

การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณา
ร่วมกับชุดตัวเก็บประจุและแท็ปหม้อแปลงด้วยวิธีการทางพันธุกรรม

นายสุชาติ คงทนไพศาล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

LOSS REDUCTION IN DISTRIBUTION SYSTEM WITH PHOTOVOLTAIC SYSTEM BY
CONSIDERING CAPACITOR BANKS AND TRANSFORMER TAP USING GENETIC
ALGORITHM

Mr. Sarit Kongtonpisan

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้า
เซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาร่วมกับชุดตัวเก็บประจุ
และแท็บหม้อแปลงด้วยวิธีการทางพันธุกรรม

โดย

นายสุษดี คงทนไพศาล

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

อาจารย์ ดร. สุรัชย์ ชัยทัศน์ีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศฤทธิ์วงค์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชะอนันต์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์ีย์)

.....กรรมการ
(อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล)

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

สฤษดี คงทนไพศาล : การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาร่วมกับชุดตัวเก็บประจุและแท็ปหม้อแปลงด้วยวิธีการทางพันธุกรรม. (Loss Reduction in Distribution System with Photovoltaic System by Considering Capacitor Banks and Transformer Tap Using Genetic Algorithm) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ.ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์, 124 หน้า.

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นส่วนสำคัญที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถขาดได้ เพราะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและยังส่งผลให้มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นตามไปด้วย โดยที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นมีปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียมากที่สุด การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียนั้นสามารถทำได้โดยการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงและไฟฟ้ากำลังเสมือนโดยการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งนอกจากจะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบแล้ว และสามารถช่วยรักษาระดับแรงดัน โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอวิธีการการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาร่วมกับชุดตัวเก็บประจุและแท็ปหม้อแปลงด้วยวิธีการทางพันธุกรรม วิธีการที่น่าเสนอได้ทดสอบกับระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลลัพธ์ที่ได้เป็นที่น่าพอใจ

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อนิสิต.....
 สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....
 ปีการศึกษา.....2554.....

5270702021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : Active and reactive power / distributed generation /Genetic Algorithm /

SARIT KONGTONPISAN: LOSS REDUCTION IN DISTRIBUTION SYSTEM
WITH PHOTOVOLTAIC SYSTEM BY CONSIDERING CAPACITOR BANKS
AND TRANSFORMER TAP USING GENETIC ALGORITHM. ADVISOR:
SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 124 pp.

Active and reactive powers are essential factors of electricity due to the continuously increasing demand, and also affect the total system loss. Distribution system has the highest power loss, compared with other power system parts. In order to decrease the total system loss, we can compensate the active and reactive powers by installing capacitor banks and distributed generation. These two approaches can help maintain the voltage level and power factor. This thesis presents a loss reduction in distribution systems with photovoltaic system, a kind of distributed generation, by considering capacitor banks and transformer tap in genetic algorithm method. The proposed method has been tested with two modified distribution systems from the Provincial Electricity Authority (PEA), Thailand. Satisfactory results have been obtained.

Department :Electrical Engineering... Student's Signature

Field of Study : Electrical Engineering... Advisor's Signature

Academic Year : 2011.....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบไปด้วยผู้ทรงคุณวุฒิดังนี้ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์ อาจารย์ ดร.ชาญณรงศ์ บาลมงคล และ ดร.จักรเพชร มัทราช ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี รวมทั้งขอขอบคุณ ทุนศิษย์กัณฎกี ที่อนุเคราะห์ทุนสนับสนุนในการทำวิทยานิพนธ์นี้

ท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา และ คุณป้า ที่ให้กำลังใจตลอดมา รวมถึง พี่ น้อง และเพื่อนๆ ทุกคน ที่อยู่เบื้องหลังในความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญภาพ.....	ฏ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	2
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	2
บทที่ 2 หลักการและความรู้พื้นฐาน.....	4
2.1 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของเซลล์แสงอาทิตย์	4
2.2 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์.....	4
2.2.1 ซิลิกอนชนิด N และชนิด P.....	5
2.2.2 ลักษณะเฉพาะของเซลล์แสงอาทิตย์.....	6
2.2.3 โมดูลและแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	9
2.3 การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์.....	10
2.3.1 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ.....	10
2.3.2 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย... ..	10
2.3.3 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน.....	11
2.4 ค่าความเข้มแสงอาทิตย์.....	11
2.5 ข้อได้เปรียบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์.....	13

2.6 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	14
2.6.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.....	14
2.6.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน.....	15
2.6.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห.....	16
2.7 หลักการพื้นฐานของตัวเก็บประจุ.....	17
2.7.1 แบบจำลองของตัวเก็บประจุ.....	17
2.7.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	18
2.8 แบบจำลองของโหลด.....	19
2.9 การวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต.....	21
2.10 ทฤษฎีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย.....	23
บทที่ 3 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย.....	39
3.1 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected Photovoltaic System).....	39
3.2 วงจรทบระดับแรงดัน (Boost converter)	40
3.3 การตรวจจ้บหากำลังการผลิตสูงสุด (Maximum Power Point Tracking).....	41
3.4 พีดีบีลิวเอมอินเวอร์เตอร์ (Pulse Width Modulation inverter).....	42
3.5 แบบจำลองหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้.....	43
บทที่ 4 ขั้นตอนวิธีพันธุกรรม.....	44
4.1 ฟังก์ชันเป้าหมาย.....	44
4.2 การลงรหัส (Encoding).....	45
4.3 การสร้างประชากรเริ่มต้น (Initialization)	45
4.4 การประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness Value)	47
4.5 การคัดลอก (Reproduction)	50
4.6 การข้ามสายพันธุ์ (Crossover)	52
4.7 การปรับปรุงการข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนิฟอร์มครอสโอเวอร์.....	52
4.8 การผ่าเหล่า (Mutation).....	54
4.9 การเลือกโครโมโซมที่โดดเด่นเพื่อรักษาไว้ในรุ่นถัดไป.....	54
4.10 เงื่อนไขการหยุด.....	55

4.11	ดัชนีชี้วัดผลกระทบเมื่อติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	57
บทที่ 5	ผลการทดสอบ.....	58
5.1	กระบวนการทำงานในแต่ละขั้นตอน.....	58
5.1.1	ขั้นตอนการพิจารณาปัจจัยที่มีผลกระทบสำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ.....	58
5.1.2	ขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอ.....	63
5.2	ปัจจัยที่มีผลกระทบสำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ.....	65
5.2.1	ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	65
5.2.2	ขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ.....	73
5.2.3	ชนิดและความยาวของสายส่ง.....	73
5.2.4	ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	74
5.2.5	การปรับค่าแท็ปหม้อแปลง.....	77
5.3	ผลกระทบด้านกำลังสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอที่ทดสอบกับระบบท่าทราย.....	80
5.3.1	กรณีที่ไม่พิจารณาความไม่แน่นอนของกำลังผลิตและโหลด.....	81
	(ก) พิจารณาผลของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3.....	81
	(ข) ไม่พิจารณาผลของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3.....	82
5.3.2	กรณีที่พิจารณาความไม่แน่นอนของกำลังผลิตและโหลด.....	84
5.3.3	สรุป และวิเคราะห์ผลของระบบท่าทราย.....	89
5.4	ผลกระทบด้านกำลังสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอที่ทดสอบกับระบบนครปฐม.....	92
5.4.1	กรณีที่ไม่พิจารณาความไม่แน่นอนของกำลังผลิตและโหลด.....	92
5.4.2	กรณีที่พิจารณาความไม่แน่นอนของกำลังผลิตและโหลด.....	97
5.4.3	สรุป และวิเคราะห์ผลของระบบนครปฐม.....	100
บทที่ 6	สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	104
6.1	สรุปผลการวิจัย.....	104
6.2	ข้อเสนอแนะ.....	106
	รายการอ้างอิง.....	107
	ภาคผนวก.....	110
	ภาคผนวก ก.....	110

ภาคผนวก ข.....	112
ภาคผนวก ค.....	115
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	123

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	ความน่าจะเป็นของโหลดแต่ละระดับ.....	21
4.1	การคัดเลือก.....	51
5.1	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเมื่อเปลี่ยนตำแหน่งในการติดตั้ง GCPV.....	66
5.2	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง.....	69
5.3	ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย $L//$ เมื่อติดตั้งเฉพาะ GCPV.....	70
5.4	ค่าพารามิเตอร์ต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	72
5.5	ขนาดและตำแหน่งต่างๆกัน ที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	75
5.6	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเมื่อปรับค่าแท็ปหม้อแปลงไป ณ ตำแหน่งต่างๆกัน.	77
5.7	ผลต่างของค่าแรงดันจากการปรับแท็ปหม้อแปลง.....	79
5.8	ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอกรณี (ก).....	81
5.9	ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอกรณี (ข).....	82
5.10	ความแปรปรวนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา.....	84
5.11	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย $L//$ เมื่อติดตั้งเฉพาะ GCPV	93
5.12	ค่าพารามิเตอร์ต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	94
5.13	ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอ.....	96
ก.1	ตัวปรับค่าโหลดในแต่ละเวลาแยกตามประเภทของโหลด.....	111
ข.1	ข้อมูลบัลต์ของระบบท่าทราย.....	112
ข.2	ข้อมูลสายส่งของระบบท่าทราย.....	113
ค.1	ข้อมูลบัลต์ของระบบนครปฐม.....	115
ค.2	ข้อมูลสายส่งของระบบนครปฐม.....	119

สารบัญญภาพ

ภาพที่		หน้า
2.1	การไหลของกระแสในเซลล์แสงอาทิตย์ทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์.....	5
2.2	วงจรสมมูลอย่างง่ายของเซลล์ไฟฟ้าแสงอาทิตย์.....	6
2.3	ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันที่อุณหภูมิ 25°C.....	8
2.4	ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันที่ความเข้มแสง 1000 W/m ²	8
2.5	เซลล์ โมดูล และแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	9
2.6	ความสัมพันธ์ระหว่าง กระแส และแรงดันเมื่อต่อแบบอนุกรมและขนาน.....	9
2.7	การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ.....	10
2.8	การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย.....	10
2.9	การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน.....	11
2.10	ความเข้มแสงในระยะเวลา 1 ปี.....	12
2.11	ความเข้มแสงเฉลี่ยในแต่ละเดือน.....	12
2.12	ความเข้มแสงเฉลี่ยใน 1 วันของแต่ละเดือน.....	13
2.13	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.....	15
2.14	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน.....	16
2.15	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห.....	16
2.16	แบบวงจรแสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	17
2.17	วงจรไฟฟ้าและแผนภาพเฟสเซอร์ของวงจรไฟฟ้าก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	18
2.18	วงจรไฟฟ้าและแผนภาพเฟสเซอร์ของวงจรไฟฟ้าหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	18
2.19	แผนภาพสามเหลี่ยมกำลังเปรียบเทียบระหว่างก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	18
2.20	ลักษณะเส้นโค้งการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution curve).....	20
2.21	วงจรขนาด 2 บัส.....	21
2.22	ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ก่อนการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	23
2.23	ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส หลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	24
2.24	ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 2....	25
2.25	ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 3....	26

ภาพที่	หน้า
2.26 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ที่มีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA	28
2.27 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ที่มีโหลดต่ออยู่ขนาด 50 MVA	28
2.28 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ชนิดที่มีอิมพีแดนซ์ในสายส่งเป็น $0.02+j0.2$ p.u.	29
2.29 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ชนิดที่มีอิมพีแดนซ์ในสายส่งเป็น $0.04+j0.2$ p.u.	30
2.30 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	31
2.31 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส หลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	31
2.32 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ซึ่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัสที่ 2	33
2.33 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ซึ่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัสที่ 3	34
2.34 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ก่อนการปรับแก้หม้อแปลง.....	35
2.35 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส หลังการปรับแก้หม้อแปลง.....	36
3.1 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย.....	37
3.2 วงจรสมมูลของวงจรทระดับแรงดัน.....	38
3.3 แสดงผังงานของวิธีการรบกวนและสังเกต.....	39
3.4 หม้อแปลงจำหน่าย 3 เฟส.....	41
4.1 โครโมโซมย่อยชุดที่ 1 ความยาว 34 บิต.....	44
4.2 โครโมโซมย่อยชุดที่ 1 ความยาว 10,000 บิต.....	44
4.3 โครโมโซมย่อยชุดที่ 2 ความยาว 12 บิต.....	44
4.4 โครโมโซมย่อยชุดที่ 2 ความยาว 12 บิต เมื่อเทียบกับขนาดของตัวเก็บประจุ.....	44
4.5 โครโมโซมย่อยชุดที่ 3 ความยาว 17 บิต เมื่อเทียบกับการปรับระดับหม้อแปลง...	44
4.6 ตัวอย่างสัดส่วนความเหมาะสมของโครโมโซมจำนวน 4 ตัว.....	49
4.7 การข้ามสายพันธุ์พื้นฐาน.....	50
4.8 การปรับปรุงการข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนิฟอร์มครอสโอเวอร์.....	51
4.9 การผ่าเหล่า.....	52
4.10 แผนผังขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอ.....	54
5.1 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้ง DG.....	59
5.2 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ.....	60
5.3 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาชนิดและความยาวสายส่ง.....	61
5.4 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	62

ภาพที่	หน้า	
5.5	แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาการปรับแก้หม้อแปลง.....	63
5.6	แผนผังขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอ.....	64
5.7	ระบบท่าทราย	65
5.8	ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าสูญเสียและกำลังผลิต.....	66
5.9	ระดับแรงดันเมื่อติด GCPV ขนาด 7.43 MW ที่บัสต่างๆกัน.....	68
5.10	ความต้องการไฟฟ้าใน 1 วัน ของระบบท่าทราย.....	73
5.11	กำลังไฟฟ้าสูญเสียใน 1 วัน ของระบบท่าทราย.....	73
5.12	ระบบท่าทรายที่ได้ดัดแปลงชนิดและความยาวของสายส่ง.....	74
5.13	ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อเปลี่ยนชนิดและความยาวของสายส่ง.....	74
5.14	ความสัมพันธ์ของระดับแรงดันและระยะทางสายส่ง.....	75
5.15	ระดับแรงดันเมื่อปรับแก้หม้อแปลงไปที่ตำแหน่งต่างๆกัน.....	78
5.16	ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของวันทำงานในเดือนเมษายน.....	85
5.17	กำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในวันทำงานเดือนเมษายน..	86
5.18	กำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในวันทำงานเดือน เมษายน.....	86
5.19	ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายนในกรณี (ก).....	87
5.20	ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายนในกรณี (ข).....	87
5.21	ระดับแรงดันในช่วงเวลา 12.00 น. ของระบบท่าทรายในเดือนเมษายน กรณี (ก)..	88
5.22	ระดับแรงดันในช่วงเวลา 12.00 น. ของระบบท่าทรายในเดือนเมษายน กรณี (ข)..	88
5.23	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ก่อนและหลังปรับปรุง.....	89
5.24	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ก่อนและหลังปรับปรุง.....	90
5.25	แรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 12.00 น.	90
5.26	แรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 20.00 น.	91
5.27	ระบบนครปฐม.....	92
5.28	ความต้องการไฟฟ้าใน 1 วัน ของระบบนครปฐม.....	92
5.29	กำลังไฟฟ้าสูญเสียใน 1 วัน ของระบบนครปฐม.....	93
5.30	ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของวันทำงานในเดือนเมษายน	97
5.31	กำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในวันทำงานเดือนเมษายน..	98

ภาพที่	หน้า	
5.32	กำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในวันทำงานเดือน เมษายน.....	98
5.33	ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายน.....	99
5.34	ระดับแรงดันในช่วงเวลา 12.00 น. ของระบบนครปฐมในเดือนเมษายน.....	100
5.35	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ก่อนและหลังปรับปรุง.....	101
5.36	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ก่อนและหลังปรับปรุง.....	101
5.37	แรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 12.00 น.	102
5.38	แรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 20.00 น.	102

บทที่ 1

บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ส่วนในหัวข้อสุดท้ายของบทนี้เป็น การกล่าวถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ปัญหาพลังงานซึ่งนับเป็นปัญหาใหญ่ในประเทศไทย และยิ่งทวีความรุนแรงต่อการพัฒนา ประเทศมากขึ้น เชื้อเพลิงต่างๆที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า เช่น น้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ล้วน แล้วแต่มีปริมาณจำกัดซึ่งสวนทางกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ราคาของเชื้อเพลิง ดังกล่าวยังมีความผันผวนตามสถานการณ์ทางเศรษฐกิจและการเมือง จึงมีความคิดที่พยายามนำ พลังงานหมุนเวียนมาทดแทน เช่น แสงอาทิตย์ ลม ความร้อนใต้พิภพ ตามแผนพัฒนา 15 ปี ของ กระทรวงพลังงาน[1] ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องศึกษาผลกระทบในด้านต่างๆสำหรับการ ติดตั้งพลังงานหมุนเวียนอย่างรอบคอบ

ในแง่การดำเนินงานของระบบไฟฟ้า จำเป็นต้องมีการศึกษาผลกระทบในด้านต่างๆ อย่าง รัดกุมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนชนิดต่างๆเข้าสู่ระบบ ซึ่งในปัจจุบันพบว่า ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้ากำลังนั้นเป็นปัจจัยหลักอย่าง หนึ่งที่จำกัดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนี้ โดยงานวิจัยในอดีตได้มีการศึกษา ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเมื่อติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) อาทิเช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เหนี่ยวนำ แต่ยังไม่มียางานการวิจัยที่เกี่ยวกับผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเมื่อ ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์พร้อมกับการปรับตั้งค่าตัวเก็บประจุ ซึ่งปัญหากำลังไฟฟ้า สูญเสียนั้นส่งผลกระทบโดยตรงต่อระบบไฟฟ้า เนื่องจากก่อให้เกิดภาวะค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้น

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิต ไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาร่วมกับชุดตัวเก็บประจุด้วยวิธีการทางพันธุกรรม วิธีการที่ นำเสนอถูกทดสอบกับระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อใช้เป็นตัวอย่าง ในการวิเคราะห์ผล

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) ศึกษาผลกระทบในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียและแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย
- 2) พัฒนาโปรแกรมในการวิเคราะห์และนำมาประยุกต์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาร่วมกับชุดตัวเก็บประจุ ด้วยวิธีการทางพันธุกรรม

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบ 3 เฟส สมดุล
- 2) ไม่พิจารณาฮาร์มอนิกในระบบ
- 3) พิจารณาเฉพาะเงื่อนไข พิกัดของสายส่ง พิกัดขนาดแรงดัน และพิกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 4) พิจารณาโหลดเป็นแบบกำลังไฟฟ้าคงที่
- 5) พิจารณาเฉพาะช่วงการทำงานในสภาวะคงตัว
- 6) พิจารณาตัวเก็บประจุแบบคงที่และแบบสวิตช์ได้เท่านั้น

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

- 1) ศึกษาลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์
- 2) ศึกษานิยามกำลังไฟฟ้าสูญเสียและแรงดันในระบบไฟฟ้า
- 3) กำหนดขอบเขตรวมถึงรายละเอียดของข้อมูลต่างๆ ที่ใช้อ้างอิงในงานวิจัย
- 4) ออกแบบ ปรับปรุงและพัฒนาโปรแกรมโดยใช้โปรแกรม Matlab
- 5) ทดสอบวิธีการที่น่าเสนอกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย
- 6) วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย และเขียนวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) วิธีการเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ
- 2) ใช้ผลงานจากการวิจัยเป็นแนวทางพัฒนาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ต่อไป

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของเซลล์แสงอาทิตย์ หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ ข้อได้เปรียบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า หลักการพื้นฐานของตัวเก็บประจุ แบบจำลองของโหลด การวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต และทฤษฎีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

บทที่ 3 กล่าวถึงระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย หลักการทำงานของวงจรทบทระดับแรงดัน การตรวจจับหากำลังการผลิตสูงสุด หลักการทำงานพีดับบลิวเอ็มอินเวอร์เตอร์ และแบบจำลองหม้อแปลง

บทที่ 4 กล่าวถึงขั้นตอนวิธีพันธุกรรมซึ่งไปประกอบไปด้วย การลงรหัส การสร้างประชากร เริ่มต้น การประเมินค่าความเหมาะสม การคัดเลือก การข้ามสายพันธุ์ การผ่าเหล่า และเงื่อนไขการหยุด แล้วจึงใช้ดัชนีกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพื่อคำนวณหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และตัวเก็บประจุ

บทที่ 5 แสดงผลการทดสอบของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย ซึ่งได้ทำการทดสอบกับ 2 ระบบ คือ ระบบท่าทรายซึ่งเป็นระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในจังหวัดสมุทรสาครขนาด 22 kV 34 บัส มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุด 8.88 MW และ ระบบนครปฐม ซึ่งเป็นระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขนาด 22 kV 103 บัส มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุด 10.62 MW

บทที่ 6 กล่าวถึงการสรุปผลการวิจัยและวิเคราะห์ผลการทดสอบ รวมทั้งได้ทำการเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อดีและข้อเสียของวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้น นอกจากนั้นยังได้แนะนำข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป

บทที่ 2

หลักการและความรู้พื้นฐาน

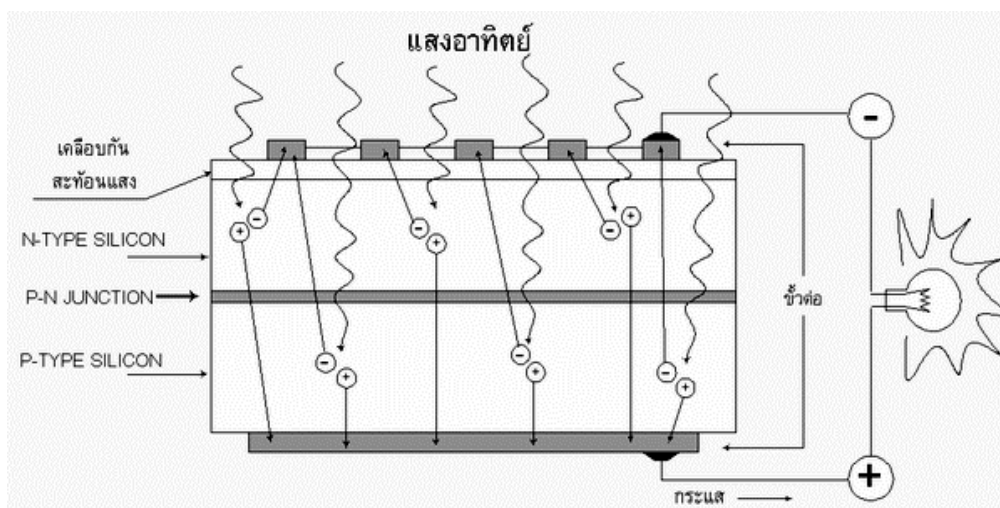
บทนี้จะกล่าวถึง หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของเซลล์แสงอาทิตย์ หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ ข้อได้เปรียบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า หลักการพื้นฐานของตัวเก็บประจุ แบบจำลองของโหลด การวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต และทฤษฎีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ซึ่งจะมีการกล่าวถึงรายละเอียดต่อไป

2.1 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องของเซลล์แสงอาทิตย์ [2-4]

เนื่องจากความต้องการพลังงานทดแทนที่สะอาดได้เพิ่มมากขึ้น เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell หรือ Photovoltaic cell) จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งเนื่องจากเป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) ชนิดหนึ่งที่สามารถสร้างพลังงานทดแทนที่สะอาด โดยที่เซลล์แสงอาทิตย์นั้นเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้นขึ้นอยู่กับปริมาณแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และสภาพเมฆหมอกในขณะนั้น กล่าวคือในกรณีที่มีเมฆมาบดบังจะทำให้การผลิตไฟฟ้าที่ได้น้อยลง

2.2 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบบนเซลล์แสงอาทิตย์ รังสีของแสงที่มีอนุภาคของพลังงานที่เรียกว่า โฟตอน (Photon) จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน (Electron) ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์จะเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยกักเก็บพลังงานจากแสงอาทิตย์ซึ่งอยู่ในรูปของโฟตอน ในสารกึ่งตัวนำจนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอม (Atom) และเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้นโดยที่กระแสไฟฟ้านั้นมีทิศทางไหลสวนทางกับการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนโดยกระแสไฟฟ้าจะเคลื่อนที่จากบริเวณที่มีศักย์ไฟฟ้าสูงไปสู่บริเวณที่มีศักย์ไฟฟ้าต่ำ แต่อิเล็กตรอนนั้นจะเคลื่อนที่จากบริเวณที่มีศักย์ไฟฟ้าต่ำไปสู่บริเวณที่มีศักย์ไฟฟ้าสูง โครงสร้างรอยต่อพีเอ็นจะทำหน้าที่สร้างสนามไฟฟ้าภายในเซลล์ เพื่อแยกพาหะนำไฟฟ้าชนิดอิเล็กตรอนไปที่ขั้วลบ และพาหะนำไฟฟ้าชนิดโฮลไปที่ขั้วบวก ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าแบบกระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าทั้งสอง เมื่อต่อให้ครบวงจรไฟฟ้าจะเกิดกระแสไฟฟ้าไหล ตามภาพที่ 2.1 [5]



ภาพที่ 2.1 การไหลของกระแสในเซลล์แสงอาทิตย์

อ้างอิงจาก <http://www.eppo.go.th/vrs/VRS49-09-Solar.html>

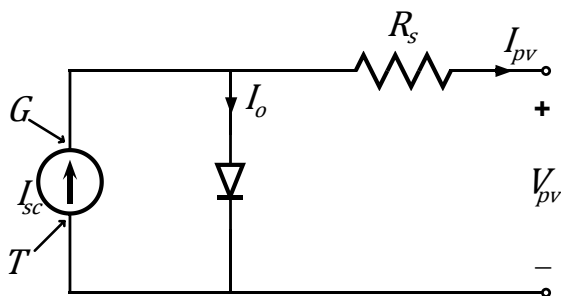
2.2.1 ซิลิกอนชนิด N และชนิด P [5-6]

บริเวณด้านหน้าของเซลล์ คือสารกึ่งตัวนำที่ได้รับการโด๊ปซึ่งเป็นการกระบวนการใส่สารเจือปนเข้าไปในไดโอด เมื่อโด๊ปด้วยสารฟอสฟอรัสทำให้ได้ N - type ซิลิกอน มีคุณสมบัติเป็นตัวให้อิเล็กตรอนเมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์ ส่วนการโด๊ปด้วยสารโบรอนทำให้ได้สารกึ่งตัวนำชนิด P - type ซิลิกอน ทำให้โครงสร้างของอะตอมสูญเสียอิเล็กตรอน (โฮล) เมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์จะแสงอาทิตย์จะทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน

เมื่อนำซิลิกอนทั้ง 2 ชนิด มาประกบต่อกันด้วย P - N junction โดย N - type ซิลิกอนซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ ส่วนใหญ่พร้อมจะให้อิเล็กตรอน แต่ก็ยังมีโฮลปะปนอยู่บ้างเล็กน้อย ด้านหน้าของ N - type นั้นมีแถบโลหะที่เรียกว่า Front electrode โดยมีหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน สำหรับ P - type ซิลิกอนซึ่งอยู่บริเวณด้านหลังของเซลล์มีโครงสร้างส่วนใหญ่เป็นโฮล แต่ยังคงมีอิเล็กตรอนปะปนอยู่บ้างเล็กน้อย ด้านหลังของ P - type ซิลิกอนจะมีแถบโลหะเรียกว่า Back electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรวบรวมโฮล เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบจะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและโฮล ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ เมื่อมีพลังงานที่สูงพอทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน อิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้น N - type และโฮลจะวิ่งไปยังชั้น P - type อิเล็กตรอนวิ่งไปรวมกันที่ Front electrode และโฮลวิ่งไปรวมกันที่ Back electrode เมื่อมีการต่อวงจรไฟฟ้าจาก Front electrode และ Back electrode ให้ครบวงจร ก็จะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น เนื่องจากทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเพื่อจับคู่กันดังแสดงในภาพที่ 2.1

2.2.2 ลักษณะเฉพาะของเซลล์แสงอาทิตย์ [3-4], [7]

วงจรมูลอย่างง่ายของเซลล์ไฟฟ้าแสงอาทิตย์ประกอบด้วยไดโอดที่ต่อขนานอยู่กับแหล่งจ่ายกระแส และมีตัวต้านทานอนุกรม ดังภาพที่ 2.2



ภาพที่ 2.2 วงจรมูลอย่างง่ายของเซลล์ไฟฟ้าแสงอาทิตย์

โดยมีสมการแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง I_{pv} กับ V_{pv} ดังนี้

$$V_{pv} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc} + I_o - I_{pv}}{I_o} \right) - I_{pv} R_s \quad (2.1)$$

$$I_{sc} = \frac{I_o \left(e^{\frac{qV_{oc}}{nkT}} - 1 \right) \times G}{G_{nom}} \quad (2.2)$$

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \left(1 + \frac{J_{sc}}{J_o} \right) \quad (2.3)$$

$$I_o = AJ_o \quad (2.4)$$

โดย

V_{pv}	คือ	แรงดันขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์ (V)
n	คือ	ค่าคงที่แสดงถึงคุณภาพของไดโอด (1.2)
k	คือ	ค่าคงที่ของโบลทซ์มันมีค่าเท่ากับ $(1.3806503 \times 10^{-23} \text{ J/K})$
T	คือ	ค่าอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (283 K)
q	คือ	ค่าประจุของอิเล็กตรอน $(1.602177 \times 10^{-19} \text{ Coulomb})$
I_{pv}	คือ	กระแสขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์ (A)
R_s	คือ	ตัวต้านทานอนุกรม (0.001 Ohm)
I_{sc}	คือ	กระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ (A)
I_o	คือ	กระแสอิ่มตัวย้อนกลับของไดโอด $(1.8241 \times 10^{-10} \text{ A})$
A	คือ	พื้นที่ของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เซลล์ (182.4147 cm^2)
G	คือ	ค่าความเข้มแสงในแต่ละช่วงเวลา (W/m^2)
G_{nom}	คือ	ค่าความเข้มแสงปกติ $(1,000 \text{ W/m}^2)$

V_{oc}	คือ	แรงดันเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ (V)
J_{sc}	คือ	ความหนาแน่นของกระแสลัดวงจร ($31.188 \times 10^{-19} \text{ A/m}^2$)
J_o	คือ	ความหนาแน่นของกระแสอิ่มตัวย้อนกลับของไดโอด ($1.0 \times 10^{-19} \text{ A/m}^2$)

เนื่องจากไม่ทราบค่าตัวแปร V_{pv} และ I_{pv} ที่จุดทำงานต่างๆ เพราะว่าเป็นสมการที่ขึ้นต่อกัน ดังนั้นการจะหาความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้ง 2 ในงานวิจัยนี้จึงเลือกใช้วิธีของนิวตัน-กราฟเส้น ซึ่งทำโดยหาค่าอนุพันธ์ของ V_{pv} เทียบกับ I_{pv}

$$\frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} = \frac{nkT}{q} \left(\frac{I_o}{I_{sc} + I_o - I_{pv}} \right) \left(\frac{-1}{I_o} \right) - R_s \quad (2.5)$$

$$V'_{pv} = \frac{-nkT}{q(I_{sc} + I_o - I_{pv})} - R_s \quad (2.6)$$

สมการของนิวตัน-กราฟเส้น

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.7)$$

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad , n = 0 \quad (2.8)$$

$$x_2 = x_1 - \frac{f(x_1)}{f'(x_1)} \quad , n = 1 \quad (2.9)$$

นำสมการที่ (2.1) และ (2.6) ไปแทนในสมการที่ (2.7) จะได้ว่า

$$I_{pv,n+1} = I_{pv,n} - \frac{V_{pv}(I_{pv,n})}{V'_{pv}(I_{pv,n})} \quad (2.10)$$

$$I_{pv,1} = I_{pv,0} - \frac{V_{pv}(I_{pv,0})}{V'_{pv}(I_{pv,0})} \quad , n = 0 \quad (2.11)$$

$$I_{pv,2} = I_{pv,1} - \frac{V_{pv}(I_{pv,1})}{V'_{pv}(I_{pv,1})} \quad , n = 1 \quad (2.12)$$

จากนั้นอาศัยการคำนวณซ้ำหลายๆ รอบจนคำตอบที่ได้มีค่าเปลี่ยนแปลงจนยอมรับได้

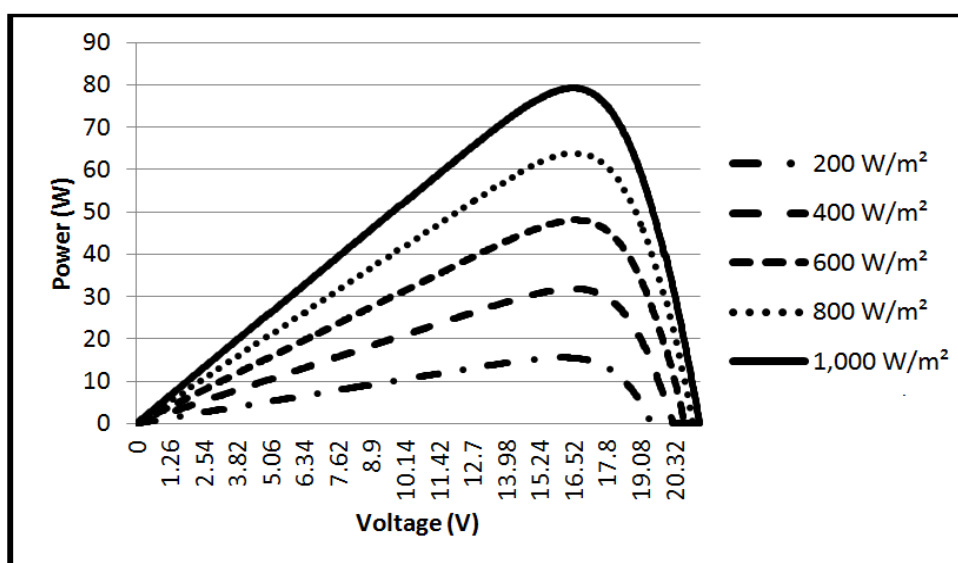
$$x_{n+1} - x_n \leq \epsilon \quad (\epsilon = 0.0001) \quad (2.13)$$

ในกรณีของสมการที่เราสนใจจะได้ว่า

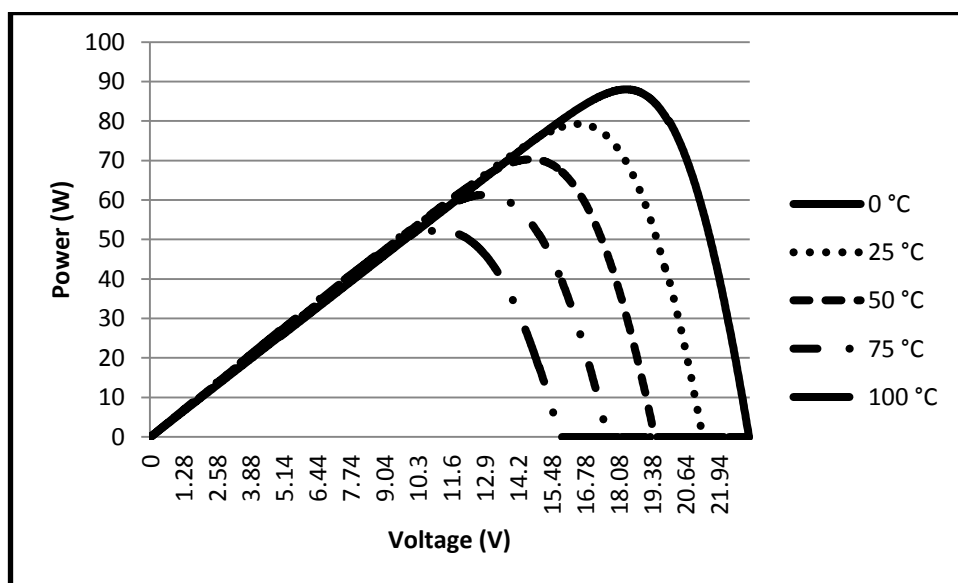
$$I_{pv,n+1} - I_{pv,n} \leq \epsilon \quad (\epsilon = 0.0001) \quad (2.13)$$

โดยทำการคำนวณค่าของกระแสขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์จาก 0 แอมแปร์ ที่จุดทำงานนี้จะทำให้ได้ค่าแรงดันเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ จากนั้นเพิ่มค่ากระแสทีละ 0.01 แอมแปร์ไปจนถึงค่ากระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ที่จุดทำงานนี้จะทำให้ได้ค่าแรงดันเป็น 0 โวลต์

โดยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำมาจากซิลิกอน สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ดี ณ ความเข้มแสงมาก ดังแสดงในภาพที่ 2.3 และอุณหภูมิต่ำ ดังแสดงในภาพที่ 2.4 [2]



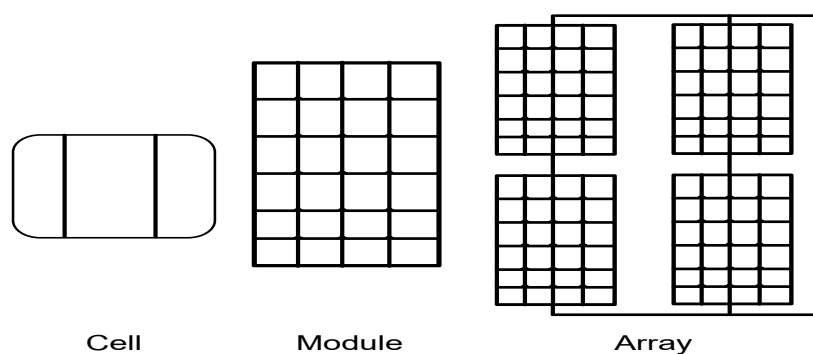
ภาพที่ 2.3 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังและแรงดันที่อุณหภูมิ 25°C



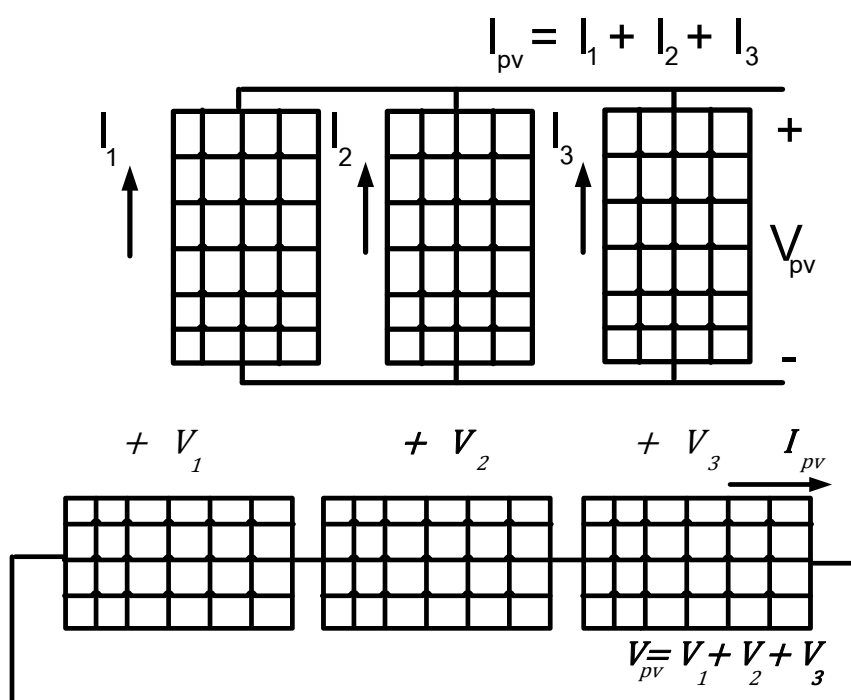
ภาพที่ 2.4 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังและแรงดันที่ความเข้มแสง 1,000 W/m²

2.2.3 โมดูลและแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การนำเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันแบบอนุกรมจะช่วยเพิ่มระดับแรงดัน ส่วนการนำมาต่อแบบขนานจะช่วยเพิ่มระดับกระแส ซึ่งการนำเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมหรือต่อขนานจะเรียกว่า โมดูลของเซลล์แสงอาทิตย์ (Module) และการนำโมดูลมาต่อกันแบบอนุกรมหรือขนาน จะเรียกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array) [7] เซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาติดตั้งทำจากสารซิลิคอน ชนิดผลึกรวม (Poly crystalline) โดยเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เซลล์ มีค่ากระแสและแรงดันที่จุดกำลังผลิตสูงสุดเท่ากับ 5.42 แอมแปร์ และ 0.6332 โวลต์ นำมาต่อเป็นโมดูล โดย 1 โมดูลใช้เซลล์แสงอาทิตย์ต่ออนุกรมกัน 35 เซลล์และต่อขนานกัน 10 เซลล์ (1 โมดูลเท่ากับ 350 เซลล์) จากนั้นนำแต่ละโมดูลมาต่อเป็นแผงโดย 1 แผงใช้โมดูลต่ออนุกรมกัน 10 โมดูลและต่อขนานกัน 10 โมดูล (1 แผงเท่ากับ 100 โมดูล) ทำให้ได้ขนาดกำลังผลิตแผงละ 120 กิโลวัตต์ และใช้ทั้งหมด 67 แผง



ภาพที่ 2.5 เซลล์ โมดูล และแผงเซลล์แสงอาทิตย์



ภาพที่ 2.6 ความสัมพันธ์ระหว่าง กระแส และแรงดันเมื่อต่อแบบอนุกรมและขนาน

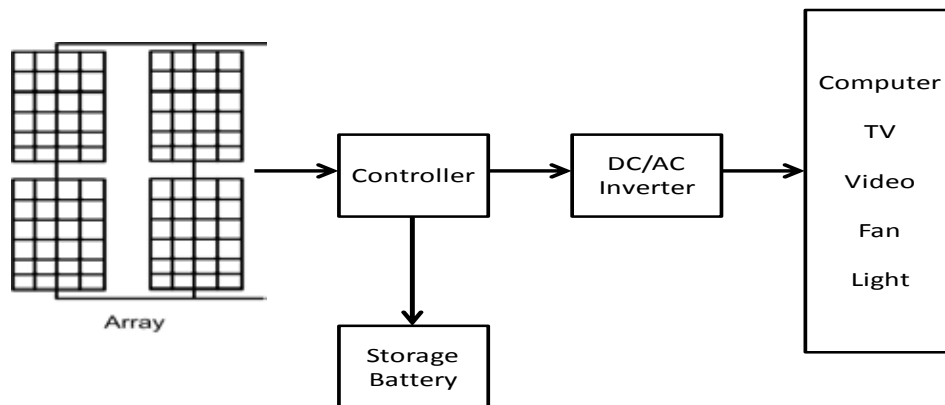
โดยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าเท่ากับ

$$P_{pv} = I_{pv}V_{pv} \quad (2.4)$$

2.3 การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

2.3.1 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand alone system)

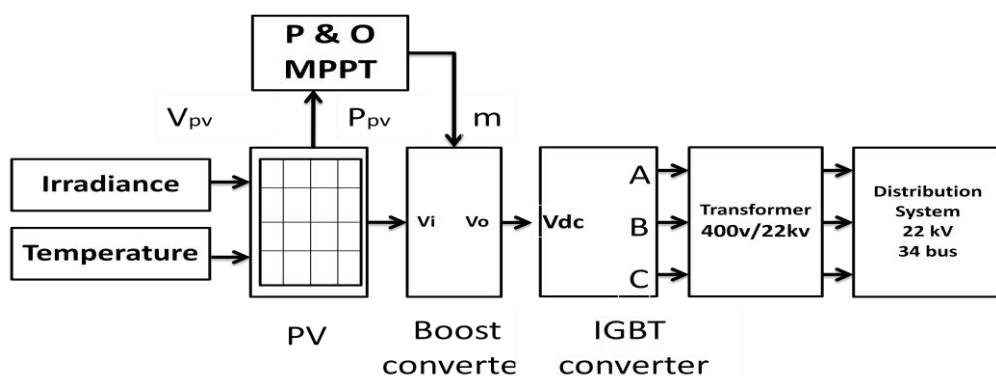
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ห่างไกลความเจริญและไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้าดังรูปตัวอย่างที่ 2.7 อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และอินเวอร์เตอร์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ [5]



ภาพที่ 2.7 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

2.3.2 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected Photovoltaic System: GCPV)

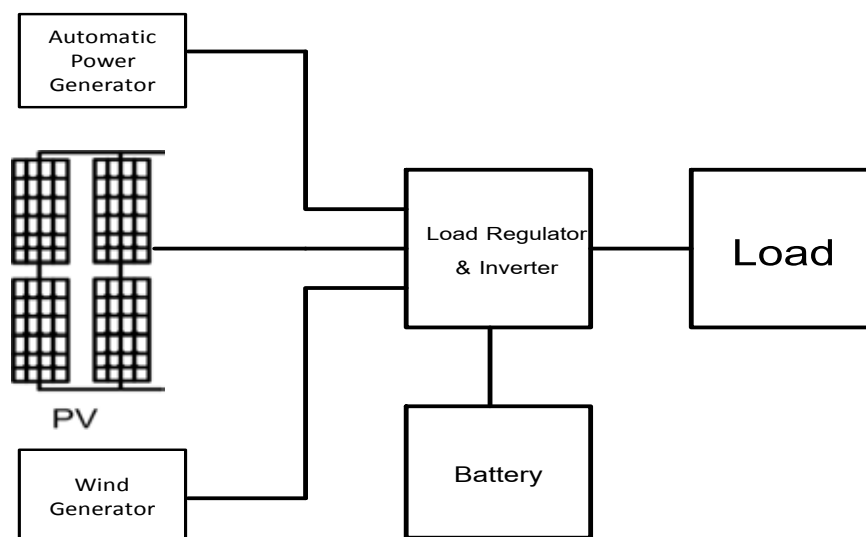
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอินเวอร์เตอร์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ดังรูปตัวอย่างที่ 2.8 ซึ่งเป็นระบบที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ [5]



ภาพที่ 2.8 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย

2.3.3 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

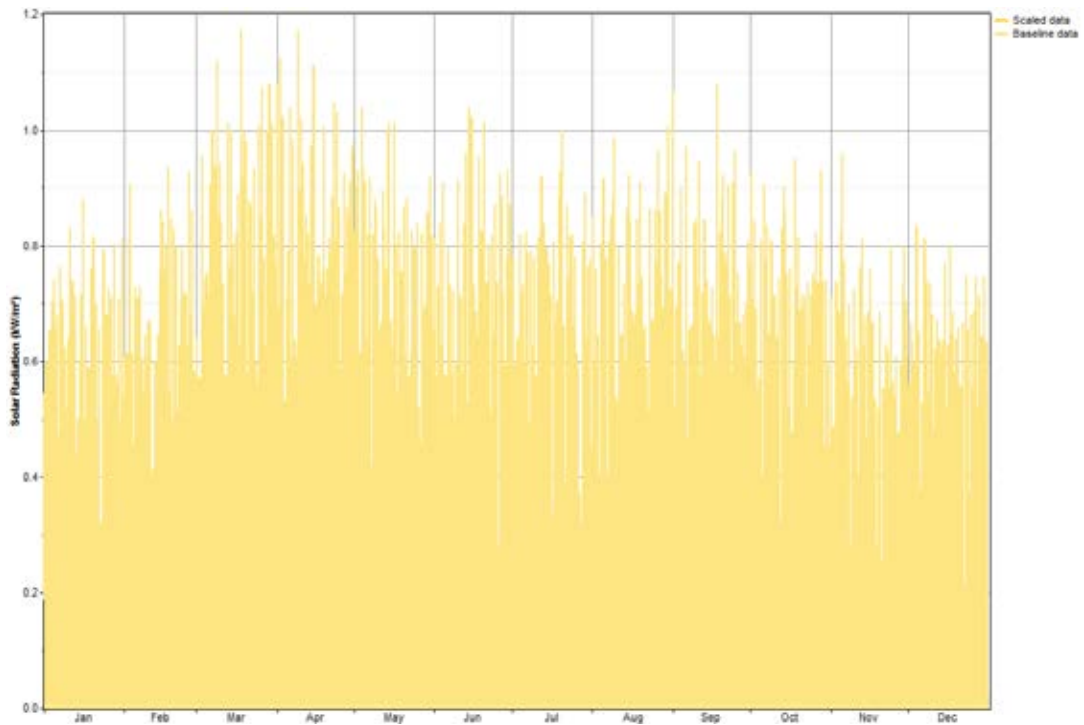
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม เครื่องยนต์ดีเซล และไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบระบบจะขึ้นอยู่กับกรอกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณีเฉพาะดังรูปตัวอย่างที่ 2.9 [5]



ภาพที่ 2.9 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

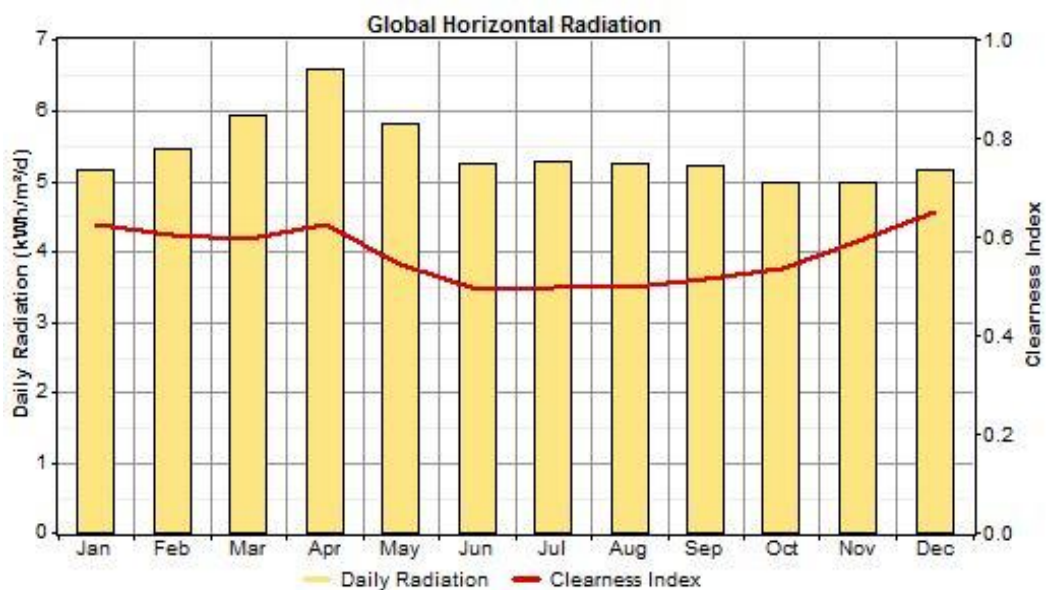
2.4 ค่าความเข้มแสงอาทิตย์

ในการวิเคราะห์กำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จาก PV นั้น ข้อมูลที่สำคัญ คือ ข้อมูลความเข้มแสงที่ตกกระทบบน PV สำหรับข้อมูลที่จะใช้ในวิทยานิพนธ์นี้จะนำมาจากโปรแกรม HOMER version 2.68 beta [9] เพื่อใช้ในการจำลองปริมาณแสงตกกระทบบน PV โปรแกรมจะใช้ข้อมูลทางสถิติจากการเก็บข้อมูลโดยดาวเทียมทำให้สามารถประมาณค่าของความเข้มแสงได้ ดังรูป 2.11 ซึ่งเมื่อทำการป้อนค่าตำแหน่งพิกัดตำแหน่งที่ตั้งของประเทศไทย ที่ตำแหน่งละติจูด 15 องศา ลองจิจูด 102 โปรแกรมดังกล่าวจะทำการจำลองค่าความเข้มแสงออกมาทุก ๆ ชั่วโมงเริ่มตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ไปจนถึงชั่วโมงที่ 8760 (เป็นระยะเวลา 1 ปี)



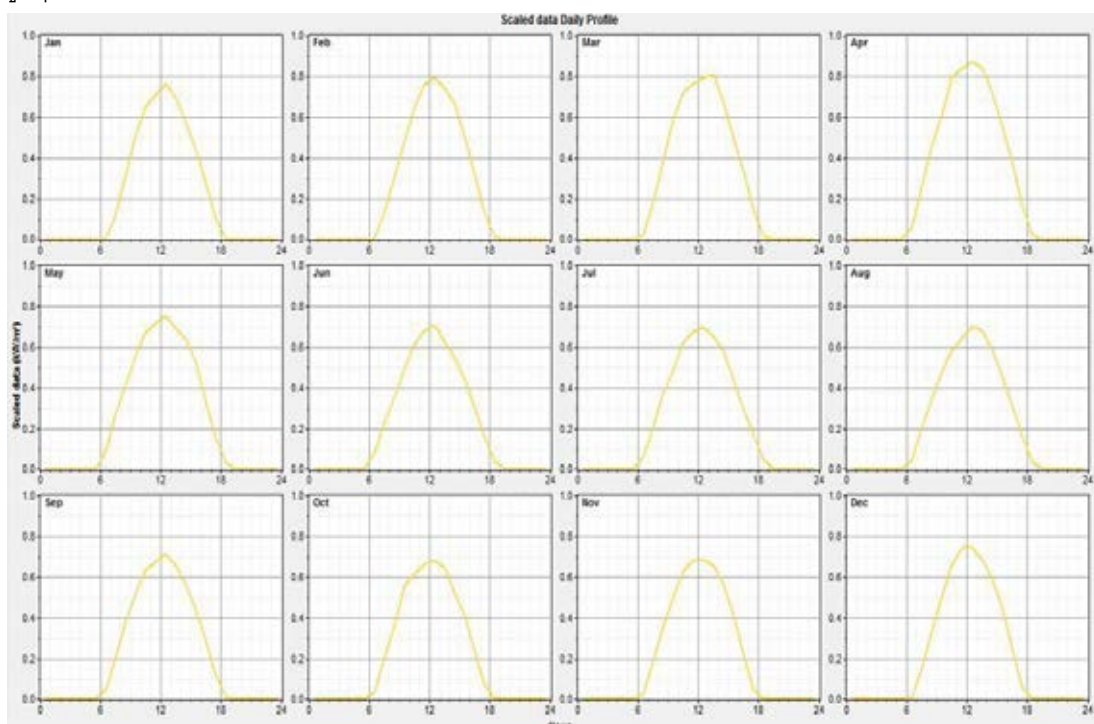
ภาพที่ 2.10 ความเข้มแสงในระยะเวลา 1 ปี

ค่าเฉลี่ยของความเข้มแสงตลอดทั้งปีที่ได้จากโปรแกรมที่คำนวณที่ประมาณ 0.20 kWh/m^2 โดยจะเริ่มมีความเข้มแสงเมื่อเวลา 5.00-6.00 น. ในตอนเช้า และแสงจะหมดลงเมื่อเวลา 17.00-19.00 น. โดยในช่วง 19.00-4.00 น. จะเป็นช่วงเวลากลางคืน ไม่มีแสงอาทิตย์ ซึ่งผลที่ได้ไปจะนำไปทำการวิเคราะห์ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ PV สามารถจ่ายได้ตามสมการ (2.5) ที่จะต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อไป



ภาพที่ 2.11 ความเข้มแสงเฉลี่ยในแต่ละเดือน

โดยปกติแล้วความเข้มแสงเฉลี่ยใน 1 วันของแต่ละเดือนจะมีค่าสูงสุดตอนเวลา 12.00 น. ดังแสดงในภาพที่ 2.12 ซึ่งจะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานได้สูงสุด ณ ช่วงเวลาดังกล่าว



ภาพที่ 2.12 ความเข้มแสงเฉลี่ยใน 1 วันของแต่ละเดือน

2.5 ข้อได้เปรียบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ [5]

การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แตกต่างจากวิธีอื่นหลายประการ ดังต่อไปนี้

- 1) ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะเป็นพิษจากขบวนการผลิตไฟฟ้า
- 2) มีการบำรุงรักษาน้อยมากและใช้งานแบบอัตโนมัติได้ง่าย
- 3) ประสิทธิภาพไม่ขึ้นกับขนาด
- 4) สามารถผลิตเป็นแผงขนาดต่างๆได้ง่าย ทำให้สามารถผลิตได้ปริมาณมาก เนื่องจากมีลักษณะเป็นโมดูล จึงสามารถประกอบได้ตามขนาดที่ต้องการ
- 5) ผลิตไฟฟ้าได้แม้มีแสงแดดอ่อนหรือมีเมฆ
- 6) เป็นการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้มาฟรีและมีไม่สิ้นสุด ได้พลังงานไฟฟ้าโดยตรงซึ่งเป็นพลังงานที่นำมาใช้ได้สะดวกที่สุด
- 7) สามารถนำไปใช้เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ทุกพื้นที่บนโลก แม้ในเกาะเล็กๆ กลางทะเล บนยอดเขาสูง และในอวกาศ
- 8) สามารถนำไปใช้เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ทุกพื้นที่บนโลก แม้ในเกาะเล็กๆ กลางทะเล บนยอดเขาสูง และในอวกาศ

- 9) ไม่ต้องใช้เชื้อเพลิงอื่นใดนอกจากแสงอาทิตย์ จึงช่วยลดปัญหาการสะสมของก๊าซต่างๆ ในบรรยากาศ เช่น คาร์บอนมอนอกไซด์, ไฮโดรคาร์บอน และก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ซึ่งเป็นผลจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจำพวก น้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ ล้วนแล้วแต่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เกิดปฏิกิริยาเรือนกระจก ทำให้โลกร้อนขึ้น เกิดฝนกรด และอากาศเป็นพิษ

2.6 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบ คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดในอากาศ (Overhead aerial system) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground cable system) การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการเช่น ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และเงินลงทุน เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยจะเป็นระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบบสายพาดอากาศเนื่องจากมีราคาต่ำกว่าระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบบใต้ดินมาก อย่างไรก็ตามในบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น หากต้องเดินสายไฟข้ามแม่น้ำ หรือภายในนิคมอุตสาหกรรม โดยใช้ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าใต้ดินเนื่องจากสายใต้ดินเป็นสายที่มีฉนวนหุ้ม ย่อมมีความปลอดภัยและความมั่นคงสูงกว่าการใช้สายจำหน่ายแบบสายพาดอากาศซึ่งมักเป็นสายเปลือย สำหรับลักษณะรูปแบบของระบบจำหน่าย สามารถแยกออกได้เป็น 3 ประเภท [10] คือ

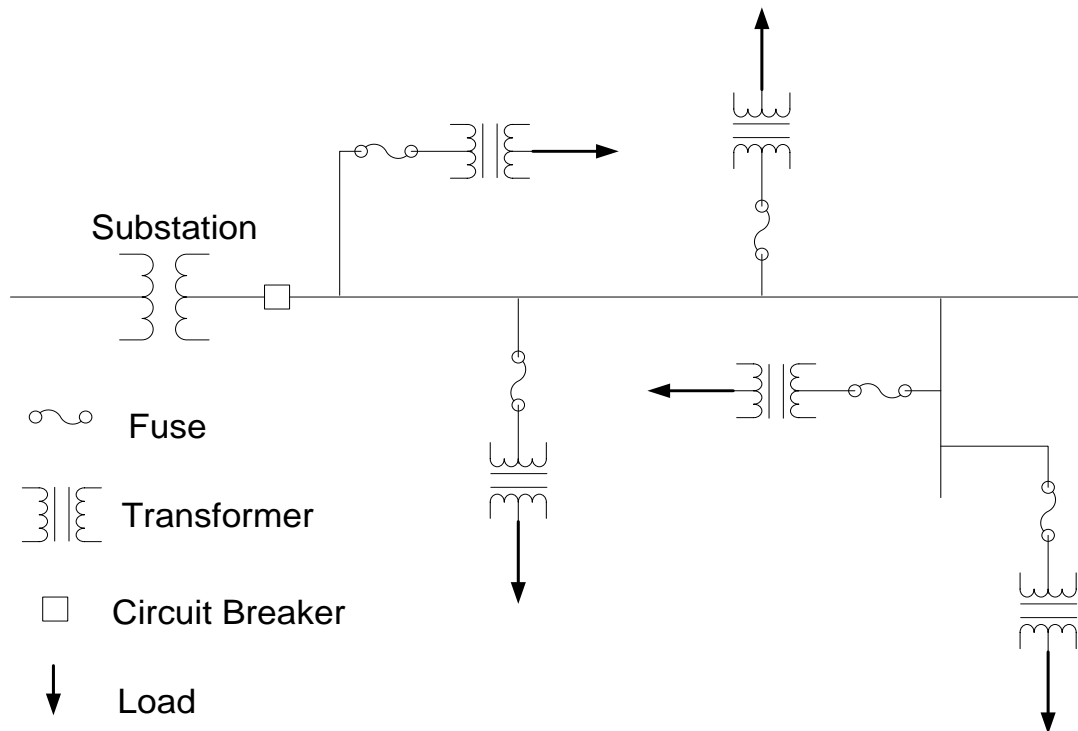
- 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial network)
- 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring network)
- 3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห (Mesh network)

2.6.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลคือระบบที่มีการป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าไปในสายจำหน่ายเพียงด้านเดียวและมีสายแยกออกไปดังแสดงในภาพที่ 2.14 การวางแผนใช้ระบบจำหน่ายแบบนี้หากมีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห ต่อไป

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบทเนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทที่ลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบได้โดยวิธี

ง่าย ๆ และลักษณะของการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำซึ่งเป็นระบบที่ใช้วิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

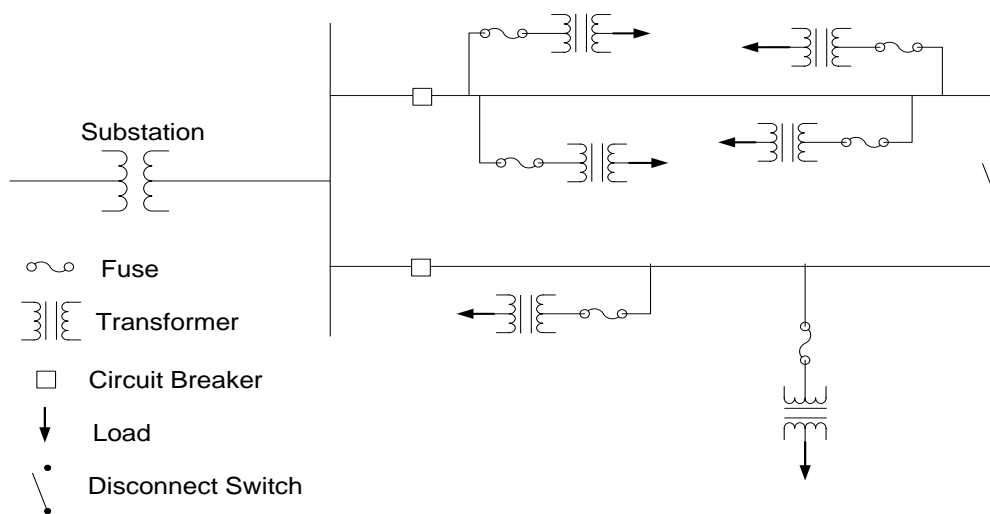


ภาพที่ 2.13 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

2.6.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน

ลักษณะระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้จะทำเป็นรูปแบบวงแหวนกล่าวคือมีการจ่ายไฟเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวกันตามภาพที่ 2.15 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ในการใช้งานจริงบางครั้งจะเปิดวงจรถูกทำให้ระบบเป็นวงจรแบบเรเดียลก็ได้ การกระทำเช่นนี้จะทำให้การจัดระบบป้องกันให้ทำงานประสานกันนั้นสามารถทำได้ง่ายขึ้น

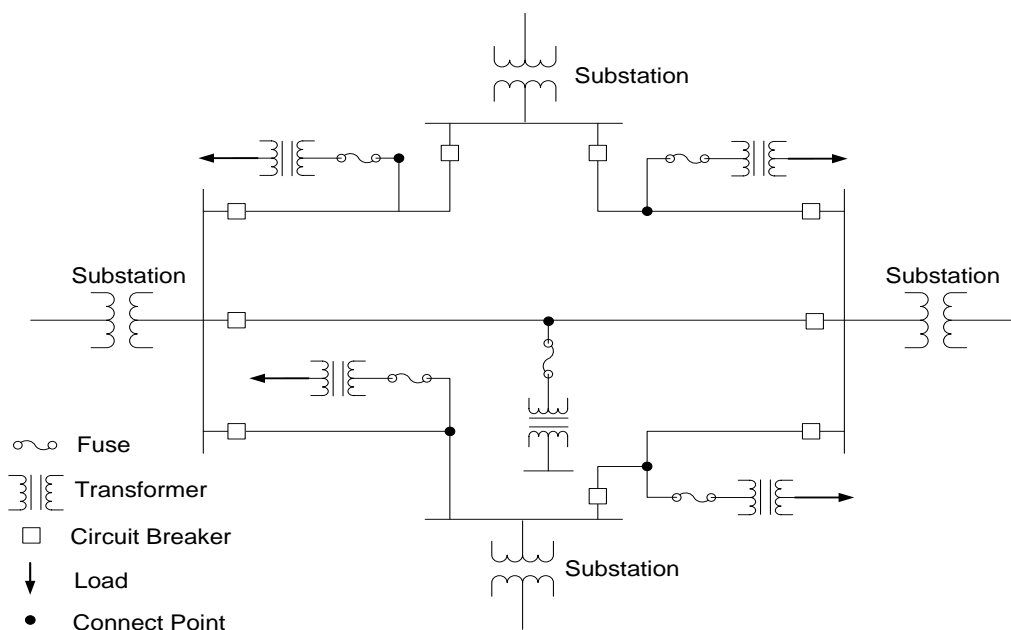
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนนี้สามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวหนึ่งตัวใดเกิดขัดข้องก็สามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลืออยู่ก็สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าต่อไปอีกได้ ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำได้โดยผ่านสถานีจ่ายไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้า ย่อมทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนก็ยังคงมีขีดความสามารถสูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเนื่องจากระบบป้องกันต้องสามารถตรวจสอบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ตัวใดเพื่อที่จะทำการตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า



ภาพที่ 2.14 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน

2.6.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห

ระบบจำหน่ายแบบร่างแห สังเกตได้ว่าการต่อกันของสายจำหน่ายจะมีลักษณะเหมือนแห ที่กระจายออกไปครอบคลุมแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ และมีสถานีจ่ายไฟฟ้าเข้าในระบบจำหน่ายได้หลายจุดดังภาพที่ 2.15 ข้อดีของระบบนี้คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้มีความเชื่อถือได้สูงกว่าทุกระบบที่กล่าวมาและสามารถสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ง่ายเมื่อโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ต้องลงทุนในการก่อสร้างระบบค่อนข้างสูงเช่นกัน เนื่องจากระบบดังกล่าวต้องสร้างสายส่งและอุปกรณ์ป้องกันจำนวนมาก และในขณะที่ทำการจ่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจร (Short circuit) จะทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงมากได้

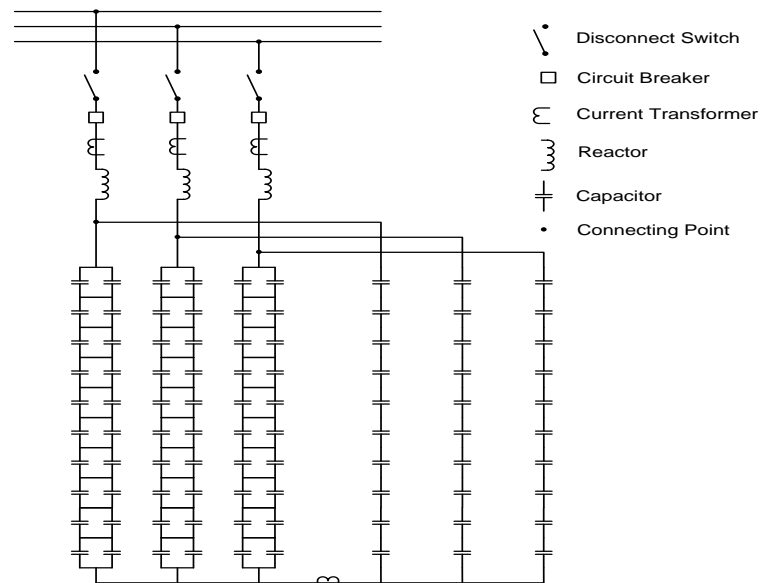


ภาพที่ 2.15 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห

2.7 หลักการพื้นฐานของตัวเก็บประจุ

2.7.1 แบบจำลองของตัวเก็บประจุ

โดยทั่วไป โครงสร้างของตัวเก็บประจุจะประกอบด้วยโลหะสองแผ่นที่ถูกคั่นกลางด้วยวัสดุไดอิเล็กตริก (Dielectric material) [11] ซึ่งเป็นอุปกรณ์พื้นฐานทางไฟฟ้าชนิดหนึ่งที่จัดหาได้ง่ายและมีราคาถูก จากข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ระดับแรงดันปานกลางจะใช้ตัวเก็บประจุแบบคงที่ 2 ขนาดคือ 0.6 และ 0.9 MVar แบบสวิตช์ 2 ขนาดคือ 1.2 และ 1.5 MVar



ภาพที่ 2.16 แบบวงจรแสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ากำลัง

แบบจำลองของตัวเก็บประจุในอดีต จะใช้เป็นแบบกำลังคงที่ (Power constant) นั่นคือเมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด Q_c (VAr) แล้ว จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดที่บัสนั้นๆ ลดลงเท่ากับ Q_c ซึ่งการใช้แบบจำลองนี้มีข้อดีคือ ทำให้นำไปใช้ในการคำนวณเพื่อการวิเคราะห์ต่างๆ ได้ง่าย แต่เนื่องจากกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เกิดจากการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้น มีความสัมพันธ์กับขนาดแรงดันของบัสที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ ดังสมการที่ (2.8)

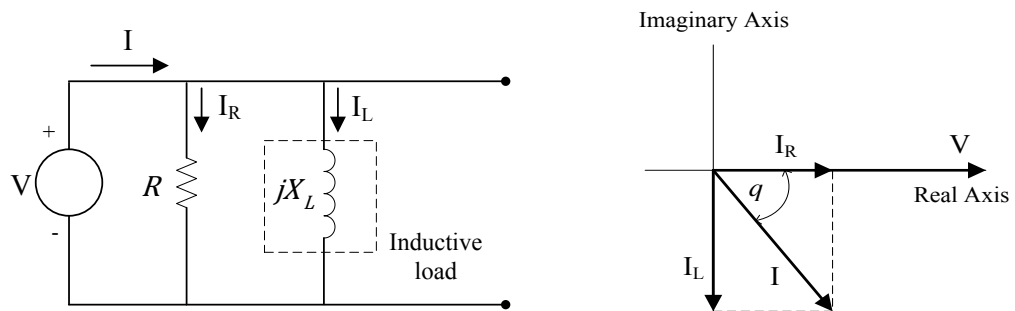
$$Q_c = V^2 Y_c \quad (2.8)$$

โดยที่

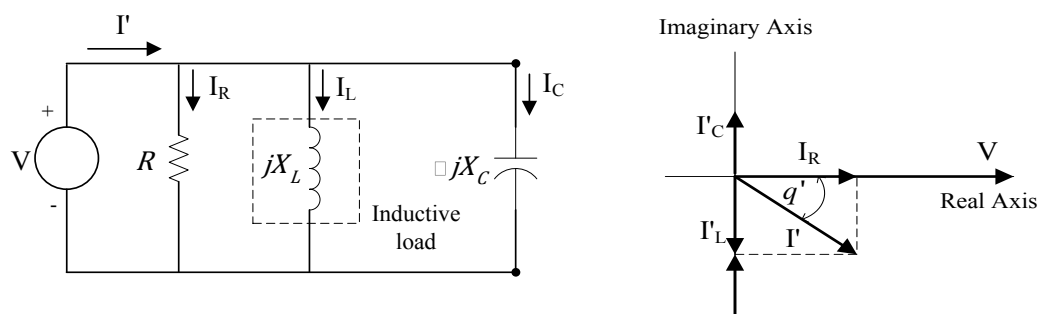
Q_c	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนจากตัวเก็บประจุ (VAr)
V	คือ	ขนาดแรงดันของบัสที่ติดตั้งตัวเก็บประจุ (V)
Y_c	คือ	แอดมิตแตนซ์ของตัวเก็บประจุ (Siemen)

2.7.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ

ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ คือ การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นเป็นวิธีที่ใช้กันมานานแล้ว โดยตัวเก็บประจุจะทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนด้วยการให้กระแสที่มีเฟสนำหน้าซึ่งจะไปหักล้างกับองค์ประกอบบางส่วน of กระแสที่มีเฟสล่าช้าหลังจากอินดักทีฟโหลด (Inductive load) ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยแผนภาพเฟสเซอร์ (Phasor diagram) [13]

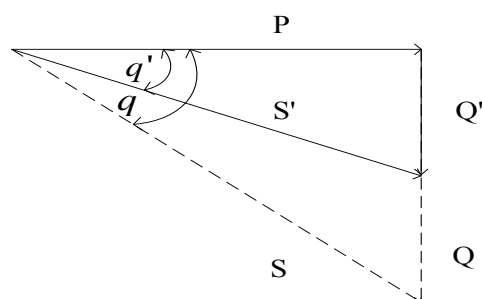


ภาพที่ 2.17 วงจรไฟฟ้าและแผนภาพเฟสเซอร์ของวงจรไฟฟ้าก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ



ภาพที่ 2.18 วงจรไฟฟ้าและแผนภาพเฟสเซอร์ของวงจรไฟฟ้าหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

จากแผนภาพเฟสเซอร์สามารถแสดงเป็นความสัมพันธ์ระหว่างกำลังปรากฏและกำลังจริงได้ ด้วยแผนภาพสามเหลี่ยมกำลัง



ภาพที่ 2.19 แผนภาพสามเหลี่ยมกำลังเปรียบเทียบระหว่างก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

จากแผนภาพเฟสเซอร์กำลังได้แสดงให้เห็นว่า การติดตั้งตัวเก็บประจุจะทำให้กระแสไหลด (I) มีขนาดลดลงและมุมระหว่างกระแสกับแรงดันที่จุดไหลด (q) มีขนาดเล็กลง และจากแผนภาพสามเหลี่ยมกำลังนั้น ได้แสดงให้เห็นว่า การติดตั้งตัวเก็บประจุจะทำให้กำลังปรากฏที่จุดไหลดนั้นมีขนาดลดลงด้วย และจากนิยามที่ว่า ตัวประกอบกำลัง (Power factor) คือ ค่าโคไซน์ (Cosine) ของมุมระหว่างกระแสกับแรงดันที่ตำแหน่งใดๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง ทำให้เราสามารถกล่าวได้ว่า ในภาวะที่ไหลดมีค่าตัวประกอบกำลังต่ำจะทำให้แหล่งจ่ายไฟฟ้าต้องจ่ายกระแสมากกว่าภาวะที่ไหลดมีค่าตัวประกอบกำลังสูงในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่เท่ากัน ผลเสียจากไหลดที่มีค่าตัวประกอบกำลังต่ำ เช่น เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมาก เกิดแรงดันตกที่จุดไหลด เป็นต้น สิ่งต่างๆเหล่านี้เป็นผลเสียกับผู้จำหน่ายและผู้ใช้ไฟฟ้า ปัญหาเหล่านี้จึงนำไปสู่การปรับปรุงตัวประกอบกำลังให้ดีขึ้น ด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยทั่วไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น จะติดตั้งตัวเก็บประจุโดยมีจุดประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบให้มากที่สุด แต่ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า จะติดตั้งตัวเก็บประจุโดยมีจุดประสงค์เพื่อเพิ่มแรงดันโดยรวมให้มากที่สุด

2.8 แบบจำลองของไหลด [13-14]

แบบจำลองของไหลดเป็นสิ่งสำคัญในการวางแผนติดตั้งตัวเก็บประจุ เนื่องจากแบบจำลองไหลดจะส่งผลกระทบต่อการคำนวณค่าต่างๆที่ใช้ในการคำนวณฟังก์ชันเป้าหมาย เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ระดับแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นต้น ดังนั้น การใช้แบบจำลองของไหลดที่เหมาะสมจะทำให้การวางแผนติดตั้งตัวเก็บประจุมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

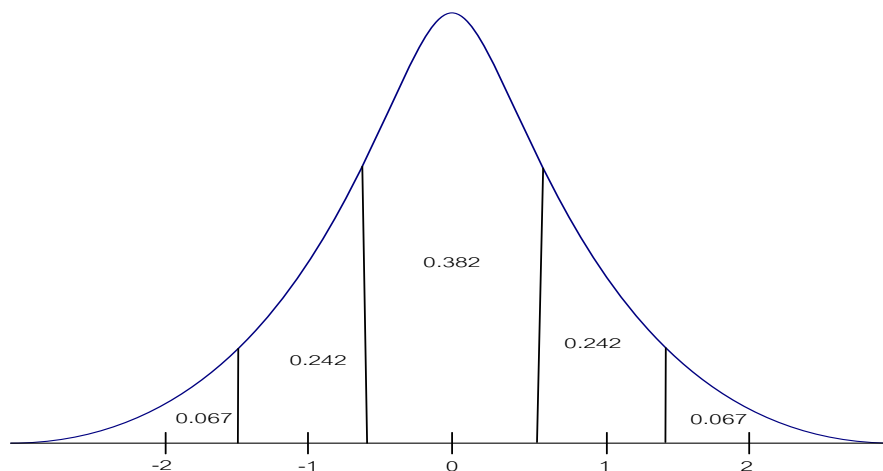
โดยทั่วไป ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่แต่ละจุดไหลดและในแต่ละช่วงเวลาจะไม่เหมือนกัน แต่ในอดีตสมรรถนะของคอมพิวเตอร์ต่ำกว่าปัจจุบันมาก จึงทำให้งานวิจัยในอดีตนั้นนิยมใช้แบบจำลองไหลดเป็นแบบเส้นโค้งช่วงเวลาไหลด (Load duration curve) ซึ่งจะทำให้การคำนวณค่าต่างๆ เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ระดับแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง ด้ขึ้นความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังคลาดเคลื่อนไปจากความเป็นจริงได้ แต่เนื่องจากในปัจจุบัน สมรรถนะของคอมพิวเตอร์มีการพัฒนาให้สูงขึ้นมาก ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้แบบจำลองไหลดเป็นแบบเส้นโค้งไหลดรายวัน สำหรับบัสต่างๆที่ค่าแปรเปลี่ยนตามเวลา

ในการวางแผนการผลิตไฟฟ้าที่ไม่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้า เรามักจะสมมุติให้ค่าไหลดในแต่ละช่วงเวลาที่พยากรณ์ไว้มีความถูกต้องแม่นยำ 100% ทั้งที่ในความเป็นจริงแล้วการพยากรณ์ไหลดล่วงหน้ามักจะมีมีความคลาดเคลื่อนประกอบด้วยเสมอ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และปรับตั้งชุดตัวเก็บประจุที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วย โดยความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้านั้น

จะถูกจำลองผ่านฟังก์ชันการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution curve) โดยมีค่าเฉลี่ยเท่ากับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ได้จากการพยากรณ์และความแปรปรวนเท่ากับข้อมูลความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ที่เคยเกิดขึ้นในอดีต สำหรับวิธีการที่นำเสนอ ฟังก์ชันการกระจายตัวแบบปกติจะถูกแบ่งออกเป็นช่วงทั้งหมด 5 ช่วง ตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) และแต่ละช่วงจะแสดงค่าโหลดที่มีค่าเท่ากับจุดกึ่งกลางของช่วงที่พิจารณา โดยค่าโหลดที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงนำมาจากข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเนื่องจากความผิดพลาดในการพยากรณ์โหลดล่วงหน้า 24 ชั่วโมงมีค่าเฉลี่ยโดยประมาณ 2% มีค่าความน่าจะเป็นในการเกิดขึ้นตามสมการการกระจายตัวแบบปกติ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.9

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)} \quad -\infty < x < \infty \quad (2.9)$$

จากสมการดังกล่าว ค่าพารามิเตอร์ $\mu \in \mathbb{R}$ และ $\sigma^2 \in \mathbb{R}^+$ จะแทนความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ได้จากการพยากรณ์และความแปรปรวนของการพยากรณ์ ตามลำดับ ซึ่งกราฟของ $f(x)$ ก็จะเป็นรูประฆังคว่ำและรูปกราฟจะสมมาตรกันรอบค่าเฉลี่ย μ



ภาพที่ 2.20 ลักษณะเส้นโค้งการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution curve)

เมื่อพิจารณาโหลดเป็น 5 ช่วงตามจำนวนเท่าของส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน เราจะสามารถหาความน่าจะเป็นที่โหลดแต่ละค่าอยู่ในช่วงที่พิจารณาได้จากพื้นที่ใต้เส้นโค้ง ซึ่งเป็นดังตัวเลขที่แสดงในรูปเดียวกัน เช่น ความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่โหลดที่เกิดขึ้นจริงในอนาคตมีค่าอยู่ในช่วงต่ำกว่าค่าที่ได้จากการพยากรณ์ 1.5 ถึง 0.5 เท่าของส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน จะมีค่าเท่ากับ 0.2417 เป็นต้น

ตารางที่ 2.1 ความน่าจะเป็นของโหลดแต่ละระดับ

จำนวนช่วงตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานจากค่าเฉลี่ย	ความน่าจะเป็นของโหลด
-2	0.0668
-1	0.2417
0	0.3829
+1	0.2417
+2	0.0668
รวม	1.0000

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคิดความไม่แน่นอนของโหลดทั้งหมด 5 กรณีตามจำนวนเท่าของส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

2.9 การวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต

การวิจัยเพื่อหาวิธีการลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบในอดีตที่ผ่านมาหลายวิธี เช่น การติดตั้งแหล่งกำเนิดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ [15] การติดตั้งตัวเก็บประจุ [16] การติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว [17] ซึ่งแต่ละวิธีให้ผลลัพธ์ที่แตกต่างกันออกไป จึงเป็นการยากที่จะสรุปว่าวิธีใดมีประสิทธิภาพดีที่สุด

Badrul H. และ Chowdhury, Sr ได้นำเสนอบทความที่เกี่ยวกับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าไปในระบบจำหน่าย 2 ระบบ[15] คือ Saratoga Substation และ Big Laramie Substation เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบในด้านแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้า โดยเปรียบเทียบกับ การติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งผลการทดสอบในบทความพบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าไปในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล สามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ดีกว่าเมื่อเทียบการติดตั้งตัวเก็บประจุและปรับปรุงอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน แต่ไม่ได้ศึกษาถึงขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ

Luis Rojas, Rodolfo Garcia, และ Luis Roa ได้นำเสนอบทความที่เกี่ยวกับการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายขนาด 7 บัส[16] ซึ่งมีฟังก์ชันเป้าหมายเพื่อลดค่าใช้จ่ายสำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบดังกล่าว จากผลการทดสอบพบว่าสามารถลดค่าใช้จ่ายสำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ โดยค่าใช้จ่ายสำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าเท่ากับ

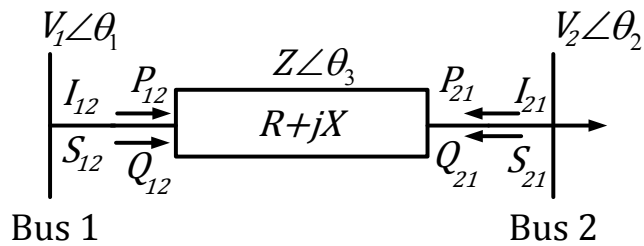
1,736,265 ดอลลาร์ ในขณะที่ค่าใช้จ่ายสำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเมื่อมีการติดตั้งตัวเก็บประจุเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนนั้นมีค่าเท่ากับ 1,323,490 ดอลลาร์ ซึ่งสามารถลดค่าใช้จ่ายต่อปีไป 412,775 ดอลลาร์ อย่างไรก็ตามในบทความไม่ได้พิจารณาค่าปรับโทษจากการละเมิดเงื่อนไขบังคับเพื่อนำมาคำนวณความแข็งแรงในแต่ละโครโมโซม

Moradi M. H. และ Abedini M ได้นำเสนอบทความที่เกี่ยวกับการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 4 ชนิด [17] ได้แก่ 1.แบบจ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง (Photovoltaic) 2.แบบจ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน (Synchronous condenser) 3.แบบจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงแต่ใช้กำลังไฟฟ้าเสมือนในการสร้างกำลังไฟฟ้าจริง (Wind generation) 4.แบบที่สามารถกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริงและขนาดแรงดัน (PV buses) ในระบบจำหน่ายขนาด 33 บัส โดยมีปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ 3.72 MW 2.3 MVar ซึ่งมีฟังก์ชันเป้าหมายเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบดังกล่าว โดยใช่วิธีขั้นตอนทางพันธุกรรมในการหาคำตอบโดยได้เปรียบเทียบผลลัพธ์กับวิธี Particle Swarm Optimization (PSO), Adaptive Weight Particle Swarm Optimization (APSO) และ Reload Flow จากผลการทดสอบพบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบก่อนติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีค่าเป็น 210.998 kW 143 kVar หลังจากติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าไปในระบบแล้วกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าเป็น 90.184 kW 62.263 kVar พบว่าสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไปได้ 120.814 kW 80.737 kVar อย่างไรก็ตามในบทความไม่ได้พิจารณาร่วมกับการปรับตั้งค่าตัวเก็บประจุและหม้อแปลงจำหน่าย

สิ่งที่ได้พัฒนาขึ้นใน การวิทยานิพนธ์นี้คือ มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตัวเก็บประจุ และการปรับแก้หม้อแปลง เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย โดยการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงด้วยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับการชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนนั้นทำได้ด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุและจากพีดับบลิวเอ็มอินเวอร์เตอร์ และยังใช้วิธียกแรงดันที่ต้นทางจากการปรับแก้หม้อแปลง ดังนั้นเมื่อกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในสายส่งลดลง จึงทำให้กำลังไฟฟ้าปรากฏลดลง ส่งผลให้กระแสที่ไหลในสายส่งมีค่าลดลง อีกทั้งยังทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าลดลงตามไปด้วย

2.10 ทฤษฎีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย [13]

กำลังไฟฟ้าสูญเสียนั้นคือพลังที่สูญเสียและเกิดขึ้นในสายส่งของในแต่ระบบ โดยที่ไม่ได้หายไปเพียงแต่เปลี่ยนสภาพจากพลังงานไฟฟ้าไปเป็นพลังงานความร้อน โดยจะยกตัวอย่างพอสังเขปดังนี้ เมื่อกำหนดให้ระบบที่พิจารณามี 2 บัส จะพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจะสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (2.10)



ภาพที่ 2.21 วงจรขนาด 2 บัส

ซึ่งสามารถเขียนกระแสไฟฟ้าที่ไหลจากบัส 1 ไปยังบัส 2 ได้ว่า

$$I_{12} = \frac{V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2}{Z \angle \theta_3} \quad (2.10)$$

$$I_{12} = -I_{21} \quad (2.11)$$

กำลังเชิงซ้อนที่ไหลจากบัส 1 ไปยังบัส 2 คือ

$$S_{12} = V_1 \angle \theta_1 I_{12}^* \quad (2.12)$$

และกำลังเชิงซ้อนที่ไหลจากบัส 2 ไปยังบัส 1 คือ

$$S_{21} = V_2 \angle \theta_2 I_{21}^* \quad (2.13)$$

ดังนั้นจึงสามารถเขียนกำลังไฟฟ้าปรากฏสูญเสียในสายส่งได้ดังนี้

$$S_{loss} = S_{12} + S_{21} \quad (2.14)$$

$$S_{loss} = P_{loss} + jQ_{loss} \quad (2.15)$$

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	มุมของอิมพีแดนซ์ในสายส่งเส้นที่เชื่อมต่อจากบัส 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

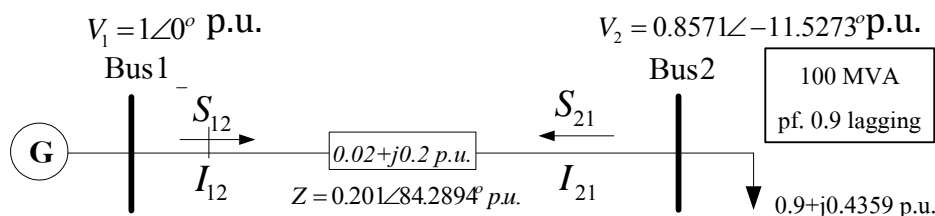
ซึ่งในแต่ละหัวข้อมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

การติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ เราจำเป็นต้องพิจารณาถึงขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสม เนื่องจากหากติดตั้งที่ กำลังผลิตที่สูงเกินไป จะทำให้มีการไหลของกำลังไฟฟ้าย้อนกลับไปหาแหล่งจ่ายสถานีไฟฟ้าซึ่งส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าเพิ่มสูงขึ้น

ในหัวข้อของขนาดการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง จะยกตัวอย่างมาอธิบายให้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง (Sending end) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งเป็นด้านรับ (Receiving end) โดยมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging ($0.9 + j0.4359$ p.u.) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด $0.02 + j0.2$ p.u. ดังภาพที่ 2.22 และเมื่อติดตั้งตัวแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยขนาด 50 MW ทำให้โหลดสุทธิมีขนาด 59.16 MVA ดังภาพที่ 2.23



ภาพที่ 2.22 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ก่อนการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีค่าดังนี้

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

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

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

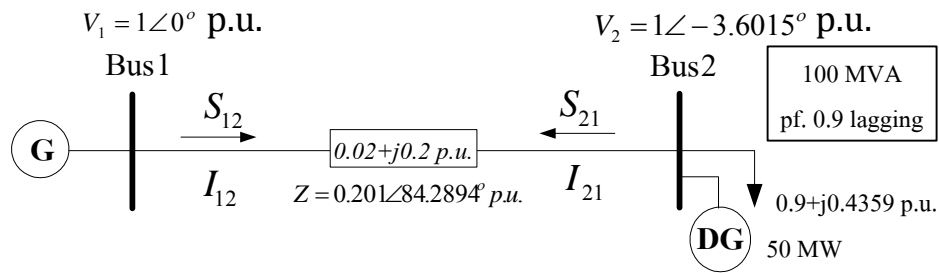
$$S_{12} = 0.9272 + j0.7081 \text{ p.u. หรือ } 92.72 \text{ MW} + 70.81 \text{ MVar}$$

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

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

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

$$= 2.72 \text{ MW} + j27.22 \text{ MVAr}$$



ภาพที่ 2.23 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส หลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีค่าดังนี้

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

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

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

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

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

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

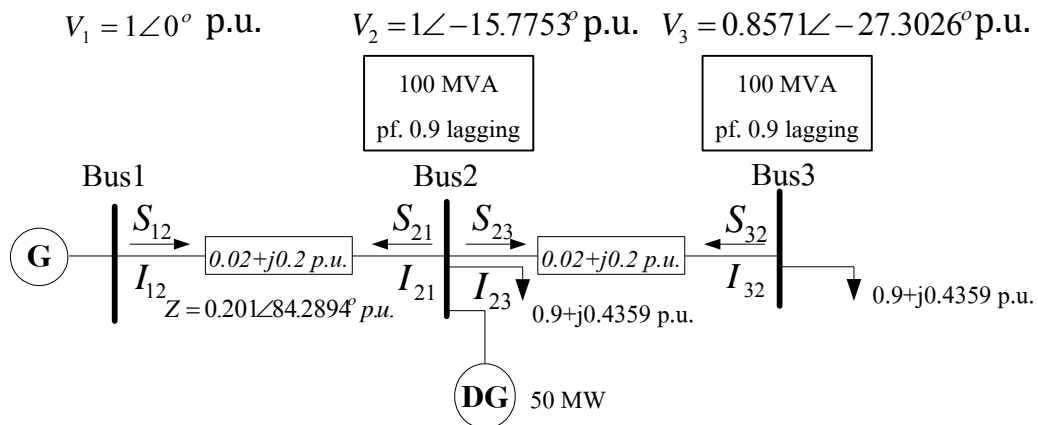
$$S_{\text{loss}} = (31.20 \text{ MW} - j2.13 \text{ MVAr}) + (-31.00 \text{ MW} + j4.09 \text{ MVAr}) \\ = 0.20 \text{ MW} + j1.96 \text{ MVAr}$$

จากตัวอย่างนี้แสดงให้เห็นได้ชัดว่าการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังได้ เมื่อติดตั้งในขนาดที่เหมาะสม

ในหัวข้อของตำแหน่งการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง จะยกตัวอย่างมาอธิบายให้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยอาศัยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการของนิวตัน-ราฟสัน ผ่านโปรแกรม Matpower ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA และจากบัสที่ 2 เชื่อมต่อไปยังบัสที่ 3 ซึ่งมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging ($0.9 + j0.4359 \text{ p.u.}$) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด $0.02 + j0.2 \text{ p.u.}$ ดังภาพที่ 2.24 และเมื่อติดตั้งตัวแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

แบบซิงโครนัสระดับแรงดัน 1 p.u. ด้วยขนาด 50 MW (0.5 p.u.) โดยทำการสลับการติดตั้งซึ่งในครั้งแรกจะติดตั้งที่บัส 2 และในครั้งที่สองจะติดตั้งที่บัส 3 ดังภาพที่ 2.25



ภาพที่ 2.24 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 2

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 2 มีค่าดังนี้

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

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

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

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

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

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

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

$$= 3.73 \text{ MW} + j37.29 \text{ MVar}$$

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

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

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

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

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

$$S_{32} = -0.9000 - j0.4359 \text{ p.u. หรือ } -90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVar}$$

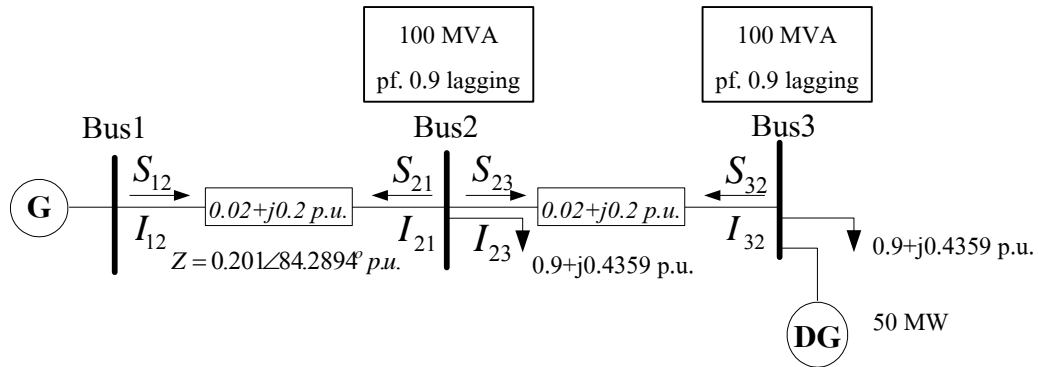
$$S_{\text{loss},23} = (92.72 \text{ MW} + j70.81 \text{ MVar}) + (-90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVar})$$

$$= 2.72 \text{ MW} + j27.22 \text{ MVar}$$

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

$$\begin{aligned}
 &= (3.73 \text{ MW} + j37.29 \text{ MVA}r) + (2.72 \text{ MW} + j27.22 \text{ MVA}r) \\
 &= 6.45 \text{ MW} + j64.51 \text{ MVA}r
 \end{aligned}$$

$$V_1 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} \quad V_2 = 0.9200 \angle -16.4490^\circ \text{ p.u.} \quad V_3 = 1 \angle -22.0148^\circ \text{ p.u.}$$



ภาพที่ 2.25 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ซึ่งติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 3

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 3 มีค่าดังนี้

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

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned}
 S_{\text{loss},12} &= (134.79 \text{ MW} + j45.34 \text{ MVA}r) + (-130.75 \text{ MW} - j4.89 \text{ MVA}r) \\
 &= 4.04 \text{ MW} + j40.45 \text{ MVA}r
 \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned}
 S_{\text{loss},23} &= (40.75 \text{ MW} - j38.70 \text{ MVA}r) + (-40.00 \text{ MW} + j46.16 \text{ MVA}r) \\
 &= 0.75 \text{ MW} + j7.46 \text{ MVA}r
 \end{aligned}$$

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

$$= (4.04 \text{ MW} + j40.45 \text{ MVA}r) + (0.75 \text{ MW} + j7.46 \text{ MVA}r)$$

$$= 4.79 \text{ MW} + j47.91 \text{ MVar}$$

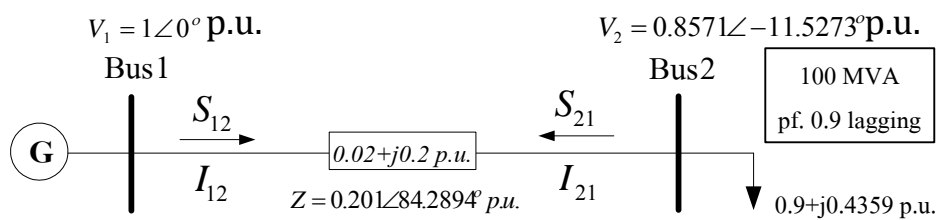
พบว่า การติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดเดียวกันที่ขนาดเท่ากันแต่คนละตำแหน่งกันจะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่ต่างกัน

2) ขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ

ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าแตกต่างกัน ซึ่งส่งผลให้เกิดการลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกัน [13] ผู้ใช้ประเภทโรงงานอุตสาหกรรมหรืออาคารธุรกิจ มีการใช้ไฟฟ้าสูงและค่อนข้างสม่ำเสมอในช่วงเวลากลางวัน ส่วนช่วงหัวค่ำถึงเช้าตรู่อาจมีการใช้งานต่ำ ผู้ใช้ประเภทบ้านอยู่อาศัยอาจจะใช้ไฟฟ้าสูง ในช่วงเย็นถึงหัวค่ำเพื่อประกอบกิจกรรมต่างๆ และมีการใช้งานต่ำในช่วงกลางดึกและกลางวันที่ไม่มีคนพักอาศัยในระบบจำหน่ายนั้น ยิ่งระบบใดมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบก็จะมีค่าสูงตามไปด้วย

โดยจะยกตัวอย่างด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่แตกต่างกัน 2 ค่า ดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง (Sending end) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งเป็นด้านรับ (Receiving end) โดยมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging ($0.9+j0.4359 \text{ p.u.}$) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด $0.02+j0.2 \text{ p.u.}$ ดังภาพที่ 2.26 และเมื่อเปลี่ยนขนาดโหลดเป็น 50 MVA ดังภาพที่ 2.27



ภาพที่ 2.26 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ที่มีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA มีค่าดังนี้

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

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

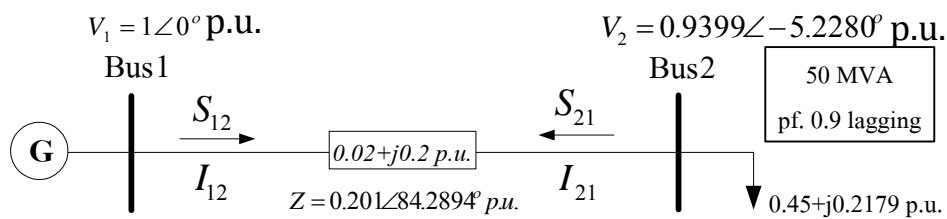
$$S_{12} = 1 \angle 0^\circ \times 1.1667 \angle 37.3692^\circ = 1.1667 \angle 37.3692^\circ \text{ p.u.}$$

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

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

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

$$\begin{aligned} S_{\text{loss}} &= (92.72 \text{ MW} + 70.81 \text{ MVAr}) + (-90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVAr}) \\ &= 2.72 \text{ MW} + j27.22 \text{ MVAr} \end{aligned}$$



ภาพที่ 2.27 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ที่มีโหลดต่ออยู่ขนาด 50 MVA

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีโหลดต่ออยู่ขนาด 50 MVA มีค่าดังนี้

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

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

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

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

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

$$S_{21} = -0.4500 - j0.2179 \text{ p.u. หรือ } -45.00 \text{ MW} - j21.79 \text{ MVAr}$$

$$\begin{aligned} S_{\text{loss}} &= (45.57 \text{ MW} + j27.45 \text{ MVAr}) + (-45.00 \text{ MW} - j21.79 \text{ MVAr}) \\ &= 0.566 \text{ MW} + j5.66 \text{ MVAr} \end{aligned}$$

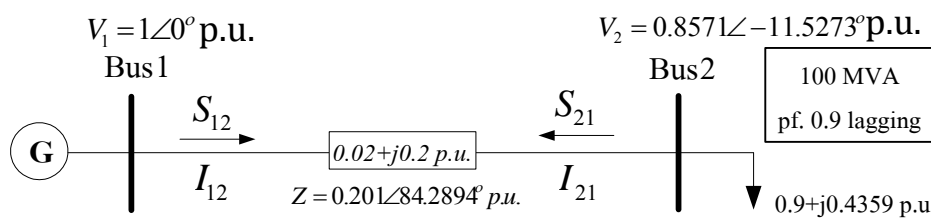
จากตัวอย่างนี้แสดงให้เห็นได้ชัดว่าในกรณีที่ระบบมีความต้องการปริมาณไฟฟ้าที่สูงจะมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่สูงเช่นกัน

3) ชนิดและความยาวของสายส่ง

ชนิดและความยาวของสายส่งนั้นมีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยตรงเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่ง ซึ่งสายส่งแต่ละประเภทนั้นมีคุณสมบัติในการนำไฟฟ้าที่แตกต่างกัน อีกทั้งความยาวของสายส่งนั้นแปรผันตามค่าอิมพีแดนซ์

โดยจะยกตัวอย่างด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่มีสายส่งคนละชนิดกัน ดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง (Sending end) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งเป็นด้านรับ (Receiving end) โดยมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging ($0.9 + j0.4359$ p.u.) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด $0.02 + j0.2$ p.u. ดังภาพที่ 2.28 และเมื่อเปลี่ยนอิมพีแดนซ์ในสายส่งเป็น $0.04 + j0.2$ p.u. ดังภาพที่ 2.29



ภาพที่ 2.28 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ชนิดที่มีอิมพีแดนซ์ในสายส่งเป็น $0.02 + j0.2$ p.u.

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

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

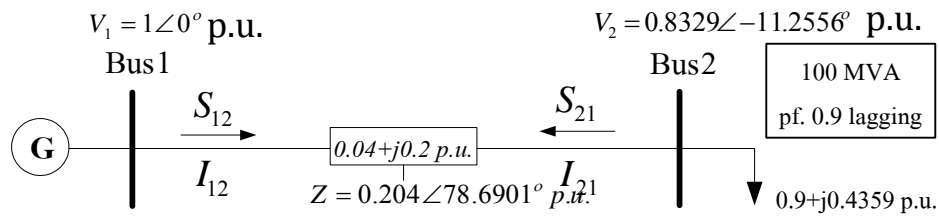
$$S_{12} = 1\angle 0^\circ \times 1.1667\angle 37.3692^\circ = 1.1667\angle 37.3692^\circ \text{ p.u.}$$

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

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

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

$$\begin{aligned} S_{\text{loss}} &= (92.72 \text{ MW} + 70.81 \text{ MVAr}) + (-90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVAr}) \\ &= 2.72 \text{ MW} + j27.22 \text{ MVAr} \end{aligned}$$



ภาพที่ 2.29 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ชนิดที่มีอิมพีแดนซ์ในสายส่งเป็น $0.04+j0.2$ p.u.

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีอิมพีแดนซ์ในสายส่งเป็น $0.04+j0.2$ p.u. มีค่าดังนี้

$$I_{12} = \frac{1\angle 0^\circ - 0.8329\angle -11.2556^\circ}{0.201\angle 84.2894^\circ} = 1.2007\angle -37.0975^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{21} = 1.2007\angle 142.9025^\circ \text{ p.u.}$$

$$S_{12} = 1\angle 0^\circ \times 1.2007\angle 37.0975^\circ = 1.2007\angle 37.0975^\circ \text{ p.u.}$$

$$S_{12} = 0.9577 + j0.7242 \text{ p.u. หรือ } 95.77 \text{ MW} + 72.42 \text{ MVar}$$

$$S_{21} = 0.8329\angle -11.2556^\circ \times 1.2007\angle -142.9025^\circ = 1.0000\angle -154.1581^\circ \text{ p.u.}$$

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

$$\begin{aligned} S_{\text{loss}} &= (95.77 \text{ MW} + 72.42 \text{ MVar}) + (-90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVar}) \\ &= 5.77 \text{ MW} + j28.83 \text{ MVar} \end{aligned}$$

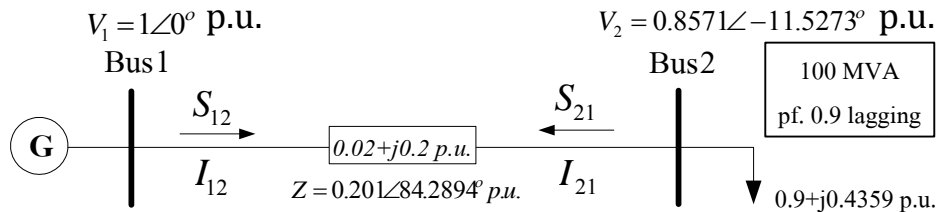
จากตัวอย่างนี้แสดงให้เห็นได้ชัดว่าในกรณีที่ระบบมีอิมพีแดนซ์ในสายส่งที่สูงจะมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่สูงเช่นกัน

4) ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ

โดยปกติการไฟฟ้าต้องการให้จุดโหลดของตนเองโดยเฉพาะจุดโหลดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงนั้นมีค่าตัวประกอบกำลังเข้าใกล้ 1.0 มากที่สุดจึงจำเป็นต้องติดตั้งตัวเก็บประจุตามจุดต่างๆ ให้เหมาะสม [13] นอกจากนั้นยังคิดค่าปรับในกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าตัวประกอบกำลังต่ำเนื่องจากโหลดส่วนใหญ่ของผู้ใช้ทั่วไปมักเป็นชนิดเหนี่ยวนำ (Inductive load) แต่การติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าไปในระบบยังส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบด้วย

โดยจะยกตัวอย่างด้วยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง (Sending end) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งเป็นด้านรับ (Receiving end) โดยมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging ($0.9+j0.4359$ p.u.) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด $0.02+j0.2$ p.u. ดังภาพที่ 2.30 และติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 50.00 MVar ($-j0.5$ p.u.) ที่บัส 2 ดังภาพที่ 2.31



ภาพที่ 2.30 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุมีค่าดังนี้

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

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

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

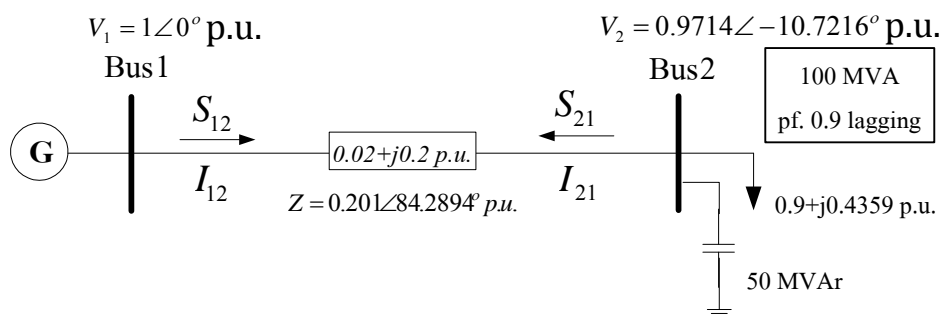
$$S_{12} = 0.9272 + j0.7081 \text{ p.u. หรือ } 92.72 \text{ MW} + 70.81 \text{ MVar}$$

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

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

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

$$= 2.72 \text{ MW} + j27.22 \text{ MVar}$$



ภาพที่ 2.31 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส หลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

และสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุได้ดังนี้

$$I_{12} = \frac{1\angle 0^\circ - 0.9714\angle -10.7216^\circ}{0.201\angle 84.2894^\circ} = 0.9272\angle -8.4355^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{21} = 0.9272\angle -171.5645^\circ \text{ p.u.}$$

$$S_{12} = 1\angle 0^\circ \times 0.9272\angle 8.4355^\circ = 0.9272\angle 8.4355^\circ \text{ p.u.}$$

$$S_{I2} = 0.9172 + j0.1360 \text{ p.u. หรือ } 91.72 \text{ MW} + j13.60 \text{ MVAr}$$

$$S_{21} = 0.9714\angle -10.7216^\circ \times 0.9272\angle 171.5645^\circ = 0.9007\angle 177.7139^\circ \text{ p.u.}$$

$$S_{21} = -0.9000 + j0.0359 \text{ p.u. หรือ } -90.00 \text{ MW} + j3.59 \text{ MVAr}$$

$$S_{\text{loss}} = (91.72 \text{ MW} + j13.60 \text{ MVAr}) + (-90.00 \text{ MW} + j3.59 \text{ MVAr})$$

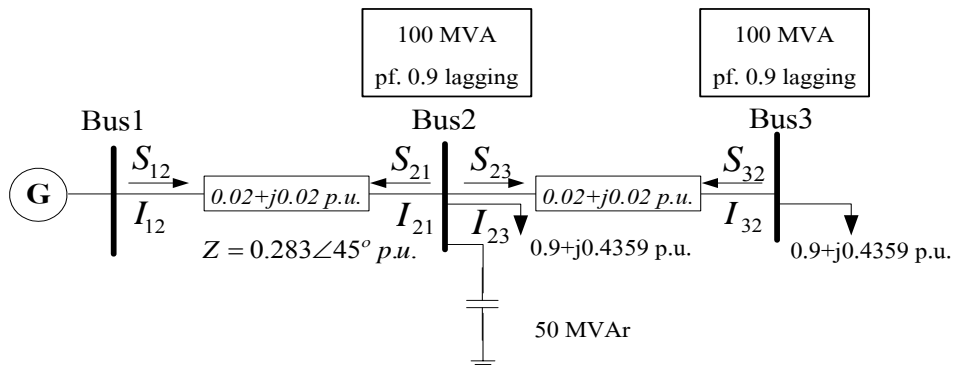
$$= 1.72 \text{ MW} + j17.19 \text{ MVAr}$$

จากตัวอย่างนี้แสดงให้เห็นได้ชัดว่าการปรับปรุงตัวประกอบกำลังสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังได้

ในหัวข้อของตำแหน่งตัวเก็บประจุเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง จะยกตัวอย่างมาอธิบายให้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ด้วยการเปรียบเทียบ กำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยอาศัยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการของนิวตัน-ราฟสัน ผ่านโปรแกรม Matpower ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA และจากบัสที่ 2 เชื่อมต่อไปยังบัสที่ 3 ซึ่งมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging ($0.9 + j0.4359$ p.u.) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด $0.02 + j0.02$ p.u. ดังภาพที่ 2.32 และเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 50 MVAr โดยทำการสลับการติดตั้งซึ่งในครั้งแรกจะติดตั้งที่บัสที่ 2 และในครั้งที่สองจะติดตั้งที่บัสที่ 3 ดังภาพที่ 2.33

$$V_1 = 1\angle 0^\circ \text{ p.u.} \quad V_2 = 0.9520\angle -1.6631^\circ \text{ p.u.} \quad V_3 = 0.9230\angle -2.2684^\circ \text{ p.u.}$$



ภาพที่ 2.32 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ซึ่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัสที่ 2

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัสที่ 2 มีค่าดังนี้

$$I_{12} = \frac{1\angle 0^\circ - 0.9520\angle -1.6631^\circ}{0.283\angle 45^\circ} = 1.9710\angle -15.2905^\circ$$

$$I_{21} = 1.9710\angle 164.7095^\circ$$

$$S_{12} = 1\angle 0^\circ \times 1.9710\angle 15.2905^\circ = 1.9710\angle 15.2905^\circ$$

$$S_{12} = 1.9012 + j0.5198 \text{ p.u. หรือ } 190.12 \text{ MW} + j51.98 \text{ MVAr}$$

$$S_{21} = 0.9520\angle -1.6631^\circ \times 1.9710\angle -164.7095^\circ = 1.8763\angle -166.3726^\circ$$

$$S_{21} = -1.8235 - j0.4421 \text{ p.u. หรือ } -182.35 \text{ MW} - j44.21 \text{ MVAr}$$

$$S_{\text{loss},12} = (190.12 \text{ MW} + j51.98 \text{ MVAr}) + (-182.35 \text{ MW} - j44.21 \text{ MVAr}) \\ = 7.77 \text{ MW} + j7.77 \text{ MVAr}$$

$$I_{23} = \frac{0.9520\angle -1.6631^\circ - 0.9230\angle -2.2684^\circ}{0.283\angle 45^\circ} = 1.0834\angle -28.1103^\circ$$

$$I_{32} = 1.0834\angle 151.8897^\circ$$

$$S_{23} = 0.9520\angle -1.6631^\circ \times 1.0834\angle 28.1103^\circ = 1.0314\angle 26.4472^\circ$$

$$S_{23} = 0.9235 + j0.4594 \text{ p.u. หรือ } 92.35 \text{ MW} + j45.94 \text{ MVAr}$$

$$S_{32} = 0.9230\angle -2.2684^\circ \times 1.0834\angle -151.8897^\circ = 1.0000\angle -154.1581^\circ$$

$$S_{32} = -0.9000 - j0.4359 \text{ p.u. หรือ } -90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVAr}$$

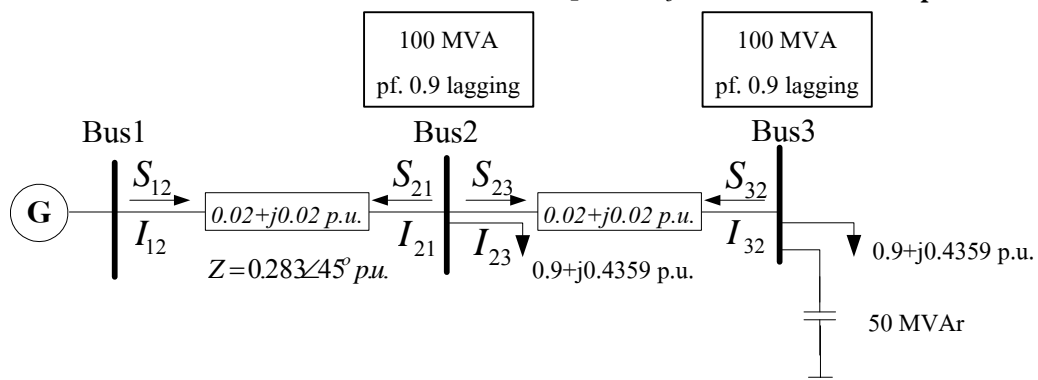
$$S_{\text{loss},23} = (92.35 \text{ MW} + j45.94 \text{ MVAr}) + (-90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVAr}) \\ = 2.35 \text{ MW} + j2.35 \text{ MVAr}$$

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

$$= (7.77 \text{ MW} + j7.77 \text{ MVAr}) + (2.35 \text{ MW} + j2.35 \text{ MVAr})$$

$$= 10.12 \text{ MW} + j10.12 \text{ MVAr}$$

$$V_1 = 1\angle 0^\circ \text{ p.u.} \quad V_2 = 0.9518\angle -1.6410^\circ \text{ p.u.} \quad V_3 = 0.9323\angle -2.8017^\circ \text{ p.u.}$$



ภาพที่ 2.33 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ซึ่งติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัสที่ 3

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัสที่ 3 มีค่าดังนี้

$$I_{12} = \frac{1\angle 0^\circ - 0.9518\angle -1.6410^\circ}{0.283\angle 45^\circ} = 1.9699\angle -15.7113^\circ$$

$$I_{21} = 1.9699\angle 164.2887^\circ$$

$$S_{12} = 1\angle 0^\circ \times 1.9699\angle 15.7113^\circ = 1.9699\angle 15.7113^\circ$$

$$S_{12} = 1.8963 + j0.5334 \text{ p.u. หรือ } 189.63 \text{ MW} + j53.34 \text{ MVar}$$

$$S_{21} = 0.9518\angle -1.6410^\circ \times 1.9699\angle -164.2887^\circ = 1.8749\angle -165.9298^\circ$$

$$S_{21} = -1.8187 - j0.4558 \text{ p.u. หรือ } -181.87 \text{ MW} - j45.58 \text{ MVar}$$

$$S_{\text{loss},12} = (189.63 \text{ MW} + j53.34 \text{ MVar}) + (-181.87 \text{ MW} - j45.58 \text{ MVar})$$

$$= 7.76 \text{ MW} + j7.76 \text{ MVar}$$

$$I_{23} = \frac{0.9518\angle -1.6410^\circ - 0.9323\angle -2.8017^\circ}{0.283\angle 45^\circ} = 0.9654\angle -2.8865^\circ$$

$$I_{32} = 0.9654\angle 177.1135^\circ$$

$$S_{23} = 0.9518\angle -1.6410^\circ \times 0.9654\angle 2.8865^\circ = 0.9189\angle 1.2454^\circ$$

$$S_{23} = 0.9186 + j0.0200 \text{ p.u. หรือ } 91.86 \text{ MW} + j2.00 \text{ MVar}$$

$$S_{32} = 0.9323\angle -2.8017^\circ \times 0.9654\angle -177.1135^\circ = 0.9000\angle -179.9152^\circ$$

$$S_{32} = -0.9000 - j0.0014 \text{ p.u. หรือ } -90.00 \text{ MW} - j0.14 \text{ MVar}$$

$$S_{\text{loss},23} = (91.86 \text{ MW} + j2.00 \text{ MVar}) + (-90.00 \text{ MW} - j0.14 \text{ MVar})$$

$$= 1.86 \text{ MW} + j1.86 \text{ MVar}$$

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

$$= (7.76 \text{ MW} + j7.76 \text{ MVar}) + (1.86 \text{ MW} + j1.86 \text{ MVar})$$

$$= 9.62 \text{ MW} + j9.62 \text{ MVar}$$

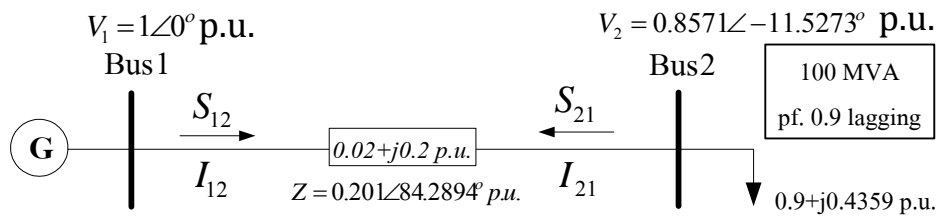
พบว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุที่ขนาดเท่ากันแต่คนละตำแหน่งกันจะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่ต่างกัน

5) การปรับค่าแท็บหม้อแปลง

เนื่องจากในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลโดยทั่วไปแรงดันจะมีค่าตกลงตามระยะทางของสายส่งยิ่งระยะทางไกลขึ้นระดับแรงดันยิ่งลดต่ำลงขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการไฟฟ้าในแต่ละตำแหน่ง การปรับค่าแท็บหม้อแปลงจำหน่ายเป็นการปรับเพื่อเพิ่มหรือลดระดับแรงดัน ณ จุดที่ต้องการและยังส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบด้วย

ในหวัการทำงานปรับค่าแท็ปหม้อแปลงผลต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังให้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ด้วยการเปรียบเทียบ กำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการปรับค่าแท็ปหม้อแปลง ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง (Sending end) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งเป็นด้านรับ (Receiving end) โดยมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA โดยให้ค่าฐานของโหลดเป็น 100 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging ($0.9+j0.4359$ p.u.) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด $0.02+j0.2$ p.u. โดยมีแรงดันที่บัสที่ 1 เป็น 1 p.u. ดังภาพที่ 2.34 และเมื่อปรับแท็ปหม้อแปลงชนิด a:1 โดยปรับให้ $a=0.9875$ (ปรับแท็ปลด) ทำให้แรงดันที่บัสที่ 1 มีค่าเป็น 1.0125 p.u. ดังภาพที่ 2.35



ภาพที่ 2.34 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ก่อนการปรับแท็ปหม้อแปลง

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนการปรับแท็ปหม้อแปลงมีค่าดังนี้

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

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

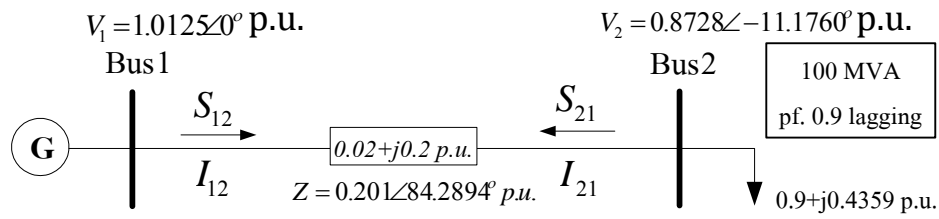
$$S_{12} = 1\angle 0^\circ \times 1.1667\angle 37.3692^\circ = 1.1667\angle 37.3692^\circ \text{ p.u.}$$

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

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

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

$$\begin{aligned} S_{\text{loss}} &= (92.72 \text{ MW} + 70.81 \text{ MVar}) + (-90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVar}) \\ &= 2.72 \text{ MW} + j27.22 \text{ MVar} \end{aligned}$$



ภาพที่ 2.35 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส หลังการปรับแก้ปห้มือแปลง

โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังการปรับแก้ปห้มือแปลงมีค่าดังนี้

$$I_{12} = \frac{1.0125\angle 0^\circ - 0.8728\angle -11.1760^\circ}{0.201\angle 84.2894} = 1.1457\angle -37.0179^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{21} = 1.1457\angle 148.1861^\circ \text{ p.u.}$$

$$S_{12} = 1.0125\angle 0^\circ \times 1.1457\angle 37.0179^\circ = 1.1601\angle 37.0179^\circ \text{ p.u.}$$

$$S_{12} = 0.9263 + j0.6984 \text{ p.u. หรือ } 92.63 \text{ MW} + j69.84 \text{ MVAr}$$

$$S_{21} = 0.8728\angle -11.1760^\circ \times 1.1457\angle -148.1861^\circ = 1.0000\angle -154.1581^\circ$$

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

$$\begin{aligned} S_{\text{loss}} &= (92.63 \text{ MW} + j69.84 \text{ MVAr}) + (-90.00 \text{ MW} - j43.59 \text{ MVAr}) \\ &= 2.63 \text{ MW} + j26.25 \text{ MVAr} \end{aligned}$$

จากตัวอย่างนี้แสดงให้เห็นได้ชัดว่าการปรับแก้ปห้มือแปลง (ปรับแก้ปลด) สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังได้ ซึ่งเป็นหลักการเดียวกับระบบส่งที่มีกัยกระดับแรงดันให้ มีขนาดสูงเพื่อให้กระแสในสายส่งมีค่าต่ำจึงทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าต่ำตามไปด้วย

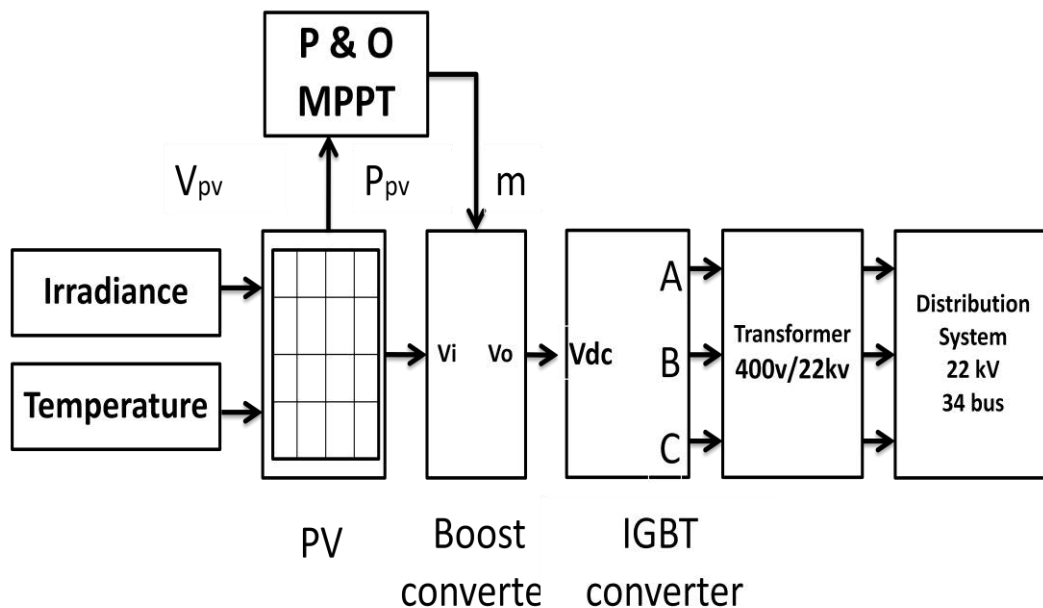
บทที่ 3

ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (GCPV)

บทนี้จะกล่าวถึงระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย หลักการทำงานของวงจรทระดับแรงดัน การตรวจจับหาค่ากำลังการผลิตสูงสุด หลักการทำงานพีดีบีบลิวเอ็มอินเวอร์เตอร์ และแบบจำลองหม้อแปลงที่ปรับเทียบได้ โดยรายละเอียดของวิธีการดังกล่าวมีดังต่อไปนี้

3.1 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (Grid- Connected Photovoltaic System)

ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายในงานวิจัยนี้ประกอบไปด้วยวงจรอินเวอร์เตอร์เพื่อยกระดับแรงดัน เช่น วงจรทระดับแรงดันหรืออีกชื่อหนึ่งคือวงจรมูสต์ อีกทั้งยังมีกระบวนการตรวจจับหาค่ากำลังการผลิตสูงสุด (Maximum power point tracking : MPPT) แล้วจึงนำไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ไปผ่านวงจรพีดีบีบลิวเอ็มอินเวอร์เตอร์ในการเปลี่ยนให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายต่อไป [18] โดยระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 MW กำหนดไว้ว่า ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาที่จะจ่ายเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่เกิน 10 MW ทั้งนี้ ในกรณีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้า ดังนี้ 1) ระบบ 22 kV ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์/ผู้ได้รับอนุญาต 2) ระบบ 33 kV ไม่เกิน 10.0 MW/ผู้ได้รับอนุญาต

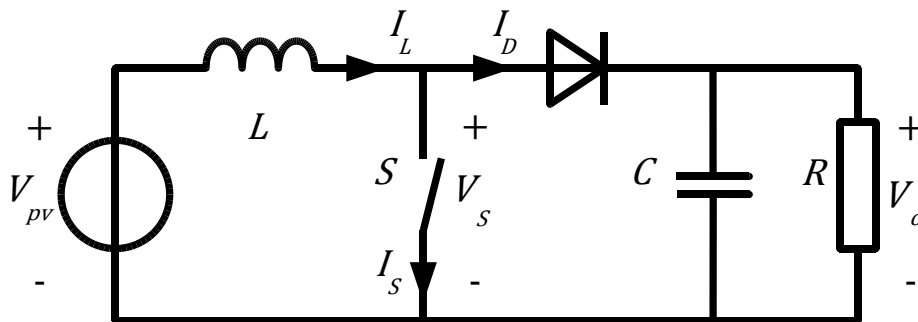


ภาพที่ 3.1 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย

3.2 วงจรทบทระดับแรงดัน (Boost converter)

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถนำมาต่อแบบอนุกรมเพื่อยกระดับแรงดันขาออกได้ แต่อย่างไรก็ตามการนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมกันในจำนวนมากอาจติดเงื่อนไขเรื่องสถานที่ ดังนั้นจึงมีการนำวงจรทบทระดับแรงดันมาใช้ยกระดับแรงดันขาออกเพื่อลดจำนวนการนำเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมกัน โดยปกติแล้ววงจรทบทระดับแรงดันจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์เซมิคอนดักเตอร์ได้แก่ ไดโอดและทรานซิสเตอร์ ตัวเก็บประจุ ขดลวดเหนี่ยวนำ [19], [20] โดยมีวงจรมุมอย่างง่ายตามภาพที่

3.2



ภาพที่ 3.2 วงจรมุมของวงจรทบทระดับแรงดัน

ซึ่งมีสมการความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันขาออกและแรงดันขาเข้าเป็นดังนี้

$$\frac{V_o}{V_{pv}} = \frac{1}{1 - D} \quad (3.1)$$

โดย

V_o คือ แรงดันขาออกที่ผ่านการเพิ่มขนาดโดยวงจรทบทระดับแรงดัน (V)

V_{pv} คือ แรงดันขาเข้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (V)

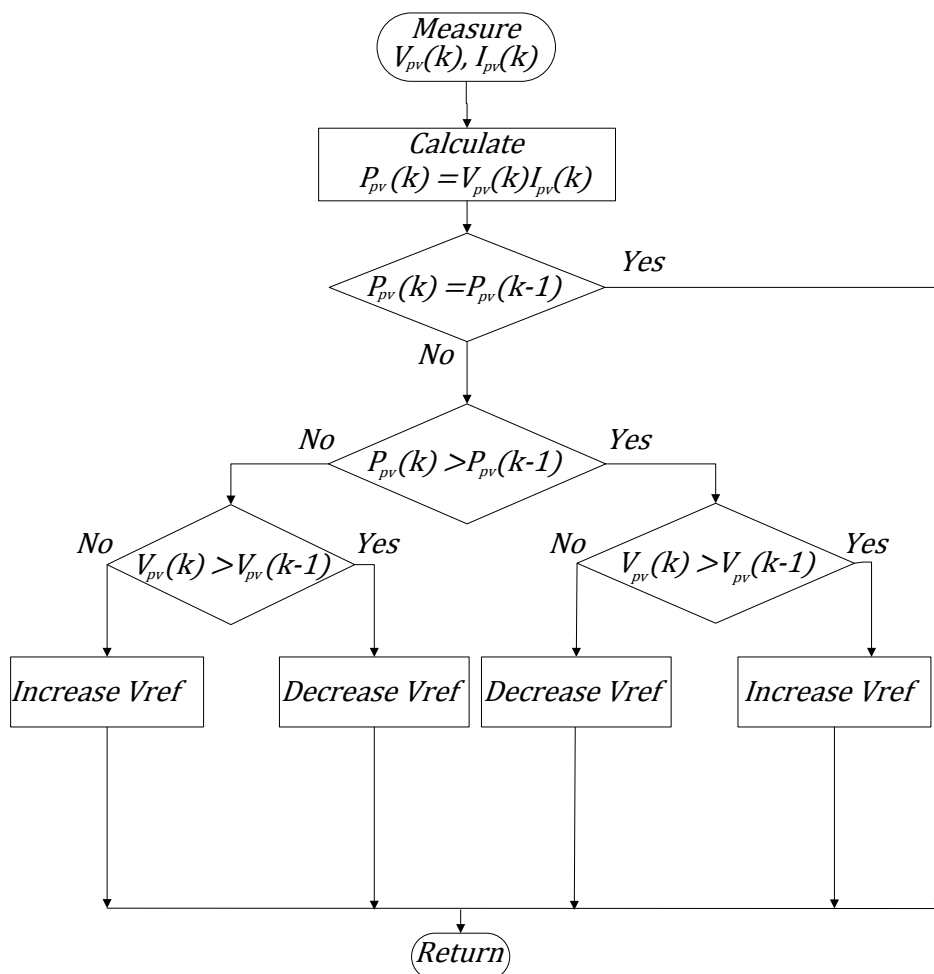
D คือ ค่าดีวตีไซเคิล (โดยในที่นี้กำหนดให้เป็น 0.7)

จากสมการที่ 3.8 จะพบว่าค่าแรงดันขาออกจะมีค่ามากกว่าแรงดันขาเข้าเสมอเนื่องจากค่าดีวตีไซเคิลมีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 จึงเป็นเหตุผลที่ตั้งชื่อวงจรนี้ว่าวงจรทบทระดับแรงดัน

3.3 การตรวจจับหาค่ากำลังการผลิตสูงสุด (Maximum Power Point Tracking)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีความจำเป็นที่จะต้องมีการผลิตให้ได้กำลังไฟฟ้าที่สูงสุด เนื่องจากปริมาณไม่สามารถรับแสงอาทิตย์ได้ทั้งวัน เพื่อที่จะส่งแรงดันขาออกที่มากที่สุดไปยังวงจรระดับแรงดัน ซึ่งวิธีการตรวจจับหาค่ากำลังการผลิตสูงสุดมีหลายวิธี [21] โดยแต่ละวิธีก็มีขั้นตอนที่แตกต่างกันไปเช่น ความซับซ้อนยุ่งยาก อุปกรณ์ที่ใช้ ความเร็วในการตรวจพบจุดกำลังผลิตสูงสุดตลอดจนต้นทุนที่ใช้ ขึ้นอยู่กับความพอใจของผู้ใช้ว่าจะใช้วิธีใดในการทดสอบ

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือก วิธีการรบกวนและสังเกต (Perturb and Observe) หรือ (P&O) เนื่องจากมีประสิทธิภาพและต้นทุนต่ำ โดยมีหลักการคือรบกวนด้วยการเพิ่มหรือลดระดับสัญญาณแรงดันขาออกเล็กน้อยโดยเปรียบเทียบกับระดับสัญญาณแรงดันขาออกก่อนหน้านี้ ภาพที่ 3.3 แสดงผังงานของวิธีการรบกวนและสังเกตโดยจะอาศัยการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันขาออกS



ภาพที่ 3.3 แสดงผังงานของวิธีการรบกวนและสังเกต

3.4 พัดบลิวมอินเวอร์เตอร์ (Pulse Width Modulation inverter) [22]

พัดบลิวมอินเวอร์เตอร์คืออุปกรณ์ที่ใช้แปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับสามเฟส ซึ่งในงานวิจัยนี้ใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 120 kW จำนวน 67 เครื่อง โดยระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์กำหนดไว้ว่าระบบที่มีอินเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังต้องอยู่ในช่วง 0.85 leading ถึง 0.85 lagging เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาเกินกว่าร้อยละ 10 ของขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้กำหนดให้อินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ โดยมีค่ากำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้าเสมือนและแรงดันยังผล (V_{rms}) ที่ผลิตได้จากอินเวอร์เตอร์ก่อนส่งไปที่หม้อแปลงเป็นตามสมการดังนี้

$$P_{inv} = P_{pv,max} = I_{pv,max}V_{pv,max} \quad (3.2)$$

$$Q_{inv} = xP_{inv} \quad (3.3)$$

$$V_{AN} = m_a \sin \omega t \frac{V_o}{2} \quad (3.4)$$

$$V_{inverter} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} V_{AN} \quad (3.5)$$

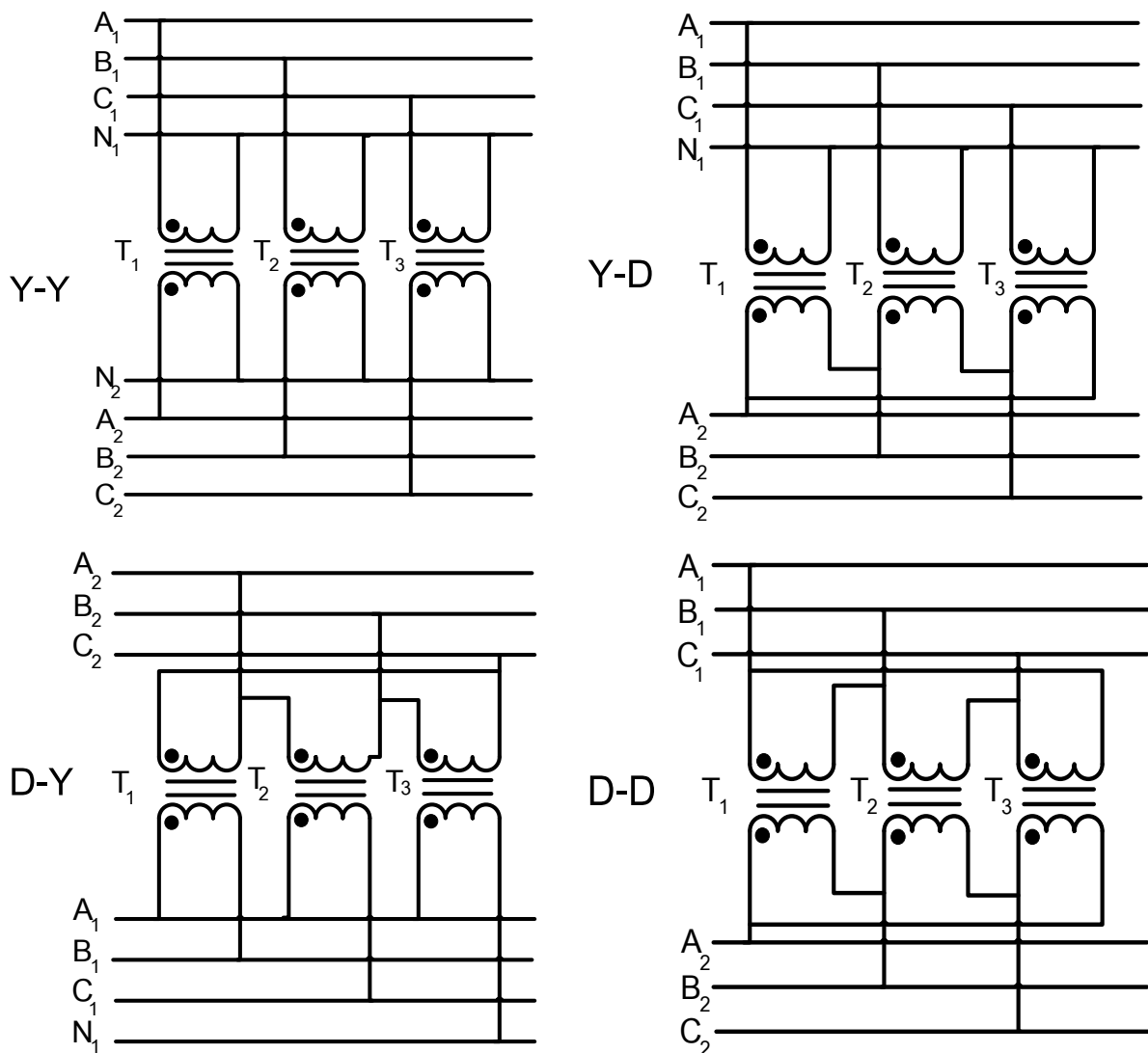
$$V_{inverter} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} m_a \sin \omega t \frac{V_o}{2} \quad (3.6)$$

โดย

P_{inv}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากอินเวอร์เตอร์ (W)
$P_{pv,max}$	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ (W)
$I_{pv,max}$	คือ	กระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ (A)
$V_{pv,max}$	คือ	แรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ (V)
Q_{inv}	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ผลิตจากอินเวอร์เตอร์ (VAr)
x	คือ	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ (0.05)
V_{AN}	คือ	แรงดันในเฟส a เทียบกับนิวทรัล (V)
$V_{inverter}$	คือ	แรงดันยังผลที่ผลิตจากอินเวอร์เตอร์ (V)
m_a	คือ	ค่าดัชนีมอดูเลชัน (0.9)
V_o	คือ	แรงดันไฟฟ้าขาออกที่ผ่านการเพิ่มขนาดด้วยวงจรทระดับแรงดัน (V)

3.5 แบบจำลองหม้อแปลง [13], [23]

โดยทั่วไปในระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นต้องใช้หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟส ในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปจะมีขดลวดอยู่ 3 ชุด สำหรับเฟส a, b และ c ส่วนขดลวดแต่ละชุดจะประกอบด้วยขดลวดจำนวน 2 ชุด คือขดลวดด้านปฐมภูมิ และขดลวดด้านทุติยภูมิ ซึ่งคู่มือการพิจารณารับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSP) ระบุว่า กรณีที่ขายไฟฟ้ามามากกว่า 3 MW ให้ใช้ Winding Connection เป็นแบบ Y-D และในกรณีที่ขายไฟฟ้าน้อยกว่า 3 MW ให้ใช้ Winding Connection เป็นแบบ D-Y ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจะจ่ายกำลังไฟฟ้าออกสู่ภายนอก โดยเชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผ่านหม้อแปลงขนาด 1,000 kVA ที่ระดับแรงดัน 22,000/400 V ในวิทยานิพนธ์นี้ กำหนดให้ต่อแบบ DY1



ภาพที่ 3.4 หม้อแปลงจำหน่าย 3 เฟส

บทที่ 4

ขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม

บทนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนวิธีพันธุกรรมซึ่งไปประกอบไปด้วย การลงรหัส การสร้างประชากร เริ่มต้น การประเมินค่าความเหมาะสม การคัดเลือก การข้ามสายพันธุ์ การผ่าเหล่า และเงื่อนไขการหยุด แล้วจึงใช้ดัชนีกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพื่อคำนวณหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และตัวเก็บประจุ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1 ฟังก์ชันเป้าหมาย

ขั้นตอนวิธีพันธุกรรม เป็นวิธีการแก้ปัญหาค่าขีดสุดแบบสุ่ม (Stochastic optimization) อย่างหนึ่งที่เลียนแบบหลักการถ่ายทอดทางพันธุกรรมทางธรรมชาติ (Natural genetics) เพื่อหาค่าเหมาะสมโดยรวม (Global optimum) โดยอาศัยการสมมติจุดคำตอบขึ้นมาหลายๆจุดก่อน (Population of solutions) แล้วประยุกต์ใช้หลักการค้นหาจุดที่เหมาะสมที่สุดซึ่งมีโอกาสที่จะอยู่รอด (Survival of the fittest) มากที่สุด เพื่อหาคำตอบที่ดียิ่งขึ้นในแต่ละรุ่นของการถ่ายทอด (Generation) สำหรับในแต่ละรุ่นของการถ่ายทอดจะมีการประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness) ของจุดคำตอบแต่ละจุดแล้วพิจารณาเลือกจุดคำตอบใหม่จากค่าความเหมาะสมนี้ โดยอาศัยวิธีการคัดเลือกสายพันธุ์ วิธีการคัดเลือกดังกล่าวประกอบด้วยการคัดเลือก การข้ามสายพันธุ์ และการผ่าเหล่า จุดคำตอบแต่ละจุดจะประกอบไปด้วยสตริง (String) ของตัวแปรที่ถูกลงรหัสไว้ เรียกว่าโครโมโซม (Chromosomes) ซึ่งสามารถถอดรหัสเป็นค่าของตัวแปรจริงได้ โดยทั่วไปนิยมลงรหัสตัวแปรให้เป็นระบบเลขฐานสอง [24-26]

จากหลักการข้างต้นแสดงให้เห็นว่าการแก้ปัญหาค่าขีดสุดโดยใช้ขั้นตอนวิธีพันธุกรรมนั้นจะแตกต่างจาก วิธีการแก้ปัญหาค่าขีดสุดวิธีอื่นๆ ดังนี้

- 1) ขั้นตอนวิธีพันธุกรรม ใช้รหัสของตัวแปรเป็นเครื่องมือในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดแทนที่จะใช้ค่าของตัวแปรโดยตรง ดังนั้นวิธีนี้จึงสะดวกในการแก้ปัญหากับตัวแปรชนิดใดก็ได้โดยไม่ต้องเป็นตัวแปรชนิดต่อเนื่อง
- 2) ขั้นตอนวิธีพันธุกรรม เป็นวิธีการแก้ปัญหาค่าขีดสุดที่หาจากจุดเริ่มต้นหลายๆจุด เป็นการหาจุดเหมาะสมโดยรวมโดยเทคนิคการแก้ปัญหาค่าขีดสุดแบบขนาน ซึ่งทำให้คำตอบที่ได้เป็นค่าที่ใกล้เคียงกับค่าที่เหมาะสมโดยรวม

- 3) ขั้นตอนวิธีพันธุกรรม ใช้ข้อมูลเพียงแค่ค่าของฟังก์ชันเป้าหมายเท่านั้น ดังนั้นวิธีนี้สามารถใช้กับฟังก์ชันเป้าหมายได้ทุกชนิด ไม่จำเป็นต้องต่อเนื่องหรือหาอนุพันธ์ได้
- 4) ขั้นตอนวิธีพันธุกรรม ใช้ทฤษฎีทางความน่าจะเป็นในการหาคำตอบ ในขณะที่วิธีการอื่นๆส่วนมากใช้วิธีการทางแคลคูลัสของเวกเตอร์ (Vector calculus)

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีฟังก์ชันเป้าหมายเป็นดังสมการที่ 4.1

$$Obj. = Minimize \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n I_{i,t}^2 R_i \quad (4.1)$$

โดยที่ฟังก์ชันเป้าหมายนี้ ตัวแปร $I_{i,t}$ คือกระแสที่ไหลผ่านสายส่งแต่ละเส้นในแต่ละช่วงเวลา และ R_i คือค่าความต้านทานในสายส่งเส้นที่กระแสไฟฟ้าไหลผ่าน หรืออาจกล่าวอีกในหนึ่งคือฟังก์ชันเป้าหมายนี้มีความต้องการที่จะให้มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบน้อยที่สุด

4.2 การลงรหัส (Encoding)

เนื่องจากขั้นตอนวิธีพันธุกรรมใช้รหัสของตัวแปรในการแก้ปัญหาค่าขีดสุด ดังนั้นถ้าเราเลือกวิธีลงรหัสที่เหมาะสมย่อมทำให้ขั้นตอนวิธีพันธุกรรมมีประสิทธิภาพดีขึ้นด้วย การลงรหัสที่นิยมใช้โดยทั่วไปจะเป็นการลงรหัสโดยอาศัยระบบเลขฐานสอง (0 และ 1) เป็นส่วนประกอบของโครโมโซมในการลงรหัส ความยาวของสตริงเป็นตัวกำหนดความละเอียดของตัวแปรที่เราต้องการ ตัวอย่างเช่น หากเรามีตัวแปรต่อเนื่อง x ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง -1 ถึง 2 และต้องการความละเอียดถึงทศนิยมตำแหน่งที่ 6 ในการคำนวณ ตัวแปรดังกล่าวในช่วงตัวแปร -1 ถึง 2 จึงควรถูกแบ่งออกเป็นอย่างน้อย $(2 - (-1)) \times 1,000,000 = 3,000,000$ ช่วงย่อยๆ นั่นหมายถึงเราต้องใช้โครโมโซมที่มีความยาว 22 บิตเนื่องจาก

$$2,097,152 = 2^{21} < 3,000,000 < 2^{22} = 4,194,304$$

4.3 การสร้างประชากรเริ่มต้น (Initialization)

การสร้างประชากรเริ่มต้น หมายถึง การหารูปแบบของคำตอบที่เป็นไปได้โดยไม่ละเมิดเงื่อนไขบังคับต่างๆในรูปแบบของโครโมโซมขึ้นมาจำนวนหนึ่งโดยการสุ่ม เพื่อให้กระบวนการทางพันธุกรรมสามารถดำเนินต่อไปได้ นอกจากนี้การหาปริมาณ รูปแบบโครงสร้างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เป็นไปได้นั้นจะต้องคำนึงถึงเวลาในการคำนวณซึ่งจะแปรผันโดยตรงกับจำนวนรูปแบบที่ต้องทำการวิเคราะห์ จากเหตุผลดังกล่าวการกำหนดประชากรเริ่มต้นที่ดีจึงต้องมีค่าไม่มากนักทำให้เสียเวลาในการคำนวณเริ่มต้นมาก แต่ก็ต้องไม่น้อยจนเกินไปเพื่อให้มีการผสม

สายพันธุ์ที่หลากหลาย การคำนวณโดยวิธีทางพันธุกรรมนี้ ในโครโมโซมหลักจะประกอบไปด้วยโครโมโซมย่อย 2 ชุด ดังนี้

- โครโมโซมย่อยชุดที่ 1 แทนตำแหน่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- 0 หมายความว่า ไม่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ตำแหน่งนั้น
- 1 หมายความว่า ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ตำแหน่งนั้น

0	1	0	0	-----	0	0
---	---	---	---	-------	---	---

ภาพที่ 4.1 โครโมโซมย่อยชุดที่ 1 ความยาว 34 บิต

ร่วมกับโครโมโซมแสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเทียบกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดภายในระบบ (Penetration Level)

- 0 หมายความว่า ไม่ใช้กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ตำแหน่งนั้น
- 1 หมายความว่า ใช้กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ตำแหน่งนั้น

0	1	0	0	-----	0	0
---	---	---	---	-------	---	---

ภาพที่ 4.2 โครโมโซมย่อยชุดที่ 1 ความยาว 10,000 บิต

- โครโมโซมย่อยชุดที่ 2 แทนขนาดตัวเก็บประจุ
- 0 หมายความว่า ไม่ใช้ขนาดตัวเก็บประจุ ณ ตำแหน่งนั้น
- 1 หมายความว่า ใช้ขนาดตัวเก็บประจุ ณ ตำแหน่งนั้น

0	0	1	0	0
---	---	---	---	---

ภาพที่ 4.3 โครโมโซมย่อยชุดที่ 2 ความยาว 5 บิต

ตัวเก็บประจุที่ใช้ในการทดสอบนี้เป็นแบบคงที่ 2 ขนาดคือ 0.6 และ 0.9 MVar แบบสวิตซ์ 2 ขนาดคือ 1.2 และ 1.5 MVar จากข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ระดับแรงดันปานกลาง ซึ่งสามารถแสดงโครโมโซมของขนาดของตัวเก็บได้ดังนี้

0	0.6	0.9	1.2	1.5
---	-----	-----	-----	-----

ภาพที่ 4.4 โครโมโซมย่อยชุดที่ 2 ความยาว 12 บิต เมื่อเทียบกับขนาดของตัวเก็บประจุ

แท็บหม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบนี้เป็นแบบชนิดปรับได้ 17 ค่าแต่ละตำแหน่งของโครโมโซมแสดงค่าอัตราส่วนของแท็บหม้อแปลง (a:1)

0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

ภาพที่ 4.5 โครโมโซมย่อยชุดที่ 2 ความยาว 17 บิต แทนอัตราส่วนของแท็บหม้อแปลง

4.4 การประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness Value)

ค่าความเหมาะสมได้มีการปรับปรุงโดยมีค่าปรับโทษ (Penalty) มาช่วยในการคำนวณ เพื่อให้เงื่อนไขบังคับต่างๆในวิธีขั้นตอนทางพันธุกรรม มีบทบาทในการค้นหาคำตอบมากขึ้น คือนอกจากพิจารณาเพียงละเมิดหรือไม่ละเมิดเงื่อนไขบังคับเท่านั้น แต่ได้มีการให้ค่าความเหมาะสมของคำตอบที่ละเมิดหรือไม่ละเมิด เงื่อนไขบังคับใดๆ ที่แตกต่างกันไปด้วย โดยค่าเหล่านี้มาจากการทดลองจากการวิจัยที่ผ่านมา พบว่าส่งผลต่อประสิทธิภาพในการค้นหาคำตอบ แต่ละค่าคำตอบที่ผ่านการถอดรหัสจากโครโมโซมในขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมจะถูกประเมินความเหมาะสมโดยทั่วไปค่าความเหมาะสมนี้จะขึ้นอยู่กับค่าของฟังก์ชันเป้าหมาย ซึ่งค่าความเหมาะสมในแต่ละโครโมโซมนั้นได้พิจารณาร่วมกับค่าปรับโทษต่างๆ ซึ่งมีค่าดังนี้

$$Fitness = \frac{1}{Obj. + penV + penL_L + penPV + penC + penPF + penT} \quad (4.2)$$

โดย

<i>Fitness</i>	คือ	ค่าความเหมาะสม
<i>penV</i>	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขขีดจำกัดเรื่องแรงดันในแต่ละบัส
<i>penL_L</i>	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขพิกัดของกำลังที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้น
<i>penPV</i>	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขพิกัดของกำลังผลิตของ GCPV
<i>penC</i>	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขขีดจำกัดการสวิทช์ของตัวเก็บประจุ
<i>penPF</i>	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์
<i>penT</i>	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขจำนวนครั้งของการปรับแก้หม้อแปลง

- 1) ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขขีดจำกัดเรื่องแรงดันในแต่ละบัส นั้นมีค่าเท่ากับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่มากที่สุดของโครโมโซมเริ่มต้นคูณกับจำนวนบัสที่ละเมิดพิกัดแรงดัน

$$penV = L_{max} \times N_C \quad (4.3)$$

โดย

<i>penV</i>	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขขีดจำกัดเรื่องแรงดัน (W)
<i>L_{max}</i>	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่มากที่สุดของโครโมโซมเริ่มต้น (W)
<i>N_C</i>	คือ	จำนวนบัสที่ละเมิดพิกัดแรงดัน

- 2) ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขพิกัดของกำลังที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้น นั้นมีค่าเท่ากับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบคูณกับจำนวนสายส่งที่ละเมิดพิกัดแรงดัน

$$penI_L = L_{max} \times B_C \quad (4.4)$$

โดย

$penI_L$ คือ ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขพิกัดของกำลังที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้น (W)

L_{max} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่มากที่สุดของโครโมโซมเริ่มต้น (W)

B_C คือ จำนวนสายส่งที่ละเมิดพิกัดแรงดัน

- 3) ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขพิกัดของกำลังผลิตของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ นั้นมีค่าเท่ากับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบคูณกับผลต่างกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับพิกัดกำลังผลิตสูงสุด

$$penPV = L_{max} \times (PV_g - PV_{max}) \quad (4.5)$$

โดย

$penPV$ คือ ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขพิกัดของกำลังผลิตของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (W)

L_{max} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่มากที่สุดของโครโมโซมเริ่มต้น (W)

PV_g คือ กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (W)

PV_{max} คือ พิกัดกำลังผลิตสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (W)

- 4) ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขขีดจำกัดการสวิทช์ของตัวเก็บประจุ

$$penC = L_{max} \times |N_{cap} - N_{cap,max}| \quad (4.6)$$

โดย

$penC$ คือ ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขขีดจำกัดการสวิทช์ของตัวเก็บประจุ (W)

L_{max} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่มากที่สุดของโครโมโซมเริ่มต้น (W)

N_{cap} คือ จำนวนครั้งในการสวิทช์ตัวเก็บประจุในระยะเวลา 1 วัน

$N_{cap,max}$ คือ จำนวนครั้งสูงสุดในการสวิทช์ตัวเก็บประจุใน 1 วัน (3 ครั้ง)

- 5) ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์

$$penPF = L_{max} \times |PF_{limit} - PF| \quad (4.7)$$

โดย

$penPF$	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์ (W)
L_{max}	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่มากที่สุดของโครโมโซมเริ่มต้น (W)
PF_{limit}	คือ	ค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์
PF	คือ	ค่ามากที่สุดหรือน้อยสุดของตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์

- 6) ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขขีดจำกัดการสวิตช์แท็ปหม้อแปลง

$$penT = L_{max} \times (N_{tap} - N_{tap,max}) \quad (4.8)$$

โดย

$penT$	คือ	ค่าปรับโทษจากการพิจารณาเงื่อนไขขีดจำกัดการสวิตช์แท็ปหม้อแปลง (W)
L_{max}	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่มากที่สุดของโครโมโซมเริ่มต้น (W)
N_{tap}	คือ	จำนวนครั้งในการสวิตช์แท็ปหม้อแปลงในระยะเวลา 1 วัน
$N_{tap,max}$	คือ	จำนวนครั้งสูงสุดในการสวิตช์แท็ปหม้อแปลงใน 1 วัน (3 ครั้ง)

โดยที่ได้พิจารณาเงื่อนไขบังคับร่วมด้วยดังต่อไปนี้

1. ขีดจำกัดการจ่ายกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (4.9)$$

$$Q_G^{min} \leq Q_G \leq Q_G^{max} \quad (4.10)$$

2. ขีดจำกัดแรงดันแต่ละบัส

$$|LV| \leq |V_i| \leq |UV| \quad (4.11)$$

3. พิกัดกำลังปรากฏที่ไหลในสายส่ง

$$FL_{i,n} \leq |S_{max}| \quad (4.12)$$

4. พิกัดกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

$$P_{pv,min} \leq P_{pv} \leq P_{pv,max} \quad (4.13)$$

5. ขีดจำกัดการสวิตช์ของตัวเก็บประจุ

$$N_{cap} \leq N_{cap,max} \quad (4.14)$$

6. ขีดจำกัดตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์

$$PF_{min} \leq PF \leq PF_{max} \quad (4.15)$$

โดย

P_G^{max}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้สูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานีย่อย (W)
P_G	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานีย่อย (W)
P_G^{min}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานีย่อย (W)
Q_G^{max}	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ผลิตได้สูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานีย่อย (VAr)
Q_G	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ผลิตได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานีย่อย (VAr)
Q_G^{min}	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ผลิตได้ต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สถานีย่อย (VAr)
$ V_i $	คือ	แรงดัน ณ บัส i ใดๆ (p.u.)
$ UV $	คือ	พิกัดแรงดันสูงสุดที่ยอมรับได้ (1.05 p.u.)
$ LV $	คือ	พิกัดแรงดันต่ำสุดที่ยอมรับได้ (0.95 p.u.)
$ S_{max} $	คือ	พิกัดสูงสุดของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง (VA)
$FL_{i,n}$	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเส้นที่ i, n (VA)
P_{pv}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (W)
$P_{pv,max}$	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดที่ระบบผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (8 MW)
$P_{pv,min}$	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดที่ระบบผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (0 MW)
N_{cap}	คือ	จำนวนครั้งในการสวิตช์ตัวเก็บประจุในระยะเวลา 1 วัน
$N_{cap,max}$	คือ	จำนวนครั้งในการสวิตช์ตัวเก็บประจุสูงสุดในระยะเวลา 1 วัน (2 ครั้ง)
PF	คือ	ตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์
PF_{max}	คือ	ตัวประกอบกำลังสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ (0.85 leading)
PF_{min}	คือ	ตัวประกอบกำลังต่ำสุดของอินเวอร์เตอร์ (0.85 lagging)

4.5 การคัดเลือก (Reproduction)

เป็นขั้นตอนที่จะเลือกว่าโครโมโซมแต่ละตัวในกลุ่มประชากรนั้นควรจะอยู่รอดในรุ่นต่อไปหรือไม่ โดยจะพิจารณาจากค่าความเหมาะสมของโครโมโซมแต่ละตัว ถ้าโครโมโซมใดมีค่าความเหมาะสมสูงก็มีโอกาสที่จะอยู่รอดมาก ส่วนโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมต่ำก็มีโอกาสอยู่รอดน้อย ซึ่งอธิบายได้ดังสมการที่ (4.16) ตารางที่ 5 และภาพที่ 4.6 แสดงตัวอย่างสัดส่วนความ

เหมาะสมของโครโมโซมจำนวน 4 ตัว การเลือกโครโมโซมจะทำโดยสุ่มหาอันดับของโครโมโซมตามจำนวนโครโมโซม (4 ครั้ง) โครโมโซมอันดับที่ถูกสุ่มนั้นจะได้รับการคัดเลือกให้ยู่รอดต่อไป หลักการนี้เรียกว่า วิธีวงล้อรูเล็ตต์

$$P_i = \left(\frac{f_i}{\sum_{t=1}^n f_t} \right) \times 100 \quad (4.16)$$

โดย

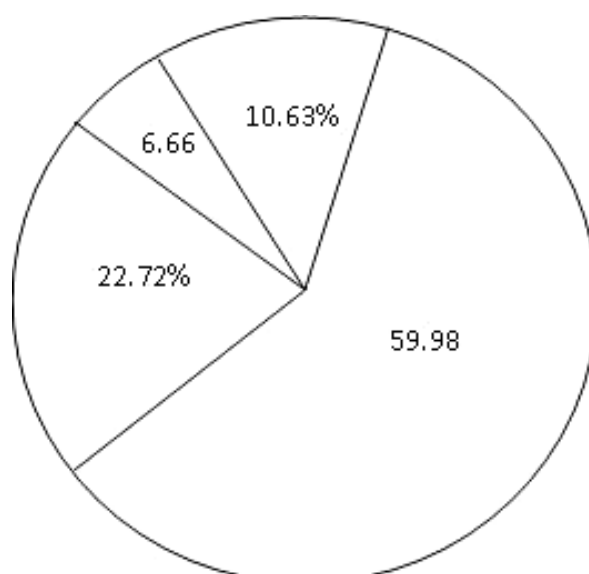
f_i คือ เป็นค่าความเหมาะสมของแต่ละโครโมโซม

n คือ เป็นจำนวนประชากรโครโมโซมทั้งหมด (Population size)

P_i คือ โอกาสของโครโมโซมที่ถูกเลือก (Probability of Selection)

ตารางที่ 4.1 การคัดเลือก

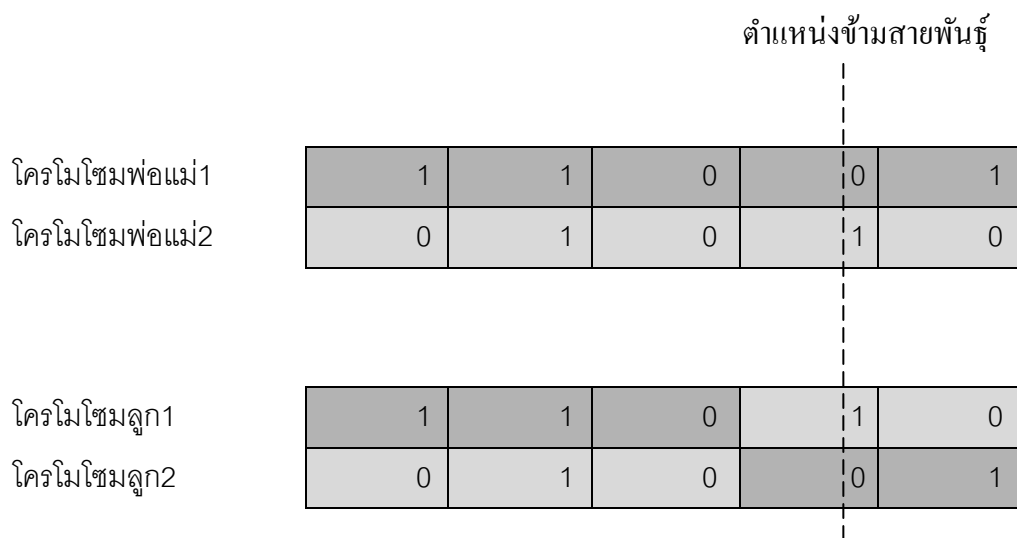
ลำดับที่	โครโมโซม	ค่าความเหมาะสม	อันดับความเหมาะสม	โอกาสโครโมโซมจะถูกเลือก
1	11010	0.005917	2	22.72
2	11000	0.001736	4	6.66
3	10000	0.015625	1	59.98
4	10011	0.00277	3	10.63
ผลรวม		0.026048	ผลรวม	100



ภาพที่ 4.6 ตัวอย่างสัดส่วนความเหมาะสมของโครโมโซมจำนวน 4 ตัว

4.6 การข้ามสายพันธุ์ (Crossover)

การข้ามสายพันธุ์เป็นกระบวนการที่โครโมโซมคู่หนึ่งๆจะแลกเปลี่ยนยีนกันในช่วงตำแหน่งเพื่อให้กำเนิดโครโมโซมโครงสร้างใหม่ๆขึ้นมาด้วยความน่าจะเป็นค่าหนึ่งซึ่งเรียกว่า ความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ (Probability of crossover; P_c) ความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ก็คือเลขจริงระหว่าง 0 ถึง 1 ที่เรากำหนดขึ้นมาเพื่อบอกว่าโครโมโซมมีโอกาสจะข้ามสายพันธุ์มากน้อยแค่ไหน ภาพที่ 4.7 แสดงการข้ามสายพันธุ์โดยพื้นฐาน โดยในขั้นแรกจะแบ่งประชากรออกเป็น 2 กลุ่มแล้วจึงสุ่มเลขจริงในช่วง 0 ถึง 1 ขึ้นมาถ้าเลขที่สุ่มนี้มีค่าสูงกว่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ก็จะไม่ทำการข้ามสายพันธุ์ แต่ถ้าเลขที่สุ่มขึ้นมานี้มีค่าต่ำกว่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ก็จะทำการข้ามสายพันธุ์ โดยโครโมโซมคู่หนึ่งจะถูกคัดเลือกขึ้นมาเรียกว่า โครโมโซมพ่อแม่ (Parent chromosomes) จากนั้นก็จะสุ่มตำแหน่งในการข้ามสายพันธุ์ (Cross site) ขึ้นมา หลังจากนั้นโครโมโซมคู่นั้นก็จะแลกเปลี่ยนยีนกันในตั้งแต่ตำแหน่งที่อยู่หลังตำแหน่งข้ามสายพันธุ์เป็นต้นไป เพื่อให้กำเนิดโครโมโซมใหม่ขึ้นมาเรียกว่า โครโมโซมลูก กระบวนการนี้จะถูกกระทำซ้ำจนได้โครโมโซมชุดใหม่ขึ้นมาครบตามจำนวนประชากรที่เราต้องการ



ภาพที่ 4.7 การข้ามสายพันธุ์พื้นฐาน

4.7 การปรับปรุงการข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธีนิฟอร์มครอสโอเวอร์

การข้ามสายพันธุ์ที่กล่าวมานั้นเรียกว่า การข้ามสายพันธุ์แบบจุดเดียว (Single point crossover) ซึ่งจะให้ผลดีในบางปัญหา เช่น ปัญหาที่มีตัวแปรควบคุมไม่มากนักและปัญหาที่มีความยาวของยีนโครโมโซมน้อยๆ แต่เมื่อปัญหาค่าซัดสุดมีขนาดใหญ่ขึ้นและมีจำนวนตัวแปรควบคุมมากขึ้น การข้ามสายพันธุ์แบบจุดเดี่ยวดังกล่าวจะให้ผลที่ไม่ดีนัก ทั้งนี้เนื่องมาจากการข้ามสายพันธุ์แบบจุดเดี่ยวนั้น ผลลัพธ์ที่ได้จะขึ้นอยู่กับตำแหน่งข้ามสายพันธุ์กล่าวคือโครโมโซมคู่

หนึ่งๆจะแลกเปลี่ยนบิตโครโมโซมกันในตำแหน่งที่อยู่หลังตำแหน่งข้ามสายพันธุ์ (ตามภาพที่ 4.7) ซึ่งจะเห็นว่าบิตโครโมโซมที่อยู่ในตำแหน่งแรกของโครโมโซมพ่อแม่จะไม่มีโอกาสได้แลกเปลี่ยนบิตกับโครโมโซมอื่นเลย ซึ่งในบางครั้งโครโมโซมในตำแหน่งดังกล่าวอาจจะเป็นประโยชน์ในการแก้ปัญหาค่าซิดดัสต์ก็ได้

ด้วยเหตุผลดังกล่าว หลักการปรับปรุงการข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนิฟอร์มครอสโอเวอร์ จึงถูกนำมาประยุกต์ในวิธานิพนธ์นี้ โดยการปรับปรุงดังกล่าวจะแบ่งออกเป็น 3 ขั้นตอน โดยในขั้นแรก เราจะสุ่มคัดเลือกโครโมโซมที่จะข้ามสายพันธุ์ขึ้นมาคู่หนึ่งก่อนเรียกว่าโครโมโซมพ่อแม่ จากนั้นในขั้นตอนที่สอง จะทำการสุ่มเลขระหว่าง 0 ถึง 1 ขึ้นมาโดยถ้าเลขสุ่มดังกล่าวมีค่าต่ำกว่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ก็จะทำการข้ามสายพันธุ์ แต่ถ้าเลขสุ่มดังกล่าวสูงกว่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ก็จะไม่ทำการข้ามสายพันธุ์ สรุปคือ การข้ามสายพันธุ์จะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อเป็นไปตามเงื่อนไขดังสมการที่ (4.17)

$$P_{R_i} \leq P_C \quad (4.17)$$

โดยที่

P_{R_i} คือ ความน่าจะเป็นที่ถูกสุ่มขึ้นมาในแต่ละคู่โครโมโซม

P_C คือ ความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ (0.2)

ในกรณีที่ต้องมีการข้ามสายพันธุ์ ในขั้นตอนที่สาม จะทำการสุ่มบิตโครโมโซม 0 ถึง 1 ที่มี ความยาวเท่ากับความยาวบิตของโครโมโซมพ่อแม่ขึ้นมาชุดหนึ่ง จากนั้นถ้าตำแหน่งใดของบิตโครโมโซมที่สุ่มขึ้นมาเป็น 1 ก็ทำการแลกเปลี่ยนบิตตำแหน่งนั้นระหว่างโครโมโซมพ่อแม่คู่นั้น ถ้าตำแหน่งใดของบิตสตรงที่สุ่มขึ้นมาเป็น 0

โครโมโซมพ่อแม่1	0	1	0	0	1
โครโมโซมพ่อแม่2	1	0	1	1	0
โครโมโซมสุ่ม	1	0	0	1	1
โครโมโซมลูก1	1	1	0	1	0
โครโมโซมลูก2	0	0	1	0	1

ภาพที่ 4.8 การปรับปรุงการข้ามสายพันธุ์ด้วยวิธียูนิฟอร์มครอสโอเวอร์

จากหลักการดังกล่าวจะเห็นว่าการทำงานนิฟอร์มโครสโอเวอร์เป็นการข้ามสายพันธุ์ที่ทุกบิตในโครโมโซมมีโอกาสที่จะแลกเปลี่ยนบิตกับโครโมโซมอื่นๆเท่าเทียมกัน ดังนั้นการข้ามสายพันธุ์วิธีนี้จะได้ผลลัพธ์ที่ไม่ขึ้นกับตำแหน่งข้ามสายพันธุ์หรือความยาวบิตของโครโมโซมพ่อแม่

4.8 การผ่าเหล่า (Mutation)

เป็นกระบวนการที่ป้องกันการลู่เข้าก่อนกำหนดและไม่ให้สูญเสียข้อมูลที่สำคัญบางอย่างไปในระหว่างกระบวนการถ่ายทอด โดยเราจะกำหนดความน่าจะเป็นค่าหนึ่งซึ่งเรียกว่า ความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า (Probability of mutation; P_M) โดยในขั้นแรกจะสุ่มเลขในช่วงระหว่าง 0 ถึง 1 ที่ทุกบิตของโครโมโซม แล้วเปรียบเทียบเลขที่สุ่มแต่ละบิตกับความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า ถ้าเลขที่สุ่มในบิตตำแหน่งใดมีค่าต่ำกว่าความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่าบิตตำแหน่งนั้นก็ทำการผ่าเหล่า แต่ถ้าเลขที่สุ่มในบิตตำแหน่งใดมีค่าสูงกว่าความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่าก็ จะไม่ทำการผ่าเหล่า โดยเปลี่ยนบิตที่ตำแหน่งนั้นจาก 0 เป็น 1 หรือ 1 เป็น 0 สรุปคือการผ่าเหล่า (Mutation) จะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อเป็นไปตามเงื่อนไขดังสมการที่ (4.18)

$$P_{R_i} \leq P_M \quad (4.18)$$

โดยที่

P_{R_i} คือ ความน่าจะเป็นที่ถูกสุ่มขึ้นมาในแต่ละคู่โครโมโซม

P_M คือ ความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า(0.8)

โครโมโซมก่อนการผ่าเหล่า	0	1	0	0	1
โครโมโซมหลังการผ่าเหล่า	1	0	1	1	0

ภาพที่ 4.9 การผ่าเหล่า

4.9 การเลือกโครโมโซมที่โดดเด่นเพื่อรักษาไว้ในรุ่นถัดไป

การดำเนินการทางพันธุกรรมเป็นกระบวนการที่อาศัยความน่าจะเป็นในการถ่ายทอดประชากรจากรุ่นหนึ่งไปยังอีกรุ่นหนึ่ง ซึ่งไม่มีหลักประกันว่าในรอบถัดไปจะมีประชากรที่ดีกว่ารุ่นแรก และในบางครั้งก็อาจจะสูญเสียโครโมโซมที่ดีที่สุดไปในระหว่างการถ่ายทอด จากปัญหานี้เอง จึงได้เกิดแนวคิดที่ว่าควรจะเก็บโครโมโซมที่ดีที่สุดในแต่ละรอบของการถ่ายทอดเอาไว้ในรอบ

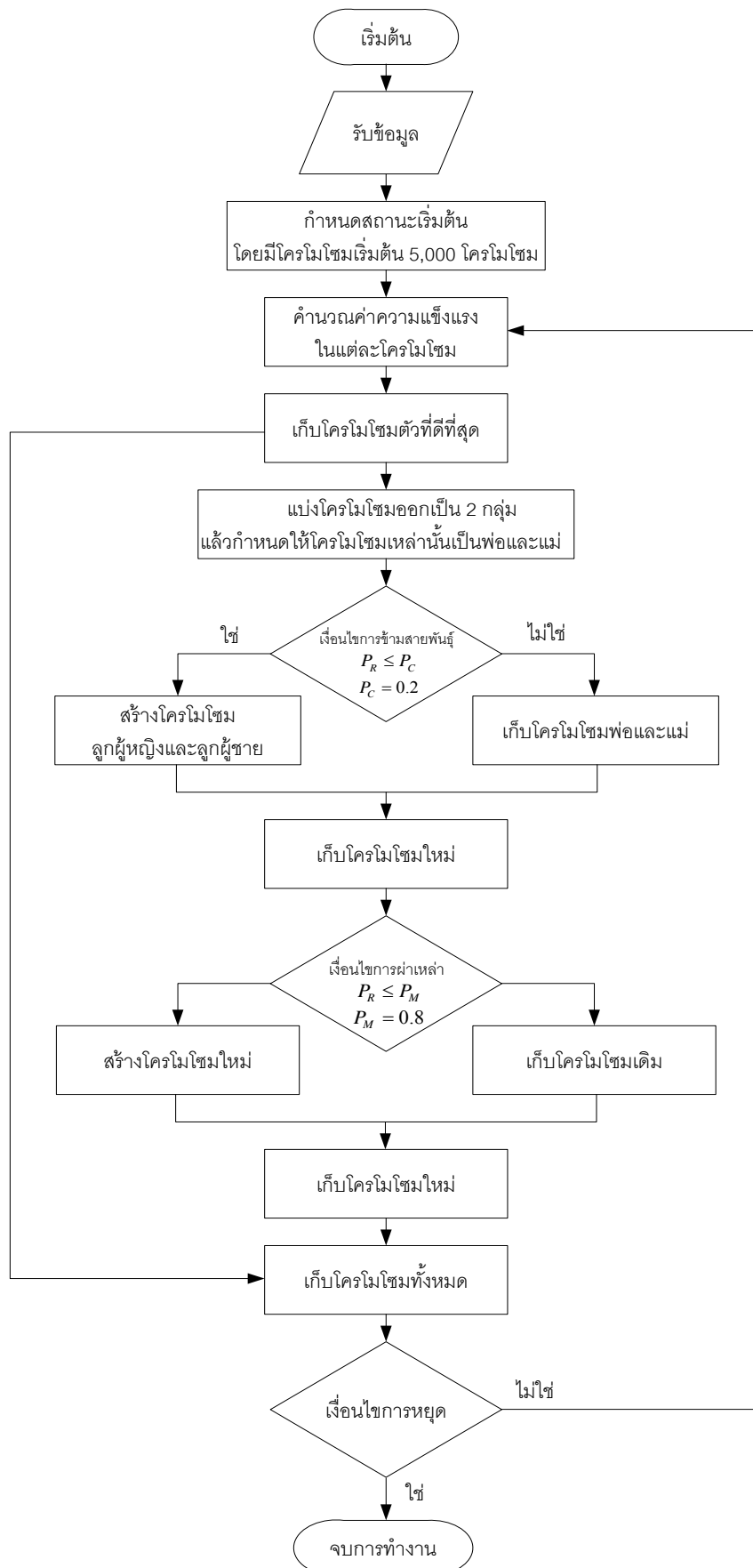
ถัดไป เพื่อเป็นหลักประกันว่าโครโมโซมที่ดีที่สุดในรอบถัดไปจะดีกว่าในรอบก่อนหน้านี้เสมอ ซึ่งหลักการนี้เรียกว่า อิลิติสซึม (Elitism)

4.10 เงื่อนไขการหยุด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เงื่อนไขการหยุดของขั้นตอนวิธีพันธุกรรมก็คือ หยุดหาคำตอบเมื่อครบจำนวนรุ่นการถ่ายทอดสูงสุดที่กำหนดเอาไว้คือ 100,000 รุ่น หรือค่าฟังก์ชันเป้าหมายในแต่ละรุ่นไม่มีการเปลี่ยนแปลงลงครบจำนวนครั้งที่กำหนดไว้คือ 1,000 รุ่น

สรุปขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรมมีดังนี้

- 1) กำหนดประชากรเริ่มต้นโดยการสุ่ม ภายใต้เงื่อนไขบังคับต่างๆ
 - 2) หาค่าความเหมาะสมของโครโมโซมแต่ละตัว
 - 3) จากประชากรทั้งหมด จะเลือกโครโมโซมที่ดีที่สุด (มีความเหมาะสมมากที่สุด) เก็บเอาไว้
 - 4) นำโครโมโซมที่ไม่ได้รับคัดเลือกไปผ่านขั้นตอนการคัดเลือก การข้ามสายพันธุ์และการผ่าเหล่า โดยให้เป็นไปตามเงื่อนไขบังคับต่างๆ
 - 5) นำโครโมโซมจากขั้นที่ 3) และขั้นที่ 4) มารวมกัน
 - 6) ย้อนไปทำขั้นที่ 2) จนผ่านเงื่อนไขการหยุดที่กำหนดไว้
- ขั้นตอนดังกล่าวสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังภาพที่ 4.10



ภาพที่ 4.10 แผนผังขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอ

4.11 ดัชนีชี้วัดผลกระทบเมื่อติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ปัญหาแรงดันและกำลังไฟฟ้าสูญเสีย นับเป็นปัญหาหลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง หากแรงดันในระบบมีค่าสูงหรือต่ำกว่าพิกัด อาจสร้างปัญหาแก่อุปกรณ์ป้องกันและเครื่องใช้ไฟฟ้าได้ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งพิจารณาได้ว่าเป็นการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดหนึ่ง (DG) สามารถทำให้ระดับไฟฟ้าในระบบสูงขึ้น ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อาจแก้ปัญหาแรงดันตกและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในบทความนี้ ดัชนีที่ใช้ในการประเมินระดับแรงดันและกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ได้แก่ VP_i (Voltage Profile), VPI (Voltage Profile Index), $VPII$ (Voltage Profile Improvement Index) และ LII (Loss Improvement Index) [27] ซึ่งมีสมการดังต่อไปนี้

$$VP_i = \frac{(V_i - V_{min})(V_{max} - V_i)}{(V_{nom} - V_{min})(V_{max} - V_{nom})} \quad (4.19)$$

$$VPI = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N VP_i \quad (4.20)$$

$$VPII = \frac{VPI_{with DG}}{VPI_{without DG}} \quad (4.21)$$

$$LII = \left(\frac{Losses_{without DG} - Losses_{with DG}}{Losses_{without DG}} \right) \times 100 \quad (4.22)$$

โดย

V_i	คือ	ขนาดแรงดันที่บัส i ใดๆ (p.u.)
VP_i	คือ	ดัชนีแรงดันที่มีการกระจายน้ำหนัก
VPI	คือ	ค่าเฉลี่ยของดัชนีแรงดันที่มีการกระจายน้ำหนัก
$VPII$	คือ	ดัชนีเปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้า
V_{nom}	คือ	ขนาดแรงดันปกติ กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1 p.u.
V_{max}	คือ	ขนาดแรงดันสูงสุดที่ยอมรับได้ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 1.05 p.u.
V_{min}	คือ	ขนาดแรงดันต่ำสุดที่ยอมรับได้ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.95 p.u.
N	คือ	จำนวนบัสทั้งหมด
LII	คือ	ดัชนีเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

บทที่ 5

ผลการทดสอบ

วิธีการที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ถูกทดสอบกับระบบไฟฟ้าตัวอย่างที่ดัดแปลงมาจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งหมด 2 ระบบดังนี้ ระบบท่าทราย และ ระบบนครปฐม ผลการทดสอบได้แบ่งออกเป็น 2 ส่วน โดยในส่วนแรกจะเป็นการอธิบายถึงปัจจัยต่างๆที่มีผลกระทบต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบซึ่งได้ทดสอบกับระบบท่าทรายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และในส่วนที่สองจะเป็นการแสดงผลกระทบสำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในทุกๆระบบด้วยวิธีการที่นำเสนอ

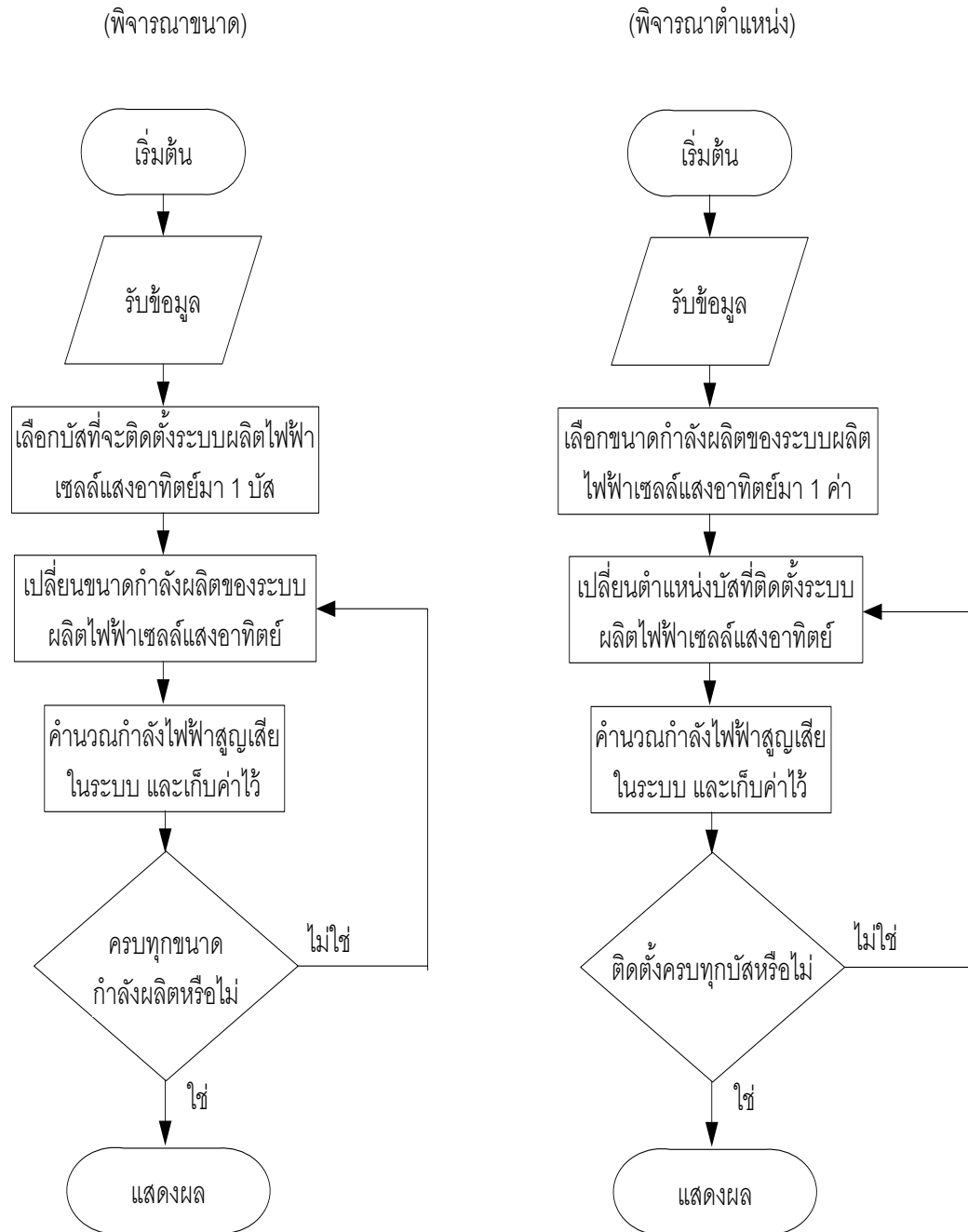
ทั้งนี้เพื่อให้ง่ายต่อการทำความเข้าใจ ผู้วิจัยจะแสดงกระบวนการทำงานในแต่ละขั้นตอนตั้งแต่การวิเคราะห์ปัจจัยต่างๆที่มีผลกระทบต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ตลอดจนการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีที่ผู้วิจัยนำเสนอไว้ในตอนต้นดังนี้

5.1 กระบวนการทำงานในแต่ละขั้นตอน

สำหรับกระบวนการทำงานในงานวิจัยนี้มีทั้งหมด 2 ชั้น โดยชั้นที่ 1 เป็นการพิจารณาปัจจัยต่างๆที่มีผลกระทบต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย ขั้นตอนที่ 2 เป็นการแสดงขั้นตอนกระบวนการทำงานของการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบด้วยวิธีที่นำเสนอ ซึ่งทั้ง 2 ขั้นตอน มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

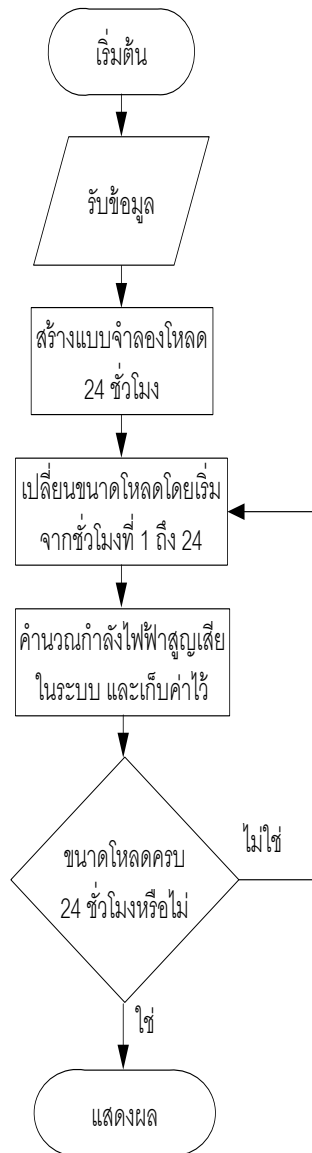
5.1.1 ขั้นตอนการพิจารณาปัจจัยที่มีผลกระทบต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ

1. พิจารณาขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว สำหรับการทดสอบขนาดที่เหมาะสมของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จะติดตั้งเข้าไปในระบบนั้นสามารถทำได้ด้วยการเปลี่ยนขนาดกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จาก 0 ถึง 100 % ของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบโดยเลือกมา 1 บัสที่จะทำการติดตั้ง สำหรับการทดสอบตำแหน่งที่เหมาะสมของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่จะติดตั้งเข้าไปในระบบนั้นสามารถทำได้ด้วยเปลี่ยนตำแหน่งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะเปลี่ยนตำแหน่งที่ติดตั้งไปไปตั้งแต่บัสที่ 1 จนถึงบัสสุดท้าย โดยกำหนดให้กำลังผลิตมีค่าคงที่ จากนั้นจึงทำการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด สามารถสรุปเป็นแผนผังขั้นตอนได้ดังภาพที่ 5.1



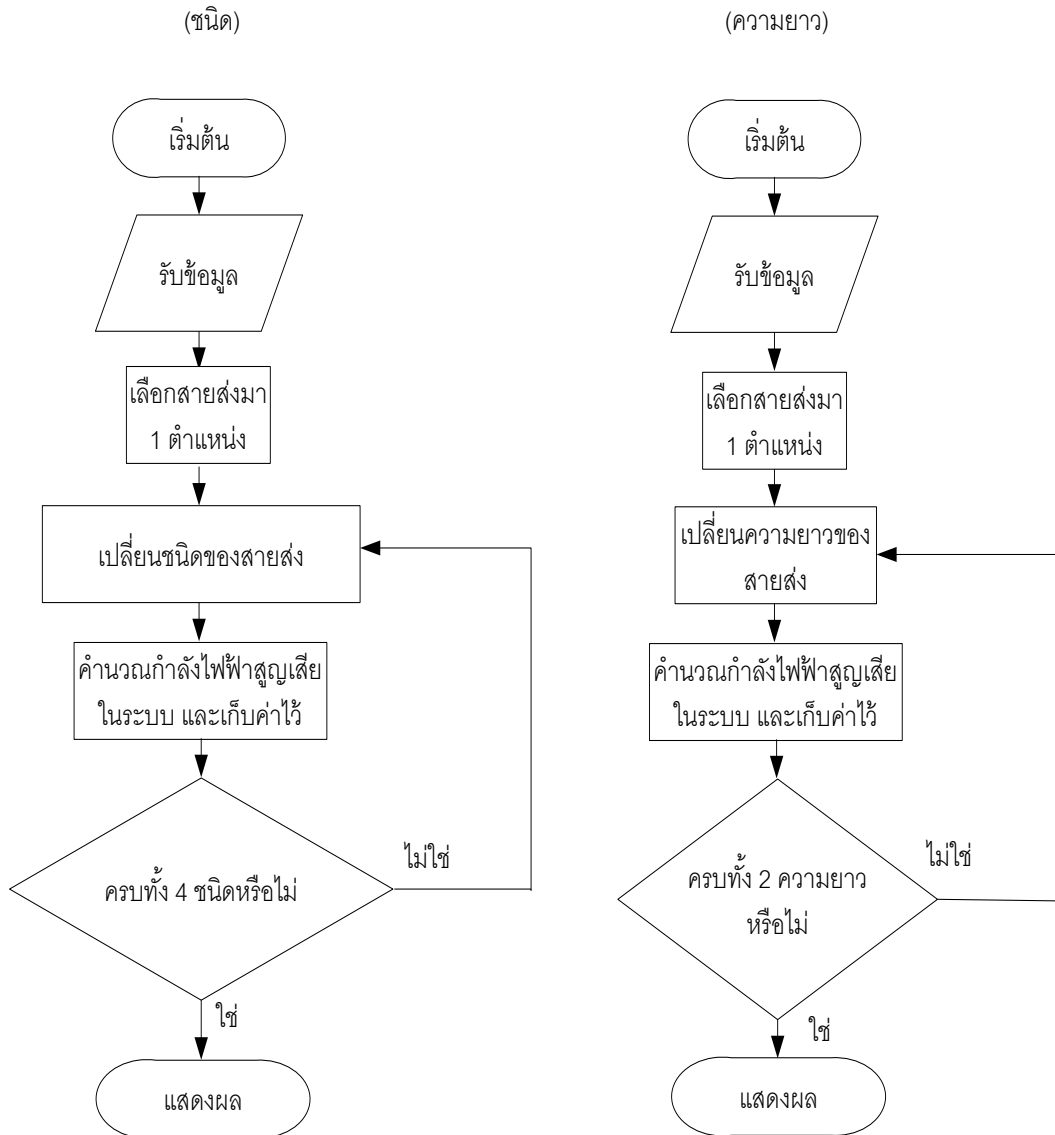
ภาพที่ 5.1 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้ง DG

2. พิจารณาขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ โดยทำการดัดแปลงข้อมูลของโหลดในแต่ละบัสด้วยการคูณกับอัตราการเปลี่ยนแปลงของโหลดในแต่ละเวลาแยกตามประเภทของโหลดในแต่ละชั่วโมงทำให้ได้แบบจำลองโหลดใน 24 ชั่วโมงออกมา จากนั้นจึงทำการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด สามารถสรุปเป็นแผนผังขั้นตอนได้ดังภาพที่ 5.2



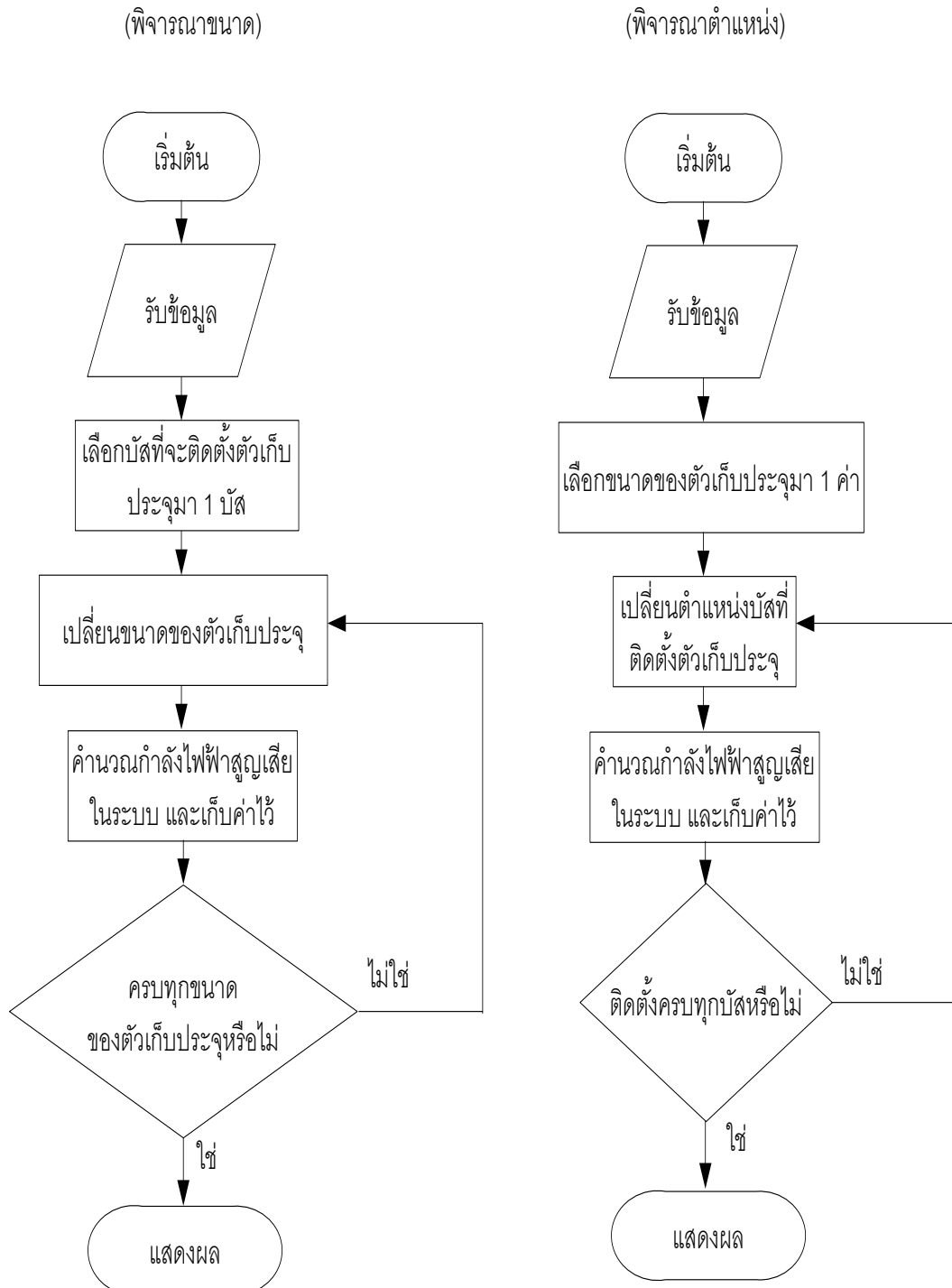
ภาพที่ 5.2 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ

3. พิจารณานิตและความยาวสายส่ง โดยสุ่มเลือกสายส่งมา 1 ตำแหน่ง จากนั้นจึงทำการเปลี่ยนแปลงชนิดและความยาว จากนั้นจึงทำการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดสามารถสรุปเป็นแผนผังขั้นตอนได้ดังภาพที่ 5.3



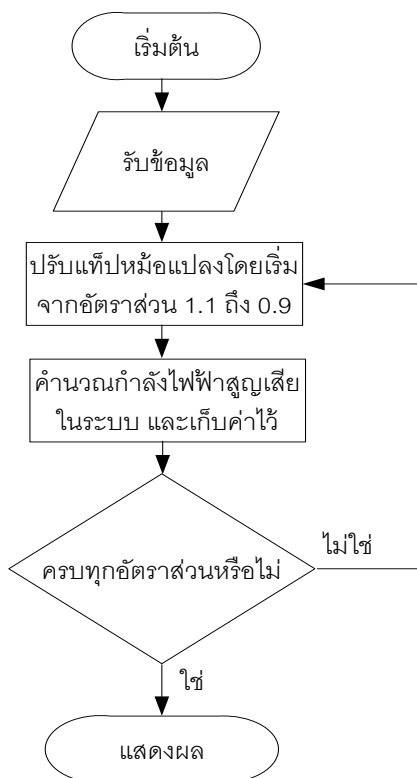
ภาพที่ 5.3 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาชนิดและความยาวสายส่ง

4. พิจารณาขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ สำหรับการทดสอบขนาดที่เหมาะสมของตัวเก็บประจุ ที่จะติดตั้งเข้าไปในระบบนั้นสามารถทำได้ด้วยการเปลี่ยนขนาดของตัวเก็บประจุซึ่งมีทั้งหมด 4 ขนาดดังนี้ 0.6, 0.9 1.2 และ 1.5 MVar โดยเลือกมา 1 บัสที่จะทำการติดตั้ง สำหรับการทดสอบตำแหน่งที่เหมาะสมของตัวเก็บประจุที่จะติดตั้งเข้าไปในระบบนั้นสามารถทดสอบได้ด้วยการเปลี่ยนตำแหน่งของตัวเก็บประจุ ซึ่งจะเปลี่ยนตำแหน่งที่ติดตั้งไปตั้งแต่บัสที่ 1 จนถึงบัสสุดท้าย โดยกำหนดให้ขนาดของตัวเก็บประจุมีค่าคงที่ จากนั้นจึงทำการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด สามารถสรุปเป็นแผนผังขั้นตอนได้ดังภาพที่ 5.4



ภาพที่ 5.4 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ

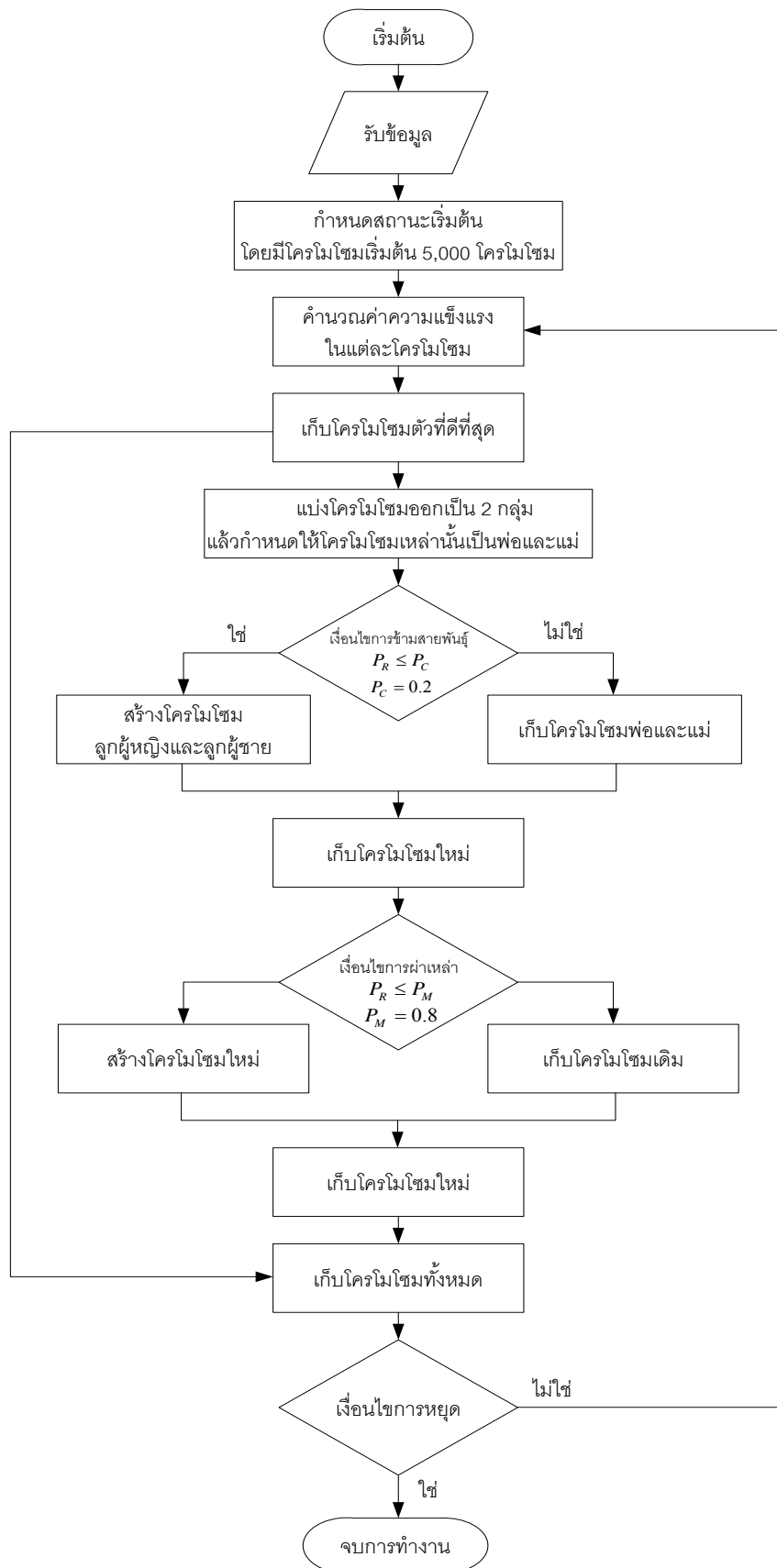
5. พิจารณาการปรับแก้ป้อนใหม่ โดยทำการปรับแก้ป้อนไปที่ละค่าจนครบอัตราส่วนทั้งหมด จากนั้นจึงทำการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด สามารถสรุปเป็นแผนผังขั้นตอนได้ดังภาพที่ 5.5



ภาพที่ 5.5 แผนผังขั้นตอนในการพิจารณาการปรับแก้ปมข้อผิดพลาด

5.1.2 ขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอ

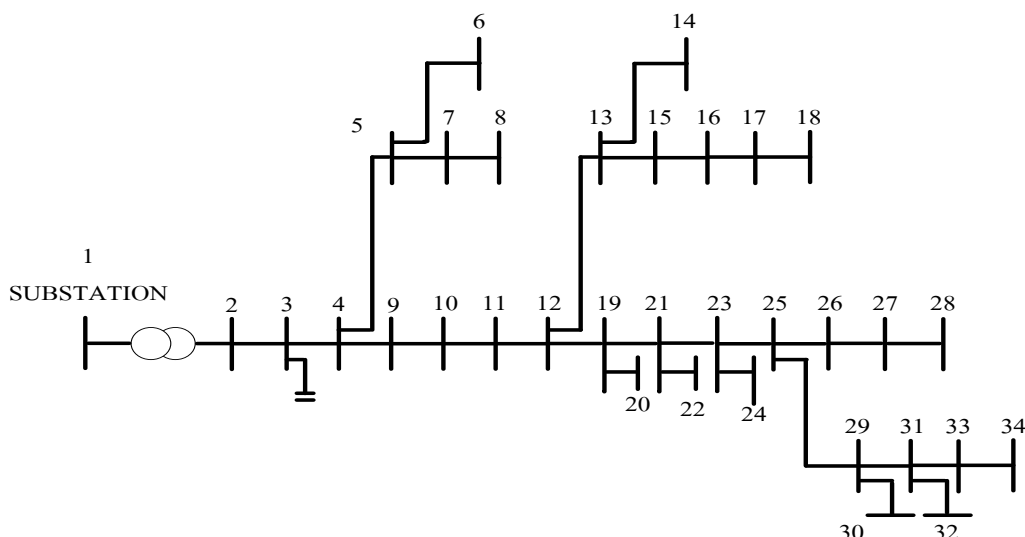
1. รับข้อมูลของระบบ
 2. กำหนดสถานะเริ่มต้นโดยสร้างโครโมโซมรุ่นแรกทั้ง 5,000 โครโมโซม โดยใช้ระบบเลขฐาน 2 (0 กับ 1) และกำหนดให้ความยาวในแต่ละโครโมโซมแทนจำนวนตัวแปรที่ต้องการหาคำตอบ
 3. คำนวณความแข็งแรงในแต่ละโครโมโซมโดยพิจารณาร่วมกับค่าปรับโทษจากการละเมิดเงื่อนไขต่างๆ ไม่ว่าจะเป็น พิกัดแรงดัน พิกัดกำลังที่ไหลในสายส่ง พิกัดของกำลังผลิตของ GCPV ซีดจำกัดการสวิตช์ของตัวเก็บประจุ เงื่อนไขค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์ และเงื่อนไขจำนวนครั้งของการปรับแก้ปมข้อผิดพลาด
 4. คัดเลือกโครโมโซมพ่อและแม่โดยการแบ่งครึ่งจากจำนวนโครโมโซมในขณะนั้นทั้งหมดเพื่อสร้างโครโมโซมลูกชายและลูกสาว
 5. พิจารณาโอกาสในการข้ามสายพันธ์เพื่อเพิ่มจำนวนโครโมโซม
 6. พิจารณาโอกาสในการผ่าเหล่าของทุกโครโมโซมเพิ่มความหลากหลายของคำตอบ
 7. คัดเลือกโครโมโซมที่โดดเด่นไว้ในรุ่นถัดไป
 8. พิจารณาว่าผ่านเงื่อนไขการหยุดหาคำตอบหรือไม่
- จากที่กล่าวมาในข้างต้นสามารถสรุปเป็นแผนผังขั้นตอนในดังภาพที่ 5.6



ภาพที่ 5.6 แผนผังขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอ

5.2 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ

เป็นระบบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในจังหวัดสมุทรสาครขนาด 22 kV 34 บัส มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุด 8.88 MW ตามข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งปีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [14] มีตัวเก็บประจุแบบสวิตซ์ที่บัส 3 และได้สมมติให้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 7.43 MW ที่บัส 12



ภาพที่ 5.7 ระบบท่าทราย

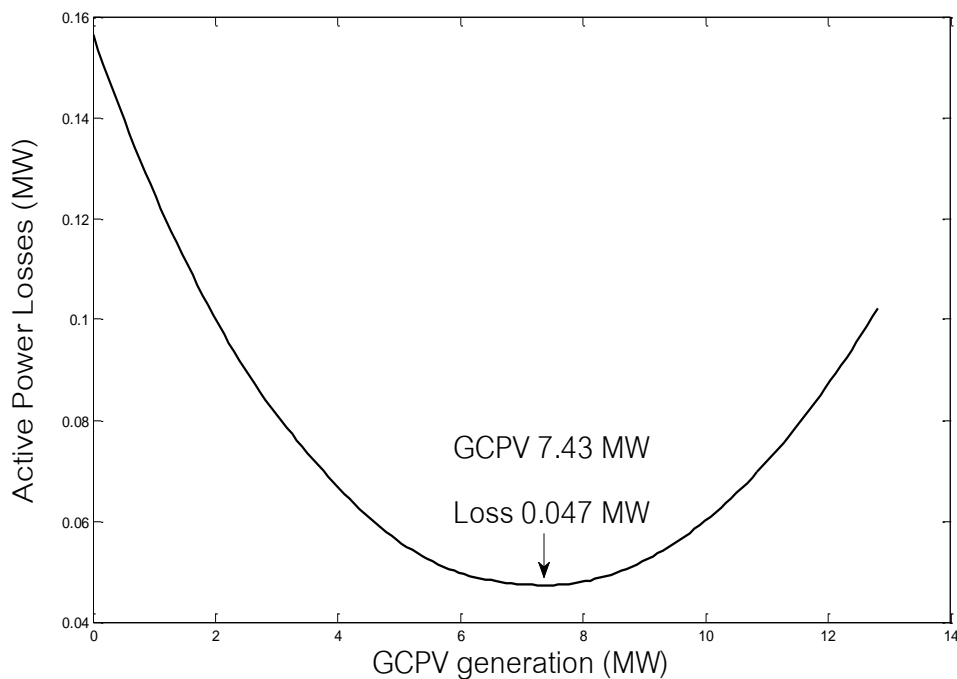
จากผลการทดสอบกับระบบท่าทรายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพบว่าปัจจัยที่มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ สามารถแบ่งออกได้เป็น 5 ประเภทได้แก่

- 5.2.1 ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
- 5.2.2 ขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ
- 5.2.3 ชนิดและความยาวของสายส่ง
- 5.2.4 ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ
- 5.2.5 การปรับค่าแท็พหม้อแปลง

5.2.1 ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว [28-30]

ทำการทดสอบโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ณ บัส 12 ที่เวลา 12.00 น. ของวันทำงานในเดือนเมษายน พ.ศ.2553 โดยในช่วงเวลานี้มีโหลดในระบบ 8.53 MW ทั้งหมด พบว่ากำลังผลิตที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ 7.43 MW โดยมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย 0.047 MW หรือสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ 69.73% ถ้าติดตั้งขนาดใหญ่เกินกว่า 7.43 MW จะทำให้เกิดการไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไปสู่สถานีไฟฟ้า ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าสูงขึ้น ซึ่งไม่ขัดต่อ

ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ กำหนดไว้ว่า ในระบบ 22 kV จะต้องมีความกำลังผลิตสูงสุดไม่เกิน 8 MW



ภาพที่ 5.8 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าสูญเสียและกำลังผลิต

ตำแหน่งที่ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ นับเป็นอีกปัจจัยสำคัญในการนำมาพิจารณาเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ โดยได้ทำการทดสอบติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 7.43 MW ในเวลา 12.00 น. ของวันทำงานในเดือนเมษายน พ.ศ.2553 ที่ทุกบัส พบว่าได้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่แตกต่างกัน

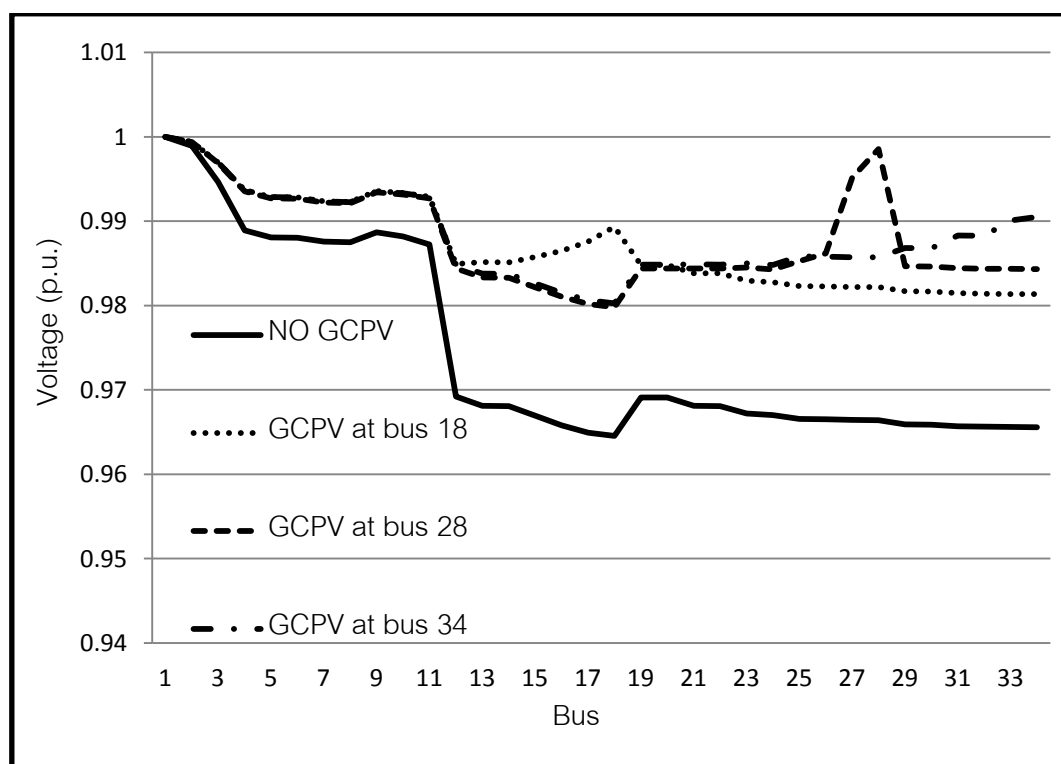
ตารางที่ 5.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเมื่อเปลี่ยนตำแหน่งในการติดตั้ง GCPV

บัสที่ทำการติดตั้ง GCPV	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ (MW)	LII (%)
1	0.1563	0
2	0.1519	2.78
3	0.1343	14.04
4	0.1109	29.02
5	0.1235	20.93
6	0.1262	19.24

ตารางที่ 5.1 (ต่อ) กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเมื่อเปลี่ยนตำแหน่งในการติดตั้ง GCPV

บัสที่ทำการติดตั้ง GCPV	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ (MW)	LII (%)
7	0.1393	10.84
8	0.1443	7.63
9	0.11	29.62
10	0.1082	30.77
11	0.1049	32.87
12	0.0473	69.73
13	0.0489	68.70
14	0.0496	68.23
15	0.0533	65.85
16	0.0585	62.53
17	0.0663	57.52
18	0.0785	49.76
19	0.0473	69.72
20	0.0489	68.71
21	0.0476	69.54
22	0.0504	67.70
23	0.0485	68.96
24	0.0504	67.74
25	0.0545	65.09
26	0.061	60.91
27	0.1255	19.68
28	0.1494	4.37
29	0.0614	60.66
30	0.0621	60.25
31	0.0721	53.85
32	0.0778	50.22
33	0.0845	45.89
34	0.0875	44.00

จากผลการทดสอบติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าไปที่ทุกบัส พบว่าตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบนั้นควรจะอยู่บริเวณที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูง เพื่อที่จะได้ช่วยลดกำลังผลิตที่ส่งมาจากสถานีไฟฟ้า จากตารางที่ 5.1 พบว่าจุดที่เหมาะสมที่สุดสำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในตัวอย่างนี้นั้นอยู่ที่บัส 12 เนื่องจากอยู่ใกล้บริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าในระบบโดยรวมสูงสุด (Load center) และจุดที่แย่ที่สุดคือบัสที่ 28 เนื่องจากเป็นบริเวณปลายสายและมีความต้องการไฟฟ้าในปริมาณน้อย (0.0317 MW) เมื่อเทียบกับที่จุดที่เป็นปลายสายเช่น บัส 18 (0.63 MW) และบัส 34 (0.16 MW) จึงทำให้เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าไประดับแรงดันจึงเพิ่มขึ้นสูงแบบผิดปกติเพราะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าไปได้แค่ด้านเดียวดังแสดงในภาพที่ 5.9



ภาพที่ 5.9 ระดับแรงดันเมื่อติด GCPV ขนาด 7.43 MW ที่บัสต่างๆกัน

การติดตั้ง GCPV ที่บัส 28 ทำให้แรงดันเพิ่มขึ้นสูงมาก จึงทำให้กระแสในสายส่งที่เชื่อมต่อบหว่างบัส 25 ไปยังบัส 28 (แถวที่ทำการแรเงาไว้ในตารางที่ 5.2) มีค่าเพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีติดตั้ง GCPV ที่บัส 18 และ บัส 34 ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจึงเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับการติดตั้งในตำแหน่งอื่น

ตารางที่ 5.2 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง

Line No.	From bus	To bus	Active Power Loss (MW)		
			GCPV at bus 18	GCPV at bus 28	GCPV at bus 34
1	1	2	0.001467	0.001535	0.001476
2	2	3	0.005922	0.006198	0.005957
3	3	4	0.007878	0.008245	0.007924
4	4	5	0.000599	0.0006	0.000599
5	5	6	1.99×10^{-5}	1.99×10^{-5}	1.99×10^{-5}
6	5	7	0.000193	0.000193	0.000193
7	7	8	6.23×10^{-5}	6.23×10^{-5}	6.23×10^{-5}
8	4	9	0.000286	0.0003	0.000287
9	9	10	0.000542	0.000569	0.000545
10	10	11	0.000994	0.001043	0.001
11	11	12	0.018272	0.019116	0.018378
12	12	13	0.003606	0.002042	0.00204
13	13	14	8.61×10^{-6}	8.65×10^{-6}	8.64×10^{-6}
14	13	15	0.006024	0.001726	0.001724
15	15	16	0.006546	0.001549	0.001547
16	16	17	0.008461	0.00087	0.00087
17	17	18	0.011976	0.000147	0.000147
18	12	19	0.000268	0.000284	0.000286
19	19	20	1.61×10^{-7}	1.61×10^{-7}	1.61×10^{-7}
20	19	21	0.002118	0.002372	0.002386
21	21	22	7.92×10^{-6}	7.91×10^{-6}	7.90×10^{-6}
22	21	23	0.001748	0.002603	0.002627
23	23	24	0.000209	0.000209	0.000208
24	23	25	0.000637	0.006354	0.006455
25	25	26	2.95×10^{-6}	0.0062	2.93×10^{-6}
26	26	27	1.64×10^{-6}	0.0623	1.62×10^{-6}

ตารางที่ 5.2 (ต่อ) กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง

Line No.	From bus	To bus	Active Power Loss (MW)		
			GCPV at bus 18	GCPV at bus 28	GCPV at bus 34
27	27	28	6.37×10^{-7}	0.024249	6.32×10^{-7}
28	25	29	0.000574	0.00057	0.007248
29	29	30	1.95×10^{-5}	1.94×10^{-5}	1.93×10^{-5}
30	29	31	6.87×10^{-5}	6.83×10^{-5}	0.010395
31	31	32	1.59×10^{-5}	1.58×10^{-5}	1.57×10^{-5}
32	31	33	8.14×10^{-6}	8.09×10^{-6}	0.012136
33	33	34	1.99×10^{-6}	1.98×10^{-6}	0.002967
Total	-	-	0.078538	0.149486	0.087534

เมื่อทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์อาทิตย์ที่บัส 12 เนื่องจากอยู่ใกล้บริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าในระบบโดยรวมสูงสุด (Load center) จะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังปรับปรุงระบบใน 1 วัน เป็นดังนี้

ตารางที่ 5.3 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย L/I เมื่อติดตั้งเฉพาะ GCPV

Hour	GCPV Bus 12		LOAD (MW)	Loss before install GCPV (MW)	Loss after install GCPV (MW)	L/I (%)
	P (MW)	Q (MVA _r)				
1	0	0	5.37	0.0602	0.0602	0
2	0	0	5.13	0.0549	0.0549	0
3	0	0	5	0.0521	0.0521	0
4	0	0	4.96	0.0513	0.0513	0
5	0	0	4.85	0.0489	0.0489	0
6	0.39	0.02	5.02	0.0527	0.0464	11.89
7	1.12	0.06	4.83	0.0487	0.033	32.287
8	1.72	0.09	5.25	0.0577	0.033	42.758
9	3.43	0.17	7.52	0.1204	0.055	54.281

ตารางที่ 5.3 (ต่อ) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย $L//$ เมื่อติดตั้งเฉพาะ GCPV

Hour	GCPV Bus 12		LOAD (MW)	Loss before install GCPV (MW)	Loss after install GCPV (MW)	$L//$ (%)
	P (MW)	Q (MVA _r)				
10	4.68	0.23	8.66	0.1612	0.0644	60.023
11	6.1	0.3	8.7	0.1626	0.0533	67.239
12	7.43	0.37	8.54	0.1563	0.0473	69.736
13	6.64	0.33	7.48	0.1191	0.0362	69.596
14	6.21	0.31	8.75	0.1646	0.0535	67.499
15	5.15	0.26	8.88	0.1696	0.064	62.288
16	3.69	0.18	8.66	0.1612	0.0774	51.995
17	2.06	0.1	7.74	0.1276	0.081	36.535
18	1.2	0.06	6.61	0.0923	0.0679	26.376
19	0	0	7.62	0.1238	0.1238	0
20	0	0	8.25	0.1455	0.1455	0
21	0	0	7.65	0.1246	0.1246	0
22	0	0	7.41	0.1167	0.1167	0
23	0	0	6.46	0.088	0.088	0
24	0	0	6.19	0.0807	0.0807	0
Total	49.8	2.49	165.54	2.5405	1.6590	34.697

โดยมีค่าพารามิเตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ดังนี้

1. แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์
2. ค่าความถี่ไซเคิลและแรงดันขาออกของวงจรทระดับแรงดัน
3. ดัชนีโมดูลและแรงดันขาออกระหว่างเฟสของวงจรที่ดับลิวิตอินเวอร์เตอร์
4. แรงดันที่บัสเชื่อมต่อในหน่วย p.u.
5. ดัชนีเปรียบเทียบแรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

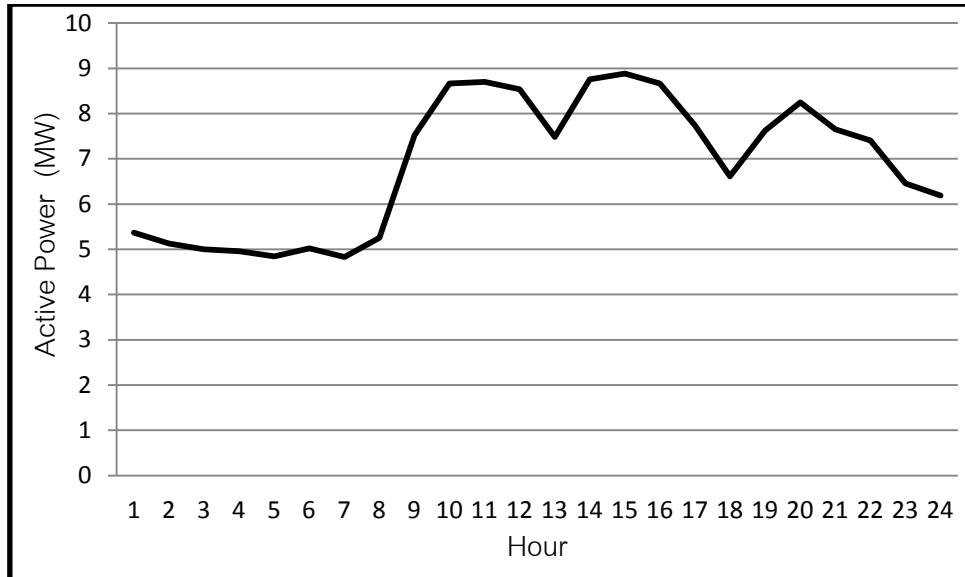
จากที่กล่าวมาทั้งหมดสามารถนำมาสรุปเป็นตารางได้ดังนี้

ตารางที่ 5.4 ค่าพารามิเตอร์ต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

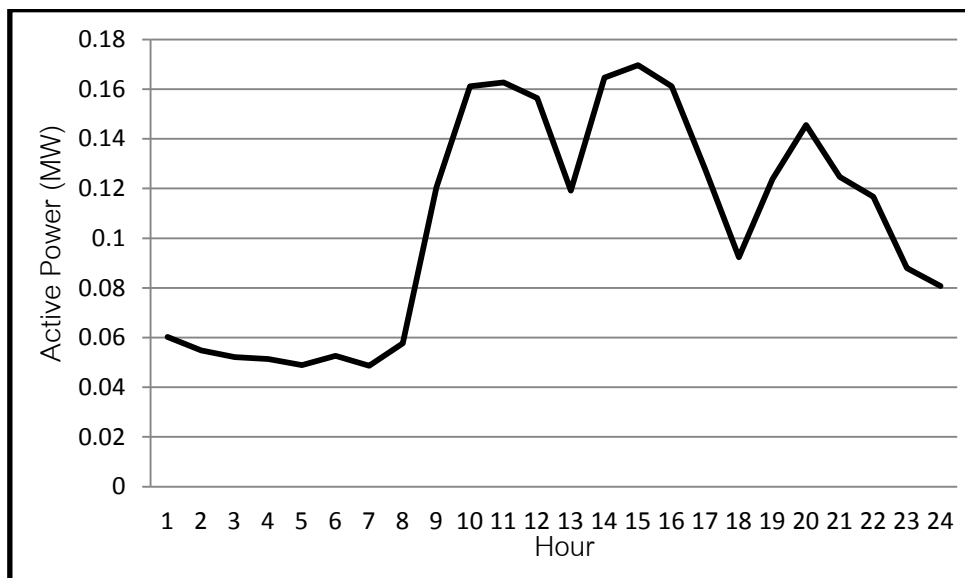
Hour	Solar cell V_{pv} (V)	Boost converter D	Boost converter V_o (V)	PWM Inverter m_a	PWM Inverter $V_{line-line}$ (V)	Grid V_{bus} ¹² (p.u.)	VPI Without GCPV	VPI With GCPV	VPII
1	0	0	0	0	0	0.98	0.88	0.88	1
2	0	0	0	0	0	0.98	0.89	0.89	1
3	0	0	0	0	0	0.98	0.89	0.89	1
4	0	0	0	0	0	0.98	0.89	0.89	1
5	0	0	0	0	0	0.98	0.9	0.9	1
6	214	0.7	654.07	0.9	393.21	0.98	0.89	0.9	1.01
7	215	0.7	677.95	0.9	394.1	0.98	0.9	0.92	1.02
8	214	0.7	691.76	0.9	394.01	0.98	0.88	0.92	1.05
9	213	0.7	714.8	0.9	392.19	0.98	0.75	0.86	1.15
10	213	0.7	726.06	0.9	391.6	0.97	0.67	0.84	1.25
11	214	0.7	733.97	0.9	392.74	0.98	0.67	0.87	1.3
12	215	0.7	738.73	0.9	394.09	0.98	0.68	0.91	1.34
13	215	0.7	733.87	0.9	394.94	0.98	0.76	0.93	1.22
14	214	0.7	733.81	0.9	392.76	0.98	0.67	0.87	1.3
15	213	0.7	727.67	0.9	391.68	0.97	0.66	0.84	1.27
16	213	0.7	717.42	0.9	390.75	0.97	0.67	0.81	1.21
17	213	0.7	701.65	0.9	390.69	0.97	0.74	0.81	1.09
18	213	0.7	685.76	0.9	391.6	0.97	0.81	0.85	1.05
19	0	0	0	0	0	0.97	0.75	0.75	1
20	0	0	0	0	0	0.97	0.7	0.7	1
21	0	0	0	0	0	0.97	0.75	0.75	1
22	0	0	0	0	0	0.97	0.76	0.76	1
23	0	0	0	0	0	0.97	0.82	0.82	1
24	0	0	0	0	0	0.97	0.83	0.83	1

5.2.2 ขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ

เนื่องจากถ้าการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งสูงส่งผลให้กระแสในสายส่งมีค่าสูงตาม อันเป็นผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าสูงตามเช่นกัน ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าของวันหนึ่งในแต่ละช่วงเวลา



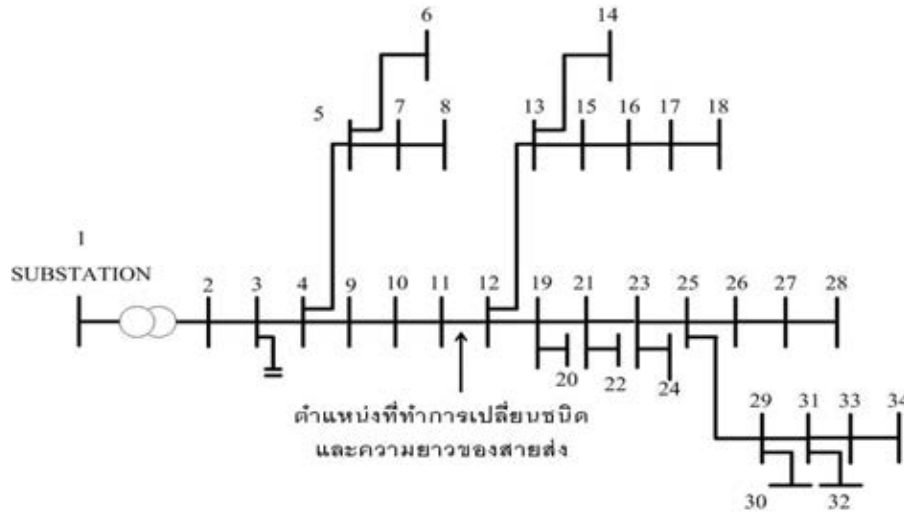
ภาพที่ 5.10 ความต้องการไฟฟ้าใน 1 วัน ของระบบท่าทราย



ภาพที่ 5.11 กำลังไฟฟ้าสูญเสียใน 1 วัน ของระบบท่าทราย

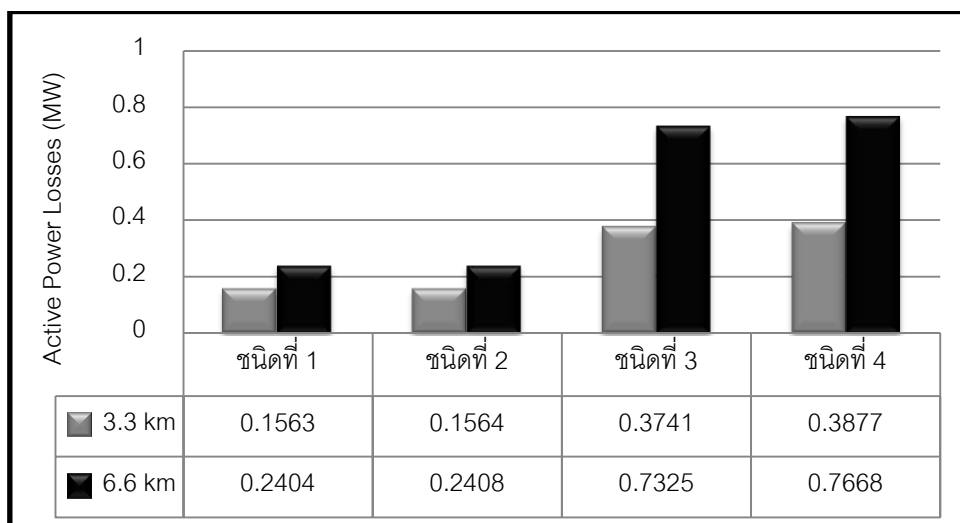
5.2.3 ชนิดและความยาวของสายส่ง

การทดสอบของการวิจัยนี้ได้ใช้สายส่งทั้งหมด 4 ชนิด ซึ่งแต่ละชนิดนั้นมีค่าอิมพีแดนซ์แตกต่างกันดังนี้ 1) $0.17571+0.33444i$ 2) $0.17571+0.34721i$ 3) $0.64015+0.37985i$ และ 4) $0.66668+0.38899i$ ซึ่งทั้งหมดมีหน่วยเป็น Ω/km ได้ทำการทดสอบโดยเปลี่ยนชนิดและความยาวสายส่งที่เชื่อมบัส 11 ไปยังบัส 12 ในช่วงเวลา 12.00 น. ของวันทำงานในเดือนเมษายน พ.ศ. 2553



ภาพที่ 5.12 ระบบท่าทรายที่ได้ดัดแปลงชนิดและความยาวของสายส่ง

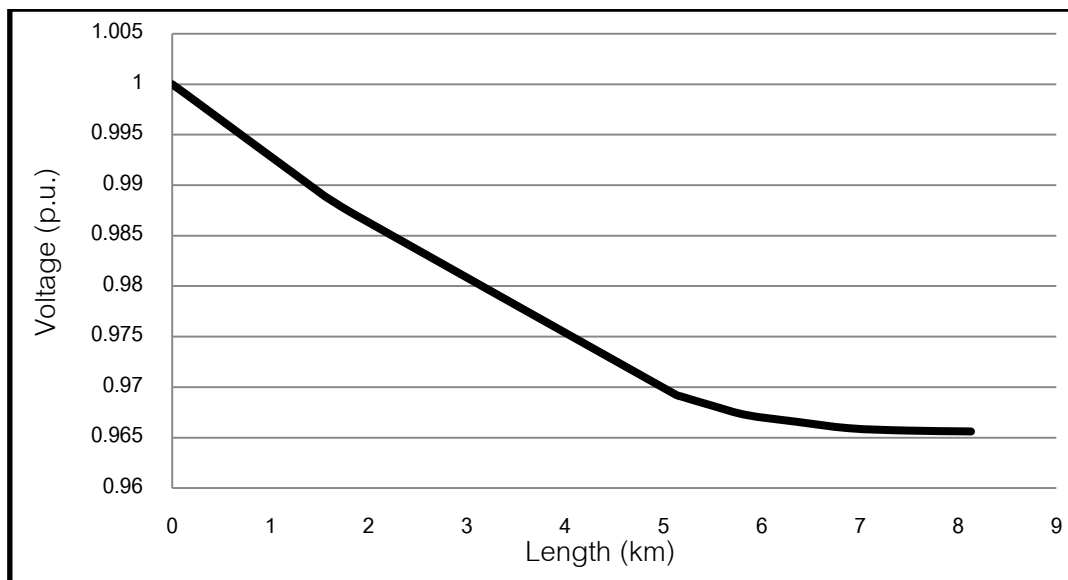
จากผลการทดสอบพบว่าสายส่งชนิดที่ 4 ให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสูงสุดเนื่องจากมีค่าอิมพีแดนซ์มากที่สุด และสำหรับสายส่งชนิดเดียวกันนั้นสายส่งที่มีความยาวมากกว่าจะให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมากกว่า ดังแสดงในภาพที่ 5.13



ภาพที่ 5.13 ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อเปลี่ยนชนิดและความยาวของสายส่ง

5.1.4 ขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ

ในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลโดยทั่วไปแรงดันจะมีค่าตกลงตามระยะทางของสายส่งยิ่งระยะทางไกลขึ้นระดับแรงดันยิ่งลดต่ำลงขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการไฟฟ้าในแต่ละตำแหน่งดังแสดงในภาพที่ 5.10 โดยอาศัยการติดตั้งตัวเก็บประจุเพื่อป้องกันแรงดันตกเกินกว่ามาตรฐานที่กำหนดไว้ซึ่งคือ 0.95 p.u.



ภาพที่ 5.14 ความสัมพันธ์ของระดับแรงดันและระยะทางสายส่ง

ในการทดสอบได้ติดตั้งตัวเก็บประจุที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆกัน ในเวลา 12.00 น. โดยไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และการปรับแก้ป้อนแปลง ซึ่งมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุเท่ากับ 0.1563 MW

ตารางที่ 5.5 ขนาดและตำแหน่งต่างๆกัน ที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ

บัส	กำลังไฟฟ้าสูญเสียและLII เมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุที่ขนาดต่างๆกัน							
	fixed		switch		fixed		switch	
	0.6 (MVar)		0.9 (MVar)		1.2 (MVar)		1.5 (MVar)	
	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)
1	0.15632	0	0.15632	0	0.15632	0	0.15632	0
2	0.15596	0.23256	0.15579	0.33953	0.15563	0.44028	0.15548	0.53483
3	0.15450	1.16318	0.15367	1.69818	0.15288	2.20208	0.15214	2.67484
4	0.15260	2.37770	0.15089	3.47116	0.14928	4.50086	0.14777	5.46667

ตารางที่ 5.5 (ต่อ) ขนาดและตำแหน่งต่างๆกัน ที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ

บัส	กำลังไฟฟ้าสูญเสียและ LII เมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุที่ขนาดต่างๆกัน							
	fixed		switch		fixed		switch	
	0.6 (MVar)		0.9 (MVar)		1.2 (MVar)		1.5 (MVar)	
	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)
5	0.15244	2.48247	0.15073	3.57301	0.14919	4.56266	0.14780	5.45110
6	0.15244	2.48328	0.15075	3.56484	0.14922	4.53922	0.14787	5.40607
7	0.1524	2.50893	0.15076	3.55485	0.14935	4.46091	0.14815	5.22651
8	0.15238	2.51723	0.15077	3.54851	0.14940	4.42733	0.14826	5.15299
9	0.15252	2.43155	0.15077	3.54942	0.14913	4.60186	0.14758	5.58872
10	0.15236	2.53469	0.15054	3.69931	0.14882	4.79523	0.14722	5.82232
11	0.15205	2.73174	0.15009	3.98522	0.14825	5.16352	0.14652	6.26648
12	0.14636	6.36988	0.14186	9.24889	0.13768	11.9221	0.13383	14.3882
13	0.14606	6.56537	0.14144	9.51644	0.13718	12.2443	0.13327	14.7472
14	0.14605	6.56666	0.14144	9.51592	0.13719	12.2403	0.13328	14.7380
15	0.14575	6.76458	0.14103	9.78014	0.13670	12.5486	0.13277	15.0678
16	0.14545	6.95214	0.14065	10.0253	0.13627	12.8266	0.13232	15.3536
17	0.14525	7.08271	0.14040	10.1823	0.13602	12.9835	0.13212	15.4835
18	0.14521	7.10508	0.14042	10.1743	0.13613	12.9167	0.13236	15.3288
19	0.14633	6.39213	0.14181	9.27987	0.13762	11.9602	0.13376	14.4317
20	0.14634	6.38677	0.14183	9.26715	0.13766	11.9369	0.13382	14.3947
21	0.14605	6.57051	0.14143	9.52778	0.13715	12.2643	0.13322	14.7784
22	0.14605	6.56667	0.14145	9.51282	0.1372	12.232	0.13331	14.7225
23	0.1458	6.72959	0.14108	9.74673	0.13673	12.5297	0.13275	15.0767
24	0.14575	6.76098	0.14102	9.78441	0.13667	12.5673	0.1327	15.1077
25	0.14565	6.82648	0.14090	9.86258	0.13655	12.6444	0.13261	15.1699
26	0.14568	6.80884	0.14097	9.81705	0.13669	12.5580	0.13283	15.0294
27	0.14603	6.58089	0.14180	9.28734	0.13819	11.5977	0.13521	13.5069
28	0.14618	6.48975	0.14213	9.07605	0.13879	11.2154	0.13615	12.9019

ตารางที่ 5.5 (ต่อ) ขนาดและตำแหน่งต่างๆกัน ที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ

บัส	กำลังไฟฟ้าสูญเสียและ LII เมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุที่ขนาดต่างๆกัน							
	fixed		switch		fixed		switch	
	0.6 (MVar)		0.9 (MVar)		1.2 (MVar)		1.5 (MVar)	
	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)	LOSS (MW)	LII (%)
29	0.14551	6.91805	0.14074	9.96815	0.1364	12.7423	0.13250	15.2380
30	0.14550	6.92163	0.14073	9.97107	0.1364	12.7429	0.13251	15.2346
31	0.14550	6.92054	0.14079	9.9373	0.13654	12.6545	0.13276	15.0691
32	0.14551	6.91291	0.14083	9.90746	0.13664	12.5900	0.13294	14.9573
33	0.14555	6.88906	0.14092	9.85298	0.13679	12.4919	0.13318	14.8024
34	0.14556	6.88106	0.14095	9.83177	0.13686	12.4512	0.13328	14.7359

จากผลการทดสอบพบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าลดลงเนื่องจากการชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ ทำให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าเข้าใกล้ 1.0 p.u. ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนลดลงแต่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงเท่าเดิมจึงทำให้กำลังไฟฟ้าปรากฏมีค่าลดลง ค่ากระแสที่ไหลในสายส่งจึงลดลง ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าลดลง

5.1.5 การปรับค่าแท็บหม้อแปลง

การยกระดับแรงดันให้ให้เพิ่มสูงขึ้นโดยการปรับแท็บลดหรือกล่าวได้ว่าลดค่าอัตราส่วน a:1 ของแท็บหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้า จะเป็นการยกระดับแรงดันของระบบจำหน่ายทั้งระบบ เนื่องจากอยู่ที่ต้นทางอีกทั้งยังส่งผลกระทบต่อด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบอีกด้วย โดยได้ทำการทดลองปรับแท็บหม้อแปลงของระบบท่าทรายที่เวลา 12.00 น. โดยไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และตัวเก็บประจุ โดยมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนปรับแท็บหม้อแปลงเป็น 0.15632 MW

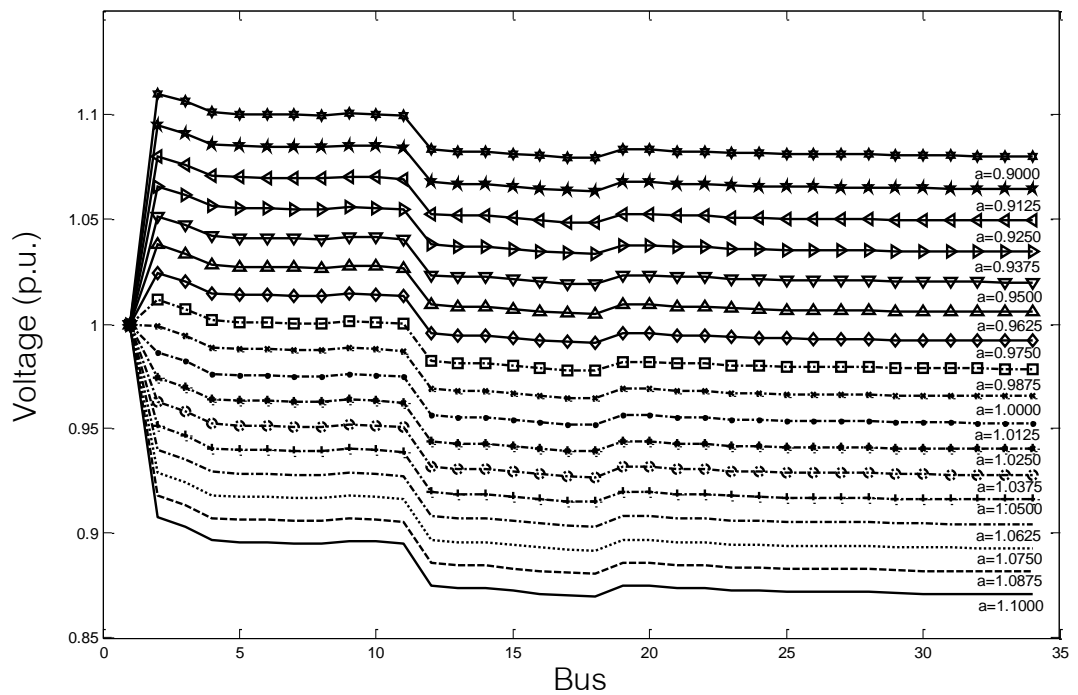
ตารางที่ 5.6 กำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อปรับแท็บหม้อแปลงไป ณ ตำแหน่งต่างๆกัน

อัตราส่วนแท็บ (a:1)	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (MW)	LII (%)
1.1000	0.1919	-22.7634
1.0875	0.1872	-19.7608
1.0750	0.1826	-16.8041

ตารางที่ 5.6 (ต่อ) กำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อปรับแท็ปหม้อแปลงไป ณ ตำแหน่งต่างๆกัน

อัตราส่วนแท็ป (a:1)	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (MW)	LII (%)
1.0625	0.1780	-13.8927
1.0500	0.1736	-11.0262
1.0375	0.1691	-8.2041
1.0250	0.1648	-5.4260
1.0125	0.1605	-2.6915
1.0000	0.1563	0
0.9875	0.1522	2.6488
0.9750	0.1481	5.2553
0.9625	0.1441	7.8200
0.9500	0.1402	10.3430
0.9375	0.1363	12.8250
0.9250	0.1325	15.2670
0.9125	0.1287	17.6680
0.9000	0.1250	20.0290

โดยมีระดับแรงดันในแต่ละบัสเป็นดังนี้



ภาพที่ 5.15 ระดับแรงดันเมื่อปรับแท็ปหม้อแปลงไปที่ตำแหน่งต่างๆกัน

จากผลการทดสอบพบว่า การปรับแก้ปห้มแปลงลดจะเป็นการเพิ่มระดับแรงดัน จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าลดลงเนื่องจากกฎอนุรักษ์พลังงานในห้มแปลงเมื่อแรงดันมีค่าเพิ่มขึ้นกระแสจะมีค่าลดลง อีกทั้งยังพบว่า ส่วนต่างของแรงดันในแต่ละบัสก่อนและหลังปรับแก้ปห้มแปลงนั้นมีค่าไม่เท่ากันตามแสดงด้านล่าง

ตารางที่ 5.7 ผลต่างของค่าแรงดันจากการปรับแก้ปห้มแปลง

บัส	a=0.9000	a=0.9125	ส่วนต่างแรงดัน
1	1	1	0
2	1.110172	1.094937	0.015235
3	1.106333	1.091041	0.015291
4	1.101223	1.085856	0.015367
5	1.100467	1.085090	0.015378
6	1.100433	1.085055	0.015378
7	1.100030	1.084646	0.015384
8	1.099944	1.084559	0.015385
9	1.100996	1.085626	0.015370
10	1.100558	1.085181	0.015377
11	1.099715	1.084326	0.015389
12	1.083619	1.067992	0.015628
13	1.082637	1.066995	0.015642
14	1.082618	1.066976	0.015642
15	1.081585	1.065927	0.015658
16	1.080571	1.064898	0.015673
17	1.079787	1.064103	0.015684
18	1.079455	1.063766	0.015689
19	1.083512	1.067882	0.015629
20	1.083509	1.067880	0.015629
21	1.082632	1.066990	0.015642
22	1.082610	1.066968	0.015642
23	1.081834	1.066180	0.015654

ตารางที่ 5.7 (ต่อ) ผลต่างของค่าแรงดันจากการปรับแก้ปห้ม้อแปลง

บัส	a=0.9000	a=0.9125	ส่วนต่างแรงดัน
24	1.081648	1.065991	0.015657
25	1.081249	1.065587	0.015663
26	1.081217	1.065554	0.015663
27	1.081143	1.065479	0.015664
28	1.081126	1.065462	0.015664
29	1.080673	1.065002	0.015671
30	1.080645	1.064973	0.015671
31	1.080467	1.064793	0.015674
32	1.080423	1.064748	0.015675
33	1.080393	1.064718	0.015675
34	1.080382	1.064707	0.015675

5.3 ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอที่ทดสอบกับระบบท่า

ทราย

การจะหาวิธีการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่ดีที่นั้นเป็นเรื่องยาก เนื่องจากในแต่ละปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้ผลลัพธ์ที่แตกต่างกันออกไป การติดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเป็นการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงในขณะที่การติดตั้งตัวเก็บประจุเป็นการชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งวิธีทั้งหมดที่กล่าวมานั้นส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าปรากฏ ซึ่งมีตัวแปรที่ต้องนำมาพิจารณาเป็นจำนวนมาก อาทิเช่น ขนาดและตำแหน่งและจำนวนที่เหมาะสมในการติดตั้ง ดังนั้นวิธีขั้นตอนทางพันธุกรรมจึงเป็นการหาคำตอบที่เหมาะสมวิธีหนึ่งสำหรับการแก้ปัญหาในวิทยานิพนธ์นี้

จากเดิมนั้นระบบท่าทรายมีตัวเก็บประจุแบบสวิตซ์ทั้งหมดจำนวน 1 ตัวซึ่งติดตั้งอยู่ที่บัส 3 โดยมีขนาด 1,500 kVar แต่ไม่มีข้อมูลการสับเข้า-ปลดออกของตัวเก็บประจูดังกล่าว ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาช่วงเวลาการสับเข้า-ปลดออกเอง โดยจะพิจารณาจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่น้อยสุดจากการทำงานของตัวเก็บประจุแบบสวิตซ์ใน 1 วัน ซึ่งจะต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขการสวิตซ์

5.3.1 กรณีที่ไม่พิจารณาความไม่แน่นอนของกำลังผลิตและโหลด

(ก) พิจารณาผลของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3

การพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบท่าทรายโดยคิดผลของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3 พบว่าที่กรณีฐาน (Base Case) ระบบดังกล่าวมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดใน 1 วัน ก่อนทำการปรับปรุงเท่ากับ 2.54 MWd โดยมีขนาดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดของตัวเก็บประจุแบบคงที่ ข้อมูลการสับเข้า-ปลดออกของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ การปรับแท็ปหม้อแปลง และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบในแต่ละชั่วโมง ดังแสดงในตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอกรณี (ก)

Hour	GCPV BUS 12		Capacitor bank (MVar) at BUS					Tap transformer ratio (a:1)	Loss (MW)
	P (MW)	Q (MVar)	(switch)	(fixed)					
			3	8	18	24	30		
1	0	0	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.042
2	0	0	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.039
3	0	0	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.037
4	0	0	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.037
5	0	0	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.036
6	0.39	0.02	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.032
7	1.12	0.06	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.022
8	1.72	0.09	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.020
9	3.43	0.17	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.023
10	4.68	0.23	1.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.023
11	6.1	0.3	1.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.014
12	7.43	0.37	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.011
13	6.64	0.33	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.009
14	6.21	0.31	1.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.014
15	5.15	0.26	1.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.021
16	3.69	0.18	1.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.034
17	2.06	0.1	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.044
18	1.2	0.06	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.04
19	0	0	1.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.081

ตารางที่ 5.8 (ต่อ) ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอกรณี (ก)

Hour	GCPV BUS 12		Capacitor bank (MVar) at BUS					Tap transformer ratio (a:1)	Loss (MW)
	P (MW)	Q (MVar)	(switch)	(fixed)					
			3	8	18	24	30		
20	0	0	1.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.095
21	0	0	1.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.082
22	0	0	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.077
23	0	0	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.058
24	0	0	0	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9625	0.054
Total	49.8	2.49	-	-	-	-	-	-	0.944

จากผลการทดสอบพบว่าค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียใน 1 วันลดลง 1.596 MWd (2.54-0.944) คิดเป็น $L//$ เท่ากับ 62.85% โดยจะต้องติดตั้งตัวเก็บประจุแบบคงที่เพิ่ม 4 ตัว ที่บัส 8, 18, 24 และ 30 ติดตั้ง GCPV ที่บัส 12 และปรับอัตราส่วนแท็ปหม้อแปลงไปที่ 0.9625:1

(ข) ไม่พิจารณาผลของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3

การพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบท่าทรายโดยไม่คิดผลของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3 พบว่าที่กรณีฐาน (Base Case) ระบบดังกล่าวมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดใน 1 วันก่อนทำการปรับปรุงเท่ากับ 2.54 MWd โดยมีขนาดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดของตัวเก็บประจุแบบคงที่ ข้อมูลการสับเข้า-ปลดออกของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ การปรับแท็ปหม้อแปลง แลและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบในแต่ละชั่วโมง ดังแสดงในตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอกรณี (ข)

Hour	GCPV BUS 12		Capacitor bank (MVar) at BUS						Tap transformer ratio (a:1)	Loss (MW)
	P (MW)	Q (MVar)	(switch)	(fixed)						
			24	8	11	18	30	34		
1	0	0	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0401
2	0	0	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0366
3	0	0	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0348
4	0	0	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0343
5	0	0	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0328

ตารางที่ 5.9 (ต่อ) ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอกรณี (ข)

Hour	GCPV BUS 12		Capacitor bank (MVar) at BUS						Tap transformer ratio (a:1)	Loss (MW)
	P (MW)	Q (MVar)	(switch)	(fixed)						
			24	8	11	18	30	34		
6	0.39	0.02	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0297
7	1.12	0.06	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.019
8	1.72	0.09	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.017
9	3.43	0.17	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0233
10	4.68	0.23	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0225
11	6.1	0.3	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0134
12	7.43	0.37	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0107
13	6.64	0.33	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0095
14	6.21	0.31	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0133
15	5.15	0.26	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0206
16	3.69	0.18	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0332
17	2.06	0.1	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0434
18	1.2	0.06	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0406
19	0	0	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0808
20	0	0	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0946
21	0	0	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0813
22	0	0	1.5	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0764
23	0	0	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.059
24	0	0	0	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	0.9625	0.0539
Total	49.8	2.49	-	-	-	-	-	-	-	0.921

จากผลการทดสอบพบว่าค่าพลังไฟฟ้าสูญเสียใน 1 วันลดลง 1.619 MWd (2.54-0.921) คิดเป็น L// เท่ากับ 63.74% โดยจะต้องติดตั้งตัวเก็บประจุแบบคงที่เพิ่ม 5 ตัว ที่บัล 8, 11, 18, 30 และ 34 ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบสวิตช์เพิ่ม 1 ตัว ที่บัล 24 ติดตั้ง GCPV ที่บัล 12 และปรับอัตราส่วนแท็ปหม้อแปลงไปที่ 0.9625:1

5.3.2 กรณีที่พิจารณาความไม่แน่นอนของกำลังผลิตและโหลด

ในความเป็นจริงแล้วค่าโหลดมักจะมีความคาดเคลื่อนประกอบด้วยเสมอขึ้นอยู่กับการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคในแต่ละเวลา และยังมีความคาดเคลื่อนจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ สาเหตุเนื่องจากปริมาณแสงอาทิตย์ในแต่ละวันนั้นมีค่าไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับความแปรปรวนสภาพอากาศบางวันอาจมีกลุ่มเมฆมาบดบังทำให้ค่าความเข้มแสงที่ได้มีค่าเปลี่ยนไป โดยในการทดสอบนั้นจะทำการทดสอบเปลี่ยนค่าโหลดและกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งใช้ฟังก์ชันการกระจายตัวแบบปกติที่ถูกแบ่งออกเป็นช่วงทั้งหมด 5 ช่วง ตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) และพิจารณาเฉพาะผลกระทบในด้านแรงดันและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ

จากข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพบว่าความผิดพลาดในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าล่วงหน้า 24 ชั่วโมงมีค่าเป็นร้อยละ 2 ซึ่งจะใช้เป็นค่าความแปรปรวนสำหรับความต้องการไฟฟ้า ในกรณีของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้การรวบรวมข้อมูลความเข้มแสงในแต่ละเดือนแล้วจึงนำมาคิดค่าความแปรปรวนในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งมีค่าเป็นดังนี้

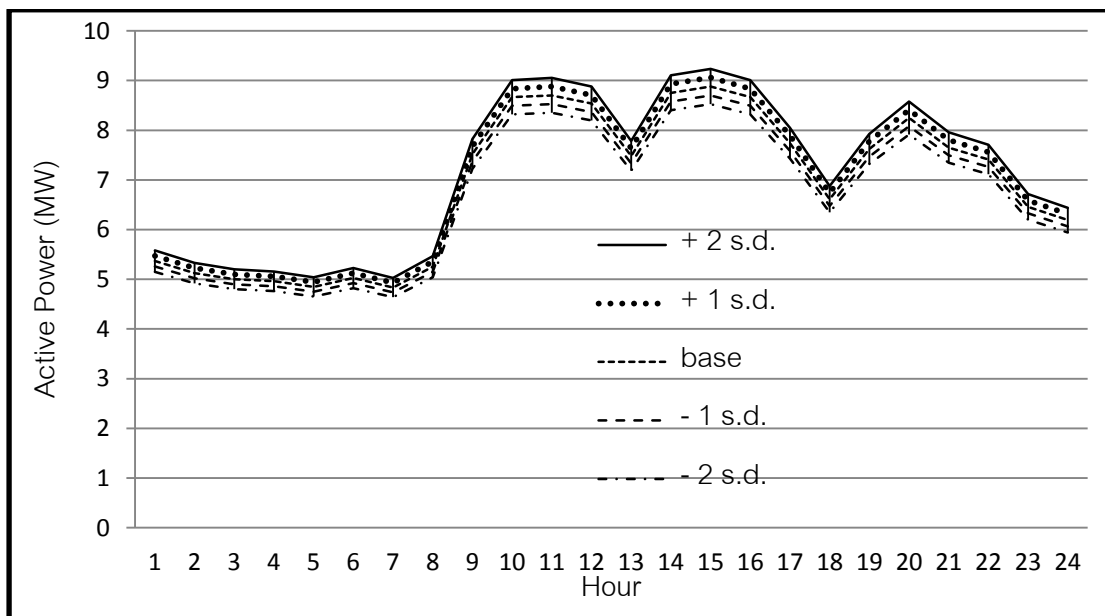
ตารางที่ 5.10 ความแปรปรวนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา

Hour	Mean (kW/m ²)	Standard Derivation (s.d.)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0.06	0.0004
8	0.24	0.0004
9	0.49	0.0004
10	0.62	0.0003
11	0.82	0.0022
12	0.87	0.0012
13	0.82	0.0011

ตารางที่ 5.10 (ต่อ) ความแปรปรวนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา

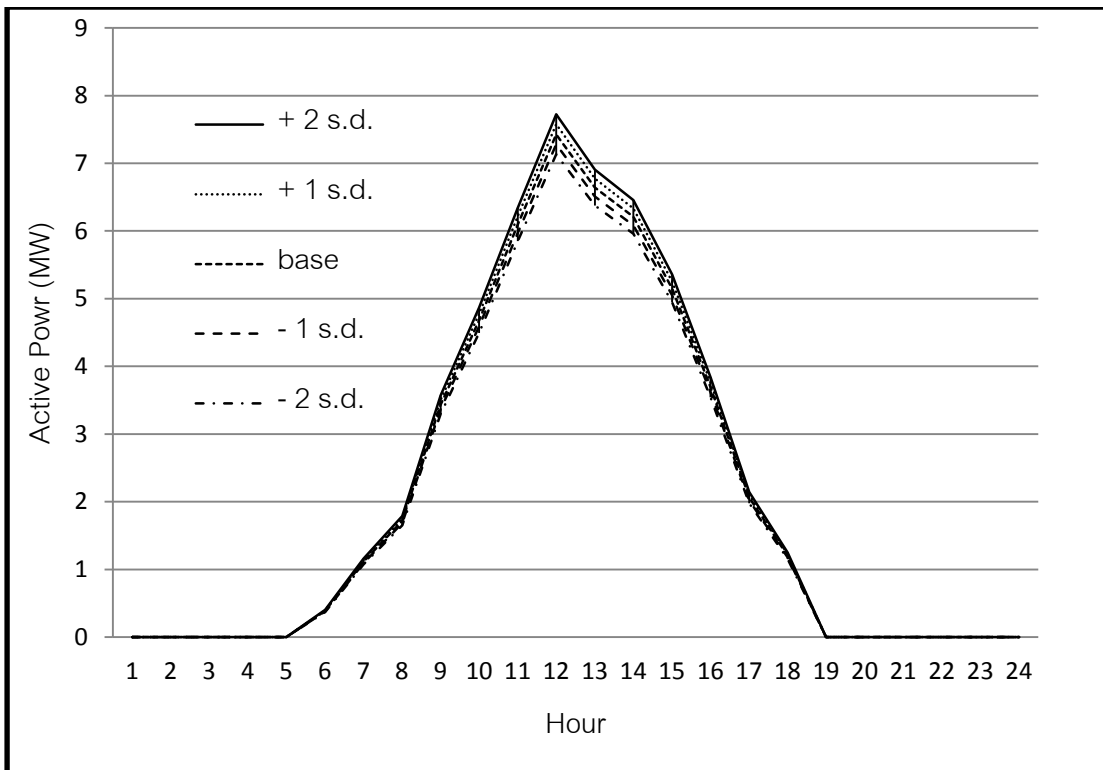
14	0.76	0.0013
15	0.67	0.0012
16	0.48	0.0002
17	0.27	0.0016
18	0.07	0.0019
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

ความไม่แน่นอนของความต้องการไฟฟ้าในเวลา 24 ชั่วโมงของระบบท่าทรายสามารถนำมาวาดกราฟได้ดังนี้

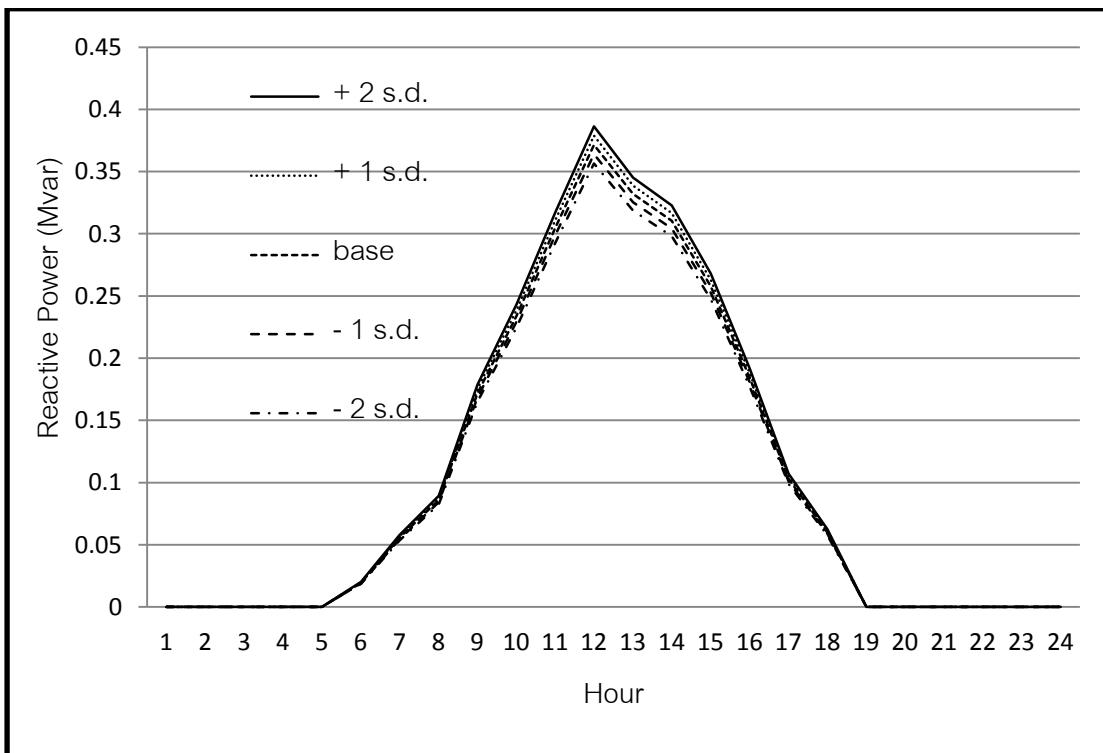


ภาพที่ 5.16 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของวันทำงานในเดือนเมษายน

โดยมีค่าความไม่แน่นอนของการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นดังนี้

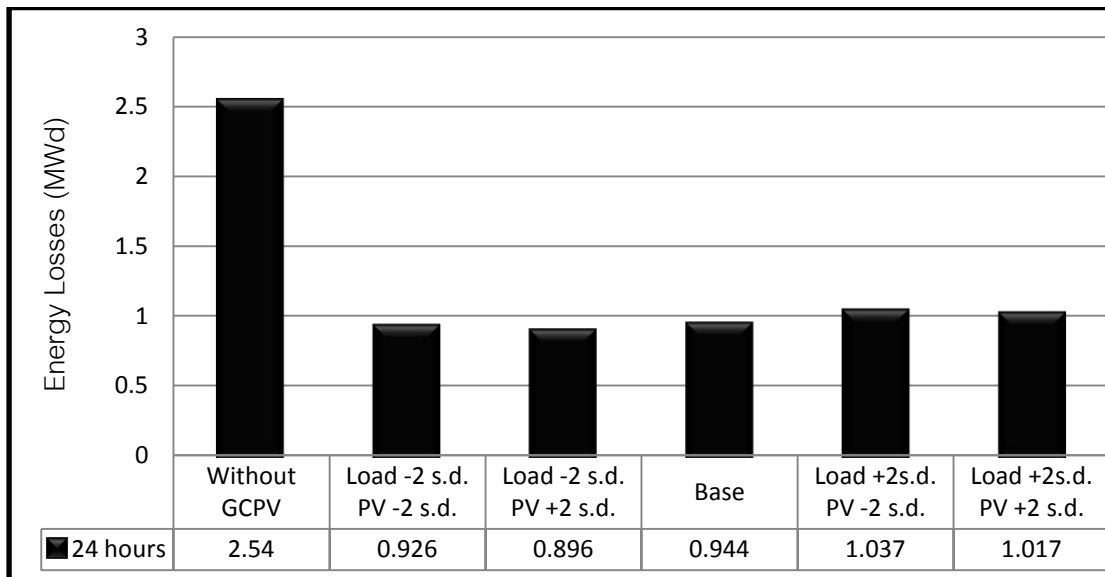


ภาพที่ 5.17 กำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในวันทำงานเดือนเมษายน



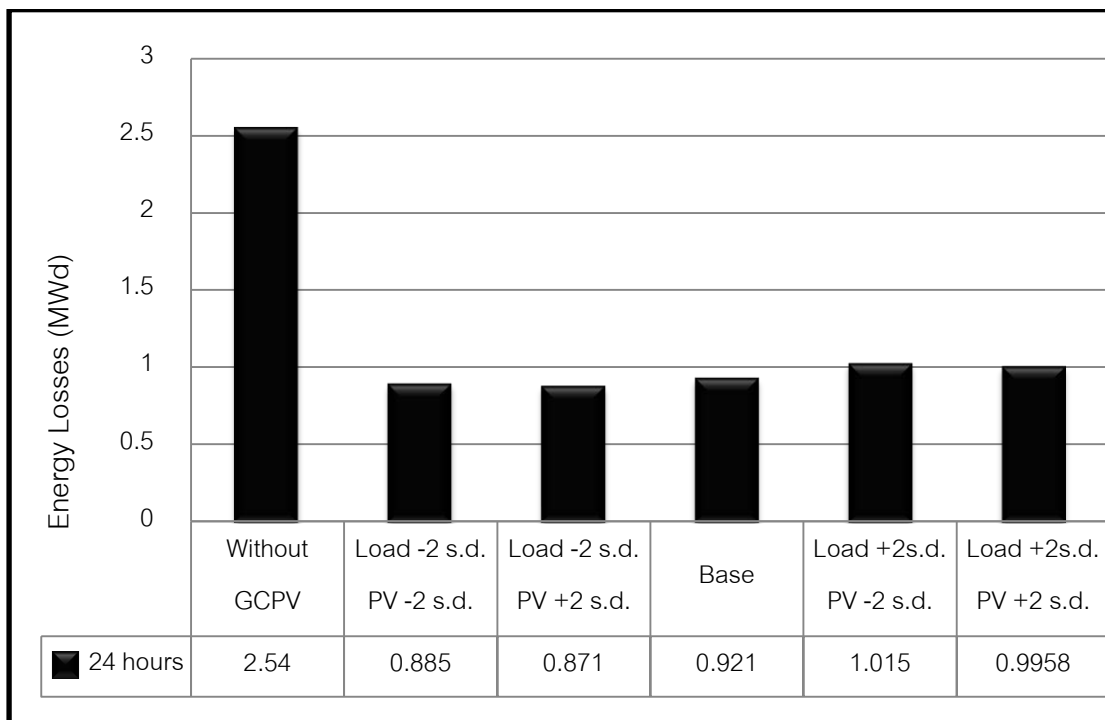
ภาพที่ 5.18 กำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในวันทำงานเดือนเมษายน

โดยมีค่าความไม่แน่นอนของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายนเมื่อพิจารณาผลของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3 เป็นดังนี้



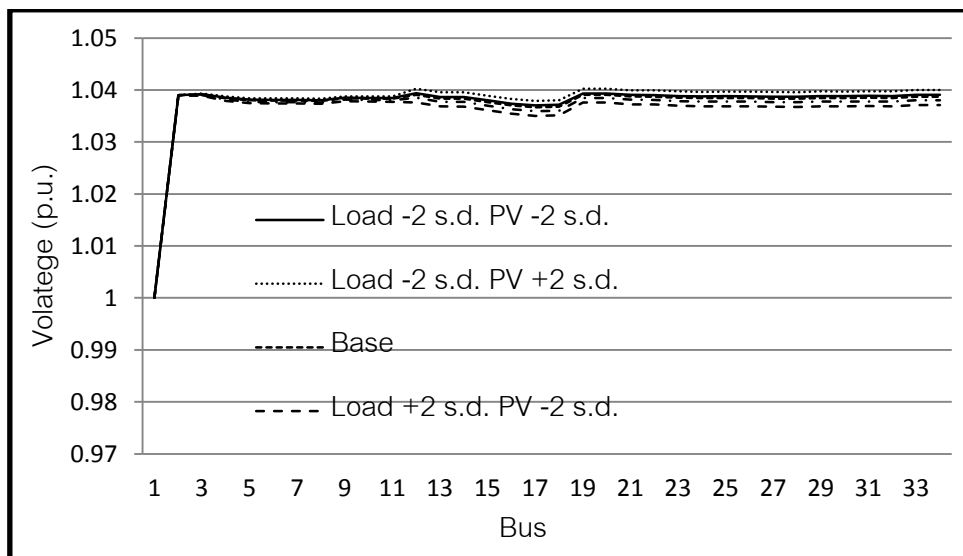
ภาพที่ 5.19 ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายนในกรณี (ก)

และมีค่าความไม่แน่นอนของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายนเมื่อไม่พิจารณาผลของตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3 เป็นดังนี้

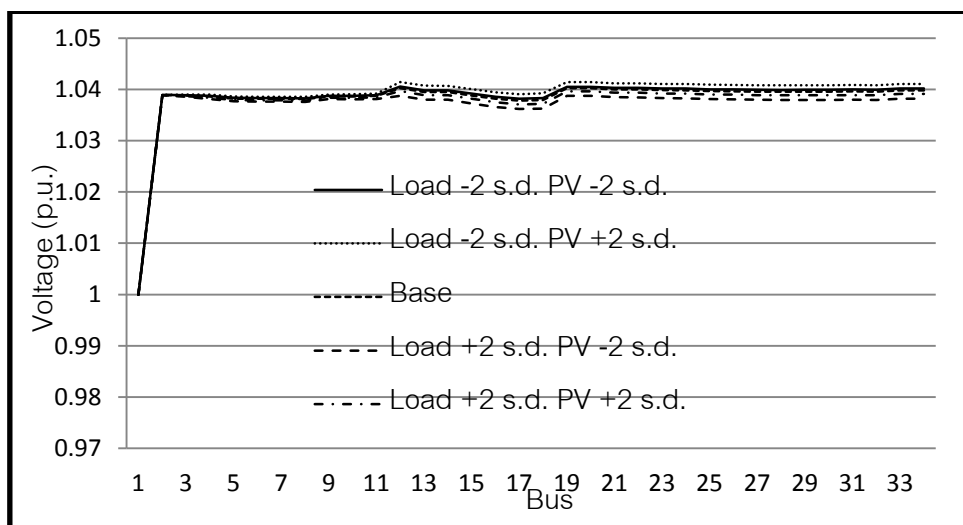


ภาพที่ 5.20 ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายนในกรณี (ข)

วันทำงานในเดือนเมษายนนั้นมีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในกรณีฐานเท่ากับ 2.54 MWd เมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของโหลดร่วมกับกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์พบว่า เมื่อโหลดแกว่งไปที่ระดับ -2 s.d. จะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียน้อยกว่าในกรณีฐาน โดยที่กำลังผลิตแกว่งไปที่ +2 s.d. ระบบจะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียน้อยกว่าที่กำลังผลิตแกว่งไปที่ -2 s.d. เนื่องจากมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าไปชดเชยในขนาดที่มากกว่าและยังไม่เกินจุดพอดี สำหรับในกรณีที่โหลดแกว่งไปที่ระดับ +2 s.d. จะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียมากกว่าในกรณีฐาน โดยที่กำลังผลิตแกว่งไปที่ +2 s.d. ระบบจะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียน้อยกว่าที่กำลังผลิตแกว่งไปที่ -2 s.d. เนื่องจากมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าไปในขนาดที่มากกว่าและยังไม่เกินจุดพอดี โดยผลการทดสอบเมื่อระบบมีความไม่แน่นอนของโหลดและกำลังผลิต พบว่ามีค่าค่าแรงดันในแต่ละบัสเป็นดังนี้



ภาพที่ 5.21 ระดับแรงดันในช่วงเวลา 12.00 น. ของระบบท่าทรายในเดือนเมษายน กรณี (ก)

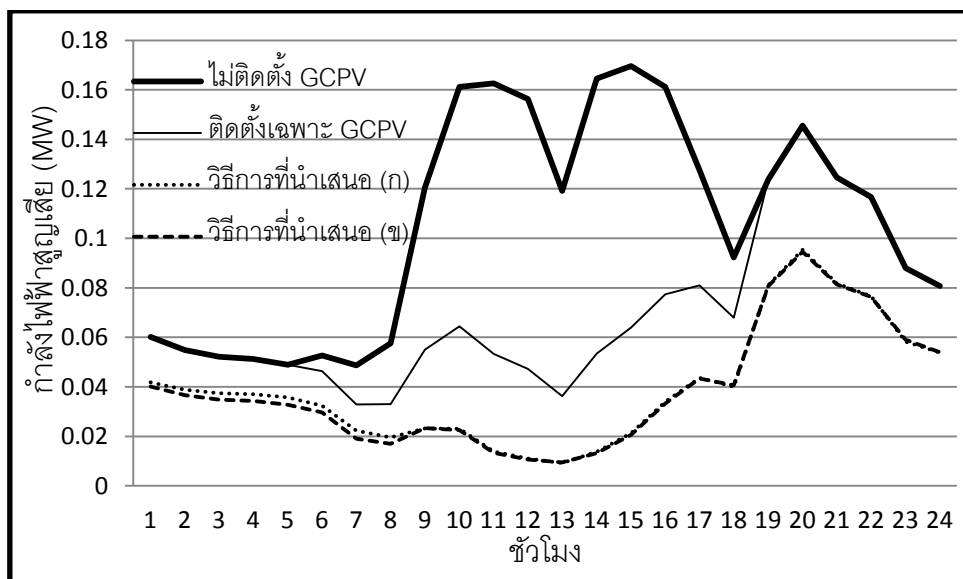


ภาพที่ 5.22 ระดับแรงดันในช่วงเวลา 12.00 น. ของระบบท่าทรายในเดือนเมษายน กรณี (ข)

เมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของโหลดร่วมกับกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์พบว่า เมื่อโหลดแกว่งไปที่ระดับ -2 s.d. จะมีค่าแรงดันทั้งระบบสูงกว่ากรณีฐาน และเมื่อโหลดแกว่งไปที่ระดับ $+2$ s.d. จะมีค่าแรงดันทั้งระบบต่ำกว่าในกรณีฐาน และเมื่อกำลังผลิตแกว่งไปที่ $+2$ s.d. จะมีค่าแรงดันสูงกว่าในกรณีที่ระบบแกว่งไปที่ -2 s.d. เนื่องจากมีการจ่ายกำลังผลิตเข้าไปในระบบในปริมาณที่มากกว่า

5.3.3 สรุป และวิเคราะห์ผลของระบบท่าทราย

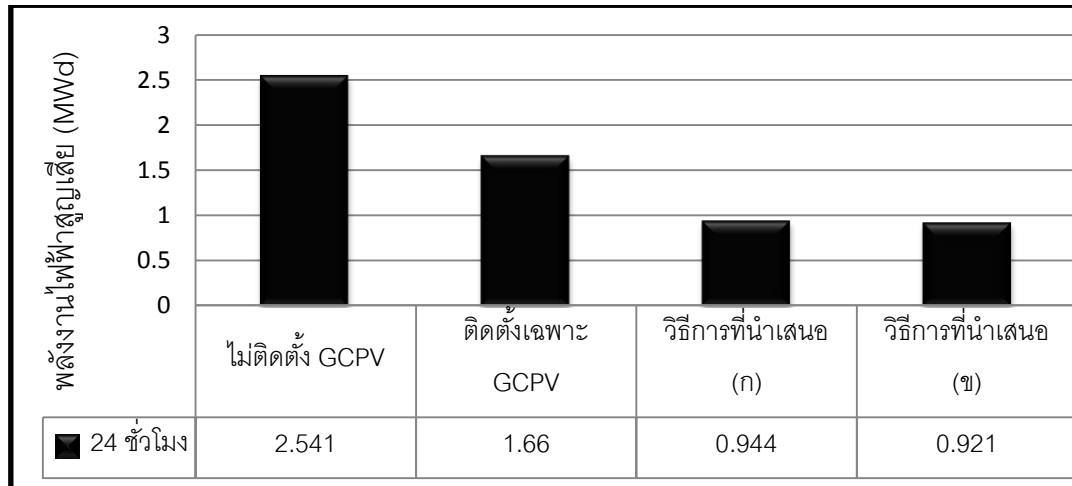
จากผลการทดสอบพบว่าพลังงานที่สูญเสียในระบบก่อนทำการปรับปรุงใน 1 วัน มีค่าเท่ากับ 2.54 MWd ในเวลาชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 5 และ ชั่วโมงที่ 19 ถึง ชั่วโมงที่ 24 ซึ่งเป็นเวลาที่ดวงอาทิตย์ลับขอบฟ้าจึงไม่มีแสงอาทิตย์ส่งผลให้ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ ทำให้ช่วงเวลาดังกล่าวปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไม่เปลี่ยนแปลง แต่ในชั่วโมงที่ 6 ถึง ชั่วโมงที่ 18 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งเบาภาระการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจากสถานีไฟฟ้า โดยมีพลังงานที่สูญเสียไปในระบบทั้งหมดใน 1 วันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว มีค่าเท่ากับ 3.86 MWd ส่งผลให้ประหยัดพลังงานไปเท่ากับ 1.74 MWd



ภาพที่ 5.23 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ก่อนและหลังปรับปรุง

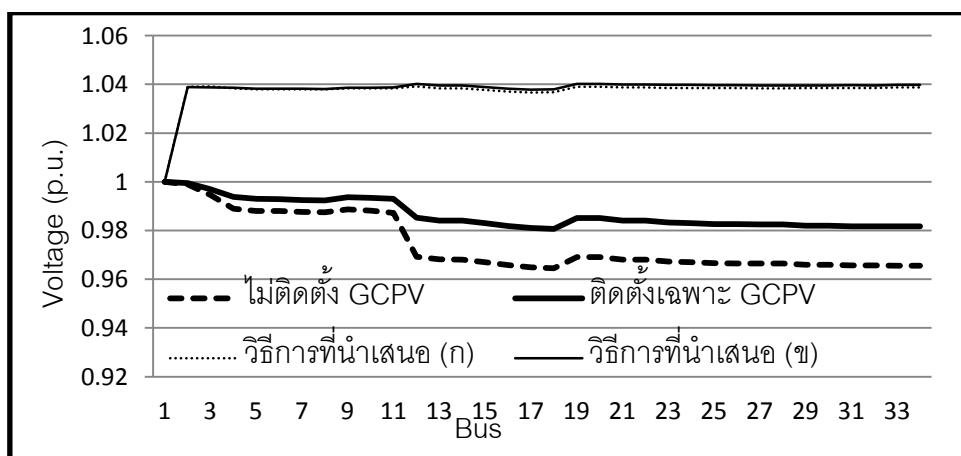
จากผลการทดสอบด้วยวิธีการที่นำเสนอนั้นพบว่าสามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้เป็นที่น่าพอใจ โดยพบว่าในช่วงที่พระอาทิตย์ลับขอบฟ้า กล่าวคือช่วงเวลา ชั่วโมงที่ 1 ถึง ชั่วโมงที่ 5 และ ชั่วโมงที่ 19 ถึง ชั่วโมงที่ 24 ซึ่งไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ จะอาศัยเฉพาะการติดตั้งตัวเก็บประจุที่ บัส 8, 11, 18, 24, 30 และ 34 ร่วมกับการปรับแก้หม้อแปลง แต่ในช่วงเวลา

กลางวันซึ่งสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้จะใช้การปรับตั้งหาจุดเหมาะสมของกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ (MPPT) ร่วมกับการติดตั้งตัวเก็บประจุและปรับแก้ป้อนแปลง จะเห็นได้ว่าตัวเก็บประจุแบบสวิตช์จะทำงานในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าในระบบสูง และไม่ควรถัดตั้งตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ที่บัส 3 เนื่องจากอยู่ใกล้สถานีไฟฟ้าเกินไปจึงช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ไม่เต็มที่เท่าที่ควร โดยวิธีการที่นำเสนอ นั้นสามารถลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบในช่วงเวลา 1 วันได้ดีพอสมควร ซึ่งสามารถพิจารณาจาก ภาพที่ 5.24

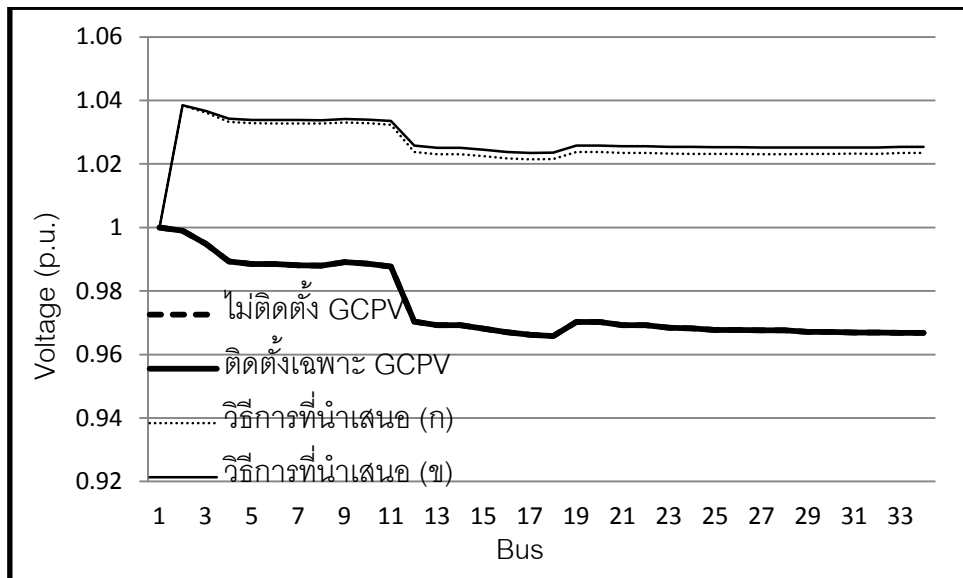


ภาพที่ 5.24 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ก่อนและหลังปรับปรุง

จากผลการเปรียบเทียบแสดงให้เห็นว่ากรณีปรับปรุงระบบด้วยวิธีการที่นำเสนอ (ข) นั้นสามารถช่วยลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบไปเท่ากับ 1.62 MWd (2.541-0.921) ซึ่งเป็นกรณีที่ลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ดีที่สุดเนื่องจากระดับแรงดันทุกบัสอยู่ในค่าที่สูงแต่ยังไม่ละเมิดเงื่อนไขด้านพิกัดแรงดัน สามารถแสดงผลการเปรียบเทียบได้ดังภาพที่ 5.25 และ ภาพที่ 5.26 โดยผลที่นำมาเปรียบเทียบเป็นกรณีที่พิจารณาในช่วงเวลา 12.00 น. และเวลา 20.00 น.



ภาพที่ 5.25 แรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 12.00 น.



ภาพที่ 5.26 แรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 20.00 น.

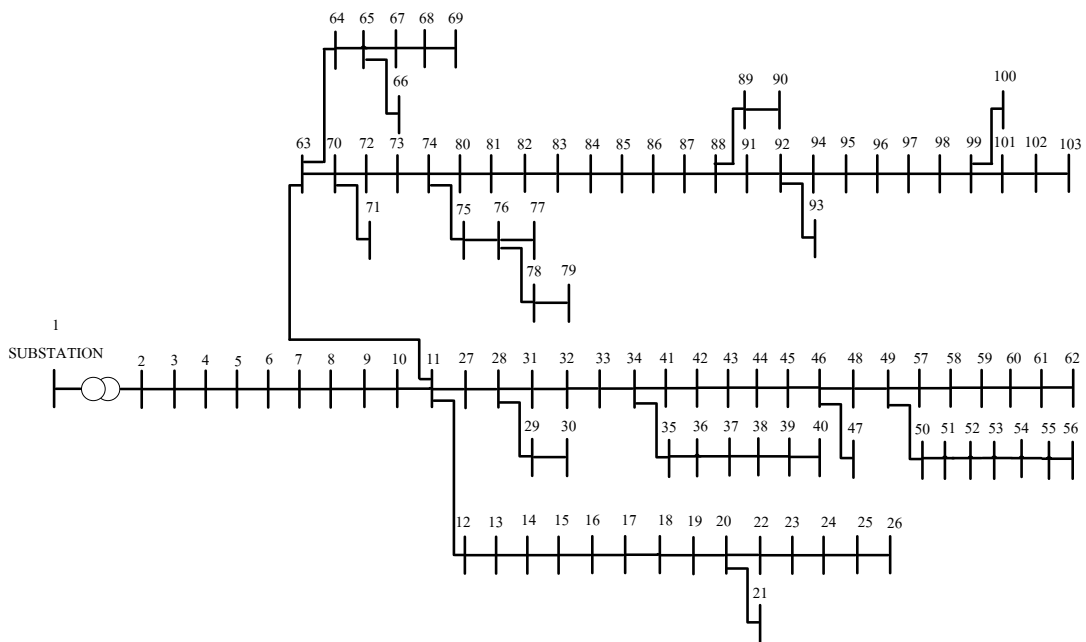
สำหรับผลการเปรียบเทียบระดับแรงดันในทุกบัสพบว่าในช่วงเวลา 20.00 น. นั้นเป็นเวลา ที่พระอาทิตย์ลับขอบฟ้าจึงทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตเข้าไป ในระบบจำหน่ายได้ จึงทำให้กราฟที่แสดงทับกันตลอดทั้งเส้นเมื่อเทียบกับในกรณีที่ไม่ติดตั้งระบบ ผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

จากผลการทดสอบด้วยวิธีการที่นำเสนอง ในกรณี (ข) นั้นพบว่าสามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้า สูญเสียในระบบได้ดีที่สุด โดยพบว่าในช่วงที่พระอาทิตย์ลับขอบฟ้า กล่าวคือช่วงเวลา ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 5 และ ชั่วโมงที่ 19 ถึง ชั่วโมงที่ 24 ซึ่งไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ จะอาศัยเฉพาะ การติดตั้งตัวเก็บประจุแบบคงที่โดยติดตั้งที่บัส 8, 11, 18, 30 และ 34 ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบ สวิตซ์ที่บัส 24 ร่วมกับการปรับหม้อแปลงเพียงอย่างเดียว แต่ในช่วงเวลากลางวันซึ่งสามารถผลิต กระแสไฟฟ้าได้จะใช้การปรับตั้งหาจุดเหมาะสมของกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ (MPPT) ร่วมกับการติดตั้งตัวเก็บประจุและปรับแก้หม้อแปลง โดยพบว่าระบบเดิมที่มีการติดตั้งตัวเก็บ ประจุไว้ที่บัส 3 นั้นไม่เหมาะสม เนื่องจากใกล้สถานีไฟฟ้ามากเกินไปอีกทั้งยังลดกำลังไฟฟ้า สูญเสียในระบบได้น้อยกว่าในกรณีที่ติดตั้งที่บัส 24 อีกทั้งยังพบว่าการสับเข้าและปลดออกที่ เหมาะสมนั้น ควรทำในเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่สูง จึงจะมีประสิทธิภาพที่สุด สรุป ได้ว่าวิธีที่ดีที่สุดคือ กรณี (ข) สามารถลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบในเวลา 1 วัน เท่ากับ 1.619 MWd คิดเป็นค่า LII เท่ากับ 63.74% โดยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมากกว่าในกรณี (ก) 0.89% (63.74-62.85) ซึ่งให้ผลลัพธ์เป็นที่น่าพอใจ

5.4 ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการที่นำเสนอที่ทดสอบกับระบบนครปฐม

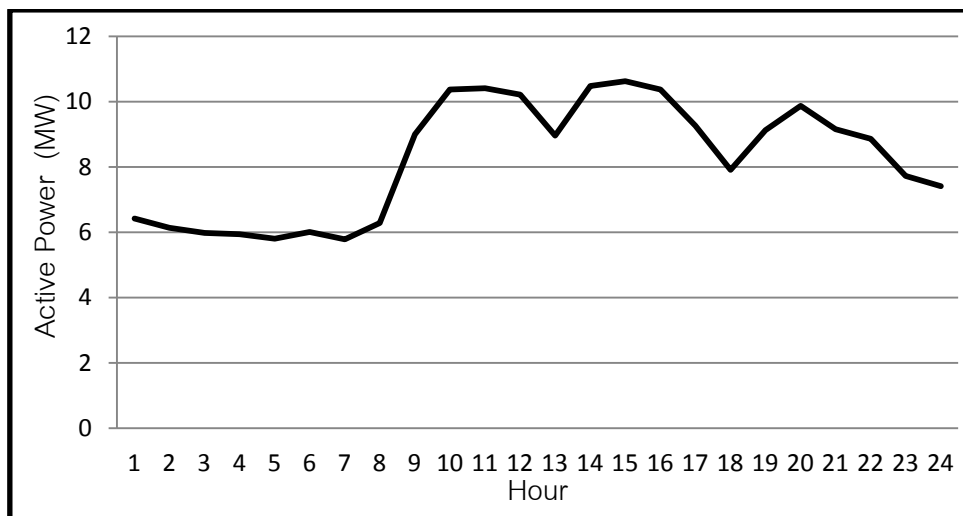
5.4.1 กรณีที่ไม่พิจารณาความไม่แน่นอนของกำลังผลิตและโหลด

เป็นระบบที่ดัดแปลงจากระบบนครปฐมซึ่งเป็นระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขนาด 22 kV 103 บัสดังภาพที่ 5.27 มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุด 10.62 MW ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งปีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [14] และได้สมมติให้มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 8 MW ที่บัส 63

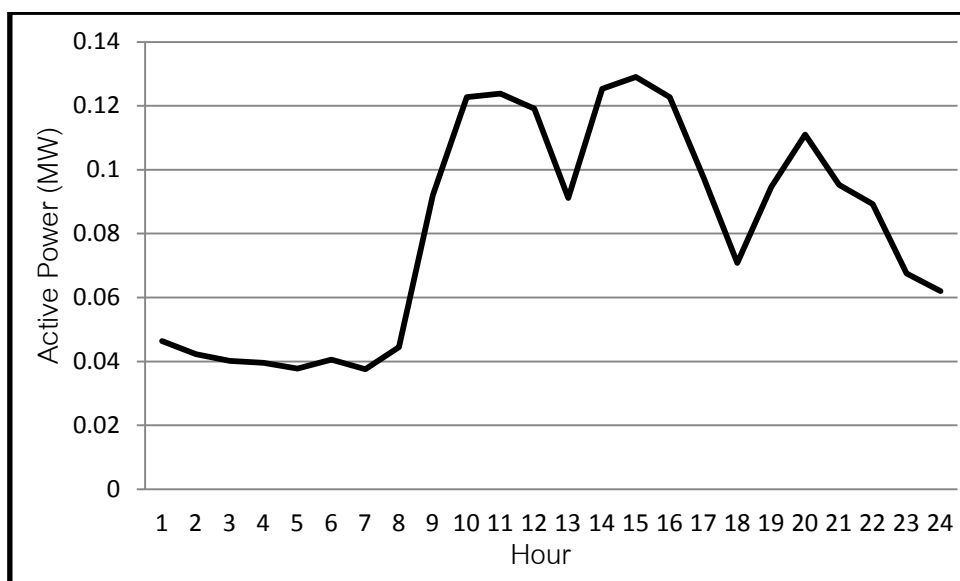


ภาพที่ 5.27 ระบบนครปฐม

โดยระบบนครปฐมมีความต้องการไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียดังแสดงในรูปด้านล่าง



ภาพที่ 5.28 ความต้องการไฟฟ้าใน 1 วัน ของระบบนครปฐม



ภาพที่ 5.29 กำลังไฟฟ้าสูญเสียใน 1 วัน ของระบบนครปฐม

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์อาทิตย์ส่งผลกระทบต่อด้านกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง โดยผลการทดสอบก่อนและหลังปรับปรุงระบบดังแสดงในตารางที่ 5.11

ตารางที่ 5.11 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียและ L/I เมื่อติดตั้งเฉพาะ GCPV

Hour	GCPV BUS 63		LOAD (MW)	Loss before install GCPV (MW)	Loss after install GCPV (MW)	L/I (%)
	P (MW)	Q (MVA _r)				
1	0	0	6.42	0.046	0.046	0
2	0	0	6.13	0.042	0.042	0
3	0	0	5.98	0.04	0.04	0
4	0	0	5.93	0.04	0.04	0
5	0	0	5.8	0.038	0.038	0
6	0.41	0.02	6.01	0.041	0.037	8.6
7	1.2	0.06	5.78	0.038	0.029	23.9
8	1.84	0.09	6.28	0.044	0.03	32.2
9	3.69	0.18	9	0.092	0.054	41.8
10	5.04	0.25	10.4	0.123	0.065	47.1
11	6.56	0.32	10.4	0.124	0.056	55.1

ตารางที่ 5.11 (ต่อ) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียและ LII เมื่อติดตั้งเฉพาะ GCPV

Hour	GCPV BUS 63		LOAD (MW)	Loss before install GCPV (MW)	Loss after install GCPV (MW)	LII (%)
	P (MW)	Q (MVA _r)				
12	8	0.4	10.2	0.119	0.047	60.6
13	7.15	0.33	8.95	0.091	0.036	61
14	6.68	0.33	10.5	0.125	0.056	55.5
15	5.55	0.27	10.6	0.129	0.065	49.4
16	3.97	0.19	10.4	0.123	0.074	39.8
17	2.21	0.11	9.26	0.098	0.071	27.1
18	1.29	0.06	7.91	0.071	0.057	19.3
19	0	0	9.12	0.095	0.095	0
20	0	0	9.87	0.111	0.111	0
21	0	0	9.15	0.095	0.095	0
22	0	0	8.86	0.089	0.089	0
23	0	0	7.73	0.068	0.068	0
24	0	0	7.41	0.062	0.062	0
Total	53.18	2.61	198.05	1.943	1.401	27.9

โดยมีค่าพารามิเตอร์การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เป็นดังนี้

ตารางที่ 5.12 ค่าพารามิเตอร์ต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	Solar cell V_{pv} (V)	Boost converter D	Boost converter V_o (V)	PWM Inverter m_a	PWM Inverter $V_{line-line}$ (V)	Grid $V_{bus\ 63}$ (p.u.)	VPI Without GCPV	VPI With GCPV	$VPII$
1	0	0	0	0	0	0.99	0.95	0.95	1
2	0	0	0	0	0	0.991	0.96	0.96	1
3	0	0	0	0	0	0.991	0.96	0.96	1
4	0	0	0	0	0	0.991	0.96	0.96	1
5	0	0	0	0	0	0.991	0.96	0.96	1

ตารางที่ 5.12 (ต่อ) ค่าพารามิเตอร์ต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	Solar cell V_{pv} (V)	Boost converter D	Boost converter V_o (V)	PWM Inverter m_a	PWM Inverter $V_{line-line}$ (V)	Grid $V_{bus\ 63}$ (p.u.)	VPI Without GCPV	VPI With GCPV	VPII
6	216	0.7	719	0.9	396.4	0.991	0.96	0.96	1
7	216	0.7	720	0.9	396.8	0.992	0.96	0.97	1.01
8	216	0.7	720	0.9	396.7	0.992	0.95	0.96	1.01
9	215	0.7	718	0.9	395.6	0.989	0.9	0.93	1.04
10	215	0.7	717	0.9	395.2	0.988	0.87	0.92	1.06
11	215	0.7	718	0.9	395.7	0.989	0.87	0.93	1.07
12	216	0.7	719	0.9	396.2	0.991	0.87	0.95	1.08
13	216	0.7	720	0.9	396.8	0.992	0.9	0.96	1.06
14	215	0.7	718	0.9	395.7	0.989	0.87	0.93	1.07
15	215	0.7	717	0.9	395.2	0.988	0.86	0.92	1.07
16	215	0.7	716	0.9	394.9	0.987	0.87	0.91	1.05
17	215	0.7	717	0.9	395	0.987	0.9	0.92	1.02
18	215	0.7	718	0.9	395.5	0.989	0.92	0.94	1.01
19	0	0	0	0	0	0.986	0.9	0.9	1
20	0	0	0	0	0	0.985	0.88	0.88	1
21	0	0	0	0	0	0.986	0.9	0.9	1
22	0	0	0	0	0	0.986	0.9	0.9	1
23	0	0	0	0	0	0.988	0.93	0.93	1
24	0	0	0	0	0	0.989	0.93	0.93	1

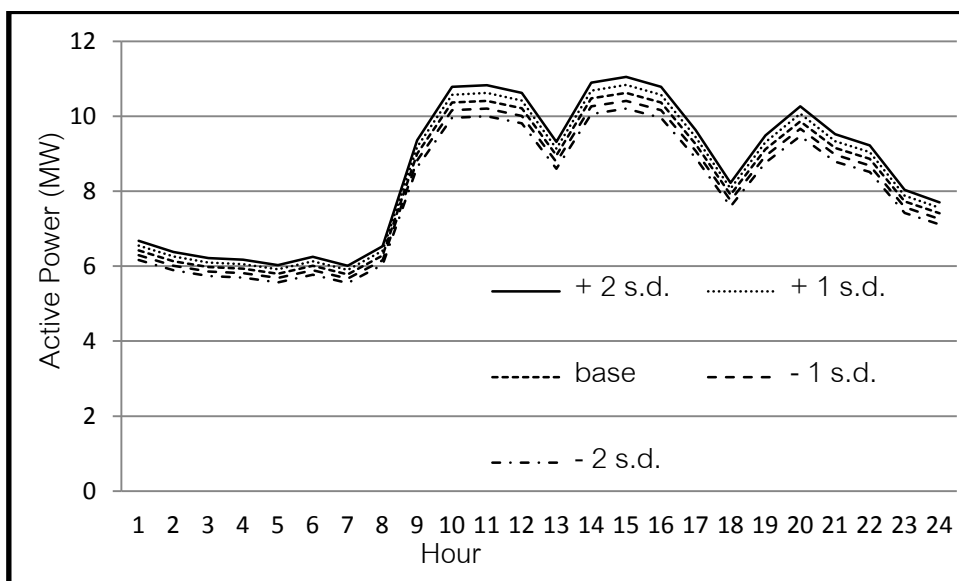
จากผลการทดสอบพบว่าพลังงานที่สูญเสียไปในระบบทั้งหมดใน 1 วัน มีค่าเท่ากับ 1.943 MWh ในชั่วโมงที่ 6 ถึง ชั่วโมงที่ 18 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งเบาภาระการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจากสถานีไฟฟ้า โดยมีพลังงานที่สูญเสียไปในระบบทั้งหมดใน 1 วันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว มีค่าเท่ากับ 1.401 MWh ส่งผลให้ประหยัดพลังงานไปเท่ากับ 0.542 MWh คิดเป็น LII เท่ากับ 27.9% ซึ่งเมื่อใช้วิธีการที่นำเสนอให้นำเสนอให้ผลลัพธ์ดังนี้

จากผลการทดสอบพบว่าค่าพลังไฟฟ้าสูญเสียใน 1 วันลดลง 1.087 MWd (1.943-0.856) คิดเป็น $L//$ เท่ากับ 55.95% โดยจะต้องติดตั้งตัวเก็บประจุแบบคงที่เพิ่ม 5 ตัว ที่บัส 26, 56, 62, 79 และ 100 ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบสวิตช์เพิ่ม 1 ตัว ที่บัส 81 ติดตั้ง GCPV ที่บัส 63 และปรับอัตราส่วนแท็บหม้อแปลงไปที่ 0.9625:1

5.4.2 กรณีที่ไม่พิจารณาความไม่แน่นอนของกำลังผลิตและโหลด

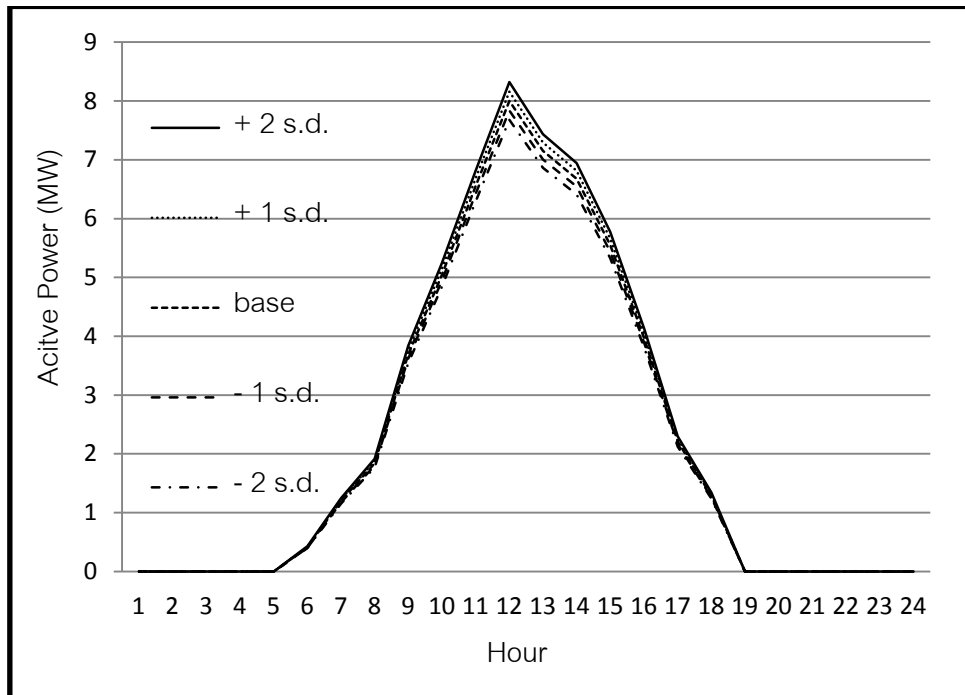
ในความเป็นจริงแล้วค่าโหลดมักจะมีมีความคาดเคลื่อนประกอบด้วยเสมอขึ้นอยู่กับความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคในแต่ละเวลา และยังมีมีความคาดเคลื่อนจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ สาเหตุเนื่องจากปริมาณแสงอาทิตย์ในแต่ละวันนั้นมีความไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับความแปรปรวนสภาพอากาศบางวันอาจมีกลุ่มเมฆมาบดบังทำให้ค่าความเข้มแสงที่ได้มีค่าเปลี่ยนแปลงไป โดยในการทดสอบนั้นจะทำการทดสอบเปลี่ยนค่าโหลดและกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งใช้ฟังก์ชันการกระจายตัวแบบปกติที่ถูกแบ่งออกเป็นช่วงทั้งหมด 5 ช่วง ตามค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) และพิจารณาเฉพาะผลกระทบในด้านแรงดันและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบสำหรับความแปรปรวนของกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้ข้อมูลเดียวกันกับระบบท่าทราย

ความไม่แน่นอนของความต้องการไฟฟ้าในเวลา 24 ชั่วโมงของระบบบนคอมพิวเตอร์สามารถนำมาวาดกราฟได้ดังนี้

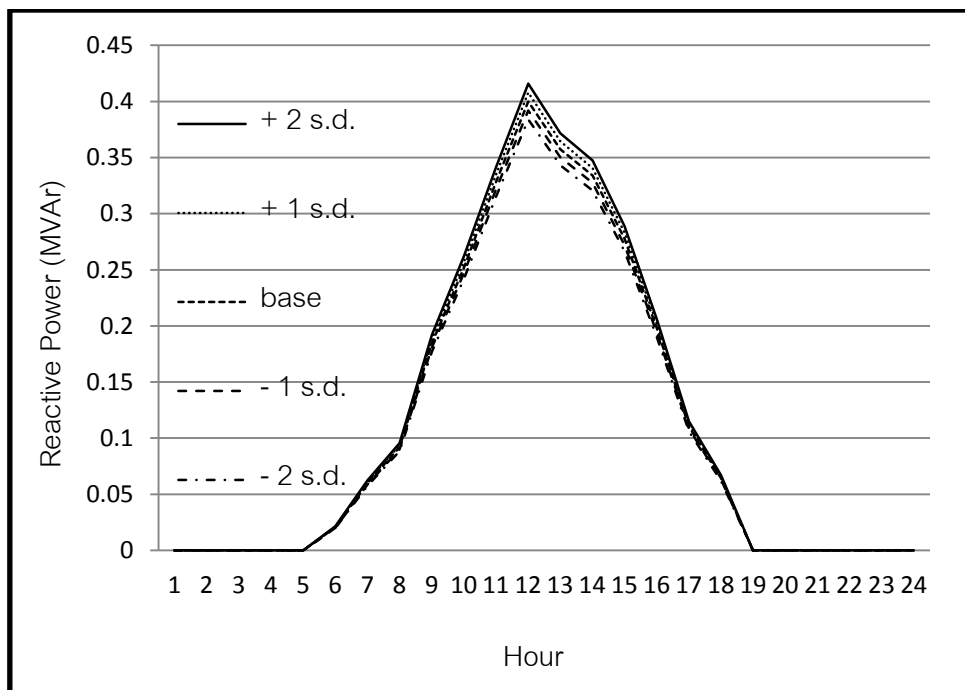


ภาพที่ 5.30 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของวันทำงานในเดือนเมษายน

โดยมีค่าความไม่แน่นอนของการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นดังนี้

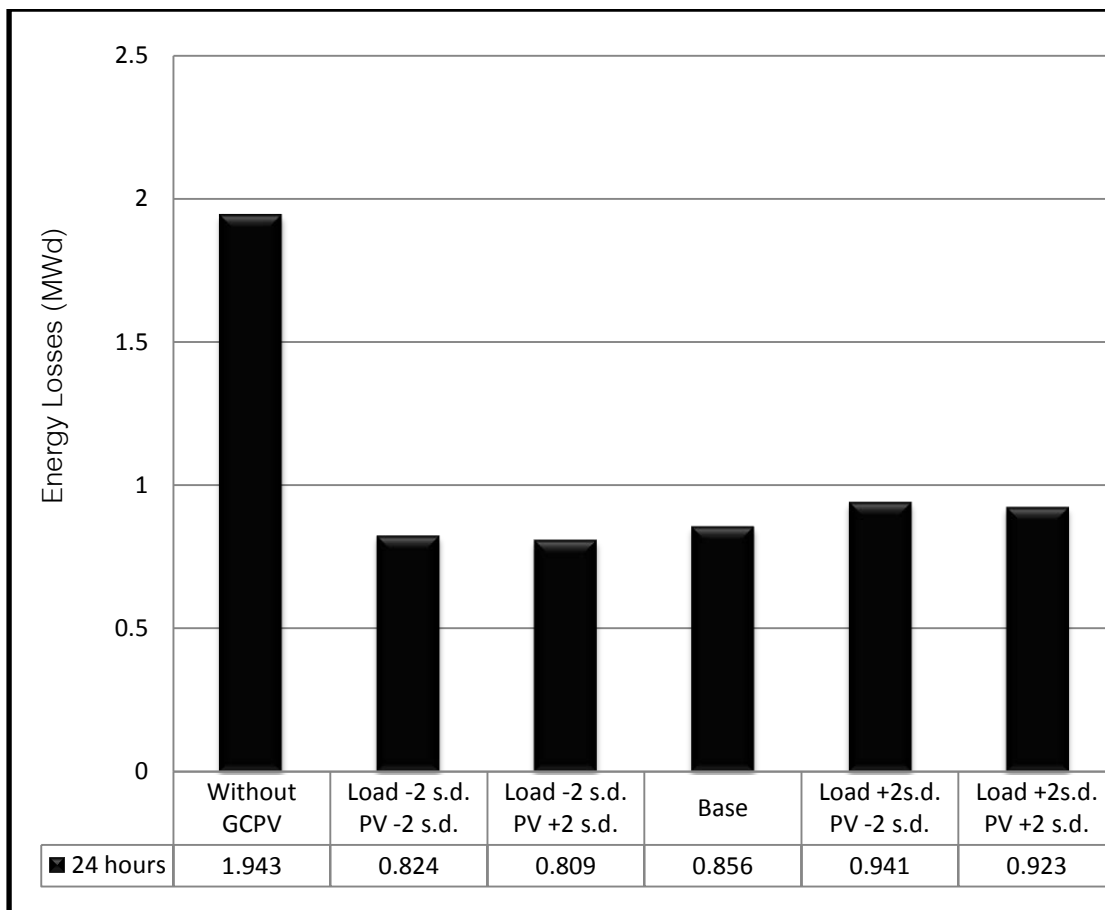


ภาพที่ 5.31 กำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในวันทำงานเดือนเมษายน



ภาพที่ 5.32 กำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในวันทำงานเดือนเมษายน

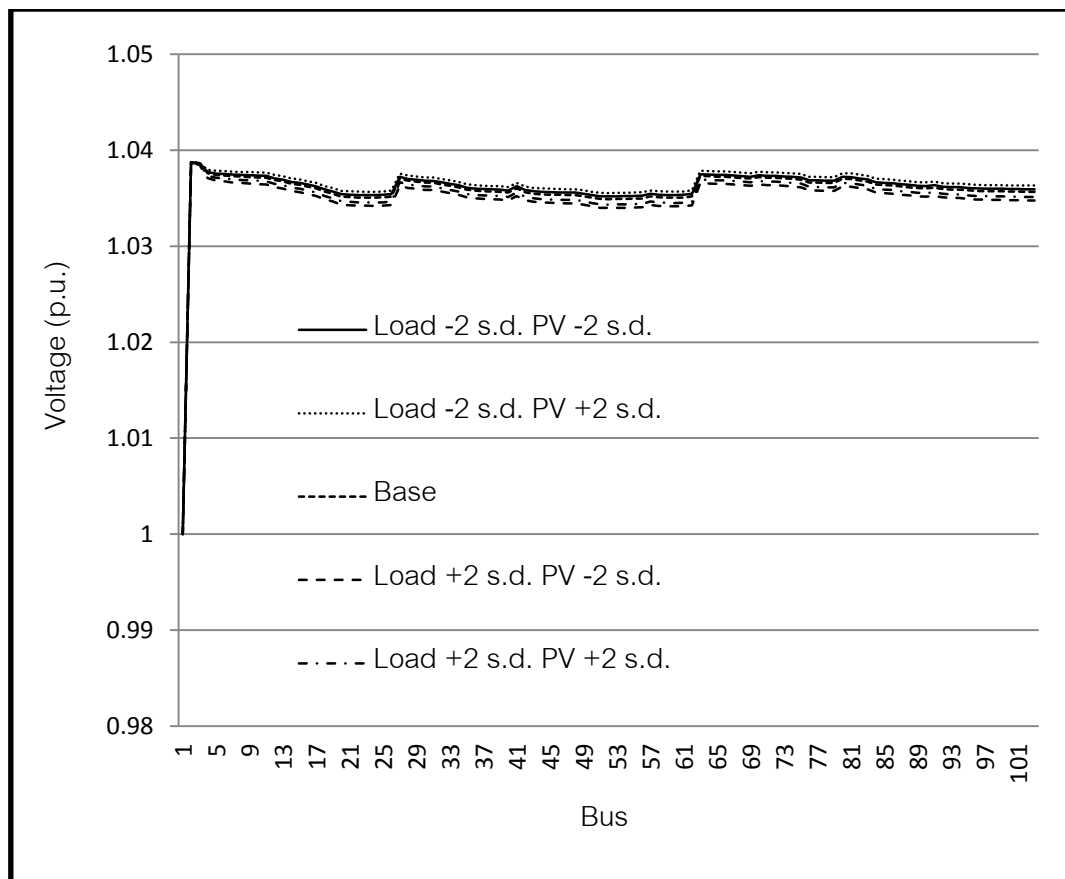
โดยมีค่าความไม่แน่นอนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายนเป็นดังนี้



ภาพที่ 5.33 ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของวันทำงานในเดือนเมษายน

วันทำงานในเดือนมกราคมนั้นมีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยเท่ากับ 1.943 MWd เมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของโหลดร่วมกับกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์พบว่า เมื่อโหลดกว้างไปที่ระดับ -2 s.d. จะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียน้อยกว่าในกรณีฐาน โดยที่กำลังผลิตกว้างไปที่ +2 s.d. ระบบจะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียน้อยกว่าที่กำลังผลิตกว้างไปที่ -2 s.d. เนื่องจากมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าไปชดเชยในขนาดที่มากกว่าและยังไม่เกินจุดพอดี สำหรับในกรณีที่โหลดกว้างไปที่ระดับ +2 s.d. จะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียมากกว่าในกรณีฐาน โดยที่กำลังผลิตกว้างไปที่ +2 s.d. ระบบจะมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียน้อยกว่าที่กำลังผลิตกว้างไปที่ -2 s.d. เนื่องจากมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าไปในขนาดที่มากกว่าและยังไม่เกินจุดพอดี

ผลการทดสอบเมื่อระบบมีความไม่แน่นอนของโหลดและกำลังผลิต พบว่ามีค่าค่าแรงดันในแต่ละบัสเป็นดังนี้

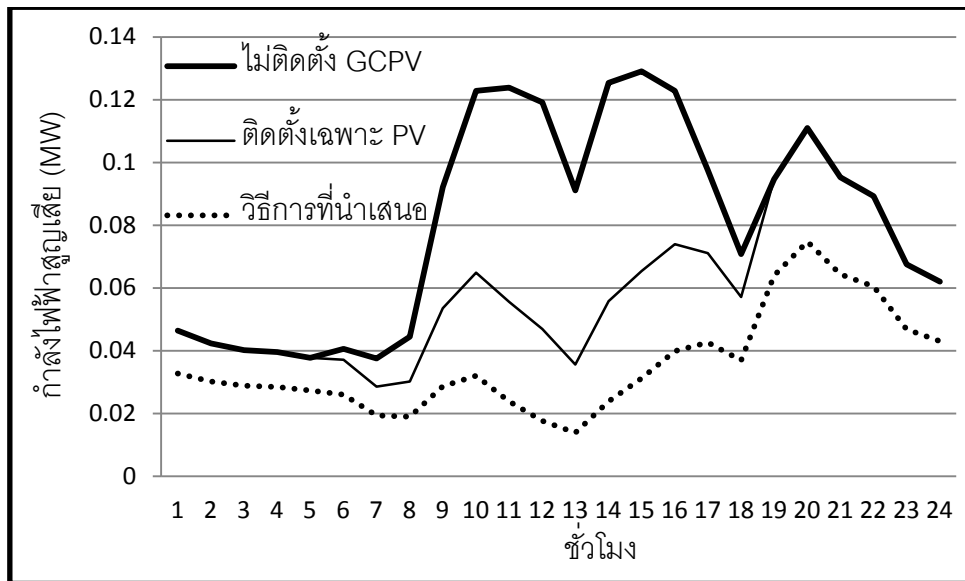


ภาพที่ 5.34 ระดับแรงดันในช่วงเวลา 12.00 น. ของระบบนครปฐมในเดือนเมษายน

เมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนของโหลดร่วมกับกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์พบว่า เมื่อโหลดแกว่งไปที่ระดับ -2 s.d. จะมีค่าแรงดันทั้งระบบสูงกว่ากรณีฐาน และเมื่อโหลดแกว่งไปที่ระดับ $+2$ s.d. จะมีค่าแรงดันทั้งระบบต่ำกว่าในกรณีฐาน และเมื่อกำลังผลิตแกว่งไปที่ $+2$ s.d. จะมีค่าแรงดันสูงกว่าในกรณีที่ระบบแกว่งไปที่ -2 s.d. เนื่องจากมีการจ่ายกำลังผลิตเข้าไปในระบบในปริมาณที่มากกว่า

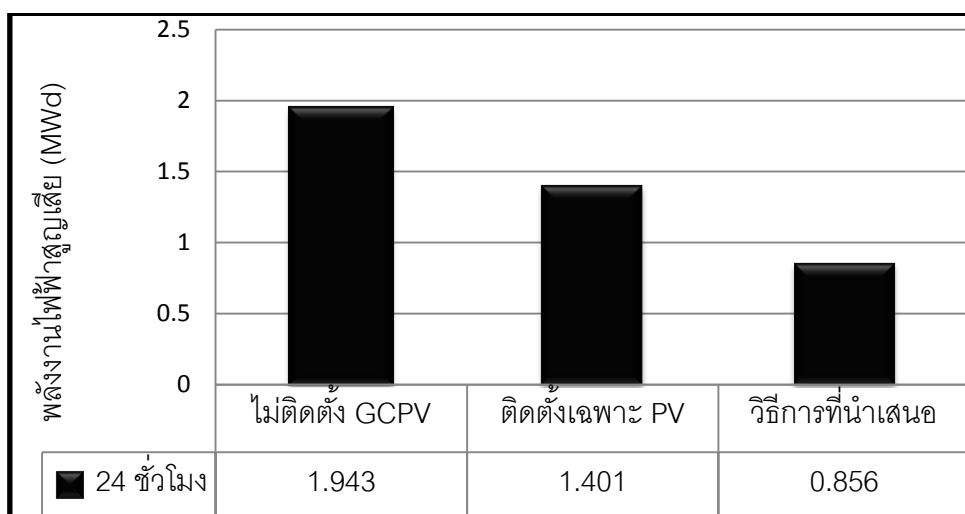
5.4.3 สรุป และวิเคราะห์ผลของระบบนครปฐม

จากผลการทดสอบพบว่าพลังงานที่สูญเสียในระบบก่อนทำการปรับปรุงใน 1 วัน มีค่าเท่ากับ 1.943 MWd ในเวลาชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 5 และ ชั่วโมงที่ 19 ถึง ชั่วโมงที่ 24 ซึ่งเป็นเวลาที่ดวงอาทิตย์ดับขอบฟ้าจึงไม่มีแสงอาทิตย์ส่งผลให้ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ ทำให้ช่วงเวลาดังกล่าวปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไม่เปลี่ยนแปลง แต่ในชั่วโมงที่ 6 ถึง ชั่วโมงที่ 18 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งเบาภาระการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจากสถานีไฟฟ้า โดยมีพลังงานที่สูญเสียไปในระบบทั้งหมดใน 1 วันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว มีค่าเท่ากับ 1.401 MWd ส่งผลให้ประหยัดพลังงานไปเท่ากับ 0.542 MWd



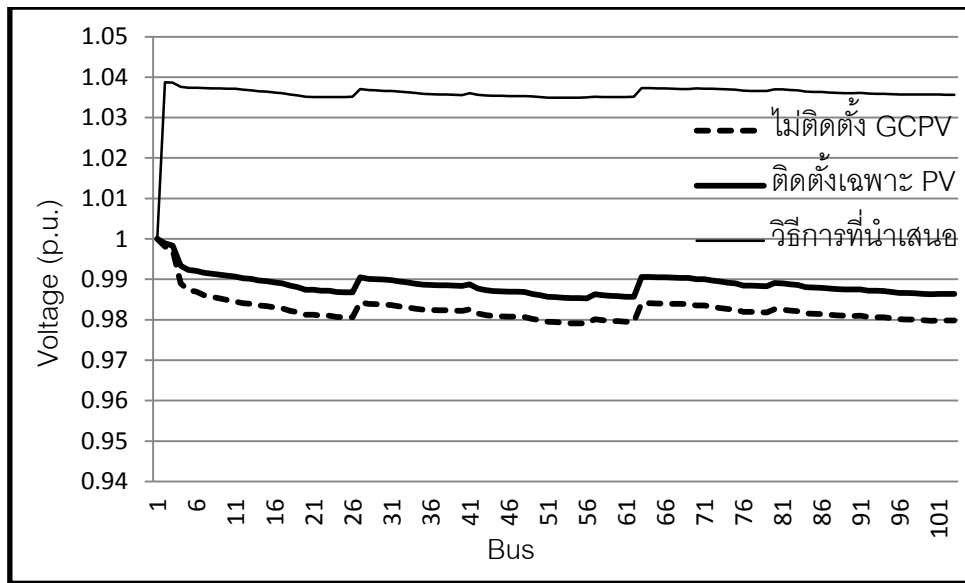
ภาพที่ 5.35 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ก่อนและหลังปรับปรุง

วิธีการที่นำเสนอ นั้นพบว่าสามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ เป็นที่น่าพอใจ โดยพบว่าในช่วงที่พระอาทิตย์ลับขอบฟ้า กล่าวคือช่วงเวลา ชั่วโมงที่ 1 ถึง ชั่วโมงที่ 5 และ ชั่วโมงที่ 19 ถึง ชั่วโมงที่ 24 ซึ่งไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ จะอาศัยเฉพาะการติดตั้งตัวเก็บประจุที่ บัต์ 26, 56, 62, 79, 81 และ 100 ร่วมกับการปรับแก้หม้อแปลง แต่ในช่วงเวลากลางวันซึ่ง สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ จะใช้การปรับตั้งหาจุดเหมาะสมของกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ (MPPT) ร่วมกับการติดตั้งตัวเก็บประจุและปรับแก้หม้อแปลง จะเห็นได้ว่าตัวเก็บประจุแบบ สวิตซ์จะทำงานในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าในระบบสูง โดยวิธีการที่นำเสนอ นั้นสามารถลด พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบในระยะเวลา 1 วันได้ดีพอสมควร

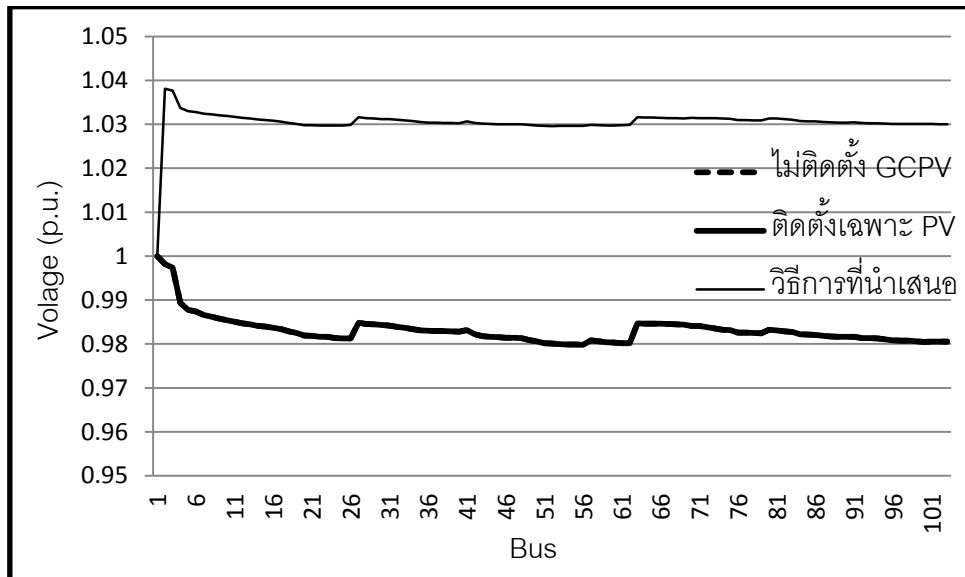


ภาพที่ 5.36 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ ก่อนและหลังปรับปรุง

จากผลการเปรียบเทียบแสดงให้เห็นว่ากรณีที่ปรับปรุงระบบด้วยวิธีการที่นำเสนอ นั้นสามารถช่วยลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบไปเท่ากับ 1.087 MWd (1.943-0.856) ซึ่งเป็นกรณีที่ลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ดีที่สุดเนื่องจากระดับแรงดันทุกบัสอยู่ในค่าที่สูงแต่ยังไม่ละเมิดเงื่อนไขด้านพิกัดแรงดัน สามารถแสดงผลการเปรียบเทียบได้ดังภาพที่ 5.37 และภาพที่ 5.38 โดยผลที่นำมาเปรียบเทียบเป็นกรณีที่พิจารณาในช่วงเวลา 12.00 น. และเวลา 20.00 น.



ภาพที่ 5.37 แรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 12.00 น.



ภาพที่ 5.38 แรงดันก่อนและหลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 20.00 น.

สำหรับผลการเปรียบเทียบระดับแรงดันในทุกบัสพบว่าในช่วงเวลา 20.00 น. นั้นเป็นเวลา
ที่พระอาทิตย์ลับขอบฟ้าจึงทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตเข้าไป
ในระบบจำหน่ายได้ จึงทำให้กราฟที่แสดงทับกันตลอดทั้งเส้นเมื่อเทียบกับในกรณีที่ไม่ติดตั้งระบบ
ผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

จากผลการทดสอบด้วยวิธีการที่นำเสนอขึ้นพบว่าสามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียใน
ระบบได้ดีที่สุด โดยพบว่าในช่วงที่พระอาทิตย์ลับขอบฟ้า กล่าวคือช่วงเวลา ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่
5 และ ชั่วโมงที่ 19 ถึง ชั่วโมงที่ 24 ซึ่งไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ จะอาศัยเฉพาะการติดตั้งตัว
เก็บประจุแบบคงที่โดยติดตั้งที่บัส 26, 56, 62, 79 และ 100 ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบสวิตซ์ที่บัส 81
ร่วมกับการปรับหม้อแปลงเพียงอย่างเดียว แต่ในช่วงเวลากลางวันซึ่งสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้
จะใช้การปรับตั้งหาจุดเหมาะสมของกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ (MPPT) ร่วมกับการติดตั้งตัว
เก็บประจุและปรับแก้หม้อแปลง อีกทั้งยังพบว่าการสับเข้าและปลดออกที่เหมาะสมนั้น ควรทำ
ในเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่สูง จึงจะมีประสิทธิภาพที่สุด โดยวิธีการที่นำเสนอขึ้น
สามารถลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบในเวลา 1 วัน เท่ากับ 1.087 MWd (1.943-0.856) คิด
เป็นค่า $L//$ เท่ากับ 55.95% ซึ่งให้ผลลัพธ์เป็นที่น่าพอใจ

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจำหน่าย อันเนื่องมาจากเมื่อระบบมีการเปลี่ยนแปลงลักษณะโหลดตามช่วงเวลาในแต่ละวัน เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ส่งผลต่อเนื่องให้เกิดลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามไปด้วย ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาจึงแตกต่างกัน ซึ่งวิธีที่นำเสนอคือการโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับการปรับค่าตัวเก็บประจุและหม้อแปลงจำหน่ายด้วยวิธีขั้นตอนทางพันธุกรรม และการคัดเลือกนี้ใช้วิธีทางพันธุกรรมเป็นเครื่องมือในการคัดเลือกอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้ได้มากที่สุด โดยกำลังการผลิตที่ได้จะต้องเพียงพอต่อความต้องการของโหลดในระบบ และไม่ละเมิดเงื่อนไขบังคับต่างๆ โดยทั่วไป การแก้ปัญหาดังกล่าวจะใช้วิธีการแก้ปัญหาค่าขีดสุดซึ่งนำเสนอวิธีการแก้ปัญหาลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม

ในวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้าเสมือนและการยกระดับแรงดันโดยการปรับแก้หม้อแปลงในระบบ ซึ่งจากผลการทดสอบพบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าลดลงอย่างเห็นได้ชัด สำหรับผลการทดสอบใน 2 ระบบ พบว่าผลลัพธ์ที่ได้เป็นที่น่าพอใจ โดยในระบบท่าทรายแบบเดิมนั้นจะมีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบสวิตซ์ที่บัส 3 เพียงที่เดียว ซึ่งจากผลการทดสอบพบว่าอยู่ในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมเนื่องจากลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ไม่ดีเท่าที่ควร จึงควรปรับปรุงระบบดังนี้

1. ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 12 ขนาด 7.43 MW
2. ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบคงที่ที่บัส 8, 11, 18, 30 และ 34 ขนาด 0.6, 0.6, 0.9 0.6 และ 0.6 MVar ตามลำดับ
3. ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบสวิตซ์ที่บัส 24 ขนาด 1.5 MVar ทำงานที่เวลา 09.00-22.00 น.
4. ปรับแก้หม้อแปลงไปที่อัตราส่วน 0.925:1 ตลอดทั้งวัน

สำหรับระบบนครปฐมนั้นแบบเดิมนั้นไม่มีการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวหรือตัวเก็บประจุแต่อย่างใด ซึ่งจากผลการทดสอบพบว่าควรปรับปรุงระบบดังนี้

1. ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 63 ขนาด 8.00 MW
2. ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบคงที่ที่บัส 26, 56, 62, 79 และ 100 ขนาด 0.6, 0.6, 0.9 0.6 และ 0.9 MVA_r ตามลำดับ
3. ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบสวิตซ์ที่บัส 81 ขนาด 1.5 MVA_r ทำงานที่เวลา 09.00-22.00 น.
4. ปรับแท็ปหม้อแปลงไปที่อัตราส่วน 0.925:1 ตลอดทั้งวัน

จากผลการทดสอบใน 2 ระบบนั้นมีความแตกต่างกันดังนี้ 1.ขนาดของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ 2.ความยาวของสายส่ง 3.จำนวนตัวเก็บประจุ ซึ่งจากการคำนวณด้วยโปรแกรมเพื่อหาคำตอบในการพัฒนาและปรับปรุงระบบทั้ง 2 ระบบให้มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียใน 1 วันให้น้อยที่สุด พบว่าทั้ง 2 ระบบควรมีการสับตัวเก็บประจุแบบสวิตซ์เข้าไปในระบบในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และควรปรับแท็ปหม้อแปลงไปที่อัตราส่วน 0.925:1 เนื่องจากสามารถยกระดับแรงดันทั้งระบบได้สูงสุดโดยที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขขีดจำกัดแรงดัน เมื่อมีการพิจารณาผลของความไม่แน่นอนร่วมด้วย พบว่ากรณีโหลดแกว่งไปที่ -2 s.d. จะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำแต่แรงดันในระบบสูงกว่ากรณีฐาน และกรณีที่โหลดแกว่งไปที่ $+2$ s.d. จะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียสูงแต่แรงดันในระบบต่ำกว่ากรณีฐานซึ่งสอดคล้องกับผลการทดสอบปัจจัยที่มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบในหัวข้อขนาดของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบ เนื่องจากปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจึงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้นเช่นกัน สำหรับกรณีที่กำลังผลิตแกว่งไปที่ -2 s.d. พบว่าจะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสูงแต่ระดับแรงดันในระบบต่ำกว่าในกรณีที่แกว่งไปที่ $+2$ s.d. ซึ่งสอดคล้องกับผลการทดสอบขนาดและตำแหน่งที่ทำการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เนื่องจากถ้าเราติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในขนาดที่เหมาะสมจะช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน จึงทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้ โดยถ้าติดตั้งที่ขนาดใหญ่ก็ย่อมยกระดับแรงดันได้สูงกว่ากรณีติดตั้งที่ขนาดเล็กกว่า อย่างไรก็ตามวิธีการที่นำเสนอดังกล่าวยังใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างนานพอสมควรเนื่องจากในระหว่างขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม แต่ละรุ่นการถ่ายทอดจะต้องผ่านขั้นตอนการตรวจสอบและคัดเลือกคำตอบที่ผ่านเงื่อนไขบังคับต่างๆ ทำให้ต้องใช้เวลาในการคำนวณมาก อีกทั้งการติดตั้งอุปกรณ์แต่ละตัวเข้าไปในระบบจะคำนึงถึง อายุการใช้งาน ความคุ้มค่าในการลงทุน ตลอดจนผลกระทบจากปัจจัยต่างๆหลังจากการปรับปรุงระบบ ดังนั้นจึงต้องพิจารณาทุกปัจจัยที่เกี่ยวข้องสำหรับการนำไปใช้ในระบบจริง

6.2 ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะที่จะเสนอให้มีหลายประการ ซึ่งพอที่จะสรุปได้ดังนี้

1. พิจารณาถึงมูลค่าในการลงทุนสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าไปในระบบจำหน่ายว่ามีความเหมาะสมที่จะลงทุนหรือไม่
2. อาจมีการเปลี่ยนแปลงข้อจำกัดบางอย่างเพื่อให้ผลที่ได้นั้นเป็นผลที่สามารถรองรับสภาพในความเป็นจริงได้มากขึ้น เช่นพิจารณาผลกระทบในด้านฮาร์มอนิก หรือการคิดผลจากความไม่สมดุลที่เกิดขึ้นในระบบ
3. พัฒนาโปรแกรมในการพิจารณาเงื่อนไขการหยุดหาคำตอบ ด้วยการเพิ่มจำนวนในการหยุดหาคำตอบโดยพิจารณาควบคู่กับเวลาที่ใช้ เพื่อให้ได้คำตอบที่ดีที่สุด

รายการอ้างอิง

- [1] พลังงาน, กระทรวง. แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551-2556. [ออนไลน์]. 2551. แหล่งที่มา : http://www.dede.go.th/dede/fileadmin/upload/nov50/mar52/REDP_present.pdf [2553, มี.ย. 6]
- [2] Gow, J. A., Manning, C. D. Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies IEE Proceedings on Electric Power Applications, pp. 193-200. 1999.
- [3] Reddy, J.N., Moorthy, M.K., Kumar, D.V.A. Control of Grid Connected PV Cell Distributed Generation Systems. TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference , pp. 1-6. 2008.
- [4] Yuncong, Jiang., Qahouq, J.A.A and Orabi, M. Matlab/Pspice hybrid simulation modeling of solar PV cell/module. Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE . pp. 1244 – 1250. 2011.
- [5] กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโรงไฟฟ้าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. เซลล์แสงอาทิตย์. [ออนไลน์]. 2553. แหล่งที่มา: <http://www2.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.htm> [2553, พ.ค. 7]
- [6] สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. การผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์. [ออนไลน์]. 2543. แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th/vrs/VRS49-09-Solar.html> [2553, พ.ค. 7]
- [7] Geoff, Walker. Evaluating MPPT Converter Topologies Using A Matlab PV Model. Journal of Electrical & Electronics Engineering,Australis. 21 (2001) 49-55.
- [8] Gilbert, M. Masters. Renewable and Efficient Electric Power Systems. John Wiley&Sons,Inc., 2004.
- [9] National Renewable Energy Lab, HOMER Version 2.68 Beta, Copyright 1999.
- [10] ณัฐวุฒิ จินตวิวัฒน์. การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ . จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.

- [11] Hadi Saadat. Power System Analysis. 2nd Edition. McGraw-hill, 1982.
- [12] Wenjuan, Z., Fangxing, Li., and Tolbert, L.M. Analysis of Var Benefits with Application to Var Planning. Power Engineering Conference. IPEC (2007).
- [13] บัณฑิต เอกภวกรณ์. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น จำนวน 2,000 เล่ม พิมพ์ครั้งที่ 2 สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547
- [14] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า. [ออนไลน์]
แหล่งที่มา : http://www.pea.co.th/th/loadprofile_t/show.php [2554, ม.ค. 25]
- [15] Badrul H. Chowdhury. Evaluating the Value of Distributed Photovoltaic Generations in Radial Distribution Systems. IEEE Transaction on Energy Conversation. 1996 , pp. 595–600.
- [16] Rojas L., Garcia R. and Roa L. Optimal Capacitor Location for Radial Systems using Genetic Algorithms. Transmission & Distribution Conference and Exposition : Latin America,2006 , pp. 1–4.
- [17] Moradi, M.H. and Abedini M. Optimal Multi-Distributed Generation Location and Capacity by Genetic Algorithms. Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2010 4th International Publication Year: 2010 , pp. 440 – 444.
- [18] Nagarjuna, J. Reddy., M.Kalia Moorthy and D.V. Ashok Kumar Control of Grid Connected PV cell Distributed Generation Systems. TENCON2008-2008 IEEE Region 10 Conference ,19-21 Nov. 2008.
- [19] Youjie Ma., Deshu Cheng and Xuesong Zhou. Hybrid Modeling and Simulation for the Boost Converter in Photovoltaic System. Vol.4, pp. 85-87, 2009.
- [20] Ma Youjie., Cheng Deshu., Zhou Xuesong and Guo Runrui. MPPT Control of Photovoltaic System Based on Hybrid Modeling and its Simulation. pp. 1-5, 2009.

- [21] Faranda, R., Leva, S and Maugeri V. MPPT techniques for PV System : energetic and cost comparison. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008, IEEE 20-24 July 2008 Page(s):1 – 6.
- [22] Ned. Mohan. Power Electronics. 3rd Edition, 2003.
- [23] Audomvongseree, K. Transmission Reliability Assessment in the Deregulated Environment by means of Probabilistic Approaches. A dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements of the degree of Doctor of Philosophy in the Graduate School of Engineering, the University of Tokyo, September 2004.
- [24] Goldberg, D.E. Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning. Addison Wesley, Inc., 1989.
- [25] Man, K.F., Tang, K.S., and Kwong, S Genetic algorithm:Concept and application. IEEE Transaction on Industrial Electronics. Vol.43 , No.5 (October 1996): 519-534.
- [26] Syswerda, G. Uniform crossover in genetic algorithm. Proceedings of the Fifth International Conference on Genetic Algorithms. University of Illinois at Urbana-Champaign, 1993: 2-9.
- [27] Pradit Feungfoo. The Impact of Distribution Generation on Thailand's Electric Power System. Ph.D Dissertation, 2006
- [28] สถษดี คงทนไพศาล และ สุรัชชัย ชัยทัศนีย์, Impact of Grid-Connected Photovoltaic System in Distribution System. EECON33 (2010)
- [29] สถษดี คงทนไพศาล , หัสคุณ บริพนธ์มงคล และ สุรัชชัย ชัยทัศนีย์, Loss Reduction in Distribution System with Photovoltaic System by Considering Capacitor Banks and Transformer Tap Using Genetic Algorithm. EECON34 (2011)
- [30] Kongtonpisan, S and Chaitusaney, S. Impact of Grid-Connected Photovoltaic System on total system losses with consideration of capacitor bank setting using Genetic algorithm. ECTI-CON pp. 885-888, 2011.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ข้อมูลการเปลี่ยนแปลงของโหลดแต่ละประเภท

ระบบที่นำมาทดสอบนั้นมีอยู่ 2 ระบบได้แก่ ระบบท่าทราย และระบบนครปฐม โดยที่ระบบท่าทรายและระบบนครปฐมนั้นอยู่ในเขตความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขตภาคกลาง ดังนั้นข้อมูลของการเปลี่ยนแปลงโหลดของผู้ใช้แต่ละประเภทของทั้ง 2 ระบบนี้ จะใช้ข้อมูลเดียวกัน ซึ่งรายละเอียดมีดังต่อไปนี้

ข้อมูลของระบบทดสอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากที่กล่าวมาข้างต้น ระบบที่นำมาใช้ทดสอบนั้นอยู่ในภาคกลาง โดยแยกเป็นประเภทผู้ใช้ 6 ประเภท ดังต่อไปนี้

1. บ้านอยู่อาศัย
2. กิจการขนาดเล็ก
3. กิจการขนาดกลาง
4. กิจการขนาดใหญ่
5. กิจการเฉพาะอย่าง
6. ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร
7. หม้อแปลงของการไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ การคำนวณหาคำตอบจะอาศัยข้อมูลการเปลี่ยนแปลงโหลดเป็นลักษณะการผันแปรของโหลดแต่ละช่วงเวลาเทียบกับโหลดสูงสุดที่บัสนั้นๆ ดังนั้นจึงต้องทำการตัดแปลงข้อมูลพื้นฐาน โดยนำโหลดสูงสุดที่เกิดขึ้นของผู้ใช้ประเภทนั้นๆ ไปหารโหลดที่แต่ละช่วงเวลา แต่เนื่องจากข้อมูลโหลดแต่ละบัสที่ใช้ในการวิเคราะห์หรืออยู่ในรูปของโหลดหม้อแปลงของการไฟฟ้าหรือเป็นหม้อแปลงของลูกค้านั้น ดังนั้นการตัดสินว่าเป็นผู้ใช้ประเภทใด จะตัดสินจากหลักเกณฑ์ที่ว่า หากหม้อแปลงของลูกค้านั้นมีโหลดที่จ่ายสูงสุดต่ำกว่า 30 kW จะเป็นกิจการขนาดเล็ก ถ้าโหลดที่จ่ายสูงสุดอยู่ระหว่าง 30 ถึง 1999 kW จะเป็นกิจการขนาดกลาง และถ้าโหลดที่จ่ายสูงสุดมีค่าตั้งแต่ 2000 kW ขึ้นไปจะเป็นกิจการขนาดใหญ่ ส่วนหม้อแปลงของการไฟฟ้านั้น จะสมมติให้เป็นผู้ใช้ประเภทบ้านอยู่อาศัยร่วมกับกิจการขนาดเล็ก โดยทำการถ่วงน้ำหนักของโหลดแต่ละประเภทของหม้อแปลงตามสัดส่วนการใช้โหลดของบ้านที่อยู่อาศัยกับกิจการขนาดเล็กของระบบ ซึ่งสัดส่วนของการใช้โหลดดังกล่าวได้จากรายงานประจำปีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ซึ่งรายละเอียดของการเปลี่ยนแปลงโหลดแต่ละเวลาเทียบกับโหลดสูงสุดในแต่ละประเภทมีรายละเอียดดังตาราง ก.1

ตารางที่ ก.1 ตัวปรับค่าโหลดในแต่ละเวลาแยกตามประเภทของโหลด

ช่วงเวลา	ประเภทของโหลด						
	1	2	3	4	5	6	7
0.00-1.00 น.	0.5078	0.4342	0.5423	0.8655	0.7393	0.4531	0.5803
1.00-2.00 น.	0.4547	0.4276	0.5398	0.8585	0.6852	0.4219	0.5383
2.00-3.00 น.	0.4348	0.4367	0.5343	0.8559	0.6375	0.4056	0.5281
3.00-4.00 น.	0.4075	0.1589	0.5055	0.8458	0.5637	0.3836	0.3746
4.00-5.00 น.	0.4741	1.0000	0.5226	0.8369	0.5459	0.3987	0.8276
5.00-6.00น.	0.4881	0.1798	0.5065	0.8266	0.5591	0.4799	0.4436
6.00-7.00น.	0.5934	0.1237	0.5052	0.8253	0.6002	0.5980	0.4937
7.00-8.00น.	0.6879	0.1267	0.5694	0.8337	0.6471	0.5959	0.5643
8.00-9.00น.	0.5071	0.4751	0.7455	0.8741	0.7134	0.6887	0.5995
9.00-10.00น.	0.5142	0.5951	0.9385	0.9272	0.7985	0.8528	0.6624
10.00-11.00น.	0.5910	0.5952	0.9552	0.9731	0.8212	0.9201	0.7185
11.00-12.00น.	0.6429	0.6143	0.9854	0.9912	0.8358	0.9331	0.7657
12.00-13.00น.	0.6572	0.6068	0.8910	0.9624	0.8521	0.8782	0.7726
13.00-14.00น.	0.6174	0.6352	0.9436	0.9894	0.8226	0.9302	0.7571
14.00-15.00น.	0.5734	0.6322	1.0000	1.0000	0.8158	0.9711	0.7235
15.00-16.00น.	0.5230	0.6564	0.9828	0.9846	0.8521	1.0000	0.6982
16.00-17.00น.	0.5018	0.6287	0.9587	0.9807	0.8713	0.9692	0.6694
17.00-18.00น.	0.6247	0.2665	0.8125	0.9588	0.8578	0.7775	0.5852
18.00-19.00น.	0.6572	0.1476	0.7889	0.9214	0.9156	0.8056	0.5519
19.00-20.00น.	0.8098	0.5381	0.7529	0.8637	0.9703	0.7584	0.8512
20.00-21.00น.	1.0000	0.5580	0.7292	0.8517	0.9882	0.6998	1.0000
21.00-22.00น.	0.8539	0.7510	0.6931	0.8517	1.0000	0.6524	0.9858
22.00-23.00น.	0.7834	0.7336	0.6628	0.8999	0.9797	0.5704	0.9259
23.00-24.00น.	0.6465	0.4378	0.6360	0.9019	0.9529	0.5405	0.6835

ภาคผนวก ข
ระบบท่าทราย

1. ข้อมูลทั่วไปของระบบท่าทราย

- 1.1 กำลังฐานของระบบคือ 100 MVA
 1.2 แรงดันฐานของระบบคือ 22 kV
 1.3 ซีดีจำกัดบนของระดับแรงดันเท่ากับ 1.05 p.u.
 1.4 ซีดีจำกัดล่างของระดับแรงดันเท่ากับ 0.95 p.u.
 1.5 แรงดันที่บัสแหล่งจ่ายเท่ากับ 1.00 p.u.

ตาราง ข.1 ข้อมูลบัสของระบบท่าทราย

บัส	ขนาดของหม้อแปลงที่ต่ออยู่ (kVA)	ประเภทของผู้ใช้
1	บัสแหล่งจ่าย	
2	-	-
3	-	-
4	-	-
5	-	-
6	800	3
7	-	-
8	1000	3
9	100	3
10	500	3
11	800	3
12	-	-
13	-	-
14	1000	3
15	250	3
16	945	3
17	1500	3
18	1000	3

ตาราง ข.1 (ต่อ) ข้อมูลบัลต์ของระบบท่าทราย

บัลต์	ขนาดของหม้อแปลงที่ต่ออยู่ (kVA)	ประเภทของผู้ใช้
19	-	-
20	100	3
21	-	-
22	500	3
23	-	-
24	2500	3
25	-	-
26	160	3
27	-	-
28	50	3
29	-	-
30	1500	3
31	-	-
32	500	3
33	-	-
34	250	3

โดยที่ค่าของกำลังจริงของโหลดสูงสุดที่แต่ละบัลต์มีค่าร้อยละ 66 ของขนาดหม้อแปลงที่ติดตั้งอยู่ที่บัลต์นั้น โดยที่ค่าตัวประกอบกำลังของแต่ละบัลต์มีค่าเท่ากับ 0.85 สำหรับการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่แต่ละเวลานั้นจะขึ้นอยู่กับประเภทของผู้ใช้

ตาราง ข.2 ข้อมูลสายส่งของระบบท่าทราย

Line No.	From bus	To bus	Line Impedance (Ohms / km)	Line Length (km)
1	1	2	0.17571+0.33444i	0.15
2	2	3	0.17571+0.34721i	0.6
3	3	4	0.17571+0.34721i	0.8
4	4	5	0.17571+0.34721i	0.9
5	5	6	0.64015+0.37985i	0.04

ตาราง ข.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบท่าทราย

Line No.	From bus	To bus	Line Impedance (Ohms / km)	Line Length (km)
6	5	7	0.17571+0.34721i	0.94
7	7	8	0.64015+0.37985i	0.08
8	4	9	0.17571+0.34721i	0.04
9	9	10	0.17571+0.34721i	0.08
10	10	11	0.17571+0.34721i	0.16
11	11	12	0.17571+0.34721i	3.3
12	12	13	0.17571+0.34721i	0.44
13	13	14	0.17571+0.33444i	0.04
14	13	15	0.17571+0.34721i	0.6
15	15	16	0.17571+0.34721i	0.62
16	16	17	0.17571+0.34721i	0.66
17	17	18	0.17571+0.34721i	0.7
18	12	19	0.17571+0.34721i	0.04
19	19	20	0.66668+0.38899i	0.02
20	19	21	0.17571+0.34721i	0.34
21	21	22	0.66668+0.38899i	0.04
22	21	23	0.17571+0.34721i	0.34
23	23	24	0.17571+0.33444i	0.16
24	23	25	0.17571+0.34721i	0.5
25	25	26	0.17571+0.34721i	0.32
26	26	27	0.17571+0.34721i	0.12
27	27	28	0.66668+0.38899i	0.32
28	25	29	0.17571+0.34721i	0.54
29	29	30	0.17571+0.33444i	0.04
30	29	31	0.17571+0.34721i	0.58
31	31	32	0.66668+0.38899i	0.08
32	31	33	0.17571+0.34721i	0.62
33	33	34	0.66668+0.38899i	0.04

ภาคผนวก ค
ระบบนครปฐม

1. ข้อมูลทั่วไปของระบบท่านครปฐม

- 1.1 กำลังฐานของระบบคือ 100 MVA
- 1.2 แรงดันฐานของระบบคือ 22 kV
- 1.3 ซีดจำกัดบนของระดับแรงดันเท่ากับ 1.05 p.u.
- 1.4 ซีดจำกัดล่างของระดับแรงดันเท่ากับ 0.95 p.u.
- 1.5 แรงดันที่บัสแหล่งจ่ายเท่ากับ 1.00 p.u.

ตาราง ค.1 ข้อมูลบัสของระบบนครปฐม

บัส	ขนาดของหม้อแปลงที่ต่ออยู่ (kVA)	ประเภทของหม้อแปลง	ประเภทของผู้ใช้
1	บัสแหล่งจ่าย		
2	160	2	3
3	30	1	7
4	210	2	3
5	50	2	3
6	100	2	3
7	160	1	7
8	30	1	7
9	100	2	3
10	50	2	3
11	-	-	-
12	30	1	7
13	100	2	3
14	100	1	7
15	100	2	3
16	30	1	7
17	100	1	7
18	100	2	3

ตาราง ค.1 (ต่อ) ข้อมูลบัตรของระบบนครปฐม

บัตร	ขนาดของหม้อแปลงที่ต่ออยู่ (kVA)	ประเภทของหม้อแปลง	ประเภทของผู้ใช้
19	100	1	7
20	-	-	-
21	250	2	3
22	160	1	7
23	100	1	7
24	160	1	7
25	250	2	3
26	50	1	7
27	30	2	2
28	-	-	-
29	100	2	3
30	630	2	2
31	250	1	7
32	250	1	7
33	100	2	3
34	-	-	-
35	200	2	3
36	500	2	3
37	100	1	7
38	50	2	3
39	160	2	3
40	100	1	7
41	350	2	3
42	100	1	7
43	160	1	7
44	100	2	3
45	160	2	3
46	-	-	-

ตาราง ค.1 (ต่อ) ข้อมูล巴士ของระบบนครปฐม

47	100	2	3
48	250	1	7
49	-	-	-
50	250	1	7
51	50	1	7
52	200	2	3
53	30	1	7
54	250	2	3
55	100	2	3
56	30	2	2
57	160	1	7
58	250	2	3
59	250	2	3
60	250	2	3
61	1000	2	3
62	250	2	3
63	-	-	-
64	30	2	2
65	-	-	-
66	160	1	7
67	250	2	3
68	250	2	3
69	250	2	3
70	-	-	-
71	250	2	3
72	250	2	3
73	100	2	3
74	-	-	-
75	160	2	3

ตาราง ค.1 (ต่อ) ข้อมูล巴士ของระบบนครปฐม

76	-	-	-
77	160	2	3
78	315	2	3
79	500	2	3
80	30	2	3
81	160	2	3
82	250	1	7
83	100	2	3
84	160	2	3
85	100	2	3
86	100	2	3
87	160	2	3
88	-	-	-
89	250	2	3
90	160	2	3
91	30	2	2
92	-	-	-
93	500	2	3
94	160	1	7
95	250	2	3
96	250	2	3
97	30	2	2
98	250	2	3
99	-	-	-
100	1000	2	3
101	100	2	3
102	250	1	7
103	10	1	7

โดยที่ค่าของกำลังจริงของโหลดสูงสุดที่แต่ละบัสมีค่าร้อยละ 65 ของขนาดหม้อแปลงที่ติดตั้งอยู่ที่บัสนั้น โดยที่ค่าตัวประกอบกำลังของบัสที่หม้อแปลงประเภท 1 ซึ่งเป็นหม้อแปลงของการไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.85 ซึ่งเท่ากับหม้อแปลงประเภท 2 ซึ่งเป็นหม้อแปลงของลูกค้า สำหรับการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่แต่ละเวลานั้นจะขึ้นอยู่กับประเภทของผู้ใช้

ตาราง ข.5 ข้อมูลสายส่งของระบบนครปฐม

Line No.	From bus	To bus	Line Impedance (ohms / km)	Line Length (km)
1	1	2	0.17571+0.34721i	0.22
2	2	3	0.17571+0.34721i	0.10
3	3	4	0.17571+0.34721i	1.00
4	4	5	0.17571+0.34721i	0.20
5	5	6	0.17571+0.34721i	0.05
6	6	7	0.17571+0.34721i	0.10
7	7	8	0.17571+0.34721i	0.05
8	8	9	0.17571+0.34721i	0.05
9	9	10	0.17571+0.34721i	0.05
10	10	11	0.17571+0.34721i	0.05
11	11	12	0.64015+0.37985i	0.20
12	12	13	0.66668+0.38899i	0.10
13	13	14	0.66668+0.38899i	0.20
14	14	15	0.66668+0.38899i	0.10
15	15	16	0.66668+0.38899i	0.20
16	16	17	0.66668+0.38899i	0.20
17	17	18	0.66668+0.38899i	0.40
18	18	19	0.66668+0.38899i	0.30
19	19	20	0.66668+0.38899i	0.50
20	20	21	0.66668+0.38899i	0.20
21	20	22	0.66668+0.38899i	0.30
22	22	23	0.66668+0.38899i	0.05
23	23	24	0.66668+0.38899i	0.50

ตาราง ข.5 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบนครปฐม

Line No.	From bus	To bus	Line Impedance (ohms / km)	Line Length (km)
24	24	25	0.64015+0.37985i	0.20
25	25	26	0.64015+0.37985i	0.20
26	11	27	0.17571+0.34721i	0.05
27	27	28	0.17571+0.34721i	0.10
28	28	29	0.66668+0.38899i	0.10
29	29	30	0.66668+0.38899i	0.15
30	28	31	0.17571+0.34721i	0.11
31	31	32	0.17571+0.34721i	0.10
32	32	33	0.17571+0.34721i	0.10
33	33	34	0.17571+0.34721i	0.10
34	34	35	0.66668+0.38899i	0.20
35	35	36	0.66668+0.38899i	0.10
36	36	37	0.66668+0.38899i	0.10
37	37	38	0.66668+0.38899i	0.10
38	38	39	0.66668+0.38899i	0.10
39	39	40	0.66668+0.38899i	0.75
40	34	41	0.17571+0.34721i	0.10
41	41	42	0.17571+0.34721i	0.50
42	42	43	0.17571+0.34721i	0.20
43	43	44	0.17571+0.34721i	0.10
44	44	45	0.17571+0.34721i	0.05
45	45	46	0.17571+0.34721i	0.05
46	46	47	0.66668+0.38899i	0.20
47	46	48	0.17571+0.34721i	0.05
48	48	49	0.17571+0.34721i	0.30
49	49	50	0.66668+0.38899i	0.30
50	50	51	0.66668+0.38899i	0.50
51	51	52	0.66668+0.38899i	0.10

ตาราง ข.5 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบนครปฐม

Line No.	From bus	To bus	Line Impedance (ohms / km)	Line Length (km)
52	52	53	0.66668+0.38899i	0.31
53	53	54	0.66668+0.38899i	0.30
54	5	55	0.66668+0.38899i	0.05
55	55	56	0.66668+0.38899i	0.05
56	49	57	0.17571+0.34721i	0.07
57	57	58	0.17571+0.34721i	0.25
58	58	59	0.17571+0.34721i	0.20
59	59	60	0.17571+0.34721i	0.10
60	60	61	0.17571+0.34721i	0.20
61	61	62	0.17571+0.34721i	0.20
62	11	63	0.17571+0.34721i	0.10
63	63	64	0.17571+0.34721i	0.10
64	64	65	0.17571+0.34721i	0.08
65	65	66	0.17571+0.34721i	0.10
66	65	67	0.66668+0.38899i	0.10
67	67	68	0.66668+0.38899i	0.10
68	68	69	0.66668+0.38899i	0.20
69	63	70	0.17571+0.34721i	0.18
70	70	71	0.66668+0.38899i	0.20
71	70	72	0.17571+0.34721i	0.11
72	72	73	0.17571+0.34721i	0.10
73	73	74	0.17571+0.34721i	0.10
74	74	75	0.66668+0.38899i	0.10
75	75	76	0.66668+0.38899i	0.50
76	76	77	0.66668+0.38899i	0.10
77	76	78	0.66668+0.38899i	0.10
78	78	79	0.66668+0.38899i	0.10
79	74	80	0.17571+0.34721i	0.02

ตาราง ข.5 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบนครปฐม

Line No.	From bus	To bus	Line Impedance (ohms / km)	Line Length (km)
80	80	81	0.17571+0.34721i	0.05
81	81	82	0.17571+0.34721i	0.10
82	82	83	0.17571+0.34721i	0.10
83	83	84	0.17571+0.34721i	0.25
84	84	85	0.17571+0.34721i	0.05
85	85	86	0.17571+0.34721i	0.05
86	86	87	0.17571+0.34721i	0.10
87	87	88	0.17571+0.34721i	0.08
88	88	89	0.66668+0.38899i	0.20
89	89	90	0.66668+0.38899i	0.10
90	88	91	0.17571+0.34721i	0.05
91	91	92	0.17571+0.34721i	0.20
92	92	93	0.66668+0.38899i	0.10
93	92	94	0.17571+0.34721i	0.10
94	94	95	0.17571+0.34721i	0.20
95	95	96	0.17571+0.34721i	0.23
96	96	97	0.17571+0.34721i	0.05
97	97	98	0.17571+0.34721i	0.05
98	98	99	0.17571+0.34721i	0.18
99	99	100	0.66668+0.38899i	0.10
100	99	101	0.17571+0.34721i	0.20
101	101	102	0.17571+0.34721i	0.05
102	102	103	0.17571+0.34721i	0.05

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายสุชาติ คงทนไพศาล เกิดวันที่ 29 พฤษภาคม พ.ศ.2529 ที่จังหวัดนครราชสีมา สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2551 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ. 2552