

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ระหว่างอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง

**THE COMPARING ANALYSIS OF PV POWER PLANTS
PERFORMANCE BETWEEN CENTRAL INVERTERS
AND STRING INVERTERS**

ชาญชัย พิมพม์มีลาย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษาที่ 2560

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ระหว่างอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง

ชาญชัย พิมพม์มีลาย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษาที่ 2560

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงาน
แสงอาทิตย์ระหว่างอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง
The Comparing Analysis of PV Power Plants Performance between
Central Inverters and String Inverters

ชื่อ - นามสกุล

นายชาญชัย พิมพิมี่ลาย

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษา

รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.

ปีการศึกษา

2560

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์



ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์กฤษณ์ชนม์ ภูมิภักดีพิชญ์, Ph.D.)



กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์, วศ.ด.)



กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ณัฐภัทร พันธุ์คง, Ph.D.)



กรรมการ

(รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต



คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิริกร ่องทอง, Ph.D.)

วันที่ 1 เดือน มิถุนายน พ.ศ. 2561

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง
ชื่อ-นามสกุล	นายชาญชัย พิมพ์มีลาย
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2560

บทคัดย่อ

ในปัจจุบันการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ขยายตัวอย่างรวดเร็วทั่วโลก และในส่วนของประเทศไทยก็ได้มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อย่างแพร่หลาย โดยการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีทั้งการออกแบบโดยใช้อินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวิเคราะห์และเปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง ที่มีพิกัดติดตั้งเกิน 1 MW

วิทยานิพนธ์ได้ทำการศึกษาการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ 4 โครงการคือ อุบลราชธานี อูขุขยา 1 อูขุขยา 2 และลพบุรี 6 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริง 4 โครงการ ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดเพชรบุรี คือ บีเอสพีโพร์ บีเอสพีไพซ์ บีเอสพีเซเว่น 1 และบีเอสพีเซเว่น 2 ทำการเก็บข้อมูลพลังงานไฟฟ้าและพลังงานรังสีแสงอาทิตย์ของแต่ละโครงการ ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม 2560 เป็นระยะเวลา 1 ปี

ผลการวิเคราะห์พบว่าค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์มีค่าเท่ากับ อุบลราชธานี 81.17% อูขุขยา 1 76.10% อูขุขยา 2 77.08% ลพบุรี 6 77.49% และแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริงมีค่าเท่ากับ บีเอสพีโพร์ 83.43% บีเอสพีไพซ์ 83.61% บีเอสพีเซเว่น 1 82.62% และบีเอสพีเซเว่น 2 85.11% โดยผลการเปรียบเทียบค่าสมรรถนะแบบที่ใช้สตริงอินเวอร์เตอร์มีค่าสูงกว่าแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์เฉลี่ยอยู่ที่ 5.72%

คำสำคัญ : สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ อินเวอร์เตอร์สตริง

Thesis Title	The Comparing Analysis of PV Power Plants Performance between Central Inverters and String Inverters
Name – Surname	Mr. Chanchai Pimmeelai
Program	Electrical Engineering
Thesis Advisor	Associate Professor Boonyang Plangklang, Dr.-Ing.
Academic Year	2017

ABSTRACT

Currently, the PV power generation is rapidly expanding worldwide; therefore, the PV power plants have been installed widely including in Thailand. To install the PV power plants, there are two designed systems used 1) the central inverters and 2) the string inverters. This thesis presented the comparison analysis of PV power plants performance between central inverters and string inverters with the installed capacity higher than 1 MW.

The thesis aimed to analyze and compare the central inverters and string inverters installed at the PV power plants in Thailand. The observed 4 PV power plants using central inverters were Ubonratchathani project, Ayutthaya (1) project, Ayutthaya (2) project, and Lopburi (6) project, while the observed 4 PV power plants using the string inverter installed in Phetchaburi province were BSP FOUR project, BSP FIVE project, BSP SEVEN (1) project, and BSP SEVEN (2) project. All monitored data of the PV power plants and solar radiation of central inverters and string inverters were collected from January to December 2017.

The results revealed that the performance value of PV power plants using the central inverters were Ubonratchathani project 81.17%, Ayutthaya (1) project 76.10%, Ayutthaya (2) project 77.08%, and Lopburi (6) project 77.49%. The performance value of 4 PV power plants using string inverters were BSP FOUR project 83.43%, BSP FIVE project 83.61%, BSP SEVEN (1) project 82.62%, and BSP SEVEN (2) project 85.11%. The data analysis showed that the performance value of PV power plants using string inverters was higher than the performance value of PV power plants using central inverters at the average of 5.72%.

Keywords: performance of PV power plants, central inverters, string inverters

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้จากบุคคลหลายๆท่าน ขอขอบพระคุณอาจารย์ที่ปรึกษา วิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง ที่คอยให้คำปรึกษาทั้งในเรื่องการจัดทำ วิทยานิพนธ์ แนวคิดต่างๆ รวมทั้งให้คำแนะนำแนวทางการแก้ไขในกรณีเกิดปัญหาหรือข้อผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระหว่างการจัดทำวิทยานิพนธ์ ทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้ ขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิกิตติพิชญ์ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ณัฐภัทร พันธุ์คง กรรมการสอบวิทยานิพนธ์และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ศาสกร วุฒิพัฒน์พันธุ์ ผู้ทรงคุณวุฒิภายนอก ที่กรุณาให้คำแนะนำในการแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆเพื่อให้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณ ท่านผู้บริหาร บริษัทบางกอกโซลาร์ พาวเวอร์ จำกัด ที่ให้ความอนุเคราะห์ ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และสนับสนุนข้าพเจ้าในการจัดทำวิทยานิพนธ์ในครั้งนี้

สุดท้ายขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ตลอดจนครูบาอาจารย์ ญาติพี่น้อง ทุกคนที่เป็นกำลังใจให้ข้าพเจ้ามีความพยายาม มุ่งมั่นในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไป ได้ด้วยดี วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ข้าพเจ้าขอมอบให้กับผู้มีพระคุณกับข้าพเจ้าทุกท่าน

ชาญชัย พิมพมีลาภ



สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	(4)
กิตติกรรมประกาศ.....	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป.....	(10)
บทที่ 1 บทนำ.....	13
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	13
1.2 ความมุ่งหมายและจุดประสงค์การวิจัย.....	13
1.3 สมมติฐานการศึกษา.....	14
1.4 ขอบเขตของการวิจัย.....	14
1.5 ขั้นตอนของการวิจัย.....	14
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	14
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	15
2.1 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย.....	15
2.2 เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.....	16
2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้ากับระบบจำหน่าย.....	17
2.4 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar farm).....	17
2.5 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบ โครข่ายไฟฟ้า.....	24
2.6 สรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.....	28
2.7 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	30
2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	32
บทที่ 3 วิธีการดำเนินงานวิจัย.....	35
3.1 ศึกษาการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองรูปแบบ.....	35
3.2 การวัดและจัดเก็บข้อมูล.....	80
3.3 การวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	85

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.4 การวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์	86
3.5 สรุป	88
บทที่ 4 ผลการทดลอง	89
4.1 ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	89
4.2 ค่าสมรรถนะของระบบฯ พิจารณาเฉพาะกรณีใช้แผงชนิดเดียวกัน	92
4.3 ค่าสมรรถนะของระบบฯ เดียวกันกรณีใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่างชนิดกัน	93
4.4 ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	95
4.5 สรุปผล	99
บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ	100
5.1 สรุปงานวิจัย	100
5.2 ข้อเสนอแนะ	102
บรรณานุกรม	103
ภาคผนวก	105
ภาคผนวก ก ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	106
ภาคผนวก ข ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ของอินเวอร์เตอร์	113
ภาคผนวก ค ผลการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้สตริงอินเวอร์เตอร์ด้วยโปรแกรม PVsyst	128
ภาคผนวก ง ผลการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ด้วย โปรแกรม PVsyst	133
ภาคผนวก จ งานวิจัยที่ตีพิมพ์เผยแพร่	137
ประวัติผู้เขียน	145

สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่	2.1 Annuity Factor โดยทั่วไปของดอกเบี้ยที่กำหนดและปีของโครงการ.....	31
ตารางที่	3.1 โรงไฟฟ้าฯ 8 โครงการที่ทำการศึกษา.....	35
ตารางที่	3.2 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Amorphous Silicon ใช้ในโครงการอุบลราชธานี	37
ตารางที่	3.3 รายละเอียดคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ใช้ในโครงการอุบลราชธานี	41
ตารางที่	3.4 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Poly crystalline silicon ใช้ในโครงการอุรุยา 1 .	45
ตารางที่	3.5 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Amorphous Silicon ใช้ในโครงการอุรุยา 1	46
ตารางที่	3.6 รายละเอียดคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ใช้ในโครงการอุรุยา 1	49
ตารางที่	3.7 รายละเอียดคุณสมบัติของ Poly crystalline silicon ใช้ในโครงการอุรุยา 2.....	53
ตารางที่	3.8 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Amorphous Silicon ใช้ในโครงการอุรุยา 2.....	54
ตารางที่	3.9 รายละเอียดคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ใช้ในโครงการอุรุยา 2	57
ตารางที่	3.10 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Amorphous Silicon ใช้ในโครงการลพบุรี 6	61
ตารางที่	3.11 รายละเอียดคุณสมบัติอินเวอร์เตอร์ EMERSON ใช้ในโครงการลพบุรี 6	65
ตารางที่	3.12 รายละเอียดคุณสมบัติอินเวอร์เตอร์ ABB ใช้ในโครงการลพบุรี 6	66
ตารางที่	3.13 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Polycrystalline silicon ใช้ในโรงไฟฟ้าแบบ อินเวอร์เตอร์สตริง	72
ตารางที่	3.14 รายละเอียดคุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon ใช้ใน โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง	72
ตารางที่	3.15 รายละเอียดคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ใช้ในโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง	74
ตารางที่	3.16 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการอุบลราชธานี แยกตามอินเวอร์เตอร์ (หน่วย MWh) ...	80
ตารางที่	3.17 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการอุรุยา 1 แยกตามอินเวอร์เตอร์ (หน่วย MWh)	81
ตารางที่	3.18 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการลพบุรี 6 แยกตามอินเวอร์เตอร์ (หน่วย MWh)	81
ตารางที่	3.19 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการอุรุยา 2 แยกตามอินเวอร์เตอร์ (หน่วย MWh)	82
ตารางที่	3.20 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี โฟร์ แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh)	82
ตารางที่	3.21 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี โฟว์ แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh).....	82
ตารางที่	3.22 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี เซเวน 1 แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh) .	83
ตารางที่	3.23 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี เซเวน 2 แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh)	83

สารบัญตาราง (ต่อ)

		หน้า
ตารางที่ 3.24	ค่าพลังงานไฟฟ้ารวมของโรงไฟฟ้าฯ ทั้ง 8 โครงการ (หน่วย MWh)	84
ตารางที่ 3.25	ค่าพลังงานรังสีแสงอาทิตย์สะสมของโรงไฟฟ้าฯ ทั้ง 8 โครงการ (kWh/m ²)	85
ตารางที่ 3.26	ข้อมูลอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้วิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์	86
ตารางที่ 4.1	ค่า Final Yield ของโรงไฟฟ้าฯ ทั้ง 8 โครงการ (kWh/kWp)	89
ตารางที่ 4.2	ค่า Reference Yield ของโรงไฟฟ้าฯ ทั้ง 8 โครงการ (kWh/kWp)	90
ตารางที่ 4.3	ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าฯ ทั้ง 8 โครงการ	90



สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 2.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยเฉลี่ยตลอดปี	15
รูปที่ 2.2 ส่วนประกอบหลักของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	17
รูปที่ 2.3 หลักการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์	18
รูปที่ 2.4 ตัวอย่างสารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้ในการสร้างเซลล์แสงอาทิตย์	19
รูปที่ 2.5 ตัวอย่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ก),รูปแบบ สตริง (ข) และรูปแบบอาร์เรย์ (ค).....	20
รูปที่ 2.6 ตัวอย่างรูปแบบการเชื่อมต่ออาร์เรย์ เข้ากับอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์	21
รูปที่ 2.7 ตัวอย่างรูปแบบการเชื่อมต่อชุดสตริงเข้ากับอินเวอร์เตอร์สตริง	21
รูปที่ 2.8 ตัวอย่างหม้อแปลงน้ำมันแบบตัวถังปิดสนิท.....	22
รูปที่ 2.9 ตัวอย่างหม้อแปลงน้ำมันชนิดมีถังพักน้ำมันสำรอง	22
รูปที่ 2.10 ตัวอย่างหม้อแปลงแบบน้ำมันสำหรับงานด้าน Solar farm	23
รูปที่ 2.11 ตัวอย่างตู้ Combiner Box	23
รูปที่ 2.12 ตัวอย่างตู้ Switchboard ชนิดติดตั้งภายนอกอาคาร (Outdoor).....	24
รูปที่ 2.13 มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้าตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายของการไฟฟ้า	
ส่วนภูมิภาค.....	26
รูปที่ 2.14 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รูปแบบที่ 7	27
รูปที่ 2.15 ตัวแปรต่างๆในการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	28
รูปที่ 3.1 รูปแบบของโรงไฟฟ้าแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์	36
รูปที่ 3.2 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าฯ โครงการอุบลราชธานี	36
รูปที่ 3.3 แบบแปลนโรงไฟฟ้าฯ โครงการอุบลราชธานี	37
รูปที่ 3.4 ตัวอย่าง PV Sub Array 30 Strings/PV Sub Array ของโครงการอุบลราชธานี.....	38
รูปที่ 3.5 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box 01 (ก) และ 02 (ข) ขนาดกัน ของโครงการ	
อุบลราชธานี.....	40
รูปที่ 3.6 ไดอะแกรมภายในของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในโครงการอุบลราชธานี	41
รูปที่ 3.7 ตัวอย่างไดอะแกรมการเชื่อมต่อจาก Solar Array มายังอินเวอร์เตอร์	
โครงการอุบลราชธานี	42
รูปที่ 3.8 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าฯ โครงการอุทัย 1	44

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.9 แบบแปลนโรงไฟฟ้าฯ โครงการอยุธยา 1	44
รูปที่ 3.10 ตัวอย่าง Solar Array (ก) 2 Strings/ 1 Array และ (ข) 24 Strings/ 1 Array โครงการ อยุธยา 1	47
รูปที่ 3.11 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box ขนาด 17 PV Sub Array โครงการอยุธยา 1	48
รูปที่ 3.12 ไดอะแกรมภายในของอินเวอร์เตอร์โครงการอยุธยา 1	50
รูปที่ 3.13 ตัวอย่างไดอะแกรมการเชื่อมต่อจาก PV Array มายังอินเวอร์เตอร์ (ก) อินเวอร์เตอร์ ขนาด 630kW และ (ข) อินเวอร์เตอร์ขนาด 500kW โครงการอยุธยา 1	51
รูปที่ 3.14 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าฯ โครงการอยุธยา 2	52
รูปที่ 3.15 แบบแปลนโรงไฟฟ้าฯ โครงการอยุธยา 2	53
รูปที่ 3.16 ตัวอย่าง PV Sub Array (ก) 2 Strings/ PV Sub Array และ (ข) 24 Strings/ PV Sub Array โครงการอยุธยา 2.....	55
รูปที่ 3.17 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box ขนาด 17 PV Sub Array โครงการอยุธยา 2	57
รูปที่ 3.18 ไดอะแกรมภายในของอินเวอร์เตอร์โครงการอยุธยา 2	58
รูปที่ 3.19 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าฯ โครงการลพบุรี 6.....	60
รูปที่ 3.20 แบบแปลนโรงไฟฟ้าฯ โครงการลพบุรี 6.....	60
รูปที่ 3.21 ตัวอย่าง PV Sub Array (ก) 15 PV Strings/ PV Sub Array และ (ข) 18 Strings/PV Sub Array โครงการลพบุรี 6.....	62
รูปที่ 3.22 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box ขนาด 7 x PV Sub Array โครงการลพบุรี 6.....	64
รูปที่ 3.23 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box ขนาด 6 x PV Sub Array โครงการลพบุรี 6.....	65
รูปที่ 3.24 วงจรภายในของอินเวอร์เตอร์ EMERSON โครงการลพบุรี 6.....	66
รูปที่ 3.25 วงจรภายในของอินเวอร์เตอร์ ABB โครงการลพบุรี 6.....	67
รูปที่ 3.26 ไดอะแกรมการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ SPV 1500 โครงการลพบุรี อินพุต 1-9 (ก) และ อินพุต 10-15 (ข)	69
รูปที่ 3.27 ไดอะแกรมการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ PVI-500.0-TL-CN โครงการลพบุรี 6.....	69
รูปที่ 3.28 รูปแบบของโรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริง	71
รูปที่ 3.29 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริงทั้ง 4 โครงการ	71

สารบัญญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.30 แบบแปลนของโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริงทั้ง 4 โครงการ	71
รูปที่ 3.31 ไดอะแกรมภายในของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง	74
รูปที่ 3.32 ตัวอย่างการเชื่อมต่อ PV String และ PV Array เข้ากับอินเวอร์เตอร์สตริง, (ก) สำหรับ แผง Polycrystalline silicon และ (ข) สำหรับแผง Amorphous Silicon	75
รูปที่ 3.33 ตัวอย่างตู้ SUB MDB แบบ 7 อินเวอร์เตอร์	77
รูปที่ 3.34 ตัวอย่างตู้ SUB MDB แบบ 8 อินเวอร์เตอร์	78
รูปที่ 3.35 ไดอะแกรมตู้ AC MDB ของโรงไฟฟ้า แบบอินเวอร์เตอร์สตริง.....	78
รูปที่ 3.36 ไดอะแกรมระบบการจัดเก็บข้อมูลค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในของโรงไฟฟ้า.....	80
รูปที่ 3.37 ตัวแปรหลักๆ ที่ใช้ในการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้า.....	85
รูปที่ 3.38 ค่าพลังงานจากการจำลองระบบของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ ขนาด 1.992MW	87
รูปที่ 3.39 ค่าพลังงานจากการจำลองระบบของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง ขนาด 1.9992MW	88
รูปที่ 4.1 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้า ทั้งสองแบบ	91
รูปที่ 4.2 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้า พิจารณาเฉพาะแผง Polycrystalline Silicon	92
รูปที่ 4.3 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้า พิจารณาเฉพาะแผง Amorphous Silicon	93
รูปที่ 4.4 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์กรณีใช้แผง ต่างชนิดกัน	94
รูปที่ 4.5 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้า ที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริงกรณีใช้แผง ต่างชนิดกัน	95
รูปที่ 4.6 เปรียบเทียบเงินลงทุนของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ.....	96
รูปที่ 4.7 การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์.....	97
รูปที่ 4.8 การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง	98

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

แนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้าของไทยในปัจจุบันนี้มีการขยายตัวเพิ่มมากขึ้น แต่สิ่งที่สวนทางกันก็คือเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฟฟ้า ซึ่งหลักๆ ก็คือก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน มีแนวโน้มที่ลดน้อยลง บวกกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเหล่านี้ขึ้นใหม่กลับถูกต่อต้าน ด้วยเหตุผลด้านมลพิษทั้งต่อมนุษย์ และสิ่งแวดล้อม ทำให้บ้านเราหันมาให้ความสำคัญกับพลังงานทดแทนมากขึ้นซึ่งหนึ่งในนั้นก็คือพลังงานแสงอาทิตย์ จะเห็นได้จากการสนับสนุนจากภาครัฐ โดยให้เอกชนและประชาชนที่สนใจมาลงทุนในธุรกิจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีแนวโน้มที่เพิ่มสูงขึ้น โดยจะเห็นได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2555-2573(ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) โดยมีเป้าหมายโครงการ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ช่วงปี 2555-2564 อยู่ที่ 1,806.4 MW และ 1,995.7 MW ในช่วงปี 2565-2573

ธุรกิจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่รัฐบาลให้การสนับสนุนนั้นมีทั้งโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดิน (Solar Farm) และแบบติดตั้งบนหลังคาบ้านที่อยู่อาศัย หรือหลังคาโรงงาน (Solar Rooftop) ในงานวิจัยนี้จะพิจารณาส่วนของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบติดตั้งบนดิน แบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ (Central Inverter) และแบบอินเวอร์เตอร์สตริง (String Inverter) โดยจะศึกษาค่าสมรรถนะ (Performance ratio : PR) ของโรงไฟฟ้า และทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบระหว่างโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ

1.2 ความมุ่งหมายและจุดประสงค์การวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดิน

1.2.2 วิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดินพิกัดติดตั้งไม่ต่ำกว่า 1 MW โดยมีสองรูปแบบ คือแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และแบบอินเวอร์เตอร์สตริง

1.2.3 วิเคราะห์เปรียบเทียบผลของสมรรถนะของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบในระยะยาว และวิเคราะห์ผลด้านเศรษฐศาสตร์

1.2 สมมุติฐานของงานวิจัย

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาและวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน แบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และแบบอินเวอร์เตอร์สตริงที่มีกำลังติดตั้งไม่น้อยกว่า 1 MW โดยค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าจะมีค่าแตกต่างกันไปตามรูปแบบของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ และพื้นที่ติดตั้งที่ต่างกัน

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1.3.1 ศึกษาการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน รูปแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และรูปแบบอินเวอร์เตอร์สตริง

1.3.2 วัดและจัดเก็บข้อมูลพลังงานไฟฟ้า และค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้อง ณ พื้นที่ติดตั้งโรงไฟฟ้า เพื่อนำมาศึกษาค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าแต่ละแบบอย่างน้อย 1 ปี

1.3.3 วิเคราะห์เปรียบเทียบผลของค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าทั้งสองรูปแบบประเมินข้อดีข้อเสียรวมทั้งผลทางด้านเศรษฐศาสตร์

1.4 ขั้นตอนการวิจัย

1.4.1 ศึกษาข้อมูลการออกแบบและสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

1.4.2 ศึกษาสมรรถนะของโรงไฟฟ้า และทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าสองรูปแบบ

1.4.3 สรุปผลการวิเคราะห์และเปรียบเทียบค่าสมรรถนะ

1.4.4 เขียนวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 ทำให้ทราบข้อมูลในการออกแบบสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินทั้งแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และแบบอินเวอร์เตอร์สตริง

1.5.2 ทำให้ทราบข้อมูลค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดินทั้งสองแบบ

1.5.3 ใช้เป็นข้อมูลในการพิจารณาสำหรับเลือกรูปแบบที่เหมาะสมในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดินในอนาคต

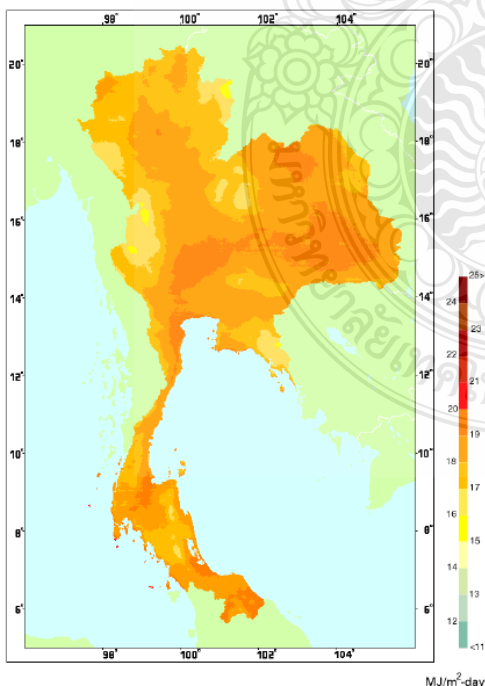
บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานทางเลือกที่ทั่วโลกสนใจนำมาใช้เพื่อทดแทนพลังงานเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน ซึ่งพลังงานเหล่านี้มีแนวโน้มที่ลดลงและอาจหมดไปในอนาคตอันใกล้ [9] นอกจากนี้ยังส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ทำให้มีการพัฒนาเพื่อนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้เพื่อทดแทนเรื่อยๆ ดังจะเห็นเทคโนโลยีเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน อาทิ การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน และการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความเย็น เป็นต้น

การศึกษาข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์เป็นสิ่งจำเป็น เพราะจะทำให้ทราบถึงความเหมาะสมของแต่ละพื้นที่สำหรับการนำเทคโนโลยีด้านพลังงานแสงอาทิตย์ไปใช้ให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด โดยศึกษาสภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยนั้น กรมพัฒนา และส่งเสริมพลังงานร่วมกับคณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร ได้ทำการศึกษาและจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) ดังแสดงในรูปที่ 2.1 พบว่า 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดในประเทศไทยนั้นจะ



ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีอยู่ที่ 19-20 MJ/m²-day โดยส่วนใหญ่จะครอบคลุมบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่างและบางส่วนของพื้นที่ภาคกลาง, 50.2% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีอยู่ที่ 18-19 MJ/m²-day และมีเพียง 0.5% ของพื้นที่ทั้งหมดเท่านั้นที่ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีอยู่ที่ 16 MJ/m²-day โดยค่าพลังงานแสงอาทิตย์รายวันต่อปีของประเทศไทยโดยเฉลี่ยแล้วอยู่ที่ประมาณ 18 MJ/m²-day หรือ 5.0 kWh/m²-day ซึ่งถือได้ว่ามีศักยภาพค่อนข้างสูง

รูปที่ 2.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยเฉลี่ยตลอดปี [5]

2.2 เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพสูง ดังนั้นจึงมีการพัฒนาเทคโนโลยีในด้านนี้มากขึ้น โดยมีทั้งเทคโนโลยีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน และการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความเย็น เป็นต้น สำหรับประเทศไทยจะนิยมกันมาก 2 รูปแบบ คือ เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าและเทคโนโลยีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน ในเนื้อหานี้จะนำเสนอเฉพาะเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า โดยเทคโนโลยีนี้เป็นระบบที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์เป็นตัวผลิตกระแสไฟฟ้า สามารถจำแนกได้ 3 รูปแบบ คือ [10],[11]

2.2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand Alone System)

ระบบนี้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าแบบแยกอิสระ โดยไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบสายส่งไฟฟ้าเหมาะสำหรับพื้นที่ชนบทที่อยู่ห่างไกลระบบสายส่งไฟฟ้าเข้าไม่ถึง โดยส่วนประกอบหลักจะประกอบไปด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และอินเวอร์เตอร์แบบอิสระ พลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ในเวลากลางวันจะจ่ายให้กับโหลดในกรณี โหลดเป็นระบบไฟฟ้ากระแสตรง ถ้าโหลดเป็นระบบไฟฟ้ากระแสสลับจำเป็นต้องผ่านอินเวอร์เตอร์เพื่อแปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับเสียก่อน พลังงานส่วนเกินหลังจากจ่ายไปยังโหลดในเวลากลางวันจะถูกประจุเก็บไว้ในแบตเตอรี่เพื่อจ่ายให้กับโหลดในเวลากลางคืน

2.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (PV Grid Connected System)

ระบบนี้จำเป็นต้องเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย จึงเหมาะสำหรับเขตเมืองหรือในเขตชุมชนที่ระบบจำหน่ายเข้าถึง ระบบจะผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยมีอินเวอร์เตอร์ชนิดต่อกับระบบจำหน่ายเพื่อแปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ และจ่ายให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงเฉพาะในช่วงเวลากลางวันเท่านั้น

2.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

ระบบนี้เป็นระบบที่ออกแบบเพื่อใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใช้งานร่วมกับอุปกรณ์หรือระบบผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับพลังงานลม และเครื่องยนต์ดีเซล ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับพลังงานลมและไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยระบบนี้จะมีรูปแบบที่แตกต่างกันไปตามการออกแบบ และวัตถุประสงค์ของโครงการนั้นๆ

2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้ากับระบบจำหน่าย

จากนโยบายของภาครัฐที่ส่งเสริมและสนับสนุนให้ภาคเอกชนและประชาชนที่สนใจลงทุนในธุรกิจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผลิตไฟฟ้าและเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย เพื่อขายไฟฟ้าให้กับกรไฟฟ้า แบ่งเป็น 2 รูปแบบคือ

2.3.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar farm)

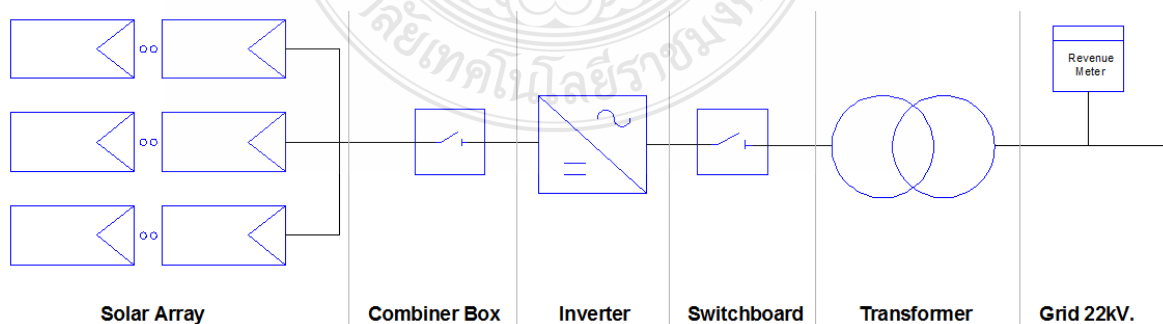
เป็นระบบที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยติดตั้งบนพื้นดิน โดยเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงผ่านอินเวอร์เตอร์ จากนั้นผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นเพื่อเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในระดับแรงดันปานกลางหรือแรงดันสูง

2.3.2 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะติดตั้งบนหลังคาอาคารพาณิชย์ หรือบ้านที่อยู่อาศัย แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงผ่านอินเวอร์เตอร์ และจ่ายไปยังระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในระบบแรงดันต่ำ โดยขนาดติดตั้งอยู่ที่ไม่เกิน 1MWp. สำหรับอาคารพาณิชย์ และไม่เกิน 10kWp. สำหรับบ้านที่อยู่อาศัย

2.4 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar farm)

จากที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นว่าระบบนี้เป็นการผลิตไฟฟ้า และจ่ายเข้าไประบบจำหน่ายของการไฟฟ้าโดยตรงเฉพาะในช่วงเวลากลางวันจะไม่มีภาระประจุพลังงานเก็บไว้ในแบตเตอรี่ โดยส่วนประกอบหลักๆของระบบ มีดังนี้

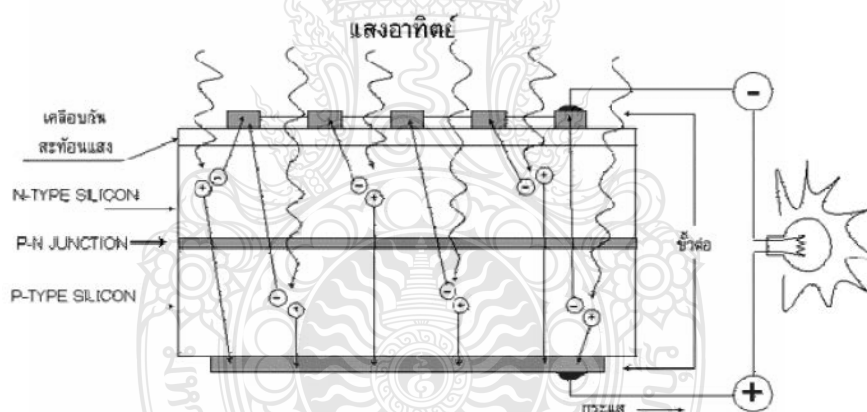


รูปที่ 2.2 ส่วนประกอบหลักของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.4.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Module)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้มาจากการนำเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) มาต่ออนุกรมกันในจำนวนและขนาดที่เหมาะสมเพื่อให้แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงขึ้น โดยเซลล์แสงอาทิตย์เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่ถูกสร้างขึ้นมาจากสารกึ่งตัวนำโครงสร้างเซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้กันมากที่สุดคือรอยต่อพีเอ็นของสารกึ่งตัวนำ สามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงโดยตรง ลักษณะรูปร่างของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผ่นจะเป็นวงกลมเส้นผ่านศูนย์กลางประมาณ 5-8 นิ้ว หรือเป็นแผ่นสี่เหลี่ยมจัตุรัสมีความยาวด้านละประมาณ 150 มิลลิเมตร และหนา 200-300 ไมครอน หรือประมาณ 0.2-0.3 มิลลิเมตร

เมื่อมีแสงกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเกิดการสร้างพาหะนำไฟฟ้าประจุลบ (อิเล็กตรอน) และประจุบวก (โฮล) ขึ้น โครงสร้างของรอยต่อพีเอ็นจะทำหน้าที่สร้างสนามไฟฟ้าเพื่อแยกอิเล็กตรอนให้ไหลไปยังขั้วลบ และโฮลไปยังขั้วบวก ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าขึ้นตรงขั้วบวกและลบ และเมื่อต่อโหลดที่ขั้วทั้งสองก็จะเกิดกระแสไฟฟ้าไหล



รูปที่ 2.3 หลักการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ [7]

ในปัจจุบันเทคโนโลยีในการพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มแพร่หลาย สามารถสร้างและนำเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้ในเชิงพาณิชย์มีทั้งหมด 5 ชนิด คือ

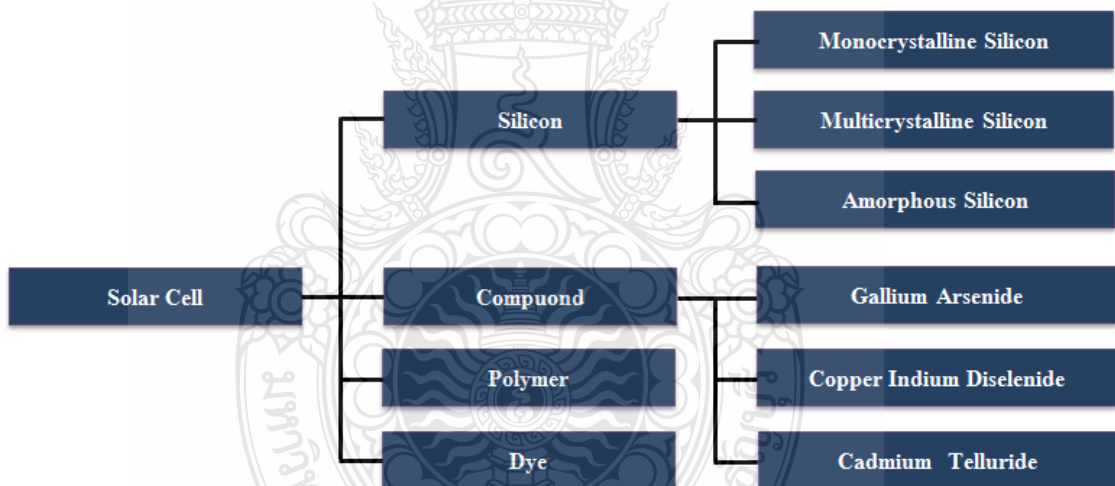
1. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน หนาประมาณ 200-300 ไมครอน มีประสิทธิภาพ 15-17%

2. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกมัลติคริสตัลไลน์ซิลิคอน (Multicrystalline Silicon Solar Cell) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกมัลติคริสตัลไลน์ซิลิคอน มีความหนาประมาณ 180-220 ไมครอน ประสิทธิภาพประมาณ 12-15% เป็นชนิดที่ใช้กันมากที่สุดในปัจจุบัน

3. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell) มีลักษณะเป็นฟิล์มบาง หนาประมาณ 0.5-1.0 ไมครอน มีประสิทธิภาพประมาณ 6-8 %

4. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกแกเลียมอาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide Solar Cell) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีราคาแพงมาก มีประสิทธิภาพสูงถึง 25% ขึ้นไปใช้งานสำหรับดาวเทียมไม่นิยมนำมาใช้บนพื้นโลก

5. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางของสารประกอบตระกูลทองแดงอินเดียมแกเลียมอาร์เซไนด์ และตระกูลแคดเมียมเทลลูไรด์ เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้มีการใช้งานน้อย

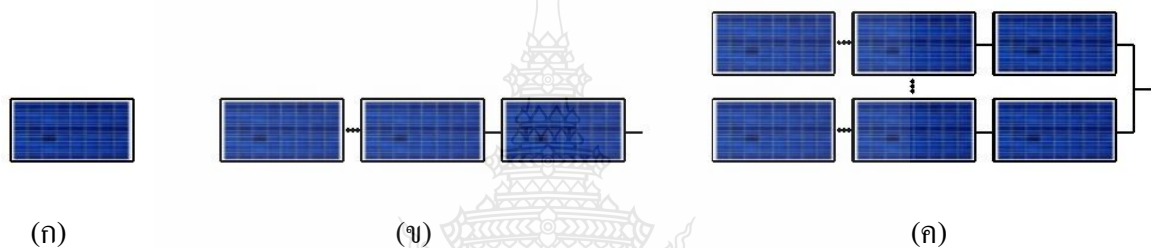


รูปที่ 2.4 ตัวอย่างสารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้ในการสร้างเซลล์แสงอาทิตย์

ค่าประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะมีค่าแตกต่างกันออกไปตามชนิดของวัสดุที่ใช้และกระบวนการสร้างแล้วนั้น นอกจากนี้ยังมี 2 ตัวแปรที่ทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกันคือ ความเข้มแสงจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับกระแสไฟฟ้า เมื่อความเข้มแสงมีค่าสูงกระแสไฟฟ้าจะสูงขึ้นตามไปด้วย ส่วนแรงดันไฟฟ้าแทบจะไม่เปลี่ยนแปลงตามความเข้มแสงมากนัก อีกหนึ่งตัวแปรก็คือ

อุณหภูมิจะส่งผลต่อแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นแรงดันไฟฟ้าจะมีค่าลดลง แต่กระแสไฟฟ้าจะไม่แปรผันตามอุณหภูมิ โดยเฉลี่ยแล้วทุกๆ 1 องศาที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.5% อุณหภูมิมาตรฐานที่ใช้ในการกำหนดประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์จะอยู่ที่ 25 °C

เมื่อต้องการเพิ่มกำลังผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถทำได้โดยการนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อเข้าด้วยกัน โดยต่อแผงอนุกรมกันเรียกว่า String จะทำให้แรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และเมื่อนำชุด String ต่อขนานกันหลายๆชุดจะเรียกว่า Array จะทำให้ค่ากระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

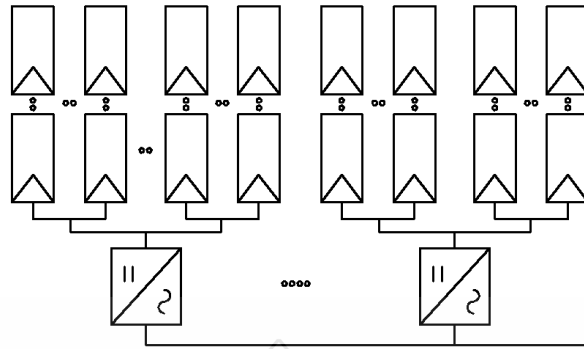


รูปที่ 2.5 ตัวอย่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ก), รูปแบบสตริง (ข) และรูปแบบอาร์เรย์ (ค)

2.4.2 อินเวอร์เตอร์แบบต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (Grid-Connected Inverter)

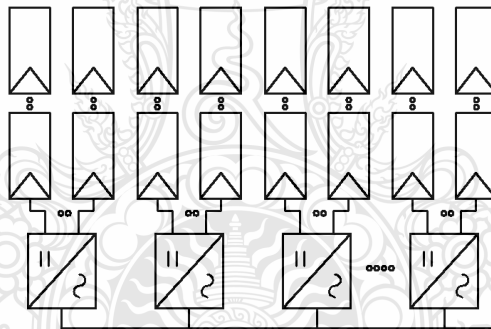
อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์สำหรับแปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC) เป็นกระแสสลับ (AC) โดยลักษณะรูปคลื่นฝั่งกระแสสลับควรจะเป็นสัญญาณไซน์ (Sine Wave) ให้มากที่สุด อินเวอร์เตอร์แบบต่อเข้ากับระบบจำหน่ายมีทั้งเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหนึ่งเฟสและสามเฟส รูปแบบการควบคุมจะใช้รูปแบบ PWM ซึ่งจะต้องคำนึงถึงคุณภาพไฟฟ้าเป็นสำคัญ โดยมีค่า THD น้อยกว่า 5% พร้อมทั้งมีระบบ Maximum PowerPoint Tracking ควบคุมระดับแรงดันด้านอินพุตของอินเวอร์เตอร์ ระบบป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding) ในกรณีระบบจำหน่ายไฟฟ้าดับลง และระบบอื่นๆตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์ที่นิยมใช้กันในระบบ Solar farm จะมีอยู่ 2 แบบ คือ

1. อินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ (Central Inverter) เป็นอินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่ จะเชื่อมต่อในระดับอาร์เรย์ มีขนาดประมาณ 100kW-2,500kW [13]



รูปที่ 2.6 ตัวอย่างรูปแบบการเชื่อมต่ออาร์เรย์เข้ากับอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์

2. อินเวอร์เตอร์สตริง (String Inverter) เป็นอินเวอร์เตอร์ขนาดเล็กตั้งแต่ 2kW-60kW [13] การเชื่อมต่อจะอยู่ในระดับสตริง อาจใช้สตริงเดียวหรือหลายๆ สตริงต่อหนึ่งอินเวอร์เตอร์ ขึ้นอยู่กับการออกแบบและขนาดของอินเวอร์เตอร์



รูปที่ 2.7 ตัวอย่างรูปแบบการเชื่อมต่อชุดสตริงเข้ากับอินเวอร์เตอร์สตริง

2.4.3 หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)

หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์เปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้าทั้งเพิ่มและลดขึ้นอยู่กับการใช้งาน สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นหม้อแปลงไฟฟ้าจะทำหน้าที่เพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นเท่ากับพิกัดแรงดันระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 22 kV หรือ 33 kV สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย โดยทั่วไปจะติดตั้งภายนอกอาคารส่วนใหญ่จะนิยมใช้หม้อแปลงแบบน้ำมัน (Oil - Immersed Type Transformer) หม้อแปลงชนิดนี้จะใช้น้ำมันเป็นฉนวนและตัวระบายความร้อน มีราคาถูก การบำรุงรักษาไม่ยุ่งยาก หม้อแปลงแบบน้ำมันยังแบ่งได้เป็น 3 แบบคือ

1. Hermetically Sealed เป็นแบบตัวถังปิดสนิท เพื่อป้องกันความชื้นและอากาศเข้าไปข้างในตัวหม้อแปลง สามารถแบ่งได้อีก 2 ชนิดคือ แบบปิดสนิทแบบไม่มีก๊าซใดๆภายใน และชนิดปิดสนิทแบบเติมอากาศแห้งหรือก๊าซเฉื่อย



รูปที่ 2.8 ตัวอย่างหม้อแปลงน้ำมันแบบตัวถังปิดสนิท [15]

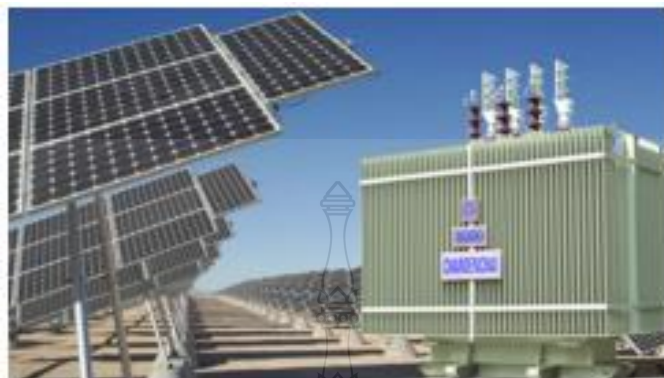
2. Open Type With Conservator Tank เป็นแบบน้ำมันชนิดมีถังพักน้ำมันสำรอง (Conservator tank) ติดตั้งกับตัวถังหม้อแปลง



รูปที่ 2.9 ตัวอย่างหม้อแปลงน้ำมันชนิดมีถังพักน้ำมันสำรอง [15]

3. Special Transformers เป็นหม้อแปลงแบบน้ำมันที่สร้างขึ้นพิเศษเฉพาะงาน เช่น สำหรับใช้งานด้าน VSPP และ SPP หม้อแปลงชนิดนี้จะเป็นแบบ Step up , หม้อแปลงสำหรับระบบ

Solar farm หม้อแปลงชนิดนี้จะเป็นหม้อแปลงที่ถูกออกแบบให้ Low loss โดยเฉพาะในช่วง No load loss และประสิทธิภาพต้องมากกว่า 99.0% เป็นต้น



รูปที่ 2.10 ตัวอย่างหม้อแปลงแบบน้ำมันสำหรับงานด้าน Solar farm [15]

2.4.4 Combiner Box และ Switch Board

นอกจากอุปกรณ์หลักๆอย่าง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และหม้อแปลงไฟฟ้าแล้วยังมีชุดอุปกรณ์ไว้สำหรับป้องกันและตัดวงจรทั้งทางด้านกระแสตรงและกระแสสลับ คือ

1. Combiner box คือกล่องรวมสายทางด้านกระแสตรงก่อนเข้าอินเวอร์เตอร์ โดยจะรวมสาย String หรือ Array อุปกรณ์ภายในอาจใช้เป็น ฟิวส์, สวิตช์ตัดโหลด หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ ขึ้นอยู่กับการออกแบบ และยังมีติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันลัดวงจรกระแสตรง เพื่อป้องกันความเสียหายจากฟ้าผ่าด้วย



รูปที่ 2.11 ตัวอย่างตู้ Combiner Box [16]

2. Switchboard เป็นตู้เมนไฟฟ้า ทำหน้าที่ตัดวงจรและป้องกันระบบไฟฟ้า กระแสลัดด้านแรงดันต่ำ อุปกรณ์ป้องกันภายในตู้สวิตช์บอร์ดโดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิด Molded Case Circuit Breaker (MCCB) หรือ Air Circuit Breaker (ACB) ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับ การออกแบบ และขนาดของโหลดของระบบ นอกจากนี้ยังมีอุปกรณ์ป้องกันลัดกระแสลัด เพื่อ ป้องกันเพื่อป้องกันความเสียหายจากฟ้าผ่าทางด้านกระแสลัด



รูปที่ 2.12 ตัวอย่างตู้ Switchboard ชนิดติดตั้งภายนอกอาคาร (Outdoor) [17]

2.5 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเชื่อมต่อระบบ Solar farm เข้ากับระบบโครงข่ายการไฟฟ้านั้นจำเป็นต้องปฏิบัติตาม ตามรูปแบบและข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ล่าสุด พ.ศ 2559) [12] โดยมีรายละเอียดการเชื่อมต่อตามรูปแบบที่ 7 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือ คอนเวอร์เตอร์ขนาดพิกัดรวมกันมากกว่า 1 MW เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 kV และยังมีมาตรฐาน อุปกรณ์ไฟฟ้างานนี้

1. อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ

อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) ชนิดทำงานด้วยมือ (Manual) และสวิตช์ชนิดตัดโหลด (Load Break Switch) เป็นอุปกรณ์ที่จะใช้ในการแยกระบบระหว่างผู้ขอใช้บริการ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่เปิด สวิตช์ ซึ่งผู้ขอใช้บริการจะต้อง เป็นผู้จัดหาสวิตช์ตัดตอนหรือสวิตช์ชนิดตัดโหลดเอง เพื่อความ ปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงต้องสามารถมองเห็นใบมีดของ สวิตช์ตัดตอนได้ในขณะปลด หากเป็นชุดสวิตช์ (Group switch) จะต้องสามารถล็อกคั่นโยกได้ใน

ตำแหน่งปลดด้วย สำหรับรายละเอียดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ฟักัดแรงดันกลางและแรงดันสูงจะต้องเป็นแบบที่มีการบำรุงรักษาน้อย และให้มีคุณสมบัติทางเทคนิคของเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นที่ยอมรับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีรายละเอียดหลัก ดังนี้

1) เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ตัวดับอาร์กชนิดสูญญากาศ หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ตัวดับอาร์กชนิดก๊าซ SF6

2) ฟักัดแรงดันตามมาตรฐานสากล

3) ฟักัด short circuit breaking current in 1 second ขนาด 25 กิโลแอมป์สำหรับระบบ หรือ 33 กิโลโวลต์และขนาด 31.5 กิโลแอมป์หรือ 40 กิโลแอมป์สำหรับระบบ 115 กิโลโวลต์ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับระดับกระแสลัดวงจร ณ จุดที่เชื่อมต่อ

4) สารบัญคุณสมบัติทางเทคนิคของเซอร์กิตเบรกเกอร์ฟักัดแรงดันต่ำ (380/220 โวลต์) ให้สอดคล้อง ตามมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสารบัญประเทศไทยของสมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย (วสท.)

2. อุปกรณ์ประกอบอื่นๆ

1) ระบบป้องกันสามารถใช้เลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง (27R) หรือเทียบเท่าได้

2) หม้อแปลงกระแสไฟฟ้าสำหรับระบบป้องกัน จะต้องใช้ Class 5P20 หรือดีกว่า

3. เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter)

1) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องสามารถตรวจวัดและบันทึกค่าทางไฟฟ้าแบบ True RMS ทั้ง 3 เฟส โดย แบ่งเป็น 2 ประเภท คือ Profile Recording และ Event Recording

2) Profile Recording เป็นการบันทึกค่า RMS ของค่าเฉลี่ย ค่าต่ำสุด และค่าสูงสุด ต่อเนื่องทุกๆ 10 นาที ประกอบด้วยแรงดันไฟฟ้า (Voltage), กระแสไฟฟ้า (Current), กำลังไฟฟ้าจริง (Real Power), กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Reactive Power), กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power), ตัวประกอบ กำลังไฟฟ้า (Power Factor), ฮาร์โมนิกแรงดัน (Voltage Harmonics) และฮาร์โมนิกกระแส (Current Harmonics), ฮาร์โมนิกกำลัง (Power Harmonics) ได้ถึงลำดับที่ 50th แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) ประกอบด้วย Unbalance Factor, แรงดันไฟฟ้าลำดับบวก (Positive Sequence Voltage), แรงดันไฟฟ้าลำดับลบ (Negative Sequence Voltage), แรงดันไฟฟ้าลำดับศูนย์ (Zero Sequence Voltage) และไฟกะพริบ (Flicker) ประกอบด้วย ด้รชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values , Pst), ด้รชนีไฟกะพริบ ระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt)

3) Event Recording เป็นการบันทึกข้อมูลรูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าของเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag/Dip)

แรงดันไฟฟ้าเกิน ชั่วขณะ (Voltage Swell) และไฟดับช่วงสั้น (Short Interruption) โดยมีอัตราการสุ่มสัญญาณอย่างน้อย 128 samples/cycle และสามารถปรับค่า Trigger เพื่อเริ่มการบันทึกได้

4) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61000-4-30 (Power Quality Measurement Method) Class A, IEC 61000-4-7 (Harmonics) และ IEC 61000-4-15 (Flicker)

5) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีหน่วยความจำภายในที่สามารถบันทึกข้อมูลการตรวจวัดเป็นระยะเวลา อย่างน้อย 30 วัน โดยข้อมูลไม่เกิดการสูญหาย

6) การใช้งานเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีอุปกรณ์สำรองไฟ (Uninterruptible Power Supply) ซึ่งมี ระยะเวลาในการสำรองไฟอย่างน้อย 15 นาทีในกรณีที่เกิดไฟดับ และเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมี ฟังก์ชันการสตาร์ทอัตโนมัติเมื่อไฟกลับคืนมา

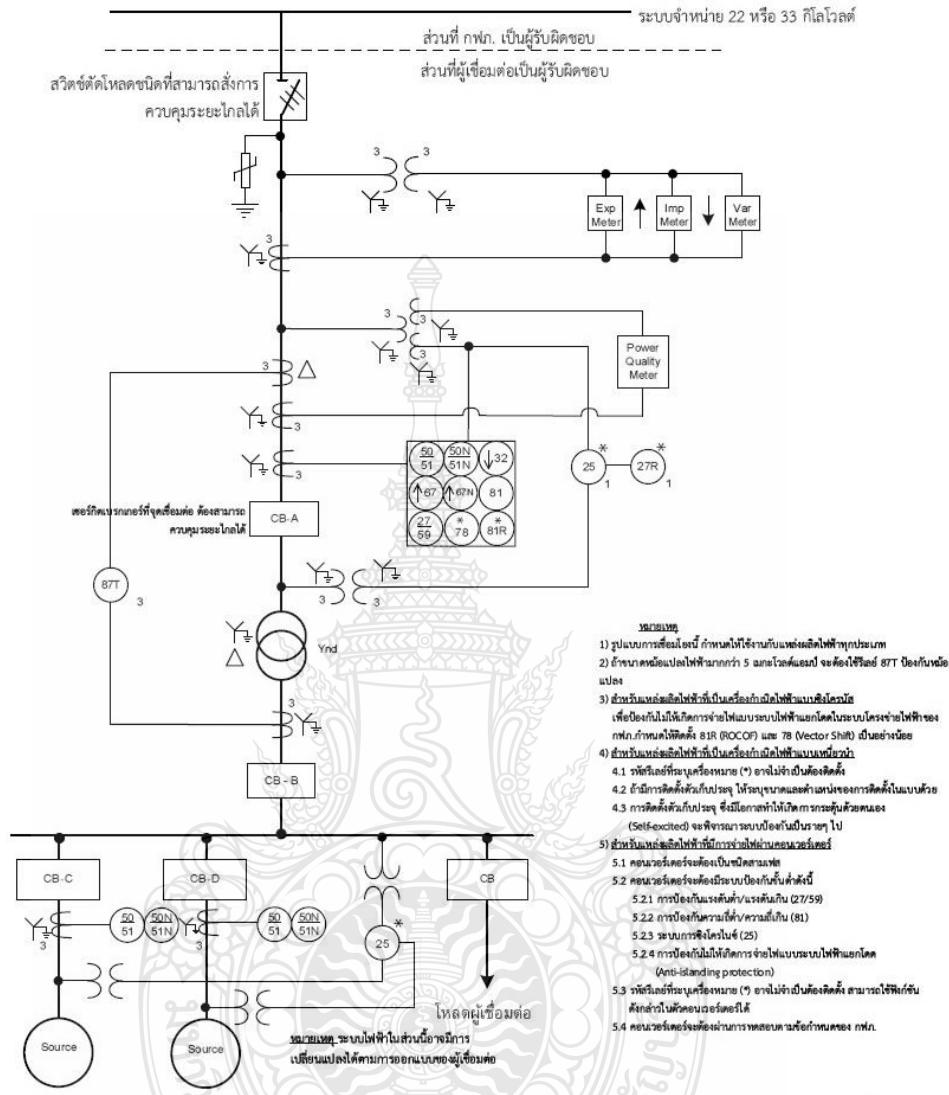
4. มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า

อุปกรณ์ไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐานอ้างอิงตามรายการ หรือที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยอมรับดังนี้

อุปกรณ์ไฟฟ้า	มาตรฐานอ้างอิง
มาตรวัดไฟฟ้า (Meter)	มอก.1030, มอก.2543 และ มอก.2544 หรือ IEC 62052-11, IEC 62053-21, IEC 62053-22 และ IEC 62053-23
หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument transformer)	IEC 61869-1, IEC 61869-2 (สำหรับหม้อแปลงกระแส) และ IEC 61892-3 (สำหรับหม้อแปลงแรงดัน)
รีเลย์ระบบป้องกัน (Protection relay)	IEC 60255 โดยผู้ผลิตใน Vendor list ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)	IEC 62271-100 หรือ IEC 62271-200
โหลดเบรกสวิตช์ (Load break switch) - โหลดเบรกสวิตช์สำหรับระบบ 115 เควี - โหลดเบรกสวิตช์สำหรับระบบ 22 และ 33 เควี	- IEC 62271-104 หรือ IEEE 1247, IEEE C37.09 และ IEEE C37.016 - IEC 62271-103
สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) และ สวิตช์ต่อลงดิน (Earthing switch)	IEC 62271-102
ดรอปเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ (Dropout fuse cutout)	IEEE C37.42
กั๊บดักเสิร์จ (Surge arrester)	มอก.2366 หรือ IEC 60099-4

รูปที่ 2.13 มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้าตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [9]

รูปแบบที่ 7. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือคอนเวอร์เตอร์ ขนาดพิกัดรวมกันมากกว่า 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์



- หมายเหตุ**
- รูปแบบการเชื่อมโยงนี้ กำหนดให้ใช้งานกับแหล่งผลิตไฟฟ้าทุกประเภท
 - ถ้าขนาดของแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 เมกะโวลต์แอมป์ จะต้องใช้ชื่อย่อ 87T แทนชื่อย่อ 87T
 - สำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครวัตต์ เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. กำหนดให้ติดตั้ง 81R (ROCOF) และ 78 (Vector Shift) เป็นอย่างน้อย
 - สำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ
 - จัดเรียงลำดับของชื่อย่อ (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
 - ถ้ามีการติดตั้งตัวเก็บประจุ ให้ระบุขนาดและค่าแทนของการติดตั้งในแบบด้วย
 - การติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งมีโอกาสทำให้เกิดการกระตุ้นด้วยตนเอง (Self-excited) จะพิจารณาระบบป้องกันอีกรายๆ ไป
 - สำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีการจ่ายไฟผ่านคอนเวอร์เตอร์
 - คอนเวอร์เตอร์จะต้องเป็นชนิดสามเฟส
 - คอนเวอร์เตอร์จะต้องมีระบบป้องกันกันตัวสั้น
 - การป้องกันแรงดันต่ำ/แรงดันเกิน (27/59)
 - การป้องกันความถี่ต่ำ/ความถี่เกิน (81)
 - ระบบการดึงโรนิน (25)
 - การป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-islanding protection)
 - จัดเรียงลำดับของชื่อย่อ (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง สามารถใช้ฟังก์ชันคล้ายค่าในวิศวกรรมรีเลย์ได้
 - คอนเวอร์เตอร์จะต้องผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟภ.

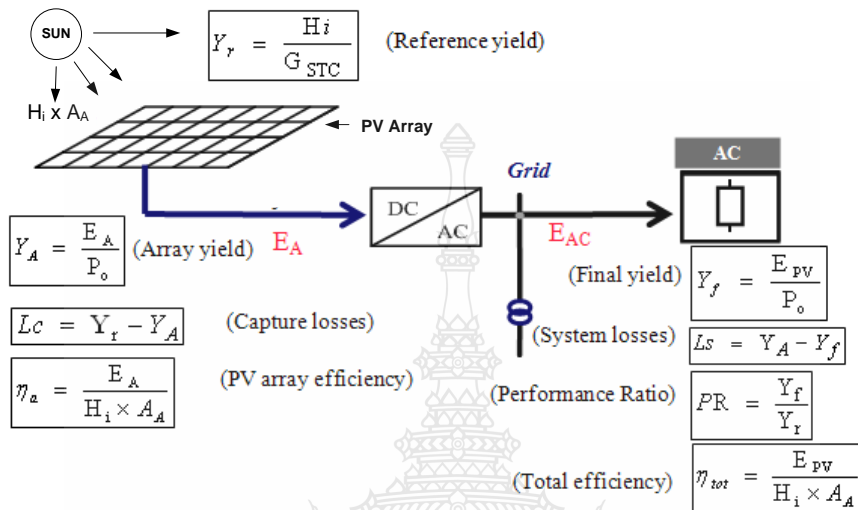
รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์เชิงโรนิน	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A, CB-C, CB-D
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งทริป CB-A และ CB-B
78 & 81R	รีเลย์ป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด	สั่งทริป CB-A
32	รีเลย์คำสั่งไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-A

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

รูปที่ 2.14 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รูปแบบที่ 7 [9]

2.6 สรรณะของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

การหาค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายจะอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61724 โดยมีค่าตัวแปรต่างๆที่สำคัญดังนี้



รูปที่ 2.15 ตัวแปรต่างๆในการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [7]

จากรูปที่ 2.15 แสดงตัวแปรต่างๆสำหรับประเมินค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยค่าพลังงานรังสีแสงอาทิตย์ (H_i) ตกกระทบมายังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตเป็นค่าพลังงาน (E_a) ในรูปแบบของระบบ DC จ่ายไปยังอินเวอร์เตอร์ ซึ่งระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปยังอินเวอร์เตอร์ก็จะมีสูญเสียเรียกว่า Capture losses (L_c) และเมื่อเข้ามายังอินเวอร์เตอร์ จะทำหน้าที่แปลงระบบ DC เป็น AC และค่าพลังงาน (E_{Grid}) ก็ถูกป้อนเข้าไปยังจุดเชื่อมต่อ โดยสมรรถนะของระบบก็จะใช้ตัวแปรต่างๆที่กล่าวมาข้างต้น รวมทั้งตัวแปรอื่นๆ เข้ามาพิจารณาดังนี้

2.5.1 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Yield)

$$Y_A = E_a / P_o \quad (2.1)$$

2.5.2 พลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ในทางทฤษฎี (Reference Yield)

$$Y_r = H_i / G_{STC} \quad (2.2)$$

2.5.3 พลังงานไฟฟ้าที่นำไปใช้จริงที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (Final Yield)

$$Y_f = E_{Grid} / P_o \quad (2.3)$$

2.5.4 พลังงานสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Capture Losses)

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (2.4)$$

2.5.5 พลังงานสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (System Losses)

$$L_S = Y_A - Y_f \quad (2.5)$$

2.5.6 สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Performance Ratio, PR)

$$PR = Y_f / Y_r \quad (2.6)$$

2.5.7 ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Efficiency)

$$\eta_a = E_a / H_i A_A \quad (2.7)$$

2.5.8 ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Total Efficiency)

$$\eta_{tot} = E_{Grid} / H_i A_A \quad (2.8)$$

2.5.9 พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

$$E_a = V_{dc} \times I_{dc} \times T_i \quad (2.9)$$

2.5.10 พลังงานรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบลงแผงเซลล์แสงอาทิตย์

$$H_i = G_i \cdot T_{im} \quad (2.10)$$

2.5.11 พลังงานที่จ่ายออกไปยังโหลดหรือจุดเชื่อมต่อ

$$E_{grid} = V_{ac} \cdot I_{ac} \cdot Time \quad (2.11)$$

โดยที่

Y_A = พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อกำลังไฟฟ้าติดตั้ง (kWh/kWp)

E_a = พลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh)

P_O = กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

Y_r = พลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ในทางทฤษฎี (kWh/kWp)

H_i = พลังงานรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบลงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

G_{STC} = ค่าความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ที่ STC (1,000 W/m²)

Y_f = พลังงานไฟฟ้าที่นำไปใช้จริงที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh/kWp)

E_{Grid} = พลังงานที่จ่ายออกไปยังโหลดหรือจุดเชื่อมต่อ (kWh)

L_C = พลังงานที่สูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

L_S = พลังงานสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

PR = สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

η_a = ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

A_A = พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (m^2)

η_{tot} = ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

V_{dc} = แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงที่ขั้วของ PV Array (V)

I_{dc} = กระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก PV Array (A)

T_i = ระยะเวลาที่ PV Array จ่าย V_{dc} และ I_{dc} (Hours, h)

G_i = ค่าความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ที่ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับจริง (kW/m^2)

T_{im} = ระยะเวลาที่ PV Array จ่าย V_{dc} และ I_{dc} (Hours, h)

V_{ac} = แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงที่ขั้วของ PV Array (V)

I_{ac} = กระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก PV Array (A)

$Time$ = ระยะเวลาที่ระบบ จ่าย V_{ac} และ I_{ac} เข้าระบบจำหน่าย (Hours, h)

2.7 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การคำนวณเกี่ยวกับการไหลเวียนของเงินในโครงการต่างๆ (Cash flow) โดยทั่วไปจะมี 2 วิธี คือ Static และ Dynamic แบบที่สองจะทำให้มองเห็นการไหลเวียนเงินสดผ่านปัจจัยต่างๆ ได้ดีกว่าแบบแรก และในงานวิจัยนี้จะขออธิบายวิธี Dynamic รูปแบบ Annuity Method ในการพิจารณาเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.7.1 Annuity Method

หลักทั่วไปของวิธีนี้คือวิธีคิดเงินรายได้เป็นรายปี โดยจะคิดในรูปแบบอนุกรมของการชำระหนี้ วิธีคิดเงินรายได้เป็นรายปีจะมีค่าตรงกับการไหลเวียนของเงินสดเฉลี่ยประจำปีซึ่งมีวิธีการคำนวณตามสมการ (2.12)

$$A = NPV \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.12)$$

เมื่อ	a	=	Annuity (จำนวนเงินที่จะต้องชำระต่อปี)
	NPV	=	(Net Present Value) เงินลงทุนปัจจุบันสุทธิ
	i	=	ดอกเบี้ย
	n	=	จำนวนปีในการวางแผน (ปี)

จากสมการ (2.12) พจน์ตัวแปรอนุกรมที่เป็นตัวคูณเงินลงทุนปัจจุบัน (NPV) นั้น เรียกว่า Annuity Factor ซึ่งสามารถที่จะคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์และนำมาแสดงเป็นตารางได้ดัง ตารางที่ 2.1 ตามระยะเวลาในการวางแผนและดอกเบี้ยที่กำหนดในอัตราต่างๆ

ตารางที่ 2.1 Annuity Factor โดยทั่วไปของดอกเบี้ยที่กำหนดและปีของโครงการ [7]

	$n = 5$	$n = 10$	$n = 15$	$n = 20$	$n = 25$
$i = 5$	23.10	12.95	9.63	8.02	7.10
$i = 8$	25.05	14.90	11.68	10.19	9.37
$i = 10$	26.38	16.27	13.15	11.75	11.02
$i = 20$	33.44	23.85	21.39	20.54	20.21

เงินลงทุนปัจจุบันสุทธิ (NPV) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.13)

$$NPV = \sum_{t=0}^n NCF_t (1+i)^{-t} \quad (2.13)$$

เมื่อ:

- NPV = (Net Present Value) เงินลงทุนปัจจุบันสุทธิ
- NCF_t = กระแสเงินสดสุทธิที่เวลา t
- t = เวลาของกระแสเงินสด
- i = ดอกเบี้ย
- n = จำนวนปีในการวางแผน (ปี)

2.7.2 วิธีคำนวณราคาไฟฟ้า

จากยอดค่าใช้จ่ายที่ต้องดำเนินการจากวิธีการ Annuity Method ทำให้เราทราบค่าใช้จ่ายต่อปีที่จะต้องจ่าย ดังนั้นก็จะสามารถหารราคาพลังงานต่อ kWh ในทุก ๆ ปีได้โดยหารด้วยความต้องการพลังงานของปีโดยคำนวณจากสมการ (2.14)

$$C_{el} = \frac{A_{total}}{E_{demand}} \quad (2.14)$$

เมื่อ	C_{el}	=	ราคาค่าพลังงาน [ราคา/kWh]
	A_{total}	=	ค่าใช้จ่ายรวมประจำปี
	E_{demand}	=	ความต้องการพลังงานต่อปี [kWh]

2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ผู้วิจัยได้ทำการศึกษางานวิจัยที่มีเนื้อหาที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดย Mr. Jiang Fan (2017) [1] ได้ทำการศึกษาผลของมุมและทิศในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาต่อสมรรถนะของระบบ โดยติดตั้งบนหลังคาอาคารของ Singapore Polytechnic ประเทศสิงคโปร์ ทั้งหมด 13 ระบบ แต่ละระบบมีขนาด 1.23kWp. แยกเป็นการติดตั้งที่มุม 0 องศา, 10 องศา, 20 องศา, และ 30 องศา และปรับทิศทางของชุดสตริงไปในทิศที่ตั้ง ทำการศึกษาและเปรียบเทียบผลพบว่าค่า final yield รายเดือนของทั้ง 13 ระบบอยู่ในช่วง 62 kWh/kWp. ถึง 111 kWh/kWp. และมุมที่ 10 องศา หันไปทางทิศตะวันออกจะทำให้ระบบมีค่าสมรรถนะดีที่สุด และ Mr. Erdem Elibol และคณะ(2016) [2] ได้นำเสนอการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา โดยติดตั้งบนหลังคาอาคาร DUBIT ในมหาวิทยาลัย Düzce วิทยาเขต Konuralp ประเทศตุรกี ทำการเปรียบเทียบระบบที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แตกต่างกันคือ แผง Thin film ขนาดติดตั้ง 2,400 Wp. , แผง Polycrystalline ขนาดติดตั้ง 2,640 Wp. และใช้แผง Mono-crystalline ขนาดติดตั้ง 2,350 Wp โดยทั้ง 3 ระบบใช้อินเวอร์เตอร์หนึ่งเฟสของ SMA ขนาด 2500W (Sunny Boy 2500HF-30) ทำการเก็บข้อมูล และวัดค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่จำเป็นในช่วงเดือนมกราคม ถึง ธันวาคม ปี 2014 และทำการประเมินค่าสมรรถนะ และเปรียบเทียบผลโดยค่า PR เฉลี่ยของทั้งสามระบบมีค่าประมาณ 73% ,81% และ 91% ตามลำดับ ศักดิ์รินทร์ ศรีบุญเรือง และ บุญยัง ปลั่งกลาง (2015) [3] ได้ทำการวิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาบ้านที่อยู่อาศัยขนาด 10kWp. 2 ระบบ

โดยที่แต่ละระบบทิศทางติดตั้งแตกต่างกัน เก็บข้อมูลเป็นระยะเวลา 1 เดือน ในเดือนมิถุนายน 2558 เพื่อนำผลมาวิเคราะห์ค่าสมรรถนะเทียบกับการจำลองในโปรแกรม Homer และวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยระบบที่ 1 จากการวัดมิได้ค่าพลังงานที่ 1,153kWh/Month และระบบที่ 2 ได้ค่าพลังงาน 1,126 kWh/Month ผลจากโปรแกรมได้ค่า 773kWh/Month และ 795 kWh/Month และค่า PR อยู่ที่ 96% และ 96% ตามลำดับ พีระวุฒิ ชินวรรังสี และคณะ (2015) [4] ได้นำเสนอการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทยโดยทำการติดตั้งระบบบนหลังคาอาคารจอดรถของสถาบันวิจัยและเทคโนโลยี บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) อำเภอวังน้อย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ระบบที่ทำการศึกษามีทั้งหมด 6 ระบบ ระบบละประมาณ 1 kWp. เชื่อมต่อกับระบบ Power Grid แต่ละระบบจะแตกต่างกันที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาใช้คือ Amorphous Silicon Single-Junction (a-Si:H), Amorphous/ Microcrystalline Silicon Double-Junction (a-Si:H/ μ c-Si:H), Copper Indium Gallium Selenide (CIGS), Mono-Crystalline Silicon (mono c-Si), Poly-Crystalline Silicon (poly c-Si), Hetero-Junction with Intrinsic Thin Film (HIT) ทำการเก็บข้อมูลทางไฟฟ้าและข้อมูลแวดล้อมที่จำเป็นตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2012 ถึง ตุลาคม 2013 และนำผลมาประเมินสมรรถนะและเปรียบเทียบผลโดยค่า PR เฉลี่ยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด a-Si:H มีค่าสูงสุดที่ 82.2% รองลงมาจะเป็น a-Si:H/ μ c-Si:H, HIT, poly c-Si, CIGS ตามลำดับ ส่วนชนิด mono c-Si จะมีค่า PR ต่ำสุดอยู่ที่ 68.9% และเมื่อพิจารณาพื้นที่ในการติดตั้งที่เท่ากันแผงชนิด HIT จะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงสุด คือ 0.6 kWh/kWp.day.m² แต่เมื่อเทียบกับราคาแผงแล้ว แผงชนิด HIT จะผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อพื้นที่ต่อราคาได้ต่ำสุด

จากการศึกษางานวิจัยที่กล่าวมาข้างต้นจะมีเนื้อหาที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะแต่ละระบบที่ศึกษาส่วนใหญ่จะเป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ฉะนั้นในงานวิจัยนี้ผู้แต่งจึงมีแนวคิดในการที่จะทำการศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนพื้นดินสองรูปแบบคือแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตรึง วัดและจัดเก็บข้อมูลจากโรงไฟฟ้าที่มีการติดตั้งจริง ทำวิเคราะห์และเปรียบเทียบค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าทั้งสองรูปแบบ

2.9 สรุป

ในบทนี้จะเป็นเนื้อหาเกี่ยวกับทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง โดยจะมีเนื้อหาเกี่ยวกับความเหมาะสมสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ความรู้เกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การทำงานรวมถึงส่วนประกอบหลัก การวิเคราะห์ค่าสมรรถนะรวมถึงการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และบทความที่มีเนื้อหาที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยที่ใช้เป็นข้อมูลในการค้นคว้าและจัดทำวิทยานิพนธ์ในขั้นตอนต่อไป



บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้อินเวอร์เตอร์แตกต่างกันคือแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และแบบอินเวอร์เตอร์สตริง โดยมีขั้นตอนการดำเนินการวิจัยหลักๆอยู่ 5 ขั้นตอน ดังนี้

- 3.1 ศึกษาการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองรูปแบบ
- 3.2 การวัดและจัดเก็บข้อมูล
- 3.3 การวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 3.4 การวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์
- 3.5 สรุปวิธีดำเนินการวิจัย

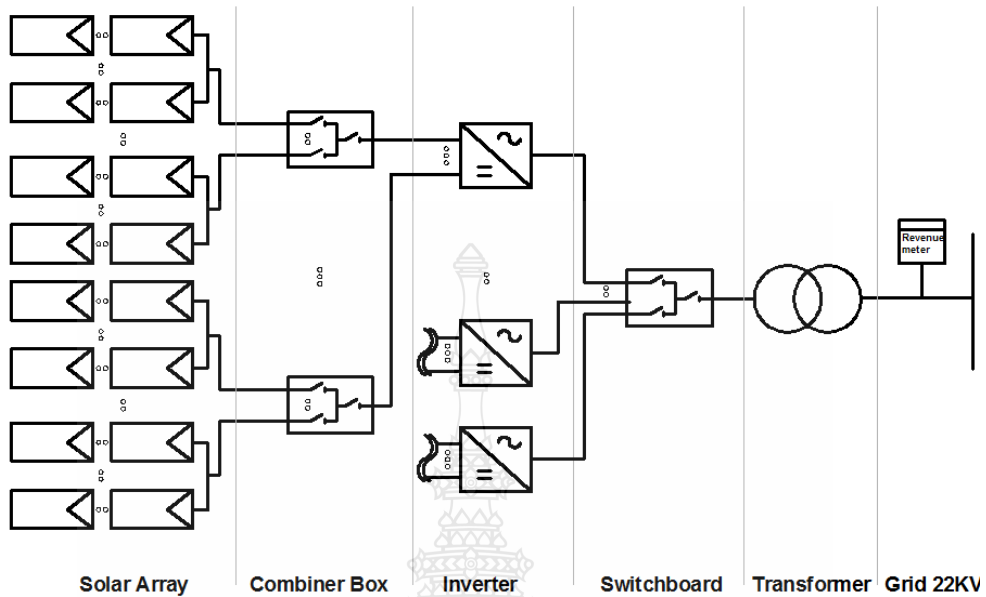
3.1 ศึกษาการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองรูปแบบ

ในงานวิจัยนี้จะทำการศึกษาโรงไฟฟ้าฯ สองรูปแบบคือแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ 4 โครงการ และแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริง 4 โครงการ ดังแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 โรงไฟฟ้าฯ 8 โครงการที่ทำการศึกษา

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	ชนิดอินเวอร์เตอร์	ขนาดติดตั้ง
1	อุบลราชธานี	Central Inverter	4.993 MW
2	อยุธยา 1	Central Inverter	7.239 MW
3	อยุธยา 2	Central Inverter	1.799 MW
4	ลพบุรี 6	Central Inverter	4.404 MW
5	บีเอสพี โฟร์	String Inverter	2.0 MW
6	บีเอสพี ไฟฟ์	String Inverter	2.0 MW
7	บีเอสพี เซเวน 1	String Inverter	2.0 MW
8	บีเอสพี เซเวน 2	String Inverter	2.0 MW

1. โรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์



รูปที่ 3.1 รูปแบบของโรงไฟฟ้าแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์

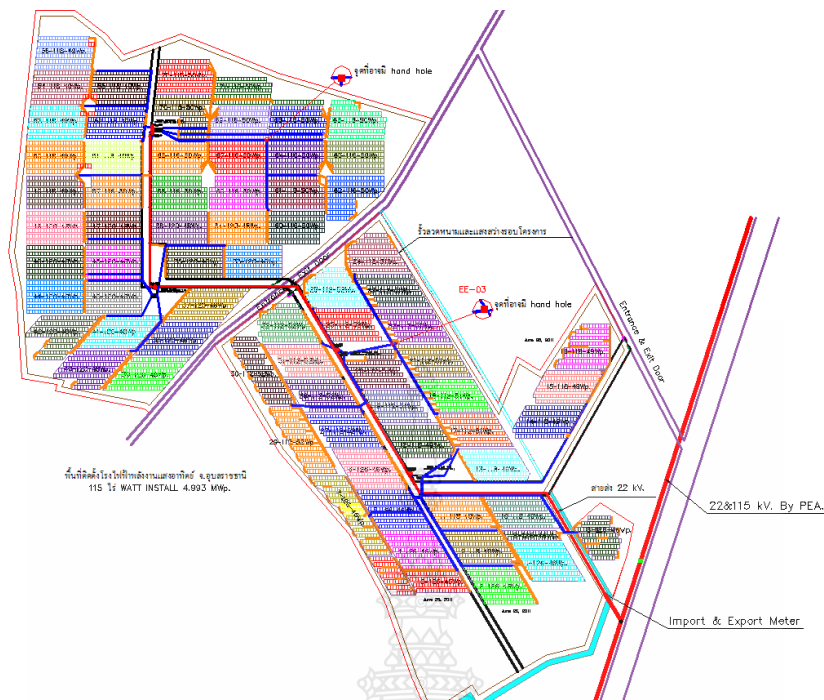
โรงไฟฟ้า ที่ทำการศึกษาจะมีอยู่ 4 โครงการคือ อุบลราชธานี จังหวัดอุบลราชธานี, อุขยา 1 อุขยา 2 จังหวัดพระนครศรีอยุธยา และลพบุรี 6 จังหวัดลพบุรี

1.1 โครงการอุบลราชธานี

โรงไฟฟ้า โครงการอุบลราชธานี ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดอุบลราชธานี ทำการศึกษาการออกแบบของส่วนประกอบหลักๆ ภายในโรงไฟฟ้านี้



รูปที่ 3.2 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้า โครงการอุบลราชธานี



รูปที่ 3.3 แบบแปลนโรงไฟฟ้าฯ โครงการอุบลราชธานี

1.1.1 PV String และ PV Array โครงการนี้จะใช้แผงชนิด Amorphous Silicon จำนวน 100,704 แผง แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นผลิตภัณฑ์ของ BSC โมเดล BS-50 มีทั้งขนาด 46,48,49,50,51 และ 52W รวมกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 4.993 MW การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะติดตั้งบน โครงสร้างเหล็ก หันไปทางทิศใต้ทำมุม 15 องศา ค่าพารามิเตอร์ต่างๆมีค่าใกล้เคียงกัน ในการคำนวณ Solar String และ Solar Array จึงขอใช้เฉพาะพารามิเตอร์ของโมเดล BS-50 มาใช้ในการคำนวณ

ตารางที่ 3.2 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Amorphous Silicon ใช้ในโครงการอุบลราชธานี

Model : BS-50
Rated Max. Power at STC : 46,48,50,51,52 W
Open Circuit Voltage (Voc) : 93.4 V
Max. Power Voltage (Vmp) : 70.9 V
Short Circuit Current (Isc) : 0.86 A
Max. Power Current (Imp) : 0.71 A

การออกแบบ PV String จะใช้แผงจำนวน 8 Modules/String ส่วน PV Sub Array จะมี PV String สูงสุด 30 Strings/PV Sub Array และ PV Array จะมี PV Sub Array ขนานกัน สูงสุด 7 PV Sub Array ต่อ PV Array

1) PV String นำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันเป็น 1 สตริง จะได้ (ยกตัวอย่าง 50W)

$$W = 50 \times 8 = 400 \text{ W}$$

$$V_{oc} = 93.4 \times 8 = 747.2 \text{ V}$$

$$V_{mp} = 70.9 \times 8 = 567.2 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 0.86 \text{ A} , I_{mp} = 0.71 \text{ A}$$

2) PV Sub Array เมื่อต่อขนานกัน 30 Strings

$$W = 400 \times 30 = 12,000 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 0.86 \times 30 = 25.8 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 0.71 \times 30 = 21.3 \text{ A} \text{ และ}$$

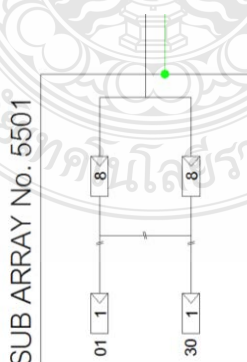
3) PV Array เมื่อต่อขนานกัน 7 PV Sub Array

$$W = 12,000 \times 7 = 84,000 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 25.8 \times 7 = 180.6 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 21.3 \times 7 = 149.1 \text{ A}$$

สายไฟฟ้าสำหรับ PV String เลือกใช้สายขนาด 2 x 1/c-6 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่ออลูมิเนียมฝังดิน)



รูปที่ 3.4 ตัวอย่าง 30 PV Strings/PV Sub Array ของโครงการอุบลราชธานี

1.1.2 DC Combiner Box หรือตู้ Array Box จะติดตั้งทางด้าน DC จะเป็นตู้สำหรับรวมหลายๆ PV Sub Array ภายในจะประกอบด้วยอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินอาจเป็นฟิวส์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์รวมทั้งอุปกรณ์ป้องกันลัดวงจร (SPD) แล้วแต่ลักษณะการออกแบบ โดยสำหรับโครงการนี้ DC Combiner Box มีทั้งหมด 72 ตู้ โดยภายในตู้จะประกอบด้วย PV Array สูงสุด 7 Sub Array

$$\begin{aligned}
 1) \text{ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน PV Sub Array} &= I_{sc} (\text{PV Sub Array}) \times 125\% \\
 &= 25.8 \times 125\% \\
 &= 32.25 \text{ A}
 \end{aligned}$$

เลือก DC เซอร์กิตเบรกเกอร์ 32AT

$$\begin{aligned}
 2) \text{ พิกัดแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน} &= V_{oc} (\text{string}) \times 120\% \\
 &= 747.2 \times 120\% \\
 &= 896.64 \text{ V}
 \end{aligned}$$

เลือกพิกัดแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน 1,000V

3) ผู้ออกแบบ ออกแบบตู้ DC Combiner Box ขนาดกันสองตู้ก่อนเชื่อมต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน DC Combiner Box ขนาดกัน 2 ตู้

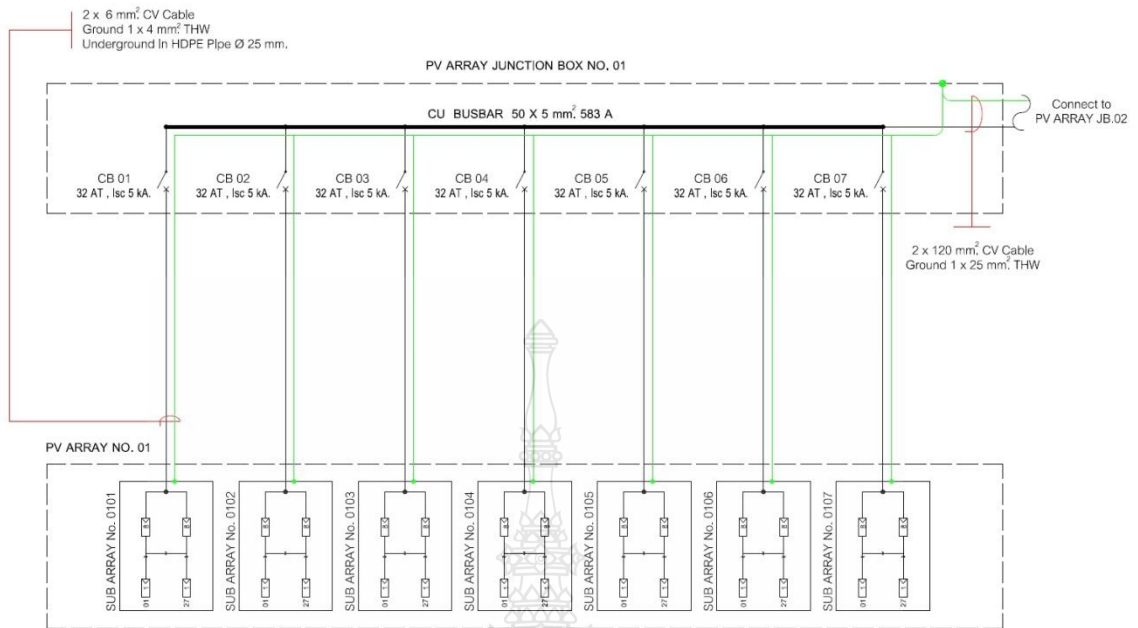
$$\begin{aligned}
 &= I_{sc} (\text{PV Array}) \times 2 \times 125\% \\
 &= 180.6 \times 2 \times 125\% \\
 &= 451.5 \text{ A}
 \end{aligned}$$

เลือกเป็น DC Fuse ขนาด 400A (อยู่ภายในแต่ละอินพุตของอินเวอร์เตอร์)

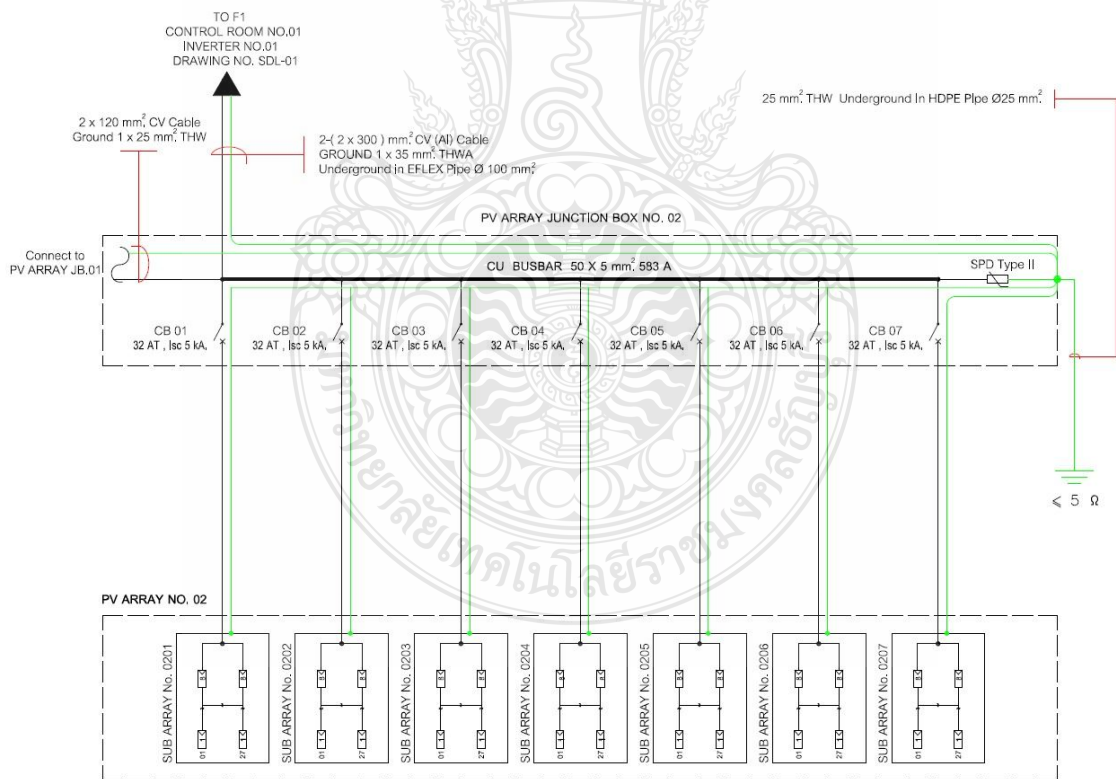
สายไฟฟ้าเมนสำหรับ PV Sub Array จะใช้สายขนาด 2 x 1/c-6 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่ออลูมิเนียม)

สายไฟสำหรับขนาดตู้ DC Combiner Box ใช้สาย 2 x 1/c 120 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 455A (เดินในอากาศ)

สายไฟฟ้าเมนของตู้ DC Combiner Box หลังจากขนาดกันแล้วเพื่อเชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์จะ เลือกใช้สาย 2 (2 x 1/c-240 sq.mm) 0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 558 A (เดินในท่ออลูมิเนียม)



(ก)



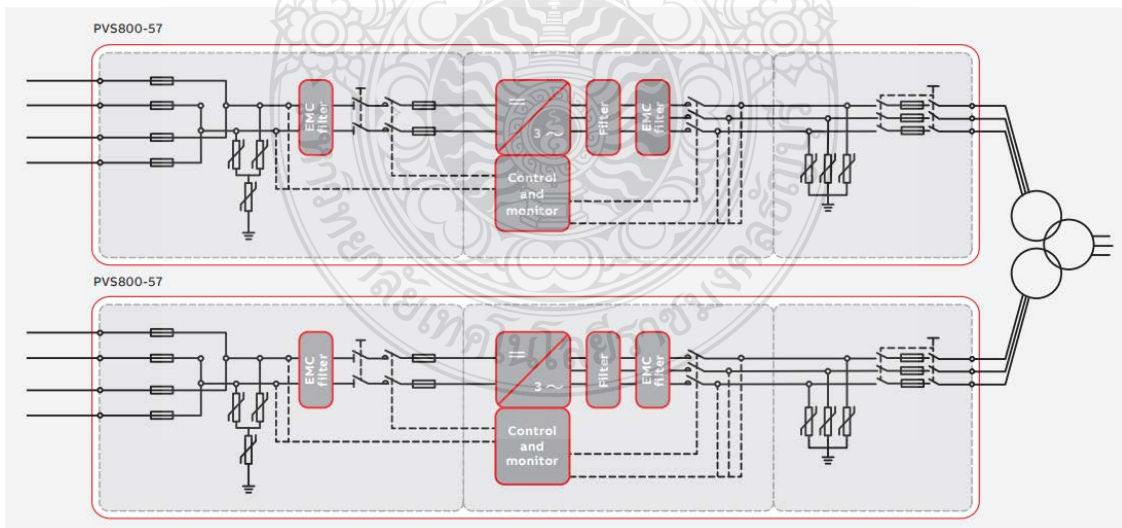
(ข)

รูปที่ 3.5 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box 01 (ก) และ 02 (ข) ขนาดกัน ของโครงการอุบลราชธานี

1.1.3 อินเวอร์เตอร์ โดยอินเวอร์เตอร์ที่ใช้จะเป็นแบบรวมศูนย์ มีรายละเอียดคุณสมบัติดังนี้

ตารางที่ 3.3 รายละเอียดคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ใช้ในโครงการอุบลราชธานี

Brand/Model : ABB / PVS800-57-0500KW-A
Max. Efficiency : 98.6%
Max. DC Voltage : 1,100 V
Max. DC Current : 1,145 A
Rated DC Input Voltage : 450-825 V
Max. Number of Input : 4 to 25 (+/-)
Nominal AC Outout Power : 500 kW
Nominal AC Current : 965 A
Nominal Output Voltage : 300 V
Output Frequency : 50Hz/60Hz
Distribution Network Type : TN and TT

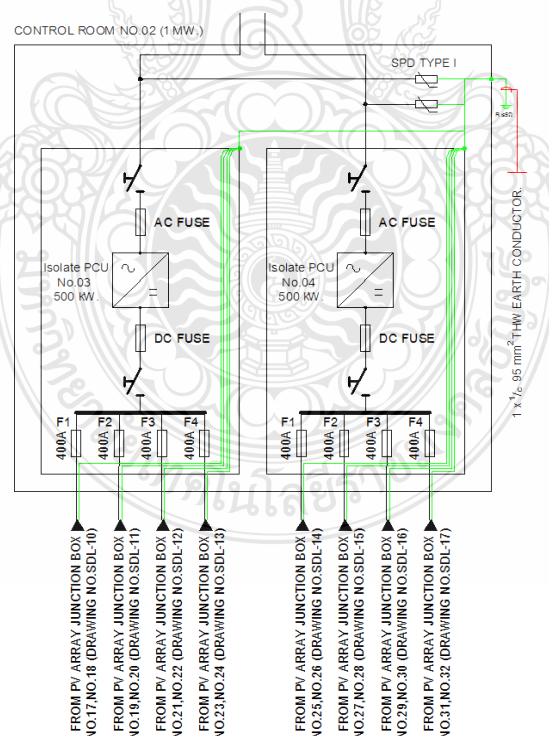


รูปที่ 3.6 ไดอะแกรมภายในของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในโครงการอุบลราชธานี [12]

ในโครงการนี้จะใช้อินเวอร์เตอร์โมเดล PVS800-57-0500KW-A จำนวน ทั้งหมด 9 ตัวรวมกำลังไฟฟ้าด้าน AC เท่ากับ 4.5 MW อินเวอร์เตอร์แต่ละตัวจะมี 4 DC อินพุต การเชื่อมต่อของ PV Array จะเชื่อมต่อ 2 PV Array หรือ 2 DC Combiner Box ต่อ 1 อินพุตของ อินเวอร์เตอร์ โดยภายในตัวอินเวอร์เตอร์จะมีฟิวส์ป้องกันขนาด 400A /Input โดยแบ่งเป็น

- 1) อินเวอร์เตอร์ 1 มีกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 556.416 kW
- 2) อินเวอร์เตอร์ 2 และ 7 มีกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 555.072 kW
- 3) อินเวอร์เตอร์ 3 มีกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 548.352 kW
- 4) อินเวอร์เตอร์ 4 มีกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 559.104 kW
- 5) อินเวอร์เตอร์ 5 และ 6 มีกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 552.960 kW และ
- 6) อินเวอร์เตอร์ 8 และ 9 มีกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 556.800 kW

ด้าน AC ของอินเวอร์เตอร์จะเชื่อมต่อไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าโดยตรงจะไม่มีตู้ Switchboard จะใช้ฟิวส์ที่อยู่ภายในอินเวอร์เตอร์เป็นตัวป้องกัน สายไฟฟ้าจากอินเวอร์เตอร์ไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าใช้สาย 4 (3 x 1/c-300 sq.mm) 0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 1040 A (เดินในท่อ อโลหะฝังดิน)



รูปที่ 3.7 ตัวอย่างไดอะแกรมการเชื่อมต่อจาก PV Array มายังอินเวอร์เตอร์โครงการอุบลราชธานี

1.1.4 หม้อแปลงไฟฟ้า ใช้เป็นชนิด 3 ขดลวด จำนวน 4 ตัว และ 2 ขดลวด จำนวน 1 ตัว ในการเลือกขนาดหม้อแปลงโดยทั่วไปจะเผื่อโหลดของหม้อแปลงสำหรับอนาคตไว้ที่ 25% แต่สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์การเพิ่มโหลดในอนาคตอาจเป็นไปได้ยาก ดังนั้นขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้าอาจจะใช้เท่ากับพิกัด kVA รวมของอินเวอร์เตอร์ แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับดุลพินิจของผู้ออกแบบ

1) ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 ขดลวด = ผลรวม kVA (inverter)

$$= 500 \text{ kVA} \times 2$$

$$= 1,000 \text{ kVA}$$

เลือกขนาด 1,000/ 2x500 kVA 22/0.3kV Dy11y11 efficiency ,

6% Impedance

2) ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า 2 ขดลวด = ผลรวม kVA (inverter)

$$= 500 \text{ kVA} \times 1$$

$$= 500 \text{ kVA}$$

เลือกขนาด 500 kVA 22/0.3kV Dy11 efficiency ,6% Impedance

3) พิกัดกระแสของหม้อแปลงไฟฟ้าด้าน MV (คำนวณเฉพาะพิกัดใหญ่ที่สุด)

$$= \text{kVA} / (\sqrt{3} \times \text{kV})$$

$$= 1,000 / (\sqrt{3} \times 22)$$

$$= 26.24 \text{ A}$$

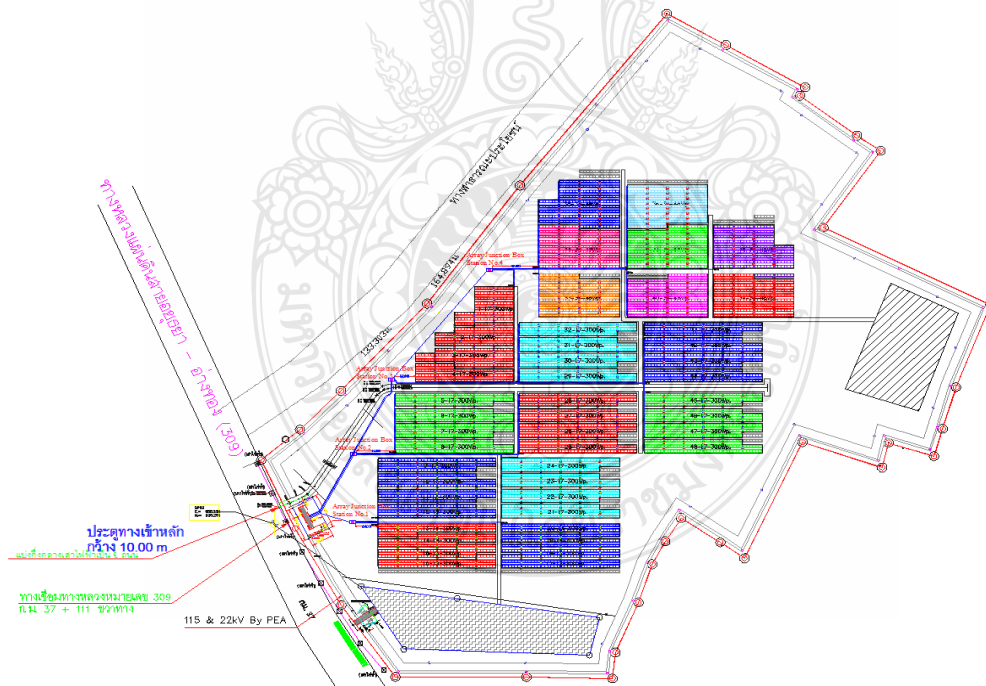
สายไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าเชื่อมต่อไปยังระบบ 22 kV เลือกใช้เป็นสาย 3 x 1/c-50 sq.mm 25kV SAC Cable พิกัดกระแส 181 A (เดินในอากาศ)

1.2 โครงการอยุธยา 1

โรงไฟฟ้า โครงการอยุธยา 1 ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ทำการศึกษาการออกแบบของส่วนประกอบหลักๆ ภายในโรงไฟฟ้างดังนี้



รูปที่ 3.8 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้า โครงการอยุธยา 1



รูปที่ 3.9 แบบแปลนโรงไฟฟ้า โครงการอยุธยา 1

1.2.1 PV Strings และ PV Array โครงการนี้จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นผลิตภัณฑ์ของ BSC โดยแบ่งเป็นแผงชนิด Poly crystalline silicon โมเดล BS-P230 ขนาด 230W จำนวน 26,080 แผง และแผงชนิด Amorphous Silicon โมเดล BS-50 มีทั้งขนาด 46 และ 48W จำนวนรวม 26,112 แผง รวมกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 7.239 MW การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะติดตั้งบนโครงสร้างเหล็ก หันไปทางทิศใต้ทำมุม 15 องศา สำหรับแผงชนิด Amorphous Silicon ค่าพารามิเตอร์ต่างๆมีค่าใกล้เคียงกันในการคำนวณ PV String และ PV Array จึงขอใช้เฉพาะพารามิเตอร์ของโมเดล BS-50 มาใช้ในการคำนวณ

ตารางที่ 3.4 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Poly crystalline silicon ใช้ในโครงการอุทยาน 1

Brand/Model : BSC / BS-P230
Rated Max. Power at STC : 230 W
Open Circuit Voltage (Voc) : 43.2 V
Max. Power Voltage (Vmp) : 36.6 V
Short Circuit Current (Isc) : 6.91 A
Max. Power Current (Imp) : 6.29 A

การออกแบบ PV String ของแผงชนิด Poly crystalline silicon จะใช้แผงจำนวน 20 Modules/String ส่วน PV Sub Array จะมี 2 Strings/PV Sub Array และ PV Array จะมี PV Sub Array ขนาดกันสูงสุด 17 PV Sub Array

1) PV String นำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันเป็น 1 สตริง จะได้

$$W = 230 \times 20 = 4,600 \text{ W}$$

$$Voc = 43.2 \times 20 = 864 \text{ V}$$

$$Vmp = 36.6 \times 20 = 732 \text{ V}$$

$$Isc = 6.91 \text{ A} , Imp = 6.29 \text{ A}$$

2) PV Sub Array เมื่อต่อขนาดกัน 2 Strings

$$W = 4,600 \times 2 = 9,200 \text{ W}$$

$$Isc = 6.91 \times 2 = 13.82 \text{ A}$$

$$Imp = 6.29 \times 2 = 12.58 \text{ A}$$

3) PV Array เมื่อต่อขนาดกัน 17 PV Sub Array

$$W = 9,200 \times 17 = 156,400 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 13.82 \times 17 = 234.94 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 12.58 \times 17 = 213.86 \text{ A}$$

สายไฟฟ้าสำหรับ PV String จะใช้สายขนาด 2 x 1/c-6 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่ออลูมิเนียมฝังดิน)

ตารางที่ 3.5 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Amorphous Silicon ใช้ในโครงการอุทยาน 1

Model : BS-50
Rated Max. Power at STC : 46,48W
Open Circuit Voltage (Voc) : 93.4 V
Max. Power Voltage (Vmp) : 70.9 V
Short Circuit Current (Isc) : 0.86 A
Max. Power Current (Imp) : 0.71 A

การออกแบบ PV String ของแผงชนิด Amorphous Silicon จะใช้แผงจำนวน 8 Modules/String ส่วน PV Sub Array จะมี 24 Strings/PV Sub Array และ PV Array จะมี PV Sub Array ขนาดกันสูงสุด 17 PV Sub Array

1) PV String นำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันเป็น 1 สตริง จะได้ (ยกตัวอย่าง 48W)

$$W = 48 \times 8 = 384 \text{ W}$$

$$V_{oc} = 93.4 \times 8 = 747.2 \text{ V}$$

$$V_{mp} = 70.9 \times 8 = 567.2 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 0.86 \text{ A} , I_{mp} = 0.71 \text{ A}$$

2) PV Sub Array เมื่อต่อขนาดกัน 24 Strings

$$W = 384 \times 24 = 9,216 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 0.86 \times 24 = 20.64 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 0.71 \times 24 = 17.04 \text{ A}$$

3) PV Array เมื่อต่อขนานกัน 17 PV Sub Array

$$W = 9,216 \times 17 = 156,672 \text{ W}$$

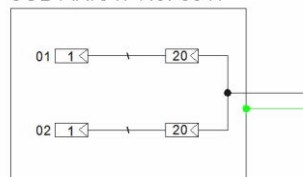
$$I_{sc} = 20.64 \times 17 = 350.88 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 17.04 \times 17 = 289.68 \text{ A}$$

สายไฟฟ้าสำหรับ PV String จะใช้สายขนาด 2 x 1/6 sq.mm 0.6/1kV CV

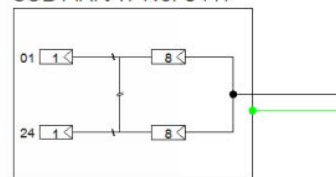
Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่ออลูมิเนียมฝังดิน)

SUB ARRAY No. 3017



(ก)

SUB ARRAY No. 3417



(ข)

รูปที่ 3.10 ตัวอย่าง PV Array (ก) 2 Strings/ 1 Array และ (ข) 24 Strings/ 1 Array โครงการ

อยุธยา 1

1.2.2 DC Combiner Box หรือตู้ Array Box จะติดตั้งทางด้าน DC จะเป็นตู้สำหรับรวมหลายๆ PV Sub Array ภายในจะประกอบด้วยอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินอาจเป็นฟิวส์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์รวมทั้งอุปกรณ์ป้องกันเสิร์ช (SPD) แล้วแต่ลักษณะการออกแบบ โดยสำหรับโครงการนี้ DC Combiner Box มีทั้งหมด 48 ตู้ โดยแบ่งเป็น DC Combiner Box สำหรับแผง Poly crystalline silicon จำนวน 40 ตู้ และสำหรับแผง Amorphous Silicon จำนวน 8 ตู้ โดยภายในตู้จะประกอบด้วย PV Array สูงสุด 17 Array โดยจะยกตัวอย่างการคำนวณพิกัดอุปกรณ์ภายในของตู้ DC Combiner Box สำหรับแผง Polycrystalline silicon เนื่องจากพิกัดอุปกรณ์ป้องกันเท่ากัน

$$1) \text{ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน PV Sub Array} = I_{sc} (\text{PV Sub Array}) \times 125\%$$

$$= 13.82 \times 125\%$$

$$= 17.28 \text{ A}$$

เลือก DC เซอร์กิตเบรกเกอร์ 25AT

$$2) \text{ พิกัดแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน} = V_{oc} (\text{string}) \times 120\%$$

$$= 864 \times 120\%$$

$$= 1036.8 \text{ V}$$

เลือกพิกัดแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน 1,000V

3) ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน DC Combiner Box

$$= I_{sc} (\text{PV Array}) \times 125\%$$

$$= 234.94 \times 125\%$$

$$= 293.68 \text{ A}$$

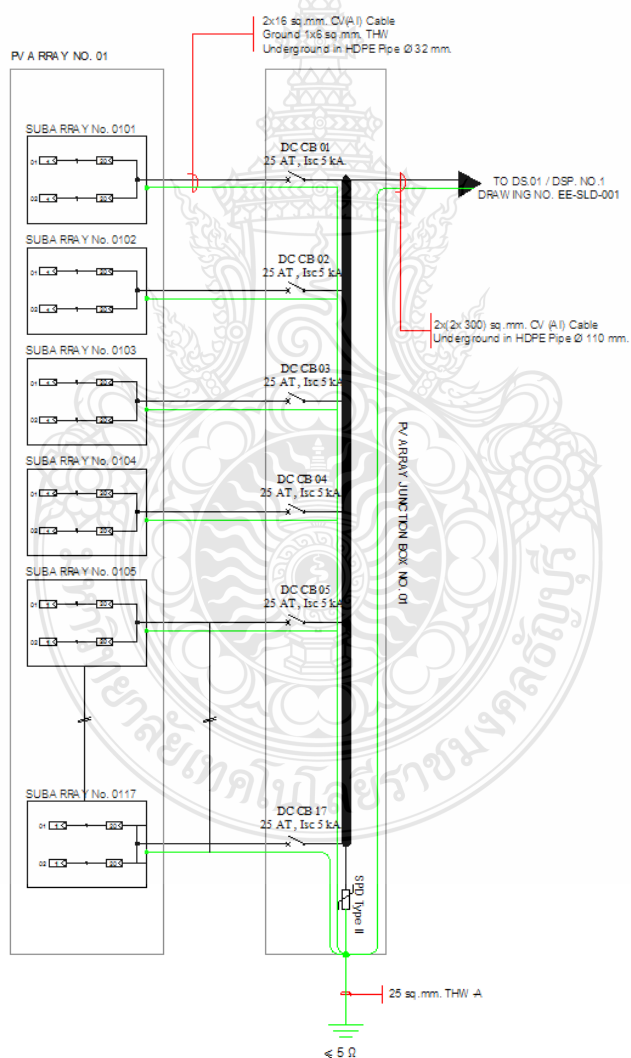
เลือกเป็น DC Fuse ขนาด 400A (อยู่ภายในแต่ละอินพุตของอินเวอร์เตอร์)

สายไฟฟ้าเมนสำหรับ PV Sub Array เลือกใช้สายขนาด 2 x 1/c-16 sq.mm

0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 94 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน)

สายไฟฟ้าเมนของตู้ DC Combiner Box เลือกใช้สาย 2 (2 x 1/c-300 sq.mm)

0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 640 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน)



รูปที่ 3.11 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box ขนาด 17 PV Sub Array โครงการอยุธยา 1

1.2.3 Disconnected Switch Panel (DSP) ในโครงการนี้ผู้ออกแบบออกแบบให้มี DSP ทั้งหมด 12 ตู้ ซึ่งภายในจะมี Disconnected Switch จำนวน 4 ชุด ทำหน้าที่ตัดวงจรขณะมีโหลดทางด้าน DC ออก ในกรณีต้องการบำรุงรักษา หรือซ่อมบำรุงอินเวอร์เตอร์ โดยขนาดพิกัดของ Disconnected Switch จะพิจารณาจากพิกัดกระแสของแต่ละตู้ DC Combiner Box

$$\begin{aligned} \text{ขนาดพิกัดของ Disconnected Switch} &= I_{sc} (\text{DC combiner Box}) \times 125\% \\ &= 293.68 \text{ A} \end{aligned}$$

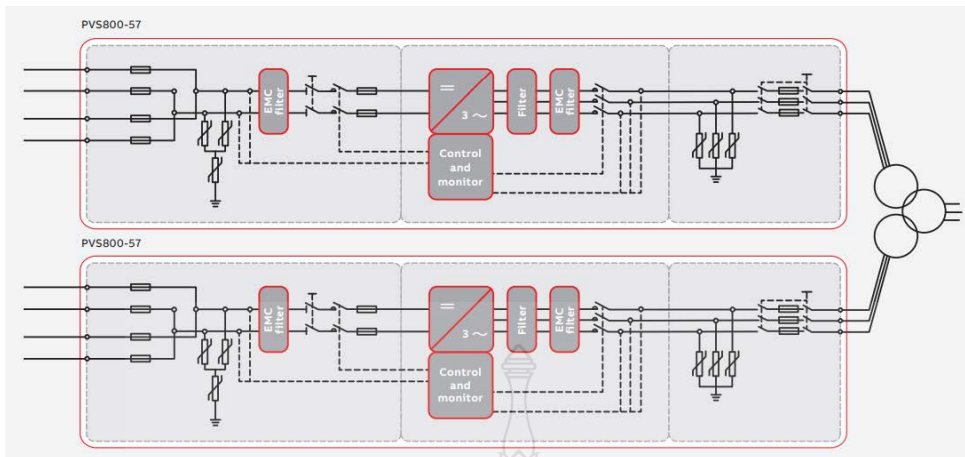
เลือกใช้ Disconnected Switch 500A 1000V

สายเมนไฟฟ้าของแต่ละ Disconnected Switch ไปยังอินเวอร์เตอร์ พิจารณาตามพิกัด Fuse 400A เลือกใช้สาย 2 x 1/c-240 sq.mm 0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 420 A (เดินในรางเคเบิลแบบบันได)

1.2.4 อินเวอร์เตอร์ เป็นแบบรวมศูนย์เป็นผลิตภัณฑ์ของ ABB มี 2 ขนาด โดยมีรายละเอียดคุณสมบัติดังนี้

ตารางที่ 3.6 รายละเอียดคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ใช้ในโครงการอยุธยา 1

Model : PVS800-57-0500KW-A/PVS800-57-0630KW-A
Max. Efficiency : 98.6% / 98.6%
Max. DC Voltage : 1,100 V / 1,100 V
Max. DC Current : 1145 A / 1230 A
Rated DC Input Voltage : 450-825 V
Max. Number of Input : 4 to 25 (+/-)
Nominal AC Outout Power : 500 kW / 630 kW
Nominal AC Current : 965 A / 1040 A
Nominal Output Voltage : 300 V / 350 V
Output Frequency : 50Hz/60Hz
Distribution Network Type : TN and TT

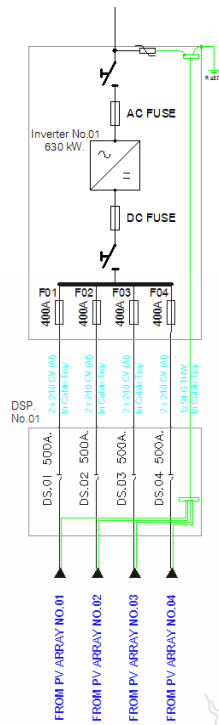


รูปที่ 3.12 ไคอะแกรมภายในของอินเวอร์เตอร์โครงการอุทยาน 1 [12]

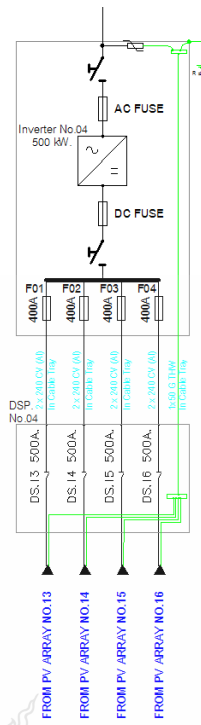
ในโครงการนี้จะใช้อินเวอร์เตอร์โมเดล PVS800-57-0630KW-A จำนวน 8 ตัว และอินเวอร์เตอร์โมเดล PVS800-57-0500KW-A จำนวน 4 ตัวกำลังไฟฟ้าด้าน AC เท่ากับ 7 MW อินเวอร์เตอร์แต่ละตัวจะมี 4 DC อินพุต การเชื่อมต่อของ PV Array จะเชื่อมต่อ 1 PV Array หรือ 1 DC Combiner Box ต่อ 1 อินพุตของอินเวอร์เตอร์ โดยภายในตัวอินเวอร์เตอร์จะมีฟิวส์ป้องกันขนาด 400A /Input โดยแบ่งเป็น

- 1) อินเวอร์เตอร์ 1-4,7,8,11,12 ขนาด 630kW ใช้แผงชนิด Poly crystalline silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 625.60 kW
- 2) อินเวอร์เตอร์ 5,6 ขนาด 500kW ใช้แผงชนิด Poly crystalline silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 496.80 kW และ
- 3) อินเวอร์เตอร์ 9,10 ขนาด 500kW ใช้แผงชนิด Amorphous Silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 620.16 kW

ด้าน AC ของอินเวอร์เตอร์จะเชื่อมต่อไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าโดยตรงจะไม่มีตู้ Switchboard จะใช้อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ภายในของอินเวอร์เตอร์เป็นตัวป้องกัน สายไฟฟ้าจากอินเวอร์เตอร์ไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าเลือกใช้สาย 4 (3 x 1/c 240 sq.mm) 0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 1,688 A (เดินในรางเคเบิลแบบบันได)



(ก)



(ข)

รูปที่ 3.13 ตัวอย่างไดอะแกรมการเชื่อมต่อจาก PV Array มายังอินเวอร์เตอร์ (ก) อินเวอร์เตอร์ขนาด 630kW และ (ข) อินเวอร์เตอร์ขนาด 500kW โครงการอยุธยา 1

1.2.5 หม้อแปลงไฟฟ้า จะใช้เป็นชนิด 3 ขดลวด จำนวน 6 ตัว แบ่งเป็น 1,500 kVA 4 ตัว และ 1,250 kVA 2 ตัว สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์การเพิ่มโหลดในอนาคตอาจเป็นไปได้ยาก ดังนั้นขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้าอาจจะใช้เท่ากับพิกัด kVA รวมของอินเวอร์เตอร์ แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับดุลพินิจของผู้ออกแบบ

$$\begin{aligned}
 1) \text{ ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 ขดลวด} &= \text{ผลรวม kVA (inverter) x 125\%} \\
 &= 630 \text{ kVA} \times 2 \times 125\% \\
 &= 1,575 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

เลือกขนาด 1,500/ 2x750 kVA 22/0.35kV Dy11y11 efficiency, 6% Impedance

$$\begin{aligned}
 2) \text{ ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า 2 ขดลวด} &= \text{ผลรวม kVA (inverter) x 125\%} \\
 &= 500 \text{ kVA} \times 2 \times 125\% \\
 &= 1,250 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

เลือกขนาด 1,250/ 2x625 kVA 22/0.30kV Dy11y11 efficiency,
6% Impedance

3) พิกัดกระแสของหม้อแปลงไฟฟ้าด้าน MV (คำนวณเฉพาะพิกัดใหญ่ที่สุด)

$$= \text{kVA} / (\sqrt{3} \times \text{kV})$$
$$= 1,500 / (\sqrt{3} \times 22)$$
$$= 39.36 \text{ A}$$

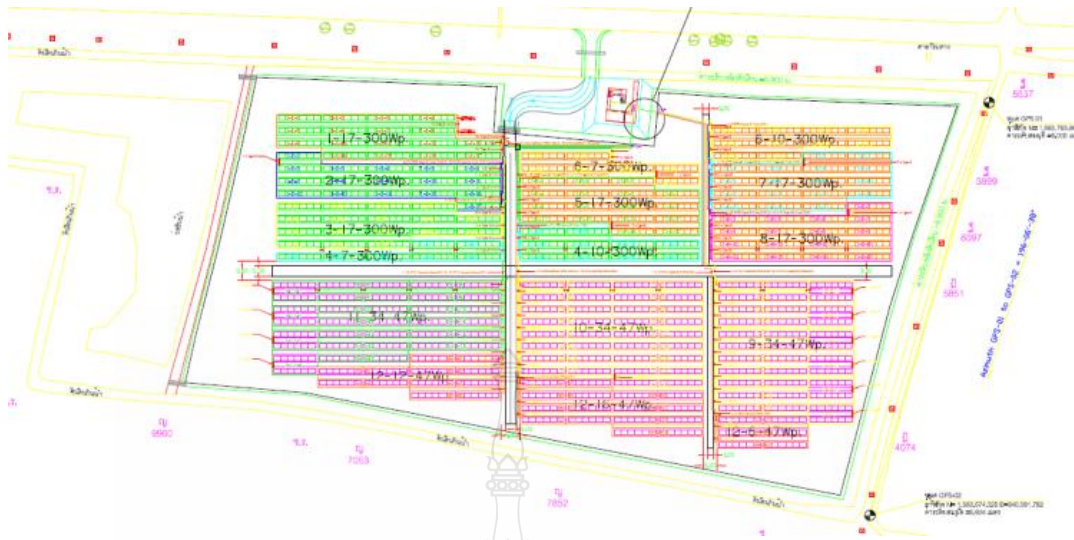
สายไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าเชื่อมต่อไปยังระบบ 22 kV เลือกใช้เป็น
สาย 3 x 1/c-50 sq.mm 12/22(24)kV XLPE Cable พิกัดกระแส 217 A (เดินในรางเคเบิลแบบบันได)

1.3 โครงการอยุธยา 2

โรงไฟฟ้า โครงการอยุธยา 2 ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ทำการศึกษา
การออกแบบของส่วนประกอบหลักๆ ภายในโรงไฟฟ้าดังนี้



รูปที่ 3.14 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้า โครงการอยุธยา 2



รูปที่ 3.15 แบบแปลนโรงไฟฟ้า โครงการอุษยา 2

1.3.1 PV Strings และ PV Array โครงการนี้จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นผลิตภัณฑ์ของ BSC โดยแบ่งเป็นแผงชนิด Poly crystalline silicon โมเดล BS-P230 ขนาด 230W จำนวน 5,440 แผง และแผงชนิด Amorphous Silicon โมเดล BS-40 ขนาด 42W จำนวนรวม 13,056 แผง รวมกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 1.799 MW การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะติดตั้งบนโครงสร้างเหล็ก หันไปทางทิศใต้ทำมุม 15 องศา สำหรับแผงชนิด Amorphous Silicon โมเดล BS-40 แบ่งเป็นขนาดย่อยๆ หลายขนาด ค่าพารามิเตอร์ต่างๆมีค่าใกล้เคียงกัน ในการคำนวณ PV String และ PV Array จึงขอใช้เฉพาะพารามิเตอร์ของโมเดล BS-40 มาใช้ในการคำนวณ

ตารางที่ 3.7 รายละเอียดคุณสมบัติของ Poly crystalline silicon ใช้ในโครงการอุษยา 2

Brand/Model : BSC / BS-P230
Rated Max. Power at STC : 230 W
Open Circuit Voltage (Voc) : 43.2 V
Max. Power Voltage (Vmp) : 36.6 V
Short Circuit Current (Isc) : 6.91 A
Max. Power Current (Imp) : 6.29 A

การออกแบบ PV String ของแผงชนิด Poly crystalline silicon จะใช้แผง จำนวน 20 Modules/String ส่วน PV Sub Array จะมี 2 Strings/PV Sub Array และ PV Array จะมี PV Sub Array ขนาดกันสูงสุด 17 PV Sub Array

1) PV String นำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันเป็น 1 สตริง จะได้

$$W = 230 \times 20 = 4,600 \text{ W}$$

$$V_{oc} = 43.2 \times 20 = 864 \text{ V}$$

$$V_{mp} = 36.6 \times 20 = 732 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 6.91 \text{ A}, I_{mp} = 6.29 \text{ A}$$

2) PV Sub Array เมื่อต่อขนาดกัน 2 Strings

$$W = 4,600 \times 2 = 9,200 \text{ W.}$$

$$I_{sc} = 6.91 \times 2 = 13.82 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 6.29 \times 2 = 12.58 \text{ A และ}$$

3) PV Array เมื่อต่อขนาดกัน 17 PV Sub Array

$$W = 9,200 \times 17 = 156,400 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 13.82 \times 17 = 234.94 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 12.58 \times 17 = 213.86 \text{ A}$$

สายไฟฟ้าสำหรับ PV String จะใช้สายขนาด 2 x 1/c-6 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน)

ตารางที่ 3.8 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Amorphous Silicon ใช้ในโครงการอุทยาน 2

Model : BS-40
Rated Max. Power at STC : 42W
Open Circuit Voltage (Voc) : 62.2 V
Max. Power Voltage (Vmp) : 44.8 V
Short Circuit Current (Isc) : 1.14 A
Max. Power Current (Imp) : 0.93 A

การออกแบบ PV String ของแผงชนิด Amorphous Silicon จะใช้แผงจำนวน 8 Modules/String ส่วน PV Sub Array จะมี 24 Strings/PV Sub Array และ PV Array จะมี PV Sub Array ขนาดกันสูงสุด 17 PV Sub Array

1) PV String นำแผงโซลาเซลล์มาต่อกันเป็น 1 สตริง จะได้ (ยกตัวอย่าง 48W)

$$W = 42 \times 8 = 336 \text{ W}$$

$$V_{oc} = 62.2 \times 8 = 497.6 \text{ V}$$

$$V_{mp} = 44.8 \times 8 = 358.4 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 1.14 \text{ A}, I_{mp} = 0.93 \text{ A}$$

2) PV Sub Array เมื่อต่อขนาดกัน 24 Strings

$$W = 336 \times 24 = 8,064 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 1.14 \times 24 = 27.36 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 0.93 \times 24 = 22.32 \text{ A} \text{ และ}$$

3) PV Array เมื่อต่อขนาดกัน 17 PV Sub Array จะทำให้ค่า W, I_{sc} และ I_m

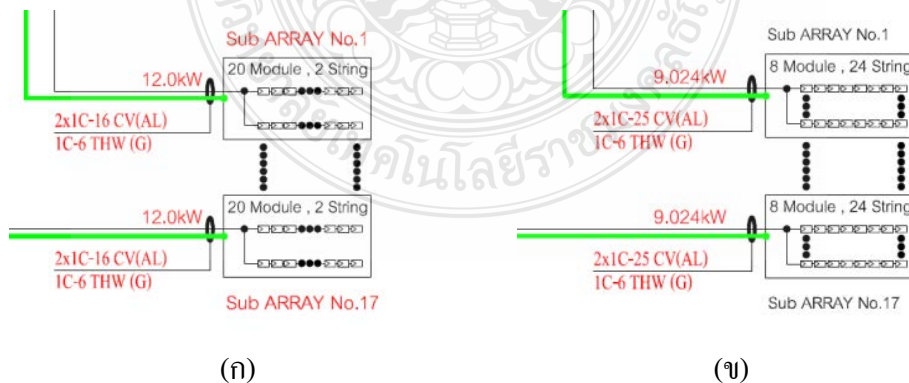
เพิ่มขึ้น

$$W = 8,064 \times 17 = 137,088 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 27.36 \times 17 = 465.12 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 22.32 \times 17 = 379.44 \text{ A}$$

สายไฟฟ้าสำหรับ PV String จะใช้สายขนาด 2 x 1/c-6 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน)



รูปที่ 3.16 ตัวอย่าง PV Sub Array (ก) 2 Strings/ PV Sub Array และ (ข) 24 Strings/ PV Sub Array

โครงการอยุธยา 2

1.3.2 DC Combiner Box หรือตู้ Array Box จะติดตั้งทางด้าน DC จะเป็นตู้สำหรับรวมหลายๆ PV Sub Array ภายในจะประกอบด้วยอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินอาจเป็นฟิวส์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์รวมทั้งอุปกรณ์ป้องกันลัดวงจร (SPD) แล้วแต่ลักษณะการออกแบบ โดยสำหรับโครงการนี้ DC Combiner Box มีทั้งหมด 12 ตู้ โดยแบ่งเป็น DC Combiner Box สำหรับแผง Poly crystalline silicon จำนวน 8 ตู้ และสำหรับแผง Amorphous Silicon จำนวน 4 ตู้ โดยภายในตู้จะประกอบด้วย PV Array สูงสุด 17 Array โดยจะยกตัวอย่างการคำนวณพิกัดอุปกรณ์ภายในของตู้ DC Combiner Box สำหรับแผง Polycrystalline silicon

$$\begin{aligned}
 1) \text{ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน PV Sub Array} &= I_{sc} (\text{PV Sub Array}) \times 125\% \\
 &= 13.82 \times 125\% \\
 &= 17.28 \text{ A}
 \end{aligned}$$

เลือก DC เซอร์กิตเบรกเกอร์ 25AT

$$\begin{aligned}
 2) \text{ พิกัดแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน} &= V_{oc} (\text{string}) \times 120\% \\
 &= 864 \times 120\% \\
 &= 1036.8 \text{ V}
 \end{aligned}$$

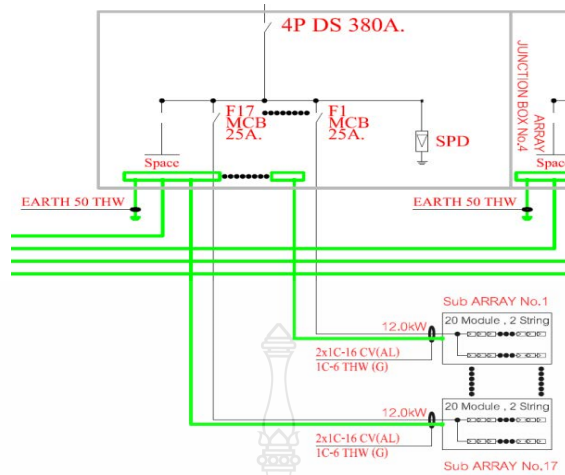
เลือกพิกัดแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน 1,000V

$$\begin{aligned}
 3) \text{ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน DC Combiner Box} \\
 &= I_{sc} (\text{PV Array}) \times 125\% \\
 &= 234.94 \times 125\% \\
 &= 293.68 \text{ A}
 \end{aligned}$$

เลือกเป็น Disconnected witch ขนาด 380A 1,000V และ Fuse ขนาด 400A (อยู่ภายในแต่ละอินพุตของอินเวอร์เตอร์)

สายไฟฟ้าเมนสำหรับ PV Sub Array เลือกใช้สายขนาด 2 x 1/c-16 sq.mm 0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 94 A (เดินในท่ออลูมิเนียมฝังดิน)

สายไฟฟ้าเมนของตู้ DC Combiner Box เลือกใช้สาย 2 x 1/c-240 sq.mm 0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 420 A (เดินรางเคเบิลแบบบันได)

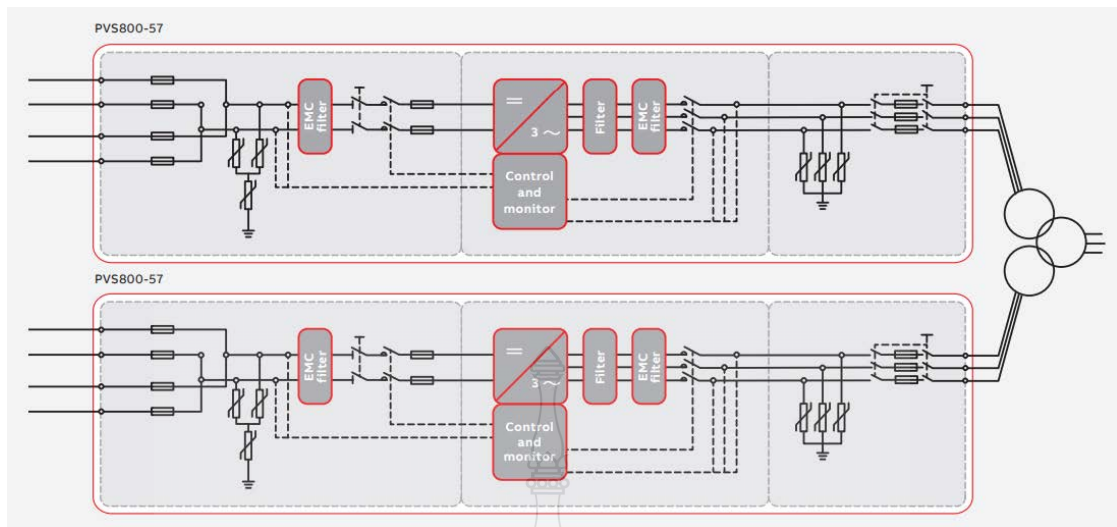


รูปที่ 3.17 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box ขนาด 17 PV Sub Array โครงการอยุธยา 2

1.3.3 อินเวอร์เตอร์ เป็นแบบรวมศูนย์เป็นผลิตภัณฑ์ของ ABB มี 2 ขนาด โดยมีรายละเอียดคุณสมบัติดังนี้

ตารางที่ 3.9 รายละเอียดคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ใช้ในโครงการอยุธยา 2

Model : PVS800-57-0500KW-A / PVS800-57-0630KW-A
Max. Efficiency : 98.6% / 98.6%
Max. DC Voltage : 1,100 V / 1,100 V
Max. DC Current : 1145 A / 1230 A
Rated DC Input Voltage : 450-825 V
Max. Number of Input : 4 to 25 (+/-)
Nominal AC Outout Power : 500 kW / 630 kW
Nominal AC Current : 965 A / 1040 A
Nominal Output Voltage : 300 V / 350 V
Output Frequency : 50Hz/60Hz
Distribution Network Type : TN and TT



รูปที่ 3.18 ไดอะแกรมภายในของอินเวอร์เตอร์โครงการอยุธยา 2 [12]

ในโครงการนี้จะใช้อินเวอร์เตอร์โมเดล PVS800-57-0630KW-A จำนวน 2 ตัว และอินเวอร์เตอร์โมเดล PVS800-57-0500KW-A จำนวน 1 ตัวกำลังไฟฟ้าด้าน AC เท่ากับ 1.75 MW อินเวอร์เตอร์แต่ละตัวจะมี 4 DC อินพุต การเชื่อมต่อของ PV Array จะเชื่อมต่อ 1 PV Array หรือ 1 DC Combiner Box ต่อ 1 อินพุตของอินเวอร์เตอร์ โดยภายในตัวอินเวอร์เตอร์จะมีฟิวส์ป้องกันขนาด 400A /Input โดยแบ่งเป็น

- 1) อินเวอร์เตอร์ 1,2 ขนาด 630kW ใช้แผงชนิด Poly crystalline silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 625.600 kW
- 2) อินเวอร์เตอร์ 3 ขนาด 500kW ใช้แผงชนิด Amorphous Silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 548.352 kW

ด้าน AC ของอินเวอร์เตอร์จะเชื่อมต่อไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าโดยตรงไม่มีตู้ Switchboard จะใช้อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ภายในของอินเวอร์เตอร์เป็นตัวป้องกัน สายไฟฟ้าจากอินเวอร์เตอร์ไปยังหม้อแปลงไฟฟ้า ใช้สาย 4 (3 x 1/c 150 sq.mm) 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 1,296 A (เดินในรางเคเบิลแบบบันได)

1.3.4 หม้อแปลงไฟฟ้า จะใช้เป็นชนิด 3 ขดลวด 2 ตัว และชนิด 2 ขดลวด 1 ตัว สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์การเพิ่มโหลดในอนาคตอาจเป็นไปได้ยาก ดังนั้นขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้าอาจจะใช้เท่ากับพิกัด kVA รวมของอินเวอร์เตอร์ แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับดุลพินิจของผู้ออกแบบ

$$\begin{aligned}
 1) \text{ ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 ขดลวด} &= \text{ผลรวม kVA (inverter) x 125\%} \\
 &= 630 \text{ kVA} \times 2 \times 125\% \\
 &= 1,575 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

เลือกขนาด 1,500/ 2x750 kVA 22/0.35kV Dy11y11 efficiency, 6% Impedance

$$\begin{aligned}
 2) \text{ ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า 2 ขดลวด} &= \text{ผลรวม kVA (inverter)} \\
 &= 500 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

เลือกขนาด 500 kVA 22/0.30kV Dy11 efficiency ,6% Impedance

$$\begin{aligned}
 3) \text{ พิกัดกระแสของหม้อแปลงไฟฟ้าด้าน MV (คำนวณเฉพาะพิกัดใหญ่ที่สุด)} \\
 &= \text{kVA} / (\sqrt{3} \times \text{kV}) \\
 &= 1,500 / (\sqrt{3} \times 22) \\
 &= 39.36 \text{ A}
 \end{aligned}$$

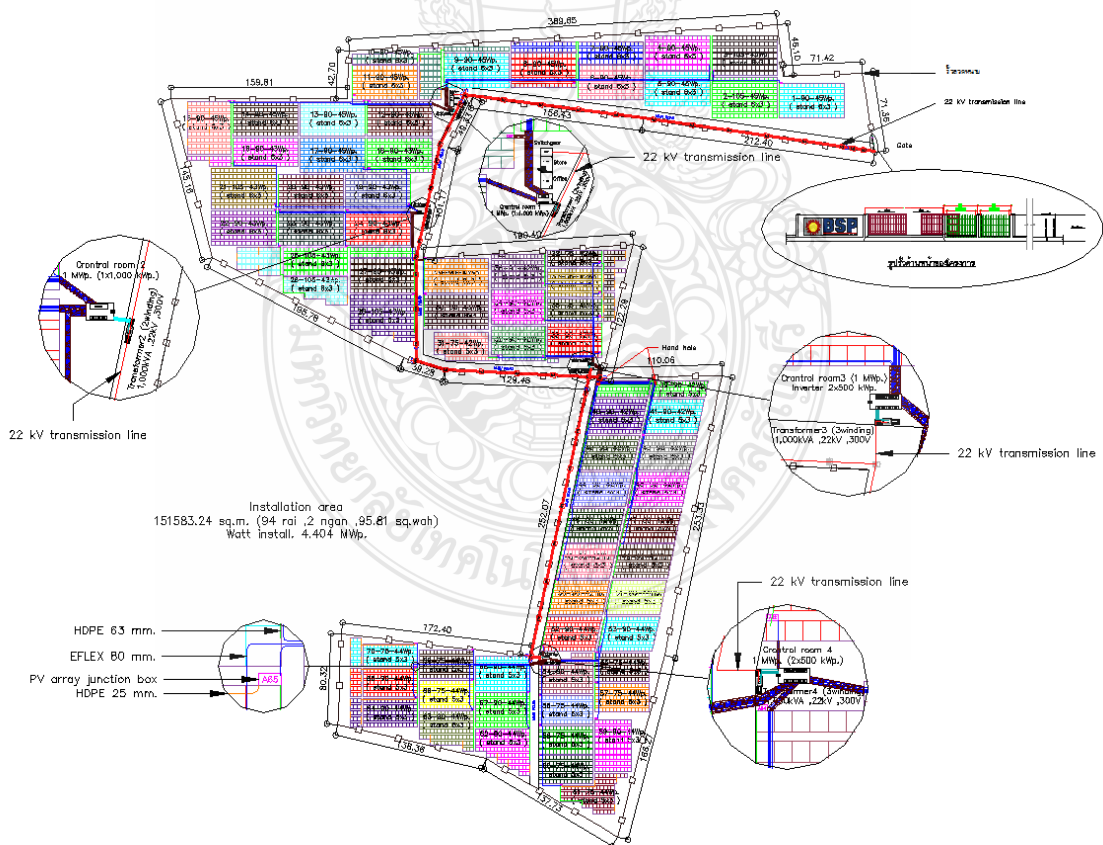
สายไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าเชื่อมต่อไปยังระบบ 22 kV ใช้เป็นสาย 3 x 1/c-50 sq.mm 12/22(24)kV XLPE Cable พิกัดกระแส 178 A (เดินในท่ออลูมิเนียมฝังดิน)

1.4 โครงการลพบุรี 6

โรงไฟฟ้า โครงการลพบุรี 6 ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดลพบุรี ทำการศึกษาการออกแบบของส่วนประกอบหลักๆ ภายในโรงไฟฟ้างดังนี้



รูปที่ 3.19 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้า โครงการลพบุรี 6



รูปที่ 3.20 แบบแปลนโรงไฟฟ้า โครงการลพบุรี 6

1.4.1 PV String และ PV Sub Array โครงการนี้จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon จำนวน 101,295 แผง เป็นผลิตภัณฑ์ของ BSC โมเดล BS-40 มีพื้นที่ขนาด 42,43,44 และ 45W รวมกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 4.404 MW การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะติดตั้งบน โครงสร้างเหล็ก หันไปทางทิศใต้ทำมุม 15 องศา ค่าพารามิเตอร์ต่างๆของแผงมีค่าใกล้เคียงกัน ในการคำนวณ PV String และ PV Sub Array จึงขอใช้เฉพาะพารามิเตอร์ของโมเดล BS-40 (45W) มาใช้ในการคำนวณ

ตารางที่ 3.10 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Amorphous Silicon ใช้ในโครงการลพบุรี 6

Model : BS-40
Rated Max. Power at STC : 42,43,44,45W
Open Circuit Voltage (Voc) : 62.2 V
Max. Power Voltage (Vmp) : 44.8 V
Short Circuit Current (Isc) : 1.14 A
Max. Power Current (Imp) : 0.93 A

การออกแบบ PV String จะใช้แผงจำนวน 15 Modules/String ส่วน PV Sub Array แบ่งเป็น

- 15 Strings/PV Sub Array ส่วน PV Array จะมี PV Sub Array ขนาดกัน สูงสุด 6 PV Sub Array

- 18 Strings/PV Sub Array ส่วน PV Array จะมี PV Sub Array ขนาดกัน สูงสุด 7 PV Sub Array

1) PV String นำแผงโซลาร์เซลล์มาต่อกันเป็น 1 สตริง จะได้ (ยกตัวอย่าง 45W)

$$W = 45 \times 15 = 675 \text{ W}$$

$$Voc = 62.2 \times 15 = 933 \text{ V}$$

$$Vmp = 44.8 \times 15 = 672 \text{ V}$$

$$Isc = 1.14 \text{ A} , Imp = 0.93 \text{ A}$$

2) PV Sub Array เมื่อต่อขนานกัน 15 Strings

$$W = 675 \times 15 = 10,125 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 1.14 \times 15 = 17.1 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 0.93 \times 15 = 13.95 \text{ A}$$

3) PV Sub Array เมื่อต่อขนานกัน 18 Strings

$$W = 675 \times 18 = 12,150 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 1.14 \times 18 = 20.52 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 0.931 \times 18 = 16.74 \text{ A}$$

4) PV Array เมื่อต่อ 15 PV strings/PV Sub Array ขนานกัน 6 ชุด

$$W = 10,125 \times 6 = 60,750 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 17.1 \times 6 = 102.6 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 13.95 \times 6 = 83.7 \text{ A}$$

5) PV Array เมื่อต่อ 18 PV strings/PV Sub Array ขนานกัน 7 ชุด

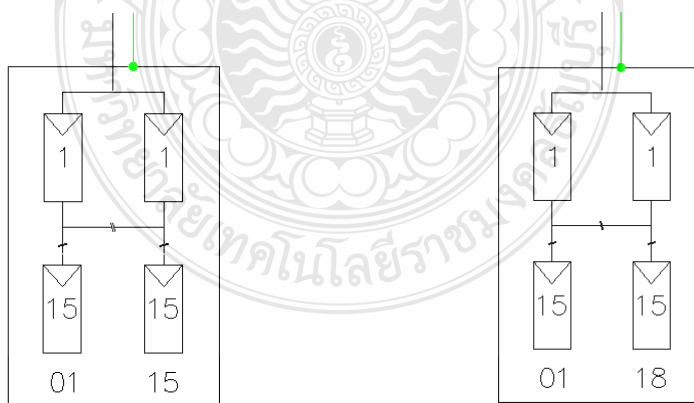
$$W = 12,150 \times 7 = 85,050 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 20.52 \times 7 = 143.64 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 16.74 \times 7 = 117.18 \text{ A}$$

สายไฟฟ้าสำหรับ PV String เลือกใช้สายขนาด 2 x 1/c-6 sq.mm 0.6/1kV CV

Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่ออลูมิเนียมฝังดิน)



(ก)

(ข)

รูปที่ 3.21 ตัวอย่าง PV Sub Array (ก) 15 PV Strings/ PV Sub Array และ (ข) 18 Strings/PV Sub Array โครงการลพบุรี 6

1.4.2 DC Combiner Box หรือตู้ Array Box จะติดตั้งทางด้าน DC จะเป็นตู้สำหรับรวมหลายๆ PV Sub Array ภายในจะประกอบด้วยอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินอาจเป็นฟิวส์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์รวมทั้งอุปกรณ์ป้องกันลัดวงจร (SPD) แล้วแต่ลักษณะการออกแบบ โดยสำหรับโครงการนี้ DC Combiner Box มีทั้งหมด 70 ตู้ โดยภายในตู้จะประกอบด้วย 15 PV Strings/PV Sub Array ขนาดสูงสุด 6 ชุด และ 18 PV Strings/PV Sub Array ขนาดสูงสุด 7 ชุด

$$\begin{aligned}
 1) \text{ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน PV Sub Array} &= I_{sc} (\text{PV Sub Array}) \times 125\% \\
 &= 17.1 (15 \text{ PV Strings/PV Sub Array}) \times 125\% \\
 &= 21.38 \text{ A}
 \end{aligned}$$

เลือก DC เซอร์กิตเบรกเกอร์ 32AT

$$\begin{aligned}
 2) \text{ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน PV Sub Array} &= I_{sc} (\text{PV Sub Array}) \times 125\% \\
 &= 20.52 (18 \text{ PV Strings/PV Sub Array}) \times 125\% \\
 &= 25.65 \text{ A}
 \end{aligned}$$

เลือก DC เซอร์กิตเบรกเกอร์ 32AT

$$\begin{aligned}
 3) \text{ พิกัดแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน} &= V_{oc} (\text{string}) \times 120\% \\
 &= 933 \times 120\% \\
 &= 1119.6 \text{ V}
 \end{aligned}$$

เลือกพิกัดแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน 1,000V

$$\begin{aligned}
 4) \text{ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน DC Combiner Box ขนาด 6 PV Sub Array} \\
 &= I_{sc} (\text{PV Array}) \times 125\% \\
 &= 102.6 \times 125\% \\
 &= 128.25 \text{ A}
 \end{aligned}$$

เลือกเป็น DC Fuse ขนาด 125A (อยู่ภายในแต่ละอินพุตของอินเวอร์เตอร์)

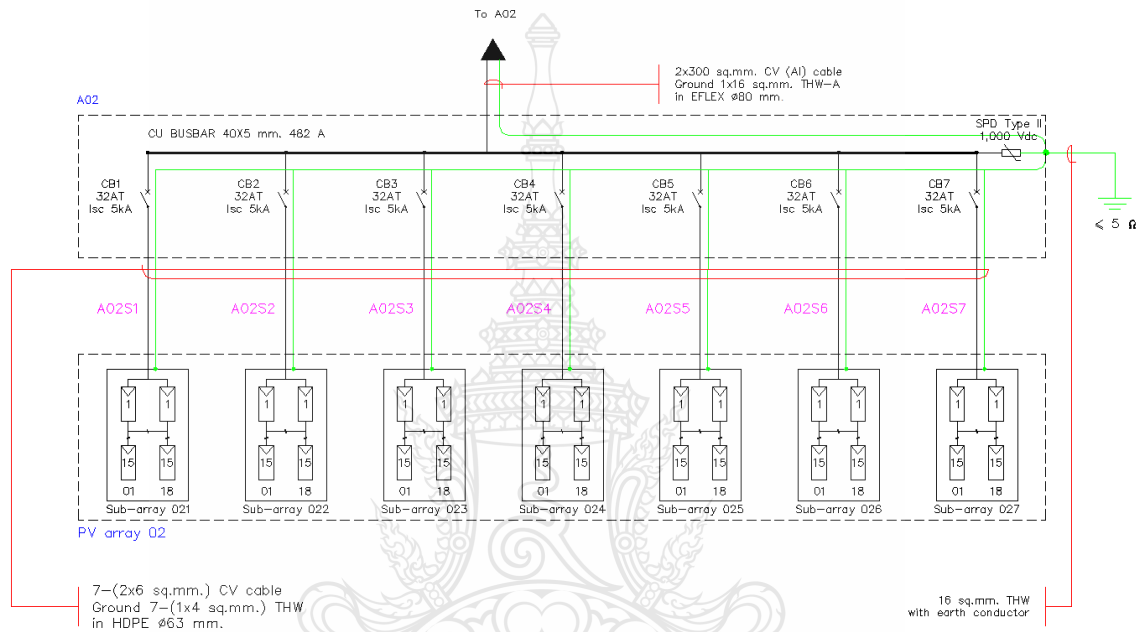
$$\begin{aligned}
 5) \text{ ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน DC Combiner Box ขนาด 7 PV Sub Array} \\
 &= I_{sc} (\text{PV Array}) \times 125\% \\
 &= 143.64 \times 125\% \\
 &= 179.55 \text{ A}
 \end{aligned}$$

เลือกเป็น DC Fuse ขนาด 160A (อยู่ภายในแต่ละอินพุตของอินเวอร์เตอร์)

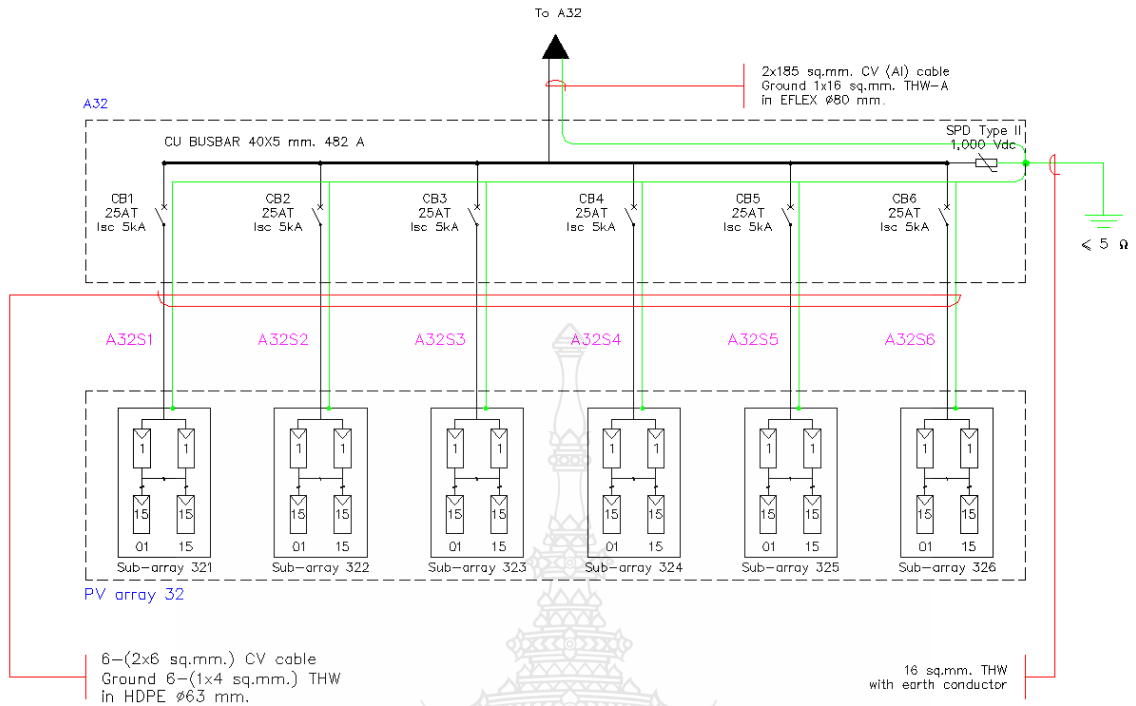
สายไฟฟ้าเมนสำหรับ PV Sub Array เลือกใช้สายขนาด 2 x 1/c-6 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่ออลูมิเนียม)

สายไฟฟ้าเมนของตู้ DC Combiner Box (6 PV Sub Array) เลือกใช้สาย 2 x 1/c-185 sq.mm 0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 293 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน)

สายไฟฟ้าเมนของตู้ DC Combiner Box (7 PV Sub Array) เลือกใช้สาย 2 x 1/c-300 sq.mm 0.6/1kV CV(AL) Cable พิกัดกระแส 400 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน)



รูปที่ 3.22 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box ขนาด 7 x PV Sub Array โครงการลพบุรี 6



รูปที่ 3.23 ตัวอย่าง ตู้ DC Combiner Box ขนาด 6 x PV Sub Array โครงการลพบุรี 6

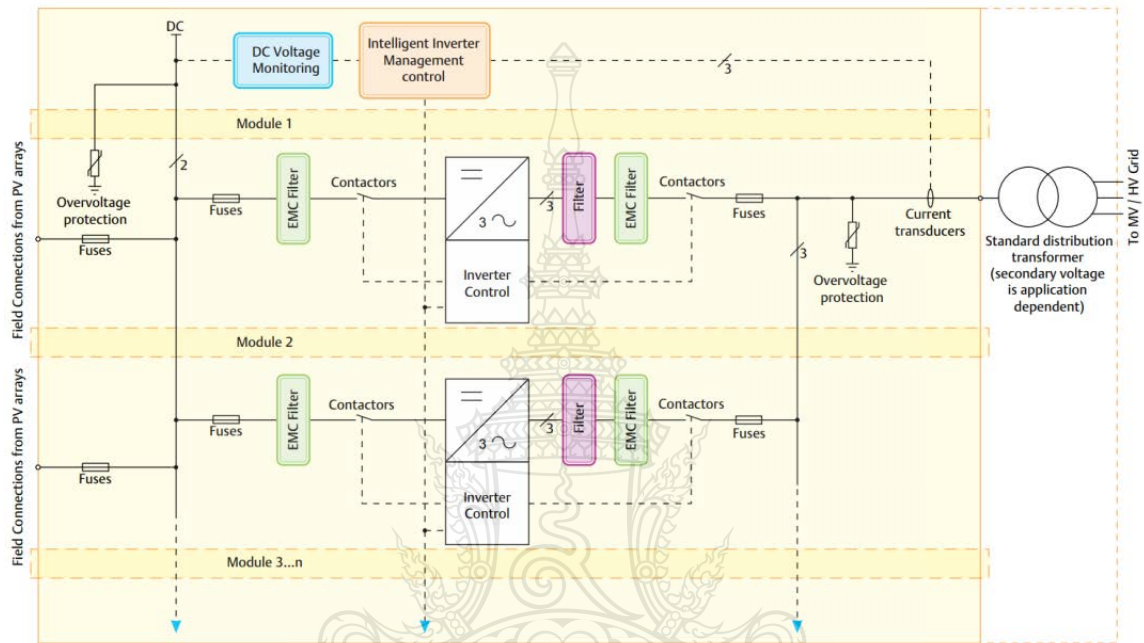
1.4.3 อินเวอร์เตอร์ เป็นแบบรวมศูนย์ เป็นผลิตภัณฑ์ของ EMERSON และของ ABB โดยมีรายละเอียดคุณสมบัติดังนี้

ตารางที่ 3.11 รายละเอียดคุณสมบัติอินเวอร์เตอร์ EMERSON ใช้ในโครงการลพบุรี 6

Model : SPV 1500
Max. Efficiency : 98.1%
Max. DC Voltage : 1,000 V
AC Current : 1.500 A
DC Current : 1,750 A
Rated DC Input Voltage : 400-800 V
Apparent Power @340 Vac : 880 kVA
Nominal Output Voltage : 340 V

ตารางที่ 3.11 รายละเอียดคุณสมบัติอินเวอร์เตอร์ EMERSON ใช้ในโครงการลพบุรี 6 (ต่อ)

Output Frequency : 50Hz-60Hz
Quantity of parallel inverter modules : 5
Max. Number of Input : 15



รูปที่ 3.24 วงจรภายในของอินเวอร์เตอร์ EMERSON โครงการลพบุรี 6

ตารางที่ 3.12 รายละเอียดคุณสมบัติอินเวอร์เตอร์ ABB ใช้ในโครงการลพบุรี 6

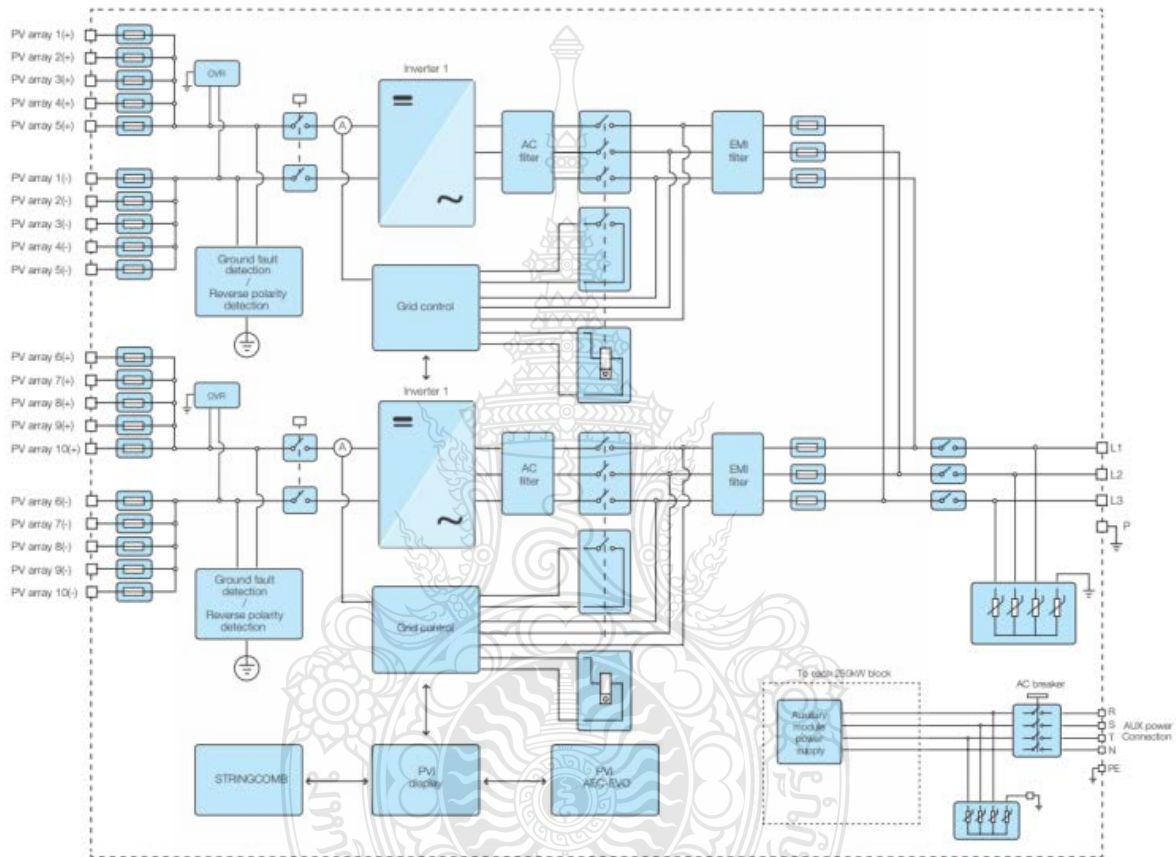
Model : PVI-500.0-TL-CN
Max. Efficiency : 98.5%
Max. DC Voltage : 1,000 V
Max. DC Current : 1,100 A
Rated DC Input Voltage : 495-900 V
Max. Number of Input : 10
Nominal AC Outout Power : 500 kW
Nominal AC Current : 900 A

ตารางที่ 3.12 รายละเอียดคุณสมบัติอินเวอร์เตอร์ ABB ใช้ในโครงการลพบุรี 6 (ต่อ)

Nominal Output Voltage : 320 V

Output Frequency : 50Hz/60Hz

AC grid connection type : Three phases 3W+PE



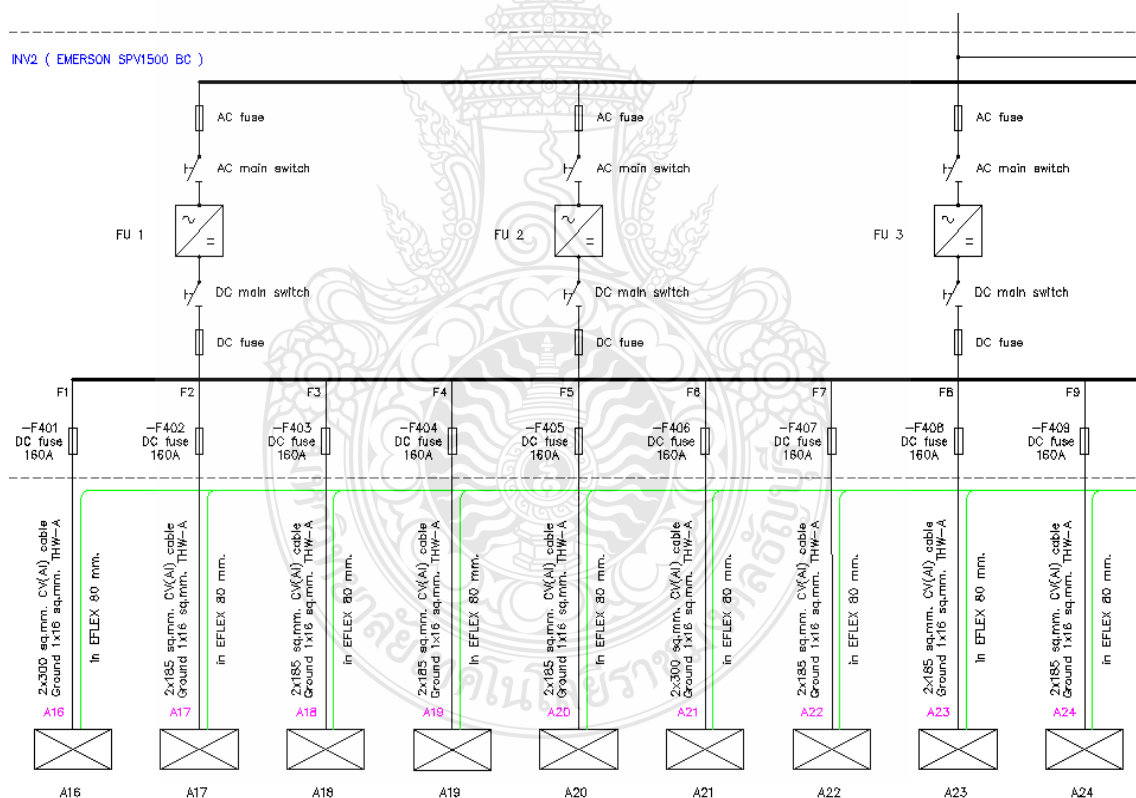
รูปที่ 3.25 วงจรภายในของอินเวอร์เตอร์ ABB โครงการลพบุรี 6

ในโครงการนี้จะใช้อินเวอร์เตอร์ทั้งหมด 6 ตัว โดยแบ่งเป็นโมเดล SPV 1500 จำนวน 2 ตัว และโมเดล PVI-500.0-TL-CN จำนวน 4 ตัว กำลังไฟรวมด้าน AC เท่ากับ 4.0 MW โดยการเชื่อมต่อสำหรับโมเดล SPV 1500 จะมี 15 อินพุต แต่ละอินพุตจะมี Fuse ขนาด 160 A สำหรับป้องกันกระแสเกิน และสำหรับโมเดล PVI-500.0-TL-CN จะมี 10 อินพุต แต่ละอินพุตจะมี Fuse ขนาด 125 A สำหรับป้องกันกระแสเกิน โดยแบ่งเป็น

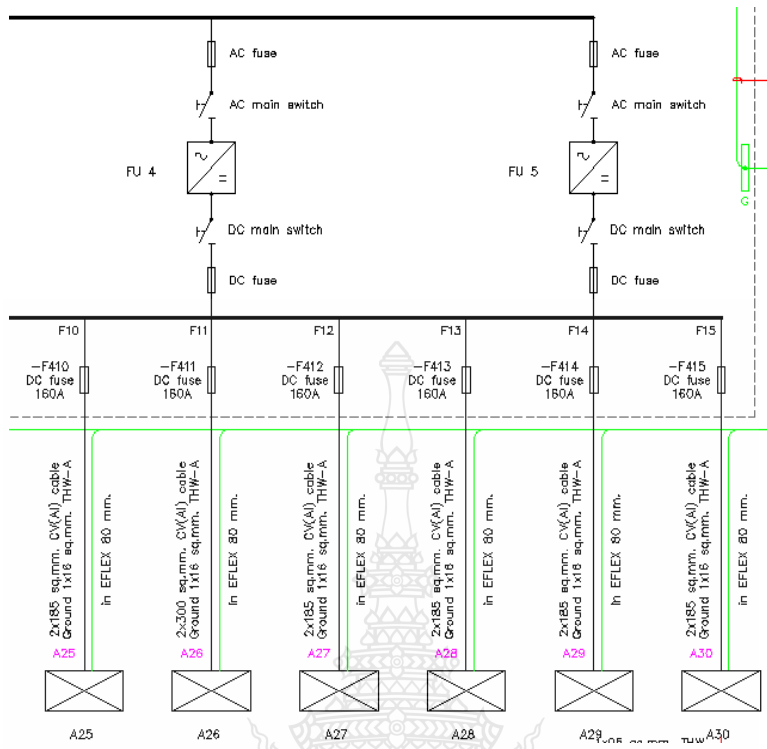
1) อินเวอร์เตอร์ 1,2 โมเดล PVS 1500 กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 1,117.80 kW และ 1,091.34 kW ตามลำดับ

2) อินเวอร์เตอร์ 3-6 โมเดล PVI-500.0-TL-CN กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 592.20 kW, 567.00 kW, 544.5 kW และ 554.40 kW ตามลำดับ

ด้าน AC ของอินเวอร์เตอร์จะเชื่อมต่อไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าโดยตรงไม่มีตู้ Switchboard จะใช้อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ภายในของอินเวอร์เตอร์เป็นตัวป้องกัน สายไฟฟ้าจากอินเวอร์เตอร์ไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับโมเดล SPV 1500 เลือกใช้สาย 8 (3 x 1/c-300 sq.mm) 0.6/1kV CV (AL) Cable พิกัดกระแส 1665 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน) และสำหรับโมเดล PVI-500.0-TL-CN เลือกใช้สาย 4 (3 x 1/c-300 sq.mm) 0.6/1kV CV (AL) Cable พิกัดกระแส 1040 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน)

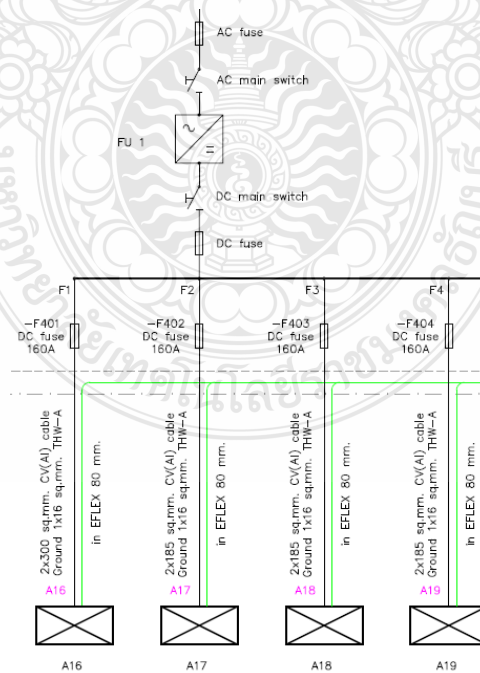


(ก)



(ข)

รูปที่ 3.26 ไคอะแกรมการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ SPV 1500 โครงการลพบุรี อินพุต 1-9 (ก) และ อินพุต 10-15 (ข)



รูปที่ 3.27 ไคอะแกรมการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ PVI-500.0-TL-CN โครงการลพบุรี 6

1.4.4 หม้อแปลงไฟฟ้า ใช้เป็นชนิด 2 ขดลวด 2 ตัว สำหรับอินเวอร์เตอร์โมเดล PVS 1500 และ 3 ขดลวด 2 ตัว สำหรับอินเวอร์เตอร์โมเดล PVI-500.0-TL-CN สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์การเพิ่ม โหลดในอนาคตอาจเป็นไปได้ยาก ดังนั้นขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้า อาจจะใช้เท่ากับพิกัด kVA รวมของอินเวอร์เตอร์ แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับดุลพินิจของผู้ออกแบบ

1) ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 2 ขดลวด = ผลรวม kVA (inverter)
= 1,000 kVA

เลือกขนาด 1,000 kVA 22/0.34kV Dy11 efficiency ,6% Impedance

2) ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 ขดลวด = ผลรวม kVA (inverter)
= 500 kVA x 2
= 1,000 kVA

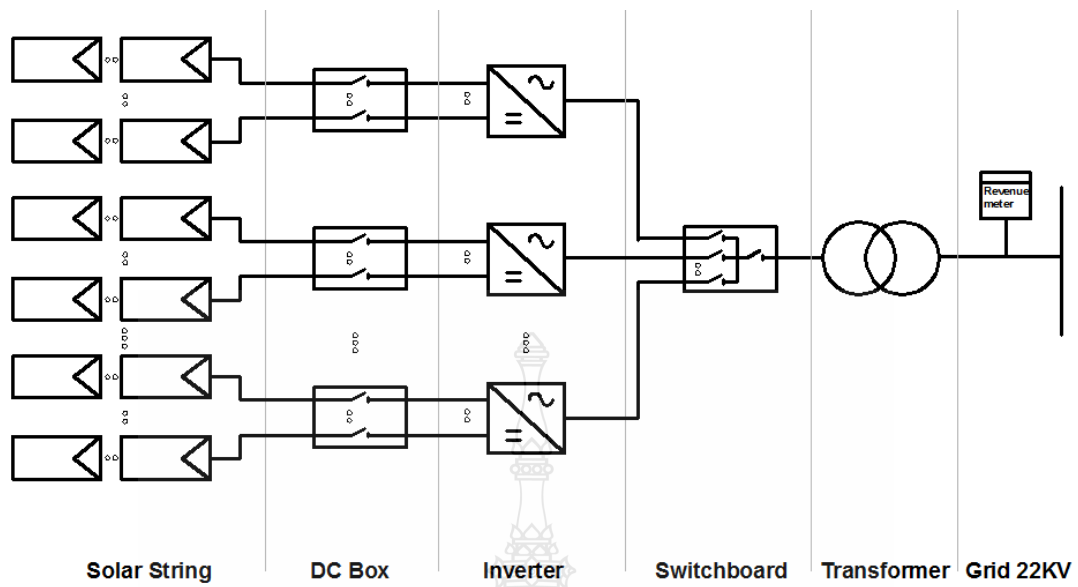
เลือกขนาด 1,000/2x500 kVA 22/0.32kV Dy11y11 efficiency,
6% Impedance

3) พิกัดกระแสของหม้อแปลงไฟฟ้าด้าน MV
= $kVA / (\sqrt{3} \times kV)$
= $1,000 / (\sqrt{3} \times 22)$
= 26.24 A

สายไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าเชื่อมต่อไปยังระบบ 22 kV ใช้เป็นสาย
3 x 1/c-50 sq.mm 25kV SAC Cable พิกัดกระแส 181 A (เดินในอากาศ)

2. โรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตรึง

รูปแบบ และแบบแปลนของโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตรึงแสดงดังรูปที่ 3.28 และ 3.30 ตามลำดับ โดยโรงไฟฟ้า ที่ทำการศึกษาจะมีอยู่ 4 โครงการคือ บีเอสพี โฟร์, บีเอสพี ไฟซ์, บีเอสพี เซเวน 1 และ บีเอสพี เซเวน 2 ทั้ง 4 โครงการติดตั้งในพื้นที่ อ.เขาย้อย จังหวัดเพชรบุรี ลักษณะการออกแบบของอุปกรณ์ภายในโรงไฟฟ้า จะเหมือนกันทั้ง 4 โครงการ โดยลักษณะการออกแบบจะพิจารณาไปตามรูปแบบของโรงไฟฟ้า ดังต่อไปนี้



รูปที่ 3.28 รูปแบบของโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตรึง



รูปที่ 3.29 พิกัดพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตรึงทั้ง 4 โครงการ



รูปที่ 3.30 แบบแปลนของโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตรึงทั้ง 4 โครงการ

2.1 PV String และ PV Sub Array ทั้ง 4 โครงการจะใช้แผงชนิด Polycrystalline silicon เป็นผลิตภัณฑ์ของ JA Solar โมเดล JAP6 72-310/3BB ขนาด 300W จำนวน 5,598 แผง และแผงชนิด Amorphous Silicon เป็นผลิตภัณฑ์ของ BSC โมเดล BS-46 46W และ BS-50 50W จำนวนรวม 5,700 แผง รวมกำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 2.0 MW การติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์จะติดตั้งบนโครงสร้างเหล็กหันไปทางทิศใต้ทำมุม 15 องศา

ตารางที่ 3.13 รายละเอียดคุณสมบัติของแผง Polycrystalline silicon ใช้ในโรงไฟฟ้าแบบ อินเวอร์เตอร์สตริง

Brand/Model : JA SOLAR / JAP6 72-310/3BB
Rated Max. Power at STC : 310 W
Open Circuit Voltage (Voc) : 45.45 V
Max. Power Voltage (Vmp) : 37.0 V
Short Circuit Current (Isc) : 8.85 A
Max. Power Current (Imp) : 8.38 A

ตารางที่ 3.14 รายละเอียดคุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon ใช้ในโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง

Brand : BSC / BSC
Model : BS-50 / BS-46
Rated Max. Power at STC : 50 W / 46 W
Open Circuit Voltage (Voc) : 93.4 V / 93.0 V
Max. Power Voltage (Vmp) : 70.9 V / 70.3 V
Short Circuit Current (Isc) : 0.86 A / 0.82 A
Max. Power Current (Imp) : 0.71 A / 0.66 A

การออกแบบของแผงชนิด Polycrystalline silicon จะใช้ 18 Modules/PV Strings และจะเชื่อมต่อ 1 PV String/ 1 อินพุตของอินเวอร์เตอร์ และการออกแบบแผงชนิด Amorphous

Silicon จะใช้ 10 Modules/ PV Strings และ PV Array จะมีทั้ง 2,9 และ 18 PV Strings/PV Array โดยเชื่อมต่อ 1 PV Array/ 1 อินพุตของอินเวอร์เตอร์

1) PV String ของแผงชนิด Polycrystalline silicon ต่อกันเป็น 1 สตริง จะได้

$$W = 310 \times 18 = 5,580 \text{ W}$$

$$V_{oc} = 45.45 \times 18 = 818.1 \text{ V}$$

$$V_{mp} = 37.0 \times 18 = 666 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 8.85 \text{ A}, I_{mp} = 8.38 \text{ A}$$

2) PV String ของแผงชนิด Amorphous Silicon ต่อกันเป็น 1 สตริง จะได้

$$W = 50 \times 10 = 500 \text{ W (ยกตัวอย่างแผงขนาด 50W)}$$

$$V_{oc} = 93.4 \times 10 = 934 \text{ V}$$

$$V_{mp} = 70.9 \times 10 = 790 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 0.86 \text{ A}, I_{mp} = 0.71 \text{ A}$$

3) PV Array ของแผงชนิด Amorphous Silicon ยกตัวอย่างเมื่อต่อขนานกัน 18 PV Sub Array จะทำให้ค่า W, I_{sc} และ I_m เพิ่มขึ้น

$$W = 500 \times 18 = 9,00 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 0.86 \times 18 = 15.48 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 0.71 \times 18 = 12.78 \text{ A}$$

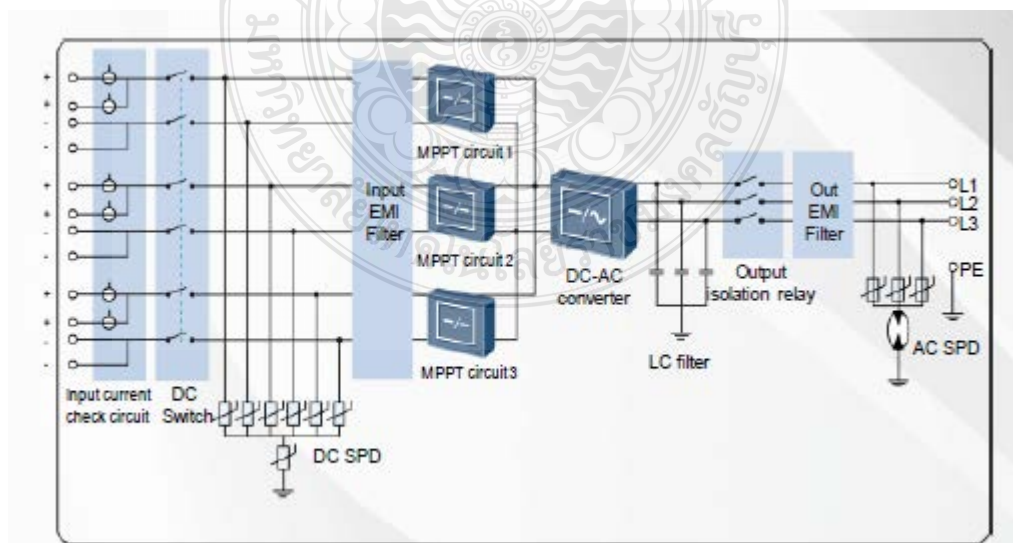
สายไฟฟ้าสำหรับทั้ง PV String และ PV Array จะใช้สายขนาด 2 x 1/c-6 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 54 A (เดินในท่อโลหะฝังดิน)

2.2 DC Box จะติดตั้งทางด้าน DC ภายในจะประกอบด้วยอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน อาจเป็นฟิวส์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์รวมทั้งอุปกรณ์ป้องกันลัดวงจร (SPD) แล้วแต่ลักษณะการออกแบบ สำหรับ 4 โครงการนี้ผู้ออกแบบไม่ได้ติดตั้ง DC Box พร้อมอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินด้าน DC เพราะลักษณะการเชื่อมต่อจาก PV Modules ไปยังอินเวอร์เตอร์เป็นลักษณะ String และ Array ขนาดเล็กมีพิกัดกระแส I_{sc} น้อยกว่าพิกัดของสายไฟ และน้อยกว่าพิกัด I_{sc} ที่อินเวอร์เตอร์สามารถทนได้

2.3 อินเวอร์เตอร์ เป็นแบบสตรึงอินเวอร์เตอร์ โดยมีรายละเอียดคุณสมบัติดังนี้

ตารางที่ 3.15 รายละเอียดคุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ใช้ใน โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตรึง

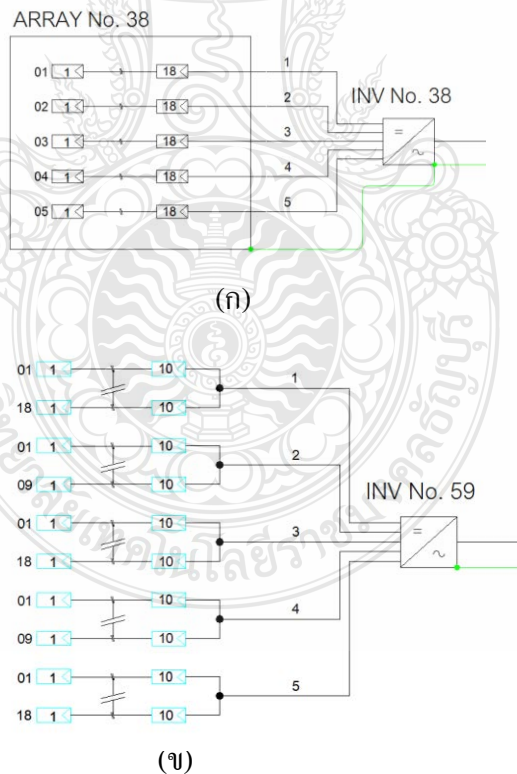
Brand/Model : Huawei / SUN2000-28KTL
Max. Efficiency : 98.7%
Max. DC Usable Power : 28,200 W
Max. Input Voltage : 1,000 V
Max. Current per MPPT : 18 V
Max. Short Circuit Current per MPPT : 25A
Rated DC Input Voltage : 720 V
Max. Number of Input : 6
Number of MPPT Tracker : 3
Rated AC Active Power : 27,500 W
Rated Output Voltage : 277 V/480 V, 3W + PE
Rated AC Frequency : 50Hz/60Hz
Max. Output Current : 33.1A



รูปที่ 3.31 โค้ดแกรมภายในของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตรึง [13]

โรงไฟฟ้าฯ ทั้ง 4 โครงการ แต่ละโครงการจะใช้อินเวอร์เตอร์จำนวน 60 ตัว กำลังไฟฟ้าทางด้าน DC มีค่าเท่ากับ 2.0 MW และด้าน AC มีค่าเท่ากับ 1.650 MW (27.5 kW x 60) โดยแบ่งเป็น

- 1) อินเวอร์เตอร์ 1-37 และ 39-52 ใช้แผงชนิด Polycrystalline silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 33,480 W
- 2) อินเวอร์เตอร์ 38 ใช้แผงชนิด Polycrystalline silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 27,900 W
- 3) อินเวอร์เตอร์ 53-56 ใช้แผงชนิด Amorphous Silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 33,840 W
- 4) อินเวอร์เตอร์ 57-59 ใช้แผงชนิด Amorphous Silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 33,120 W
- 5) อินเวอร์เตอร์ 60 ใช้แผงชนิด Amorphous Silicon กำลังไฟฟ้าด้าน DC เท่ากับ 29,900 W



รูปที่ 3.32 ตัวอย่างการเชื่อมต่อ PV String และ PV Array เข้ากับอินเวอร์เตอร์สตริง, (ก) สำหรับแผง Polycrystalline silicon และ (ข) สำหรับแผง Amorphous Silicon

2.4 Switchboard เป็นตู้ไฟฟ้าที่ภายในประกอบไปด้วยอุปกรณ์กันกระแสเกินและป้องกันการลัดวงจรทางด้าน AC โดยทั่วไปจะนิยมใช้เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ สำหรับโรงไฟฟ้า 4 โครงการจะเรียกว่าตู้ SUB MDB และ AC MDB

2.4.1 ตู้ SUB MDB เป็นตู้ไฟฟ้าที่ใช้สำหรับรวมโหลดทางด้าน AC ของอินเวอร์เตอร์โดยจะประกอบไปด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ย่อยและเมนเซอร์กิตเบรกเกอร์ ตู้ SUB MDB มีทั้งหมด 8 SUB MDB โดยจะแบ่งเป็น

1) 4 ตู้ SUB MDB เชื่อมกับทางด้าน AC ของอินเวอร์เตอร์จำนวน 7 ตัว

$$\text{ขนาดอุปกรณ์ป้องกันวงจรย่อย} = I_n (\text{Inverter}) \times 125\%$$

$$= 33.1 \times 125\%$$

$$= 41.38 \text{ A}$$

เลือกใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ย่อยเป็น MCCB 50AT

$$\text{ขนาดเมนเซอร์กิตเบรกเกอร์} = I_n (\text{Inverter}) \times 7 \times 125\%$$

$$= 33.1 \times 7 \times 125\%$$

$$= 289.63 \text{ A}$$

เลือกใช้เมนเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็น MCCB 300AT และ

2) 4 ตู้ SUB MDB จะเชื่อมกับทางด้าน AC ของอินเวอร์เตอร์จำนวน 8 ตัว

$$\text{ขนาดอุปกรณ์ป้องกันวงจรย่อย} = I_n (\text{Inverter}) \times 125\%$$

$$= 33.1 \times 125\%$$

$$= 41.38 \text{ A}$$

เลือกใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ย่อยเป็น MCCB 50AT

$$\text{ขนาดเมนเซอร์กิตเบรกเกอร์} = I_n (\text{Inverter}) \times 8 \times 125\%$$

$$= 33.1 \times 7 \times 125\%$$

$$= 331 \text{ A}$$

เลือกใช้เมนเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็น MCCB 320AT

สายไฟฟ้าสำหรับอินเวอร์เตอร์มายังตู้ SUB MDB เลือกใช้สาย 3/c-10 sq.mm 0.6/1kV CV Cable พิกัดกระแส 63 A (เดินในท่ออลูมิเนียม)

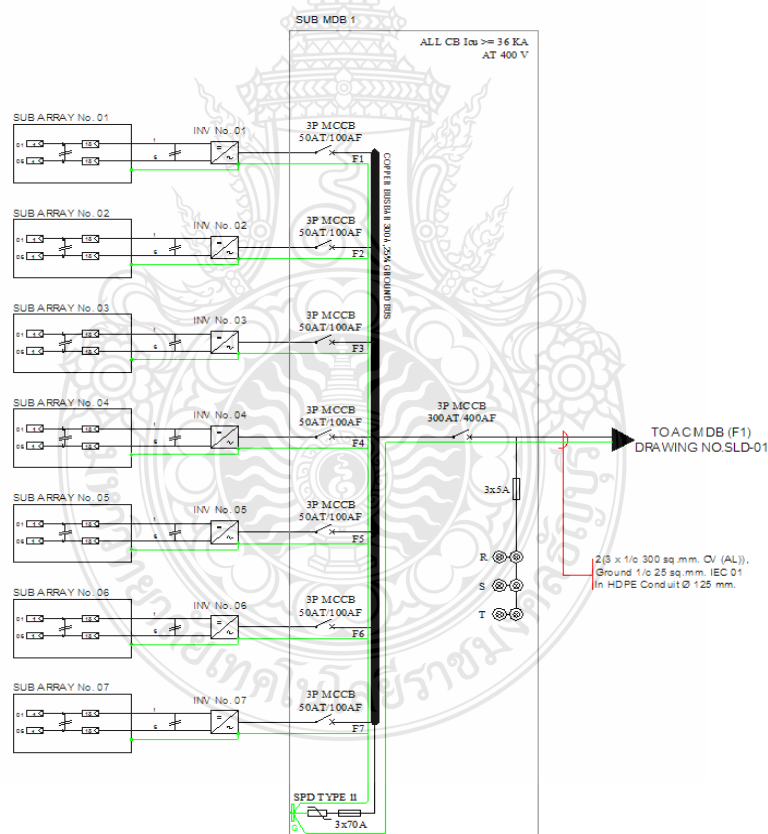
สายไฟฟ้าเมนของตู้ SUB MDB เลือกใช้สาย 2(1/c-300 sq.mm 0.6/1kV CV(AL) Cable) พิกัดกระแส 620 A (เดินในท่ออลูมิเนียม)

2.4.2 ตู้ AC MDB เป็นตู้เมนไฟฟ้าสำหรับรวมวงจรจาก 8 SUB MDB จะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ย่อยทั้งหมด 8 ตัว ขนาดพิกัดกระแสของเซอร์กิตเบรกเกอร์ย่อยจะใช้ตามขนาดเมนเซอร์กิตเบรกเกอร์ของแต่ละตู้ SUB MDB ส่วน เมนเซอร์กิตเบรกเกอร์ของตู้ AC MDB จะพิจารณาดังต่อไปนี้

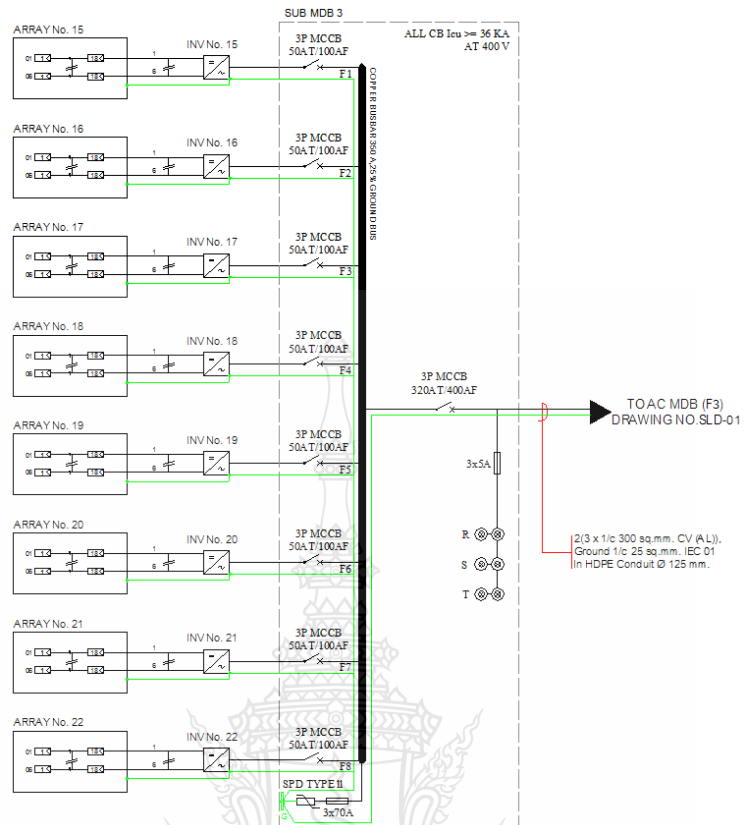
$$\begin{aligned} \text{ขนาดเมนเซอร์กิตเบรกเกอร์} &= I_n (\text{All Inverter}) \times 125\% \\ &= 33.1 \times 60 \times 125\% \\ &= 2,482.5 \text{ A} \end{aligned}$$

เลือกใช้เมนเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็น ACB 3,000AT

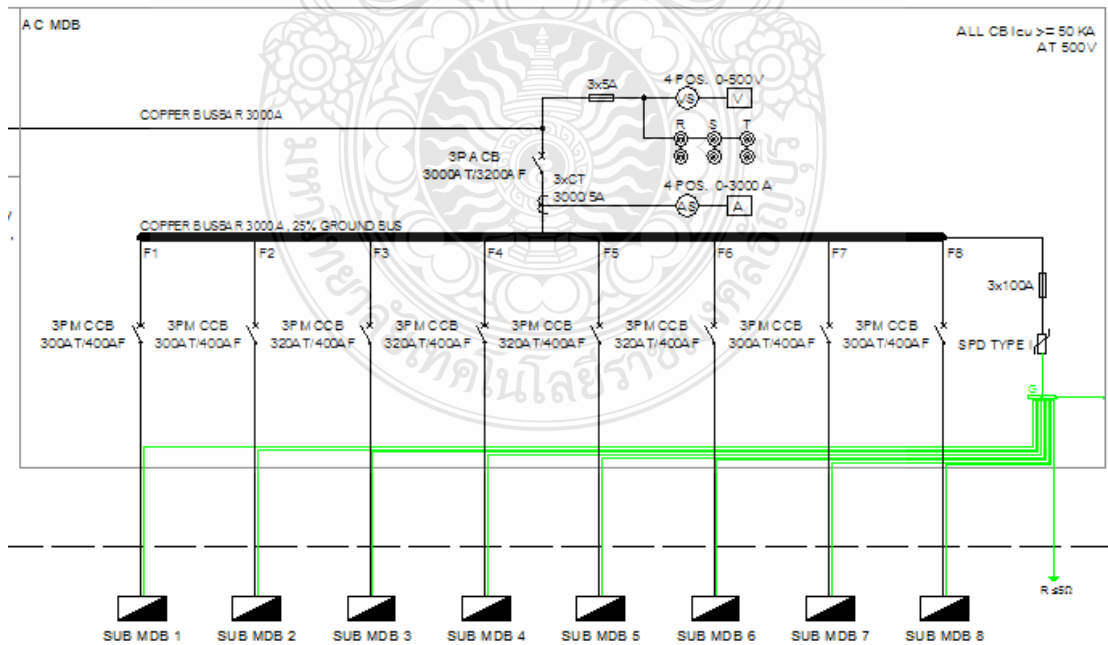
สายไฟฟ้าสำหรับตู้ AC MDB ไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าจะใช้เป็นบัสบาร์ทองแดงขนาด 3,000A เนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้าและตู้ AC MDB ถูกออกแบบมาให้ติดตั้งชิดติดกันและอยู่ในเครื่องห่อหุ้มเดียวกัน



รูปที่ 3.33 ตัวอย่างตู้ SUB MDB แบบ 7 อินเวอร์เตอร์



รูปที่ 3.34 ตัวอย่างตู้ SUB MDB แบบ 8 อินเวอร์เตอร์



รูปที่ 3.35 ไคอะแกรมตู้ AC MDB ของโรงไฟฟ้า แบบอินเวอร์เตอร์สตริง

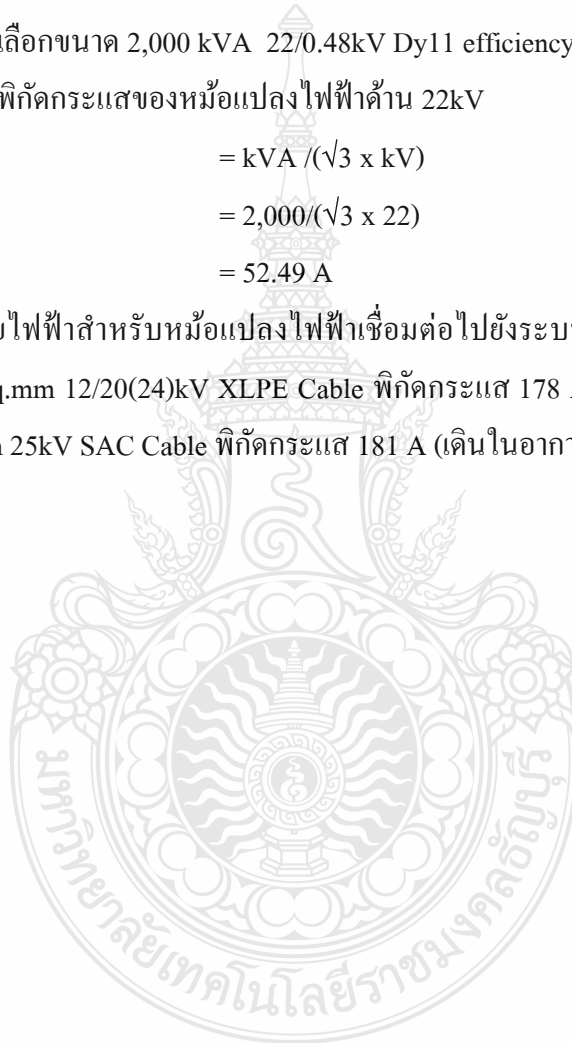
2.5 หม้อแปลงไฟฟ้า ใช้เป็นชนิด 2 ขดลวด 1 ตัว สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การเพิ่มโหลดในอนาคตอาจเป็นไปได้ยาก ดังนั้นขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้าอาจจะใช้เท่ากับพิกัด kVA รวมของอินเวอร์เตอร์ แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับดุลพินิจของผู้ออกแบบ

$$\begin{aligned} 1) \text{ ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า} &= \text{ผลรวม kVA (inverter)} \times 125\% \\ &= 27.5 \times 60 \times 125\% \\ &= 2,062 \text{ kVA} \end{aligned}$$

เลือกขนาด 2,000 kVA 22/0.48kV Dy11 efficiency ,6% Impedance

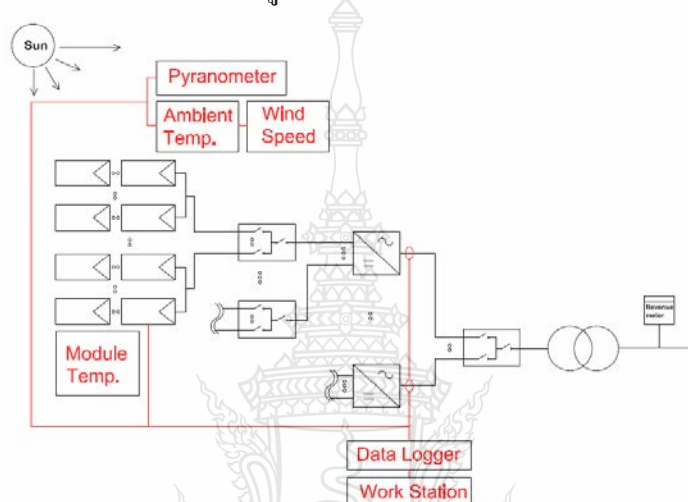
$$\begin{aligned} 2) \text{ พิกัดกระแสของหม้อแปลงไฟฟ้าค่าน } 22\text{kV} \\ &= \text{kVA} / (\sqrt{3} \times \text{kV}) \\ &= 2,000 / (\sqrt{3} \times 22) \\ &= 52.49 \text{ A} \end{aligned}$$

สายไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าเชื่อมต่อไปยังระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ใช้เป็นสาย 3 x 1/c-50 sq.mm 12/20(24)kV XLPE Cable พิกัดกระแส 178 A (เดินในท่ออลูมิเนียมฝังดิน) และ 3 x 1/c-50 sq.mm 25kV SAC Cable พิกัดกระแส 181 A (เดินในอากาศ)



3.2 การวัดและจัดเก็บข้อมูล

ทำการจัดเก็บข้อมูลค่าพลังงานรังสีแสงอาทิตย์ และค่าพลังงานไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์ผลิตได้ผ่านระบบ Monitoring ของแต่ละโรงไฟฟ้า โดยมี Pyranometer เป็นอุปกรณ์วัดค่าพลังงานรังสีแสงอาทิตย์ และมีการตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์ผลิตได้ ทำการเก็บข้อมูลโดยอุปกรณ์ Data Logger และบันทึกลงใน Computer Workstation โดยเก็บข้อมูลทั้ง 8 โครงการ เป็นระยะเวลา 1 ปี ตั้งแต่ มกราคม 2560-ธันวาคม 2560 ข้อมูลแสดงดังตารางที่ 3.16-3.25



รูปที่ 3.36 ไดอะแกรมระบบการจัดเก็บข้อมูลค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในของโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 3.16 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการอุบลราชธานี แยกตามอินเวอร์เตอร์ (หน่วย MWh)

Inv. No	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	89.80	84.56	85.04	88.51	83.71	69.36	57.62	74.47	77.49	80.20	80.01	83.10
2	87.79	82.92	77.55	81.91	79.92	67.82	56.11	72.94	76.18	78.83	78.79	81.72
3	82.56	77.71	77.62	81.90	76.55	63.11	50.88	68.51	64.43	74.65	74.79	77.17
4	81.78	77.19	77.54	82.23	76.57	62.54	51.73	67.98	70.98	73.74	72.51	76.17
5	74.50	70.62	70.44	74.83	69.88	56.97	46.81	61.93	64.62	66.79	66.41	65.32
6	74.99	71.27	71.27	76.05	70.81	57.87	47.79	62.96	65.46	67.50	67.15	68.27
7	72.96	69.85	70.00	74.10	68.93	56.46	46.37	61.62	64.48	65.94	65.52	66.79
8	73.99	70.15	70.27	74.47	69.38	56.91	46.64	61.93	59.90	66.76	66.71	68.34
9	75.20	71.50	71.57	75.57	70.25	57.77	46.91	62.87	65.71	67.59	67.35	69.46

ตารางที่ 3.17 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการอยุธยา 1 แยกตามอินเวอร์เตอร์ (หน่วย MWh)

Inv. No	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	73.31	79.21	84.67	82.95	71.98	78.40	73.33	75.96	71.68	74.99	73.84	81.09
2	74.04	80.03	84.72	82.82	72.63	79.12	73.14	76.51	72.55	76.06	75.01	82.45
3	73.81	79.93	84.47	82.60	72.84	79.30	73.43	76.74	72.64	76.39	76.27	82.89
4	57.65	62.42	67.05	66.43	57.61	62.72	57.67	60.37	57.29	60.17	59.13	65.64
5	58.02	62.81	67.01	65.30	56.97	62.14	57.39	59.89	56.93	59.72	59.94	65.20
6	73.40	79.19	83.92	82.97	72.31	78.79	73.00	76.04	72.23	76.10	75.91	82.63
7	73.86	79.41	83.67	81.82	71.27	78.16	72.30	75.54	71.76	75.76	74.23	81.70
8	73.29	79.25	82.78	82.49	72.22	78.88	73.90	76.70	72.73	76.13	74.42	81.94
9	75.82	82.17	90.47	88.73	78.79	86.26	78.10	81.89	78.32	82.36	79.36	84.54
10	76.74	82.65	91.44	92.33	80.68	87.45	78.92	83.16	78.18	110.71	80.31	85.13
11	73.12	79.25	83.17	83.11	72.66	79.25	74.17	77.33	72.93	76.13	75.72	83.05
12	72.84	78.00	82.62	82.31	71.74	78.25	73.23	76.10	72.26	75.83	74.61	81.99

ตารางที่ 3.18 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการลพบุรี 6 แยกตามอินเวอร์เตอร์ (หน่วย MWh)

Inv. No	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	122.49	130.34	144.00	136.67	124.22	134.75	122.81	129.14	120.63	122.33	117.06	115.87
2	119.94	129.28	137.05	134.24	122.40	131.53	120.42	125.19	119.03	121.71	114.82	117.25
3	61.69	67.27	70.45	68.23	63.08	67.54	60.63	63.63	60.89	62.52	59.43	61.27
4	66.41	72.40	75.42	74.49	67.65	72.37	64.56	68.26	66.14	67.80	64.63	65.79
5	61.15	66.66	69.54	66.41	62.37	67.19	60.37	63.51	60.63	61.66	59.86	60.69
6	63.04	68.65	71.00	70.23	63.47	68.48	62.39	65.13	61.99	63.81	61.21	61.84

ตารางที่ 3.19 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการอยุธยา 2 แยกตามอินเวอร์เตอร์ (หน่วย MWh)

Inv. No	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	73.72	79.77	87.95	80.18	77.36	78.97	72.54	79.73	76.49	82.51	75.10	82.06
2	72.95	79.13	86.96	79.28	76.45	77.99	70.79	78.93	75.91	81.82	75.37	83.38
3	70.64	76.97	88.68	80.33	78.19	79.18	70.12	78.02	76.33	80.58	72.11	77.55

ค่าพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง โดยละโครงการจะมีอินเวอร์เตอร์ทั้งหมด 60 ตัว การเก็บข้อมูลจะเก็บข้อมูลเป็น 8 ตู้ SUB MDB/โครงการ แสดงดังตารางที่ 3.20-3.23

ตารางที่ 3.20 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี โฟร์ แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh)

Sub MDB	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	27.60	33.52	36.16	33.97	27.93	29.51	27.17	28.99	33.07	30.15	25.23	30.35
2	27.37	33.56	36.15	33.69	27.67	29.25	26.93	28.72	32.77	29.89	24.96	29.97
3	31.52	38.64	41.62	38.70	31.81	33.64	30.99	33.06	37.75	34.47	28.79	34.58
4	31.50	38.49	41.57	38.77	31.87	33.69	31.03	33.11	37.79	34.47	28.82	34.65
5	30.88	37.91	40.95	38.39	31.46	33.21	30.58	32.60	37.16	33.88	28.31	34.04
6	31.30	38.46	41.16	38.85	31.88	33.66	30.97	32.99	37.59	34.22	28.54	34.24
7	27.63	34.07	36.81	34.42	28.26	29.89	27.47	29.30	33.43	30.36	25.33	30.28
8	27.84	34.40	37.75	35.62	29.19	30.74	27.99	30.10	34.78	30.99	25.54	30.24

ตารางที่ 3.21 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี ไฟซ์ แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh)

Sub MDB	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	27.42	33.77	36.45	33.86	28.57	29.30	27.27	28.76	33.18	29.88	25.49	29.27
2	27.56	33.91	36.50	33.99	28.71	29.47	27.45	28.95	33.44	30.15	25.73	29.55
3	31.26	38.53	41.40	38.54	32.55	33.41	31.13	32.84	37.90	34.17	29.16	33.53
4	31.36	38.68	41.60	38.70	32.69	33.50	31.18	32.88	37.97	34.17	29.11	33.48

ตารางที่ 3.21 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี ไฟซ์ แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh) (ต่อ)

Sub MDB	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
5	30.84	37.97	40.88	38.09	32.20	33.04	30.81	32.47	37.49	33.78	28.80	33.04
6	31.44	38.78	41.70	38.81	32.84	33.65	31.37	33.05	38.18	34.37	29.31	33.66
7	27.76	34.27	36.95	34.38	29.11	29.78	27.78	29.23	33.94	30.51	25.99	29.85
8	27.82	34.69	38.40	35.73	30.18	30.73	28.44	30.14	35.36	31.21	26.24	30.08

ตารางที่ 3.22 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี เซเวน 1 แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh)

Sub MDB	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	26.95	33.10	36.18	33.64	27.65	29.08	27.23	28.56	32.94	29.67	24.69	28.86
2	27.26	33.65	36.41	33.86	27.77	29.26	27.37	28.72	33.19	29.92	24.96	29.35
3	30.85	38.12	41.39	38.37	31.53	33.20	31.07	32.62	37.67	33.98	28.26	33.09
4	31.08	38.37	41.70	38.73	31.78	33.48	31.31	32.87	37.99	34.27	28.54	33.64
5	30.46	37.23	40.31	37.84	31.01	32.71	30.58	32.11	37.10	33.45	27.86	32.79
6	31.09	38.51	41.51	38.53	31.61	33.36	31.17	32.74	37.88	34.19	28.43	33.39
7	27.65	34.20	36.98	34.42	28.17	29.79	27.80	29.21	33.82	30.39	25.32	29.86
8	27.79	34.64	38.21	35.75	29.23	30.70	28.38	29.96	35.17	31.00	25.60	29.94

ตารางที่ 3.23 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี เซเวน 2 แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh)

Sub MDB	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	27.35	33.67	35.77	34.04	27.84	29.49	27.47	28.95	33.39	30.04	25.08	29.97
2	27.53	34.07	36.59	34.20	27.97	29.61	27.58	29.09	33.58	30.26	25.28	30.28
3	31.28	37.73	41.30	38.77	31.73	33.59	31.32	33.03	38.12	34.38	28.68	34.22
4	31.18	38.52	40.97	38.73	31.67	33.49	31.23	32.93	38.02	34.28	28.57	34.01
5	30.94	38.31	40.83	38.31	31.38	33.17	30.97	32.64	37.70	33.99	28.36	33.82

ตารางที่ 3.23 ค่าพลังงานไฟฟ้าโครงการบีเอสพี เซเวน 2 แยกตาม SUB MDB (หน่วย MWh) (ต่อ)

Sub MDB	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
6	31.30	38.72	41.14	38.79	31.79	33.58	31.35	33.01	38.09	34.32	28.60	33.93
7	27.58	34.17	36.53	34.20	28.04	29.60	27.61	29.10	33.68	30.28	25.26	29.98
8	27.55	34.25	37.90	35.66	29.13	30.58	28.22	29.92	34.96	30.78	25.32	29.53

ค่าพลังงานไฟฟ้ารวมของโรงไฟฟ้าทั้ง 8 โครงการ ข้อมูลเป็นรายเดือนและรวมเป็นรายปี แสดงดังตารางที่ 3.24 และค่าผลรวมพลังงานรังสีแสงอาทิตย์เป็นรายปีของแต่ละโครงการ แสดงดังตารางที่ 3.25

ตารางที่ 3.24 ค่าพลังงานไฟฟ้ารวมของโรงไฟฟ้าฯ ทั้ง 8 โครงการ (หน่วย MWh)

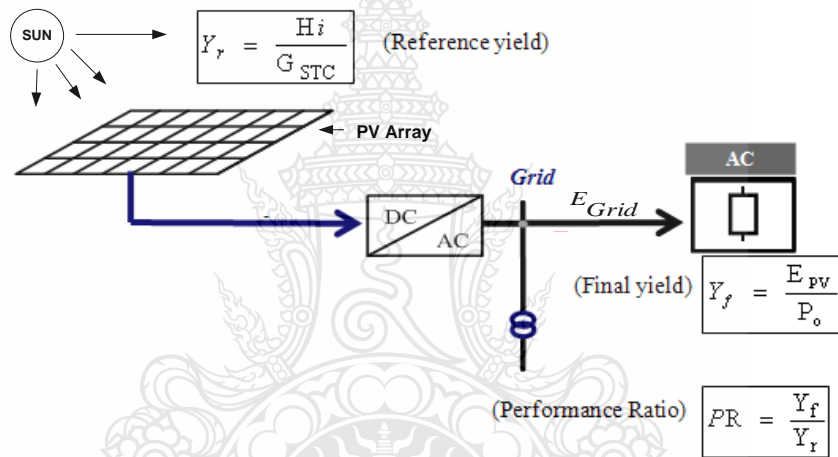
โครงการ	อุบลราชธานี	อยุธยา 1	อยุธยา 2	ลพบุรี 6	บีเอสพีโพร์	บีเอสพีไฟซ์	บีเอสพีเซเวน 1	บีเอสพีเซเวน 2
Jan.	713.57	855.90	217.30	494.71	235.65	235.46	233.14	234.70
Feb.	675.77	924.32	235.88	534.60	289.05	290.60	287.82	289.43
Mar.	671.30	985.98	263.59	567.45	312.18	313.89	312.69	311.03
Apr.	709.56	973.87	239.79	550.28	292.41	292.10	291.16	292.70
May	665.98	851.69	232.00	503.18	240.06	246.85	238.75	239.56
June	548.81	928.71	236.14	541.86	253.58	252.86	251.59	253.12
July	450.86	858.56	213.45	491.18	233.14	235.41	234.91	235.76
Aug.	595.20	896.23	236.69	514.86	248.86	248.33	246.80	248.67
Sep.	609.26	849.50	228.73	489.31	284.35	287.46	285.78	287.55
Oct.	642.01	920.36	244.90	499.82	258.44	258.24	256.87	258.32
Nov.	639.25	878.77	222.59	477.00	215.52	219.83	213.65	215.15
Dec.	656.35	958.24	242.99	482.71	258.36	252.47	250.93	255.73
Sum.	7,577.92	10,882.13	2,814.05	6,146.95	3,121.60	3,133.51	3,104.09	3,121.70

ตารางที่ 3.25 ค่าพลังงานรังสีแสงอาทิตย์สะสมของโรงไฟฟ้าฯ ทั้ง 8 โครงการ (kWh/m²)

โครงการ	อุบลราชธานี	อยุธยา 1	อยุธยา 2	ลพบุรี 6	บีเอส พีโพร์	บีเอสพี ไพซ์	บีเอสพี เซเวน 1	บีเอสพี เซเวน 2
Hi	1,869.64	1,975.47	2,028.78	1,801.25	1,870.80	1,873.95	1,878.60	1,833.99

3.3 การวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบนี้ นั้น ถึงจะมีพารามิเตอร์หลายๆตัว แต่ที่จำเป็นและใช้ในการวิเคราะห์ในงานวิจัยนี้ จะพิจารณาเพียงค่า Performance Ratio เท่านั้น ดังสมการ 3.1



รูปที่ 3.37 ตัวแปรหลักๆ ที่ใช้ในการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้า

$$PR = (Y_f/Y_r) \times 100 \quad (3.1)$$

$$Y_f = E_{Grid}/P_o$$

$$Y_r = H_i/G_{STC}$$

โดยที่

PR = สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

: Performance Ratio (%)

Y_f = พลังงานไฟฟ้าที่นำไปใช้จริงที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

: Final Yield (kWh/kWp)

Y_r = พลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ในทางทฤษฎี

: Reference Yield (kWh/kWp)

E_{Grid} = พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายออกไปยังโหลดหรือจุดเชื่อมต่อ (kWh)

P_o = ขนาดกำลังไฟฟ้าติดตั้งของระบบ (kWp)

H_i = พลังงานรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบลงบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

G_{STC} = ค่าความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ที่ STC (1,000 W/m²)

3.4 การวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์

ในงานวิจัยนี้จะทำการวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบเงินลงทุนของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง โดยจำลองระบบขึ้นมาใหม่ที่มีขนาดใกล้เคียงกันคือโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ขนาด 1.992 MW และ 1.9992 MW สำหรับแบบอินเวอร์เตอร์สตริง โดยสรุปข้อมูลอุปกรณ์ดังแสดงในตารางที่ 3.26 และประเมินค่าพลังงานที่ระบบผลิตได้ใน 1 ปี ด้วยโปรแกรม PVsyst ดังแสดงตามรูปที่ 3.38 และ 3.39

ตารางที่ 3.26 ข้อมูลอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้าที่ใช้วิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์

Inverter type	Central Inv.		String Inv.	
	Q'TY	UNIT	Q'TY	UNIT
Install Power (MW)	1.992		1.9992	
Polycrystalline silicon 300W	6,640	set.	6,664	sets.
Structure 2x20 Module	166	set.	1	sets.
Structure 2x18 Module	-	set.	184	sets.
Tr.2000KVA Dy01y11 22/0.4/0.4KV	1	set.	-	set.
Tr.2000KVA Dy11 22/0.48 KV	-	set.	1	set.
SERVICE Tr. SINGLE PHASE 30KVA	1	set.	1	set.
MDB	-	set.	1	set.

ตารางที่ 3.26 ข้อมูลอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้าที่ใช้วิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ (ต่อ)

Inverter type	Central Inv.		String Inv.	
	Q'TY	UNIT	Q'TY	UNIT
SUB MDB	-	set.	8	sets.
SERVICE MDB	1	set.	1	sets.
ARRAY JUNCTION BOX	16	set.	-	sets.
Inverter room	1	job	-	Job
Central Inverter : ABB PVS800-57 1000KW	2	set.	-	sets.
String Inverter : Huawei SUN2000-28KTL	-	set.	60	sets.
HV Switchgear	1	set.	1	set.
Control room	1	job	1	job

1.992 MW Central Inverter
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	148.5	63.74	24.88	170.0	159.9	272.3	263.8	0.779
February	142.7	63.93	26.59	155.5	146.3	246.1	238.3	0.769
March	173.3	74.39	28.52	179.0	168.5	279.3	270.7	0.759
April	174.2	88.66	29.89	171.2	160.7	267.6	259.4	0.760
May	169.0	91.57	29.84	159.0	148.6	250.4	242.5	0.766
June	151.8	80.56	29.29	140.4	131.1	222.3	215.1	0.769
July	156.0	81.58	29.17	145.9	136.6	230.6	223.0	0.767
August	143.2	86.85	28.91	138.3	129.3	219.5	212.3	0.771
September	137.6	83.12	27.49	138.6	129.9	220.7	213.5	0.773
October	135.8	77.11	27.37	143.6	134.8	228.5	221.0	0.772
November	136.3	66.82	26.14	151.3	142.3	241.5	233.8	0.776
December	141.5	59.60	25.15	163.1	153.7	261.0	252.6	0.777
Year	1810.0	917.92	27.78	1855.9	1741.5	2939.8	2846.0	0.770

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

รูปที่ 3.38 ค่าพลังงานจากการจำลองระบบของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ขนาด 1.992MW

**1.9992MW String Inverter
Balances and main results**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	148.5	63.74	24.88	170.0	159.9	274.2	263.7	0.776
February	142.7	63.93	26.59	155.5	146.3	247.8	238.1	0.766
March	173.3	74.39	28.52	179.0	168.5	281.4	270.2	0.755
April	174.2	88.66	29.89	171.2	160.7	269.6	259.2	0.757
May	169.0	91.57	29.84	159.0	148.6	252.1	242.6	0.763
June	151.8	80.56	29.29	140.4	131.1	223.8	215.4	0.767
July	156.0	81.58	29.17	145.9	136.6	232.1	223.2	0.765
August	143.2	86.85	28.91	138.3	129.3	220.9	212.6	0.769
September	137.6	83.12	27.49	138.6	129.9	222.2	213.7	0.771
October	135.8	77.11	27.37	143.7	134.8	230.1	221.2	0.770
November	136.3	66.82	26.14	151.3	142.2	243.3	233.8	0.773
December	141.5	59.60	25.15	163.1	153.7	262.9	252.6	0.775
Year	1810.0	917.92	27.78	1855.9	1741.5	2960.6	2846.3	0.767

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

รูปที่ 3.39 ค่าพลังงานจากการจำลองระบบของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงขนาด 1.9992MW

3.5 สรุป

ในบทที่ 3 นี้จะเป็นส่วนของวิธีการดำเนินงานวิจัยซึ่งเริ่มต้นด้วยการศึกษาการออกแบบโรงไฟฟ้าฯ โดยเริ่มตั้งแต่การศึกษาการออก PV String ,PV Sub Array และ PV Array ศึกษาคุณลักษณะเฉพาะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ การคำนวณเพื่อเลือกอุปกรณ์ป้องกันทางด้าน DC และ AC รวมไปถึงการเลือกขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า การวัดและจัดเก็บข้อมูลที่จำเป็นของโรงไฟฟ้าทั้งสองรูปแบบจะใช้ระยะเวลาจัดเก็บข้อมูล 1 ปี (มกราคม-ธันวาคม 2560) ในส่วนของการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าฯ จะอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61724 และการวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์โดยจำลองระบบขึ้นมาใหม่ที่มีขนาดใกล้เคียงกันที่ 1.992 MW สำหรับโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และ 1.9992 MW สำหรับโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง ทำการพิจารณาด้านเงินลงทุน และประเมินระยะเวลาคืนทุนของทั้งสองแบบ

บทที่ 4

ผลการทดลอง

ในบทนี้จะเป็นการวิเคราะห์และเปรียบเทียบค่าสมรรถนะ และผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ

4.1 ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เป็นการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของแต่ละโครงการ โดยแสดงข้อมูลเป็นค่า Final Yield ได้มาจากค่าพลังงานที่ผลิตได้ (ตารางที่ 3.24) หารด้วยค่ากำลังติดตั้ง (ตารางที่ 3.1) ดังแสดงในตารางที่ 4.1 และค่า Reference Yield ได้มาจากค่าพลังงานรังสีแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3.25) หารด้วยค่ารังสีแสงอาทิตย์ที่ STC ($1,000\text{W}/\text{m}^2$) ดังแสดงในตารางที่ 4.2 และ ค่าสมรรถนะได้มาจากค่า Final Yield หารด้วย Reference Yield ดังแสดงในตารางที่ 4.3 และรูปที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ค่า Final Yield ของโรงไฟฟ้าทั้ง 8 โครงการ (kWh/kWp)

โครงการ	อุบลราชธานี	อยุธยา 1	อยุธยา 2	ลพบุรี 6	บีเอสทีโพร์	บีเอสทีไพซ์	บีเอสที เขื่อน 1	บีเอสที เขื่อน 2
Jan.	142.90	118.24	120.75	112.33	117.83	117.73	116.57	117.35
Feb.	135.33	127.69	131.08	121.39	144.52	145.30	143.91	144.71
Mar.	134.43	136.21	146.47	128.85	156.09	156.94	156.35	155.51
Apr.	142.10	134.54	133.25	124.95	146.20	146.05	145.58	146.35
May	133.37	117.66	128.92	114.26	120.03	123.43	119.37	119.78
June	109.90	128.30	131.22	123.04	126.79	126.43	125.80	126.56
July	90.29	118.61	118.61	111.53	116.57	117.71	117.46	117.88
Aug.	119.19	123.81	131.53	116.91	124.43	124.16	123.40	124.34
Sep.	122.01	117.36	127.11	111.11	142.17	143.73	142.89	143.77
Oct.	128.57	127.14	136.09	113.49	129.22	129.12	128.44	129.16
Nov.	128.02	121.40	123.69	108.31	107.76	109.92	106.83	107.58
Dec.	131.44	132.38	135.03	109.61	129.18	126.23	125.47	127.86
Sum.	1,517.55	1,503.32	1,563.75	1,395.76	1,560.80	1,566.76	1,552.05	1,560.85

ตารางที่ 4.2 ค่า Reference Yield ของโรงไฟฟ้าทั้ง 8 โครงการ (kWh/kWp)

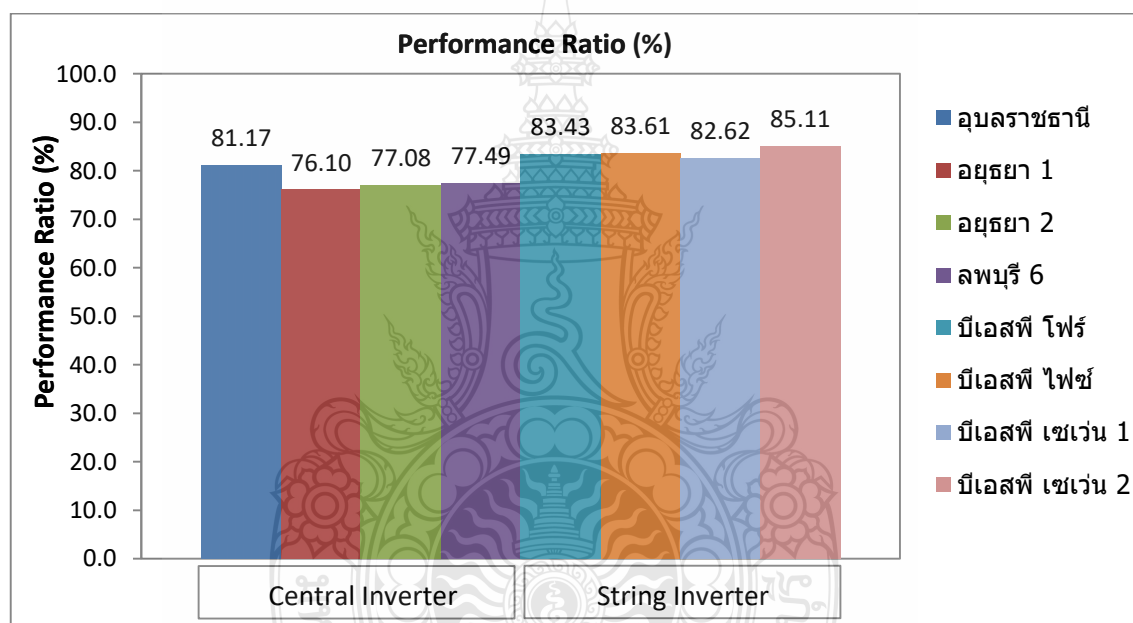
โครงการ	อุบลราชธานี	อยุธยา 1	อยุธยา 2	ลพบุรี 6	บีเอสทีไฟร์	บีเอสทีไฟซ์	บีเอสที เซเวน 1	บีเอสที เซเวน 2
Jan.	173.42	155.05	159.75	142.77	135.11	135.07	137.25	134.68
Feb.	171.77	174.06	176.62	160.76	173.04	173.66	172.95	171.03
Mar.	171.44	181.84	196.40	165.08	191.69	193.12	190.63	186.11
Apr.	175.40	172.84	173.02	156.79	179.04	178.17	180.08	175.45
May	159.97	153.39	165.32	147.89	143.28	147.32	143.91	139.04
June	132.13	167.77	167.55	154.00	151.79	151.22	151.97	146.73
July	108.73	148.85	149.08	146.68	136.44	138.07	139.31	134.65
Aug.	145.61	166.61	167.75	151.90	147.44	148.41	149.17	144.46
Sep.	153.00	153.37	164.87	137.61	173.14	173.59	175.89	171.79
Oct.	157.20	167.80	175.88	143.64	156.75	154.95	155.42	153.38
Nov.	157.24	158.64	158.66	140.40	128.74	129.71	128.81	126.11
Dec.	163.75	175.25	173.88	153.73	154.34	150.66	153.21	150.56
Sum.	1,869.66	1,975.47	2,028.78	1,801.25	1,870.80	1,873.95	1,878.60	1,833.99

ตารางที่ 4.3 ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าทั้ง 8 โครงการ

โครงการ	อุบลราชธานี	อยุธยา 1	อยุธยา 2	ลพบุรี 6	บีเอส ทีไฟร์	บีเอสที ไฟซ์	บีเอสที เซเวน 1	บีเอสที เซเวน 2
Jan.	82.40%	76.26%	75.59%	78.68%	87.21%	87.16%	84.93%	87.13%
Feb.	78.78%	73.36%	74.21%	75.51%	83.52%	83.67%	83.21%	84.61%
Mar.	78.41%	74.91%	74.58%	78.05%	81.43%	81.27%	82.02%	83.56%
Apr.	81.01%	77.84%	77.01%	79.69%	81.66%	81.97%	80.84%	83.41%
May	83.37%	76.71%	77.98%	77.26%	83.77%	83.78%	82.95%	86.15%
June	83.18%	76.47%	78.32%	79.89%	83.53%	83.61%	82.78%	86.25%
July	83.04%	79.68%	79.56%	76.04%	85.44%	85.25%	84.31%	87.54%
Aug.	81.86%	74.31%	78.41%	76.96%	84.39%	83.66%	82.73%	86.07%

ตารางที่ 4.3 ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าทั้ง 8 โครงการ (ต่อ)

โครงการ	อุบลราชธานี	อยุธยา 1	อยุธยา 2	ลพบุรี 6	บีเอส พี โฟร์	บีเอสพี ไฟซ์	บีเอสพี เซเวน 1	บีเอสพี เซเวน 2
Sep.	79.74%	76.52%	77.09%	80.74%	82.11%	82.80%	81.24%	83.69%
Oct.	81.79%	75.77%	77.38%	79.01%	82.44%	83.33%	82.64%	84.21%
Nov.	81.41%	76.52%	77.96%	77.14%	83.70%	84.74%	82.93%	85.30%
Dec.	80.27%	75.54%	77.65%	71.30%	83.70%	83.79%	81.89%	84.93%
PR/Year	81.17%	76.10%	77.08%	77.49%	83.43%	83.61%	82.62%	85.11%



รูปที่ 4.1 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้า ทั้งสองแบบ

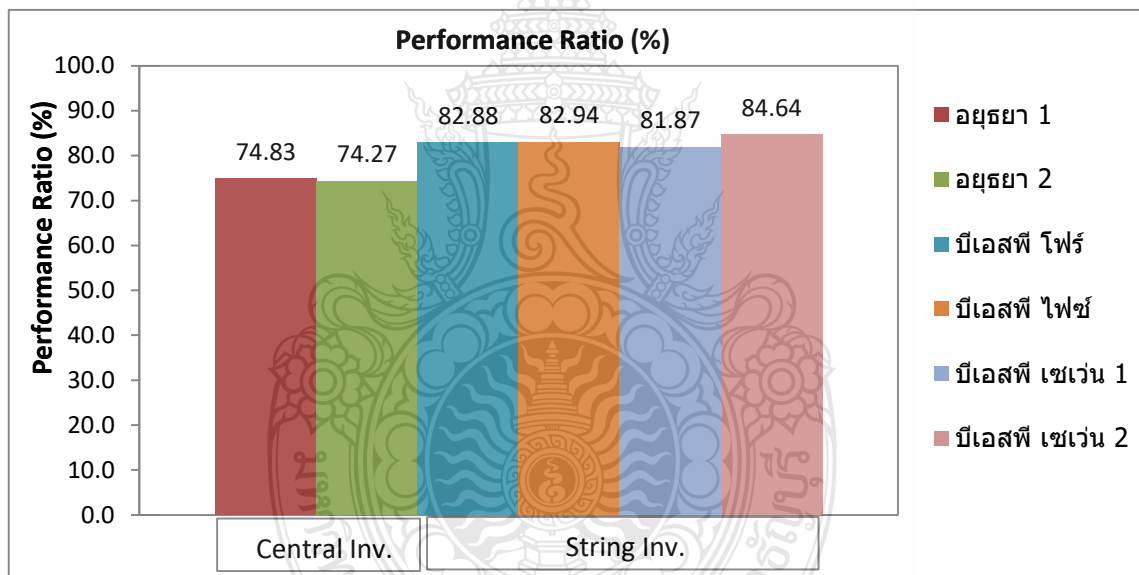
จากตารางที่ 4.3 และรูปที่ 4.1 ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้า แบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และแบบอินเวอร์เตอร์สตริงที่ได้จากการเก็บข้อมูลในเดือนมกราคม-ธันวาคม 2560 เมื่อเทียบกันแล้ว แบบอินเวอร์เตอร์สตริงทั้ง 4 โครงการจะมีค่าสูงกว่าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ โดยคิดเป็นค่าเฉลี่ยประมาณ 5.72%

4.2 ค่าสมรรถนะของระบบฯ พิจารณาเฉพาะกรณีใช้แผงชนิดเดียวกัน

เป็นการวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าสมรรถนะเฉพาะกรณีที่ใช้แผงชนิดเดียวกัน จะมีแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ 2 ชนิด คือ ชนิด Polycrystalline Silicon และ Amorphous Silicon

4.2.1 ค่าสมรรถนะของระบบฯพิจารณาเฉพาะแผง Polycrystalline Silicon

โรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystalline Silicon มีทั้งหมด 6 โครงการ โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ 2 โครงการ คือ อยุธยา 1 ใช้ข้อมูลค่าพลังงานจากตารางที่ 3.17 อินเวอร์เตอร์ 1-8,11,12 กำลังติดตั้งรวม 5.998 MW และอยุธยา 2 ใช้ข้อมูลค่าพลังงานจากตารางที่ 3.19 อินเวอร์เตอร์ 1,2 กำลังติดตั้งรวม 1.251 MW ส่วนโรงไฟฟ้าฯ ใช้อินเวอร์เตอร์สตริงมีทั้งหมด 4 โครงการ ใช้ข้อมูลค่าพลังงานจากตารางที่ 3.20-3.23 SUB MDB 1-6 กำลังติดตั้งรวม 1.534 MW ค่าสมรรถนะแสดงดังรูปที่ 4.2

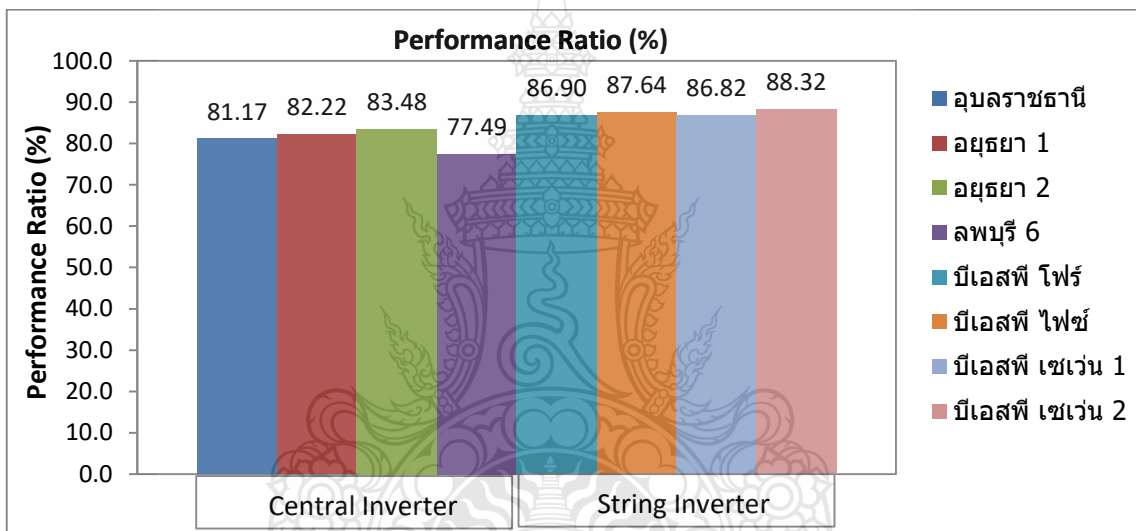


รูปที่ 4.2 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้าฯ พิจารณาเฉพาะแผง Polycrystalline Silicon

จากรูปที่ 4.2 ค่าสมรรถนะรายปีเมื่อพิจารณาเฉพาะอินเวอร์เตอร์ที่ต่อกับแผงชนิด Polycrystalline Silicon พบว่าอินเวอร์เตอร์สตริง ค่าสมรรถนะจะมีค่าสูงกว่าอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ เฉลี่ยอยู่ที่ 8.55%

4.2.2 ค่าสมรรถนะของระบบฯพิจารณาเฉพาะแผง Amorphous Silicon

โรงไฟฟ้าที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon มีทั้งหมด 8 โครงการ โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ 4 โครงการ คือ อุบลราชธานี, ลพบุรี 6 ใช้ข้อมูลค่าใช้พลังงานจากตารางที่ 3.16 และ 3.18 ตามลำดับ ส่วนโครงการอยุธยา 1 ใช้ข้อมูลค่าใช้พลังงานจากตารางที่ 3.17 อินเวอร์เตอร์ 9,10 กำลังติดตั้งรวม 1.24 MW และอยุธยา 2 ใช้ข้อมูลค่าพลังงานจากตารางที่ 3.19 อินเวอร์เตอร์ 3 กำลังติดตั้งรวม 0.548 MW ส่วนโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริงมีทั้งหมด 4 โครงการใช้ข้อมูลค่าพลังงานจากตารางที่ 3.20-3.23 เฉพาะ SUB MDB 8 กำลังติดตั้งรวม 0.230 MW ค่าสมรรถนะแสดงดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้าฯ พิจารณาเฉพาะแผง Amorphous Silicon

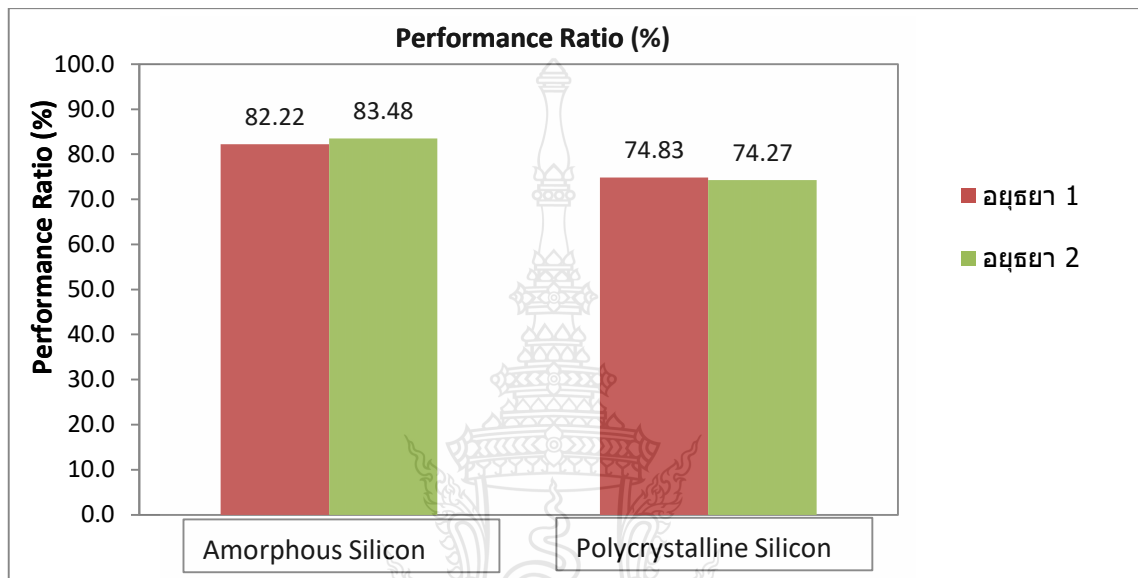
จากรูปที่ 4.3 ค่าสมรรถนะรายปีเมื่อพิจารณาเฉพาะอินเวอร์เตอร์ที่ต่อกับแผงชนิด Amorphous silicon พบว่าอินเวอร์เตอร์สตริง ค่าสมรรถนะจะมีค่าสูงกว่าอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์เฉลี่ยอยู่ที่ 6.33%

4.3 ค่าสมรรถนะของระบบฯ เดียวกันกรณีใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่างชนิดกัน

ในหัวข้อนี้จะพิจารณาเฉพาะภายในโรงไฟฟ้าฯ เป็นการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบฯ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์ชนิดเดียวกัน ติดตั้งในพื้นที่เดียวกัน แตกต่างกันที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่างชนิดกัน

4.3.1 ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้า แบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ที่ใช้แผงต่างชนิดกัน

โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง Polycrystalline Silicon และแผง Amorphous Silicon มี 2 โครงการคือ อยุธา 1 และ อยุธา 2 โดยค่าสมรรถนะของแผงทั้งสองชนิดสามารถอ้างอิงตามหัวข้อ 4.2.1 และ 4.2.2 ดังแสดงตามรูปที่ 4.4

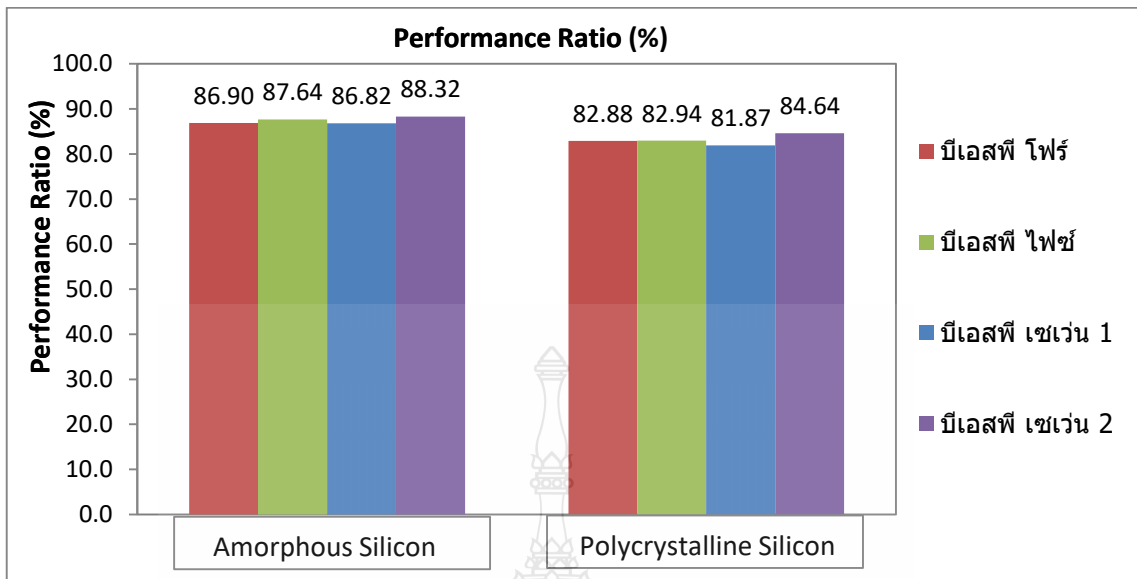


รูปที่ 4.4 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์กรณีใช้แผงต่างชนิดกัน

จากรูปที่ 4.4 ค่าสมรรถนะรายปีเมื่อพิจารณาเฉพาะแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์กรณีใช้แผงต่างชนิดกัน พบว่าค่าสมรรถนะของแผงชนิด Amorphous silicon มีค่าสูงกว่าแผงชนิด Polycrystalline silicon เฉลี่ยอยู่ที่ 8.30%

4.3.2 ค่าสมรรถนะของระบบฯ แบบอินเวอร์เตอร์สตริงที่ใช้แผงต่างชนิดกัน

โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง Polycrystalline Silicon และแผง Amorphous Silicon มี 4 โครงการคือ บีเอสพี โฟร์, บีเอสพี ไฟซ์, บีเอสพี เซเว่น 1 และ บีเอสพี เซเว่น 2 โดยค่าสมรรถนะของแผงทั้งสองชนิดสามารถอ้างอิงตามหัวข้อ 4.2.1 และ 4.2.2 ดังแสดงตามรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 ค่าสมรรถนะรายปีของโรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริงกรณิใช้แผงต่างชนิดกัน

จากรูปที่ 4.5 ค่าสมรรถนะรายปีเมื่อพิจารณาเฉพาะแบบอินเวอร์เตอร์สตริงกรณิใช้แผงต่างชนิดกัน พบว่าค่าสมรรถนะของแผงชนิด Amorphous silicon มีค่าสูงกว่าแผงชนิด Polycrystalline silicon เฉลี่ยอยู่ที่ 4.34%

4.4 ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ทำการวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยทำการเปรียบเทียบเงินลงทุน และระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าฯ ทั้งสองแบบ โดยพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ออกแบบขึ้นมาใหม่ที่มีขนาดใกล้เคียงกัน คือ 1.992 MW สำหรับแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และ 1.9992 MW สำหรับแบบอินเวอร์เตอร์สตริง สามารถสรุปเงินลงทุนของทั้งสองแบบดังรูปที่ 4.6 และผลการวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนของสองแบบแสดงดังรูปที่ 4.7 และ 4.8

Investment cost compare (THB)								
Inverter type	Central Inv.				String Inv.			
	Q'TY	UNIT	MATERIAL	LABOR	Q'TY	UNIT	MATERIAL	LABOR
01.Install Power (MW)	1.992				1.9992			
02.PV Module	1	lot	36,852,000	763,600	1	lot	36,985,200	766,360
03.Structure	1	lot	7,851,800	1,462,460	1	lot	7,880,180	1,473,450
04.Cabling	1	lot	1,819,362	1,270,244	1	lot	1,938,173	1,260,205
05.Transformer	1	lot	1,511,000	43,750	1	lot	1,156,000	43,750
06.Transmission system 22KV (Inside)	1	lot	710,034	224,031	1	lot	738,257	230,274
07.Transmission system 22KV (Outside)	1	lot	1,600,000	400,000	1	lot	1,600,000	400,000
08.MV PQM	1	lot	200,000	25,000	1	lot	200,000	25,000
09.MDB,SUB MDB,ARRAY JB.	1	lot	444,400	45,320	1	lot	2,515,000	49,500
10.Inverter room	1	lot	676,500	225,500	1	lot	162,750	54,250
11.Inverter	1	lot	4,200,000	50,000	1	lot	4,944,000	120,000
12.HV Switchgear	1	lot	1,300,000	50,000	1	lot	1,300,000	50,000
13.Monitoring System	1	lot	1,969,137	120,300	1	lot	556,782	97,125
14.Lightning protection System	1	lot	500,000	120,000	1	lot	500,000	120,000
15.Lightning System	1	lot	206,500	70,000	1	lot	206,500	70,000
16.CCTV System	1	lot	423,057	138,368	1	lot	423,057	138,368
17.Water cleaning System	1	lot	107,750	26,938	1	lot	107,750	26,938
18.Fence & Gate	1	lot	371,700	123,900	1	lot	371,700	123,900
19.Guard house,Control room & Store	1	lot	887,400	295,800	1	lot	887,400	295,800
20.Transportation	1	lot	-	840,000	1	lot	-	840,000
21.Site clearing	1	lot	-	159,416	1	lot	-	159,416
22.Management,Document	1	lot	-	1,200,000	1	lot	-	1,200,000
23.Test	1	lot	-	100,000	1	lot	-	100,000
24.Site Claning	1	lot	-	50,000	1	lot	-	50,000
Sub total cost (THB.)	1	lot	61,630,640	7,504,627	1	lot	62,472,749	7,694,335
Grand total cost (THB.)	69,435,267				70,167,085			

รูปที่ 4.6 เปรียบเทียบเงินลงทุนของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ

จากรูปที่ 4.6 เป็นการเปรียบเทียบเงินลงทุนของทั้งโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ โดยแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์เงินลงทุนอยู่ที่ 69,435,267 บาท ที่พิกัดติดตั้ง 1.992MW คิดเป็นราคาต้นทุนต่อวัตต์ติดตั้งอยู่ที่ 34.81 บาท/วัตต์ ส่วนแบบอินเวอร์เตอร์สตรึงเงินลงทุนอยู่ที่ 70,167,085 บาท ที่พิกัดติดตั้ง 1.9992 MW คิดเป็นราคาต้นทุนต่อวัตต์ติดตั้งอยู่ที่ 35.10 บาท/วัตต์

ปี (Year)	ประสิทธิภาพของการผลิต (%)	พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (kWh/Year)	กระแสเงินสดรับ (Cash Inflow)		กระแสเงินสดจ่าย (Cash Outflow)		กระแสเงินสดรับสุทธิ (Net Cash Flow)	รายได้สะสม (THB)	IRR (%)	NPV (THB)	Pay back Period (Year)	
			ค่าไฟที่ขายได้ (kWh/THB)	Total Cash inflow (THB/Year)	ค่าลงทุน (THB)	Total Cash Outflow (THB/Year)						
0	100%	2,846,000	5.66	-	69,435,267	69,435,267	-	69,435,267	0	13.4%	84,417,227	8
1	99.2%	2,823,232	5.66	15,979,493.12	0	9,250,803	6,728,690	6,728,690				7
2	98.4%	2,800,464	5.66	15,850,626.24	0	8,928,425	6,922,202	13,650,892				3
3	97.6%	2,777,696	5.66	15,721,759.36	0	8,606,047	7,115,713	20,766,605				เดือน
4	96.8%	2,754,928	5.66	15,592,892.48	0	8,283,669	7,309,224	28,075,828				
5	96.0%	2,732,160	5.66	15,464,025.60	0	7,961,291	7,502,735	35,578,563				
6	95.2%	2,709,392	5.66	15,335,158.72	0	7,638,913	7,696,246	43,274,809				
7	94.4%	2,686,624	5.66	15,206,291.84	0	7,316,535	7,889,757	51,164,567				
8	93.6%	2,663,856	5.66	15,077,424.96	0	694,353	14,383,072	65,547,639				
9	92.8%	2,641,088	5.66	14,948,558.08	0	694,353	14,254,205	79,801,844				
10	92.0%	2,618,320	5.66	14,819,691.20	0	694,353	14,125,339	93,927,183				
11	91.2%	2,595,552	5.66	14,690,824.32	0	694,353	13,996,472	107,923,655				
12	90.4%	2,572,784	5.66	14,561,957.44	0	694,353	13,867,605	121,791,259				
13	89.6%	2,550,016	5.66	14,433,090.56	0	694,353	13,738,738	135,529,997				
14	88.8%	2,527,248	5.66	14,304,223.68	0	694,353	13,609,871	149,139,868				
15	88.0%	2,504,480	5.66	14,175,356.80	0	694,353	13,481,004	162,620,872				
16	87.2%	2,481,712	5.66	14,046,489.92	0	694,353	13,352,137	175,973,010				
17	86.4%	2,458,944	5.66	13,917,623.04	0	694,353	13,223,270	189,196,280				
18	85.6%	2,436,176	5.66	13,788,756.16	0	694,353	13,094,403	202,290,683				
19	84.8%	2,413,408	5.66	13,659,889.28	0	694,353	12,965,537	215,256,220				
20	84.0%	2,390,640	5.66	13,531,022.40	0	694,353	12,836,670	228,092,890				
21	83.2%	2,367,872	5.66	13,402,155.52	0	694,353	12,707,803	240,800,893				
22	82.4%	2,345,104	5.66	13,273,288.64	0	694,353	12,578,936	253,379,629				
23	81.6%	2,322,336	5.66	13,144,421.76	0	694,353	12,450,069	265,829,698				
24	80.8%	2,299,568	5.66	13,015,554.88	0	694,353	12,321,202	278,150,900				
25	80.0%	2,276,800	5.66	12,886,688.00	0	694,353	12,192,335	290,343,235				

รูปที่ 4.7 การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์

จากรูปที่ 4.7 เป็นการวิเคราะห์เพื่อหาระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ โดยพิจารณาระยะเวลาของโครงการที่ 25 ปี ค่าพลังงานที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ในปีแรกมีค่าเท่ากับ 2,846,00 kWh ซึ่งได้มาจากการจำลองระบบในโปรแกรม PVsyst และพิจารณาประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าลดลงรวม 25 ปี อยู่ที่ 20% (เฉลี่ยลดลง 0.8% ต่อปี) พิจารณากระแสเงินสดรับได้มาจากการขายไฟให้กับการไฟฟ้าในราคา 5.66 บาทต่อหน่วย และกระแสเงินสดจ่ายในปีที่ 0 จะเป็นเงินลงทุนที่ต้องจ่ายในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และปีที่ 1-7 จะเป็นการคืนเงินกู้ให้กับธนาคารพร้อมดอกเบี้ย รวมทั้งค่าบำรุงรักษาระบบที่ต้องจ่ายตั้งแต่ปีที่ 1-25 (คิดที่ 0.1% ของเงินลงทุน) โดยโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์นี้มีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 8.3 ปี

ปี (Year)	ประสิทธิภาพของการผลิต (%)	พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (kWh/Year)	กระแสเงินสดรับ (Cash Inflow)		กระแสเงินสดจ่าย (Cash Outflow)		กระแสเงินสดรับสุทธิ (Net Cash Flow)	รายได้สะสม (THB)	IRR (%)	NPV (THB)	Pay back Period (Year)
			ค่าไฟที่ขายได้ (kWh/THB)	Total Cash Inflow (THB/Year)	ค่าลงทุน (THB)	Total Cash Outflow (THB/Year)					
0	100%	2,846,300	5.66	-	70,167,085	70,167,085	-	0	13.2%	83,137,513	8
1	99.2%	2,823,530	5.66	15,981,177.54	0	9,348,302	6,632,875	6,632,875			7
2	98.4%	2,800,759	5.66	15,852,297.07	0	9,022,526	6,829,771	13,462,646			4
3	97.6%	2,777,989	5.66	15,723,416.61	0	8,696,751	7,026,666	20,489,312			เดือน
4	96.8%	2,755,218	5.66	15,594,536.14	0	8,370,975	7,223,561	27,712,873			
5	96.0%	2,732,448	5.66	15,465,655.68	0	8,045,199	7,420,456	35,133,329			
6	95.2%	2,709,678	5.66	15,336,775.22	0	7,719,423	7,617,352	42,750,681			
7	94.4%	2,686,907	5.66	15,207,894.75	0	7,393,648	7,814,247	50,564,928			
8	93.6%	2,664,137	5.66	15,079,014.29	0	701,671	14,377,343	64,942,272			
9	92.8%	2,641,366	5.66	14,950,133.82	0	701,671	14,248,463	79,190,735			
10	92.0%	2,618,596	5.66	14,821,253.36	0	701,671	14,119,583	93,310,317			
11	91.2%	2,595,826	5.66	14,692,372.90	0	701,671	13,990,702	107,301,019			
12	90.4%	2,573,055	5.66	14,563,492.43	0	701,671	13,861,822	121,162,841			
13	89.6%	2,550,285	5.66	14,434,611.97	0	701,671	13,732,941	134,895,782			
14	88.8%	2,527,514	5.66	14,305,731.50	0	701,671	13,604,061	148,499,842			
15	88.0%	2,504,744	5.66	14,176,851.04	0	701,671	13,475,180	161,975,023			
16	87.2%	2,481,974	5.66	14,047,970.58	0	701,671	13,346,300	175,321,322			
17	86.4%	2,459,203	5.66	13,919,090.11	0	701,671	13,217,419	188,538,742			
18	85.6%	2,436,433	5.66	13,790,209.65	0	701,671	13,088,539	201,627,280			
19	84.8%	2,413,662	5.66	13,661,329.18	0	701,671	12,959,658	214,586,939			
20	84.0%	2,390,892	5.66	13,532,448.72	0	701,671	12,830,778	227,417,717			
21	83.2%	2,368,122	5.66	13,403,568.26	0	701,671	12,701,897	240,119,614			
22	82.4%	2,345,351	5.66	13,274,687.79	0	701,671	12,573,017	252,692,631			
23	81.6%	2,322,581	5.66	13,145,807.33	0	701,671	12,444,136	265,136,767			
24	80.8%	2,299,810	5.66	13,016,926.86	0	701,671	12,315,256	277,452,023			
25	80.0%	2,277,040	5.66	12,888,046.40	0	701,671	12,186,376	289,638,399			

รูปที่ 4.8 การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง

จากรูปที่ 4.8 เป็นการวิเคราะห์เพื่อหาระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง โดยพิจารณาระยะเวลาของโครงการที่ 25 ปี ค่าพลังงานที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ในปีแรกมีค่าเท่ากับ 2,846,300 kWh ซึ่งได้มาจากการจำลองระบบในโปรแกรม PVsyst และพิจารณาประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าลดลงรวม 25 ปี อยู่ที่ 20% (เฉลี่ยลดลง 0.8% ต่อปี) พิจารณากระแสเงินสดรับได้มาจากการขายไฟให้กับการไฟฟ้าในราคา 5.66 บาทต่อหน่วย และกระแสเงินสดจ่ายในปีที่ 0 จะเป็นเงินลงทุนที่ต้องจ่ายในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และปีที่ 1-7 จะเป็นการคืนเงินกู้ให้กับธนาคารพร้อมดอกเบี้ย รวมทั้งค่าบำรุงรักษาระบบที่ต้องจ่ายตั้งแต่ปีที่ 1-25 (คิดที่ 0.1% ของเงินลงทุน) โดยโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงนี้มีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 8.4 ปี

4.5 สรุปผล

ในบทนี้เป็นผลการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง รวมทั้งวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งผลของค่าสมรรถนะเมื่อพิจารณาจากข้อมูลที่จัดเก็บในเดือนมกราคม-ธันวาคม 2560 จะเห็นว่าค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์จะต่ำกว่าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง และเมื่อแยกเทียบเฉพาะที่เป็นแผงชนิดเดียวกันก็ยังมีค่าต่ำกว่า ส่วนค่าสมรรถนะของระบบฯที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystalline Silicon จะมีค่าต่ำกว่าชนิด Amorphous Silicon และเมื่อมองทางด้านเศรษฐศาสตร์ราคาต้นทุนค่าไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์อยู่ที่ 34.81 บาทต่อวัตต์ ส่วนโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงอยู่ที่ 35.10 บาทต่อวัตต์ พิจารณาระยะเวลาคืนทุนแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์อยู่ที่ 8.3 ปี ส่วนแบบอินเวอร์เตอร์สตริงจะอยู่ที่ 8.4 ปี



บทที่ 5

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์นี้วิเคราะห์ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และแบบอินเวอร์เตอร์สตริง รวมทั้งหมด 8 โครงการ ทำการศึกษาการออกแบบโรงไฟฟ้าฯ เก็บข้อมูลและวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าฯ และทำการวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์

5.1 สรุปผลงานวิจัย

5.1.1 ศึกษาการออกแบบโรงไฟฟ้าฯ ทั้งสองแบบ โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ 4 โครงการ คือ โครงการอุบลราชธานี ติดตั้งที่จังหวัดอุบลราชธานี กำลังติดตั้ง 4.993 MW ,โครงการอยุธยา 1 ติดตั้งที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา กำลังติดตั้ง 7.239 MW, โครงการอยุธยา 2 ติดตั้งที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา กำลังติดตั้ง 1.799 MW และลพบุรี 6 ติดตั้งที่จังหวัดลพบุรี กำลังติดตั้ง 4.404 MW ส่วนโรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริง มีทั้งหมด 4 โครงการ คือ โครงการบีเอสพี โฟร์, บีเอสพี ไฟซ์, บีเอสพี เซเวน 1 และ บีเอสพี เซเวน 2 ทั้ง 4 โครงการติดตั้งในพื้นที่เดียวกันที่จังหวัดเพชรบุรี กำลังติดตั้งแต่ละโครงการ 2.0 MW

5.1.2 การเก็บข้อมูลเพื่อนำมาวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบฯ โดยเก็บข้อมูลค่าพลังงานและค่าพลังงานรังสีแสงอาทิตย์ของแต่ละพื้นที่ ในเดือนมกราคม-ธันวาคม 2560 เป็นระยะเวลา 1 ปี

5.1.3 การวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าฯ ทั้งสองแบบจะอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61724

5.1.4 ผลของค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าฯ ทั้งสองแบบที่มีความแตกต่างกันตามพื้นที่ติดตั้งและปีที่เริ่มเดินระบบเพื่อซื้อขายกับการไฟฟ้าจะเห็นว่า ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ทั้ง 4 โครงการมีค่าอยู่ที่โครงการอุบลราชธานี 81.17%, อยุธยา 1 76.10%, อยุธยา 2 77.08% และ ลพบุรี 6 77.49% และโรงไฟฟ้าฯ ที่ใช้สตริงอินเวอร์เตอร์อยู่ที่โครงการบีเอสพี โฟร์ 83.43%, บีเอสพี ไฟซ์ 83.61%, บีเอสพี เซเวน 1 82.62% และ บีเอสพี เซเวน 2 85.11% เมื่อมองที่ตัวเลขค่าสมรรถนะจะเห็นว่าโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงมีค่าที่สูงกว่า แบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ เฉลี่ยอยู่ที่ 5.72% อาจจะไม่สามารถบอกได้ว่าแบบไหนดีกว่ากันเนื่องจากวันเริ่มเดินระบบของแต่ละโรงไฟฟ้าฯ รวมถึงชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่แตกต่างกัน แต่จะเห็นได้ชัดก็คือโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ลักษณะการเชื่อมต่อด้าน DC เป็นระบบขนาดใหญ่ อยู่ที่ระดับ

PV Array เมื่อเกิด loss หรือเกิดปัญหาในระบบจะส่งผลต่อค่าพลังงานที่ผลิตได้เยอะกว่า โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริง ที่การเชื่อมต่อด้าน DC จะมีขนาดเล็กอยู่ที่ระดับสตริง

5.1.5 ผลของค่าสมรรถนะของ โรงไฟฟ้าทั้งสองแบบที่พิจารณาเฉพาะแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นชนิดเดียวกัน คือชนิด Polycrystalline Silicon และชนิด Amorphous Silicon เมื่อพิจารณาที่แผงชนิด Polycrystalline Silicon สำหรับ โรงไฟฟ้า แบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์จะมีอยู่ 2 โครงการคือ อยุธยา 1 74.83% และอยุธยา 2 74.27% ส่วน โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงมี 4 โครงการคือ โครงการบีเอสพี โฟร์ 82.88%, บีเอสพี ไฟซ์ 82.94%, บีเอสพี เซเว่น 1 81.87% และ บีเอสพี เซเว่น 2 84.66% และเมื่อพิจารณาที่แผงชนิด Amorphous Silicon สำหรับ โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์มีอยู่ 4 โครงการ คือโครงการอุบลราชธานี 81.17%, อยุธยา 1 82.22%, อยุธยา 2 83.48% และ ลพบุรี 6 77.49% ส่วน โรงไฟฟ้าแบบสตริงอินเวอร์เตอร์มี 4 โครงการคือโครงการบีเอสพี โฟร์ 86.90%, บีเอสพี ไฟซ์ 87.64%, บีเอสพี เซเว่น 1 86.82% และ บีเอสพี เซเว่น 2 88.32% ซึ่งเมื่อเทียบผลของค่าสมรรถนะที่แผงชนิดเดียวกันจะเห็นว่าโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงยังมีค่าที่สูงกว่าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์

5.1.6 ผลของค่าสมรรถนะภายในโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่างชนิดกัน โดยโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์มีอยู่ 2 โครงการคือ อยุธยา 1 ค่าสมรรถนะของระบบเมื่อพิจารณาแผง Polycrystalline Silicon 74.83% , แผง Amorphous Silicon 82.22% และโครงการอยุธยา 2 ค่าสมรรถนะของระบบเมื่อพิจารณาแผง Polycrystalline Silicon 74.27% , แผง Amorphous Silicon 83.48% ส่วน โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงมีอยู่ 4 โครงการคือ บีเอสพี โฟร์ ค่าสมรรถนะของระบบเมื่อพิจารณาแผง Polycrystalline Silicon 82.88%, แผง Amorphous Silicon 86.90% ,โครงการบีเอสพี ไฟซ์ ค่าสมรรถนะของระบบเมื่อพิจารณาแผง Polycrystalline Silicon 82.94%, แผง Amorphous Silicon 87.64% ,โครงการบีเอสพี เซเว่น 1 ค่าสมรรถนะของระบบเมื่อพิจารณาแผง Polycrystalline Silicon 81.87%, แผง Amorphous Silicon 86.82% และโครงการบีเอสพี เซเว่น 2 ค่าสมรรถนะของระบบเมื่อพิจารณาแผง Polycrystalline Silicon 84.64%, แผง Amorphous Silicon 88.32% จากค่าสมรรถนะที่พิจารณาพื้นที่ติดตั้งเดียวกันแต่แตกต่างกันที่ชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเห็นว่าแผงชนิด Amorphous Silicon จะมีค่าสมรรถนะที่สูงกว่าแผงชนิด Polycrystalline Silicon ทั้งระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และสตริงอินเวอร์เตอร์

5.1.7 การวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของ โรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ โดยทำการออกแบบทั้งสองระบบที่มีขนาดติดตั้งใกล้เคียงกันคือแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ 1.992MW และแบบอินเวอร์เตอร์สตริง 1.9992 MW และค่าพลังงานที่ผลิตได้ต่อปีของแต่ละแบบได้มาจากการจำลองใน

โปรแกรม PVsyst วิเคราะห์หาราคาค่าต้นทุนและระยะเวลาคืนทุน โดยโรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์จะมีราคาต้นทุนที่ถูกกว่าอยู่ที่ 34.81 บาทต่อวัตต์ ส่วนแบบสตริงอินเวอร์เตอร์อยู่ที่ 35.10 บาทต่อวัตต์ ส่วนระยะเวลาคืนทุนของแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์จะเร็วกว่าอยู่ที่ 8.3 ปี ส่วนแบบอินเวอร์เตอร์สตริงอยู่ที่ 8.4 ปี

จากผลการวิเคราะห์ทั้งด้านสมรรถนะและด้านเงินลงทุน โรงไฟฟ้าทั้งสองแบบถ้ามองทางด้านสมรรถนะ โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงจะมีความเหมาะสมกว่าแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ แต่เมื่อมองทางด้านเงินลงทุน ถ้ากรณีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่เงินลงทุนของทั้งสองแบบไม่ต่างกันมากนัก โรงไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงยังมีความเหมาะสมกว่า แต่ถ้ากรณีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่แบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์จะมีความเหมาะสมกว่าจากเงินลงทุนที่ต่ำกว่ามาก

5.2 ข้อเสนอแนะ

5.2.1 การพิจารณาก่อสร้างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ควรวิเคราะห์ผลทั้งด้านสมรรถนะและด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบควบคู่กันไป

5.2.2 การเปรียบเทียบค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างแบบอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์สตริง เพื่อการวิเคราะห์ความแตกต่างของทั้งสองระบบอย่างมีประสิทธิภาพ ควรเลือกหรือวิเคราะห์ระบบที่มีความใกล้เคียงกันให้มากที่สุดทั้งชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์, สถานที่ และวันเริ่มต้นเดินระบบ เป็นต้น

บรรณานุกรม

- [1] Jiang Fan School of EEE Singapore Polytechnic, Singapore “Study on the Impact of Different Installations of Solar PV Systems on Their Operating Performance” 2017 International Conference on Green Energy and Applications, 2017
- [2] Erdem Elibol, Ozge Tuzun, Nedim Tukun and Oguz Koysal “Outdoor performance analysis of different PV panel types” Renewable and Sustainable Energy Reviews 67(2017)651–661, 2017
- [3] ศักดิ์รินทร์ ศรีบุญเรือง และ บุญยัง ปลั่งกลาง, “การวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาของชนิด 3 เฟส และ 1 เฟส” การประชุมสัมมนาเชิงวิชาการรูปแบบพลังงานทดแทนสู่ชุมชนแห่งประเทศไทยครั้งที่ 8 , 2558
- [4] พีระวุฒิ ชินวรรังสี, ศศิวิมล ทรงไตร , ณัฐกานต์ อุดมเมธาณัติ, ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์, อัสวิน หงษ์สิงห์ทอง, ทวีวัฒน์ กระจ่างสังข์, จริญญา ศรีธาราริคุณ, กอบศักดิ์ ศรีประภา. “การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลากหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย”, วิศวกรรมลาดกระบัง ปีที่ 32 ฉบับที่ 2 มิถุนายน 2558, ห้องปฏิบัติการวิจัยเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์(SIL) ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ สวทช., 2558
- [5] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, “สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)”
- [6] International Electrotechnical Commission, “Photovoltaic system performance monitoring- Guidelines for measurement, data exchange and analysis”, IEC 61724:1998
- [7] บุญยัง ปลั่งกลาง, “ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์”, เอกสารการเตรียมและวางแผนการสอน รายวิชา 04-210-440 หัวข้อประยุกต์วิศวกรรมทางไฟฟ้า, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
- [8] คณะกรรมการสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, มาตรฐานการติดตั้งไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย พ.ศ. 2556, พิมพ์ครั้งที่ 1, ปีพิมพ์ 2556, บริษัท โกลบอล กราฟฟิค จำกัด, 2556
- [9] ระบบโซลาร์ฟาร์ม (SOLAR FARM SYSTEM), <http://solarcellthailand96.com/knowledge/solar-farm-system> (20 October 2017)

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [10] ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์, Available : <http://www3.egat.co.th/re/solarcell> (10 October 2017)
- [11] โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, Available : <https://powerplant2.wordpress.com/โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์> (10 October 2017)
- [12] ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559, Available : www.pea.co.th (25 October 2017)
- [13] ประเภทของ Solar Inverter ที่ใช้ในปัจจุบัน (พ.ศ.60), Available : www.solarhub.co.th/solar-information(10 October 2017)
- [14] สุทธิชัย เปรมฤดีปรีชาชาญ, ยุทธนา ขำสุวรรณ, 2558, Available : <http://researchcommunity-cmu.ac.th> (30 October 2017)
- [15] Transformer & Maintenance, Available : www.charoenchai.com/File (15 October 2017)
- [16] DC Combiner Box, Available : <https://library.e.abb.com> (20 October 2017)
- [17] Switchboard, Available : www.trp.co.th/products01_11.htm (20 October 2017)
- [18] Inverter ABB, Available : <https://new.abb.com> (30 October 2017)
- [19] Inverter Emerson, Available : https://blsautomation.com/doc/photovoltaic_brochure.pdf (30 October 2017)
- [20] Inverter Huawei, Available : www-file.huawei.com (30 October 2017)

ภาคผนวก



ภาคผนวก ก

ข้อมูลจำเพาะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์





BSC Polycrystalline

Solar Module : 230W



Suitable for Roof Top Installation



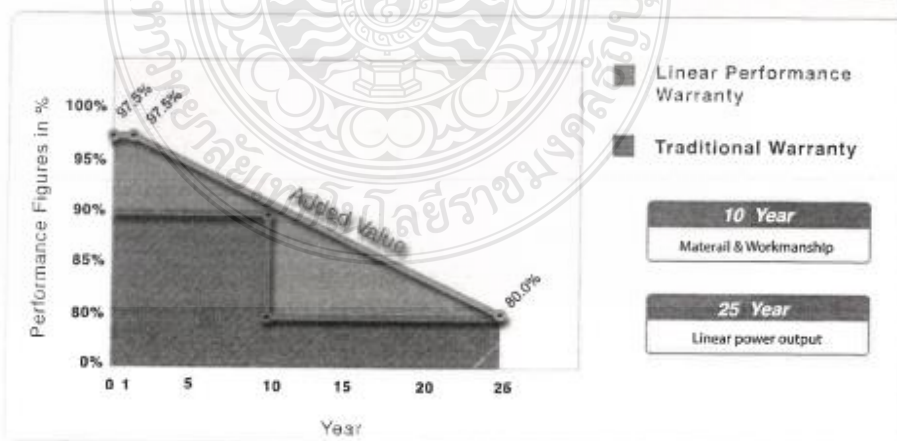
Easy Installation and Handling for Various Applications



Withstanding Mechanical Load up to 5400 Pa



Conform with Internataional Standards
 IEC 61215
 IEC 61730

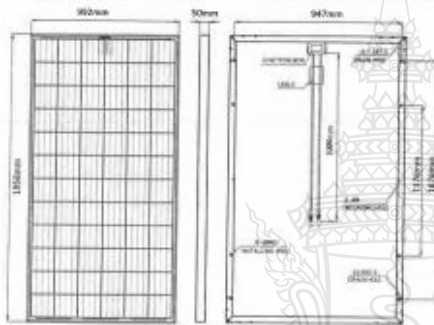




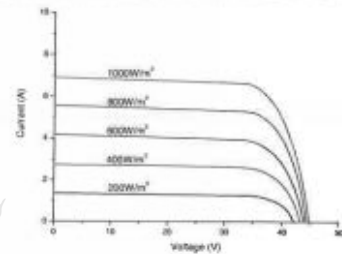
BSC Polycrystalline

Solar Module : 230W

Dimension



I-V Curves



Efficiency at Varied Irradiation

Irradiance	200W/m ²	400W/m ²	600W/m ²	800W/m ²	1000W/m ²
Efficiency	11.1%	11.4%	11.5%	11.5%	11.8%

Electrical Characteristics STC

	BS-P230
Maximum Power (Pmax)	230 W
Power Tolerance	0~+5 W
Module Efficiency	11.8%
Maximum Power Current (Imp)	6.29 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.6 V
Short Circuit Current (Isc)	6.91 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.2 V

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C)

Electrical Characteristics NOCT

	BS-P230
Maximum Power (Pmax)	170 W
Maximum Current (Imp)	5.09 A
Maximum Current (Voc)	33.4 V
Short Circuit Current (Isc)	5.40 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.9 V

Values at Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C wind speed 1 m/s

Mechanical Characteristics

Cell Type	156 x 156 mm Polycrystalline, 72 (36) 2 (pic) in series
Glass	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP65 rated, with bypass diodes
Dimension	1950 x 992 x 50 mm
Cable Length	1000 mm
Weight	29kg
Installation Hole Location	See Drawing Above

Characteristics

Temperature Coefficient of Voc	-0.30% / °C
Temperature Coefficient of Isc	0.04% / °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.54% / °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 °C ± 2 °C

Packing Information

Container	20' GP	40' GP
Pallet per Container	10	24
Pieces per Container	200	480

Maximum Ratings

Operating Temperature	-40 °C ~ +85 °C
Maximum System Voltage	1000VDC (EU) / 600VDC (US)
Maximum Series Fuse Rating	20A (EU) / 15A (US)

39/7 Moo 7, Bangpakong-Chuakkrong Road, Tambon Srirachai, Amphur Rattapitak, Chuakkrong 24140, Thailand

Tel: +66(0) 1857 7251 ~ +66(0) 3857 7373 Fax: +66(0) 3857 7370 Sale Office: +66(0) 3857 7366/9 Cell: 512 304 Email: info@bangkok-solar.com Website: www.bangkok-solar.com

JA SOLAR

JAP6

72/280-310/3BB

MONOCRYSTALLINE SILICON MODULE



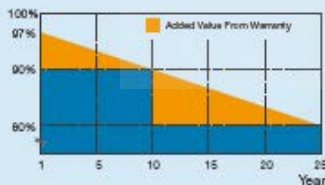
JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world-leading manufacturer of high-performance photovoltaic products that convert sunlight into electricity for residential, commercial, and utility-scale power generation. The company was founded on May 18, 2005, and was publicly listed on NASDAQ on February 7, 2007. JA Solar is one of the world's largest producers of solar cells and modules; its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry.

Add: NO.38, Jiang Chang San Road, Zhabei, Shanghai 200436, China
 Tel: +86 21 6095 5999 / +86 21 6095 5999
 Fax: +86 21 6095 5959 / +86 21 6095 5959
 Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Superior Warranty

- 10-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



www.jasolar.com

Key Features



Multicrystalline modules designed for commercial and solar farm grid-tied applications



High output, 15.48% highest conversion efficiency



Designed for UL 600V or ETL 1000V. IEC1000V applications



Anti-reflective and self-cleaning surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and snow loads (5400Pa)



High salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

Reliable Quality

- Positive Power Tolerance: 0- +5W
- 100% EL double-inspection ensures modules are defects free
- Elaborated module current rating to improve system performance
- Potential-Induced Degradation (PID) free

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC Listed, MCS and CE
- ISO 9001: 2008: Quality management system
- ISO 14001: 2004: Standards for environmental management system
- BS OHSAS 18001: 2007 International standards for occupational health and safety
- Environmental policy: The first solar company in China to complete Intertek's carbon footprint evaluation program and receive green leaf mark verification for our products

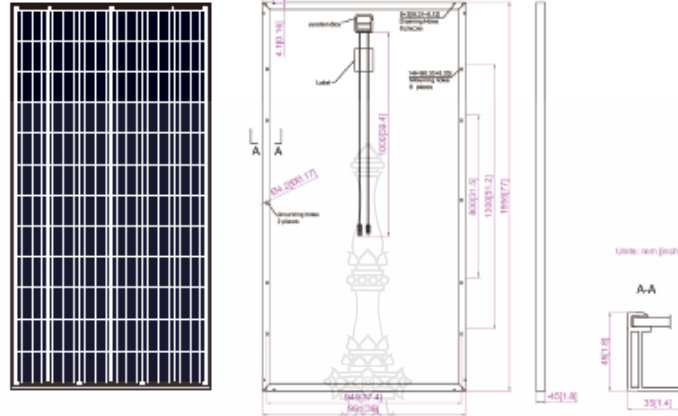


Specifications subject to technical change and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

JAP6 72/280-310/3BB

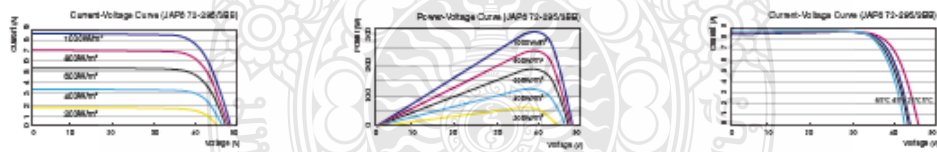


Engineering Drawings



MECHANICAL PARAMETERS		WORKING CONDITIONS	
Cell (mm)	Poly 156x156	Maximum System Voltage	DC 1000V (ULV) / 600V (UL) / 1000V (ETL)
Weight (kg)	22.5 (approx)	Operating Temp.	-40°C ~ +85°C
Dimensions (LxWxH) (mm)	1956x891x45	Maximum Series Fuse	15A
Cable Cross Section Size (mm ²)	4	Max. static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
No. of Cells and Connections	72 (6x12)	Max. static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
No. of Diodes	3 or 6 (2 in parallel)	NOCT	45±2°C
Junction Box Connector	MC4 Compatible	Application Class	Class A
Packaging Configuration	22 Per Pallet		

I-V CURVE



ELECTRICAL PARAMETERS

TYPE	JAP6 72-280/3BB	JAP6 72-285/3BB	JAP6 72-290/3BB	JAP6 72-295/3BB	JAP6 72-300/3BB	JAP6 72-305/3BB	JAP6 72-310/3BB
Rated Maximum Power at STC (W)	280	285	290	295	300	305	310
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	45.38	45.41	45.72	45.9	46.08	46.20	46.20
Maximum Power Voltage (V _{mp} /V)	35.89	36.08	36.89	36.60	36.82	36.97	37.04
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	8.29	8.38	8.42	8.48	8.53	8.60	8.69
Maximum Power Current (I _{mp} /A)	7.78	7.90	7.97	8.06	8.15	8.25	8.37
Module Efficiency [%]	14.44	14.70	14.98	15.22	15.48	15.73	15.99
Power Tolerance (W)							-0 ~ +5W
Temperature Coefficient of I _{sc} (dI _{sc})							+0.062 %/°C
Temperature Coefficient of V _{oc} (dV _{oc})							-0.330 %/°C
Temperature Coefficient of P _{max} (dP _{mp})							-0.450 %/°C
STC	Irradiance 1000W/m ² , Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5						

Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

JA Solar 06.2012



α-Si Thin Film Photovoltaic Module

BSC α-Si Thin Film PV modules are designed to meet international standards, customer specifications, and environment-friendly. Concerning with project IRR (Interest Rate of Return), investing in BSC solar module is a smart choice due to the fact that BSC solar module starts generating power from Sun Rise until Sun Set. BSC modules are relatively easy to install and cost-saving. BSC products have been awarded numerous certifications for quality, safety, and reliability according to its advanced production technology aligned with very strict monitor from the quality assurance system.



SPECIFICATIONS

Model	Dimensions (mm x mm)	Nominal power (W)	Open circuit voltage (V)	Short circuit current (A)	Operating voltage (V)	Current at rated operating voltage (A)	Maximum system voltage (V)	Maximum series fuse (A)	Certifications
BS-55	635x1245	55.0	93.9	0.91	71.7	0.77	1000/600	1	R&D Process
BS-52	635x1245	52.0	93.6	0.88	71.2	0.74	1000/600	1	TÜV, UL, JET
BS-50	635x1245	50.0	93.4	0.86	70.9	0.71	1000/600	1	TÜV, UL
BS-46	635x1245	46.0	93.0	0.82	70.3	0.66	1000/600	1	TÜV, UL
BS-44 B	635x1245	44.0	62.6	1.17	46.9	0.99	1000	2	TÜV
BS-44 B	652x1262	44.0	62.6	1.17	46.9	0.99	1000	2	TÜV
BS-44	635x1245	44.0	62.6	1.17	46.9	0.99	1000	2	TISI
BS 42 A	635x1 245	42.0	62.4	1.16	45.8	0.96	600	2	TÜV
BS-42	635x1245	42.5	62.2	1.16	44.8	0.95	600	2	UL
BS 40	635x1245	40.0	62.2	1.14	44.8	0.93	600	2	TÜV

Temperature Coefficients : Maximum power (W) - 0.19 % / °C
 : Open circuit voltage (V) - 0.32 % / °C
 : Short circuit current (A) + 0.06 % / °C
 * BS-46 to BS-52 is under testing at UL
 ** BS-44 B size 652x1262 with Al frame

39/1 Moo 1, Bangpakong-Chachoengsao Rd., Tambol Sanphudat, Amphur Banpho, Chachoengsao 24140, Thailand
 Tel : +66 (0) 3857 7373 , +66 (0) 3857 7253 Fax : +66 (0) 3857 7370 www.bangkok solar.com e-mail : sales@bangkok solar.com



BSC
 BANGKOK SOLAR CO., LTD.

a-Si Thin Film Photovoltaic Module

Best Return On Investment
Smart Investment
Choice of Smart Investors

BSC Know - how

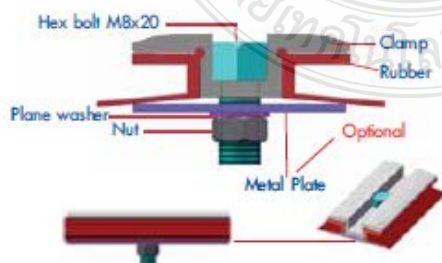
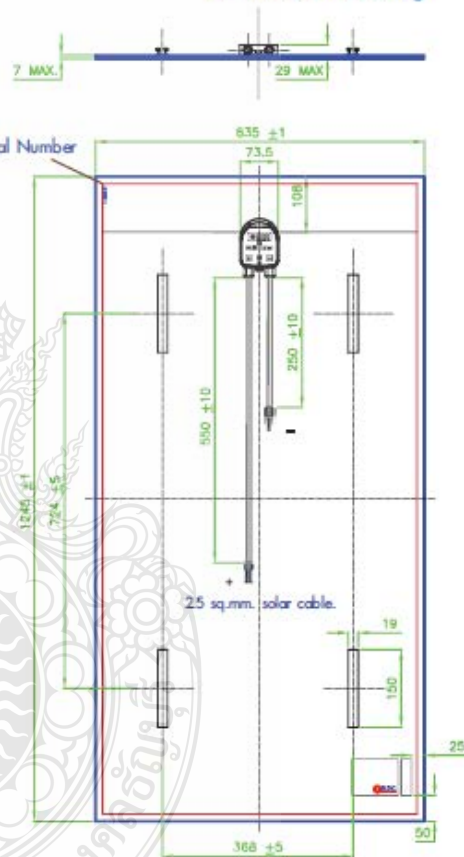
Using advanced Amorphous Silicon Thin Film technology, BSC developed state-of-the-art a-Si Thin Film PV modules that generate more electricity than Crystalline Silicon modules with equivalent capacity. Moreover, BSC is the most first a-Si Thin Film Photovoltaic Module which certified by TÜV Rheinland on salt mist corrosion test.

BSC products do not just generate more electricity at high ambient temperatures, but also produce higher energy yield under diffused and low-light conditions.

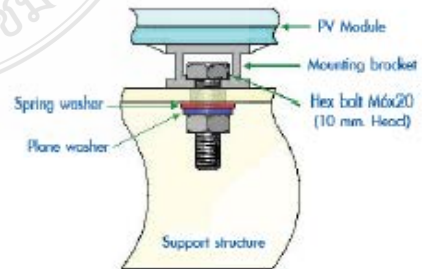
So, BSC products shorten Energy Pay-Back Time (EPT) when compared with other Technologies.

For all these reasons, BSC a-Si Thin Film Photovoltaic Module is the first choice among many leading companies installing solar module energy generating systems.

Construction Drawing



Optional for module with tempered glass



For : BS-40, BS-42, BS-42 A, BS-44 B, BS-46, BS-50, BS-52, BS-55

39/1 Moo 1, Bangpakong-Chachoengsao Rd., Tambol Sanphudas, Amphur Banpha, Chachoengsao 24140, Thailand
 Tel : +66 (0) 3857 7373 , +66 (0) 3857 7253 Fax : +66 (0) 3857 7370 www.bangkok solar.com e-mail : sales@bangkok solar.com



ภาคผนวก ข

ข้อมูลจำเพาะของอินเวอร์เตอร์



4301 en - 2010.05 / b



Central PV Inverter Systems

0.145 to 1.76 MWp





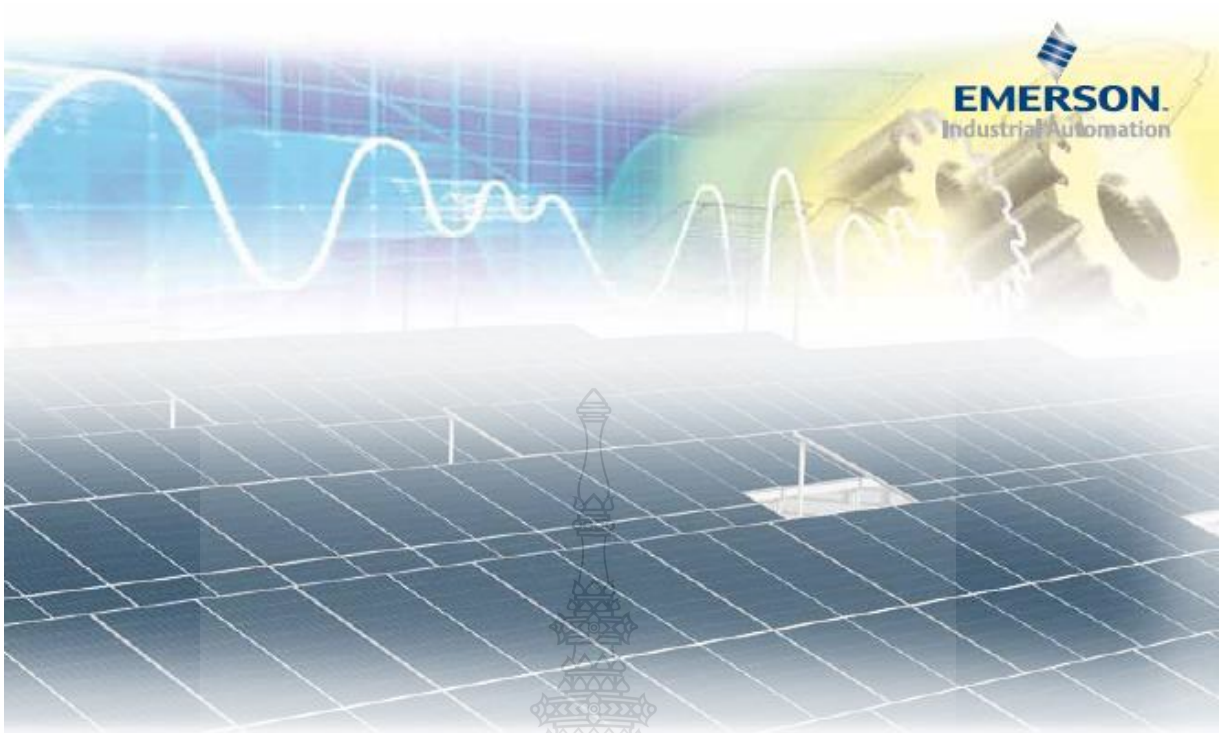
LEROY-SOMER SPV Inverter standard Features and Options

Key Inverter Features

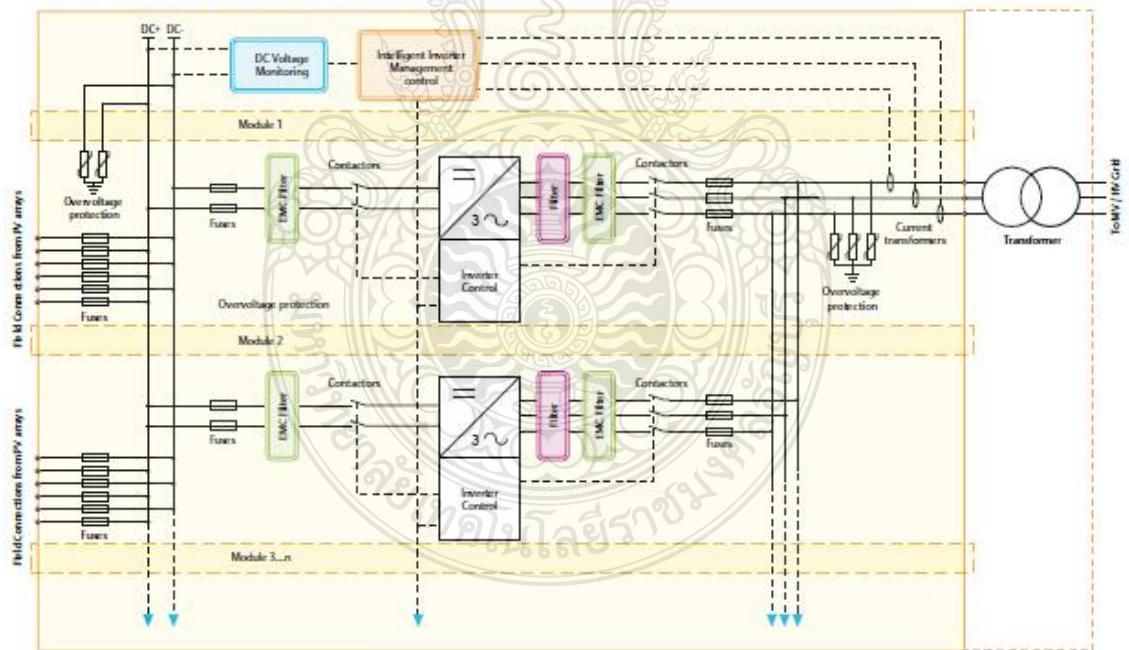
- High conversion efficiency, 98.0% peak, 97.6% EU factor
- Optimised for reliability and long active life
- Standard industrial mass produced inverter modules
- Power increments of 175kWp from 145kWp to 1.76MWp
- Compact inverter footprint
- Low switch-on point of 900W (0.05% on 1.76MW inverter)
- High accuracy Maximum Power Point Tracking (MPPT) over a wide voltage range
- Engineered for compliance with international grid connection codes
- Automatic reactive current and power factor control
- Anti-islanding and supply dip ride-through
- 3.3% total harmonic current distortion (THD) - no transformer de-rating required
- Tolerant to inverter module faults with fast automatic recovery
- Communications and PC tools for local or remote configuration and monitoring

Options

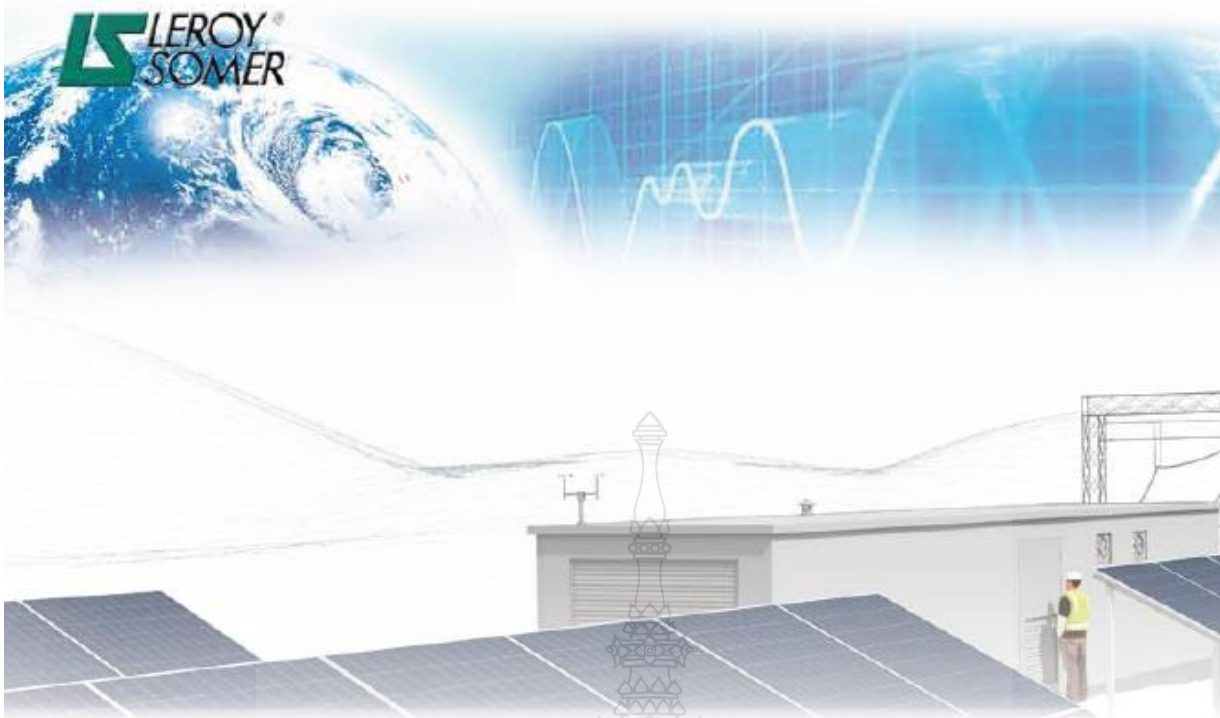
- Built in inverter redundancy
- Communications via Ethernet (Ethernet/IP, Modbus TCP/IP, TCP/IP web server), Modbus RTU, Profibus DP, Devicenet
- DC fusing or circuit breakers
- AC / DC side switches
- +/- DC side grounding
- Single piece or split AC side / DC side construction
- DC overvoltage protection (use is compulsory)
- Inverter powered shelter cooling fans
- OPC Server
- Utility interface
- Up to 1000V switch-on



LEROY-SOMER SPV Inverter System Diagram



Notes:
 DC input switch and fusing/mcb are optional
 DC overvoltage protection is optional
 AC output fuses are standard, switch is optional



SPV Inverter Ratings and Data

Ratings

SPV		248	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	
AC current	A	248	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400	2700	Specially engineered SPV3000 inverter (1.75MW) available on request.	
DC current	A	300	350	700	1050	1400	1750	2100	2450	2800	3150		
Inverter power @ 340Vac	kWp	145	175	350	530	700	880	1060	1230	1410	1590		
Maximum recommended PV generator power	kWp	150	190	380	580	770	960	1160	1350	1550	1740		
Euro efficiency	%	97.3	97.3	97.6	97.6	97.6	97.6	97.6	97.6	97.6	97.6		
Turn on / off power	W	<900	<900	<900	<900	<900	<900	<900	<900	<900	<900		
Dimensions (single part inverter)	Width ***	mm	2000**	2000**	1600**	2000**	2800	3200	3600	4000	4400		4800
	Height *	mm	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100		2100
	Depth	mm	600	600	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000		1000
Weight	kg	1150	1200	1800	2300	2800	3300	3800	4300	4800	5300		
Maximum no. of internal DC landing points		2	2	6	9	12	15	18	21	24	27		
Quantity of parallel inverter modules		1	1	2	3	4	5	6	7	8	9		

* Height includes 100 mm plinth

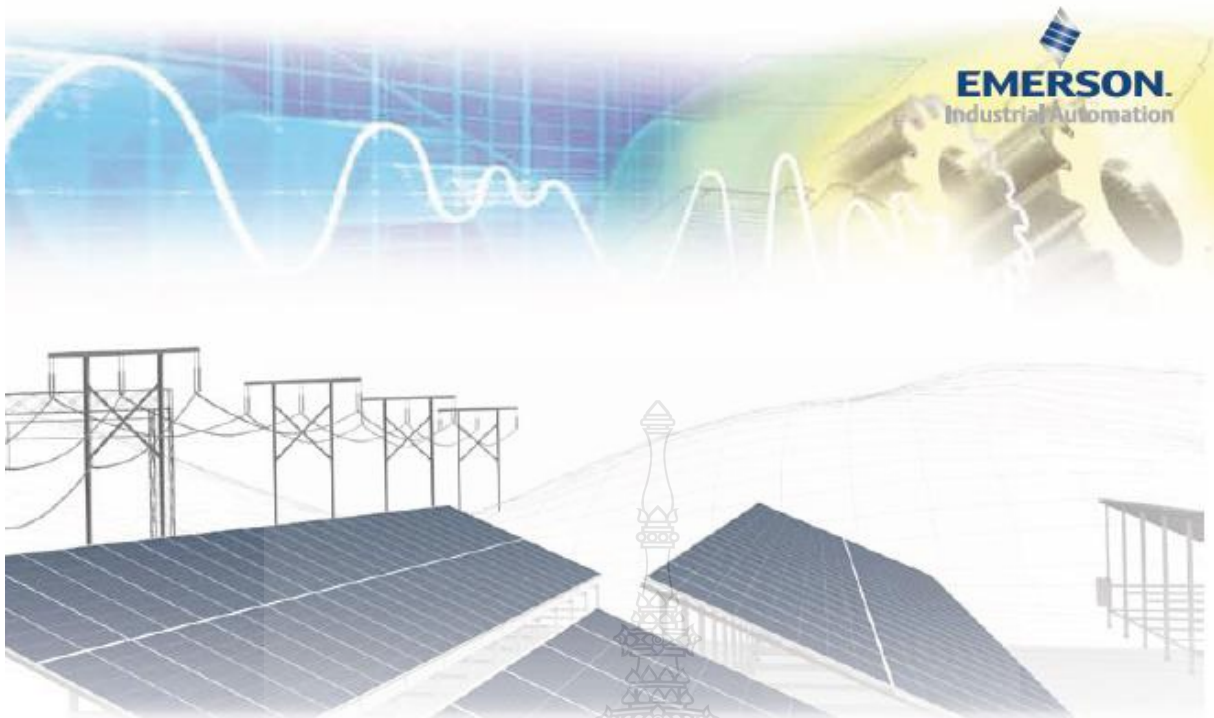
** Width will increase by 400 mm if 1000 V switch-on option selected

*** Width may vary depending on which options are selected



Proven success

Project:	Kloster VeBra
Output power:	2000kWp
Country:	Germany
Construction start:	July 2007
Commissioning:	November 2007



Conformance and safety

Standards	IEEE1547, UL1741 (pending), RDEW, FERC 661, Arrêté du 23 avril 2008, ERDF-NOI-RES 13E Version 2, CEI – 016 as part of the complete installation, RD1663, RD661.
Conformity	CE / UL & CEC (pending)
EMC	Immunity - IEC 61000-6-2 Emissions – IEC 61000-6-4
AC side grounding	Ungrounded floating system (IT)
DC side grounding	Floating, positive or negative legs
DC side overvoltage protection	Optional. Consult LEROY-SOMER for further information
DC fusing / circuit breakers / master switch	Optional. Consult LEROY-SOMER for further information

Specifications

Frequency	Hz	50-60
AC voltage range	Vac	260 to 480 depending on MPPT range
MPPT range	Vdc	400-800
Maximum DC switch on voltage with open circuit voltage clamp	Vdc	1000
Maximum DC voltage without open circuit voltage clamp	Vdc	870
Power factor		Fully controllable. Maximum reactive current is the vector difference of inverter current rating and active current.
Power factor control		External control by analogue, digital or communications bus
Total harmonic current distortion (ITHD)	%	3.3
Standby (night time) losses	W	<100
Minimum turn-on / turn-off power	W	900
Operating temperature range	°C	-10 to 40. For temperatures outside of this range, consult office for further information
Storage temperature range	°C	-20 to 50 for 12 months
Altitude	m	Up to 1000. Above 1000 m consult LEROY-SOMER for further information
Humidity	%	5-95 non condensing

Solar inverters

ABB central inverters PVI-500.0-CN 500 kW



This product offers high performance with affordable capital expenditure and has been specifically designed for the fast growing Chinese market.

ABB's new 500kW utility-grade central inverters have a number of key features.

It offers high efficiency with electrolytic capacitor-free leading to longer MTBF (mean time between failures).

This product design is the result of the experience we have acquired with more than 100MW of installation in the challenging Chinese market.

Maximum input voltage up to 1000 Vdc, high design flexibility and reduced DC distribution losses for large scale PV plants.

Reverse-polarity protection minimizes potential damage caused by array mis-wiring

Transformerless inverter for direct connection to MV transformer leading to longer MTBF (mean time between failures).

Highlights

- Integrated DC and AC distribution and protection
- Fully equipped for connection, additional accessories not required
- High efficiencies deliver more energy
- Two independent RS-485 communication interfaces for inverter and intelligent string combiner monitoring

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

Additional highlights

- A compact size and weight
- Touch screen display
- 1000 V_{oc} (open circuit voltage) rating

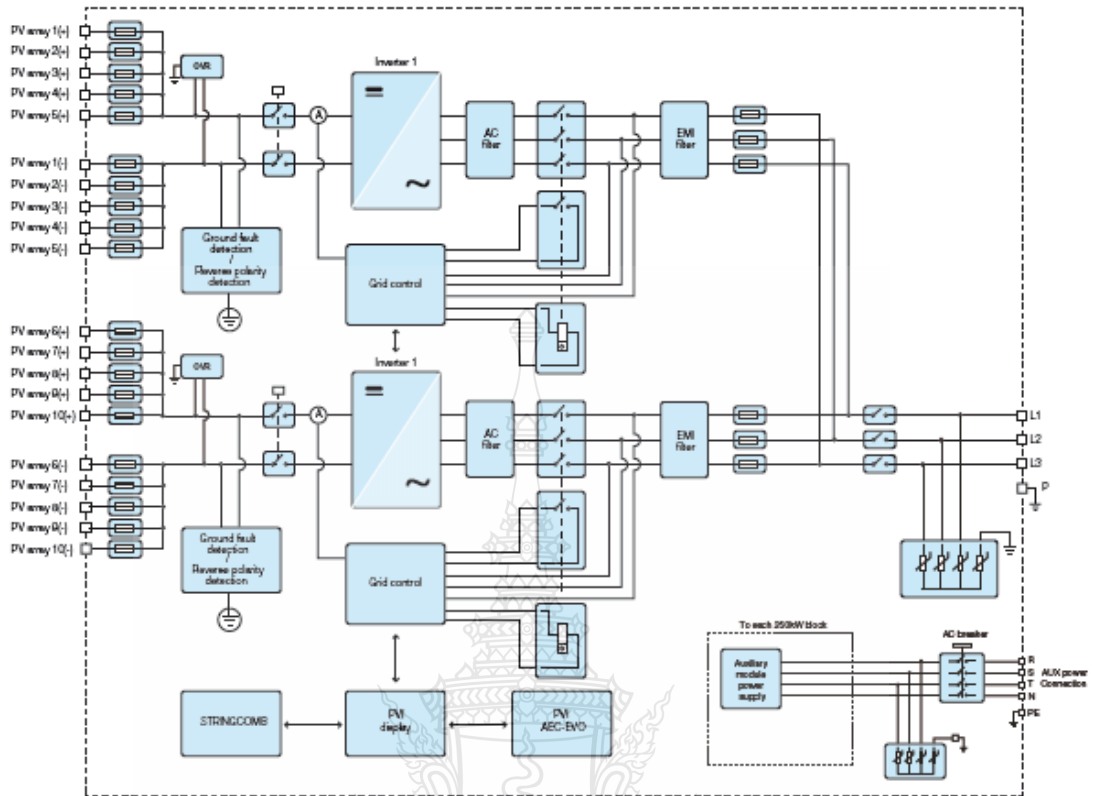


Technical data and types

Type code	PVI-500.0-TL-CN
Input side	
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}$... $V_{MPPTmax}$) at V_{oc}	465...900 V @300V 495...900 V @320V 500...900 V @340V 550...900 V @360V Linear derating from max to null ($850 < V_{oc} < 900V$)
MPPT input DC range ($V_{MPPTmin}$... $V_{MPPTmax}$) at P_{ac} and V_{oc}	465...850 V @300V 495...850 V @320V 500...850 V @340V 550...850 V @360V
Number of independent MPPT multi-master	2
Number of independent MPPT master/slave	1
Maximum combined DC input current ($I_{dc,max}$)	1100 A
Maximum DC input current for each module ($I_{2max,mod}$)	550 A
Number of DC inputs pairs	10
DC connection type	20 x 70 mm ² (M10)
Input protection	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input overvoltage protection - varistor	1 for each input, Class II
Photovoltaic array leakage control, floating neutral, floating panels	No; Proprietary control available ^(*)
Residual current protection, grounded neutral, floating panels	Not included
Fuse size for each input pair	125/160 A
Output side	
AC grid connection type	Three phases 3W+PE
Rated AC power (P_{ac} @cosφ=1)	470 kW@300V / 500kW@320V / 530kW@340V / 560 kW@360V
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @cosφ=1)	470 kW@300V / 500kW@320V / 530kW@340V / 560 kW@360V
Maximum apparent power ($S_{ac,max}$)	522 kVA@300V / 555 kVA@320V / 588 kVA@340V / 620 kVA@360V
Rated grid voltage (V_{gr})	300/320/340/360 V ^(*)
AC voltage range ($V_{ac,min}$... $V_{ac,max}$)	255...345 / 272...368 / 289...391 / 306...414 V ^(*)
Maximum output current ($I_{ac,max}$)	900 A
Rated frequency (f_n)	50/60 Hz
Frequency range (f_{min} ... f_{max})	47...53 / 57...63 Hz ^(*)
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995 (adj. ± 0.90)
Total harmonic distortion	< 3% (@ P_{ac})
AC connection type (for each phase)	3 x 240 mm ² (M10)
Output protection	
Anti-islanding protection	According to local standard
Output overvoltage protection (varistor)	Yes, Class II
Night time disconnect	Yes
AC circuit breaker	690 V / 1kA (T6)

2 ABB Solar Inverters | Product flyer for PVI-500.0-TL-CN

Block diagram of PVI-500.0-TL-CN



Technical data and types

Operating performance	
Maximum efficiency (η_{max})	98.5% ⁽⁴⁾
Weighted efficiency ($\eta_{EURO} / \eta_{CERT}$)	98.2% / - ⁽⁴⁾
Stand-by consumption/night-time power loss	< 66 W
AC auxiliary supply	3 x 400 Vac +N, 50/60 Hz
Auxiliary supply consumption	< 810 W
Auxiliary supply consumption without cooling	< 220 W
Inverter switching frequency	9 kHz
Communication	
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)
Remote monitoring	PVI-AEC-EVO (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)
String Combiner	PVI-STRINGCOMB (opt.)
User interface	TFT LCD 5.7"
Environmental	
Ambient temperature range	-20...+50°C/-4...122°F with derating above 45°C/113°F
Relative humidity	0...95% non condensing
Noise emission	<62 dB(A) @ 1 m
Maximum operating altitude without derating	1000 m / 3280 ft
Physical	
Environmental protection rating	IP 20
Cooling	Air forced
Required air cooling flow	8000 m ³ /h - 4720 CFM
Dimension (H x W x D)	2280mm x 2000mm x 800mm / 89.8" x 78.7" x 31.5"
Weight	< 1200 kg / 2645 lb
Safety	
Transformer	No
Marking	CCC
Safety and EMC standard	EN 50178, EN 61000-3-12, EN61000-6-2, EN61000-6-4
Grid standard (check your sales channel for availability)	CNCA/CTS0004-2009A, GB/T 19939, IEC 62116

1. The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard
 2. The Frequency range may vary depending on specific country grid standard
 3. Missing symmetry with respect to ground results in AC disconnection (disabled function by default)
 4. Power consumption of the auxiliary services not included
 5. Adjustable by factory
 Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

SOLAR INVERTERS

ABB central inverters

PVS800 – 500 to 1000 kW



ABB central inverters raise reliability, efficiency and ease of installation to new levels. The inverters are aimed at system integrators and end users who require high performance solar inverters for large photovoltaic (PV) power plants. The inverters are optimized for cost-efficient multi-megawatt power plants.

01

01 ABB central inverter, PVS800

World's leading inverter platform

The ABB central inverters have been developed on the basis of decades of experience in the industry and proven technology platform. Unrivalled expertise from the world's market and technology leader in frequency converters is the hallmark of this solar inverter series.

Based on ABB's highly successful platform and the most widely used frequency converters on the market – the inverters are the most efficient and cost-effective way to convert the direct current (DC) generated by solar modules into high-quality and CO₂-free alternating current (AC) that can be fed into the power distribution network.

Solar inverters from ABB

ABB central inverters are ideal for large PV power plants but are also suitable for large-sized power plants installed in commercial or industrial buildings. High efficiency, proven components, compact and modular design and a host of life cycle services ensures ABB central inverters provide a rapid return on investment.

Highlights

- High total performance
- Modular and compact product design
- Extensive DC and AC side protection
- Full grid support functionality
- Fast and easy installation
- Complete range of industrial-type data communication options, including remote monitoring
- Life cycle service and support through ABB's extensive global service network

ABB central inverters

PVS800 – 500 to 1000 kW



High total performance

- High efficiency
- Low auxiliary power consumption
- Efficient maximum power point tracking
- Long and reliable service life of at least 20 years

Full grid support functionality

- Reactive power compensation also during the night time
- Active power limitation
- Low voltage ride through with current feed in

Grid code compatibility

- Wide country-specific grid code compliance
- Adjustability to various local utility requirements

Life cycle service and support

- ABB's extensive global service network
- Extended warranties
- Service contracts
- Technical support throughout the service life

Modular industrial design

- Compact and easy-to-maintain product design
- Fast and easy installation
- Integrated and flexible DC input cabinet

Extensive protections

- DC and AC side protection with built-in fuses, surge protection and filters
- Increased reliability and safety with DC and AC side contactors
- Heavy-duty surge protection

Proven technology

- Based on ABB's market-leading technology platform used in frequency converters

Wide communication options

- Complete range of industrial data communication options
- Ethernet/Internet Protocol
- Remote monitoring

ABB central inverters

PVS800 – 500 to 1000 kW



Technical data and types

Type designation	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Input (DC)				
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$)	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ($U_{DC, max}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{DC, max}$) ¹⁾	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	4 to 15 (+/-)	4 to 15 (+/-)	8 to 20 (+/-)	8 to 20 (+/-)
Output (AC)				
Nominal power ($P_{N(AC)}$) ²⁾	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power ³⁾	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at $\cos\phi = 0.95$ ⁴⁾	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current ($I_{N(AC)}$)	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage ($U_{N(AC)}$) ⁵⁾	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁶⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ⁷⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency				
Maximum ⁸⁾	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁹⁾	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption				
Own consumption in operation	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage ¹⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight				
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight appr. ¹⁰⁾	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

¹⁾ 630 kW at 45 °C. 500, 875 and 1000 kW at 50 °C.

²⁾ At 25 °C. See the user manual for details.

³⁾ +/- 10%

⁴⁾ At nominal power

⁵⁾ Inverter side must be IT type

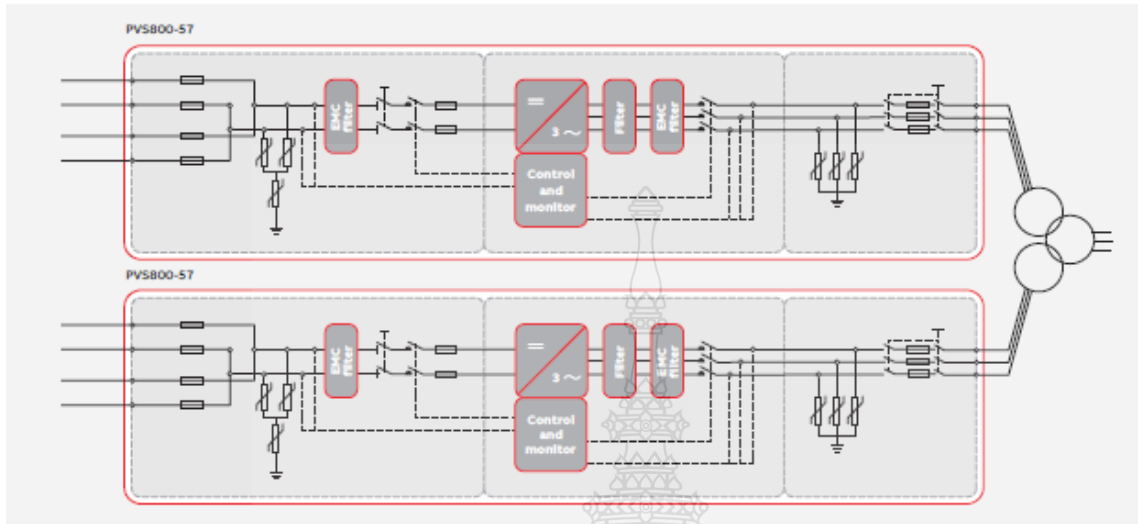
⁶⁾ Without auxiliary power consumption at min U_{DC}

⁷⁾ 115 V, 60 Hz optional

⁸⁾ For the smallest number of protected inputs. See the user manual for details.

PRODUCT FLYER FOR PVS800 ABB SOLAR INVERTERS

ABB central inverter design and power network connection



Technical data and types

Type designation	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Environmental limits				
Degree of protection	IP42	IP42	IP42	IP42
Ambient temp. range (nom. ratings) ¹⁸⁾	-15 to +50 °C	-15 to +45 °C	-15 to +50 °C	-15 to +50 °C
Maximum ambient temperature ¹⁹⁾	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Relative humidity, not condensing	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%
Maximum altitude (above sea level) ¹⁹⁾	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Maximum noise level ¹⁹⁾	75 dBA	75 dBA	75 dBA	75 dBA
Maximum air flow of the inverter section	5000 m ³ /h	5000 m ³ /h	7950 m ³ /h	7950 m ³ /h
Protection				
Ground fault monitoring ¹⁸⁾	Yes	Yes	Yes	Yes
Grid monitoring	Yes	Yes	Yes	Yes
Anti-Islanding	Yes	Yes	Yes	Yes
DC reverse polarity	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC short circuit and over current	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC over voltage and temperature	Yes	Yes	Yes	Yes
User interface and communications				
Local user interface		ABB local control panel ¹⁸⁾		
Analog inputs/outputs	1/2	1/2	1/2	1/2
Digital inputs/relay outputs	3/1	3/1	3/1	3/1
Fieldbus connectivity	Modbus, PROFIBUS, EtherNet			
Product compliance				
Safety and EMC	CE conformity according to LV and EMC directives			
Certifications and approvals ¹⁴⁾	AS, CEI, EAC, IEC, P.O. 12.3, RCM, RD, VDE, ZA			
Grid support and grid functions	Reactive power compensation ¹⁵⁾ , Power reduction, LVRT, HVRT, Anti-Islanding			

¹⁸⁾ Frosting is not allowed. May need optional cabinet heating.

¹⁹⁾ Power derating after 45 °C/50 °C

²⁰⁾ Power derating above 1000 m

²¹⁾ At partial power typically < 70 dBA

¹⁴⁾ Optional

¹⁵⁾ More detailed information, please contact ABB

¹⁶⁾ Also during the night

String Inverter (SUN2000-28KTL)



Smart

- 3 MPPTs for versatile adaptations to different module types or quantities built up with different alignments
- 6 strings intelligent monitoring and 80% time saving for fault detection
- RS 485 and USB ports for connectivity and data management
- Local graphic LCD and remote monitoring

Efficient

- Max. efficiency 98.7%, European efficiency 98.4%
- Reduce 30% AC cable loss with higher output voltage of 480V
- Saving AC cable investment up to 20% without N-Line

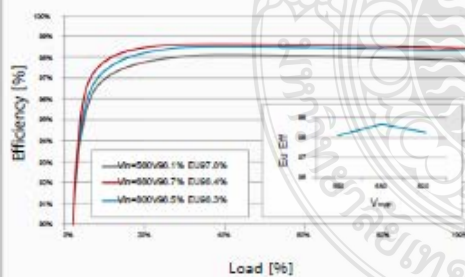
Safe

- Type II surge arresters for both DC and AC
- Noise \leq 29dB, Class-B electromagnetic radiation
- Residual Current Detection (RCD) protection

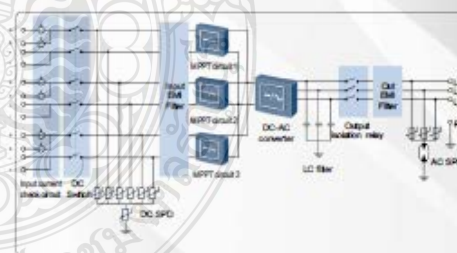
Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram



SUN2000-28KTL

Always Available for Highest Yields



www.huawei.com/solar

String Inverter (SUN2000-28KTL)



Technical Specifications	SUN2000-28KTL
Efficiency	
Max. Efficiency	98.7%
European Efficiency	98.4%
Input	
Max. DC Usable Power	28,200 W
Max. Input Voltage	1,000 V
Max. Current per MPPT	18 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	25 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	580 V – 850 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V – 950 V
Rated Input Voltage	720 V
Max. Number of Inputs	6
Number of MPPT Trackers	3
Output	
Rated AC Active Power	27,500 W
Max. AC Apparent Power	27,500 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	27,500 W
Rated Output Voltage	277 V / 480 V, 3W+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	33.1 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Inputs/Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Overcurrent Protection	Fuseless
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Monitoring	Yes
Residual Current Detection	Yes
Communication	
Display	Graphic LCD
RS485	Yes
USB	Yes
General	
Dimensions (W×H×D)	520 × 610 × 255 mm (20.5 × 24.0 × 10.0 inch)
Weight	48 kg (105 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C – 60 °C (-13°F – 140°F)
Cooling	Natural Convection
Operating Altitude	3,000 m (9,842 ft.)
Relative Humidity	0–100%
DC Connector	Amphenol H4
AC Connector	Amphenol C16/3
Protection Rating	IP65
Internal Consumption at Night	< 1 W
Topology	Transformerless
Noise Emission (Typical)	<20 dB
Standards Compliance	
Safety / EMC	EN/IEC 61000-6-1, EN/IEC 61000-6-2, EN/IEC 61000-6-3, EN/IEC 61000-6-4, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid Code	IEC 61727, IEC 62116, GB/T 19964-2012, NB/T 32004-2013, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, C10/11, EN 50438-Ireland, EN 50438-Turkey, AS 4777, FEA, MEA , Resolution No. 07, NRS 007-2-1

Always Available for Highest Yields



www.huawei.com/solar



ภาคผนวก ค

ผลการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์สตริงด้วยโปรแกรม PVsyst

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	Model Solar farm		
Geographical Site	Nong Chumphon	Country	Thailand
Situation	Latitude	13.27° N	Longitude 99.76° E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+7	Altitude 53 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Nong Chumphon	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=42% - Synthetic	

Simulation variant : 1.9992MW String Inverter

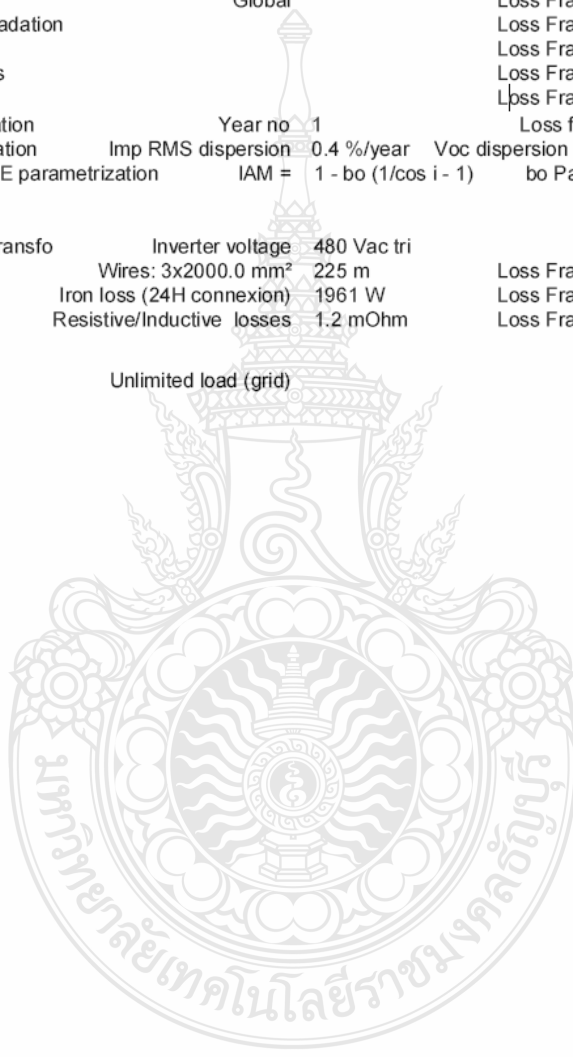
Simulation for the first year of operation

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)				
PV module	Si-poly	Model	JAP6-72-300/3BB	
Original Pvsyst database	Manufacturer		JA Solar	
Sub-array "Sub-array #1"				
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel	366 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6588	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1976 kWp	At operating cond.	1774 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	588 V	I mpp	3016 A
Sub-array "Sub-array #2"				
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	36	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	10.80 kWp	At operating cond.	9.69 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	588 V	I mpp	16 A
Sub-array "Sub-array #3"				
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	40	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	12.00 kWp	At operating cond.	10.77 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	653 V	I mpp	16 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	1999 kWp	Total	6664 modules
	Module area	12917 m²	Cell area	11677 m²
Inverter				
Original Pvsyst database	Model	SUN2000-28k TL		
Characteristics	Manufacturer	Huawei Technologies		
	Operating Voltage	480-800 V	Unit Nom. Power	27.5 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	59 units	Total Power	1623 kWac
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	2 * MPPT 24 %	Total Power	13.0 kWac
Sub-array "Sub-array #3"	Nb. of inverters	1 * MPPT 53 %	Total Power	14.5 kWac
Total	Nb. of inverters	60 (0.0 unused)	Total Power	1650 kWac
PV Array loss factors				
Array Soiling Losses			Loss Fraction	3.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Wiring Ohmic Loss	Array#1	2.2 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
	Array#2	201 mOhm	Loss Fraction	0.5 % at STC
	Array#3	223 mOhm	Loss Fraction	0.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	1.0 % at STC
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Module average degradation	Year no	1	Loss factor	0.5 %/year
Mismatch due to degradation	Imp RMS dispersion	0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	$1 - bo (1/\cos i - 1)$	bo Param.	0.05
System loss factors				
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	480 Vac tri		
	Wires: 3x2000.0 mm ²	225 m	Loss Fraction	1.8 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	1961 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	1.2 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
User's needs :	Unlimited load (grid)			

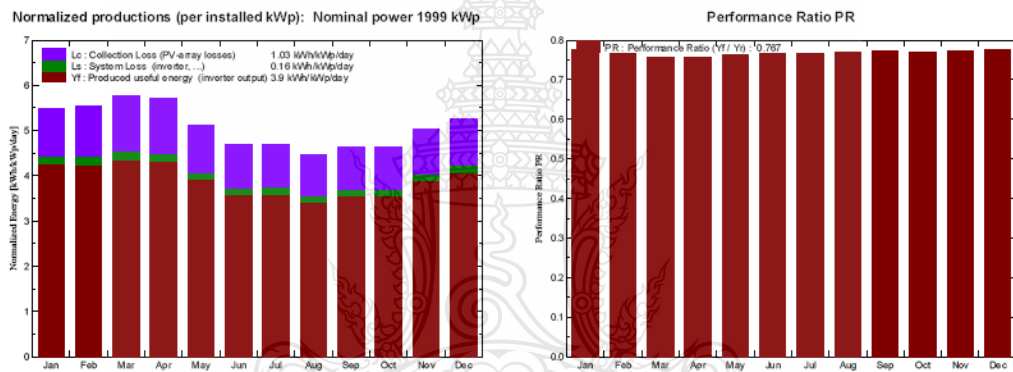


Grid-Connected System: Main results

Project : Model Solar farm
Simulation variant : 1.9992MW String Inverter
 Simulation for the first year of operation

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	JAP6-72-300/3BB	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	6664	Pnom total 1999 kWp
Inverter	Model	SUN2000-28k TL	Pnom 27.50 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	60.0	Pnom total 1650 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 2846 MWh/year** Specific prod. 1424 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 76.71 %



	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	148.5	63.74	24.88	170.0	159.9	274.2	263.7	0.776
February	142.7	63.93	26.59	155.5	148.3	247.8	238.1	0.766
March	173.3	74.39	28.52	179.0	168.5	281.4	270.2	0.755
April	174.2	88.66	29.89	171.2	160.7	269.6	259.2	0.757
May	169.0	91.57	29.84	159.0	148.6	252.1	242.6	0.763
June	151.8	80.56	29.29	140.4	131.1	223.8	215.4	0.767
July	156.0	81.58	29.17	145.9	136.6	232.1	223.2	0.765
August	143.2	86.85	28.91	138.3	129.3	220.9	212.6	0.769
September	137.6	83.12	27.49	138.6	129.9	222.2	213.7	0.771
October	135.8	77.11	27.37	143.7	134.8	230.1	221.2	0.770
November	136.3	66.82	26.14	151.3	142.2	243.3	233.8	0.773
December	141.5	59.60	25.15	163.1	153.7	262.9	252.6	0.775
Year	1810.0	917.92	27.78	1855.9	1741.5	2960.6	2846.3	0.767

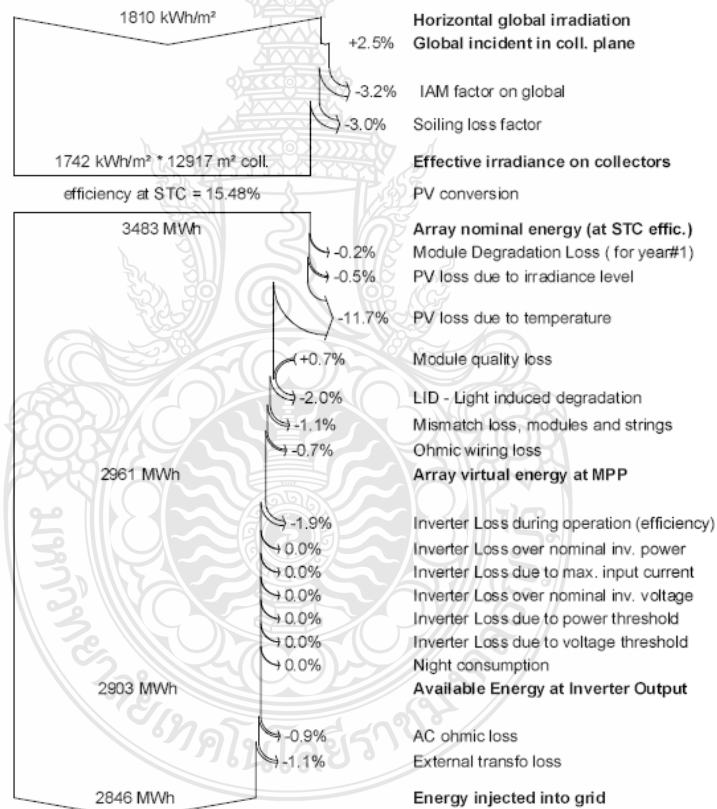
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Model Solar farm
Simulation variant : 1.9992MW String Inverter
 Simulation for the first year of operation

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	JAP6-72-300/3BB	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	6664	Pnom total 1999 kWp
Inverter	Model	SUN2000-28k TL	Pnom 27.50 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	60.0	Pnom total 1650 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year





ภาคผนวก ง

ผลการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์

ด้วยโปรแกรม PVsyst

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : Model Solar farm

Geographical Site Nong Chumphon Country Thailand

Situation Latitude 13.27° N Longitude 99.76° E
Time defined as Legal Time Time zone UT+7 Altitude 53 m
Albedo 0.20

Meteo data: Nong Chumphon Meteornorm 7.1 (1991-2010), Sat=42% - Synthetic

Simulation variant : 1.992 MW Central Inverter

Simulation for the first year of operation

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 15° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteornorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model JAP6-72-300/3BB
Original PVsyst database Manufacturer JA Solar

Number of PV modules In series 20 modules In parallel 332 strings
Total number of PV modules Nb. modules 6640 Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power Nominal (STC) 1992 kWp At operating cond. 1788 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C) U mpp 653 V I mpp 2736 A
Total area Module area 12871 m² Cell area 11635 m²

Inverter Model PVS800-57-1000kW-C
Original PVsyst database Manufacturer ABB
Characteristics Operating Voltage 600-850 V Unit Nom. Power 1000 kWac
Max. power (=>25°C) 1200 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 2 units Total Power 2000 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 3.0 %
Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss Global array res. 4.0 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
LID - Light Induced Degradation Loss Fraction 2.0 %
Module Quality Loss Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss Loss Fraction 0.10 %
Module average degradation Year no 1 Loss factor 0.5 %/year
Mismatch due to degradation Imp RMS dispersion 0.4 %/year Voc dispersion RMS 0.4 %/year
Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

System loss factors

AC wire loss inverter to transfo Inverter voltage 400 Vac tri
Wires: 3x2000.0 mm² 87 m Loss Fraction 1.0 % at STC

External transformer Iron loss (24H connexion) 1956 W Loss Fraction 0.1 % at STC
Resistive/Inductive losses 0.8 mOhm Loss Fraction 1.0 % at STC

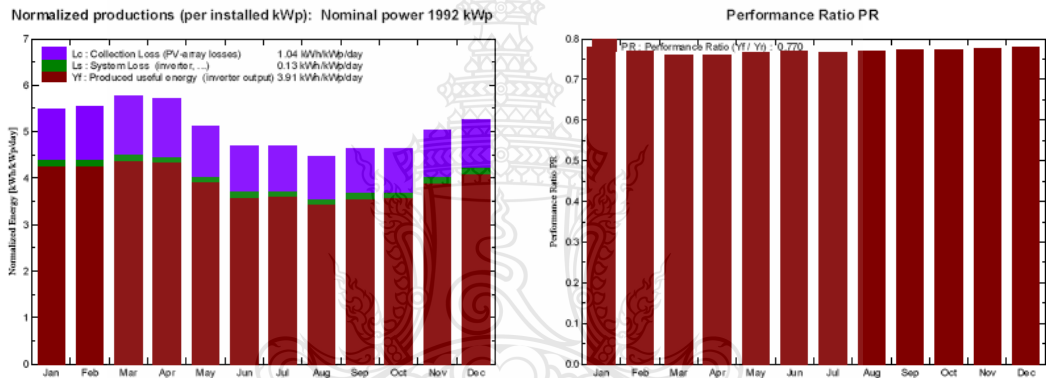
User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project : Model Solar farm
Simulation variant : 1.992 MW Central Inverter
 Simulation for the first year of operation

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	JAP6-72-300/3BB	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	6640	Pnom total 1992 kWp
Inverter	Model	PVS800-57-1000kW-C	Pnom 1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 2000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	Produced Energy	2846 MWh/year	Specific prod. 1429 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	76.98 %	



1.992 MW Central Inverter Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	148.5	63.74	24.88	170.0	159.9	272.3	263.8	0.779
February	142.7	63.93	26.59	155.5	146.3	246.1	238.3	0.769
March	173.3	74.39	28.52	179.0	169.5	279.3	270.7	0.759
April	174.2	88.66	29.89	171.2	160.7	267.6	259.4	0.760
May	169.0	91.57	29.84	159.0	148.6	250.4	242.5	0.766
June	151.8	80.56	29.29	140.4	131.1	222.3	215.1	0.769
July	156.0	81.58	29.17	145.9	136.6	230.6	223.0	0.767
August	143.2	86.85	28.91	138.3	129.3	219.5	212.3	0.771
September	137.6	83.12	27.49	138.6	129.9	220.7	213.5	0.773
October	135.8	77.11	27.37	143.6	134.8	228.5	221.0	0.772
November	136.3	66.82	26.14	151.3	142.3	241.5	233.8	0.776
December	141.5	59.60	25.15	163.1	153.7	261.0	252.6	0.777
Year	1810.0	917.92	27.78	1855.9	1741.5	2939.8	2846.0	0.770

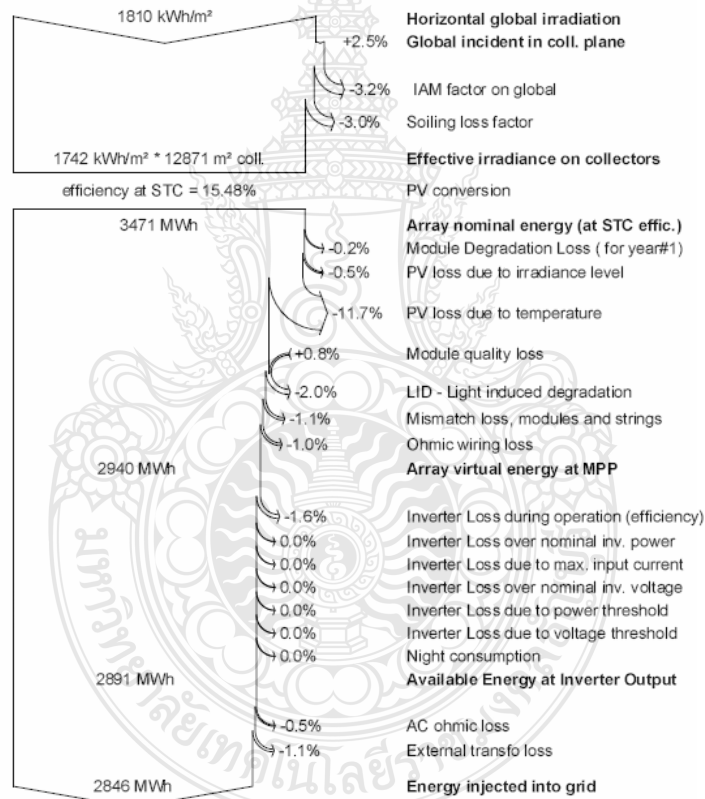
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Model Solar farm
Simulation variant : 1.992 MW Central Inverter
 Simulation for the first year of operation

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	JAP6-72-300/3BB	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	6640	Pnom total 1992 kWp
Inverter	Model	PVS800-57-1000kW-C	Pnom 1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 2000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year





ภาคผนวก จ
ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่



การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 10

The 10th Conference of Electrical Engineering Network 2018

วันที่ 1 - 3 พฤษภาคม พ.ศ. 2561

ณ โรงแรมราชพฤกษ์-ฮาร์เบอร์, โยธีศ (R.S. HOTEL) ย่านทองหล่อ, จังหวัดกรุงเทพมหานคร

วิศวกรรมไฟฟ้า เพื่อการพัฒนา ให้ชาติก้าวหน้า สู่ความมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน

ELECTRICAL ENGINEERING FOR NATIONAL DEVELOPMENT
TO STABILIZE WEALTHY AND SUSTAINABILITY

Conference Topics

- | | |
|---|--|
| 1) Electrical Power (EP) | ๖ ไฟฟ้าพลัง |
| 2) Power Electronics (PE) | ๗ อิเล็กทรอนิกส์ |
| 3) Electronics (EL) | ๘ อิเล็กทรอนิกส์ |
| 4) Electric Communication (ECM) | ๙ ไฟฟ้าสื่อสาร |
| 5) Control Systems and Instrumentation (CT) | ๑๐ ระบบควบคุมและการวัด |
| 6) Computer and Information Technology (CF) | ๑๑ คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ |
| 7) Digital Signal Processing (DS) | ๑๒ การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล |
| 8) Energy and Energy Saving (ES) | ๑๓ พลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน |
| 9) Innovation and Invention (II) | ๑๔ นวัตกรรมและสิ่งประดิษฐ์ |
| 10) General Electrical Engineering (GEN) | ๑๕ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า |

บทความสาขากำลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน (ES)		หน้า
ES05	การประเมินระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับการกักเก็บพลังงาน สำหรับครัวเรือนในประเทศไทย จาวรรรณ พิพัฒน์พุทธพันธ์ และ ดร.สุจิตต์กิติ บุญปราโมทย์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	331
ES06	การวิเคราะห์ประสิทธิภาพแบตเตอรี่ตะกั่วกรดด้วยการกระตุ้นความถี่สูง สิทธิชัย เสนารัตน์, ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ธราธิป กู่ระหงษ์ และ สมศักดิ์ แสนเมือง มหาวิทยาลัยนครพนม	335
ES07	การพัฒนาาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กแบบไฮบริดจ์ สำหรับระบบสูบน้ำเพื่อลดต้นทุนของศูนย์บริหารจัดการใช้พลังงานทดแทนบ้านฉะทาย ตำบลฉะทาย อำเภอกันทรารมย์ จังหวัดศรีสะเกษ ศักดิ์ทรงศักดิ์ วงศ์เจริญ, ประมวล สุทธิวิวัฒน์วรากุล และ จริยา พันธธา มหาวิทยาลัยราชภัฏอุบลราชธานี	339
ES08	การออกแบบอัลกอริทึมปรับค่าสำหรับแผงโซลาร์เซลล์เพื่อใช้วัดความเข้มแสงอาทิตย์ เสาวรีย์ อรุณรัตน์วงศ์ และ ดร.ฉัตรชัย คุณพิทักษ์สกุล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี	343
ES09	การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์ย่อยแบบสตริงอินเวอร์เตอร์ ชาญชัย ทิมพิมพ์ฉาย และ บุญอึ้ง ปลั่งกลาง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี	347
ES10	การประยุกต์ระบบสูบน้ำแสงอาทิตย์ด้วยดีเซลจิมเมอร์ปีน 12 โวลต์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ บุญเยี่ยม ยศเรืองศักดิ์, สิทธิชัย เสนารัตน์ และ สมศักดิ์ แสนเมือง มหาวิทยาลัยนครพนม	351
ES11	ผลกระทบของอุณหภูมิต่อการผลิตแก๊สชีวภาพจากวินเนสโดยอหัยเทคโนโลยีบ่อปิดคลุม ธนวัฒน์ พงษ์สุวรรณ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ	355
ES12	การออกแบบและพัฒนามาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแบบเติมเงิน กิจดิ มินา และ ชีรพงษ์ ฉิมเพชร มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย	359
ES13	การจัดทำแบบข้อเสนอระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อลดค่าไฟฟ้าในอาคารขนาดใหญ่อย่างมีอาชีพ สุวัฒน์ชัย ก้าวจันทร์, เจตนรินทร์ กรวยสวัสดิ์, ประเสริฐ เผื่อนหมื่นไวย, ประจวบ อินระวงค์, กฤติเดช บัวใหญ่ และ กานท์ เกิดชื่น มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน นครราชสีมา	363

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 10

Proceedings of the 10th Conference of Electrical Engineering Network 2018 (EENET 2018)

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์และอินเวอร์เตอร์ย่อยแบบสตริงอินเวอร์เตอร์

Comparison Analysis of Performance Ratio for Central Inverter and String Inverter PV Power Plant

ชาญชัย พิมพ์ไฉย¹ และ บุญยัง ปัสกลาง²

¹สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
เลขที่ 39 หมู่ 1 ถนนรังสิต-นครนายก(คลองหก) อำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี 12110 E-mail: chanchai_p@mail.ruwtt.ac.th

²สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
เลขที่ 39 หมู่ 1 ถนนรังสิต-นครนายก(คลองหก) อำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี 12110 E-mail: boonayang.p@en.ruwtt.ac.th

บทคัดย่อ

Keywords: PV performance ratio, central inverter, string inverter

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์และเปรียบเทียบค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริง ที่ติดตั้งมากกว่า 1 MW โดยแบ่งเป็นแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ 4 โครงการ คือ อุบลราชธานี, ออยุธยา 1, ออยุธยา 2 และลพบุรี 6 และแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริง 4 โครงการ คือ ปิเอสทีโพธิ์, ปิเอสที โพธิ์, ปิเอสที เซเวน 1 และ ปิเอสที เซเวน 2 ทำการเก็บข้อมูลค่าตัวแปรต่างๆ ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม 2560 เป็นระยะเวลา 1 ปี พบว่าค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์สตริง (ปิเอสที โพธิ์ : 83.43%, ปิเอสที โพธิ์ : 83.61%, ปิเอสที เซเวน 1 : 82.62% และ ปิเอสที เซเวน 2 : 85.11%) มีค่ามากกว่าแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ (อุบลราชธานี : 81.17%, ออยุธยา 1 : 76.10%, ออยุธยา 2 : 77.08% และลพบุรี 6 : 77.52%)

คำสำคัญ: สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์, อินเวอร์เตอร์สตริง

Abstract

This paper present comparison and analysis of performance ratio for PV power plant using central and string inverter and projects installation power more than 1MW. The 4 projects for central inverter PV power plant is Ubouratchathani, Ayuthaya 1, Ayuthaya 2, Lopburi 6 and the 4 projects for string inverter PV power plant is BSP 4, BSP 5, BSP SEVEN 1, BSP SEVEN 2 and collection parameter period one year from January 2017 to December 2017. The results of performance ratio for string inverter PV power plant (BSP 4 : 83.43%, BSP 5 : 83.61%, BSP SEVEN 1 : 82.62%, BSP SEVEN 2 : 85.11%) more than central inverter PV power plant (Ubouratchathani : 81.17%, Ayuthaya 1 : 76.10%, Ayuthaya 2 : 77.08%, Lopburi 6 : 77.52%)

1. บทนำ

แนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้าของไทยในปัจจุบันนี้มีการขยายตัวที่เพิ่มมากขึ้น แต่สิ่งที่สวนทางกันก็คือเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฟฟ้าซึ่งหลักๆ ก็คือก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน มีแนวโน้มที่ลดน้อยลง บวกกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเหล่านี้ขึ้นใหม่กลับออกต่อต้าน ด้วยเหตุผลด้านมลพิษที่ต่อมนุษย์ และสิ่งแวดล้อม ทำให้บ้านเรหันมาให้ความสำคัญกับพลังงานทดแทนมากขึ้นซึ่งหนึ่งในนั้นก็คือพลังงานแสงอาทิตย์ จะเห็นได้จากมีการสนับสนุนจากภาครัฐ โดยให้ออกชานและประชาชนที่สนใจมาลงทุนในธุรกิจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีแนวโน้มที่เพิ่มสูงขึ้น โดยจะเห็นได้จากแผนพัฒนาพลังงานผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2555-2573(ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) โดยมีเป้าหมายโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ช่วงปี 2555-2564 อยู่ที่ 1,006.4 MW และ 1,995.7 MW ในช่วงปี 2565-2573 [1] ธุรกิจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่รัฐบาลให้การสนับสนุนนั้นหมายถึงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Farm) และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาบ้านที่อยู่อาศัย หรือหลังคาโรงงาน (Solar Rooftop)

บทความนี้จะพิจารณาในส่วนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยจะศึกษาค่าสมรรถนะ (Performance Ratio : PR) ระหว่างโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ (Central Inverter) และอินเวอร์เตอร์สตริง (String Inverter) ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบระหว่างโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ

บทความวิจัย

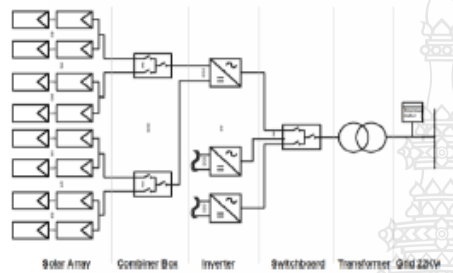
การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 10

Proceedings of the 10th Conference of Electrical Engineering Network 2018 (EENET 2018)

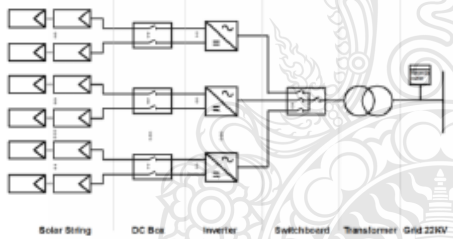
2. วิธีการและผลการทดสอบ

2.1 วิธีการทดสอบ

ทางผู้วิจัยได้ทำการศึกษารูปแบบระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สองรูปแบบคือโรงไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์ชนิด Central Inverter อินเวอร์เตอร์ชนิดนี้จะมีกิตขนาดใหญ่ การเชื่อมต่ออยู่ในระดับ Array และแบบ String Inverter อินเวอร์เตอร์ชนิดจะมีกิตขนาดเล็ก การเชื่อมต่อจะอยู่ในระดับ String โดยรูปแบบของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบ แสดงดังรูปที่ 1 และ 2



รูปที่ 1 รูปแบบโรงไฟฟ้า ที่ใช้ Central Inverter



รูปที่ 2 รูปแบบโรงไฟฟ้า ที่ใช้ String Inverter

โดยศึกษาโรงไฟฟ้าของบริษัท บางกอกโซลาร์ พาวเวอร์ จำกัด ที่กัณฑ์ดั่งมีมากกว่า 1 MW ทั้งหมด 8 โครงการ แบ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ Central Inverter : 4 โครงการ คือ โครงการอุบลราชธานี ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดอุบลราชธานี โครงการอยุธยา 1, อยุธยา 2 ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โครงการลพบุรี 6 ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดลพบุรี และโรงไฟฟ้าใช้ String Inverter : 4 โครงการ คือ โครงการปิล็อกซ์ ไร่ , ปิล็อกซ์ ไร่ , ปิล็อกซ์ เขว่น 1 และ ปิล็อกซ์ เขว่น 2 ทั้ง 4 โครงการ

ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดลพบุรี รายละเอียดโครงการที่ศึกษาแสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 โรงไฟฟ้า 8 โครงการที่ทำการศึกษา

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	ชนิดอินเวอร์เตอร์	ขนาดติดตั้ง
1	อุบลราชธานี	Central Inverter	3.730 MWp.
2	อยุธยา 1	Central Inverter	9.064 MWp.
3	อยุธยา 2	Central Inverter	2.243 MWp.
4	ลพบุรี 6	Central Inverter	4.402 MWp.
5	ปิล็อกซ์ ไร่	String Inverter	2.000 MWp.
6	ปิล็อกซ์ ไร่	String Inverter	2.000 MWp.
7	ปิล็อกซ์ เขว่น 1	String Inverter	2.000 MWp.
8	ปิล็อกซ์ เขว่น 2	String Inverter	2.000 MWp.

ทำการเก็บข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์ผลิตได้ และตัวแปรต่างๆ ที่จำเป็น เพื่อนำมาวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้า โดยเก็บข้อมูลเป็นระยะเวลา 1 ปี

2.2 สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61724 [2] แม้จะมีพารามิเตอร์จำนวนมาก แต่จะมีพารามิเตอร์หลักๆ ที่จำเป็นในการคำนวณดังนี้ [3]

$$Y_f = H_f / G_{STC} \tag{1}$$

$$Y_f = E_{Grid} / P_o \tag{2}$$

$$PR = (Y_f / Y_r) \times 100 \tag{3}$$

โดยที่

Y_f = พลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ในทางทฤษฎี
: Reference Yield (kWh/kWp)

H_f = พลังงานรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์
(kWh/m²)

G_{STC} = ค่าความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ที่ STC (1,000 W/m²)

Y_f = พลังงานไฟฟ้าที่นำไปใช้จริงที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้
: Final Yield (kWh/kWp)

E_{Grid} = พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายออกไปยังโหลดหรือตู้เชื่อมต้อ (kWh)

P_o = ขนาดกำลังไฟฟ้าติดตั้งของระบบ (kWp)

PR = สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
: Performance Ratio (%)

บทความวิจัย

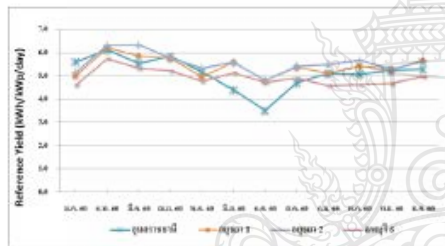
การประเมินวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 10

Proceedings of the 10th Conference of Electrical Engineering Network 2018 (EENET 2018)

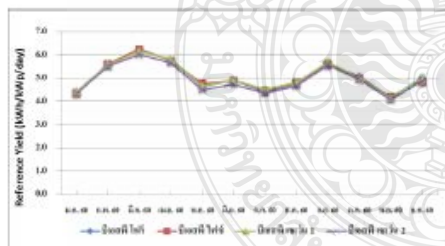
2.3 ผลการทดลอง

จากการศึกษารูปแบบระบบโรงไฟฟ้า ทั้ง 8 โครงการ ทำการตรวจวัดและเก็บข้อมูลตัวแปรต่างๆ ที่จำเป็น ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ.2560 เป็นระยะเวลา 1 ปี จากนั้นดำเนินการวิเคราะห์ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้า ทั้งสองแบบ

ค่า Reference Yield ของแต่ละพื้นที่จะมีค่าแตกต่างกันออกไปตามพื้นที่ติดตั้ง และตามฤดูกาล โดยโครงการอุปราชธานี, ออชยา 1 และสพบุรี 6 มีค่า Reference Yield เฉลี่ยสูงสุดในเดือนกุมภาพันธ์อยู่ที่ 6.13, 6.22, และ 5.74 kWh/Wp/day ตามลำดับ ส่วนออชยา 2 อยู่ที่ 6.34 kWh/Wp/day ในเดือนมีนาคม ค่า Reference Yield เฉลี่ยต่ำสุดของโครงการอุปราชธานี, ออชยา 1 และออชยา 2 อยู่ในเดือนกรกฎาคมอยู่ที่ 3.51, 4.80, 4.81 kWh/Wp/day ตามลำดับ ส่วนสพบุรี 6 อยู่ที่ 4.61 kWh/Wp/day ในเดือนมกราคม อีก 4 โครงการคือ ปิเอสที โฟร์, ปิเอสที ไฟฟ์, ปิเอสที เซเวน 1 และ ปิเอสที เซเวน 2 ค่า Reference Yield จะมีค่าใกล้เคียงกันเนื่องจากติดตั้งในพื้นที่เดียวกัน โดยมีค่าเฉลี่ยสูงสุดอยู่ที่ 6.18, 6.23, 6.15 และ 6.00 kWh/Wp/day ในเดือนมีนาคม และค่าเฉลี่ยต่ำสุดอยู่ที่ 4.15, 4.18, 6.16 และ 4.07 kWh/Wp/day ในเดือนพฤศจิกายน ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 3 และ 4

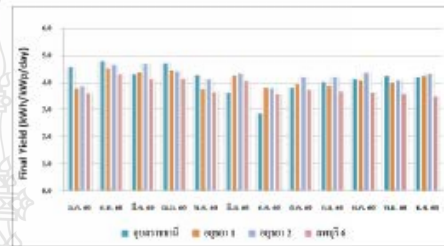


รูปที่ 3 ค่า Reference Yield ของโรงไฟฟ้าที่ใช้ Central Inverter

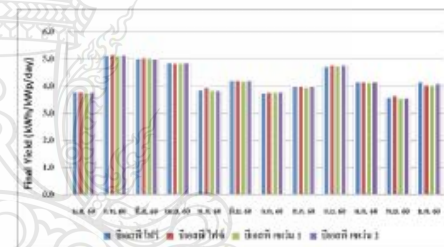


รูปที่ 4 ค่า Reference Yield ของโรงไฟฟ้าที่ใช้ String Inverter

ค่า Final Yield เฉลี่ยต่อวันในแต่ละเดือนของโรงไฟฟ้าที่ใช้ Central Inverter และ String Inverter แสดงดังรูปที่ 5 และ 6 โดยค่า Final Yield เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าที่ใช้ Central Inverter มีค่าเท่ากับ 4.16, 4.12, 4.29 และ 3.83 kWh/Wp/day สำหรับโครงการอุปราชธานี, ออชยา 1, ออชยา 2 และสพบุรี 6 ตามลำดับ ส่วนค่า Final Yield เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าที่ใช้ String Inverter มีค่าเท่ากับ 4.28, 4.30, 4.26 และ 4.28 kWh/Wp/day สำหรับโครงการปิเอสที โฟร์, ปิเอสที ไฟฟ์, ปิเอสที เซเวน 1 และ ปิเอสที เซเวน 2 ตามลำดับ



รูปที่ 5 ค่า Final Yield ของโรงไฟฟ้าที่ใช้ Central Inverter



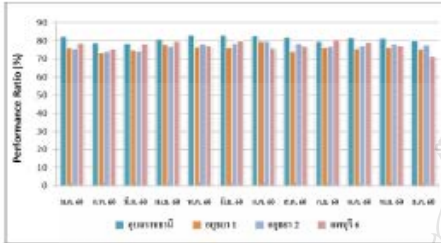
รูปที่ 6 ค่า Final Yield ของโรงไฟฟ้าที่ใช้ String Inverter

ค่า Performance Ratio ทั้ง 8 โครงการแสดงดังรูปที่ 7 และ 8 โดยค่า Performance ratio คือปัจจัยของโรงไฟฟ้าที่ใช้ String Inverter มีค่าเท่ากับ 83.43%, 83.61%, 82.62% และ 85.11% สำหรับโครงการปิเอสที โฟร์, ปิเอสที ไฟฟ์, ปิเอสที เซเวน 1 และ ปิเอสที เซเวน 2 ตามลำดับ ทั้ง 4 โครงการติดตั้งในพื้นที่จังหวัดเพชรบุรี ซึ่งสูงกว่าแบบที่ใช้ Central Inverter โดยมีค่าเท่ากับ 81.17%, 76.10%, 77.08% และ 77.52% สำหรับโครงการอุปราชธานี จังหวัดอุบลราชธานี, ออชยา 1, ออชยา 2 จังหวัดพระนครศรีอยุธยา และสพบุรี 6 ติดตั้งในพื้นที่จังหวัดลพบุรี ตามลำดับ

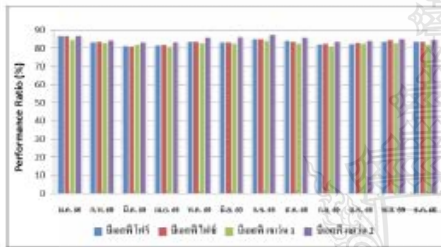
บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 10

Proceedings of the 10th Conference of Electrical Engineering Network 2018 (EENET 2018)



รูปที่ 7 ค่า Performance Ratio ของโรงไฟฟ้าที่ใช้ Central Inverter



รูปที่ 8 ค่า Performance Ratio ของโรงไฟฟ้าที่ใช้ String Inverter

3 สรุป

จากการศึกษารูปแบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งแบบที่ใช้ Central Inverter : 4 โครงการ และ String Inverter : 4 โครงการ โดยสภาพแวดล้อมมีความแตกต่างกันไปตามพื้นที่ติดตั้ง ทำการเก็บข้อมูลในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม 2560 และวิเคราะห์เปรียบเทียบค่า Performance Ratio ของโรงไฟฟ้า ทั้งสองแบบ โดยค่า Performance Ratio ของโรงไฟฟ้าที่ใช้ String Inverter ทั้ง 4 โครงการ มีค่ามากกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้ Central Inverter

4. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบพระคุณบริษัท บางกอกโซลาร์ พาวเวอร์ จำกัด ที่เอื้อเฟื้อข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับใช้ในการศึกษาและจัดทำบทความในครั้งนี้

เอกสารอ้างอิง

- [1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, "สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)".
- [2] International Electrotechnical Commission, "Photovoltaic system performance monitoring-Guidelines for measurement, data exchange and analysis", IEC 61724:1998.
- [3] ธีระวุฒิ อินวรรังสี, ศศิวิมล ทรงโคตร, อนุชานต์ อุดมเดชาณัติ, ทรงเกียรติ กิตติสินธีรวิทย์, อัศวิน หงษ์สิงห์ทอง, ทวีวัฒน์ กระจำรังษย์, จริญญา ศรีธาราธิคุณ, กอบศักดิ์ ศรีประภา. "การประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลากหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย", วิศวกรรมศาสตร์ ปีที่ 32 ฉบับที่ 2 มิถุนายน 2558, ห้องปฏิบัติการวิจัยเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์(SRE) ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ สวทช.
- [4] คร.บุญยัง ปลั่งกลาง, "ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์", เอกสารการเตรียมและวางแผนการเสนอรายวิชา 04-210-440 หัวข้อประยุกต์วิศวกรรมทางไฟฟ้า, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี.
- [5] บุญยัง ปลั่งกลาง และคณะ, "การวิเคราะห์เปรียบเทียบประเมินผลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาชนิด 3 เฟส และ 1 เฟส", การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 38 (EECON38), โรงแรมวรบุรี อโยธยา คอนเวนชั่น รีสอร์ท จังหวัดพระนครศรีอยุธยา, 18-20 พฤศจิกายน 2558.



ประวัติผู้เขียนบทความ นายชาญชัย ทิมทีมีลาโย ปัจจุบันกำลังศึกษาระดับปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี งานวิจัยที่สนใจ ด้านพลังงานทดแทน



กวางปรีชานวัตกรรมเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 10
The 10th Danakornachon-EEI-Electrical Engineering Network 2018 (EENET2018)

ขอมอบเกียรติบัตรฉบับนี้เพื่อแสดงว่า

ชาญชัย พิมมีลาย และ บุญยัง ปลั่งกลาง

ได้เข้าร่วมนำเสนอบทความเรื่อง

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดอินเวอร์เตอร์รวมศูนย์ และอินเวอร์เตอร์ย่อยแบบสตริ่งอินเวอร์เตอร์

ระหว่างวันที่ 1-3 พฤษภาคม พ.ศ. 2561

ณ โรงแรมราชมิตติการ์-เอส.ไอ.เทล (R.S.Hotel) จังหวัดกาญจนบุรี

ชาญชัย พิมมีลาย

รองศาสตราจารย์ ดร.ภาณุพงศ์ นิลชื้อน
 ประธานคณะกรรมการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า

รองศาสตราจารย์ ดร.เสีียร อัญญาศรีรัตน์
 ภัณฑารักษ์การแทนอธิการบดีสถาบันเทคโนโลยีสุรนารี

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายชาญชัย พิมพมีลาย
วัน เดือน ปีเกิด	8 พฤษภาคม 2527
ที่อยู่	46 หมู่ที่ 5 ต.ดงชน อ.เมืองสกลนคร จ.สกลนคร
การศึกษา	ปริญญาตรี คณะวิทยาศาสตร์และวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตเฉลิมพระเกียรติ จังหวัดสกลนคร
ประสบการณ์การทำงาน	วิศวกรออกแบบ บริษัท บางกอกโซลาร์ พาวเวอร์ จำกัด ตั้งแต่ พ.ศ.2557 ถึงปัจจุบัน
เบอร์โทรศัพท์	085-1629651
Email	chanchai_p@mail.rmutt.ac.th, chanchai9651@gmail.com

