลักษณะการทำงานของระบบไฟฟ้าแบบกระจายตัว

นอกจากสถานที่ติดตั้งและขนาดของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) จะถูกตัดสินใจโดยเจ้าของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และตามสภาพภูมิอากาศแล้ว ยังใช้เกณฑ์ทางเทคนิค เกณฑ์ทางเศรษฐกิจ และอื่น ๆ ซึ่งค่าเชื่อมต่อที่แตกต่างกันและกฎระเบียบยังอาจมีผลต่อการตัดสินใจสถานที่ติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) อีกด้วย [1] ดังนั้นเครื่องมือที่เหมาะสมเพื่อกำหนดตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดและปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) ที่สอดคล้องกันจึงเป็นประโยชน์มาก [4-6] โดยการประเมินความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) ปัญหาที่เกี่ยวข้องกับการจัดตำแหน่ง และการกำหนดขนาดของไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ที่ดีที่สุดได้กลายเป็นจุดเน้นการวิจัยที่สำคัญ

การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายเป็นวิธีการสำคัญที่ควบคุมโดยผู้ดำเนินการระบบจำหน่าย (Distribution system operator, DSO) ซึ่งใช้เพื่อวัตถุประสงค์ต่าง ๆ เช่น การลดการสูญเสียในระบบ [7] การทำโหลดให้สมดุล [8] การฟื้นฟูระบบหลังเกิดความผิดปกติ [1] และการปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบ [9] เป็นต้น โดยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต (Static reconfiguration) จะพิจารณาวิธีทั้งหมด (ควบคุมด้วยตนเองหรือจากระยะไกล) และปรับปรุงโครงสร้างของระบบใหม่ในขั้นตอนการวางแผน (เช่น จากแผนงานรายปี / ตามฤดูกาลขึ้นอยู่กับการวางแผนการดำเนินงาน) [1]

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเสนอวิธีการประยุกต์ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต (Static reconfiguration) และการควบคุมแบบห่อแปลง เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โดยมุ่งเน้นสองช่วงเวลาคือ 1) ช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ (เวลากลางวัน) 2) ช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ (เวลากลางคืน) นอกจากจะทำให้ระบบสามารถรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากขึ้นและทำให้เราสามารถกำหนดขนาดของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) อย่างเหมาะสมที่บริเวณต่าง ๆ แล้ว ยังทำให้เราสามารถเลือกรูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่มีการสูญเสียต่ำที่สุดในตอนที่ไม่มีไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV)

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) ศึกษาการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต (Static reconfiguration) และการควบคุมแทปหม้อแปลง เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์
- 2) หาขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ตามจุดต่าง ๆ เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์
- 3) หาดำเนินการปรับแทปหม้อแปลง เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบจำหน่ายที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 12.66 กิโลโวลต์ จำนวน 1 ระบบ ของระบบทดสอบ 34 บัส ที่มีจุดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ได้สูงสุดจำนวน 8 จุด
- 2) พิจารณาข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในช่วงเดือนพฤษภาคม 2560 โดยพิจารณาจากค่าเฉลี่ยของวันทำงาน (วันจันทร์ถึงวันศุกร์ ไม่รวมวันหยุดนักขัตฤกษ์) โดยข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นข้อมูลทุก ๆ 15 นาที
- 3) พิจารณาข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) จากตลาดฟ้าอาคารเจริญวิศวกรรม (ตึก 4) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในช่วงเดือนเมษายน 2556
- 4) พิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยการจำลองผ่านโปรแกรม DigSILENT PowerFactory
- 5) พิจารณาเมื่อมีการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลดทุกจุดเท่านั้น
- 6) พิจารณาการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต (Static reconfiguration) ในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายของระบบไฟฟ้า
- 7) พิจารณาเมื่อค่ากระแสไฟฟ้าทุกจุดในระบบต้องไม่เกินค่าพิกัดที่กำหนดไว้เท่านั้น
- 8) พิจารณาเมื่อค่าแรงดันไฟฟ้าของทุกจุดในระบบอยู่ภายในขอบเขตที่กำหนดไว้
- 9) พิจารณาเมื่อโครงข่ายของระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมีเท่านั้น

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
 - 1.1) ศึกษาการเพิ่มความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity)

- 1.2) ศึกษาหลักการของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV)
- 1.3) ศึกษาการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต (Static reconfiguration)
- 1.4) ศึกษาหลักการทำงานของการปรับเปลี่ยนแทปหม้อแปลงไฟฟ้า
- 1.5) ศึกษาการกำหนดขนาดของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV)
- 2) ศึกษาการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ DigSILENT PowerFactory
- 3) รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าที่ทำการศึกษา ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบทดสอบ
- 4) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะทำการศึกษา
- 5) กำหนดขอบเขตของงานวิจัยเบื้องต้น
- 6) สร้างแบบจำลองของระบบทดสอบโดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory
- 7) พัฒนาโปรแกรมสำหรับการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต (Static reconfiguration) ของระบบไฟฟ้า
- 8) พัฒนาโปรแกรมการประเมินขนาดของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ตามจุดต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้า
- 9) พัฒนาโปรแกรมการประเมินขนาดของการปรับแทปหม้อแปลงไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า
- 10) ทดสอบโปรแกรมโดยพิจารณาจากกรณีศึกษาต่าง ๆ
- 11) สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ
- 12) เขียนบทความเพื่อตีพิมพ์ในวารสารวิชาการ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต (Static reconfiguration) และการควบคุมแทปหม้อแปลง เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 2) ขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ตามจุดต่าง ๆ เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 3) ขนาดการปรับแทปหม้อแปลง เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

- 4) ผลจากการศึกษาสามารถใช้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในอนาคต เพื่อให้ระบบสามารถลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถแบ่งได้เป็น 4 หัวข้อหลัก คือ 1) การเพิ่มความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity) 2) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) 3) การจัดเรียงรูปแบบโครงข่าย และ 4) การทำงานของการปรับเปลี่ยนแทปหม้อแปลงไฟฟ้า

1.6.1 การเพิ่มความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity)

บทความ [2] บทความนี้ศึกษาความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) ในระบบจำหน่าย โดยใช้วิธีการวิเคราะห์แบบสุ่ม (Stochastic analysis) การจำลองแบบหลายสถานการณ์ดำเนินการเพื่อวิเคราะห์ปัจจัยต่าง ๆ ที่มีผลต่อความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) รวมถึงการมีตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้า ตำแหน่งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และตัวประกอบกำลังของ PV Inverter และ Volt / VAR control จากข้อสรุปที่ได้จากการจำลองพบว่าวิธีการทั้งสามข้อที่เสนอมานั้นเพื่อเพิ่มการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) สามารถกำหนดเป็นปัญหาการทำให้เหมาะสมที่สุดเพื่อให้ได้วิธีการที่ดีที่สุด ซึ่งเทคโนโลยีทั้งหมดในบทความนี้ใช้เฉพาะอุปกรณ์ที่มีอยู่ในสายป้อน และใช้งานได้โดยมีต้นทุนต่ำ นอกจากนี้เครื่องมือที่พัฒนาขึ้นสำหรับการศึกษาเหล่านี้ได้อธิบายไว้ในบทความนี้ด้วย

บทความ [10] บทความนี้กล่าวว่า เนื่องจากความกังวลด้านสิ่งแวดล้อม และความจำเป็นในการลดคาร์บอนด้านแหล่งจ่ายของระบบไฟฟ้ากำลัง ทำให้เป็นการกระตุ้นการเพิ่มขึ้นของแหล่งพลังงานทดแทน (Renewable energy sources, RES) เข้ามาในระบบไฟฟ้า ดังนั้นการเพิ่มขึ้นเป็นประวัติการณ์ของแหล่งพลังงานทดแทน (Renewable energy sources, RES) โดยเฉพาะระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ได้รับการจับตามองในระบบไฟฟ้าแบบกระจายตัวอย่างไรก็ตามการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) นั้นขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ ดังนั้นจุดที่ผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดอาจจะไม่ตรงกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนราคาถูกจำนวนมากมักจะเกินความต้องการใช้ไฟฟ้า บทความนี้เสนอวิธีการจัดสรรที่เหมาะสม และการใช้ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy storage systems, ESS) เพื่อเพิ่มศักยภาพการ

รองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) ในระบบจำหน่าย นอกจากนี้ การเสริมเครือข่าย และการจัดสรรตัวเก็บประจุยังได้รับการพิจารณาในบทความนี้ โดยปัญหา คือ การสร้างแบบจำลองโดยใช้การเขียนโปรแกรมเชิงเส้นผสมจำนวนเต็มแบบสุ่มในการสร้างและผลิต กระแสไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) จะแสดงผ่านทางสถานการณ์ต่าง ๆ โดยระบบทดสอบ 20 โหนด ใช้เพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของแนวทางที่เสนอ และเพื่อวิเคราะห์บทบาทของการใช้ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy storage systems, ESS) เพื่อเพิ่มศักยภาพด้านความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity) ของแหล่งพลังงานทดแทน (Renewable energy sources, RES)

1.6.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV)

บทความ [3] บทความนี้กล่าวว่าการรวมกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในที่อยู่อาศัย (Photovoltaic, PV) เข้ากับระบบจำหน่ายอาจทำให้เกิดความสับสนในการทำงานของระบบไฟฟ้าในสถานะปกติ และส่งผลให้เกิดปัญหาเกี่ยวกับคุณภาพไฟฟ้าได้ โดยงานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาผลกระทบของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ในที่อยู่อาศัยต่อแรงดันไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดจำหน่าย กรอบการวิเคราะห์แบบสุ่มจะใช้เพื่อจำลองสถานการณ์การปรับใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ที่เป็นไปได้ โดยขีดจำกัดของการรวมระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) หรือที่เรียกว่า การรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) จะถูกคำนวณโดยคำนึงถึงการเกิดแรงดันเกินที่บัส แรงดันไฟฟ้าเบี่ยงเบน และแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล โดยการตีความผลของการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) อย่างละเอียด และอีกหลาย ๆ ปัจจัยที่อาจส่งผลต่อคุณภาพของแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าจะถูกระบุในบทความนี้ นอกจากนี้จะมีการประเมินผลกระทบของการเพิ่มภาระโหลดขั้นต่ำของระบบไฟฟ้าต่อการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) นอกจากนี้ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดจากแรงดันไฟฟ้าจะถูกระบุไว้ในบทความนี้ด้วย และนอกจากจากการศึกษาจะนำเสนอข้อเสนอแนะที่มีประโยชน์แล้ว ยังมีคำแนะนำทั่วไปสำหรับการรวมระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ด้วย

1.6.3 การจัดเรียงรูปแบบโครงข่าย

บทความ [1] บทความนี้กล่าวไว้ว่า เนื่องจากจำนวนการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกระจายเติบโตขึ้นทั่วโลก ทำให้การเพิ่มความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity) ของระบบการจำหน่ายโดยไม่ต้องเสริมอุปกรณ์กำลังกลายเป็นประเด็นสำคัญในปัจจุบัน บทความนี้จึง

ศึกษาการเพิ่มความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity) สำหรับระบบจำหน่ายที่ใช้งาน โดยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายทั้งแบบสถิต (Static reconfiguration) กล่าวคือการเชื่อมต่อกริดในขั้นตอนการวางแผน และแบบพลวัตนั่นคือการเชื่อมต่อกริดโดยใช้สวิตช์ที่ควบคุมระยะไกลเป็นรูปแบบการจัดการเครือข่ายที่ใช้งานอยู่ (Active network management , ANM) โดยปัญหา คือ สูตรที่เป็นจำนวนเต็มผสม (Mixed-integer), ความไม่เป็นเชิงเส้น, กำลังไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดหลายช่วงเวลา (Multi-period optimal power flow, MP-OPF) ซึ่งมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity) ภายใต้ข้อจำกัดด้านความร้อนและแรงดันไฟฟ้า บทความนี้ยังเสนอแนวทางที่จะลดขนาดของปัญหาใหญ่ ๆ เมื่อต้องพิจารณาหลายช่วงเวลา ประสิทธิภาพของวิธีการและผลประโยชน์ที่มีนัยสำคัญที่ได้จากตัวเลือกการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต (Static reconfiguration) และแบบพลวัตในการเพิ่มความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity) แสดงให้เห็นถึงการปรับเปลี่ยนเกณฑ์มาตรฐานของระบบจำหน่าย

บทความ [8] บทความนี้กล่าวว่า การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายในระบบจำหน่ายโดยการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์นั้น มักจะทำได้เพื่อลดการสูญเสียหรือเพื่อโหลดสมดุลในระบบ ในบทความนี้สูตรทั่วไปและวิธีการแก้ปัญหาถูกเสนอสำหรับปัญหาเหล่านี้ โดยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายเพื่อลดการสูญเสียนั้นมีการแก้ปัญหาที่เกี่ยวข้องกับการค้นหาการกำหนดค่าในแนวนอนที่เกี่ยวเนื่อง เพื่อช่วยให้การค้นหาได้มีการพัฒนารูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยมีประมาณสองแบบที่มีระดับความแม่นยำที่ต่างกัน วิธีการเหล่านี้น่าสนใจสำหรับการคำนวณ และโดยทั่วไปจะใช้เพื่อประมาณการลดการสูญเสีย สำหรับโหลดสมดุลนั้นมีการกำหนดดัชนีความสมดุลของโหลด และแสดงให้เห็นว่าวิธีการแก้ปัญหาที่นำเสนอสำหรับการลดการสูญเสียสามารถใช้สำหรับการปรับสมดุลโหลดได้ นอกจากนี้ผลการทดสอบจะถูกรวมเพื่อแสดงประสิทธิภาพของวิธีการที่เสนอไว้

บทความ [11] บทความนี้นำเสนอกระบวนการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายที่เหมาะสมสำหรับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้ามรวมน้อยที่สุดร่วมกับการค้นหาสวิตช์เปิดการเชื่อมต่อระหว่างสายป้อน (Tie open point switches: TS) ด้วยวิธีการผสมผสาน (Hybrid) ระหว่างวิธีแบบแผนการไหลอย่างเหมาะสม (Optimal flow pattern) แบบจุดตัดเส้นขอบของแรงดันไฟฟ้า (Voltage contour) และการค้นหาคำตอบแบบการปีนเขา (Hill climbing) ผ่านการทดสอบกับกรณีศึกษาที่มาจากข้อมูลจริงของหน่วยงาน 2 พื้นที่ของ กฟภ. ที่ชี้ให้เห็นผลของราคาซื้อไฟฟ้าที่แตกต่างกันของแต่ละสถานีไฟฟ้าต่อการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายที่เหมาะสมภายใต้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่พิจารณาด้านต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้า

1.6.4 การทำงานของการปรับเปลี่ยนแทปหม้อแปลงไฟฟ้า

บทความ [12] บทความนี้กล่าวว่า เนื่องจากการใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ในประเทศที่เพิ่มขึ้น การใช้เทคโนโลยี เช่น การติดตั้งหม้อแปลงปรับเปลี่ยนแทปขณะมีโหลด (On load tap changer, OLTC) ตัวเก็บประจุไฟฟ้า และการตรวจสอบจากระยะไกล (Remote monitoring) กำลังได้รับการพิจารณาเพื่อบรรเทาปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเครือข่ายแรงดันต่ำในยุโรปซึ่งขึ้นอยู่กับกลยุทธ์การควบคุม อย่างไรก็ตาม ผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าของลูกค้าและการควบคุม (เช่น การเปลี่ยนแปลงแทป หรือ การสลับตัวเก็บประจุ) อาจแตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญ โดยบทความนี้เป็นการประเมินประสิทธิภาพของกลยุทธ์การควบคุมอุปกรณ์ปรับเปลี่ยนแทปขณะมีโหลด (On load tap changer, OLTC) ที่แตกต่างกันในด้านแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน BS EN50160 และจำนวนของการควบคุม โดยเสนอกกลยุทธ์การควบคุมสามแบบ: 1) การควบคุมค่าคงที่ (Constant set-point control, CSC) 2) การควบคุมขึ้นอยู่กับเวลา (Time-based control, TBC) และ 3) การควบคุมจากระยะไกล (Remote monitoring-based control, RMC) โดยการวิเคราะห์ Monte Carlo รายสัปดาห์จะดำเนินการโดยพิจารณาจากเครือข่ายจริงของระบบแรงดันต่ำในสหราชอาณาจักร การไหลของกำลังไฟฟ้าสามเฟส ปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) ที่ต่างกัน และฤดูกาล จากผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าการควบคุมขึ้นอยู่กับเวลา (Time-based control, TBC) มีประสิทธิภาพดีกว่าการควบคุมค่าคงที่ (Constant set-point control, CSC) แต่ค่าใช้จ่ายของการเปลี่ยนแปลงแทปมากขึ้น เนื่องจากการมองเห็นที่เพิ่มขึ้นของการควบคุมจากระยะไกล (Remote monitoring-based control, RMC) ทำให้ความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV hosting capacity) เพิ่มขึ้นด้วย แต่ในขณะเดียวกันก็จำกัดการใช้งานแทปด้วย สุดท้ายเมื่อสายป้อนมีปัญหาแรงดันไฟฟ้าตัดกัน (Contrasting voltage) พบว่าตัวเก็บประจุนั้นนอกจากมีความยืดหยุ่นมากขึ้นแล้ว ยังช่วยให้สามารถเพิ่มปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) ได้มากขึ้นด้วย การคาดการณ์เหล่านี้คาดว่าจะช่วยให้อุตสาหกรรมสามารถได้รับผลประโยชน์จากวิธีการปรับเปลี่ยนแทปขณะมีโหลด (On load tap changer, OLTC) ในเครือข่ายแรงดันต่ำในอนาคต

บทความ [13] บทความนี้กล่าวถึงแรงดันไฟฟ้าที่เกินขีดจำกัดตามกฎหมายในเครือข่ายกระแสสลับแรงดันไฟฟ้าต่ำนั้น เกิดจากการแทรกแซงของปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) ที่สูง และการบรรเทาผลกระทบโดยใช้เทคนิคต่าง ๆ โดยมีการจำลองการไหลของโหลดในพื้นที่จริงของเครือข่ายแรงดันต่ำ ซึ่งเครือข่ายแรงดันต่ำสามเฟส 4 สาย ขนาดความยาวปานกลางที่ประกอบด้วยหม้อแปลงกระแสไฟฟ้าแบบคงที่ และ PV อินเวอร์เตอร์ ทำงานร่วมกัน นั้นทำให้สามารถรองรับพลังงานจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ได้ระหว่าง

79% -98% ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าในการกำหนดค่าระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) 5 แบบที่แตกต่างกัน และสำหรับกรณีศึกษาที่มีปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) ระดับที่ 3 นั้น ประกอบด้วยปัจจัยจำกัด ด้านแรงดันไฟฟ้าขีดจำกัดโหลดความร้อนของสาย และหม้อแปลงไฟฟ้า โดยเทคนิคทั้งสามถูกใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในเครือข่ายแรงดันต่ำ การควบคุมด้วยการปรับเปลี่ยนแทปขณะมีโหลด (On load tap changer, OLTC) พบว่ามีประสิทธิภาพมากกว่าการควบคุมด้วยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive power control, RPC) นอกจากนี้การควบคุมแบบผสม (OLTC และ RPC) พบเฉพาะในกรณีที่มีการใช้ปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) สูงมากเท่านั้น การเปลี่ยนตำแหน่งของช่วงสายสำคัญ ๆ และหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอยู่แล้วซึ่งมีตัวนำความจุสูงกว่า และหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีการปรับเปลี่ยนแทปขณะมีโหลด (On load tap changer, OLTC) ขนาดที่ใหญ่กว่า ทำให้เครือข่ายสามารถเพิ่มพลังงานจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ได้อีก 50% -90% โดยการกระจายที่ไม่เท่ากันของพลังงานจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ระบบเฟสเดียว ในจำนวนสามเฟสมีผลเสียต่อการเพิ่มปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) นอกจากนี้ยังมีการพิจารณาการรวมระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) ในขณะวางแผนเครือข่ายแรงดันต่ำ และการปรับเปลี่ยนแทปขณะมีโหลด (On load tap changer, OLTC) กับหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมอาจทำให้ระบบแรงดันต่ำมีความเป็นมิตรต่อระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) มากขึ้น ถึงแม้ว่าตัวเลือกการควบคุมด้วยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive power control, RPC) จะมีประสิทธิภาพน้อยกว่าการปรับเปลี่ยนแทปขณะมีโหลด (On load tap changer, OLTC) เนื่องจากกระแสเพิ่มขึ้น แต่สามารถใช้ประโยชน์ได้ในปริมาณระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ (PV penetration) ระดับปานกลาง ในขณะที่การปรับเปลี่ยนแทปขณะมีโหลด (On load tap changer, OLTC) อาจกลายเป็นวิธีการที่มีราคาแพง

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งออกเป็น 9 บท โดยแบ่งเป็นเนื้อหา ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึง จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึง ทฤษฎีพื้นฐานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV)

บทที่ 3 กล่าวถึง ทฤษฎีพื้นฐานของการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้า (Network reconfiguration)

บทที่ 4 กล่าวถึง ทฤษฎีพื้นฐานของการควบคุมแบบหม้อแปลงไฟฟ้า

บทที่ 5 กล่าวถึง วิธีการประเมินขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PHOTOVOLTAIC, PV) และขนาดการปรับแบบหม้อแปลง เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุด สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

บทที่ 6 กล่าวถึง วิธีการกำหนดข้อมูลต่าง ๆ ที่ใช้ในการทดสอบ ไม่ว่าจะเป็นช่วงเวลาให้เลือก นำมาทดสอบ การเปลี่ยนแปลงของโหลดที่เวลาต่าง ๆ และการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เวลาต่าง ๆ

บทที่ 7 กล่าวถึง การกำหนดกรณีศึกษา และข้อมูลที่ใช้ทดสอบ

บทที่ 8 กล่าวถึง ผลการทดสอบและการวิเคราะห์

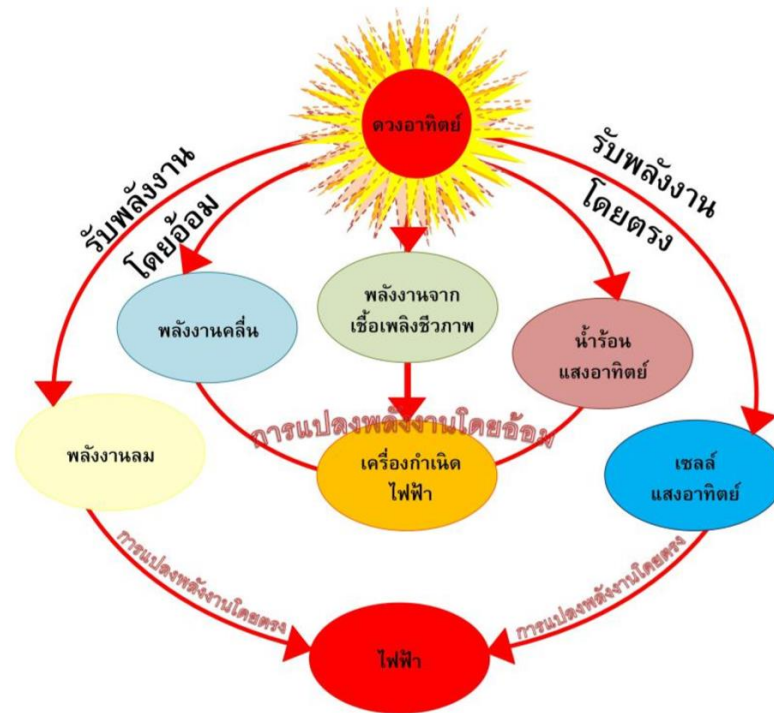
บทที่ 9 กล่าวถึง ข้อเสนอที่ได้จากวิทยานิพนธ์ และข้อเสนอแนะ



บทที่ 2

ทฤษฎีพื้นฐานของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV)

2.1 ไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์



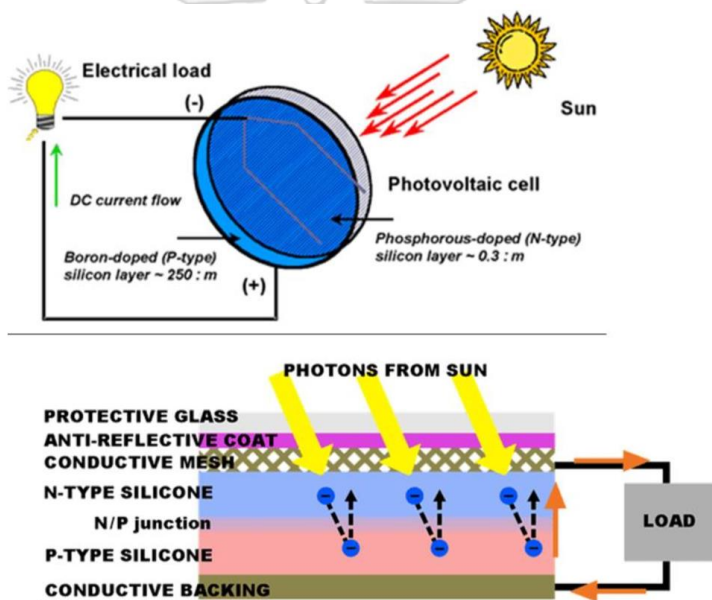
รูปที่ 2.1 ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในแบบต่าง ๆ [14]

ไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์เป็นการเปลี่ยนพลังงานแสงจากดวงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสตรงขึ้นตอนเดียวโดยไม่มีส่วนเคลื่อนไหวใด ๆ ไฟฟ้าดังกล่าวใช้ประโยชน์ได้เช่นเดียวกับไฟฟ้าจากแหล่งผลิตอื่น ๆ สามารถใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสตรงได้โดยตรง เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในรถยนต์ และใช้กับเครื่องใช้กระแสสลับโดยผ่านเครื่องแปลงเป็นกระแสสลับที่เรียกว่าอินเวอร์เตอร์ นอกจากนี้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอื่น ๆ อาทิ พลังงานความร้อน พลังงานลม และพลังงานคลื่นในมหาสมุทร พลังงานที่กล่าวมาล้วนมีแสงจากดวงอาทิตย์เป็นพลังงานต้นทาง

เนื่องจากแสงอาทิตย์มีเฉพาะเวลากลางวันจึงจำเป็นต้องเก็บสำรองไฟฟ้าโดยแบตเตอรี่ เพื่อใช้ในเวลากลางคืน และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าโดยแสงอาทิตย์ขึ้นตรงต่อความเข้มของแสงอาทิตย์ รวมถึงอุณหภูมิซึ่งจะเพิ่มขึ้นจากการตากแดด ทำให้ประสิทธิภาพลดต่ำลง ดังนั้นการติดตั้งใช้งานควรอยู่กลางแจ้งหันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์และเว้นช่องว่างเพื่อช่วยระบายความร้อนด้านหลัง (หากอยู่ในซีกโลกเหนือ เช่น ประเทศไทย ก็เอียงไปทางทิศใต้) จะได้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมากที่สุด

2.1.1 การผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นสารกึ่งตัวนำชนิดหนึ่ง เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์จะทำให้เกิดอิเล็กตรอนอิสระและความต่างศักย์ที่ผิวทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นเมื่อมีการเชื่อมต่อระหว่างผิวทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะเกิดการไหลของอิเล็กตรอนเพื่อให้เกิดสมดุลระหว่างผิวทั้งสองด้านของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการไหลของอิเล็กตรอนทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้า จะเห็นได้ว่าเป็นวิธีเปลี่ยนรูปพลังงานแสงให้เป็นไฟฟ้าโดยตรงที่สุด ง่ายที่สุด ไม่มีการเคลื่อนไหวของชิ้นส่วนใด ๆ ไม่มีการสึกหรอใด ๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.2 ดังนั้นทราบเท่าที่เซลล์แสงอาทิตย์ยังคงสภาพสารกึ่งตัวนำและแสงอาทิตย์ตกกระทบสู่ผิวเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะผลิตไฟฟ้าออกมาให้ตลอดไป (ในทางปฏิบัติผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์รับประกันอายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์กว่ายี่สิบปีขึ้นไป)

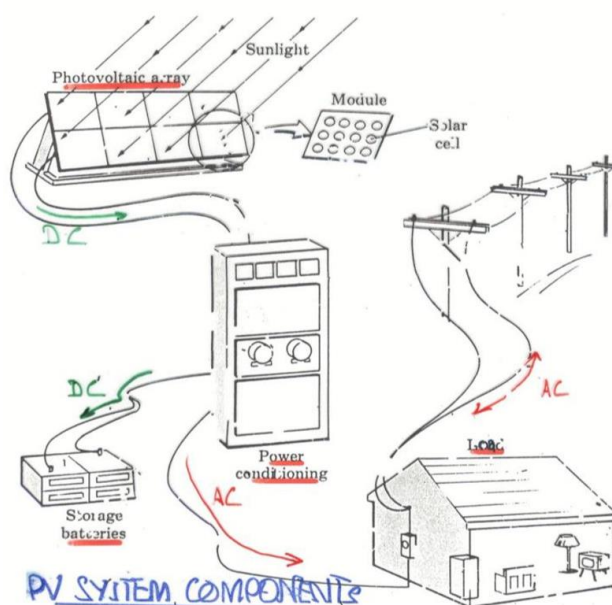


รูปที่ 2.2 การเกิดไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มแสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้นหรือลดลง ตัวอย่างเช่น หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้ 100 วัตต์ เมื่อมีความเข้มแสง 1,000 วัตต์/ตารางเมตร นั่นคือที่ความเข้มแสงอาทิตย์ 500 วัตต์/ตารางเมตร ก็จะผลิตไฟฟ้าได้ 50 วัตต์ เป็นต้น โดยทั่วไปประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ระหว่างร้อยละ 7-19 ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของเซลล์แบบต่าง ๆ

กรณีระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องมีแบตเตอรี่สำหรับเก็บสำรองพลังงานอย่างกรณีของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระเพราะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายโดยตรง และมีข้อดีเพราะจะไปช่วยเสริมความมั่นคงของระบบ

ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้ามามากตามสำนักงาน โรงงาน ฯลฯ ประเทศไทยเริ่มนำระบบผลิตไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์กว่าสามสิบปีมาแล้วจนถึงปัจจุบันรวมได้มากกว่า 30 เมกะวัตต์ โดยกว่าร้อยละ 90 ใช้ในชนบทห่างไกลซึ่งยังไม่มีบริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพราะเป็นทางเลือกค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด สำหรับในอนาคตอันไม่ไกลนักจะเริ่มมีการนำมาใช้ในเขตที่มีการบริการแล้ว ในลักษณะต่อเชื่อมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าได้ ภาพรวมขององค์ประกอบระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ดังแสดงในรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 องค์ประกอบระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

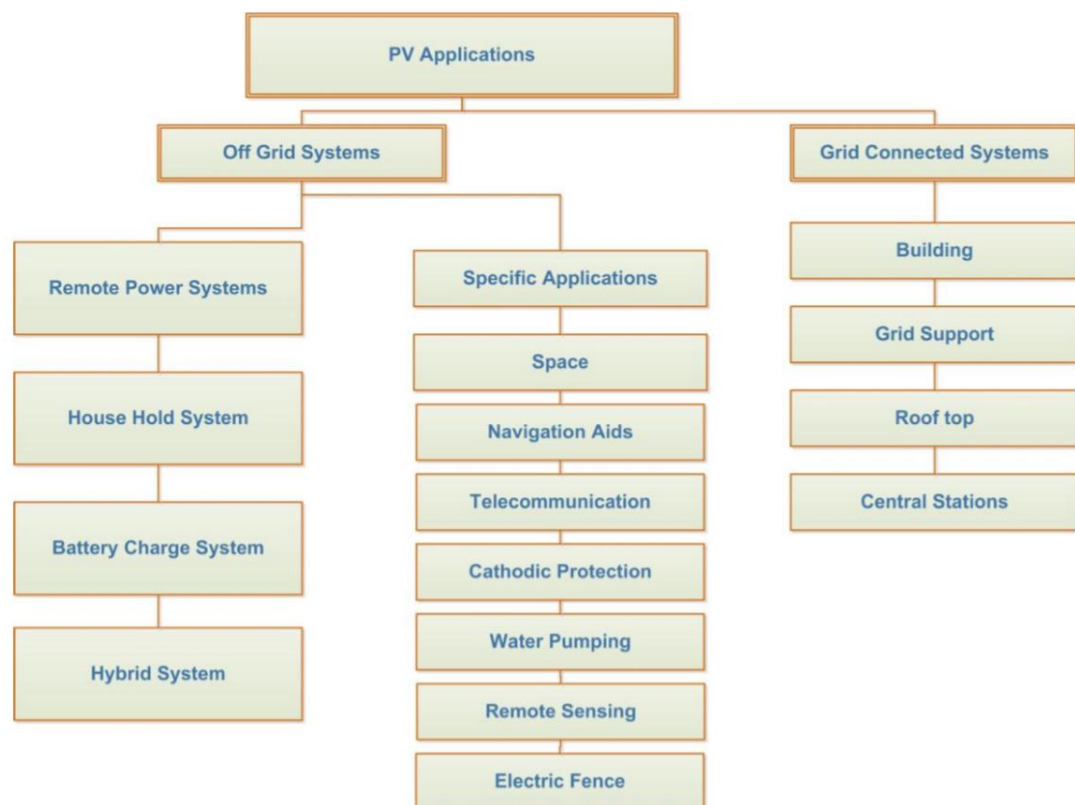
แนวโน้มของราคาของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ลดต่ำลงมากใกล้กับราคาไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงเผาไหม้เข้าไปทุกที ในขณะที่ราคาเชื้อเพลิงเผาไหม้สูงขึ้นอย่างรวดเร็ว และสังคมเริ่มมีความกังวลเพิ่มขึ้นเกี่ยวกับผลกระทบเรื่องคุณภาพของอากาศ น้ำ สภาพแวดล้อมเป็นพิษ จากการเผาไหม้ถ่านหิน ก๊าซ น้ำมัน ฯลฯ นอกจากนี้การจัดประเภทการใช้งานสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.4 สามารถแบ่งได้ 2 ประเภทหลัก คือ ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย และระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

เซลล์แสงอาทิตย์มีกำเนิดในช่วงปี ค.ศ. 1950 ที่ Bell Telephone Laboratory ประเทศสหรัฐอเมริกา โดยวัตถุประสงค์เบื้องต้นเพื่อผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์สำหรับใช้ในโครงการอวกาศ ต่อจากนั้นจึงได้เริ่มนำมาใช้อย่างกว้างขวางและขยายผลสู่ระดับอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ของโลก เมื่อปลายทศวรรษที่ 50 เป็นต้นมา ในรูปที่ 2.5 แสดงความเป็นมาและแนวโน้มเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ ในระยะแรกเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาแพงมากจึงจำกัดการใช้งานอยู่เฉพาะในงาน

วิทยุสื่อสารและไฟฟ้าแสงสว่างขนาดเล็กในพื้นที่ห่างไกลเท่านั้น ต่อมาในช่วงปี ค.ศ. 1970 ภาครัฐใน ประเทศสหรัฐอเมริกา เยอรมันและญี่ปุ่น ได้ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อย่างจริงจังและ ต่อเนื่อง เป็นผลให้ราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงเป็นลำดับ จากเดิมประมาณ 4 ล้านบาทต่อ กิโลวัตต์ ในปัจจุบันคงเหลือประมาณ 1.6 แสนบาทต่อกิโลวัตต์ ซึ่งนับว่าราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ ลดลงมามาก

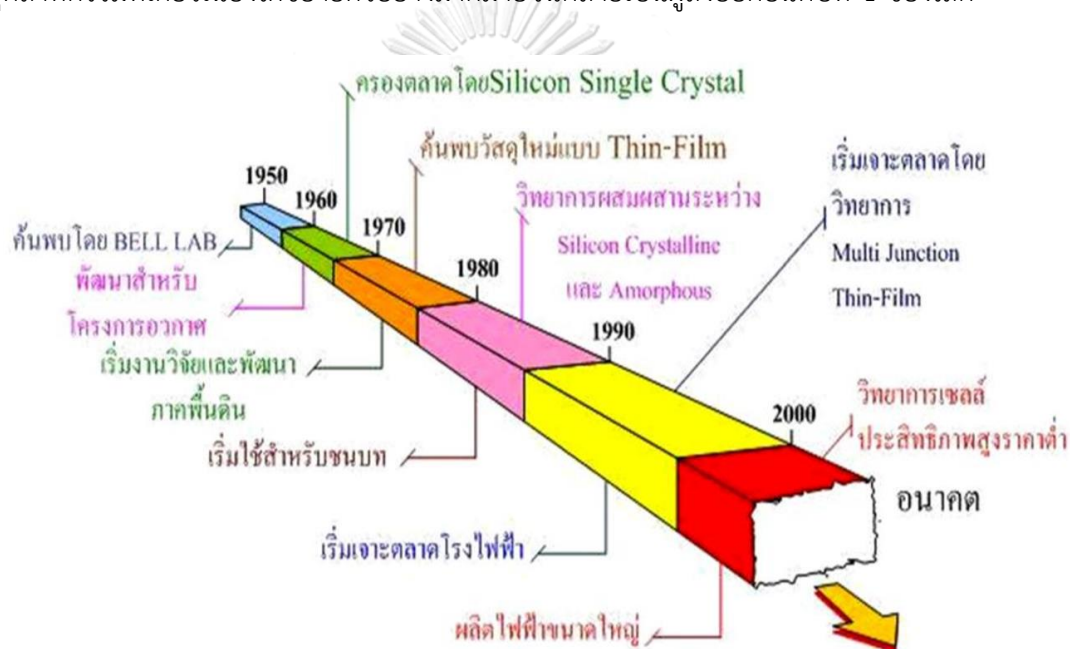
2.1.2 การใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์

ในพื้นที่ห่างไกลซึ่งระบบจำหน่ายของการไฟฟ้ายังไม่ถึง ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เป็น ทางเลือกเหมาะเนื่องจากราคาต่ำกว่า เมื่อเทียบกับเครื่องยนต์เบนซินและดีเซล โดยเฉพาะอย่างยิ่ง งานด้านโทรคมนาคม ไฟสัญญาณ การช่วยเดินเรือ เดินฝ้ายาม แต่เนื่องจากเงินลงทุนสูงมากกว่า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบอื่น ๆ มาก การหาแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ปลอดดอกเบี้ย นาน ฯลฯ เป็น อุปสรรคสำคัญ จึงต้องการความช่วยเหลือจากภาครัฐในระยะแรก ๆ เป็นหลัก ตัวอย่างคือโครงการ ไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับหมู่บ้านห่างไกลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งรวมกำลังการติดตั้งสูงถึงกว่า 2 เมกะวัตต์



รูปที่ 2.4 การใช้ประโยชน์ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่มีค่าเชื้อเพลิง สะอาด และมีให้อย่างไม่จบสิ้น ดังนั้นนักวางแผนพลังงานที่มีวิสัยทัศน์กว้างไกลได้หาหนทางสนับสนุน เช่น เงินกู้ปลอดดอกเบี้ยต่ำ ผ่อนนาน รับซื้อไฟฟ้าราคาสูงใจ เพื่อให้เกิดการผลิตในเชิงปริมาณเพื่อลดราคาและสร้างงาน ฯลฯ ตัวอย่างความสำเร็จคือ ญี่ปุ่น และเยอรมัน กรณีของญี่ปุ่นให้มีการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตภายใต้โครงการ Sunshine Project เริ่มเมื่อปี ค.ศ. 1994 สามารถดึงราคาของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายจาก 2 ล้านเยนต่อกิโลวัตต์ ลดลงเหลือ 6 แสนเยนต่อกิโลวัตต์ ในระยะเวลา 12 ปี โดยให้การสนับสนุนแบบช่วยออกค่าใช้จ่ายครึ่งหนึ่งในปีแรก ค่อย ๆ ลดลงมาจนเหลือไม่เกินร้อยละสิบในปีหลัง ๆ ตอนจบโครงการจึงมีบ้านแบบดังกล่าวเกือบ 3 แสนหลัง และอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องได้ขยายตัวอย่างมากมายจนกลายเป็นผู้ส่งออกอันดับที่ 1 ของโลก



รูปที่ 2.5 ความเป็นมาและแนวโน้มเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

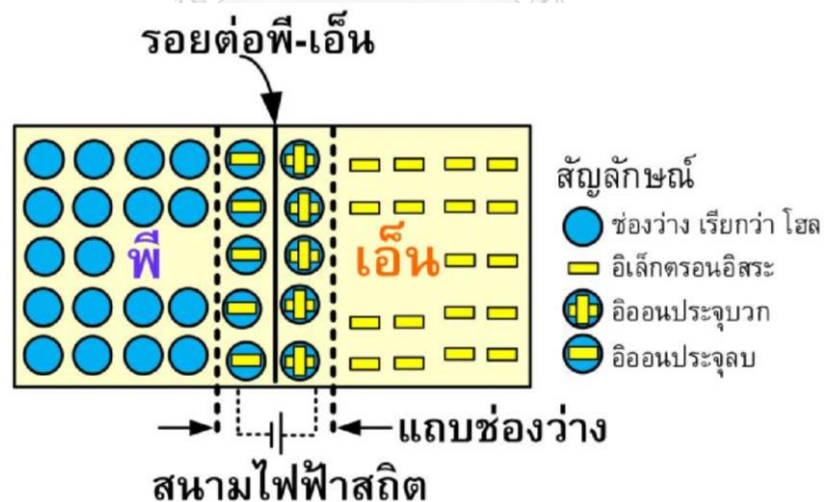
เยอรมันสิ่งที่จูงใจก็คือรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทน โดยเฉพาะอย่างยิ่งจากระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในราคาสูงมาก ซึ่งมีผู้เข้าร่วมโครงการจำนวนมากจนปัจจุบันเป็นตลาดใหญ่ที่สุดในโลก โดยใช้งบประมาณจากเศษเสี้ยวของค่าไฟฟ้าของบริษัทไฟฟ้าที่ขายได้ และเกิดปรากฏการณ์คล้ายของญี่ปุ่น ปัจจุบันอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนของเยอรมันแข็งแกร่งมาก ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ส่งออกเป็นอันดับสองรองจากญี่ปุ่น และสร้างงานได้อย่างมหาศาล หลายประเทศในยุโรปก็ใช้วิธีการของเยอรมัน โดยมีเงื่อนไขจูงใจที่แตกต่างกันบ้างเล็กน้อย สเปนซึ่งเป็นประเทศที่มีแดดดีลมนต์ ก็ก้าวขึ้นมาเป็นตลาดลำดับ 3 ของโลก สหรัฐอเมริกาซึ่งเป็นผู้กำเนิดเทคโนโลยีแสงอาทิตย์ใช้วิธีจูงใจทั้งสองแบบบวกกับมาตรการด้านลดหย่อนภาษีเพิ่มเติมเข้าด้วย ทำให้เป้าหมายของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ของอเมริกาจะสูงกว่า 3 หมื่นเมกะวัตต์ในปี ค.ศ. 2020

2.2 เซลล์ แผง และอุปกรณ์ประกอบระบบไฟฟ้า

2.2.1 ลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทำจากสารกึ่งตัวนำทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงเป็นไฟฟ้าโดยตรง อาศัยกระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Effect) ซึ่งเกิดจากความต่างศักย์ไฟฟ้าภายในสารกึ่งตัวนำมีค่าแตกต่างกัน เมื่อได้รับแสงที่มีพลังงานมากพอทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนอิสระ โครงสร้างที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์มีลักษณะเหมือนกับไดโอดทั่วไป ประกอบด้วยรอยต่อระหว่างวัสดุสารกึ่งตัวนำต่างชนิดกันสองชั้น ได้แก่ สารกึ่งตัวนำชนิดพีเป็นชั้นบวก และสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นเป็นชั้นลบ สารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้งานในลักษณะดังกล่าวส่วนมากเป็นซิลิกอน และเพื่อให้เข้าใจได้ง่าย โดยส่วนใหญ่จะใช้อธิบายสารกึ่งตัวนำที่ทำจากซิลิกอน แม้ว่าปัจจุบันจะมีสารกึ่งตัวนำที่ทำจากวัสดุชนิดอื่นก็ตาม

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิกอนประกอบด้วยสารกึ่งตัวนำชนิดพี ผลิตขึ้นจากผลึกของซิลิกอนใช้สารเจือปนคือโบรอน เพื่อทำให้เป็นวัสดุขาดอิเล็กตรอนอิสระ ทั้งนี้การขาดอิเล็กตรอนทำให้เกิดช่องว่างเรียกว่า โฮล (Hole) และการขาดอิเล็กตรอนที่เป็นประจุลบทำให้ส่วนนี้เทียบได้กับอนุภาคประจุบวก ส่วนสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นผ่านการเติมสารเจือปนคือฟอสฟอรัส เพื่อทำให้เกิดอิเล็กตรอนส่วนเกิน ซึ่งจุดเชื่อมต่อเรียกว่า รอยต่อพี-เอ็น ดังแสดงในรูปที่ 2.6

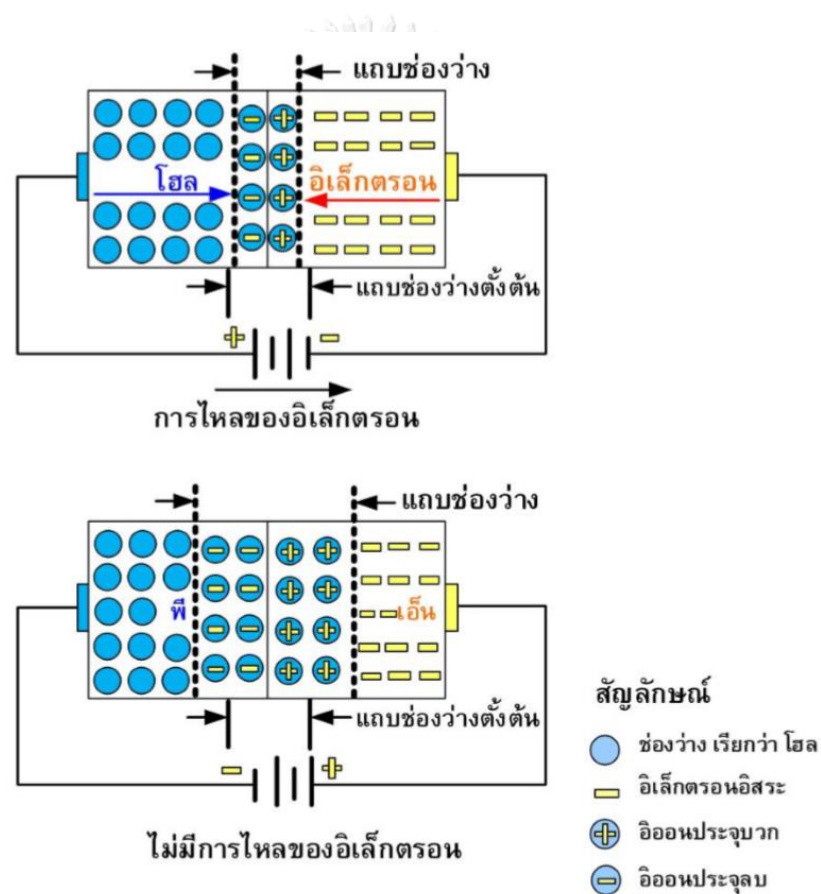


รูปที่ 2.6 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน [14]

การเชื่อมต่อกันของสารกึ่งตัวนำที่มีคุณสมบัติต่างกันจะทำให้เกิดสนามไฟฟ้า (Electrical field) ในบริเวณรอยต่อ โดยสนามไฟฟ้านี้มีลักษณะเหมือนกับสนามไฟฟ้าสถิตย์ อันจะทำให้เกิด

อนุภาคของประจุลบเคลื่อนที่ไปในทิศทางใดทิศทางหนึ่ง และอนุภาคของประจุบวกที่เคลื่อนที่ไปในทิศทางที่ตรงข้าม ตัวอย่างเช่น การใช้หิวแปรงกับเสื่อขนสัตว์ เป็นต้น

การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนไปยังบริเวณผลึกชนิดเอ็นทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าได้ดังในรูปที่ 2.7 เมื่อต่อเข้ากับวงจรภายนอกจะทำให้เกิดการไหลของกระแสไฟฟ้าผ่านตลอดวงจร การเคลื่อนที่ไปยังวงจรถวายนอกของอิเล็กตรอนในกรณีของสารกึ่งตัวนำโดยผ่านวัสดุตัวนำที่ติดอยู่กับผิวด้านหน้าของเซลล์ ในเวลาเดียวกันโฮลจะเคลื่อนที่ไปในทิศทางตรงข้ามผ่านเนื้อเซลล์จนถึงวัสดุตัวนำอีกส่วนหนึ่งที่ยึดติดอยู่กับด้านล่างของเซลล์ ทำให้ครบวงจรโดยร่วมกับอิเล็กตรอนที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรถวายนอก แต่ในทางตรงข้ามการไหลของอิเล็กตรอนไม่เกิดขึ้นหากไม่สามารถทำให้ครบวงจร



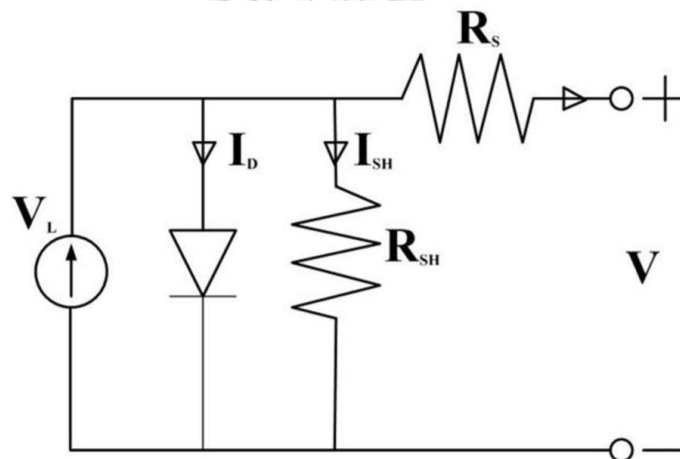
รูปที่ 2.7 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโฮลของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน [14]

กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องอาศัยทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้า โดยที่กระแสไฟฟ้าเกิดขึ้นเมื่อมีการไหลของอิเล็กตรอน และแรงดันไฟฟ้าเป็นผลมาจากสนามไฟฟ้าภายในบริเวณรอยต่อพี-เอ็น โดยทั่วไปเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิกอนแบบผลึกเดี่ยวจะออกแบบให้มีแรงดันไฟฟ้าประมาณ 0.5 โวลต์ที่กระแสไฟฟ้าประมาณ 2.5 แอมแปร์ ดังนั้นจะเกิดกำลังไฟฟ้าสูงสุดประมาณ

1.25 วัตต์ (ขึ้นอยู่กับรายละเอียดในการออกแบบ ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์แบบอื่น ๆ อาจมีแรงดันหรือกระแสไฟฟ้าสูงหรือต่ำกว่านี้)

2.2.1.1 ลักษณะกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์

โดยทั่วไปสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แสดงในรูปของความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้า เริ่มต้นที่วงจรมุมของเซลล์แสงอาทิตย์ดังแสดงรูปที่ 2.8 เป็นการต่อขนานระหว่างแหล่งกำเนิดแสง ไดโอด (รอยต่อพี-เอ็น) และความต้านทาน shunt และต่ออนุกรมกับความต้านทานอนุกรม ตามลำดับ เขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ (2.1) นั่นคือ ผลลัพธ์ของกระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เกิดมาจากแหล่งพลังงานแสงที่กลับด้วยกระแสที่ไหลผ่านไดโอดและผ่านความต้านทาน shunt ขณะกระแสไฟฟ้าไหลผ่านทำให้เกิดค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละจุดขึ้น



รูปที่ 2.8 การต่อวงจรมุมของเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

สมการที่ (2.2) แสดงแรงดันไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ เท่ากับแรงดันไฟฟ้าที่ขาออกบวกด้วยผลคูณระหว่างกระแสไฟฟ้ากับความต้านทานอนุกรม

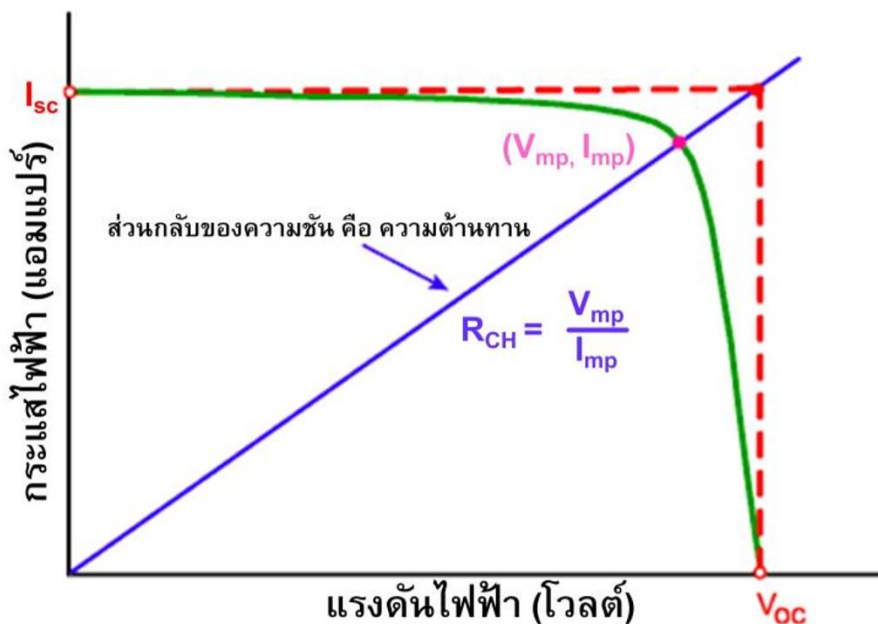
$$I = I_L - I_D - I_{SH} \quad (2.1)$$

$$V_j = V + IR_S \quad (2.2)$$

โดยที่	I	กระแสไฟฟ้าขาออก	[A]
	I_L	กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากแหล่งพลังงานแสง	[A]
	I_D	กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านไดโอด	[A]
	I_{SH}	กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านความต้านทาน Shunt	[A]

V	แรงดันไฟฟ้าขาออก	[V]
I	กระแสไฟฟ้าขาออก	[A]
R_S	ความต้านทานอนุกรม	[Ohm]

พารามิเตอร์ที่บ่งบอกประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย กระแสลัดวงจร (I_{SC}) แรงดันวงจรเปิด (V_{OC}) และฟิลต์แฟกเตอร์ (FF) รูปที่ 2.9 แสดงกระแสลัดวงจรและแรงดันวงจรเปิด คือ กระแสไฟฟ้าขณะที่แรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเป็นศูนย์เป็นค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุด และแรงดันไฟฟ้าขณะที่ไม่มีกระแสเป็นค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุด ส่วนฟิลต์แฟกเตอร์เป็นสัดส่วนระหว่างผลคูณแรงดันกับกระแสที่จุดทำงานสูงสุดและผลคูณของกระแสลัดวงจรกับแรงดันวงจรเปิด ซึ่งมีค่าน้อยกว่าหนึ่ง นอกจากนี้มีพารามิเตอร์เกี่ยวกับความต้านทานในเซลล์แสงอาทิตย์เป็นประโยชน์ต่อการติดตามพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์และการพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ โดยคิดจากสัดส่วนระหว่างค่าแรงดันที่จุดสูงสุดต่อกระแสที่จุดทำงานสูงสุดหรืออาจใช้สัดส่วนระหว่างค่าแรงดันวงจรเปิดต่อกระแสลัดวงจร

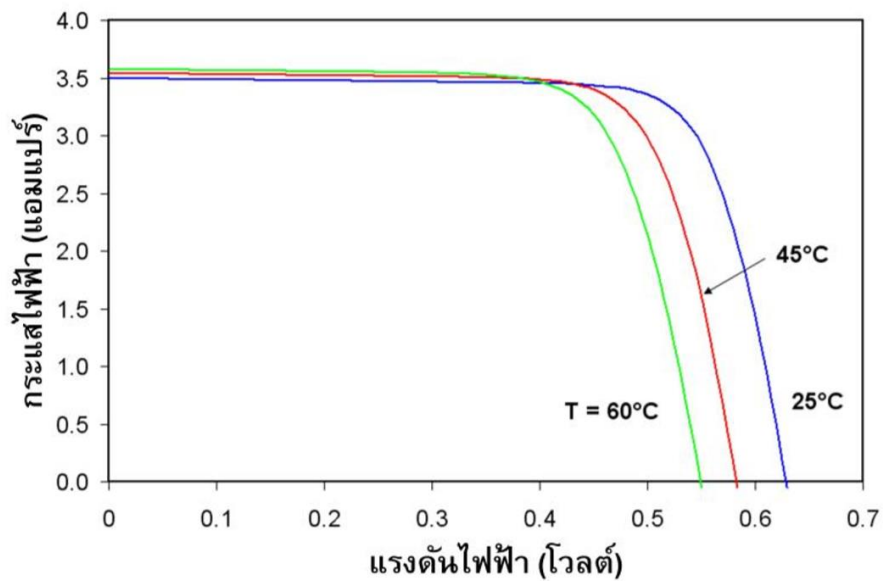


รูปที่ 2.9 ลักษณะกระแสและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ (IV-curve) [14]

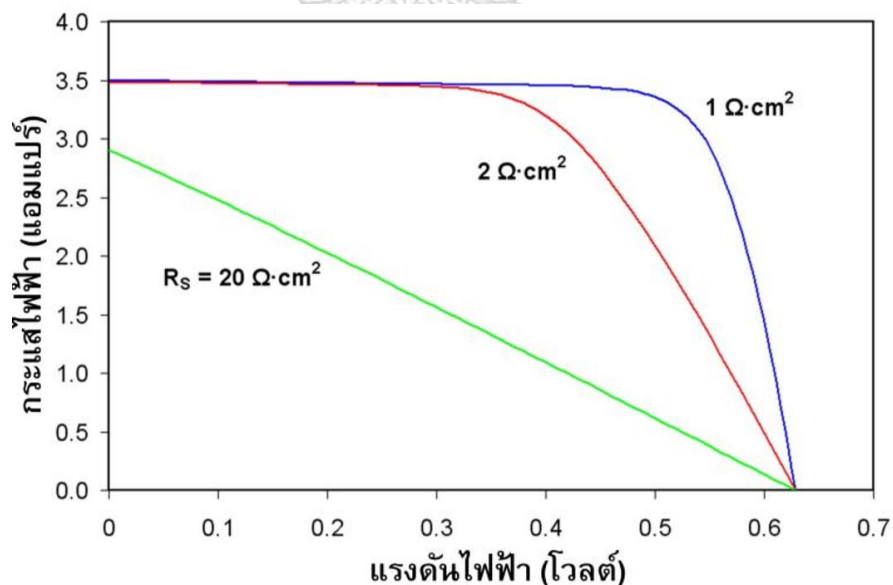
2.2.1.2 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นกับทั้งปัจจัยภายนอกและสมบัติของเซลล์ ได้แก่ อุณหภูมิ ความเข้มรังสีอาทิตย์ ความต้านทาน Shunt และความต้านทานอนุกรม เป็นต้น โดยที่

ประสิทธิภาพลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น นั่นคือ สภาวะที่อุณหภูมิสูงระยะห่างของแถบพลังงานจะลดลง เป็นผลให้แรงดันขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าน้อยลงแต่ไม่ทำให้กระแสลัดวงจรเปลี่ยนแปลงนัก ดังรูปที่ 2.10 ทั้งนี้ กระแสลัดวงจรหรือกระแสสูงสุดจะลดลงเมื่อความเข้มรังสีอาทิตย์มีค่าน้อย เช่น ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆครึ้ม มีเมฆบดบัง การบังเงาเนื่องจากเงาต้นไม้ เป็นต้น



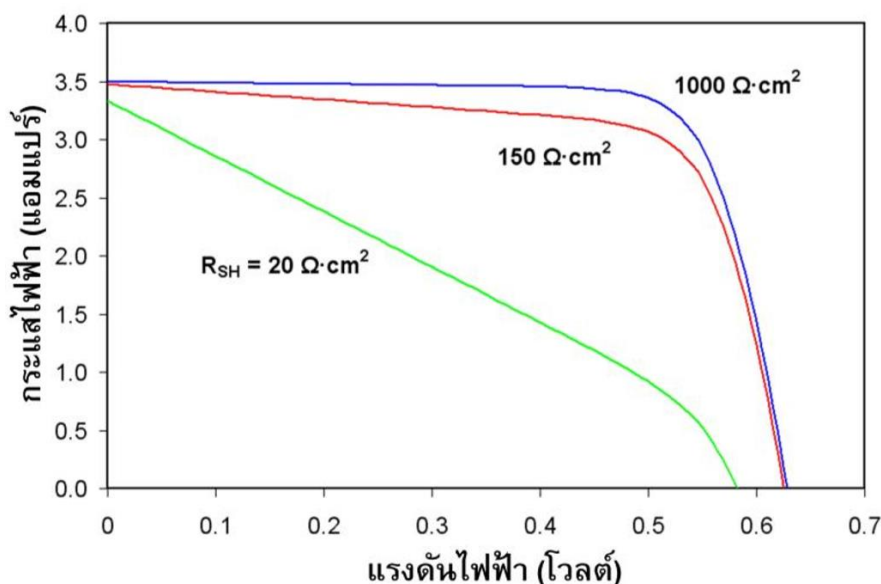
รูปที่ 2.10 ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร [14]



รูปที่ 2.11 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน [14]

ความต้านทานอนุกรมเพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันขาออกมีค่าลดลงแต่ไม่มีต่อค่าแรงดันวงจรเปิด หรือกล่าวได้ว่า ความต้านทานอนุกรมทำให้ค่าฟิลต์แฟกเตอร์ลดลง หากค่านี้มีมาก ๆ จะทำให้กระแส

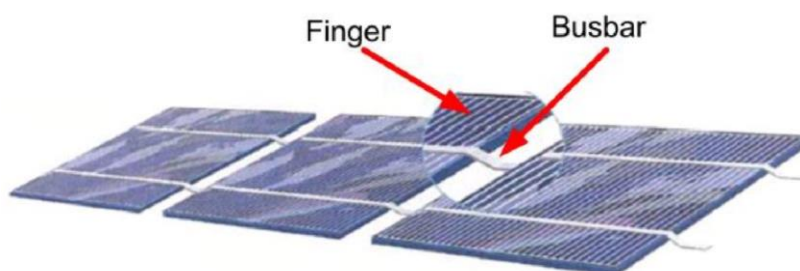
ลัทธิวงจรถดลงและ IV-curve เป็นเส้นตรงดังรูปที่ 2.11 ค่าความต้านทาน Shunt ลดลงมากจะเป็นผลทำให้แรงดันวงจรเปิดและกระแสลัทธิวงจรมีค่าลดลงดังรูปที่ 2.12 และค่าฟิลด์แพกเตอร์ลดลงเช่นเดียวกับกรณีของความต้านทานอนุกรม



รูปที่ 2.12 ผลของความต้านทาน Shunt ต่อลักษณะกระแสและแรงดัน [14]

2.2.2 ลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์นำไปใช้งานในรูปแบบของแผงเซลล์ (Module) การเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้นโดยนำแผงเซลล์มาเชื่อมต่อกันในรูปแบบของสตริง (String) หรืออะเรย์ (Array) รูปที่ 2.13 แสดงลักษณะทั่วไปของการเชื่อมต่อเซลล์ชนิดผลึก กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกดึงไปที่ตัวนำไฟฟ้าด้านหน้าและหลังของเซลล์ โดยด้านหน้ามีตัวนำเรียกว่า ฟิงเกอร์ (Fingers) ทำหน้าที่นำกระแสส่งต่อไปยังบัสบาร์ (Busbar) และไหลผ่านไปยังเซลล์ที่เชื่อมถึงกัน ฟิงเกอร์และบัสบาร์จะต้องบังเซลล์น้อยที่สุดและรับกระแสไฟฟ้าได้สูง เพื่อให้เซลล์รับแสงได้มากที่สุด และด้านรับแสงของเซลล์จะต้องเคลือบสารลดการสะท้อนแสง



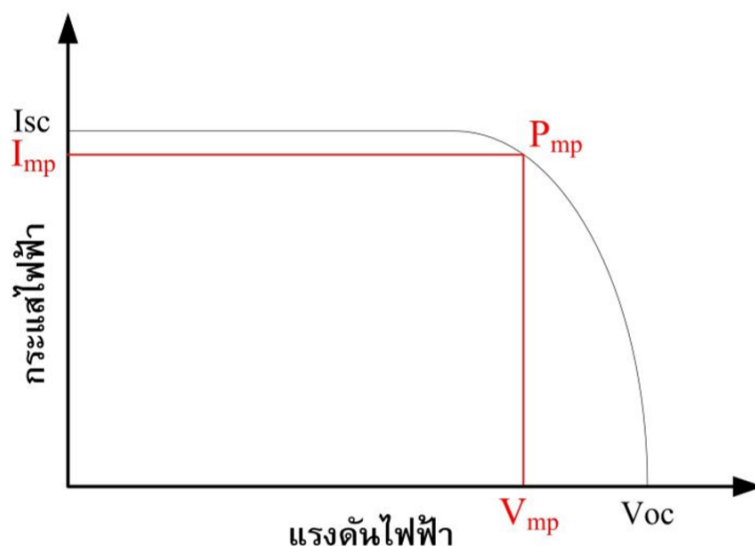
รูปที่ 2.13 ลักษณะทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกนำมาประกอบเป็นแผงเซลล์ [14]

ส่วนของกล่องต่อสายไฟและบายพาสไดโอดทำหน้าที่เชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างแผงเซลล์ และป้องกันการเกิดโพลดที่ตัวเซลล์ ลักษณะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์จะเปลี่ยนแปลงตามแสงแดดและ อุณหภูมิ มีลักษณะเดียวกันกับเซลล์แตกต่างกันที่ขนาดแรงดันและกระแสไฟฟ้า

2.2.2.1 สมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

กระแสและแรงดันไฟฟ้า

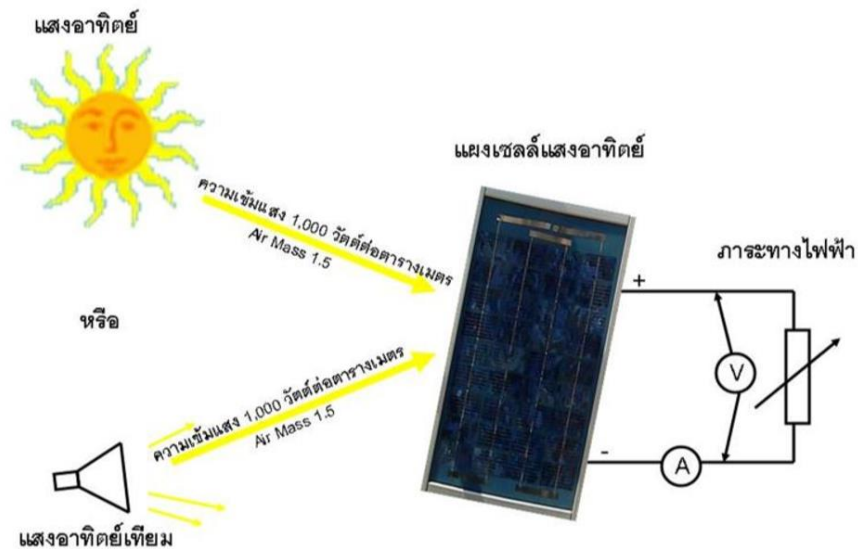
เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าเป็นกระแสตรงโดยที่แรงดันและกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นกับ ความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิแผงเซลล์ รูปที่ 2.14 แสดงกราฟกระแสกับแรงดันไฟฟ้าของเซลล์ แสงอาทิตย์เมื่อต่อกับโพลดที่แปรค่าตั้งแต่สภาวะลัดวงจร (Short circuit) ถึงสภาวะวงจรเปิด (Open circuit) โดยตัดแกนตั้งที่แรงดันเป็นศูนย์จะได้ค่ากระแสที่สภาวะลัดวงจร (Short circuit current: I_{SC}) ส่วนจุดตัดแกนนอนที่กระแสเท่ากับศูนย์จะได้ค่าแรงดันขณะวงจรเปิด (Open circuit voltage: V_{OC}) เมื่อนำค่ากระแสคูณกับแรงดันก็จะได้กำลังของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งต้องมีจุดเดียวเป็นค่า กำลังไฟฟ้าสูงสุด เรียกว่า กำลังไฟฟ้าที่จุดสูงสุด (Power at maximum point: P_{mp}) ส่วนกระแส กับแรงดันที่จุดนี้เรียกว่า กระแสที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Current at maximum power point: I_{mp}) กับแรงดันที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Voltage at maximum power point: V_{mp}) ตามลำดับ



รูปที่ 2.14 กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (I-V Curve) [14]

การระบุค่าสมรรถนะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์ได้จากการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V curve) โดยต่อภาระทางไฟฟ้าที่สามารถแปรค่าได้ตั้งแต่สภาวะวงจรเปิดไปจนถึงสภาวะลัดวงจร เข้ากับแผงเซลล์ แล้วให้แสงแก่แผงเซลล์ดังรูปที่ 2.15 โดยควบคุมสภาพแวดล้อมที่สภาวะมาตรฐาน

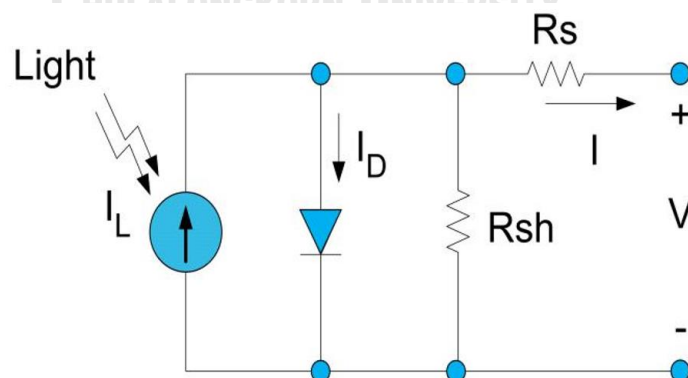
(Standard Test Condition, STC) คือ ความเข้มรังสีอาทิตย์ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร สเปกตรัมของแสงที่ Air Mass (AM) 1.5 และอุณหภูมิด้านหลังแผงเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส



รูปที่ 2.15 ไดอะแกรมการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า [14]

นอกจากนั้นการแสดงเครื่องหมายรับรองคุณภาพจากหน่วยงานต่าง ๆ และการอ้างอิงมาตรฐานการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มาตรฐานหลักที่ใช้ในการรับรองคุณภาพคือ IEC 61215 สำหรับแผงเซลล์ชนิดผลึก IEC 61646 สำหรับชนิดฟิล์มบาง ยังมีมาตรฐานทางด้านความปลอดภัย เช่น IEC 61730 สำหรับแผงทั้งสองชนิด TÜV Safety Class II และ UL 1703 เป็นต้น

วงจรสมมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 2.16 แบบจำลองคุณลักษณะทางสถิติของเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

เซลล์แสงอาทิตย์สามารถแทนด้วยวงจรสมมูล (Equivalent circuit) ดังรูปที่ 2.16 ประกอบด้วยแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าต่อขนานกับไดโอด (รอยต่อพี-เอ็น) และ R_{sh} แล้วจึงต่ออนุกรม

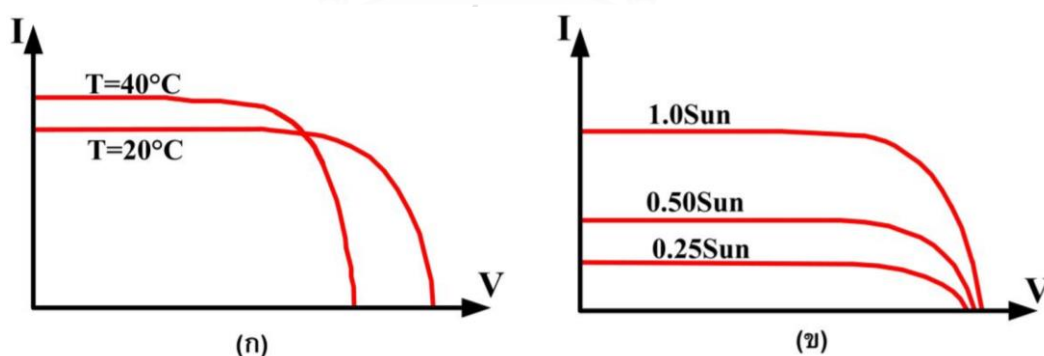
กับ R_s โดยกำหนดให้แหล่งจ่ายกระแสเป็นแบบกระแสคงที่ซึ่งแปรผันตามความเข้มแสง ความต้านทานอนุกรม (R_s) เป็นค่าความต้านทานที่เกิดขึ้นจากจุดเชื่อมต่อ (wiring contact) ระหว่างตัวนำไฟฟ้ากับเซลล์ ส่วนความต้านทานชั้น (R_{sh}) เกิดขึ้นเมื่อให้แรงดันไฟฟ้าในลักษณะไบอัสย้อนกลับให้กับไดโอด

ทางอุดมคติจะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับ ตรงกันข้ามกับความเป็นจริงจะมีกระแสไหลย้อนกลับในระดับต่ำ นั้นแสดงให้เห็นว่ามีเส้นทางที่กระแสไฟฟ้าสามารถไหลผ่านได้ ดังนั้นจึงแทนด้วยความต้านทานชั้น ซึ่งมีค่าสูงมากเมื่อเทียบกับความต้านทานอนุกรมที่มีค่าต่ำมาก สมการที่ 2.3 เป็นสมการทางสถิติของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมีพื้นฐานมาจากทฤษฎีโซลิดสเตทฟิสิกส์ (Solid-state physic theory)

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e(V - IR_s)}{AkT} \right] - 1 \right\} - \frac{V}{R_{SH}} \quad (2.3)$$

ผลกระทบจากความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิ

เซลล์แสงอาทิตย์ทำงานที่สภาวะแวดล้อมต่าง ๆ จะได้กราฟ I-V Curve ที่ระดับต่าง ๆ ดังแสดงรูปที่ 2.17 โดยที่ (ก) เป็นกรณีที่มีความเข้มรังสีอาทิตย์คงที่แต่อุณหภูมิเพิ่มขึ้น มีผลทำให้แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง แต่กระแสไฟฟ้าลัดวงจรกลับมีค่าสูงขึ้น แต่กรณีจากรูปที่ 2.17 (ข) เมื่อความเข้มแสงเพิ่มขึ้นโดยที่อุณหภูมิไม่เปลี่ยนแปลงจะทำให้กระแสลัดวงจรเพิ่มขึ้น และแรงดันวงจรเปิดมีค่าสูงขึ้นเล็กน้อย

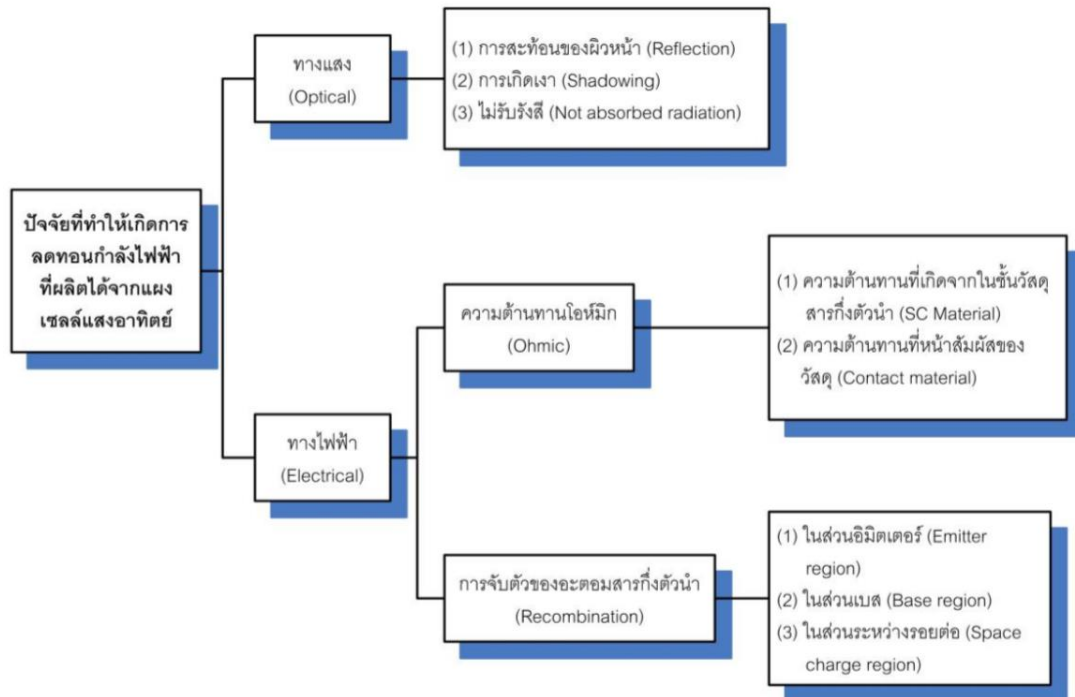


รูปที่ 2.17 กราฟกระแสและแรงดันที่อุณหภูมิและความเข้มแสงค่าต่าง ๆ [14]

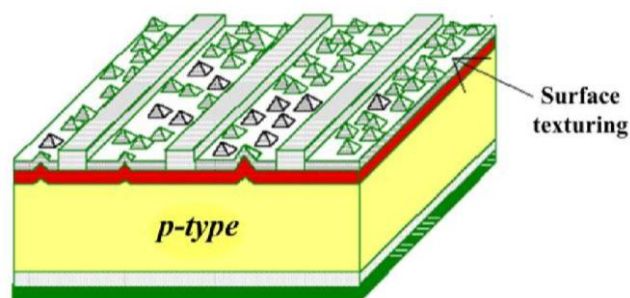
ปัจจัยลดทอนกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแผงเซลล์มาจากสาเหตุหลัก 2 ประการคือ ทางแสง (optical) และทางไฟฟ้า (electrical) สำหรับทางแสง ปัจจัยที่มีผลต่อการรับแสงได้แก่ การสะท้อน (reflection) การบังเงา (shadowing) และไม่รับรังสี (not absorbed radiation) ซึ่งการลดการ

สะท้อนแสงนั้นทำโดยการเคลือบสารป้องกันการสะท้อน (antireflection coating) และการทำเซอร์เฟซเทคเจอร์ริง (surface texturing) ดังรูปที่ 2.19 ส่วนการบังเงาให้พิจารณาทิศทางของแสงและเงาในการติดตั้งระบบเพื่อป้องกันเงาบดบังแผงเซลล์



รูปที่ 2.18 ปัจจัยการลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [14]



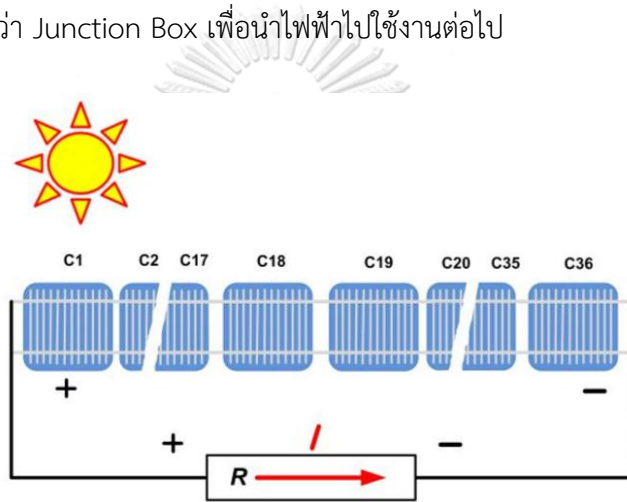
รูปที่ 2.19 ลักษณะของผิวหน้าของเซลล์ซึ่งผ่านการทำ surface texturing [14]

ทางไฟฟ้าแบ่งการสูญเสียเป็น 2 ส่วนคือ โอห์มมิก (ohmic losses) และการจับตัวของอะตอมสารกึ่งตัวนำ (recombination) ซึ่งเป็นการสูญเสียอันเนื่องมาจากการออกแบบและกระบวนการผลิตเซลล์ โดยที่โอห์มมิกเป็นผลที่เกิดขึ้นจากตัววัสดุสารกึ่งตัวนำและความต้านทานที่หน้าสัมผัสของวัสดุ ได้แก่ รอยต่อระหว่างโลหะตัวนำกับสารกึ่งตัวนำ ส่วนการสูญเสียจากการจับตัว

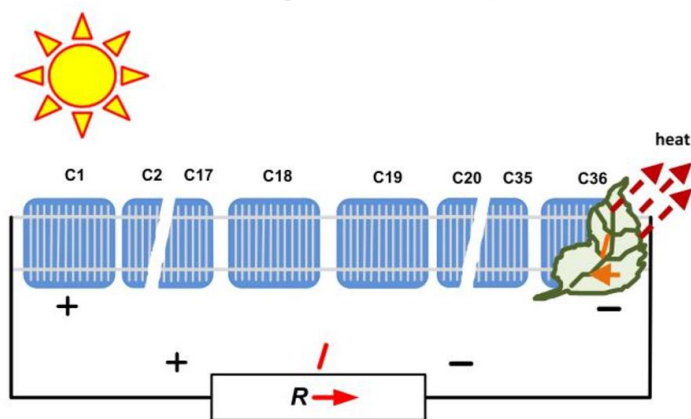
ของอะตอมสารกึ่งตัวนำเกิดได้ทั้งในชั้นอิมิตเตอร์ (Emitter layer) ส่วนเบสและระหว่างรอยต่อของสารกึ่งตัวนำ

2.2.2.2 Junction Box, Bypass Diode และ Blocking Diode

การต่อเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอนจะมีค่าแรงดันวงจรเปิดหรือความต่างศักย์แต่ละเซลล์ประมาณ 0.6 โวลต์และสำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางซิลิคอนประมาณ 0.6 - 0.9 โวลต์ และค่ากระแสไฟฟ้า (ขึ้นอยู่กับพื้นที่เซลล์) หลังการต่อเซลล์เป็นแผงเซลล์จะรวมสายไฟฟ้าเข้าด้วยกันโดยแยกเป็นขั้วบวกและขั้วลบไปยังกล่องรวมสายที่เรียกว่า Junction Box เพื่อนำไฟฟ้าไปใช้งานต่อไป



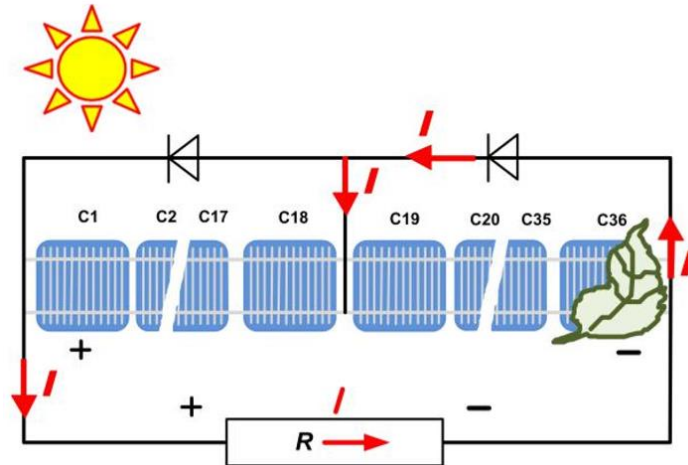
รูปที่ 2.20 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไม่มีเงาบังที่เซลล์ [14]



รูปที่ 2.21 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง [14]

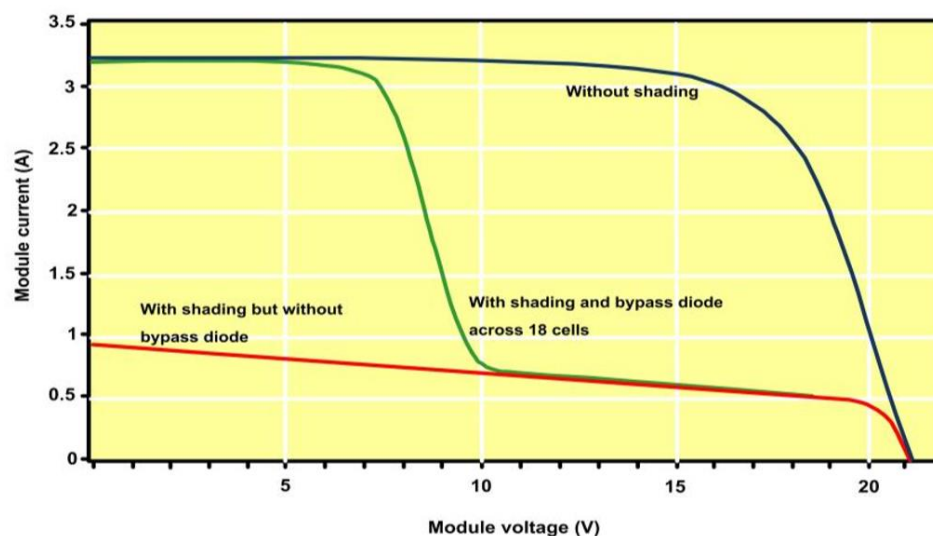
การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในสถานะไม่มีเงาบังแสดงได้ดังรูปที่ 2.20 แต่ถ้าเงาบังจากกรณีต่าง ๆ เช่น ใบไม้ และสิ่งปลูกสร้าง เป็นต้น จะทำให้แผงเซลล์มีค่ากระแสไฟฟ้าลดลงดัง

แสดงในรูปที่ 2.21 เป็นผลทำให้กำลังไฟฟ้าโดยรวมของแผงเซลล์ลดลงอย่างมาก นอกจากนี้แล้วเมื่อเกิดเงาบังกับแผงเซลล์ทำให้เกิดความร้อนที่ตัวเซลล์ขึ้น เนื่องจากเซลล์ที่ถูกบังจะทำหน้าที่เป็นภาระทางไฟฟ้าแทนที่จะเป็นแหล่งจ่ายพลังงาน



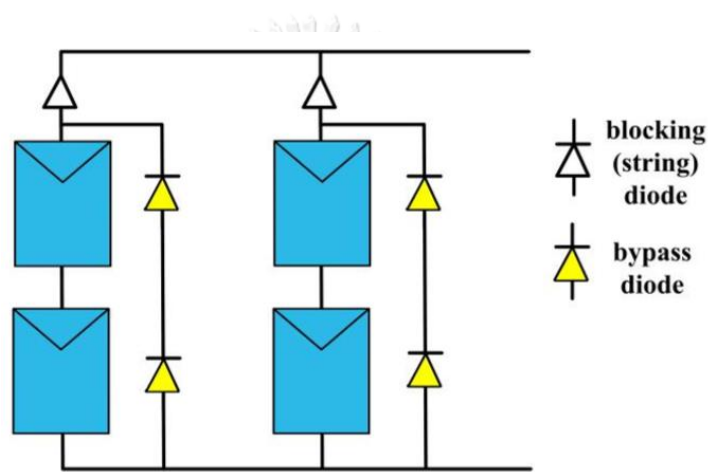
รูปที่ 2.22 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง แต่มี Bypass Diode [14]

ในทางปฏิบัติการต่อเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแผงเซลล์นั้นจะต้องมี Bypass Diode เข้าไปในแผงเซลล์เพื่อทำหน้าที่ให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านช่วงขณะในกรณีที่เกิดเงาบังหรือแม้กระทั่งกรณีที่เซลล์เสียหายถาวร แนวเส้นลูกศรในรูปที่ 2.22 แสดงทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าผ่าน Bypass Diode เมื่อมีใบไม้มาบัง และจะเห็นว่าถ้ามี Bypass Diode จะทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในแผงเซลล์เป็นปกติ เนื่องจากกระแสไฟฟ้าจะไม่ไหลผ่านส่วนของแผงเซลล์ที่เกิดเงาบัง เป็นผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าโดยรวมจากแผงเซลล์มีการลดทอนเพียงเล็กน้อย



รูปที่ 2.23 การเปรียบเทียบ I-V Curve ที่มีและไม่มี Bypass Diode เมื่อมีการเกิดเงาบัง [14]

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอนจะนำเซลล์มาต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มค่าแรงดันวงจรเปิดให้เหมาะกับการใช้งาน ซึ่งจำนวนเซลล์ในหนึ่งแผงประมาณ 36 - 40 เซลล์และใช้ Bypass Diode ประมาณ 2 ตัว และรูปที่ 2.23 เปรียบเทียบกระแสและแรงดันไฟฟ้าเกิดจากแผงที่มี Bypass Diode และไม่มี Bypass Diode โดยที่เส้นสีน้ำเงินแสดงกระแสและแรงดันเมื่อไม่มีเงาบัง และเมื่อมีเงาบัง กรณีที่ไม่มี Bypass Diode (เส้นสีแดง) กระแสไฟฟ้าลดลงจากปกติเป็นอย่างมาก เนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่เหลือเพียง 25 เปอร์เซ็นต์จากพื้นที่เซลล์ทั้งหมด แต่ถ้ามี Bypass Diode ที่เซลล์ 18 (C18 ในรูปที่ 2.22) จะทำให้กระแสไฟฟ้าลัดวงจรและแรงดันวงจรเปิดเท่าเดิม (กราฟสีเขียว) เพียงแต่กำลังไฟฟ้าทั้งหมดลดลงเท่านั้น

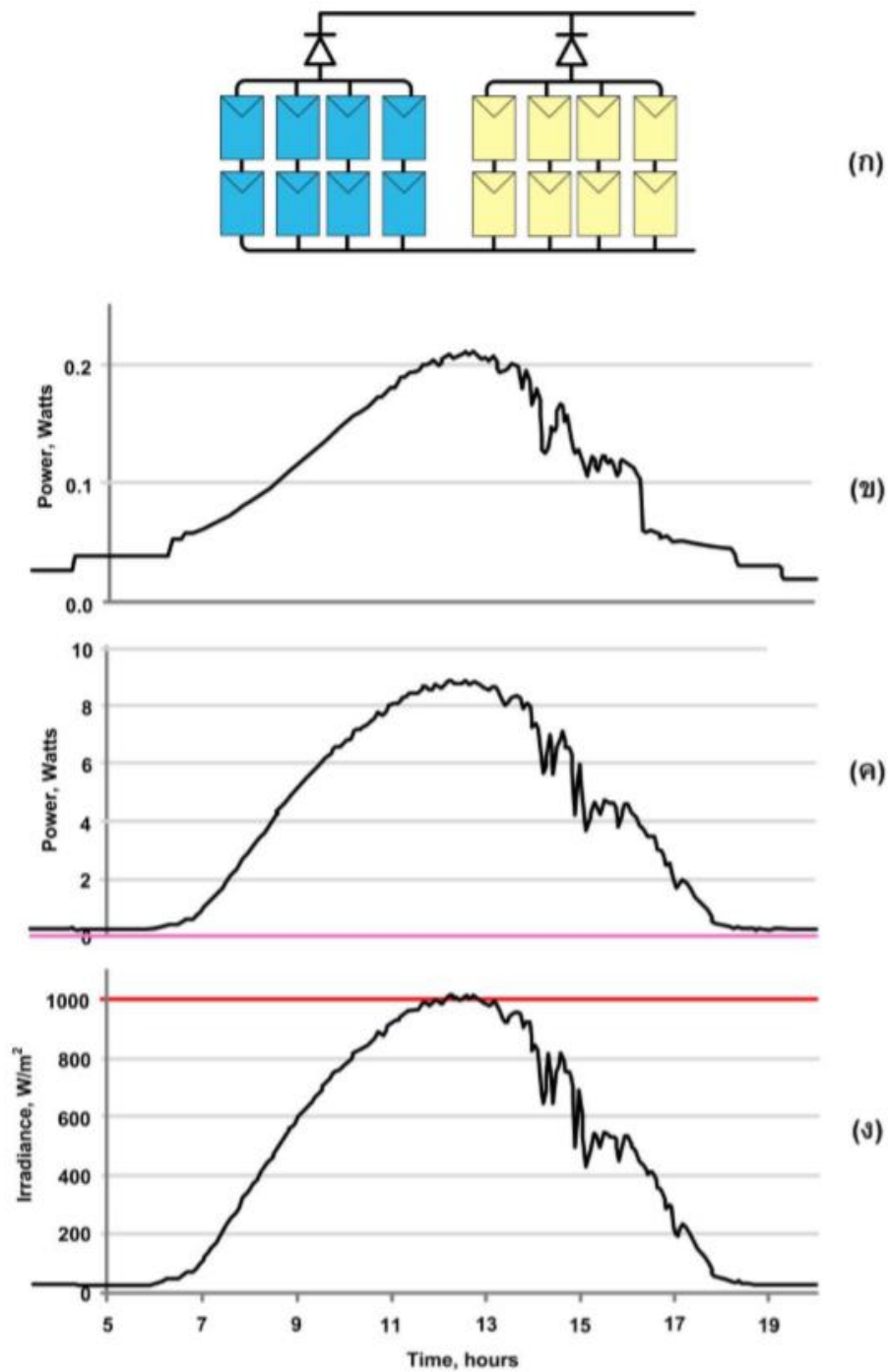


รูปที่ 2.24 แผนภาพของระบบที่มีการติดตั้ง Bypass Diode [14]

ในอีกกรณีสำหรับการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระบบขนาดเล็กไปจนถึงขนาดใหญ่ จำเป็นต้องคำนึงถึงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าที่ไม่เท่ากันของแต่ละสตริง ซึ่งเกิดจากหลายปัจจัย เช่น การบังแดดเนื่องจากเมฆในบางสตริงของระบบโดยรวม คุณสมบัติของแผงเซลล์ไม่เท่ากัน มุมเอียงของการติดตั้งที่ไม่อยู่ในแนวระนาบเดียวกันทั้งหมด ด้วยปัจจัยต่าง ๆ ที่กล่าวมาเป็นผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าอาจจะมีปรากฏการณ์ของความไม่เท่ากันในแต่ละสตริง ซึ่งจะทำให้สตริงที่มีค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุดกลายเป็นภาระทางไฟฟ้าชั่วคราวและมีการถ่ายเทพลังงานจากสตริงที่ยังคงผลิตกำลังไฟฟ้าได้ดีมายังสตริงที่มีค่าต่ำ ซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้าโดยรวมมีค่าลดต่ำลง ดังนั้นเพื่อป้องกันภาวะดังกล่าวจึงจำเป็นต้องติดตั้ง Blocking Diode ที่บริเวณปลายสายของทุกสตริงเพื่อทำหน้าที่เป็นตัวป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนจากสตริงตัวอื่น อีกทั้งยังช่วยป้องกันไม่ให้สตริงตัวต่ำเกิดความเสียหายเนื่องจากภาวะกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

ปรากฏการณ์ดังกล่าวข้างต้นนี้ จะเห็นได้ว่าการติดตั้ง Bypass Diode ระหว่างแผงเซลล์เพื่อทำหน้าที่เป็นตัวผ่านของกระแสไฟฟ้าเวลาการเกิดเงาบังหรือการเกิด Hot Spot ในแต่ละแผงภายใน

สตริง และการติดตั้ง Blocking Diode เพื่อป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่สตริงดังรูปที่ 2.24 จะทำให้ระบบมีความคงที่ในการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันโดยที่ไดโอดแต่ละตัวจะทำหน้าที่ในเวลาที่เกิดปรากฏการณ์ต่าง ๆ ที่คาดไม่ถึง ซึ่งจะทำให้การผลิตไฟฟ้ามีความสม่ำเสมอตลอดเวลา

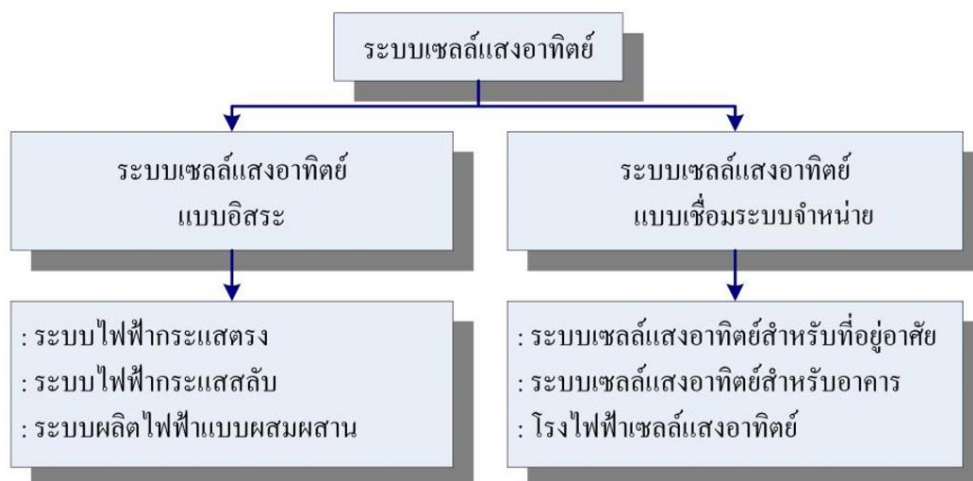


รูปที่ 2.25 การเปรียบเทียบไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่มีและไม่มี Blocking Diode [14]

อย่างไรก็ตาม การติดตั้ง Blocking Diode ในระบบต้องคำนึงถึงผลของการสูญเสียแรงดันตกคร่อมของไดโอดที่เกิดขึ้นอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้และจะทำให้กำลังไฟฟ้าของระบบลดทอนไปส่วนหนึ่ง นอกจากนี้ในรูปที่ 2.25 เปรียบเทียบระบบขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าเท่ากันที่ประกอบด้วยระบบที่ไม่มี Blocking Diode รูป (ข) และระบบที่มี Blocking Diode รูป (ค) โดยที่สตรึงด้านซ้ายของรูป (ก) แสดงสถานะสตรึงที่เกิดเงาบัง และเมื่อเปรียบเทียบกราฟระหว่างที่มีและไม่มี Blocking Diode เห็นได้ว่าระบบที่ไม่มี Blocking Diode จะให้ค่ากำลังไฟฟ้าต่ำมากทั้งนี้เนื่องจากผลของการเกิดภาระทางไฟฟ้าและมีการไหลย้อนกลับสตรึงที่มีเงาบัง ส่วนระบบที่มี Blocking Diode ยังคงสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้โดยมีกำลังไฟฟ้าโดยรวมเท่ากับสตรึงที่ไม่ถูกบังเงา (สตรึงด้านขวาของรูป (ก))

2.3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งเป็น 2 ประเภทตามลักษณะการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายตั้งโต๊ะแตรมแสดงความสัมพันธ์ในรูปที่ 2.26 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระหมายถึง ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่มีการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้กับงานเฉพาะด้านหรือเฉพาะแหล่ง โดยเฉพาะในแหล่งทุรกันดารหรือห่างไกลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งระบบจะถูกออกแบบให้ผลิตไฟฟ้าโดยมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จำกัด



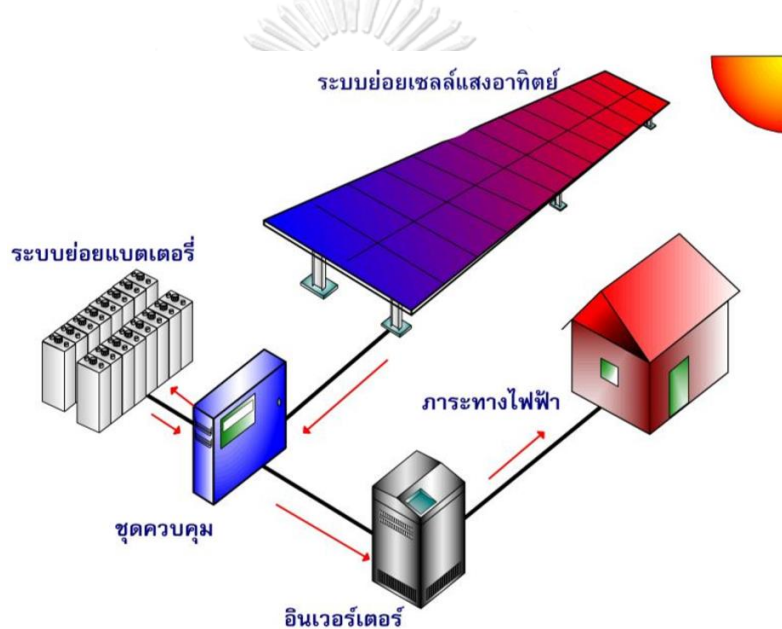
รูปที่ 2.26 ประเภทของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระสามารถจำแนกตามประเภทของสัญญาณไฟฟ้าหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าได้ดังนี้ 1) ระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นการผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนสู่วงจรไฟฟ้าสำหรับภาระทางไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้ากระแสตรง 2) ระบบไฟฟ้ากระแสสลับผลิตไฟฟ้ากระแสสลับป้อนสู่

วงจรไฟฟ้าและหากมีแหล่งผลิตไฟฟ้าหลายแหล่งเชื่อมต่อเป็นระบบเดียวกันถูกเรียกว่า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน เช่น ไฟฟ้าจากพลังงานลม ไฟฟ้าจากเครื่องยนตปั่นไฟ เป็นต้น

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายหมายถึง ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อวัตถุประสงค์หลายด้าน เช่น การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า การขายไฟฟ้า การลดภาระค่าใช้จ่ายทางไฟฟ้า หรือการลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานอื่น รวมถึงการลดมลภาวะจากการผลิตไฟฟ้าด้วยแหล่งพลังงานอื่น เป็นต้น

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสามารถจำแนกประเภทได้ดังนี้ 1) ระบบผลิตไฟฟ้าติดตั้งกับตัวอาคารหรือติดตั้งตามบ้าน เช่น บนหลังคาบ้านหรืออาคาร ฝ้าฟ้าของอาคาร และติดตั้งบนผนังด้านนอกอาคาร เป็นต้น 2) ระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อเป็นโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์



รูปที่ 2.27 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย 4 ส่วนหลัก ดังแสดงในรูปที่ 2.27 โดยแต่ละส่วนประกอบมีหน้าที่ดังนี้

- 1) ระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งอาจเป็นแผงเซลล์เพียงแผงเดียวหรือหลายแผงเซลล์ต่อรวมกัน ทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้า
- 2) ระบบย่อยแบตเตอรี่ อาจเป็นแบตเตอรี่เพียงตัวเดียวหรือแบตเตอรี่หลายชุดต่อรวมกันทำหน้าที่เก็บสะสมพลังงานไฟฟ้าในรูปพลังงานเคมี ทั้งนี้การเก็บสะสมพลังงานเพื่อจะจ่ายพลังงานจากแบตเตอรี่ให้กับภาระทางไฟฟ้าในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้

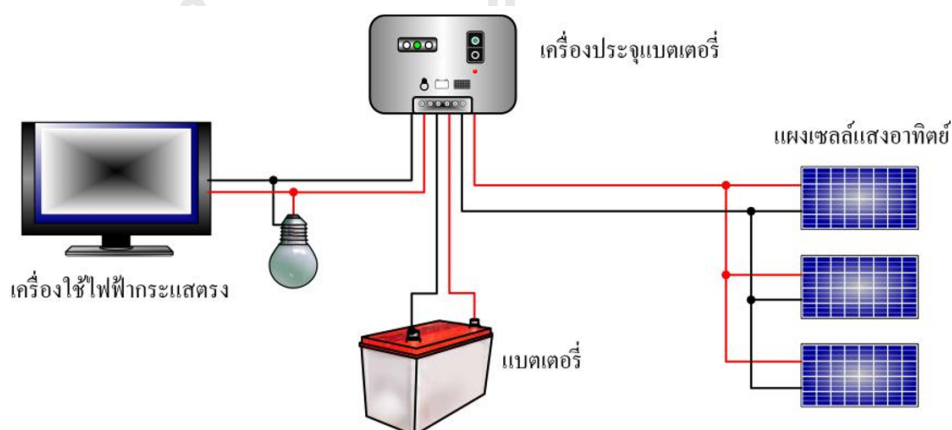
- 3) ระบบควบคุมการประจุแบตเตอรี่ เป็นอุปกรณ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ ทำหน้าที่ควบคุมการอัดประจุและควบคุมการคายประจุของแบตเตอรี่ที่จ่ายให้กับภาระทางไฟฟ้า เพื่อรักษาอายุการใช้งานของแบตเตอรี่
- 4) ระบบแปลงสัญญาณไฟฟ้าหรืออินเวอร์เตอร์ ในกรณีที่ภาระทางไฟฟ้าของระบบเป็นไฟฟ้ากระแสสลับจำเป็นต้องมีอินเวอร์เตอร์เพื่อทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ

2.3.1 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (Stand Alone PV System)

ระบบผลิตไฟฟ้าประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแหล่งผลิตพลังงานหลักและไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถจำแนกตามประเภทของสัญญาณไฟฟ้าหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าได้ คือ ระบบไฟฟ้ากระแสตรง ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ และระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน

2.3.1.1 ระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC Power System)

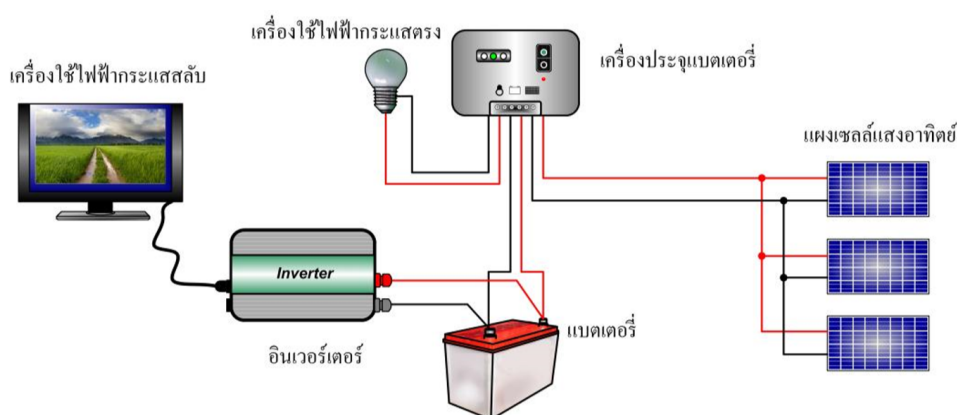
แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนให้แก่วงจรไฟฟ้าโดยไม่มีอุปกรณ์แปลงสัญญาณไฟฟ้าแต่อาจมีอุปกรณ์ควบคุมไฟฟ้าประเภทอื่นเช่น หากระบบมีแบตเตอรี่ต้องมีเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ (Battery Charge Controller) ร่วมในระบบหรืออาจมีเครื่องควบคุมและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบเพื่อปรับระดับแรงดันไฟฟ้าหรือเพื่อป้องกันอันตรายที่จะเกิดกับเครื่องใช้ไฟฟ้า เป็นต้น โดยเครื่องใช้ไฟฟ้าในระบบต้องเป็นเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสตรงเท่านั้น ตัวอย่างไดอะแกรมของระบบดังแสดงในรูปที่ 2.28



รูปที่ 2.28 ไดอะแกรมระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC Power System) [14]

2.3.1.2 ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Power System)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนให้แก่อุปกรณ์ที่แปลงสัญญาณไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับซึ่งเรียกว่า อินเวอร์เตอร์ (Inverter) โดยส่วนใหญ่จะทำหน้าที่แปลงสัญญาณไฟฟ้าพร้อมทั้งควบคุมและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าด้วย เครื่องใช้ไฟฟ้าในระบบจะเป็นเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับหรืออาจมีเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสตรงร่วมอยู่ด้วยในส่วนที่เป็นไฟฟ้ากระแสตรงก่อนถูกแปลงโดยอินเวอร์เตอร์ ตัวอย่างไดอะแกรมของระบบดังแสดงในรูปที่ 2.29

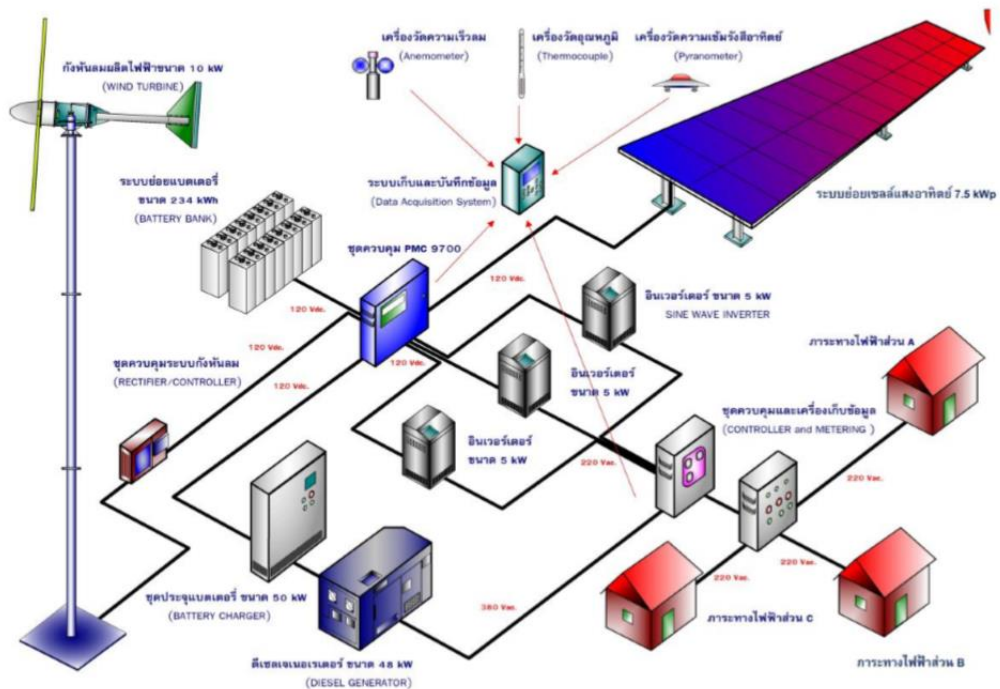


รูปที่ 2.29 ไดอะแกรมของระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Power System) [14]

2.3.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Hybrid Power System)

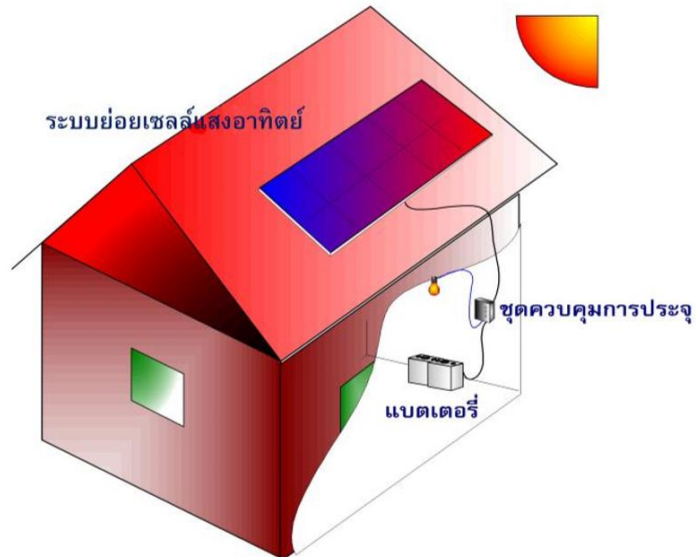
ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานเป็นระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าร่วมกันระหว่างแหล่งพลังงานหลายแหล่ง เนื่องจากระบบที่มีเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแหล่งจ่ายพลังงานเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอที่จะนำไปใช้งานเป็นระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ เพราะต้องลงทุนสูง ดังนั้นระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานจึงเป็นทางเลือกหนึ่งที่มีศักยภาพและความน่าเชื่อถือ ผลที่เกิดขึ้นกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน คือ ขนาดของระบบย่อยโดยเฉพาะแหล่งผลิตพลังงานในระบบลดลง ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนลดลง ลักษณะระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแสดงในรูปที่ 2.30

นอกจากการจำแนกประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าตามประเภทสัญญาณหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าแล้วยังมีการจำแนกระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระตามความสามารถนำไปใช้งาน ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าในครัวเรือน (Solar Home System) หรืออาคารเช่น โรงเรียน สถานือนามัย วัด แหล่งชุมชน หรือ หมู่บ้าน เป็นต้น ระบบผลิตไฟฟ้าใช้งานเฉพาะด้านเช่น ระบบแสงสว่างบนถนน ระบบไฟเตือนการจราจร ระบบสื่อสารผ่านดาวเทียม ระบบประจุแบตเตอรี่ และระบบสูบน้ำ เป็นต้น



รูปที่ 2.30 ลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานที่อุทยานแห่งชาติตะรุเตา จังหวัดสตูล [14]

2.3.1.4 ระบบผลิตไฟฟ้าในครัวเรือนหรือระบบบ้านเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Home System: SHS)



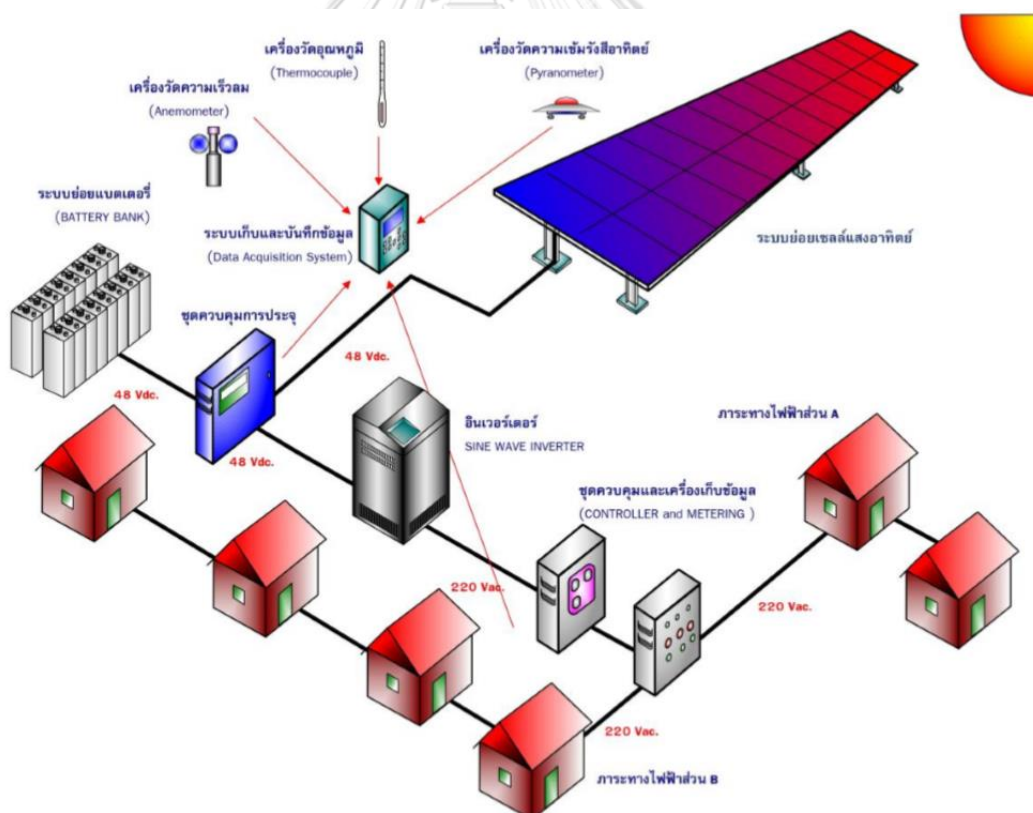
รูปที่ 2.31 ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าในครัวเรือน [14]

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระที่ใช้งานเฉพาะบ้านแต่ละหลังนั้นในระบบประกอบด้วยระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบย่อยแบตเตอรี่ ชุดควบคุมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก

ระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ในการประจุแบตเตอรี่และจ่ายให้กับภาระทางไฟฟ้า รวมถึงใช้อินเวอร์เตอร์ในการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับในกรณีที่ภาระทางไฟฟ้าของระบบเป็นอุปกรณ์ที่ใช้กับไฟฟ้ากระแสสลับ ดังแสดงในรูปที่ 2.31

2.3.1.5 สถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หมู่บ้าน (Village Electricity)

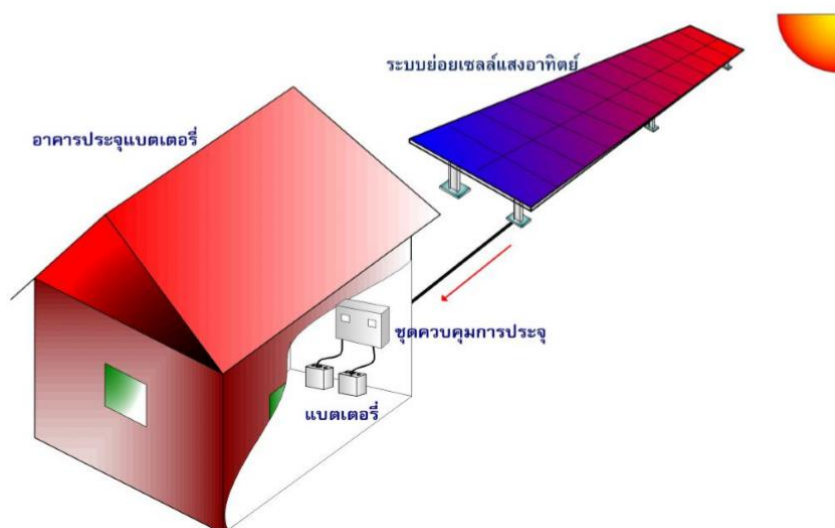
สถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หมู่บ้านเป็นระบบรวมที่ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับหมู่บ้านขนาดเล็กที่มีภาระทางไฟฟ้าไม่สูงมากนัก ระบบประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่จำนวนมากต่อเข้าด้วยกัน พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ในการประจุแบตเตอรี่ ผลผลิตไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่จะถูกเปลี่ยนให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่มีแรงดันไฟฟ้าและความถี่มาตรฐาน โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากสถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะจำหน่ายไปยังบ้านเรือนภายในหมู่บ้านผ่านระบบจำหน่าย ตัวอย่างสถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หมู่บ้านที่สถานีวิจัยสัตว์ป่าเขานางรำแสดงในรูปที่ 2.32



รูปที่ 2.32 ตัวอย่างสถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หมู่บ้านที่สถานีวิจัยสัตว์ป่าเขานางรำ [14]

2.3.1.6 สถานีประจุแบตเตอรี่ (Battery Charging Station)

สถานีประจุแบตเตอรี่ ประกอบด้วยระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์และชุดควบคุมการประจุแบตเตอรี่โดยติดตั้งใช้งานภายในหมู่บ้าน ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องนำแบตเตอรี่มาประจุที่สถานีประจุแบตเตอรี่และรอกจนแบตเตอรี่ประจุเต็มแล้วจึงนำกลับไปใช้งาน ไดอะแกรมแสดงลักษณะของสถานีประจุแบตเตอรี่ดังรูปที่ 2.33



รูปที่ 2.33 ไดอะแกรมลักษณะของสถานีประจุแบตเตอรี่ [14]

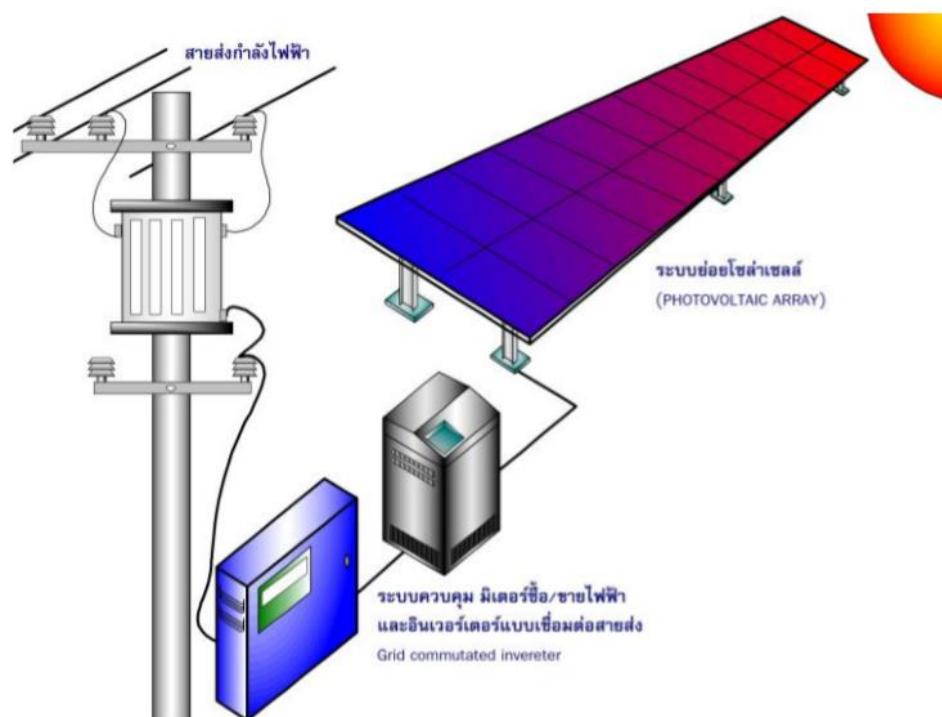
2.3.2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย (Grid-Connected PV System)

ประเทศที่พัฒนาดำเนินการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ป้อนเข้าระบบจำหน่ายรวมทั้งใช้แบตเตอรี่สะสมพลังงานขนาดใหญ่ให้สามารถรับพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจากการจ่ายให้ภาระทางไฟฟ้าและสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าส่วนอื่น ๆ ซึ่งเป็นการยืดระยะเวลาในการสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงทางพาณิชย์เพิ่มขึ้น แต่ในกรณีระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อภาระทางไฟฟ้าที่ต้องการการใช้ หรือในช่วงเวลากลางคืนหรือในวันที่มีเมฆมาก พลังงานส่วนที่ขาดดังกล่าวสามารถดึงมาจากระบบจำหน่ายได้ในรูปที่ 2.34 แสดงส่วนประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย

ในปัจจุบันระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายจัดแบ่งได้หลายประเภทได้แก่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสำหรับที่อยู่อาศัย (Grid-connected PV system for residences) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสำหรับอาคาร (Grid-connected PV system for Building) และโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Power Plant)

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสำหรับที่อยู่อาศัย (Gridconnected PV system for residences) เป็นระบบขนาดไม่เกิน 2 กิโลวัตต์สูงสุด (kWp)

บางครั้งเรียกว่า Grid commutated inverter หรือ synchronous inverter ซึ่งเป็นการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่แรงดันและความถี่ไฟฟ้าเดียวกับระบบจำหน่าย โดยผ่านมิเตอร์ซื้อ (debit) และมิเตอร์ขาย (credit) ซึ่งใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อหรือขายให้การไฟฟ้า



รูปที่ 2.34 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย [14]

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสำหรับอาคาร (Grid-connected PV system for Building) เช่น การติดตั้งด้านบนและผนังของอาคาร (PV Cladding for the roofs and walls of non-domestic building) และการติดตั้งเป็นส่วนหนึ่งของอาคาร (Building-Integrated PV System, BIPV) เป็นต้น ระบบเหล่านี้เป็นอีกลักษณะหนึ่งของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับอาคารที่อยู่อาศัย ดังแสดงในรูปที่ 2.35 ถึงรูปที่ 2.37 แสดงตัวอย่างระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้านบนและผนังของอาคาร ระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์สามารถยึดติดหรือวางบนพื้นที่ของหลังคาหรือผนังของอาคารทั่ว ๆ ไป ซึ่งในปัจจุบันลักษณะดังกล่าวกำลังได้รับความสนใจเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีข้อดีต่าง ๆ และความเหมาะสมในการนำไปใช้กับอาคารพาณิชย์และอาคารอุตสาหกรรม ทั้งนี้แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถใช้แทนวัสดุที่ใช้สร้างผนังหรือวัสดุสร้างหลังคาได้ ซึ่งจะลดราคาสุทธิของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากนี้อาคารพาณิชย์และอาคารอุตสาหกรรมมีการทำงานเป็นปกติเฉพาะในช่วงเวลากลางวันจึงสามารถใช้ประโยชน์ทั้งการผลิตไฟฟ้าและแสงสว่างที่ส่องมายังภายในอาคารได้

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ยึดติดอยู่กับผนังหรือหลังคาของ

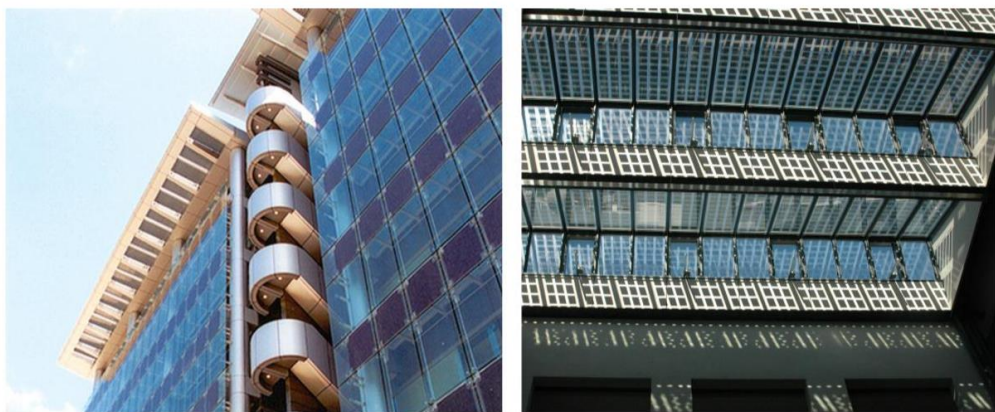
อาคารพาณิชย์เป็นส่วนที่สำคัญในการลดค่าใช้จ่ายของบริษัทในการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เนื่องจากราคาไฟฟ้าที่การไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าป้อนเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีราคาสูงกว่าอัตราราคาไฟฟ้าจากการไฟฟ้าขาย



รูปที่ 2.35 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งด้านบน (ซ้าย) และผนัง (ขวา) ของอาคาร [14]



รูปที่ 2.36 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าของห้างเทสโก้โลตัส สาขาพระราม1 [14]



รูปที่ 2.37 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกใช้แทนผนังอาคาร (ซ้าย) และหลังคาอาคาร (ขวา) [14]

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย (Grid-connected PV power plant) เป็นหนึ่งในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เพื่อผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตัวอย่างระบบแสดงในรูปที่ 2.38 แสดงตัวอย่างโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบ่องขนาด 500 กิโลวัตต์ ติดตั้งที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนของประเทศไทย



รูปที่ 2.38 โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบ่องที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน [14]

บทที่ 3

ทฤษฎีพื้นฐานของการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้า (Network reconfiguration)

การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้า (Network reconfiguration) โดยทั่วไปใช้ในการการปรับปรุงระบบในด้านต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบไฟฟ้า เพื่อลดกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบไฟฟ้า หรือแม้ใช้เพื่อเพิ่มความสามารถในการรองรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (Hosting capacity) ของระบบให้สูงขึ้น แต่ในวิทยานิพนธ์นี้ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้า (Network reconfiguration) เพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โดยการจัดเรียงโครงข่ายไฟฟ้าแบบสถิต (Static reconfiguration) เป็นการปรับปรุงโครงสร้างของระบบในขั้นตอนวางแผน เนื่องจากระบบที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จะใช้ไฟฟ้าจากกริดในช่วงเวลาที่ไม่ได้มีแสงสว่างในตอนกลางคืน (กำลังไฟฟ้าจากกริดมีค่าเป็นบวก) และจ่ายไฟฟ้าคืนสู่กริดในช่วงที่มีแสงสว่างในตอนกลางวัน (กำลังไฟฟ้าจากกริดมีค่าติดลบ) การลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดเป็นตัวแปรสำคัญที่ทำให้เราได้ลักษณะรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าของระบบที่เหมาะสม และยังทำให้เรารู้ถึงขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม ณ ตำแหน่งต่าง ๆ โดยสามารถแสดงด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ดังสมการที่ (3.1)

$$G_p = L_d + L_s - P_v \quad (3.1)$$

โดยที่	G_p	กำลังไฟฟ้าจากกริด (สามารถเป็นได้ทั้งค่าบวกและค่าลบ)	[kW]
	L_d	ผลรวมของภาระทั้งหมดในระบบไฟฟ้า	[kW]
	L_s	ผลรวมของกำลังสูญเสียทั้งหมดในระบบไฟฟ้า	[kW]
	P_v	ผลรวมของกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ผลิตได้	[kW]

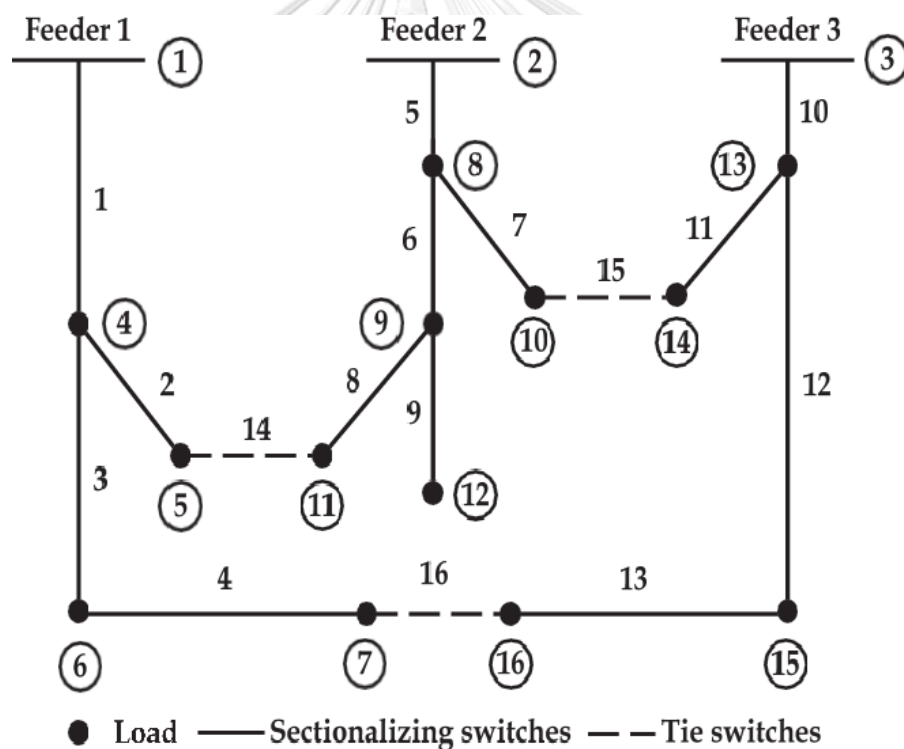
การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายมีผลทำให้การกระจายตัวของภาระทางไฟฟ้าและการกระจายตัวของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ในระบบเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากระบบเดิม และยังส่งผลให้ผลรวมของกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มีค่าเพิ่มมากขึ้น จึงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจากกริดมีขนาดที่ลดลงได้ดังแสดงในสมการข้างต้น

นอกจากเงื่อนไขที่กำหนดมาข้างต้นแล้ว เรายังกำหนดให้รูปแบบของโครงข่ายไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี เนื่องจากง่ายต่อการออกแบบระบบป้องกัน และยังกำหนดให้มีการจ่ายไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าทุกจุด เพื่อให้ทุกจุดเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าสามารถทำงานได้ตามปกติ ทั้งหมดที่กล่าวมานี้จึงเป็นเงื่อนไขที่สำคัญของการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้า

การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้ามีตัวแปรที่สำคัญคือ สถานะของสวิตช์ ซึ่งมีค่าเป็นจำนวนเต็มเท่านั้น ซึ่งโอกาสที่จะเกิดสถานะของสวิตช์รูปแบบต่าง ๆ นั้นเป็นไปได้มากทำให้การหาคำตอบมีความซับซ้อน ดังนั้นเพื่อจำกัดปริมาณของการหาคำตอบ วิทยานิพนธ์นี้จึงได้กำหนดค่า ΔS ขึ้นโดยให้อยู่ในขอบเขตที่เหมาะสม เพื่อให้การหาคำตอบไม่ซับซ้อนเกินไป

3.1 การกำหนดจำนวนการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ (ΔS)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจะคำนึงถึงจำนวนการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์เพื่อลดความซับซ้อนของการหาคำตอบ จึงได้กำหนดตัวแปร ΔS ขึ้น โดยค่า ΔS คือจำนวนสวิตช์ที่มากที่สุดที่ยอมให้เปลี่ยนสถานะจากระบบเดิม โดยจากรูปที่ 3.1 จะเห็นว่าเป็นระบบจำหน่าย 16 บัส ประกอบด้วยสวิตช์แบบปกติปิด 13 ตัว (1-13) และสวิตช์แบบปกติเปิด 3 ตัว (14-16)



รูปที่ 3.1 ตัวอย่างระบบจำหน่ายเพื่อการจัดเรียงรูปแบบโครงข่าย [15]

จากนิยามของ ΔS ถ้าเรากำหนดให้ $\Delta S = 1$ หมายความว่า การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจะทำได้โดยการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ไม่เกิน 1 ตัว โดยจะเลือกให้สวิตช์เปิดหรือปิดก็ได้จากระบบเดิม ดังแสดงในตารางที่ 3.1 โดยจะเห็นว่าโอกาสที่เกิดขึ้นจะมีได้ทั้งหมด 17 กรณี

จาก 17 กรณี สามารถแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบที่เราจะเห็นได้จากการกำหนดให้ $\Delta S = 1$ คือ 1) ไม่มีการปรับเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ 1 กรณี 2) มีการเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ 1 ตัว จากสวิตช์ปกติปิดเป็นการเปิดสวิตช์ 13 กรณี และ 3) การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ 1 ตัว จากสวิตช์ปกติเปิดเป็นการปิดสวิตช์ 3 กรณี

ตารางที่ 3.1 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 1$

กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
1	-	-
2	1	-
3	2	-
4	3	-
5	4	-
6	5	-
7	6	-
8	7	-
9	8	-
10	9	-
11	10	-
12	11	-
13	12	-
14	13	-
15	-	14
16	-	15
17	-	16

เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ หมายความว่า การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจะทำได้โดยการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ไม่เกิน 2 ตัว โดยจะเลือกให้สวิตช์เปิดหรือปิดก็ได้จากระบบเดิม ดังแสดงในตารางที่ 3.1-3.4 โดยจะเห็นว่าโอกาสที่เกิดขึ้นจะมีได้ทั้งหมด 137 กรณี

ตารางที่ 3.2 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ และมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 2 ตัว

กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม
	เปิดสวิตช์		เปิดสวิตช์		เปิดสวิตช์		เปิดสวิตช์
1.1	1, 2	1.23	2, 13	1.45	5, 8	1.67	8, 12
1.2	1, 3	1.24	3, 4	1.46	5, 9	1.68	8, 13
1.3	1, 4	1.25	3, 5	1.47	5, 10	1.69	9, 10
1.4	1, 5	1.26	3, 6	1.48	5, 11	1.70	9, 11
1.5	1, 6	1.27	3, 7	1.49	5, 12	1.71	9, 12
1.6	1, 7	1.28	3, 8	1.50	5, 13	1.72	9, 13
1.7	1, 8	1.29	3, 9	1.51	6, 7	1.73	10, 11
1.8	1, 9	1.30	3, 10	1.52	6, 8	1.74	10, 12
1.9	1, 10	1.31	3, 11	1.53	6, 9	1.75	10, 13
1.10	1, 11	1.32	3, 12	1.54	6, 10	1.76	11, 12
1.11	1, 12	1.33	3, 13	1.55	6, 11	1.77	11, 13
1.12	1, 13	1.34	4, 5	1.56	6, 12	1.78	12, 13
1.13	2, 3	1.35	4, 6	1.57	6, 13		
1.14	2, 4	1.36	4, 7	1.58	7, 8		
1.15	2, 5	1.37	4, 8	1.59	7, 9		
1.16	2, 6	1.38	4, 9	1.60	7, 10		
1.17	2, 7	1.39	4, 10	1.61	7, 11		
1.18	2, 8	1.40	4, 11	1.62	7, 12		
1.19	2, 9	1.41	4, 12	1.63	7, 13		
1.20	2, 10	1.42	4, 13	1.64	8, 9		
1.21	2, 11	1.43	5, 6	1.65	8, 10		
1.22	2, 12	1.44	5, 7	1.66	8, 11		

ตารางที่ 3.3 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ และมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว

กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม		กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์		เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
3.1	1	14	3.26	13	15
3.2	2	14	3.27	1	16
3.3	3	14	3.28	2	16
3.4	4	14	3.29	3	16
3.5	5	14	3.30	4	16
3.6	6	14	3.31	5	16
3.7	7	14	3.32	6	16
3.8	8	14	3.33	7	16
3.9	9	14	3.34	8	16
3.10	10	14	3.35	9	16
3.11	11	14	3.36	10	16
3.12	12	14	3.37	11	16
3.13	13	14	3.38	12	16
3.14	1	15	3.39	13	16
3.15	2	15			
3.16	3	15			
3.17	4	15			
3.18	5	15			
3.19	6	15			
3.20	7	15			
3.21	8	15			
3.22	9	15			
3.23	10	15			
3.24	11	15			
3.25	12	15			

ตารางที่ 3.4 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ และมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว

กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม
	ปิดสวิตช์
2.1	14, 15
2.2	14, 16
2.3	15, 16

จาก 137 กรณี เมื่อเราจากการกำหนดให้ $\Delta S = 2$ สามารถแบ่งออกเป็น 6 สถานการณ์ คือ

- 1) ไม่มีการปรับเปลี่ยนสถานะของสวิตช์มี 1 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.1 กรณีที่ 1)
- 2) มีการเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ 1 ตัว จากสวิตช์ปกติเปิดเป็นการเปิดสวิตช์มี 13 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.1 กรณีที่ 2-14)
- 3) มีการเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ 1 ตัว จากสวิตช์ปกติเปิดเป็นการปิดสวิตช์มี 3 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.1 กรณีที่ 15-17)
- 4) มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 2 ตัว มีทั้งหมด 78 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.2)
- 5) มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว มีทั้งหมด 39 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.3)
- 6) มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว มีทั้งหมด 3 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.4)

จะเห็นได้ว่าการกำหนดขนาดของ ΔS ที่เหมาะสมจะช่วยลดความซับซ้อนของการหาคำตอบได้ โดยถ้าเรากำหนดให้ ΔS มีค่าน้อยเกินไปคำตอบที่ได้อาจไม่ดีเพียงพอที่จะใช้ในการแก้ปัญหา แต่ถ้าเรากำหนด ΔS มีค่ามากเกินไปการหาคำตอบจะมีความซับซ้อน ทำให้ใช้เวลาในการหาคำตอบนานเกินไป ดังนั้นเราถึงควรกำหนดขนาดของ ΔS ให้เหมาะสมเพื่อให้สามารถหาคำตอบของปัญหาด้วยเวลาที่เหมาะสมได้

3.2 การหารูปแบบโครงสร้างย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า

การที่หารูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้านั้น หลังจากที่เรากำหนดค่า ΔS แล้ว เราจำเป็นต้องเลือกรูปแบบที่อยู่ในขอบเขตที่เราเลือก โดยทั่วไปเรามันเลือกโดยใช้เงื่อนไข 3 อย่างในการ

ตัดสินใจ คือ 1) ภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อต้องมีการไหลของกำลังไฟฟ้า 2) ระบบไฟฟ้าต้องเป็นแบบรัศมีเท่านั้น และ 3) ภาระทางไฟฟ้าทุกจุดต้องรับไฟฟ้ามาจากแหล่งจ่ายไฟแค่แหล่งเดียว

ตัวอย่างต่อไปนี้จะแสดงการหารูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบในรูปที่ 3.1 เมื่อกำหนดให้ $\Delta S = 2$ และมีเงื่อนไข 3 ข้อ ตามที่กำหนดมาข้างต้น

3.2.1 ภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า

ตารางที่ 3.5 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ไม่เกิน 1 ตัว และภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า

กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
1	-	-
15	-	14
16	-	15
17	-	16

ตารางที่ 3.6 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว และภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า

กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม		กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์		เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
3.1	1	14	3.27	1	16
3.2	2	14	3.29	3	16
3.5	5	14	3.30	4	16
3.6	6	14	3.36	10	16
3.8	8	14	3.38	12	16
3.18	5	15	3.39	13	16
3.20	7	15			
3.23	10	15			
3.24	11	15			

ตารางที่ 3.7 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว และภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า

กรณี	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
2.1		14, 15
2.2		14, 16
2.3		15, 16

จากตารางที่ 3.5-3.7 จะเห็นได้ว่า เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ และภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า จะมีรูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้าได้ทั้งหมด 22 กรณี โดยสามารถแบ่งได้เป็น 4 สถานการณ์ดังนี้

- 1) ไม่มีการปรับเปลี่ยนสถานะของสวิตช์มี 1 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.5 กรณีที่ 1)
- 2) มีการเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ 1 ตัว จากสวิตช์ปกติเปิดเป็นการปิดสวิตช์มี 3 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.5 กรณีที่ 15-17)
- 3) มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว มีทั้งหมด 15 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.6)
- 4) มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว กรณี มีทั้งหมด 3 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.7)

3.2.2 ระบบไฟฟ้าต้องเป็นแบบรัศมี

ตารางที่ 3.8 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ไม่เกิน 1 ตัว และระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี

กรณี	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
1	-	-
15	-	14
16	-	15
17	-	16

ตารางที่ 3.9 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว และระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี

กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม		กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์		เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
3.1	1	14	3.27	1	16
3.2	2	14	3.29	3	16
3.5	5	14	3.30	4	16
3.6	6	14	3.36	10	16
3.8	8	14	3.38	12	16
3.18	5	15	3.39	13	16
3.20	7	15			
3.23	10	15			
3.24	11	15			

ตารางที่ 3.10 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว และระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี

กรณีที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม
	ปิดสวิตช์
2.1	14, 15
2.2	14, 16
2.3	15, 16

จากตารางที่ 3.8-3.10 จะเห็นได้ว่า เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ ภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า และระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี จะมีรูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้าได้ทั้งหมด 22 กรณี โดยสามารถแบ่งได้เป็น 4 สถานการณ์ดังนี้

- 1) ไม่มีการปรับเปลี่ยนสถานะของสวิตช์มี 1 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.8 กรณีที่ 1)
- 2) มีการเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ 1 ตัว จากสวิตช์ปกติเปิดเป็นการปิดสวิตช์มี 3 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.8 กรณีที่ 15-17)
- 3) มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว มีทั้งหมด 15 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.9)

- 4) มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 2 ตัว กรณี มีทั้งหมด 3 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.10)

3.2.3 ภาระทางไฟฟ้าทุกจุดรับไฟฟ้ามาจากแหล่งจ่ายไฟแค่แหล่งเดียว

ตารางที่ 3.11 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ไม่เกิน 1 ตัว และภาระทางไฟฟ้าทุกจุดรับไฟฟ้ามาจากแหล่งจ่ายไฟแค่แหล่งเดียว

กรณี	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
1	-	-

ตารางที่ 3.12 การทำงานของสวิตช์เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว และภาระทางไฟฟ้าทุกจุดรับไฟฟ้ามาจากแหล่งจ่ายไฟแค่แหล่งเดียว

กรณี	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม		กรณี	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์		เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
3.1	1	14	3.27	1	16
3.2	2	14	3.29	3	16
3.5	5	14	3.30	4	16
3.6	6	14	3.36	10	16
3.8	8	14	3.38	12	16
3.18	5	15	3.39	13	16
3.20	7	15			
3.23	10	15			
3.24	11	15			

จากตารางที่ 3.11-3.12 จะเห็นได้ว่า เมื่อเรากำหนดให้ $\Delta S = 2$ ภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าเป็นแบบรัศมี และภาระทางไฟฟ้าทุกจุดรับไฟฟ้ามาจากแหล่งจ่ายไฟแค่แหล่งเดียว จะมีรูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้าได้ทั้งหมด 16 กรณี โดยสามารถแบ่งได้เป็น 2 สถานการณ์ดังนี้

- 1) ไม่มีการปรับเปลี่ยนสถานะของสวิตช์มี 1 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.11)

- 2) มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว มีทั้งหมด 15 กรณี (ดังแสดงในตารางที่ 3.12)

จากทั้งหมดที่กล่าวมาข้างต้นนั้นจะเห็นได้ว่าการหารูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้านั้น เมื่อเรากำหนดค่า $\Delta S = 2$ และมีการกำหนดข้อจำกัดโดยทั่วไปตามที่ระบุแล้ว เราจะพิจารณาเฉพาะในกรณีระบบเดิม และในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงสวิตช์จากระบบเดิมโดยการเปิดสวิตช์ 1 ตัว และปิดสวิตช์ 1 ตัว ทำให้เราสามารถลดจำนวนของรูปแบบที่เราจะพิจารณาลงได้ จากที่เราต้องพิจารณาทั้งหมด 137 กรณี เหลือเพียงแค่ 40 กรณี



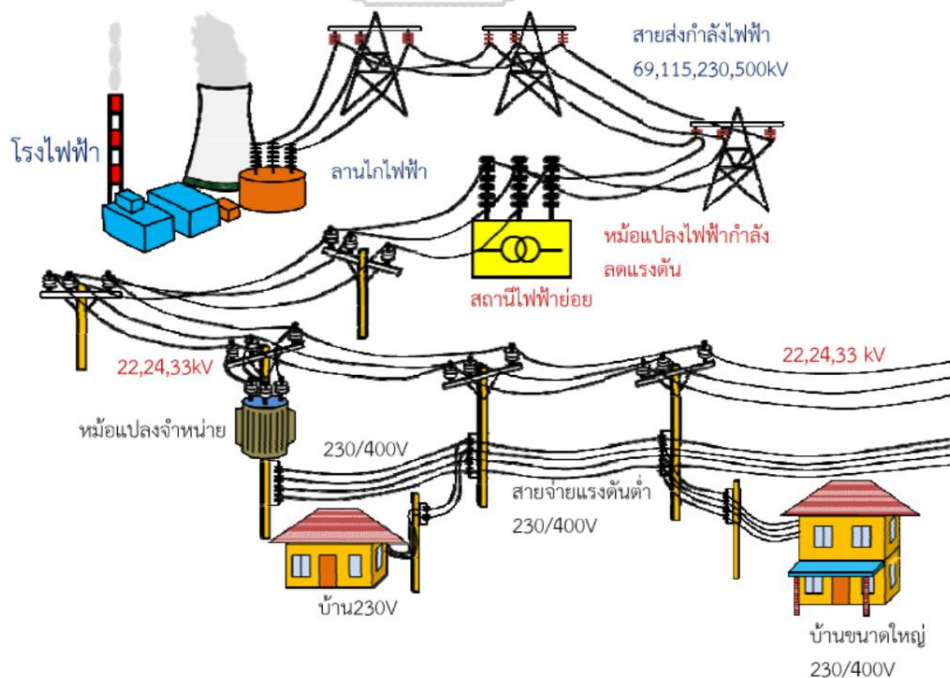
บทที่ 4

ทฤษฎีพื้นฐานของการควบคุมแทปหม้อแปลงไฟฟ้า

4.1 ความรู้เบื้องต้นหม้อแปลงไฟฟ้า

ในการออกแบบ ควบคุมการติดตั้ง การอำนวยความสะดวกใช้งาน ตรวจสอบ ทดสอบ ของระบบไฟฟ้ากำลัง ไม่ว่าจะเป็นส่วนของการผลิตการส่งและการจำหน่ายนั้น อุปกรณ์ที่มีบทบาทสำคัญอย่างหนึ่งก็คือ หม้อแปลงไฟฟ้า

หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เป็นอุปกรณ์หลักที่ทำหน้าที่เปลี่ยนระดับของแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นหรือลดลงตามวัตถุประสงค์ที่ต้องการที่ความถี่เท่าเดิม ซึ่งอาศัยหลักการเหนี่ยวนำของสนามแม่เหล็กผ่านขดลวดและแกนเหล็ก โดยพลังงานไฟฟ้าจะถ่ายทอดจากขดลวดด้านจ่ายไฟเข้าหม้อแปลง ซึ่งประกอบด้วยขดลวด 2 ชุด คือ ขดลวดปฐมภูมิ (Primary winding) และขดลวดทุติยภูมิ (Secondary winding) หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีอยู่หลายชนิด เช่น หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power transformer) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution transformer) หม้อแปลงสำหรับเครื่องมือวัด (Instrument transformer) โดยการใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อส่งและจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 การส่งและจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า [16]

การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้แบ่งระดับแรงดันออกเป็น 3 ระดับ โดนแต่
 หน่วยงานได้แบ่งโหลดในการจ่ายไฟดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ระบบแรงดันและโหลดในการจ่ายไฟของการไฟฟ้าฯ

ระบบจำหน่าย	กฟน. (MEA)	กฟภ. (PEA)
ระบบแรงสูง	> 15000 kVA 69/115 kV 3Ph 3W	> 10000 kVA 115 kV 3 Ph 3W
ระบบแรงกลาง	≥ 300-15000 kVA 12/24 kV 3Ph 3W	≥ 250-10000 kVA 22/33 kV 3Ph 3W
ระบบแรงต่ำ	< 300 kVA 240/416 V	< 250 kVA 230/400 V

ในการใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้านั้นต้องเลือกใช้งานหม้อแปลงที่มีมาตรฐาน เพื่อให้การใช้งานมี
 ประสิทธิภาพตรงตามความต้องการ และลดปัญหาที่เกิดจากการใช้งาน ดังนั้นจึงมีการกำหนด
 มาตรฐานของหม้อแปลงไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- มอก.384-2543/TIS 384-2000
- IEC 60076 Power Transformer
 - IEC 60076-1, 2011 Part 1: General
 - IEC 60076-2, 2011 Part 2: Temperature Rise
 - IEC 60076-3, 2000 Part 3: Insulation Level and Dielectric Tests
 - IEC 60076-4, 2002 Part 4: Lightning and Switching Impulse
 - IEC 60076-5, 2006 Part 5: Withstand Short Circuit
 - IEC 60076-1, 2004 Part 11: Dry-type Transformer
- IEEE C57.12.00-2000
 - General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers

4.2 ชนิดของหม้อแปลงไฟฟ้า

หม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่ายที่ใช้ในปัจจุบันมี 2 แบบคือ

- 1) หม้อแปลงแบบใช้ของเหลว (Liquid – Immersed Transformers)
- 2) หม้อแปลงแบบแห้ง (Dry - Type Transformers)

4.2.1 หม้อแปลงแบบใช้ของเหลว (Liquid - Immersed Transformers)

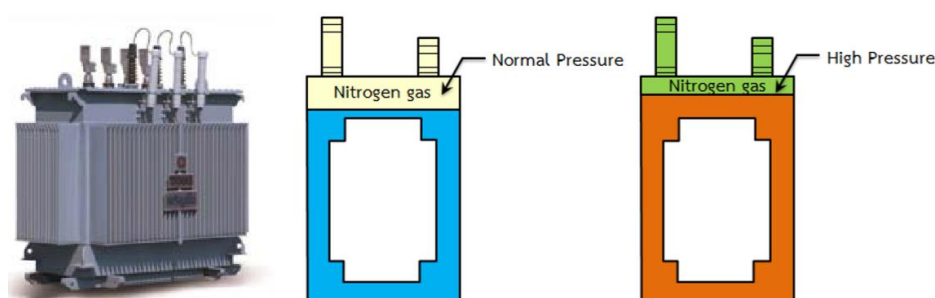
หม้อแปลงที่ใช้ของเหลวเป็นฉนวนและตัวระบายความร้อนแบ่งเป็น 3 ประเภท ได้ดังนี้

- 1) หม้อแปลงชนิดฉนวนของเหลวติดไฟได้ (Flammable Liquid - Insulated Transformer) หรือเรียกว่า หม้อแปลงน้ำมัน (Oil Type Transformer) เป็นหม้อแปลงที่ใช้ น้ำมันหม้อแปลงเป็นฉนวนและเป็นตัวระบายความร้อนด้วย ซึ่งน้ำมันหม้อแปลงมีคุณสมบัติในการเป็นฉนวนไฟฟ้าที่ดี ราคาถูก การบำรุงรักษาไม่ยุ่งยาก นิยมใช้กับงานภายนอกอาคาร ถ้าจะนำมาติดตั้งภายในอาคารต้องติดตั้งในท้องหม้อแปลง เนื่องจากน้ำมันสามารถติดไฟได้ โดยมีจุดติดไฟ (Fire Point) ที่ 165°C หม้อแปลงน้ำมันยังแบ่งออกเป็น 2 แบบคือ

- 1.1) แบบมีถังพัก (Open Type with Conservator) เป็นหม้อแปลงในระบบจำหน่ายชนิดตั้งเดิมซึ่งนิยมใช้มานาน ระบายความร้อนด้วยน้ำมันและมีท่อให้อากาศผ่านเข้าออกได้ นอกจากนี้ยังมีสารซิลิกาเจล (Silica Gel) สีฟ้าใสเป็นตัวช่วยดูดความชื้นและเป็นตัวบ่งบอกความเป็นฉนวนของน้ำมันหม้อแปลงไฟฟ้า

- 1.2) แบบที่มีตัวถังปิดผนึก (Hermetically Sealed Tank) ในปัจจุบันได้มีการใช้หม้อแปลงที่มีตัวถังปิดผนึกมากขึ้น เนื่องจากหม้อแปลงแบบนี้ไม่มีถังพัก ไม่ต้องมีซิลิกาเจลไม่ต้องบำรุงรักษา จึงสามารถป้องกันความชื้นได้อย่างสมบูรณ์เพื่อรองรับการขยายตัวของน้ำมันขณะจ่ายโหลดหรือเกิดจากการลัดวงจร และหม้อแปลงปิดผนึกมีการออกแบบเป็น 2 แบบ ดังต่อไปนี้

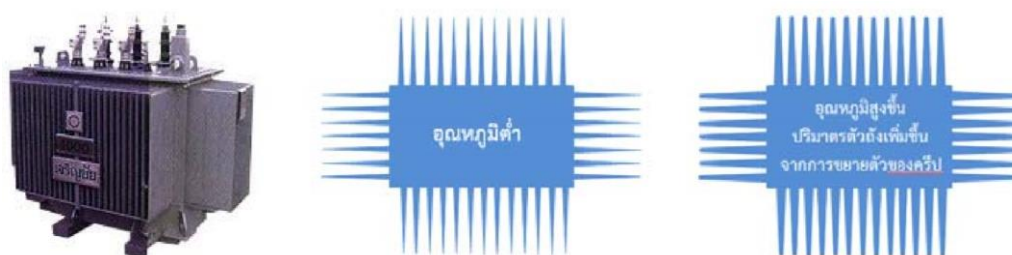
- 1.2.1) หม้อแปลงปิดผนึกแบบใช้ก๊าซไนโตรเจน หม้อแปลงแบบนี้จะอัดก๊าซไนโตรเจนเข้าเหนือน้ำมันเพื่อให้มีที่ว่างสำหรับการขยายตัวของน้ำมัน ดังแสดงในรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 หม้อแปลงปิดผนึกแบบใช้ก๊าซไนโตรเจน [16]

- 1.2.2) หม้อแปลงปิดผนึกแบบผนังเป็นลอนคลื่น (Corrugated tank) หม้อแปลงแบบนี้จะออกแบบให้ผนังสามารถระบายความร้อนด้วยลอนคลื่น

ขณะเดียวกันตัวถังสามารถยืดหยุ่นได้ เพื่อรองรับการขยายตัวของน้ำมันหม้อแปลงซึ่งในปัจจุบันเป็นที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย เนื่องจากราคาถูก การบำรุงรักษาน้อยลง และความชื้นภายนอกไม่มีโอกาสเข้าสู่ภายในหม้อแปลง ดังแสดงในรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 หม้อแปลงปิดผนึกแบบผนังเป็นลอนคลื่น (Corrugated tank) [16]

- 2) หม้อแปลงชนิดฉนวนของเหลวติดไฟยาก (Less flammable liquid insulated transformer) เป็นหม้อแปลงที่ใช้ของเหลวที่ติดไฟยากเป็นฉนวนและระบายความร้อน โดยทั่วไปนิยมใช้สารซิลิโคน (Silicone) ซึ่งมีจุดติดไฟที่อุณหภูมิไม่ต่ำกว่า 300°C ไม่เป็นพิษต่อบุคคลและสิ่งแวดล้อม ปัจจุบันมีการใช้งานหม้อแปลงชนิดนี้น้อย แต่มีความปลอดภัยสูงกว่าหม้อแปลงน้ำมัน และหม้อแปลงชนิดนี้อายุการใช้งานให้ติดตั้งตามอาคารได้ตามข้อกำหนด
- 3) หม้อแปลงชนิดฉนวนของเหลวไม่ติดไฟ (Non-flammable fluid insulated transformer) เป็นหม้อแปลงที่มีการใช้งานน้อยมากเนื่องด้วยมีราคาที่แพง และต้องระมัดระวังการนำฉนวนไม่ติดไฟมาใช้เนื่องจากอาจเป็นพิษต่อบุคคลได้

4.2.2 หม้อแปลงชนิดแห้ง (Dry-type transformer)



รูปที่ 4.4 หม้อแปลงชนิดแห้ง (Dry-type transformer) และสิ่งห่อหุ้ม [16]

เป็นหม้อแปลงที่ใช้ฉนวนเป็นของแข็งนิยมใช้ติดตั้งภายในอาคาร มีความปลอดภัยจากการเกิดเพลิงไหม้สูง เนื่องจากหากหม้อแปลงเกิดระเบิดขึ้นจะไม่มีส่วนที่ติดไฟ หม้อแปลงชนิดนี้มีทั้งชนิด

ที่เป็นฉนวนเรซินแข็ง (Cast resin) และฉนวนอากาศ (Air cooled) แต่ที่นิยมใช้กันมากคือหม้อแปลงฉนวนเรซินแข็ง (Cast resin) ซึ่งเป็นหม้อแปลงที่มีการอัดด้วย Cast resin reinforced glass fiber ระหว่างขดลวด ซึ่งเรซินมีคุณสมบัติติดไฟได้ที่อุณหภูมิถึง 350°C ทำให้หม้อแปลงชนิดนี้ติดไฟยาก และฉนวนเรซินต้องไม่เป็นพิษต่อคนและสิ่งแวดล้อม รวมถึงต้องอยู่ในสิ่งที่ห่อหุ้ม (Enclosure) ด้วย ดังแสดงในรูปที่ 4.4

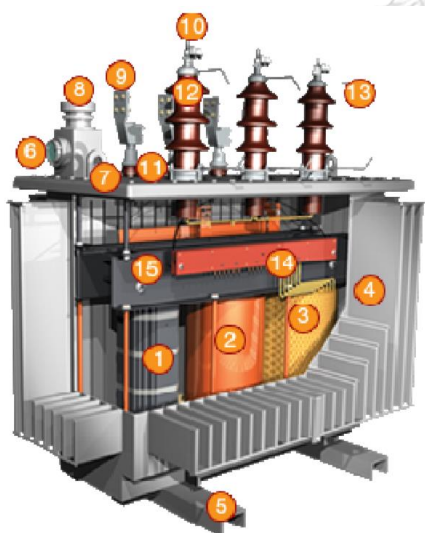
4.3 ส่วนประกอบของหม้อแปลงไฟฟ้า

4.3.1 ส่วนประกอบของหม้อแปลงน้ำมัน

หม้อแปลงน้ำมันมีส่วนประกอบต่าง ๆ ดังต่อไปนี้ โคนตำแหน่งของส่วนประกอบต่าง ๆ ของหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดนี้แสดงดังรูปที่ 4.5

- แกนเหล็ก (Magnetic core) เป็นแผ่นเหล็กซิลิคอนบาง ๆ วางเรียงซ้อนกันยึดด้วยแคล์มบน-ล่าง ทำหน้าที่เป็นวงจรเส้นแรงแม่เหล็ก
- ขดลวดแรงสูง-แรงต่ำ (High voltage - low voltage winding) เป็นลวดทองแดงกลม/แบน เคลือบน้ำยาหรือหุ้มกระดาษฉนวนพันรอบแกนเหล็ก ขดลวดรับแรงสูงสร้างเส้นแรงแม่เหล็กเหนี่ยวนำขดลวดแรงต่ำ ทำหน้าที่เป็นวงจรไฟฟ้า
- แทปปรับแรงดัน (Tap changer) เป็นชุดสวิตช์เปลี่ยนเพิ่ม/ลด จำนวนขดลวดแรงสูงเพื่อปรับแรงดันไฟฟ้าด้านจ่ายหรือแรงต่ำให้เหมาะสมกับการใช้งาน
- สายไฟและบัสบาร์ (Cable and busbar) เป็นสายไฟและบัสบาร์ทองแดงเชื่อมต่อเข้ากับชุดแทปขดลวดแรงสูง เชื่อมต่อปลายขดลวดแรงสูง-ต่ำระหว่างเฟสและปลายขดลวดกับแกนลูกถ้วย เพื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าภายนอก
- น้ำมันหม้อแปลง (Transformer oil) เป็นน้ำมันแร่ผสมทำหน้าที่เป็นฉนวนไฟฟ้าและระบายความร้อนของขดลวดและแกนเหล็ก
- ถังและครีป (Tank and fin) เป็นโลหะเชื่อมขึ้นรูปบรรจุส่วนประกอบภายในหม้อแปลงและน้ำมันหม้อแปลง มีครีปหรือลอนลูกฟูกสำหรับระบายความร้อนหรือรองรับการขยายตัวของน้ำมันหม้อแปลงชนิดปิด
- ลูกถ้วยแรงสูง-แรงต่ำ (HV-LV bushing) เป็นเซรามิคฉนวนมีแกนนำอยู่ภายในสำหรับเชื่อมต่อสายวงจรไฟฟ้าภายในตัวหม้อแปลงกับภายนอก
- ถังพักน้ำมัน (Conservator tank) อยู่เหนือถังหม้อแปลง มีหน้าที่สำรองน้ำมันในถังเมื่อลดหรือเพิ่มจากการขยายตัวของหม้อแปลงที่มีถังพัก (เฉพาะหม้อแปลงแบบมีถังพัก)

- ระดับน้ำมัน (Oil level gauge) เป็นเกจชี้แสดงระดับน้ำมันซึ่งอาจมีลักษณะเป็นร่อง เป็นท่อ หรือเข็มหน้าปัด หม้อแปลงชนิดปิดจะมีลูกกลอยชี้บอกการมีอยู่ของน้ำมัน
- อุปกรณ์ระบายความดันหรือท่อกันระเบิด (Pressure-relief device) เป็นกลไกสปริงเมื่อความดันภายในหม้อแปลงสูงจนขณะแรงสปริง ความดันจะระบายออก
- บุคโฮลชรีเลย์ (Buchholz relay) เป็นอุปกรณ์ป้องกันทำหน้าที่เตือนหรือตัดวงจรเมื่อเกิดเหตุไม่ปกติภายในหม้อแปลง (เฉพาะหม้อแปลงแบบที่มีถึงพัก)
- ขั้วต่อสายแรงสูง-แรงต่ำ (HV-LV terminal) เป็นที่ต่อสายระหว่างแกนลูกถ้วยหม้อแปลงกับสายแรงสูงเข้าและแรงต่ำออกไปใช้งาน
- ล่อฟ้าหรืออาร์คชิ่งฮอร์น (Arcing horn) เป็นอุปกรณ์ป้องกันหม้อแปลงไม่ให้ชำรุดเสียหายจากภาวะแรงดันเกินที่เกิดจากฟ้าผ่า
- เทอร์มิเตอร์ (Thermometer pocket) เป็นตัววัดอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง
- ที่ต่อสายดิน (Earthing terminal) เป็นจุดที่ต่อสายจากตัวถังลงสู่ดิน เพื่อความปลอดภัยจากไฟรั่ว ลัดวงจร และฟ้าผ่า
- วาล์วถ่ายน้ำมัน (Oil drain valve) เป็นวาล์วเปลี่ยนถ่ายน้ำมันออกจากน้ำมันหม้อแปลง หรือเป็นวาล์วเก็บตัวอย่างน้ำมันทดสอบ



1. Magnetic Core (แกนเหล็ก)
2. Low Voltage Winding (ขดลวดแรงต่ำ)
3. High Voltage Winding (ขดลวดแรงสูง)
4. Corrugated Tank (ตัวถัง และครีระบายความร้อน)
5. Transformer Base (ฐานหม้อแปลง)
6. Oil Level Gauge (เกจวัดระดับน้ำมัน)
7. Lifting Eye (หูยกหม้อแปลง)
8. Pressure Relief Device (ท่อกันระเบิด)
9. Low Voltage Terminal (ขั้วต่อสายแรงต่ำ)
10. High Voltage Terminal (ขั้วต่อสายแรงสูง)
11. Low voltage Bushing (ลูกถ้วยแรงต่ำ)
12. High Voltage Bushing (ลูกถ้วยแรงสูง)
13. Arcing Horn (ล่อฟ้า)
14. Off-Load Tap Changer (แท็ปปรับแรงดัน)
15. Upper Steel Clamp (เหล็กหนีบแกนเหล็กด้านบน)

รูปที่ 4.5 ตัวอย่างส่วนประกอบของหม้อแปลงน้ำมันแบบ Corrugated tank [16]

4.3.2 แผ่นป้ายของหม้อแปลงไฟฟ้า

แผ่นป้ายเป็นสิ่งที่บ่งบอกถึงข้อมูลต่าง ๆ โดยตัวอย่างแผ่นป้ายของหม้อแปลงไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 4.6 และแผ่นป้ายประกอบด้วยข้อมูลต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

- Rate kVA: ขนาดกำลังไฟฟ้าที่กำหนดของหม้อแปลงไฟฟ้าที่สามารถจ่ายโหลดได้ มีหน่วยเป็น kVA
- Phase: แสดงจำนวนเฟสของหม้อแปลงไฟฟ้า เช่น 1 เฟส 3 เฟส เป็นต้น
- Frequency: แสดงความถี่ของไฟฟ้ากระแสสลับที่ใช้งาน เช่น 50 Hz
- H.V. Volt: ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่กำหนดของหม้อแปลงด้านแรงสูงหรือด้านปฐมภูมิ เช่น 24,000 V
- L.V. Volt: ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่กำหนดของหม้อแปลงด้านแรงต่ำหรือด้านทุติยภูมิ เช่น 416/240 V

The image shows a technical data plate for a transformer. It contains the following information:

- RATED KVA:** [Empty]
- H.V. VOLT:** 24000
- H.V. AMP.:** [Empty]
- PHASE:** 3
- FREQUENCY:** 50
- %IMP. VOLT AT 75 °C:** [Empty]
- TYPE OF COOLING:** ONAN
- INS. OIL:** MINERAL OIL
- VECTOR GROUP:** Dyn11
- H.V. WINDING:** COPPER
- L.V. WINDING:** COPPER
- TYPE:** STEP DOWN
- INS. CLASS:** A
- OIL QUANTITY:** [Empty]
- TEMP. WINDING:** 65 °C
- TOTAL WEIGHT:** [Empty] kg.
- TEMP. TOP OIL:** 60 °C
- SERIAL No.:** [Empty]
- AMB. TEMP:** 40 °C
- DATE:** [Empty]

Below the data fields are two diagrams:

- CONNECTION DIAGRAM:** Shows a three-phase star-delta connection with terminals A, B, C on the primary and a, b, c on the secondary.
- VECTOR DIAGRAM:** Shows a star-delta vector diagram with terminals a, b, c and a neutral point n.

At the bottom, there are two tables:

H.V. SIDE			L.V. SIDE	
POS.	CONNECT	VOLTAGE	TERMINAL	VOLTAGE
1.	5 - 4	24000	a TO b	416
2.	5 - 3	23400	b TO c	
3.	6 - 3	22800	c TO a	
4.	6 - 2	22200	a TO b	240
5.	7 - 2	21600	b TO c	
			c TO a	
			a TO n	
			b TO n	
			c TO n	

รูปที่ 4.6 แผ่นป้ายของหม้อแปลงไฟฟ้า [16]

- Type of Cooling: ระบบระบายความร้อนของหม้อแปลงไฟฟ้า เช่น ONAN
- H.V. Amp.: กระแสไฟฟ้าที่กำหนดด้านแรงสูง
- L.V. Amp.: กระแสไฟฟ้าที่กำหนดด้านแรงต่ำ
- Ins. Oil: ชนิดน้ำมันที่ใช้ เช่น MINERAL OIL
- % Imp: ค่าอิมพีแดนซ์เทียบร้อยละ
- Ins. Class: ชนิดของฉนวนในการผลิตหม้อแปลงไฟฟ้า เช่น Class A

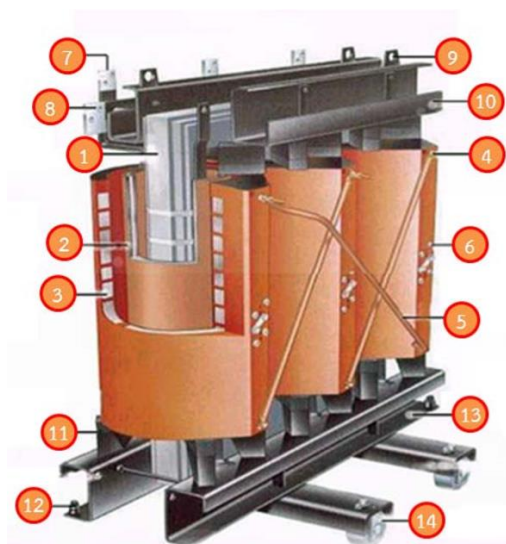
- Oil Quantity: ปริมาณน้ำมันที่อยู่ในหม้อแปลงทั้งหมดเป็นลิตร
- Total Weight: น้ำหนักรวมของหม้อแปลงไฟฟ้า (kg)
- Connection Diagram: แผนผังแสดงตำแหน่งของขั้วต่าง ๆ ของขดลวดด้านแรงสูงและแรงต่ำ
- Vector Diagram: แผนผังแสดงความแตกต่างของมุมเฟสระหว่างด้านแรงสูงแรงต่ำ
- H.V. Side (Pos, Connect, Voltage): ตำแหน่งแทปที่ขดลวดสัมพันธ์กับแรงดันของขั้วต่อต่าง ๆ ด้านแรงสูง
- L.V. Side (Terminal, Voltage): แรงดันที่ขั้วต่อด้านแรงต่ำ

4.3.3 ส่วนประกอบของหม้อแปลงแห้ง

หม้อแปลงไฟฟ้าแบบแห้งประกอบด้วย 2 ส่วน หลัก ๆ คือ ส่วนของแกนเหล็ก (Magnetic core) และส่วนของขดลวด (Winding) โดยตำแหน่งของส่วนประกอบต่าง ๆ ของหม้อแปลงแห้งแสดงดังรูปที่ 4.7

- แกนเหล็ก (Magnetic core) แกนเหล็กของหม้อแปลงชนิดนี้จะทำด้วยแผ่น Laminations of grain oriented silicon steel นำมาตัดออกเป็นมุม 45 องศา แล้วประกอบเรียงเข้าด้วยกันอย่างพิถีพิถัน เพื่อให้ได้ Core loss ต่ำ และอาบแกนเหล็กที่ประกอบขึ้นด้วยเรซินและทาสีเพื่อป้องกันการกัดกร่อน
- ขดลวด (Winding) หม้อแปลงแห้งประกอบด้วยขดลวดหม้อแปลง 2 ชุด คือ ขดลวดแรงสูง (HV) และขดลวดแรงต่ำ (LV)
 - ขดลวดแรงสูง (HV) ตัวนำทำจากลวดกลม (Round winding) หรือเป็นแผ่นตัวนำ (Strip foil) และตัวนำสามารถใช้ได้ทั้งทองแดงและอลูมิเนียมตามมาตรฐานผู้ผลิต โดยจะมีฉนวนหุ้มระหว่างรอบตัวนำ และจะมี Glass fiber ขึ้นกลางเพื่อให้เกิดความแข็งแรงทางกลเพิ่มขึ้น ฉนวนที่ใช้จะเป็น Class F หรือ Class H ขดลวดที่ได้นี้จะนำไปหล่อด้วยเรซินภายใต้สุญญากาศ เพื่อให้สารเรซินแทรกไปทุกส่วนและไม่ให้มีฟองอากาศ
 - ขดลวดแรงต่ำ (LV) จะเป็นขดลวดที่จ่ายไฟให้กับโหลด ตัวนำที่ใช้ขดลวดแรงต่ำอาจใช้ทองแดงหรืออลูมิเนียมซึ่งมีรูปแบบเป็นแบบลวดกลม (Round winding) หรือแผ่นตัวนำ (Strip foil) คล้ายแรงสูง ซึ่งส่วนใหญ่จะใช้แผ่นตัวนำเพราะสามารถกระจายกระแสไฟได้สม่ำเสมอ ฉนวนที่ใช้จะเป็น Class F (155°C) หรือ Class H (180°C)

- อุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ เช่น ขั้วต่อสาย อุปกรณ์ปรับแทป ฉนวนรองรับขดลวด ขั้วต่อสายดิน เหล็กประกอบแกนเหล็ก ชุดล้อเลื่อน เป็นต้น



1. Core (แกนเหล็กหม้อแปลง)
2. Low Voltage Winding (ขดลวดแรงต่ำ)
3. High Voltage Winding (ขดลวดแรงสูง)
4. High Voltage Terminal (ขั้วต่อสายแรงสูง)
5. High Voltage Delta Connection (บาร์ต่อวงจรเดลต้าด้านขดลวด)
6. High Voltage Tapping (อุปกรณ์ปรับแทปขณะไม่จ่ายไฟด้านแรงสูง)
7. Low Voltage Terminal (ขั้วต่อสายแรงต่ำ)
8. Neutral Terminal (ขั้วต่อสายนิวทรัลด้านแรงต่ำ)
9. Lifting Eyes (หูยกหม้อแปลง)
10. Upper Yoke Clamp (เหล็กประกบกับแกนเหล็กด้านบน)
11. Spacer Block (ฉนวนรองรับขดลวด)
12. Earthing Terminal (ขั้วต่อสายดิน)
13. Lower Yoke Clamp (เหล็กประกบกับแกนเหล็กด้านล่าง)
14. Roller Profile (ชุดล้อเลื่อน)

รูปที่ 4.7 ตัวอย่างส่วนประกอบของหม้อแปลงแห้ง [16]

4.4 นิยามเกี่ยวกับหม้อแปลงไฟฟ้าที่ควรทราบ

4.4.1 ขนาดพิกัด (kVA)

ขนาดพิกัด (kVA) คือ ขนาดของกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่หม้อแปลงสามารถจ่ายออกไปให้แก่โหลด โดยที่ส่วนประกอบสำคัญของหม้อแปลงมีอุณหภูมิไม่เกินค่าที่กำหนดไว้ ซึ่งทดสอบได้โดยใช้ Temperature rise test

4.4.2 ค่า BIL (Basic impulse insulation level)

ค่า BIL (Basic impulse insulation level) คือ ค่าที่แสดงความทนต่อแรงดันฟ้าผ่าหรือแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ (Impulse) ปกติจะเกิดจากฟ้าผ่า ถ้าแรงดันเกินชั่วขณะมีขนาดเกินค่า BIL ฉนวนของหม้อแปลงจะชำรุดและไม่สามารถใช้งานได้ หม้อแปลงจะต้องผ่านการทดสอบ BIL เพื่อทดสอบถึงความทนต่อแรงดันฟ้าผ่าก่อนที่จะนำมาใช้งาน สำหรับค่า BIL ตามมาตรฐาน IEC กำหนดค่า BIL ไว้ตามที่แสดงไว้ในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ค่า BIL ตามมาตรฐาน IEC

Rate voltage (kV)	3.6	12	22-24	36
BIL (KV)	45	75	125	170

4.4.3 แรงดันพิกัด (Rate voltage)

แรงดันพิกัด (Rate voltage) คือ แรงดันที่จ่ายให้ทางด้านปฐมภูมิหรือแรงดันที่เกิดขึ้นจากการเหนี่ยวนำทางด้านทุติยภูมิขณะไม่มีโหลด เช่น 12 kV/240-416 V, 22 kV/230-400 V

4.4.4 แทปเซนเจอร์ (Tap changer)

แทปเซนเจอร์ (Tap changer) เป็นอุปกรณ์เปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้าของหม้อแปลง เพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าด้านทุติยภูมิให้คงที่ หรือเพื่อวัตถุประสงค์เฉพาะงาน เช่น หม้อแปลงที่ใช้กับเตาหลอม เป็นต้น แบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ Off-load tap changer และ On-load tap changer

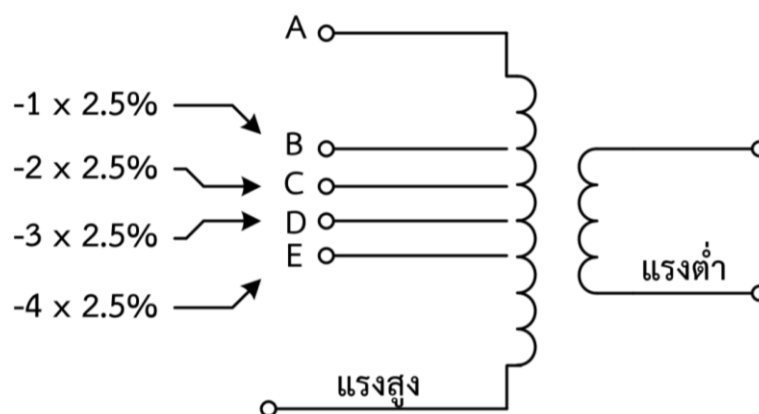
- Off-load tap changer เป็นแทปที่ต้องดับไฟก่อนที่จะมีการเปลี่ยนแทป ใช้กับงานทั่วไป
- On-load tap changer เป็นแทปที่ใช้กับหม้อแปลงที่ต้องจ่ายไฟตลอดเวลา ไม่สามารถดับไฟเพื่อปรับแทปได้ หรือถ้าดับไฟแล้วอาจจะส่งผลกระทบต่อธุรกิจหรือกระบวนการผลิตได้ มีราคาแพงกว่าหม้อแปลงแบบ Off-load tap changer

การใช้งานหม้อแปลงโดยทั่วไปนั้นการเปลี่ยนแทปหม้อแปลงไม่ควรเกิน 10 ครั้ง/วัน เพื่อให้อายุการใช้งานของหม้อแปลงมีอายุการใช้งานตามที่ระบุไว้

4.4.5 การแทปแยกแรงดัน (Tappings)

การแทปแยกแรงดัน (Tappings) คือ การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนแรงดันของหม้อแปลงได้ ซึ่งจะคิดเป็นอัตราส่วนของแรงดันพิกัด (Rated voltage) การปรับแทปแยกแรงดันนั้นต้องการให้แรงดันไฟฟ้าที่ออกจากหม้อแปลงสอดคล้องกับโหลดตามความต้องการ การเปลี่ยนแทปจะเปลี่ยนทางด้านขดลวดแรงสูง ซึ่งจะง่ายกว่าการเปลี่ยนแทปด้านแรงต่ำ เพราะเมื่อแทปทางด้านแรงสูงจะมีกระแสอาร์กน้อย ค่าแทปกำหนดเป็นเปอร์เซ็นต์ของแรงดันด้านไฟเข้า (Rate primary voltage)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดแทปแยกไว้เป็น $\pm 2 \times 2.5\%$ ดังแสดงในตารางที่ 4.3 ส่วนการไฟฟ้านครหลวงกำหนดการแทปแยกไว้เป็น $-4 \times 2.5\%$ ดังแสดงในรูปที่ 4.8 ซึ่งหมายถึง เปลี่ยนได้ 4 ชั้น ชั้นละ -2.5% รวมแล้วได้ -10% เครื่องหมาย (-) หมายถึง เปลี่ยนแทปให้ทางด้านแรงสูงลดต่ำลง 4 ชั้น ชั้นละ 2.5% ทำให้แรงดันด้านแรงต่ำเพิ่มขึ้น 10% ดังแสดงในตารางที่ 4.4



รูปที่ 4.8 แทปหม้อแปลงของการไฟฟ้านครหลวง $-4 \times 2.5\%$ [16]

ตารางที่ 4.3 มาตรฐานแทปของ กฟภ. $\pm 2 \times 2.5\%$

Tap No.	Pri. Volt (V)	Sec. Volt (V)	Ratio
1	23100	400	57.750
2	22550	400	56.250
3	22000	400	55.000
4	21450	400	53.625
5	20900	400	52.250

ตารางที่ 4.4 มาตรฐานแทปของ กฟน. $-4 \times 2.5\%$

Tap No.	Pri. Volt (V)	Sec. Volt (V)	Ratio
1	24000	416	57.69
2	23400	416	56.25
3	22800	416	54.81
4	22140	416	53.22
5	21600	416	51.92

ตัวอย่างการแทปแยกแรงดัน: หม้อแปลงการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบ 22kV เมื่อวัดแรงดันด้านแรงต่ำได้ 390 V ต้องการแรงดันที่ 400 V และตำแหน่งแทปของหม้อแปลงอยู่ที่แทป 3

วิธีทำ

คำนวณแรงดันด้านแรงสูง = แรงดันด้านแรงต่ำ \times Ratio = $390 \times 55 = 21450$ V

คำนวณหา Ratio ที่ต้องการแรงดัน 400 V = $21450/400 = 53.63$

ดังนั้น ต้องปรับตำแหน่งแทปไปที่แทป 4 (Ratio = 53.625)

จะได้แรงดันด้านแรงต่ำ = $21450/53.625 = 400$ V

หรือใช้วิธีเทียบ % แรงดันตก คือ % แรงดันตก = $(390-400)/400 \times 100 = -2.5\%$

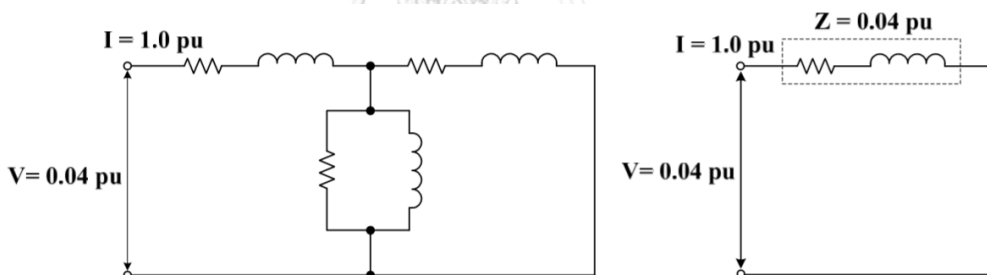
ที่ตำแหน่งแทป 3 แทปแต่ละแทปต่างกันชั้นละ 2.5%

ดังนั้น ต้องปรับจากแทป 3 ไปเป็นแทป 4 จะได้แรงดันด้านแรงต่ำที่ 400 V

4.4.6 แรงดันไฟฟ้าอิมพีแดนซ์ (Impedance voltage)

แรงดันไฟฟ้าอิมพีแดนซ์ (Impedance voltage) คือ ค่าแรงดันที่ต้องการด้านแรงสูงหรือปฐมภูมิที่ทำให้กระแสฟลักซ์ไหลผ่านในขณะที่ขดลวดด้านแรงต่ำหรือทุติยภูมิลัดวงจร โดยปกติจะระบุเป็นเปอร์เซ็นต์ของค่าแรงดันพิกัด (Rated voltage) เช่น หม้อแปลงที่มีแรงดันไฟฟ้าอิมพีแดนซ์ 4% ก็คือ ถ้าเกิดลัดวงจรด้านแรงต่ำหรือทุติยภูมิของหม้อแปลงแล้วป้อนแรงดันไฟฟ้าทางด้านแรงสูงหรือปฐมภูมิ 4% ของแรงดันไฟฟ้าพิกัด (Rated voltage) จะมีกระแสไหล 100% นั่นก็คืออิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงมีค่า 4% หรือ 0.04 p.u. ซึ่งเป็นอิมพีแดนซ์รวมของขดลวดทางด้านแรงสูงและแรงต่ำ โดยวงจรสมมูลของหม้อแปลงและการลัดวงจรแสดงดังรูปที่ 4.9

- หม้อแปลงที่มีขนาดตั้งแต่ 50 kVA ถึง 630 kVA จะมี %อิมพีแดนซ์ 4%
- หม้อแปลงที่มีขนาดตั้งแต่ 800 kVA ถึง 2500 kVA จะมี %อิมพีแดนซ์ 6%



(ก) วงจรหม้อแปลงลัดวงจรด้านทุติยภูมิ

(ข) วงจรลดรูปของรูป(ก)

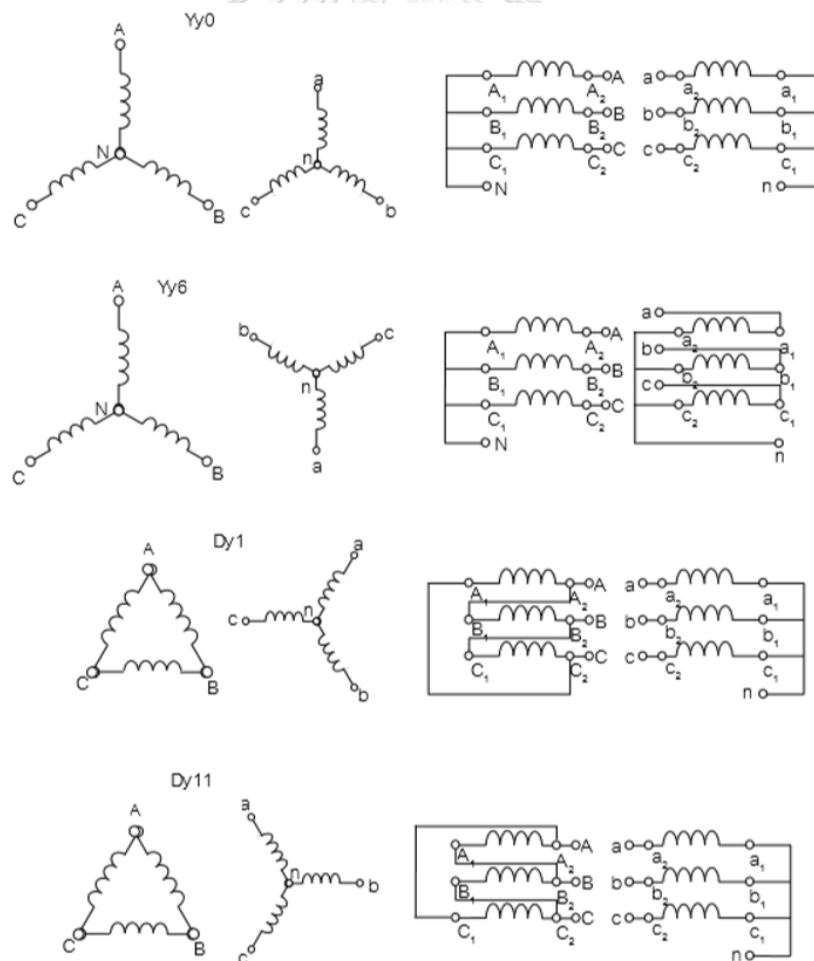
รูปที่ 4.9 วงจรสมมูลของหม้อแปลงและการลัดวงจร [16]

4.4.7 เวกเตอร์กรุป (Vector group)

เวกเตอร์กรุป (Vector group) คือ การบอกวิธีการต่อขดลวดภายในหม้อแปลง 3 เฟส โดยบ่งบอกถึงมุมต่างเฟส (Phase shift) ระหว่างขดลวดด้านแรงสูงหรือปฐมภูมิ และแรงต่ำหรือทุติยภูมิ ดังแสดงในรูปที่ 4.10 เมื่อเราวัดแรงดันที่ขั้วของหม้อแปลงชนิด 1 เฟส เทียบกันจะไม่เกิดมุมต่างเฟส (Phase angle different) ระหว่างขดลวดแรงสูงกับแรงต่ำ แต่สำหรับหม้อแปลง 3 เฟส สามารถเลือกต่อขดลวดภายในหม้อแปลงด้านแรงสูงหรือปฐมภูมิกับแรงต่ำหรือทุติยภูมิได้หลายรูปแบบ ซึ่งทำ

ให้เกิดมุมต่างเฟส (Phase angle different) ระหว่างด้านปฐมภูมิและทุติยภูมิได้ ซึ่งสามารถเขียนความสัมพันธ์โดยใช้เป็น Vector diagram

- ด้านปฐมภูมิ กำหนดเป็น Delta: D, Star: Y, Interconnection (zigzag): Z
- ด้านทุติยภูมิ กำหนดเป็น Delta: d, Star: y, Interconnection (zigzag): z
- จำนวนตัวเลขการจัดเฟส (Phase displacement) จะเขียนด้วยตัวเลขนาฬิกา คือ 1, 2, 3, 4, 5, 6 แสดงถึงมุมต่างกันด้วยตัวเลขละ 30 องศา คือ 30° , 60° , 90° , 120° , 150° , 180° เป็นต้น ซึ่งการจัดเฟสที่เขียนด้วยตัวเลขนาฬิกาโดยการเทียบการเหนี่ยวนำระหว่าง Primary terminal- neutral กับ Secondary terminal-neutral โดยพิจารณาการหมุนเฟสเวกเตอร์ (Phase vector) ว่าด้านทุติยภูมิ (Secondary) ตามด้านปฐมภูมิ (Primary) อยู่กี่นาฬิกา การหมุนจะหมุนตามเข็มหรือทวนเข็มนาฬิกาก็ได้ แต่จะเป็นไปตามลำดับเฟส (Phase sequence) ของแรงดันที่ต่อเข้า



รูปที่ 4.10 ตัวอย่างการต่อขดลวดตามเวกเตอร์กรุป (Vector group) แบบต่าง ๆ [16]

ดังนั้นการหมุนของแรงดันอีกด้านจะหมุนตามไปด้วย โดยทั่วไปที่ใช้งานกันจะแบ่งออกได้เป็น 4 กลุ่ม คือ

- กลุ่ม 1: Zero phase displacement ได้แก่ Yy0, Dd0, Dz0
- กลุ่ม 2: 180° Phase displacement ได้แก่ Yy6, Dd6, Dz6
- กลุ่ม 3: 30° Lag phase displacement ได้แก่ Dy1, Yd1, Yz1
- กลุ่ม 4: 30° Lead phase displacement ได้แก่ Dy11, Yd11, Yz11

นอกจากที่กล่าวมาข้างต้นนี้ยังมีการต่อที่ทำให้เกิดการจับเฟสได้อีกหลายรูปแบบ

4.4.8 การระบายความร้อนของหม้อแปลง

ความร้อนที่เกิดจากการใช้งานและค่าสูญเสียภายในหม้อแปลงจะทำให้หม้อแปลงมีอายุการใช้งานที่สั้นลงหรือหม้อแปลงอาจจะชำรุดได้ จึงต้องมีการระบายความร้อนออกจากตัวหม้อแปลงและการระบายความร้อนที่ดีก็ทำให้หม้อแปลงสามารถจ่ายโหลดได้เพิ่มขึ้นด้วย การระบายความร้อนจากขดลวดมาที่ตัวถังจะอาศัยฉนวนหม้อแปลงเป็นตัวกลางในการระบาย การระบายความร้อนออกจากตัวหม้อแปลงสู่ภายนอกมีหลายวิธี และจะใช้สัญลักษณ์แสดงวิธีระบายความร้อนดังแสดงในตารางที่ 4.5-4.6

ตารางที่ 4.5 สัญลักษณ์การระบายความร้อนของการหมุนเวียนของตัวระบายความร้อนวิธีต่าง ๆ

การหมุนเวียนของตัวระบายความร้อน	สัญลักษณ์
โดยวิธีธรรมชาติ (Natural)	N
โดยวิธีขับหรืออัด (Forced)	F

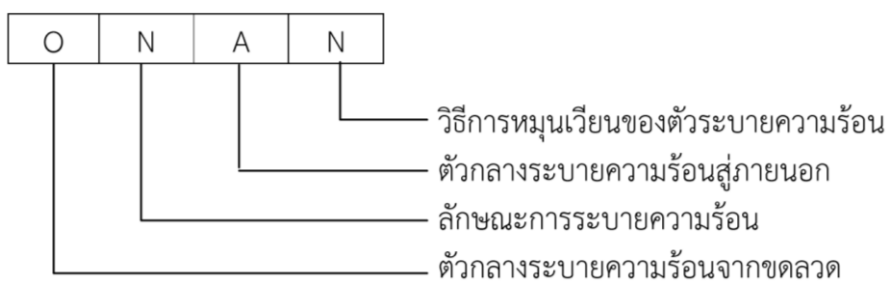
ตารางที่ 4.6 สัญลักษณ์การระบายความร้อนของตัวกลางระบายความร้อนชนิดต่าง ๆ

ตัวกลางระบายความร้อน	สัญลักษณ์
น้ำมัน	O
ก๊าซ	G
น้ำ	W
อากาศ	A

การเขียนสัญลักษณ์ที่แผ่นป้าย (Name plate) หม้อแปลงแสดงการระบายความร้อนจะเขียนเป็นตัวอักษรภาษาอังกฤษ 2 ตัว หรือ 4 ตัว ดังแสดงในรูปที่ 4.11 โดยตัวอย่างของการระบายความร้อนมีดังต่อไปนี้

- AF: หม้อแปลงชนิดแห้งระบายความร้อนด้วยวิธีอัดอากาศ (Forced air)

- AN: หม้อแปลงชนิดแห้งระบายความร้อนด้วยวิธีหมุนเวียนอากาศตามธรรมชาติ (Air cooled)
- ONAF: หม้อแปลงชนิดฉนวนน้ำมันระบายความร้อนด้วยวิธีอัดอากาศ
- ONAN: หม้อแปลงชนิดฉนวนน้ำมันระบายความร้อนด้วยวิธีหมุนเวียนอากาศตามธรรมชาติ



รูปที่ 4.11 การเขียนสัญลักษณ์ที่แผ่นป้าย (Name plate) หม้อแปลง [16]

4.4.9 กำลังสูญเสียทางไฟฟ้า (Power loss)

หม้อแปลงมีกำลังสูญเสียทางไฟฟ้าอยู่ 2 ส่วน คือ

- 1) กำลังสูญเสียไฟฟ้าไม่มีโหลด (No load loss) คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแกนเหล็กของหม้อแปลง (Core loss) เมื่อใช้งานหม้อแปลงที่แรงดันพิกัด โดยที่ขดลวดทุติยภูมิเปิดวงจรไว้ กำลังสูญเสียไฟฟ้าที่เกิดขึ้นสาเหตุจาก Eddy current loss และ Hyteresis loss ซึ่งค่ากำลังสูญเสียไฟฟ้าไม่มีโหลด (No load loss) นี้มีค่าคงที่ที่แรงดันพิกัดและความถี่พิกัด
- 2) กำลังสูญเสียไฟฟ้ามี่โหลด (Load loss) คือ กำลังสูญเสียในขดลวด (Copper loss) ของหม้อแปลงเมื่อต่อโหลดเข้ากับขดลวดทุติยภูมิ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นมีสาเหตุเนื่องจากความต้านทานในขดลวด ซึ่งค่ากำลังสูญเสียไฟฟ้ามี่โหลด (Load loss) นี้จะแปรตาม I^2R หรือ $(kVA)^2$

ในปัจจุบันบริษัทผู้ผลิตหม้อแปลงหลายแห่งได้ทำการออกแบบและผลิตหม้อแปลงกำลังสูญเสียต่ำ (Low loss transformer) ทั้งการลดกำลังสูญเสียไฟฟ้าไม่มีโหลด (No load loss) และกำลังสูญเสียไฟฟ้ามี่โหลด (Load loss) เนื่องจากหม้อแปลงเป็นอุปกรณ์ที่ต้องต่อกับระบบไฟฟ้าตลอดเวลาและใช้งานตลอดเวลา ดังนั้นถ้าสามารถลดกำลังสูญเสียของหม้อแปลงได้ก็สามารถลดค่าใช้จ่ายทางด้านค่าไฟฟ้าลงได้มาก

4.4.10 การทดสอบหม้อแปลง (Transformer testing)

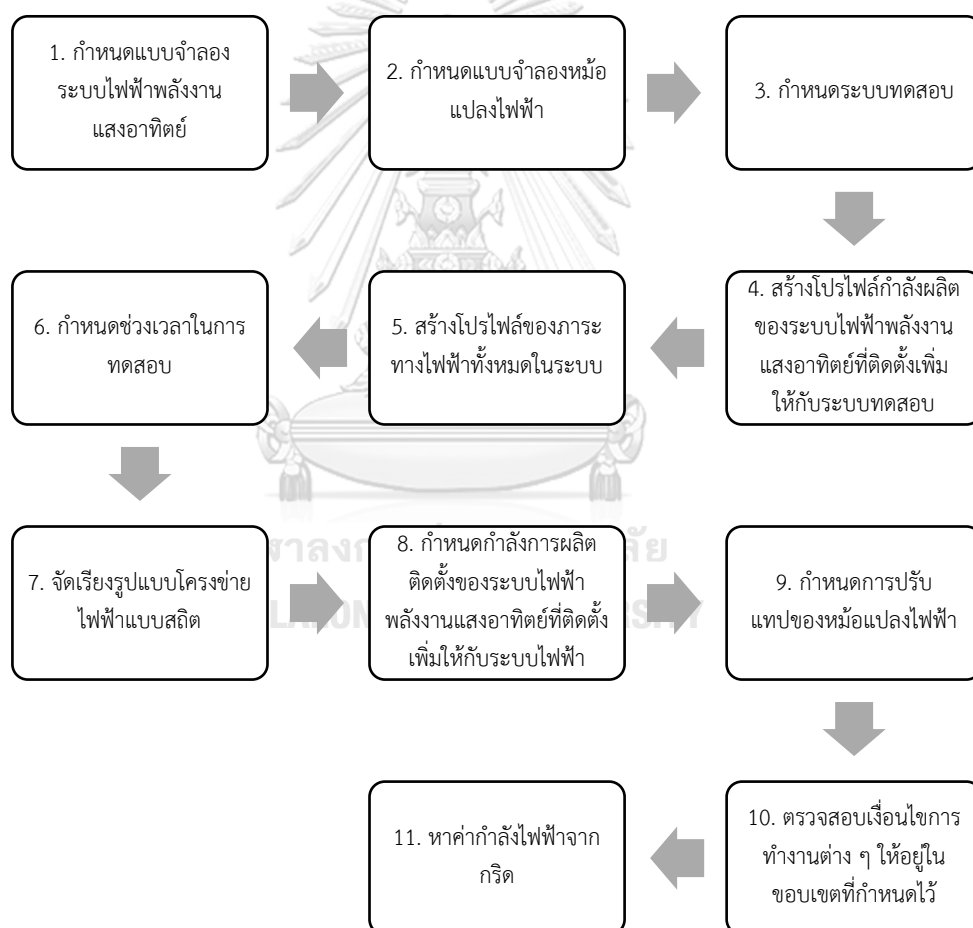
การทดสอบหม้อแปลงโดยทั่วไปมีมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบ คือ มอก., IEC และ IEEE โดยที่การทดสอบสามารถแบ่งออกได้ทั้งหมด 3 ประเภท ดังต่อไปนี้

- การทดสอบประจำ (Routine test) สำหรับหม้อแปลงน้ำมัน หม้อแปลงทุกคู่ต้องผ่านการทดสอบประจำ เพื่อให้แน่ใจว่าหม้อแปลงไม่มีการชำรุดเสียหายระหว่างการผลิตประกอบด้วย
 - การทดสอบอัตราส่วนของแรงดัน (Ratio test): IEC 60076-1
 - การทดสอบขั้วหรือสัญลักษณ์กลุ่มเวกเตอร์ (Polarity and vector group test): IEC 60076-1
 - การวัดความต้านทานของขดลวด (Winding resistance measurement): IEC 60076-1
 - การทดสอบการสูญเสียกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะไม่มีโหลด (No load loss and no load current test): IEC 60076-1
 - การทดสอบความคงทนต่อแรงดันเหนี่ยวนำเกิน (Induced potential test): IEC 60076-3
 - การทดสอบความคงทนต่อแรงดันเกินจากแหล่งจ่ายตัวอื่น (Applied potential test): IEC 60076-3
 - การทดสอบรอยรั่วซึมของน้ำมัน (Oil leak test): IEC 60076-1
 - การทดสอบความเป็นฉนวนของน้ำมัน (Oil dielectric strength test): IEC 60156 หรือ ASTM D877-02
- การทดสอบเฉพาะแบบ (Type test) เป็นการนำหม้อแปลงต้นแบบแต่ละขนาดมาทำการทดสอบ เพื่อแสดงว่าหม้อแปลงแต่ละขนาดได้มีการออกแบบที่ดี ประกอบด้วย
 - การทดสอบความคงทนต่อแรงดันอิมพัลส์ (Impulse voltage withstand test): IEC 60076-4
 - การทดสอบอุณหภูมิเพิ่ม (Temperature rise test): IEC 60076-2
- การทดสอบพิเศษ (Special test) เป็นการทดสอบตามความต้องการของลูกค้าหรือผู้ซื้อ ซึ่งมักจะมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นพอสมควร ประกอบด้วย
 - การทดสอบความทนทานต่อการลัดวงจร (Short circuit withstand test): IEC 60076-5
 - การทดสอบความดังของเสียงรบกวน (Audible sound level test): IEC 60076-

บทที่ 5

วิธีการประเมินขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และขนาดการปรับแก้หม้อแปลง

การประเมินขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และขนาดการปรับแก้หม้อแปลงนั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุด โดยการทำลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดได้นั้นประกอบด้วยองค์ประกอบหลัก 3 ประการ คือ 1) การลดภาระทั้งหมดในระบบไฟฟ้า 2) การลดกำลังสูญเสียทั้งหมดในระบบไฟฟ้า และ 3) การเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้



รูปที่ 5.1 ขั้นตอนประเมินขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และขนาดการปรับแก้หม้อแปลง

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ภาระทางไฟฟ้าเป็นค่าคงที่ที่ถูกกำหนดไว้ให้เปลี่ยนแปลงตามช่วงเวลาจึงไม่สามารถที่จะลดภาระทางไฟฟ้าได้ ดังนั้นเราจึงลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุด

โดยการลดกำลังสูญเสียทั้งหมดในระบบไฟฟ้า และเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ (เฉพาะช่วงเวลาที่มีแสงอาทิตย์) สำหรับภาพรวมของกระบวนการประเมินขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) และขนาดการปรับแก้หม้อแปลงสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.1

5.1 การกำหนดแบบจำลองระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

แบบจำลองระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ เป็นแบบจำลองอย่างง่ายที่สร้างโดยใช้โปรแกรม DiGSILENT PowerFactory มีจุดที่สามารถติดตั้งในระบบได้สูงสุด 8 จุด โดยการเพิ่มขึ้นของกำลังติดตั้งในแต่ละจุดในระบบทำโดยการเพิ่มการขนานอินเวอร์เตอร์ (Parallel inverters) สำหรับข้อมูลทั่วไปของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แสดงไว้ในบทที่ 7

5.2 การกำหนดแบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้า

แบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้าที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ เป็นแบบจำลองอย่างง่ายที่สร้างโดยใช้โปรแกรม DiGSILENT PowerFactory มีจุดติดตั้งในระบบเพียง 1 จุด คือจุดที่เชื่อมต่อกันระหว่างกริดกับระบบไฟฟ้าที่จำลองขึ้น โดยหม้อแปลงนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อหาผลการเปลี่ยนแปลงของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของหม้อแปลง สำหรับข้อมูลทั่วไปของหม้อแปลงไฟฟ้าแสดงไว้ในบทที่ 7

5.3 การกำหนดระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่ใช้ในการศึกษาของวิทยานิพนธ์เล่มนี้เป็นระบบจำหน่าย 12.66 กิโลโวลต์ โดยประกอบด้วยจุดเชื่อมต่อทั้งหมด 34 บัส ซึ่งประกอบด้วยสวิตช์ปกปิด 31 ตัว และสวิตช์ปกติเปิด 5 ตัว เป็นระบบที่เหมาะสมสำหรับนำมาศึกษาการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าเนื่องจากมีจำนวนรูปแบบย่อยของการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าที่หลากหลาย สำหรับข้อมูลทั่วไปของระบบทดสอบแสดงไว้ในบทที่ 7

5.4 การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบสถิต

การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาของวิทยานิพนธ์เล่มนี้ คือ การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต นั่นคือการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายจะเกิดขึ้นในขั้นตอนของการวางแผน โดยข้อมูลที่ใช้ อาจเป็นข้อมูลที่เก็บเป็นรายสัปดาห์ รายเดือน หรือรายปี เพื่อนำมาใช้วิเคราะห์ระบบและปรับปรุงระบบต่อไป

ในการศึกษาของวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้มีการกำหนดตัวแปรของจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยให้ค่า $\Delta S = 2$ เนื่องจากค่า $\Delta S = 2$ เป็นค่าที่น้อยที่สุดที่เราสามารถกำหนดได้ที่ทำให้รูปแบบโครงข่ายย่อยมีจำนวนมากกว่า 1 รูปแบบ และถ้าเรากำหนดให้ค่า ΔS มีค่ามากกว่านี้จะให้จำนวนรูปแบบของโครงข่ายย่อยเพิ่มมากขึ้น ทำให้การหาคำตอบมีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้นนั่นเอง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์เล่มนี้จึงกำหนดให้ค่า $\Delta S = 2$ โดยรูปแบบโครงข่ายย่อยของจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเหลือเฉพาะรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ประเภทเดียว คือ การเปิดสวิตช์ 1 ตัว และการปิดสวิตช์ 1 ตัว จากระบบเดิม โดยรูปแบบโครงข่ายย่อยของจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จะนำมาศึกษามีทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมรูปแบบโครงข่ายของระบบเดิม) เพื่อให้ง่ายต่อการบันทึกผลจึงได้ แบ่งตารางบันทึกค่าออกเป็น 5 ตาราง ซึ่งยึดตามการเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิมโดยการปิดสวิตช์ 1 ตัว เป็นหลัก ซึ่งจะได้ลักษณะของแต่ละประเภทดังนี้

- 1) ปิดสวิตช์ S33 เพียง 1 ตัว มีทั้งหมด 9 รูปแบบ ดังแสดงในตารางที่ 5.1
- 2) ปิดสวิตช์ S34 เพียง 1 ตัว มีทั้งหมด 6 รูปแบบ ดังแสดงในตารางที่ 5.2
- 3) ปิดสวิตช์ S35 เพียง 1 ตัว มีทั้งหมด 14 รูปแบบ ดังแสดงในตารางที่ 5.3
- 4) ปิดสวิตช์ S36 เพียง 1 ตัว มีทั้งหมด 20 รูปแบบ ดังแสดงในตารางที่ 5.4
- 5) ปิดสวิตช์ S37 เพียง 1 ตัว มีทั้งหมด 10 รูปแบบ ดังแสดงในตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.1 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อปิดสวิตช์ S33 เพียง 1 ตัว

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
1.1	S2	S33
1.2	S3	S33
1.3	S4	S33
1.4	S5	S33
1.5	S6	S33
1.6	S7	S33
1.7	S18	S33
1.8	S19	S33
1.9	S20	S33

ตารางที่ 5.2 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อปิดสวิตช์ S34 เพียง 1 ตัว

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
2.1	S9	S34
2.2	S10	S34
2.3	S11	S34
2.4	S12	S34
2.5	S13	S34
2.6	S14	S34

ตารางที่ 5.3 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อปิดสวิตช์ S35 เพียง 1 ตัว

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
3.1	S2	S35
3.2	S3	S35
3.3	S4	S35
3.4	S5	S35
3.5	S6	S35
3.6	S7	S35
3.7	S8	S35
3.8	S9	S35
3.9	S10	S35
3.10	S11	S35
3.11	S18	S35
3.12	S19	S35
3.13	S20	S35
3.14	S21	S35

ตารางที่ 5.4 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อปิดสวิตช์ S36 เพียง 1 ตัว

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
4.1	S6	S36
4.2	S7	S36
4.3	S8	S36
4.4	S9	S36
4.5	S10	S36
4.6	S11	S36
4.7	S12	S36
4.8	S13	S36
4.9	S14	S36
4.10	S15	S36
4.11	S16	S36
4.12	S17	S36
4.13	S25	S36
4.14	S26	S36
4.15	S27	S36
4.16	S28	S36
4.17	S29	S36
4.18	S30	S36
4.19	S31	S36
4.20	S32	S36

ตารางที่ 5.5 รูปแบบย่อยของโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อปิดสวิตช์ S37 เพียง 1 ตัว

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม	
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์
5.1	S3	S37
5.2	S4	S37
5.3	S5	S37
5.4	S22	S37
5.5	S23	S37
5.6	S24	S37
5.7	S25	S37
5.8	S26	S37
5.9	S27	S37
5.10	S28	S37

เมื่อเราได้รูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมดที่เราต้องทำการศึกษาแล้ว เราก็จะนำรูปแบบต่าง ๆ นั้นไปทำการวิเคราะห์ให้ขั้นตอนถัดไป โดยรูปแบบที่เราต้องไปวิเคราะห์ทั้ง 60 รูปแบบ นั้นอยู่ภายใต้ขอบเขตที่กำหนด คือ ภาระทางไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อมีการไหลของกำลังไฟฟ้า และระบบไฟฟ้าเป็นแบบบัสมี

5.5 การกำหนดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบ

ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบทดสอบนั้นได้กำหนดให้มีจุดติดตั้งได้สูงสุด 8 จุด ดังนั้นจึงได้กำหนดการศึกษาแบ่งออกเป็น 3 แบบ คือ 1) มีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ 2 ตำแหน่ง 2) มีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ 5 ตำแหน่ง และ 3) มีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ 8 ตำแหน่ง

วิทยานิพนธ์นี้เพิ่มขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการเพิ่มการขนานอินเวอร์เตอร์ (Parallel inverters) นอกจากนี้เพื่อลดความซับซ้อนของปัญหาจึงมีการกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต่างกันเมื่อจำนวนตำแหน่งติดตั้งที่ต่างกัน โดยสามารถแบ่งได้ดังนี้

- 1) มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ในระบบ 2 ตำแหน่ง: กำหนดให้ขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด 100 kW และกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ระดับละ 100 kW

- 2) มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ในระบบ 5 ตำแหน่ง: กำหนดให้ขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด 100 kW และกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ระดับละ 400 kW
- 3) มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ในระบบ 8 ตำแหน่ง: กำหนดให้ขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด 100 kW และกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ระดับละ 800 kW

การเพิ่มขนาดติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์นั้น เราจะเพิ่มจนกว่าค่าต่าง ๆ ของระบบจะเกินกว่าขอบเขตที่กำหนดไว้

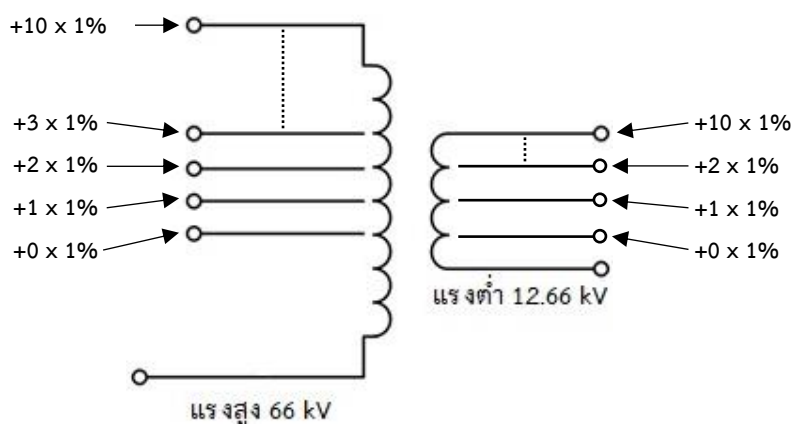
หมายเหตุ: เนื่องจากการกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ในระบบ 5 ตำแหน่ง (400 kW) และ 8 ตำแหน่ง (800 kW) มีการกำหนดค่าที่มากกว่าการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ 2 ตำแหน่ง (100 kW) ทำให้ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าต่ำกว่าค่าตอบจริง

5.6 การกำหนดการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้า

หม้อแปลงที่ติดตั้งในระบบทดสอบนั้นได้กำหนดให้มีจุดติดตั้งเพียงจุดเดียว คือ ระหว่างกริดและระบบทดสอบ จากการศึกษาพบว่าโปรแกรม DigSILENT PowerFactory นั้นกำหนดการตั้งค่าของแทปหม้อแปลงโดยการเพิ่มระดับแรงดัน จึงได้กำหนดการปรับแก้หม้อแปลงออกเป็น 2 รูปแบบ คือ 1) การเพิ่มขนาดแรงดันของหม้อแปลงด้านปฐมภูมิ และ 2) การเพิ่มขนาดแรงดันของหม้อแปลงด้านทุติยภูมิ โดยวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดเงื่อนไขปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้างดังนี้

- 1) การเพิ่มขนาดแรงดันของหม้อแปลงด้านปฐมภูมิ: กำหนดให้แทปของหม้อแปลงด้านปฐมภูมิเพิ่มขนาดแรงดันแทปละ 1% โดยสามารถปรับแก้ได้สูงสุดจำนวน 10 แทป
- 2) การเพิ่มขนาดแรงดันของหม้อแปลงด้านทุติยภูมิ: กำหนดให้แทปของหม้อแปลงทุติยภูมิเพิ่มขนาดแรงดันแทปละ 1% โดยสามารถปรับแก้ได้สูงสุดจำนวน 10 แทป

เราตั้งสมมติฐานที่ว่า การปรับขนาดแรงดันไฟฟ้าแทปละ 2.5% ตามที่การไฟฟ้ากำหนดนั้นไม่ละเอียดเพียงพอที่จะแก้ปัญหา เราจึงได้ลดขนาดของแรงดันต่อแทปลงเหลือ 1% แต่ผลรวมของแรงดันที่เปลี่ยนแปลงสูงสุดยังคงเป็น 10% ตามเดิม โดยแทปหม้อแปลงไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 แทปหม้อแปลงที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ (+10 x 1% ทั้งฝั่งแรงสูงและแรงต่ำ)

5.7 การตรวจสอบเงื่อนไขการทำงานต่าง ๆ ให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดไว้

ค่าต่าง ๆ ที่เรากำหนดมาข้างต้นจะถูกบันทึกไว้เพื่อนำไปใช้ในการพิจารณาต่อไปนั้น ต้องผ่านขอบเขตที่กำหนดไว้ทั้งหมด 4 ข้อ ดังต่อไปนี้

- 1) กระแสของสายไฟทุกเส้นในระบบต้องมีขนาดไม่เกิน 240 A (80% ของขีดจำกัดความร้อนของสาย) เพื่อให้กระแสที่ไหลผ่านสายไม่เกินขีดจำกัดความร้อนของสาย (ขีดจำกัดความร้อนของสายในระบบมีค่า 300 A) เนื่องจากจากอุณหภูมิภายนอกสายที่สูงขึ้นส่งผลให้ขีดจำกัดความร้อนของสายมีขนาดลดลง ดังนั้นจึงได้เผื่อขีดจำกัดความร้อนของสายโดยกำหนดเป็น 80% ของขีดจำกัดความร้อนของสาย
- 2) การกำหนดขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าของระบบ เนื่องจากพบปัญหาแรงดันบางตำแหน่งของจุดเชื่อมต้อมีค่าต่ำกว่าขอบเขตที่กำหนดไว้ เมื่อทำการหาค่าตอบในช่วงเวลากลางคืน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้) จึงได้แบ่งขอบเขตของแรงดันออกเป็น 2 กรณี
 - 2.1) ช่วงเวลากลางคืน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้): แรงดันไฟฟ้าทุกจุดเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้ามามีค่าไม่เกิน 1.05 p.u.
 - 2.2) ช่วงเวลากลางวัน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้): แรงดันไฟฟ้าทุกจุดเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้ามามีค่าระหว่าง 0.95 และ 1.05 p.u.
- 3) ภาระทางไฟฟ้าทุกจุดต้องมีการไหลผ่านของกระแสไฟฟ้า เนื่องจากระบบที่นำมาวิเคราะห์ต้องการให้มีการทำงานของภาระทางไฟฟ้าทุกจุดตามปกติไม่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟ เพื่อไม่ให้เกิดความเสียหายทางด้านต่าง ๆ เกิดขึ้น
- 4) ระบบไฟฟ้าต้องเป็นแบบรัศมีเท่านั้น คือ ไม่มีลูปเกิดขึ้นในระบบเมื่อมีการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบต่าง ๆ เพื่อให้ง่ายต่อการออกแบบระบบป้องกันทางไฟฟ้า

จากขอบเขตที่กล่าวมาข้างต้น เมื่อค่าต่าง ๆ ในระบบผ่านเงื่อนไขของขอบเขตทั้งหมดที่ตั้งไว้ เราจะนำไปหาค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดในขั้นตอนต่อไป โดนคราค่าทั้งหมดจะถูกบันทึกไว้เพื่อนำไปเปรียบเทียบในการหาค่าตอบที่ดีที่สุด

5.8 การหาค่ากำลังไฟฟ้าจากกริด

การหาค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดทำได้โดยการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านโปรแกรม DigSILENT PowerFactory โดยค่าที่ได้เป็นได้ทั้งค่าบวกและค่าลบ โดยจะทำการบันทึกข้อมูลของระบบที่ทำให้เกิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดค่าต่าง ๆ และจะได้คำตอบของปัญหาชุดนี้โดยเลือกจากการตั้งค่าระบบที่ทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับการตั้งค่าของระบบแบบอื่น ๆ ซึ่งคำตอบที่เราจะได้จากการหาค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดต่ำที่สุดประกอบไปด้วย รูปแบบของโครงข่ายไฟฟ้า ขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งต่าง ๆ และจำนวนการปรับแก้หม้อแปลงที่เหมาะสม เป็นต้น ซึ่งเป็นตัวเลือกให้เราตัดสินใจในการปรับปรุงระบบในอนาคต

บทที่ 6

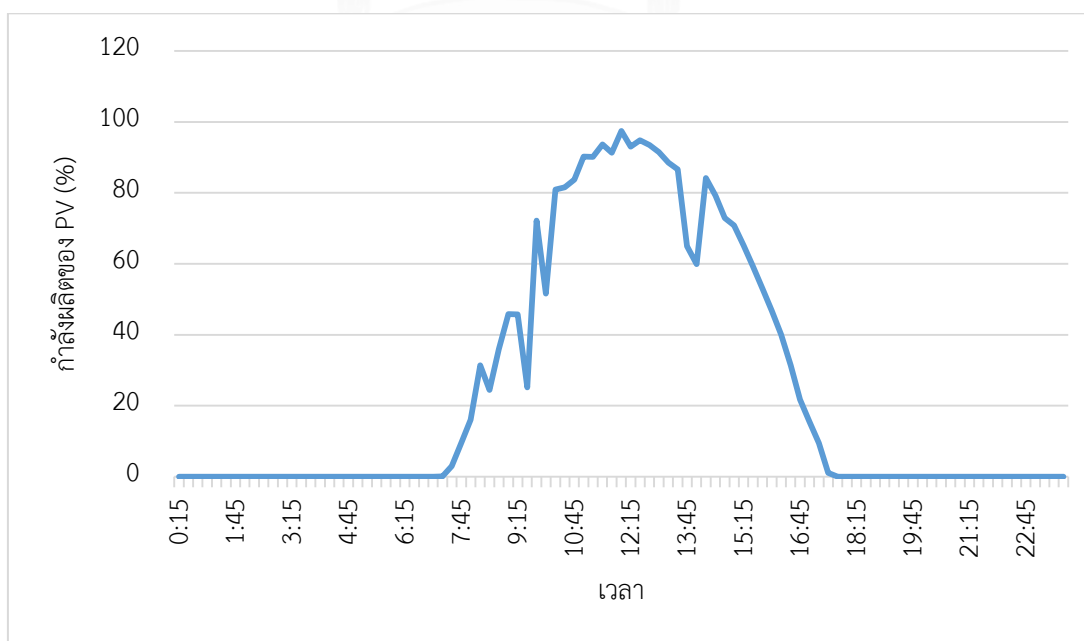
วิธีการกำหนดข้อมูลต่าง ๆ ที่ใช้ในการทดสอบ

การจำลองระบบให้มีความสมจริงมากยิ่งขึ้นนั้น ข้อมูลต่าง ๆ ที่นำมาใช้ในระบบควรเป็นข้อมูลที่มีการเปลี่ยนแปลงตามเวลา ไม่ว่าจะเป็นข้อมูลของภาระทางไฟฟ้า หรือข้อมูลกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นเราจึงสร้างโปรไฟล์ของกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และสร้างโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าขึ้น เพื่อให้ผลการจำลองสอดคล้องกับความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น

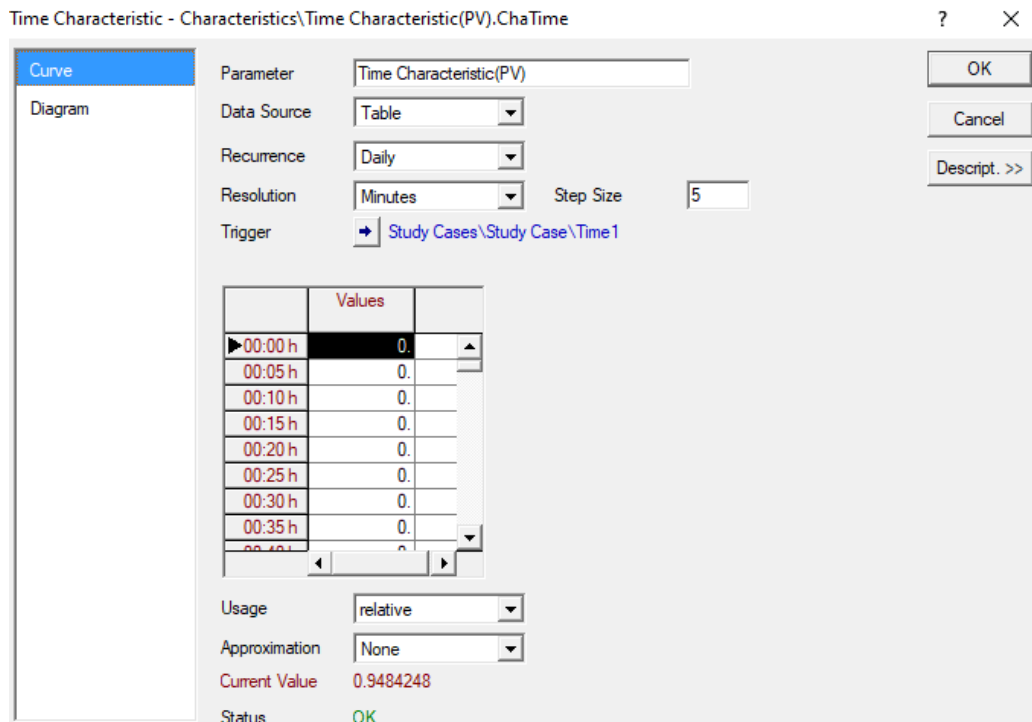
เมื่อเราทำการสร้างโปรไฟล์ของข้อมูลดังที่กล่าวมาข้างต้นแล้วพบว่า การหาคำตอบมีความซับซ้อนเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมากเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณข้อมูล ดังนั้นเราจึงกำหนดช่วงเวลาที่เหมาะสมเพื่อลดความซับซ้อนของปัญหา แต่ยังคงคำตอบที่ต้องการไว้ได้ นั่นคือ ขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะไม่เปลี่ยนแปลง ถ้าหากการเลือกช่วงเวลาในการหาคำตอบนั้นถูกต้อง

6.1 การสร้างโปรไฟล์กำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

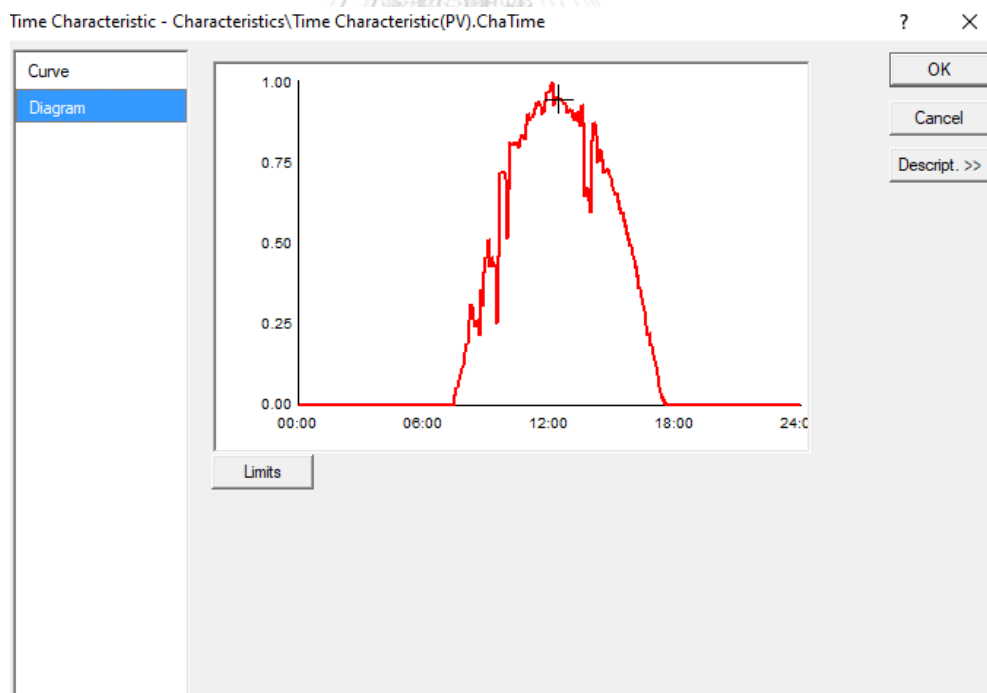
เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์มีความผันผวนขึ้นอยู่กับความเข้มของแสง และมีการเปลี่ยนแปลงตามเวลา ดังนั้นการสร้างโปรไฟล์กำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบทดสอบจึงได้นำข้อมูลมาจากดาวเทียมอาคารเจริญวิศวกรรม (ตึก 4) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในช่วงเดือนเมษายน 2556 โดยข้อมูลที่นำมาใช้เป็นข้อมูลทุก 15 นาที ดังแสดงในรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 กำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เวลาต่าง ๆ



รูปที่ 6.2 การใส่ค่าโปรไฟล์ของ PV ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory



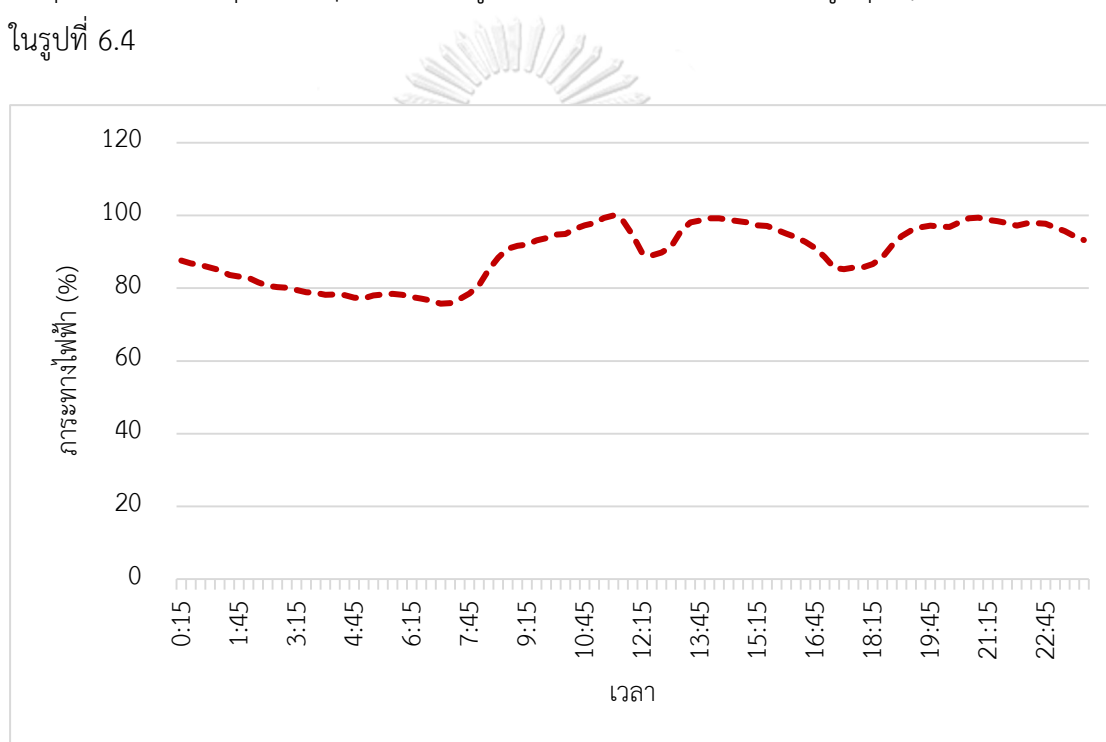
รูปที่ 6.3 กราฟแสดงโปรไฟล์ของ PV ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory

เมื่อได้ข้อมูลโปรไฟล์กำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แล้ว ก็นำข้อมูลนั้นไปใช้ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory โดยใส่ข้อมูลในระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทุกจุดในระบบ

ทดสอบ (8 ตำแหน่ง) ดังแสดงในรูปที่ 6.2 ซึ่งเราสามารถตรวจสอบความถูกต้องอย่างคร่าว ๆ ได้ด้วยการดูลักษณะกราฟของค่าที่ทำการบันทึกเอาไว้ดังแสดงในรูปที่ 6.3

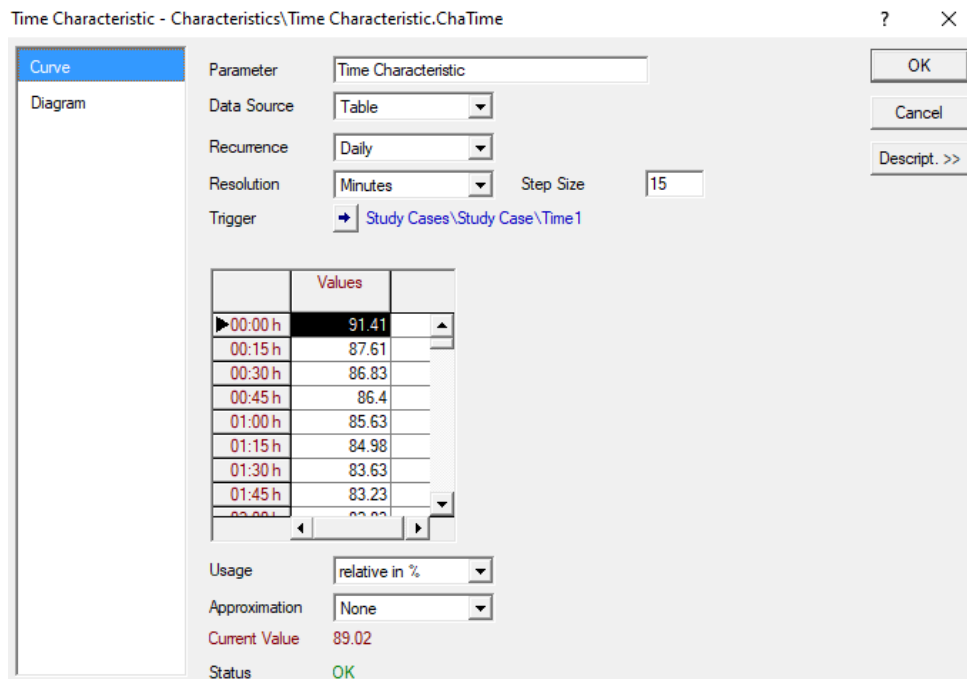
6.2 การสร้างโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ

เนื่องจากภาระทางไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงตามเวลา ดังนั้นการสร้างโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าทั้งหมดในระบบทดสอบจึงได้นำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วงเดือนพฤษภาคม 2560 โดยพิจารณาจากค่าเฉลี่ยของวันทำงาน (วันจันทร์ถึงวันศุกร์ ไม่รวมวันหยุดนักขัตฤกษ์) โดยข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นข้อมูลทุก ๆ 15 นาที ดังแสดงในรูปที่ 6.4

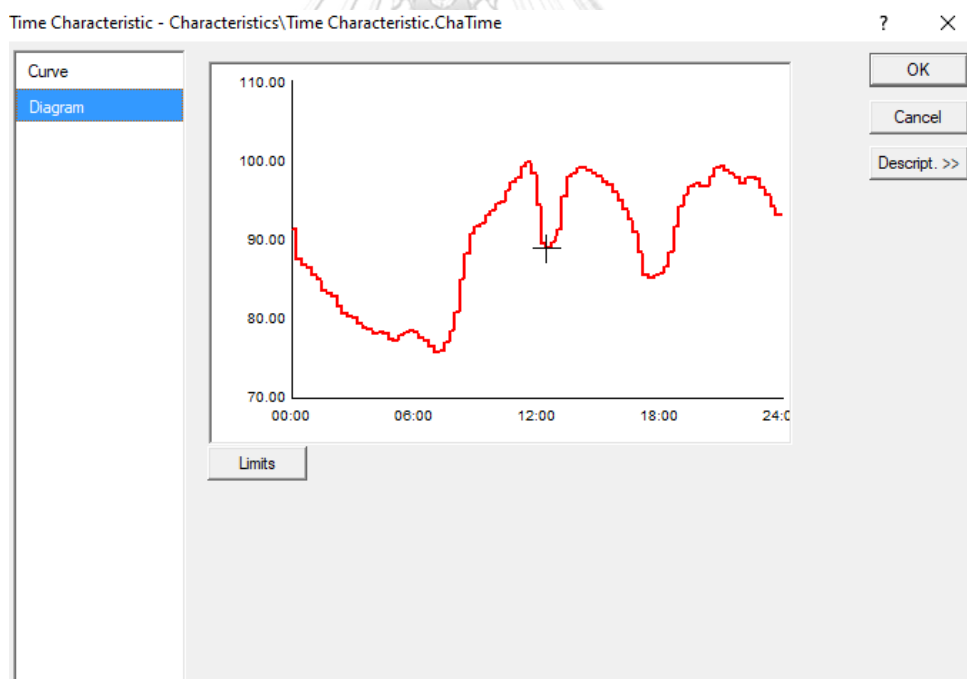


รูปที่ 6.4 ภาระทางไฟฟ้าของระบบทดสอบที่เวลาต่าง ๆ

เมื่อได้ข้อมูลโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าทั้งหมดในระบบทดสอบแล้ว ก็นำข้อมูลนั้นไปใช้ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory โดยใส่ข้อมูลในภาระทางไฟฟ้าทุกจุดในระบบทดสอบ (32 ตำแหน่ง) ดังแสดงในรูปที่ 6.5 ซึ่งเราสามารถตรวจสอบความถูกต้องอย่างคร่าว ๆ ได้ด้วยการดูลักษณะกราฟของค่าที่ทำการบันทึกเอาไว้ดังแสดงในรูปที่ 6.6



รูปที่ 6.5 การใส่ค่าโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory



รูปที่ 6.6 กราฟแสดงโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory

6.3 การกำหนดช่วงเวลาในการทดสอบ

จากการสร้างโปรไฟล์ของกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโปรไฟล์ของภาระทางไฟฟ้านั้น ทำให้การหาค่าตอบของปัญหามีความซับซ้อนเป็นอย่างมาก เพื่อลดความซับซ้อน

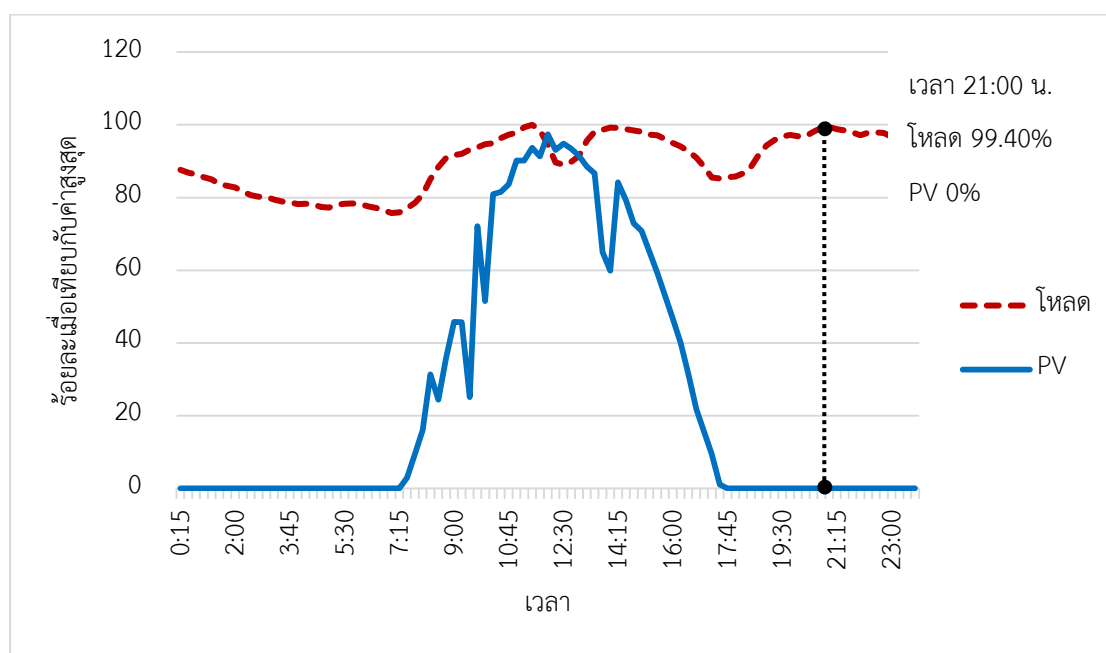
ของปัญหาเราจึงกำหนดช่วงเวลาทำการทดสอบ ซึ่งการเลือกช่วงเวลานั้นต้องเป็นเวลาที่เหมาะสมจึงจะได้คำตอบที่ถูกต้องของปัญหา ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงแบ่งออกเป็น 2 ช่วงเวลาดังนี้

6.3.1 ช่วงเวลากลางคืน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้)

ตารางที่ 6.1 ค่าของภาระทางไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้า

เวลา	โหลด (%)	PV (%)	เวลา	โหลด (%)	PV (%)
0:15	87.61	0	7:00	75.75	0
0:30	86.83	0	17:45	85.64	0
0:45	86.40	0	18:00	85.78	0
1:00	85.63	0	18:15	86.66	0
1:15	84.98	0	18:30	88.51	0
1:30	83.63	0	18:45	91.77	0
1:45	83.23	0	19:00	94.34	0
2:00	82.83	0	19:15	95.84	0
2:15	81.61	0	19:30	96.79	0
2:30	80.68	0	19:45	97.23	0
2:45	80.27	0	20:00	96.90	0
3:00	80.12	0	20:15	96.85	0
3:15	79.48	0	20:30	98.11	0
3:30	78.92	0	20:45	99.19	0
3:45	78.71	0	21:00	99.40	0
4:00	78.19	0	21:15	98.80	0
4:15	78.28	0	21:30	98.48	0
4:30	78.12	0	21:45	97.94	0
4:45	77.42	0	22:00	97.17	0
5:00	77.25	0	22:15	97.84	0
5:15	78.02	0	22:30	97.92	0
5:30	78.28	0	22:45	97.72	0
5:45	78.42	0	23:00	96.68	0
6:00	78.20	0	23:15	95.73	0
6:15	77.61	0	23:30	94.28	0
6:30	77.17	0	23:45	93.26	0
6:45	76.57	0	24:00	91.41	0

เวลาที่ใช้ทดสอบในช่วงกลางคืนเลือกจากเวลาที่ภาระทางไฟฟ้าสูงที่สุด เนื่องจากการที่ระบบทดสอบนั้นมีการรับไฟฟ้าจากกริดเพียงแหล่งเดียว การที่ภาระทางทางไฟฟ้ามีค่ามากที่สุดจะเป็นกรณีที่เลวร้ายที่สุดของการเกิดปัญหาต่าง ๆ เช่น แรงดันตกที่ปลายสาย ดังนั้นถ้าเราสามารถแก้ปัญหาจากกรณีที่เลวร้ายที่สุดได้ คำตอบที่ได้นี้ก็สามารถแก้ปัญหาในช่วงเวลาอื่น ๆ ได้เช่นกัน โดยจากตารางที่ 6.1 จะพบว่าช่วงเวลาที่เลือกคือ 21:00 นาฬิกา เป็นช่วงเวลาที่ภาระทั้งหมดในระบบมีค่า 99.40% ของภาระทางระบบสูงสุด โดยกราฟแสดงช่วงเวลาที่เลือกแสดงดังรูปที่ 6.7



รูปที่ 6.7 กราฟแสดงเวลาที่นำมาทดสอบ เมื่อระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้

6.3.2 ช่วงเวลากลางวัน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้)

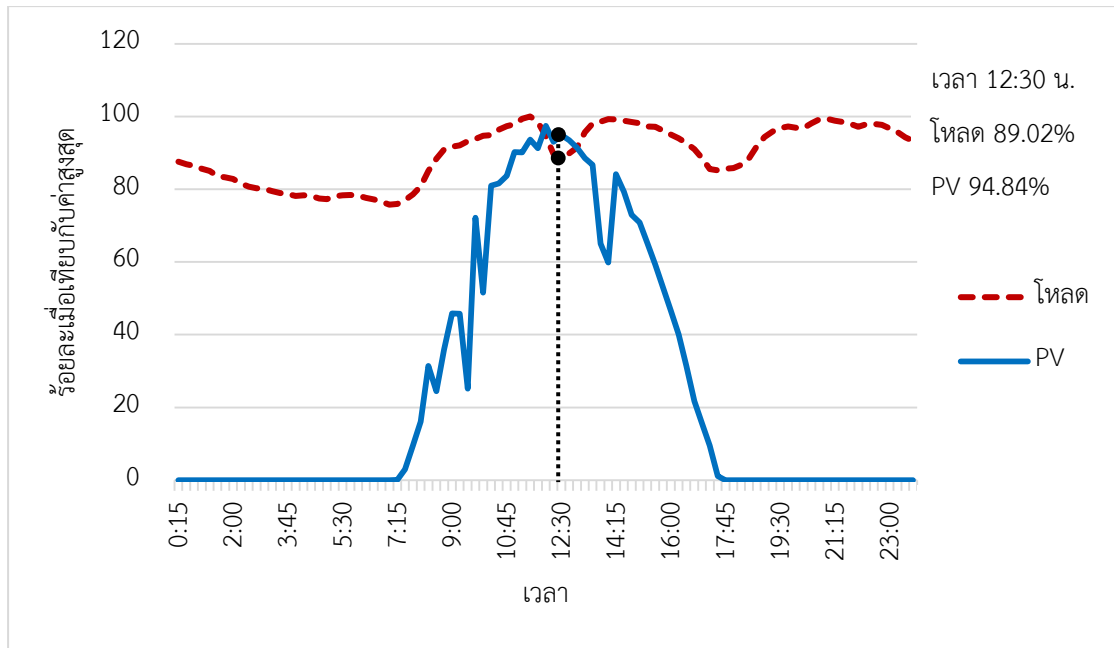
การกำหนดช่วงเวลาทดสอบในตอนกลางวันนั้น เลือกด้วยการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบผ่านโปรแกรม DigSILENT PowerFactory โดยการหาขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุดที่สามารถติดตั้งได้ที่บริเวณบัส 32 ของระบบทดสอบในแต่ละช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ ซึ่งขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุดนั้นต้องอยู่ภายใต้ขอบเขตที่กำหนดไว้ เช่น ซีตจำกัดของกระแส ซีตจำกัดด้านแรงดัน เป็นต้น โดยขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ช่วงเวลาต่าง ๆ แสดงในตารางที่ 6.2

การเลือกช่วงเวลาที่นำมาทดสอบจะเลือกจากช่วงเวลาที่ทำให้ขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าต่ำที่สุด นั่นก็คือ เวลา 12:30 น. มีการใช้งานโหลด 89.02% ของโหลดสูงสุด

และพลังงานไฟฟ้าที่ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตได้เป็น 94.84% ของขนาดติดตั้ง โดยกราฟแสดงเวลาที่นำมาทดสอบสำหรับช่วงเวลากลางวันแสดงดังรูปที่ 6.8

ตารางที่ 6.2 ขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ช่วงเวลาต่าง ๆ

เวลา	โหลด (%)	PV (%)	ขนาดติดตั้งของ PV (kW)	เวลา	โหลด (%)	PV (%)	ขนาดติดตั้งของ PV (kW)
07:15	75.91	0.05	6,000,000+	13:00	91.40	91.47	3,590
07:30	77.04	2.94	100,520	13:15	95.63	88.51	3,820
07:45	78.56	9.55	31,350	13:30	98.08	86.65	3,970
08:00	80.82	16.04	18,980	13:45	98.59	65.00	5,310
08:15	85.04	31.38	10,010	14:00	99.27	59.87	5,800
08:30	88.38	24.43	13,180	14:15	99.20	84.17	4,120
08:45	90.88	35.87	9,140	14:30	98.81	79.25	4,360
09:00	91.66	45.81	7,190	14:45	98.44	72.91	4,730
09:15	92.03	45.76	7,220	15:00	98.10	70.80	4,860
09:30	93.16	25.14	13,250	15:15	97.29	65.17	5,250
09:45	93.79	72.18	4,630	15:30	97.12	59.24	5,770
10:00	94.70	51.57	6,520	15:45	96.10	52.99	6,410
10:15	94.91	80.92	4,160	16:00	95.04	46.76	7,210
10:30	96.35	81.54	4,170	16:15	94.02	40.03	8,370
10:45	97.32	83.70	4,090	16:30	92.71	31.43	10,560
11:00	97.88	90.20	3,810	16:45	91.00	21.74	15,080
11:15	99.33	90.15	3,850	17:00	88.55	15.58	20,690
11:30	100.00	93.68	3,720	17:15	85.54	9.46	33,350
11:45	98.52	91.29	3,780	17:30	85.23	1.11	284,510
12:00	94.55	97.40	3,450				
12:15	89.65	93.06	3,490				
12:30	89.02	94.84	3,410				
12:45	89.83	93.46	3,480				



รูปที่ 6.8 กราฟแสดงเวลาที่นำมาทดสอบ เมื่อระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้

บทที่ 7

ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบและการกำหนดกรณีศึกษา

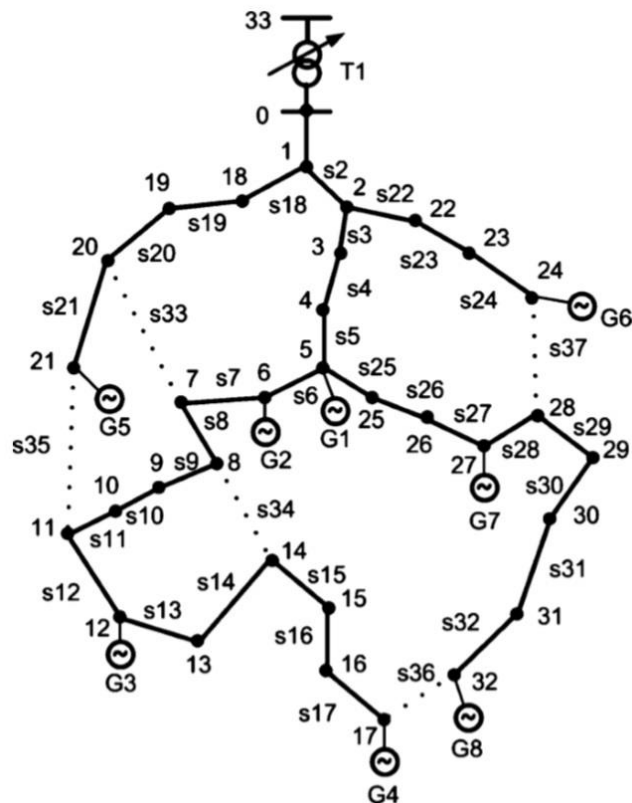
ในบทนี้ได้กล่าวถึงข้อมูลสำคัญที่ใช้ในการทดสอบของวิทยานิพนธ์ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นข้อมูลจากบทความอื่น ๆ นอกจากนี้ยังกล่าวถึงการกำหนดกรณีศึกษาที่มีในวิทยานิพนธ์นี้ด้วย โดยการนำเสนอในบทนี้ประกอบด้วย 2 หัวข้อ ได้แก่

- 1) ข้อมูลระบบทดสอบ
- 2) การกำหนดกรณีศึกษา

7.1 ข้อมูลระบบทดสอบ

ข้อมูลต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบทดสอบได้นำเสนอเป็นลำดับดังต่อไปนี้

7.1.1 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ

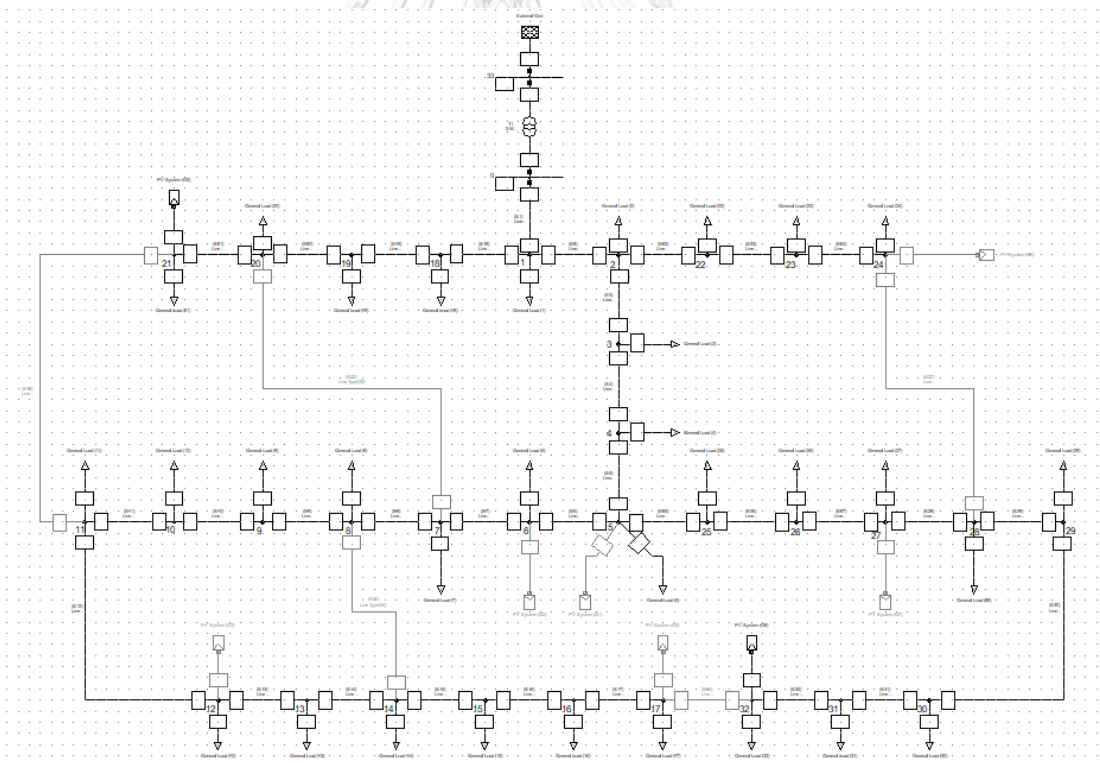


รูปที่ 7.1 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส [8]

ระบบทดสอบของวิทยานิพนธ์ที่แสดงไว้ในรูป 7.1 คือ ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 12.66 กิโลโวลต์ เป็นระบบทดสอบที่มีส่วนประกอบต่าง ๆ ดังนี้

- มีจุดเชื่อมต่อทางไฟฟ้าทั้งหมด 34 จุด
- มีสายส่งทั้งหมด 37 เส้น ในระบบทดสอบ
- ประกอบด้วยสวิตช์ปกติปิด 31 ตัว (S2 ถึง S32)
- ประกอบด้วยสวิตช์ปกติเปิด 5 ตัว (S33 ถึง S37)
- มีสายป้อนจำนวน 1 เส้น ที่เชื่อมต่อกับกริด
- มีตำแหน่งที่สามารถติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบทดสอบได้สูงสุด 8 ตำแหน่ง (G1 ถึง G8)
- ประกอบด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 1 ตัว เป็นหม้อแปลง 3 เฟส ขนาดแรงดัน 66/12.66 kV โดยกำหนดแทปแยกไว้เป็น $+10 \times 1.0\%$ ทั้งทางด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิ

7.1.2 ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบทดสอบ



รูปที่ 7.2 ระบบทดสอบ 34 บัส เมื่อจำลองด้วยโปรแกรม DigSILENT PowerFactory

ระบบทดสอบถูกจำลองในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory ดังแสดงในรูปที่ 7.2 ซึ่งข้อมูลอุปกรณ์ต่าง ๆ ของระบบทดสอบมีดังต่อไปนี้

- Location -> จุดเชื่อมต่อ (Node/bus): รายชื่อจุดเชื่อมต่อต่าง ๆ ของระบบทดสอบ 34 จุด แสดงดังตารางที่ 7.1
- สายส่ง -> Location: รายชื่อของสายส่งทั้งหมด 37 เส้น ในระบบทดสอบ พร้อมทั้งบอก ตำแหน่งการเชื่อมต่อของสายส่งแต่ละเส้นแสดงในตารางที่ 7.2
- สายส่ง -> จุดเชื่อมต่อ (Node/bus): รายชื่อของสายส่งทั้งหมด 37 เส้น พร้อมทั้งบอก ลักษณะการเชื่อมต่อว่าเป็นการเชื่อมต่อระหว่างโหนดใดแสดงในตารางที่ 7.3

ตารางที่ 7.1 รายชื่อจุดเชื่อมต่อต่าง ๆ ของระบบทดสอบ

Location	ชื่อบัส หรือจุด Node	Location	ชื่อบัส หรือจุด Node
33	External Grid	16	Node 16
0	T1 2-W	17	Node 17
1	Node 1	18	Node 18
2	Node 2	19	Node 19
3	Node 3	20	Node 20
4	Node 4	21	Node 21
5	Node 5	22	Node 22
6	Node 6	23	Node 23
7	Node 7	24	Node 24
8	Node 8	25	Node 25
9	Node 9	26	Node 26
10	Node 10	27	Node 27
11	Node 11	28	Node 28
12	Node 12	29	Node 29
13	Node 13	30	Node 30
14	Node 14	31	Node 31
15	Node 15	32	Node 32

ตารางที่ 7.2 รายชื่อสายส่งทั้งหมดของระบบทดสอบ

Element	ชื่อสายส่ง	From Location	To Location
1	S1	0	1
2	S2	1	2
3	S3	2	3
4	S4	3	4
5	S5	4	5
6	S6	5	6
7	S7	6	7
8	S8	7	8
9	S9	8	9
10	S10	9	10
11	S11	10	11
12	S12	11	12
13	S13	12	13
14	S14	13	14
15	S15	14	15
16	S16	15	16
17	S17	16	17
18	S18	17	18
19	S19	18	19
20	S20	19	20
21	S21	20	21
22	S22	2	22
23	S23	22	23
24	S24	23	24
25	S25	5	25
26	S26	25	26
27	S27	26	27
28	S28	27	28
29	S29	28	29
30	S30	29	30
31	S31	30	31
32	S32	31	32
33	S33	20	7
34	S34	8	14
35	S35	21	11
36	S36	17	32
37	S37	24	28

ตารางที่ 7.3 รายชื่อสายส่งที่เชื่อมต่อไปยังบัสต่างๆ ของระบบทดสอบ

Element	ชื่อสายส่ง	From Bus/Node	To Bus/Node	Element	ชื่อสายส่ง	From Bus/Node	To Bus/Node
1	S1	T1 2-W	Node 1	20	S20	Node 19	Node 20
2	S2	Node 1	Node 2	21	S21	Node 20	Node 21
3	S3	Node 2	Node 3	22	S22	Node 2	Node 22
4	S4	Node 3	Node 4	23	S23	Node 22	Node 23
5	S5	Node 4	Node 5	24	S24	Node 23	Node 24
6	S6	Node 5	Node 6	25	S25	Node 5	Node 25
7	S7	Node 6	Node 7	26	S26	Node 25	Node 26
8	S8	Node 7	Node 8	27	S27	Node 26	Node 27
9	S9	Node 8	Node 9	28	S28	Node 27	Node 28
10	S10	Node 9	Node 10	29	S29	Node 28	Node 29
11	S11	Node 10	Node 11	30	S30	Node 29	Node 30
12	S12	Node 11	Node 12	31	S31	Node 30	Node 31
13	S13	Node 12	Node 13	32	S32	Node 31	Node 32
14	S14	Node 13	Node 14	33	S33	Node 20	Node 7
15	S15	Node 14	Node 15	34	S34	Node 8	Node 14
16	S16	Node 15	Node 16	35	S35	Node 21	Node 11
17	S17	Node 16	Node 17	36	S36	Node 17	Node 32
18	S18	Node 1	Node 18	37	S37	Node 24	Node 28
19	S19	Node 18	Node 19				

7.1.3 ข้อมูลเฉพาะของระบบทดสอบ

Br. No	Rc. Nd.	Sn. Nd.	Br. r(ohm)	Pm. x(ohm)	Sn. PL(kW)	Node QL(kvar)	V **2	Br. No	Rc. Nd.	Sn. Nd.	Br. r(ohm)	Pm. x(ohm)	Sn. PL(kW)	Node QL(kvar)	V **2	----- TIE LINES -----						
																Br. No	Rc. Nd.	Sn. Nd.	Br. r(ohm)	Pm. x(ohm)		
1	0	1	0.0922	0.0470	100.00	60.00	0.9927	18	1	18	0.1640	0.1565	90.00	40.00	0.9916	33	7	20	2.0000	2.0000		
2	1	2	0.4930	0.2511	90.00	40.00	0.9574	19	18	19	1.5042	1.3554	90.00	40.00	0.9845	34	8	14	2.0000	2.0000		
3	2	3	0.3660	0.1864	120.00	80.00	0.9374	20	19	20	0.4095	0.4784	90.00	40.00	0.9831	35	11	21	2.0000	2.0000		
4	3	4	0.3911	0.1941	60.00	30.00	0.9176	21	20	21	0.7089	0.9373	90.00	40.00	0.9818	36	17	32	0.5000	0.5000		
5	4	5	0.8190	0.7070	60.00	20.00	0.8707	22	2	22	0.4512	0.3083	90.00	50.00	0.9504	37	24	28	0.5000	0.5000		
6	5	6	0.1872	0.6188	200.00	100.00	0.8641	23	22	23	0.8980	0.7091	420.00	200.00	0.9373							
7	6	7	0.7114	0.2351	200.00	100.00	0.8550	24	23	24	0.8960	0.7011	420.00	200.00	0.9309							
8	7	8	1.0300	0.7400	60.00	20.00	0.8432	25	5	25	0.2030	0.1034	60.00	25.00	0.8643							
9	8	9	1.0440	0.7400	60.00	20.00	0.8324	26	25	26	0.2842	0.1447	60.00	25.00	0.8557							
10	9	10	0.1966	0.0650	45.00	30.00	0.8308	27	26	27	1.0590	0.9337	60.00	20.00	0.8201							
11	10	11	0.3744	0.1238	60.00	35.00	0.8280	28	27	28	0.8042	0.7006	120.00	70.00	0.7945							
12	11	12	1.4680	1.1550	60.00	35.00	0.8167	29	28	29	0.5075	0.2585	200.00	600.00	0.7816							
13	12	13	0.5416	0.7129	120.00	80.00	0.8125	30	29	30	0.9744	0.9630	150.00	70.00	0.7739							
14	13	14	0.5910	0.5260	60.00	10.00	0.8099	31	30	31	0.3105	0.3619	210.00	100.00	0.7723							
15	14	15	0.7463	0.5450	60.00	20.00	0.8074	32	31	32	0.3410	0.5302	60.00	40.00	0.7717							
16	15	16	1.2890	1.7210	60.00	20.00	0.8037															
17	16	17	0.7320	0.5740	90.00	40.00	0.8026															

รูปที่ 7.3 ข้อมูลเฉพาะของระบบทดสอบ [8]

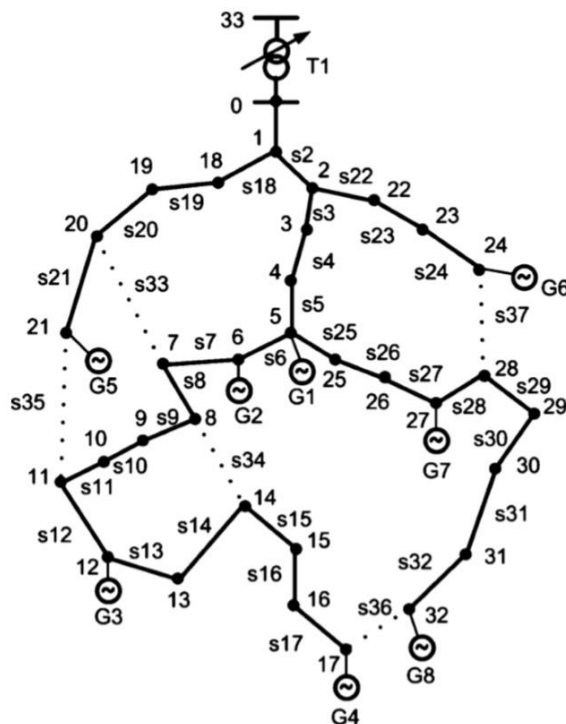
ข้อมูลต่าง ๆ ของระบบทดสอบไม่ว่าจะเป็นความต้านทานของสายส่งแต่ละเส้น กำลังไฟฟ้าจริงของภาระทางไฟฟ้าแต่ละจุดเชื่อมต่อ หรือแม้กระทั่งกำลังไฟฟ้าเสมือนของแต่ละจุดเชื่อมต่อของระบบทดสอบล้วนแสดงในรูปที่ 7.3 โดยระบบนี้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 3.715 MW และ 2.3 Mvar

7.2 การกำหนดกรณีศึกษา

วิทยานิพนธ์นี้ได้แบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 2 สถานการณ์ใหญ่ ๆ คือ สถานการณ์ที่ไม่มีการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้า และสถานการณ์ที่มีการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งสิ่งที่ทุกกรณีกำหนดเหมือนกันคือค่า $\Delta S = 2$ โดยมีกรณีศึกษารวมทั้งหมดเป็น 8 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 7.4

1) สถานการณ์ A: ไม่มีการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้า มีทั้งหมด 4 กรณี ดังที่จะกล่าวต่อไป

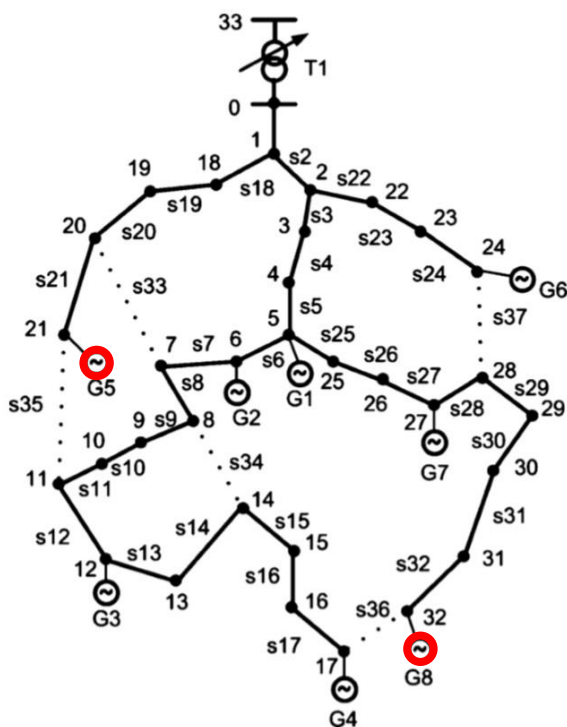
1.1) กรณี A1: กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 21:00 น. (ไม่มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 99.40% ของโหลดสูงสุด) โดยแผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 7.4



รูปที่ 7.4 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี A1 [8]

1.2) กรณี A2: กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลด

ของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 2 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G5 และ G8 โดยแผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 7.5

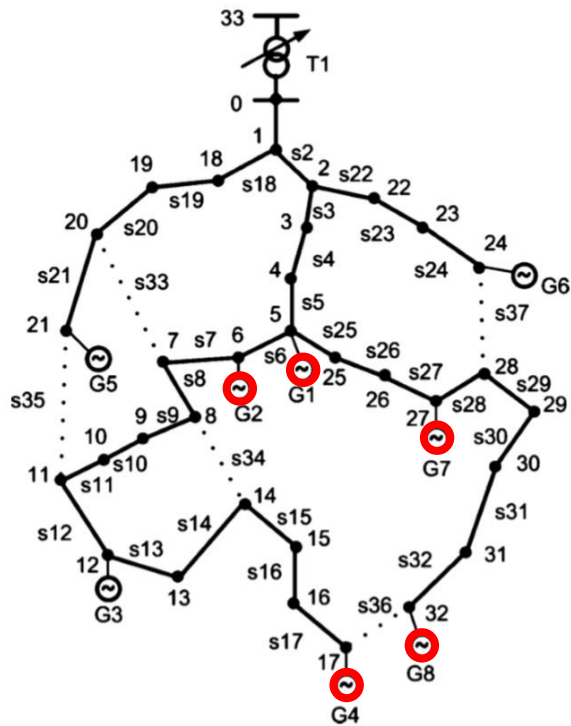


รูปที่ 7.5 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี A2 [8]

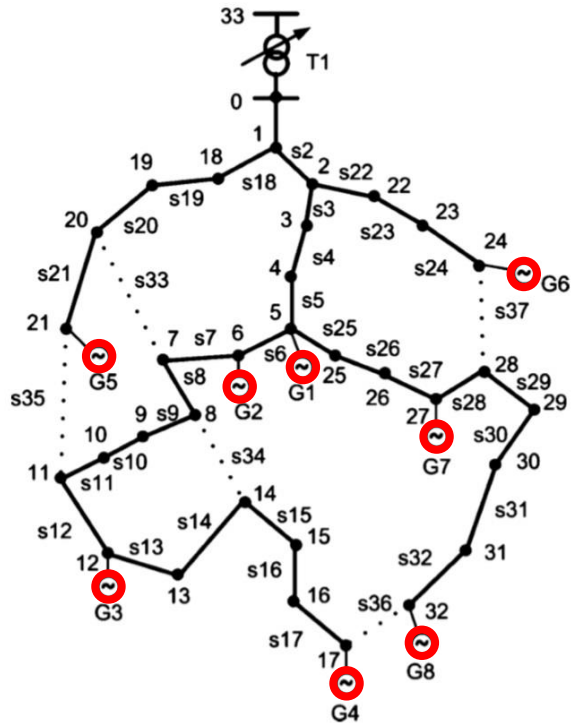
1.3) กรณี A3: กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 5 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G1, G2, G4, G7 และ G8 โดยแผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 7.6

1.4) กรณี A4: กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 8 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G1 ถึง G8 โดยแผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 7.7

2) สถานการณ์ B: มีการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้า โดยทำการกำหนดแทบแยกไว้เป็น +10 x 1.0% ทั้งทางด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิ มีทั้งหมด 4 กรณี ดังที่จะกล่าวต่อไปนี้



รูปที่ 7.6 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี A3 [8]



รูปที่ 7.7 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี A4 [8]

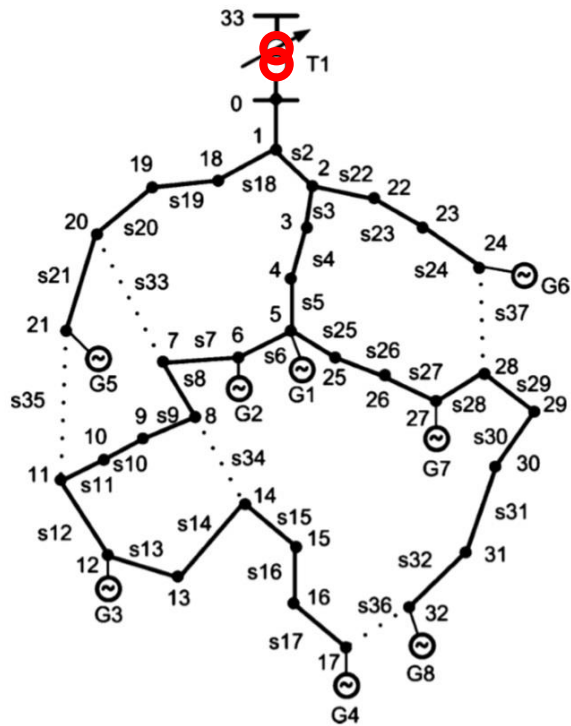
2.1) กรณี B1: กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 21:00 น. (ไม่มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 99.40% ของโหลดสูงสุด) โดยแผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 7.8

2.2) กรณี B2: กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 2 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G5 และ G8 โดยแผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 7.9

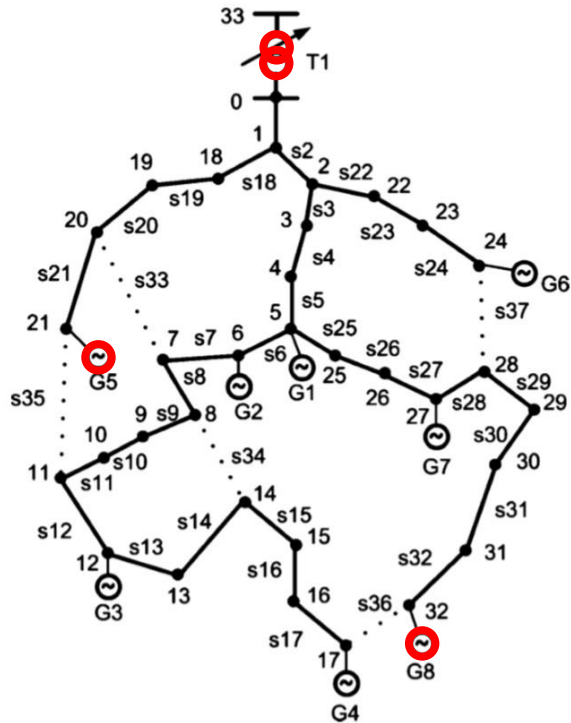
2.3) กรณี B3: กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 5 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G1, G2, G4, G7 และ G8 โดยแผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 7.10

2.4) กรณี B4: กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 8 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G1 ถึง G8 โดยแผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบแสดงดังรูปที่ 7.11

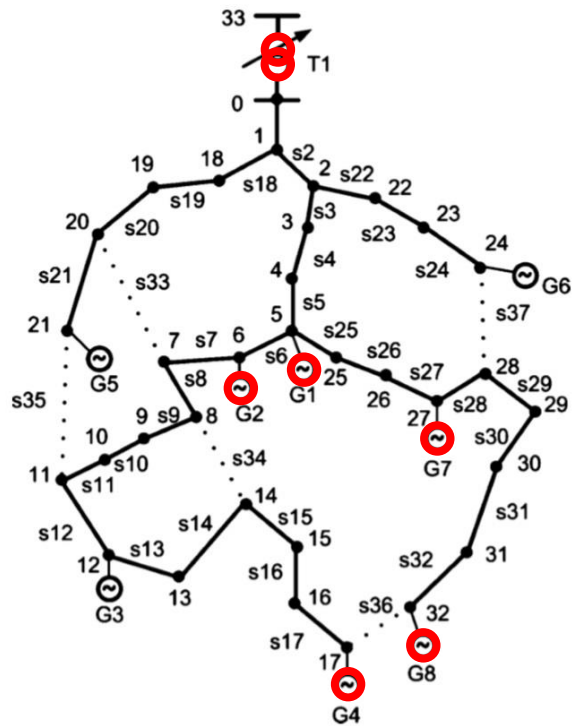
ในแต่ละกรณีศึกษาที่กำหนดขึ้นจะมีการประเมินขนาดติดตั้งที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตำแหน่งของการปรับแก้หม้อแปลง และรูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายไฟฟ้าที่ดีที่สุด โดยที่ค่าต่าง ๆ ของระบบทดสอบอยู่ภายในขอบเขตที่กำหนดไว้ โดยสิ่งที่บ่งชี้คุณภาพของคำตอบคือ การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด ยังมีค่าน้อยคำตอบของระบบยังมีคุณภาพมาก (สามารถเป็นค่าลบได้) โดยเราสามารถนำผลลัพธ์ที่ได้ไปพัฒนาระบบให้มีประสิทธิภาพให้ดียิ่งขึ้น



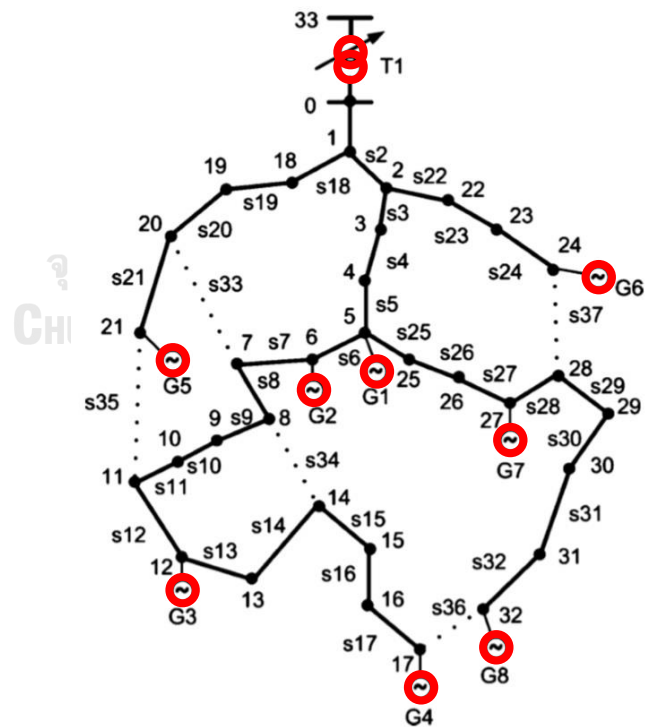
รูปที่ 7.8 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี B1 [8]



รูปที่ 7.9 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี B2 [8]



รูปที่ 7.10 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี B3 [8]



รูปที่ 7.11 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบ 34 บัส ในกรณี B4 [8]

ตารางที่ 7.4 กรณีศึกษาของวิทยานิพนธ์

กรณี	การปรับแบบทอแม็แปลง		ช่วงเวลา		จำนวนตำแหน่งติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์			
	ไม่มี	มี	กลางคืน	กลางวัน	ไม่มี	2 ตำแหน่ง	5 ตำแหน่ง	8 ตำแหน่ง
A1	✓		✓		✓			
A2	✓			✓		✓		
A3	✓			✓			✓	
A4	✓			✓				✓
B1		✓	✓		✓			
B2		✓		✓		✓		
B3		✓		✓			✓	
B4		✓		✓				✓

Y

บทที่ 8

ผลการทดสอบและการวิเคราะห์

ในบทนี้เป็นการนำเสนอผลการทดสอบและการวิเคราะห์ระบบทดสอบของกรณีศึกษาต่าง ๆ ตามที่ได้กำหนดขึ้น เพื่อให้บรรลุผลตามวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลัก ๆ คือ ผลการทดสอบของกรณีศึกษาทั้งหมด และการเปรียบเทียบระหว่างกรณีศึกษาแบบต่าง ๆ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.1 ผลการทดสอบของกรณีศึกษา

ผลการทดสอบของกรณีศึกษาของทั้ง 8 กรณี มีดังต่อไปนี้

8.1.1 สถานการณ์ A: ไม่มีการปรับแทปของหม้อแปลงไฟฟ้า

8.1.1.1 กรณี A1

กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 21:00 น. (ไม่มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 99.40% ของโหลดสูงสุด)

ตารางที่ 8.1 กรณี A1 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
			< 1.05	> 0.95	
ระบบเดิม	202	3,893	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 17)	0.21 (S1)
1.1	894	4,586	1.00 (Ex. Grid)	0.74 (Node 32)	0.25 (S1)
1.2	398	4,090	1.00 (Ex. Grid)	0.82 (Node 32)	0.22 (S1)
1.3	360	4,053	1.00 (Ex. Grid)	0.83 (Node 32)	0.22 (S1)
1.4	344	4,037	1.00 (Ex. Grid)	0.83 (Node 32)	0.22 (S1)
1.5	162	3,855	1.00 (Ex. Grid)	0.92 (Node 17)	0.21 (S1)
1.6	158	3,850	1.00 (Ex. Grid)	0.93 (Node 17)	0.21 (S1)
1.7	249	3,940	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 17)	0.21 (S1)
1.8	235	3,926	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 17)	0.21 (S1)
1.9	223	3,914	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 17)	0.21 (S1)

ตารางที่ 8.2 กรณี A1 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังไฟฟ้า สูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)	แรงดันไฟฟ้า สูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
			< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	202	3,893	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 17)	0.21 (S1)
2.1	201	3,893	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 9)	0.21 (S1)
2.2	199	3,891	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 32)	0.21 (S1)
2.3	198	3,889	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 32)	0.21 (S1)
2.4	196	3,888	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 32)	0.21 (S1)
2.5	195	3,887	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 32)	0.21 (S1)
2.6	195	3,887	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 32)	0.21 (S1)

ตารางที่ 8.3 กรณี A1 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังไฟฟ้า สูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)	แรงดันไฟฟ้า สูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
			< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	202	3,893	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 17)	0.21 (S1)
3.1	ไม่สามารถหาค่าตอบได้จากการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า				
3.2	655	4,347	1.00 (Ex. Grid)	0.72 (Node 32)	0.24 (S1)
3.3	569	4,261	1.00 (Ex. Grid)	0.74 (Node 32)	0.23 (S1)
3.4	534	4,226	1.00 (Ex. Grid)	0.75 (Node 32)	0.23 (S1)
3.5	167	3,859	1.00 (Ex. Grid)	0.92 (Node 17)	0.21 (S1)
3.6	156	3,848	1.00 (Ex. Grid)	0.93 (Node 32)	0.21 (S1)
3.7	153	3,845	1.00 (Ex. Grid)	0.93 (Node 32)	0.21 (S1)
3.8	153	3,845	1.00 (Ex. Grid)	0.93 (Node 32)	0.21 (S1)
3.9	154	3,847	1.00 (Ex. Grid)	0.92 (Node 32)	0.21 (S1)
3.10	156	3,848	1.00 (Ex. Grid)	0.92 (Node 32)	0.21 (S1)
3.11	266	3,957	1.00 (Ex. Grid)	0.89 (Node 17)	0.21 (S1)
3.12	247	3,938	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 17)	0.21 (S1)
3.13	230	3,921	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 17)	0.21 (S1)
3.14	215	3,906	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 17)	0.21 (S1)

ตารางที่ 8.4 กรณี A1 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังไฟฟ้า สูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)	แรงดันไฟฟ้า สูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
			< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	202	3,893	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 17)	0.21 (S1)
4.1	404	4,096	1.00 (Ex. Grid)	0.78 (Node 6)	0.22 (S1)
4.2	321	4,009	1.00 (Ex. Grid)	0.82 (Node 7)	0.22 (S1)
4.3	267	3,957	1.00 (Ex. Grid)	0.85 (Node 8)	0.21 (S1)
4.4	255	3,946	1.00 (Ex. Grid)	0.86 (Node 9)	0.21 (S1)
4.5	245	3,936	1.00 (Ex. Grid)	0.87 (Node 10)	0.21 (S1)
4.6	237	3,928	1.00 (Ex. Grid)	0.87 (Node 11)	0.21 (S1)
4.7	228	3,919	1.00 (Ex. Grid)	0.88 (Node 12)	0.21 (S1)
4.8	220	3,911	1.00 (Ex. Grid)	0.89 (Node 13)	0.21 (S1)
4.9	208	3,900	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 14)	0.21 (S1)
4.10	205	3,897	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 15)	0.21 (S1)
4.11	203	3,895	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 16)	0.21 (S1)
4.12	202	3,893	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 17)	0.21 (S1)
4.13	524	4,217	1.00 (Ex. Grid)	0.73 (Node 25)	0.23 (S1)
4.14	487	4,180	1.00 (Ex. Grid)	0.75 (Node 26)	0.23 (S1)
4.15	454	4,147	1.00 (Ex. Grid)	0.76 (Node 27)	0.23 (S1)
4.16	426	4,119	1.00 (Ex. Grid)	0.77 (Node 28)	0.22 (S1)
4.17	369	4,062	1.00 (Ex. Grid)	0.79 (Node 29)	0.22 (S1)
4.18	238	3,928	1.00 (Ex. Grid)	0.86 (Node 30)	0.21 (S1)
4.19	217	3,909	1.00 (Ex. Grid)	0.88 (Node 31)	0.21 (S1)
4.20	203	3,894	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 32)	0.21 (S1)

ตารางที่ 8.5 กรณี A1 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังไฟฟ้า สูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)	แรงดันไฟฟ้า สูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
			< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	202	3,893	1.00 (Ex. Grid)	0.91 (Node 17)	0.21 (S1)
5.1	412	4,104	1.00 (Ex. Grid)	0.82 (Node 17)	0.22 (S1)
5.2	373	4,060	1.00 (Ex. Grid)	0.83 (Node 17)	0.22 (S1)
5.3	357	4,045	1.00 (Ex. Grid)	0.83 (Node 17)	0.22 (S1)
5.4	354	4,047	1.00 (Ex. Grid)	0.87 (Node 22)	0.22 (S1)
5.5	331	4,020	1.00 (Ex. Grid)	0.88 (Node 32)	0.22 (S1)
5.6	253	3,943	1.00 (Ex. Grid)	0.90 (Node 32)	0.21 (S1)
5.7	182	3,874	1.00 (Ex. Grid)	0.93 (Node 32)	0.21 (S1)
5.8	179	3,871	1.00 (Ex. Grid)	0.93 (Node 17)	0.21 (S1)
5.9	176	3,868	1.00 (Ex. Grid)	0.93 (Node 17)	0.21 (S1)
5.10	174	3,866	1.00 (Ex. Grid)	0.93 (Node 17)	0.21 (S1)

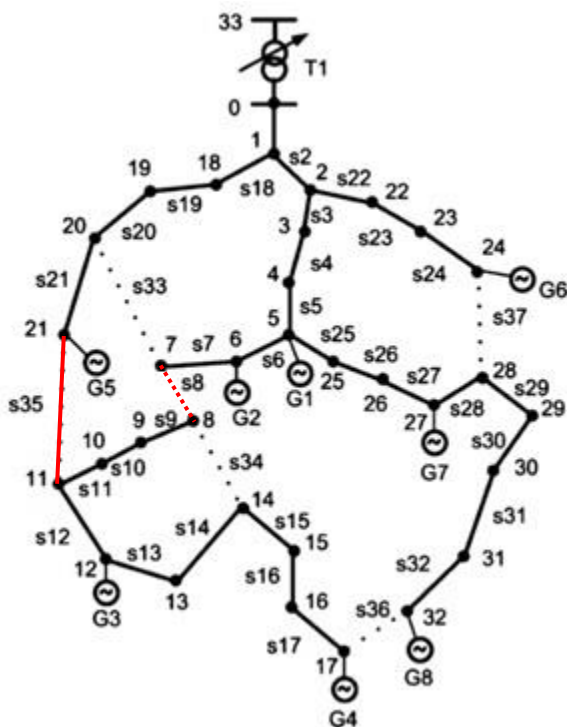
ตารางที่ 8.6 การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี A1

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์จากระบบเดิม		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์		
ระบบเดิม	-	-	202	3,893
3.7	S8	S35	153	3,845
ร้อยละของปริมาณที่ลดลงเมื่อเทียบกับระบบเดิม			24.26	1.23

ผลการทดสอบของกรณี A1 แสดงดังตารางที่ 8.1-8.5 โดยแต่ละตารางจะแสดงรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของแต่ละตารางด้วยแถบสี มีรูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมระบบเดิม) จากการหารูปแบบย่อยในบทที่ 5 โดยมีเพียง 1 รูปแบบ จาก 60 รูปแบบ ที่ไม่สามารถหาคำตอบได้จากการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า คือ รูปแบบที่ 3.1 (เปิดสวิตช์ S2 และปิดสวิตช์ S35 จากระบบเดิม)

รูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของกรณี A1 คือ รูปแบบที่ 3.7 (เปิดสวิตช์ S8 และปิดสวิตช์ S35 จากระบบเดิม) แสดงดังรูปที่ 8.1 โดยการเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิมของกรณี A1 แสดงดังตารางที่ 8.6 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบเดิมเป็นรูปแบบที่ 3.7 พบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของระบบทดสอบลงจาก 202 kW เหลือเพียง 153 kW (คิดเป็น 24.26%) ทำให้การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดลดลงจาก 3,893 kW เหลือ 3,845 kW (คิด

เป็น 1.23%) แต่การปรับปรุงนี้ยังไม่เพียงพอต่อระบบ เนื่องจากแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดอยู่ที่ Node 32 มีค่า 0.93 p.u. ซึ่งต่ำกว่าค่าที่เหมาะสมคือ 0.95 p.u. ดังนั้นในช่วงเวลาตอนกลางวันจึงควรมีการปรับปรุงเพิ่มเติมเพื่อให้แรงดันไฟฟ้าของทุกจุดเชื่อมต่อในระบบอยู่ในค่าตามมาตรฐานที่ตั้งไว้



รูปที่ 8.1 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี A1

8.1.1.2 กรณี A2

กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 2 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G5 และ G8

ตารางที่ 8.7 กรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,000	436	-2,896
1.1	8,700	715	-4,229
1.2	7,400	541	-3,171
1.3	7,200	509	-3,012
1.4	7,100	495	-2,931
1.5	7,700	439	-3,557
1.6	7,600	435	-3,466
1.7	5,300	338	-1,382
1.8	5,200	332	-1,293
1.9	5,100	326	-1,204

ตารางที่ 8.8 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	3,700	3,300
1.1	5,900	2,800
1.2	5,000	2,400
1.3	5,000	2,200
1.4	5,000	2,100
1.5	4,900	2,800
1.6	4,700	2,900
1.7	2,700	2,600
1.8	2,600	2,600
1.9	2,500	2,600

ตารางที่ 8.9 กรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,000	436	-2,896
2.1	7,000	436	-2,896
2.2	7,000	435	-2,897
2.3	7,000	434	-2,898
2.4	7,000	433	-2,899
2.5	7,000	432	-2,900
2.6	7,000	432	-2,900

ตารางที่ 8.10 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	3,700	3,300
2.1	3,700	3,300
2.2	3,700	3,300
2.3	3,700	3,300
2.4	3,700	3,300
2.5	3,700	3,300
2.6	3,700	3,300

ตารางที่ 8.11 กรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลัง แสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,000	436	-2,896
3.1	8,700	753	-4,192
3.2	7,800	570	-3,520
3.3	7,700	558	-3,437
3.4	7,600	547	-3,354
3.5	8,100	450	-3,925
3.6	7,900	439	-3,747
3.7	7,700	432	-3,564
3.8	7,600	426	-3,475
3.9	7,500	420	-3,387
3.10	7,600	437	-3,464
3.11	5,100	320	-1,210
3.12	4,900	301	-1,039
3.13	4,800	297	-948
3.14	4,700	293	-858

ตารางที่ 8.12 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	3,700	3,300
3.1	6,000	2,700
3.2	6,600	1,200
3.3	6,600	1,100
3.4	6,500	1,100
3.5	5,300	2,800
3.6	5,000	2,900
3.7	4,700	3,000
3.8	4,600	3,000
3.9	4,500	3,000
3.10	4,500	3,100
3.11	2,400	2,700
3.12	2,300	2,600
3.13	2,100	2,700
3.14	2,000	2,700

ตารางที่ 8.13 กรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,000	436	-2,896
4.1	8,100	515	-3,860
4.2	7,800	473	-3,618
4.3	7,600	452	-3,449
4.4	7,600	456	-3,445
4.5	7,500	446	-3,360
4.6	7,500	449	-3,357
4.7	7,400	440	-3,272
4.8	7,400	445	-3,266
4.9	7,200	428	-3,094
4.10	7,200	435	-3,086
4.11	7,100	429	-2,998
4.12	7,100	437	-2,990
4.13	7,200	557	-2,965
4.14	7,100	542	-2,885
4.15	7,000	528	-2,804
4.16	7,000	536	-2,796
4.17	6,800	507	-2,635
4.18	6,100	371	-2,108
4.19	6,000	373	-2,011
4.20	5,800	378	-1,816

ตารางที่ 8.14 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	3,700	3,300
4.1	3,700	4,400
4.2	3,700	4,100
4.3	3,700	3,900
4.4	3,700	3,900
4.5	3,700	3,800
4.6	3,700	3,800
4.7	3,700	3,700
4.8	3,700	3,700
4.9	3,700	3,500
4.10	3,700	3,500
4.11	3,700	3,400
4.12	3,700	3,400
4.13	3,700	3,500
4.14	3,700	3,400
4.15	3,700	3,300
4.16	3,700	3,300
4.17	3,700	3,100
4.18	3,700	2,400
4.19	3,800	2,200
4.20	3,800	2,000

ตารางที่ 8.15 กรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

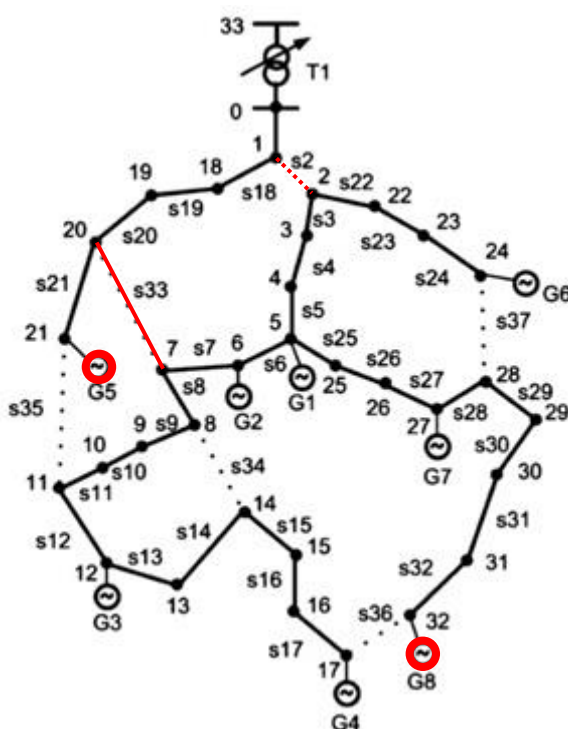
รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,000	436	-2,896
5.1	ไม่มีคำตอบที่ทำให้ค่าต่าง ๆ ของระบบอยู่ภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด		
5.2	ไม่มีคำตอบที่ทำให้ค่าต่าง ๆ ของระบบอยู่ภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด		
5.3	ไม่มีคำตอบที่ทำให้ค่าต่าง ๆ ของระบบอยู่ภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด		
5.4	7,800	519	-3,572
5.5	7,700	504	-3,492
5.6	7,400	471	-3,240
5.7	ไม่มีคำตอบที่ทำให้ค่าต่าง ๆ ของระบบอยู่ภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด		
5.8	ไม่มีคำตอบที่ทำให้ค่าต่าง ๆ ของระบบอยู่ภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด		
5.9	ไม่มีคำตอบที่ทำให้ค่าต่าง ๆ ของระบบอยู่ภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด		
5.10	ไม่มีคำตอบที่ทำให้ค่าต่าง ๆ ของระบบอยู่ภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด		

ตารางที่ 8.16 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A2 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	3,700	3,300
5.1	-	-
5.2	-	-
5.3	-	-
5.4	3,700	4,100
5.5	3,700	4,000
5.6	3,700	3,700
5.7	-	-
5.8	-	-
5.9	-	-
5.10	-	-

ตารางที่ 8.17 การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี A2

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของ สวิตช์จากระบบเดิม		กำลังการผลิตติดตั้งของ ระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์			
ระบบเดิม	-	-	7,000	436	-2,896
1.1	S2	S33	8,700	715	-4,229
ร้อยละของขนาดที่เพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับระบบเดิม			24.29	63.99	46.03



รูปที่ 8.2 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี A2

ผลการทดสอบของกรณี A2 แสดงดังตารางที่ 8.7-8.16 โดยแต่ละตารางจะแสดงรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของแต่ละตารางด้วยแถบสี มีรูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมระบบเดิม) จากการหารูปแบบย่อยในบทยี่ 5 โดยมีถึง 7 รูปแบบ จาก 60 รูปแบบ ไม่มีคำตอบที่ทำให้ค่าต่าง ๆ ของระบบอยู่ภายใต้ข้อจำกัดที่กำหนด คือ รูปแบบที่ 5.1 (เปิดสวิตช์ S3 และปิดสวิตช์ S37 จากระบบเดิม), รูปแบบที่ 5.2 (เปิดสวิตช์ S4 และปิดสวิตช์ S37 จากระบบเดิม), รูปแบบที่ 5.3 (เปิดสวิตช์ S5 และปิดสวิตช์ S37 จากระบบเดิม), รูปแบบที่ 5.7 (เปิดสวิตช์ S25 และปิดสวิตช์ S37 จากระบบเดิม), รูปแบบที่ 5.8 (เปิดสวิตช์ S26 และปิดสวิตช์ S37 จากระบบเดิม), รูปแบบที่ 5.9 (เปิด

สวิตช์ S27 และปิดสวิตช์ S37 จากระบบเดิม) และรูปแบบที่ 5.10 (เปิดสวิตช์ S28 และปิดสวิตช์ S37 จากระบบเดิม)

รูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของกรณี A2 คือ รูปแบบที่ 1.1 (เปิดสวิตช์ S2 และปิดสวิตช์ S33 จากระบบเดิม) แสดงดังรูปที่ 8.2 โดยการเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิมของกรณี A2 แสดงดังตารางที่ 8.17 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบเดิมเป็นรูปแบบที่ 1.1 พบว่าเพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของระบบทดสอบจาก 436 kW เป็น 715 kW (คิดเป็น 63.99%) นอกจากนี้ยังเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่จ่ายคืนให้กริดเพิ่มขึ้นจาก 2,896 kW เป็น 4,229 kW (คิดเป็น 46.03%) และยังเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จาก 7,000 kW เป็น 8,700 kW (คิดเป็น 24.29%) โดยแต่ละจุดติดตั้งกำหนดขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เป็นบริเวณ G5 ขนาดติดตั้ง 5,900 kW และที่บริเวณ G8 ขนาดติดตั้ง 2,800 kW

8.1.1.3 กรณี A3

กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 5 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G1, G2, G4, G7 และ G8

ตารางที่ 8.18 กรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,300	333	-3,283
1.1	7,300	565	-3,051
1.2	5,700	395	-1,704
1.3	5,300	345	-1,375
1.4	5,300	351	-1,368
1.5	8,500	347	-4,408
1.6	7,700	356	-3,639
1.7	7,700	349	-3,646
1.8	7,700	355	-3,641
1.9	7,700	362	-3,634

ตารางที่ 8.19 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
1.1	1,700	4,500	500	100	500
1.2	500	4,100	500	100	500
1.3	500	3,700	500	100	500
1.4	500	3,700	500	100	500
1.5	4,900	2,500	500	100	500
1.6	5,700	100	1,300	100	500
1.7	5,700	900	500	100	500
1.8	5,700	900	500	100	500
1.9	6,100	500	500	100	500

ตารางที่ 8.20 กรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,300	333	-3,283
2.1	7,300	334	-3,283
2.2	7,300	333	-3,283
2.3	7,300	333	-3,284
2.4	7,300	333	-3,284
2.5	7,300	333	-3,284
2.6	7,300	334	-3,283

ตารางที่ 8.21 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
2.1	5,700	500	500	100	500
2.2	5,700	500	500	100	500
2.3	5,700	500	500	100	500
2.4	5,700	500	500	100	500
2.5	5,700	500	500	100	500
2.6	5,700	500	500	100	500

ตารางที่ 8.22 กรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,300	333	-3,283
3.1	6,500	625	-2,233
3.2	4,900	404	-936
3.3	4,900	414	-926
3.4	4,900	421	-919
3.5	8,500	383	-4,371
3.6	8,100	390	-3,985
3.7	8,100	378	-3,998
3.8	8,100	374	-4,002
3.9	8,100	370	-4,005
3.10	8,100	368	-4,008
3.11	7,700	353	-3,643
3.12	7,700	358	-3,638
3.13	7,700	363	-3,633
3.14	7,300	327	-3,290

ตารางที่ 8.23 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
3.1	1,700	2,500	1,700	100	500
3.2	500	2,500	1,300	100	500
3.3	500	2,500	1,300	100	500
3.4	500	2,500	1,300	100	500
3.5	5,700	1,300	900	100	500
3.6	5,700	100	1,700	100	500
3.7	5,700	500	1,300	100	500
3.8	5,700	500	1,300	100	500
3.9	5,700	500	1,300	100	500
3.10	5,700	500	1,300	100	500
3.11	5,700	900	500	100	500
3.12	5,700	900	500	100	500
3.13	6,100	500	500	100	500
3.14	5,700	500	500	100	500

ตารางที่ 8.24 กรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,300	333	-3,283
4.1	7,300	355	-3,262
4.2	7,300	356	-3,260
4.3	7,300	344	-3,272
4.4	7,300	342	-3,274
4.5	7,300	340	-3,276
4.6	7,300	339	-3,278
4.7	7,300	337	-3,279
4.8	7,300	336	-3,280
4.9	7,300	335	-3,282
4.10	7,300	335	-3,281
4.11	7,300	336	-3,280
4.12	7,300	337	-3,279
4.13	7,300	386	-3,230
4.14	7,300	383	-3,233
4.15	7,300	380	-3,236
4.16	7,300	379	-3,238
4.17	7,300	369	-3,247
4.18	7,300	335	-3,281
4.19	7,300	333	-3,283
4.20	7,300	336	-3,281

ตารางที่ 8.25 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
4.1	5,300	500	500	500	500
4.2	5,700	100	900	100	500
4.3	5,300	500	500	500	500
4.4	5,300	500	500	500	500
4.5	5,300	500	500	500	500
4.6	5,700	500	500	100	500
4.7	5,700	500	500	100	500
4.8	5,700	500	500	100	500
4.9	5,300	900	100	500	500
4.10	5,300	900	100	500	500
4.11	5,300	900	100	500	500
4.12	5,700	900	100	100	500
4.13	5,300	500	500	500	500
4.14	5,300	900	100	500	500
4.15	5,300	900	500	500	100
4.16	5,300	900	100	100	900
4.17	5,300	900	500	100	500
4.18	5,300	900	100	500	500
4.19	5,700	500	500	500	100
4.20	5,300	500	500	900	100

ตารางที่ 8.26 กรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	7,300	333	-3,283
5.1	6,500	383	-2,474
5.2	6,100	336	-2,142
5.3	6,100	341	-2,138
5.4	8,100	372	-4,003
5.5	8,100	374	-4,001
5.6	7,700	349	-3647
5.7	8,500	355	-4,399
5.8	8,500	358	-4,396
5.9	8,500	357	-4,398
5.10	8,500	382	-4,372

ตารางที่ 8.27 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A3 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
5.1	500	500	500	3,300	1,700
5.2	100	500	500	3,300	1,700
5.3	100	500	500	3,300	1,700
5.4	5,300	500	500	1,300	500
5.5	5,300	500	500	1,300	500
5.6	5,700	500	500	500	500
5.7	4,900	900	100	2,100	500
5.8	4,900	500	500	2,500	100
5.9	4,900	500	500	2,500	100
5.10	4,900	500	500	100	2,500

ตารางที่ 8.28 การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี A3

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของ สวิตช์จากระบบเดิม		กำลังการผลิตติดตั้งของ ระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์			
ระบบเดิม	-	-	7,300	333	-3,283
1.5	S6	S33	8,500	347	-4,408
ร้อยละของขนาดที่เพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับระบบเดิม			16.44	4.20	34.27



รูปที่ 8.3 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี A3

ผลการทดสอบของกรณี A3 แสดงดังตารางที่ 8.18-8.27 โดยแต่ละตารางจะแสดงรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของแต่ละตารางด้วยแถบสี มีรูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมระบบเดิม) จากการหารูปแบบย่อยในบทที่ 5

รูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของกรณี A3 คือ รูปแบบที่ 1.5 (เปิดสวิตช์ S6 และปิดสวิตช์ S33 จากระบบเดิม) แสดงดังรูปที่ 8.3 โดยการเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิมของกรณี A3 แสดงดังตารางที่ 8.28 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบเดิมเป็นรูปแบบที่ 1.5 พบว่าเพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของระบบทดสอบจาก 333 kW เป็น 347 kW (คิดเป็น 4.20%) นอกจากนี้ยังเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่จ่ายคืนให้กริดเพิ่มขึ้นจาก 3,283 kW เป็น 4,408 kW

(คิดเป็น 34.27%) และยังเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จาก 7,300 kW เป็น 8,500 kW (คิดเป็น 16.44%) โดยแต่ละจุดติดตั้งกำหนดขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เป็นบริเวณ G1 ขนาดติดตั้ง 4,900 kW, G2 ขนาดติดตั้ง 2,500 kW, G4 ขนาดติดตั้ง 500 kW, G7 ขนาดติดตั้ง 100 kW และที่บริเวณ G8 ขนาดติดตั้ง 500 kW

8.1.1.4 กรณี A4

กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 8 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G1 ถึง G8

ตารางที่ 8.29 กรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	8,800	305	-4,734
1.1	8,000	449	-3,832
1.2	8,800	348	-4,694
1.3	8,800	348	-4,694
1.4	8,800	349	-4,692
1.5	8,800	307	-4,732
1.6	8,800	303	-4,737
1.7	8,800	400	-4,639
1.8	8,000	254	-4,028
1.9	8,000	258	-4,024

ตารางที่ 8.30 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	1,700	100	100	900	900	2,500	2,500	100
1.1	100	900	900	100	4,100	900	900	100
1.2	100	900	900	100	1,700	4,100	900	100
1.3	100	900	900	100	1,700	4,100	900	100
1.4	100	900	900	100	1,700	4,100	900	100
1.5	900	900	100	100	900	2,500	3,300	100
1.6	3,300	100	900	100	100	3,300	900	100
1.7	100	900	100	100	100	3,300	4,100	100
1.8	3,300	900	100	100	100	2,500	900	100
1.9	3,300	900	100	100	100	2,500	900	100

ตารางที่ 8.31 กรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	8,800	305	-4,734
2.1	8,800	305	-4,734
2.2	8,800	305	-4,734
2.3	8,800	305	-4,734
2.4	8,800	309	-4,730
2.5	8,800	305	-4,736
2.6	8,800	301	-4,738

ตารางที่ 8.32 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	1,700	100	100	900	900	2,500	2,500	100
2.1	3,300	100	100	900	900	1,700	1,700	100
2.2	3,300	100	100	900	900	1,700	1,700	100
2.3	3,300	100	100	900	900	1,700	1,700	100
2.4	2,500	100	100	900	900	4,100	100	100
2.5	2,500	900	900	100	900	1,700	1,700	100
2.6	3,300	100	900	100	900	1,700	1,700	100

ตารางที่ 8.33 กรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	8,800	305	-4,734
3.1	8,000	523	-3,758
3.2	8,800	381	-4,658
3.3	8,800	378	-4,661
3.4	8,800	378	-4,661
3.5	8,800	308	-4,731
3.6	8,800	304	-4,737
3.7	8,800	302	-4,737
3.8	8,800	306	-4,735
3.9	8,800	306	-4,735
3.10	8,800	304	-4,737
3.11	8,800	406	-4,633
3.12	8,000	254	-4,028
3.13	8,000	258	-4,023
3.14	8,000	262	-4,019

ตารางที่ 8.34 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	1,700	100	100	900	900	2,500	2,500	100
3.1	100	900	100	100	4,900	900	900	100
3.2	100	900	100	100	3,300	3,300	900	100
3.3	100	100	900	100	3,300	3,300	900	100
3.4	100	100	900	100	2,500	4,100	900	100
3.5	900	100	900	100	900	2,500	3,300	100
3.6	3,300	100	100	100	900	3,300	900	100
3.7	4,100	100	100	900	100	2,500	900	100
3.8	3,300	100	100	900	100	2,500	1,700	100
3.9	1,700	100	100	100	900	3,300	1,700	900
3.10	1,700	900	100	100	900	2,500	1,700	900
3.11	100	900	100	100	100	3,300	4,100	100
3.12	3,300	100	900	100	100	2,500	900	100
3.13	3,300	100	900	100	100	2,500	900	100
3.14	3,300	900	100	100	100	2,500	900	100

ตารางที่ 8.35 กรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	8,800	305	-4,734
4.1	8,800	305	-4,734
4.2	8,800	304	-4,735
4.3	8,800	308	-4,731
4.4	8,800	304	-4,735
4.5	8,800	301	-4,738
4.6	8,800	302	-4,737
4.7	8,800	301	-4,738
4.8	8,800	302	-4,737
4.9	8,800	301	-4,738
4.10	8,800	301	-4,738
4.11	8,800	300	-4,739
4.12	8,800	302	-4,737
4.13	8,800	323	-4,716
4.14	8,800	319	-4,720
4.15	8,800	315	-4,724
4.16	8,800	313	-4,726
4.17	8,800	308	-4,731
4.18	8,800	301	-4,738
4.19	8,800	305	-4,736
4.20	8,800	307	-4,732

ตารางที่ 8.36 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	1,700	100	100	900	900	2,500	2,500	100
4.1	2,500	900	100	100	900	2,500	900	900
4.2	4,100	100	900	100	900	1,700	900	100
4.3	1,700	100	100	900	900	4,100	900	100
4.4	4,900	100	100	100	900	1,700	900	100
4.5	4,900	100	100	100	900	1,700	900	100
4.6	3,300	900	100	100	900	1,700	1,700	100
4.7	4,900	900	100	100	900	1,700	100	100
4.8	4,900	900	100	100	900	1,700	100	100
4.9	3,300	100	900	100	900	1,700	900	900
4.10	3,300	100	900	100	900	1,700	900	900
4.11	3,300	100	900	100	900	1,700	1,700	100
4.12	3,300	900	100	900	900	1,700	900	100
4.13	3,300	100	100	900	1,700	1,700	100	900
4.14	3,300	900	100	100	900	2,500	100	900
4.15	3,300	900	100	100	900	2,500	100	900
4.16	3,300	900	100	100	900	2,500	100	900
4.17	2,500	900	100	100	900	2,500	900	900
4.18	4,900	900	100	100	900	1,700	100	100
4.19	2,500	1,700	100	100	900	1,700	1,700	100
4.20	1,700	100	100	900	900	2,500	2,500	100

ตารางที่ 8.37 กรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

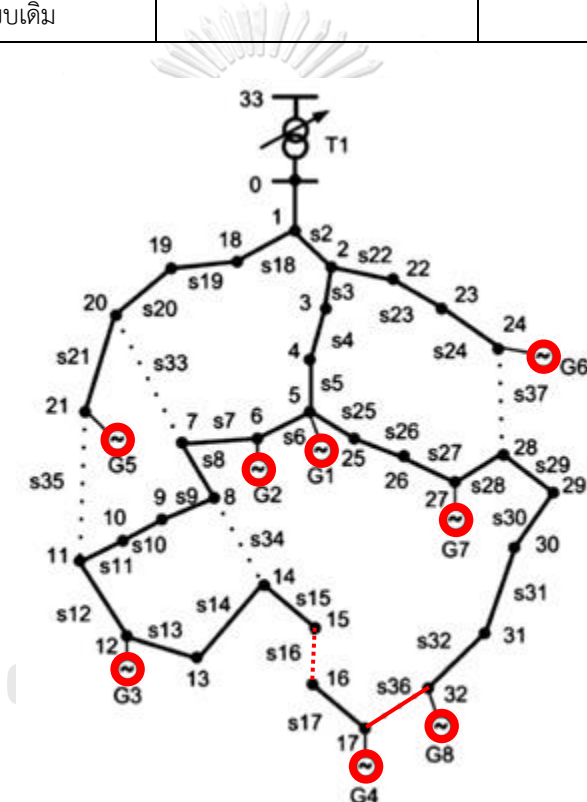
รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
ระบบเดิม	8,800	305	-4,734
5.1	8,800	343	-4,697
5.2	8,800	345	-4,694
5.3	8,800	348	-4,691
5.4	8,800	311	-4,728
5.5	8,800	313	-4,726
5.6	8,800	327	-4,714
5.7	8,800	310	-4,731
5.8	8,800	309	-4,732
5.9	8,800	308	-4,733
5.10	8,800	308	-4,731

ตารางที่ 8.38 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี A4 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	1,700	100	100	900	900	2,500	2,500	100
5.1	100	900	100	100	2,500	4,900	100	100
5.2	100	900	100	100	2,500	4,900	100	100
5.3	100	900	100	100	2,500	4,900	100	100
5.4	4,100	900	100	100	1,700	900	900	100
5.5	4,100	900	100	100	1,700	900	900	100
5.6	2,500	900	100	100	2,500	900	900	900
5.7	4,100	100	900	100	900	100	900	1,700
5.8	4,100	900	100	100	900	100	2,500	100
5.9	4,100	900	100	100	900	100	2,500	100
5.10	900	100	900	100	900	4,900	900	100

ตารางที่ 8.39 การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี A4

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของ สวิตช์จากระบบเดิม		กำลังการผลิตติดตั้งของ ระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์			
ระบบเดิม	-	-	8,800	305	-4,734
4.11	S16	S36	8,800	300	-4,739
ร้อยละของขนาดที่เพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับระบบเดิม			-	-	0.11
ร้อยละของขนาดที่ลดลง เมื่อเทียบกับระบบเดิม			-	1.64	-



รูปที่ 8.4 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี A4

ผลการทดสอบของกรณี A4 แสดงดังตารางที่ 8.29-8.38 โดยแต่ละตารางจะแสดงรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของแต่ละตารางด้วยแถบสี มีรูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมระบบเดิม) จากการหารูปแบบย่อยในบทที่ 5

รูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของกรณี A4 คือ รูปแบบที่ 4.11 (เปิดสวิตช์ S16 และปิดสวิตช์ S36 จากระบบเดิม) แสดงดังรูปที่ 8.4 โดยการเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี A4 แสดงดังตารางที่ 8.39 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบเดิมเป็น

รูปแบบที่ 4.11 พบว่าลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของระบบทดสอบจาก 305 kW เหลือ 300 kW (คิดเป็น 1.64%) นอกจากนี้ยังเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่จ่ายคืนให้กริดเพิ่มขึ้นจาก 4,734 kW เป็น 4,739 kW (คิดเป็น 0.11%) แต่กำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ยังคงเท่าเดิม คือ 8,800 kW โดยแต่ละจุดติดตั้งกำหนดขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เป็นบริเวณ G1 ขนาดติดตั้ง 3,300 kW, G2 ขนาดติดตั้ง 100 kW, G3 ขนาดติดตั้ง 900 kW, G4 ขนาดติดตั้ง 100 kW, G5 ขนาดติดตั้ง 900 kW, G6 ขนาดติดตั้ง 1,700 kW, G7 ขนาดติดตั้ง 1,700 kW และที่บริเวณ G8 ขนาดติดตั้ง 100 kW

8.1.2 สถานการณ์ B: มีการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้า

ทำการกำหนดแก้แก้ของหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบทดสอบไว้เป็น $+10 \times 1.0\%$ ทั้งทางด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิ มีทั้งหมด 4 กรณี ดังที่จะกล่าวต่อไปนี้

8.1.2.1 กรณี B1

กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 21:00 น. (ไม่มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 99.40% ของโหลดสูงสุด)

ตารางที่ 8.40 กรณี B1 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแก้ของหม้อแปลง		กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง		
ระบบเดิม	5	-	180	3,873
1.1	5	-	751	4,444
1.2	5	-	347	4,040
1.3	5	-	315	4,008
1.4	5	-	302	3,994
1.5	5	-	146	3,838
1.6	5	-	141	3,834
1.7	5	-	222	3,915
1.8	5	-	210	3,903
1.9	5	-	199	3,892

ตารางที่ 8.41 ข้อจำกัดต่าง ๆ ของกรณี B1 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าน้อยสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
	< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)
1.1	1.05 (T1 2-W)	0.81 (Node 32)	0.23 (S1)
1.2	1.05 (T1 2-W)	0.88 (Node 32)	0.21 (S1)
1.3	1.05 (T1 2-W)	0.89 (Node 32)	0.21 (S1)
1.4	1.05 (T1 2-W)	0.89 (Node 32)	0.21 (S1)
1.5	1.05 (T1 2-W)	0.97 (Node 17)	0.20 (S1)
1.6	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 17)	0.20 (S1)
1.7	1.05 (T1 2-W)	0.95 (Node 17)	0.20 (S1)
1.8	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)
1.9	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)

ตารางที่ 8.42 กรณี B1 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแก้หม้อแปลง		กำลังไฟฟ้า สูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง		
ระบบเดิม	5	-	180	3,873
2.1	5	-	180	3,873
2.2	5	-	178	3,871
2.3	5	-	177	3,870
2.4	5	-	176	3,868
2.5	5	-	175	3,868
2.6	5	-	175	3,868

ตารางที่ 8.43 ข้อจำกัดต่าง ๆ ของกรณี B1 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าน้อยสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
	< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)
2.1	1.05 (T1 2-W)	0.97 (Node 9)	0.20 (S1)
2.2	1.05 (T1 2-W)	0.97 (Node 32)	0.20 (S1)
2.3	1.05 (T1 2-W)	0.97 (Node 32)	0.20 (S1)
2.4	1.05 (T1 2-W)	0.97 (Node 32)	0.20 (S1)
2.5	1.05 (T1 2-W)	0.97 (Node 32)	0.20 (S1)
2.6	1.05 (T1 2-W)	0.97 (Node 32)	0.20 (S1)

ตารางที่ 8.44 กรณี B1 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแก้หรือเปลี่ยนแปลง		กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง		
ระบบเดิม	5	-	180	3,873
3.1	ไม่สามารถหาค่าตอบได้จากการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า			
3.2	5	-	550	4,243
3.3	5	-	482	4,175
3.4	5	-	454	4,147
3.5	5	-	150	3,843
3.6	5	-	140	3,833
3.7	5	-	137	3,830
3.8	5	-	138	3,830
3.9	5	-	139	3,831
3.10	5	-	140	3,833
3.11	5	-	237	3,930
3.12	5	-	220	3,913
3.13	5	-	205	3,898
3.14	5	-	192	3,885

ตารางที่ 8.45 ข้อจำกัดต่าง ๆ ของกรณี B1 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าน้อยสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
	< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)
3.1	ไม่สามารถหาคำตอบได้จากการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า		
3.2	1.05 (T1 2-W)	0.80 (Node 32)	0.22 (S1)
3.3	1.05 (T1 2-W)	0.81 (Node 32)	0.22 (S1)
3.4	1.05 (T1 2-W)	0.82 (Node 32)	0.22 (S1)
3.5	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 17)	0.20 (S1)
3.6	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 32)	0.20 (S1)
3.7	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 32)	0.20 (S1)
3.8	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 32)	0.20 (S1)
3.9	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 32)	0.20 (S1)
3.10	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 32)	0.20 (S1)
3.11	1.05 (T1 2-W)	0.95 (Node 17)	0.20 (S1)
3.12	1.05 (T1 2-W)	0.95 (Node 17)	0.20 (S1)
3.13	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)
3.14	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)

ตารางที่ 8.46 กรณี B1 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแก้หรือแปลง		กำลังไฟฟ้า สูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง		
ระบบเดิม	5	-	180	3,873
4.1	5	-	351	4,044
4.2	5	-	284	3,977
4.3	5	-	237	3,930
4.4	5	-	227	3,920
4.5	5	-	218	3,911
4.6	5	-	211	3,904
4.7	5	-	203	3,896
4.8	5	-	196	3,889
4.9	5	-	186	3,879
4.10	5	-	183	3,876
4.11	5	-	182	3,874
4.12	5	-	180	3,873
4.13	5	-	445	4,137
4.14	5	-	416	4,109
4.15	5	-	390	4,082
4.16	5	-	367	4,060
4.17	5	-	321	4,014
4.18	5	-	212	3,904
4.19	5	-	194	3,887
4.20	5	-	181	3,874

ตารางที่ 8.47 ข้อจำกัดต่าง ๆ ของกรณี B1 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าน้อยสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
	< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)
4.1	1.05 (T1 2-W)	0.85 (Node 6)	0.21 (S1)
4.2	1.05 (T1 2-W)	0.88 (Node 7)	0.20 (S1)
4.3	1.05 (T1 2-W)	0.91 (Node 8)	0.20 (S1)
4.4	1.05 (T1 2-W)	0.92 (Node 9)	0.20 (S1)
4.5	1.05 (T1 2-W)	0.92 (Node 10)	0.20 (S1)
4.6	1.05 (T1 2-W)	0.93 (Node 11)	0.20 (S1)
4.7	1.05 (T1 2-W)	0.94 (Node 12)	0.20 (S1)
4.8	1.05 (T1 2-W)	0.94 (Node 13)	0.20 (S1)
4.9	1.05 (T1 2-W)	0.95 (Node 14)	0.20 (S1)
4.10	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 15)	0.20 (S1)
4.11	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 16)	0.20 (S1)
4.12	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)
4.13	1.05 (T1 2-W)	0.81 (Node 25)	0.21 (S1)
4.14	1.05 (T1 2-W)	0.82 (Node 26)	0.21 (S1)
4.15	1.05 (T1 2-W)	0.83 (Node 27)	0.21 (S1)
4.16	1.05 (T1 2-W)	0.84 (Node 28)	0.21 (S1)
4.17	1.05 (T1 2-W)	0.86 (Node 29)	0.21 (S1)
4.18	1.05 (T1 2-W)	0.92 (Node 30)	0.20 (S1)
4.19	1.05 (T1 2-W)	0.94 (Node 31)	0.20 (S1)
4.20	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 32)	0.20 (S1)

ตารางที่ 8.48 กรณีสถานที่ B1 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับหม้อแปลง		กำลังไฟฟ้า สูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง		
ระบบเดิม	5	-	180	3,873
5.1	5	-	362	4,054
5.2	5	-	330	4,023
5.3	5	-	317	4,009
5.4	5	-	313	4,006
5.5	5	-	294	3,987
5.6	5	-	225	3,918
5.7	5	-	164	3,856
5.8	5	-	161	3,853
5.9	5	-	158	3,851
5.10	5	-	156	3,849

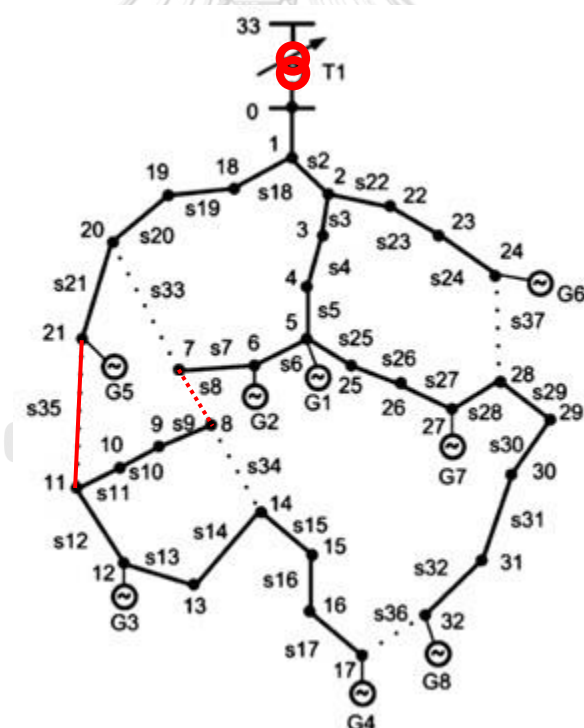
ตารางที่ 8.49 ข้อจำกัดต่าง ๆ ของกรณีสถานที่ B1 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าน้อยสุด (p.u.)	กระแสสูงสุด (kA)
	< 1.05	> 0.95	< 0.24
ระบบเดิม	1.05 (T1 2-W)	0.96 (Node 17)	0.20 (S1)
5.1	1.05 (T1 2-W)	0.88 (Node 17)	0.21 (S1)
5.2	1.05 (T1 2-W)	0.89 (Node 17)	0.21 (S1)
5.3	1.05 (T1 2-W)	0.89 (Node 17)	0.21 (S1)
5.4	1.05 (T1 2-W)	0.93 (Node 22)	0.21 (S1)
5.5	1.05 (T1 2-W)	0.94 (Node 32)	0.20 (S1)
5.6	1.05 (T1 2-W)	0.95 (Node 32)	0.20 (S1)
5.7	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 32)	0.20 (S1)
5.8	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 17)	0.20 (S1)
5.9	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 17)	0.20 (S1)
5.10	1.05 (T1 2-W)	0.98 (Node 17)	0.20 (S1)

ตารางที่ 8.50 การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี B1

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ จากระบบเดิม		ตำแหน่งของการ ปรับแก้หม้อแปลง	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย	การใช้ กำลังไฟฟ้า
	เปิดสวิตช์	ปิดสวิตช์	ด้านแรงดันต่ำ	ทั้งหมด (kW)	จากกริด (kW)
ระบบเดิม	-	-	5	180	3,873
3.7	S8	S35	5	137	3,830
ร้อยละของปริมาณที่ลดลงเมื่อเทียบกับระบบเดิม				23.89	1.11

ผลการทดสอบของกรณี B1 แสดงดังตารางที่ 8.40-8.49 โดยแต่ละตารางจะแสดงรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของแต่ละตารางด้วยแถบสี มีรูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมระบบเดิม) จากการหารูปแบบย่อยในบทที่ 5 โดยมีเพียง 1 รูปแบบ จาก 60 รูปแบบ ที่ไม่สามารถหาคำตอบได้จากการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า คือ รูปแบบที่ 3.1 (เปิดสวิตช์ S2 และปิดสวิตช์ S35 จากระบบเดิม)



รูปที่ 8.5 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี B1

รูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของกรณี B1 คือ รูปแบบที่ 3.7 (เปิดสวิตช์ S8 และปิดสวิตช์ S35 จากระบบเดิม) แสดงดังรูปที่ 8.5 โดยการเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิมของกรณี B1 แสดงดังตารางที่ 8.50 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบเดิมเป็น

รูปแบบที่ 3.7 และการปรับแก้ของหม้อแปลงทางด้านแรงดันต่ำมาตำแหน่งที่ 5 (เพิ่มแรงดันไฟฟ้าทางด้านแรงดันต่ำ 5%) พบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของระบบทดสอบลงจาก 180 kW เหลือเพียง 137 kW (คิดเป็น 23.89%) ทำให้การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดลดลงจาก 3,873 kW เหลือ 3,830 kW (คิดเป็น 1.11%) ซึ่งการปรับปรุงระบบโดยการปรับแก้หม้อแปลงนั้นสามารถแก้ปัญหาแรงดันตกได้เมื่อระบบทำงานในเวลากลางคืน (กรณี A1 และ กรณี B1) ดังนั้นในช่วงเวลาตอนกลางคืนจึงควรมีการปรับแก้หม้อแปลงให้เหมาะสมเพื่อให้แรงดันไฟฟ้าของทุกจุดเชื่อมต่อในระบบอยู่ในค่าตามมาตรฐานที่ตั้งไว้

8.1.2.2 กรณี B2

กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 2 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G5 และ G8

ตารางที่ 8.51 กรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแก้หม้อแปลง		กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	1	8,000	565	-3,715
1.1	-	-	8,700	721	-4,223
1.2	-	1	7,900	612	-3,574
1.3	-	1	7,800	596	-3,495
1.4	-	1	7,700	582	-3,413
1.5	-	1	8,700	572	-4,372
1.6	-	2	8,700	588	-4,356
1.7	-	4	7,200	692	-2,829
1.8	-	4	7,000	664	-2,668
1.9	-	4	6,900	656	-2,581

ตารางที่ 8.52 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	4,400	3,600
1.1	5,800	2,900
1.2	5,700	2,200
1.3	5,800	2,000
1.4	5,800	1,900
1.5	5,600	3,100
1.6	5,800	2,900
1.7	3,800	3,400
1.8	3,700	3,300
1.9	3,600	3,300

ตารางที่ 8.53 กรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับเทพห้อมแปลง		กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	1	8,000	565	-3,715
2.1	-	2	8,800	683	-4,356
2.2	-	2	8,800	678	-4,361
2.3	-	2	8,800	678	-4,362
2.4	-	2	8,800	677	-4,362
2.5	-	2	8,800	676	-4,363
2.6	-	2	8,800	676	-4,363

ตารางที่ 8.54 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	4,400	3,600
1.1	5,000	3,800
1.2	5,100	3,700
1.3	5,100	3,700
1.4	5,100	3,700
1.5	5,100	3,700
1.6	5,100	3,700

ตารางที่ 8.55 กรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแก้หม้อแปลง		กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	1	8,000	565	-3,715
3.1	1	-	8,700	711	-4,233
3.2	-	-	7,900	621	-3,564
3.3	-	-	7,800	612	-3,478
3.4	-	-	7,700	598	-3,398
3.5	-	1	8,800	544	-4,495
3.6	-	1	8,800	559	-4,480
3.7	-	1	8,700	566	-4,378
3.8	-	2	8,700	577	-4,367
3.9	-	2	8,700	583	-4,361
3.10	-	2	8,700	588	-4,356
3.11	-	3	6,300	537	-2,131
3.12	-	3	6,200	531	-2,042
3.13	-	3	6,100	525	-1,953
3.14	-	3	6,000	520	-1,864

ตารางที่ 8.56 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	4,400	3,600
3.1	6,400	2,300
3.2	7,500	400
3.3	7,500	300
3.4	7,400	300
3.5	6,000	2,800
3.6	5,700	3,100
3.7	5,400	3,300
3.8	5,700	3,000
3.9	5,700	3,000
3.10	5,700	3,000
3.11	3,000	3,300
3.12	2,800	3,400
3.13	2,700	3,400
3.14	2,600	3,400

ตารางที่ 8.57 กรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการ ปรับแก้หรือแปลง		กำลังการผลิตติดตั้ง ของระบบไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้าน แรงดันต่ำ	ด้าน แรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	1	8,000	565	-3,715
4.1	-	1	8,800	601	-4,438
4.2	-	1	8,800	606	-4,433
4.3	-	2	8,800	624	-4,415
4.4	-	2	8,800	630	-4,409
4.5	-	2	8,800	630	-4,409
4.6	-	2	8,800	634	-4,405
4.7	-	2	8,800	635	-4,404
4.8	-	2	8,800	636	-4,403
4.9	-	2	8,800	643	-4,396
4.10	-	2	8,800	648	-4,391
4.11	-	2	8,800	657	-4,382
4.12	-	2	8,800	666	-4,373
4.13	-	3	8,800	785	-4,254
4.14	-	3	8,800	792	-4,247
4.15	-	3	8,800	791	-4,248
4.16	-	3	8,800	800	-4,240
4.17	-	3	8,800	797	-4,242
4.18	-	2	7,900	618	-3,567
4.19	-	1	6,800	475	-2,667
4.20	-	-	5,800	378	-1,816

ตารางที่ 8.58 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	4,400	3,600
4.1	4,400	4,400
4.2	4,400	4,400
4.3	4,500	4,300
4.4	4,500	4,300
4.5	4,600	4,200
4.6	4,600	4,200
4.7	4,700	4,100
4.8	4,800	4,000
4.9	5,000	3,800
4.10	5,100	3,700
4.11	5,100	3,700
4.12	5,100	3,700
4.13	5,300	3,500
4.14	5,300	3,500
4.15	5,400	3,400
4.16	5,400	3,400
4.17	5,600	3,200
4.18	5,100	2,800
4.19	4,400	2,400
4.20	3,800	2,000

ตารางที่ 8.59 กรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

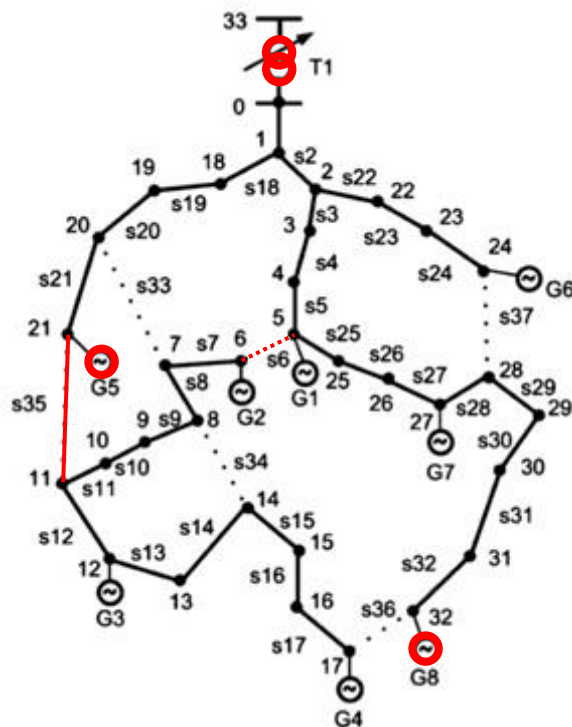
รูปแบบที่	ตำแหน่งของการ ปรับแก้หรือแปลง		กำลังการผลิตติดตั้ง ของระบบไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้าน แรงดันต่ำ	ด้าน แรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	1	8,000	565	-3,715
5.1	3	-	5,500	293	-1,617
5.2	1	-	7,300	443	-3,174
5.3	1	-	7,200	428	-3,094
5.4	-	1	8,800	654	-4,385
5.5	-	1	8,800	655	-4,384
5.6	-	1	8,400	604	-4,056
5.7	1	-	6,400	338	-2,425
5.8	1	-	6,400	341	-2,422
5.9	1	-	6,300	333	-2,335
5.10	1	-	6,300	337	-2,331

ตารางที่ 8.60 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B2 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)	
	G5	G8
ระบบเดิม	4,400	3,600
5.1	1,800	3,700
5.2	3,000	4,300
5.3	3,000	4,200
5.4	4,400	4,400
5.5	4,400	4,400
5.6	4,400	4,000
5.7	3,100	3,300
5.8	3,100	3,300
5.9	3,100	3,200
5.10	3,100	3,200

ตารางที่ 8.61 การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี B2

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลง ของสวิตช์จาก ระบบเดิม		ตำแหน่งของ การ ปรับแก้หม้อ แปลง	กำลังการผลิต ติดตั้งของระบบ ไฟฟ้าพลัง แสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	เปิด สวิตช์	ปิด สวิตช์	ด้านแรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	-	1	8,000	565	-3,715
3.5	S6	S35	1	8,800	544	-4,495
ร้อยละของขนาดที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับระบบเดิม				10.00	-	21.00
ร้อยละของปริมาณที่ลดลงเมื่อเทียบกับระบบเดิม				-	3.72	-



รูปที่ 8.6 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี B2

ผลการทดสอบของกรณี B2 แสดงดังตารางที่ 8.51-8.60 โดยแต่ละตารางจะแสดงรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของแต่ละตารางด้วยแถบสี มีรูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมระบบเดิม) จากการหารูปแบบย่อยในบทที่ 5

รูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของกรณี B2 คือ รูปแบบที่ 3.5 (เปิดสวิตช์ S6 และปิดสวิตช์ S35 จากระบบเดิม) แสดงดังรูปที่ 8.6 โดยการเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม

ของกรณี B2 แสดงดังตารางที่ 8.61 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบเดิมเป็นรูปแบบที่ 3.5 และการปรับแทปของหม้อแปลงทางด้านแรงดันสูงมาตำแหน่งที่ 1 (เพิ่มแรงดันไฟฟ้าทางด้านแรงดันสูง 1%) พบว่าลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของระบบทดสอบลงจาก 565 kW เป็น 544 kW (คิดเป็น 3.72%) นอกจากนี้ยังเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่จ่ายคืนให้กริดเพิ่มขึ้นจาก 3,715 kW เป็น 4,495 kW (คิดเป็น 21.00%) และยังเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จาก 8,000 kW เป็น 8,800 kW (คิดเป็น 10.00%) โดยแต่ละจุดติดตั้งกำหนดขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เป็นบริเวณ G5 ขนาดติดตั้ง 6,000 kW และที่บริเวณ G8 ขนาดติดตั้ง 2,800 kW

8.1.2.3 กรณี B3

กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 5 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G1, G2, G4, G7 และ G8

ตารางที่ 8.62 กรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแทปหม้อแปลง		กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	-	7,300	333	-3,283
1.1	-	3	8,500	850	-3,905
1.2	-	3	6,900	642	-2,595
1.3	-	3	6,900	657	-2,580
1.4	-	3	6,900	676	-2,561
1.5	1	-	8,500	341	-4,414
1.6	-	1	8,500	452	-4,302
1.7	-	-	7,700	349	-3,646
1.8	-	-	7,700	355	-3,641
1.9	-	-	7,700	362	-3,634

ตารางที่ 8.63 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
1.1	1,700	5,300	900	100	500
1.2	500	4,900	900	100	500
1.3	500	4,900	900	100	500
1.4	2,900	2,500	900	500	100
1.5	4,900	2,500	500	100	500
1.6	6,100	100	1,700	100	500
1.7	5,700	900	500	100	500
1.8	5,700	900	500	100	500
1.9	6,100	500	500	100	500

ตารางที่ 8.64 กรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแก้หรือแปลง		กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	-	7,300	333	-3,283
2.1	-	-	7,300	334	-3,283
2.2	-	-	7,300	333	-3,283
2.3	-	-	7,300	333	-3,284
2.4	-	-	7,300	333	-3,284
2.5	-	-	7,300	333	-3,284
2.6	-	-	7,300	334	-3,283

ตารางที่ 8.65 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
2.1	5,700	500	500	100	500
2.2	5,700	500	500	100	500
2.3	5,700	500	500	100	500
2.4	5,700	500	500	100	500
2.5	5,700	500	500	100	500
2.6	5,700	500	500	100	500

ตารางที่ 8.66 กรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการ ปรับแก้หม้อแปลง		กำลังการผลิตติดตั้ง ของระบบไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้าน แรงดันต่ำ	ด้าน แรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	-	7,300	333	-3,283
3.1	-	4	8,100	1,100	-3,276
3.2	-	3	6,100	690	-1,788
3.3	-	3	5,700	608	-1,491
3.4	-	3	5,700	617	-1,482
3.5	-	-	8,500	383	-4,371
3.6	-	1	8,500	440	-4,314
3.7	-	1	8,500	427	-4,327
3.8	-	1	8,500	424	-4,331
3.9	-	1	8,500	421	-4,333
3.10	-	1	8,500	419	-4,335
3.11	-	-	7,700	353	-3,643
3.12	-	-	7,700	358	-3,638
3.13	-	-	7,700	363	-3,633
3.14	-	-	7,300	327	-3,290

ตารางที่ 8.67 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
3.1	1,700	3,700	2,100	100	500
3.2	500	3,300	1,700	100	500
3.3	500	2,900	1,700	100	500
3.4	500	2,900	1,700	100	500
3.5	5,700	1,300	900	100	500
3.6	6,100	100	1,700	100	500
3.7	5,700	500	1,700	100	500
3.8	5,700	500	1,700	100	500
3.9	5,700	500	1,700	100	500
3.10	5,700	500	1,700	100	500
3.11	5,700	900	500	100	500
3.12	5,700	900	500	100	500
3.13	6,100	500	500	100	500
3.14	5,700	500	500	100	500

ตารางที่ 8.68 กรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการ ปรับแก้หรือแปลง		กำลังการผลิตติดตั้ง ของระบบไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้าน แรงดันต่ำ	ด้าน แรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	-	7,300	333	-3,283
4.1	-	-	7,300	355	-3,262
4.2	-	-	7,300	356	-3,260
4.3	-	-	7,300	344	-3,272
4.4	-	-	7,300	342	-3,274
4.5	-	-	7,300	340	-3,276
4.6	-	-	7,300	339	-3,278
4.7	-	-	7,300	337	-3,279
4.8	-	-	7,300	336	-3,280
4.9	-	-	7,300	335	-3,282
4.10	-	-	7,300	335	-3,281
4.11	-	-	7,300	336	-3,280
4.12	-	-	7,300	337	-3,279
4.13	-	-	7,300	386	-3,230
4.14	-	-	7,300	383	-3,233
4.15	-	-	7,300	380	-3,236
4.16	-	-	7,300	379	-3,238
4.17	-	-	7,300	369	-3,247
4.18	-	-	7,300	335	-3,281
4.19	-	-	7,300	333	-3,283
4.20	-	-	7,300	336	-3,281

ตารางที่ 8.69 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
4.1	5,300	500	500	500	500
4.2	5,700	100	900	100	500
4.3	5,300	500	500	500	500
4.4	5,300	500	500	500	500
4.5	5,300	500	500	500	500
4.6	5,700	500	500	100	500
4.7	5,700	500	500	100	500
4.8	5,700	500	500	100	500
4.9	5,300	900	100	500	500
4.10	5,300	900	100	500	500
4.11	5,300	900	100	500	500
4.12	5,700	900	100	100	500
4.13	5,300	500	500	500	500
4.14	5,300	900	100	500	500
4.15	5,300	900	500	500	100
4.16	5,300	900	100	100	900
4.17	5,300	900	500	100	500
4.18	5,300	900	100	500	500
4.19	5,700	500	500	500	100
4.20	5,300	500	500	900	100

ตารางที่ 8.70 กรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

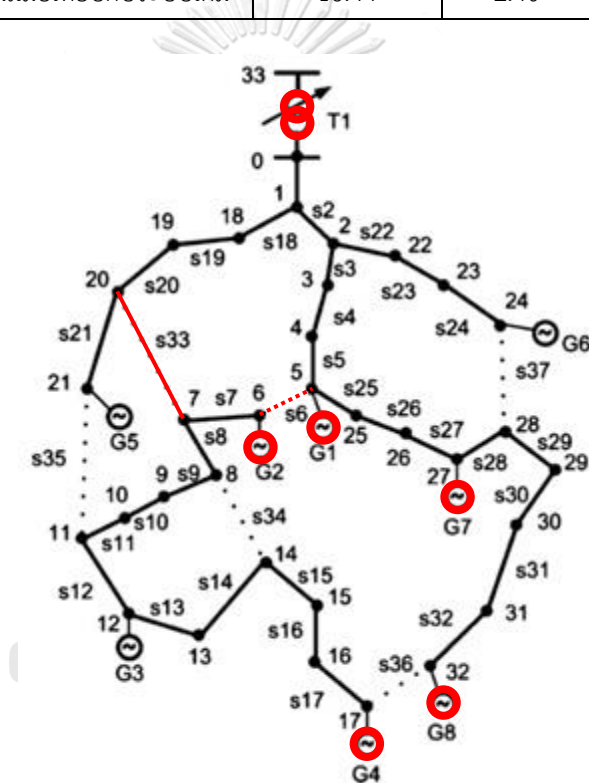
รูปแบบที่	ตำแหน่งของการ ปรับแก้หรือแปลง		กำลังการผลิตติดตั้ง ของระบบไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้าน แรงดันต่ำ	ด้าน แรงดันสูง			
ระบบเดิม	-	-	7,300	333	-3,283
5.1	-	3	7,700	622	-3,374
5.2	-	2	7,300	537	-3,079
5.3	-	3	7,300	553	-3,063
5.4	-	-	8,100	372	-4,003
5.5	-	-	8,100	374	-4,001
5.6	-	-	7,700	349	-3,647
5.7	-	-	8,500	355	-4,399
5.8	-	-	8,500	358	-4,396
5.9	-	-	8,500	357	-4,398
5.10	-	-	8,500	382	-4,372

ตารางที่ 8.71 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B3 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)				
	G1	G2	G4	G7	G8
ระบบเดิม	5,700	500	500	100	500
5.1	1,300	900	100	4,100	1,300
5.2	100	500	500	4,500	1,700
5.3	100	500	500	4,100	2,100
5.4	5,300	500	500	1,300	500
5.5	5,300	500	500	1,300	500
5.6	5,700	500	500	500	500
5.7	4,900	900	100	2,100	500
5.8	4,900	500	500	2,500	100
5.9	4,900	500	500	2,500	100
5.10	4,900	500	500	100	2,500

ตารางที่ 8.72 การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี B3

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลง ของสวิตช์จาก ระบบเดิม		ตำแหน่งของ การ ปรับแก้หม้อ แปลง	กำลังการผลิต ติดตั้งของระบบ ไฟฟ้าพลัง แสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	เปิด สวิตช์	ปิด สวิตช์	ด้านแรงดัน ต่ำ			
ระบบเดิม	-	-	-	7,300	333	-3,283
1.5	S6	S33	1	8,500	341	-4,414
ร้อยละของขนาดที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับระบบเดิม				16.44	2.40	34.45



รูปที่ 8.7 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี B3

ผลการทดสอบของกรณี B3 แสดงดังตารางที่ 8.62-8.71 โดยแต่ละตารางจะแสดงรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของแต่ละตารางด้วยแถบสี มีรูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมระบบเดิม) จากการหารูปแบบย่อยในบทที่ 5

รูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของกรณี B3 คือ รูปแบบที่ 1.5 (เปิดสวิตช์ S6 และปิดสวิตช์ S33 จากระบบเดิม) แสดงดังรูปที่ 8.7 โดยการเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิมของกรณี B3 แสดงดังตารางที่ 8.72 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบเดิมเป็น

รูปแบบที่ 1.5 และการปรับแก้ของหม้อแปลงทางด้านแรงดันต่ำมาตำแหน่งที่ 1 (เพิ่มแรงดันไฟฟ้าทางด้านแรงดันต่ำ 1%) พบว่าเพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของระบบทดสอบจากเป็น 333 kW เป็น 341 kW (คิดเป็น 2.40%) นอกจากนี้ยังเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่จ่ายคืนให้กริดเพิ่มขึ้นจาก 3,283 kW เป็น 4,414 kW (คิดเป็น 34.45%) และยังเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จาก 7,300 kW เป็น 8,500 kW (คิดเป็น 16.44%) โดยแต่ละจุดติดตั้งกำหนดขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เป็นบริเวณ G1 ขนาดติดตั้ง 4,900 kW, G2 ขนาดติดตั้ง 2,500 kW, G4 ขนาดติดตั้ง 500 kW, G7 ขนาดติดตั้ง 100 kW และที่บริเวณ G8 ขนาดติดตั้ง 500 kW

8.1.2.4 กรณี B4

กำหนดให้ระบบทำการทดสอบที่เวลา 12:30 น. (กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่า 94.84% ของกำลังการผลิตติดตั้ง และโหลดของระบบทดสอบมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด) โดยมีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 8 จุด คือบริเวณตำแหน่ง G1 ถึง G8

ตารางที่ 8.73 กรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับแก้หม้อแปลง		กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง			
ระบบเดิม	2	-	8,800	232	-4,808
1.1	1	-	8,000	440	-3,840
1.2	1	-	8,800	334	-4,705
1.3	1	-	8,800	336	-4,703
1.4	1	-	8,800	339	-4,700
1.5	2	-	8,800	222	-4,818
1.6	2	-	8,800	221	-4,819
1.7	1	-	8,800	312	-4,727
1.8	2	-	8,000	244	-4,037
1.9	2	-	8,000	248	-4,033

ตารางที่ 8.74 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S33 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
1.1	100	900	900	100	4,100	900	900	100
1.2	100	900	900	100	2,500	3,300	900	100
1.3	100	900	900	100	2,500	3,300	900	100
1.4	100	900	900	100	2,500	3,300	900	100
1.5	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
1.6	2,500	100	900	100	1,700	2,500	900	100
1.7	4,100	100	900	100	100	2,500	900	100
1.8	3,300	900	100	100	100	2,500	900	100
1.9	3,300	900	100	100	100	2,500	900	100

ตารางที่ 8.75 กรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการปรับเทพห้อมแปลง		กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด (kW)	การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริด (kW)
	ด้านแรงดันต่ำ	ด้านแรงดันสูง			
ระบบเดิม	2	-	8,800	232	-4,808
2.1	2	-	8,800	233	-4,808
2.2	2	-	8,800	232	-4,808
2.3	2	-	8,800	231	-4,809
2.4	2	-	8,800	231	-4,809
2.5	2	-	8,800	231	-4,809
2.6	2	-	8,800	231	-4,809

ตารางที่ 8.76 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S34 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
2.1	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
2.2	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
2.3	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
2.4	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
2.5	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
2.6	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100

ตารางที่ 8.77 กรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการ ปรับแก้หรือแปลง		กำลังการผลิตติดตั้ง ของระบบไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้าน แรงดันต่ำ	ด้าน แรงดันสูง			
ระบบเดิม	2	-	8,800	232	-4,808
3.1	2	-	8,000	503	-3,777
3.2	1	-	8,800	373	-4,666
3.3	1	-	8,800	371	-4,668
3.4	1	-	8,800	372	-4,667
3.5	2	-	8,800	223	-4,817
3.6	2	-	8,800	221	-4,819
3.7	2	-	8,800	220	-4,820
3.8	2	-	8,800	220	-4,820
3.9	2	-	8,800	220	-4,820
3.10	2	-	8,800	221	-4,819
3.11	1	-	8,800	311	-4,728
3.12	2	-	8,000	244	-4,037
3.13	2	-	8,000	250	-4,032
3.14	2	-	8,000	253	-4,029

ตารางที่ 8.78 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S35 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
3.1	100	900	100	100	4,900	900	900	100
3.2	100	900	100	100	3,300	3,300	900	100
3.3	100	100	900	100	3,300	3,300	900	100
3.4	100	100	900	100	3,300	3,300	900	100
3.5	2,500	100	900	100	1,700	2,500	900	100
3.6	2,500	100	900	100	1,700	2,500	900	100
3.7	2,500	100	100	100	2,500	2,500	900	100
3.8	2,500	100	100	100	2,500	2,500	900	100
3.9	2,500	100	100	100	2,500	2,500	900	100
3.10	1,700	900	100	100	2,500	2,500	900	100
3.11	4,100	100	900	100	100	2,500	900	100
3.12	3,300	100	900	100	100	2,500	900	100
3.13	3,300	900	100	100	100	2,500	900	100
3.14	3,300	900	100	100	100	2,500	900	100

ตารางที่ 8.79 กรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	ตำแหน่งของการ ปรับแก้หรือแปลง		กำลังการผลิตติดตั้ง ของระบบไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้าน แรงดันต่ำ	ด้าน แรงดันสูง			
ระบบเดิม	2	-	8,800	232	-4,808
4.1	2	-	8,800	254	-4,786
4.2	2	-	8,800	246	-4,794
4.3	2	-	8,800	239	-4,801
4.4	2	-	8,800	237	-4,803
4.5	2	-	8,800	236	-4,804
4.6	2	-	8,800	234	-4,806
4.7	2	-	8,800	233	-4,807
4.8	2	-	8,800	232	-4,808
4.9	2	-	8,800	231	-4,810
4.10	2	-	8,800	231	-4,809
4.11	2	-	8,800	233	-4,808
4.12	2	-	8,800	233	-4,807
4.13	2	-	8,800	287	-4,755
4.14	2	-	8,800	282	-4,759
4.15	2	-	8,800	277	-4,764
4.16	2	-	8,800	275	-4,766
4.17	2	-	8,800	266	-4,775
4.18	2	-	8,800	232	-4,808
4.19	2	-	8,800	231	-4,809
4.20	2	-	8,800	232	-4,809

ตารางที่ 8.80 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S36 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
4.1	2,500	100	900	100	1,700	2,500	900	100
4.2	2,500	100	900	100	1,700	2,500	900	100
4.3	3,300	100	100	900	1,700	2,500	100	100
4.4	3,300	100	100	100	1,700	2,500	100	900
4.5	3,300	100	100	100	1,700	2,500	100	900
4.6	2,500	900	100	100	1,700	2,500	100	900
4.7	2,500	900	100	100	1,700	2,500	100	900
4.8	2,500	900	100	100	1,700	2,500	100	900
4.9	2,500	900	100	100	1,700	2,500	100	900
4.10	2,500	900	100	100	1,700	2,500	100	900
4.11	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
4.12	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
4.13	2,500	900	100	900	1,700	2,500	100	100
4.14	2,500	900	100	900	1,700	2,500	100	100
4.15	2,500	900	100	900	1,700	2,500	100	100
4.16	3,300	100	100	100	1,700	2,500	100	900
4.17	2,500	900	100	100	1,700	2,500	100	900
4.18	3,300	100	900	100	1,700	2,500	100	100
4.19	2,500	100	900	100	1,700	2,500	900	100
4.20	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100

ตารางที่ 8.81 กรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

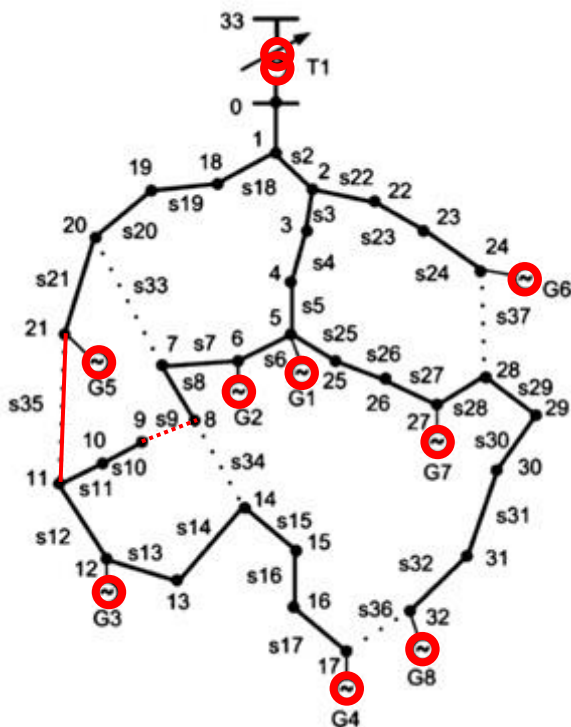
รูปแบบที่	ตำแหน่งของการ ปรับแก้หรือแปลง		กำลังการผลิตติดตั้ง ของระบบไฟฟ้า พลังแสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	ด้าน แรงดันต่ำ	ด้าน แรงดันสูง			
ระบบเดิม	2	-	8,800	232	-4,808
5.1	1	-	8,800	336	-4,703
5.2	1	-	8,800	339	-4,700
5.3	1	-	8,800	342	-4,697
5.4	1	-	8,800	288	-4,753
5.5	1	-	8,800	289	-4,752
5.6	1	-	8,800	301	-4,740
5.7	2	-	8,800	227	-4,813
5.8	2	-	8,800	227	-4,813
5.9	2	-	8,800	227	-4,813
5.10	2	-	8,800	226	-4,814

ตารางที่ 8.82 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุดของกรณี B4 เมื่อปิดสวิตช์ S37 1 ตัว และเปิดสวิตช์อื่น ๆ 1 ตัว

รูปแบบที่	กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แต่ละจุด (kW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
ระบบเดิม	2,500	900	100	100	1,700	2,500	900	100
5.1	100	900	100	100	2,500	4,900	100	100
5.2	100	900	100	100	2,500	4,900	100	100
5.3	100	900	100	100	2,500	4,900	100	100
5.4	3,300	900	100	100	2,500	900	900	100
5.5	3,300	900	100	100	2,500	900	900	100
5.6	3,300	1,700	100	100	2,500	900	100	100
5.7	2,500	900	100	100	1,700	3,300	100	100
5.8	2,500	900	100	100	1,700	3,300	100	100
5.9	2,500	900	100	100	1,700	3,300	100	100
5.10	2,500	900	100	100	1,700	3,300	100	100

ตารางที่ 8.83 การเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม ของกรณี B4

รูปแบบที่	การเปลี่ยนแปลง ของสวิตช์จาก ระบบเดิม		ตำแหน่งของ การ ปรับแก้หม้อ แปลง	กำลังการผลิต ติดตั้งของระบบ ไฟฟ้าพลัง แสงอาทิตย์ รวมทั้งระบบ (kW)	กำลังไฟฟ้า สูญเสีย ทั้งหมด (kW)	การใช้ กำลังไฟฟ้า จากกริด (kW)
	เปิด สวิตช์	ปิด สวิตช์	ด้านแรงดัน ต่ำ			
ระบบเดิม	-	-	2	8,800	232	-4,808
3.8	S9	S35	2	8,800	220	-4,820
ร้อยละของขนาดที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับระบบเดิม				-	-	0.25
ร้อยละของปริมาณที่ลดลงเมื่อเทียบกับระบบเดิม				-	5.17	-



รูปที่ 8.8 รูปแบบการจัดเรียงโครงข่ายที่ดีที่สุดกรณี B4

ผลการทดสอบของกรณี B4 แสดงดังตารางที่ 8.73-8.82 โดยแต่ละตารางจะแสดงรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของแต่ละตารางด้วยแถบสี มีรูปแบบโครงข่ายย่อยทั้งหมด 60 รูปแบบ (รวมระบบเดิม) จากการหารูปแบบย่อยในบทที่ 5

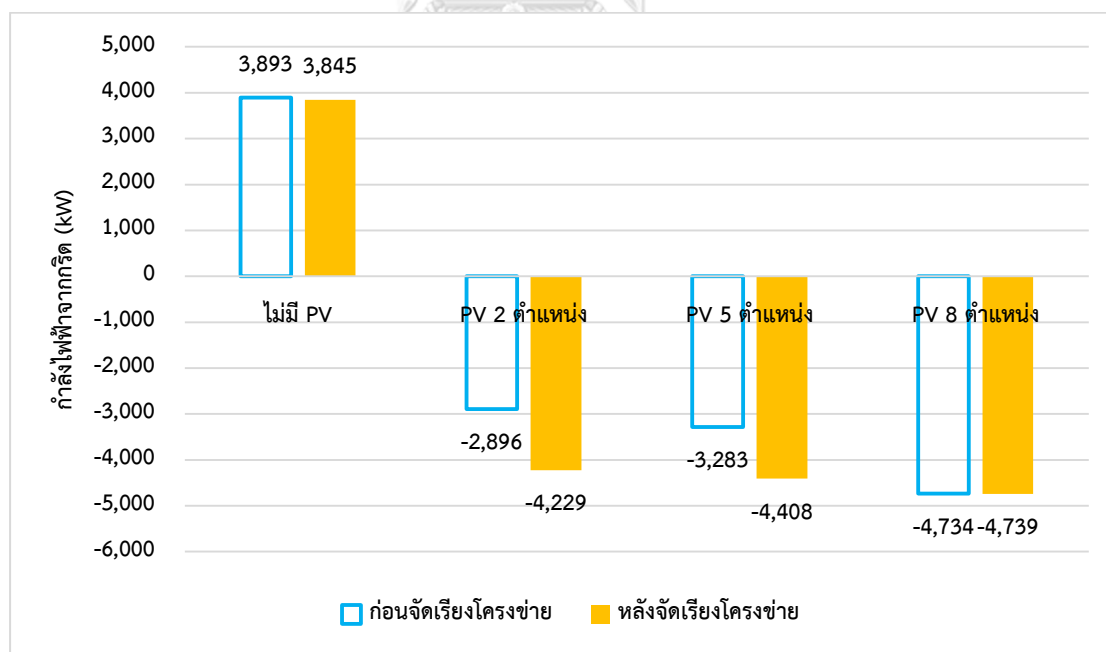
รูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดของกรณี B4 คือ รูปแบบที่ 3.8 (เปิดสวิตช์ S9 และปิดสวิตช์ S35 จากระบบเดิม) แสดงดังรูปที่ 8.8 โดยการเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบโครงข่ายที่ดีที่สุดกับระบบเดิม

ของกรณี B4 แสดงดังตารางที่ 8.83 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบเดิมเป็นรูปแบบที่ 3.8 และการปรับแก้ของหม้อแปลงทางด้านแรงดันต่ำมาตำแหน่งที่ 2 (เพิ่มแรงดันไฟฟ้าทางด้านแรงดันต่ำ 2%) พบว่าลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของระบบทดสอบลงจาก 232 kW เป็น 220 kW (คิดเป็น 5.17%) นอกจากนี้ยังเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่จ่ายคืนให้กริดเพิ่มขึ้นจาก 4,808 kW เป็น 4,820 kW (คิดเป็น 0.25%) แต่กำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ยังคงเท่าเดิมคือ 8,800 kW โดยแต่ละจุดติดตั้งกำหนดขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เป็นบริเวณ G1 ขนาดติดตั้ง 2,500 kW, G2 ขนาดติดตั้ง 100 kW, G3 ขนาดติดตั้ง 100 kW, G4 ขนาดติดตั้ง 100 kW, G5 ขนาดติดตั้ง 2,500 kW, G6 ขนาดติดตั้ง 2,500 kW, G7 ขนาดติดตั้ง 900 kW และที่บริเวณ G8 ขนาดติดตั้ง 100 kW

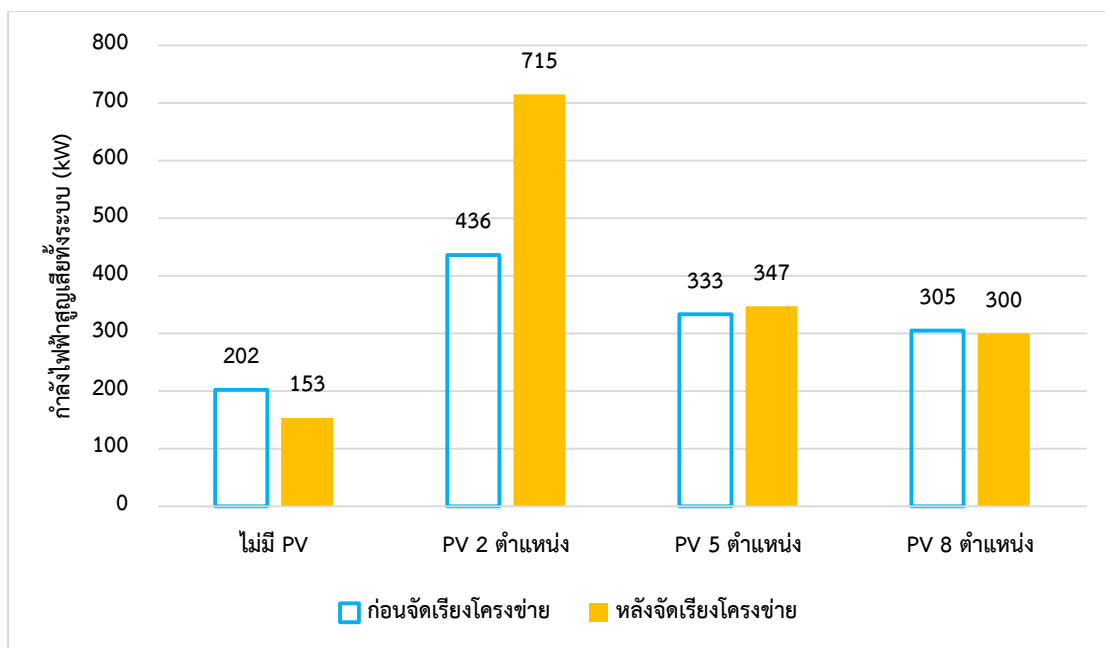
8.2 การเปรียบเทียบระหว่างกรณีศึกษาแบบต่าง ๆ

จากผลการทดสอบข้างต้นสามารถนำมาวิเคราะห์เพิ่มเติมโดยการเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการทดสอบแบบต่าง ๆ ซึ่งได้แบ่งเป็น 3 หัวข้อ ดังที่จะกล่าวต่อไป

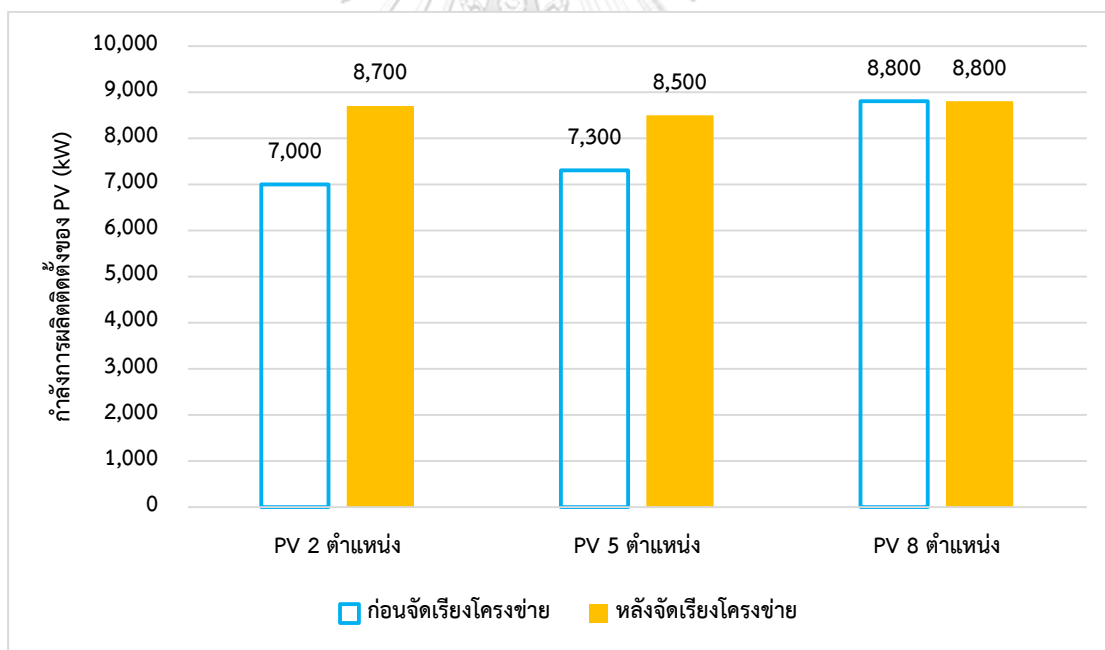
8.2.1 การปรับปรุงระบบโดยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิต



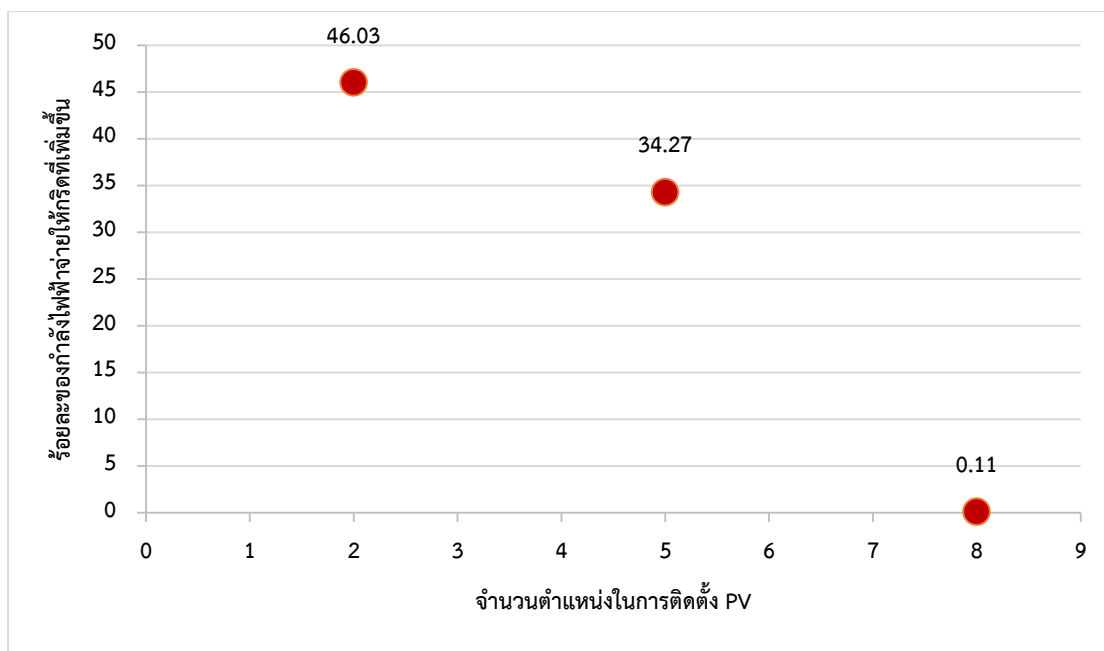
รูปที่ 8.9 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าจากกริดก่อนและหลังจัดเรียงโครงข่าย



รูปที่ 8.10 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบก่อนและหลังจัดเรียงโครงข่าย



รูปที่ 8.11 กราฟแสดงกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ก่อนและหลังจัดเรียงโครงข่าย



รูปที่ 8.12 กราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อมีการจัดเรียงโครงข่าย

เมื่อเราเปรียบเทียบค่าต่าง ๆ ของระบบก่อนและหลังจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติจะพบว่ากำลังไฟฟ้าจากกริดในช่วงเวลากลางคืน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้) จะมีค่าเป็นบวก หมายความว่าระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้นรับกำลังไฟฟ้าจากกริดเพื่อมาจ่ายให้โหลดในระบบ แต่ในช่วงเวลากลางวัน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้) ไม่ว่าจะมียังจำนวนแห่งติดตั้งในระบบ 2 ตำแหน่ง 5 ตำแหน่ง หรือแม้กระทั่ง 8 ตำแหน่ง กำลังไฟฟ้าจากกริดมีค่าติดลบ หมายความว่าระบบไฟฟ้าได้จ่ายกำลังไฟฟ้ากลับคืนไปยังกริด ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากมีการจัดเรียงโครงข่ายกำลังไฟฟ้าจากกริดมีขนาดลดลงเล็กน้อย แต่ก็ยังไม่สามารถแก้ปัญหาของระบบด้านแรงดันตกที่บางตำแหน่งได้จากที่เคยกล่าวมาข้างต้น ในช่วงเวลากลางวันนั้นการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายทำให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดเพิ่มมากขึ้น นอกจากนี้ยังตำแหน่งติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์มีจำนวนมากกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดยิ่งมากขึ้นด้วย เมื่อพิจารณาจำนวนตำแหน่งติดตั้งระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์พบว่า ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง หลังจากจัดเรียงโครงข่ายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นมากที่สุด ส่วนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง กำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยยะสำคัญ แต่ปริมาณที่เพิ่มขึ้นยังคงน้อยกว่าระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง เล็กน้อย แต่ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง นั้นหลังจากจัดเรียงโครงข่ายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ดังแสดงในรูปที่ 8.9

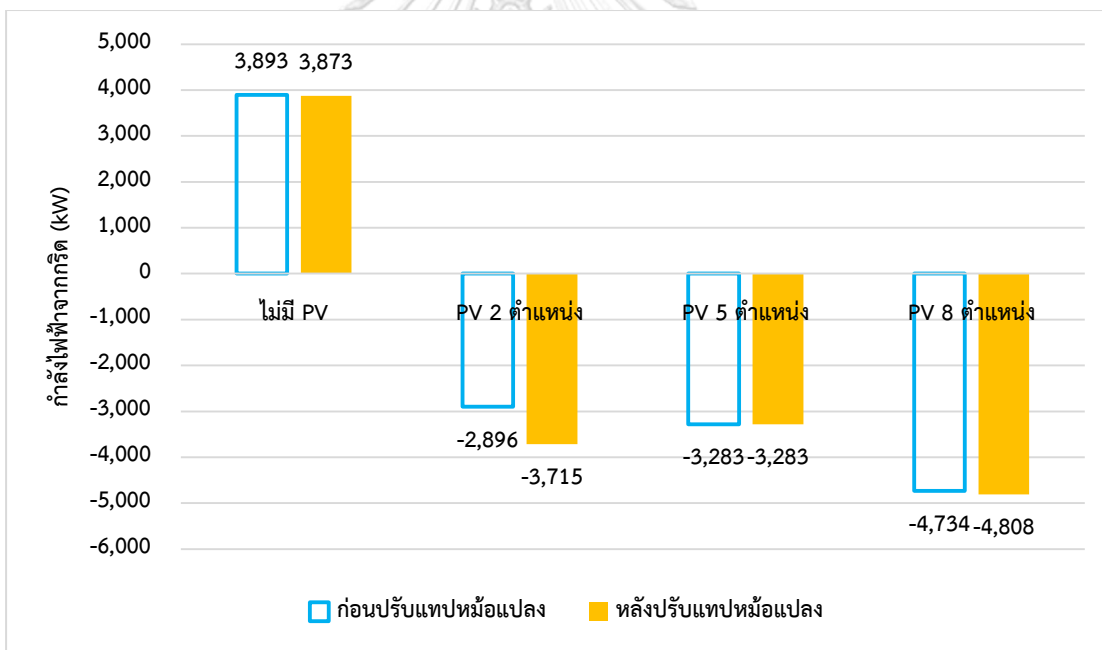
เมื่อเปรียบเทียบกำลังสูญเสียของทั้งระบบก่อนและหลังมีการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติพบว่า ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากจัดเรียงโครงข่ายจะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลงได้เล็กน้อย เป็นผลทำให้การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดลดลงไปด้วยดังที่กล่าวมาก่อนหน้า เนื่องจากในช่วงเวลากลางคืนไม่มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ดังนั้นการลดการใช้กำลังจากกริดในช่วงเวลากลางคืนจึงขึ้นอยู่กับ การลดกำลังสูญเสียในระบบเพียงอย่างเดียว ยิ่งตำแหน่งติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ยิ่งมากกำลังไฟฟ้าสูญเสียภายในระบบยิ่งมีน้อย เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง พบว่าหลังจากจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก อันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ทำให้กระแสภายในระบบทดสอบสูงขึ้นไปด้วย จึงส่งผลให้เกิดกำลังสูญเสียในระบบที่เพิ่มขึ้น เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง พบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนตำแหน่งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ทำให้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าใกล้กับโหลดมากยิ่งขึ้น ถึงแม้กำลังผลิตติดตั้งจะเพิ่มขึ้นขึ้นอย่างมีนัยยะสำคัญ แต่การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายทำให้การกระจายตัวของแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากับโหลดดีขึ้นจึงทำให้กำลังสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง พบว่ากำลังสูญเสียลดลงเล็กน้อย เนื่องมาจากหลังการจัดเรียงโครงข่ายกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มีค่าเท่าเดิม แต่การกระจายตัวของแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากับโหลดดีขึ้นส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลดลงเพียงเล็กน้อย ดังแสดงในรูปที่ 8.10

เมื่อเปรียบเทียบกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ก่อนและหลังมีการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติพบว่า เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง กำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์หลังมีการจัดเรียงโครงข่ายเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง พบว่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์หลังมีการจัดเรียงโครงข่ายเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยยะสำคัญ แต่ปริมาณที่เพิ่มขึ้นยังน้อยกว่าระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง ส่วนระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง หลังมีการจัดเรียงโครงข่ายพบว่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ยังคงมีค่าเดิม โดยหลังมีการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายนั้นกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ของทั้ง 3 กรณีมีค่าใกล้เคียงกัน ดังแสดงในรูปที่ 8.11

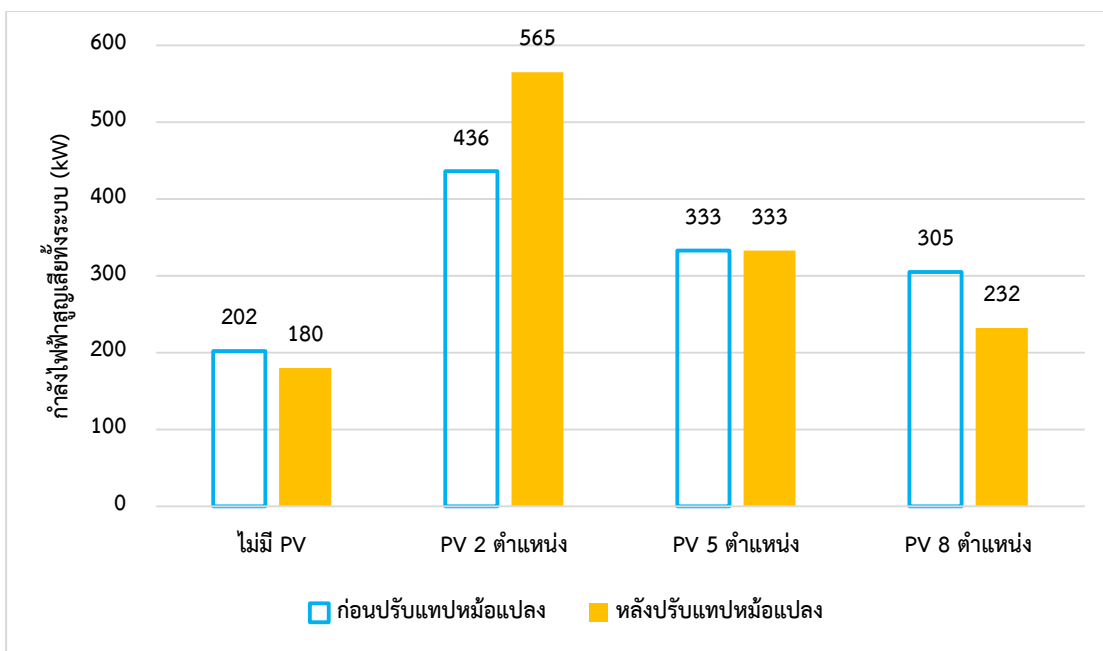
จากรูปที่ 8.12 เป็นกราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อมีการจัดเรียงโครงข่าย กล่าวคือค่าที่แสดงเป็นค่าที่เปรียบเทียบกับขนาดของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดก่อนและหลังการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายโดยคิดเป็นร้อยละ

ของระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง 5 ตำแหน่ง และ 8 ตำแหน่ง ถ้าหลังการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายนั้นขนาดของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นมากค่าที่ได้ก็จะมีค่ามาก จากกราฟจะพบว่าจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง มีค่าร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นมากที่สุด (ร้อยละ 46.03) รองลงมาคือจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง (ร้อยละ 34.27) และจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง มีค่าร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นมีค่าน้อยที่สุด (ร้อยละ 0.11) ดังนั้นจึงสรุปได้ว่ายิ่งจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์น้อย การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติยิ่งมีความสำคัญต่อระบบมาก แต่ถ้าจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มากจนถึงระดับหนึ่ง (8 ตำแหน่ง) การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติแทบจะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเลย

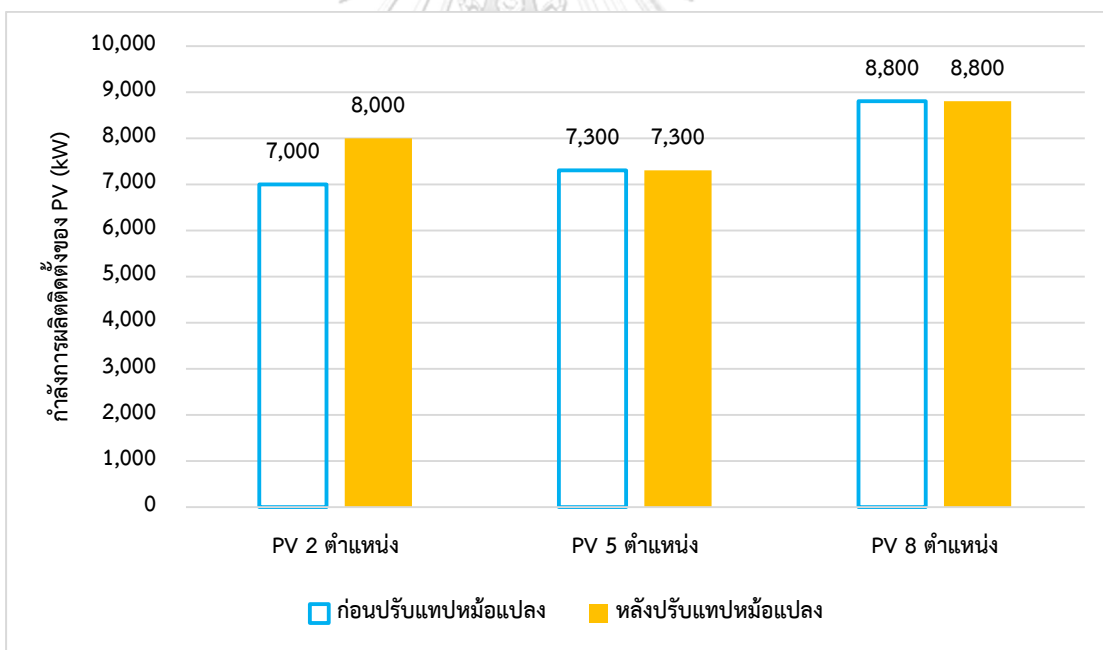
8.2.2 การปรับปรุงระบบโดยการปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้า



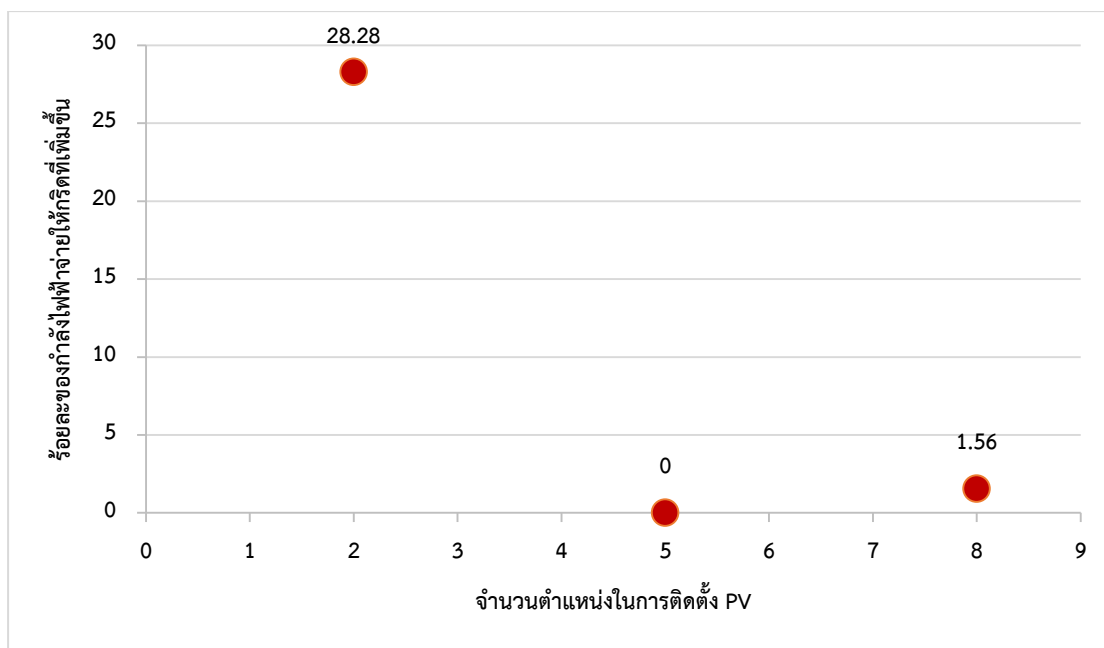
รูปที่ 8.13 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าจากกริดก่อนและหลังปรับแก้หม้อแปลง



รูปที่ 8.14 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบก่อนและหลังปรับแทปหม้อแปลง



รูปที่ 8.15 กราฟแสดงกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ก่อนและหลังปรับแทปหม้อแปลง



รูปที่ 8.16 กราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อมีการปรับแก้หม้อแปลง

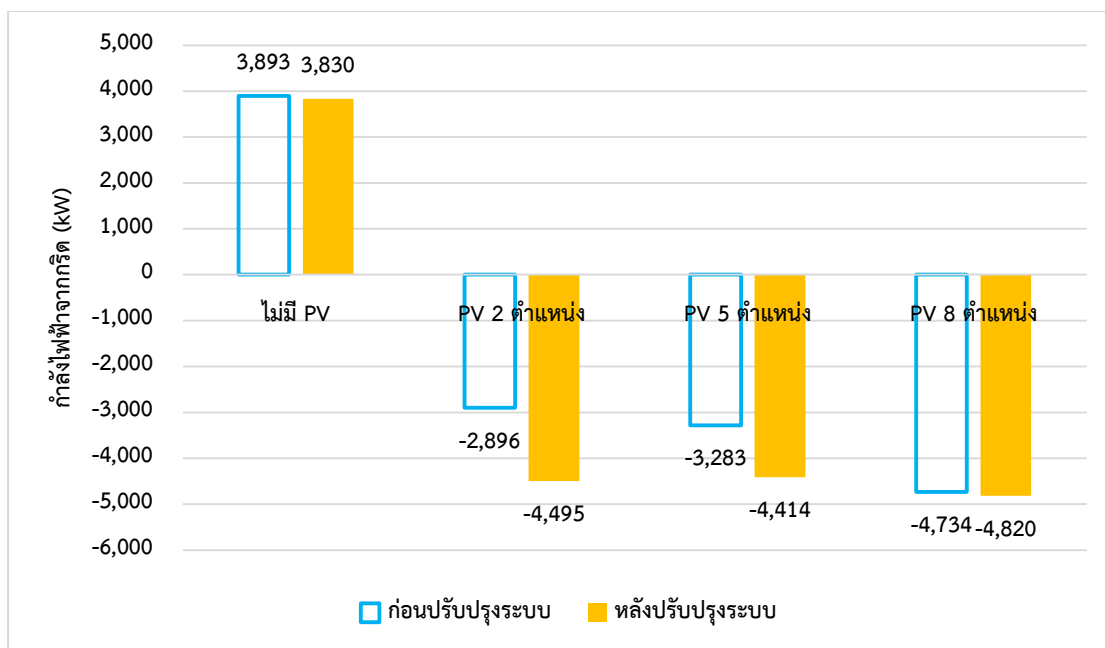
เมื่อเราเปรียบเทียบค่าต่าง ๆ ของระบบก่อนและหลังปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้าจะพบว่า กำลังไฟฟ้าจากกริดในช่วงเวลากลางคืน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้) จะมีค่าเป็นบวก หมายความว่าระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้นรับกำลังไฟฟ้าจากกริดเพื่อมาจ่ายให้โหลดในระบบ แต่ในช่วงเวลากลางวัน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้) ไม่ว่าจะมียังจำนวนแห่งติดตั้งในระบบ 2 ตำแหน่ง 5 ตำแหน่ง หรือแม้กระทั่ง 8 ตำแหน่ง กำลังไฟฟ้าจากกริดมีค่าติดลบ หมายความว่าระบบไฟฟ้าได้จ่ายกำลังไฟฟ้ากลับคืนไปยังกริด ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากมีการปรับแก้หม้อแปลงพบว่ากำลังไฟฟ้าจากกริดมีขนาดลดลงเล็กน้อยและสามารถแก้ปัญหาของระบบด้านแรงดันตกได้ ดังนั้นระบบทดสอบถึงควรมีหม้อแปลงในการเพิ่มระดับแรงดันด้านแรงต่ำเพื่อแก้ปัญหาแรงดันตกในช่วงเวลากลางคืน ในช่วงเวลากลางวันนั้นการปรับแก้หม้อแปลงทำให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดเพิ่มขึ้นมาไม่มากนักเมื่อเทียบกับการปรับปรุงระบบด้วยจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบบัสติด เมื่อพิจารณาจำนวนตำแหน่งติดตั้งระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์พบว่า ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง หลังจากปรับแก้หม้อแปลงกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นมากที่สุด ส่วนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง กำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเท่าเดิมเนื่องจากไม่สามารถปรับแก้หม้อแปลงเพื่อปรับปรุงระบบได้ อาจจะเป็นเพราะตำแหน่งติดตั้งระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์เป็นคนละบริเวณกับในกรณี 2 ตำแหน่ง แต่ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง นั้นหลังจากปรับแก้หม้อแปลงพบว่ากำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ดังแสดงในรูปที่ 8.13

เมื่อเปรียบเทียบกำลังสูญเสียของทั้งระบบก่อนและหลังมีปรับแทปหม้อแปลงไฟฟ้าพบว่า ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากปรับแทปหม้อแปลงจะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลงได้เล็กน้อย เป็นผลทำให้การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดลดลงไปด้วยดังที่กล่าวมาก่อนหน้า เนื่องจากในช่วงเวลากลางคืนไม่มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ดังนั้นการลดการใช้กำลังจากกริดในช่วงเวลากลางคืนจึงขึ้นอยู่กับกริดกำลังสูญเสียในระบบเพียงอย่างเดียว ยิ่งตำแหน่งติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ยิ่งมากกำลังไฟฟ้าสูญเสียภายในระบบยิ่งมีน้อย เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง พบว่าหลังจากปรับแทปหม้อแปลงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก เนื่องมาจากการปรับแทปโดยการเพิ่มแรงดันทางด้านแรงดันสูงทำให้กำลังผลิตติดตั้งของระบบพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น จึงส่งผลให้กระแสภายในระบบทดสอบสูงขึ้นไปด้วยเป็นเหตุให้เกิดกำลังสูญเสียในระบบที่เพิ่มขึ้น เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง พบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าเท่าเดิม เนื่องจากไม่สามารถปรับแทปหม้อแปลงเพื่อปรับปรุงระบบได้ เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง พบว่ากำลังสูญเสียลดลงเล็กน้อย เนื่องมาจากการปรับแทปหม้อแปลงโดยเพิ่มระดับแรงดันทางฝั่งแรงดันต่ำส่งผลให้กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มีค่าเท่าเดิม แต่กำลังสูญเสียในระบบมีค่าลดลงดังแสดงในรูปที่ 8.14

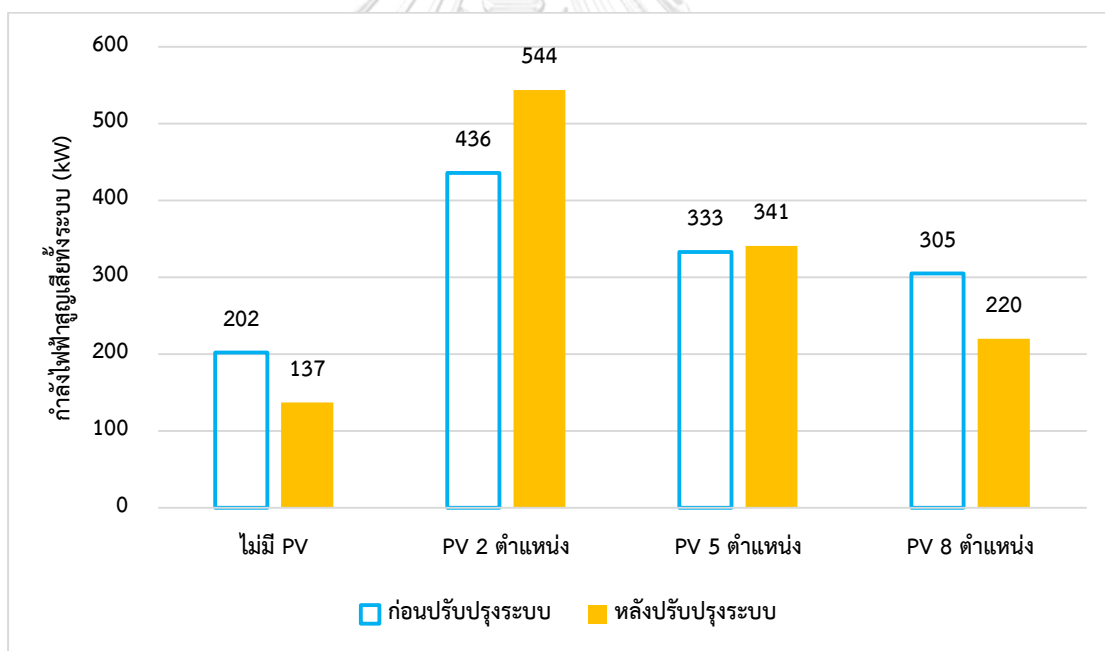
เมื่อเปรียบเทียบกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ก่อนและหลังมีการปรับแทปหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงระบบพบว่า เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง กำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์หลังปรับแทปหม้อแปลงไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมากเนื่องมาจากการปรับแทปเพิ่มแรงดันทางฝั่งแรงดันสูง เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง พบว่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์หลังปรับแทปหม้อแปลงมีค่าเท่าเดิมเนื่องจากไม่สามารถปรับแทปหม้อแปลงเพื่อปรับปรุงระบบได้ ส่วนระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง หลังมีการปรับแทปหม้อแปลงพบว่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ยังคงมีค่าดังเดิม เนื่องจากการปรับแทปเพิ่มแรงดันทางฝั่งแรงดันต่ำไม่ได้ส่งผลต่อการเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โดยหลังมีปรับแทปหม้อแปลงนั้นกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ของตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง มีค่ามากที่สุด ตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง มีค่ารองลงมา ส่วนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง มีค่าน้อยที่สุดตามลำดับดังแสดงในรูปที่ 8.15

จากรูปที่ 8.16 เป็นกราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อมีการปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้า กล่าวคือค่าที่แสดงเป็นค่าที่เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดก่อนและหลังการปรับแก้หม้อแปลง โดยคิดเป็นร้อยละของระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง 5 ตำแหน่ง และ 8 ตำแหน่ง ถ้าหลังการปรับแก้หม้อแปลงนั้นขนาดของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นมากค่าที่ได้ก็จะมีค่ามาก จากกราฟจะพบว่าจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง มีค่าร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นมากที่สุด (ร้อยละ 28.28) รองลงมาคือจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง (ร้อยละ 1.56) และจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง มีค่าร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นมีค่าน้อยที่สุด (ไม่มีการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายคืนสู่กริด) ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าการปรับแก้แรงดันทางด้านแรงดันสูงนั้นมีผลต่อการเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีผลต่อการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดเป็นอย่างมาก (จำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง) ส่วนการปรับแก้แรงดันทางด้านแรงดันต่ำนั้นมีผลต่อการลดกำลังสูญเสียของระบบ ซึ่งมีผลต่อการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดเพียงเล็กน้อย (จำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง) โดยการปรับแก้หม้อแปลงเพียงอย่างเดียวอาจจะไม่เพียงพอในการปรับปรุงระบบ เนื่องจากถ้าตำแหน่งติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่เหมาะสมอาจจะไม่สามารถปรับปรุงระบบด้วยการปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้าได้

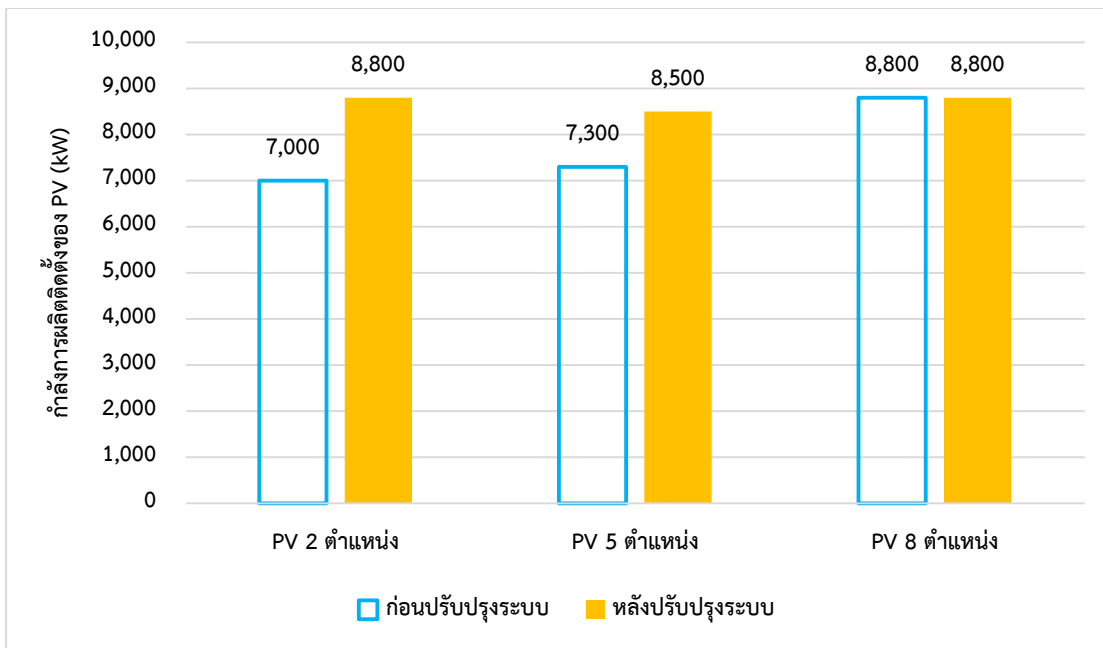
8.2.3 การปรับปรุงระบบโดยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้า



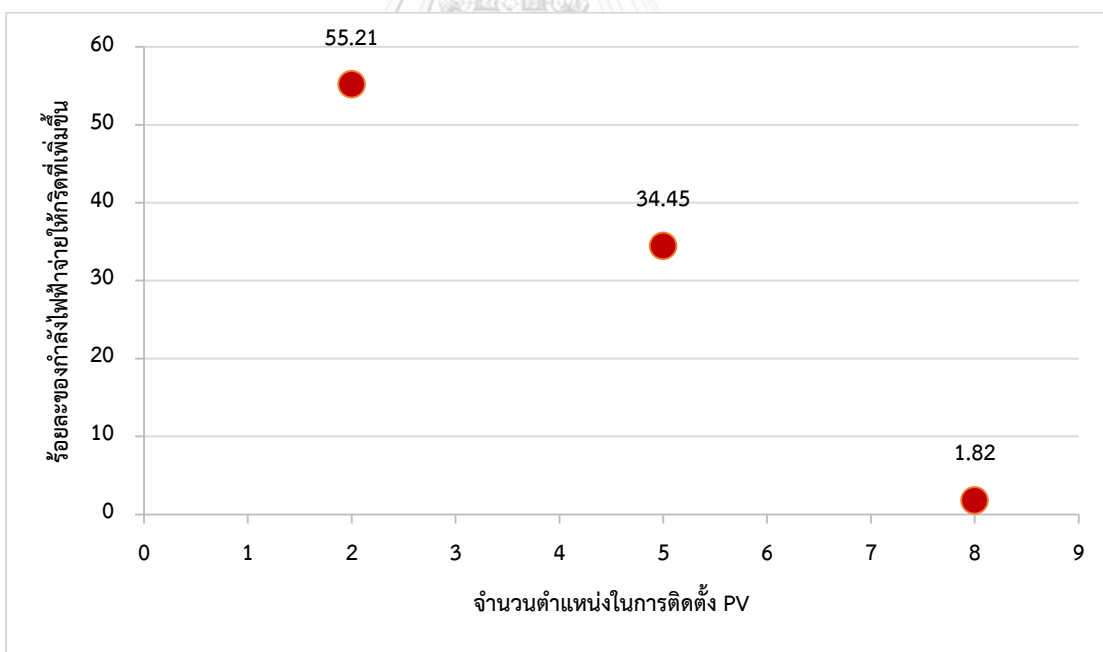
รูปที่ 8.17 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าจากกริดก่อนและหลังเมื่อจัดเรียงโครงข่ายและปรับแก้หม้อแปลง



รูปที่ 8.18 กราฟแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบก่อนและหลังเมื่อจัดเรียงโครงข่ายและปรับแก้หม้อแปลง



รูปที่ 8.19 กราฟแสดงกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ก่อนและหลังเมื่อจัดเรียงโครงข่ายและปรับแก้หม้อแปลง



รูปที่ 8.20 กราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อจัดเรียงโครงข่ายและปรับแก้หม้อแปลง

เมื่อเราเปรียบเทียบค่าต่าง ๆ ของระบบก่อนและหลังการปรับปรุงระบบด้วยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้า จะพบว่ากำลังไฟฟ้าจากกริดในช่วงเวลา

กลางคืน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้) จะมีค่าเป็นบวก หมายความว่าระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้นรับกำลังไฟฟ้าจากกริดเพื่อมาจ่ายให้โหลดในระบบ แต่ในช่วงเวลากลางวัน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้) ไม่ว่าจะมีความถี่หรือจำนวนแห่งติดตั้งในระบบ 2 ตำแหน่ง 5 ตำแหน่ง หรือแม้กระทั่ง 8 ตำแหน่ง กำลังไฟฟ้าจากกริดมีค่าติดลบ หมายความว่าระบบไฟฟ้าได้จ่ายกำลังไฟฟ้ากลับคืนไปยังกริด ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากมีการปรับปรุงระบบพบว่ากำลังไฟฟ้าจากกริดมีขนาดลดลงเล็กน้อย นอกจากนี้ยังสามารถแก้ปัญหาของระบบด้านแรงดันตกได้ ในช่วงเวลากลางวันนั้นการปรับปรุงระบบทำให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดเพิ่มมากขึ้น เมื่อพิจารณาจำนวนตำแหน่งติดตั้งระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์พบว่า ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง หลังจากปรับปรุงระบบกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นมากที่สุด ส่วนระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง กำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยยะสำคัญ แต่ปริมาณที่เพิ่มขึ้นยังคงน้อยกว่าระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง เล็กน้อย แต่ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง นั้นหลังจากปรับปรุงระบบกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ดังแสดงในรูปที่ 8.17 โดยการปรับปรุงระบบด้วยวิธีนี้ผลที่ได้ดีกว่า 2 วิธี ที่กล่าวมาข้างต้น

เมื่อเปรียบเทียบกำลังสูญเสียของทั้งระบบก่อนและหลังมีการปรับปรุงระบบด้วยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิตและการปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้าพบว่า ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากการปรับปรุงระบบจะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลงได้ นอกจากจากการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแล้ว ยังมีการเพิ่มระดับแรงดันทางฝั่งแรงดันต่ำเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบด้วย เป็นผลทำให้การใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดลดลงไปด้วย เนื่องจากในช่วงเวลากลางคืนไม่มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นการลดการใช้กำลังจากกริดในช่วงเวลากลางคืนจึงขึ้นอยู่กับภาระลดกำลังสูญเสียในระบบเพียงอย่างเดียว ยิ่งตำแหน่งติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ยิ่งมากกำลังไฟฟ้าสูญเสียภายในระบบยิ่งมีน้อย เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง พบว่าหลังจากการปรับปรุงระบบด้วยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายและการปรับแก้หม้อแปลงโดยเพิ่มแรงดันทางฝั่งแรงดันสูงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก อันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ทำให้กระแสภายในระบบทดสอบสูงขึ้นไปด้วย จึงส่งผลให้เกิดกำลังสูญเสียในระบบที่เพิ่มขึ้น เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง พบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนตำแหน่งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำให้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าใกล้กับโหลดมากยิ่งขึ้น ถึงแม้กำลังผลิตติดตั้งจะเพิ่มขึ้นขึ้นอย่างมีนัยยะสำคัญ แต่การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายทำให้การกระจายตัวของแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากับโหลดดีขึ้น และการปรับแก้หม้อแปลงโดยเพิ่มระดับแรงดันทางฝั่งแรงดันต่ำช่วยลดกำลังสูญเสียในระบบ จึงทำให้กำลังสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้า

พลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง พบว่ากำลังสูญเสียลดลงอย่างมีนัยยะสำคัญ เนื่องมาจากหลังการปรับปรุงระบบกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มีค่าเท่าเดิม แต่การกระจายตัวของแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากับโหลดดีขึ้นและการปรับแก้หม้อแปลงโดยเพิ่มระดับแรงดันทางฝั่งแรงดันต่ำ ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลดลง ดังแสดงในรูปที่ 8.18

เมื่อเปรียบเทียบกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ก่อนและหลังมีการปรับปรุงระบบด้วยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้าพบว่า เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง กำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์หลังมีการปรับปรุงระบบเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก เมื่อพิจารณาระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง พบว่ากำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์หลังมีการปรับปรุงระบบเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยยะสำคัญ แต่ปริมาณที่เพิ่มขึ้นยังน้อยกว่าระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง ส่วนระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง หลังมีการปรับปรุงระบบพบว่ากำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ยังคงมีค่าดังเดิม โดยหลังมีการปรับปรุงระบบกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ของทั้ง 3 กรณีมีค่าใกล้เคียงกัน ดังแสดงในรูปที่ 8.19 โดยการที่ระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์หลังปรับปรุงระบบน้อยที่สุดอาจเนื่องมาจากการกำหนดการเพิ่มของระดับกำลังไฟฟ้าไม่เท่ากันในการกำหนดขนาดของกำลังการผลิตติดตั้ง

จากรูปที่ 8.20 เป็นกราฟแสดงร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นต่อจำนวนของตำแหน่งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อมีการปรับปรุงระบบด้วยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้า กล่าวคือค่าที่แสดงเป็นค่าที่เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดก่อนและหลังการปรับปรุงระบบโดยคิดเป็นร้อยละของระบบที่มีจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง 5 ตำแหน่ง และ 8 ตำแหน่ง ถ้าหลังการปรับปรุงระบบนั้นขนาดของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดมีค่าเพิ่มขึ้นมากค่าที่ได้ก็จะมีค่ามาก จากกราฟจะพบว่าจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2 ตำแหน่ง มีค่าร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นมากที่สุด (ร้อยละ 55.21) รองลงมาคือจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 5 ตำแหน่ง (ร้อยละ 34.45) และจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 8 ตำแหน่ง มีค่าร้อยละกำลังไฟฟ้าจ่ายให้กริดที่เพิ่มขึ้นมีค่าน้อยที่สุด (ร้อยละ 1.82) ดังนั้นจึงสรุปได้ว่ายิ่งจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์น้อย การปรับปรุงระบบยิ่งมีความสำคัญต่อระบบมาก แต่ถ้าจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มากจนถึงระดับนี้ (8 ตำแหน่ง) การปรับปรุงระบบแทบจะไม่ส่งผลต่อระบบไฟฟ้าเลย โดยสรุปของทุกกรณีศึกษาแสดงดังตารางที่ 8.84

ตารางที่ 8.84 สรุปรูปแบบโปรแกรมข่ายและการปรับแก้แบบแปลนที่ดีที่สุดของแต่ละกรณีศึกษา

กรณี	การปรับแก้แบบแปลน		ช่วงเวลา		จำนวนตำแหน่งติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์				การเปลี่ยนแปลงของ สวิตซ์จากระบบเดิม		ตำแหน่งของการ ปรับแก้แบบแปลน	
	ไม่มี	มี	กลางคืน	กลางวัน	ไม่มี	2 ตำแหน่ง	5 ตำแหน่ง	8 ตำแหน่ง	เปิดสวิตซ์	ปิดสวิตซ์	ด้านแรงสูง	ด้านแรงต่ำ
A1	✓		✓		✓				S8	S35	-	-
A2	✓			✓		✓			S2	S33	-	-
A3	✓			✓			✓		S6	S33	-	-
A4	✓			✓				✓	S16	S36	-	-
B1		✓	✓		✓				S8	S35	-	5
B2		✓		✓		✓			S6	S35	1	-
B3		✓		✓			✓		S6	S33	-	1
B4		✓		✓				✓	S9	S35	-	2

บทที่ 9

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้นำเสนอการปรับปรุงระบบไฟฟ้าด้วยการประยุกต์ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิตและการควบคุมแบบหม้อแปลงเพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โดยคำนึงถึงข้อจำกัดทางด้านต่าง ๆ ของระบบเพื่อให้ระบบมีความน่าเชื่อถือ ซึ่งระบบที่ถูกเลือกนำมาใช้ทดสอบคือ ระบบไฟฟ้าแบบกระจายตัวระดับแรงดัน 12.66 กิโลโวลต์ ของระบบทดสอบ 34 บัส จากบทความ [8] โดยข้อมูลโปรไฟล์ความต้องการใช้ไฟฟ้า และข้อมูลโปรไฟล์กำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่นำมาใช้วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบทดสอบเป็นข้อมูลราย 15 นาที

การกำหนดช่วงเวลาในการทดสอบทำเพื่อลดขนาดของปัญหาจากข้อมูลโปรไฟล์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลโปรไฟล์กำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โดยเราได้แบ่งออกเป็น 2 ช่วงเวลา คือ ช่วงเวลากลางวัน และช่วงเวลากลางคืน ตามลักษณะการทำงานของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ในเวลากลางวัน แต่ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงเวลากลางคืน โดยช่วงเวลากลางคืนกำหนดที่ 21:00 น. โหลดมีค่า 99.40% ของโหลดสูงสุด และช่วงเวลากลางวันกำหนดที่ 12:30 น. โหลดมีค่า 89.02% ของโหลดสูงสุด และกำลังไฟฟ้าที่ระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์สามารถผลิตได้มีค่า 94.84% ของกำลังผลิตติดตั้ง

การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิตเป็นการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายที่เกิดขึ้นในขั้นตอนของการวางแผน โดรนข้อมูลที่ใช้อาจเป็นข้อมูลที่เก็บเป็นรายสัปดาห์ รายเดือน หรือรายปี เพื่อนำมาใช้วิเคราะห์ระบบและปรับปรุงระบบ ในการศึกษาของวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้มีการกำหนดตัวแปรของจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยให้ค่า $\Delta S = 2$ ดังนั้นรูปแบบโครงข่ายย่อยของจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเหลือเฉพาะรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงของสวิตช์ประเภทเดียว คือ การเปิดสวิตช์ 1 ตัว และการปิดสวิตช์ 1 ตัว จากระบบเดิม โดยรูปแบบโครงข่ายย่อยของจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จะนำมาศึกษามีทั้งหมด 60 รูปแบบ

การกำหนดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเพิ่มให้กับระบบ โดยการเพิ่มการขนานอินเวอร์เตอร์ (Parallel inverters) นอกจากนี้เพื่อลดความซับซ้อนของปัญหา จึงมีการกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต่างกันเมื่อจำนวนตำแหน่งติดตั้งที่ต่างกัน โดยการเพิ่มขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น เราจะเพิ่มจนกว่าค่าต่าง ๆ ของระบบจะเกินกว่าขอบเขตที่กำหนดไว้ ซึ่งสามารถแบ่งได้ดังนี้

- 1) มีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ 2 ตำแหน่ง: กำหนดให้ขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุด 100 kW และกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระดับละ 100 kW
- 2) มีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ 5 ตำแหน่ง: กำหนดให้ขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุด 100 kW และกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระดับละ 400 kW
- 3) มีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ 8 ตำแหน่ง: กำหนดให้ขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุด 100 kW และกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระดับละ 800 kW

หม้อแปลงที่ติดตั้งในระบบทดสอบนั้นได้กำหนดให้มีจุดติดตั้งเพียงจุดเดียว คือ ระหว่างกริดและระบบทดสอบ โดยการกำหนดการปรับแก้ของหม้อแปลงไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 แบบ ดังนี้

- 1) การเพิ่มขนาดแรงดันของหม้อแปลงด้านปฐมภูมิ: กำหนดให้แก้ของหม้อแปลงด้านปฐมภูมิเพิ่มขนาดแรงดันแก้ละ 1% โดยสามารถปรับแก้ได้สูงสุดจำนวน 10 แก้
- 2) การเพิ่มขนาดแรงดันของหม้อแปลงด้านทุติยภูมิ: กำหนดให้แก้ของหม้อแปลงทุติยภูมิเพิ่มขนาดแรงดันแก้ละ 1% โดยสามารถปรับแก้ได้สูงสุดจำนวน 10 แก้

การหาค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดทำได้โดยการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านโปรแกรม DigSILENT PowerFactory โดยค่าที่ได้เป็นได้ทั้งค่าบวกและค่าลบ โดยจะทำการบันทึกข้อมูลของระบบที่ทำให้เกิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดค่าต่าง ๆ และจะได้คำตอบของปัญหาชุดนี้โดยเลือกจากการตั้งค่าระบบที่ทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับการตั้งค่าของระบบแบบอื่น ๆ ซึ่งคำตอบที่เราจะได้จากการหาค่ากำลังไฟฟ้าจากกริดต่ำที่สุดประกอบไปด้วย รูปแบบของโครงข่ายไฟฟ้า ขนาดติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งต่าง ๆ และจำนวนการปรับแก้หม้อแปลงที่เหมาะสม เป็นต้น ซึ่งเป็นตัวเลือกให้เราตัดสินใจในการปรับปรุงระบบในอนาคต

ผลของการปรับปรุงระบบไฟฟ้าด้วยการประยุกต์ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการควบคุมแก้หม้อแปลงเพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ทั้ง 8 กรณี สามารถสรุปได้ดังนี้

- 1) กำลังไฟฟ้าจากกริดในช่วงเวลากลางคืน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้) จะมีค่าเป็นบวก หมายความว่าระบบไฟฟ้าขณะนั้นรับกำลังไฟฟ้าจากกริดเพื่อมาจ่ายให้โหลดในระบบ แต่ในช่วงเวลากลางวัน (ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้) กำลังไฟฟ้าจากกริดมีค่าติดลบ หมายความว่าระบบไฟฟ้าได้จ่ายกำลังไฟฟ้ากลับคืนไปยังกริด

- 2) ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากมีการจัดเรียงโครงข่ายแบบสถิติพบว่ากำลังไฟฟ้าจากกริดมีขนาดลดลงเล็กน้อย แต่ก็ยังไม่สามารถแก้ปัญหาของระบบด้านแรงดันตกที่บางตำแหน่งได้
- 3) ยิ่งตำแหน่งติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์มีจำนวนมากกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกลับคืนสู่กริดยิ่งมากขึ้นด้วย
- 4) ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากจัดเรียงโครงข่ายจะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลงได้ ซึ่งการลดการใช้กำลังจากกริดในช่วงเวลากลางคืนจึงขึ้นอยู่กับ การลดกำลังสูญเสียในระบบเพียงอย่างเดียว
- 5) ยิ่งจำนวนตำแหน่งติดตั้งของระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์ยิ่งมากกำลังไฟฟ้าสูญเสียภายในระบบยิ่งมีน้อย
- 6) ยิ่งจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์น้อย การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติยังมีความสำคัญต่อระบบมาก แต่ถ้าจำนวนตำแหน่งในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มากจนถึงระดับหนึ่ง (8 ตำแหน่ง) การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติแทบจะไม่ส่งผลต่อระบบไฟฟ้าเลย
- 7) ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากมีการปรับแก้พบว่ามีกำลังไฟฟ้าจากกริดมีขนาดลดลงเล็กน้อยและสามารถแก้ปัญหาของระบบด้านแรงดันตกได้ ดังนั้นระบบทดสอบถึงควรห้มีข้อเปลี่ยนแปลงในการเพิ่มระดับแรงดันด้านแรงต่ำเพื่อแก้ปัญหาแรงดันตกในช่วงเวลากลางคืน
- 8) ในช่วงเวลากลางคืนหลังจากปรับแก้พบว่ามีกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลงได้ ซึ่งการลดการใช้กำลังจากกริดในช่วงเวลากลางคืนจึงขึ้นอยู่กับ การลดกำลังสูญเสียในระบบเพียงอย่างเดียว
- 9) การปรับแก้พบว่ามีข้อเปลี่ยนแปลงโดยการเพิ่มระดับแรงดันทางฝั่งแรงดันต่ำจะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ
- 10) การปรับแก้พบว่ามีข้อเปลี่ยนแปลงโดยการเพิ่มระดับแรงดันทางฝั่งแรงดันสูงจะช่วยเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์
- 11) การปรับแก้พบว่ามีข้อเปลี่ยนแปลงเพียงอย่างเดียวอาจจะไม่เพียงพอในการปรับปรุงระบบ เนื่องจากถ้าตำแหน่งติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ไม่เหมาะสมอาจจะไม่สามารถปรับปรุงระบบด้วยการปรับแก้พบว่ามีข้อเปลี่ยนแปลงไฟฟ้าได้

การปรับปรุงระบบไฟฟ้าด้วยการประยุกต์ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการควบคุมแก้พบว่ามีข้อเปลี่ยนแปลงเพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ พบว่าการปรับปรุงระบบด้วยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการปรับแก้พบว่ามีข้อเปลี่ยนแปลงไฟฟ้านั้นจำเป็นสำหรับระบบที่ได้ทำการทดสอบเพราะนอกจากจะได้ผลลัพธ์ดีกว่าการปรับปรุงระบบด้วยการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติหรือการปรับแก้พบว่ามีข้อเปลี่ยนแปลงเพียงอย่างเดียว

ใดอย่างหนึ่งแล้ว ยังแก้ปัญหาเรื่องแรงดันตกได้ และลดปัญหาในการกำหนดตำแหน่งที่ตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ด้วย

สำหรับข้อเสนอแนะของวิทยานิพนธ์ มีดังนี้

- 1) ผลของการประยุกต์ใช้การจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายแบบสถิติและการควบคุมแบบห้ำม้อแปลงเพื่อลดการใช้กำลังไฟฟ้าจากกริดให้ต่ำที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ จะขึ้นอยู่กับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่นำมาวิเคราะห์
- 2) การกำหนดระดับการเพิ่มขนาดติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีผลต่อการวิเคราะห์ควรกำหนดให้มีค่าน้อย ๆ เพื่อผลการทดสอบที่แม่นยำยิ่งขึ้น
- 3) การเพิ่มจำนวน ΔS เป็นการเพิ่มจำนวนรูปแบบโครงข่ายย่อยที่เป็นไปได้ อาจทำให้ได้รับคำตอบที่ดีขึ้น แต่ก็เป็นกรเพิ่มความสะดวกในการหาคำตอบ



บรรณานุกรม

1. F. Capitanescu, et al., *Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, 2015. 30(1): p. 346-356.
2. F. Ding, B. Mather, and P. Gotseff. *Technologies to increase PV hosting capacity in distribution feeders*. in 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). 2016.
3. A. Dubey, S. Santoso, and A. Maitra. *Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits*. in 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2015.
4. A. Keane, et al., *State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization*. IEEE Transactions on Power Systems, 2013. 28(2): p. 1493-1502.
5. P.S. Georgilakis and N.D. Hatziargyriou, *Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research*. IEEE Transactions on Power Systems, 2013. 28(3): p. 3420-3428.
6. A. Alarcon-Rodriguez, G. Ault, and S. Galloway, *Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010. 14(5): p. 1353-1366.
7. R.S. Rao, et al., *Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation*. IEEE Transactions on Power Systems, 2013. 28(1): p. 317-325.
8. M.E. Baran and F.F. Wu, *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989. 4(2): p. 1401-1407.
9. L.L. Pfitscher, et al., *Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time*. Electric Power Systems Research, 2013. 97: p. 84-92.
10. L.H. Macedo, et al. *Increasing the hosting capacity for renewable energy in distribution networks*. in 2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid

Technologies Conference (ISGT). 2017.

11. ยุทธนา เดชกุ่มมาร และ ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์, วิธีการจัดเรียงรูปแบบโครงข่ายที่เหมาะสมสำหรับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.). วิศวกรรมสาร มก., 2013. 26(86): p. 45-58.
12. C. Long and L.F. Ochoa, *Voltage Control of PV-Rich LV Networks: OLTC-Fitted Transformer and Capacitor Banks*. IEEE Transactions on Power Systems, 2016. 31(5): p. 4016-4025.
13. T. Aziz and N. Ketjoy, *Enhancing PV Penetration in LV Networks Using Reactive Power Control and On Load Tap Changer With Existing Transformers*. IEEE Access, 2018. 6: p. 2683-2691.
14. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์. Available from: http://www.cssckmutt.in.th/cssc/cssc_training/doc/Designer_CH1toCH5.pdf.
15. R. Syahputra and R.O. Wiyagi. *Optimization of Distribution Network Configuration Using Evolutionary Algorithm Approach*. 2017.
16. สภาวิศวกร. หม้อแปลงไฟฟ้า (*Transformer*). Available from: <http://www.coe.or.th/coe-2/Download/Articles/EE/EE8.pdf>.



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายวัชรศ สืบอุดม
วัน เดือน ปี เกิด	30 เมษายน 2537
สถานที่เกิด	ขอนแก่น
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต
ที่อยู่ปัจจุบัน	75/7 หมู่1 ต.ทับไทร อ.โป่งน้ำร้อน จ.จันทบุรี 22140



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY