

ผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
แบบกระจายตัวที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุนเมื่อคำนึงถึง
ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

จกกาย ลวรัตนกร

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยอุบลราชธานี



IMPACT OF SIZE AND LOCATION OF DISTRIBUTED GENERATION
TO PAY BACK PERIOD WITH CONSIDERING OF
POWER FACTOR PENALTY

JAKKAI LAWARATTANAKORN

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT OF THE REQUIREMENTS
FOR THE DEGREE OF MASTER OF ENGINEERING
MAJOR IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
UBON RATCHATHANI UNIVERSITY
ACADEMIC YEAR 2017
COPYRIGHT OF UBON RATCHATHANI UNIVERSITY

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยความกรุณาจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.คมสันต์ ตาโรจน์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้ความช่วยเหลือให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นมาตลอดระยะเวลาที่ทำการศึกษาเป็นอย่างดี

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาค 2 (กฟผ.2) ที่อนุญาตให้ใช้ข้อมูลของหน่วยงานในการศึกษา ข้อมูลระบบทดสอบ รวมทั้งให้เผยแพร่ผลการศึกษาขอขอบคุณ นายสมนึก เวียนวัฒนชัย ผู้สอนปฏิบัติการ ภาควิชาไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี ที่ให้คำปรึกษาชี้แนะในเรื่องโปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ขอขอบคุณ นางลัดดาวัลย์ วงศ์สุคนธ์นิตย์ หัวหน้าแผนกวิเคราะห์และวางแผนการจ่ายไฟกองปฏิบัติการฝ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษาการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาค 2 ที่คอยช่วยเหลือให้คำปรึกษา ที่มีคุณค่าต่อการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ขอขอบคุณ เพื่อน พี่ และน้องๆที่กำลังศึกษาปริญญาโทที่คอยให้คำแนะนำและช่วยเหลือให้คำปรึกษา มาโดยตลอด

ขอขอบคุณ ครอบครัว และเพื่อนที่คอยเป็นกำลังใจและสุดท้ายนี้ ขอขอบคุณ ผู้ที่ไม่ได้เอ่ยนาม ที่ได้ให้ความช่วยเหลือและเป็นกำลังใจในทุกๆด้านจนกระทั่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

จ๊กกาย ลวรัตนกร

ผู้วิจัย

บทคัดย่อ

เรื่อง : ผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุนเมื่อคำนึงถึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผู้วิจัย : จักกาย ลวรัตนกร

ชื่อปริญญา : วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา : วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษา : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.คมสันต์ ดาโรจน์

คำสำคัญ : เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว, ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า, การไหลของกำลังไฟฟ้า, ระยะเวลาคืนทุน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุนของโครงการเมื่อคำนึงถึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ค่าปรับปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกิดจากการใช้พลังงานไฟฟ้ารีแอกตีฟมากกว่าร้อยละ 61.97 ของพลังงานไฟฟ้าจริง ศึกษาโดยใช้โปรแกรมจำลองคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จำลองในระบบทดสอบ 99 บัสของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 1 ตัวจำลองการเชื่อมต่อ 4 ตำแหน่ง คือ บัสหมายเลข 10 หมายเลข 24 หมายเลข 38 และหมายเลข 86 ขนาด 4 ขนาด ได้แก่ 2 MW 4 MW 6 MW และ 8 MW เป็นกรณีศึกษา โดยกำหนดราคาต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ราคาขายไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง และค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ผลการจำลองจะแสดงให้เห็นว่าขนาดกับตำแหน่งเชื่อมต่อมีผลต่อกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวรับและกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ วิธีการเสนอสนับสนุนให้เกิดธรรมาภิบาลแก่ 3 หน่วยงาน ได้แก่ นักวางแผนด้านพลังงานผู้ประกอบการของโครงการ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน

ABSTRACT

TITLE : IMPACT OF SIZE AND LOCATION OF DISTRIBUTED GENERATION TO PAY
BACK PERIOD WITH CONSIDERING OF POWER FACTOR PENALTY

AUTHOR : JAKKAI LAWARATTANAKORN

DEGREE : MASTER OF ENGINEERING

MAJOR : ELECTRICAL ENGINEERING

ADVISOR : ASST. PROF. KOMSON DAROJ, Ph.D.

KEYWORDS : DISTRIBUTED GENERATOR, POWER FACTOR CHARGE, POWER FLOW,
PAY BLACK PERIOD

This thesis studied the impact of size and location of Distributed Generator (DG) to the investment return rate with considering the power factor charge measure and energy loss of a distribution system. The power factor charge occurs when the reactive power demand, during injecting active power to the grid, is higher than 61.97 % of the active power demand, during import power period of a month. The studied framework is simulated by a 99-bus distribution system of PEA's network. Four location, bus No. 10 No. 24 No. 38 and No. 86 and Four size of DG i.e., 2 MW 4 MW 6 MW and 8MW are related our case study. A power flow calculation is adopted to verify the absorbed reactive power and the distribution loss. Contribution of the present methodology is to provide a good governance for 3 entities i.e., energy policy planner, DG's owner, and the distribution utility for sustainable development

สารบัญ

	หน้า
กิตติกรรมประกาศ	ก
บทคัดย่อภาษาไทย	ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญภาพ	ญ
คำอธิบายสัญลักษณ์และอักษรย่อ	ฎ
บทที่ 1 บทนำ	
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์	3
1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3
1.4 ขอบเขตการดำเนินงาน	3
บทที่ 2 แนวคิดพื้นฐานและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง	
2.1 ความหมายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	4
2.2 นโยบายสนับสนุนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก	4
2.3 นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	5
2.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า PEA	7
2.5 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อระบบไฟฟ้าจำหน่าย	7
2.6 การควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	7
2.7 ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้า	9
2.8 ระยะเวลาคืนทุน	10
2.9 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	10
บทที่ 3 เนื้อหาและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	
3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	13
3.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	15
3.3 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายและกำลังสูญเสียในสาย	18
3.4 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	19

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 4 ข้อมูลระบบทดสอบ	
4.1 ระบบทดสอบ	26
4.2 ข้อมูลโหลด	27
4.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	28
4.4 โปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	30
บทที่ 5 การคำนวณและผลการทดลอง	
5.1 กำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG	32
5.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	33
5.3 การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ	42
5.4 คำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	49
5.5 คำนวณระยะเวลาคืนทุน	57
บทที่ 6 สรุปและข้อเสนอแนะ	
6.1 สรุปผล	75
6.2 ข้อเสนอแนะ	76
เอกสารอ้างอิง	77
ภาคผนวก	
ก ข้อมูลระบบทดสอบ	80
ข ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	88
ค ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า อัตราค่าไฟฟ้าและการรับซื้อไฟฟ้าของ VSPP	129
ง การเผยแพร่ผลงานวิทยานิพนธ์	140
ประวัติผู้วิจัย	153

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเชื้อเพลิงแต่ละประเภท	5
2.2	อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT กลุ่มพลังงานธรรมชาติ	6
2.3	อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT กลุ่มพลังงานชีวภาพ	6
2.4	มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	7
3.1	ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีพ.ศ. 2555 – 2558	20
3.2	ราคาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปีพ.ศ. 2553 – 2558	20
3.4	ตัวอย่างการลงทุนและรายรับรายจ่ายของ PV	21
3.5	ปฏิทินชีวมวลภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	22
3.6	อัตรการใช้เชื้อชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกะวัตต์	22
3.4	ต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละชนิด (ข้อมูลปี 2554)	23
4.1	ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลดรายชั่วโมง	27
4.2	อัตราร่วมกำลังผลิตไฟฟ้าของ PV แต่ละชั่วโมง	29
5.1	ผลกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 10	36
5.2	ผลกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 24	36
5.3	ผลกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 38	36
5.4	ผลกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 86	37
5.5	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ PV รับหรือจ่ายน้อยที่สุดเมื่อเชื่อมต่อบัส 10	39
5.6	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ PV รับหรือจ่ายน้อยที่สุดเมื่อเชื่อมต่อบัส 24	40
5.7	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ PV รับหรือจ่ายน้อยที่สุดเมื่อเชื่อมต่อบัส 38	40
5.8	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ PV รับหรือจ่ายน้อยที่สุดเมื่อเชื่อมต่อบัส 86	40
5.9	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อบัส 10	43
5.10	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อบัส 24	43
5.11	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อบัส 38	43
5.12	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อบัส 86	44
5.13	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อ PV เชื่อมต่อบัส 10	46
5.14	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อ PV เชื่อมต่อบัส 24	47
5.15	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อ PV เชื่อมต่อบัส 38	47

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
5.16	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อ PV เชื่อมต่อบัส 86	47
5.17	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 10	50
5.18	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 24	50
5.19	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 38	51
5.20	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 86	51
5.21	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อบัส 10	54
5.22	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อบัส 24	54
5.23	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อบัส 38	54
5.24	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อบัส 86	54
5.25	ข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลและระยะเวลาคืนทุนเมื่อไม่มีค่าปรับ	57
5.26	ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล	59
5.27	ข้อมูลโครงการ PV และระยะเวลาคืนทุนเมื่อไม่มีค่าปรับ	63
5.28	ระยะเวลาคืนทุนของ PV	64
5.29	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ DG แรงดัน 0.96 pu.	68
5.30	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ DG แรงดัน 0.98 pu.	68
5.31	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ DG แรงดัน 1.00 pu.	69
5.32	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ DG แรงดัน 1.02 pu.	70
5.33	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ DG แรงดัน 1.04 pu.	70
5.34	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 0.96 pu.	71
5.35	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 0.98 pu.	71
5.36	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 1.00 pu.	72
5.37	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 1.02 pu.	73
5.38	เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 1.04 pu.	73
ก.1	หน่วยที่ใช้กับข้อมูลบัส	81
ก.2	หน่วยที่ใช้กับข้อมูลเครื่องกำเนิด	81
ก.3	หน่วยที่ใช้กับข้อมูลสายส่ง	81
ก.4	ข้อมูลบัสระบบทดสอบชั่วโมงที่ 1 – 24	82

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
ก.5	ข้อมูลโหลดบัสระบบทดสอบชั่วโมงที่ 1	82
ก.6	แพ็คเกจของข้อมูลโหลดบัสระบบทดสอบชั่วโมงที่ 2 – 24	83
ก.7	ข้อมูลบัสเครื่องกำเนิดระบบทดสอบของทุกชั่วโมง	83
ก.8	ข้อมูลสายระบบทดสอบของทุกชั่วโมง	84
ข.1	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 10	89
ข.2	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 24	90
ข.3	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 38	91
ข.4	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 86	92
ข.5	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 10	93
ข.6	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 24	94
ข.7	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 38	95
ข.8	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 86	96
ข.9	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 10	97
ข.10	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 24	98
ข.11	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 38	99
ข.12	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 86	100
ข.13	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 10	101
ข.14	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 24	102
ข.15	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 38	103
ข.16	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 86	104
ข.17	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 10	105
ข.18	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 24	106
ข.19	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 38	107
ข.20	การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 86	118
ข.21	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 10	109
ข.22	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 24	110
ข.23	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 38	111

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
ข.24	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 86	112
ข.25	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 10	113
ข.26	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 24	114
ข.27	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 38	115
ข.28	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 86	116
ข.29	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 10	117
ข.30	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 24	118
ข.31	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 38	119
ข.32	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 86	120
ข.33	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 10	121
ข.34	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 24	122
ข.35	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 38	123
ข.36	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 86	124
ข.37	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 10	125
ข.38	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 24	126
ข.39	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 38	127
ข.40	การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 86	128
ค.1	กำหนดความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังและวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับระบบที่มีคอนเวอร์เตอร์	131
ค.2	ระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะ	133
ค.3	ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัด	133
ค.4	ข้อกำหนดช่วงเวลาของการใช้ (TOU rate)	134
ค.5	อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจกรรมขนาดกลาง	134

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
2.1	คุณลักษณะการจ่าย P และ Q ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	9
3.1	วงจรสายป้อนแบบเรเดียล	14
3.2	รูปแบบสายส่งสำหรับคำนวณกำลังไหลในสาย	18
3.3	เซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย	19
3.4	กระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล	24
4.1	ระบบทดสอบ 99 บัส	26
4.2	กราฟกำลังไฟฟ้าของโหลดรายชั่วโมงใน 1 วัน	27
4.3	กราฟโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 วันของแต่ละบัส	28
4.4	กราฟจำลองกำลังผลิตของ PV	29
5.1	ตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG ในการจำลอง	33
5.2	ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	35
5.3	กราฟกำลังไฟฟ้านีแอกติฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 0.96 p.u.	37
5.4	กราฟกำลังไฟฟ้านีแอกติฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 0.98 p.u.	38
5.5	กราฟกำลังไฟฟ้านีแอกติฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 1.00 p.u.	38
5.6	กราฟกำลังไฟฟ้านีแอกติฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 1.02 p.u.	38
5.7	กราฟกำลังไฟฟ้านีแอกติฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 1.04 p.u.	39
5.8	กำลังไฟฟ้านีแอกติฟของ PV ณ แรงดัน 0.96 pu.	41
5.9	กำลังไฟฟ้านีแอกติฟของ PV ณ แรงดัน 0.98 pu.	41
5.10	กำลังไฟฟ้านีแอกติฟของ PV ณ แรงดัน 1.00 pu.	41
5.11	กำลังไฟฟ้านีแอกติฟของ PV ณ แรงดัน 1.02 pu.	42
5.12	กำลังไฟฟ้านีแอกติฟของ PV ณ แรงดัน 1.04 pu.	42
5.13	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 0.96 pu.	44
5.14	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 0.98 pu.	45
5.15	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 1.00 pu.	45
5.16	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 1.02 pu.	45
5.17	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 1.04 pu.	46
5.18	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 0.96 pu.	48

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
5.19	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 0.98 pu.	48
5.20	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 1.00 pu.	48
5.21	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 1.02 pu.	49
5.22	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 1.04 pu.	49
5.23	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 0.96 pu.	51
5.24	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 0.98 pu.	52
5.25	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.00 pu.	52
5.26	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.02 pu.	52
5.27	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.04 pu.	53
5.28	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 0.96 pu.	55
5.29	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 0.98 pu.	55
5.30	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 1.00 pu.	56
5.31	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 1.02 pu.	56
5.32	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 1.04 pu.	56
5.33	ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 0.96 pu.	60
5.34	ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 0.98 pu.	61
5.35	ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.00 pu.	61
5.36	ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.02 pu.	62
5.37	ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.04 pu.	62
5.38	ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 0.96 pu.	65
5.39	ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 0.98 pu.	66
5.40	ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 1.00 pu.	66
5.41	ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 1.02 pu.	67
5.42	ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 1.04 pu.	67

คำอธิบายสัญลักษณ์และอักษรย่อ

สัญลักษณ์และอักษรย่อ	ความหมาย
DG	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
FiT	มาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในราคาพิเศษ
PEA	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
VSPP	ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
PV	เซลล์แสงอาทิตย์
PF_{charge}	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท)
Q_M	ค่าพลังงานไฟฟารีแอกตีฟสูงสุดในเดือน (kVar)
P_M	ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดในเดือน (kW)
PB	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)
LTC	แท็บหม้อแปลง
PVGS	การจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์
I_i	ค่ากระแสรวมที่ไหลออกจากบัสที่ i
y	แอดมิตแตนซ์ของสายป้อน
$ Y_{ij} $	ขนาดของค่าแอดมิตแตนซ์ ที่แถว i และหลัก j
$ V_j $	ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส j
P_i	กำลังไฟฟ้าที่บัส i
Q_i	กำลังไฟฟารีแอกตีฟที่บัส i
$J_1 - J_4$	เมตริกซ์ที่มีค่าในแนวทแยงมุมหลักและค่านอกแนวทแยงมุมหลัก
I_{ij}	ค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j
I_{ji}	ค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลจากบัส j ไปยังบัส i
S_{ij}	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j
S_{ji}	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัส j ไปยังบัส i
S_{Lij}	ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจากบัส i ไปยังบัส j
P_L	ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงของระบบ
E_F	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากชีวมวล (kWh/ตัน)
η	ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

คำอธิบายสัญลักษณ์และอักษรย่อ (ต่อ)

สัญลักษณ์และอักษรย่อ	ความหมาย
Q	ค่าความร้อนที่ได้ต่อตันชีวมวล (kWh/ตัน)
P_E	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตขายไฟ (kW)
T	จำนวนชั่วโมงที่ผลิตไฟฟ้าในหนึ่งปี (ปี)
Q_F	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า (ตัน/ปี)
E_T	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด (kWh/ปี)
E_F	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากชีวมวล (kWh/ตัน)
C_E	ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า (บาท/ปี)
C_F	ราคาเชื้อเพลิงชีวมวล (บาท/ตัน)
Q_F	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ผลิตไฟฟ้า (ตัน/ปี)
TOU	อัตราช่วงเวลาตามการใช้
CSCS	มิเตอร์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยด้วยระบบคอมพิวเตอร์แบบอัตโนมัติ
E_L	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ (kWh)
P_L	กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบ (W)
t	ระยะเวลา (ชั่วโมง)

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับและขอบเขตการดำเนินงาน โดยเนื้อหาแต่ละส่วนแสดงดังต่อไปนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันความกังวลเกี่ยวกับพลังงานเชื้อเพลิงซากดึกดำบรรพ์ที่กำลังจะหมดลงและการเกิดภาวะโลกร้อน (global warming) ทำให้หลายประเทศมีการสนับสนุนให้มีพลังงานทดแทนเข้ามาในระบบไฟฟ้ามากขึ้น ในประเทศไทยรัฐบาลมีนโยบายที่จะส่งเสริมให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพื่อเป็นการแบ่งเบาภาระด้านการลงทุนของรัฐบาลและสนับสนุนให้มีการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generator: DG) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กใช้พื้นที่ในการก่อสร้างน้อย มีการก่อสร้างกระจายอยู่ทั่วทุกภูมิภาคของประเทศ เกิดขึ้นเพื่อเป็นการสนับสนุนให้มีการใช้พลังงานที่ยั่งยืน [1] ในทางทฤษฎี DG สามารถช่วยลดกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และลดความสูญเสียในสายส่ง ช่วยเสริมพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟและยังสามารถช่วยยกระดับแรงดันของระบบ

รัฐบาลมีมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในราคาพิเศษ (Feed-in Tariff: FiT) เฉพาะไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและพลังงานชีวมวล ภายใต้แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (AEDP 2012 - 2021) [2] เพื่อจูงใจแก่ผู้ประกอบการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

การมี DG เพิ่มเข้ามาในระบบไฟฟ้ามีข้อดีหลายอย่างถ้า DG มีขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสม แต่ถ้า DG มีขนาดและตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมก็อาจก่อให้เกิดผลเสียต่อระบบจำหน่าย เช่น แรงดันในระบบไฟฟ้าสูงเกิน ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้น เป็นต้น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) จึงมีข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอยู่ 2 อย่างที่สำคัญคือ ขนาดกำลังไฟฟ้าที่เข้าระบบและแรงดันไฟฟ้าที่เชื่อมต่อต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด แต่การรักษาแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวนั้น ควบคุมโดยการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จากการควบคุมแรงดันไฟฟ้าทำให้ DG มีแนวโน้มที่จะรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน จะถูก

ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (var charge) โดยส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าปรับในอัตรากิโวลาร์ละ 56.07 บาท จากค่าปรับดังกล่าวส่งผลต่อระยะเวลาคืนทุนของโครงการซึ่งผู้ประกอบการ DG อาจไม่ได้คำนึงก่อนการลงทุน ทำให้ระยะเวลาคืนทุนผิดเพี้ยนไปจากเดิม

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีการประเมินเพื่อศึกษาผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG ที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุนเมื่อคำนึงถึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เพื่อให้เห็นผลกระทบได้อย่างชัดเจนวิทยานิพนธ์นี้จะใช้โปรแกรมคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าจำลองผลกระทบจาก DG 4 ขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อ 4 ตำแหน่งคือ ต้นสาย กลางสายและปลายสาย จำลองแรงดันที่ DG ควบคุม 5 ระดับ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ที่เป็นเจ้าของ DG ที่จะประเมินในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มี 2 ประเภท ได้แก่

กลุ่มพลังงานหมุนเวียน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic: PV) ซึ่งโดยพื้นฐานมีการผลิตกำลังไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่องขึ้นอยู่กับแสงอาทิตย์ ทำให้อินเวอร์เตอร์ที่ใช้โหมดแรงดัน ต้องควบคุมแรงดันไฟฟ้าโดยการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ในโรงไฟฟ้าจะมีอุปกรณ์คอมพิวเตอร์และสื่อสารสำหรับบันทึกข้อมูลซึ่งต้องซื้อพลังงานไฟฟ้าผ่านมิเตอร์ ซึ่งส่งผลให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังทำให้ระยะเวลาคืนทุนยาวนานขึ้น

กลุ่มพลังงานชีวภาพ หมายถึง โรงงานไฟฟ้าชีวมวล (biomass power plan) ที่ใช้เชื้อเพลิง เช่น ชานอ้อยและแกลบเป็นต้น ผลิตไฟฟ้าโดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงมีการผลิตไฟฟ้าต่อเนื่องและกำลังไฟฟ้าคงที่ มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนส์ควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าและควบคุมแรงดัน โรงไฟฟ้าชีวมวลจะหยุดจ่ายไฟก็ต่อเมื่อระบบมีปัญหา เชื้อเพลิงไม่เพียงพอ หรือซ่อมบำรุงตามรอบ ซึ่งโรงไฟฟ้าประเภทนี้มีการซื้อไฟจากการการไฟฟ้าเฉพาะเวลาที่ต้องซ่อมบำรุงและเริ่มต้นเดินเครื่อง เป็นผลทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่สูงในกรณีที่ต้องรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบในช่วงผลิตไฟฟ้าขาย

การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของ DG นอกจากส่งผลกระทบต่อค่าปรับกำลังไฟฟ้าโดยตรงแล้ว โดยทางอ้อมก็จะส่งผลกระทบต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยมีหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังนี้ นักวางแผนด้านพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ประกอบการ VSPP ประเด็นนี้มีผลกระทบต่อการวางแผนด้านพลังงาน

1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์

เพื่อศึกษาผลกระทบของค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่มีต่อระยะเวลาคืนทุนของผู้ประกอบการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย เพื่อเป็นแนวทางแก่นักลงทุน ผู้วางแผนนโยบายพลังงานและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.3.1 เป็นแนวทางแก่นักลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนในโครงการ VSPP
- 1.3.2 ทราบระยะเวลาคืนทุนที่เปลี่ยนตามค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
- 1.3.3 ทราบตัวแปรที่มีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

1.4 ขอบเขตการดำเนินงาน

- 1.4.1 ใช้ระบบจำหน่ายแบบเรเดียลของ กฟผ.2 เป็นกรณีศึกษา
- 1.4.2 ใช้แบบจำลองความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 วัน ตลอดทั้งปี
- 1.4.3 ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โรงงานน้ำตาลและเซลล์แสงอาทิตย์เป็นกรณีศึกษา
- 1.4.4 จำลองตำแหน่งติดตั้งจาก DG 4 ตำแหน่ง 4 ระดับกำลังผลิตและ 5 ระดับการควบคุมแรงดันไฟฟ้า
- 1.4.5 ศึกษาผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระจายตัวที่มีต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ
- 1.4.6 ใช้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในการประเมินการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ

บทที่ 2

แนวคิดพื้นฐานและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะกล่าวถึงการทบทวนวรรณกรรมในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว นโยบายรับซื้อไฟฟ้าในอัตราพิเศษ ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อ ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า การคำนวณระยะเวลาคืนทุน เพื่อใช้เป็นแนวทางศึกษาวิธีการจำลองในรูปแบบต่าง ๆ การควบคุมแรงดันของ DG ผลกระทบของขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยสามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

2.1 ความหมายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวคือ แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่กระจายอยู่ตามพื้นที่ต่าง ๆ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในโครงการ VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิตดังต่อไปนี้ [3]

2.1.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (renewable energy) เช่น พลังลมพลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (mini hydroelectricity) พลังน้ำขนาดเล็กมาก (micro hydroelectricity) พลังคลื่นทะเลหรือมหาสมุทรพลังความร้อนใต้พิภพและก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

2.1.2 การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง เช่น กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตรหรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ DG 2 ประเภท ได้แก่ โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่มีการผลิตไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่องขึ้นอยู่กับแสงแดด และใช้โรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีการผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องและคงที่เป็นกรณีศึกษา

2.2 นโยบายการสนับสนุนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP2015) [4] มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ประเทศไทยสามารถพัฒนาพลังงานทดแทนให้เป็นพลังงานหลักของประเทศ ลดการนำเข้าน้ำมันได้ในอนาคตเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ สนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศ และเพื่อวิจัยพัฒนาส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทน สักยภาพไทยให้สามารถแข่งขันในตลาดสากล โดยมีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิงตามแผน AEDP2015 มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงพลังงานทดแทน

ในภาพรวมของทั้งประเทศที่ร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิ ซึ่งสอดคล้องตามกรอบการกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) ที่ระบุว่าจะทำให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอยู่ในช่วงร้อยละ 15 - 20 ภายในปี 2579 แสดงสถานภาพและเป้าหมายดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเชื้อเพลิงแต่ละประเภท

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ สิ้นปี 2557* (เมกะวัตต์)	เป้าหมายปี 2579 (เมกะวัตต์)
1. ชยะชุมชน	65.72	500
2. ชยะอุตสาหกรรม	-	50
3. ชีวมวล	2,451.82	5,570.00
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	311.5	600
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	142.01	376
6. ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	-	680
7. พลังงานลม	224.47	3002
8. พลังงานแสงอาทิตย์	1,298.51	6,000.00
9. พลังน้ำขนาดใหญ่	-	2,906.40**
รวมเมกะวัตต์ติดตั้ง (เมกะวัตต์)	4,494.03	19,684.40
รวมพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	17,217	65,588.07
ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ (ล้านหน่วย)	174,467	326,119.00
สัดส่วนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (%)	9.87	20.11

หมายเหตุ : * รวมการผลิตไฟฟ้าจากระบบและไม่รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดใหญ่,

** เป็นกำลังการผลิตติดตั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน

2.3 นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff

Feed-in Tariff หรือ FiT คือ มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่งที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในหลายๆประเทศ เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเอกชนเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งอัตรา FiT จะอยู่ในรูปแบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการมีการปรับเพิ่มสำหรับกลุ่มที่มีการใช้เชื้อเพลิงโดยอัตรา FiT จะไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ทำให้มีราคาที่ชัดเจนและเกิดความเป็นธรรม [5] อัตราการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT แบ่งเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่ กลุ่มพลังงานธรรมชาติและกลุ่มพลังงานชีวภาพ อัตราการรับซื้อไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 2.2 และ 2.3

ตารางที่ 2.2 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT กลุ่มพลังงานธรรมชาติ

อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่ประกาศใช้ในปี 2558 : สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานธรรมชาติ		
กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
1) พลังงานน้ำ		
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	4.90	20 ปี
2) พลังงานลม		
ทุกขนาด	6.06	20 ปี
3) พลังงานแสงอาทิตย์		
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง 0-10 kWp	6.85	25 ปี
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >10 -250 kWp	6.40	25 ปี
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >250 -1,000 kWp	6.04	25 ปี
บนพื้นดิน ทุกขนาด	5.66	25 ปี

ตารางที่ 2.3 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT กลุ่มพลังงานชีวภาพ

อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ที่ประกาศใช้ในปี 2558 : สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานชีวภาพ				
กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FIT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
	FIT _F	FIT _{v,2560}	FIT ⁽¹⁾	
1) ขยะ (การจัดการขยะแบบผสมผสาน)				
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 เมกะวัตต์	3.13	3.21	6.34	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง> 1-3 เมกะวัตต์	2.61	3.21	5.85	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง> 3 เมกะวัตต์	2.39	2.69	5.08	20 ปี
2) ขยะ (หลุมฝังกลบขยะ)				
ทุกขนาด	5.60	-	5.60	10 ปี
3) ชีวมวล				
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 เมกะวัตต์	3.13	2.21	5.34	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง> 1-3 เมกะวัตต์	2.61	2.21	4.82	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง> 3 เมกะวัตต์	2.39	1.85	4.24	20 ปี
4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)				
ทุกขนาด	3.76		3.76	20 ปี
5) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)				
ทุกขนาด	2.79	2.55	5.34	20 ปี

2.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า PEA [6]

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและเชื่อมต่อเพื่อขายไฟฟ้านั้น จะต้องทำตามระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

2.4.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ระบบทดสอบเป็นระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ DG ขายไฟรวมต้องไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ต่อวงจร

2.4.2 การคุมค่าแรงดัน (Voltage Regulation)

ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 0.95 – 1.05 p.u. โดยหากผู้ขอใช้บริการทำให้แรงดันอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานผู้ขอใช้บริการจะต้องเป็นผู้ปรับปรุงหรือควบคุมการเดินเครื่องเพื่อให้แรงดันเป็นไปตามมาตรฐานแสดงในตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

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

2.5 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อระบบไฟฟ้าจำหน่าย

การที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อาจส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายหลายด้าน เช่น แรงดันระบบ (voltage profile) การไหลของกำลังไฟฟ้า (power flow) คุณภาพของแรงดันไฟฟ้า (power quality) พลังไฟฟ้าสูญเสียและความน่าเชื่อถือของระบบ (reliability) [7]-[8] ความรุนแรงของผลกระทบขึ้นอยู่กับขนาดกำลังไฟฟ้าที่จ่ายและตำแหน่งที่เชื่อมต่อกับระบบจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องแสดงให้เห็นว่า DG ที่มีขนาดและตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมทำให้เกิดผลกระทบระบบจำหน่าย

2.6 การควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องมีการรักษาแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด แสดงรายละเอียดดังนี้

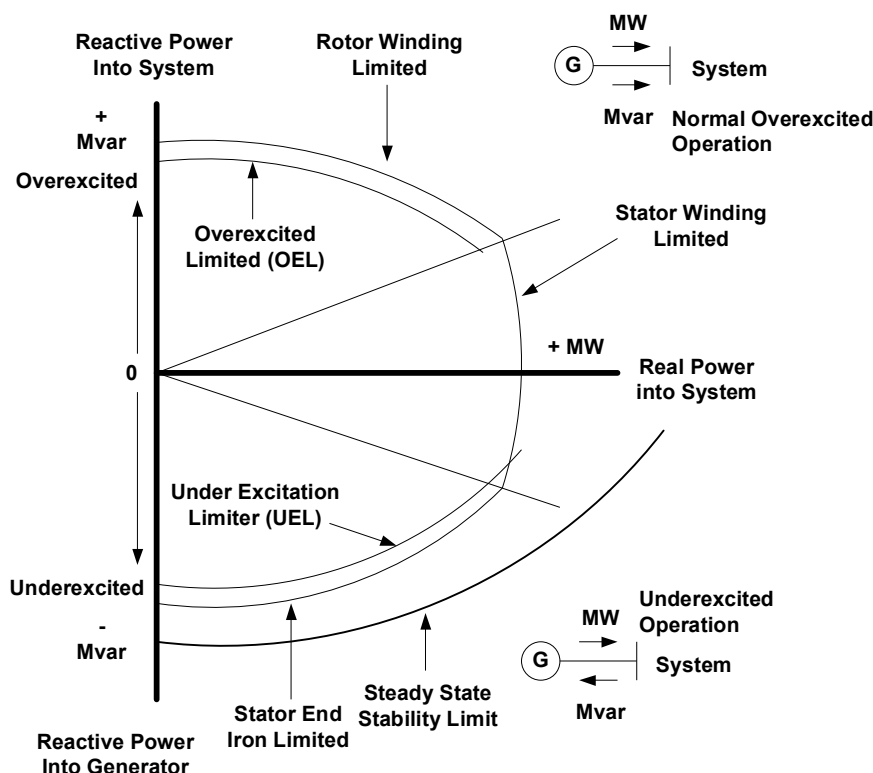
2.6.1 การควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส [9]

โรงไฟฟ้าจำนวนมากใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (synchronous generator) ในการผลิตไฟฟ้าเพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสมีประสิทธิภาพสูงการรักษาแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ทำโดยการปรับค่ากระแสไฟฟ้าของชุดกระตุ้นสนามแม่เหล็ก (field excitation) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะส่งผลจากการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้โรงไฟฟ้านั้นจ่าย Q หรือรับ Q ของระบบไฟฟ้าได้ เช่น หากค่ากระแสกระตุ้นสนามแม่เหล็กสร้างสนามไฟฟ้าเกินระบบ (over excite) โรงไฟฟ้านั้นก็จะจ่าย Q ออกมาให้กับระบบ และในกรณีค่ากระแสกระตุ้นสร้างสนามไฟฟ้าน้อยกว่าระบบ (under excite) โรงไฟฟ้านั้นก็จะรับ Q จากระบบเข้าสู่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า การที่โรงไฟฟ้าจะรับหรือจ่าย Q ขึ้นกับ

2.6.1.1 ขนาดกำลัง P ที่จ่ายให้ระบบไฟฟ้า

2.6.1.2 โหลดในระบบไฟฟ้า

2.6.1.3 ตำแหน่งการเชื่อมต่อเข้าระบบไฟฟ้าของ DG



ภาพที่ 2.1 คุณสมบัติการจ่าย P และ Q ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

จากภาพที่ 2.1 แสดงคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง จะมีคุณสมบัติที่แตกต่างกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีโหมดการทำงานแบบกระตุ้นกระแสเกิน

ระบบจ่าย Q ได้และโหมดการทำงานแบบกระตุ้นกระแสน้อยกว่าระบบเป็นการรับ Q จากระบบไฟฟ้า ซึ่งการรับ Q มากเกินไปทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

2.6.2 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้อินเวอร์เตอร์สำหรับแปลงพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายโดยอินเวอร์เตอร์ จะทำการปรับ รูปคลื่นไฟฟ้า มุมไฟฟ้า ความถี่ และแรงดันไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟเข้าสู่ระบบจำหน่าย โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่ใช้อินเวอร์เตอร์มีขนาดตั้งแต่ 100 kWp ขึ้นไปมีประสิทธิภาพ 98.5% และมีความน่าเชื่อถือสูง [10]

ระบบอินเวอร์เตอร์ที่ออกแบบมาสามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้านี้เพื่อรักษา ระดับแรงดันไฟฟ้าโดยอาจแบ่งเป็นโหมดย่อยได้ดังนี้ [11]

โหมดกำลังไฟฟ้านี้

- (1) ปรับการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้านี้เพื่อควบคุมตามค่าตัวประกอบไฟฟ้า
- (2) ปรับการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้านี้เพื่อควบคุมเพื่อให้แรงดันไฟฟ้าคงที่
- (3) ปรับการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้านี้เพื่อควบคุมเป็นร้อยละของกำลังไฟฟ้าจริง
- (4) ปรับการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้านี้เพื่อควบคุมตามค่าที่กำหนด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงวิธีการปรับการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้านี้เพื่อให้อินเวอร์เตอร์อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ซึ่งเป็นโหมดที่นิยมที่สุดแต่ผลการรับกำลังไฟฟ้านี้เพื่อรักษาแรงดันไฟฟ้าในช่วงเวลาเพื่อรักษาแรงดันไฟฟ้า ทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

2.7 ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้า

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวนับเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าปกติที่ขนาดกำลังผลิตเกิน 1 MW ส่วนใหญ่จัดอยู่ในผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจกรรมขนาดกลางและประเภทที่ 4 กิจกรรมขนาดใหญ่สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรมจะคิดค่าไฟฟ้าเป็น 3 ส่วนหลักๆ ดังนี้

2.7.1 ค่าความต้องการไฟฟ้า (demand charge)

ความต้องการมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลา On Peak ของเดือนนั้นๆ เศษของกิโลวัตต์ไม่ถึง 0.5 ให้ปัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวัตต์ขึ้นไปปัดเป็น 1 กิโลวัตต์

2.7.2 ค่าพลังงานไฟฟ้า (energy demand)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไปในรอบเดือนนั้นๆ มีหน่วยเป็น บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

2.7.3 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (power factor charge)

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเพาเวอร์แฟคเตอร์ (Lagging) ถ้าในรอบเดือนใดผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการพลังไฟฟ้านี้เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด เมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการ

พลังไฟฟ้าแอกติฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์แล้ว เฉพาะส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ในอัตราที่โลวาร์ละ 56.07 บาท สำหรับการเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าในรอบเดือน

*อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือน มิถุนายน 2555 เป็นต้นไป

ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.1)

$$PF_{charge} = [(Q_M) - (0.6197 \times P_M)] \times 56.07 \quad (2.1)$$

โดยที่	PF_{charge}	คือ	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท)
	Q_M	คือ	ค่าพลังงานไฟฟ้ารีแอกติฟสูงที่สุดในเดือน (kvar)
	P_M	คือ	ค่าพลังไฟฟ้าสูงที่สุดในเดือน (kW)

2.8 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน (payback period: PB) โดยส่วนใหญ่นับเป็นจำนวนปี เป็นค่าที่บ่งชี้ความคุ้มค่าของการลงทุน โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนยาว ระยะเวลาคืนทุนโครงการขนาดใหญ่ที่ยอมรับกันอยู่ในช่วง 7-10 ปี ระยะเวลาคืนทุนที่คำนวณได้ดังสมการที่ (2.2)

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{เงินลงทุนโครงการเริ่มแรก}}{\text{ผลตอบแทนโครงการแต่ละปี}} \quad (2.2)$$

2.9 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยต่างๆในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบ่งเป็น 2 หัวข้อได้แก่ 1) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจำลองแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 2) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

2.9.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจำลองแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

งานวิจัยของ T.Niknam, A.M. Ranjbar and A.R. Shirani (2003) [12] เสนอวิธีการควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้ารีแอกติฟในระบบจำหน่ายโดย กำหนด DG อยู่ในรูป PV โหนดเป้าหมายของบทความนี้ คือ ลดกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า โดยควบคุมแท็ปหม้อแปลง (Load Tap Changer: LTC) ขนาดคาปาซิเตอร์ของสถานีไฟฟ้าย่อยใช้วิธีการ Genetic Algorithm หาคำตอบในระบบทดสอบ IEEE 34 บัส เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ผลที่ได้คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงอย่างมากเมื่อมี DG เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้า

ในงานวิจัยของ Tarek Medalel Masaud, Chirstopher.O.E.Ukah, Ronak Deepak Mistry and Rajab Chaloo (2017) [13] วิเคราะห์ผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG

เมื่อคำนึงถึงเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า โดยวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าในโหมดการควบคุมแรงดันต่าง ๆ ของขนาดและตำแหน่งที่ติดตั้ง DG ที่ต่างกัน จำลองในระบบจำหน่าย 69 บัส 4 สาย ป้อน ทดลอง 4 กรณี คือ มี DG เชื่อมต่อในระบบ 3, 5, 7, และ 9 ตัว การทดลองพบว่า ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG มีผลต่อเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้ามากกว่าขนาด DG

ในปี 2016 Prem Prakash and Dheeraj K. Khatod [14] เสนอวิธีการวิเคราะห์ตำแหน่งการติดตั้ง DG ในระบบจำหน่ายที่เหมาะสม การพัฒนาเทคนิคขึ้นกับการลดค่ากำลังไฟฟ้าแอคทีฟและกำลังไฟฟารีแอคทีฟเป็นองค์ประกอบของกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่เกี่ยวข้องกับกระแสในสาย บทความนี้นำเสนอเทคนิคการลดกระแสในสายโดยการติดตั้ง DG ทดสอบในระบบจำหน่าย 33 บัส สรุปได้ว่าบัสที่ 6, 31 และ 25 คือตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ

2.9.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

งานวิจัยของ Konstantin Turitsyn, Petr Sulc, Scott Backhaus, and Michael Chertkov (2011) [15] นำเสนอการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟารีแอคทีฟของอินเวอร์เตอร์ 3 โหมด คือ การควบคุมแรงดันไฟฟ้า การควบคุมกำลังไฟฟารีแอคทีฟและการควบคุมแบบผสม ข้อจำกัดในการจ่ายกำลังไฟฟารีแอคทีฟสูงสุด ผลการทดลองทั้ง 3 โหมดแสดงให้เห็นว่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อมีค่าแตกต่างกัน

ในงานวิจัยของ Ye Tang, Rolando Burgos, Chi Li and Dushan Boroyevich (2017) [16] เสนอการเปรียบเทียบขนาด ตำแหน่ง และการควบคุมกำลังรีแอคทีฟในโหมดต่าง ๆ ของ PV เพื่อความแม่นยำ บทความนี้ใช้ผลการคำนวณจากโปรแกรม MATLAB และจากโปรแกรม PSS/E จำลองในระบบเรเดียล 56 บัส การจำลองควบคุมกำลังไฟฟารีแอคทีฟแบ่งเป็น 4 โหมด ได้แก่ ปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามระบบจำหน่าย กำหนดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในฟังก์ชันกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ ควบคุมกำลังไฟฟารีแอคทีฟในฟังก์ชันของแรงดันบัส บทความแนะนำโหมดควบคุมกำลังไฟฟารีแอคทีฟมีประสิทธิภาพในการช่วยรักษาแรงดันดีกว่าในโหมดอื่นและบทความแนะนำตำแหน่งเชื่อมต่อ DG ใกล้สถานีไฟฟ้าย่อยที่จะลดผลกระทบของแรงดัน ตำแหน่งเหมาะสมที่จะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียจะขึ้นกับการกระจายของโหลดในระบบ

งานวิจัยของ Prachuab Peerapong and Bundit Limmeechokchai (2013) [2] นำเสนอการลงทุน PV ในประเทศไทยภายใต้โครงการ FIT ใช้แบบจำลองด้านพลังงาน (RET screen model) ทดสอบกับ PV 3 ประเภท คือ (1) ติดตั้งบนหลังคาที่พักอาศัย (2) ติดตั้งบนพื้นดินและหลังคา (3) มีกำลังผลิตมากกว่า 1 MW โดยบทความแสดงข้อมูลเซลล์แสงอาทิตย์อัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ซึ่งในงานวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำการคิดอัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบ FIT มาใช้ในงานวิทยานิพนธ์

ในปี 2015 งานวิจัยของ Marut Hemsuree and Surachai Chaitusaney [17] เสนอการจำลอง PV ที่สามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อรักษาแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ ในการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเป็นสาเหตุทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า บทความนี้จำลองโดยโปรแกรม Digsilent ใช้ระบบทดสอบ IEEE 19 บัส ผลแสดงให้เห็นว่า PV สามารถช่วยสนับสนุนแรงดันไฟฟ้าในระบบ บทความนี้เสนอกระบวนการคิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV เมื่อพิจารณาถึงการช่วยสนับสนุนแรงดันระบบไฟฟ้า

บทที่ 3

เนื้อหาและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะกล่าวถึง ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ผลกระทบของขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีต่อระบบจำหน่ายค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า การลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าแบบกระจายตัว การคำนวณระยะเวลาคืนทุน สามารถอธิบายรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (distribution system)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ ระบบไฟฟ้าที่เริ่มจากสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบจำหน่ายที่มีการรับไฟฟ้ามาจากสถานีไฟฟ้าย่อยแรงสูงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลง เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟมีอุปกรณ์ในระบบ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ ฟิวส์ รีเลย์ หม้อแปลง คาปาซิเตอร์ เป็นต้น [18] แบ่งเป็น 2 ระบบย่อยดังนี้

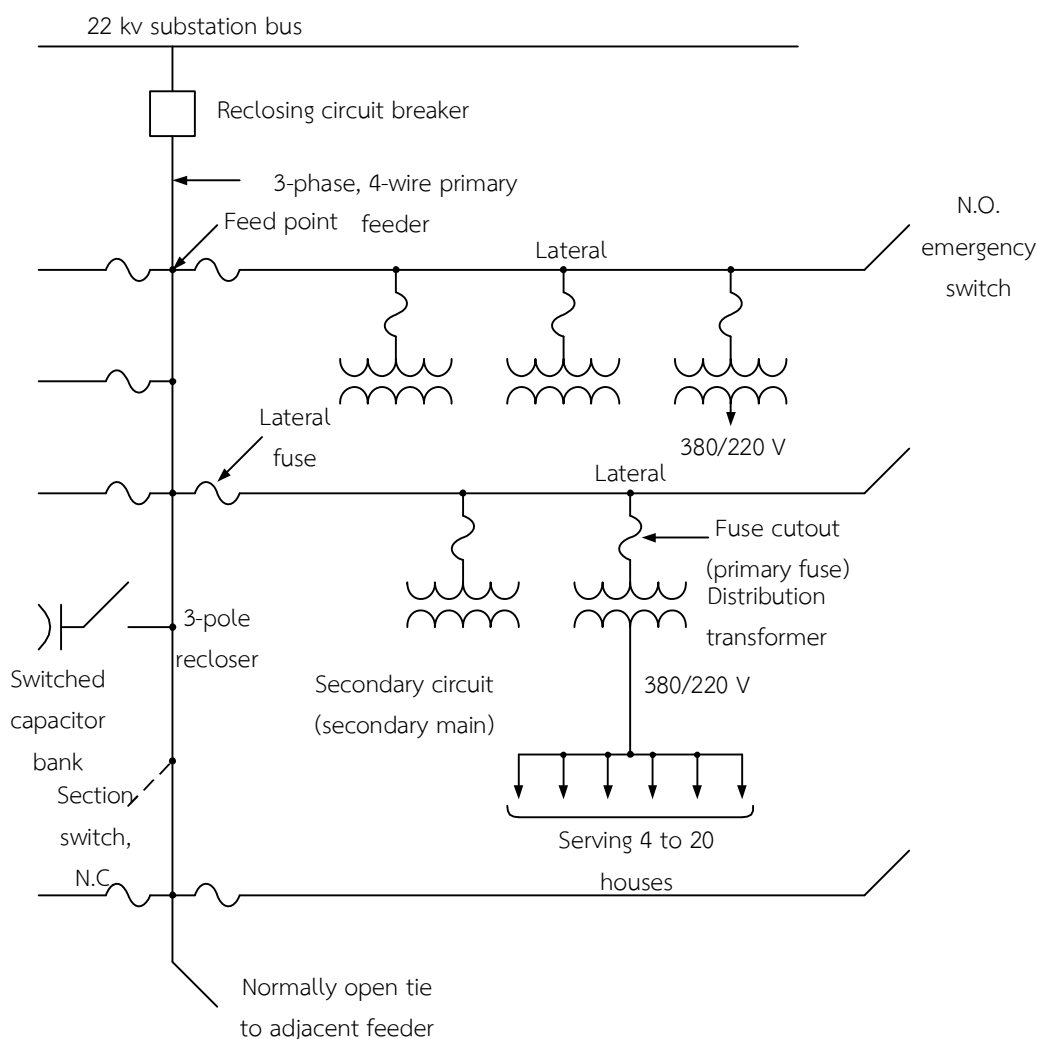
(1) ระบบจำหน่ายปฐมภูมิ (primary distribution system)

เป็นระบบที่เริ่มนับจากด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงที่ติดตั้ง ณ สถานีไฟฟ้าย่อย จำหน่ายไฟฟ้าไปจนถึงสายป้อน 22 kV และด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงจำหน่าย 22 kV/400 V

(2) ระบบจำหน่ายทุติยภูมิ (secondary distribution system)

เป็นระบบนับจากด้านทุติยภูมิหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้าที่แปลงแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV เป็นแรงดันไฟฟ้าต่ำ 3 เฟส 4 สาย

ระบบจำหน่ายวงจรเรเดียลเริ่มจากสถานีไฟฟ้าย่อย (substation) แปลงแรงดันไฟฟ้าเป็น 22 kV จ่ายไฟฟ้าผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ (circuit breaker) ทำหน้าที่ตัดต่อวงจรในสภาวะปกติและเวลาที่เกิดฟอลต์ในระบบจำหน่าย จ่ายไฟฟ้าผ่านสายป้อนหลัก (main feeder) เมื่อมีกลุ่มโหลดจะมีกิ่งแยก (lateral) ไปยังโหลดต่าง ๆ โดยจะมีฟิวส์เพื่อตัดวงจรเวลาที่เกิดฟอลต์ในกิ่งแยกนั้นๆ แต่ละกิ่งแยกมีหม้อแปลงจำหน่าย (distribution transformer) แปลงแรงดันไฟฟ้าจาก 22 kV เป็น 400/230 V 3 เฟส 4 สาย จ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟ ส่วนโหลดขนาดใหญ่ เช่น โรงงานอุตสาหกรรม จะรับซื้อไฟในระดับแรงดันปานกลาง 22 kV ในสายป้อนอาจจะมีคาปาซิเตอร์ติดตั้ง เพื่อปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและช่วยทำหน้าที่แก้ปัญหาแรงดันตกและอาจมี DG เชื่อมต่ออยู่กับสายป้อน 22 kV ในระบบจำหน่าย วงจรเรเดียลแสดงได้ดังภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 วงจรสายป้อนแบบเรเดียล

3.1.1 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ขนาดแรงดันไฟฟ้าเป็นหนึ่งในตัวชี้วัดคุณภาพไฟฟ้าที่ส่งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสายป้อนที่ยาวและโหลดที่มากทำให้เกิดแรงดันตก (voltage drop) ส่งผลให้แรงดันที่ปลายสายส่งลดลงต่ำกว่าค่ามาตรฐาน เพื่อให้ไฟฟ้าที่จ่ายแก่ผู้ใช้มีคุณภาพ ระบบจำหน่ายจึงมีการควบคุมแรงดันโดยทำได้หลายวิธีเช่น

3.1.1.1 ติดคาปาซิเตอร์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและเพิ่มระดับแรงดัน (capacitor bank) ที่สถานีไฟฟ้าย่อยและสายป้อน

3.1.1.2 การปรับ Tap หม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าย่อย

3.1.1.3 การใช้หม้อแปลงเป็น (voltage Regulator) ที่สถานีไฟฟ้าหรือสายส่ง เพื่อปรับระดับแรงดันที่ต้นสายส่งหรือในสายส่ง

การที่มี DG เข้ามาในระบบแม้เป็นตัวช่วยยกระดับแรงดันในระบบจำหน่าย แต่อาจส่งผลกระทบต่อปัญหาแรงดันกระเพื่อม (voltage fluctuation) และพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ

3.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Newton-Raphson load flow) [19]

การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าเพื่อหาค่า แรงดัน กระแส กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ณ ค่าโหลดสถานะหนึ่ง เพื่อเป็นข้อมูลในการวางแผนปรับปรุงระบบไฟฟ้าในอนาคต โดยส่วนใหญ่วิธีการ นิวตัน-ราฟสัน เป็นวิธีการคำนวณหาค่าตอบของระบบสมการที่ไม่เป็นเชิงเส้นในฟังก์ชัน $f(x)$ เพื่อให้ค่าผิดพลาดเข้าใกล้ “0” โดยการปรับค่า Δx ในแต่ละรอบ ซึ่งเป็นตัวแปรสถานะที่ต้องการหาค่าตอบ จากสมมติฐานที่กล่าวมาแสดงดังสมการที่ (3.1)

$$f(x) = c \quad (3.1)$$

วิธีนิวตัน-ราฟสัน กำหนดให้ x^0 เป็นค่า x เริ่มต้น ค่าผิดพลาดที่ได้จะได้อาจมาจากความแตกต่างระหว่าง K และ $f(x^0)$ เรียกว่า ค่าความผิดพลาด ε เขียนสมการได้ดังที่สมการ (3.2)

$$f(x^0) + (\Delta x^0) = c \quad (3.2)$$

เพื่อให้ค่าผิดพลาดเข้าใกล้ศูนย์ สามารถใช้ออนุกรม Taylor ที่ประกอบอนุพันธ์ฟังก์ชันอันดับที่หนึ่ง x^0 เขียนสมการใหม่ได้ดังสมการที่ (3.3)

$$f(x^0) + \frac{df(x^0)}{dx} \Delta x + \Delta x^0 = c \quad (3.3)$$

เพื่อให้ค่าผิดพลาดเข้าใกล้ศูนย์ จะได้

$$\Delta x = \left(\frac{df(x^0)}{dx} \right)^{-1} [c - f(x^0)] \quad (3.4)$$

เมื่อตั้งค่าสมมติฐานเพื่อแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยกำหนดให้บัสคือ i จะได้

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (3.5)$$

ในสมการข้างต้นนำ j ใส่ในบัส i แสดงเป็นรูปเชิงขั้ว (polar form)

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3.6)$$

สมการกำลังไฟฟ้าปรากฏ ณ บัส i คือ

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (3.7)$$

จากสมการที่ (3.6) แทน I_i ใน สมการ (3.7) จะได้

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3.8)$$

แยกส่วนกำลังไฟฟ้าจริง P และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ Q ได้ดังนี้

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (3.9)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (3.10)$$

จากสมการที่ (3.9) และ (3.10) เป็นสมการที่ไม่เป็นเชิงเส้นในส่วนองตัวแปรอิสระ แรงดันเปอร์ยูนิตและมุมเฟสสองศาเรเดียน เราใช้สองสมการนี้เพื่อหาแรงดันแต่ละโหนดบัส นำอนุกรมเทเลอร์ในการประมาณค่าและละเลยพจน์อันดับสูง (higher order) ส่วนคำตอบ จัดรูปดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

จากสมการข้างต้นกรณีบัสที่หนึ่งคือบัสอ้างอิง จาโคเบียนเมตริกซ์ (Jacobian matrix) ให้ความสัมพันธ์ระหว่าง $\Delta \delta_i^{(k)}$ และ $\Delta |V_i^{(k)}|$ โดยขึ้นกับตัวแปร $\Delta P_i^{(k)}$ และ $\Delta Q_i^{(k)}$ องค์ประกอบของจาโคเบียนเมตริกซ์ คือ สมการที่ (3.9) และ (3.10) เพื่อคำนวณหา $\Delta \delta_i^{(k)}$ และ $\Delta |V_i^{(k)}|$ เขียนให้อยู่ในรูปแบบอย่างง่าย ได้ดังสมการ (3.12)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

*สำหรับบัสอ้างอิง (swing Bus) จะไม่นำมาใช้ในการคำนวณเนื่องจากทราบค่าแรงดันและมุมเฟสแล้วสามารถหาเมตริกซ์ J

หาเมตริก J_1 ได้จากสมการ

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad j \neq i \quad (3.14)$$

หาเมตริก J_2 ได้จากสมการ

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (3.16)$$

หาเมตริก J_3 ได้จากสมการ

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (3.18)$$

หาเมตริก J_4 ได้จากสมการ

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (3.20)$$

ในส่วนของ $\Delta P_i^{(k)}$ และ $\Delta Q_i^{(k)}$ คือ ผลต่างของค่าจริงมีชื่อเรียกว่า Power Residuals มีสมการดังนี้

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} + P_i^{(k)} \quad (3.21)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} + Q_i^{(k)} \quad (3.22)$$

หาขนาดแรงดัน $|V_i^{(k+1)}|$ และมุมเฟสแรงดัน $\delta_i^{(k+1)}$ ที่บัสใหม่ดังนี้

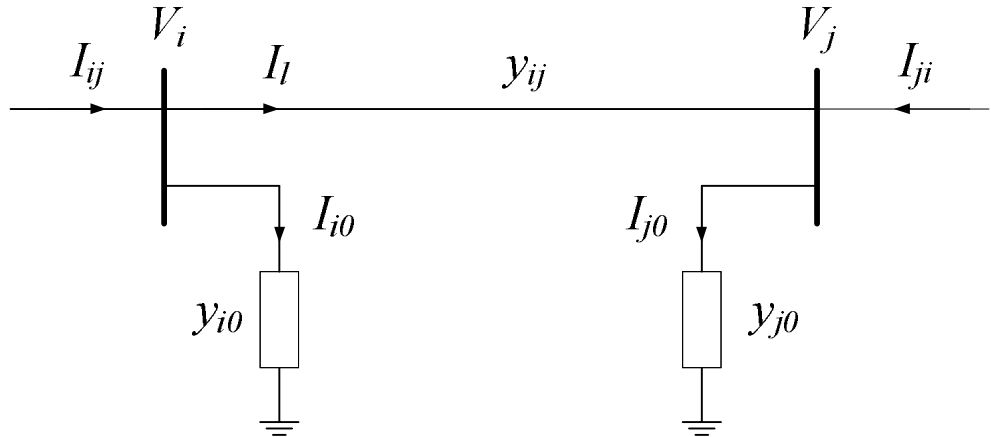
$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (3.23)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (3.24)$$

*ทำการคำนวณแบบวนรอบต่อไปเรื่อยๆ จนค่า error อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

3.3 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายและกำลังสูญเสียในสาย (line flows and losses) [19]

กำลังที่ไหลในสายส่งและกำลังสูญเสียในสาย พิจารณาระหว่างบัส i และบัส j ในภาพที่ 3.2 กระแสในสาย I_{ij} วัดที่บัส i และบอกทิศทางกระแส



ภาพที่ 3.2 รูปแบบสายส่งสำหรับคำนวณกำลังไหลในสาย

กระแสที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j ดังสมการที่ (3.25)

$$I_{ij} = I_l + I_{i0} = y_{ij}(V_i - V_j) + y_{i0}V_i \quad (3.25)$$

กระแสที่ไหลจากบัส j ไปยังบัส i ดังนี้

$$I_{ji} = -I_l + I_{j0} = y_{ij}(V_j - V_i) + y_{j0}V_j \quad (3.26)$$

กำลังไฟฟ้าปรากฏ S_{ij} จากบัส i ไปบัส j และ S_{ji} จากบัส j ไปบัส i ได้ดังนี้

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad (3.27)$$

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \quad (3.28)$$

*กำลังสูญเสียในสายส่งในเส้นบัส i ไปยังบัส j คือผลรวมของสมการที่ (3.27) และ (3.28)

$$S_{L_{ij}} = S_{ij} + S_{ji} \quad (3.29)$$

ทำการแยกส่วนกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ได้เป็นสมการที่ (3.30)

$$S_{L_{ij}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + j \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.30)$$

ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงของระบบแสดงในสมการที่ (3.31)

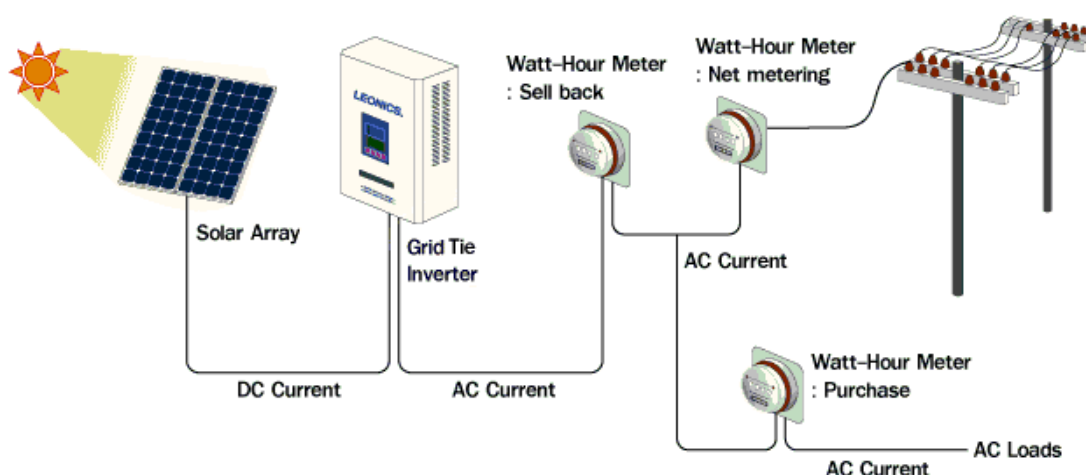
$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.31)$$

3.4 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ในวิทยานิพนธ์นี้ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 2 ประเภท ดังนี้

3.4.1 พลังแสงอาทิตย์ [20]

พลังงานแสงอาทิตย์เกิดจากปฏิกิริยาเทอร์โมนิวเคลียร์ที่เกิดขึ้นบนดวงอาทิตย์ ซึ่งพลังงานที่แผ่ออกมาจากดวงอาทิตย์จะอยู่ในรูปแบบคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้ามีกระบวนการโฟโวลตาอิก (photovoltaic conversion) การเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าโดยตรงจากแสงที่ตกกระทบผ่านเซลล์แสงอาทิตย์ (solar cell) เซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายแสดงดังภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.3 เซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย [4]

จากภาพที่ 3.3 แสดงโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า (PV grid connected system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าจากแผง ผลิตไฟฟ้ากระแสตรงส่งพลังงานไปยังอินเวอร์เตอร์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับแล้วส่งเข้าสู่ระบบไฟฟ้าโดยตรง โดยมีมิเตอร์ซื้อขายไฟวัดค่าพลังงานที่ส่งออกไปยังระบบระบบอินเวอร์เตอร์ส่วนใหญ่ที่ออกแบบมาสามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟ เพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าของ PV เนื่องจากมีกำลังการผลิตไฟฟ้าได้โดยใช้โหมดความคุมแรงดันให้คงที่

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินมีต้นทุนการก่อสร้างหลัก ได้แก่ ราคาที่ดิน ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ราคากระบบอินเวอร์เตอร์ และราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ความแตกต่างของราคาขึ้นอยู่กับขนาดของระบบที่ติดตั้งและเงื่อนไขข้อตกลงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายโดยราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีแนวโน้มราคาลดลงทุกๆปี ในตารางที่ 3.1 แสดงราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงปีพ.ศ. 2555 – 2558 และตารางที่ 3.2 แสดงราคาโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงปี 2553 – 2558 ที่มีขนาดมากกว่า 1 เมกะวัตต์

ตารางที่ 3.1 ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [21]

ราคากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปี พ.ศ. 2553 – 2558 (หน่วย: บาท/วัตต์สูงสุด)				
ปี พ.ศ.	2553-2555	2556	2557	2558
กำลังผลิตติดตั้งระดับกิโลวัตต์ (บาท/วัตต์สูงสุด)	70-80	50-60	35-50	25-40
กำลังผลิตติดตั้งระดับเมกะวัตต์(บาท/วัตต์สูงสุด)	50-60	35-45	20-25	20-25

ที่มา : ผู้ประกอบการเฉพาะแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอนแบบหลายผลึก

ตารางที่ 3.2 ราคากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [21]

ราคากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปีพ.ศ. 2553 – 2558 (หน่วย: บาท/วัตต์สูงสุด)				
ปี พ.ศ.	2553-2555	2556	2557	2558
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ >1 เมกะวัตต์สูงสุด	110	60-100	40-60	30-50

ที่มา : ผู้ประกอบการเฉพาะแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอนแบบหลายผลึก

การพิจารณาว่าโครงการดังกล่าวว่าคุ้มค่าแก่การลงทุนหรือไม่และเป็นส่วนที่จะให้ความมั่นใจกับผู้สนับสนุนโครงการเช่น ราคารับซื้อพิเศษของรัฐบาล ธนากรพาณิชย์โดยผู้ประกอบการต้องวิเคราะห์หลัก ๆ 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่หนึ่งต้นทุนในการก่อสร้างและค่าใช้จ่ายในการบริหารและซ่อมบำรุงระบบ ส่วนที่สองรายได้จากการขายไฟฟ้าในอัตราพิเศษ FIT

ตัวอย่างการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อจำหน่ายไฟฟ้า การศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายขนาด 1 MW กรณีลงทุนโดยบริษัทที่ก่อตั้งใหม่ [20] รายละเอียดโครงการที่เกี่ยวข้องแสดงในตารางที่ 3.4 ซึ่งประกอบด้วย

สมมติฐาน

- (1) รายได้จากการขายไฟฟ้าคิดในรูปแบบ Adder
- (2) ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าระบบ 3.8 kWh/kWp/day (grid connected)
- (3) รายได้ค่าไฟฟ้าพิเศษจากกระทรวงพลังงานมีระยะเวลาโครงการ 25 ปี
- (4) รายจ่ายค่าบำรุงรักษาและค่าจ้างพนักงาน

ตารางที่ 3.4 ตัวอย่างการลงทุนและรายรับรายจ่ายของ PV [20]

ข้อมูลโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	จำนวน	หน่วย
ขนาดโครงการ	1,000	กิโลวัตต์
เงินลงทุน	120 - 130	ล้านบาท
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้	1,387,000	กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ขาย	1,387,000	กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี
รายได้ก่อนหักค่าใช้จ่าย	7.85	ล้านบาทต่อปี
ค่าใช้จ่ายรายปีอาที่ค่าจ้างพนักงานค่าบำรุงรักษา	0.1 - 0.2	ล้านบาทต่อปี
รายได้สุทธิภายหลังหักค่าใช้จ่าย	15 - 16	ล้านบาทต่อปี
รายได้สะสมตลอดอายุโครงการ	320	ล้านบาทต่อ 25 ปี
ระยะเวลาคืนทุน	8 - 9	ปี

จากตารางที่ 3.4 ตัวอย่างการคำนวณอ้างอิงจากกระทรวงพลังงานในปี 2554 เป็นการคิดราคาขายไฟฟ้าในรูปแบบ Adder เป็นรูปแบบเก่าก่อนเปลี่ยนเป็นรูปแบบ FiT ซึ่งระบบ PV นั้นมีราคาลดลงทุกๆปี เป็นผลทำให้นักลงทุนสนใจที่จะลงทุน PV มากขึ้น แต่ค่าใช้จ่ายนี้ยังไม่รวมค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ซึ่งเมื่อมีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าก็จะส่งผลให้ระยะเวลาคืนทุนมากขึ้น วิทยานิพนธ์นี้จึงศึกษาผลกระทบค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุน

3.2.2 โรงไฟฟ้าชีวมวล [22]

ชีวมวลคือ คือสารอินทรีย์ที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานจากธรรมชาติและสามารถนำมาใช้ผลิตพลังงานได้ เช่น เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร หรือกากจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรม การเกษตร

โรงไฟฟ้าชีวมวล คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้เศษวัสดุต่าง ๆ ที่เป็นชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งอาจเป็นวัสดุชนิดเดียวกันหรือหลายชนิดรวมกัน เช่น

- (1) โรงน้ำตาลใช้กากอ้อยที่ได้จากการหีบอ้อยเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า
- (2) โรงสีขนาดใหญ่ที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า

(3) โรงก๊าซชีวภาพ (Biogas) นำก๊าซจากการหมักหรือมูลสัตว์จากฟาร์มมาผลิตกระแสไฟฟ้า

วัตถุดิบทางการเกษตรแต่ละชนิดก็มีฤดูที่แตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับภูมิภาค ปฏิทินชีวมวลจึงเป็นข้อมูลอธิบายรอบของการปลูกและเก็บเกี่ยวพืชซึ่งจะมีความแตกต่างกันในแต่ละภาค ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับชนิดของพืชสภาพภูมิประเทศและสภาพภูมิอากาศปฏิทินชีวมวลจะทำให้ทราบสัดส่วนของพืชชีวมวลในแต่ละภาค เพื่อเป็นแนวทางในการบริหารจัดการเชื้อเพลิงปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้มีความสำคัญยิ่งในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ดังนั้นก่อนการเริ่มดำเนินโครงการจำเป็นต้องศึกษาปริมาณเชื้อเพลิงอย่างละเอียด ว่าปริมาณชีวมวลในพื้นที่เพียงพอตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการ รวมถึงราคาและค่าขนส่งของชีวมวลตารางปฏิทินชีวมวลภาคตะวันออกเฉียงเหนือแสดงในตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 ปฏิทินชีวมวลภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [22]

ชนิด	ชีวมวล	เดือน														
		ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ย.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.
ข้าวนาปี	แกลบนาปี															
	ฟางข้าวนาปี															
ข้าวนาปรัง	แกลบนาปรัง															
	ฟางข้าวนาปรัง															
อ้อยโรงงาน	ชานอ้อย															
	ใบอ่อนและยอดอ่อน															
ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	ชังข้าวโพด															
	ลำต้นข้าวโพด															
ไม้	เศษไม้															
	ขี้เระ															

จากตารางที่ 3.5 ชีวมวลแต่ละชนิดมีค่าพลังงานสะสมในตัวแตกต่างกัน ดังนั้นในการผลิตไฟฟ้าให้ได้ตามกำลังผลิตที่ต้องการจะต้องคำนวณปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า อัตราบริโภคชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 3.6 และต้นทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวลแต่ละชนิดมีต้นทุนที่แตกต่างกันออกไป ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของเครื่องจักรและกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โครงการใหญ่ราคาต่อหน่วยกำลังผลิตไฟฟ้าจะถูกกว่าโครงการกำลังผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ราคาโรงไฟฟ้าแต่ละชนิดแสดงในตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.6 อัตราการใช้เชื้อชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกะวัตต์ [22]

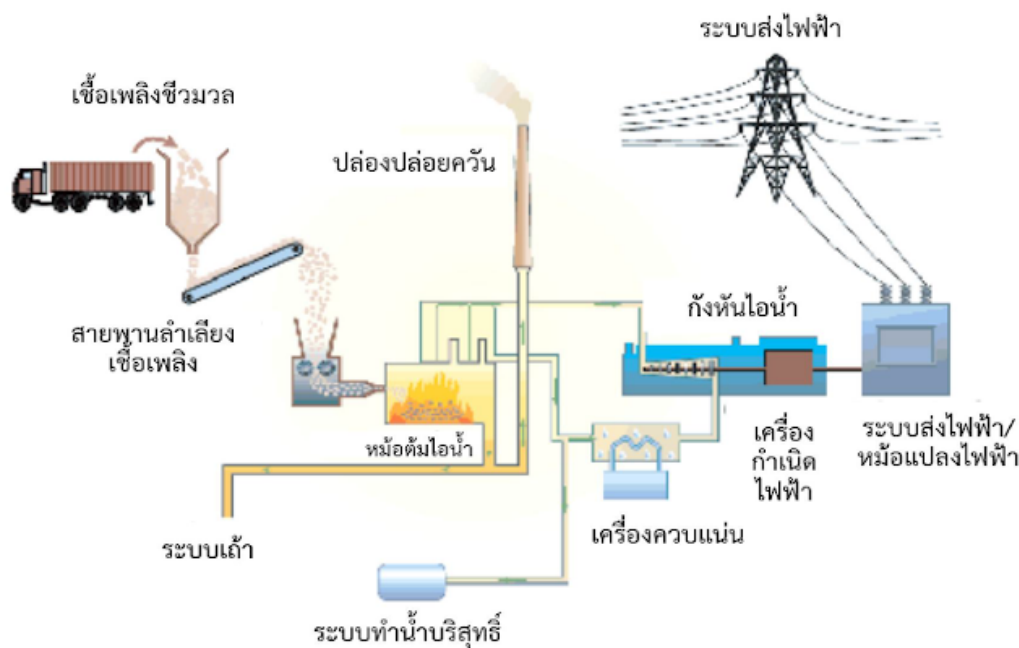
ประเภทชีวมวล	ตัน/ปี/เมกะวัตต์
แกลบ	9,600
ลำต้นข้าวโพด	13,200
ชานอ้อย	17,600
เศษไม้ยางพารา	19,700
ฟางข้าว	10,500
เห้งมันสำปะหลัง	23,600
ซังข้าวโพด	13,500

ตารางที่ 3.7 ต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละชนิด (ข้อมูลปี 2554) [22]

โรงไฟฟ้า	ต้นทุนค่าก่อสร้าง (ล้านบาท/เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงแกลบ	50-70
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงแกลบ	62
โรงไฟฟ้าเศษไม้ยางพารา	70
โรงไฟฟ้าชานอ้อย	33-40
โรงไฟฟ้าทะลายปาร์มเปลา	60-90

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้ชานอ้อยเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยมีหลักการเป็นแบบโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ขั้นตอนการผลิตไฟฟ้าจะเริ่มด้วยกระบวนการเตรียมน้ำเข้าสู่เครื่องผลิตไอน้ำ ขณะที่อ้อยถูกลำเลียงเข้าสู่เครื่องสับเพื่อย่อยขนาดและผ่านลูกหีบเพื่อคั้นน้ำอ้อยสำหรับผลิตน้ำตาล ส่วนชิ้นอ้อยที่เกิดขึ้นหลังการหีบจะมีขนาดเล็กมากพอที่จะไปเป็นเชื้อเพลิงได้เลย ก่อนส่งไปเข้าเตาเผาเพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อน ความร้อนที่ได้จะช่วยให้ น้ำในหม้อต้ม (boiler) กลายสภาพเป็นไอน้ำ ไอน้ำแรงดันสูงนี้จะถูกส่งผ่านท่อทำหน้าที่หมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนัสเกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น ไอน้ำที่ใช้ในการหมุนกังหันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะผ่านกระบวนการควบแน่นให้กลับมาเป็นน้ำและนำมาใช้หมุนเวียนหลายครั้ง และมีการปรับปรุงสภาพให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ซึ่งไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมแล้วปล่อยลงสู่บ่อพักน้ำขนาดใหญ่ โรงงานชีวมวลส่วนมากนิยมใช้เครื่องกำเนิดเชิงโครนัส เนื่องจากมีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานสูง และยังสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟ โรงไฟฟ้าในโรงงานน้ำตาลในปัจจุบันส่วนใหญ่จะผลิตไฟฟ้าเพื่อขายไฟฟ้าในโครงการ VSPP หลังจากหักจากพลังงานไฟฟ้าที่ต้องใช้ในกระบวนการผลิตน้ำตาล โรงไฟฟ้าในอุตสาหกรรมน้ำตาลจะซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าบางช่วงเวลา เช่น กรณีช่วง

ซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าและช่วงเวลาจะเริ่มกระบวนการผลิตในรอบปี เป็นต้น โครงสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลแสดงในภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.4 กระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล [22]

สมการคำนวณเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าชีวมวลแสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากชีวมวลคำนวณดังสมการที่ (3.32)

$$E_F = \eta \times Q \quad (3.32)$$

โดยที่	E_F	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากชีวมวล (kWh/ตัน)
	η	คือ	ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า
	Q	คือ	ค่าความร้อนที่ได้ต่อตันชีวมวล (kWh/ตัน)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.33)

$$E_T = P_E \times T \quad (3.33)$$

โดยที่	E_T	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด (kWh/ปี)
	P_E	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตขายไปรวมกับกำลังไฟฟ้าใช้(kw)
	T	คือ	จำนวนชั่วโมงที่ผลิตไฟฟ้าในหนึ่งปี (ปี)

ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.34)

$$Q_F = \frac{E_T}{E_F} \quad (3.34)$$

โดยที่	Q_F	คือ	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า (ตัน/ปี)
	E_T	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด (kWh/ปี)
	E_F	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากชีวมวล (kWh/ตัน)

ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณดังสมการที่ (3.35)

$$C_E = C_F \times Q_F \quad (3.35)$$

โดยที่	C_E	คือ	ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า (บาท/ปี)
	C_F	คือ	ราคาเชื้อเพลิงชีวมวล (บาท/ตัน)
	Q_F	คือ	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ผลิตไฟฟ้า (ตัน/ปี)

*ข้อมูลของดังกล่าวใช้เพื่อคำนวณหาค่าระยะเวลาคืนทุนของโครงการ

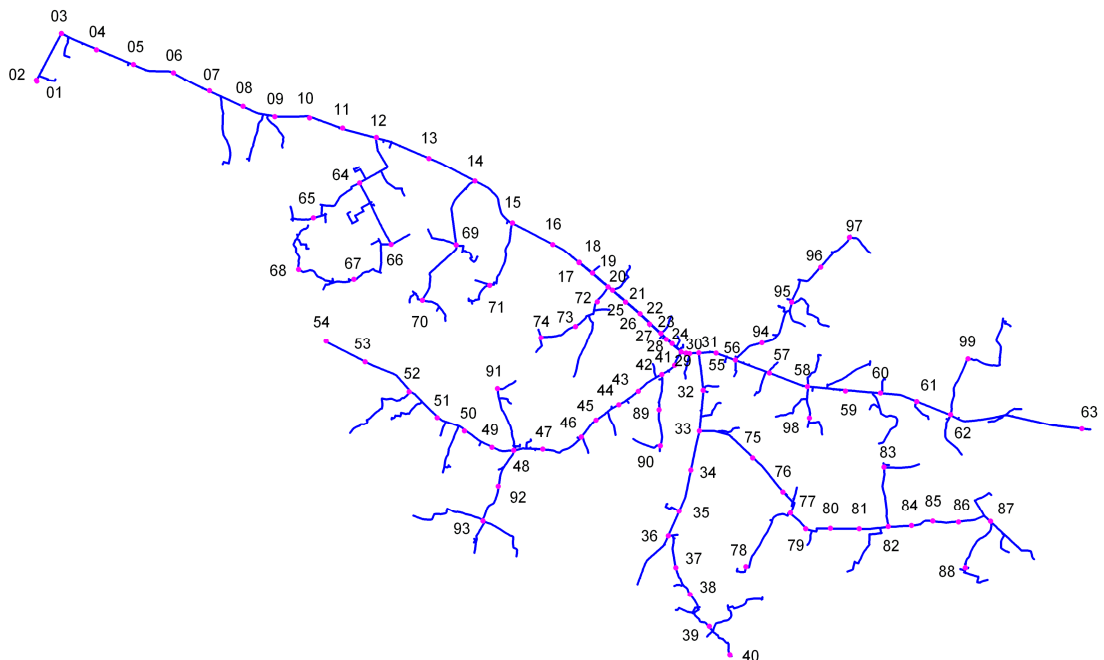
บทที่ 4

ข้อมูลระบบทดสอบ

ในบทนี้จะกล่าวถึงข้อมูลที่จะใช้ในการจำลองด้วยคอมพิวเตอร์ ซึ่งประกอบด้วย ระบบทดสอบ ข้อมูลโหลด ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และข้อมูลโปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

4.1 ระบบทดสอบ

วิทยานิพนธ์นี้ใช้ระบบจำหน่ายของ กฟผ.2 เป็นระบบทดสอบ เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียลที่รับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตผ่านสายส่ง 115 kV แล้วแปลงแรงดันไฟฟ้าด้วยหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังให้เป็นแรงดันระดับปานกลาง 22 kV ระบบทดสอบนี้ประกอบด้วยบัสทั้งหมด 99 บัส กำหนดให้บัส 1 เป็นบัสอ้างอิง (slack bus) มีบัสเครื่องกำเนิด (PV bus) 1 บัส นอกนั้นเป็นโหลดบัส (PQ bus) ข้อมูลระบบทดสอบสามารถดูได้จากภาคผนวก ก. รูประบบทดสอบแสดงดังภาพที่ 5.1



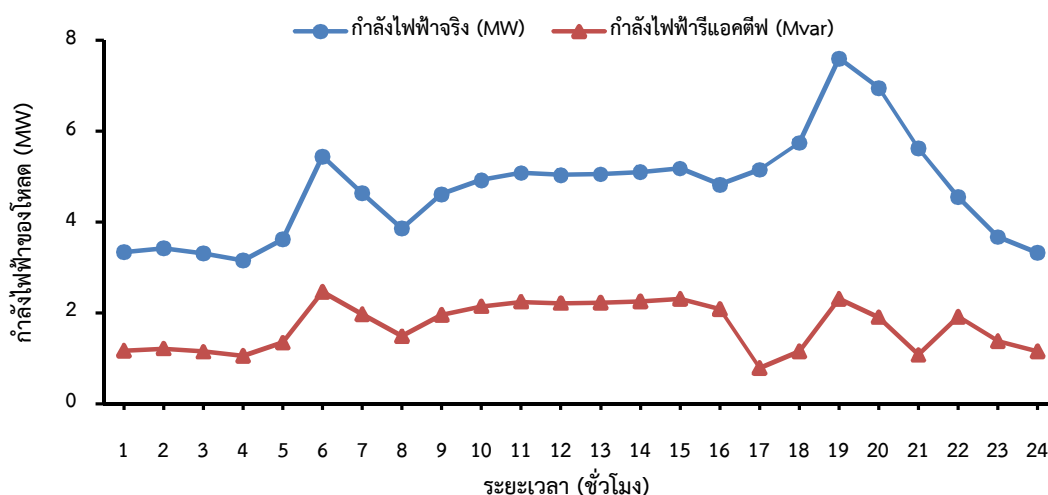
ภาพที่ 4.1 ระบบทดสอบ 99 บัส

4.2 ข้อมูลโหลด

ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่ได้จากการวัดและบันทึกข้อมูลโหลดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยมิเตอร์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยด้วยระบบคอมพิวเตอร์แบบอัตโนมัติ (Computer Based Substation Control System: CSCS) จัดเก็บในรูปแบบภาระไฟฟ้า (load profile) รายชั่วโมงในแต่ละวัน แสดงในตารางที่ 4.1 และนำข้อมูลโหลดมาพล็อตกราฟ ได้ดังภาพที่ 4.2

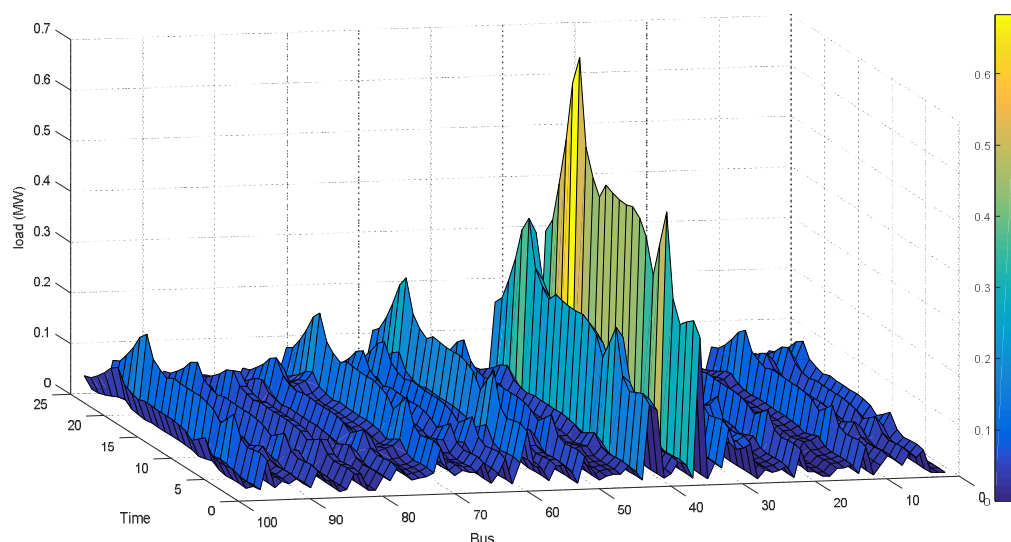
ตารางที่ 4.1 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลดรายชั่วโมง

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)
1	3.34	1.17	13	5.03	2.22
2	3.42	1.22	14	5.05	2.23
3	3.31	1.15	15	5.1	2.26
4	3.15	1.06	16	5.18	2.31
5	3.62	1.35	17	4.82	2.09
6	5.44	2.47	18	5.15	0.79
7	4.63	1.97	19	5.74	1.16
8	3.86	1.49	20	7.6	2.31
9	4.61	1.96	21	6.95	1.91
10	4.92	2.15	22	5.62	1.08
11	5.08	2.25	23	4.55	1.92
12	3.34	1.17	24	3.67	1.38



ภาพที่ 4.2 กราฟกำลังไฟฟ้าของโหลดรายชั่วโมงใน 1 วัน

เมื่อนำข้อมูลโหลดในตารางที่ ก.5 และ ก.6 มาพล็อตกราฟเพื่อดูการกระจายของโหลดรวมลงไปทีละบัสแต่ละชั่วโมงแสดงในดังที่ 4.3



ภาพที่ 4.3 กราฟโหลดไฟฟ้ารายชั่วโมงใน 1 วันของแต่ละบัส

จากภาพที่ 4.3 แสดงให้เห็นขนาดของโหลดแต่ละบัสในรายชั่วโมง ทำให้ทราบการกระจายตัวของโหลดในแต่ละช่วงเวลาของบัสต่าง ๆ

4.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่นำมาจำลองในระบบทดสอบ มี 2 ประเภทดังนี้

4.3.1 โรงไฟฟ้าชีวมวล

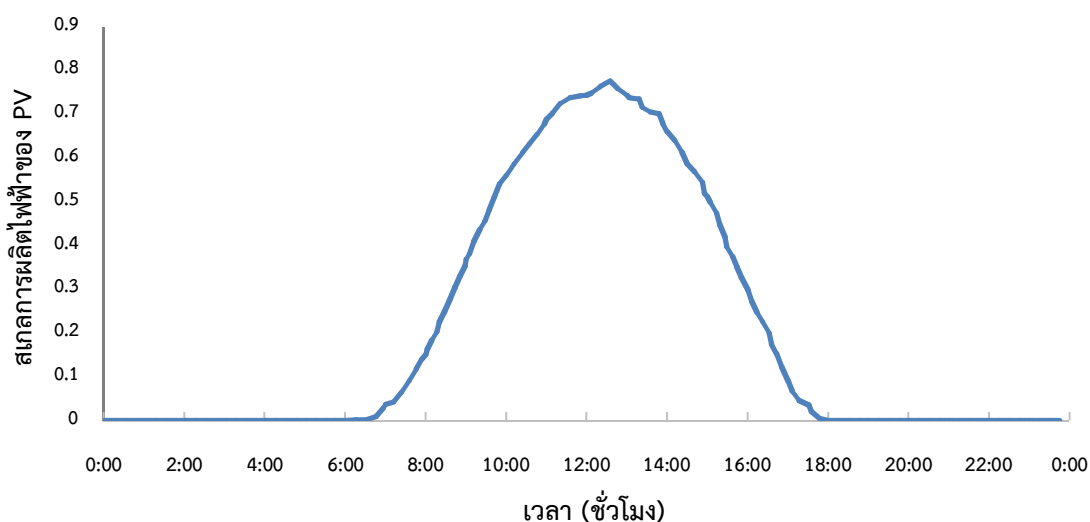
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทโรงไฟฟ้าชีวมวลที่นำมาจำลอง กำหนดและสมมติข้อมูลโรงไฟฟ้าน้ำตาลที่ผลิตไฟฟ้าจากขานอ้อยเป็นดังต่อไปนี้

- (1) ราคาโรงไฟฟ้าของโรงงานน้ำตาล 33 - 40 ล้านบาท/เมกกะวัตต์
- (2) ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (thermal plant efficiency) คือ ค่าประสิทธิภาพของการแปลงพลังงานจากเชื้อเพลิงเป็นไฟฟ้า วิทยานิพนธ์นี้กำหนดเท่ากับ 20%
- (3) สมมติเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนส์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า มีกำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่า 8 MW และขอบเขตของการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟอยู่ที่ -6 ถึง +6 MVar
- (4) จำลองการขายไฟฟ้าตั้งแต่ 2 MW, 4 MW, 6 MW และ 8 MW
- (5) เชื้อเพลิงขานอ้อยมีค่าความร้อนอยู่ที่ 7,370 kJ/kg = 2048 kWh/ตัน
- (6) กำหนดราคาขานอ้อย 1,000 บาท/ตัน

- (7) คิดการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้า 10%
- (8) คิดค่าบำรุงรักษา 2.5% ต่อปีของเงินโครงการสมมติเดินเครื่องผลิต 6 เดือน/ปี
- (9) จำลองการผลิตไฟฟ้าขายตลอด 24 ชั่วโมง 180 วันต่อปี
- (10) ราคาขายไฟฟ้าในอัตรา FiT กำลังผลิต 1-3 MW เท่ากับ 4.82 บาท/kWh และกำลังผลิตมากกว่า 3 MW เท่ากับ 4.24 บาท/kWh
- (11) ไม่มีการหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

4.3.2 โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีการผลิตไฟฟ้าไม่แน่นอนขึ้นกับแสงแดด วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้มีการจำลองการผลิตกำลังไฟฟ้าของ PV แสดงดังภาพที่ 4.4 และอัตราส่วนการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงแสดงในตารางที่ 4.2



ภาพที่ 4.4 กราฟจำลองกำลังผลิตของ PV

ตารางที่ 4.2 อัตราส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของ PV แต่ละชั่วโมง

ชั่วโมง	Generation factor	ชั่วโมง	Generation factor
7	0.03624	13	0.74392
8	0.15061	14	0.73784
9	0.36867	15	0.73492
10	0.56006	16	0.71539
11	0.68845	17	0.70482
12	0.70243	18	0.7011

ในช่วงเวลากลางคืน PV ไม่มีการผลิตไฟฟ้า ซึ่งต้องซื้อไฟฟ้าจาก PEA สำหรับของโหลด ได้แก่ โหลดส่องสว่าง อุปกรณ์สื่อสารและคอมพิวเตอร์ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสมมติให้พลังงานส่วนนั้นมีค่า 30 kW เป็นช่วงเวลาที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้า คิดค่าไฟแบบ TOU สมมติการจำลอง ดังนี้

(1) จำลองความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของ PV อยู่ที่ 3.8 kWh/kWp/day (ระบบ Grid connected) เป็นค่าเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าใน 1 ปี

(2) สมมติอินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุด 8 MW และมีขอบเขตการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟอยู่ที่ -6 MVar ถึง 6 MVar

(3) ค่าใช้จ่ายต่อเดือน อาทิ ค่าจ้างพนักงาน ค่าบำรุงรักษา ของ PV ขนาด 2 MW, 4 MW, 6 MW และ 8 MW คือ 20,000, 30,000, 40,000 และ 50,000 ตามลำดับ

4.4 โปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

โปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้โปรแกรม Matpower 5.0 เนื่องจากสามารถดัดแปลงโค้ดเองได้ตามต้องการ ข้อมูลเบื้องต้นที่ใช้ในการคำนวณแบ่งเป็น 3 ส่วน คือ ข้อมูลบัส ข้อมูลสายส่ง และข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อธิบายแต่ละส่วนดังต่อไปนี้

4.4.1 ข้อมูลบัส (bus data)

บัสเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ข้อมูลบัสจะบ่งบอกรายละเอียดต่าง ๆ ของบัสนั้นๆ ข้อมูลที่สำคัญแสดงดังต่อไปนี้

เมื่อ	Bus_i	คือ	หมายเลขบัส
	Type	คือ	ชนิดของบัส
	Pd	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของบัส
	Qd	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของบัส
	Vm	คือ	ขนาดแรงดัน
	Va	คือ	มุมองศาแรงดัน
	basekV	คือ	ค่าแรงดันไฟฟ้าพื้นฐาน
	Vmax	คือ	ขอบเขตของแรงดันไฟฟ้าสูงสุด
	Vmin	คือ	ขอบเขตของแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดชนิดบัส DG เป็นบัสเครื่องกำเนิดที่ควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าระบบและควบคุมแรงดันคงที่

4.4.2 ข้อมูลสายส่ง (line data)

ข้อมูลสายส่งเป็นการจำลองข้อมูลของสายป้อนหลัก กิ่งหรือกิ่งแยกย่อย (Sub-Lateral) ข้อมูลที่สำคัญแสดงดังต่อไปนี้

เมื่อ	Fbus	คือ	กึ่งต้นทาง
	Tbus	คือ	กึ่งปลายทาง
	R (pu.)	คือ	ค่าความต้านทานของสายในหน่วยเปอร์เซ็นต์
	X (pu.)	คือ	ค่ารีแอคแตนซ์ของสายในหน่วยเปอร์เซ็นต์
	rateA	คือ	ค่าพิกัดของสายหน่วยเป็น kA
	status	คือ	สถานะที่สายอยู่ในระบบ

4.4.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (generator data)

ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ ข้อมูลของโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ในระบบจำหน่ายอาจมีทั้งบัสอ้างอิงและบัสเครื่องกำเนิดเชื่อมต่อในระบบ แสดงดังต่อไปนี้

เมื่อ	bus	คือ	ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อ
	Pg	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิด
	Qg	คือ	กำลังไฟฟารีแอคทีฟของเครื่องกำเนิด
	Pmax	คือ	ขอบเขตกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด
	Pmin	คือ	ขอบเขตกำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุด
	Qmax	คือ	ขอบเขตกำลังไฟฟารีแอคทีฟสูงสุด
	Qmin	คือ	ขอบเขตกำลังไฟฟารีแอคทีฟต่ำสุด
	Vg	คือ	แรงดันที่ควบคุม
	Mbase	คือ	ฐานกำลังไฟฟ้า
	Status	คือ	สถานะอยู่ในระบบ

บทที่ 5

การคำนวณและผลการทดลอง

ในบทนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนการคำนวณ เพื่อศึกษาผลกระทบค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่มีต่ออัตราต้นทุนของผู้ประกอบการ เงื่อนไขที่ใช้ในการวิเคราะห์ คือ ขนาด ตำแหน่ง แรงดันขั้วที่แตกต่างกันของ DG เสนอเป็น 5 ขั้นตอนดังนี้

- (1) กำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG
- (2) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและผลการทดลอง
- (3) การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ
- (4) การคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
- (5) การคำนวณระยะเวลาต้นทุนและผลการคำนวณ

โดยมีรายละเอียดแต่ละส่วนอธิบายดังต่อไปนี้

5.1 กำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG

ขนาดและตำแหน่งของ DG ที่นำมาจำลองในระบบทดสอบ เพื่อแสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของผลกระทบต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

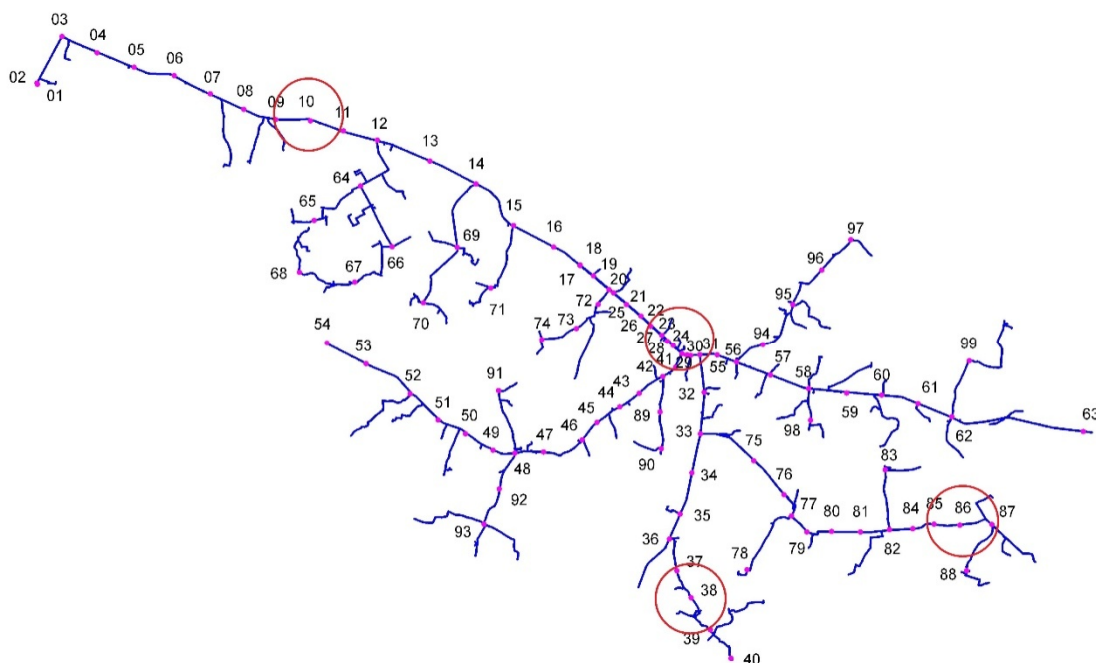
วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสมมติให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่ม 1 ตัวโดยจำลอง 4 ขนาด และตำแหน่งเชื่อมต่อ 4 ตำแหน่ง เป็นตำแหน่ง ต้นสาย กลางสายและปลายสาย และกำหนดระดับแรงดันขั้วของ DG 5 ระดับ เพื่อศึกษาผลกระทบที่แตกต่างกันอย่างชัดเจนของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ DG จ่ายหรือรับและกำลังสูญเสียของระบบไฟฟ้า มีดังรายละเอียดต่อไปนี้

(1) สมมติขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 4 ขนาด ได้แก่ 2 MW, 4 MW, 6 MW และ 8 MW ตามลำดับ

(2) กำหนดตำแหน่งที่ DG เชื่อมต่อ 4 บัส ได้แก่ บัสหมายเลข 10 หมายเลข 24 หมายเลข 38 และหมายเลข 86 ซึ่งเป็นบัสต้นสาย บัสศูนย์กลางกลุ่มโหลดและบัสปลายสายจำนวน 2 บัสตามลำดับ

(3) กำหนดแรงดันขั้วบัส DG ในโค้ดส่วน generator data ของโปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อให้เห็นผลกระทบของค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดันขั้วให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดจำลองแรงดันตั้งแต่ 0.96 p.u., 0.98 p.u., 1.00 p.u., 1.02 p.u. และ 1.04 p.u.

ตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG แสดงดังภาพที่ 6.1



ภาพที่ 5.1 ตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG ในการจำลอง

5.2 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้โปรแกรม Matpower ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อศึกษา กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ DG จ่ายหรือรับแก่ระบบและศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

ขั้นตอนการจำลอง Biomass ในระบบทดสอบมีดังต่อไปนี้

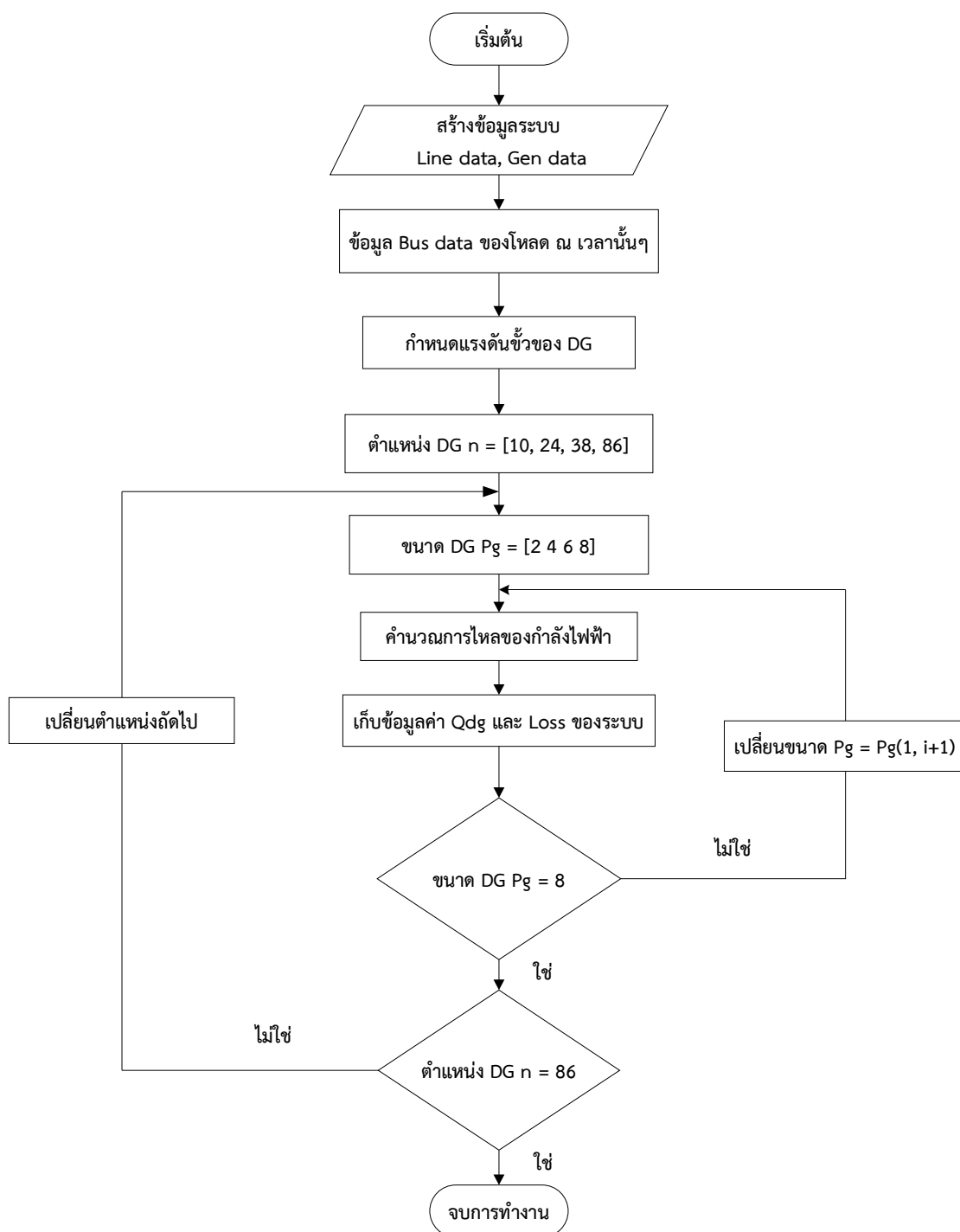
- (1) สร้างข้อมูลโครงสร้างระบบ ได้แก่ Bus data, Line data และ Generator data ของโหลดแต่ละชั่วโมง โดยเป็นข้อมูลระบบของ กฟผ.2
- (2) กำหนดแรงดันบัสอ้างอิงเท่ากับ 1.0 pu.
- (3) กำหนดแรงดันขั้ว DG
- (4) สร้างโค้ดควบคุมกำหนดตำแหน่งของ DG โดยการปรับค่า Bus_i, Type ใน Bus data และปรับค่า bus ในส่วนของ Generator data
- (5) สร้างโค้ดควบคุมกำหนดขนาดของ DG ที่พิจารณาโดยออกคำสั่งปรับค่า Pg ในส่วน Generator data
- (6) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- (7) บันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของ DG และกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่ได้

- (8) วนรูปเปลี่ยนขนาดถัดไป แล้วทำซ้ำ 6) – 8)
- (9) โปรแกรมคำนวณ DG จนครบทุกขนาดที่กำหนด
- (10) เปลี่ยนตำแหน่ง DG เป็นตำแหน่งถัดไปแล้วดำเนินการตามขั้นตอนที่ 6) – 10)
- (11) จนกระทั่งขนาดและตำแหน่งครบตามเงื่อนไขที่กำหนดโปรแกรมจะหลุดออกจากวงรูป
- (12) เปลี่ยนข้อมูลโหลดเวลาถัดไปทำซ้ำตามขั้นตอนที่ 2) – 11)
- (13) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงทุกชั่วโมงจนครบ 24 ชั่วโมง
- (14) เปลี่ยนแรงดันถัดไปในขั้นตอนที่ 3) แล้วดำเนินการตามขั้นตอนที่ 1) – 14)
- (15) จำลองทุกแรงดันครบตามที่กำหนด
- (16) จบการทำงาน

ขั้นตอนการจำลอง PV ในระบบทดสอบมีดังต่อไปนี้

- (1) สร้างข้อมูลโครงสร้างระบบ ได้แก่ Bus data, Line data และ Generator data ของโหลดแต่ละชั่วโมง โดยเป็นข้อมูลระบบของ กฟผ.2
- (2) กำหนดแรงดันบัสอ้างอิงเท่ากับ 1.0 pu.
- (3) กำหนดแรงดันขั้ว DG
- (4) สร้างอัตราส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าจากตารางที่ 4.2
- (5) สร้างโค้ดวนรูปกำหนดตำแหน่งของ DG โดยการปรับค่า Bus_i, Type ใน Bus data และปรับค่า bus ในส่วนของ Generator data
- (6) สร้างโค้ดวนรูปกำหนดขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยออกคำสั่งปรับค่า Pg ในส่วน Generator data และนำค่าอัตราส่วนผลิตไฟฟ้าใน 4) ไปคูณค่า Pg ของชั่วโมงนั้น ๆ
- (7) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- (8) บันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของ DG และกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่ได้จากการคำนวณ
- (9) วนรูปเปลี่ยนขนาดถัดไป แล้วทำซ้ำ 6) – 9) จนครบทุกขนาดที่กำหนด
- (10) เปลี่ยนตำแหน่ง DG เป็นตำแหน่งถัดไปแล้วดำเนินการตามขั้นตอนที่ 6) – 10)
- (11) จนกระทั่งขนาดและตำแหน่งครบตามเงื่อนไขที่กำหนด โปรแกรมจะหลุดออกจากวงรูป
- (12) เปลี่ยนข้อมูลโหลดเวลาถัดไปแล้วทำตามขั้นตอนที่ 2) – 11)
- (13) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าชั่วโมงที่ 07.00 – 18.00 น. จนครบ
- (14) เปลี่ยนแรงดันถัดไปในขั้นตอนที่ 3) แล้วดำเนินการตามขั้นตอนที่ 4) – 13)
- (15) จำลองครบทุกแรงดันที่กำหนด
- (16) จบการทำงาน

ขั้นตอนที่กล่าวมาสามารถแสดงดังภาพที่ 6.2



ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

5.2.1 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวล

การจำลองโรงไฟฟ้าชีวมวลในระบบทดสอบ 99 บัส จำลองการขายไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง สมมติจำลอง DG 1 ตำแหน่งโดยกำหนดขนาด 4 ขนาด ตำแหน่ง 4 ตำแหน่งและ 5 ระดับแรงดัน เพื่อศึกษาผลกระทบต่าง ๆ ผลแสดงดังตารางที่ 5.1 - ตารางที่ 5.4 ดังนี้

ตารางที่ 5.1 ผลกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 10

แรงดันขั้วDG (pu.)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	-1.11119	-2.54884	-3.87179	-5.08845
0.98	0.41940	-1.0638	-2.43102	-3.69096
1.00	2.03432	0.504003	-0.90885	-2.21324
1.02	3.73535	2.156196	0.69625	-0.65384
1.04	5.52434	3.894524	2.38590	0.98874

ตารางที่ 5.2 ผลกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 24

แรงดันขั้วDG (pu.)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	-0.29687	-1.61217	-2.68961	-3.56084
0.98	0.38875	-0.97454	-2.09764	-3.01335
1.00	1.11205	-0.30060	-1.47029	-2.43105
1.02	1.87383	0.41032	-0.80695	-1.81344
1.04	2.67496	1.15898	-0.10702	-1.15997

ตารางที่ 5.3 ผลกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 38

แรงดันขั้วDG (pu.)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	0.11113	-1.02658	-1.88004	-2.48878
0.98	0.60535	-0.57522	-1.47035	-2.12088
1.00	1.12575	-0.09856	-1.03581	-1.72822
1.02	1.67278	0.40377	-0.57611	-1.31059
1.04	2.24696	0.93219	-0.09093	-0.86772

ตารางที่ 5.4 ผลกำลังไฟฟ้รีแอคตีฟของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 86

แรงดันขั้ว DG (pu.)	กำลังไฟฟ้รีแอคตีฟ (MVar)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	-0.59712	-1.99594	-2.92817	-3.49612
0.98	-0.21285	-1.6854	-2.68052	-3.30808
1.00	0.19768	-1.3518	-2.41120	-3.0987
1.02	0.63566	-0.99443	-2.11972	-2.86768
1.04	1.10237	-0.61251	-1.80559	-2.61473

หมายเหตุ : เครื่องหมายเป็นทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า โดย + หมายถึงกำลังไฟฟ้าที่ DG จ่าย และ - หมายถึงกำลังไฟฟ้าที่ DG รับ

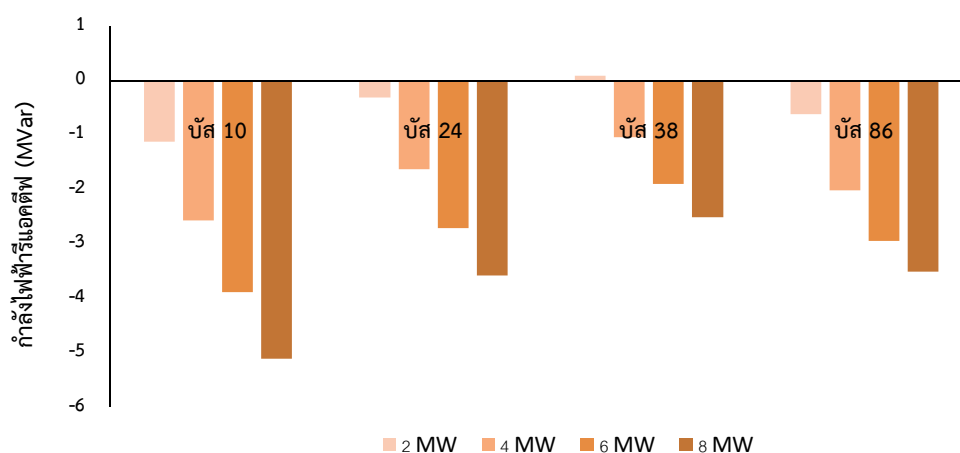
จากตารางที่ 5.1 - 5.4 ผลกำลังไฟฟ้รีแอคตีฟที่ DG รับหรือจ่ายแกระบบจะแสดงให้เห็นว่า แรงดันขั้ว ขนาดและตำแหน่งของ DG มีผลต่อกำลังไฟฟ้รีแอคตีฟ อธิบายดังนี้

(1) DG ควบคุมแรงดันขั้วขนาด 0.96 pu. มีการรับกำลังไฟฟ้รีแอคตีฟสูงที่สุดเนื่องจากการควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ต้องรับกำลังไฟฟ้รีแอคตีฟเพื่อลดแรงดันบัสมากกว่าแรงดันระดับอื่น

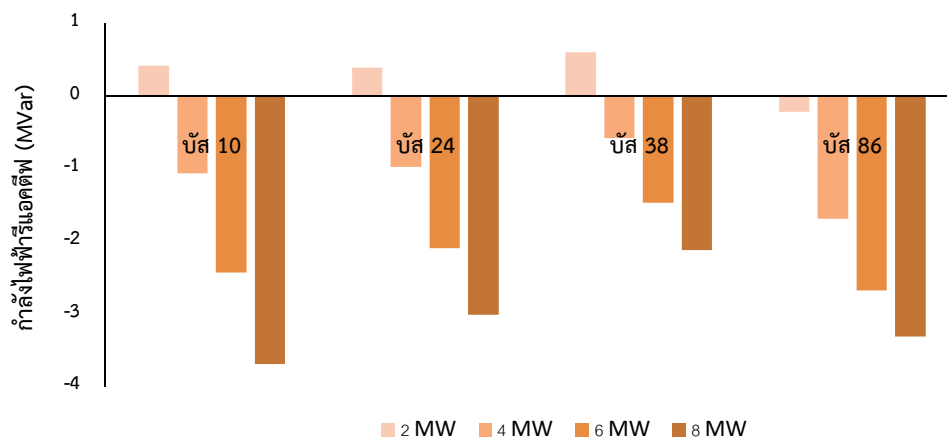
(2) DG ขนาด 8 MW มีการรับกำลังไฟฟ้าสูงกว่าขนาดอื่น ๆ เนื่องจากขนาดกำลังผลิตที่จ่ายไปยังระบบมาก ส่งผลทำให้เกิดแรงดันที่ขั้วบัสสูง DG จึงมีการรับกำลังไฟฟ้รีแอคตีฟในปริมาณที่มากเพื่อลดแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

(3) บัส 86 มีการรับกำลังไฟฟ้รีแอคตีฟสูงกว่าตำแหน่งอื่น ซึ่งเป็นตำแหน่งปลายสาย

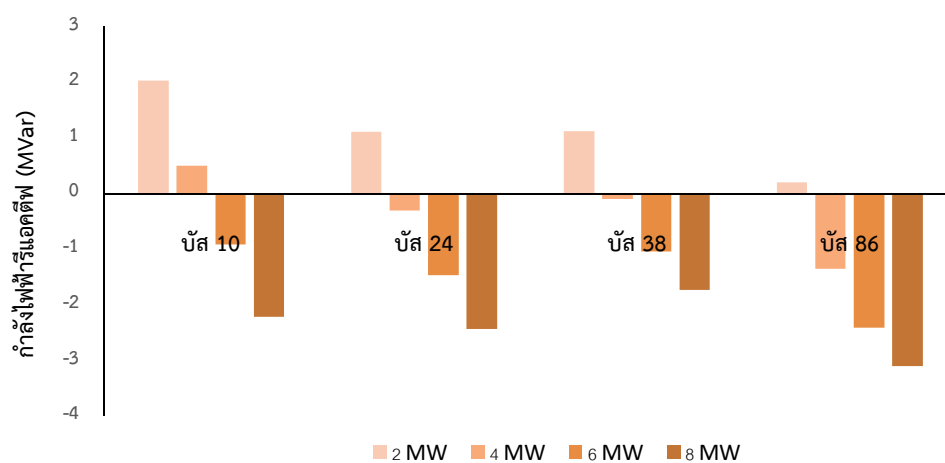
(4) จากตารางที่ 5.1 กำลังไฟฟ้รีแอคตีฟที่ DG รับสูงสุดอยู่ที่ 5.08845 MVar เกิดขึ้นในเวลา 04.00 น. ดูได้จากตารางที่ ข.1 ซึ่งเป็นช่วงที่โหลดมีค่าต่ำ



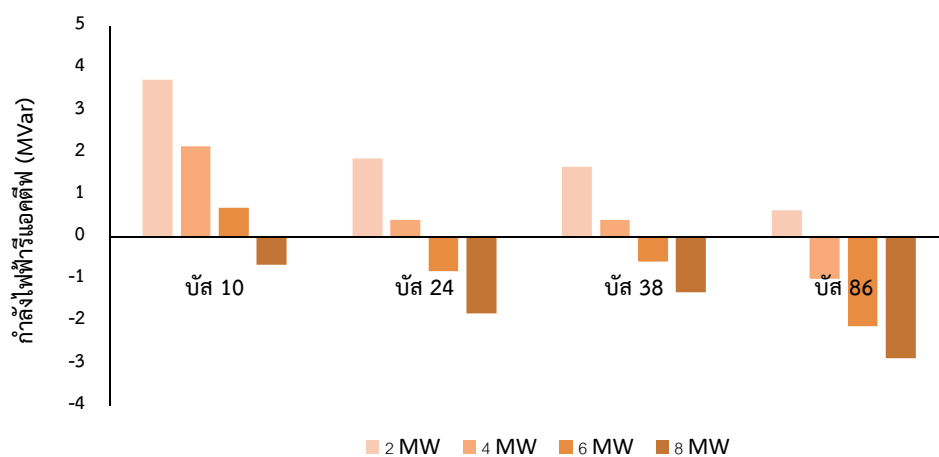
ภาพที่ 5.3 กราฟกำลังไฟฟ้รีแอคตีฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 0.96 p.u.



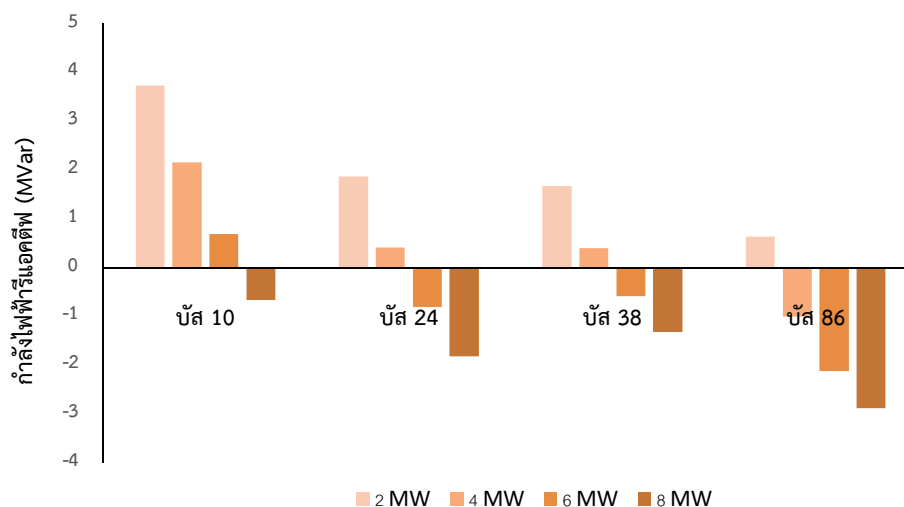
ภาพที่ 5.4 กราฟกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 0.98 p.u.



ภาพที่ 5.5 กราฟกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 1.00 p.u.



ภาพที่ 5.6 กราฟกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 1.02 p.u.



ภาพที่ 5.7 กราฟกำลังไฟฟ้รีแอคทีฟที่ Biomass รับหรือจ่าย ณ แรงดัน 1.04 p.u.

จากภาพที่ 5.3 – ภาพที่ 5.7 แสดงให้เห็นได้อย่างชัดเจนเกี่ยวกับขนาด ตำแหน่งและแรงดันขั้วของ DG ส่งผลกระทบไปยังกำลังไฟฟ้รีแอคทีฟอย่างมาก โดยจากภาพที่ 5.3 DG ควบคุมแรงดันที่ 0.96 p.u. มีการรับกำลังไฟฟ้รีแอคทีฟมากกว่าการควบคุมแรงดันค่าอื่น ๆ ซึ่งเป็นผลทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามากกว่าการควบคุมแรงดันค่าอื่น

5.2.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้รีแอคทีฟของ PV

การจำลอง PV ในระบบทดสอบ 99 บัสจำลองให้มีการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง 07.00 – 18.00 น. จำลอง DG 1 ตำแหน่งโดยกำหนดขนาด 4 ขนาด ตำแหน่ง 4 ตำแหน่งและ 5 ระดับแรงดันเพื่อศึกษาผลกระทบต่าง ๆ ผลแสดงดังตารางที่ 5.5 – ตารางที่ 5.8 ดังนี้

ตารางที่ 5.5 กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟที่ PV รับสูงสุดหรือจ่ายน้อยที่สุดเมื่อเชื่อมต่อบัส 10

แรงดันขั้วDG (pu.)	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ (MVar)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	2.34596	1.14453	0.01561	-1.04557
0.98	3.91074	2.67429	1.51131	0.41688
1.00	5.56398	4.29099	3.09262	1.96375
1.02	7.30739	5.99626	4.76107	3.59648
1.04	9.142864	7.791869	6.518311	5.316635

ตารางที่ 5.6 กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่ PV รับสูงสุดหรือจ่ายน้อยที่สุดเมื่อเชื่อมต่อับัส 24

แรงดันขั้วDG (pu.)	กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟ (MVar)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	2.30144	1.08941	0.04809	-0.84687
0.98	3.06017	1.80469	0.72324	-0.20962
1.00	3.81843	2.52301	1.40421	0.43566
1.02	4.63835	3.29871	2.13928	1.13256
1.04	5.500657	4.11485	2.913402	1.86746

ตารางที่ 5.7 กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่ PV รับสูงสุดหรือจ่ายน้อยที่สุดเมื่อเชื่อมต่อับัส 38

แรงดันขั้วDG (pu.)	กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟ (MVar)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	2.35608	1.24715	0.34676	-0.37902
0.98	2.899026	1.753418	0.818599	0.05958
1.00	3.46983	2.28638	1.31640	0.52369
1.02	4.06908	2.84656	1.84059	1.01366
1.04	4.697456	3.434471	2.391599	1.52986

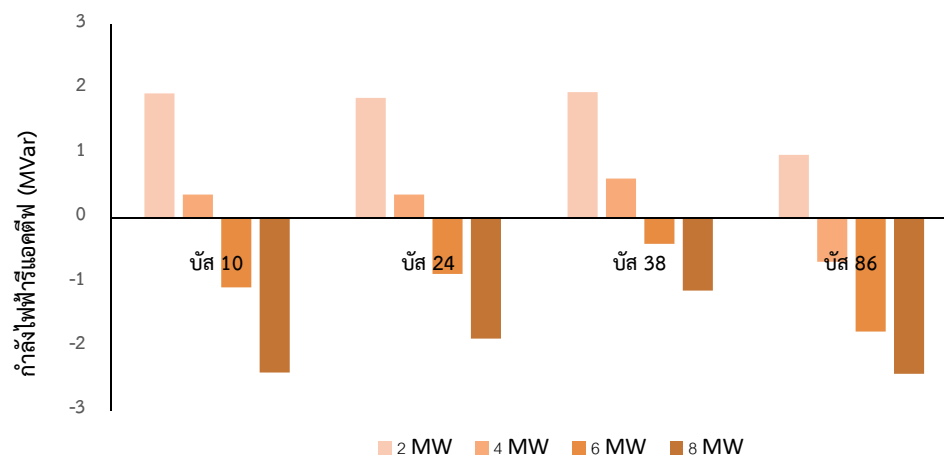
ตารางที่ 5.8 กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่ PV รับสูงสุดหรือจ่ายน้อยที่สุดเมื่อเชื่อมต่อับัส 86

แรงดันขั้วDG (pu.)	กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟ (MVar)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	1.52838	0.07426	-0.97709	-1.74073
0.98	1.99669	0.46198	-0.65056	-1.46709
1.00	2.49856	0.87705	-0.29948	-1.17030
1.02	3.03644	1.32078	0.07698	-0.84980
1.04	3.613274	1.794599	0.479733	-0.50494

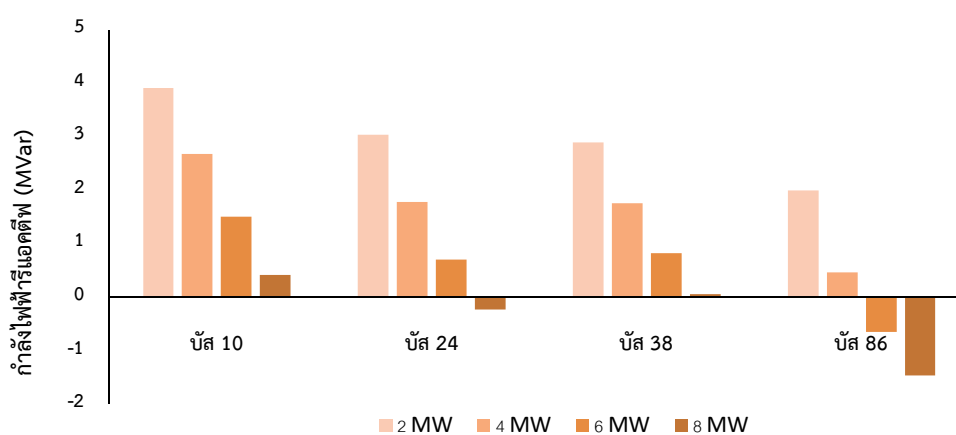
หมายเหตุ : เครื่องหมายเป็นทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า โดย + หมายถึงกำลังไฟฟ้าที่ DG จ่าย และ - หมายถึงกำลังไฟฟ้าที่ DG รับ

จากตารางที่ 5.5 – ตารางที่ 5.8 ผลกำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่ PV รับหรือจ่าย แสดงให้เห็นว่า PV ส่วนน้อยที่จะรับกำลังไฟฟ้รีแอกตีฟซึ่งต่างจาก Biomass เพราะ PV ผลิตไฟฟ้าขายในช่วง

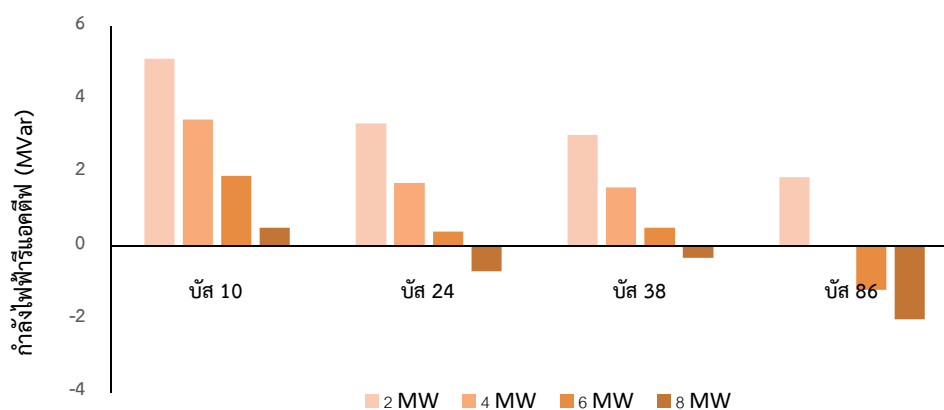
กลางวันซึ่งเป็นช่วงที่มีโหลดค่อนข้างสูง นำผลกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ PV รับหรือจ่ายมาพล็อตได้ดังภาพที่ 5.8 – ภาพที่ 5.12 แสดงดังต่อไปนี้



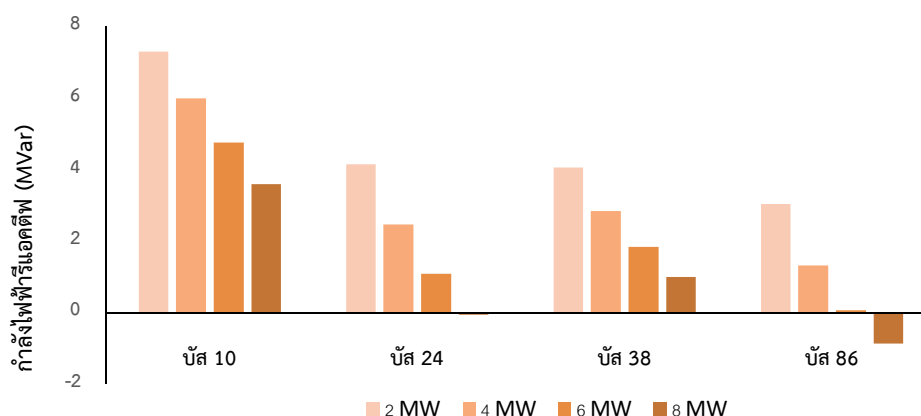
ภาพที่ 5.8 กราฟกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของ PV ณ แรงดัน 0.96 pu.



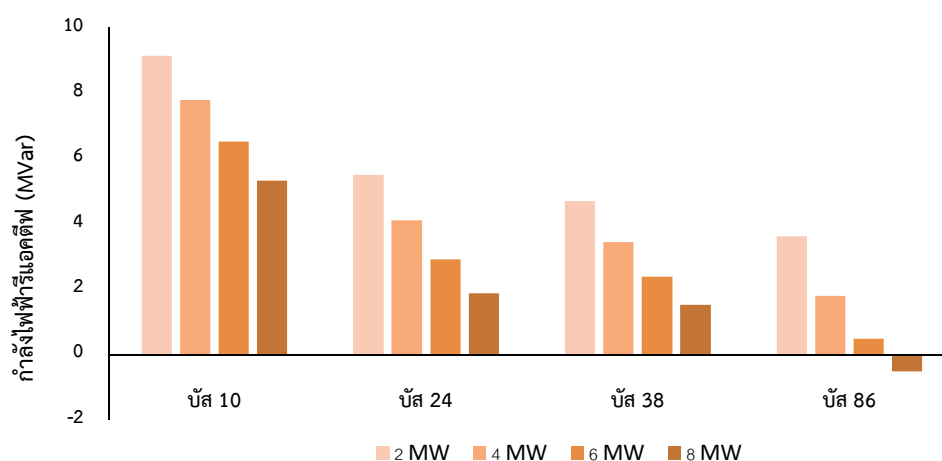
ภาพที่ 5.9 กราฟกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของ PV ณ แรงดัน 0.98 pu.



ภาพที่ 5.10 กราฟกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของ PV ณ แรงดัน 1.00 pu.



ภาพที่ 5.11 กราฟกำลังไฟฟ้รีแอกตีฟของ PV ณ แรงดัน 1.02 pu.



ภาพที่ 5.12 กราฟกำลังไฟฟ้รีแอกตีฟของ PV ณ แรงดัน 1.04 pu.

จากภาพที่ 5.8 – ภาพที่ 5.12 แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่า ขนาด ตำแหน่งและแรงดันที่ PV ควบคุมมีผลต่อกำลังไฟฟ้รีแอกตีฟ PV ที่ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. และ PV ขนาด 8 MW

5.3 การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ

ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเป็นภาระที่ PEA ต้องรับผิดชอบคำนวณได้ที่ (5.1)

$$E_L = \sum_{t=1}^{24} P_L^{(t)} \quad (5.1)$$

เมื่อ	E_L	คือ	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ (kWh)
	P_L	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบ (W)
	t	คือ	ระยะเวลา (ชั่วโมง)

*เนื่องจากเวลาที่ใช้ในการจำลองโหลดสมมติให้โหลดคงที่รายชั่วโมงที่ใช้

5.3.1 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมีโรงไฟฟ้าชีวมวล

พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อจำลองโรงไฟฟ้าชีวมวลในระบบ คำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากสมการที่ (5.1) ผลแสดงในตารางที่ 5.9 - ตารางที่ 5.12 ดังนี้

ตารางที่ 5.9 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อ巴士 10

แรงดันขั้วDG (pu.)	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (kWh/วัน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	10,350	9,775	12,063	16,981
0.98	9,749	8,103	9,354	13,264
1.00	10,381	7,621	7,799	10,668
1.02	12,288	8,368	7,434	9,228
1.04	15,516	10,386	8,298	8,981

ตารางที่ 5.10 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อ巴士 24

แรงดันขั้วDG (pu.)	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (kWh/วัน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	6,983	6,932	13,135	24,590
0.98	6,987	5,766	10,883	21,300
1.00	7,573	5,138	9,141	18,500
1.02	8,761	5,067	7,923	16,203
1.04	10,574	5,569	7,244	14,421

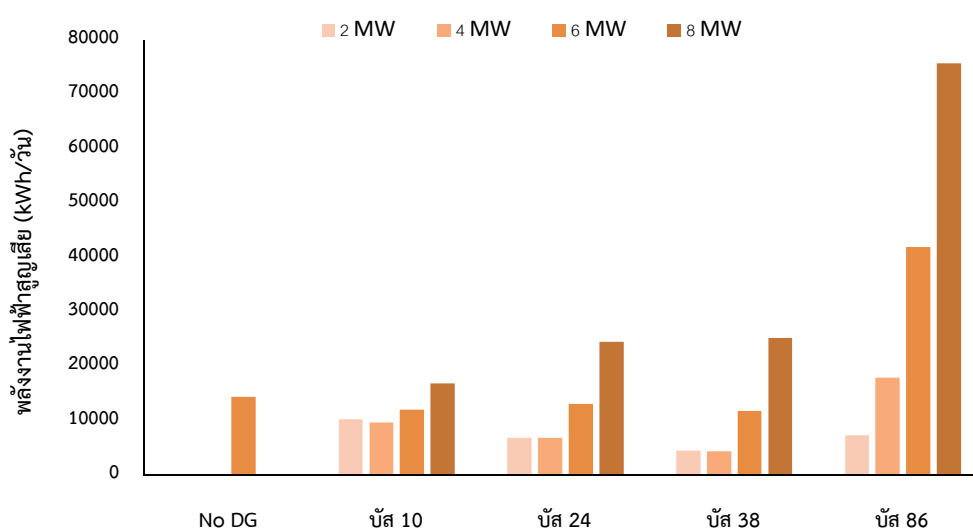
ตารางที่ 5.11 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อ巴士 38

แรงดันขั้วDG (pu.)	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (kWh/วัน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	4,540	4,509	11,848	25,261
0.98	4,629	3,594	9,990	22,479
1.00	5,105	3,038	8,473	20,029
1.02	5,981	2,848	7,303	17,918
1.04	7,269	3,035	6,490	16,151

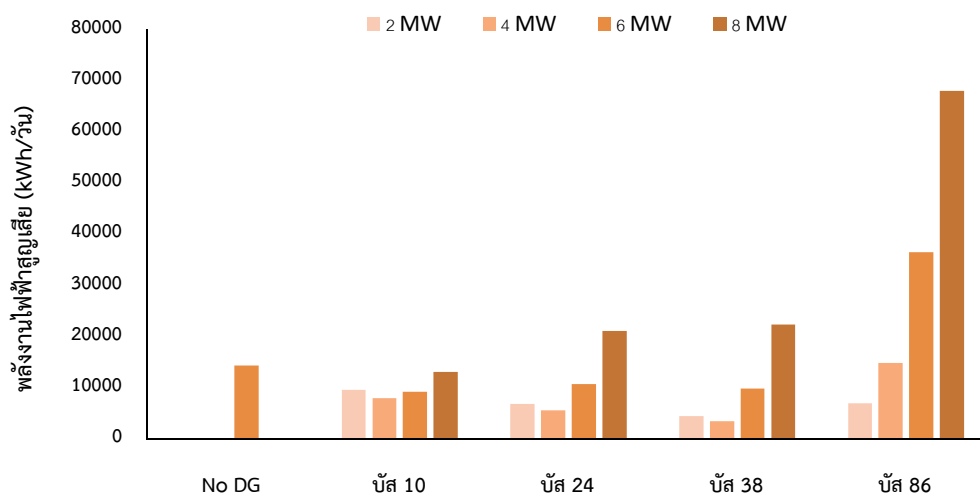
ตารางที่ 5.12 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อบัส 86

แรงดันขั้ว DG (pu.)	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (kWh/วัน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	7,449	17,956	41,966	75,747
0.98	7,066	15,031	36,687	68,104
1.00	7,242	13,401	33,983	64,665
1.02	8,105	11,750	30,539	59,648
1.04	9,507	10,546	27,477	54,990

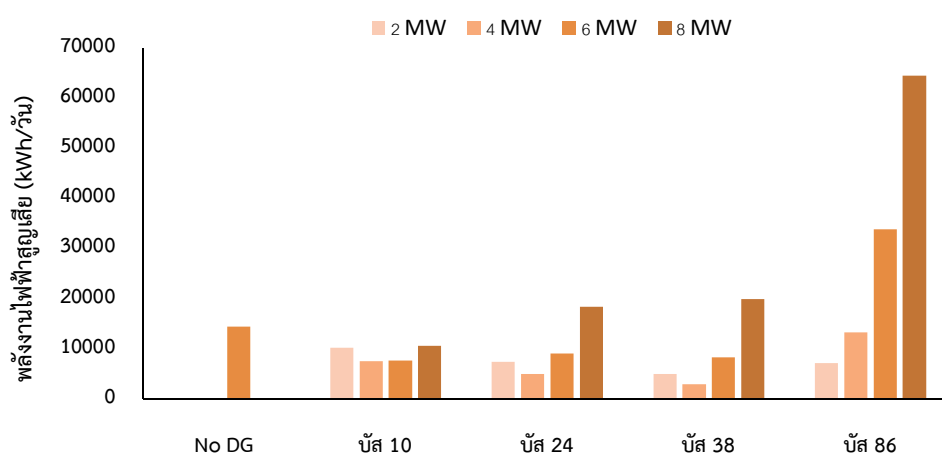
จากตารางที่ 5.9 – ตารางที่ 5.12 นำผลการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อจำลอง DG ในระบบ แสดงให้เห็นว่าขนาดและตำแหน่งของ DG มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ DG ที่มีขนาดและตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมจะทำให้พลังงานสูญเสียของระบบสูงขึ้น เช่น DG ควบคุมแรงดันขั้ว 0.96 pu. ขนาด 8 MW ติดตั้งที่บัส 86 เป็นตำแหน่งปลายสายมีการส่งกำลังไฟฟ้าย้อนกลับทำให้พลังงานสูญเสียของระบบสูงขึ้นถึง 75,747 kWh/วัน แต่กลับกัน DG ที่มีขนาดและตำแหน่งเหมาะสมสามารถลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบได้ เช่น DG ควบคุมแรงดันขั้ว 1.04 pu. ขนาด 4 MW ติดตั้งที่ตำแหน่งบัส 38 ระบบมีพลังงานสูญเสียอยู่ที่ 3,035 kWh/วัน เปรียบเทียบกับระบบที่ไม่มี DG มีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียอยู่ที่ 14,521 kWh/วัน ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียลดลง 11,486 kWh/วัน คิดเป็นเงินถึง 48,700 บาท/วัน (คิดค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเท่ากับค่าขายไฟ 4.24 บาท/kWh) นำค่าจากตารางมาพล็อตกราฟ ได้ดังภาพที่ 5.13 – ภาพที่ 5.17



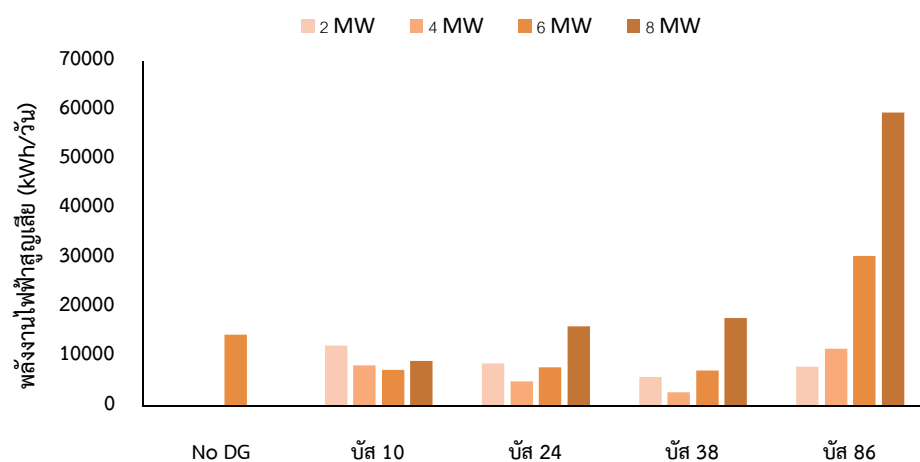
ภาพที่ 5.13 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 0.96 pu.



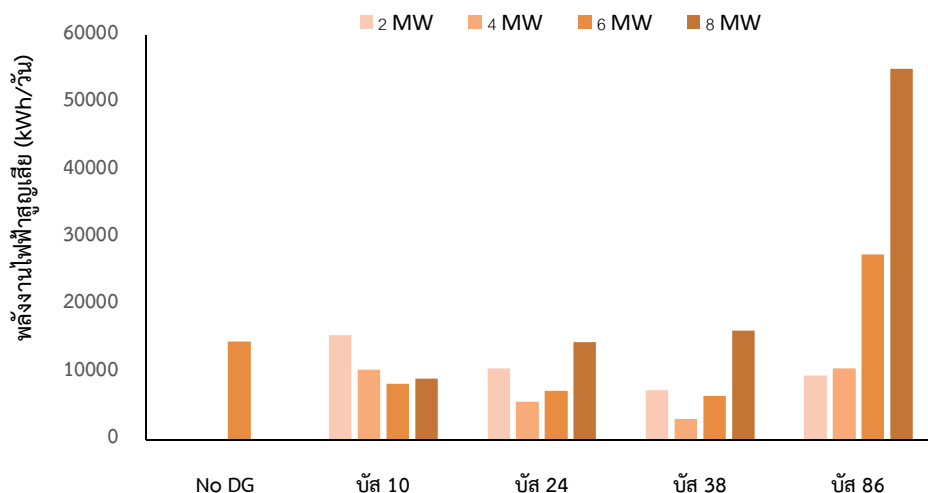
ภาพที่ 5.14 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 0.98 pu.



ภาพที่ 5.15 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 1.00 pu.



ภาพที่ 5.16 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 1.02 pu.



ภาพที่ 5.17 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี Biomass ณ แรงดัน 1.04 pu.

จากภาพที่ 5.13 – ภาพที่ 5.17 กราฟแท่งพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบแสดงให้เห็นว่าเมื่อจำลอง DG เชื่อมต่อในระบบ DG ที่มีขนาดและตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบเพิ่มขึ้นอย่างมาก ถ้า DG มีการจ่ายกำลังไฟฟ้ามากกว่าโหลดจะส่งผลทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ ส่งผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบสูงขึ้น จากการจำลองพบว่า DG ที่จำลองมีร้อยละ 71 ที่ช่วยลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ซึ่งจะเห็นได้ว่า DG มีทั้งผลดีและผลเสียแก่ระบบ

5.3.2 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV

พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อจำลอง PV เชื่อมต่อในขนาดและตำแหน่งต่าง ๆ ผลแสดงในตารางที่ 6.13, 6.14, 6.15 และ 6.16

ตารางที่ 5.13 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อ PV เชื่อมต่อบัส 10

แรงดันขั้ว DG (pu.)	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (kWh/วัน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	13,267	12,686	12,472	12,604
0.98	13,350	12,547	12,115	12,034
1.00	14,066	13,031	12,373	12,071
1.02	15,438	14,160	13,266	12,735
1.04	17,489	15,957	14,818	14,047

ตารางที่ 5.14 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อ PV เชื่อมต่อบัส 24

แรงดันขั้ว DG (pu.)	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (kWh/วัน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	12,500	11,432	11,251	11,839
0.98	12,927	11,604	11,181	11,540
1.00	13,666	12,075	11,403	11,524
1.02	14,727	12,857	11,925	11,802
1.04	16,125	13,961	12,759	12,383

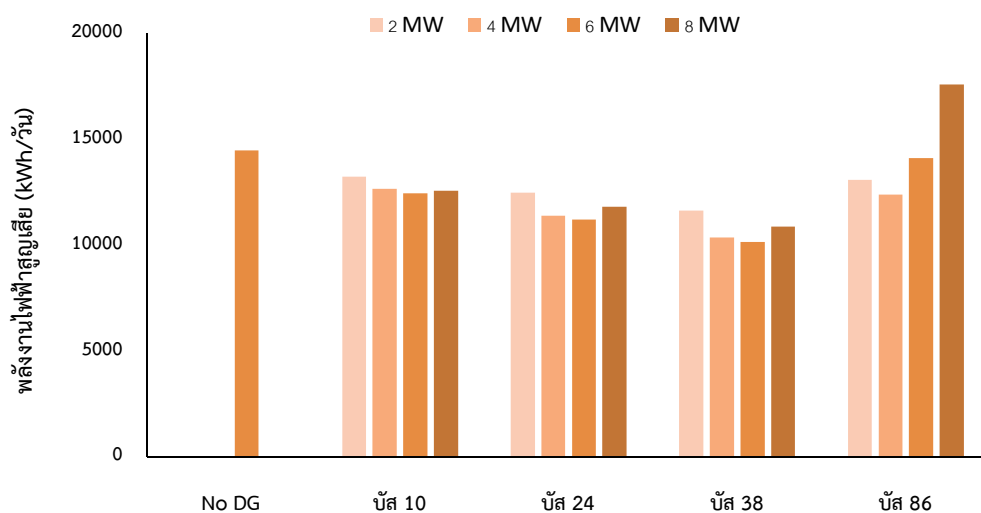
ตารางที่ 5.15 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อ PV เชื่อมต่อบัส 38

แรงดันขั้วDG (pu.)	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (kWh/วัน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	11,656	10,385	10,190	10,907
0.98	12,061	10,571	10,169	10,687
1.00	12,676	10,957	10,342	10,658
1.02	13,507	11,551	10,716	10,823
1.04	14,562	12,358	11,296	11,189

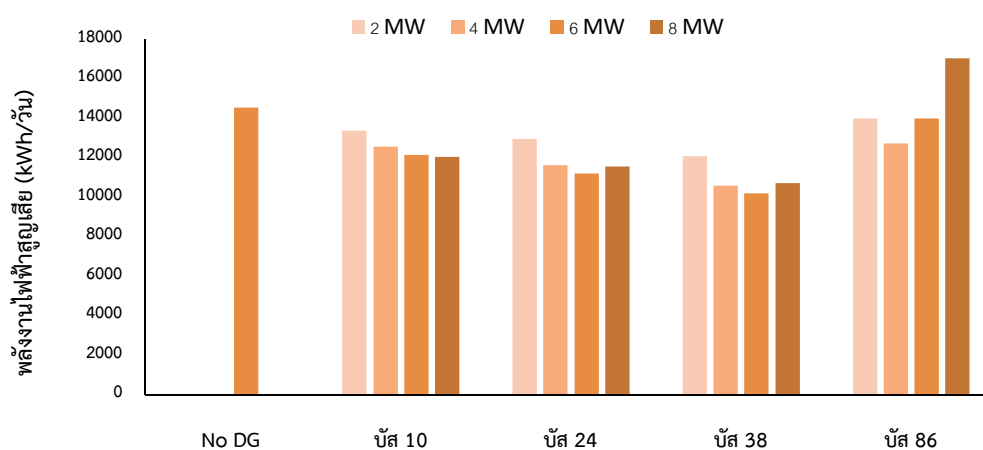
ตารางที่ 5.16 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบเมื่อ PV เชื่อมต่อบัส 86

แรงดันขั้วDG (pu.)	พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (kWh/วัน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	13,106	12,427	14,161	17,636
0.98	13,988	12,702	13,966	17,039
1.00	15,248	13,297	14,061	16,713
1.02	16,935	14,251	14,478	16,686
1.04	19,115	15,610	15,256	16,993

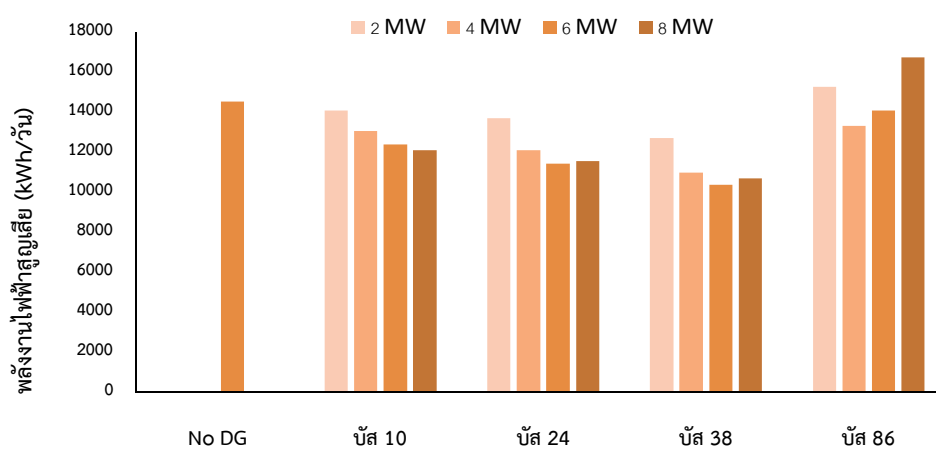
จากตารางที่ 5.13 - 5.16 ผลพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบมีจำลอง PV เข้ามาเชื่อมต่อในระบบ ผลแสดงให้เห็นว่าขนาด ตำแหน่งและแรงดันขั้วของ PV มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบแล้วจากการจำลองมี PV ร้อยละ 85 ที่ช่วยลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบได้เมื่อนำค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมี PV เชื่อมต่อในระบบมาพล็อตกราฟ ได้ดังภาพที่ 5.18 – ภาพที่ 5.22



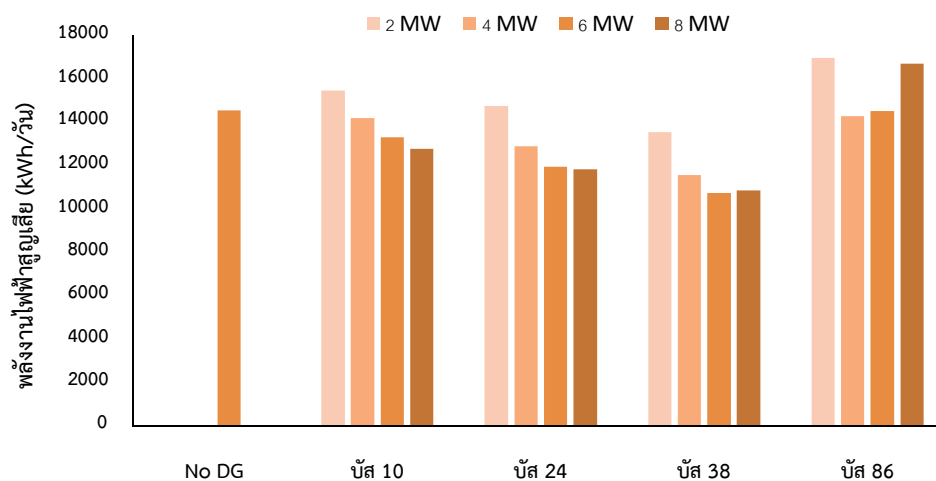
ภาพที่ 5.18 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 0.96 pu.



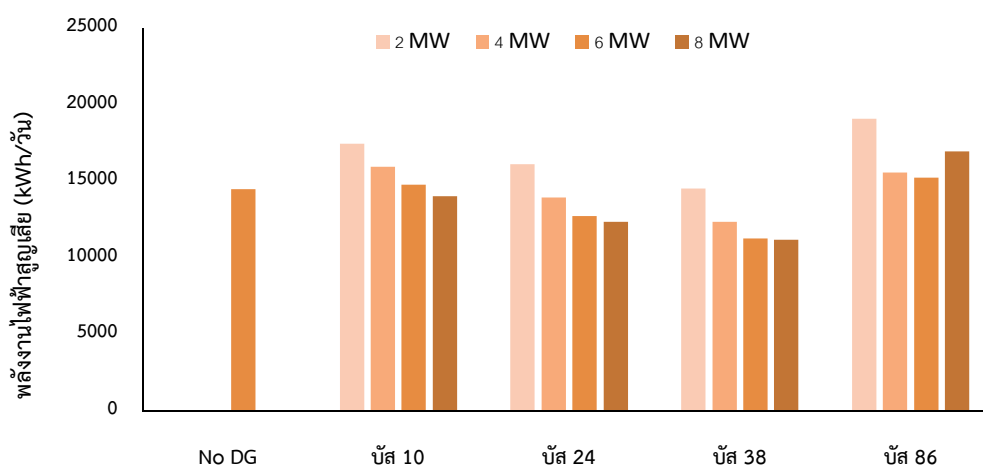
ภาพที่ 5.19 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 0.98 pu.



ภาพที่ 5.20 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 1.00 pu.



ภาพที่ 5.21 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 1.02 pu.



ภาพที่ 5.22 พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเมื่อมี PV ณ แรงดัน 1.04 pu.

จากภาพที่ 5.18 – ภาพที่ 5.22 แสดงให้เห็นว่าขนาดและตำแหน่งของ PV ส่งผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ โดย PV บัสหมายเลข 38 ช่วยลดพลังงานสูญเสียของระบบลงมากที่สุด ส่วน PV ที่เชื่อมต่อบัสที่ 86 มีแนวโน้มเพิ่มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบสูงกว่าบัสอื่น

5.4 การคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้านี้คำนวณได้จากสมการที่ (2.1) นำค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ DG รับสูงสุดและค่าความต้องการพลังงานสูงสุดในเดือนมาคำนวณหาค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดย PV ซื้อไฟฟ้าในช่วงที่ไม่มีแสงอาทิตย์ในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดค่า โรงไฟฟ้าชีวมวล $P_M = 0$ kW และ PV กำหนด $P_M = 30$ kW แสดงการคำนวณดังต่อไปนี้

ตัวอย่างการคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล

DG ขนาด 8 MW บัส 10 ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. รับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดเท่ากับ 5,088 kvar

$$PF_{charge} = [(5088) - (0.6197 \times 0)] \times 56.07$$

$$= 285,284 \text{ บาท/เดือน}$$

ตัวอย่างการคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV

PV ขนาด 8 MW บัส 10 ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. รับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดเท่ากับ 1,740 kvar

$$PF_{charge} = [(2423) - (0.6197 \times 30)] \times 56.07$$

$$= 96,560 \text{ บาท/เดือน}$$

จากการคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าตัวแปรที่สำคัญของค่าปรับคือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ DG รับและค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดซึ่งเกิดขึ้นช่วงซื้อไฟฟ้า

5.4.1 ผลการคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล

ผลการคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลในขนาดและตำแหน่งต่าง ๆ แสดงในตารางที่ 5.17 – ตารางที่ 5.20

ตารางที่ 5.17 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 10

แรงดันขั้วDG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	62,304	142,913	217,091	285,309
0.98	0	59,647	136,307	206,952
1.00	0	0	50,959	124,096
1.02	0	0	0	36,661
1.04	0	0	0	0

ตารางที่ 5.18 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 24

แรงดันขั้วDG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	16,645	90,394	150,806	199,656
0.98	0	54,642	117,614	168,958
1.00	0	16,854	82,438	136,309
1.02	0	0	45,245	101,679
1.04	0	0	6,000	65,039

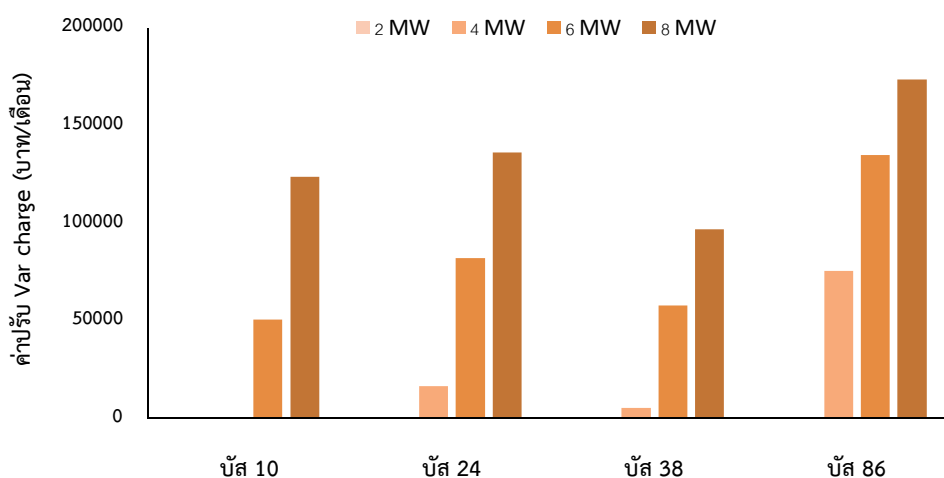
ตารางที่ 5.19 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 38

แรงดันขั้ว DG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	0	57,560	105,414	139,546
0.98	0	32,252	82,442	118,917
1.00	0	5,526	58,078	96,901
1.02	0	0	32,302	73,484
1.04	0	0	5,098	48,653

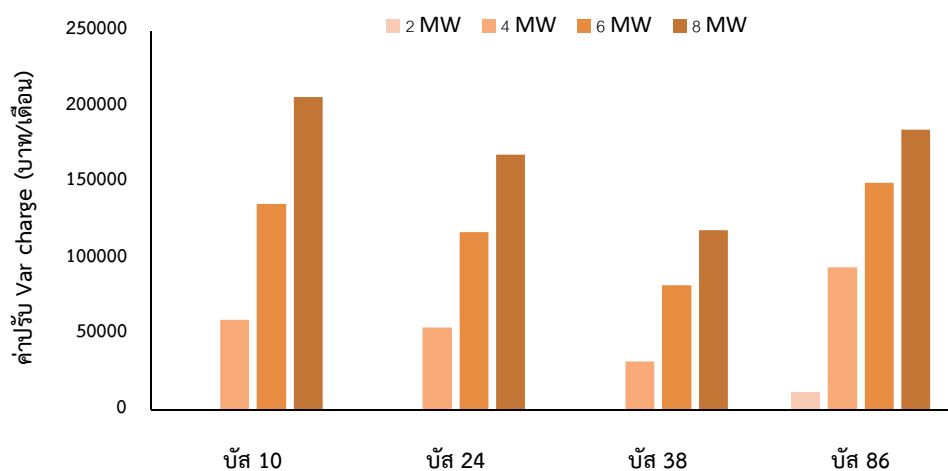
ตารางที่ 5.20 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเชื่อมต่อบัส 86

แรงดันขั้ว DG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	33,480	111,912	164,182	196,027
0.98	11,934	94,500	150,296	185,484
1.00	0	75,795	135,195	173,743
1.02	0	55,757	118,852	160,790
1.04	0	34,343	101,239	146,607

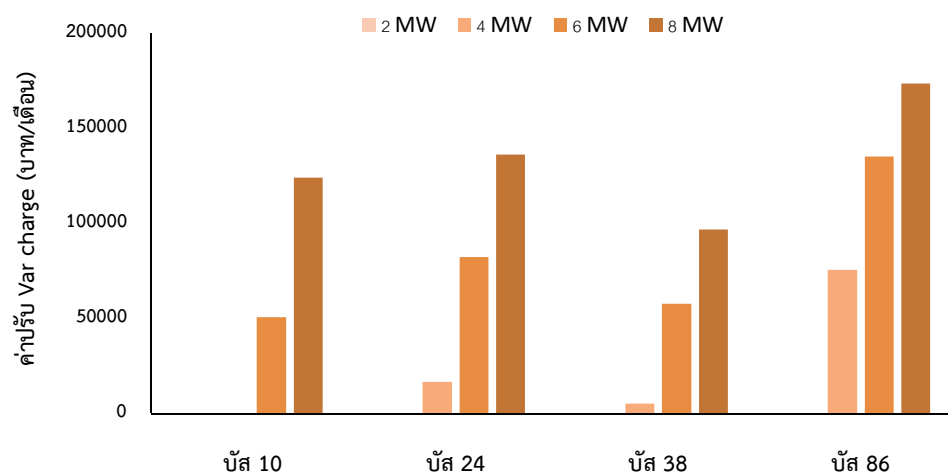
จากตารางที่ 5.9 – 5.12 จากการจำลองมี DG ร้อยละ 67 ที่โดนค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เมื่อนำค่าปรับของ DG มาพล็อตกราฟ แสดงดังภาพที่ 5.23 – ภาพที่ 5.27



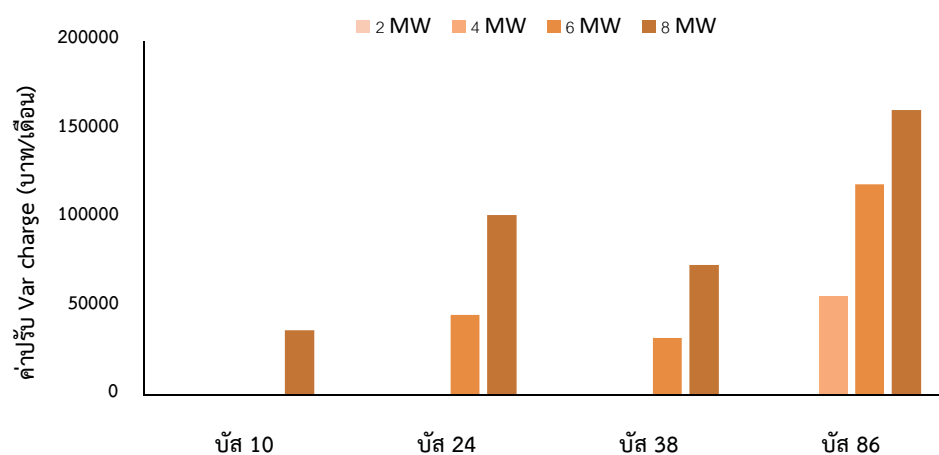
ภาพที่ 5.23 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 0.96 pu.



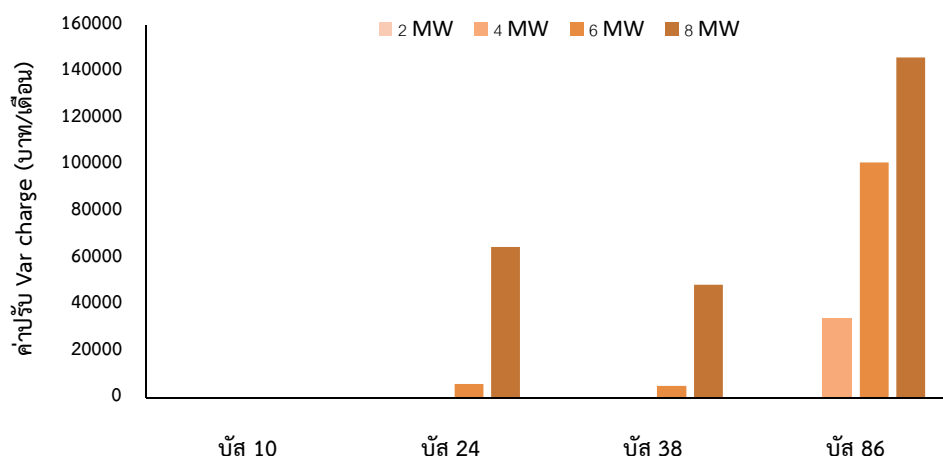
ภาพที่ 5.24 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 0.98 pu.



ภาพที่ 5.25 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.00 pu.



ภาพที่ 5.26 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.02 pu.



ภาพที่ 5.27 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.04 pu.

จากภาพที่ 5.23 – ภาพที่ 5.27 พบว่าขนาดและตำแหน่งของ DG มีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอย่างชัดเจน อธิบายดังนี้

(1) แรงดันขั้วของ DG

การควบคุมแรงดันให้คงที่ DG ต้องทำการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ จะสังเกตได้ว่าการควบคุมแรงดันขั้ว DG น้อยกว่าแรงดันสถานีไฟฟ้าย่อย ส่งผลทำให้ DG มีการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพื่อลดแรงดัน

(2) ขนาดกำลังผลิตขายไฟ

ขนาดของ DG มีผลทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเนื่องจาก DG จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าระบบสูงกว่าโหลด ทำให้เกิดแรงดันเกิน DG จึงมีการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพื่อลดแรงดัน ซึ่งในการทดลองขนาด 8 MW จะเป็นขนาดที่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงที่สุด

(3) ตำแหน่งของ DG

ตำแหน่งของ DG ที่ไม่เหมาะสมจะทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูง ผลการทดลองแสดงให้เห็นว่า DG ที่อยู่บัส 10 ซึ่งเป็นตำแหน่งต้นมีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงที่สุด เนื่องจากอยู่ใกล้สถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งบัสต้นทางมีแรงดันที่สูงอยู่แล้ว DG จึงต้องรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพื่อรักษาแรงดัน

5.4.2 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV

ผลการคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ในขนาด ตำแหน่งและการควบคุมแรงดันต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 5.21 – ตารางที่ 5.24

ตารางที่ 5.21 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อับัส 10

แรงดันขั้วDG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	0	0	0	57,582
0.98	0	0	0	0
1.00	0	0	0	0
1.02	0	0	0	0
1.04	0	0	0	0

ตารางที่ 5.22 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อับัส 24

แรงดันขั้วDG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	0	0	0	46,441
0.98	0	0	0	11,513
1.00	0	0	0	0
1.02	0	0	0	0
1.04	0	0	0	0

ตารางที่ 5.23 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อับัส 38

แรงดันขั้วDG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	0	0	0	20,209
0.98	0	0	0	0
1.00	0	0	0	0
1.02	0	0	0	0
1.04	0	0	0	0

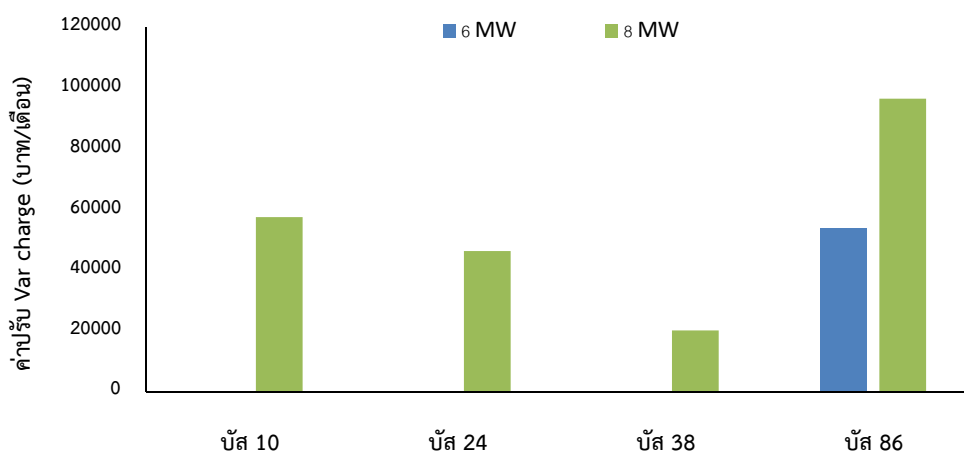
ตารางที่ 5.24 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อับัส 86

แรงดันขั้วDG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
0.96	0	0	53,742	96,560
0.98	0	0	35,434	81,217

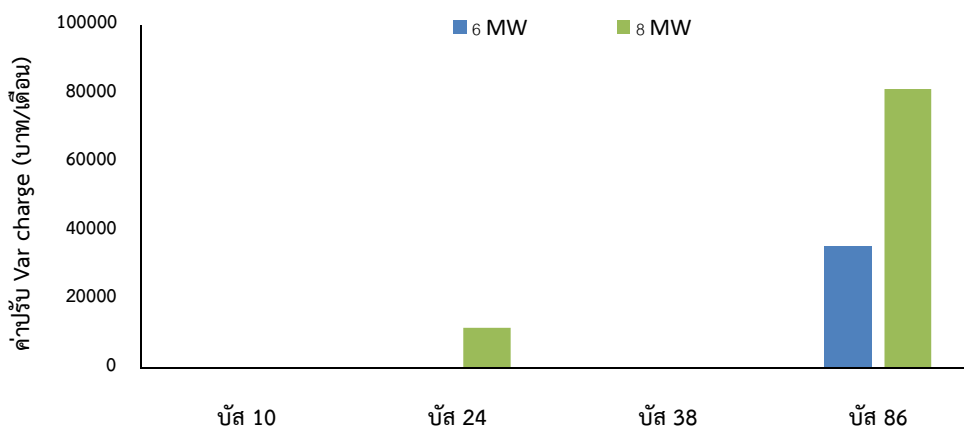
ตารางที่ 5.24 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อบัส 86 (ต่อ)

แรงดันขั้ว DG (pu.)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท/เดือน)			
	DG 2 MW	DG 4 MW	DG 6 MW	DG 8 MW
1.00	0	0	15,749	64,576
1.02	0	0	0	46,605
1.04	0	0	0	27,269

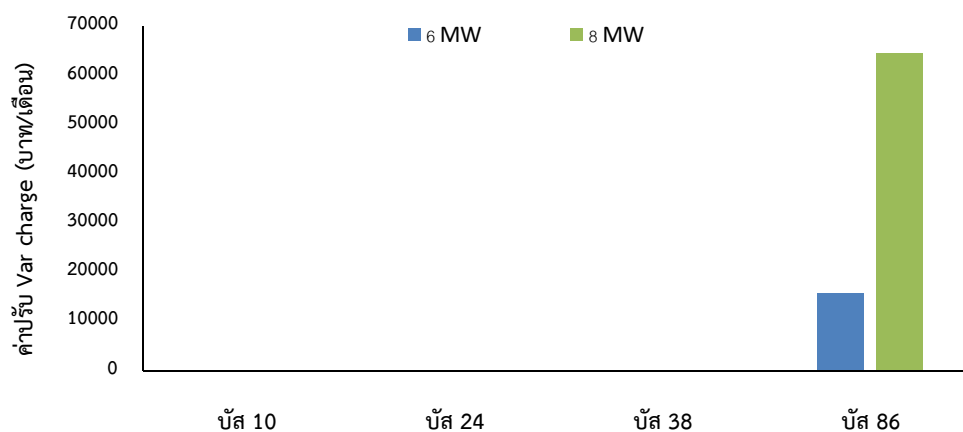
จากตารางที่ 5.21 – ตารางที่ 5.24 พบว่า PV ที่จำลองส่วนมากไม่โดนค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ซึ่งการจำลอง PV โดนค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 15 ของการจำลองทั้งหมด เมื่อนำค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามาพล็อตกราฟแสดงได้ดังภาพที่ 5.28 – ภาพที่ 5.32



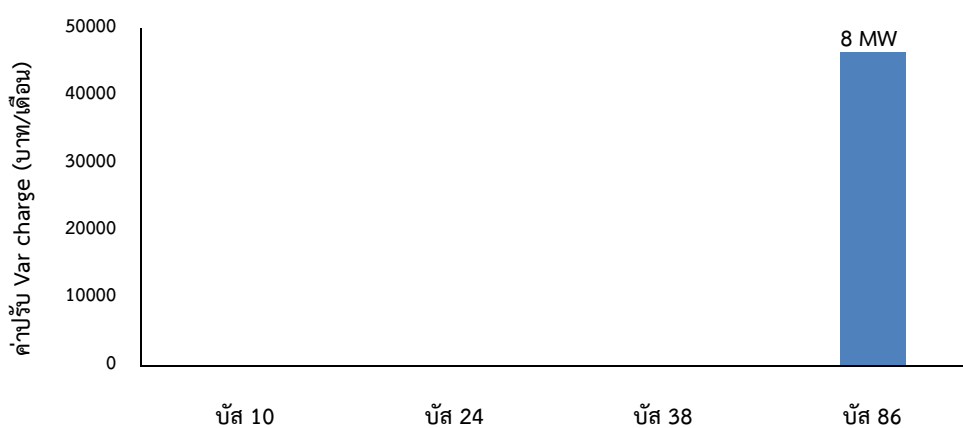
ภาพที่ 5.28 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 0.96 pu.



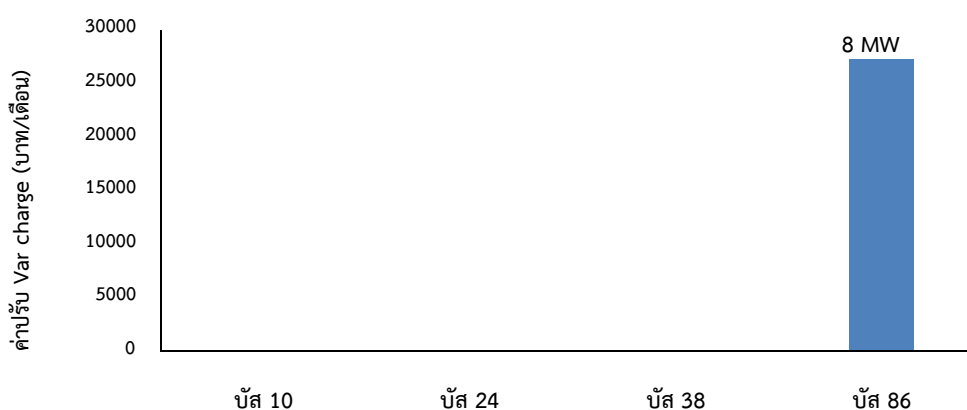
ภาพที่ 5.29 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 0.98 pu.



ภาพที่ 5.30 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 1.00 pu.



ภาพที่ 5.31 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 1.02 pu.



ภาพที่ 5.32 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ PV ณ แรงดัน 1.04 pu.

จากภาพที่ 5.28 – ภาพที่ 5.32 แสดงให้เห็นว่าPV ขนาด 2 MW และ 4MW ไม่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเลย เนื่องจากการรับกำลังไฟฟ้าร์แอกตีฟมากกว่าร้อยละ 61.97 ส่วน

PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ขนาด 8 MW บัสที่ 86 มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงสุด 96,560 บาท/เดือน PV ที่มีการควบคุมแรงดันน้อยกว่าแรงดันสถานีไฟฟ้าย่อย 1.0 pu. จะมีค่าปรับที่สูงกว่า การควบคุมแรงดันสูงกว่าสถานีไฟฟ้าย่อย PV มีการรับกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟน้อยกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวล เนื่องจาก ในช่วงที่ PV มีการผลิตไฟฟ้า 07.00 – 1800 น. โหลดมีค่าสูงกว่าโหลดช่วงที่โรงไฟฟ้าชีวมวลจ่ายไฟ และกำลังไฟฟ้าที่ PV ผลิตมีค่าน้อยกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อเทียบขนาดกำลังผลิตขายไฟเท่ากัน

5.5 การคำนวณระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุนของโครงการเป็นค่าที่บ่งชี้ถึงความคุ้มค่าต่อการลงทุน สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.2) เงินลงทุนโครงการเริ่มแรกคิดจาก ค่าลงทุนโครงการทั้งหมด ส่วนกระแสเงินสดสุทธิต่อเดือนคิดจากรายได้จากการขายไฟฟ้าลบค่าเชื้อเพลิงและค่าดูแลรักษาระบบ เงินส่วนที่เหลือคือเงินสุทธิในเดือนนั้น ๆ แสดงดังต่อไปนี้

5.5.1 คำนวณระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล (ไม่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า)

ข้อมูลการลงทุนรายรับรายจ่ายของโรงไฟฟ้าชีวมวลต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 5.25

ตารางที่ 5.25 ข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลและระยะเวลาคืนทุนเมื่อไม่มีค่าปรับ

รายละเอียด	หน่วย	กำลังผลิตขายไฟฟ้า			
		2 MW	4 MW	6 MW	8 MW
เงินลงทุนโครงการ	ล้านบาท	80	148	210	264
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตขายไฟ	kWh/เดือน	1,440,000	2,880,000	4,320,000	5,760,000
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตใช้ภายใน	kWh/เดือน	144,000	288,000	432,000	576,000
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด	kWh/เดือน	1,584,000	3,168,000	4,752,000	6,336,000
ปริมาณชีวมวลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	ตัน/เดือน	3,863	7,727	11,590	15,454
ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าต่อปี	ล้านบาท/เดือน	3.8634	7.7268	11.5902	15.4537
ค่าดูแลรักษาระบบและค่าอื่น ๆ	ล้านบาท/เดือน	0.333	0.616	0.875	1.1
ค่าไฟ	บาท/เดือน	334	334	334	334
ราคาซื้อไฟฟ้า FiT	บาท/kWh	4.83	4.24	4.24	4.24
รายได้จากการขายไฟ FiT	ล้านบาท/เดือน	6.9552	12.2112	18.3168	24.4224
รายได้สุทธิ	ล้านบาท/เดือน	2.7581	3.8674	5.8512	7.8684
ระยะเวลาคืนทุน	ปี	4.83	6.38	5.98	5.59

จากตารางที่ 5.25 เป็นข้อมูลการลงทุน รายรับและรายจ่ายที่สมมติขึ้นของโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยไม่คิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ตัวอย่างการคำนวณกรณีโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 2 MW เงินลงทุนโครงการ 40 ล้านบาท ต่อเมกกะวัตต์ แสดงการคำนวณค่าต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

(1) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากชีวมวล คำนวณได้จากสมการที่ (3.32) แสดงดังนี้

$$\begin{aligned} E_F &= \eta \times Q \\ &= 0.20 \times 2048 \\ &= 410 \text{ kWh/ตัน} \end{aligned}$$

(2) ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตขายไฟคำนวณได้จากสมการที่ (3.33) แสดงดังนี้

$$\begin{aligned} E_T &= P_E \times T \\ &= (2000 + (2000 \times 0.1)) \times 720 \\ &= 1,440,000 \text{ kWh/เดือน} \end{aligned}$$

(3) ปริมาณชีวมวลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าคำนวณได้จากสมการที่ (3.34) แสดงดังนี้

$$\begin{aligned} Q_F &= \frac{E_T}{E_F} \\ &= \frac{1440000}{410} \\ &= 3,863 \text{ ตัน/เดือน} \end{aligned}$$

(4) ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าต่อปีคำนวณได้จากสมการที่ (3.35) แสดงดังนี้

$$\begin{aligned} C_E &= C_F \times Q_F \\ &= 3863 \times 1000 \\ &= 3.863 \text{ ล้านบาท/เดือน} \end{aligned}$$

(5) ค่าไฟฟ้าคำนวณได้จากค่าไฟฟ้า 3 ส่วน คือ ค่าบริการ ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และภาษีมูลค่าเพิ่ม อัตราค่าไฟดูได้จากตารางที่ ค.5 แสดงการคำนวณดังนี้

$$\begin{aligned} \text{ค่าไฟฟ้า} &= (312 + 0) \times 1.07 \\ &= 344 \text{ บาท/เดือน} \end{aligned}$$

*สมมติไม่มีการซื้อไฟฟ้าและไม่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

(6) ระยะเวลาคืนทุนคำนวณได้จากสมการที่ (2.2)

$$\begin{aligned} \text{ระยะเวลาคืนทุน} &= \frac{\text{เงินลงทุนโครงการเริ่มแรก}}{\text{ผลตอบแทนโครงการแต่ละปี}} \\ &= \frac{80,000,000}{(2,758,100) \times 6} \\ &= 4.83 \text{ ปี} \end{aligned}$$

ระยะเวลาคืนทุนของ DG ที่คำนวณนี้ไม่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ผลระยะเวลาคืนทุนเมื่อมีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและผลกระทบที่เกิดขึ้นกล่าวในส่วนถัดไป

5.5.2 ผลระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวลเมื่อมีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผลของระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล แสดงในตารางที่ 5.26

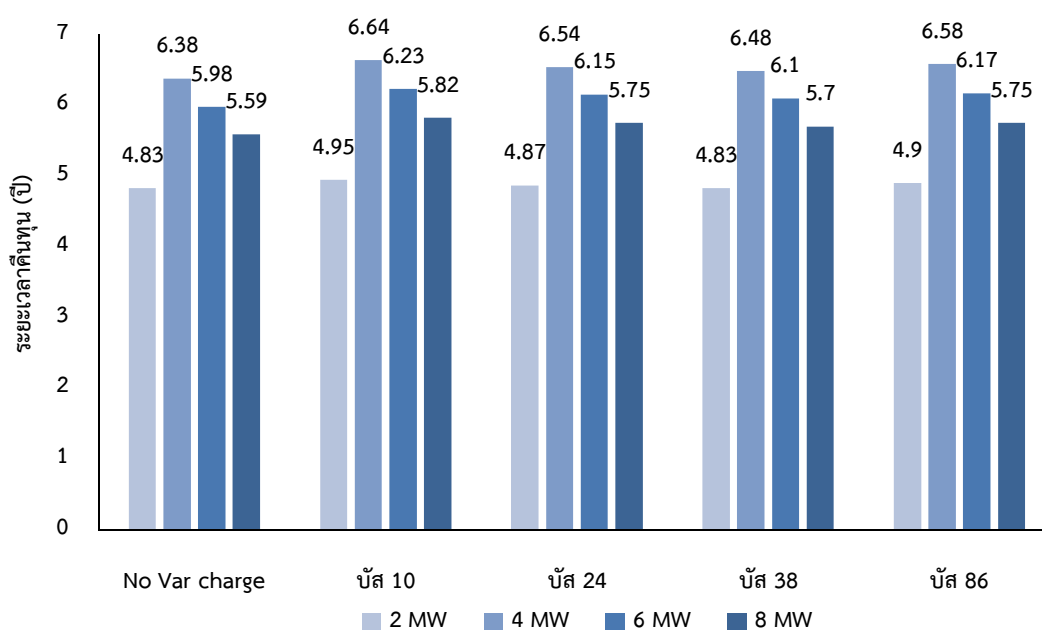
ตารางที่ 5.26 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล

ตำแหน่ง	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)			
	DG ขนาด 2 MW	DG ขนาด 4 MW	DG ขนาด 6 MW	DG ขนาด 8 MW
V 0.96 pu.				
บัส 10	4.95	6.64	6.23	5.82
บัส 24	4.87	6.54	6.15	5.75
บัส 38	4.83	6.48	6.1	5.7
บัส 86	4.9	6.58	6.17	5.75
V 0.98 pu.				
บัส 10	4.83	6.49	6.13	5.75
บัส 24	4.83	6.47	6.11	5.72
บัส 38	4.83	6.43	6.07	5.68
บัส 86	4.86	6.55	6.15	5.74
V 1.00 pu.				
บัส 10	4.83	6.38	6.04	5.69
บัส 24	4.83	6.41	6.07	5.7
บัส 38	4.83	6.39	6.05	5.67
บัส 86	4.83	6.51	6.13	5.73
V 1.02 pu.				
บัส 10	4.83	6.38	5.98	5.62
บัส 24	4.83	6.38	6.03	5.67

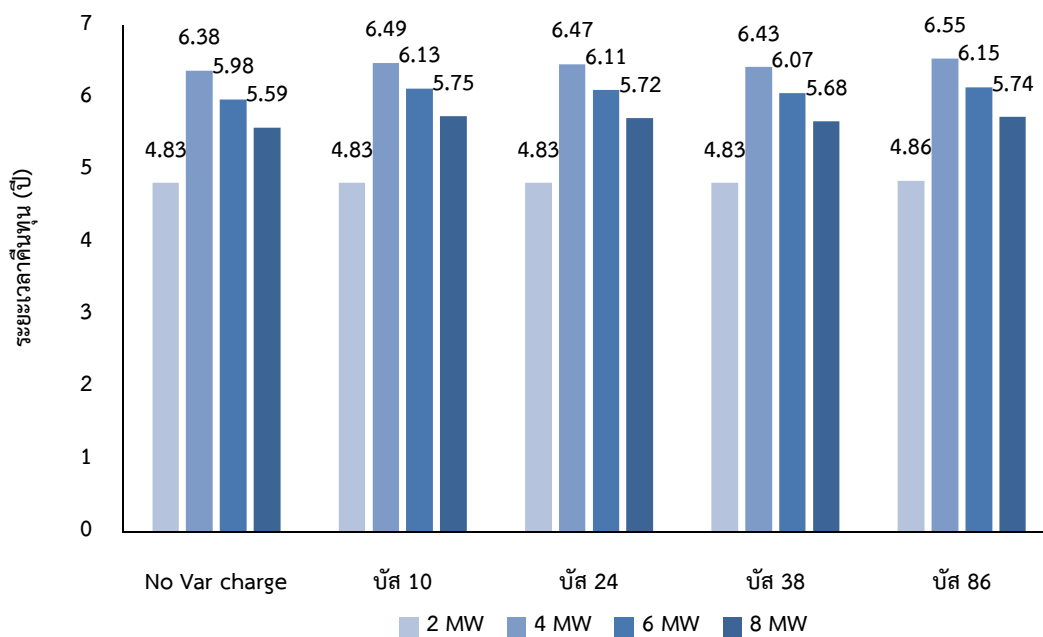
ตารางที่ 5.26 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล (ต่อ)

ตำแหน่ง	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)			
	DG ขนาด 2 MW	DG ขนาด 4 MW	DG ขนาด 6 MW	DG ขนาด 8 MW
V 1.02 pu.				
บัส 38	4.83	6.38	6.02	5.65
บัส 86	4.83	6.48	6.12	5.72
V 1.04 pu.				
บัส 10	4.83	6.38	5.98	5.59
บัส 24	4.83	6.38	5.99	5.64
บัส 38	4.83	6.38	5.99	5.63
บัส 86	4.83	6.44	6.09	5.71

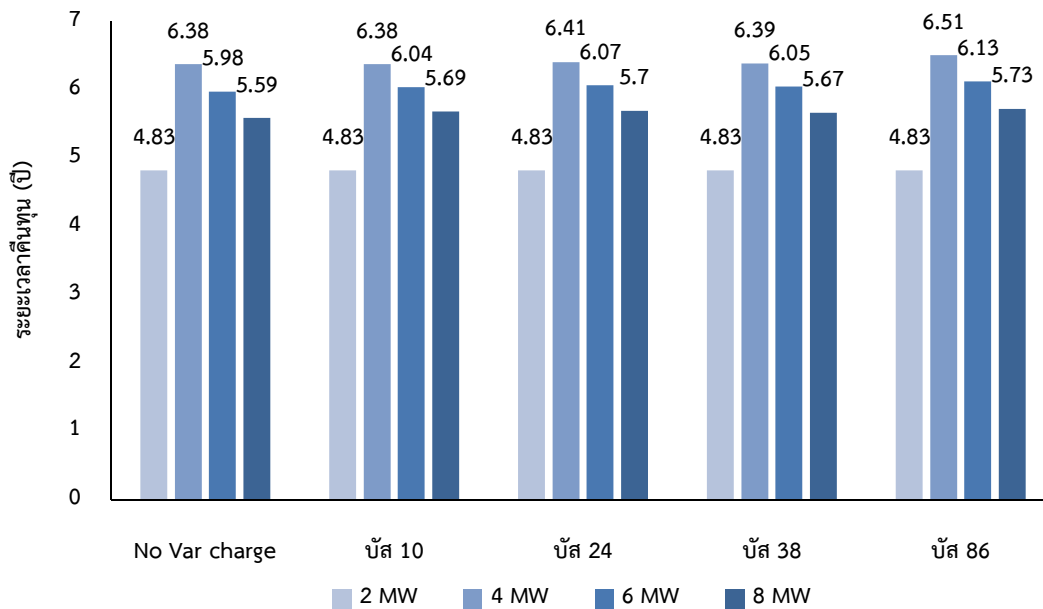
จากตารางที่ 5.26 พบว่า DG ที่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะทำให้ระยะเวลาคืนทุนเพิ่มขึ้น DG ขนาด 2 MW มีระยะเวลาคืนทุนน้อยกว่าขนาดอื่น เนื่องจากราคารับซื้อ FiT ของขนาด 2 MW มีค่าสูงกว่าขนาดอื่น และตารางยังบ่งบอกว่าค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีผลต่อระยะเวลาคืนทุนของ DG เมื่อนำค่าระยะเวลาคืนทุนของ DG ไปพล็อตเพื่อให้เห็นความแตกต่างของระยะเวลาคืนทุนให้ชัดเจนได้ดังภาพที่ 5.33 – ภาพที่ 5.37



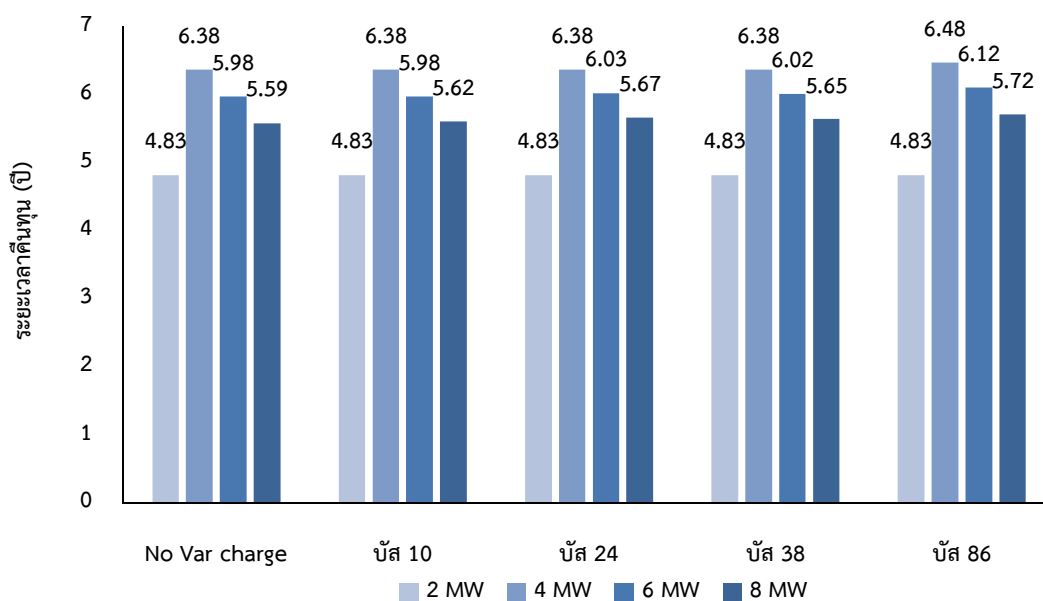
ภาพที่ 5.33 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 0.96 pu.



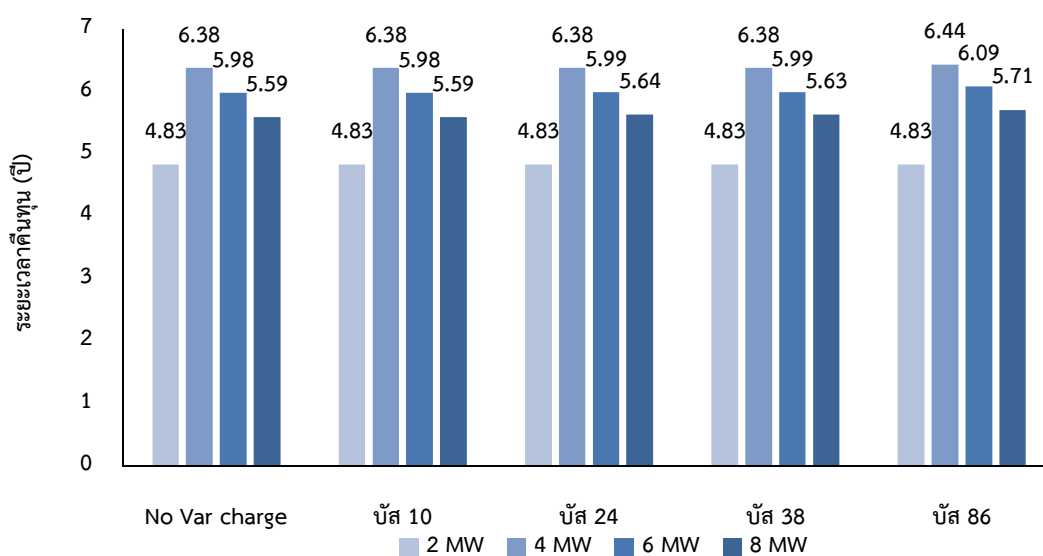
ภาพที่ 5.34 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 0.98 pu.



ภาพที่ 5.35 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.00 pu.



ภาพที่ 5.36 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.02 pu.



ภาพที่ 5.37 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ แรงดัน 1.04 pu.

จากภาพที่ 5.33 – ภาพที่ 5.37 พบว่า DG มีระยะเวลาคืนทุนเปลี่ยนไปเมื่อมีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทำให้ระยะเวลาคืนทุนเพิ่มขึ้น เช่น DG ขนาด 8 MW ที่ไม่โดนค่าปรับมีระยะเวลาคืนทุน 5.59 ปี เปรียบเทียบกับ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ขนาด 8 MW บัส 86 มีค่าปรับสูงที่สุด

ระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 5.75 ปี เมื่อเทียบกับ $5.75 - 5.59 = 0.16$ คิดเป็น 58 วัน ซึ่งการเพิ่มระยะเวลาคืนทุนนี้ส่งผลในเชิงธุรกิจ เพราะผู้ประกอบการไม่ได้คำนึงถึงค่าปรับนี้ก่อนการลงทุน

5.5.3 การคำนวณระยะเวลาคืนทุนของ PV (ไม่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า)

การคำนวณระยะเวลาคืนทุนของ PV มีข้อมูลรายละเอียดต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 5.27

ตารางที่ 5.27 ข้อมูลโครงการ PV และระยะเวลาคืนทุนเมื่อไม่มีค่าปรับ

ข้อมูลโซลาร์ฟาร์ม	หน่วย	ขนาดโครงการ			
		2 MW	4 MW	6 MW	8 MW
เงินลงทุน	ล้านบาท	60-100	120-200	180-300	240-400
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้	kWh/เดือน	228,000	456,000	684,000	912,000
ปริมาณไฟฟ้าที่ขาย	kWh/เดือน	228,000	456,000	684,000	912,000
ราคาขายไฟ FIT	บาท/kWh	5.66	5.66	5.66	5.66
รายได้ก่อนหักค่าใช้จ่าย	บาท/เดือน	1,290,480	2,580,960	3,871,440	5,161,920
ค่าใช้จ่าย อาทิ ค่าจ้างพนักงาน ค่าบำรุงรักษา	บาท/เดือน	20,000	30,000	40,000	50,000
ค่าไฟรวม	บาท/เดือน	8,972	8,972	8,972	8,972
รายได้สุทธิภายหลังหักค่าใช้จ่าย	บาท/เดือน	1,261,507	2,541,987	3,822,467	5,102,947
ระยะเวลาคืนทุน (โครงการ 30 ล้านบาท/MW)	ปี	3.97	3.94	3.93	3.92
ระยะเวลาคืนทุน (โครงการ 50 ล้านบาท/MW)	ปี	6.61	6.56	6.54	6.53

จากตารางที่ 5.19 เป็นข้อมูลการลงทุน รายรับ และรายจ่ายที่สมมติขึ้นของ PV โดยไม่คิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า มีการคำนวณดังต่อไปนี้

ตัวอย่างการคำนวณระยะเวลาคืนทุนของ PV ขนาด 2 MW สมมติเงินลงทุนโครงการ 30 ล้านบาท/เมกกะวัตต์ และไม่มีคิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

(1) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ คำนวณดังนี้

$$\begin{aligned}
 \text{ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= 3.8 \times \text{กำลังผลิตขายไฟ} \times \text{วันที่ผลิตไฟ} \\
 &= 3.8 \times 2000 \times 30 \\
 &= 228,000 \text{ kWh/เดือน}
 \end{aligned}$$

(2) ค่าไฟรวมคำนวณได้จากค่าไฟฟ้า 6 ส่วนรวมกัน คือ ค่าบริการ ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และภาษีมูลค่าเพิ่ม ข้อกำหนดช่วงเวลาของ

การใช้ไฟและอัตราค่าไฟฟ้าได้จากตารางที่ ค.4 และ ค.5 สมมติ PV ซื้อไฟฟ้าคงที่ 5 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง แสดงการคำนวณค่าไฟดังต่อไปนี้

ค่าพลังงานไฟฟ้าคิดแบบ TOU PV ซื้อไฟช่วง 18.00 – 22.00 น. สมมติซื้อกำลังไฟฟ้าคงที่ 5 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมงทุกกำลังผลิตคิดค่าไฟเท่ากัน คิดช่วงซื้อไฟดังนี้

ช่วง on peak 09.00 – 22.00 น. จ – ศ. มีการซื้อไฟ 4 ชั่วโมง 20 วัน/เดือน

ช่วง off peak 22.00 – 09.00 น. จ – ศ. มีการซื้อไฟ 8 ชั่วโมง 20 วัน/เดือน

00.00 – 24.00 น. ส – อ. มีการซื้อไฟ 12 ชั่วโมง 8 วัน/เดือน

$$\begin{aligned}\text{ค่าไฟรวม} &= ((312.24+0+(132.93 \times 30)+(5 \times 4 \times 20 \times 4.3555)+(5 \times 8 \times 20 \times 2.6627)+ \\ &\quad (5 \times 12 \times 8 \times 2.6627)) \times 1.07 \\ &= 8,972 \text{ บาท/เดือน}\end{aligned}$$

(3) รายได้สุทธิ แสดงการคำนวณดังนี้

$$\begin{aligned}\text{รายได้สุทธิ} &= \text{รายได้ขายไฟ} - \text{ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ} \\ &= 1,290,480 - (20,000 + 8,972) \\ &= 1,261,507 \text{ บาทต่อเดือน}\end{aligned}$$

(4) ระยะเวลาคืนทุนของ PV เมื่อไม่มีค่าปรับคำนวณจากสมการที่ (2.2) แสดงดังนี้

$$\begin{aligned}\text{ระยะเวลาคืนทุน} &= \frac{\text{เงินลงทุนโครงการเริ่มแรก}}{\text{ผลตอบแทนโครงการแต่ละปี}} \\ &= \frac{60,000,000}{(1,261,507) \times 12} \\ &= 3.97 \text{ ปี}\end{aligned}$$

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้คำนวณระยะเวลาคืนทุนอย่างคร่าว ๆ เพื่อที่จะแสดงผลกระทบของค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่มีต่อระยะเวลาคืนทุน

5.5.2 ผลระยะเวลาคืนทุนของ PV (คิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า)

ผลระยะเวลาคืนทุนของ PV เมื่อมีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า แสดงในตารางที่ 5.28

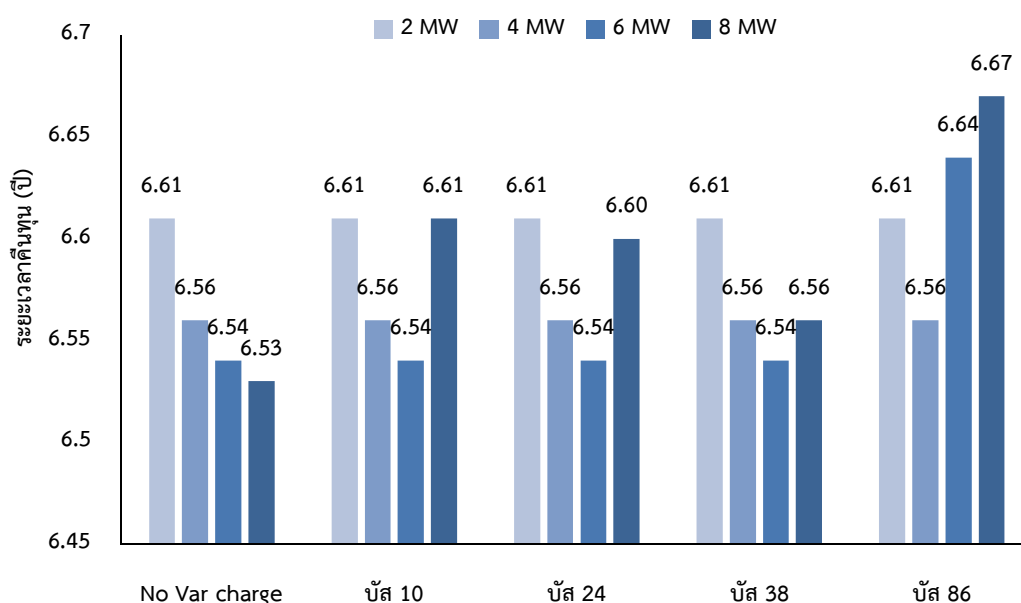
ตารางที่ 5.28 ระยะเวลาคืนทุนของ PV

กำลังผลิต	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)			
	บัส 10	บัส 24	บัส 38	บัส 86
V 0.96 pu.				
6 MW	3.93 – 6.54	3.93 – 6.54	3.93 – 6.54	6.98 – 6.64
8 MW	3.97 – 6.61	3.96 – 6.60	3.94 – 6.56	4.0 – 6.67

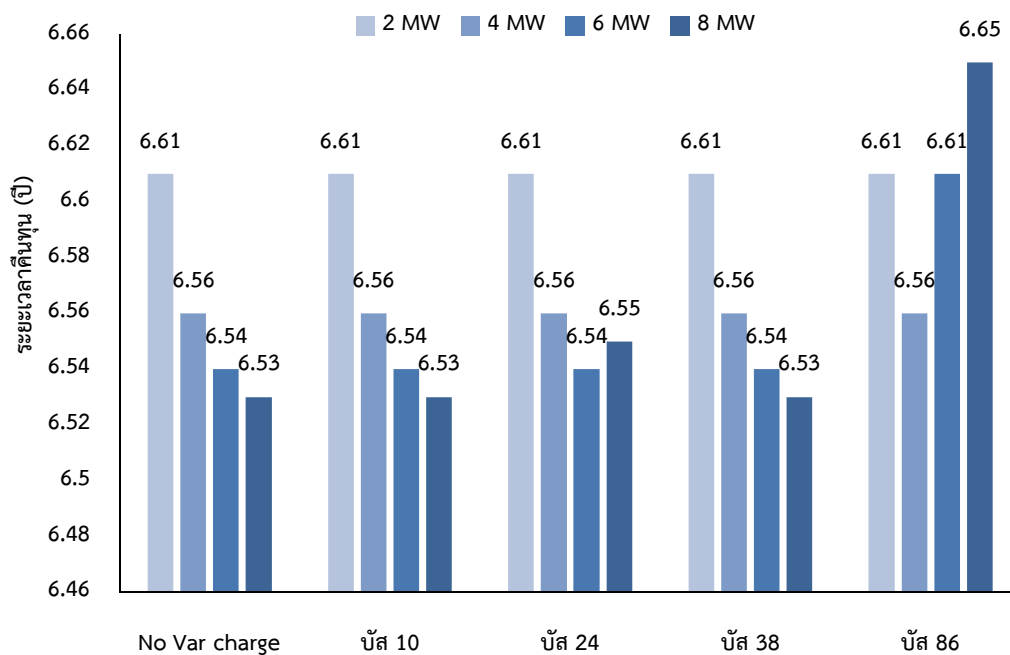
ตารางที่ 5.28 ระยะเวลาคืนทุนของ PV (ต่อ)

กำลังผลิต	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)			
	บัส 10	บัส 24	บัส 38	บัส 86
V 0.98 pu.				
6 MW	3.93 – 6.54	3.93 – 6.54	3.93 – 6.54	3.97 – 6.61
8 MW	3.93 – 6.54	3.93 – 6.55	3.92 – 6.53	3.99 – 6.65
V 1.00 pu.				
6 MW	3.93 – 6.54	3.93 – 6.54	3.93 – 6.54	3.94 – 6.57
8 MW	3.93 – 6.54	3.92 – 6.53	3.92 – 6.53	3.97 – 6.62
V 1.02 pu.				
8 MW	3.93 – 6.54	3.92 – 6.53	3.92 – 6.53	3.96 – 6.60
V 1.04 pu.				
8 MW	3.93 – 6.54	3.92 – 6.53	3.92 – 6.53	3.94 – 6.57

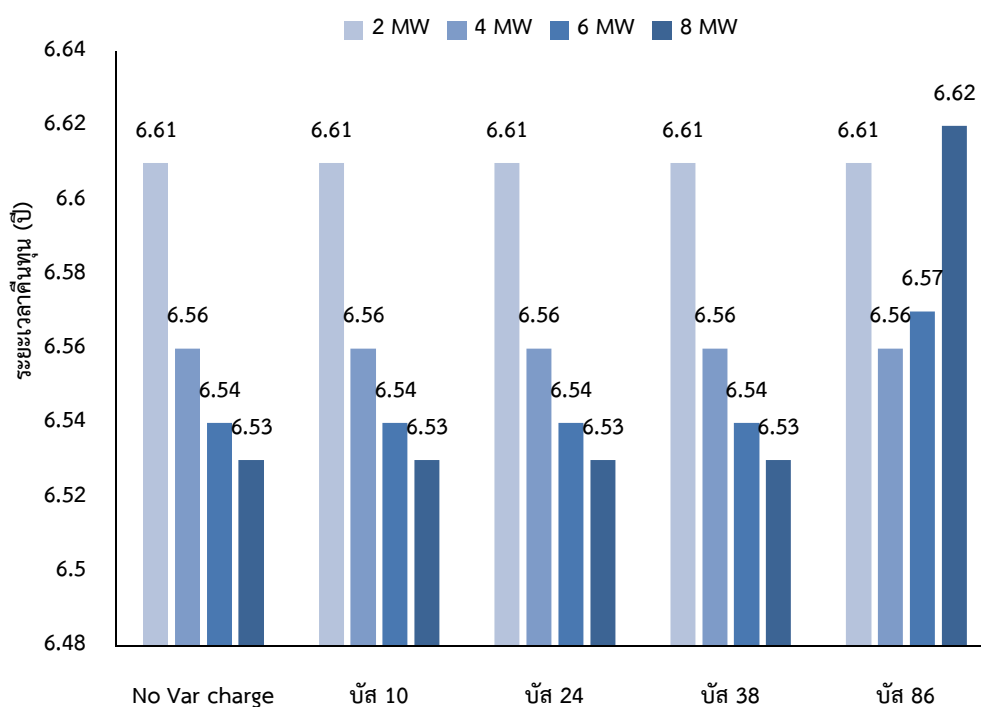
จากตารางที่ 5.28 ไม่แสดง PV ขนาด 2 MW และ 4 MW เนื่องจากไม่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทำให้ระยะเวลาคืนทุนไม่เปลี่ยน เมื่อนำค่าระยะเวลาคืนของ PV ที่ควบคุมแรงดันขนาดและตำแหน่งต่าง ๆ มาพล็อตกราฟเพื่อให้เห็นความแตกต่างของผลกระทบอย่างชัดเจน แสดงดังภาพที่ 5.38 – ภาพที่ 5.42



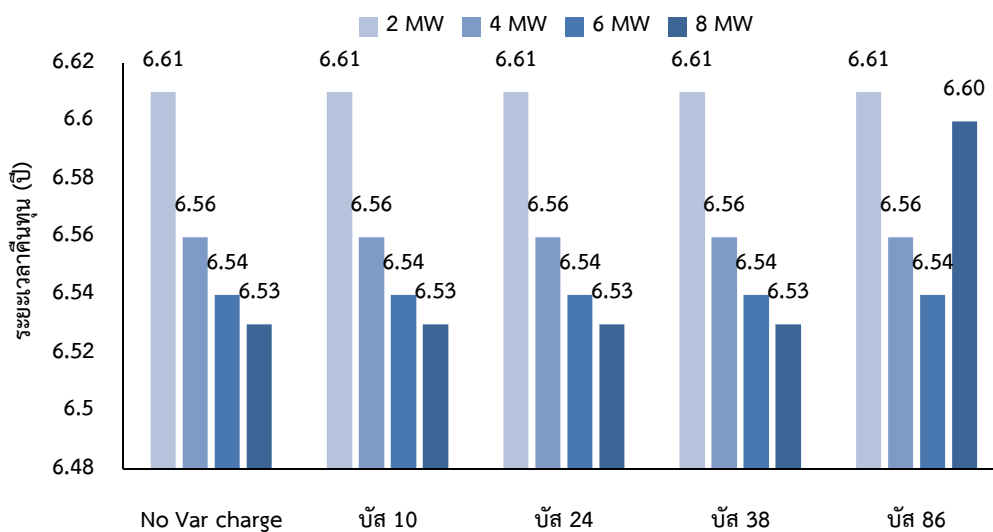
ภาพที่ 5.38 ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 0.96 pu.



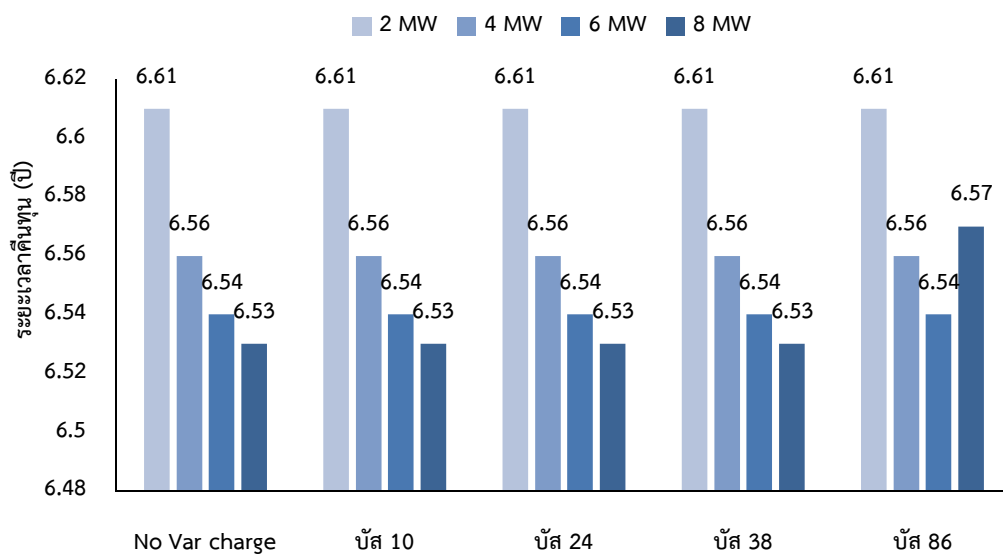
ภาพที่ 5.39 ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 0.98 pu.



ภาพที่ 5.40 ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 1.00 pu.



ภาพที่ 5.41 ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 1.02 pu.



ภาพที่ 5.42 ระยะเวลาคืนทุนของ PV ณ แรงดัน 1.04 pu.

จากภาพที่ 5.38 – ภาพที่ 5.42 พบว่า PV ขนาด 8 MW บัส 86 แรงดันชั่ว 0.96 pu. ระยะเวลาคืนทุนยาวนานที่สุด 6.67 ปี เนื่องจากมีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงที่สุด เมื่อนำมาเปรียบเทียบระยะเวลาคืนทุนถ้า PV ไม่มีค่าปรับจะได้ $6.67 - 6.53 = 0.14$ ปี คิดเป็น 51 วัน จากการจำลองของวิทยานิพนธ์นี้แสดงให้เห็นว่า แรงดันชั่ว ขนาดและตำแหน่งของ PV ส่งผลกระทบต่อระยะเวลาคืนทุนเพราะค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

จากการจำลองพบว่าขนาดตำแหน่งเชื่อมต่อ และแรงดันขั้วของ DG มีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าส่งผลไปยังระยะเวลาคืนทุน และพลังงานสูญเสียในระบบวิทยานิพนธ์นี้จะทำการเปรียบเทียบระหว่าง PEA กับ Biomass แสดงในตารางที่ 5.29 – ตารางที่ 5.33

ตารางที่ 5.29 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ Biomass แรงดัน 0.96 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลเปรียบเทียบ	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	ได้ประโยชน์	-530,551	62,304	เพิ่มขึ้น
	4	ได้ประโยชน์	-603,564	142,914	เพิ่มขึ้น
	6	ได้ประโยชน์	-312,658	217,091	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	312,912	285,310	เพิ่มขึ้น
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	-958,834	16,646	เพิ่มขึ้น
	4	ได้ประโยชน์	-965,321	90,394	เพิ่มขึ้น
	6	ได้ประโยชน์	-176,172	150,806	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	1280,777	199,656	เพิ่มขึ้น
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-1269,583	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,273,526	57,560	เพิ่มขึ้น
	6	ได้ประโยชน์	-339,878	105,414	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	1,366,128	139,546	เพิ่มขึ้น
บัส 86	2	ได้ประโยชน์	-899,558	33,481	เพิ่มขึ้น
	4	เสียประโยชน์	436,932	111,912	เพิ่มขึ้น
	6	เสียประโยชน์	3,491,131	164,182	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	7,787,947	196,027	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.30 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ Biomass แรงดัน 0.98 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลเปรียบเทียบ	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	ได้ประโยชน์	-606,998	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-816,242	59,647	เพิ่มขึ้น
	6	ได้ประโยชน์	-657,115	136,307	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	-159,890	206,952	เพิ่มขึ้น
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	-958,197	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,113,636	54,642	เพิ่มขึ้น
	6	ได้ประโยชน์	-462,626	117,614	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	862,288	168,958	เพิ่มขึ้น
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-1,258,262	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,389,787	32,252	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.30 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ Biomass แรงดัน 0.98 pu. (ต่อ)

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลเปรียบเทียบ	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 38	6	ได้ประโยชน์	-576,216	82,442	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	1,012,257	118,917	เพิ่มขึ้น
บัส 86	2	ได้ประโยชน์	-948,148	11,934	เพิ่มขึ้น
	4	ได้ประโยชน์	64,872	94,500	เพิ่มขึ้น
	6	เสียประโยชน์	2,819,515	150,296	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	6,815,757	185,484	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.31 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ Biomass แรงดัน 1.00 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด DG (MW)	PEA		DG	
		ผลเปรียบเทียบ	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	ได้ประโยชน์	-526,608	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-877,680	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-854,911	50,959	เพิ่มขึ้น
	8	ได้ประโยชน์	-489,974	124,096	เพิ่มขึ้น
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	-883,786	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,193,390	16,854	เพิ่มขึ้น
	6	ได้ประโยชน์	-684,209	82,438	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	506,256	136,309	เพิ่มขึ้น
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-1,197,588	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,460,638	5,526	เพิ่มขึ้น
	6	ได้ประโยชน์	-769,306	58,078	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	700,745	96,901	เพิ่มขึ้น
บัส 86	2	ได้ประโยชน์	-925,889	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-142,337	75,795	เพิ่มขึ้น
	6	เสียประโยชน์	2,475,694	135,195	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	6,378,444	173,743	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.32 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ Biomass แรงดัน 1.02 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลเปรียบเทียบ	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	ได้ประโยชน์	-284,037	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-782,661	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-901,466	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-673,142	36,661	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.32 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ Biomass แรงดัน 1.02 pu. (ต่อ)

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลเปรียบเทียบ	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	-732,672	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,202,548	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-839,138	45,245	เพิ่มขึ้น
	8	ได้ประโยชน์	214,077	101,679	เพิ่มขึ้น
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-1,086,288	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,484,805	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-918,002	32,302	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	432,098	73,484	เพิ่มขึ้น
บัส 86	2	ได้ประโยชน์	-815,988	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-352,344	55,757	เพิ่มขึ้น
	6	เสียประโยชน์	2,037,616	118,852	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	5,740,281	160,790	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.33 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ Biomass แรงดัน 1.04 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลเปรียบเทียบ	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	เสียประโยชน์	126,564	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-525,844	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-791,565	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-704,560	0	เท่าเดิม
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	-502,058	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,138,694	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-925,507	6,000	เพิ่มขึ้น
	8	ได้ประโยชน์	-12,592	65,039	เพิ่มขึ้น
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-922,454	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-1,461,019	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-1,021,543	5,098	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	207,336	48,653	เพิ่มขึ้น
บัส 86	2	ได้ประโยชน์	-637,653	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-505,620	34,343	เพิ่มขึ้น
	6	เสียประโยชน์	1,648,003	101,239	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	5,147,656	146,607	เพิ่มขึ้น

จากตารางที่ 5.29 – ตารางที่ 5.33 แสดงให้เห็นว่า DG สามารถช่วยลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งผลให้ PEA ได้ประโยชน์ในส่วนนี้ ยกเว้น DG ที่มีขนาดมากกว่าโหลด เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับไปยังสถานีไฟฟ้าย่อย ส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น ทางด้าน DG มีแค่ 2 ทาง คือ เสียประโยชน์จากค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าหรือไม่เสียผู้ประกอบการจึงไม่พอใจในส่วนนี้ เมื่อคิดเป็นค่าเงินแล้วมูลค่าที่ DG ช่วยลดพลังงานสูญเสียในระบบนั้นมากกว่าเงินค่าปรับที่ PEA ได้รับยกเว้น DG ที่มีขนาดและตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเพิ่มขึ้น ทำให้ PEA ขาดทุนในส่วนนี้ผลเปรียบเทียบระหว่าง PEA กับ PV แสดงในตารางที่ 5.34 – 5.38

ตารางที่ 5.34 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 0.96 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลประโยชน์	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	ได้ประโยชน์	-159,381	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-233,412	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-260,632	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-243,842	57,582	เพิ่มขึ้น
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	-257,071	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-392,793	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-415,944	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-341,150	46,442	เพิ่มขึ้น
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-364,428	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-525,972	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-550,903	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-459,700	20,209	เพิ่มขึ้น
บัส 86	2	ได้ประโยชน์	-179,860	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-266,229	0	เท่าเดิม
	6	เสียประโยชน์	-45,792	53,743	เพิ่มขึ้น
	8	ได้ประโยชน์	396,355	96,560	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.35 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 0.98 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลประโยชน์	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	ได้ประโยชน์	-148,824	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-251,092	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-305,916	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-316,219	0	เท่าเดิม

ตารางที่ 5.35 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 0.98 pu. (ต่อ)

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลประโยชน์	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	-202,629	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-371,042	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-424,720	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-379,056	11,513	เพิ่มขึ้น
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-312,784	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-502,440	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-553,447	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-487,557	0	เท่าเดิม
บัส 86	2	ได้ประโยชน์	-67,670	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-231,376	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-70,596	35,434	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	320,289	81,217	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.36 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 1.00 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลประโยชน์	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	ได้ประโยชน์	-1,925	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-6,318	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-9,103	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-10,388	0	เท่าเดิม
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	-3,625	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-10,371	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-13,220	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-12,703	0	เท่าเดิม
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-7823	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-15107	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-17715	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-16379	0	เท่าเดิม
บัส 86	2	เสียประโยชน์	3,087	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-5,186	0	เท่าเดิม
	6	เสียประโยชน์	-1,946	15,749	เพิ่มขึ้น
	8	เสียประโยชน์	9,294	64,576	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.37 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 1.02 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลประโยชน์	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	ได้ประโยชน์	116,642	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-45,919	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-159,508	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-227,179	0	เท่าเดิม
บัส 24	2	ได้ประโยชน์	26,330	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-211,660	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-330,211	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-345,856	0	เท่าเดิม
บัส 38	2	ได้ประโยชน์	-128,980	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-377,784	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-483,868	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-470,385	0	เท่าเดิม
บัส 86	2	ได้ประโยชน์	307,188	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-34,344	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-5,469	0	เท่าเดิม
	8	เสียประโยชน์	275,388	46,605	เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5.38 เปรียบเทียบส่วนได้ส่วนเสียระหว่าง PEA กับ PV แรงดัน 1.04 pu.

ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	PEA		DG	
		ผลประโยชน์	Loss (บาท/เดือน)	Var charge (บาท/เดือน)	PB
บัส 10	2	เสียประโยชน์	377,656	0	เท่าเดิม
	4	เสียประโยชน์	182,786	0	เท่าเดิม
	6	เสียประโยชน์	37,905	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-60,165	0	เท่าเดิม
บัส 24	2	เสียประโยชน์	204,156	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-71,104	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-223,999	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-271,953	0	เท่าเดิม
บัส 38	2	เสียประโยชน์	5,215	0	เท่าเดิม
	4	ได้ประโยชน์	-275,133	0	เท่าเดิม
	6	ได้ประโยชน์	-410,092	0	เท่าเดิม
	8	ได้ประโยชน์	-423,830	0	เท่าเดิม
บัส 86	2	เสียประโยชน์	584,356	0	เท่าเดิม
	4	เสียประโยชน์	138,648	0	เท่าเดิม
	6	เสียประโยชน์	93,619	0	เท่าเดิม
	8	เสียประโยชน์	314,565	27,269	เพิ่มขึ้น

จากตารางที่ 5.34 – ตารางที่ 5.38 แสดงให้เห็นว่า PV โดนคร่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าน้อยเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าชีวมวล ซึ่งโดนคร่าปรับในบางขนาดเท่านั้น ส่วนมาก PV จะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบซึ่งเป็นประโยชน์แก่ PEA ถ้ามองในแง่ข้อดีของ PV ข้อนี้ ทางด้าน PEA ควรพิจารณายกเว้นค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้แก่ PV หรือไม่ ในแง่ธรรมาภิบาล

บทที่ 6

สรุปและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผล

วิทยานิพนธ์นี้ได้แสดงผลกระทบของขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีต่อระยะเวลาคืนทุน เมื่อคำนึงถึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และแสดงผลกระทบที่มีต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ สรุปผลการทดลองได้ดังนี้

6.1.1 โรงไฟฟ้าชีวมวล

การทดลองโรงไฟฟ้าชีวมวลในระบบทดสอบ 99 บัส จำลองการขายไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง กำหนดติดตั้ง DG 1 บัส จำลองกำลังผลิตติดตั้ง 4 ขนาด ตำแหน่ง 4 ตำแหน่งและ 5 ระดับแรงดัน เพื่อศึกษาผลกระทบต่าง ๆ อธิบายดังต่อไปนี้

ผลกระทบขนาดของ DG มีดังนี้

(1) ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงตามขนาด เนื่องจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบส่งผลทำให้แรงดันสูงขึ้น DG จึงต้องรับกำลังไฟฟ้ารืแอคทีฟเพื่อลดแรงดัน

(2) DG ขนาด 2 MW มีระยะเวลาคืนทุนต่ำสุดเพราะหน่วยขายไฟในอัตรา FIT สูงกว่า และมีค่าปรับน้อยกว่า DG ขนาด 4 MW, 6 MW และ 8 MW

(3) DG ที่มีขนาดสูงกว่าโหลดทำให้ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียระบบมีค่าสูงขึ้น เนื่องจากการกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ

ผลกระทบตำแหน่งของ DG มีดังนี้

(4) ตำแหน่งของ DG ส่งผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอย่างชัดเจนตำแหน่งที่ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงที่สุดคือบัสหมายเลข 86 เป็นซึ่งเป็นตำแหน่งปลายสาย

(5) ตำแหน่งบัสหมายเลข 86 ที่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงที่สุด ส่งผลให้มีระยะเวลาคืนทุนที่ยาวนานที่สุด

(6) ตำแหน่งของ DG มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยน้อยที่สุดคือบัสหมายเลข 10 ผลกระทบของแรงดันเชื่อมต่อ DG มีดังนี้

(7) แรงดันมีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยตรง จะสังเกตได้ว่าถ้าแรงดันที่ DG ควบคุมมีค่าน้อยกว่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยมาก จะทำให้เกิดค่าปรับกำลังไฟฟ้าสูงตามไปด้วย

(8) ถ้า DG ควบคุมแรงดันน้อยกว่าสถานีไฟฟ้าย่อย DG ที่มีขนาดเล็กจะส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจะต่ำกว่า DG ที่มีขนาดใหญ่แต่กลับกัน DG ที่ควบคุมแรงดันสูงกว่าสถานีไฟฟ้าย่อย DG ที่มีขนาดใหญ่จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบจะต่ำกว่า DG ที่มีขนาดเล็ก

6.1.2 โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์โดนค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแค่บางขนาดและบางตำแหน่ง ซึ่งโดนค่าปรับน้อยกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวล เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจำหน่ายให้แก่ PEA ในช่วงกลางวัน ซึ่งโหลดมีค่าค่อนข้างสูง และการผลิตไฟฟ้าของ PV นั้นไม่ได้ผลิตเต็มกำลังเหมือนโรงไฟฟ้าชีวมวล ผลกระทบต่าง ๆ อธิบายดังต่อไปนี้

ผลกระทบขนาดของ PV ดังนี้

- (1) ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงตามขนาด เหมือนโรงไฟฟ้าชีวมวล
- (2) PV ขนาด 6 MW ติดตั้งที่บัส 38 ส่งผลทำให้พลังงานสูญเสียของระบบน้อยที่สุด
- (3) PV ขนาด 2 MW และ 4 MW ไม่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเนื่องจากไม่ทำให้แรงดันที่บัสเกินกำหนด จึงไม่ต้องรับกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟ

ผลกระทบตำแหน่งของ PV ดังนี้

- (4) ตำแหน่งบัสหมายเลข 86 มีระยะเวลาต้นทุนที่ยาวนานที่สุดเนื่องจากมีค่าปรับสูงสุด
- (5) PV เชื่อมที่บัส 38 ส่งผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบน้อยที่สุดและ PV เชื่อมที่บัส 86 ส่งผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบสูงที่สุด

ผลกระทบของแรงดันเชื่อมต่อ PV ดังนี้

- (6) แรงดันมีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยตรง จะสังเกตได้ว่าแรงดันที่ DG ควบคุมมีค่าน้อยกว่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยจะถูกค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามากกว่า DG ที่ควบคุมแรงดันเท่ากับหรือมากกว่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า

- (7) PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ส่งผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ

6.2 ข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้มีการแสดงผลกระทบอย่างคร่าว ๆ เกี่ยวกับค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่มีต่อระยะเวลาต้นทุนของ DG และพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่มีผลต่อ PEA วิทยานิพนธ์ฉบับนี้หวังว่าจะเป็นแนวทางให้แก่หน่วยงานต่าง ๆ ในการปรึกษาวางแผนทำข้อตกลงร่วมกันเพื่อทำให้เกิดความเท่าเทียมแก่ทุกฝ่าย ในแง่ DG ช่วยรักษาแรงดันและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคช่วยละเว้นค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เกิดกับ DG เพื่อเกิดธรรมาภิบาลแก่ทุกฝ่ายและการใช้พลังงานที่ยั่งยืน

เอกสารอ้างอิง

เอกสารอ้างอิง

- [1] กระทรวงพลังงาน. **แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579**. กรุงเทพฯ: กระทรวงพลังงาน, 2558.
- [2] Prachuab Peerapong and Bundit Limmeechokchai. “Investment incentive of grid connected solar photovoltaic power plant under proposed feed-in tariffs framework in Thailand”, In **International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies (2013AEDCEE)**. p.179–189. Bangkok: Pullman hotel, 2013.
- [3] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)”, **ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)**. <https://www.pea.co.th/Portals/0/Document/RegRenew.pdf>. 1 กันยายน, 2560.
- [4] กระทรวงพลังงาน. **แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (AEDP2015)**. กรุงเทพฯ: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2558.
- [5] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. **นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff**. กรุงเทพฯ: กระทรวงพลังงาน, 2558.
- [6] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, **ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559**. กรุงเทพฯ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559.
- [7] R. S. Al Abri, Ehab F. El-Saadany, and Yasser M. Atwa. “Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation”, In **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**. 1(28): 326-334; February, 2013.
- [8] Nasser G. A. Hemdan, and Michael Kurrat. “Distributed Generation Location and Capacity Effect on Voltage Stability of Distribution Networks”, In **Annual IEEE Student Paper Conference**. unpagged Aalborg, Denmark: IEEE, 2008.
- [9] สภาวิศวกร. “การควบคุมและระบบจ่ายไฟฟ้า”, **การควบคุมและระบบจ่ายไฟฟ้า**. <http://www.coe.or.th/coe-2/Download/Articles/EE/EE11.pdf>. 22 กันยายน 2560.
- [10] Wikipedia. “solar inverter”, **Solar inverter**. https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_inverter. 10 October, 2017

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [11] สุรชัย ชัยทัศนีย์. (2558) “การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์”, **ความสำคัญของการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์**.
<http://www.eri.chula.ac.th/eri-main/wp-content/uploads/2015/02/3.-Simulation-and-Results-Dr.Surachai.pdf>. 10 ตุลาคม, 2560.
- [12] T.Niknam, A.M. Ranjbar and A.R. Shirani. “Impact of Distributed Generation on Volt/Var Control in Distribution Networks”, In **IEEE Bologna PowerTech Conference**. unpagued Bologna, Italy: IEEE, 2003.
- [13] Tarek Medalel Masaud, Chirstopher.O.E.Ukah, Ronak Deepak Mistry and Rajab Chaloo. “Placement and Sizing of Parallel Recative Power Compensation in the Presence of Distributed Generation for Line Loss Reduction”, **IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. unpagued Washington, DC, USA: IEEE, 2017.
- [14] Prem Prakash and Dheeraj K. Khatod. “An Analytical Approach for Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation in Radial Distribution Systems”, **IEEE International Conference on Power Electronics. Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES-2016)**. p.1-5. New Delhi: Delhi Technological University, 2016.
- [15] Konstantin Turitsyn and et al. “Options for Control of ReactivePower by Distributed Photovoltaic Generators”, **Proceedings of the IEEE**. 6(99): 1063-1073; June, 2011.
- [16] Ye Tang and et al. “Impact of PV Inverter Generation on Voltage Profile and Power Loss in Medium Voltage Distribution Systems”, In **IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)**. p.1869-1874. Washington, DC, USA: Marriott Hotel, 2017.
- [17] Marut Hemsuree and Surachai Chaitusaney. “Modeling of Power Factor Charge for Photovoltaic Generation System Based on Its Contribution to Power Systems”, In **International Conference on Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology**. Prachuap Khiri Khan, Thailand: IEEE, 2015.

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [18] ทักษิณ โสภานิช. “ระบบไฟฟ้ากำลัง”, โครงสร้างของระบบกำลังไฟฟ้า.
http://www.sbt.ac.th/new/sites/default/files/3104-2008_unit_02.pdf.
 7 กันยายน, 2560.
- [19] Saadat, H. **Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, 2004.
- [20] กระทรวงพลังงาน. คู่มือการพัฒนาและการลงทุนพลังงานทดแทนชุดที่ 2 พลังงาน
 แสงอาทิตย์. กรุงเทพฯ: เอเบิล คอนซัลแตนท์, 2554.
- [21] กระทรวงพลังงาน. “พลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย”, สถานภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงาน
 แสงอาทิตย์ของประเทศไทยปี 2557-2558.
<http://www.dede.go.th/ebook/B0195/index.html>. 10 กันยายน, 2560.
- [22] กระทรวงพลังงาน. คู่มือการพัฒนาและการลงทุนพลังงานทดแทนชุดที่ 4 พลังงานชีวมวล.
 กรุงเทพฯ: เอเบิล คอนซัลแตนท์, 2554.
- [23] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2558). “อัตราค่าไฟฟ้า”, อัตราค่าไฟฟ้าจำแนกตามกิจการไฟฟ้า
 ปี 2558. http://esd.pea.co.th/pdf/electricity_rate_58_02.pdf. 10 ตุลาคม,
 2561.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
ข้อมูลระบบทดสอบ

ก.1 หน่วยที่ใช้กับข้อมูลระบบทดสอบ

ตารางที่ ก.1 หน่วยที่ใช้กับข้อมูลบัส

รายละเอียด	หน่วยที่ใช้
Pd	MW
Qd	MVAr
Gs	MW
Bs	MVAr
Vm	p.u. ที่Vbaseเท่ากับ 22 kV
Va	องศา
baseKV	kV
Vmax	p.u. ที่Vbaseเท่ากับ 22 kV
Vmin	p.u. ที่Vbaseเท่ากับ 22 kV

ตารางที่ ก.2 หน่วยที่ใช้กับข้อมูลเครื่องกำเนิด

รายละเอียด	หน่วยที่ใช้
Pg	MW
Qg	MVAr
Qmax	MW
Qmin	MVAr
Vg	p.u. ที่Vbaseเท่ากับ 22 kV
mBase	MVA
Pmax	p.u. ที่MVAbaseเท่ากับ 100
Pmin	p.u. ที่MVAbaseเท่ากับ 100

ตารางที่ ก.3 หน่วยที่ใช้กับข้อมูลสายส่ง

รายละเอียด	หน่วยที่ใช้
r	p.u. ที่MVAbaseเท่ากับ 100 และ Vbaseเท่ากับ 22 kV
x	p.u. ที่MVAbaseเท่ากับ 100 และ Vbaseเท่ากับ 22 kV

ก.2 ข้อมูลระบบทดสอบ

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลระบบทดสอบชั่วโมงที่ 1 – 24

bus_i	type	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
1	3	0	0	1	1.02	0	22	1	1.05	0.95
2-99	1	0	0	1	1.02	0	22	1	1.05	0.95

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลโหลดระบบทดสอบชั่วโมงที่ 1

bus_i	Pd	Qd	bus_i	Pd	Qd	bus_i	Pd	Qd
1	0.00000	0.00000	34	0.00366	0.00227	67	0.03414	0.02117
2	0.00000	0.00000	35	0.29998	0.18599	68	0.03780	0.02344
3	0.00000	0.00000	36	0.00610	0.00378	69	0.02805	0.01739
4	0.04756	0.02949	37	0.03414	0.02117	70	0.04268	0.02646
5	0.03171	0.01966	38	0.04024	0.02495	71	0.08658	0.05368
6	0.04268	0.02646	39	0.01707	0.01058	72	0.03536	0.02193
7	0.01707	0.01058	40	0.00732	0.00454	73	0.02805	0.01739
8	0.03049	0.01890	41	0.14999	0.09299	74	0.02561	0.01588
9	0.03780	0.02344	42	0.16264	0.10084	75	0.02195	0.01361
10	0.01829	0.01134	43	0.00488	0.00302	76	0.03902	0.02419
11	0.00000	-0.30000	44	0.02439	0.01512	77	0.04878	0.03024
12	0.05853	0.03629	45	0.03536	0.02193	78	0.02195	0.01361
13	0.00366	0.00227	46	0.01951	0.01210	79	0.03049	0.01890
14	0.02195	0.01361	47	0.01951	0.01210	80	0.00366	0.00227
15	0.01646	0.01021	48	0.01585	0.00983	81	0.00366	0.00227
16	0.01585	0.00983	49	0.00854	0.00529	82	0.03780	0.02344
17	0.00000	0.00000	50	0.03171	0.01966	83	0.03902	0.02419
18	0.00000	0.00000	51	0.05853	0.03629	84	0.00610	0.00378
19	0.00976	0.00605	52	0.00366	0.00227	85	0.00366	0.00227
20	0.01097	0.00680	53	0.03049	0.01890	86	0.02561	0.01588
21	0.05609	0.03478	54	0.04146	0.02571	87	0.02805	0.01739
22	0.00000	-0.60000	55	0.04146	0.02571	88	0.04756	0.02949
23	0.02439	0.01512	56	0.01097	0.00680	89	0.01341	0.00832
24	0.01585	0.00983	57	0.03780	0.02344	90	0.02195	0.01361

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลโหลดบัสระบบทดสอบชั่วโมงที่ 1 (ต่อ)

bus_i	Pd	Qd	bus_i	Pd	Qd	bus_i	Pd	Qd
25	0.01219	0.00756	58	0.04268	0.02646	91	0.03292	0.02041
26	0.01829	0.01134	59	0.11463	0.07107	92	0.02317	0.01436
27	0.00000	0.00000	60	0.05000	0.03100	93	0.02805	0.01739
28	0.07438	0.04612	61	0.00610	0.00378	94	0.01585	0.00983
29	0.06463	0.04007	62	0.05975	0.03705	95	0.07317	0.04536
30	0.06219	0.03856	63	0.02927	0.01815	96	0.01219	0.00756
31	0.10731	0.06653	64	0.00976	0.00605	97	0.01951	0.01210
32	0.02439	0.01512	65	0.05244	0.03251	98	0.01707	0.01058
33	0.03536	0.02193	66	0.03292	0.02041	99	0.04512	0.02797

ตารางที่ ก.6 แฟคเตอร์ของข้อมูลโหลดบัสระบบทดสอบชั่วโมงที่ 2 – 24

ชั่วโมงที่	แฟคเตอร์	ชั่วโมงที่	แฟคเตอร์
2	1.02513	14	1.52764
3	0.98995	15	1.55277
4	0.94472	16	1.44221
5	1.08543	17	1.54271
6	1.62814	18	1.71859
7	1.38693	19	2.27638
8	1.15578	20	2.08040
9	1.38191	21	1.68342
10	1.47236	22	1.36181
11	1.52261	23	1.10050
12	1.50754	24	0.99497
13	1.51256		

หมายเหตุ : ค่าแฟคเตอร์คือค่าที่นำไปคูณกับค่า Pd และ Qd ของโหลดชั่วโมงที่ 1 ยกเว้นบัสที่ 11 และ 22

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัสเครื่องกำเนิดระบบทดสอบของทุกชั่วโมง

bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
1	35	16.45	25	-25	1.0	100	1	50	-50

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายระบบทดสอบของทุกชั่วโมง

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
1	2	0.00002	0.00049	0	17.22	0	0	0	0	1
3	2	0.10079	0.13709	0	14.06	0	0	0	0	1
3	4	0.06906	0.09039	0	13.37	0	0	0	0	1
4	5	0.02846	0.03725	0	13.37	0	0	0	0	1
6	5	0.11746	0.15373	0	13.37	0	0	0	0	1
7	6	0.18258	0.23895	0	13.37	0	0	0	0	1
7	8	0.13817	0.18083	0	13.37	0	0	0	0	1
8	9	0.06454	0.08446	0	13.37	0	0	0	0	1
9	10	0.22669	0.29667	0	13.37	0	0	0	0	1
10	11	0.06371	0.08338	0	13.37	0	0	0	0	1
11	12	0.03563	0.04663	0	13.37	0	0	0	0	1
12	13	0.10133	0.13782	0	14.06	0	0	0	0	1
13	14	0.16627	0.21760	0	13.37	0	0	0	0	1
15	14	0.16978	0.22220	0	13.37	0	0	0	0	1
15	16	0.17998	0.23555	0	13.37	0	0	0	0	1
16	17	0.04187	0.05480	0	13.37	0	0	0	0	1
17	18	0.00285	0.00372	0	13.37	0	0	0	0	1
17	25	0.11667	0.15270	0	13.37	0	0	0	0	1
19	18	0.05985	0.07833	0	13.37	0	0	0	0	1
19	20	0.07735	0.10123	0	13.37	0	0	0	0	1
20	21	0.07329	0.09592	0	13.37	0	0	0	0	1
22	21	0.11777	0.15414	0	13.37	0	0	0	0	1
22	23	0.03072	0.04020	0	13.37	0	0	0	0	1
23	24	0.03966	0.05191	0	13.37	0	0	0	0	1
25	26	0.15394	0.20147	0	13.37	0	0	0	0	1
25	72	0.21955	0.12390	0	5.83	0	0	0	0	1
26	27	0.04535	0.05935	0	13.37	0	0	0	0	1
27	28	0.01540	0.02016	0	13.37	0	0	0	0	1
28	29	0.07213	0.09440	0	13.37	0	0	0	0	1
29	30	0.01537	0.02011	0	13.37	0	0	0	0	1
29	41	0.04391	0.05747	0	13.37	0	0	0	0	1
30	31	0.03886	0.05086	0	13.37	0	0	0	0	1

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายระบบทดสอบของทุกชั่วโมง (ต่อ)

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
31	55	0.05930	0.07761	0	11.15	0	0	0	0	1
32	31	0.07004	0.13331	0	17.83	0	0	0	0	1
33	32	0.08174	0.15558	0	17.83	0	0	0	0	1
33	34	0.09554	0.18186	0	17.83	0	0	0	0	1
35	34	0.11164	0.21249	0	17.83	0	0	0	0	1
35	36	0.04424	0.08421	0	14.58	0	0	0	0	1
37	36	0.07568	0.14404	0	14.58	0	0	0	0	1
38	37	0.04049	0.07707	0	14.58	0	0	0	0	1
38	39	0.05198	0.09894	0	14.58	0	0	0	0	1
39	40	0.06383	0.12150	0	14.58	0	0	0	0	1
41	42	0.04675	0.06119	0	13.37	0	0	0	0	1
42	43	0.07900	0.10340	0	13.37	0	0	0	0	1
42	89	0.17449	0.09847	0	5.83	0	0	0	0	1
43	44	0.11126	0.14561	0	13.37	0	0	0	0	1
45	44	0.10920	0.14292	0	13.37	0	0	0	0	1
45	46	0.15269	0.19983	0	13.37	0	0	0	0	1
46	47	0.05074	0.06641	0	13.37	0	0	0	0	1
47	48	0.01574	0.02060	0	13.37	0	0	0	0	1
48	49	0.07000	0.09162	0	13.37	0	0	0	0	1
49	50	0.11429	0.14958	0	13.37	0	0	0	0	1
51	50	0.18163	0.23771	0	13.37	0	0	0	0	1
52	51	0.11760	0.15391	0	13.37	0	0	0	0	1
53	52	0.21060	0.27562	0	13.37	0	0	0	0	1
54	53	0.12829	0.16790	0	13.37	0	0	0	0	1
55	56	0.03004	0.03931	0	11.15	0	0	0	0	1
56	57	0.10180	0.13324	0	11.15	0	0	0	0	1
58	57	0.12898	0.16880	0	11.15	0	0	0	0	1
58	59	0.08864	0.11600	0	11.15	0	0	0	0	1
58	98	0.08179	0.04616	0	5.83	0	0	0	0	1
59	60	0.12678	0.16592	0	11.15	0	0	0	0	1
61	60	0.10256	0.13423	0	11.15	0	0	0	0	1
61	62	0.10885	0.14245	0	11.15	0	0	0	0	1

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายระบบทดสอบของทุกชั่วโมง (ต่อ)

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
63	62	0.19884	0.26024	0	11.15	0	0	0	0	1
64	12	0.52770	0.29779	0	5.83	0	0	0	0	1
65	64	0.38818	0.21905	0	5.83	0	0	0	0	1
66	64	0.23711	0.13381	0	5.83	0	0	0	0	1
66	67	0.34946	0.19720	0	5.83	0	0	0	0	1
68	67	0.56441	0.31850	0	5.83	0	0	0	0	1
69	14	0.52906	0.29856	0	5.83	0	0	0	0	1
70	69	0.49478	0.27921	0	5.83	0	0	0	0	1
71	15	0.31895	0.17999	0	5.83	0	0	0	0	1
72	73	0.11013	0.06215	0	5.83	0	0	0	0	1
73	74	0.26018	0.14683	0	5.83	0	0	0	0	1
75	33	0.43012	0.24272	0	5.83	0	0	0	0	1
76	75	0.46531	0.26258	0	5.83	0	0	0	0	1
77	76	0.09865	0.05567	0	5.83	0	0	0	0	1
77	78	0.52066	0.29382	0	5.83	0	0	0	0	1
77	79	0.19060	0.10756	0	5.83	0	0	0	0	1
79	80	0.18044	0.10183	0	5.83	0	0	0	0	1
80	81	0.17938	0.10123	0	5.83	0	0	0	0	1
81	82	0.23622	0.13330	0	5.83	0	0	0	0	1
82	83	0.45435	0.25640	0	5.83	0	0	0	0	1
82	84	0.25831	0.14577	0	5.83	0	0	0	0	1
84	85	0.23714	0.13382	0	5.83	0	0	0	0	1
85	86	0.25295	0.14275	0	5.83	0	0	0	0	1
86	87	0.15149	0.08549	0	5.83	0	0	0	0	1
88	87	0.48654	0.27456	0	5.83	0	0	0	0	1
89	90	0.35696	0.20144	0	5.83	0	0	0	0	1
91	47	0.51049	0.28808	0	5.83	0	0	0	0	1
92	48	0.57763	0.32597	0	5.83	0	0	0	0	1
93	92	0.13163	0.07428	0	5.83	0	0	0	0	1
94	56	0.38024	0.21458	0	5.83	0	0	0	0	1
94	95	0.28076	0.15844	0	5.83	0	0	0	0	1

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายระบบทดสอบของทุกชั่วโมง (ต่อ)

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
96	95	0.34206	0.19303	0	5.83	0	0	0	0	1
97	96	0.35995	0.20313	0	5.83	0	0	0	0	1
99	62	0.41190	0.23244	0	5.83	0	0	0	0	1
93	92	0.13163	0.07428	0	5.83	0	0	0	0	1
94	56	0.38024	0.21458	0	5.83	0	0	0	0	1
94	95	0.28076	0.15844	0	5.83	0	0	0	0	1
96	95	0.34206	0.19303	0	5.83	0	0	0	0	1
97	96	0.35995	0.20313	0	5.83	0	0	0	0	1
99	62	0.41190	0.23244	0	5.83	0	0	0	0	1

ภาคผนวก ข
ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

ข.1 ผลการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าของโรงฟ้าชีวมวล โดยโปรแกรม Matpower 5.0

ตารางที่ ข.1 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	-0.83235	-2.28164	-3.61531	-4.84194	0.20532	0.27374	0.45362	0.73667
2	-0.70434	-2.15898	-3.49757	-4.72877	0.21311	0.27636	0.45146	0.73009
3	-0.88332	-2.33048	-3.66219	-4.887	0.20235	0.27283	0.45460	0.73942
4	-1.11119	-2.54884	-3.87179	-5.08845	0.18995	0.26963	0.45989	0.75258
5	-0.39386	-1.86148	-3.21202	-4.45432	0.23388	0.28456	0.44811	0.71600
6	2.635911	1.040255	-0.4275	-1.77808	0.57029	0.49711	0.54724	0.71033
7	1.233306	-0.30275	-1.71609	-3.01651	0.38519	0.36966	0.47244	0.68407
8	-0.02559	-1.50864	-2.87337	-4.12882	0.26194	0.29770	0.44751	0.70267
9	1.205107	-0.32976	-1.742	-3.04142	0.38197	0.36760	0.47143	0.68404
10	1.71899	0.162365	-1.26978	-2.58756	0.44371	0.40829	0.49287	0.68770
11	2.01023	0.441237	-1.0022	-2.3304	0.48166	0.43427	0.50793	0.69268
12	1.922418	0.357157	-1.08288	-2.40793	0.47000	0.42622	0.50317	0.69096
13	1.951652	0.385149	-1.05602	-2.38212	0.47386	0.42888	0.50473	0.69151
14	2.039592	0.469351	-0.97523	-2.30448	0.48561	0.43701	0.50956	0.69329
15	2.187029	0.610515	-0.83979	-2.17431	0.50573	0.45106	0.51808	0.69671
16	1.546243	-0.00306	-1.42851	-2.74012	0.42221	0.39387	0.48493	0.68573
17	0.455286	-1.11338	-2.55651	-3.88443	0.41196	0.36486	0.43879	0.62380
18	1.466008	-0.14628	-1.62916	-2.99365	0.54505	0.45576	0.49123	0.64084
19	5.047805	3.277645	1.652075	0.157197	1.20931	0.96731	0.86474	0.88820
20	3.715733	2.004946	0.432819	-1.01339	0.92855	0.74397	0.69310	0.76364
21	1.259887	-0.34347	-1.81823	-3.17526	0.51587	0.43521	0.47854	0.63538
22	1.092651	-0.43746	-1.84536	-3.14076	0.36936	0.35958	0.46763	0.68412
23	-0.3155	-1.7864	-3.13996	-4.38506	0.23954	0.28705	0.44767	0.71285
24	-0.85786	-2.30608	-3.63877	-4.86449	0.20382	0.27328	0.45410	0.73804

ตารางที่ ข.2 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	-0.09684	-1.42901	-2.52007	-3.40272	0.122287	0.273035	0.655374	1.237636
2	-0.00512	-1.34509	-2.44244	-3.33033	0.126809	0.269386	0.644983	1.221468
3	-0.13338	-1.46246	-2.55102	-3.43158	0.120602	0.274597	0.659617	1.244180
4	-0.29687	-1.61217	-2.68961	-3.56084	0.113885	0.282341	0.679326	1.274170
5	0.217042	-1.14199	-2.25464	-3.15529	0.139496	0.262137	0.621337	1.183801
6	2.363567	0.806757	-0.46102	-1.48864	0.384259	0.302674	0.497916	0.922747
7	1.374659	-0.08778	-1.28238	-2.25064	0.24449	0.25978	0.53189	1.02065
8	0.480023	-0.90188	-2.03282	-2.94866	0.15766	0.25644	0.59610	1.14192
9	1.354693	-0.1059	-1.29905	-2.26613	0.24214	0.25934	0.53296	1.02301
10	1.718026	0.223496	-0.99616	-1.98486	0.28789	0.27013	0.51582	0.98249
11	1.923451	0.409383	-0.82544	-1.82646	0.31648	0.27865	0.50840	0.96180
12	1.86155	0.353396	-0.87684	-1.87414	0.30766	0.27590	0.51046	0.96787
13	1.882162	0.372041	-0.85973	-1.85826	0.31058	0.27680	0.50976	0.96583
14	1.944141	0.428091	-0.80827	-1.81053	0.31947	0.27961	0.50774	0.95981
15	2.047982	0.521944	-0.72214	-1.73065	0.33476	0.28466	0.50469	0.95003
16	1.596012	0.112966	-1.09775	-2.07916	0.27184	0.26589	0.52100	0.99553
17	0.712031	-0.78719	-2.01474	-3.01405	0.27720	0.23750	0.46030	0.90317
18	1.43231	-0.13614	-1.41718	-2.45977	0.38606	0.27477	0.44101	0.83701
19	3.960995	2.120192	0.636858	-0.56478	0.95091	0.56231	0.51817	0.74480
20	3.024755	1.290674	-0.11495	-1.25635	0.70950	0.42881	0.46490	0.75516
21	1.285672	-0.26842	-1.53844	-2.57214	0.36197	0.26548	0.44335	0.84894
22	1.275035	-0.17822	-1.36561	-2.32798	0.23293	0.25771	0.53742	1.03257
23	0.273047	-1.09083	-2.20735	-3.11123	0.14308	0.26066	0.61571	1.17464
24	-0.11513	-1.44575	-2.53556	-3.41716	0.12144	0.27381	0.65749	1.24090

ตารางที่ ข.3 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิต์ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0.282645	-0.87288	-1.74014	-2.36014	0.066325	0.233765	0.672305	1.342546
2	0.361187	-0.80257	-1.67619	-2.30137	0.0685	0.227033	0.658435	1.322635
3	0.251335	-0.90092	-1.76565	-2.3836	0.06556	0.236538	0.67792	1.350566
4	0.111131	-1.02658	-1.88004	-2.48878	0.062851	0.249595	0.703662	1.387073
5	0.551185	-0.6327	-1.5218	-2.15955	0.075273	0.212083	0.626139	1.275705
6	2.368894	0.975978	-0.06916	-0.83079	0.246118	0.160725	0.40279	0.910475
7	1.535447	0.242312	-0.72944	-1.43343	0.1442	0.164145	0.486499	1.059686
8	0.775624	-0.43242	-1.34001	-1.99269	0.086017	0.196833	0.590255	1.222491
9	1.518551	0.227366	-0.74293	-1.44577	0.142544	0.16456	0.488516	1.063022
10	1.825588	0.498524	-0.49841	-1.2223	0.175199	0.159186	0.45388	1.004354
11	1.998783	0.651064	-0.36108	-1.09694	0.195992	0.15816	0.436196	0.973067
12	1.946625	0.605158	-0.40239	-1.13464	0.189551	0.158318	0.441382	0.982353
13	1.963995	0.620449	-0.38863	-1.12208	0.191679	0.158251	0.439642	0.979248
14	2.016212	0.666396	-0.34729	-1.08435	0.198179	0.158136	0.434489	0.969989
15	2.103638	0.743262	-0.27816	-1.0213	0.209407	0.158232	0.42613	0.954748
16	1.72258	0.407657	-0.58029	-1.2971	0.163643	0.16048	0.465028	1.023576
17	0.99929	-0.33081	-1.3376	-2.07702	0.18856	0.137935	0.395831	0.907292
18	1.607603	0.204647	-0.85552	-1.63674	0.273828	0.145098	0.343787	0.80719
19	3.717916	2.028003	0.768016	-0.16442	0.729452	0.298273	0.279377	0.572213
20	2.940937	1.363519	0.179874	-0.69576	0.533236	0.219752	0.283303	0.639642
21	1.484033	0.096193	-0.95299	-1.72565	0.254811	0.142235	0.353069	0.826274
22	1.451113	0.167686	-0.79682	-1.49506	0.136095	0.166356	0.496694	1.076465
23	0.599024	-0.58997	-1.483	-2.12392	0.077314	0.208615	0.618286	1.264162
24	0.266978	-0.88691	-1.75291	-2.37188	0.065935	0.235146	0.675108	1.346553

ตารางที่ ข.4 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่งบัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคัส Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	-0.45417	-1.87388	-2.81854	-3.39458	0.208704	0.85995	1.988953	3.486742
2	-0.38852	-1.81798	-2.76839	-3.34817	0.208216	0.848878	1.971435	3.464884
3	-0.48031	-1.89617	-2.83854	-3.41309	0.209034	0.864466	1.996025	3.49554
4	-0.59712	-1.99594	-2.92817	-3.49612	0.21145	0.8854	2.028319	3.535523
5	-0.22916	-1.68269	-2.64723	-3.23613	0.209054	0.823604	1.93038	3.413248
6	1.343155	-0.38381	-1.49885	-2.18165	0.370503	0.69013	1.63015	3.005393
7	0.610044	-0.98065	-2.02296	-2.66114	0.260667	0.726928	1.747238	3.173355
8	-0.03991	-1.5228	-2.50438	-3.10421	0.213769	0.796503	1.884277	3.354496
9	0.595418	-0.99272	-2.03363	-2.67093	0.259089	0.728102	1.749969	3.177089
10	0.862567	-0.77318	-1.84003	-2.49343	0.291696	0.709411	1.702572	3.111291
11	1.014625	-0.64918	-1.73107	-2.39371	0.313831	0.701348	1.677905	3.076082
12	0.968717	-0.68654	-1.76387	-2.42371	0.306875	0.703588	1.685177	3.086542
13	0.983991	-0.6741	-1.75294	-2.41372	0.309163	0.702824	1.68274	3.083045
14	1.029983	-0.6367	-1.72012	-2.38369	0.316211	0.700635	1.675504	3.072615
15	1.107184	-0.57406	-1.6652	-2.33349	0.328574	0.697337	1.663691	3.055429
16	0.772611	-0.84687	-1.90492	-2.55288	0.279822	0.715056	1.71795	3.132882
17	0.165261	-1.43237	-2.49568	-3.16553	0.274201	0.68004	1.630717	2.978291
18	0.685355	-1.00528	-2.11916	-2.82033	0.349804	0.653658	1.547592	2.859022
19	2.601509	0.484564	-0.83474	-1.65623	0.889615	0.727989	1.392939	2.566927
20	1.870505	-0.06598	-1.3035	-2.07843	0.635299	0.670425	1.426287	2.653241
21	0.578824	-1.09209	-2.19543	-2.89013	0.331846	0.657298	1.563046	2.881931
22	0.537128	-1.0409	-2.07623	-2.71005	0.25304	0.732959	1.76101	3.192124
23	-0.18892	-1.64862	-2.61676	-3.20797	0.209718	0.817577	1.920336	3.400522
24	-0.46725	-1.88503	-2.82854	-3.40384	0.208859	0.862203	1.992485	3.491138

ตารางที่ ข.5 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0.7010825	-0.79385	-2.17186	-3.44182	0.156129	0.180573	0.317718	0.559018
2	0.830343	-0.66998	-2.05294	-3.3275	0.165497	0.184725	0.317075	0.553927
3	0.6496023	-0.84318	-2.21922	-3.48735	0.15252	0.17904	0.318095	0.561166
4	0.419402	-1.0638	-2.43102	-3.69096	0.137247	0.173042	0.320631	0.571623
5	1.1437233	-0.36968	-1.76467	-3.05037	0.190028	0.196594	0.317308	0.543377
6	4.1905212	2.54829	1.035587	-0.35868	0.556728	0.438664	0.44548	0.566481
7	2.7826955	1.200374	-0.25773	-1.60176	0.359128	0.29902	0.358658	0.528274
8	1.5151691	-0.01378	-1.42304	-2.72195	0.222404	0.213927	0.320834	0.534117
9	2.7543427	1.173221	-0.28379	-1.62681	0.355635	0.296687	0.357386	0.527979
10	3.2707368	1.667727	0.190738	-1.17069	0.422298	0.342176	0.383545	0.536324
11	3.563116	1.947673	0.459349	-0.91251	0.462874	0.370723	0.401126	0.54381
12	3.4749822	1.86329	0.378385	-0.99033	0.450429	0.361907	0.395617	0.541346
13	3.5043255	1.891385	0.405341	-0.96442	0.454552	0.364822	0.397431	0.542146
14	3.5925811	1.975883	0.486416	-0.88649	0.467075	0.37371	0.403007	0.544674
15	3.7405039	2.117502	0.622293	-0.75589	0.488476	0.389013	0.412755	0.549312
16	3.0972165	1.501572	0.031301	-1.32394	0.399182	0.326184	0.374054	0.532821
17	2.0174701	0.402066	-1.08622	-2.45803	0.397766	0.305637	0.336062	0.47877
18	3.0334683	1.374154	-0.15407	-1.56257	0.540647	0.406038	0.397821	0.505026
19	6.6131204	4.795421	3.124326	1.585498	1.227423	0.939618	0.793186	0.774298
20	5.2860144	3.52776	1.910069	0.419785	0.940744	0.710432	0.615658	0.643733
21	2.8264601	1.176126	-0.34394	-1.74496	0.509584	0.383662	0.383336	0.497783
22	2.6412544	1.064914	-0.38773	-1.72672	0.341898	0.287576	0.352502	0.526994
23	1.2227817	-0.29393	-1.69196	-2.98046	0.196621	0.199988	0.317765	0.541113
24	0.6753194	-0.81854	-2.19556	-3.4646	0.154314	0.179797	0.317898	0.560084

ตารางที่ ข.6 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0.592434	-0.78816	-1.9252	-2.85256	0.098476	0.203595	0.542715	1.083044
2	0.685816	-0.70278	-1.84624	-2.77896	0.104375	0.201157	0.533423	1.067898
3	0.555229	-0.82219	-1.95668	-2.88191	0.096242	0.204673	0.546519	1.089179
4	0.388758	-0.97454	-2.09764	-3.01335	0.087064	0.210246	0.564254	1.11733
5	0.911995	-0.49614	-1.65526	-2.60101	0.120387	0.196828	0.512422	1.032686
6	3.095947	1.484871	0.166976	-0.90846	0.396641	0.264447	0.413158	0.793793
7	2.090103	0.575892	-0.6671	-1.68189	0.24251	0.209342	0.436318	0.881841
8	1.179693	-0.2519	-1.42974	-2.391	0.14247	0.194556	0.490281	0.993671
9	2.069789	0.557472	-0.68404	-1.69762	0.239864	0.208641	0.437172	0.883995
10	2.439411	0.892262	-0.37638	-1.41204	0.290929	0.223981	0.424065	0.847174
11	2.648359	1.081158	-0.20301	-1.25125	0.322504	0.235045	0.4189	0.828541
12	2.585399	1.024269	-0.2552	-1.29965	0.312785	0.231531	0.420288	0.833992
13	2.606364	1.043214	-0.23782	-1.28353	0.316002	0.232684	0.41981	0.832161
14	2.669404	1.100168	-0.18557	-1.23509	0.325792	0.236254	0.418469	0.82675
15	2.775015	1.195528	-0.09812	-1.15402	0.342587	0.242582	0.416545	0.818
16	2.315293	0.779931	-0.47955	-1.50778	0.273096	0.218222	0.427897	0.858984
17	1.432026	-0.11957	-1.3957	-2.44144	0.284749	0.196262	0.373991	0.773941
18	2.16508	0.542346	-0.7886	-1.87859	0.40434	0.242602	0.362686	0.715018
19	4.736734	2.833895	1.295575	0.042904	1.006111	0.56018	0.465601	0.645719
20	3.78493	1.991888	0.533239	-0.65782	0.751167	0.415909	0.403214	0.648059
21	2.015861	0.407885	-0.91176	-1.99267	0.378071	0.231489	0.363424	0.725497
22	1.988743	0.483956	-0.75166	-1.76043	0.229492	0.20601	0.440735	0.892739
23	0.969007	-0.44409	-1.60719	-2.55623	0.124807	0.196087	0.507462	1.024137
24	0.573816	-0.80519	-1.94095	-2.86724	0.09735	0.204127	0.544611	1.086107

ตารางที่ ข.7 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0.780184	-0.4186	-1.32781	-1.98981	0.049809	0.178157	0.578934	1.211506
2	0.860244	-0.34696	-1.26266	-1.92992	0.05309	0.172391	0.565943	1.192422
3	0.74827	-0.44718	-1.35381	-2.0137	0.048604	0.180546	0.584198	1.219197
4	0.605359	-0.57522	-1.47035	-2.12088	0.043927	0.191876	0.608365	1.254219
5	1.053918	-0.17387	-1.10537	-1.78543	0.062541	0.159775	0.535766	1.147482
6	2.907144	1.465341	0.374462	-0.43188	0.259476	0.13059	0.332209	0.800581
7	2.057321	0.717739	-0.29815	-1.04571	0.145479	0.123875	0.406952	0.941546
8	1.282706	0.030209	-0.92016	-1.61543	0.076459	0.147278	0.502374	1.096601
9	2.040095	0.702509	-0.31189	-1.05827	0.143579	0.124084	0.408785	0.944712
10	2.353143	0.978814	-0.0628	-0.83065	0.180658	0.12245	0.377475	0.889114
11	2.52974	1.134251	0.077093	-0.70296	0.203958	0.12353	0.361656	0.859544
12	2.476556	1.087473	0.035013	-0.74136	0.19676	0.123054	0.366281	0.868315
13	2.494267	1.103055	0.049032	-0.72856	0.19914	0.123198	0.364728	0.865381
14	2.547511	1.149875	0.091145	-0.69014	0.206397	0.123718	0.360137	0.856638
15	2.636657	1.228201	0.161559	-0.62591	0.218896	0.124877	0.352715	0.842259
16	2.248116	0.886222	-0.14621	-0.90683	0.167614	0.12249	0.38751	0.907311
17	1.522926	0.146004	-0.90479	-1.68726	0.199706	0.10756	0.32668	0.800422
18	2.143425	0.691776	-0.41364	-1.23877	0.293938	0.122167	0.281163	0.706271
19	4.297199	2.550576	1.240453	0.260759	0.782088	0.301142	0.238743	0.490941
20	3.503965	1.873103	0.641244	-0.28036	0.573596	0.213122	0.234693	0.551319
21	2.01737	0.58123	-0.51294	-1.32934	0.273088	0.117792	0.289125	0.724156
22	1.97134	0.641697	-0.36679	-1.10848	0.136163	0.125057	0.41623	0.957475
23	1.102683	-0.13033	-1.06584	-1.74913	0.065258	0.156894	0.528445	1.136438
24	0.764215	-0.4329	-1.34082	-2.00176	0.049199	0.179346	0.581562	1.215348

ตารางที่ ข.8 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่งบัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	-0.06547	-1.56033	-2.56867	-3.20487	0.162039	0.737925	1.803203	3.240901
2	0.002245	-1.50304	-2.5175	-3.15769	0.163257	0.727863	1.786309	3.219389
3	-0.09242	-1.58317	-2.58908	-3.22369	0.161693	0.74204	1.810027	3.249561
4	-0.21285	-1.6854	-2.68052	-3.30808	0.161125	0.76119	1.841217	3.288928
5	0.16665	-1.36438	-2.39387	-3.04381	0.168307	0.705064	1.746772	3.168593
6	1.794366	-0.03127	-1.22135	-1.97174	0.377681	0.597604	1.461909	2.768997
7	1.034032	-0.64427	-1.75664	-2.45927	0.243907	0.621907	1.571758	2.933126
8	0.362016	-1.20046	-2.24809	-2.90971	0.178156	0.68094	1.702484	3.11084
9	1.01889	-0.65666	-1.76754	-2.46922	0.241883	0.622839	1.574346	2.936783
10	1.295625	-0.43127	-1.56985	-2.28875	0.28283	0.608622	1.529574	2.872388
11	1.453285	-0.30393	-1.45857	-2.18737	0.309889	0.603143	1.506407	2.837975
12	1.40568	-0.34230	-1.49206	-2.21787	0.301433	0.60460	1.513226	2.848195
13	1.421522	-0.32952	-1.48091	-2.20771	0.30422	0.604096	1.51094	2.844777
14	1.469216	-0.29111	-1.44738	-2.17718	0.312773	0.602693	1.504159	2.834588
15	1.549319	-0.22676	-1.39128	-2.12614	0.327697	0.600719	1.493109	2.817805
16	1.202402	-0.50694	-1.63611	-2.34919	0.268104	0.612751	1.544065	2.893507
17	0.582471	-1.10061	-2.23224	-2.96456	0.259389	0.579421	1.462075	2.747891
18	1.121396	-0.66203	-1.84765	-2.61347	0.351576	0.561906	1.384166	2.631444
19	3.122222	0.871648	-0.53443	-1.42921	0.969863	0.671758	1.249014	2.349407
20	2.355379	0.304133	-1.01395	-1.85877	0.681621	0.600128	1.274914	2.431976
21	2.01737	0.58123	-0.51294	-1.32934	0.273088	0.117792	0.289125	0.724156
22	0.958552	-0.70611	-1.81103	-2.50899	0.234064	0.626731	1.584816	2.951511
23	0.208183	-1.32945	-2.36277	-3.01518	0.170051	0.699667	1.737113	3.156079
24	-0.07896	-1.57176	-2.57888	-3.21429	0.161856	0.739977	1.806611	3.245228

ตารางที่ ข.9 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอกติฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	2.319111	0.776932	-0.6468	-1.96127	0.156435	0.135349	0.228435	0.42684
2	2.449747	0.902123	-0.52661	-1.8457	0.167476	0.141121	0.229371	0.423299
3	2.267074	0.727064	-0.69468	-2.00731	0.152156	0.133168	0.228179	0.428367
4	2.034328	0.504003	-0.90885	-2.21324	0.13385	0.124233	0.227852	0.436013
5	2.766336	1.205492	-0.23536	-1.56567	0.19599	0.156844	0.233364	0.416439
6	5.834181	4.143384	2.584019	1.144602	0.595601	0.430739	0.392591	0.470083
7	4.419022	2.788614	1.284172	-0.1048	0.384171	0.277724	0.292714	0.41902
8	3.141348	1.564803	0.109567	-1.23403	0.232952	0.178614	0.241216	0.411428
9	4.390478	2.76128	1.257941	-0.13002	0.380374	0.275098	0.291155	0.418443
10	4.910093	3.258821	1.735375	0.328924	0.452419	0.32579	0.322391	0.431783
11	5.204049	3.540235	2.005386	0.58846	0.495895	0.35714	0.34271	0.441965
12	5.115454	3.455429	1.924019	0.510251	0.482587	0.34749	0.336387	0.438698
13	5.14495	3.483667	1.951111	0.536292	0.486999	0.350684	0.338473	0.439766
14	5.233662	3.568584	2.032584	0.614602	0.500383	0.360404	0.344861	0.443095
15	5.382298	3.710866	2.169091	0.745808	0.523204	0.37708	0.35595	0.449054
16	4.735554	3.091708	1.575023	0.174788	0.42753	0.308085	0.311228	0.426634
17	3.666974	2.00294	0.467886	-0.94923	0.435119	0.296128	0.281484	0.380546
18	4.689644	2.981279	1.405995	-0.048	0.58871	0.406841	0.353274	0.416642
19	8.274433	6.406648	4.687852	3.1032	1.302449	0.966383	0.773989	0.710946
20	6.949059	5.141013	3.475771	1.939703	1.007926	0.729635	0.589042	0.573001
21	4.481446	2.782143	1.215072	-0.2314	0.555562	0.382459	0.336838	0.407484
22	4.276609	2.652234	1.153294	-0.23061	0.365416	0.264806	0.285119	0.416325
23	2.846175	1.281992	-0.16192	-1.49506	0.203571	0.161195	0.234753	0.415091
24	2.29307	0.751977	-0.67076	-1.98431	0.154286	0.134249	0.228299	0.427596

ตารางที่ ข.10 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิต์ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	1.319536	-0.11088	-1.29483	-2.2675	0.097318	0.155414	0.450358	0.948128
2	1.414659	-0.02397	-1.2145	-2.19264	0.104674	0.15425	0.442217	0.934047
3	1.281636	-0.14552	-1.32686	-2.29735	0.094503	0.155983	0.453703	0.953837
4	1.112051	-0.3006	-1.47029	-2.43105	0.082723	0.159273	0.469374	0.980075
5	1.645041	0.186345	-1.02023	-2.01168	0.12421	0.152996	0.423986	0.901394
6	3.868535	2.201226	0.831927	-0.29214	0.434102	0.249332	0.35019	0.685749
7	2.844714	1.277019	-0.01549	-1.07753	0.264564	0.181223	0.361912	0.763423
8	1.917686	0.434894	-0.79085	-1.79816	0.150453	0.154339	0.405091	0.865373
9	2.824033	1.258284	-0.0327	-1.09351	0.261605	0.180255	0.36253	0.765362
10	3.20031	1.598751	0.279951	-0.80344	0.318349	0.200422	0.353689	0.732424
11	3.412997	1.790817	0.456101	-0.64015	0.353126	0.214192	0.350905	0.715952
12	3.348912	1.732975	0.40307	-0.6893	0.342444	0.209864	0.351578	0.720754
13	3.370251	1.752238	0.420732	-0.67293	0.345981	0.211288	0.351338	0.71914
14	3.434417	1.810144	0.473817	-0.62374	0.356736	0.215673	0.350712	0.714378
15	3.54191	1.907094	0.56266	-0.54143	0.375148	0.223361	0.349983	0.706709
16	3.073963	1.484523	0.17511	-0.90067	0.298612	0.193048	0.356095	0.742938
17	2.191617	0.585834	-0.74009	-1.83305	0.316682	0.177567	0.30896	0.665128
18	2.938209	1.259179	-0.123	-1.26127	0.447784	0.233561	0.3061	0.613825
19	5.556128	3.588322	1.993174	0.688293	1.089747	0.583531	0.436601	0.56893
20	4.587414	2.732873	1.219565	-0.0222	0.819951	0.427551	0.364387	0.562671
21	2.786247	1.122416	-0.24817	-1.37713	0.419175	0.220497	0.305138	0.622776
22	2.741513	1.183513	-0.10144	-1.15732	0.249984	0.176559	0.365148	0.773244
23	1.703109	0.239313	-0.97133	-1.96615	0.129516	0.153026	0.41972	0.893486
24	1.30057	-0.12821	-1.31086	-2.28243	0.095901	0.155691	0.452025	0.950978

ตารางที่ ข.11 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิต Q _{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P _L (MW)			
	P _{DG} 2MW	P _{DG} 4MW	P _{DG} 6MW	P _{DG} 8MW	P _{DG} 2MW	P _{DG} 4MW	P _{DG} 6MW	P _{DG} 8MW
1	1.303992	0.061043	-0.89058	-1.59467	0.048374	0.136708	0.499205	1.093909
2	1.385618	0.134052	-0.8242	-1.53366	0.052814	0.131949	0.487124	1.075677
3	1.271454	0.031925	-0.91707	-1.61902	0.046707	0.138695	0.504105	1.101259
4	1.125753	-0.09856	-1.03581	-1.72822	0.039964	0.148228	0.526642	1.134754
5	1.583084	0.310451	-0.66394	-1.38644	0.065079	0.121767	0.459145	1.032788
6	3.473121	1.98108	0.843741	-0.00759	0.289549	0.115787	0.276167	0.704837
7	2.606284	1.219114	0.158489	-0.63284	0.162771	0.098445	0.341572	0.837262
8	1.816363	0.518427	-0.47523	-1.21324	0.082333	0.112141	0.428336	0.984311
9	2.588715	1.203593	0.144487	-0.64564	0.160615	0.098439	0.343214	0.840253
10	2.907996	1.485198	0.398267	-0.41377	0.202365	0.100722	0.315364	0.787832
11	3.088133	1.64362	0.540785	-0.2837	0.228319	0.10401	0.301487	0.760038
12	3.033884	1.595944	0.497914	-0.32281	0.220322	0.102869	0.305529	0.768275
13	3.05195	1.611825	0.512196	-0.30978	0.222968	0.103235	0.30417	0.765519
14	3.10626	1.659545	0.5551	-0.27064	0.231026	0.10442	0.300163	0.757311
15	3.197193	1.739376	0.626837	-0.20522	0.244869	0.106693	0.293719	0.743824
16	2.800875	1.390829	0.313285	-0.49137	0.18775	0.099447	0.324241	0.804967
17	2.074008	0.649033	-0.44646	-1.27226	0.227104	0.092134	0.271697	0.7073
18	2.707174	1.205435	0.054015	-0.81539	0.330833	0.114558	0.232989	0.619326
19	4.906436	3.100952	1.739549	0.712046	0.853725	0.320785	0.213618	0.424465
20	4.096121	2.409983	1.128929	0.160879	0.632065	0.222699	0.201188	0.477481
21	2.578533	1.092732	-0.04717	-0.90765	0.308038	0.108595	0.239575	0.635966
22	2.518596	1.141615	0.088558	-0.69679	0.152178	0.098551	0.349895	0.852314
23	1.632805	0.354817	-0.62366	-1.34946	0.068506	0.119498	0.452375	1.022258
24	1.28771	0.046474	-0.90383	-1.60685	0.047532	0.137696	0.501651	1.097581

ตารางที่ ข.12 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิต Q _{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P _L (MW)			
	P _{DG} 2MW	P _{DG} 4MW	P _{DG} 6MW	P _{DG} 8MW	P _{DG} 2MW	P _{DG} 4MW	P _{DG} 6MW	P _{DG} 8MW
1	0.349821	-1.22355	-2.297	-2.9937	0.133715	0.630891	1.63105	3.008369
2	0.419745	-1.16479	-2.24476	-2.94571	0.136812	0.62194	1.614856	2.987273
3	0.321992	-1.24697	-2.31783	-3.01285	0.132628	0.634565	1.637597	3.016863
4	0.197684	-1.3518	-2.4112	-3.0987	0.128778	0.651758	1.667548	3.05549
5	0.5896	-1.02255	-2.11851	-2.82986	0.146504	0.60186	1.577024	2.937489
6	2.27781	0.347094	-0.92037	-1.739	0.409335	0.523135	1.309465	2.547884
7	1.487539	-0.28322	-1.46756	-2.23513	0.248704	0.533602	1.411149	2.707364
8	0.791567	-0.85435	-1.96963	-2.69343	0.162024	0.58101	1.534774	2.880939
9	1.471834	-0.29595	-1.47869	-2.24526	0.246181	0.534265	1.413575	2.710928
10	1.759054	-0.06431	-1.27665	-2.06162	0.296445	0.524995	1.371761	2.648232
11	1.922877	0.066612	-1.1629	-1.95844	0.329024	0.522377	1.350287	2.614783
12	1.873397	0.027162	-1.19714	-1.98948	0.318885	0.522966	1.356594	2.624712
13	1.889861	0.040298	-1.18574	-1.97914	0.32223	0.522751	1.354478	2.621392
14	1.939439	0.079798	-1.15147	-1.94808	0.332476	0.522218	1.34821	2.611494
15	2.022737	0.145974	-1.09412	-1.89613	0.350275	0.521711	1.338022	2.5952
16	1.662253	-0.14209	-1.34438	-2.12312	0.278529	0.527446	1.385254	2.668779
17	1.028966	-0.74426	-1.94613	-2.74152	0.265981	0.495396	1.308089	2.531553
18	1.588506	-0.29342	-1.55298	-2.38413	0.376702	0.487677	1.236037	2.418489
19	3.684913	1.287657	-0.20896	-1.1782	1.0852	0.637142	1.122918	2.148614
20	2.876953	0.701673	-0.70003	-1.61571	0.757387	0.549747	1.140376	2.226634
21	1.47366	-0.38513	-1.63264	-2.4564	0.351274	0.487434	1.24921	2.44013
22	1.409263	-0.34676	-1.52313	-2.28572	0.23639	0.537091	1.423404	2.725285
23	0.632524	-0.98671	-2.08675	-2.80074	0.149439	0.597155	1.567798	2.925231
24	0.335893	-1.23527	-2.30742	-3.00328	0.047532	0.632722	1.63432	3.012613

ตารางที่ ข.13 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	4.023499	2.432341	0.961398	-0.39887	0.207981	0.139696	0.187289	0.341566
2	4.155636	2.558963	1.082971	-0.28196	0.220788	0.147167	0.189873	0.339635
3	3.970857	2.381894	0.912962	-0.44544	0.202995	0.136833	0.186372	0.342447
4	3.73535	2.156196	0.696253	-0.65384	0.181493	0.124821	0.183059	0.347176
5	4.475744	2.865687	1.377446	0.001206	0.253515	0.166944	0.197798	0.336615
6	7.568502	5.827014	4.219166	2.733027	0.688676	0.474966	0.390099	0.42257
7	6.144016	4.463565	2.911112	1.475752	0.462093	0.307424	0.276149	0.357753
8	4.854709	3.228757	1.725986	0.336346	0.295343	0.193395	0.21019	0.336038
9	6.115244	4.436017	2.884677	1.450339	0.457968	0.304483	0.274284	0.356878
10	6.638767	4.93722	3.36559	1.912628	0.535855	0.360779	0.310951	0.375522
11	6.934699	5.220481	3.63735	2.173842	0.582504	0.395171	0.334216	0.388583
12	6.845532	5.135136	3.555473	2.095143	0.56825	0.384615	0.327014	0.384458
13	6.875222	5.163555	3.582737	2.121349	0.572977	0.388112	0.329394	0.385813
14	6.964502	5.249006	3.664715	2.200144	0.587305	0.398737	0.336659	0.389999
15	7.114067	5.39215	3.802036	2.33213	0.611689	0.41691	0.349198	0.397375
16	6.462972	4.768933	3.204125	1.75742	0.509037	0.341223	0.297994	0.368622
17	5.405588	3.69089	2.107327	0.643425	0.525835	0.338024	0.276636	0.330609
18	6.436263	4.676707	3.052516	1.55144	0.691062	0.459858	0.359163	0.377164
19	10.03289	8.112332	6.343546	4.7111	1.436031	1.049112	0.808547	0.699452
20	8.706332	6.846026	5.131125	3.547462	1.131857	0.803207	0.614762	0.552859
21	6.226586	4.476198	2.860299	1.3668	0.655634	0.433298	0.340625	0.365958
22	6.000452	4.326103	2.779202	1.348943	0.441691	0.292924	0.267021	0.353561
23	4.556445	2.943007	1.451674	0.072583	0.262143	0.172302	0.200165	0.336221
24	3.997156	2.407096	0.93716	-0.42218	0.205478	0.138255	0.186822	0.341999

ตารางที่ ข.14 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	2.085302	0.603538	-0.62838	-1.64703	0.119601	0.129152	0.378867	0.833368
2	2.182248	0.692039	-0.54662	-1.57087	0.1285	0.12933	0.37193	0.820395
3	2.046675	0.568263	-0.66097	-1.67739	0.116172	0.129187	0.381731	0.838634
4	1.87383	0.410329	-0.80695	-1.81344	0.10164	0.130079	0.395244	0.862881
5	2.417036	0.906181	-0.34893	-1.3868	0.15177	0.131312	0.356598	0.790409
6	4.682317	2.956633	1.534501	0.360885	0.497573	0.258079	0.30963	0.599126
7	3.639414	2.016367	0.673087	-0.43702	0.311521	0.17614	0.309264	0.665894
8	2.694877	1.159229	-0.11554	-1.16963	0.182427	0.136464	0.341107	0.757508
9	3.618345	1.997302	0.65558	-0.45326	0.308228	0.17489	0.309633	0.667607
10	4.001668	2.343739	0.973466	-0.1585	0.371045	0.200178	0.305292	0.638744
11	4.218322	2.539147	1.152531	0.007395	0.409253	0.216825	0.305024	0.624543
12	4.153043	2.4803	1.098625	-0.04253	0.397537	0.211632	0.30494	0.628663
13	4.17478	2.499898	1.116579	-0.0259	0.401418	0.213344	0.304953	0.627276
14	4.24014	2.558809	1.17054	0.024072	0.413208	0.218594	0.305083	0.623196
15	4.349634	2.657438	1.260844	0.107684	0.433353	0.22773	0.305617	0.616665
16	3.872959	2.227514	0.866879	-0.25729	0.349269	0.19109	0.306194	0.647898
17	2.991754	1.329795	-0.04727	-1.18835	0.373899	0.182151	0.265823	0.57725
18	3.752699	2.015176	0.580286	-0.60723	0.517342	0.248412	0.27189	0.533962
19	6.420405	4.38439	2.730373	1.371963	1.202978	0.633235	0.431863	0.514997
20	5.433344	3.5145	1.944734	0.651073	0.916923	0.464573	0.349087	0.499547
21	3.597824	1.875984	0.45302	-0.72496	0.486218	0.23327	0.26913	0.541304
22	3.534282	1.921212	0.585689	-0.51811	0.295276	0.170066	0.311256	0.674586
23	2.476213	0.96011	-0.29917	-1.34048	0.158017	0.132155	0.35306	0.783168
24	2.065973	0.585886	-0.64469	-1.66222	0.117877	0.129162	0.380293	0.835996

ตารางที่ ข.15 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิต์ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	1.854553	0.56645	-0.42813	-1.17452	0.062455	0.109773	0.433403	0.989977
2	1.937796	0.640863	-0.36049	-1.11235	0.068113	0.106063	0.422266	0.972623
3	1.821371	0.536772	-0.45511	-1.19932	0.060303	0.111342	0.437927	0.996977
4	1.672789	0.403776	-0.57611	-1.31059	0.051393	0.119001	0.458775	1.028898
5	2.139182	0.820657	-0.19719	-0.96235	0.083333	0.098419	0.396565	0.931848
6	4.067419	2.52366	1.339043	0.442375	0.33687	0.116728	0.234986	0.623487
7	3.182897	1.746872	0.640813	-0.19458	0.196568	0.088242	0.290665	0.747072
8	2.377107	1.03264	-0.00491	-0.78589	0.104096	0.09179	0.368436	0.885853
9	3.164973	1.73105	0.626546	-0.20762	0.194142	0.088009	0.292109	0.749882
10	3.490733	2.01812	0.885131	0.028599	0.240829	0.094395	0.267859	0.700747
11	3.674533	2.179622	1.030348	0.1611	0.269588	0.099999	0.256005	0.674793
12	3.619177	2.131018	0.986665	0.121255	0.260743	0.098161	0.259438	0.682477
13	3.637612	2.147208	1.001218	0.13453	0.263671	0.098758	0.258282	0.679906
14	3.693031	2.195856	1.044934	0.174403	0.272578	0.100642	0.254884	0.672251
15	3.785824	2.277242	1.11803	0.241049	0.287845	0.104084	0.249458	0.659687
16	3.381433	1.921918	0.79854	-0.05046	0.224553	0.091744	0.27553	0.716783
17	2.653114	1.178717	0.037756	-0.83176	0.271268	0.092063	0.231207	0.628187
18	3.299445	1.746092	0.547794	-0.36629	0.385059	0.122695	0.199603	0.546618
19	5.546413	3.679688	2.265736	1.189769	0.945066	0.357701	0.204386	0.373078
20	4.71811	2.974698	1.643332	0.628281	0.709279	0.248957	0.183153	0.41841
21	3.168112	1.63116	0.444673	-0.46028	0.360201	0.115062	0.204751	0.561966
22	3.093436	1.667871	0.569558	-0.25973	0.184626	0.087221	0.297996	0.761216
23	2.189891	0.865878	-0.15615	-0.92467	0.087506	0.096789	0.390367	0.921848
24	1.837949	0.551601	-0.44163	-1.18693	0.061371	0.110552	0.435661	0.993474

ตารางที่ ข.16 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิต Q _{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P _L (MW)			
	P _{DG} 2MW	P _{DG} 4MW	P _{DG} 6MW	P _{DG} 8MW	P _{DG} 2MW	P _{DG} 4MW	P _{DG} 6MW	P _{DG} 8MW
1	0.792935	-0.8628	-2.00305	-2.76081	0.124928	0.539545	1.472929	2.789368
2	0.865249	-0.80248	-1.94967	-2.71195	0.130097	0.531811	1.457513	2.768758
3	0.764161	-0.88684	-2.02434	-2.7803	0.123022	0.542736	1.479166	2.797668
4	0.635667	-0.99443	-2.11972	-2.86768	0.115557	0.557785	1.50774	2.835432
5	1.040978	-0.65644	-1.82066	-2.59401	0.144916	0.514714	1.421579	2.720157
6	2.795646	0.752293	-0.59531	-1.4831	0.467606	0.46768	1.173336	2.342265
7	1.972232	0.103381	-1.15517	-1.98844	0.276701	0.462845	1.26589	2.496285
8	1.250102	-0.48369	-1.6685	-2.45511	0.166713	0.497459	1.381598	2.665014
9	1.955909	0.090284	-1.16655	-1.99876	0.273621	0.463213	1.268136	2.49974
10	2.254669	0.32862	-0.95989	-1.81172	0.334334	0.459403	1.229626	2.439037
11	2.425305	0.463396	-0.84351	-1.70664	0.373128	0.459948	1.210043	2.406722
12	2.373748	0.422781	-0.87854	-1.73825	0.361091	0.459578	1.215778	2.416308
13	2.390901	0.436304	-0.86687	-1.72772	0.365066	0.459682	1.213853	2.413102
14	2.442565	0.476972	-0.83181	-1.69608	0.377218	0.460111	1.208158	2.403546
15	2.529416	0.545115	-0.77313	-1.64316	0.398266	0.461227	1.198934	2.387827
16	2.153924	0.248579	-1.02917	-1.87437	0.312835	0.460002	1.242003	2.458913
17	1.506359	-0.36247	-1.63681	-2.49609	0.295582	0.428799	1.169249	2.329528
18	2.088597	0.101522	-1.23456	-2.13201	0.427104	0.431886	1.103725	2.220409
19	4.294133	1.734016	0.142416	-0.90283	1.240289	0.625527	1.015309	1.964809
20	3.438352	1.127857	-0.36108	-1.3489	0.865766	0.520454	1.023274	2.037469
21	1.968935	0.007088	-1.31609	-2.20564	0.397228	0.429391	1.115553	2.241243
22	1.890887	0.038032	-1.212	-2.03996	0.261624	0.464864	1.277248	2.513662
23	1.085408	-0.61964	-1.78821	-2.56436	0.149168	0.510768	1.412833	2.708198
24	0.778534	-0.87483	-2.0137	-2.77056	0.123963	0.541134	1.476043	2.793515

ตารางที่ ข.17 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	5.816131	4.174123	2.654365	1.246921	0.312619	0.195332	0.195883	0.304697
2	5.949894	4.302289	2.777417	1.365258	0.327289	0.204587	0.20019	0.30444
3	5.762835	4.123055	2.605332	1.199767	0.306886	0.191754	0.194276	0.304907
4	5.524349	3.894524	2.385906	0.98874	0.282018	0.176518	0.187849	0.306609
5	6.273836	4.612648	3.075372	1.651785	0.364468	0.228626	0.212228	0.305418
6	9.395299	7.600838	5.942556	4.408014	0.837872	0.573115	0.439647	0.425475
7	7.959543	6.226947	4.62468	3.141376	0.594802	0.389883	0.310604	0.346008
8	6.657141	4.979824	3.427838	1.99071	0.411456	0.260011	0.229379	0.309466
9	7.930508	6.199153	4.598011	3.11574	0.590323	0.386604	0.308415	0.344818
10	8.458604	6.704619	5.082954	3.581883	0.67452	0.448912	0.350867	0.369079
11	8.756915	6.990087	5.356791	3.845078	0.724615	0.486586	0.377289	0.385205
12	8.667046	6.904092	5.274303	3.765798	0.709333	0.475049	0.369145	0.380165
13	8.696972	6.932729	5.301772	3.792199	0.714404	0.478873	0.371839	0.381825
14	8.786949	7.018826	5.384357	3.871572	0.72976	0.490477	0.380046	0.386924
15	8.937651	7.163021	5.522664	4.004496	0.755847	0.510271	0.394144	0.395814
16	8.281324	6.534951	4.920185	3.425431	0.645612	0.427367	0.335996	0.360321
17	7.235236	5.46769	3.833745	2.321443	0.671872	0.433132	0.323195	0.330527
18	8.275238	6.462167	4.787091	3.237233	0.849678	0.566904	0.417174	0.388167
19	11.88998	9.913792	8.092586	6.410265	1.630049	1.18952	0.898442	0.741285
20	10.55956	8.644341	6.877537	5.24435	1.314491	0.932934	0.694472	0.584845
21	8.063801	6.260032	4.593348	3.051143	0.81177	0.537994	0.396383	0.374781
22	7.814652	6.088244	4.491594	3.013441	0.572627	0.373693	0.299849	0.340237
23	6.355478	4.69086	3.150454	1.723985	0.374206	0.235045	0.215618	0.306019
24	5.789461	4.148568	2.629828	1.223325	0.309742	0.193534	0.195071	0.304794

ตารางที่ ข.18 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอกติฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	2.890615	1.355822	0.074792	-0.99062	0.16617	0.125516	0.32884	0.739273
2	2.989473	1.44598	0.158022	-0.91313	0.176701	0.127103	0.323162	0.727454
3	2.851226	1.319886	0.041609	-1.02152	0.162089	0.124988	0.331201	0.744078
4	2.674967	1.158985	-0.10702	-1.15997	0.144646	0.123359	0.342459	0.766253
5	3.228884	1.664119	0.35927	-0.72582	0.203928	0.132492	0.310866	0.700246
6	5.538376	3.751925	2.275386	1.051162	0.58807	0.291493	0.292143	0.534481
7	4.475194	2.794734	1.399289	0.240186	0.38432	0.194857	0.279011	0.589793
8	3.512184	1.921866	0.596822	-0.50488	0.239271	0.14166	0.298941	0.670601
9	4.453714	2.775323	1.381478	0.223672	0.38067	0.193307	0.279118	0.591268
10	4.844501	3.128038	1.704839	0.52333	0.449979	0.224028	0.279519	0.566679
11	5.065373	3.326966	1.886961	0.691943	0.491863	0.24373	0.281908	0.554863
12	4.998826	3.267061	1.832137	0.641198	0.479039	0.237618	0.281026	0.558267
13	5.020985	3.287012	1.850397	0.658101	0.483289	0.239636	0.281304	0.557119
14	5.087616	3.346982	1.905276	0.708893	0.496188	0.245807	0.282234	0.553755
15	5.199236	3.447382	1.997113	0.793868	0.518193	0.256482	0.284102	0.54842
16	4.713288	3.009712	1.596424	0.422901	0.426022	0.213119	0.278835	0.574405
17	3.83346	2.113133	0.683444	-0.50676	0.457377	0.210802	0.24524	0.510868
18	4.609648	2.811186	1.321964	0.084102	0.614049	0.287978	0.260739	0.476003
19	7.33092	5.223103	3.507963	2.094545	1.347095	0.710247	0.452145	0.484534
20	6.323967	4.337732	2.709504	1.362626	1.043269	0.527881	0.358044	0.459288
21	4.451672	2.669433	1.192492	-0.03559	0.580225	0.270623	0.256075	0.481651
22	4.368012	2.697847	1.310376	0.157735	0.366296	0.187287	0.279693	0.597302
23	3.289224	1.719052	0.40992	-0.6787	0.211173	0.134192	0.308089	0.693702
24	2.870904	1.33784	0.058188	-1.00608	0.164119	0.125244	0.330015	0.741671

ตารางที่ ข.19 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอกติฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	2.432367	1.098023	0.059868	-0.72907	0.092516	0.097728	0.381837	0.899948
2	2.517282	1.17388	0.128798	-0.66573	0.099453	0.095112	0.371678	0.883499
3	2.398519	1.06777	0.032368	-0.75435	0.089855	0.098861	0.38597	0.906586
4	2.24696	0.932197	-0.09093	-0.86772	0.078671	0.104568	0.405068	0.936885
5	2.722724	1.357165	0.295205	-0.51289	0.117779	0.090114	0.348337	0.844904
6	4.690676	3.093559	1.860741	0.918274	0.402008	0.133847	0.209011	0.556802
7	3.787716	2.301459	1.149176	0.269355	0.24739	0.093675	0.254561	0.671232
8	2.96546	1.573271	0.491148	-0.3331	0.142232	0.086613	0.322989	0.801469
9	3.769422	2.285327	1.134637	0.256067	0.244679	0.093206	0.255798	0.673853
10	4.101919	2.578037	1.398157	0.496732	0.296583	0.10389	0.235295	0.62812
11	4.289544	2.742721	1.546146	0.631715	0.328311	0.111921	0.225547	0.604071
12	4.233035	2.693158	1.501629	0.591121	0.31857	0.109352	0.228346	0.611183
13	4.251853	2.709667	1.51646	0.604646	0.321796	0.110193	0.227401	0.608802
14	4.308428	2.759275	1.561012	0.645268	0.331601	0.112809	0.224638	0.60172
15	4.403167	2.842267	1.635504	0.713166	0.348376	0.117478	0.220273	0.590114
16	3.990353	2.479943	1.309913	0.416183	0.27855	0.099796	0.241711	0.643018
17	3.260814	1.735513	0.54821	-0.36546	0.332743	0.107775	0.205558	0.563359
18	3.920883	2.314226	1.068079	0.108791	0.457201	0.147028	0.181364	0.488437
19	6.217972	4.287382	2.819448	1.69425	1.056878	0.412431	0.211454	0.337098
20	5.37069	3.567776	2.184868	1.122149	0.805926	0.292394	0.180978	0.374414
21	3.786739	2.196989	0.962967	0.013023	0.430153	0.137639	0.18501	0.502444
22	3.696412	2.220909	1.076562	0.202981	0.234024	0.091475	0.26086	0.684437
23	2.774458	1.403264	0.337028	-0.4745	0.122736	0.08915	0.342733	0.835452
24	2.41543	1.082886	0.046109	-0.74172	0.091177	0.098289	0.383899	0.903264

ตารางที่ ข.20 การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ DG ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกคิต์ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	1.265202	-0.4773	-1.6863	-2.50586	0.137022	0.464652	1.329322	2.584169
2	1.340107	-0.41532	-1.63172	-2.45609	0.144483	0.458251	1.314766	2.564116
3	1.235404	-0.50199	-1.70807	-2.52571	0.134211	0.467315	1.335218	2.592248
4	1.102376	-0.61251	-1.80559	-2.61473	0.122754	0.480018	1.36227	2.629023
5	1.522231	-0.26523	-1.49979	-2.33593	0.164981	0.444422	1.28093	2.516868
6	3.35043	1.185461	-0.24552	-1.20368	0.555038	0.432325	1.054112	2.152424
7	2.490038	0.516509	-0.81887	-1.71884	0.329802	0.41057	1.136523	2.300166
8	1.739154	-0.08763	-1.34416	-2.19442	0.193748	0.431111	1.243459	2.463338
9	2.473031	0.503021	-0.83053	-1.72936	0.326095	0.410612	1.138569	2.303495
10	2.784595	0.748553	-0.61894	-1.53871	0.398593	0.412826	1.103725	2.245081
11	2.962827	0.887475	-0.49977	-1.43159	0.444426	0.416868	1.086244	2.214069
12	2.908952	0.845604	-0.53564	-1.46382	0.430237	0.415438	1.091344	2.223262
13	2.926874	0.859545	-0.52369	-1.45308	0.434925	0.415893	1.08963	2.220187
14	2.980868	0.901472	-0.48778	-1.42082	0.449242	0.417386	1.084571	2.211025
15	3.07167	0.971737	-0.42768	-1.36688	0.473975	0.4203	1.07642	2.195967
16	2.679463	0.666076	-0.68988	-1.60257	0.373045	0.41138	1.114864	2.264187
17	2.016505	0.045722	-1.3037	-2.22792	0.350049	0.380554	1.046107	2.142123
18	2.623946	0.52384	-0.89178	-1.85672	0.505052	0.395565	0.987819	2.037519
19	4.95583	2.212363	0.520523	-0.60266	1.441232	0.638524	0.926948	1.798338
20	4.043435	1.584058	0.003669	-1.05792	1.010684	0.513593	0.924293	1.864817
21	2.498906	0.426479	-0.97529	-1.9318	0.470131	0.390579	0.998154	2.057427
22	2.405302	0.449213	-0.87705	-1.77135	0.31162	0.410968	1.146885	2.316918
23	1.568301	-0.22741	-1.4666	-2.30573	0.170695	0.44131	1.272716	2.505252
24	1.250287	-0.48966	-1.69719	-2.51579	0.135604	0.465977	1.332266	2.588205

ข.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของ PV โดยโปรแกรม Matpower 5.0

ตารางที่ ข.21 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่ง บัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	2.84102	2.77815	2.71548	2.65300	0.522899	0.515395	0.508079	0.50095
8	1.33517	1.08674	0.84144	0.59923	0.328996	0.310219	0.294465	0.281688
9	2.24255	1.63003	1.03625	0.46055	0.457029	0.406737	0.374523	0.359736
10	2.44633	1.52504	0.64612	-0.19265	0.500298	0.432744	0.406042	0.418057
11	2.52661	1.40337	0.34317	-0.65791	0.523005	0.448868	0.435507	0.479134
12	2.34596	1.14453	0.01561	-1.04557	0.502128	0.432913	0.433604	0.499595
13	2.37442	1.17105	0.04038	-1.02239	0.506222	0.436114	0.436094	0.501534
14	2.60527	1.52462	0.50218	-0.46556	0.531916	0.456265	0.436735	0.469941
15	3.00877	2.15303	1.33338	0.54804	0.580508	0.503287	0.460855	0.451499
16	2.71300	2.20739	1.71442	1.23371	0.519546	0.469897	0.432432	0.406784
17	2.00220	1.84350	1.68602	1.52976	0.570179	0.549278	0.529556	0.511002
18	3.22000	3.21871	3.21743	3.21615	0.771988	0.771778	0.771567	0.771357
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.22 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่ง บัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าร์แอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	3.09854	3.02712	2.95626	2.88596	0.53166	0.514523	0.497926	0.481865
8	1.89135	1.62298	1.36279	1.11046	0.302034	0.259017	0.223865	0.196267
9	2.44249	1.79004	1.18550	0.62463	0.390338	0.287253	0.230186	0.215042
10	2.47922	1.52199	0.66890	-0.09263	0.395207	0.269923	0.244574	0.307021
11	2.46257	1.31617	0.32074	-0.54458	0.392948	0.267114	0.286077	0.429705
12	2.30144	1.08941	0.04809	-0.84687	0.366355	0.255374	0.308115	0.501054
13	2.32148	1.10697	0.06375	-0.83270	0.369703	0.257197	0.308952	0.501311
14	2.53619	1.42674	0.45793	-0.38926	0.405652	0.274087	0.277422	0.397288
15	2.91898	2.01310	1.19879	0.46523	0.47803	0.330569	0.270964	0.288785
16	2.83357	2.28390	1.76777	1.28255	0.465673	0.361599	0.289726	0.247536
17	2.36963	2.19072	2.01527	1.84320	0.597473	0.551531	0.50895	0.469635
18	3.36648	3.36497	3.36346	3.36195	0.852194	0.851717	0.85124	0.850763
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.23 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่ง บัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้านอกดีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.240	0.240	0.240	0.240
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.300	0.300	0.300	0.300
6	0	0	0	0	0.850	0.850	0.850	0.850
7	3.17436	3.10414	3.03468	2.96595	0.496	0.475	0.454	0.434
8	2.09472	1.83785	1.59147	1.35506	0.268	0.214	0.170	0.136
9	2.53890	1.92127	1.36413	0.86098	0.322	0.197	0.128	0.111
10	2.53775	1.64596	0.88336	0.23156	0.303	0.154	0.127	0.204
11	2.50203	1.44609	0.57547	-0.13931	0.287	0.140	0.167	0.342
12	2.35608	1.24715	0.34676	-0.37902	0.259	0.130	0.198	0.430
13	2.37301	1.26163	0.35948	-0.36755	0.262	0.131	0.198	0.430
14	2.56962	1.54421	0.69194	-0.01436	0.300	0.146	0.155	0.302
15	2.92360	2.07143	1.33389	0.69478	0.380	0.205	0.138	0.164
16	2.89036	2.36423	1.88101	1.43655	0.398	0.271	0.185	0.135
17	2.57314	2.39830	2.22802	2.06213	0.584	0.526	0.473	0.425
18	3.46950	3.46799	3.46648	3.46497	0.844	0.844	0.843	0.843
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.310	0.310	0.310	0.310
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.24 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.96 pu. ตำแหน่ง บัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	3.03534	2.91757	2.80269	2.69053	0.71816	0.67387	0.63252	0.59395
8	1.82767	1.43860	1.07827	0.74312	0.33443	0.25424	0.20327	0.17785
9	2.03353	1.14033	0.39326	-0.24171	0.40517	0.26552	0.27454	0.39737
10	1.85284	0.62646	-0.32371	-1.07326	0.38300	0.30165	0.50112	0.90386
11	1.70775	0.30124	-0.73512	-1.50770	0.37083	0.37229	0.74982	1.39418
12	1.52838	0.07426	-0.97709	-1.74073	0.34192	0.40939	0.88571	1.65272
13	1.54329	0.08569	-0.96749	-1.73208	0.34528	0.41046	0.88620	1.65352
14	1.79516	0.41771	-0.60749	-1.38170	0.38616	0.35660	0.68507	1.26758
15	2.26571	1.06421	0.12384	-0.62926	0.48931	0.32791	0.43249	0.72722
16	2.44605	1.65823	0.98466	0.39967	0.52135	0.34221	0.27952	0.30693
17	2.39482	2.12196	1.86359	1.61821	0.70425	0.60785	0.52649	0.45860
18	3.44550	3.44287	3.44024	3.43760	1.15403	1.15274	1.15144	1.15015
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.25 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่ง บัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	4.43679	4.37214	4.30769	4.24344	0.54153	0.53231	0.52328	0.51444
8	2.91627	2.66058	2.40808	2.15870	0.32834	0.30257	0.27987	0.26018
9	3.82194	3.19171	2.58050	1.98762	0.45974	0.39239	0.34338	0.31204
10	4.01908	3.07112	2.16613	1.30181	0.49912	0.40587	0.35405	0.34144
11	4.09435	2.93854	1.84663	0.81456	0.51853	0.41301	0.36909	0.38286
12	3.91074	2.67429	1.51131	0.41688	0.49434	0.39137	0.35924	0.39320
13	3.93928	2.70085	1.53609	0.44004	0.49866	0.39477	0.36190	0.39527
14	4.17452	3.06260	2.00970	1.01219	0.52905	0.42328	0.37440	0.37891
15	4.58571	3.70553	2.86195	2.05314	0.58587	0.48509	0.41960	0.38763
16	4.29760	3.77754	3.27030	2.77550	0.52892	0.46534	0.41413	0.37491
17	3.60865	3.44548	3.28355	3.12285	0.59865	0.57344	0.54943	0.52660
18	4.83661	4.83529	4.83397	4.83266	0.81495	0.81471	0.81446	0.81422
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.26 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่ง บัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าร์แอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	3.86947	3.79583	3.72275	3.65025	0.58182	0.56259	0.54391	0.52577
8	2.63693	2.36009	2.09158	1.83108	0.33012	0.27910	0.23611	0.20081
9	3.19306	2.51957	1.89489	1.31463	0.42138	0.29852	0.22256	0.18925
10	3.22555	2.23679	1.35400	0.56411	0.42163	0.26679	0.21367	0.24966
11	3.20522	2.02046	0.98920	0.08976	0.41558	0.25385	0.23938	0.35126
12	3.03980	1.78687	0.70739	-0.22394	0.38507	0.23582	0.25296	0.41208
13	3.06017	1.80469	0.72324	-0.20962	0.38870	0.23786	0.25395	0.41244
14	3.28089	2.13449	1.13112	0.25102	0.43019	0.26403	0.23511	0.32434
15	3.67443	2.73897	1.89681	1.13670	0.51248	0.33731	0.25168	0.24474
16	3.59302	3.02579	2.49277	1.99124	0.50463	0.38406	0.29634	0.23887
17	3.14290	2.95837	2.77740	2.59988	0.65487	0.60367	0.55590	0.51149
18	4.16122	4.15967	4.15811	4.15655	0.92839	0.92786	0.92734	0.92682
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.27 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่ง บัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	3.74601	3.67378	3.60232	3.53160	0.54196	0.51879	0.49634	0.47460
8	2.64263	2.37821	2.12443	1.88076	0.29576	0.23486	0.18403	0.14276
9	3.09219	2.45570	1.88058	1.36006	0.35196	0.20937	0.12480	0.09179
10	3.08767	2.16761	1.37837	0.70096	0.32894	0.15437	0.10337	0.15778
11	3.04891	1.95855	1.05566	0.30981	0.30873	0.13098	0.13017	0.27717
12	2.89903	1.75342	0.81860	0.05958	0.27784	0.11625	0.15351	0.35612
13	2.91629	1.76814	0.83151	0.07119	0.28068	0.11735	0.15356	0.35561
14	3.11838	2.05980	1.17642	0.44022	0.32413	0.14028	0.12184	0.24198
15	3.48219	2.60340	1.84085	1.17781	0.41219	0.21309	0.12384	0.12845
16	3.45194	2.91001	2.41167	1.95261	0.43429	0.29322	0.19339	0.13069
17	3.14460	2.96467	2.78940	2.61860	0.63751	0.57561	0.51820	0.46510
18	4.06157	4.06001	4.05846	4.05691	0.91481	0.91417	0.91353	0.91289
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.28 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 0.98 pu. ตำแหน่ง บัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	3.60263	3.47676	3.35413	3.23458	0.84632	0.79381	0.74461	0.69855
8	2.32815	1.91751	1.53790	1.18523	0.39811	0.29616	0.22574	0.18267
9	2.53701	1.59322	0.80591	0.13675	0.46877	0.27801	0.24643	0.33479
10	2.34161	1.04662	0.04415	-0.74964	0.43044	0.27977	0.42649	0.78465
11	2.18561	0.70055	-0.39502	-1.21823	0.40652	0.32861	0.64642	1.23977
12	1.99669	0.46198	-0.65056	-1.46709	0.36817	0.35424	0.76888	1.48262
13	2.01220	0.47371	-0.64080	-1.45839	0.37206	0.35554	0.76944	1.48338
14	2.27786	0.82314	-0.26016	-1.08379	0.42668	0.31902	0.58888	1.12159
15	2.77545	1.50395	0.51130	-0.28527	0.55685	0.32460	0.37640	0.62727
16	2.97211	2.13716	1.42602	0.80925	0.60697	0.38014	0.27947	0.27482
17	2.93834	2.64817	2.37409	2.11431	0.81777	0.70369	0.60630	0.52375
18	4.05888	4.05603	4.05318	4.05033	1.33704	1.33552	1.33401	1.33249
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.29 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่ง บัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	6.12155	6.05504	5.98873	5.92262	0.61325	0.60223	0.59141	0.58078
8	4.58445	4.32119	4.06117	3.80434	0.37936	0.34630	0.31636	0.28948
9	5.48953	4.84081	4.21144	3.60069	0.51480	0.42963	0.36312	0.31455
10	5.68036	4.70457	3.77244	2.88160	0.55036	0.43030	0.35232	0.31416
11	5.75080	4.56100	3.43610	2.37190	0.56650	0.42823	0.35253	0.33534
12	5.56398	4.29099	3.09262	1.96375	0.53879	0.40062	0.33439	0.33515
13	5.59264	4.31763	3.11744	1.98693	0.54338	0.40424	0.33723	0.33739
14	5.83258	4.68803	3.60344	2.57504	0.57872	0.44150	0.36209	0.33684
15	6.25203	5.34629	4.47776	3.64454	0.64423	0.51883	0.42930	0.37381
16	5.97105	5.43588	4.91376	4.40428	0.59110	0.51297	0.44741	0.39404
17	5.30444	5.13658	4.96999	4.80465	0.68060	0.65087	0.62237	0.59507
18	6.54430	6.54295	6.54159	6.54024	0.91266	0.91238	0.91210	0.91182
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.30 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าร์แอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	4.68207	4.60608	4.53068	4.45586	0.65848	0.63704	0.61616	0.59584
8	3.42271	3.13701	2.85982	2.59081	0.38321	0.32382	0.27263	0.22930
9	3.98429	3.28881	2.64321	2.04287	0.47792	0.33437	0.23874	0.18658
10	4.01246	2.99084	2.07731	1.25824	0.47350	0.28778	0.20585	0.21455
11	3.98834	2.76370	1.69544	0.76102	0.46356	0.26441	0.21533	0.29457
12	3.81843	2.52301	1.40421	0.43566	0.42893	0.23982	0.22019	0.34460
13	3.83916	2.54110	1.42026	0.45012	0.43285	0.24208	0.22134	0.34508
14	4.06619	2.88132	1.84224	0.92837	0.48018	0.27792	0.21559	0.27331
15	4.47100	3.50466	2.63360	1.84609	0.57290	0.36873	0.25604	0.22349
16	4.39363	3.80801	3.25739	2.73891	0.56960	0.43171	0.32745	0.25407
17	3.95824	3.76781	3.58102	3.39778	0.73912	0.68236	0.62914	0.57935
18	4.99947	4.99787	4.99626	4.99465	1.03288	1.03231	1.03174	1.03117
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.31 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าร์แอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	4.34671	4.27236	4.19880	4.12601	0.60598	0.58089	0.55654	0.53292
8	3.21851	2.94624	2.68478	2.43361	0.33992	0.27189	0.21410	0.16601
9	3.67370	3.01765	2.42394	1.88560	0.39866	0.23841	0.13710	0.08807
10	3.66571	2.71638	1.89978	1.19627	0.37151	0.17061	0.09508	0.12615
11	3.62379	2.49788	1.56197	0.78456	0.34791	0.13825	0.10793	0.22683
12	3.46983	2.28638	1.31640	0.52369	0.31352	0.11797	0.12381	0.29644
13	3.48742	2.30137	1.32951	0.53544	0.31660	0.11925	0.12399	0.29601
14	3.69523	2.60235	1.68712	0.92051	0.36502	0.15039	0.10346	0.19651
15	4.06925	3.16286	2.37456	1.68703	0.46202	0.23809	0.12578	0.10853
16	4.04210	3.48373	2.96972	2.49560	0.48814	0.33223	0.21829	0.14205
17	3.74544	3.56018	3.37969	3.20377	0.70960	0.64290	0.58079	0.52308
18	4.68409	4.68249	4.68089	4.67929	1.00445	1.00377	1.00309	1.00242
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.32 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.00 pu. ตำแหน่งบัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0
7	4.21632	4.08097	3.94936	3.82126	1.01313	0.95100	0.89270	4.21632
8	2.86501	2.43041	2.02962	1.65790	0.49011	0.36399	0.27221	2.86501
9	3.07763	2.07798	1.24726	0.54182	0.56162	0.31441	0.23904	3.07763
10	2.86599	1.49618	0.43824	-0.40165	0.50567	0.27939	0.37018	2.86599
11	2.69803	1.12795	-0.02983	-0.90524	0.46896	0.30515	0.56025	2.69803
12	2.49856	0.87705	-0.29948	-1.17030	0.42014	0.31857	0.66874	2.49856
13	2.51473	0.88912	-0.28955	-1.16154	0.42464	0.32014	0.66940	2.51473
14	2.79565	1.25706	0.11257	-0.76215	0.49447	0.30206	0.51022	2.79565
15	3.32348	1.97476	0.92621	0.08402	0.65494	0.34455	0.33990	3.32348
16	3.53834	2.65059	1.89835	1.24743	0.72496	0.44469	0.30250	3.53834
17	3.52502	3.21500	2.92309	2.64713	0.96697	0.83259	0.71700	3.52502
18	4.72899	4.72587	4.72276	4.71964	1.56997	1.56817	1.56638	4.72899
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	0
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	0
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0

ตารางที่ ข.33 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าร์แอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	7.89718	7.82872	7.76046	7.69240	0.73997	0.72707	0.71437	0.70186
8	6.34160	6.07044	5.80258	5.53796	0.48395	0.44327	0.40577	0.37140
9	7.24716	6.57912	5.93079	5.30142	0.62405	0.52027	0.43549	0.36899
10	7.43195	6.42708	5.46667	4.54825	0.65588	0.50779	0.40257	0.33782
11	7.49767	6.27237	5.11313	4.01558	0.66875	0.49626	0.38746	0.33813
12	7.30739	5.99626	4.76107	3.59648	0.63731	0.46238	0.36066	0.32701
13	7.33622	6.02303	4.78597	3.61970	0.64218	0.46625	0.36371	0.32942
14	7.58117	6.40254	5.28493	4.22445	0.68275	0.51268	0.40145	0.34529
15	8.00947	7.07699	6.18243	5.32379	0.75746	0.60628	0.49166	0.41167
16	7.73518	7.18420	6.64652	6.12172	0.70799	0.61461	0.53407	0.46593
17	7.09148	6.91871	6.74723	6.57703	0.81798	0.78352	0.75031	0.71833
18	8.34498	8.34358	8.34219	8.34080	1.06710	1.06678	1.06647	1.06615
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.34 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าร์แอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	5.53750	5.45903	5.38118	5.30393	0.76274	0.73896	0.71576	0.69315
8	4.24970	3.95473	3.66849	3.39061	0.46229	0.39413	0.33436	0.28264
9	4.81723	4.09876	3.43137	2.81021	0.56097	0.39573	0.27956	0.20781
10	4.84099	3.78507	2.83967	1.99051	0.55179	0.33378	0.22190	0.20239
11	4.81298	3.54675	2.44025	1.46988	0.53787	0.29961	0.21467	0.26030
12	4.63835	3.29871	2.13928	1.13256	0.49888	0.26819	0.21049	0.29922
13	4.65945	3.31708	2.15555	1.14718	0.50313	0.27069	0.21182	0.29983
14	4.89310	3.66811	2.59208	1.64347	0.55659	0.31661	0.21962	0.24484
15	5.30979	4.31112	3.41002	2.59419	0.66034	0.42575	0.28485	0.22575
16	5.23651	4.63159	4.06258	3.52648	0.66162	0.50553	0.38394	0.29397
17	4.81686	4.62019	4.42729	4.23802	0.85137	0.78873	0.72974	0.67428
18	5.88256	5.88090	5.87924	5.87758	1.16693	1.16631	1.16569	1.16507
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.35 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	4.97715	4.90059	4.82484	4.74987	0.68857	0.66147	0.63513	0.60953
8	3.82299	3.54255	3.27313	3.01417	0.40146	0.32599	0.26094	0.20577
9	4.28407	3.60768	2.99478	2.43809	0.46307	0.28439	0.16573	0.10016
10	4.27248	3.29282	2.44809	1.71788	0.43170	0.20340	0.10256	0.10970
11	4.22730	3.06461	2.09485	1.28533	0.40462	0.16181	0.10112	0.19134
12	4.06908	2.84656	1.84059	1.01366	0.36654	0.13578	0.10936	0.25144
13	4.08703	2.86181	1.85390	1.02556	0.36990	0.13726	0.10968	0.25111
14	4.30077	3.17240	2.22447	1.42689	0.42352	0.17688	0.10062	0.16598
15	4.68546	3.75038	2.93553	2.22290	0.52988	0.28006	0.14387	0.10414
16	4.66151	4.08600	3.55574	3.06608	0.56011	0.38866	0.26003	0.16976
17	4.37639	4.18555	3.99959	3.81830	0.80058	0.72881	0.66174	0.59918
18	5.33791	5.33626	5.33462	5.33297	1.11421	1.11348	1.11276	1.11204
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.36 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.02 pu. ตำแหน่งบัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้าร์แอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	4.88247	4.73581	4.59356	4.45541	1.22471	1.15111	1.08201	1.01710
8	3.44136	2.97987	2.55561	2.16301	0.61355	0.46028	0.34483	0.26150
9	3.65867	2.59671	1.71884	0.97467	0.68701	0.37682	0.25388	0.26668
10	3.42892	1.97677	0.85966	-0.02847	0.61160	0.30212	0.33326	0.59649
11	3.24768	1.58485	0.36134	-0.56811	0.56081	0.30329	0.49218	0.97864
12	3.03644	1.32078	0.07698	-0.84980	0.50028	0.30364	0.58607	1.18896
13	3.05337	1.33321	0.08709	-0.84096	0.50547	0.30550	0.58685	1.18971
14	3.35130	1.72094	0.51163	-0.41611	0.59233	0.30718	0.45002	0.87797
15	3.91338	2.47860	1.36985	0.47956	0.78717	0.38967	0.32425	0.48068
16	4.14884	3.20119	2.40360	1.71571	0.87944	0.53852	0.35051	0.27409
17	4.15979	3.82661	3.51421	3.21984	1.15692	0.99881	0.86226	0.74440
18	5.46618	5.46272	5.45927	5.45582	1.86348	1.86133	1.85919	1.85706
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.37 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 10

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	9.765723	9.695207	9.624902	9.554805	0.923765	0.90889	0.894217	0.879747
8	8.189741	7.910318	7.634265	7.361527	0.644113	0.59547	0.550075	0.507876
9	9.096788	8.408532	7.740405	7.091619	0.789528	0.666261	0.5624	0.477185
10	9.275767	8.240468	7.250548	6.303426	0.817655	0.640244	0.506583	0.41418
11	9.336873	8.074433	6.87939	5.747174	0.827225	0.618948	0.475647	0.392914
12	9.142864	7.791869	6.518311	5.316635	0.791839	0.578497	0.43981	0.370421
13	9.171892	7.818791	6.543331	5.339933	0.797024	0.582628	0.443084	0.373012
14	9.42221	8.207907	7.055873	5.962022	0.843119	0.638678	0.49427	0.405955
15	9.859954	8.899457	7.977675	7.092531	0.927535	0.74936	0.60851	0.502982
16	9.591967	9.024414	8.470456	7.929645	0.881601	0.772259	0.676023	0.592463
17	8.971891	8.793959	8.617351	8.442052	1.012938	0.973504	0.935346	0.898451
18	10.24075	10.23931	10.23788	10.23645	1.280448	1.28009	1.279733	1.279375
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.38 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 24

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	6.43703	6.35595	6.27551	6.19569	0.89580	0.86955	0.84390	0.81885
8	5.11905	4.81435	4.51861	4.23146	0.56844	0.49104	0.42228	0.36177
9	5.69305	4.95047	4.26032	3.61753	0.67163	0.48359	0.34595	0.25380
10	5.71230	4.62047	3.64193	2.76168	0.65758	0.40570	0.26263	0.21392
11	5.68026	4.37058	3.22444	2.21706	0.63955	0.36036	0.23816	0.24911
12	5.50066	4.11485	2.91340	1.86746	0.59596	0.32179	0.22461	0.27660
13	5.52216	4.13353	2.92990	1.88225	0.60056	0.32455	0.22614	0.27735
14	5.76278	4.49584	3.38148	2.39707	0.66051	0.38099	0.24797	0.23964
15	6.19198	5.15940	4.22700	3.38181	0.77592	0.50935	0.33898	0.25233
16	6.12286	5.49765	4.90938	4.35489	0.78183	0.60656	0.46680	0.35948
17	5.72005	5.51679	5.31742	5.12182	0.99285	0.92398	0.85888	0.79743
18	6.81195	6.81024	6.80852	6.80680	1.33192	1.33125	1.33058	1.32991
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.39 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 38

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอกติฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	5.63812	5.55923	5.48117	5.40391	0.79045	0.76123	0.73278	0.70510
8	4.45673	4.16777	3.89006	3.62301	0.48099	0.39773	0.32511	0.26257
9	4.92400	4.22641	3.59362	3.01804	0.54583	0.34789	0.21119	0.12852
10	4.90867	3.89750	3.02377	2.26625	0.51011	0.25327	0.12624	0.10881
11	4.86009	3.65929	2.65475	1.81251	0.47944	0.20216	0.11017	0.17105
12	4.69746	3.43447	2.39160	1.52986	0.43750	0.17017	0.11055	0.22145
13	4.71578	3.45000	2.40512	1.54192	0.44114	0.17185	0.11102	0.22122
14	4.93570	3.77050	2.78896	1.95978	0.50022	0.22028	0.11375	0.15077
15	5.33153	4.36655	3.52427	2.78589	0.61644	0.33954	0.17860	0.11570
16	5.31093	4.71750	4.17033	3.66457	0.65085	0.46313	0.31916	0.21432
17	5.03827	4.84154	4.64983	4.46294	0.91117	0.83404	0.76175	0.69409
18	6.02395	6.02225	6.02055	6.01885	1.24491	1.24414	1.24337	1.24260
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ตารางที่ ข.40 การไหลกำลังไฟฟ้าเมื่อ PV ควบคุมแรงดัน 1.04 pu. ตำแหน่งบัส 86

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟ Q_{DG} (MVar)				กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ P_L (MW)			
	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}	P_{DG2MW}	P_{DG4MW}	P_{DG6MW}	P_{DG8MW}
1	0	0	0	0	0.246	0.246	0.246	0.246
2	0	0	0	0	0.261	0.261	0.261	0.261
3	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24
4	0	0	0	0	0.215	0.215	0.215	0.215
5	0	0	0	0	0.3	0.3	0.3	0.3
6	0	0	0	0	0.85	0.85	0.85	0.85
7	5.60931	5.44876	5.29358	5.14334	1.48940	1.40171	1.31949	1.24231
8	4.06101	3.56896	3.11844	2.70273	0.77225	0.58811	0.44616	0.33954
9	4.28421	3.15192	2.22239	1.43663	0.84905	0.46774	0.29267	0.26358
10	4.03395	2.49030	1.30964	0.37081	0.75180	0.34982	0.31692	0.52914
11	3.83780	2.07284	0.77954	-0.20613	0.68530	0.32459	0.44318	0.87316
12	3.61327	1.79460	0.47973	-0.50494	0.61151	0.31085	0.52175	1.06649
13	3.63105	1.80743	0.49005	-0.49601	0.61750	0.31304	0.52266	1.06726
14	3.94822	2.21648	0.93812	-0.04491	0.72366	0.33603	0.40931	0.78167
15	4.54963	3.01773	1.84367	0.90239	0.95805	0.46222	0.33087	0.43593
16	4.80883	3.79216	2.94405	2.21581	1.07569	0.66486	0.42577	0.30864
17	4.84916	4.48839	4.15197	3.83634	1.39429	1.20787	1.04670	0.90709
18	6.28593	6.28202	6.27811	6.27421	2.23359	2.23097	2.22836	2.22576
19	0	0	0	0	1.757	1.757	1.757	1.757
20	0	0	0	0	1.301	1.301	1.301	1.301
21	0	0	0	0	0.701	0.701	0.701	0.701
22	0	0	0	0	0.529	0.529	0.529	0.529
23	0	0	0	0	0.31	0.31	0.31	0.31
24	0	0	0	0	0.243	0.243	0.243	0.243

ภาคผนวก ค

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า อัตราค่าไฟฟ้าและการรับซื้อไฟฟ้าของ VSPP

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า อัตราค่าไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้าของ VSPP

ในภาคผนวกนี้ จะกล่าวถึงข้อกำหนดในการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อัตราค่าไฟฟ้าและการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP แสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

ค.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและเชื่อมต่อเพื่อขายไฟฟ้านั้น จะต้องทำตามระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า [6] วิทยานิพนธ์นี้จะกล่าวในประเด็นที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้

ค.1.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า

ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบรวมไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ต่อวงจร ในวิทยานิพนธ์นี้จึงจำลอง DG ขนาดสูงสุดอยู่ที่ 8 MW

ค.1.2 การคุมค่าแรงดัน (voltage regulation)

ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องไม่ทำให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยหากผู้ขอใช้บริการทำให้แรงดันอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานผู้ขอใช้บริการจะต้องเป็นผู้ปรับปรุงหรือควบคุมการเดินเครื่องเพื่อให้แรงดันเป็นไปตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันเพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมาตรฐานระดับแรงดันแสดงในตารางที่ 2.4

ค.1.3 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมตัวประกอบกำลังเพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดโดยระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนส์ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) จะต้องสามารถปรับค่าได้ตั้งแต่ 0.85 นำหน้าถึง 0.85 ตามหลังหรือดีกว่าถ้าค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามี่ค่าน้อยกว่า 0.85 จะถูกเรียกค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า มีวิธีควบคุมได้อย่างน้อย 2 โหมดคือ

- 1) โหมดควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
- 2) โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟหรือแรงดันไฟฟ้า

ส่วนระบบที่มีคอนเวอร์เตอร์ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (power factor) จะต้องสามารถปรับค่าและควบคุมได้ตามตารางที่ ค.1 ดังนี้

ตารางที่ ค.1 กำหนดความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังและวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟสำหรับระบบที่มีคอนเวอร์เตอร์

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังที่พิกัดกำลังไฟฟ้า	วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟ
1) ระดับแรงดันต่ำ 2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	0.95 ตามหลังถึง 0.95 นำหน้าหรือดีกว่า	จะต้องควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้
3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	0.90 ตามหลังถึง 0.90 นำหน้าหรือดีกว่า	จะต้องควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธีคือ 1) โหมดควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 2) โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟหรือแรงดันไฟฟ้า

ค.1.4 การควบคุมแรงดันกระเพื่อม

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบติดตั้งและควบคุมอุปกรณ์ไม่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ที่จุดต่อร่วมเกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับทั้งนี้ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าอาจมีการปรับปรุงเป็นคราว ๆ ไป ส่วนใหญ่ PV จะเกินแรงดันกระเพื่อมเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าที่ไม่คงที่

ค.1.5 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพผู้ขอใช้บริการประเภทต่อไปนี้จะต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (power quality meter) ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ณ ตำแหน่งจุดเชื่อมต่อของผู้ขอใช้บริการ

1) ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์

2) ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดคอนเวอร์เตอร์และมีขนาดกำลังผลิตของคอนเวอร์เตอร์รวมกันเกินกว่า 250 กิโลวัตต์โดยผู้ขอใช้บริการจะต้องจัดหาออกแบบและติดตั้งระบบ Monitoring Systems สำหรับเก็บบันทึกข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าซึ่งได้แก่ข้อมูลแรงดันไฟฟ้ากระแสไฟฟ้าความถี่ไฟฟ้ากำลังไฟฟ้าตัวประกอบกำลังฮาร์มอนิกแรงดันและฮาร์มอนิกกระแส เป็นต้น ส่วนกรณีเป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์อาจกำหนดให้มีการเก็บบันทึกข้อมูลของความเข้มแสงอุณหภูมิ (ตามแต่ละประเภทของแหล่งพลังงาน) เป็นกรณี ๆ ไปโดย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องสามารถเรียกดูข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าในรูปแบบเวลาจริง (Real Time) ผ่านระบบสื่อสารโดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

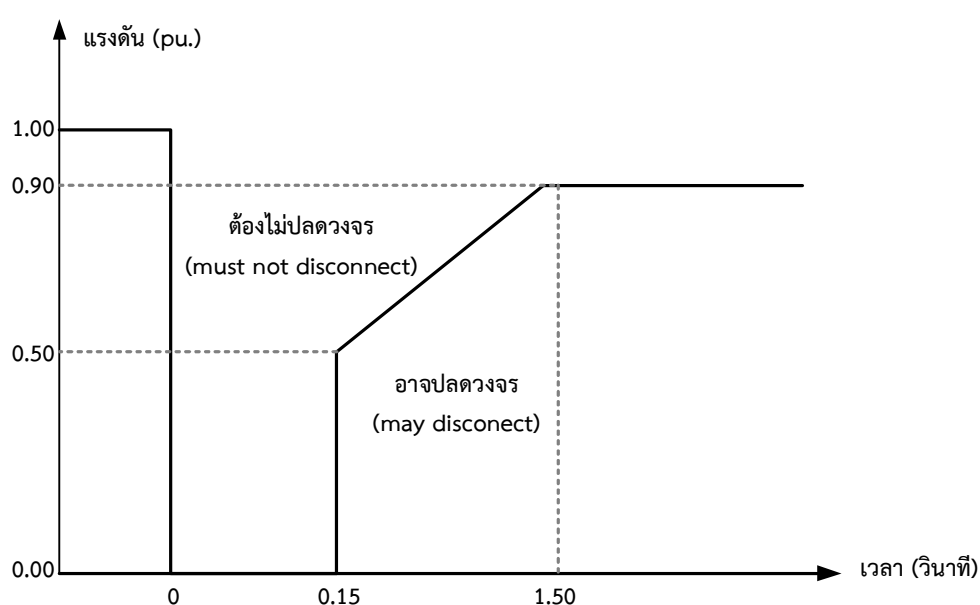
ค.1.6 ระบบควบคุมระยะไกล

ผู้ขอใช้บริการต้องเป็นผู้จัดหาอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) และหรือสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถควบคุมสั่งการจากระยะไกลได้ (Remote Control Switch: RCS) แล้วแต่กรณีพร้อมระบบสื่อสารเพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนรวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าโดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด

ค.1.7 ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้า PV

PV ที่ต้องการขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าเพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดโดยจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100 เปอร์เซ็นต์เหลือ 0 เปอร์เซ็นต์ได้โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อนาที DG จะต้องมีความสามารถ ดังนี้

1) ความสามารถในการทนต่อสถานะแรงดันตกชั่วขณะ (low voltage fault ride through) ระบบผลิตไฟฟ้าของ PV จะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาที่กำหนดขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยกำหนดตามระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อแสดงดังภาพที่ ค.1 และตารางที่ ค.2



ภาพที่ ค.1 กราฟแสดงความสามารถในการทนต่อสถานะแรงดันตกชั่วขณะ

ตารางที่ ค.2 ระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	Duration time (วินาที)
ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	ดังรูป

2) การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (under and over voltage protection) ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ให้บริการจะต้องปลดระบบออกจากโครงข่ายไฟฟ้า หากขนาดของแรงดัน Line to neutral มีค่าออกนอกช่วงแสดงดังตารางที่ ค.3

ตารางที่ ค.3 ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันปกติ

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ระยะเวลาดัดวงจร (วินาที)
$V < 50\%$	0.3
$50\% \leq V < 90\%$	2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
$110\% < V < 120\%$	1.0
$V > 120\%$	0.16

ค.2 อัตราค่าไฟฟ้า

อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าทั่วไป [23] แบ่งตามประเภทดังต่อไปนี้

ค.2.1 ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องมีการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าภูมิภาคในบางเวลา เพื่อใช้พลังงานไฟฟ้าในยามที่ไม่มีการผลิตไฟ เช่น โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ไฟสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ และระบบส่องสว่างในช่วงไม่มีแสงแดด โรงไฟฟ้าชีวมวลซื้อไฟฟ้าตอนซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า ซึ่ง DG มีการคิดค่าไฟฟ้าเหมือนผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป โดยมีการคิดค่าไฟฟ้าตามประเภทแบ่งเป็น 8 ประเภท แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะกล่าวในส่วนประเภทที่ 3 และ 4 ดังนี้

3) กิจการขนาดกลาง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ 30

กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน

4) กิจการขนาดใหญ่

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานของรัฐ องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน

ค.2.2 รูปแบบอัตราค่าไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีการซื้อไฟฟ้าในบางช่วงเวลา จัดอยู่ในผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 และ 4 คือ กิจการขนาดกลางและกิจการขนาดใหญ่ มีการคิดอัตราค่าไฟฟ้างวดต่อไปนี้

1) อัตราช่วงเวลาตามการใช้ (Time of day rate: TOU)

ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าไม่แบ่งช่วงเวลาในการคิดค่าไฟ แต่ค่าพลังงานไฟฟ้าจะคิดตามช่วงเวลาที่ใช้ของวัน แบ่งเป็น 2 ช่วงเวลาแสดงในตารางที่ ค.4

ตารางที่ ค.4 ข้อกำหนดช่วงเวลาของการใช้ (TOU rate)

ช่วงเวลา	ข้อกำหนดอัตราช่วงเวลา TOU
On Peak	09.00 – 22.00 จ - ศ และวันพืชมงคล
Off Peak	22.00 – 09.00 จ - ศ และวันพืชมงคล 00.00 – 24.00 ส - อ วันแรงงานแห่งชาติ, วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์ - อาทิตย์ และ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

ตารางที่ ค.5 อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้อิเล็กทรอนิกส์ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

อัตราค่าไฟ	ระดับแรงดัน	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
อัตราตามช่วงเวลาของการใช้งาน (Time of use Rate ; TOU)		Peak	Peak	Off Peak	
	69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	4.1283	2.6107	312.24
	22-33 กิโลโวลต์	132.93	4.2097	2.6295	312.24
	ต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	210.00	4.3555	2.6627	312.24

จากตารางที่ ค.5 แสดงประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นประเภทกิจการขนาดกลางและกิจการขนาดใหญ่ ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 และ 4

ค.2.3 ค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวนับเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าปกติที่ ขนาดกำลังผลิตเกิน 1 MW ส่วนใหญ่จัดอยู่ในผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลางและประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ สำหรับการใช้จ่ายไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ วิทยานิพนธ์นี้จะคิดค่าไฟฟ้าเป็น 5 ส่วน ดังนี้

1) ค่าความต้องการไฟฟ้า (demand charge)

ความต้องการมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาของเดือนนั้น ๆ เศษของกิโลวัตต์ไม่ถึง 0.5 ให้ปัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวัตต์ขึ้นไปปัดเป็น 1 กิโลวัตต์

2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (energy demand)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟใช้ไปในรอบเดือนนั้น ๆ มีหน่วยเป็น บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

3) ค่าบริการ (service charge)

ค่าบริการที่เกี่ยวกับเครื่องวัดค่าดำเนินการจดหน่วยมิเตอร์

4) ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเพาเวอร์แฟกเตอร์ (Lagging) ถ้าในรอบเดือนใดผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอกติฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด เมื่อคิดเป็นกิโลวาร์ เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังไฟฟ้าแอกติฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์แล้ว เฉพาะส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์ในอัตรากิโลวาร์ละ 56.07 บาท

5) ภาษีมูลค่าเพิ่มคิดในอัตราร้อยละ 7

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสนใจในประเด็นค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ซึ่งตามระเบียบค่าพลังไฟฟ้าจริงสูงสุดเกิดขึ้นตอนผู้ประกอบการซื้อไฟแต่ค่าพลังไฟฟ้ารีแอกติฟสูงสุดเกิดขึ้นในตอน DG ขายไฟ

ค.3 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากกับระบบของการไฟฟ้าภูมิภาคสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 8 เมกะวัตต์

ค.3.1 เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

- 1) การไฟฟ้าภูมิภาคเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า
- 2) การไฟฟ้าภูมิภาคจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิต

3) ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าภูมิภาคจะต้องไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ ในระบบ 22 kV ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าโดยการไฟฟ้าภูมิภาคจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดนกับระบบของการไฟฟ้าภูมิภาค

4) เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าภูมิภาคการไฟฟ้าภูมิภาคมีสิทธิ์ตรวจสอบและ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากตรวจสอบแก้ไขปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าภูมิภาคเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น

ค.3.2 จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1) จุดรับซื้อไฟฟ้าหมายถึงจุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจุดที่จำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าภูมิภาค

2) จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหมายถึงจุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าภูมิภาคซึ่งการไฟฟ้าภูมิภาคจะเป็นผู้กำหนดและอาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้การไฟฟ้าภูมิภาคจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ค.3.3 หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีหลักการดังนี้

1) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าภูมิภาคขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก) ในเดือนนั้น ๆ ในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่น ๆ ที่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้น ๆ

2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์การไฟฟ้าภูมิภาคจะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนเป็นดังนี้

2.1) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าภูิภาคน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าภูมิภาคขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือนการไฟฟ้าภูมิภาคจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยที่การไฟฟ้าภูมิภาคขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้น ๆ ในเดือนนั้น ๆ รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก)

2.2) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าภูมิภาคมากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าภูมิภาคขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือนการ

ไฟฟ้าภูมิภาคจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าภูมิภาคขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือนด้วยราคาตามข้อ 2.1) พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าภูมิภาคขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากกำหนดราคาซื้อดังนี้

2.2.1) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าภูมิภาครวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย

3) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์การไฟฟ้าภูมิภาคจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าดังนี้

3.1) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าภูมิภาครวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย

4) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 2.2.1) และข้อ 3) จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าภูมิภาคขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ค.3.4 ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณาซื้อไฟฟ้า

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณาซื้อไฟฟ้า มีดังต่อไปนี้

- 1) ผู้ขายไฟฟ้าจะต้องมีการคิดค่าไฟแบบ TOU
- 2) การคิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าใช้หลักเกณฑ์เดียวกับที่การไฟฟ้าภูมิภาคคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน

ภาคผนวก ง
การเผยแพร่ผลงานวิทยานิพนธ์

การเผยแพร่ผลงานวิทยานิพนธ์

ระหว่างการศึกษาวิจัยเพื่อทำวิทยานิพนธ์ ผู้เขียนได้เสนอบทความทางวิชาการ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของงานวิจัย จำนวน 1 บทความ โดยนำเสนอแบบบรรยายในงานประชุม วิชาการ “การประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ 19” “The 19th National Graduate Research Conference” ณ มหาวิทยาลัยขอนแก่น





บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยขอนแก่น

มอบเกียรติบัตรนี้ไว้เพื่อแสดงว่า

นายจกกาย ลวรัตนกร

ได้นำเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษา แบบบรรยาย

ระดับปริญญาโท กลุ่มวิทยาศาสตร์กายภาพ

ในการประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ ๑๙

ณ มหาวิทยาลัยขอนแก่น

วันที่ ๙ มีนาคม ๒๕๖๑

(ศาสตราจารย์ ดร. สุรศักดิ์ วงศ์รัตนชินวิน)
คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยขอนแก่น





**ผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระจายตัว ที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุน
เมื่อคำนึงถึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า**

**Impact of Size and Location on Distributed Generator on Pay Back Period with Consideration of
Power Factor Penalty**

จักกาย ลาวรัตนาก (Jakkai lawarattanakorn)* ดร.คมสันต์ คำโรจน์ (Dr.Komson Daroj) **

บทคัดย่อ

บทความนี้นับสนผลกระทบบนขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุนของโครงการเมื่อคำนึงถึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกิดจากการใช้พลังงานไฟฟ้าที่รีแอกทีฟมากกว่าร้อยละ 61.97 ของพลังงานไฟฟ้าจริง ศึกษาโดยใช้โปรแกรมจำลองคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จำลองในระบบทดสอบ 99 บัสของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 1 ตัวจำลองการเชื่อมต่อ 3 ตำแหน่ง คือ บัสหมายเลข 10 หมายเลข 24 และหมายเลข 38 และขนาด 3 ขนาด ได้แก่ 6 MW 7 MW และ 8 MW เป็นกรณีศึกษา โดยกำหนดราคาต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ราคาขายไฟฟ้า ราคาซื้อพลัง และค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ผลการจำลองจะแสดงให้เห็นว่าขนาดกับตำแหน่งเชื่อมต่อมีผลต่อกำลังไฟฟ้าที่รีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวรับและกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ วิธีการเสนอสนับสนุนให้เกิดธรรมาภิบาลแก่ 3 หน่วยงาน ได้แก่ นักวางแผนด้านพลังงานผู้ประกอบการของโครงการ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน

ABSTRACT

This paper studied the impact of size and location of Distributed Generator (DG) for the investment return rate with consideration on the power factor charge and energy loss of a distribution system. The power factor charge occurs when the reactive power demand, during injecting active power to the grid, is higher than 61.97 % of the active power demand. The studied framework is simulated by a 99-bus distribution system of PEA's network. Three location. Were selected, they are bus No. 10 No. 24 and No. 38 and three size of DG i.e., 6 MW 7 MW and 8MW are selected for this study. A power flow calculation is adopted to verify the absorbed reactive power and the distribution loss. Contribution of the present methodology is to provide a good governance for 3 entities i.e., energy policy planner, DG's owner, and the distribution utility for sustainable development

คำสำคัญ: เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ระยะเวลาคืนทุน

Keywords: Distributed generator, Power factor charge, Pay black period

* นักศึกษา หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี

** อาจารย์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี

19th

NGRC

March 9, 2018

การประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ 19
วันที่ 9 มีนาคม 2561 ณ มหาวิทยาลัยขอนแก่น

PMO13-2

บทนำ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generator; DG) ได้รับการส่งเสริมให้จ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในปัจจุบัน และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ตามกระแสของโลกที่ต้องการใช้พลังงานเชื้อเพลิงซึ่งพาณิชย์แล้วหันมาพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (R. S. Al Abri et al., 2013) จากพลังงานหมุนเวียนแทน รัฐบาลจึงมีนโยบายการวางแผนที่จะพัฒนาพลังงานทดแทน แลพลังงานทางเลือกโดยส่งเสริมให้มีพลังงานหมุนเวียนอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในราคาพิเศษ (Feed-in Tariff; FiT) เพื่อจูงใจแก่ผู้ประกอบการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Prachuab Pecerapong, Bundit Limmechokchai, 2013) จากหลักเกณฑ์ควบคุมแรงดันเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค DG ต้องควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์อาจรับกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟ เข้าสู่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (var charge) ซึ่งค่าปรับเกิดจากการรับพลังไฟฟ้ารีแอกตีฟ สูงสุดเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของพลังงานไฟฟ้าจริงสูงสุดในแต่ละเดือน โดยส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าปรับในอัตรา 10 บาทต่อหน่วยต่อชั่วโมง ค่าปรับดังกล่าวส่งผลต่อระยะเวลาคืนทุนของโครงการซึ่งผู้ประกอบการ DG อาจไม่ได้คำนึงก่อนการลงทุนโครงการ

บทความนี้จะมีการประเมินเพื่อศึกษาผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG ที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุนเมื่อคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า โดยจำลองระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรมคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าจำลองขนาด DG 3 ขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อ 3 ตำแหน่งคือ ต้นสาย กลางสายและปลายและแรงดันที่ DG ควบคุม 5 ระดับ

การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟของ DG นอกจากส่งผลกระทบต่อค่าปรับกำลังไฟฟ้าโดยตรงแล้ว โดยทางอ้อมก็จะส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย ทำให้เป็นประโยชน์ต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังนี้ นักวางแผนด้านพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

วัตถุประสงค์การวิจัย

เพื่อศึกษาผลกระทบของระยะเวลาคืนทุนของผู้ประกอบการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โดยศึกษาผลของค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ส่งผลต่อระยะเวลาคืนทุน และศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย เพื่อเป็นแนวทางแก่ นักลงทุน ผู้วางแผนนโยบายพลังงานและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

วิธีการวิจัย

ขั้นตอนการประเมินผลกระทบในบทความนี้เสนอเป็น 5 ขั้นตอนดังนี้

- กำหนดข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
- การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- คำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ
- คำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
- คำนวณระยะเวลาคืนทุน



กำหนดข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่นำมาจำลองเป็น โรงไฟฟ้าน้ำตาลที่ผลิตไฟฟ้าจากขาน้อยมีข้อมูลโครงการดังนี้

- ราคาโครงการโรงไฟฟ้าน้ำตาล 33-40 ล้านบาท/หมกะวัดต์ (พลังงานชีวมวล, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2554)
- ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (thermal plant efficiency) เท่ากับ 20% คือ ค่าประสิทธิภาพของการแปลงพลังงานจากเชื้อเพลิงเป็นไฟฟ้า
- เชื้อเพลิงขาน้อยมีค่าความร้อนอยู่ที่ 7,370 kJ/kg – 2048 kWh/ตัน
- คิดค่าบำรุงรักษา 2.5% ต่อปีของเงินโครงการ
- ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่โวลต์ละ 56.07 บาท
- จำลองการผลิตไฟฟ้าขาดตลอด 24 ชั่วโมง 180 วันต่อปี
- ราคาขายไฟฟ้าในอัตรา FIT 4.24 บาท/kWh

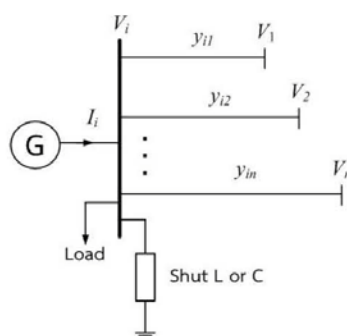
การจำลองขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว มีดังนี้

- กำหนดให้ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบ 3 ขนาด ได้แก่ 6 MW 7 MW และ 8 MW
- กำหนดตำแหน่งเชื่อมต่อ DG อยู่กับหมายเลข 10 หมายเลข 24 และหมายเลข 38

บทความนี้จำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 ขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อ 3 ตำแหน่ง เป็นตำแหน่ง ต้นสาย กลางสาย และปลายสาย ตามลำดับ เพื่อแสดงถึงผลกระทบที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นการคำนวณเพื่อหาขนาดแรงดันไฟฟ้า มุมเฟส กำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ที่บัสต่างๆ ในกรณีทั่วไปกำลังไฟฟ้า ณ บัส i ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โหลด และสายส่งต่อต่อไปยังบัสอื่นๆ แสดงดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 การไหลของกำลังไฟฟ้า ณ บัส i

กำลังไฟฟ้าที่ไหล ณ บัส i สามารถได้จากสมการที่ (1)

$$P_i - jQ_i = |V_i|^2 \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (1)$$

แยกส่วนกำลังไฟฟ้าจริง P และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ Q ได้ดังตามสมการที่ (2) และ (3) ตามลำดับ

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (2)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (3)$$

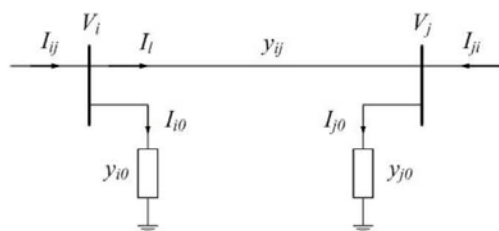
ขั้นตอนการคำนวณแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 ขั้นตอนการจำลอง

การคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ

เพื่อดูผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไหลในสายระหว่างบัส i และ j แสดงดังรูปที่ 3



รูปที่ 3 กระแสที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j



19th NGRC
March 9, 2018

การประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ 19
วันที่ 9 มีนาคม 2561 ณ มหาวิทยาลัยขอนแก่น

PMO13-5

สามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบได้จากสมการที่ (4)

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4)$$

โดยที่	P_L	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (W)
	V_i	คือ	ค่าแรงดันที่บัส i (V)
	V_j	คือ	ค่าแรงดันที่บัส j (V)
	Y_{ij}	คือ	ค่าแอดมิตแตนซ์ของสายบัส i ไปบัส j

หลังจากคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้านำมาแรงดันที่บัส i กับแรงดันที่บัส j และค่าแอดมิตแตนซ์ของสายบัส i ไปบัส j มาคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบ

คำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกิดจากผู้ใช้งานใช้ไฟฟ้าใช้ค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์ต่ำกว่า 0.85 หรือมีการใช้พลังงานไฟฟ้าไร้แอดคิฟที่สูงที่สุดในเดือนมากกว่าร้อยละ 61.97 ของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดในเดือน ซึ่งกำลังไฟฟ้าไร้แอดคิฟที่เกินคิดก็โลวาร์ละ 56.07 บาทสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5)

$$PF_{chARGE} = [(Q_M) - (0.6197 \times P_M)] \times 56.07 \quad (5)$$

โดยที่	PF_{chARGE}	คือ	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท)
	Q_M	คือ	ค่าพลังงานไฟฟ้าไร้แอดคิฟสูงสุดในเดือน (kVar)
	P_M	คือ	ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดในเดือน (kW)

นำค่ากำลังไฟฟ้าไร้แอดคิฟและค่าความต้องการพลังงานสูงสุดในเดือนมาคำนวณหาค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจากสมการที่ (4) โดย P_M คือพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจาก กฟผ. ซึ่งเป็นค่าที่น้อยมากเนื่องจาก DG มีการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้และขายตลอด 24 ชั่วโมง ยกเว้นกรณีหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุง กำหนด $P_M = 50$ kW

คำนวณระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุนของโครงการเป็นค่าที่บ่งชี้ถึงความคุ้มค่าต่อการลงทุน สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (6)

$$PB = \frac{\text{Initial investment}}{\text{Annual net cash inflow}} \quad (6)$$

โดยที่	PB	คือ	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)
	Initial investment	คือ	เงินลงทุน โครงการเริ่มแรก (บาท)
	Annual net cash inflow	คือ	กระแสเงินสดสุทธิต่อปี (บาท)

เงินลงทุนโครงการเริ่มแรกคิดจาก ค่าลงทุนโครงการบวกกับค่าที่ดิน ส่วนกระแสเงินสดสุทธิต่อปีคิดจากรายได้จากการขายไฟฟ้าลบค่าเชื้อเพลิงและค่าดูแลรักษาระบบ ส่วนที่เหลือคือเงินสุทธิ



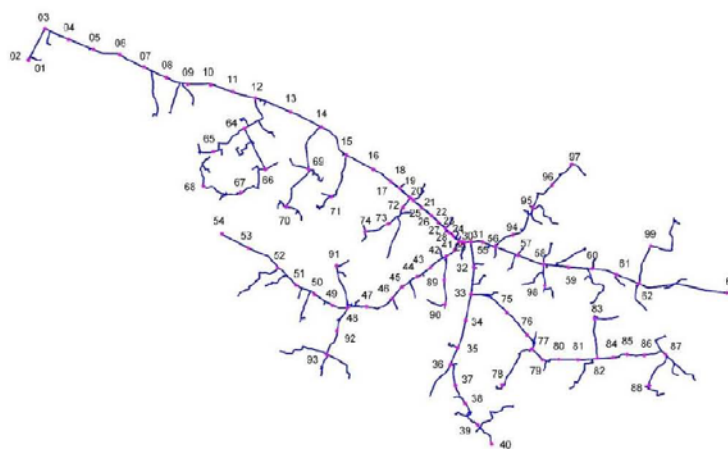
19th NGRC
March 9, 2018

การประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ 19
วันที่ 9 มีนาคม 2561 ณ มหาวิทยาลัยขอนแก่น

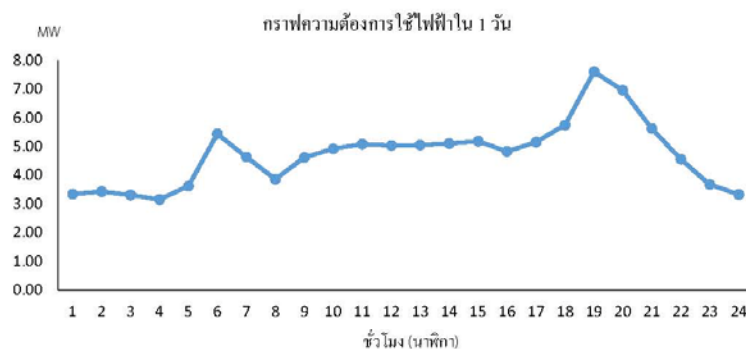
PMO13-6

ระบบทดสอบ

ใช้ระบบจำหน่าย กฟผ.2 เป็นระบบทดสอบ ประกอบด้วยบัสทั้งหมด 99 บัส กำหนดให้บัส 1 เป็นบัสอ้างอิง (slack bus) กำหนดแรงดันคงที่ 1.0 pu. บัสเครื่องกำเนิด (PV bus) 1 บัส กำหนดแรงดันบัส 5 ระดับคือ 0.96 pu. 0.98 pu. 1.0 pu. 1.02 pu. และ 1.04 pu. นอกนั้นเป็นโหลดบัส (PQ bus) ระบบทดสอบแสดงในรูปที่ 4 ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าทุก 1 ชั่วโมงใน 1 วัน เมื่อวัดที่ต้นทางสถานีไฟฟ้ายังมีกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดอยู่ที่ 7.8 MW โหลดเฉลี่ยอยู่ที่ 4.7 MW กราฟโหลดแสดงในรูปที่ 5 และกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละบัส ณ ช่วงเวลาต่างๆแสดงในรูปที่ 6



รูปที่ 4 ระบบทดสอบ 99 บัส



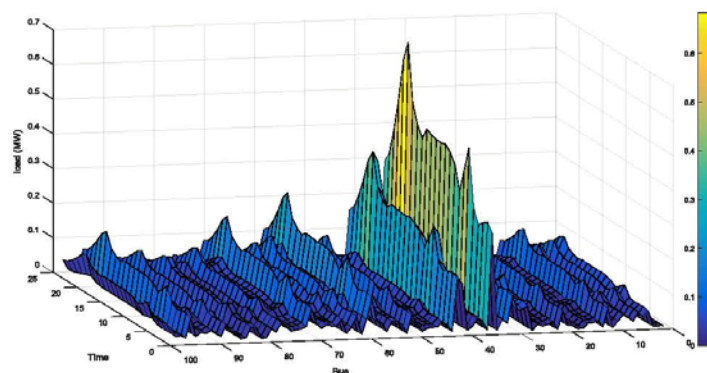
รูปที่ 5 กราฟความต้องการใช้ไฟฟ้าใน 1 วัน



19th NGRC
March 9, 2018

การประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ 19
วันที่ 9 มีนาคม 2561 ณ มหาวิทยาลัยขอนแก่น

PMO13-7



รูปที่ 6 กราฟความต้องการใช้ไฟฟ้าใน 24 ชั่วโมงของแต่ละบัส

ผลการวิจัย

ผลการจำลอง DG ขนาดและตำแหน่งต่างๆมีรายละเอียดดังนี้

จากการจำลองระบบทดสอบค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ DG รับสูงสุดอยู่ในช่วงเวลา 03.00 - 04.00 น. ซึ่งเป็นช่วงที่มีค่าโหลดต่ำที่สุด ผลกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ DG รับสูงสุดแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ผลค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ DG รับสูงสุดและกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบใน 1 วัน

แรงดันขั้ว DG (pu.)	ขนาด P_{DG} (MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (MVar)		
		เชื่อมต่อบัส 10	เชื่อมต่อบัส 24	เชื่อมต่อบัส 38
0.96	6	-3.871	-2.690	-1.880
	7	-4.492	-3.149	-2.213
	8	-5.088	-3.561	-2.488
0.98	6	-2.431	-2.097	-1.470
	7	-3.073	-2.579	-1.824
	8	-3.690	-3.013	-2.120
1.00	6	-0.909	-1.470	-1.035
	7	-1.574	-1.975	-1.410
	8	-2.213	-2.431	-1.728
1.02	6	0.696	-0.807	-0.576
	7	0.008	-1.335	-0.972
	8	-0.654	-1.813	-1.310
1.04	6	2.385	-0.107	-0.091
	7	1.674	-0.658	-0.508
	8	0.989	-1.160	-0.868

หมายเหตุ : เครื่องหมายคือทิศทางของการไหลของกำลังไฟฟ้า

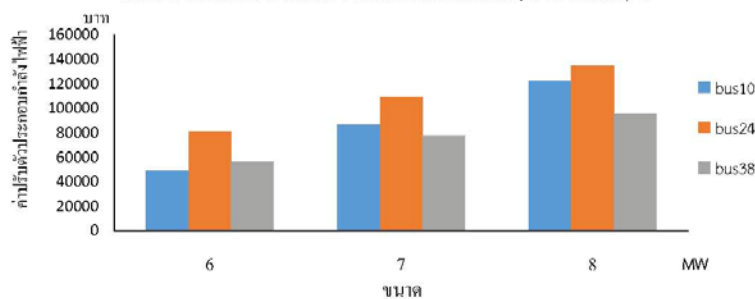


จากตารางที่ 1 นำค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมาคำนวณหาค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจากสมการที่ (5) ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่างๆแสดงในตารางที่ 2 และกราฟค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแสดงในรูปที่ 7

ตารางที่ 2 ผลค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ขนาดและตำแหน่งต่างๆ

แรงดันขั้ว DG (pu.)	ขนาด $P_{dc}(MW)$	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท)		
		เชื่อมต่อบัส 10	เชื่อมต่อบัส 24	เชื่อมต่อบัส 38
0.96	6	215,310	149,069	103,677
	7	250,129	174,853	122,358
	8	283,547	197,919	137,809
0.98	6	134,570	115,877	80,705
	7	170,617	142,913	100,553
	8	205,215	167,221	117,180
1.00	6	49,222	80,702	56,341
	7	86,522	109,008	77,360
	8	122,359	134,572	95,164
1.02	6	0	43,508	30,565
	7	0	73,106	52,764
	8	34,924	99,942	71,748
1.04	6	0	6,001	3,361
	7	0	36,913	26,748
	8	0	65,040	46,916

ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของขนาดและตำแหน่งต่างๆ ณ แรงดัน 1.0 pu.



รูปที่ 7 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG

จากรูปที่ 7 แสดงให้เห็นว่าขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อมีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ซึ่งค่าปรับตัวที่สูงที่สุดคือ DG เชื่อมที่บัสหมายเลข 24 ขนาด 8 MW ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ที่ 134,572 บาท/เดือน

ระยะเวลาที่ทุนสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (6) ผลแสดงในตารางที่ 3 พลังงานสูญเสียของระบบคิดจากพื้นที่ใต้กราฟของกำลังไฟฟ้าสูญเสียระบบ ผลพลังงานสูญเสียแสดงในตารางที่ 4



19th NGRC
March 9, 2018

การประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ 19
วันที่ 9 มีนาคม 2561 ณ มหาวิทยาลัยขอนแก่น

PMO13-9

ตารางที่ 3 รายละเอียด โครงการและระยะเวลาคืนทุน

รายละเอียด	ปี	กำลังผลิตขายไฟฟ้า		
		6 MW	7 MW	8 MW
เงินลงทุนโครงการ (ล้านบาท) ¹		240	273	304
ปริมาณชีวมวลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ตัน/ปี)		69541	81132	92722
ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าต่อปี (ล้านบาท/ปี) ²		69.54	81.13	92.72
ค่าดูแลรักษาระบบ (ล้านบาท/ปี) ³		6	6.825	7.6
ค่าปรับค่าประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท) ⁴	10	49222	86522	122359
	24	80702	109008	134572
	38	56341	77360	95164
รายได้จากการขายไฟฟ้า (ล้านบาท)		109.9	128.22	146.53
รายได้สุทธิ (ล้านบาท)	10	34.36	40.26	46.21
	24	33.7	39.78	45.22
	38	34.02	39.8	45.64
ระยะเวลาคืนทุน (ปี) * ไม่คิดค่าปรับค่าประกอบกำลังไฟฟ้า		5.9	5.73	5.56
ระยะเวลาคืนทุน (ปี) * คิดค่าปรับค่าประกอบกำลังไฟฟ้า	10	6.98	6.78	6.58
	24	7.12	6.86	6.72
	38	7.05	6.86	6.66

หมายเหตุ: ¹ โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล 33-40 ล้านบาท/เมกะวัตต์ ² ราคาขายเชื้อเพลิง = 1,000 บาท/ตัน

³ ค่าบำรุงรักษา = 2.5% ของเงินโครงการ ⁴ ค่าปรับของ DG เชื่อมต่อที่แรงดัน 1.0 pu.

ตารางที่ 4 พลังงานสูญเสียของระบบ

แรงดันขั้ว DG (p.u.)	ขนาด	พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย (MWh)		
	P_{loss} (MW)	เชื่อมต่อบัส 10	เชื่อมต่อบัส 24	เชื่อมต่อบัส 38
0.96	6	12.058	13.136	11.849
	7	14.201	18.254	17.853
	8	16.977	24.590	22.479
0.98	6	9.355	10.884	9.991
	7	10.991	15.479	15.533
	8	13.264	21.300	20.030
1.00	6	7.800	9.142	8.473
	7	8.911	13.203	13.547
	8	10.669	18.501	17.918
1.02	6	7.434	7.924	7.304
	7	8.005	11.439	11.904
	8	9.229	16.204	16.151
1.04	6	8.298	7.245	6.490
	7	8.308	10.201	10.611
	8	8.982	14.422	16.151



19th NGRC
March 9, 2018

การประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ 19
วันที่ 9 มีนาคม 2561 ณ มหาวิทยาลัยขอนแก่น

PMO13-10

สรุปและอภิปรายผลงานวิจัย

จากการจำลอง DG ในระบบทดสอบเพื่อศึกษาผลกระทบขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG ที่มีต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ระยะเวลาฟื้นฟูและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ สรุปผลได้ดังนี้

ผลกระทบขนาดของ DG มีดังนี้

- ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้านี้แนวโน้มสูงตามขนาด เนื่องจาก DG ที่มีขนาดใหญ่จะรับกำลังไฟฟ้าที่มากกว่า DG ขนาดเล็ก
- DG ที่มีขนาดใหญ่มีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นกว่า เพราะค่าลงทุนโครงการใหญ่ถูกกว่าโครงการเล็ก และขายไฟฟ้าได้ปริมาณที่มากกว่า
- DG ขนาด 8MW, 7MW และ 6MW มีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียระบบมีขนาดสูงไปตามลำดับ

ผลกระทบตำแหน่งของ DG มีดังนี้

- ตำแหน่งของ DG ส่งผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอย่างชัดเจนตำแหน่งที่ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงที่สุดคือบัสหมายเลข 10 เป็นซึ่งเป็นตำแหน่งต้นสาย
- จากตำแหน่งบัสหมายเลข 24 ที่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังสูงที่สุด ส่งผลให้มีระยะเวลาคืนทุนที่ยาวนานที่สุด
- ตำแหน่งของ DG มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเล็กน้อยที่สุดคือบัสหมายเลข 10

ผลกระทบของแรงดันเชื่อมต่อ DG มีดังนี้

- แรงดันมีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยตรง จะสังเกตได้ว่าถ้าแรงดันที่ DG ควบคุมมีค่าน้อยกว่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าช้อยมาก จะทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงตามไปด้วย
- แรงดัน DG ขนาด 0.96 pu. ส่งผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบมีค่าสูง

จากการจำลองพบว่าขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG มีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ระยะเวลาฟื้นฟู และพลังงานสูญเสียในระบบ ถ้าหน่วยงานต่าง ๆ มีการปรึกษาวางแผนร่วมกันอาจทำให้เกิดผลประโยชน์ร่วมกัน ในแง่ DG ช่วยรักษาแรงดันและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคช่วยเหลือเงินค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นกับ DG เพื่อเกิดจรรยาบรรณแก่ทุกฝ่าย บทความนี้หวังว่าจะเป็นประโยชน์แก่ผู้ประกอบการ นักวางแผนด้านพลังงานและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อการใช้พลังงานที่ยั่งยืน

เอกสารอ้างอิง

คู่มือการพัฒนาและการลงทุนพลังงานทดแทนชุดที่ 4 พลังงานชีวมวล, กระทรวงพลังงาน, [อ้างเมื่อ 20 ธันวาคม 2560], จาก <http://www.able.co.th/Upload/File/20.pdf>

Prachuab Pecerapong, Bundit Limmeechokchai, Thailand's feed-in tariff for residential rooftop solar PV systems:

Progress so far Investment incentive of grid connected solar photovoltaic power plant under proposed feed-in tariffs framework in Thailand, 2013 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies

R. S. Al Abri, Ehab F. El-Saadany, Yasser M. Atwa, Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS 2013;8(1).

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ

นายจกกาย ลวรัตนกร

ประวัติการศึกษา

พ.ศ.2552-2555 มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี

วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า