การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์และผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในระบบจัดจำหน่าย

Power Quality Analysis of Solar Power Plant 1 MW and Impacts an Economic Value in Distribution Power Networks

นเรศ ชลังสุทธิ์

Narate Charlangsut

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
พ.ศ. 2559

การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์และผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในระบบจัดจำหน่าย

Power Quality Analysis of Solar Power Plant 1 MW and Impacts an Economic Value in Distribution Power Networks

นเรศ ชลังสุทธิ์

Narate Charlangsut

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
พ.ศ. 2559

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

ชื่อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์และผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ในระบบจัดจำหน่ายไฟฟ้า
Thesis title	Power Quality Analysis of Solar Power Plant 1 MW and Impacts an Economic Value in Distribution Power Networks
ชื่อ นามสกุล	นเรศ ชลังสุทธิ์
ชื่อปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
คณะ	วิศวกรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษา	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ได้ให้ความเห็นชอบวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แล้ว

..... ประธานกรรมการ
(ดร.อรรถ พยอมหอม)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.พสิษฐ์ สุวรรณภิงคาร)

..... กรรมการและเลขานุการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิโรจน์ ฤทธิ์ทอง)

วันที่ 29 เดือน เมษายน พ.ศ. 2559

ชื่อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์และผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ในระบบจัดจำหน่าย
ชื่อ สกุล	นเรศ ชลังสุทธิ์
ชื่อปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา และคณะ	สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
ปีการศึกษา	2558

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์และผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ในระบบจัดจำหน่าย ซึ่งต้องเสียค่าปรับในกรณีที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นจำนวนเงินประมาณ 900,000 บาทต่อปี ผู้วิจัยได้ศึกษาแนวทางในการแก้ปัญหานี้ 3 วิธี คือ 1).การปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ 2).การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง 1500 กิโลวาร์ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ และ 3).การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันต่ำ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้

ผลการศึกษาพบว่าแนวทางในการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์วิธีที่สามารถแก้ปัญหาตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คือ การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง 1500 กิโลวาร์ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้โดยมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนประมาณ 1.8 ล้านบาท มีอายุการใช้งานในสภาวะปกติประมาณ 10 ปี มีการวิเคราะห์ผลตอบแทนการเงินซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 4,902,971 บาท อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C) เท่ากับ 3.72 ระยะเวลาคืนทุน (PB) เท่ากับ 2 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับร้อยละ 49.7 ของราคาต้นทุน

คำสำคัญ : คุณภาพไฟฟ้า, เศรษฐศาสตร์, คาปาซิเตอร์

Thesis title	Power Quality Analysis of Solar Power Plant 1 MW and Impacts an Economic Value in Distribution Power Networks
Author	Narate Charlangsut
Degree	Master degree
Major program	Electric Power Engineering Faculty of Engineering
Academic Year	2015

ABSTRACT

This thesis presents the Power Quality (PQ) analysis of solar power plant 1MW and economic impacts in the distribution power networks. The case study focuses on the penalty fee (fine) from consume the reactive power less than the limit of the Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand. The fine have been charged up to 900,000 baht per year. Therefore, the thesis studies and purposes the possible solution by analysing the operating function of the inverter (supports reactive mode), installing the adjustable capacitor bank 1500kVar in the Medium Voltage (MV) level and lastly installing the adjustable capacitor bank 1500kVar in the Low Voltage (LV) level.

The results shown that the possible solution that reduces the fine is installed the adjustable capacitor bank 1500kVar in the MV. The investment of this installation is cost 1,800,000 baht with the nominal operation over 10 years. The analysis of financial investment, which bases on the Net Present Value (NPV), the Benefit-Cost ratio (B/C), the Pay Back period (PB) is presented the NPV at 4,902,971 baht, B/C 3.72 and PB 2 year (with the Internal Rate of Return; IRR 49.7 percent).

Keywords : power quality, economics, capacitor

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงตามจุดประสงค์ได้ เนื่องจากรับความอนุเคราะห์ความช่วยเหลือ และเอื้อเฟื้อจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ที่กรุณาให้คำปรึกษาในการเขียนบทความวิชาการ บทความวิจัย และให้ความอนุเคราะห์ช่วยถ่ายทอดความรู้ที่เอื้ออำนวยในการจัดทำวิทยานิพนธ์ให้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี ตลอดทั้งอบรมสั่งสอนในเรื่องของการดำเนินชีวิต เพื่อให้ประสบความสำเร็จในหน้าที่การงานต่อไปในอนาคต

ขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ ดร.อรรถ พยอมหอม ดร.พสิษฐ์ สุวรรณภิงคาร และขอกราบพระคุณท่านคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ที่ให้ความอนุเคราะห์ให้คำแนะนำ และตรวจสอบจุดบกพร่องของวิทยานิพนธ์ ตลอดจนความช่วยเหลือจากคณาจารย์ในสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่านที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำ และความรู้ที่เป็นประโยชน์ต่อวิทยานิพนธ์นี้

ขอกราบขอบพระคุณ ผศ.อรุณ ชลังสุทธิ์ และอาจารย์สดศรี ชลังสุทธิ์ ผู้เป็นบิดา และมารดาที่คอยเป็นกำลังใจที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จ ที่ได้ให้ความช่วยเหลือในการอบรมสั่งสอนข้าพเจ้าให้มีความตั้งใจ และมีความพากเพียรพยายามมาโดยตลอด มาตั้งแต่เยาว์วัย จวบจนปัจจุบัน อีกทั้งสนับสนุนทุกสิ่งทุกอย่าง คอยให้คำปรึกษาในการแก้ปัญหาทั้งในเรื่องเรียน และเรื่องการใช้ชีวิตทั้งส่งเสริมให้ข้าพเจ้าได้มีโอกาสในการศึกษาจนบรรลุผลสำเร็จ สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาการ องค์ความรู้ คุณธรรมจริยธรรมแก่ข้าพเจ้า และเพื่อนทุกคน ที่ให้ความร่วมมือ และความช่วยเหลือซึ่งส่งผลทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ดำเนินตามวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้อย่างสมบูรณ์

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	ก
Abstract	ข
กิตติกรรมประกาศ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญรูป	ช
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความสำคัญ และความเป็นมาของปัญหา	1
1.2 ความมุ่งหมาย และวัตถุประสงค์การวิจัย	2
1.3 ขอบเขตของการวิจัย	2
1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงงาน	3
บทที่ 2 ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	4
2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	4
2.2 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	7
2.3 การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	10
2.4 หลักการพื้นฐานของคาปาซิเตอร์	12
2.5 ชนิดของคาปาซิเตอร์	13
2.6 ลักษณะของชุดคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งในแต่ละตำแหน่งตามพิกัดแรงดัน	15
2.7 ลักษณะการติดตั้งคาปาซิเตอร์	16
2.8 ผลดีจากการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าด้วยคาปาซิเตอร์	21
2.9 อินเวอร์เตอร์	25
2.10 เซลล์แสงอาทิตย์	29
2.11 ค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	34
2.12 อัตราค่าไฟฟ้าในระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	35

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
2.13 ค่าไฟฟ้าสำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	36
2.14 การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	38
2.15 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์	40
บทที่ 3 วิธีดำเนินการ	46
3.1 บทนำ	46
3.2 มิเตอร์ (Automatic Meter Reading; AMR)	49
3.3 อินเวอร์เตอร์	50
3.4 หม้อแปลงปรับแท็ปได้	52
3.5 เซลล์แสงอาทิตย์	53
3.6 ขั้นตอนการทำงาน	53
บทที่ 4 ผลการทดสอบ	55
4.1 บทนำ	55
4.2 กรณีศึกษา	55
4.3 การเปรียบเทียบทางเลือกทางเศรษฐศาสตร์	64
4.4 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	67
4.5 สรุป	71
บทที่ 5 สรุปผล และข้อเสนอแนะ	72
5.1 สรุปผล	72
5.2 ข้อเสนอแนะ	73
5.3 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต	73
เอกสารอ้างอิง	74
ภาคผนวก ก	76
ภาคผนวก ข	85
ภาคผนวก ค	99
ประวัติผู้วิจัย	134

สารบัญตาราง

ตาราง		หน้า
2.1	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรม และอาคารใหญ่ทั่วไป	25
2.2	ข้อกำหนดความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	29
2.3	จุดเด่น และข้อจำกัดของไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	33
2.4	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน (TOD)	35
2.5	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU)	35
2.6	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง	37
2.7	ค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันไฟฟ้าต่างๆ	40
3.1	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์	46
4.1	การทดสอบค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	56
4.2	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟก่อน และหลังใส่คาปาซิเตอร์	60
4.3	ราคาคาปาซิเตอร์แบบแรงดันต่ำ	61
4.4	สรุปเปรียบเทียบทางเลือกเพื่อแก้ปัญหาค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	62
4.5	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU)	63
4.6	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง	64
4.7	การเปรียบเทียบค่าตอบแทนในการปรับอินเวอร์เตอร์ในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในแรงดันขนาดกลาง และการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในแรงดันขนาดต่ำ	65
4.8	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ	68
4.9	อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน	69
4.10	อัตราผลตอบแทนภายใน	70

สารบัญภาพ

ภาพ		หน้า
2.1	สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า	10
2.2	การต่อคาปาซิเตอร์เพื่อปรับปรุงค่าค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	11
2.3	วงจรไฟฟ้าก่อน และหลังการติดตั้งคาปาซิเตอร์	12
2.4	สามเหลี่ยมกำลังเปรียบเทียบระหว่างก่อน และหลังการติดตั้งคาปาซิเตอร์	13
2.5	คาปาซิเตอร์ชนิดคงที่	14
2.6	คาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้	14
2.7	คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ	15
2.8	คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันกลาง	16
2.9	คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง	16
2.10	วงจร และภาพการติดตั้งชุดคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัว	18
2.11	วงจร และภาพการติดตั้งเพื่อชดเชยสาหรับกลุ่มโหลดแต่ละกลุ่ม	19
2.12	วงจร และภาพการติดตั้งเพื่อชดเชยที่ศูนย์กลางของโหลด	20
2.13	อินเวอร์เตอร์	27
2.14	เซลล์แสงอาทิตย์	31
2.15	แบบผลึกเดี่ยว แบบผลึกรวม และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก	32
3.1	มิเตอร์ (Automatic Meter Reading; AMR)	49
3.2	อินเวอร์เตอร์ SMA ที่ใช้ในเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์	50
3.3	หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้	52
3.4	เซลล์แสงอาทิตย์	53
4.1	การทดสอบค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	58
4.2	ตำแหน่งที่เป็นไปได้สำหรับติดตั้งในระบบแรงดันกลาง	59
4.3	หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้	59
4.4	ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟก่อน และหลังติดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้	60
4.5	หม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส 1760 กิโลวาร์	61
4.6	ภายในอาคารของสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีพื้นที่ว่างที่เพียงพอ	62

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญ และความเป็นมาของปัญหา

การประสบกับปัญหาราคาน้ำมันแพง และปัญหาภาวะโลกร้อนนั้นทำให้กลุ่มประเทศพัฒนาซึ่งรวมทั้งประเทศไทยด้วยซึ่งได้ให้ความสนใจในการจัดหาพลังงานทดแทน พลังงานหมุนเวียน ซึ่งพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนที่สำคัญที่สุด เป็นพลังงานสะอาดไม่ทำปฏิกิริยาใดๆ ที่จะทำให้สิ่งแวดล้อมเป็นพิษเป็นพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพสูง ปราศจากมลพิษ อีกทั้งเกิดใหม่ได้ไม่สิ้นสุด ด้วยการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ และตามพระราชบัญญัติการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน 15 ปีนับจากปี 2552 กำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนไว้ที่ร้อยละ 20.3 ของพลังงานทั้งหมด และมีสัดส่วนของพลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ที่ร้อยละ 6 ของพลังงานทั้งหมด ดังนั้นตามแผนงานปี 2565 ประเทศไทยต้องมีโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์กำลังการผลิตรวม 500 เมกะวัตต์ [1]

ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ระบุให้ระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเงินค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ในกรณีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการจ่าย หรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดในแต่ละเดือน ทำให้การคิดเงินในส่วนของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนี้ ซึ่งไม่ยุติธรรมต่อการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบตามหลัง ถ้าในรอบเดือนใดผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด เมื่อคิดเป็นกิโลวาร์ เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด เมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์แล้ว เฉพาะส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอัตรากิโลวาร์ละ 56.07 บาทซึ่งยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม สำหรับการเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าในรอบเดือนนั้น เศษของกิโลวาร์ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวาร์ให้ตัดทิ้งตั้งแต่ 0.5 กิโลวาร์ขึ้นไปคิดเป็น 1 กิโลวาร์ ค่าไฟฟ้าส่วนนี้สะท้อนถึงการลงทุน การบำรุงรักษาเครื่องวัด สำหรับติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า โดยกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไปมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า 0.85 [2]

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นี้จะเป็นทั้งผู้ขายไฟฟ้า ผู้ซื้อไฟฟ้าในเวลาเดียวกัน และมีการรับ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนั้น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะนำค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟมาคิดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า โดยจะเปรียบเทียบกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าจริงสูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์ของโหลดที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งมีค่าน้อยมาก เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจริงสูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์ที่ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทำให้ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องมีการเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่สูงมากกว่าผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าทั่วไป [3]

การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ต้องเสียค่าปรับในกรณีที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นจำนวนเงินประมาณ 900,000 บาทต่อปี ดังนั้นจึงมีแนวคิดในการแก้ไขปัญหา โดยการศึกษา วิเคราะห์หาแนวทางการแก้ไขปัญหาทางด้านเทคนิค และทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้เหมาะสม

1.2 ความมุ่งหมาย และวัตถุประสงค์การวิจัย

1. ศึกษาคุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์
2. วิเคราะห์ และแก้ไขปัญหาคุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์
3. เสนอแนะแนวทางการแก้ไขปัญหาของคุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบครบวงจรพร้อมทั้งเสนอราคาโดยประมาณเบื้องต้น และพิกัดของอุปกรณ์ที่เหมาะสม หากจำเป็นต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าวให้มีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1. ศึกษาโรงต้นกำลังไฟฟ้าแบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์
2. ศึกษาคุณภาพไฟฟ้าของโรงต้นกำลังไฟฟ้าแบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ กรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนด
3. แนวทางการแก้ไขปัญหาการปรับอินเวอร์เตอร์ในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง และการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันต่ำ
4. เปรียบเทียบมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ ดังนี้ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน(B/C) ระยะเวลาคืนทุน(PB) และอัตราผลตอบแทนภายใน(IRR)

1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน

1. ศึกษาทฤษฎี และข้อมูลการควบคุมคุณภาพไฟฟ้า
2. ศึกษา และเก็บข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับควบคุมคุณภาพไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์
3. หาแนวทางแก้ปัญหาทางด้านเทคนิคการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์
4. วิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์เปรียบเทียบแนวทางการแก้ปัญหาที่ดีที่สุด
5. สรุปแนวทางการแก้ปัญหาที่คุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์เหมาะสมที่สุด

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ได้เทคนิคการแก้ปัญหาการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ที่ต้องเสียค่าปรับในกรณีที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการคำนวณความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์อย่างเหมาะสมที่สุด

บทที่ 2

ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้ได้กล่าวถึงงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า หลักการพื้นฐานของคาปาซิเตอร์ ชนิดของคาปาซิเตอร์ เทคนิคการนำคาปาซิเตอร์เข้าระบบ ลักษณะของชุดคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งในแต่ละตำแหน่งตามพิกัดแรงดัน ลักษณะการติดตั้งคาปาซิเตอร์ ผลดีจากการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าด้วยคาปาซิเตอร์ อินเวอร์เตอร์ เซลล์แสงอาทิตย์ ค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อัตราค่าไฟฟ้าในระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าไฟฟ้าสำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

สมภพ กนกบรรณกร [4] นำเสนอเรื่องการวางแผนกำลังรีแอคทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน วิธีการสำหรับแก้ปัญหาการวางแผนกำลังรีแอคทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้า โดยมีจุดประสงค์เพื่อชะลอการก่อสร้างสายส่งลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ วิธีการที่นำเสนอได้ทดสอบกับระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผลลัพธ์ที่ได้เป็นที่น่าพอใจ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเป็นส่วนสำคัญที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถขาดได้ และเนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง การที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจจะก่อให้เกิดความเสียหายต่อผู้ใช้อย่างมากได้ ดังนั้นการวางแผนในระบบไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องคำนึงถึงกำลังรีแอคทีฟ และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยนำเสนอวิธีการสำหรับแก้ปัญหาการวางแผนกำลังรีแอคทีฟ ที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้าโดยมีจุดประสงค์เพื่อชะลอการก่อสร้างสายส่งลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ วิธีการที่นำเสนอได้ทดสอบกับระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผลลัพธ์ที่ได้เป็นที่น่าพอใจ

ชนันท์ ถิระนันท์ [5] นำเสนอเรื่องการควบคุมกำลังการผลิตไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยคำนึงถึงระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่าย ระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นพลังงานทางเลือกที่ได้รับความนิยมอย่างมาก ทำให้การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีเพิ่มมากขึ้น ประโยชน์จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีอินเวอร์เตอร์เป็นส่วนควบคุมการจ่ายไฟฟ้าได้ไม่เต็มที่นัก ซึ่งอาจทำให้แรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าไม่อยู่ในช่วงแรงดันไฟฟ้าตามข้อกำหนดระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยเริ่มต้นพัฒนาแบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อศึกษาผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านแรงดันไฟฟ้า และนำเสนอแนวทางการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการสนับสนุนแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ มีประโยชน์ต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ามากขึ้น รวมทั้งนำเสนอแนวคิดการแบ่งกรณีการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าเพื่อให้การคำนวณรายรับ และรายจ่ายที่เกิดขึ้นจากการทำงานของระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีความยุติธรรมต่อทั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และการไฟฟ้า

ศิวัช ชัยฤกษ์ [6] นำเสนอเรื่องการควบคุมกำลังรีแอคทีฟของอินเวอร์เตอร์สามเฟสเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยนำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟผ่านอินเวอร์เตอร์เพื่อคุมระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ พร้อมทั้งมีความสามารถในการทนต่อสภาวะ แรงดันตกชั่วขณะและการป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า จุดเด่นของระบบนี้ คือ สามารถช่วยสนับสนุนระบบ โครงข่ายไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพมากขึ้น ระบบแปลงผันที่นำเสนอเป็นแบบไร้หม้อแปลงความถี่สาย ใช้อินเวอร์เตอร์แบบสามระดับโดยการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ และผลการทดสอบกับอินเวอร์เตอร์เครื่องต้นแบบระดับห้องปฏิบัติการนั้นแสดงให้เห็นว่า ระบบสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ และกำลังไฟฟ้าจริงพร้อมกับควบคุมแรงดันให้อยู่ภายใต้ข้อกำหนดโครงข่ายไฟฟ้าได้ในขณะที่เกิดสภาวะแรงดันตกชั่วขณะระบบสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพื่อช่วยสนับสนุนเสถียรภาพของระบบได้ตลอดช่วงเวลาที่กำหนดตามข้อกำหนดรวมไปถึงเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าอยู่ในสภาวะการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดระบบสามารถตรวจจับสภาวะดังกล่าว และปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่ระบุไว้ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

Canada [7] ได้เสนอระบบการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบโรงไฟฟ้าทั่วไปเพื่อใช้ประโยชน์ในงานวิศวกรรมการก่อสร้าง การทำงานของพลังงานโรงไฟฟ้าที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าหลายกิโลวัตต์ของผู้บริโภค ซึ่งจะมีสถานีย่อยเป็นแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ตามธรรมชาติที่หาได้ เป็นการนำเสนอให้เห็นถึงพลังไฟฟ้าที่ส่งได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 10 ล้านวัตต์ โดยการนำพลังงานแสงอาทิตย์ไปแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้า และจะมีการเปลี่ยนจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ 200 วัตต์ ต่อ 2 ตารางเมตร หรืออาจใช้พลังงานแสงอาทิตย์มากกว่านั้นก็ได้ ระบบการทำงานในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นขึ้นอยู่กับโครงสร้างของการใช้ประโยชน์ของพลังงานไฟฟ้า และพลังงานอิเล็กทรอนิกส์ ซึ่งจะทำการขายพลังงานตามมาตรฐาน พลังงานจะมีการเชื่อมต่อในระบบสกาดา(Supervisory Control and Data Acquisition; SCADA) ระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีงบค่าใช้จ่ายในราคาประมาณ 160 ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในโรงงานพลังงานแสงอาทิตย์จะบรรลุเป้าหมายไดนั้น โรงงานที่ผลิตพลังงานฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะขายพลังงานได้ร้อยละ 20 ของเขตพลังงานไฟฟ้าที่ใช้น้ำมัน

Ravindranath [8] นำเสนอเรื่องคาปาซิเตอร์ที่ใช้ในการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและการแก้ไขคุณภาพไฟฟ้าของระบบสายส่งไฟฟ้า วิธีการปรับปรุง และควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบควบคุมแรงดันในระบบการสายส่งไฟฟ้า ซึ่งจะมีการติดตั้งสายไฟใต้ดินสำหรับจ่ายไฟฟ้า 34.5 กิโลโวลต์ ในกรณีนี้ทำให้สถานีย่อยมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำมาก โดยทางเทคนิค วิธีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับค่าตอบแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าและสมดุลทั้งสายเคเบิ้ล จากระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า การเหนี่ยวไฟฟ้า และการเก็บประจุไฟฟ้าซึ่งเป็นค่ากำลังไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่ไม่ควรมีค่าเกินค่ามาตรฐานเพื่อที่จะทำให้ไม่ต้องเสียค่าปรับ และปัญหาอีกอย่างหนึ่ง คือ การรักษาระดับของแรงดันไฟฟ้า โดยมีการนำพลังงานไฟฟ้า และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามาวิเคราะห์ผล ซึ่งสามารถสรุปได้ว่า การติดตั้งคาปาซิเตอร์ และการติดตั้งทรานซิสเตอร์ที่ควบคุมโดยอัตโนมัติ โดยมีการตรวจสอบของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้า โดยคำนวณค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และค่าตัวเหนี่ยวนำไฟฟ้าที่ต้องการหาแนวทางในแก้ปัญหา เพื่อที่จะทำให้ไม่ต้องเสียค่าปรับที่เกิดจากการใช้งานเฉพาะสถานที่

2.2 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

2.2.1 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power)

กำลังไฟฟ้าปรากฏ มีหน่วยเป็น โวลต์แอมป์ เป็นกำลังไฟฟ้าที่จ่ายให้วงจรที่ปรากฏให้เห็นทางโวลต์มิเตอร์ และแอมมิเตอร์ซึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าที่ได้จากผลคูณแรงดันไฟฟ้ากับกระแสไฟฟ้าที่ปรากฏให้เห็นทางโวลต์มิเตอร์ และแอมมิเตอร์จึงเรียกกำลังไฟฟ้าชนิดนี้ว่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ ซึ่งหาค่าได้จากสมการ 2.1 และสมการ 2.2 [9]

$$S = V \times I \tag{2.1}$$

เมื่อ S คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏ (โวลต์แอมป์)
V คือ แรงดันไฟฟ้า (โวลต์)
I คือ กระแสไฟฟ้า (แอมป์)

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{2.2}$$

เมื่อ S คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏ (โวลต์แอมป์)
P คือ กำลังไฟฟ้าจริง (วัตต์)
Q คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (วาร์)

2.2.2 กำลังไฟฟ้าจริง (Active Power)

กำลังไฟฟ้าจริง มีหน่วยเป็น วัตต์ เป็นกำลังไฟฟ้าที่แท้จริงที่ทำให้เกิดงานขึ้นในวงจรเป็นกำลังงานที่สามารถเปลี่ยนแปลงโดยอุปกรณ์ไฟฟ้าให้เป็นรูปแบบอื่นได้ เช่น ความร้อน แสงสว่าง กำลังงานกล ซึ่งกำลังไฟฟ้าจริงสามารถหาค่าได้จากสมการ 2.3 [9]

$$P = VI\cos\theta \tag{2.3}$$

เมื่อ P คือ กำลังไฟฟ้าจริง (วัตต์)
V คือ แรงดันไฟฟ้า (โวลต์)
I คือ กระแสไฟฟ้า (แอมป์)
θ คือ มุมระหว่างแรงดันไฟฟ้ากับกำลังกระแสไฟฟ้า

2.2.3 กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power)

กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ มีหน่วยเป็น วาร์ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบกระแสสลับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเป็นลักษณะอย่างหนึ่งซึ่งเกิดขึ้นโดยธรรมชาติของระบบไฟฟ้ากระแสสลับ และก่อให้เกิดผลเสียมากมายต่อระบบการส่งกำลังไฟฟ้าซึ่งต้องมีการแก้ไขเพื่อช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟมี 2 ประเภท คือ แบบเหนี่ยวนำ และแบบเก็บประจุซึ่งมีทิศทางตรงกันข้ามกันทำให้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟรวมมีค่าลดลง หรือชดเชยกันจนหมดไป แหล่งกำเนิดของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟประกอบด้วย โหลด หรือผู้ใช้ไฟฟ้าประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ไฟฟ้าหลากหลาย ส่วนใหญ่เป็นอุปกรณ์ที่เป็นตัวเหนี่ยวนำซึ่งเป็นตัวการสำคัญที่ทำให้ต้องมีการชดเชยด้วยกำลังไฟฟ้าแบบเก็บประจุกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเป็นกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปในวงจรในรูปของการต้านกลับเป็นกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถนำมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถทำให้เกิดงาน หรือเกิดกำลังงานได้ เป็นกำลังงานที่ไม่สามารถเปลี่ยนเป็นพลังงานในรูปแบบอื่นได้แต่อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ต้องทำงานโดยอาศัยสนามแม่เหล็ก เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า มอเตอร์ไฟฟ้า ต้องมีการใช้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนี้เพื่อสร้างสนามแม่เหล็ก วงจรไฟฟ้าที่ใช้งานจริงโดยทั่วไปจะเป็นภาระไฟฟ้าที่ไม่ได้มีเฉพาะความต้านทานเท่านั้น แต่จะมีอุปกรณ์ที่เป็นภาระกำลังไฟฟ้าได้แก่ คาปาซิเตอร์ และขดลวดเหนี่ยวนำซึ่งจะเป็นอุปกรณ์ที่ทำให้เกิดความต่างเฟสกันระหว่างกระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าเสมอความเป็นกำลังไฟฟ้าจินตภาพนั้นเป็นได้ทั้งในกรณีที่ในวงจรมีคาปาซิเตอร์ หรือขดลวดเหนี่ยวนำอยู่จริงๆ และอาจเกิดจากอุปกรณ์ ในวงจรที่มีคาปาซิเตอร์ และขดลวดเหนี่ยวนำเกิดขึ้นได้ โดยไม่ได้ตั้งใจแต่ไม่อาจหลีกเลี่ยงได้จากการผลิต และทำนองเดียวกันอุปกรณ์เกือบทุกชนิดจะมีความเหนี่ยวนำติดอยู่เสมอ เนื่องจากไม่สามารถผลิตวัสดุอุปกรณ์ทางไฟฟ้าที่เป็นอุดมคติได้ซึ่งกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสามารถหาค่าได้จากสมการ 2.4 [10]

$$Q = VI\sin\theta \qquad (2.4)$$

เมื่อ Q คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (วาร์)

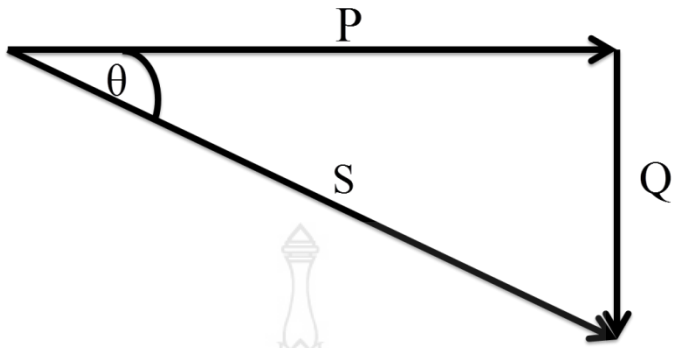
V คือ แรงดันไฟฟ้า (โวลต์)

I คือ กระแสไฟฟ้า (แอมป์)

θ คือ มุมระหว่างแรงดันไฟฟ้ากับกำลังกระแสไฟฟ้า

โดยส่วนมากแล้วในระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่จะจ่ายไปยังโหลดต่างๆนั้นจะพบว่ามีกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพิ่มขึ้นเรื่อยๆเนื่องจากมีการนำเอาอุปกรณ์ที่เป็นชนิดความเหนี่ยวนำมาใช้งานกันมากขึ้นอุปกรณ์เหล่านี้ได้แก่ มอเตอร์ชนิดเหนี่ยวนำ หม้อแปลง เครื่องเชื่อม เตาหลอม และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อื่นๆ ซึ่งในระบบกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกไปยังโหลดต่างๆเหล่านี้ จะมีทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟประกอบกัน โดยอุปกรณ์เหล่านี้จะเป็นอุปกรณ์ที่ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในระบบเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งจะมีผลต่อระบบจ่ายไฟฟ้าต่างๆ เช่น จะทำให้ระบบไฟฟ้าจ่ายกำลังได้ไม่เต็มที่ จะเพิ่มค่าสูญเสียเนื่องจากทองแดง ลดระดับแรงดันไฟฟ้า ด้วยเหตุผลเหล่านี้จึงเป็นสาเหตุที่ต้องปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้น เนื่องจากอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ มีผลทำให้ระบบการจ่ายกำลังไฟฟ้ามีคุณภาพต่ำไปด้วย เนื่องจากประโยชน์ที่จะได้รับจากกำลังไฟฟ้าจริงจะมีคุณภาพต่ำ ซึ่งทำให้การไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องมีการเพิ่มขนาดของอุปกรณ์จำหน่าย และอุปกรณ์ส่งไฟฟ้าให้สูงขึ้น เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่ไม่จำเป็น หรือค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่เกิดขึ้นด้วย อันไม่เป็นผลดีต่อประเทศชาติโดยรวม ตัวประกอบกำลังไฟฟ้านั้น คือ ค่าตัวเลขอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์หารด้วยค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏซึ่งมีหน่วยเป็นโวลต์แอมป์ โดยสามารถอธิบายให้เข้าใจง่ายได้ว่า ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า คือ ตัวเลขที่บอกถึงกำลังไฟฟ้าที่ได้ใช้ประโยชน์ หรือขนาดของไฟฟ้าทั้งหมดที่ต้องการจากระบบไฟฟ้า โดยส่วนที่เกินจากกำลังไฟฟ้าที่ใช้จริงจะเรียกว่าไฟฟ้ารีแอคทีฟซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวาร์ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีความสำคัญในระบบไฟฟ้าเนื่องจากเป็นตัวที่ทำให้ค่าใช้จ่ายต่างๆ เพิ่มขึ้น หรือลดลงได้ ระบบไฟฟ้าที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำจะมีความสูญเสีย ในระบบมาก อุปกรณ์ที่ใช้ต้องมีขนาดใหญ่มากขึ้น ค่าใช้จ่ายในการซื้ออุปกรณ์ตั้งแต่ต้นทางไปจนถึงปลายทางต้องเสียค่าไฟฟ้ามากขึ้นด้วย ดังนั้นการแก้ไขค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้นจึงมีความจำเป็น แต่ต้องพิจารณาถึงเงินลงทุนกับค่าอุปกรณ์ที่นำมาแก้ไขค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายที่สามารถประหยัดได้จากการแก้ไขค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

โดยทั้งกำลังไฟฟ้าปรากฏ กำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ จะมีความสัมพันธ์กันในรูปแบบกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในวงจรไฟฟ้าเป็นผลที่มาจากค่าแรงดัน และกระแสไฟฟ้า เมื่อจ่ายแรงดันให้วงจรจะทำให้เกิดกระแส โดยขนาดของกระแสจะขึ้นอยู่กับลักษณะส่วนประกอบต่างๆในวงจรซึ่งเราสามารถที่จะพิจารณาความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าปรากฏ กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ในรูปของสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้าตามภาพ 2.1 [10]



ภาพ 2.1 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า

2.3 การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า คือ ค่าตัวเลขอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงหารด้วยกำลังไฟฟ้าปรากฏ โดยหาค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้จากสมการ 2.5 การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นที่เข้าใจกันโดยทั่วไปว่า คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มีค่าเข้าใกล้ 1 เป็นการลดขนาดของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ เนื่องจากในทางปฏิบัตินั้นโหลดส่วนใหญ่จะมีคุณลักษณะเป็นความต้านทานผสมตัวเหนี่ยวนำซึ่งทำให้กระแสล้าหลังแรงดัน ดังนั้นกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในระบบที่พบจึงมักจะเป็นกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของตัวเหนี่ยวนำ เมื่อพิจารณาแล้วพบว่าทั้งบ้านพักอาศัยอาคาร และโรงงานต่างๆ ก็ใช้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของตัวเหนี่ยวนำทำให้ระบบในภาพรวมมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ การไฟฟ้าจึงเรียกเก็บค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำโดยเก็บเงินกับกรณีที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.85 [9]

$$PF = \frac{P}{S} = \cos\theta \tag{2.5}$$

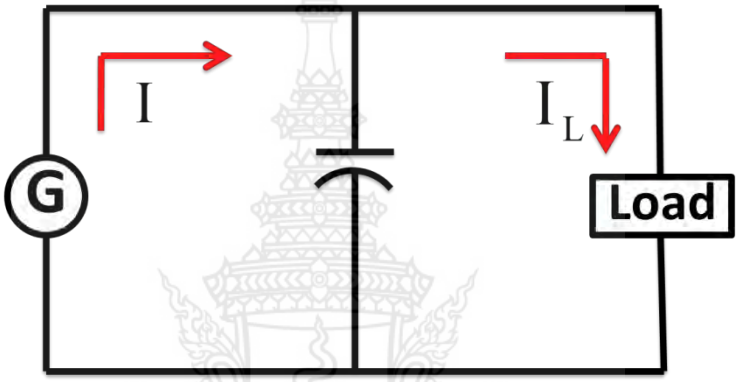
เมื่อ S คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏ (โวลต์แอมป์)

P คือ กำลังไฟฟ้าจริง (วัตต์)

PF คือ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

θ คือ มุมระหว่างกำลังไฟฟ้าปรากฏกับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ

ดังนั้นการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยทั่วไปแล้วสามารถทำได้โดย การใส่คาปาซิเตอร์ขนานกับโหลด หรือขนานกับแหล่งจ่าย เพื่อให้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของตัวเหนียวนำหักล้างกับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของคาปาซิเตอร์แล้วมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าปรากฏลดลงเมื่อใส่กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของคาปาซิเตอร์ เพื่อหักล้างกับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของตัวเหนี่ยวนำทำให้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในระบบลดลงแล้วกำลังไฟฟ้าปรากฏของระบบจะลดลงตามไปด้วยส่งผลให้กระแสลดลง

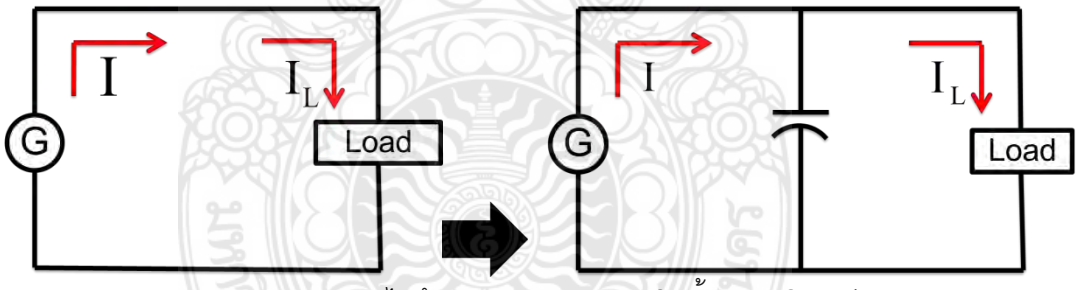


ภาพ 2.2 การต่อคาปาซิเตอร์เพื่อปรับปรุงค่าค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ข้อสังเกตจากภาพ 2.2 ถ้าต่อคาปาซิเตอร์ขนานกับโหลดกระแสก็จะลดต่ำลงตั้งแต่ตำแหน่งจุดที่ต่อนั้นไปจนถึงแหล่งจ่ายทั้งนี้โหลดยังคงใช้กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเท่าเดิมทุกประการเพราะแรงดันที่โหลดได้รับถือว่าไม่ได้เปลี่ยนไปจึงกินไฟเท่าเดิมแต่การที่กระแสในสายจากแหล่งจ่ายลดลงเป็นเพราะกระแสที่ไหลเข้าคาปาซิเตอร์มีทิศทางของเวคเตอร์หักล้างกับกระแสที่ไหลเข้าโหลดทำให้ผลรวมทางเวคเตอร์ของ $I_C + I_L$ มีขนาดลดลง หรือจะมองว่าเพราะต่อคาปาซิเตอร์เข้าระบบแล้วทำให้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟลดลงจึงทำให้กระแสลดลงด้วย หากนำคาปาซิเตอร์ไปต่อขนานกับแหล่งจ่ายกระแสก็จะลดต่ำลงเฉพาะตำแหน่งที่แหล่งจ่ายเท่านั้นซึ่งหมายความว่าบัสบาร์กับหม้อแปลงมีกระแสไหลน้อยลงแต่ในสายไฟที่เดินไปยังโหลดกระแสยังคงมากอยู่แต่การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยต่อคาปาซิเตอร์ขนานกับแหล่งจ่ายนี้เป็นวิธีที่สะดวก และไม่ยุ่งยากจึงเป็นวิธีที่นิยมทำกัน [10]

2.4 หลักการพื้นฐานของคาปาซิเตอร์

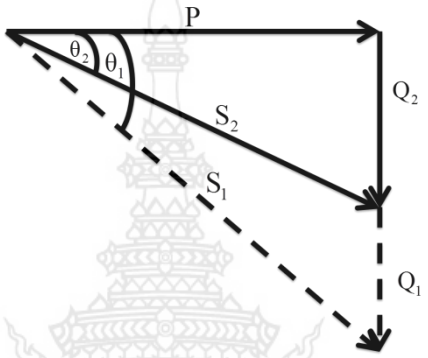
คาปาซิเตอร์เป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ทำหน้าที่ปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า คาปาซิเตอร์จะเป็นตัวจ่ายกระแสกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ซึ่งกระแสไฟฟ้ามีทิศทางนำหน้าแรงดัน เพื่อชดเชยกระแสไฟฟ้าของวงจรไฟฟ้าโดยทั่วไป ซึ่งโดยปกติกระแสไฟฟ้าจะล้าหลังซึ่งลักษณะโครงสร้างพื้นฐานของคาปาซิเตอร์นั้นจะผลิตจากแผ่นโลหะบางๆสองแผ่นวางซ้อนกันโดยมีฉนวนไดอิเล็กตริกคั่นตรงกลางม้วนเป็นรูปทรงกระบอกฉนวนไดอิเล็กตริกที่ใช้อาจจะเป็นชนิด อากาศ กระดาษ น้ำมัน ไมก้า เซรามิค เป็นต้น ค่าความจุจะเป็นหน่วยวัดของตัวคาปาซิเตอร์ซึ่งหน่วยวัดจะเป็นฟารัดเมื่อต้องการให้ได้ค่าเก็บประจุสูงขึ้นทำได้โดยวิธีนำแผ่นโลหะหลายๆแผ่นมาซ้อนกันเพื่อให้มีพื้นที่การเก็บประจุให้มากขึ้นแต่มีข้อจำกัดหลายประการจึงมีอีกวิธีหนึ่ง โดยการนำคาปาซิเตอร์หลายๆตัวมาขนานหรืออนุกรมทางไฟฟ้าซึ่งเป็นอุปกรณ์พื้นฐานทางไฟฟ้าชนิดหนึ่ง ที่จัดหาได้ง่าย และมีราคาถูกจึงนิยมใช้ในการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบขนานเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังตามภาพ 2.3 คาปาซิเตอร์จะทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟด้วยการให้กระแสที่มีเฟสนำหน้าซึ่งจะไปหักล้างกับองค์ประกอบบางส่วนของกระแสที่มีเฟสล้าหลังจากอินดักทีฟโหลด [4]



ภาพ 2.3 วงจรไฟฟ้าก่อน และหลังการติดตั้งคาปาซิเตอร์

จากภาพ 2.4 สามเหลี่ยมกำลังเปรียบเทียบระหว่างก่อน และหลังการติดตั้งคาปาซิเตอร์นั้นแสดงให้เห็นว่าการติดตั้งคาปาซิเตอร์จะทำให้กระแสโหลดมีขนาดลดลง และมุมระหว่างกระแสกับแรงดันที่จุดโหลดมีขนาดเล็กลงอีกด้วย นิยามของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า คือ ค่าโคซายน์ของมุมระหว่างกระแสกับแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลังทำให้สามารถแสดงให้เห็นว่าในสภาวะที่โหลดมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำจะทำให้แหล่งจ่ายต้องจ่ายกระแสไฟฟ้ามากกว่าในสภาวะโหลดที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่มีขนาดของกำลังไฟฟ้าเท่ากันผลเสียจากโหลดที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมาก และแรงดันตก

สิ่งต่างๆเหล่านี้เป็นผลเสียกับผู้จำหน่ายไฟฟ้า และผู้ที่ใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นสาเหตุที่ต้องมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น และดีขึ้น ซึ่งการแก้ไข คือ การติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบขนานเข้าไปในระบบไฟฟ้า ในกรณีโดยทั่วไปจะเป็นการติดตั้งคาปาซิเตอร์โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบให้มากที่สุด แต่ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าการติดตั้งคาปาซิเตอร์จะมีจุดประสงค์ในการเพิ่มแรงดันโดยรวมให้มากที่สุด [11]



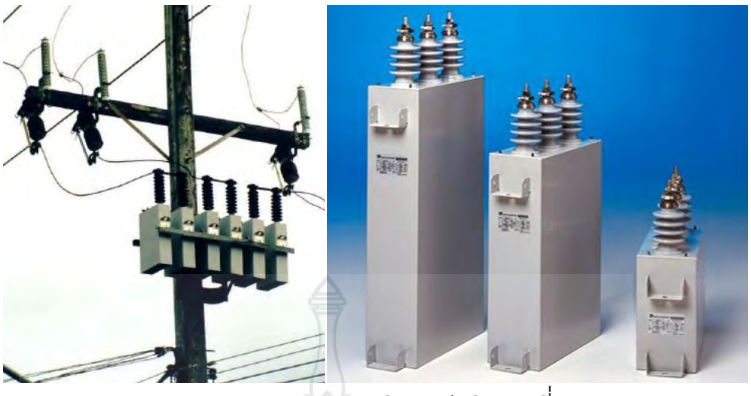
ภาพ 2.4 สามเหลี่ยมกำลังเปรียบเทียบระหว่างก่อน และหลังการติดตั้งคาปาซิเตอร์

2.5 ชนิดของคาปาซิเตอร์

คาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งใช้งานในระบบไฟฟ้ามีหลากหลายประเภท และคาปาซิเตอร์ที่นำไปติดตั้งเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นมี 2 ชนิดให้เลือกไปใช้งานตามความเหมาะสม คือคาปาซิเตอร์ชนิดคงที่ และคาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้ สามารถอธิบายลักษณะของคาปาซิเตอร์ทั้ง 2 ชนิดได้ดังนี้

2.5.1 คาปาซิเตอร์ชนิดคงที่

คาปาซิเตอร์ชนิดคงที่เป็นคาปาซิเตอร์ที่เมื่อติดตั้งเข้าไปในระบบแล้วจะมีการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าสู่ระบบตลอดเวลา และไม่สามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ คาปาซิเตอร์ชนิดคงที่มีราคาถูกเหมาะสำหรับระบบที่มีโหลดเปลี่ยนแปลงน้อย และโหลดนั้นไม่มีการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจึงต้องมีการคำนวณ หรือตรวจวัดเพื่อให้ทราบกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ระบบไฟฟ้าต้องการ สำหรับใช้ในการออกแบบเลือกค่าของชุดคาปาซิเตอร์ที่จะนำมาติดตั้ง เพื่อไม่ให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินขณะที่ระบบไฟฟ้ามีโหลดน้อยซึ่งจะส่งผลกระทบทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าชำรุดเสียหายได้ซึ่งตัวอย่างคาปาซิเตอร์ชนิดคงที่จะแสดงตามภาพ 2.5 [12]



ภาพ 2.5 คาปาซิเตอร์ชนิดคงที่

2.5.2 **คาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้**

คาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้จะตอบสนองต่อการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้สอดคล้องกับปริมาณโหลดในแต่ละช่วงเวลาได้ดีกว่าแบบคาปาซิเตอร์ชนิดคงที่เนื่องจากการนำคาปาซิเตอร์เข้าระบบ ด้วยการควบคุมแบบอัตโนมัติตามการเปลี่ยนแปลง ของปริมาณโหลดในแต่ละช่วงเวลา และเมื่อติดตั้งคาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้เข้าไปในระบบแล้วจะสามารถปรับค่าการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ โดยการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนั้นมีหลายวิธีให้เลือกซึ่งสามารถแบ่งการควบคุมออกเป็น 5 แบบ คือ การควบคุมจากค่ากระแส การควบคุมจากค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า การควบคุมจากเวลาแบบใช้สวิตช์ไฟฟ้าที่ปิดเปิดได้เองโดยมีกำหนดเวลาการควบคุมจากค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ การควบคุมจากค่าแรงดันไฟฟ้า ดังนั้นเวลาพิจารณาเลือกคาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้ไปใช้งานจึงต้องคำนึงถึงช่วงเวลาที่มีการใช้โหลดน้อยด้วยเพราะอาจทำให้เกิดแรงดันเกินที่จุดติดตั้งได้ซึ่งตัวอย่างคาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้จะแสดงตามภาพ 2.6 [12]

ภาพ 2.6 คาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้

2.6 ลักษณะของชุดคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งในแต่ละตำแหน่งตามพิกัดแรงดัน

ลักษณะของชุดคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งในแต่ละตำแหน่งตามพิกัดแรงดันนั้นสามารถแบ่งออกเป็น 3 ระดับแรงดัน คือ คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันกลาง และคาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง ซึ่งแต่ละแรงดันจะมีการติดตั้งที่แตกต่างกันออกไปตามระดับแรงดัน

2.6.1 คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ (Low Voltage Capacitor)

คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำจะมีการติดตั้งในระบบแรงต่ำภายในโรงงาน เช่น ที่ตู้สวิทช์บอร์ด (Main Distribution Board; MDB) เป็นต้น ซึ่งในการติดตั้งคาปาซิเตอร์ไว้ที่แผงสวิตช์แรงต่ำรวมนั้น การแบ่งคาปาซิเตอร์ออกเป็นหลายชุด และควบคุมโดยเครื่องควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอัตโนมัติ (Power Factor Controller; PFC) จะทำหน้าที่สั่งปลด หรือสับคาปาซิเตอร์เข้า หรือออกจากวงจร เพื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้ได้ตามต้องการการติดตั้งวิธีนี้จะได้ประโยชน์จากการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายไฟฟ้า การติดตั้งสะดวก และประหยัด ซึ่งตัวอย่างคาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำจะแสดงตามภาพ 2.7 [11]

ภาพ 2.7 คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ

2.6.2 คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันกลาง (Medium Voltage Capacitor)

คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันกลางจะติดตั้งในระบบจำหน่ายแรงดัน 22 และ 33 กิโลวัตต์ เช่น ที่เสาไฟของระบบจำหน่ายภายในโรงงานที่ลานไกไฟฟ้าภายสถานีไฟฟ้าของโรงงาน (ชนิดภายนอกอาคาร) และที่ภายในสถานีไฟฟ้าของโรงงาน (ชนิดภายในอาคาร) ซึ่งตัวอย่างของคาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันกลางจะแสดงตามภาพ 2.8 [11]

ภาพ 2.8 คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันกลาง

2.6.3 **คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง** (High Voltage Capacitor Bank)

คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง จะติดตั้งในระบบสายส่ง 115 กิโลวัตต์ เช่น ที่ลานไกไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงของโรงงาน เป็นต้น การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบไฟฟ้าแรงดันสูงไม่สามารถลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียได้แม้แต่กำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลง ประโยชน์ที่ได้จึงน้อยที่สุด โดยประโยชน์ส่วนใหญ่ของคาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันสูงนั้นจะใช้กับระบบของการไฟฟ้า และอาจใช้ลดค่าปรับเนื่องจากค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ จึงไม่ค่อยเป็นที่นิยมกันซึ่งตัวอย่างคาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันสูงจะแสดงตามภาพ 2.9 [11]

ภาพ 2.9 คาปาซิเตอร์สำหรับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง

2.7 **ลักษณะการติดตั้งคาปาซิเตอร์**

การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสามารถทำได้โดยการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ได้แก่ อุปกรณ์จำพวกคาปาซิเตอร์และมอเตอร์ซิงโครนัส เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของระบบไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น วิธีการที่สะดวก และเป็นที่นิยมมากที่สุด คือ การติดตั้งชุดคาปาซิเตอร์ขนานเข้าไปในระบบไฟฟ้า โดยที่ตำแหน่งการติดตั้งชุดคาปาซิเตอร์ในระบบไฟฟ้า เพื่อปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้านั้นจะมี

ตำแหน่งการติดตั้งอยู่หลักๆ 4 ตำแหน่ง คือ การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัว การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่กลุ่มโหลด การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่ศูนย์กลางของโหลด และการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยแบบผสม ซึ่งสามารถติดตั้งในระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ ระบบไฟฟ้าแรงดันกลาง และระบบไฟฟ้าแรงดันสูงได้ [12]

2.7.1 การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัว(Individual Compensation)

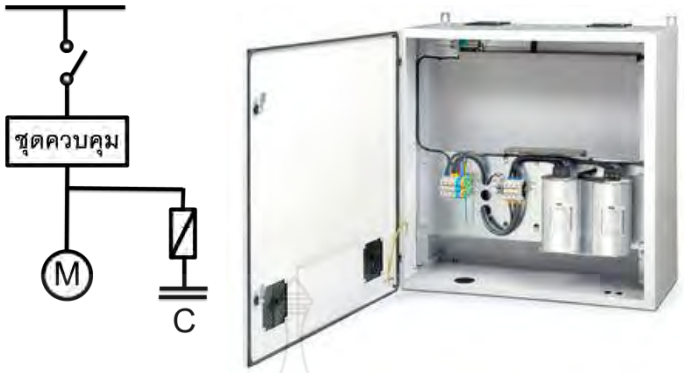
การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัว เป็นการติดตั้งคาปาซิเตอร์ที่โหลดโดยตรง คือ การติดตั้งที่โหลดทุกตัวที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ ติดตั้งคาปาซิเตอร์ที่ขั้วต่อสายไฟฟ้าของอุปกรณ์โดยตรง เช่น มอเตอร์ หม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น และตัดต่อผ่านเบรกเกอร์หรือคอนแทกเตอร์ของอุปกรณ์นั้นๆ การติดตั้งจึงใช้คาปาซิเตอร์จำนวนมาก การเลือกขนาดของคาปาซิเตอร์ต่อเข้ากับโหลดแต่ละตัว และจะสวิตช์พร้อมกับเดินมิเตอร์การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัว มักมีการติดตั้งไว้ใกล้กับโหลดจำพวกที่ใช้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟมากๆ เช่น มอเตอร์เหนี่ยวนำ หม้อแปลงไฟฟ้า เครื่องเชื่อม หลอดไฟฟ้าใช้ก๊าซ เป็นต้น โหลดบางตัวไม่ได้ใช้งานตลอดเวลาก็ต้องติดคาปาซิเตอร์ไว้ทำให้สิ้นเปลือง ซึ่งในตัวอย่างการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัวจะแสดงตามภาพ 2.10 [13]

ข้อดีของการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัว

1. มีประสิทธิภาพมากที่สุดเนื่องจากเป็นการชดเชยค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่โหลดแต่ละจุดซึ่งทำให้ค่ากระแสที่ไหลในสายไฟ และแรงดันตกในสายไฟลดลง
2. กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่สายไฟฟ้าที่ต่อเข้าอุปกรณ์จะลดลง
3. แรงดันตกในสายไฟฟ้าลดลงประมาณร้อยละ 20 – 30 ของแรงดันตกในสายไฟฟ้า
4. อาจใช้อุปกรณ์ตัดต่อร่วมในการตัดต่ออุปกรณ์ และคาปาซิเตอร์

ข้อเสียของการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัว

1. มีการใช้คาปาซิเตอร์ตัวเล็กหลายตัวจึงแพงกว่าคาปาซิเตอร์ตัวใหญ่ตัวเดียว และค่าใช้จ่ายในลงทุนสูงที่สุดเนื่องจากต้องติดตั้งเท่ากับจำนวนโหลด
2. อาจจะไม่ได้ใช้งานคาปาซิเตอร์บางตัว เนื่องจากอุปกรณ์ไม่ได้ทำงานพร้อมกันทั้งหมดในเวลาเดียวกัน



ภาพ 2.10 วงจร และภาพการติดตั้งชุดคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัว

2.7.2 การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่กลุ่มโหลด (Group Compensation)

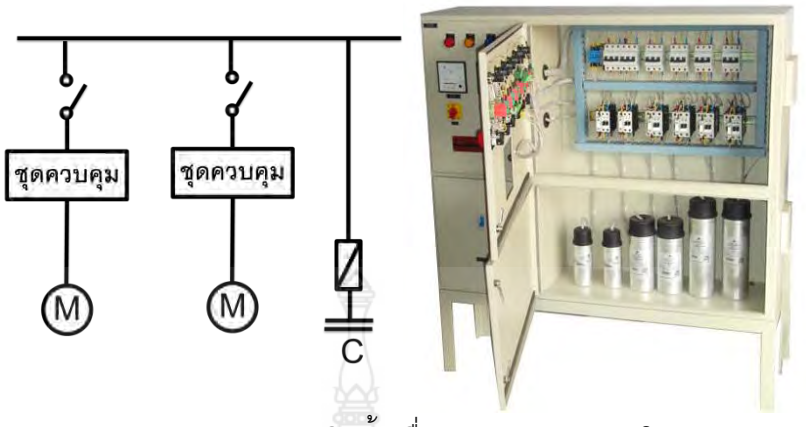
การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่กลุ่มโหลด คือ การติดตั้งในลักษณะแบ่งโหลดออกเป็นกลุ่มหลายๆกลุ่ม และติดตั้งคาปาซิเตอร์ที่แต่ละกลุ่ม จะผ่านเมนคอนแทกเตอร์ หรือเบรกเกอร์ เช่น กลุ่มของหลอดไฟแต่ละชั้นของอาคาร หรือกลุ่มย่อยของมอเตอร์ที่ติดตั้งแต่ละอาคาร โดยการใช้คาปาซิเตอร์ขนาดใหญ่ตัวเดียว ในการติดตั้งคาปาซิเตอร์ ขนาดของคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งอาจไม่ต้องคิดโหลดทุกตัวที่อยู่ในกลุ่ม เนื่องจากมีค่าความต้องการดีมานด์แฟกเตอร์เข้ามาเกี่ยวข้องด้วย ทำให้ลดขนาดคาปาซิเตอร์ลงได้ การติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบนี้จะลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายได้ส่วนหนึ่ง แต่จะไม่ได้ผลเท่ากับการติดตั้งที่โหลดโดยตรงไม่ได้ เช่น การปรับปรุงค่าคาปาซิเตอร์ของกลุ่มมอเตอร์ขนาดเล็กทำงานร่วมกันในขบวนการผลิต และการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของกลุ่มดวงโคมหลอดไฟฟ้าใช้ก๊าซ ซึ่งตัวอย่างการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่กลุ่มโหลดจะแสดงตามภาพ 2.11 [13]

ข้อดีของการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่กลุ่มโหลด

1. ค่าใช้จ่ายในลงทุนน้อยกว่าการติดตั้งเพื่อชดเชยที่โหลดแต่ละตัวเนื่องใช้ชุดคาปาซิเตอร์เพียงชุดเดียวต่อกับโหลดหลายๆตัวแต่ต้องติดตั้งชุดควบคุมการทำงานของคาปาซิเตอร์
2. ลดความสูญเสียในสายจ่ายไฟฟ้าย่อย
3. ลดแรงดันไฟฟ้าตกในสายจ่ายไฟฟ้าย่อย

ข้อเสียของการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่กลุ่มโหลด

1. ถ้าโหลดในวงจรเปลี่ยนแปลงจะควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้คงที่ได้ยาก
2. ต้องมีการติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์สำหรับคาปาซิเตอร์โดยเฉพาะเพิ่มเข้าไปอีก
3. ไม่ช่วยลดกระแส ความสูญเสีย และแรงดันไฟตกที่สายไฟฟ้าต่อเข้าอุปกรณ์



ภาพ 2.11 วงจร และภาพการติดตั้งเพื่อชดเชยสาหรับกลุ่มโหลดแต่ละกลุ่ม

2.7.3 **การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่ศูนย์กลางของโหลด**(Central Compensation)

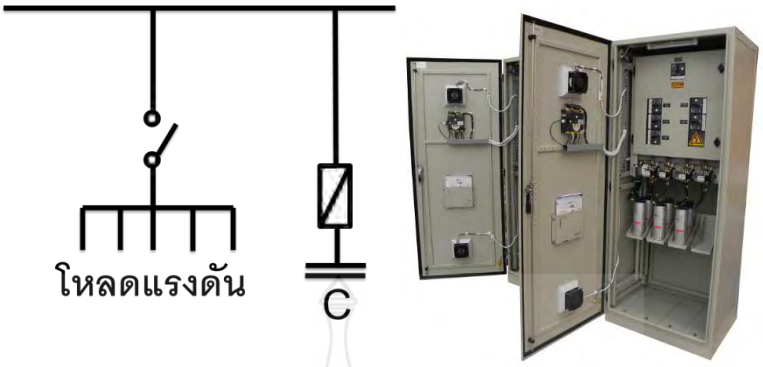
สำหรับสถานประกอบการใหญ่ๆ ซึ่งมีอุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดต่างๆ เป็นจำนวนมาก และอุปกรณ์เหล่านั้นทำงานไม่พร้อมกัน ดังนั้นความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจึงเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของทั้งระบบทำได้โดยการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่ศูนย์กลางของโหลด โดยการต่อคาปาซิเตอร์หลายตัวผ่านคอนแทกเตอร์เข้าไปที่แผงสวิตซ์จ่ายไฟใหญ่แล้วควบคุมด้วยเพาเวอร์แฟกเตอร์คอนโทรลเลอร์ ที่ตู้จ่ายไฟฟ้าหลักใกล้กับหม้อแปลงไฟฟ้า การควบคุมคาปาซิเตอร์อาจทำได้โดยมือกด หรืออัตโนมัติซึ่งตัวอย่างการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่ศูนย์กลางของโหลดจะแสดงตามภาพ 2.12 [14]

ข้อดีของการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่ศูนย์กลางของโหลด

1. สามารถใช้คาปาซิเตอร์ได้เต็มที่ตามความต้องการของโหลด
2. ใช้ระบบควบคุมอัตโนมัติ
3. ปรับปรุงแรงดันทั่วไปให้ดีขึ้น
4. เป็นที่นิยมเนื่องจากสะดวก และดูแลรักษาง่ายเพราะติดตั้งที่จุดเดียว

ข้อเสียของการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยที่ศูนย์กลางของโหลด

1. มีประสิทธิภาพปานกลางเนื่องจากเป็นการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟทั้งระบบไฟฟ้า
2. ค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงเนื่องจากการติดตั้งชุดควบคุมการทำงานของคาปาซิเตอร์
3. ต้องมีเครื่องควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ ตรวจสอบ สั่งให้ตัด และต่อคาปาซิเตอร์เข้ากับระบบ



ภาพ 2.12 วงจร และภาพการติดตั้งเพื่อชดเชยที่ศูนย์กลางของโหลด

2.7.4 การติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อชดเชยแบบผสม (Combined Compensation)

ในกรณีระบบไฟฟ้ากำลังขยายใหญ่ มีโหลดหลายชนิดจำนวนมาก ทั้งที่เป็นโหลดหลัก (โหลดที่มีความสำคัญต่อระบบ เช่น มอเตอร์) กลุ่มโหลดที่เหมือนกัน และมีการทำงานพร้อมๆกัน โหลดที่ทำงานต่อเนื่องละไม่ต่อเนื่อง เป็นต้น เมื่อคำนึงถึงความต้องการที่จะได้รับประโยชน์สูงสุด ในการควบคุมค่าตัวปรกอบกำลังไฟฟ้าของระบบ อาจใช้การชดเชยแบบผสมดังนี้ [14]

1. ปรับปรุงที่ตัวอุปกรณ์ สำหรับโหลดหลัก (โหลดที่มีความสำคัญต่อระบบ) และโหลดที่ทำงานอย่างต่อเนื่อง
2. ปรับปรุงกลุ่ม สำหรับโหลดที่ทำงานพร้อมกัน
3. ปรับปรุงรวมสำหรับโหลดอื่นๆที่เหลือโหลดที่ทำงานไม่ต่อเนื่อง และทำงานไม่พร้อมกัน

2.7.5 การติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบปรับเปลี่ยนทันทีทันใด

เนื่องจากโหลดบางชนิด เช่น ลิฟต์ เครน เครื่องเชื่อม เครื่องม้วนเหล็ก กระดาษ พลาสติก ทำงานไม่ต่อเนื่อง เปิดปิดเร็วมากๆ บางครั้งน้อยกว่า 1 นาที ใช้คอนแทกเตอร์ตัดต่อคาปาซิเตอร์ไม่สามารถปรับเปลี่ยนได้เร็วตามโหลด ต้องรอเวลาในการคลายประจุไฟฟ้าของคาปาซิเตอร์ นอกจากนั้นการตัดต่อคาปาซิเตอร์บ่อยครั้งเกินไปจะทำให้คอนแทกเตอร์ และคาปาซิเตอร์มีอายุใช้งานลดลงอย่างมาก ในกรณีที่โหลดมีการปรับเปลี่ยนเร็วต้องใช้ไทริสเตอร์เป็นตัวตัดต่อ [14]

ข้อดีการติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบปรับเปลี่ยนทันทีทันใด

1. ตัดต่อคาปาซิเตอร์ได้ทันทีทันใด
2. ลดค่าปรับเพาเวอร์แฟกเตอร์ ลดค่าปรับดีมานด์ ลดความสูญเสีย และแรงดันไฟฟ้าตก

ข้อเสียการติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบปรับเปลี่ยนทันทีทันใด

1. ลงทุนค่าอุปกรณ์สูง โดยทั่วไปไทริสเตอร์แพงกว่าคอนแทกเตอร์ประมาณ 5-10 เท่า

2.8 ผลดีจากการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าด้วยคาปาซิเตอร์

อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้งานอยู่ในระบบส่วนใหญ่ จะเป็นชนิดที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ซึ่งมีแหล่งจ่ายไฟฟ้าเพียงเครื่องจักรกลซิงโครนัส และคาปาซิเตอร์เท่านั้นที่สามารถจ่ายค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ เช่น เดียวกับแหล่งจ่ายไฟฟ้า ดังนั้นจึงมีความจำเป็นต้องติดตั้งคาปาซิเตอร์ให้กับระบบเพื่อเพิ่มค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม คาปาซิเตอร์มีคุณสมบัติดีอยู่หลายประการซึ่งนอกจากจะติดตั้งได้ง่ายแล้ว ยังมีราคาที่ถูกกว่าเครื่องจักรกลซิงโครนัส และประการที่สำคัญ คือ มีกำลังสูญเสียในตัวเองที่ต่ำมาก ซึ่งในปัจจุบันสามารถผลิตคาปาซิเตอร์ให้เลือกใช้งานหลายขนาด เพื่อให้เหมาะสมกับปริมาณโหลดในแต่ละพื้นที่ และในการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มีค่าที่สูงขึ้นจะให้ผลที่ดีต่อระบบอยู่หลายประการ [3]

2.8.1 การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทำให้ขยายโหลดของระบบได้มากขึ้น

การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทำให้ขยายโหลดของระบบได้มากขึ้น คือ เมื่อมีการติดตั้งคาปาซิเตอร์จะทำให้กระแสที่ไหลไปยังโหลดที่ติดตั้งคาปาซิเตอร์ลดจำนวนลงจากเดิม ทำให้สามารถเพิ่มโหลดเข้าไปในระบบได้อีก หรืออาจกล่าวได้ว่าหลังจากการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแล้ว จะทำให้หม้อแปลง สายตัวนำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถต่อ หรือเพิ่มโหลดได้มากขึ้นกว่ากรณีที่ยังไม่ปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ตัวต้นกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามปกติแล้วจะมีขนาดพิกัดเท่ากับ หรือมากกว่ากำลังงานที่ออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่ถ้าปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแล้วตัวกำลังจะสามารถลดขนาดพิกัดได้ หรือถ้าตัวต้นกำลังยังเป็นตัวเดิมก็จะใช้กำลังน้อยลงซึ่งจะทำให้สามารถเพิ่มโหลดได้มากขึ้น [3]

2.8.2 การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทำให้สามารถลดค่าการสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในหม้อแปลง และสายไฟฟ้า

เมื่อติดตั้งคาปาซิเตอร์เข้าไปในระบบไฟฟ้าจะทำให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าถูกปรับปรุงให้สูงขึ้นจาก $\cos\theta_1$ เป็น $\cos\theta_2$ และทำให้ปริมาณของกระแสที่ไหลผ่านนั้นมีค่าลดลงจะเป็นผลทำให้กำลังสูญเสียลดค่าจากเป็นด้วย ดังนั้นค่ากำลังสูญเสียสามารถแสดงได้ดังสมการ 2.8 โดยที่ R คือ ค่าความต้านทานในสายตั้งแต่ตำแหน่งติดตั้งคาปาซิเตอร์จนถึงตำแหน่งของแหล่งจ่ายไฟฟ้า เพราะฉะนั้นการติดตั้งคาปาซิเตอร์ไว้ใกล้กับโหลดจะให้ผลดีมากกว่าการติดตั้งไว้ที่แหล่งจ่ายไฟฟ้า นอกจากการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะทำให้กระแสในสายมีขนาดที่ลดลงแล้วยังทำให้ค่ากำลังสูญเสียในหม้อแปลงขณะมีโหลดมีค่าลดลงด้วย ค่ากำลังสูญเสียนี้สามารถแสดงได้ในสมการ 2.6 [16]

$$\Delta W = \left(\frac{100}{\eta} - 1\right) \times K \times \left(\frac{P}{P_0}\right)^2 \times \left(1 - \frac{\cos^2\theta_1}{\cos^2\theta_2}\right) \times P_0 \quad (2.6)$$

เมื่อ ΔW คือ กำลังสูญเสียที่ลดลง (วัตต์)

η คือ ร้อยละประสิทธิภาพ

P คือ ขนาดของโหลด (โวลต์แอมป์)

K คือ อัตราส่วนของค่ากำลังสูญเสียขณะมีโหลดกับค่ากำลังสูญเสีย

P_0 คือ ขนาดของหม้อแปลง (โวลต์แอมป์)

เราสามารถทำให้มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงขึ้นได้ โดยการติดตั้งคาปาซิเตอร์ซึ่งทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นเมื่อต่อคาปาซิเตอร์ และอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการสร้างสนามแม่เหล็กที่ก่อให้เกิดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ เช่น มอเตอร์ เข้าด้วยกัน กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่จ่ายจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าจะลดลง หรือหมดไปขึ้นอยู่กับปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่จ่ายโดยคาปาซิเตอร์นั้น

2.8.3 การลดค่าสูญเสียในระบบ

แม้ว่าการคืนทุนจากการลงทุนติดตั้งคาปาซิเตอร์ เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายตัวนำจะเป็นสิ่งที่ยาก แต่การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในตัวนำก็เป็นสิ่งที่ควรค่าแก่การนำมาพิจารณาในการออกแบบทั้งนี้เป็น เพราะในกรณีของระบบไฟฟ้าของโรงงานเก่าๆที่มีสายป้อนยาวมากๆ โดยที่กำลังไฟฟ้าสูญเสียในตัวนำต่างๆ จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับค่ากำลังสองของกระแสไฟฟ้า แต่เนื่องจากกระแสไฟฟ้าจะลดลงเป็นสัดส่วนโดยตรง เมื่อทำการติดตั้งค่าปาซิเตอร์ในการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในตัวนำจึงเป็นสัดส่วนกับส่วนกลับกำลังสองของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าการลดค่าสูญเสียในระบบสามารถแสดงได้ในสมการ 2.7 [15]

$$Loss = \left(\frac{PF_1}{PF_2}\right)^2 \times 100 \quad (2.7)$$

เมื่อ $Loss$ คือ ร้อยละค่าการสูญเสีย

PF_1 คือ ค่าตัวประกอบกำลังก่อนปรับค่า

PF_2 คือ ค่าตัวประกอบกำลังหลังปรับค่า

2.8.4 ผลประโยชน์ต่อประชาชน และสิ่งแวดล้อม เมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผลประโยชน์ต่อประชาชน และสิ่งแวดล้อม เมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และสามารถเพิ่มการรับโหลดของอุปกรณ์ต่างๆ ได้เพิ่มขึ้น ทั้งของผู้ใช้ไฟฟ้าระบบจำหน่าย ระบบส่งไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะเป็นการประหยัดการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า และของประเทศชาติ โดยรวมจะก่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าซึ่งจะสามารถพิจารณาความสามารถในการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า [3]

2.8.5 ผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถประหยัดค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีค่าประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.85 จะต้องเสียค่าปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ในอัตรา 56.07 บาทต่อกิโลวาร์ ซึ่งเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้ามีการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มีค่ามากกว่า 0.85 จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถประหยัด ค่าไฟฟ้าในส่วนนี้ลงได้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถประหยัดการลงทุนในการขยายระบบไฟฟ้าลงได้ เนื่องจากเมื่อมีการปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแล้วจะเป็นการเพิ่มความสามารถของสายไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้าในการรับโหลดได้เพิ่มขึ้น และเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแล้วจะลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายไฟฟ้า หม้อแปลง และแรงดันไฟฟ้าตกจะน้อยลงอีกด้วย ซึ่งผลการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะนำมาซึ่งประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถประหยัดค่าไฟฟ้าลงได้ และยังเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของการจ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า ที่สามารถแสดงเป็นรูปธรรมที่ชัดเจน [3]

2.8.6 ผลประโยชน์ที่มีต่อส่วนรวมเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ผลประโยชน์ที่มีต่อส่วนรวมเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคือการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มากกว่า 0.85 จะทำให้ระบบอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น จะเป็นการประหยัดการลงทุนในการขยายระบบไฟฟ้า และผลที่เกิดขึ้นเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่อส่วนรวมนั้นก็คือ การสามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้โดยสามารลดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดเนื่องจากการลดค่ากระแสไฟฟ้าในสายส่ง และอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตซึ่งเป็นการประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าโดยรวมของประเทศได้ [3]

2.8.7 การลดขนาดแรงดันตกในหม้อแปลง และสายไฟฟ้าเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

โดยทั่วไปค่ารีแอคแตนซ์ (X_L)ในระบบจะมีค่ามากกว่าค่าความต้านทาน (R) ดังนั้น การติดตั้งคาปาซิเตอร์เข้าไปจึงมีผลทำให้แรงดันตกมีค่าที่ลดลงดังแสดงในสมการที่ 2.8 [15]

$$\Delta V = I(R\cos\theta + X_L \sin\theta) \tag{2.8}$$

เมื่อ ΔV คือ ขนาดของแรงดันตก (โวลต์)

I คือ กระแสโหลด (แอมป์)

R คือ ความต้านทานรวมของสายไฟฟ้า และหม้อแปลง

X_L คือ ค่ารีแอคแตนซ์รวมของสายไฟฟ้า และหม้อแปลง

$\cos\theta$ คือ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของสายไฟฟ้า และหม้อแปลง

2.8.8 การเพิ่มความสามารถในการรับกระแสของอุปกรณ์ไฟฟ้าเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

เมื่อติดตั้งคาปาซิเตอร์เข้าไปในระบบจะทำให้กระแสที่ไหลในคาปาซิเตอร์ซึ่งมีเฟสนำหน้าไปหักล้างกับกระแสที่ไหลในโหลดซึ่งมีเฟสล้าหลัง จึงทำให้กระแสรวมที่ไหลในระบบมีค่าลดลงจะส่งผลที่ดีต่อระบบเนื่องจากระบบสามารถรองรับโหลดที่จะเพิ่มขึ้น ในอนาคตได้โดยไม่ต้องหาแหล่งจ่ายไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติมก่อนถึงระยะเวลาอันควรจึงทำให้ประหยัดค่าใช้จ่าย

2.8.9 ลดค่าไฟฟ้ารายเดือนเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สำคัญได้แก่ หม้อแปลง มอเตอร์ คอมเพรสเซอร์เครื่องปรับอากาศ บัลลาสต์ เครื่องเชื่อม เตาหลอมโลหะ เป็นต้น โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าดังกล่าวเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทโหลดเหนี่ยวนำซึ่งต้องการกำลังไฟฟ้าทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสำหรับสร้างสนามแม่เหล็กไฟฟ้า ซึ่งกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนี้จะไม่มีผลต่อกำลังไฟฟ้าจริง แต่จะมีผลต่อการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจ่ายกำลังไฟฟ้ารวม กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจะมีความสัมพันธ์อยู่กับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าซึ่งสรุปได้ว่า หากค่าของตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในระบบมีค่าสูง แสดงว่ากำลังไฟฟ้าจริงส่วนใหญ่จะถูกนำไปใช้ได้อย่างเต็มที่ แต่หากค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำแสดงว่ามีกำลังไฟฟ้าส่วนที่ไม่ได้ใช้ประโยชน์แอบแฝงมาด้วยเป็นจำนวนมาก ทำให้เกิดความสูญเสีย ในระบบสูงซึ่งในระบบการจ่ายไฟฟ้าที่ดีแล้วควรจะมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าใกล้เคียงหนึ่งดังตัวอย่างที่แสดงในตาราง 2.1 [3]

ตาราง 2.1 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรม และอาคารใหญ่ทั่วไป [12]

เครื่องใช้ไฟฟ้า	ร้อยละค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
เครื่องเชื่อมแบบอาร์ก	35-60
เครื่องเชื่อมแบบความต้านทาน	40-60
เครื่องกลึง	40-65
เตาเผาแบบเหนี่ยวนำ	30-70
เครื่องปั๊มโลหะธรรมดา	60-70
เครื่องจักรทอผ้า	60-70
หลอดแสงจันทร์	50-60

ในบรรดาเครื่องใช้ไฟฟ้าตามตาราง 2.1 ส่วนใหญ่จะมีมอเตอร์เป็นต้นกำลังขับซึ่งมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่จะแปรผันตามการใช้งานของมอเตอร์ คือ ขณะกำลังใช้งานแบบน้อยๆ นั้นค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าซึ่งมีผลทำให้เกิดการสูญเสียมาก โดยค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของมอเตอร์จะมีค่าสูงสุดประมาณร้อยละ 80 ก็ต่อเมื่อใช้งานเต็มพิกัดดังสมการที่ 2.9 [12]

$$M = \frac{P}{P_T} \times 100 \tag{2.9}$$

เมื่อ M คือ ร้อยละการใช้งานของมอเตอร์

P คือ กำลังไฟฟ้าที่ใช้จริง (วัตต์)

P_T คือ กำลังไฟฟ้าตามพิกัดของมอเตอร์ (วัตต์)

2.9 **อินเวอร์เตอร์**

อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จะแปลงไฟกระแสสลับให้เป็นไฟกระแสตรงโดยวงจรคอนเวอร์เตอร์ จากนั้นไฟกระแสตรงจะถูกแปลงเป็นไฟกระแสสลับที่สามารถปรับขนาดแรงดัน และความถี่ได้โดยวงจรอินเวอร์เตอร์ วงจรทั้งสองนี้จะเป็นวงจรหลักที่ทำหน้าที่แปลงรูปคลื่น และผ่านพลังงานของอินเวอร์เตอร์โดยทั่วไปแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับมีรูปคลื่นซายน์ แต่เอาท์พุตของ อินเวอร์เตอร์จะมีรูปคลื่นแตกต่างจากรูปซายน์ นอกจากนั้นยังมีชุดวงจรควบคุมทำหน้าที่ควบคุมการทำงานของวงจรคอนเวอร์เตอร์ และวงอินเวอร์เตอร์ให้เหมาะสมกับคุณสมบัติของ มอเตอร์ไฟฟ้า 3 เฟส ซึ่งตัวอย่างอินเวอร์เตอร์จะแสดงในภาพ 2.13 [5]

เซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมาในรูปแบบของไฟกระแสตรงแต่เครื่องใช้ไฟฟ้าในที่อยู่อาศัยโดยส่วนใหญ่ เป็นเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ใช้กับไฟกระแสสลับเป็นหลัก ดังนั้นการที่จะทำให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้ใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าโดยทั่วไปได้ ก็ต้องมีตัวแปลงกระแสไฟฟ้าเสียก่อน อุปกรณ์ตัวนั้นก็ คือ อินเวอร์เตอร์ โดยหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์จะรับพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเข้าไปสู่ตัวเครื่องอินเวอร์เตอร์ หลังจากนั้นจะผ่านวงจรไฟฟ้าภายในตัวอินเวอร์เตอร์ที่ประกอบไปด้วยทรานซิสเตอร์ ซึ่งจะทำหน้าที่ในการแปลงแรงดันให้มีการสลับกันไปมาระหว่างความต่างศักย์ที่เป็นบวก และความต่างศักย์ที่เป็นลบจนได้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับโดยมีจำนวนครั้ง ที่สลับไปมาเท่ากับ 100 - 120 ครั้งต่อวินาทีที่ความถี่ 50 - 60 เฮิรตซ์แล้วแต่การออกแบบวงจรภายใน โดยเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ผลิต และใช้กันอยู่ในประเทศไทยโดยทั่วไปจะมีแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับอยู่ที่ 220 - 230 โวลต์ ความถี่ 50 เฮิรตซ์ [7]

2.9.1 รูปแบบของรูปคลื่นที่ผลิตได้จากอินเวอร์เตอร์

แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับที่แปลงได้จากตัวอินเวอร์เตอร์ จะมีรูปแบบของลูกคลื่นที่ผลิตได้อยู่สองแบบใหญ่ๆด้วยกัน

1. รูปคลื่นสแควร์เวฟ (Square Wave) มีลักษณะเป็นทรงเหลี่ยม อีกรูปแบบที่ใกล้เคียงกับรูปคลื่นสแควร์เวฟก็ คือ โมดิฟายซานย์เวฟ (Modified-Sinewave) ซึ่งจุดที่เปลี่ยนระหว่างคลื่นบวกกับลบจะมีความชันน้อยกว่า ส่วนใหญ่แล้วจะเจอกับอินเวอร์เตอร์ที่มีราคาถูก หาซื้อได้โดยทั่วไป อินเวอร์เตอร์ที่มีแรงดันขาออกเป็นแบบสองลูกคลื่นนี้จะนำไปใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ไม่ค่อยมีผลกับรูปแบบของลูกคลื่นมากนัก เช่น หลอดไฟ เป็นต้น แต่ถ้านำไปใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีส่วนประกอบของเส้นลวดพัน เช่น มอเตอร์พัดลม จะทำให้เกิดเสียง และความร้อนจากตัวมอเตอร์ ส่งผลให้มอเตอร์เสียหายได้ เนื่องจากรูปแบบลูกคลื่นไม่สอดกับหลักการทำงานภายในของตัวมอเตอร์

2. รูปคลื่นซายน์เวฟ (Sine Wave) อินเวอร์เตอร์ที่ผลิตรูปคลื่นแบบนี้ออกมาจะมีราคาที่สูงกว่า เพราะรูปคลื่นซานย์จะรองรับการนำไปใช้งานกับเครื่องใช้ไฟฟ้าได้ทุกชนิดโดยไม่ทำให้เกิดปัญหา และมีรูปร่างของคลื่นที่ผลิตได้เหมือนกับรูปคลื่นไฟฟ้าตามบ้านทุกประการ การนำเอาท์พุตของอินเวอร์เตอร์ซายน์เวฟนี้ไปจ่ายให้กับพัดลม พัดลมจะทำงานปกติไม่เกิดเสียงแต่อย่างใด[8]

2.9.2 อินเวอร์เตอร์ตามระบบที่ติดตั้ง

โดยทั่วไปอินเวอร์เตอร์จะแบ่งแยกตามระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งมีอยู่สองแบบใหญ่ๆด้วยกัน ได้แก่

1. อินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบสแตนอโลน (Stand-Alone System) หรือระบบอิสระที่ไม่มีปฏิสัมพันธ์กับการไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์แบบนี้จะมีหลักการทำงานเบื้องต้นที่กล่าวไป คือ รับพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ หรือไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ (เวลากลางคืนจากพลังงานที่ชาร์จไว้โดยเซลล์แสงอาทิตย์ในเวลากลางวัน) แล้วแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับจ่ายให้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับต่อไป

2. อินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบออนกริต (On Grid System) หรือระบบที่ทำงานสัมพันธ์กับการไฟฟ้า มีชื่อเรียกอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้โดยทั่วไปว่า กริตไทน์อินเวอร์เตอร์ (Grid Tied Inverter) ลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์ระบบนี้จะเหมือนกับอินเวอร์เตอร์โดยปกติทั่วไปแต่จะต้องมีแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับจากการไฟฟ้าป้อนให้กับอินเวอร์เตอร์อีกทางหนึ่งด้วย ตัวอินเวอร์เตอร์แบบนี้ถึงจะทำงาน ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกใช้ไปกับเครื่องใช้ไฟฟ้าต่างๆภายในบ้าน (สำหรับระบบออนกริตแบบลดภาระค่าไฟฟ้า) หรืออาจจะแปลงไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซล่าเซลล์ป้อนตรงให้กับสายส่งเพื่อขายไฟให้กับการไฟฟ้า กริตไทน์อินเวอร์เตอร์ในปัจจุบันจะตัดระบบการทำงานตัวมันเองทันทีที่ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าดับเพื่อป้องกันไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านไปยังสายไฟของการไฟฟ้าซึ่งจะเป็นอันตรายต่อช่างไฟฟ้าที่จะมาซ่อมได้

2.9.3 โครงสร้างภายในของอินเวอร์เตอร์

1. ชุดคอนเวอร์เตอร์ (Converter Circuit) ซึ่งทำหน้าที่แปลงไฟสลับจากแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสสลับให้เป็นไฟฟ้ากระแสตรง
2. ชุดอินเวอร์เตอร์ (Inverter Circuit) ซึ่งทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่สามารถเปลี่ยนแปลงแรงดัน และความถี่ได้
3. ชุดวงจรควบคุม (Control Circuit) ซึ่งทำหน้าที่ควบคุมการทำงานของชุดคอนเวอร์เตอร์อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อสายส่งการไฟฟ้า หรือบางครั้งเรียกว่าระบบออนกริต

ภาพ 2.13 อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ใช้สำหรับแปลงไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับและส่งเข้าสายส่งไฟฟ้าใช้งานได้ทันทีโดยอินเวอร์เตอร์แบบนี้จะต้องใช้แรงดันอ้างอิงจากไฟฟ้ากระแสสลับของการไฟฟ้าจึงต้องมีระบบของการไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ก่อนแล้ว อินเวอร์เตอร์ชนิดนี้จะผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะเหมือนกับไฟฟ้าของการไฟฟ้าทำให้ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถรวมเข้าไปกับไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเป็นผลิต และใช้ทันทีไม่ต้องสำรอง ในแบตเตอรี่ และแปลงออกมาใช้งานเป็นอินเวอร์เตอร์ที่สามารถใช้งานเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และขายให้การไฟฟ้าได้ [19]

โดยทั่วไปเป้าหมายของการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมต่างให้ความสำคัญแก่การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงให้ได้ค่าสูงสุดโดยมุ่งเน้นไปในด้านประสิทธิภาพ และต้นทุนของราคาพลังงานต่อหน่วยเป็นสำคัญ ซึ่งจะเห็นได้จากรายละเอียดทางเทคนิคของอุ ปกรณ์ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ และอินเวอร์เตอร์ที่ผู้ผลิตต่างหยิบยกประเด็นในเรื่องของประสิทธิภาพที่สูงขึ้นในขณะที่ราคามีแนวโน้มที่ลดลง แต่นอกเหนือไปจากความพยายามที่จะนำพลังงานหมุนเวียนมาแปลงผันเป็นพลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงที่สุดเท่าที่จะทำได้แล้วสิ่งที่สำคัญอีกประเด็นหนึ่ง คือ คุณภาพ เสถียรภาพ และความน่าเชื่อถือของระบบกำลังไฟฟ้า ที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่เป็นจำนวนมากมาย สำหรับประเทศไทยหน่วยงานซึ่งมีหน้าที่ดูแลกากับระบบจำหน่ายได้แก่ การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้กำหนดกฎเกณฑ์ของอินเวอร์เตอร์สาหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าไว้ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าส่งผลให้อินเวอร์เตอร์อันเป็นอุปกรณ์หลักในการแปลงผันพลังงานในยุคใหม่จำเป็นต้องมีฟังก์ชันการทำงานเพิ่มเติมในหัวข้อต่างๆดังนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ คือ ระบบที่ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่แปลงรูปแบบพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้ารูปแบบไฟฟ้ากระแสตรง อินเวอร์เตอร์ทำหน้าที่แปลงผันแรงดันไฟตรงที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ให้กลายเป็นแรงดันไฟสลับหนึ่งเฟส หรือสามเฟสตามประเภทของอินเวอร์เตอร์ และวงจรกรองแบบผ่านต่ำทำหน้าที่กรองความถี่ สวิตช์จากอินเวอร์เตอร์ให้เหลือแต่ความถี่ นอกจากนี้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ยังสามารถแบ่งได้ตามวัตถุประสงค์ของการใช้งานหากมีวัตถุประสงค์เพื่อป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะเรียกว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า [6]

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้เพิ่มเติมข้อกำหนดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายผ่านอินเวอร์เตอร์เรื่องการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟซึ่งรายละเอียดตามตาราง 2.2

ตาราง 2.2 ข้อกำหนดความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า [2]

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ
ในระดับแรงดันต่ำ	0.95 ตามหลัง ถึง 0.95 นำหน้า หรือดีกว่า	การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
ระดับแรงดันปานกลาง หรือระดับแรงดันสูง (กำลังการผลิตไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	0.95 ตามหลัง ถึง 0.95 นำหน้า หรือดีกว่า	การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
ระดับแรงดันปานกลาง หรือระดับแรงดันสูง (กำลังการผลิตมากกว่า500 กิโลวัตต์)	0.90 ตามหลัง ถึง 0.90 นำหน้า หรือดีกว่า	การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเปลี่ยนแปลงตามแรงดันไฟฟ้า

2.10 เซลล์แสงอาทิตย์

แสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เป็นพลังงานสะอาด และมีอยู่ทั่วไป แต่การนำมาใช้ประโยชน์อาจยังมีข้อจำกัดอยู่บ้าง เนื่องจากแสงอาทิตย์มีเฉพาะในตอนกลางวัน ตลอดจนมีความเข้มของแสงที่ไม่แน่นอน เพราะขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ และฤดูกาลที่เปลี่ยนไปแสงอาทิตย์เกิดจากปฏิกิริยาเทอร์โมนิวเคลียร์ในดวงอาทิตย์ เมื่อแสงอาทิตย์เดินทางมาถึงนอกชั้นบรรยากาศของโลกจะมีความเข้มของแสงโดยประมาณ 1,350 วัตต์ต่อตารางเมตร แต่กว่าจะลงมาถึงพื้นโลกพลังงานบางส่วนต้องสูญเสียไปเมื่อผ่านชั้นบรรยากาศต่างๆที่ห่อหุ้มโลก เช่น ชั้นโอโซน ชั้นไอน้ำ ชั้นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จะทำให้ความเข้มของแสงลดลงเหลือประมาณ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร ปริมาณแสงอาทิตย์ที่ได้รับบนพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งจะมีปริมาณสูงสุดเมื่อพื้นที่นั้นทำมุมตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ ดังนั้นหากต้องการให้พื้นที่ใดรับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุดต่อวัน ก็จะต้องปรับพื้นที่รับแสงนั้นๆตามการเคลื่อนที่ของแสงอาทิตย์ซึ่งจะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปสู่ทิศตะวันตกเสมอ นอกจากนั้นจากการที่โลกเอียงทำให้ซีกโลกเหนือหันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์ในฤดูร้อน และเอียงซีกโลกใต้หันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์ในฤดูหนาว

ดังนั้นจึงต้องปรับมุมพื้นที่รับแสงนั้นๆในแนวเหนือใต้ (มุมก้ม และมุมเงย) ให้สอดคล้องตามฤดูกาลด้วย เพื่อให้พื้นที่นั้นๆรับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุดตลอดทั้งปีประเทศไทยตั้งอยู่ระหว่างเส้นขนานที่ 6-10 องศาเหนือจะได้รับแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ประมาณ 4-5 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน ซึ่งหากสามารถปรับพื้นที่รับแสงให้ติดตามแสงอาทิตย์ได้ตลอดเวลาแล้ว คาดว่าจะสามารถรับแสงได้เพิ่มขึ้นอีกประมาณ 1.3-1.5 เท่า [19]

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่สร้างขึ้นเพื่อเป็นอุปกรณ์สำหรับการเปลี่ยนพลังงานแสงให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการนำสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน ซึ่งมีราคาถูกที่สุด และมีมากที่สุดนำมาผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ และในทันทีที่มีแสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์รังสีของแสงที่มีอนุภาคของโฟตอนก็จะมีการถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนในสารกึ่งตัวนำจนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอม และสามารถเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนมีการเคลื่อนที่ครบวงจรก็จะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรง

เซลล์แสงอาทิตย์ มีกำเนิดในช่วงปี ค.ศ.1954 โดย แชปปิน ฟูลเลอร์ และเพียสัน แห่งเบลล์เทลเลโฟน โดยทั้งสามท่านนี้ได้ค้นพบเทคโนโลยีการสร้างรอยต่อ พี-เอ็นแบบใหม่โดยวิธีการแพร่สารเข้าไปในผลึกของซิลิกอน จนได้เซลล์แสงอาทิตย์อันแรกของโลกที่ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งมีประสิทธิภาพเพียงร้อยละหก แต่ในปัจจุบันนี้เซลล์แสงอาทิตย์ได้ถูกพัฒนาขึ้นจนมีประสิทธิภาพสูงกว่าร้อยละสิบห้าแล้ว ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์มีวัตถุประสงค์เบื้องต้น เพื่อผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ สำหรับใช้ในโครงการอวกาศต่อจากนั้นจึงได้เริ่มมีการนำมาใช้อย่างกว้างขวาง และขยายผลสู่ระดับอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ของโลก เมื่อประมาณปลายทศวรรษที่ 50 เป็นต้นมา โดยในระยะแรกเซลล์แสงอาทิตย์ จะมีราคาแพงมาก จึงจำกัดการใช้งานอยู่เฉพาะในงานวิทยุสื่อสาร และไฟฟ้าแสงสว่างขนาดเล็กในพื้นที่ห่างไกลเท่านั้น [19]

องค์ประกอบหลักของเซลล์แสงอาทิตย์ คือ สารกึ่งตัวนำ 2 ชนิดมาต่อกันเมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ ก็จะถ่ายพลังงานให้อะตอมของสารกึ่งตัวนำทำให้เกิดอิเล็กตรอน และโฮลส์อิสระไปรออยู่ที่ขั้วต่อ ดังนั้นเมื่อมีการเชื่อมกับวงจรภายนอก เช่น เอาหลอดไฟฟ้ามาต่อคร่อมขั้วต่อก็จะเกิดการไหลของอิเล็กตรอน และโฮลส์ที่ให้พลังงานไฟฟ้ากระแสตรงกับวงจรภายนอกได้และจะให้พลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ตราบเท่าที่ยังมีแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์ซึ่งสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ทันที หรือนำไปกักเก็บไว้ในแบตเตอรี่ เพื่อใช้งานภายหลังได้ซึ่งภาพตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์แสดงในภาพ 2.14 [19]

ภาพ 2.14 เซลล์แสงอาทิตย์

2.10.1 **ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์**

ด้วยกระแสการตื่นตัวกับสภาวะโลกร้อน ที่ต้องการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ประกอบกับประเทศไทยต้องการลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ ทางรัฐบาลจึงได้มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน จัดทำแผนการพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือกทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างน้อยให้ได้ร้อยละ 25 ของพลังงานทั้งหมดภายใน 10 ปี (2555-2564) เพื่อกำหนดกรอบ และทิศทางการพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศขึ้นมา อันจะเป็นการช่วยลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศได้ทางหนึ่ง และช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเทศไทยมีค่อนข้างมาก ด้วยภูมิประเทศที่อยู่ในเส้นศูนย์สูตร ทำให้ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยทั้งปีสูงกว่าเขตอื่นๆ ของโลก ซึ่งการศึกษาจากข้อมูลดาวเทียมประกอบการตรวจวัดภาคพื้นดินของกรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน พบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ซึ่งมีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีประมาณ 18.2 เมกะจูลต่อตารางเมตร ส่วนใหญ่อยู่ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น ร้อยเอ็ด ศรีสะเกษ อุบลราชธานี อุดรธานี และบางส่วนอยู่ในพื้นที่ภาคกลางตอนล่าง เช่น สระบุรี ลพบุรี และพระนครศรีอยุธยา เป็นต้น ซึ่งส่งผลให้ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ถึง 10,000 เมกะวัตต์ [20]

พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานจากธรรมชาติ ที่มีความสะอาดปราศจากมลพิษ ขณะนี้นำมาใช้อย่างแพร่หลายทั่วโลก เป็นพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพสูง สามารถนำมาใช้อย่างไม่หมดสิ้น โดยเฉพาะการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะเข้ามาช่วยเสริมความมั่นคงให้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทย และยังช่วยลดปัญหาโลกร้อนได้อีกทางหนึ่งด้วย

ปัจจุบันการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์ อาจจำแนกได้ 2 ประเภทหลักๆ ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ และการผลิตไฟฟ้าด้วยความร้อนจากแสงอาทิตย์ ซึ่งการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่สามารถนำมาใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเหมาะสมกับประเทศไทย คือ การใช้เซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นอุปกรณ์สำหรับเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการนำสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน ผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ เพื่อผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ซึ่งดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วเปลี่ยนเป็นพาหะนำไฟฟ้า ทันทีที่แสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์ จะเกิดการถ่ายทอดพลังงานระหว่างกัน พลังงานจากแสงอาทิตย์จะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้าขึ้นในสารกึ่งตัวนำสามารถต่อกระแสไฟฟ้าดังกล่าวไปใช้งานได้

โดยเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์จะแตกต่างกันออกไป ตามชนิดของสารหลักที่ใช้ในการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งปัจจุบันนิยมใช้กันอยู่ 3 กลุ่มใหญ่ [20]

1. แบบผลึกเดี่ยว (Mono Crystalline) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแรกๆที่ได้รับการผลิตและจำหน่ายในเชิงพาณิชย์ มีลักษณะเป็นแผ่นซิลิคอนหนาประมาณ 300 ไมครอน

2. แบบผลึกรวม (Poly Crystalline) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับการพัฒนาขึ้น เพื่อลดต้นทุนของโซลาร์เซลล์แบบผลึกเดี่ยว โดยยังคงคุณสมบัติ และประสิทธิภาพการใช้งานใกล้เคียงกับแบบผลึกเดี่ยวมากที่สุด ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนใหญ่ในประเทศไทยจะนิยมใช้เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้

3. แบบที่ไม่เป็นรูปผลึก ได้แก่ ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous) เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ได้รับการคิดค้น และพัฒนาขึ้น เพื่อประหยัดต้นทุน และเวลาในการผลิต เนื่องจากเป็นฟิลม์บางเพียง 0.5 ไมครอน น้ำหนักเบา และมีความยืดหยุ่นกว่าแบบผลึก เหมาะกับการใช้ในโครงการโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่

ภาพ 2.15 แบบผลึกเดี่ยว แบบผลึกรวม และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก

ตาราง 2.3 จุดเด่น และข้อจำกัดของไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ [5]

จุดเด่นของไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	ข้อจำกัดของไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
1.ไม่มีวันหมดแหล่งพลังงานอื่นๆ ที่ใช้งานอยู่ทั้งน้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น เป็นทรัพยากรทีมีจำกัด ต่างจากดวงอาทิตย์ที่จะยังคงอยู่ในจักรวาล	1.ความเข้มของพลังงานขาเข้าต่ำแม้ว่าพลังงานของดวงอาทิตย์ไม่มีวันหมดแต่ความเข้มของพลังงานนั้นไม่สูงจึงทำให้บางกรณีที่ต้องใช้จำนวนเซลล์แสงอาทิตย์มากและพื้นที่มากตามไปด้วย
2.เป็นแหล่งพลังงานสะอาด ไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เกิดจากการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นกระแสไฟฟ้าโดยตรง ต่างจากการผลิตไฟฟ้าอื่นๆ ที่ต้องเผาน้ำมัน เผาถ่านหิน ซึ่งก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	2.ปริมาณไฟฟ้าที่ได้จะแปรผันตามสภาพอากาศเนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์ขาเข้าขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ (ความเข้มแสงอาทิตย์) ดังนั้นขาออกจึงแปรผันตามไปด้วย
3.สร้างไฟฟ้าได้ทุกขนาดตั้งแต่เล็กๆ เพื่อใช้กับเครื่องคิดเลขจนถึงโรงงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ระดับ 100 กิโลวัตต์ขึ้นไป ซึ่งไม่ว่าจะเล็ก หรือใหญ่ก็ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ลักษณะพื้นฐานได้เหมือนกันประสิทธิภาพเท่ากันต่างจากโรงงานผลิตไฟฟ้าทั้งพลังน้ำการเผาเชื้อเพลิงพลังงานปรมาณูประสิทธิภาพการเปลี่ยนพลังงานจะขึ้นกับขนาดของระบบ	3. เก็บไฟฟ้าไว้ไม่ได้ (ไม่ใช่แบตเตอรี่) ไฟฟ้าจะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อมีแสง และตัวมันเองไม่สามารถเก็บไฟได้ดังนั้น การออกแบบระบบหากจำเป็นจะต้องมีการผสมกับไฟฟ้าปกติหรือแบตเตอรี่เพื่อใช้ในเวลาที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ไม่จ่ายกระแสไฟ
4.ผลิตที่ไหนใช้ที่นั่น ระบบไฟฟ้าปกตินั้นแหล่งผลิตไฟฟ้ากับจุดใช้งานมักอยู่คนละที่ตั้งกันและจะต้องมีระบบทำการส่ง แต่เซลล์แสงอาทิตย์จะต่างจากระบบไฟฟ้าปกติ คือสามารถผลิตไฟฟ้าในบริเวณที่จะใช้งานได้ หรือจะติดบนหลังคาบ้าน เพื่อสร้างไฟฟ้าใช้เองในบ้านเลย	

2.11 ค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ [2]

ในการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องมีการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งสามารถแบ่งได้ 8 ประเภท

1. บ้านที่อยู่อาศัย สำหรับการใช้ไฟฟ้าภายในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย รวมทั้งสถานในการประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา สำนักสงฆ์ วัด ตลอดจนบริเวณใกล้เคียงที่มีความเกี่ยวข้อง

2. กิจการขนาดเล็ก สำหรับการไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ สำนักงาน บ้าน หน่วยงานอื่นใดของรัฐ หน่วยราชการ สำนักงาน ตลอดจนบริเวณใกล้เคียงที่มีความเกี่ยวข้องซึ่งมีความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์

3. กิจการขนาดกลาง สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยราชการ อุตสาหกรรม ตลอดจนบริเวณใกล้เคียงที่มีความเกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน

4. กิจการขนาดใหญ่ เป็นการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยราชการ อุตสาหกรรม ตลอดจนบริเวณใกล้เคียงที่มีความเกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน

5. กิจการเฉพาะอย่าง เป็นการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการกิจการให้เช่าพักอาศัย โรงแรม ตลอดจนบริเวณใกล้เคียงที่มีความเกี่ยวข้องซึ่งมีความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป

6. องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร ตลอดจนบริเวณใกล้เคียงที่มีความเกี่ยวข้อง สำหรับการใช้ไฟฟ้าที่ไม่ใช่ในส่วนราชการแต่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยมีการไม่คิดค่าตอบแทน

7. อุปกรณ์สูบน้ำ สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยสหกรณ์เพื่อการเกษตร ราชการ กลุ่มเกษตรกรที่หน่วยราชการรับรอง และกลุ่มเกษตรกรจดทะเบียนที่จัดเป็นกลุ่มเกษตรกร ตลอดจนบริเวณใกล้เคียงที่มีความเกี่ยวข้อง

8. ไฟฟ้าชั่วคราว สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่องานที่จัดขึ้นเป็นพิเศษชั่วคราว สถานที่ที่ไม่มีทะเบียนบ้านของสำนักงานทะเบียนส่วนท้องถิ่น งานก่อสร้าง ตลอดจนบริเวณใกล้เคียงที่เกี่ยวข้องและการใช้ไฟฟ้าที่ยังปฏิบัติไม่ถูกต้องตามระเบียบของการไฟฟ้า

2.12 อัตราค่าไฟฟ้าในระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ [6]

1. อัตราค่าไฟฟ้า 2 ส่วน สำหรับระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้น อัตราค่าไฟฟ้าแบบปกติจะแยกความต้องการค่ากำลังไฟฟ้า และความต้องการค่าพลังงานไฟฟ้าออกจากกัน ซึ่งจะเป็นตัวแปรสำคัญในการสะท้อนถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นไปตามอัตราความต้องการค่ากำลังไฟฟ้า และความต้องการค่าพลังงานไฟฟ้า

2. อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่แยกค่าความต้องการไฟฟ้าและค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าออกจากกัน โดยมีค่าพลังงานไฟฟ้าเป็นแบบอัตราคงที่ หรือพลังงานไฟฟ้าทุกหน่วยมีซึ่งมีราคาที่เท่ากัน แต่จะแยกค่าความต้องการไฟฟ้าให้แตกต่างกันตามช่วงของเวลาของวัน ซึ่งจะเป็นตัวแปรสำคัญในการสะท้อนถึงการผลิต การส่ง และการจำหน่าย โดยในช่วงเวลา1วัน หรือ 24 ชั่วโมงจะแบ่งเป็นช่วงเวลาออกเป็น 3 ส่วน ซึ่งแสดงได้ดังตาราง 2.4

3. อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ในอัตราค่าไฟฟ้าที่สามารถแยกค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า และค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าออกจากกัน โดยค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าไม่มีการแบ่งของช่วงเวลาในการคิดค่าไฟฟ้า แต่จะมีการแยกค่าความต้องการของพลังงานไฟฟ้าให้มีความแตกต่างกันไปตามช่วงเวลาของวัน และของสัปดาห์ หรือคิดตามช่วงเวลาของการใช้ โดยจะแบ่งเวลาในแต่ละสัปดาห์เป็น 2 ช่วง ซึ่งแสดงได้ดังตาราง 2.5

ตาราง 2.4 ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน (TOD) [2]

อัตราค่าไฟฟ้า	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOD
On Peak	18.30-21.30 น.ทุกวัน
Partial Peak	08.00-18.30 น. ทุกวัน
Off Peak	21.30-08.00 น.ทุกวัน

ตาราง 2.5 ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) [2]

อัตราค่าไฟฟ้า	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU
On Peak	09.00-22.00 น. จันทร์-ศุกร์ และวันพืชมงคล
	22.00-09.00 น. จันทร์-ศุกร์ และวันพืชมงคล
Off Peak	00.00-24.00 น. วันเสาร์-อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์-อาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

2.13 ค่าไฟฟ้าสำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ค่าไฟฟ้าสำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ [2]

1.ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า (กิโลวัตต์) คิดค่าเฉลี่ยในเวลา 15 นาทีที่สูงที่สุดในช่วง Partial peak หรือ On peak ซึ่งคิดในเดือนนั้นๆ ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้ามีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ เป็นอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งจะเป็นตัวแปรสำคัญ ในการสะท้อนถึงการลงทุนการขยายกำลังของระบบผลิต ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และระบบสายส่งตามแรงดันไฟฟ้า

2.ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าใช้ไปในรอบเดือนซึ่งมีอัตราค่าพลังงานไฟฟ้ามีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งค่าพลังงานไฟฟ้าเป็นอัตราค่าไฟฟ้าจะเป็นตัวแปรสำคัญในการสะท้อนถึงค่าใช้จ่ายบำรุงรักษา ดำเนินงาน ค่าเชื้อเพลิงตามแรงดันไฟฟ้า

3.ค่าบริการ เป็นค่าที่เกี่ยวกับดำเนินการจดหน่วย ค่าเครื่องวัด ดำเนินการจัดเก็บค่าไฟฟ้าและค่าจัดทำใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า ซึ่งมีหน่วยเป็น บาทต่อเดือน ค่าบริการเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนค่าบริการของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความชัดเจน

4.ค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสำหรับผู้ไฟฟ้าที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบตามหลัง สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบตามหลัง ถ้าในรอบเดือนนั้นผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) เฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) แล้ว คิดเฉพาะในส่วนที่เกินร้อยละ 61.97 ของกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) จะต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอัตรากิโลวาร์ละ 56.07 บาท ซึ่งยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ค่าไฟฟ้าจะเป็นตัวแปรสำคัญในการสะท้อนการบำรุงรักษาเครื่องวัดการลงทุน สำหรับการติดตั้งคาปาซิเตอร์ไฟฟ้า โดยกำหนดให้ผู้ที่ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไปต้องมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า 0.85

5.ค่าไฟฟ้าต่ำสุด ในแต่ละเดือนผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องมีค่าไฟฟ้าต่ำสุด ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดใน 1 ปี ซึ่งคิดเป็นหน่วยบาทต่อเดือน ซึ่งค่าไฟฟ้าต่ำสุดนี้เป็นอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งจะเป็นตัวแปรสำคัญในการสะท้อนถึงการลงทุนของการไฟฟ้าที่จะทำการขยายระบบไฟฟ้าเพื่อให้มีค่าเพียงพอกับผู้ใช้ไฟฟ้า

6.ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ เป็นค่าไฟฟ้าที่จะเป็นตัวแปรสำคัญในการสะท้อนถึงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า อัตราค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติมีหน่วยเป็นบาทต่อหน่วย หรือบาทต่อกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง

7.ภาษีมูลค่าเพิ่ม ปัจจุบันมีการจัดเก็บในอัตราร้อยละ 7

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 จะมีรูปแบบการเก็บอัตราค่าไฟฟ้าอยู่ 3 แบบตามตาราง 2.3 ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน (TOD) และตาราง 2.4 ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) จะมีการเก็บอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า และค่าบริการไฟฟ้าที่แตกต่างกันซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง สามารถแสดงได้ดังตารางตาราง 2.6

ตาราง 2.6 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง [2]

อัตราค่าไฟฟ้า	ระดับแรงดัน	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
อัตราปกติ	69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	2.6506	175.70	312.24
	22-33 กิโลโวลต์	2.6880	196.26	312.24
	ต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	2.7160	221.50	312.24
อัตราตามช่วงเวลาของวัน (TOD rate)	69 กิโลโวลต์ขึ้นไป			
	Peak	3.5982	74.14	312.24
	Off Peak	2.1572	74.14	312.24
	22-33 กิโลโวลต์			
	Peak	3.6796	132.93	312.24
	Off Peak	2.1760	132.93	312.24
	ต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์			
	Peak	3.8254	210.00	312.24
	Off Peak	2.2092	210.00	312.24

2.14 การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ [2]

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน จะมีหลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้า และอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

หลักการกำหนดค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อ และขายในการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยมีข้อกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อ และขายซึ่งจะสามารถแบ่งออกเป็น 4 ข้อ

1. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าขายให้กับระบบผู้ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายปลีกตามอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามประเภทการของใช้ไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รวมกับค่าไฟฟ้าตามการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติโดยการขายแบบปลีก (Ft ขายปลีก) ในเดือนนั้นๆ และส่วนค่าไฟฟ้าส่วนอื่นที่อยู่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้นๆ

2. ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การรับซื้อไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ

2.1 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขายให้การไฟฟ้าน้อยกว่าหรือเท่ากับพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละเดือน การไฟฟ้าจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนนี้เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก หรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยที่การไฟฟ้าขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รายนั้นๆ ในเดือนนั้นๆ รวมกับค่าตามการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก)

2.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขายให้การไฟฟ้ามากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละเดือน การไฟฟ้าจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก หรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รายนั้นๆ ในเดือนนั้นๆ รวมกับค่าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก) พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กำหนดการรับซื้อเป็น 2 กรณี ได้แก่

- กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)
- กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย

3.ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าขายเกินกว่า 6 เมกะวัตต์

3.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย

3.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย

4.ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าในข้อ 2.2 และข้อ 3 จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตขนาดเล็กมากอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในอดีตการผลิตกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นยังมีการลงทุนที่ค่อนข้างสูง แม้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะไม่มีต้นทุนจากค่าเชื้อเพลิง แต่เพื่อเป็นการจูงใจให้มีการลงทุนสร้างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้นเนื่องจากเป็นพลังงานทดแทนที่สะอาด ทางภาครัฐจึงมีการจ่ายส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อ (Adder) ให้กับผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าเท่ากับค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่เชื่อมโยงรวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย และรวมกับส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อ โดยที่ค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันไฟฟ้าต่างๆ แสดงดังตาราง 2.7

ตาราง 2.7 ค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันไฟฟ้าต่างๆ [2]

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า		ค่าบริการระบบส่ง		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
230 kV	2.7497	2.0173	0.2730	-	3.0227	2.0173
69-115 kV	2.7591	2.0198	0.4913	-	3.2504	2.0198
11-33 kV	2.8322	2.0424	1.0226	-	3.8548	2.0424
ช่วง Peak		: เวลา 09.00-22.00 น.		วันจันทร์ – วันศุกร์		
ช่วง Off-Peak		: เวลา 22.00-09.00 น.		วันจันทร์ – วันศุกร์		
		: เวลา 00.00-24.00 น.		วันเสาร์ – วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และวันหยุดราชการตามปกติ		

2.15 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

การทำการเลือก หรือตัดสินใจโดยวิศวกร ผู้จัดการ ประธานบริษัท หรือบุคคลที่มีอำนาจในองค์กรมักจะเป็นการตัดสินใจเลือกทางเลือกใดทางเลือกหนึ่ง จากหลายๆ ทางเลือกเสมอ ดังนั้นบุคคลที่ตัดสินใจเลือกทางเลือกโครงการ จึงจำเป็นต้องมีความรู้ด้านเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมอย่างเพียงพอ ที่จะทำการเลือกโครงการที่มีผลตอบแทนมากที่สุด มีความสามารถที่จะจัดการกับเงินทุนที่มีอยู่อย่างจำกัดให้มีประสิทธิภาพมากที่สุดด้วย และต้องมั่นใจว่าสามารถเพิ่มมูลค่าของเงินทุน (Value Adding) ได้อย่างสูงสุดด้วย สำหรับปัจจัยในการเลือกทางเลือกในการลงทุนนั้นอาจมีทั้งปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์ และปัจจัยที่ไม่เกี่ยวกับเศรษฐศาสตร์เลยก็ได้ ซึ่งปัจจัยนี้อาจเป็นปัจจัยที่เป็นด้านนามธรรม เช่น ความสะดวกสบาย ความสัมพันธ์ส่วนบุคคล เป็นต้น เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม ใช้หลักเกณฑ์ ทฤษฎี หรือสูตรคำนวณ มาทำการประมาณค่า และประเมินผลลัพธ์ทางเศรษฐศาสตร์ หรืออาจเป็นการใช้เทคนิคทางคณิตศาสตร์มาช่วยทำให้สามารถเปรียบเทียบทางเลือกในการลงทุนให้ง่ายขึ้นซึ่งจะเห็นได้ว่า การประยุกต์ใช้เทคนิคทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมอย่างเหมาะสม เป็นสิ่งสำคัญมากสำหรับวิศวกร เพราะจะต้องทำให้โครงการที่ได้รับมอบหมายนั้นมีต้นทุนที่ต่ำที่สุดซ้ำยังต้องให้มีผลตอบแทนกลับมามากที่สุดอีกด้วย [22]

ในงานวิศวกรรมนั้นคงหลีกเลี่ยงไม่ได้ที่จะต้องเกี่ยวข้องกับการเงิน และการลงทุนเพื่อดำเนินโครงการให้สำเร็จลุล่วงไปตามที่ต้องการ ด้วยเหตุนี้หลักการทางเศรษฐศาสตร์จึงถูกนำมาประยุกต์เพื่อใช้เป็นเครื่องมือช่วยในการตัดสินใจในการคัดเลือกโครงการ หรือแนวทางปฏิบัติเพื่อให้ได้ทางเลือกที่ก่อให้เกิดผลตอบแทนด้านการเงินสูงสุดโดยทั่วไป เศรษฐศาสตร์ คือ หลักการนำทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดมาใช้ให้เกิดประโยชน์ และมีประสิทธิภาพสูงสุด เมื่อนำหลักการทางเศรษฐศาสตร์มาประยุกต์กับงานวิศวกรรมจึงเกิดหลักการเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมขึ้นโดยมีความหมาย คือ การนำหลักการทางเศรษฐศาสตร์มาใช้เป็นเครื่องช่วยในการตัดสินใจเลือกทางเลือกที่เป็นไปได้สำหรับงานวิศวกรรม ทั้งนี้ถ้าเป็นการตัดสินใจเลือกทางเลือกที่เป็นโครงการต่างๆ หรือปัจจัยที่นำมาวิเคราะห์ และกำหนดเป็นตัวชี้วัดก็จะเกี่ยวข้องกับงานด้านวิศวกรรมที่กำลังพิจารณาอยู่นั่นเอง ในการดำเนินงานด้านวิศวกรรมนั้น อาจเป็นไปได้ที่จะมีแนวทางปฏิบัติที่หลากหลาย และก่อให้เกิดผลตามมาที่แตกต่างกัน ดังนั้นผู้วางแผนของโครงการจึงจำเป็นที่จะต้องพิจารณาทางเลือกทั้งหมดที่เป็นไปได้ของโครงการเพื่อทำการเลือกทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด และกำหนดใช้เป็นแนวทางปฏิบัติ โดยทั่วไปทางเลือก คือ แนวทางปฏิบัติแต่ละวิธีที่ถูกกำหนดขึ้นมาเพื่อรองรับสถานการณ์ที่พิจารณา ในสถานการณ์ที่พิจารณานี้อาจมีหลายทางเลือกที่สามารถนำไปปฏิบัติ และบรรลุผลตามที่ต้องการ แต่จะมีอยู่เพียงทางเลือกเดียวซึ่งเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดสำหรับสถานการณ์นั้น ด้วยเหตุนี้เราจึงจำเป็นต้องนิยามข้อกำหนดของการประเมินขึ้นมาเพื่อใช้เป็นตัวชี้วัดระดับความเหมาะสมของแต่ละทางเลือกทางเลือกใดมีความเหมาะสมมากที่สุดก็จะถูกเลือกเป็นแนวทางปฏิบัติสำหรับสถานการณ์นั้นๆ ซึ่งโดยทั่วไป ถ้าพิจาณาในมุมมองของเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมข้อกำหนดด้านการเงินมักถูกพิจารณาเป็นตัวชี้วัดหลักของการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในการคัดเลือกโครงการต่างๆ ในการวิเคราะห์ด้านการเงิน ตัวแปรสำคัญที่มีอิทธิพลต่อค่าของเงิน คือ เวลา และอัตราดอกเบี้ย หรือผลตอบแทน หลักการสำคัญประการหนึ่งของการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ทางด้านวิศวกรรม คือ เรื่องมูลค่าเงินตามเวลาซึ่งหมายถึงมูลค่าของเงินเปลี่ยนแปลงไปในช่วงเวลาที่กำหนด นั่นหมายความว่าในช่วงเวลาที่ต่างกันเงินค่าเดียวกันจะมีมูลค่าที่แตกต่างกัน แต่จะมีมูลค่าแตกต่างจากค่าเดิมเท่าไหร่นั้น ขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ย หรือผลตอบแทน เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนเป็นเกณฑ์ในการพิจารณาที่เหมาะสมกับโครงการลักษณะนี้ [22] วิธีการที่นิยมใช้ในการวิเคราะห์โครงการโดยทั่วไปมี 4 วิธี

2.15.1 **วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ** (Net Present Value; NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันรวมของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน โดยใช้อัตราคิดลดตัวใดตัวหนึ่งมาปรับมูลค่าของกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลาให้มาอยู่ที่จุดเดียวกัน คือ ณ ปัจจุบัน วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธินับเป็นเครื่องมือในการประเมินความเป็นไปได้ของการลงทุนที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลาย เนื่องจากมีการนำเรื่องค่าของเงินตามเวลามาร่วมพิจารณา และเป็นการคำนวณกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นตลอดอายุโครงการโดยเกณฑ์การตัดสินใจสำหรับวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้ของโครงการมีค่ามากกว่า 0 ก็ตัดสินใจลงทุน หรือยอมรับโครงการนั้น หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่า 0 หรือ มีค่าเป็นลบก็ไม่ลงทุนในโครงการดังกล่าวเนื่องจากไม่คุ้มค่าที่จะลงทุน สำหรับในกรณีที่มีโครงการลงทุนที่น่าสนใจมากกว่า 1 โครงการจะต้องจัดอันดับโครงการโดยเรียงลำดับตามมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้จากค่ามากไปหาค่าน้อยซึ่งวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิสามารถคำนวณได้จากสมการ 2.10 [23]

$$NPV = - CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \frac{CF_3}{(1+r)^3} + ... + \frac{CF_n}{(1+r)^n} \qquad (2.10)$$

เมื่อ CF_0 คือ กระแสเงินสุทธิปีแรก

CF คือ กระแสเงินสดสุทธิแต่ละปี

r คือ อัตราดอกเบี้ย

n คือ ปีที่ทำการลงทุน

ข้อดีของวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

1. คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลา
2. คำนึงถึงกระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับตลอดอายุของโครงการเป็นวิธีที่ง่ายต่อการนำไปพิจารณาตัดสินใจเพราะผลลัพธ์ที่ได้เป็นจำนวนเงินซึ่งแสดงถึงผลรวมของค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับจากโครงการว่ามีจำนวนมาก หรือน้อยกว่ากระแสเงินสดจ่ายลงทุนให้เพิ่มขึ้นได้
3. เป็นวิธีที่สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการตัดสินใจกรณีที่โครงการมีความเสี่ยงเข้ามาเกี่ยวข้องโดยถ้าโครงการเสี่ยงมากก็สามารถปรับค่าอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ หรือต้นทุนเงินทุนให้เพิ่มขึ้นได้

ข้อเสียของวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

1. วิธีนี้สมมติให้อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ หรือต้นทุนเงินทุนที่ใช้ในการคิดลดกระแสเงินให้เป็นปัจจุบันมีค่าคงที่ตลอดอายุของโครงการนั้นๆ ซึ่งในความเป็นจริงค่าดังกล่าวอาจขึ้น หรือลงได้ในแต่ละช่วงเวลา

2.15.2 วิธีอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio; B/C)

วิธีอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดที่ได้รับตลอดอายุโครงการกับเงินลงทุนเริ่มแรกของโครงการนั้น เป็นการเปรียบเทียบระหว่างผลตอบแทนในรูปของกระแสรายได้ที่เกิดขึ้นในอนาคตตลอดอายุโครงการที่มีการปรับค่าให้เป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วกับเงินลงทุนเริ่มแรกของโครงการที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน สำหรับเกณฑ์การตัดสินใจของวิธีอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ หากค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนที่คำนวณได้ของโครงการมีค่ามากกว่า 1 ก็ตัดสินใจลงทุนเนื่องจากโครงการจะได้รับผลตอบแทนจากกระแสเงินสดรับทั้งหมดในรูปมูลค่าปัจจุบันสูงกว่าเงินที่ลงทุนไปนั่นเองซึ่งวิธีอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุนสามารถคำนวณได้จากสมการ 2.11 [23]

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t} + C_0} \qquad (2.11)$$

เมื่อ B_t คือ ผลตอบแทนในปีที่ t (t = 1 , 2 , 3 ,.., n)

C_t คือ ต้นทุนในปีที่ t (t = 1 , 2 , 3 ,.., n)

C_0 คือ ต้นทุนปีแรกเริ่ม

i คือ อัตราดอกเบี้ย

ข้อดีของวิธีอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน

1. วิธีนี้คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลาแล้ว และยังคำนึงถึงกระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับตลอดอายุโครงการอีกด้วย
2. เป็นวิธีที่สามารถนำไป ประยุกต์ใช้ในการตัดสินใจกรณีที่โครงการมีความเสี่ยง หรือความไม่แน่นอนเข้ามาเกี่ยวข้อง โดยถ้าโครงการเสี่ยงมากผู้วิเคราะห์ก็สามารถปรับค่าอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ หรือต้นทุนเงินทุนให้เพิ่มขึ้นได้

ข้อเสียของวิธีอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน

1. วิธีนี้มีข้อสมมติให้อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ หรือต้นทุนเงินทุนที่ใช้ในการคิดลดกระแสเงินสดให้เป็นค่าปัจจุบันมีค่าคงที่ตลอดอายุของโครงการนั้นๆ ในความเป็นจริงค่าดังกล่าวอาจขึ้น หรือลงได้ในแต่ละช่วงเวลา และวิธีนี้มีข้อสมมติว่ากระแสเงินสดสุทธิได้รับมาในแต่ละปีจะนำไปลงทุนต่อโดยได้รับผลตอบแทนในอัตราเท่ากับต้นทุนเงินทุน หรืออัตราผลตอบแทนที่ต้องการ
2. เป็นอัตราที่คงที่ตลอดอายุโครงการ ซึ่งความจริงอาจไม่เป็นเช่นนั้น และเนื่องจากค่าอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุนที่คำนวณได้ไม่มีหน่วยเป็นจำนวนเงิน ดังนั้นวิธีนี้จึงอาจเข้าใจยาก

2.15.3 วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback period; PB)

วิธีระยะเวลาคืนทุน หมายถึง ระยะเวลาที่การลงทุนนั้นใช้ไปในการลงทุน เพื่อให้กระแสเงินสดรับสุทธิที่ได้จากการลงทุน คุ้มค่ากับต้นทุนที่ต้องลงทุนไประยะเวลาคืนทุน คำนวณหาจุดคุ้มทุนของโครงการที่ทำโดยมีหน่วยวัดเป็นระยะเวลา ว่าเมื่อมีการลงทุนในโครงการนั้นแล้วจะใช้ระยะเวลากี่งวดในการคืนทุนวิธีการคิดระยะเวลาคืนทุนจะสามารถคำนวณหาได้โดยการคำนวณหากระแสเงินสดสะสมสุทธิในแต่ละงวดเวลาจนกระทั้งกระแสเงินสดสะสมสุทธิเป็นบวก หากกระแสเงินสดสะสมสุทธิเปลี่ยนจากการติดลบมาเป็นบวกในงวดเวลานั้นจะหมายถึงว่าระยะเวลาคืนทุนเกิดขึ้น ภายในงวดเวลานั้นนั่นเองซึ่งวิธีระยะเวลาคืนทุนสามารถคำนวณได้จากสมการ 2.12 [23]

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{เงินลงทุน} \div \text{ผลตอบแทน} \qquad (2.12)$$

ข้อดีของวิธีระยะเวลาคืนทุน

1. คำนวณได้ง่าย ไม่ยุ่งยากซับซ้อนทำให้ทราบสภาพคล่องของโครงการ โดยโครงการที่คืนทุนเร็ว ย่อมมีสภาพคล่องสูงกว่า
2. เป็นตัววัดความเสี่ยงของโครงการได้โดยโครงการที่คืนทุนเร็วย่อมมีความเสี่ยงน้อยกว่า

ข้อเสียของวิธีระยะเวลาคืนทุน

1. ไม่ได้คำนึงถึงกระแสเงินสดภายหลังจากการคืนทุนแล้ว ไม่ได้คำนึงถึงค่าของเงินในระยะเวลาที่ต่างกันว่ามีค่าไม่เท่ากัน ไม่คำนึงถึงความสี่ยงของกระแสเงินสดที่จะได้รับในอนาคต

2.15.4 วิธีอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR)

อัตราผลตอบแทนคิดลด คือ อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการเท่ากับเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิพอดี หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับศูนย์เป็นอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีที่ผู้ลงทุนจะได้รับจากการลงทุนตลอดอายุโครงการนั่นเอง ในทางปฏิบัติอัตราผลตอบแทนคิดลดนิยมนำมาใช้เป็นเกณฑ์ในการประเมินโครงการอย่างแพร่หลาย เนื่องจากวิธีอัตราผลตอบแทนคิดลดนี้มีการแสดงค่าผลตอบแทนเป็นร้อยละ ซึ่งทำให้เข้าใจง่าย และมีความสะดวกในการเปรียบเทียบระหว่างโครงการต่างๆ ที่เป็นทางเลือกของการลงทุนที่มีอยู่ขณะนั้นซึ่งวิธีอัตราผลตอบแทนภายในสามารถคำนวณได้จากสมการ 2.13 [23]

$$CF_0 = \frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \frac{CF_3}{(1+IRR)^3} + \ldots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} \qquad (2.13)$$

เมื่อ CF_0 คือ กระแสเงินสุทธิปีแรก

CF คือ กระแสเงินสุทธิแต่ละปี

n คือ ปีที่ทำการลงทุน

ข้อดีของวิธีอัตราผลตอบแทนภายใน

1. วิธีนี้คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลาแล้ว และยังคำนึงถึงกระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับตลอดอายุโครงการอีกด้วย
2. เป็นวิธีที่ง่ายต่อการนำไปพิจารณาตัดสินใจ เพราะผลลัพธ์ที่ได้เป็นร้อยละที่ได้จากโครงการว่ามีจำนวนมากหรือน้อยกว่าอัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนซึ่งแสดงเป็นร้อยละเช่นเดียวกัน

ข้อเสียของวิธีอัตราผลตอบแทนภายใน

1. วิธีนี้ต้องใช้การคำนวณที่ยุ่งยากกว่าวิธีอื่นๆ
2. วิธีนี้มีข้อสมมติว่ากระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับมาในแต่ละปีจะนำไปลงทุนต่อโดยได้รับผลตอบแทนในอัตราเท่ากับอัตราผลตอบแทนจากโครงการ และยังเป็นอัตราที่คงที่ตลอดอายุโครงการซึ่งในความเป็นจริงอาจไม่เป็นเช่นนั้น

บทที่ 3

วิธีดำเนินการ

ในบทนี้ได้กล่าวถึงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ ที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้า มิเตอร์ (Automatic Meter Reading; AMR) อินเวอร์เตอร์ หม้อแปลงปรับแท็ปได้ เซลล์แสงอาทิตย์ และขั้นตอนการทำงาน

3.1 บทนำ

ข้อมูลของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์การคำนวณค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของข้อมูลของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ย้อนหลังไปตั้งแต่ มกราคม 2558 ถึง ธันวาคม 2558 แสดงได้ตามตาราง 3.1

ตาราง 3.1 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์

วันที่ บันทึกผล	P(Peak) (กิโลวัตต์)	Q(Quotation) (กิโลวาร์)	Q(Actual) (กิโลวาร์)	Q(Penalty) (กิโลวาร์)	Fine (บาท)
2/2/2558	40	24.788	1,400.00	1,375.212	77,108
2/3/2558	40	24.788	1,320.00	1,295.212	72,623
2/4/2558	40	24.788	1,320.00	1,295.212	72,623
2/5/2558	40	24.788	1,360.00	1,335.212	74,865
2/6/2558	40	24.788	1,340.00	1,315.212	73,744
2/7/2558	40	24.788	1,380.00	1,355.212	75,987
2/8/2558	40	24.788	1,400.00	1,375.212	77,108
2/9/2558	40	24.788	1,400.00	1,375.212	77,108
2/10/2558	40	24.788	1,440.00	1,415.212	79,351
2/11/2558	40	24.788	1,420.00	1,395.212	78,230
2/12/2558	40	24.788	1,360.00	1,335.212	74,865
2/1/2559	40	24.788	1,400.00	1,375.212	77,108
	รวม		16,540.00	16,242.544	910,719

เมื่อกำหนดให้

1. P(Peak) คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด (กิโลวัตต์) ที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2. Q(Quotation) คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) สูงสุดที่รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้โดยไม่เสียค่าปรับ (เป็นค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ได้รับการยกเว้น) ซึ่งคำนวณจากสมการ 3.1

$$Q(Quotation) = P(Peak) \times 0.6197 \quad (3.1)$$

เมื่อ Q(Quotation) คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ(กิโลวาร์)สูงสุดที่รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้โดยไม่เสียค่าปรับ(เป็นค่าที่ได้รับการยกเว้น)

P(Peak) คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด(กิโลวัตต์)ที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

0.6197 คือ มาจากสูตรค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจากสมการ 3.2

$$Q = P\tan\theta \quad (3.2)$$

เมื่อ Q คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์)

P คือ กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)

จากสมการ 3.2 เราสามารถทำการพิสูจน์ที่มาของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) ต้องมีค่าเป็นร้อยละ 61.97 กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) ได้ว่า

$$PF = \cos\theta = 0.85$$

$$\theta = \cos^{-1}0.85 = 31.778$$

จาก $Q = 100$ ในสมการ 3.2

สมมติให้ $P = 100$ และ $\theta = 31.778$

จะได้ $Q = 100\tan(31.788) = 61.79$

ซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Q) คิดเป็นร้อยละ 61.97 ของกำลังไฟฟ้าจริง (P) เมื่อคิดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.85 ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบตามหลัง ถ้าในรอบเดือนนั้นผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) เฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)แล้ว เฉพาะในส่วนที่เกินร้อยละ 61.97 ของกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) จะต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอัตรากิโลวาร์ละ 56.07 บาท ซึ่งยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

3. Q(Actual) คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์)สูงสุดที่รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4. Q(Penalty) คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) สูงสุดที่ต้องเสียค่าปรับซึ่งคำนวณสมการ 3.3

$$Q(Penalty) = Q(Actual) - Q(Quotation) \quad (3.3)$$

เมื่อ Q(Penalty) คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) สูงสุดที่ต้องเสียค่าปรับ

Q(Actual) คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) สูงสุดที่ได้รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Q(Quotation) คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) สูงสุดที่ได้รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้โดยไม่เสียค่าปรับ (เป็นค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ได้รับการยกเว้น)

5.Fine (บาท) คือ ค่าปรับที่ต้องจ่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดซึ่งคำนวณจากสมการ 3.4

$$Fine(baht) = Q(Penalty) \times 56.07 \quad (3.4)$$

เมื่อ Fine (บาท) คือ ค่าปรับที่ต้องจ่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนด

Q(Penalty) คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) สูงสุดที่ต้องเสียค่าปรับ

56.07 คือ อัตราค่าปรับที่จะต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอัตรา 56.07 บาทต่อกิโลวาร์ซึ่งยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

โดยการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าซึ่งในปี 2558 ตั้งแต่เดือนมกราคม 2558 ถึงเดือนธันวาคม 2558 เป็นค่าปรับที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรียกเก็บกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดตามตาราง 3.1 ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับผู้ไฟฟ้าที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบตามหลัง ถ้าในรอบเดือนนั้นผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) เฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) แล้ว เฉพาะในส่วนที่เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) จะต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอัตรากิโลวาร์ละ 56.07 บาทซึ่งยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม โดยกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไปต้องมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า 0.85 ในกรณีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์มีการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด

อยู่ที่ 40 กิโลวัตต์ และค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟต้องไม่เกินร้อยละ 61.97 ของค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ซึ่งคิดเป็นค่า 24.788 กิโลวาร์ ที่ได้รับการยกเว้น และในการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์เพื่อขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่ง การผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์นี้มีค่าค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงมีการเรียกเก็บค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) ซึ่งมีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) ส่วนเกินในปี 2558 เท่ากับ 16,540 กิโลวาร์เนื่องจากตามกฎของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้รับการยกเว้นเท่ากับกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งอยู่ที่ 40 กิโลวัตต์ และได้รับการยกเว้นค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ 24.788 กิโลวาร์ต่อเดือนจึงเหลือกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่เป็นส่วนเกินอยู่ที่ 16,242.544 กิโลวาร์ซึ่งคิดเป็นเงินทั้งสิ้น 910,719 บาท และเป็นค่าปรับประจำปี 2558

3.2 มิเตอร์ (Automatic Meter Reading; AMR)

ระบบอ่านมิเตอร์อัตโนมัติ (Automatic Meter Reading; AMR) คือระบบการอ่านหน่วยมิเตอร์แบบอัตโนมัติโดยผ่านระบบสื่อกลางชนิดต่างๆ และนำข้อมูลที่อ่านได้ทั้งหมดเก็บที่ AMR DATA CENTER เพื่อใช้ในการพิมพ์ใบแจ้งค่าไฟฟ้า และลูกค้าสามารถตรวจสอบได้ คุณสมบัติของระบบ AMR คือสามารถแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าทุก 15 นาทีตามช่วงเวลา เช่น รายวัน รายสัปดาห์ รายเดือน รายปี และตามช่วงเวลาที่กำหนดในรูปแบบกราฟเส้น และกราฟสามารถปรับค่าเวลาของมิเตอร์ให้เป็นมาตรฐานเดียวกันทุกเครื่องโดยอัตโนมัติ สามารถแสดงข้อมูลเป็นกลุ่มได้ ข้อมูลแยกตามประเภทธุรกิจ ข้อมูลแยกตามการไฟฟ้า สามารถเปรียบเทียบข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ณ วันเวลาใดเวลาหนึ่งตามที่ต้องการมิเตอร์ (Automatic Meter Reading; AMR) ซึ่งแสดงในภาพ 3.1 เป็นมิเตอร์ในการซื้อขายไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์นี้

ภาพ 3.1 มิเตอร์ (Automatic Meter Reading; AMR)

3.3 อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ SMA 800 CP XT ดังภาพ 3.2 มีพิกัด AC 800 กิโลวาร์ที่ 50 องศาเซลเซียส (หรือ 880 กิโลวาร์ที่ 25 องศาเซลเซียส) จำนวน 12 ตัว พิกัดรวม 9.6 เมกะวาร์ มีความสามารถในการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟคู่มือตามภาคผนวก ค

ภาพ 3.2 อินเวอร์เตอร์ SMA ที่ใช้ในเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์

3.3.1 โหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ของ SMA 800 CP XT

ในอนาคตระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อระบบกับจำหน่ายมีจำนวนมากขึ้นจนมีกำลังในการผลิตกำลังไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้ามาก ซึ่งหากขาดกำลังในการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ไปจะทำให้ระบบไฟฟ้าโดยรวมอาจจะได้รับถึงผลกระทบ ดังนั้นในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้เพียงอย่างเดียวแล้ว ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องสนับสนุนระบบไฟฟ้าในกรณีที่คุณภาพไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าอยู่ในระดับที่ต่ำกว่ามาตรฐาน ซึ่งการพิจารณาโหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ในโหมดที่ให้การสนับสนุนในระบบไฟฟ้าซึ่งโหมดของอินเวอร์เตอร์ที่สามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ

1. โหมดกำลังไฟฟ้าจริง

อินเวอร์เตอร์สามารถเลือกในโหมดของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่ออกจากตัวอินเวอร์เตอร์เข้าในระบบไฟฟ้าโดยแบ่งการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเป็น 2 แบบ คือ โหมดกำลังไฟฟ้าสูงสุด และโหมดจำกัดกำลังไฟฟ้าจริง

1.1 โหมดกำลังไฟฟ้าสูงสุด

ในขณะที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะที่เป็นปกติผู้ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าจะให้อินเวอร์เตอร์นั้นทำงานในโหมดที่สามารถควบคุมการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดเพื่อให้กำลังไฟฟ้าจริงนั้นถูกจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้ามากสูงสุด เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับผลประกอบการ (กำไรในการขายไฟฟ้า) มากที่สุดซึ่งอินเวอร์เตอร์จะทำการเลือกคู่อันดับของกระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าซึ่งจะทำให้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกำลังไฟฟ้าจริงได้มากที่สุดโดยไม่คำนึงถึงกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

1.2 โหมดจำกัดกำลังไฟฟ้าจริง

ในขณะที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะที่แรงดันไฟฟ้าเกินซึ่งอินเวอร์เตอร์กำลังทำงานในโหมดจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด อาจทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่อยู่ในสภาวะที่ผิดปกติซึ่งขนาดของแรงดันไฟฟ้าอาจมีค่าเพิ่มมากขึ้น ดังนั้นอินเวอร์เตอร์จึงจำเป็นจะต้องปรับเปลี่ยนโหมดเพื่อลดกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงลงซึ่งเป็นการนำไปเข้าสู่โหมดจำกัดกำลังไฟฟ้าจริง และเป็นโหมดที่ใช้การจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อช่วยให้ระดับแรงดันไฟฟ้าลดลงซึ่งในการทำงานลักษณะนี้จะช่วยในการสนับสนุนการทำงานของระบบไฟฟ้าได้อย่างมาก

2.โหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ

อย่างไรก็ตามสำหรับอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบันจะสามารถทำงานในโหมดของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนั้นมีความสามารถในการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้นั้นอยู่ที่การตั้งค่าอินเวอร์เตอร์ซึ่งโหมดสามารถการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ดังนี้

2.1 การปรับรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามค่าของตัวประกอบกำลังไฟฟ้าการปรับในรูปแบบนี้เป็นการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มีค่าคงที่ที่ค่าหนึ่งแล้วอินเวอร์เตอร์จะทำการการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้ได้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามที่กำหนด

2.2 การปรับรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนั้นเพื่อที่จะให้แรงดันไฟฟ้ามีค่าคงที่ การปรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนี้เป็นการตั้งค่าอินเวอร์เตอร์ และแรงดันไฟฟ้าจะสามารถปรับการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพื่อให้แรงดันไฟฟ้าขาออกจากตัวอินเวอร์เตอร์นั้นได้ค่าตามที่เรากำหนดไว้

2.3 การปรับรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเป็นค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้าจริงนั้นเป็นการปรับที่จะทำให้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟมีการเปลี่ยนค่าตามกำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถผลิตได้ในตอนนั้น

2.4 การปรับรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟโดยตรงซึ่งเป็นการปรับที่สามารถจะกำหนดการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟซึ่งเป็นค่าที่ต้องการได้โดยตรงไม่จำเป็นต้องกำหนดให้ปรับการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟขึ้นอยู่กับค่าอื่น

2.5 การปรับรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปซึ่งการปรับแบบนี้จะกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ปรับการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเมื่อค่าแรงดันไฟฟ้าขาออกจากตัวอินเวอร์เตอร์นั้นมีค่าที่เปลี่ยนแปลงไป

3.4 หม้อแปลงปรับแท็ปได้

หม้อแปลงปรับแท็ปได้นั้นเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความสามารถในการปรับรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อที่จะรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยหม้อแปลงปรับแท็ปได้ ส่วนใหญ่เป็นชนิดการเปลี่ยนแท็ปขณะมีโหลด หม้อแปลงปรับแท็ปนี้มีความสามารถในการปรับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในค่าคงที่ได้ โดยอัตโนมัติในขณะที่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้โดยไม่ทำให้ดับไฟ ในกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทางด้านต้นทางได้รับแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทางอาจได้รับแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำเกินไป จึงต้องทำให้ต้องมีการยกระดับของแรงดันไฟฟ้าจากทางด้านต้นทางเพื่อลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าที่ปลายทาง ซึ่งตัวอย่างของหม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้แสดงในภาพ 3.3

ภาพ 3.3 หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้

3.5 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ ยี่ห้อ REC ของ ประเทศสิงคโปร์เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ แบบผลึกรวม (Poly Crystalline)เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับการพัฒนาขึ้น เพื่อลดต้นทุนของโซลาร์เซลล์แบบผลึกเดี่ยว โดยยังคงคุณสมบัติ และประสิทธิภาพการใช้งานใกล้เคียงกับแบบผลึกเดี่ยวมากที่สุด ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนใหญ่ในประเทศไทยจะนิยมใช้เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้ซึ่งภาพตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์ตามภาพ 2.14 และคู่มือตามภาคผนวก ค

ภาพ 3.4 เซลล์แสงอาทิตย์

3.6 ขั้นตอนการทำงาน

ในขั้นตอนการทำงานนี้จะแบ่งกรณีศึกษาเป็น 3 กรณีคือ

กรณีศึกษาที่ 1 การปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคที (Reactive Power Control Mode)

ในกรณีศึกษาที่ 1 จะปรับค่าให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ โดยกำหนดให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟโดยมีการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มีค่าเท่ากับ 0.85 ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กรณีศึกษาที่ 2 การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง 1500 กิโลวาร์ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ (Medium Voltage Capacitor Bank 1,500kVar Switching Type Capacitor)

ในกรณีศึกษาที่ 2 จะเป็นการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง 1500 กิโลวาร์ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ซึ่งจะติดตั้งในระดับแรงดัน 115 กิโลวัตต์ ซึ่งมีการกำหนดให้คาปาซิเตอร์ทำงาน ในช่วงเวลา 06:30 ถึง 18:00 น. สอดคล้องตามข้อมูลของช่วงการจ่ายกระแสไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์

กรณีศึกษาที่ 3 การติดตั้งคาปาซิเตอร์ ในระบบแรงดันต่ำในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ (Low Voltage Switching Capacitor Bank)

ในกรณีศึกษาที่ 3 จะเป็นการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันต่ำในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้เป็นติดตั้งร่วมกับหม้อแปลงไฟฟ้า 1760 กิโลวาร์ และระบบควบคุมการทำงานตู้สวิทช์เกียร์ และตู้สำหรับคาปาซิเตอร์ชนิดติดตั้งภายนอกอาคาร เนื่องจากภายในอาคารของสถานีไฟฟ้าไม่มีพื้นที่ว่างที่เพียงพอ

บทที่ 4

ผลการทดสอบ

4.1 บทนำ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ ในการการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ ศึกษาผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในระบบจัดจำหน่ายและเสนอแนะแนวทางการแก้ไขปัญหาแบบครบวงจรพร้อมทั้งเสนอราคาโดยประมาณ หากจำเป็นต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าวให้มีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

4.2 กรณีศึกษา

4.2.1 กรณีศึกษาที่ 1 การปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control Mode)

อินเวอร์เตอร์ SMA 800 CP XT มีพิกัด AC 800 กิโลวาร์ที่ 50 องศาเซลเซียส เดิมที่อินเวอร์เตอร์นั้นถูกปรับในโหมดกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยในขณะที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะที่เป็นปกติผู้ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าจะให้อินเวอร์เตอร์นั้นทำงานในโหมดที่ควบคุมการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดเพื่อให้กำลังไฟฟ้าจริงนั้นถูกจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้ามากสูงสุด เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับผลประกอบการซึ่งอินเวอร์เตอร์จะทำการเลือกคู่อันดับของกระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าซึ่งจะทำให้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกำลังไฟฟ้าจริงได้มากที่สุดโดยไม่คำนึงถึงกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ในกรณีศึกษาที่ 1 การปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ จึงได้มีการทดลองปรับค่าให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ โดยกำหนดให้ปรับการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า การปรับในลักษณะนี้เป็นการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ค่าคงที่ค่าหนึ่ง และอินเวอร์เตอร์จะปรับการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามค่านั้น เพื่อให้ได้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ซึ่งในกรณีนี้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.85 ซึ่งทำให้สูญเสียค่ากำลังไฟฟ้าจริงไปส่วนหนึ่ง (P_{NEW}) ได้ค่าตามตาราง 4.1 และแสดงผลในกราฟภาพ 4.1 เมื่อมีการกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟแล้วทำให้มีการสูญเสียรายได้จากค่าไฟฟ้าส่วนหนึ่งซึ่งเป็นเงินโดยประมาณ 2,944 บาทต่อวัน

ตาราง 4.1 การทดสอบค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

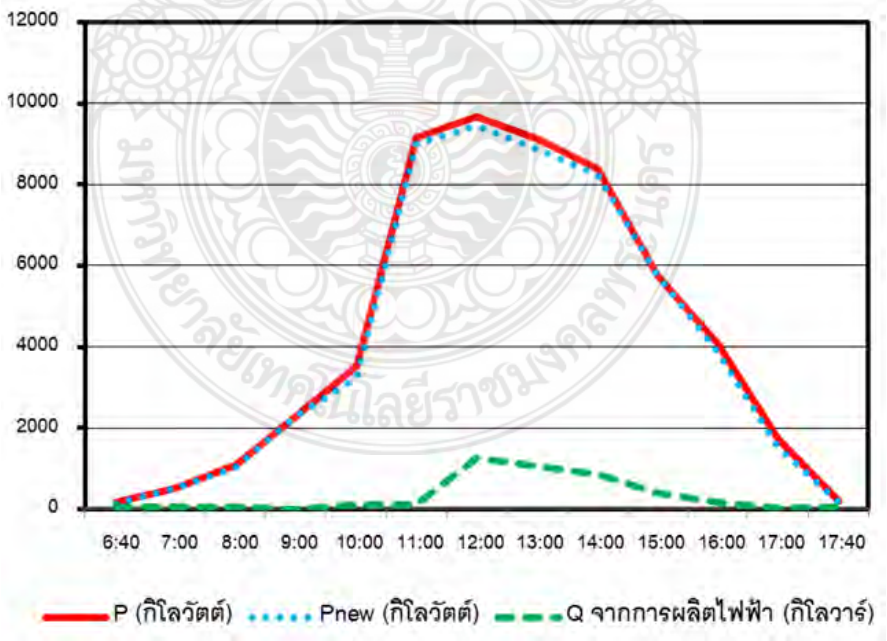
เวลา	P (กิโลวัตต์)	Q จากการผลิตไฟฟ้า (กิโลวาร์)	P_{NEW} (กิโลวัตต์)	การสูญเสียรายได้ ใน 10 นาที
6.40	164.71	55.77	154.98	15.78
6.50	386.44	54.70	382.55	6.31
7.00	518.99	55.90	515.97	4.90
7.10	625.35	53.98	623.02	3.79
7.20	708.59	51.14	706.74	3.00
7.30	863.64	48.18	862.29	2.18
7.40	1022.53	44.52	1021.56	1.57
7.50	1076.52	43.11	1075.65	1.40
8.00	1090.39	42.81	1089.55	1.36
8.10	1174.19	41.20	1173.47	1.17
8.20	1504.78	30.53	1504.47	0.50
8.30	1968.42	10.74	1968.40	0.05
8.40	2249.54	4.35	2249.54	0.01
8.50	2311.99	8.73	2311.97	0.03
9.00	2304.50	8.10	2304.49	0.02
9.10	2280.16	6.95	2280.14	0.02
9.20	2385.27	13.11	2385.23	0.06
9.30	2613.40	27.82	2613.25	0.24
9.40	2917.82	48383	2917.41	0.66
9.50	3169.41	68.02	3168.68	1.18
10.00	3536.95	100.59	3535.52	2.23
10.10	5093.03	286.40	5084.97	13.07
10.20	8698.65	998.65	8641.13	93.27
10.30	9791.80	1282.61	9707.44	136.81
10.40	9099.61	1093.71	9033.65	106.98
10.50	9349.53	1156.59	9277.72	116.46
11.00	9149.75	117.47	9126.59	110.53

ตารางที่ 4.1(ต่อ) การทดสอบค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เวลา	P (กิโลวัตต์)	Q จากการผลิตไฟฟ้า (กิโลวาร์)	P_{NEW} (กิโลวัตต์)	การสูญเสียรายได้ ใน 10 นาที
11.10	7973.61	809.73	7932.39	66.85
11.20	8397.00	920.01	8346.45	81.98
11.30	9827.45	1280.32	9743.69	135.83
11.40	9633.83	1222.74	9555.92	126.35
11.50	9626.74	1244.05	9546.02	130.90
12.00	9674.81	1256.85	9592.82	132.95
12.10	9539.98	1217.52	9461.97	126.51
12.20	9470.93	11998.37	9394.68	123.65
12.30	9354.03	1155.40	9282.40	116.16
12.40	9329.20	1145.40	9258.62	114.46
12.50	9212.99	1108.28	9146.09	108.50
13.00	9122.43	1071.74	9059.26	102.45
13.10	8991.91	1040.79	8931.47	98.01
13.20	8617.78	948.49	8565.42	84.90
13.30	8743.67	981.93	8688.36	89.70
13.40	8714.89	973.33	8660.37	88.42
13.50	8582.58	941.25	8530.81	83.95
14.00	8383.23	869.29	8335.18	77.92
14.10	8124.78	835.96	8081.66	69.93
14.20	7476.09	689.30	7443.41	53.00
14.30	7311.31	659.28	7281.52	48.30
14.40	7206.79	637.92	7178.50	45.88
14.50	7401.53	677.19	7370.49	50.34
15.00	5779.27	398.74	5765.50	22.33
15.10	6584.47	521.70	6563.77	33.57
15.20	6363.87	481.15	6345.66	29.54
15.30	5879.92	397.95	5866.44	21.89

ตารางที่ 4.1(ต่อ) การทดสอบค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เวลา	P (กิโลวัตต์)	Q จากการผลิตไฟฟ้า (กิโลวาร์)	P_{NEW} (กิโลวัตต์)	การสูญเสียรายได้ ใน 10 นาที
15.40	5338.54	313.07	5329.35	14.90
15.50	4052.04	160.30	4048.86	5.14
16.00	4072.92	158.23	4069.85	4.99
16.10	3883.89	138.80	3881.41	4.02
16.20	3740.57	124.64	3738.49	3.37
16.30	3192.74	72.55	3191.92	1.34
16.40	2715.44	36.01	2715.20	0.39
16.50	2204.43	3.78	2204.43	0.01
17.00	1720.53	20.00	1720.42	0.19
17.10	1279.30	38.51	1278.72	0.94
17.20	816.50	50.58	814.93	2.54
17.30	448.66	55.56	445.21	5.60
17.40	189.60	55.01	181.45	13.22
			รวม	2944.54



ภาพ 4.1 การทดสอบค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4.2.2 กรณีศึกษาที่ 2 การติดตั้งคาปาซิเตอร์ ในระบบแรงดันกลาง 1500 กิโลวาร์ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้(Medium Voltage Capacitor Bank 1,500kVar Switching Type Capacitor)

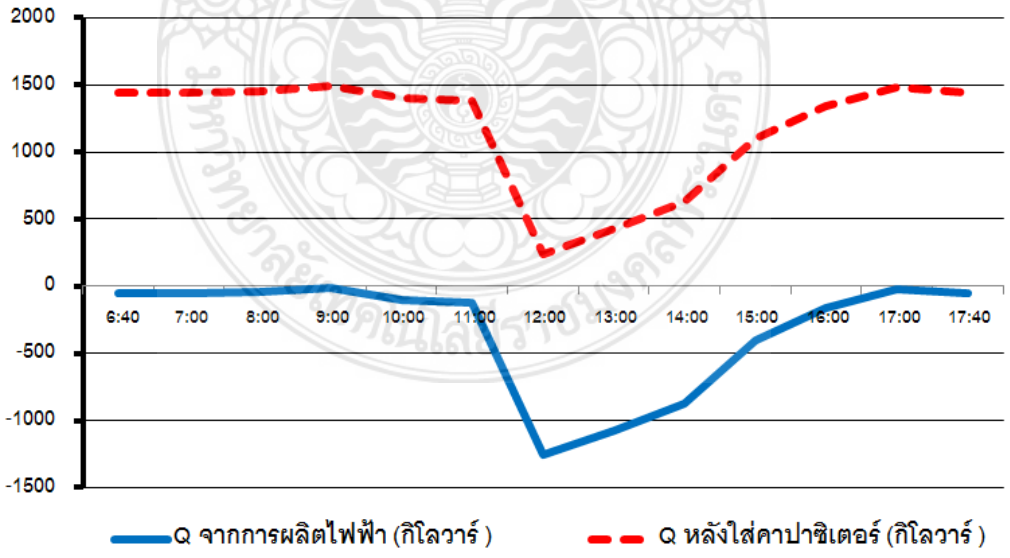
การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง 1500 กิโลวาร์ ในคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ ต้องมีการศึกษาผลกระทบด้านระดับแรงดันไฟฟ้า ซึ่งในกรณีเลวร้ายที่สุดที่อาจเกิดขึ้นได้ในพิกัด 1,500 กิโลวาร์ เป็นกรณีที่เกิดปัญหาแรงดันเกิน ณ จุดเชื่อมต่อ 115 กิโลโวลต์ แต่ในการออกแบบมีหม้อแปลงแบบปรับแท็ป (แสดงในภาพ 4.3) ทั้งหมดทำให้ไม่มีปัญหากรณีที่เกิดปัญหาแรงดันเกิน ณ จุดเชื่อมต่อ 115 กิโลโวลต์ ที่มีช่วงร้อยละ 95 ถึง 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปรกติ โดยผลการจำลองการทำงานแสดงได้ดังตาราง 4.2 แสดงผลในกราฟภาพ 4.4 ซึ่งทำให้การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ไม่ต้องจ่ายค่าปรับของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อย่างไรก็ตามชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้หนึ่งชุดมีค่าพิกัดประมาณ 500-600 กิโลวาร์ เพราะถ้าคาปาซิเตอร์พิกัดใหญ่กว่านี้จะไม่มีฟิวส์ที่จะมาใช้ร่วมกัน ซึ่งในกรณีนี้ต้องใช้ชุดคาปาซิเตอร์แบบค่าคงที่ 500 กิโลวาร์ จำนวน 3 ชุด ติดตั้งคนละต้นเสา ซึ่งแสดงในภาพ 4.2 โดยมีค่าอุปกรณ์ และค่าติดตั้งมูลค่ากิโลวาร์ละ 1,200 บาททำให้มีราคารวมทั้งสิ้น 1,800,000 บาท (โดยประมาณในปี 2558)

ภาพ 4.2 ตำแหน่งที่เป็นไปได้สำหรับติดตั้งในระบบแรงดันกลาง

ภาพ 4.3 หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้

ตาราง 4.2 กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟก่อน และหลังใส่คาปาซิเตอร์

เวลา	Q จากการผลิตไฟฟ้า (กิโลวาร์)	Q หลังใส่คาปาซิเตอร์ (กิโลวาร์)
6:40	-55.77	1444.23
7:00	-55.9	1444.1
8:00	-42.81	1457.19
9:00	-8.1	1491.9
10:00	-100.59	1399.41
11:00	-117.47	1382.53
12:00	-1256.85	243.15
13:00	-1071.74	428.26
14:00	-869.29	630.71
15:00	-398.74	1101.26
16:00	-158.23	1341.77
17:00	-20	1480
17:40	-55.01	1444.99



ภาพ 4.4 ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟก่อนและหลังติดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้

4.2.3 กรณีศึกษาที่ 3 การติดตั้งคาปาซิเตอร์ ในระบบแรงดันต่ำในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ (Low Voltage Switching Capacitor Bank)

การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันต่ำในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้เป็นติดตั้งร่วมกับหม้อแปลงไฟฟ้า 1760 กิโลวาร์ และระบบควบคุมการทำงาน ตู้สวิทช์เกียร์ และตู้สำหรับคาปาซิเตอร์ชนิดติดตั้งภายนอกอาคาร เนื่องจากภายในอาคารของสถานีไฟฟ้าไม่มีพื้นที่ว่างที่เพียงพอ การแก้ไขวิธีนี้ไม่ต้องกังวลเรื่องปัญหาแรงดันเกินในปัจจุบันเนื่องจากสามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ตามที่ระบบต้องการ แต่ระบบต้องมีอุปกรณ์ประกอบเป็นจำนวน 6 ชุด ชุดละ 250 กิโลวาร์ มีค่าอุปกรณ์ และค่าติดตั้งมูลค่ากิโลวาร์ละ 2,125 บาททำให้มีราคารวมทั้งสิ้น 3,187,500 บาทจากข้อมูลดังกล่าวการแก้ปัญหาโดยวิธีนี้มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงที่สุดใน 3 วิธีที่กล่าวมาทำให้ไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ตาราง 4.3 ราคาคาปาซิเตอร์แบบแรงดันต่ำ [11]

กิโลวาร์	ราคาคาปาซิเตอร์ (บาท)	บาทต่อกิโลวาร์
100	336,000	3,360
200	425,000	2,125
300	496,000	1,653
400	600,000	1,500
500	740,000	1,480
600	984,000	1,640
700	1,195,000	1,494
800	1,270,000	1,411

รูปที่ 4.5 หม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส 1760 กิโลวาร์

ภาพ 4.6 ภายในอาคารของสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีพื้นที่ว่างที่เพียงพอ

ตาราง 4.4 สรุปเปรียบเทียบทางเลือกเพื่อแก้ปัญหาค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ทางเลือก	อินเวอร์เตอร์	คาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง	คาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันต่ำ	หมายเหตุ
ต้นทุนต่อโครงการ (ล้านบาท)	0	1	3.1	1
แรงดันเกินปัจจุบัน	ไม่	ไม่	ไม่	2
แรงดันเกินอนาคต	ไม่	ไม่	ไม่	3
การสูญเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า	เกิดได้	ไม่	ไม่	-
ความยุ่งยากในการซ่อมบำรุง	ไม่	ไม่	ไม่	-
การจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟไม่เหมาะสม	ไม่	ไม่	ไม่	
อายุการใช้งานสั้นกว่ากำหนด	ไม่	ไม่	ไม่	
มีสถานที่ติดตั้งที่ไม่เหมาะสม	ไม่	ไม่	เกิดได้	4
แนะนำให้ใช้	**ใช้ได้**	**ใช้ได้**	**ไม่แนะนำ**	-

หมายเหตุ

1. สืบราคาโดยประมาณจากบริษัทผู้จำหน่าย
2. ไม่ปรากฏแรงดันไฟฟ้าเกินที่ระบบจำหน่าย 115 kV
3. หม้อแปลงปรับแท็ปได้ 6 ชุดที่ต่อกับอินเวอร์เตอร์ และที่หม้อแปลงจำหน่าย 1 ชุด
4 .เนื่องจากภายในอาคารไม่มีพื้นที่ว่างเพียงพอ

การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์นี้เป็นทั้งผู้ซื้อ และผู้ขายไฟฟ้าในเวลาเดียวกันเนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะมีการใช้ไฟฟ้าภายในเพื่อการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้ารวมถึงอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในสำนักงานด้วย โดยข้อกำหนดของการไฟฟ้าภูมิภาคซึ่งเป็นกิจการขนาดกลางที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 15 นาทีสุดสูง ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือนโดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าที่เป็นมิเตอร์แบบอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading) ข้อตกลงเป็นไปตามข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU rate)ที่แรงดัน 115 ตามตาราง 4.5

ตาราง 4.5 ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU)

อัตราค่าไฟฟ้า	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU
On Peak	09.00-22.00 น. จันทร์-ศุกร์ และวันพืชมงคล
	22.00-09.00 น. จันทร์-ศุกร์ และวันพืชมงคล
Off Peak	00.00-24.00 น. วันเสาร์-อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์-อาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 จะมีรูปแบบการเก็บอัตราค่าไฟฟ้าตามตาราง 4.5 ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU rate) ซึ่งมีการเก็บอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า และค่าบริการไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลางสามารถแสดงได้ดังตารางตาราง 4.6

ตาราง 4.6 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

อัตราค่าไฟฟ้า	ระดับแรงดัน	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
อัตราปกติ	69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	2.6506	175.70	312.24
	22-33 กิโลโวลต์	2.6880	196.26	312.24
	ต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	2.7160	221.50	312.24
อัตราตามช่วงเวลาของวัน (TOD rate)	69 กิโลโวลต์ขึ้นไป			
	Peak	3.5982	74.14	312.24
	Off Peak	2.1572	74.14	312.24
	22-33 กิโลโวลต์			
	Peak	3.6796	132.93	312.24
	Off Peak	2.1760	132.93	312.24
	ต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์			
	Peak	3.8254	210.00	312.24
	Off Peak	2.2092	210.00	312.24

4.3 การเปรียบเทียบทางเลือกทางเศรษฐศาสตร์

การเปรียบเทียบโดยการหารายรับ-รายจ่ายอย่างง่ายของแต่ละแนวทางเพื่อเป็นทางเลือกในการตัดสินใจว่าจะเลือกแนวทางใดในการแก้ปัญหา โดยการคิดรายรับราย-รายจ่ายของแต่ละแนวทางซึ่งกำหนดให้อุปกรณ์สามารถใช้งานได้เป็นเวลา 10 ปี ดอกเบี้ยในการลงทุนร้อยละ 6 ของการลงทุนต่อปี (อัตราดอกเบี้ยในสถานประกอบการ) และเสียค่าปรับกรณีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกินค่ากำหนดจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นเงินค่าเฉลี่ย 910,719 บาทต่อปี

4.3.1 การปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control Mode)

เป็นการปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.85 แทนการปรับอินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้าสูงสุด

4.3.2 การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง 1500kVar ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ (Medium Voltage Capacitor Bank 1,500kVar Switch Type Capacitor)

เป็นการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระดับแรงดันขนาดกลาง 1,500kVar ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ ซึ่งในการติดตั้งต้องใช้ชุดคาปาซิเตอร์แบบค่าคงที่ 500kVar จำนวน 3 ชุดติดตั้งในแรงดันระดับกลาง

4.3.3 กรณีศึกษาที่ 3 การติดตั้งคาปาซิเตอร์ ในระบบแรงดันต่ำในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ (Low Voltage Switching Capacitor Bank)

การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันต่ำในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้เป็นติดตั้งร่วมกับหม้อแปลงไฟฟ้า 1760 กิโลวาร์ และระบบควบคุมการทำงาน ตู้สวิทช์เกียร์ และตู้สำหรับคาปาซิเตอร์ชนิดติดตั้งภายนอกอาคาร เนื่องจากภายในอาคารของสถานีไฟฟ้าไม่มีพื้นที่ว่างที่เพียงพอ

ตาราง 4.7 การเปรียบเทียบค่าตอบแทนในการปรับอินเวอร์เตอร์ในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในแรงดันขนาดกลาง และการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในแรงดันขนาดต่ำ

	การปรับอินเวอร์เตอร์ในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ		การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระดับแรงดันกลาง		การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระดับแรงดันต่ำ	
ปีที่	ความสูญเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า	ค่าตอบแทนจากการไม่เสียค่าปรับ	มูลค่าการลงทุนบวกดอกเบี้ยร้อยละ 6 ต่อปี	ค่าตอบแทนจากการไม่เสียค่าปรับ	มูลค่าการลงทุนบวกดอกเบี้ยร้อยละ 6 ต่อปี	ค่าตอบแทนจากการไม่เสียค่าปรับ
0	0	-	1,800,000	-	3,187,500	-
1	1,074,757	910,719	1,908,000	910,719	3,378,750	910,719
2	1,074,757	910,719	2,022,480	910,719	3,581,475	910,719
3	1,074,757	910,719	2,143,829	910,719	3,796,364	910,719
4	1,074,757	910,719	2,272,459	910,719	4,024,145	910,719
5	1,074,757	910,719	2,408,806	910,719	4,265,594	910,719
6	1,074,757	910,719	2,553,334	910,719	4,521,530	910,719
7	1,074,757	910,719	2,706,534	910,719	4,792,821	910,719
8	1,074,757	910,719	2,868,927	910,719	5,080,391	910,719
9	1,074,757	910,719	3,041,062	910,719	5,385,214	910,719
10	1,074,757	910,719	3,223,526	910,719	5,708,327	910,719
รวม	10,747,570	9,107,190	3,223,526	9,107,190	5,708,327	9,107,190
กำไร	-1,640,380		+5,883,664		+3,398,863	

ซึ่งจากตาราง 4.7 สรุปว่าการเปรียบเทียบค่าตอบแทนในการปรับอินเวอร์เตอร์ในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ การติดตั้งคาปาซิเตอร์ในแรงดันกลาง และการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในแรงดันต่ำ โดยคำนึงถึงทางเลือกที่มีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ คือ

1. การปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ โดยกำหนดให้ปรับการจ่าย หรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ 0.85 ซึ่งทำให้สูญเสียค่ากำลังไฟฟ้าจริงไปส่วนหนึ่งทำให้มีการสูญเสียรายได้จากค่าไฟฟ้าส่วนหนึ่งคิดเป็นเงินโดยประมาณ 2,944 บาทต่อวันเมื่อคิดการสูญเสียรายได้จากค่าไฟฟ้าเป็นเวลา 10 ปี เป็นเงิน 10,747,570 บาท จึงมากกว่าการเสียค่าปรับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดคิดเป็น 10 ปีมีค่าปรับอยู่ที่ 9,107,190 บาท เมื่อมีการปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟแล้วจะขาดทุน 1,640,380 บาท จึงไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

2. การติดตั้งคาปาซิเตอร์ ในระบบแรงดันกลาง 1500 กิโลวาร์ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ โดยทำให้ไม่ต้องจ่ายค่าปรับของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในกรณีนี้ใช้ชุดคาปาซิเตอร์แบบค่าคงที่ 500 กิโลวาร์ จำนวน 3 ชุด ติดตั้งคนละต้นเสาซึ่งตำแหน่งสำหรับติดตั้ง ในระบบแรงดันกลาง ซึ่งมีค่าอุปกรณ์ และค่าติดตั้งมูลค่ากิโลวาร์ละ 1,200 บาททำให้มีราคาทั้งสิ้น 1,800,000 บาท เมื่อคิดมูลค่าการลงทุนบวกดอกเบี้ยร้อยละ 6 ของการลงทุนต่อปี เป็นระยะเวลา 10 ปีเป็นเงิน 3,223,526 บาท ทำให้ไม่ต้องเสียค่าปรับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนด โดยคิดเป็น 10 ปี มีค่าปรับอยู่ที่ 9,107,190 บาททำให้ได้กำไร 5,883,664 บาท จึงทำให้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุด

3 .การติดตั้งคาปาซิเตอร์ ในระบบแรงดันต่ำในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ โดยทำให้ไม่ต้องจ่ายค่าปรับของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่ระบบต้องมีอุปกรณ์ประกอบเป็นจำนวน 6 ชุด ชุดละ 250 กิโลวาร์ มีค่าอุปกรณ์และค่าติดตั้งมูลค่ากิโลวาร์ละ 2,125 บาททำให้มีราคารวมทั้งสิ้น 3,187,500 บาท เมื่อคิดมูลค่าการลงทุนบวกดอกเบี้ยร้อยละ 6 ของการลงทุนต่อปี เป็นระยะเวลา 10 ปีเป็นเงิน 5,708,327บาท ทำให้ไม่ต้องเสียค่าปรับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนด หากคิดเป็น 10 ปีมีค่าปรับอยู่ที่ 9,107,190 บาท จึงทำให้ได้กำไร 3,398,863 บาท แต่มีการลงทุนมากกว่ากรณีการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระบบแรงดันกลาง

4.4 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

การทำการเลือก หรือตัดสินใจโดยวิศวกร ผู้จัดการ ประธานบริษัท หรือบุคคลที่มีอำนาจในองค์กรมักจะเป็นการตัดสินใจเลือกทางเลือกใดทางเลือกหนึ่ง จากหลาย ๆ ทางเลือกเสมอ ดังนั้นบุคคลที่ตัดสินใจเลือกทางเลือกโครงการ จึงจำเป็นต้องมีความรู้ด้านเศรษฐศาสตร์อย่างเพียงพอที่จะเลือกโครงการที่มีผลตอบแทนมากที่สุด มีความสามารถที่จะจัดการกับเงินทุนที่มีอยู่อย่างจำกัดให้มีประสิทธิภาพมากที่สุดด้วย และต้องมั่นใจว่าสามารถเพิ่มมูลค่าของเงินทุนได้อย่างสูงสุดด้วย สำหรับปัจจัยในการเลือกทางเลือกในการลงทุนนั้นอาจมีทั้งปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์และปัจจัยที่ไม่เกี่ยวกับเศรษฐศาสตร์เลยก็ได้ ซึ่งปัจจัยนี้อาจเป็นปัจจัยที่เป็นด้านนามธรรม เช่น ความสะดวกสบาย ความสัมพันธ์ส่วนบุคคล เป็นต้น

การดำเนินงานด้านวิศวกรรมนั้นอาจเป็นไปได้ที่จะมีแนวทางในการปฏิบัติหลากหลายและก่อให้เกิดผลตามมาที่แตกต่างกัน ดังนั้นผู้วางแผนที่กำหนดทิศทางของโครงการจึงจำเป็นที่จะต้องพิจารณาทางเลือกทั้งหมดที่เป็นไปได้ของโครงการเพื่อทำการคัดเลือกที่เหมาะสมที่สุด และกำหนดใช้เป็นแนวทางปฏิบัติโดยทั่วไป ทางเลือกคือแนวทางปฏิบัติแต่ละวิธีที่ถูกกำหนดขึ้นมาเพื่อรองรับสถานการณ์ที่พิจารณาในสถานการณ์ที่พิจารณานี้ อาจมีหลายทางเลือกที่สามารถนำไปปฏิบัติ และบรรลุผลตามที่ต้องการแต่จะมีอยู่เพียงทางเลือกเดียวซึ่งเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดสำหรับสถานการณ์นั้น ด้วยเหตุนี้จึงจำเป็นต้องหาทางเลือกที่มีความเหมาะสมมากที่สุด

เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนเป็นเกณฑ์ในการพิจารณาที่เหมาะสมกับโครงการลักษณะนี้ วิธีการที่นิยมใช้ในการวิเคราะห์โครงการโดยทั่วไปมี 4 วิธี

1. วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value; NPV)
2. วิธีอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio; B/C)
3. วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback period; PB)
4. วิธีอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR)

จากกรณีการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระดับแรงดันขนาดกลาง 1500 กิโลวาร์ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ ต้องใช้เงินลงทุน 1,800,000 บาท ซึ่งสามารถลดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกินค่ากำหนดจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ปีละ 910,719 บาท และมีดอกเบี้ยในการลงทุนร้อยละ 6 ของการลงทุนต่อปี ในกรณีนี้สามารถวิเคราะห์ผลทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการดังนี้

4.4.1 วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value; NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ การประเมินว่าการลงทุนสร้างผลกำไรได้ หรือไม่ โดยมีการทอนเงินสดสุทธิแต่ละปีที่ได้รับในอนาคตกลับมาเป็นมูลค่า ณ ปัจจุบันสูตรคำนวณดังสมการ 4.1 [22]

$$NPV = - CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \frac{CF_3}{(1+r)^3} + ... + \frac{CF_n}{(1+r)^n} \quad (4.1)$$

โดย

CF_0 = กระแสเงินสุทธิปีแรก

CF = กระแสเงินสดสุทธิแต่ละปี

r = อัตราดอกเบี้ย (ใช้ร้อยละ 6 ของการลงทุนต่อปี)

n = ปีที่ทำการลงทุน

ตาราง 4.8 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ปีที่	กระแสเงินสดสุทธิ	อัตราคิดลดตามระยะเวลา	มูลค่า ณ ปัจจุบัน
0	-1,800,000	-	-1,800,000
1	910,719	$(1+6\%)^1$	859,168.87
2	910,719	$(1+6\%)^2$	810,536.67
3	910,719	$(1+6\%)^3$	764,657.23
4	910,719	$(1+6\%)^4$	721,374.75
5	910,719	$(1+6\%)^5$	680,542.22
6	910,719	$(1+6\%)^6$	642,020.96
7	910,719	$(1+6\%)^7$	605,680.15
8	910,719	$(1+6\%)^8$	571,396.37
9	910,719	$(1+6\%)^9$	539,053.18
10	910,719	$(1+6\%)^{10}$	508,540.73
		NPV = 4,902,971	

4.4.2 วิธีอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio; B/C)

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน หมายถึง อัตราส่วนเปรียบเทียบระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนตลอดอายุโครงการ มีสูตรคำนวณดังสมการ 4.2 [22]

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t} + C_0} \qquad (4.2)$$

โดย

B_t = ผลตอบแทนในปีที่ t (t = 1 , 2 , 3 ,.., n)

C_t = ต้นทุนในปีที่ t (t = 1 , 2 , 3 ,.., n)

C_0 = ต้นทุนปีแรกเริ่ม

i = อัตราดอกเบี้ย

ตาราง 4.9 อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน

ปีที่	กระแสเงินสดสุทธิ	อัตราคิดลดตามระยะเวลา	มูลค่า ณ ปัจจุบันของผลตอบแทน
0	1,800,000	-	-
1	910,719	$(1+6\%)^1$	859,169
2	910,719	$(1+6\%)^2$	810,537
3	910,719	$(1+6\%)^3$	764,657
4	910,719	$(1+6\%)^4$	721,375
5	910,719	$(1+6\%)^5$	680,542
6	910,719	$(1+6\%)^6$	642,021
7	910,719	$(1+6\%)^7$	605,680
8	910,719	$(1+6\%)^8$	571,396
9	910,719	$(1+6\%)^9$	539,053
10	910,719	$(1+6\%)^{10}$	508,541
B/C = 6,702,971/1,800,000 = 3.72			6,702,971

4.4.3 วิธีอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน คือ การสุ่มอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิของโครงการมีค่าเป็นศูนย์จากสูตร โดยมีสูตรคำนวณดังสมการ 4.3 [22]

$$CF_0 = \frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \frac{CF_3}{(1+IRR)^3} + \ldots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} \quad (4.3)$$

โดย

CF_0 = กระแสเงินสุทธิปีแรก

CF = กระแสเงินสุทธิแต่ละปี

n = ปีที่ทำการลงทุน

ตาราง 4.10 อัตราผลตอบแทนภายใน

ปีที่	กระแสเงินสดสุทธิ	อัตราคิดลดตามระยะเวลา	มูลค่า ณ ปัจจุบันของผลตอบแทน
0	-	-	-1,800,000
1	910,719	$(1+49.7\%)^1$	608,363
2	910,719	$(1+49.7\%)^2$	406,388
3	910,719	$(1+49.7\%)^3$	271,468
4	910,719	$(1+49.7\%)^4$	181,341
5	910,719	$(1+49.7\%)^5$	121,137
6	910,719	$(1+49.7\%)^6$	80,920
7	910,719	$(1+49.7\%)^7$	54,054
8	910,719	$(1+49.7\%)^8$	36,109
9	910,719	$(1+49.7\%)^9$	24,121
10	910,719	$(1+49.7\%)^{10}$	16,113
IRR = 49.7%			0

4.4.4 วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period; PB)

ระยะเวลาคืนทุน หมายถึง ระยะเวลาที่ได้ผลตอบแทนในรูปของกระแสเงินสดเข้าเท่ากับกระแสเงินสดจ่ายลงทุนโดยไม่ได้คำนึงถึงเรื่องมูลค่าของเงินตามระยะเวลาเข้ามาเกี่ยวข้อง โดยมีสูตรคำนวณดังสมการ 4.4 [22]

ระยะเวลาคืนทุน = เงินลงทุน ÷ ผลตอบแทน (4.4)

ระยะเวลาคืนทุน = 1,800,000 ÷ 910,719 = 1.98 ปี

วิธีระยะเวลาคืนทุน (PB)**ประมาณ 2 ปี**

4.5 สรุป

การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์นี้ต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็นค่าปรับ 910,719 บาทต่อปี ถ้าหากค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กรณีศึกษานี้ได้ดำเนินการแก้ไขโดยการติดตั้งคาปาซิเตอร์ในระดับแรงดันขนาดกลางขนาด 1,500 กิโลวาร์ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ (Medium Voltage Capacitor Bank 1,500kVar Switching Type Capacitor)ที่มีอายุการใช้งานในสภาวะปกติประมาณ 10 ปี ซึ่งได้ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงินสรุปได้ดังนี้

1. วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 4,902,971 บาท
2. วิธีอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C) เท่ากับ 3.72
3. วิธีอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับร้อยละ 49.7 ของการลงทุน
4. วิธีระยะเวลาคืนทุน (PB) ประมาณ 2 ปี

บทที่ 5

สรุปผล และข้อเสนอแนะ

บทนี้ได้กล่าวถึงผลการวิเคราะห์ข้อมูลเกี่ยวกับการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าสำหรับโรงต้นกำลังแบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ และผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ในระบบจัดจำหน่าย ดังนี้ สรุปผล ข้อเสนอแนะ และข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

5.1 สรุปผล

กรณีศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ซึ่งมีค่าปรับ 910,719 บาทต่อปีซึ่งเป็นค่าปรับที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในกรณีที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนด ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับผู้ไฟฟ้าที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบตามหลัง ถ้าในรอบเดือนนั้นผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) เฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริง(kW)แล้ว เฉพาะในส่วนที่เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) จะต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอัตรากิโลวาร์ละ 56.07 บาทซึ่งยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม โดยกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไปต้องมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า 0.85 ในกรณีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์นี้มีการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดอยู่ที่ 40 กิโลวัตต์ และค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟต้องไม่เกินร้อยละ 61.97 ของกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) คิดเป็นค่า 24.788 กิโลวาร์ที่ได้รับการยกเว้น และในการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์เพื่อขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์นี้มีค่าค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงมีการเรียกเก็บค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) ซึ่งมีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) ส่วนเกินในปี 2558 เท่ากับ 16,540 กิโลวาร์ เนื่องจากตามกฎของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้รับการยกเว้นเท่ากับกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งอยู่ที่ 40 กิโลวัตต์ และได้รับยกเว้นค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ 24.788 กิโลวาร์ต่อเดือนจึงเหลือกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่เป็นส่วนเกินอยู่ที่ 16,242.544 กิโลวาร์ ซึ่งคิดเป็นเงินทั้งสิ้น 910,719 บาท และเป็นค่าปรับประจำปี 2558

กรณีศึกษานี้ได้ดำเนินการแก้ไขความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้วิธีการติดตั้งคาปาซิเตอร์ ในระบบแรงดันกลาง 1500 กิโลวาร์ ในชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ ซึ่งมีค่าใช้จ่ายประมาณ 1.8 ล้านบาท มีอายุการใช้งานในสภาวะปกติประมาณ 10 ปี

ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์สรุปได้ดังนี้ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 4,902,971บาท อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C) เท่ากับ 3.72 ระยะเวลาคืนทุน (PB) ประมาณ 2 ปี อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับร้อยละ 49.7 ของราคาต้นทุน

5.2 ข้อเสนอแนะ

ปัญหาที่เกิดขึ้นเกิดจากการเสียค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกินกำหนดโดยคิดในส่วนค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (กิโลวาร์) ที่เกินร้อยละ 61.97 ของกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) สูงสุดที่ซื้อจากไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งถือว่าไม่สมเหตุสมผล กรณีศึกษานี้เห็นควรเสนอแนะให้ภาครัฐปรับสูตรการคำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าใหม่โดยให้คำนวณจากฐานกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) ที่โครงการแห่งนี้ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งจะทำให้เกิดความยุติธรรมในกรณีการซื้อขายระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

5.3 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

เนื่องจากในอนาคตมีแนวโน้มในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งกำลังขยายการผลิตไปสู่ครัวเรือน ในรูปแบบของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา ซึ่งครัวเรือนส่วนใหญ่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในลักษณะของระบบไฟฟ้าเฟสเดียว ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าควรมีการปรับปรุงข้อกำหนดเงื่อนไขการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้มีความรัดกุมเหมาะสมกว่าปัจจุบัน และอาจทำการศึกษาวิจัยเพื่อพัฒนาอินเวอร์เตอร์เฟสเดียวให้สามารถทำเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ อินเวอร์เตอร์เฟสเดียวเป็นส่วนหนึ่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องมีความสามารถในการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าด้วย ดังนั้นการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าสำหรับเซลล์แสงอาทิตย์แบบครัวเรือนซึ่งติดตั้งบนหลังคาอาจเป็นประเด็นที่เหมาะสมในการศึกษาในลำดับถัดไป

เอกสารอ้างอิง

[1] **พลังงานแสงอาทิตย์**. สืบค้นเมื่อ 10 มกราคม 2559, จาก http://wikipedia.org/wiki/พลังงานแสงอาทิตย์, 2559.

[2] กระทรวงพลังงาน, **แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573** (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3), 2555.

[3] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. **ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า**. สืบค้นเมื่อ 16 กุมภาพันธ์ 2559, จาก http://www.mea.or.th/upload/download/file_4e514d333a8e414a3b9a4904493222c6.pdf

[4] สมภพ กนกบรรณกร. **การวางแผนกำลังรีแอคทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน**. วิทยานิพนธ์มหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.

[5] ศิวัช ชัยฤกษ์. **การควบคุมกำลังรีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์สามเฟส เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานแสงอาทิตย์**. วิทยานิพนธ์มหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2557.

[6] ชนันท์ ถิระนันท์. **การควบคุมกำลังการผลิตไฟฟ้าสาหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยคำนึงถึงระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่าย**. วิทยานิพนธ์มหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.

[7] Canada, A. H. **Solar voltaic generation power plants: 1000 MW to 10 kW photovoltaic plant design and application guide for the Pacific Northwest**. IEEE Conference, 1995.

[8] Ravindranath, Adda and others. **Solar voltaic generation power plants: 1000 MW to 10 kW photovoltaic plant design and application guide for the Pacific Northwest**. IEEE Conference, 2013.

[9] ศรีศักดิ์ น้อยไร่ภูมิ. **วงจรไฟฟ้ากระแสสลับ**. กรุงเทพฯ: ศูนย์สงเสริมวิชาการ, 2535.

[10] ไมตรี วรวุฒิจรรยากุล. **ทฤษฎีวงจรไฟฟ้าเล่ม 2**. ฉะเชิงเทรา: ส.เอเซียเพรส, 2532.

[11] **การชดเชยตัวประกอบกำลังไฟฟ้า**. สืบค้นเมื่อ 14 มกราคม 2559, จาก eng.rtu.ac.th/ESD/ch12.pdf, 2559.

[12] ศุลี บรรจงจิตร. **หลักการและเทคนิคการออกแบบระบบไฟฟ้า**. กรุงเทพฯ: เอช. เอ็น. กรุ๊ป, 2547.

[13] ลือชัย ทองนิล. **การออกแบบและติดตั้งระบบไฟฟ้าตามมาตรฐานของการไฟฟ้า**. กรุงเทพฯ: สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี(ไทย-ญี่ปุ่น), 2550.

[14] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. **การออกแบบระบบไฟฟ้า**. กรุงเทพฯ: สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-ญี่ปุ่น), 2556

[15] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, **ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**. พ.ศ. 2557.

[16] John J. Grainger. William D. Stevenson. **Power System Analysis.** Singapore: Science Typographers, 1994.

[17] อัจฉรา ชีวะตระกูลกิจ. **การประเมินความคุ้มค่าของโครงการ**. สืบค้นเมื่อ 12 มกราคม 2559, จาก audit.anamai.moph.go.th/download/km_center/project1.ppt, 2559.

[18] วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย. คณะกรรมการสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า. **การอบรมเชิงวิชาชีพการเพิ่มค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์และแก้ไขปัญหาฮาร์มอนิก**. วันที่ 18-19 ธันวาคม 2557.

[19] ชาย ชีวะเกตุ. **การผลิตไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์**. สืบค้นเมื่อ 15 มกราคม 2559, จาก http://www.eppo.go.th/vrs/VRS49-09-Solar.html, 2543.

[20] **เซลล์แสงอาทิตย์**. สืบค้นเมื่อ 25 มกราคม 2559, จาก https://th.wikipedia.org/wiki/เซลล์แสงอาทิตย์, 2559.

[21] การไฟฟ้านครหลวง. **ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า** สืบค้นเมื่อ 15 มกราคม 2559, จาก http://www.mea.or.th/new/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=269&pid=110, 2543.

[22] สุรเมศวร์ พิริยะวัฒน์. **เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม**. สืบค้นเมื่อ 20 กุมภาพันธ์ 2559, จาก http:www.surames.com/images/column.../chapter%206%20engineering% 20eco nomic.pdf, 2559.

[23] กนกวรรณ จันทร์เจริญชัย. **เครื่องมือการติดตามประเมินผลของโครงการ**. สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2559, จาก http://www.stou.ac.th/stouonline/lom/data/sec/Lom14/reference.html. 2558

ภาคผนวก ก

เนื้อหาบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์

บทความวิจัย
การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 7
Proceedings of the 7th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2015 (EENET 2015)

การออกแบบตัวเก็บประจุแรงดันไฟฟ้าขนาดกลางเพื่อที่จะใช้ในการปรับปรุงค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์

The Design of the Capacitor Voltage Medium to be Use for Improve the Power Factor

นเรศ ชลังสุทธิ์ อรุณ ชลังสุทธิ์ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
1381 ถ.ประชาราษฎร์ 1 แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร โทรศัพท์ 02-836-3000 ต่อ 4150 E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิชาการนี้เป็นการนำเสนอ การออกแบบตัวเก็บประจุแรงดันไฟฟ้าขนาดกลาง เพื่อที่จะใช้ในการปรับปรุงค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ของมอเตอร์ไฟฟ้ากระแสสลับซึ่งในปัจจุบันระบบไฟฟ้ากำลัง การปรับปรุงค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์มีความสำคัญอย่างยิ่ง เนื่องจากเป็นตัวสำคัญที่จะทำให้ค่าใช้จ่ายต่างๆเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ ระบบไฟฟ้าที่มีค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ต่ำจะมีความสูญเสียในระบบมากและจะมีความสูญเสียในระบบมากอีกด้วย ซึ่งบทความนี้ได้ทำการวิเคราะห์ตัวอย่างจากมอเตอร์ทั้งหมด 2 ตัว โดยมอเตอร์ตัวที่ 1 มีค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ อยู่ระหว่าง 0.66-0.79 และมอเตอร์ตัวที่ 2 มีค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ อยู่ระหว่าง 0.51-0.69 ซึ่งมอเตอร์ทั้ง 2 ตัวนี้ มีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนดคือ 0.85 ด้วยเหตุผู้ใช้งานจึงต้องการปรับปรุงค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ ให้ผ่านเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนดโดยมีการคำนึงถึงประสิทธิภาพของมอเตอร์ เพื่อที่ผู้ใช้จะไม่ต้องเสียค่าปรับจากส่วนต่างของค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์

คำสำคัญ: ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ , มอเตอร์ , ตัวเก็บประจุแรงดันไฟฟ้า

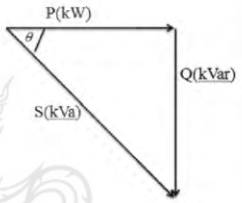
Abstract

This article presents Design capacitor voltage medium. For improving the power factor of AC electric motor in which the power system. Improving the power factor is particularly important. Since it is important to keep the costs increase or decrease. The lower power factor, The More cost of lost in system. Power is the power factor is low, it is lost in the system and will be lost in the system, too. This article has been studied and analyzed by the motors from two motors.One has the power factor is between 0.66 to 0.79 and another has power factor between 0.51 to 0.69, which is between the two motors. These motors are well below the standard of power factor which is 0.85, hence user needs to improve the power factor to gain the standard provided with regard to the efficiency of the motor and so the user will not have to lose cost from the difference in the power factor.

Key words: Power Factor, motors, capacitors, medium voltage.

1. บทนำ

เพาเวอร์แฟคเตอร์ คือค่าอัตราส่วนของกำลังงานที่ใช้งานจริง (Real Power)ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) หารด้วยค่ากำลังงานที่ปรากฏ (Apparent Power) ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์(kVA) โดยสามารถอธิบายให้เข้าใจง่ายได้ว่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคือตัวเลขที่บอกถึงกำลังงานไฟฟ้าที่ได้ใช้ประโยชน์หรือเกิดการทำงานจริงกับขนาดของกำลังงานทั้งหมดที่ต้องการจากระบบไฟฟ้าโดยส่วนที่เกินจากกำลังงานที่ใช้ทำงานจริงจะเรียกว่า กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ



รูปที่ 1 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า(Power Factor)

$$PF = \frac{P}{S} = \cos\theta \qquad (1)$$

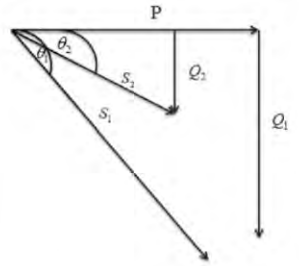
เมื่อ

P = กำลังงานที่ใช้งานจริง (Real Power)
S = กำลังงานที่ปรากฏ (Apparent Power)

สาเหตุที่ต้องปรับปรุงค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ให้สูงขึ้นเพราะอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ มีผลทำให้ระบบการจ่ายไฟฟ้าไม่มีคุณภาพต่ำไปด้วย เนื่องจากประโยชน์ที่จะได้รับจากกำลังไฟฟ้าจริง (kW) ในระบบไฟฟ้าจะต่ำกว่าซึ่งทำให้การไฟฟ้าจำเป็นต้องเพิ่มขนาดของอุปกรณ์จำหน่ายและอุปกรณ์ส่งไฟฟ้าให้สูงขึ้น เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณพลังไฟฟ้าส่วนที่ไม่จำเป็นหรือรีแอคทีฟ (kVar) ที่เกิดขึ้นด้วย

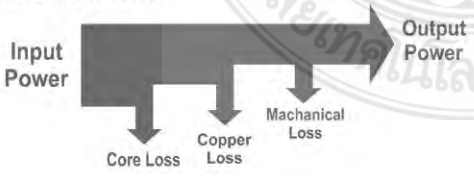
บทความวิจัย
การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 7
Proceedings of the 7th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2015 (EENET 2015)

โดยทั่วไปสามารถแก้ไขค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้น โดยการใช้ตัวเก็บประจุไฟฟ้าต่อเข้าไปในระบบไฟฟ้า โดยเป็นการเพิ่มกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (มีหน่วยเป็น kVar) ที่เข้าไปหักล้างกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเดิม (Q1) ให้ลดลงเหลือเป็นกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟใหม่ (Q2) ซึ่งทำให้ผลรวมของกำลังไฟฟ้าทั้งหมด (S2) มีค่าลดลงจากเดิม (S1)



รูปที่ 2 แก้ไขค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

โดยประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงค่าตัวประกอบกาลังไฟฟ้า (Power Factor) คือ สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียและเพิ่มความสามารถในการรับโหลดของอุปกรณ์ต่างๆ ได้เพิ่มขึ้น ทั้งของผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบจำหน่าย ระบบส่งไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นการประหยัดการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า อันจะก่อให้เกิดที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า คือสามารถประหยัดค่าพลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ที่ต่ำกว่า 0.85 จะต้องเสียค่าปรับค่าตัวประกอบกาลังไฟฟ้าซึ่งเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าปรับค่าตัวประกอบกาลังไฟฟ้าให้มีค่ามากกว่า 0.85 จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถประหยัดค่าไฟฟ้าในส่วนนี้ลงได้ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถประหยัดการลงทุนในการขยายระบบไฟฟ้าลงได้ เนื่องจากเมื่อมีการปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะเป็นการเพิ่มความสามารถของสายไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้าในการรับโหลด ได้เพิ่มขึ้น เมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกาลังไฟฟ้าแล้ว จะเป็นการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายไฟฟ้าและหม้อแปลง อีกทั้งแรงดันไฟฟ้าตกจะน้อยลง (แรงดันไฟฟ้าดีขึ้น) ซึ่งผลข้างต้นจะนามาซึ่งประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถประหยัดค่าไฟฟ้าลงได้ และยังเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของการจ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า



รูปที่ 3 แสดง Input Power, Output Power และ Loss ใน Motor

2.การเพิ่มค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์

การเพิ่มค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า
การลดกระแสไฟฟ้า(กระแสที่ลดลงหมายถึงขนาดของอุปกรณ์ที่ลดลง)

$$I = \frac{kw \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times PF} \tag{2}$$

$$\frac{\Delta I}{kw} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times V}\left(\frac{1}{PF_{old}} - \frac{1}{PF_{new}}\right) \tag{3}$$

การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

$$\%\Delta P_{loss} = 100 \times \left[1 - \left(\frac{PF_{old}}{PF_{new}}\right)^2\right] \tag{4}$$

การลดแรงดัน

$$\%\Delta V_{RISE} = \frac{KVAR_{CAP} \times \%Z_{Tr}}{KVAR_{Tr}} \tag{5}$$

การเพิ่มกำลังสำรอง

$$\frac{\Delta kVA}{kw} = \left(\frac{1}{PF_{old}} - \frac{1}{PF_{new}}\right) \tag{6}$$

การจ่ายโหลดได้มากขึ้น

$$\frac{kw}{\Delta kVA} = PF_{new} - PF_{old} \tag{7}$$

เมื่อ

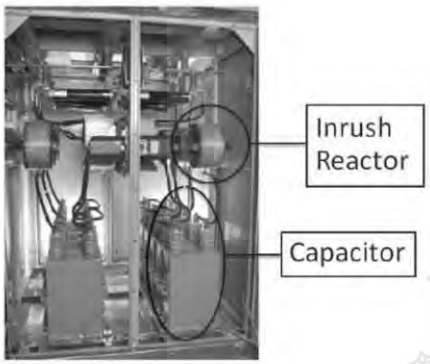
kw	=	กำลังไฟฟ้าจริง
kVA	=	กำลังงานที่ปรากฏ
PF_{new}	=	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าใหม่
PF_{old}	=	ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเดิม
V	=	โวลต์
$KVAR_{CAP}$	=	รีแอคทีฟที่เกิดขึ้นในตัวเก็บประจุ

3. ตัวเก็บประจุแรงดันไฟฟ้าขนาดกลาง

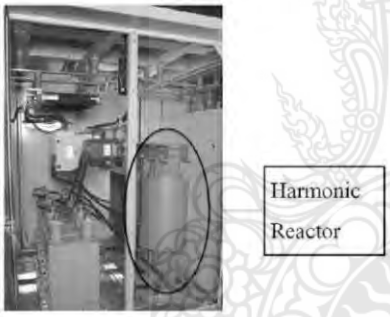
กรณีตัวอย่างนี้เป็นตัวอย่างการออกแบบ Medium Voltage Capacitor เพื่อใช้ในการปรับปรุงค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ของ Medium Voltage A.C. Motor จำนวน 2 ตัว จากเดิมที่ค่า เพาเวอร์แฟคเตอร์ ของ Motor ตัวที่ 1 มีค่าอยู่ระหว่าง 0.66-0.79 และค่า เพาเวอร์แฟคเตอร์ ของ Motor ตัวที่ 2 มีค่าอยู่ระหว่าง 0.51-0.69 ซึ่งมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนด คือ 0.85 ทำให้ผู้ใช้งานต้องเสียค่าปรับในส่วนต่างของ เพาเวอร์แฟคเตอร์ ในส่วนนี้ที่ใช้งานอยู่

บทความวิจัย
การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 7
Proceedings of the 7th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2015 (EENET 2015)

ด้วยเหตุจึงนี้ทางผู้ใช้งานจึงต้องการปรับปรุงค่า เพาเวอร์แฟคเตอร์ ให้ผ่านเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนดเพื่อที่จะไม่ต้องเสียค่าปรับจากส่วนต่างของค่า เพาเวอร์แฟคเตอร์ ที่ต่ำกว่าเกณฑ์



รูปที่ 4 Inrush Reactor and Capacitor



รูปที่ 5 Harmonic Reactor

สมการ Power Input ของมอเตอร์

$$P_{in} = \frac{P_{out}}{\eta} \quad (8)$$

P_{in} = Rated Power Input ของมอเตอร์

P_{out} = Rated Power Output ของมอเตอร์

η = Efficiency ของ มอเตอร์

คำนวณค่า Reactive Power ของตัวเก็บประจุที่เลือกใช้เมื่อชดเชยให้กับระบบไฟฟ้าที่พิกัดแรงดันระบบ

$$Q_{comp} = Q_{cr} \times \left(\frac{V_s}{V_{cr}}\right)^2 \quad (9)$$

ในการออกแบบตัวเก็บประจุ สำหรับ Medium Voltage Capacitor จะต้องมีการออกแบบ Reactor เพื่อใช้ในการป้องกันกระแสพุ่งเข้า (Inrush Current) สำหรับการออกแบบ Reactor ที่ใช้ร่วมกันกับ ตัวเก็บประจุ มีขั้นตอนในการคำนวณคือ คำนวณค่าความจุไฟฟ้า จากขนาดของ ตัวเก็บประจุ ที่เลือกใช้ซึ่งมีวิธีในการหาค่าความจุไฟฟ้าได้ 3 วิธี การคำนวณค่าความจุไฟฟ้าโดยพิจารณาจากขนาดของตัวเก็บประจุรวมทั้งสามเฟส กับแรงดันระหว่างสาย

$$C = \left(\frac{Q_{comp(\text{Total})}}{V_L^2 2\pi f}\right) \quad (10)$$

การคำนวณค่า ความจุไฟฟ้าโดยพิจารณาจากขนาดของตัวเก็บประจุ

$$C = \left(\frac{Q_{comp(\text{perph.})}}{\left(\frac{V_L}{\sqrt{3}}\right)^2 2\pi f}\right) \quad (11)$$

$$I = \left(\frac{Q_{comp(\text{total})}}{\sqrt{3} \times V_L}\right) \quad (12)$$

การคำนวณค่าความจุไฟฟ้าโดยพิจารณาจากพิกัดกระแสใช้งานของ ตัวเก็บประจุ กับแรงดันระหว่างเฟส ตามกฎของโอห์ม คำนวณขนาดของ รีแอคเตอร์ ที่จำนำมาขนานกับตัวเก็บประจุ เพื่อลดกระแสพุ่งเข้า (Inrush Current)

เมื่อ

I_P = กระแสพุ่งเข้า (Inrush Current)

V_L = แรงดันระหว่างสาย

C_{eq} = ความจุไฟฟ้ารวมที่ต่อเข้าระบบ

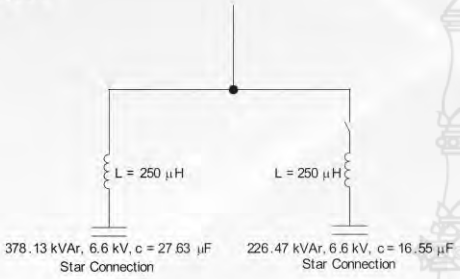
C_1 = ความจุไฟฟ้าของตัวเก็บประจุ ตัวสุดท้ายที่ต่อเข้าระบบ

L_1 = การเหนี่ยวนำของตัวเหนี่ยวนำตัวสุดท้ายที่ต่อเข้าระบบ

จากสมการข้างต้นทำให้ทราบได้ว่าวิธีการพิจารณาค่า รีแอคแทนซ์ ของ รีแอคเตอร์ ที่นำมาต่อร่วมกับตัวเก็บประจุ จะต้องพิจารณาโดยกำหนดให้ตัวเก็บประจุตัวใดตัวหนึ่งต่อเข้ากับระบบอยู่ก่อนแล้ว ส่วนอีกตัวเป็นตัวเก็บประจุเป็นตัวที่กำลังจะต่อเข้ากับระบบ

รูปที่ 6 Inrush Reactor

จากการพิจารณาค่ากระแสพุ่งเข้า(Inrush Current) พบว่ามีค่าน้อยกว่าเกณฑ์ที่จึงสามารถใช้งานได้ จากนั้นให้กำหนดการต่อเข้าระบบของตัวเก็บประจุโดยสลับลำดับการต่อเข้าระบบก่อนหลังกันตามที่แสดงในรูปที่ 6



รูปที่ 6 Single Line Diagram แสดงการทำงานของอุปกรณ์switching เพื่อคำนวณค่ากระแสพุ่งเข้า(Inrush Current)

จากการพิจารณาค่ากระแสพุ่งเข้า(Inrush Current) พบว่ามีค่าน้อยกว่าเกณฑ์จึงสามารถใช้งานได้ และสามารถสรุปได้ว่า รีแอคเตอร์ขนาด L = 250 μH,60 A สามารถลดกระแสพุ่งเข้า(Inrush Current)ได้ตามเกณฑ์ที่กำหนดในมาตรฐาน IEC 60871-1

4.สรุป

การต่อตัวเก็บประจุขนานเข้ากับมอเตอร์จะช่วยชดเชยค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้กับระบบไฟฟ้า ทำให้ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ดีขึ้นจากเดิมที่ค่า เพาเวอร์แฟคเตอร์ ของมอเตอร์ขณะที่ทำงานโดยไม่มีการต่อตัวเก็บประจุขนานเข้าไปจะมีค่าต่ำกว่า 0.85 ซึ่งเกินเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 12 พบว่าเมื่อต่อตัวเก็บประจุขนานเข้ากับมอเตอร์ แล้วค่า เพาเวอร์แฟคเตอร์ มีค่าเข้าใกล้ 1.00 โดยประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟได้รับนอกจากจะเป็นการหลีกเลี่ยงค่าปรับจากการไฟฟ้าแล้ว ยังสามารถลดกำลังสูญเสียในระบบ ทำให้ระบบรองรับโหลดได้เพิ่มขึ้น

5.กิตติกรรมประกาศ

ข้าพเจ้าขอขอบคุณ ผศ.อรุณ ชลังสุทธิ์ ผศ.ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพและ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนครที่ให้การสนับสนุนและความช่วยเหลือในการจัดทำบทความนี้ซึ่งได้ช่วยให้บทความนี้จนสำเร็จลุล่วงอย่างสมบูรณ์

6.เอกสารอ้างอิง

[1] T. Vinnal, K. Janson, H. Kalda, and L. Kütt "Analyses of Supply Voltage Quality, Power Consumption and Losses Affected by Shunt Capacitors for Power Factor Correction" IEEE Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 2010

[2] Adrian Tulbure, Emilian Ceuca, Cristian Farcas2), Ioana Farcas "The Power Quality Influence on the Reliability of PFC Capacitors"IEEE Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International.

[3] ณัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ. 2557. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. กรุงเทพฯ: โอ. เอส. พริ้นติ้ง เฮ้าส์.

[4] ไชยะ แช่มช้อย. 2554. คู่มือคุณภาพไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทยในพระบรมราชูปถัมภ์.

นเรศ ชลังสุทธิ์ สำเร็จการศึกษาในระดับปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนครปัจจุบันกำลังศึกษาต่อระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร งานวิจัยที่สนใจ คุณภาพกำลังไฟฟ้า

อรุณ ชลังสุทธิ์ ดำรงตำแหน่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนครงานวิจัยที่สนใจ การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังและคุณภาพกำลังไฟฟ้า

นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ สำเร็จการศึกษาในระดับ ปริญญาเอก สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ปัจจุบันดำรงตำแหน่งผู้ช่วยศาสตราจารย์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร งานวิจัยที่สนใจ การวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้ากำลัง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

EENET2016
Innovation for Sustainability Entrepreneur
25-27 May 2016, Duangjitt Resort & Spa,
Patong Beach, Phuket
การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 8
The 8th Conference of Electrical Engineering Network
of Rajamangala University of Technology
Conference Topics
ไฟฟ้ากำลัง (PW)
อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
อิเล็กทรอนิกส์ (EL)
ไฟฟ้าสื่อสาร (CM)
ระบบควบคุมและการวัด (CT)
คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)
การประมวลผลสัญญาณดิจิตอล (DS)
พลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน(ES)
นวัตกรรมและสิ่งประดิษฐ์ (IN)
งานวิจัยอื่นที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)
EENET
2016
EENET
PTS
Combination
Training
AD
Didactic Systems
Teachware
ptt
Group
USE
FLO-LINE

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 8

Proceedings of the 8th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2016 (EENET 2016)

การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ในระบบไฟฟ้ากำลัง

PW30

Reactive Power Control to Increase Economic Value in Power System

นเรศ ชลังสุทธิ์ อรุณ ชลังสุทธิ์ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

1381 ถ.ประชาราษฎร์ 1 แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร โทรศัพท์ 02-836-3000 ต่อ 4150 E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความงานวิจัยนี้นำเสนอการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟอย่างเหมาะสม เพื่อเพิ่มมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยมีจุดประสงค์เพื่อแก้ไขค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของบริษัทโซล่าฟาร์มซึ่งต้องเสียค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าประมาณ 900,000 บาทต่อปีให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งเป็นค่าปรับที่เรียกเก็บจากบริษัทโซล่าฟาร์ม กรณีที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนด กรณีศึกษาแนวทางการแก้ปัญหาเพื่อแก้ไขค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผู้วิจัยได้เปรียบเทียบแนวทางที่ดีที่สุดสองวิธีจากงานวิจัยนี้พบว่าวิธีปรับอินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนั้นบริษัทโซล่าฟาร์มจะต้องสูญเสียรายได้ค่าไฟฟ้าส่วนหนึ่งซึ่งสูงกว่าค่าปรับที่ต้องจ่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งถือว่าการลงทุนนี้ไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์แต่การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยการติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ในไฟฟ้าแรงดันกลางนั้นมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และคุ้มค่ากว่า

คำสำคัญ : กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ , ระบบไฟฟ้ากำลัง , เศรษฐศาสตร์

Abstract

This research article presents a method to control reactive electrical power properly. In order to improve the economic value and power factor in a solar farm company. Due to Its unsuitable power factor in Provincial Electricity Authority's Power factor Standard, electrical solar farm company has to pay 900,000 baht per year.In this study case is how to improve power factor by configure inverter and install capacitor in main voltage system. Power factor is improved by using inverter make solar farm company loss its income to Provincial Electricity Authority. By its loss incomes this investment not has worth in economic. However power factor is improved by install capacitor in main system make it more economical and more worth.

Keywords: reactive power source, power system, economics.

1. บทนำ

ในปัจจุบันประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศเป็นหลักซึ่งรวมทั้งพลังงานไฟฟ้าและเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าทำให้ภาครัฐได้ให้ความสนใจในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าในอนาคต โดยเน้นความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม การส่งเสริมประสิทธิภาพการใช้พลังงาน การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งเป็นพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดได้รับความนิยมเป็นอย่างมาก และในปัจจุบันมีแนวโน้มของต้นทุนในการติดตั้งรวมถึงราคาของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาลดต่ำลงอย่างต่อเนื่อง ทำให้เป็นการส่งเสริมการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ควบคู่กับการสนับสนุนเชิงนโยบายจากรัฐบาล

ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบตามหลัง ถ้าในรอบเดือนมีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวาร์เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าแอคทีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์แล้วกิโลวาร์ส่วนที่เกินต้องเสียค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอัตรา 56.07 บาทต่อกิโลวาร์(ไม่รวมค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม)ค่าไฟฟ้าส่วนนี้สะท้อนถึงการลงทุน การบำรุงรักษาเครื่องวัดสำหรับคิดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าโดยกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไปมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า 0.85

บริษัทโซล่าฟาร์มแห่งหนึ่งมีการบริหารงานอยู่ทั้งหกโครงการซึ่งมีที่ตั้งอยู่ที่ อำเภอบางเลน จังหวัดนครปฐมแต่ละโครงการต้องเสียค่าตัวประกอบไฟฟ้ากำลังเป็นเงินประมาณ 900,000 บาทต่อปีเป็นค่าปรับที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรียกเก็บจากบริษัทโซล่าฟาร์มแห่งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรียกเก็บเงินในกรณีค่าตัวประกอบไฟฟ้ากำลังไม่เป็นไปตามข้อกำหนด และถือว่าเป็นจำนวนเงินที่ค่อนข้างสูงโดยผู้วิจัยมีแนวคิดในการแก้ไขปัญหานี้โดยการนำเสนอการแก้ปัญหาแบบครบวงจรเหมาะสมและคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

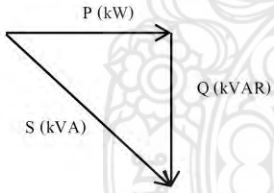
บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 8

Proceedings of the 8th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2016 (EENET 2016)

2. ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

สาเหตุที่ต้องปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้น เนื่องจากอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ มีผลทำให้ระบบการจ่ายไฟฟ้ามีคุณภาพต่ำไปด้วย เนื่องจากประโยชน์ที่จะได้รับจากกำลังไฟฟ้าจริงในระบบไฟฟ้าจะต่ำกว่าซึ่งทำให้การไฟฟ้าจำเป็นต้องเพิ่มขนาดของอุปกรณ์จำหน่ายและอุปกรณ์ส่งไฟฟ้าให้สูงขึ้น เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณพลังไฟฟ้าส่วนที่ไม่จำเป็นหรือค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่เกิดขึ้นด้วย โดยสามารถอธิบายให้เข้าใจง่ายได้ว่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคือตัวเลขที่บอกถึงกำลังงานไฟฟ้าที่ได้ใช้ประโยชน์หรือเกิดการทำงานจริงกับขนาดของกำลังงานทั้งหมดที่ต้องการจากระบบไฟฟ้าโดยส่วนที่เกินจากกำลังงานที่ใช้ทำงานจริงจะเรียกว่ากำลังงานรีแอคทีฟซึ่งมีหน่วยเป็นวาร์ตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีความสำคัญในระบบไฟฟ้าเนื่องจากเป็นตัวที่ทำให้ค่าใช้จ่ายต่างๆเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ ระบบไฟฟ้าที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำจะมีความสูญเสียในระบบมากอุปกรณ์ที่ใช้ต้องมีขนาดใหญ่มากขึ้นค่าใช้จ่ายในการซื้ออุปกรณ์ต่างๆตั้งแต่ต้นทางจนถึงปลายทางต้องเสียมากขึ้นต้องเสียค่าไฟฟ้ามากขึ้นด้วย ดังนั้นการแก้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้นจึงมีความจำเป็น แต่ทั้งนี้ต้องพิจารณาถึงเงินลงทุนกับค่าอุปกรณ์ต่างๆที่นำมาแก้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเทียบกับค่าใช้จ่ายที่ประหยัดได้จากการแก้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้ากำลังงานรีแอคทีฟซึ่งไม่เกิดประโยชน์นี้ก็จะเป็นภาระให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และสายส่งด้วยจะเกิดกำลังงานสูญเสียในอุปกรณ์เหล่านี้ในขณะเดียวกัน



รูปที่ 1 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

S คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏ (kVA)

P คือ กำลังไฟฟ้าแอคทีฟ (kW)

Q คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (kVAr)

$$PF = \frac{P}{S} = \cos\theta \quad (2)$$

PF คือ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

θ คือ มุมระหว่างกำลังไฟฟ้าปรากฏกับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ

3. ชนิดของคาปาซิเตอร์

3.1 คาปาซิเตอร์แบบคงที่

คาปาซิเตอร์แบบคงที่เป็นคาปาซิเตอร์ที่เมื่อติดตั้งเข้าไปในระบบแล้วจะจ่ายค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าสู่ระบบตลอดเวลาโดยไม่สามารถทำการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ชุดคาปาซิเตอร์แบบค่าคงที่ มีราคาถูก เหมาะสมกับระบบที่มีโหลดเปลี่ยนแปลงน้อยและโหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลงค่ากาลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจึงต้องมีการคำนวณหรือตรวจวัดเพื่อให้ทราบค่ากลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ระบบไฟฟ้าต้องการ สาหรับใช้ในการออกแบบเลือกค่าของชุดคาปาซิเตอร์ที่จะนำมาติดตั้ง เพื่อไม่ให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินขณะที่ระบบไฟฟ้ามีโหลดน้อยซึ่งจะส่งผลกระทบทาให้อุปกรณ์ไฟฟ้าชารุดเสียหายได้

รูปที่ 2 ชุดคาปาซิเตอร์แบบคงที่ที่ติดตั้งในระบบจำหน่าย

3.2 คาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้

คาปาซิเตอร์ชนิดปรับค่าได้จะตอบสนองต่อการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้สอดคล้องกับปริมาณโหลดในแต่ละช่วงเวลาได้ดีกว่าแบบคาปาซิเตอร์ชนิดคงที่เนื่องจากการนำคาปาซิเตอร์เข้าระบบด้วยการควบคุมแบบอัตโนมัติตามการเปลี่ยนแปลงปริมาณของโหลดในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งสามารถแบ่งการควบคุมออกเป็น 5 แบบ คือ การควบคุมจากเวลาแบบใช้ Time Switch การควบคุมจากค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า การควบคุมจากค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ การควบคุมจากค่าแรงดันไฟฟ้า การควบคุมจากค่ากระแส นอกจากนั้นการติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบนี้ยังคาปาซิเตอร์ชนิดคงที่เมื่อเปรียบเทียบที่พิกัดขนาดเดียวกัน

รูปที่ 3 ชุดคาปาซิเตอร์แบบสวิทช์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่าย

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 8

Proceedings of the 8th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2016 (EENET 2016)

4. กรณีศึกษา

กรณีบริษัทโซล่าฟาร์มต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าซึ่งแต่ละแห่งมีค่าปรับประมาณ 900,000 บาทต่อปีซึ่งเป็นค่าปรับที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่เรียกเก็บจากบริษัทโซล่าฟาร์มแห่งนี้กรณีที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดเนื่องจากโครงการนี้ในการซื้อไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้ามีค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 40 กิโลวัตต์ ค่ากิโลวาร์ที่ไม่เกินร้อยละ 61.97 คิดเป็นประมาณ 25 กิโลวาร์ที่ได้รับการยกเว้น และในการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าเรียกเก็บค่ากิโลวาร์ส่วนเกินประมาณเดือนละ 1,400 กิโลวาร์จากการขายไฟฟ้าซึ่งได้รับการยกเว้นประมาณ 25 กิโลวาร์เท่านั้น จึงคิดค่าปรับเป็นเงินทั้งหมด 910,719 บาทต่อปีตามค่าในตารางที่ 1 ที่จดบันทึกค่าในปี 2558 ทั้งนี้ค่ากิโลวาร์ที่เกิดขึ้นขณะผลิตไฟฟ้าขายและซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องผ่านมิเตอร์ AMR ทั้งหมด

ตารางที่ 1 ตารางบันทึกค่ากิโลวาร์ส่วนเกินประจำปี 2558

วันที่บันทึกผล	kW Peak (kW)	kVAr Quota (kVAr)	kVAr Actual (kVAr)	kVAr Penalty (kVAr)	Fine (บาท)
2/2/2558	40	24.788	1,400.00	1,375.212	77,108
2/3/2558	40	24.788	1,320.00	1,295.212	72,623
2/4/2558	40	24.788	1,320.00	1,295.212	72,623
2/5/2558	40	24.788	1,360.00	1,335.212	74,865
2/6/2558	40	24.788	1,340.00	1,315.212	73,744
2/7/2558	40	24.788	1,380.00	1,355.212	75,987
2/8/2558	40	24.788	1,400.00	1,375.212	77,108
2/9/2558	40	24.788	1,400.00	1,375.212	77,108
2/10/2558	40	24.788	1,440.00	1,415.212	79,351
2/11/2558	40	24.788	1,420.00	1,395.212	78,230
2/12/2558	40	24.788	1,360.00	1,335.212	74,865
2/1/2559	40	24.788	1,400.00	1,375.212	77,108
รวมจ่ายค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า = 910,719 บาท					

$$kVAr\ Quota = kW\ Peak \times 0.6197 \quad (3)$$

kVAr Quota คือ ค่ากิโลวาร์สูงสุดที่รับจากการไฟฟ้าได้โดยไม่เสียค่าปรับ

kW Peak คือ ค่ากิโลวัตต์สูงสุดที่ซื้อจากการไฟฟ้า

kVAr Actua คือ ค่ากิโลวาร์สูงสุดที่รับจากการไฟฟ้าจริง

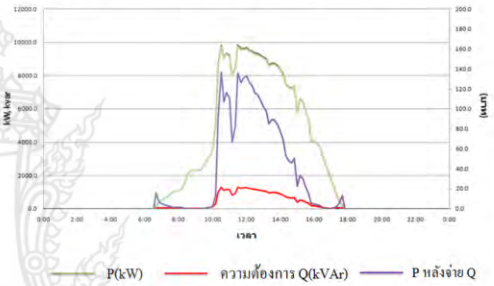
$$Fine = kVAr\ Penalty \times 56.07 \quad (4)$$

Fine คือ ค่าปรับ (บาท) (ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

kVAr Penalty คือ ค่ากิโลวาร์สูงสุดที่ต้องเสียค่าปรับ(บาท)

กรณีศึกษาที่ 1 การปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ กำหนดให้อินเวอร์เตอร์ SMA 800 CP XT ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ โดยกำหนดให้จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.85 ซึ่งทำให้สูญเสียค่ากำลังไฟฟ้าจริง ดังรูปที่ 5

รูปที่ 4 อินเวอร์เตอร์ SMA ที่ใช้ในแต่ละโครงการของบริษัท



รูปที่ 5 การปรับอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ

$$P_{NEW} = \sqrt{S^2 - Q^2} \quad (5)$$

S คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏ (kVA)

P_{new} คือ กำลังไฟฟ้าแอคทีฟ (kW)

Q คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (kVAr)

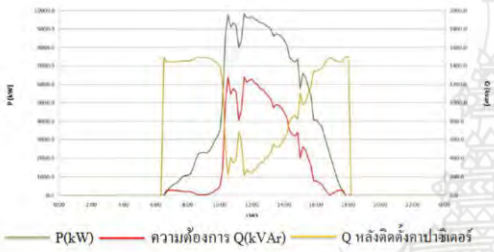
ถ้ากำหนดให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.85 เพื่อไม่ให้เสียค่าปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะลดลงตามสมการที่ 5 กล่าวคือบริษัทโซล่าฟาร์มจะต้องสูญเสียรายได้ค่าไฟส่วนหนึ่งซึ่งจากการพิจารณาตัวอย่างข้อมูลวันหนึ่งของโครงการซึ่งเป็นวันที่ความเข้มแสงค่อนข้างดีเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกระแสไฟฟ้าได้อย่างเต็มที่จะสามารถคำนวณหาค่าการสูญเสียรายได้ค่าไฟของบริษัทโซล่าฟาร์มในกรณีให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพื่อไม่ให้เสียค่าปรับพบว่าผลรวมของค่าการสูญเสียรายได้ในหนึ่งวันมีค่าปรับประมาณ 3,000 บาท หรือคิดเป็นประมาณ 1,000,000 บาทต่อปีซึ่งสูงกว่าค่าปรับที่ต้องจ่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคคือ 910,719 บาท ถือว่าการลงทุนไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 8

Proceedings of the 8th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2016 (EENET 2016)

กรณีศึกษาที่ 2 การติดตั้งคาปาซิเตอร์ ในระบบแรงดันกลาง 1,500 kVAr โดยใช้ชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้นั้นมีการกำหนดให้ทำงาน ณ เวลา 06:30 ถึง 18:00 น. สอดคล้องตามข้อมูลของช่วงการจ่ายกระแสไฟฟ้าของโครงการต่างๆ ซึ่งชุดคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ทำให้โครงการไม่ต้องจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้กับการไฟฟ้าในช่วงที่ไม่ได้ขายกระแสไฟฟ้า โดยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่จ่ายให้กับการไฟฟ้าตลอดทั้งวันแสดงได้ดังรูปที่ 6



รูปที่ 6 ค่าหลังติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ให้กับระบบ

ตารางที่ 2 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านการเงินกรณีคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าได้ 1,500 kVAr

ปีที่	มูลค่าการลงทุน+ดอกเบี้ยร้อยละ 6 ต่อปี	ค่าตอบแทนจากการไม่เสียค่าปรับต่อปี
0	1,000,000	-
1	1,060,000	910,719
2	1,123,600	910,719
3	1,191,016	910,719
4	1,262,477	910,719
5	1,338,226	910,719
6	1,418,519	910,719
7	1,503,630	910,719
8	1,593,848	910,719
9	1,689,479	910,719
10	1,790,848	910,719
รวม	**1,790,848**	**9,107,190**
รวมผลต่างในการดำเนินงาน = +7,316,342		

5. สรุป

กรณีบริษัทโซล่าฟาร์มต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าซึ่งค่าปรับที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรียกเก็บจากบริษัทโซล่าฟาร์มแห่งนี้กรณีที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดเนื่องจากโครงการนี้ในการซื้อไฟฟ้าเข้ามีค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 40 กิโลวัตต์ ค่ากิโลวาร์ที่ไม่เกินร้อยละ 61.97 คิดเป็นประมาณ 25 กิโลวาร์ที่ได้รับการยกเว้นและในการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าเรียกเก็บค่ากิโลวาร์ส่วนเกินจำนวน 1,480 กิโลวาร์จากการขายไฟฟ้าซึ่งได้รับการยกเว้นประมาณ 25 กิโลวาร์เท่านั้น ซึ่งค่าปรับในปี 2558 คิดเป็นเงินทั้งสิ้น 910,719 บาทผู้วิจัยจึงได้ดำเนินการแก้ไขที่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์โดยแบ่งเป็น 2 กรณีคือกรณีที่ 1 การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยอินเวอร์เตอร์จ่ายค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพื่อไม่ให้เสียค่าปรับซึ่งจะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าจริงลดลงกล่าวคือบริษัทโซล่าฟาร์มจะต้องสูญเสียรายได้ค่าไฟฟ้าส่วนหนึ่งซึ่งสูงกว่าค่าปรับที่ต้องจ่ายให้กับการไฟฟ้าถือว่าการลงทุนนี้ไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และกรณีที่ 2 การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยการติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบปรับค่าในระบบแรงดันกลาง 1,500 กิโลวาร์ ซึ่งเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดและมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ระยะเวลาคืนทุน(Payback period:PB) = 1 ปี 2 เดือน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Vlaue:NPV) = 5,501,043 บาท อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน(Benefit-Cost Ratio:B/C) = 6.7 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) = 87.17%

6.เอกสารอ้างอิง

[1] D. Gaikwad; S. Mehraeen, Reactive Power Considerations in Reliability Analysis of Photovoltaic Systems, Green Technologies Conference, 2012 IEEE, 2011, pp. 1 – 6

[2] E. Muljadi; C. P. Butterfield; J. Chacon; H. Romanowitz, Power quality aspects in a wind power plant, Power Engineering Society General Meeting, 2006, pp.8

[3] IET Generation,Transmission & Distribution, Reactive power cost allocation by using a value-based approach, 2000, pp.872 – 884

[4] S. Kannan; S. Jayaram; M. M. A. Salama, Real and reactive power coordination for a unified power flow controller, IEEE Transactions on Power Systems, 2004, pp.1454 - 1461

[5] ไชยะ แช่มช้อย. 2554. คู่มือคุณภาพไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทยในพระบรมราชูปถัมภ์.

ภาคผนวก ข

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

หนังสือแจ้งค่าไฟฟ้า

ฟ้าส่วนภูมิภาค ขอแจ้งค่าไฟฟ้าประจำเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2558 (07/2558) ตามรายละเอียดดังนี้

หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า	รหัสเครื่องวัด	ประเภทอัตรา	แรงดัน	ตัวคูณ	วันที่อ่านหน่วย
		3212	115 KV	20000	31/07/2558

เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
0.032	0.031	20.00	1,482.80
0.032	0.030	40.00	
0.031	0.029	40.00	
2.050	1.930	2400.00	8,635.68
4.700	4.430	5400.00	19,846.24
3.290	3.100	3800.00	
ค่าบริการ 312.24 บาท ได้รับการอุดหนุน 0.00 บาท			312.24
		ค่าไฟฟ้าฐาน	30,276.96
1.508	1.438	1400.00	77,096.25

ค่า FT ระบบผลิต (บาท/หน่วย)	0.4961
ค่า FT ระบบส่ง (บาท/หน่วย)	0.0000
ค่า FT ระบบจำหน่าย (บาท/หน่วย)	0.0000
รวมค่า FT (บาท/หน่วย)	0.4961
หน่วยที่คิดค่า FT (หน่วย)	11,600.00
รวมจำนวนเงินค่า FT (บาท)	5,754.76

	จำนวนเงิน (บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	30,276.96
ค่าไฟฟ้า + ค่า FT	36,031.72
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์	77,096.25
รวมเงินค่าไฟฟ้า	113,127.97
ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7 %	7,918.96
รวมเงินที่ต้องชำระ	121,046.93

ระบบผลิต (บาท)	ระบบส่ง (บาท)	ระบบจำหน่าย (บาท)
		1,482.80
26,833.60	1,648.32	
5,754.76		

ที่ต้องชำระ =หนึ่งแสนสองหมื่นหนึ่งพันสี่สิบหกบาทเก้าสิบสามสตางค์=

ชำระภายในวันที่ 20 สิงหาคม พ.ศ. 2558

สามารถชำระเงินดังกล่าวได้ที่สำนักงานการไฟฟ้าเท่านั้น

มาเพื่อโปรดชำระเงินภายในวันที่กำหนดต่อไปด้วย จะขอบคุณยิ่ง

|||0793451415070000000121046930|||

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

"เอกสารนี้ออกโดยระบบอัตโนมัติ จึงไม่ต้องมีการลงนาม"

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนมกราคม 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 31/01/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.023	0.022	20.00	1,482.80
	OP	0.023	0.021	40.00	
	H	0.022	0.021	20.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	1.500	1.410	1,800.00	6,476.76
	OP	3.380	3.160	4,400.00	16,394.72
	H	2.330	2.170	3,200.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		24,666.52
	กิโลวาร์	1.102	1.032	1,400.00	77,096.25

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.5896
หน่วยที่คิดค่า Ft	9,400.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	5,542.24

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	24,666.52
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	30,208.76
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	77,096.25
รวมเงินค่าไฟฟ้า	107,305.01
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	7,511.35
รวมเงินที่ต้องชำระ	11,4816.36

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนกุมภาพันธ์ 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 28/02/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.025	0.023	40.00	2,965.60
	OP	0.024	0.023	20.00	
	H	0.023	0.022	20.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	1.590	1.500	1,800.00	6,476.76
	OP	3.590	3.380	4,200.00	14,237.52
	H	2.450	2.330	2,400.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		23,992.12
	กิโลวาร์	1.168	1.102	1,320.00	72,610.65

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.5896
หน่วยที่คิดค่า Ft	8,400.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	4,952.64

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	23,992.12
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	28,944.76
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	72,610.65
รวมเงินค่าไฟฟ้า	101,555.41
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	7,108.88
รวมเงินที่ต้องชำระ	108,664.29

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนมีนาคม 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 31/03/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.026	0.025	20.00	1,482.00
	OP	0.025	0.024	20.00	
	H	0.025	0.023	40.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	1.680	1.590	1,800.00	6,476.76
	OP	3.820	3.590	4,600.00	16,826.16
	H	2.610	2.450	3,200.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		25,097.96
	กิโลวาร์	1.234	1.168	1,320.00	72,610.65

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.5896
หน่วยที่คิดค่า Ft	9,600.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	5,660.16

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	25,097.96
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	30,758.12
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	72,610.65
รวมเงินค่าไฟฟ้า	103,368.77
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	7,235.81
รวมเงินที่ต้องชำระ	110,604.58

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 30/04/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.027	0.026	20.00	1,482.80
	OP	0.027	0.025	40.00	
	H	0.026	0.025	20.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	1.760	1.680	1600.00	5,757.12
	OP	4.010	3.820	3800.00	15,963.28
	H	2.790	2.610	3600.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		23,515.44
	กิโลวาร์	1.302	1.234	1,360.00	74,853.45

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.5896
หน่วยที่คิดค่า Ft	9,000.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	5,306.40

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	23,515.44
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	28,821.84
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	74,853.45
รวมเงินค่าไฟฟ้า	103,675.29
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	7,257.27
รวมเงินที่ต้องชำระ	110,932.56

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคม 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 31/05/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.029	0.027	40.00	2,965.60
	OP	0.028	0.027	20.00	
	H	0.028	0.026	40.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	1.840	1.760	1,600.00	5,757.12
	OP	4.210	4.010	4,000.00	16,394.72
	H	2.970	2.790	3,600.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		25,492.68
	กิโลวาร์	1.369	1.302	1,340.00	73,732.05

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.4961
หน่วยที่คิดค่า Ft	9,200.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	4,564.12

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	25,429.68
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	29,993.80
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	73,732.05
รวมเงินค่าไฟฟ้า	103,695.45
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	72,58.68
รวมเงินที่ต้องชำระ	110,954.13

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนมิถุนายน 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 30/06/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.031	0.029	40.00	2,965.60
	OP	0.030	0.028	40.00	
	H	0.029	0.028	20.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	1.930	1.840	1,800.00	6,476.76
	OP	4.430	4.210	4,400.00	15,100.40
	H	3.100	2.970	2,600.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		24,855.00
	กิโลวาร์	1.438	1.369	1,380.00	75,974.85

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.4961
หน่วยที่คิดค่า Ft	8,800.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	4,365.68

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	24855
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	29,220.68
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	75,974.85
รวมเงินค่าไฟฟ้า	105,195.53
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	7,363.69
รวมเงินที่ต้องชำระ	112,559.22

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนกรกฎาคม 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 31/07/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.032	0.031	20.00	1,482.80
	OP	0.032	0.030	40.00	
	H	0.031	0.029	40.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	2.050	1.930	2,400.00	86,35.68
	OP	4.700	4.430	5,400.00	19,846.24
	H	3.290	3.100	3,800.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		30,276.96
	กิโลวาร์	1.508	1.438	1,400.00	77,096.25

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.4961
หน่วยที่คิดค่า Ft	11,600.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	5,754.76

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	30,276.96
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	36,031.72
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	77,096.25
รวมเงินค่าไฟฟ้า	113,127.97
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	7,918.96
รวมเงินที่ต้องชำระ	121,046.93

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนสิงหาคม 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 31/08/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.034	0.032	40.00	2,965.60
	OP	0.033	0.032	20.00	
	H	0.033	0.031	40.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	2.170	2.050	2,400.00	8,635.68
	OP	4.970	4.700	5,400.00	21,572.00
	H	3.520	3.290	4,600.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		33,485.52
	กิโลวาร์	1.578	1.508	1,400.00	77,096.25

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.4961
หน่วยที่คิดค่า Ft	1,2400.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	6,151.64

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	33,485.52
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	39,637.16
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	77,096.25
รวมเงินค่าไฟฟ้า	116,733.41
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	8,171.34
รวมเงินที่ต้องชำระ	124,904.75

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนกันยายน 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 30/09/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.036	0.034	40.00	2,965.60
	OP	0.035	0.033	40.00	
	H	0.034	0.033	20.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	2.320	2.170	3,000.00	10,794.60
	OP	5.270	4.970	6,000.00	18,551.92
	H	3.650	3.520	2,600.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		32,624.36
	กิโลวาร์	1.650	1.578	1,440.00	79,339.05

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.4638
หน่วยที่คิดค่า Ft	11,600.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	5,380.08

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	32,624.36
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	38,004.44
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	79,339.05
รวมเงินค่าไฟฟ้า	117,342.01
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	8,213.94
รวมเงินที่ต้องชำระ	125,555.95

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนตุลาคม 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 31/10/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.038	0.036	40.00	2,965.60
	OP	0.037	0.035	40.00	
	H	0.036	0.034	40.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	2.460	2.320	2,800.00	10,074.96
	OP	5.550	5.270	5,600.00	21,140.56
	H	3.860	3.650	4,200.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		34,493.36
	กิโลวาร์	1.721	1.650	1,420.00	78,217.65

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.4638
หน่วยที่คิดค่า Ft	12,600.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	5,843.88

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	34,493.36
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	40,337.24
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	78,217.65
รวมเงินค่าไฟฟ้า	118,553.41
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	8,298.74
รวมเงินที่ต้องชำระ	126,852.15

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษจิการยน 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 30/11/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.039	0.038	20.00	1,428.80
	OP	0.038	0.037	20.00	
	H	0.038	0.036	40.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	2.610	2.460	3,000.00	12,384.90
	OP	5.840	5.550	5,800.00	25,062.72
	H	4.050	3.860	3,800.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		39,242.66
	กิโลวาร์	1.789	1.721	1,360.00	74,853.45

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	-0.0323
หน่วยที่คิดค่า Ft	12,600.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	-406.98

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	39,242.66
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	38,835.68
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	74,853.45
รวมเงินค่าไฟฟ้า	113,689.13
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	7,958.24
รวมเงินที่ต้องชำระ	121,647.37

ข้อมูลค่าไฟฟ้า

ข้อมูลค่าไฟฟ้าประจำเดือนธันวาคม 2558

แรงดัน 115 กิโลโวลต์	ตัวคูณ 20,000	วันที่ 31/12/58

		เลขอ่านครั้งหลัง	เลขอ่านครั้งก่อน	กิโลวัตต์/หน่วย/กิโลวาร์	จำนวนเงิน (บาท)
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์)	P	0.041	0.039	40.00	2,965.60
	OP	0.040	0.038	40.00	
	H	0.040	0.038	40.00	
พลังงานไฟฟ้า (หน่วย)	P	2.760	2.610	3,000.00	12,384.90
	OP	6.120	5.840	5,600.00	25,584.86
	H	4.260	4.050	4,200.00	
			รวมเงินค่าไฟฟ้าฐาน		41,247.60
	กิโลวาร์	1.859	1.789	1,400.00	77,096.25

ค่า Ft (บาท/หน่วย)	-0.0323
หน่วยที่คิดค่า Ft	12,800.00
จำนวนเงินค่า Ft บาท	-413.44

	จำนวนเงิน(บาท)
ค่าไฟฟ้าฐาน	41,247.60
ค่าไฟฟ้า+ค่า Ft	40,834.16
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	77,096.25
รวมเงินค่าไฟฟ้า	117,930.41
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	8,255.13
รวมเงินที่ต้องชำระ	126,185.54

ภาคผนวก ค

คู่มืออินเวอร์เตอร์

8 Power Control

8.1 Active Power Limitation

8.1.1 Frequency-Dependent Active Power Limitation

8.1.1.1 Principle of Frequency-Dependent Active Power Limitation

During active power limitation as a function of power frequency, the Sunny Central constantly checks the connected power frequency.

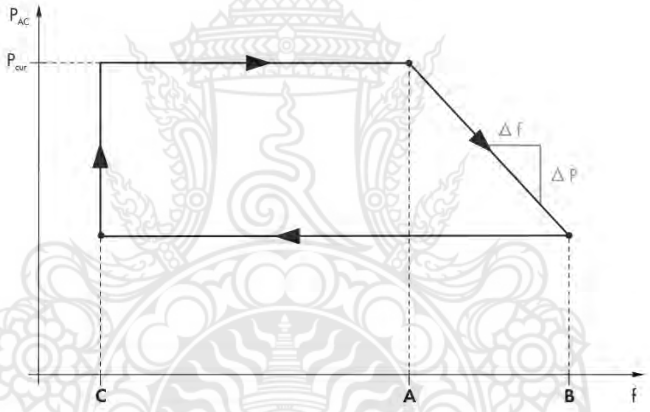


Figure 21: Behavior of the Sunny Central when the "P-HzStr" frequency limit is exceeded

If the power frequency exceeds a threshold defined in the parameter **P-HzStr**, shown here at point A, the Sunny Central will save the current feed-in power P_{cur}. The reduced feed-in power is calculated based on this saved value. The reduction of the feed-in power is defined via the parameter **P-WGra**. This parameter indicates the percentage of the saved power P_{cur} by which the power per Hz will be reduced if the power frequency continues to rise.

If the power frequency decreases again as shown in point B, the last reached feed-in power will remain valid. Only if the power falls below the threshold defined in the parameter **P-HzStop**, shown here at point C, can the feed-in power be increased again. In this case, the saved value P_{mom} forfeits its validity.

If the power frequency exceeds the grid limit, the Sunny Central will shut down and switch to the operating state "Grid monitoring". The Sunny Central will remain in the operating state "Grid monitoring" until all feed-in conditions are fulfilled again.

Calculating the power limit:

$$P_{lim} = P_{cur} - ((f_{power} - \text{P-HzStr}) \times \text{P-WGra} \times P_{cur})$$

P_{lim}	Power limit	P_{cur}	Current power
f_{power}	Power frequency	P-WGra	Gradient for reducing the active power
P-HzStr	Selected frequency limit at which grid feed-in will be reduced		

Example:

A 500 kW Sunny Central feeds 350 kW (P_{cur}) into the utility grid. The frequency goes up to 51.2 Hz.

The difference between the current power frequency and **P-HzStr** (51.2 Hz - 50.2 Hz) multiplied by the gradient **P-WGra** (40%/Hz) results in an active power reduction of 40% of the last available power P_{cur} (350 kW). This results in a power limitation of 140 kW and hence a maximum active power of 210 kW.

Calculation:

210 kW = 350 kW – ((51.2 Hz – 50.2 Hz) * 40%/Hz * 350 kW)

8.1.1.2 Setting the Mode of Frequency-Dependent Active Power Limitation and Associated Parameters

1. Ensure that the Sunny Central is in the operating state "Stop".
2. Log into the user interface.
3. Enter the password in the appropriate field on the homepage and confirm with [**Login**].
4. Set the parameter **WCtlHzMod** on the user interface to **On** (see Section 6.2, page 50).
5. Change the parameters **P-HzStr**, **P-HzStop** and **P-WGra**.
6. Confirm the parameter entry with [**Save**].

8.1.2 Frequency-Independent Active Power Limitation

8.1.2.1 Selecting the Mode with the Parameter P-WMod

NOTICE

Operation failure of the Sunny Central due to incorrectly set parameters

If the parameter settings for grid management services are incorrect, the Sunny Central may not be able to meet the grid management requirements. This may lead to yield losses and disconnection of the Sunny Central by the grid operator.

- When setting the modes of grid management services, ensure that the control procedures agreed with the grid operator are parameterized.
- If the Sunny Central is operated with an Power Plant Controller, make sure that the parameter **P-WMod** is set to **WCtlCom**. This will ensure that the output values are supplied by the Power Plant Controller.

You can set the active power limitation via the parameter **P-WMod** (see Section 6.2, page 50). Use this parameter to configure how the specifications of the grid operator are to be received and implemented. The default value for this parameter is **Off**.

i Parameter block

The parameter **P-WMod** can only be changed in the operating state "Stop". The entry will not be accepted in any other operating state.

There are five different modes of frequency-independent limitation of active power:

Mode	Description
Off	The active power is limited to the nominal power **Pmax** of the device.
WCtlCom	The active power limitation is transmitted by means of a Modbus protocol to the Sunny Central via the Power Reducer Box or the Power Plant Controller.
WCnst	The active power limitation is entered as an absolute value via the parameter **P-W**.
WCnstNom	The active power limitation is entered as a percentage value via the parameter **P-WNom**.

Mode	Description
WCnstNomAnIn	The active power limitation is set via an analog signal at the input terminals for the setpoint.

Procedure:

1. Ensure that the Sunny Central is in the operating state "Stop".
2. Log into the user interface.
3. Enter the password in the appropriate field on the homepage and confirm with [**Login**].
4. Change the parameter **P-WMod** in the user interface (see Section 6.2, page 50).
5. Change parameters associated with the selected mode.
6. You can select the desired behavior in the absence of setpoint specifications in the parameter **PwrMonErrMod** as follows:

Setting	Description
LastVal	If specified via communication: utilization of the last received value. In case of analog setpoints: utilization of the last valid mean value.
SubVal	Utilization of the configured proxy values. SMA recommends use of the proxy values when setpoint specifications are effected via analog signals.

7. If **SubVal** has been selected, enter the proxy values for normal feed-in operation and for operation outside of normal feed-in operation, as follows:

Parameter	Description
P-WSubValRun	Proxy value for active power limitation in feed-in operation
P-WSubVal	Proxy value for active power limitation outside of feed-in operation

8. In the parameter **PwrMonErrTm** configure the time lapse until recognition of the absence of default values.
9. Confirm the parameter entry with [**Save**].

8.1.2.2 No Active Power Limitation: Off Procedure

The feed-in power is limited to the parameter **Pmax**.

The parameter **Pmax** defines the Sunny Central power at the feed-in point and is adjusted to the local conditions during commissioning. The parameter **Pmax** can only be changed, providing that the device is in the operating state "Stop" and the installer password has been entered.

Parameters used Pmax

8.1.2.3 Active Power Limitation with Operation Command via Modbus Protocol: WCtlCom Procedure

The setpoint for the active power limitation is transmitted by Modbus protocol to the Sunny Central via the Power Reducer Box or the Power Plant Controller. If the Sunny Central has received no signal for five minutes, an error message will be displayed in the instantaneous value **P-WModFailStt**.

8.1.2.4 Active Power Limitation as a Percentage of the Nominal Power: WCnst Procedure

The active power limitation is entered as an absolute value via the parameter **P-W**.

The parameter **P-W** defines the active power to be fed in. The parameter **P-W** can be changed in feed-in operation. The parameter **P-W** must not be greater than the parameter **Pmax**.

8.1.2.5 Active Power Limitation with Absolute Value: WCnst Procedure

The active power limitation is set as a percentage value via the parameter **P-WNom**. The percentage value refers to the parameter **Pmax**.

The parameter **P-WNom** indicates what percentage of the maximum possible power is to be fed in. The parameter **P-WNom** can be changed during feed-in operation.

8.1.2.6 Active Power Limitation via Standard Signal: WCnstNomAnIn Procedure

The active power limitation is set at the input terminals using an analog signal for setpoint specification (see Sunny Central installation manual). This is usually implemented by a ripple control signal.

The electrical current strength of the connected signal determines the nominal active power.

The analog measured values must be between 4 mA and 19 mA. If the analog signal is less than 2 mA, an error message will be displayed in the instantaneous value **P-WModFailStt** (see Section 8.1.4, page 66).

Signal	Power limit	Description
< 2 mA	Last valid value or **Pmax** after restart	Signal is in the invalid range.
2 mA to 4 mA	0 kW	No power is fed into the grid.
4 mA to 19 mA	0 kW to Pmax	The energy fed into the grid is determined by a characteristic curve.
> 19 mA	**Pmax**	The energy fed into the grid equals Pmax.

The analog value is converted to a setpoint for power limitation. Here, the parameter **Pmax** forms the end point of the linear characteristic curve.

8.1.3 Displaying the Status of Active Power Limitation

The instantaneous value **P-WModStt** indicates the status of active power limitation.

Procedure:

- Display the instantaneous value **P-WModStt** on the user interface (see Section 6.1, page 50).

Display	Description
Off	No mode of active power limitation has been selected.
WMax	Active power is limited by specification of an upper limit. This limit is relative to Pmax.
Hz	Active power is limited by a frequency increase.
Tmp	Active power is limited by temperature derating.
AmpPv	Active power is limited via a DC current limitation.
AmpAC	Active power is limited via an AC current limitation.

8.1.4 Displaying Error Messages and Warnings for Active Power Limitation

The instantaneous value **P-WModFailStt** displays error messages or warnings associated with active power limitation.

Procedure:

- Display the instantaneous value **P-WModFailStt** on the user interface (see Section 6.1, page 50).

Display	Cause and corrective measures
Off	No mode of active power limitation has been selected.
OK	A mode of active power limitation has been selected and there are no errors present.
ComFail	The **WCtlCom** mode has been selected and the expected signal with a valid active power limit has been absent for at least five minutes. **Corrective measures:** • Ensure that the Sunny Central and the Power Reducer Box or Power Plant Controller can be accessed via the Internet. • Ensure that the Sunny Central and the Power Reducer Box or the Power Plant Controller are connected correctly. • Ensure that the cabling between the Sunny Central and Power Reducer Box or Power Plant Controller is OK.
AnInFail	The **WCnstNomAnIn** mode has been selected and the value measured at the analog input is less than 2 mA. **Corrective measures:** • Make sure the signal cable is correctly connected to the analog input.
ComInvalid	The **WCtlCom** mode has been selected and there is invalid content in the information on the power specification. **Corrective measures:** • Check the power specification settings.

8.2 Reactive Power Control

8.2.1 Mode of Reactive Power Control

8.2.1.1 Selecting the Mode with the Parameter Q-VArMod

NOTICE

Operation failure of the Sunny Central due to incorrectly set parameters

If the parameter settings for grid management services are incorrect, the Sunny Central may not be able to meet the grid management requirements. This may lead to yield losses and disconnection of the Sunny Central by the grid operator.

- When setting the modes of grid management services, ensure that the control procedures agreed with the grid operator are parameterized.
- If the Sunny Central is operated with an SMA Power Plant Controller, make sure that the parameter **Q-VarMod** is set to **VArCtlCom** or **PFCtlCom**. This will ensure that the control values are supplied by the SMA Power Plant Controller.

The Sunny Central can supply reactive power if required by the grid operator. The grid operator defines the modes and setpoints used for this.

You can set the mode of reactive power control via the parameter **Q-VArMod**. Use this parameter to configure how the specifications of the grid operator are to be received and implemented.

There are eleven different modes of reactive power control. The default value for this parameter is **Off**.

If a displacement power factor cos φ of 1 is to be permanently maintained, SMA recommends using the **PFCnst** mode.

Mode	Description
Off	The reactive power setpoint is limited to 0 kVAr.
VArCtlCom	The reactive power setpoint is transmitted by Modbus protocol to the Sunny Central via the Power Reducer Box or the Power Plant Controller.
PFCtlCom	The reactive power setpoint is transmitted to the Sunny Central via the Power Reducer Box or the Power Plant Controller. A displacement power factor cos φ is transmitted as the setpoint.
VArCnst	The parameter **Q-VAr** is used to set the reactive power setpoint in kVAr.
VArCnstNom	The parameter **Q-VArNom** is used to set the reactive power setpoint in % relative to **Pmax**.
VArCnstNomAnIn	The reactive power setpoint is imported via an analog input. The analog value is converted into a reactive power setpoint.
PFCnst	The reactive power setpoint is set via a displacement power factor cos φ.
PFCnstAnIn	The reactive power setpoint is imported via the analog input for setpoint specification. The analog value is converted into a displacement power factor cos φ.
PFCtlW	The displacement power factor cos φ is set as a function of the feed-in power. This dependency is depicted by a configurable characteristic curve.
VArCtlVol	The reactive power is configured as a function of the line voltage.
VArCtlVolHystDb	The provision of reactive power helps perform voltage-stabilizing measures in the event of overvoltage or undervoltage. The parameterization is carried out by means of a reactive power/voltage characteristic curve.

i Parameter block

The parameter **Q-VARMod** can only be changed in the operating state "Stop". The entry will not be accepted in any other operating state.

i Avoiding electromagnetic interference emissions in large-scale systems

In large-scale PV systems electromagnetic interference emissions may occur when switching from night mode to feed-in operation. In order to avoid these electromagnetic interference emissions, SMA recommends using Modbus communication for setpoint specification for feed-in operation and night mode.

For smaller-sized PV systems without farm control, SMA recommends the use of fixed setpoints for reactive power control.

Procedure:

1. Ensure that the Sunny Central is in the operating state "Stop".
2. Log into the user interface.
3. Enter the password in the appropriate field on the homepage and confirm with [**Login**].
4. Change the parameter **Q-VarMod** (see Section 6.2, page 50).
5. Change parameters associated with the selected mode.

6. You can select the desired behavior in the absence of setpoint specifications in the parameter **PwrMonErrMod** as follows:

Setting	Description
LastVal	If specified via communication: utilization of the last received value. In case of analog setpoints: utilization of the last valid mean value.
SubVal	Utilization of the configured proxy values. SMA recommends use of the proxy values when setpoint specifications are effected via analog signals.

7. If **SubVal** has been selected, enter the proxy values for normal feed-in operation and for operation outside of normal feed-in operation, as follows:

Parameter	Description
Q-VArSubValRun	Proxy value for the reactive power setpoint in feed-in operation
PF-PFSubValRun	Proxy value for the displacement power factor in feed-in operation
PF-PFExtSubValR	Proxy value for the excitation of the displacement power factor in feed-in operation
Q-VArSubVal	Proxy value for the reactive power setpoint outside of feed-in operation
PF-PFSubVal	Proxy value for the displacement power factor outside of feed-in operation
PF-PFExtSubVal	Proxy value for the excitation of the displacement power factor outside of feed-in operation

8. In the parameter **PwrMonErrTm** configure the time lapse until recognition of the absence of default values.
9. Confirm the parameter entry with [**Save**].

8.2.1.2 No Reactive Power Control: Off Procedure

The reactive power setpoint is limited to 0 kVAr. This setpoint cannot be controlled.

8.2.1.3 Reactive Power Control with Operation Command via Modbus Protocol: WCtlCom Procedure

The reactive power setpoint is transmitted by Modbus protocol to the Sunny Central via the Power Reducer Box or the Power Plant Controller. The setpoint is transmitted as a percentage and converted to kVAr within the Sunny Central.

If the Sunny Central has not received any signal for the last five minutes, the error message will be displayed in the instantaneous value **Q-VArModFailStt** (see Section 8.2.2, page 75).

8.2.1.4 Reactive Power Control with Operation Command via Modbus Protocol: PFCtlCom Procedure

The reactive power setpoint is transmitted to the Sunny Central via the Power Reducer Box or the SMA Power Plant Controller. The setpoint is transmitted as a displacement power factor cos phi.

If the Sunny Central has not received any signal for the last five minutes, an error message will be displayed in the instantaneous value **Q-VArModFailStt** (see Section 8.2.2, page 75).

8.2.1.5 Reactive Power Control with Absolute Value: VArCnst Procedure

The **Q-VAr** parameter is used to set the reactive power setpoint. The parameter **Q-VAr** is allowed to be within the range **–Qmax** to **+Qmax**.

8.2.1.6 Reactive Power Control as a Percentage of the Nominal Power: VArCnstNom Procedure

The parameter **Q-VArNom** is used to set the reactive power setpoint in %. The parameter **Q-VArNom** refers to **Pmax**. If the calculated amount of reactive power exceeds the predefined value of **Qmax**, the power will be limited to **Qmax**. If the calculated amount of reactive power falls below the predefined value of **–Qmax**, the power will be limited to **–Qmax**.

8.2.1.7 Reactive Power Control via Standard Signal: VArCnstNomAnIn Procedure

The reactive power setpoint is set via an analog signal at the input terminals for setpoint specification (see Sunny Central installation manual). This is usually implemented by a ripple control receiver.

The analog value is converted into a reactive power setpoint. The electrical current strength of the connected signal determines the setpoint.

The analog measured values must be between 4 mA and 19 mA. If the analog signal is less than 2 mA, the error message will be displayed in the instantaneous value **Q-VArModFailStt** (see Section 8.2.2, page 75).

Signal	Power limit	Description
< 2 mA	Last valid mean value or 0 kVAr after restart	Signal is in the invalid range.
2 mA to 4 mA	– **Pmax**	The maximum amount of negatively excited reactive power is fed in.
4 mA	– **Pmax**	Starting point of the characteristic curve The maximum amount of negatively excited reactive power is fed in.
11.5 mA	0 kVAr	Zero-crossing of the characteristic curve No reactive power is fed in.
> 19 mA	**+Pmax**	End point of the characteristic curve The maximum amount of positively excited reactive power is fed in.

The analog value is converted to a setpoint for power limitation. Here, the **Qmax** parameter forms the end point of the linear characteristic curve.

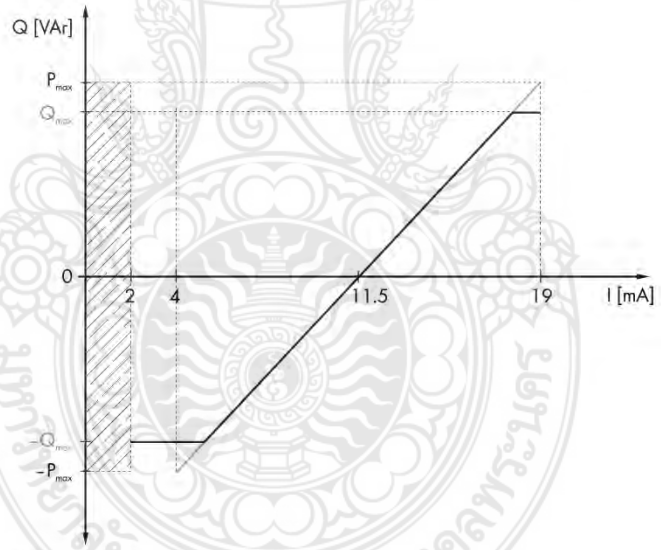


Figure 22: Limitation of the parameter **Pmax** to the parameter **Qmax**

If the value of **Pmax** exceeds the value of **Qmax**, the characteristic curve will be limited to Q_{max} at the value $\mathbf{Q_{max}}$ and the reactive power value will remain constant at Qmax in the range from $+Q_{max}$ to $+P_{max}$.

If the value of **–Pmax** falls below the value of **–Qmax**, the characteristic curve will be limited to $-Q_{max}$ at the value **–Qmax** and the reactive power value will remain constant at $-Q_{max}$ in the range from $-P_{max}$ to $-Q_{max}$.

8.2.1.8 Reactive Power Control via Displacement Power Factor cos φ: PFCnst Procedure

The reactive power setpoint is set using the parameters **PF-PF** and **PF-PFExt**. The parameter **PF-PF** indicates the displacement power factor cos φ and the parameter **PF-PFExt** indicates the degree of overexcitation or underexcitation.

8.2.1.9 Displacement Power Factor cos φ via Standard Signal: PFCnstAnIn Procedure

The reactive power setpoint is set via an analog signal at the input terminals for setpoint specification (see Sunny Central installation manual). This is usually implemented by a ripple control receiver.

The analog value is converted into a displacement power factor cos φ. The electrical current strength of the connected signal determines the setpoint.

The analog measured values must be between 4 mA and 19 mA. If the analog signal is less than 2 mA, an error message will be displayed in the instantaneous value **Q-VArModFailStt** (see Section 8.2.2, page 75).

Signal	Power limit	Description
< 2 mA	Last valid value or 1 after restart	Signal is in the invalid range.
2 mA to 4 mA	**PFAbsMin**/ underexcited	The maximum amount of negatively excited reactive power is fed in.
4 mA	**PFAbsMin**/ underexcited	Starting point of the characteristic curve Maximum amount of negatively excited reactive power is fed in.
11.5 mA	1	Zero-crossing of the characteristic curve No reactive power is fed in.
> 19 mA	**PFAbsMin**/overexcited	End point of the characteristic curve Maximum amount of positively excited reactive power is fed in.

The analog value is converted into a setpoint for the displacement power factor cos phi. Here, the parameter **PFAbsMin** is the start and end point of the linear characteristic curve.

8.2.1.10 Displacement Power Factor cos φ Depending on the Feed-In Power: PFCtlW Procedure

For the procedure **PFCtlW**, the displacement power factor cos φ is set depending on the feed-in power. This dependency is depicted by a configurable characteristic curve. The characteristic curve can be configured as rising or falling. The start and end points of the characteristic curve can be set via parameters.

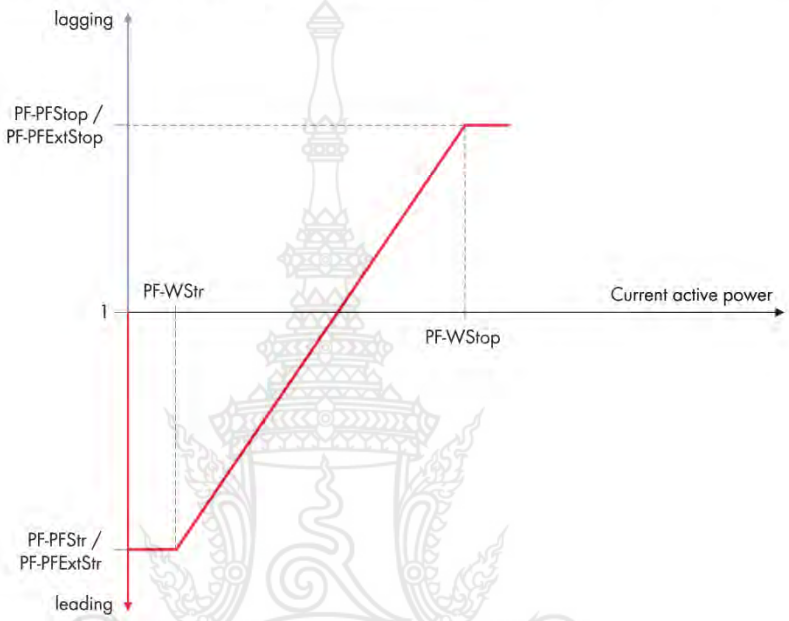


Figure 23: Characteristic curve for reducing reactive power as a function of the active power

On the basis of a linear characteristic curve with an upper and lower cap, a displacement power factor cos φ can be regulated as a function of the active power currently being fed in. The start and end points of the characteristic curve can be configured by means of parameters. The shape of the characteristic curve is determined by the start and end points.

8.2.1.11 Reactive Power Depending on the Line Voltage: VArCtlVol Procedure

Contact the SMA Service Line before changing any parameters

The SMA Service Line must be consulted prior to selecting or configuring the **VArCtlVol** mode.

The reactive power is configured as a function of the line voltage. The reactive power setpoint is adjusted in stages.

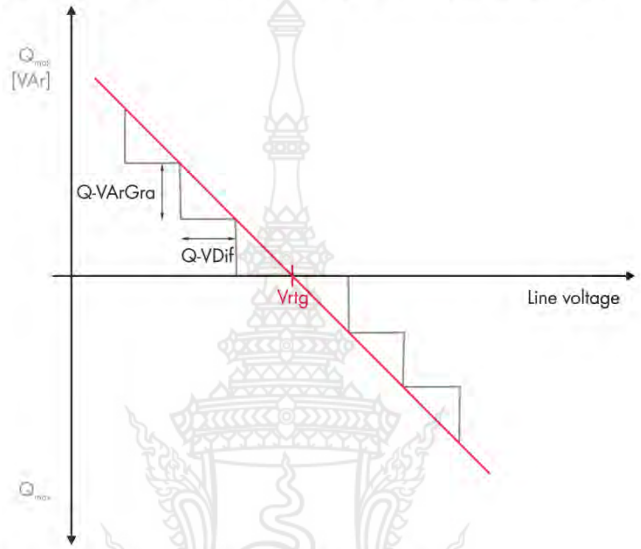


Figure 24: Characteristic curve for reducing reactive power as a function of the line voltage

If the line voltage is changed by the configurable voltage difference **Q-VDif** for the configurable duration of **Q-VDifTm**, the reactive power setpoint will be adjusted by the value **Q-VArGra.**

The parameterization of this function refers to the medium voltage.

8.2.1.12 Measures for Voltage Support through Parameterization of Reactive Power/ Voltage Characteristic Curve: VArCtlVolHystDb Procedure

Contact the SMA Service Line before changing any parameters

The SMA Service Line must be consulted prior to selecting or configuring the **VArCtlVolHystDb** mode.

By supplying reactive power, the Sunny Central takes on voltage-stabilizing measures in the event of overvoltage or undervoltage. The parameterization is carried out by means of a reactive power/voltage characteristic curve. The characteristic curve can be flexibly configured by parameterizing the slope, a type of deadband through two voltage points, and a hysteresis.

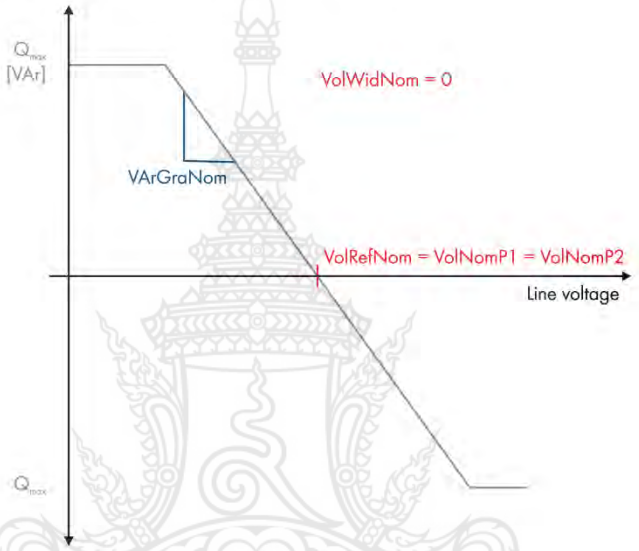


Figure 25: Characteristic curve for reducing reactive power without deadband and without hysteresis

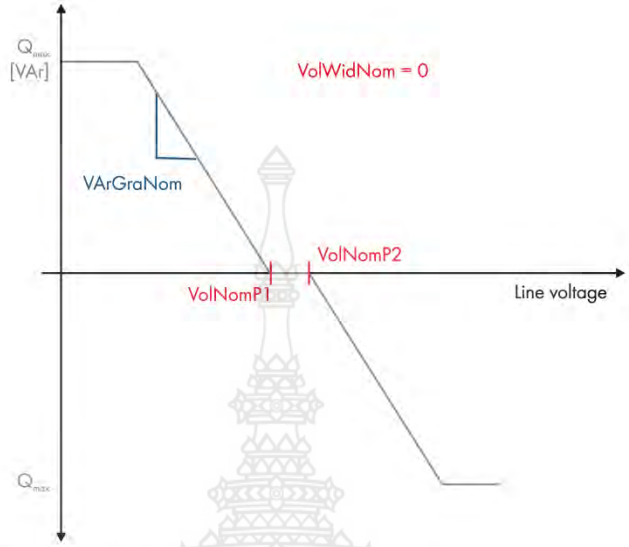


Figure 26: Characteristic curve for reducing reactive power with deadband

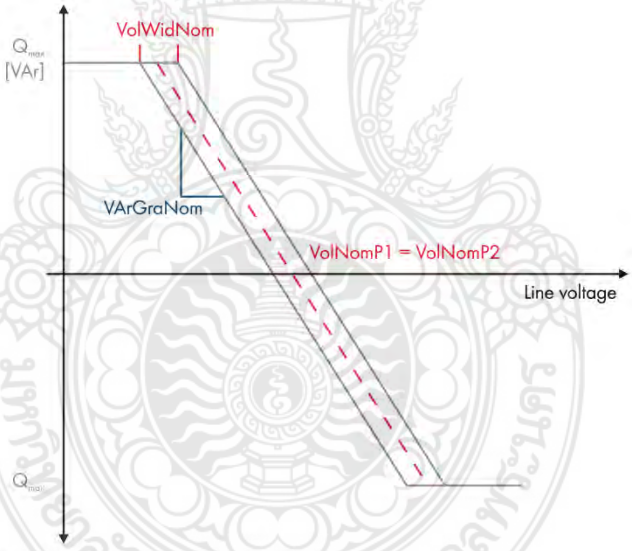


Figure 27: Characteristic curve for reducing reactive power with hysteresis

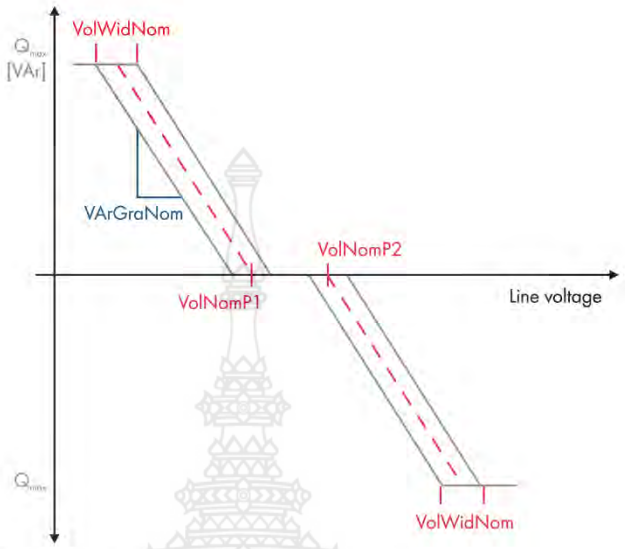


Figure 28: Characteristic curve for reducing reactive power with deadband and hysteresis

The parameter **Q-VArTmsSpnt** determines the delay time which must elapse before the calculated reactive power setpoint is actively used.

In order to prevent mutual interference of several systems with this function, the parameter **Q-VArTmsVtg** can be used to set a delay time. This delay time defines how long a voltage change must be pending before a change in reactive power feed-in is triggered. Consequently, control of the line voltage at the grid connection point can be staggered across several systems.

You can activate and deactivate the delay time by means of the parameter **Q-EnaTmsVtg**.

8.2.2 Displaying Error Messages and Warnings for the Reactive Power Setpoint

The instantaneous value **Q-VArModFailStt** displays errors or warnings relating to the reactive power setpoint.

Procedure:

- Display the instantaneous value **Q-VArModFailStt** on the user interface (see Section 6.1, page 50).

Display	Description
Off	No mode for specifying the reactive power setpoint has been selected.
OK	A mode for specifying the reactive power setpoint has been selected and there are no errors.
ComFail	The **VArCtlCom** or **PFCtlCom** mode has been selected and the expected signal with a valid reactive power setpoint has been absent for at least five minutes. **Corrective measures:** • Make sure that the Sunny Central and the Power Reducer Box or SMA Power Plant Controller can be accessed via the Internet. • Ensure that the Sunny Central and the Power Reducer Box or SMA Power Plant Controller are connected correctly. • Ensure that the cabling between the Sunny Central and SMA Power Reducer Box or Power Plant Controller is OK.

Display	Description
AnInFail	The **VArCnstNomAnIn** or **PFCnstNomAnIn** procedure has been chosen and the value measured at the analog input is less than 2 mA. **Corrective measures:** • Make sure the signal cable is correctly connected to the analog input.
ComInvalid	The **VArCtlCom** or **PFCtlCom** mode has been selected and the information on the power specification settings contains invalid content. **Corrective measures:** • Check the power specification settings.

8.3 Q at Night

8.3.1 Procedure for Control in "Q at Night" Mode

8.3.1.1 Selecting Parameter QoDQ-VarMod

NOTICE

Operation failure of the Sunny Central due to incorrectly set parameters

If the parameter settings for grid management services are incorrect, the Sunny Central may not be able to meet the grid management requirements. This may lead to yield losses and disconnection of the Sunny Central by the grid operator.

- When setting the mode of grid management services, ensure that the control procedures are parameterized as agreed with the grid operator.
- If the Sunny Central is operated with an SMA Power Plant Controller, make sure that the parameter **QoDQ-VarMod** is set to **VArCtlCom**. This will ensure that the control values are supplied by the SMA Power Plant Controller.

The Sunny Central can supply reactive power in the "Q at Night" operating state if required by the grid operator. The grid operator defines the modes and setpoints used for this. The settings for the "Q at Night" operating state are independent from normal feed-in operation.

You can set the mode for reactive power control via the parameter **QoDQ-VArMod**. Use this parameter to configure how the specifications of the grid operator are to be received and implemented.

There are seven different modes for reactive power control. The default value for this parameter is **Off**.

Mode	Description
Off	The reactive power setpoint is limited to 0 kVAr.
VArCtlCom	The reactive power setpoint is received by the Sunny Central via the Power Reducer Box or the Power Plant Controller.
VArCnst	The parameter **QoDQ-VAr** is used to set the reactive power setpoint in kVAr.
VArCnstNom	The parameter **QoDQ-VArNom** is used to set the reactive power setpoint as a percentage relative to **Pmax**.
VArCnstNomAnIn	The reactive power setpoint is imported via an analog input. The analog value is converted into a reactive power setpoint.
VArCtlVol	The reactive power is configured as a function of the line voltage.
VArCtlVolHystDb	The provision of reactive power helps perform voltage-stabilizing measures in the event of overvoltage or undervoltage. The parameterization is carried out by means of a reactive power/voltage characteristic curve.

Parameter block

The parameter **QoDQ-VarMod** can only be changed in the operating state "Stop". The entry will not be accepted in any other operating state.

Avoiding electromagnetic interference emissions in large-scale systems

To avoid electromagnetic interference emissions in large-scale PV systems at the changeover from night mode to feed-in operation, SMA recommends using Modbus communication for setpoint specification in feed-in operation and night mode.

For smaller-sized PV systems without farm control, SMA recommends the use of fixed setpoints for reactive power control.

Validity of parameters in feed-in operation and in "Q at Night" operation

The parameters used for these proxy values are also valid in feed-in operation and in "Q at Night" operation.

- Ensure that the settings of the parameters for the proxy values meet the requirements for feed-in and "Q at Night" operation.

Procedure:

1. Ensure that the Sunny Central is in the operating state "Stop".
2. Log into the user interface.
3. Enter the password in the appropriate field on the homepage and confirm with [**Login**].
4. Change the parameter **QoDQ-VArMod** (see Section 6.2, page 50).
5. Change parameters associated with the selected mode.
6. You can select the desired behavior in the absence of setpoint specifications in the parameter **PwrMonErrMod** as follows:

Setting	Description
LastVal	If specified via communication: utilization of the last received value. In case of analog setpoints: utilization of the last valid mean value.
SubVal	Utilization of the configured proxy values. SMA recommends use of the proxy values when setpoint specifications are effected via analog signals.

7. If **SubVal** has been selected, enter the proxy values for normal feed-in operation and for operation outside of normal feed-in operation, as follows:

Parameter	Description
Q-VArSubValRun	Proxy value for the reactive power setpoint in feed-in operation
PF-PFSubValRun	Proxy value for the displacement power factor in feed-in operation
PF-PFExtSubValR	Proxy value for the excitation of the displacement power factor in feed-in operation
Q-VArSubVal	Proxy value for the reactive power setpoint outside of feed-in operation
PF-PFSubVal	Proxy value for the displacement power factor outside of feed-in operation
PF-PFExtSubVal	Proxy value for the excitation of the displacement power factor outside of feed-in operation

8. In the parameter **PwrMonErrTm** configure the time lapse until recognition of the absence of default values.
9. Confirm the parameter entry with [**Save**].

8.3.1.2 No Q at Night: Off Procedure

The reactive power setpoint is limited to 0 kVAr. This setpoint cannot be controlled.

8.3.1.3 Q at Night with Operation Command via Modbus Protocol: WCtlCom Procedure

The SC-COM receives the reactive power setpoint via the Power Reducer Box or the SMA Power Plant Controller, and transmits it to the Sunny Central. The setpoint is transmitted as a percentage and converted to kVAr in the device.

If the Sunny Central has not received any signal for the last five minutes, the error message will be displayed in the instantaneous value **Q-VArModFailStt** (see Section 8.2.2, page 75).

8.3.1.4 Q at Night with Absolute Value: VArCnst Procedure

The reactive power setpoint is set using the parameter **QoDQ-VAr**. Note that the parameter **QoDQ-VAr** may be within the range **–QoDQmax** to **+QoDQmax**.

8.3.1.5 Q at Night as a Percentage of the Nominal Power: VArCnstNom Procedure

The parameter **QoDQ-VArNom** is used to set the reactive power setpoint in percent. The parameter **QoDQ-VArNom** refers to **Pmax**. If the calculated amount of reactive power exceeds the predefined value of **QoDQmax**, the power will be limited to **QoDQmax**. If the calculated amount of reactive power falls below the predefined value of **–QoDQmax**, the power will be limited to **–QoDQmax**.

8.3.1.6 Q at Night via Standard Signal: VArCnstNomAnIn Procedure

The reactive power setpoint is set via an analog signal at the input terminals for setpoint specification (see Sunny Central installation manual). This is usually implemented by a ripple control receiver.

The analog value is converted into a reactive power setpoint. The electrical current strength of the connected signal determines the setpoint.

The analog measured values must be between 4 mA and 19 mA. If the analog signal is less than 2 mA, the error message will be displayed in the instantaneous value **Q-VArModFailStt** (see Section 8.2.2, page 75).

Signal	Power limit	Description
< 2 mA	Last valid value or 0 kVAr after restart	Signal is in the invalid range.
2 mA to 4 mA	– **Pmax**	The maximum amount of negatively excited reactive power is fed in.
4 mA	– **Pmax**	Starting point of the characteristic curve The maximum amount of negatively excited reactive power is fed in.
11.5 mA	0 kVAr	Zero-crossing of the characteristic curve No reactive power is fed in.
> 19 mA	**+Pmax**	End point of the characteristic curve The maximum amount of positively excited reactive power is fed in.

The analog value is converted to a setpoint for power limitation. Here, the parameter **QoDQmax** is the end point of the linear characteristic curve.

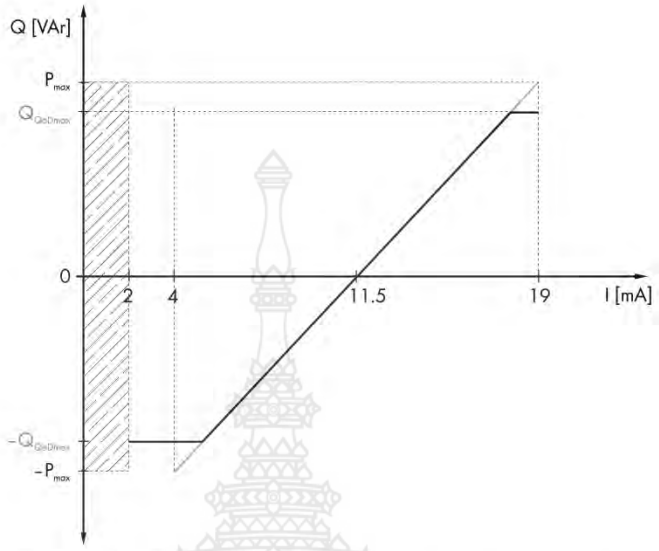


Figure 29: Limitation of the parameter **Pmax** to the parameter **QoDQmax**

If the value of **Pmax** exceeds the value of **QoDQmax**, the characteristic curve will be limited to QoDQmax at the value Q_{QoDmax} and the reactive power value will remain constant at QoDQmax in the range from +QQoDmax to +Pmax.

If the value of **-Pmax** falls below the value of **-QoDQmax**, the characteristic curve will be limited to -QoDQmax at the value $-Q_{QoDmax}$ and the reactive power value will remain constant at -QoDQmax in the range from -Pmax to -QQoDmax.

8.3.1.7 Q at Night Depending on the Line Voltage: VArCtlVol Procedure

Contact the SMA Service Line before changing any parameters

The SMA Service Line must be consulted prior to selecting or configuring the **VArCtlVol** mode.

Validity of parameters in feed-in operation and in Q at Night operation

The parameters used for this mode are also valid for the **VArCtlVol** mode in feed-in operation.

- Make sure that the parameter settings meet the requirements of the **VArCtlVol** mode in feed-in operation and in Q at Night operation.

The reactive power is configured as a function of the line voltage. The reactive power setpoint is adjusted in stages.

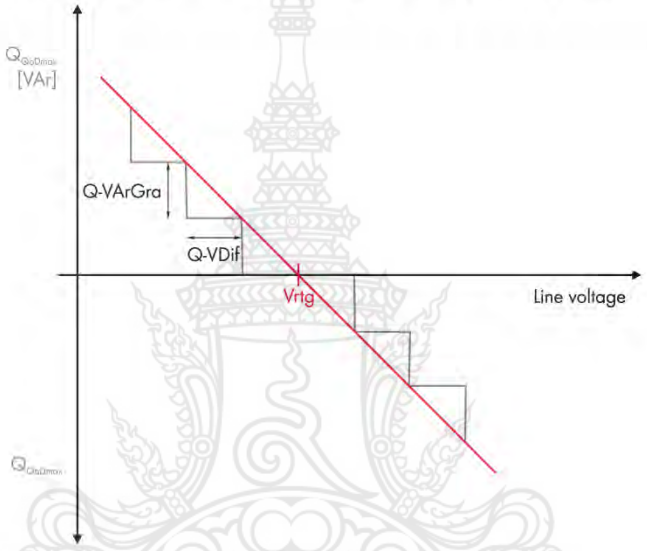


Figure 30: Characteristic curve for reducing reactive power as a function of the line voltage

If the line voltage is changed by the configurable voltage difference **Q-VDif** for the configurable duration of **Q-VDifTm**, the reactive power setpoint will be adjusted by the value **Q-VArGra.**

The parameterization of this function refers to the medium voltage.

8.3.1.8 Measures for Voltage Support through Parameterization of Reactive Power/ Voltage Characteristic Curve: VArCtlVolHystDb Procedure

Contact the SMA Service Line before changing any parameters

The SMA Service Line must be consulted prior to selecting or configuring the **VArCtlVolHystDb** mode.

By supplying reactive power, the Sunny Central takes on voltage-stabilizing measures in the event of overvoltage or undervoltage. The parameterization is carried out by means of a reactive power/voltage characteristic curve. The characteristic curve can be flexibly configured by parameterizing the slope, a type of deadband through two voltage points, and a hysteresis.

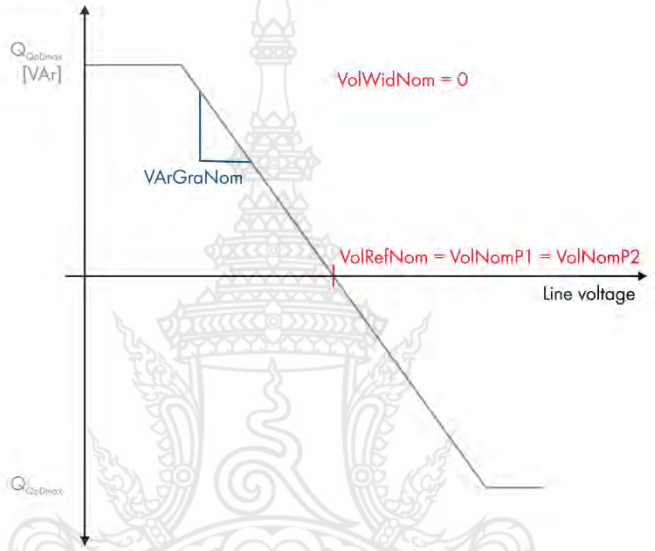


Figure 31: Characteristic curve for reducing reactive power without deadband and without hysteresis

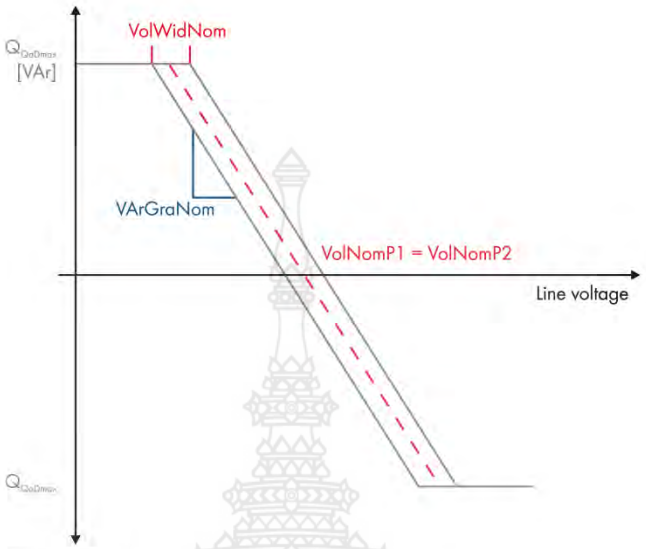


Figure 32: Characteristic curve for reducing reactive power with deadband

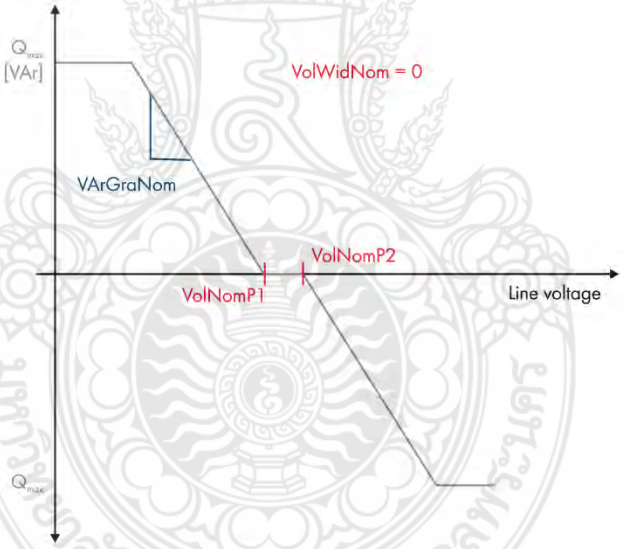


Figure 33: Characteristic curve for reducing reactive power with hysteresis

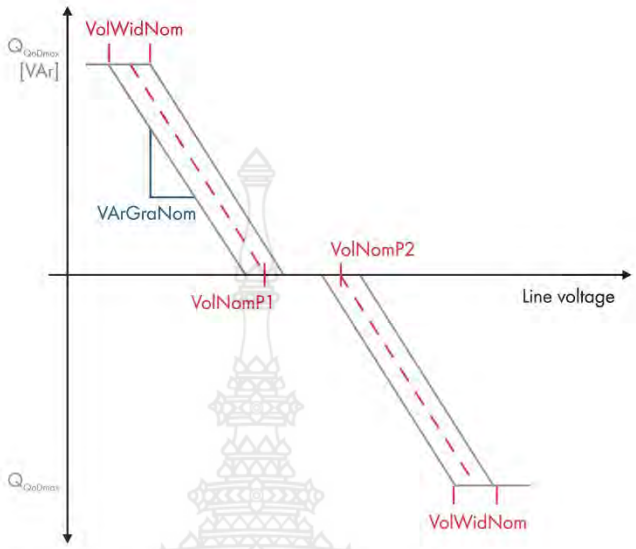


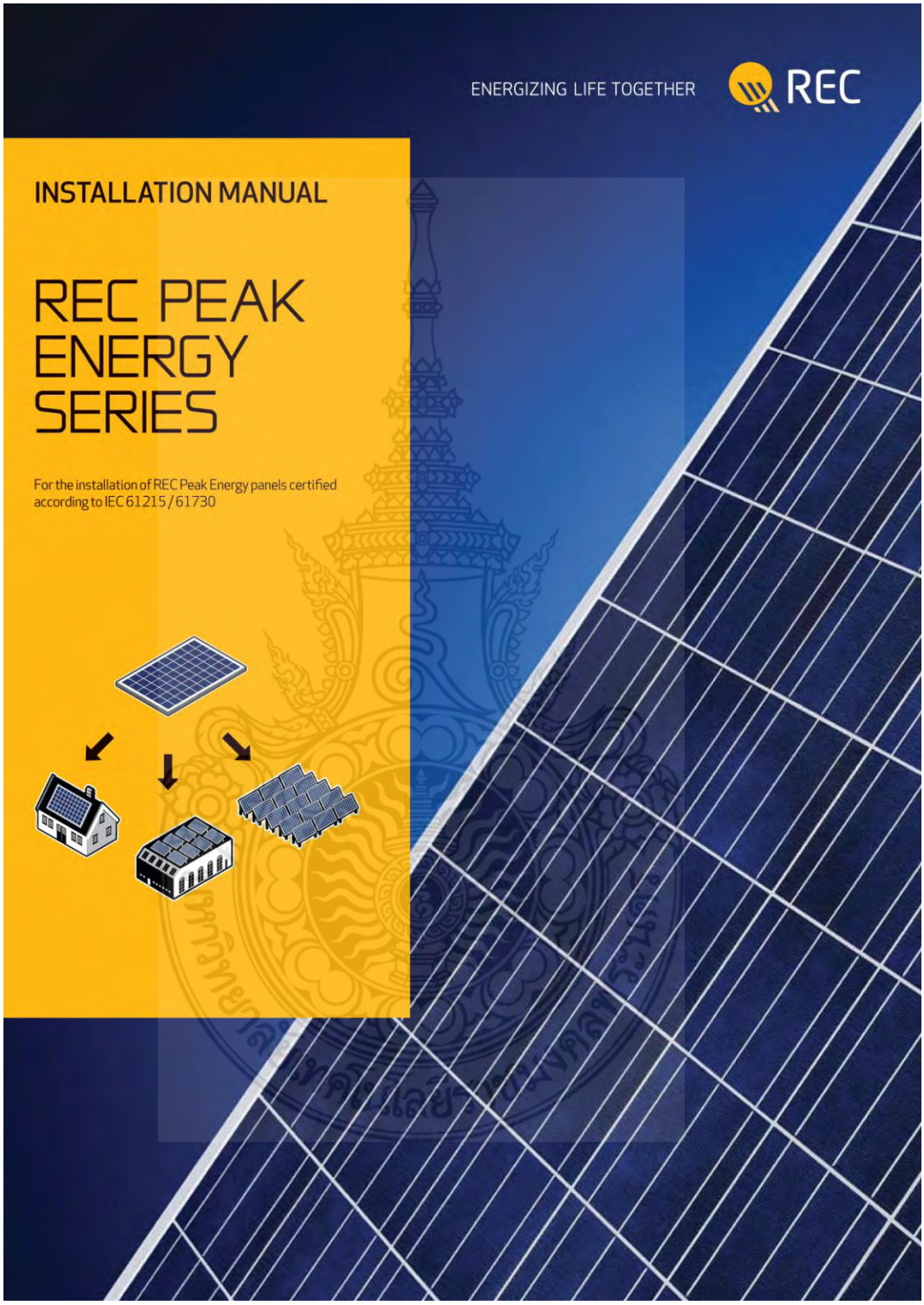
Figure 34: Characteristic curve for reducing reactive power with deadband and hysteresis

The parameter **Q-VArTmsSpnt** determines the delay time which must elapse before the calculated reactive power setpoint is actively used.

To avoid mutual interference of several systems with this function, the parameter **Q-VArTmsVtg** can be used to set a delay time. This delay time defines how long a voltage change must be pending before a change in reactive power feed-in is triggered. Consequently, control of the line voltage at the grid connection point can be staggered across several systems.

You can activate and deactivate the delay time by means of the parameter **Q-EnaTmsVtg**.

คู่มือเซลล์แสงอาทิตย์



CONTENTS

TABLE OF FIGURES 2
INTRODUCTION 3
HOW TO USE THIS MANUAL 3
YOUR RESPONSIBILITY AS AN INSTALLER 3
SUPPORT 3
LIABILITY DISCLAIMER 3
LIMITED WARRANTY 3
ELECTRICAL INSTALLATION 4
ELECTRICAL REQUIREMENTS 4
I) APPLICATION CLASS 4
II) SYSTEM REQUIREMENTS 4
III) STRING CONFIGURATION 4
IV) STRING CONNECTION 4
V) WIRING LAYOUT 4
VI) JUNCTION BOX, CABLES, CONNECTORS 4
VII) ELECTRICAL RATINGS 4
SAFETY MEASURES 4
I) SAFETY IN THE WORKING AREA 4
II) PREVENTING CURRENT GENERATION 4
III) SPECIFIC HAZARDS OF DC ELECTRICITY 4
IV) SAFETY REQUIREMENTS 4
MECHANICAL INSTALLATION 5
FIRE GUIDELINES 5
ORIENTATION 5
ENVIRONMENTAL FACTORS 5
PANEL HANDLING 5
MOUNTING THE PANELS 6
I) RAIL SPECIFICATIONS 6
II) CLAMP SPECIFICATION 6
III) CLAMP MOUNTING POSITIONS 7
IV) MOUNTING HOLES 7
V) SLIDE-IN SYSTEMS 7
VI) DRAINAGE HOLES 8
VII) GROUNDING 8
CONNECTIONS AND CONNECTORS 8
PROTECTING THE CABLES 8
SECURING CABLES AND CONNECTORS 8
MAINTENANCE 9
CLEANING INSTRUCTIONS 9
SYSTEM INSPECTION 9
RECYCLING 9
DISPOSAL OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC EQUIPMENT 9
ANNEX 1. INSTALLATIONS ON WATER PLATFORMS 10
PANEL INFORMATION 11
TECHNICAL CHARACTERISTICS 11
DECLARATION OF CONFORMITY 12
DOCUMENT HISTORY 13

TABLE OF FIGURES

Number	Title	Page	Number	Title	Page
Fig. 1	Rail positioning examples	6	Fig. 8	Recommended grounding	8
Fig. 2	Clamp specification	6	Fig. 9	Minimum bend radius	8
Fig. 3	Panel secured at four points	6	Fig. 10	Panel dimensions	11
Fig. 4	Clamping zones	7	Fig. 11	Frame cross-section and dimensions	11
Fig. 5	Mounting holes	7	Fig. 12	REC EC Declaration of Conformity	12
Fig. 6	Mounting using mounting holes	7			
Fig. 7	Drainage holes	8			

Caution: Only qualified personnel should perform work on photovoltaic systems such as installation, commissioning, maintenance and repairs. Be sure to follow the safety instructions for all system components. Ensure relevant local codes and regulations for health and safety and accident prevention are observed.

INTRODUCTION

Thank you for choosing REC photovoltaic panels. REC Peak Energy panels are ideal for delivering long-lasting and reliable power output. The panels have been created through intelligent design and are manufactured to the highest quality and environmental standards. With correct installation and maintenance, REC panels will provide clean, renewable energy for many years.

Please read this entire manual carefully. It contains critical information on safety, as well as detailed instructions for installation, operation and maintenance of this panel. Failure to follow the procedures contained within will invalidate the warranty (available to download from our website). Review all instructions and safety notes before working on the system. Failure to do so may lead to injury or damage to property.

HOW TO USE THIS MANUAL

This installation manual describes the procedures for mounting all REC Peak Energy solar panels in a photovoltaic array (all panels certified according to IEC 61215 and IEC 61730 standards), including panel variants with a black backsheet and/or a black frame (but excluding 72-cell panels) from hereon all referred to as REC Peak Energy panels. The drawings within refer to all frame, backsheet and cell color types and are meant to be a generic representation of the instructions detailed in the text. Review this entire manual before commencing installation of the panels and ensure you are working from the latest version. Throughout the manual, you will see icons which highlight important information or notes:

Indicates potential for damage to the array or property or personal safety.

Indicates important notes on best practice to help with the installation.

For further information on installation procedures, please call your panel distributor or contact your local REC Solar office. Details can be found at www.recgroup.com.

YOUR RESPONSIBILITY AS AN INSTALLER

Installers are responsible for the safe and effective installation and operation of the photovoltaic system and for adhering to all local and national standards and regulations. Prior to installation, check all applicable regulations and permits concerning solar systems and ensure all local directives are observed.

- Ensure the REC panels are in a suitable condition for use and appropriate for the particular installation and environment
- Use only parts that convene to the specifications set out in this manual
- Ensure a safe installation of all aspects of the electrical array

All equipment should be properly maintained and inspected prior to use.

SUPPORT

Do not attempt to install REC Peak Energy solar panels when you are unsure of the procedure or suitability. For questions or guidance with your installation, please call your distributor or contact your REC sales office, which can be found at: www.recgroup.com/en/contacts.

LIABILITY DISCLAIMER

REC SOLAR PTE. LTD. accepts no liability for the usability and functionality of its photovoltaic panels if the instructions in this guide are not observed. Since compliance with this guide and the conditions and methods of installation, operation, use and maintenance of the panels are not checked or monitored by REC SOLAR PTE. LTD., REC SOLAR PTE. LTD. accepts no liability for damage arising from improper application or incorrect installation, operation or maintenance. This does not apply to damages due to a panel fault, in cases of loss of life, bodily injury or damage to health or in the event of a grossly negligent breach of obligations on the part of REC SOLAR PTE. LTD. and/or in the event of an intentional or grossly negligent breach of obligations by a legal representative or vicarious agent. REC reserves the right to make changes or amendments to this manual at any time, without prior notice.

This document may be produced in different languages. If there is any conflict, the English language version shall be definitive.

LIMITED WARRANTY

The REC Limited Warranty is available to download from www.recgroup.com. Non-compliance with the instructions in this manual may be classed as improper installation or use and invalidate the Warranty. If you have any questions about installation and the Warranty validity, please contact REC's technical support.

ELECTRICAL INSTALLATION

ELECTRICAL REQUIREMENTS

i) Application Class

REC Peak Energy panels are rated for use in electrical application class A: Hazardous voltage (IEC 61730: higher than 50V DC; EN 61730: higher than 120V), hazardous power applications (higher than 240W) where general contact access is anticipated (panels qualified for safety through EN IEC 61730-1 and -2 within this application class are considered to meet the requirements for Safety Class II).

ii) System Requirements

REC Peak Energy panels are only for use where they meet the specific technical requirements of the complete system. Ensure other components will not cause mechanical or electrical damage to the panels. Only panels of the same type and power class should be connected.

iii) String configuration

When using string configuration, plan and execute it according to inverter manufacturer's instructions. The number of panels connected to an inverter must be within the inverter voltage limits and operating range. Do not exceed the total system voltage permitted by the manufacturer, nor under any circumstance exceed the maximum system voltage of 1000V. The maximum system fuse rating is 25A, the maximum reverse current is 25A.

iv) String connection

Panels connected in series must have the same amp rating. The maximum number of panels that can be connected in series depends upon system design, type of inverter and environmental conditions. There are no restrictions on the number of panels that may be connected in parallel. Panel configuration must correspond to the specifications of other system components e.g. inverter. Refer to the reverse current rating of the panel (indicated in the Technical Characteristics chapter or on the panel datasheet). Cables rated to the maximum system voltage must be used for connections between panels and inverters.

v) Wiring layout

To minimize voltage surges (e.g. indirect lightning strikes), cables of the same string must be bundled together so loops are as small as possible. String configurations must be checked before commissioning. If open circuit voltage (V_{oc}) and short circuit current (I_{sc}) deviate from specification, this may indicate a configuration fault. Correct DC polarity is to be observed at all times.

vi) Junction box, cables, connectors

The junction box on REC Peak Energy panels is rated IP67. All connectors and cables must be secure and tight as well as electrically and mechanically sound. UV-resistant cables and connectors approved for outdoor use must be used. Conductor gauge must be chosen to ensure DC power losses (voltage drop) are kept to a minimum (<1%).

Observe all local regulations when selecting cables. For string connections, use minimum 4 mm^2 or copper wires insulated for a maximum operating temperature of 90°C. Secure cables using UV-resistant cable ties or other device. Loose and unsecured cables must be protected from damage (e.g., mechanical, abrasion, sharp objects, animals). Avoid exposing cables to direct sunlight and permanent tension.

REC prohibits any modification to the panel, including the cutting of cables in order to change the connector type or the opening of the junction box unless explicitly authorized by REC. Doing so will invalidate the warranty.

vii) Electrical Ratings

Electrical ratings are within 3% of measured values at Standard Test Conditions (STC). Allow for increased output of a panel as a result of conditions different to STC by multiplying the values of I_{sc} and V_{oc} by a factor of 1.25 (or according to local regulations for electrical system installation).

SAFETY MEASURES

All relevant codes and regulations should be referred to and observed as well as regulations on working at heights and fall protection.

i) Safety in the working area

Installation of REC Peak Energy panels may involve rooftop work. Ensure all local regulations regarding working at heights are followed. Before beginning work on a photovoltaic system, ensure all working surfaces are structurally sound and capable of bearing the weight of employees and required equipment. Remember to isolate the system from the grid before carrying out any maintenance or repair work.

ii) Preventing current generation

To prevent the panels automatically generating current (electricity) when exposed to light, shield the system with a non-transparent cover during installation, maintenance or repair work.

iii) Specific hazards of DC electricity

Solar panels generate direct current (DC). Once current is flowing, breaking or opening a connection (e.g. disconnecting two panels) can cause an electrical arc. Unlike low voltage AC wiring, DC arcs are not self-extinguishing. They are potentially lethal burn and fire hazards:

- Follow panel and inverter manufacturers' installation, handling and operating instructions.
- Remove/open the inverter AC fuse/circuit breaker before disconnecting from the public grid.
- Switch off or disconnect the inverter and wait for the time specified by the manufacturer before commencing work. High-voltage components need sufficient time to discharge.

iv) Safety requirements

The voltage produced by a single panel and panels connected in series (voltages added together) or in parallel (currents added together) can be dangerous. Although the fully insulated plug contacts on the panel's output cables provide touch-safe protection, the following points must be observed during handling to avoid the risk of sparking, fire hazards, burns and lethal electric shocks.

- Excercise extreme caution when wiring panels and look out for damaged or dirty cables etc.
- Never insert metallic or other conductive objects into plugs or sockets.
- Ensure that all electrical connections are completely dry before assembly.
- Keep all materials, tools and working conditions dry and tidy.
- Use appropriate safety equipment e.g. nonslip footwear, insulated gloves and insulated tools.
- Solar panels produce current when exposed to sunlight. Do not connect the system to the inverter during solar exposure.

MECHANICAL INSTALLATION

FIRE GUIDELINES

REC Peak Energy panels have a Class C Fire classification. Utilize the following fire safety guidelines when installing REC Peak Energy panels:

- Check with local authorities for fire safety guidelines and requirements for any building or structure on to which the panels will be installed.
- The system design must ensure that it can be easily accessed in the event of a building fire.
- Check with local authorities for applicable regulations concerning setbacks or other placement restrictions that may apply for roof-mounted arrays.
- The use of DC ground fault interrupters is recommended. This may also be required by local and national codes.
- All electrical appliances are a fire risk. The panel must therefore be mounted over a fire retardant roof covering rated for the application and a distance of 60 mm between the panel and the mounting surface, allowing free circulation of air beneath the panels must be respected at all times.

ORIENTATION

To maximize system output, panels should be installed at the optimum orientation and tilt angle. The specifics of this depend on location and can be calculated by a qualified system designer.

Dependent on local conditions, a lower angle of installation will potentially increase the requirement for regular cleaning.

The optimal mounting position of panels results in the sun's rays falling perpendicular (i.e. at 90°) to the surface. All panels in a string should, wherever possible, have the same orientation and tilt to ensure the system does not underperform due to mismatched outputs.

The panels should not be exposed to artificially concentrated light.

ENVIRONMENTAL FACTORS

REC Peak Energy panels are designed to provide decades of durable and stable output. Ambient operating temperatures must be between -40 and +85°C.

The panels are not suitable for installation in potentially hazardous locations nor should they be installed in the following locations:

- Near sources of flammable gases or vapors e.g. gas stations, gas containers or spray paint facilities.
- Near open flames.
- Under water or in water features.
- Where exposed to sulfur e.g. near sulfur springs or volcanoes.
- Where the panels may be exposed to harmful chemicals.

Ensure panels are not exposed to direct contact with salt water/spray and avoid installation in areas subject to high salt mist content.

PANEL HANDLING

Panels should be handled with care and protected from damage at all times. All warnings and instructions on the packaging should be observed. Follow these guidelines when unpacking, transporting or storing the panels:

- Record the serial numbers prior to installation and note the information in the system documentation.
- Carry the panels using both hands and do not use the junction box as a grip.
- Do not allow the panels to sag or bow under their own weight when being carried.
- Do not subject the panels to loads or stresses, e.g., leaning on them or through the placing of weight on them.
- Do not stand on the panels.
- Avoid dropping the panels as any damage caused may be unseen.
- Keep all electrical contacts clean and dry.
- Store panels in a dry and properly ventilated room.
- Do not apply force to the backsheet.
- Avoid using sharp or pointed objects if panels require marking.
- Never apply paints, adhesives or detergents to the back of the laminate.
- Do not use any solar panel that is damaged or been tampered with.
- Never attempt to disassemble, modify or adapt the panels or labels in any way as this will void the warranty.

Do not use a panel which is broken or damaged. If the panel front glass is broken or laminate back sheet is damaged, it can expose personnel to hazardous voltages.

MOUNTING THE PANELS

REC Peak Energy panels are designed for capturing solar radiation and are not suitable for installation as overhead or vertical glazing. The junction box on the rear of the panel is protected to IP67 and allows panels to be mounted in any orientation.

The panels must be installed so that the cells are not shaded as this will drastically reduce electrical output. If partial shading is inevitable at certain times of the day or year, it must be kept to an absolute minimum.

There are different options for securing an REC Peak Energy panel, depending on the design of the array. Ensure the mounting structure design can withstand anticipated loads. Mounting hardware is not supplied by REC. Follow the mounting hardware manufacturer's instructions and recommendations at all times.

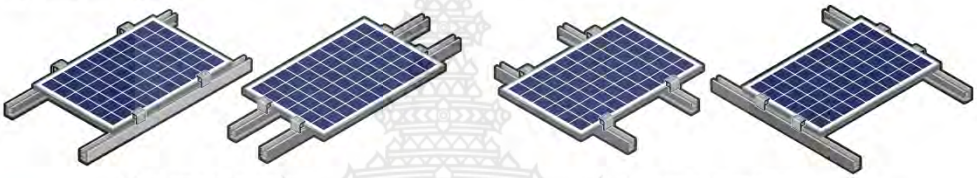
Remove any labels or stickers that may be on the front of the panels (where applicable) and ensure no residue is left on the glass.

Ensuring sufficient airflow and adequate cooling of the panels can help improve performance. There must be a minimum distance of 60 mm between the uppermost part of the roof and the lowest part of the panel.

i) Rail specifications

REC Peak Energy panels are typically installed on a rail-based mounting system. If using mounting rails, ensure they run under the frame or parallel to the frame (fig 1), directly under the clamping zones (fig 4).

Fig. 1: Rail positioning examples:



(a) rails parallel to the long side

(b) rails parallel to the short side

The overlap between the support rail and the outer edge of the frame must be a minimum of 6 mm.

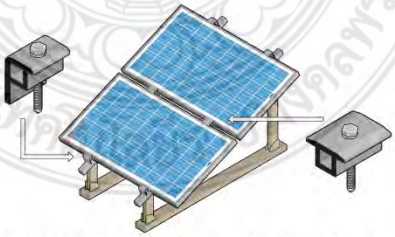
ii) Clamp specification

Ensure the clamps used are suitable for the planned installation and expected system design loads.

Fig. 2: Clamp specifications

- The panel must be clamped by a minimum of two clamps per side (four clamping points per panel) (fig 3).
- Minimum grip length of 40 mm, minimum grip depth of 5 mm (fig. 2). The grip must not overlap the panel frame and cause shading.
- Use appropriate bolted connections as per clamp manufacturer's instructions.
- Follow the clamp manufacturer's recommended applied torque to fasten the clamps.

Fig. 3: Panels secured at four points.



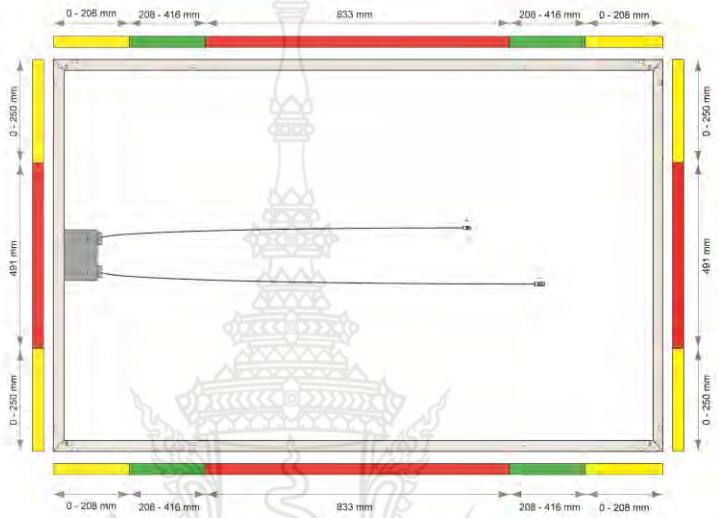
In areas of snow build-up panels can be subjected to forces in excess of the stated limit even when snow depth does not appear extreme, causing damage to the framework. If the installation is likely to be affected by this, further suitable panel support is recommended on the lower row of panels.

iii) Clamp mounting positions

The panels can be fixed on both the long and the short side of the panel within the constraints shown in fig. 4 with a minimum of four clamps. The panels are built to withstand a downward force of up to 5400 Pa (550 kg/m²) or 2400 Pa (244 kg/m²) according to where they are clamped. Site-specific loads such as wind or snow which may exert forces in a different way need to be taken into consideration to ensure this limit is not exceeded for each respective mounting option.

- Clamping within the green zone (208 - 416 mm) is certified for design loads up to 5400 Pa (550 kg/m²)
- Clamping within the yellow zone (0 - 208 mm long side, 250 mm short side) is certifed for design loads up to 2400 Pa (244 kg/m²)
- Clamping within the red zone is not permitted (> 416 mm long side, > 250 mm short side) when only using four clamps

Fig. 4: Clamping zones



A minimum of four clamps must be fully located in the same colored zone to be certified to that value. If the panel is secured by four clamps in two different zones (i.e. green and yellow), it is certified to the lowest value only.

iv) Mounting holes

REC Peak Energy panels can also be secured to the mounting structure using the mounting holes (fig. 5) found on the underside of the frame (6.6 x 11 mm, spaced 450 mm from the midpoint of the long side). Bolts of size 6 mm secured with 6 mm locking nuts with a flange should be used to secure the frame to the mounting structure (fig. 6). Observe the following procedures when using mounting holes:

- The mounting construction should be of aluminium or galvanized steel to avoid galvanic corrosion and be appropriate for the local environment.
- Additional electrical bonding to Ground is required for the support structure (see Grounding).
- All four mounting holes in the frame must be used.
- Tighten fastenings using a torque wrench according to the understructure manufacturer's instructions.

The product warranty will be voided if additional holes are made in the frame. All fixing and fastening materials must be corrosion resistant.

Fig. 5: Mounting holes

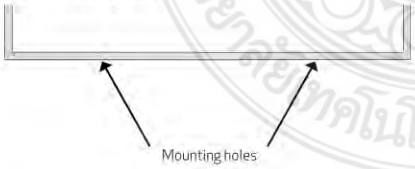


Fig. 6: Mounting using mounting holes

v) Slide-in Systems

REC Peak Energy panels may also be installed using slide-in systems. Such mounting systems must meet the same specifications regarding grip lengths and depths as clamps and be able to withstand the correct load pressures. When installing with slide-in systems, the drainage holes (fig. 7) must not be covered. For any questions regarding installation on such systems, please contact REC directly.

vi) Drainage holes

Each corner of the panel frame has small drainage holes (fig. 7) to allow water caused by rain or snow melt to exit the frame easily and to minimize damage caused by freezing and thawing. These must not be used for mounting the panel.

Ensure the drainage holes are not covered by the mounting structure.

Fig. 7: Drainage holes

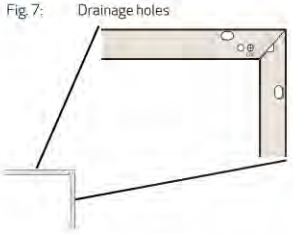


Fig. 8: Recommended grounding

Grounding dimensions and wire fastening torque:

Cross section [mm²]	Type	Torque [Nm]
13.3 - 21.2	Stranded	3.9
8.4	Stranded	3.4
2.1 - 5.3	Stranded / Solid	2.8

vii) Grounding

Local regulations may require grounding of the panels. Check all applicable requirements before beginning installation. Where grounding is necessary, it must be done using an electrical connection from the panel frame:

- Suitable grounding lugs must be used.
- Grounding cable size should be between 2.1 mm² - 21.2 mm².
- Attach grounds to the grounding holes in the panel frames.
- Fix lug to the frame using a star washer and lock nut, ensuring a conductive connection (fig. 8).
- Place the star washer between the frame and the nut, using a 5 mm diameter stainless steel bolt and locking nut to mount the lug to the panel frame and tighten according to the manufacturer's recommended torque.

To avoid galvanic corrosion, stainless steel fastening materials are preferred, however galvanized or hot dipped zinc plated fasteners are equally suitable.

CONNECTIONS AND CONNECTORS

In order to ensure durable and safe connections between panels and BOS equipment, the following instructions must be followed in order to protect the electrical connections from the elements. More detailed information is given in the Guide to Best Practice - Connections and Connectors which can be found via the REC website Download Center (www.recgroup.com/downloads).

CONNECTORS

- Connectors must be securely joined to each other according to the manufacturer's instructions. REC explicitly excludes the cutting of cables and replacement of connectors. If this causes an issue for a particular site, contact REC via www.recgroup.com for further advice.
- The use of any chemicals or lubricants on the connectors or contacts must be carried out in line with the connector manufacturer's instructions.

PROTECTING THE CABLES

- To prevent stress on the junction box casing, ensure the cable exits the junction box in a straight line before any bend in the cable.
- The cables on REC Peak Energy panels have a minimum bending radius of 30 mm to avoid damage to the insulation (Fig. 9).
- Ensure cables do not hang loose where they may be damaged through friction or stress, e.g., caused by wind or grazing animals.
- Shield connectors from falling or dropping water by locating them directly beneath a panel.
- Cables must be firmly secured to the structure, without overtightening, as this can deform the cable insulation.

Fig. 9: Minimum bend radius of 30 mm and cable exiting the junction box

SECURING CABLES AND CONNECTORS

- When securing the connector, place it away from the mounting structure with sufficient air circulation all around. This allows the connector to dry effectively and avoids the risk of damage or degradation of the connection.
- Good practice is to secure the cable either side of the connectors, ensuring no stress is exerted on the connector casing or cable entry.

To enable correct cooling and drying of the connectors, do not add extra protection to the connector, e.g., heat shrink, grease or tape.

MAINTENANCE

CLEANING INSTRUCTIONS

REC Peak Energy panels have been designed for easy maintenance. Normal rainfall will naturally clean the panels if installed at a sufficient angle. The need for cleaning will vary dependent on location, rainfall, pollution and angle of installation – the lower the angle of installation, the more cleaning will be required. To optimize electrical output it is recommended to clean the panels when dirt can be seen on the glass surface.

Cleaning of the panels should be carried out in the early morning when the panels are cool to avoid thermal shock.

If dirt remains on the panel, it may cause cell shading which will reduce power output or even cause further damage. To clean either the front or rear of the panels, use only deionized water at ambient temperature and a sponge, microfiber cloth or a soft brush to wipe away the dirt (rainwater, tap water or diluted alcohol may also be used as a secondary solution). For further cleaning a mild, biological and biodegradable washing-up liquid may be used.

When cleaning the panel, take care not to scratch the surface or introduce foreign elements that may cause damage. Ensure the water used is free from grit and physical contaminants that may damage the panel. Always rinse the panel with plenty of water. If soiling remains on the panel, repeat the cleaning process. If stains require more effort to be removed, Iso-propyl alcohol of a concentration less than 10% may be used. Acid or Alkali detergent may not be used

Use of high pressure hoses or clearners is not permitted as these may damage the panel, laminate or cells.

Using a rubber squeegee, wipe the panel surface from the top downwards motion to remove any residual water from the panel glass. Panels can be left to dry in the air or wiped dry with a chamois. Avoid putting pressure on the panel surface when drying.

For more information on cleaning REC panels, consult the Cleaning Information Sheet available to download from the online REC Download Center www.recgroup.com/downloads.

SYSTEM INSPECTION

The system should be inspected regularly to ensure that:

- Fixtures and fasteners are secure, tight and free from corrosion.
- Electrical connections and housing are secure, tight, clean, and free of corrosion.
- The mechanical integrity of the cables is intact.
- Bonding points to ground are tight, secure and free from corrosion (which could break the continuity between the panels and ground).

RECYCLING

REC has made every effort to ensure panel packaging is kept to a minimum. The paper and cardboard packaging can be recycled and the protective wrapping and panel separating blocks are also recyclable in many areas. Recycle according to local guidelines and regulations.

DISPOSAL OF OLD ELECTRICAL AND ELECTRONIC EQUIPMENT (APPLICABLE TO E.U. COUNTRIES ONLY)

For installations in the European Union, this product is subject to WEEE regulations. The symbol above indicates that this product shall not be treated as household waste and must be disposed of at an appropriate collection point for the recycling of electrical and electronic equipment. The recycling of the different components and materials will help to conserve natural resources.

By ensuring REC Peak Energy panels are disposed of correctly, you will help prevent potential negative consequences for the environment and human health which could otherwise be caused by inappropriate waste treatment. For more information about recycling of this product, visit www.recgroup.com/products and click the recycling link; alternatively please contact your local recycling authorities or recycling center.

ANNEX 1. INSTALLATIONS ON WATER PLATFORMS

REC Peak Energy panels have not been certified for installation on water platform-type mounting systems. When installating REC Peak Energy panels on fixed position (e.g., anchored) water platforms, for example, floating pontoons, follow the instructions below specific to such applications. Failure to do so will invalidate the warranty.

For all installations on water platforms, first advise REC before the start of installation in case of any site specific instructions or constraints

INSTALLATION ENVIRONMENT

i) **Installation site**
- REC panels may only be installed on closed bodies of fresh water where water salinity does not exceed 25 mS/cm at 25°C (15 PSU). This specifically excludes mounting on sea and ocean applications.
- The maximum permitted wave height must not exceed 1 m from the crest to the trough of the wave.

ii) **Floating platforms**
- When using a floating platform, follow the manufacturer's instructions regarding installation, maintenance, inspection and cleaning at all times.

iii) **Minimum installation height**
- The minimum installation height of REC Peak Energy panels is 15 cm and is defined as the height between the water surface and the lowest edge/part of the panel during normal operation. This will help to shield the panel from direct water spray.

INSTALLATION INSTRUCTION

i) **System installation**
- All cables used for the installation must have sufficient length and slack to prevent damage due to water level changes and wave motions.

Negative system grounding is required for REC Peak Energy panels installed on a floating platform

ii) **Mounting panels**
- Installation of REC Peak Energy panels must be in accordance with the aforementioned standard mounting instructions.
- The junction box should be oriented as far as possible from the water surface according to system design and the junction box, cables and connectors must be protected from direct water splash.

iii) **Panel protection**
- In areas with high avian activity, additional bird repelling devices may be installed as long as they do not adversely affect system performance.
- If using lightning protection equipment on the floating installation, all relevant local regulations must be respected.

MAINTENANCE

- Regularly inspect the installation to ensure all panels are securely mounted.

For installations with high avian activity, system cleaning may be required at more frequent intervals to reduce shading of panels caused by bird defecation

SAFETY

- Immediately disconnect the system if the installation or the floating platform exhibits deviation from standard operating conditions.
- In the event of the floating platform being submerged, disconnect the DC connection at the inverter immediately. Do not attempt to salvage panels when sunlight is present.

PANEL INFORMATION

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Fig. 10: Panel dimensions (mm)

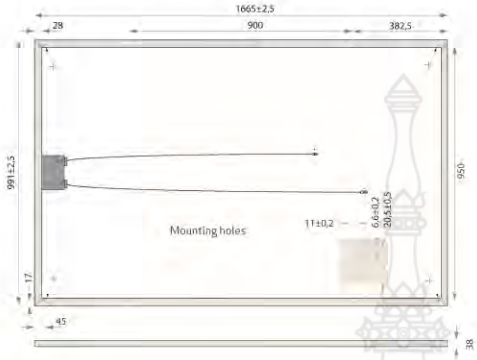
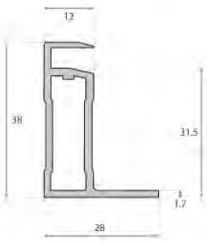


Fig. 11: Frame cross-section and dimensions (mm)



MECHANICAL DATA	
Dimensions	1665 x 991 x 38 mm
Area	1.65 m²
Weight	18 kg

MAXIMUM RATINGS	
Operational Temperature	-40 ... +85°C
Maximum System Voltage	1000 V
Maximum Snow Load (IEC 61215)	550 kg/m² (5400 Pa)
Maximum Wind Load (IEC 61215)	244 kg/m² (2400 Pa)
Max Series Fuse Rating	25 A
Max Reverse Current	25 A

GENERAL DATA	
Cell Type:	REC PE multi-crystalline 3 strings of 20 cells with bypass diodes
Glass:	3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Back Sheet:	Double layer highly resistant polyester (white)
Frame:	Anodized aluminium (silver)
Junction Box:	IP67 rated
Connectors:	4 mm² solar cable, 0.6 m + 0.6 m Multi-Contact MC4 (4 mm²)

ELECTRICAL DATA @ STC	235 WP	240 WP	245 WP	250 WP	255 WP	260 WP	265 WP	270 WP
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	235	240	245	250	255	260	265	270
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	29.5	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7	30.9	31.3
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	8.06	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50	8.58	8.66
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	36.6	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8	38.1	38.4
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.66	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01	9.08	9.18
Panel Efficiency (%)	14.2	14.5	14.8	15.1	15.5	15.8	16.1	16.4

Analysed data demonstrates that 99.7% of panels produced have current and voltage tolerance of ±3% from nominal values.
Values at standard test conditions STC (airmass AM 1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C).
At low irradiance of 200 W/m² (AM 1.5 and cell temperature 25°C) at least 95.5% of the STC panel efficiency will be achieved.

DECLARATION OF CONFORMITY

ENERGIZING LIFE TOGETHER REC

EC DECLARATION OF CONFORMITY

We,

REC Solar Pte Ltd.
20 Tuas South Avenue 14
Singapore 637312
Singapore

hereby declare that the following product lines:

REC Peak Energy Series, REC Peak Energy BLK Series, REC Peak Energy Eco Series, REC Peak Energy EU Series and REC Peak Energy Integrated Series

including the **RECxxxPE, RECxxxPE (BLK), RECxxxPE EU, RECxxxPE ECO and RECxxxPEI**
(where xxx indicates watt classes from 205 to 285 in increments of 5)

are in conformity with the provisions of the following EC directive:

LDV 2006/95/EC Low Voltage Directive

The following references of standards and technical specifications have been applied in this EC/EEA Declaration of Conformity:

IEC/EN 61215 : 2005 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design and qualification and type approval.
IEC 61215 (ed. 2)

IEC 61730-1 : 2004 Photovoltaic (PV) module safety qualification
IEC 61730-2: 2004
IEC 61730 (ed. 1)
IEC 61730 (ed. 2)
EN 61730-1 : 2007
EN 61730-2 : 2007

The above mentioned products therefore correspond to EC Directive 204/108/EEC.

This product was first marked with the CE mark in 2010.

Ter Soon Kim
Senior Vice President - Operations

Singapore, January 1, 2014

DOCUMENT HISTORY

Date	Revision Number	Reason
01.2010	A	First release
02.2010	B	Textual updates
02.2010	C	Textual updates
03.2010	D	Textual updates
05.2010	E	Textual updates
07.2010	F	Textual updates
03.2011	G	Textual updates, update of electrical data
09.2012	H	Release of separate IEC 61215/61730 and UL1703 specific installation manual version.
01.2013	I	Revised Technical Data. New clamp and rail specification.
08.2013	J	Textual updates (note on modifications to the panel)
11.2013	K	Textual updates (notes on panel handling, operating temperature, PV Cycle), Declaration of Conformity
04.2014	K.2	Textual updates
08.2014	L	Addition of sections on 'Connections and Connectors' and WEEE recycling, update of grounding hole dimension to 5 mm
12.2014	L.2	Textual updates (backsheet colors)
12.2014	L.3	Revision of low light behaviour in Electrical Data
01.2015	M	Addition of Annex 1, Installations on Water, textual updates to include product variants

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ นามสกุล นายนเรศ ชลังสุทธิ์

วัน เดือน ปีเกิด 25 มกราคม 2532

ภูมิลำเนา เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร

ประวัติการศึกษา

วุฒิการศึกษา	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
มัธยมต้น	โรงเรียนโยธินบูรณะ	2549
มัธยมปลาย	โรงเรียนโยธินบูรณะ	2552
ปริญญาตรี	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร	2557
ปริญญาโท	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร	2559