

การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์

Improving Power Quality in Power Distribution System with Integration of Photovoltaic Energy Distributed Generation

ว่าที่ร้อยเอก ปพน งามประเสริฐ

Acting Capt.Papon Ngamprasert

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปรัชญาดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

2564



การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์

Improving Power Quality in Power Distribution System with Integration of Photovoltaic Energy Distributed Generation

ว่าที่ร้อยเอก ปพน งามประเสริฐ

Acting Capt.Papon Ngamprasert

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปรัชญาดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

2564

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

ชื่อวิทยานิพนธ์	การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์
ชื่อ นามสกุล	ว่าที่ร้อยเอก ปพน งามประเสริฐ
ชื่อปริญญา	ปรัชญาดุษฎีบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
คณะ	วิศวกรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒนพันธุ์

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ได้ให้ความเห็นชอบวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แล้ว

..... ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.กาณฑ์ เกิดชื่น)

..... กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วรินทร์ สุดคนึง)

..... กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พูนศรี วรรณการ)

..... กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒนพันธุ์)

..... กรรมการและเลขานุการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปรัชญาดุษฎีบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

.....รักษาราชการแทนคณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐพงศ์ พันธุนะ)

วันที่ 19 เดือน พฤษภาคม พ.ศ. 2565

ชื่อวิทยานิพนธ์ การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์
ชื่อ นามสกุล ว่าที่ร้อยเอก ปพน งามประเสริฐ
ชื่อปริญญา ปรัชญาดุษฎีบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชา และคณะ วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
ปีการศึกษา 2564

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า การจำลองแรงดันไฟฟ้าตกและแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้า การจำลองการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า การประยุกต์ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ การจำลองระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และการจำลองเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยอัลกอริทึมนิวตันราฟสันร่วมกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ กรณีศึกษาการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้เทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวร่วมกับแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส และกรณีศึกษาการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าตกและแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้เทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวร่วมกับแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส จากการศึกษาพบว่าเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่นำเสนอสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและแสดงให้เห็นถึงอัตราร้อยละการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าตกและแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ โดยเฉพาะกรณีแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ตามมาตรฐาน IEEE 1159 – 1995 วิทยานิพนธ์นี้แสดงให้เห็นถึงระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะจะขึ้นอยู่กับขนาดและระยะเวลาของแต่ละเหตุการณ์แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์สามารถช่วยลดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะได้

คำสำคัญ: แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ, กำลังไฟฟ้าสูญเสีย, โฟโตโวตาอิค, แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว, ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Thesis title	Impro–ing Power Quality in Power distribution System with Integration of Photo–oltaic Energy distributed Generation
a uthor	acting Capt.Papon Ngamprasert
degree	doctor of Philosophy (Electrical Engineering)
Major Program	Electrical Engineering Faculty of Engineering
a cademic year	2021

a bstract

This thesis presents impro–ing power quality in power distribution system with integration of photo–oltaic energy distributed generation ha–ing objecti–es to impro–e power quality in distribution system, model of –oltage sag and –oltage swell in distribution system, model of power loss in distribution system, application of mathematical model, model of power generation by using solar energy and distributed generation connection technique simulation. In this thesis, the power flow was tested with NewtonM aphson algorithm joining with mathematical model. The case study was done by reduction of power loss in distribution system by using techniques of connection of distributed generation joining with model of distribution system 33 bus. The case study about impro–ement of –oltage sag and –oltage swell in distribution system, used connection techniques of distributed generation joining with model of distribution system 69 bus. The study found that technique of connection of distributed generation that was presented could reduce power loss and showed the percentage of impro–ement of –oltage sag and –oltage swell in distribution system, especially –oltage sag case, according to IEEE 1159M1995 standard. This thesis showed that se–erity le–el of –oltage sag depended on the size and duration of each distribution system model situation by photo–oltaic energy distributed generation can reduce –oltage sag.

Keywords: Voltage Sag, Power Loss, Photo–oltaic, distributed Generation, distribution System

กิตติกรรมประกาศ

การจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสร็จสมบูรณ์ลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดี ความกรุณาจากบุคคลหลายท่าน ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณในความกรุณาของอาจารย์และเจ้าหน้าที่สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ทุกท่านในการให้ความรู้และความช่วยเหลือระหว่างการศึกษาทำวิทยานิพนธ์โดยเฉพาะอย่างยิ่งอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ ผู้มีความปรารถนาดีในการให้ความรู้และคำปรึกษาทางวิชาการด้านการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังรวมถึงเทคนิคการเขียนโปรแกรมโหลดโฟลว์และยังส่งเสริมสนับสนุนทางด้านวิชาชีพ ใบประกอบวิชาชีพต่างๆ ระหว่างทำวิทยานิพนธ์ และอาจารย์ที่ปรึกษาร่วมวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒนพันธุ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิทยานิพนธ์ การตรวจสอบแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ รวมถึงคณาจารย์ผู้ร่วมเป็นประธานและคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร.กาณฑ์ เกิดชื่น ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วรินทร์ สุดคนึง และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พูนศรี วรรณการ ผู้ให้ความรู้และข้อแนะนำ รวมทั้งความช่วยเหลือและเทคนิคต่างๆ ในด้านการศึกษาที่เป็นประโยชน์สำหรับการทำวิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์และสำเร็จการศึกษาระดับปริญญาเอก

ขอขอบพระคุณเพื่อนๆ พี่ๆ และรุ่นน้อง สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนครทุกท่านที่ร่วมทุกข์ร่วมสุขกันและให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ด้วยดีเสมอมาตลอดเวลาการศึกษา

สุดท้ายนี้ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อสมพิศ งามประเสริฐและคุณแม่บุญจันทร์ งามประเสริฐ รวมถึงสมาชิกในครอบครัวงามประเสริฐและคณาญาติพี่น้องในวงศ์ตระกูลทุกท่านที่สนับสนุนและส่งเสริมในด้านกำลังใจ ความรัก ความห่วงใยที่ดีจนสำเร็จการศึกษาระดับปริญญาเอก

ว่าที่ร้อยเอก ปพน งามประเสริฐ

สารบัญ

เรื่อง	หน้า
บทคัดย่อ	ก
abstract	ข
กิตติกรรมประกาศ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ช
สารบัญภาพ	ซ
1. บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	2
1.3 ขอบเขตของการวิจัย	3
1.4 ขั้นตอนวิธีการวิจัย	3
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์	3
2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	4
2.1 บทนำ	4
2.2 หลักการทำงานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์	4
2.3 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า	17
2.4 ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	19
2.5 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า	19
2.6 การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	26
2.7 วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	27
2.7.1 พื้นฐานการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า	28
2.7.2 การแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้า	37
2.8 นิยามของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ	38
2.8.1 นิยามของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	40
2.8.2 นิยามค่าแรงดันไฟฟ้า dip ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	41
2.8.3 สาเหตุของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	41
2.8.4 ผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	42

สารบัญ (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
2.8.5 การคำนวณแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	44
2.9 เทคนิคการประมวลผลหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	56
2.9.1 การหาขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	58
2.9.2 การหาขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	64
2.10 การทบทวนวรรณกรรมงานวิจัย	67
2.10.1 งานวิจัยด้านแรงดันไฟฟ้าตก	67
2.10.2 งานวิจัยด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย	73
2.10.3 งานวิจัยด้านการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวระบบจำหน่ายไฟฟ้า	84
3. วิธีการวิจัย	124
3.1 บทนำ	124
3.2 กรณีศึกษาการปรับปรุงการประยุกต์ใช้โปรไฟล์แรงดันไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	124
3.3 กรณีศึกษาการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	125
3.4 กรณีศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)	127
3.5 กรณีศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอน	128
4. ผลการทดสอบและอภิปรายผล	129
4.1 บทนำ	129
4.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	129
4.3 แรงดันไฟฟ้าตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	131
4.4 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ชนิดโฟโตโวตาอิก	133
4.5 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	134
4.6 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	136
4.7 ผลการทดสอบการปรับปรุงการประยุกต์ใช้โปรไฟล์แรงดันไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	137
4.8 ผลการทดสอบการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	139

สารบัญ (ต่อ)

เรื่อง	หน้า
4.9 ผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ	141
4.10 ผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอน	155
5. สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	167
5.1 สรุปผลการวิจัย	167
5.2 ข้อเสนอแนะ	168
เอกสารอ้างอิง	170
ภาคผนวก ก	190
ข้อมูลโหลดและสายป้อนของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส	
ภาคผนวก ข	194
ข้อมูลโหลดและสายป้อนของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส	
ภาคผนวก ค	199
บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์	
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	305

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	ชนิดบัสของระบบไฟฟ้ากำลัง	33
2.2	นิยามแรงดันตกชั่วขณะตามมาตรฐาน IEC และ IEEE	39
2.3	ความสามารถในการทนต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะของอุปกรณ์แต่ละประเภท	43
3.1	ตำแหน่งของบัสที่ติดตั้งและปริมาณกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	127
3.2	ตำแหน่งของบัสโหลดที่ติดตั้งและปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่บัสโหลดบางบัส	127
4.1	รายงานผลการทดสอบการสูญเสียพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ร่วมกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์	140
4.2	บัสและกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัสทดสอบ	140
4.3	ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)	141
4.4	ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag) โดยสวิตช์ถ่ายโอน	155
ก.1	ข้อมูลโหลดของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส	192
ก.2	ข้อมูลสายป้อนของของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส	193
ข.1	ข้อมูลโหลดของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส	196
ข.2	ข้อมูลสายป้อนของของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส	197

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1.1	ภาพรวมของงานวิทยานิพนธ์	2
2.1	หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์	7
2.2	การทดสอบเพื่อสร้างกราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้า	10
2.3	กราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้า	11
2.4	กราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้ากรณีความเข้มแสงมีการเปลี่ยนแปลง	11
2.5	วงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติ	15
2.6	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล	18
2.7	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบลูป	19
2.8	การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน	20
2.9	ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	21
2.10	กระแสความผิดพร่องที่ไหลผ่านฟิวส์เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	22
2.11	การเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ	23
2.12	กระแสฮาร์มอนิกรูปร่างผิดเพี้ยนไปจากรูปคลื่นเดิมเนื่องจากการปะปนของฮาร์มอนิกส์ลำดับที่สาม	25
2.13	โครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง	29
2.14	บัสพีวีของระบบไฟฟ้ากำลัง	31
2.15	บัสพีคิวของระบบไฟฟ้ากำลัง	32
2.16	บัสของระบบไฟฟ้ากำลัง	33
2.17	นิยามของ Voltage dip 80E หรือ Voltage Sag 20 E	39
2.18	การเกิดความผิดพร่องที่บัส	45
2.19	การเกิดความผิดพร่องบนสายส่งในระบบไฟฟ้า	46

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
2.20	ความผิดพร่องที่เกิดบนสายระหว่างบัส k และ j ที่ตำแหน่ง f	46
2.21	ความผิดพร่องแบบหนึ่งเฟสลงดิน	48
2.22	ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟส	49
2.23	ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟสลงดิน	51
2.24	ความผิดพร่องแบบ 3 เฟส	53
2.25	วงจร 2 บัส	56
2.26	ระบบไฟฟ้า 2 บัส ก่อนการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	59
2.27	ระบบไฟฟ้า 2 บัส หลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	60
2.28	ระบบไฟฟ้า 3 บัส ซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 2	61
2.29	ระบบไฟฟ้า 3 บัส ซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 3	62
2.30	ระบบไฟฟ้า 2 บัส ที่มีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVa	64
2.31	ระบบไฟฟ้า 2 บัส ที่มีโหลดต่ออยู่ขนาด 50 MVa	65
3.1	ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส	125
3.2	ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส	126
4.1	ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	130
4.2	การติดตั้งระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	130
4.3	ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	131
4.4	แรงดันไฟฟ้าตก/เกินตามมาตรฐาน IEEE	132
4.5	แรงดันไฟฟ้าตก	132
4.6	แผนผังของระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	133
4.7	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	134
4.8	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล 2 บัส	135
4.9	รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	137

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
4.10	ไม่มีการติดตั้งดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	137
4.11	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 5 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	138
4.12	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 9 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	138
4.13	ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	139
4.14	ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	139
4.15	กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)	141
4.16	ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)	142
4.17	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) ร่วมกับกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ	143
4.18	ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์	144
4.19	กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส	145
4.20	ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส	146
4.21	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส	147

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
4.22	ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายและสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส	148
4.23	กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส	149
4.24	ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายและสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส	150
4.25	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส	151
4.26	ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายและสวิตช์และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส	152
4.27	ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ	154
4.28	กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย	156
4.29	กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย	157
4.30	กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย	158
4.31	เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย	159

สารบัญภาพ (ต่อ)

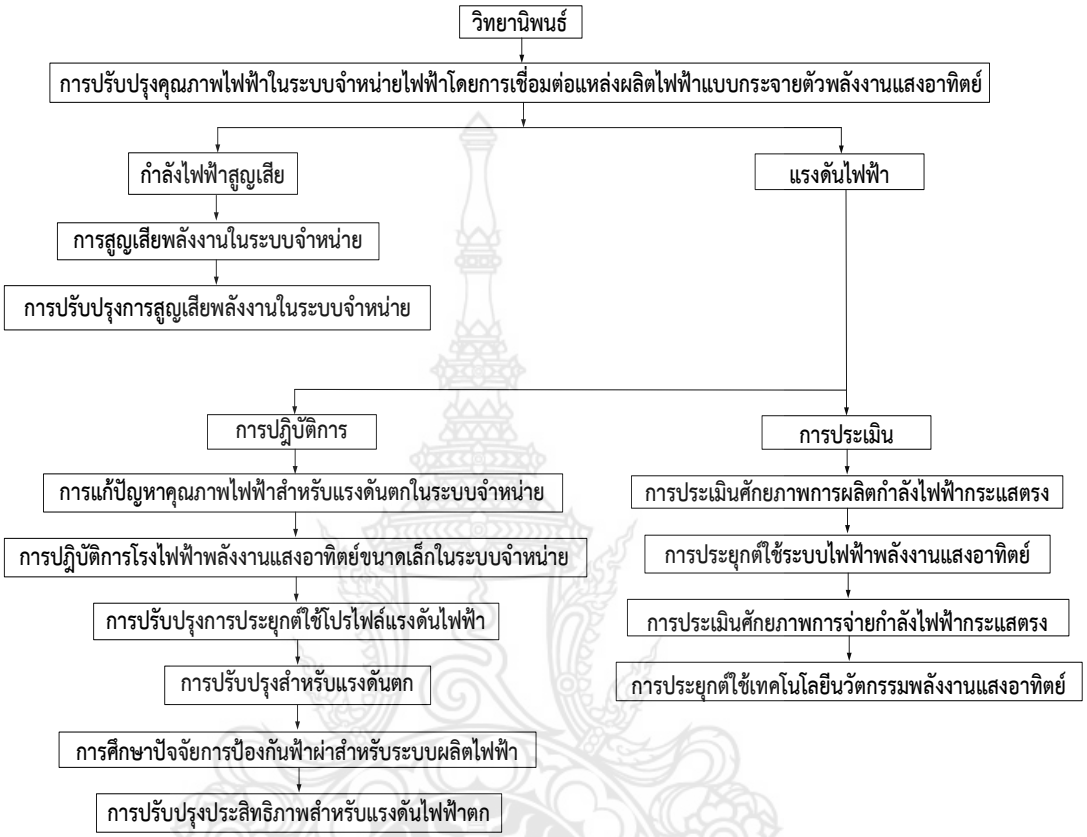
ภาพที่		หน้า
4.32	เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย	160
4.33	เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย	161
4.34	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9	162
4.35	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36	163
4.36	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39	164
4.37	ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอน	166
ก.1	แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส	191
ข.1	แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส	195

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความสำคัญและความเป็นมาของปัญหา

ในอดีตที่ผ่านมาการผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์เป็นสิ่งที่ควบคุมด้านการผลิตไฟฟ้า ทรัพยากรการสร้างแบบเดิมใช้สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบเหล่านี้ พลังงานไฟฟ้าที่สร้างขึ้นจะถูกถ่ายโอนผ่านสายส่งและจากนั้นส่งไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากระจายอำนาจไปยังผู้ใช้ปลายทาง สถานการณ์ในยุคปัจจุบันได้รับการเปลี่ยนแปลงโดยการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลราคาส่งและจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นแนวโน้มการลดกฎระเบียบความกังวลด้านสิ่งแวดล้อมและการพัฒนาทางเทคโนโลยี ปัญหาเหล่านี้หลายอย่างลดลงด้วยการแนะนำการสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบประจายตัว (distribution ɡenerator : dɡ) เชื่อมต่อโดยตรงกับเครือข่ายการกระจายเป็นการสร้างขนาดเล็กการสร้างแบบกระจายหรือการกระจายอำนาจเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบประจายตัว ขึ้นอยู่กับแหล่งพลังงานหมุนเวียน (r enewable Energy System : r ES) ซึ่งประกอบด้วย ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กังหันลม กังหันก๊าซ ก๊าซชีวมวลและแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กอื่นๆ เป็นต้น เมื่อเทียบกับวิธีการผลิตไฟฟ้าแบบเดิมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบประจายตัวมีข้อดีมากกว่าและกำลังติดตั้ง ในสถานที่ของความต้องการของความต้องการพลังงาน แต่ทุกๆ ระยะทางสองสามกิโลเมตรเป็นไปไม่ได้ที่จะตั้งค่าการผลิตไฟฟ้าใหม่ เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่ได้เป็นผลิตภัณฑ์ที่เป็นอันตรายซึ่งไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมซึ่งหมายความว่าเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ข้อกังวลที่สำคัญที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่แนบมาในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (distribution System : dS) คือตำแหน่งและขนาดที่ถูกต้อง หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่ได้ถูกเก็บไว้ในสถานที่ที่ถูกต้องและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแตกต่างกันระบบจะมีปัญหาจากลักษณะเชิงลบซึ่งทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น แรงดันไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้าลดลง กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไม่น่าพอใจเป็นปัญหาหลักของการเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่สำคัญ แรงดันไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้าจะต้องมีประสิทธิภาพเมื่อมอบให้กับผู้บริโภค ดังนั้นการดำเนินการระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องปรับให้เหมาะสมโดยการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและเพิ่มแรงดันไฟฟ้า เพื่อปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องใช้อุปกรณ์ชดเชยที่ระบบจำหน่ายเช่นตำแหน่งตัวเก็บประจุ ตำแหน่งการสร้างแบบกระจายและตำแหน่งตัวชดเชยกำลังไฟฟ้า (dMSt at CoM) การจัดวางอุปกรณ์ชดเชยที่ไม่เหมาะสมนำไปสู่การลดประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและเป็นอันตรายต่อการทำงานของระบบทั้งหมด

ดังนั้นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงเป็นปัญหาที่สำคัญในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมาสำหรับนักวิจัยและวิศวกรที่ทำงานในสาขานี้



ภาพที่ 1.1 ภาพรวมของงานวิทยานิพนธ์

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อประยุกต์ใช้การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.2.2 เพื่อจำลองแรงดันไฟฟ้าตก / เกิน (Voltage Sag / Swell)

1.2.3 เพื่อจำลองการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.2.4 เพื่อจำลองเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

1.2.5 เพื่อประยุกต์ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ 33 บัส และ 69 บัส

1.2.6 เพื่อจำลองระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1.3.1 วิเคราะห์และพิจารณาการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.3.2 วิเคราะห์และพิจารณาแรงดันไฟฟ้าตก / เกิน (Voltage Sag / Swell) [+กี่%, -กี่%]

1.3.3 วิเคราะห์และพิจารณาการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.3.4 วิเคราะห์และพิจารณาเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

1.3.5 วิเคราะห์และพิจารณาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ 33 บัส และ 69 บัส

1.3.6 วิเคราะห์และพิจารณาระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.4 ขั้นตอนวิธีการวิจัย

1.4.1 ทดสอบแรงดันไฟฟ้าตก / เกิน (Voltage Sag / Swell) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.4.2 ทดสอบการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.4.3 ทดสอบวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

1.4.4 ทดสอบวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอน

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิจัย

1.5.1 การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.5.2 การประเมินแรงดันไฟฟ้าตก

1.5.3 การประเมินการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.5.4 เข้าใจเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

1.5.5 เข้าใจระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

บทที่ 2
ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

ในงานวิจัยการศึกษาการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องโดยมีรายละเอียดและลำดับหัวข้อดังนี้

- หลักการทำงานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์
- แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
- ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- การทบทวนวรรณกรรมงานวิจัย

2.2 หลักการทำงานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์

2.2.1 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ [1-2] เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง โดยอาศัยคุณสมบัติสำคัญที่เรียกว่า “ปรากฏการณ์โฟโตโวลตาอิก (photovoltaic Effect)” ปรากฏการณ์ดังกล่าวนี้ถูกค้นพบครั้งแรกในปี ค.ศ.1839 โดยนักวิทยาศาสตร์ที่ชื่อ alexander Edmond becquerel ได้สังเกตเห็นการเกิดแรงดันไฟฟ้าปริมาณหนึ่งขึ้นที่ขั้วไฟฟ้าทั้งสองซึ่งจุ่มอยู่ในสารละลายอิเล็กโตรไลท์เมื่อมีแสงมาตกกระทบ ในปี ค.ศ.1876 มีการค้นพบปรากฏการณ์นี้ขึ้นในสาร Selenium ต่อมาได้มีการพัฒนาโดยที่ใช้สาร Selenium และสารประกอบของ Cuprous oxide ในปี ค.ศ.1941 มีการค้นพบเทคโนโลยีการสร้างรอยต่อสารพี-เอ็น (pN junction) โดยวิธีการ grown junction เทคโนโลยีดังกล่าวมีส่วนอย่างมากในการ

พัฒนาของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ ในปี ค.ศ.1954 กลุ่มนักวิจัยจากบริษัท bell telephone ได้ประกาศความสำเร็จในการสร้างเซลล์แสงอาทิตย์แบบรอยต่อพี-เอ็นของผลึกซิลิคอนขึ้นมาเป็นผลสำเร็จ แต่ในครั้งแรกนี้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพเพียงร้อยละ 6 เท่านั้น ตั้งแต่ปี ค.ศ.1960 เซลล์แสงอาทิตย์ถูกพัฒนาและสร้างขึ้นให้เหมาะสมกับการใช้งาน โดยเฉพาะการเพิ่มประสิทธิภาพและการลดต้นทุนตัวโครงสร้าง การใช้เซลล์แสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานจึงมีการขยายการใช้งานเป็นวงกว้าง เพราะเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรงและไฟฟ้าที่ได้นั้นเป็นไฟฟ้ากระแสตรง (direct Current : dC) ที่สะอาดและไม่สร้างมลภาวะ การใช้งานติดตั้งไว้กลางแสงแดดสามารถใช้งานได้ทันทีและทำงานได้โดยไม่สร้างเสียงรบกวน เนื่องจากเป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่กับที่ขณะทำงานจึงไม่มีปัญหาด้านการสึกหรอหรือต้องการการบำรุงรักษาเหมือนอุปกรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบอื่น ข้อเสียของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ต้นทุนการติดตั้งสูง ประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ค่อนข้างต่ำขึ้นอยู่กับชนิดของสารที่นำมาผลิตโดยทั่วไปประมาณร้อยละ 10-20

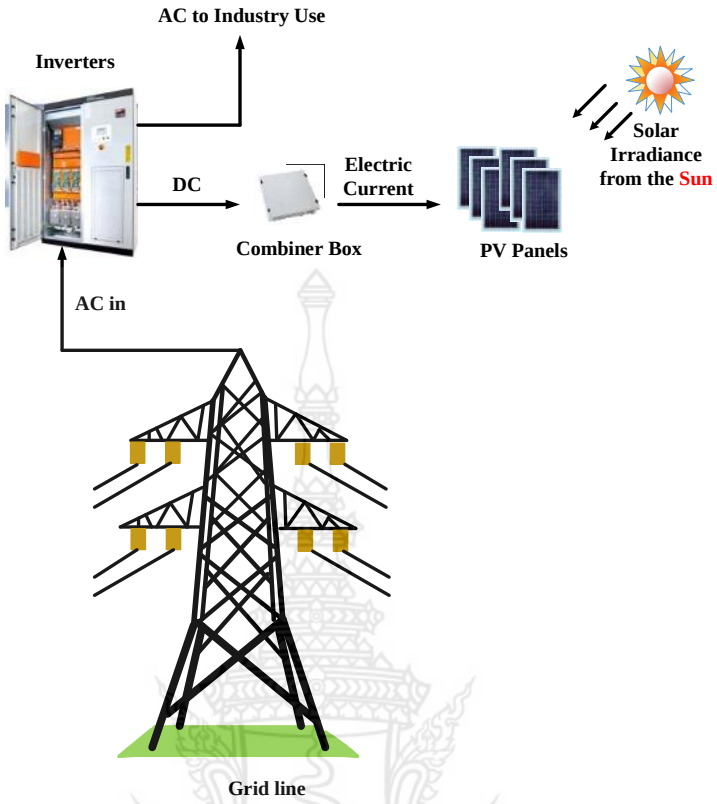
2.2.3 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อพลังงานจากแสงมาตกกระทบบนแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์รังสีของแสงที่มีอนุภาคของพลังงานประกอบที่เรียกว่า “โฟตอน (photon)” จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน (Electron) ในสารกึ่งตัวนำจนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอม (atom) และเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น วัสดุสำคัญที่ใช้ทำเซลล์แสงอาทิตย์ได้แก่ สารซิลิคอน (Si) ซึ่งเป็นสารชนิดเดียวกับที่ใช้ทำชิพในคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ ซิลิคอนเป็นสารซึ่งไม่เป็นพิษมีการนำมาผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ใช้กันอย่างแพร่หลายเพราะมีราคาถูก คงทนและเชื่อถือได้ นอกจากนี้มีวัสดุชนิดอื่นที่สามารถนำมาผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น แกลเลียมอาเซไนค์และแคดเมียมเทลเลอไรค์ แต่ยังมีราคาสูงและบางชนิดยังไม่มีการพิสูจน์เรื่องอายุการใช้งานว่าสามารถใช้งานได้นาน ข้อเสียของสารซิลิคอน คือ การทำให้บริสุทธิ์และอยู่ในรูปสารที่พร้อมจะทำเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาแพงและแตกหักง่ายในขบวนการผลิต [1,2]

การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์เป็นขบวนการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นกระแสไฟฟ้าได้โดยตรง เมื่อแสงซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าและมีพลังงานกระทบกับสารกึ่งตัวนำจะเกิดการถ่ายทอดพลังงานระหว่างกันพลังงานจากแสงจะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้าขึ้นในสารกึ่งตัวนำจึงสามารถต่อกระแสไฟฟ้าดังกล่าวไปใช้งานได้เอ็นไทป์ (nType) ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ คือ สารกึ่งตัวนำที่ได้การโดปปิ้งด้วยสารฟอสฟอรัส มีคุณสมบัติเป็นตัวให้อิเล็กตรอนเมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์พีไทป์ (pType) ซิลิคอน คือ สารกึ่งตัวนำที่ได้รับการโดปปิ้งด้วยสารโบรอนทำให้โครงสร้างของอะตอมสูญเสียอิเล็กตรอน (Holes) เมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์จะทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอนเมื่อนำซิลิคอนทั้ง 2 ชนิดมาประกบต่อกันด้วยรอยต่อสารพีเอ็นจึงทำให้เกิดเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะที่ยังไม่มีแสงแดดเอ็นไทป์ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ ส่วนประกอบส่วนใหญ่พร้อมจะให้อิเล็กตรอน แต่ก็ยังมีโฮลปะปนอยู่บ้างเล็กน้อย ด้านหน้าของเอ็นไทป์จะมีแถบโลหะเรียกว่า “front Electrode” ทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน ส่วนพีไทป์ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหลังของเซลล์ โครงสร้างส่วนใหญ่เป็นโฮลแต่ยังคงมีอิเล็กตรอนปะปนบ้างเล็กน้อย ด้านหลังของพีไทป์ซิลิคอนจะมีแถบโลหะเรียกว่า “back Electrode” ทำหน้าที่เป็นตัวรวบรวมโฮล [1,2]

เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและโฮลทำให้เกิดการเคลื่อนไหวเมื่อพลังสูงพอทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน อิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้นเอ็นไทป์และโฮลจะวิ่งไปยังชั้นพีไทป์ อิเล็กตรอนวิ่งไปรวมกันที่แถบโลหะ (front Electrode) และโฮลวิ่งไปรวมกันที่แถบโลหะ (back Electrode) เมื่อมีการต่อวงจรไฟฟ้าจากแถบโลหะ (front Electrode) และแถบโลหะ (back Electrode) ให้ครบวงจรก็จะเกิดกระแสไฟฟ้าขึ้นเนื่องจากทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเพื่อจับคู่กัน

ในการการผลิตเซลล์เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุดได้มีการปรับปรุง 2 ลักษณะ คือ ทำให้หน้าสัมผัสเชื่อมติดกับผิวหน้าของเซลล์เพื่อที่จะรวบรวมประจุโดยไม่มีการบดบังแสงที่มาตกกระทบมากนักและสุดท้าย คือ การเคลือบสารลดการสะท้อนที่ด้านหน้าของเซลล์เพื่อลดการสะท้อนกลับของแสงอาทิตย์ คุณสมบัติเด่นของสารเซลล์แสงอาทิตย์แบบซิลิคอน คือ สามารถผลิตแรงดันไฟฟ้าได้ถึง 0.5 โวลต์ (V) มีอายุการใช้งานที่ยาวนานถ้ามีการป้องกันความชื้นที่ดี



ภาพที่ 2.1 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

2.2.4 โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์

โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ [3] ที่นิยมใช้กันมากที่สุดได้แก่ รอยต่อพีเอ็นของสารกึ่งตัวนำซึ่งวัสดุสารกึ่งตัวนำที่ราคาถูกที่สุดและมีมากที่สุดบนพื้นโลกได้แก่ ซิลิคอน ซึ่งถลุงได้จากแร่ควอตซ์และผ่านขั้นตอนการทำให้บริสุทธิ์ตลอดจนการทำให้เป็นผลึก สารซิลิคอนบริสุทธ์ปกติจะมีความเป็นตัวนำไฟฟ้าที่ต่ำมากเพราะอิเล็กตรอนไม่มีการเคลื่อนที่ แต่เมื่อใช้วิธีการโดปปิ้ง (doping) โดยสารโบรอนจะทำให้ความเป็นตัวนำไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพราะโบรอนจะทำหน้าที่เป็นตัวพาประจุ (Charge Carrier) ซึ่งเป็นประจุบวก คือ ไม่มีอิเล็กตรอน แต่จะเป็นช่องว่างที่เรียกว่า “gaps” หรือ “โฮล (Holes)” ซึ่งอิเล็กตรอนจะมาจับคู่ด้วยใน โครงสร้างของรูปผลึกเมื่อผ่านขบวนการนี้แล้วเรียกว่า “พีไทป์” การโดปปิ้งอีกแบบหนึ่งใช้สารฟอสฟอรัส (phosphorous) สารซิลิคอนที่ผ่านขบวนการโดปปิ้งแล้ว เรียกว่า “เอ็นไทป์” ซึ่งหมายความว่าฟอสฟอรัสจะทำหน้าที่เป็นตัวพา

อิเล็กตรอนหรือประจุลบซิลิคอนเกือบทั้งหมดในเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ส่วนที่เป็นพีไทป์ในขณะที่ผิวส่วนหน้าของเซลล์ด้านที่แสงตกกระทบจะเป็นเพียงชั้นบางๆ แบบเอ็นไทป์รอยต่อที่อยู่ระหว่างชั้นทั้งสอง เรียกว่า “รอยต่อพีเอ็น” ซึ่งเป็นส่วนที่สำคัญที่สุดในเซลล์แสงอาทิตย์เพราะจะเป็นบริเวณที่มีประจุอิสระเคลื่อนที่ผ่านและทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าขึ้นระหว่างรอยต่อ ในส่วนของสารซิลิคอนที่เป็นเอ็นไทป์นั้นอิเล็กตรอนสามารถเคลื่อนไหวได้อย่างอิสระที่อุณหภูมิห้อง ในขณะที่ซิลิคอนส่วนที่เป็นพีไทป์มีส่วนที่เรียกว่า “โฮล” คือ ส่วนที่อิเล็กตรอนขาดหายไป (Electron Space) สามารถเคลื่อนไหวได้อย่างอิสระที่อุณหภูมิห้องเช่นเดียวกัน

2.2.5 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

วัสดุที่นำมาใช้ทำเซลล์แสงอาทิตย์นั้นส่วนมากจะเป็นซิลิคอน เนื่องจากเป็นวัตถุดิบที่มีอยู่มากและมีราคาถูก เซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการใช้งานแล้วในเชิงพาณิชย์แบ่งได้ 3 ชนิดดังต่อไปนี้

2.2.5.1 เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว (Single Crystalline)

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยวหรือที่รู้จักกันในชื่อโมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystalline) การเตรียมสารซิลิคอนชนิดนี้เริ่มต้นจากนำสารซิลิคอนซึ่งผ่านการทำให้เป็นก้อนมีความบริสุทธิ์สูงมากร้อยละ 99.999 มาหลอมละลายในเตาแบบเหนี่ยวนำด้วยกระแส (Induction furnace) ที่อุณหภูมิสูงถึง 1,500 องศาเซลเซียส (℃) เพื่อทำการสร้างแท่งผลึกเดี่ยวขนาดใหญ่เส้นผ่านศูนย์กลาง 6-8 นิ้ว พร้อมกับใส่สารเจือปนโบรอนเพื่อทำให้เกิดพีไทป์แล้วทำให้เกิดการเย็นตัวจับตัวกันเป็นเทคโนโลยีการดึงผลึกจะได้แท่งผลึกขาวเป็นรูปทรงกระบอก คุณภาพของผลึกเดี่ยวจะสำคัญมากต่อคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์จากนั้นนำแท่งผลึกมาตัดให้เป็นแผ่นบางๆ ด้วยลวดตัดเพชร (wire Cut) ที่เรียกว่า “เวเฟอร์” ซึ่งจะได้แผ่นผลึกมีการทำให้เกิดเป็นรอยต่อพีเอ็นขึ้นบนแผ่นเวเฟอร์ด้วยวิธีการแพร่ (diffusion) ที่อุณหภูมิระดับ 1,000 องศาเซลเซียส (℃) จากนั้นนำไปทำขั้วไฟฟ้าเพื่อนำกระแสไฟฟ้าผิวหน้าเพื่อป้องกันการสะท้อนแสงให้น้อยที่สุดจากนั้น

นำไปประกอบเข้าแผงโดยใช้กระจกเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์ ใช้ซิลิโคนและอีวีเอ (Ethelene Vinyl acetate) ช่วยป้องกันความชื้นในการใช้งานจริงจะนำเซลล์แต่ละเซลล์มาต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มแรงเคลื่อนไฟฟ้าให้ได้ตามต้องการ [3]

2.2.5.2 เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม (Poly Crystalline)

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวมการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์โดยวิธีนี้จะมีค่าใช้จ่ายที่ถูกกว่าวิธีแรก คือ การทำแผ่นเซลล์จะใช้วิธีการหลอมสารซิลิคอนให้ละลายพร้อมกับใส่สารเจือปนโบรอนเพื่อทำให้เกิดพีทไทป์แล้วเทลงในแบบพิมพ์เมื่อสารละลายซิลิคอนแข็งตัวจะได้เป็นแท่งซิลิคอนแบบผลึกรวม จากนั้นนำไปดัดเป็นแผ่นเช่นเดียวกับแบบผลึกเดี่ยว ความแตกต่างระหว่างแบบผลึกเดี่ยวและแบบผลึกรวมสังเกตได้จากผิวผลึก ถ้ามีโทนสีที่แตกต่างกันซึ่งเกิดจากผลึกเล็กพีทไทป์หลายผลึกในแผ่นเซลล์จะเป็นแบบผลึกรวมในขณะที่แบบผลึกเดี่ยวจะเห็นเป็นผลึกเนื้อเดียว คือ มีสีเดียวตลอดทั้งแผ่นส่วนกรรมวิธีการผลิตเซลล์ที่เหลือจะเหมือนกัน เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวมให้ประสิทธิภาพต่ำกว่าแบบผลึกเดี่ยวประมาณร้อยละ 2-3 เซลล์ทั้ง 2 ชนิด มีข้อเสียในการผลิต คือ แตกหักง่าย

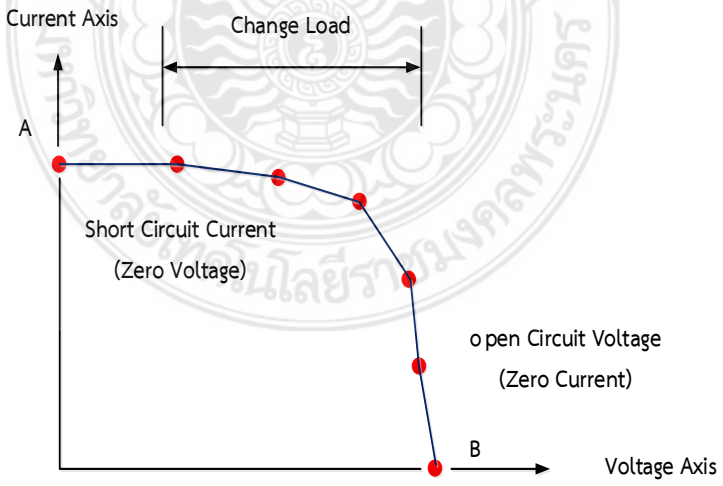
2.2.5.3 เซลล์แสงอาทิตย์แบบซิลิคอนแบบอะมอร์ฟัส (Amorphous Silicon Cells)

เป็นฟิล์มบางที่มีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานแสงไปเป็นพลังงานไฟฟ้ามีความหนาประมาณ 0.5-1.0 ไมโครเมตร (μm) ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในเครื่องคิดเลขซึ่งมีลักษณะสีม่วงน้ำตาลมีความบางเบาราคาถูกผลิตให้เป็นพื้นที่เล็กจนถึงใหญ่หลายตารางเมตรมีประสิทธิภาพร้อยละ 6-8 โดยทั่วไปเซลล์แสงอาทิตย์จะให้กระแสไฟฟ้าลัดวงจรประมาณ 10-20 มิลลิแอมป์ (ma) และสามารถให้แรงดันไฟฟ้าขณะวงจรเปิดประมาณ 0.6-0.7 โวลต์ (V) ดังนั้นการใช้งานโซลาร์เซลล์จะไม่นำมาใช้งานเพียงเซลล์เดียว เนื่องจากให้กำลังไฟฟ้าน้อย

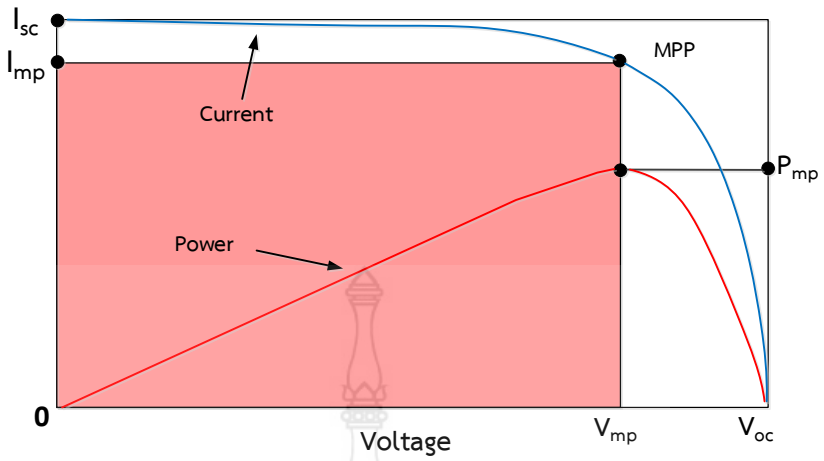
จึงนำเซลล์มาต่อขนานกันเพื่อให้กระแสไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นหรือถ้าต้องการแรงดันสูง นำเซลล์มาต่ออนุกรมกัน ที่เรียกว่า “โมดูล (Module)” และหากนำโมดูลมาต่อรวมกันอีกจะเรียกว่า “อัลเรย์ (array)”

2.2.6 คุณลักษณะและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์

คุณลักษณะทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์นั้นสามารถแสดงได้โดยใช้กราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้า (I-V Curve) ซึ่งมีประโยชน์มากสำหรับใช้ตรวจสอบกำลังผลิตสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ โดย I หมายถึง กระแสไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยเส้นกราฟแนวตั้งและ V หมายถึง แรงดันไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยเส้นกราฟแนวนอน ที่อุณหภูมิของเซลล์และปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าคงที่สามารถสร้างกราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้า โดยวัดแรงดันไฟฟ้าที่ไม่มีการต่อโหลด เรียกว่า “open Circuit Volage” จะให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุด a จากนั้นให้เซลล์แสงอาทิตย์เริ่มจ่ายกระแสจนถึงค่ากระแสสูงสุดในสภาวะลัดวงจร ที่จุดนี้จะให้ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุด เรียกว่า “Short Circuit Current” ซึ่งเป็นค่ากระแสไฟฟ้าที่จุด b จากนั้นลากเส้นผ่านจุดทุกจุดที่ทดสอบจะเกิดเป็นกราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 2.2 และ 2.3 [4]



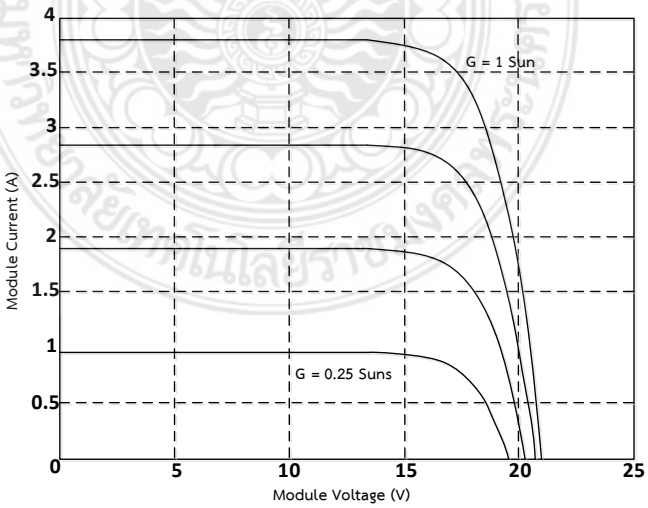
ภาพที่ 2.2 การทดสอบเพื่อสร้างกราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้า-แรงดันไฟฟ้า



ภาพที่ 2.3 กราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้า-แรงดันไฟฟ้า

ดังนั้นตัวแปรที่มีความสำคัญต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์มีอยู่ 2 ตัวแปรหลัก ที่มีผลกระทบต่อจุดจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุด คือ ปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอุณหภูมิที่แผงเซลล์ นอกจากนั้นอาจมีปัจจัยอื่นๆ อีกที่มีผลกระทบ เช่น โหลดที่ต่อกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ลักษณะการบังเงา รวมถึงชนิดและการต่อเซลล์แสงอาทิตย์และกราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้ากรณีความเข้มแสงมีการเปลี่ยนแปลงแสดงดังภาพที่ 2.4

2.2.6.1 ผลกระทบจากระดับความเข้มแสง



ภาพที่ 2.4 กราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้ากรณีความเข้มแสงมีการเปลี่ยนแปลง

ตามความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเป็นสัดส่วนโดยตรงกับค่าความเข้มแสงอาทิตย์กล่าวคือ หากความเข้มแสงมีค่าสูงกระแสไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะสูงขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย ความเข้มแสงอาทิตย์ที่ใช้วัดเป็นมาตรฐาน คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ที่วัดได้บนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่งปราศจากเมฆบังและวัดที่ระดับน้ำทะเลในขณะที่รับแสงจากดวงอาทิตย์ 1.5 aM และความเข้มแสงจะมีค่า 1000 วัตต์/ตารางเมตร (w/m^2) ความสัมพันธ์ของกระแสกับความเข้มแสงอาทิตย์สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (2.1) [4]

$$I_{ph} = [I_{sc} + K_j(T - T_{ref})] \cdot \lambda \qquad (2.1)$$

เมื่อ I_{sc} คือ กระแสไฟฟ้าลัดวงจรของเซลล์ที่ 25 องศาเซลเซียส[แอมป์ (a)

K_j คือ สัมประสิทธิ์อุณหภูมิของกระแสไฟฟ้าลัดวงจร[แอมป์/องศาเซลเซียส (a/℃)

T_{ref} คือ อุณหภูมิอ้างอิงของเซลล์[องศาเคลวิน (°k)

λ คือ ความเข้มแสงอาทิตย์[กิโลวัตต์/ตารางเมตร (kw/m^2)

2.2.6.2 ผลกระทบของอุณหภูมิ

กระแสไฟฟ้าที่ตัวเซลล์แสงอาทิตย์จะแปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าจะลดลงเมื่ออุณหภูมิมีค่าสูงมากขึ้นโดยเฉลี่ยแล้วทุกๆ 1 องศาเซลเซียส (℃) ที่เพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลงร้อยละ 0.5 และในกรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานที่ใช้กำหนดประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ที่ค่าอุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส (℃) เช่น หากกำหนดไว้ว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรเปิด (open Circuit Voltage : V_{oc}) ที่ 21 โวลต์ (V) ณ ที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส (℃) หมายความว่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่ได้ต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิที่ 25 องศาเซลเซียส (℃) จะเท่ากับ 21 โวลต์ (V) ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25 องศาเซลเซียส (℃) เช่น 30 องศาเซลเซียส (℃) จะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผง

เซลล์แสงอาทิตย์ลดลงร้อยละ 2.5 กล่าวคือ แรงดันไฟฟ้าที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไม่มีโหลดลดลง 0.525 โวลต์ (V) จะเหลือเพียง 20.475 โวลต์ (V) เท่านั้นจากสมการไดโอดในอุดมคติที่บรรยายคุณสมบัติกระแสแรงดันของรอยต่อพีเอ็นตลอดช่วงกว้างของกระแสและแรงดันสามารถเขียนได้ตามสมการที่ (2.2)

$$I = I_s(t)\left[exp\left(\frac{q \cdot V}{k \cdot T}\right) - I \right] \tag{2.2}$$

เมื่อ I_s คือ กระแสไฟฟ้าอิ่มตัวย้อนกลับของเซลล์ของไดโอด[แอมป์ (a)

V คือ แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมไดโอด[โวลต์ (V)

ค่ากระแสไฟฟ้ารั่วในสภาวะอิ่มตัวขณะจ่ายไบอัสกลับสามารถหาได้จากสมการที่ (2.3)

$$I_s(t) = I_s\left[\frac{T}{T_{ref}}\right]^3 \cdot exp\left[\left(\frac{T}{T_{ref}} - 1\right) \cdot \frac{E_g}{N \cdot V_t}\right] \tag{2.3}$$

เมื่อ E_g คือ ค่าของเซมิคอนดักเตอร์

V_t คือ แรงดันไฟฟ้าความร้อนที่อุณหภูมิห้อง

T คือ อุณหภูมิที่รอยต่อขณะทำงานของเซลล์[องศาเคลวิน (°k)

T_{ref} คือ อุณหภูมิอ้างอิงของเซลล์[องศาเคลวิน (°k)

N คือ ค่าปัจจัยในอุดมคติ

จากสมการที่ 2.3 อุณหภูมิทำงานของเซลล์ที่สูงขึ้นมีผลต่อแรงดันไฟฟ้าขาออกของเซลล์ที่ลดลง

ในการพิจารณาคุณลักษณะทางกระแสไฟฟ้า-แรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์จะมีพารามิเตอร์ที่สำคัญที่จะต้องเกี่ยวข้องดังนี้

- แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร (V_{oc}) เป็นค่าแรงดันไฟฟ้าที่วัดขณะเปิดวงจรหรือเป็นแรงดันไฟฟ้าเมื่อโหลดทางไฟฟ้ามีค่าสูงมาก โดยที่ค่าแรงแรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรมีความสัมพันธ์กับค่าความเข้มแสงอาทิตย์ในรูปอัลกอริทึม (algorithm)

- กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจร (I_s) เป็นค่ากระแสไฟฟ้าที่วัดจากการลัดวงจรของแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือค่ากระแสไฟฟ้าของเซลล์เมื่อภาระทางไฟฟ้าเป็นศูนย์ โดยที่ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรนี้จะเพิ่มขึ้นตามค่าความเข้มของแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนตัวเซลล์แสงอาทิตย์

- กำลังไฟฟ้าสูงสุด (P_{max}) ก็ให้ค่ากำลังสูงสุดที่ปริมาณความเข้มของแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบและอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ค่าหนึ่งๆ โดยที่นำโหลดทางไฟฟ้าที่เหมาะสมมาต่อเข้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

- กระแสไฟฟ้าสูงสุด (I_{mp}) เป็นค่ากระแสไฟฟ้าที่จุดจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยที่นำโหลดทางไฟฟ้าที่เหมาะสมมาต่อเข้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

- แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (V_{mp}) เป็นค่าแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมโหลดทางไฟฟ้าที่จุดจ่ายกำลังงานสูงสุด

- ฟิลล์แฟกเตอร์ เป็นค่าอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อผลคูณระหว่างกระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจรกับค่าแรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร ค่าฟิลล์แฟกเตอร์เป็นค่าที่แสดงถึงคุณภาพของเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเขียนได้ตามสมการที่ (2.4)

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \tag{2.4}$$

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีคุณภาพดีควรมีค่าฟิลล์แฟกเตอร์เข้าใกล้ 1 เพื่อที่จะทำงาน (operation point) ใกล้กับจุดจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุด

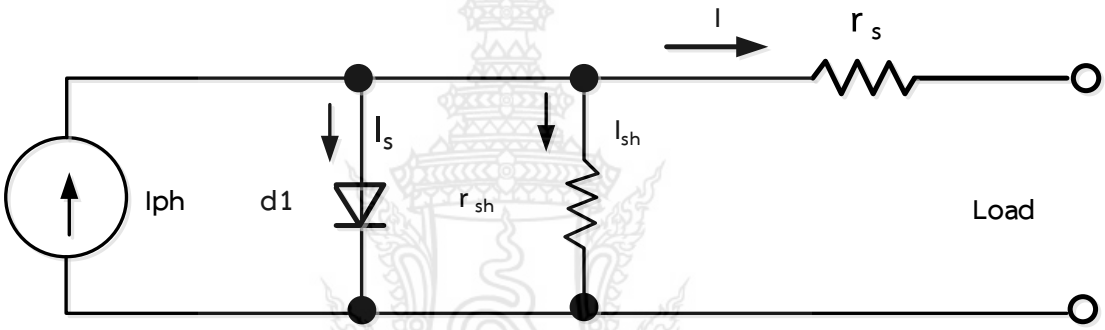
- ประสิทธิภาพสูงสุด (N_m) เป็นค่าอัตราส่วนของกำลังต่อค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับสามารถเขียนได้ตามสมการที่ (2.5)

$$n = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \tag{2.5}$$

เมื่อ P_{in} คือ พลังงานแสงอาทิตย์ที่แผงเซลล์ได้รับต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่[วัตต์/ตารางเมตร (w/m^2)

2.2.6.3 วงจรสมมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ในการวิเคราะห์พารามิเตอร์ต่างๆ ในเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะต้องแทนเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวงจรสมมูล (Equivalent Circuit) แสดงดังภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 วงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติ

สำหรับวงจรทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติประกอบด้วยแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าแบบคงที่ต่อขนานกับไดโอดและค่าความต้านทานที่ต่ออนุกรมเกิดจากความต้านทานของซิลิคอนที่เรียงกันเป็นชั้นและความต้านทานของขั้วโลหะด้านหน้าและด้านหลังที่เป็นผลมาจากการต่อกับขั้วต่อภายนอก ส่วนค่าความต้านทานที่ต่อขนานส่วนใหญ่เกิดจากการรั่วไหลของกระแสไฟฟ้าเนื่องจากรอยต่อพีเอ็นที่ไม่สมบูรณ์ทำให้เกิดการลัดวงจรบางส่วนโดยเฉพาะใกล้กับขอบเซลล์แสงอาทิตย์ค่าต่างๆ เหล่านี้จะมีผลกับค่าของประสิทธิภาพของโซลาร์เซลล์ส่งผลให้ค่ากำลังต้านออกสูงสุดลดลงสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (2.6)

$$I = I_{ph} - I_s\left[exp\frac{q\cdot(V+I\cdot R_s)}{N\cdot K\cdot T}-1\right]-\frac{(V+I\cdot R_s)}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

เมื่อ I คือ กระแสไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์[แอมป์ (a)

I_s คือ กระแสไฟฟ้ารั่วในสภาวะอิ่มตัวขณะจ่ายไบอัสกลับของไดโอด[แอมป์ (a)

q คือ ประจุอิเล็กตรอนมีค่าเท่ากับ 1.602x10^{-19} คูลอมป์ (C)

N คือ ค่าปัจจัยในอุดมคติ

K คือ ค่าคงที่ของ boltzman มีค่าเท่ากับ 1.3806504x10^{-23}[j/kelvin

T คือ อุณหภูมิที่รอยต่อขณะทำงานของเซลล์[องศาเคลวิน (°k)

V คือ แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมไดโอด[โวลต์ (V)

R_s คือ ค่าความต้านทานอนุกรมของเซลล์[โอห์ม (Ω)

R_{sh} คือ ค่าความต้านทานขนานของเซลล์[โอห์ม (Ω)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมดูลเป็นการนำเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อแบบอนุกรมเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมกับพิกัดแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ คือ 12 โวลต์ (V) ส่วนการต่อแบบขนานจะเป็นการเพิ่มกระแสไฟฟ้า โดยแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของเซลล์จะแปรผันตามตัวแปรในสมการที่ (2.6) หากไม่คิดผลของ R_{sh} และ R_s จะได้สมการของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามสมการที่ (2.7)

$$I = n_p\cdot I_{ph} - n_p\cdot I_s\left[exp\frac{q\cdot V}{N\cdot K\cdot T\cdot n_s}-1\right] \quad (2.7)$$

เมื่อ n_p คือ จำนวนเซลล์ที่ต่อขนาน

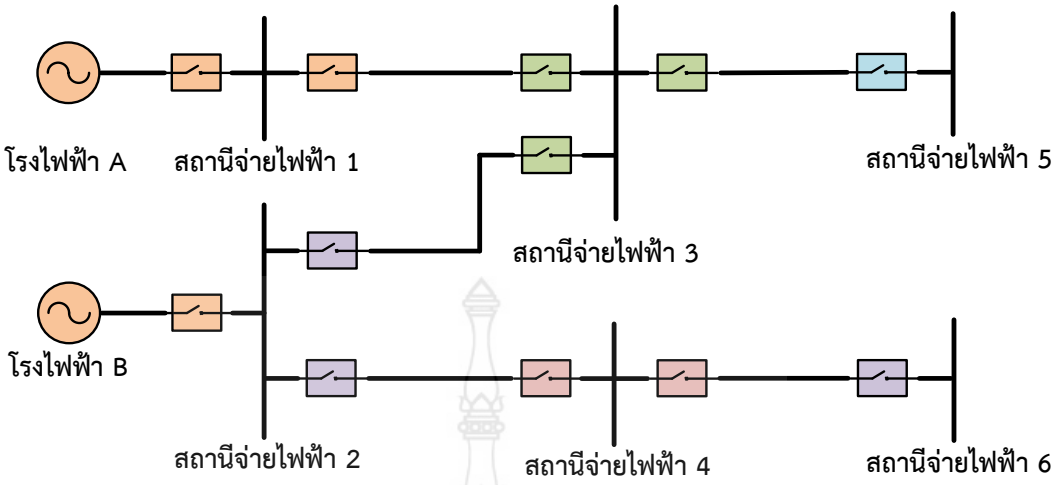
n_s คือ จำนวนเซลล์ที่ต่ออนุกรม

2.3 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่รับพลังงานไฟฟ้าที่ถูกสร้างมาจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าผ่านมายังระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า มีส่วนประกอบที่สำคัญ คือ สถานีไฟฟ้าทำหน้าที่ปรับเพิ่ม/ลดแรงดันก่อนส่งจ่ายไปยังผู้จ่ายไฟโดยส่วนใหญ่แล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีระดับแรงดันไฟฟ้าครอบคลุมทั้งด้านปฐมภูมิ ทุติยภูมิรวมถึงระดับแรงดันสูงสุด สำหรับประเทศไทยจะกำหนดแรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 115 กิโลโวลต์ (kV) รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบ คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดินและระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดินการเลือกใช้ระบบขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมและความสวยงาม เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดิน เนื่องจากมีราคาต่ำกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบใต้ดินมาก แต่อย่างไรก็ตามในบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น กรณีต้องเดินสายไฟฟ้าข้ามแม่น้ำหรือภายในนิคมอุตสาหกรรม นิยมใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน เนื่องจากสายใต้ดินเป็นสายที่มีฉนวนหุ้มมีความปลอดภัยและมีความมั่นคงสูงกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดินในอากาศ [5]

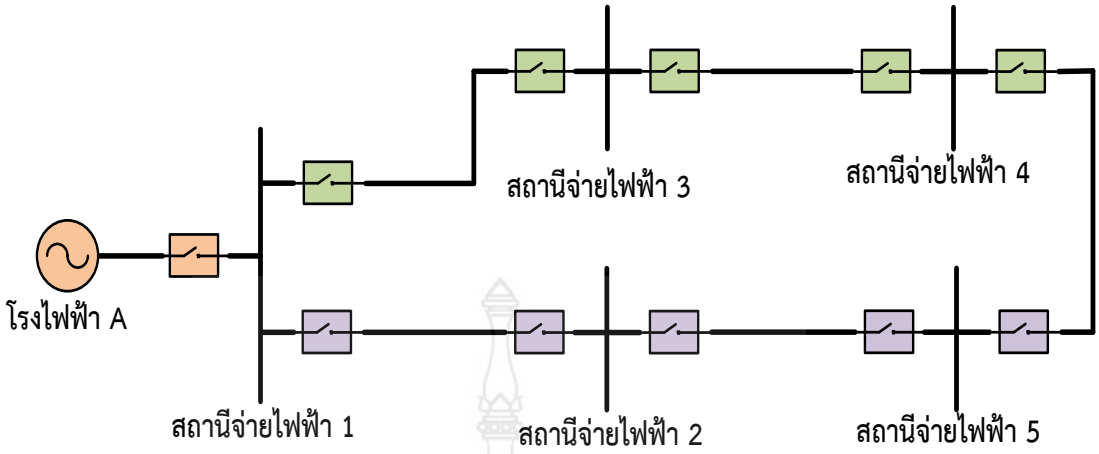
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ดีต้องมีการวางแผนการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงองค์ประกอบต่างๆ เช่น ระดับแรงดันไฟฟ้า ชนิดของวงจรการจ่ายไฟฟ้า ตลอดจนความเหมาะสมในการใช้งานในแต่ละพื้นที่ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งเป็น 2 ระบบ คือ

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (radial distribution Systems) เป็นโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ง่ายที่สุดที่มีการจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านสายจำหน่ายเพียงด้านเดียว โดยที่พลังงานไฟฟ้าจะไหลไปในทิศทางเดียวกันจากสถานีไฟฟ้าไปยังโหลดภาระการใช้งาน การวางแผนใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าหากมีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบลูปได้หรือระบบจำหน่ายแบบร่างแหต่อไปได้ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบท เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทที่ลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบง่ายและลักษณะของการวางสายสามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสีย คือ ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าค่อนข้างต่ำ ลักษณะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลแสดงดังภาพที่ 2.6 [6]



ภาพที่ 2.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบลูป (l oop distribution Systems) เป็นโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้ถูกพัฒนาขึ้นมาเพื่อเป็นการเสริมสร้างความมั่นคงให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวกัน โดยผู้ใช้ไฟฟ้าจะสามารถรับพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่าหนึ่งทาง ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ในการใช้งานจริงบางครั้งจะเปิดวงจรออกทำให้ระบบเป็นวงจรจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล การกระทำนี้จะทำการป้องกันระบบนั้นทำได้ง่ายขึ้น ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบลูปสามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนขนาดใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้ คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวใดขัดข้องสามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลืออยู่สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าต่อไปอีกทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบลูป คือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำโดยผ่านสถานีจ่ายไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้ายิ่งทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง ดังนั้นระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบลูปต้องมีขีดความสามารถสูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล เนื่องจากระบบป้องกันต้องตรวจสอบให้ทราบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ใดเพื่อที่จะได้ตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้าและส่วนที่เหลืออยู่สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าไปยังจุดโหลดที่ไม่ได้รับผลกระทบต่อการเกิดขัดข้องของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ลักษณะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบลูปแสดงดังภาพที่ 2.7 [6]



ภาพที่ 2.7 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบลูป

2.4 ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถใช้ประโยชน์ได้หลายประการตัวอย่าง เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ พลังงานจากเซลล์เชื้อเพลิง พลังงานจากไฮโดรเจน พลังงานก๊าซชีวภาพและระบบกักเก็บพลังงาน [7]

2.5 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดผลกระทบในด้านต่างๆ ให้กับระบบไฟฟ้า

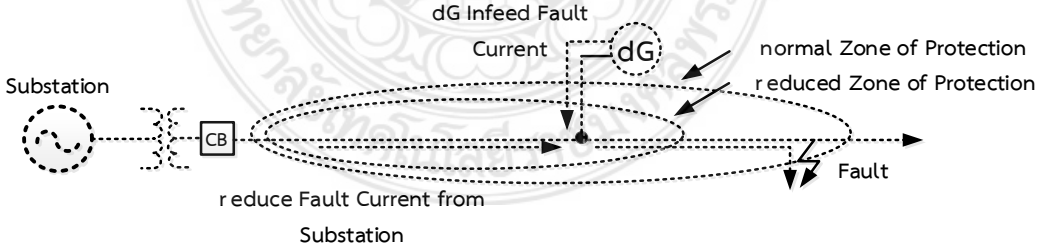
2.5.1 ผลกระทบต่อระบบป้องกัน

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไปเป็นแบบเรเดียลซึ่งมีสถานีไฟฟ้าต้นทางเป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียวที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้ระบบป้องกัน [8] ของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเป็นระบบป้องกันกระแสเกิน (overcurrent protection) ที่มีความซับซ้อนไม่มาก อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่งผลให้การ

ออกแบบระบบป้องกันเปลี่ยนแปลง เนื่องจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลกระทบต่อกระแสไฟฟ้าความผิดพร่องและส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ทั้งนี้ยังมีอีกหลายปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันไฟฟ้า เช่น ประเภท ตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เป็นต้น

2.5.1.1 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

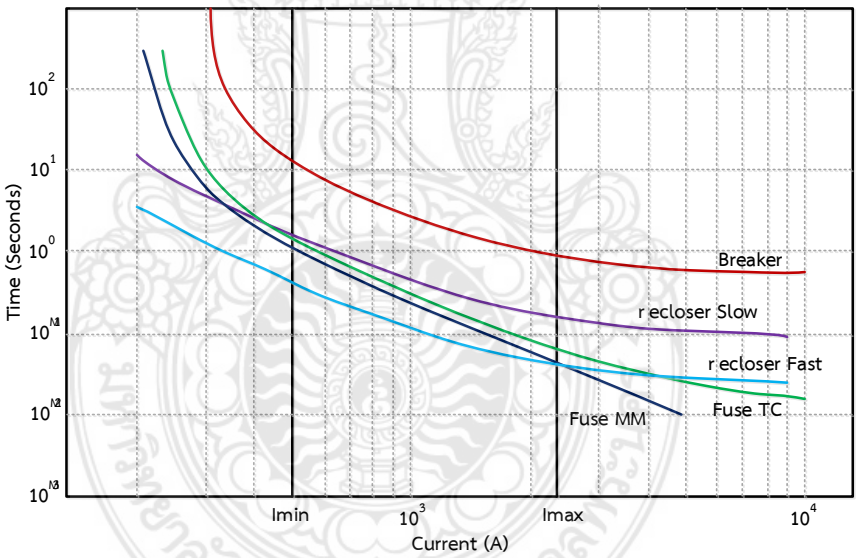
หากเกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ ณ บริเวณที่เกิดความผิดพร่องจะมีกระแสไฟฟ้าที่สูงกว่าปกติ แต่อย่างไรก็ตามกระแสความผิดพร่องที่จ่ายออกจากสถานีไฟฟ้าจะมีปริมาณที่ลดลง เนื่องมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจ่ายกระแสความผิดพร่องให้กับระบบไฟฟ้ามากขึ้นเหตุการณ์เช่นนี้ทำให้ขอบเขตการตรวจจับการเกิดความผิดพร่องของอุปกรณ์ป้องกันลดลง จึงไม่สามารถตรวจจับการเกิดความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าได้ เนื่องจากกระแสความผิดพร่องที่ตรวจจับนั้นมีค่าที่ต่ำกว่าค่ากระแสไฟฟ้าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันแสดงดังภาพที่ 2.8 เหตุการณ์ดังกล่าวมักเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ป้องกัน ที่อยู่ต้นทางของสายป้อนและอาจส่งผลต่อเหตุการณ์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะส่งผลให้ระยะเวลาที่เกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะนานขึ้นเนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด [8]



ภาพที่ 2.8 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

2.5.1.2 ลำดับการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน

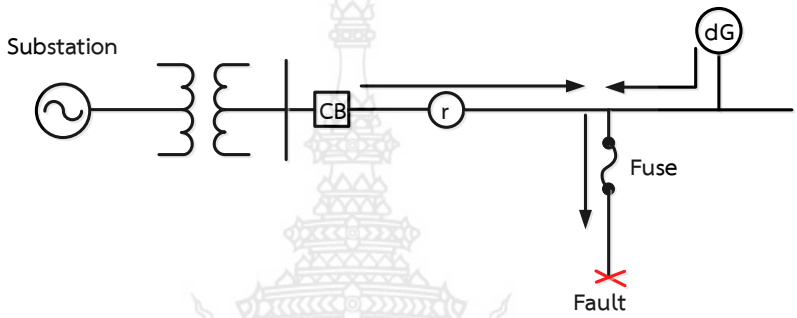
โดยทั่วไปอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นประกอบไปด้วย ฟิวส์ รีโคลสเซอร์และเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยฟิวส์เป็นอุปกรณ์ป้องกันสายป้อนย่อยและโหลด รีโคลสเซอร์เป็นอุปกรณ์ป้องกันสายป้อนหลัก หากเกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อุปกรณ์ที่ควรทำงานเป็นลำดับแรก คือ รีโคลสเซอร์จังหวะการทำงานเร็ว (r ecloser f ast) จะทำการเปิดวงจรชั่วคราว หากความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็นความผิดพร่องแบบถาวร ฟิวส์จะเป็นอุปกรณ์ถัดมาที่ทำงาน โดยทำหน้าที่ป้องกันสายป้อนย่อย ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจทำให้ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเหล่านี้เปลี่ยนแปลงไปแสดงดังภาพที่ 2.9 [8]



ภาพที่ 2.9 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากภาพที่ 2.9 แสดงลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันหากกระแสความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ามีค่าไม่เกินกระแสความผิดพร่องต่ำสุด ($I_{f,min}$) และกระแสความผิดพร่องสูงสุด ($I_{f,max}$)

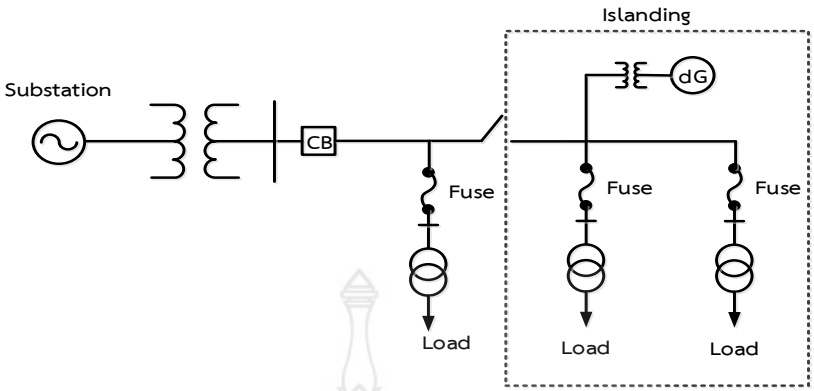
รีโคลสเซอร์และฟิวส์ยังคงทำงานตามปกติ แต่หากกระแสความผิดพร่องที่เกิดในระบบไหลผ่านฟิวส์จนเกินกระแสความผิดพร่องสูงสุดอันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 2.10 ส่งผลให้ฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์หากความผิดพร่องที่เกิดขึ้นเป็นความผิดพร่องแบบชั่วคราว การที่ฟิวส์ทำงานเป็นลำดับแรกเป็นการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันซึ่งส่งผลให้สูญเสียเวลาและค่าใช้จ่าย [8]



ภาพที่ 2.10 กระแสความผิดพร่องที่ไหลผ่านฟิวส์เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.5.1.3 ระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ

การเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ (Islanding) เกิดขึ้นเมื่ออุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าทำการปลดวงจรบางส่วนออกจากระบบไฟฟ้าหลัก แต่วงจรในส่วนที่โดนปลดวงจรออกไปนั้นยังคงได้รับการจ่ายไฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวควรมีอุปกรณ์ป้องกันที่สามารถตรวจจับเหตุการณ์ที่ระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระออกมาได้และปลดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้าการเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระแสดงดังภาพที่ 2.11 [9-10]



ภาพที่ 2.11 การเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ

จากภาพที่ 2.11 เป็นการเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระเมื่ออุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าทำการปลดวงจรบางส่วนออกจากระบบไฟฟ้าหลักซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ยังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดบางส่วน หากเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระโดยมีการวางแผนไว้ล่วงหน้าแล้วเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับระบบไฟฟ้า ในทางตรงกันข้ามหากเกิดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระโดยไม่ได้วางแผนไว้อาจจะทำให้ระบบไฟฟ้าขาดเสถียรภาพ ตัวอย่างผลกระทบที่เกิดจากการที่ระบบไฟฟ้าเกิดการแยกตัวอิสระได้แก่

1) ค่าความถี่และแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระหรือส่วนที่เชื่อมต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเกิดการเปลี่ยนแปลงโดยที่การไฟฟ้าส่วนกลางไม่สามารถควบคุมค่าความถี่และแรงดันไฟฟ้า ณ บริเวณดังกล่าวได้

2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่สามารถรองรับโหลดของระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระได้

3) การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในส่วนที่ระบบไฟฟ้าเกิดการแยกตัวอิสระไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ

4) อาจเกิดอันตรายต่อผู้รับผิดชอบในส่วนของงานด้านการบำรุงรักษาเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวยังคงจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้า

2.5.2 ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า

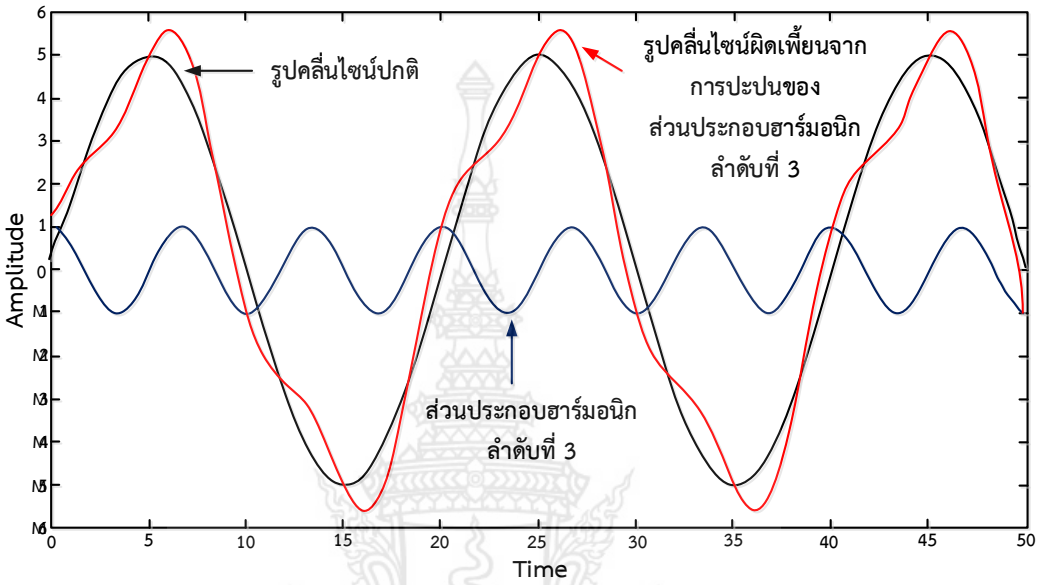
2.5.2.1 แรงดันไฟฟ้ากระเพื่อมและไฟกระพริบ

การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นหนึ่งในสาเหตุที่ก่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม (Voltage fluctuation) และไฟฟ้ากระพริบ (flicker) เนื่องจากการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือมอเตอร์ประเภทเหนี่ยวนำส่งผลให้ความถี่ของระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง เกิดปัญหาไฟฟ้ากระพริบปรากฏขึ้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้าหรือโรงงานต่างจากการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ที่มีอุปกรณ์ควบคุมไม่ให้กระแสสตาร์ทสูงมากและสามารถควบคุมความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เท่ากับความถี่ของระบบไฟฟ้า [10M12]

2.5.2.2 ฮาร์มอนิก

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทอินเวอร์เตอร์ (InverterMbased dg) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับผ่านทางอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง โดยอุปกรณ์เหล่านี้ส่งผลให้เกิดปัญหาฮาร์มอนิกขึ้น โดยปริมาณของกระแสฮาร์มอนิกจะมากหรือน้อยนั้นขึ้นอยู่กับชนิดและขนาดอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่ใช้ ในอดีตนั้นนิยมใช้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังประเภทเครื่องปรับหรือควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าสารกึ่งตัวนำประเภทไทริสเตอร์ (Silicon Controlled rectifier : SCr) ซึ่งสร้างปัญหาเกี่ยวกับกระแสฮาร์มอนิกจำนวนมาก ต่างจากปัจจุบันที่หันมาใช้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ควบคุมการจ่ายแรงดันไฟฟ้า (Insulated gate bipolar transistor : Igbt) ซึ่งใช้เทคนิคที่สามารถอ่านสัญญาณอนาล็อกด้วยสัญญาณดิจิตอล (pulseMwidth Modulation : pwM) ในการสร้างสัญญาณรูปคลื่นไซน์ที่มีความถี่สูงส่งผลให้ปัญหาฮาร์มอนิกลดลงในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำพบปัญหาของฮาร์มอนิกค่อนข้างน้อย เนื่องจากการออกแบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสอง

ประเภทไม่ก่อให้เกิดกระแสฮาร์มอนิก กระแสฮาร์มอนิกแสดงดังภาพที่ 2.12 [10M12]



ภาพที่ 2.12 กระแสฮาร์มอนิกรูปร่างผิดเพี้ยนไปจากรูปคลื่นเดิมเนื่องจากการปะปนของฮาร์มอนิกลำดับที่สาม

2.5.2.3 แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเป็นปัญหาคุณภาพไฟฟ้าอย่างหนึ่งที่เกิดขึ้นบ่อยครั้งในระบบไฟฟ้า โดยสาเหตุหลักของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ คือ การเกิดความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า การเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเริ่มต้นให้กับหม้อแปลงไฟฟ้า การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบไฟฟ้าอาจส่งผลดีและผลเสีย แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจากการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในขณะเดียวกันอาจช่วยลดระดับความรุนแรงของเหตุการณ์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเนื่องจากการยกระดับแรงดัน ณ บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ [13] เมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ประเภทเหนี่ยวนำ (Induction generator based) เข้าสู่ระบบไฟฟ้าส่งผลให้เกิดกระแสไฟฟ้าขณะทำการสตาร์ทมีค่าประมาณ 6-8 เท่า ของกระแสพิกัดส่งผลให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะขึ้น ในทางตรงกันข้ามเหตุการณ์ดังกล่าวจะไม่เกิดกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชิงโครนัสมีการควบคุมการชิงโครนัสกับระบบไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์มีการตั้งโปรแกรมให้อินเวอร์เตอร์ใช้กระแสสตาร์ทเครื่องที่มีค่าน้อยส่งผลให้ไม่เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

ในบางกรณีที่เกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบไฟฟ้าในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะช่วยรักษาระดับแรงดัน ณ บัสเชื่อมต่อ โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องส่งผลให้ช่วยลดระดับความรุนแรงของเหตุการณ์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับประเภทและตำแหน่งของความผิดพร่องที่เกิดขึ้น

2.6 การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ การผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตตั้งแต่หน่วยกิโลวัตต์ (kw) Mเมกกะวัตต์ (Mw) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับประเทศไทยได้นิยามแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวได้แก่ [14M15]

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small power production : Spp) หมายถึง โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานอกรูปแบบกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละโครงการจะจำหน่ายไฟฟ้าให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity generating authority of thailand : Egat) ไม่เกิน 90 เมกกะวัตต์ (Mw) แต่เนื่องจาก Spp แต่ละแห่งสามารถขายไฟฟ้าให้ผู้บริโภคที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงได้โดยตรงกำลังการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมักจะอยู่ในระดับ 120-150 เมกกะวัตต์ (Mw) [15M16]

- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small power production : VSpp) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจและประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองขนาดไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ (Mw) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หมายถึง การไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity authority : MEa) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (provincial Electricity authority : pEa) จากการตรวจเอกสารที่เกี่ยวกับคำนิยามของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากบทความต่างๆ สรุปได้ว่าแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีความหมายค่อนข้างหลากหายแตกต่างกันไป ขึ้นอยู่กับคำจำกัดความของแต่ละประเทศที่กำหนดขึ้นยกตัวอย่าง เช่น บทความของ o. amanifar, M.E. Hamedani golshan, “the Effect of placement of generation on Mitigating Voltage Sag in distribution network” กล่าวถึงแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ การติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่จุดศูนย์กลางของโหลด โดยการผลิตไฟฟ้าแยกต่างหากตามความต้องการให้กับลูกค้าและเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าและขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า ขนาดของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีตั้งแต่ระดับกิโลวัตต์ (kw) ขึ้นไปจนถึงระดับ 10 เมกกะวัตต์ (Mw) แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวบางแห่งจะเป็นของส่วนบุคคลที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวใช้พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่างๆ [15M16]

2.7 วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (load flow Calculation) ในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นมีความสำคัญมาก โดยการคำนวณการไหลนี้จะมุ่งเน้นหาจุดทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะคงตัว (SteadyMState operation) ภายหลังจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจะทราบผลเฉลยของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเข้าไปในระบบ รวมถึงการลู่เข้าหาคำตอบและกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดในระบบไฟฟ้ากำลัง การที่ทราบค่าต่างๆ เหล่านี้จะช่วยให้ผู้วางแผนระบบไฟฟ้าสามารถวางแผนได้อย่างถูกต้องและเหมาะสมทั้งในระยะสั้นและระยะยาว เช่น การขยายตัวของระบบไฟฟ้าโดยการสร้างสายส่งและโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากการขยายตัวของปริมาณผู้ใช้ไฟฟ้า การกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จะผลิตต่อวันจากโรงไฟฟ้าต่างๆ นอกจากนี้การ

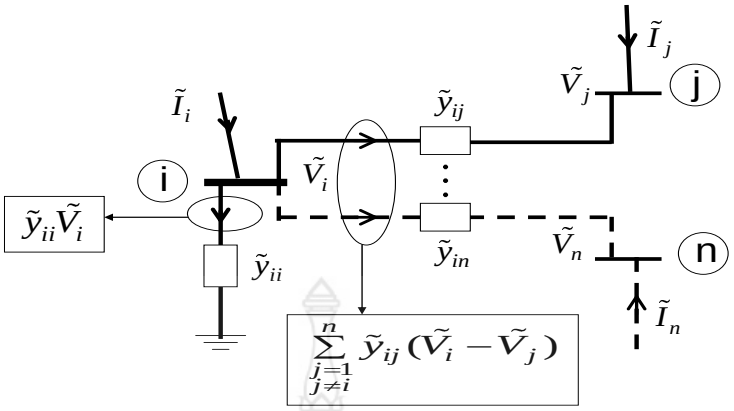
คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ายังเป็นพื้นฐานที่จะนำข้อมูลที่ได้จากการคำนวณมาใช้ในการวิเคราะห์อื่นๆ เช่น การวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง [17]

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้านี้จะเริ่มต้นด้วยการตั้งสมมติฐานว่าระบบไฟฟ้ากำลังนั้นทำงานอยู่ในสภาวะคงตัวและทุกเฟสมีความสมดุล ดังนั้นในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจะใช้ระบบเฟสเดียวและแผนภาพเส้นเดียวในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ ซึ่งประกอบไปด้วยหลายๆ บัสโดยตรงและเพื่อให้มั่นใจหรือรู้ว่าระบบไฟฟ้ากำลังปฏิบัติงานอยู่ในสภาวะปกติ อย่างไรก็ตาม เมื่อทราบค่าของแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่บัสบางบัส การคำนวณค่าแรงดันและกำลังไฟฟ้าของบัสที่เหลือ (บัสที่ยังไม่ทราบค่า) เป็นสิ่งจำเป็นอย่างมาก เนื่องจากสะดวกและเสียค่าใช้จ่ายน้อย ดังนั้นการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อทราบค่ากำลังไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้าของบัสบางบัสจึงเป็นวิธีที่ควรศึกษา ในการคำนวณการไหลนั้นมีความจำเป็นจะต้องกำหนดชนิดของบัสให้สอดคล้องกับความเป็นจริงและสามารถแก้สมการหาคำตอบของตัวแปรที่ยังไม่ทราบค่า เช่น แรงดันไฟฟ้าหรือมุมของบัสอื่นๆ บัสบางบัสอาจรู้ค่ากำลังไฟฟ้าที่บริโภคเพียงอย่างเดียว หลังจากกำหนดข้อจำกัด (Constrain) และชนิดของบัสแต่ละบัสแล้ว การแก้สมการเพื่อหาค่าแรงดันไฟฟ้าและมุมของบัสต่างๆ จะมีวิธีการแก้โดยทั่วไป 3 วิธี ซึ่งก็คือ วิธีของเก๊าส์ไซเดิล (gaussSeidal Method) นิวตันราฟสัน (newtonRaphson Method) และฟาสดิคัปเปิล (fast decouple Method) แต่ ณ ที่นี้จะใช้วิธีของนิวตันราฟสัน

2.7.1 พื้นฐานการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

2.7.1.1 การสร้างบัสแอตมิตแตนซ์เมทริกซ์ (Y_{bus})

การสร้างบัสแอตมิตแตนซ์เมทริกซ์ (Y_{bus}) ของโครงข่ายในระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถพิจารณาหาได้โดยง่าย โดยการตรวจสอบจากไดอะแกรมของโครงข่ายได้โดยตรง ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าผ่านค่าแอตมิตแตนซ์ของบัสใดๆ ที่ i สามารถเขียนได้โดยพิจารณาจากภาพที่ 2.13 ได้ดังนี้



ภาพที่ 2.13 โครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง

จากภาพที่ 2.13 แสดงโครงข่ายของระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งมีจำนวนบัสทั้งหมด n บัส และบัสใดๆ ที่ i เป็นบัสที่นับรวมอยู่กับจำนวนบัสทั้งหมดโดยที่

ค่าของ $\tilde{y}_{ii}\tilde{V}_i$ คือ ค่าของกระแสซึ่งไหลออกจากบัส i ไปยังบัสอ้างอิง (อาจเป็น Slack bus)

ค่าของ $\tilde{y}_{ij}(\tilde{V}_i\text{-}\tilde{V}_j)$ คือ ค่าของกระแสซึ่งไหลออกจากบัส i ไปยังบัส j

ค่าของ $\tilde{y}_{in}(\tilde{V}_i\text{-}\tilde{V}_n)$ คือ ค่าของกระแสซึ่งไหลออกจากบัส i ไปยังบัส n

ค่าของกระแสซึ่งไหลเข้าบัสที่ i $(\tilde{I}_i)$ จะมีค่าเท่ากับกระแสที่ไหลออกจากบัสที่ i ดังนั้น

$$\tilde{I}_i = \tilde{y}_{ii}\tilde{V}_i + \tilde{y}_{ij}(\tilde{V}_i - \tilde{V}_j) + \ldots + \tilde{y}_{in}(\tilde{V}_i - \tilde{V}_n) \tag{2.8}$$

หรือ

$$\tilde{I}_i = \tilde{y}_{ii}\tilde{V}_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} \tilde{y}_{ij}(\tilde{V}_i\text{-}\tilde{V}_j) \tag{2.9}$$

หรือ

$$\tilde{I}_i = \sum_{j=1}^{n} \tilde{y}_{ij}\tilde{V}_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} \tilde{y}_{ij}\tilde{V}_j \tag{2.10}$$

$$\tilde{I}_i = \sum_{j=1}^{n} \tilde{y}_{ij}\tilde{V}_i - \tilde{y}_{ij}\tilde{V}_j - \ldots - \tilde{y}_{in}\tilde{V}_n \tag{2.11}$$

ในทำนองเดียวกันค่าของกระแสที่ไหลเข้าบัส n $(\tilde{I}_j)$ จะมีค่าเท่ากับ

$$\tilde{I}_n = \sum_{j=1}^{n} \tilde{y}_{nj} \tilde{V}_n - \tilde{y}_{nj} \tilde{V}_j - \ldots - \tilde{y}_{nn} \tilde{V}_n \qquad (2.12)$$

ซึ่งเมื่อนำเอาค่าของกระแสของทุกๆ บัสในระบบมาเขียนอยู่ในรูปของเมทริกซ์ก็จะได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1 \\ \vdots \\ \tilde{I}_i \\ \vdots \\ \tilde{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^{n} \tilde{y}_{1j} & \cdots & -\tilde{y}_{1i} & \cdots & -\tilde{y}_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ -\tilde{y}_{i1} & \cdots & \sum_{j=1}^{n} \tilde{y}_{ij} & \cdots & -\tilde{y}_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ -\tilde{y}_{n1} & \cdots & -\tilde{y}_{ni} & \cdots & \sum_{j=1}^{n} \tilde{y}_{nj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \vdots \\ \tilde{V}_i \\ \vdots \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix}$$

หรือ

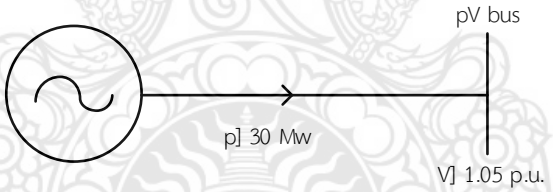
$$I = Y_{bus} V \qquad (2.13)$$

2.7.1.2 ชนิดและข้อกำหนดของบัส

ระบบไฟฟ้ากำลัง [18] จะประกอบไปด้วยผู้ผลิตและผู้บริโภค ในฐานะผู้ผลิตปริมาณของกำลังไฟฟ้าจริง (p) ที่ส่งออกพร้อมทั้งขนาดแรงดันไฟฟ้า (V) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเป็นสิ่งที่ทราบโดยการวัด เพื่อที่จะควบคุมไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานเกินพิกัด ปริมาณทั้งสองปริมาณนี้จะถูกควบคุมหรือกำหนดโดยกำลังไฟฟ้าจริงจะถูกกำหนดโดยปริมาณพลังงานกลที่ป้อนให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผ่านทางกังหันโดยใช้วาล์ว วาล์วนี้จะถูกควบคุมโดยผู้ปฏิบัติงานผ่านทางตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้าอัตโนมัติ (automatic Voltage r egulator) ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงและขนาดแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงเป็นปริมาณที่ควบคุมได้หรือกำหนดได้ ดังนั้นบัสซึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่จะถูกกำหนดให้

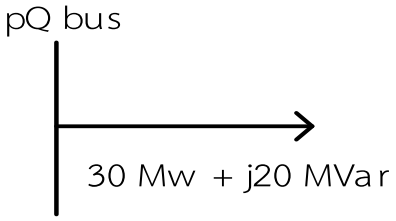
เป็นบัสซึ่งรู้ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและขนาดแรงดันไฟฟ้าหรือเรียกว่า “บัสพีวี (pV bus)” สำหรับบัสชนิดนี้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Q) และมุมของแรงดันไฟฟ้า (θ) จะเป็นตัวแปรที่ไม่ทราบค่าและจะต้องคำนวณหา

ในบางกรณีแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้ไม่สามารถปรับเปลี่ยนหรือควบคุมได้ เช่น ในกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟถึงค่าพิกัด (Q_{max}) หรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟถึงค่าพิกัด (Q_{min}) ในสภาวะนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดให้ทำงานโดยจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่พิกัด ส่วนแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะไม่สามารถควบคุมได้โดยขึ้นอยู่กับโครงข่าย ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสภาวะที่จ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ณ ที่พิกัด บัสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่อาจจะพิจารณาเป็นบัสพีคิว (pQ bus) โดยที่แรงดันไฟฟ้าของบัสนี้มีการเปลี่ยนแปลงกำหนดโดยโครงข่ายไฟฟ้า สัญลักษณ์ที่ใช้แทนบัสพีวีแสดงดังภาพที่ 2.14 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานโดยส่งกำลังไฟฟ้าจริง 30 เมกกะวัตต์ (Mw) ณ แรงดันที่ 1.05 เปอร์ยูนิต (p.u.) [18]



ภาพที่ 2.14 บัสพีวีของระบบไฟฟ้ากำลัง

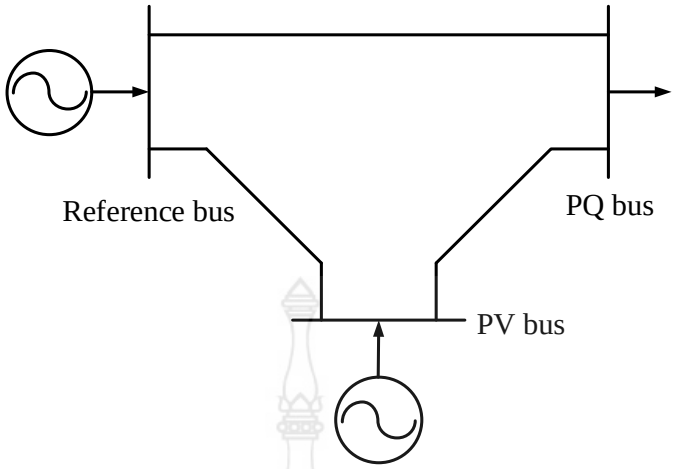
ส่วนในฐานะผู้บริโภค ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของบัสพีคิวหรือบัสโหลดเป็นสิ่งที่ต้องทำการจดบันทึกและถูกกำหนดโดยโหลด ส่วนค่าแรงดันและมุมของบัสพีคิว ณ จุดทำงานในสภาวะคงตัวหนึ่งๆ จะขึ้นอยู่กับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผู้บริโภคใช้ โดยทั่วไปแล้วในการคำนวณการไหล บัสพีคิวจะถูกกำหนดให้เป็นบัสซึ่งมีการใช้กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟคงที่แสดงดังภาพที่ 2.15



ภาพที่ 2.15 บัสพีคิวของระบบไฟฟ้ากำลัง

จากภาพที่ 2.15 จะเห็นว่าบัสโหลดมีกำลังไฟฟ้าจริงเท่ากับ 30 เมกกะวัตต์ (Mw) และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ 20 เมกกะวาร์ (MVar) ซึ่งไหลออกจากบัส ในการคำนวณการไหลนั้น กำลังไฟฟ้าของโหลด ณ บัสโหลดจะถูกกำหนดให้เป็นค่าคงที่หรือโหลดเป็นชนิดที่กินกำลังไฟฟ้าคงที่ ซึ่งอาจจะไม่เป็นจริงทั้งหมดทุกกรณี บัสโหลดโดยทั่วไปจะเป็นบัสแรงดันไฟฟ้าสูง ซึ่งจะเชื่อมต่อกับบัสแรงดันไฟฟ้าต่ำอีกผ่านทางสายส่งย่อย (feeder) ดังนั้นโหลดจึงมีหลายชนิดหลายแบบแตกต่างกันออกไป เช่น โหลดมอเตอร์ โหลดแสงสว่าง (lighting) โหลดทำความร้อน (Heating) โหลดทำความเย็น (air Condition) ซึ่งโหลดเหล่านี้จะมีปริมาณการบริโภคกำลังไฟฟ้าที่แตกต่างกัน โดยขึ้นอยู่กับแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมตัวมันเอง ดังนั้นการที่จะกำหนดหรือสมมุติให้บัสโหลดกินกำลังไฟฟ้าคงที่นั่นอาจเป็นการประมาณเท่านั้น เหตุผลอีกอย่างหนึ่งซึ่งช่วยให้การประมาณนี้มีค่าถูกต้อง คือ การที่บัสโหลดต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งสามารถปรับตำแหน่งหรือจำนวนรอบของขดลวดได้ เพื่อทำการชดเชยแรงดันไฟฟ้าและรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าของบัสโหลดให้มีค่าคงที่เมื่อมีโหลดมากขึ้น หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดนี้เรียกว่า หม้อแปลงไฟฟ้าปรับค่าได้ (load tap Changer transformer) [18]

นอกจากนี้ในการคำนวณการไหลจะต้องมีการกำหนดบัสอ้างอิง (reference bus หรือ Slack bus หรือ Swing bus) เพิ่มเติมขึ้นอีกหนึ่งบัส โดยที่แรงดันไฟฟ้าและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าของบัสนี้จะถูกกำหนดขึ้น โดยทั่วไปแล้วมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าจะถูกกำหนดให้มีค่าเท่ากับศูนย์ เพื่อความง่ายในการวิเคราะห์และพิจารณามุมเฟสแตกต่างระหว่างบัส บัสอ้างอิงนี้จะเป็นบัสจ่ายกำลังไฟฟ้าเพื่อชดเชยความแตกต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าผู้ผลิตและกำลังไฟฟ้าผู้บริโภค บัสของระบบไฟฟ้ากำลังแสดงดังภาพที่ 2.16 และชนิดบัสของระบบไฟฟ้ากำลังแสดงดังตารางที่ 2.1



ภาพที่ 2.16 บัสของระบบไฟฟ้ากำลัง

ตารางที่ 2.1 ชนิดบัสของระบบไฟฟ้ากำลัง

ชนิดของบัส	P .	Q .	. V .	. θ .
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Voltage Control bus หรือ pV bus)	รู้ค่า	ต้องหาค่า	รู้ค่าเมื่อ $Q^{min} < Q_g < Q^{max}$	ต้องหาค่า
	รู้ค่า	รู้ค่าเมื่อ $Q_g = Q^{min}$ หรือ $Q_g = Q^{max}$	ต้องหาค่า	ต้องหาค่า
โหลดบัส (pQ bus)	รู้ค่า	รู้ค่า	ต้องหาค่า	ต้องหาค่า
บัสอ้างอิง (Slack bus หรือ Swing bus)	ต้องหาค่า	ต้องหาค่า	รู้ค่า	รู้ค่า

2.7.1.3 อัลกอริทึมนิวตันMสาฟสัน

อัลกอริทึมนิวตันMสาฟสันเป็นวิธีการที่นำมาใช้แก้หรือหาคำตอบหรือผลเฉลยของสมการที่มีหลายมิติ หรือมีตัวแปร n ตัว เช่น

$$f(x) = 0 \tag{2.14}$$

โดยที่

x คือ เวกเตอร์ซึ่งประกอบด้วยตัวแปร n ตัว

หรือ

$$x = (x_1,\ldots,x_i,\ldots,x_n)^T \tag{2.15}$$

หรือเขียนอยู่ในรูปของเมทริกซ์จะได้

$$\begin{bmatrix} f_1(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_i(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(x^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(x_1,\ldots,x_i,\ldots,x_n) \\ \vdots \\ f_i(x_1,\ldots,x_i,\ldots,x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1,\ldots,x_i,\ldots,x_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \tag{2.16}$$

เมื่อแทนค่าของตัวแปร x ลงในสมการที่ (2.14) แล้วทำให้ผลลัพธ์ของ $f(x)$ ที่ได้มีค่าเท่ากับศูนย์ นั่นหมายความว่าค่าของตัวแปร x นั้นๆ เป็นคำตอบของหรือผลเฉลยที่แท้จริงของ $f(x)$ หากนำเอาค่าของเวกเตอร์ $x = x^{(0)} = (x_1^{(0)},\ldots,x_i^{(0)},\ldots,x_n^{(0)})^T$ ซึ่งเป็นค่าซึ่งหาได้จากการประมาณเริ่มต้นหรือคาดคะเนมาก็จะทำให้ผลลัพธ์ที่ได้มีค่าไม่ถูกต้องและเกิดค่าความผิดพลาดซึ่งมีค่าเท่ากับเวกเตอร์ $\Delta x^{(0)} = (\Delta x_1^{(0)},\ldots,\Delta x_i^{(0)},\ldots,\Delta x_n^{(0)})^T$ แต่เมื่อนำเอาค่าประมาณเริ่มต้น $x = x^{(0)}$ พร้อมทั้งค่าความผิดพลาดหรือค่าคาดเคลื่อน $\Delta x^{(0)}$ แทนลงในสมการที่ (2.14) ก็จะทำให้ผลเฉลยของสมการเป็นจริง ดังนั้นสมการที่ (2.14) สามารถเขียนใหม่ได้ดังสมการที่ (2.17)

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = 0 \tag{2.17}$$

เมื่อนำเอาสมการที่ (2.17) มาเขียนใหม่โดยใช้วิธีอนุกรมเทเลอร์ (t ayler Series) จะได้

$$
\begin{aligned}
f_1(x^{(0)}+\Delta x^{(0)}) &= f_1(x^{(0)})+\left[\left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_1}\right)\Delta x_1^{(0)}+\ldots+\left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_i}\right)\Delta x_i^{(0)}+\ldots+\left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_n}\right)\Delta x_n^{(0)}\right] \\
f_i(x^{(0)}+\Delta x^{(0)}) &= f_i(x^{(0)})+\left[\left(\frac{\partial f_i(x^{(0)})}{\partial x_1}\right)\Delta x_1^{(0)}+\ldots+\left(\frac{\partial f_i(x^{(0)})}{\partial x_i}\right)\Delta x_i^{(0)}+\ldots+\left(\frac{\partial f_i(x^{(0)})}{\partial x_n}\right)\Delta x_n^{(0)}\right] \\
f_n(x^{(0)}+\Delta x^{(0)}) &= f_n(x^{(0)})+\left[\left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_1}\right)\Delta x_1^{(0)}+\ldots+\left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_i}\right)\Delta x_i^{(0)}+\ldots+\left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_n}\right)\Delta x_n^{(0)}\right]
\end{aligned}
\qquad (2.18)
$$

เมื่อไม่พิจารณาอันดับที่สูงกว่าอันดับที่หนึ่ง สมการที่ (2.18) สมการเขียนให้อยู่ในรูปของเมทริกซ์ จะได้

$$
\begin{bmatrix} f_1(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_i(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(x^{(0)}) \end{bmatrix}+\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_i} & \cdots & \frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_i(x^{(0)})}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_i(x^{(0)})}{\partial x_i} & \cdots & \frac{\partial f_i(x^{(0)})}{\partial x_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_i} & \cdots & \frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_n} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_i^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix}=0 \qquad (2.19)
$$

จากสมการที่ (2.19) สามารถเขียนให้อยู่ในรูปย่อๆ จะได้

$$
f(x^{(0)})+J(x^{(0)})\Delta x^{(0)}=0 \qquad (2.20)
$$

โดยที่

$$
J(x^{(0)})=\frac{\partial f(x^{(0)})}{\partial x}
$$

เมทริกซ์ $J(x^{(0)})$ เรียกว่า จาโคเบียนเมทริกซ์ (j acobian Matrix) ซึ่งถูกประมาณค่า ณ ที่ $x=x^{(0)}$ สมการที่ (2.20) จะเห็นว่าผลรวมระหว่างค่าของ $f(x^{(0)})$ กับค่าความคลาดเคลื่อน $\Delta x^{(0)}$ ซึ่ง

คูณกับจาโคเบียนเมทริกซ์ $J(x^{(0)})$ มีค่าเท่ากับศูนย์ดังนั้น ดังนั้นค่าความคลาดเคลื่อนจึงสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.21)

$$\Delta x^{(0)} = -[J(x^{(0)})]^{-1} f(x^{(0)}) \tag{2.21}$$

เมื่อทราบค่าความคลาดเคลื่อนของเวกเตอร์ $\Delta x^{(0)}$ จากสมการที่ (2.21) ซึ่งคำนวณโดยการใช้ค่าประมาณเริ่มต้นของเวกเตอร์ $x^{(0)}$ ผลเฉลยหรือคำตอบค่าใหม่ซึ่งเข้าใกล้ค่าจริงของเวกเตอร์ $x^{(1)}$ จะสามารถหาได้จากสมการที่ (2.22)

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(0)} \tag{2.22}$$

ค่าของเวกเตอร์ $x^{(1)}$ จะนำไปใช้ในการประมาณครั้งใหม่หรือคำนวณเพื่อหาเวกเตอร์ค่าความแตกต่าง $\Delta x^{(1)}$ และค่าใหม่ของเวกเตอร์ $x^{(2)}$ จะถูกคำนวณหาอีกครั้งโดยใช้สมการที่ (2.23) การคำนวณนั้นจะเป็นการคำนวณในลักษณะที่เป็นรอบ (l oop) ดังนั้นสมการที่ (2.20) จึงสามารถเขียนเป็นสมการทั่วไปแสดงดังสมการที่ (2.23)

$$x^{(r+1)} = x^{(r)} + \Delta x^{(r)} \tag{2.23}$$

โดยที่ r แทนครั้งที่หรือรอบที่ในการคำนวณ

ในการคำนวณนั้นผลเฉลยของเวกเตอร์ $x^{(r)}$ จะเข้าใกล้ค่าจริงมากขึ้นเมื่อค่าความแตกต่างของเวกเตอร์ $\Delta x^{(r)}$ ในแต่ละรอบของการคำนวณมีค่าน้อยลง การคำนวณจะหยุดลงเมื่อค่าที่มากสุดของ $\left|\Delta x^{(r)}\right|$ มีค่าน้อยกว่าค่าความผิดพลาดที่ยอมรับได้แสดงดังสมการที่ (2.24)

$$max\left|\Delta x^{(r)}\right| \leq \varepsilon \tag{2.24}$$

จำนวนครั้งหรือจำนวนรอบในการคำนวณเพื่อหาค่าผลเฉลยที่ถูกต้องจะขึ้นอยู่กับค่าเริ่มต้นของเวกเตอร์ $x^{(0)}$ หากค่าเริ่มต้นมีค่าเข้าใกล้ค่าจริง การลู่เข้าหาคำตอบก็จะเร็วขึ้น โดยใช้จำนวนรอบและเวลาในการคำนวณน้อยลง

2.7.2 การแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้า

2.7.2.1 อ่านข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่งและโหลด เพื่อกำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าเริ่มต้นของบัสที่ไม่ทราบค่า โดยกำหนดให้ขนาดของแรงดันมีค่าเป็น 1.0 เปอร์ยูนิต (p.u.) และมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้ามีค่าเป็น 0 และค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของบัสพีคิวและกำลังไฟฟ้าจริงของบัสพีวี นอกจากนี้ยังต้องกำหนดค่าความผิดพลาดที่ยอมรับได้ (ε) จำนวนรอบที่มากที่สุดที่จะสามารถคำนวณได้ (r_{max})

2.7.2.2 สร้างแอตมิแตนซ์เมทริกซ์ (Y_{bus})

2.7.2.3 คำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริง $P_i(x)$ ของบัสพีคิวและบัสพีวีและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ $Q_i(x)$ ของบัสพีคิว

$$P_i^{cal}(x) = \sum_{k=1}^{n} V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) \tag{2.25}$$

$$Q_i^{cal}(x) = \sum_{k=1}^{n} V_i V_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) \tag{2.26}$$

2.7.2.4 คำนวณหาค่าความแตกต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้ในข้อ 2.7.2.3 และกำลังไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในข้อ 2.7.2.1 ดังสมการที่ (2.20)

$$f(x) = \begin{bmatrix} P(x)^{sche} - P^{cal} \\ Q(x)^{sche} - Q^{cal} \end{bmatrix} \tag{2.27}$$

2.7.2.5 ตรวจสอบค่าความแตกต่างในข้อ 2.7.2.4 หากค่าความแตกต่างมีค่ามากกว่าค่าที่ยอมรับได้ให้คำนวณในหัวข้อถัดไป ถ้ามีค่าน้อยกว่าค่าที่ยอมรับได้ให้ไปยังข้อที่ 2.7.2.10 หรือค่า r มีค่ามากกว่าค่าที่กำหนดไว้ (r_{max})

2.7.2.6 สร้างจาโคเบียนเมทริกซ์

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P(x)}{\partial \theta} & \frac{\partial P(x)}{\partial V} \\ \frac{\partial Q(x)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q(x)}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \tag{2.28}$$

2.7.2.7 หาส่วนกลับของจาโคเบียนเมทริกซ์เพื่อคำนวณหาเวกเตอร์ค่าความผิดพลาดดังสมการที่ (2.29)

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P(x)}{\partial\theta} & \frac{\partial P(x)}{\partial V} \\ \frac{\partial Q(x)}{\partial\theta} & \frac{\partial Q(x)}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} P^{sche} - P(x)^{cal} \\ Q^{sche} - Q(x)^{cal} \end{bmatrix} \tag{2.29}$$

2.7.2.8 ทำการปรับปรุงค่าแรงดันและมุมค่าใหม่ ($r+1$) ดังสมการที่ (2.30)

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(r+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(r)} + \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(r)} \tag{2.30}$$

2.7.2.9 กลับไปยังข้อที่ 2.7.2.3

2.7.2.10 แสดงค่าผลลัพธ์ของแรงดันและมุมของทุกๆ บัสและคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริงกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในสายส่งแต่ละเส้นและจบขั้นตอน

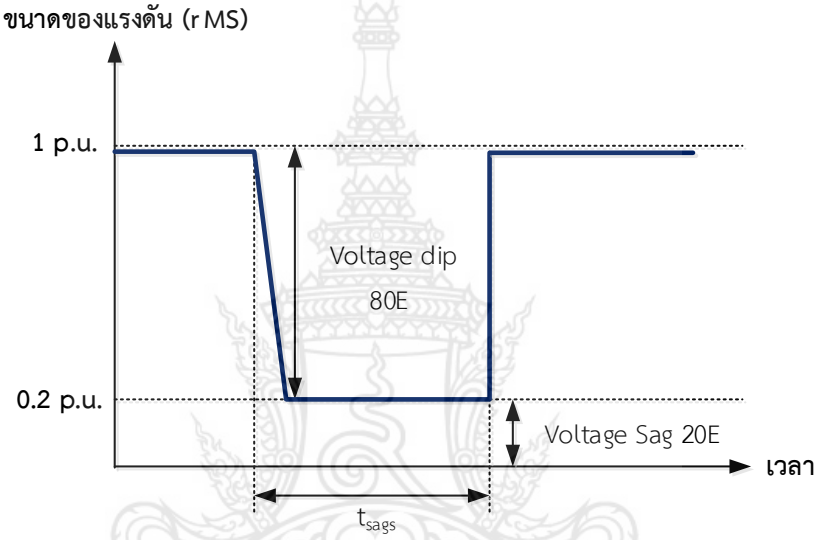
2.8 นิยามของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

โดยทั่วไปแล้วการให้นิยามหรือคำจำกัดความของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะยังคงมีความไม่ชัดเจนอันเนื่องมาจากการพิจารณาขนาดและระยะเวลาของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะของแต่ละมาตรฐานมีความแตกต่างกันออกไป ดังนั้นจึงอ้างอิงคำจำกัดความตามมาตรฐานของ IEC และมาตรฐานของ IEEE

มาตรฐาน IEC 61000 - 4 - 30 (2003) กล่าวว่า แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage dip) คือ ปรากฏการณ์ที่แรงดันลดลงจากระดับปกติอย่างทันทีทันใดและคืนกลับสู่สภาวะปกติภายในระยะเวลา 0.5 ไซเคิล ถึงประมาณ 2–3 วินาที โดยที่ระดับแรงดันที่ลดลงจะแสดงเป็นร้อยละเปรียบเทียบกับระดับแรงดันปกติ [19]

มาตรฐาน IEEE 1159 - 1995 กล่าวว่า แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag) คือ ระดับแรงดันที่ลดลงระหว่าง 0.1 ถึง 0.9 p.u. จากระดับแรงดัน r MS (r oot Mean Square) ภายในระยะเวลา 0.5 ไซเคิล ถึง 1 นาที [20]

Voltage dip 80% หรือ Voltage Sag 20% หมายถึง แรงดันลดลงจากค่าที่ระบุคิดเป็นร้อยละ 80 ไปอยู่ที่ระดับร้อยละ 20 ของค่าที่ระบุแสดงดังภาพที่ 2.17



ภาพที่ 2.17 นิยามของ Voltage dip 80E หรือ Voltage Sag 20 E

เมื่อทำการเปรียบเทียบมาตรฐานระหว่าง IEC 61000 M4 M30 (2003) และ IEEE 1159M1995 จะเป็นไปตามตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 นิยามแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะตามมาตรฐาน IEC และ IEEE

ตัวแปร	มาตรฐาน	
	IEC 61000 – 4 – 30 (2003)	IEEE 1159 – 1995
ชื่อ	Voltage dip	Voltage Sag
ขนาด (p.u.)	0.0 - 0.9	0.1 – 0.9
ระยะเวลา	½ ไซเคิล – 2 ถึง 3 วินาที	½ ไซเคิล – 1 นาที

นิยามแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะตามมาตรฐาน IEEE 1159 – 1995 ระดับความรุนแรงของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจะขึ้นอยู่กับขนาด (Magnitude) และระยะเวลา (duration) ของแต่ละเหตุการณ์

2.8.1 นิยามของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ลักษณะของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะประกอบด้วยขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะและระยะเวลาของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ซึ่งลักษณะทั้งสองของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจะเป็นตัวชี้วัดระดับความรุนแรงของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในแต่ละเหตุการณ์

2.8.1.1 ขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Magnitude of Voltage Sag)

ขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เหลืออยู่ (r emaining Voltage) เมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยที่การคำนวณหาค่าขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะนั้นโดยทั่วไปใช้การคำนวณความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยที่ขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจะขึ้นอยู่กับค่าแรงดันไฟฟ้าก่อนเกิดความผิดพร่อง ตำแหน่งของความผิดพร่อง ประเภทของความผิดพร่อง เป็นต้น [21]

2.8.1.2 ระยะเวลาของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (duration of Voltage Sag)

ระยะเวลาของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ คือ ช่วงเวลาที่ขนาดของแรงดันเริ่มลดลงจนกระทั่งกลับเข้าสู่ภาวปกติ โดยที่ช่วงเวลาของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจะมีค่าเท่าใดนั้นขึ้นอยู่กับค่ากระแสความผิดพร่องรวมทั้งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน โดยอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวจะมีช่วงเวลาในการทำงานที่มีความแตกต่างกันทำให้ระยะเวลาของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นแตกต่างกัน

2.8.2 นิยามค่าแรงดันไฟฟ้า dip ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เกิดจากในขณะที่เกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่ออุปกรณ์สั่งเปิดวงจรตัดระบบไฟฟ้าที่มีการลัดวงจรออกไปทำให้ระบบไฟฟ้าวงจรข้างเคียงที่รับไฟจากสถานีไฟฟ้าเดียวกันหรือสถานีไฟฟ้าอื่นๆ ได้รับผลกระทบทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage dip) ซึ่งมีค่ามากน้อยขึ้นอยู่ค่ากระแสลัดวงจรแล้วกลับคืนสู่ระบบปกติเมื่ออุปกรณ์ป้องกันตัดระบบที่มีปัญหาออกไป

2.8.3 สาเหตุของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเกิดจากการที่มีกระแสไฟฟ้าปริมาณสูงผิดปกติไหลในระบบไฟฟ้าภายในช่วงระยะเวลาสั้นๆ หากกระแสที่มีปริมาณสูงเหล่านี้ไหลผ่านอิมพีแดนซ์ในระบบไฟฟ้า เช่น อิมพีแดนซ์สายตัวนำหรืออิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงจะทำให้แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมในอุปกรณ์เหล่านี้มีค่าสูงส่งผลให้แรงดันปลายทางที่จ่ายให้โหลดมีค่าลดต่ำลงกว่าปกติในช่วงระยะเวลาสั้นๆ โดยที่กระแสไฟฟ้าที่มีปริมาณสูงเหล่านี้เกิดจากสาเหตุดังต่อไปนี้

2.8.3.1 การสตาร์ทมอเตอร์ขนาดใหญ่ (Motor Starting)

โดยทั่วไปแล้วกระแสขณะทำการสตาร์ทมอเตอร์มีค่าประมาณ 6-8 เท่าของกระแสพิกัดซึ่งกระแสเหล่านี้จะคงอยู่ในระบบไฟฟ้าเป็นเวลาประมาณ 2-3 วินาทีก่อนที่จะหายไป หากมอเตอร์มีขนาดที่ใหญ่ขึ้นกระแสสตาร์ทก็จะมีปริมาณที่สูงขึ้น แต่ตามปกติแล้วแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่เกิดจากการสตาร์ทมอเตอร์จะมีขนาดไม่มากนักแต่จะมีช่วงระยะเวลาที่ค่อนข้างนานเมื่อทำการเปรียบเทียบกับแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า [21]

2.8.3.2 ความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า (Fault)

กระแสความผิดพร่องที่เกิดในระบบไฟฟ้าอาจจะมีปริมาณสูงเป็น 10 เท่าของกระแสโหลดปกติและไหลอยู่ในระบบไฟฟ้าเป็นเวลาสั้นๆ ก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันจะตัดตอนส่วนที่เกิดความผิดพร่องออกไปดังนั้นขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่เกิดจาก

ความผิดพร่องอาจมีค่าที่แตกต่างกันไป ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องและตำแหน่งที่ทำการตรวจสอบหรือตำแหน่งที่พิจารณา ส่วนระยะเวลาที่เกิดความผิดพร่องนั้นจะขึ้นอยู่กับชนิดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าที่เกิดความผิดพร่องซึ่งตามปกติแล้วจะมีระยะเวลาไม่เกิน 0.1 วินาที [21]

2.8.3.3 การจ่ายพลังงานให้กับหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer Energization)

การจ่ายพลังงานเริ่มต้นให้กับหม้อแปลงไฟฟ้าจะทำให้เกิดกระแสทรานเซียนต์ที่มีค่าสูงมีค่าประมาณ 10-50 เท่าของกระแสปกติของหม้อแปลงไฟฟ้าส่งผลให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่บัสของหม้อแปลงไฟฟ้าและบัสใกล้เคียง [22]

2.8.4 ผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่เกิดในระบบไฟฟ้าจะมีผลกระทบต่ออุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Sensitive Equipment) ซึ่งไม่ใช่อุปกรณ์ไฟฟ้าทุกประเภทที่จะมีความอ่อนไหวต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะแต่ยังมีอุปกรณ์อีกหลายประเภทที่ไม่ได้รับผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะยกตัวอย่างเช่น ระบบแสงสว่าง เครื่องทำน้ำร้อนและเครื่องสูบน้ำ เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์ที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะแต่ละประเภทจะมีความสามารถในการทนต่อแรงดันไฟฟ้าที่แตกต่างกันแสดงดังตารางที่ 2.3 [23]

ตารางที่ 2.3 ความสามารถในการทนต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะของอุปกรณ์แต่ละประเภท

ประเภทของอุปกรณ์	แรงดันที่เหลืออยู่ (ร้อยละ)	ช่วงเวลาสูงสุด (มิลลิวินาที)
Motor Starter	50	40
Variable Speed Motor with Electronics	85	10
pl C /I device	50–90	8–20
f requency Inverter	82	1.5
Variable Speed drive r ectifier	50–80	2–3
process Controller	70	< 8
Computerized numerical Controlled l athe	70	< 8
direct Current drive Controller	88	< 8
personal Computer	50–70	60–160
Contactors	50–60	20–30
Electromagnetic disconnecting Switch	50	10
Electromagnetic r elays	50–60	15–40
Medical Equipment	60	130
Servo drives	80	50
l aser Marker	90	100

อุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 2.3 ได้แก่ มอเตอร์ไฟฟ้า อุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์ ระบบที่ควบคุมด้วยไมโครโปรเซสเซอร์ เป็นต้น

2.8.4.1 มอเตอร์ไฟฟ้า

ตามปกติแล้วมอเตอร์ไม่ได้เป็นอุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ แต่หากเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะขึ้นในระบบไฟฟ้าอาจส่งผลให้มอเตอร์เกิดการเปลี่ยนแปลงความเร็วรอบหรือแรงบิดไปในช่วงระยะเวลาสั้นๆ มอเตอร์อาจจะไม่ได้รับความ

เสียหายโดยตรงแต่มอเตอร์เหล่านี้ไปขับเคลื่อนโหลดทางกลที่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงความเร็วรอบหรือแรงบิดจึงอาจจะสร้างความเสียหายต่อสินค้าและกระบวนการผลิตทำให้กระบวนการผลิตหยุดชะงักและต้องเริ่มกระบวนการผลิตใหม่ [21-22]

2.8.4.2 อุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์

ปัจจุบันโรงงานอุตสาหกรรมมีการควบคุมการขับเคลื่อนของมอเตอร์ไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบ (adjustable Speed drive) ซึ่งมีความสามารถในการควบคุมที่เหมาะสมกับการใช้งานอีกทั้งยังช่วยประหยัดพลังงาน แต่อย่างไรก็ตามอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์มีความอ่อนไหวต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะมากเป็นพิเศษเนื่องจากเมื่อเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะขึ้นในระบบไฟฟ้าทำให้เกิดกระแสกระชากที่มีปริมาณสูงไหลภายในอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบ ดังนั้นระบบควบคุมของอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบจะหยุดการทำงานทันทีเพื่อเป็นการป้องกันความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นจากภาวะที่กระแสสูงผิดปกติส่งผลให้กระบวนการผลิตที่ใช้อุปกรณ์ปรับความเร็วรอบมอเตอร์ได้รับความเสียหายหรือหยุดชะงัก [21]

2.8.4.3 ระบบที่ควบคุมด้วยไมโครโปรเซสเซอร์

เนื่องจากไมโครโปรเซสเซอร์เป็นอุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าดังนั้นหากเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะอาจจะส่งผลให้ไมโครโปรเซสเซอร์เกิดการรีเซต ส่งผลให้กระบวนการผลิตที่ใช้ไมโครโปรเซสเซอร์ควบคุมอาจเกิดความเสียหายได้ [24M25]

2.8.5 การคำนวณแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

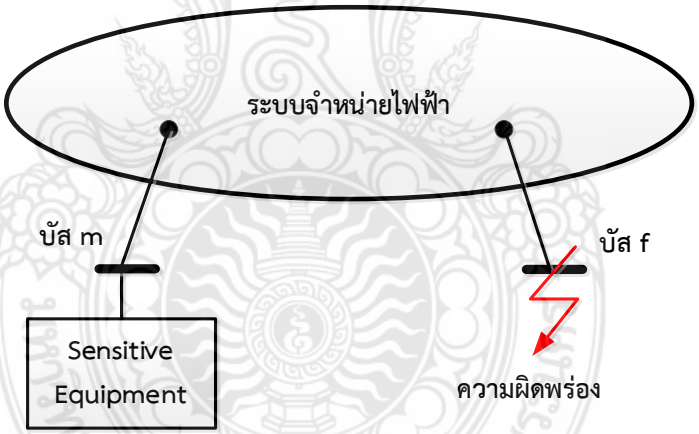
การคำนวณแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยทั่วไป คือ การคำนวณหาแรงดันที่เหลืออยู่ (r emaining Voltage) ในระบบไฟฟ้า

2.8.5.1 ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

ความผิดพร่องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าไม่สามารถที่จะระบุตำแหน่งที่แน่นอนได้ว่าจะเกิดขึ้น ณ บริเวณหรือตำแหน่งใดในระบบไฟฟ้า [25]

2.8.5.1.1 การเกิดความผิดพร่องที่บัส

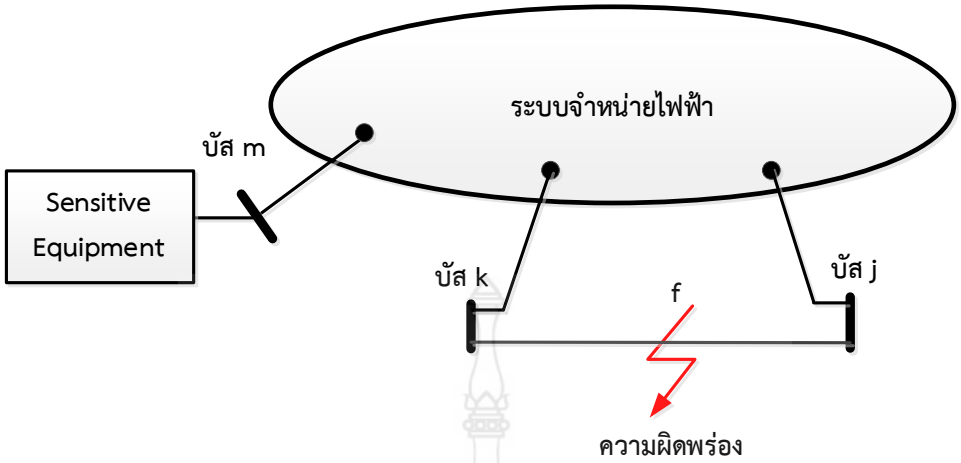
กำหนดให้ระบบไฟฟ้ามีจำนวน n บัส โดยที่ความผิดพร่องเกิดที่บัส f และพิจารณาแรงดันที่บัส m ซึ่งเป็นบัสที่มีอุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่แสดงดังภาพที่ 2.18 การคำนวณหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ณ บัสใดๆ ในระบบไฟฟ้าสามารถคำนวณได้โดยใช้ทฤษฎีของเทวินิน (t hevenin t heory) และวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (bus Impedance Matrix Method)



ภาพที่ 2.18 การเกิดความผิดพร่องที่บัส

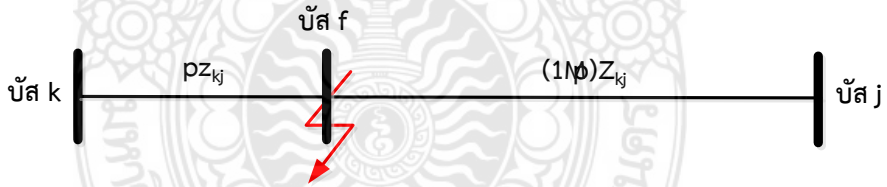
2.8.5.1.2 การเกิดความผิดพร่องบนสาย

กำหนดให้ระบบไฟฟ้ามีจำนวน n บัส โดยที่ความผิดพร่องเกิดที่ตำแหน่ง f โดยพิจารณาแรงดันไฟฟ้าที่บัส m ซึ่งเป็นบัสที่มีอุปกรณ์ที่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่แสดงดังภาพที่ 2.19



ภาพที่ 2.19 การเกิดความผิดพร่องบนสายส่งในระบบไฟฟ้า

จากภาพที่ 2.19 การคำนวณแรงดันที่ตำแหน่ง f ระหว่างบัส k และบัส f สามารถคำนวณได้โดยการสร้างบัสจำลองให้กับระบบไฟฟ้า ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงมีจำนวนบัสเท่ากับ n+1 บัส ซึ่งก็คือการเพิ่มจำนวนบัสที่เกิดความผิดพร่อง (บัส f) ขึ้นมา 1 บัส ให้กับระบบไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 2.20



ภาพที่ 2.20 ความผิดพร่องที่เกิดบนสายระหว่างบัส k และ j ที่ตำแหน่ง f

จากภาพที่ 2.20 จะมีการเพิ่มบัส f เข้าไปยังตำแหน่งที่เกิดความผิดพรองบนสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อใช้ในการคำนวณแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ โดยจะนิยามค่า p แทนตำแหน่งความผิดพร่องระหว่างบัส k ถึง บัส j โดยค่า p มีค่าอยู่ในช่วงระหว่างช่วง 0 ถึง 1

$$p = \frac{L_{kf}}{L_{kj}} \qquad (0 \leq p \leq 1) \tag{2.31}$$

โดยที่ L_{kf} คือ ความยาวของสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าระหว่างบัส k ถึงบัส f

L_{kj} คือ ความยาวของสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าระหว่างบัส k ถึงบัส j

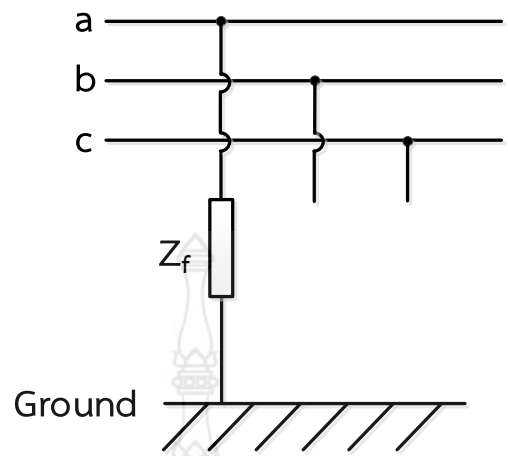
ดังนั้นในการคำนวณความผิดพร่องที่เกิดขึ้นบนสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ เช่น เดียวกับการเกิดความผิดพร่องที่บัสดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น

2.8.5.2 ประเภทของความผิดพร่อง

ประเภทของความผิดพร่องที่พิจารณาแบ่งออกเป็น 4 ประเภท คือ ความผิดพร่องแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault) ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟส (line to line fault) ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟสลงดิน (double line to ground fault) และความผิดพร่องเป็นสามเฟส (three phase fault) [26]

2.8.5.2.1 ความผิดพร่องแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ความผิดพร่องแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault) เกิดขึ้นเมื่อมีสายตัวนำสายใดสายหนึ่งของระบบไฟฟ้าแบบสามเฟสเกิดความผิดพร่องลงดิน ซึ่งลักษณะแสดงดังภาพที่ 2.21 ความผิดพร่องประเภทนี้จะส่งผลให้เกิดกระแสความผิดพร่องที่มีความรุนแรงน้อยที่สุดแต่มีโอกาสเกิดมากที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับความผิดพร่องประเภทอื่นๆ [26]



ภาพที่ 2.21 ความผิดพร่องแบบหนึ่งเฟสลงดิน

การเกิดความผิดพร่องแบบหนึ่งเฟสลงดินสามารถคำนวณหากระแสความผิดพร่องลำดับบวก ลำดับลบและลำดับศูนย์ดังสมการที่ (2.32)

$$I_f^p = I_f^n = I_f^z = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + Z_{ff}^z + 3Z_f} \tag{2.32}$$

และสามารถคำนวณกระแสความผิดพร่องเฟส a เฟส b และเฟส c ได้ดังสมการที่ (2.33)และ(2.34)

$$I_f^a = 3I_f^p \tag{2.33}$$

$$I_f^b = I_f^c = 0 \tag{2.34}$$

โดยที่ I_f^p คือ กระแสความผิดพร่องลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^n คือ กระแสความผิดพร่องลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^z คือ กระแสความผิดพร่องลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V_{f,pref}$ คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดพร่องที่บัส f

Z_{ff}^{p} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ f หลักที่ f

Z_{ff}^{n} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f

Z_{ff}^{z} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ f หลักที่ f

Z_f คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดพร่อง (f ault Impedance)

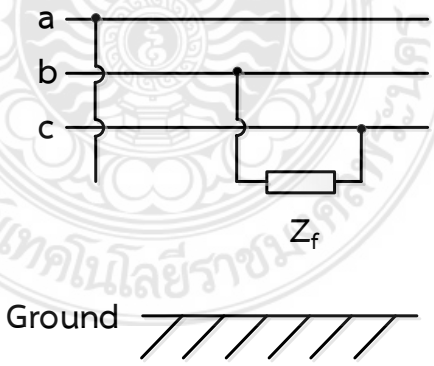
I_f^a คือ กระแสความผิดพร่องเฟส a เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^b คือ กระแสความผิดพร่องเฟส b เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^c คือ กระแสความผิดพร่องเฟส c เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

2.8.5.2.2 ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟส

ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟส (l ine to l ine f ault) เกิดขึ้นเมื่อมีสายตัวนำคู่ใดคู่หนึ่งภายในวงจรสามเฟสเกิดลัดวงจร ซึ่งมีลักษณะการเชื่อมต่อวงจรแสดงดังภาพที่ 2.22 [26]



ภาพที่ 2.22 ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟส

การเกิดความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟสสามารถคำนวณหากระแสความผิดพร่องลำดับบวก ลำดับลบและลำดับศูนย์ ได้ดังสมการที่ (2.35)ถึง(2.36)

$$I_f^p = I_f^n = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + Z_f} \tag{2.35}$$

$$I_f^z = 0 \tag{2.36}$$

และสามารถคำนวณกระแสความผิดพร่องเฟส a เฟส b และเฟส c ได้แสดงดังสมการที่ (2.37)-(2.39)

$$I_f^a = 0 \tag{2.37}$$

$$I_f^b = j\sqrt{3}I_f^p \tag{2.38}$$

$$I_f^c = -I_f^b \tag{2.39}$$

โดยที่ I_f^p คือ กระแสความผิดพร่องลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^p คือ กระแสความผิดพร่องลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^p คือ กระแสความผิดพร่องลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V_{f,pref}$ คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดพร่องที่บัส f

Z_{ff}^p คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ f หลักที่ f

Z_{ff}^n คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f

Z_f คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดพร่อง (f ault Impedance)

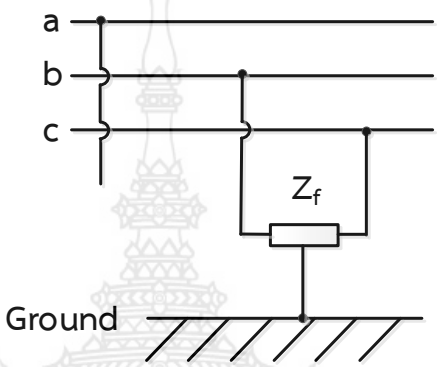
I_f^a คือ กระแสความผิดพร่องเฟส a เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^b คือ กระแสความผิดพร่องเฟส b เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^c คือ กระแสความผิดพร่องเฟส c เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

2.8.5.3 ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟสลงดิน (double line to ground fault) เกิดขึ้นเมื่อมีสายตัวนำคู่ใดคู่หนึ่งภายในวงจรสามเฟสเกิดลัดวงจรลงดิน มีลักษณะการเชื่อมต่อวงจรแสดงดังภาพที่ 2.23 [26]



ภาพที่ 2.23 ความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

การเกิดความผิดพร่องแบบเฟสถึงเฟสลงดินสามารถคำนวณหากระแสความผิดพร่องลำดับบวก ลำดับลบและลำดับศูนย์ได้ดังสมการที่ (2.40)-(2.42)

$$I_f^p = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3Z_f)}{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3Z_f)}} \tag{2.40}$$

$$I_f^n = -\frac{V_{f,pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^n} \tag{2.41}$$

$$I_f^z = -\frac{V_{f,pref} - Z_{ff}^p I_f^p}{Z_{ff}^z + 3Z_f} \tag{2.42}$$

และสามารถคำนวณกระแสความผิดพร่องเฟส a เฟส b และเฟส c ได้แสดงดังสมการที่ (2.43)-(2.45)

$$I_f^a = 0 \tag{2.43}$$

$$I_f^b = I_f^z + a^2 I_f^p + a I_f^n \quad (2.44)$$

$$I_f^c = I_f^z + a I_f^p + a^2 I_f^p \quad (2.45)$$

โดยที่ a คือ le^{j120°

I_f^p คือ กระแสความผิดพร่องลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^n คือ กระแสความผิดพร่องลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^z คือ กระแสความผิดพร่องลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V_{f,pref}$ คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดพร่องที่บัส f

Z_{ff}^p คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ f หลักที่ f

Z_{ff}^n คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f

Z_{ff}^z คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ f หลักที่ f

Z_f คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดพร่อง (f ault Impedance)

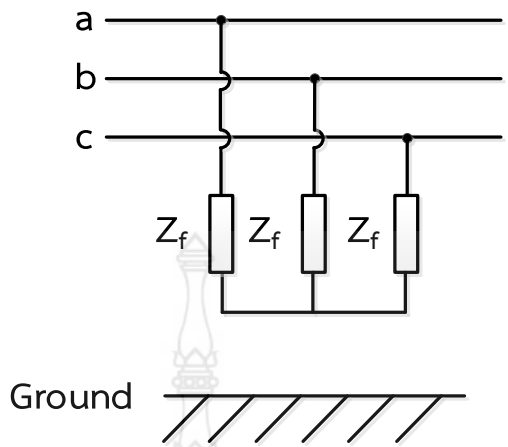
I_f^a คือ กระแสความผิดพร่องเฟส a เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^b คือ กระแสความผิดพร่องเฟส b เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^c คือ กระแสความผิดพร่องเฟส c เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

2.8.5.4 ความผิดพร่องแบบสามเฟส

ความผิดพร่องแบบสามเฟส (t hree phase f ault) เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำทั้งสามเฟสภายในวงจรสามเฟสเกิดเกิดลัดวงจรโดยทั่วไปมีลักษณะสมมาตร ดังนั้นจึงมีการเรียกความผิดพร่องประเภทนี้ว่า ความผิดพร่องแบบสมมาตร (Symmetrical f ault) มีลักษณะการเชื่อมต่อวงจรแสดงดังภาพที่ 2.24 โดยความผิดพร่องประเภทนี้มีโอกาสเกิดขึ้นน้อย แต่ส่งผลให้กระแสความผิดพร่องสูงที่สุด [26]



ภาพที่ 2.24 ความผิดพร่องแบบสามเฟส

การเกิดความผิดพร่องแบบสามเฟสสามารถคำนวณหากระแสความผิดพร่องลำดับบวก ลำดับลบและลำดับศูนย์ได้แสดงดังสมการที่ (2.46)-(2.47)

$$I_f^p = \frac{V_{f,pref}}{Z_{ff}^p + Z_f} \tag{2.46}$$

$$I_f^n = I_f^z = 0 \tag{2.47}$$

และสามารถคำนวณกระแสความผิดพร่อง เฟส a เฟส b และ เฟส c ได้ แสดงดังสมการที่ (2.48)-(2.50)

$$I_f^a = I_f^p \tag{2.48}$$

$$I_f^b = a^2 I_f^p \tag{2.49}$$

$$I_f^c = aI_f^p \tag{2.50}$$

โดยที่ a คือ le^{j120°

I_f^p คือ กระแสความผิดพร่องลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^n คือ กระแสความผิดพร่องลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^z คือ กระแสความผิดพร่องลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V_{f,pref}$ คือ แรงดันก่อนเกิดความผิดพร่องที่บัส f

Z_{ff}^p คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ f หลักที่ f

Z_{ff}^n คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ f หลักที่ f

Z_{ff}^z คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ f หลักที่ f

Z_f คือ อิมพีแดนซ์ของความผิดพร่อง (f ault Impedance)

I_f^a คือ กระแสความผิดพร่องเฟส a เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^b คือ กระแสความผิดพร่องเฟส b เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_f^c คือ กระแสความผิดพร่องเฟส c เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

จากทฤษฎีของเทวินินและวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์หากต้องการหาค่าแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่บัส f ซึ่งเป็นบัสที่สมมติให้มีอุปกรณ์ที่มีความอ่อนไหวต่อแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเชื่อมต่ออยู่ สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (2.51)-(2.53)

$$V_{m,postf}^z = 0 + \Delta V_{mf}^z \tag{2.51}$$

$$V_{m,postf}^p = V_{m,pref}^p + \Delta V_{mf}^p \tag{2.52}$$

$$V_{m,postf}^n = 0 + \Delta V_{mf}^n \tag{2.53}$$

โดยที่ $V_{m,postf}^z$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะลำดับศูนย์ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V_{m,postf}^p$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะลำดับบวกที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V_{m,postf}^n$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะลำดับลบที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V_{m,pref}^p$ คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส m ก่อนเกิดความผิดพร่องที่บัส f

ΔV_{mf}^{z} คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าลำดับศูนย์ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

ΔV_{mf}^{p} คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าลำดับบวกที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

ΔV_{mf}^{n} คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าลำดับลบที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

การเปลี่ยนแปลงแรงดันลำดับศูนย์ ลำดับบวกและลำดับลบ ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.54) ถึง (2.56)

$$\Delta V_{mf}^{z} = -Z_{mf}^{z} I_{f}^{z} \tag{2.54}$$

$$\Delta V_{mf}^{p} = -Z_{mf}^{p} I_{f}^{p} \tag{2.55}$$

$$\Delta V_{mf}^{n} = -Z_{mf}^{n} I_{f}^{n} \tag{2.56}$$

โดยที่ Z_{mf}^{z} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์แถวที่ m หลักที่

Z_{mf}^{p} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับบวกแถวที่ m หลักที่ f

Z_{mf}^{n} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับลบแถวที่ m หลักที่ f

I_{f}^{z} คือ กระแสความผิดพร่องลำดับศูนย์เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_{f}^{p} คือ กระแสความผิดพร่องลำดับบวกเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

I_{f}^{n} คือ กระแสความผิดพร่องลำดับลบเมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

ดังนั้นค่าของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในรูปแบบเฟสสามารถหาได้ดังสมการที่ (2.57)

$$\begin{bmatrix} V_{m,postf}^{a} \\ V_{m,postf}^{b} \\ V_{m,postf}^{c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^{2} & a \\ 1 & a & a^{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{m,postf}^{z} \\ V_{m,postf}^{p} \\ V_{m,postf}^{n} \end{bmatrix} \tag{2.57}$$

โดยที่ a คือ $le^{j120^{o}}$

$V^{a}_{m,postf}$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเฟส a ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V^{b}_{m,postf}$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเฟส b ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V^{c}_{m,postf}$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเฟส c ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

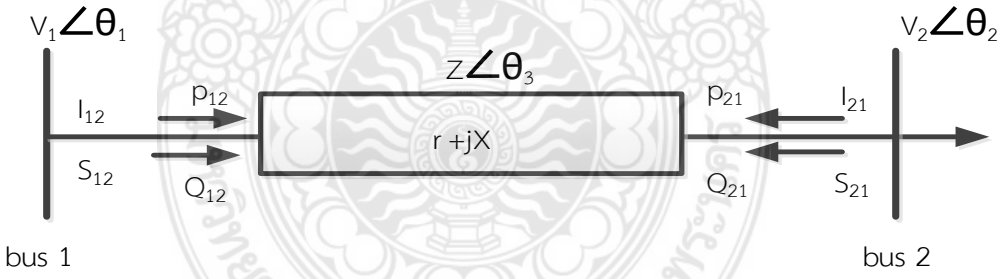
$V^{z}_{m,postf}$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะลำดับศูนย์ที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V^{p}_{m,postf}$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะลำดับบวกที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

$V^{n}_{m,postf}$ คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะลำดับลบที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัส f

2.9 เทคนิคการประมวลผลหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

กำลังไฟฟ้าสูญเสีย คือ พลังงานที่สูญเสียและเกิดขึ้นในสายส่งของในแต่ระบบ โดยที่ไม่ได้หายไปเพียงแต่เปลี่ยนสภาพจากพลังงานไฟฟ้าไปเป็นพลังงานความร้อน โดยจะยกตัวอย่างพอสังเขปดังนี้ เมื่อกำหนดให้ระบบที่พิจารณามี 2 บัส จะพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจะสามารถเขียนได้ดังสมการที่ 2.58 [27]



ภาพที่ 2.25 วงจร 2 บัส

ซึ่งสามารถเขียนกระแสไฟฟ้าที่ไหลจากบัส 1 ไปยังบัส 2 ได้ว่า

$$I_{12} = \frac{V_1\angle\theta_1 - V_2\angle\theta_2}{Z\angle\theta_3} \tag{2.58}$$

$$I_{12} = -I_{21} \tag{2.59}$$

กำลังเชิงซ้อนที่ไหลจากบัส 1 ไปยังบัส 2 คือ

$$S_{12} = V_1 \angle \theta_1 I_{12}^{*} \tag{2.60}$$

และกำลังเชิงซ้อนที่ไหลจากบัส 2 ไปยังบัส 1 คือ

$$S_{21} = V_2 \angle \theta_2 I_{21}^{*} \tag{2.61}$$

ดังนั้นจึงสามารถเขียนกำลังไฟฟ้าปรากฏสูญเสียในสายส่งได้ดังนี้

$$S_{loss} = S_{12} + S_{21} \tag{2.62}$$

$$S_{loss} = P_{loss} + jQ_{loss} \tag{2.63}$$

โดย

I_{12}	คือ	กระแสที่ไหลในสายส่งจากบัส 1 ไปยังบัส 2 (a)
I_{21}	คือ	กระแสที่ไหลในสายส่งจากบัส 2 ไปยังบัส 1 (a)
R	คือ	ค่าความต้านทานในสายส่ง (ohm)
X	คือ	ค่ารีแอกแตนซ์ในสายส่ง (Siemen)
S_{12}	คือ	กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายส่งจากบัส 1 ไปยังบัส 2 (Va)
P_{12}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งจากบัส 1 ไปยังบัส 2 (w)
Q_{12}	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลในสายส่งจากบัส 1 ไปยังบัส 2 (Var)
S_{21}	คือ	กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายส่งจากบัส 2 ไปยังบัส 1 (Va)
P_{21}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งจากบัส 2 ไปยังบัส 1 (w)
Q_{21}	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลในสายส่งจากบัส 2 ไปยังบัส 1 (Var)
V_1	คือ	ขนาดแรงดันที่บัส 1 (V)
V_2	คือ	ขนาดแรงดันที่บัส 2 (V)
θ_1	คือ	มุมของแรงดันที่บัส 1 (degree)

θ_2	คือ	มุมของแรงดันที่บัส 2 (degree)
θ_3	คือ	มุมของอิมพิแดนซ์ในสายส่งเส้นที่เชื่อต่อจากบัส 1 ไปบัส 2 (degree)
S_{loss}	คือ	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูญเสีย (Va)
P_{loss}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสีย (w)
Q_{loss}	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนสูญเสีย (Var)

ปัจจัยที่มีผลกระทบสำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ สามารถแบ่งออกได้เป็น 5 ประเภทได้แก่

1) ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
2) ขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ
3) ชนิดและความยาวของสายส่ง
4) ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ
5) การปรับค่าแท็ปหม้อแปลง

ซึ่งในแต่ละหัวข้อมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

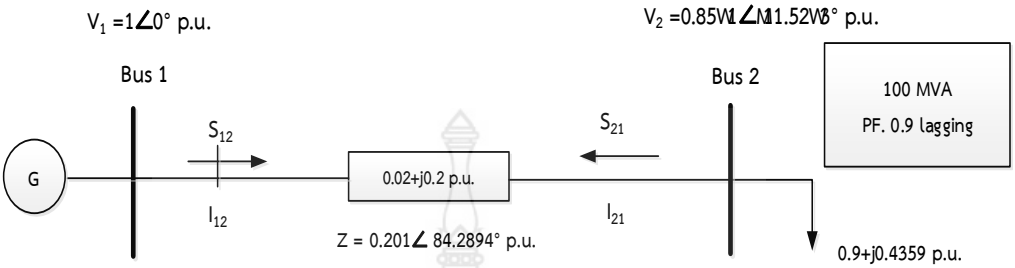
2.9.1 การหาขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

การติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำเป็นต้องพิจารณาถึงขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสม เนื่องจากหากติดตั้งที่กำลังผลิตที่สูงเกินไปจะทำให้มีการไหลของกำลังไฟฟ้าย้อนกลับไปหาแหล่งจ่ายสถานีไฟฟ้าซึ่งส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าเพิ่มสูงขึ้น [27]

ในหัวข้อของขนาดการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังจะยกตัวอย่างมาอธิบายให้ชัดเจนมากยิ่งขึ้นด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง (Sending End) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งเป็นด้านรับ (r eceiving End) โดยมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging (0.9+j0.4359 p.u.) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด 0.02+j0.2 p.u. แสดงดังภาพที่ 2.26 และเมื่อติดตั้งตัวแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

แบบกระจายตัวด้วยขนาด 50 เมกกะวัตต์ (Mw) ทำให้โหลดสุทธิมีขนาด 59.16 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa)



ภาพที่ 2.26 ระบบไฟฟ้า 2 บัส ก่อนการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีค่าดังนี้

$$I_{12}=\frac{1\angle 0^{\circ}-0.8571\angle -11.5273^{\circ}}{0.201\angle 84.2894^{\circ}}=1.1667\angle -37.3692^{\circ}\ p.u.$$

$$I_{21}=1.1667\angle 142.6308^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=1\angle 0^{\circ}\times 1.1667\angle 37.3692^{\circ}=1.1667\angle 37.3692^{\circ}\ p.u.$$

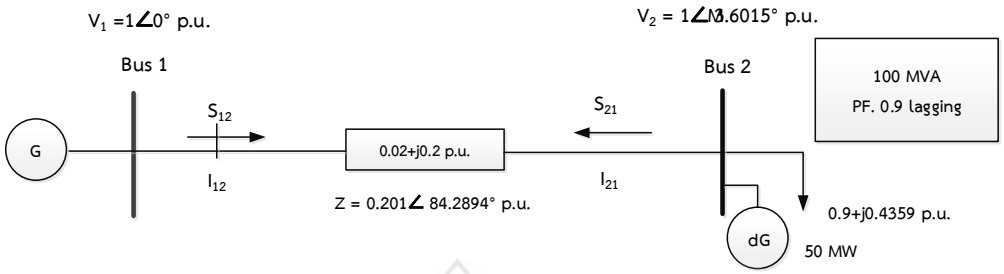
$S_{12}=0.9272+j0.7081\ p.u.$ หรือ $92.72\ MW+70.81\ MVar$

$$S_{21}=0.8571\angle -11.5273^{\circ}\times 1.1667\angle -142.6308^{\circ}=1.0000\angle -154.1581^{\circ}\ p.u.$$

$S_{21}=-0.9000-j0.4359\ p.u.$ หรือ $-90.00\ MW-j43.59\ MVar$

$$S_{loss}=(92.72\ MW+70.81\ MVar)+(-90.00\ MW-j43.59\ MVar)$$

$$=2.72\ MW+j27.22\ MVar$$



ภาพที่ 2.27 ระบบไฟฟ้า 2 บัส หลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีค่าดังนี้

$$I_{12}=\frac{1\angle 0^{\circ}-1\angle -3.6015^{\circ}}{0.201\angle 84.2894^{\circ}}=0.3127\angle 3.9098^{\circ}\ p.u.$$

$$I_{21}=0.3127\angle -176.0902^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=1\angle 0^{\circ}\times 0.3127\angle -3.9098^{\circ}=0.0040\angle -5.7106^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=0.3120-j0.0213\ p.u.\ \text{หรือ}\ 31.20\ MW-j2.13\ MVar$$

$$S_{21}=1\angle -3.6015^{\circ}\times 0.3127\angle 176.0902^{\circ}=0.3127\angle 172.4886^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{21}=-0.3100+j0.0409\ p.u.\ \text{หรือ}\ -31.00\ MW+j4.09\ MVar$$

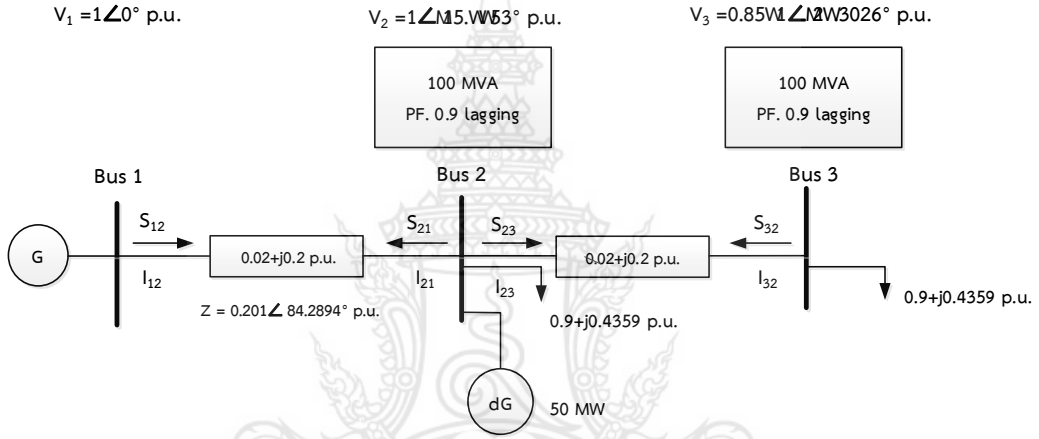
$$S_{loss}=(31.20\ MW-j2.13\ MVar)+(-31.00\ MW+j4.09\ MVar)$$

$$=0.20\ MW+j1.96\ MVar$$

จากภาพที่ 2.26 และ 2.27 พบว่าการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อติดในขนาดที่เหมาะสม

ในหัวข้อของตำแหน่งการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังสมารถอธิบายให้ชัดเจนมากยิ่งขึ้นด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยอาศัยการคำนวนการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการของนิวตัน-ราฟสัน ผ่านโปรแกรม Matpower ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ [27]

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่งเพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และจากบัสที่ 2 เชื่อต่อไปยังบัสที่ 3 ซึ่งมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging (0.9+j0.4359 p.u.) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด 0.02+j0.2 p.u. และเมื่อติดตั้งตัวแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบซิงโครนัสระดับแรงดัน 1 เปอร์ยูนิต (p.u.) ด้วยขนาด 50 เมกกะวัตต์ (Mw) หรือ (0.5 p.u.) โดยทำการสลับการติดตั้งซึ่งในครั้งแรกจะติดตั้งที่บัส 2 และในครั้งที่สองจะติดตั้งที่บัส 3



ภาพที่ 2.28 ระบบไฟฟ้า 3 บัส ซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 2

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 2 มีค่าดังนี้

$$I_{12}=\frac{1\angle 0^{\circ}-1\angle -15.7753^{\circ}}{0.201\angle 84.2894^{\circ}}=1.3655\angle -2.1771^{\circ}\ p.u.$$

$$I_{21}=1.3655\angle 177.8229^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=1\angle 0^{\circ}\times 1.3655\angle 2.1771^{\circ}=1.3655\angle 2.1771^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=1.3645+j0.0519 \text{ หรือ } 136.45\ MW+j5.19\ MVar$$

$$S_{21}=1\angle -15.7753^{\circ}\times 1.3655\angle -177.8229^{\circ}=1.3655\angle 166.4017^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{21}=-1.3272+j0.3210\ p.u. \text{ หรือ } -132.72\ MW+j32.10\ MVar$$

$$S_{loss,\ 12}=(136.45\ MW+j5.19\ MVar)+(-132.72\ MW+j32.10\ MVar)$$

$$=3.75\ MW+j37.29\ MVar$$

$$I_{23}=\frac{1\angle -15.7753^{\circ}-0.8571\angle -27.3026^{\circ}}{0.201\angle 84.2894^{\circ}}=1.1667\angle -53.1446^{\circ}\ p.u.$$

$$I_{32}=1.1667\angle 126.8554^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{23}=1\angle -15.7753^{\circ}\times 1.1667\angle 53.1446^{\circ}=1.1667\angle 37.3692^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{23}=0.9272+j0.7081\ p.u.$$ หรือ $92.72\ MW+j70.81\ MVar$

$$S_{32}=0.8571\angle -27.3026^{\circ}\times 1.1667\angle -126.8554^{\circ}=1\angle -154.1581^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{32}=-0.9000-j0.4358\ p.u.$$ หรือ $-90.00\ MW-j43.59\ MVar$

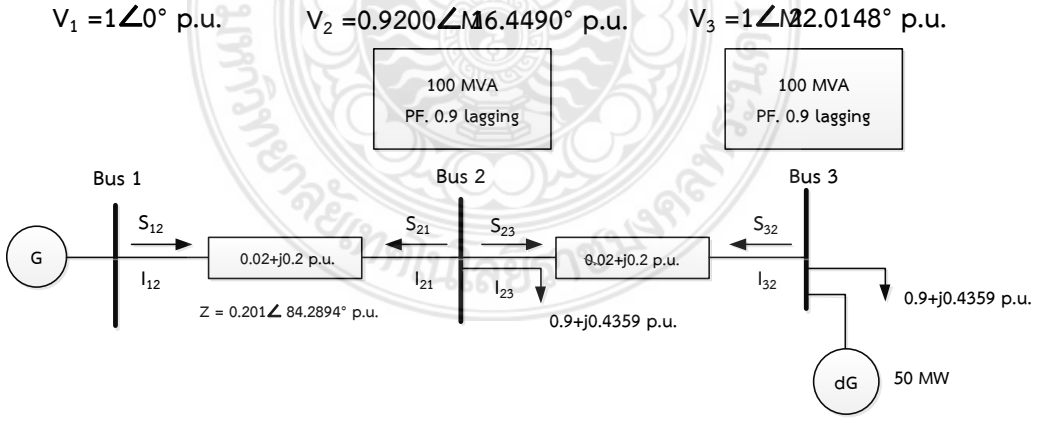
$$S_{loss,\ 23}=(92.72\ MW+j70.81\ MVar)+(-90.00\ MW-j43.59\ MVar)$$

$$=2.72\ MW+j27.22\ MVar$$

$$S_{loss,\ Total}=S_{loss,\ 12}+S_{loss,\ 23}$$

$$=(3.73\ MW+j37.29\ MVar)+(2.72\ MW+j27.22\ MVar)$$

$$=6.45\ MW+j64.51\ MVar$$



ภาพที่ 2.29 ระบบไฟฟ้า 3 บัส ซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 3

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 3 มีค่าดังนี้

$$I_{12}=\frac{1\angle 0^{\circ}-0.9200\angle -16.4490^{\circ}}{0.201\angle 84.2894^{\circ}}=1.4221\angle -18.5912^{\circ}\ p.u.$$

$$I_{21}=1.4221\angle 161.4088^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=1\angle 0^{\circ}\times 1.4221\angle 18.5912^{\circ}=1.4221\angle 18.5912^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=1.3479+j0.4534\ p.u.\ \text{หรือ}\ 134.79\ MW+j45.34\ MVar$$

$$S_{21}=0.9200\angle -16.4490^{\circ}\times 1.4221\angle -161.4088^{\circ}=1.3084\angle -177.8578^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{21}=-1.3075-j0.0489\ p.u.\ \text{หรือ}\ -130.75\ MW+j4.89\ MVar$$

$$S_{loss,\ 12}=(134.79\ MW+j45.34\ MVar)+(-130.75\ MW+j4.89\ MVar)$$

$$=4.04\ MW+j40.45\ MVar$$

$$I_{23}=\frac{0.9200\angle -16.4490^{\circ}-1\angle -22.0148^{\circ}}{0.201\angle 84.2894^{\circ}}=0.6108\angle 27.0744^{\circ}\ p.u.$$

$$I_{32}=0.6108\angle -152.9256^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{23}=0.9200\angle -16.4490^{\circ}\times 0.6108\angle -27.0744^{\circ}=0.5619\angle -43.5234^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{23}=0.4075-j0.3870\ p.u.\ \text{หรือ}\ 40.75\ MW+j38.70\ MVar$$

$$S_{32}=1\angle -22.0148^{\circ}\times 0.6108\angle 152.9256^{\circ}=0.6108\angle 130.9107^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{32}=-0.4000+j0.4616\ p.u.\ \text{หรือ}\ -40.00\ MW+j46.16\ MVar$$

$$S_{loss,\ 23}=(40.75\ MW-j38.70\ MVar)+(-40.00\ MW+j46.16\ MVar)$$

$$=0.75\ MW+j7.46\ MVar$$

$$S_{loss,\ Total}=S_{loss,\ 12}+S_{loss,\ 23}$$

$$=(4.04\ MW+j40.45\ MVar)+(0.75\ MW+j7.46\ MVar)$$

$$=4.79\ MW+j47.91\ MVar$$

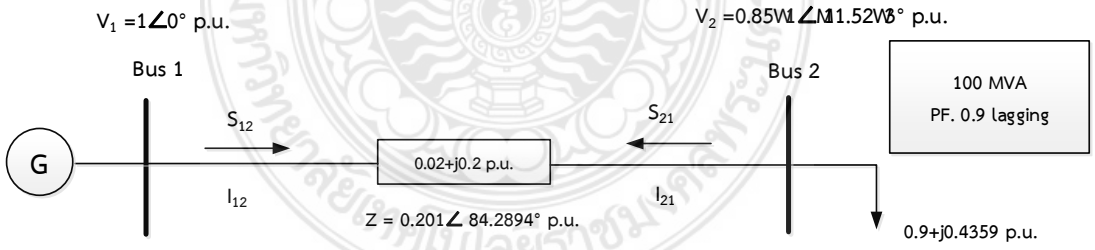
พบว่าการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเดียวกันที่ขนาดเท่ากันแต่คนละตำแหน่งกันจะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่ต่างกัน

2.9.2 การหาขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าแตกต่างกันซึ่งส่งผลให้เกิดการลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันผู้ใช้ประเภทโรงงานอุตสาหกรรมหรืออาคารธุรกิจมีการใช้ไฟฟ้าสูงและค่อนข้างสม่ำเสมอในช่วงเวลากลางวัน ส่วนช่วงหัวค่ำถึงเช้าตรู่อาจมีการใช้งานต่ำผู้ใช้ประเภทบ้านอยู่อาศัยอาจจะใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงเย็นถึงหัวค่ำเพื่อประกอบกิจกรรมต่างๆ และมีการใช้งานต่ำในช่วงกลางดึกและกลางวันที่ไม่มีคนพักอาศัยในระบบจำหน่ายนั้นยิ่งระบบใดมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบก็จะมีค่าสูงตามไปด้วย [27]

การเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่แตกต่างกัน 2 ค่าดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง (Sending End) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งเป็นด้านรับ (r eceiving End) โดยมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging (0.9+j0.4359 p.u.) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด 0.02+j0.2 เปอร์ยูนิต (p.u.)



ภาพที่ 2.30 ระบบไฟฟ้า 2 บัส ที่มีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVa

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) มีค่าดังนี้

$$I_{12}=\frac{1\angle 0^{\circ}-0.8571\angle -11.5273^{\circ}}{0.201\angle 84.2894^{\circ}}=1.1667\angle -37.3692^{\circ}\ p.u.$$

$$I_{21}=1.1667\angle 142.6308^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=1\angle 0^{\circ}\times 1.1667\angle 37.3692^{\circ}=1.1667\angle 37.3692^{\circ}\ p.u.$$

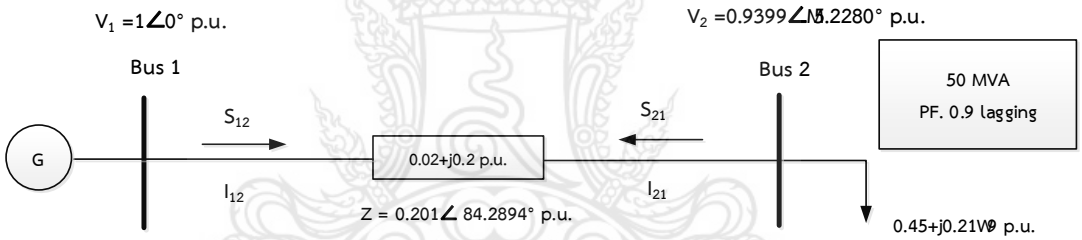
$$S_{12}=0.9272+j0.7081\ p.u.\ \text{หรือ}\ 92.72\ MW+j70.81\ MVar$$

$$S_{21}=0.8571\angle -11.5273^{\circ}\times 1.1667\angle -142.6308^{\circ}=1.0000\angle -154.1581^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{21}=-0.9000-j0.4359\ p.u.\ \text{หรือ}\ -90.00\ MW+j43.59\ MVar$$

$$S_{loss,\ 12}=(92.72\ MW+j70.81\ MVar)+(-90.00\ MW+j43.59\ MVar)$$

$$=2.72\ MW+j27.22\ MVar$$



ภาพที่ 2.31 ระบบไฟฟ้า 2 บัส ที่มีโหลดต่ออยู่ขนาด 50 MVa

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีโหลดต่ออยู่ขนาด 50 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) มีค่าดังนี้

$$I_{12}=\frac{1\angle 0^{\circ}-0.9399\angle -5.2280^{\circ}}{0.201\angle 84.2894^{\circ}}=0.5320\angle -31.0699^{\circ}\ p.u.$$

$$I_{21}=0.5320\angle 148.9301^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=1\angle 0^{\circ}\times 0.5320\angle 31.0699^{\circ}=0.5320\angle 31.0699^{\circ}\ p.u.$$

$$S_{12}=0.4557+j0.2745\ p.u.\ \text{หรือ}\ 45.57\ MW+j27.45\ MVar$$

$$S_{21}=0.9399\angle -5.2280^{\circ}\times 0.5320\angle -148.9301^{\circ}=0.5000\angle -154.1581^{\circ}\ p.u.$$

S_{21}=-0.4500-j0.2179 p.u. หรือ -45.00 MW+j21.79 MVar

$S_{loss,\ 12}$=(45.57 MW+j27.45 MVar)+(45.00 MW-j21.79 MVar)

=0.566 MW+j5.66 MVar

จากภาพที่ 2.30 และ 2.31 พบว่าในกรณีที่ระบบมีความต้องการปริมาณไฟฟ้าที่สูงจะมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่สูงเช่นกัน



2.10 การทบทวนวรรณกรรมงานวิจัย

2.10.1 งานวิจัยด้านแรงดันไฟฟ้าตก

1. งานวิจัยของ n. Hamzah, a. Mohamed, a. Hussain, “locating Voltage Sag Source at the point of Common Coupling In Industrial distribution Systems”, 2005 International Conference on power Electronics and drives Systems, 18 april 2006. [28]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการใหม่ในการค้นหาแหล่งที่มาของแรงดันไฟฟ้าตกจากการวัดที่จุดต่อร่วม (pCC) วิธีการที่เสนอใช้ค่า rMS และตัวประกอบกำลังไฟฟ้า วิธีการที่เสนอได้รับการตรวจสอบโดยการจำลองและผลลัพธ์ของวิธีการที่เสนอได้รับการพิสูจน์แล้วว่าถูกต้อง

2. งานวิจัยของ Mattia Marinelli, andrea Morini, federico Silvestro, “Modeling of DFIG Wind Turbine and Lithium Ion Energy Storage System”, 2010 Complexity in Engineering (CoMpEng), March 2010. [29]

งานวิจัยนี้ศึกษาแบบจำลองไดนามิกของกังหันลมและระบบกักเก็บพลังงานชนิดลิเธียมไอออน วัตถุประสงค์ของระบบกักเก็บพลังงาน คือ การเชื่อมต่อกับระบบผลิตพลังงานลมเพื่อให้การจ่ายพลังงานเป็นไปอย่างราบรื่น ทำการจำลองในโปรแกรม dIgSIlEnt โดยเริ่มจากการปรับระดับความผันผวนในระยะสั้นและคุณภาพกำลังไฟฟ้า ผลลัพธ์เมื่อทำการทดสอบกังหันลมร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานพบว่าสามารถเพิ่มเสถียรภาพการจ่ายพลังงานได้

3. งานวิจัยของ ali Saidian, Mehrdad Heidari, davar Mirabbasi, “Improvement of voltage unbalance and voltage sag in radial distribution systems using DG”, 2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and applications, 23 july 2010. [30]

งานวิจัยนี้ศึกษาการตรวจสอบผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยศึกษาแรงดันไฟฟ้าตกและความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า มีวัตถุประสงค์เพื่อ

ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบซิงโครนัสขนาดต่างๆ ที่มีผลต่อการควบคุมแรงดันไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมและความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า ทดสอบในกรณีไม่มีโหลดและมีโหลดเฉพาะที่ rl โดยใช้โปรแกรม Matlab/Simulink

4. งานวิจัยของ o. Ipinnimo, S. Chowdhury, S.p. Chowdhury, "Mitigation of multiple voltage dips in a weak grid using wind and hydro-based distributed generation", IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (PES t&d 2012), august 2012. [31]

งานวิจัยนี้เสนอการสร้างแบบจำลองระบบแปลงพลังงานลม (wECS) และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (Hp) วัตถุประสงค์เพื่อบรรเทาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะบนระบบไฟฟ้า จำลองโดยใช้โปรแกรม dIgSIl Ent powerfactory ผลลัพธ์การสร้างแบบแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วยลดแรงดันไฟฟ้าตกได้หลายจุด ความรุนแรงของแรงดันไฟฟ้าตกที่บัสค่อนข้างน้อยเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าของระบบ

5. งานวิจัยของ Ehsan nasrolahpour, Hassan ghasemi, Hassan Monsef, Ehsan khoub, "dg placement considering voltage sag and losses", 2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, june 2012. [32]

งานวิจัยนี้เสนอการสร้างแบบจำลองแรงดันไฟฟ้าที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของระบบแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมได้รับการตรวจสอบโดยอ้างอิงจากดัชนีความน่าเชื่อถือสามตัวที่เกี่ยวข้องกับเวลาของเหตุการณ์ พลังงานลดลงและต้นทุนลดลงทดสอบในแบบจำลองระบบไฟฟ้า 45 บัส ผลการทดสอบสามารถแสดงประสิทธิภาพของแบบจำลองที่นำเสนอเพื่อค้นหาตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ดีที่สุด

6. งานวิจัยของ jiri jansa, Zdenek Hradilek, petr Moldrik, “Impact of biogas plant on distribution grid”, 2014 14th International Conference on Environment and Electrical Engineering, june 2014. [33]

งานวิจัยนี้เสนอโรงงานก๊าซชีวภาพที่มีการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานร่วมกันและผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าในสายส่ง ทำการวิเคราะห์ผลลัพธ์บางส่วนที่ได้จากผลกระทบของโรงผลิตก๊าซชีวภาพที่มีการผลิตพลังงานร่วมต่อคุณภาพของแรงดันไฟฟ้าในกริด ผลลัพธ์แสดงให้เห็นการพึ่งพากันระหว่างแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าที่จ่ายให้กับกริด ผลลัพธ์ของแบบจำลองแสดงให้เห็นการพึ่งพากันระหว่างแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าที่จ่ายให้การผลิตพลังงานไฟฟ้าร่วมที่ค่อนข้างต่ำ

7. งานวิจัยของ n. a. yusof, H. Mokhlis, M. karimi, j. a. laghari, H. a. Illias, n. M. Sapori, “underVoltage load shedding scheme based on voltage stability index for distribution network”, IEEE access, Vol.8, pp.109625M109638, june 2015. [34]

งานวิจัยนี้เสนอแผนการกำจัดโหลดที่จำเป็น วิธีที่นำเสนอศึกษาดัชนีความคงตัวของแรงดันไฟฟ้าเพื่อหาโหลดที่ไม่จำเป็น ผลลัพธ์ของวิธีนี้แสดงให้เห็นถึงวิธีการที่เสนอนั้นเป็นแนวทางที่ยอดเยี่ยมในการนำรูปแบบการกำจัดโหลดมาใช้ได้สำเร็จ

8. งานวิจัยของ Mantyena Sriramulu, M. raji rahul, “optimal placing and sizing of DG in a distribution system for voltage stability improvement”, 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and optimization techniques (ICEEot), november 2016. [35]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการระบุตำแหน่งและปรับขนาดหน่วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อปรับปรุงเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวถูกกำหนดโดยใช้การเพิ่มประสิทธิภาพกลุ่มอนุภาค (pSo) โดยมีวัตถุประสงคเพื่อปรับปรุงเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า ทดสอบด้วยโปรแกรม Matlab ในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus และ 69 bus

9. งานวิจัยของ tackNHyun jung, giNHyeon gwon, ChulNHwan kim, joon Han, yunNSik oh, ChulNHo noh, “Voltage regulation Method for Voltage drop Compensation and unbalance reduction in bipolar lowNVoltage dC distribution System”, IEEE access, Vol.8, pp.109625M109638, april 2017. [36]

งานวิจัยนี้เสนอการพัฒนาเครื่องแปลงพลังงานไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงเพื่อชดเชยแรงดันไฟฟ้าตกและจำกัดความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้า วิธีการที่เสนออัลกอริทึมการควบคุมแรงดันไฟฟ้าและแบบจำลองระบบ ผลลัพธ์ของวิธีการนี้แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของวิธีการที่นำเสนอ

10. งานวิจัยของ fidelis galla limbong. Elsayed, “the use of neural network (nn) to predict voltage drop during starting of medium voltage induction motor”, IEEE access, Vol.8, pp.109625M109638, april 2017. [37]

งานวิจัยนี้เสนอการติดตั้งมอเตอร์ขนาดใหญ่ตัวใหม่เพื่อพิจารณาผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าตกระหว่างการสตาร์ท วิธีการที่นำเสนอแรงดันไฟฟ้าตกขึ้นอยู่กับความจุของการผลิต ข้อมูลแรงดันไฟฟ้าตกจากการศึกษาการสตาร์ทมอเตอร์จะได้รับการตรวจสอบและทดสอบโดยใช้โปรแกรม Matlab ผลลัพธ์ของวิธีการนี้แสดงให้เห็นถึงการแก้ปัญหาและประสิทธิภาพของวิธีการที่นำเสนอ

11. งานวิจัยของ abdellah bouakra, fouad SlaouiNHasnaoui, Michella rustom, Semaan Georges, “Voltage regulation of electric power network interconnected with wind energy distributed generations”, 2017 IEEE Second International Conference on dC Microgrids, august 2017. [38]

งานวิจัยนี้ศึกษาการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบจำหน่ายไฟฟ้าก่อนและหลังการใส่กังหันลมและเสนอวิธีควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดสองวิธีเพื่อรักษาเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า คือ การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟ (p/Q) และ การใช้แรงดันไฟฟ้ากระตุ้น

เครื่องจักร (p/V) ผลลัพธ์แสดงให้เห็นถึงการเชื่อมต่อของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าส่งผลให้เกิดแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อและบัสใกล้เคียง

12. งานวิจัยของ tasneim aldhanhani, ahmed alMdurra, Ehab f. ElMSaadany, “optimal design of electric vehicle charging stations integrated with renewable dg”, 2017 IEEE Innovative Smart grid technologies Masia (ISgtMasia), pp.1M6, june 2018. [39]

งานวิจัยนี้เสนอการออกแบบสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดร่วมกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนและการปล่อยมลพิษ ทำการศึกษาในกรณีที่แตกต่างกันแหล่งพลังงาน เช่น ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กังหันลมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล แบบจำลองออกแบบโดยใช้ซอฟต์แวร์ HoMEr และได้รับการออกแบบจากข้อมูลจริงในแง่ของลักษณะทางกายภาพการดำเนินงานและทางเศรษฐศาสตร์

13. งานวิจัยของ dionicio Z. Ñaupari, yuri p. Molina, alex Coronel, “optimal Sizing of photovoltaic Systems in distribution networks using particle Swarm Optimization”, 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition M latin america (t&dMa), october 2018. [40]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการใหม่ในการกำหนดขนาดระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า ทดสอบด้วยซอฟต์แวร์ dIgSIl Ent powerfactory ทดสอบในระบบไฟฟ้า 60 บัส ผลลัพธ์สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของระบบได้

14. งานวิจัยของ yang Han, yu feng, ping yang, lin Xu, yan Xu, frede blaabjerg, “Cause, Classification of Voltage Sag, and Voltage Sag Emulators and applications: a Comprehensive overview”, IEEE access, Vol.8, pp.1922M1934, december 2019. [41]

งานวิจัยนี้เสนอการลดแรงดันไฟฟ้าและเทคนิคการจำลองแรงดันไฟฟ้าตกมีการเปรียบเทียบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสี่เครื่อง (VSg) การประยุกต์ใช้ VSg ใน rES นอกจากนี้ ยังได้แนะนำแพลตฟอร์มการตรวจจับแบบวงปิดที่ใช้เครื่องจำลองดิจิทัลแบบเรียลไทม์ (rtdS) สำหรับตัวควบคุมคอนเวอร์เตอร์ของชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแม่เหล็กถาวร (pwSg) เพื่อตรวจสอบประสิทธิภาพ lVrt ของระบบ wt ภายใต้สภาวะแรงดันไฟฟ้าตกของกริด

15. งานวิจัยของ pan Hu, ding kai, yi wang, yimin Qian, yin li, "optimal implementation of SFCL for Voltage sag Mitigation in Power Distribution System", 2020 12th IEEE pES asiaMpacific power and Energy Engineering Conference (appEEC), 13 october 2020. [42]

งานวิจัยนี้ศึกษาการใช้งานตัวจำกัดกระแสความผิดพลาดของตัวนำ (SfCl) ที่เหมาะสมที่สุดเพื่อลดแรงดันไฟฟ้าตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของ SfCl และหาความเสี่ยงในการติดตั้งในตำแหน่งต่างๆ ข้อสรุปงานวิจัยเพื่อนำเสนอประสิทธิภาพของเทคนิคที่นำเสนอ

16. งานวิจัยของ rodney kizito, Xueping li, kai Sun, Shuai li, "optimal distributed generator placement in utilityMbased Microgrids during a largeMscale grid disturbance", IEEE access, Vol.8, pp.21333M21344, january 2020. [43]

งานวิจัยนี้เสนอการหาตำแหน่งที่เหมาะสมและจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวภายในไมโครกริด วัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนการลงทุนทั้งหมดค่าดำเนินการทั้งหมดและค่าบำรุงรักษา เทคนิค SSMflCp ที่เสนอได้รับการสร้างแบบจำลองด้วยข้อจำกัดด้านงบประมาณสำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวกรณีศึกษาที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ เซลล์แสงอาทิตย์ถูกนำมาใช้เพื่อแสดงประสิทธิภาพของแบบจำลองที่นำเสนอ

2.10.2 งานวิจัยด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

1. งานวิจัยของ C.C.b. oliveira, n. kagan, a. Meffe, S. jonathan, S. Caparroz, j.l. Cavaretti, “A new method for the computation of technical losses in electrical power distribution systems”, 16th International Conference and Exhibition on Electricity distribution, 2001. part 1: Contributions. Clr Ed. (IEE Conf. publ no. 482), august 2002. [44]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการใหม่ในการประเมินการสูญเสียทางเทคนิค (ความต้องการและพลังงานไฟฟ้า) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า วิธีการแบ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าออกเป็นแปดส่วนที่แตกต่างกัน ผลลัพธ์การประมาณค่าพลังงานการสูญเสียโดยใช้กราฟโหลดรายวันทั่วไปได้รับการพิสูจน์แล้วแม่นยำมาก การวิเคราะห์ทางสถิติใช้ซอฟต์แวร์ pEr t EC

2. งานวิจัยของ pettigrew, “Interconnection of a “green power” dg to the distribution System, a Case Study”, 2005/2006 IEEE/pES transmission and distribution Conference and Exhibition, august 2006. [45]

งานวิจัยนี้เสนอตัวอย่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้า “พลังงานสีเขียว” แบบกระจายตัวที่มีขนาดค่อนข้างใหญ่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าในชนบท มีการนำเสนอกรณีศึกษาที่สรุปขั้นตอนในการวิเคราะห์การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและผลกระทบต่อการออกแบบระบบและการป้องกันออกแบบเพื่อให้วิธีการบรรลุประโยชน์สูงสุด การเลือกกราวด์ของหม้อแปลงเชื่อมต่อระหว่างกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีผลกระทบสำคัญต่อการออกแบบรูปแบบการป้องกัน

3. งานวิจัยของ Cicero M. p. dos Santos, “determination of Electric power losses in distribution Systems”, 2006 IEEE/pES transmission & distribution Conference and Exposition: latin america, april 2007. [46]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่ใช้กับระบบโมโนเฟสที่มีการส่งคืนโดย Earth–MSr E วิธีการพิจารณาความสูญเสียคำนวณจากปัจจัยโหลดเฉลี่ยและปัจจัยการสูญเสีย จากผลลัพธ์ของกรณีจริงซึ่งมีการตรวจสอบความสูญเสียทั่วโลก 62.6% สรุปว่าวิธีการนั้นสอดคล้องกัน

4. งานวิจัยของ M. H. Moradi, M. abedini, “optimal multiM distributed generation location and capacity by g enetic a lgorithms”, 2010 4th International power Engineering and o ptimization Conference (pEo Co), a ugust 2010. [47]

งานวิจัยนี้เสนอขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (g a) เพื่อหาตำแหน่งและความจุที่เหมาะสมของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 4 ประเภทได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์, ซิงโครนัสคอนเดนเซอร์, กังหันลมและพลังงานน้ำ ทำการทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ผลลัพธ์พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้ง 4 ชนิดสามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าได้เนื่องจากสามารถชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟ

5. งานวิจัยของ r eza karbalaei Hosseini, r asool kazemzadeh, “o ptimal dg allocation by extending an analytical method to minimize losses in radial distribution systems”, 2011 19th Iranian Conference on Electrical Engineering, j uly 2011. [48]

งานวิจัยนี้เสนออัลกอริทึมการวิเคราะห์ตำแหน่งที่เหมาะสมของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยคำนึงถึงผลกระทบของตัวประกอบกำลังเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ผลลัพธ์การจำลองที่ได้จากวิธีการที่เสนอจะถูกเปรียบเทียบกับวิธีการทั่วไปที่คำนวณกำลังไฟฟ้าที่สร้างโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว พบว่าวิธีการที่เสนอมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำกว่า

6. งานวิจัยของ nimisha upadhayay, arvind kumar Mishra, “a method of determination of suitable location and capacity of dg units in a distribution system”, 2010 20th australasian universities power Engineering Conference, february 2011. [49]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการวางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าและจำกัดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้า บัสได้รับการจัดอันดับตามความไวของแรงดันไฟฟ้าและจัดประเภทเป็นบัสที่ “แรง” และ “อ่อนแอ” เพื่อค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสม ผลลัพธ์แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบเปลี่ยนแปลงหลังจากเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและความจุของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

7. งานวิจัยของ florina Scarlatache, gheorghe grigoras, “the influence of the dg sources in the optimal operation of the electrical distribution systems”, 2013 8th IntErnatIonal SyMpoSIuM on adVanCEd topICS In ElECtrICal EngInEErIng (atEE), September 2013. [50]

งานวิจัยนี้เสนอการหาคำตอบเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของเครือข่ายโดยการระบุตำแหน่งแหล่งกำเนิดแบบกระจายตัวอย่างเหมาะสม โดยคำนึงถึงกำลังการฉีดทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ติดตั้งในเครือข่ายการจำหน่ายไฟฟ้า วิธีการที่เสนอในบทความนี้ได้รับการทดสอบบนเครือข่ายการจ่ายไฟฟ้าขนาด 20 kV ผลการทดลองแสดงให้เห็นว่าสามารถใช้วิธีการนี้เพื่อกำหนดขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

8. งานวิจัยของ yogesh p. patel, ashvin g. patel, “placement of dg in distribution System for loss reduction”, 2012 IEEE fifth power India Conference, March 2013. [51]

งานวิจัยนี้เสนออัลกอริทึมเพื่อหาขนาดที่เหมาะสมและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 30 บัส ผลลัพธ์หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดและมีขนาดที่เหมาะสมที่สุด กำลังไฟฟ้าสูญเสียจะลดลง

9. งานวิจัยของ Majid jamil Sheeraz kirmani, “optimal allocation of SpV based dg system for loss reduction and voltage improvement in radial distribution systems using approximate reasoning”, 2012 IEEE 5th India International Conference on power Electronics (IICpE), february 2013. [52]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยที่ยังคงแรงดันไฟฟ้าในระบบภายในขีดจำกัดที่กำหนดจากนั้นใช้สูตรกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพื่อกำหนดขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จะวางที่โหนดขาเข้า

10. งานวิจัยของ Meng junxia, guo binqing, liu fuchao, du peidong, “Study on power loss of distribution network with distributed generation and its reactive power optimization problem”, 2014 International Conference on power System technology, december 2014. [53]

งานวิจัยนี้เสนอการสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (dg) มีผลกระทบอย่างมากต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียและการกระจายแรงดันไฟฟ้าของกริด เนื่องจากการไหลของโหลดมีการเปลี่ยนแปลง วิธีที่นำเสนอพัฒนาเทคโนโลยีในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและให้การสนับสนุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ผลลัพธ์สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีประสิทธิภาพสูงขึ้น

11. งานวิจัยของ Mamun Mishra, “optimal placement of dg for loss reduction considering dg models”, 2015 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication technologies (ICECCt), august 2015. [54]

งานวิจัยนี้เสนอการไหลของโหลดของระบบการกระจายจะดำเนินการโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวรุ่นต่างๆ เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่แม่นยำยิ่งขึ้น อัลกอริทึมวิวัฒนาการแบบ

ดิฟเฟอเรนเชียลใช้สำหรับค้นหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุดทดสอบในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส ด้วยโปรแกรม Matlab

12. งานวิจัยของ Huiting Xu, wenxia liu, lili wang, Meng li, junpeng Zhang, “optimal sizing of small hydro power plants in consideration of voltage control”, 2015 International Symposium on Smart Electric distribution Systems and technologies (EdSt), november 2015. [55]

งานวิจัยนี้ศึกษาการหาขนาดของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า วิธีการจำลองสร้างแบบจำลองการปรับขนาดของไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่ไหลผ่านแม่น้ำ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้น้อยที่สุดทดสอบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส การวิเคราะห์ดำเนินการโดยใช้อัลกอริทึมวิวัฒนาการเชิงอนุพันธ์แบบหลายวัตถุประสงค์ ผลลัพธ์สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

13. งานวิจัยของ kenan yang, yiyu gong, pu Zhang, Zhaoyan liu, “a reactive power compensation method based on tracing the power flow and loss function of power system”, 2015 5th International Conference on Electric utility deregulation and restructuring and power technologies (drpt), March 2016. [56]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการใหม่ในการค้นหาและปรับขนาดการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบไฟฟ้า วิธีการที่เสนอจะขึ้นอยู่กับค่าการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและการกำหนดค่าสัมประสิทธิ์การกระจายของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ผลลัพธ์ที่เสนอสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้

14. งานวิจัยของ Morteza yarahmadi, Mahmoud reza Shakarami, “an analytical method to optimal allocation of wind based dg considering time-varying load model in radial distribution systems”, 2015 2nd International Conference on knowledge-based Engineering and Innovation (kbEI), March 2016. [57]

งานวิจัยนี้เสนอการวิเคราะห์เพื่อหาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมของการสร้างเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยใช้ลม วัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus

15. งานวิจัยของ karar Mahmoud, naoto yorino, “optimal combination of dg technologies in distribution systems”, 2015 IEEE pES asiaPacific power and Energy Engineering Conference (appEEC), january 2016. [58]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการกำหนดขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมและตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า วิธีการที่นำเสนอเป็นแบบทั่วไป เนื่องจากสามารถแก้ปัญหาให้เหมาะสมด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่แตกต่างกัน ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus วิธีการที่เสนอมีการศึกษาชุดค่าผสมต่างๆ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ผลการวิจัยพบว่าวิธีการที่เสนอสามารถจัดการกับวิธีแก้ปัญหาที่เหมาะสมได้อย่างแม่นยำ

16. งานวิจัยของ prabhjot kaur, Sandeep kaur, rintu khanna, “optimal placement and sizing of dg comparison of different techniques of dg placement”, 2016 IEEE 1st International Conference on power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICpEICES), february 2017. [59]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการคำนวณตำแหน่งที่เหมาะสมและขนาดที่เหมาะสมที่สุดที่มีประสิทธิผลอิทธิพลต่อความแปรผันของตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เกี่ยวกับการสูญเสียพลังงานและแรงดันไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ผลลัพธ์จะแสดงในรูปแบบกราฟิก ผลลัพธ์จากวิธีการที่เสนอสอดคล้องกับกระแสโหลด

17. งานวิจัยของ jaydeepsinh Sarvaiya, Mahipalsinh Chudasama, “Multi objective dg and rpC planning of radial type distribution network considering economic Viewpoints”, 2017 1st International Conference on Intelligent Systems and Information Management (ICISIM), december 2017. [60]

งานวิจัยนี้เสนอการจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และ rpC ประเภทต่างๆ และปัญหาการปรับขนาดวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย การปรับปรุงเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า แนวทางใหม่รวมถึงการพัฒนาฟังก์ชันต้นทุนเพื่อค้นหาผลลัพธ์ที่คุ้มค่าสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทดสอบด้วยอัลกอริทึมทางพันธุกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE33 bus

18. งานวิจัยของ kavita yadav, Manbir kaur, “Investigation of optimal allocation of wind dg in distribution system”, 2016 7th India International Conference on power Electronics (IICpE), october 2017. [61]

งานวิจัยนี้เสนอการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานลมในระบบโดยใช้ nr และนิพจน์เชิงวิเคราะห์ ทดสอบในระบบ IEEE 14 bus และ IEEE 33 bus ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานลมที่วางไว้ในตำแหน่งที่เหมาะสมมีประสิทธิภาพ

19. งานวิจัยของ M. abdelSalam, M. th. ElMohandes, E. Shaker, “pSoSbased performance improvement of distribution systems using dg sources”, 2016 Eighteenth International Middle East power Systems Conference (MEpCon), february 2017. [62]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการกำหนดตำแหน่งและขนาดของเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุดเชื่อมต่อกับระบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้น้อยที่สุด และปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า ผลลัพธ์วิธีการที่นำเสนอมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อยกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีอื่นๆ

20. งานวิจัยของ paschalis a. gkaidatzis, aggelos S. bouhouras, kallisthenis I. Sgouras, Dimitrios I. Doukas, Dimitris P. Labridis, “Optimal distributed generation placement problem for renewable and DG units: An innovative approach”, Mediterranean Conference on power generation, transmission, distribution and Energy Conversion (Medpower 2016), March 2017. [63]

งานวิจัยนี้เสนอแนวทางการหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยนำแนวคิดปัจจัยความจุ (Cf) มาพิจารณาว่าจะมีการติดตั้งระบบพลังงานหมุนเวียนผสมกัน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลมและพลังงานน้ำ ทดสอบกับระบบ 16, 33 และ 69 บัส ผลลัพธ์สามารถหาจำนวนตำแหน่ง ขนาดและประเภทของพลังงานหมุนเวียนที่ดีที่สุด

21. งานวิจัยของ bandi prasad, Shaik riyaz Hussain, Shanmukh Srinivas, “Impact of addressing the power demands through renewable sources at individual loads on Indian power sectorMa case study at rgukt Nuzvid”, 2018 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES), august 2018. [64]

งานวิจัยนี้เสนอการตรวจสอบผ่านกรณีศึกษาถึงผลกระทบของการใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อจัดการกับความต้องการพลังงานที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีความรู้ราจีฟคานธี (rgukt) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีศึกษาได้ดำเนินการที่ rgukt วิทยาเขต nuzvid วิเคราะห์รายละเอียดการจัดหาและโหลดของวิทยาเขต ประเมินศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาและก๊าซชีวภาพ ผลลัพธ์การประเมินพบว่ามีความเป็นไปได้ที่จะสร้างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 2.79 เมกะวัตต์ (Mw) ผลการวิจัยพบว่าด้วยวิธีที่เสนอการขาดพลังงานที่คาดการณ์ไว้ในรัฐอานธรในปี 2558-2559 จะลดลงเหลือ 11.96%

22. งานวิจัยของ Sarfaraz nawaz, Md. Imran, Sonali Singh, “a novel approach for multiple dg allocation in distribution system of jaipur city”, 2017 International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC), february 2018. [65]

งานวิจัยนี้เสนอแนวทางใหม่เพื่อค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและเพิ่มประสิทธิภาพแรงดันไฟฟ้า โดยใช้วิธีการ power Voltage Sensitivity Constant (pVSC) เพื่อแก้ไขปัญหาการค้นหาขนาดรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำการทดสอบในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus และระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริง 130 บัสของจามาวารามการห์ เมืองชัยปุระ ผลลัพธ์ถูกนำไปเปรียบเทียบกับเทคนิคการเพิ่มประสิทธิภาพล่าสุดเพื่อแสดงประสิทธิภาพของแนวทางที่เสนอ

23. งานวิจัยของ Nikola Krstić, “reduction of Energy and power losses in distribution network using Energy Storage Systems”, 2020 55th International Scientific Conference on Information, Communication and Energy Systems and technologies (ICESt), october 2020. [66]

งานวิจัยนี้เสนอความการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าใช้ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) รวมถึงการหาตำแหน่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยอัลกอริทึมทางพันธุกรรมทดสอบในระบบ IEEE 18 bus ด้วยโปรแกรม Matlab ผลลัพธ์ที่ได้จากการทดสอบสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

24. งานวิจัยของ asad waqar, umashankar Subramaniam, kiran farzana, rajvikram Madurai Elavarasan, Habib ur rahman Habib, Muhammad Zahid, Eklas Hossain, “analysis of optimal deployment of Several dgs in distribution networks using plant propagation algorithm”, IEEE access, Vol.8, pp.175546-175562, September 2020. [67]

งานวิจัยนี้เสนอการปรับใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุดด้วยอัลกอริทึม plant propagation algorithm (ppa) วัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและเพิ่มประสิทธิภาพแรงดันไฟฟ้า ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 และ 69 บัส และการทดสอบ anoVa สำหรับการประเมินอัลกอริทึมมาตรฐานทางสถิติ ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าอัลกอริทึมที่เสนอมีประสิทธิภาพเหนือกว่าอัลกอริทึมอื่นๆ ทั้งในทางเทคนิคและทางเศรษฐกิจ

25. งานวิจัยของ Ehab E. Elattar, Salah k. Elsayed, “optimal location and Sizing of distributed generators based on renewable Energy Sources using Modified Moth flame optimization technique”, IEEE access, Vol.8, pp.109625-109638, june 2020. [68]

งานวิจัยนี้เสนอการปรับเปลี่ยนสองอย่างในอัลกอริทึม MMfo เพื่อเพิ่มความสมดุลในการสำรวจและการแสวงหาประโยชน์ อัลกอริทึม MMfo ที่เสนอใช้เพื่อค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสมและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนการดำเนินงานทั้งหมดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาจากการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยอัลกอริทึม MMfo ที่ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 69 bus ผลลัพธ์จะถูกเปรียบเทียบกับอัลกอริทึมที่เผยแพร่อื่นๆ เพื่อพิสูจน์ประสิทธิภาพ

26. งานวิจัยของ Sirine Essallah. adel khedher, “optimal Multi-type dg Integration and distribution System reconfiguration for active power loss Minimization using CpSo algorithm”, 2019 International Conference on Control, automation and diagnosis (ICCad), March 2020. [69]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพกลุ่มอนุภาค (CpSo) แบบผสมผสานสำหรับการรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบหลายประเภทที่เหมาะสมที่สุดและการกำหนดค่าเครือข่ายใหม่ วัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอยู่ในช่วง 20% - 50% ของโหลดระบบทั้งหมด ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus

27. งานวิจัยของ Zixin li, yujie Hu, fanqiang gao, Cong Zhao, fei Xu, ping wang, yaohua li, “loss analysis and Efficiency test of a 3 Mw 10 kV aC to ±750 V dC power Electronic transformer”, 2020 IEEE 9th International power Electronics and Motion Control Conference (IpEMC2020-ECCE asia), March 2021. [70]

งานวิจัยนี้เสนอการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียและทดสอบประสิทธิภาพของหม้อแปลงไฟฟ้าวิธีการที่นำเสนอศึกษาหม้อแปลงไฟฟ้าไฟฟ้ากระแสตรงมาใช้แปลงสัญญาณ HVbridge (CHb) และตัวแปลงสัญญาณคู่แบบเรโซแนนซ์แบบแยกส่วน (Sr dab) เพื่อดูกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ผลลัพธ์แสดงให้เห็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียไม่ได้ขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าเข้าเท่านั้น แต่ขึ้นอยู่กับทิศทางการไหลของพลังงานไฟฟ้า

2.10.3 งานวิจัยด้านการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1. งานวิจัยของ S. X. wang, wei Zhao, y. y. Chen, “distribution system reliability evaluation considering dg impacts”, 2008 third International Conference on Electric utility deregulation and restructuring and power technologies, May 2008. [71]

งานวิจัยนี้เสนอแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลต่อความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างไร มีการสร้างแบบจำลองสามสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยการแบ่งโหลด ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2. งานวิจัยของ S. Chaitusaney, p. pongthippitak, “Integration of battery for attenuating frequency fluctuation due to wind turbine generation”, 2009 6th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, telecommunications and Information technology, june 2009. [72]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการรวมระบบแบตเตอรี่จัดเก็บเข้ากับการควบคุมความถี่ของโหลด (lfC) แบบจำลองที่เสนอ ซึ่งประกอบด้วย กังหันลม โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ระบบแบตเตอรี่ โหลดและระบบควบคุม ผลลัพธ์การจำลองแบบไดนามิกแสดงให้เห็นว่าความผันผวนของความถี่ของระบบลดลง

3. งานวิจัยของ r. ahshan, M. t. Iqbal, george k. I. Mann, john E. Quaicoe, “MicroGrid system based on renewable power generation units”, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE 2010), September 2010. [73]

งานวิจัยนี้เสนอระบบไมโครกริดเพื่อแก้ไขปัญหาที่เกี่ยวข้องกับการทำงาน การควบคุมและความเสถียรของระบบ ระบบไมโครกริดในบทความนี้เป็นกรณีศึกษาในนิวฟันด์แลนด์ ประเทศแคนาดา ประกอบด้วยแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กและฟาร์มกังหันลม โดยใช้โปรแกรม

Matlab/Simulink ผลลัพธ์พบว่าระบบการจัดเก็บที่เหมาะสมของระบบไมโครกริดต้องมีการปรับปรุงเพิ่มเติม

4. งานวิจัยของ k Vinothkumar, M p Selvan, S Srinath, “Impact of dg model and load model on placement of multiple dgs in distribution system”, 2010 5th International Conference on Industrial and Information Systems, September 2010. [74]

งานวิจัยนี้เสนอผลกระทบของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการกำหนดตำแหน่งและการปรับขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยใช้อัลกอริทึมเพื่อประเมินตำแหน่งและขนาดของหน่วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่จะเกิดผลกระทบของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการกำหนดตำแหน่งและการปรับขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยพิจารณาจากแบบจำลองโหลดที่แรงดันไฟฟ้าแตกต่างกัน การศึกษาแบบจำลองดำเนินการในระบบ 25 บัส ของอินเดีย ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีผลกระทบต่อตำแหน่งการจัดวางขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5. งานวิจัยของ yaser Soliman Qudaih, Syafaruddin, t. Hiyama, “Conventional and Intelligent Methods for dg placement Strategies”, 2010 asia-Pacific power and Energy Engineering Conference, april 2010. [75]

งานวิจัยนี้เสนอการตรวจสอบความหลากหลายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและกังหันลม ผลการทดสอบเพื่อแสดงผลกระทบที่หลากหลายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในแง่ของการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและการเพิ่มประสิทธิภาพแรงดันไฟฟ้า

6. งานวิจัยของ yiwei Ma, ping yang, Hongxia guo, “distributed generation system development based on various renewable energy resources”, proceedings of the 30th Chinese Control Conference, august 2011. [76]

งานวิจัยนี้เสนอระบบการผลิตแบบกระจายโดยอิงจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนต่างๆ โดยใช้อุปกรณ์ขนาดเล็กที่มีความจุหน่วยสูงสุด 100 กิโลวัตต์ (kw) กับพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ก๊าซชีวภาพ ตัวเก็บประจุแบบซุปเปอร์และอุปกรณ์จัดเก็บแบตเตอรี่ ซึ่งสร้างและติดตั้งใกล้กับศูนย์โหลดในพื้นที่เพื่อจ่ายให้อย่างเหมาะสมในโหมดเสถียรและปลอดภัย ความน่าเชื่อถือสูง และโหมดการสูญเสียตัวป้อนน้อยลง ผลลัพธ์พบว่าระบบการผลิตแบบกระจายตามแหล่งพลังงานหมุนเวียนต่างๆ เป็นแนวทางที่มีประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าโดยตรงไปยังโหลดในพื้นที่และมีอิทธิพลเล็กน้อยต่อกริด

7. งานวิจัยของ Mehrdad Eghlimi, Mostafa tavanpour paveh, Seyed ali banihashemi, “necessities and guidelines for dg development in Iran”, 2011 5th International power Engineering and optimization Conference, august 2011. [77]

งานวิจัยนี้เสนอข้อดีของการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอิงตามปัจจัยต่างๆ ของแนวโน้มการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั่วโลก ชี้ให้เห็นถึงความจำเป็นของการพัฒนาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในประเทศอิหร่านและนำเสนอแนวทางการพัฒนาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในประเทศอิหร่าน

8. งานวิจัยของ luis arnedo, Suman dwari, Souleman Motapon, Vladimir blasko, “System level wind turbine controls with seamless transitions between standalone and grid connected mode”, 2012 IEEE power Electronics and Machines in wind applications, october 2012. [78]

งานวิจัยนี้เสนอระบบการควบคุมกังหันลมซึ่งช่วยให้กังหันลมทำงานในโหมดเชื่อมต่อกริดหรืออ๊อฟกริดและเปลี่ยนโหมดการทำงานได้อย่างสมบูรณ์ คุณสมบัติการกระจายพลังงานจะทำให้กังหันลมทำงานในพื้นที่ห่างไกลโดยไม่ก่อให้เกิดปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้ากังหันลมจะสามารถเชื่อมต่อ

กับระบบไมโครกริดหรือสร้างไมโครกริดได้ ผลลัพธ์ของระบบควบคุมที่เสนอแสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของแนวทางนี้

9. งานวิจัยของ t. lantharthong, n. rugthaicharoencheep, “network reconfiguration for load balancing in distribution System with distributed generation and Capacitor Placement”, world academy of Science, Engineering and technology International journal of Electrical and Computer Engineering Vol 6, 2012. [79]

งานวิจัยนี้เสนออัลกอริทึมที่มีประสิทธิภาพสำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบจำหน่าย วิธีการที่นำเสนอใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยใช้อัลกอริทึมการค้นหาแบบตาบู (tabu) อัลกอริทึมการค้นหาแบบตาบูถูกใช้เพื่อค้นหาการกำหนดค่าที่เหมาะสมที่สุด

10. งานวิจัยของ omid amanifar, Mohamad Esmaeil Hamedani golshan, “optimal dg allocation and sizing for mitigating voltage sag in distribution systems with respect to economic consideration using particle Swarm optimization”, 2012 proceedings of 17th Conference on Electrical power distribution, august 2012. [80]

งานวิจัยนี้เสนอเทคนิค particle Swarm optimization (pSo) เพื่อค้นหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมและปรับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ค่าติดตั้งคงที่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและจำนวนเปอร์เซ็นต์ของบัสที่ประสบปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก ผลลัพธ์พบว่าการจัดตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมส่งผลให้ค่าดัชนีดีขึ้น

11. งานวิจัยของ E. tom jauch, “Implementing Smart grid challenges of integrating distribution dg”, pES t&d 2012, august 2012. [81]

งานวิจัยนี้เสนออุปกรณ์ระบบสมาร์ทกริดและการใช้งานสำหรับการจัดการโวลต์ (V) /วาร์ (Var) การกำหนดค่าระบบที่เป็นไปได้ต่างๆ และประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั่วไป และปัจจัยการทำงานของระบบที่สามารถนำมาใช้เพื่อลดผลกระทบจากการโหลดที่ไม่สม่ำเสมอ ความเป็นไปได้ของการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว หรือเทคนิคการใช้งานตามหน้าที่ของตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

12. งานวิจัยของ Majid bavafa, “a new method of Evolutionary programming in dg planning”, 2011 International Conference on Energy, automation and Signal, february 2012. [82]

งานวิจัยนี้ศึกษาการกำหนดตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในการก่อสร้างสมาร์ทกริดโมเดลที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้โปรแกรม Evolutionary เพื่อแก้ปัญหาการปรับให้เหมาะสม ผลลัพธ์พบว่าวิธีการที่เสนอในงานวิจัยนี้ถูกต้อง

13. งานวิจัยของ Ehsan Mokhtarpour Habashi, Mehrdad tarafdar Hagh, “SingleMphase transformerless buckMboost residential fuel Cell based dg”, CIrED 2012 workshop: Integration of renewables into the distribution grid, September 2012. [83]

งานวิจัยนี้เสนอโทโพโลยีใหม่ของอินเวอร์เตอร์แบบ buckMboost โดยที่อินเวอร์เตอร์แบบไม่ใช้หม้อแปลงไฟฟ้าแบบขั้นตอนเดียวนี้ใช้เพื่อเพิ่มพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดในที่พักอาศัย ด้วยโทโพโลยีใหม่นี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เสนอสามารถรักษาแรงดันเอาต์พุตกระแสสลับที่ต้องการด้วยประสิทธิภาพสูงฮาร์มอนิกต่ำ การตอบสนองที่รวดเร็วและประสิทธิภาพในสภาวะคงตัวที่ดี สามารถใช้เป็นเครื่องสำรองไฟฟ้า (upS) ทำการจำลองโดยใช้ซอฟต์แวร์ pSCad/EMtdC

14. งานวิจัยของ jeffrey M. bloemink, timothy C. green, “benefits of distributionMlevel power Electronics for Supporting distributed generation growth”, IEEE transactions on power delivery, Vol.28, no.2, pp.911-919, april 2013. [84]

งานวิจัยนี้เสนอประโยชน์ของระบบอิเล็กทรอนิกส์กำลังเพื่อสนับสนุนการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าพบว่าตัวชดเชยซิงโครนัสแบบสถิตให้อัตราส่วนต้นทุนและผลประโยชน์ที่เหมาะสมที่สุดในทางตรงกันข้าม ตัวแปลงแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าแบบหลายขั้วมักจะให้ความยืดหยุ่นสูงสุดเมื่อพิจารณาการปรับใช้ที่สม่ำเสมอในทุกเครือข่าย นอกจากนี้ยังตั้งข้อสังเกตว่าการเสริมแรงแบบดั้งเดิมช่วยเพิ่มผลประโยชน์ที่ได้รับจากการชดเชยแบบแอคทีฟ

15. งานวิจัยของ Vikas Singh bhadoria, nidhi Singh pal, Vivek Shrivastava, “Installation of dg for optimal demand compensation”, 2014 International Conference on Issues and Challenges in Intelligent Computing techniques (ICICt), april 2014. [85]

งานวิจัยนี้เสนอการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยวิธีการสองขั้นตอนสำหรับการชดเชยความต้องการสูงสุด ในระยะแรกจะพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวความจุเดียวเท่านั้นและในขั้นตอนที่สองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวสองรายการจะได้รับการพิจารณาเพื่อชดเชยความต้องการทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus

16. งานวิจัยของ Silvano Vergura, giulio Siracusano, Mario Carpentieri, giovanni finocchio, “a nonlinear and nonMstationary signal analysis for accurate power quality monitoring in Smart grids”, 3rd renewable power generation Conference (rpg 2014) date of Conference, September 2014. [86]

งานวิจัยนี้เสนออิทธิพลของโรงงานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยรับการพัฒนาเพื่อศึกษาพลังที่ใช้งานอยู่ ชุดข้อมูลได้มาจากการวัดจริง วิธีการที่นำเสนอทางคณิตศาสตร์ขึ้นอยู่กับทั้ง wavelet analysis (wa) และ HilbertMHuang transform (HHt) เพื่อเลือกและแยกโหมดการทำงานที่แตกต่างกัน ผลลัพธ์เชิงตัวเลขชี้ให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ส่งผลอย่างมากสามารถแก้ไขปัญหาการรบกวน

17. งานวิจัยของ Edris pouresmaeil, Majid Mehrasa, joão p. S. Catalão, “a Multifunction Control Strategy for the Stable operation of dg units in Smart grids”, IEEE transactions on Smart grid (Volume: 6, Issue: 2, March 2015), december 2014. [87]

งานวิจัยนี้เสนอการพัฒนากลยุทธ์การควบคุมแบบมัลติฟังก์ชั่นสำหรับการทำงานที่มั่นคงของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระหว่างการรวมเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า รูปแบบการควบคุมที่เสนอนั้นใช้ทฤษฎีการควบคุม lyapunov โดยตรง (dlC) และให้พื้นที่ที่เสถียรสำหรับการทำงานที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระหว่างการรวมเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า ผลลัพธ์การประยุกต์ใช้แนวคิดนี้ในระบบสมาร์ทกริดสามารถรับประกันได้ว่าจะช่วยลดความเครียดในโครงข่ายสาธารณูปโภคในช่วงที่มีความต้องการพลังงานสูงสุด

18. งานวิจัยของ Szilard liptak, ashley Stone, felipe larrain, “power supply of a rural offgrid health center — a case study”, 2015 IEEE global Humanitarian technology Conference (gHtC), december 2015. [88]

งานวิจัยนี้เสนอการสรุปขั้นตอนการออกแบบไมโครกริดเบื้องต้น การประเมินทางเลือกโทโพโลยี การเยี่ยมชมสถานที่ การออกแบบโดยละเอียดและกระบวนการระดมทุนเฉพาะชิ้นส่วนที่จำหน่ายในท้องตลาดเท่านั้นที่ได้รับการพิจารณาสำหรับการเลือกอุปกรณ์ เพื่อตรวจสอบการออกแบบเบื้องต้น มีการเยี่ยมชมสถานที่ในเดือนกุมภาพันธ์ 2015 การติดตั้งและการว่าจ้างคาดว่าจะมีขึ้นในปลายปีนี้

19. งานวิจัยของ Edris pouresmaeil, Hamid reza Shaker, Christian t. Veje, Mohammadamin Shokridehaki, Eduardo M. g. rodrigues, joão p. S. Catalão, “Integration of dg sources for compensation of unbalanced loads in the power grid”, 2015 IEEE Eindhoven powertech, September 2015. [89]

งานวิจัยนี้เสนอการเชื่อมต่อกริดของหน่วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับกริดพลังงานไฟฟ้าและการชดเชยโหลดที่ไม่สมดุลเป็นหลัก เทคนิคที่เสนอให้การชดเชยสำหรับ

ส่วนประกอบกระแสไฟฟ้าแอกทีฟ รีแอกทีฟและฮาร์มอนิกของโหลดที่ไม่สมดุล ทดสอบในโปรแกรม Matlab/Simulink ซึ่งรับประกันกระแสไฟฟ้ากริดโดยรวมที่สมดุล

20. งานวิจัยของ amirreza Hassani ahangar, Hossein askarian abyaneh, g.b. gharepetian, “negative effects of cyber network (control, monitoring, and protection) on reliability of smart grids based on dg penetration”, 2015 5th International Conference on Computer and knowledge Engineering (ICCkE), december 2015. [90]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการวิเคราะห์แบบใหม่เพื่อประเมินดัชนีความน่าเชื่อถือ ผลกระทบทางไซเบอร์ต่อความน่าเชื่อถือของสมาร์ทกริดจะได้รับการวิเคราะห์โดยอิงจากการเจาะระบบแบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวการประเมินความน่าเชื่อถือของสมาร์ทกริดโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่นำกลับมาใช้ใหม่ได้วิธีนี้ใช้กับเครือข่ายการจำหน่ายจริงของ Hormozgan regional Electrical Company (HrEC) ผลลัพธ์แสดงให้เห็นความแปรผันของความน่าเชื่อถือแสดงลักษณะที่เพิ่มขึ้นค่อนข้างมาก ซึ่งจะอิ่มตัวหลังจากระดับการเจาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวระดับหนึ่ง

21. งานวิจัยของ Shaoyun ge, Shiju wang, Zhiying lu, Hong liu, “Substation planning method in an active distribution network under lowcarbon economy”, journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.3, no.4, pp.468-474, december 2015. [91]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการวางแผนสถานีย่อยด้วยการเพิ่มจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีการเสนอวิธีการที่ใช้ไดอะแกรม Voronoi แบบถ่วงน้ำหนักสำหรับการวางแผนสถานีย่อยโดยพิจารณาจาก CC มีการเพิ่มฟังก์ชันวัตถุประสงค์การประเมินคาร์บอนต่ำลงในแบบจำลองการวางแผนสถานีย่อยเพื่อประเมินการมีส่วนร่วมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำมีการวิเคราะห์กรณีศึกษาเพื่อแสดงให้เห็นถึงการปฏิบัติจริงของวิธีการที่เสนอ

22. งานวิจัยของ ardiaty arief, Muhammad bachtiar nappu, “dg placement and size with continuation power flow method”, 2015 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI), december 2015. [92]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการใหม่ที่เรียบง่ายแต่มีประสิทธิภาพตามวิธีการไหลของพลังงานต่อเนื่อง (Cpf) เพื่อกำหนดตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเวกเตอร์แทนเจนต์ในวิธี Cpf ให้อัตราส่วนของการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในแต่ละตำแหน่งจะคำนวณผ่านกระบวนการวนซ้ำจนกว่าจะถึงสภาวะที่เสถียรของระบบ วิธี Cpf ที่เสนอได้รับการทดสอบในระบบ IEEE 24-bus reliability test System (rtS) ผลลัพธ์แสดงให้เห็นถึงความทนทานของวิธีการ

23. งานวิจัยของ amol a kalage, nitin d ghawghawe, tushar V deokar, “optimum location of superconducting fault current limiter to mitigate dg impact”, 2016 2nd International Conference on advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and bioNnformatics (aEEICb), august 2016. [93]

งานวิจัยนี้เสนอตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของ SfCl เพื่อจำกัดระดับความผิดพลาดด้วยขนาดต่ำสุดและต้นทุนของ SfCl ระบบการส่งกำลังไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวถูกนำเสนอเพื่อกำหนดตำแหน่งที่เหมาะสมและประสิทธิภาพของ SfCl ความผิดพลาดสามเฟสถูกจำลองที่ตำแหน่งต่างๆ ในระบบไฟฟ้าและประเมินผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวของกระแสไฟฟ้าขัดข้อง

24. งานวิจัยของ beihua liang, yun wei li, jinwei He, Chengshan wang, “a seriesM dg based autonomous islanding microgrid”, 2016 IEEE applied power Electronics Conference and Exposition (apEC), May 2016. [94]

งานวิจัยนี้เสนอชุดการสร้างแบบกระจายตัวตามการกำหนดค่าไมโครกริดและวิธีการแบ่งปันพลังงานที่สอดคล้องกัน ผลลัพธ์พบว่าความเป็นไปได้ของการใช้คอนเวอร์เตอร์แรงดันต่ำ (low Voltage : lV) ที่เชื่อมต่อแบบอนุกรมเป็นโซลูชั่นทางเลือกได้รับการพิสูจน์แล้วว่าสามารถถอดการแปลงบูสต์ dC/dC ในส่วนหลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบธรรมดาออกจากไมโครกริดที่เสนอนี้ได้ นอกจากนี้ประสิทธิภาพของการควบคุมการแบ่งปันพลังงานที่เสนอนั้นไม่ได้ขึ้นอยู่กับการสื่อสารระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

25. งานวิจัยของ rajiv k. Varma, Shah arifur rahman, Vishwajitsinh atodaria, Sibin Mohan, tim Vanderheide, “technique for fast detection of Short Circuit Current in pV distributed generator”, IEEE power and Energy technology Systems journal, Vol.3, no.4, pp.155-165, december 2016. [95]

งานวิจัยนี้เสนอเทคนิคใหม่ที่ใช้ความลาดชันของกระแสอินเวอร์เตอร์เซลล์แสงอาทิตย์เพื่อทำนายว่ากระแสไฟฟ้าจะเกินค่าที่กำหนดเนื่องจากความผิดพลาดของกริดหรือไม่ ในงานวิจัยนี้ใช้ pVMStatCoM เพื่อรักษาเสถียรภาพของโหลดมอเตอร์เหนี่ยวนำที่สำคัญในบริเวณใกล้เคียงกับโซลาร์ฟาร์มซึ่งอาจไม่เสถียรเนื่องจากความผิดพลาดของกริด ทดสอบด้วยโปรแกรม pSCad ดำเนินการบนระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงเพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของเทคนิคนี้

26. งานวิจัยของ bonan Huang, yushuai li, Huaguang Zhang, Qiuye Sun, “distributed optimal coMmultiMmicrogrids energy management for energy internet”, IEEE/Caa journal of automatica Sinica, Vol.3, no.4, pp.357-364, october 2016. [96]

งานวิจัยนี้เสนออัลกอริทึมฉันทามติสองรายการซึ่งหนึ่งในนั้นขับเคลื่อนต้นทุนที่เพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแต่ละตัวที่มาบรรจบกับสถานะของเราเตอร์พลังงานตัวแทนผู้นำและอีกอันหนึ่งใช้ในการประเมินความไม่ตรงกันของพลังงานทั่ว การเสนอกลยุทธ์การควบคุมที่มีประสิทธิภาพสำหรับเราเตอร์พลังงานเพื่อคำนวณการแลกเปลี่ยนพลังงานระหว่างไมโครกริดและกริด

หลักอย่างแม่นยำ สุดท้ายมีการจัดเตรียมผลการจำลองภายในระบบทดสอบ 7 บัสเพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของแนวทางที่เสนอ

27. งานวิจัยของ Syed ali abbas kazmi, Syed faraz Hasan, dongMyeol Shin, “Multi criteria decision analysis for optimum dg placement in smart grids”, 2015 IEEE Innovative Smart grid technologies Masia (ISgt aSIa), january 2016. [97]

งานวิจัยนี้เสนอการค้นหาตำแหน่งที่ดีที่สุดสำหรับการวางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อปรับพารามิเตอร์ที่น่าสนใจบางอย่างให้เหมาะสม ด้วยการวิเคราะห์การตัดสินใจแบบหลายเกณฑ์ (MCda) ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าการเลือกสถานที่ที่ดีที่สุดสำหรับหน่วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอาจส่งผลกระทบอย่างมากต่อประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

28. งานวิจัยของ Ekow appiah kwofie, godfred Mensah, Emmanuel kwaku anto, “determination of the optimal power factor at which dg pV should be operated”, 2017 IEEE pES powerafrica, july 2017. [98]

งานวิจัยนี้เสนอผลกระทบที่เหมาะสมที่สุดของการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านพลังงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ บนแรงดันไฟฟ้าและความสูญเสียของเครือข่ายย่อย ECg 33 กิโลโวลต์ (kV) ผลลัพธ์พบว่าเนื่องจากปัจจัยด้านกำลังที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ลดลง แรงดันไฟฟ้าของบัสจึงเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามความสูญเสียมักจะเป็นไปตามวิถีรูปตัวยูการสูญเสียขั้นต่ำที่บันทึกไว้ในเครือข่ายการส่งสัญญาณย่อย คือ 1.032 % คิดเป็นการลดลง 6.522 % จากค่าสถานการณ์พื้นฐานที่ 1.104 %

29. งานวิจัยของ deepesh ramawat, ganesh p. prajapat, nagendra kumar Swarnkar, “reactive power loadability based optimal placement of wind and solar dg in distribution network”, 2016 IEEE 7th power India International Conference (pIICon), october 2017. [99]

งานวิจัยนี้เสนอการหาตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดกังหันลมและเซลล์แสงอาทิตย์พบตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยวิธี particle Swarm optimization (pSo) โดยจำแนกประเภทบัส ชื่อและแรง มีการคำนวณและการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ และพบตำแหน่งที่เหมาะสมของตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อัลกอริทึมที่เสนอได้ถูกนำมาใช้กับระบบ 14-bus kumamoto ในญี่ปุ่น ทดสอบด้วยโปรแกรม Matlab

30. งานวิจัยของ j. a. Saed, M. Quraan, Q. Samara, S. favuzza, g. Zizzo, “Impact of integrating photovoltaic based dg on distribution network harmonics”, 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial power Systems Europe (EEEIC / I&CpS Europe), july 2017. [100]

งานวิจัยนี้เสนอการตรวจสอบผลกระทบที่เกิดจากการรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวของเซลล์แสงอาทิตย์ในเครือข่ายการกระจายในระบบฮาร์มอนิก ระดับการเจาะ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและตำแหน่งถูกใช้เป็นพารามิเตอร์เพื่อตรวจสอบผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อฮาร์มอนิกของระบบ นอกจากนี้การศึกษาตัวกรองแบบเดี่ยวและแบบคู่ยังดำเนินการเป็นเทคนิคการลดฮาร์มอนิก ทดสอบด้วยโปรแกรม Matlab/Simulink

31. งานวิจัยของ peng li, Haoran ji, Chengshan wang, jinli Zhao, guanyu Song, fei ding, jianzhong wu, “Coordinated Control Method of Voltage and reactive power for active distribution networks based on Soft open point”, IEEE transactions on Sustainable Energy, Vol.8, no.4, pp.1430-1442, october 2017. [101]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการประสานงาน VVC ตาม Sop สำหรับ adn โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนการดำเนินการและลดการละเมิดแรงดันไฟฟ้าของ adn การปรับเชิงเส้นและการคลายรูปกรวยรูปแบบการเพิ่มประสิทธิภาพแบบไม่เชิงเส้นแบบ nonconvex แบบผสมดั้งเดิมจะถูกแปลงเป็น

รูปแบบการเขียนโปรแกรมกรวยลำดับที่สองจำนวนเต็มคละซึ่งสามารถแก้ไขได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อตอบสนองความต้องการของความรวดเร็วในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า กรณีศึกษาดำเนินการในระบบ IEEE 33-node และระบบ IEEE 123-node เพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของวิธีการที่เสนอ

32. งานวิจัยของ panos C. kotsampopoulos, Vasilis a. kleftakis, nikos d. Hatziargyriou, “laboratory Education of Modern power Systems using pHIl Simulation”, IEEE transactions on power Systems, Vol.3, no.5, pp.3992-4001, September 2017. [102]

งานวิจัยนี้เสนอการจำลอง pHIl มุ่งเน้นไปที่ผลของการรวมที่เพิ่มขึ้นของการสร้างแบบกระจายกล่าว คือ การแบ่งปันพลังงานระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยตัวเปลี่ยนโหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวการลัดวงจรด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ใช้อินเวอร์เตอร์และการทำงานแบบไมโครกริด เริ่มต้นจากการทำงานของระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิมและค่อยๆ รวมหัวข้อที่เกี่ยวข้องกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวซึ่งแสดงทั้งประโยชน์และความท้าทาย แนวทางปฏิบัติได้รับการสนับสนุนโดยการกำหนดค่าห้องปฏิบัติการที่เหมาะสมซึ่งประกอบด้วยการตั้งค่า pHIl อิสระสองชุด การประเมินในห้องปฏิบัติการมีความชัดเจนในเชิงบวกที่เน้นย้ำถึงคุณค่าของการจำลอง pHIl สำหรับการศึกษาระบบไฟฟ้า

33. งานวิจัยของ Sheng Chen, Zhinong wei, guoqiang Sun, ning lu, yonghui Sun, ying Zhu, “Multi-area distributed three-phase state estimation for unbalanced active distribution networks”, journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.5, no.5, pp.767-776, September 2017. [103]

งานวิจัยนี้เสนอกรอบงานแบบหลายพื้นที่ใหม่สำหรับการประมาณสถานะเครือข่ายการกระจายที่ใช้งานอยู่ (adn) ที่ไม่สมดุล นำเสนอแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามเฟสที่เป็นนวัตกรรมใหม่เพื่อนำคุณลักษณะที่ไม่สมมาตรของเอาต์พุตสามเฟสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ

กระจายตัวมาพิจารณาจากนั้นจึงมีการนำวิธีการที่เป็นไปได้ในการตั้งค่าการวัดค่าหลอกสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ไม่ได้รับการตรวจสอบ สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวร่วมกับสถานะของบัสไฟฟ้ากระแสสลับใน adn ถูกประมาณโดยใช้วิธีการถ่วงน้ำหนักกำลังสองน้อยที่สุด (wls) หลังจากนั้น adn ถูกแบ่งออกเป็นพื้นที่ย่อยอิสระหลายแห่ง ตามวิธีการของ lagrangian ทดสอบในระบบ IEEE 123 bus

34. งานวิจัยของ wei liu, wei gu, Qiang Huang, liang Chen, Xiaodong yuan, “pinning group ConsensusMbased distributed Coordination Control for active distribution Systems”, IEEE access, Vol.6, pp.2330-2339, december 2017. [104]

งานวิจัยนี้เสนอการควบคุมการประสานงานแบบกระจายตามฉันทามติกลุ่มการตรึงแบบใหม่ (pgC) เพื่อลดความซับซ้อนในการควบคุม adS โดยใช้แนวคิดการสร้างคลัสเตอร์เสมือน กรณีจำลองสถานการณ์ภายใต้สภาวะปกติ/รบกวน/ฉุกเฉินจะตรวจสอบประสิทธิภาพและข้อดีของโครงการที่เสนอ

35. งานวิจัยของ awan uji krismanto, n. Mithulananthan, “probabilistic small signal stability analysis of autonomous windMdiesel microgrid”, 2017 IEEE Innovative Smart grid technologies Masia (ISgtMasia), december 2017. [105]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการควบคุมการหลุดร่วงแบบดัดแปลงเพื่อสังเกตประสิทธิภาพความเสถียรของสัญญาณขนาดเล็กของ Mg ไฮบริดภายใต้ความไม่แน่นอนของความเร็วลม นอกจากนี้ยังได้รับการตรวจสอบด้วยว่าเมื่อ wECS แต่ละรายการมีความเร็วลมที่แตกต่างกัน ความเสถียรของระบบลดลงอย่างมาก เมื่อเทียบกับการใช้ระบบการควบคุมความเร็วลมแบบเดียวกันกับแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ใช้ wECS

36. งานวิจัยของ Hongbin wu, Chenyang Huang, Ming ding, bo Zhao, peng li, “distributed cooperative voltage control based on curveMtting in active distribution networks”, journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.5, no.5, pp.777-786, September 2017. [106]

งานวิจัยนี้เสนอการตรวจสอบระบบมัลติเอเจนต์แบบลำดับชั้นแบบไฮบริดสำหรับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในเครือข่ายการกระจายแบบแอ็คทีฟ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดความเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าในเครือข่ายให้น้อยที่สุดและลดการลดเอาต์พุตกำลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ตัวประสิทธิภาพของแผนการควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบกระจายสหกรณ์ที่เสนอได้รับการตรวจสอบผ่านการจำลอง ขึ้นอยู่กับแรงดันไฟฟ้าเครือข่ายที่ได้รับจากตัวแทน oltC การดำเนินการเพื่อป้องกันการละเมิดขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้าและเพื่อลดความเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าและการลดเอาต์พุตกำลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

37. งานวิจัยของ jie yu, Ming ni, yiping jiao, Xiaolong wang, “plugNin and plugM out dispatch optimization in microgrid clusters based on flexible communication”, journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.5, no.4, pp.663-670, july 2017. [107]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพการสื่อสารแบบโต้ตอบแบบไฮบริดตามการสื่อสารที่ยืดหยุ่นซึ่งสามารถใช้เพื่อแก้ปัญหาการดำเนินงานของปลั๊กอินหรือปลั๊กอินที่ใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพ ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่า hicos สามารถพบคำตอบที่ดีที่สุดขึ้นอยู่กับการปรับแต่งโครงสร้างการเชื่อมโยงการสื่อสาร

38. งานวิจัยของ M.r. Siddappaji, k. thippeswamy, “Contingency ranking and optimal placement of dg for line loss reduction in distribution system to enhance reliability”, 2017 International Conference on Energy, Communication, data analytics and Soft Computing (ICECdS), june 2018. [108]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายด้วยแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบ ด้วยวิธีการที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในการคำนวณดัชนีประสิทธิภาพจะขึ้นอยู่กับวิธีการทั่วไปที่เรียกว่า fast decoupled load flow (fdlf) โดยใช้เครื่องมือซอฟต์แวร์ MiMpower

39. งานวิจัยของ yuntao ju, Can Chen, linlin wu, Hui liu, “general threeMphase linear power flow for active distribution networks with good adaptability under a polar Coordinate System”, IEEE access, Vol.6, pp.34043-34050, May 2018. [109]

งานวิจัยนี้เสนอการไหลของพลังงานเชิงเส้น (lpf) สามเฟสทั่วไปภายใต้ระบบพิกัดเชิงขั้ว วิธีการที่นำเสนอสามารถอธิบายโหลด ZIp การเชื่อมต่อหม้อแปลงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบเฟสเดียวหรือสามเฟสโมเดลการควบคุมโดยละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และ Slack bus แบบกระจายจะถูกนำมาพิจารณาด้วย ประสิทธิภาพและข้อดีของวิธีการที่เสนอทดสอบในระบบ 33, 70, 84, 119 และ 874 บัส ที่สมดุลและเครือข่าย IEEE 13, 34, 37 และ 123 bus ที่ไม่สมดุล

40. งานวิจัยของ anjeet Verma, bhim Singh, “a Solar pV, bES, grid and dg Set based Hybrid Charging Station for uninterruptible Charging at Minimized Charging Cost”, 2018 IEEE Industry applications Society annual Meeting (IaS), november 2018. [110]

งานวิจัยนี้เสนอสถานีชาร์จ (CS) ที่ใช้แผงโซลาร์เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ (pV) กริดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่ตั้งค่าให้ชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนในการชาร์จให้เหลือน้อยที่สุด ใช้พลังงานแสงอาทิตย์และ bES เป็นลำดับความสำคัญ หลังจากนั้นจะใช้กริดและสุดท้ายจะใช้ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เมื่อไม่สามารถเข้าถึงแหล่งพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดได้

41. งานวิจัยของ anirban Chowdhury, raniit roy, kamal krishna Mandal, “Comparative Study of Single and Multiple point renewable Energy based dg allocation Considering Improvement of Voltage Stability, Economic and Environmental factors using jaya algorithm”, 2017 International Conference on Computer, Electrical & Communication Engineering (ICCECE), pp.1-5, november 2018. [111]

งานวิจัยนี้เสนอการศึกษาเปรียบเทียบการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเดี่ยว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คู่ที่มีความจุเท่ากันโดยรวม ตลอดจนประสิทธิภาพในการคำนวณขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่เหมาะสมที่สุด ใช้อัลกอริทึม jaya เพื่อค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตัวเดียวและสองตัวทดสอบในระบบ IEEE 33 bus และ IEEE 69 bus

42. งานวิจัยของ renan H. furlan, Carlos H. beuter, rodrigo p. bataglioli, Iago de M. faria, Mário oleskovicz, “Improvement of overcurrent protection considering distribution systems with distributed generation”, 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of power (ICHQp), pp.1-5, june 2018. [112]

งานวิจัยนี้เสนอผลกระทบที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อประสิทธิภาพของรีเลย์กระแสเกิน (overcurrent relay : or) สำหรับการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า เครื่องจำลองดิจิทัลแบบเรียลไทม์ถูกใช้เพื่อจำลองระบบทดสอบพื้นฐานและทำการวิเคราะห์ระบบทดสอบพื้นฐานประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวซึ่งใช้โซลาร์ฟาร์มซึ่งเชื่อมต่อกับสถานีย่อยทั่วไป การจำลองประกอบด้วยสถานการณ์ความผิดพลาดหลายประการเพื่อแสดงการทำงานผิดพลาดหรือความไม่สมดุลของแรงดันไฟฟ้าที่สังเกตได้จากการทดสอบถูกนำมาใช้เพื่อปรับปรุงฟังก์ชันกระแสไฟฟ้าเกิน การจำลองวงปิดดำเนินการด้วยรีเลย์เชิงพาณิชย์เพื่อตรวจสอบความถูกต้องของฟังก์ชันการป้องกันที่เสนอ

43. งานวิจัยของ a. ngaopitakkul, C. jettanasen, “the effects of multi-distributed generator on distribution system reliability”, IEEE Innovative Smart grid technologies Asia (ISgT Asia), pp.1-6, june 2018. [113]

งานวิจัยนี้เสนอการศึกษาเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์โซลาร์เซลล์ (pV) ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ (kV) วิธีการที่นำเสนอจะคำนวณโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการจำลองและวิเคราะห์แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใน dIgSIlEnt powerfactory ผลลัพธ์โดยรวมสามารถสรุปได้โดยมุ่งเน้นไปที่ความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่สามารถส่งผลต่อดัชนีความน่าเชื่อถือ

44. งานวิจัยของ C. a. Macana, S. M. Mohiuddin, H. r. pota, M.a. Mahmud, “online energy management strategy for islanded microgrids with feedback linearizing inner controllers”, 2017 IEEE Innovative Smart grid technologies Asia (ISgT Asia), june 2018. [114]

งานวิจัยนี้เสนอกลยุทธ์การจัดการพลังงานออนไลน์สำหรับไมโครกริด (Microgrid : Mg) ที่อยู่อาศัยโดยใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลแบบกระจายตัว อัลกอริทึมแบบไดนามิกช่วยลดต้นทุนด้านพลังงานทั้งหมดในแบบจำลองไมโครกริดไดนามิกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ได้รับการพัฒนาและนำเสนอการออกแบบตัวควบคุมภายในแบบลิเนียร์ไลซ์ซิ่งภายใน ประสิทธิภาพและความเข้ากันได้ของกลยุทธ์การจัดการพลังงานและการออกแบบตัวควบคุมภายในได้รับการตรวจสอบในการจำลองคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าที่ดำเนินการใน Matlab/Simulink/Simpower

45. งานวิจัยของ onyema S. nduka, bikash C. pal, “Quantitative Evaluation of actual loss reduction benefits of a renewable Heavy dg distribution network”, IEEE transactions on Sustainable Energy, Vol.9, no.3, pp.1384-1396, july 2018. [115]

งานวิจัยนี้เสนอการประเมินการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในเครือข่ายที่มีการแทรกซึมของเซลล์แสงอาทิตย์ ฮาร์โมนิกส์จากเครื่องปรับกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์และการบิดเบือนพื้นหลังของเครือข่ายได้นำมาพิจารณาในการวิเคราะห์นำเสนอข้อมูลเชิงลึกทางเทคนิคจากการศึกษาเครือข่ายการจัดจำหน่ายเชิงปฏิบัติ

46. งานวิจัยของ umer akram, Muhammad khalid, Saifullah Shafiq, “an Improved optimal Sizing Methodology for future autonomous residential Smart power Systems”, IEEE access, Vol.6, pp.5986-6000, january 2018. [116]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพความจุร่วมกันของไมโครกริดแบบสแตนด์อโลนทั่วไปสำหรับที่อยู่อาศัยโดยใช้แหล่งพลังงานทดแทน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุน ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดทอนพลังงานการถ่ายโอนข้อมูล การวิเคราะห์โดยใช้แนวคิดของโหลดที่ควบคุมได้

47. งานวิจัยของ bilal Hussain, Qadeer ul Hasan, nadeem javaid, Mohsen guizani, ahmad almogren, atif alamri, “an Innovative Heuristic algorithm for IotM Enabled Smart Homes for developing Countries”, IEEE access, Vol.6, pp.15550-15575, february 2018. [117]

งานวิจัยนี้เสนออัลกอริธึมแบบฮิวริสติก วัตถุประสงค์เพื่อคำนวณตารางเวลาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับเครื่องใช้ภายในบ้านที่ปรับเปลี่ยนได้ โดยใช้อัลกอริทึมทางพันธุกรรมแบบหลายวัตถุประสงค์ (Moga) พร้อม pareto optimization (po) เพื่อทำการวิเคราะห์การประนีประนอมและเพื่อให้ผู้บริโภคสามารถเลือกวิธีแก้ปัญหาที่เป็นไปได้มากที่สุด เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว

48. งานวิจัยของ Mingshen wang, yunfei Mu, tao jiang, Hongjie jia, Xue li, kai Hou, tong wang, “load curve smoothing strategy based on unified state model of different demand side resources”, journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.6, no.3, pp.540-554, May 2018. [118]

งานวิจัยนี้เสนอโหลดกลยุทธ์การปรับให้เรียบโค้งตามแบบจำลองสถานะรวมของทรัพยากรด้านความต้องการที่แตกต่างกัน โหลดโค้งเรียบกลยุทธ์ที่นำเสนอเพื่อชดเชยความผันผวนของโหลดในพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ใช้ควบคุมเมทริกซ์ที่ได้มาจากรูปแบบสถานะเดียวกันเพื่อจัดการกับผลผลิตพลังงานของ dSr ที่แตกต่างกันและพิจารณาลำดับการตอบสนองและความสะดวก ผลลัพธ์พบว่าโหลดโค้งเรียบกลยุทธ์ขึ้นอยู่กับรูปแบบสถานะเครื่องแบบได้รับการยืนยันในเวลาเดียวกันผ่านการวิจัยเปรียบเทียบข้อดีของการโหลดโค้งเรียบกลยุทธ์ขึ้นอยู่กับรูปแบบสถานะเครื่องแบบได้รับการยืนยัน

49. งานวิจัยของ Shatakshi, bhim Singh, Sukumar Mishra, “Economic operation of pVMdg Mbattery based Microgrid with Seamless dual Mode Control”, IECon 2018 - 44th annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, december 2018. [119]

งานวิจัยนี้เสนอการควบคุมการปฏิบัติงานที่ประหยัดสำหรับไมโครกริดที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลแบบใช้แบตเตอรี่ ในโหมดสแตนด์อโลน (Stand alone : Sa) และโหมดเชื่อมต่อกริด (grid Connection : gC) ระบบการจัดการพลังงานแบตเตอรี่ใช้เพื่อควบคุมกระแสไฟของแบตเตอรี่และรักษาสถานะการชาร์จ ระบบนี้พร้อมการควบคุมที่เสนอนี้จำลองใน Matlab/Simulink เพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของเทคนิคที่นำเสนอ

50. งานวิจัยของ dawei Huang, Hongwei li, guowei Cai, nantian Huang, na yu, Zheng Huang, “an Efficient probabilistic approach based on area grey Incidence decision Making for optimal distributed generation planning”, IEEE access, Vol.7, pp.93175-93186, july 2019. [120]

งานวิจัยนี้เสนอการเพิ่มขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัววัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ วิธีการที่นำเสนอดัชนีการประมาณค่าอัลกอริทึมโดยพิจารณาจากการไหลของพลังงานไฟฟ้าเพื่อให้ได้วิธีการที่ดีที่สุด ผลลัพธ์เพิ่มประสิทธิผลของรูปแบบและวิธีการที่นำเสนอ ทดสอบด้วยแบบจำลองระบบ IEEE 33 bus, IEEE 69 bus และ IEEE 118 bus

51. งานวิจัยของ yalong Hu, Xiaoming wang, yonggang peng, ji Xiang, wei wei, “distributed finiteMime Secondary Control for dC Microgrids with Virtual Impedance arrangement”, IEEE access, Vol.7, pp.57060-57068, april 2019. [121]

งานวิจัยนี้เสนอกลยุทธ์การควบคุมทุติยภูมิแบบกระจายเวลาจำกัดโดยมุ่งเป้าไปที่การเอาชนะผลกระทบของการเชื่อมต่อผล ตัวควบคุมที่เสนอประกอบด้วยสี่ลูปควบคุม ซึ่งได้แก่ ตัวควบคุมการแชร์กระแสไฟ (CSC) ตัวควบคุมการคืนค่าค่าเฉลี่ยอิมพีแดนซ์เสมือน (aIr C) ตัวควบคุมฉันทามติแรงดันอ้างอิง (r VCC) และตัวควบคุมการกู้คืนมูลค่าเฉลี่ยของแรงดันไฟฟ้า (aVr C) และสามารถคำนวณค่าแรงดันอ้างอิงโดยใช้ข้อมูลในพื้นที่ ความเสถียรของคอนโทรลเลอร์ที่เสนอนั้นวิเคราะห์โดยใช้วิธี lyapunov ในที่สุด ตัวควบคุมที่เสนอจะถูกจำลองในโปรแกรม Matlab/Simulink เพื่อตรวจสอบประสิทธิภาพ

52. งานวิจัยของ งานวิจัยของ peng li, Chuanchi Zhang, Xiaopeng fu, guanyu Song, Chengshan wang, jianzhong wu, “determination of local Voltage Control Strategy of distributed generators in active distribution networks based on kriging Metamodel”, IEEE access, Vol.7, pp.34438-34450, March 2019. [122]

งานวิจัยนี้เสนอกลยุทธ์การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในพื้นที่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีการปรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยอิงจากแบบจำลองแบบคริก กลยุทธ์การดำเนินการสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวได้รับการพัฒนาโดยการคำนวณเวกเตอร์ที่ถ่วงน้ำหนักอย่างเหมาะสมตามการวัดแบบเรียลไทม์ ทดสอบในระบบ IEEE 33 bus และ IEEE 123 bus ผลลัพธ์แสดง

ให้เห็นถึงวิธีการที่เสนอสามารถแก้ปัญหาการเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าและความผันผวนของแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยการเจาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

53. งานวิจัยของ Mohamed a. M. Shaheen, Hany M. Hasanien, S. f. Mekhamer, Hossam E. a. talaat, “optimal power flow of power Systems Including distributed generation units using Sunflower optimization algorithm”, IEEE access, Vol.7, pp.109289-109300, august 2019. [123]

งานวิจัยนี้เสนอการใช้อัลกอริทึมการเพิ่มประสิทธิภาพ (Sfo) ในการแก้ปัญหาการไหลของพลังงานที่เหมาะสม (opf) ในด้านระบบไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพต้นทุนเชื้อเพลิงของหน่วยสร้างภายใต้ข้อจำกัดของระบบ การแก้ไขเพื่อค้นหาตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่เหมาะสมที่สุดภายในระบบที่อยู่ระหว่างการศึกษา จากนั้นสถานการณ์ต่างๆ จะดำเนินการเพื่อแก้ปัญหา opf อัลกอริทึม Sfo ใช้เพื่อลดฟังก์ชันความเหมาะและให้คำตอบที่ดีที่สุดสำหรับ ทดสอบในระบบ IEEE 14 บัส และ 30 บัส ผลลัพธ์ยืนยันความยืดหยุ่นการตรวจสอบและการบังคับใช้ของวิธีการ opf ที่ใช้ Sfo ที่นำมาใช้เมื่อเปรียบเทียบกับอัลกอริทึมทางพันธุกรรม

54. งานวิจัยของ jiming Chen, Qianyu yu, Qiying li, Zhuoran lin, Chaolin li, “probabilistic Energy flow analysis of MCE System Considering Various Coupling units and the uncertainty of distribution generators”, IEEE access, Vol.7, pp.100394-100405, july 2019. [124]

งานวิจัยนี้เสนอการตรวจสอบการไหลของพลังงานที่น่าจะเป็นโดยพิจารณาจากความไม่แน่นอนและความสัมพันธ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัววิธีการจำลองมอนติคาร์โล (MCS) โดยใช้การสุ่มตัวอย่างแบบละตินไฮเปอร์คิวบ์ (lHS) และการแปลงนาตาฟได้รับการออกแบบมาเป็นพิเศษเพื่อคำนวณการไหลของพลังงานสำหรับแต่ละตัวอย่าง วิธีการคำนวณการไหลของพลังงานประกอบด้วยวิธีการวนซ้ำแบบ aC/dC แบบสามเฟสและวิธี newton node mesh ที่ได้รับการ

ปรับปรุงโดยพิจารณาจากโหมดการควบคุมของคอมเพรสเซอร์ สุดท้าย ทดสอบในระบบ IEEE123 bus

55. งานวิจัยของ fengMchang gu, ShiueMder lu, jianNXing wu, ChaoNMin kuo, ChiaM Hung lin, ShiNYaw Chen, “Interruptible power Estimation and auxiliary Service allocation using Contract theory and dynamic game for demand response in aggregator business Model”, IEEE access, Vol.7, pp.129975-129987, September 2019. [125]

งานวิจัยนี้เสนอทฤษฎีสัญญา (Ct) เพื่อประเมินกำลังการขัดจังหวะของกลุ่มผู้ใช้ (ตัวรวบรวม dr) สำหรับ dr ในช่วงที่มีการใช้งานสูงสุด จากนั้นตาม dr ของกลุ่มผู้ใช้โมเดลเกมแบบไดนามิกจะถูกใช้เพื่อจัดสรรพลังงาน aS อย่างมีประสิทธิภาพภายใต้การพิจารณาสถานการณ์ความเสี่ยงด้านทรัพยากรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในตลาดธุรกิจรวบรวม ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าวิธีการที่เสนอสามารถระงับการใช้แหล่งพลังงานแบบเดิมเปิดใช้งานสัดส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตั้งเวลาได้อย่างมีประสิทธิภาพเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบ

56. งานวิจัยของ diptargha Chakravorty, jinrui guo, balarko Chaudhuri, Shu yuen ron Hui, “Small Signal Stability analysis of distribution networks with Electric Springs”, IEEE transactions on Smart grid, Vol.10, no.2, pp.1543-1552, March 2019. [126]

งานวิจัยนี้เสนอการวิเคราะห์ความเสถียรของสัญญาณขนาดเล็กของเครือข่ายการกระจายที่มีสปริงไฟฟ้า (ES) ติดตั้งอยู่ที่จุดจ่ายของลูกค้า แบบจำลองพื้นที่สถานะเชิงเส้นของเครือข่ายการกระจายที่มี ES หลายตัวได้รับการพัฒนา ซึ่งสามารถขยายได้เพื่อรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ การจัดเก็บพลังงานและโหลดที่ใช้งาน ผลกระทบของระยะห่างของ ES จากสถานีย่อย ความใกล้ชิดระหว่าง ES ที่อยู่ติดกันและ อัตราส่วน r/X ของเครือข่ายต่อความเสถียรของสัญญาณขนาดเล็กของระบบจะถูกวิเคราะห์และเปรียบเทียบกับเคสที่มีอินเวอร์เตอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เทียบเท่ากัน

57. งานวิจัยของ junjun Xu, Zaijun wu, Qinran Hu, Chengzhi Zhu, Xiaobo dou, “trademOffs in Meter deployment for distribution network State Estimation Considering Measurement uncertainty”, IEEE access, Vol.7, pp.66123-66136, May 2019. [127]

งานวิจัยนี้เสนอการตรวจสอบวิธีการปรับใช้มิเตอร์แบบใหม่สำหรับการวางแผนเครือข่ายการกระจาย โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อสร้างความมั่นใจในคุณภาพของการประเมินสถานะ (SE) ภายใต้การพิจารณาความไม่แน่นอนของการวัด ในขณะที่รักษาปริมาณรวมของมิเตอร์ที่ต่างกันให้น้อยที่สุด โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ความไม่แน่นอนของการวัดใน SE นั้นแสดงผ่านทฤษฎีช่วงเลขคณิต (Ia) ซึ่งสามารถให้ประโยชน์มากกว่าแนวทางความน่าจะเป็นและคลุมเครือที่มีอยู่ กรณีศึกษาและผลลัพธ์การเปรียบเทียบตามเครือข่ายการจัดจำหน่ายไฟฟ้าจริงแสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของอัลกอริทึม SE ที่ใช้ Ia ที่เสนอและวิธีการปรับใช้มิเตอร์

58. งานวิจัยของ Vivek narayanan, Seema kewat, bhim Singh, “Standalone pVM bESMdg based Microgrid with power Quality Improvements”, 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial power Systems Europe (EEEIC / I&CpS Europe), august 2019. [128]

งานวิจัยนี้เสนอระบบไมโครกริดที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล การจัดเก็บพลังงานแบตเตอรี่แบบสแตนด์อโลน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลถูกรวมเข้ากับลิงค์ dC ของตัวแปลงแหล่งจ่ายแรงดันไฟ (VSC) โดยตรง ระบบนี้ทำหน้าที่ดึงพลังงานสูงสุดของอาร์เรย์ pV ไปพร้อมกับการปรับปรุงคุณภาพกำลังไฟฟ้า เช่น การกำจัดฮาร์มอนิก การชดเชยกำลังรีแอกทีฟ และการสร้างสมดุลของกระแสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอาร์เรย์ pV ถูกรวมเข้ากับลิงก์ dC ของ VSC ผ่านตัวแปลงเพิ่ม dCMdC เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้าอัตโนมัติ (aVr) ใช้เพื่อควบคุมแรงดันไฟขาออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้เป็นค่าที่ต้องการ ประสิทธิภาพของไมโครกริดไฮบริดแบบสแตนด์อโลนได้รับการศึกษาภายใต้สภาวะการทำงานที่หลากหลายในสภาพแวดล้อมของห้องปฏิบัติการ

59. งานวิจัยของ Sambasivaiah puchalapalli, Shailendra kumar tiwari, bhim Singh, puneet kumar goel, “a Microgrid based on windMdriven dfIg, dg, and Solar pV array for optimal fuel Consumption”, IEEE transactions on Industry applications (Volume: 56, Issue: 5, Sept.Mct. 2020), pp.4689 - 4699, june 2020. [129]

งานวิจัยนี้เสนอทางออกของพลังงานสีเขียวสำหรับไมโครกริดสำหรับสถานที่ที่ขึ้นอยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดด้านไฟฟ้า ไมโครกริดนี้ใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนสองแหล่งได้แก่ พลังงานลมโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบป้อนคู่ (dfIg) และแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเซลล์แสงอาทิตย์ อัลกอริทึมการรบกวนที่แก้ไขแล้วและสังเกตถูกนำเสนอเพื่อดึงพลังงานสูงสุดจากอาร์เรย์พลังงานแสงอาทิตย์ทดสอบในโปรแกรม Matlab

60. งานวิจัยของ ritu jain, Vasundhara Mahajan, “Impact of Multiple dg penetration in Energy Market”, 2020 IEEE 1st International Conference for Convergence in Engineering (ICCE), december 2020. [130]

งานวิจัยนี้เสนอประโยชน์ด้านเทคโนโลยีและเศรษฐกิจของการสร้างแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเดี่ยวและหลายรุ่นในตลาดพลังงานที่ไม่ได้รับการควบคุม วัตถุประสงค์ของงานนี้ คือการลดต้นทุนการผลิตทั้งหมดด้วยการสร้างแบบทั่วไปและแบบกระจายพร้อมกับผลกำไรสูงสุด ตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวนั้นระบุโดย linear programming optimal power flow (lopf) วิธี lMp ที่สูงกว่าจะใช้เพื่อค้นหาตำแหน่งการจัดวางทดสอบในระบบ IEEE wSCC 9

61. งานวิจัยของ Xu li, yuping lu, “Improved amplitude differential protection Scheme based on the frequency Spectrum Index for distribution networks with dfIgM based wind dgs”, IEEE access, Vol.8, pp.64225-64237, March 2020. [131]

งานวิจัยนี้ศึกษาลักษณะความถี่และแอมพลิจูดของกระแสไฟฟ้าลัดที่จ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ใช้ dfIg จากนั้นรูปแบบการป้องกันความแตกต่างของแอมพลิจูด (adp)

ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าโครงร่างที่เสนอมีความไวสูงต่อความผิดพลาดภายในและมีการคัดเลือกแบบสัมบูรณ์สำหรับข้อบกพร่องภายนอกโดยเฉพาะภายใต้กฎการซึมผ่านของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีอยู่

62. งานวิจัยของ Haizhen Xu, Changzhou yu, Chun liu, Qinglong wang, Xing Zhang, “an Improved Virtual Inertia algorithm of Virtual Synchronous generator”, journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.8, no.2, pp.377-386, March 2020. [132]

งานวิจัยนี้เสนอผลกระทบของกำลังไฟฟ้าที่ใช้งานอยู่จะลดลงอย่างมีประสิทธิภาพภายใต้สถานการณ์ของค่าสัมประสิทธิ์และความเฉื่อยขนาดใหญ่ การเปรียบเทียบคุณลักษณะของระบบกับอัลกอริทึมที่ได้รับการปรับปรุงทั้งสองกลยุทธ์เฉื่อยเสมือนที่ได้รับการปรับปรุงโดยอาศัยการชดเชยส่วนต่างได้รับการพิสูจน์แล้วว่าดีกว่าและวิเคราะห์การออกแบบพารามิเตอร์

63. งานวิจัยของ Hafiz abd ul Muqeet, aftab ahmad, “optimal Scheduling for Campus prosumer Microgrid Considering price based demand response”, IEEE access, Vol.8, pp.71378-71394, april 2020. [133]

งานวิจัยนี้เสนอกลยุทธ์ระบบการจัดการพลังงาน (EMS) สำหรับ microgrid โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนการดำเนินงานและเพิ่มการบริโภคด้วยตนเองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว สถานการณ์ที่เสนอจะมีการสร้างแผงโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นเจ้าของเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่ไม่สามารถจ่ายได้เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จัดส่งได้พร้อมกับระบบจัดเก็บพลังงาน (ESS) ปัญหาทางคณิตศาสตร์เชิงเส้นที่ได้รับการแมปในโปรแกรมเชิงเส้นจำนวนเต็มผสม (Mil p) และจำลองใน Matlab ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าแบบจำลอง EMS ที่เสนอช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้ 35% และ 29% สำหรับฤดูร้อนและฤดูหนาวตามลำดับในขณะที่การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อวันอยู่ที่ 750.46 กิโลกรัมและ 730.68 กิโลกรัมสำหรับฤดูกาลต่างๆ

64. งานวิจัยของ panggah prabawa, daeMyun Choi, “MultiMgent framework for Service restoration in distribution Systems with distributed generators and Static/Mobile Energy Storage Systems”, IEEE access, Vol.8, pp.51736-51752, March 2020. [134]

งานวิจัยนี้เสนอแนวทางที่ใช้ระบบหลายตัวแทน (MaS) สำหรับการฟื้นฟูบริการในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าสถิตย์ (SESSs) และระบบจัดเก็บพลังงานแบบเคลื่อนที่ (MESSs) เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการกู้คืนบริการที่ใช้ MaS ที่มีอยู่ในสถาปัตยกรรมไซเบอร์ฟิสิคัลสองชั้นโดยไม่รวมการจัดส่ง MESS ภายใต้สภาวะการโหลดที่ตรวจสอบ (ตัวแทนโหลด) และการส่ง MESS ตามเส้นทางที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้อัลกอริทึม dijkstra (ตัวแทนแบตเตอรี่มือถือ) ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus

65. งานวิจัยของ Emad ali almabsout, ragab a. ElMSehiemy, osman nuri uç an, oguz bayat, “a Hybrid local SearchMgenetic algorithm for Simultaneous placement of dg units and Shunt Capacitors in radial distribution Systems”, IEEE access, Vol.8, pp.54465-54481, March 2020. [135]

งานวิจัยนี้เสนออัลกอริทึมทางพันธุกรรมที่ปรับปรุงแล้ว (Ega) ซึ่งรวมข้อดีของอัลกอริทึมทางพันธุกรรมและการค้นหาในท้องถิ่นเพื่อค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสมและความสามารถของการจัดสรร dgs / SC ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดทั้งการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมดและการเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าทั้งหมดเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อพิสูจน์ความสามารถของอัลกอริทึมและความสามารถในการปรับขนาดที่นำเสนอได้มีการพิจารณาระบบทดสอบมาตรฐาน 3 ระบบได้แก่ IEEE 33 bus, 69 bus และ 119-bus ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่า Ega ที่เสนอสามารถค้นหาวิธีแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีประสิทธิภาพดีกว่าอัลกอริทึมอื่นๆ

66. งานวิจัยของ Chao-Ming Huang, yann-Chang Huang, Shin-Yu Chen, Sung-Pei yang, “a Hierarchical optimization Method for parameter Estimation of diesel generators”, IEEE access, Vol.8, pp.176467-176479, September 2020. [136]

งานวิจัยนี้เสนอการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเพื่อจำแนกพารามิเตอร์ออกเป็นสามประเภทที่แตกต่างกัน วิธีการเพิ่มประสิทธิภาพตามลำดับชั้นรวมกับอัลกอริทึมการปรับให้เหมาะสมที่ปรับปรุงแล้ว (Ewoa) จะถูกใช้เพื่อประเมินการตั้งค่าพารามิเตอร์สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยใช้ข้อมูลการวัดจริง วิธีการที่เสนอถูกนำไปใช้กับระบบไมโครกริดที่ใช้งานได้จริง ผลลัพธ์แสดงให้เห็นถึงวิธีการที่เสนอกำหนดการตั้งค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ช่วยให้สามารถจำลองได้อย่างแม่นยำและนำไปใช้อย่างมีประสิทธิภาพสำหรับระบบไมโครกริด

67. งานวิจัยของ ahmed fathy, khaled kaaniche, turki M. alanazi, “recent approach based Social Spider optimizer for optimal Sizing of Hybrid pV/wind/battery/diesel Integrated Microgrid in aljouf region”, IEEE access, Vol.8, pp.57630-57645, March 2020. [137]

งานวิจัยนี้เสนอการพัฒนาวิธีการล่าสุดโดยใช้ Social Spider optimization (SSo) เพื่อกำหนดขนาดที่เหมาะสมที่สุดของแหล่งพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด (rESs) แบบบูรณาการ microgrid (Mg) ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลมแบตเตอรี่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและอินเวอร์เตอร์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดตัวแปรการออกแบบสามตัวได้แก่ จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จำนวน wt และจำนวนวันที่ใช้แบตเตอรี่ในตัวเองเพื่อลด CoE ผลลัพธ์ SSo จะถูกนำไปเปรียบเทียบกับเครื่องมือเพิ่มประสิทธิภาพ Harris Hawks (HHo), grey wolf optimizer (gwo), MultiVerse optimizer (MVo), antlion optimizer (alo) และ whale optimization algorithm (woa) ผลลัพธ์ยืนยันความเหนือกว่าของแนวทางที่เสนอในการออกแบบไมโครกริด

68. งานวิจัยของ javad khodabakhsh, Ebrahim Mohammadi, gerry oschopoulos, “pMSgM based wind Energy Conversion Systems Integration Into dC Microgrids with a novel Compact Converter”, IEEE access, Vol.8, pp.83583-83595, May 2020. [138]

งานวิจัยนี้เสนอตัวแปลง aCMdC แบบแยกขั้นตอนเดียวที่สามารถทำหน้าที่ที่จำเป็นทั้งหมดของหน่วยแปลง wECS aCMdC เพื่อเอาชนะข้อเสียของโครงสร้างสองตัวแปลงอันดับแรก การทำงานของ wECS ทั้งหมดได้รับการตรวจสอบโดยผลการจำลองของแบบจำลองระบบแอโรไดนามิกเครื่องกลและระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม Matlab/Simulink

69. งานวิจัยของ Vivek narayanan, bhim Singh, “Solar pV arrayMbES Integrated aC Microgrid with Seamless transition to dg Set”, 2020 IEEE 5th International Conference on Computing Communication and automation (ICCCa), november 2020. [139]

งานวิจัยนี้เสนอไมโครกริดแบบเกาะที่ประกอบด้วยการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ (SEC) การจัดเก็บพลังงานแบตเตอรี่และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่ตั้งค่าด้วยกลยุทธ์การควบคุมที่มีประสิทธิภาพ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุดและการใช้แหล่งอื่นๆ อย่างประหยัด

70. งานวิจัยของ anjeet Verma, bhim Singh, “Integration of Solar pVMwECS and dg Set for EV Charging Station”, 2020 IEEE International Conference on power Electronics, Smart grid and renewable Energy (pESgr E2020), april 2020. [140]

งานวิจัยนี้เสนอการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (pV) และระบบแปลงพลังงานลม (wECS) เป็นแหล่งพลังงานหลักสำหรับสถานีชาร์จ EV นอกจากนี้ยังใช้ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและพลังงานกริดเป็นพลังงานสำรองโดยให้พลังงานแก่ EV งานวิจัยนี้พิจารณาจากรถยนต์สู่กริด การกำจัดฮาร์โมนิกส์ การชดเชยกำลังรีแอกทีฟจากรถยนต์สู่กริดและความสามารถในการซิงโครไนซ์ ต้นแบบของสถานีชาร์จที่เสนอได้รับการพัฒนาในห้องปฏิบัติการและสถานะคงที่ตลอดจนผลการทดสอบแบบไดนามิกจะกล่าวถึงในรายละเอียด

71. งานวิจัยของ Ignacio Hernando-Gil, Zhipeng Zhang, Mike brian ndawula, Sasa djokic, “dg locational Incremental Contribution to grid Supply level”, 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial power Systems Europe (EEEIC / I&CpS Europe), august 2020. [141]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการวิเคราะห์เพื่อประเมินการสนับสนุนตำแหน่งที่เพิ่มขึ้น (lIC) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับส่วนต่อประสานกับกริดการส่งสัญญาณ วิธีนี้ช่วยให้ประเมินความปลอดภัยเครือข่ายได้แม่นยำยิ่งขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อพิจารณาถึงสิ่งที่อาจเกิดขึ้น ทดสอบในระบบ IEEE 14-bus วิธีการ lIC ที่เสนอจะให้ผลลัพธ์ที่ประเมินสภาวะต่างๆ ได้กว้างขึ้น ซึ่งรวมถึงการเจาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวความเข้มข้นและความน่าเชื่อถือของระบบ

72. งานวิจัยของ totappa Hasarmani, rajesh Holmukhe, abhishek gandhar, Shikha bhardwaj, “optimum Sizing and performance assessment of Solar pV-dg Hybrid System for Energy Self Sufficiency of jaggery Making units”, 2020 IEEE bangalore Humanitarian technology Conference (bHtC), december 2020. [142]

งานวิจัยนี้เสนอระบบไฟฟ้าไฮบริดที่ใช้ Solar photo voltaic-dg ได้รับการออกแบบและพัฒนาเพื่อให้มีการจ่ายพลังงานอย่างต่อเนื่องให้กับหน่วยผลิตน้ำตาลโตนดที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ชนบทห่างไกล คอนโทรลเลอร์ที่ใช้ programmable logic Controller (plC) ได้รับการพัฒนาเพื่อการควบคุมการผลิตพลังงานที่เหมาะสมของระบบ Solar pV-diesel generator Hybrid วัตถุประสงค์หลักของแบบจำลองไฮบริดที่เสนอเพื่อลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (gHg) ทดสอบในโปรแกรม Solar pVsyst วิเคราะห์ผลการจำลองและเปรียบเทียบเป็นสองกรณี มุมเอียงคงที่และมุมเอียงตามฤดูกาล ผลลัพธ์พบว่าระบบไฮบริดของพลังงานแสงอาทิตย์ช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงได้อย่างมากเมื่อเทียบกับระบบควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเดี่ยวแบบธรรมดาเพื่อให้มีความต้องการโหลดเท่ากัน

73. งานวิจัยของ reza bakhshiYafarabadi, reza ghazi, javad Sadeh, “power Quality assessment of Voltage positive feedback based Islanding detection algorithm”, journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.8, no.4, pp.787-795, july 2020. [143]

งานวิจัยนี้เสนอการวิเคราะห์ด้านคุณภาพกำลังไฟฟ้าของตัวควบคุมโหมดเลื่อนที่ได้รับการดัดแปลงเป็น active IdM ใหม่สำหรับระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ที่เชื่อมต่อกับกริด (gCpVS) ด้วยเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบสตริง การประเมินนี้ดำเนินการสำหรับ 1 kwp gCpVS ในแพลตฟอร์ม Matlab/Simulink โดยการวัดฮาร์มอนิกของกระแสไฟขาออกและ tHd ประสิทธิภาพภายใต้ระดับการเจาะและการรบกวนต่างๆ ผลการส่งออกแสดงให้เห็นว่าเนื่องจากการรบกวนที่เสนอจะเปลี่ยนแอมพลิจูดของกระแสไฟฟ้าขาออก จึงไม่สร้างฮาร์มอนิก/ซับฮาร์มอนิก ดังนั้นจึงมีผลกระทบเล็กน้อยต่อคุณภาพกำลังไฟฟ้า

74. งานวิจัยของ Vallem V. V. S. n. Murty, ashwani kumar, “optimal Energy Management and technoEconomic analysis in Microgrid with Hybrid renewable Energy Sources”, journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.8, no.5, pp.929-940, September 2020. [144]

งานวิจัยนี้เสนอการพิจารณาไมโครกริดที่มีแหล่งพลังงานไฮบริดเซลล์แสงอาทิตย์ วิธีการที่นำเสนอมีการแสดงการวิเคราะห์เปรียบเทียบการกำหนดค่าแหล่งพลังงานไฮบริดที่แตกต่าง ผลลัพธ์การวิเคราะห์สามารถเพิ่มประสิทธิภาพได้เมื่อเทียบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแยกแบบเดิมที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

75. งานวิจัยของ Xiangzhen yang, Haixi Zhao, Mengke duan, yan du, Haining wang, jian Zhang, “a new distributed cooperative secondary voltage control in an unbalanced microgrid”, CSEE journal of power and Energy Systems, pp.1-14, october 2020. [145]

งานวิจัยนี้เสนอกลยุทธ์การควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบไม่สมดุลรองแบบร่วมมือเพื่อลดปัจจัยความไม่สมดุลของแรงดันไฟขาออก (Vuf) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและมีการเสนออัลกอริทึมสำหรับค่าสัมประสิทธิ์น้ำหนัก Vuf แบบปรับได้เพื่อยับยั้ง Vuf ได้ดีขึ้นภายใต้สภาวะที่ไม่สมดุลอย่างรุนแรง ทดสอบในโปรแกรม StarSim HIl

76. งานวิจัยของ bo Cao, liuchen Chang, Shuang Xu, riming Shao, “advanced Variable Switching frequency Control for Improving weighted Efficiency of distributed renewable generation Systems”, IEEE access, Vol.8, pp.140643-140653, july 2020. [146]

งานวิจัยนี้เสนออัลกอริทึมการควบคุมแบบใหม่ที่เรียกว่า “การควบคุมความถี่สวิตชิ่งตัวแปร (VSfC)” เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการถ่วงน้ำหนักของอินเวอร์เตอร์สำหรับเครื่องกำเนิดพลังงานหมุนเวียนผ่านการเลือกความถี่สวิตชิ่งที่เหมาะสมที่สุดของการปรับความกว้างพัลส์ (pwM) แบบเรียลไทม์ การใช้วิธีนี้เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ไม่มีผลกระทบต่อต้นทุนอินเวอร์เตอร์หรือความซับซ้อนในการควบคุม

77. งานวิจัยของ baojin liu, teng wu, Zeng liu, jinjun liu, “a SmallMaCMSignal InjectionMbased decentralized Secondary frequency Control for droopMControlled Islanded Microgrids”, IEEE transactions on power Electronics, Vol.35, no.11, pp.11634-11651, november 2020. [147]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการควบคุมความถี่ทุติยภูมิแบบฉีดสัญญาณ aC ขนาดเล็ก (SaCSMSfC) ซึ่งดำเนินการโดยการฉีดสัญญาณ aC เพิ่มเติมเข้าไปในแรงดันเอาต์พุตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพารามิเตอร์ควบคุมของ SaCSMSfC ที่เสนอยังได้รับการออกแบบอย่างครอบคลุมผ่านรูปแบบสภาวะคงตัวและไดนามิกของระบบ ผลลัพธ์แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของวิธีการที่เสนอ

78. งานวิจัยของ david alejandro Martínez, Eduardo Mojica-Nava, ameena Saad al-Sumaiti, Sergio rivera, “a distortion-based potential game for Secondary Voltage Control in Micro-grids”, IEEE access, Vol.8, pp.110611-110622, june 2020. [148]

งานวิจัยนี้เสนอโมเดลการเรียนรู้แบบหลายเอเจนต์โดยอิงตามเอนโทรปีสูงสุด (MaXEnt) และฟังก์ชันการบิดเบือนอัตราเพื่อกำหนดสภาพแวดล้อมของเอเจนต์และความเข้าใจตามลำดับ ใช้เป็นอินพุตในอัลกอริทึม blahut-Arimoto กำหนดความสมเหตุสมผลในกระบวนการเรียนรู้ ประสิทธิภาพของแบบจำลองได้รับการประเมินในตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้าสำรอง เพื่อให้เกิดการแบ่งปันกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในไมโครกริด

79. งานวิจัยของ lingyu Ma, jiancheng Zhang, “an adaptive Hierarchical Control Method for Microgrid Considering generation Cost”, IEEE access, Vol.8, pp.164187-164199, September 2020. [149]

งานวิจัยนี้เสนอวิธีการควบคุมแบบลำดับชั้นแบบปรับได้โดยพิจารณาจากต้นทุนการผลิต อัลกอริทึมการเพิ่มประสิทธิภาพหมาป่าสีเทา (Igwo) ที่ปรับปรุงแล้วถูกใช้เป็นตัวควบคุมเพื่อปรับกำลังรับการจัดอันดับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้เหมาะสมแบบไดนามิกและมีการกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์และข้อจำกัด ความเสถียรของระบบได้รับการพิสูจน์โดยทฤษฎีความสม่ำเสมอของเอเจนต์หลายตัวและความเสถียรในเวลาจำกัด วิธีการควบคุมที่เสนอในบทความนี้ช่วยเร่งความเร็วคอนเวอร์เจนซ์ของ Mg และผลการคำนวณมีความแม่นยำสูง ในขณะเดียวกัน ความยืดหยุ่นและความน่าเชื่อถือของ Mg ก็ได้รับการปรับปรุง โมเดลจำลองถูกสร้างขึ้นในโปรแกรม Matlab/Simulink และผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการนี้มีประสิทธิภาพ

80. งานวิจัยของ Henerica tazvinga, oliver dzobo, “feasibility Study of a Solar-Mbiogas System for off-Grid applications”, 2019 9th International Conference on power and Energy Systems (ICpES), june 2020. [150]

งานวิจัยนี้เสนอศักยภาพของระบบพลังงานหมุนเวียนเพื่อตอบสนองความต้องการพลังงานในชนบท ระบบที่นำเสนอประกอบด้วยเครื่องกำเนิดก๊าซชีวภาพ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์และระบบจัดเก็บแบตเตอรี่ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ระบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บแบตเตอรี่และชุดเครื่องกำเนิดก๊าซชีวภาพ ในช่วงเวลากลางวันและกลางคืน ทำการวิเคราะห์ด้วยซอฟต์แวร์ HoMEr pro ผลลัพธ์พบว่าระบบที่นำเสนอเป็นวิธีแก้ปัญหาที่เป็นไปได้สำหรับการจัดหาพลังงานในชุมชนชนบท

81. งานวิจัยของ raimon bawazir, numan Cetin, Mustafa Mosbah, Salem arif, “Improvement of the Voltage Profile of the Distribution Network by Optimal Integration of PVbased Decentralised Source”, 2020 International Conference on Electrical (ICEE), november 2020. [151]

งานวิจัยนี้เสนอการบูรณาการโฟโตโวลตาอิก (pV) เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าวัตถุประสงค์เพื่อค้นหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดโฟโตโวลตาอิกเพื่อปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าภายใต้ข้อจำกัดทางเทคนิคและการปฏิบัติงาน อัลกอริทึมการเพิ่มประสิทธิภาพตามภูมิศาสตร์ (biogeographyNbased optimization : bbo) ใช้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 10, 69, 85 และ 118 บัส ทดสอบด้วยโปรแกรม Matlab ผลการศึกษาพบว่าแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบได้รับการปรับปรุงอย่างมีนัยสำคัญหลังจากการติดตั้ง pVdg ที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้อัลกอริทึมที่นำสนอ

82. งานวิจัยของ Santhi Swaroop Chippagiri, Sumanth pemmada, n.r. patne, “Distribution network reconfiguration and distributed generation Injection using Improved Elephant Herding Optimization”, 2020 IEEE First International Conference on Smart technologies for power, Energy and Control (StpEC), december 2020. [152]

งานวิจัยนี้เสนอเทคนิคการต้อนช้างให้เหมาะสม (Improved Elephant Herding optimization: IEHo) เพื่อหาการกำหนดค่าเครือข่ายการกระจายใหม่และปัญหาการจัดวางเครื่อง

กำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุด ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus และ IEEE 69 bus ผลลัพธ์สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

83. งานวิจัยของ Chaonan liu, Zhiyuan pan, jinliang wang, Hongzhen fan, Weiwei Yang, Hao Zhang, “Development of Distributed Photovoltaic Grid-Connected Simulation System based on StarSim platform”, 2020 IEEE 3rd Student Conference on Electrical Machines and Systems (SCEMS), february 2021. [153]

งานวิจัยนี้เสนอการออกแบบและพัฒนาระบบการเชื่อมต่อกับกริดเซลล์แสงอาทิตย์แบบสมบูรณ์โดยใช้ซอฟต์แวร์ labVIEw แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับกริดโฟโตโวลตาอิกแบบสามเฟสถูกสร้างขึ้นโดยใช้ StarSim Editor ผลลัพธ์การจำลองค่าพารามิเตอร์ เช่น ความเข้มของการส่องสว่าง ส่วนบนและขีดจำกัดล่างและขนาดขั้นตอนการจำลองแบบไดนามิกสามารถปรับตามเวลาจริงได้และผลการจำลองสามารถสังเกตไดนามิกได้

84. งานวิจัยของ g. avinash Sravan gandhi, ram prakash, S. Sivasubramani, “optimal allocation of dg for Minimization of power loss and total Investment Cost using an analytical approach”, 2020 21st national power Systems Conference (npSC), january 2021. [154]

งานวิจัยนี้เสนอการหาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวได้รับการตรวจสอบโดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์ตามสูตรการสูญเสียที่แน่นอน ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33-bus ผลลัพธ์พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งสองแบบแสดงประสิทธิภาพของวิธีการที่เสนอ

85. งานวิจัยของ amedeo andreotti, bianca Caiazzo, alberto petrillo, Stefania Santini, “distributed robust finite-time Secondary Control for Stand-alone Microgrids with time-Varying Communication delays”, IEEE access, Vol.9, pp.59548-59563, april 2021. [155]

งานวิจัยนี้เสนอการพิจารณาปัญหาในการกู้คืนแรงดันไฟฟ้าสำหรับไมโครกริดที่ทำงานด้วยอินเวอร์เตอร์แบบสแตนด์อโลน ความเสถียรแบบเวลาจำกัดของ Microgrid ทั้งหมดได้รับการพิสูจน์ในเชิงวิเคราะห์โดยใช้ประโยชน์จากทฤษฎี lyapunov-Krasovskii และเครื่องมือทางคณิตศาสตร์ที่มีความเสถียรในเวลาจำกัด ทดสอบในระบบ IEEE 14-bus ผลลัพธ์สามารถยืนยันที่มาของการวิเคราะห์และเปิดเผยทั้งประสิทธิภาพและความทนทานของตัวควบคุมที่แนะนำเพื่อให้แน่ใจว่าการคืนค่าแรงดันไฟฟ้าในเวลาจำกัด แม้จะมีผลกระทบของความล่าช้าในการสื่อสารที่แปรผันตามเวลา

86. งานวิจัยของ lucheng Hong, Mian rizwan, Muhammad wasif, Shafiq ahmad, Mazen Zaindin, Muhammad firdausi, “user-defined dual Setting directional overcurrent relays with Hybrid time Current-Voltage Characteristics-based protection Coordination for active distribution network”, IEEE access, Vol.9, pp.62752-62769, april 2021. [156]

งานวิจัยนี้เสนอการถ่ายทอดกระแสเกินทิศทางการตั้งค่าคู่ที่ผู้ใช้กำหนดแบบใหม่พร้อมคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับเวลาไฮบริด (uddor-TCV) เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นของโครงร่างที่เสนอโดยไม่ต้องให้ความช่วยเหลือด้านการสื่อสาร โมเดลที่เสนอนี้จัดทำขึ้นในรูปแบบการเพิ่มประสิทธิภาพที่ไม่ใช่เชิงเส้นที่มีข้อจำกัด และแก้ไขด้วยโปรแกรมแก้ปัญหา MInlp ของซอฟต์แวร์ระบบสร้างแบบจำลองเกี่ยวกับพีชคณิตทั่วไป (gaMS) เพื่อกำหนดการตั้งค่ารีเลย์ที่เหมาะสมที่สุด ทดสอบในระบบ IEEE-33 bus และระบบ 40 บัสในพื้นที่ซึ่งโฮสต์ rESMdg ที่ใช้ SCIg และ pV หลายตำแหน่งในตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด

87. งานวิจัยของ Muhammad usama, Mahmoud Moghavvemi, Hazlie Mokhlis, nurulafiqah nadzirah Mansor, Haroon farooq, alireza pourdaryaei, “optimal protection Coordination Scheme for radial distribution network Considering on/off Mgrid”, IEEE access, Vol.9, pp.34921-34937, january 2021. [157]

งานวิจัยนี้เสนอแผนการป้องกันที่มีประสิทธิภาพ ซึ่งการตั้งค่าการประสานงานรีเลย์ได้รับการปรับให้เหมาะสมตามรูปแบบเครือข่าย โดยใช้อัลกอริทึมการปรับให้เหมาะสมแบบไฮบริดโดยอิงตาม Metaheuristic และ linear programming ที่มีความสามารถในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดและลดเวลาในการคำนวณ ประสิทธิภาพของเทคนิคที่นำเสนอได้รับการทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ผสานรวมกับไมโครกริด (Mg) ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นว่าเทคนิคที่เสนอนั้นลดเวลาการทำงานของรีเลย์ได้สำเร็จในขณะที่เป็นไปตามข้อกำหนดการประสานงานการป้องกันสำหรับโหมดการทำงานแบบไดนามิกของเครือข่าย

88. งานวิจัยของ Soumya das, olav bjarte fosso, giancarlo Marafioti, “a new reliability and Security oriented technique for optimal dg placement in a practical distribution network”, 2021 IEEE Madrid powertech, july 2021. [158]

งานวิจัยนี้เสนอการหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้งานได้จริงโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงความเสถียรของแรงดันไฟฟ้าด้วยจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 88 บัส ที่มีอยู่บนเกาะห่างไกลของนอร์เวย์ ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าด้วยการจัดวางและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมสามารลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจำหน่ายและสามารถปรับปรุงความเสถียรของแรงดันไฟฟ้า

89. งานวิจัยของ gopal krishan taneja, gaurav Modi, bhim Singh, ashu Verma, “Islanded Solar pV/bESM/dg Set for remote areas” 2020 IEEE 7th uttar pradesh Section International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (upCon), March 2021. [159]

งานวิจัยนี้เสนอระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ (bES) แบบบูรณาการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อลดการพึ่งพาชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวสำหรับการผลิตไฟฟ้า ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำงานเฉพาะเมื่อพลังงานแสงอาทิตย์และ bES ไม่สามารถจ่ายพลังงานให้กับโหลดได้ ทดสอบในโปรแกรม Matlab/Simulink

90. งานวิจัยของ diambomba Hyacinthe tungadio, yanxia Sun, “Management of load demand considering a dg working on islanded mode”, 2021 1st odisha International Conference on Electrical power Engineering, Communication and Computing technology (odICon), May 2021. [160]

งานวิจัยนี้เสนอการจัดการความต้องการโหลดของรุ่นที่เชื่อมต่อถึงกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ทำงานในโหมดระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระ แบบจำลองการจัดการโหลดที่เสนอได้คำนึงถึงพลังงานจากระบบจัดเก็บและข้อจำกัดการถ่ายโอนกระแสไฟฟ้าแบบผูกสายซึ่งใช้ทฤษฎีการควบคุมที่เหมาะสมที่สุด วิธีการที่เสนอจะพิจารณาโหลดสองประเภท วิกฤติและไม่สำคัญและการจัดการโหลดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อถึงกัน ทดสอบด้วยโปรแกรม Matlab

จากงานวิจัยที่มีผู้นำเสนอไว้ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้นแบ่งออกเป็น 3 ส่วนได้แก่ งานวิจัยแรงดันไฟฟ้าตก งานวิจัยกำลังไฟฟ้าสูญเสียและงานวิจัยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

1. งานวิจัยแรงดันไฟฟ้าตก จากงานวิจัยที่ผ่านมาได้มีผู้ศึกษาและวิเคราะห์แรงดังไฟฟ้าตก ได้แก่ ในปี 2012 [30] ได้มีการศึกษาการจัดวางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหมาะสมเพื่อปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าทดสอบกับระบบ 45 บัส ต่อมาในปี 2016 [33] ได้มี

การศึกษาวิธีการระบุตำแหน่งและปรับขนาดเพื่อปรับปรุงความเสถียรของแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้การเพิ่มประสิทธิภาพกลุ่มอนุภาค (pSo) ทดสอบด้วยโปรแกรม Matlab ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus และ 69 bus ต่อมาในปี 2017 [34] ได้มีการศึกษาความจุที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยใช้อัลกอริทึมการเพิ่มประสิทธิภาพกลุ่มอนุภาคเพื่อให้ได้ขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ ทดสอบกับระบบ IEEE30 bus และระบบ IEEE118 bus ต่อมาในปี 2018 [39] ได้มีการศึกษาวิธีการใหม่ในการกำหนดขนาดระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ที่เหมาะสมที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า ทดสอบในระบบ 60 บัส

2. งานวิจัยกำลังไฟฟ้าสูญเสีย จากงานวิจัยที่ผ่านมาได้มีผู้ศึกษาและวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ได้แก่ ในปี 2011 [47] ได้มีการศึกษาอัลกอริทึมการวิเคราะห์ตำแหน่งที่เหมาะสมของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ต่อมาในปี 2017 [64] ได้มีการศึกษาแนวทางใหม่เพื่อค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า วัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและการเพิ่มประสิทธิภาพแรงดันไฟฟ้า โดยใช้วิธีการ power Voltage Sensitivity Constant (pVSC) ทดสอบในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 บัส และระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริง 130 บัส ของจามาวารามการห์ เมืองชัยปุระ ต่อมาในปี 2020 [68] มีการศึกษาวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพกลุ่มอนุภาค (CpSo) แบบผสมผสานสำหรับการรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบหลายประเภทที่เหมาะสมที่สุดและการกำหนดค่าเครือข่ายใหม่ วัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอยู่ในช่วง 20%-50% ของโหลดระบบทั้งหมด ทดสอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า IEEE 33 bus

3. งานวิจัยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จากงานวิจัยที่ผ่านมาได้มีผู้ศึกษาการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ได้แก่ ในปี 2012 [81] มีการศึกษาการกำหนดขนาดของในการก่อสร้าง Smart grid ที่เหมาะสมที่สุดได้รับการกำหนดและทำให้เป็นมาตรฐานตำแหน่งของต่อมาในปี 2018 [111] ได้มีการศึกษาการค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยอัลกอริทึม jaya วัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของ ทดสอบในระบบ IEEE 33

bus และ IEEE 69 bus ต่อมาในปี 2021 [153] ได้มีการศึกษาออกแบบและพัฒนาระบบการเชื่อมต่อกับกริดเซลล์แสงอาทิตย์แบบสมบูรณ์โดยใช้ซอฟต์แวร์ LabVIEw แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับกริดโฟโตโวลตาอิกแบบสามเฟสถูกสร้างขึ้นโดยใช้ StarSim Editor

จากงานวิจัยที่กล่าวมาส่วนใหญ่เป็นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและการหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอีกทั้งการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag/dip) ยังคงมีน้อย

ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จึงเสนอการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์วิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยอัลกอริทึมนิวตันราฟสัน (newtonMaphson algorithm) ร่วมกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ กรณีศึกษาการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้เทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวร่วมกับแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส (distribution System 33 bus) และกรณีศึกษาการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าตกและแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้เทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวร่วมกับแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส (distribution System 69 bus)

บทที่ 3
วิธีการวิจัย

3.1 บทนำ

ในงานวิจัยการศึกษาการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ ผู้วิจัยได้ทำการทดสอบ โดยมีรายละเอียดและลำดับหัวข้อดังนี้

- กรณีศึกษาการปรับปรุงการประยุกต์ใช้โปรไฟล์แรงดันไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

- กรณีศึกษาการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

- กรณีศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

Mกรณีศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอน

3.2 กรณีศึกษาการปรับปรุงการประยุกต์ใช้โปรไฟล์แรงดันไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

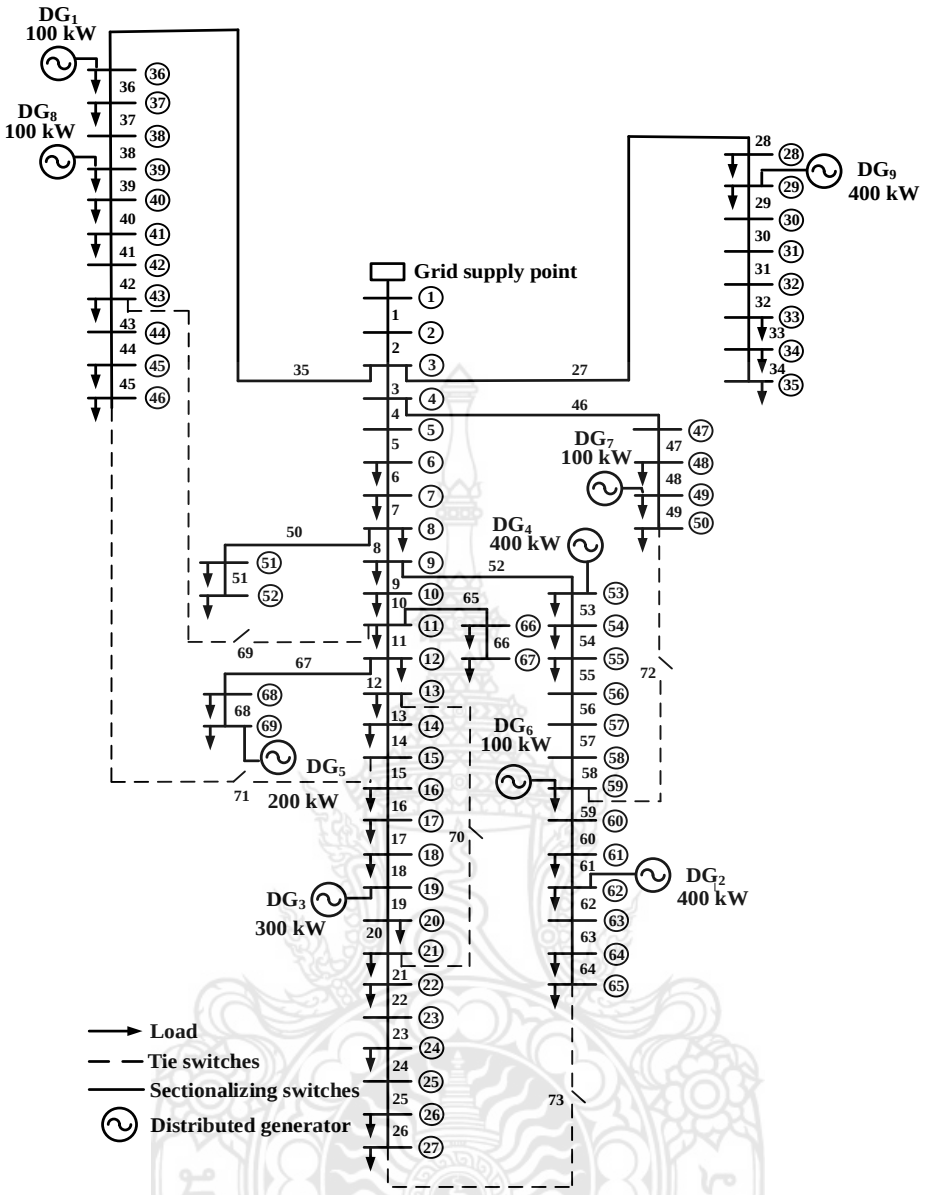
การศึกษาปรับปรุงโปรไฟล์แรงดันไฟฟ้าโดยใช้ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส แสดงดังภาพที่ 3.1 พร้อมติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 9 เครื่อง ติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตไฟฟ้าขนาด 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400, 200 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 1,000 เมกกะวัตต์ (Mw) ระบบฐานและแรงดันไฟฟ้าฐาน คือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV)

สวิตช์หมายเลข 1-68 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 69-73 เป็นสวิตช์แบบไทล์ (ปกติเปิด) โหลดรวมสำหรับระบบทดสอบนี้ คือ 3,801.89 กิโลวัตต์ (kw) และ 2,694.10 กิโลวาร์ (kVar) แรงดันไฟฟ้าของบัสทั้งหมดที่ตั้งไว้ 0.95 และ 1.05 เปอร์ยูนิต (p.u.) การทดสอบมี 3 กรณีดังนี้

กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

กรณีที่ 2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 5 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

กรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 9 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



ภาพที่ 3.1 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส

3.3 กรณีศึกษาการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การศึกษาปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส แสดงดังภาพที่ 3.2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 10, 14, 18, 19, 23, 26, 29, 30 และ 33 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 1,000 กิโลวัตต์ (kw) ฐานระบบ 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และแรงดันฐาน คือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV)

สวิตช์หมายเลข 1-32 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 33-37 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) โหลดทั้งหมดสำหรับระบบทดสอบนี้คือ 1,718.37 กิโลวัตต์ (kw) และ

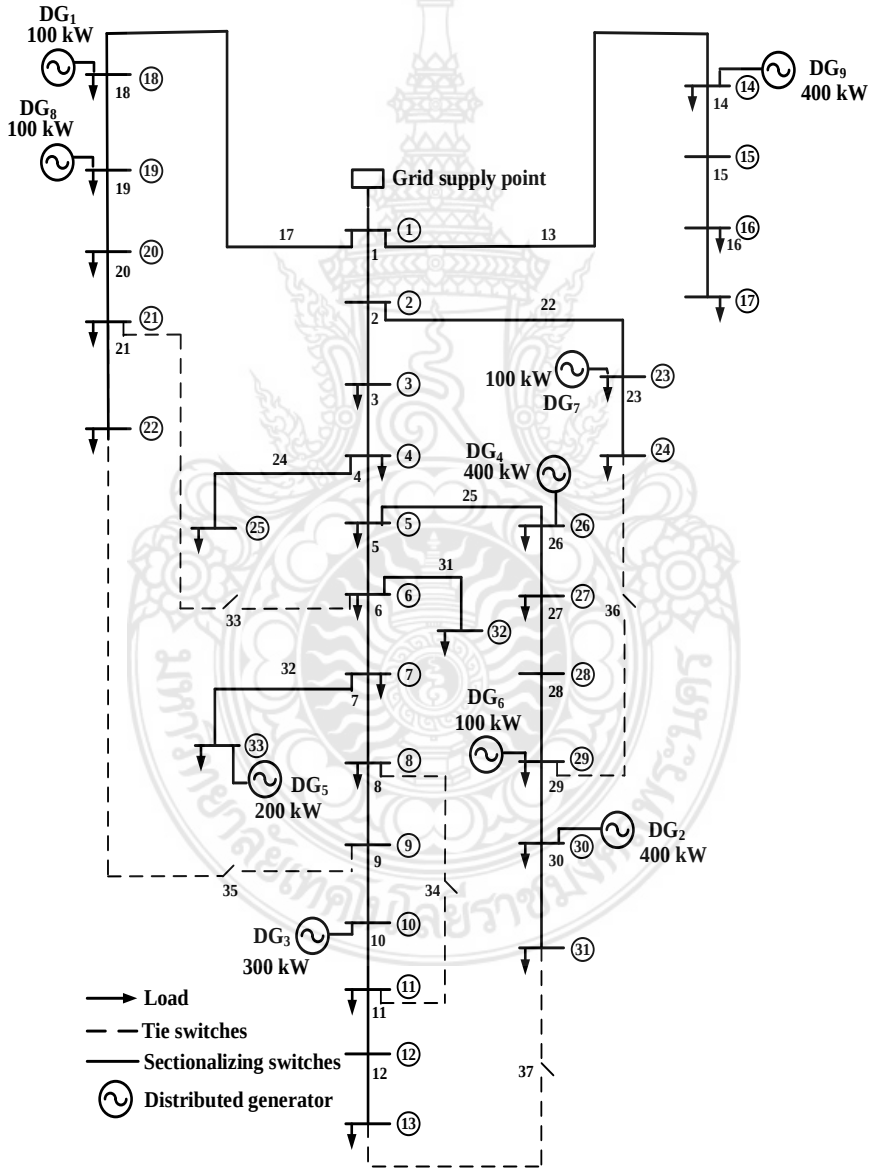
1,226.90 กิโลวาร์ (kVar) แรงดันไฟฟ้าของบัสทั้งหมดตั้งไว้ที่ 0.95 และ 1.05 เปอร์ยูนิต (p.u.) การทดสอบสอบมี 4 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีนี้แสดงถึงกรณีพื้นฐาน

กรณีที่ 2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบ จำนวน 3 เครื่อง กำลังการผลิตที่ 300 กิโลวัตต์ (kw)

กรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบ จำนวน 6 เครื่อง กำลังการผลิตที่ 600 กิโลวัตต์ (kw)

กรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบ จำนวน 9 เครื่อง กำลังการผลิตที่ 1000 กิโลวัตต์ (kw)



ภาพที่ 3.2 ไดอะแกรมเส้นเดียวของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส

3.T กรณีศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage sag)

กรณีที่ 1 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

I. กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม)

II. เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส

III. เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2)

กรณีที่ 2 ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

I. กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม)

II. เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส

III. เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2)

กรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1)

I. กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม)

II. เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส

III. เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2)

กรณีที่ 4 ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1)

I. กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม)

II. เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส

III. เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2)

ตารางที่ 3.1 ตำแหน่งของบัสที่ติดตั้งและปริมาณกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ติดตั้งที่บัส	19	29	36	39	49	53	59	62	69
ปริมาณกำลังการผลิตฯ PV (kw)	300	400	100	100	100	400	100	400	200

ตารางที่ 3.2 ตำแหน่งของบัสโหลดที่ติดตั้งและปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่บัสโหลดบางบัส

ติดตั้งที่บัสโหลด	11	12	16	17	18	21	24	26	27	28	29
ปริมาณโหลดที่บัสโหลด (ร้อยละ)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

3.5 กรณีศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอน

กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

I. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

II. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

III. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

กรณีที่ 2 เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส

I. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

II. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

III. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

กรณีที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสที่โหลดบัสทุกบัส

I. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

II. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

III. ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด)

บทที่ 4

ผลการทดสอบและอภิปรายผล

4.1 บทนำ

ในงานวิจัยการศึกษาการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ ผู้วิจัยได้ทำการทดสอบโดยมีรายละเอียดและลำดับหัวข้อดังนี้

Mเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

Mแรงดันไฟฟ้าตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Mแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ชนิดโฟโตโวตาอิก

Mแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Mกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

- ผลการทดสอบการปรับปรุงการประยุกต์ใช้โปรไฟล์แรงดันไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

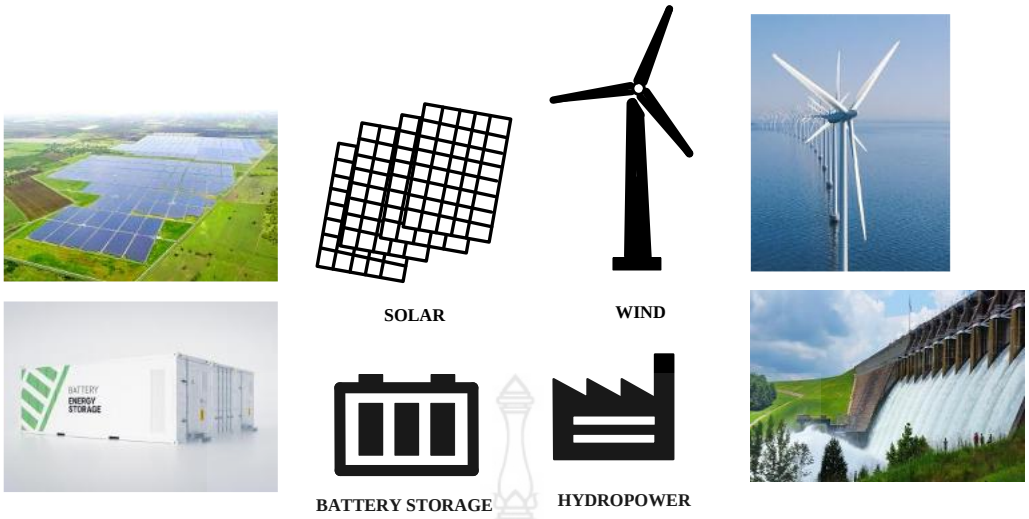
- ผลการทดสอบการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

- ผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

Mผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอน

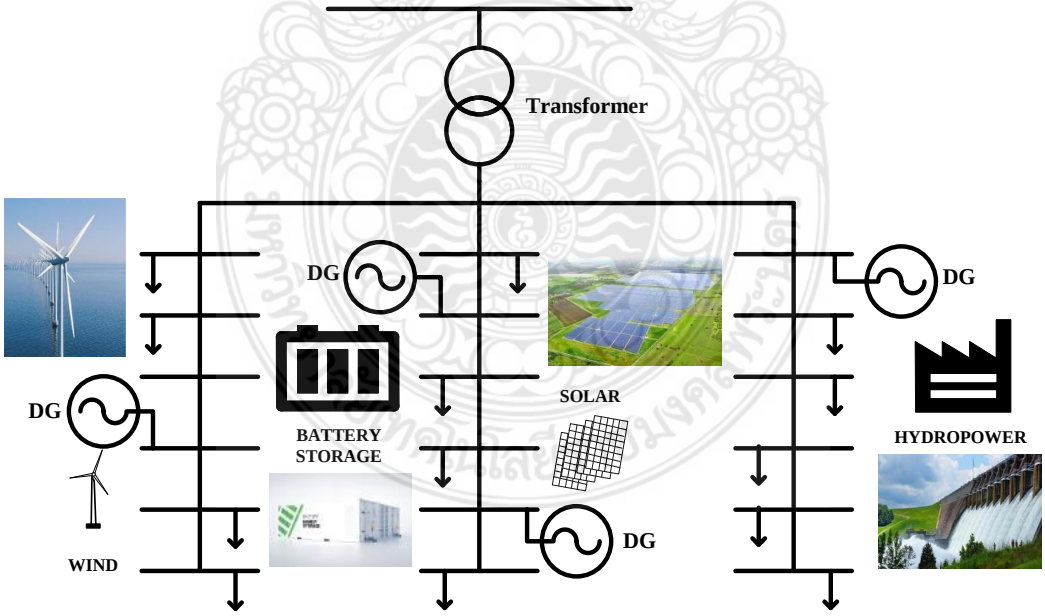
4.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นแนวทางที่ใช้กับเทคโนโลยีขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้าให้กับผู้ใช้พลังงานที่อยู่ใกล้แนวปลายสายส่ง เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบแยกส่วน (และบางครั้งเป็นพลังงานหมุนเวียน) สามารถใช้ประโยชน์ได้หลายประการ ตัวอย่าง เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ พลังงานจากเซลล์เชื้อเพลิง พลังงานจากไฮโดรเจน และพลังงานก๊าซชีวภาพแสดงดังภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

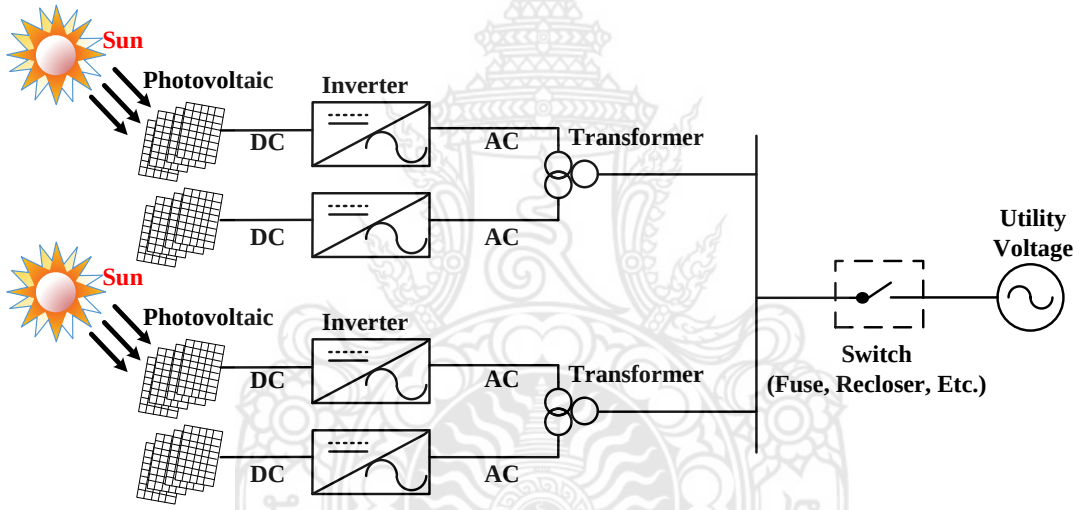
การจัดวางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขทางเทคนิค สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยทดลองกับแบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส [163] เพื่อหาคำตอบด้วยเทคนิคที่นำเสนอการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการติดตั้งระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแสดงดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 การติดตั้งระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

กำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นดัชนีที่สำคัญสำหรับการประเมินทางเทคนิคในการระบุตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (pVMdg) กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดที่ระดับโหลดแต่ละระดับหลังการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เป็นองค์ประกอบหลักในฟังก์ชันนี้ โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้น้อยที่สุด หลังจากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยมีการวางแผนจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่จำนวนหนึ่งสำหรับการจัดวาง สำหรับพื้นที่ในการค้นหาของบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (pVMdg) ซึ่งจะมีขนาดใหญ่มาก [164]

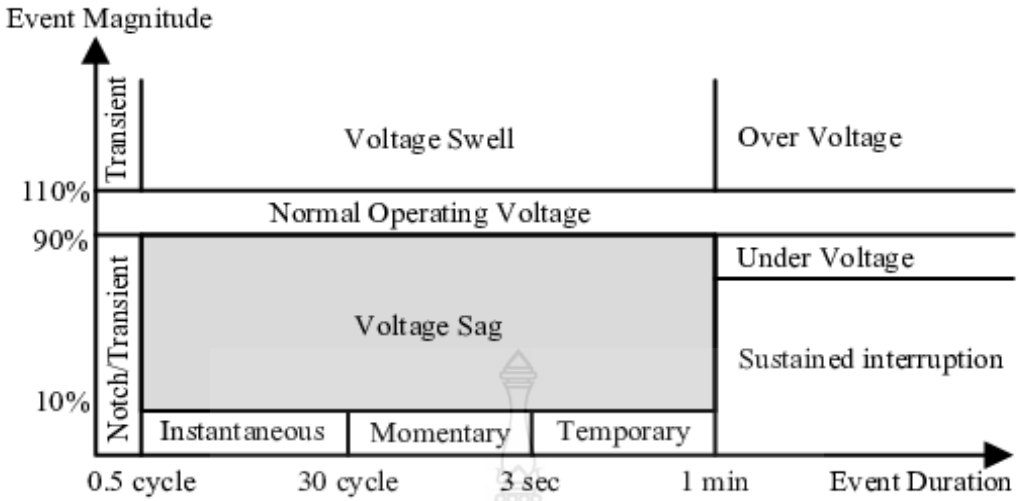
ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงนำเสนอการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 4.3 ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์การปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



ภาพที่ 4.3 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

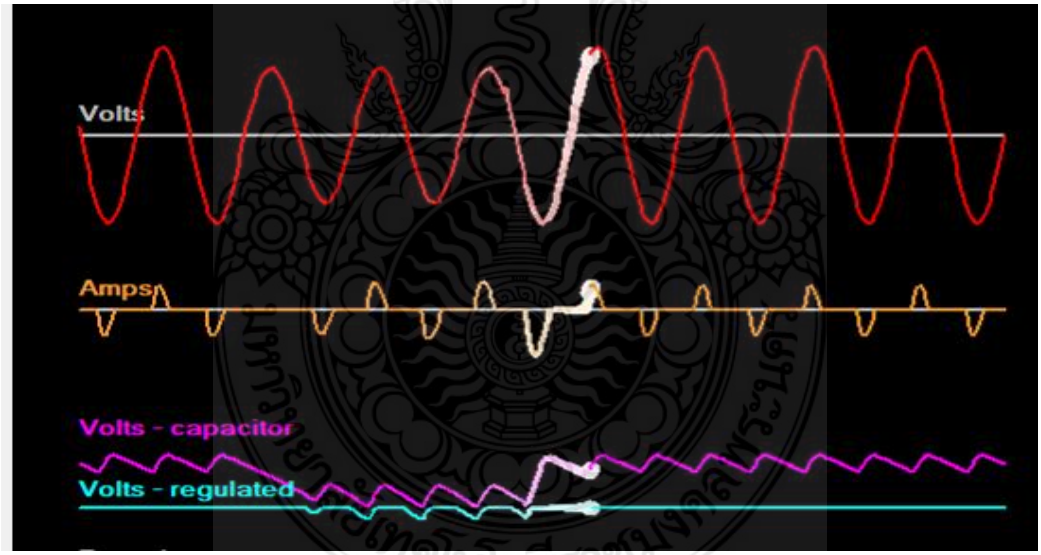
4.3 แรงดันไฟฟ้าตกในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

แรงดันไฟฟ้าตกถูกกำหนดเป็นการลดแรงดัน rms ระหว่าง 10-90% ซึ่งดำเนินต่อไปจากครึ่งรอบเป็นหนึ่งนาทีแรงดันไฟฟ้าตก/เกินตามมาตรฐาน IEEE แสดงดังภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 แรงดันไฟฟ้าตก/เกินตามมาตรฐาน IEEE

แรงดันไฟฟ้าตกส่วนใหญ่เกิดจากการลัดวงจรกับกราวด์เฟสเดียว การสตาร์ทด้วยมอเตอร์กำลังสูง สามารถส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าตกได้แสดงดังภาพที่ 4.5



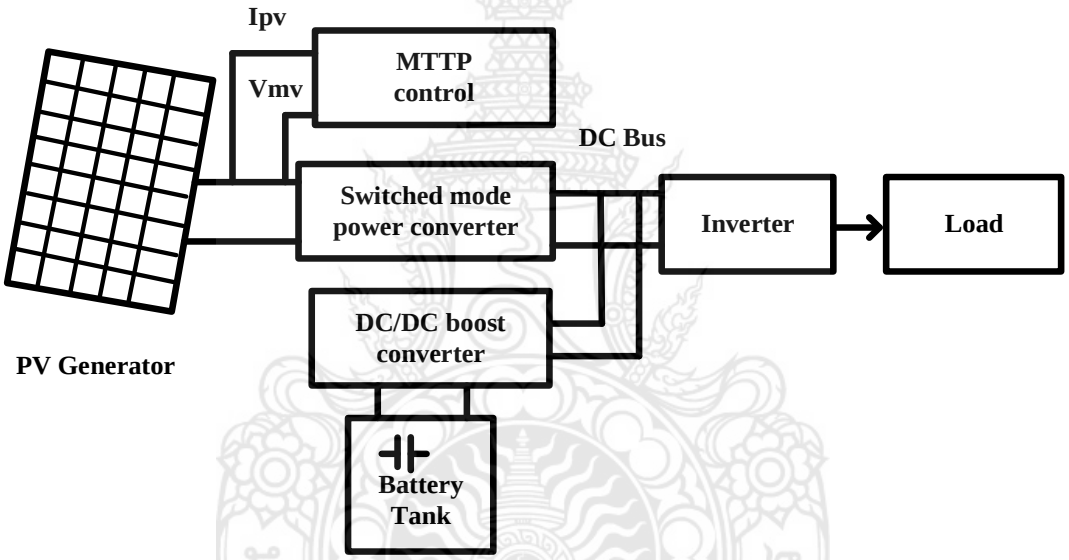
ภาพที่ 4.5 แรงดันไฟฟ้าตก

ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดที่ส่วนปลายสายของผู้บริโภคกำหนดไว้ในกฎข้อบังคับปี 1956 ทั้งแรงดันไฟฟ้าตกและกำลังไฟฟ้าสูญเสียขึ้นอยู่กับอิมพีแดนซ์ของสายเช่นเดียวกับโหลด โดยทั่วไปแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมสายต่ำและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายเป็นสิ่งที่พึงปรารถนา และขนาดตัวนำที่ใหญ่ขึ้นก็สามารถนำมาใช้เพื่อจุดประสงค์นั้นได้ อย่างไรก็ตาม การใช้ตัวนำที่สูงกว่าขนาดที่กำหนดจะทำให้ผลตอบสนองลดลงใน

ส่วนของแรงดันไฟฟ้าตกและกำลังไฟฟ้าสูญเสีย อิมพีแดนซ์ (Z] r + jX) ไม่ลดลงมากเมื่อ r มีขนาดเล็กอยู่แล้ว และการลดค่ารีแอกแตนซ์ X เป็นฟังก์ชันระยะห่างตัวนำ ซึ่งไม่เปลี่ยนแปลงตามขนาดตัวนำ ดังนั้น สำหรับการโหลดควรใช้ขนาดตัวนำที่เหมาะสมที่สุด

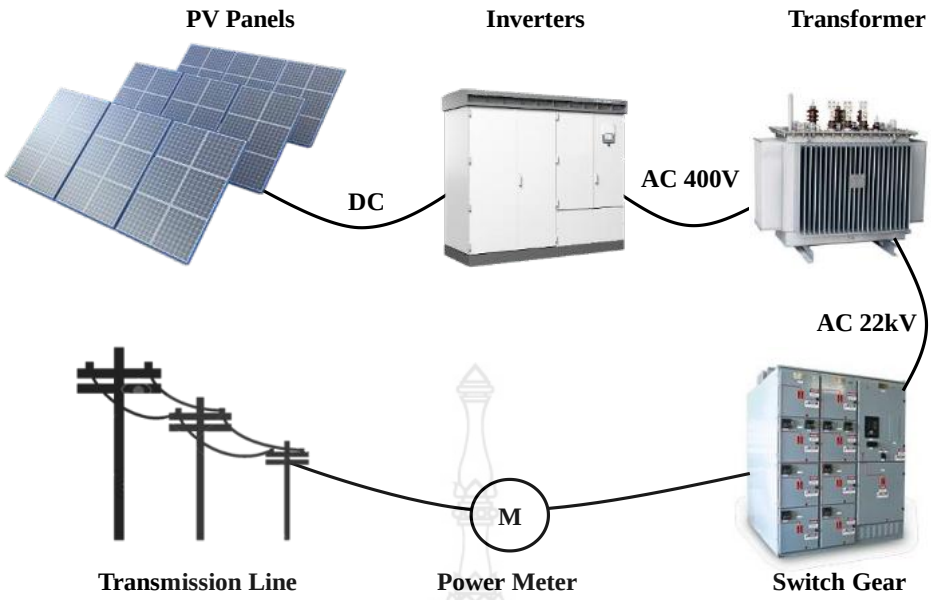
4.4 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ชนิดโฟโตโวตาอิก

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (pV) ใช้พลังงานหมุนเวียนที่เป็นธรรมชาติ ปลอดภัย และยั่งยืน พลังงานแสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ที่แปลงแสงแดดเป็นไฟฟ้าโดยใช้ความเข้มของแสงอาทิตย์ ระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (ฟาร์ม) จำนวนมากเชื่อมต่อกับกริดทุกที่ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศที่พัฒนาแล้ว [165] แผนผังของระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.6 แผนผังของระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รวมถึงระบบอาร์เรย์ ประกอบด้วยแผงโซลาร์เซลล์ตั้งแต่สองแผงขึ้นไปที่แปลงแสงจากดวงอาทิตย์เป็นไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานที่ไม่ธรรมดา สามารถใช้กับระบบกู้คืนแรงดันไฟฟ้าแบบไดนามิก (dVr) สำหรับการจัดเก็บพลังงาน ระบบนี้จะจ่ายพลังงานให้กับแหล่งจ่ายกระแสตรงซึ่งทำหน้าที่โดยระบบอินเวอร์เตอร์เพื่อแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับสำหรับการใช้งานกับระบบไดนามิกต่อไประบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แสดงในภาพที่ 4.7 [166]



ภาพที่ 4.7 ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

4.5 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากภาพที่ 4.4 แสดงมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าตก/เกินตามมาตรฐาน IEEE มาตรฐานนี้แสดงคำจำกัดความและตารางแรงดันไฟฟ้าตก/เกิน ตามประเภท (ทันทีทันใด ชั่วขณะ ชั่วคราว) ระยะเวลาปกติและขนาดทั่วไป พลังงานในระบบสาธารณูปโภคสำหรับที่พักอาศัยทั่วไปหลังจากแรงดันไฟฟ้าตก/เกินจะอยู่ในช่วง +/-5% จากค่าแรงดันไฟฟ้ามาตรฐาน (1.0 p.u.) [167]

$$Sag(\%) = \frac{V_{pre\_sag} - V_{sag}}{V_{pre\_sag}} \tag{4.1}$$

$$Swell(\%) = \frac{V_{pre\_swell} - V_{swell}}{V_{pre\_swell}} \tag{4.2}$$

การคำนวณแรงดันไฟฟ้าตก (Voltage drop : Vd) มี 2 วิธี

$$Maximum\ demand = \frac{Sum\ of\ kVA\ rating\ of\ distribution\ transformers}{Diversity\ factor} \tag{4.3}$$

$$\% \ VD = \frac{VD \ per \ km.kVA \times (total \ km.kVA)}{Diversity \ factor} \tag{4.4}$$

$$Demand \ factor = \frac{1.732 \times kV \times maximum \ demand}{Sum \ of \ kVA \ rating \ of \ distribution \ transformers} \tag{4.5}$$

$$\% \ VD = VD \ per \ km.kVA \times (total \ km.kVA) \times demand \ factor \tag{4.6}$$

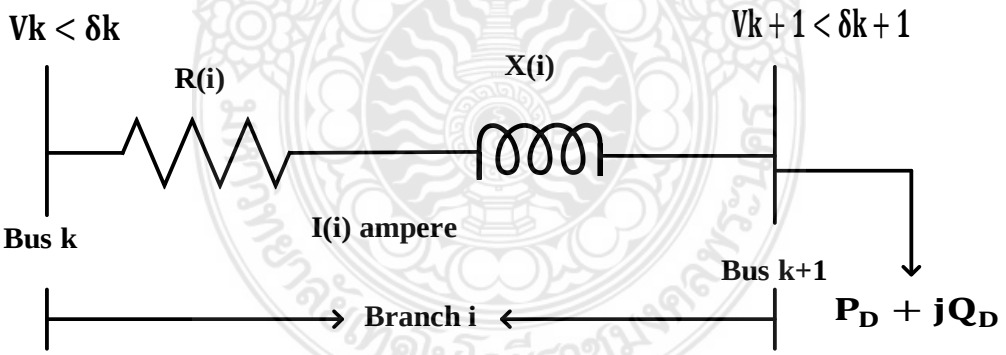
เมื่อพิจารณาค่าพลังงานคงที่ คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สามารถคำนวณได้ด้วยสมการ (4.7)

$$Q_G = P_G \tan(\cos^{-1}(pf_G)) \tag{4.7}$$

โดยที่ pf_G คือ ตัวประกอบกำลังที่ระบุไว้ในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากนั้นเชื่อมโยงกระแสสุทธิที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

การวิเคราะห์การไหลของโหลดในระบบจำหน่ายแบบกระจายตัวได้รับการแก้ไขโดยใช้วิธีการไหลของโหลดทั้งไปข้างหน้าและย้อนหลัง [168-169]

ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 2 บัส แสดงดังภาพที่ 4.8



ภาพที่ 4.8 ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 2 บัส

จากภาพที่ 4.8 แสดงระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 2 บัส k และ $k+1$ เชื่อมต่อผ่านสาขา i ความต้านทานและปฏิกิริยาของสาขา i แสดงโดย R_i และ X_i ตามลำดับ ในขณะที่ $I(i)$ คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสาขา i กำลังไฟฟ้าสูญเสียข้ามสาขา i สามารถคำนวณได้จากสมการ (4.8)-(4.9)

$$P_{loss(i)} = R_{(i)} \cdot \frac{P^2{}_{k+1} - Q^2{}_{n+1}}{\left|V_{k+1}\right|^2} \tag{4.8}$$

$$Q_{loss(i)} = X_{(i)} \cdot \frac{P^2{}_{k+1} + Q^2{}_{n+1}}{\left|V_{k+1}\right|^2} \tag{4.9}$$

โดยที่ $P_{loss(i)}$ และ $Q_{loss(i)}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและรีแอกทีฟทั่วทั้งสาขา i กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถคำนวณได้โดยการรวมกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงและรีแอกทีฟของสาขาทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดสามารถคำนวณได้โดยสมการที่ (4.10)

$$P_{loss\_total} = \sum_{t=1}^{no.of\_branches} P_{loss(i)} + Q_{loss(i)} \tag{4.10}$$

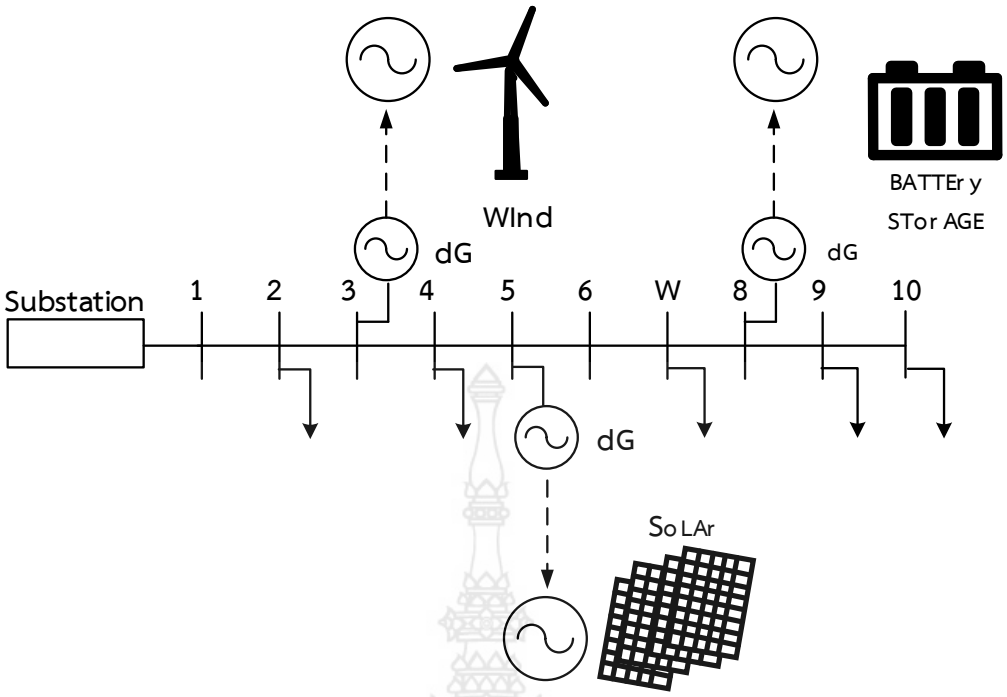
4.6 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการวิเคราะห์การเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถระบุดังสมการที่ 4.11

$$S_L = P_L + jQ_L \tag{4.11}$$

โดยที่ P_L คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และ Q_L คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลด

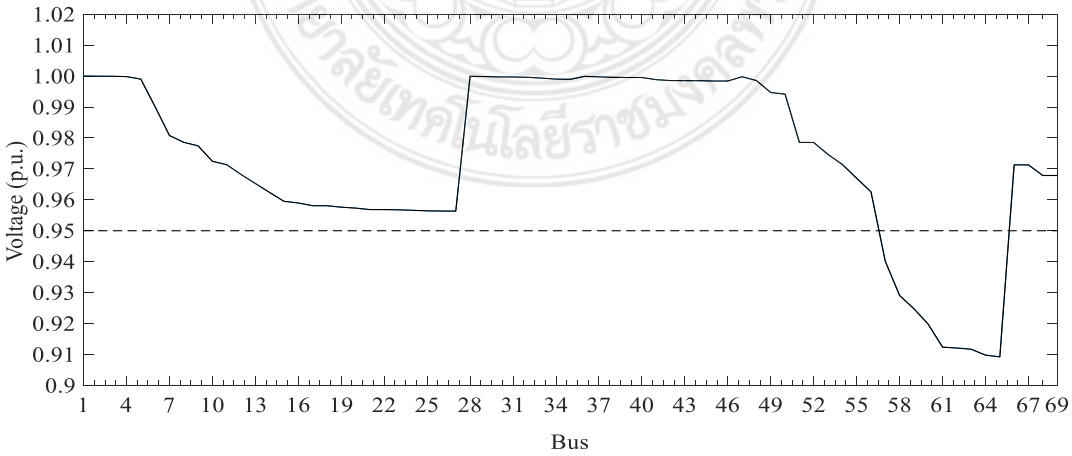
การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับการเข้าถึงระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ทิศทางการไหลของพลังงานส่วนใหญ่จะเป็นทางด้านเครือข่ายมากกว่าทางด้านโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเดิมที่ไม่มีการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กระแสที่ไหลเข้าสู่ทางด้านโหลดมีระยะห่างระหว่างสถานีย่อยและด้านโหลด กระแสไฟฟ้าที่ไหลจากสถานีย่อย คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระยะห่างระหว่างสถานีย่อยกับพลังงานจากระบบไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และระยะห่างระหว่างพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์กับด้านโหลด [151] รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แสดงดังภาพที่ 4.9



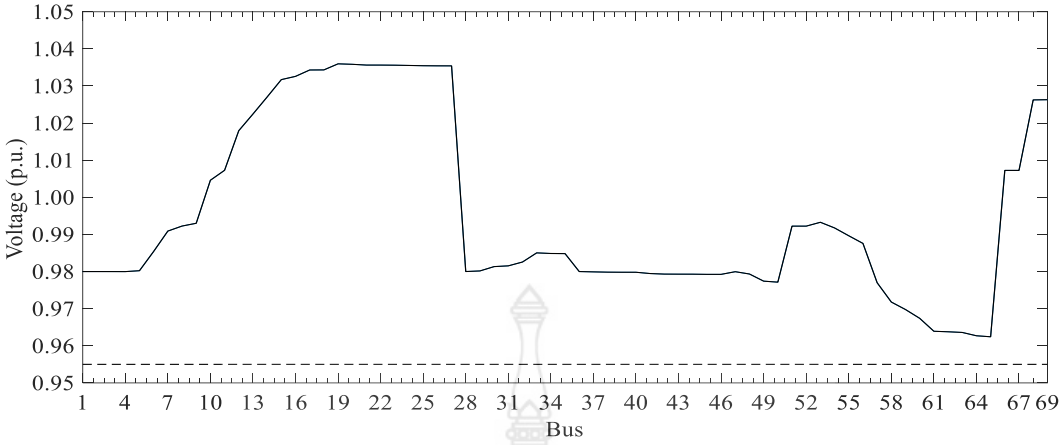
ภาพที่ 4.9 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

4.7 ผลการทดสอบการปรับปรุงการประยุกต์ใช้โปรไฟล์แรงดันไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

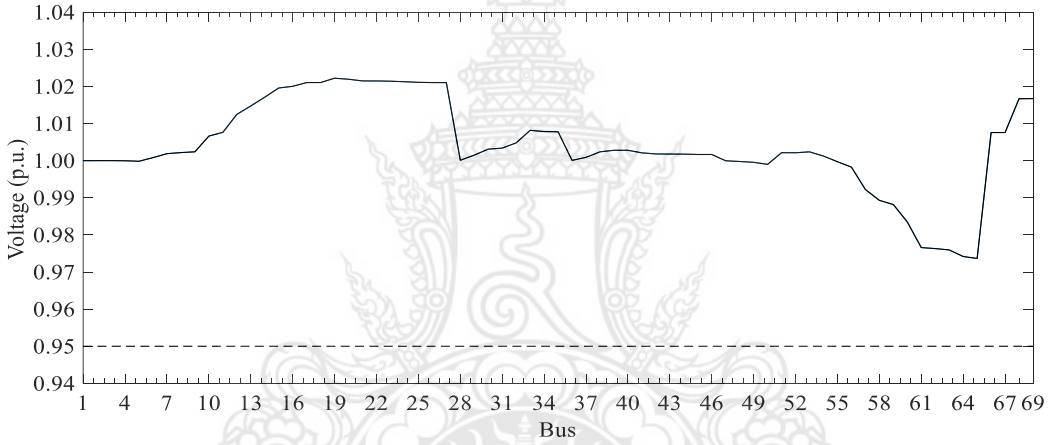
ผลลัพธ์ทั้ง 3 กรณีแสดงดังภาพที่ 4.10, 4.11 และ 4.12 แรงดันไฟฟ้าของบัสทั้งหมดสำหรับกรณีที่ 1, 2 และ 3 ดังแสดงให้เห็นแรงดันไฟฟ้าของบัสได้รับการปรับปรุงเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว



ภาพที่ 4.10 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



ภาพที่ 4.11 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 5 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



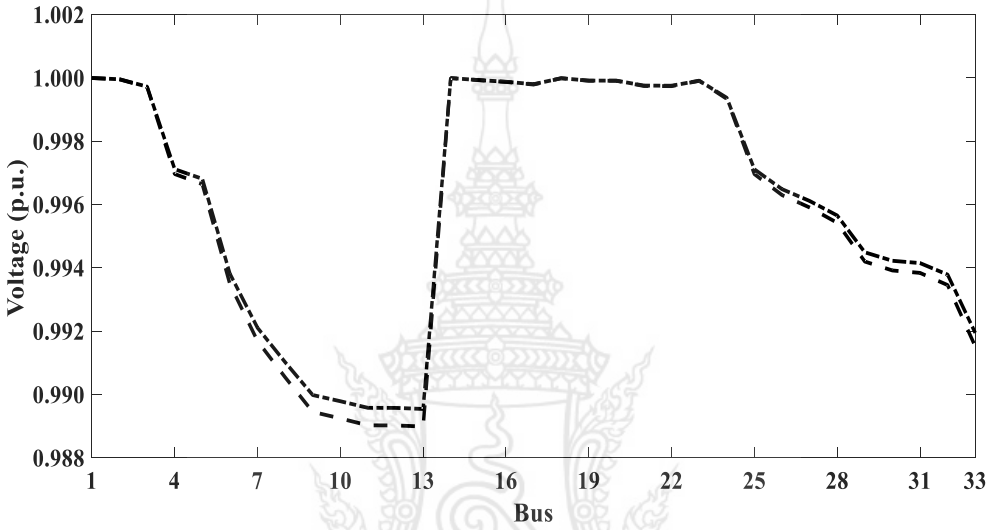
ภาพที่ 4.12 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 9 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

สรุปผล

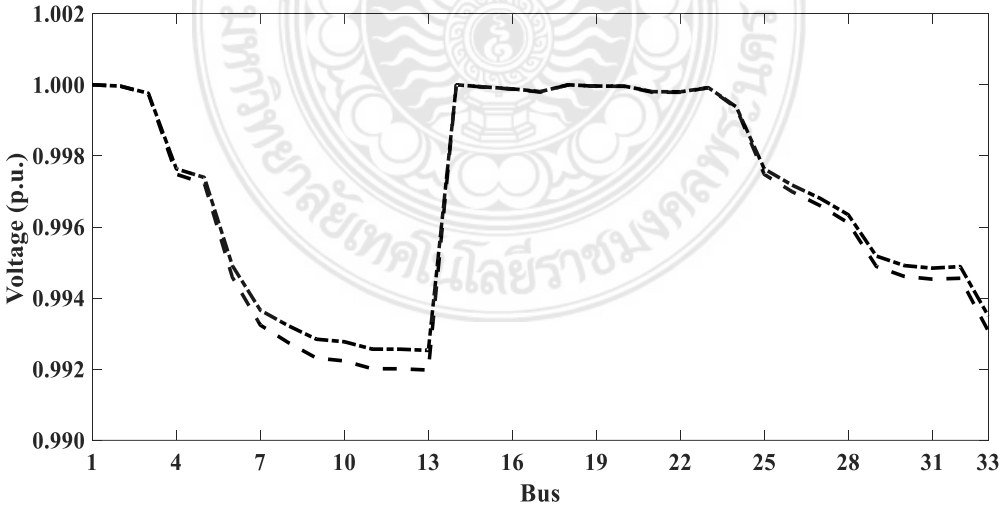
การทดสอบนี้นำเสนอการปรับปรุงการประยุกต์ใช้โปรไฟล์แรงดันไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำการทดสอบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส ซึ่งได้ดำเนินการ 3 กรณี ดังนี้ กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 5 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 9 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า พบว่ากรณีที่ 1 ไม่สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ แต่กรณีที่ 2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 5 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและกรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 9 บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

4.8 ผลการทดสอบการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลลัพธ์ที่เป็นตัวเลขสำหรับทั้ง 4 กรณีแสดงดังตารางที่ 4.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดสำหรับกรณีที่ 1, 2, 3 และ 4 การสูญเสียพลังงานจะดีขึ้นดังแสดงให้เห็นได้ชัดเจนในกรณีที่ 4 มีกำลังการผลิตที่ 1,000 กิโลวัตต์ (kw) ผลลัพธ์ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 1 และ 3 แสดงดังภาพที่ 4.13 และภาพที่ 4.14



ภาพที่ 4.13 ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



ภาพที่ 4.14 ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากภาพที่ 4.13 ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีนี้แสดงถึงกรณีพื้นฐาน กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด 13.2316 กิโลวัตต์ (kw) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ และภาพที่ 4.14 ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 600 กิโลวัตต์ (kw) กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม 9.5910 กิโลวัตต์ (kw) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าลงได้

ตารางที่ 4.1 รายงานผลการทดสอบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ร่วมกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

Case	Vmin (p.u.)	PV at bus	Capacity of dG	Total Power Loss (kW)
1	0.95	M	M	13.2316
2	0.95	10, 14, 18	300	10.4515
3	0.95	10, 14, 18, 19, 23, 26	600	9.5910
4	0.95	10, 14, 18, 19, 23, 26, 29, 30, 33	1000	5.6347

ตารางที่ 4.2 บัสและกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัสทดสอบ

Bus	10	14	18	19	23	26	29	30	33
Capacity of PV (kW)	100	100	100	100	100	100	100	100	200

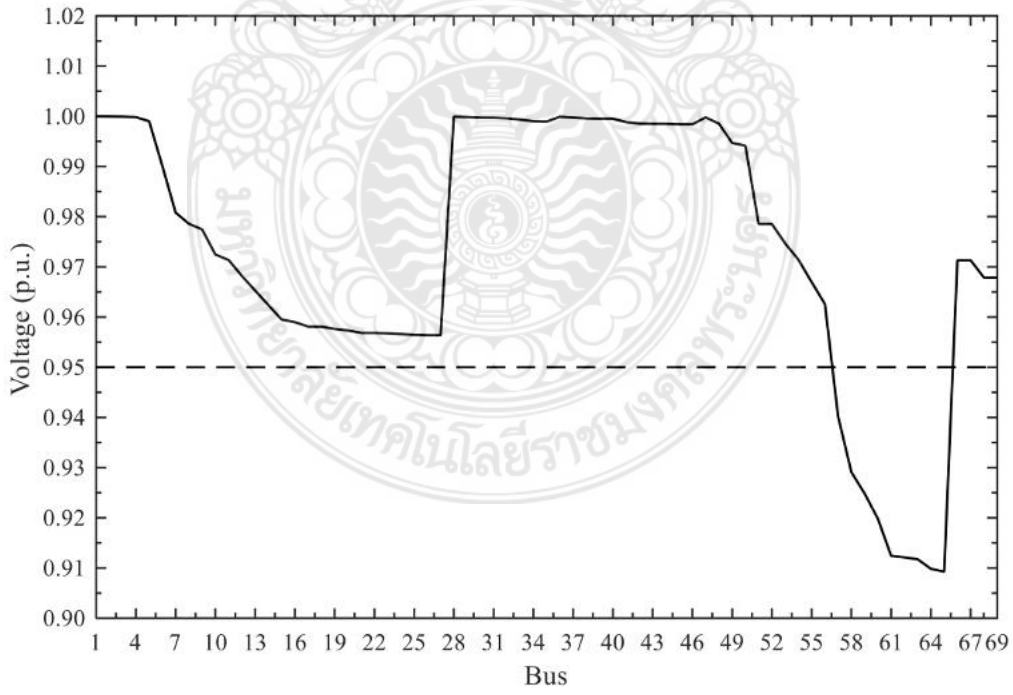
สรุปผล

การทดสอบนี้นำเสนอการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทดสอบด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส ซึ่งได้ดำเนินการมาแล้ว 4 กรณี ดังนี้ กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กรณีที่ 2, 3 และ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 3, 6 และ 9 เครื่อง ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับ พบว่ากรณีที่ 1 หากไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สามารถปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ แต่กรณีที่ 2 และ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 3 และ 6 เครื่อง ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตามลำดับและกรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 9 เครื่อง ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

4.9 ผลการทดสอบการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

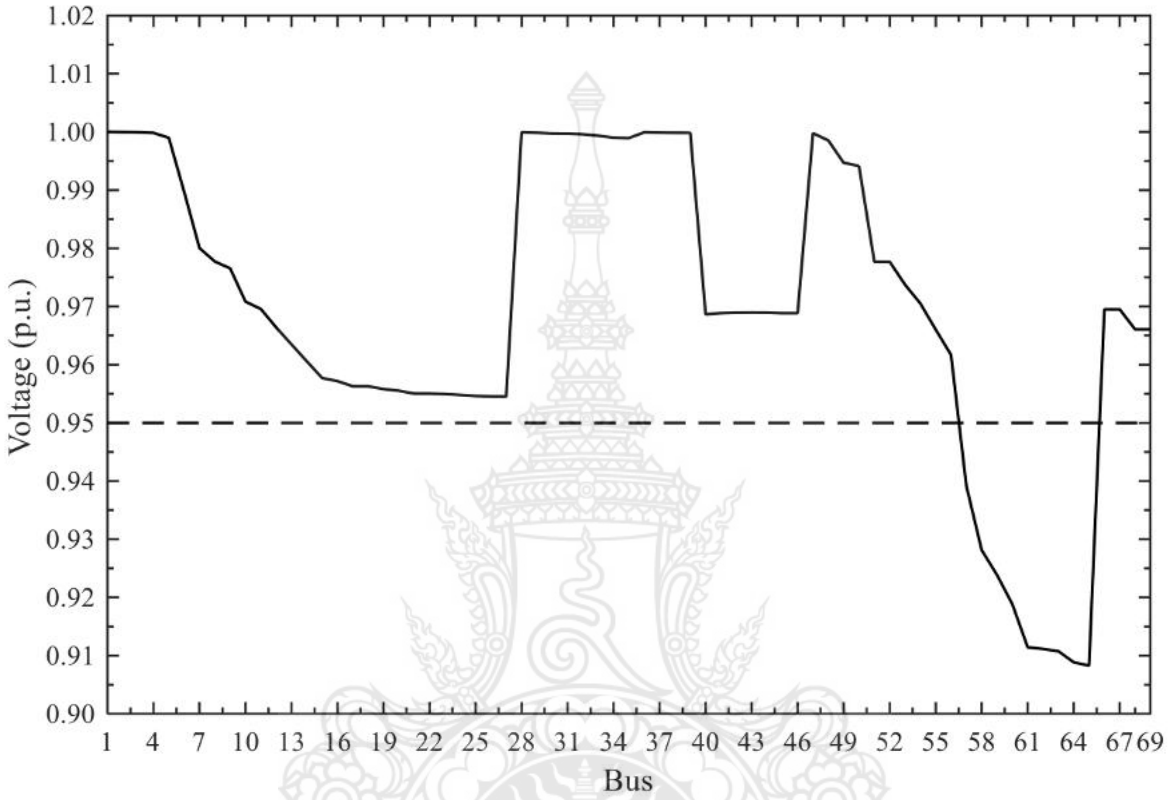
ตารางที่ 4.3 ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

กรณี	การจำลองสถานการณ์ในการศึกษา	ระดับของโหลด (Load Level)								
		กรณีพื้นฐาน			กรณีการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ทุกบัส			กรณีการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 บางบัส		
		Vmin (p.u.)	Power Loss (kW)	Vsag (%)	Vmin (p.u.)	Power Loss (kW)	Vsag (%)	Vmin (p.u.)	Power Loss (kW)	Vsag (%)
1	กรณีพื้นฐาน	0.9093	224.6392	4.284	0.9042	250.3484	4.821	0.9069	250.2329	4.536
2	กำหนดสวิตช์	0.9083	232.4750	4.389	0.9031	259.0892	4.936	0.9060	259.2881	4.631
3	ติดตั้งฯ dg	0.9348	127.2097	1.600	0.9300	144.7903	2.105	0.9326	142.1365	1.831
4	กำหนดสวิตช์และติดตั้งฯ dg	0.9338	132.0253	1.705	0.9290	150.2882	2.210	0.9316	148.0664	1.936



ภาพที่ 4.15 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

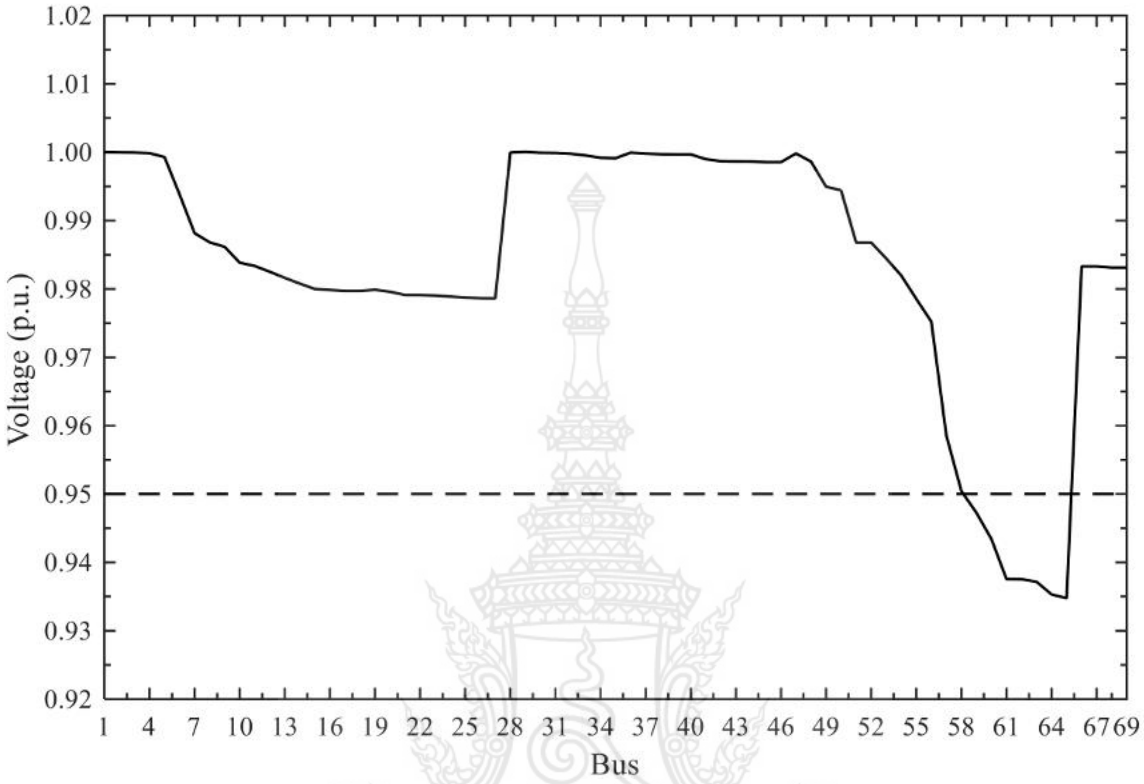
จากภาพที่ 4.15 เป็นกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ปกติหรือเดิม) จากการศึกษาพบว่า แรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ซึ่งลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9093 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 224.6392 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.284



ภาพที่ 4.16 ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ร่วมกับกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

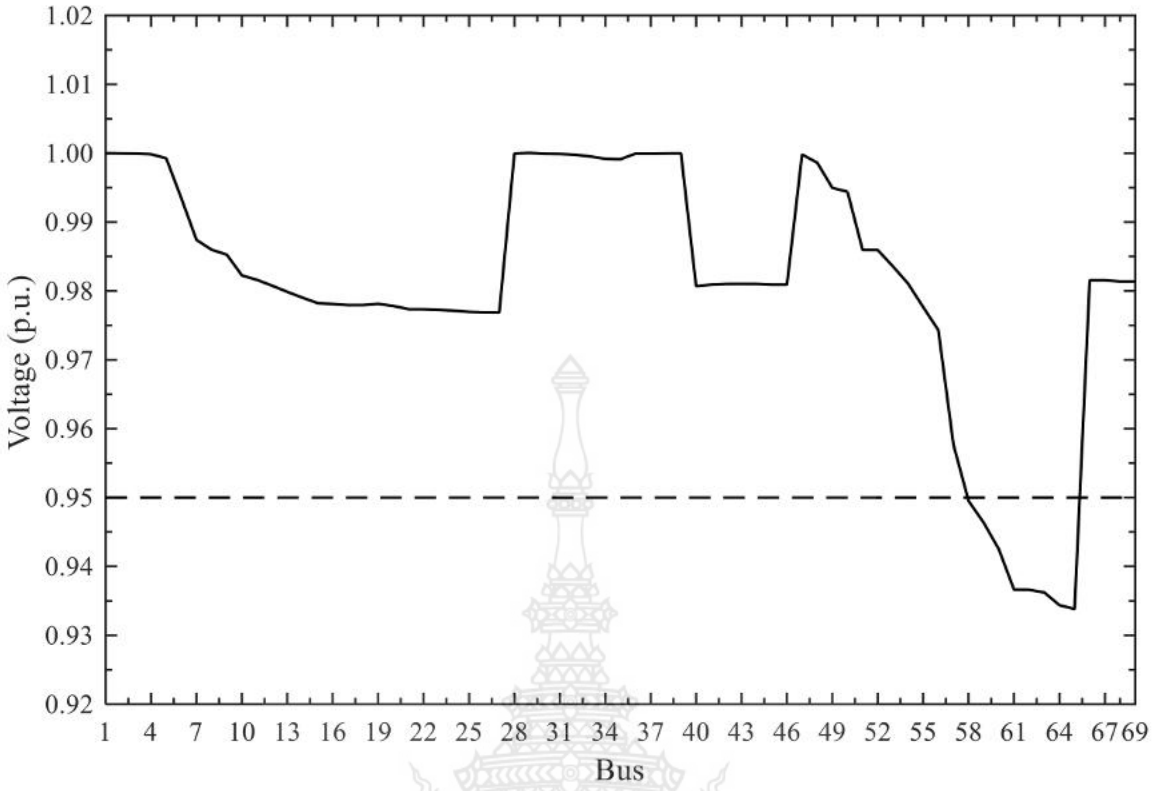
จากภาพที่ 4.16 การปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ร่วมกับกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ปกติหรือเดิม) และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์ดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า

0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9083 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 232.4750 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.389



ภาพที่ 4.17 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) ร่วมกับกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

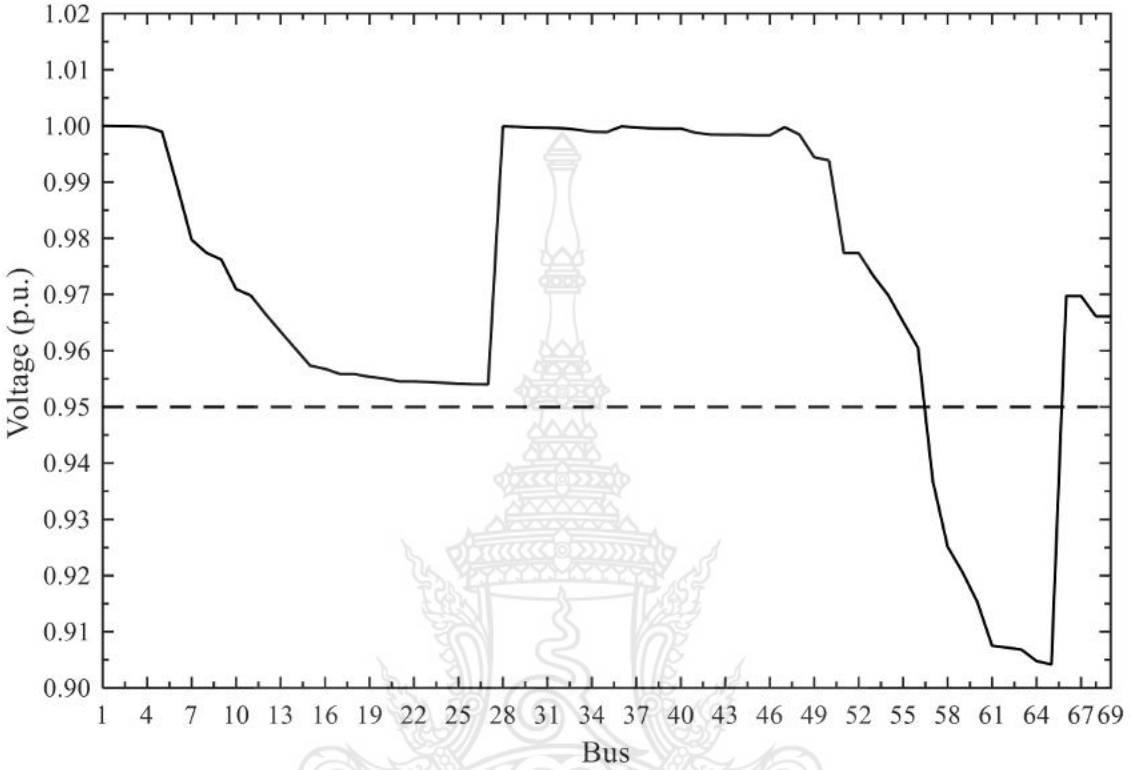
จากภาพที่ 4.17 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) ร่วมกับกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ปกติหรือเดิม) และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 2,100 กิโลวัตต์ (kw) ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้า คือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9348 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 127.2097 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 1.600



ภาพที่ 4.18 ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) ร่วมกับกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

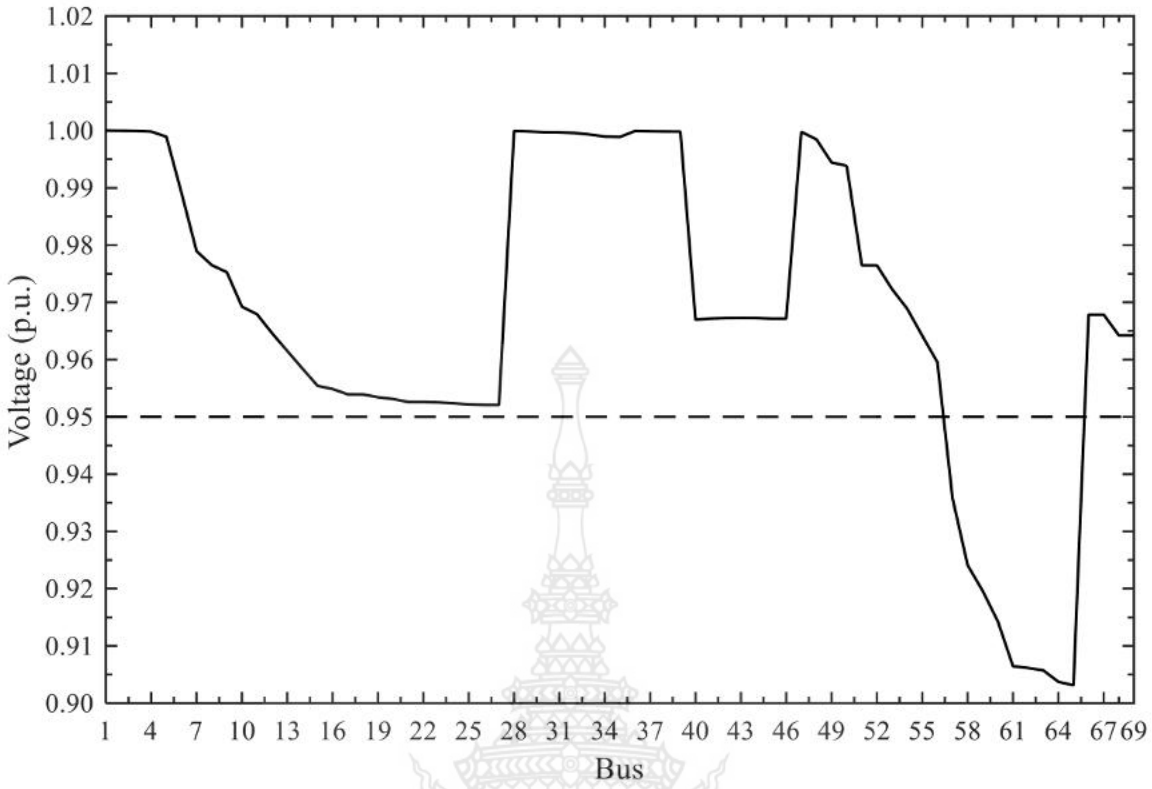
จากภาพที่ 4.18 การปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) ร่วมกับกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ปกติหรือเดิม) และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 2,100 กิโลวัตต์ (kw) ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้าคือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ

กระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9338 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 132.0253 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 1.705



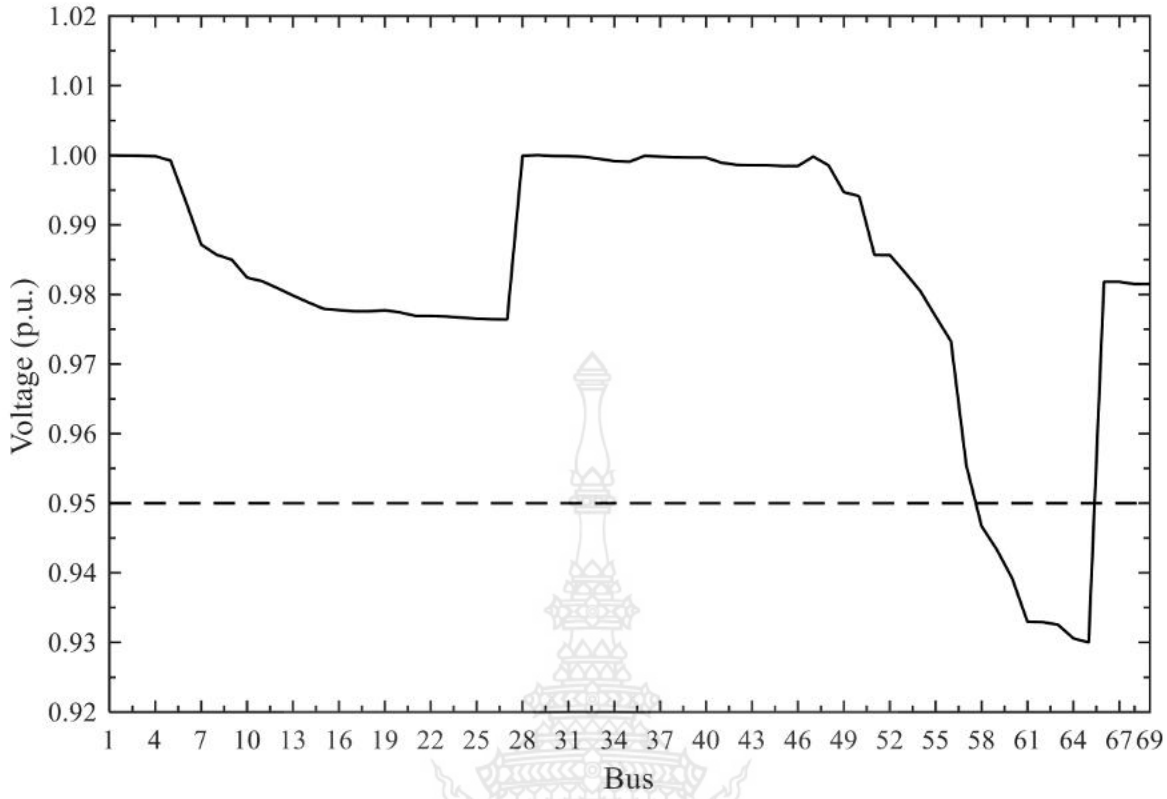
ภาพที่ 4.19 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม)
และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส
เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.19 เป็นกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสจากการศึกษาพบว่าแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ซึ่งลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9042 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 250.3484 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.821



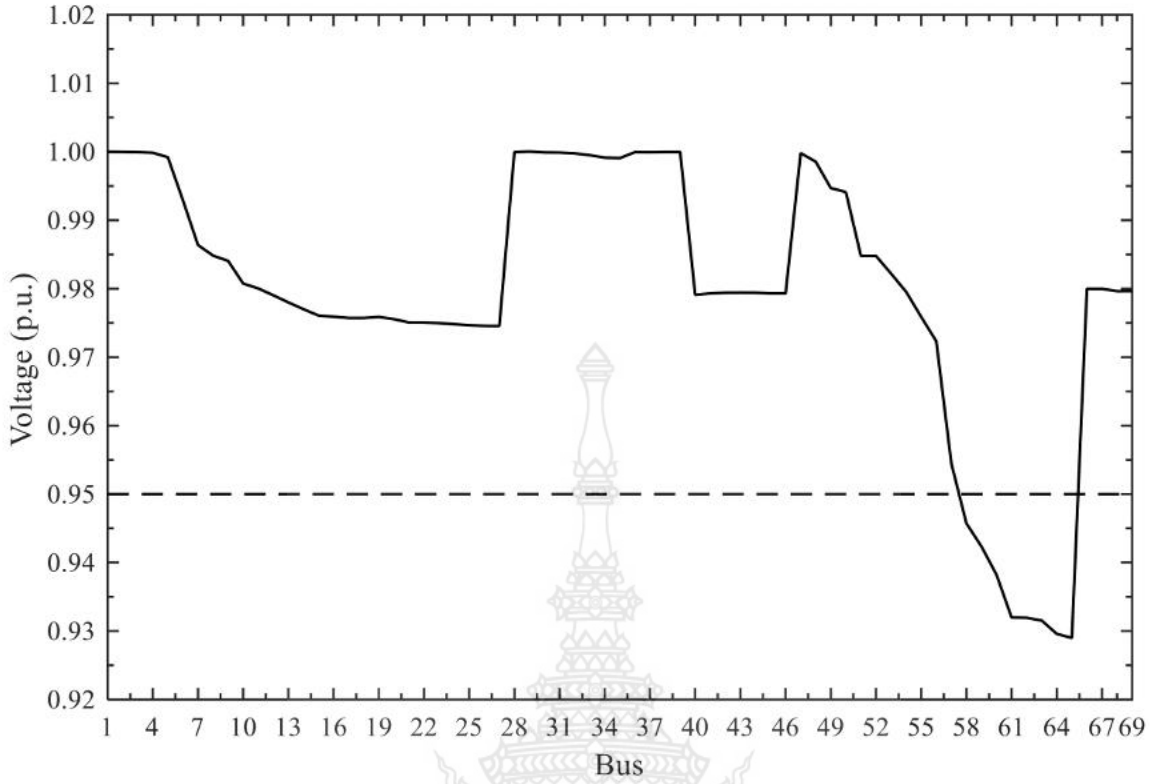
ภาพที่ 4.20 ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.20 การปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9031 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 259.0892 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.936



ภาพที่ 4.21 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

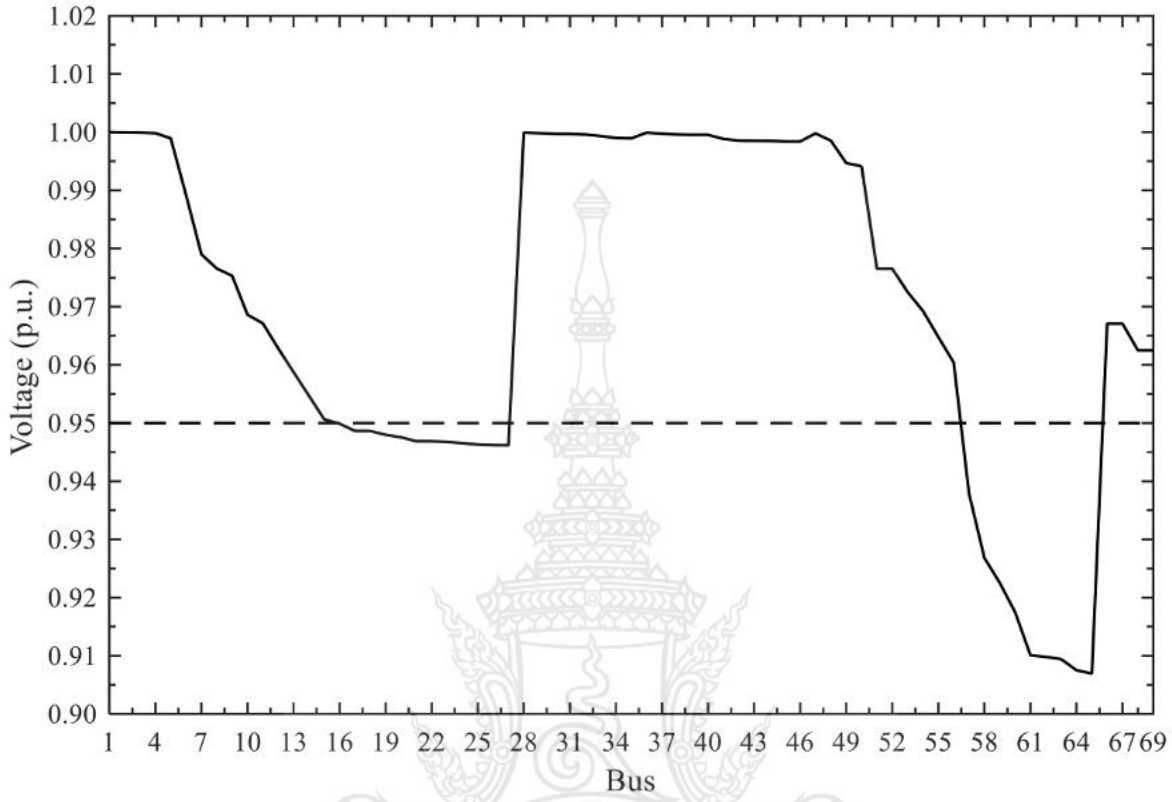
จากภาพที่ 4.21 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 2,100 กิโลวัตต์ (kw) ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้าคือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9300 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 144.7903 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 2.105



ภาพที่ 4.22 ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

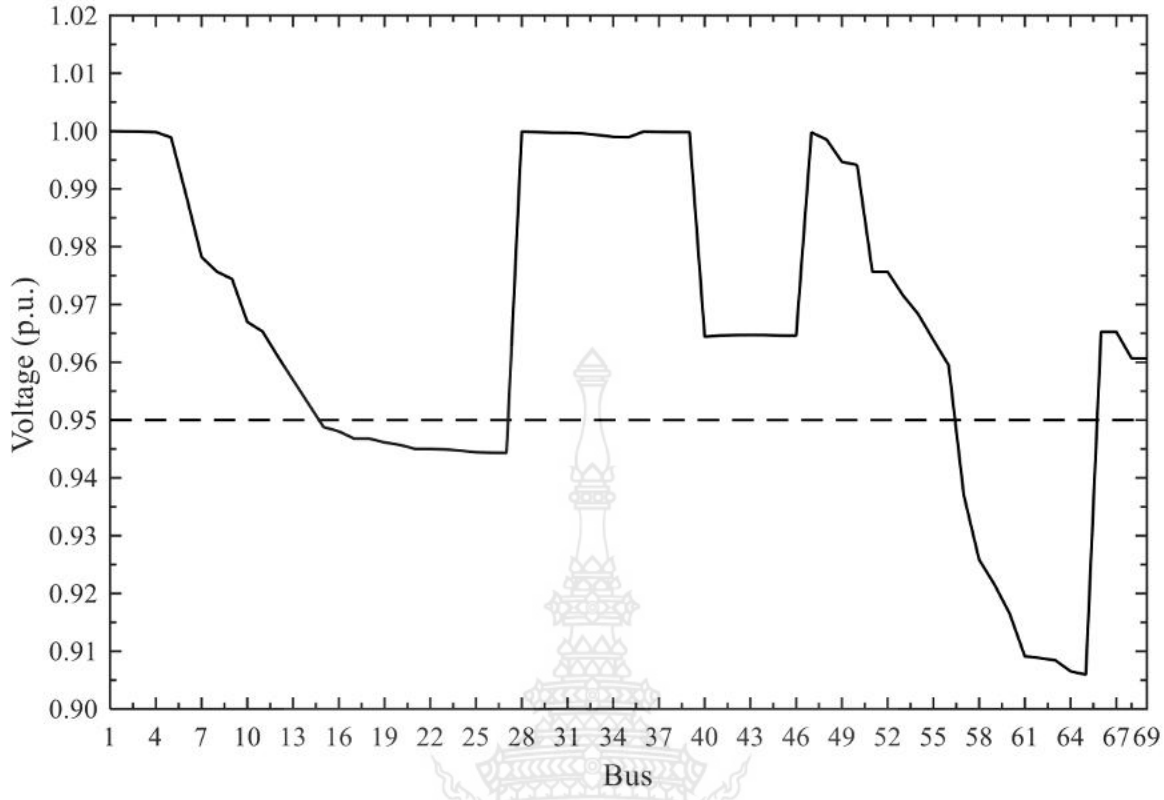
จากภาพที่ 4.22 การปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสและสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวคือ 2,100 กิโลวัตต์ (kw) ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้าคือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำ

กว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9290 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 150.2882 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 2.210



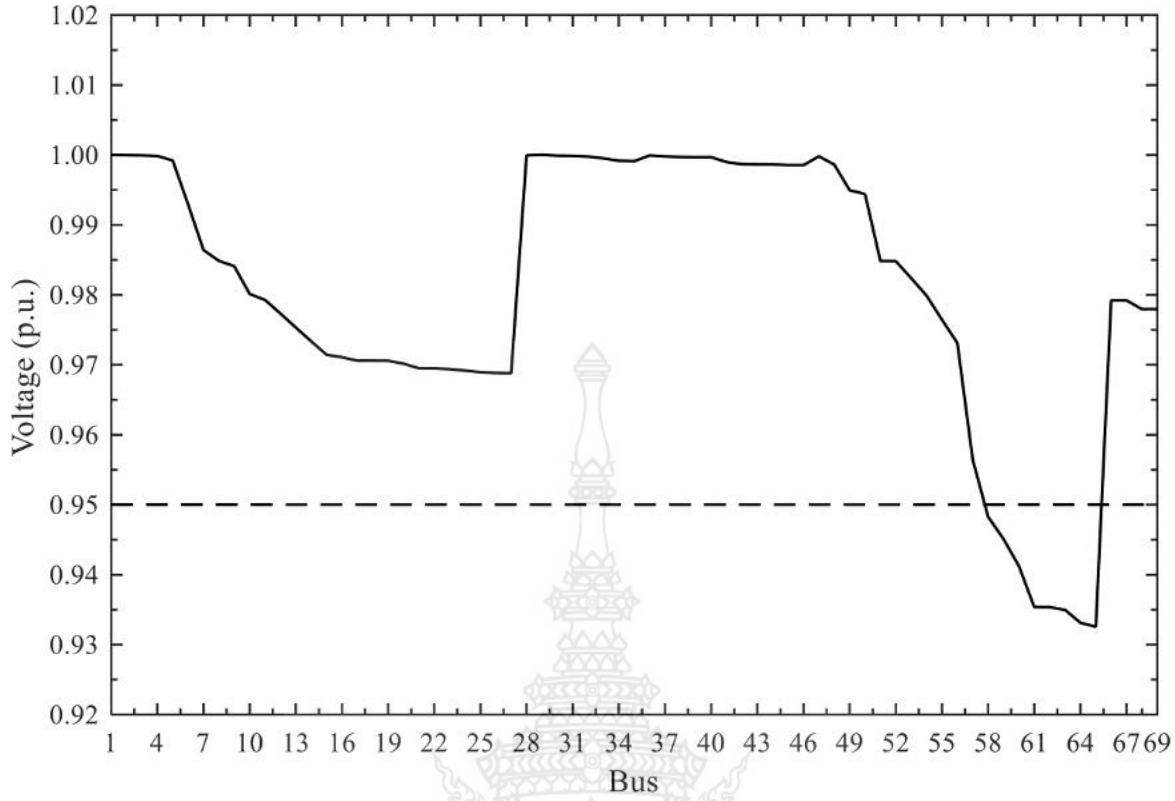
ภาพที่ 4.23 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.23 เป็นกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสหมายเลข 11, 12, 16, 17, 18, 21, 24, 26, 27, 28 และ 29 ตามลำดับ (โหลดบัสอื่นปกติ) จากการศึกษาพบว่าแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ซึ่งลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9069 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 250.2329 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.536



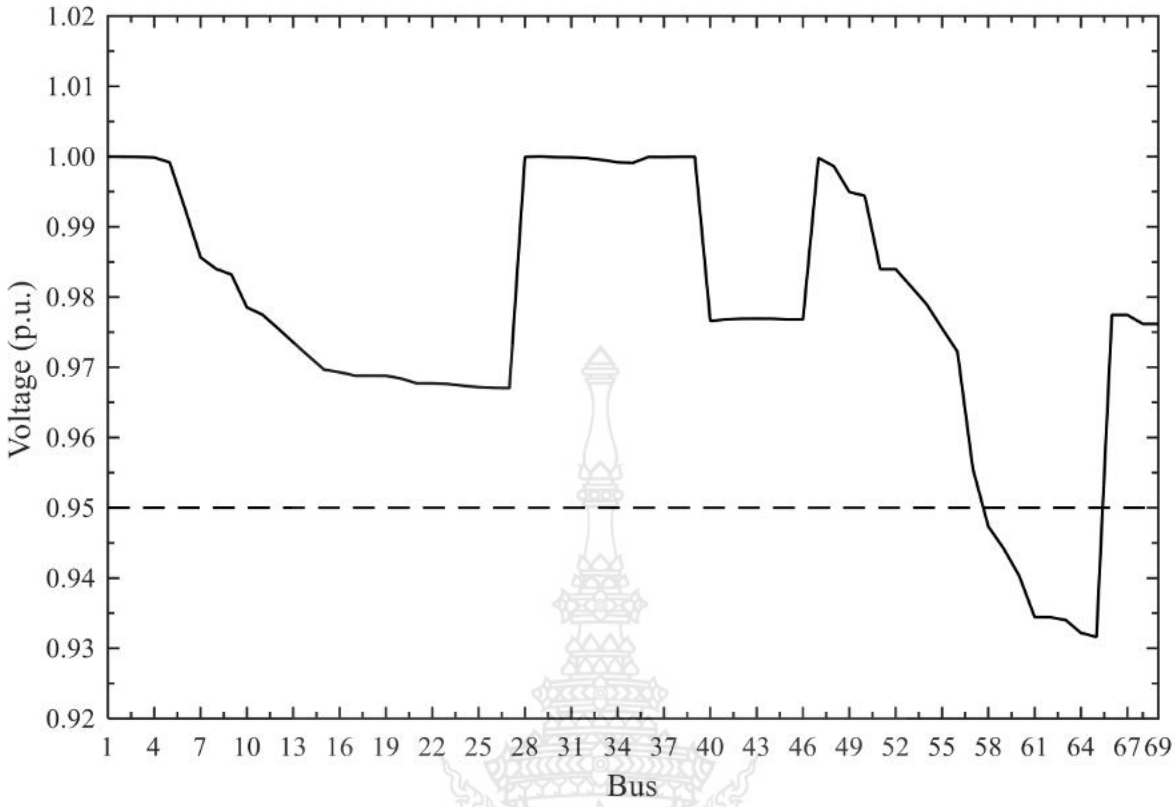
ภาพที่ 4.24 ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.24 การปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสหมายเลข 11, 12, 16, 17, 18, 21, 24, 26, 27, 28 และ 29 ตามลำดับ (โหลดบัสอื่นปกติ) และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสหมายเลข 11, 12, 16, 17, 18, 21, 24, 26, 27, 28 และ 29 ตามลำดับ (โหลดบัสอื่นปกติ) ดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9060 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 259.2881 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.631



ภาพที่ 4.25 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.25 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.1) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสหมายเลข 11, 12, 16, 17, 18, 21, 24, 26, 27, 28 และ 29 ตามลำดับ (โหลดบัสอื่นปกติ) และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 2,100 กิโลวัตต์ (kw) ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้าคือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสหมายเลข 11, 12, 16, 17, 18, 21, 24, 26, 27, 28 และ 29 ตามลำดับ (โหลดบัสอื่นปกติ) ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9326 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 142.1365 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 1.831



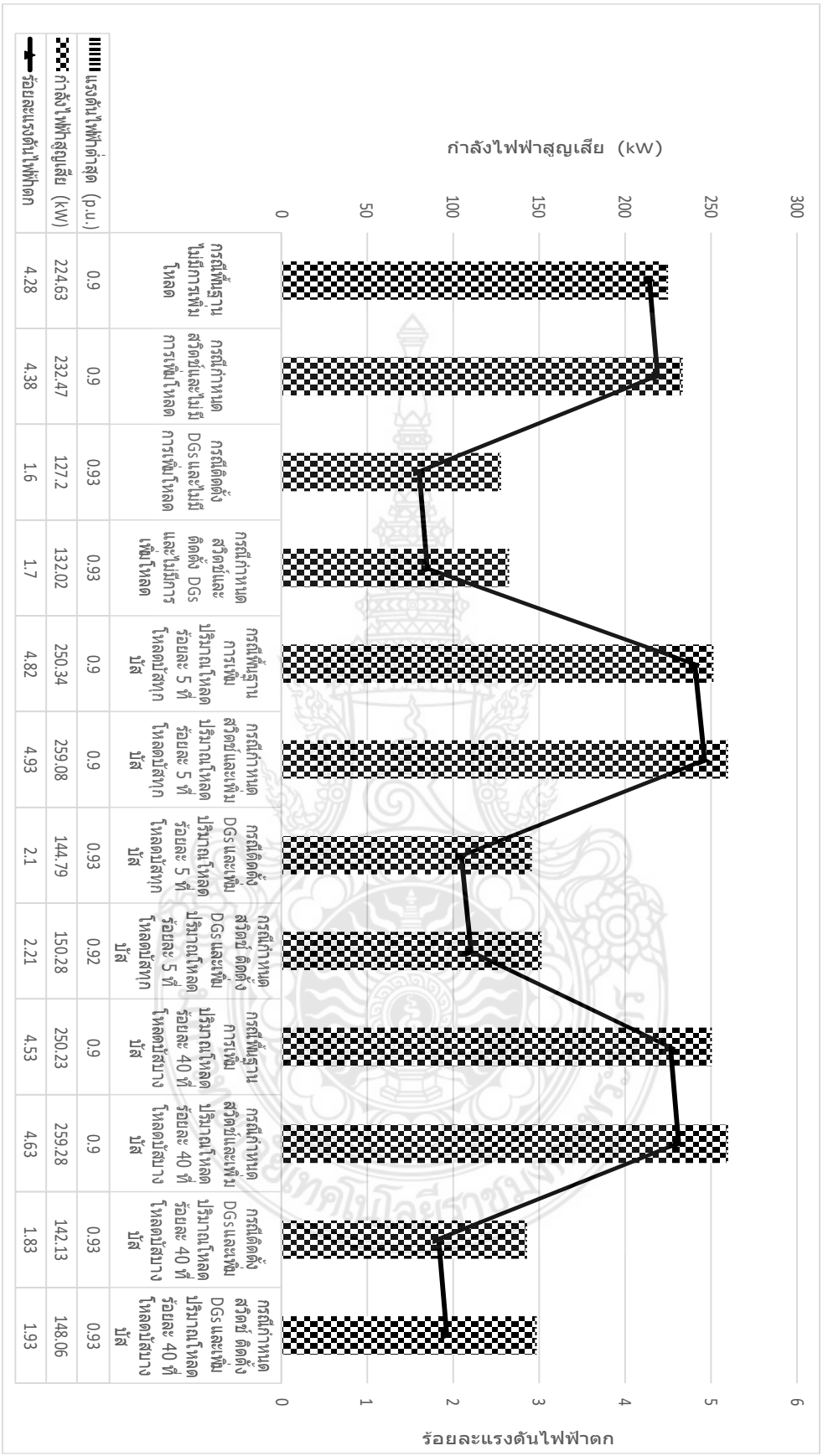
ภาพที่ 4.26 ปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.26 การปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส (ตารางที่ 3.2) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสหมายเลข 11, 12, 16, 17, 18, 21, 24, 26, 27, 28 และ 29 ตามลำดับ (โหลดบัสอื่นปกติ) และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทนและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 2,100 กิโลวัตต์ (kw) ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้า

คือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสหมายเลข 11, 12, 16, 17, 18, 21, 24, 26, 27, 28 และ 29 ตามลำดับ (โหลดบัสอื่นปกติ) ดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9316 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 148.0664 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 1.936

สรุปผล

การทดสอบนี้นำเสนอการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะทดสอบด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่าย 69 บัส ซึ่งได้ดำเนินการมาแล้ว 12 กรณี พบว่ากรณีที่ 1 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มโหลดเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 224.63 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.28 กรณีที่ 2 กำหนดสวิตช์และไม่มีการเพิ่มโหลด ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 232.47 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.389 กรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและไม่มีการเพิ่มโหหลด ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 127.20 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 1.60 กรณีที่ 4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว กำหนดสวิตช์และไม่มีการเพิ่มโหลดส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 132.0253 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 1.705 กรณีที่ 5 กรณีพื้นฐานการเพิ่มโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 250.34 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.82 กรณีที่ 6 กำหนดสวิตช์และเพิ่มโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 259.08 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.93 กรณีที่ 7 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและเพิ่มโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 144.79 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 2.10 กรณีที่ 8 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว กำหนดสวิตช์และเพิ่มโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 150.28 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 2.21 กรณีที่ 9 กรณีพื้นฐานการเพิ่มโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 250.23 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.53 กรณีที่ 10 กำหนดสวิตช์และเพิ่มโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 259.28 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.63 กรณีที่ 11 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและเพิ่มโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 142.13 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 1.83 กรณีที่ 12 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว กำหนดสวิตช์และเพิ่มโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 148.06 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 1.93 ซึ่งผลลัพธ์ในกรณีที่ 3 สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและร้อยละแรงดันไฟฟ้าตกได้สูงที่สุดสามารถแสดงเป็นกราฟ แสดงดังภาพที่ 4.27



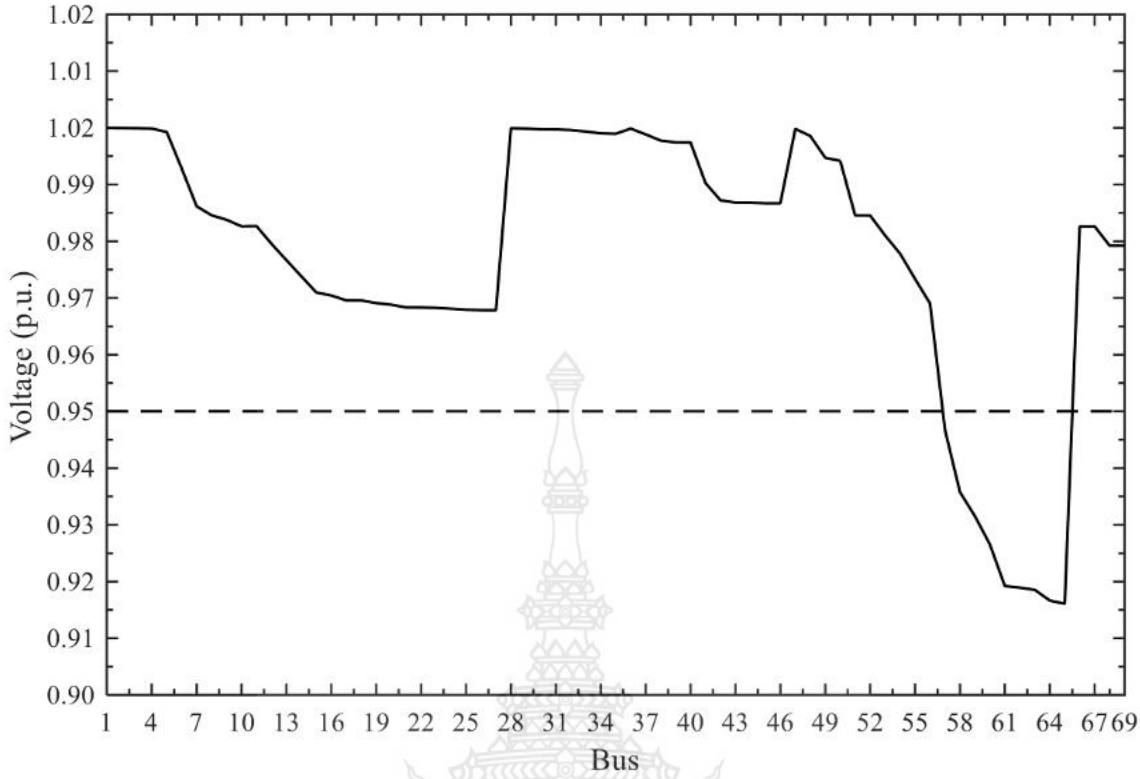
	กรณีพื้นฐาน ไม่มีการเพิ่มโหลด	กรณีกำหนดสวิตช์และไม่มีการเพิ่มโหลด	กรณีติดตั้ง DGs และไม่มีการเพิ่มโหลด	กรณีกำหนดสวิตช์และติดตั้ง DGs และไม่มีการเพิ่มโหลด	กรณีพื้นฐาน การเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส	กรณีกำหนดสวิตช์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส	กรณีติดตั้ง DGs และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส	กรณีกำหนดสวิตช์ ติดตั้ง DGs และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส	กรณีพื้นฐาน การเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส	กรณีกำหนดสวิตช์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส	กรณีติดตั้ง DGs และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส	กรณีกำหนดสวิตช์ ติดตั้ง DGs และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 40 ที่โหลดบัสบางบัส
แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	0.9	0.9	0.93	0.93	0.9	0.9	0.93	0.92	0.9	0.9	0.93	0.93
กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (kW)	224.63	232.47	127.2	132.02	250.34	259.08	144.79	150.28	250.23	259.28	142.13	148.06
ร้อยละแรงดันไฟฟ้าตก	4.28	4.38	1.6	1.7	4.82	4.93	2.1	2.21	4.53	4.63	1.83	1.93

ภาพที่ 4.27 ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

4.10 ผลการทดสอบกรณีศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag) โดยสวิตช์ถ่ายโอน (Tie Line Switch)

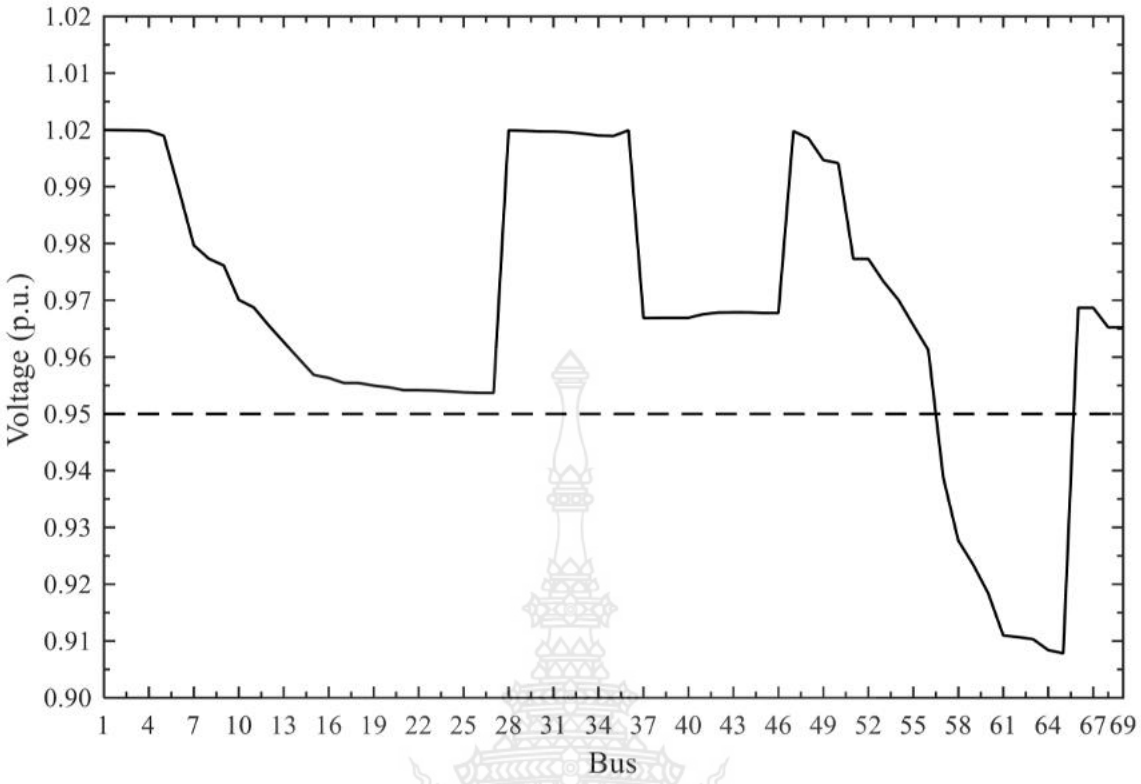
ตารางที่ 4.4 ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag) โดยสวิตช์ถ่ายโอน (t ie l ine Switch)

กรณี	การจำลองสถานการณ์ในการศึกษา	สวิตช์ถ่ายโอน (Tie Line Switch)								
		สวิตช์หมายเลข 9			สวิตช์หมายเลข 36			สวิตช์หมายเลข 39		
		Vmin (p.u.)	Power Loss (kW)	Vsag (%)	Vmin (p.u.)	Power Loss (kW)	Vsag (%)	Vmin (p.u.)	Power Loss (kW)	Vsag (%)
1	กรณีพื้นฐาน	0.9161	194.8219	3.568	0.9078	236.4111	4.442	0.9083	232.4750	4.389
2	เพิ่มปริมาณโหลดที่โหลดบัสทุกบัส	0.9115	216.6276	4.052	0.9026	263.4790	4.989	0.9031	259.0892	4.936
3	ติดตั้งฯ dg และเพิ่มปริมาณโหลดที่โหลดบัสทุกบัส	0.9338	130.5309	1.705	0.9292	150.3547	2.189	0.9290	150.2882	2.210



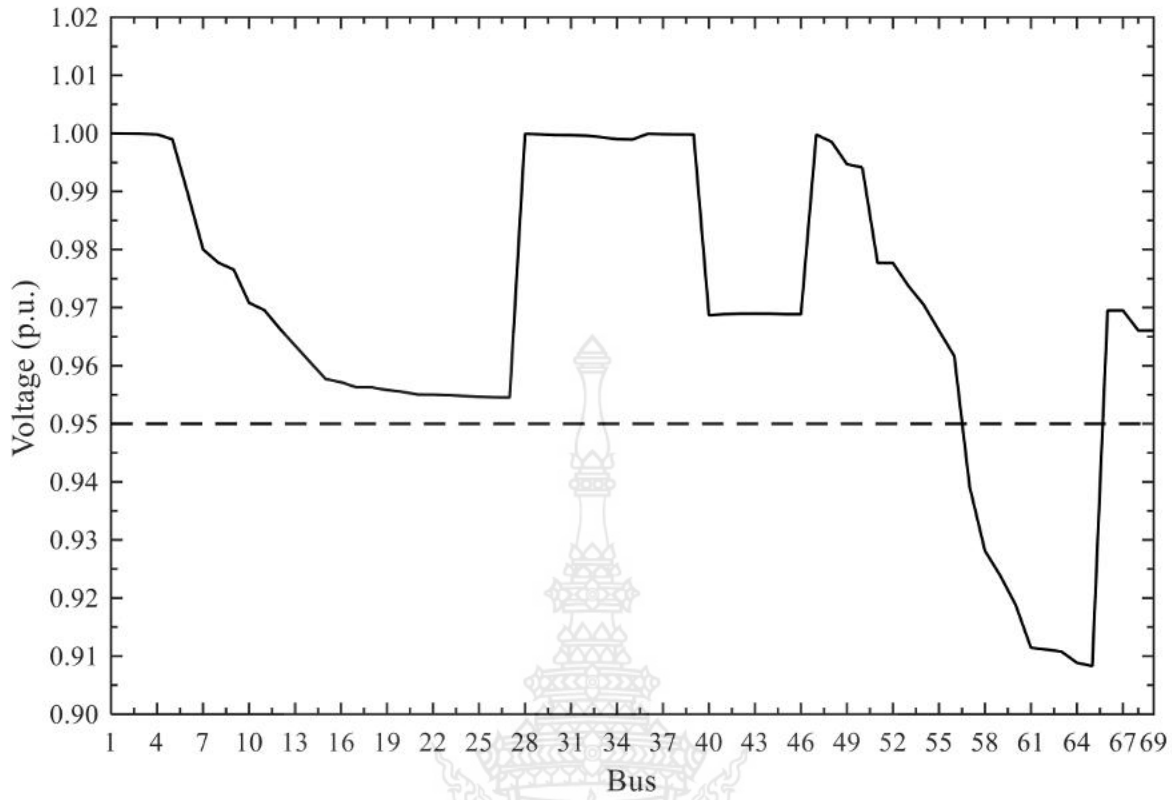
ภาพที่ 4.28 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.28 เป็นกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ปกติหรือเดิม) และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 9 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์ดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9161 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 194.8219 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 3.568



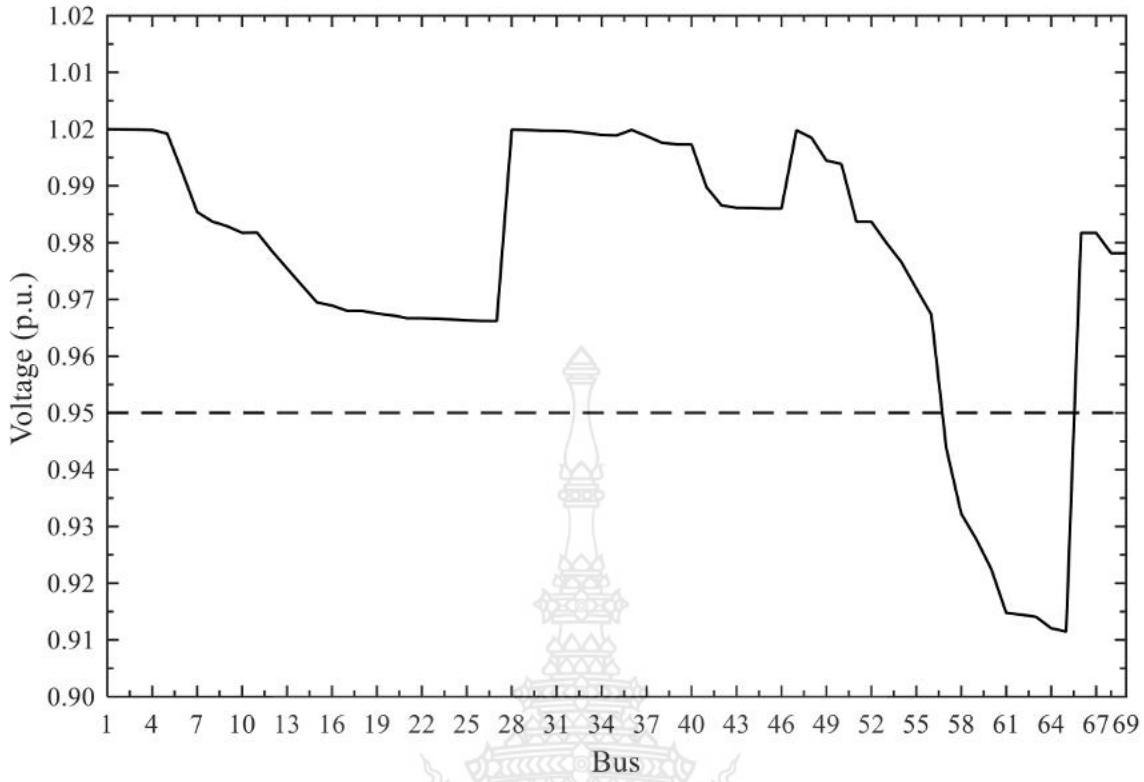
ภาพที่ 4.29 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.29 เป็นกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ปกติหรือเดิม) และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 36 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์ดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9078 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 236.4111 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.442



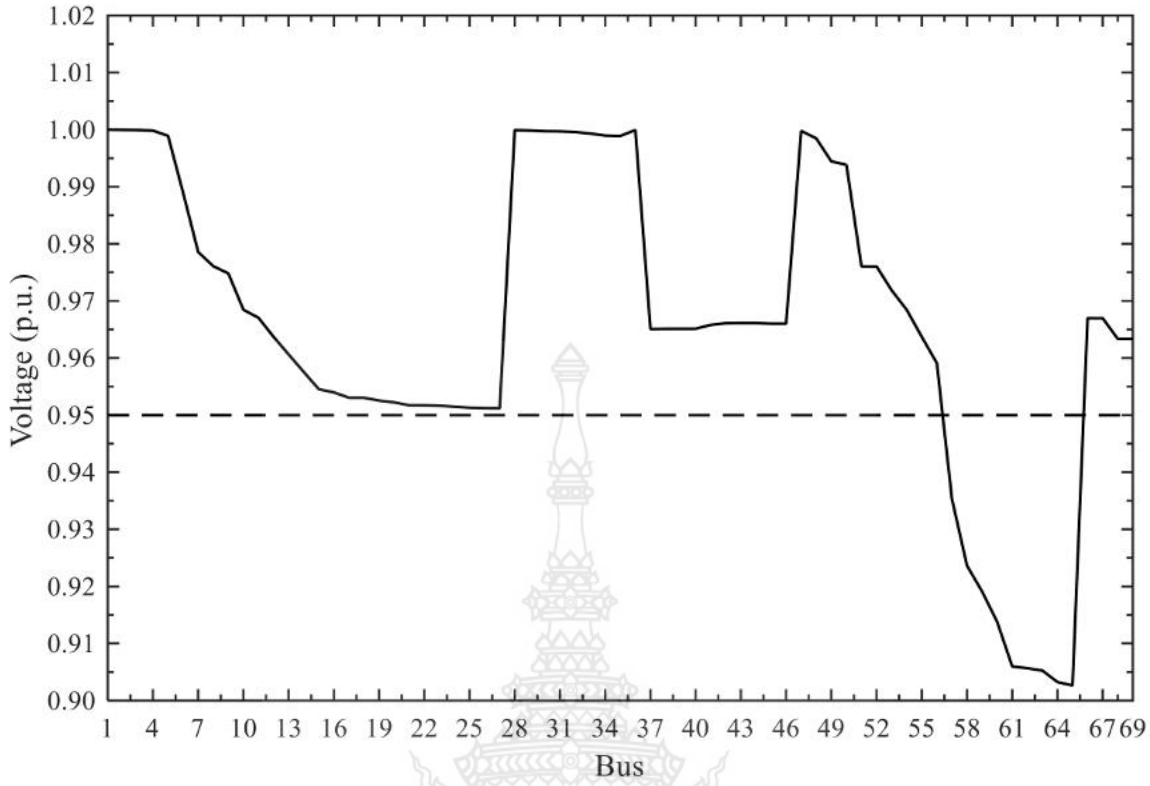
ภาพที่ 4.30 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.30 เป็นกรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ระบบปกติหรือระบบดั้งเดิม) ร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ไม่มีการเพิ่มปริมาณโหลดที่บัสใดๆ (ปกติหรือเดิม) และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์ดังกล่าวส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9083 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 232.4750 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.389



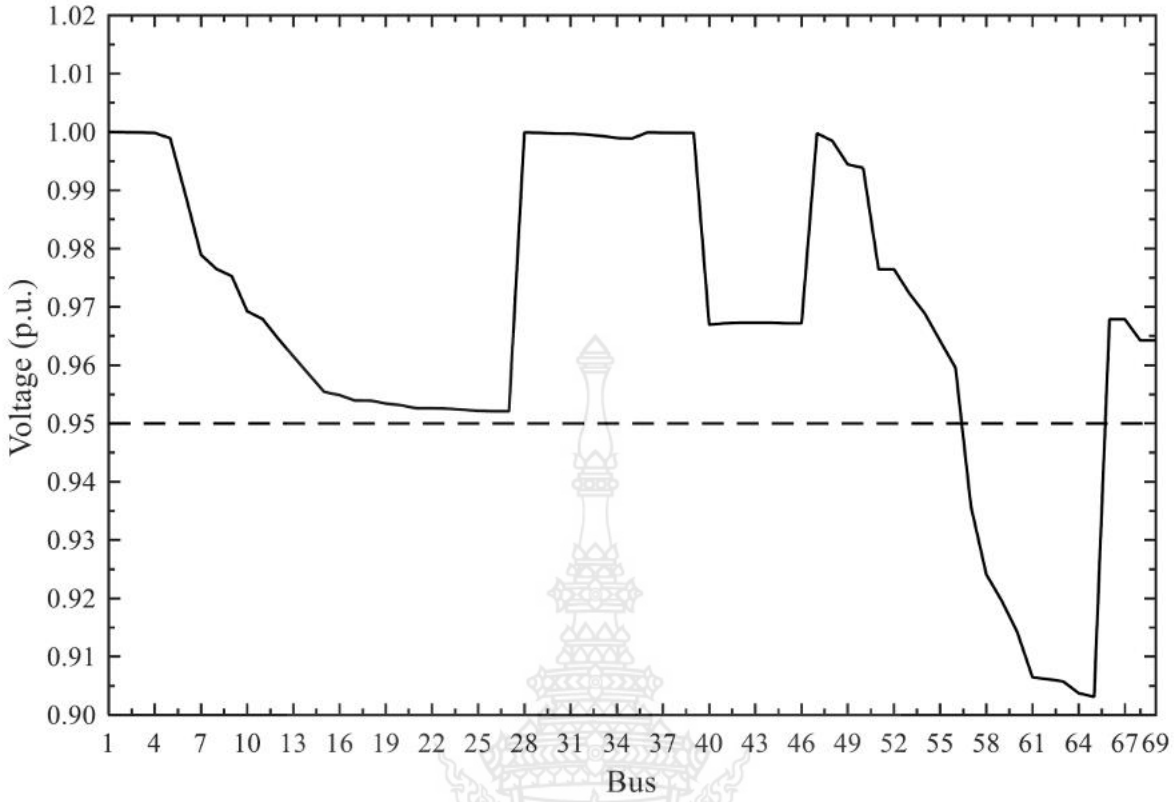
ภาพที่ 4.31 เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.31 เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสและสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 9 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9115 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 216.6276 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.052



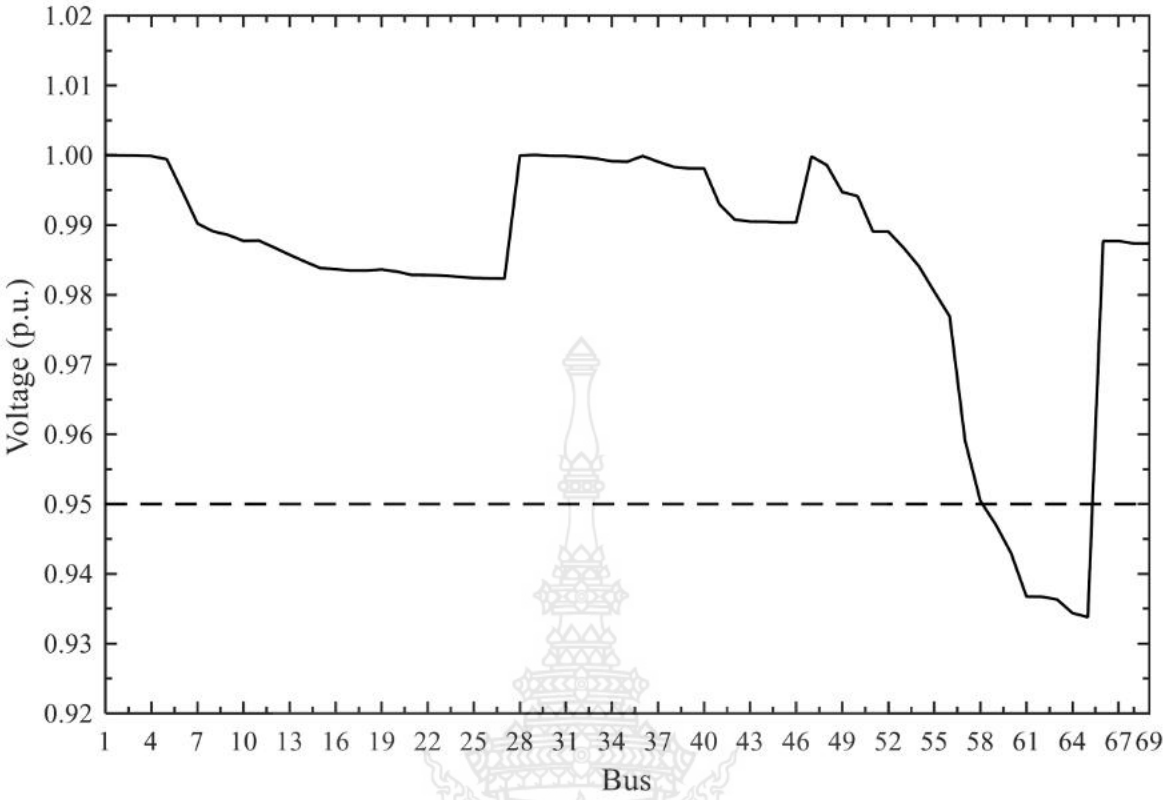
ภาพที่ 4.32 เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.32 เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัส และสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 36 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9026 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 263.4790 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.989



ภาพที่ 4.33 เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

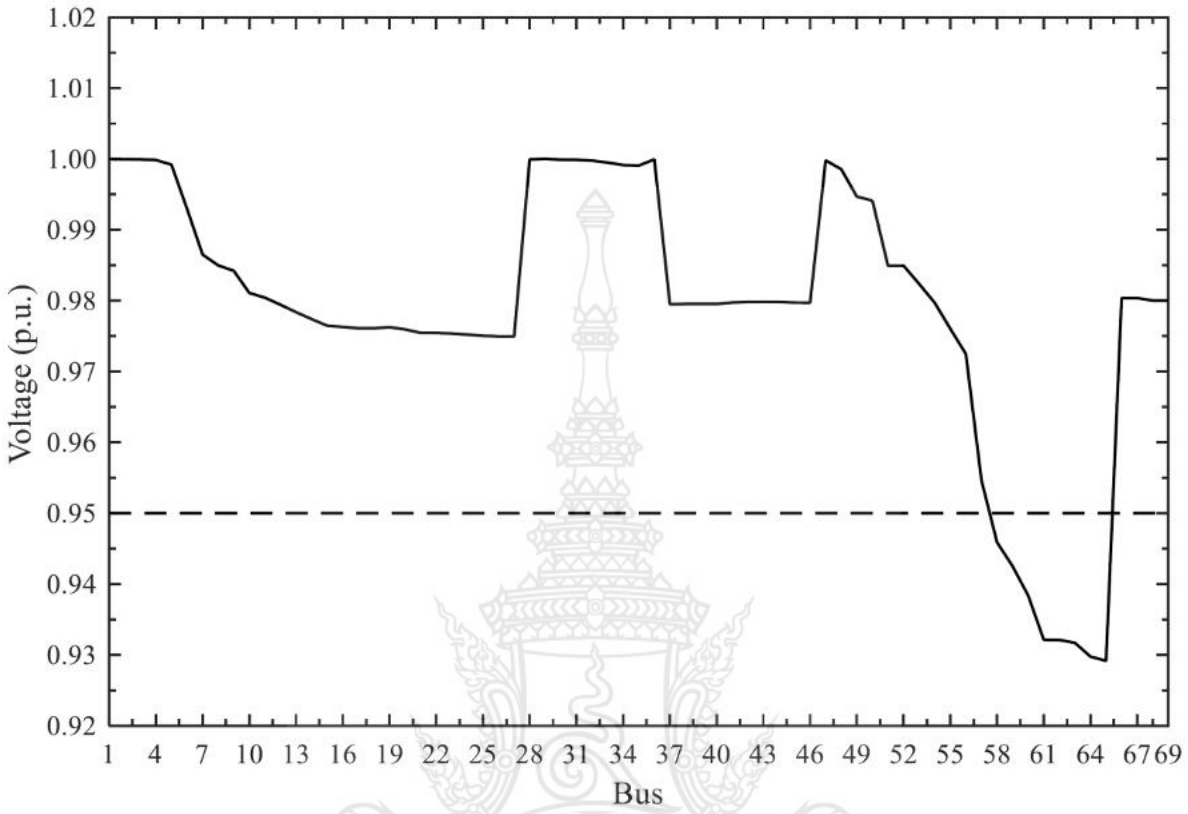
จากภาพที่ 4.33 เพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสและสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9031 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 259.0892 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 4.936



ภาพที่ 4.34 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.34 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 9 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทนและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 2,100 kw ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้า คือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า

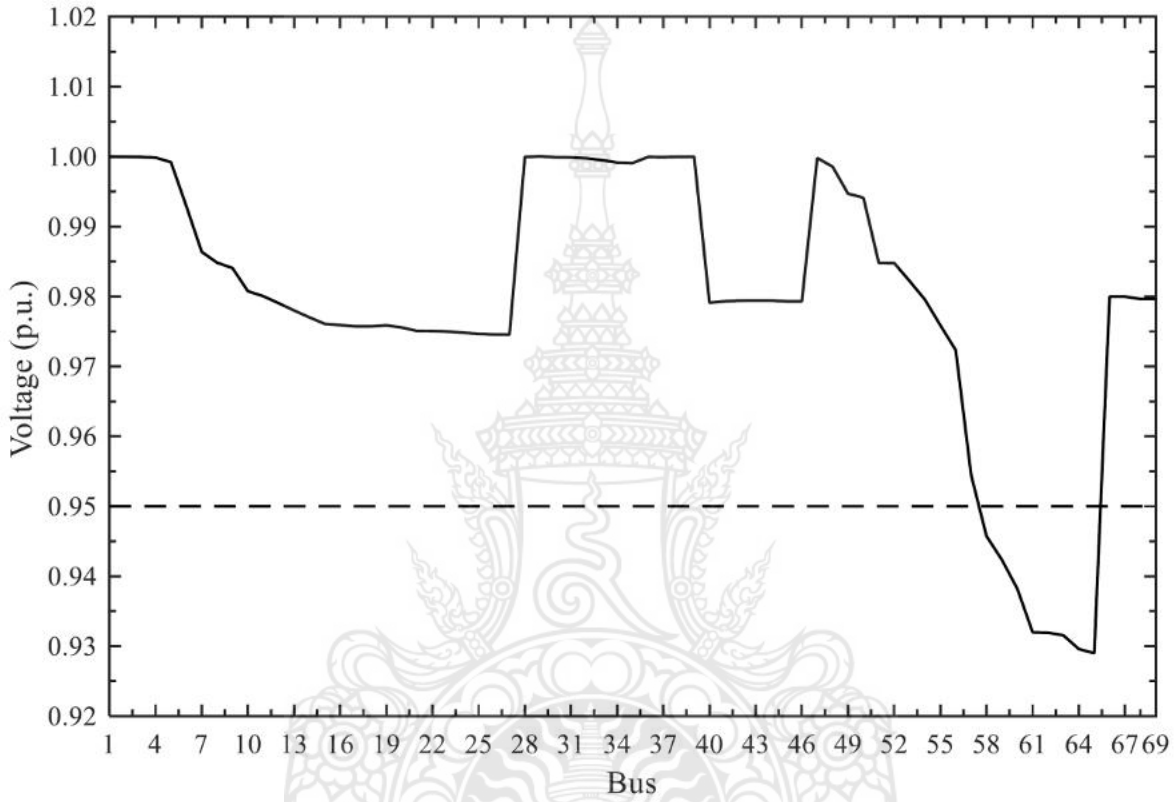
0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9338 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 130.5309 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 1.705



ภาพที่ 4.35 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.35 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 36 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

คือ 2,100 กิโลวัตต์ (kw) ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้าคือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9292 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 150.3547 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 2.189



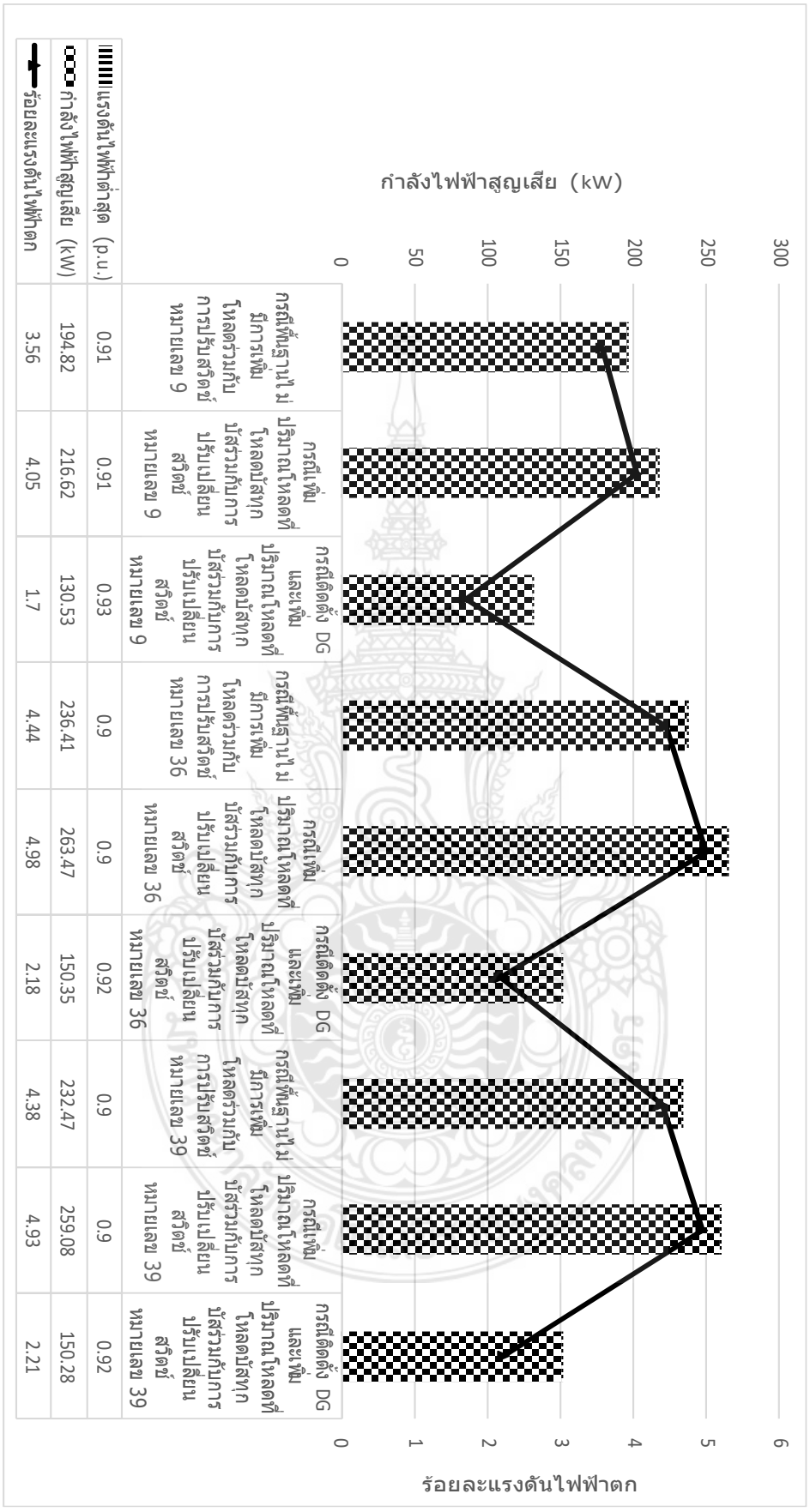
ภาพที่ 4.36 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

จากภาพที่ 4.36 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.1) และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 70 71 72 73 เป็นสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส กรณีนี้ทำการเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับสวิตช์ถ่ายโอน (ปกติเปิด) หมายเลข 69 70 71 72 73 (ลูปสวิตช์ถ่ายโอนปกติหรือเดิม) จากนั้นทำการปิดสวิตช์ถ่ายโอนหมายเลข 69 และเปิดสวิตช์หมายเลข 39 ซึ่งเป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจายแทน

และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ จำนวน 9 เครื่อง โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 และ 69 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 กิโลวัตต์ (kw) ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ 2,100 กิโลวัตต์ (kw) ค่าฐานของโหลดเป็น 100 เมกกะโวลต์แอมป์ (MVa) และค่าฐานแรงดันไฟฟ้าคือ 12.66 กิโลโวลต์ (kV) จากการปรับเปลี่ยนสวิตช์รวมทั้งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเพิ่มปริมาณโหลดร้อยละ 5 ที่โหลดบัสทุกบัสดังกล่าว ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 เปอร์ยูนิต (p.u.) ลดลงมาที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 0.9290 เปอร์ยูนิต (p.u.) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 150.2882 กิโลวัตต์ (kw) และแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะร้อยละ 2.210

สรุปผล

การทดสอบนี้นำเสนอการทดสอบกรณีศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอนทดสอบด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่าย 69 บัส ซึ่งได้ดำเนินการมาแล้ว 9 กรณี พบว่ากรณีที่ 1 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มโหลดร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 9 เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 194.82 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 3.56 กรณีที่ 2 เพิ่มปริมาณโหลดที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 9 ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 216.62 กิโลวัตต์ (kw) และและเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.05 กรณีที่ 3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและเพิ่มปริมาณโหลดทุกบัสร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 9 ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 130.53 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 1.70 กรณีที่ 4 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มโหลดร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 36 เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 236.41 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.44 กรณีที่ 5 เพิ่มปริมาณโหลดที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 36 เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 263.47 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.98 กรณีที่ 6 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและเพิ่มปริมาณโหลดทุกบัสร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 36 ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 150.35 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 2.18 กรณีที่ 7 กรณีพื้นฐานไม่มีการเพิ่มโหลดร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 39 เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 232.47 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.38 กรณีที่ 8 เพิ่มปริมาณโหลดที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 39 ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 259.08 กิโลวัตต์ (kw) และและเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 4.93 กรณีที่ 9 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและเพิ่มปริมาณโหลดทุกบัสร่วมกับการปรับสวิตช์หมายเลข 39 ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย 150.28 กิโลวัตต์ (kw) และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกร้อยละ 2.21 ซึ่งผลลัพธ์ในกรณีที่ 3 สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและร้อยละแรงดันไฟฟ้าตกได้สูงที่สุดสามารถแสดงเป็นกราฟ แสดงดังภาพที่ 4.37



	กรณีพิจารณาไม่มีการเพิ่มการปรับสวิตช์โหลดรวมกันหมายเลข 9	กรณีเพิ่มปริมาณโหลดที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9	กรณีติดตั้ง DG และปรับเปลี่ยนโหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 9	กรณีพิจารณาไม่มีการเพิ่มการปรับสวิตช์โหลดรวมกันหมายเลข 36	กรณีเพิ่มปริมาณโหลดที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36	กรณีติดตั้ง DG และปรับเปลี่ยนโหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 36	กรณีพิจารณาไม่มีการเพิ่มการปรับสวิตช์โหลดรวมกันหมายเลข 39	กรณีเพิ่มปริมาณโหลดที่โหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39	กรณีติดตั้ง DG และปรับเปลี่ยนโหลดบัสทุกบัสร่วมกับการปรับเปลี่ยนสวิตช์หมายเลข 39
แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	0.91	0.91	0.93	0.9	0.9	0.92	0.9	0.9	0.92
กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (kW)	194.82	216.62	130.53	236.41	263.47	150.35	232.47	259.08	150.28
ร้อยละแรงดันไฟฟ้าตก	3.56	4.05	1.7	4.44	4.98	2.18	4.38	4.93	2.21

ภาพที่ 4.37 ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยสวิตช์ถ่ายโอน

บทที่ 5

บทสรุปวิทยานิพนธ์และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

เนื่องจากปัญหาคุณภาพไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่มีผลต่อประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเนื่องจากการเจริญเติบโตของเศรษฐกิจและภาคอุตสาหกรรมความต้องการพลังงานไฟฟ้าจึงมีปริมาณเพิ่มมากขึ้นส่งผลให้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกิดปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า เช่น แรงดันไฟฟ้าตกปลายระบบจำหน่ายไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าเกินและฮาร์มอนิก การปรับปรุงปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าสามารถทำได้โดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ในการศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อลดปัญหาคุณภาพไฟฟ้า ได้แก่ ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก/เกิน และ การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทเซลล์แสงอาทิตย์ ทำการทดสอบด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรมจำลองทางคณิตศาสตร์ (Matlab) ด้วยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (load flow) โดยใช้อัลกอริทึมนิวตันราฟสัน (newtonMaphson algorithm) โดยผนวกกับแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในสถานะภาวะคงตัว ในการศึกษานี้ได้นำระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส และ 69 บัสมาทดสอบคำนวนการไหลของโหลดด้วยเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ในการศึกษานี้ได้แสดงถึงประสิทธิภาพ ข้อดีและผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกรณีการเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายมีค่าต่ำลงจะส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและเกิดปัญหาคุณภาพไฟฟ้าตามมา ดังนั้นจึงเสนอเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายเพื่อปรับปรุงปัญหาคุณภาพไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 กรณีศึกษา ได้แก่ การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยเทคนิคการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ทำการทดสอบด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส และ การปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าตก/เกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ทำการทดสอบด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส

จากการศึกษาพบว่าการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีอิทธิพลต่อแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้กับบัสที่ทำการติดตั้งและบัสใกล้เคียง เมื่อเกิดความผิดพร่องในระบบจำหน่ายไฟฟ้าบัสที่ทำการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะลดความเสียหายลงเนื่องจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถชดเชยแรงดันไฟฟ้าให้กับบัสที่ทำ

การติดตั้งและบัสใกล้เคียง จากกรณีศึกษาได้ทำการเพิ่มขนาดและจำนวนของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อศึกษาการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าตก/เกิน พบว่าเมื่อทำการเพิ่มจำนวนของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่าย ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า นอกจากนี้ยังพบว่าโหลดโฟลว์อัลการิทึมซึ่งผนวกกับแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในสถานะภาวะคงตัว มีการลู่เข้าหาคำตอบที่ดีแบบควอดราติก (กำลังสอง) ซึ่งเป็นคุณสมบัติของนิวตันราฟสันอัลกอริทึม ดังนั้นจากการศึกษานี้สรุปได้ว่าการเพิ่มขนาดและจำนวนของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายได้

การศึกษาการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวพลังงานแสงอาทิตย์ในวิทยานิพนธ์นี้ เป็นการพัฒนาเทคนิคที่ใช้ในการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำข้อมูลนี้ไปใช้ในการวิเคราะห์ แรงดันไฟฟ้าตก/เกิน กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ความน่าเชื่อถือและการเกิดความผิดพร่องในระบบจำหน่ายไฟฟ้ารวมทั้งวิทยานิพนธ์นี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น

5.2 ข้อเสนอแนะ

เนื่องจากงานวิทยานิพนธ์นี้มีข้อจำกัดหลายอย่าง ซึ่งสามารถพัฒนาและปรับปรุงแก้ไขในอนาคตได้แก่

5.2.1 การวิเคราะห์ฮาร์มอนิกสำหรับการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของคุณภาพระบบไฟฟ้า

5.2.2 การวิเคราะห์ระบบป้องกันไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ (kV)

5.2.3 การควบคุมโหลดกรณีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5.2.4 การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบผสมผสานและระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย

5.2.5 การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบเพียร์ทูเพียร์ (peer to peer : p2p) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5.2.6 การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบสมาร์ทกริด (Smart grid) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5.2.7 การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบสมาร์ทซิดตี้ (Smart City) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5.2.8 การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อลดคาร์บอนเครดิต (ปริมาณก๊าซเรือนกระจก Co_2)

5.2.9 การเชื่อมต่อระบบส่งกระแสไฟฟ้ากระแสสลับแบบยืดหยุ่น (flexible aC transmission System : faCts)

เอกสารอ้างอิง

[1] Canada, a. H. Solar voltaic generation power plants: 1000 Mw to 10 kw photovoltaic plant design and application guide for the pacific northwest. IEEE Conference, 1995.

[2] ravindranath, adda and others. Solar voltaic generation power plants: 1000 Mw to 10 kw photovoltaic plant design and application guide for the pacific northwest. IEEE Conference, 2013.

[3] อเนก ทอนสูงเนิน. การศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบการบังเงาบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบโฟโตโวลตาอิก. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2557), หน้า 7M28.

[4] f. S. Sarkar, and r. ramya, “Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device,” International Journal of Science and research, vol.4, no.5, pp.311 – 317, May 2015.

[5] วรรณวิช จุลกัลป์. การควบคุมเสถียรภาพชั่วครูในระบบไฟฟ้าด้วย tCSC โดยพิจารณาเงื่อนไขลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2559), หน้า20M22.

[6] บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. (2547). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (หน้า 23-24).

[7] นางสาวเจนจิรา บุญนามล. การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2557), หน้า 7M17, 26M32.

[8] ชวินทร์ ประภานุกูล. การปรับตั้งระบบป้องกันที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ และระยะเวลาการต่อกลับของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2555).

[9] Mozina, C.j. Impact of green power distributed generation. IEEE Standrad for Interconnecting distributed resources with Electric power Systems, 2008.

[10] barker, p.p., and de Mello, r .w. determining the impact of distributed generation on power Engineering Society Summer Meeting, pp.1645M1656, 2000.

[11] โครงการสำรวจระดับคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า

[12] Sundararam, a. power Quality Impacts of distributed generation, 2000.

[13] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551.

[14] เอกวัฒน์ ทองเปลว. การประเมินแรงดันตกชั่วขณะในระบบสายส่งที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว. ตัว. (วิทยานิพนธ์มหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร, 2559), หน้า 16M17.

[15] การไฟฟ้านครหลวง. ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง. กรุงเทพ, 2563

[16] การไฟฟ้านครหลวง. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง. กรุงเทพมหานคร, 2558

[17] เดชาชัย งามประเสริฐ. โหลดโฟลว์อัลกอริทึมด้วยวิธีนิวตันราฟสันร่วมกับแบบจำลองของโหลดชนิดดัชนีแรงดันไม่เป็นเชิงเส้น. (วิทยานิพนธ์มหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ 2551).

[18] เดชาชัยงามประเสริฐ, พิชัย อารีย์. การปรับปรุงโหลดโฟลว์อัลกอริทึมร่วมกับแบบจำลองของโหลดชนิดดัชนีแรงดันไม่เป็นเชิงเส้น. (วิทยานิพนธ์มหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ 2551).

[19] IEC 61000M4M30. Electromagnetic compatibility (EMC) – part 4M30: testing and measurement techniques – power quality measurement methods, 2003.

[20] IEEE Std 1159 – 1995. IEEE recommended practice for Monitoring Electric power Quality, 1995.

[21] การไฟฟ้านครหลวง. คู่มือแรงดันตกชั่วขณะสาเหตุและวิธีป้องกันแก้ไข.

[22] เสาวลักษณ์ สุรีสุนทร. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะ. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.)

[23] tenaga nasional berhad. Voltage sag solutions for industrial customers, 2007

[24] Saadat, H. power System analysis, 2004.

[25] สุรชัย ลิ้มยิ่งเจริญ. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง power System analysis, 2546.

[26] นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ. ตำราการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. กรุงเทพ: โอ.เอส.พริ้นติ้งเฮ้าส์, 2560.

[27] นายสฤษดิ์ คงทนไพศาล. การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาร่วมกับชุดตัวเก็บประจุและแท็ปหม้อแปลงด้วยวิธีการทางพันธุกรรม. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554), หน้า 23M38

[28] n. Hamzah, a. Mohamed, a. Hussain, "locating Voltage Sag Source at the point of Common Coupling In Industrial distribution Systems", 2005 International Conference on power Electronics and drives Systems, 18 april 2006.

[29] Mattia Marinelli, andrea Morini, federico Silvestro, "Modeling of dfIg wind turbine and lithium Ion Energy Storage System", 2010 Complexity in Engineering (CoMpEng), March 2010.

[30] ali Saidian, Mehrdad Heidari, davar Mirabbasi, "Improvement of voltage unbalance and voltage sag in radial distribution systems using dg", 2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and applications, 23 july 2010.

[31] o. Ipinnimo, S. Chowdhury, S.p. Chowdhury, "Mitigation of multiple voltage dips in a weak grid using wind and hydroMbased distributed generation", IEEE pES transmission and distribution Conference and Exposition (pES t&d 2012), august 2012.

[32] Ehsan nasrolahpour, Hassan ghasemi, Hassan Monsef, Ehsan khoub, "dg placement considering voltage sag and losses", 2012 11 th International Conference on Environment and Electrical Engineering, june 2012.

[33] jiri jansa, Zdenek Hradilek, petr Moldrik, "Impact of biogas plant on distribution grid", 2014 14th International Conference on Environment and Electrical Engineering, june 2014.

[34] n. a. yusof, H. Mokhlis, M. karimi, j. a. laghari, H. a. Illias, n. M. Sapori, "underMvoltage load shedding scheme based on voltage stability index for distributionnetwork", IEEE access, Vol.8, pp.109625M109638, june 2015.

[35] Mantyena Sriramulu, M. r aji r ahul, " o ptimal placing and sizing of dg in a distribution system for voltage stability improvement", 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and o ptimization t echniques (ICEEo t), november 2016.

[36] t ackMHyun j ung, g iMHyeon g won, ChulMHwan kim, j oon Han, yunMSik o h, ChulMHo noh, "Voltage r egulation Method for Voltage drop Compensation and unbalance r eduction in bipolar l owMVoltage dC distribution System", IEEE a ccess, Vol.8, pp.109625M109638, a pril 2017.

[37] f idelis g alla l imbong. Elsayed, t he use of neural network (nn) to predict voltage drop during starting of medium voltage induction motor", IEEE a ccess, Vol.8, pp.109625M109638, a pril 2017.

[38] a bdellah bouakra, f ouad SlaouiMHasnaoui, Michella r ustom, Semaan g eorges, "Voltage regulation of electric power network interconnected with wind energy distributed generations", 2017 IEEE Second International Conference on dC Microgrids, a ugust 2017.

[39] t asneim a ldhanhani, a hmed a lMHurra, Ehab f . ElMSaadany, "o ptimal design of electric vehicle charging stations integrated with renewable dg ", 2017 IEEE Innovative Smart g rid t echnologies Masia (ISg t Masia), pp.1M6, j une 2018.

[40] d ionicio Z. n aupari, yuri p. Molina, a lex Coronel, "o ptimal Sizing of photovoltaic Systems in distributin networks using particle Swarm o ptimization", 201 8 IEEE pES t ransmission & distribution Conference and Exhibition Ml atin a merica (t &dMa), o ctober 2018.

[41] y ang Han, yu f eng, ping y ang, l in Xu, y an Xu, f rede b laabjerg, "Cause, Classification of Voltage Sag, and Voltage Sag Emulators and a pplications: a Comprehensive o verview", IEEE a ccess, Vol.8, pp.1922M1934, d ecember 2019.

[42] p an Hu, ding k ai, y i w ang, y imin Qian, y in l i, "o ptimal implementation of Sf Cl for Voltage sag Mitigation in power distribution System", 2020 12th IEEE pES a siaMp acific power and Energy Engineering Conference (appEEC), 1 3 o ctober 2020.

[43] r odney kizito, Xueping l i, kai Sun, Shuai l i, "o ptimal distributed g enerator placement in utilityMbased Microgrids during a l argeMScale g rid disturbance" IEEE access, Vol.8, pp.21333M21344, j anuary 2020.

[44] C.C.b. o liveira, n. kagan, a. Meffe, S. j onathan, S. Caparroz, j.l. Cavaretti, "a new method for the computation of technical losses in electrical power distribution systems", 16 th International Conference and Exhibition on Electricity distribution, 2001. part 1: Contributions. CIr Ed. (IEE Conf. publ no. 482), august 2002.

[45] pettigrew, "Interconnection of a "g reen power" dg to the distribution System, a Case Study", 2005/2006 IEEE/pES t ransmission and distribution Conference and Exhibition, august 2006.

[46] Cicero M. p. dos Santos, "determination of Electric power l osses in distribution Systems", 2006 IEEE/pES t ransmission & distribution Conference and Exposition: l atin america, april 2007.

[47] M. H. Moradi, M. abedini, "o ptimal multiMdistributed generation location and capacity by g enetic algorithms", 2010 4 th International power Engineering and o ptimization Conference (pEo Co), august 2010.

[48] r eza karbalaei Hosseini, r asool kazemzadeh, "o ptimal dg allocation by extending an analytical method to minimize losses in radial distribution systems", 2011 19th Iranian Conference on Electrical Engineering, j uly 2011.

[49] nimisha u padhayay, arvind kumar Mishra, "a method of determination of suitable location and capacity of dg units in a distribution system", 2010 20th australasian universities power Engineering Conference, f ebruary 2011.

[50] f lorina Scarlatache, g heorghe g rigoras, "t he influence of the dg sources in the optimal operation of the electrical distribution systems", 2013 8 th Int Er nat Io nal SyMpo SIuM on adVanCEd t opICS In El ECt r ICal Eng InEEr Ing (at EE), September 2013.

[51] yogesh p. patel, ashvin g. patel, " placement of dg in distribution System forloss reduction", 2012 IEEE f ifth power India Conference, March 2013.

[52] Majid jamil Sheeraz kirmani, "optimal allocation of SpV based dg system forloss reduction and voltage improvement in radial distribution systems using approximate reasoning", 2012 IEEE 5 th India International Conference on power Electronics (IICpE), february 2013.

[53] Meng junxia, guo binqing, liu fuchao, du peidong, "Study on power loss of distribution network with distributed generation and its reactive power optimization problem", 2 01 4 International Conference on power System technology, december 2014.

[54] Mamun Mishra, " optimal placement of dg for loss reduction considering dg models", 2015 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication technologies (ICECCt), august 2015.

[55] Huiting Xu, wenxia liu, lili wang, Meng li, junpeng Zhang, "optimal sizing of small hydro power plants in consideration of voltage control", 2 o15 International Symposium on Smart Electric distribution Systems and technologies (EdSt), november 2015.

[56] kenan yang, yiyu gong, pu Zhang, Zhaoyan liu, "a reactive power compensation method based on tracing the power flow and loss function of power system", 2015 5 th International Conference on Electric utility deregulation and restructuring and power technologies (drpt), March 2016.

[57] Morteza yarahmadi, Mahmoud reza Shakarami, "an analytical method to optimal allocation of wind basedMdg considering timeMarying load model in radial distribution systems", 2015 2nd International Conference on knowledgeMbased Engineering and Innovation (kbEI), March 2016.

[58] karar Mahmoud, naoto yorino, "optimal combination of dg technologies in distribution systems", 2015 IEEE pES asiaMpacific power and Energy Engineering Conference (appEEC), january 2016.

[59] prabhjot kaur, Sandeep kaur, rintu khanna, " optimal placement and sizing of dg comparison of different techniques of dg placement", 2016 IEEE 1st International

Conference on power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICpEICES), february 2017.

[60] jaydeepsinh Sarvaiya, Mahipalsinh Chudasama, "Multi objective dg and rpC planning of radial type distribution network considering economic Viewpoints", 2017 1st International Conference on Intelligent Systems and Information Management (ICISIM), december 2017.

[61] kavita yadav, Manbir kaur, "Investigation of optimal allocation of wind dg in distribution system", 2016 7th India International Conference on power Electronics (IICpE), october 2017.

[62] M. abdelSalam, M. th. ElMohandes, E. Shaker, "pSoMbased performance improvement of distribution systems using dg sources", 2016 Eighteenth International Middle East power Systems Conference (MEpCon), february 2017.

[63] paschalis a. gkaidatzis, aggelos S. bouhouras, kallisthenis I. Sgouras, dimitrios I. doukas, dimitris p. labridis, "optimal distributed seneration placement problem for renewable and dg units: an innovative approach", Mediterranean Conference on power generation, transmission, distribution and Energy Conversion (Medpower 2016), March 2017.

[64] bandi prasad, Shaik riyaz Hussain, Shanmukh Srinivas, "Impact of addressing the power demands through renewable sources at individual loads on Indian power sectorMa case study at rgukt Mnuzvid", 2018 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES), august 2018.

[65] Sarfaraz nawaz, Md. Imran, Sonali Singh, " a novel approach for multiple dg allocation in distribution system of jaipur city", 2017 International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC), february 2018.

[66] nikola krstic, "reduction of Energy and power losses in distribution network using Energy Storage Systems", 2020 55th International Scientific Conference on Information, Communication and Energy Systems and technologies (ICESt), october 2020.

[67] asad waqar, umashankar Subramaniam, kiran farzana, rajvikram Madurai Elavarasan, Habib ur rahman Habib, Muhammad Zahid, Eklas Hossain, "analysis of optimal deployment of Several dgs in distribution networks using plant propagation algorithm", IEEE access, Vol.8, pp.175546M175562, September 2020.

[68] Ehab E. Elattar, Salah k. Elsayed, "optimal location and Sizing of distributed generators based on renewable Energy Sources using Modified Moth flame optimization technique", IEEE access, Vol.8, pp.109625M109638, june 2020.

[69] Sirine Essallah. adel khedher, "optimal MultiMype dg Integration and distribution System reconfiguration for active power loss Minimization using CpSo algorithm", 2019 International Conference on Control, automation and diagnosis (ICCad), March 2020.

[70] Zixin li, yujie Hu, fanqiang gao, Cong Zhao, fei Xu, ping wang, yaohua li, "loss analysis and Efficiency test of a 3 Mw 10 kV aC to +750 V dC power Electronic transformer", 2020 IEEE 9th International power Electronics and Motion Control Conference (IpEMC2020MECCE asia), March 2021.

[71] S. X. wang, wei Zhao, y. y. Chen, "distribution system reliability evaluation considering dg impacts", 2008 third International Conference on Electric utility deregulation and restructuring and power technologies, May 2008.

[72] S. Chaitusaney, p. pongthippitak, "Integration of battery for attenuating frequency fluctuation due to wind turbine generation", 2009 6th International Computer, Conference on Electrical Engineering/Electronics, telecommunications and Information technology, june 2009.

[73] r. ahshan, M. t. Iqbal, george k. I. Mann, john E. Quaicoe, "MicroMgrid system based on renewable power generation units", Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE 2010), September 2010.

[74] k Vinothkumar, M p Selvan[S Srinath, "Impact of dg model and load model on placement of multiple dgs in distribution system", 2010 5th International Conference on Industrial and Information Systems, September 2010.

[75] yaser Soliman Qudaih, Syafaruddin, t. Hiyama, "Conventional and Intelligent Methods for dg placement Strategies", 2010 asia-pacific power and Energy Engineering Conference, april 2010.

[76] yiwei Ma, ping yang, Hongxia guo, "distributed generation system development based on various renewable energy resources", proceedings of the 30th Chinese Control Conference, august 2011.

[77] Mehrdad Eghlimi, Mostafa tavanpour paveh, Seyed ali banihashemi, "necessities and suidelines for dg development in Iran", 2011 5th International power Engineering and optimization Conference, august 2011.

[78] luis arnedo, Suman dwari, Souleman Motapon, Vladimir blasko, "System level wind turbine controls with seamless transitions between standalone and grid connected mode", 2012 IEEE power Electronics and Machines in wind applications, october 2012.

[79] t. lantharthong, n. rugthaicharoencheep, "network reconfiguration for load balancing in distribution System with distributed generation and Capacitor placement" world academy of Science, Engineering and technology International journal of Electrical and Computer Engineering, Vol 6, 2012.

[80] omid amanifar, Mohamad Esmaeil Hamedani golshan, " optimal dg allocation and sizing for mitigating voltage sag in distribution systems with respect to economic consideration using particle Swarm optimization", 2012 proceedings of 17th Conference on Electrical power distribution, august 2012.

[81] E. tom jauch, "Implementing Smart grid challenges of integrating distribution dg", pES t&d 2012, august 2012.

[82] Majid bavafa, "a new method of Evolutionary programming in dg planning", 2011 International Conference on Energy, automation and Signal, february 2012.

[83] Ehsan Mokhtarpour Habashi, Mehrdad tarafdar Hagh, "Single-phase transformer-less buck-boost residential fuel Cell based dg", CIrEd 2012 workshop: Integration of renewables into the distribution grid, September 2012.

[84] jeffrey M. bloemink, timothy C. green, "benefits of distributionMlevel power Electronics for Supporting distributed generation growth", IEEE transactions on power delivery, Vol.28, no.2, pp.911M919, april 2013.

[85] Vikas Singh bhadoria, nidhi Singh pal, Vivek Shrivastava, " Installation of dg for optimal demand compensation", 2014 International Conference on Issues and Challenges in Intelligent Computing techniques (ICICt), april 2014.

[86] Silvano Vergura, giulio Siracusano, Mario Carpentieri, giovanni finocchio, "a nonlinear and nonMstationary signal analysis for accurate power quality monitoring in Smart grids", 3rd renewable power generation Conference (rpg 2014) date of Conference, September 2014.

[87] Edris pouresmaeil, Majid Mehrasa, joao p. S. Catalao, "a Multifunction Control Strategy for the Stable operation of dg units in Smart grids", IEEE transactions on Smart grid (Volume: 6, Issue: 2, March 2015), december 2014.

[88] Szilard liptak, ashley Stone, felipe larrain, "power supply of a rural offMgrid health center Ma case study", 2015 IEEE global Humanitarian technology Conference (gHtC), december 2015.

[89] Edris pouresmaeil, Hamid reza Shaker, Christian t. Veje, Mohammadamin Shokridehaki, Eduardo M. g. rodrigues, joao p. S. Catalao, "Integration of dg sources for compensation of unbalanced loads in the power grid", 2015 IEEE Eindhoven powertech, September 2015.

[90] amirreza Hassani ahangar, Hossein askarian abyaneh, g.b. gharepetian, "negative effects of cyber network (control, monitoring, and protection) on reliability of smart grids based on dg penetration", 2015 5 th International Conference on Computer and knowledge Engineering (ICCkE), december 2015.

[91] Shaoyun ge, Shiju wang, Zhiying lu, Hong liu, "Substation planning method in an active distribution network under lowMcarbon economy" journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.3, no.4, pp.468M474, december 2015.

[92] ardiaty arief, Muhammad bachtiar nappu, "dg placement and size with continuation power flow method", 2015 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI), december 2015.

[93] amol a kalage, nitin d ghawghawe, tushar V deokar, "optimum location of superconducting fault current limiter to mitigate dg impact", 2016 2nd International Conference on advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and bioMinformatics (aEEICb), august 2016.

[94] beihua liang, yun wei li, jinwei He, Chengshan wang, "a seriesMdg based autonomous islanding microgrid", 2016 IEEE applied power Electronics Conference and Exposition (apEC), May 2016.

[95] rajiv k. Varma, Shah arifur rahman, Vishwajitsinh atodaria, Sibin Mohan, tim Vanderheide, "technique for fast detection of Short Circuit Current in pV distributed generator", IEEE power and Energy technology Systems journal, Vol.3, no.4, pp.155M165, december 2016.

[96] bonan Huang, yushuai li, Huaguang Zhang, Qiuye Sun, "distributed optimal coMmultiM microgrids energy management for energy internet", IEEE/Caa journal of automatica Sinica, Vol.3, no.4, pp.357M364, october 2016.

[97] Syed ali abbas kazmi, Syed faraz Hasan, dongMyeol Shin, "Multi criteria decision analysis for optimum dg placement in smart grids", 2015 IEEE Innovative Smart grid technologies Masia (ISgt aSIa), january 2016.

[98] Ekow appiah kwofie, godfred Mensah, Emmanuel kwaku anto, "determination of the optimal power factor at which dg pV should be operated", 2017 IEEE pES powerafrica, july 2017.

[99] deepesh ramawat, ganesh p. prajapat, nagendra kumar Swarnkar, "reactive power loadability based optimal placement of wind and solar dg in distribution network", 2016 IEEE 7th power India International Conference (pIICon), october 2017.

[100] j. a. Saeed, M. Quraan, Q. Samara, S. favuzza, g. Zizzo, "Impact of integrating photovoltaic based dg on distribution network harmonics", 2017 IEEE International

Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial power Systems Europe (EEEIC / I&CpS Europe), july 2017.

[101] peng li, Haoran ji, Chengshan wang, jinli Zhao, guanyu Song, fei ding, jianzhong wu, "Coordinated Control Method of Voltage and reactive power for active distribution networks based on Soft open point" IEEE transactions on Sustainable Energy, Vol.8, no.4, pp.1430-1442, october 2017.

[102] panos C. kotsampopoulos, Vasilis a. kleftakis, nikos d. Hatziargyriou, "laboratory Education of Modern power Systems using pHIl Simulation", IEEE transactions on power Systems, Vol.32, no.5, pp.3992-4001, September 2017.

[103] Sheng Chen, Zhinong wei, guoqiang Sun, ning lu, yonghui Sun, ying Zhu, "Multi-area distributed three-phase state estimation for unbalanced active distribution networks", journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.5, no.5, pp.767-776, September 2017.

[104] wei liu, wei gu, Qiang Huang, liang Chen, Xiaodong yuan, "pinning group Consensus-based distributed Coordination Control for active distribution Systems", IEEE access, Vol.6, pp.2330-2339, december 2017.

[105] awan uji krismanto, n. Mithulananthan, "probabilistic small signal stability analysis of autonomous wind-diesel microgrid", 2017 IEEE Innovative Smart grid technologies - asia (ISgt-Asia), december 2017.

[106] Hongbin wu, Chenyang Huang, Ming ding, bo Zhao, peng li, "distributed cooperative voltage control based on curve-fitting in active distribution networks", journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.5, no.5, pp.777-786, September 2017.

[107] jie yu, Ming ni, yiping jiao, Xiaolong wang, "plug-in and plug-out dispatch optimization in microgrid clusters based on flexible communication", journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.5, no.4, pp.663-670, july 2017.

[108] M.r. Siddappaji, k. thippeswamy, "Contingency ranking and optimal placement of dg for line loss reduction in distribution system to enhance reliability" 2017 International

Conference on Energy, Communication, data analytics and Soft Computing (ICECdS), june 2018.

[109] yuntao ju, Can Chen, linlin wu, Hui liu, "general threeMphase linear power flow for active distribution networks with good adaptability under a polar Coordinate System" IEEE access, Vol.6, pp.34043M34050, May 2018.

[110] anjeet Verma, bhim Singh, "a Solar pV, bES, grid and dg Set based Hybrid Charging Station for uninterruptible Charging at Minimized Charging Cost", 2018 IEEE Industry applications Society annual Meeting (IaS), november 2018.

[111] anirban Chowdhury, raniit roy, kamal krishna Mandal, "Comparative Study of Single and Multiple point renewable Energy based dg allocation Considering Improvement of Voltage Stability, Economic and Environmental factors using jaya algorithm", 2017 International Conference on Computer, Electrical & Communication Engineering (ICCECE), pp.1M5, november 2018.

[112] renan H. furlan, Carlos H. beuter, rodrigo p. bataglioli, lago de M. faria, Mario oleskovicz, "Improvement of overcurrent protection considering distribution systems with distributed generation", 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of power (ICHQp), pp.1M5, june 2018.

[113] a. ngaopitakkul, C. jettanasen, "the effects of multiMdistributed generator on distribution system reliability" IEEE Innovative Smart grid technologies – asia (ISgtM asia), pp.1M6, june 2018.

[114] C. a. Macana, S. M. Mohiuddin, H. r. pota, M.a. Mahmud, "online energy management strategy for islanded microgrids with feedback linearizing inner controllers", 2017 lEEE Innovative Smart grid technologies Masia (ISgtMasia), june 2018.

[115] onyema S. nduka[bikash C. pal, "Quantitative Evaluation of actual loss reduction benefits of a renewable Heavy dg distribution network", IEEE transactions on Sustainable Energy, Vol.9, no.3, pp.1384M1396, july 2018.

[116] umer akram, Muhammad Khalid, Saifullah Shafiq, “An Improved Optimal Sizing Methodology for Future Autonomous Residential Smart Power Systems”, IEEE Access, Vol.6, pp.5986–6000, january 2018.

[117] bilal Hussain, Qadeer ul Hasan, nadeem javaid, Mohsen guizani, ahmad almogren, atif alamri, "an Innovative Heuristic algorithm for lot-Enabled Smart Homes for developing Countries" IEEE access, Vol.6, pp.15550–15575, february 2018.

[118] Mingshen wang, yunfei Mu, tao jiang, Hongjie jia, Xue li, kai Hou, tong wang, "load curve smoothing strategy based on unified state model of different demand side resources", journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.6, no.3, pp.540–554, May 2018.

[119] Shatakshi, bhim Singh, Sukumar Mishra, "Economic operation of pV-diG-battery based Microgrid with Seamless dual Mode Control", IECon 2018 –44th annual Conference of the lEEE Industrial Electronics Society, december 2018.

[120] dawei Huang, Hongwei li, guowei Cai, nantian Huang, na yu, Zheng Huang, "an Efficient probabilistic approach based on area grey Incidence decision Making for optimal distributed generation planning", IEEE access, Vol.7 , pp.93175–93186, july 2019.

[121] yalong Hu, Xiaoming wang, yonggang peng, ji Xiang, wei wei, "distributed finite-time Secondary Control for dC Microgrids with Virtual Impedance arrangement", IEEE access, Vol.7, pp.57060–57068, april 2019.

[122] peng li, Chuanchi Zhang, Xiaopeng fu, guanyu Song, Chengshan wang, jianzhong wu, "determination of local Voltage Control Strategy of distributed generators in active distribution networks based on kriging Metamodel", IEEE access, Vol.7, pp.34438–34450, March 2019.

[123] Mohamed a. M. Shaheen, Hany M. Hasanien, S. f. Mekhamer, Hossam E. a. talaat, "optimal power flow of power Systems Including distributed generation units using Sunflower optimization algorithm", IEEE access, Vol.7, pp.109289–109300, august 2019.

[124] jiming Chen, Qianyu yu, Qiying li, Zhuoran lin, Chaolin li, "probabilistic Energy flow analysis of MCE System Considering Various Coupling units and the uncertainty of distribution generators", IEEE access, Vol.7, pp.100394-100405, july 2019.

[125] fengMChang gu, ShiueMder lu, jianMXing wu, ChaoMmin kuo, ChiaM-Hung lin, ShiMYuaw Chen, "Interruptible power Estimation and auxiliary Service allocation using Contract theory and dynamic game for demand response in aggregator business Model", IEEE access, Vol.7, pp.129975-129987, September 2019.

[126] diptargha Chakravorty, jinrui guo, balarko Chaudhuri, Shu yuen ron Hui, "Small Signal Stability analysis of distribution networks with Electric Springs", IEEE transactions on Smart grid, Vol.10, no.2, pp.1543-1552, March 2019.

[127] junjun Xu, Zaijun wu, Qinran Hu, Chengzhi Zhu, Xiaobo dou, "tradeMoffs in Meter deployment for distribution network State Estimation Considering Measurement uncertainty" IEEE access, Vol.7, pp.66123-66136, May 2019.

[128] Vivek narayanan, Seema kewat, bhim Singh, " Standalone pV-BESMdg based Microgrid with power Quality Improvements", 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial power Systems Europe (EEEIC / I&CpS Europe), august 2019.

[129] Sambasivaiah puchalapalli, Shailendra kumar tiwari, bhim Singh, puneet kumar goel, "a Microgrid based on windMdriven dfIg, dg, and Solar pV array for optimal fuel Consumption", IEEE transactions on Industry applications (Volume: 56, Issue: 5, Sept.Moct. 2020), pp.4689-4699, june 2020.

[130] ritu jain, Vasundhara Mahajan, " Impact of Multiple dg penetration in Energy Market"2020 20 IEEE 1st International Conference for Convergence in Engineering (ICCE), december 2020.

[131] Xu li, yuping lu, "Improved amplitude differential protection Scheme based on the frequency Spectrum Index for distribution networks with dfIgMbased wind dgs", IEEE access,Vol.8, pp.64225-64237, March 2020.

[132] Haizhen Xu, Changzhou yu, Chun liu, Qinglong wang, Xing Zhang, "an Improved Virtual Inertia algorithm of Virtual Synchronous generator", journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.8, no.2, pp.377M386, March 2020.

[133] Hafiz abd ul Muqeet, aftab ahmad, "optimal Scheduling for Campus prosumer Microgrid Considering price based demand response", IEEE access, Vol.8, pp.71378M71394, april 2020.

[134] panggah prabawa, daeMHyun Choi, "MultiMagent framework for Service restoration in distribution Systems with distributed generators and Static/Mobile Energy Storage Systems", IEEE access, Vol.8, pp.51736M51752, March 2020.

[135] Emad ali almabsout, ragab a. ElMSehiemy, osman nuri ucan, oguz bayat, "a Hybrid local SearchMgenetic algorithm for Simultaneous placement of dg units and Shunt Capacitors in radial distribution Systems", IEEE access, Vol.8, pp.54465M54481, March 2020.

[136] ChaoMMing Huang, yannMChang Huang, ShinMYu Chen, SungMpei yang, "a Hierarchical optimization Method for parameter Estimatio of diesel generators", IEEE access, Vol.8, pp.176467M176479, September 2020.

[137] ahmed fathy, khaled kaaniche, turki M. alanazi, "recent approach based Social Spider optimizer for optimal Sizing of Hybrid pV/wind/battery/diesel Integrated Microgrid in aljouf region", IEEE access, Vol.8, pp.57630M57645, March 2020.

[138] javad khodabakhsh, Ebrahim Mohammadi, gerry Moschopoulos, "pMSgMbased wind Energy Conversion Systems Integration Into dC Microgrids with a novel Compact Converter", IEEE access, Vol.8, pp.83583M83595, May 2020.

[139] Vivek narayanan, bhim Singh, "Solar pV arrayMbES Integrated aC Microgrid with Seamless transition to dg Set", 2020 IEEE 5th International Conference on Computing Communication and automation (ICCCa), november 2020.

[140] anjeet Verma, bhim Singh, "Integration of Solar pVMwECS and dg Set for EV Charging Station", 2020 IEEE International Conference on power Electronics, Smart grid and renewable Energy (pESgrE2020), april 2020.

[141] Ignacio Hernando-Gil, Zhipeng Zhang, Mike brian ndawula, Sasa djokic, "dg locational Incremental Contribution to grid Supply level", 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial power Systems Europe (EEEIC / I&CpS Europe), august 2020.

[142] totappa Hasarmani, rajesh Holmukhe, abhishek gandhar, Shikha bhardwaj, "optimum Sizing and performance assessment of Solar pV-dg Hybrid System for Energy Self Sufficiency of jaggery Making units", 2020 IEEE bangalore Humanitarian technology Conference (b-Ht C), december 2020.

[143] reza bakhshi-Yafarabadi, reza ghazi, javad Sadeh, "power Quality assessment of Voltage positive feedback based Islanding detection algorithm", journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.8, no.4, pp.787-795, july 2020.

[144] Vallem V. V. S. n. Murty, ashwani kumar, "optimal Energy Management and techno-economic analysis in Microgrid with Hybrid renewable Energy Sources", journal of Modern power Systems and Clean Energy, Vol.8, no.5, pp.929-940, September 2020.

[145] Xiangzhen yang, Haixi Zhao, Mengke duan, yan du, Haining wang, jian Zhang, "a new distributed cooperative secondary voltage control in an unbalanced microgrid", CSEE journal of power and Energy Systems, pp.1-14, october 2020.

[146] bo Cao, liuchen Chang, Shuang Xu, riming Shao, "advanced Variable Switching frequency Control for Improving weighted Efficiency of distributed renewable generation Systems", IEEE access, Vol.8, pp.140643-140653, july 2020.

[147] baojin liu, teng wu, Zeng liu, jinjun liu, "a Small-Signal AC Injection-based decentralized Secondary frequency Control for droop-Controlled Islanded Microgrids", IEEE transactions on power Electronics, Vol.35, no.11, pp.11634-11651, november 2020.

[148] david alejandro Martinez, Eduardo Mojica-Nava, ameena Saad al-Sumaiti, Sergio rivera, "a distortion-based potential game for Secondary Voltage Control in Micro-grids", IEEE access, Vol.8, pp.110611-110622, june 2020.

[149] lingyu Ma, jiancheng Zhang, "an adaptive Hierarchical Control Method for Microgrid Considering generation Cost", IEEE access, Vol.8, pp.164187-164199, September 2020.

[150] Henerica tazvinga, oliver dzobo, "feasibility Study of a Solar-biogas System for off-grid applications", 2019 9th International Conference on power and Energy Systems (ICpES), june 2020.

[151] raimon bawazir, numan Cetin, Mustafa Mosbah, Salem arif, "Improvement of the Voltage profile of the distribution network by optimal Integration of pV-based decentralised Source", 2020 International Conference on Electrical (ICEE), november 2020.

[152] Santhi Swaroop Chippagiri, Sumanth pemmada, n.r. patne, "distribution network reconfiguration and distributed generation Injection using Improved Elephant Herding optimization", 2020 IEEE first International Conference on Smart technologies for power, Energy and Control (StpEC), december 2020.

[153] Chaonan liu, Zhiyuan pan, jinliang wang, Hongzhen fan, weiwei yang, Hao Zhang, "development of distributed photovoltaic grid-Connected Simulation System based on StarSim platform", 2020 IEEE 3rd Student Conference on Electrical Machines and Systems (SCEMS), february 2021.

[154] g. avinash Sravan gandhi, ram prakash, S. Sivasubramani, "optimal allocation of dg for Minimization of power loss and total Investment Cost using an analytical approach", 2020 21st national power Systems Conference (npSC), january 2021.

[155] amedeo andreotti, bianca Caiazzo, alberto petrillo, Stefania Santini, "distributed robust finite-Time Secondary Control for Stand-Alone Microgrids with time-Varying Communication delays", IEEE access, Vol.9, pp.59548-59563, april 2021.

[156] lucheng Hong, Mian rizwan, Muhammad wasif, Shafiq ahmad, Mazen Zaindin, Muhammad firdausi, "user-defined dual Setting directional overcurrent relays with Hybrid time Current-Voltage Characteristics-based protection Coordination for active distribution network", IEEE access, Vol.9, pp.6 27 5 2 -62769, april 2021.

[157] Muhammad usama, Mahmoud Moghavvemi, Hazlie Mokhlis, nurulafigah nadzirah Mansor, Haroon farooq, alireza pourdaryaei, "optimal protection Coordination Scheme for radial distribution network Considering on/off Grid", IEEE access, Vol.9, pp.34921-34937, january 2021.

[158] Soumya das, olav bjarte fosso, giancarlo Marafioti, "a new reliability and Security oriented technique for optimal dg placement in a practical distribution network", 2021 IEEE Madrid powertech, july 2021.

[159] gopal krishan taneja, gaurav Modi, bhim Singh, ashu Verma, "Islanded Solard pV-BESM dg Set for remote areas, 2020 IEEE 7th uttar pradesh Section International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (upCon), March 2021.

[160] diambomba Hyacinthe tungadio, yanxia Sun, "Management of load demand considering a dg working on islanded mode", 2021 1st odisha International Conference on Electrical power Engineering, Communication and Computing technology (odICon), May 2021.

[161] J. S. Savier, and D. Das,"Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," IEEE Trans. on Power Delivery, vol.22, no.4, pp.2473-2480, october 2007.

[162] j. a. M. rupa, and S. ganesh,"power flow analysis for radial distribution System using backward/forward Sweep Method", International journal of Electrical and Computer Engineering, Vol.8, no.10, pp.1628-1632, 2014.

[163] g. w. Chang, and n. C. Chinh, "Coyote optimization algorithm-based approach for Strategic planning of photovoltaic distributed generation", IEEE access, Vol.8, pp.36180-36190, february 2020.

[164] f. Sarkar, and r. ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using faCts device," International journal of Science and research, vol.4, no.5, pp.311 -317, May 2015.

[165] S. aarif, and Er. r. k. randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer", International journal for research in applied Science & Engineering technology, vol.5, no.9, pp.703–708, September 2017.

[166] a. kiswantono, E. prasetyo, and a. amirullah, "Comparative performance of Mitigation Voltage Sag/Swell and Harmonics using dVr-BESS-pV System with Mppt-Fuzzy Mamdani/Mppt-Fuzzy Sugeno", International journal of Intelligent Engineering and Systems, vol.12, no.2, pp.222–235, april 2019.

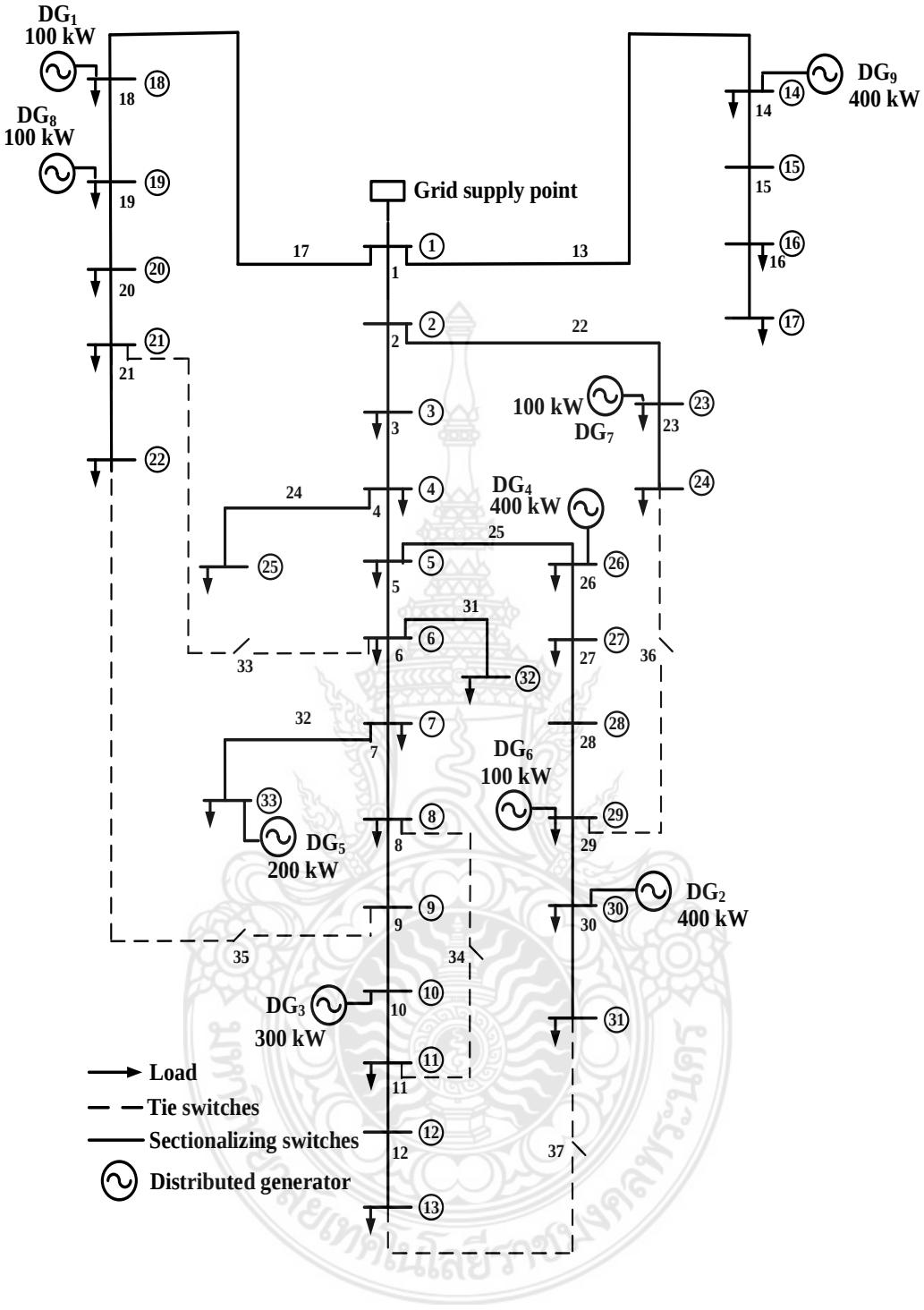
[167] n. M. nor, a. ali, t. Ibrahim, and M. f. romlie,"battery Storage for the utility-Scale distributed photovoltaic generations", IEEE access, Vol.6, pp.1137–1154, november 2017.

[168] y. wang, n. Zhang, H. li, j. yang, and C. kang,"linear three-phase power flow for unbalanced active distribution networks with pV nodes", CSEE journal of power and Energy Systems, vol.3, no.3, pp.321–324, September 2017.

[169] r. Han, Q. wang, t. wang, y. Zheng, and Shaoping guan, "research on power loss of distribution network with photovoltaic access", the journal of Engineering, Vol.2017, no.13, pp.2257–2260, october 2017.

ภาคผนวก ก

ข้อมูลโหลดและสายป้อนของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส



ภาพที่ ก.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลโหลดของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส

bus Number	P_l (kw)	Q_l (kVar)	bus Number	P_l (kw)	Q_l (kVar)
3	2.60	2.20	20	24.00	17.00

4	75.00	54.00	21	24.00	17.00
5	30.00	22.00	22	1.20	1.00
6	145.00	104.00	23	6.00	4.30
7	145.00	104.00	24	39.22	26.30
8	8.00	5.00	25	384.70	274.50
11	114.00	81.00	26	384.70	274.50
13	14.00	10.00	27	3.60	2.70
14	26.00	18.60	29	4.35	3.50
16	14.00	10.00	30	24.00	17.20
17	6.00	4.00	31	100.00	72.00
18	26.00	18.55	32	32.00	23.00
19	26.00	18.55	33	59.00	42.00

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายป้อนของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส

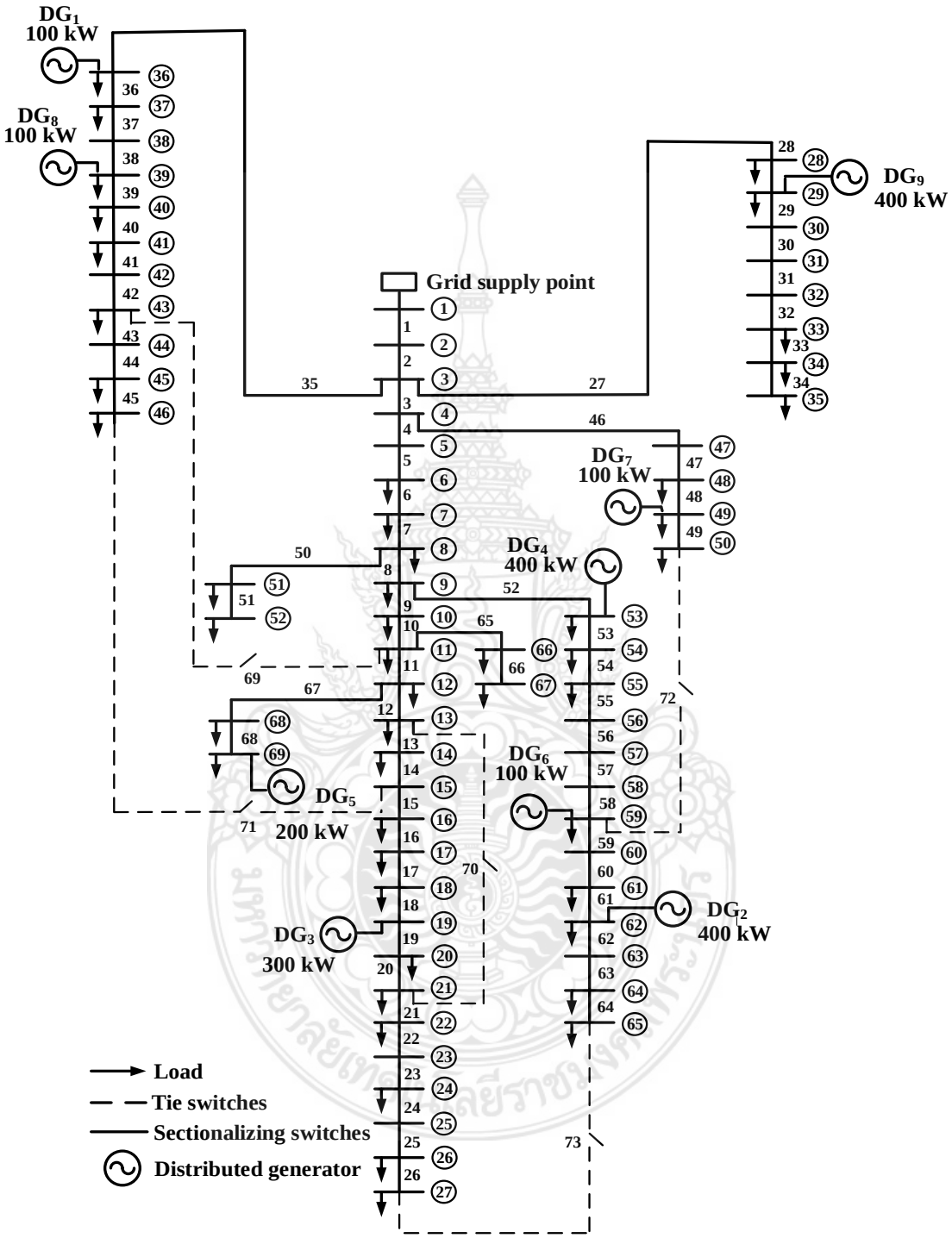
branch Number	sending end bus	receiving end bus	r (Ω)	X (Ω)	branch Number	sending end bus	receiving end bus	r (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0015	0.0036	20	20	21	0.3100	0.3623
2	2	3	0.0251	0.0294	21	21	22	0.0092	0.0116
3	3	4	0.3811	0.1941	22	2	23	0.0034	0.0084
4	4	5	0.0493	0.0251	23	23	24	0.0822	0.2011
5	5	6	0.8190	0.2707	24	4	25	0.0928	0.0473
6	6	7	0.7114	0.2351	25	5	26	0.1740	0.0886

7	7	8	1.0300	0.3400	26	26	27	0.2030	0.1034
8	8	9	1.0440	0.3450	27	27	28	0.2813	0.1433
9	9	10	0.1966	0.0650	28	28	29	0.7837	0.2630
10	10	11	0.2106	0.0690	29	29	30	0.3861	0.1172
11	11	12	0.0140	0.0046	30	30	31	0.1450	0.0738
12	12	13	0.3089	0.1021	31	6	32	0.2012	0.0611
13	1	14	0.0044	0.0108	32	7	33	0.7394	0.2444
14	14	15	0.3978	0.1315	**Tie line**				
15	15	16	0.3510	0.1160	33	6	21	0.5000	0.5000
16	16	17	1.7080	0.5646	34	8	11	0.5000	0.5000
17	1	18	0.0044	0.0108	35	9	22	1.0000	0.5000
18	18	19	0.0640	0.1565	36	24	29	2.0000	1.0000
19	19	20	0.0018	0.0021	37	13	31	1.0000	0.5000



ภาคผนวก ข

ข้อมูลโหลดและสายป้อนของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า V9 บัส



ภาพที่ ข.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลโหลดของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส

bus Number	P_l (kw)	Q_l (kVar)	bus Number	P_l (kw)	Q_l (kVar)
6	2.60	2.20	37	26.00	18.55
7	40.40	30.00	39	24.00	17.00
8	75.00	54.00	40	24.00	17.00
9	30.00	22.00	41	1.20	1.00
10	28.00	19.00	43	6.00	4.30
11	145.00	104.00	45	39.22	26.30
12	145.00	104.00	46	39.22	26.30
13	8.00	5.00	48	79.00	56.40
14	8.00	5.50	49	384.70	274.50
16	45.50	30.00	50	384.70	274.50
17	60.00	35.00	51	40.50	28.30
18	60.00	35.00	52	3.60	2.70
20	1.00	0.60	53	4.35	3.50
21	114.00	81.00	54	26.40	19.00
22	5.00	3.50	55	24.00	17.20
24	28.00	20.00	59	100.00	72.00
26	14.00	10.00	61	1,244.00	888.00
27	14.00	10.00	62	32.00	23.00
28	26.00	18.60	64	227.00	162.00
29	26.00	18.60	65	59.00	42.00
33	14.00	10.00	66	18.00	13.00
34	19.50	14.00	67	18.00	13.00
35	6.00	4.00	68	28.00	20.00
36	26.00	18.55	69	28.00	20.00

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายป้อนของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส

branch Number	sending end bus	receiving end bus	r (Ω)	X (Ω)	branch Number	sending end bus	receiving end bus	r (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0005	0.0012	36	36	37	0.0640	0.1565
2	2	3	0.0005	0.0012	37	37	38	0.1053	0.1230
3	3	4	0.0015	0.0036	38	38	39	0.0304	0.0355
4	4	5	0.0251	0.0294	39	39	40	0.0018	0.0021
5	5	6	0.3660	0.1864	40	40	41	0.7283	0.8509
6	6	7	0.3811	0.1941	41	41	42	0.3100	0.3623
7	7	8	0.0922	0.0470	42	42	43	0.0410	0.0478
8	8	9	0.0493	0.0251	43	43	44	0.0092	0.0116
9	9	10	0.8190	0.2707	44	44	45	0.1089	0.1373
10	10	11	0.1872	0.0619	45	45	46	0.0009	0.0012
11	11	12	0.7114	0.2351	46	4	47	0.0034	0.0084
12	12	13	1.0300	0.3400	47	47	48	0.0851	0.2084
13	13	14	1.0440	0.3450	48	48	49	0.2898	0.7091
14	14	15	1.0580	0.3496	49	49	50	0.0822	0.2011
15	15	16	0.1966	0.0650	50	8	51	0.0928	0.0473
16	16	17	0.3744	0.1238	51	51	52	0.3319	0.1114
17	17	18	0.0047	0.0016	52	9	53	0.1740	0.0886
18	18	19	0.3276	0.1083	53	53	54	0.2030	0.1034
19	19	20	0.2106	0.0690	54	54	55	0.2842	0.1447
20	20	21	0.3416	0.1129	55	55	56	0.2813	0.1433
21	21	22	0.0140	0.0046	56	56	57	1.5900	0.5337
22	22	23	0.1591	0.0526	57	57	58	0.7837	0.2630
23	23	24	0.3463	0.1145	58	58	59	0.3042	0.1006
24	24	25	0.7488	0.2475	59	59	60	0.3861	0.1172
25	25	26	0.3089	0.1021	60	60	61	0.5075	0.2585
26	26	27	0.1732	0.0572	61	61	62	0.0974	0.0496
27	3	28	0.0044	0.0108	62	62	63	0.1450	0.0738
28	28	29	0.0640	0.1565	63	63	64	0.7105	0.3619
29	29	30	0.3978	0.1315	64	64	65	1.0410	0.5302
30	30	31	0.0702	0.0232	65	11	66	0.2012	0.0611
31	31	32	0.3510	0.1160	66	66	67	0.0047	0.0014
32	32	33	0.8390	0.2816	67	12	68	0.7394	0.2444
33	33	34	1.7080	0.5646	68	68	69	0.0047	0.0016
34	34	35	1.4740	0.4873	Tie line				
35	3	36	0.0044	0.0108	69	11	43	0.5000	0.5000

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายป้อนของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 69 บัส (ต่อ)

branch Number	sending end bus	receiving end bus	r (Ω)	X (Ω)
70	13	21	0.5000	0.5000
71	15	46	1.0000	0.5000
72	50	59	2.0000	1.0000
73	27	65	1.0000	0.5000

ภาคผนวก ค

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์

1. **Papon Ngamprasert**, Nattachote rugthaicharoencheep and Sakhon woothipatanapan, “Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System”, 2019 International Conference on Power, Energy and Inno–ations (ICPEI) ambassador City jomtien, Pattaya, ThaILaNd october 16M18, 2019, pp 98M101.

2. นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, มนัส บุญเทียรทอง, ศุภวุฒิ เนตรโพธิแก้ว และ **ปพน งามประเสริฐ**, “กรณีศึกษาการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กในระบบจำหน่าย”, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 42 ณ โรงแรมเดอะกรีนเนอรี่ รีสอร์ท เขาใหญ่ จ.นครราชสีมา 30 ตุลาคมM1 พฤศจิกายน 2562, pp 17M20.

3. **Papon Ngamprasert** and Nattachote rugthaicharoencheep, “Solving Power Quality for Voltage Sag on distribution System with Solar Photo–olataic Installation”, 14th GMSar N International Conference 2019 Luang Plabang, Laos 27M29 No–ember 2019.

4. **Papon Ngamprasert**, Sakhon woothipatanapan, Poonsri wannakarn and Nattachote rugthaicharoencheep, “Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System”, International Electrical Engineering Transactions, Vol. 6, No.1, january MJune 2020, pp 28M33.

5. **Papon Ngamprasert**, Poonsri wannakarn and Nattachote rugthaicharoencheep, “Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant”, 2020 International Conference on Power, Energy and Inno–ations (ICPEI) kantary hills hotel, Chiang Mai, ThaILaNd, october 14M16 2020, pp 173M176.

6. **ปพน งามประเสริฐ**, พูนศรี วรรณการ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า”, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 43 ณ โรงแรมท็อปแลนด์ อำเภอเมือง จังหวัดพิษณุโลก, 28M30 ตุลาคม 2563, หน้า 37M40.

7. **ปพน งามประเสริฐ**, พูนศรี วรรณการ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การประเมินศักยภาพการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย”, วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ ปีที่ 14 ฉบับที่ 2, กรกฎาคม – ธันวาคม 2563, หน้า 38M49.

8. นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, สาคร วุฒิพัฒนพันธุ์, **ปพน งามประเสริฐ** และ จิรวัฒน์ ไม้แก่น, “การศึกษาปัจจัยการป้องกันฟ้าผ่าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์”, วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ ปีที่ 15 เล่มที่ 1, มกราคม – มิถุนายน 2564, หน้า 45M56.

9. นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, **ปพน งามประเสริฐ**, นริศ ชัชธรานนท์ และ ทง ลานธารทอง, “การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า”, วารสารนวัตกรรมการเรียนรู้และเทคโนโลยี ปีที่ 1 ฉบับที่ 1, มกราคม - มิถุนายน 2564, หน้า 80M86.

10. **ปพน งามประเสริฐ**, มนัส บุญเทียรทอง, ทง ลานธารทอง และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน”, การประชุมวิชาการระดับชาติ ECTIM-Card 2021 ครั้งที่ 13 “นวัตกรรม เพื่อสังคมที่ยั่งยืน”, ณ โรงแรมเฟอร์จูนริเวอร์วิว จังหวัดนครพนม, 28-30 เมษายน 2564, หน้า 340-343.

11. **ปพน งามประเสริฐ**, นริศ ชัชธรานนท์, ศุภวุฒิ เนตรโพธิแก้ว, ทง ลานธารทอง และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “เทคนิคการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์”, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 44 ณ โรงแรม ดิ อิมเพรส น่าน อำเภอเมืองน่าน จังหวัดน่าน, 17-19 พฤศจิกายน 2564, หน้า 137-1403.

12. มนัส บุญเทียรทอง, **ปพน งามประเสริฐ** และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การจำลองทางคณิตศาสตร์เปรียบเทียบกับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย”, วารสารวิชาการและวิจัย มทร.พระนคร ปีที่ 15 ฉบับที่ 2, กรกฎาคม-ธันวาคม 2564, หน้า 194-206.

13. **Papon Ngamprasert**, Naris Chattranont, Nattachote Rugthaicharoencheep, “The Analysis Harmonic for Connect Grid Photovoltaic Rooftop Synergy Distribution System”, The 2022 International Electrical Engineering Congress (IEECon 2022), khon kaen, Thailand, 9-11 March 2022.

14. **Papon Ngamprasert** and Nattachote rugthaicharoencheep, “Enhance for Voltage Sag Synergy Photo-oltaic Performance on distribution System”, GMSarN International journal, Volume 17, Issue 3, 2023.


EEAAT
Electrical Engineering Academic Association (Thailand)
Proceedings of the 2019 International Conference on
Power, Energy and Innovations (ICPEI)
Ambassador City Jomtien, Pattaya, THAILAND
October 16-18, 2019
Technical co-sponsors
IEEE
THAILAND SECTION
IEEE
PES
Power & Energy Society
Thailand Chapter

International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2019)
October 16-18, 2019, Pattaya, THAILAND

Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System

Papon Ngamprasert,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
papon@ieee.org

Nattachote Rugthaicharoencheep,
Senior Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
nattachote.r@rmutp.ac.th

Sakhon Woothipatanapan,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
sakhon.w@rmutp.ac.th

***Abstract*—This paper presents an application improvement of voltage profile by photovoltaic farm on distribution system. The improvement for the sag voltage is a factor in the efficiency of the power distribution system. Under technical constraints such as power flow and bus voltage limits. Modeling solution that uses the radius 69 bus distribution system with distributed generators (DG). It is therefore proposed in this paper to solve a solar power plant into the power distribution system problem based on a power flow algorithm. The results show that solar power plant can be improvement for voltage sag on distribution system.**

Keywords— Voltage Sag, Photovoltaic, Distribution System

I. INTRODUCTION

Distributed generation is an approach that employs small-scale technologies to produce electricity close to the end users of power. DG technologies often consist of modular (and sometimes renewable-energy) generators, and they offer a number of potential benefits. For example, of DG such as wind, solar, fuel cells, hydrogen, and biogas show in Fig.1.

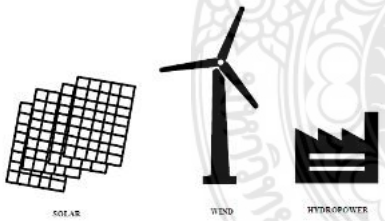


Fig.1.Type of distributed generation.

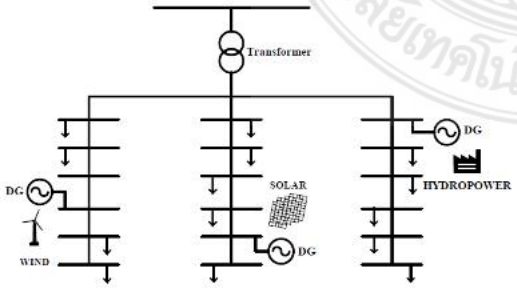


Fig.2.Distributed system with DGs installation.

The DGs placement in distribution system to voltage profile improvement by photovoltaic farm on distribution system under the technical conditions, power flow equation, line capability. The experiment with the model of distribution system 69 buses was evaluated to find the answer with the proposed technique.

II. VOLTAGE SAG

The sag voltage is defined as reducing the rms voltage between 10-90% which continues from half a cycle to one minute shown in Fig. 3.

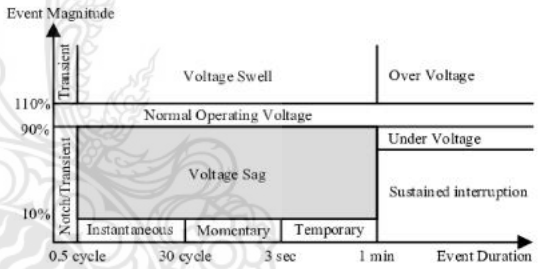


Fig. 3. Voltage Sag/Swell of IEEE Standard.

Most of the voltage sag are caused by a short-circuit to a single-phase ground. The starting of a with high power motor can be also create a voltage sag down shown in Fig. 4.

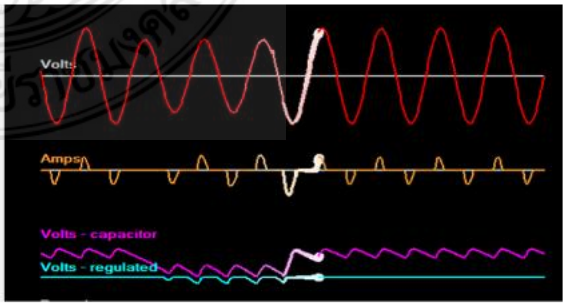


Fig. 4. Voltage Sag.

978-1-7281-5266-0/19/$31.00 ©2019 IEEE

The maximum and minimum values of voltage at the consumer end are prescribed in I.E. Rules, 1956. Both voltage drop and losses depend on the impedance of the line as well as its loading. Generally, lower-line voltage drop and line losses are desirable and a larger conductor size can be used for that purpose. However, use of a conductor above a certain size yields diminishing returns in terms of voltage drop and losses. Impedance (Z=R + jX) does not drop much where R is already small and further reduction in reactance X is a function of conductor spacing, which does not change with conductor size. Therefore, for any loading an optimum conductor size is desirable.

III. PHOTOVOLTAIC

Solar photovoltaic (PV) power generation uses renewable energy that is natural, safe and sustainable. PV is a device that converts sunlight into electricity using the intensity of solar. PV systems used for many photovoltaic farms connect to the grid everywhere, especially in developed countries with large markets [1]. A schematic diagram of solar photovoltaic (PV) system as show in Fig 5.

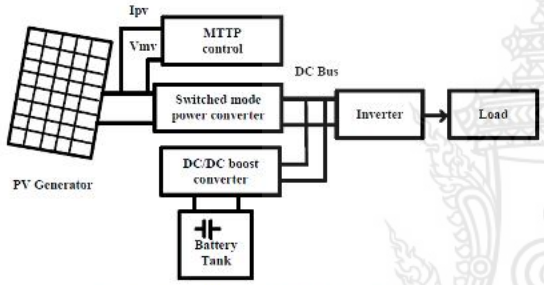


Fig. 5. Schematic diagram of a PV system.

Photovoltaic systems include PV array system which consists of two or more solar panel that converts sun light into electricity. Photovoltaic system is a non-conventional source of energy like wind turbine etc. It is used with dynamic voltage recover (DVR) system for energy storage. This system will provide energy to dc source which is used by inverter system to convert dc energy into ac energy for further applications of DVR system. The equivalent circuit model of photovoltaic cell is shown in Fig.6 [2].

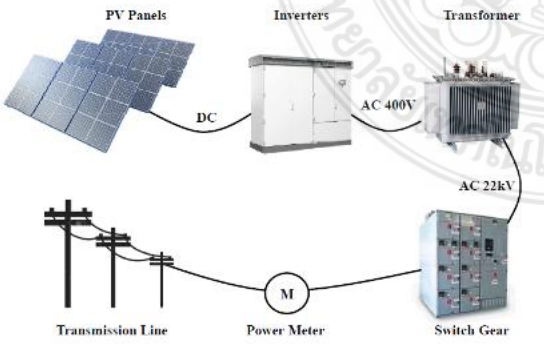


Fig. 6. Photovoltaic systems.

IV. MATHEMATICAL MODEL

This standard presents definition and table of voltage sag/swell base on categories (instantaneous, momentary, temporary) typical duration, and typical magnitude. The typical residential utility power after sag/swell disturbance is in the range of +/-5% from the nominal of voltage swell.[3]

$$Sag(\%) = \frac{V_{pre\ sag} - V_{sag}}{V_{pre\ sag}} \quad (1)$$

$$Swell(\%) = \frac{[V_{pre\ swell} - V_{swell}]}{V_{pre\ swell}} \quad (2)$$

There are two methods for voltage drop (VD) calculations.

$$Maximum\ demand = \frac{Sum\ of\ kVA\ rating\ of\ distribution\ transformers}{Diversity\ factor} \quad (3)$$

$$\%\,VD = \frac{VD\ per\ km.kVA \times (total\ km.kVA)}{Diversity\ factor} \quad (4)$$

$$Demand\ factor = \frac{1.732 \times kV \times maximum\ demand}{Sum\ of\ kVA\ rating\ of\ distribution\ transformers} \quad (5)$$

$$\%\,VD = VD\ per\ km.kVA \times (total\ km.kVA) \times demand\ factor \quad (6)$$

When considering the constant energy factor is the reactive power can be calculate with the equation (7).

$$Q_G = P_G tan(cos^{-1}(pf_G)) \quad (7)$$

where pf_G is the power factor specified in the DG. Then the injected net current associate at DG.

V. CASE STUDY

For the study, improve the voltage profile using 69 buses distribution system model with DG as shown in Fig.7. The nine DG units are located at buses 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 and 69 have the capacity of 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400, 200 and 200 kW respectively. The total installed capacity of DGs is 1,000 kW. The system base 100 MVA and voltage base is 12.66 kV.

Each branch in the system has a separate switch to reconfigure. The data loaded in the AI table and AII table provide branch information. [5]

The switch number 1-68 is sectionalizing switches on a distribution feeder (normally close) and switch number 69-73 is tie switches (normally open). The total load for this test system is 3,801.89 kW and 2,694.10 kVAr. The voltages all buses are set at 0.95 and 1.05 p.u.

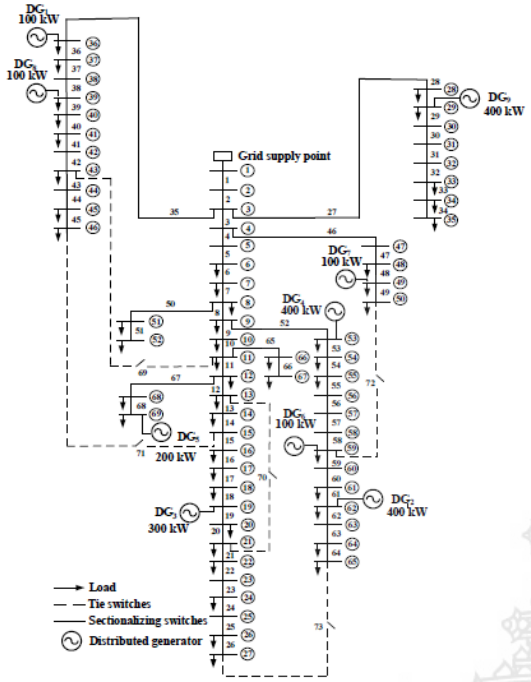


Fig. 7. Single-line diagram of 69-bus distribution system.

Three cases are examined as follows:

Case 1: Without DGs in distribution system. This case represents the base case.

Case 2: Installation DGs 5 buses in distribution system

Case 3: Installation DGs 9 buses in distribution system

VI. RESULTS

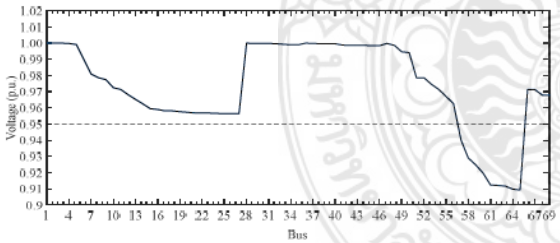


Fig. 8. Wits out in distribution system.

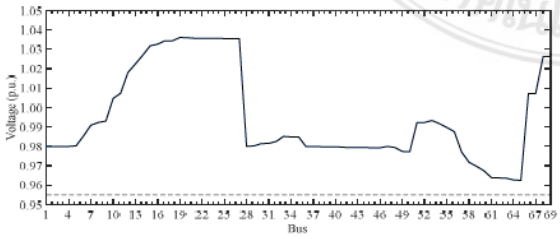


Fig. 9. Installation DGs 5 buses in distribution system.

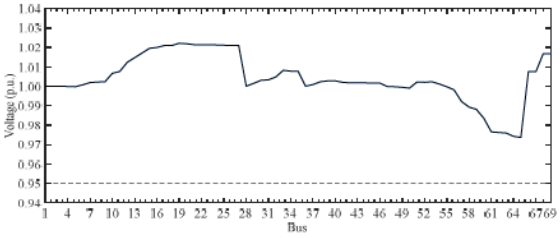


Fig. 10. Installation DGs 9 buses in distribution system.

The numerical results for the 3 cases are shown in Fig. 8, 9 and 10 the bus voltages of all buses for cases 1, 2 and 3. As can be seen, the bus voltages are improved in the presence of the DGs.

VII. CONCLUSION

This paper presents an application improvement of voltage profile by photovoltaic farm on distribution system. Tested with a single-line diagram of 69-bus distribution system, which has performed three cases are examined as follows, Case 1: Without in distribution system, Case 2: Installation DGs 5 buses in distribution system, Case 3: Installation DGs 9 buses in distribution system. It was found that Case 1: Without in distribution system does not improve distribution system. But Case 2: Installation DGs 5 buses in distribution system, Case 3: Installation DGs 9 buses in distribution system.

ACKNOWLEDGMENT

The author would like to express his sincere thanks to the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand for supporting.

REFERENCES

[1] F. Sarkar, and R. Ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device," International Journal of Science and Research, vol.4, no.5, pp.311 - 317, May 2015.

[2] S. Aarif, and Er. R. K. Randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer," International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology, vol.5, no.9, pp.703-708, September 2017.

[3] A. Kiswantono, E. Prasetyo, and A. Amirullah, "Comparative Performance of Mitigation Voltage Sag/Swell and Harmonics Using DVR-BES-PV System with MPPT-Fuzzy Mamdani/MPPT-Fuzzy Sugeno," International Journal of Intelligent Engineering and Systems, vol.12, no.2, pp.222-235, April 2019.

[4] M. Cortés-Carmona, J. Vega, and M. Cortés-Olivares,"Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation," IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, Perú, pp.1-5, 2018.

[5] J. S. Savier, and D. Das,"Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," IEEE Trans. on Power Delivery, vol.22, no.4, pp.2473-2480, October 2007.

International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2019)
October 16-18, 2019, Pattaya, THAILAND

APPENDIX

TABLE AI
LOAD DATA OF 69-BUS DISTRIBUTION SYSTEM

Bus Number	P_L (kW)	Q_L (kVAr)	Bus Number	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
6	2.60	2.20	37	26.00	18.55
7	40.40	30.00	39	24.00	17.00
8	75.00	54.00	40	24.00	17.00
9	30.00	22.00	41	1.20	1.00
10	28.00	19.00	43	6.00	4.30
11	145.00	104.00	45	39.22	26.30
12	145.00	104.00	46	39.22	26.30
13	8.00	5.00	48	79.00	56.40
14	8.00	5.50	49	384.70	274.50
16	45.50	30.00	50	384.70	274.50
17	60.00	35.00	51	40.50	28.30
18	60.00	35.00	52	3.60	2.70
20	1.00	0.60	53	4.35	3.50
21	114.00	81.00	54	26.40	19.00
22	5.00	3.50	55	24.00	17.20
24	28.00	20.00	59	100.00	72.00
26	14.00	10.00	61	1,244.00	888.00
27	14.00	10.00	62	32.00	23.00
28	26.00	18.60	64	227.00	162.00
29	26.00	18.60	65	59.00	42.00
33	14.00	10.00	66	18.00	13.00
34	19.50	14.00	67	18.00	13.00
35	6.00	4.00	68	28.00	20.00
36	26.00	18.55	69	28.00	20.00

TABLE AII
BRANCH DATA OF 69-BUS DISTRIBUTION SYSTEM

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0005	0.0012
2	2	3	0.0005	0.0012
3	3	4	0.0015	0.0036
4	4	5	0.0251	0.0294
5	5	6	0.3660	0.1864
6	6	7	0.3811	0.1941
7	7	8	0.0922	0.0470
8	8	9	0.0493	0.0251
9	9	10	0.8190	0.2707
10	10	11	0.1872	0.0619
11	11	12	0.7114	0.2351
12	12	13	1.0300	0.3400
13	13	14	1.0440	0.3450
14	14	15	1.0580	0.3496
15	15	16	0.1966	0.0650
16	16	17	0.3744	0.1238
17	17	18	0.0047	0.0016
18	18	19	0.3276	0.1083
19	19	20	0.2106	0.0690
20	20	21	0.3416	0.1129

TABLE AII (Continued)

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
21	21	22	0.0140	0.0046
22	22	23	0.1591	0.0526
23	23	24	0.3463	0.1145
24	24	25	0.7488	0.2475
25	25	26	0.3089	0.1021
26	26	27	0.1732	0.0572
27	3	28	0.0044	0.0108
28	28	29	0.0640	0.1565
29	29	30	0.3978	0.1315
30	30	31	0.0702	0.0232
31	31	32	0.3510	0.1160
32	32	33	0.8390	0.2816
33	33	34	1.7080	0.5646
34	34	35	1.4740	0.4873
35	3	36	0.0044	0.0108
36	36	37	0.0640	0.1565
37	37	38	0.1053	0.1230
38	38	39	0.0304	0.0355
39	39	40	0.0018	0.0021
40	40	41	0.7283	0.8509
41	41	42	0.3100	0.3623
42	42	43	0.0410	0.0478
43	43	44	0.0092	0.0116
44	44	45	0.1089	0.1373
45	45	46	0.0009	0.0012
46	4	47	0.0034	0.0084
47	47	48	0.0851	0.2083
48	48	49	0.2898	0.7091
49	49	50	0.0822	0.2011
50	8	51	0.0928	0.0473
51	51	52	0.3319	0.1114
52	9	53	0.1740	0.0886
53	53	54	0.2030	0.1034
54	54	55	0.2842	0.1447
55	55	56	0.2813	0.1433
56	56	57	1.5900	0.5337
57	57	58	0.7837	0.2630
58	58	59	0.3042	0.1006
59	59	60	0.3861	0.1172
60	60	61	0.5075	0.2585
61	61	62	0.0974	0.0496
62	62	63	0.1450	0.0738
63	63	64	0.7105	0.3619
64	64	65	1.0410	0.5302
65	11	66	0.2012	0.0611
66	66	67	0.0047	0.0014
67	12	68	0.7394	0.2444
68	68	69	0.0047	0.0016
		Tie line		
69	11	43	0.5000	0.5000
70	13	21	0.5000	0.5000
71	15	46	1.0000	0.5000
72	50	59	2.0000	1.0000
73	27	65	1.0000	0.5000


การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๔๒
The 42nd Electrical Engineering Conference
EECON-42
1
ไฟฟ้ากำลัง
โฟโตนิกส์
ระบบควบคุมและการวัดคุม
อิเล็กทรอนิกส์กำลัง
การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล
CSN
PEA
วันที่ 30 ตุลาคม - 1 พฤศจิกายน พ.ศ. 2562
ณ โรงแรมเดอะกรีนเนอรี่ รีสอร์ท เขาใหญ่ จังหวัดนครราชสีมา

กรณีศึกษาการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กในระบบจำหน่าย

A Case Study of the Operation of a Small Photovoltaic in a Distribution System

นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ มนัส บุญเทียรทอง ศุภวุฒิ เนตรโพธิ์แก้ว และ ปพน งามประเสริฐ

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร e-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอกรณีศึกษาการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กในระบบจำหน่าย ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัว ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724 โดยมีวัตถุประสงค์หลักร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ ดังนั้นจึงเสนอบทความนี้เพื่อเป็นกรณีศึกษาการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัว ผลจากการศึกษาพบว่าการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวเพิ่มประสิทธิภาพให้มีความสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่อง

คำสำคัญ: โฟโตโวลตาอิค ความเข้มแสง ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า

Abstract

This paper presents the case study of the operation of small distributed solar power plant. Practices of small distributed solar power plants using PVSyst and IEC 61724 mathematical equations to study the % performance ratio Therefore, this article is proposed as a case study of the operation of small distributed solar power plants. The results of the study show that the operation of small distributed solar power plants increases the efficiency to be able to produce the maximum electricity and continuously.

Keywords: Photovoltaic, Irradiance, % Performance Ratio, Power Generation Capacity

1. บทนำ

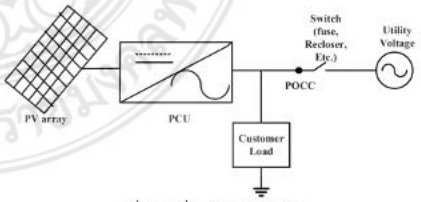
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีหน้าที่การผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct current หรือ DC) เมื่อได้รับความเข้มของแสงอาทิตย์จะเริ่มจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าไปยังอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (Grid connected inverter) เพื่อเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative current หรือ AC) และเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง ลดค่าไฟ ประหยัดค่าไฟ หรือใช้ไฟฟ้า

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อจำลองพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Photovoltaic: PV) เพื่อรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้นแบบเหล่านี้เข้ากับระบบสาธารณูปโภคทั่วไปและเพื่อกำหนดพฤติกรรมของระบบที่เกิดขึ้น ผลจากการศึกษาเหล่านี้แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่าการสร้างเซลล์แสงอาทิตย์สามารถรวมเข้ากับระบบสาธารณูปโภคในปริมาณมากโดยไม่ต้องสร้างปัญหาที่ผิดปกติในการทำงานและการควบคุมระบบ มีการศึกษามาตรการควบคุมเพื่อลดผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงโหลดขนาดใหญ่ [1]

ในอดีตจนถึงปัจจุบันระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้นำมาใช้กับระบบกระจายตัวขนาดเล็ก โดยมีการออกแบบมาเป็นทฤษฎีของโครงการสาธิต โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ที่สถานีย่อยในประเทศสหรัฐเมริกา ได้แก่ สถานี Lugo ใน Hesperia, California จากนั้นได้รับการออกแบบและดำเนินการเป็นโรงไฟฟ้ากลาง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ ซึ่งได้รับการตรวจสอบครั้งแรกตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน พ.ศ.2525 [2]

การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์กับโครงข่าย ดังแสดงในรูปที่ 1 การปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวอาจเป็นอันตรายต่อบุคคลและอุปกรณ์ จำเป็นต้องได้รับการป้องกัน ตามแผนการป้องกันที่มีอยู่ ซึ่งได้รับผลกระทบจากภายนอกหรือภายในที่ทำให้การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ล้มเหลวหรือหยุดชั่วขณะ

เมื่อมีระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์มากกว่าหนึ่งโมดูล ระบบการควบคุมคุณภาพไฟฟ้า PV จะมีความซับซ้อนของระบบเพิ่มขึ้น ปัญหาเหล่านี้สามารถแก้ไขได้โดยใช้ระบบการสั่งการระยะไกล สำหรับการป้องกันแบบโหมดอิสระ (Islanding) รวมถึงการพิจารณาประสิทธิภาพในการป้องกันสูงสุด แสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของการป้องกันแบบโหมดอิสระบน power line carrier communications (PLCC) [3]

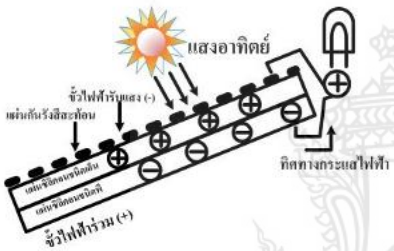


รูปที่ 1 การเชื่อมต่อกับ PV กับโหลด

ดังนั้นบทความวิจัยนี้นำเสนอกรณีศึกษาการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กในระบบจำหน่าย [4] ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัว ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724 โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็ก

2. โฟโตโวตาอิค

ในปี ค.ศ.1954 แดริลชาแปิง (Daryl Chapin) แคลวินฟุลเลอร์ (Calvin Fuller) และเจอร์ราลด์ เพียร์สัน (Gerald Pearson) นักวิทยาศาสตร์จากห้องปฏิบัติการเบลล์ สหรัฐอเมริกาประสบผลสำเร็จในการนำปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิคมาประยุกต์ใช้ประดิษฐ์เซลล์โฟโตโวตาอิค ด้วยสารซิลิคอน (Si) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2



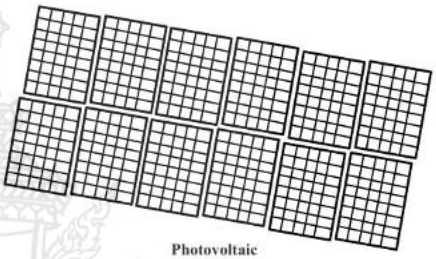
รูปที่ 2 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ประกอบขึ้นจากสารกึ่งตัวนำ 2 ชนิด คือ P และ N สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิค

โฟโตโวตาอิคเป็นวิธีผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการกระตุ้นสารกึ่งตัวนำ ด้วยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าในช่วงความยาวคลื่นแสงโดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิค เทคโนโลยีโฟโตโวตาอิค พลังแสงอาทิตย์ (Solar photovoltaics) เป็นทางเลือกหนึ่งที่มีบทบาทสำคัญในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้าซึ่งจะทดแทนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากถ่านหิน ปิโตรเลียม และแก๊สธรรมชาติ ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตโดยเทคโนโลยีซิลิคอน

เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่สะอาด เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และใช้ได้ไม่มีวันหมดเซลล์แสงอาทิตย์และเซลล์โฟโตโวตาอิคเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิค มักเรียกแบบย่อว่า "แผงพี-วีเซลล์" หรือ "Solar PV cell" ที่เซลล์แสงอาทิตย์ใช้แสงจากแหล่งอื่นนอกเหนือจากแสงอาทิตย์ เช่น หลอดไฟหรือแสงเทียมเรียกว่าเซลล์โฟโตโวตาอิค เซลล์แสงอาทิตย์มีหลายชนิด ชนิดที่ใช้งานอยู่มากที่สุดในปัจจุบัน คือเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตโดยใช้เทคโนโลยีซิลิคอน (Silicon-based solar cell) นอกจากนั้นยังมีเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film solar cell) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (Organic solar cell) และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสีย้อมไวแสง (Dye-sensitized solar cell) ดังแสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 4 เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic)

3. ความเข้มแสง

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) สามารถนำมาใช้ได้อย่างไม่สิ้นสุด และมีลักษณะกระจายไปถึงผู้ใช้โดยตรง อีกทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ตามปกติมนุษย์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์จากธรรมชาติในกิจวัตรประจำวัน เมื่อสังคมมนุษย์มีการพัฒนาไปสู่ยุคเทคโนโลยีอุตสาหกรรม ความต้องการพลังงานมีเพิ่มขึ้นจึงมีการใช้พลังงานจากแหล่งอื่นๆ เพิ่มขึ้นด้วยที่สำคัญ ได้แก่ พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ในรูปของน้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ การใช้พลังงานเหล่านี้ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมอีกทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่มีปริมาณจำกัดซึ่งถ้าใช้อย่างต่อเนื่องก็จะหมดไปในอนาคต นับตั้งแต่เกิดวิกฤตการณ์พลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ.1973 เป็นต้นมา [5] นักวิทยาศาสตร์จึงได้ทำการในการวิจัยและพัฒนาเพื่อนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ทดแทนพลังงาน

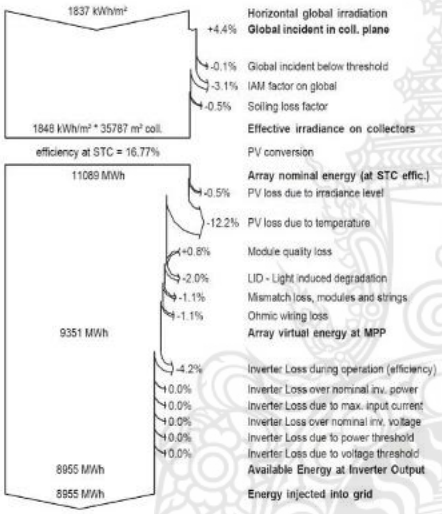
จากเชื้อเพลิงฟอสซิล จนถึงปัจจุบันเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์บางอย่างได้รับการพัฒนาจนถึงขั้นนำมาใช้งานได้จริง เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์ การทำน้ำอุ่นด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และการอบแห้งพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์อีกหลายชนิดที่อยู่ระหว่างการดำเนินการวิจัยและพัฒนาโดยคาดว่าจะสามารถนำมาใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพในอนาคต อย่างไรก็ตามการนำ

อุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์เหล่านี้มาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ [6] เราจำเป็นต้องทราบศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของบริเวณที่จะใช้งานด้วย

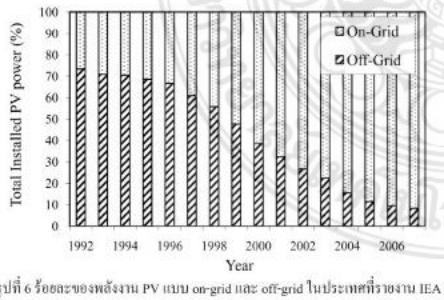
โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นกับปริมาณรังสีควงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น โดยบริเวณที่ได้รับรังสีควงอาทิตย์มากก็จะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานสูงสำหรับการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้อุปกรณ์รวมแสง เราจำเป็นต้องทราบสัดส่วนของรังสีรวมต่อรังสีกระจายด้วย

4. ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ

ระบบไฟฟ้ากำลังของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วยระบบไฟฟ้าหลัก ดังแสดงในรูปที่ 5 ร้อยละของพลังงาน PV แบบ on-grid และ off-grid ในประเทศที่รายงาน IEA ดังแสดงในรูปที่ 6



รูปที่ 5 การสูญเสียที่เกิดในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 6 ร้อยละของพลังงาน PV แบบ on-grid และ off-grid ในประเทศที่รายงาน IEA

ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพดังสมการที่ (1) และ (2)

$$PR = \frac{E_{Grid}}{(GlobInc \times P_{nom}PV)} \quad (1)$$

$$PR_{(corr)} = \frac{E_{Grid}}{\left(P_{nom}PV \times \sum hours\left(\frac{GlobInc}{G_{Ref} \times \left(1 - muP_{exp} \times (Tarray - Tarray_{Ref})\right)}\right)\right)} \quad (2)$$

5. กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ถือเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมอย่างยิ่ง ด้วยความที่การผลิตไฟฟ้าในยุคนี้จำเป็นต้องอาศัยหลักการหลายอย่าง แต่ด้วยความที่ขั้นตอนการผลิตต่างๆ หากยิ่งนานวันเข้าสิ่งที่ใช้ก็ยิ่งหมดไป ดังนั้นการใช้พลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่จะช่วยให้การผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ทำได้ต่อเนื่อง เพราะพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมดไปจากโลกนี้อย่างแน่นอน



รูปที่ 7 ระบบการผลิตกระแสไฟฟ้า (power generation system)

เซลล์แสงอาทิตย์หรือที่เราเรียกว่า โซลาร์เซลล์ เป็นสิ่งประดิษฐ์แบบอิเล็กทรอนิกส์ที่ทำการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ทำมาจากสารกึ่งตัวนำ มีการดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วมีการเปลี่ยนให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งไฟฟ้าที่ได้นี้จะเป็นไฟฟ้าในระบบกระแสตรง เซลล์แสงอาทิตย์ถือเป็นอุปกรณ์ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นต้องเลือกใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ นอกจากแสงอาทิตย์ ถือว่าพลังงานเหล่านี้เป็นพลังงานที่สะอาดไม่มีของเสียที่จะก่อให้เกิดมลพิษในระหว่างการใช้งาน ถือเป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่กับที่ ไม่มีการเคลื่อนที่ขณะที่กำลังทำงาน ทำให้ไม่ต้องเป็นกังวลเรื่องปัญหาการสึกหรอหรือต้องมีการบำรุงรักษาอยู่บ่อยๆ เหมือนกับอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆ [7] ซึ่งระบบไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังรูปที่ 7 โดยมีหลักการการทำงานของตัวระบบ ดังนี้

1.พอแสงอาทิตย์ตกกระทบกับแผงโซลาร์เซลล์ แผงโซลาร์เซลล์ทั้งหมดจะทำการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงผ่านระบบควบคุมเข้าสู่อินเวอร์เตอร์

2.อินเวอร์เตอร์นี้ก็จะทำการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้กลายเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

3.หากช่วงเวลาที่ความเข้มข้นของแสงอาทิตย์มีไม่มากพอหรือการใช้อุปกรณ์ที่มีกำลังการใช้ไฟฟ้าสูงมากกว่ากำลังที่ผลิตขึ้นมาได้จากโซลาร์เซลล์ ระบบจะมีการนำกำลังไฟฟ้าส่วนที่ขาดจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบปกติของการไฟฟ้าออกมาใช้ เพื่อให้อุปกรณ์ไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ตามปกติ

6. อภิปราย

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินและเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขนาดกำลัง 5.95 kWp [8] ในพื้นที่อำเภอท่าสองยาง จังหวัดตาก มีความเหมาะสมดีและให้ประสิทธิภาพสูง ระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด เท่ากับ 11,089 MWh/year และมีอัตราส่วนสมรรถนะเฉลี่ยรายปี 77.84% ควรเลือกใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly-crystalline Si และรองรับกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยกริดอินเวอร์เตอร์ขนาด 330 kW จำนวน 15 เครื่อง ที่เหมาะสม และการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรหน้าไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) จึงจะได้รับความเข้ม รังสีแสงอาทิตย์สูงสุดและได้ปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุดประมาณ 1,837 kWh/m2 รวมทั้งการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มุมเอียง 15 องศา จะให้พลังงานไฟฟ้าและปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุด

7. สรุป

บทความนี้นำเสนอกรณีศึกษาการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัว เพื่อวิเคราะห์และเพิ่มประสิทธิภาพการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวให้มีความสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่อง

8. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลือในการจัดทำบทความนี้ซึ่งได้ช่วยให้บทความนี้สำเร็จลุล่วงอย่างสมบูรณ์

เอกสารอ้างอิง

[1] S. Chalmers, M. Hitt, J. Underhill, P. Anderson, P. Vogt, and R. Ingersoll, "The Effect of Photovoltaic Power Generation on Utility Operation." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; PAS-104, pp. 524–530, 1985.

[2] N. Patapoff, and D. Mattijetz, "Utility Interconnection Experience with an Operating Central Station MW-Sized Photovoltaic Plant." IEEE Transactions on Power Systems and Apparatus; PAS-104, pp. 2020–2024, 1985.

[3] M.E. Ropp, K. Aaker, J. Haigh, and N. Sabbah, "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding." In Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 17-22, pp. 1675–1678, 2000.

[4] J. S. Savier, and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," IEEE Trans. on Power Delivery, vol.22, no.4, pp.2473-2480, October 2007.

[5] F. Sarkar, and R. Ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device," International Journal of Science and Research, vol.4, no.5, pp.311 - 317, May 2015.

[6] S. Aarif, and Er. R. K. Randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer," International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology, vol.5, no.9, pp.703-708, September 2017.

[7] A. Kiswantono, E. Prasetyo, and A. Amirullah, "Comparative Performance of Mitigation Voltage Sag/Swell and Harmonics Using DVR-BES-PV System with MPPT-Fuzzy Mamdani/MPPT-Fuzzy Sugeno," International Journal of Intelligent Engineering and Systems, vol.12, no.2, pp.222-235, April 2019.

[8] M. Cortés-Carmona, J. Vega, and M. Cortés-Olivares, "Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation," IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, Perú, pp.1-5, 2018.


14th GMSARN
International Conference 2019
on "Smart Energy, Environment,
and Deverlopment for Suctainable GMS"
27 - 29 November 2019
Luang Plabang, Laos

GMSARN Int. Conf. on Smart Energy, Environment, and Development for Sustainable GMS, 27-29 November 2019

Solving Power Quality for Voltage Sag on Distribution System with Solar Photovoltaic Installation

Papon Ngamprasert and Nattachote Rugthaicharoencheep
Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technoogy Phra Nakhon, Bangkok, THAILAND
e-mail: papon@ieee.org and nattachote@ieee.org

***Abstract*—**
Distributed generator (DG) is a small-scaled generator driven by different types of resources and technologies such as wind, solar, fuel cells, hydrogen, and biomass. DGs are connected in parallel with the distribution system and expected to play an increasing role in emerging electric power systems mainly because they can be served as a source of active power at on or near the site where it is to be used.

Electric utilities can enjoy many benefits from DGs. Improvement in their system. Voltage profile and reduction in branch currents are a few examples of benefits from DG. An advantage of DGs in an aspect of loss reduction is the main emphasis in this paper. Such an advantage is due to the fact that DG can help reduce current flow in the feeders and therefore resulting in less voltage drop. This advantage can only be achieved when DGs are properly placed. .

The objective function of DGs placement, in this paper, is to minimize the annual energy loss cost while retaining voltage magnitudes of all buses within prescribed allowable limits. The power flow equations, current transfer capability of the feeders, numbers and capacities of DGs are also set as the constraints. The power flow algorithm is employed to search for the optimal solution expressed in forms of the locations and sizes of DG.

Voltage Sag

The voltage sag is defined as a decrease in the value of rms voltage between 10-90% which goes on from one half cycle to one minute shown in Fig. 1.

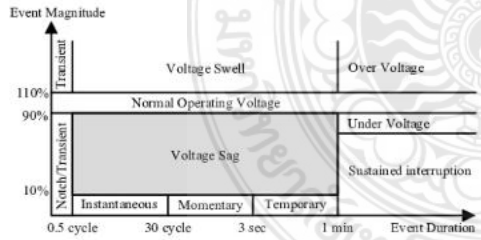


Fig. 1. Voltage Sag/Swell of IEEE Standard

The voltage sag can affect to the phase or amplitude. The most voltages sag occurs caused by a single phase to ground short circuit. An unbalanced short circuit can trigger an unbalanced phase and shift it from its nominal value. The starting of motor with high power also can generate voltage sag shown in Fig. 2.

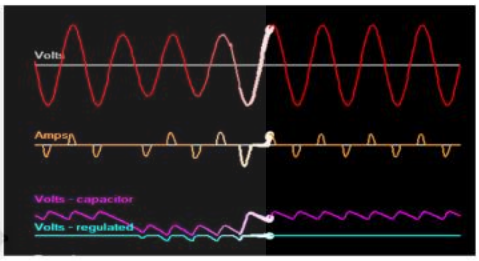


Fig. 2. Voltage Sag

The amplitude of the voltage sag depends on several factors i.e. type, location, and impedance disturbance. The voltage sag in each busbar is different depends on location of disturbance. The duration of sag is determined by duration of protection clearing time i.e. the extent to which voltage sag is able to be removed. The voltage swell is an increase in source rms voltage in short time intervals whose value ranges from 1.1 p.u. to 1.8 p.u. from nominal source voltage. Although the duration time of voltage sag/swell is short, the interference can affect sensitive loads such as the computers, the programmable logic controllers (PLCs) and the variable speed drives (VSDs) on motor and simultaneously reducing efficiency of these devices.

Photovoltaic

Solar power generation is the conversion of light energy to electric energy. Sunlight or photon can be converted directly into electric power using photovoltaic (PV), or even easier with the concentrating solar power (CSP) as heat conserve, which generally focuses the photon energy to water at its boiling point which can be used to generate power. Photovoltaic (PV) were early used to generation as a single solar cell to small household stuffs powered by photovoltaic (PV) arrays. A PV solar cell is a device that converts light/photon into electric current using the effect of photoelectric. The photovoltaic (PV) power system, or P system array produces direct current (DC) power which dependent with the sunlight's photon intensity.

In practical use this is usually need conversion to certain require voltages as alternating current (AC) voltages by using an inverter. Many solar cells are connected inside the modules. All modules are wired together to form solar arrays, then all tied to an inverter, which produces the power at desired voltage for DC and for AC, it is voltage as well as the required frequency and phase.

Photovoltaic systems include PV array system which consists of two or more solar panel that converts sun light into electricity. Photovoltaic system is a non-conventional source of energy like wind turbine etc. It is used with dynamic voltage recover (DVR) system for energy storage. This system will provide energy to dc source which is used by inverter system to convert dc energy into ac energy for further applications of DVR system. The equivalent circuit model of photovoltaic cell is shown in Fig.3.



Fig. 3. Photovoltaic systems

This paper focuses on the advantage of DG for loss reduction. Such advantage is due to the fact that DG can help reduce current flow in the feeders and therefore resulting in less power loss in the lines. However, loss reduction could be effectively achieved when DGs are properly placed into the distribution system. This paper presents the application of power flow algorithm, to determine the optimal numbers, locations, and capacities of DG units to be installed in the distribution system

The developed methodology is demonstrated by a radial distribution system with 69 buses, 7 laterals and 5 tie-lines (looping branches), as shown in fig.4. The current carrying capacity of branch No.1-9 is 400 A, No. 46-49 and No. 52-64 are 300 A and the other remaining branches including the tie lines are 200 A. Nine DG units are located at buses 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 and 69 with capacities of 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 and 200 kW, respectively. The total installed capacity of the DGs is 1,000 kW, the base values for voltage and power are 12.66 kV and 100 MVA. The minimum and maximum voltages are set at 0.95 and 1.05 p.u.

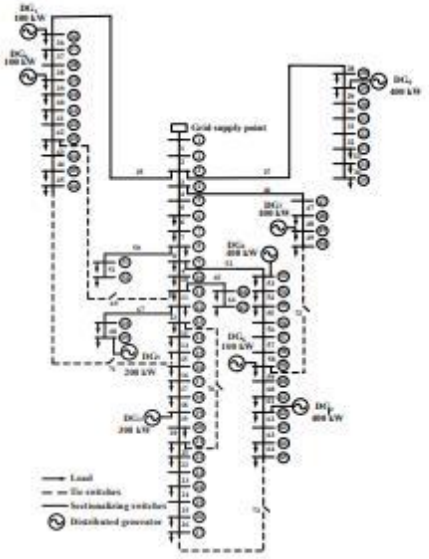


Fig. 4. Single-line diagram of 69-bus distribution system

Three cases are examined as follows:

Case 1: Without DGs in distribution system. This case represents the base case.

Case 2: Installation DGs 5 buses in distribution system

Case 3: Installation DGs 9 buses in distribution system

This paper presents solving power quality for voltage sag on distribution system. The objective function of the problem is to improvement for voltage sag subject to power flow constraints, bus voltage limits. The developed methodology is demonstrated by a 69-bus radial distribution system with distributed generators (DG). It is therefore proposed in this paper to solve a solar power plant into the power distribution system problem based on a power flow algorithm. The results show that solar power plant can be improvement for voltage sag on distribution system

Keywords— Voltage Sag, Photovoltaic, Distribution System

IEET
International Electrical Engineering Transactions

Vol. 6 No.1 (10)
January- June, 2020
ISSN 2465-4256



An online publication of the EEAAT
Electrical Engineering Academic Association (Thailand)
www.journal.eeaat.or.th

IEET - International Electrical Engineering Transactions, Vol. 6 No.1 (10) January - June, 2020

Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System

Papon Ngamprasert, Member IEEE., Sakhon Woothipatanapan, Member IEEE.,
Poonsri Wannakarn, Nattachote Rugthaicharoencheep*, Senior Member IEEE

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
papon@ieee.org, sakhon.w@rmutp.ac.th, poonsri.w@rmutp.ac.th, nattachote.r@rmutp.ac.th*

Abstract: This paper presents an improvement for voltage sag with photovoltaic performance on distribution system. The improvement for the sag voltage is a factor in the efficiency of the power distribution system. Under technical constraints such as power flow and bus voltage limits. Modeling solution that uses the radius 69 bus distribution system with distributed generators (DG). It is therefore proposed in this paper to solve a solar power plant into the power distribution system problem based on a power flow algorithm. The results show that solar power plant can be improvement for voltage sag on distribution system.

***Index Terms*—Voltage Sag, Photovoltaic, Distribution System.**

I. INTRODUCTION

DISTRIBUTED generation is an approach that employs small-scale technologies to produce electricity close to the end users of power. DG technologies often consist of modular (and sometimes renewable-energy) generators, and they offer a number of potential benefits. For example, of DG such as wind, solar, fuel cells, hydrogen, and biogas show in Fig.1.

The DGs placement in distribution system to voltage profile improvement by photovoltaic farm on distribution system under the technical conditions, power flow equation, line capability. The experiment with the model of distribution system 69 buses was evaluated to find the answer with the proposed technique.

Voltage sags (or dips-American English uses "sag", and British English uses "dip", but they mean exactly the same thing) are the most common power quality disturbance [1].

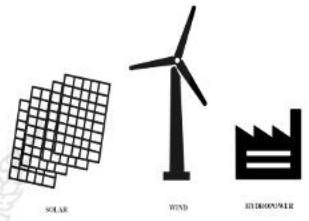


Fig. 1. Type of distributed generation.

This type of disturbance is typically by a short circuit, or fault, on the power distribution grid. The grid, in this case, includes the mains wiring inside the building. Most experts agree that more than 50% of voltage sags are caused by something inside the building. The power supply on this is typical of inexpensive single-phase and three-phase supplies. Supplies like these are found in computers, robots, adjustable speed drives (also called variable frequency drives), etc. Here's how the supply work: a bridge rectifier feeds pulsed DC current to a bulk electrolytic capacity. A Distributed system with DGs installation as show in Fig. 2.

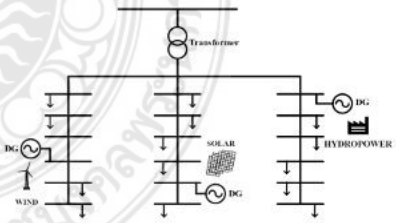


Fig. 2. Distributed system with DGs installation.

Papon Ngamprasert is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, 10800, THAILAND. (phone: 66 890593970; e-mail: papon@ieee.org)

Sakhon Woothipatanapan is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, 10800, THAILAND. (phone: 66 983945539; e-mail: sakhon.w@rmutp.ac.th)

Poonsri Wannakarn is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, 10800, THAILAND. (phone: 66 860049952; e-mail: poonsri.w@rmutp.ac.th)

Nattachote Rugthaicharoencheep is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, 10800, THAILAND. (phone: 66 613536426; e-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th)

These capacitors are generally available only in certain discrete values-try the slider. A regulator then ensures that the output voltage is a constant, steady, DC value. In this case, the regulator is set for 300V DC, with a minimum forward voltage drop of 60V [2-3]. The nominal input is 240VAC. You can adjust the regulator efficiency.

II. VOLTAGE SAG

The sag voltage is defined as reducing the rms voltage between 10-90% which continues from half a cycle to one minute shown in Fig. 3.

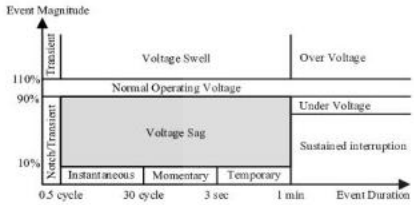


Fig. 3. Voltage Sag/Swell of IEEE Standard.

Most of the voltage sag are caused by a short-circuit to a single-phase ground. The starting of a with high power motor can be also create a voltage sag down shown in Fig. 4.

The maximum and minimum values of voltage at the consumer end are prescribed in I.E. Rules, 1956. Both voltage drop and losses depend on the impedance of the line as well as its loading. Generally, lower-line voltage drop and line losses are desirable and a larger conductor size can be used for that purpose. However, use of a conductor above a certain size yields diminishing returns in terms of voltage drop and losses. Impedance (Z=R + jX) does not drop much where R is already small and further reduction in reactance X is a function of conductor spacing, which does not change with conductor size. Therefore, for any loading an optimum conductor size is desirable.

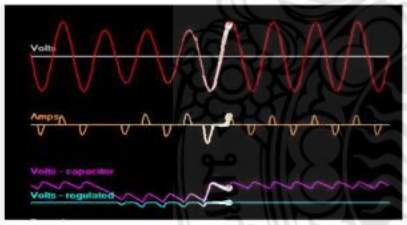


Fig. 4. Voltage Sag.

III. PHOTOVOLTAIC

Solar photovoltaic (PV) power generation uses renewable energy that is natural, safe and sustainable. PV is a device that converts sunlight into electricity using the intensity of solar [4]. PV systems used for many photovoltaic farms connect to the grid everywhere, especially in developed countries with large markets [1]. A schematic diagram of solar photovoltaic (PV) system as show in Fig. 5.

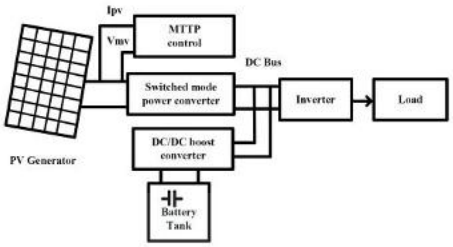


Fig. 5. Schematic diagram of a PV system.

Photovoltaic systems include PV array system which consists of two or more solar panel that converts sun light into electricity. Photovoltaic system is a non-conventional source of energy like wind turbine etc. It is used with dynamic voltage recover (DVR) system for energy storage. This system will provide energy to dc source which is used by inverter system to convert dc energy into ac energy for further applications of DVR system. The equivalent circuit model of photovoltaic cell is shown in Fig. 6 [5].



Fig. 6. Photovoltaic systems.

In recent years, all large-scale urban blackouts are due to transmission line overload which connected one or more distribution network with transmission network. Therefore, the energy control strategy which this article designed will satisfy the internal load demand of distribution network in maximal degree. And the thoughts of this strategy are reduced the long-distance power transmission, autarky and superfluous power feeding external. The photovoltaic diesel generator hybrid power supply system will be programmed as isolated island operation model which could access new energy maximum and will running at grid connected mode to send out extra solar energy [6].

Without photovoltaic outputting, if the battery packs output is less than the local load demands the diesel generators will fully generating. If the battery packs can satisfy load demand, the load will chose using battery backs

or diesel engines to undertake the residual load and the criterion is sensitive load. When the photovoltaic fully outputting can't satisfy the load demand, the diesel generators will undertake the surplus load demand. This could avoid get or send energy to distribution network. Therefore, the access number and access positions of photovoltaic diesel generator hybrid power supply system are random. In each access position, the optimizing function can get the optimal access capacity and control model. The equivalent static model of a solar cell by a diode circuit as shown in Fig. 7 [7].

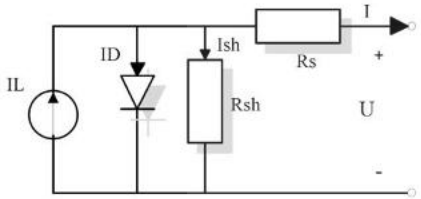


Fig. 7. Equivalent static model of a solar cell

The relation between the output voltage U and the load current can be formulated as follows [8].

$$I = I_L - I_D = I_L - I_O\left[\exp\left(\frac{U + RI_S}{\alpha}\right) - 1\right] \quad (1)$$

Where I is load current

I_L is current photo

I_O is saturation current

U is output voltage

Rs is series resistor

α is voltage temperature coefficient

IV. Formulation

This standard presents definition and table of voltage sag/swell base on categories (instantaneous, momentary, temporary) typical duration, and typical magnitude. The typical residential utility power after sag/swell disturbance is in the range of +/-5% from the nominal of voltage swell [9].

$$Sag(\%) = \frac{V_{pre\ sag} - V_{sag}}{V_{pre\ sag}} \quad (2)$$

$$Swell(\%) = \frac{\left[V_{pre\ swell} - V_{swell}\right]}{V_{pre\ swell}} \quad (3)$$

There are two methods for voltage drop (VD) calculations.

$$Maximum\ demand = \frac{Sum\ of\ kVA\ rating\ of\ distribution\ transformers}{Diversity\ factor} \quad (4)$$

$$\%\,VD = \frac{VD\ per\ km.kVA \times (total\ km.kVA)}{Diversity\ factor} \quad (5)$$

$$Demand\ factor = \frac{1.732 \times kV \times maximum\ demand}{Sum\ of\ kVA\ rating\ of\ distribution\ transformers} \quad (6)$$

$$\%\,VD = VD\ per\ km.kVA \times (total\ km.kVA) \times demand\ factor \quad (7)$$

When considering the constant energy factor is the reactive power can be calculate with the equation (8).

$$Q_G = P_G tan\left(cos^{-1}(pf_G)\right) \quad (8)$$

where pf_G is the power factor specified in the DG. Then the injected net current associate at DG.

V. Solution Methodology

The Tabu search algorithm is applied to solve the voltage sag problem using the following steps for calculation.

Step 1: Read the bus, load and branch data of a distribution system including all the operational constraints.

Step 2: Randomly select a feasible solution from the search space: $S_0 \in \Omega$. The solution is represented by the switch number that should be opened during network reconfiguration.

Step 3: Set the size of a Tabu list, maximum iteration and iteration index $m = 1$.

Step 4: Let the initial solution obtained in step 2 be the current solution and the best solution: $S_{best} = S_0$, and $S_{current} = S_0$.

Step 5: Perform an optimal power flow by a MATPOWER software package [10] to determine power loss, bus voltages, branch currents and generation schedules of the distributed generators.

Step 6: Calculate the total power loss using (1) and check whether the current solution satisfies the constraints. A penalty factor is applied for constraint violation.

Step 7: Calculate the aspiration level of S_{best} : $f_{best} = f(S_{best})$. The aspiration level is the sum of L and a penalty function

Step 8: Generate a set of solutions in the neighborhood of $S_{current}$ by changing the switch numbers that should be opened. This set of solutions is designated as $S_{neighbor}$.

Step 9: Calculate the aspiration level for each member of $S_{neighbor}$, and choose the one that has the highest aspiration level, $S_{neighbor\_best}$.

Step 10: Check whether the attribute of the solution obtained in step 9 is in the Tabu list. If yes, go to step 11, or else $S_{current} = S_{neighbor\_best}$ and go to step 12.

Step 11: Accept $S_{neighbor\_best}$ if it has a better aspiration level

than f_{best} and set $S_{current} = S_{neighbor\_best}$, or else select a next-best solution that is not in the Tabu list to become the current solution.

Step 12: Update the Tabu list and set $m = m + 1$.

Step 13: Repeat steps 8 to 12 until a specified maximum iteration has been reached.

Step 14: Repeat step 5 and report the optimal solution.

Distribution system with DG as show in Fig. 8.

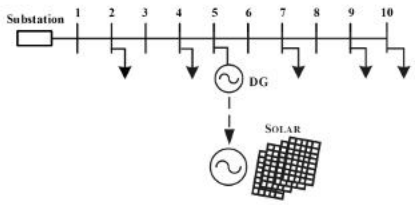


Fig. 8. Distribution system with DG.

VI. CASE STUDY

For the study, improve the voltage profile using 69 buses distribution system model with DG as shown in Fig.9. The nine DG units are located at buses 19, 29, 36, 39, 49, 53, 59, 62 and 69 have the capacity of 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400, 200 and 200 kW respectively. The total installed capacity of DGs is 1,000 kW. The system base 100 MVA and voltage base is 12.66 kV.

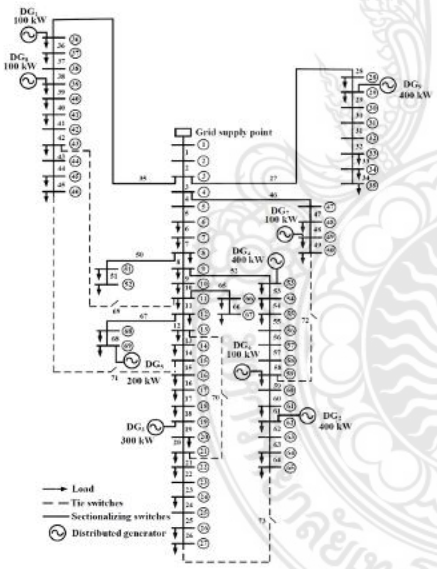


Fig. 9. Single-line diagram of 69-bus distribution system.

Each branch in the system has a separate switch to reconfigure. The data loaded in the AI table and AII table provide branch information [11].

The switch number 1-68 is sectionalizing switches on a distribution feeder (normally close) and switch number 69-73 is tie switches (normally open). The total load for this test system is 3,801.89 kW and 2,694.10 kVAr. The voltages all buses are set at 0.95 and 1.05 p.u.

Three cases are examined as follows:

Case 1: Without DGs in distribution system. This case represents the base case.

Case 2: Installation DGs 5 buses in distribution system.

Case 3: Installation DGs 9 buses in distribution system.

VII. RESULTS

The numerical results for the 3 cases are shown in Fig. 10, 11 and 12 the bus voltages of all buses for cases 1, 2 and 3. As can be seen, the bus voltages are improved in the presence of the DGs.

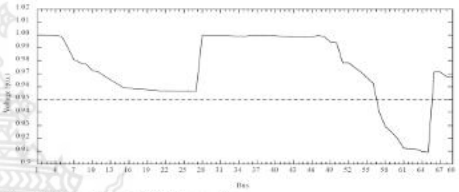


Fig. 10. Without in distribution system.

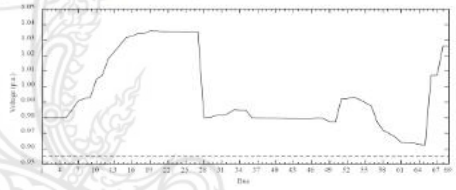


Fig. 11. Installation DGs 5 buses in distribution system.

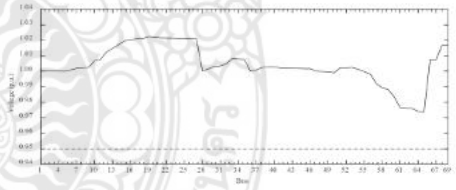


Fig. 12. Installation DGs 9 buses in distribution system.

VIII. CONCLUSION

This paper presents an improvement for voltage sag with photovoltaic performance on distribution system. Tested with a single-line diagram of 69-bus distribution system,

which has performed three cases is examined as follows, Case 1: Without in distribution system, Case 2: Installation DGs 5 buses in distribution system, Case 3: Installation DGs 9 buses in distribution system. It was found that Case 1: Without in distribution system does not improve distribution system. But Case 2: Installation DGs 5 buses in distribution system, Case 3: Installation DGs 9 buses in distribution system.

ACKNOWLEDGMENT

The author would like to express his sincere thanks to the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand for supporting.

REFERENCES

[1] F. Sarkar, and R. Ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device," International Journal of Science and Research, vol.4, no.5, pp.311 - 317, May 2015.

[2] Y. Zheng, Z. Y. Dong, K. Meng, H. Yang, M. Lai, and K. P. Wong, "Multi-objective Distributed Wind Generation Planning in an Unbalanced Distribution System," CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol.3, no.2, pp.186-195, June 2017.

[3] V. Vai, M.-C. Alvarez-Herault, B. Raison, and L. Bun, "Optimal Low-voltage Distribution Topology with Integration of PV and Storage for Rural Electrification in Developing Countries: A Case Study of Cambodia," Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol.8, no.3, pp.531-539, May 2020.

[4] R. K. Varma, S. A. Rahman, V. Atodaria, S. Mohan, and T. Vanderheide,"Technique for Fast Detection of Short Circuit Current in PV Distributed Generator," IEEE Power and Energy Technology Systems Journal, vol.3, no.4, pp.155-165, December 2016.

[5] S. Aarif, and Er. R. K. Randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer," International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology, vol.5, no.9, pp.703-708, September 2017.

[6] GE Yang-yang, CAI Zhi-yuan, and SUN Li-yong, "Optimal placement for hybrid energy in micro-grid," IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2016.

[7] O. Z. Nezhad, S. A. Hashemi Zadeh, M. Mohammadian, and A. A. Gharaveisi, "The analysis of hybrid system as dg in smart grids by the use of loss sensitivity coefficient method," Smart Grid Conference (SGC), December 2013.

[8] M. Cortés-Carmona, J. Vega, and M. Cortés-Olivares,"Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation," IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, Perú, pp.1-5, 2018.

[9] A. Kiswantono, E. Prasetyo, and A. Amirullah, "Comparative Performance of Mitigation Voltage Sag/Swell and Harmonics Using DVR-BES-PV System with MPPT-Fuzzy Mamdani/MPPT-Fuzzy Sugeno," International Journal of Intelligent Engineering and Systems, vol.12, no.2, pp.222-235, April 2019.

[10] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and D. Gan, "A MATPOWERTM power system simulation package version 3.1b2", Power Systems Engineering Research (PSERC), September, 2006.

[11] J. S. Savier, and D. Das,"Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," IEEE Trans. on Power Delivery, vol.22, no.4, pp.2473-2480, October 2007.

APPENDIX

TABLE AI
LOAD DATA OF 69-BUS DISTRIBUTION SYSTEM

Bus Number	P_L (kW)	Q_L (kVAr)	Bus Number	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
6	2.60	2.20	37	26.00	18.55
7	40.40	30.00	39	24.00	17.00
8	75.00	54.00	40	24.00	17.00
9	30.00	22.00	41	1.20	1.00
10	28.00	19.00	43	6.00	4.30
11	145.00	104.00	45	39.22	26.30

TABLE AI (CONTINUED)

Bus Number	P_L (kW)	Q_L (kVAr)	Bus Number	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
12	145.00	104.00	46	39.22	26.30
13	8.00	5.00	48	79.00	56.40
14	8.00	5.50	49	384.70	274.50
14	8.00	5.50	49	384.70	274.50
16	45.50	30.00	50	384.70	274.50
17	60.00	35.00	51	40.50	28.30
18	60.00	35.00	52	3.60	2.70
20	1.00	0.60	53	4.35	3.50
21	114.00	81.00	54	26.40	19.00
22	5.00	3.50	55	24.00	17.20
24	28.00	20.00	59	100.00	72.00
26	14.00	10.00	61	1,244.00	888.00
27	14.00	10.00	62	32.00	23.00
28	26.00	18.60	64	227.00	162.0
29	26.00	18.60	65	59.00	42.00
33	14.00	10.00	66	18.00	13.00
34	19.50	14.00	67	18.00	13.00
35	6.00	4.00	68	28.00	20.00
36	26.00	18.55	69	28.00	20.00

TABLE AII
BRANCH DATA OF 69-BUS DISTRIBUTION SYSTEM

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0005	0.0012
2	2	3	0.0005	0.0012
3	3	4	0.0015	0.0036
4	4	5	0.0251	0.0294
5	5	6	0.3660	0.1864
6	6	7	0.3811	0.1941
7	7	8	0.0922	0.0470
8	8	9	0.0493	0.0251
9	9	10	0.8190	0.2707
10	10	11	0.1872	0.0619
11	11	12	0.7114	0.2351
12	12	13	1.0300	0.3400
13	13	14	1.0440	0.3450
14	14	15	1.0580	0.3496
15	15	16	0.1966	0.0650
16	16	17	0.3744	0.1238
17	17	18	0.0047	0.0016
18	18	19	0.3276	0.1083
19	19	20	0.2106	0.0690
20	20	21	0.3416	0.1129
21	21	22	0.0140	0.0046
22	22	23	0.1591	0.0526
23	23	24	0.3463	0.1145
24	24	25	0.7488	0.2475
25	25	26	0.3089	0.1021
26	26	27	0.1732	0.0572
27	3	28	0.0044	0.0108
28	28	29	0.0640	0.1565
29	29	30	0.3978	0.1315
30	30	31	0.0702	0.0232
31	31	32	0.3510	0.1160
32	32	33	0.8390	0.2816
33	33	34	1.7080	0.5646
34	34	35	1.4740	0.4873
35	3	36	0.0044	0.0108
36	36	37	0.0640	0.1565
37	37	38	0.1053	0.1230
38	38	39	0.0304	0.0355
39	39	40	0.0018	0.0021
40	40	41	0.7283	0.8509
41	41	42	0.3100	0.3623
42	42	43	0.0410	0.0478
43	43	44	0.0092	0.0116
44	44	45	0.1089	0.1373
45	45	46	0.0009	0.0012
46	4	47	0.0034	0.0084

TABLE AII (CONTINUED)

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
47	47	48	0.0851	0.2083
48	48	49	0.2898	0.7091
49	49	50	0.0822	0.2011
50	8	51	0.0928	0.0473
51	51	52	0.3319	0.1114
52	9	53	0.1740	0.0886
53	53	54	0.2030	0.1034
54	54	55	0.2842	0.1447
55	55	56	0.2813	0.1433
56	56	57	1.5900	0.5337
57	57	58	0.7837	0.2630
58	58	59	0.3042	0.1006
59	59	60	0.3861	0.1172
60	60	61	0.5075	0.2585
61	61	62	0.0974	0.0496
62	62	63	0.1450	0.0738
63	63	64	0.7105	0.3619
64	64	65	1.0410	0.5302
65	11	66	0.2012	0.0611
66	66	67	0.0047	0.0014
67	12	68	0.7394	0.2444
68	68	69	0.0047	0.0016
		Tie line		
69	11	43	0.5000	0.5000
70	13	21	0.5000	0.5000
71	15	46	1.0000	0.5000
72	50	59	2.0000	1.0000
73	27	65	1.0000	0.5000

Papon Ngamprasert graduated with a Master's Degree of Engineering Program in Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Thammasat University, Thailand. The currently studying Doctor of Philosophy Degree in Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand. He is also a member of IEEE, APEC engineer and professional engineer (Power), Council of Engineers Thailand. His current research areas are energy systems, battery energy storage system, smart grid system, technology power system, electric power system operation, power system planning, operation, energy and distributed generation (DG).

Sakhon Woothipatanapan is an Assistant Professor Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand. His current research areas Power electronic and electric drive and distributed power generation sources. Currently, He is a member of IEEE and engineer (Power), Council of Engineers Thailand.

Poonsri Wannakarn is an Assistant Professor Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, Thailand. His current research areas Power electronic and electric drive and distributed power generation sources. He is engineer (Power), Council of Engineers Thailand.

Nattachote Rugthaicharoecheep is Associate Professor in the Department of Electrical Engineering at the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Bangkok, Thailand. He obtained his Ph.D. in Electrical Engineering from King Mongkut's Institute of Technology North Bangkok, Thailand in October 2010. The subject of dissertation was Optimal Planning and Operation for Distribution System with Distributed Generation. He is currently a chair of master degree and Ph.D. program in the Electrical Engineering at RMUTP. His current research areas are power system planning and operation, optimization techniques, distributed generation (DG), as well as the development of distribution system with DGs. His contributions to the subject include many books, journals, and conferences. Currently, He is also a member of Senior IEEE and professional engineer (Power), Council of Engineers Thailand.

ICPEI 2020
International Conference on Power, Energy and Innovations

Proceedings of the 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)

October 14-16, 2020
Kantary Hills Hotel, Chiang Mai, THAILAND



Organized by

EEAAT

Technical co-sponsors

IEEE PES Power & Energy Society Thailand Chapter

IEEE THAILAND SECTION

2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)
October 14-16, 2020, Chiang Mai, THAILAND

Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant

Papon Ngamprasert,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
papon@ieee.org

Poonsri Wannakarn
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
poonsri.w@rmutp.ac.th

Nattachote Rugthaicharoencheep,
Senior Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
nattachote.r@rmutp.ac.th

***Abstract*— This paper presents an enhance power loss in distribution system synergy photovoltaic power plant. The enhance power loss is a factor in the efficiency of the power distribution system. Under technical constraints such as power flow and power loss. Modeling solution that uses the radius 33 bus. Distribution system with distributed generators (DG). It is therefore proposed in this paper to solve a solar power plant into the power distribution system problem based on a power loss synergy power flow algorithm. The results show that solar power plant can be enhance power loss on distribution system.**

Keywords*— *Power Loss, Photovoltaic, Distribution System

I. INTRODUCTION

Distributed generation is an approach that employs small-scale technologies to produce electricity close to the end users of power. DG technologies often consist of modular (and sometimes renewable-energy) generators, and they offer a number of potential benefits. For example, of DG such as wind, solar, fuel cells, hydrogen, and biogas show in Fig.1.

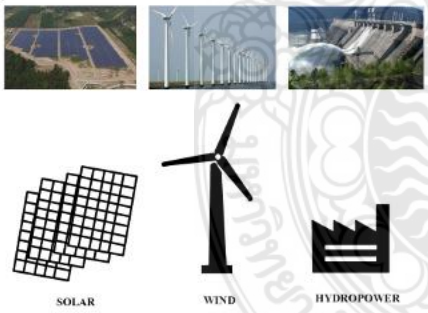


Fig.1. Type of distributed generation.

The DGs placement in distribution system to enhance power loss improvement by photovoltaic power plant on distribution system under the technical conditions, power flow equation, line capability. The experiment with the model of distribution system 33 buses [1] was evaluated to find the answer with the proposed technique enhance power loss in distribution system synergy photovoltaic power plant. Distributed system with DGs installation show in Fig.2.

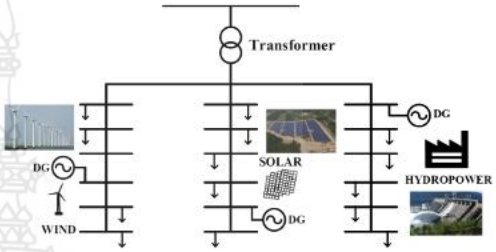


Fig.2. Distributed system with DGs installation.

In the grid-connected system, as all excess power is fed to the grid lines. except for small critical loads, such as the startup controls and the computers. The DC power is first converted into AC by the inverter, ripples are filtered and then only the filtered power is fed into the grid lines.

For photovoltaic (PV) applications, the inverter is a critical component, which converts the array DC power into AC for supplying the loads or interfacing with the grid. AC-PV modules, which integrates an inverter directly in the module. It provides utility grade 60Hz power directly from the module junction box. This greatly simplifies the PV system design.

Real power loss is an important index for the technical assessment of PV-DG placements. The total power loss at each load level after the PV-DG installations. The key component in the objective function to be minimized is the real power loss reduction after sitting DGs. Assume that a given number of available PV-DG units are planned for placement in the system and each unit is assigned with a maximum MW capacity. The search space of the PV-DG candidate busses usually is enormous [2].

Therefore, this research paper presents an enhance power loss in distribution system synergy photovoltaic power plant shown in Fig. 3. Using the with mathematical modeling solution that uses the radius 33 bus distribution system with distributed generators (DG).

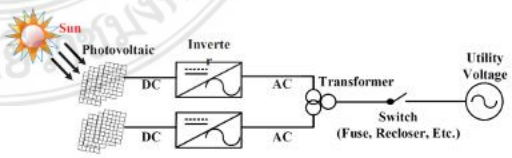


Fig. 3. Photovoltaic power generation system.

978-1-7281-7240-8/20/$31.00 ©2020 IEEE

2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)
October 14-16, 2020, Chiang Mai, THAILAND

The objective is to analysis enhance power loss in distribution system synergy photovoltaic power plant.

II. Power Loss

The power loss of distribution system analysis synergy photovoltaic. Load in distribution system could be indicated as.

$$S_L = P_L + jQ_L \quad (1)$$

where P_L is the active power of the load and Q_L is the reactive power of the load.

Model establishing distribution system synergy photovoltaic access. The direction of power flow was usually the network side than the load side in the traditional distribution system without photovoltaic power access. The current flowing into the load side have the distance between the substation and the load side. Contrast with the traditional distribution system, the model of the distribution system synergy photovoltaic power access. The current flowing from the substation is the current flowing from the photovoltaic power, Is the distance between the substation and the photovoltaic power, and is the distance between the photovoltaic power and the load side [3].

To derive the transmission-loss equation in terms of power output of the plants, we consider a simple system consisting of substation, distributed generation and five loads. with the transmission network represented by its bus impedance matrix. When system loss is neglected, the transmission network is equivalent to a single node to which all generation and load is connected shown in Fig. 4.

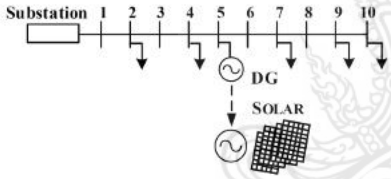


Fig. 4. Model of distribution system synergy photovoltaic.

III. Photovoltaic

Solar photovoltaic (PV) power generation uses renewable energy that is natural, safe and sustainable. PV is a device that converts sunlight into electricity using the intensity of solar. PV systems used for many photovoltaic farms connect to the grid everywhere, especially in developed countries with large markets [4]. A schematic diagram of solar photovoltaic (PV) system as show in Fig 5.

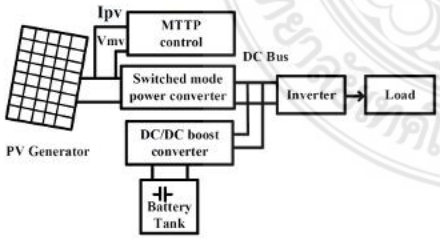


Fig. 5. Schematic diagram of a PV system.

Photovoltaic systems include PV array system which consists of two or more solar panel that converts sun light into electricity. Photovoltaic system is a non-conventional source of energy like wind turbine etc. It is used with dynamic voltage recover (DVR) system for energy storage. This system will provide energy to dc source which is used by inverter system to convert dc energy into ac energy for further applications of DVR system. The equivalent circuit model of photovoltaic cell is shown in Fig.6 [5].

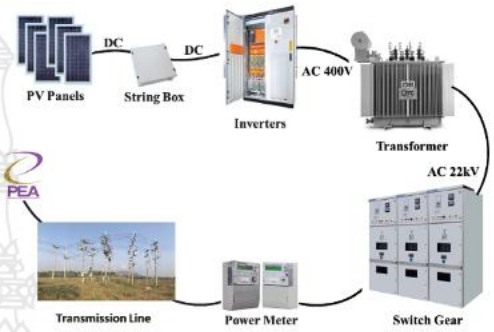


Fig. 6. Photovoltaic systems.

In recent years, all large-scale urban blackouts are due to transmission line overload which connected one or more distribution network with transmission network. Therefore, the energy control strategy which this article designed will satisfy the internal load demand of distribution network in maximal degree. And the thoughts of this strategy are reduced the long-distance power transmission, autarky and superfluous power feeding external. The photovoltaic diesel generator hybrid power supply system will be programmed as isolated island operation model which could access new energy maximum and will running at grid connected mode to send out extra solar energy [6].

IV. Mathematical Model

The load flow analysis in distribution networks is solved using backward forward sweep load flow method [7-8].

The single line diagram of a section of a distribution network is presented as shown in Fig. 7.

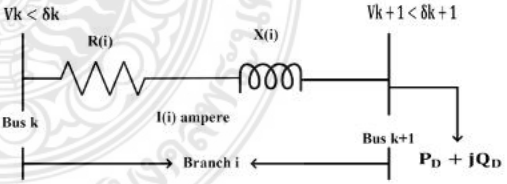


Fig. 7. Two-bus section in a radial distributed network.

which shows the two buses; k and k+1, connected through a branch line i. Resistance and reactance of the branch i are represented by *R*i and *X*i, respectively. Whereas, *I*(i) is the current that is flowing through the branch i. The power losses across the branch i can be calculated by eq. (2)-(3).

2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)
October 14-16, 2020, Chiang Mai, THAILAND

$$P_{loss\,(i)} = R_{(i)} \times \frac{P_{k+1}^2 + Q_{k+1}^2}{|V_{k+1}|^2} \quad (2)$$

$$Q_{loss\,(i)} = X_{(i)} \times \frac{P_{k+1}^2 + Q_{k+1}^2}{|V_{k+1}|^2} \quad (3)$$

where, *P*loss(i) and *Q*loss(i) are the active and reactive power losses across the branch i. The total power losses in distribution network can be calculated by summing the active and reactive power losses of all the branches in the network. The total system losses can be calculated by eq. (4)

$$P_{loss\_total} = \sum_{i=1}^{no.of\ branches} P_{loss\,(i)} + Q_{loss\,(i)} \quad (4)$$

V. CASE STUDY

The study, enhance power loss using 33 buses distribution system model with PV as shown in Fig.8. The nine DG units are located at buses 10, 14, 18, 19, 23, 26, 29, 30 and 33 have the capacity of 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 and 200 kW respectively. The total installed capacity of DGs is 1,000 kW. The system base 100 MVA and voltage base is 12.66 kV.

Each branch in the system has a separate switch to reconfigure. The data loaded in the Table AI and Table AII provide branch information [9].

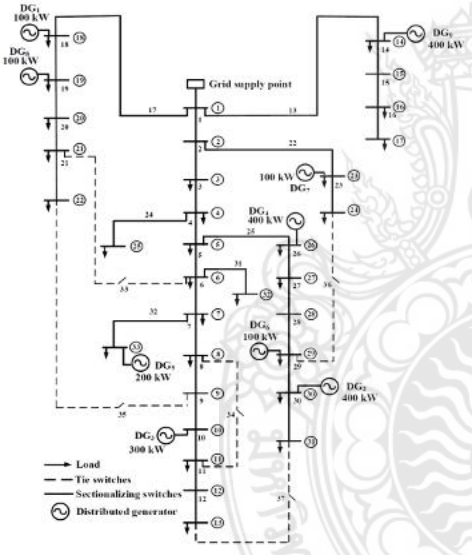


Fig. 8. Single-line diagram of 33-bus distribution system.

The switch number 1-32 are sectionalizing switches on a distribution feeder (normally close) and switch number 33-37 are tie switches (normally open). The total load for this test system are 1,718.37 kW and 1,226.90 kVAr. The voltages all buses are set at 0.95 and 1.05 p.u.

Four cases are examined as follows:

Case 1: Without DGs in distribution system. This case represents the base case.

Case 2: Installation DGs 3 is number of DGs installation in distribution system. Capacity of DGs 300 kW

Case 3: Installation DGs 6 is number of DGs installation in distribution system. Capacity of DGs 600 kW

Case 4: Installation DGs 9 is number of DGs installation in distribution system. Capacity of DGs 1000 kW

VI. RESULTS

The numerical results for the 4 cases are shown in Table I the total power loss of all for cases 1, 2, 3 and 4. As can be seen, the power loss is improved in cases 4 the presence of the DGs capacity 1000 kW. The results of voltage profile for cases 1 and 3 as shown in Fig. 9. and Fig. 10.

TABLE I. TEST REPORT POWER LOSS IN DISTRIBUTION SYSTEM SYNERGY PHOTOVOLTAIC POWER PLANT OF MODEL 33 BUS

Case	Vmin (p.u.)	PV at bus	Capacity of DGs	Total Power Loss (kW)
1	0.95	-	-	13.2316
2	0.95	10, 14, 18	300	10.4515
3	0.95	10, 14, 18, 19, 23, 26	600	9.5910
4	0.95	10, 14, 18, 19, 23, 26, 29, 30, 33	1000	5.6347

TABLE II. BUS AND CAPACITY OF DGS AT BUS TEST

Bus	10	14	18	19	23	26	29	30	33
Capacity of PV (kW)	100	100	100	100	100	100	100	100	200

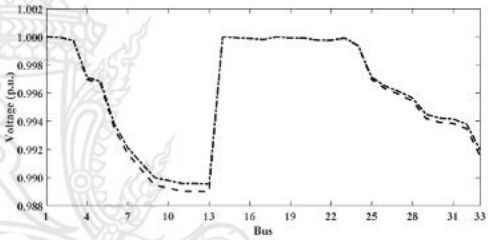


Fig. 9. Voltage profile without PV in distribution system.

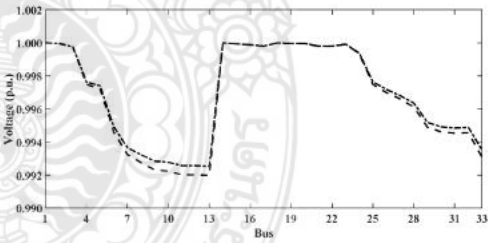


Fig. 10. Voltage profile with PV in distribution system.

From Fig. 9. The voltage profile without PV in distribution system. This case represents the base case. The total power loss 13.2316 kW in distribution system synergy photovoltaic power plant. and Fig. 10. The voltage profile with PV in distribution system. The capacity of PV 600 kW. The total power loss 9.5910 kW in distribution system synergy photovoltaic power plant decreased.

2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)
October 14-16, 2020, Chiang Mai, THAILAND

VII. CONCLUSION

This paper presents an enhance power loss in distribution system synergy photovoltaic power plant. Tested with a single-line diagram of 33-bus distribution system, which has performed four cases are examined as follows, Case 1: Without in distribution system, Case 2: Installation DGs 3 is number of DGs installation in distribution system, Case 3: Installation DGs 6 is number of DGs installation in distribution system, Case 4: Installation DGs 9 is number of DGs installation in distribution system. It was found that Case 1: Without in distribution system does not improve distribution system. But Case 2: Installation DGs 3 is number of DGs installation in distribution system, Case 3: Installation DGs 6 is number of DGs installation in distribution system, Case 4: Installation DGs 9 is number of DGs installation in distribution system.

ACKNOWLEDGMENT

The author would like to express his sincere thanks to the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand for supporting.

REFERENCES

[1] J. A. M. Rupa, and S. Ganesh,"Power Flow Analysis for Radial Distribution System Using Backward/Forward Sweep Method," International Journal of Electrical and Computer Engineering, vol.8, no.10, pp.1628-1632, 2014.

[2] G. W. Chang, and N. C. Chinh, "Coyote Optimization Algorithm-Based Approach for Strategic Planning of Photovoltaic Distributed Generation," IEEE Access, vol.8, pp.36180-36190, February 2020.

[3] R. Han, Q. Wang, T. Wang, Y. Zheng, and Shaoping Guan, "Research on power loss of distribution network with photovoltaic access," The Journal of Engineering, vol.2017, no.13, pp.2257-2260, October 2017.

[4] F. Sarkar, and R. Ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device," International Journal of Science and Research, vol.4, no.5, pp.311 - 317, May 2015.

[5] S. Aarif, and Er. R. K. Randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer," International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology, vol.5, no.9, pp.703-708, September 2017.

[6] GE Yang-yang, CAI Zhi-yuan, and SUN Li-yong, "Optimal placement for hybrid energy in micro-grid," IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2016.

[7] N. M. Nor, A. Ali, T. Ibrahim, and M. F. Romlie,"Battery Storage for the Utility-Scale Distributed Photovoltaic Generations," IEEE Access, vol.6, pp.1137-1154, November 2017.

[8] Y. Wang, N. Zhang, H. Li, J. Yang, and C. Kang,"Linear three-phase power flow for unbalanced active distribution networks with PV nodes," CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol.3, no.3, pp.321-324, September 2017.

[9] J. S. Savier, and D. Das,"Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," IEEE Trans. on Power Delivery, vol.22, no.4, pp.2473-2480, October 2007.

APPENDIX

TABLE AI
LOAD DATA OF 33-BUS DISTRIBUTION SYSTEM

Bus Number	P_L (kW)	Q_L (kVAr)	Bus Number	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
3	2.60	2.20	20	24.00	17.00
4	75.00	54.00	21	24.00	17.00
5	30.00	22.00	22	1.20	1.00
6	145.00	104.00	23	6.00	4.30
7	145.00	104.00	24	39.22	26.30
8	8.00	5.00	25	384.70	274.50
11	114.00	81.00	26	384.70	274.50
13	14.00	10.00	27	3.60	2.70
14	26.00	18.60	29	4.35	3.50
16	14.00	10.00	30	24.00	17.20
17	6.00	4.00	31	100.00	72.00
18	26.00	18.55	32	32.00	23.00
19	26.00	18.55	33	59.00	42.00

TABLE AII
BRANCH DATA OF 33-BUS DISTRIBUTION SYSTEM

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0015	0.0036
2	2	3	0.0251	0.0294
3	3	4	0.3811	0.1941
4	4	5	0.0493	0.0251
5	5	6	0.8190	0.2707
6	6	7	0.7114	0.2351
7	7	8	1.0300	0.3400
8	8	9	1.0440	0.3450
9	9	10	0.1966	0.0650
10	10	11	0.2106	0.0690
11	11	12	0.0140	0.0046
12	12	13	0.3089	0.1021
13	1	14	0.0044	0.0108
14	14	15	0.3978	0.1315
15	15	16	0.3510	0.1160
16	16	17	1.7080	0.5646
17	1	18	0.0044	0.0108
18	18	19	0.0640	0.1565
19	19	20	0.0018	0.0021
20	20	21	0.3100	0.3623
21	21	22	0.0092	0.0116
22	2	23	0.0034	0.0084
23	23	24	0.0822	0.2011
24	4	25	0.0928	0.0473
25	5	26	0.1740	0.0886
26	26	27	0.2030	0.1034
27	27	28	0.2813	0.1433
28	28	29	0.7837	0.2630
29	29	30	0.3861	0.1172
30	30	31	0.1450	0.0738
31	6	32	0.2012	0.0611
32	7	33	0.7394	0.2444
		Tie line		
33	6	21	0.5000	0.5000
34	8	11	0.5000	0.5000
35	9	22	1.0000	0.5000
36	24	29	2.0000	1.0000
37	13	31	1.0000	0.5000

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 43

The 43rd Electrical Engineering Conference (EECON-43)

28 - 30 ตุลาคม 2563

ณ โรงแรมท็อปแลนด์

อำเภอเมือง จังหวัดพิษณุโลก



- ไฟฟ้ากำลัง (PW)
- การประมวลผลสัญญาณดิจิตอล (DS)
- อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
- โฟโตนิกส์ (PH)
- ไฟฟ้าสื่อสาร (CM)
- วิศวกรรมชีวการแพทย์ (BE)
- ระบบควบคุมและการวัดคุม (CT)
- คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)
- อิเล็กทรอนิกส์ (EL)
- พลังงานหมุนเวียน (RE)
- งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)

PW-8

การประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Assessing the Power Distribution Potential DC from Photovoltaic Power Plants in Distribution Systems

ปพน งามประเสริฐ พูนศรี วรรณการ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร e-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอการประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้หลักการตรวจวัดทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์รวมถึงหลักการเงื่อนไข หลักการสภาวะการทดสอบมาตรฐาน การตรวจสอบด้วยภาพความร้อนและการตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน โดยมีวัตถุประสงค์ประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรง ดังนั้นจึงเสนอบทความนี้เพื่อเป็นการประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ผลจากการศึกษาพบว่าการประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรง สามารถทราบถึงประสิทธิภาพและความสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่อง

คำสำคัญ: การประเมินศักยภาพ การจ่ายกำลังไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Abstract

This paper presents an evaluation of the potential of direct current (DC) power supply from solar power plants in power distribution systems. By using the principles of measuring direct current. With mathematical models, including principles, standard test conditions (STC), Thermal inspection (Infrared scan) and current-voltage curve (I-V Curve). With the objective of evaluating the potential of DC power. Therefore, this paper is proposed to assess the potential of direct current power from solar power plants in power distribution systems. The results of the study show that evaluating the potential of direct current power can know the efficiency and current generating capacity. Maximum power and continuity.

Keywords: Assessing Potential, Power Distribution, Photovoltaic Power Plants, Distribution System

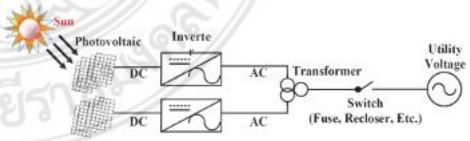
1. บทนำ

ในปัจจุบันระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายหรือโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV power plant) [1] เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย สำหรับโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บางครั้งเรียกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย (Grid-connected PV power plant) [2] ดังแสดงในรูปที่ 1 เป็นหนึ่งในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เพื่อผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่แรงดันและความถี่เดียวกับระบบจำหน่ายโดยผ่านมิเตอร์ซื้อ (Debit) และมิเตอร์ขาย (Credit) ซึ่งใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อหรือขายให้การไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC power system) แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนให้แก่วงจรไฟฟ้า โดยไม่มีอุปกรณ์แปลงพลังงานไฟฟ้า ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC power system) แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนให้แก่อุปกรณ์ที่แปลงพลังงานไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับซึ่งเรียนกว่า อินเวอร์เตอร์ (Inverter) โดยส่วนใหญ่จะทำหน้าที่แปลงพลังงานไฟฟ้าพร้อมทั้งควบคุมและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าด้วย [3]

พารามิเตอร์ที่บ่งบอกประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย กระแสลัดวงจร (Isc) แรงดันวงจรเปิด (Voc) และฟิลด์แฟกเตอร์ (FF) [4] นอกจากนี้มีพารามิเตอร์เกี่ยวกับความต้านทานในเซลล์แสงอาทิตย์เป็นประโยชน์ต่อการติดตามพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์และการพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ โดยคิดจากสัดส่วนระหว่างค่าแรงดันสูงสุดต่อกระแสที่ทำงานสูงสุดหรืออาจใช้สัดส่วนระหว่างค่าแรงดันวงจรเปิดต่อกระแสลัดวงจร [5]

ดังนั้นบทความวิจัยนี้นำเสนอการประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้หลักการตรวจวัดทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์รวมถึงหลักการเงื่อนไข



รูปที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic power generation system)

หลักการสภาวะการทดสอบมาตรฐาน การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน และการตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน โดยมีวัตถุประสงค์ประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2. หลักการประเมินศักยภาพ

หลักการตรวจวัดทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง (Direct current: DC) ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic panel) กล่องต่อสายของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV module junction box) สายไฟฟ้าวงจรอนุกรมของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV string cable) กล่องรวมสายของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Array combiner box) สายไฟฟ้าด้านออกของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV array cable) และอินเวอร์เตอร์ (Inverter)

โดยใช้หลักการสภาวะการทดสอบมาตรฐาน (Standard test conditions: STC) [6] การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared scan or Thermal inspection) และการตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V Curve or I-V Checker) สภาวะทดสอบมาตรฐานสำหรับการทดสอบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV cell) และ (PV module) ประกอบด้วย อุณหภูมิของ PV cell เป็น 25 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนระนาบของ PV cell หรือ PV module ต้องวัดได้ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร สเปคตรัมของแสงอาทิตย์ต้องสอดคล้องกับมวลอากาศ (Atmospheric air mass) ที่ 1.5 การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared Scan) กล้องที่ไวต่อการแผ่รังสีอินฟราเรดสามารถนำมาใช้เพื่อตรวจสอบบริเวณที่อุณหภูมิไม่สม่ำเสมอ ความไม่สม่ำเสมอของอุณหภูมิสามารถบ่งชี้ถึงปัญหาภายในชุดประกอบการเชื่อมต่อกันทางไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV array) ได้ การตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V Curve) ของ PV array เป็นตัวบ่งชี้ที่ดีสำหรับบอกความถูกต้องในการติดตั้งและการทำงานของส่วนประกอบต่างๆ ภายใน PV array การวัดทำได้ด้วยโหลดแบบโปรแกรมได้ (Programmable load) หรือ โหลดแบบตัวเก็บประจุ การวัดควรเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61829 ตามขั้นตอนวิธีการ (Algorithm) ดังแสดงในรูปที่ 2 [7]



รูปที่ 2 ขั้นตอนวิธีการ (Algorithm)

ซึ่งระบุวิธีการในการคำนวณจากค่าที่วัดได้จริงไปสู่ค่าที่สภาวะมาตรฐานในการทดสอบ (STC) สำหรับ PV array แบบผลึกซิลิคอน ส่วน PV module ที่ใช้เทคโนโลยีอื่นสามารถแสดงเพียงค่าที่วัดได้จริงพร้อมระบุสภาวะที่ทำการทดสอบ

3. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

แรงดันเปิดวงจรของ PV module ($V_{OC\ MOD}$) ที่สภาวะทดสอบมาตรฐาน ตามที่ระบุโดยผู้ผลิตในรายละเอียดของผลิตภัณฑ์ แรงดันเปิดวงจรของ PV array ($V_{OC\ ARRAY}$) ที่สภาวะทดสอบมาตรฐาน โดยมีค่าเท่ากับ

$$V_{OC\ ARRAY} = V_{OC\ MOD} \times M \quad (1)$$

โดยที่ M เป็นจำนวนวงจรที่ต่ออนุกรมของ PV module ใน PV string ใดๆ ใน PV array

แรงดันสูงสุดของ PV array ถูกพิจารณาให้มีค่าเท่ากับ $V_{OC\ ARRAY}$ ที่ปรับแก้สำหรับอุณหภูมิทำงานคาดว่าต่ำสุดดังสมการที่ (2)

$$PV\ array = V_{OC\ ARRAY} + \gamma_V (T_{min} - T_{STC}) M \quad (2)$$

โดยที่ $V_{OC\ ARRAY}$ คือ แรงดันเปิดวงจร ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน (หน่วยเป็นโวลต์)

γ_V คือ สัมประสิทธิ์แรงดันอุณหภูมิ (V/°C / module) ที่ผู้ผลิตระบุ (มีค่าเป็นลบ สำหรับชนิดผลึกซิลิกอน)

T_{min} คือ อุณหภูมิคาดว่าต่ำสุดของวันตลอดทั้งปีของเซลล์ (หน่วยเป็นองศาเซลเซียล)

T_{STC} คือ อุณหภูมิของเซลล์ ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน (หน่วยเป็นองศาเซลเซียล)

M คือ จำนวนการต่ออนุกรมของ PV module ในแถว

กระบวนการทดสอบ ค่ากระแสลัดวงจรที่วัดได้ในแต่ละส่วนของ PV array การนำมาเปรียบเทียบกับค่ากระแสลัดวงจรที่คาดการณ์ดังสมการที่ (3) สามารถนำมาใช้ในการคำนวณกระแสในแต่ละส่วนของ PV array การวัดค่ากระแสควรมีความแม่นยำ ±2% การวัดค่าความเข้มแสงควรทำพร้อมกันกับการวัดค่ากระแสลัดวงจร เครื่องวัดความเข้มแสงอาทิตย์ (Pyranometer) หรือ PV cell อ้างอิงที่เหมาะสมควรนำมาใช้เพื่อประเมินค่าความเข้มแสงในระนาบเดียวกันด้วยความแม่นยำ ±2%

$$I_{SC\ EXPECTED} = n \times I_{SC\ MOD} \times (G_1/1000) \times 0.95 \quad (3)$$

โดยที่ $I_{SC\ EXPECTED}$ คือ ค่ากระแสลัดวงจรที่คาดการณ์ในส่วนที่ทำการทดสอบ

n คือ จำนวนของ PV string ที่ต่อขนานกันภายในส่วนที่ทำการทดสอบ

$I_{SC\ MOD}$ คือ กระแสลัดวงจรของ PV module (ข้อมูลจากผู้ผลิต)

G_1 คือ ความเข้มแสงในแนวระนาบของ PV array (W/m^2)

0.95 คือ ตัวประกอบสำหรับความไม่เข้ากัน (Mismatch)

วิธีการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นการทดสอบเปรียบเทียบสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางด้านเทคนิคระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มี Defect กับแผงที่ปกติ (ไม่มี Defect) เพื่อเปรียบเทียบถึงประสิทธิภาพและพารามิเตอร์ดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 พารามิเตอร์ที่จะทำการตรวจวัด

ลำดับ	พารามิเตอร์ (Parameters)	สัญลักษณ์
1	กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum power)	Pmax (W)
2	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (Maximum voltage)	Vm (V)
3	กระแสไฟฟ้าสูงสุด (Maximum current)	Im (A)
4	แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร (Open circuit voltage)	Voc (V)
5	กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจร (Short circuit current)	Isc (A)
6	ความแตกต่างของกำลังไฟฟ้าจาก STC (Difference of measured maximum power from nominal power @ STC)	DPmax (%)
7	ฟิลล์แฟกเตอร์ (Fill factor)	FF (%)

ขั้นตอนการทดสอบ

1. วิเคราะห์ข้อมูลระบบตามมาตรฐาน IEC 61724 ก่อนและหลัง Defect

2. เลือกแผงจากทั้งสองกลุ่ม กลุ่ม 1 แผงที่ได้รับการ Defect จำนวน 10 แผง และ กลุ่ม 2 แผงที่ไม่ได้รับการ Defect จำนวน10 แผง ดังแสดงในรูปที่ 3

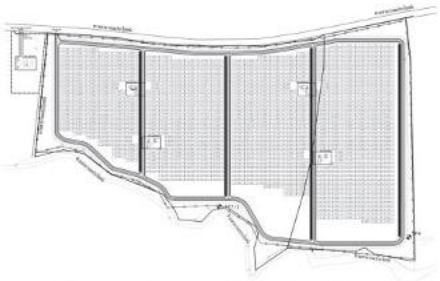
3. ทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองกลุ่ม

4. ทำการตรวจวัดโดยใช้เครื่อง I-V Checker ให้ได้พารามิเตอร์ในตารางที่ 1 (ที่ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ไม่น้อยกว่า 700 W/m^2)

5. วิเคราะห์ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการ Defect

6. วิเคราะห์ผลกระทบข้อมูลของแผงที่ Defect กับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งอยู่

7. ใช้กล้องถ่ายภาพความร้อนแผงที่มี Defect กับ แผงที่ไม่มี Defect เพื่อทำการวิเคราะห์ข้อมูล (เพราะแผงที่มีการบังเงาหรือจุดต่างๆ จะส่งผลให้แผงเกิด Hotspot)



รูปที่ 3 การกำหนดเลือกจากแผงที่มี Defect กับแผงที่ไม่มี Defect

4. กรณีศึกษา

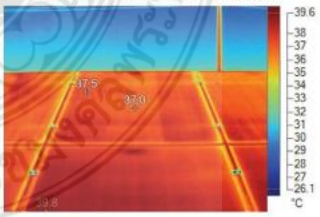
หลักการตรวจวัดทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง (Direct current: DC) โดยใช้หลักการสภาวะการทดสอบมาตรฐาน (Standard test conditions: STC) การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared scan or Thermal inspection) [8] จากผลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ดังแสดงในตารางที่ 2 ทั้งกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 ดังแสดงในรูปที่ 4-9 พบว่ามีค่าต่ำกว่าค่ากำลังการผลิตของผลิตภัณฑ์

ตารางที่ 2 ผลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

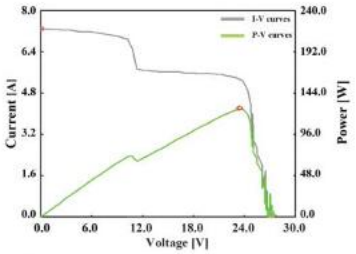
กรณีที่	สถานที่ทำการวัด	ภาพความร้อน [°C]	กำลังไฟฟ้าสูงสุด Pmax [W]
1	A27U8 S/N:15AP6072A2006878	25.6°C ถึง 39.8°C	126.3
2	B25U15 S/N:15AP6072A2003518	29.4°C ถึง 52.1°C	134.3



รูปที่ 4 ภาพแสงที่มองเห็นได้ (Visible light image)
สถานที่: A27U8 S/N:15AP6072A2006878



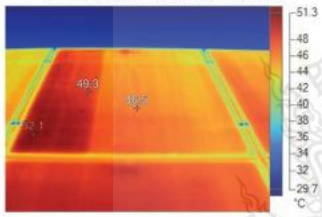
รูปที่ 5 การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared scan) IR_00298.IS2



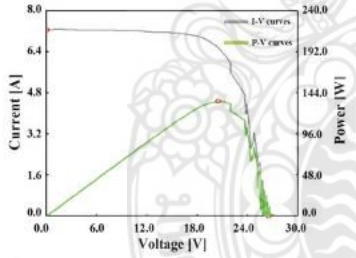
รูปที่ 6 การตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V Curve) A27U8



รูปที่ 7 ภาพแสงที่มองเห็นได้ (Visible light image)
สถานที่: B25U15 S/N:15AP6072A2003518



รูปที่ 8 การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared scan) IR_00304.IS2



รูปที่ 9 การตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V Curve) B25U15

5. สรุป

บทความนี้นำเสนอการประเมินศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากการวิเคราะห์พบว่ามีกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานของผลิตภัณฑ์ สาเหตุจากอุณหภูมิที่สูงกว่าค่ามาตรฐานและมีการถ่ายเทความร้อนภายในแผง PV cell บางส่วน ผลที่ได้จากการทดสอบเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีความสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่อง

6. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลือในการจัดทำบทความนี้ซึ่งได้ช่วยให้บทความนี้สำเร็จลุล่วงอย่างสมบูรณ์

เอกสารอ้างอิง

[1] P. Unahalekhaka, and P. Sripakarach, "Reduction of Reverse Power Flow Using the Appropriate Size and Installation Position of a BESS for a PV Power Plant," IEEE Access, vol.8, pp.102897–102906, May 2020.

[2] P. S. d. Oliveira, M. A. A. Lima, A. S. Cerqueira, C. A. Duque, and D. D. Ferreira, "Harmonic analysis based on scica at PCC of a grid-connected micro solar PV power plant," 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), pp.1–6, June 2018.

[3] U.-M. Choi, "Study on Effect of Installation Location on Lifetime of PV Inverter and DC-to-AC Ratio," IEEE Access, vol.8, pp.86003–86011, May 2020.

[4] M. D. Yandt, J. P. D. Cook, M. Kelly, H. Schriemer, and K. Hinzer, "Dynamic Real-Time I–V Curve Measurement System for Indoor/Outdoor Characterization of Photovoltaic Cells and Modules," IEEE Journal of Photovoltaics, vol.5, no.1, pp.337–343, January 2015.

[5] Thailand Electrical Installation Standard : Solar Rooftop Power Supply Installations, EIT Standard 022013-16, March 2013.

[6] A.-M. I. Aldaoudeyeh, "Development of a generalised PV model in MATLAB/Simulink using datasheet values," The Journal of Engineering, vol.2018, no.5, pp.257-263, July 2018.

[7] J.-M. Huang, R.-J. Wai, and W. Gao, "Newly-Designed Fault Diagnostic Method for Solar Photovoltaic Generation System Based on IV-Curve Measurement," IEEE Access, vol.7, pp.70919-70932, May 2019.

[8] P. B. Quater, F. Grimaccia, S. Leva, M. Mussetta, and M. Aghaei, "Light Unmanned Aerial Vehicles (UAVs) for Cooperative Inspection of PV Plants," IEEE Journal of Photovoltaics, vol.4, no.4, pp.1107-1113, July 2014.


วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ
UTK RESEARCH JOURNAL
ปีที่ 14 ฉบับที่ 2 กรกฎาคม - ธันวาคม 2563 Vol.14 No.2 July- December 2020
Rajamangala University of Technology Krungthep Research Journal
ISSN 1906-0874
Exploration of the earth environment using "Himawari-8" data of meteorological satellite and deep learning
High-selectivity Dual-band Bandpass Filter By Utilizing Asymmetrical Stepped-impedance Resonator
Design and Development of the Electrical Energy Administration and Energy Management System in Nile Tilapia fish pond: A Case Study of the Nile Tilapia Farming Community, San Sai District, Chiang Mai, Thailand
การประเมินศักยภาพการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
การขนส่งสินค้าภายในเมืองโดยการขนส่งทางถนนร่วมกับระบบรถไฟฟ้ารางเบา
การปรับสภาพเส้นใยสับปะรดจากการแยกเชิงกลด้วยน้ำและสารเคมี
การใช้แป้งข้าวโพดดัดแปรเป็นสารทดแทนหอยลิโวนิอลลกอยอลในกระบวนการลงแป้งเส้นด้ายทีซี
สมบัติความคงทนของสีและสมบัติทางกายภาพของผ้าฝ้ายที่พิมพ์ซิลค์สกรีนด้วยสีอินแดง
ประสิทธิภาพการลอกกาวไหมอีรีด้วยสารละลายขี้เถ้าจากใบกล้วยและสบู่มาตรฐาน
ศักยภาพในการผลิตแก๊สชีวภาพจากของเสียอินทรีย์จากอุตสาหกรรมและเกษตรกรรมจากแหล่งเทศบาลเมืองเขารูปช้าง โดยใช้การหมักแบบกะ
Effects of Sugar in Calcium Carbonate (CaCO3) Sludge on Properties of Concrete
Vibration of Circular Plates with Mixed EdgeConditions. Part I: Review of Research
Vibration of Circular Plates with Mixed Edge Conditions. Part II: Numerical Determination for Higher Frequencies
อิทธิพลของวัสดุเพาะกล้าที่มีต่อการเจริญเติบโตของต้นอ่อนหางตะวัน
UTK
RAJAMONGKOL KRUNGTHEP
ISSN 2651-2130 (Online)
วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ
UTK RESEARCH JOURNAL

วารสารวิจัย UTK ราชมงคลกรุงเทพ

การประเมินศักยภาพการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Assessing the Power Generation Potential DC from Photovoltaic Power Plants in the Power Distribution System

ปพน งามประเสริฐ[1], พูนศรี วรรณการ[1], นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ[1*]

Papon Ngamprasert[1], Poonsri Wannakarn[2], Nattachote Rugthaicharoencheep[3*]

[1]สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

[1]Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Thailand
Corresponding author. E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอเทคนิคการตรวจวัดและทดสอบแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อหาข้อบกพร่องการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้หลักการตรวจวัดทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์รวมถึงหลักการเงื่อนไข หลักการสภาวะการทดสอบมาตรฐาน การตรวจสอบด้วยภาพความร้อนและการตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน โดยมีวัตถุประสงค์ประเมินศักยภาพการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งได้ประมวลผลทดสอบกับกรณีศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิตสูงสุด 10 เมกกะวัตต์ ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระดับแรงดันไฟฟ้า 22 kV ผลจากการทดสอบแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพและความสามารถในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่อง

คำสำคัญ : การประเมินศักยภาพ การผลิตกำลังไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ABSTRACT

This paper presents the measurement techniques and testing of the direct current (DC) to find the fault of power generation potential from photovoltaic power plants in the power distribution system. By using the principle of measuring of the direct current. With mathematical models, including principles, standard test conditions (STC), Thermal inspection (Infrared scan) and current-voltage curve (I-V Curve). With the objective of assessing the potential DC power generation. Therefore, this paper is proposed to potentially assess the direct current power generation from photovoltaic power plants 10 MWp connected in the distribution system of the

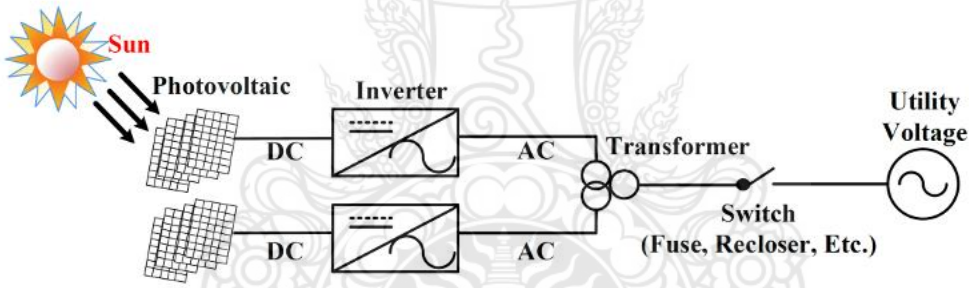
Received 07-08-2020
Revised 03-12-2020
Accepted 07-12-2020

Provincial Electricity Authority, voltage level 22 kV. Test results show that evaluating the potential direct current power generation can know the efficiency and current generating capacity maximum power and continuity.

Keyword: Potential Assessment, Power Generation, Photovoltaic Power Plants, Distribution System

1. บทนำ

ในปัจจุบันระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายหรือโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV power plant) [1] เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย สำหรับโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บางครั้งเรียกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย (Grid-connected PV power plant) [2] ดังแสดงในภาพที่ 1 เป็นหนึ่งในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เพื่อผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่แรงดันและความถี่เดียวกับระบบจำหน่ายโดยผ่านมิเตอร์ซื้อ (Debit) และมิเตอร์ขาย (Credit) ซึ่งใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อหรือขายให้การไฟฟ้า



ภาพที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic power generation system)

ระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC power system) แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนให้แก่วงจรไฟฟ้า โดยไม่มีอุปกรณ์แปลงพลังงานไฟฟ้า ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC power system) แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนให้แก่อุปกรณ์ที่แปลงพลังงานไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับซึ่งเรียนกว่า อินเวอร์เตอร์ (Inverter) โดยส่วนใหญ่จะทำหน้าที่แปลงพลังงานไฟฟ้าพร้อมทั้งควบคุมและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าด้วย [3]

พารามิเตอร์ที่บ่งบอกประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย กระแสลัดวงจร (Isc) แรงดันวงจรเปิด (Voc) และฟิลด์แฟกเตอร์ (FF) [4] นอกจากนี้มีพารามิเตอร์เกี่ยวกับความต้านทานในเซลล์แสงอาทิตย์เป็นประโยชน์ต่อการติดตามพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์และการพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ โดยคิดจากสัดส่วนระหว่างค่าแรงดันสูงสุดต่อกระแสที่ทำงานสูงสุดหรืออาจใช้สัดส่วนระหว่างค่าแรงดันวงจรเปิดต่อกระแสลัดวงจร [5]

ดังนั้นบทความวิจัยนี้นำเสนอเทคนิคการตรวจวัดและทดสอบแรงดันไฟฟ้าและไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อหาข้อบกพร่องการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 เมกกะวัตต์ จังหวัดเพชรบุรีในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้หลักการตรวจวัดทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์รวมถึงหลักการเงื่อนไขหลักการสภาวะการทดสอบมาตรฐาน การตรวจสอบด้วยภาพความร้อนและการตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน โดยมีวัตถุประสงค์ประเมินศักยภาพการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 เมกกะวัตต์ จังหวัดเพชรบุรีในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [6-7]

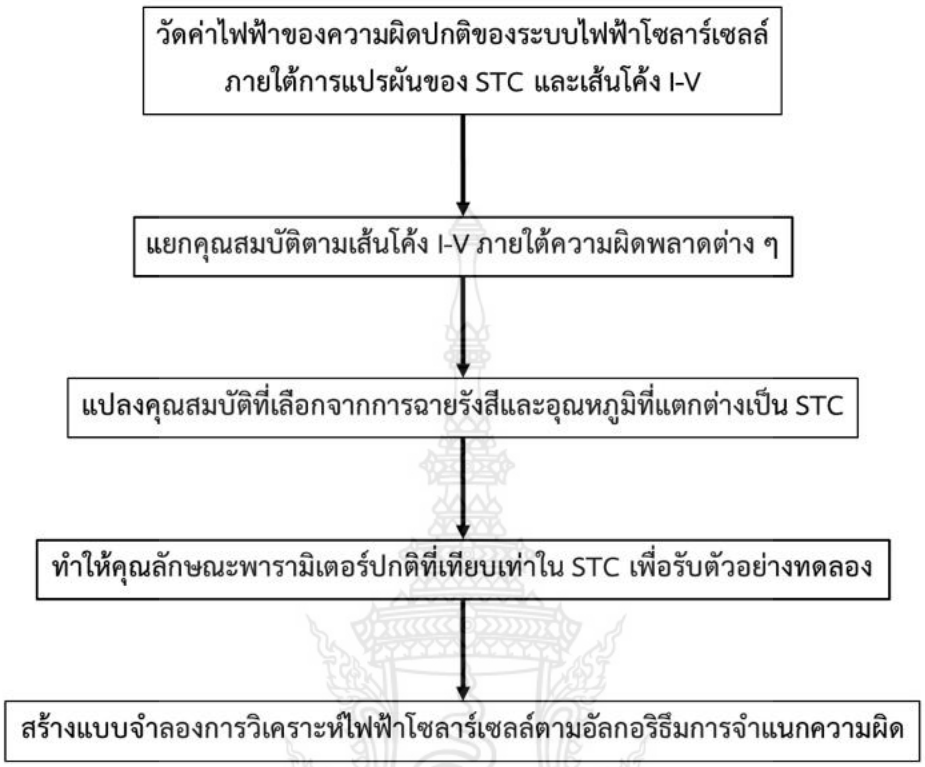
2. วิธีดำเนินการวิจัย

2.1 หลักการประเมินศักยภาพ

หลักการตรวจวัดทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง (Direct current: DC) ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic panel) กล่องต่อสายของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV module junction box) สายไฟฟ้าวงจรอนุกรมของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV string cable) กล่องรวมสายของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Array combiner box) สายไฟฟ้าด้านออกของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV array cable) และอินเวอร์เตอร์ (Inverter)

โดยใช้หลักการสภาวะการทดสอบมาตรฐาน (Standard test conditions: STC) การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared scan or thermal inspection) และการตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V Curve or I-V checker) สภาวะทดสอบมาตรฐานสำหรับการทดสอบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV cell) และ (PV module) ประกอบด้วย อุณหภูมิของ PV cell เป็น 25 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนระนาบของ PV cell หรือ PV module ต้องวัดได้ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร สเปคตรัมของแสงอาทิตย์ต้องสอดคล้องกับมวลอากาศ (Atmospheric air mass) ที่ 1.5 [8] การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared Scan)

กล้องที่ไวต่อการแผ่รังสีอินฟราเรดสามารถนำมาใช้เพื่อตรวจสอบบริเวณที่อุณหภูมิไม่สม่ำเสมอ ความไม่สม่ำเสมอของอุณหภูมิสามารถบ่งชี้ถึงปัญหาภายในชุดประกอบการเชื่อมต่อกันทางไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV array) ได้ การตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V curve) ของ PV array เป็นตัวบ่งชี้ที่ดีสำหรับบอกความถูกต้องในการติดตั้งและการทำงานของส่วนประกอบต่าง ๆ ภายใน PV array การวัดทำได้ด้วยโหลดแบบโปรแกรมได้ (Programmable load) หรือ โหลดแบบตัวเก็บประจุ การวัดควรเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61829 ตามขั้นตอนการตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V curve) [9] ดังแสดงในภาพที่ 2



ภาพที่ 2 ขั้นตอนการตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V curve)

2.2 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

แรงดันเปิดวงจรของ PV module ($V_{OC\ MOD}$) ที่สภาวะทดสอบมาตรฐาน ตามที่ระบุโดยผู้ผลิตในรายละเอียดของผลิตภัณฑ์ แรงดันเปิดวงจรของ PV array ($V_{OC\ ARRAY}$) ที่สภาวะทดสอบมาตรฐาน โดยมีค่า ตามสมการที่ (1)

$$V_{OC\ ARRAY} = V_{OC\ MOD} \times M \quad (1)$$

โดยที่ M เป็นจำนวนวงจรที่ต่ออนุกรมของ PV module ใน PV string ใดๆ ใน PV array

แรงดันสูงสุดของ PV array ถูกพิจารณาให้มีค่าเท่ากับ $V_{OC\ ARRAY}$ ที่ปรับแก้สำหรับอุณหภูมิทำงานคาดว่าต่ำสุดดังสมการที่ (2)

$$PV_{array} = V_{OC\ array} + \gamma_V (T_{min} - T_{STC})M \quad (2)$$

โดยที่ $V_{OC\ ARRAY}$ คือ แรงดันเปิดวงจร ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน (หน่วยเป็นโวลต์)

γ_V คือ สัมประสิทธิ์แรงดันอุณหภูมิ (V / ℃ / module) ที่ผู้ผลิตระบุ (มีค่าเป็นลบสำหรับชนิดผลึกซิลิกอน)

T_{min} คือ อุณหภูมิคาดว่าต่ำสุดของวันตลอดทั้งปีของเซลล์ (หน่วยเป็นองศาเซลเซียล)

T_{STC} คือ อุณหภูมิของเซลล์ ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน (หน่วยเป็นองศาเซลเซียล)

M คือ จำนวนการต่ออนุกรมของ PV module ในแถว

กระบวนการทดสอบ ค่ากระแสลัดวงจรที่วัดได้ในแต่ละส่วนของ PV array ควรนำมาเปรียบเทียบกับค่ากระแสลัดวงจรที่คาดการณ์ดังสมการที่ (3) สามารถนำมาใช้ในการคำนวณกระแสในแต่ละส่วนของ PV array การวัดค่ากระแสควรมีความแม่นยำ ±2% การวัดค่าความเข้มแสงควรทำพร้อมกันกับการวัดค่ากระแสลัดวงจร เครื่องวัดความเข้มแสงอาทิตย์ (Pyranometer) หรือ PV cell อ้างอิงที่เหมาะสมควรนำมาใช้เพื่อประเมินค่าความเข้มแสงในระนาบเดียวกันด้วยความแม่นยำ ±2%

$$I_{SC\ EXPECTED} = n \times I_{SC\ MOD} \times (G_1/1000) \times 0.95 \quad (3)$$

โดยที่ $I_{SC\ EXPETED}$ คือ ค่ากระแสลัดวงจรที่คาดการณ์ในส่วนที่ทำการทดสอบ

n คือ จำนวนของ PV string ที่ต่อขนานกันภายในส่วนที่ทำการทดสอบ

$I_{SC\ MOD}$ คือ กระแสลัดวงจรของ PV module (ข้อมูลจากผู้ผลิต)

G_1 คือ ความเข้มแสงในแนวระนาบของ PV array (W/m^2)

0.95 คือ ตัวประกอบสำหรับความไม่เข้ากัน (Mismatch)

วิธีการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นการทดสอบเปรียบเทียบสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางด้านเทคนิคระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีข้อบกพร่องกับแผงที่ปกติ (ไม่มี ข้อบกพร่อง) เพื่อเปรียบเทียบถึงประสิทธิภาพและพารามิเตอร์ดังแสดงในตารางที่ 1

ขั้นตอนการทดสอบ สามารถดำเนินการได้ดังต่อไปนี้

1. วิเคราะห์ข้อมูลระบบตามมาตรฐาน IEC 61724 ก่อนและหลังข้อบกพร่อง (Defect)

2. เลือกแผงจากทั้งสองกลุ่ม กลุ่ม 1 แผงที่มีข้อบกพร่อง จำนวน 10 แผง และ กลุ่ม 2 แผงที่ไม่มีข้อบกพร่อง จำนวน 10 แผง ดังแสดงในภาพที่ 3

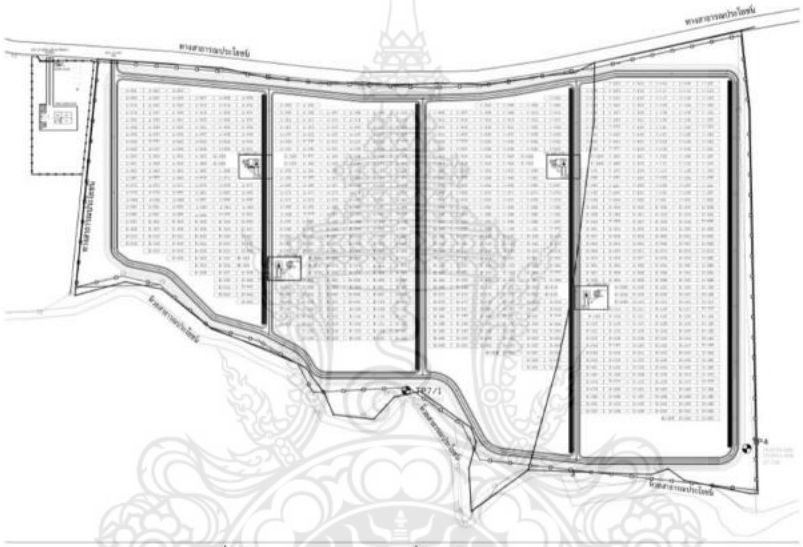
3. ทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองกลุ่ม

4. ทำการตรวจวัดโดยใช้เครื่อง I-V checker ให้(ที่ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ไม่น้อยกว่า 700 W/m^2)

5. วิเคราะห์ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับข้อบกพร่อง

6. วิเคราะห์ผลกระทบข้อมูลของแผงที่มีข้อบกพร่องกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งอยู่

7. ใช้กล้องถ่ายภาพความร้อนแผงที่มีข้อบกพร่องกับแผงที่ไม่มีข้อบกพร่อง เพื่อทำการวิเคราะห์ข้อมูล (เพราะแผงที่มีการบังเงาหรือจุดต่าง ๆ จะส่งผลให้แผงเกิด Hotspot)



ภาพที่ 3 การกำหนดเลือกจากแผงที่มีข้อบกพร่อง กับแผงที่ไม่มีข้อบกพร่อง

ตารางที่ 1 พารามิเตอร์ที่ทำการตรวจวัด

ลำดับ	พารามิเตอร์ (Parameters)	สัญลักษณ์
1	กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum power)	Pmax (W)
2	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (Maximum voltage)	Vm (V)
3	กระแสไฟฟ้าสูงสุด (Maximum current)	Im (A)
4	แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร (Open circuit voltage)	Voc (V)
5	กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจร (Short circuit current)	Isc (A)
6	ความแตกต่างของกำลังไฟฟ้าจาก STC (Difference of measured maximum power from nominal power @ STC)	DPmax (%)

7	ฟิลด์แฟกเตอร์ (Fill factor)	FF (%)

3. ผลการวิจัยและอภิปรายผล

3.1 กรณีศึกษา

หลักการตรวจวัดทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง (Direct current: DC) โดยใช้หลักการสภาวะการทดสอบมาตรฐาน (Standard test conditions: STC)

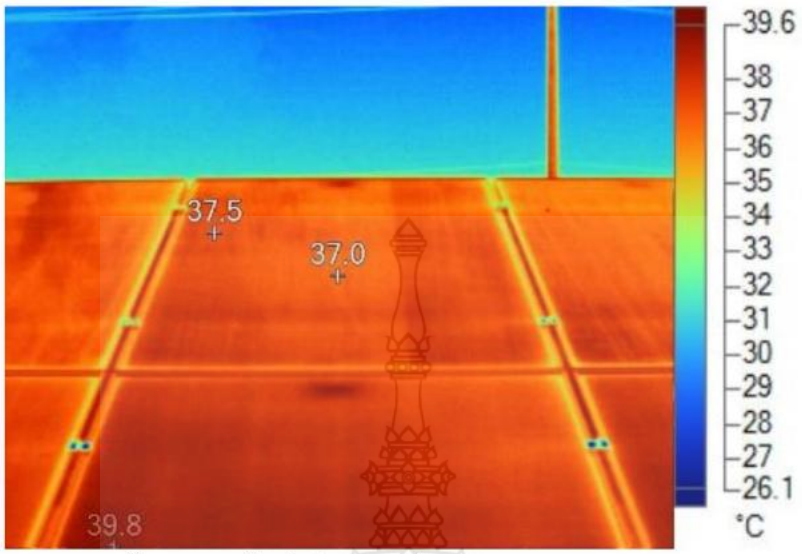
การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared scan or thermal inspection) [10] จากผลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ TALESUN รุ่น TP67P 315W ชนิด Polycrystalline และ ยี่ห้อ JA SOLAR รุ่น JAP6 72-310/3BB ชนิด Multicrystalline Siliconดังแสดงในตารางที่ 2 ทั้งกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 ดังแสดงในภาพที่ 4-9 พบว่ามีค่าต่ำกว่าค่ากำลังการผลิตของผลิตภัณฑ์

ตารางที่ 2 ผลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

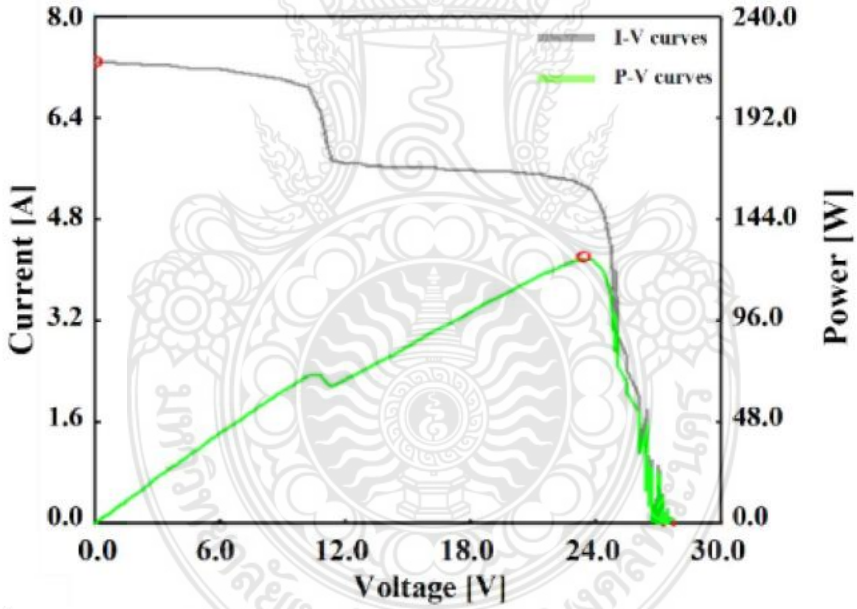
กรณีที่	สถานที่ทำการวัด	ภาพความร้อน [°C]	กำลังไฟฟ้าสูงสุด Pmax [W]
1	A27U8 S/N:15AP6072A2006878	25.6°C ถึง 39.8°C	126.3
2	B25U15 S/N:15AP6072A2003518	29.4°C ถึง 52.1°C	134.3



ภาพที่ 4 ภาพแสงที่มองเห็นได้ (Visible light image) สถานที่: A27U8 S/N:15AP6072A2006878



ภาพที่ 5 การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared scan) IR_00298.IS2

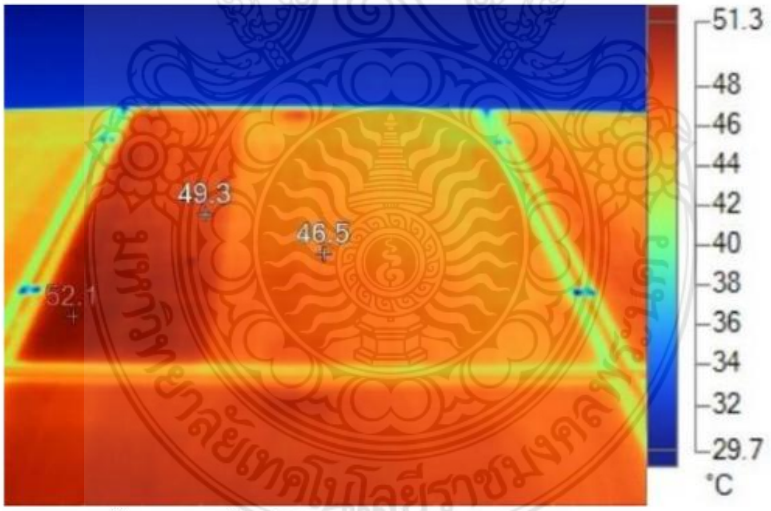


ภาพที่ 6 การตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V Curve) A27U8

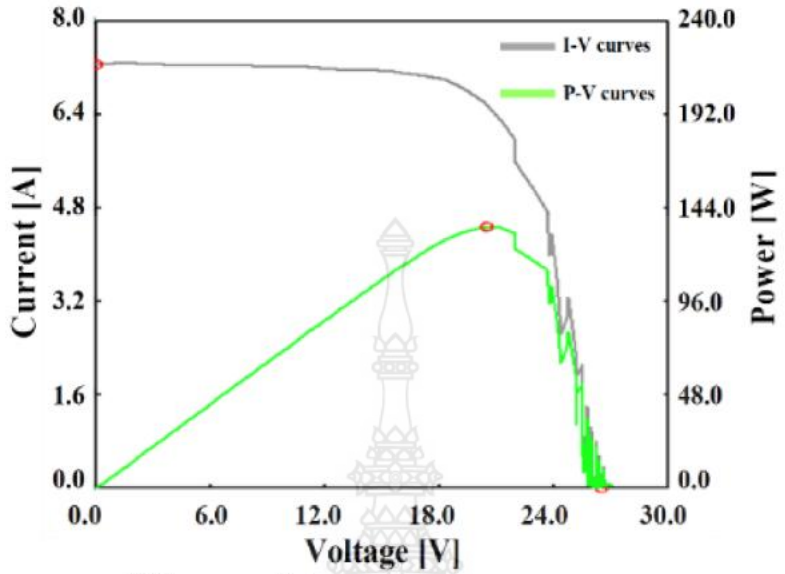
จากภาพที่ 5 อุณหภูมิความร้อนจากภาพความร้อนด้วยเครื่องมือวัด Thermal Imager รุ่น TE19-0114 อยู่ระหว่าง 25.6°C ถึง 39.8°C มีค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด Pmax ด้วยเครื่องมือวัด I-V Checker ยี่ห้อ EKO รุ่น MP-11 I-V Checker อยู่ที่ 126.3 วัตต์ ดังแสดงในภาพที่ 6



ภาพที่ 7 ภาพแสงที่มองเห็นได้ (Visible light image) สถานที่:B25U15 S/N : 15AP6072A2003518



ภาพที่ 8 การตรวจสอบด้วยภาพความร้อน (Infrared scan) IR_00304.IS2



ภาพที่ 9 การตรวจสอบเส้นโค้งกระแส-แรงดัน (I-V curve) B25U15

จากภาพที่ 8 อุณหภูมิความร้อนจากภาพความร้อนด้วยเครื่องมือวัด Thermal Imager รุ่น TE19-0114 อยู่ระหว่าง 29.4℃ ถึง 52.1℃ มีค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด Pmax ด้วยเครื่องมือวัด I-V Checker ยี่ห้อ EKO รุ่น MP-11 I-V Checker อยู่ที่ 134.3 วัตต์ ดังแสดงในภาพที่ 9

จากกรณีที่ 1 ในตารางที่ 2 มีค่าแรงดันเปิดวงจร ณ สภาวะทดสอบมาตรฐานดังสมการที่ 1 $V_{OC\ ARRAY}$ เท่ากับ 548.841 โวลต์ โดยสมการที่ 2 มีค่า PV_{array} เท่ากับ 572.211 และค่า $I_{SC\ EXPECTED}$ ดังสมการที่ 3 เท่ากับ 5.553 แอมป์ จากผลการทดลองพบว่าประสิทธิภาพของแผงมีค่าเท่ากับ (310-126.3) / (310) X 100 เท่ากับ 59.258% ซึ่งมีค่าต่ำกว่าค่ากำลังการผลิตของผลิตภัณฑ์ (JA SOLAR รุ่น JAP6 72-**310**/3BB)

จากกรณีที่ 2 ในตารางที่ 2 มีค่าแรงดันเปิดวงจร ณ สภาวะทดสอบมาตรฐานดังสมการที่ 1 $V_{OC\ ARRAY}$ เท่ากับ 528.677 โวลต์ โดยสมการที่ 2 มีค่า PV_{array} เท่ากับ 552.047 และค่า $I_{SC\ EXPECTED}$ ดังสมการที่ 3 เท่ากับ 5.664 แอมป์ จากผลการทดลองพบว่าประสิทธิภาพของแผงมีค่าเท่ากับ (310-134.3) / (310) X 100 เท่ากับ 56.677% ซึ่งมีค่าต่ำกว่าค่ากำลังการผลิตของผลิตภัณฑ์ (JA SOLAR รุ่น JAP6 72-**310**/3BB)

จากผลการทดสอบได้ใช้เครื่องมือวัด I-V Checker ยี่ห้อ EKO รุ่น MP-11 I-V Checker ดังแสดงในภาพที่ 10 และเครื่องมือวัดภาพความร้อน (Infrared scan or Thermal inspection) ยี่ห้อ Fluke Tix560 รุ่น TE19-0114 ดังแสดงในภาพที่ 11 เป็นหลักในการทดสอบและเครื่องมืออื่นๆ ทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้า



ภาพที่ 10 เครื่องมือวัด I-V Checker รุ่น MP-11 [11]



ภาพที่ 11 เครื่องมือวัด Thermal imager รุ่น TE19-0114 [12]

4. สรุปผลการทดลอง

บทความนี้นำเสนอการประเมินศักยภาพการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 เมกกะวัตต์ จังหวัดเพชรบุรี ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากการวิเคราะห์พบว่ามีกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานของผลิตภัณฑ์ สาเหตุจากอุณหภูมิที่สูงกว่าค่ามาตรฐานและมีการลัดวงจรภายในแผง PV cell บางส่วน ผลที่ได้จากการทดสอบเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 เมกกะวัตต์ จังหวัดเพชรบุรี ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้ทราบถึงความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงสุดและมีการจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง

5. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่สนับสนุนในการทำวิจัยนี้ให้สำเร็จตามเป้าหมายอย่างสมบูรณ์

6. อ้างอิง

[1] Pramuk U, Panot S. Reduction of Reverse Power Flow Using the Appropriate Size and Installation Position of a BESS for a PV Power Plant. IEEE Access. 2020; 8: 102897-906.

[2] Patrick S D O, Marcelo A A L, Augusto S C, et al. Harmonic analysis based on scica at PCC of a grid-connected micro solar PV power plant. 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). 2018 May 13-16; Ljubljana, Slovenia. 2018.

[3] Ui-Min C. Study on Effect of Installation Location on Lifetime of PV Inverter and DC-to-AC Ratio. IEEE Access. 2020; 8: 86003-11.

[4] Mark D Y, John P D C, Michael K, et al. Dynamic Real-Time I–V Curve Measurement System for Indoor/Outdoor Characterization of Photovoltaic Cells and Modules. IEEE Journal of Photovoltaics. 2015; 5(1): 337-43.

[5] The Engineering Institue of Thailand Under H.M. The King's Patronage. Thailand Electrical Installation Standard. Solar Rooftop Power Supply Installations. 1st edit. EIT Standard 022013-16. Bangkok, THAILAND: EIT. 2013

[6] Papon N, Sakhon W, Poonsri W, et al. Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System. IEET-International Electrical Engineering Transactions. 2020; 6(10): 28-33.

[7] Papon N, Sakhon W, Poonsri W, et al. Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System. IEEE International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI). 2019OCT 16-18 Pattaya, Thailand ; 98-101.

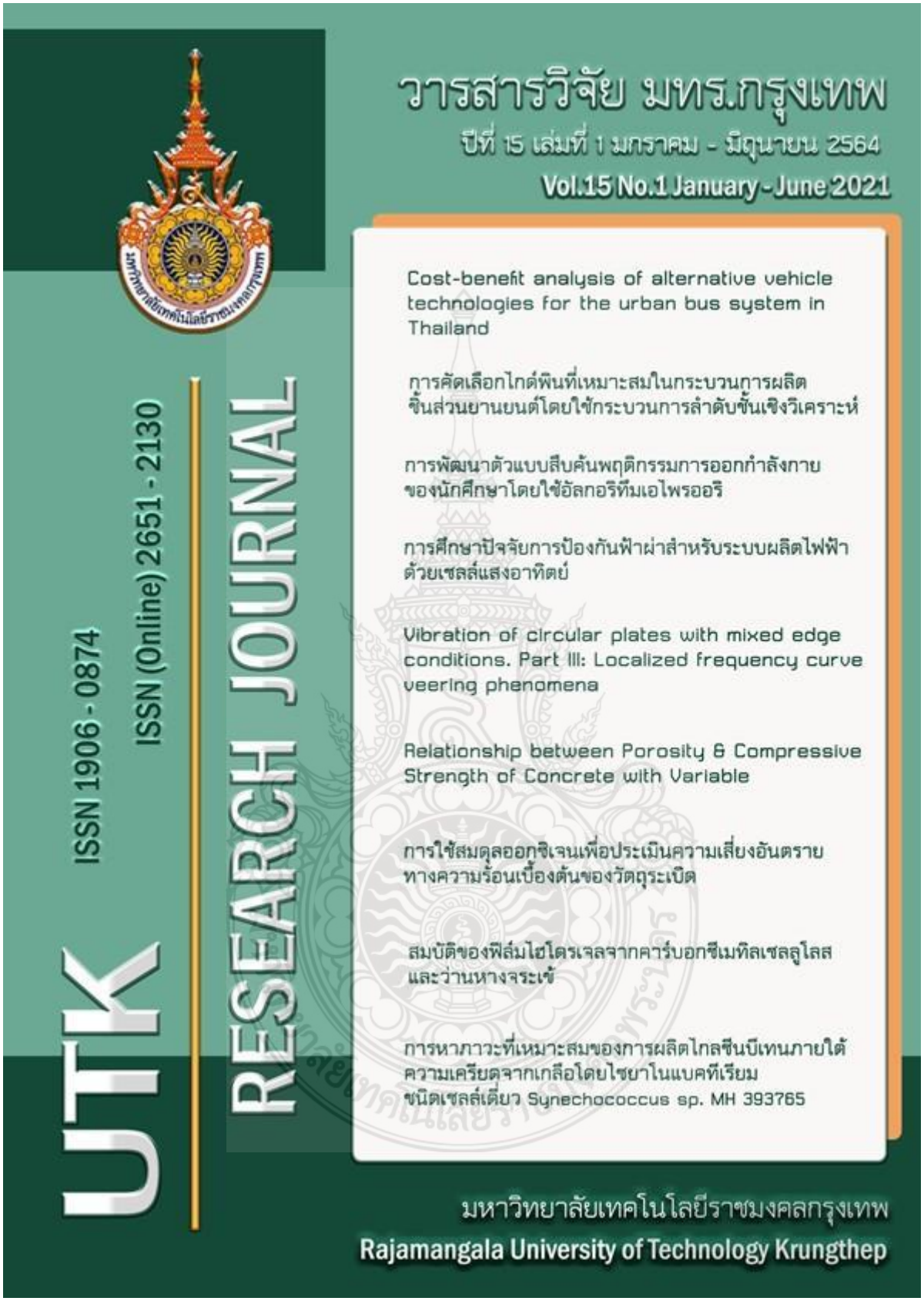
[8] Al-Motasem I A. Development of a generalised PV model in MATLAB/Simulink using datasheet values. The Journal of Engineering. 2018; 2018(5): 257-63.

[9] Jun-M H, Rong-J W, Wei G. Newly-Designed Fault Diagnostic Method for Solar Photovoltaic Generation System Based on IV-Curve Measurement. IEEE Access. 2019; 7: 70919-32.

[10] Paolo B Q, Francesco G, Sonia L, et al. Light Unmanned Aerial Vehicles (UAVs) for Cooperative Inspection of PV Plant. IEEE Journal of Photovoltaics. 2014; 4(4): 1107-13.

[11] EKO MP-11 I-V Checker, Solution Type: Solar & Energy Testers > I-V Checker [Internet]. Wise Tech. Available form: https://www.wise-tech.co.il/product/eko-mp-11-i-v-checker/

[12] Fluke TiX560 infrared camera with a telephoto lens 2x magnification [Internet]. FLUK. Available form: https://www.fluke.com/th-th/product/thermal-cameras/tix560-2x-telephoto-lens-kit#country-picker-mobile


วารสารวิจัย มทร.กรุงเทพ
ปีที่ 15 เล่มที่ 1 มกราคม - มิถุนายน 2564
Vol.15 No.1 January - June 2021
Cost-benefit analysis of alternative vehicle technologies for the urban bus system in Thailand
การคัดเลือกไกด์พินที่เหมาะสมในกระบวนการผลิตชิ้นส่วนยานยนต์โดยใช้กระบวนการลำดับชั้นเชิงวิเคราะห์
การพัฒนาตัวแบบสืบค้นพฤติกรรมการออกกำลังกายของนักศึกษาโดยใช้อัลกอริทึมเอไพรออริ
การศึกษาปัจจัยการป้องกันฟ้าผ่าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์
Vibration of circular plates with mixed edge conditions. Part III: Localized frequency curve veering phenomena
Relationship between Porosity & Compressive Strength of Concrete with Variable
การใช้สมดุลออกซิเจนเพื่อประเมินความเสี่ยงอันตรายทางความร้อนเบื้องต้นของวัตถุระเบิด
สมบัติของฟิล์มไฮโดรเจลจากคาร์บอกซีเมทิลเซลลูโลสและว่านหางจระเข้
การหาภาวะที่เหมาะสมของการผลิตไกลซีนบีเทนภายใต้ความเครียดจากเกลือโดยไซยาโนแบคทีเรียมชนิดเซลล์เดี่ยว Synechococcus sp. MH 393765
ISSN 1906 - 0874
ISSN (Online) 2651 - 2130
UTK
RESEARCH JOURNAL
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลกรุงเทพ
Rajamangala University of Technology Krungthep

วารสารวิจัย UTK ราชมงคลกรุงเทพ

การศึกษาปัจจัยการป้องกันฟ้าผ่าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

Study of Lightning Protection Factors for Photovoltaic Power Generation Systems

นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ[1*], สาคร วุฒิพัฒนพันธุ์[2], ปพน งามประเสริฐ[3], จิรวัฒน์ ไม้แก่น[4]

Nattachote Rugthaicharoencheep[1*], Sakhon Woothipatanapan[2], Papon Ngamprasert[3], Jirawhate Maikaen[4]

[1,2,3,4]สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

[1]Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Thailand

[*]Corresponding Author. E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการศึกษาปัจจัยการป้องกันฟ้าผ่าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทำการศึกษาแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่เกิดจากผลกระทบจากฟ้าผ่าและความเหนี่ยวนำเนื่องจากผลกระทบจากฟ้าผ่าที่เกิดขึ้นกับตัวโครงสร้างและสายตัวนำภายในระบบนี้ จากนั้นได้สร้างแบบจำลองผลกระทบจากฟ้าผ่าด้วยโปรแกรมแมตแลบ แบบจำลองที่สร้างขึ้นมาเป็นระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อย่างง่ายซึ่งประกอบด้วยการจัดเรียงของตัวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปแบบทั่วไปโดยกำหนดให้ความสูงระหว่างแผงกับโครงสร้างอลูมิเนียมโปรไฟล์คือ 0.09 เมตร ผลการจำลองคือเกิดสนามแม่เหล็กไฟฟ้ากระจายตัวซึ่งมีอยู่หนึ่งจุดที่มีปริมาณสนามแม่เหล็กไฟฟ้าสูงสุด ส่วนผลกระทบจากปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่จะทำให้อินเวอร์เตอร์เกิดความเสียหายนั้นจะทดสอบโดยใช้แรงดันเหนี่ยวนำอิมพัลส์ขนาด 10/350 µS และ 0.25/100 µS ผลที่เกิดขึ้นแสดงให้เห็นว่าขนาดของโครงสร้างที่รองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์และจุดที่เกิดกระแสฟ้าผ่ามีผลต่อการเกิดแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำขึ้นบริเวณจุดเชื่อมต่อของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่เกิดขึ้นสามารถนำมาใช้เพื่อพิจารณาเลือกพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกินได้อย่างถูกต้อง

คำสำคัญ : ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ความเหนี่ยวนำ แบบจำลองผลกระทบจากฟ้าผ่า แรงดันเหนี่ยวนำอิมพัลส์

ABSTRACT

This paper presents the study of lightning protection factors for photovoltaic power generation systems. The induced voltages were investigated obtained from the lightning effects and inductance due to the lightning effects on structures and conductors in this system. After

Received 13-12-2020
Revised 14-03-2021
Accepted 05-04-2021

that, a model of the lightning effects on the structure was simulated using a MATLAB program. The model was developed as a simple photovoltaic system consisting of a typical arrangement of solar panels, the height between the panel and the aluminum profile was 0.09 m. The simulation result found that an electromagnetic field was dispersed resulting in the highest electromagnetic fields at one point. The effects of the amount of induced voltage on the inverter damage was tested by the induced voltage impulse to 10/350 μS and 0.25/ 100 μS. The results showed that the size of the structure supporting the solar panel and the point of lightning current influenced the generation of induced voltage at the junction of the solar panels. The amount of induced voltage generated can be more accurate to determine the rating of the over voltage protection device.

Keyword: Photovoltaic power generation system, Induced voltage, Inductance, Lightning effect model, Induce voltage impulse

1. บทนำ

ปัจจุบันประเทศไทยมีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตพลังงานทดแทนเนื่องจากนำมาใช้ทดแทนวัตถุดิบประเภทเชื้อเพลิง ซึ่งมีแนวโน้มลดลงอย่างเรื่อย ๆ โดยรัฐบาลได้กำหนดแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกตามเป้าหมายที่กำหนด 25% ใน 10 ปี ตั้งแต่ พ.ศ. 2555-2564 [1]

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีหน้าที่การผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct current หรือ DC) เมื่อได้รับความเข้มของแสงอาทิตย์จะเริ่มจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าไปยังอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (Grid connected inverter) เพื่อเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative current หรือ AC) และเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง ลดค่าไฟ ประหยัดค่าไฟหรือใช้ไฟฟ้า การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อจำลองพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Photovoltaic หรือ PV) เพื่อรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้นแบบเหล่านี้เข้ากับระบบสาธารณูปโภคทั่วไปและเพื่อกำหนดพฤติกรรมของระบบที่เกิดขึ้น [2] ผลจากการศึกษาเหล่านี้แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่าการใช้เซลล์แสงอาทิตย์สามารถรวมเข้ากับระบบสาธารณูปโภคในปริมาณมากโดยไม่ต้องสร้างปัญหาที่ผิดปกติในการทำงานและการควบคุมระบบ มีการศึกษามาตรการควบคุมเพื่อลดผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงโหลดขนาดใหญ่ [3]

ในอดีตจนถึงปัจจุบันระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้นำมาใช้กับระบบกระจายตัวขนาดเล็กโดยมีการออกแบบมาเป็นทฤษฎีของโครงการสาธิตโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ที่สถานีย่อยในประเทศสหรัฐเมริกา ได้แก่ สถานี Lugo ใน Hesperia, California จากนั้นได้รับการออกแบบและดำเนินการเป็นโรงไฟฟ้ากลาง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ ซึ่งได้รับการตรวจสอบครั้งแรกตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน พ.ศ.2525[4]

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับความนิยมมากขึ้นอย่างต่อเนื่องจึงก่อให้เกิดคำถามเกี่ยวกับความปลอดภัยของระบบป้องกันฟ้าผ่าในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยเฉพาะอย่างยิ่งภายใต้สภาพอากาศที่รุนแรง เช่น พายุฝนฟ้าคะนอง ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยส่วนใหญ่แล้วโครงสร้างที่รองรับตัวแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะมีวัสดุเป็นโลหะหรือเป็นอลูมิเนียม สายเชื่อมต่อระหว่างแผงแต่แผงจะเชื่อมต่อกันเป็นชุดหรือคู่ขนาน โดยส่วนปลายของแผงจะเชื่อมต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์ เป็นจุดประสงค์หลักของระบบป้องกันฟ้าผ่าในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อป้องกันกระแสฟ้าผ่าบางส่วนที่เหนี่ยวนำเข้ามาภายในระบบที่มีการติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่า [5] จึงต้องพิจารณาถึงปัจจัยที่มีผลกระทบจากการเหนี่ยวนำไฟฟ้า ถ้าหากข้อกำหนดนี้เป็นจริงแล้วการติดตั้งเสิร์จที่ระดับการป้องกันที่สองในฝั่งกระแสตรง โดยการทดสอบนี้จะจำลองผลผ่านโปรแกรมจำลองผลเพื่อดูว่าหากมีกระแสฟ้าผ่าไหลผ่านระบบป้องกันฟ้าผ่าที่อยู่ บริเวณใกล้เคียงอาจก่อให้เกิดการเหนี่ยวนำบริเวณสายตัวนำซึ่งจะส่งผลให้เกิดกระแสอิมพัลส์ภายในลูปตัวนำปิด [6]

2. วิธีดำเนินการวิจัย

2.1 โฟโตโวตาอิค

ในปี ค.ศ.1954 แดริลชาแปิง (Daryl Chapin) แคลวินฟุลเลอร์ (Calvin Fuller) และเจอร์ราลด์ เพียร์สัน (Gerald Pearson) นักวิทยาศาสตร์จากห้องปฏิบัติการเบลล์ สหรัฐอเมริกาประสบผลสำเร็จในการนำปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิคมาประยุกต์ใช้ประดิษฐ์เซลล์โฟโตโวตาอิค ด้วยสารซิลิคอน (Si) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

โฟโตโวตาอิคเป็นวิธีผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการกระตุ้นสารกึ่งตัวนำ ด้วยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าในช่วงความยาวคลื่นแสง โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิค เทคโนโลยีโฟโตโวตาอิค พลังแสงอาทิตย์ (Solar photovoltaics) เป็นทางเลือกหนึ่งที่มีบทบาทสำคัญในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้าซึ่งจะทดแทนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากถ่านหิน ปิโตรเลียม และแก๊สธรรมชาติ

เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่สะอาด เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และใช้ได้ไม่มีวันหมดเซลล์แสงอาทิตย์และเซลล์โฟโตโวตาอิคเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิค มักเรียกแบบย่อว่า “แผงพีวีเซลล์” หรือ “Solar PV cell” ที่เซลล์แสงอาทิตย์ใช้แสงจากแหล่งอื่นนอกเหนือจากแสงอาทิตย์ เช่น หลอดไฟ หรือแสงเทียมเรียกว่าเซลล์โฟโตโวตาอิค เซลล์แสงอาทิตย์มีหลายชนิด ชนิดที่ใช้งานอยู่มากที่สุดในปัจจุบัน คือเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตโดยใช้เทคโนโลยีซิลิคอน (Silicon-based solar cell) นอกจากนั้นยังมีเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film solar cell) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (Organic solar cell) และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสีย้อมไวแสง (Dye-sensitized solar cell)

2.2 ปรากฏการณ์ฟ้าผ่า

จากการค้นพบประจุไฟฟ้าในอากาศครั้งนี้นำไปสู่ความคิดในการประดิษฐ์สายล่อฟ้า เพื่อระบายประจุไฟฟ้าในอากาศไม่ทำให้เกิดความเสียหายจากฟ้าผ่า ในปี ค.ศ. 1752 [7] แฟรงคลินได้ประดิษฐ์สายล่อฟ้าขึ้นสำเร็จเป็นครั้งแรก สายล่อฟ้าของแฟรงคลิน มีลักษณะเป็นโลหะปลายแหลมผูกติดไว้

บนยอดอาคารสูง ส่วนปลายโลหะเชื่อมต่อกับสายไฟยาวลงไปในแนวดิ่ง ห้ามคดหรืองอเด็ดขาด มิฉะนั้นอาจเกิดไฟฟ้าลัดวงจรได้ ปลายของสายไฟจะถูกฝังลึกลงในพื้นดินพอสมควร ซึ่งบริเวณด้านล่างของหลุมนี้จะมีแผ่นโลหะขนาดใหญ่ปูเอาไว้ เพื่อให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลลงมานั้นกระจายออกไปบนแผ่นโลหะนี้ สายล่อฟ้าของแฟรงคลินถือว่าเป็นสิ่งประดิษฐ์ที่มีประโยชน์อย่างยิ่งในการป้องกันความเสียหายของอาคารสูง ที่มักจะถูกฟ้าผ่าได้ง่าย อีกทั้งผู้คนที่เดินบนท้องถนนไม่ให้ถูกฟ้าผ่าจนถึงแก่ชีวิตได้

ฟ้าผ่านั้นเกิดขึ้นจากปรากฏการณ์ธรรมชาติที่เกิดขึ้นภายใต้ก้อนเมฆฝนฟ้าคะนองหรือที่นักอุตุนิยมวิทยาเรียกกันว่าเมฆคิวมูโลนิมบัส (cumulonimbus) ซึ่งจะเป็นเมฆที่มีลักษณะเป็นก้อนขนาดใหญ่มหึมาบริเวณฐานของเมฆ (ขอบล่าง) นั้นจะสูงจากพื้นราว ๆ 2 กิโลเมตรและที่ส่วนของยอดเมฆ (ขอบบน) นั้นอาจจะสูงถึง 20 กิโลเมตร และเมื่อก้อนเมฆนั้นเคลื่อนที่ก็จะมีลมเข้าไปยังภายในก้อนเมฆและจะเกิดการไหลเวียนของกระแสอากาศภายในอย่างรวดเร็วและรุนแรง ทำให้หยดน้ำและก้อนน้ำแข็งในเมฆเสียดสีกันจนเกิดประจุไฟฟ้า และพบว่าประจุบวกมักจะรวมตัวกันอยู่บริเวณยอดเมฆ ส่วนประจุลบจะอยู่บริเวณฐานเมฆ ทั้งนี้ ประจุลบที่ฐานเมฆอาจจะเหนี่ยวนำทำให้พื้นผิวของโลกที่อยู่ “ใต้เงา” ของมันมีประจุเป็นบวก เป็นผลทำให้เกิด สนามไฟฟ้าระหว่างกลุ่มประจุเหล่านั้น เมื่อประจุ มีการสะสมจำนวนมาก ทำให้ความเครียดของสนามไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นจนเกินค่าความคงทน ของอากาศต่อแรงดันไฟฟ้า จนทำให้เกิดการคายประจุขึ้น อันเป็นจุดกำเนิดของการเกิด ฟ้าผ่าขึ้น การคายประจุอาจเกิดขึ้น ระหว่างก้อนเมฆ หรือ ระหว่าง ก้อนเมฆกับพื้นโลก ซึ่งเรียก ปรากฏการณ์ นี้ว่า "ฟ้าผ่า" [8]

2.3 แรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำเนื่องจากผลกระทบจากฟ้าผ่า

การเกิดปรากฏการณ์ฟ้าผ่าขึ้นในบริเวณจุดที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั้นส่งผลให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำปริมาณมหาศาลเหนี่ยวนำเข้าสู่งระบบผ่านทางสื่อตัวนำต่าง ๆ [6] คำนวณได้จากสมการ (1)

$$U_{ip} = k_C \times L_M \times \frac{di}{dt} \qquad (1)$$

โดยที่

U_{ip} คือ แรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำภายในระบบ (kV)

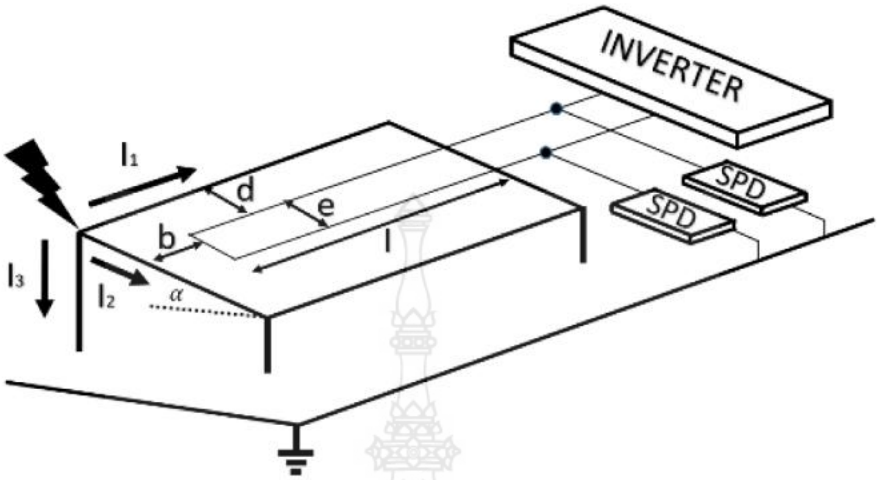
k_C คือ ค่าสัมประสิทธิ์คงที่ ระหว่างสายตัวนำล่อฟ้ากับ สายตัว (k_C มีเท่ากับ 1 เมื่อมีตัวนำลงดินหนึ่งตัว k_C มีค่าเท่ากับ 0.5 เมื่อมีตัวนำลงดินสองตัว และมีค่าเท่ากับ 0.44 เพื่อมีตัวนำลงดินตั้งแต่สามตัวขึ้นไป

$\frac{di}{dt}$ คือ ความชันหลังจากเกิดกระแส (200, 150 และ 100 kA/μs ขึ้นอยู่กับช่วง LPL)

L_M คือ ความเหนี่ยวนำซึ่งเกิดจากกระแสฟ้าผ่ากับสายตัวนำลงดิน

2.4 ความเหนี่ยวนำเนื่องจากผลกระทบจากฟ้าผ่ากับตัวโครงสร้างและสายตัวนำภายในระบบ

ระบบป้องกันฟ้า (Lightning protection system : LPS) มีการต่อประสานเข้ากับตัวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่วัสดุเป็นตัวนำ กระแสฟ้าผ่าที่ไหลผ่านจะถูกแบ่งเป็นสามทาง [5-6,9] ดังแสดงในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 ผลกระทบจากฟ้าผ่ากับตัวโครงสร้าง

จากภาพที่ 1 ในกรณีนี้สามารถคำนวณความเหนี่ยวนำเนื่องจากฟ้าผ่าได้จากสมการที่ (2)

$$L_M = 0.2 \times 1 \times ln\frac{d+e+r}{d+r} \quad (2)$$

โดยที่

L_M คือ ความเหนี่ยวนำซึ่งเกิดจากกระแสฟ้าผ่ากับสายตัวนำลงดิน

d คือ ระยะห่างระหว่างสายตัวนำกับโครงสร้างวัสดุโลหะ

e คือ ระยะห่างระวังลูปสายตัวนำ

r คือ รัศมีโครงสร้างตัวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่วัสดุเป็นโลหะที่ต่อประสานร่วม

กระแสลัดวงจรที่ไหลวนในลูปสูงสุดคือกระแสที่สัมพันธ์กับกระแสฟ้าผ่าในช่วงแรก (200, 150 หรือ 100 kA ขึ้นอยู่กับช่วง LPL ที่เลือกพิจารณา ในที่นี้พิจารณาที่ระดับสองหรือ Class II) กระแสลัดวงจรสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3) ตามมาตรฐาน IEC (EN) 62305 [10]

$$I_{SC} = k_C \times I \times \frac{L_M}{L_S} \quad (3)$$

โดยที่

I_{SC} คือ ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลวนในลูปสูงสุด

k_C คือ ค่าสัมประสิทธิ์คงที่ ระหว่างสายตัวนำล่อฟ้ากับสาย ตัวนำลงดิน (k_C มีเท่ากับ 1 เมื่อมีตัวนำลงดินหนึ่งตัว k_C มีค่าเท่ากับ 0.5 เมื่อมีตัวนำลงดินสองตัว และมีค่าเท่ากับ 0.44 เพื่อมีตัวนำลงดินตั้งแต่สามตัวขึ้นไป)

I คือ ค่าปริมาณกระแสฟ้าผ่าช่วงแรก (พิจารณาจากช่วง LPL)

L_S คือ ค่าความเหนี่ยวนำแฝงในวงลูป

$$L_S = 0.8 \times \sqrt{r^2 + e^2} - 0.8 \times (1 - e) + 0.4 \times l$$

$$\times \ln\left[\frac{\frac{2e}{r}}{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{e}{1}\right)^2}}\right] \quad (4)$$

$$+ 0.4 \times e \times \ln\left[\frac{\frac{2l}{r}}{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{e}{1}\right)^2}}\right]$$

$$\times 10^{-6}$$

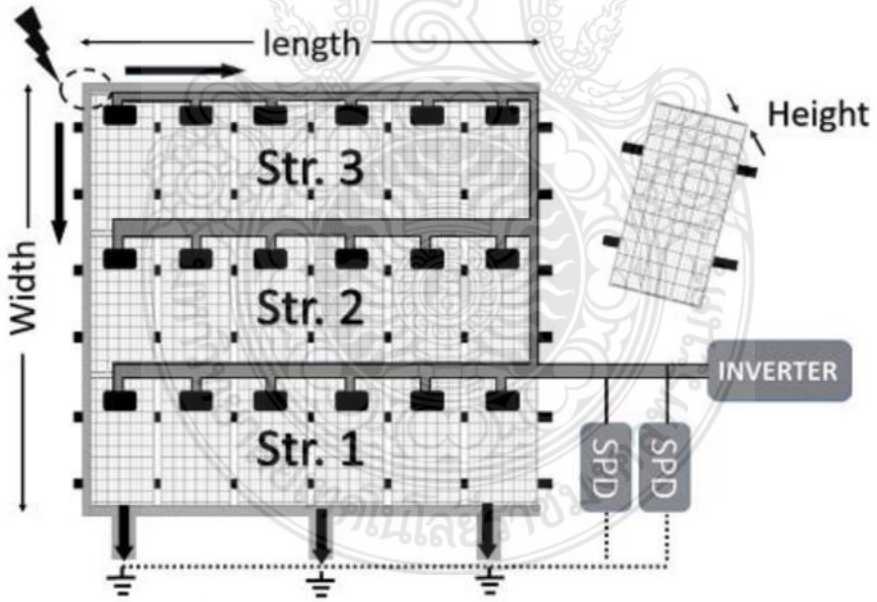
3. ผลการวิจัยและอภิปรายผล

3.1 รูปแบบจำลองผลกระทบจากฟ้าผ่าที่ตัวโครงสร้าง

โครงสร้างที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เป็นโครงสร้างอลูมิเนียม เนื่องจากวัสดุดังกล่าวเป็นที่นิยมอย่างมากอีกทั้งยังมีสมบัติที่คงทนต่อการกัดกร่อนในสภาพอากาศต่าง ๆ ได้ดี ดังแสดงในภาพที่ 2 และภาพที่ 3 [11]

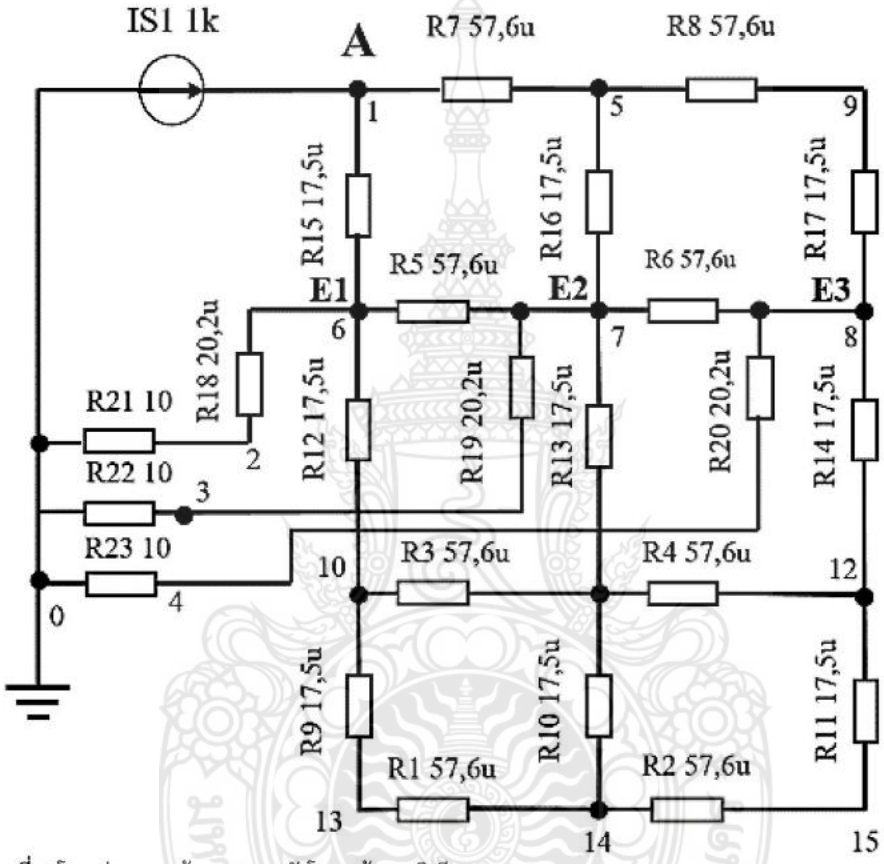


ภาพที่ 2 โครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์



ภาพที่ 3 แบบจำลองการติดตั้งที่ใช้ในการจำลองผล

จากภาพที่ 2 และภาพที่ 3 เป็นแบบจำลองที่ถูกกำหนดขึ้นจากสถานที่ติดตั้งจริงโดยยกตัวอย่างมาเพื่อใช้ในจำลองผลสำหรับดูความเหมาะของระบบค้นหาสถานที่ที่ตั้งไปนั้นถูกต้องตามที่มาตรฐานได้กล่าวไว้จริงหรือไม่ โดยทำการร่างโครงข่ายความต้านทานของชุดโครงสร้างอลูมิเนียมแต่ละจุดของโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรมแมตแลบดังแสดงในภาพที่ 4 [11-13]



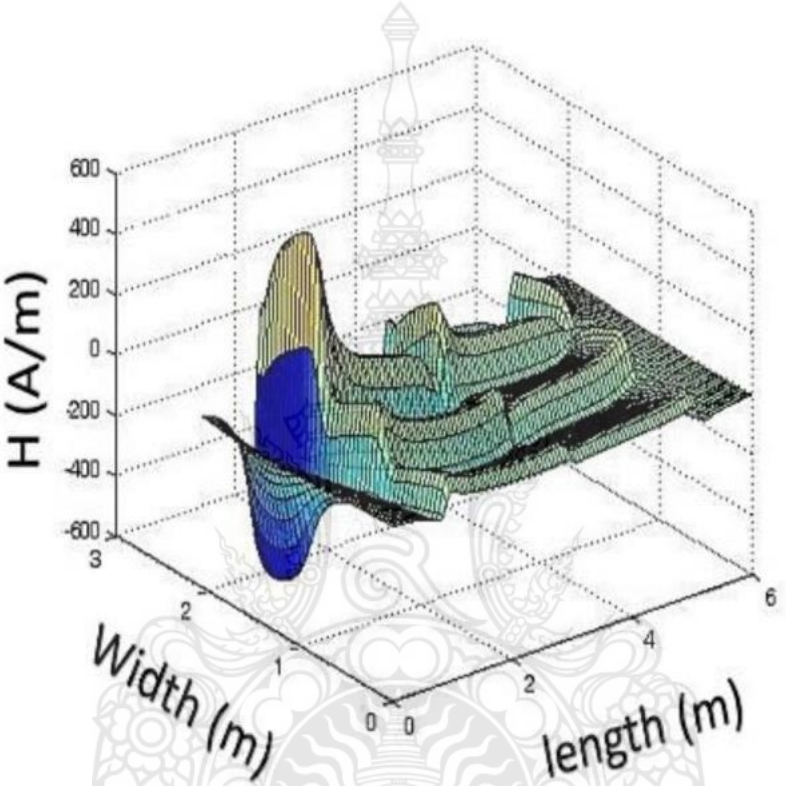
ภาพที่ 4 โครงข่ายความต้านทานของตัวโครงสร้างอลูมิเนียม

จากภาพที่ 4 อธิบายได้ว่ากระแสเหนี่ยวนำที่เข้ามายังตัวโครงสร้างนั้น ค่าความต้านทาน R และจุดที่โครงสร้างติดตั้งผ่านลงดินนั้นเกิดความต้านทาน RE ขึ้น ซึ่งค่าความต้านทานต่าง ๆ มีผลต่อค่ากระแสที่เหนี่ยวนำเข้ามาภายในระบบ [14-15]

3.2 ผลจากการจำลองผ่านโปรแกรม Network simulation program และ MATLAB

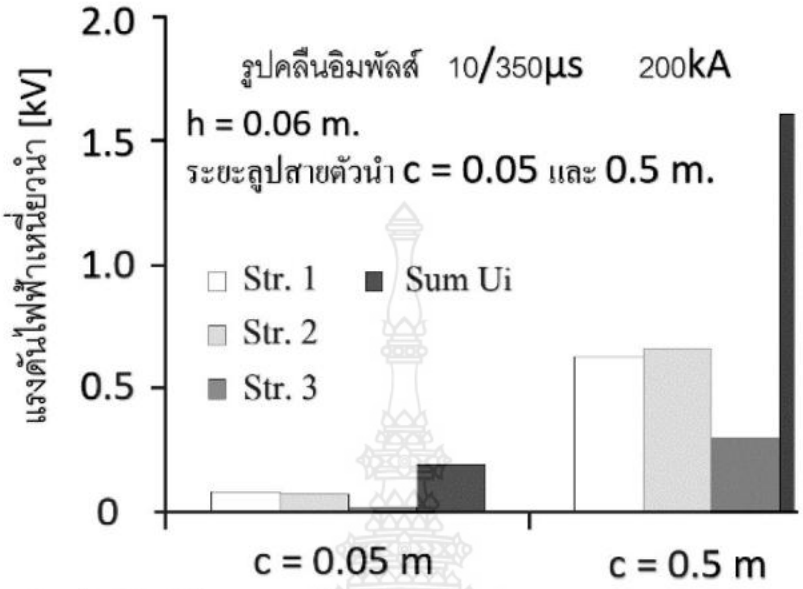
จากที่กล่าวมาข้างต้นนั้นเป็นที่ทราบอยู่แล้วว่าปัจจัยที่ส่งผลต่อปริมาณแรงดันเหนี่ยวนำในระบบนั้นส่วนหนึ่งมาจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการต่อสายระหว่างแผงหนึ่งไปยัง

อีกแผงหนึ่งในจุดนี้หากมีการเพิ่มวงลูปการเชื่อมต่อสายโดยมีระยะที่มากเกินไปจะส่งผลให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำในวงลูปสูงขึ้นตามไปด้วย [16] และอีกปัจจัยหนึ่งคือวัสดุที่นำมาใช้เป็นโครงสร้างติดตั้งและระบบสายดินซึ่งความต้านทานของตัวโครงสร้างและความต้านทานดินก็เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่มีผลต่อการไหลเวียนของปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำ [17] ดังแสดงในภาพที่ 5

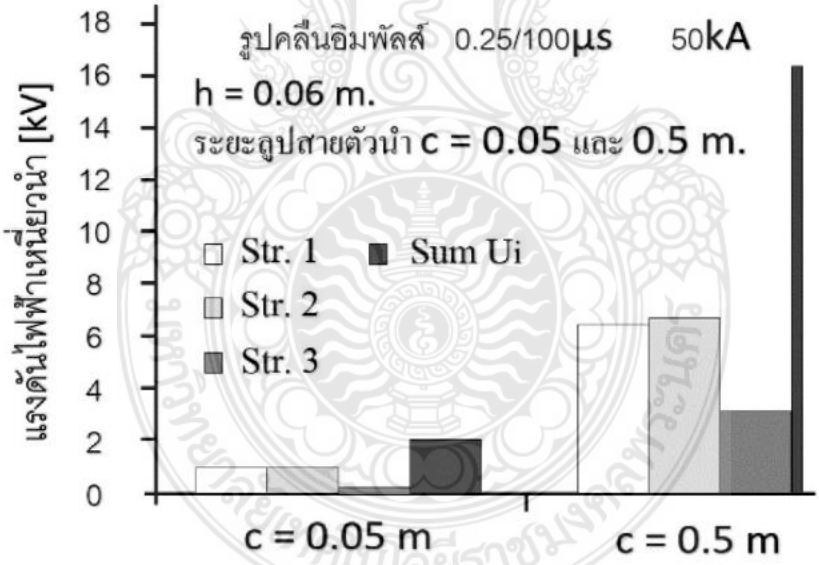


ภาพที่ 5 รูปแบบสนามแม่เหล็กที่เกิดขึ้นที่จุด A

จากภาพที่ 5 ความสูงระหว่างแผงกับโครงสร้างอลูมิเนียม h = 0.09 เมตร จะเห็นว่าสนามแม่เหล็กไฟฟ้ามีการกระจายตัว และจุดที่ A จะมีปริมาณสนามแม่เหล็กไฟฟ้าที่สูงที่สุด ในส่วนของปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำซึ่งส่งผลให้เกิดความเสียหายต่อต่ออินเวอร์เตอร์ ในที่นี้ กำหนดให้ ความยาวแต่ละแถวของแผง (Length) a = 6 เมตร และความกว้างลูป (width) c = 0.05 และ 0.5 เมตรดังแสดงในภาพที่ 6 และภาพที่ 7



ภาพที่ 6 แรงดันเหนี่ยวนำอิมพัลส์ 10/350 µS ที่จุด A



ภาพที่ 7 แรงดันเหนี่ยวนำอิมพัลส์ 0.25/100 µS ที่จุด A

จากผลแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำจากการจำลองในภาพที่ 6 และภาพที่ 7 แสดงให้เห็นว่าระยะความกว้างของการเชื่อมต่อสายระหว่างแผงที่ปริมาณต่างกันก่อให้เกิดการเหนี่ยวนำของแรงดันไฟฟ้าที่ต่างกัน [18] กรณีเกิดอิมพัลส์ฟ้าผ่า 10/350 µS ที่ระยะ 0.5 เมตร จะมีปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำเกิดขึ้นเฉลี่ย 0.5kV เมื่อเทียบกับที่ระยะ 0.05 เมตร ซึ่งมีปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำเกิดขึ้นเฉลี่ย 0.1 kV ส่วนกรณีเกิดอิมพัลส์ฟ้าผ่า 0.25/100 µS ที่ระยะ 0.5 เมตร จะมีปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำเกิดขึ้นเฉลี่ย 5 kV เมื่อเทียบกับที่ระยะ 0.05 เมตร ซึ่งมีปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำเกิดขึ้นเฉลี่ย 1 kV ทั้งนี้จากผลปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่เกิดขึ้น สามารถนำมาใช้พิจารณาในการเลือกใช้ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกิน (Surge protection device : SPD) ทั้งนี้จากผลทดสอบและสถานที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จึงเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกิน Class II เนื่องจากระบบดังกล่าวไม่ได้ถูกติดตั้งใกล้เสาตัวนำล่อฟ้าส่วนการพิจารณาพิกัดแรงดันเกินของอุปกรณ์ ที่ระยะ c = 0.05 เมตร จะเลือกใช้พิกัดแรงดัน < 2kV ที่พิกัดกระแส In 30kA และ Imax 60kA ในการใช้งาน [19]

4. สรุปผลการทดลอง

บทความนี้ได้นำเสนอการศึกษาปัจจัยการป้องกันฟ้าผ่าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทำการศึกษาแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำเนื่องจากผลกระทบจากฟ้าผ่าและความเหนี่ยวนำที่เกิดขึ้นกับตัวโครงสร้างและสายตัวนำ จากการศึกษาพบว่าปัจจัยหลักที่มีผลต่อปริมาณแรงดันเหนี่ยวนำในระบบฯ คือ ความสูงระหว่างแผงกับโครงสร้างที่มีผลต่อระยะวงลูปการต่อสายระหว่างแผง วัสดุที่ใช้ทำโครงสร้างและระบบสายดิน ผลจากการศึกษาคือเกิดสนามแม่เหล็กไฟฟ้ากระจายตัว แต่มีปริมาณสนามแม่เหล็กไฟฟ้าสูงสุดอยู่หนึ่งจุด ส่วนผลกระทบจากปริมาณแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่ทำให้เกิดความเสียหายต่ออินเวอร์เตอร์ พบว่าการใช้ระยะลูปสายตัวนำที่สั้นจะทำให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำน้อยกว่าการใช้ระยะลูปสายตัวนำที่ยาวเมื่อเกิดอิมพัลส์ฟ้าผ่าในปริมาณเดียวกัน รวมทั้งผลการศึกษาในบทความนี้ยืนยันว่าระบบป้องกันฟ้าผ่าที่พิจารณาระดับ 2 (Class II) ที่นิยมติดตั้งด้านกระแสตรงจึงเป็นเพียงอุปกรณ์หนึ่งที่ช่วยลดผลกระทบจากฟ้าผ่าแค่บางส่วนเท่านั้น แต่ไม่สามารถป้องกันผลจากแรงดันอิมพัลส์ได้ ข้อมูลจากการศึกษาในบทความนี้อาจนำไปใช้ประกอบการตัดสินใจเลือกชนิดและพิกัดอุปกรณ์ป้องกันฟ้าผ่าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น อุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกินเป็นต้น

5. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ให้การสนับสนุนบทความนี้จนประสบความสำเร็จ

6. อ้างอิง

[1] Ministry of Energy. Alternative Energy Development Plan: AEDP 2015 [Internet].Bangkok: Energy Policy and Planning Office Ministry of Energy; 2015[cited 2021]. Available from:

http://www.eppo.go.th/index.php/th/plan-policy/tieb/aedp

[2] Papon Ng, Nattachote R, Sakhon W. Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System. 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI) , 2019 Oct 16-18; Pattaya, Thailand. IEEE: 2019. p98-101.

[3] Chalmers S, Hitt M, Underhill J, et al. The Effect of Photovoltaic Power Generation on Utility Operation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1985; PAS-104(3). 1985 March; IEEE. p.524–530.

[4] Patapoff N. Mattijetz D. Utility Interconnection Experience with an Operating Central Station MW- Sized Photovoltaic Plant. IEEE Transactions on Power Systems and Apparatus, 1985; PAS-104(8). 1985 March; IEEE. p.2020–2024.

[5] General principles. Protection against lightning-Part 1. IEC (EN) 62305-1.

[6] Risk management. Protection against lightning-Part 2. IEC (EN) 62305-2.

[7] เบนจามิน แฟรงคลิน: Benjamin Franklin[อินเทอร์เน็ต] .[เข้าถึงเมื่อ 2564]. จาก: http://122.155.197.218/index.php?option=com_k2&view=item&id=2281:benjamin-franklin&Itemid=335

[8] พวงร้อย. ฟิสิกส์ของฟ้าผ่า[อินเทอร์เน็ต].[เข้าถึงเมื่อ 2564]. จาก: http://www.rmutphysics.com/ physics/oldfront/53/Lighting/index2.htm

[9] Physical damage to Structures and life hazard. Protection against lightning - Part 3. IEC (EN) 62305-3.

[10] Electrical and electronic systems within the structures. Protection against lightning-Part 4. IEC (EN) 62305-4.

[11] Protection of PV installation against Over Voltages. TS 50539-12:2009.

[12] Roberto P, Riccardo T. Risk assessment and lightning protection for PV systems and solar power plants. International Conference on Renewable Energies and Power Quality; 2012 March 20-30; Santiago de Compostela, Spain; 2012. P.1186-9.

[13] Benesova Z, Haller R. Overvoltage in Photovoltaic Systems Induced by Lightning Strik. International Conference on Lightning Protection (ICLP); 2012 Sept 2-7; Vienna, Austria; IEEE; 2012.

[14] Mirra C, Porrin A, Ardito A, et al. Lightning over voltages in low voltage networks. International Conference on Electricity Distribution. 1997 June 2-5; Birmingham, UK; IET:2002.

[15] Zaini N H, Abidin M Z. Lightning Surge Analysis on a Large Scale Grid-Connected Solar Photovoltaic System. Energies. 2017; 10(12).

[16] Araneo R, Maccioni M, Lauria S. Analysis of the lightning transient response of the

earthing system of large-scale ground-mounted PV plants. International Conference on Power Tech; 2017, IEEE Manchester PowerTech; 2017.

[17] Kisielewicz T, Lo Piparo G B, Napolitano F, et al. SPD dimensioning in front of indirect flashes to overhead low voltage power lines. IEEE International Conference on Environ. Electr. Eng; 2015; June 10-13; Rome, Italy; 2015. P.1216–21.

[18] Araneo R, Celozzi S. Transient behavior of wind towers grounding systems under lightning strikes. Inter. Journal Energy Environ. Eng. 2016; 7(2):235-47.

[19] Mendez Y, Acosta I, Rodriguez J, et al. Effects of the PV- generator's terminals connection to ground on electromagnetic transients caused by lightning in utility scale PV- plants. International Conference on Lightning Protection (ICLP). 2016 Sept 25-30; Estoril, Portugal; 2016. P.1-8.

ปีที่ 1 ฉบับที่ 1 : มกราคม - มิถุนายน 2564
Volume 1, Number 1 : January - June 2021

JLIT

วารสารนวัตกรรมการเรียนรู้และเทคโนโลยี

JOURNAL OF LEARNING INNOVATION AND TECHNOLOGY



บทความรับเชิญ
ฉบับปฐมฤกษ์

https://journal.fiet.kmutt.ac.th
ISSN 2773-9759 (Online) | ISSN 2773-9740 (Print)

วารสารนวัตกรรมการเรียนรู้และเทคโนโลยี ปีที่ 1 ฉบับที่ 1 มกราคม – มิถุนายน 2564
Journal of Learning Innovation and Technology (JLIT) Vol. 1, No. 1, January – June 2021

การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า
Application of Photovoltaic Energy Innovation Technology Synergy to the Power Distribution System

นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ* ปพน งามประเสริฐ นริศ ชัชธรานนท์ และ ทง ลานธารทอง
Nattachote Rugthaicharoencheep*, Papon Ngamprasert, Naris Chattranont and Thong Lanthathong

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
1381 ถนนประชาราษฎร์ 1 แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร 10800
*nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และมาตรฐาน IEC 61724 โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพจากการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ผลจากการศึกษาพบว่าการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่อง รวมทั้งเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

คำสำคัญ: โฟโตโวตาอิค, ความเข้มแสง, ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ, กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า

Abstract

This research paper presents the application of innovative photovoltaic energy technology connected to the power distribution system. The distributed small scale solar power transmission was connected to the power distribution system with mathematical modeling program of PVSyst and IEC 61724 standard. The main objective was to study the percentage of performance ratio from the applying innovative solar energy technology connected to the power distribution system. The results showed that the application of innovative solar energy technology connected to the power distribution system can produce maximum electricity and continuity as well as increase the efficiency of electric power with the power distribution system.

Keywords: Photovoltaic, Irradiance, % Performance Ratio, Power Generation Capacity

1. บทนำ

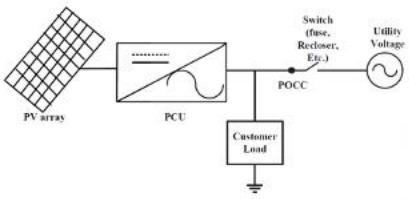
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีหน้าที่การผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current หรือ DC) เมื่อได้รับความเข้มของแสงอาทิตย์จะเริ่มจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าไปยังอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (Grid Connected Inverter) เพื่อเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current หรือ AC) และเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง ลดค่าไฟ ประหยัดค่าไฟหรือใช้ไฟฟ้า

ในอดีตจนถึงปัจจุบันระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้นำมาใช้กับระบบกระจายตัวขนาดเล็ก โดยมีการออกแบบมาเป็นทฤษฎีของโครงการสาธิต โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ที่สถานีย่อยในประเทศสหรัฐเมริกา ได้แก่ สถานี Lugo ใน Hesperia, California จากนั้นได้รับการออกแบบและดำเนินการเป็นโรงไฟฟ้ากลาง เพื่อเพิ่ม

วารสารนวัตกรรมการเรียนรู้และเทคโนโลยี ปีที่ 1 ฉบับที่ 1 มกราคม – มิถุนายน 2564
Journal of Learning Innovation and Technology (JLIT) Vol. 1, No. 1, January – June 2021

ประสิทธิภาพของระบบ ซึ่งได้รับการตรวจสอบครั้งแรกตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2525 [1-2]

การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์กับโครงข่าย ดังแสดงในรูปที่ 1 การปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวอาจเป็นอันตรายต่อบุคคลและอุปกรณ์ จำเป็นต้องได้รับการป้องกัน ตามแผนการป้องกันที่มีอยู่ ซึ่งได้รับผลกระทบจากภายนอกหรือภายในที่ทำให้การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ล้มเหลวหรือหยุดชั่วขณะ



รูปที่ 1 การเชื่อมต่อ PV กับโหลด

เมื่อมีระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์มากกว่าหนึ่งโมดูล ระบบการควบคุมคุณภาพไฟฟ้า PV จะมีความซับซ้อนของระบบเพิ่มขึ้น ปัญหาเหล่านี้สามารถแก้ไขได้โดยใช้ระบบการสั่งการระยะไกล สำหรับการป้องกันแบบโหมดอิสระ (Islanding) รวมถึงการพิจารณาประสิทธิภาพในการป้องกันสูงสุด แสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของการป้องกันแบบโหมด อิสระบน Power Line Carrier Communications (PLCC) [3]

ดังนั้นบทความวิจัยนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัว [4] ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724 [5] โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2. วัตถุประสงค์

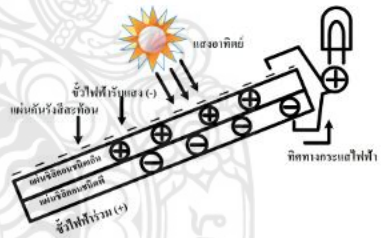
การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อจำลองพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Photovoltaic: PV) เพื่อรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้นแบบเหล่านี้เข้ากับระบบสาธารณูปโภคทั่วไป และเพื่อกำหนดพฤติกรรมของระบบที่เกิดขึ้น [6] ผลจากการศึกษาเหล่านี้แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่าการใช้เซลล์แสงอาทิตย์สามารถรวมเข้ากับระบบสาธารณูปโภคในปริมาณมากโดยไม่ต้องสร้างปัญหาที่ผิดปกติในการทำงานและการควบคุมระบบมีการศึกษามาตรการควบคุมเพื่อลดผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงโหลดขนาดใหญ่

3. ขอบเขตการวิจัย

บทความนี้เสนอการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5.95 เมกกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) อำเภอท่าสองยาง จังหวัดตาก เพื่อศึกษาร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และมาตรฐาน IEC 61724

4. ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ในปี ค.ศ. 1954 แดริลชาแปิง (Daryl Chapin) แคลวิน ฟุลเลอร์ (Calvin Fuller) และเจอร์ราลด์ เพียร์สัน (Gerald Pearson) นักวิทยาศาสตร์ จากห้องปฏิบัติการเบลล์ สหรัฐอเมริกาประสบผลสำเร็จในการนำปรากฏการณ์โฟโตโวลตาอิคส์มาประยุกต์ใช้ประดิษฐ์เซลล์โฟโตโวลตาอิคส์ด้วยสารซิลิคอน (Si) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า สารกึ่งตัวนำ คือ P และ N สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวลตาอิคส์ ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ประกอบขึ้นจากสารกึ่งตัวนำ P และ N

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) สามารถนำมาใช้ได้อย่างไม่สิ้นสุด และมีลักษณะกระจายไปถึงผู้ใช้โดยตรง อีกทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ตามปกติมนุษย์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์จากธรรมชาติในกิจวัตรประจำวัน เมื่อสังคมมนุษย์มีการพัฒนาไปสู่ยุคเทคโนโลยีอุตสาหกรรม ความต้องการพลังงานมีเพิ่มขึ้นจึงมีการใช้พลังงานจากแหล่ง

วารสารนวัตกรรมการเรียนรู้และเทคโนโลยี ปีที่ 1 ฉบับที่ 1 มกราคม – มิถุนายน 2564
Journal of Learning Innovation and Technology (JLIT) Vol. 1, No. 1, January – June 2021

อื่น ๆ เพิ่มขึ้นด้วยที่สำคัญ ได้แก่ พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ในรูปของน้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ การใช้พลังงานเหล่านี้ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมอีกทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่มีปริมาณจำกัดซึ่งถ้าใช้อย่างต่อเนื่องก็จะหมดไปในอนาคต นับตั้งแต่เกิดวิกฤตการณ์พลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ. 1973 เป็นต้นมา [7-8] นักวิทยาศาสตร์จึงได้ทำการในการวิจัยและพัฒนาเพื่อนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ทดแทนพลังงาน

จากเชื้อเพลิงฟอสซิล จนถึงปัจจุบันเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์บางอย่างได้รับการพัฒนาจนถึงขั้นนำมาใช้งานได้จริง เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์ การทำน้ำอุ่นด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และการอบแห้งพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์อีกหลายชนิดที่อยู่ระหว่างการดำเนินการวิจัยและพัฒนาโดยคาดว่าจะสามารถนำมาใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพในอนาคต อย่างไรก็ตามการนำอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์เหล่านี้มาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ [9] จึงจำเป็นต้องทราบศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของบริเวณที่จะใช้งานด้วย

โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำ ขึ้นกับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้นโดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากก็จะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานสูงสำหรับการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้อุปกรณ์รวมแสง ซึ่งจำเป็นต้องทราบสัดส่วนของรังสีรวมต่อรังสีกระจายด้วย

5. วิธีดำเนินการวิจัย

ในระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ PV Cell (อุปกรณ์พื้นฐานที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า) รวมถึง PV Array ดังแสดงในรูปที่ 3 (ชุดประกอบของ PV Module, PV String หรือ PV Sub-Array ที่เชื่อมต่อกันทางไฟฟ้า และส่วนประกอบอื่น ๆ จนถึงขั้วต่อสายด้านเข้าไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ หรืออุปกรณ์แปลงผันกำลังไฟฟ้า หรือโหลดไฟฟ้ากระแสตรง) มีพฤติกรรมเสมือนเป็นแหล่งกำเนิดกระแสภายใต้ค่าอิมพีแดนซ์ต่ำ กระแสผิดพร่องจึงอาจมีค่ามากกว่าค่ากระแสโหลดสูงสุดปกติไม่มากนัก แม้จะเกิดการลัดวงจรไฟฟ้า



รูปที่ 3 รูปแบบทั่วไปของ PV Array

การออกแบบ PV Array ควรเพิ่มความความระมัดระวังในเรื่องต่อไปนี้

ก. ในการติดตั้งต้องป้องกันการเกิดความผิดพร่องระหว่างสาย (Phase-to-Phase Fault) ความผิดพร่องลงดิน (Earth Fault) และสายหลุดหลวมโดยไม่ได้ตั้งใจใน PV Array ให้น้อยที่สุด

ข. การตรวจจับและการเตือนความผิดพร่องลงดินและการหยุดจ่ายไฟ ต้องเป็นส่วนหนึ่งของฟังก์ชั่นระบบป้องกันเพื่อลดความเสี่ยงในการเกิดอัคคีภัย

การติดตั้งต้องไม่ก่อให้เกิดความร้อนเกินพิกัดอุณหภูมิการทำงานสูงสุดขององค์ประกอบใด ๆ ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ค่าพิกัดของ PV Module จากผู้ผลิต คือ ค่าที่ได้จากการทดสอบตามสภาวะทดสอบมาตรฐาน [10]

ในการติดตั้งโดยทั่วไปจะทำให้ PV Module มีอุณหภูมิสูงขึ้น โดยคาดการณ์ว่า PV Module จะทำงานที่อุณหภูมิสูงขึ้นมากกว่าอุณหภูมิแวดล้อมประมาณ 25°C ในสภาวะที่มีการระบายอากาศที่ดีภายใต้ความเข้มแสงที่ 1,000 W/m^2 (Full Sun) หากระดับความเข้มแสงมากกว่า 1,000 W/m^2 และมีการระบายอากาศที่ไม่ดี อุณหภูมิของ PV Module จะเพิ่มขึ้นเกินกว่านี้มาก (มีความเป็นไปไม่ได้ที่อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นอาจเพิ่มขึ้นอีก 40-50°C จากอุณหภูมิแวดล้อม)

5.1 ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ

ระบบไฟฟ้ากำลังของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วยระบบไฟฟ้าหลัก ดังแสดงในรูปที่ 4 ร้อยละของพลังงาน PV แบบ on-grid และ off-grid ในประเทศที่รายงาน IEA ดังแสดงในรูปที่ 5 ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพดังสมการที่ (1) และ (2)

วารสารนวัตกรรมการเรียนรู้และเทคโนโลยี ปีที่ 1 ฉบับที่ 1 มกราคม – มิถุนายน 2564
Journal of Learning Innovation and Technology (JLIT) Vol. 1, No. 1, January – June 2021

$$PR = \frac{E_{Grid}}{(GlobInc \times P_{nom}PV)} \quad (1)$$

โดยที่ E_{Grid} คือ ระบบที่เชื่อมต่อกับกริดปกติพลังงานที่มีอยู่ในระบบสแตนด์อะโลนนั้นเป็นพลังงานแสงอาทิตย์ที่ส่งมอบอย่างมีประสิทธิภาพให้กับผู้ใช้

$P_{nom}PV$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ติดตั้งของ STC (ค่าบนแผ่นป้ายของผู้ผลิต) ความเท่าเทียมกันนี้อธิบายได้จากข้อเท็จจริงที่ว่า STC (1000 วัตต์ต่อตารางเมตรที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส) แต่ละกิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรของการฉายรังสีเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นจะผลิตไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง

$$PR_{(corr)} = \frac{E_{Grid}}{\left(P_{nom}PV \times \sum hours\left(\frac{GlobInc}{G_{Ref} \times \left(1 - muP_{mpp} \times (Tarray - Tarray_{Aver})\right)}\right)\right)} \quad (2)$$

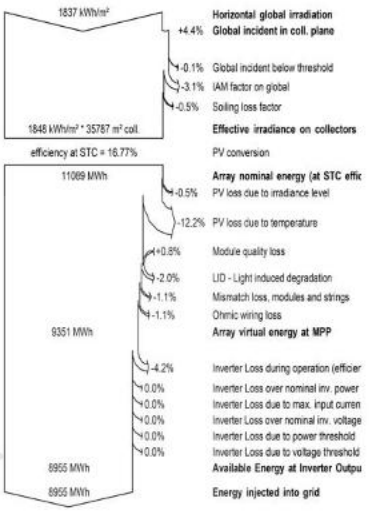
โดยที่ $GlobInc$ คือ รังสีเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในค่ารายชั่วโมง

G_{Ref} คือ 1000 วัตต์ต่อตารางเมตร

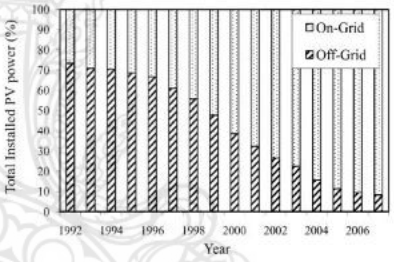
muP_{mpp} คือ *Pmpp* ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

$Tarray$ คือ อุณหภูมิ (เซลล์) ของชั่วโมงนี้

$Tarray_{Aver}$ คือ อุณหภูมิเฉลี่ยตลอดทั้งปี



รูปที่ 4 การสูญเสียที่เกิดในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 5 ร้อยละของพลังงาน PV แบบ on-grid และ off-grid ในประเทศที่รายงาน IEA หัวข้อ

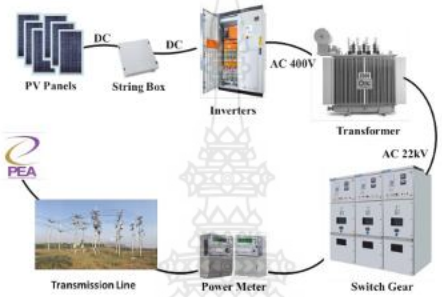
6. ผลการวิจัย

6.1 กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ถือเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมอย่างยิ่ง ด้วยความที่การผลิตไฟฟ้าในยุคนี้จำเป็นต้องอาศัยหลักการหลายอย่าง แต่ด้วยความที่ขั้นตอนการผลิตต่าง ๆ หากยิ่งนานวันเข้าสิ่งที่ใช้ก็ย่อมหมดไป ดังนั้นการใช้พลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่จะช่วยให้การผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ทำได้ต่อเนื่อง เพราะพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมดไปจากโลกนี้อย่างแน่นอน

วารสารนวัตกรรมการเรียนรู้และเทคโนโลยี ปีที่ 1 ฉบับที่ 1 มกราคม – มิถุนายน 2564
Journal of Learning Innovation and Technology (JLIT) Vol. 1, No. 1, January – June 2021

เซลล์แสงอาทิตย์หรือที่เราเรียกว่า โซลาร์เซลล์เป็นสิ่งประดิษฐ์แบบอิเล็กทรอนิกส์ที่ทำการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ทำมาจากสารกึ่งตัวนำมีการดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วมีการเปลี่ยนให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ได้นี้จะเป็นไฟฟ้าในระบบกระแสตรง เซลล์แสงอาทิตย์ถือเป็นอุปกรณ์ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นต้องเลือกใช้เชื้อเพลิงอื่น ๆ นอกจากแสงอาทิตย์ถือว่าพลังงานเหล่านี้เป็นพลังงานที่สะอาดไม่มีของเสียที่จะก่อให้เกิดมลพิษในระหว่างการใช้งาน ถือเป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่กับที่ ไม่มีการเคลื่อนที่ขณะที่กำลังทำงาน ทำให้ไม่ต้องเป็นกังวลเรื่องปัญหาการสึกหรอหรือต้องมีการบำรุงรักษาอยู่บ่อย ๆ เหมือนกับอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น ๆ [11] ซึ่งระบบไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังรูปที่ 6



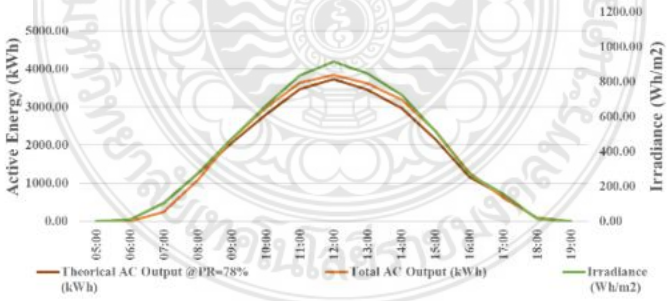
รูปที่ 6 ระบบการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

โดยมีหลักการทำงานของตัวระบบดังนี้

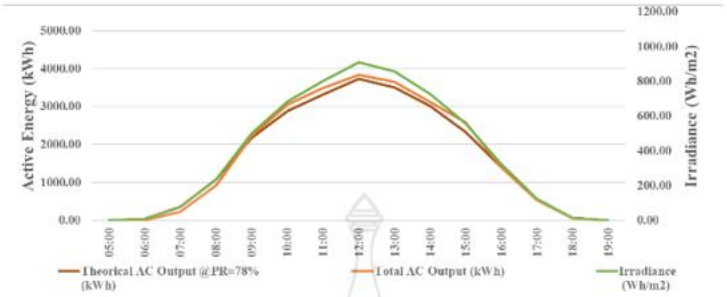
1. พอแสงอาทิตย์ตกกระทบกับแผงโซลาร์เซลล์ แผงโซลาร์เซลล์ทั้งหมดจะทำการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงผ่านระบบควบคุมเข้าสู่อินเวอร์เตอร์
2. อินเวอร์เตอร์นี้ก็จะทำการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้กลายเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า
3. หากช่วงเวลาที่ความเข้มข้นของแสงอาทิตย์มีไม่มากพอหรือการใช้อุปกรณ์ที่มีกำลังการใช้ไฟฟ้าสูงมากกว่ากำลังที่ผลิตขึ้นมาได้จากโซลาร์เซลล์ ระบบจะมีการนำกำลังไฟฟ้าส่วนที่ขาดจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบปกติของการไฟฟ้าออกมาใช้ เพื่อให้อุปกรณ์ไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ตามปกติ

6.2 กรณีศึกษา

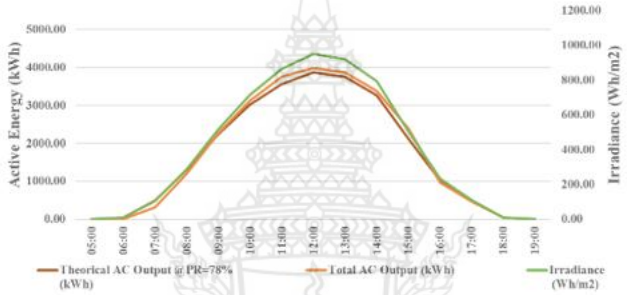
กรณีศึกษาการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวในช่วงวันที่ 27, 29 และ 31 มีนาคม 2564 ดังแสดงในรูปที่ 7-รูปที่ 9



รูปที่ 7 กำลังการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในช่วงวันที่ 27 มีนาคม 2564



รูปที่ 8 กำลังการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในช่วงวันที่ 29 มีนาคม 2564



รูปที่ 9 กำลังการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในช่วงวันที่ 31 มีนาคม 2564

จากรูปที่ 7- 9 เป็นกำลังการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5.95 เมกกะวัตต์ ในช่วงวันที่ 27, 29 และ 31 มีนาคม 2564 ตามลำดับ โดยในวันที่ 27 มีนาคม 2564 สามารถผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันได้ 25,174 kWh มีค่าความเข้มแสงที่ 5,804.51 Wh/m^2 ค่าร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพที่ 80.64% ในวันที่ 29 มีนาคม 2564 สามารถผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันได้ 25,120 kWh มีค่าความเข้มแสงที่ 5,813.81 Wh/m^2 ค่าร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพที่ 80.07% และในวันที่ 31 มีนาคม 2564 สามารถผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันได้ 25,764 kWh มีค่าความเข้มแสงที่ 6,015.58 Wh/m^2 ค่าร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพที่ 79.70% ตามลำดับ

7. สรุปและอภิปรายผล

บทความนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนวัตกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724 มาช่วยในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินและเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขนาดกำลัง 5.95 kWp. [12] ในพื้นที่อำเภอท่าสองยาง จังหวัดตาก มีความเหมาะสมดีและให้ประสิทธิภาพสูง ระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด เท่ากับ 11,089 MWh/year และมีอัตราส่วนสมรรถนะเฉลี่ยรายปี 77.84% ควรเลือกใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly-crystalline Si และรองรับกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยกริดอินเวอร์เตอร์ขนาด 330 kW จำนวน 15 เครื่อง ที่เหมาะสม และการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรหันหน้าไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) จึงจะได้รับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์สูงสุดและได้ปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุดประมาณ 1,837 kWh/m^2 รวมทั้งการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มุมเอียง 15 องศา จะให้พลังงานไฟฟ้าและปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุด

8. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่สนับสนุนในการทำวิจัยนี้ให้สำเร็จตามเป้าหมายอย่างสมบูรณ์

9. เอกสารอ้างอิง

[1] S. Chalmers, M. Hitt, J. Underhill, P. Anderson, P. Vogt and R. Ingersoll, "The Effect of Photovoltaic Power Generation on Utility Operation," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, no.3, pp.524–530, 1985.

[2] N. Patapoff and D. Mattijetz, "Utility Interconnection Experience with an Operating Central Station MW-Sized Photovoltaic Plant," IEEE Transactions on Power Systems and Apparatus, vol. PAS-104, no.8, pp.2020–2024, 1985.

[3] M.E. Ropp, K. Aaker, J. Haigh and N. Sabbah, "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding," In Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp.1675–1678, 2000.

[4] J. S. Savier and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," IEEE Trans. on Power Delivery, vol.22, no.4, pp.2473-2480, 2007.

[5] P. Ngamprasert, P. Wannakarn and N. Rugthaicharoencheep, "Assessing the Power Generation Potential DC from Photovoltaic Power Plants in the Power Distribution System," UTK Research Journal, vol.14, no.2, pp.38-49, 2020.

[6] P. Ngamprasert, N. Rugthaicharoencheep and S. Woothipatanapan, "Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System," 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), pp.98-101, Oct. 2019.

[7] F. Sarkar, and R. Ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device," International Journal of Science and Research, vol.4, no.5, pp.311-317, 2015.

[8] P. Ngamprasert, S. Woothipatanapan, P. Wannakarn and N. Rugthaicharoencheep, "Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System," IEET-International Electrical Engineering Transactions, vol.6, no.10, pp. 28-33, 2020.

[9] S. Aarif and Er. R. K. Randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer," International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology, vol.5, no.9, pp.703-708, 2017.

[10] The Engineering Institute of Thailand Under H.M. The King's Patronage. Thailand Electrical Installation Standard: Solar Rooftop Power Supply Installations. 1st edit. EIT Standard 022013-16. Bangkok, THAILAND: EIT. 2013.

[11] A. Kiswantono, E. Prasetyo and A, Amirullah, "Comparative Performance of Mitigation Voltage Sag/Swell and Harmonics Using DVR-BES-PV System with MPPT-Fuzzy Mamdani/MPPT-Fuzzy Sugeno," International Journal of Intelligent Engineering and Systems, vol.12, no.2, pp. 222-235, 2019.

[12] M. Cortés-Carmona, J. Vega and M. Cortés-Olivares, "Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation," IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, Perú, pp.1-5, 2018.


รายงานสืบเนื่องจากการประชุม
วิชาการระดับชาติ ครั้งที่ 13 Conference Proceedings
PROCEEDING OF
ECTI-CARD 2021
"นวัตกรรม เพื่อพัฒนาสังคมอย่างยั่งยืน"
การประชุมวิชาการระดับชาติ
ECTI-CARD ครั้งที่ 13 "นวัตกรรม เพื่อพัฒนาสังคมอย่างยั่งยืน"
28 - 30 เมษายน พ.ศ. 2564
ณ โรงแรมเฟอร์จูนริเวอร์วิว จังหวัดนครพนม
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนครพนม
214 หมู่12 ตำบลหนองญาติ
อำเภอเมือง จังหวัดนครพนม 48000
โทร. 042 503 558 เว็บไซต์ : http://en.npu.ac.th/
ECTI
Association
NIMT

การประชุมวิชาการระดับชาติ ECTI-CARD 2021
ครั้งที่ 13 "นวัตกรรม เพื่อสังคมที่ยั่งยืน"

การประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน

ปพน งามประเสริฐ
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
papon@icee.org

มนัส บุญเทียรทอง
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
manat.b@rmutp.ac.th

ทง ลานธารทอง
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
thong.l@rmutp.ac.th

นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวสู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724 โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ ดังนั้นจึงเสนอบทความนี้เพื่อเป็นการประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน ผลจากการศึกษาพบว่าการประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวสู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่องและเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานไฟฟ้าสู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน

คำสำคัญ: โฟโตโวลาอิค ความเข้มแสง ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า

Abstract

This paper presents the sustainable application of solar power systems to the foundational communities. In which the transmission of electric power by small, distributed solar power to sustainable foundations With the PVSyst and IEC 61724 mathematical modeling programs, the main objective was to study percentage, efficiency ratio. Therefore, this paper is presented to be a sustainable application of solar power systems to the foundational communities. The results of the study showed that the sustainable application of a small, distributed solar power system to the founding community. It is able to generate the highest and continuous power and increase the efficiency of electric power for sustainable founding communities.

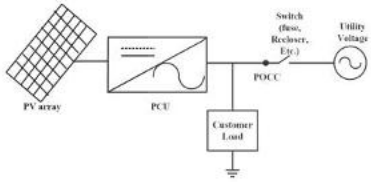
Keywords: Photovoltaic, Irradiance, % Performance Ratio, Power Generation Capacity

I. บทนำ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีหน้าที่การผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current หรือ DC) เมื่อได้รับความเข้มของแสงอาทิตย์จะเริ่มจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าไปยังอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (Grid connected inverter) เพื่อเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current หรือ AC) และเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง ลดค่าไฟ ประหยัดค่าไฟหรือใช้ไฟฟ้าการศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อจำลองพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic: PV) เพื่อรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้นแบบเหล่านี้เข้ากับระบบสาธารณูปโภคทั่วไปและเพื่อกำหนดพฤติกรรมของระบบที่เกิดขึ้น [1] ผลจากการศึกษาเหล่านี้แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่าการใช้เซลล์แสงอาทิตย์สามารถรวมเข้ากับระบบสาธารณูปโภคในปริมาณมากโดยไม่ต้องสร้างปัญหาที่ผิดปกติในการทำงานและการควบคุมระบบ มีการศึกษามาตรการควบคุมเพื่อลดผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงโหลดขนาดใหญ่ [2]

ในอดีตจนถึงปัจจุบันระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้นำมาใช้กับระบบกระจายตัวขนาดเล็ก โดยมีการออกแบบมาเป็นทฤษฎีของโครงการสาธิต โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ที่สถานีย่อยในประเทศสหรัฐอเมริกา ได้แก่ สถานี Lugo ใน Hesperia, California จากนั้นได้รับการออกแบบและดำเนินการเป็น โรงไฟฟ้ากลาง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ ซึ่งได้รับการตรวจสอบครั้งแรกตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน พ.ศ.2525. [3]

การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์กับโครงข่าย ดังแสดงในรูปที่ 1 การปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวอาจเป็นอันตรายต่อบุคคลและอุปกรณ์ จำเป็นต้องได้รับการป้องกัน ตามแผนการป้องกันที่มีอยู่ ซึ่งได้รับผลกระทบจากภายนอกหรือภายในที่ทำให้การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ล้มเหลวหรือหยุดชั่วขณะ



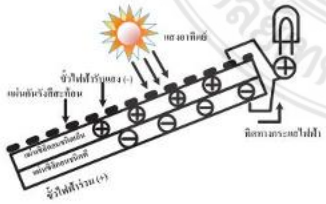
รูปที่ 1 การเชื่อมต่อ PV กับโหลด

เมื่อมีระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์มากกว่าหนึ่งโมดูล ระบบการควบคุมคุณภาพไฟฟ้า PV จะมีความซับซ้อนของระบบเพิ่มขึ้น ปัญหาเหล่านี้สามารถแก้ไขได้โดยใช้ระบบการสั่งการระยะไกล สำหรับการป้องกันแบบโหมดอิสระ (Islanding) รวมถึงการพิจารณาประสิทธิภาพในการป้องกันสูงสุด แสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของการป้องกันแบบโหมดอิสระบน power line carrier communications (PLCC). [4]

ดังนั้นบทความวิจัยนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัว [5] ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724. [6] โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กสู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน

2. โฟโตโวตาอิค

ในปี ค.ศ.1954 แดริลชาแปิ้ง (Daryl Chapin) แคลวินฟุลเลอร์ (Calvin Fuller) และเจอร์ราลด์ เพียร์สัน (Gerald Pearson) นักวิทยาศาสตร์จากห้องปฏิบัติการเบลล์ สหรัฐอเมริกาประสบผลสำเร็จในการนำปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิคมาประยุกต์ใช้ประดิษฐ์เซลล์โฟโตโวตาอิคด้วยสารซิลิคอน (Si) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ประกอบขึ้นจากสารกึ่งตัวนำ 2 ชนิด

3. ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ในระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ PV Cell (อุปกรณ์พื้นฐานที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า) รวมถึง PV Array ดังแสดงในรูปที่ 3 (ชุดประกอบของ PV Module, PV String หรือ PV Sub-Array ที่เชื่อมต่อกันทางไฟฟ้า และส่วนประกอบอื่นๆ จนถึงขั้วต่อสายด้านเข้าไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ หรืออุปกรณ์แปลงผันกำลังไฟฟ้า หรือโหลดไฟฟ้ากระแสตรง) มีพฤติกรรมเสมือนเป็นแหล่งกำเนิดกระแสภายได้ค่าอิมพีแดนซ์ต่ำ กระแสผิดพร่องจึงอาจมีค่ามากกว่าค่ากระแสโหลดสูงสุดปกติไม่มากนัก แม้จะเกิดการลัดวงจรไฟฟ้า



รูปที่ 3 รูปแบบทั่วไปของ PV Array

การออกแบบ PV Array ควรเพิ่มความความระมัดระวังในเรื่องต่อไปนี้

ก. ในการติดตั้งต้องป้องกันการเกิดความผิดพร่องระหว่างสาย (Phase-to-Phase Fault) ความผิดพร่องลงดิน (Earth Fault) และสายหลุดหลวมโดยไม่ได้ตั้งใจใน PV Array น้อยที่สุด

ข. การตรวจจับและการเตือนความผิดพร่องลงดิน และการหยุดจ่ายไฟ ต้องเป็นส่วนหนึ่งของฟังก์ชั่นระบบป้องกันเพื่อลดความเสี่ยงในการเกิดอัคคีภัย

การติดตั้งต้องไม่ก่อให้เกิดความร้อนเกินพิกัดอุณหภูมิการทำงานสูงสุดขององค์ประกอบใดๆ ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์

ค่าพิกัดของ PV Module จากผู้ผลิต คือ ค่าที่ได้จากการทดสอบตามสภาวะทดสอบมาตรฐาน [7]

ในการติดตั้งโดยทั่วไปจะทำให้ PV Module มีอุณหภูมิสูงขึ้น โดยคาดการณ์ว่า PV Module จะทำงานที่อุณหภูมิสูงขึ้นมากกว่าอุณหภูมิแวดล้อมประมาณ 25°C ในสภาวะที่มีการระบายอากาศที่ดีภายใต้ความเข้มแสงที่ 1,000 W/m2 (Full Sun) หากระดับความเข้มแสงมากกว่า 1,000 W/m2 และมีการระบายอากาศที่ไม่ดี อุณหภูมิของ PV Module จะเพิ่มขึ้นเกินกว่านี้มาก (มีความเป็นไปไม่ได้ที่อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นอาจเพิ่มขึ้นอีก 40-50°C จากอุณหภูมิแวดล้อม)

4. ความเข้มแสง

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) สามารถนำมาใช้ได้อย่างไม่สิ้นสุด และมีลักษณะกระจายไปถึงผู้ใช้โดยตรง อีกทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ตามปกติมนุษย์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์จากธรรมชาติในกิจวัตรประจำวัน เนื่องสังคมมนุษย์มีการพัฒนาไปสู่ยุคเทคโนโลยีอุตสาหกรรม

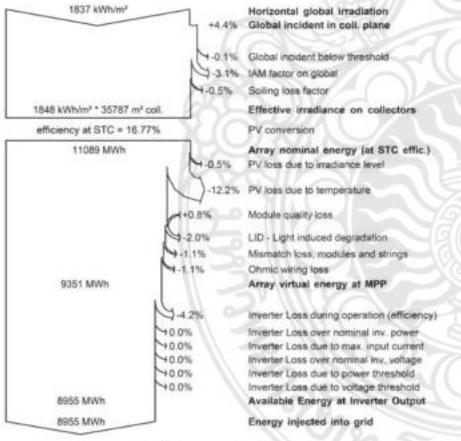
ความต้องการพลังงานมีเพิ่มขึ้นจึงมีการใช้พลังงานจากแหล่งอื่นๆ เพิ่มขึ้นด้วยที่สำคัญ ได้แก่ พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ในรูปของน้ำมันถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ การใช้พลังงานเหล่านี้ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมอีกทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่มีปริมาณจำกัดซึ่งถ้าใช้อย่างต่อเนื่องก็จะหมดไปในอนาคต นับตั้งแต่เกิดวิกฤตการณ์พลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ.1973 เป็นต้นมา [8-9] นักวิทยาศาสตร์จึงได้ทำการในการวิจัยและพัฒนาเพื่อนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ทดแทนพลังงาน

จากเชื้อเพลิงฟอสซิล จนถึงปัจจุบันเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์บางอย่างได้รับการพัฒนาจนถึงขั้นนำมาใช้งานได้จริง เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์ การทำน้ำอุ่นด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และการอบแห้งพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์อีกหลายชนิดที่อยู่ระหว่างการดำเนินการวิจัยและพัฒนาโดยคาดว่าจะสามารถนำมาใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพในอนาคต อย่างไรก็ตามการนำอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์เหล่านี้มาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ [10] จึงจำเป็นต้องทราบศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของบริเวณที่จะใช้งานด้วย

โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำ ขึ้นกับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้นโดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากก็จะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานสูงสำหรับการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้อุปกรณ์รวมแสง ซึ่งจำเป็นต้องทราบสัดส่วนของรังสีรวมต่อรังสีกระจายด้วย

5. ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ

ระบบไฟฟ้ากำลังของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วยระบบไฟฟ้าหลัก ดังแสดงในรูปที่ 4 ร้อยละของพลังงาน PV แบบ on-grid และ off-grid ในประเทศที่รายงาน IEA ดังแสดงในรูปที่ 5

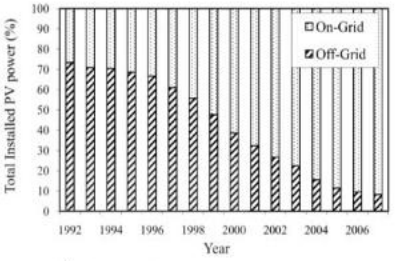


รูปที่ 4 การสูญเสียที่เกิดในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพดังสมการที่ (1) และ (2)

$$PR = \frac{E_{Grid}}{(GlobInc \times P_{nomPV})} \quad (1)$$

$$PR_{(corr)} = \frac{E_{Grid}}{\left(P_{nomPV} \times \sum hours\left(\frac{GlobInc}{G_{Ref} \times \left(1 - muP_{mpp} \times (Tarray - Tarray_{Aver})\right)}\right)\right)} \quad (2)$$



รูปที่ 5 ร้อยละของพลังงาน PV แบบ on-grid และ off-grid ในประเทศที่รายงาน IEA หัวข้อ

6. กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ถือเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมอย่างยิ่ง ด้วยความที่การผลิตไฟฟ้าในยุคนี้จำเป็นต้องอาศัยหลักการหลายอย่าง แต่ด้วยความที่ขั้นตอนการผลิตต่างๆ หากยิ่งนานวันเข้าสิ่งที่ใช้ก็ย่อมหมดไป ดังนั้นการใช้พลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่จะช่วยให้การผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ทำได้ต่อเนื่อง เพราะพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมดไปจากโลกนี้อย่างแน่นอน

เซลล์แสงอาทิตย์หรือที่เราเรียกว่า โซลาร์เซลล์ เป็นสิ่งประดิษฐ์แบบอิเล็กทรอนิกส์ที่ทำการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ทำมาจากสารกึ่งตัวนำมีการดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วมีการเปลี่ยนให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งไฟฟ้าที่ได้นี้จะเป็นไฟฟ้าในระบบกระแสตรง เซลล์แสงอาทิตย์ถือเป็นอุปกรณ์ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นต้องเลือกใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ นอกจากแสงอาทิตย์ ถือว่าพลังงานเหล่านี้เป็นพลังงานที่สะอาดไม่มีของเสียที่จะก่อให้เกิดมลพิษในระหว่างการใช้งาน ถือเป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่กับที่ ไม่มีการเคลื่อนที่ขณะที่กำลังทำงาน ทำให้ไม่ต้องเป็นกังวลเรื่องปัญหาการสึกหรอหรือต้องมีการบำรุงรักษาอยู่บ่อยๆ เหมือนกับอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆ [11] ซึ่งระบบไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังรูปที่ 6



รูปที่ 6 ระบบการผลิตกระแสไฟฟ้า (power generation system)

โดยมีหลักการทำงานของตัวระบบดังนี้

1. พอแสงอาทิตย์ตกกระทบกับแผงโซลาร์เซลล์ แผงโซลาร์เซลล์ทั้งหมดจะทำการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงผ่านระบบควบคุมเข้าสู่อินเวอร์เตอร์

2. อินเวอร์เตอร์นี้ก็จะทำการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้กลายเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

3. หากช่วงเวลาที่ความเข้มข้นของแสงอาทิตย์มีไม่มากพอหรือการใช้อุปกรณ์ที่มีกำลังการใช้ไฟฟ้าสูงมากกว่ากำลังที่ผลิตขึ้นมาได้จากโซลาร์เซลล์ ระบบจะมีการนำกำลังไฟฟ้าส่วนที่ขาดจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบปกติของการไฟฟ้าออกมาใช้ เพื่อให้อุปกรณ์ไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ตามปกติ

7. อภิปราย

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินและเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขนาดกำลัง 5.95 kWp. [12] ในพื้นที่อำเภอท่าสองยาง จังหวัดตาก มีความเหมาะสมดีและให้ประสิทธิภาพสูง ระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด เท่ากับ 11,089 MWh/year และมีอัตราส่วนสมรรถนะเฉลี่ยรายปี 77.84% ควรเลือกใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly-crystalline Si และรองรับกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยกริดอินเวอร์เตอร์ขนาด 330 kW จำนวน 15 เครื่อง ที่เหมาะสม และการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรหันหน้าไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) จึงจะได้รับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์สูงสุดและได้ปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุด ประมาณ 1,837 kWh/m^2 รวมทั้งการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มุมเอียง 15 องศา จะให้พลังงานไฟฟ้าและปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุด

8. สรุป

บทความนี้นำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน ด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724 เพื่อศึกษาและเพิ่มประสิทธิภาพการประยุกต์ใช้ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวให้มีความสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่องสู่ชุมชนฐานรากอย่างยั่งยืน

เอกสารอ้างอิง

P. Ngamprasert, N. Rugthaicharoencheep and S. Woothipatanapan, "Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System," *2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, pp.98-101, Oct. 2019.

S. Chalmers, M. Hitt, J. Underhill, P. Anderson, P. Vogt and R. Ingersoll, "The Effect of Photovoltaic Power Generation on Utility Operation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no.3, pp.524–530, 1985.

N. Patapoff and D. Mattijetz, "Utility Interconnection Experience with an Operating Central Station MW-Sized Photovoltaic Plant," *IEEE Transactions on Power Systems and Apparatus*, vol. PAS-104, no.8, pp.2020–2024, 1985.

M.E. Ropp, K. Aaker, J. Haigh and N. Sabbah, "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding," *In Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp.1675–1678, 2000.

J. S. Savier and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol.22, no.4, pp.2473-2480, 2007.

P. Ngamprasert, P. Wannakarn and N. Rugthaicharoencheep, "Assessing the Power Generation Potential DC from Photovoltaic Power Plants in the Power Distribution System," *UTK Research Journal*, vol.14, no.2, pp.38-49, 2020.

The Engineering Institute of Thailand Under H.M. The King's Patronage. Thailand Electrical Installation Standard: Solar Rooftop Power Supply Installations. *1st edit. EIT Standard 022013-16.* Bangkok, THAILAND: EIT. 2013.

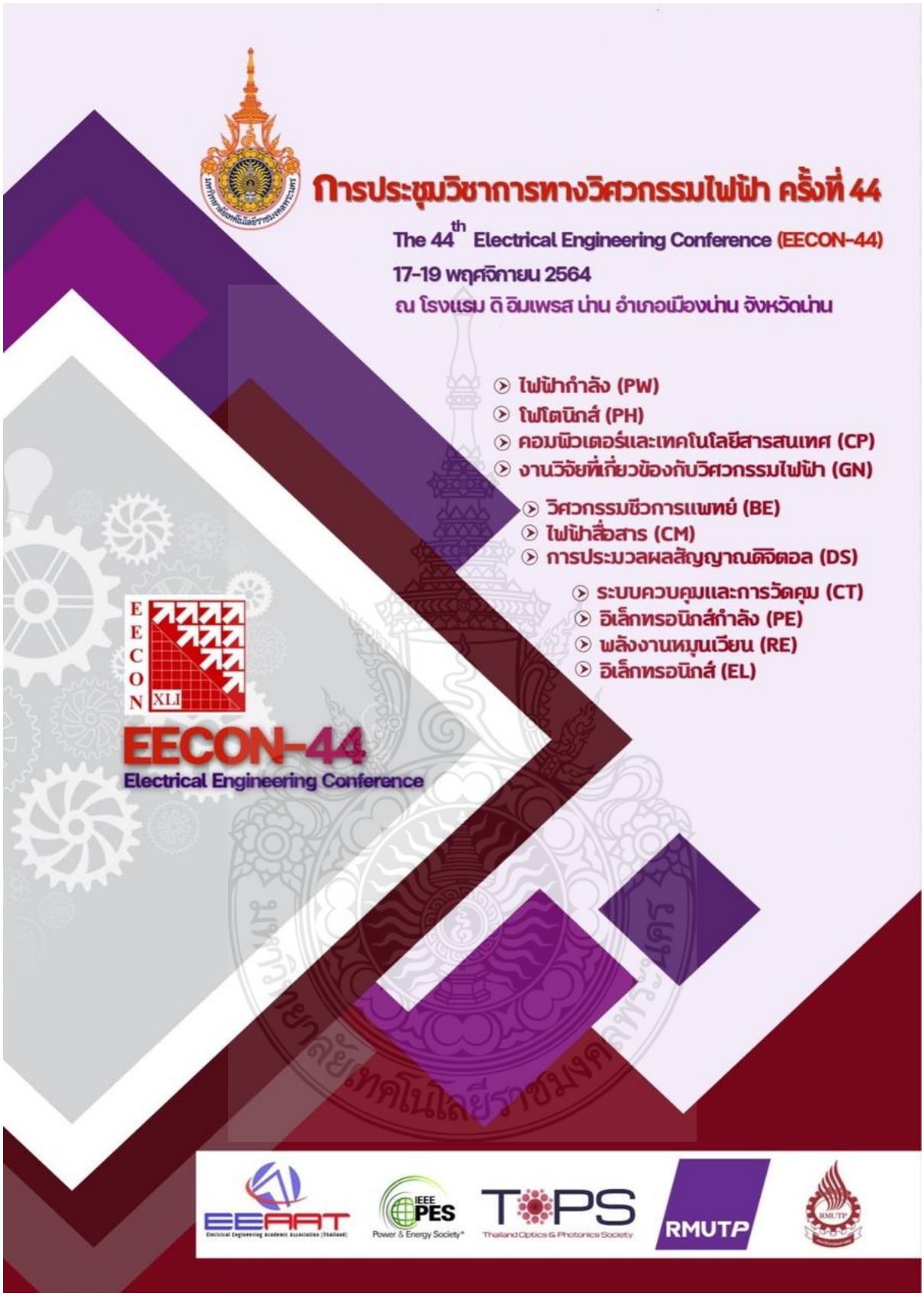
F. Sarkar, and R. Ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device," *International Journal of Science and Research*, vol.4, no.5, pp.311-317, 2015.

P. Ngamprasert, S. Woothipatanapan, P. Wannakarn and N. Rugthaicharoencheep, "Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System," *IEET-International Electrical Engineering Transactions*, vol.6, no.10, pp. 28-33, 2020.

S. Aarif and Er. R. K. Randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer," *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology*, vol.5, no.9, pp.703-708, 2017.

A. Kiswantono, E. Prasetyo and A. Amirullah, "Comparative Performance of Mitigation Voltage Sag/Swell and Harmonics Using DVR-BES-PV System with MPPT-Fuzzy Mamdani/MPPT-Fuzzy Sugeno," *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, vol.12, no.2, pp. 222-235, 2019.

M. Cortés-Carmona, J. Vega and M. Cortés-Olivares, "Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation," *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*, Lima, Perú, pp.1-5, 2018.


การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 44
The 44th Electrical Engineering Conference (EECON-44)
17-19 พฤศจิกายน 2564
ณ โรงแรม ดิ อิมเพรส น่าน อำเภอเมืองน่าน จังหวัดน่าน
ไฟฟ้ากำลัง (PW)
โฟโตนิกส์ (PH)
คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)
งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)
วิศวกรรมชีวการแพทย์ (BE)
ไฟฟ้าสื่อสาร (CM)
การประมวลผลสัญญาณดิจิตอล (DS)
ระบบควบคุมและการวัดคุม (CT)
อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
พลังงานหมุนเวียน (RE)
อิเล็กทรอนิกส์ (EL)
EECON XLI
EECON-44
Electrical Engineering Conference
EEAAT
IEEE PES
Power & Energy Society
TOPS
Thailand Optics & Photonics Society
RMUTP

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

เทคนิคการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Techniques for Reduction Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant

ปพน งามประเสริฐ, นริศ ชัชธรานนท์, ศุภวุฒิ เนตรโพธิ์แก้ว, ทง ลานธารทอง และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร e-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอเทคนิคการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นปัจจัยที่มีผลต่อประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีผลกระทบทางเทคนิคภายใต้ข้อจำกัด เช่น ช่วงเวลาระยะของโหลด ระยะทางจากจุดต้นทางไปยังกลุ่มโหลด ดังนั้นจึงนำเสนอบทความนี้เพื่อแก้ไขปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของระบบจำหน่าย 33 บัส และอัลกอริธึมการไหลของพลังงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ผลการวิจัยพบว่าการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายได้

คำสำคัญ: กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ไฟโตโวลตาอิค ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

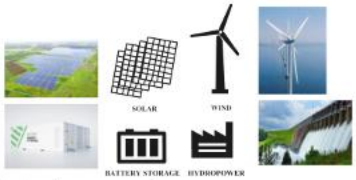
Abstract

This paper presents a techniques for reduction power loss in distribution system synergy photovoltaic power plant. Reducing power loss is a factor affecting the efficiency of the power distribution system. It with technical impacts under limitations such as intervals of load, Distance from source point to load group. Therefore, this paper is presented to solve the problem of power loss in the power distribution system synergy photovoltaic power plant. Through mathematical modelling of a 33-bus distribution system and a power flow algorithm in conjunction with a distributed generator. The results showed that connect photovoltaic power plant can improve the power loss in the distribution system.

Keywords: Power Loss, Photovoltaic, Distribution System

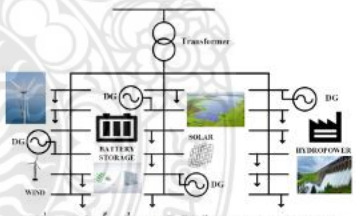
1. บทนำ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นแนวทางที่ใช้กับเทคโนโลยีขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้าให้กับผู้ใช้พลังงานที่อยู่ใกล้แนวปลายสายส่ง เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบแยกส่วน (และบางครั้งเป็นพลังงานหมุนเวียน) สามารถใช้ประโยชน์ได้หลายประการ ตัวอย่าง เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ พลังงานจากเซลล์เชื้อเพลิง พลังงานจากไฮโดรเจน และพลังงานก๊าซชีวภาพ [1] ดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

การจัดวางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DGs) ในระบบจำหน่ายเพื่อปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้เงื่อนไขทางเทคนิค สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า โซลูชันการสร้างแบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส [2] เพื่อหาคำตอบด้วยเทคนิคที่นำเสนอการปรับปรุงการสูญเสียพลังงานในระบบจำหน่ายโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DGs) ดังแสดงในรูปที่ 2

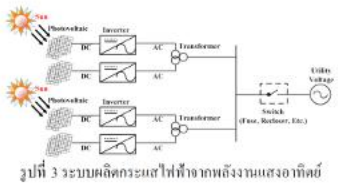


รูปที่ 2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DGs)

กำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นดัชนีที่สำคัญสำหรับการประเมินทางเทคนิคในการระบุตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (PV-DG) กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดที่โหลดแต่ละระดับหลังการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (PV-DG) เป็นองค์ประกอบหลักในฟังก์ชันนี้ โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้เหลือน้อยที่สุด หลังจากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) โดยมีการวางแผนจัดการหน่วยของเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (PV-DG) ที่มีอยู่จำนวนหนึ่งสำหรับการจัดวาง สำหรับพื้นที่ในการค้นหาบัสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (PV-DG) ซึ่งจะมีขนาดใหญ่มาก [3]

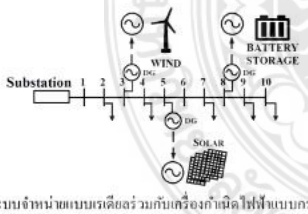
ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงนำเสนอเทคนิคการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [4] ดังแสดงในรูปที่ 3 ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 บัส มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 3 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

2. กำลังไฟฟ้าสูญเสีย

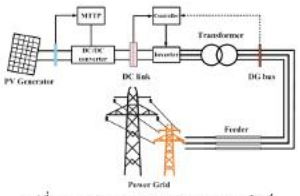
กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจำหน่ายโดยการวิเคราะห์การเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับโหลดในระบบจำหน่าย [3] การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับการเข้าถึงระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ทิศทางการไหลของพลังงานส่วนใหญ่จะเป็นทางด้านเครือข่ายมากกว่าทางด้านโหลดในระบบจำหน่ายแบบเดิมที่ไม่มีการเข้าถึงระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กระแสที่ไหลเข้าสู่ทางด้านโหลดมีระยะห่างระหว่างสถานีย่อยและด้านโหลด กระแสที่ไหลจากสถานีย่อยคือกระแสที่ไหลจากไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระยะห่างระหว่างสถานีย่อยกับพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ และระยะห่างระหว่างพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์กับด้านโหลด [5] การสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและโหลดด้วยระบบจำหน่ายแบบเรเดียลที่แสดงโดยแมทริกซ์อิมพีแดนซ์บัส เมื่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียระบบจำหน่ายแบบเรเดียลจะเทียบเท่ากับโหลดเดียวที่มีการเชื่อมต่อและโหลดทั้งหมด ดังแสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 4 ระบบจำหน่ายแบบเรเดียลร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

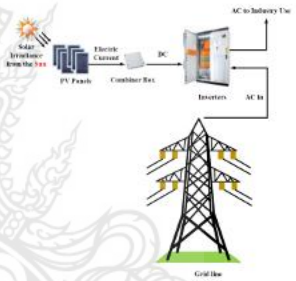
3. โฟโตโวลตาอิค

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) เป็นพลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติ มีความปลอดภัยและยั่งยืน พลังงานแสงอาทิตย์ (PV) เป็นอุปกรณ์ที่แปลงแสงแดดเป็นไฟฟ้าโดยใช้ความเข้มของแสงอาทิตย์ ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมากเชื่อมต่อกับกริดทุกที่ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศที่พัฒนาแล้ว [6] แผนผังของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ดังแสดงในรูปที่ 5



รูปที่ 5. แผนผังของระบบพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รวมถึงระบบอาร์เรย์ ประกอบด้วยแผงโซลาร์เซลล์ตั้งแต่สองแผงขึ้นไปที่แปลงแสงจากดวงอาทิตย์เป็นไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานที่ไม่ธรรมดา สามารถใช้กับระบบกู้คืนแรงดันไฟฟ้าแบบไดนามิก (DVR) สำหรับการจัดเก็บพลังงาน ระบบนี้จะจ่ายพลังงานให้กับแหล่งจ่ายกระแสตรงซึ่งทำหน้าที่โดยระบบอินเวอร์เตอร์เพื่อแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง DC เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับ AC สำหรับการใช้งานกับระบบ DVR ต่อไป แบบจำลองวงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 6 [7]



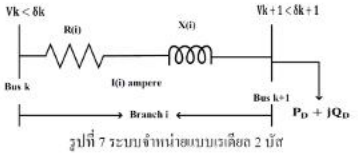
รูปที่ 6 ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา ไฟดับในเมืองขนาดใหญ่ทั้งหมดเกิดจากการโหลดเกินในสายส่งซึ่งเชื่อมต่อระบบจำหน่ายแบบกระจายตัว ดังนั้นกลยุทธ์การควบคุมพลังงานที่บทความนี้ออกแบบการตอบสนองความต้องการโหลดภายในระบบจำหน่ายระดับสูงสุด และการใช้กลยุทธ์นี้ก็ลดการส่งกำลังทางไกล การป้อนพลังงานแบบอัตโนมัติและแบบทันทีทันใดจากภายนอกระบบจ่ายไฟฟ้าแบบไฮบริดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกตั้งโปรแกรมให้เป็นแบบจำลองการทำงานการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) ที่แยกออกมา ซึ่งสามารถเข้าถึงพลังงานใหม่ได้สูงสุดและทำงานที่โหมดเชื่อมต่อกริดเพื่อส่งพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มเติม [8]

4. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

การวิเคราะห์การไหลของโหลดในระบบจำหน่ายแบบกระจายตัวได้รับการแก้ไขโดยใช้วิธีการไหลของโหลดทั้งไปข้างหน้าและย้อนหลัง [9-10]

ไดอะแกรมเส้นเดียวในส่วนของระบบจำหน่ายแบบกระจายตัว ดังแสดงในรูปที่ 7



รูปที่ 7 ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 2 บัส

ซึ่งแสดง 2 บัส k และ k+1 เชื่อมต่อผ่านพารามิเตอร์ (Branch) i ความต้านทานและปฏิกิริยาของพารามิเตอร์ i แสดงโดย Ri และ Xi ตามลำดับ ในขณะที่ $I(i)$ คือกระแสที่ไหลผ่านบรานช์ i กำลังไฟฟ้าสูญเสียข้ามพารามิเตอร์ i สามารถคำนวณได้จากสมการ (1)-(2)

$$P_{loss\,(i)} = R_{(i)} \times \frac{P_{k+1}^2 + Q_{k+1}^2}{|V_{k+1}|^2} \quad (1)$$

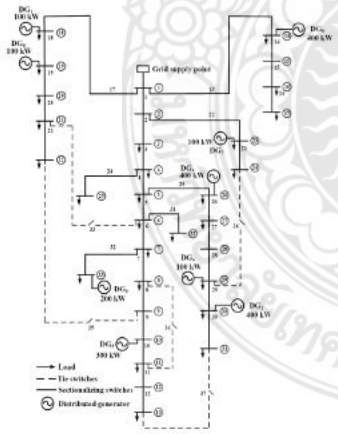
$$Q_{loss\,(i)} = X_{(i)} \times \frac{P_{k+1}^2 + Q_{k+1}^2}{|V_{k+1}|^2} \quad (2)$$

โดยที่ $Ploss(i)$ และ $Qloss(i)$ คือกำลังไฟฟ้าสูญเสียแบบแอคทีฟและแบบรีแอคทีฟทั่วทั้งพารามิเตอร์ i กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดในระบบจำหน่ายแบบกระจายตัว สามารถคำนวณได้โดยการรวมกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ใช้งานและปฏิกิริยาของพารามิเตอร์ทั้งหมดในระบบจำหน่าย กำลังไฟฟ้าสูญเสียระบบทั้งหมดสามารถคำนวณได้โดยสมการ (3)

$$P_{loss\_total} = \sum_{i=1}^{no.of\ branches} P_{loss\,(i)} + Q_{loss\,(i)} \quad (3)$$

5. กรณีศึกษา

การศึกษาการปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยใช้ระบบจำหน่าย 33 บัส พร้อมติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ดังแสดงในรูปที่ 8



รูปที่ 8 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่าย 33 บัส

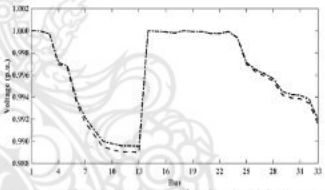
ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) จำนวน 9 ยูนิต โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 10, 14, 18, 19, 23, 26, 29, 30 และ 33 มีกำลังการผลิตที่ 300, 400, 100, 100, 100, 400, 100, 400 และ 200 kW ตามลำดับ กำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) คือ 1,000 kW ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA และค่าฐานแรงดันคือ 12.66 kV

แต่ละพารามิเตอร์ในระบบมีสวิตช์แยกต่างหากเพื่อกำหนดค่าใหม่ข้อมูลโหลดในตาราง [3], [11] สวิตช์หมายเลข 1-32 เป็นสวิตช์แบ่งส่วนบนตัวป้อนแบบกระจาย (ปกติปิด) และสวิตช์หมายเลข 33-37 เป็นสวิตช์ไทล์ (ปกติเปิด) โหลดทั้งหมดสำหรับระบบทดสอบนี้คือ 1,718.37 kW และ 1,226.90 kVar แรงดันไฟฟ้าของบัสทั้งหมดตั้งไว้ที่ 0.95 และ 1.05 p.u. โดยทำการทดสอบ 4 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 1

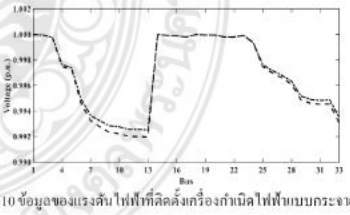
ตารางที่ 1 กรณีศึกษาการทดสอบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย 33 บัส ร่วมกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

Case	Installation DGs (Unit)	PV at bus	Capacity of DGs
1	-	-	-
2	3	10, 14, 18	300
3	6	10, 14, 18, 19, 23, 26	600
4	9	10, 14, 18, 19, 23, 26, 29, 30, 33	1000

ผลลัพธ์ที่เป็นตัวเลขสำหรับทั้ง 4 กรณีแสดงในตารางที่ 2 กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดสำหรับกรณีที่ 1, 2, 3 และ 4 กำลังไฟฟ้าสูญเสียจะดีขึ้นดังแสดงให้เห็นได้ชัดเจนในกรณีที่ 4 มีกำลังการผลิตที่ 1,000 kW ผลลัพธ์ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ 1 และ 3 ดังแสดงในรูปที่ 9 และรูปที่ 10



รูปที่ 9 ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย



รูปที่ 10 ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย

จากรูปที่ 9 ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย กรณีนี้แสดงถึงกรณีพื้นฐาน กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด 13.2316 kW ในระบบ

จำหน่ายไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ และรูปที่ 10 ข้อมูลของแรงดันไฟฟ้าที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 600 kW กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม 9.5910 kW ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายลงได้

ตารางที่ 2 รายงานผลการทดสอบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย 33 บัส ร่วมกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

Case	Vmin (p.u.)	PV at bus	Capacity of DGs	Total Power Loss (kW)
1	0.95	-	-	13.2316
2	0.95	10, 14, 18	300	10.4515
3	0.95	10, 14, 18, 19, 23, 26	600	9.5910
4	0.95	10, 14, 18, 19, 23, 26, 29, 30, 33	1000	5.6347

ตารางที่ 3 บัสและกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัสทดสอบ

Bus	10	14	18	19	23	26	29	30	33
Capacity of PV (kW)	100	100	100	100	100	100	100	100	200

6. สรุป

บทความนี้นำเสนอเทคนิคการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทดสอบด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบจำหน่าย 33 บัส ซึ่งได้ดำเนินการ 4 กรณี ดังนี้ กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย กรณีที่ 2, 3 และ 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 3, 6 และ 9 เครื่อง ในระบบจำหน่าย ตามลำดับ พบว่ากรณีที่ 1 หากไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไม่สามารถปรับปรุงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายได้ แต่กรณีที่ 2 และ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 3 และ 6 เครื่อง ในระบบจำหน่าย ตามลำดับและกรณีที่ 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 9 เครื่อง ในระบบจำหน่าย สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

7. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลือในการจัดทำบทความนี้ซึ่งได้ช่วยให้บทความนี้สำเร็จลุล่วงอย่างสมบูรณ์

เอกสารอ้างอิง

[1] P. Ngamprasert, N. Rugthaicharoencheep and S. Woothipatanapan, "Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System," *2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, pp.98-101, December 2019.

[2] J. A. M. Rupa, and S. Ganesh, "Power Flow Analysis for Radial Distribution System Using Backward/Forward Sweep Method," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol.8, no.10, pp.1628-1632, 2014.

[3] P. Ngamprasert, P. Wannakarn, and N. Rugthaicharoencheep, "Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant," *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, pp.173-176, May 2021.

[4] G. W. Chang, and N. C. Chinh, "Coyote Optimization Algorithm-Based Approach for Strategic Planning of Photovoltaic Distributed Generation," *IEEE Access*, vol.8, pp.36180-36190, February 2020.

[5] R. Han, Q. Wang, T. Wang, Y. Zheng, and Shaoping Guan, "Research on power loss of distribution network with photovoltaic access," *The Journal of Engineering*, vol.2017, no.13, pp.2257-2260, October 2017.

[6] F. Sarkar, and R. Ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device," *International Journal of Science and Research*, vol.4, no.5, pp.311 - 317, May 2015.

[7] S. Aarif, and Er. R. K. Randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer," *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology*, vol.5, no.9, pp.703-708, September 2017.

[8] GE Yang-yang, CAI Zhi-yuan, and SUN Li-yong, "Optimal placement for hybrid energy in micro-grid," *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016.

[9] N. M. Nor, A. Ali, T. Ibrahim, and M. F. Romlie, "Battery Storage for the Utility-Scale Distributed Photovoltaic Generations," *IEEE Access*, vol.6, pp.1137-1154, November 2017.

[10] Y. Wang, N. Zhang, H. Li, J. Yang, and C. Kang, "Linear three-phase power flow for unbalanced active distribution networks with PV nodes," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol.3, no.3, pp.321-324, September 2017.

[11] J. S. Savier, and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol.22, no.4, pp.2473-2480, October 2007.

RMUTP

วารสารวิชาการและวิจัย มทร.พระนคร
RMUTP RESEARCH JOURNAL

สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี : Sciences & Technology

ปีที่ 15 ฉบับที่ 2 กรกฎาคม – ธันวาคม 2564 | Vol.15 No. 1 July – December 2021

ISSN: 2651-1096 (online)

บทความวิจัย

- **การศึกษาเชิงทดสอบการใช้น้ำสำหรับระบายความร้อนออกจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์**
  ยุธนา ศรีอุดม อนุรัตน์ เทวตา สังคม สัพโส และ นิวัตน์ ประทุมไชย
- **การหาปริมาณปรอทในตัวอย่างครีมหน้าขาวโดยเทคนิคการวิเคราะห์ปรอทโดยตรงด้วยการสลายตัวด้วยความร้อน**
  นภาพร บุญนรานุรักษ์ และ นภา ตั้งเตรียมจิตมั่น
- **สมบัติทางเคมีกายภาพ ทางกล และทางความร้อนของฟิล์มบริโภคได้จากแป้งมันเลือด**
  น้ำฝน สามสาลี นิสา ร่มส้มซ่า และ สุมาลี มุสิกา
- **การประยุกต์ใช้หม้อแปลงฟลายแบคสำเร็จรูปสำหรับแหล่งจ่ายไฟฟ้าแรงดันสูงความถี่สูง**
  ยุทธนา กันทะพะเยา และ เฉลิมพล เรืองพัฒนาวิวัฒน์
- **การพัฒนาต้นแบบเครื่องยนต์ที่ใช้น้ำมันดีเซลและแอลพีจีเป็นเชื้อเพลิงสำหรับการเกษตร**
  ชัยยง ศิริพรมงคลชัย
- **การวิเคราะห์โครงการผลิตหมึกพิมพ์รองพื้นสีขาวฐานตัวทำละลายสำหรับผลิตบรรจุภัณฑ์อ่อนตัว**
  พิชิต ขจรเดชะ และ อนันต์ ดันวิไลศิริ
- **การพัฒนาแบบจำลองและการพยากรณ์ดัชนีรังสีอัลตราไวโอเลตรายชั่วโมงโดยใช้โครงข่ายประสาทเทียมในจังหวัดสงขลา**
  ประนมกร ชูศรี สราวุฒิ แนบเนียร วรพันธุ์ ภาชนะชาติ และ สนิชดา เทียนสี
- **Flexural Performance of Corroded Reinforced Concrete Beams Repaired with CFRP Sheets**
  Amon Wongkaew
- **การควบคุมคุณภาพและลดการสูญเสียในกระบวนการประกอบชิ้นส่วนบังโคลนหน้าแก้มข้างรถยนต์ด้วยวิธีโพคา-โยเกะ**
  อภิชิต เสมศรี เอกรัตน์ สุขสุคนธ์ สำรวย สีสมุทร และ ธนิตศักดิ์ พุฒิพัฒน์โมชิต
- **การวิเคราะห์ปริมาณสารสำคัญและฤทธิ์ต้านอนุมูลอิสระของสารสกัดใบกะเปียดเครือ**
  หวันซูดา ปะดุกา ปัญจพร สันทัดเลขา หวีภรณ์ คีรีคช และ นงลักษณ์ ภูสวรัตต์
- **ความสามารถในการดัดขึ้นรูปและกลไกความเสียหายของโลหะแผ่นอลูมิเนียม AA6016**
  ณัฐศักดิ์ พรพุฒิศิริ
- **ผลของแรงด้านอากาศต่อการตกของกรวยกระดาษด้วยเทคนิคการวิเคราะห์วิดีโออัตราเร็วสูง**
  จิรานรณ์ ปุณยวัจน์พรกุล และ วิโลทร ลักษมีวาณิชย์
- **การตรึงอะโซโตแบคเตอร์แบคทีเรียตรึงไนโตรเจนในอากาศด้วยวัสดุธรรมชาติและผลต่อการเจริญเติบโตของผักกวางตุ้งในดิน**
  พิชญ์ ตั้งสมบัติวิจิตร ธิดารัตน์ เทียมมงคล และ นารีรัตน์ คงอนันต์
- **การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมและข้อมูลลมรายปีบริเวณพื้นที่ อำเภอสะเมิง จังหวัดเชียงใหม่**
  กิตติกร สาสุจิตต์ และ นิกราน หอมดวง
- **ลักษณะรูปแบบหัวพ่นอะตอมไมซ์ในกระบวนการอะตอมไมเซชันด้วยก๊าซ**
  มนตรี ขาวสุข สุรัตน์ วรรณศรี และ ศิริชัย ดอสกุล
- **การจำลองทางคณิตศาสตร์เปรียบเทียบกับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย**
  มนัส บุญเทียรทอง ปพน งามประเสริฐ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

194 วารสารวิชาการและวิจัย มทร.พระนคร ปีที่ 15 ฉบับที่ 2 กรกฎาคม-ธันวาคม 2564

http://journal.rmutp.ac.th/

การจำลองทางคณิตศาสตร์เปรียบเทียบกับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย

มนัส บุญเทียรทอง ปพน งามประเสริฐ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ*

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
1381 ถนนประชาราษฎร์ 1 แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร 10800

รับบทความ 5 กุมภาพันธ์ 2564 แก้ไขบทความ 11 มิถุนายน 2564 ตอบรับบทความ 21 มิถุนายน 2564

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอการจำลองทางคณิตศาสตร์เปรียบเทียบกับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724 โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิตสูงสุด 5.95 เมกกะวัตต์ ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระดับแรงดันไฟฟ้า 22 เควี ดังนั้นจึงเสนอบทความนี้เพื่อเป็นการจำลองทางคณิตศาสตร์เปรียบเทียบกับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัว ผลจากการศึกษาพบว่าการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวเพิ่มประสิทธิภาพมีความสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่อง โดยระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 8,954.9 เมกกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี และมีร้อยละอัตราส่วนสมรรถนะเฉลี่ยรายปีเท่ากับ 77.84 ได้รับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์สูงสุดและได้ปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุดประมาณ 1,837 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตร

คำสำคัญ : โฟโตโวลตาอิค; ความเข้มแสง; ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ; กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า

** ผู้นิพนธ์ประสานงาน โทร: +666 1353 6426, ไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์: nattachote.r@rmutp.ac.th*

RMUTP Research Journal, Vol. 15, No. 2, July-December 2021 195

http://journal.rmutp.ac.th/

The Mathematical Simulation Compared to Operations a Small Distributed Photovoltaic Power Plant in a Distribution System

Manat Boonthienthong Papon Ngamprasert and Nattachote Rugthaicharoencheep*

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon

1381 Pracharat 1 Road, Wong Sawang Subdistrict, Bang Sue District, Bangkok 10800

Received 5 February 2021; Revised 11 June 2021 ; Accepted 21 June 2021

Abstract

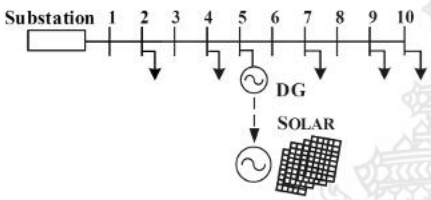
This paper presents a mathematical simulation to compared to operations a small distributed photovoltaic power plant in the distribution system. Practices transmission of electric power by small, distributed solar energy With the PVSyst and IEC 61724 mathematical modeling programs, the main objective was to study the % performance ratio photovoltaic power plants 5.95 MWp connected in the distribution system of the Provincial Electricity Authority, voltage level 22 kV. Therefore, this paper is presented as a mathematical simulation compared to operations a small distributed photovoltaic power plant in a distribution system. The results of the study show that the operation of small distributed solar power plants increases the efficiency to be able to produce the maximum electricity and continuously. The system was able to produce the highest power of 8,954.9 MWh/year and had an average annual efficiency ratio of 77.84%, receiving the highest solar radiation intensity and the highest annual total energy output of approximately 1,837 kWh/m^2.

Keywords : Photovoltaic; Irradiance; % Performance Ratio; Power Generation Capacity

** Corresponding Author. Tel.: +666 1353 6426, E-mail Address: nattachote.r@rmutp.ac.th*

1. บทนำ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีหน้าที่การผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current หรือ DC) เมื่อได้รับความเข้มของแสงอาทิตย์จะเริ่มจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าไปยังอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (Grid Connected Inverter) เพื่อเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current หรือ AC) และเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 1 [1]

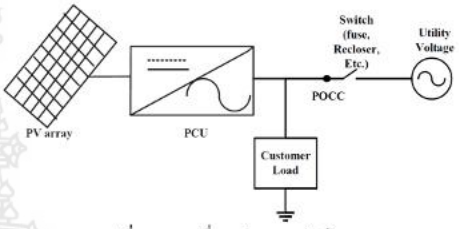


รูปที่ 1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วย

เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง ลดค่าไฟ ประหยัดค่าไฟ หรือใช้ไฟฟ้าการศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อจำลองพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Photovoltaic: PV) เพื่อรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้นแบบเหล่านี้เข้ากับระบบสาธารณูปโภคทั่วไปและเพื่อกำหนดพฤติกรรมของระบบที่เกิดขึ้น [2] ผลจากการศึกษาเหล่านี้แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่าการใช้เซลล์แสงอาทิตย์สามารถรวมเข้ากับพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าระบบสาธารณูปโภคในปริมาณมากโดยไม่ต้องสร้างปัญหาที่ผิดปกติในการทำงานและการควบคุมระบบ มีการศึกษามาตรการควบคุมเพื่อลดผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงโหลดขนาดใหญ่ [3]

ในอดีตจนถึงปัจจุบันระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้นำมาใช้กับระบบกระจายตัวขนาดเล็กโดยมีการออกแบบมาเป็นทฤษฎีของโครงการสาธิตโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ที่สถานีย่อยในประเทศสหรัฐเมริกา ได้แก่ สถานี Lugo ใน Hesperia, California จากนั้นได้รับการออกแบบและดำเนินการเป็นโรงไฟฟ้ากลาง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ ซึ่งได้รับการตรวจสอบครั้งแรกตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน พ.ศ.2525 [4]

การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์กับโครงข่าย ดังแสดงในรูปที่ 2 [5]



รูปที่ 2 การเชื่อมต่อ PV กับโหลด

การปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวอาจเป็นอันตรายต่อบุคคลและอุปกรณ์ จำเป็นต้องได้รับการป้องกัน ตามแผนการป้องกันที่มีอยู่ ซึ่งได้รับผลกระทบจากภายนอกหรือภายในที่ทำให้การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ล้มเหลวหรือหยุดชั่วขณะ [5]

เมื่อมีระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์มากกว่าหนึ่งโมดูล ระบบการควบคุมคุณภาพไฟฟ้า PV จะมีความซับซ้อนของระบบเพิ่มขึ้น ปัญหาเหล่านี้สามารถแก้ไขได้โดยใช้ระบบการสั่งการระยะไกล สำหรับการป้องกันแบบโหมดอิสระ (Islanding) รวมถึงการพิจารณาประสิทธิภาพในการป้องกันสูงสุด แสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของการป้องกันแบบโหมดอิสระบน Power Line Carrier Communications (PLCC). [6]

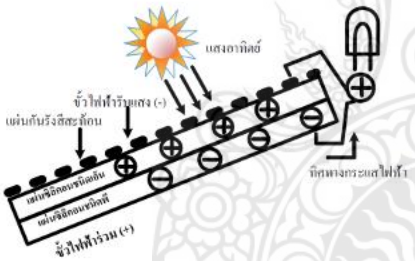
ดังนั้นบทความวิจัยนี้นำเสนอการจำลองทางคณิตศาสตร์เปรียบเทียบกับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย [7] ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัว ด้วยโปรแกรม

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724. [8] โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็ก

2. ระเบียบวิธีวิจัย

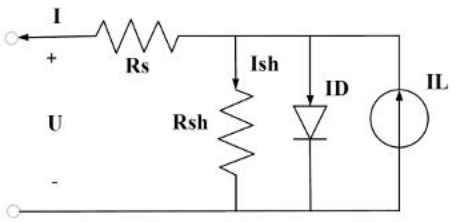
2.1 โฟโตโวตาอิค

ในปี ค.ศ.1954 แดริลชาแป็ง (Daryl Chapin) แคลวินฟุลเลอร์ (Calvin Fuller) และเจอร์ราลด์ เพียร์สัน (Gerald Pearson) นักวิทยาศาสตร์จากห้องปฏิบัติการเบลล์ สหรัฐอเมริกาประสบผลสำเร็จในการนำปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิคมาประยุกต์ใช้ประดิษฐ์เซลล์โฟโตโวตาอิค ด้วยสารซิลิคอน (Si) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ประกอบขึ้นจากสารกึ่งตัวนำ 2 ชนิด คือ P และ N สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิค ดังแสดงในรูปที่ 3 [5]



รูปที่ 3 ลักษณะการทำงานของโฟโตโวตาอิค

โฟโตโวตาอิคเป็นวิธีผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการกระตุ้นสารกึ่งตัวนำด้วยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าในช่วงความยาวคลื่นแสง โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิค เทคโนโลยีโฟโตโวตาอิคพลังแสงอาทิตย์ (Solar Photovoltaics) เป็นทางเลือกหนึ่งที่มีบทบาทสำคัญในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้าซึ่งจะทดแทนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากถ่านหิน ปิโตรเลียม และแก๊สธรรมชาติ ดังแสดงในรูปที่ 4 [9]



รูปที่ 4 แบบจำลองไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันเอาต์พุต U และกระแสโหลดสามารถกำหนดได้ดังนี้ [10]

$$I = I_L - I_D = I_L - I_O\left[\exp\left(\frac{U+RI_s}{\alpha}\right)-1\right] \quad (1)$$

โดยที่

I คือ กระแสโหลด (A)

I_L คือ กระแสเซลล์แสงอาทิตย์ (A)

I_D คือ กระแสไดโอด (A)

I_O คือ กระแสอิ่มตัว (A)

U คือ แรงดันเอาต์พุต (V)

R_S คือ ตัวต้านทานแบบอนุกรม (Ω)

α คือ ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิแรงดันไฟฟ้า

เนื่องจากเซลล์โฟโตโวตาอิคเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวตาอิค เรียกแบบย่อว่า “แผงพีวี เซลล์” หรือ “Solar PV cell” ที่เซลล์แสงอาทิตย์ใช้แสงจากแหล่งอื่นนอกเหนือจากแสงอาทิตย์ เช่น หลอดไฟหรือแสงเทียมเรียกว่าเซลล์โฟโตโวตาอิค เซลล์แสงอาทิตย์มีหลายชนิด ชนิดที่ใช้งานอยู่มากที่สุดในปัจจุบัน คือเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตโดยใช้ [5] เทคโนโลยีซิลิคอน (Silicon-Based Solar Cell) นอกจากนั้นยังมีเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin Film Solar Cell) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (Organic Solar Cell) และเซลล์แสงอาทิตย์

ชนิดสีย้อมไวแสง (Dye-Sensitized Solar Cell) ดังแสดงในรูปที่ 5 [11]



รูปที่ 5 เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic)

2.2 ความเข้มแสง

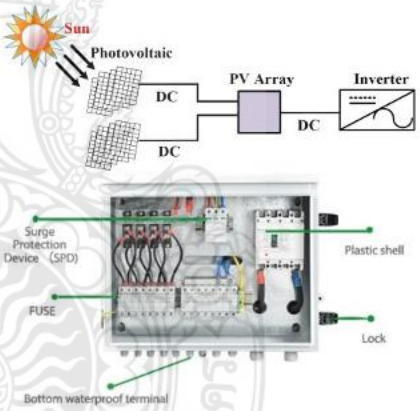
ความเข้มแสงจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) สามารถนำมาใช้ได้อย่างไม่สิ้นสุด และมีลักษณะกระจายไปถึงผู้ใช้โดยตรง อีกทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ตามปกติมนุษย์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์จากธรรมชาติในกิจวัตประจำวัน เมื่อสังคมมนุษย์มีการพัฒนาไปสู่ยุคเทคโนโลยีอุตสาหกรรม ความต้องการพลังงานมีเพิ่มขึ้นจึงมีการใช้พลังงานจากแหล่งอื่นๆ [12] เพิ่มขึ้นด้วยที่สำคัญ ได้แก่ พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ในรูปของน้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ การใช้พลังงานเหล่านี้ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมอีกทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่มีปริมาณจำกัดซึ่งถ้าใช้อย่างต่อเนื่องก็จะหมดไปในอนาคต นับตั้งแต่เกิดวิกฤตการณ์พลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ.1973 เป็นต้นมา [13] นักวิทยาศาสตร์จึงได้ทำการในการวิจัยและพัฒนาเพื่อนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ทดแทนพลังงาน

นอกจากนี้ยังมีเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์อีกหลายชนิดที่อยู่ระหว่างการดำเนินการวิจัยเละพัฒนาโดยคาดว่าจะสามารถนำมาใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพในอนาคต อย่างไรก็ตามการนำอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์เหล่านี้มาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ [14] จึงจำเป็นต้องทราบศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของบริเวณที่จะใช้งานด้วย

โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นกับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้นโดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากก็จะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานสูง สำหรับการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้อุปกรณ์รวมแสง จึงมีความจำเป็นต้องทราบสัดส่วนของรังสีรวมต่อรังสีกระจายด้วย

2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ในระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ PV Cell อุปกรณ์พื้นฐานที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า รวมถึง PV Array ดังแสดงในรูปที่ 6 [11]



รูปที่ 6 วงจรและรูปแบบทั่วไปของ PV Array

ภายใน PV Array ได้แก่ ชุดประกอบของ PV Module, PV String หรือ PV Sub-Array ที่เชื่อมต่อกันทางไฟฟ้าและส่วนประกอบอื่นๆ จนถึงขั้วต่อสายด้านเข้าไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ หรืออุปกรณ์แปลงผันกำลังไฟฟ้า หรือโหลดไฟฟ้ากระแสตรง มีพฤติกรรมเสมือนเป็นแหล่งกำเนิดกระแสภายใต้ค่า

อิมพีแดนซ์ต่ำ กระแสผิดพร่องจึงอาจมีค่ามากกว่าค่ากระแสโหลดสูงสุดปกติไม่มากนัก แม้จะเกิดการลัดวงจรไฟฟ้า กระแสผิดพร่องขึ้นอยู่กับจำนวนของแถว ตำแหน่งความผิดพร่อง และความเข้มแสงอาทิตย์ สิ่งเหล่านี้ทำให้การตรวจจับการลัดวงจรภายใน PV Array เป็นไปได้ยาก กระแสผิดพร่องจากอาร์กทางไฟฟ้าใน PV Array อาจไม่ทำให้อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินทำงาน

ดังนั้นการออกแบบ PV Array ควรเพิ่มความความระมัดระวังในเรื่องต่อไปนี้ [15]

ก. ในการติดตั้งต้องป้องกันการเกิดความผิดพร่องระหว่างสาย (Phase-to-Phase Fault) ความผิดพร่องลงดิน (Earth Fault) และสายหลุดหลวมโดยไม่ได้ตั้งใจใน PV Array ให้น้อยที่สุด

ข. การตรวจจับและการเตือนความผิดพร่องลงดิน และการหยุดจ่ายไฟ ต้องเป็นส่วนหนึ่งของฟังก์ชั่นระบบป้องกันเพื่อลดความเสี่ยงในการเกิดอัคคีภัย

การติดตั้งต้องไม่ก่อให้เกิดความร้อนเกินพิกัดอุณหภูมิการทำงานสูงสุดขององค์ประกอบใดๆ ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์

ค่าพิกัดของ PV Module จากผู้ผลิต คือ ค่าที่ได้จากการทดสอบตามสภาวะทดสอบมาตรฐาน [9]

ในการติดตั้งโดยทั่วไปจะทำให้ PV Module มีอุณหภูมิสูงขึ้น โดยคาดการณ์ว่า PV Module จะทำงานที่อุณหภูมิสูงขึ้นมากกว่าอุณหภูมิแวดล้อมประมาณ 25 องศาเซลเซียส ในสภาวะที่มีการระบายอากาศที่ดีภายใต้ความเข้มแสงที่ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร (Full Sun) หากระดับความเข้มแสงมากกว่า 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร และมีการระบายอากาศที่ไม่ดี อุณหภูมิของ PV Module จะเพิ่มขึ้นเกินกว่านี้มาก (มีความเป็นไปไม่ได้ที่อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นอาจเพิ่มขึ้นอีก 40-50 องศาเซลเซียส จากอุณหภูมิแวดล้อม)

สำหรับการออกแบบ PV Array จากคุณลักษณะของการทำงานของ PV Module ดังแสดงในตารางที่ 1 [15]

ตารางที่ 1 ค่าปรับแก้แรงดันสำหรับ PV Module ชนิดผลึกซิลิกอนและชนิดหลายผลึก

อุณหภูมิที่คาดว่าต่ำสุด (องศาเซลเซียส)	ค่าปรับแก้
25 (T_{STC})	1.00
24 ถึง 20	1.02
19 ถึง 15	1.04
14 ถึง 10	1.06
9 ถึง 5	1.08
4 ถึง 0	1.10
-1 ถึง -5	1.12
-6 ถึง -10	1.14
-11 ถึง -15	1.16
-16 ถึง -20	1.18
-21 ถึง -25	1.20
-26 ถึง -30	1.21
-31 ถึง -35	1.23
-36 ถึง -40	1.25

ก. สำหรับเทคโนโลยี PV ส่วนใหญ่ ประสิทธิภาพจะลดลงเมื่ออุณหภูมิใช้งาน (Operating Temperature) สูงขึ้น (สำหรับ PV Cell แบบผลึกซิลิกอน (Crystalline Silicon) กำลังสูงสุดลดลงระหว่างร้อยละ 0.4-0.5 ต่อทุกๆ องศาเซลเซียสที่เพิ่มขึ้นในอุณหภูมิใช้งานเหนือกว่าอุณหภูมิแวดล้อม) ดังนั้นเป้าหมายหนึ่งในการออกแบบคือ ให้มีการถ่ายเทอากาศที่เพียงพอสำหรับ PV Array เพื่อให้แน่ใจว่าได้สมรรถนะการทำงานที่ดีที่สุดของทั้ง PV Module และส่วนประกอบอื่นที่เกี่ยวข้อง

ข. บริภัณฑ์และส่วนประกอบอื่นๆ ทุกตัวที่อาจจะสัมผัสโดยตรง หรือใกล้กับ PV Array (สายตัวนำอุปกรณ์แปลงผันกำลังไฟฟ้า ตัวเชื่อมต่อและอื่นๆ) ต้องสามารถทนต่ออุณหภูมิสูงสุดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากการทำงานของ PV Array

3. ผลการศึกษาและอภิปรายผล

3.1 ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพ

ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพจากการจำลองทางคณิตศาสตร์ (PVSyst) ดังแสดงในตารางที่ 2 การสูญเสียที่เกิดในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 7 ร้อยละของพลังงาน PV แบบ On-Grid และ Off-Grid ในประเทศที่รายงาน IEA ดังแสดงในรูปที่ 8

ร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพดังสมการที่ (1) และ (2) [12]

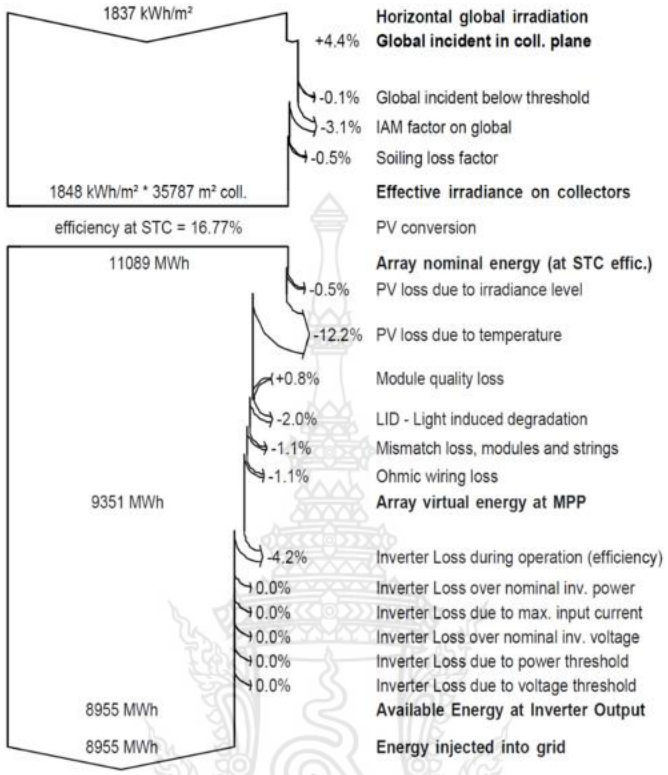
$$PR = \frac{E_{Grid}}{(GlobInc \times P_{nom}PV)} \quad (1)$$

$$PR_{(corr)} = \frac{E_{Grid}}{\left(P_{nom}PV \times \sum hours\left(\frac{GlobInc}{G_{Ref} \times \left(1 - mu P_{mpp} \times (Tarray - Tarray_{Ref})\right)}\right)\right)} \quad (2)$$

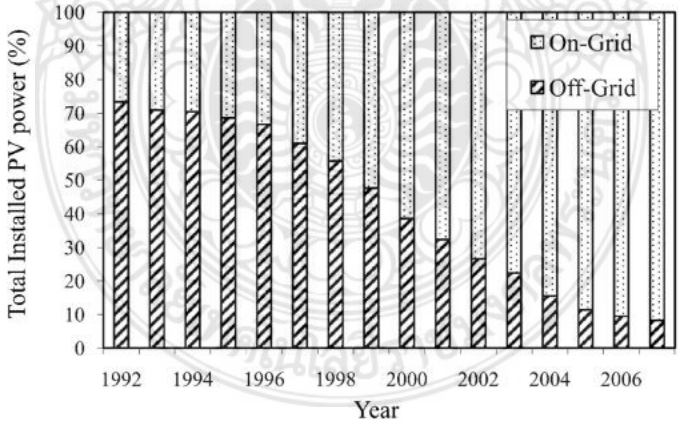
ตารางที่ 2 ผลลัพธ์ของร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพจากการจำลองทางคณิตศาสตร์ (PVSyst)

	GlobHor kWh/m^2	DiffHor kWh/m^2	T Amb °C	GlobInc kWh/m^2	GlobEff kWh/m^2	EArray MWh	E_Grid MWh	%PR
January	145.5	55.20	23.39	170.1	164.3	837.3	803.2	0.787
February	144.6	56.44	25.97	161.3	155.9	780.7	748.8	0.773
March	172.2	72.70	28.66	181.3	175.1	863.1	827.7	0.761
April	170.7	79.93	29.93	169.6	163.5	806.7	773.2	0.760
May	179.9	86.65	28.20	171.6	165.1	834.0	798.4	0.775
June	158.4	83.28	27.19	148.0	141.9	728.3	695.9	0.784
July	175.5	84.58	27.37	165.5	159.1	811.0	775.5	0.781
August	127.0	88.13	27.29	124.0	118.8	614.7	587.0	0.789
September	135.0	74.43	26.69	137.2	132.0	673.1	643.3	0.782
October	144.2	69.44	26.70	155.7	150.2	760.0	727.9	0.779
November	131.4	58.49	24.56	149.2	144.0	737.2	707.0	0.790
December	152.5	41.35	23.25	183.8	177.9	904.1	867.0	0.786
Year	**1836.9**	**850.60**	**26.60**	**1917.4**	**1847.7**	**9350.1**	**8954.9**	**0.778**

Legends:
- GlobHor: Horizontal global irradiation
- DiffHor: Horizontal diffuse irradiation
- T Amb: Ambient Temperature
- GlobInc: Global incident in coll. plane
- GlobEff: Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray: Effective energy at the output of the array
- E_Grid: Energy injected into grid
- PR: Performance Ratio



รูปที่ 7 การสูญเสียที่เกิดในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

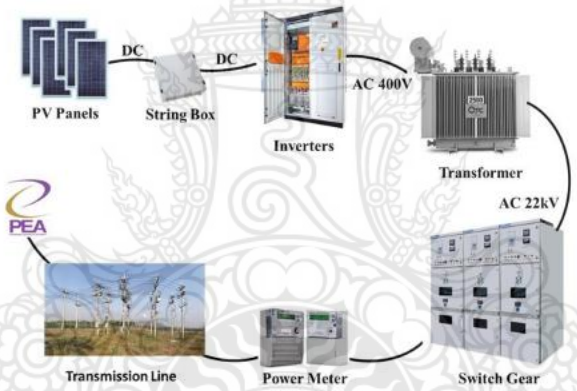


รูปที่ 8 ร้อยละของพลังงาน PV แบบ On-Grid และ Off-Grid ในประเทศที่รายงาน IEA

3.2 กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ถือเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมอย่างยิ่ง ด้วยความที่การผลิตไฟฟ้าในยุคนี้จำเป็นต้องอาศัยหลักการหลายอย่าง แต่ด้วยความที่ขั้นตอนการผลิตต่างๆ หากยิ่งนานวันเข้าสิ่งที่ใช้ก็ย่อมหมดไป ดังนั้นการใช้พลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นทางเลือกที่ดีที่จะช่วยให้การผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ทำได้ต่อเนื่อง เพราะพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมดไปจากโลกนี้อย่างแน่นอน

เซลล์แสงอาทิตย์หรือที่เราเรียกว่า โซลาร์เซลล์ เป็นสิ่งประดิษฐ์แบบอิเล็กทรอนิกส์ที่ทำการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ทำมาจากสารกึ่งตัวนำ มีการดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วมีการเปลี่ยนให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งไฟฟ้าที่ได้นี้จะเป็นไฟฟ้าในระบบกระแสตรง เซลล์แสงอาทิตย์ถือเป็นอุปกรณ์ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นต้องเลือกใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ นอกจากแสงอาทิตย์ ถือว่าพลังงานเหล่านี้เป็นพลังงานที่สะอาดไม่มีของเสียที่จะก่อให้เกิดมลพิษในระหว่างการใช้งาน ถือเป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่กับที่ ไม่มีการเคลื่อนที่ขณะที่กำลังทำงาน ทำให้ไม่ต้องเป็นกังวลเรื่องปัญหาการสึกหรอหรือต้องมีการบำรุงรักษาอยู่บ่อยๆ เหมือนกับอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆ [16] ซึ่งระบบไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงรูปที่ 9



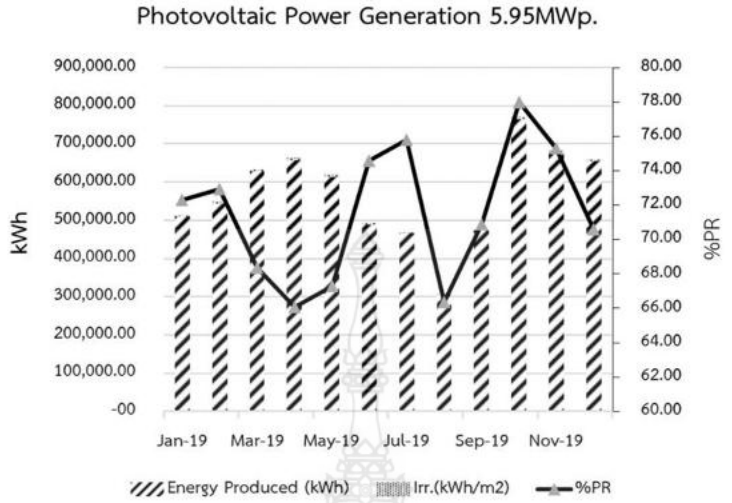
รูปที่ 9 ระบบการผลิตกระแสไฟฟ้า (Power Generation System)

โดยมีหลักการการทำงานของตัวระบบดังนี้

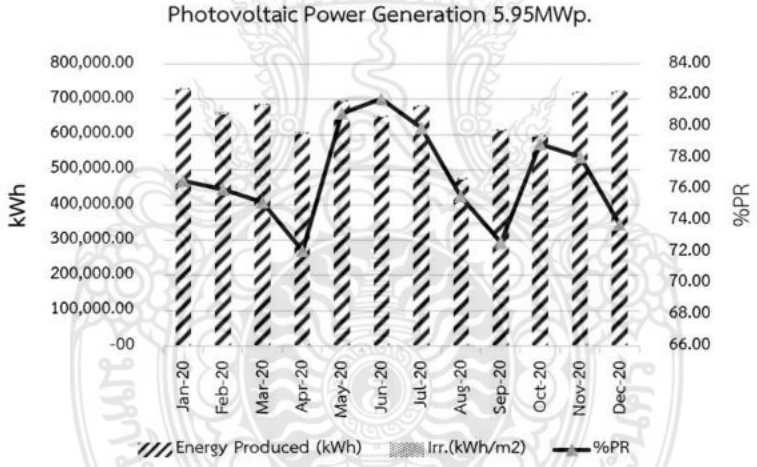
1. พอแสงอาทิตย์ตกกระทบกับแผงโซลาร์เซลล์ แผงโซลาร์เซลล์ทั้งหมดจะทำการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงผ่านระบบควบคุมเข้าสู่อินเวอร์เตอร์

2. อินเวอร์เตอร์นี้ก็จะทำการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้กลายเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

3. หากช่วงเวลาที่ความเข้มข้นของแสงอาทิตย์มีไม่มากพอหรือการใช้อุปกรณ์ที่มีกำลังการใช้ไฟฟ้าสูงมากกว่ากำลังที่ผลิตขึ้นมาได้จากโซลาร์เซลล์ ระบบจะมีการนำกำลังไฟฟ้าส่วนที่ขาดจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบปกติของการไฟฟ้าออกมาใช้ เพื่อให้อุปกรณ์ไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ตามปกติ



รูปที่ 9 ผลการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 5.95MWp. ปี 2562



รูปที่ 10 ผลการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 5.95MWp. ปี 2563

ผลลัพธ์ของร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 5.95MWp. ปี 2562-2563 ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลลัพธ์ของร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 5.95MWp. ปี 2562-2563

Month	Energy Produced (kWh)	Irr.(kWh/m^2)	%PR	Month	Energy Produced (kWh)	Irr.(kWh/m^2)	%PR
Jan-19	509,840.00	3,965.83	72.28	Jan-20	726,422.00	5,586.88	76.58
Feb-19	544,480.00	4,673.86	72.93	Feb-20	658,146.00	5,485.77	76.01
Mar-19	628,480.00	4,846.79	68.37	Mar-20	683,528.00	5,458.04	75.20
Apr-19	657,920.00	5,916.67	66.08	Apr-20	602,438.00	5,184.13	72.08
May-19	614,400.00	5,251.55	67.27	May-20	693,880.00	5,129.04	80.86
Jun-19	489,298.00	4,048.53	74.59	Jun-20	648,862.00	4,943.94	81.82
Jul-19	466,506.00	2,935.13	75.79	Jul-20	678,318.00	5,030.66	79.96
Aug-19	305,975.00	2,756.90	66.35	Aug-20	473,050.00	3,745.84	75.57
Sep-19	472,676.00	4,257.05	70.91	Sep-20	610,954.00	5,233.79	72.65
Oct-19	765,362.00	5,940.93	77.99	Oct-20	593,340.00	4,479.13	78.91
Nov-19	677,803.00	6,207.27	75.33	Nov-20	717,602.00	5,580.45	78.08
Dec-19	654,809.00	5,510.19	70.58	Dec-20	719,834.00	5,719.20	73.77
Sum	**6,787,549.00**	**4,692.56**	**71.54**	**Sum**	**7,806,374.00**	**5,131.41**	**76.79**

จากการศึกษาพบว่าร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมีค่าต่ำกว่าการจำลองทางคณิตศาสตร์ จากตารางที่ 3 เปรียบเทียบกับตารางที่ 2 ผลลัพธ์ของร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพจากการจำลองทางคณิตศาสตร์ (PVSyst) ตลอดทั้งปีที่ค่า 77.8% ซึ่งผลลัพธ์ของร้อยละอัตราส่วนประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 5.95MWp. ปี 2562 และปี 2563 ตลอดทั้งปีมีค่า 71.54% และ 76.79% ดังแสดงในรูปที่ 9 ผลการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 5.95MWp. ปี 2562 และรูปที่ 10 ผลการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 5.95MWp. ปี 2563 ตามลำดับ

4. สรุป

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินและเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขนาดกำลัง 5.95 กิโลวัตต์ (kWp.) [17] ในพื้นที่อำเภอท่าสองยาง จังหวัดตาก มีความเหมาะสมดีและให้ประสิทธิภาพสูง ระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด เท่ากับ 8,954.9 เมกกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี โดยมีอุณหภูมิเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ 26.60 องศาเซลเซียส และมีอัตราส่วนสมรรถนะเฉลี่ยรายปีร้อยละ 77.84 ควรเลือกใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly-Crystalline Si และรองรับกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยกริดอินเวอร์เตอร์ขนาด 330 กิโลวัตต์ จำนวน 15 เครื่อง ที่เหมาะสมและการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรหน้าไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) จึงจะได้รับความเข้ม รังสีแสงอาทิตย์สูงสุดและได้ปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุด ประมาณ 1,837 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตร รวมทั้งการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มุมเอียง 15 องศา จะให้พลังงานไฟฟ้าและปริมาณพลังงานรวมรายปีมากที่สุด

บทความนี้นำเสนอการจำลองทางคณิตศาสตร์เปรียบเทียบกับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายด้วยโปรแกรมแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ PVSyst และ IEC 61724 เพื่อวิเคราะห์และเพิ่มประสิทธิภาพการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบกระจายตัวให้มีความสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดและมีความต่อเนื่อง

5. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่สนับสนุนในการทำวิจัยนี้ให้สำเร็จตามเป้าหมายอย่างสมบูรณ์

6. เอกสารอ้างอิง

[1] P. Ngamprasert, P. Wannakarn and N. Rugthaicharoencheep, "Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant," *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, pp. 173-176, May 2021.

[2] P. Ngamprasert, N. Rugthaicharoencheep and S. Woothipatanapan, "Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System," in *Proceeding of 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, 2019, pp. 98-101.

[3] S. Chalmers, M. Hitt, J. Underhill, P. Anderson, P. Vogt and R. Ingersoll, "The Effect of Photovoltaic Power Generation on Utility Operation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 3, pp. 524–530, 1985.

[4] N. Patapoff and D. Mattijetz, "Utility Interconnection Experience with an Operating Central Station MW-Sized Photovoltaic Plant," *IEEE Transactions on Power Systems and Apparatus*, vol. PAS-104, no. 8, pp. 2020–2024, 1985.

[5] N. Rugthaicharoencheep, M. Boonthienthong, S. Netphokaew and P. Ngamprasert, "A Case Study of the Operation of a Small Photovoltaic in a Distribution System," in *Proceeding of the 42nd Electrical Engineering Conference (EECON-42)*, 2019, pp. 17-20.

[6] M. E. Ropp, K. Aaker, J. Haigh and N. Sabbah, "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding," in *Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2000, pp. 1675–1678.

[7] J. S. Savier and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, pp. 2473-2480, 2007.

[8] P. Ngamprasert, P. Wannakarn and N. Rugthaicharoencheep, "Assessing the Power Generation Potential DC from Photovoltaic Power Plants in the Power Distribution System," *UTK Research Journal*, vol. 14, no. 2, pp. 38-49, 2020.

[9] P. Ngamprasert, S. Woothipatanapan, P. Wannakarn and N. Rugthaicharoencheep, "Improvement for Voltage Sag with Photovoltaic Performance on Distribution System," *IEET-International Electrical*

Engineering Transactions, vol. 6, no. 10, pp. 28-33, 2020.

[10] M. Cortés-Carmona, J. Vega, and M. Cortés-Olivares, "Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation," *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*, Lima, Perú, pp.1-5, 2018.

[11] P. Ngamprasert, P. Wannakarn and N. Rugthaicharoencheep, "Assessing the Power Distribution Potential DC from Photovoltaic Power Plants in Distribution Systems," in *Proceeding of the 43rd Electrical Engineering Conference (EECON-43)*, 2020. pp. 37-40.

[12] P. Ngamprasert, M. Boonthienthong, T. Langthathong and N. Rugthaicharoencheep, "The Sustainable Application of Photovoltaic Power Systems to the Foundational Communities," in *Proceeding of the 13th Conference on Application Research and Development (ECTI-CARD 2021)*, April 2021.

[13] F. Sarkar and R. Ramya, "Voltage sag and distortion mitigation in a hybrid power system using FACTs device," *International Journal of Science and Research*, vol. 4, no. 5, pp. 311-317, 2015.

[14] S. Aarif and Er. R. K. Randhawa, "Improvement of power quality using photovoltaic dynamic voltage restorer," *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology*, vol. 5, no. 9, pp. 703-708, 2017.

[15] The Engineering Institute of Thailand Under H.M. The King's Patronage. Thailand Electrical Installation Standard: Solar Rooftop Power Supply Installations. 1st edit. EIT Standard 022013-16. Bangkok, THAILAND: EIT. 2013.

[16] A. Kiswantono, E. Prasetyo and A, Amirullah, "Comparative Performance of Mitigation Voltage Sag/Swell and Harmonics Using DVR-BES-PV System with MPPT-Fuzzy Mamdani/MPPT-Fuzzy Sugeno," *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 222-235, 2019.

[17] M. Cortés-Carmona, J. Vega and M. Cortés-Olivares, "Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation," *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, Perú*, pp. 1-5, 2018.


ENGINEERING
CHIANG MAI UNIVERSITY
EEAAT
PES
Thailand Chapter
IEEE photonics SOCIETY
Thailand Chapter
TOPS
Thailand Optics & Photonics Society
IEEE
The 2022 International
Electrical Engineering Congress
iEECON
2022
9-11 March 2022
Khon Kaen, Thailand
Avani Khon Kaen Hotel & Convention Centre
Kumwell
IRCT
ESSCO
Hitachi Energy
วช.
NRCT
AUTO DIDACTIC CO.,LTD.
EGAT
THAIPLCCENTER

The Analysis Harmonic for Connect Grid Photovoltaic Rooftop Synergy Distribution System

Papon Ngamprasert,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
papon@ieee.org

Naris Chattranont,
Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
naris-c@ieee.org

Nattachote Rugthaicharoencheep,
Senior Member, IEEE
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Rajamangala University of Technology
Phra Nakhon. Bangkok, THAILAND
nattachote.r@rmutp.ac.th

***Abstract*—This paper presents the harmonic analysis for connecting grid photovoltaic rooftop synergy distribution system. The harmonic of photovoltaic rooftop affects the power distribution system's power quality. Under limitations, it has technical impacts such as unbalanced current, flicker, and load in the photovoltaic rooftop system. Therefore, this paper is presented to analyze the harmonics problem in the power distribution system from the photovoltaic rooftop by measuring unbalanced current, flicker, and harmonic photovoltaic rooftop synergy distribution system. The results showed that measurement points at the point of common coupling (PCC) between photovoltaic rooftop and distribution system could analyze the distribution system's harmonics.**

***Keywords*—Harmonic, Connect Grid, Photovoltaic Rooftop, Distribution System**

I. INTRODUCTION

Currently, the number of solar photovoltaic (PV) systems installed on rooftops and connected to the power distribution system has increased dramatically. These systems pose a new problem, the power quality problem. In particular, the harmonics from the inverters of the solar photovoltaic system and the non-linear loads have significantly increased the amount of use. This results in overheating the device and can cause the control system to malfunction. In 2014, Chidurala et al. analyzed the harmonic distortion problem accompanying photovoltaic inverters. Simulations were performed on IEEE-13 bus distribution systems with nonlinear loads to determine the harmonic emissions for varying solar conditions. Take the harmonics measurement data from the university of queensland installed with 1.2 MW solar PV compared to simulation results. [1]

In 2017, a 200 kWp PV plant was tested and commissioned at Vasavi College of Engineering, Ibrahimbagh, Hyderabad [2]. The plant is generating on average 25,000 units per month resulting in a saving of solar rooftop (RS) 2.5 lakhs per month electricity bill. Problems encountered such as cable heating, electrical power flow back to the DG unit have been handled. Also discussed in detail is the reduction in plant efficiency due to various causes and methods for improvement has been implemented. Improving solar PV efficiency by using power balancer on PLC for DG protection. Harmonics studies were conducted on PV plants In 2019, solar PV harmonics were studied [3], focusing on total harmonic distortion (THD) and total demand distortion (TDD). It has been observed that the measured THD is higher when the energy consumed by the load and solar radiation is low. These results in low-voltage customers using PV systems being penalized for higher solar radiation and high power consumption based on PV system loads. This paper concludes that analysis of THD alone can be misleading and the TDD analysis is more reliable. In 2020, the use of TDD in PQ analysis was conducted to analyze the harmonics of grid-connected photovoltaic systems installed on building roofs. [4] The harmonic analysis by using TDD provides better efficiency and provides a guideline for improving the power quality of the system. Power generation from small-scale solar power plants will transform the grid to become more complex and dynamic [5], resulting in a change of power and the direction of power flow. This causes various impacts on the power system such as harmonics, inter-harmonics and subharmonics. As shown in Fig. 1.

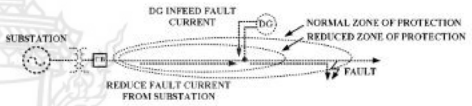


Fig. 1. The scope of work of protective equipment

In 2021, the three-phase four-line inverter (FLI) power will be regulated in a solar rooftop (RS) system connected to the distribution network (Grid) through distribution transformers via DC to AC inverters [6] when RS operates in parallel as the power supply, it can inject harmonics. The RS injection current fluctuates and is unbalanced in three phases due to irradiation changes. This condition causes the current supplied by the transformer for each phase to have differed. The fundamental power requirements both active and reactive on the transformer at the PCC point are not the same when harmonics are present in the system. The FLI must inject or draw current on the PCC to balance the transformer currents. The main objective of this control system proposal is to balance the current and eliminate the output current harmonics to the distribution transformer. Due to the unbalanced RS injection capability and unbalanced load. The proposed control strategy is to use the single-phase PQ theory to independently control the FLI of each phase. The instantaneous power demand with all loads and RS on the transformer is calculated and averaged. The results were found to be consistent across both the transformer and FLI. Thus, the load, RS, and transformers are balanced even under conditions of load and sunlight fluctuations or unbalanced loads. The simulation results with Matlab/Simulink, using FLI and PQ theory, were found to be able to improve transformer current unbalance.

II. HARMONIC

The harmonics [7] of a power system are defined as sinusoidal voltages and currents at frequencies that are integer

XXX-X-XXXX-XXXX-X/XX/$XX.00 ©20XX IEEE

multiples of the generated fundamental frequency. Harmonic causes distortion of utility voltage and load current waveform. As shown in Fig. 2.

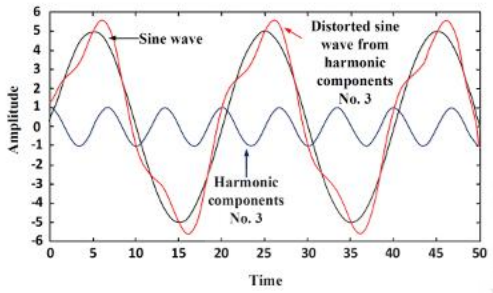


Fig. 2. Harmonic current

From Fig. 2. is an example of a harmonic current. Where the current is distorted from the original waveform due to the mixing of third-order harmonics, the most common harmonic index associated with the waveform. Is the total harmonic distortion (THD), defined as the root mean square (RMS) of the harmonics expressed as a percentage of the fundamental component. As shown in equation (1).

$$\mathrm{THDi}(\%) = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \ldots}}{I_1} \cdot 100 \qquad (1)$$

Harmonic effects on the power system such as malfunctions of critical control and protection devices, unexpected fuse operation, lower power factor (PF) in the power system. The electrical system is not working at full efficiency. It increases the risk of overvoltage at the power factor correction capacitor (PFC). The fault current flows through the fuses when DG is connected in the distribution system as shown in Fig. 3.

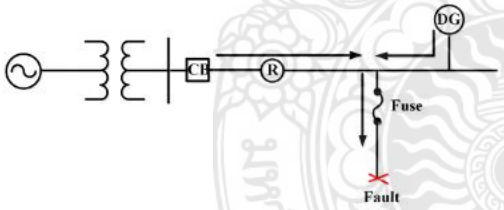


Fig. 3. Fault current flowing through the fuse when DG is connected in the electrical distribution system

III. Photovoltaic Rooftop

Photovoltaic is a method of generating electricity directly from solar energy using semiconductors. With electromagnetic waves in the light wavelength using the photovoltaic phenomenon. Solar energy is natural, safe and sustainable. PV is a device that converts sunlight into electricity using the intensity of sunlight. Photovoltaic systems include PV array systems, which consist of two or more solar panels that convert sunlight into electricity. Used with dynamic voltage recovery systems (DVRs) for energy storage. This system powers the DC power source used by the inverter system to convert DC power to ac power to continue operating the DVR system. The simulated equivalent circuit of the photovoltaic cell is shown in Fig. 4. [8]-[9]

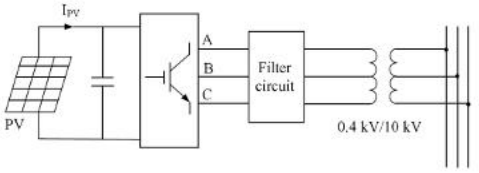


Fig. 4. Photovoltaic rooftop system

IV. Connect Grid

A. In the case of connecting to a 230/400 volt system

A rooftop solar power generation system for residential homes can be connected to the grid system if the installed capacity does not exceed 5 kilowatts. If multiple single-phase power generating systems are connected to the grid system, the power distributed to the grid system in each phase must be balanced. This allows the difference in installed capacity per phase up to 5 kilowatts (kWp). The total installed capacity of all types of power generation systems (In kilowatts) both from the solar power generation system and other types of power generation systems connected in the same distribution transformer must not exceed 15 percent of the distribution transformer rating. (In kilovolt-amperes)

B. In the case of connecting to a 12 or 24 kV system

The total installed capacity of all types of power generation systems both from solar power generation systems and other types of power generation systems installed in the same feeder must not exceed 8 megawatts (MWp) for 24 kV and 4 megawatts (MWp) for 12 kV. The total installed capacity of all types of power generation systems (In kilowatts) both from the solar power generation system and other types of power generation systems connected in the same distribution transformer must not exceed 20 percent of the distribution transformer rating. (In kilovolt-amperes). If connected to a 12 or 24 kV system as shown in Fig. 5.

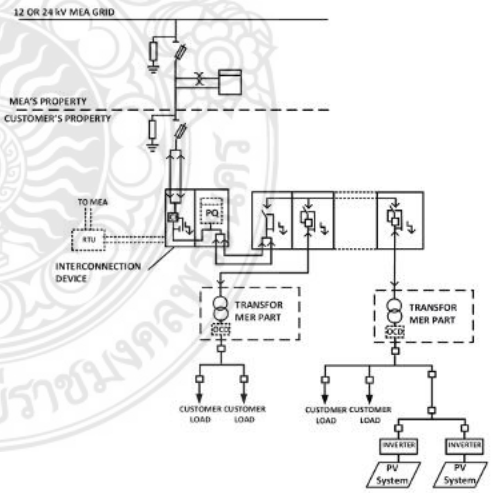


Fig. 5. Connection arrangement for 12 or 24 kV

V. Mathematical Model

Total harmonic distortion (THD), defined as the root mean square (RMS), harmonics are expressed as a percentage of the fundamental component. as shown in equation (2)-(3).

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} (V_h)^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (2)$$

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} (I_h)^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (3)$$

Where V_h is the RMS voltage at harmonics frequency, h_{max} is the maximum harmonic order and V_1 is the fundamental component of the RMS voltage [7].

VI. Case Study

In this paper, the analysis of harmonic for connected grid photovoltaic rooftop was conducted. As shown in table 1.

Table 1. Test Case

No	Test Case
1	Unbalance Current
2	Flicker
3	Harmonic

From table 1, 3 test cases were conducted as follows: Case 1 measure the unbalance current of the rooftop solar power system in the distribution system, Case 2 measure the short-term flicker (P_{st}) and long-term flicker (P_{lt}) and Case 3 measure harmonics.

VII. Results

The value of each harmonic current limit is based on a calculation method in accordance with IEC 61000-3-6 (2008). The ripple voltage limit is based on a calculation method in accordance with IEC 61000-3-7 (2008). The determination of the unbalanced current limit is based on the calculation method according to IEC 61000-3-13 (2008). The limitation of harmonic current, flicker and the unbalanced current are assessed from a maximum value of 95% of the mean over a 10 minute period of the 7 days test data. The results from measurements of unbalanced current, flicker and harmonics are shown in tables 2 – 4.

Table 2. Unbalance Current

	Measurement Results (A)	Limit (A)	Inspection Results
Negative Sequence Current	1.67	9.3	pass

Table 3. Flicker

	Measurement Results	Limit	Inspection Results
P_{st}	0.29	0.73	pass
P_{lt}	0.26	0.58	pass

Where P_{st} is short term flicker indicator and P_{lt} is long term flicker indicator.

Table 4. Harmonics

No	Results (A)	Limit (A)	Results	No	Results (A)	Limit (A)	Results
1	101.90	-	-	26	0.04	0.2	pass
2	7.79	2.7	not pass	27	0.07	0.2	pass
3	0.91	3.5	pass	28	0.03	0.2	pass
4	3.21	1.1	not pass	29	0.13	0.1	pass
5	4.32	5.2	pass	30	0.01	0.1	pass
6	0.19	0.7	pass	31	0.10	0.1	pass
7	1.58	3.7	pass	32	0.02	0.1	pass
8	1.00	0.5	not pass	33	0.04	0.1	pass
9	0.21	0.7	pass	34	0.02	0.1	pass
10	0.45	0.4	not pass	35	0.09	0.1	pass
11	1.19	2.6	pass	36	0.01	0.1	pass
12	0.04	0.4	pass	37	0.09	0.1	pass
13	0.63	2.2	pass	38	0.02	0.1	pass
14	0.08	0.3	pass	39	0.04	0.1	pass
15	0.17	0.3	pass	40	0.03	0.1	pass
16	0.08	0.3	pass	41	0.07	0.1	pass
17	0.42	1.6	pass	42	0.02	0.1	pass
18	0.04	0.2	pass	43	0.08	0.1	pass
19	0.25	0.7	pass	44	0.03	0.1	pass
20	0.05	0.2	pass	45	0.06	0.1	pass
21	0.13	0.2	pass	46	0.04	0.1	pass
22	0.04	0.2	pass	47	0.10	0.1	pass
23	0.25	0.9	pass	48	0.03	0.1	pass
24	0.02	0.2	pass	49	0.09	0.1	pass
25	0.17	0.2	pass	50	0.04	0.1	pass

From the measurement results of harmonic current and second-order harmonic power at connection point shown in Fig. 6, the measurement result of harmonic current and 4 th harmonic power at connection point shown in Fig. 7, the measurement results of harmonic current and 8 th harmonic power at connection point shown in Fig. 8, the measurement results of harmonic current and 1 0 th harmonic power at connection point shown in Fig. 9.

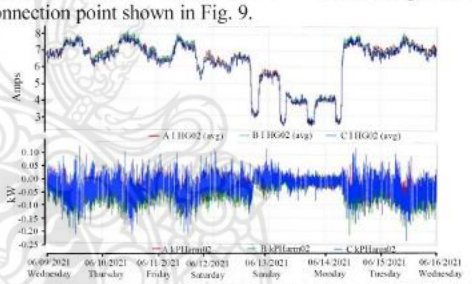


Fig. 6. Measurement result of harmonic current and second order harmonic power at connection point

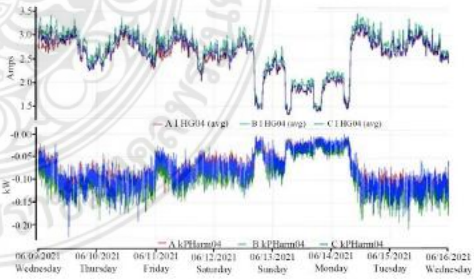


Fig. 7. Measurement result of harmonic current and 4th harmonic power at connection point

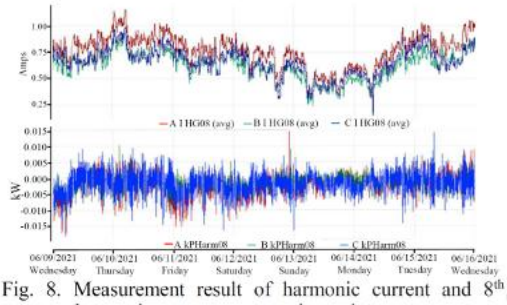


Fig. 8. Measurement result of harmonic current and 8th harmonic power at connection point

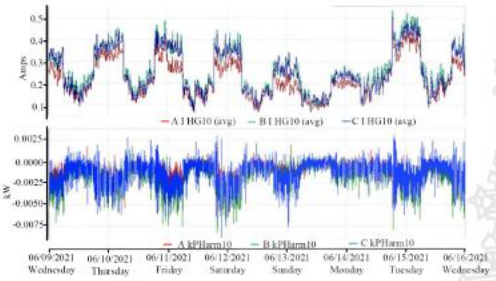


Fig. 9. Measurement result of harmonic current and 10th harmonic power at connection point

VIII. Conclusion

This paper presents a harmonic analysis of a grid-connected rooftop photovoltaic system. By measuring the unbalanced current, flicker and harmonics of the solar rooftop system. The results showed that the measured negative sequence current was 1.67 A, the P_{st} was 0.29, the P_{lt} was 0.26, and most of the harmonic results were below limitations. Therefore, the measurement point between the distribution system and the connected-grid solar rooftop is able to analyze the harmonics in the distribution system.

Acknowledgment

The author would like to express his sincere thanks to the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand for supporting.

References

[1] Annapoorna Chidurala, Tapan Kumar Saha, N. Mithulananthan, Ramesh C. Bansal, "Harmonic emissions in grid-connected PV systems: A case study on a large scale rooftop PV site", 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, October 2014.

[2] M. Chakravarthy, K.V. Ramana Murthy, B. Neelima Devi, "Design, erection, testing and commissioning of 200Kwp rooftop grid-tied solar photovoltaic system at Vasavi College of engineering", 2015 IEEE IAS Joint Industrial and Commercial Power Systems / Petroleum and Chemical Industry Conference (ICPSPCIC), July 2017.

[3] Mandla Mnisi, Pitshou Bokoro, Kitessa Roro, Lawrence Pratt, Manjunath Basappa Ayanna, "A comparison between harmonic indices in low voltage grid-tied photovoltaic system", 2019 IEEE AFRICON, July 2020.

[4] Achala Khandelwal, Pragya Nema, "Harmonic Analysis of a Grid Connected rooftop Solar Energy System", 2020 Fourth International Conference on I-SMAC (IoT in Social, Mobile, Analytics and Cloud) (I-SMAC), November 2020.

[5] Patrick S. de Oliveira, Marcelo A. A. Lima, Augusto S. Cerqueira, Carlos A. Duque, Danton D. Ferreira, "Harmonic analysis based on scica at PCC of a grid-connected micro solar PV power plant", 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), June 2018.

[6] Dedy Kurnia Setiawan, Mochamad Ashari, Heri Suryoatmojo, "FLI for Unbalanced and Harmonic Current Mitigation in Rooftop Solar Connected Distribution Network", 2021 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA), August 2021.

[7] Marek Farbis, Anthony H. Hoevenaars, John L. Greenwald, "Oil Field Retrofit of ESPs to Meet Harmonic Compliance", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 52, Issue 1, pp. 718-728, Sept 2015.

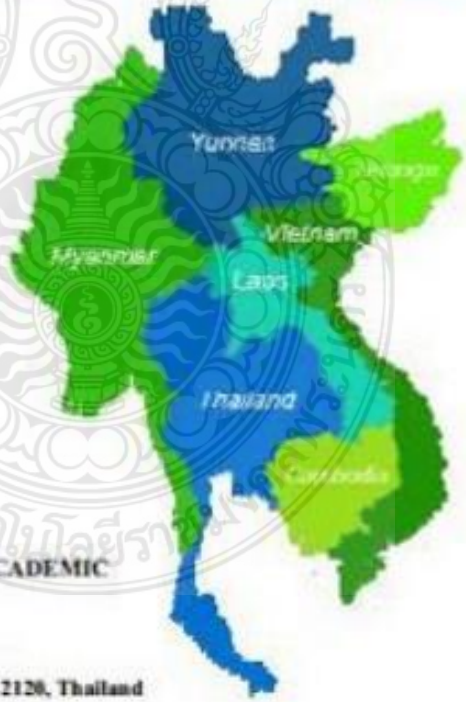
[8] Papon Ngamprasert, Nattachote Rugthaicharoencheep, Sakhon Woothipatanapan, "Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System", 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), December 2019.

[9] Papon Ngamprasert, Poonsri Wannakarn, Nattachote Rugthaicharoencheep, "Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant", 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), May 2021.

ISSN 1905-9094

GMSARN INTERNATIONAL JOURNAL





Vol 16 N0.4
December 2022

Published by the

GREATER MEKONG SUBREGION ACADEMIC
AND RESEARCH NETWORK
c/o Asian Institute of Technology
P.O. Box 4, Klong Luang, Pathumthani 12120, Thailand

Greater Mekong Subregion Academic and Research Network (GMSARN)

March 10, 2022 No. GMSARNJ 2022/04

Papon Ngamprasert
Department of Electrical Engineering,
Faculty of Engineering,
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Bangkok, 10800, THAILAND

Dear Papon Ngamprasert,

Subject: Acceptance Letter (Paper ID. GMSARN-22J-21C-E-29)

Title of the Journal:	GMSARN International Journal
Paper Title:	Enhance for Voltage Sag Synergy Photovoltaic Performance on Distribution System
Authors:	Papon Ngamprasert and Nattachote Rugthaicharoencheep
Corresponding Author:	Nattachote Rugthaicharoencheep

Thank you very much for your submission to our journal. We are pleased to inform you that your paper has been reviewed, and accepted with revision for publication in Volume 17 Issue 3, 2023. In case you have not submitted copyright form; please send scanned copy shortly through e-mail: gmsarn@ait.ac.th. Thank you for making the journal a vehicle for your research interests.

Best wishes,

Prof. Weerakorn Ongsakul, PhD, CFA
Editor-in-Chief
GMSARN International Journal

GMSARN Office: Asian Institute of Technology

Postal Address:
P.O. Box 4
Klong Luang
Pathumthani 12120
Thailand

Street Address:
Km. 42 Paholyothin Highway
Klong Luang
Pathumthani 12120
Thailand

Tel: (66-2) 524-6537
(for local calls, dial 02 before the tel no.)
E-mail: gmsarn@ait.ac.th
Internet: http//www.gmsarn.com

Asian Institute of Technology
Hanoi University of Technology
Ho Chi Minh City University of Technology
Institute of Technology Cambodia
Khon Kaen University
Kunming University of Science and Technology
Chitralada Technology Institute
National University of Laos
Royal University of Phnom Penh
Thammasat University
Yangon Technological University
Yunnan University
Naresuan University
Suratthani Rajabhat University

Enhance for Voltage Sag Synergy Photovoltaic Performance on Distribution System

Papon Ngamprasert and Nattachote Rugthaicharoencheep*

Abstract— *This paper presents an enhance in the performance operating photovoltaic in synergy with voltage sag on distribution systems. Voltage sag optimization is a factor that affects power distribution systems. Power fluctuations and supply faults typically use a dynamic voltage stabilizer (DVR) under technical limitations such as bus current and voltage limits. The importance of a modeling solution applicable to a 69-bus distribution system with a distributed generator (DG) is photovoltaic (PV) with a MATLAB program, so it is proposed in this paper to solve a power plant problem. Techniques to solve voltage sag in the power distribution system using Tabu Search (TS). Tabu search is a meta-heuristic optimization technique. Photovoltaic in power distribution system problems using energy flow algorithms. The results of the research show that photovoltaic power plants can increase the efficiency of reducing the voltage in the distribution system.*

Keywords— **Voltage Sag, Photovoltaic, Distribution System.**

1. INTRODUCTION

Distributed generation is an approach that uses small technology to produce electricity closer to the end user. DG technology usually consists of a modular generator. (And sometimes renewable energy) and has several uses. Examples of DGs such as solar, wind, hydrogen, fuel cells and biogas as shown in Fig. 1.



Fig. 1. Type of distributed generation.

Renewable energy such as solar, wind, hydrogen, fuel cells and biogas are another alternative to fix the power distribution system. Distributed generation (DG) technology with solar energy solutions based on voltage sag power distribution system.

Voltage sags (or dips-American English uses "sag", and British English uses "dip", but they mean exactly the same thing) are the most common power quality disturbance [1].

Papon Ngamprasert is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, 10800, THAILAND. Phone: +66-89-059-3970; E-mail: papon@ieee.org

*Nattachote Rugthaicharoencheep (corresponding author) is with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok, 10800, THAILAND. Phone: +66-61-353-6426; E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

This type of disturbance is typically by a short circuit, or fault, on the power distribution grid. A distributed generation system with DGs installation as show in Fig. 2. The grid, in this case, includes the mains wiring inside the building. Most experts agree that more than 50% of voltage sags are caused by something inside the building.

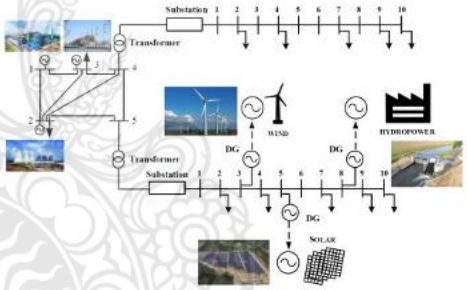


Fig. 2. Distributed generation system with DGs installation.

The power supply on this is typical of inexpensive single-phase and three-phase supplies. Supplies like these are found in computers, robots, adjustable speed drives (also called variable frequency drives), etc. Here's how the supply work: a bridge rectifier feeds pulsed DC current to a bulk electrolytic capacity. A distributed system with DGs installation as shows in Fig. 3.

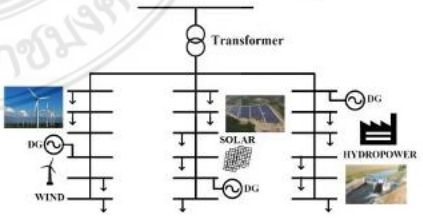


Fig. 3. Distributed system with DGs installation.

These capacitors are generally available only in certain discrete values-try the slider. A regulator then ensures that the output voltage is a constant, steady, DC value. In this case, the regulator is set for 300V DC, with a minimum forward voltage drop of 60V [2-3]. The nominal input is 240VAC. You can adjust the regulator efficiency.

Optimized PV Maximum Power Point Tracking (MPPT) technique based on state-flow design, detailed analysis along with simulation and experimental results confirms the feasibility of the proposed technique compared to conventional MPPT Perturb and Observe (P&O) techniques [4]. First, to avoid complex and time-consuming netlist parsing. The second saves memory space. And the third step accelerated the simulation process. In the test, photovoltaic-oriented nodal analysis (PVONA) generated local current and voltage maps of a model with 316 × 316 nodes with thin-film PV cells in 15 seconds, which is only 4.6% of the time. that the latest LTSpice package only needs the 2D characterization is used as a case study and the application of PVONA in the quantitative analysis of electroluminescence will be discussed [5]. With concentrator photovoltaics (CPV) technology soon to enter a phase of further development in the USA Sunbelt region, it is necessary to update its forecasting tools related to the technology. This involves modeling the sun as an amplified light source, paying special attention to the radiation surrounding the sun. An improvement of the standard amplified light source solar power profile model is presented based on the improved circumspectral irradiation parameters [6]. Effects of a centralized photovoltaic (PV) system with multiple power factor control (PF) schemes on a distributed feeder PF profile using wavelet variance modeling. are large (>1 MW) plants installed at sites with significant solar power sources and mostly in remote areas [7].

This is the first dynamic PV model in an all-state space model with a peak power point tracking function. As a result, the Lambert W function is used to express the solar cell generator equations in clear form. The simulation was carried out in MATLAB/Simulink to evaluate and compare the proposed dynamic model over the detailed switching modeling method in terms of computational accuracy and efficiency [8]. In photovoltaic (PV) equipment degradation research, the alternating current (I-V) voltage dataset contains a large amount of information in addition to the maximum power point [9]. Performance parameters such as short-circuit current open circuit voltage break resistance series resistance and filling factor It is essential for diagnosing the performance and deterioration of solar cells and modules [10].

The comparison of the Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) specification, which is used to estimate the operating temperature of PV modules according to IEC 61215:2005, with the revised IEC 61215:2016 Nominal Module Operating Temperature (NMOT) requirements [11]. Summarizing daily data for calculations can reduce NMOT correlations and deviations [12]. One important design for a photovoltaic (PV) power plant is the choice of the number of PV modules connected in series. also known as string size Typically longer strings reduce the total cost of the system. But the string size must remain in accordance with the relevant electrical standards to ensure that the maximum system voltage remains less than the design voltage. The traditional method calculates the string size using the temperature coefficient of the open-circuit voltage. Assuming that the coldest expected temperature coincides with a full-sun irradiation of 1000 W/m^2 [13]. The efficiency measuring module power over a matrix of irradiance and temperature conditions. IEC 61853 photovoltaic (PV) module energy rating standard [14]. The analysis also highlighted its ability to interpolate and extrapolate performance between and beyond measured matrix points of irradiance and temperature, establishing it as a robust yet relatively simple model for several applications that are.

This paper presents an enhance in the performance operating photovoltaic in synergy with voltage sag on distribution systems. Voltage sag optimization is a factor that affects power distribution systems. The importance of a modeling solution applicable to a 69-bus distribution system with a distributed generator (DG) is photovoltaic (PV) with a MATLAB program, so it is proposed in this paper to solve a power plant problem. Techniques to solve voltage sag in the power distribution system using Tabu Search (TS). Tabu search is a meta-heuristic optimization technique. Photovoltaic in power distribution system problems using energy flow algorithms.

2. VOLTAGE SAG

The voltage sag is defined as a drop in rms voltage between 10-90% which will continue from half cycle to one minute as shown in Fig. 4.

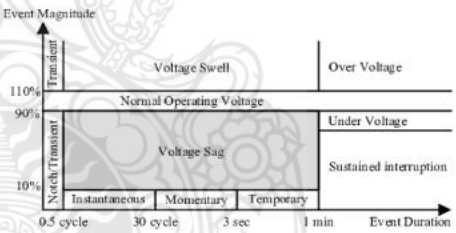


Fig. 4. Voltage Sag/Swell of IEEE Standard.

The voltage sag is mainly caused by a short circuit to a single-phase ground. Starting with a high-power motor can cause a voltage sag as shown in Fig. 5.

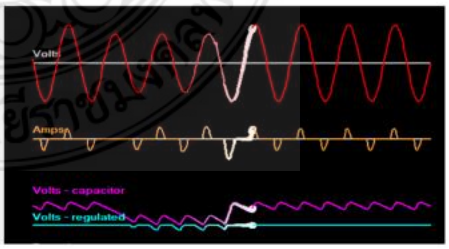


Fig. 5. Voltage Sag.

3. PHOTOVOLTAIC

Solar photovoltaic (PV) power generation uses renewable energy that is natural, safe and sustainable. A photovoltaic power generation system as show in Fig. 6.

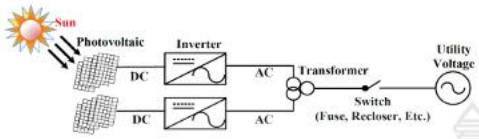


Fig. 6. Photovoltaic power generation system.

PV is a device that converts sunlight into electricity using solar intensity [15]. Schematic diagram of a photovoltaic (PV) system as show in Fig. 7.

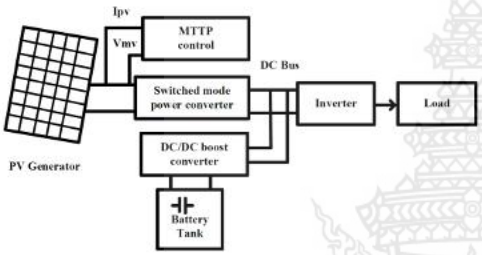


Fig. 7. Schematic diagram of a PV system.

This system powers energy the DC source, which is used by the inverter system to convert dc power into ac power for further use of the dynamic voltage recovery (DVR) system. The equivalent circuit model of a photovoltaic system connected grid with Provincial Electricity Authority (PEA.) of THAILAND is shown in Fig. 8. [16].



Fig. 8. Photovoltaic systems.

The hybrid power of the diesel photovoltaic generator will be programmed as an isolated island operating mode, which has maximum access to new energy and will operate in grid-connected mode to deliver additional solar energy [17].

Without photovoltaic outputting, if the battery packs output is less than the local load demands the diesel generators will fully generating. If the battery pack is able to meet the load requirements, the load is chosen by either a spare battery or a diesel engine to carry the residual load and the threshold is a sensitive load. When the fully output photovoltaic power fails to meet the load requirements, the diesel generator will meet the excess load requirements. This can avoid receiving or transmitting power to the distribution network. Hence, the access number and the access location of the hybrid power supply system of the photovoltaic diesel generator are random. At each access location, the optimization function can obtain the most suitable accessibility and control scheme. The equivalent static model of a photovoltaic by a diode circuit as shown in Fig. 9. [18].

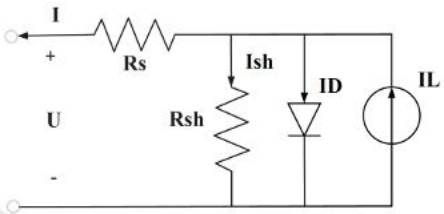


Fig. 9. Equivalent static model of a photovoltaic.

The relation between the output voltage U and the load current can be formulated as follows [19].

$$I = I_L - I_D = I_L - I_O\left[\exp\left(\frac{U + RI_s}{\alpha}\right) - 1\right] \quad (1)$$

Where I is load current

I_L is current photo

I_O is saturation current

U is output voltage

R_S is series resistor

α is voltage temperature coefficient

4. FORMULATION

This standard lists the definitions and tables of the voltage sag/swell base by type. (Transient, momentary, temporary) Typical duration and common size. Typical residential utility power after sag/swelling ranges from +/- 5% from the nominal of voltage swell [20].

$$Sag(\%) = \frac{V_{pre\ sag} - V_{sag}}{V_{pre\ sag}} \quad (2)$$

There are two methods to calculate voltage drop (VD).

$$Maximum\ demand = \frac{Sum\ of\ kVA\ rating\ of\ distribution\ transformers}{Diversity\ factor} \quad (3)$$

$$\%VD = \frac{VD\ per\ km.\ kVA \times (total\ km.\ kVA)}{Diversity\ factor} \quad (4)$$

$$Demand\ factor = \frac{1.732 \times kV \times \max imum\ demand}{Sum\ of\ kVA\ rating\ of\ distribution\ transformers} \quad (5)$$

$$\%VD = VD\ per\ km.\ kVA \times (total\ km.\ kVA) \times demand\ factor \quad (6)$$

When considering the constant power factor is the reactive power can be calculated with the equation (7).

$$Q_G = P_G \tan\left(\cos^{-1}\left(pf_G\right)\right) \quad (7)$$

where pf_G is the power factor specified in the DG. Then the injected net current associate at DG.

5. SOLUTION METHODOLOGY

Application techniques to solve voltage sag in the power distribution system using Tabu Search (TS). Tabu search is a meta-heuristic optimization technique. TS is based on to solve the problem procedures designed to cross boundaries of feasibility or local optimality. The structure of a neighborhood by moves used in constructive and pattern processes, as shown in Fig. 10.

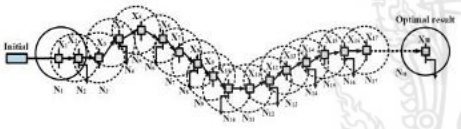


Fig. 10. The concept of Tabu.

TS is a thinking algorithm that is applied to effectively solve a system problem known as a combination optimization problem. Was made by a descent mechanism to move to a value lower than the target value. Which has the ability to avoid endemic narrow-band optimal answers and can continue to search for answers until the answer is closer to the broadest best possible answer. Close answer (Neighborhood) is the process of finding the best answers nearby. And select a new answer that is better than the current answer by evaluating the answer from those surrounding values. Then select the best answer to come to the next answer. illustrates the main idea of tabu search [21-22], as shown in Fig. 11.

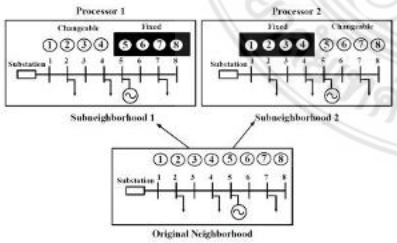


Fig. 11. Finding Tabu Direction.

Tabu search is applied to find the on / off patterns of the exciter and transfer switches to achieve the lowest total power loss. To achieve the lowest total cost [21-22]. Distribution system with DG as show in Fig. 12.

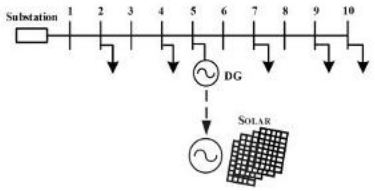


Fig. 12. Distribution system with DG.

6. CASE STUDY

For this study, enhancement the voltage profile was using a 69-bus distribution system model with PV, as shown in Fig. 13. The nine PV units are located on the buses as shown in table I. The total installed capacity of the PV is 1000 kW, the system base is 100 MVA and the voltage base is 12.66 kV.

TABLE I. Bus and Capacity of DGs at bus test

Install at Bus	19	29	36	39	49	53	59	62	69
Capacity of PV (kW)	300	400	100	100	100	400	100	400	200

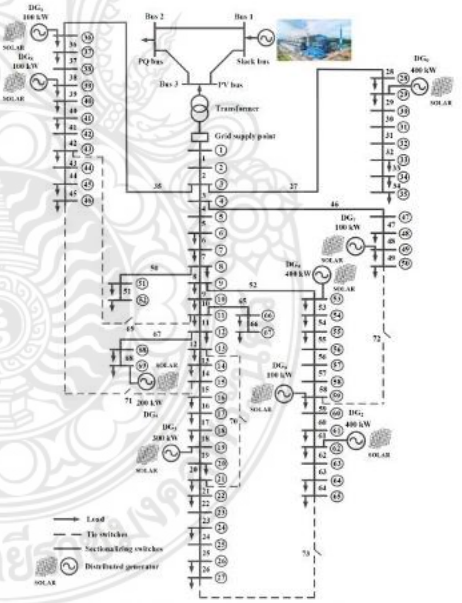


Fig. 13. Single-line diagram of 69-bus distribution system.

Each branch in the system has a separate switch to reconfigure. Data loaded in AI tables and AII tables

provide branch information [23]. Switch number 1-68 is a sectionalizing switch on the distribution feeder (normally closed) and switch number 69-73 is a tie switch. (Normally open) The total load for this test system is 3,801.89 kW and 2,694.10 kVAr. All bus voltages are set at 0.95 and 1.05 p.u.

Three cases were examined as follows:

Case 1: There is no PV in the distribution system. This case represents the base case.

Case 2: PVs 5 installation is the number of PV installations in the distribution system.

Case 3: PVs 9 installation is the number of PV installations in the distribution system.

7. RESULTS

The numerical verifies results for 3 cases are shown in Fig. 14, 15 and 16, all bus voltages for cases 1, 2 and 3. As can be seen, bus voltages are improved in the presence of PV.

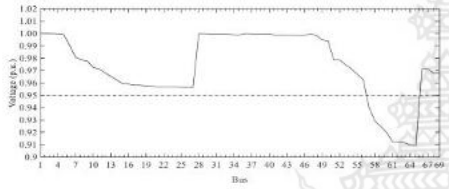


Fig. 14. Voltage profile without PV in distribution system.

From Fig. 14 is the result of Case 1 There is no PV in the distribution system. This case represents the base case. Which has a voltage value below 0.95 p.u.

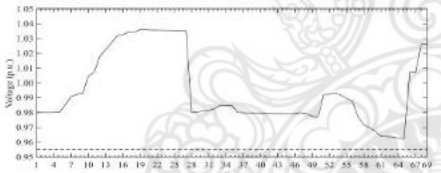


Fig. 15. Voltage profile with PV Installation PVs 5 buses in distribution system.

From Fig. 15 is the result of Case 2 PVs 5 installation is the number of PV installations in the distribution system. It has a voltage rating slightly higher than 0.95 p.u.

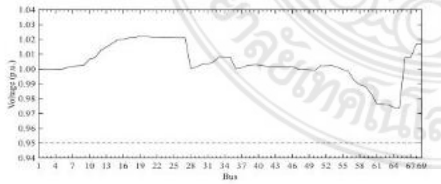


Fig. 16. Voltage profile with PV Installation PVs 9 buses in distribution system.

From Fig. 16 is the result of Case 3 PVs 9 installation is the number of PV installations in the distribution system. It has a voltage value higher than 0.95 p.u.

8. CONCLUSION

This paper presents an enhance for voltage sag synergy photovoltaic performance on distribution system. Tested with a single line diagram of a 69-bus distribution system, three cases were performed, Case 1: There is no PV in the distribution system. This case represents the base case, Case 2: PVs 5 installation is the number of PV installations in the distribution system, Case 3: PVs 9 installation is the number of PV installations in the distribution system. It was found that Case 1: There is no PV in the distribution system. This case represents the base case. Does not improve distribution system. But Case 2: PVs 5 installation is the number of PV installations in the distribution system, Case 3: PVs 9 installation is the number of PV installations in the distribution system. The intergrade connection photovoltaic power plants synergy distribution system can increase the efficiency of reducing the voltage in the distribution system.

ACKNOWLEDGMENT

The author would like to express his sincere thanks to the Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand for supporting.

REFERENCES

[1] Papon, N. Nattachote, R. and Sakhon, W. 2019. Application Improvement of Voltage Profile by Photovoltaic Farm on Distribution System. *2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI).* Pattaya, Thailand, 16-18 October. IEEE: Publisher.

[2] Yu, Z. Zhao Yang, D. Ke, M. Hongming, Y. Mingyong, L. and Kit Po, W. 2017. Multi-objective distributed wind generation planning in an unbalanced distribution system. *CSEE Journal of Power and Energy Systems.* 13 July. CSEE: Publisher.

[3] Vannak, V. Marie-Cecile, A. Bertrand, R. and Long, B. 2020. Optimal Low-voltage Distribution Topology with Integration of PV and Storage for Rural Electrification in Developing Countries: A Case Study of Cambodia. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy.* 06 May. SGEPRI: Publisher.

[4] Ahmed, R. Abdelsalam, A.K. Namaan, A. Dessouky, Y.G. and M'Sirdi, N.K. 2014. Improved performance State-Flow based photovoltaic Maximum Power Point Tracking Technique. *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014).* Naples, 24-25 September 2014. IET: Publisher.

[5] Xiaofeng, W. Martin, B. Archana, S. Thomas R, B. Rajesh, G. and Ralph, G. 2015. Accelerated Spatially Resolved Electrical Simulation of Photovoltaic Devices Using Photovoltaic-Oriented Nodal Analysis. *IEEE Transactions on Electron Devices,* May 2015. IEEE: Publisher.

[6] Ian Richard, C. and Ralph, G. 2016. Improved Model for Circumsolar Irradiance Calculation as an Extended Light Source and Spectral Implications for High-Concentration Photovoltaic Devices. *IEEE Journal of Photovoltaics,* January 2016. IEEE: Publisher.

[7] Michael, E. Ramesh, R. and Ian, W. 2017. Impact of centralized photovoltaic systems on utility power factor profile using the wavelet variability model. *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia),* Auckland, New Zealand, December 2017. IEEE: Publisher.

[8] Efstratios I, B. Georgios, A. and Bikash C, Pal. 2018. A State-Space Representation of Irradiance-Driven Dynamics in Two-Stage Photovoltaic Systems. *IEEE Journal of Photovoltaics,* July 2018. IEEE: Publisher.

[9] Papon, N. Poonsri, W. and Nattachote, R. 2020. Assessing the Power Generation Potential DC from Photovoltaic Power Plants in the Power Distribution System. UTK Research Journal, July - December 2020. RMUTK: Publisher.

[10] Xuan, M. Wei-Heng, H. Erdmut, S. Michael, K. Jenný, B. Jennifer L, B. and Roger H., French. 2019. Data-Driven I–V Feature Extraction for Photovoltaic Modules. *IEEE Journal of Photovoltaics,* September 2019. IEEE: Publisher.

[11] Manat, B. Papon, N. and Nattachote, R. 2021.The Mathematical Simulation Compared to Operations a Small Distributed Photovoltaic Power Plant in a Distribution System. RMUTP Research Journal, July - December 2021. RMUTP: Publisher.

[12] Joon-Hak, B. Deok-Young, K. Jae-Won, S. Song-Eun, L. and Ki-Chai, K. 2020. Analysis on the Features of NOCT and NMOT Tests With Photovoltaic Module. *IEEE Access,* August 2020. IEEE: Publisher.

[13] Todd, K. and Anubhav, J. 2020. Photovoltaic String Sizing Using Site-Specific Modeling. *IEEE Journal of Photovoltaics,* May 2020. IEEE: Publisher.

[14] Anton, D. Marios, T. and Joshua S. S.2021. A New Photovoltaic Module Efficiency Model for Energy Prediction and Rating. *IEEE Journal of Photovoltaics,* March 2021. IEEE: Publisher.

[15] Rajiv K., V. Shah Arifur, R. Vishwajitsinh, A. Sibin, M. and Tim, V. 2016. Technique for Fast Detection of Short Circuit Current in PV Distributed Generator. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal.* 17 August. IEEE: Publisher.

[16] Saliha, A. and Er. Ravinder Kaur, R. 2017. Improvement Of Power Quality Using Photovoltaic Dynamic Voltage Restorer. *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technolog.* September. pp.703-708.

[17] Ge, Y. Cai, Z. and Sun, L. 2016. Optimal placement for hybrid energy in micro-grid. 2016 *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON).* Wollongong, NSW, Australia, 28 September-1 October. IEEE: Publisher.

[18] Zeidabadi Nezhad, O. Hashemi Zadeh, S.A. Mohammadian, M. and Gharaveisi, A.A. 2014. The analysis of hybrid system as DG in smart grids by the use of loss sensitivity coefficient method. *2013 Smart Grid Conference (SGC).* Tehran, Iran, 17-18 December. IEEE: Publisher.

[19] Marcelo, C. Jorge, V. and Marcelo, C. 2018. Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation. *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA).* Lima, Peru, 18-21 September. IEEE: Publisher.

[20] Agus, K. Eko, P. and Amirullah, A. 2019. Comparative Performance of Mitigation Voltage Sag/Swell and Harmonics Using DVR-BES-PV System with MPPT-Fuzzy Mamdani/MPPT-Fuzzy Sugeno. *International Journal of Intelligent Engineering and Systems.* April. pp.222-235.

[21] Mori, H. and Ogita, Y. 2002. Parallel tabu search for capacitor placement in radial distribution systems. *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings.* Singapore, 23-27 January. IEEE: Publisher.

[22] Zimmerman, R. D. Murillo-Sánchez, C. E. and Gan, D. 2006. A MATPOWERTM power system simulation package version 3.1b2. *Power Systems Engineering Research (PSERC).* September.

[23] Phayomhom, A. Chaitusaney, S. Rugthaicharoencheep, N. and Ainsuk, B. 2016. Impact of variable solar PV generation in MEA's power distribution system. *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA).* Bangkok, Thailand, 3-6 November. IEEE: Publisher.

APPENDIX

TABLE AI

Load Data of 69-Bus Distribution System

Bus Number	PL (kW)	QL (kVAr)	Bus Number	PL (kW)	QL (kVAr)
6	2.60	2.20	37	26.00	18.55
7	40.40	30.00	39	24.00	17.00
8	75.00	54.00	40	24.00	17.00
9	30.00	22.00	41	1.20	1.00
10	28.00	19.00	43	6.00	4.30
11	145.00	104.00	45	39.22	26.30
12	145.00	104.00	46	39.22	26.30
13	8.00	5.00	48	79.00	56.40
14	8.00	5.50	49	384.70	274.50
16	45.50	30.00	50	384.70	274.50

TABLE AI (Continued)

Load Data of 69-Bus Distribution System

Bus Number	PL (kW)	QL (kVAr)	Bus Number	PL (kW)	QL (kVAr)
17	60.00	35.00	51	40.50	28.30
18	60.00	35.00	52	3.60	2.70
20	1.00	0.60	53	4.35	3.50
21	114.00	81.00	54	26.40	19.00
22	5.00	3.50	55	24.00	17.20
24	28.00	20.00	59	100.00	72.00
26	14.00	10.00	61	1,244.00	888.00
27	14.00	10.00	62	32.00	23.00
28	26.00	18.60	64	227.00	162.0
29	26.00	18.60	65	59.00	42.00
33	14.00	10.00	66	18.00	13.00
34	19.50	14.00	67	18.00	13.00
35	6.00	4.00	68	28.00	20.00
36	26.00	18.55	69	28.00	20.00

TABLE AII

Branch Data of 69-bus Distribution System

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0005	0.0012
2	2	3	0.0005	0.0012
3	3	4	0.0015	0.0036
4	4	5	0.0251	0.0294
5	5	6	0.3660	0.1864
6	6	7	0.3811	0.1941
7	7	8	0.0922	0.0470
8	8	9	0.0493	0.0251
9	9	10	0.8190	0.2707
10	10	11	0.1872	0.0619
11	11	12	0.7114	0.2351
12	12	13	1.0300	0.3400
13	13	14	1.0440	0.3450
14	14	15	1.0580	0.3496

TABLE AII (Continued)

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
15	15	16	0.1966	0.0650
16	16	17	0.3744	0.1238
17	17	18	0.0047	0.0016
18	18	19	0.3276	0.1083
19	19	20	0.2106	0.0690
20	20	21	0.3416	0.1129
21	21	22	0.0140	0.0046
22	22	23	0.1591	0.0526
23	23	24	0.3463	0.1145
24	24	25	0.7488	0.2475
25	25	26	0.3089	0.1021
26	26	27	0.1732	0.0572
27	3	28	0.0044	0.0108
28	28	29	0.0640	0.1565
29	29	30	0.3978	0.1315
30	30	31	0.0702	0.0232
31	31	32	0.3510	0.1160
32	32	33	0.8390	0.2816
33	33	34	1.7080	0.5646
34	34	35	1.4740	0.4873
35	3	36	0.0044	0.0108
36	36	37	0.0640	0.1565
37	37	38	0.1053	0.1230
38	38	39	0.0304	0.0355
39	39	40	0.0018	0.0021
40	40	41	0.7283	0.8509
41	41	42	0.3100	0.3623
42	42	43	0.0410	0.0478
43	43	44	0.0092	0.0116
44	44	45	0.1089	0.1373
45	45	46	0.0009	0.0012
46	4	47	0.0034	0.0084
47	47	48	0.0851	0.2083

TABLE AII (Continued)

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
48	48	49	0.2898	0.7091
49	49	50	0.0822	0.2011
50	8	51	0.0928	0.0473
51	51	52	0.3319	0.1114
52	9	53	0.1740	0.0886
53	53	54	0.2030	0.1034
54	54	55	0.2842	0.1447
55	55	56	0.2813	0.1433
56	56	57	1.5900	0.5337
57	57	58	0.7837	0.2630
58	58	59	0.3042	0.1006
59	59	60	0.3861	0.1172
60	60	61	0.5075	0.2585
61	61	62	0.0974	0.0496

TABLE AII (Continued)

Branch Number	Sending end bus	Receiving end bus	R (Ω)	X (Ω)
62	62	63	0.1450	0.0738
63	63	64	0.7105	0.3619
64	64	65	1.0410	0.5302
65	11	66	0.2012	0.0611
66	66	67	0.0047	0.0014
67	12	68	0.7394	0.2444
68	68	69	0.0047	0.0016
		Tie line		
69	11	43	0.5000	0.5000
70	13	21	0.5000	0.5000
71	15	46	1.0000	0.5000
72	50	59	2.0000	1.0000
73	27	65	1.0000	0.5000

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

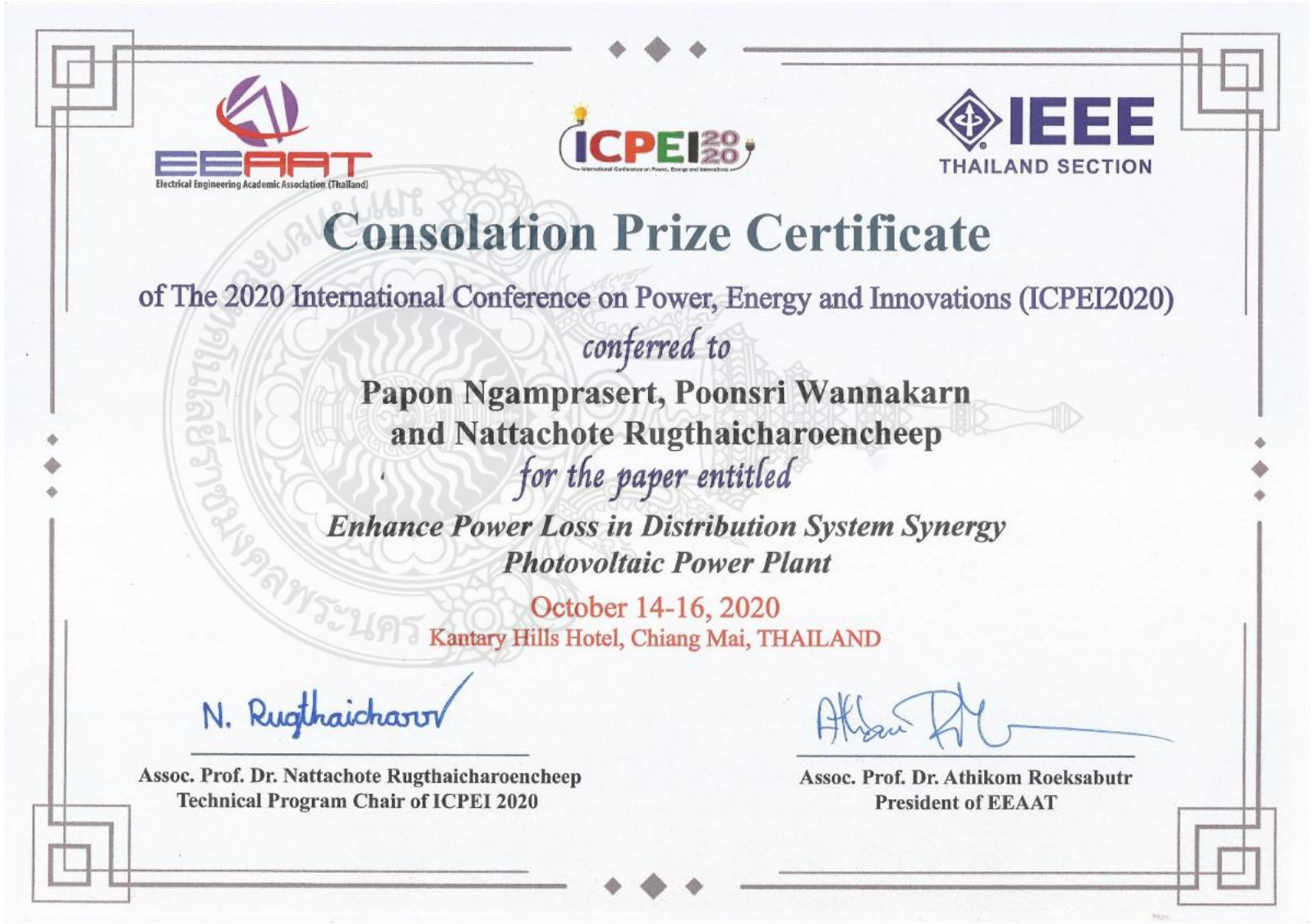
ชื่อ นามสกุล ว่าที่ ร.อ.วศ.ปพน งามประเสริฐ
วัน เดือน ปีเกิด 17 มีนาคม 2524
ภูมิลำเนา อำเภอชนบท จังหวัดขอนแก่น
ประวัติการศึกษา

วุฒิการศึกษา	**ชื่อสถาบัน**	**ปีที่สำเร็จการศึกษา**
ปริญญาตรี	สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล	2547
ปริญญาโท	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์	2550
ผู้บังคับหมวดทหารม้า	โรงเรียนกำลังพลสำรอง	2552
ผู้บังคับกองร้อยทหารม้า	โรงเรียนกำลังพลสำรอง	2560

ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน
กรรมการผู้จัดการ บริษัท สปาร์ค เพาเวอร์ เอ็นจิเนียริ่ง จำกัด
ผู้จัดการฝ่ายวิศวกรรมและปฏิบัติการซ่อมบำรุงรักษา บริษัท เอ็นเนอร์ยี โปร คอร์เปอร์เรชั่น จำกัด
อดีต รองประธานฝ่ายบริหารโครงการ บริษัท โซลาร์ เพาเวอร์ รูฟ จำกัด
อดีต ผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและซ่อมบำรุงรักษา บริษัท อิเควเตอร์ โซลาร์ ไฟว์ จำกัด
อดีต ผู้จัดการฝ่ายวิศวกรรม บริษัท อิเควเตอร์ โซลาร์ แคปปิทอล จำกัด
อดีต ผู้ช่วยผู้จัดการฝ่ายบริหารโครงการ บริษัท เอ็นเซิฟ พาวเวอร์ จำกัด
อดีต วิศวกรโครงการ บริษัท กันกุลเอ็นจิเนียริ่ง จำกัด (มหาชน)

ผลงานดีเด่นและรางวัลทางวิชาการ

Consolation Prize Certificate
The 2020 International Conference on Power, Energy and Inno–ations (ICPEI2020)
Conferred to
Papon Ngamprasert
for the paper entitled
“Enhance Power Loss in Distribution System Synergy Photovoltaic Power Plant”


EEAAT
Electrical Engineering Academic Association (Thailand)
ICPEI 2020
IEEE
THAILAND SECTION
Consolation Prize Certificate
of The 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI2020)
conferred to
Papon Ngamprasert, Poonsri Wannakarn
and Nattachote Rugthaicharoencheep
for the paper entitled
Enhance Power Loss in Distribution System Synergy
Photovoltaic Power Plant
October 14-16, 2020
Kantary Hills Hotel, Chiang Mai, THAILAND
N. Rugthaicharoen
Assoc. Prof. Dr. Nattachote Rugthaicharoencheep
Technical Program Chair of ICPEI 2020
Assoc. Prof. Dr. Athikom Roeksabutr
President of EEAAT