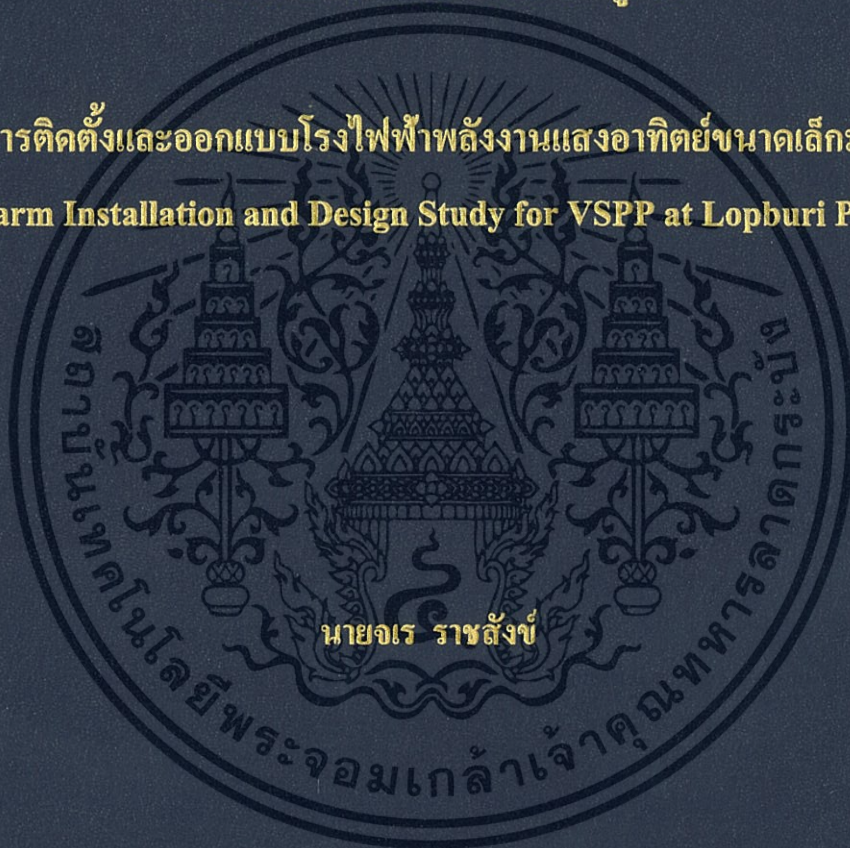




รายงานสหกิจศึกษาระดับสมบูรณ

การศึกษาการติดตั้งและออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมากที่ลพบุรี
Solar Farm Installation and Design Study for VSPP at Lophburi Province



นายจเร ราชลั้งษ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2559



T148610

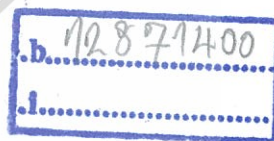
รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การศึกษาการติดตั้งและออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมากที่ลพบุรี

Solar Farm Installation and Design Study for VSPP at Lopburi Province

นาย จเร ราชสังข์

เลขหมู่.....
เลขทะเบียน 148610
วันเดือนปี... = 6 พ.ย. 2560



ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ชื่อโครงการ (ภาษาไทย): การศึกษาการติดตั้งและออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมากที่ลพบุรี

ชื่อ-สกุล นักศึกษา นายจเร ราชสังข์

คณะ วิศวกรรมศาสตร์ ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ชื่อ-สกุล อาจารย์นิเทศ ดร.สมภพ ผลไม้

ชื่อ-สกุล ผู้นิเทศงาน นายทิวานนท์ สังขรัตน์

ชื่อสถานประกอบการ บริษัท ทีทีซีแอล จำกัด (มหาชน)

บทคัดย่อ

โครงการนี้ศึกษาเกี่ยวกับการออกแบบและติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทขนาดเล็กมาก โดยเลือกสถานที่สร้างโรงไฟฟ้าคือ จังหวัดลพบุรี ซึ่งบริษัทที่ร่วมโครงการนั้นเป็นบริษัทประเภทรับเหมาก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยจะศึกษาขั้นตอนการออกแบบระบบไฟฟ้าต่าง รวมไปถึงการจัดซื้อ การถอดแบบปริมาณก่อสร้าง และการคำนวณจุดคุ้มทุน ซึ่งในผลการศึกษา นั้น ใช้เงินลงทุนทั้งหมดประมาณ 580,000,000 บาท และจะคืนทุนประมาณปีที่ 10 หลังจากเริ่มผลิตไฟฟ้าขายแก่การไฟฟ้า

Cooperative title: Solar Farm Installation and Design Study for VSPP at Lopburi Province

Student intern name: Mr.Jare Radchasang

Faculty: Engineering **Department:** Electrical

Advisor name: Dr.Somphob Polmai

Mentor name: Mr.Tichanon Sungkarat

Company: TTCL Public Company Limited

ABSTRACT

This project is aimed to study about the design and installation of the mini solar power plant by selecting the construction site of the plant at Lopburi Province by which the company who participates in this project is the contractor firm for power plant construction. This report covers the study of several electrical system design stage including purchasing, estimation of construction cost as well as the calculation of break-even point. The result of this study concluded that this project requires 580,000,000 baht investment which is likely to reach the break-even point within the 10 th year after the generated electricity is sold to PEA.

กิตติกรรมประกาศ

โครงการและปฏิญานិพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีเป็นเพราะบริษัท ทีทีซีแอล จำกัด มหาชน ที่ให้โอกาสผู้เขียนได้ไปปฏิบัติสหกิจศึกษาที่บริษัทเป็นระยะเวลาหนึ่งภาค การศึกษา ผู้เขียนต้องกราบขอขอบคุณที่ พี่ชานนท์ สังขรัตน์ พี่เลี้ยงที่ช่วยดูแลให้คำปรึกษาต่างๆเกี่ยวกับโครงการนี้ และให้ทักษะในการทำงาน รวมไปถึงที่ๆทุกคนในแผนกไฟฟ้าที่ให้ความรู้ ความเข้าใจในด้านต่างๆที่เป็นประโยชน์ต่อผู้เขียน

สุดท้ายขอขอบพระคุณ ดร.สมภพ ผลไม้ อาจารย์นิเทศสหกิจศึกษาที่ดูแล ให้คำปรึกษา ช่วยแก้ปัญหาต่างๆระหว่างการปฏิบัติสหกิจศึกษาและตรวจปฏิญานิพนธ์ ทำให้โครงการและปฏิญานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จไปได้ด้วยดี



นาย จเร ราชสังข์

สารบัญ

	หน้าที่
บทคัดย่อ	I
ABSTRACT	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญรูป	VI
สารบัญตาราง	XII
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1ความเป็นมาและความสำคัญ	1
1.2วัตถุประสงค์ของการศึกษา	2
1.3ขอบเขตการศึกษา	2
1.4วิธีการศึกษา	2
1.5ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	2
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการ	3
2.1 ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับแสงอาทิตย์	3
2.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Module)	8
2.3 อินเวอร์เตอร์	30
2.4 ประสิทธิภาพและการสูญเสีย	39
บทที่ 3 การดำเนินการศึกษา	49
3.1 ศึกษาการใช้โปรแกรม PVsyst	49
3.2 ส่วนของการจัดซื้อของ	53
3.3 ส่วนของการออกแบบ	56
3.4 ส่วนของการทดสอบและการเชื่อมต่อกับการไฟฟ้า	91
บทที่ 4 ผลดำเนินการออกแบบ	98
4.1 ผลการจำลองโปรแกรม	98
4.2 ผลการออกแบบซิงเกิลไลน์ไดอะแกรม	100
4.3 การออกแบบการจัดวางเลย์เอาต์แผงโซลาร์เซลล์	104
4.4 ผลการออกแบบระบบกราวด์คั้ง	109

สารบัญ(ต่อ)

4.5 ผลการออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่า	118
4.6 ผลการออกแบบระบบแสงสว่างและเต้ารับ	124
4.7 ผลการออกแบบระบบแจ้งเตือนภัยจากเพลิงไหม้	128
4.8 ผลการออกแบบระบบบกลี้อวงจรปิด	133
4.9 ผลการออกแบบ Electrical Main Cable Route	137
บทที่ 5 สรุปผลและปัญหา	142
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน	142
5.2 ปัญหาและอุปสรรค	146
5.3 แนวทางการแก้ไขปัญหา	146

บรรณานุกรม

ภาคผนวก

ประวัติผู้เขียน



สารบัญญรูป

ชื่อรูป	หน้าที่
รูปที่ 2.1 แสดงปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานอื่นๆ	3
รูปที่ 2.2 แสดงลักษณะต่างๆของแสงที่ส่องจากอาทิตย์	4
รูปที่ 2.3 แสดงกราฟความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ตลอดปี	4
รูปที่ 2.4 แสดงค่าบรรณนิมวลอากาศ Air mass ในแต่ละองศา	5
รูปที่ 2.5 แสดงค่าความเข้มแสงอาทิตย์ในจังหวัดต่างๆของไทย	7
รูปที่ 2.6 แสดงค่าความเข้มแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในแต่ละประเทศ	8
รูปที่ 2.7 แสดงรอยต่อพี-เอ็น	9
รูปที่ 2.8 แสดงการไหลของอิเล็กตรอนในรอยต่อพี-เอ็น	9
รูปที่ 2.9 แสดงไม่มีการไหลของอิเล็กตรอนในรอยต่อพีเอ็น	9
รูปที่ 2.10 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบโมโนคริสตัลไลน์	11
รูปที่ 2.11 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบโพลีคริสตัลไลน์	11
รูปที่ 2.12 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบอะมอร์ฟิซิลิคอน	13
รูปที่ 2.13 แสดงแผงโซลาร์แบบคอปเปอร์อินเดียมไคเซเลเนียม	13
รูปที่ 2.14 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบแคดเมียมกับเทลลูไรด์	14
รูปที่ 2.15 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบเซลล์ซิลิคอนผสม	14
รูปที่ 2.16 แสดงฟิงเกอร์และบัสบาร์	15
รูปที่ 2.17 แสดงการต่อแผงแบบอนุกรม	15
รูปที่ 2.18 แสดงการต่อแผงแบบขนาน	15
รูปที่ 2.19 แสดงการต่อแผงแบบอนุกรมและขนานผสมกัน	16
รูปที่ 2.20 แสดงโครงสร้างและส่วนประกอบแผงเซลล์	17
รูปที่ 2.21 แสดงกราฟระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์	18
รูปที่ 2.22 แสดงกราฟระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์	19
รูปที่ 2.23 แสดงกราฟผลกระทบจากอุณหภูมิต่อแรงดัน	20
รูปที่ 2.24 แสดงกราฟผลกระทบจากความเข้มรังสีต่อกระแสไฟฟ้า	20
รูปที่ 3.25 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไม่มีเงาบังที่เซลล์	21
รูปที่ 2.26 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง	21
รูปที่ 2.27 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง	21

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่ 2.28 การเปรียบเทียบ I-V Curve ที่มีและไม่มี Bypass Diode เมื่อมีการเกิดเงาบัง	22
รูปที่ 2.29 กล้องรวมสายไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง Bypass Diode	22
รูปที่ 2.30 แผนภาพของระบบที่มีการติดตั้ง Bypass Diode	23
รูปที่ 2.31 การเปรียบเทียบไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่มีและไม่มี Blocking Diode	24
รูปที่ 2.32 การเปรียบเทียบไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่มีและไม่มี Blocking Diode (2)	24
รูปที่ 2.33 แสดงตำแหน่งและทิศทางดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของประเทศไทย	25
รูปที่ 2.34 แสดงภาพด้านข้างที่แสดงตำแหน่งของดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของประเทศไทย	25
รูปที่ 2.35 แสดงตำแหน่งแผงเซลล์และทิศทางดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของประเทศไทย	26
รูปที่ 2.36 แสดงการหมุนแผงเซลล์แบบ 1 แกน	26
รูปที่ 2.37 แสดงการหมุนแผงเซลล์แบบ 2 แกน	27
รูปที่ 2.38 แสดงผลของเงาบังที่เกิดขึ้นตลอดทั้งปีต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์	27
รูปที่ 2.39 แสดง Data sheet ของแผงโซลาร์เซลล์	29
รูปที่ 2.40 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แบบแรงดันต่ำ	31
รูปที่ 2.41 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แรงดันสูง	32
รูปที่ 2.42 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แบบ master-slave	33
รูปที่ 2.43 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แบบระบบย่อยและสตริงอินเวอร์เตอร์	33
รูปที่ 2.44 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แบบ โมดูลอินเวอร์เตอร์	34
รูปที่ 2.45 แสดงตัวอย่าง data sheet ของอินเวอร์เตอร์ ยี่ห้อ Schneider	37
รูปที่ 2.46 แสดงแผนภาพอัตราส่วนการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ	40
รูปที่ 2.47 แสดงแผนภาพการสูญเสียที่เกิดขึ้น	40
รูปที่ 2.48 แสดงผลของการตอบสนองต่อสเปคตรัมของแผงเซลล์ชนิดต่างๆ	41
รูปที่ 2.49 แสดงผลของอุณหภูมิที่มีผลต่อค่าแรงดันของแผงเซลล์	41
รูปที่ 2.50 แสดงผลของอุณหภูมิที่มีผลต่อคุณสมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์ที่สภาวะ STC	42
รูปที่ 2.51 แสดงปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์ที่มีผลต่อตำแหน่งและทิศทางในการติดตั้งแผงเซลล์	42
รูปที่ 2.52 แสดงการต่ออนุกรม 4 แผง	43
รูปที่ 2.53 ลักษณะของเงาที่เกิดขึ้นกับรูปร่างต่างๆ	43
รูปที่ 2.54 แสดงแผนภาพการต่อแผงของระบบ โดยมีการต่ออนุกรมในสตริง และการต่อขนานระหว่างสตริง	44

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่ 2.55	แสดงแผนภาพการต่อวงจรด้าน DC	44
รูปที่ 2.56	แสดงกราฟความสัมพันธ์ระหว่าง แรงดันไฟฟ้าของระบบ (Vpm) และความยาวสายไฟ	45
รูปที่ 2.57	แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ชนิดที่มีและไม่มี Transformer	46
รูปที่ 2.58	แสดงการเปรียบเทียบขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ต่อขนาดของระบบเซลล์	46
รูปที่ 2.59	แสดงตารางหม้อแปลงชนิด Dry Type Cast Resin Transformer , Copper Windings	47
รูปที่ 2.60	แสดงตารางหม้อแปลงชนิด Oil-immersed transformer Conservator	48
รูปที่ 3.1	ตัวอย่างเอกสารผลการจำลองค่าหน้าแรก	49
รูปที่ 3.2	ตัวอย่างเอกสารผลการจำลองค่าหน้าที่ 2	50
รูปที่ 3.3	ตัวอย่างเอกสารผลการจำลองค่าหน้าที่ 3	50
รูปที่ 3.4	แสดงตารางเปรียบเทียบค่าพารามิเตอร์ต่างๆจากผล Simulation	55
รูปที่ 3.5	แสดงตารางเปรียบเทียบค่าพารามิเตอร์ต่างๆจากผล Simulation (ต่อ)	55
รูปที่ 3.6	พื้นที่ทั้งหมดของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ Siam Solar อ่างทอง	57
รูปที่ 3.7	แสดงรูปแบบการออกแบบระบบกราวด์	59
รูปที่ 3.8	แคลมป์ยึดสายกราวด์	59
รูปที่ 3.9	แสดงระบบสายดินของ โซลาร์เซลล์	60
รูปที่ 3.10	สายกราวด์ที่เชื่อมระหว่างแผงขนาด 2.5 Sq.mm ผ่านช่อง Ground Hole	60
รูปที่ 3.11	Main Cable Route ของสายกราวด์ใน Cable Tray รอบๆ PV Plants	61
รูปที่ 3.12	จุดที่ต่อลงดินจาก Main Ground ของ PV Plants ใน Cable Tray Plant	61
รูปที่ 3.13	รายละเอียดของ Main Cable Route ของสายกราวด์ใน Cable Tray	62
รูปที่ 3.14	ภาพโดยรวมของระบบกราวด์ติดตั้งภายในห้องใน Electrical Main Substation	63
รูปที่ 3.15	รายละเอียดของระบบกราวด์ติดตั้งภายในห้องใน Electrical Main Substation	64
รูปที่ 3.16	ภาพแบบโดยรวมของระบบกราวด์ติดตั้งภายใน Inverter room และ Transformer Yard	65
รูปที่ 3.17	รายละเอียดของระบบกราวด์ติดตั้งภายใน Inverter Room และ Transformer Yard	65
รูปที่ 3.18	ลักษณะกราวด์บาร์ที่ Inverter Room	66
รูปที่ 3.19	แสดงรายละเอียดของระบบกราวด์ติดตั้งใน Ware House	67
รูปที่ 3.20	รูปแบบของระบบป้องกันฟ้าผ่าที่เชื่อมต่อกับระบบกราวด์	67
รูปที่ 3.21	ตารางที่คำอธิบายสัญลักษณ์ของระบบป้องกันฟ้าผ่า	68
รูปที่ 3.22	ภาพแบบตัดขวางด้านหน้าของ Electrical Main Substation	69

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่ 3.23 ภาพแบบในมุมสูงของ Electrical Main Substation	69
รูปที่ 3.24 รายละเอียดของตัวนำล่อฟ้าความยาว 0.6 เมตร	70
รูปที่ 3.25 รายละเอียดของตัวยึดสายนำลงดิน	70
รูปที่ 3.26 ภาคตัดขวางด้านข้างของ Inverter Room	71
รูปที่ 3.27 ภาพแบบมุมสูงของ Inverter Room	71
รูปที่ 3.28 แสดงตัวนำล่อฟ้าทั้ง 4 จุด ของ Inverter Room	72
รูปที่ 3.29 ภาคตัดขวางด้านหน้าของ Ware House	72
รูปที่ 3.30 ภาพมุมสูงของ Ware House	73
รูปที่ 3.31 ตัวนำล่อฟ้าบนหลังคา Ware House	73
รูปที่ 3.32 Block diagram ของระบบ Fire alarm	75
รูปที่ 3.33 สีของสายไฟฟ้าที่เดินจากอุปกรณ์ในเส้นทางต่างๆ	76
รูปที่ 3.34 สัญลักษณ์ต่างๆใน Block Diagram ระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง	76
รูปที่ 3.35 ตู้ควบคุมแจ้งเตือนภัยดับเพลิง (FCP)	77
รูปที่ 3.36 ตู้ Addressable Module	78
รูปที่ 3.37 ตู้ Graphic Annunciator	78
รูปที่ 3.38 Main Route ของระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง	79
รูปที่ 3.39 ภาพแบบการติดตั้งอุปกรณ์ใน Inverter Room มุมสูงชั้นที่ 2	80
รูปที่ 3.40 ภาพแบบมุมสูงใน Electrical Main Substation ชั้นแรก	81
รูปที่ 3.41 สีของสายไฟฟ้าที่เดินจากอุปกรณ์ในเส้นทางต่างๆ	82
รูปที่ 3.42 สัญลักษณ์ต่างๆใน Block Diagram ระบบกึ่งวงจรปิด	83
รูปที่ 3.43 แสดงตำแหน่งอุปกรณ์ (วงกลมสีแดง) และ Main Route (เส้นสีเขียว) ของระบบกึ่งวงจรปิด	84
รูปที่ 3.44 ภาพแบบมุมสูงใน Electrical Main Substation ชั้นที่สอง	85
รูปที่ 3.45 Main Electrical Cable Route Overall of PV Plants	86
รูปที่ 3.46 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบแสงสว่างและเต้ารับภายใน Main Electrical Cable Route	87
รูปที่ 3.47 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบกราวด์ภายใน Main Electrical Cable Route	88
รูปที่ 3.48 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบแจ้งเตือนภัยจากไฟไหม้ใน Main Electrical Cable Route	89
รูปที่ 3.49 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบกึ่งวงจรปิดภายใน Main Electrical Cable Route	90
รูปที่ 3.50 แสดงเปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้ากับเพื่อทดสอบเทียบกับเวลาการทำงานของอินเวอร์เตอร์	95

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่ 3.51 แสดงตารางแสดงแรงดันเบี่ยงเบนของ PEA ที่การทำงานสภาวะต่างๆ	96
รูปที่ 3.52 แสดงตารางแสดงค่าเปอร์เซ็นต์ความเพี้ยนของแรงดันที่การไฟฟ้ายอมรับ ในลำดับต่างๆ	97
รูปที่ 4.1 แสดงตารางผลการจำลองค่าพารามิเตอร์ต่างๆ	98
รูปที่ 4.2 แสดงตารางราคาของแผงโซลาร์เซลล์ที่จับคู่กับอินเวอร์เตอร์แต่ละชนิด	99
รูปที่ 4.3 แสดงตารางราคาของแผงโซลาร์เซลล์ที่จับคู่กับอินเวอร์เตอร์แต่ละชนิด (ต่อ)	99
รูปที่ 4.4 แสดง Single Line Diagram ส่วนแรก	100
รูปที่ 4.5 Single Line Diagram ส่วนที่แสดงการจ่ายไฟในแต่ละ Unit โดยเรียงเมนูนิต	101
รูปที่ 4.6 Single Line Diagram ส่วนของโหลดทั่วไปที่แยกออกมาจากหม้อแปลงสามขดลวด หมายเลข 1 (TR-01)	102
รูปที่ 4.7 Single Line Diagram ส่วนของโหลดทั่วไปที่แยกออกมาจากหม้อแปลงสามขดลวด หมายเลข 2 (TR-02)	103
รูปที่ 4.8 รายละเอียดการต่อโครงสร้างแผงโซลาร์เซลล์	104
รูปที่ 4.9 รายละเอียดแผ่นจาก Data Sheet ชื่อ Trina TSM-320PD14	105
รูปที่ 4.10 แสดงภาพจำลองสถานที่ติดตั้งโซลาร์ฟาร์มทั้งหมดขนาด 580 x 680 m	106
รูปที่ 4.11 แสดงการติดตั้งแผงต่อ 1 Unit Substation	106
รูปที่ 4.12 แสดงภาพจำลองมุมมองสูงของอาคาร Electrical Main Substation	107
รูปที่ 4.13 แสดงภาพจำลองมุมมองสูงของอาคาร Ware House	108
รูปที่ 4.14 แสดงภาพจำลองมุมมองสูงของอาคาร Guard House	108
รูปที่ 4.15 แสดงรูปแบบการออกแบบระบบกราวด์	109
รูปที่ 4.16 แสดงระบบสายดินของโซลาร์เซลล์	110
รูปที่ 4.17 ภาพโดยรวมของระบบกราวด์ภายในห้องใน Electrical Main Substation	111
รูปที่ 4.18 รายละเอียดของระบบกราวด์ภายในห้องใน Electrical Main Substation	112
รูปที่ 4.19 ภาพแบบโดยรวมของระบบกราวด์ภายใน Inverter room และ Transformer Yard	113
รูปที่ 4.20 รายละเอียดของระบบกราวด์ภายใน Inverter Room และ Transformer Yard	114
รูปที่ 4.21 แสดงรายละเอียดของระบบกราวด์ใน Ware House	115
รูปที่ 4.22 รูปแบบของระบบป้องกันฟ้าผ่าที่เชื่อมต่อกับระบบกราวด์	116
รูปที่ 4.23 แสดงตารางอธิบายสัญลักษณ์ในระบบฟ้าผ่า (lightning system)	118
รูปที่ 4.24 แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (1) ของระบบฟ้าผ่า อาคาร Electrical main substation	118

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่ 4.25	แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (2) ของระบบไฟฟ้า อาคาร Electrical main substation	119
รูปที่ 4.26	แสดงภาพมุมมองด้านบนของระบบไฟฟ้า อาคาร Electrical main substation	119
รูปที่ 4.27	แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (1) ของระบบไฟฟ้า อาคาร Ware house	120
รูปที่ 4.28	แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (2) ของระบบไฟฟ้า อาคาร Ware house	120
รูปที่ 4.29	แสดงภาพมุมมองด้านบนของระบบไฟฟ้า อาคาร Ware house	120
รูปที่ 4.30	แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (1) ของระบบไฟฟ้า อาคาร Inverter room	121
รูปที่ 4.31	แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (2) ของระบบไฟฟ้า อาคาร Inverter room	121
รูปที่ 4.32	แสดงภาพมุมมองด้านบนของระบบไฟฟ้า อาคาร Inverter room	121
รูปที่ 4.33	แสดงตารางอธิบายสัญลักษณ์ในระบบแสงสว่าง	124
รูปที่ 4.34	แสดงภาพมุมมองสูงของระบบแสงสว่าง อาคาร Electrical main substation	124
รูปที่ 4.35	แสดงภาพมุมมองสูงของระบบแสงสว่าง อาคาร Ware house	125
รูปที่ 4.36	แสดงภาพมุมมองสูงของระบบแสงสว่าง อาคาร Guard room	125
รูปที่ 4.37	แสดงภาพมุมมองสูงของระบบแสงสว่าง อาคาร Inverter room	126
รูปที่ 4.38	แสดง Block diagram ของระบบ Fire alarm	128
รูปที่ 4.39	สัญลักษณ์ต่างๆ ใน Block Diagram ระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง	129
รูปที่ 4.40	ภาพแบบมุมมองสูงใน Electrical Main Substation	130
รูปที่ 4.41	ภาพแบบการติดตั้งอุปกรณ์ใน Inverter Room มุมสูง	131
รูปที่ 4.42	Block diagram ของระบบ CCTV	133
รูปที่ 4.43	ภาพแบบมุมมองสูงใน Electrical Main Substation ระบบ CCTV	134
รูปที่ 4.44	ภาพแบบมุมมองสูงใน Warehouse ระบบ CCTV	135
รูปที่ 4.45	ภาพแบบมุมมองสูงใน Guard room ระบบ CCTV	135
รูปที่ 4.46	แสดงเส้นทางหลักของการเดินสายไฟฟ้าใน โซลาร์แพลนท์ (เส้นสีน้ำเงิน)	137
รูปที่ 4.47	แสดงเส้นทางการเดินสายกราวด์ใน โซลาร์แพลนท์ (เส้นสีม่วง)	138
รูปที่ 4.48	แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบ Fire alarm ใน โซลาร์แพลนท์ (เส้นสีแดง)	138
รูปที่ 4.49	แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบ CCTV ใน โซลาร์แพลนท์ (เส้นสีเขียว)	139
รูปที่ 4.50	แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบแสงสว่างใน โซลาร์แพลนท์ (เส้นสีส้ม)	139
รูปที่ 5.1	กราฟประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าของแผ่นเทียบกับเวลา	143
รูปที่ 5.2	กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนกับรายได้รวมสุทธิทั้งหมด	146

สารบัญตาราง

ชื่อตาราง	หน้าที่
ตารางที่ 2.1 แสดงตารางระดับความปลอดภัย	32
ตารางที่ 4.1 แสดงชนิดและจำนวนสายเคเบิลของระบบกราวด์คั้งที่ใช้ที่ใช้	117
ตารางที่ 4.2 แสดงราคาของอุปกรณ์ของระบบกราวด์คั้งทั้งหมดที่ใช้	117
ตารางที่ 4.3 แสดงชนิดและจำนวนอุปกรณ์ของระบบป้องกันฟ้าผ่าที่ใช้	122
ตารางที่ 4.4 แสดงราคาอุปกรณ์ทั้งหมดของระบบป้องกันฟ้าผ่าที่ใช้	123
ตารางที่ 4.5 แสดงอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบแสงสว่างและเต้ารับ	127
ตารางที่ 4.6 แสดงราคาอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบแสงสว่างและเต้ารับ	127
ตารางที่ 4.7 แสดงอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง	132
ตารางที่ 4.8 แสดงราคาอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง	132
ตารางที่ 4.9 แสดงอุปกรณ์ทั้งหมดในระบบกล่องวงจรปิดที่ใช้	136
ตารางที่ 4.10 แสดงราคาอุปกรณ์ทั้งหมดในระบบกล่องวงจรปิดที่ใช้	136
ตารางที่ 4.11 แสดงสายเคเบิลและบริภัณฑ์ทางไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้	140
ตารางที่ 4.12 แสดงราคาสายเคเบิลและบริภัณฑ์ทางไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้	141
ตารางที่ 5.1 ราคาในส่วนต่างของ PV Plant	142
ตารางที่ 5.2 แสดงรายได้จากการขายไฟฟ้าและเงินกู้จากรธนาคารในแต่ละปี	145

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

ปัจจุบันนี้พลังงานที่ใช้บนโลกนั้นประเภทพลังงานสิ้นเปลืองกำลังหมดลงไปเรื่อยๆ ทำให้พลังงานทดแทนเข้ามามีบทบาทสำคัญมากขึ้น พลังงานแสงอาทิตย์ก็เป็นพลังงานทดแทนชนิดหนึ่งซึ่งเป็นพลังงานสะอาดไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมากนัก ดังนั้นรัฐบาลทั่วโลกจึงเห็นความสำคัญของพลังงานทดแทนมากขึ้น ทำให้เกิดธุรกิจโซลาร์ฟาร์มขึ้นเพื่อผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ รายงานนี้ก็เป็นส่วนหนึ่งของการออกแบบติดตั้งระบบโซลาร์ฟาร์มสถานที่หนึ่ง เพื่อให้เกิดการลงทุนน้อยที่สุดกับเจ้าของ

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานทดแทนที่เป็นพลังงานสะอาดชนิดหนึ่ง ซึ่งกำลังมีบทบาทสำคัญในประเทศไทย เนื่องจากการใช้พลังงานประเภทพลังงานสิ้นเปลืองนั้นกำลังหมดไปเรื่อยๆ ทำให้มีบริษัทหลายแห่งในประเทศได้ร่วม ในการติดต่อซื้อขายงานโซลาร์ฟาร์ม ดังนั้นเพื่อให้การลงทุนให้ประหยัดค่าใช้จ่ายมากที่สุดต่อเจ้าของโครงการ ต้องใช้ความรู้ทางวิศวกรรมมาจัดการหาวิธีที่ดีที่สุดในการออกแบบระบบโซลาร์ฟาร์ม และใช้ความรู้ทางเศรษฐศาสตร์ในการจัดการด้านราคาเพื่อให้ประหยัดที่สุด

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

- 1) เพื่อศึกษาความรู้ทั่วไปของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- 2) เพื่อศึกษาความรู้ทางเทคนิคของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- 3) เพื่อศึกษาความรู้ทางเทคนิคของอินเวอร์เตอร์
- 4) เพื่อศึกษาระบบเชื่อมต่อสายส่ง (Grid-Connected)
- 5) เพื่อศึกษาการใช้โปรแกรม PV syst คำนวณการติดตั้ง
- 6) เพื่อศึกษา Single line diagram ของ โซลาร์ฟาร์ม
- 7) เพื่อศึกษา ระบบไฟฟ้าอื่นๆ ภายในโซลาร์ฟาร์ม
- 8) เพื่อศึกษาการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโซลาร์ฟาร์ม โดยสังเขป

1.3 ขอบเขตการศึกษา

โครงการนี้จะศึกษาวิธีการติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์แบบโซลาร์ฟาร์ม โดยจะต้องศึกษาถึง ชนิดต่างๆของแผงโซลาร์และอินเวอร์เตอร์ เพื่อนำมาจับคู่ในการทำงานให้เหมาะสมกับงานนั้นๆ ดังนั้นจึงต้องศึกษาการใช้โปรแกรม PV syst ในการ simulation ออกมาเพื่อดูว่า อินเวอร์เตอร์ชนิดใดคู่กับแผงโซลาร์ชนิดใดแล้วมีประสิทธิภาพ อีกทั้งยังศึกษา Single line diagram ของโซลาร์ฟาร์ม และระบบไฟฟ้าอื่นๆภายในโซลาร์ฟาร์ม

1.4 วิธีการศึกษา

- 1) ศึกษาชนิดของแผงโซลาร์
- 2) ศึกษาชนิดของอินเวอร์เตอร์
- 3) ศึกษาการใช้โปรแกรม PV syst
- 4) ศึกษาวิธีการติดตั้งโซลาร์ฟาร์ม
- 5) ศึกษา Single line dia gram ของโซลาร์ฟาร์ม
- 6) ปรึกษาที่บริษัท และผู้มีประสบการณ์ในด้านการทำโซลาร์เซลล์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) เข้าใจหลักการของระบบโซลาร์เซลล์
- 2) เข้าใจวิธีการติดตั้งโซลาร์เซลล์แบบโซลาร์ฟาร์ม
- 3) เข้าใจแผนภาพ Single line diagram ของโซลาร์ฟาร์ม
- 4) เข้าใจหลักการระบบไฟฟ้าอื่นๆภายในโซลาร์ฟาร์ม
- 5) เข้าใจผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโซลาร์ฟาร์ม
- 6) ได้รับประสบการณ์การทำงานในสถานที่ประกอบการจริง
- 7) เข้าใจและมีประสบการณ์ในการเขียนโครงการ

บทที่ 2

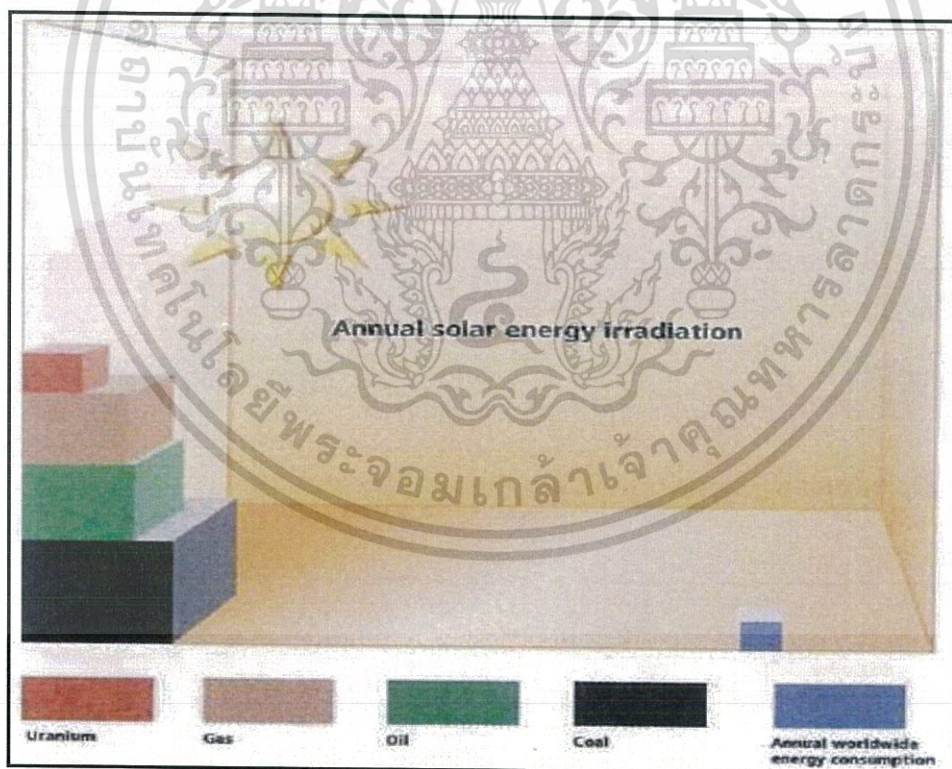
ทฤษฎีและหลักการระบบโซลาร์เซลล์

บทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีและหลักการของระบบโซลาร์เซลล์ รวมไปถึงวิธีการติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ อุปกรณ์อื่นๆภายในโซลาร์ฟาร์มซึ่งล้วนเป็นสิ่งที่ควรศึกษาก่อนที่จะตัดสินใจในการลงทุนทำโซลาร์ฟาร์ม เนื่องจากเงื่อนไขและวิธีการต่างๆในการติดตั้งล้วนมีผลต่อราคาในการลงทุนติดตั้ง จึงต้องศึกษาทฤษฎีและหลักการต่างๆให้เข้าใจ เพื่อให้การลงทุนออกมาถูกต้อง เหมาะสม และคุ้มค่าที่สุด

2.1 ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับแสงอาทิตย์ [1]

2.1.1 แสงอาทิตย์

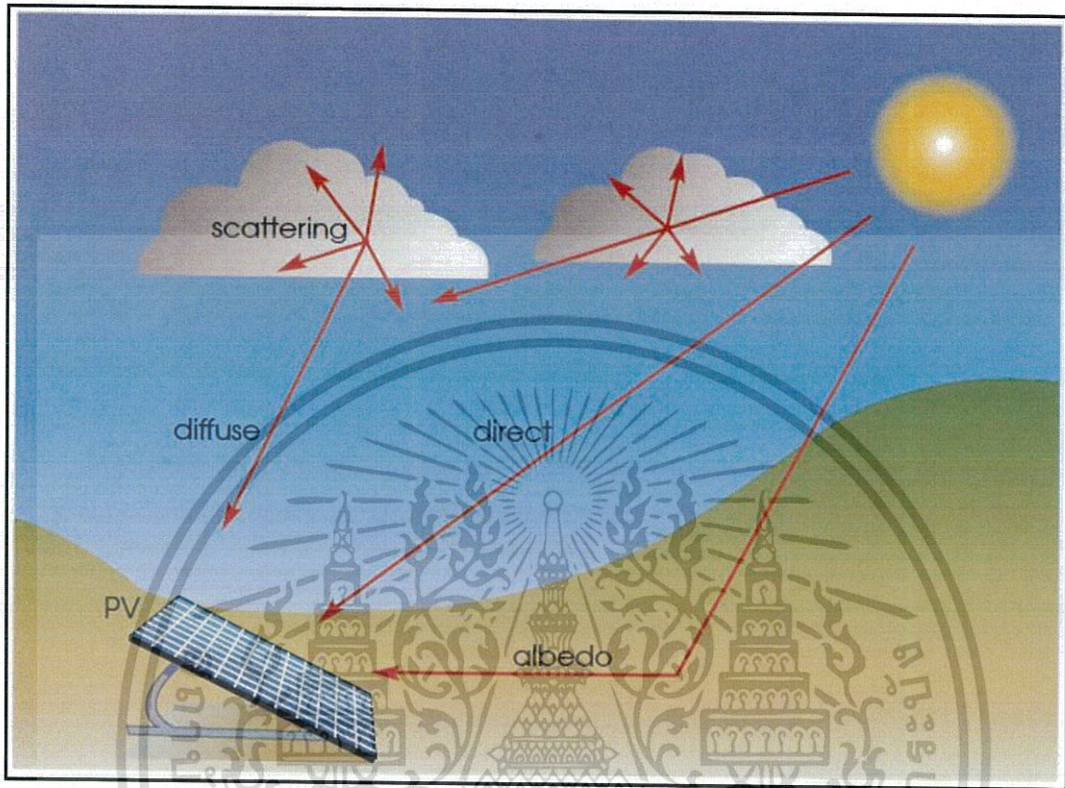
ปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นโลกเท่ากับกลองลูกบาศก์ขนาดในรูป จะเห็นได้อย่างชัดเจนว่า ปริมาณพลังงานอื่นๆ บนโลกมีปริมาณน้อยกว่ามากพลังงานจากแสงอาทิตย์มาก เมื่อเทียบกับความต้องการ ซึ่งมีปริมาณน้อยมาก แต่เนื่องจากการเปลี่ยนรูปพลังงานและการกักเก็บพลังงานไม่มีประสิทธิภาพเพียงพอ จึงไม่สามารถนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการในปัจจุบันได้



รูปที่ 2.1 แสดงปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานอื่นๆ

2.1.2 องค์ประกอบของแสงอาทิตย์

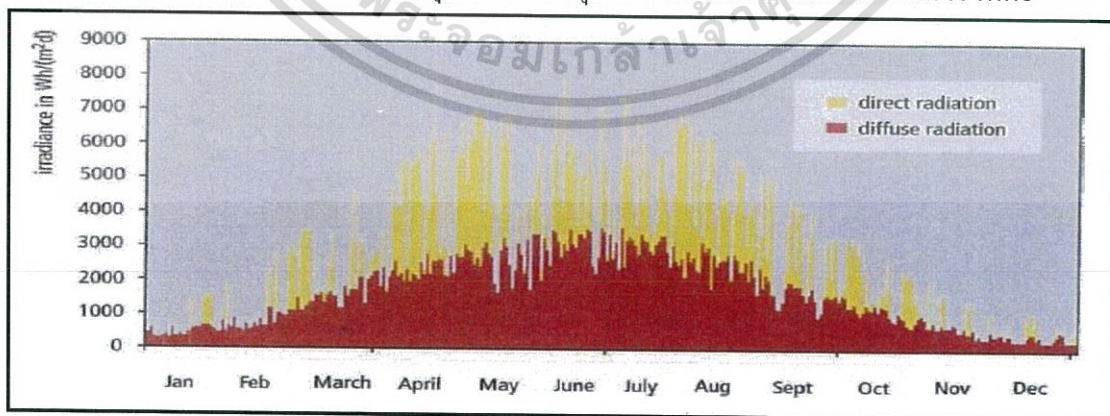
เนื่องจากการเดินทางของแสงอาทิตย์ก่อนมาสู่พื้นโลกต้องผ่านชั้นบรรยากาศและอนุภาคต่างๆ ทำให้ลักษณะของแสงแต่ละพื้นที่แตกต่างกัน ซึ่งเป็นผลให้พลังงานแสงอาทิตย์ลดลง



รูปที่ 2.2 แสดงลักษณะต่างๆของแสงที่ส่องจากอาทิตย์

จากรูปที่ 2.2

- Diffuse คือ แสงที่เกิดจากการกระจายเมื่อเคลื่อนที่ผ่านอนุภาคต่างๆก่อนตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- Direct คือ แสงที่ส่องมาตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยตรง
- Albedo คือ แสงที่เกิดจากการสะท้อนจากอนุภาคหรือวัตถุอื่นก่อนตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

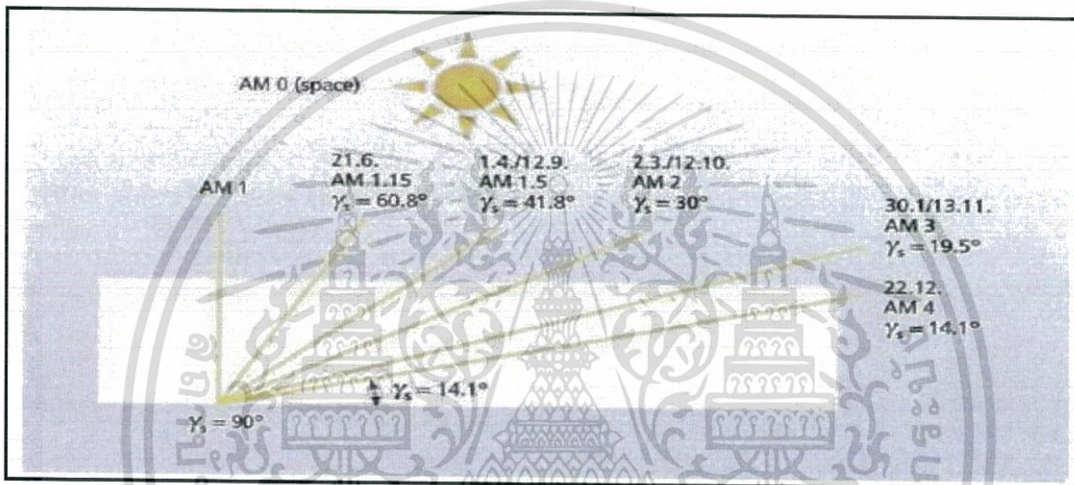


รูปที่ 2.3 แสดงกราฟความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ตลอดปี

จากรูปที่ 2.3 กราฟแสดงอัตราการแผ่รังสีของแสงอาทิตย์ในแต่ละเดือน อัตราการแผ่รังสีนั้นหน่วยเป็นพลังงานต่อพื้นที่ จากกราฟจะเห็นว่าประมาณเดือนมิถุนายนจะมีอัตราการแผ่รังสีของแสงตกกระทบถึงพื้นโลกมากที่สุดและเป็นแสงประเภทแสงโดยตรงมีพลังงานมากกว่าแสงกระจายแต่มีปริมาณน้อยกว่า ซึ่งอาจจะขึ้นอยู่กับแต่ละพื้นที่

2.1.3 ตำแหน่งดวงอาทิตย์และมวลอากาศ

บรรยากาศของโลกมีอิทธิพลต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ ถ้าลำแสงผ่านบรรยากาศในทิศทางต่างกันเป็นผลให้ สเปกตรัม แสงอาทิตย์รวมทั้งพลังงานรวมและความเข้มแสงต่างกัน โดยอิทธิพลของบรรยากาศแสดงด้วยดัชนีที่เรียกว่า มวลอากาศ (Air mass, AM)



รูปที่ 2.4 แสดงค่าดัชนีมวลอากาศ Air mass ในแต่ละองศา

มุม γ_s คือ มุมเป็นค่ามุมระหว่างแนวตั้งเหนือศีรษะและแนวลำแสงอาทิตย์ จากรูปที่ 2.4 จะเห็นว่าค่าดัชนีมวลอากาศเพิ่มขึ้นเมื่อมุม γ_s น้อยลง เพราะว่าพลังงานของดวงอาทิตย์ ในช่วงนั้นลดลง

2.1.4 สักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ได้ศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์และกำจัดแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมประเทศไทย โดยการวิเคราะห์ข้อมูลดาวเทียมประกอบข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดภาคพื้นดิน พบว่าการกระจายความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายนและพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 23 MJ/m²-day และเมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีพบว่าบริเวณที่ได้รับแสงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ดยโสธร อุบลราชธานี

อุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาทอยุธยา และจังหวัดลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีที่ 19 ถึง 20 MJ/m²-day พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 11.0% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 35.6% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีในช่วง 18-19 MJ/m²- จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ 18.0 MJ/m²-day จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูงและได้จัดทำเป็นแผนที่ เรียกแผนที่ดังกล่าวว่า “แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย” ในแผนที่จะแสดงความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์ที่บริเวณต่างๆ ของประเทศไทยได้รับในรูปของค่ารายวันเฉลี่ยต่อปีในหน่วย MJ/m²-day และภายหลังจากผลที่วิเคราะห์ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมไปตรวจสอบกับสถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของพ.พ. ที่ได้จัดตั้งไว้ 38 แห่ง และสถานีวัดของมหาวิทยาลัยศิลปากร 4 แห่ง

จากผลการเปรียบเทียบพบว่าค่าที่ได้จากแผนที่ใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากการวัด โดยมีความแตกต่างในรูปของ root mean square difference RMSD = 7.3% ซึ่งถือว่าความละเอียดถูกต้องของแผนที่ดังกล่าว อยู่ในเกณฑ์ดี ดังปรากฏตารางที่ 1-1 จากแผนที่ความเข้มรังสีอาทิตย์ จะทำให้ทราบศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ซึ่งจะเห็นได้ว่าบริเวณที่มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงแม้เป็นบริเวณกว้างตอนล่างของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมพื้นที่บางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และตอนบนของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จังหวัดอุดรธานี นอกจากนี้ยังมีบริเวณที่มีศักยภาพสูงในพื้นที่บางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อยุธยา และลพบุรี สำหรับเปอร์เซ็นต์ของพื้นที่เทียบกับพื้นที่ทั้งหมดของประเทศที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ในระดับต่างๆ แสดงไว้ในตารางที่ 1-2 และแสดงความเข้มรังสีรวมของประเทศเปรียบเทียบกับของประเทศอื่นๆ ตารางที่ 1-3 จะเห็นได้ว่าครึ่งหนึ่งพื้นที่ของประเทศไทยได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากกว่า 17 MJ/m²-day ซึ่งถือว่าอยู่ในระดับค่อนข้างสูง

สถานี	จังหวัด	H (map) MJ/m ²	H (measurement) MJ/m ²	Difference (%)
1	กรุงเทพมหานคร	17.9	17.5	2.2
2	กาญจนบุรี (กรมอุตุนิยมวิทยา)	18.0	18.4	2.0
3	กาญจนบุรี (ทองผาภูมิ)	17.1	17.3	0.8
4	ขอนแก่น	17.9	18.5	3.0
5	ชลบุรี	17.3	17.9	3.2
6	ชุมพร	17.5	17.5	0.1
7	เชียงราย	17.0	17.1	0.6
8	เชียงใหม่	17.2	18.0	4.8
9	ดอยอินทนนท์ (แม่กลาง)	17.0	16.8	0.8
10	ดอยอินทนนท์ (เรดาร์)	17.0	16.1	5.3
11	ดอยอินทนนท์ (สำนักงาน)	17.0	15.4	9.1
12	ตรัง	16.9	17.9	5.8
13	ตราด	17.2	17.1	0.3
14	ตาก	16.7	16.5	1.3
15	นครพนม	17.4	17.4	0.5
16	นครราชสีมา	18.1	18.1	0.1
17	นครสวรรค์	18.3	17.9	2.2
18	นราธิวาส	18.8	18.6	1.0
19	น่าน	17.2	17.3	0.3
20	ประจวบคีรีขันธ์	18.7	18.5	1.1
21	ปราจีนบุรี	17.9	17.6	1.7
22	พิษณุโลก	17.9	18.2	1.8
23	เพชรบูรณ์	17.6	17.8	1.1
24	แพร่	17.1	17.6	2.9
25	ภูเก็ต	17.9	19.1	6.7
26	แม่สะเรียง	16.8	16.8	0.0
27	แม่ฮ่องสอน	17.0	16.3	4.5
28	ร้อยเอ็ด	18.1	18.9	4.3
29	ระนอง	15.8	16.0	1.0
30	ลพบุรี	17.9	18.4	2.7
31	เลย	17.1	16.8	1.6
32	สงขลา	17.1	17.7	3.3
33	สระแก้ว	18.2	16.8	7.5
34	สุราษฎร์ธานี (เกาะสมุย)	18.2	18.7	2.8
35	สุราษฎร์ธานี (พุนพิน)	17.4	17.7	1.6
36	สุรินทร์	18.5	18.0	2.5
37	หนองคาย	17.5	18.5	5.7
38	อุบลราชธานี	18.1	18.2	0.4
RMSE (%)			7.3%	

รูปที่ 2.5 แสดงค่าความเข้มแสงอาทิตย์ในจังหวัดต่างๆของไทย

ประเทศ	ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รวมรายวันเฉลี่ยต่อปี (MJ/m ² -day)
อังกฤษ	8.95
ไอร์แลนด์	9.95
ญี่ปุ่น	13.0
สหรัฐอเมริกา	19.0
ออสเตรเลีย	19.6
อินเดีย	20.3
ไทย	18.0

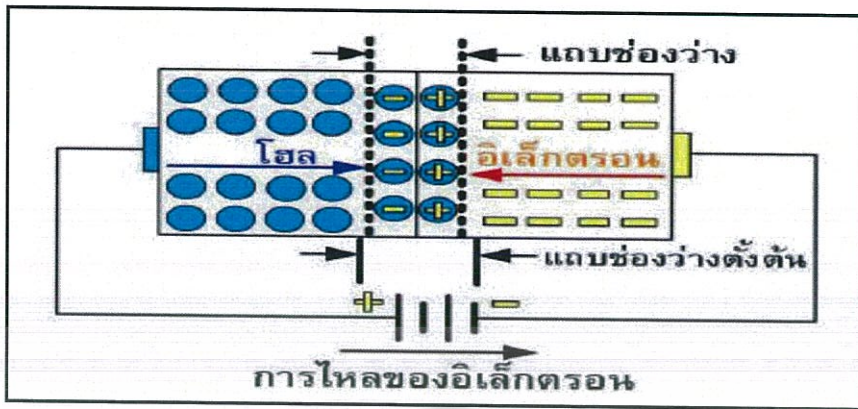
รูปที่ 2.6 แสดงค่าความเข้มแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในแต่ละประเทศ

2.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV module) [2,4]

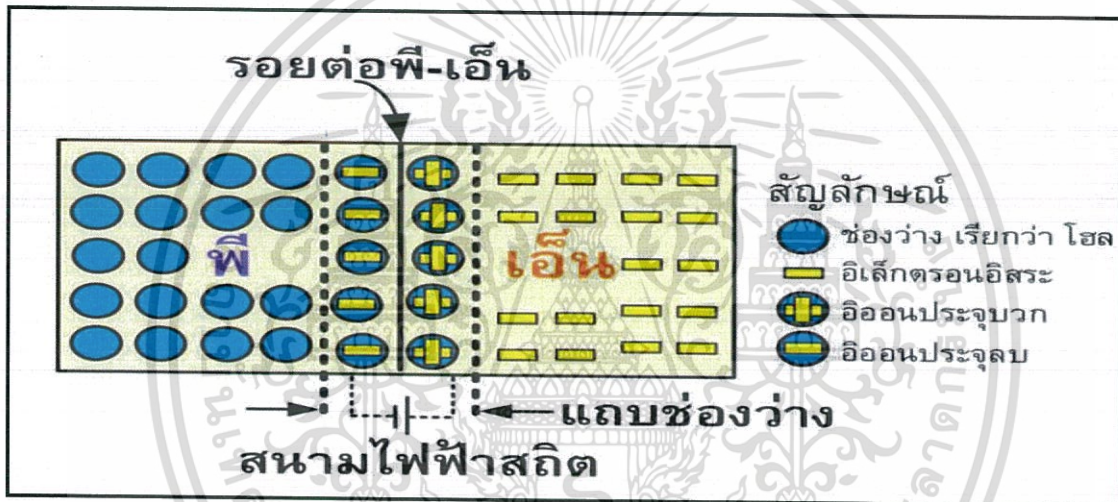
2.2.1 หลักการทำงาน

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทำมาจากสารกึ่งตัวนำ ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงเป็นไฟฟ้าโดยตรง อาศัยกระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Effect) ซึ่ง เกิดจากความต่างศักย์ไฟฟ้าภายในสารกึ่งตัวนำมีค่าแตกต่างกัน เมื่อได้รับแสงที่มีพลังงานมากพอ ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนอิสระ โครงสร้างที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์มีลักษณะเหมือนกับไดโอดทั่วไปประกอบด้วยรอยต่อระหว่างวัสดุสารกึ่งตัวนำต่างชนิดกันสองชั้น ได้แก่ สารกึ่งตัวนำชนิด P เป็นขั้วบวก และสารกึ่งตัวนำชนิด N เป็นขั้วลบ สารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้งานในลักษณะดังกล่าวส่วนมากเป็นซิลิกอน และเพื่อให้เข้าใจได้ง่าย โดยส่วนใหญ่จะใช้การอธิบายสารกึ่งตัวนำที่มาจากซิลิกอน

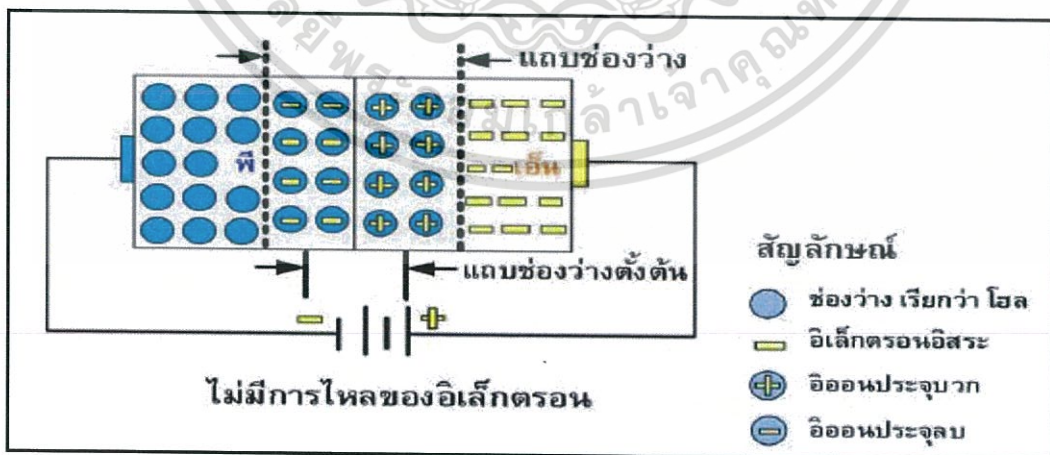
แม้ว่าปัจจุบันจะมีสารกึ่งตัวนำทำจากวัสดุชนิดอื่นก็ตามเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิกอน ประกอบด้วยสารกึ่งตัวนำชนิด P ผลิตขึ้นจากผลึกของซิลิกอนใช้สารเจือปน คือ โบรอน เพื่อทำให้เป็นวัสดุขาดอิเล็กตรอนอิสระ ทั้งนี้การขาดอิเล็กตรอนทำให้เกิดช่องว่างเรียกว่า โฮล และการขาดอิเล็กตรอนที่เป็นประจุลบ ทำให้ส่วนนี้ เทียบได้กับอนุภาคประจุบวก ส่วนสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นผ่านการเติมสารเจือปน คือ ฟอสฟอรัส เพื่อทำให้เกิดอิเล็กตรอนส่วนเกิน ซึ่งจุดเชื่อมต่อเรียกว่า รอย P-N



รูปที่ 2.7 แสดงรอยต่อพี-เอ็น



รูปที่ 2.8 แสดงการไหลของอิเล็กตรอนในรอยต่อพี-เอ็น



รูปที่ 2.9 แสดงไม่มีการไหลของอิเล็กตรอนในรอยต่อพี-เอ็น

การเชื่อมต่อกันของสารกึ่งตัวนำที่มีคุณสมบัติต่างกันจะทำให้เกิดสนามไฟฟ้าในบริเวณรอยต่อโดยสนามไฟฟ้านี้มี ลักษณะเหมือนกับสนามไฟฟ้าสถิตย์อันจะทำให้เกิดอนุภาคของประจุลบเคลื่อนที่ไปในทิศทางใดทิศทางหนึ่งและอนุภาคของประจุบวกที่เคลื่อนที่ไปในทิศทางที่ตรงข้าม

การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนไปยังบริเวณผลึกชนิดอื่นทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าได้ดังในรูปที่ เมื่อต่อเข้ากับวงจรภายนอกจะทำให้เกิดการไหลของกระแสไฟฟ้าผ่านตลอดวงจร การเคลื่อนที่ไปยังวงจรถวายนอกของอิเล็กตรอนในกรณี ของสารกึ่งตัวนำโดยผ่านวัสดุตัวนำที่ติดอยู่กับผิวด้านหน้าของเซลล์ ในเวลาเดียวกัน โหลจะเคลื่อนที่ไปในทิศทางตรงข้ามผ่านเนื้อเซลล์จนไปถึงวัสดุตัวนำอีกส่วนหนึ่งที่ยึดติดอยู่กับด้านล่างของเซลล์ ทำให้ครบวงจร โดยร่วมกับอิเล็กตรอนที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรถวายนอก แต่ในทางตรงข้าม การไหลของอิเล็กตรอนไม่เกิดขึ้นหากไม่สามารถทำให้ครบวงจร

กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องอาศัยทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้า โดยที่กระแสไฟฟ้าเกิดขึ้นเมื่อมีการไหลของอิเล็กตรอนและแรงดันไฟฟ้าเป็นผลมาจากสนามไฟฟ้าภายในบริเวณรอยต่อพี-เอ็น โดยทั่วไปเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิกอนแบบผลึกเดี่ยวจะออกแบบให้มีแรงดันไฟฟ้าประมาณ 0.5 โวลต์ที่กระแสไฟฟ้าประมาณ 2.5 แอมแปร์ ดังนั้นจะเกิดกำลังไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 1.25 W อาจจะขึ้นอยู่กับารออกแบบ

2.2.2 ประเภทเซลล์แสงอาทิตย์

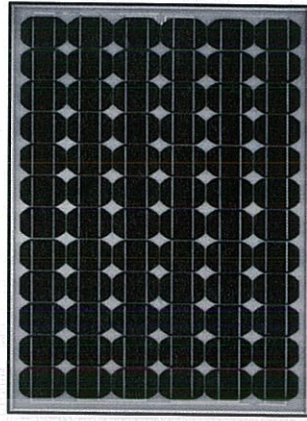
แบ่งออกได้เป็นสามชนิด คือ

1. ประเภทคริสตัลไลน์

เป็นประเภทที่สร้างจากผลึกสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิกอนเป็นต้น ให้กำลังไฟฟ้าต่อพื้นที่สูงกว่าแบบฟิล์มบาง แต่ประสิทธิภาพการทำงานจะลดลงอย่างมากเมื่อทำงานในสภาพอากาศที่มีอุณหภูมิสูงและไม่ยอมรับย่านความถี่ทุกย่านของแสงอาทิตย์ ทำให้พลังงานที่ผลิตต่อปีได้น้อยกว่าแบบฟิล์มบาง โดยเซลล์แสงอาทิตย์แบบคริสตัลไลน์ แบ่งย่อยได้อีกสองชนิด

1.1 แบบโมโนคริสตัลไลน์

ชนิดนี้จะเป็นผลึกเดี่ยว โดยนำซิลิกอนไปหลอมละลายที่อุณหภูมิ 150 องศาเซลเซียส เพื่อสร้างแท่งผลึกขนาดใหญ่ก่อนไปตัดเป็นแผ่นเวเฟอร์ โดยแผงแบบผลึกเดียวนั้นจะมีราคาแพงกว่าแบบโพลีคริสตัลไลน์แต่จะให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเทียบกับพื้นที่การติดตั้ง เนื่องจากการเรียงตัวผลึกในแต่ละเซลล์ โดยจะมีประสิทธิภาพการทำงานลดลงอย่างมาก เมื่อทำงานในสภาพอากาศที่มีอุณหภูมิสูง โดยการติดตั้งนั้นจะใช้พื้นที่ประมาณ 7-9 ตารางเมตรต่อกิโลวัตต์



รูปที่ 2.10 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบ โมโนคริสตัลไลน์

1.2 แบบ โพลีคริสตัลไลน์

เป็นลักษณะของผลึกรวม ได้ถูกพัฒนาเพื่อแก้ปัญหาต้นทุนสูงของแบบผลึกเดี่ยวโดยนำซิลิกอนมาหลอมในเบ้าให้เป็นแท่งแล้วปล่อยให้เย็นตัวช้าๆก่อนไปตัดเป็นแผ่นเวเฟอร์ จะมีประสิทธิภาพกำลังไฟฟ้าที่ต่ำกว่าแบบโมโนคริสตัลไลน์เล็กน้อยเพราะการเรียงตัวของผลึกเซลล์ที่แตกต่างกัน โดยแบบผลึกรวมนั้นจะประกอบไปด้วยผลึกเล็กๆ เป็นจำนวนมาก แต่แบบโมโนจะไม่มีผลึกเล็กๆนี้ เซลล์แบบโพลีนั้นจะมีกำลังไฟฟ้าสูงกว่าแบบฟิล์มบาง เมื่อเทียบกับพื้นที่การติดตั้งจะน้อยกว่าแบบโมโน โดยในปี 2558 เซลล์ชนิดนี้จะมีสัดส่วนบนท้องตลาดมากที่สุดเพราะมีราคาถูกและให้ประสิทธิภาพสูงเมื่อเทียบกับพื้นที่ประมาณ 7.5-10 ตารางเมตรต่อกิโลวัตต์



รูปที่ 2.11 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบ โพลีคริสตัลไลน์

2.ประเภทฟิล์มบาง

จะมีความไวแสงมากที่สุด ทำให้สามารถรับแสงที่มีความยาวคลื่นต่างๆได้ดี ทำให้สามารถรับในพื้นที่ที่มีเมฆหมอก ฝุ่นละออง ฟ้าครึ้มๆ มีฝนตกชุก หรือแสงจากหลอดไฟฟ้าได้ สามารถทำงานภายใต้อุณหภูมิสูงได้ดี นิยม

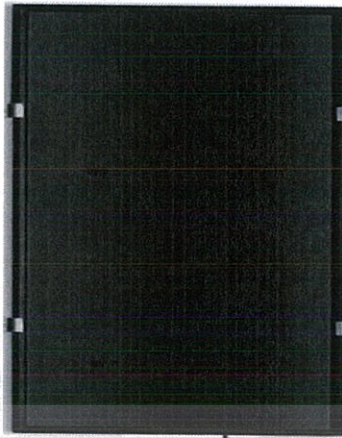
นำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ เช่น เครื่องคิดเลข นาฬิกา หรืออุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดเล็ก เป็นต้น แต่มีข้อเสียคือให้กำลังไฟฟ้าต่อพื้นที่การติดตั้งไม่สูงมากจึงต้องใช้พื้นที่มาก แต่ถ้าเทียบพลังงานต่อปีจะสูงกว่าแบบคริสตัลไลน์เนื่องจากคุณสมบัติความไวต่อแสงและตอบรับทุกย่านความถี่ของแสงอาทิตย์ สามารถแบ่งย่อยได้

2.1 อะมอร์ฟัสซิลิกอน

เซลล์แสงอาทิตย์แบบ อะมอร์ฟัส มีวิธีการผลิตที่ต่างจากแบบผลึกโดยสิ้นเชิง โดยจะเป็นลักษณะของแผ่นฟิล์มบาง ไม่ใช่เวเฟอร์ ในขั้นตอนการผลิต เราจะสร้างแผ่นฟิล์มบางของซิลิกอนบนแผ่นฐานรองโดยใช้เทคนิคที่เรียกว่า CVD (Chemical Vapor Deposition) ซึ่งจะมีระบบนำก๊าซที่มีซิลิกอนติดอยู่ เช่น ก๊าซซิลเลน (SiH_4) ผ่านเข้าไปในท่อสุญญากาศและตรงบริเวณที่ว่างแผ่นฐานรองก็จะมีกระแสกระตุ้น เช่น โดย พลาสมาเพื่อส่งพลังงานให้ ซิลิกอนแยกตัวออกจากก๊าซเข้าไปจับตัวกันบนแผ่นฐานรองโดยส่วนใหญ่จะเป็น แก้ว สแตนเลส หรือพลาสติก ซึ่งได้ทำการเคลือบชั้นตัวนำโปร่งแสงไว้ก่อน โดยมีอุณหภูมิบนแผ่นฐานรอง ประมาณ 200-300 องศาเซลเซียส ซิลิกอนจะทับถมสะสมบนแผ่นเกิดเป็นอะมอร์ฟัสซิลิกอน ในขั้นตอนนี้ หากเราใส่ก๊าซที่มีโบรอน เช่น B_2H_6 เข้าไปด้วย เราก็จะได้แผ่นฟิล์มที่เป็นอะมอร์ฟัสซิลิกอนชนิด p และถ้าหากใส่ก๊าซที่มีฟอสเฟต เช่น PH_3 เราก็จะได้แผ่นฟิล์มที่เป็นอะมอร์ฟัสซิลิกอนชนิด n ซึ่งจะเห็นได้ว่า ด้วยวิธีนี้เราสามารถควบคุมการไหลของก๊าซเพื่อสร้างให้เกิดชั้นของ pin อะมอร์ฟัสซิลิกอนขึ้นได้อย่างค่อนข้างง่ายดาย หลังจากได้ pin แล้ว เราก็จะสร้างส่วนของขั้วไฟฟ้าให้เสร็จเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ พื้นที่ติดตั้งประมาณ 14-20 ตารางเมตรต่อ กิโลวัตต์

จุดเด่นของเซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัสก็คือ

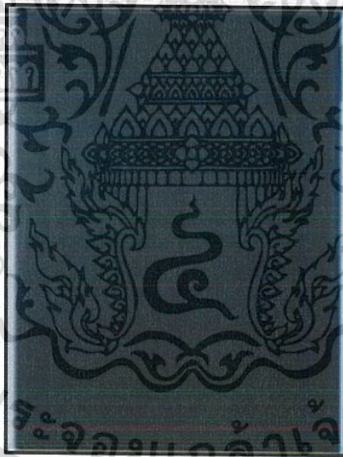
- พลังงานที่จำเป็นในการผลิตน้อยกว่า (แบบผลึกต้องใช้อุณหภูมิสูงระดับ 1000-1500 องศาเซลเซียส ส่วนแบบอะมอร์ฟัส ใช้แค่ระดับ 300 องศาเซลเซียส)
- ขั้นตอนในการผลิตไม่ซับซ้อน (สร้างฟิล์มไปพร้อมกับการสร้าง pin junction ได้เลย)
- เนื่องจากอัตราการดูดแสงของอะมอร์ฟัสซิลิกอน สูงกว่าผลึกมาก จึงสามารถลดความหนาของฟิล์ม เป็นระดับ 1 ไมโครเมตร ได้ในขณะที่แบบผลึกต้องทำอย่างน้อยหนาประมาณ 300 ไมโครเมตร ซึ่งทั้งนี้ก็เพื่อความแข็งแรงทางกลของแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยนั่นก็คือ อะมอร์ฟัสซิลิกอนสามารถประหยัดปริมาณของซิลิกอนได้มากกว่า
- เนื่องจากปฏิกิริยาเป็นแบบก๊าซ จึงสามารถสร้างแผ่นที่มีขนาดพื้นที่ใหญ่ๆ ได้ง่ายกว่า



รูปที่ 2.12 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบอะมอร์ฟัสซิลิคอน

2.2 คอปเปอร์อินเดียมไดเซเลเนียม CIS/CIGS

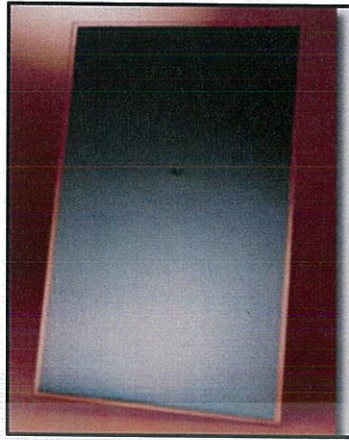
เป็นเซลล์ที่ผสมคอปเปอร์ อินเดียม และเซเลเนียม ซึ่งเป็นสารกึ่งตัวนำ เป็นประเภทฟิล์มบางที่ให้ประสิทธิภาพจากการทดสอบในห้องแล็บถึง 18 % แต่ในเชิงการค้าที่นำมาซื้อขายนั้นเพียง 10-15 % เซลล์ชนิดนี้ให้ประสิทธิภาพสูงและไม่ลดลงเมื่อใช้งาน อินเดียมที่นำมาผสมนั้นมีราคาแพงแต่ผสมในปริมาณที่น้อยมาก ในกระบวนการผลิตนั้นมีการใช้แก๊สไฮโดรเจนเฮลีนิก ซึ่งเป็นแก๊สพิษ เป็นอันตรายต่อร่างกายมนุษย์



รูปที่ 2.13 แสดงแผงโซลาร์แบบคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลเนียม

2.3 แคดเมียมเทลลูไรด์ CdTe

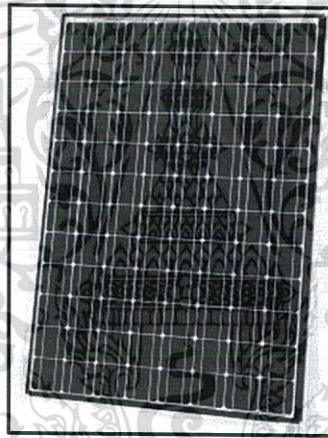
เป็นการผสมระหว่างแคดเมียมกับเทลลูไรด์ ข้อดีคือเซลล์ชนิดนี้สร้างด้วยกระบวนการอย่างง่ายและกระบวนการผลิตลงทุนไม่สูง พลังงานในช่องว่างสารกึ่งตัวนำของแคดเมียมเทลลูไรด์ใกล้เคียงกับอุดมคติและมีประสิทธิภาพเกิน 10 % แต่อย่างไรก็ตามแคดเมียมเทลลูไรด์มีความเป็นสารพิษ ต้องเข้มงวดอย่างมากในกระบวนการผลิต



รูปที่ 2.14 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบแคดเมียมกับเทลลูไรด์

3. เซลล์ซิลิกอนแบบผสม

เซลล์ชนิดนี้เป็นการผสมอะมอर्फัสซิลิกอนเป็นสารตั้งต้นเข้าไปในโมโนหรือโพลีคริสตัลไลน์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและคุณลักษณะเฉพาะตัว

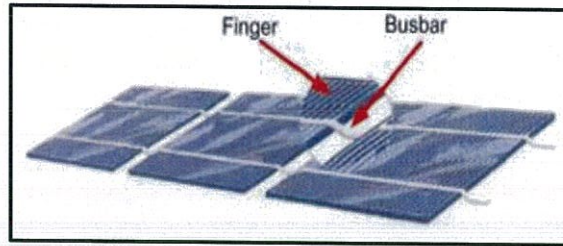


รูปที่ 2.15 แสดงแผงโซลาร์เซลล์แบบเซลล์ซิลิกอนผสม

2.2.3 ส่วนประกอบของแผงเซลล์อาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์นำไปใช้งานในรูปของแผงเซลล์ (Module) การเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้นโดยนำแผงเซลล์มาเชื่อมต่อกันในรูปแบบของสตริง (String) หรืออาร์เรย์ (Array) รูปที่ 2.15 แสดงลักษณะทั่วไปของการเชื่อมต่อเซลล์ชนิดผลึกกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกดึงไปที่ตัวนำไฟฟ้าด้านหน้าและหลังของเซลล์ โดยด้านหน้ามีตัวนำเรียกว่า ฟิงเกอร์ (Fingers) ทำหน้าที่นำกระแสส่งต่อไปบัสบาร์ (Busbar) และไหลผ่านไปยังเซลล์ที่เชื่อมถึงกัน ฟิงเกอร์และบัสบาร์จะต้องบังเซลล์น้อยที่สุดและรับกระแสไฟฟ้าได้สูงเพื่อให้เซลล์รับแสงได้มากที่สุดและด้านรับแสงของเซลล์ จะต้องเคลือบสารลดการสะท้อนแสงนำมาประกอบเป็นแผงเซลล์ ส่วนของกล่องต่อสายไฟ และบายพาสไดโอด ทำหน้าที่เชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างแผงเซลล์และป้องกันการเกิดโหนดที่ตัวเซลล์ ลักษณะทาง

ไฟฟ้าของแผงเซลล์จะเปลี่ยนแปลงตามแสงแดดและอุณหภูมิ มีลักษณะเดียวกันกับเซลล์แตกต่างกันที่ขนาดแรงดันและกระแสไฟฟ้า

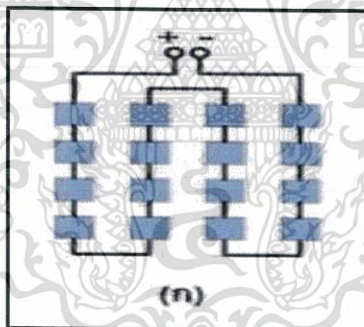


รูปที่ 2.16 แสดงฟิงเกอร์และบัสบาร์

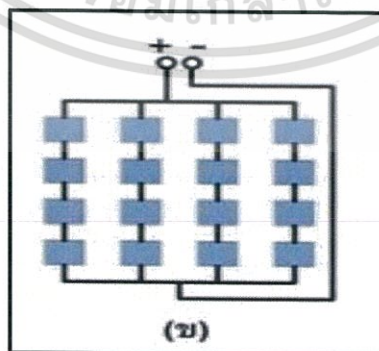
- ส่วนประกอบของแผงเซลล์ชนิดผลึกซิลิกอน

รูปแบบการเชื่อมต่อเซลล์เพื่อทำเป็นแผงเซลล์มีอยู่ 3 แบบ คือ

1) แบบอนุกรม คือ นำแต่ละเซลล์มาต่ออนุกรมเป็น 1 แถว หรือ 1 สตริงใน 1 แผงดังรูปที่ 2.17 เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าหากแต่ละ เซลล์มีแรงดันวงจรเปิด (VOC) ประมาณ 0.6 โวลต์เท่ากันทุกเซลล์และกระแสเท่ากัน แผงเซลล์จะมีแรงดัน VOC เท่ากับจำนวนเซลล์ที่ต่ออนุกรมคูณกับแรงดัน VOC ของเซลล์ กรณีนี้เท่ากับ 9.6 โวลต์ ส่วนกระแสที่ไหลผ่านจะไหลเท่ากับกระแสของหนึ่งเซลล์เท่านั้น



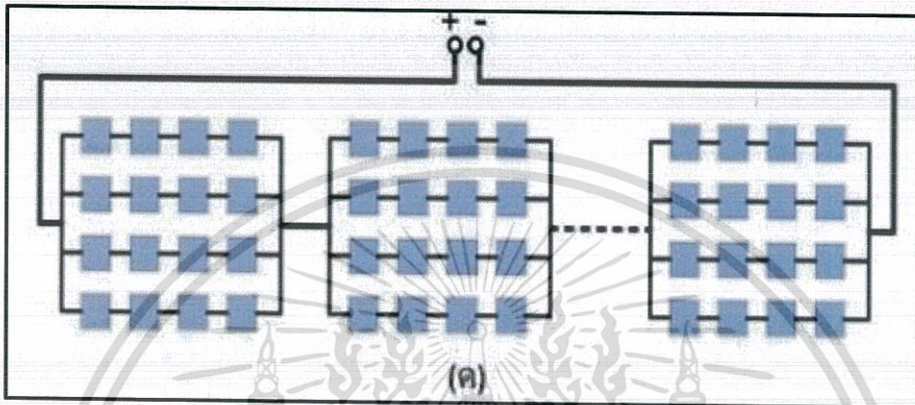
รูปที่ 2.17 แสดงการต่อแผงแบบอนุกรม



รูปที่ 2.18 แสดงการต่อแผงแบบขนาน

2) แบบอนุกรม-ขนาน คือ นำแต่ละสตริงที่เซลล์ต่ออนุกรม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า แล้วนำมาต่อขนานเพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้า ดังรูปที่ 2.18 แต่ละสตริงมีเซลล์ต่ออนุกรม 4 เซลล์ ซึ่งทำให้มีแรงดันที่แต่ละสตริงเท่ากับ 2.4 โวลต์ สมมติให้กระแสแต่ละสตริงเท่ากับ 5 แอมป์ ทำให้กระแสที่ได้จากแผงนี้มีค่าเท่ากับผลรวมค่ากระแสของทุกสตริงที่ต่อขนานกัน ในที่นี้เท่ากับ 20 แอมป์

3) แบบอนุกรม-ขนาน-อนุกรม คือนำแต่ละกลุ่มที่เชื่อมต่อกันตามแบบที่ 2 มาต่ออนุกรม ดังรูปที่ 2.19 เพื่อเพิ่มทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้า



รูปที่ 2.19 แสดงการต่อแผงแบบอนุกรมและขนานผสมกัน

โดยส่วนใหญ่ ส่วนประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับชนิดผลึกซิลิกอนมี 4 ส่วน ประกอบด้วย วัสดุประกบผิวหน้า เซลล์วัสดุสำหรับห่อหุ้มเซลล์ (encapsulant) วัสดุแผ่นหลัง (backsheet) และเฟรม ดังรูปที่ 2.19

- วัสดุประกบผิวหน้า

ทำหน้าที่กั้นน้ำ ไอน้ำ ฝุ่นละอองและสิ่งสกปรก รวมถึงแรงกระแทก สมบัติของวัสดุ คือ แสงสามารถส่องผ่านได้ดีป้องกันแสงอัลตราไวโอเล็ต (UV) และระบายความร้อนได้ดี โดยทั่วไปวัสดุที่ใช้เป็นผิวหน้าจะเป็นกระจกชนิด tempered low-iron ซึ่งมีราคาไม่สูง

- วัสดุห่อหุ้มเซลล์

ช่วยในการจับยึดกันระหว่างวัสดุผิวหน้า ตัวเซลล์และวัสดุประกบแผ่นหลังของแผงเซลล์ ซึ่งต้องทนทานต่ออุณหภูมิสูงและรังสีอัลตราไวโอเล็ต รวมทั้งให้แสงส่องผ่านได้ดีและระบายความร้อนได้ดี โดยส่วนใหญ่ใช้วัสดุจากพอลิเมอร์ที่เรียกว่า EVA ย่อมาจาก Ethyl vinylacetate

- วัสดุประกบแผ่นหลัง

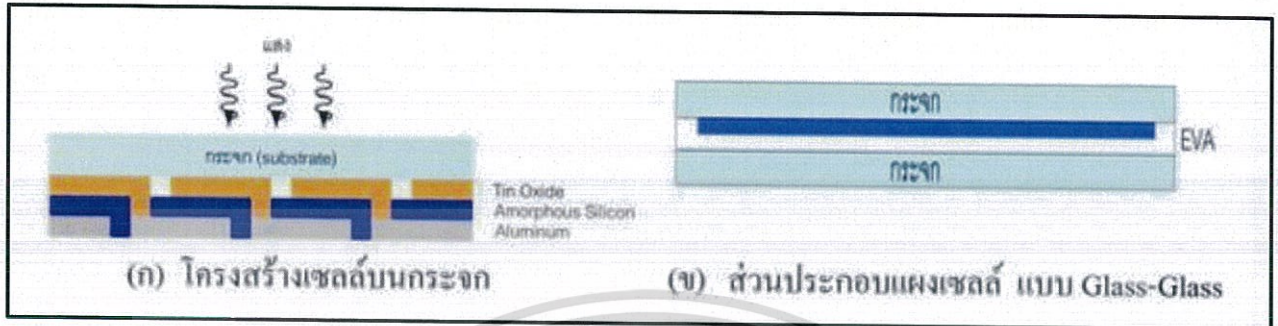
ทำหน้าที่ป้องกันและเป็นแผ่นหลังของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต้องมีสารสามารถระบายความร้อนได้ดี และป้องกันน้ำและไอน้ำ โดยส่วนมากวัสดุ ที่นำมาใช้เป็นจากพอลิเมอร์ แผ่นบางที่มีชื่อว่า Tedlar

- เฟรม (frame) ทำหน้าที่เป็นโครงสร้างของแผงเซลล์ให้เพิ่มความแข็งแรงกับแผงเซลล์และเป็นส่วนป้องกันแรงกระแทกต่างๆ โดยทั่วไปวัสดุที่ใช้เป็นอลูมิเนียม

ส่วนประกอบของแผงเซลล์ชนิดฟิล์มบาง

แผงเซลล์ชนิดฟิล์มบางแบ่งได้ 2 แบบ คือ โครงสร้างแข็ง และ แบบอ่อนตัว

- แผงเซลล์แบบ โครงสร้างแข็ง



รูปที่ 2.20 แสดง โครงสร้างและส่วนประกอบแผงเซลล์

เซลล์ถูกสร้างลงบนกระจกโดยตรง จากนั้นทำการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าแล้วจึงนำไปลามิเนตด้วยวัสดุห่อหุ้ม ทั้งด้านหน้าและด้านหลัง รูปที่ 2.20 แสดงส่วนประกอบของเซลล์ชนิดอะมอร์ฟิซิลิคอน (a-Si) ซึ่งกระจกทำหน้าที่เป็นฉนวนเทคนิคโนโลยี

- แผงเซลล์แบบอ่อนตัว

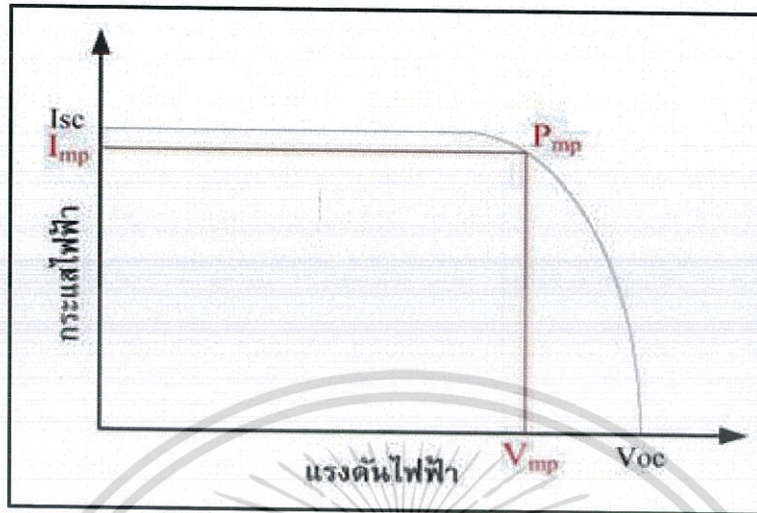
มีลักษณะของการเกาะติด (deposit) บนฉนวนที่อ่อนตัวส่วนการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าขึ้นกับชนิดของฉนวนที่ถ้าวัสดุจำพวกฉนวนไฟฟ้า เช่น polyester หรือ polyimide สามารถใช้วิธีเดียวกับฉนวนที่เป็นกระจก แต่วัสดุจำพวกตัวนำไฟฟ้าต้องใช้วิธีการอื่น จากนั้นก็จะถูกนำไปลามิเนตด้วยวัสดุพอลิเมอร์ที่ไม่มีสีและยอมให้แสงผ่านได้ เช่น ETFE หรือ FEP

ความหลากหลายของแผงเซลล์ได้เอื้ออำนวยต่อการสร้างสรรค์ในเชิง สถาปัตยกรรมทำให้การพิจารณาเพื่อเลือกใช้ต้องควบคู่กันไปทั้งด้านประสิทธิภาพของแผงเซลล์ ความกลมกลืนกับตัวอาคารและเป็นไปตามกฎข้อบังคับการก่อสร้างหรือต่อเติมอาคาร เช่น

- สีขึ้น ขึ้นกับชนิดของเซลล์ การผิวก่อนหลังเซลล์ การเชื่อมต่อเซลล์ และชนิดของกระจก
- ความโปร่งแสง ขึ้นกับการจัดเรียงเซลล์และคุณลักษณะความโปร่งแสงของเซลล์
- ความสามารถในการยืดหยุ่นขึ้นกับชนิดของฉนวน

2.2.4 สมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

- กระแสและแรงดันไฟฟ้า



รูปที่ 2.21 แสดงกราฟระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์

เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าเป็นกระแสตรงโดยที่แรงดันและกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นกับความเข้มรังสีอาทิตย์ และอุณหภูมิแผงเซลล์ รูปที่ 2.21 แสดงกราฟกระแสกับแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อต่อกับโหลดที่แปรค่าตั้งแต่สภาวะวงจรถัด (Short circuit) ถึงสภาวะวงจรถัดเปิด (Open circuit) โดยตัดแกนตั้งที่แรงดันเป็นศูนย์ จะได้ค่ากระแสที่สภาวะวงจรถัด (Short circuit current: ISC) ส่วนจุดตัดแกนนอนที่กระแสเท่ากับศูนย์ จะได้ค่าแรงดันขณะวงจรถัดเปิด (Opencircuit voltage: VOC)

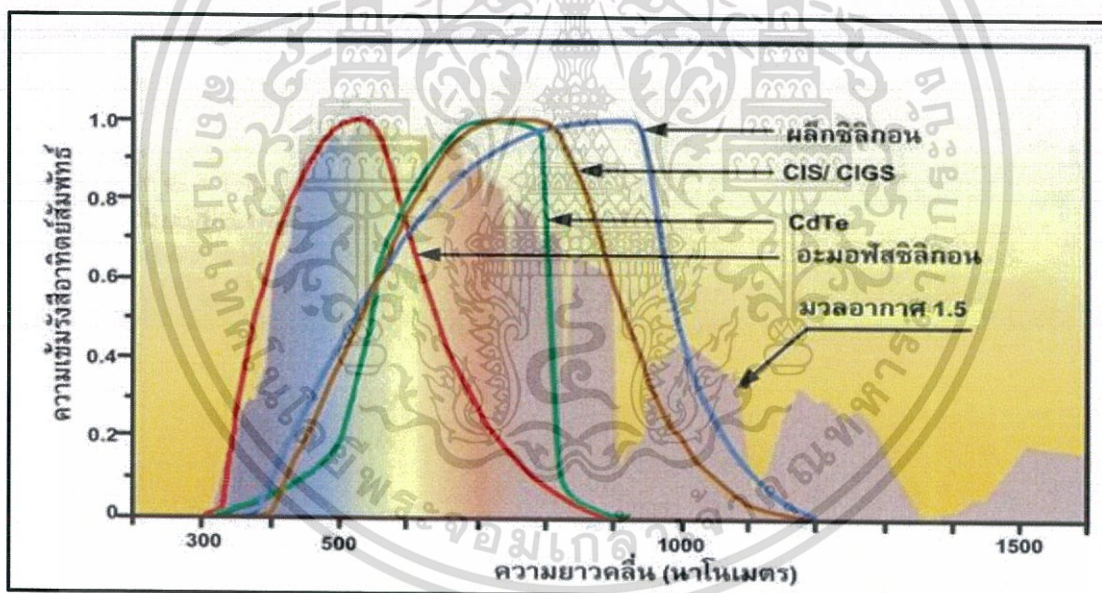
เมื่อนำค่ากระแสคูณกับแรงดันก็จะได้กำลังของเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งต้องมีจุดเดียวเป็นค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด เรียกว่า กำลังไฟฟ้าที่จุดสูงสุด (Power at maximum point: PMP) ส่วนกระแสกับแรงดันที่จุดนี้ เรียกว่า กระแสที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Current at maximum power point: IMP) กับแรงดันที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Voltage at maximum power point: VMP) ตามลำดับ

การระบุค่าสมรรถนะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์ได้จากการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V curve) โดยต่อภาระทางไฟฟ้าที่สามารถแปรค่าได้ตั้งแต่สภาวะวงจรถัดเปิดไปจนถึงสภาวะวงจรถัดเข้ากับแผงเซลล์ แล้วให้แสงแก่แผงเซลล์ โดยควบคุมสภาพแวดล้อมที่สภาวะมาตรฐาน (Standard Test Condition, STC) คือ ความเข้มรังสีอาทิตย์ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร สเปกตรัมของแสงที่ Air Mass (AM) 1.5 และอุณหภูมิด้านหลังแผงเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส นอกจากนั้นการแสดงเครื่องหมายรับรองคุณภาพจากหน่วยงานต่างๆ และการอ้างอิงมาตรฐานการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานหลักที่ใช้ในการรับรองคุณภาพคือ IEC 61215 สำหรับแผงเซลล์ชนิดผลึก IEC 61646 สำหรับชนิดฟิล์มบางยังมีมาตรฐานทางด้านความปลอดภัย เช่น IEC 61730 สำหรับแผงทั้งสอง

2.2.5 ผลตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์

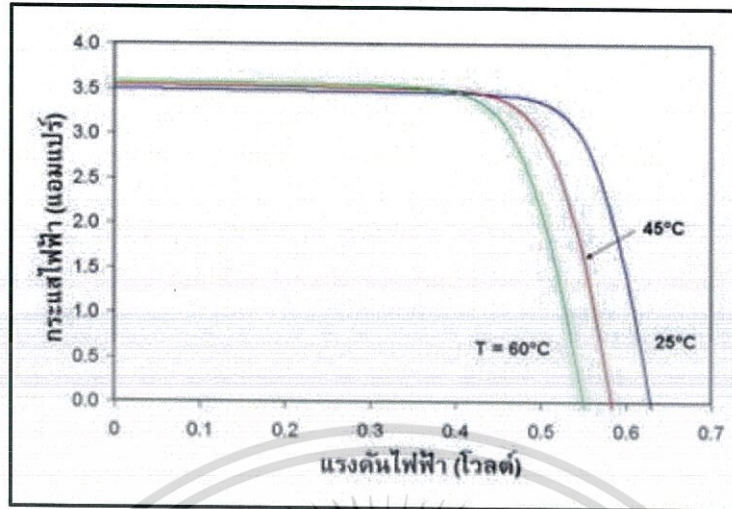
เป็นที่ทราบกันว่ารังสีอาทิตย์ประกอบด้วยแสงอัลตราไวโอเล็ต แสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่าและแสงอินฟราเรด หากพิจารณาประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องคำนึงถึงสเปกตรัมแสงและการตอบสนองต่อสเปกตรัมประกอบกัน ถึงแม้ว่า สเปกตรัมของรังสีอาทิตย์ช่วงค่อนข้างกว้างตั้งแต่ 380 – 1100 นาโนเมตร แต่ด้วยข้อจำกัดของเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนที่ตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงช่วงที่มองเห็นด้วยตาเปล่าและแสงอินฟราเรด ดังนั้นช่วงความยาวคลื่นที่ใช้งานจริงจึงแคบลง

จากรูปที่ 2.22 แสดงถึงเปรียบเทียบประสิทธิภาพที่แตกต่างกันของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆ โดยแกนความเข้มรังสีอาทิตย์เทียบกับเซลล์แสงอาทิตย์เฉพาะประเภทเดียวกัน ซึ่งจะมัลติสซิลิกอน (ชนิดฟิล์มบาง) ประสิทธิภาพน้อยกว่าผลึกซิลิกอน เนื่องจากมีช่วงการตอบสนองที่ความยาวคลื่นช่วงต้นของแสงมองเห็นด้วยตาเปล่าประมาณ 350 - 650 นาโนเมตร การพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพสูงกว่าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเดิม เช่น CdTe และ CIS หรือ CIGS เป็นต้น ทำให้ช่วงการตอบสนองได้เพิ่มขึ้น พิจารณาจากช่วงแถบกว้างของกราฟที่มากขึ้น

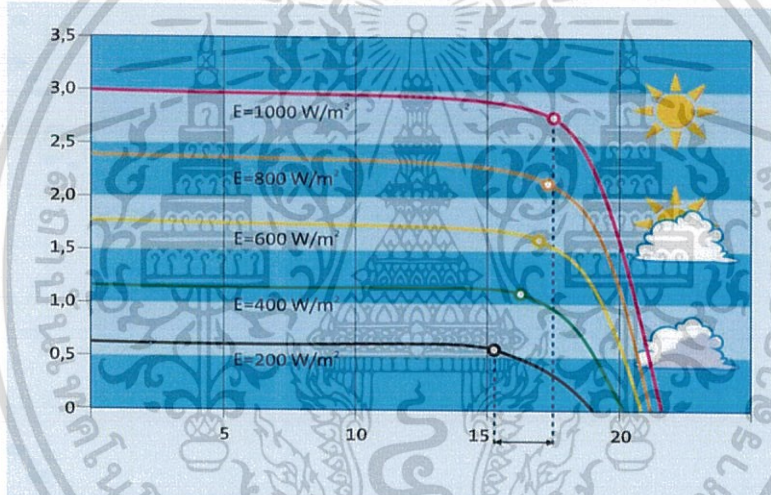


รูปที่ 2.22 แสดงกราฟระหว่างกระแสและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์

2.2.6 ผลกระทบจากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ และอุณหภูมิ



รูปที่ 2.23 แสดงกราฟผลกระทบจากอุณหภูมิต่อแรงดัน



รูปที่ 2.24 แสดงกราฟผลกระทบจากความเข้มรังสีต่อกระแสไฟฟ้า

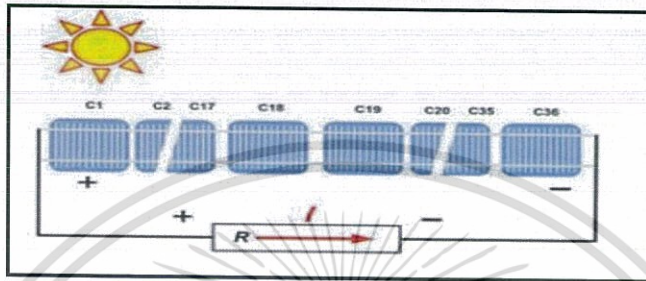
จากกราฟจะเห็นว่า ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น นั่นคือ สภาวะที่อุณหภูมิสูงระยะห่างของแถบพลังงานจะลดลงเป็นผลให้แรงดันขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าน้อยลงแต่ไม่ทำให้กระแสตัวจริงเปลี่ยนแปลงมากนัก ทั้งนี้ กระแสตัวจริงหรือกระแสสูงสุดจะลดลงเมื่อความเข้มรังสีอาทิตย์มีค่าน้อย เช่น ในวันที่ท้องฟ้ามีครึ้ม มีเมฆบดบัง การบังเงาเนื่องจากเงาต้นไม้ เป็นต้น

2.2.7 ผลกระทบจากเงา

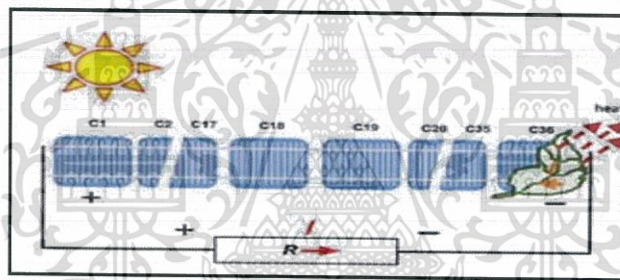
การต่อเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้ได้ค่าแรงดัน ไฟฟ้าที่เหมาะสม สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอนจะมีค่าแรงดันวงจรเปิดหรือความต่างศักย์แต่ละเซลล์ประมาณ 0.6 โวลต์และสำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางซิลิคอนประมาณ 0.6 - 0.9 โวลต์ และค่ากระแสไฟฟ้า ขึ้นอยู่กับพื้นที่เซลล์หลังการต่อเซลล์เป็นแผงเซลล์จะรวม

สายไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยแยกเป็นขั้วบวกและขั้วลบไปยังกล่องรวมสายที่เรียกว่า Junction Box เพื่อนำไฟฟ้าไปใช้งานต่อไป

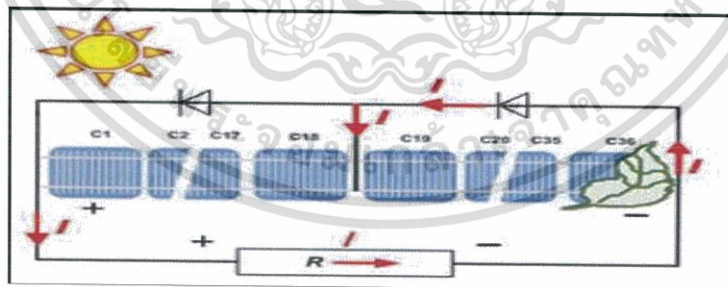
การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในสถานะไม่มีเงาบังแสดงได้ดังรูปที่ 2.25 แต่ถ้าเงาบังกรณีในต่างๆ เช่น ใบไม้ และสิ่งปลูกสร้าง เป็นต้น จะทำให้แผงเซลล์มีค่ากระแสไฟฟ้าลดลงดังแสดงในรูปที่ 2.26 เป็นผลทำให้กำลังไฟฟ้าโดยรวมของแผงเซลล์ลดลงอย่างมาก นอกจากนี้ แล้วเมื่อเกิดเงาบังกับแผงเซลล์ทำให้เกิดความร้อนที่ตัวเซลล์ขึ้น เนื่องจากเซลล์ที่ถูกบังจะทำหน้าที่เป็นภาระทางไฟฟ้าแทนที่จะเป็นแหล่งจ่ายพลังงาน



รูปที่ 2.25 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไม่มีเงาบังที่เซลล์



รูปที่ 2.26 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง

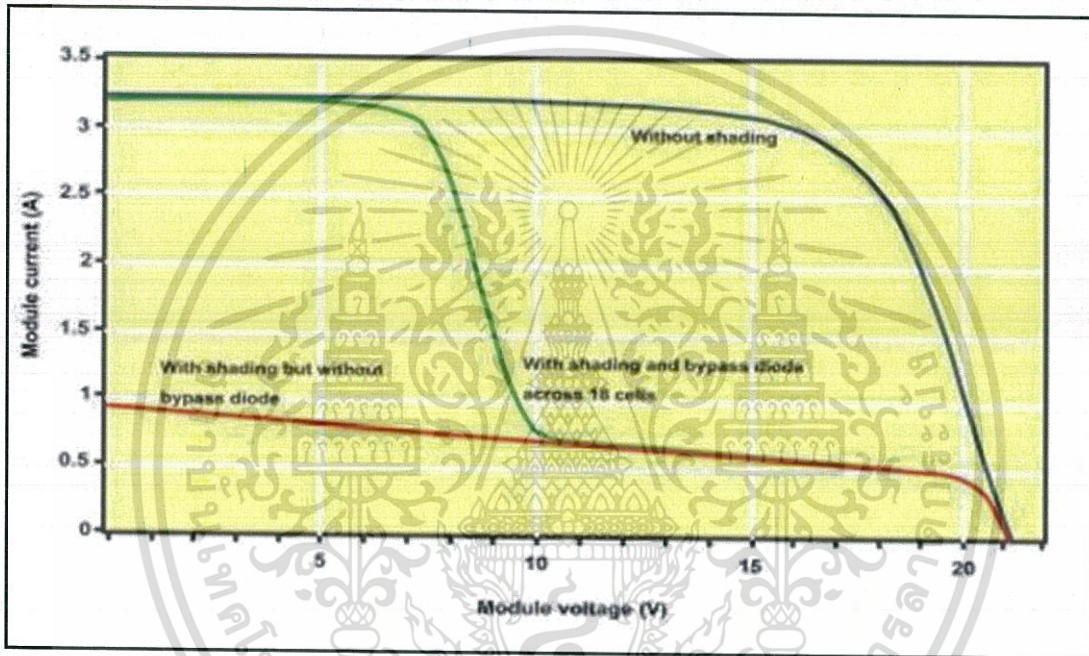


รูปที่ 2.27 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง

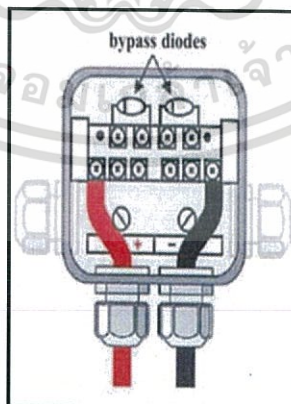
ในทางปฏิบัติการต่อเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแผงเซลล์นั้นจะต้องมี Bypass Diode เข้าไปในแผงเซลล์เพื่อทำหน้าที่ให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านช่วงขณะ ในกรณีที่เกิดเงาบังหรือแม้กระทั่งกรณีที่เซลล์เสียหายถาวร แนวเส้นถูกสรในรูปที่ 2.27 แสดงทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าผ่าน Bypass Diode เมื่อมีใบไม้มาบัง และจะเห็นว่าถ้ามี Bypass Diode จะทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในแผงเซลล์เป็นปกติเนื่องจากกระแสไฟฟ้าจะไม่ไหลผ่านส่วน

ของแผงเซลล์ที่เกิดเงาบัง เป็นผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าโดยรวมจากแผงเซลล์มีการลดทอนเพียงเล็กน้อย

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอนจะนำเซลล์มาต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มค่าแรงดันวงจรเปิดให้เหมาะสมกับการใช้งาน ซึ่งจำนวนเซลล์ในหนึ่งแผงประมาณ 36 - 40 เซลล์และใช้ Bypass Diode ประมาณ 2 ตัว และรูปที่ 2.28 เปรียบเทียบกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่เกิดจากแผงที่มี Bypass Diode และไม่มี Bypass Diode โดยที่เส้นสีน้ำเงินแสดงกระแสและแรงดัน แต่เมื่อไม่มีเงาบังพื้นที่เงาบังเซลล์หนึ่งเซลล์ถึง 75 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่เซลล์ กรณีที่ไม่มี Bypass Diode (เส้นสีแดง) กระแสไฟฟ้าลดลงจากปกติเป็นอย่างมาก เนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่เหลือเพียง 25 เปอร์เซ็นต์จากพื้นที่เซลล์ทั้งหมดแต่ถ้ามี Bypass Diode ที่เซลล์ 18 (C18 ในรูปที่ 2.28) จะทำให้กระแสไฟฟ้าวงจรลัด และแรงดันวงจรเปิดเท่าเดิม (กราฟสีเขียว) เพียงแต่กำลังไฟฟ้าทั้งหมดลดลงเท่านั้น



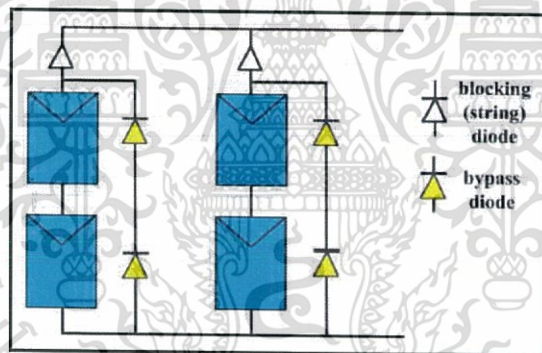
รูปที่ 2.28 การเปรียบเทียบ I-V Curve ที่มีและไม่มี Bypass Diode เมื่อมีการเกิดเงาบัง



รูปที่ 2.29 กล่องรวมสายไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง Bypass Diode

การติดตั้ง Bypass Diode จะติดตั้งที่บริเวณกล่องรวมสาย (Junction Box) หลังแผงเซลล์โดยเชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าหลัก (Busbar) ซึ่งสายไฟฟ้าทั้งหมดจะถูกรวมที่กล่องรวมสายโดยแยกเป็นชุดเซลล์ย่อยๆ แล้วทำการเชื่อมต่อ Bypass Diode คร่อมลงไปตามแสดงในรูปที่ 3.28 ภายในกล่องรวมสายจะมีขั้วไฟฟ้าทั้งขั้วบวกและขั้วลบที่พร้อมใช้งานและ Bypass Diode อยู่ด้วยกัน จึงสะดวกในการดูแลรักษาและซ่อมแซมหากเกิดการชำรุดขึ้นหลังจากใช้งานหรือมีการปรับปรุงในอนาคต

ในอีกกรณีสำหรับการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระบบขนาดเล็กไปจนถึงขนาดใหญ่จำเป็นต้องคำนึงถึงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าที่ไม่เท่ากันของแต่ละสตริงซึ่งเกิดจากหลายปัจจัยอย่างเช่น การบังแดดเนื่องจากเมฆในบางสตริงของระบบโดยรวม คุณสมบัติของแผงเซลล์เองที่ไม่เท่ากัน มุมเอียงของการติดตั้งที่ไม่อยู่ในแนวระนาบเดียวกันทั้งหมด ด้วยปัจจัยต่างๆ ที่กล่าวมาเป็นผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าอาจจะมีปรากฏการณ์ของความไม่เท่ากันในแต่ละสตริง ซึ่งจะทำให้สตริงที่มีค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุดกลายเป็นภาระทางไฟฟ้าชั่วคราวและมีการถ่ายเทพลังงานจากสตริงที่ยังคงผลิตกำลังไฟฟ้าได้ดีมายังสตริงที่มีค่าต่ำ ซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้าโดยรวมมีค่าลดต่ำลง ดังนั้นเพื่อป้องกันภาวะดังกล่าว จึงจำเป็นต้องติดตั้ง Blocking Diode ที่บริเวณปลายสายของทุกสตริงเพื่อทำหน้าที่เป็นตัวป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนจากสตริงตัวอื่นอีกทั้งยังช่วยป้องกันไม่ให้สตริงตัวต่ำเกิดความเสียหายเนื่องจากภาวะกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

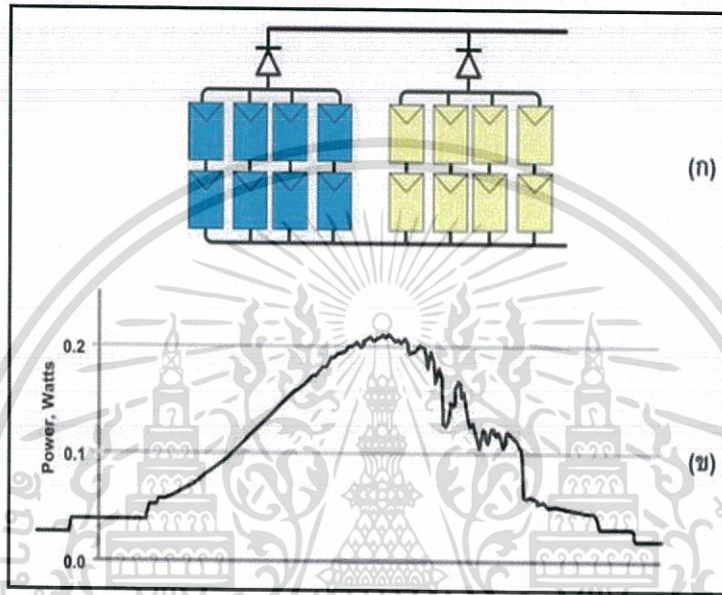


รูปที่ 2.30 แผนภาพของระบบที่มีการติดตั้ง Bypass Diode

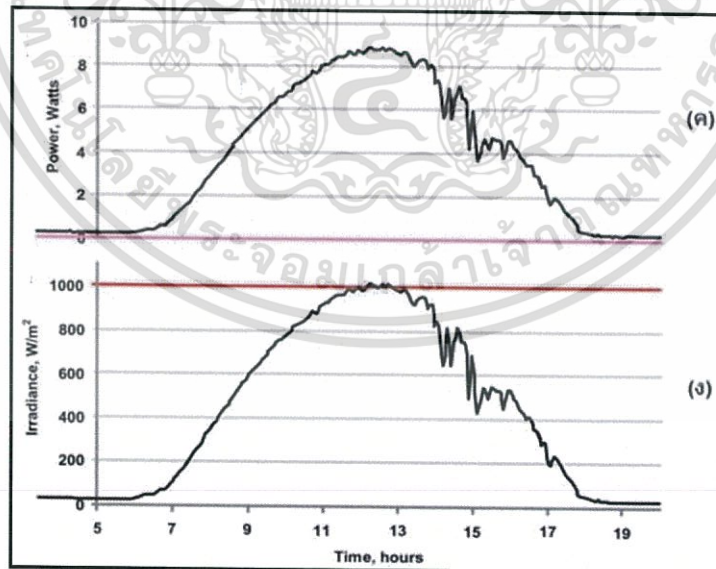
ปรากฏการณ์ดังกล่าวข้างต้นนี้ จะเห็นได้ว่าการติดตั้ง Bypass Diode ระหว่างแผงเซลล์เพื่อทำหน้าที่เป็นตัวผ่านของกระแสไฟฟ้าเวลาการเกิดเงาบังหรือการเกิด Hot Spot ในแต่ละแผงภายในสตริงและการติดตั้ง Blocking Diode เพื่อป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่สตริง (รูปที่ 2.30) จะทำให้ระบบมีความคงที่ในการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวัน โดยที่ไดโอดแต่ละตัวจะทำหน้าที่ในเวลาที่เกิดปรากฏการณ์ต่างๆ ที่คาดไม่ถึง ซึ่งจะทำให้การผลิตไฟฟ้ามีความสม่ำเสมอตลอดเวลา

อย่างไรก็ตาม การติดตั้ง Blocking Diode ในระบบต้องคำนึงถึงผลของการสูญเสียแรงดันตกคร่อมของไดโอดที่เกิดขึ้นอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้และจะทำให้กำลังไฟฟ้าของระบบลดทอนไปส่วนหนึ่งนอกจากนี้ ในรูปที่

2.31 เปรียบเทียบระบบขนาดเล็กที่มีขนาดกำลัง การผลิตไฟฟ้าเท่ากันที่ประกอบด้วยระบบที่ไม่มี Blocking Diode รูป (ข) และระบบที่มี Blocking Diode รูป (ค) โดยที่สตริงค้ำน้ำหนักของรูป (ก) แสดงสถานะสตริงที่เกิดเงาบัง และเมื่อเปรียบเทียบกราฟระหว่างที่มีและไม่มี Blocking Diode เห็นได้ว่าระบบที่ไม่มี Blocking Diode จะให้ค่ากำลังไฟฟ้าต่ำมาก ทั้งนี้ เนื่องจากผลของการเกิดภาวะทางไฟฟ้าและมีการไหลย้อนกลับสตริงที่มีเงาบังส่วนระบบที่มี Blocking Diode คงสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้โดยมีกำลังไฟฟ้าโดยรวมเท่ากับสตริงที่ไม่ถูกบังเงา (สตริงค้ำน้ำหนักของรูป (ก))



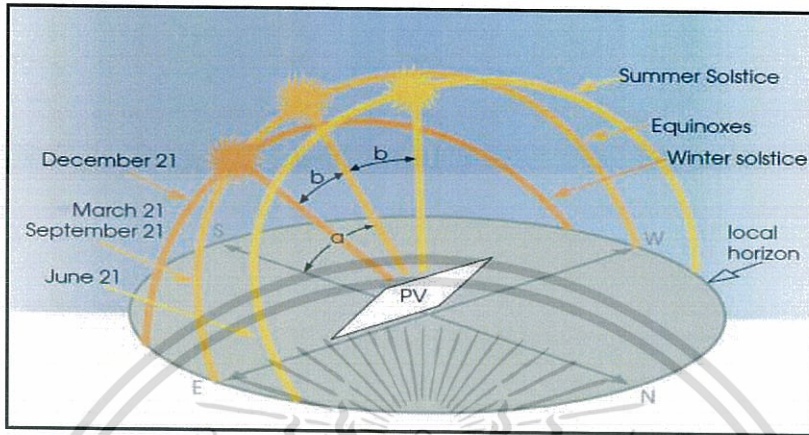
รูปที่ 2.31 การเปรียบเทียบไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่มีและไม่มี Blocking Diode



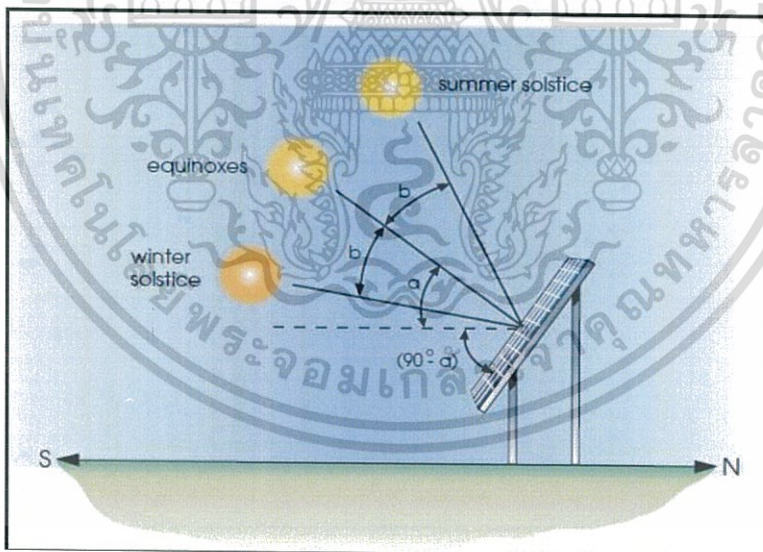
รูปที่ 2.32 การเปรียบเทียบไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่มีและไม่มี Blocking Diode (2)

2.2.8 ตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งแผงเซลล์

การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดนั้น สิ่งสำคัญที่สุดคือเราต้องคำนึงถึงสถานที่ตั้งและภูมิประเทศเป็นหลัก

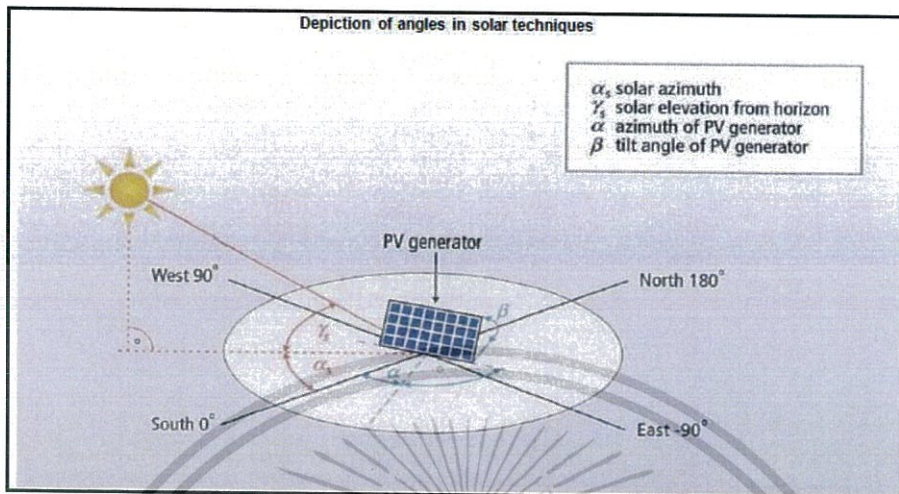


รูปที่ 2.33 แสดงตำแหน่งและทิศทางดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของประเทศไทย สำหรับประเทศไทยนั้นตำแหน่งที่ตั้งจะอยู่ระหว่างเส้นรุ้งที่ 15 องศาเหนือ ซึ่งโลกโคจรรอบดวงอาทิตย์และก็โคจรรอบตัวเองด้วย แต่แกนโลกของเราเอียง 23.5 องศา ทำให้ดวงอาทิตย์ที่ฉายรังสีอาทิตย์มายังโลก จะมีตำแหน่งที่เปลี่ยนไปตามฤดูกาล วัน เวลาและสถานที่นั้นๆ



รูปที่ 2.34 แสดงภาพด้านข้างที่แสดงตำแหน่งของดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของประเทศไทย

ประเทศไทยตั้งอยู่เหนือเส้นศูนย์สูตร ดังนั้นส่วนใหญ่แล้วในรอบ 1ปี เราจะเห็นพระอาทิตย์เคลื่อนได้มากกว่าเคลื่อนเหนือ



รูปที่ 2.35 แสดงตำแหน่งแฉงเซลล์และทิศทางดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของประเทศไทย

ดังนั้นแผงโซลาร์เซลล์จึงต้องหันไปทางทิศใต้เพื่อรับรังสีอาทิตย์ให้มากที่สุดเพื่อเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าให้มากที่สุด โดยทำมุมกับพื้นราบ 10-15 องศา ด้วยเหตุนี้จึงมีความจำเป็นต้องเลือกสถานที่ที่สามารถให้แฉงหันองศาหรือปรับทิศทางได้จากทางทิศเหนือไปจรดทิศใต้

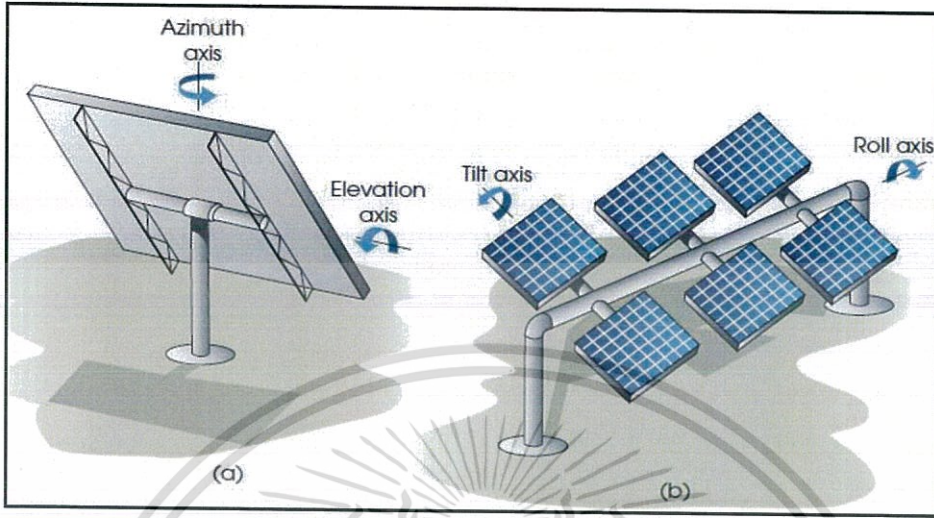
ชนิดการติดตั้งแผงเซลล์

1.ติดตั้งแผงเซลล์แบบ 1 แกน



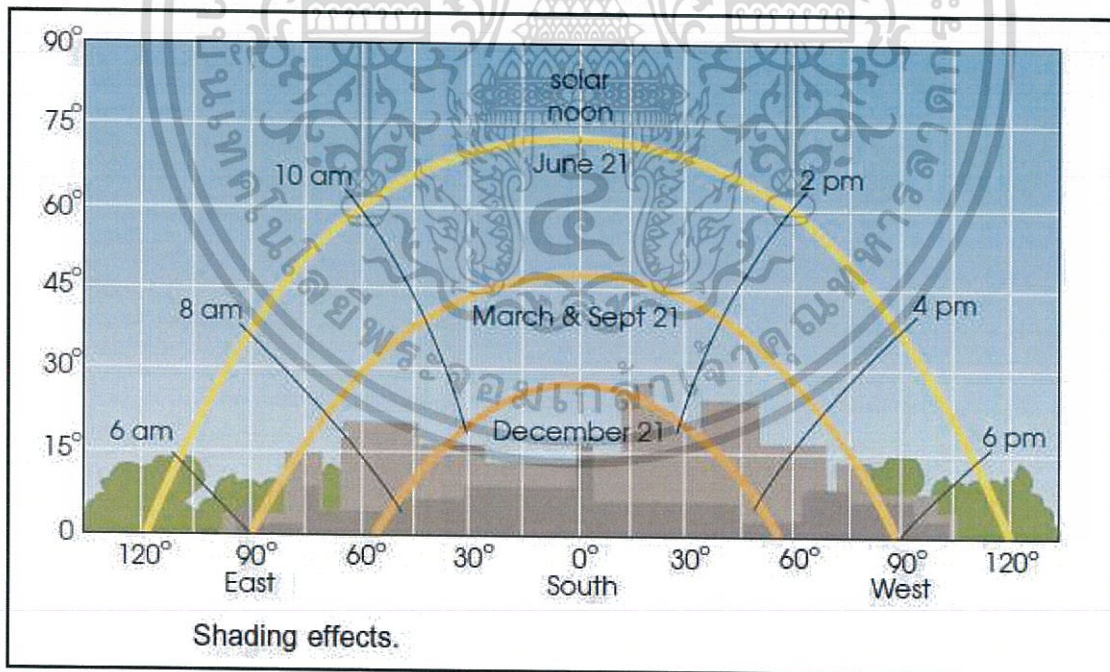
รูปที่ 2.36 แสดงการหมุนแผงเซลล์แบบ 1 แกน

2.ติดตั้งแผงเซลล์แบบ 2 แกน



รูปที่ 2.37 แสดงการหมุนแผงเซลล์แบบ 2 แกน

ซึ่งตำแหน่งของดวงอาทิตย์ที่เปลี่ยนไปตามฤดูกาล วัน เวลาและสถานที่นั้นๆ ยังมีผลทำให้เกิดเงาที่ต่างกันไปตามรูปที่ 2.38



รูปที่ 2.38 แสดงผลของเงาบังที่เกิดขึ้นตลอดทั้งปีต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.2.9 มาตรฐานสำหรับแผงเซลล์อาทิตย์

ในการเลือกแผงนั้นจะต้องพิจารณามาตรฐานของแผงที่ผู้ผลิตได้รับ โดยทั่วไปแล้วมาตรฐานจะต้องระบุในแคตตาล็อกหรือเอกสารข้อมูล (Datasheet) มีดังนี้

- IEC 61215 หรือ มอก. 1843 ว่าด้วยการทดสอบคุณสมบัติประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อเป็นระบบของประเภทคริสตัลไลน์

- IEC 61646 หรือ มอก. 221 ว่าด้วยการทดสอบคุณสมบัติประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อเป็นระบบของประเภทฟิล์มบาง

- IEC 61730 ว่าด้วยการทดสอบด้านความปลอดภัยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐาน

นอกจากนี้แล้ว ผู้ผลิตบางรายยังเพิ่มมาตรฐานในการทดสอบไว้ในเอกสารข้อมูล เพื่อความน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้นได้แก่

- IEC 61227 Terrestrial Photovoltaic power generating system – General and guid

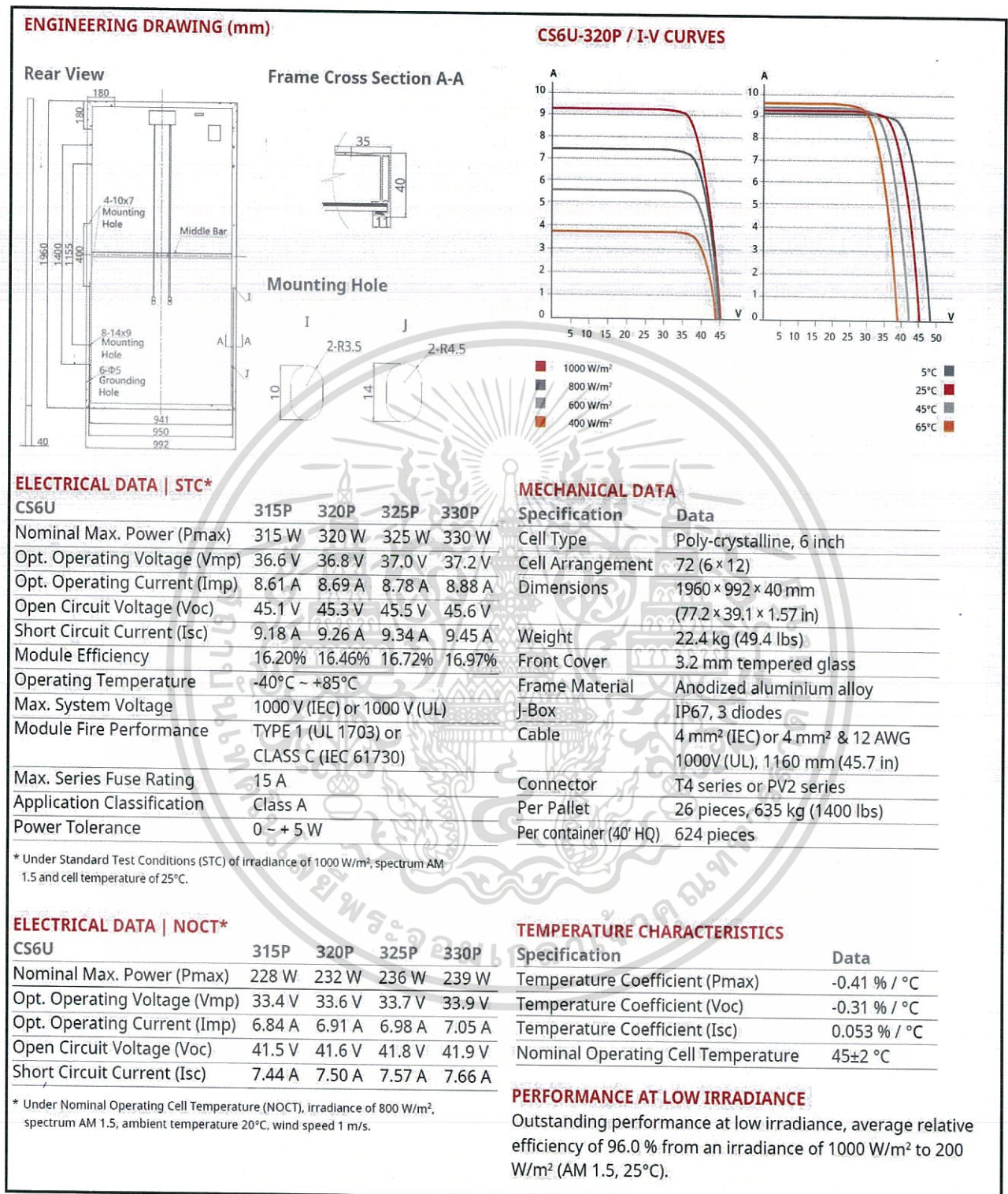
- IEC 61345 UV test for Photovoltaic modules.

- IEC 61701 Salt mist corrosion testing of for Photovoltaic modules.

- IEC 62108 Concentrator for Photovoltaic modules and assemblies – Design qualification and type approval.

* ท่านสามารถอ่านรายละเอียดมาตรฐานต่างๆเพิ่มเติมได้ที่ Website

2.2.10 การอ่านค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและส่วนประกอบของแผ่น PV Module จาก datasheet



รูปที่ 2.39 แสดง Data sheet ของแผงโซลาร์เซลล์

ซึ่งค่าต่างๆใน Datasheet สามารถอธิบายได้ดังนี้

- Nominal Max. Power (Pmax) = ค่ากำลังการผลิตของแผ่น
- Opt. Operating Voltage (Vmp) = ค่าแรงดันสูงสุดเมื่อแผ่นทำงาน
- Opt. Operating Current (Imp) = ค่ากระแสสูงสุดเมื่อแผ่นทำงาน
- Open Circuit Voltage (Voc) = แรงดันเมื่อแผ่นเซลล์ไม่ต่อ โหลด
- Short Circuit Current (Isc) = กระแสเมื่อแผ่นเซลล์ไม่ต่อ โหลด
- Module Efficiency = ประสิทธิภาพของแผ่นที่เป็นเอาพุตของพลังงานแสงอาทิตย์
- Operating Temperature = ช่วงอุณหภูมิที่แผ่นทำงาน
- Power Tolerance = ค่าความคลาดเคลื่อนกำลังของแผ่น
- Cell Type = ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์
- Cell Arrangement = การจัดเรียงของเซลล์
- Dimensions = ขนาดความกว้าง ความยาวและความหนาของแผ่น
- Weight = น้ำหนักแผ่น
- Front Cover = ความหนาของแผ่นปิดบนแผ่น
- Frame Material = วัสดุที่ใช้ทำขอบของแผ่น
- Temperature Coefficient (Pmax) = สัมประสิทธิ์ของกำลังสูงสุดเทียบกับอุณหภูมิ
- Temperature Coefficient (Voc) = สัมประสิทธิ์ของแรงดันเปิดวงจรเทียบกับอุณหภูมิ
- Temperature Coefficient (Isc) = สัมประสิทธิ์ของกระแสลัดวงจรเทียบกับอุณหภูมิ

2.3 อินเวอร์เตอร์ [5]

2.3.1 หลักการทำงาน

อินเวอร์เตอร์ในโซลาร์ฟาร์มนั้นทำหน้าที่เชื่อมต่อระหว่างระบบโซลาร์ฟาร์มกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า โดยทำหน้าที่รับ ไฟฟ้ากระแสตรงที่ด้านอินพุตจากการผลิต ไฟฟ้าจากแผงโซลาร์แล้วแปลงเป็น ไฟฟ้ากระแสสลับออกทางด้านเอาท์พุตเพื่อเป็น ไฟฟ้าที่ขายให้กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ลักษณะการเชื่อมต่อ อาจจะเชื่อมต่อโดยตรงหรืออาจจะผลิตเพื่อนำไปจ่าย โหลดก่อนแล้วที่เหลือจึงเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย ปัจจุบัน อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายมีความสามารถในการใช้งานดังนี้

- ปรับการทำงานของอินเวอร์เตอร์ให้ถึงจุดสูงสุดของ PV array
- สามารถบันทึกการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้
- มีฟังก์ชันป้องกันทางด้านไฟฟ้ากระแสตรงและไฟฟ้ากระแสสลับ

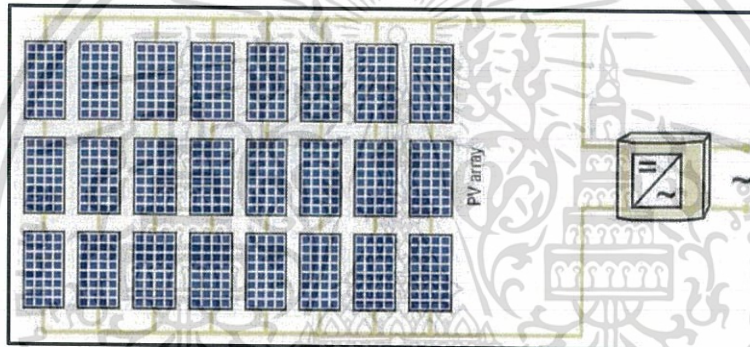
2.3.2 ลักษณะการต่อชุดแผง

แบบแรงดันต่ำ

หากแรงดันจากแผงเซลล์อยู่ในช่วงแรงดันต่ำ ($UDC < 120\text{ V}$) การต่อวงจรแผงเซลล์ในสตริงจะใช้แผงเซลล์ไม่มาก (ประมาณ 3 ถึง 5 แผง) รูปที่ 2.40 แสดงไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์ แบบแรงดันต่ำ



ข้อดีของการต่อวงจรแผงเซลล์เมื่อสตริงสั้นคือ หากเกิดการบังเงาขึ้นจะส่งผลกระทบต่อระบบน้อยกว่า สตริงยาวเนื่องจากกระแสเหลือค้ำจากสตริงอื่นๆ ที่ไม่ถูกบังเงาจะไหลไปยังอินเวอร์เตอร์ นอกจากนี้การที่แรงดันต่ำกว่า 120 โวลต์ จึงเป็นไปได้ที่จะออกแบบระบบโดยใช้อุปกรณ์ที่มีระบบการป้องกันใน Class III ได้ โดยที่ตารางที่ 2.1 แสดงระดับการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้า

ข้อเสียจะเกิดขึ้นเนื่องจากกระแสไหลในระบบมาก ดังนั้นสายไฟจำเป็นต้องมีขนาดใหญ่หรืออินเวอร์เตอร์ต้องอยู่ใกล้กับระบบแผงเซลล์ (array) เพื่อลดผลของ Ohmic losses ทั้งนี้ การใช้งานจริง จึงเหมาะกับระบบแบบ building integrated system ซึ่งการออกแบบแผงเซลล์เฉพาะแต่ละการติดตั้งระบบ



รูปที่ 2.40 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แบบแรงดันต่ำ

ตารางที่ 2.1 แสดงตารางระดับความปลอดภัย

การแบ่งระดับ	อุปกรณ์ประเภทกราวด์	สัญลักษณ์
Class II	ฉนวนป้องกัน	
Class III	ความปลอดภัยที่แรงดันต่ำมาก (ค่าสูงสุดทางไฟฟ้ากระแสตรง 50 โวลต์ และค่าสูงสุดทางไฟฟ้ากระแสสลับ 120 โวลต์)	

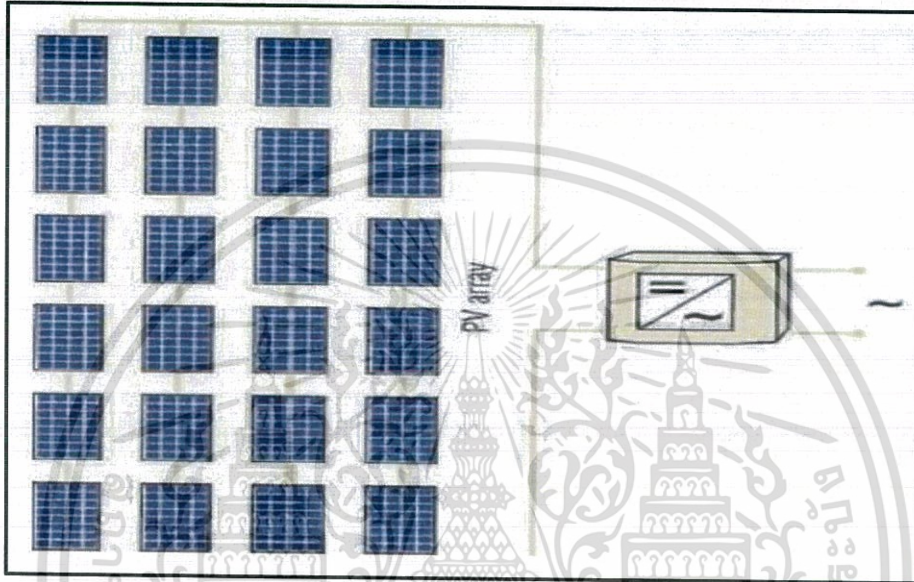
แบบแรงดันสูง

รูปแบบนี้ต้องการอุปกรณ์ที่มีระดับการป้องกัน Class II เพื่อต่อวงจรแผงเซลล์ในสตริงเป็นจำนวนมาก

(UDC > 120 V) รูปที่ 2.41 แสดงไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบแรงดันสูง

ข้อดีของแบบแรงดันสูง คือ สายไฟมีขนาดเล็กกลงเนื่องจากกระแสในระบบน้อยสำหรับ

ข้อเสีย คือ มีโอกาสในการสูญเสียเนื่องจากเงาบังเพราะ String ที่ต่อยาว อาจมีการต่ออนุกรมแผงเซลล์มากถึง 6-10 แผง (ขึ้นอยู่กับค่าแรงดันของชนิดแผงเซลล์)



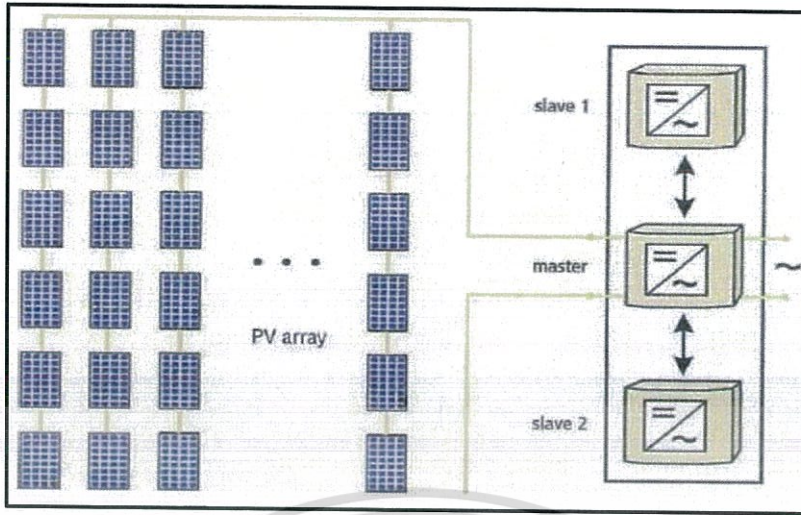
รูปที่ 2.41 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แรงดันสูง

แบบ master - slave

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่ใช้รูปแบบรวมศูนย์มักใช้อินเวอร์เตอร์ ในแบบนี้ คือ มีอินเวอร์เตอร์มากกว่าหนึ่งตัว โดยแบ่งพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ ออกไปให้อินเวอร์เตอร์ มาสเตอร์(master) ทำงานในช่วงความเข้มรังสีอาทิตย์ต่ำ จนกระทั่งความเข้มรังสีอาทิตย์เพิ่มขึ้นได้กำลังไฟฟ้ามากกว่าอินเวอร์เตอร์มาสเตอร์ทำงานได้จึงให้อินเวอร์เตอร์สลาฟ (slave) ทำงาน รูปที่ 2.42 แสดง ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบ master - slave ข้อแนะนำคือ ควรให้ทำหน้าที่สลับกันเป็นรอบ (rotating master) เพื่อให้ทำงานที่ภาระเฉลี่ยเท่ากัน

ข้อดี ที่ความเข้มแสงต่ำอินเวอร์เตอร์หลัก (Master) จะทำงานเพียงตัวเดียวทำให้มีประสิทธิภาพในการแปลงไฟฟ้าสูง

ข้อเสีย ต้นทุนของระบบอาจสูงเนื่องจากจำนวนอินเวอร์เตอร์ที่ใช้เพียงตัวเดียวที่กำลังไฟฟ้าระบบเท่ากัน

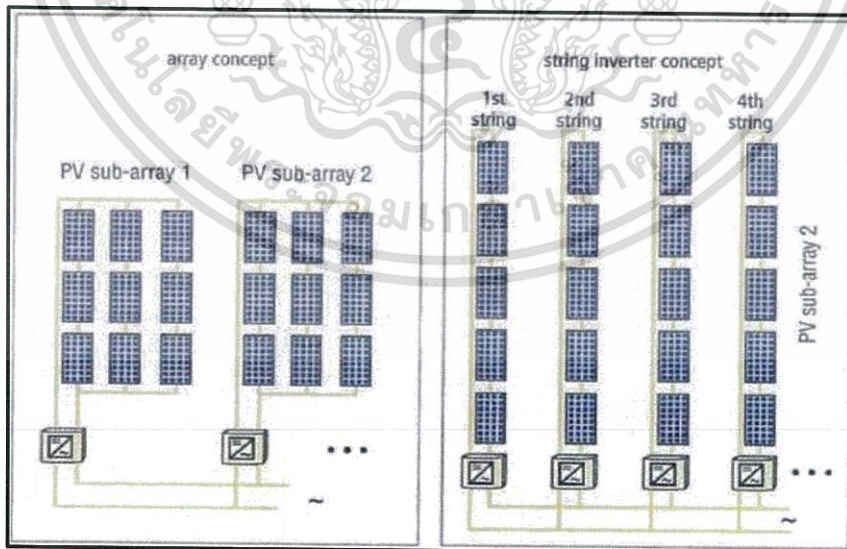


รูปที่ 2.42 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แบบ master-slave

รูปแบบระบบย่อยและสตริงอินเวอร์เตอร์

ส่วนใหญ่ระบบขนาด 3 กิโลวัตต์ขึ้นไปนั้นนิยมใช้งานอินเวอร์เตอร์ ในรูปแบบสตริงอินเวอร์เตอร์ หากระบบใหญ่มากขึ้นหรือเป็นระบบขนาดกลางจะใช้อินเวอร์เตอร์ ในรูปแบบระบบย่อย โดยที่ไดอะแกรมระบบย่อยและสตริงอินเวอร์เตอร์ แสดงในรูปที่ 2.43

ข้อดีคือ ทำให้ปรับพิกัดกำลังของระบบตามสภาพของความเข้มรังสีอาทิตย์ได้ดี โดยในแต่ละระบบย่อยหรือสตริงต้องมีทิศทางและมุมเดียวกันในการติดตั้ง ไม่ต้องมีการเชื่อมต่อกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือกล่องเชื่อมต่อระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ (junction box) และลดจำนวนสายไฟและไม่ต้องใช้สายเมนไฟฟ้ากระแสตรง ส่วนข้อเสียคือ เมื่อเกิดการบังเงาจะทำให้เกิดกำลังสูญเสียมากนั้น คือ



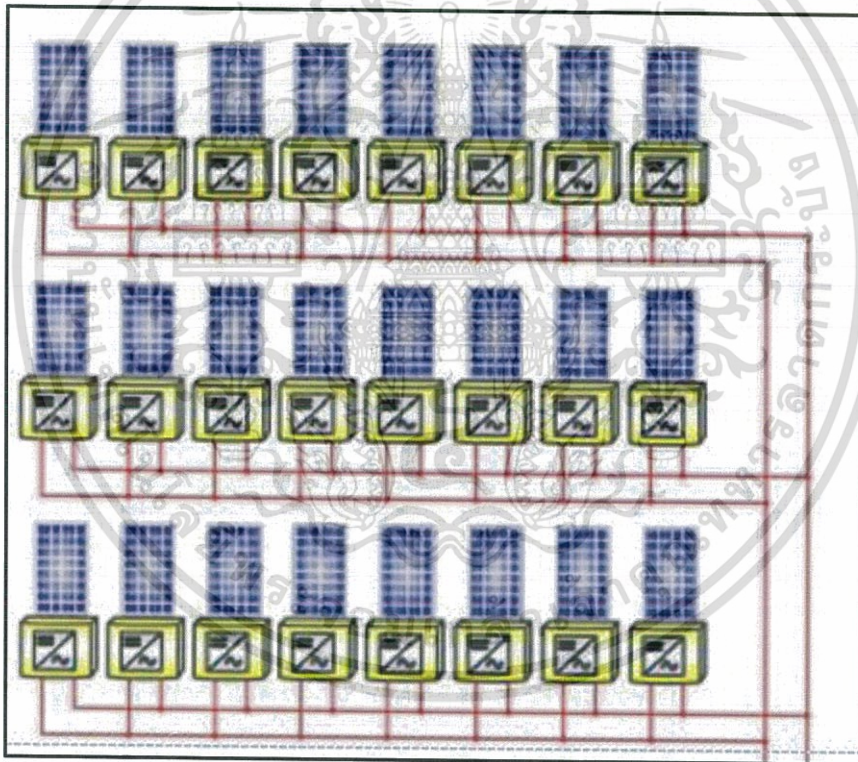
รูปที่ 2.43 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แบบระบบย่อยและสตริงอินเวอร์เตอร์

รูปแบบโมดูลอินเวอร์เตอร์ (module inverter)

รูปแบบนี้มีแนวคิดจากความต้องการให้แต่ละแผงเซลล์ทำงานที่จุดกำลังสูงสุดซึ่งส่งผลให้ประสิทธิภาพรวมของระบบสูง มีวิธีการทำโดยการนำอินเวอร์เตอร์ไปติดไว้ที่แผงเซลล์แต่ละแผงซึ่งอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้ เรียกว่า AC module มีขนาดเล็กสามารถติดตั้งไว้ภายในกล่องเชื่อมต่อ (junction box) ของแผงเซลล์ได้ ในรูปที่ 2.44 ใต้ระแอมของโมดูลอินเวอร์เตอร์ รูปแบบนี้

ข้อดี คือ ระบบสามารถต่อขยายได้เรื่อยๆ ซึ่งรูปแบบอื่นไม่สามารถทำได้

ข้อเสีย คือ มีประสิทธิภาพต่ำเมื่อเทียบกับอินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ซึ่ง ในความเป็นจริงเมื่อมองในภาพรวมของระบบแล้วนั้นประสิทธิภาพต่ำกว่าเพียงเล็กน้อยนี้จะถูกชดเชยด้วยการทำงานที่จุดกำลังสูงสุดตลอดเวลา อย่างไรก็ตาม AC module ยังมีราคาสูงการใช้งาน AC module ต้องมั่นใจว่าอินเวอร์เตอร์ ในระบบซึ่งชำรุดเสียหายต้องสามารถเปลี่ยนใหม่ได้ง่าย ซึ่งทำให้มีการติดตามการทำงานของอินเวอร์เตอร์ แต่ละตัวรูปแบบ โมดูลอินเวอร์เตอร์เหมาะสำหรับระบบ facade-integrated โดยเฉพาะหากมีการบังเงาเป็นจุดๆ โดยรอบ



รูปที่ 2.44 แสดงการต่ออินเวอร์เตอร์แบบ โมดูลอินเวอร์เตอร์

2.3.3 การติดตั้งอินเวอร์เตอร์

สถานที่ในการติดตั้งอินเวอร์เตอร์ พิจารณาจากข้อ กำหนดทางเทคนิค (specification) ของอินเวอร์เตอร์ จากผู้ผลิตซึ่งได้ระบุสถานะอุณหภูมิ และความชื้นที่เหมาะสมของสถานที่ ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่ติดตั้งอยู่ในที่มี

อุณหภูมิต่ำปราศจากฝุ่นหรืออยู่ในอาคารสามารถติดตั้งอินเวอร์เตอร์ไว้ภายในตู้ควบคุมไฟฟ้าได้ แต่หากเป็นอินเวอร์เตอร์ ซึ่งติดตั้งใช้งานกลางแจ้งสามารถ

ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ ไว้ในบริเวณใกล้กับแผงเซลล์ซึ่งจะเป็นการช่วยลดความยาวสายไฟที่ใช้ลงได้ ข้อพิจารณาอื่นๆ ได้แก่ การถ่ายเทไหลเวียนของอากาศและการระบายความร้อนในสถานที่ติดตั้ง ดังนั้นจึงควรหลีกเลี่ยงการติดตั้งอินเวอร์เตอร์ ขวางทางการถ่ายเทไหลเวียนของอากาศและการระบายความร้อนระหว่างอินเวอร์เตอร์ แต่ละตัว (ขึ้นอยู่กับผู้ผลิตแนะนำ) การรบกวน (noise) ก็เป็นอีกประเด็นหนึ่งที่ต้องพิจารณาคด้วย นอกจากนี้ อินเวอร์เตอร์ ควรมีการป้องกันไอน้ำและฝุ่น อินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่มักติดตั้งแยกออกไปจากตู้อุปกรณ์ป้องกัน มิเตอร์ และสวิตช์เกียร์ การใช้งานรูปแบบสตริงอินเวอร์เตอร์มักติดตั้งบนหลังคาหรือบริเวณภายนอกอาคาร ซึ่งอินเวอร์เตอร์ ควรมียุทธป้องกัน IP 54 ขึ้นไปและระบุว่าเป็นอินเวอร์เตอร์ ใช้งานภายนอกอาคาร นอกจากนี้ยังควรระบุวาทนทานจากแสงแดดและฝน เพื่อให้มั่นใจว่าอินเวอร์เตอร์จะมีอายุการใช้งานได้ยาวนาน

2.3.4 การเลือกพิกัดอินเวอร์เตอร์

ข้อกำหนดทางเทคนิค ของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งผู้ผลิตระบุไว้จะมีข้อมูลเกี่ยวกับการเลือกพิกัดอินเวอร์เตอร์และการติดตั้ง ผู้ใช้งานควรศึกษาข้อมูลดังกล่าวด้วยเพื่อใช้ในการออกแบบการเชื่อมต่อระบบแรงดัน และพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์

จำนวนของอินเวอร์เตอร์ ที่ต้องใช้และพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์หาได้จากกำลังไฟฟ้าของระบบและรูปแบบของระบบ ตัวอย่างการเลือกอินเวอร์เตอร์ของประเทศเยอรมัน จะใช้แนวทาง

VDEW guideline ซึ่งระบุให้ระบบ 1 เฟสสามารถยอมให้ป้อนกำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) เท่ากับ 4.6 kVA

หากมีค่าสูงกว่านี้ ต้องใช้ระบบหลายเฟสหรือระบบ 3 เฟส นอกจากนี้ VDEW guideline ยอมให้ อินเวอร์เตอร์ป้อนกำลังไฟฟ้าสูงกว่ากำลังไฟฟ้าที่ระบุ 10 เปอร์เซ็นต์เข้าสู่ระบบจำหน่าย

ในการออกแบบระบบจำเป็นต้องเลือกให้แผงเซลล์และอินเวอร์เตอร์ มีความสอดคล้องเหมาะสมซึ่งกันและกัน โดยที่ให้เลือกใช้อินเวอร์เตอร์ ที่มีกำลังไฟฟ้าระบุอยู่ในช่วงระหว่าง ± 20 เปอร์เซ็นต์ของกำลังไฟฟ้าจากแผงเซลล์ที่สภาวะมาตรฐาน (STC) ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์และแผงเซลล์ที่เลือกใช้และตำแหน่งของระบบ ได้แก่ สภาวะของความเข้มรังสี อาทิตย์ ในแต่ละพื้นที่ อาศัยความสัมพันธ์ดังนี้

$$0.8 \times P_{pv} < P_{inv DC} < 1.2 \times P_{pv}$$

ถ้าหากเป็นอินเวอร์เตอร์ ซึ่งต้องใช้งานภายนอกอาคาร อาจต้องเลือกพิกัดอินเวอร์เตอร์ ให้สูงไว้ ก่อนเนื่องจากอินเวอร์เตอร์อาจต้องทำงานภายใต้สภาวะแวดล้อมซึ่งมีอุณหภูมิสูงกว่าปกติ (โดยปกติข้อกำหนดทางเทคนิคจะระบุกำลังไฟฟ้าเมื่อทำงานที่อุณหภูมิปกติ 25 องศาเซลเซียส) หากใช้งานในพื้นที่พิเศษอาจต้องสอบถามกับผู้ผลิตเพิ่มเติม แต่หากแผงเซลล์เป็นเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสต้องคำนึงถึงประสิทธิภาพของแผงเซลล์

ซึ่งลดลงเป็นอย่างมากจากการใช้งานในช่วงเดือนแรกประมาณ 15 เปอร์เซ็นต์ก่อนที่จะมีประสิทธิภาพคงที่และแน่นอนว่าจะส่งผลกับการเลือกพิกัดของอินเวอร์เตอร์ โดยเฉพาะพิกัดแรงดันและพิกัดกระแสของอินเวอร์เตอร์ พิกัดแรงดันของอินเวอร์เตอร์ พิจารณาได้จากแรงดันจากแผงเซลล์ในหนึ่งสตริงแต่เนื่องจาก แรงดันของแผงเซลล์ขึ้นอยู่กับความเข้มรังสี อาทิตย์และอุณหภูมิของแผงเซลล์ ดังนั้นอาจต้องนำผลเหล่านี้มาพิจารณาในการเลือกพิกัดแรงดันของอินเวอร์เตอร์ โดยทั่วไปแรงดันของแผงเซลล์จะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิเป็นสำคัญ ให้พิจารณาจากกราฟกระแสแรงดัน (I-V curve) ของแผงเซลล์ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามอุณหภูมิ และ MPP tracker ของอินเวอร์เตอร์ทำงานที่จุดกำลังสูงสุดเสมอ เมื่ออุณหภูมิลดลงแรงดันของแผงเซลล์จะเพิ่มขึ้น ซึ่งแรงดันสูงสุดของแผงเซลล์คือ แรงดันขณะเปิดวงจร หากอินเวอร์เตอร์หยุดการทำงานแล้ว เช่น ระบบจำหน่ายเกิดฟอลต์ขึ้นและอินเวอร์เตอร์ ทำงานอีกครั้งจะทำให้ แผงเซลล์อยู่ในสภาวะเปิดวงจร ดังนั้น พิกัดแรงดันอินพุตสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ (maximum DC input voltage) ต้องมีค่าสูงกว่าแรงดันเปิดวงจรของแผงเซลล์ หรือกล่าวอีกอย่างหนึ่งคืออินเวอร์เตอร์ ต้องไม่เกิดความเสียหาย ดังนั้นจำนวนแผงเซลล์ที่มากที่สุดที่หนึ่งในสตริงหาได้จากพิกัดแรงดันอินพุตสูงสุดของอินเวอร์เตอร์หารด้วยแรงดันเปิดวงจรของแผงเซลล์ที่อุณหภูมิต่ำสุดซึ่งแผงเซลล์ทำงาน (ประเทศเยอรมันกำหนดที่ -10 องศาเซลเซียส) สามารถคำนวณหาแรงดันเปิดวงจรของแผงเซลล์ที่อุณหภูมิต่างๆได้จากค่า AV (หน่วยเป็นมิลลิโวลต์/องศาเซลเซียส) ของแผงเซลล์ซึ่งผู้ผลิตแผงเซลล์จะระบุมาให้ และแรงดันเปิดวงจรของแผงเซลล์ที่สภาวะมาตรฐาน ในขั้นตอนสุดท้ายของการเลือกพิกัดของอินเวอร์เตอร์ ควรแน่ใจว่ากระแสสูงสุดของแผงเซลล์ไม่เกินกว่ากระแสอินพุตสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ ดังนั้นจำนวนสตริงสูงสุดจึงเท่ากับกระแสอินพุตสูงสุดของอินเวอร์เตอร์หารด้วยกระแสสูงสุดในแต่ละสตริง

2.3.5 การอ่านค่าพารามิเตอร์และส่วนประกอบของอินเวอร์เตอร์จาก datasheet

Device short name	CS 1670	CS 1800	CS 2000
Electrical specifications			
AC			
Nominal output power at 45°C	1670 kVA	1791 kVA	2000 kVA
Nominal output power at 50°C	1570 kVA	1684 kVA	1880 kVA
Nominal output voltage	480 V	515 V	575 V
Nominal frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Maximum output current at 45°C	2008 A	2008 A	2008 A
Maximum output current at 50°C	1888 A	1888 A	1888 A
Continuous operation output voltage range	+/- 20% (384 - 576 V)	+/- 20% (412 - 618 V)	+/- 20% (460 - 690 V)
Continuous operation frequency range	50 / 60 Hz +/- 10%	50 / 60 Hz +/- 10%	50 / 60 Hz +/- 10%
Power factor	0 to 1 lead/lag	0 to 1 lead/lag	0 to 1 lead/lag
Harmonic distortion (THDI)	< 3% at rated power	< 3% at rated power	< 3% at rated power
Peak efficiency ₂	98.6% (Target)	98.6% (Target)	98.6% (Target)
Weighted efficiency (EU weightings) ₂	98.2% (Target)	98.2% (Target)	98.4% (Target)
DC			
Nominal input voltage range, MPPT ₁	750 V - 1500 V	800 V - 1500 V	890 V - 1500 V
Max. input voltage, open circuit	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input operating current at 45°C	2272 A	2285 A	2293 A
Max. input operating current at 50°C	2136 A	2148 A	2156 A
Max. input short-circuit current	6000 A	6000 A	6000 A
Max. input short-circuit current at STC conditions	4480 A for UL models / 5600 A for IEC models		
DC combiner	Integrated	Integrated	Integrated
Number of DC inputs	10 to 14	10 to 14	10 to 14
DC fuse rating		160A to 400A	
General specifications			
Service life	30 years	30 years	30 years
Power consumption, night time	< 156 W (Target)	< 156 W (Target)	< 156 W (Target)
Degree of protection	Outdoor (Type 4X / IP65)	Outdoor (Type 4X / IP65)	Outdoor (Type 4X / IP65)
Enclosure		Aluminum	
Seismic rating	IEEE 693-2005 qualification to high seismic performance levels (ZPA = 1.0g 2% damping) IBC ICC-ES AC156-2012 certification to a SDS equal to 1.78g and with a z/h equal to 0 and IP=1.5U BC Zone 4		
Product weight (estimate only)	2800 kg (6160 lb)		
Product dimensions (H x W x D)	220 x 300 x 130 cm (86.6 x 118.1 x 51.2 in)		
Ambient air temperature for operation	-40°C to 60°C (-40°F to 140°F)-40°C to -25°C (-40°F to -13°F) requires optional heaters		
Operating altitude	2,000 m without derating, up to 4,000 m with derating		
Relative humidity	5% to 100% condensing		
Features			
Type of cooling	Temperature-dependent low pressure closed-loop liquid cooling		
Graphic user interface	Conext ₂ Viewer application for mobile, tablet and PC		
External communication interface	RS485/Modbus standard, Modbus over TCP/IP, and Ethernet/IP, optional		
AC/DC disconnect	Integrated load-break-rated DC and AC circuit breaker standard		
Ground fault detection/interruption	Isolation monitoring relay and pre-connection isolation monitoring relay with GFDI and RCD		
Options			
Grounding (floating, positive grounding, negative grounding), string current monitoring, class I surge arresters, AC insulation monitoring, cold environment option (-40°C, -40°F)			
Standards			
Safety standards	IEC version: IEC62109-1, -2 / NA version: UL1741		
EMC standards	IEC61000-6-2, -6-4 ; FCC Class B ; CISPR 11 Ed. 6		
Grid interconnection	IEEE1547, California Rule 21, BDEW, CEI, French Decree, IEC61727, PEA, South Korea, CPC and more		

รูปที่ 2.45 แสดงตัวอย่าง data sheet ของอินเวอร์เตอร์ ยี่ห้อ Schneider

- Device short name = บอกถึงชื่อรุ่นหรือตัวโมเดลนั้น ตัวเลขหลังส่วนใหญ่บ่งบอกถึงขนาดกำลังเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ตัวนั้น
- AC = เป็นการบอกค่าคุณลักษณะทางไฟฟ้าด้านไฟฟ้ากระแสสลับหรือด้านเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์
- Nominal output power at 45°C = กำลังเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ที่ทำงานที่อุณหภูมิ 45°C
- Nominal output power at 50°C = กำลังเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ที่ทำงานที่อุณหภูมิ 50°C

ซึ่งค่าต่างๆใน Datasheet สามารถอธิบายได้ดังนี้

- Nominal output voltage = แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับด้านเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์
- Nominal frequency = ความถี่ที่ใช้งาน
- Maximum output current at 45°C = กระแสสูงสุดที่ใช้งานที่อุณหภูมิ 45°C
- Maximum output current at 50°C = กระแสสูงสุดที่ใช้งานที่อุณหภูมิ 50°C
- Continuous operation output voltage range = ย่านของแรงดันของอินเวอร์เตอร์ ในการใช้งานในด้านกระแสสลับ
- Harmonic distortion (THDI) = ค่าความเพี้ยนของรูปคลื่นแรงดันที่อินเวอร์เตอร์แปลงออกมา ซึ่งต้องผ่านมาตรฐานของการไฟฟ้า
- Peak efficiency = ประสิทธิภาพสูงสุดในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่แปลงกระแสตรงเป็นกระแสสลับ
- Nominal input voltage range, MPPT = ย่านแรงดันที่อินเวอร์เตอร์ทำงานซึ่งต้องตรงกับแรงดันของเอเรย์ของแผง
- Max. input voltage, open circuit = แรงดันเปิดวงจรสูงสุด
- Max. input operating current at 45°C = กระแสลัดวงจรสูงสุดที่อุณหภูมิ 45°C
- Max. input operating current at 50°C = กระแสลัดวงจรสูงสุดที่อุณหภูมิ 50°C
- Max. input short-circuit current = กระแสลัดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์
- Max. input short-circuit current at STC conditions = กระแสลัดวงจรสูงสุด ณ สภาวะ STC
- Number of DC inputs = จำนวนอินพุตของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งอินเวอร์เตอร์แต่ละตัวจะมีจำนวนอินพุตในการต่อกับเอเรย์
- Power consumption, night time =
- Degree of protection = ระดับการป้องกันจะระบุเป็น IP ต่างๆ
- Enclosure = วัสดุห่อหุ้มอินเวอร์เตอร์
- Product weight (estimate only) = น้ำหนักโดยประมาณของอินเวอร์เตอร์
- Product dimensions (H x W x D) = ความกว้าง ความยาวและความสูงของอินเวอร์เตอร์

2.4 ประสิทธิภาพและการสูญเสีย [3]

2.4.1 Performance Ratio

ค่า Performance Ratio (PR) คืออัตราส่วนของค่าพลังงานที่ผลิตได้จริงจากระบบต่อค่าพลังงานที่ควรได้จาก Name Plate ของแผงเซลล์ที่สภาวะ STC

$$PR = \frac{\text{Real Energy}}{\text{Rated energy}}$$

หรือ ถ้าคิดจากมาตรฐาน IEC 61724 (Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis)

จะได้ว่า

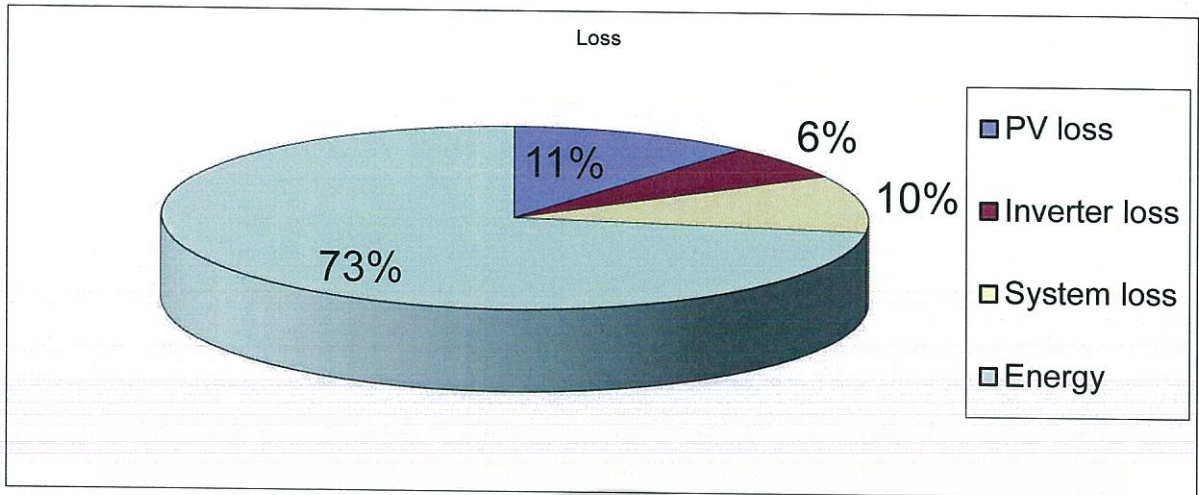
$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

โดยที่ Y_f คือ ค่า Energy yield โดยเป็นอัตราส่วนของค่าพลังงานต่อกำลังไฟฟ้า (E/P) จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์โดยมีค่าเป็น kWh/kWp และ

Y_r คือ ค่าอัตราส่วนของค่าอ้างอิงของปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์ (W/m^2) ต่อค่าความเข้มแสงมาตรฐานที่ STC ซึ่งมีค่า $1,000 (W/m^2)$ เนื่องจากค่า PR เป็นตัวเลขที่ไม่มีหน่วย (Dimensionless) จึงสามารถนำมาใช้เปรียบเทียบคุณลักษณะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยไม่ขึ้นกับชนิดของเซลล์และขนาดของระบบ ยิ่งค่า PR มีค่าสูงเท่าไร

จะเป็นตัวสะท้อนความสามารถของระบบในการผลิตไฟฟ้าได้เป็นอย่างดีอย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่า PR ที่เป็นตัวแปรที่แสดงความสามารถของระบบแล้ว แต่ยังมีการสูญเสียที่เกิดขึ้นภายในระบบเซลล์แสงอาทิตย์อีกจากสาเหตุต่างๆ ได้แก่

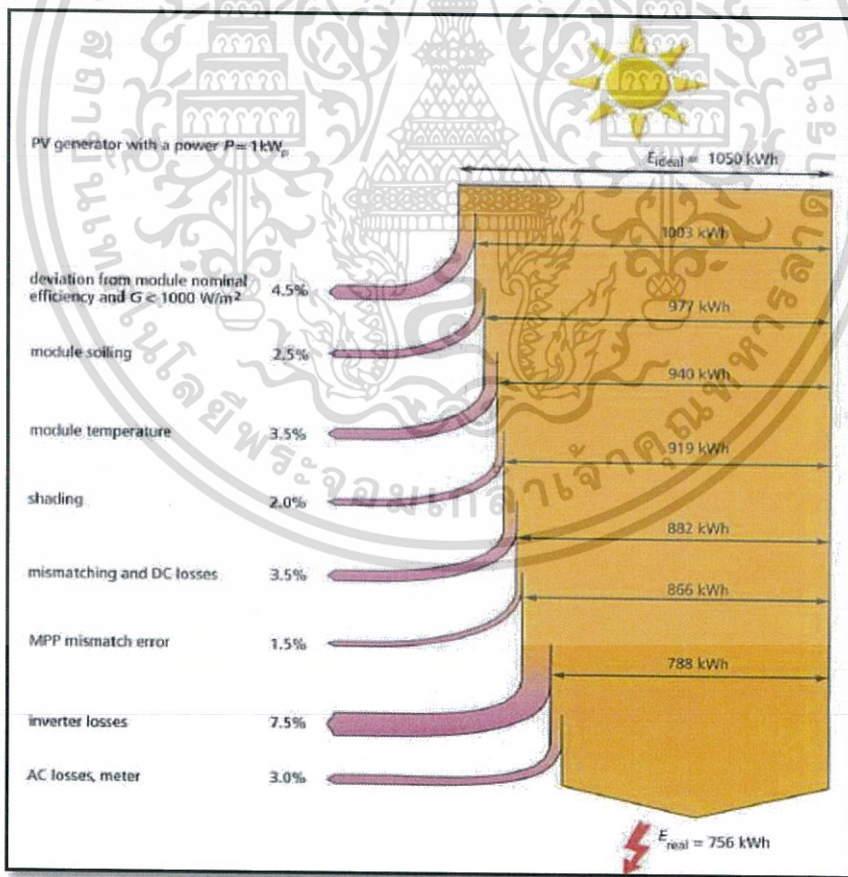
- อุณหภูมิแผงเซลล์ที่สูงเนื่องจากแสงอาทิตย์ (Temperature Effect)
- ความสกปรกบริเวณหน้าแผงเซลล์ (Soiling)
- เงาบัง (Shading)
- DC Mismatch / Wiring Loss
- Inverter Loss
- AC Mismatch / Transformer Loss



รูปที่ 2.46 แสดงแผนภาพอัตราส่วนการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ

จากแผนภาพนี้ค่า PR อยู่ที่ 73% หรือเท่ากับ 0.73 ในขณะที่มีการสูญเสียหลักที่เกิดขึ้นรวมกันอีก 3 ส่วนใหญ่ที่มีค่ารวมกันเท่ากับ 27%

2.4.2 การสูญเสียที่เกิดขึ้นจากระบบ (Loss)



รูปที่ 2.47 แสดงแผนภาพการสูญเสียที่เกิดขึ้น

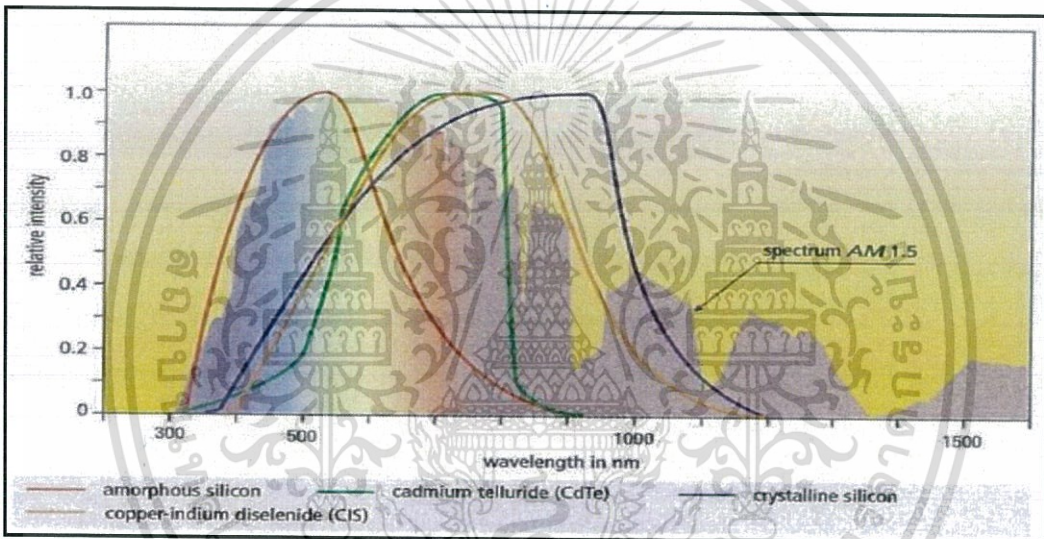
โดยทั่วไปการสูญเสียที่เกิดขึ้นกับระบบ จะขึ้นอยู่กับองค์ประกอบหลัก 3 อย่างด้วยกันคือ

- แผลงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV loss)
- ระบบ BOS (Balance of Systems or System loss)
- อินเวอร์เตอร์และหม้อแปลง (Inverter loss)

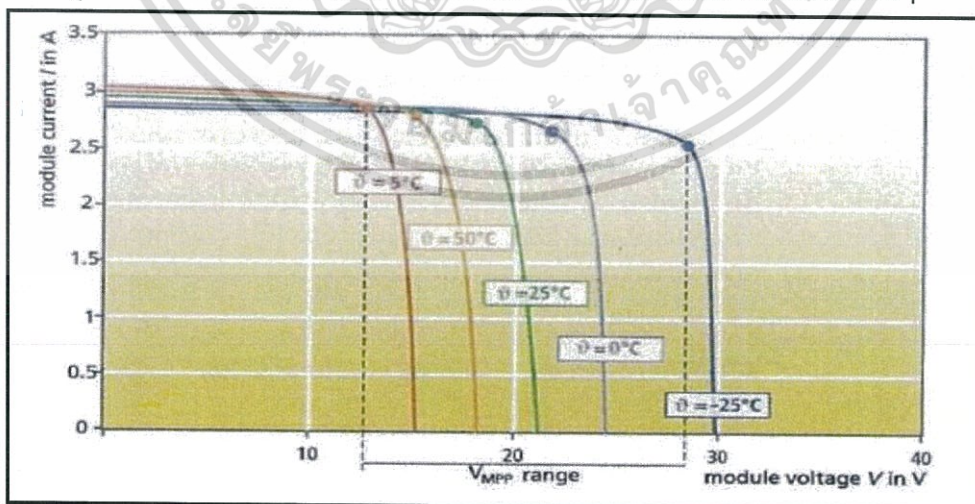
การสูญเสียจากแผลงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV loss)

ประกอบด้วย

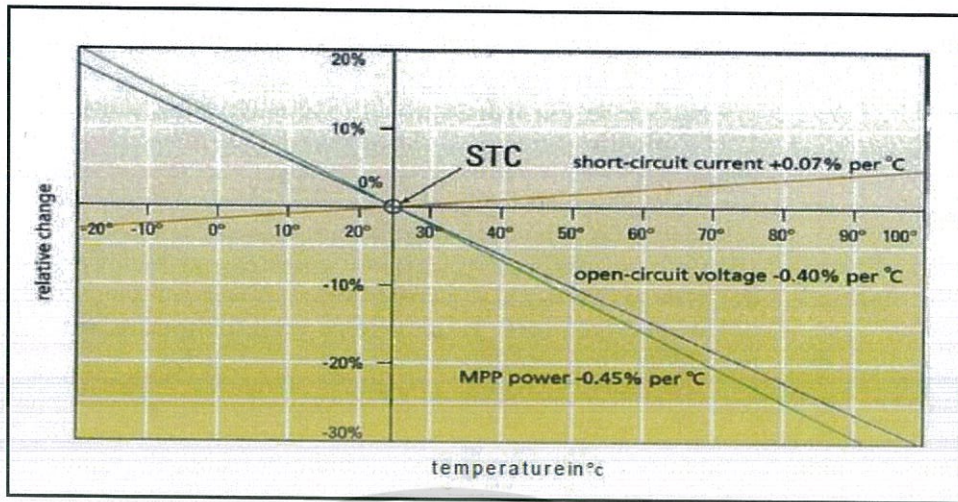
- ผลของอุณหภูมิเซลล์ (Temperature Coefficient Effect)
- ผลของการตอบสนองต่อสเปกตรัมของแสงของแผลงต่างชนิด
- ตำแหน่งและทิศทางติดตั้งแผลงเซลล์



รูปที่ 2.48 แสดงผลของการตอบสนองต่อสเปกตรัมของแผลงเซลล์ชนิดต่างๆ



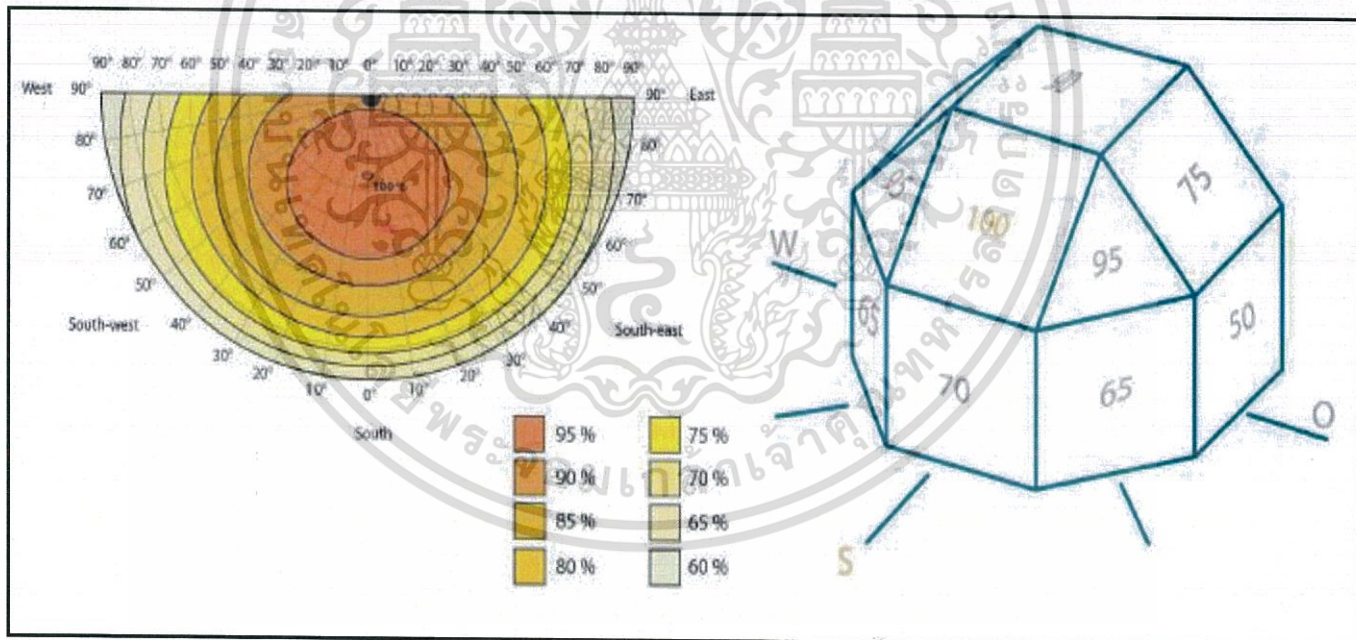
รูปที่ 2.49 แสดงผลของอุณหภูมิที่มีผลต่อค่าแรงดันของแผลงเซลล์



รูปที่ 2.50 แสดงผลของอุณหภูมิที่มีผลต่อคุณสมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์ที่เทียบที่สภาวะ STC

โดยสภาวะ STC ประกอบด้วย

- อุณหภูมิแผงเซลล์ 25 C
- ความเข้มแสง 1000 W/m
- ค่า Air Mass 1.5



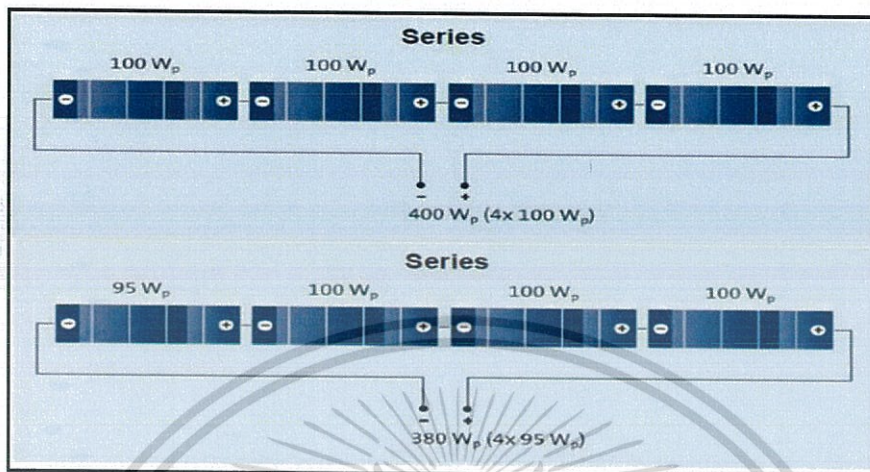
รูปที่ 2.51 แสดงปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์ที่มีผลต่อตำแหน่งและทิศทางในการติดตั้งแผงเซลล์

โดยปกติ ถ้าเป็นประเทศแถบเหนือเส้นศูนย์สูตรจะติดตั้งแผงหันไปยังทิศใต้ (มุม Azimuth ที่ 0 องศา) และมีมุมเอียงของแผงเซลล์อยู่ที่ตำแหน่งของเส้นละติจูด เพื่อให้ได้รับแสงที่มากที่สุดตลอดทั้งปี

ระบบ BOS (Balance of Systems or System loss)

ประกอบด้วย

- Module matching



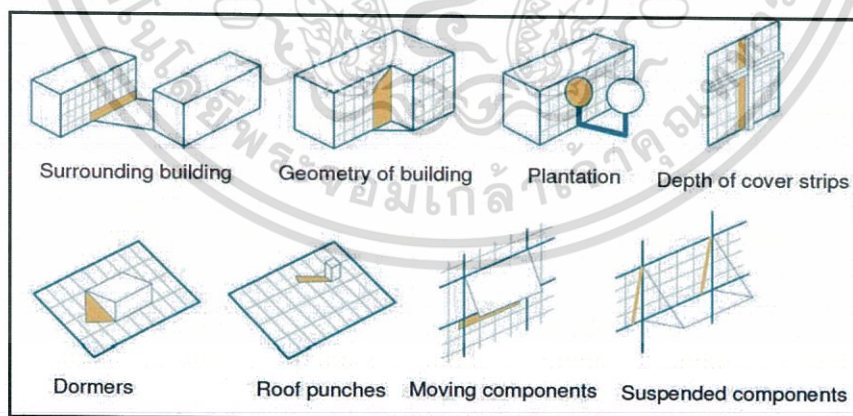
รูปที่ 2.52 แสดงการต่ออนุกรม 4 แผง

ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์แบบอนุกรม

ภาพบน เป็นการต่อโดยใช้แผงเซลล์ที่มีค่ากำลังไฟฟ้าเท่ากันทุกแผง ทำให้ได้ค่ากำลังไฟฟ้รวมเท่ากับทุกแผง รวมกันที่ 400 วัตต์

ภาพล่าง เป็นการต่อแผงโดยมี 1 แผงที่มีกำลังไฟฟ้าต่ำอยู่ในสตริงเป็นผลให้กำลังไฟฟ้รวมอยู่ที่แผงต่ำสุดเป็นตัวกำหนด ทำให้ได้ค่า 380 วัตต์ แทนที่จะเป็น 395 วัตต์

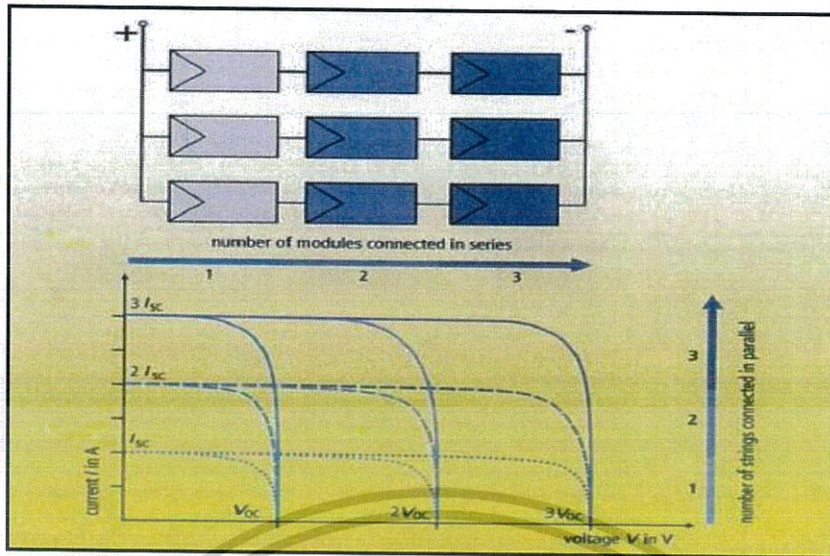
- Shading



รูปที่ 2.53 ลักษณะของเงาที่เกิดขึ้นกับรูปร่างต่างๆ

- String voltage and power configuration

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

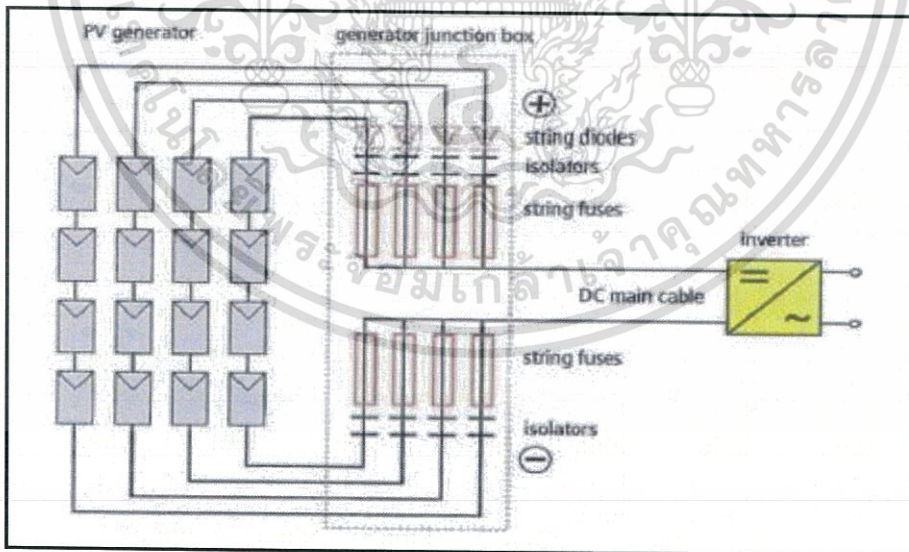


รูปที่ 2.54 แสดงแผนภาพการต่อแผงของระบบ โดยมีการต่ออนุกรมในสตริงและการต่อขนานระหว่างสตริง

ตัวอย่างการต่อแผงเซลล์ภายในระบบ

การต่อวงจรของแผงเซลล์ภายในระบบ ส่วนใหญ่จะเริ่มจากการต่ออนุกรมภายในสตริงเพื่อให้มีค่าแรงดัน DC ให้เหมาะสมกับอินเวอร์เตอร์ จากนั้นจึงนำแต่ละสตริงมาต่อขนานกันเพื่อเป็นการเพิ่มกระแสและกำลังไฟฟ้าตามลำดับ ดังนั้นค่าแรงดันในแต่ละสตริงควรเท่ากันหรือใกล้เคียงกันให้มากที่สุด เพราะจะเป็นการลดการสูญเสียก่อนจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าอินเวอร์เตอร์

- DC circuit design

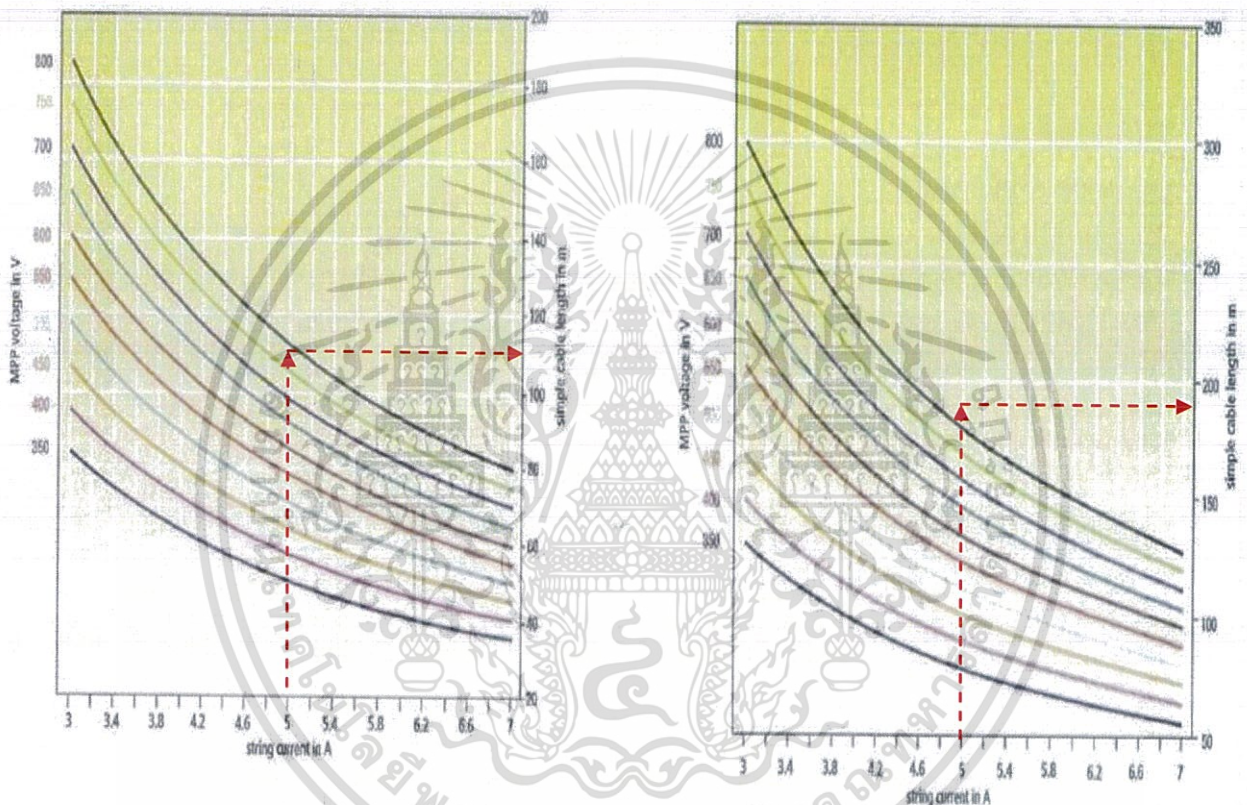


รูปที่ 2.55 แสดงแผนภาพการต่อวงจรด้าน DC

ตัวอย่างแผนภาพการต่อวงจรด้าน DC นอกจากแผงและสตริงจะส่งผลต่อการผลิตกำลังไฟฟ้าโดยภาพรวมแล้ว อุปกรณ์อื่นๆ ภายในวงจรด้าน DC ยังส่งผลต่อระบบโดยรวมอีกด้วย เช่น Blocking Diode, ฟิวส์, Breaker, Terminal Box ฯลฯ

ในการออกแบบจะต้องคำนึงถึงขนาดของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าประกอบกัน โดยที่จะต้องเผื่อขนาดของอุปกรณ์ดังกล่าวให้สัมพันธ์กับคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ใช้

- Wiring Loss



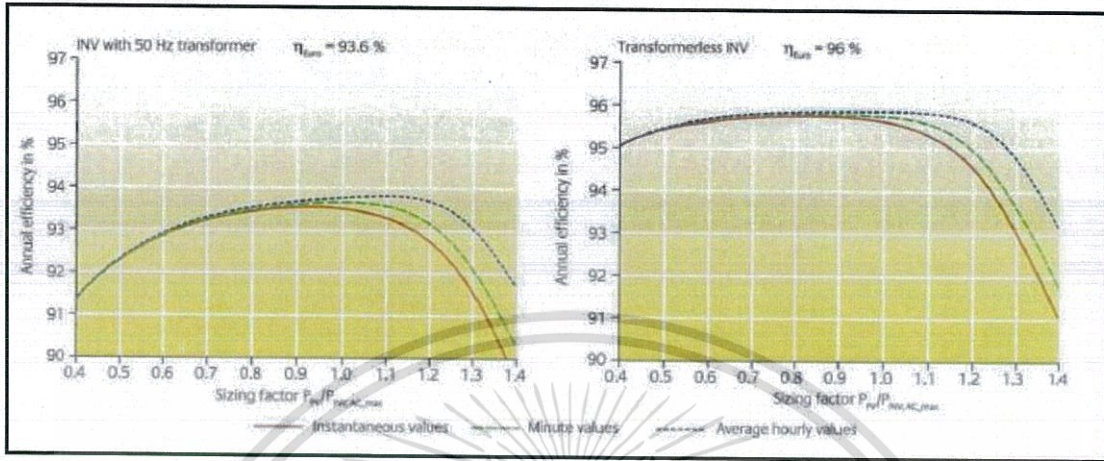
รูปที่ 2.56 แสดงกราฟความสัมพันธ์ระหว่าง แรงดันไฟฟ้าของระบบ (Vpm) และความยาวสายไฟ

กราฟความสัมพันธ์ระหว่าง แรงดันไฟฟ้าของระบบ (Vpm) ที่มีผลเนื่องจากกระแสไฟฟ้าและความยาวสายไฟ โดยที่ ภาพด้านซ้าย เป็นภาพของสายไฟที่มีพื้นที่หน้าตัด 2.5 mm² และภาพด้านขวา เป็นสายไฟที่มีหน้าตัด 4 mm² ซึ่งเห็นได้ว่าถ้าสายไฟมีพื้นที่หน้าตัดใหญ่ขึ้นจะสามารถใช้ความยาวของสายไฟได้มากขึ้นที่ค่าแรงดันและกระแสเดียวกัน

อินเวอร์เตอร์และหม้อแปลง (Inverter loss)

ประกอบด้วย

- ชนิดของอินเวอร์เตอร์

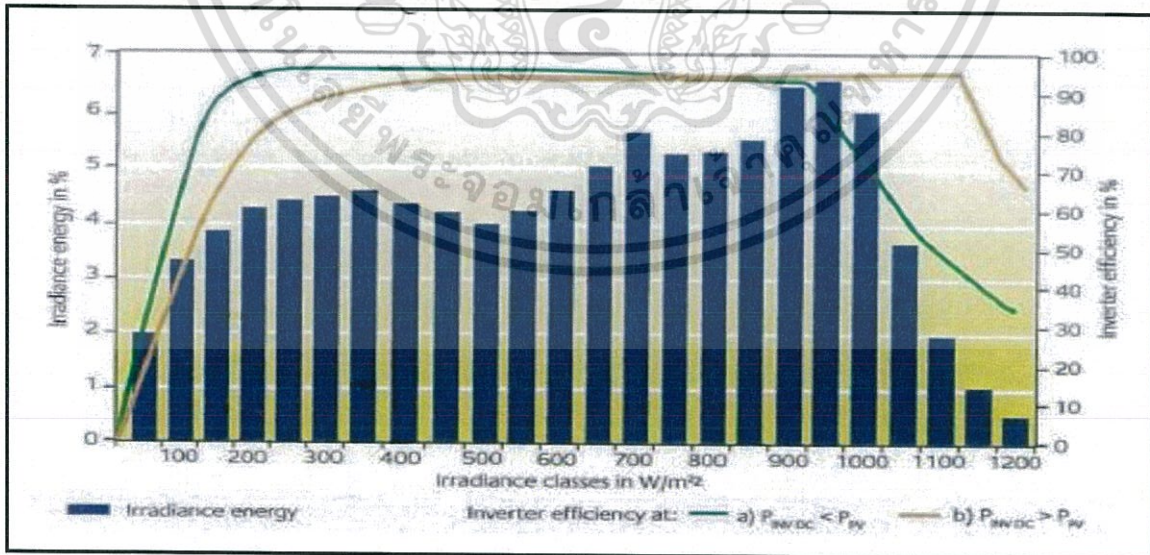


รูปที่ 2.57 แสดงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ชนิดที่มีและไม่มี Transformer

ลักษณะของเส้นประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

ภาพซ้าย เป็นกราฟประสิทธิภาพการแปลงไฟของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ Transformer ซึ่งจะเห็นได้ว่ากราฟมีค่าสูงที่บริเวณ Sizing factor ประมาณ 1.0

ภาพด้านขวา เป็นกราฟของอินเวอร์เตอร์ชนิดที่ไม่มี Transformer ซึ่งจะให้ทั้งค่าประสิทธิภาพที่สูงและมีค่า Sizing factor ที่กว้างมากกว่าขนาดของอินเวอร์เตอร์ ลักษณะของเส้นประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ที่มีขนาด PV system ต่างกัน



รูปที่ 2.58 แสดงการเปรียบเทียบขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ต่อขนาดของระบบเซลล์

จากรูปจะเห็นได้ว่าขนาดกำลังของระบบเซลล์ (Ppv) และค่ากำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ (Pinv) จะมีผลต่อประสิทธิภาพในการแปลงไฟฟ้าที่ต่างกัน ซึ่งจะต้องสัมพันธ์กับค่าความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายปี ประกอบการพิจารณาด้วยว่าควรใช้อินเวอร์เตอร์ขนาดใด

- ขนาดของหม้อแปลงและชนิดของเทคโนโลยีที่ใช้

Type: 3Ph 50Hz Dry Type Cast Resin Transformer , Copper Windings									
HV side 22 KV. With off-circuit tap changer +/- 2 X 2.5%									
LV side 400 /230 V. Vector connection: Dyn11									
Rating Power	... KVA.	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
No-Load loss	... Watt	1430	1650	1980	2300	2700	3100	4100	5000
Load loss 75°C	... Watt	5900	6900	8300	9600	11800	14000	17000	20000
Impedance voltage 75°C	... %	6	6	6	6	6	6	6	6
Z_{LV}	...mOhm	19.2	15.24	12.00	9.60	7.68	6.00	4.80	3.84
Reactance Voltage	... %	5.88	5.90	5.91	5.92	5.93	5.94	5.94	5.95
X_{LV}	...mOhm	16.8	14.98	11.82	9.48	7.58	5.94	4.75	3.81
Resistance Voltage	... %	1.18	1.10	1.04	0.96	0.94	0.88	0.85	0.80
R_{LV}	...mOhm	3.78	2.78	2.08	1.54	1.21	0.88	0.68	0.51
Rated Current HV	... amp.	13.12	16.53	21.00	26.24	32.80	41.99	52.49	65.61
Rated Current LV	... amp.	722	909	1,155	1,443	1,804	2,309	2,887	3,609
I short circuit LV (Isc)	... KA	12.0	15.2	19.2	24.1	30	38	48	60
Sound level (Lps at1m)	... dBA	55	57	58	59	60	61	64	66
Efficiency at P.F. = 1									
at 25% Load	... %	98.58	98.70	98.77	98.85	98.91	99.02	98.98	99.01
at 50% Load	... %	98.85	98.94	99.00	99.07	99.10	99.18	99.17	99.21
at 75% Load	... %	98.75	98.84	98.90	98.98	99.01	99.09	99.10	99.14
at 100% Load	... %	98.56	98.65	98.73	98.82	98.85	98.94	98.96	99.01
Voltage regulation at 100% load									
at P.F. = 0.8	... %	4.55	4.50	4.46	4.41	4.40	4.35	4.33	4.30
at P.F. = 0.9	... %	3.74	3.67	3.63	3.57	3.55	3.50	3.48	3.44
at P.F. = 1	... %	1.35	1.27	1.21	1.14	1.12	1.05	1.03	0.98
Transformer dimension									
L	... mm.	1850	1850	1650	1660	1750	2050	2060	2260
W	... mm.	1450	1450	1400	1550	1550	1550	1650	1650
H	... mm.	1575	1550	1710	1740	1740	1910	1910	2030
Transformer weight	... Kg.	1610	2000	2280	2700	3100	3820	4560	5490
Enclosure dimension									
L	... mm.	2400	2400	2400	2600	2600	2600	2900	2900
W	... mm.	1650	1650	1650	1750	1750	1750	1850	1850
H	... mm.	2000	2000	2000	2300	2300	2300	2600	2600
Enclosure weight	... Kg.	580	580	580	660	660	660	770	770

รูปที่ 2.59 แสดงตารางหม้อแปลงชนิด Dry Type Cast Resin Transformer , Copper Windings

จากรูปที่ 2.59 แสดงถึงประสิทธิภาพของหม้อแปลงที่ p.f. = 1 โดยแสดงที่ร้อยละของโหลดและขนาดต่างกันของหม้อแปลงชนิด Dry Type Cast Resin Transformer , Copper Windings ของบริษัท เกร็ดหม้อแปลง

Type		3Ph 50Hz Oil-immersed transformer Conservator Type																
HV side		22 KV. With off-circuit tap changer +/- 2 X 2.5%																
LV side		400 /230 V. Vector connection Dyn11																
Rating Power	... KVA.	50	100	160	250	315	400	500	630	750	800	1000	1250	1500	1600	2000	2500	3000
No-Load loss	... Watt	180	250	380	500	700	850	1000	1200	1250	1300	1600	1800	2000	2100	2700	3200	3800
Load loss 75°C	... Watt	850	1550	2100	2950	3900	4800	5500	6500	10600	11000	13500	16000	16900	19500	22700	28800	30800
Impedance voltage 75°C	... %	4	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6	7
Z _{LV}	...mOhm	128.0	64.00	40.00	25.60	20.32	16.00	12.80	10.16	12.80	12.00	9.80	7.88	6.40	6.00	4.80	3.84	3.73
Reactance Voltage	... %	3.52	3.68	3.76	3.82	3.80	3.83	3.85	3.88	5.83	5.84	5.85	5.86	5.87	5.87	5.89	5.90	6.92
X _{LV}	...mOhm	112.8	59.00	37.79	24.48	19.32	15.32	12.31	9.61	12.44	11.88	9.35	7.50	6.28	5.87	4.71	3.78	3.69
Resistance Voltage	... %	1.90	1.55	1.31	1.16	1.24	1.15	1.10	1.03	1.41	1.36	1.35	1.26	1.28	1.22	1.14	1.07	1.03
R _{LV}	...mOhm	60.80	24.80	13.13	7.55	8.29	4.60	3.52	2.62	3.02	2.75	2.18	1.84	1.34	1.22	0.91	0.89	0.55
Rated Current HV	... amp.	1.31	2.62	4.20	8.56	8.27	10.50	13.12	16.53	19.68	21.00	26.24	32.80	39.37	41.99	52.48	65.61	78.73
LV	... amp.	72	144	231	381	455	577	722	909	1,083	1,155	1,443	1,804	2,165	2,309	2,687	3,609	4,330
I short circuit LV (I _{sc})	... KA	1.8	3.8	5.8	9.0	11	14	18	23	18	19	24	30	36	36	48	60	82
Sound level (L _{ps} 0.3m)	... dB(A)	48	51	51	51	56	56	58	57	58	58	58	60	60	60	60	62	64
Efficiency at P.F. = 1																		
at 25% Load	... %	98.28	98.63	98.78	98.92	98.82	98.88	98.94	98.96	98.99	99.02	99.03	99.11	99.16	99.16	99.18	99.23	99.27
at 50% Load	... %	98.43	98.74	98.81	98.92	98.95	98.91	99.06	99.11	98.97	99.00	99.01	99.08	99.11	99.14	99.17	99.21	99.25
at 75% Load	... %	98.18	98.53	98.73	98.86	98.79	98.87	98.92	98.96	98.73	98.77	98.79	98.86	98.89	98.92	98.96	99.03	99.08
at 100% Load	... %	97.63	98.23	98.49	98.64	98.58	98.66	98.72	98.78	98.44	98.48	98.51	98.60	98.63	98.67	98.75	98.81	98.87
Voltage regulation at 100% load																		
at P.F. = 0.8	... %	3.65	3.47	3.34	3.26	3.30	3.25	3.22	3.17	4.70	4.66	4.66	4.62	4.61	4.58	4.52	4.48	5.10
at P.F. = 0.9	... %	3.27	3.04	2.87	2.77	2.81	2.75	2.71	2.66	3.92	3.89	3.87	3.82	3.80	3.77	3.71	3.66	4.11
at P.F. = 1	... %	1.96	1.62	1.38	1.25	1.31	1.22	1.17	1.11	1.58	1.55	1.52	1.45	1.43	1.39	1.31	1.25	1.27
Overall dimension																		
L	... mm.	1140	1320	1370	1440	1530	1620	1610	1805	1855	1855	2065	2180	2220	2220	2415	2500	2545
W	... mm.	665	780	765	820	845	895	960	1000	1180	1190	1120	1290	1300	1300	1350	1450	1950
H	... mm.	1225	1460	1520	1540	1720	1610	1690	1880	1645	1645	1915	2025	2125	2125	2295	2390	2630
Total weight	... Kg.	515	860	1085	1270	1670	1610	1620	2350	2730	2730	3130	3710	4650	4875	5330	7040	9870
Oil quantity	... Litr.	130	240	295	340	515	470	480	600	730	730	940	960	1330	1415	1370	2170	2550

รูปที่ 2.60 แสดงตารางหม้อแปลงชนิด Oil-immersed transformer Conservator

จากรูปที่ 2.60 แสดงถึงประสิทธิภาพของหม้อแปลงที่ p.f. = 1 โดยแสดงที่ร้อยละของโหลดและขนาดต่างกันของหม้อแปลงชนิด Oil-immersed transformer Conservator ของบริษัท เกร็ดหม้อแปลง

บทที่ 3 การดำเนินการศึกษา

ใบบทยี่จะกล่าวถึงขั้นตอนการศึกษาเรื่องการออกแบบระบบโซลาร์ฟาร์มของบริษัท โดยเริ่มจากการศึกษาการใช้โปรแกรม PVsyst เวอร์ชัน 6.4.7 ในการคำนวณและออกแบบ จากนั้นก็เป็นการจัดหาสินค้าจากบริษัทต่างๆ การคัดเลือกสินค้า ส่วนของการออกแบบในการใช้โปรแกรมคำนวณและออกแบบระบบอื่นๆ ในโซลาร์ฟาร์ม ส่วนของการก่อสร้างและหน้างาน ส่วนของการทดสอบและสุดท้ายส่วนของการเชื่อมต่อกับการไฟฟ้า

3.1 ศึกษาการใช้โปรแกรม PVsyst

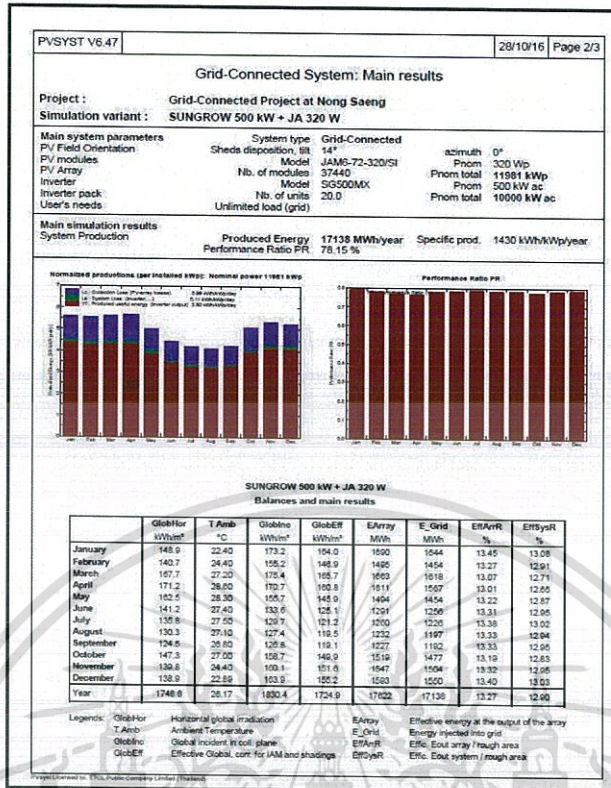
โปรแกรม PVsyst เป็นโปรแกรมช่วยในการจำลองการออกแบบระบบโซลาร์ฟาร์ม โดยมีข้อมูลที่ของแผงโซลาร์เซลล์และอินเวอร์เตอร์ให้เลือก การจัดเรียงแผง ลักษณะการติดตั้ง และในผลการจำลองจะแสดงค่าเปอร์เซ็นต์ประสิทธิภาพในการทำงานที่เกิดจากการตั้งค่าความสูญเสียต่างๆก่อนจำลอง ส่วนโปรแกรม Meteonorm เป็นโปรแกรมออนไลน์ที่ระบุตำแหน่ง ลองติจูด, ละติจูด ของสถานที่ที่เราจะสร้างโซลาร์ฟาร์มและจะแสดงค่าความเข้มแสงและอุณหภูมิในพื้นที่นั้น เพื่อนำไปคำนวณในโปรแกรม PVsyst ต่อไป

3.1.1 เอกสารผลการจำลองค่า

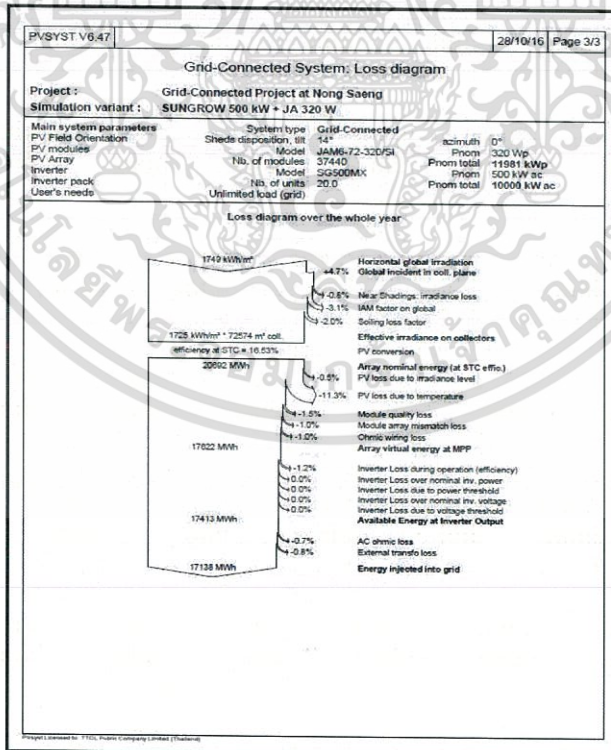
PVSYS V6.47		28/10/16 Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Grid-Connected Project at Nong Saeng			
Geographical Site		Country Thailand	
Situation		Longitude 104.8°E	
Time defined as		Altitude 148 m	
Meteo data:		Nong Saeng	
		MeteoNorm 7.1 - Synthetic	
Simulation variant : SUNGROW 500 kW ~ JA 320 W			
Simulation date 28/10/16 11h36			
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation		Tilt 14° Azimuth 0°	
5 Sheds		Pitch 6.60 m Collector width 3.00 m	
Inactive band		Top 0.00 m Bottom 0.00 m	
Shading limit angle		Gamma 11.13° Occupation Ratio 45.5 %	
Models used		Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm	
Horizon		Free Horizon	
Near Shadings		Mutual shadings of sheds	
PV Array Characteristics			
PV module		Si-mono Model JAM6-72-320/SI	
Original PVsyst database		Manufacturer JA Solar	
Number of PV modules		In series 18 modules Unit Nom. Power 320 Wp	
Total number of PV modules		Nb. modules 37440 In parallel 2080 strings	
Array global power		Nominal (STC) 11984 kWp At operating cond. 10761 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 604 V I mpp 17882 A	
Total area		Module area 72574 m² Cell area 64411 m²	
Inverter			
Original PVsyst database		Model SG500MX	
Characteristics		Manufacturer Sungrow	
Inverter pack		Operating Voltage 460-950 V Unit Nom. Power 500 kWac	
		Nb. of inverters 20 units Total Power 10000 kWac	
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Uc (const) 20.0 W/m²K Loss Fraction 2.0 %	
Thermal Loss factor		Global array res. 0.57 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC	
Wiring Ohmic Loss		Module Quality Loss Loss Fraction 1.5 %	
Module Mismatch Losses		Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Loss Fraction 1.0 % at MPP	
		bo Param. 0.05	
System loss factors			
AC wire loss inverter to transto		Inverter voltage 315 Vac tri Loss Fraction 1.5 % at STC	
External transformer		Wires: 3x15000.0 mm² Iron loss (24H connexion) 11845 W Loss Fraction 0.1 % at STC	
		Resistive/inductive losses 0.0 mOhm Loss Fraction 0.5 % at STC	
User's needs : Unlimited load (grid)			

รูปที่ 3.1 ตัวอย่างเอกสารผลการจำลองค่าหน้าแรก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.2 ตัวอย่างเอกสารผลการจำลองค่าหน้าที่ 2



รูปที่ 3.3 ตัวอย่างเอกสารผลการจำลองค่าหน้าที่ 3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ค่าที่สำคัญต่างๆ ได้แก่

หน้าที่ 1

Project : ชื่อ โปรเจกต์ที่เราตั้ง

1. Geographical Site : สถานที่ที่เราต้องการ Simulation
2. Situation : จะบอกค่าพิกัดในสถานที่นั้นๆ เช่น ค่าละติจูด ลองติจูด ค่าการสะท้อนของแสง และ Time zone
3. Meteo data : บอกที่มาของการดึงข้อมูลสถานที่นั้นๆมา
4. Simulation variant : ชื่อ Variant ที่เราตั้ง
5. Simulation parameters : ค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่เราต้องกำหนดเองเพื่อจำลองผลออกมา
 - a. -Collector Plane Orientation : เป็นส่วนในการตั้งค่าการวางแผงเซลล์ ประกอบไปด้วย
 - i. Tilt : มุมของแผงที่ทำกับพื้น
 - ii. Azimuth : ทิศของแผงเซลล์ โดย กำหนดให้ มุม $0^\circ =$ ทิศใต้
6. PV Array Characteristics : ผลจำลองจากการคำนวณด้วย โปรแกรม ประกอบไปด้วย 2 ส่วน
 - a. 1.PV module : แผงเซลล์แสงอาทิตย์
 - i. Model : รุ่นของแผง
 - ii. Manufacturer : ยี่ห้อแผง
 - iii. In series : จำนวนที่แผงต่ออนุกรมกัน
 - iv. In parallel : จำนวนสตริงทั้งหมดของแผง
 - v. Nb. Modules : จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดที่ต้องใช้
 - vi. Unit Nom. Power : กำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์ต่อหนึ่งแผ่น หน่วยเป็น Wp
 - vii. Nominal (STC) : กำลังไฟฟ้ารวมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดที่ต้องใช้
 - viii. At operating cond. : กำลังสูงสุดที่อุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียส
 - ix. U mpp : แรงดันสูงสุดที่นำแผงมาต่ออนุกรมกัน
 - x. I mpp : กระแสสูงสุดในแต่ละสตริง
 - xi. Cell area : พื้นที่ของเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด
 - xii. Module area : พื้นที่ทั้งหมดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
 - b. 2.Inverter : อินเวอร์เตอร์
 - i. Model : รุ่นอินเวอร์เตอร์
 - ii. Manufacturer : ยี่ห้ออินเวอร์เตอร์

- iii. Operating Voltage : ช่วงแรงดันที่อินเวอร์เตอร์ทำงาน
 - iv. Unit Nom. Power : กำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ต่อหนึ่งตัว หน่วยเป็น kWac
 - v. Max. power ($\Rightarrow 25^{\circ}\text{C}$) : กำลังสูงสุดที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส
 - vi. Nb. of inverters : จำนวนอินเวอร์เตอร์ที่ต้องใช้ทั้งหมด
 - vii. Total Power : กำลังไฟฟ้ารวมของอินเวอร์เตอร์ทั้งหมดที่ใช้
7. PV Array loss factors : ค่าความสูญเสียต่างๆที่เกิดขึ้นของแผ่นเซลล์
- a. Array Soiling Losses : ค่าความแปรปรวนของความสูญเสียจากฝุ่น หรือความสกปรกของแผ่น
 - b. Thermal Loss factor : ค่าความสูญเสียจากความร้อน
 - c. Wiring Ohmic Loss : ค่าความสูญเสียจากความต้านทานในสายไฟด้านกระแสตรง
 - d. Module Quality Loss : ค่าความสูญเสียจากคุณภาพของแผ่นเซลล์
 - e. Module Mismatch Losses : ค่าความสูญเสียที่เกิดจากการต่อกันของแผ่นเซลล์ที่กำลังคลาดเคลื่อนกัน
8. System loss factors : ค่าความสูญเสียในระบบ ประกอบไปด้วย 2 ส่วน
- a. 1.AC wire loss inverter to transformer : ค่าความสูญเสียที่เกิดในสายไฟช่วงอินเวอร์เตอร์ถึงหม้อแปลง
 - i. -Wires : ขนาดและความยาวของสายไฟจากอินเวอร์เตอร์ไปยังหม้อแปลง
 - b. 2.External transformer : ค่าความสูญเสียภายในหม้อแปลงภายนอกที่มาเชื่อมต่อ ประกอบด้วย
 - i. -Iron loss : ค่าความสูญเสียในแกนเหล็ก
 - ii. -Resistive/Inductive losses : ค่าความสูญเสียจากอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง

หน้าที่ 2

1. Produced Energy : กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปี มีหน่วยเป็น MWh/Yr
2. Specific prod. : กำลังไฟฟ้ารายปีเทียบกับกำลังสูงสุดที่แผ่นทั้งหมดผลิตได้ หน่วยเป็น kWh/kWp/Year
3. Performance Ratio PR : ค่าประสิทธิภาพกำลังไฟฟ้าทั้งหมดก่อนเข้าสู่ระบบจำหน่าย

หน้าที่ 3

Loss diagram over the whole year : คือไดอะแกรมที่แสดงค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นตลอดทั้งปี ได้แก่

1. Horizontal global irradiation : รังสีทั้งหมดที่ส่องมายังแผ่น
2. Global incident in coll. Plane : ค่าที่ขึ้นอยู่กัมุมและการติดตั้งของแผ่น
3. Near Shadings: irradiance loss : ความสูญเสียเนื่องจากเงา

4. IAM factor on global : แฟกเตอร์เนื่องจากมุมเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์และการสะท้อนของวัสดุในแผ่น
5. Soiling loss factor : แฟกเตอร์เนื่องจากสิ่งสกปรก เช่น ฝุ่น เป็นต้น ต่อแผ่น
6. Effective irradiance on collectors : การแปลงพลังงานต่อพื้นที่เป็นพลังงานทั้งหมดจากจำนวนแผ่น
7. PV conversion : ประสิทธิภาพของแผ่น
8. Array nominal energy (at STC effic.) : พลังงานทั้งหมดเมื่อคิดผลจากประสิทธิภาพแผ่น
9. PV loss due to irradiance level : ความสูญเสียเนื่องจากระดับการแผ่รังสี
10. PV loss due to temperature : ความสูญเสียเนื่องจากอุณหภูมิ
11. Module quality loss : ความสูญเสียเนื่องจากความคลาดเคลื่อนทางกำลังไฟฟ้าของแผ่น
12. Module array mismatch loss : ความสูญเสียเนื่องจากผลของแผ่นที่กำลังไฟฟ้าน้อยที่สุด
13. Ohmic wiring loss : ความสูญเสียเนื่องจากความต้านทานของสายเคเบิลด้านกระแสตรงทั้งหมด
14. Array virtual energy at MPP : พลังงานจากแผ่นทั้งหมดก่อนเข้าสู่อินเวอร์เตอร์
15. Inverter Loss during operation (efficiency) : ความสูญเสียจากประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์
16. Inverter Loss over nominal inv. Power : ความสูญเสียเนื่องจากสถานะโหลดเกิน (กำลังของแผ่นทั้งหมดมากกว่ากำลังเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์)
17. Inverter Loss due to power threshold : ความสูญเสียเนื่องจากการผลิตกระแสไฟฟ้าที่กำลังของแผ่นทั้งหมดน้อยกว่ากำลังต่ำสุดของอินเวอร์เตอร์
18. Inverter Loss over nominal inv. Voltage : ความสูญเสียเนื่องจากแผ่นผลิตกระแสไฟฟ้าที่แรงดันต่ำกว่าย่านแรงดันของอินเวอร์เตอร์
19. Inverter Loss due to voltage threshold : ความสูญเสียเนื่องจากแผ่นผลิตกระแสไฟฟ้าที่แรงดันสูงกว่าย่านแรงดันของอินเวอร์เตอร์
20. Available Energy at Inverter Output : พลังงานหลังจากผ่านอินเวอร์เตอร์
21. AC ohmic loss : ความสูญเสียทั้งหมดของสายเคเบิลด้านกระแสสลับ
22. External transfo loss : ความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงภายนอกที่มาเชื่อมต่อ
23. Energy injected into grid : พลังงานทั้งหมดที่ผ่านความสูญเสียทั้งหมดก่อนเข้าสู่ระบบจำหน่าย

3.2 ส่วนของการจัดซื้อของ

ในส่วนนี้จะศึกษาเกี่ยวกับการจัดซื้อของบริษัท โดยการหาซื้อของอุปกรณ์ในตลาดแล้วนำมาคัดเลือกโดยขนาดและกำลังทางไฟฟ้า แล้วใช้โปรแกรมจำลองผล ต่อด้วยความเหมาะสมของจำนวนและขนาดอุปกรณ์การใช้งานจริงในหน้างาน สุดท้ายตรวจสอบราคาเพื่อจัดซื้อ

3.2.1 รายการของแผงโซลาร์เซลล์ (List of PVmodules)

ส่วนนี้เป็นการหารายการของแผงโซลาร์เซลล์ของหลายยี่ห้อ โดยกำหนดไว้ว่า ถ้าเป็นแบบผลึกซิลิกอนกำลังต่อแผงต้องมากกว่า 300 Wp และ แบบฟิล์มบางกำลังต่อแผงมากกว่า 140 Wp เหตุผลเนื่องมาจากจากระบบโซลาร์ฟาร์มผลิตไฟฟ้ากำลังหลายกิโลวัตต์จำเป็นต้องใช้แผงขนาดกำลังมากของแต่ละประเภท เพื่อจำนวนแผ่นจะได้ไม่มากและประหยัดราคา

ยี่ห้อของเซลล์แผงอาทิตย์ (Brand of PVmodules)

1. Canadian 2.First Solar 3.Helios 4.Hyundai 5.JA Solar 6.Jingko 7.Panasonic 8.Qcell 9.Sharp
10. Solar Frontier 11. Trina Solar เป็นยี่ห้อของแผงโซลาร์เซลล์ที่คัดเลือกมา 11 ยี่ห้อจากหลายประเทศทั่วโลก

3.2.2 รายการอินเวอร์เตอร์ (List of Inverters)

ส่วนนี้เป็นการหารายการของอินเวอร์เตอร์ของหลายยี่ห้อ โดยกำหนดไว้ว่า ขนาดกำลังไฟฟ้าต้องไม่น้อยกว่า 500 kW ซึ่งเป็นข้อกำหนดของรายการทดสอบอินเวอร์เตอร์ของการไฟฟ้าในประเทศไทยด้วย โดยตามหมายเหตุของตารางที่กำหนดไว้ว่าอินเวอร์เตอร์ที่นำมาติดตั้งในระบบที่มีกำลังไม่เกิน 500 kW จะไม่สามารถนำไปใช้กับระบบที่มีกำลังเกิน 500 kW ได้ เพราะฉะนั้น ระบบที่ออกแบบนี้ใช้ได้เฉพาะ อินเวอร์เตอร์ขนาดไม่น้อยกว่า 500 kW

ยี่ห้ออินเวอร์เตอร์ (Brand of Inverters)

1.ABB 2.Helios 3.Power one 4.Schneider 5.Siemens 6.SMA 7.Sungrow 8.TMEIC

3.2.3 ผลจำลองของโปรแกรม PVsyst

ส่วนนี้เป็นการศึกษา โดยการนำอินเวอร์เตอร์และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มาจับคู่เพื่อจำลองค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในการเลือกคู่ที่ดีที่สุดไว้ในส่วนของการออกแบบต่อไป

INVERTER (kW)	ABB 500 kW								SCHNEIDER 540 kW							
	Helios USA 290 Wp	Sharp Thin 140 Wp	JA solar 320 Wp	Jinko 320 Wp	Canadian solar 320 Wp	Q-cell 280 Wp	Solar Frontier thin 170 Wp	Trina solar 325 Wp	Helios USA 290 Wp	Sharp Thin 140 Wp	JA solar 320 Wp	Jinko 320 Wp	Canadian solar 320 Wp	Q-cell 280 Wp	Solar Frontier thin 170 Wp	Trina solar 325 Wp
PR(%)	76.25	79.62	77.35	77.68	77.19	77.91	82.01	78.2	76.58	79.93	77.5	77.92	77.37	78.12	82.19	78.34
Sys Prod.(MWh/Yr)	17927	18721	18187	18261	18150	18317	19284	18386	18007	18793	18223	18317	18192	18367	19327	18419
Specific Prod.(kWhr/kWp/Yr)	1494	1560	1516	1522	1512	1526	1607	1532	1501	1566	1519	1527	1516	1531	1611	1535
Array Global power (kWp)	11999	12000	12000	11998	12000	12000	12001	11999	12000	12000	12000	11998	12000	12000	12001	11999
Module Area (m ²)	80777	120294	72690	72752	71956	71570	86693	71638	80784	120294	72690	72752	71956	71570	86693	71638
In series	16	12	20	18	20	22	8	20	20	12	20	18	20	22	8	20
In Parallel	2586	7143	1875	2083	1875	1948	8824	1846	2069	7143	1875	2083	1875	1948	8824	1846
Nb.PV module	41376	85716	37500	37494	37500	42856	70592	36920	41380	85716	37500	37494	37500	42856	70592	36920
Pv Pnom (Wp)	290	140	320	320	320	280	170	325	290	140	320	320	320	280	170	325
Pv Pnom total (kWp)	11999	12000	12000	10002	12000	12000	12001	11999	12000	12000	12000	11998	12000	12000	12001	11999
Inv. Operate(V-V)	450-825	450-825	450-825	450-825	450-825	450-825	450-825	450-825	440-800	440-800	440-800	440-800	440-800	440-800	440-800	440-800
Nb. Inverter	20	22	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Inv. Pnom (kWac)	500	500	500	500	500	500	500	500	540	540	540	540	540	540	540	540
Inv. Pnom total (kWac)	10000	11000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10800	10800	10800	10800	10800	10800	10800	10800
Soiling loss (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Module Quality loss (%)	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Module Mismatch loss (%)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wires (%)	2.5	2.3	1.5	1.8	1.5	1.7	1.7	1.5	1.6	2.31	1.5	1.8	1.5	1.7	1.7	1.5
Iron loss (%)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Resistive losses (%)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Inv. Operate loss (%)	2	2.1	2.6	2.4	2.6	2.5	2.5	2.6	2.2	1.7	2.4	2.1	2.3	2.2	2.3	2.4

รูปที่ 3.4 แสดงตารางเปรียบเทียบค่าพารามิเตอร์ต่างๆจากผล Simulation

SMA 630kW								SUNGROW 500kW							
Helios USA 290 Wp	Sharp Thin 140 Wp	JA solar 320 Wp	Jinko 320 Wp	Canadian solar 320 Wp	Q-cell 280 Wp	Solar Frontier thin 170 Wp	Trina solar 325 Wp	Helios USA 290 Wp	Sharp Thin 140 Wp	JA solar 320 Wp	Jinko 320 Wp	Canadian solar 320 Wp	Q-cell 280 Wp	Solar Frontier thin 170 Wp	Trina solar 325 Wp
76.87	79.99	78.13	78.28	77.93	78.38	82.74	78.81	76.9	80.35	78.29	78.64	78.28	78.46	83.11	79.17
18074	18807	18371	18403	18323	18429	19457	18528	18079	18893	18406	18486	18406	18440	19538	18612
1506	1567	1531	1534	1527	1536	1621	1544	1507	1574	1534	1541	1534	1537	1628	1551
12001	12000	12000	11998	12000	12001	12001	11998	11999	12000	11998	11998	12000	11995	11998	11998
80788	120294	72690	72752	71956	71576	86693	71634	80777	120294	72678	72752	71956	71543	86674	71634
18	12	20	18	20	20	8	18	16	12	18	18	20	18	8	18
2299	7143	1875	2083	1875	2143	8824	2051	2586	7143	2083	2083	1875	2380	8822	2051
41382	85716	37500	37494	37500	42860	70592	36918	41376	85716	37494	37494	37500	42840	70576	36918
290	140	320	320	320	280	170	325	290	140	320	320	320	280	170	325
12000	12000	12000	12000	12000	12001	12001	11998	11999	12000	11998	11998	12000	11995	11998	11998
500-850	500-850	500-850	500-850	500-850	500-850	500-850	500-850	460-850	460-850	460-850	460-850	460-850	460-850	460-850	460-850
18	18	18	18	18	18	18	18	20	20	20	20	20	20	20	20
630	630	630	630	630	630	630	630	500	500	500	500	500	500	500	500
11340	11340	11340	11340	11340	11340	11340	11340	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.6	2.31	1.5	1.8	1.5	1.7	1.7	1.5	1.6	2.31	1.5	1.8	1.5	1.7	1.7	1.5
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

รูปที่ 3.5 แสดงตารางเปรียบเทียบค่าพารามิเตอร์ต่างๆจากผล Simulation (ต่อ)

จากผลการจำลองทางโปรแกรมนั้นจะได้การวิเคราะห์เบื้องต้น อินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ Sungrow 500 kW กับ แผงโซลาร์เซลล์ Solar Frontier 170 Wp ให้ค่า % PR มากที่สุดซึ่งจะผลิตพลังงานไฟฟ้ามากที่สุดต่อปี คือ 19538 MWh/Yr ทำให้ได้เงินจากการขายไฟสูงสุด แต่พื้นที่ของแผ่นและจำนวนแผ่นที่ใช้้นั้นมากกว่าแผงเซลล์ประเภทคริสตัลไลน์ 320 Wp แต่ละยี่ห้อ ประมาณสองเท่าทำให้ต้นทุนในการลงทุนนั้นอาจจะสูงมากกว่าสองเท่า ซึ่งเมื่อดูจาก % PR ของแผ่นคริสตัลไลน์ที่ดีที่สุดคือ Trina Solar 320 Wp ผลิตกำลังไฟฟ้า 18612 MWh/Yr ต่างกับ Solar Frontier 170 Wp 926 MWh/Yr แต่เมื่อวิเคราะห์หลายๆด้าน โซลาร์ฟาร์มที่ใช้แผ่นแบบ thin film ไม่นิยมใช้กัน ถึงแม้การผลิตและ % PR จะมากกว่าก็ตามแต่ก็ไม่คุ้มกับการลงทุน

3.3 ส่วนของการออกแบบ (Part of Design)

3.3.1 ศึกษาเชิงเกิดไลน์ไดอะแกรม (Single line diagram study)

ในหัวข้อนี้เป็นหัวข้อที่สำคัญมากในการออกแบบระบบโซลาร์ฟาร์ม เนื่องจากเชิงเกิดไลน์ไดอะแกรมเป็นการมองภาพรวมระบบไฟฟ้าของทั้งระบบของเราทำให้เราสามารถอ่านแบบเข้าใจอย่างง่าย และศึกษาระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในระบบโซลาร์ฟาร์ม โดยในส่วนแรกนั้นจะเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) โดยขอบเขตของงานแบ่งเป็นสองส่วนคือส่วนของการไฟฟ้าและส่วนของผู้ใช้งาน

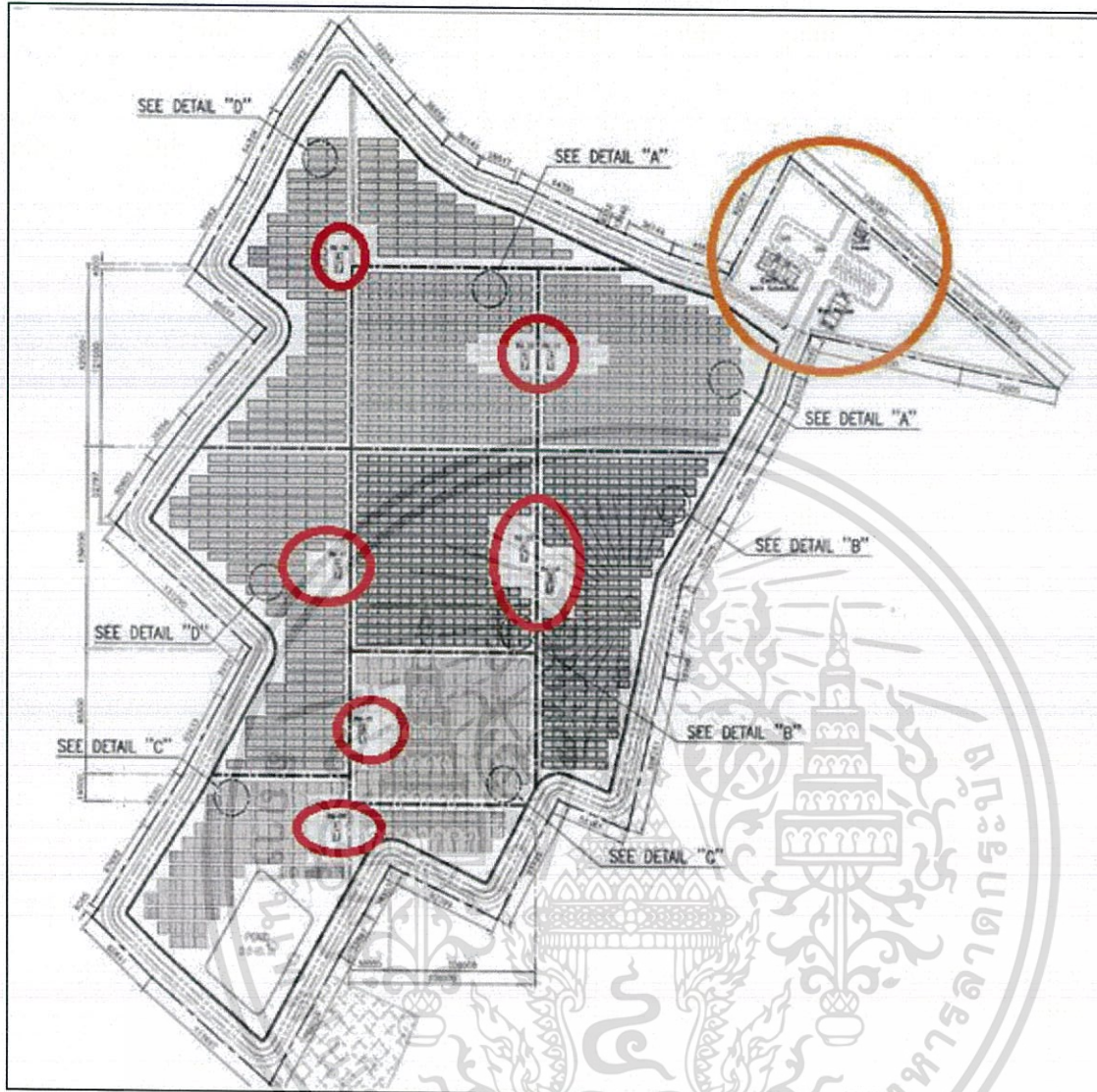
ส่วนของการไฟฟ้า

นั้นเริ่มจากระบบจำหน่ายผ่าน Load break switch แบบใช้รีโมทที่ผ่านมิเตอร์ขายของการไฟฟ้า

ส่วนของผู้ใช้งาน

เริ่มจากสวิตช์เกียร์แรงดันสูง (24 kV) ตามลูกศรสีแดง ดังรูป ภายในก็จะอุปกรณ์ตัดต่อต่างๆ ได้แก่ ดิสคอนเนกต์สวิตช์ เอิร์ตติ้งสวิตช์ วาล์วเซอกิตเบรกเกอร์ เป็นต้น มีรีเลย์เบอร์ต่างๆมีหน้าที่สั่งการให้เบรกเกอร์ทริปนอกเหนือจากกรณีของกระแสเกิน มีมิเตอร์วัดพารามิเตอร์ทางไฟฟ้ารวมทั้งมิเตอร์ขายสำรองไว้นอกเหนือจากการไฟฟ้า และจะมีระบบสเกด้าที่เชื่อมต่อกับรีเลย์และมิเตอร์เพื่อที่จะสามารถตรวจสอบค่าได้ผ่านจอมอนิเตอร์ภายในห้องควบคุม สุดท้ายก็มีแหล่งจ่ายสำรองไฟเพื่อกรณีฉุกเฉิน เช่น ไฟดับ หรืออื่นๆ

3.3.2 ศึกษาการจัดวางแผงโซลาร์เซลล์ (PV Layout Arrangement)



รูปที่ 3.6 พื้นที่ทั้งหมดของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ Siam Solar อ่างทอง

จากรูปที่ 3.6 เป็นพื้นที่ทั้งหมดแบ่งออกเป็นสองส่วนคือส่วนที่เป็น PV Plants และ ส่วนของอาคาร (วงกลมสีแดง) ในการออกแบบ PV Plant นั้นต้องคำนึงถึง ลักษณะพื้นที่ทั้งหมดก่อนว่าเป็นลักษณะไหน ต้องจัดวางอย่างไร ก่อนหน้านั้นต้องมีการสำรวจพื้นที่ก่อน

ส่วนของแหล่งผลิตพลังงาน (PV Plants)

จากการผลการจำลองในโปรแกรม PVsyst ไปสู่การจัดวางจริงในพื้นที่ โดยลักษณะใน PV plant จะแบ่งออกเป็น Unit Substation จำนวน 8 Unit และ จะมี Inverter Room อยู่ใกล้ๆกับ Unit นั้นๆ เพื่อลดแรงดันตกของสายด้วย และ ใน PV Plants นั้นต้องมีบ่อน้ำเพื่อรองรับการระบายน้ำฝนหรือสามารถสูบน้ำ ขึ้นมาใช้เพื่อการบำรุงรักษา

ส่วนของอาคาร

แบ่งเป็น 3 ส่วน คือ Electrical Main Substation, Ware House, Guard House

1. Electrical Main Substation

เป็นอาคาร 2 ชั้นประกอบไปด้วย ห้องสวิตช์เกียร์ ห้องควบคุม, ห้องประชุม, ห้องน้ำ และอื่นๆ ในการสำรวจพื้นที่ต้องดูแนวของสายส่งระบบจำหน่ายว่าอยู่ที่ทิศทางใดเพื่อสามารถวางเลเอาท์ Electrical Main Substation ได้อย่างเหมาะสม เพื่อลดความยาวของสายเมนที่เข้าสู่ระบบจำหน่าย

2. Ware House

เป็นโรงเก็บของไว้เก็บของสำหรับอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับ โวลต์เซลล์ อาจเป็นอุปกรณ์สำรอง หรืออุปกรณ์สำหรับการบำรุงรักษา เป็นต้น

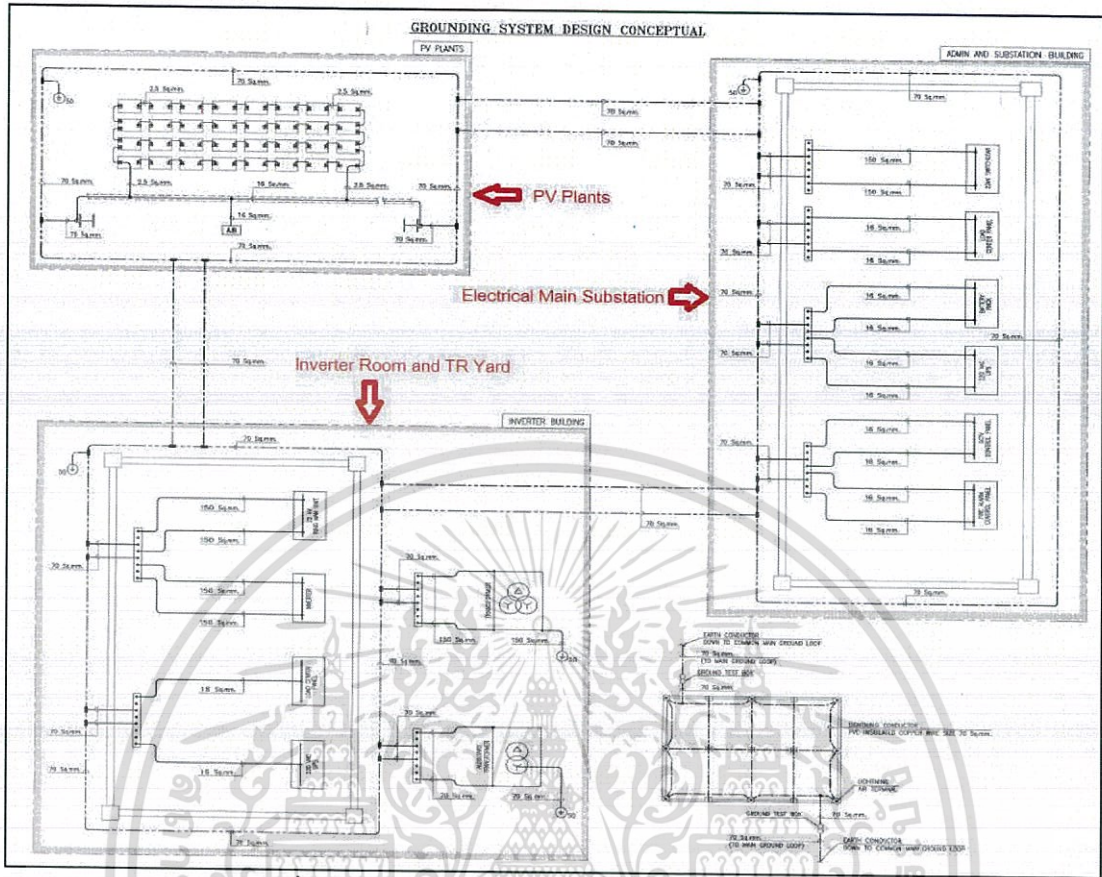
3. Guard House

เป็นห้องเล็กๆสำหรับ รปภ. ในการรักษาความปลอดภัย โดยอยู่ติดกับหน้าถนนหลัก ทั้งสามอาคารนี้อยู่ใกล้ๆกันและวางอยู่ใกล้กับถนนสายหลักและสายส่งของระบบจำหน่าย

3.3.3 ศึกษาแบบกราวด์ดิ้ง (Grounding system study)

ในการออกแบบระบบกราวด์จะต้องออกแบบหลัก 3 ส่วน ได้แก่ Conceptual design, Main Grounding cable route, Grounding system layout

1.รูปแบบของระบบกราวดิ้ง (Conceptual design)



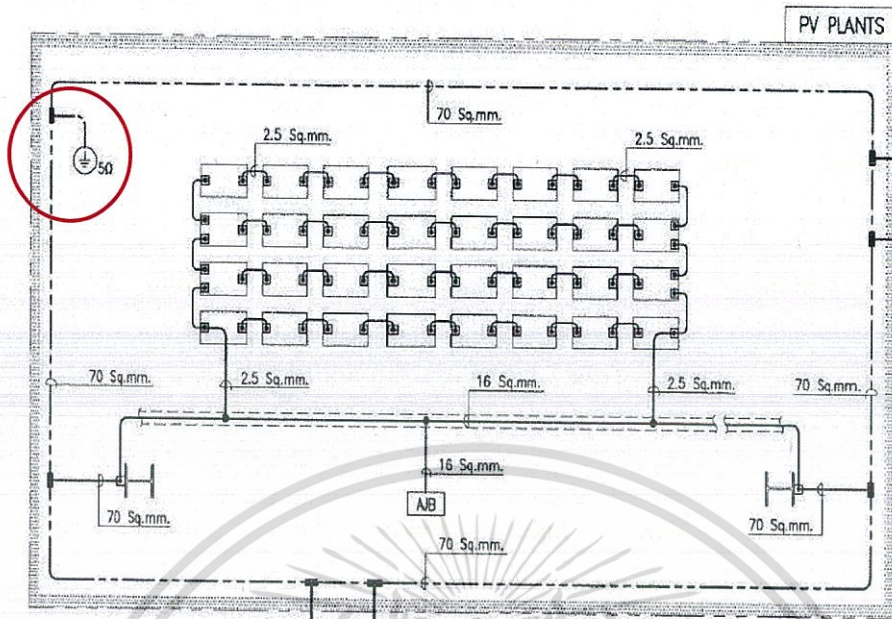
รูปที่ 3.7 แสดงรูปแบบการออกแบบระบบกราวดิ้ง

จากรูปที่ 3.7 เป็นภาพแบบโดยรวมของระบบกราวดิ้ง มีรูปแบบการออกแบบหลักๆ คือ แบ่งเป็นสามส่วน ได้แก่ Electrical Main Substation, Inverter Room และ PV plants แต่ละส่วนจะเชื่อมกันเป็น Loop ย่อย และจะเชื่อมต่อถึงกันเป็น Loop ใหญ่ทั้งระบบ เรียกว่า Main Ground Loop โดยใช้สายตัวนำทองแดงขนาด 70 Sq.mm Loop ย่อยแต่ละ Loop นั้น จะมีการต่อลงดินโดยแท่งตัวนำทองแดงความยาว 3 เมตร โดยความต้านทานแท่งทองแดงกับดินรวมกันเท่ากับ 5 โอห์ม ภายใน Loop จะเดินสายเหนือดินจุดเชื่อมต่อเชื่อมกันด้วยแคลมป์ ส่วนภายนอกที่เป็น Loop ย่อยรวมไปถึง Main Loop จุดเชื่อมต่อเชื่อมต่อกันด้วยความร้อน (Exothermic Welded) จะเดินสายแบบใต้ดิน ความลึกอย่างต่ำ 0.6 เมตร



รูปที่ 3.8 แคลมป์ยึดสายกราวด์

1.1 PV Plants

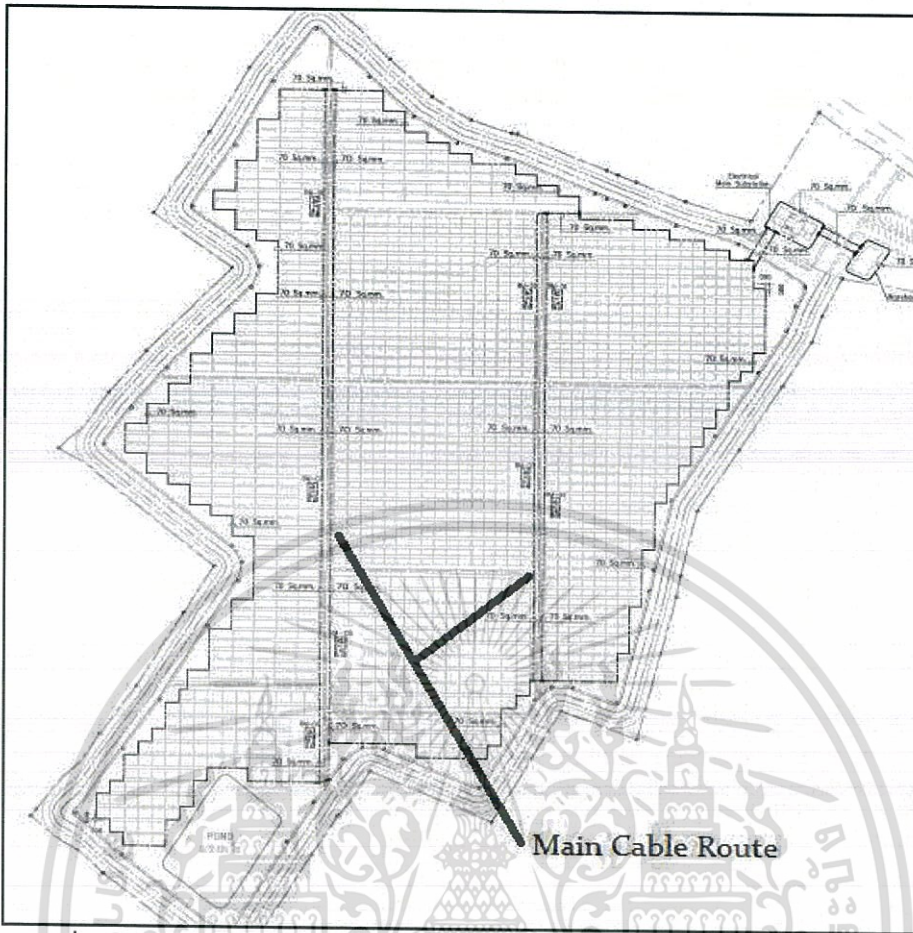


รูปที่ 3.9 แสดงระบบสายดินของโซลาร์เซลล์

จากรูปที่ 3.9 ในบริเวณ PV Plants จะติดตั้งสายกราวด์โดยแต่ละแผงจะใช้สายกราวด์เชื่อมถึงกันโดยใช้สายขนาด 2.5 Sq.mm. จากจุด Ground Hole ที่แผง จากนั้นจะเชื่อมมายัง Main Ground ของ PV Plants ร่วมกับสายกราวด์ของ AJB ขนาด 16 Sq.mm. โดย Main Ground ของ PV Plants เป็นสายขนาด 16 Sq.mm. จะเดินอยู่ใน Cable Tray จากนั้นจะเชื่อมต่อกับ Main Ground ของระบบบรอปๆ Plants และเชื่อมต่อไปยัง Inverter Room และ Electrical Main Substation อย่างละ 2 สาย



รูปที่ 3.10 สายกราวด์ที่เชื่อมระหว่างแผงขนาด 2.5 Sq.mm ผ่านช่อง Ground Hole

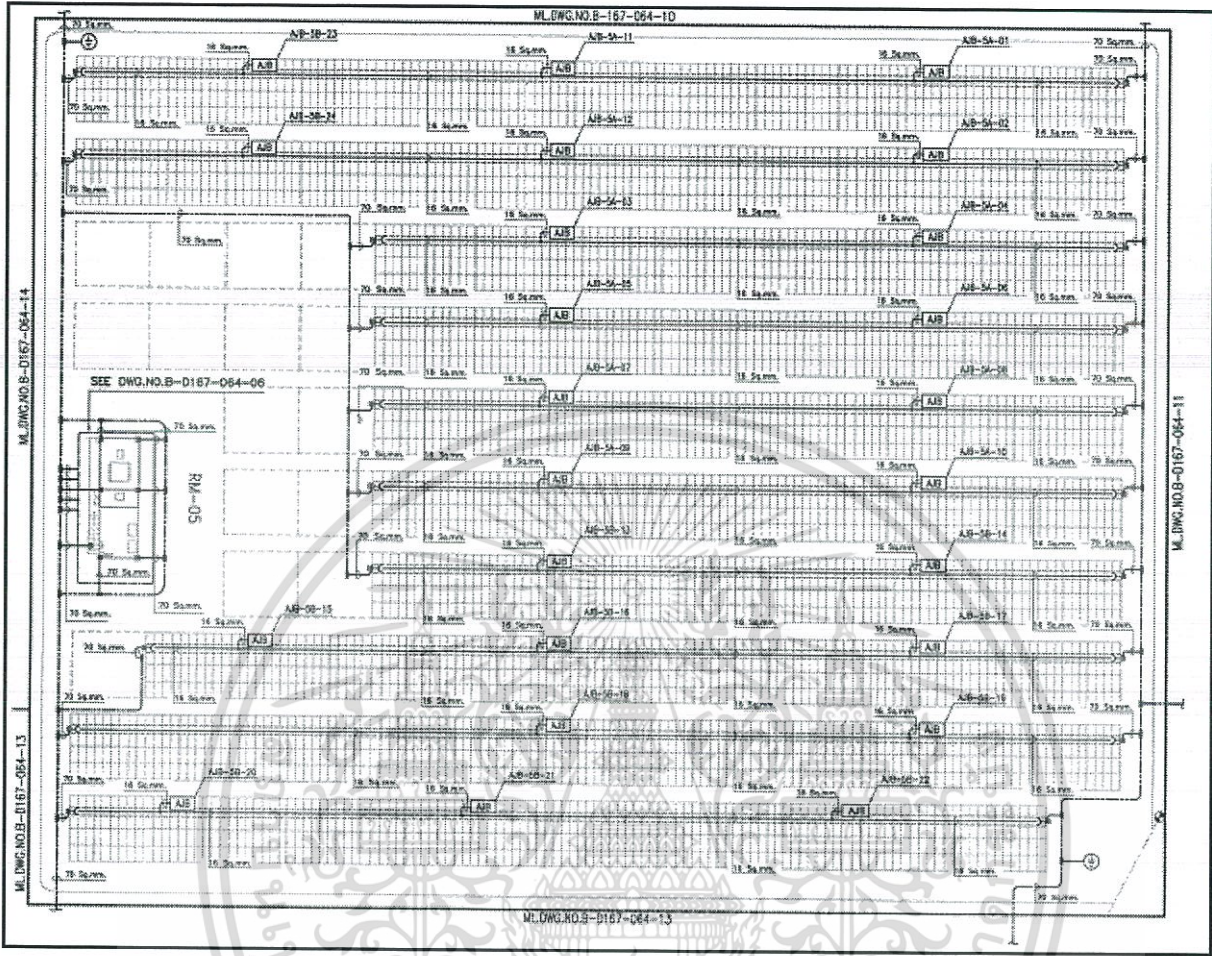


รูปที่ 3.11 Main Cable Route ของสายกราวด์ใน Cable Tray รอบๆ PV Plants



รูปที่ 3.12 จุดที่ต่อลงดินจาก Main Ground ของ PV Plants ใน Cable Tray

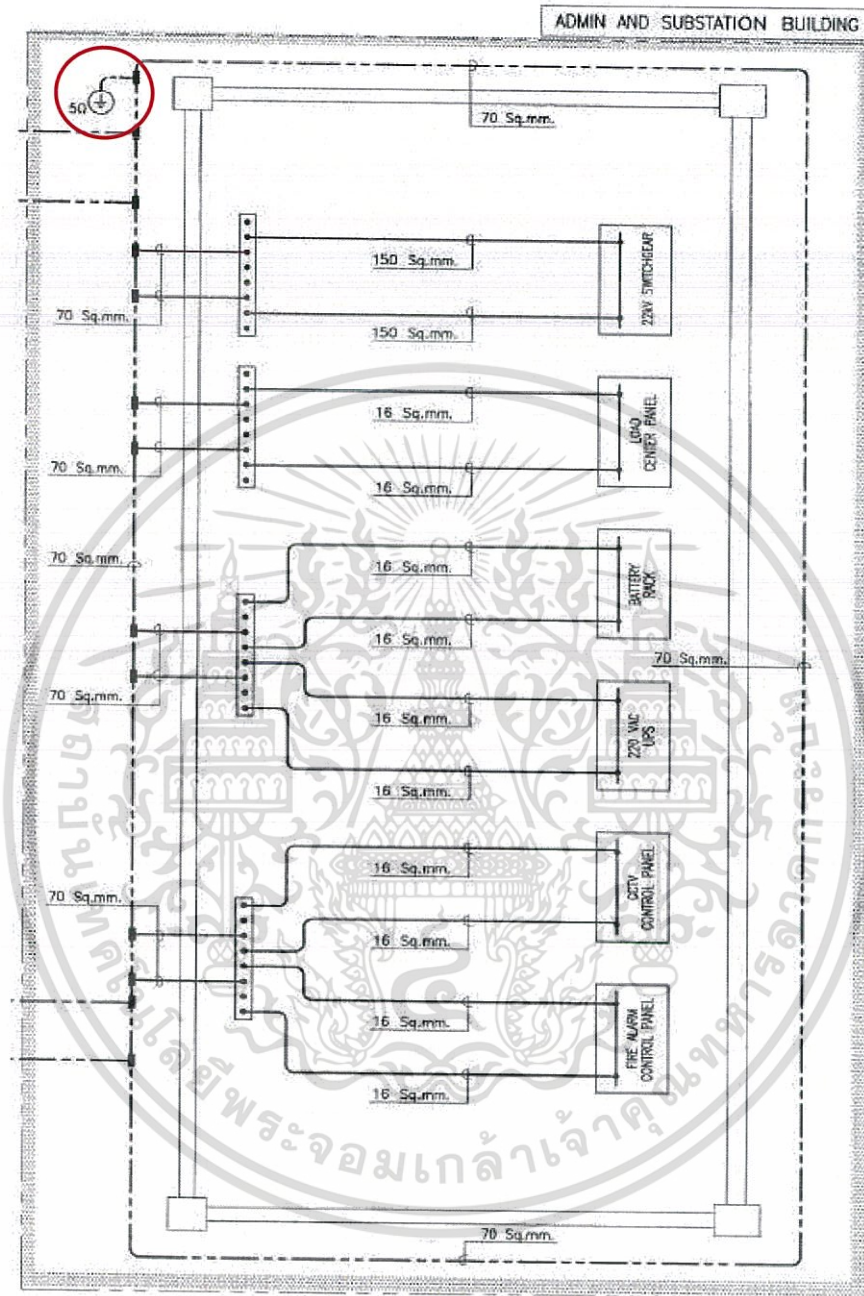
จากรูปที่ 3.12 เป็นสายกราวด์ขนาด 16 Sq.mm ต่อลงดินโดยหุ้มด้วยท่อ PVC สีเหลือง โดยจะไปเชื่อมกับ Main Ground Loop ของระบบในใต้ดิน



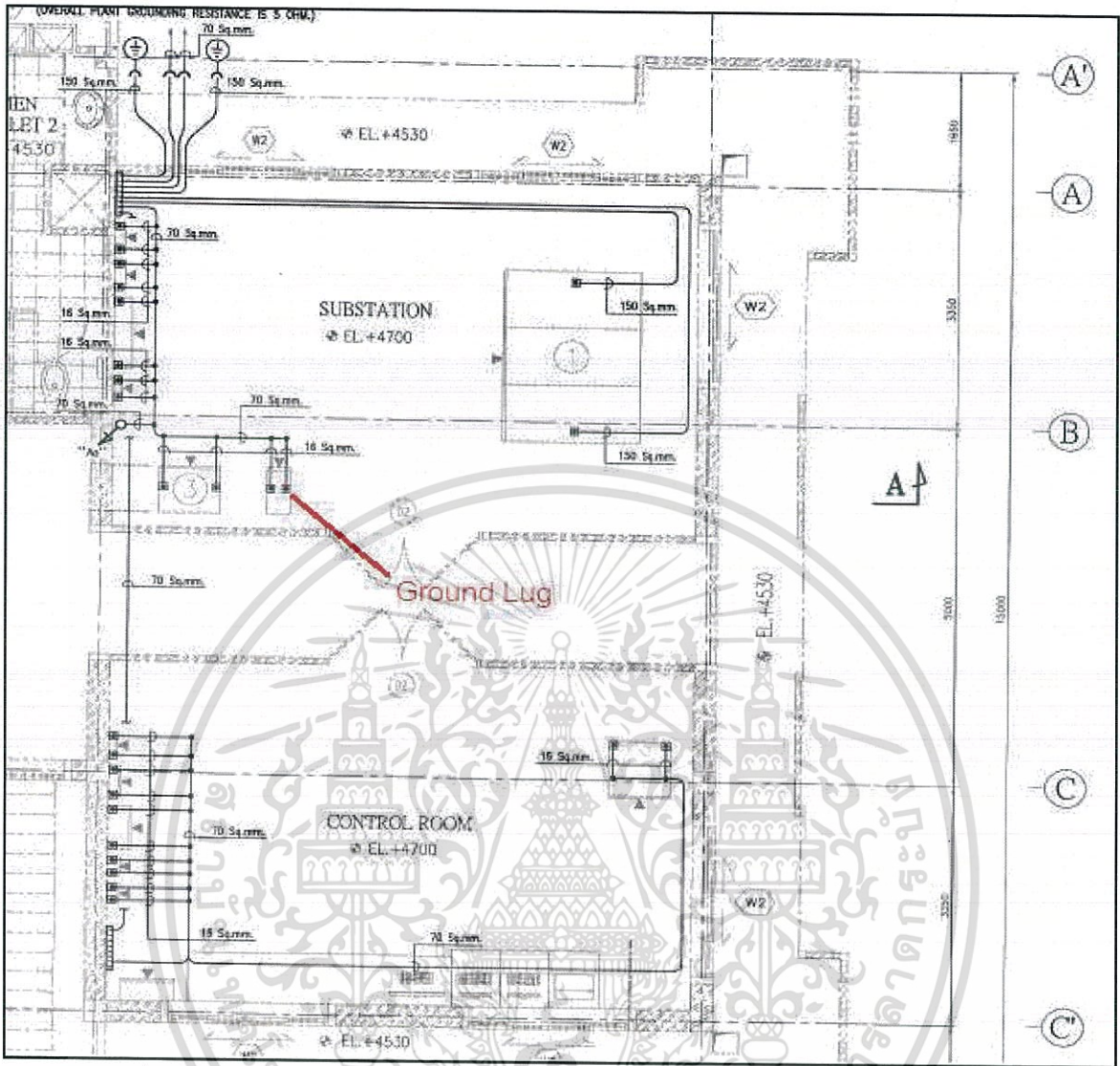
รูปที่ 3.13 รายละเอียดของ Main Cable Route ของสายกราวด์ใน Cable Tray

จากรูปที่ 3.13 เป็นรายละเอียดของ Main Cable Route ของสายกราวด์ใน Cable Tray ซึ่งแสดงให้เห็นเป็น Unit Substation การเชื่อมต่อกันระหว่าง A/B กับ Main Loop Ground ของ PV plants ซึ่งทั้ง 8 Unit Substation จะมีแท่งตัวนำลงดินอย่างละ 1 จุด

1.2 Electrical Main Substation



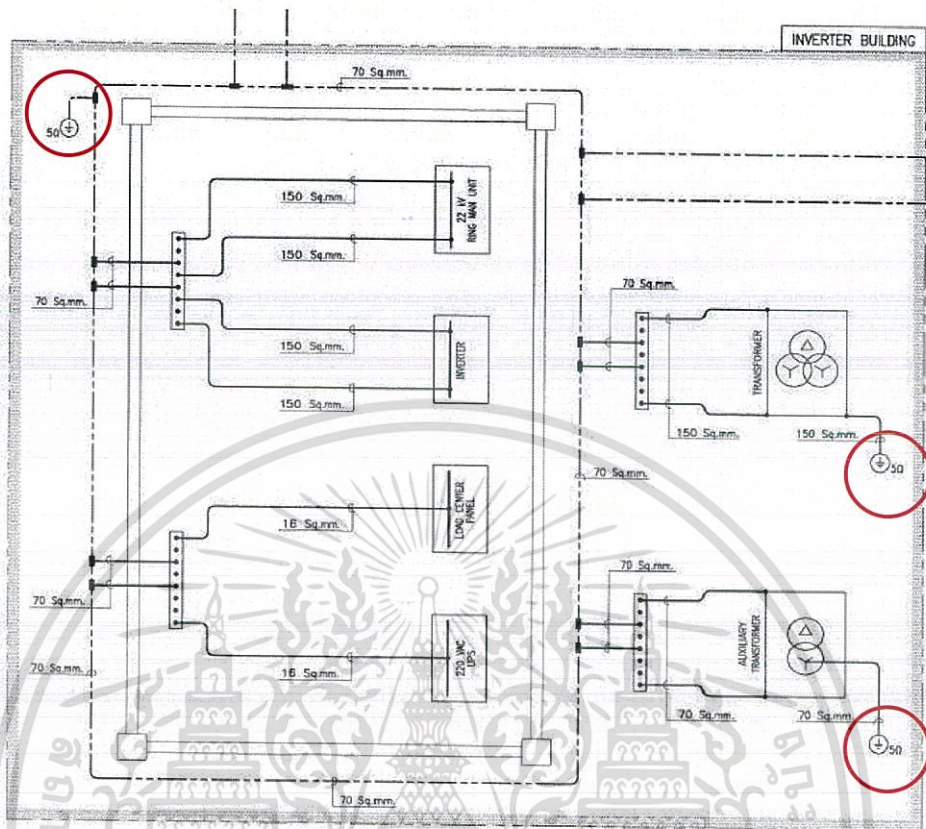
รูปที่ 3.14 ภาพโดยรวมของระบบการติดตั้งภายในห้องใน Electrical Main Substation



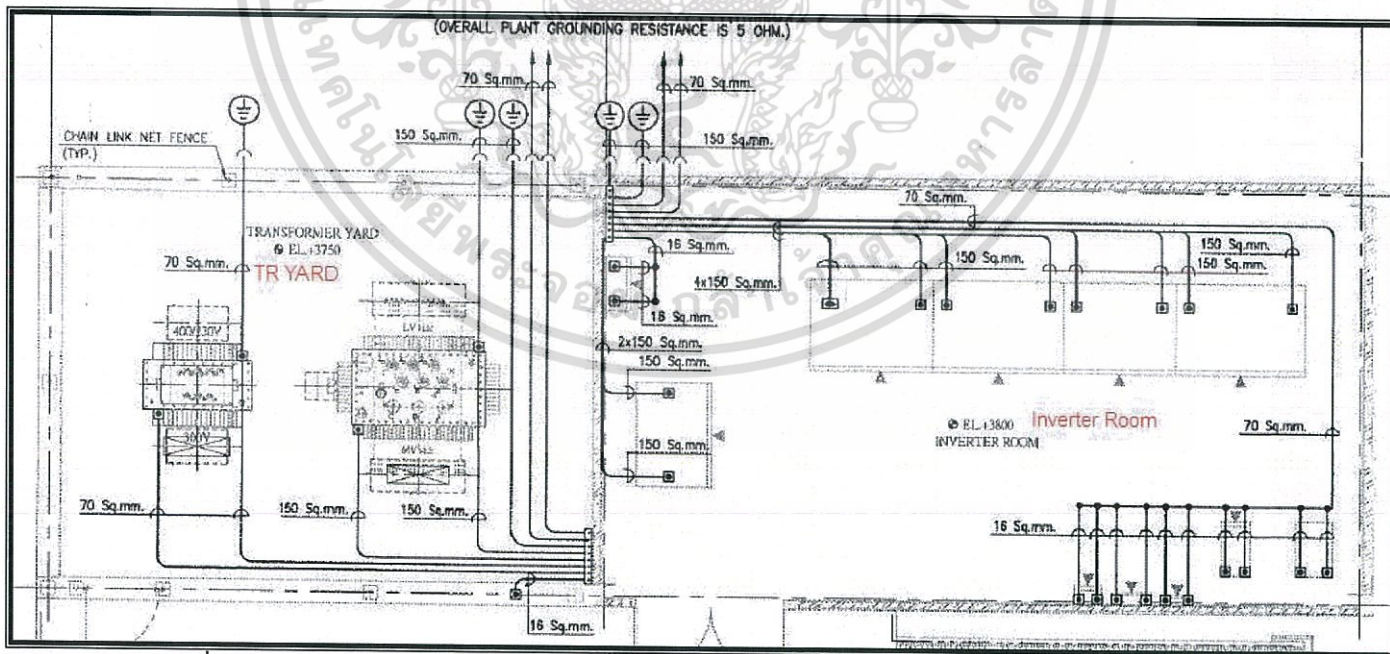
รูปที่ 3.15 รายละเอียดของระบบกราวด์ติดตั้งภายในห้องใน Electrical Main Substation

จากรูป 3.13 ภายใน Electrical Main Substation นั้นจะติดตั้งสายกราวด์โดยแต่ละบริษัททางไฟฟ้า โดยบริษัทแรงต่ำ เช่น ตู้ควบคุมระบบ Fire alarm และ ตู้ CCTV ใช้สายขนาด 16 Sq.mm. ส่วนตู้สวิตช์เกียร์ใช้สายขนาด 150 Sq.mm เนื่องจากเป็นบริษัทแรงดันสูงแต่ละบริษัทจะเชื่อมกับ Ground Lug หรือ Terminal ไปยังกราวด์บาร์ (Ground Bar) ซึ่งทำหน้าที่ให้กราวด์ภายในห้องเป็นจุดเดียวกัน จากกราวด์บาร์ก็ไปเชื่อม Main Ground Loop ในใต้ดินใช้โดยใช้สาย 2 เส้นขนาด 70 Sq.mm รอบอาคารและเชื่อมต่อไปยัง Inverter Room และ PV plants โดยใช้สายที่เชื่อมต่ออย่างละ 2 เส้น การต่อลงดินของ Electrical Main Substation ใช้สายขนาด 150 Sq.mm จากกราวด์บาร์ต่อลงดินด้วยแท่งตัวนำลงดิน 2 จุด

1.3 Inverter Room



รูปที่ 3.16 ภาพแบบโดยรวมของระบบกราวด์ติดตั้งภายใน Inverter room และ Transformer Yard



รูปที่ 3.17 รายละเอียดของระบบกราวด์ติดตั้งภายใน Inverter Room และ Transformer Yard

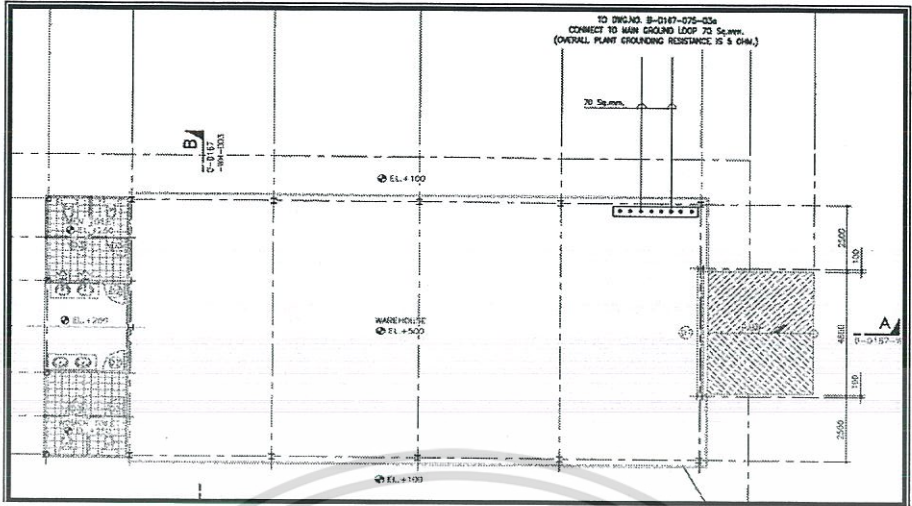
จากรูปที่ 3.17 ภายใน Inverter Room บริภัณฑ์ไฟฟ้าแรงสูง เช่น ริงเมนยูนิต์ อินเวอร์เตอร์ ใช้สายกราวด์ขนาด 150 Sq.mm ส่วนบริภัณฑ์แรงต่ำ เช่น ตู้จ่ายไฟฟ้าแก่โหลดภายในห้อง ใช้สายกราวด์ขนาด 16 Sq.mm โดยบริภัณฑ์แต่ละตัวจะเชื่อมจาก Ground Lug ไปยังกราวด์บาร์รวมเป็นจุดเดียวกัน จากกราวด์บาร์ก็ไปเชื่อม Main Ground Loop ในใต้ดินใช้โดยใช้สาย 2 เส้นขนาด 70 Sq.mm รอบๆอาคารและเชื่อมต่อไปยัง Electrical Main Substation และ PV plants โดยใช้สายที่เชื่อมต่ออย่างละ 2 เส้น การต่อลงดินของ Inverter Room ใช้สายขนาด 150 Sq.mm จากกราวด์บาร์ต่อลงดินด้วยแท่งตัวนำลงดิน 2 จุด

Transformer Yard ซึ่งจะเป็นที่วางของหม้อแปลงซึ่ง Unit Substation 1, 4, 5 คือ หม้อแปลงขนาด 250 kVA และ 1250 kVA ส่วน Unit Substation 2, 3, 6, 7, 8 คือ หม้อแปลงขนาด 30 kVA และ 1250 kVA ใช้ระบบกราวด์หลักการเดียวกัน ซึ่งแยกจาก Inverter Room โดยที่หม้อแปลงเป็นบริภัณฑ์เฉพาะที่ต้องต่อลงดินและยังเชื่อมต่อกับกราวด์บาร์จำนวนสาย 2 เส้นอีกด้วยคือ เชื่อมต่อทางด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิ โดยหม้อแปลงขนาด 1250 kVA เชื่อมต่อกราวด์บาร์ด้วยขนาดสาย 150 Sq.mm และต่อลงดินด้วยสายขนาด 150 Sq.mm หม้อแปลงขนาด 250 และ 30 kVA เชื่อมต่อกราวด์บาร์ด้วยขนาดสาย 70 Sq.mm และต่อลงดินด้วยสายขนาด 70 Sq.mm นอกจากนี้กรงล้อมรอบหม้อแปลง ก็ต้องเชื่อมกับกราวด์บาร์ด้วยเนื่องจากเป็นโลหะ โดยใช้สายขนาด 16 Sq.mm เดียวกัน จากกราวด์บาร์ก็ไปเชื่อม Main Ground Loop ในใต้ดินใช้โดยใช้สาย 2 เส้นขนาด 70 Sq.mm รอบๆอาคารและเชื่อมต่อไปยัง Inverter Room โดยใช้สายที่เชื่อมต่ออย่างละ 2 เส้น และกราวด์บาร์ต่อลงดินด้วยแท่งตัวนำลงดิน 1 จุด ใช้สายขนาด 150 Sq.mm



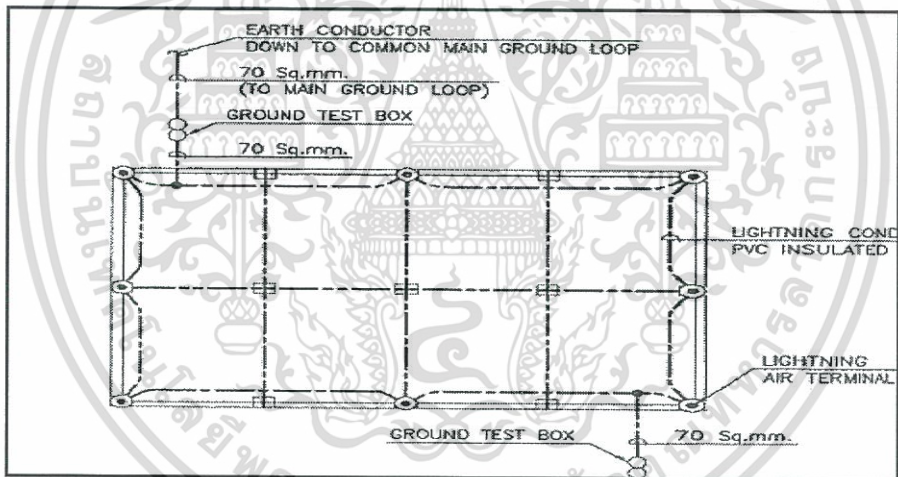
รูปที่ 3.18 ลักษณะกราวด์บาร์ที่ Inverter Room

1.4 Ware House



รูปที่ 3.19 แสดงรายละเอียดของระบบกราวด์คั้งใน Ware House

ซึ่งจากรูป 3.17 กราวด์บาร์ใน Ware House เชื่อมต่อกับ Main Loop ของระบบที่ Electrical Main substation โดยใช้สายขนาด 70 Sq.mm จำนวน 2 เส้น



รูปที่ 3.20 รูปแบบของระบบป้องกันฟ้าผ่าที่เชื่อมต่อกับระบบกราวด์คั้ง

จากรูป 3.18 เป็นการแสดงให้เห็นรูปแบบระบบฟ้าผ่า ของอาคารต่าง ๆ นั้น ระบบตัวนำลงดินใช้จุดร่วมเดียวกันที่ Main Loop ของระบบกราวด์คั้ง

- *หมายเหตุ 1.สายที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างบริภัณฑ์ คือ สายตัวนำทองแดงหุ้มฉนวน PVC เป็นเส้นสี่เหลี่ยม
- 2.สายที่ใช้เชื่อมต่อหรือเดินสายใต้ดินเป็นสายตัวนำทองแดงชนิดสายเปลือย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3.4 ศึกษาาระบบป้องกันฟ้าผ่า (Lightning study)

SYMBOL	DESCRIPTION	REMARKS
	COPPER AIR TERMINAL SIZE #5/8", 600mm. LONG	
	GROUND TEST BOX	
	COPPER BOND GROUNDING ELECTRODE #5/8", 3m. LONG	
	LIGHTNING CONDUCTOR PVC INSULATED COPPER WIRE SIZE 70 Sq.mm.	
	MAIN UNDERGROUND GROUNDING CABLE, BARE COPPER CONDUCTOR WIRE SIZE 70 Sq.mm.	
	LIGHTNING CONDUCTOR CLIP	
	ZONE OF PROTECTION	
	UNDERGROUND GROUNDING CONDUCTOR CONNECTION POINT (EXOTHERMIC WELDED)	
	CONNECTION BY CLAMP CONNECTOR	
	CABLE LEVEL CHANGE TO LOWER LEVEL FROM LEFT TO RIGHT	
	CABLE LEVEL CHANGE TO UPPER LEVEL FROM LEFT TO RIGHT	

รูปที่ 3.21 ตารางที่คำอธิบายสัญลักษณ์ของระบบป้องกันฟ้าผ่า

ส่วนของระบบป้องกันฟ้าผ่าแบ่งเป็นออกแบบ 2 ส่วน คือ ส่วนของ โรงผลิต และ ส่วนของอาคาร

ส่วนของโรงผลิต

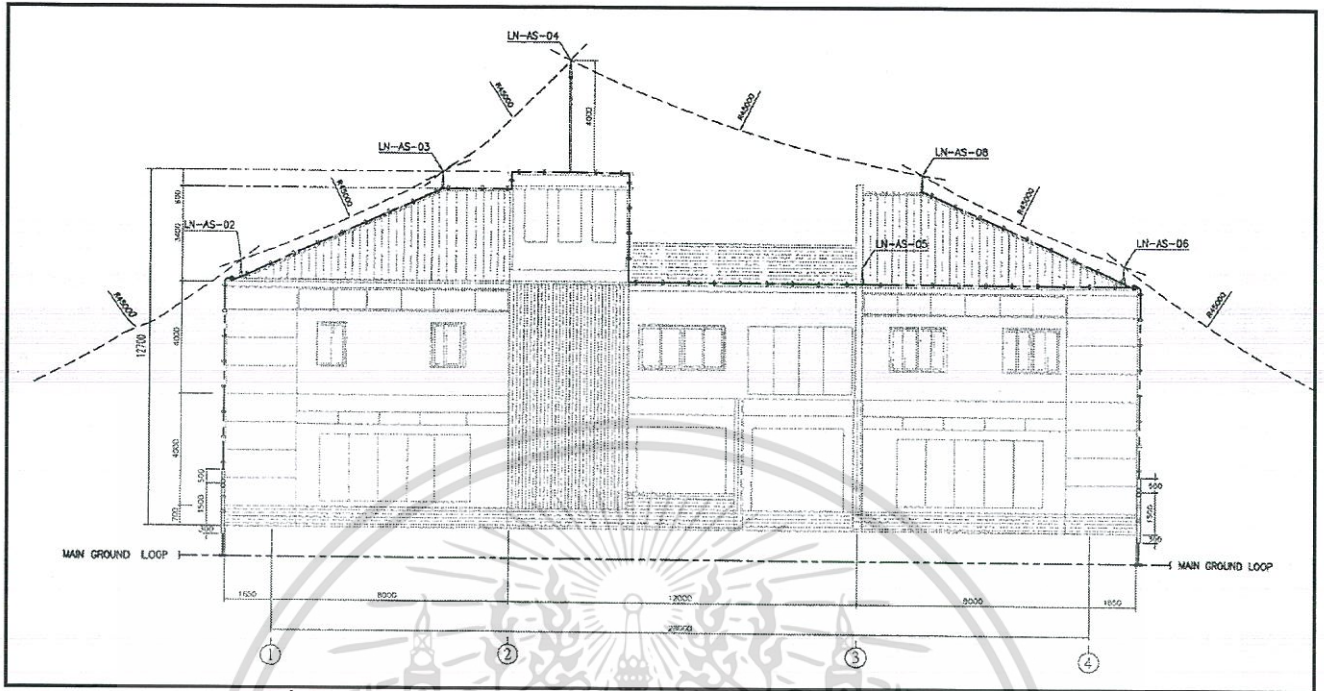
ในส่วนนี้ทั้งหมดเป็น โครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่ง ไม่ติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าเนื่องจากการติดตั้งระบบ ฟ้าผ่าโดยวิธีทรงกลมกลิ้งนั้น หรือ วิธีอื่นๆ ที่ใช้ตัวนำล่อฟ้าอาจจะใช้หลายแท่ง มีผลทำให้เกิดเงาบังแผงได้ ส่งผลให้สูญเสียพลังงานในการผลิต โดยปกติแล้วประเทศไทยนั้นฟ้าผ่าค่อนข้างเกิดไม่บ่อยดังนั้นจึงไม่ จำเป็นต้องติดตั้งหากไม่จะเป็น อีกส่วนหนึ่งช่วยลดเรื่องค่าใช้จ่ายในการลงทุนด้วย

ส่วนของอาคาร

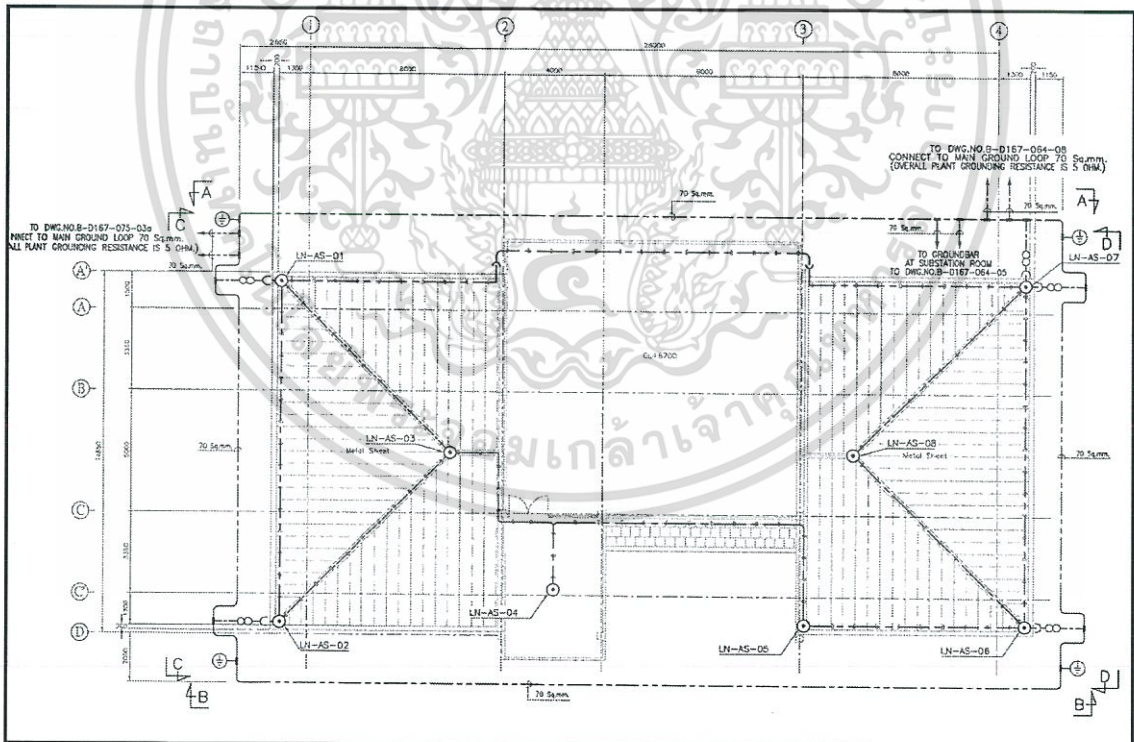
ส่วนที่ออกแบบนั้น ประกอบไปด้วย Electrical Main Substation และ Ware House ซึ่งใช้วิธีทรงกลมกลิ้งที่รัศมี 45 เมตร โดยใช้แกรม Auto Cad ในการวางรัศมีระหว่างตัวนำล่อฟ้าเพื่อให้แน่ใจว่า จุดต่ำสุดของทรงกลมไม่ แตะกับหลังคาอาคาร ซึ่งจะมีความยาวไม่เท่ากันเพราะลักษณะของหลังคานั้นไม่สมมาตรและไม่แบนราบ

1.Electrical Main Substation

จากรูปที่ 3.20 อาคารนี้ความสูงของหลังคาไม่เท่ากันทำให้ต้องใช้ตัวนำล่อฟ้าที่มีความยาวไม่เท่ากัน โดย จุดสูงสุด ใช้



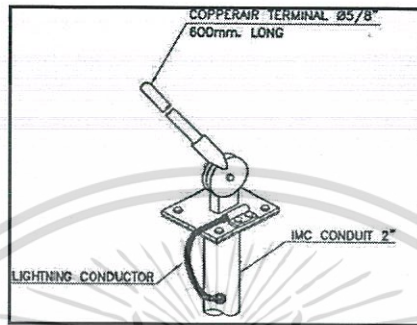
รูปที่ 3.22 ภาพแบบตัดขวางด้านหน้าของ Electrical Main Substation



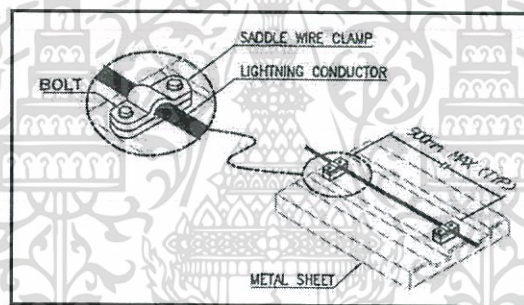
รูปที่ 3.23 ภาพแบบในมุมมองสูงของ Electrical Main Substation

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 3.22 แสดงให้เห็นระบบฟ้าผ่าทั้งหมดของ Electrical Main Substation จากตัวนำล่อฟ้าที่ใช้เป็นทองแดงเส้นผ่านศูนย์กลาง 5/8 นิ้ว ความยาว 0.6 เมตร และส่วนของจุดที่สูงที่สุดของหลังคาใช้ความยาว 4 เมตร ซึ่งเป็นตัวนำล่อฟ้า 0.6 เมตร และท่อ IMC นิ้ว รองรับอยู่ด้านล่าง ดังรูปที่ 3.55 เพื่อรองรับรัศมีของทรงกลมกลิ้งให้ได้



รูปที่ 3.24 รายละเอียดของตัวนำล่อฟ้าความยาว 0.6 เมตร

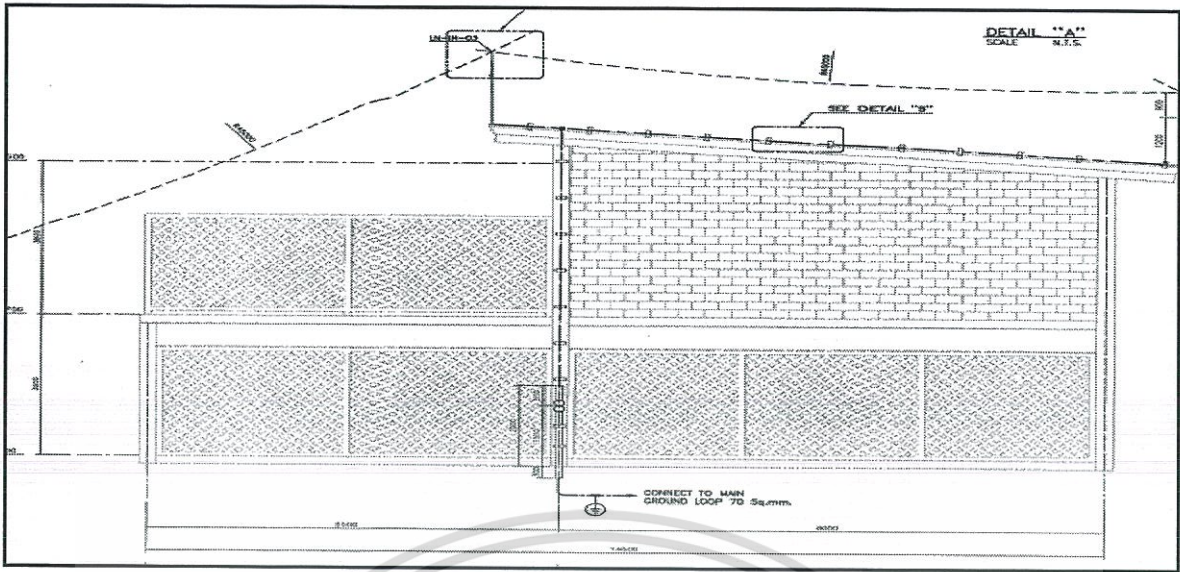


รูปที่ 3.25 รายละเอียดของตัวยึดสายนำลงดิน

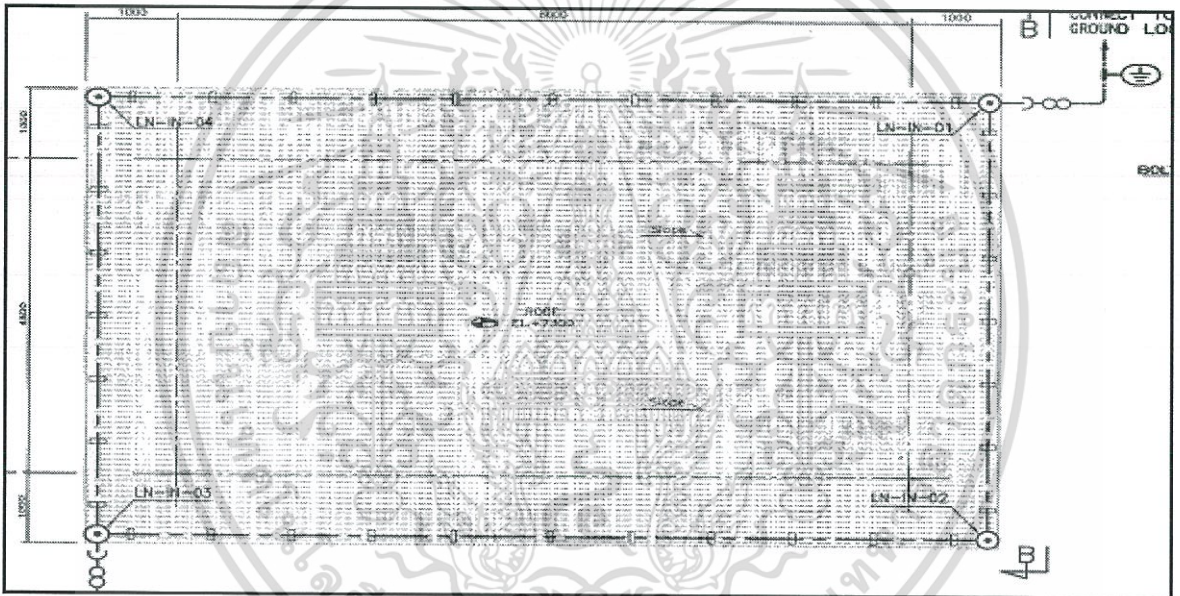
จากรูปที่ 3.22 ระบบตัวนำลงดินใช้ป็นสายตัวนำทองแดงขนาด 70 Sq.mm หุ้มด้วยฉนวน PVC ใต้หลังคาลงมาตามความเอียง โดยมีแคลมป์ยึดเป็นระยะ โดยระยะมากที่สุดคือ 0.9 เมตร และสายตัวนำลงดินจะไต่ตามขอบกำแพงลงไปสู่ Ground Test Box ต่อ ก่อนจะไปเชื่อมต่อกับ Main Loop ของระบบกราวด์คั้งในใต้ดินต่อไป

2. Inverter Room and Transformer Yard

จากรูปที่ 3.24 เป็นตัวนำล่อฟ้าใน Inverter Room ซึ่งต้องออกแบบให้สามารถป้องกัน Transformer Yard ได้ด้วยซึ่งรัศมีของทรงกลมกลิ้งนั้นแตะพื้นดิน ซึ่งสามารถป้องกัน Transformer Yard ได้ การออกแบบนั้นใช้ตัวนำล่อฟ้า 0.6 เมตร และฐานรองอีก 1.2 เมตร รวมแล้วเป็น 1.8 เมตร

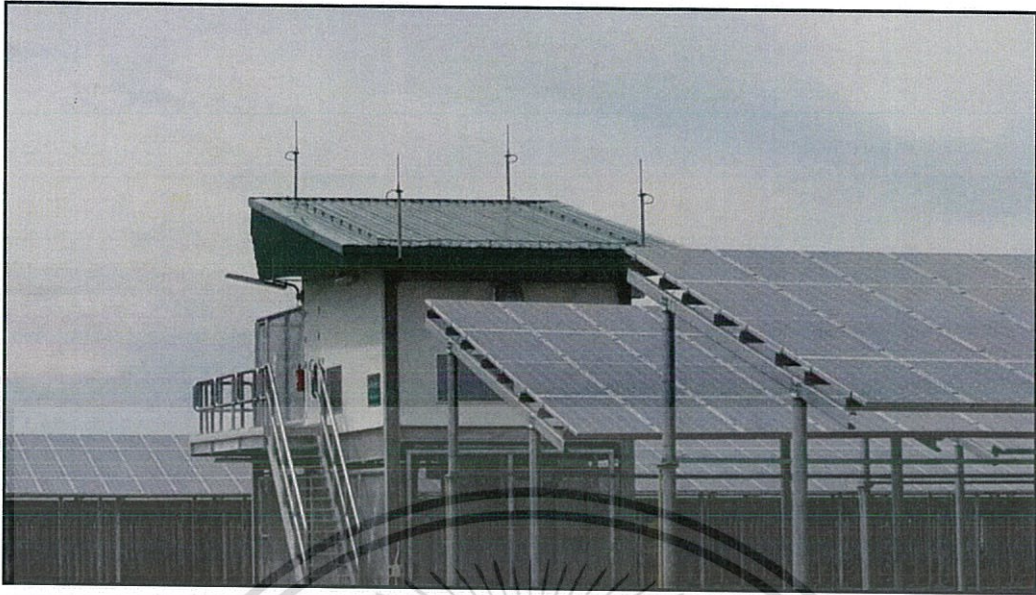


รูปที่ 3.26 ภาคตัดขวางด้านข้างของ Inverter Room



รูปที่ 3.27 ภาพแบบมุมมองสูงของ Inverter Room

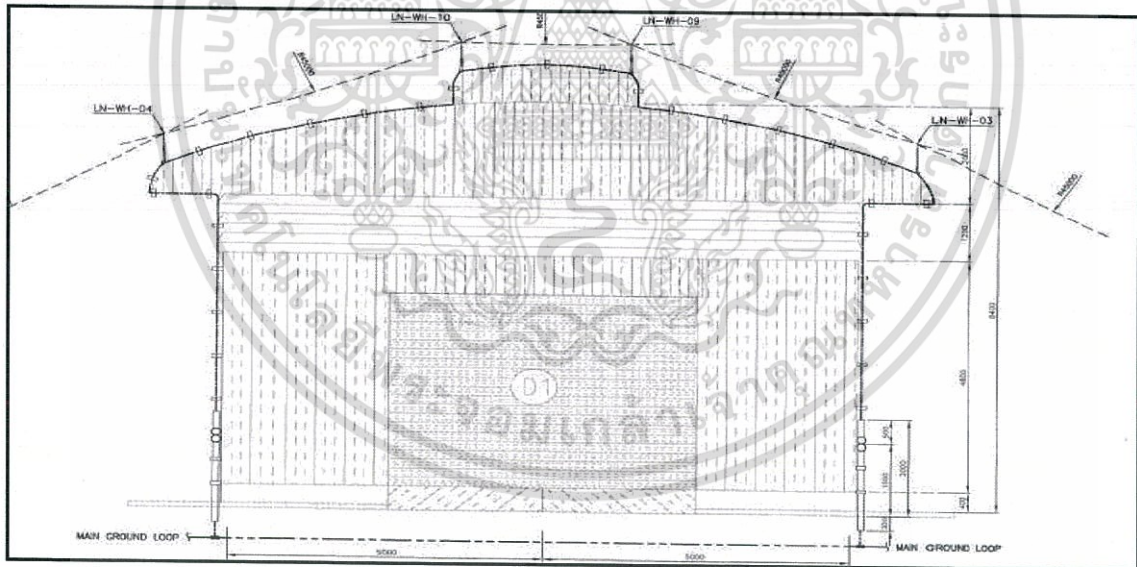
จากรูป 3.27 จะได้ว่า Inverter Room ใช้ตัวนำล่อฟ้าไป 4 แห่ง ติดอยู่ตามหลังคาอาคาร 4 จุด มี Ground Test Box 2 จุด และไปต่อกับ Main Ground Loop



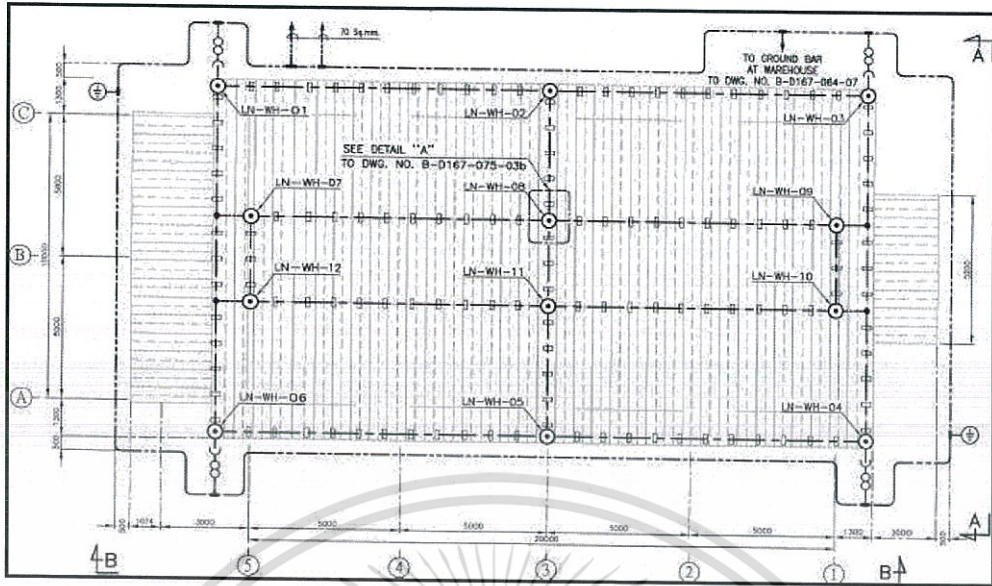
รูปที่ 3.28 แสดงตัวนำล่อฟ้าทั้ง 4 จุด ของ Inverter Room

3. Ware House

จากรูปที่ 3.28 เป็นตัวนำล่อฟ้าที่ Ware House ใช้ความยาว 0.6 เมตร ไม่มีฐานรองรับ



รูป 3.29 ภาคตัดขวางด้านหน้าของ Ware House



รูปที่ 3.30 ภาพมุมมองของ Ware House

จากรูปที่ 3.30 จะได้ว่าตัวนำล่อฟ้าทั้งหมด 12 แท่ง จุด มี Ground Test Box 4 จุด ต่อกับ Main Ground Loop



รูปที่ 3.31 ตัวนำล่อฟ้าบนหลังคา Ware House

*หมายเหตุ ในส่วนของอาคารทั้งหมดรูปแบบของการออกแบบบริษัทป้องกันฟ้าผ่าเหมือนกัน คือ

1. ตัวนำล่อฟ้าใช้ตัวนำทองแดงขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 5/8 นิ้ว ความยาว 0.6 เมตร บางอาคารอาจเสริมความยาวความเหมาะสมที่จะสามารถป้องกันโดยวิธีทรงกลมกลิ้งได้ด้วยฐานเป็นท่อ IMC 2 นิ้ว
2. ระบบตัวนำลงดิน ใช้เป็นตัวนำทองแดงขนาด 70 SQ.mm หุ้มด้วยท่อ PVC สีเหลือง โดยทุกๆระยะห่างไม่เกิน 0.9 เมตร จะยึดด้วยแคลมป์ เพื่อยึดติดกับเส้นทางที่เดินลง

3.3.5 ศึกษาาระบบแสงสว่างและเต้ารับ (Lighting and Receptacle study)

ในส่วนนี้จะศึกษาเกี่ยวกับระบบไฟแสงสว่าง การออกแบบระบบไฟแสงสว่างจะต้องออกแบบหลักๆ ได้แก่ 1.Layout ตำแหน่งการติดตั้ง 2.Wiring diagram ซึ่งการออกแบบจะใช้โปรแกรม Dialux ในการคำนวณ

ซึ่งชนิดสายไฟที่ใช้ระบบไฟแสงสว่างจะใช้สาย THW Cable 750 V โดยศึกษาจากงาน D167 Siam Solar Power Project

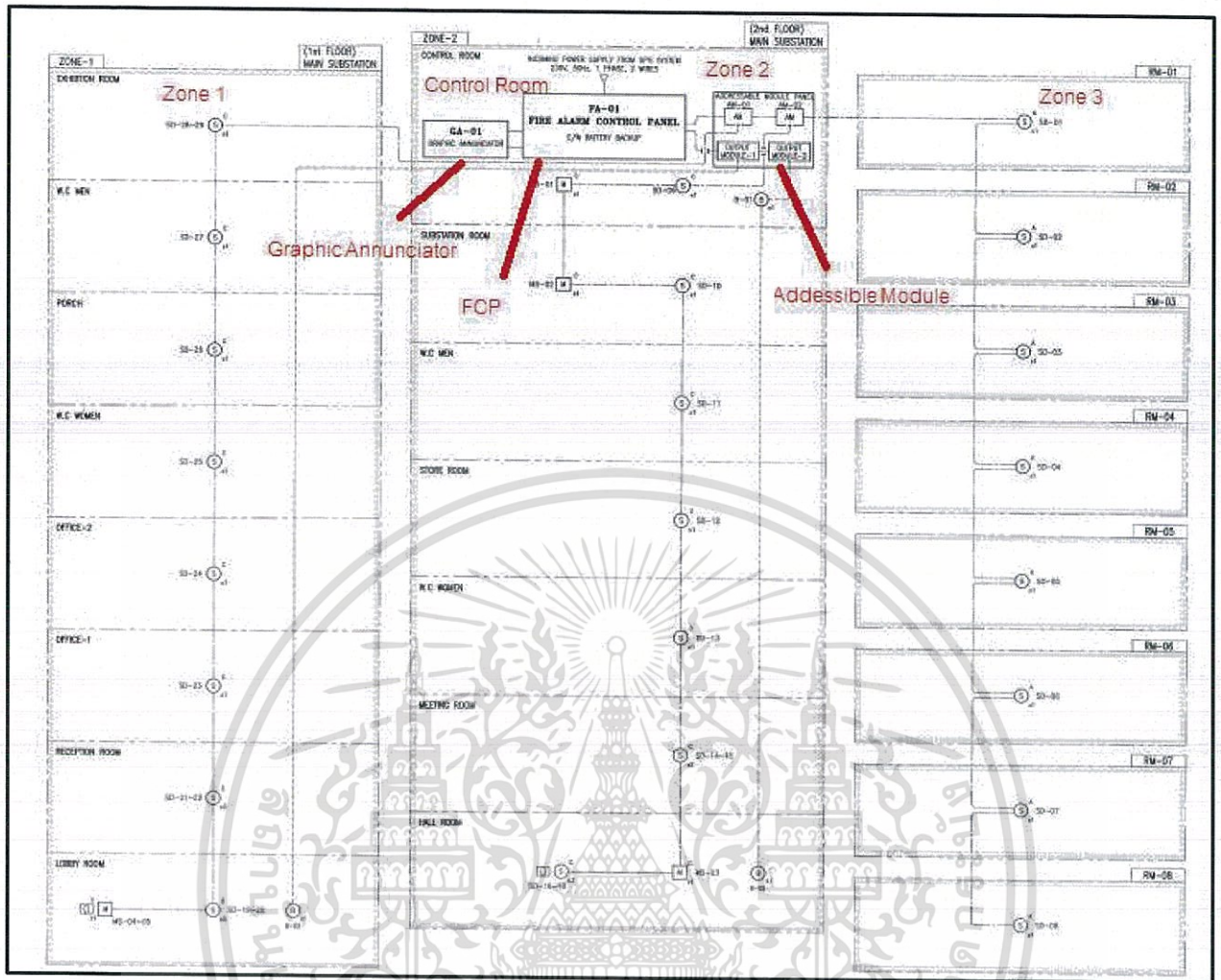
1. Layout คือแผนภาพที่แสดงตำแหน่งของอุปกรณ์ที่เราจะติดตั้งในอาคารนั้นๆ ซึ่งในแพลนที่มีทั้งหมด 4 อาคารจึงต้อง ออกแบบ layout แต่ละ

2.Wiring diagram คือ ไดอะแกรมที่อธิบายถึงการโยงสายเชื่อมต่อสายไฟ ขนาดสายไฟ ขนาดท่อ ลำดับวงจร ดึงไฟมาจากตู้ใด

3.3.6 ศึกษาาระบบแจ้งเตือนภัยจากเพลิงไหม้ (Fire alarm system study)

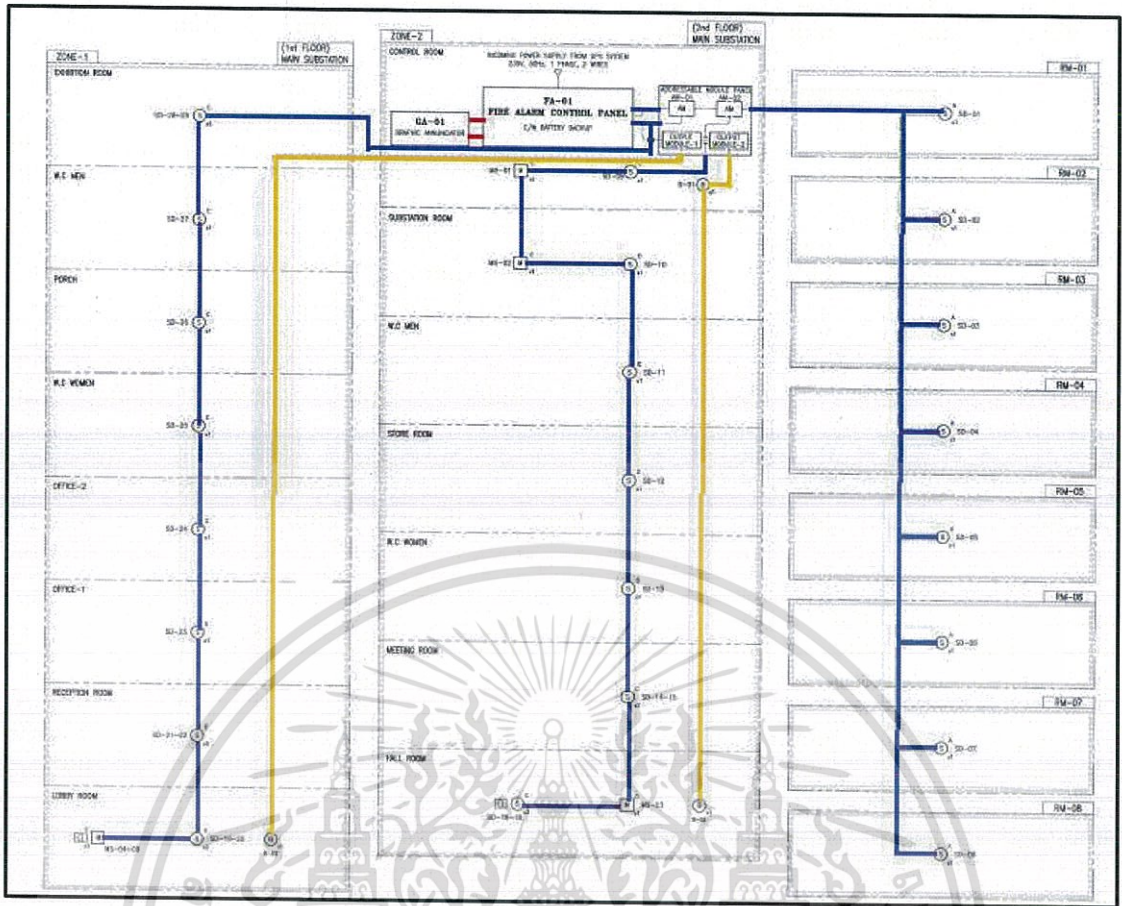
ในส่วนนี้จะศึกษาเกี่ยวกับอุปกรณ์แจ้งเตือนเหตุเพลิงไหม้ การออกแบบระบบป้องกันภัยจากเพลิงไหม้จะต้อง ออกแบบหลัก 2 ส่วน ได้แก่ 1.Block diagram 2.Layout โดยศึกษาจากงาน D167 Siam Solar Power Project



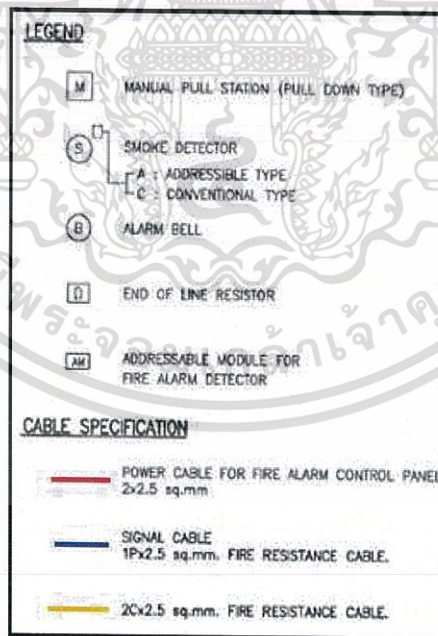


รูปที่ 3.32 Block diagram ของระบบ Fire alarm

จากรูปที่ 3.32 เป็น Block Diagram ของระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง เป็นการแสดงรูปแบบโดยรวมของระบบ โดยเริ่มจากตู้ควบคุม (FCP) ที่อยู่ในห้องควบคุมของ Electrical Main Substation 230 V รับไฟ มาจากระบบสำรองไฟ (UPS) เชื่อมต่อกับ Graphic Annunciator และ Addressable Module และควบคุมระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิงทั้งหมด 3 โซน โดยโซนแรก คือ ชั้น 1 ของ Electrical Main Substation โซนที่ 2 คือ ชั้น 2 ของ Electrical Main Substation และ โซนที่ 3 คือ ส่วนของ PV Plant



รูป 3.33 สีของสายไฟฟ้าที่เดินจากอุปกรณ์ในเส้นทางต่างๆ

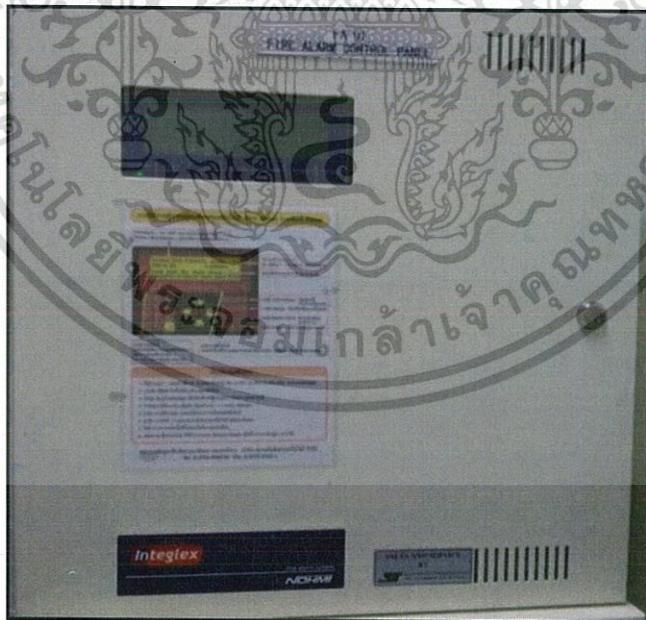


รูปที่ 3.34 สัญลักษณ์ต่างๆใน Block Diagram ระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง

1.การทำงานโดยภาพรวมของระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง

จากรูปที่ 3.31 แสดงถึงสีของสายไฟฟ้าในเส้นทางต่างๆ โดยเริ่มจากตู้ควบคุม (FCP) เป็นตู้ควบคุมหลักของระบบซึ่งรับไฟฟ้ากระแสสลับ 230 V จาก ระบบสำรองไฟ (UPS) เชื่อมต่อกับ Graphic Annunciator โดย Power cable ขนาด 2x2.5 Sq.mm จำนวน 2 เส้น (เส้นสีแดง) ซึ่งลักษณะของ Graphic Annunciator เป็นตู้ที่มีปุ่มแสดงไฟอยู่ด้านหน้าแสดงตำแหน่งที่เกิดเหตุแต่ละจุดในแพลนท์ โดยตู้นี้จะติดอยู่ในห้องควบคุม และแสดง PV plants และส่วนของอาคาร ทำหน้าที่แจ้งเตือนหากพบจุดไหนมีปัญหา ก็จะแจ้งเตือน โดยผ่าน Addressable Module และแสดงไฟสีแดงข้างหน้าตู้ ส่วนของ Addressable Module เชื่อมต่อกับตู้ควบคุม (FCP) โดย Signal Cable ขนาด 1Px2.5 Sq.mm ชนิด Fire Resistance จำนวน 2 เส้น ซึ่ง Addressable Module ทำหน้าที่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์แจ้งเตือนภัยดับเพลิงในโซนต่างๆจำนวน 3 โซน จากนั้นเมื่อพบปัญหาอุปกรณ์ก็จะทำงาน โดย Smoke Detector และ Manual Pull Station จะแจ้งเตือนผ่านทาง Signal Cable ขนาด 1Px2.5 Sq.mm ชนิด Fire Resistance โดยอุปกรณ์ 2 ตัวนี้เชื่อมต่อถึงกันด้วยสายเส้นเดียว เป็นสายสีน้ำเงินดังรูป 3.33 แจ้งเตือนไปยัง Addressable Module เข้าสู่ตู้ควบคุม (FCP) และจะไปแสดงไฟสีแดงที่ปุ่มของ Graphic Annunciator

อุปกรณ์อีกตัว คือ Alarm Bell เชื่อมต่อกับ Output Module (อยู่ใน Addressable Module) ทำงานในการแจ้งเตือนจาก Smoke Detector และ Manual Pull Station ที่ตรวจจับความผิดปกติ โดยสายไฟฟ้าที่มาเชื่อมต่ออุปกรณ์ Alarm bell โดยเป็น Signal Cable ขนาด 2Cx2.5 Sq.mm ชนิด Fire Resistance เชื่อมต่อกันจำนวนเส้นเดียว เป็นสายสีส้มดังรูป 3.33



รูปที่ 3.35 ตู้ควบคุมแจ้งเตือนภัยดับเพลิง (FCP)



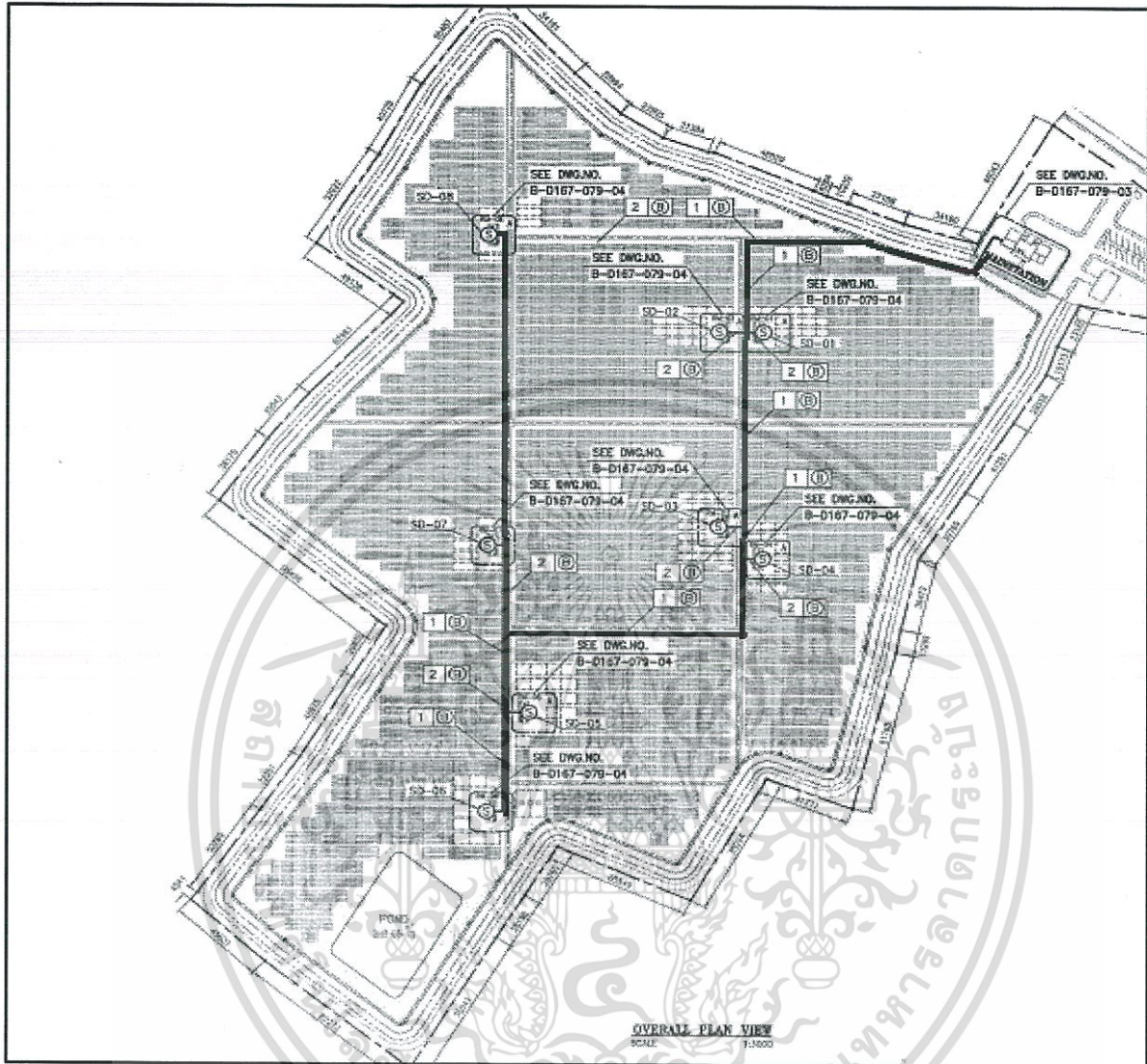
รูปที่ 3.36 ตู้ Addressable Module



รูปที่ 3.37 ตู้ Graphic Annunciator

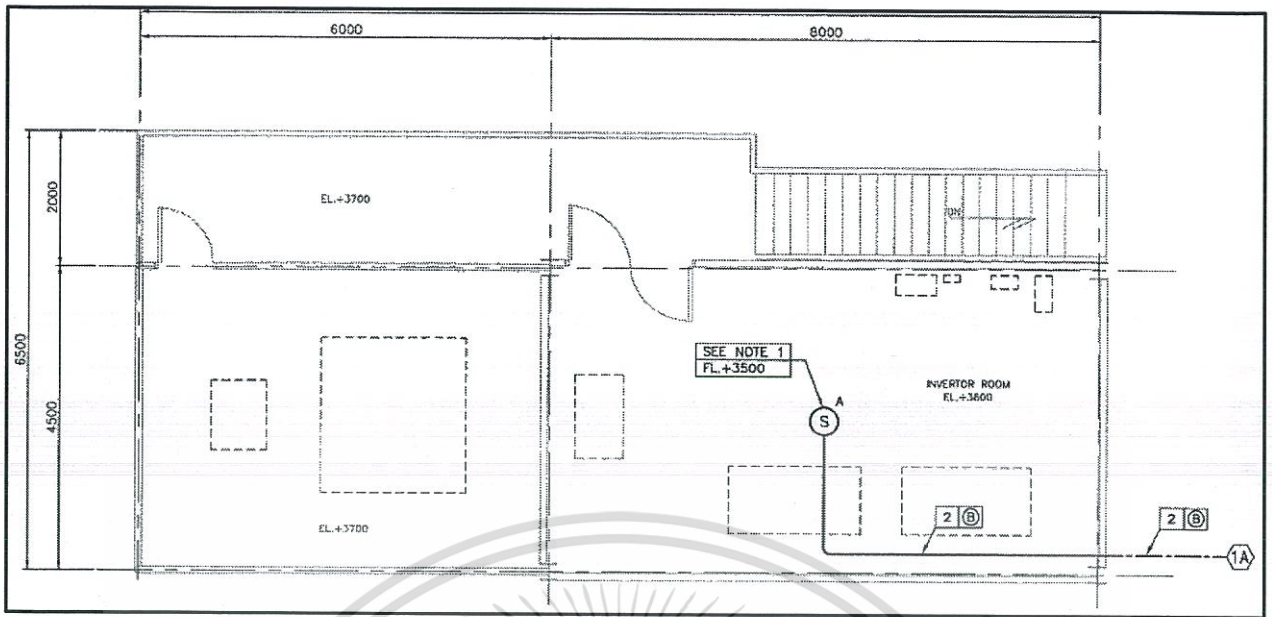
2. การออกแบบและวางตำแหน่งอุปกรณ์

ส่วนของ PV Plant



รูปที่ 3.38 Main Route ของระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง

จากรูปที่ 3.38 เป็นเส้นทางการเดินสายไฟฟ้าหลักใน PV Plant โชน 3 ซึ่งออกมาจาก Addressable Module เชื่อมต่อไปยังอุปกรณ์แจ้งเตือนภัยดับเพลิงต่างๆ ใน Inverter Room



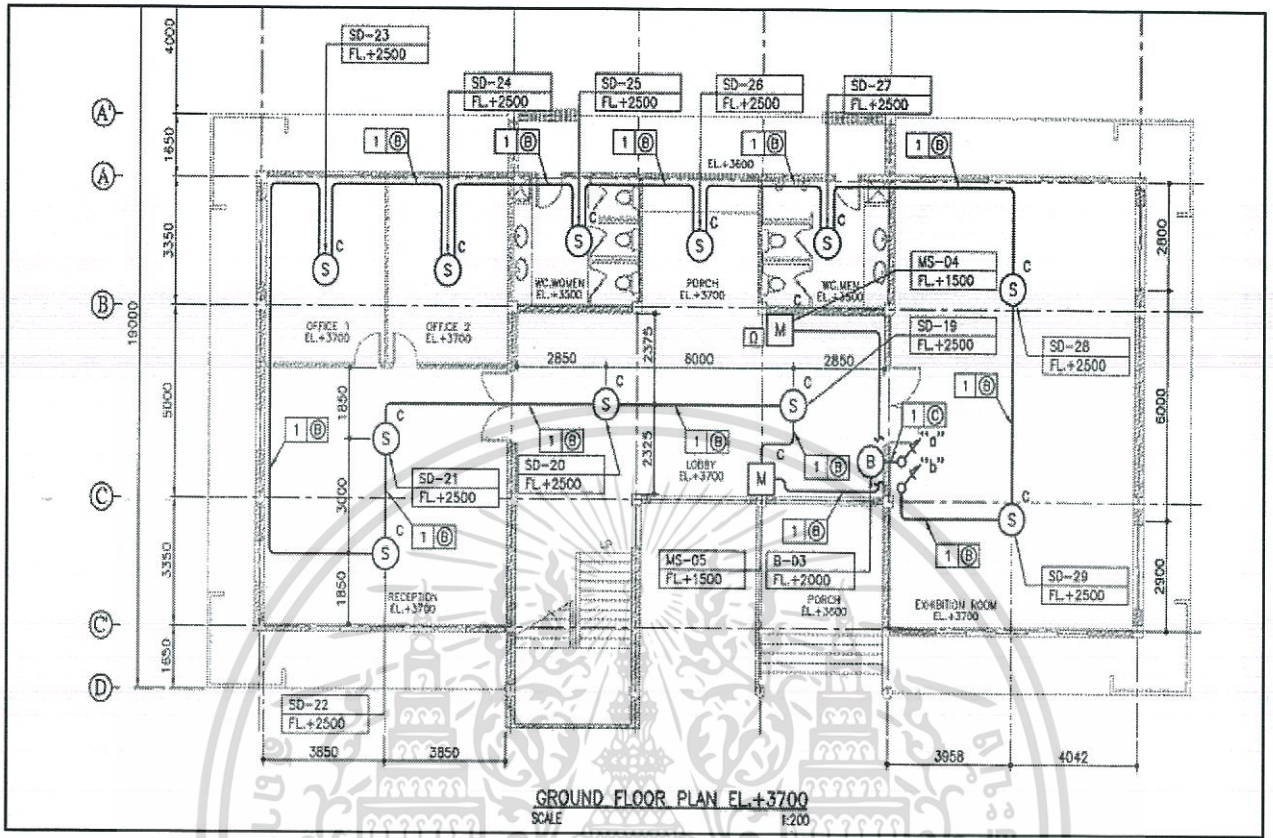
รูปที่ 3.39 ภาพแบบการติดตั้งอุปกรณ์ใน Inverter Room มุมสูงชั้นที่ 2

จากรูปที่ 3.39 แสดงให้เห็นการติดตั้งอุปกรณ์ Smoke Detector ใน Inverter Room ชนิด Addressable Type ชนิดนี้สามารถระบุตำแหน่งที่แจ้งเตือนได้และแจ้งเตือนแบบอัตโนมัติเมื่อพบควันที่ผิดปกติ โดยแสดงที่หน้าตู้ Graphic Annunciator ซึ่งมีความสำคัญมาก เนื่องจาก PV plants นั้นมีพื้นที่ขนาดใหญ่ การใช้แบบระบุตำแหน่งจะทำให้รู้จุดที่เกิดปัญหาและสามารถแก้ไขได้อย่างรวดเร็ว

Smoke Detector ติดสูงจากระดับพื้นอ้างอิงประมาณ 3.5 เมตร ตำแหน่งกลาง Inverter Room ห่างจากผนังด้านซ้ายและขวา 4 เมตรและห่างจากผนังบนล่าง 2.25 เมตร ตามภาพมุมสูง

รูปแบบการติดตั้งใน PV Plants จะเป็นลักษณะเดียวกันทั้ง 8 Unit Substation เพราะฉะนั้นสรุปได้ว่าในส่วนของ PV plants นั้นจะมีอุปกรณ์แจ้งเตือนภัยดับเพลิง Smoke Detector ชนิด Addressable Type ทั้งหมด 8 ตัว

ส่วนของ Electrical Main Substation



รูปที่ 3.40 ภาพแบบมุมมองใน Electrical Main Substation ชั้นแรก

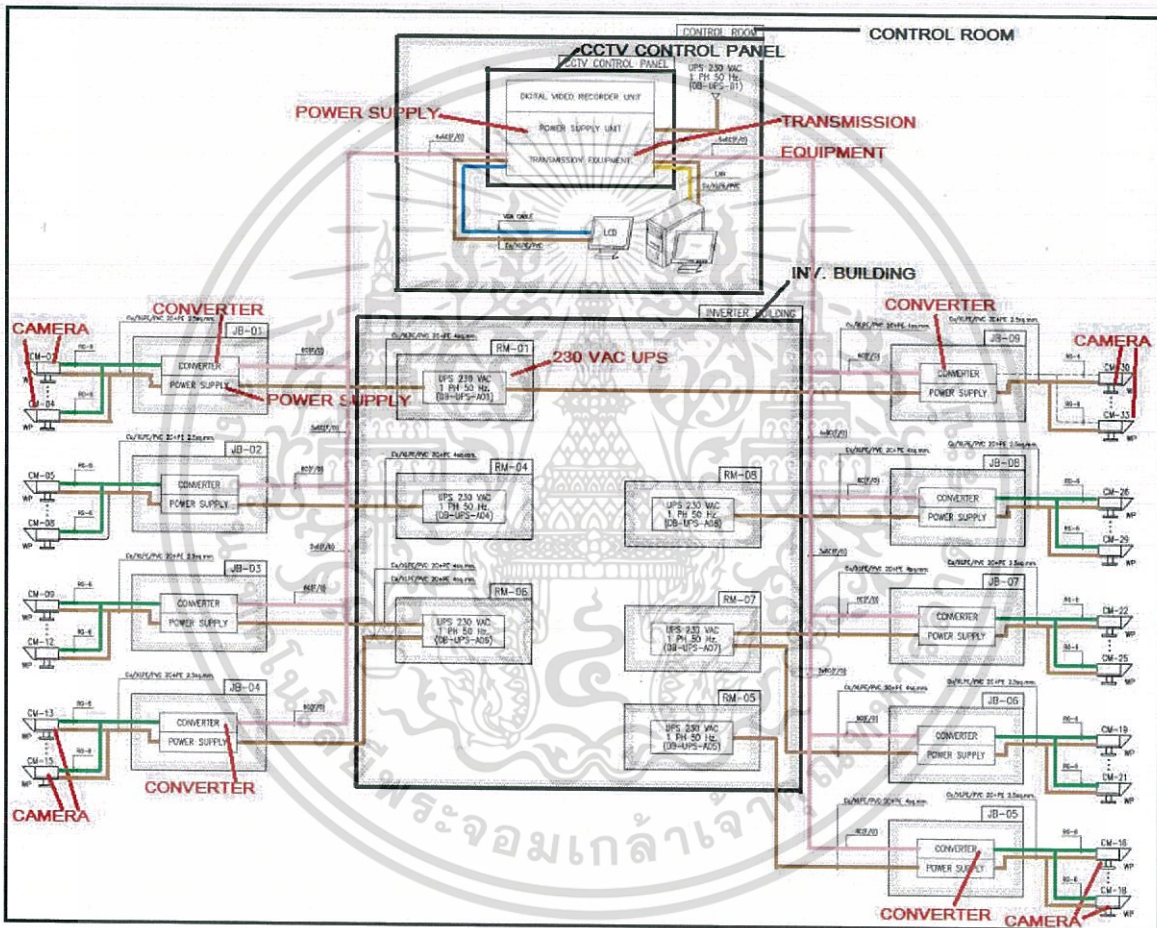
จากรูปที่ 3.40 แสดงการติดตั้งอุปกรณ์ในภาพมุมมองใน Electrical Main Substation ชั้นแรก ซึ่งเป็น โชนแรก โดยจะมีอุปกรณ์ตัวแรกคือ Smoke Detector ชนิด Conventional Type ทำงานอัตโนมัติเมื่อพบควันที่ ผิดปกติแต่ไม่สามารถระบุตำแหน่งได้ เนื่องจากพื้นที่ของห้องไม่ใหญ่มากนัก ไม่จำเป็นต้องใช้ชนิด Addressable ซึ่งเป็นการประหยัดราคาส่วนหนึ่งได้ เชื่อมต่อกับ Addressable Module

อุปกรณ์ตัวที่ 2 คือ Manual Pull Station ชนิด Pull Down Type เดินสายไฟฟ้าเส้นทางเดียวกับ Smoke Detector แต่ต่างที่การทำงาน โดยจะทำงานเมื่อมีคนไปดึงลงเท่านั้น และส่งสัญญาณไปยัง Addressable Module

อุปกรณ์ตัวที่ 3 คือ Alarm Bell จะทำหน้าที่เมื่ออุปกรณ์ Smoke Detector ตรวจจับควันที่ผิดปกติ หรือ มี คนไปดึง Manual Pull Station จากนั้นก็จะส่งสัญญาณตาม Signal Cable ไปยัง Addressable Module หลังจากนั้น Addressable Module ส่งสัญญาณผ่านทาง Output Module (อยู่ใน Addressable Module) ที่เชื่อมต่อกับ Alarm Bell ส่งสัญญาณไปยัง Alarm Bell ทำให้เกิดเสียงดังขึ้น

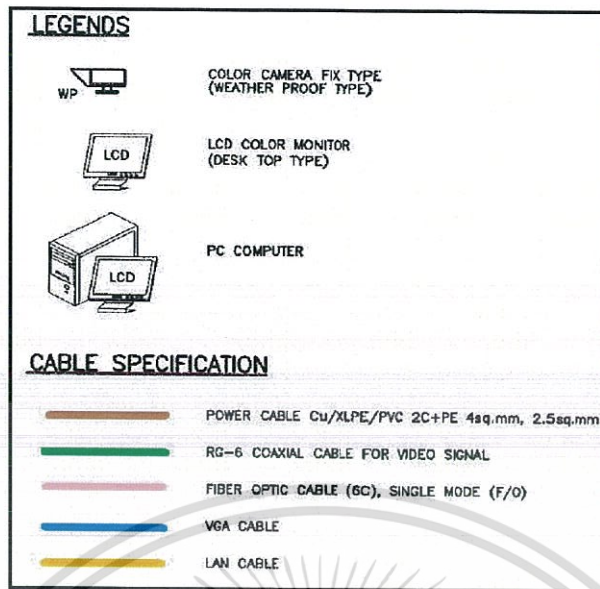
3.3.7 ศึกษาาระบบกล้องวงจรปิด (CCTV system study)

ในส่วนนี้จะศึกษาเกี่ยวกับระบบกล้องวงจรปิด การออกแบบระบบกล้องวงจรปิดจะไม่มีมาตรฐานอ้างอิง ขึ้นอยู่กับความต้องการของเจ้าของโครงการ ต้องออกแบบหลัก 2 ส่วน ได้แก่ 1. Block diagram 2. Layout โดยศึกษาจากงาน D167 Siam Solar Power Project โดยหลักๆระบบกล้องวงจรปิดจะแบ่งอุปกรณ์ออกเป็น 2 ส่วน คือ 1. กล้องวงจรปิดซึ่งติดตั้งที่รื้อรอบ PV Plant 2. มอนิเตอร์แสดงผลที่อยู่ในห้องควบคุมของ Electrical Main Substation



รูป 3.41 สีของสายไฟฟ้าที่เดินจากอุปกรณ์ในเส้นทางต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.42 สัญลักษณ์ต่างๆใน Block Diagram ระบบกล้องวงจรปิด

1.การทำงานโดยภาพรวมของระบบกล้องวงจรปิด

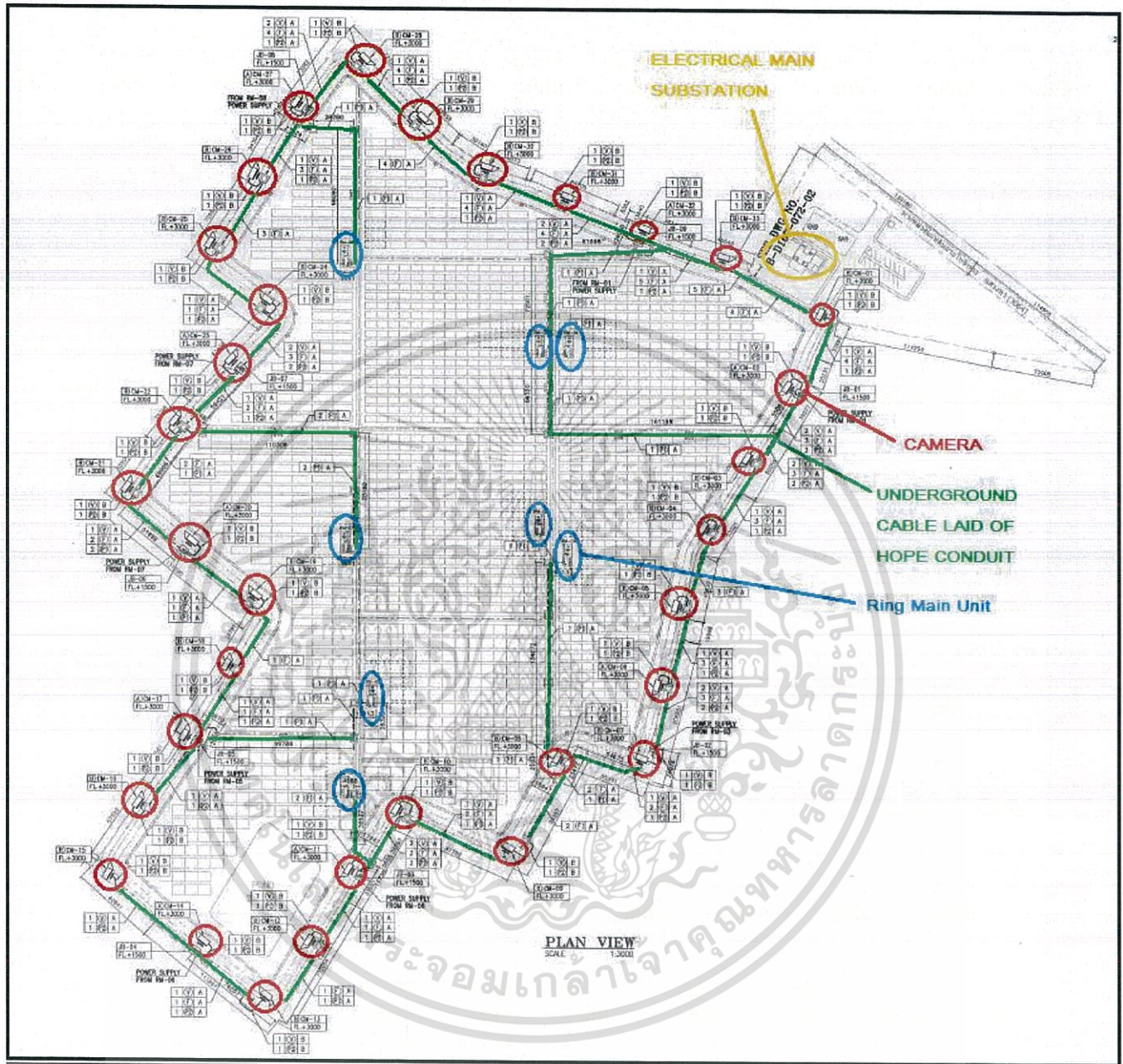
จากรูปที่ 3.41 แสดงถึงสีของสายไฟฟ้าในเส้นทางต่างๆ โดยเริ่มจากตู้ CCTV control panel ที่อยู่ในห้องควบคุมของ Electrical Main Substation เป็นตัวควบคุมหลักของระบบซึ่งรับไฟฟ้ากระแสสลับ 230 V จากระบบสำรองไฟ (UPS) โดยเชื่อมต่อด้วยสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น โดยในส่วนของการ Transmission equipment ของตู้ CCTV control panel จะเชื่อมต่อกับ LCD Color Monitor ด้วยสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น และสาย VGA cable 1 เส้นซึ่งลักษณะของ LCD Color Monitor เป็นจอมอนิเตอร์แสดงภาพซึ่งอยู่ในห้องควบคุมของอาคาร Electrical Main Substation

Transmission equipment ยังเชื่อมต่อกับคอมพิวเตอร์ PC อีกด้วย ด้วยสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น และสาย LAN cable 1 เส้น นอกจากนี้ Transmission equipment จะไปเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ Converter ภายใน Junction Box ซึ่งมีทั้งหมด 9 Junction Box จึงใช้สาย Fiber Optic ขนาด 6C ทั้งหมด 9 สายเชื่อมต่อในแต่ละ Converter อย่างละ 1 สาย และใน Junction Box จะมี Power Supply เพื่อรับไฟเลี้ยงมาจาก UPS 230 VAC ที่อยู่ภายใน Ring Main Unit โดยจะเชื่อมต่อด้วยสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น เข้ากับ UPS

จากนั้น Converter และ Power Supply ภายใน Junction Box จะเชื่อมต่อกับตัวกล้องวงจรปิด ด้วยสาย RG-6 Coaxial Cable จำนวน 1 เส้น และสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น ตามลำดับ โดย 1 Junction Box จะเชื่อมกับกล้องวงจรปิด 3 หรือ 4 ตัว ซึ่งจะมี Power supply ใน Junction Box ตัวที่ 1 และตัวที่ 9 ที่รับไฟเลี้ยง มาจาก UPS 230 VAC ภายใน Ring Main Unit ตัวที่ 1 ร่วมกัน

2. การออกแบบและวางตำแหน่งอุปกรณ์

ส่วนของ PV Plant

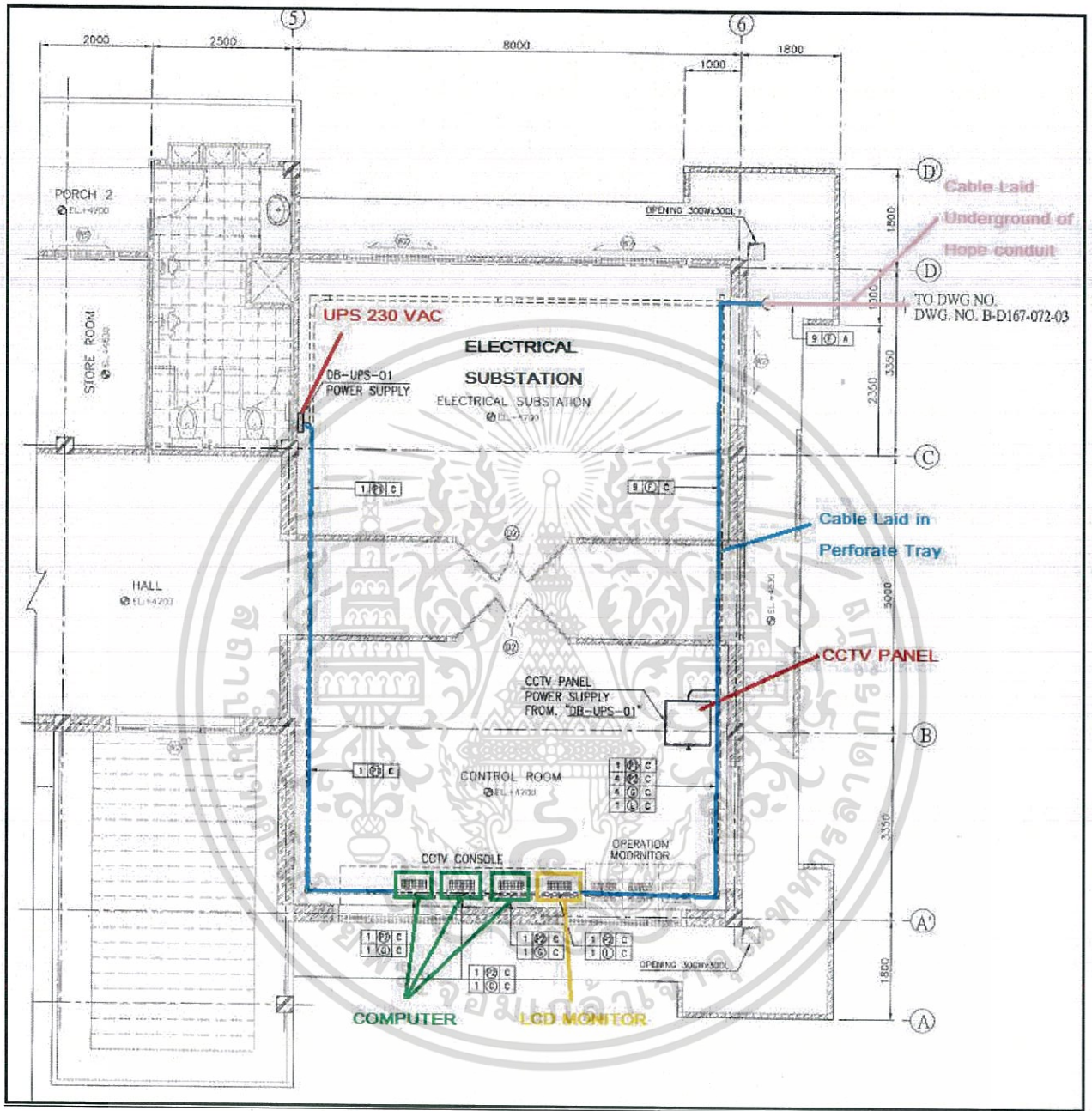


รูปที่ 3.43 แสดงตำแหน่งอุปกรณ์ (วงกลมสีแดง) และ Main Route (เส้นสีเขียว) ของระบบกึ่งวงจรมืด

จากรูปที่ 3.43 เป็นเส้นทางการเดินสายไฟฟ้าหลักใน PV Plant โดยจะเดินสายแบบใต้ดิน (เส้นสีเขียว) ซึ่งสายไฟจะออกมาจาก Transmission Equipment ในตู้ CCTV Control Panel ในอาคาร Electrical Main Substation เชื่อมต่อไปยังอุปกรณ์กึ่งวงจรมืดต่างๆที่ติดตั้งที่รื้อรอบ PV Plant

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ส่วนของ Electrical Main Substation

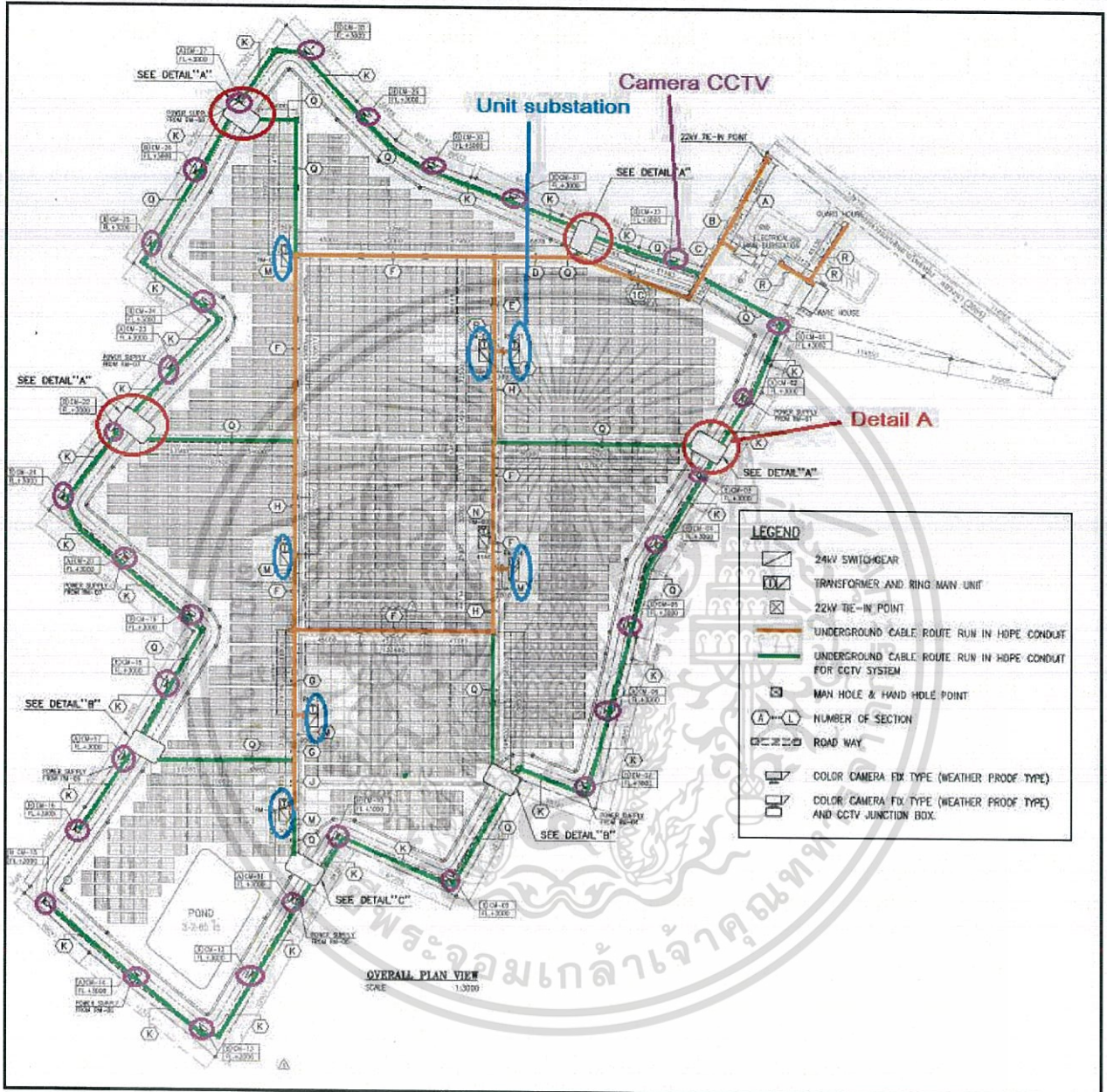


รูปที่ 3.44 ภาพแบบมุมมองใน Electrical Main Substation ชั้นที่สอง

จากรูปที่ 3.44 แสดงการติดตั้งอุปกรณ์ในภาพมุมมองใน Electrical Main Substation ชั้นที่สอง ห้อง Control Room ซึ่งจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ตู้ CCTV Control Panel 1 ตู้ LCD Color Monitor 1 ตัว และ Computer 3 ตัว โดยสายไฟจะเดินใน Perforate tray (เส้นสีฟ้า)

3.3.8 ศึกษาเส้นทางเดินของสายไฟฟ้า (Electrical Main Route Study)

ในหัวข้อนี้เป็นการศึกษาเส้นทางเดินสายไฟฟ้าของ PV Plants ของระบบต่างๆ ซึ่งอาจจะใช้เส้นทางเดินสายไฟฟ้าร่วมกัน เพื่อการออกแบบขนาด Cable Tray ได้ถูกต้อง



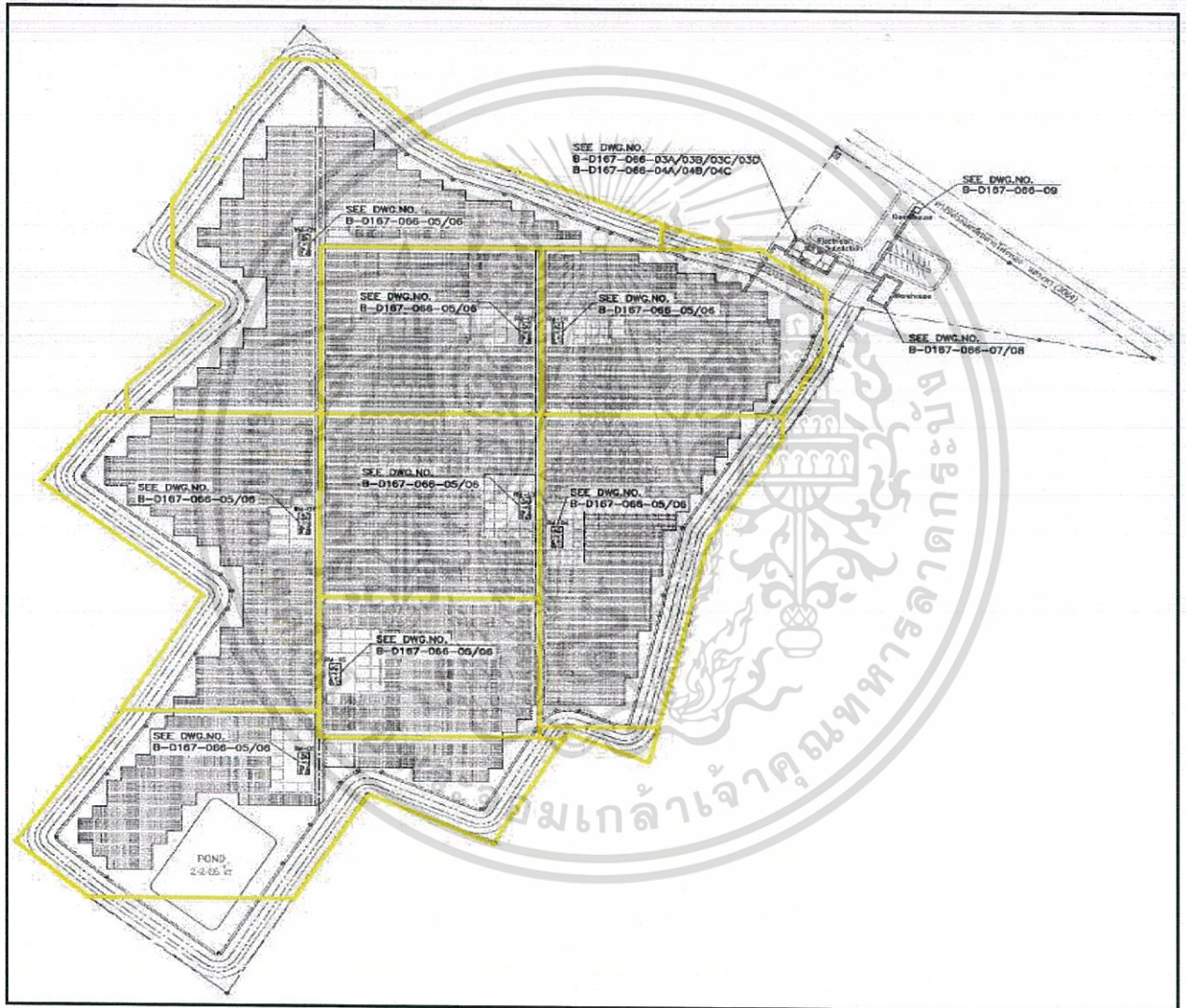
รูปที่ 3.45 Main Electrical Cable Route Overall of PV Plants

จากรูปที่ 3.45 คือ เส้นทางหลักของการเดินระบบสายไฟฟ้าทั้งหมด (Electrical Main cable route) ของแพลนท์ ซึ่งสายไฟฟ้าของทุกระบบล้วนจะต้องเดินตามเส้นทางนี้ทั้งสิ้น โดยเส้นสีส้ม คือเส้นทางการเดินสายไฟฟ้าแบบ

ใต้ดินโดยเดินในท่อ HDPE ส่วนเส้นสีเขียวก็มีเป็นชนิดเช่นเดียวกับสีส้ม แต่เป็นเส้นทางสำหรับการเดินสายไฟฟ้าระบบกึ่งอกรวดโดยเฉพาะ

ดังนั้น จากที่ศึกษา Electrical Main cable route จะสามารถแบ่งเป็นระบบไฟฟ้าต่างๆเพื่อแสดงการเดินสายไฟฟ้าในแต่ละระบบ ซึ่งจะเดินเพียงแคภายใน Electrical Main cable route ดังนี้

1.ระบบแสงสว่างและเต้ารับ

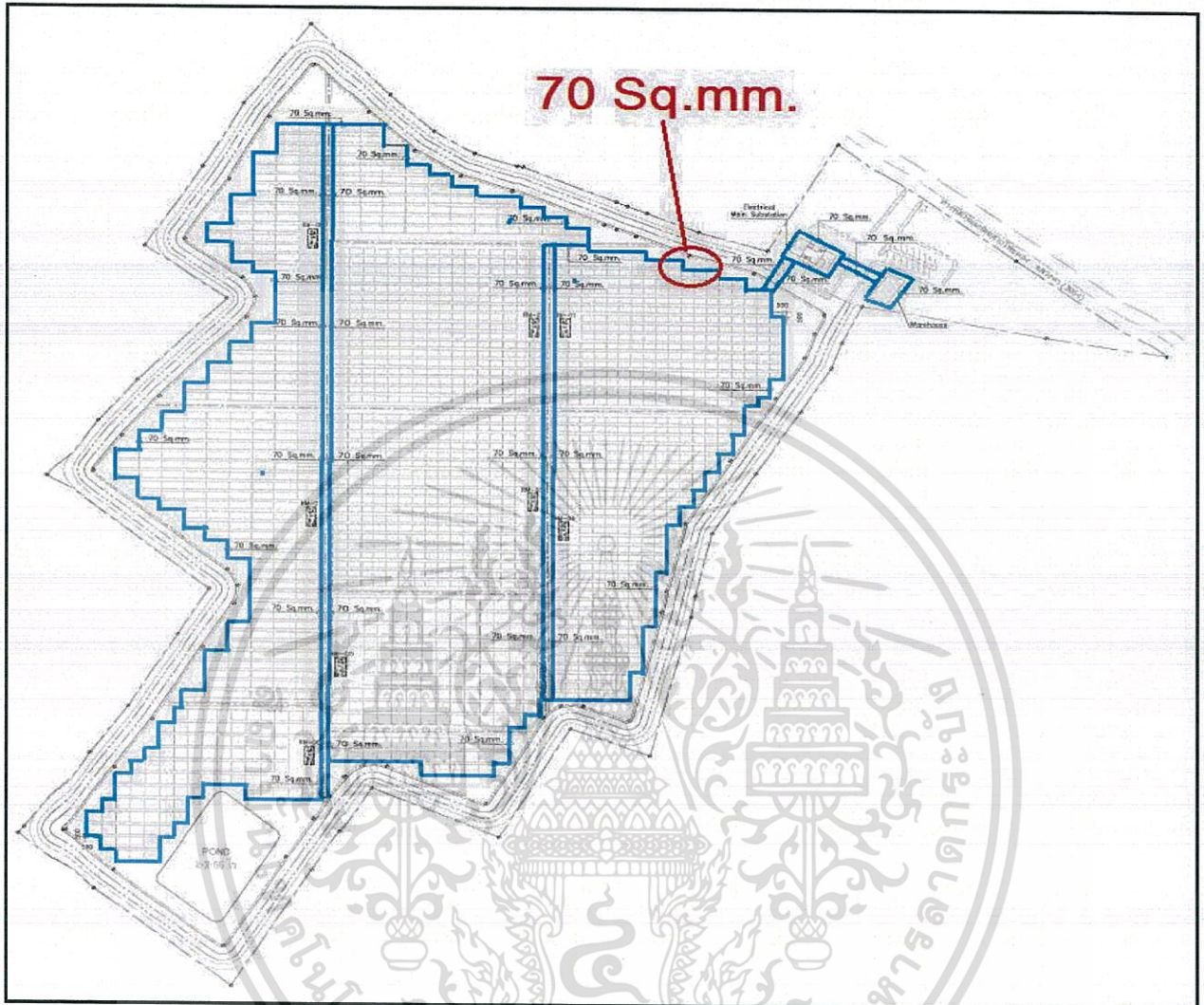


รูปที่ 3.46 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบแสงสว่างและเต้ารับภายใน Main Electrical Cable Route

จากรูปที่ 3.46 เป็นเส้นทางในการเดินสายไฟฟ้ารอบๆ PV plant ของระบบแสงสว่างและเต้ารับ โดยเดินสายไฟฟ้าใต้ดินทั้งหมดในท่อ HDPE ตามเส้นสีเขียว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

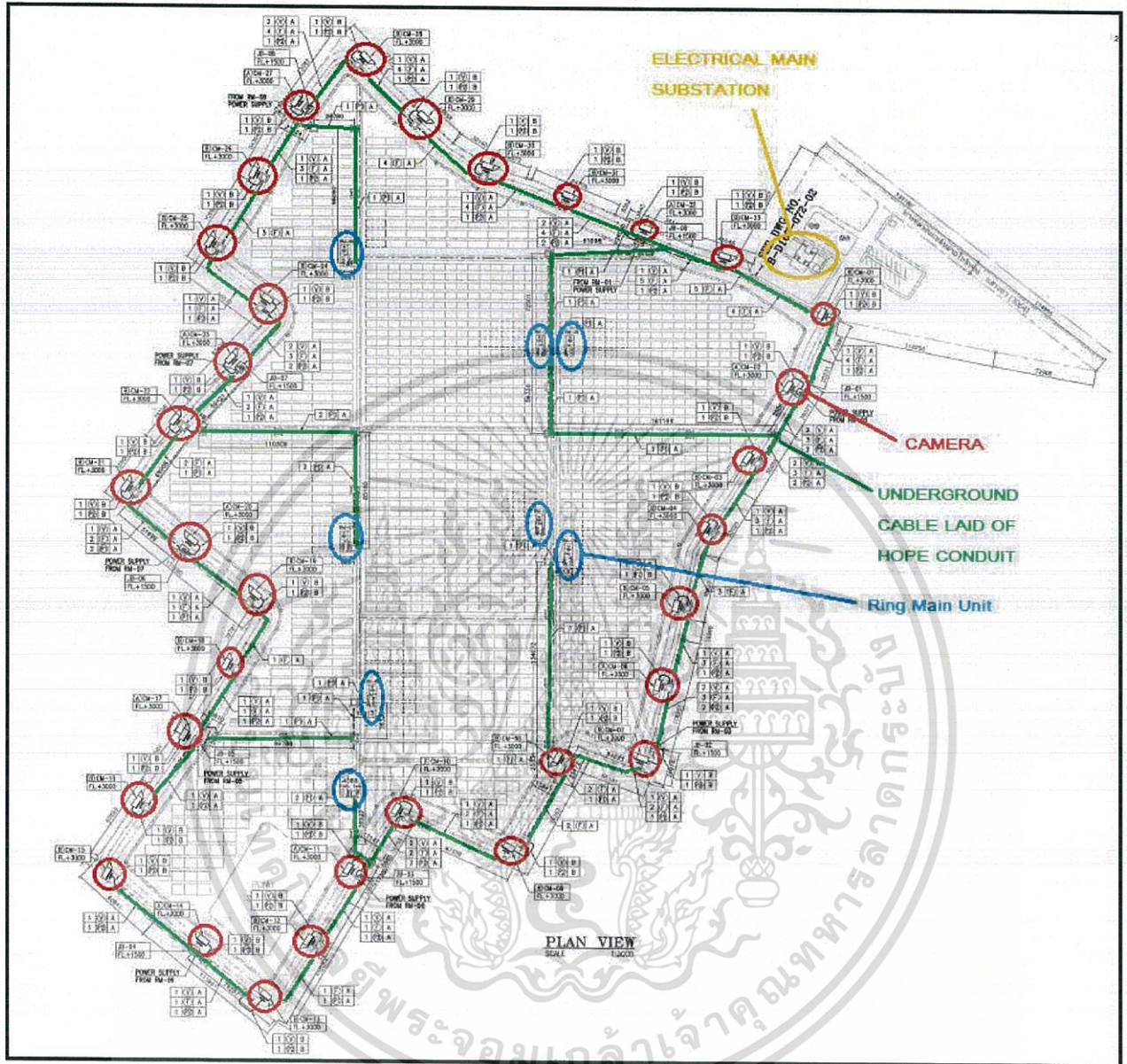
2.ระบบกราวด์



รูปที่ 3.47 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบกราวด์ภายใน Main Electrical Cable Route

จากรูปที่ 3.47 เป็นเส้นทางการเดินสายไฟฟ้ารอบๆ PV plant ของระบบกราวด์ โดยเดินสายไฟฟ้าใต้ดินทั้งหมดด้วยสายตัวนำทองแดงแบบเปลือย ขนาด 70 Sq.mm. ตามเส้นสีฟ้า ต่อเชื่อมถึงกันเป็น Loopใหญ่ทั้งระบบ เรียกว่า Main Ground loop

4.ระบบกล้องวงจรปิด



รูปที่ 3.49 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบกล้องวงจรปิดภายใน Main Electrical Cable Route

จากรูปที่ 3.49 เป็นเส้นทางในการเดินสายไฟฟ้ารอบๆ PV plant ของระบบกล้องวงจรปิด โดยเดินสายไฟฟ้าใต้ดินทั้งหมดอยู่ในท่อ HDPE ตามเส้นสีเขียวเพื่อต่อไปยังอุปกรณ์กล้องวงจรปิดที่ติดตั้งบนเสาบริเวณรั้วรอบๆ แพลนท์ โดยสายไฟที่ใช้จะมี สาย Power cable และสาย RG-6 Coaxial

3.4 ส่วนของการทดสอบและการเชื่อมต่อการไฟฟ้า (Part Test and Commissioning)

1. ขั้นตอนหลัก

- ตรวจสอบรายการที่ทดสอบเฉพาะกับผู้ผลิตสำหรับในแต่ละบริษัทไฟฟ้า
- การเริ่มการทำงานในด้าน DC & AC (DC & AC Start Up) เริ่มที่ด้าน DC ต่อด้วยด้าน AC
- ส่วนของการเชื่อมต่อการไฟฟ้า เริ่มจากเชื่อมต่อครั้งแรก (First Synchronization) ต่อด้วยการวัดคุณภาพกำลังไฟฟ้า และกำหนดวันที่โรงไฟฟ้าเริ่มปฏิบัติการ

2. การทดสอบเฉพาะกับผู้ผลิต (Individual Test)

- แผ่นโซลาร์เซลล์

ต้องทดสอบว่า ขอบแผง ผิวบนแผง สายเคเบิลที่ติดมากับแผง และการเชื่อมต่อต้องไม่โดนทำลาย ไม่แตกหัก หรือมีรอยร้าว ,การเชื่อมต่อในแต่ละสตรึงกับ Array Junction Box ต้องถูกต้องต้องถูกตามที่ผู้ผลิตออกแบบมา- สายเคเบิลและการเชื่อมต่อ ต้องทดสอบว่าสายเคเบิลนั้นไม่โดนทำลาย ไม่แตกหักหรือมีรอย ,การเชื่อมต่อต้อง ถูกต้องตามที่ผู้ผลิตออกแบบมา

- Array Junction Box

ต้องทดสอบว่าไม่โดนทำลาย ไม่แตกหักหรือมีรอย ,การเชื่อมต่อสายภายในนั้นต้องถูกต้องตามที่ผู้ผลิตออกแบบ มา, Load Break Switch ต้องเปิดวงจรอยู่, สายป้อนเข้ามาต้องถูกป้องกันโดยฟิวส์, การเชื่อมต่อของสายดิน ถูกต้อง และจะต้องติดตั้งส่วนที่เป็นความปลอดภัยทางด้านชีวิต

- อินเวอร์เตอร์

ต้องทดสอบว่า สายเคเบิลและส่วนประกอบอื่นๆภายใน ไม่โดนทำลาย แตกหักหรือมีรอยร้าว ,การเชื่อมต่อสาย ภายในต้องถูกต้องตามที่ผู้ผลิตออกแบบมา

- หม้อแปลง

ต้องทดสอบว่า การเชื่อมต่อสายภายในต้องถูกต้องตามที่ผู้ผลิตออกแบบมา ,การเชื่อมต่อของสายดินถูกต้อง ,แมนเชอ กิตเบรกเกอร์จะต้องเปิดวงจรอยู่ ,ต้องมีการทดสอบอุปกรณ์ป้องกันของหม้อแปลง

- รিংเมนยูนิิต

ต้องทดสอบว่า การเชื่อมต่อสายภายในต้องถูกต้องตามที่ผู้ผลิตออกแบบมา ,การเชื่อมต่อของสายดินถูกต้อง ,การ ทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (รีเลย์และการทรูปภายนอกจากหม้อแปลง) ต้องทดสอบ , Load Break Switch ต้องเปิด วงจรอยู่ ,Earthing Switch สามารถใช้งานได้

- สวิตช์เกียร์

ต้องทดสอบว่า การเชื่อมต่อสายภายในต้องถูกตามที่ถูกผลิตออกมา ,การเชื่อมต่อของสายดินถูกต้อง, การทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (รีเลย์และการทริปภายนอกจากหม้อแปลง) ต้องทดสอบ ,เซอกิตเบรกเกอร์สามารถทำงานได้ (การเปิด-ปิดวงจร, ย้ายและเอาออกได้), Earthing Switch สามารถใช้งานได้

- การรับรองจากการไฟฟ้า อุปกรณ์รีเลย์ต้องถูกทดสอบจากการไฟฟ้า ,TUV meter ต้องถูกติดตั้ง

3. DC & AC Start Up

DC Start Up

- การทดสอบสตริง

ต้องทดสอบแรงดันเปิดวงจรและกระแสลัดวงจรเทียบกับ Datasheet ที่ผู้ผลิตบอกมา

- กำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์

โดยต้องทำการเพิ่มกำลังไฟฟ้านี้ขึ้นเป็นขั้นๆสำหรับทดสอบอินเวอร์เตอร์ 4 ขั้น ที่ 25 % ,50 % ,75 % , 100 % ของจำนวน Array Junction Box ทั้งหมด

AC Start Up

- การทดสอบระบบไฟฟ้า 22 kV ที่ Substation

การไฟฟ้าต้องปิดวงจรของ drop out fuse และ Load Break Switch (SF6) เพื่อทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าและทดสอบความต่อเนื่องของกำลังไฟฟ้า ,ปิดวงจรของสวิตช์เกียร์ เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังเมนบัสบาร์และทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า

- การทดสอบระบบไฟฟ้า 22 kV ที่ Inverter Room 1

ต้องปิดวงจรของสวิตช์เกียร์ที่เชื่อมต่อกับริงเมนหมายเลข 1 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังริงเมนตัวที่ 1 ,ปิดวงจรของริงเมนยูนิทหมายเลข 1 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังเมนบัสบาร์และทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า ,ปิดวงจรของริงเมนยูนิทหมายเลข 1 ที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงหมายเลข 1 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงและทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า ,ปิดวงจรเมนเซอกิตเบรกเกอร์ของหม้อแปลงหมายเลข 1 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงช่วยหมายเลข 1 และทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า

- การทดสอบการทดสอบระบบไฟฟ้า 22 kV ที่ Inverter Room 2

ต้องปิดวงจรของริงเมนหมายเลข 1 ที่เชื่อมต่อกับริงเมนหมายเลข 2 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังริงเมนตัวที่ 2 ,ปิดวงจรของริงเมนยูนิทหมายเลข 2 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังเมนบัสบาร์และทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า, ปิดวงจรของริงเมนยูนิทหมายเลข 2 ที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงหมายเลข 2 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงและทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า, ปิดวงจรเมนเซอกิตเบรกเกอร์ของหม้อแปลงหมายเลข 2 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงช่วยหมายเลข 2 และทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า

ทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า, ปิดวงจรเมนเซอกิตเบรกเกอร์ของหม้อแปลงหมายเลข 6 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงช่วยหมายเลข 6 และทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า

- การทดสอบการทดสอบระบบไฟฟ้า 22 kV ที่ Inverter Room 5

ต้องปิดวงจรของริงเมนหมายเลข 5 ที่เชื่อมต่อกับริงเมนหมายเลข 5 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังริงเมนตัวที่ 5, ปิดวงจรของริงเมนยูนิทหมายเลข 5 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังเมนบัสบาร์และทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า, ปิดวงจรของริงเมนยูนิทหมายเลข 5 ที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงหมายเลข 5 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงและทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า, ปิดวงจรเมนเซอกิตเบรกเกอร์ของหม้อแปลงหมายเลข 5 เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงช่วยหมายเลข 5 และทดสอบความต่อเนื่องทางกำลังไฟฟ้า

4.การเชื่อมต่อการไฟฟ้า (Commissioning with PEA)

การเชื่อมต่อครั้งแรก (First Synchronize)

- การเชื่อมต่อครั้งแรกต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ก่อนการทดสอบอินเวอร์เตอร์ ซึ่งจะต้องมีเอกสารรับรองผล จาก ERC, DEDE, EGAT (ในกรณีที่โรงไฟฟ้ามากกว่า 6 MW ต้องได้รับการรับรองจาก EGAT) ซึ่งเอกสารทั้งหมดนี้ต้องผ่านการพิจารณาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอีกที

ขั้นตอนการเชื่อมต่อครั้งแรก

- โรงไฟฟ้าต้องส่งเอกสารรับรองผลให้ PEA ,ERC ,DEDE ,EGAT ซึ่ง PEA จะรับรองผลภายใน 45 วัน หลังจากวันที่เอกสารส่งไปถึง

- หลังจากการรับรองผลแล้ว เสียค่าธรรมเนียมในสัญญาในกรณีที่โรงไฟฟ้าเกิน 6 MW และมีการประชุมภายใน 15 วัน

- หลังจากนั้น ติดตั้ง Load Break Switch (SF6) กับ หม้อแปลงแรงดัน และมิเตอร์การขายไฟ โดย PEA

- หลังจากนั้นติดตั้ง มิเตอร์วัดคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality Meter) ที่สวิตช์เกียร์ ,ต้องมีใบอนุญาตระบบวิทยุและซิมการ์ดสำหรับมิเตอร์ของ PEA (AMR Type) ที่จุดเชื่อมต่อ และต้องมีใบอนุญาตการควบคุมการกำเนิดกำลังไฟฟ้าจาก ERC

- จากนั้นต้องยืนยันวันที่ทำการเชื่อมต่อครั้งแรก โดยต้องแจ้งไปยัง PEA สำนักงานใหญ่และผู้ผลิตบริษัทหลัก (สวิตช์เกียร์ ,หม้อแปลง ,ริงเมนยูนิท ,อินเวอร์เตอร์) จากนั้นก็เข้าสู่ขั้นตอนทดสอบอินเวอร์เตอร์ต่อไป

*หมายเหตุ ERC คือ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

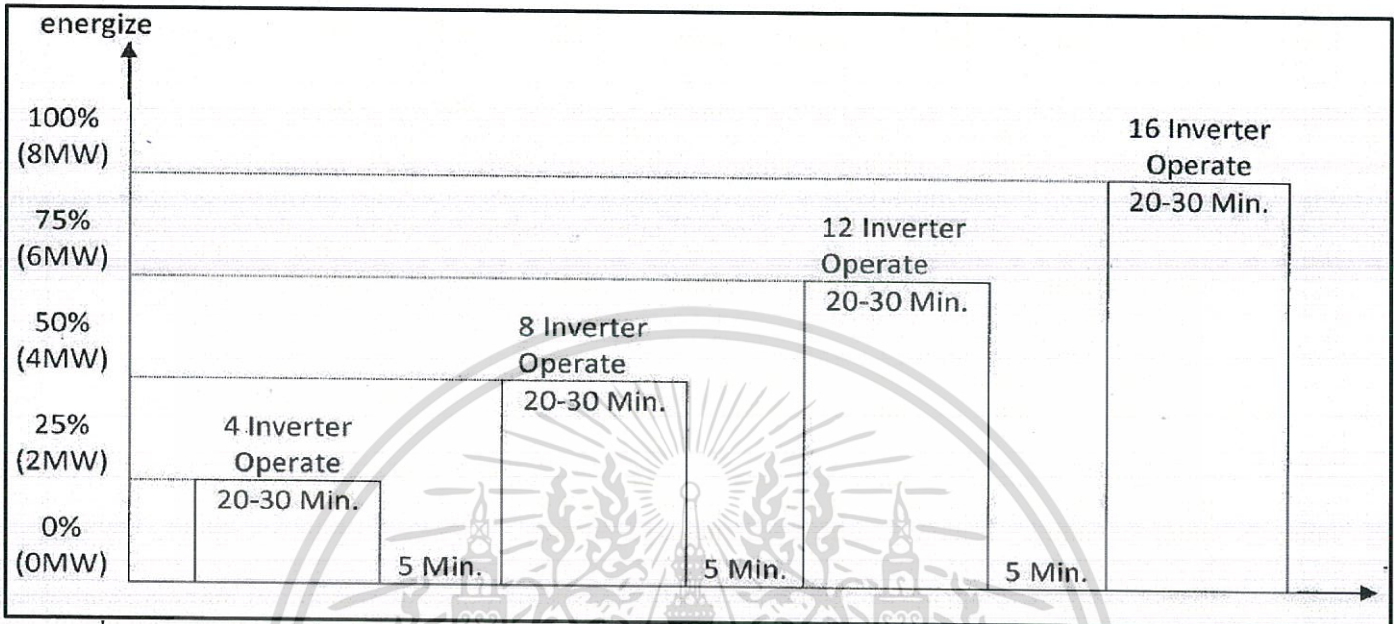
PEA คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

EGAT คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

DEDE คือ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน (พพ)

5.การทดสอบการปลดการเชื่อมต่อและสภาวะไอส์แลนด์คั้ง (Load Reject Test & Anti- Islanding Test)

- การปลดการเชื่อมต่อต้องทดสอบเพื่อรับรองว่าเกี่ยวกับระบบป้องกันและการเกิดผลกระทบกับระบบจำหน่ายของ PEA โดยจะทดสอบที่ 4 ขั้นตอน คือ (25 % ,50 % ,75 % ,100 % ของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าไป)



รูปที่ 3.50 แสดงเปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้ากับเพื่อทดสอบเทียบกับเวลาในการทำงานของอินเวอร์เตอร์

- การทดสอบสภาวะไอส์แลนด์คั้ง ต้องได้รับการป้องกันจากตัวฟังก์ชันที่อยู่ในอินเวอร์เตอร์ โดยแรงดันที่จุด common coupling ต้องเปลี่ยนเป็น 0 (เป็นแรงดันเปิดวงจรด้านที่เชื่อมต่อกับสวิตช์เกียร์) ดังนั้น อินเวอร์เตอร์ก็จะถูกปลดจากระบบจำหน่าย

6.การวัดคุณภาพทางกำลังไฟฟ้า (Power Quality Measurement)

มิเตอร์วัดคุณภาพทางไฟฟ้าจะต้องถูกติดตั้ง โดย PEA และคุณภาพของการจ่ายกำลังไฟฟ้าต้องถูกบันทึกผล 7 วัน หลังจากการเชื่อมต่อครั้งแรกและการทดสอบอินเวอร์เตอร์ PEA จะต้องวิเคราะห์คุณภาพของกำลังไฟฟ้าและแจ้งผลภายใน 7 วัน ถ้าผลการทดสอบยังไม่ผ่านเกณฑ์การควบคุมของ PEA ก็ควรทดสอบซ้ำอีก 7 วัน

ความถี่ (Frequency)

- ความถี่ของการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายต้องมีค่าเท่ากับ 50 ± 0.5 Hz.
- ถ้าความถี่มีค่าอยู่ในช่วง 48-51 Hz. ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที โรงไฟฟ้าขนาดเล็กต้องปลดเซอกิตเบรกเกอร์ร่วมออกจากระบบจำหน่าย

การเบี่ยงเบนแรงดัน (Voltage Regulation)

- เจ้าของต้องออกแบบระบบควบคุมแรงดันให้เหมาะสมกับเกณฑ์แรงดันเบี่ยงเบนของการไฟฟ้า

Voltage level	Normal operation		Emergency operation	
	Max.	Min.	Max.	Min.
115 kV	120.7 kV	109.2 kV	126.5 kV	115 kV
69 kV	72.4 kV	65.5 kV	75.9 kV	62.1 kV
33 kV	34.7 kV	31.3 kV	36.3 kV	29.7 kV
22 kV	23.1 kV	20.9 kV	24.2 kV	19.8 kV
380 V	418 V	342 V	418 V	342 V
220 V	240 V	200 V	240 V	200 V

รูปที่ 3.51 แสดงตารางแสดงแรงดันเบี่ยงเบนของ PEA ที่การทำงานสภาวะต่างๆ

แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

เป็นการวัดแรงดันกระเพื่อมที่จุด Common Coupling

- ถ้าแรงดันกระเพื่อมเกิน 20 % โรงไฟฟ้าขนาดเล็กต้องปลดเซอกิตเบรกเกอร์ร่วมออกจากระบบจำหน่ายภายใน 1 วินาที
- ถ้าแรงดันกระเพื่อมเกิน 30 % โรงไฟฟ้าขนาดเล็กต้องปลดเซอกิตเบรกเกอร์ร่วมออกจากระบบจำหน่ายภายใน 0.5 วินาที
- ถ้าแรงดันกระเพื่อมเกิน 50 % โรงไฟฟ้าขนาดเล็กต้องปลดเซอกิตเบรกเกอร์ร่วมออกจากระบบจำหน่ายภายใน 0.2 วินาที

ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor)

- ในส่วนระบบอินเวอร์เตอร์ จะต้องคงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไว้ที่ 0.9 Leading to 0.9 Lagging (ถ้าหากกำลังไฟฟ้านำเอาที่พูดของอินเวอร์เตอร์มากกว่า 10 % ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์)
- ในส่วนที่ไม่ใช่ระบบอินเวอร์เตอร์ จะต้องคงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าไว้ที่ 0.9 Leading to 0.9 Lagging

ความเพี้ยน (Harmonic distortion)

- เจ้าของจะต้องออกแบบระบบไฟฟ้าไม่ให้มีผลกระทบตัวรูปคลื่นของแรงดันและกระแสของ PEA ที่จุด Common Coupling

Voltage level	Total harmonic distortion of voltage (%)	Harmonic distortion order of voltage (%)	
		Odd	Even
115 kV	1.5	1	0.5
69 kV	2.45	1.63	0.82
33 kV	3	2	1
11, 22, 24 kV	4	3	1.75
400 V	5	4	2

รูปที่ 3.52 แสดงตารางแสดงค่าเปอร์เซ็นต์ความเพี้ยนของแรงดันที่การไฟฟ้ายอมรับ ในลำดับต่างๆ ในระบบอินเวอร์เตอร์ โรงไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถจ่ายกระแสโดยตรงกับระบบจำหน่ายที่จุด common coupling ไม่เกิน 0.5 % ของกระแสฟักอินเวอร์เตอร์

7. วันที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date)

จะต้องมีเอกสารได้รับการรับรองและการอนุญาตดังต่อไปนี้

- ใบอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุมจาก ERC
- ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจาก ERC
- ใบ ภพ.20 (VAT)
- เอกสาร BOI และหนังสือยืนยันวันเริ่มขายไฟฟ้า
- ใบบริคณห์สนธิ
- รายชื่อผู้ร่วมจดจำหน่ายไฟฟ้าที่ขาย-ซื้อ ต้องเป็นผู้ที่สามารถจดจำหน่ายไฟฟ้ากับ PEA ได้ทุกเดือน
- รายงานประจำเดือน เช่น kW ,kVA kVAR ,PF ในรูปแบบ Excel file ที่มีค่าตามที่การไฟฟ้าต้องการ รายละเอียดจะแจ้งวันเชื่อมต้อครั้งแรก
- บันทึกการทำงานของกรตริบของรีเลย์ในแต่ละเดือนเพื่อยืนยันว่าการทำงานของรีเลย์สอดคล้องกับการทำงานของการไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

ผลการดำเนินการออกแบบ

4.1 ผลการจำลองโปรแกรม

ขนาดกำลังของโซลาร์ฟาร์ม 10 MW(AC) หรือ 12 MWp

-สถานที่คือ ที่ จ.ลพบุรี

-ยี่ห้อแผง PV Module ที่กำหนดให้เลือกใช้ ได้แก่

1.Canadian Solar 2. JA Solar 3.Jinko Solar 4.Trina Solar

-ยี่ห้ออินเวอร์เตอร์ที่กำหนดให้เลือกใช้ ได้แก่

1.ABB 2.SMA 3.SCHNEIDER 4.SUNGROW

-ในการจำลองในโปรแกรม PVsyst นั้น จะกำหนดขนาดกำลังไว้อย่างเดียวโดยขนาดพื้นที่โปรแกรมจะคำนวณเฉพาะพื้นที่ของแผงทั้งหมดส่วนพื้นที่ Plants ทั้งหมดต้องมาคำนวณเองตามความเหมาะสม

Location: Loburi																	
INVERTER (kW)	ABB 500 kW				SMA 630 kW				SCHNEIDER 540 kW				SUNGROW 500 kW				
	JA solar 320 Wp	Jinko 320 Wp	Canadian solar 320 Wp	Trina solar 320 Wp	JA solar 320 Wp	Jinko 320 Wp	Canadian solar 320 Wp	Trina solar 320 Wp	JA solar 320 Wp	Jinko 320 Wp	Canadian solar 320 Wp	Trina solar 320 Wp	JA solar 320 Wp	Jinko 320 Wp	Canadian solar 320 Wp	Trina solar 320 Wp	
PV (Wp)																	
PR(%)	76.62	76.99	76.25	76.92	77.24	77.60	76.81	77.53	76.88	77.24	76.52	77.18	77.57	77.94	77.40	77.87	
Sys Prod.(MWh/Yr)	17,125	17,206	17,041	17,192	17,328	17,410	17,524	17,394	17,181	17,263	17,102	17,249	17,337	17,419	17,298	17,403	
Specific Prod.(kWhr/kWp/Yr)	1,429	1,436	1,422	1,435	1,441	1,448	1,433	1,446	1,434	1,441	1,427	1,440	1,447	1,454	1,444	1,453	
Array Global power (kWp)	11,981	11,981	11,981	11,981	12,027	12,027	12,027	12,027	11,981	11,981	11,981	11,981	11,981	11,981	11,981	11,981	
Module Area (m ²)	72,574	72,647	71,841	72,647	72,853	72,926	72,117	72,926	72,574	72,647	71,841	72,647	72,574	72,647	71,841	72,647	
In series	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
In Parallel	2,080	2,080	2,080	2,080	2,088	2,088	2,088	2,088	2,080	2,080	2,080	2,080	2,080	2,080	2,080	2,080	
Nb.PV module	37,440	37,440	37,440	37,440	37,584	37,584	37,584	37,584	37,440	37,440	37,440	37,440	37,440	37,440	37,440	37,440	
Pv Pnom (Wp)	320	320	320	325	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	
Pv Pnom total (kWp)	11,981	11,981	11,981	11,981	12,027	12,027	12,027	12,027	11,981	11,981	11,981	11,981	11,981	11,981	11,981	11,981	
Inv. Operate(V-V)		450-825				500-850				440-800				460-850			
Nb. Inverter		20				18				20				20			
Inv. Pnom (kWac)		500				630				540				500			
Inv. Pnom total (kWac)		10000				11340				10800				10000			
Inv. Operate loss (%)		2.3				1.6				2				1.2			
Module Quality loss (%)		1.5				1.5				1.5				1.5			
Module Mismatch loss (%)		1				1				1				1			
Wiring ohmic loss (%)		1.5				1.5				1.5				1.5			
Iron loss (%)		0.1				0.1				0.1				0.1			
Resistive losses (%)		0.5				0.5				0.5				0.5			
Soiling loss (%)		2				2				2				2			

รูปที่ 4.1 แสดงตารางผลการจำลองค่าพารามิเตอร์ต่างๆ

จากรูปที่ 4.1 เป็นผลการจำลองการจับคู่กันระหว่างอินเวอร์เตอร์และแผงโซลาร์เซลล์แต่ละยี่ห้อ ก่อนที่จะเลือกคู่ไหนนั้นต้องนำมาปัจจัยด้านราคาเข้ามาเกี่ยวข้องด้วยเนื่องจากเป็นตัวเลือกที่ดีในการลงทุน ดังในรูปที่ 4.3

INVERTER(KW)	INVERTER Unit Price (USD)	INV. Q'TY	Total Inverter Price (USD)	PV Module(Wp)	PV Module Price (USD/Wp)	Wp(PV)	Q'TY(Modules)
ABB 500 kW	145,000.00	20	2,900,000.00	Canadian	0.45	320	37,440
				Trina	0.40	320	37,440
				JA	0.40	320	37,440
				Jinko	0.41	320	37,440
SMA 630 kW	132,300.00	18	2,381,400.00	Canadian	0.45	320	37,584
				Trina	0.40	320	37,584
				JA	0.40	320	37,584
				Jinko	0.41	320	37,584
SUNGROW 500 kW	100,000.00	20	2,000,000.00	Canadian	0.45	320	37,440
				Trina	0.40	320	37,440
				JA	0.40	320	37,440
				Jinko	0.41	320	37,440
SCHNEIDER 540 kW	165,000.00	20	3,300,000.00	Canadian	0.45	320	37,440
				Trina	0.40	320	37,440
				JA	0.40	320	37,440
				Jinko	0.41	320	37,440

รูปที่ 4.2 แสดงตารางราคาของแผงโซลาร์เซลล์ที่จับคู่กับอินเวอร์เตอร์แต่ละชนิด

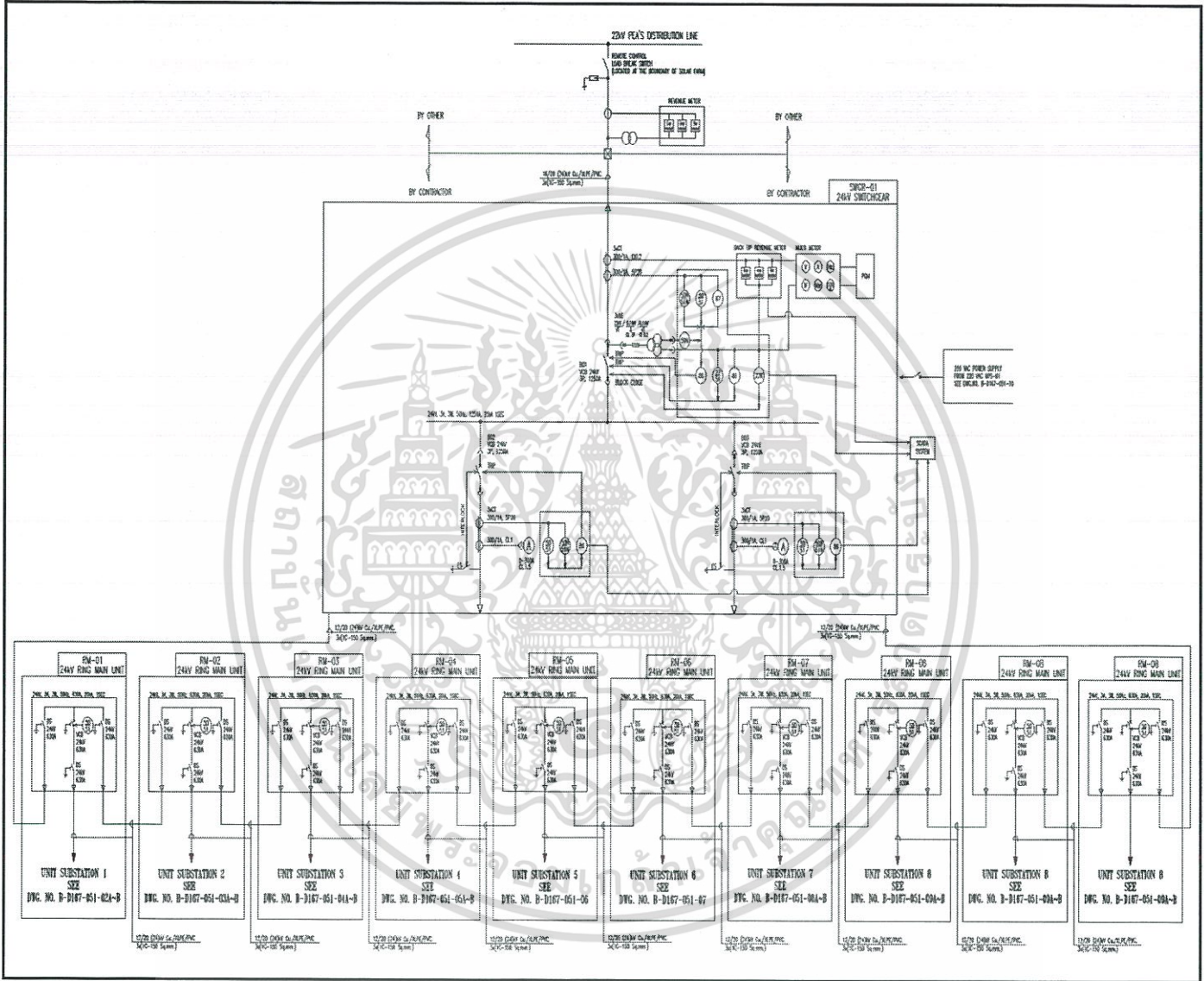
Total PV Module Price (USD)	Total Price (USD) [Inv.+PV Module]	Total Price (฿) [Inv.+PV Module]
5,391,360.00	8,291,360.00	291,772,958.40
4,792,320.00	7,692,320.00	270,692,740.80
4,792,320.00	7,692,320.00	270,692,740.80
4,912,128.00	7,812,128.00	274,908,784.32
5,412,096.00	7,793,496.00	274,253,124.24
4,810,752.00	7,192,152.00	253,091,828.88
4,810,752.00	7,192,152.00	253,091,828.88
4,931,020.80	7,312,420.80	257,324,087.95
5,391,360.00	7,391,360.00	260,101,958.40
4,792,320.00	6,792,320.00	239,021,740.80
4,792,320.00	6,792,320.00	239,021,740.80
4,912,128.00	6,912,128.00	243,237,784.32
5,391,360.00	8,691,360.00	305,848,958.40
4,792,320.00	8,092,320.00	284,768,740.80
4,792,320.00	8,092,320.00	284,768,740.80
4,912,128.00	8,212,128.00	288,984,784.32

รูปที่ 4.3 แสดงตารางราคาของแผงโซลาร์เซลล์ที่จับคู่กับอินเวอร์เตอร์แต่ละชนิด (ต่อ)

จากรูปที่ 4.3 เป็นราคาพอสังเขปซึ่งอ้างอิงตามเว็บไซต์ของสินค้า โดย จะได้ว่าอินเวอร์เตอร์ 500 kW ยี่ห้อ Sungrow จำนวน 20 ตัวกับแผงโซลาร์เซลล์ยี่ห้อ Trina 320 Wp จำนวน 37440 แผง มีราคาลงทุนถูกที่สุด ประมาณ 239.02 ล้านบาท และให้ประสิทธิภาพดีที่สุดด้วยตามผลการจำลอง ตารางที่ ดังนั้นในส่วนนี้จึงเลือกอินเวอร์เตอร์ ขนาด 500 kW ยี่ห้อ Sungrow และ แผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ Trina 320 Wp

4.2 ผลการออกแบบเชิงเกิดไลน์โคอะแกรม (Single line diagram design)

ในหัวข้อนี้เป็นหัวข้อที่สำคัญมากในการออกแบบระบบโซลาร์ฟาร์ม เนื่องจากเชิงเกิดไลน์โคอะแกรมเป็นการมองภาพรวมระบบไฟฟ้าของทั้งระบบของเราทำให้เราสามารถอ่านแบบเข้าใจอย่างง่าย และศึกษาระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในระบบโซลาร์ฟาร์ม



รูปที่ 4.4 แสดง Single Line Diagram ส่วนแรก

จากรูปที่ 4.4 เป็นการออกแบบ Single line diagram ขนาด 10 MW ที่ จ.ลพบุรี โดยในส่วนแรกนั้นจะเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) โดยขอบเขตของงานแบ่งเป็นสองส่วนคือส่วนของการไฟฟ้าและส่วนของผู้เจ้าของ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

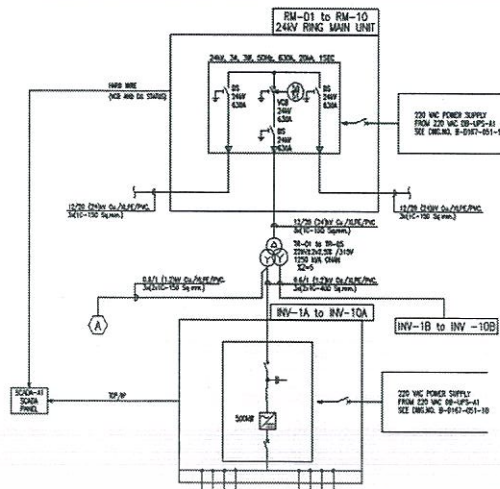
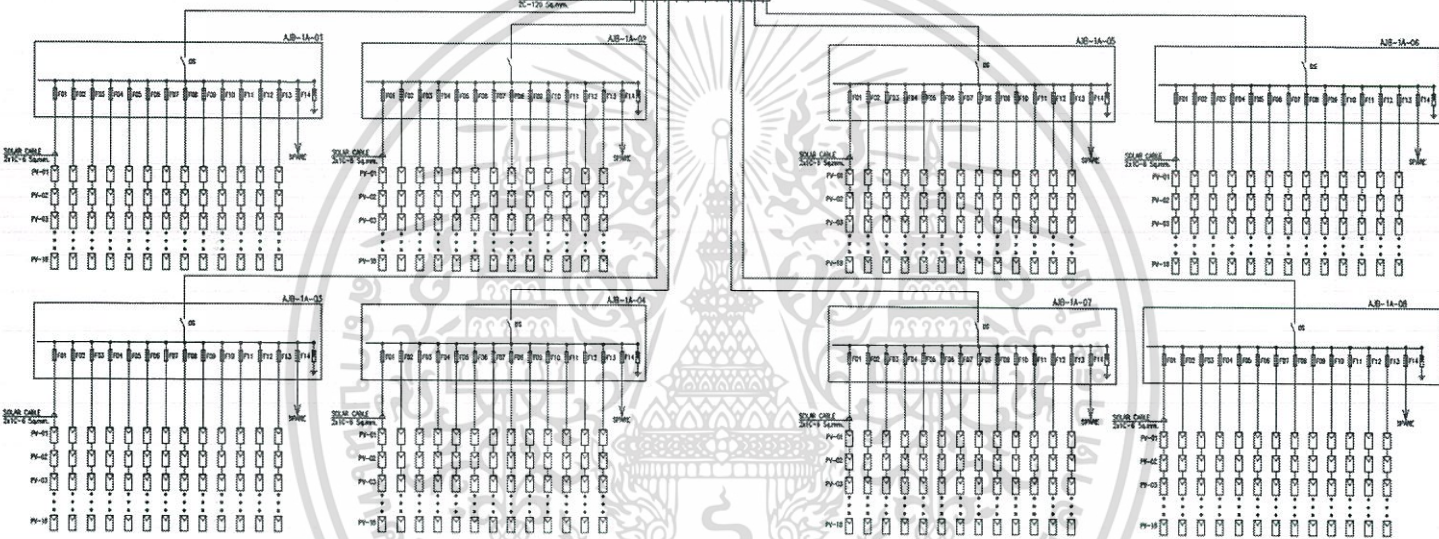


TABLE-1

TRUSS WINDING TR	INVERTER (2x500kW)	QUANTITY	
		PV MODULES (Nos.)	ARRAY JUNCTION BOX (Nos.)
TR-01	INV-1A-1B	2 X 1872	2 x 8
	INV-2A-2B	2 X 1872	2 x 8
TR-02	INV-3A-3B	2 X 1872	2 x 8
	INV-4A-4B	2 X 1872	2 x 8
TR-03	INV-5A-5B	2 X 1872	2 x 8
	INV-6A-6B	2 X 1872	2 x 8
TR-04	INV-7A-7B	2 X 1872	2 x 8
	INV-8A-8B	2 X 1872	2 x 8
TR-05	INV-9A-9B	2 X 1872	2 x 8
	INV-10A-10B	2 X 1872	2 x 8
TOTAL		2 X 18720 = 37440	2 x 80 = 160

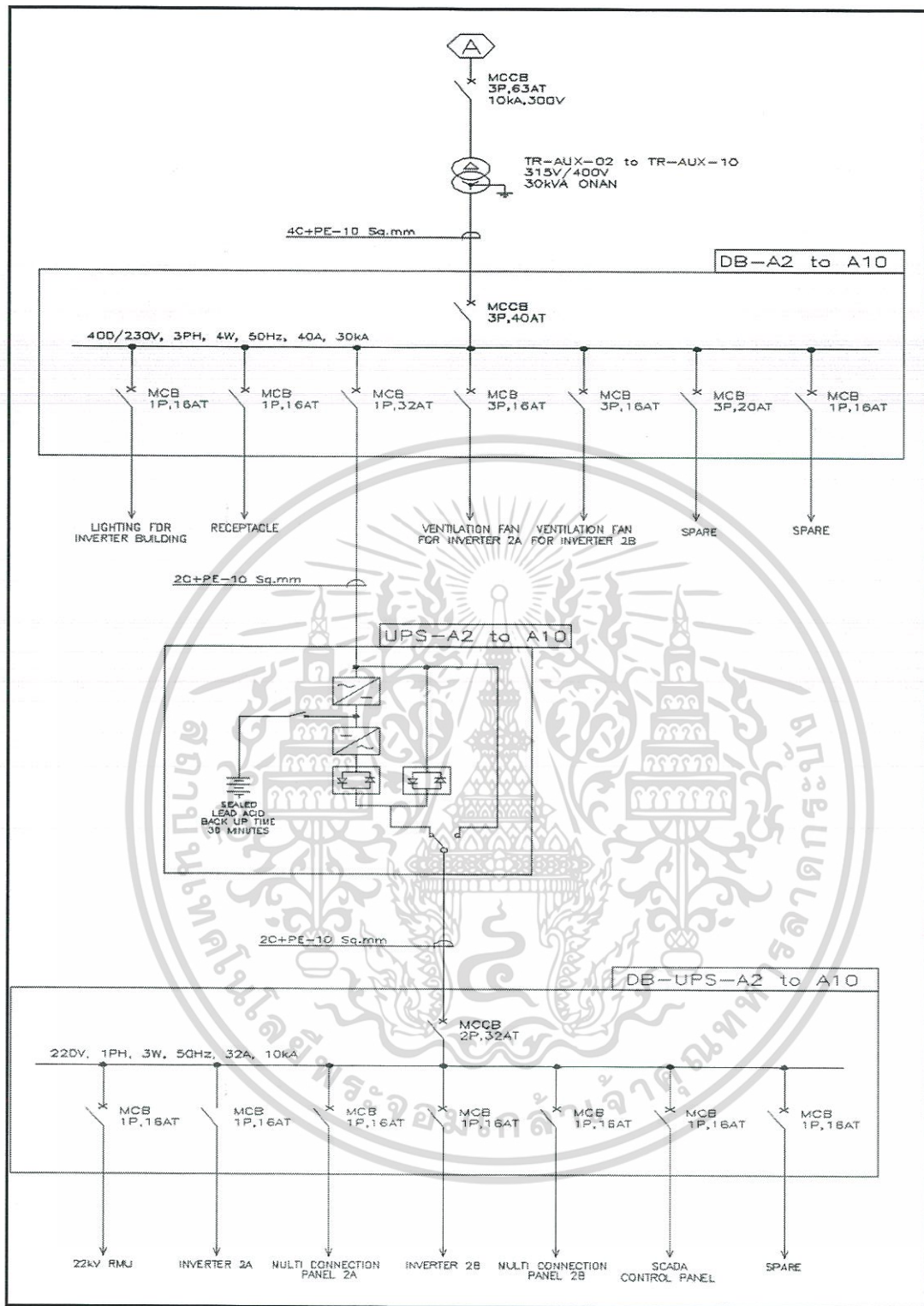


รูปที่ 4.5 Single Line Diagram ส่วนที่แสดงการจ่ายไฟในแต่ละ Unit Substation โดยริงเมนยูนิิต

จากรูปที่ 4.5 เป็นส่วนของ Unit Substation โดยริงเมนยูนิิตแต่ละตัว จะเชื่อมต่อกับหม้อแปลงที่ต่อกันแบบ ลักษณะ 3 ขดลวด แบ่งออกเป็น 3 เส้นทาง โดยมี 2 เส้นทางที่รับไฟจากอินเวอร์เตอร์ และอีก 1 เส้นทางเป็นการจ่ายไฟให้ระบบโหลดทั่วไป รูปการทำงานดังนี้ คือ ในช่วงเวลากลางวัน

ระบบจะมีการผลิตการไฟฟ้ากระแสตรงจาก โซลาร์เซลล์ ผ่านอินเวอร์เตอร์ 2 ตัว แยกเป็น อินเวอร์เตอร์ A และ B ซึ่งเอาท์พุตอินเวอร์เตอร์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับมีแรงดันเอาท์พุต 315 โวลต์ ต้องแปลงเป็น 22 kV เพื่อนำไปขายให้การไฟฟ้า และส่วนหนึ่งนำไปจ่ายโหลดทั่วไป ในช่วงกลางวัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



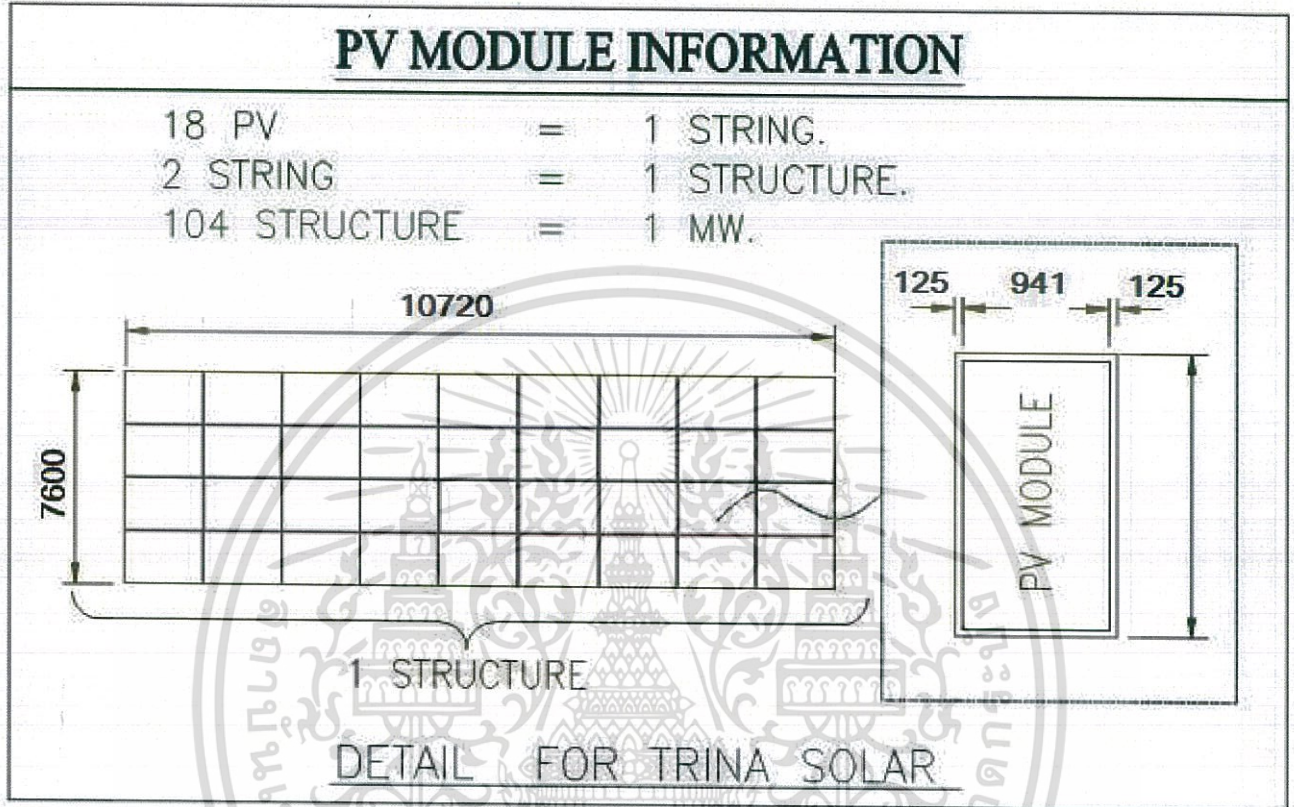
รูปที่ 4.7 Single Line Diagram ส่วนของโหลดทั่วไปที่แยกออกมาจากหม้อแปลงสามขดลวด หมายเลข 2

(TR-02)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.7 เป็นส่วนที่จ่ายโหลดทั่วไปที่แยกออกมาจากหม้อแปลงสามขดลวด ซึ่งลักษณะการจ่ายโหลดตั้งแต่หม้อแปลงหมายเลข 2 (TR-02) ถึง หม้อแปลงหมายเลข 10 (TR-10) เป็นลักษณะเดียวกัน

4.3 การออกแบบการจัดวางแผงโซลาร์เซลล์



รูปที่ 4.8 รายละเอียดการต่อโครงสร้างแผงโซลาร์เซลล์

จากรูปที่ 4.8 จะได้ข้อมูลการจัดวางแผงย่อยคือ ใน 1 สตริงนั้นจะมีทั้งหมด 18 แผง โดย จับเป็นคู่อย่างละ 9 แผงประกบกัน หลังจากนั้นจัดเป็น โครงสร้าง โดย 1 โครงสร้างใช้ทั้งหมด 104 สตริง ให้ค่ากำลังประมาณ 1 MWac

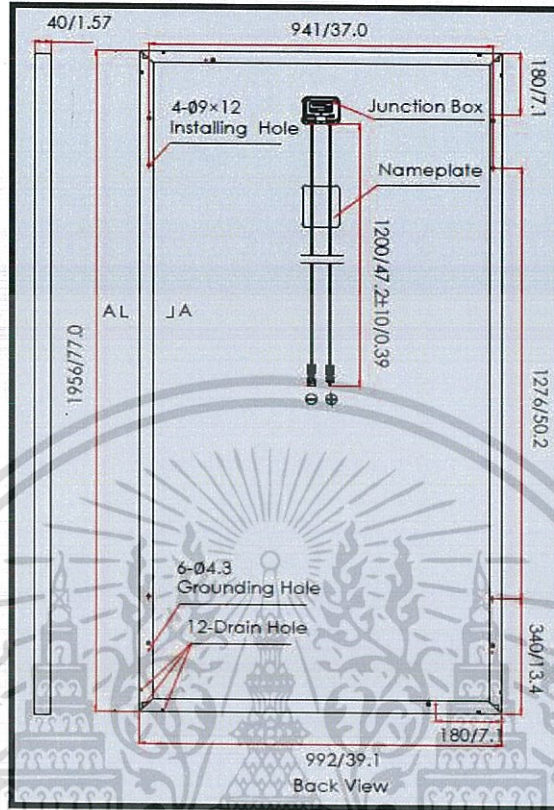
การคำนวณ จะได้แผงทั้งหมด = $104 \times 2 \times 18 = 3744$ แผง แต่ละแผงมีกำลังสูงสุด = 320 Wp

จะได้ = $3744 \times 320 = 1198080$ Wp ซึ่งในการออกแบบนั้นกำหนดไว้ว่า 1 Wp มีค่าประมาณ 1.2 เท่าของ Wac

จะได้ $1198080/1.2 = 998400$ Wac หรือ 0.998 MWac นั้นเองต่อ 1 Unit substation

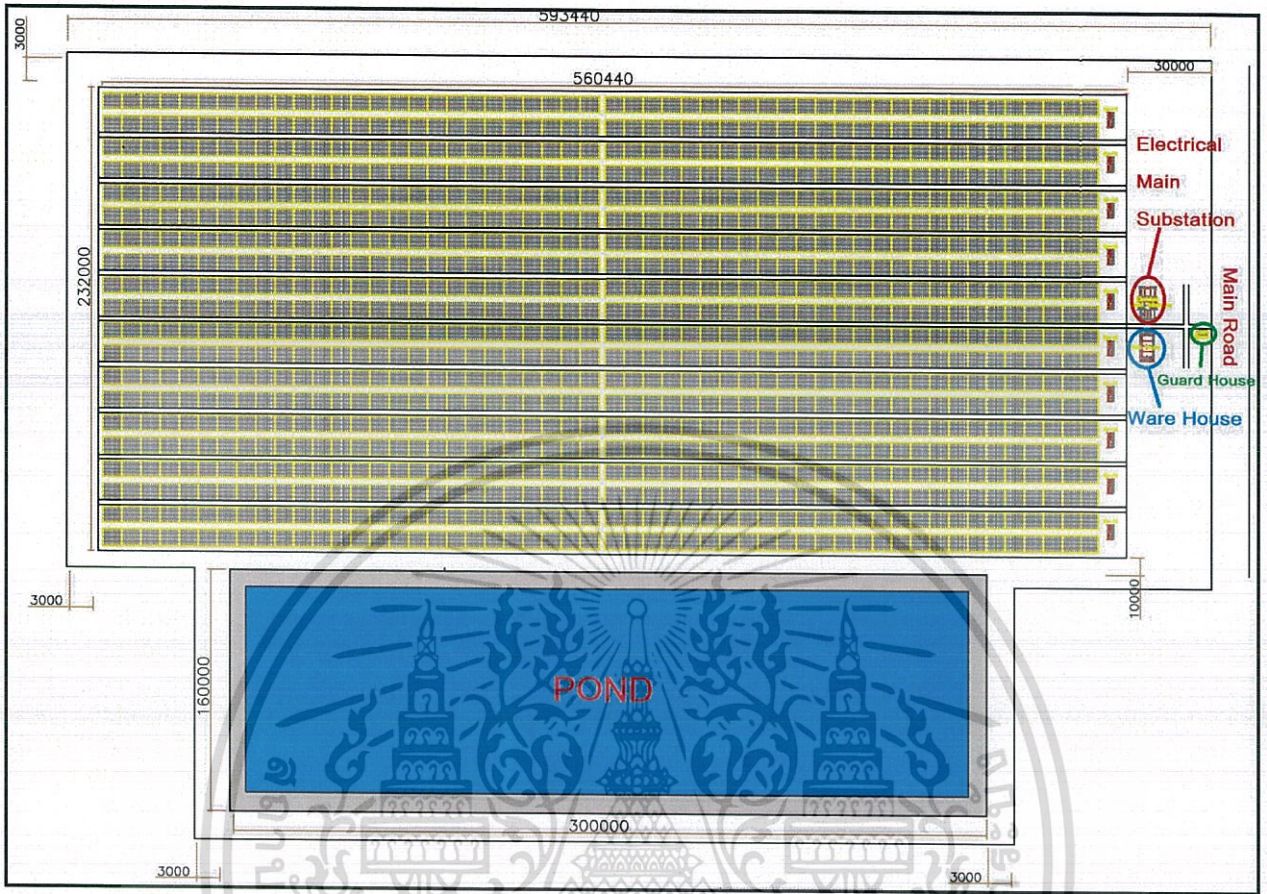
ซึ่ง จะมีทั้งหมด 10 Unit Substation ทำให้ มีกำลังรวม ประมาณ 10 MWac หรือ กำลังตามการคำนวณจริง

จะได้ = $0.9984 \times 10 = 9.984$ MWac นั้นเอง

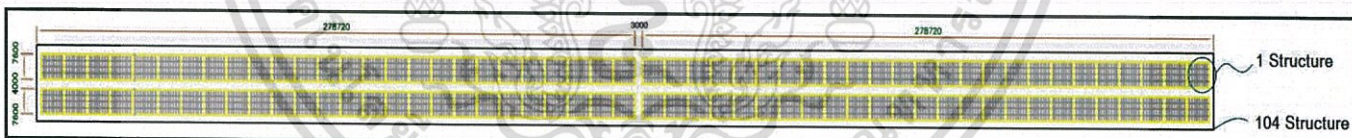


รูปที่ 4.9 รายละเอียดแผ่นจาก Data Sheet ยี่ห้อ Trina TSM-320PD14

จากรูปที่ 4.9 เป็น Data Sheet ยี่ห้อ Trina TSM-320PD14 ซึ่งในแผ่นจริงนั้นจะมีสาย Solar Cable ที่ติดมากับตัวแผง โดยบริษัทผู้ผลิตกำหนดความยาวสายมาให้เส้นละ 1.2 เมตร ติดอยู่กับกล่องรวมสาย ซึ่งในการจัดวางแผ่นนั้นต้องคำนวณระยะห่างให้ดีเพื่อจะได้ไม่ต้องซื้อสายเพิ่มในขณะ ต่อสายไฟฟ้าระหว่างแผงเพื่อทำเป็นสตริงและเอเรย์



รูปที่ 4.10 แสดงภาพจำลองสถานที่ติดตั้งโซลาร์ฟาร์มทั้งหมดขนาด 580 x 680 m

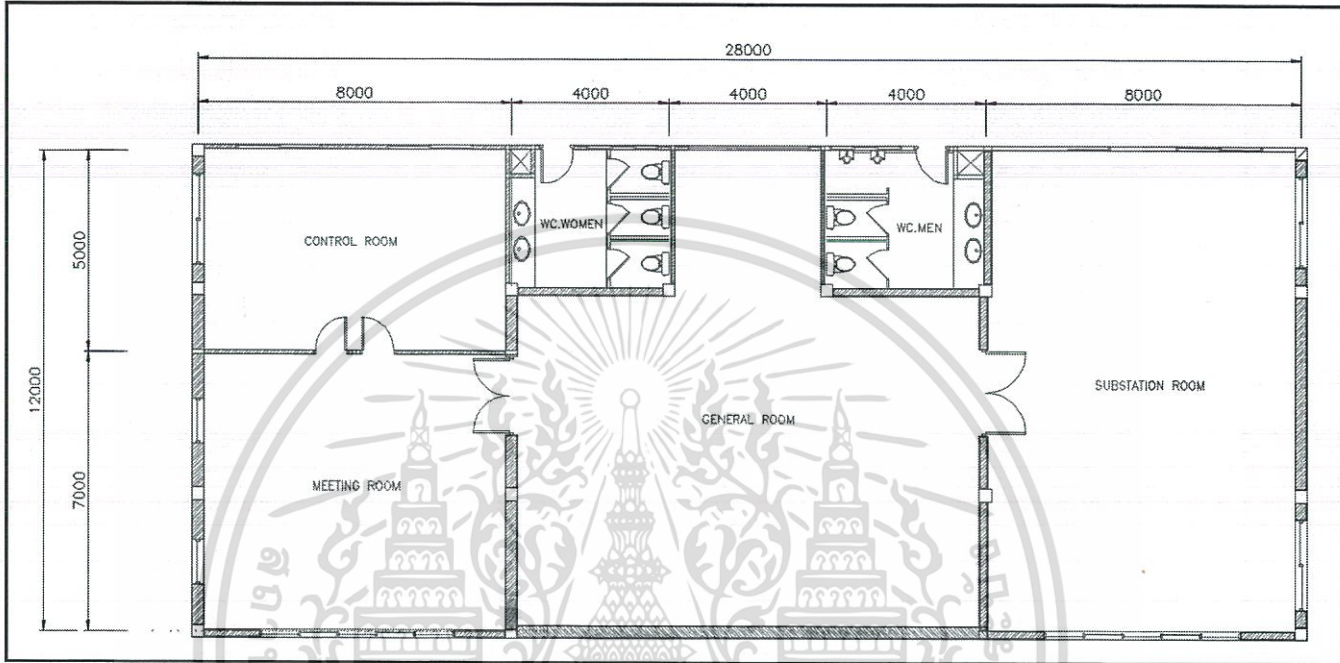


รูปที่ 4.11 แสดงการติดตั้งแผงต่อ 1 Unit Substation

จากรูปที่ 4.11 แสดงการจะวางเลเอาท์ของแผง ลักษณะเดียวกัน 10 ชุด พื้นที่เฉพาะ โรงพลังงานไฟฟ้า แสงอาทิตย์นั้น จะล้อมรอบด้วยรั้วห่างจากโรงผลิตเป็นระยะเท่าๆกัน 3 เมตร จะติดกับห้องรับเมนยูนิทด้านขวามือของรูป 10 ห้องเรียงติดกันซึ่งออกแบบให้วางใกล้ชุดแผงมากที่สุดเพื่อป้องกันผลของแรงดันตกในสาย โดย ในรูปเป็นรูปแนวนอน โดยด้านยาวของเลเอาท์จะอยู่ในทิศเหนือและทิศใต้ ทิศตะวันออกเป็นส่วนของอาคาร และทิศใต้นั้น เป็นบ่อน้ำที่ใช้รองรับการระบายน้ำและการสูบน้ำขึ้นไปทำความสะอาดแผ่นในช่วงที่ต้องการบำรุงรักษารายละเอียด ของแต่ละชุด ดังรูป ที่ ในส่วนของ 104 โครงสร้าง ระยะห่างตรงกลางประมาณ

3 เมตร จะแบ่งให้สมมาตรอีกตามทิศเหนือใต้ อีกอย่างละ 26 โครงสร้าง ระยะห่างตรงกลางประมาณ 4 เมตร
 เพื่อการนำยานพาหนะเข้ามาในการบำรุงรักษาแผ่น โดยเมื่อนำมาจัดเรียงกัน 10 ชุด
 จะมีความยาวประมาณ 591 เมตรรวมรั้ว และความกว้าง 232 เมตร เฉพาะส่วนการผลิตนั้น ใช้พื้นที่ไปทั้งหมด
 ประมาณ $591 \times 232 = 137112$ ตารางเมตร ประมาณ 87 ไร่

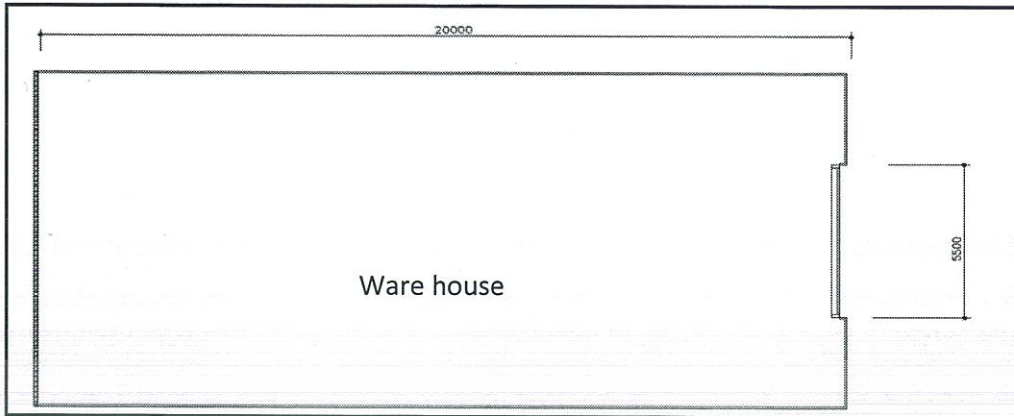
1. Electrical Main Substation



รูปที่ 4.12 แสดงภาพจำลองมุมมองของอาคาร Electrical Main Substation

จากรูปที่ 4.12 ออกแบบเป็นชั้นเดียว ความกว้างประมาณ 28 เมตร ความยาว 12 เมตร แบ่งเป็นห้องที่วางสวิทช์
 เกียร์ กว้างประมาณ 8 เมตร ยาวประมาณ 12 เมตร ห้องควบคุม กว้างประมาณ 8 เมตร ยาวประมาณ 12 เมตร
 ห้องทั่วไปสำหรับพักผ่อน ภายในมีห้องน้ำอยู่ด้วย กว้างประมาณ 12 เมตร ยาวประมาณ 12 เมตร ห้องประชุม
 กว้างประมาณ 8 เมตร ยาวประมาณ 7 เมตร

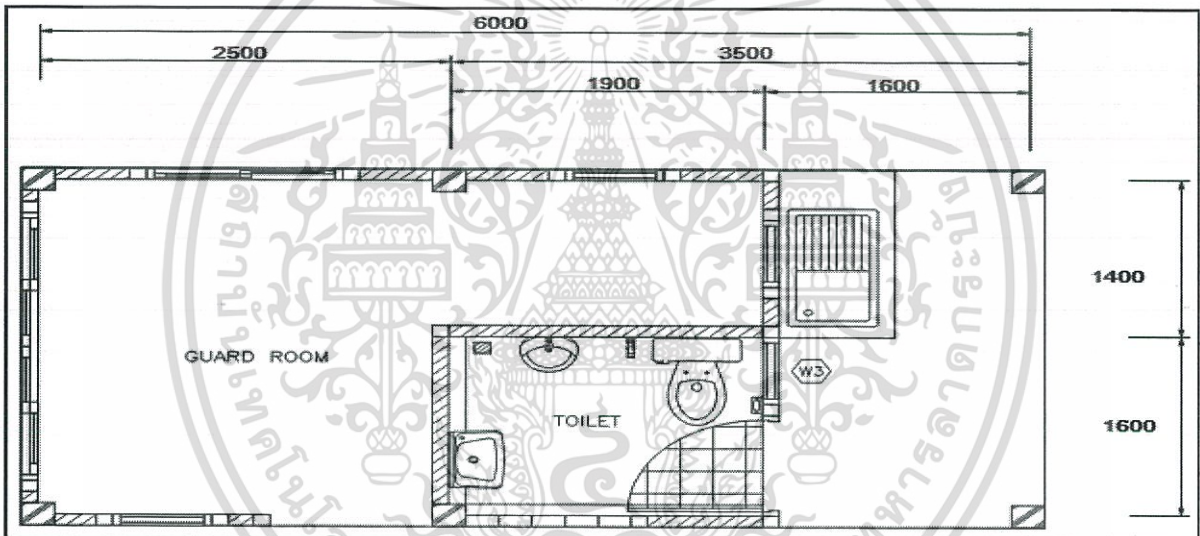
2. Ware House



รูปที่ 4.13 แสดงภาพจำลองมุมมองสูงของอาคาร Ware House

จากรูปที่ 4.13 เป็นห้องเก็บของต่างๆที่ใช้ใน PV Plant กว้างประมาณ 20 เมตร ยาวประมาณ 5.5 เมตร

3. Guard House



รูปที่ 4.14 แสดงภาพจำลองมุมมองสูงของอาคาร Guard House

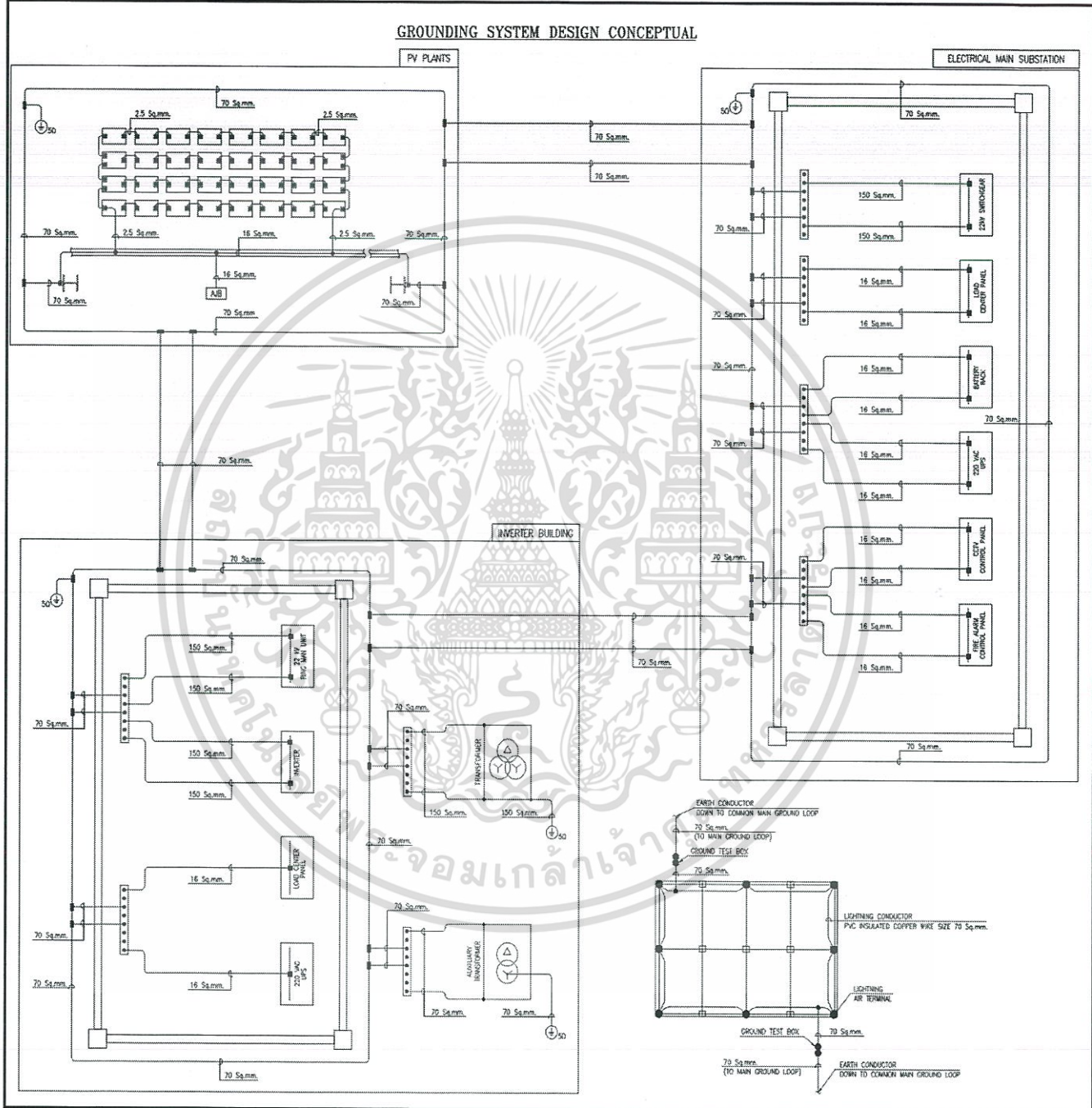
จากรูปที่ 4.14 เป็นห้อง รปภ. ควบคุมประตูเข้าออก อยู่หน้าถนนหลัก กว้างประมาณ 6 เมตร ยาวประมาณ 2 เมตร รวมพื้นที่ส่วนของอาคารทั้งหมด มีความยาวประมาณ 54 เมตร กว้างประมาณ 50 เมตร พื้นที่ทั้งหมด 2700 ตารางเมตร ประมาณ 2 ไร่ ส่วนของบ่อน้ำที่ขุดเอาไว้ คิดเป็น 35 % ของโรงผลิต ซึ่งเป็นปริมาณที่สมมติอ้างอิงตาม JOB ของบริษัท เพราะฉะนั้น จะได้พื้นที่ = 0.35×87 ไร่ ประมาณ 30 ไร่ เพราะฉะนั้นผลการจัดวางเลเอาท์ทั้งสามส่วน ได้พื้นที่ทั้งหมด = $87 + 2 + 30$ ประมาณ 119 ไร่ คิดเป็นประมาณ 190400 ตารางเมตร (อ้างอิง 1 ไร่ = 1600 ตารางเมตร) ราคาที่ดินเปล่าจังหวัดลพบุรี อ้างอิงตาม Website 1 ตารางวา = 2000 บาท ซึ่งมีพื้นที่ทั้งหมด 119 ไร่ คิดเป็น $119 \times 400 = 47600$ ตารางวา

คิดเป็นเงินในส่วนของที่ดินเปล่านี้นี้ 95,200,000 บาท

4.4 ระบบกราวด์ดิ้ง

ในการออกแบบระบบกราวด์ดิ้งจะต้องออกแบบหลัก 3 ส่วน ได้แก่ 1. Conceptual design 2. Main Grounding cable route 3. Grounding system layout

1. รูปแบบของระบบกราวด์ดิ้ง (Conceptual design)

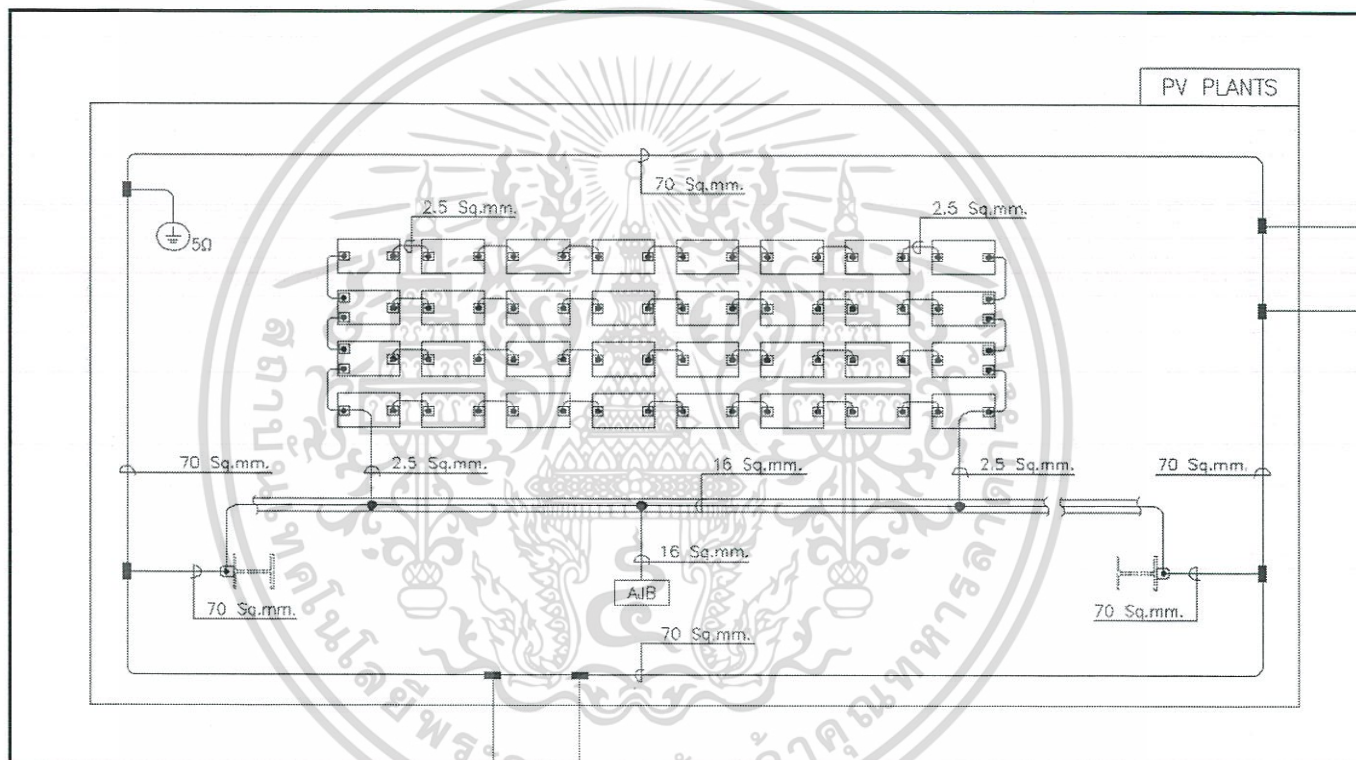


รูปที่ 4.15 แสดงรูปแบบการออกแบบระบบกราวด์ดิ้ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 4.15 เป็นภาพแบบโดยรวมของระบบกราวด์คั้ง มีรูปแบบการออกแบบหลักๆ คือ แบ่งเป็นสามส่วน ได้แก่ Electrical Main Substation, Inverter Room และ PV plants แต่ละส่วนจะเชื่อมกันเป็น Loopย่อย และจะเชื่อมต่อถึงกันเป็น Loop ใหญ่ทั้งระบบ เรียกว่า Main Ground Loop โดยใช้สายตัวนำทองแดงขนาด 70 Sq.mm Loop ย่อยแต่ละ Loop นั้น จะมีการต่อลงดินโดยแท่งตัวนำทองแดงความยาว 3 เมตร โดยความต้านทานแท่งทองแดงกับดินรวมกันเท่ากับ 5 โอห์ม ภายใน Loop จะเดินสายเหนือดินจุดเชื่อมต่อเชื่อมกันด้วยแคลมป์ ส่วนภายนอกที่เป็น Loop ย่อยรวมไปถึง Main Loop จุดเชื่อมต่อเชื่อมต่อกันด้วยความร้อน (Exothermic Welded) จะเดินสายแบบใต้ดิน ความลึกอย่างต่ำ 0.6 เมตร

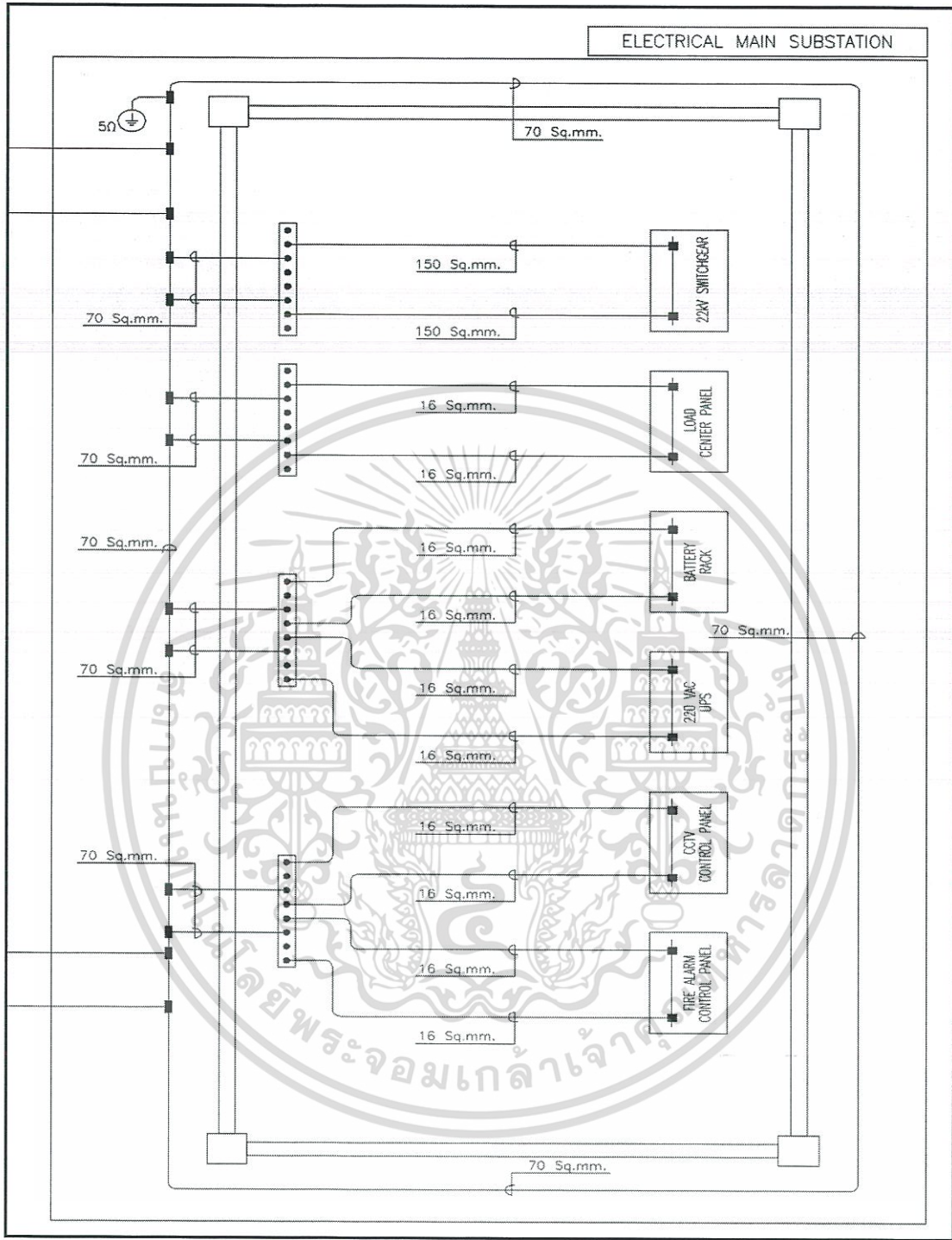
1 PV Plants



รูปที่ 4.16 แสดงระบบสายดินของโซลาร์เซลล์

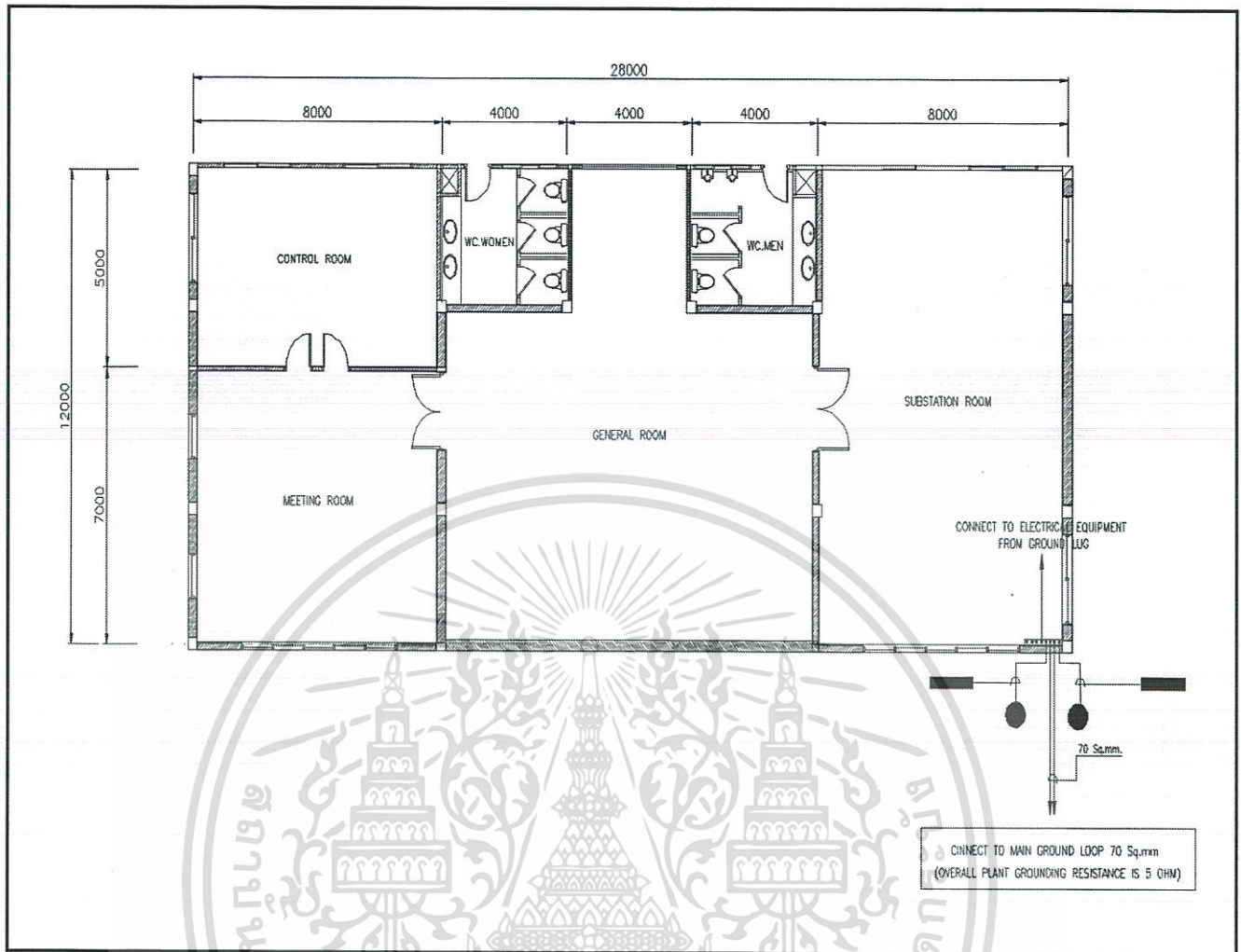
จากรูปที่ 4.16 ในบริเวณ PV Plants จะติดตั้งสายกราวด์โดยแต่ละแผงจะใช้สายกราวด์เชื่อมถึงกัน โดยใช้สายขนาด 2.5 Sq.mm. จากจุด Ground Hole ที่แผง จากนั้นจะเชื่อมมายัง Main Ground ของ PV Plants ร่วมกับสายกราวด์ของ AIB ขนาด 16 Sq.mm โดย Main Ground ของ PV Plants เป็นสายขนาด 16 Sq.mm จะเดินอยู่ใน Cable Tray จากนั้นจะเชื่อมต่อกับ Main Ground ของระบบรอบๆ Plants และเชื่อมต่อไปยัง Inverter Room และ Electrical Main Substation อย่างละ 2 สาย

1.2 Electrical Main Substation



รูปที่ 4.17 ภาพโดยรวมของระบบกรวดิ่งภายในห้องใน Electrical Main Substation

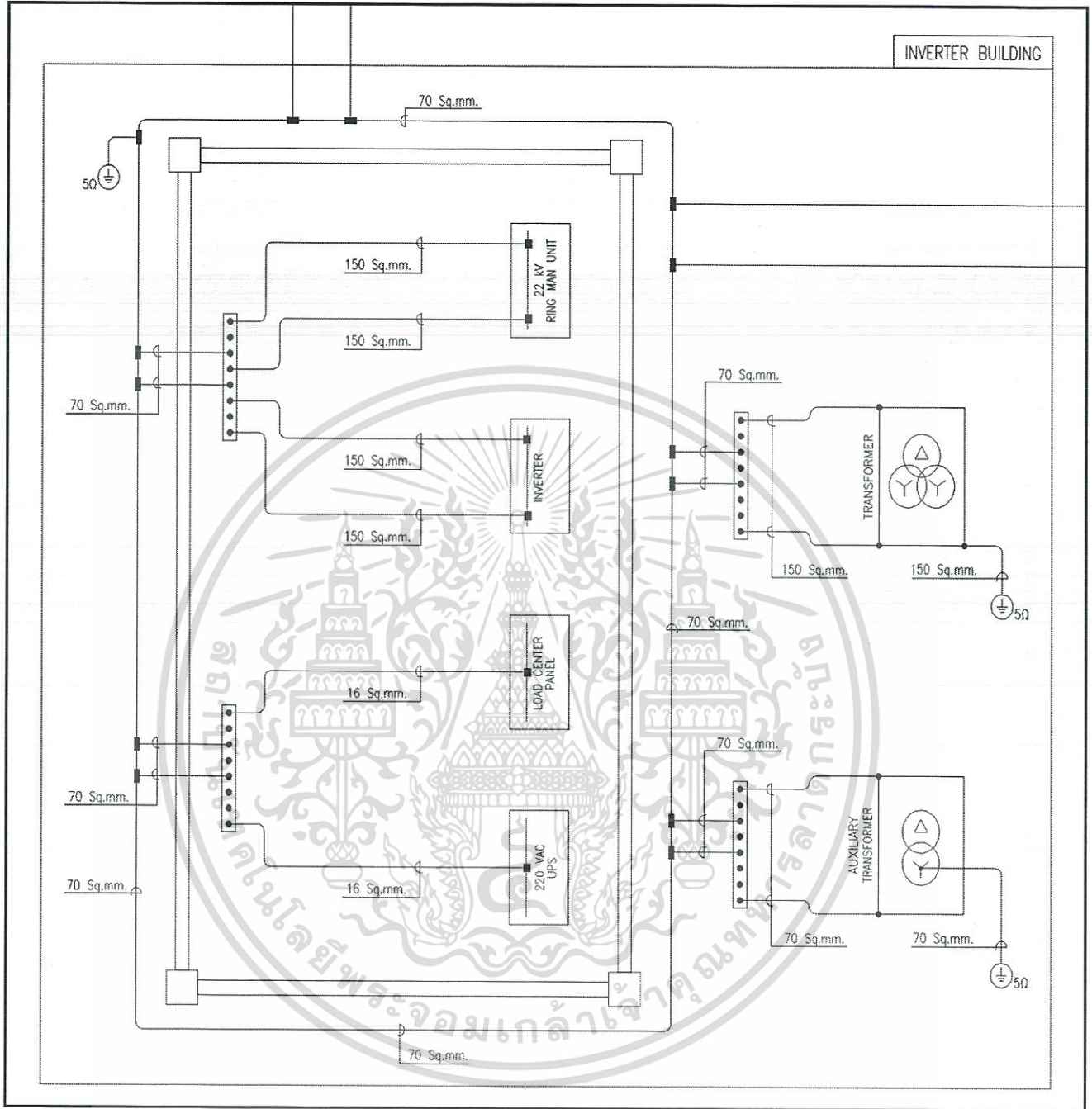
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.18 รายละเอียดของระบบกราวด์ติดตั้งภายในห้องใน Electrical Main Substation

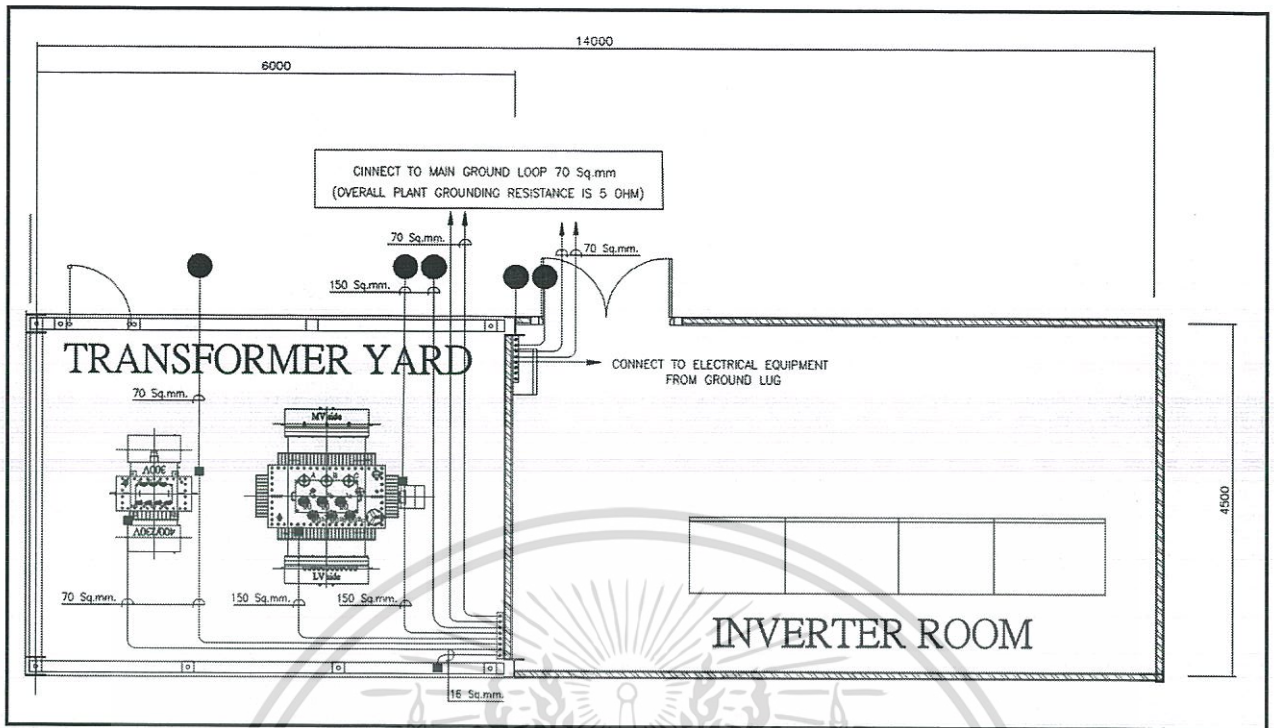
จากรูป 4.18 ภายใน Electrical Main Substation นั้นจะติดตั้งสายกราวด์โดยแต่ละอุปกรณ์ทางไฟฟ้า โดยอุปกรณ์แรงต่ำ เช่น ตู้ควบคุมระบบ Fire alarm และ ตู้ CCTV ใช้สายขนาด 16 Sq.mm. ส่วนตู้สวิตช์เกียร์ใช้สายขนาด 150 Sq .mm เนื่องจากเป็นอุปกรณ์แรงดันสูงแต่ละอุปกรณ์จะเชื่อมกับ Ground Lug หรือ Terminal ไปยังกราวด์บาร์ (Ground Bar) ซึ่งทำหน้าที่ให้กราวด์ภายในห้องเป็นจุดเดียวกัน จากกราวด์บาร์ก็ไปเชื่อม Main Ground Loop ในใต้ดินใช้โดยสาย 2 เส้นขนาด 70 Sq.mm รอบๆอาคารและเชื่อมต่อไปยัง Inverter Room และ PV plants โดยใช้สายที่เชื่อมต่ออย่างละ 2 เส้น การต่อลงดินของ Electrical Main Substation ใช้สายขนาด 150 Sq.mm จากกราวด์บาร์ต่อลงดินด้วยแท่งตัวนำลงดิน 2 จุด

1.3 Inverter Room



รูปที่ 4.19 ภาพแบบโดยรวมของระบบกราวด์ที่ตั้งภายใน Inverter room และ Transformer Yard

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

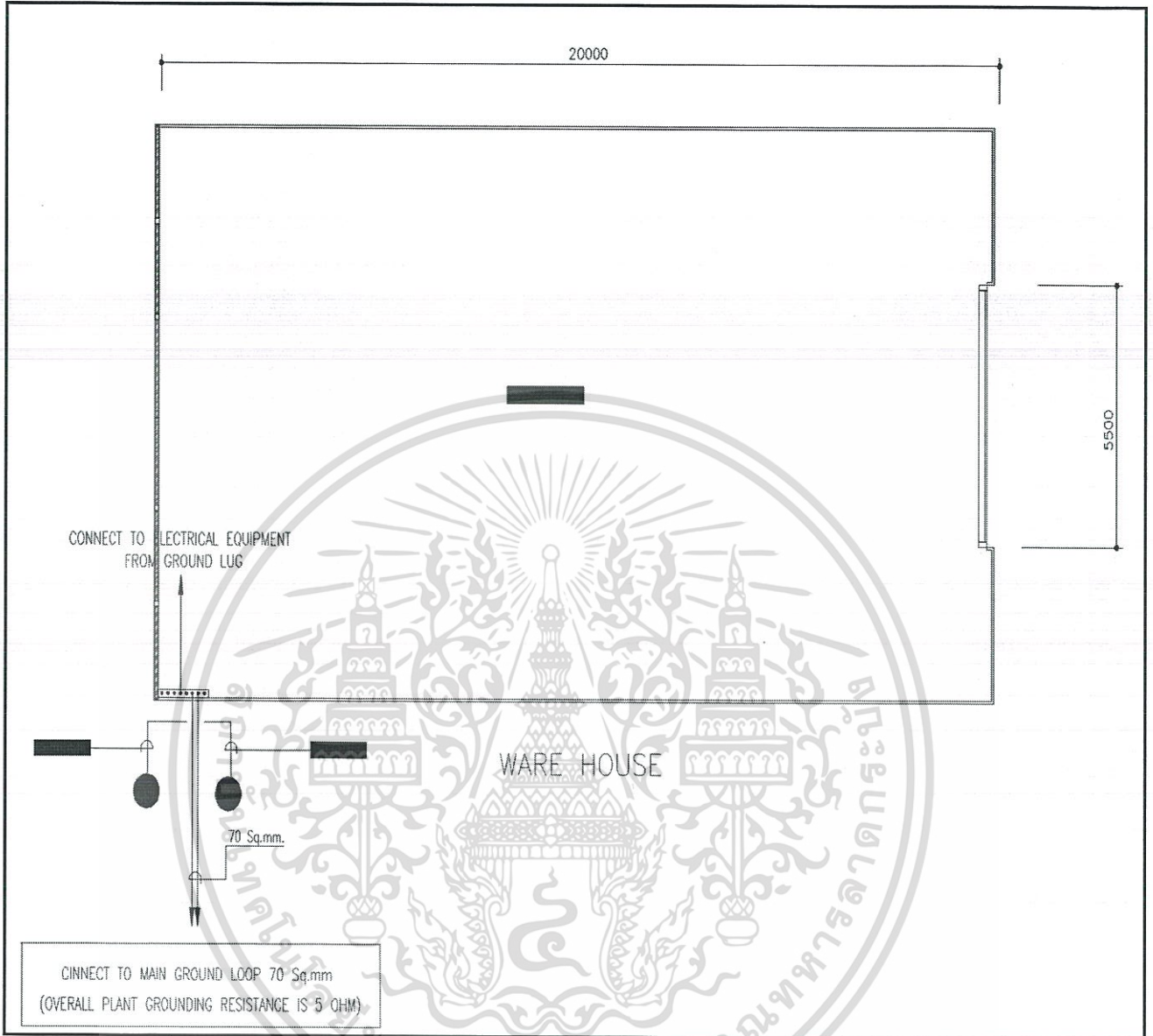


รูปที่ 4.20 รายละเอียดของระบบกราวด์ติดตั้งภายใน Inverter Room และ Transformer Yard

จากรูปที่ 4.20 ภายใน Inverter Room บริภัณฑ์ไฟฟ้าแรงสูง เช่น ริงเมนยูนิท อินเวอร์เตอร์ ใช้สายกราวด์ขนาด 150 Sq.mm ส่วนบริภัณฑ์แรงต่ำ เช่น ตู้จ่ายไฟฟ้าแก่โหลดภายในห้อง ใช้สายกราวด์ขนาด 16 Sq.mm โดยบริภัณฑ์แต่ละตัวจะเชื่อมจาก Ground Lug ไปยังกราวด์บาร์รวมเป็นจุดเดียวกัน จากกราวด์บาร์ก็ไปเชื่อม Main Ground Loop ในใต้ดินใช้โดยใช้สาย 2 เส้นขนาด 70 Sq.mm รอบๆอาคารและเชื่อมต่อไปยัง Electrical Main Substation และ PV plants โดยใช้สายที่เชื่อมต่ออย่างละ 2 เส้น การต่อลงดินของ Inverter Room ใช้สายขนาด 150 Sq.mm จากกราวด์บาร์ต่อลงดินด้วยแท่งตัวนำลงดิน 2 จุด

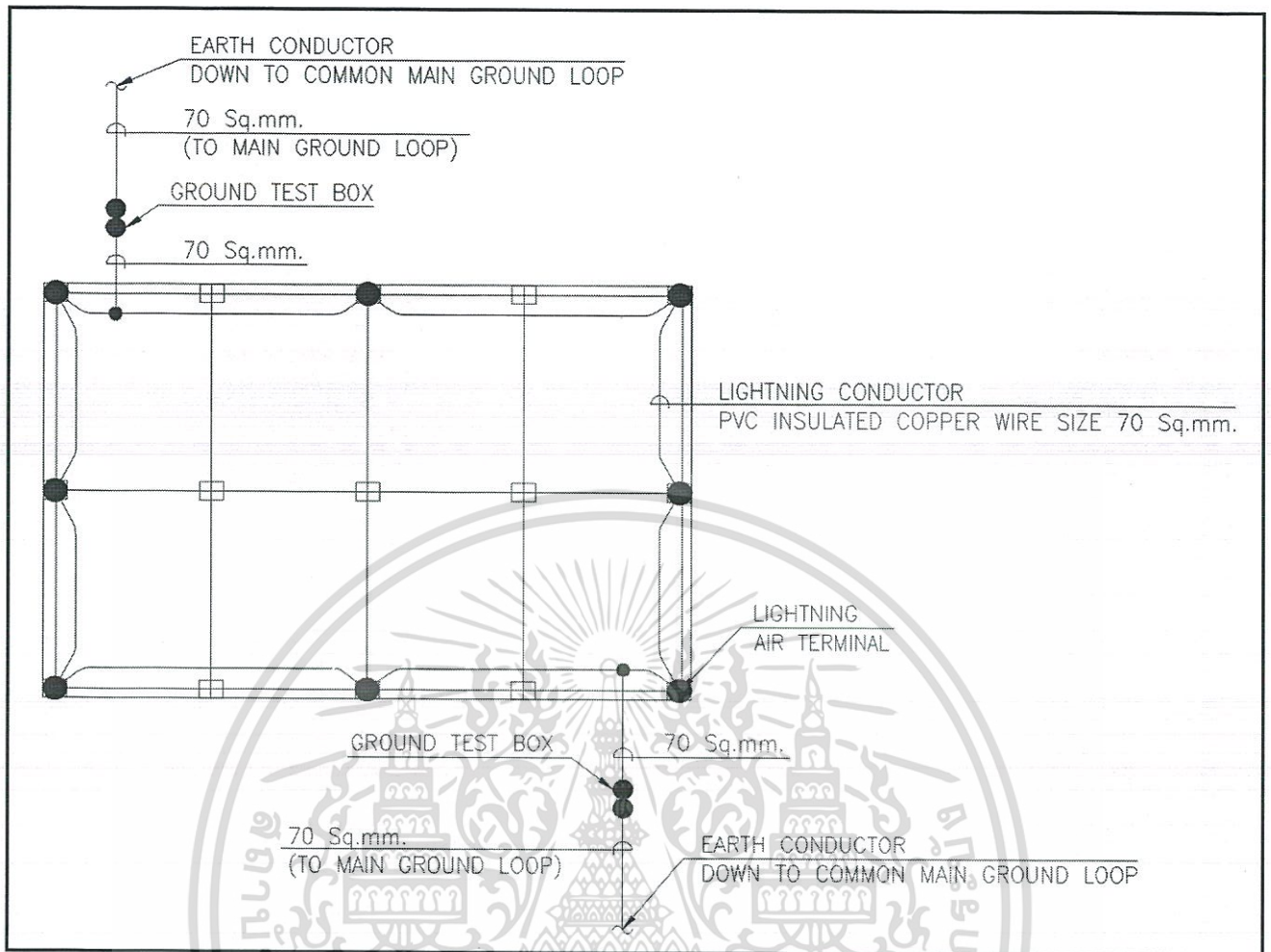
Transformer Yard ซึ่งจะเป็นที่วางของหม้อแปลงซึ่ง Unit Substation 1 คือ หม้อแปลงขนาด 250 kVA และ 1250 kVA ส่วน Unit Substation 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10 คือ หม้อแปลงขนาด 30 kVA และ 1250 kVA ใช้ระบบกราวด์หลักการเดียวกัน ซึ่งแยกจาก Inverter Room โดยที่หม้อแปลงเป็นบริภัณฑ์เฉพาะที่ต้องต่อลงดินและยังเชื่อมต่อกับกราวด์บาร์จำนวนสาย 2 เส้นอีกด้วยคือ เชื่อมต่อทางด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิ โดยหม้อแปลงขนาด 1250 kVA เชื่อมต่อกราวด์บาร์ด้วยขนาดสาย 150 Sq.mm และต่อลงดินด้วยสายขนาด 150 Sq.mm หม้อแปลงขนาด 250 และ 30 kVA เชื่อมต่อกราวด์บาร์ด้วยขนาดสาย 70 Sq.mm และต่อลงดินด้วยสายขนาด 70 Sq.mm นอกจากนี้กรงล้อมรอบหม้อแปลง ก็ต้องเชื่อมกับกราวด์บาร์ด้วยเนื่องจากเป็นโลหะ โดยใช้สายขนาด 16 Sq.mm เดียวกัน จากกราวด์บาร์ก็ไปเชื่อม Main Ground Loop ในใต้ดินใช้โดยใช้สาย 2 เส้นขนาด 70 Sq.mm รอบๆอาคารและเชื่อมต่อไปยัง Inverter Room โดยใช้สายที่เชื่อมต่ออย่างละ 2 เส้น และกราวด์บาร์ต่อลงดินด้วยแท่งตัวนำลงดิน 1 จุด ใช้สายขนาด 150 Sq.mm

1.4 Ware House



รูปที่ 4.21 แสดงรายละเอียดของระบบกราวด์ตั้งใน Ware House

ซึ่งจากรูปที่ 4.21 กราวด์บาร์ใน Ware House เชื่อมต่อกับ Main Loop ของระบบที่ Electrical Main substation โดยใช้สายขนาด 70 Sq.mm จำนวน 2 เส้น



รูปที่ 4.22 รูปแบบของระบบป้องกันฟ้าผ่าที่เชื่อมต่อกับระบบกราวด์

จากรูป 4.22 เป็นการแสดงให้เห็นรูปแบบระบบฟ้าผ่า ของอาคารต่าง ๆ นั้น ระบบตัวนำลงดินให้จุดร่วมเดียวกันที่ Main Loop ของระบบกราวด์

- *หมายเหตุ 1.สายที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างบริภัณฑ์ คือ สายตัวนำทองแดงหุ้มฉนวน PVC เป็นเส้นสีเขียว
- 2.สายที่ใช้เชื่อมต่อหรือเดินสายใต้ดินเป็นสายตัวนำทองแดงชนิดสายเปลือย

ตารางที่ 4.1 แสดงชนิดและจำนวนสายเคเบิลของระบบกราวด์คั้งที่ใช้ที่ใช้

Type of Equipment	Number of Equipment
THW Single Core 2.5 Sq.mm	7488 m.
THW Single Core 16 Sq.mm	5980 m.
THW Single Core 70 Sq.mm	2024 m.
THW Single Core 150 Sq.mm	150 m.
Ground Bar 8 sets	6 Ea.
Ground rod, Dia 3/4", 3m. Long	26 Ea.











ตารางที่ 4.2 แสดงราคาของอุปกรณ์ของระบบกราวด์คั้งทั้งหมดที่ใช้

Type of Equipment	Material Cost Per Unit	Construction Cost Per Unit	Total Material Cost	Total Construction Cost
THW Single Core 2.5 Sq.mm	15.35	25.38	114,940.8	190,045.4
THW Single Core 16 Sq.mm	40.85	36.59	224,283	218,808.2
THW Single Core 70 Sq.mm	90.25	53.29	182,666	107,859
THW Single Core 150 Sq.mm	367.65	106.58	55147.5	15,987
Ground Bar 8 sets	2,500	1,300	15,000	7800
Ground rod, Dia 3/4", 3m. Long	1,300	558.76	33,800	14,527.76
Total Cost			1,180,864.66	

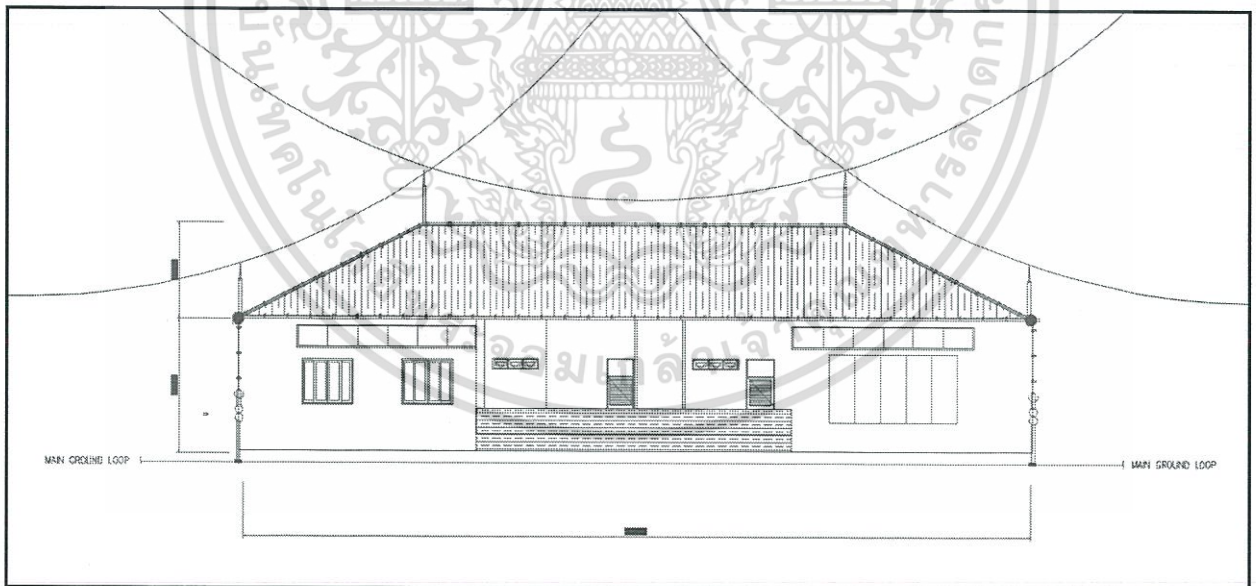
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.5 ผลการออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่า

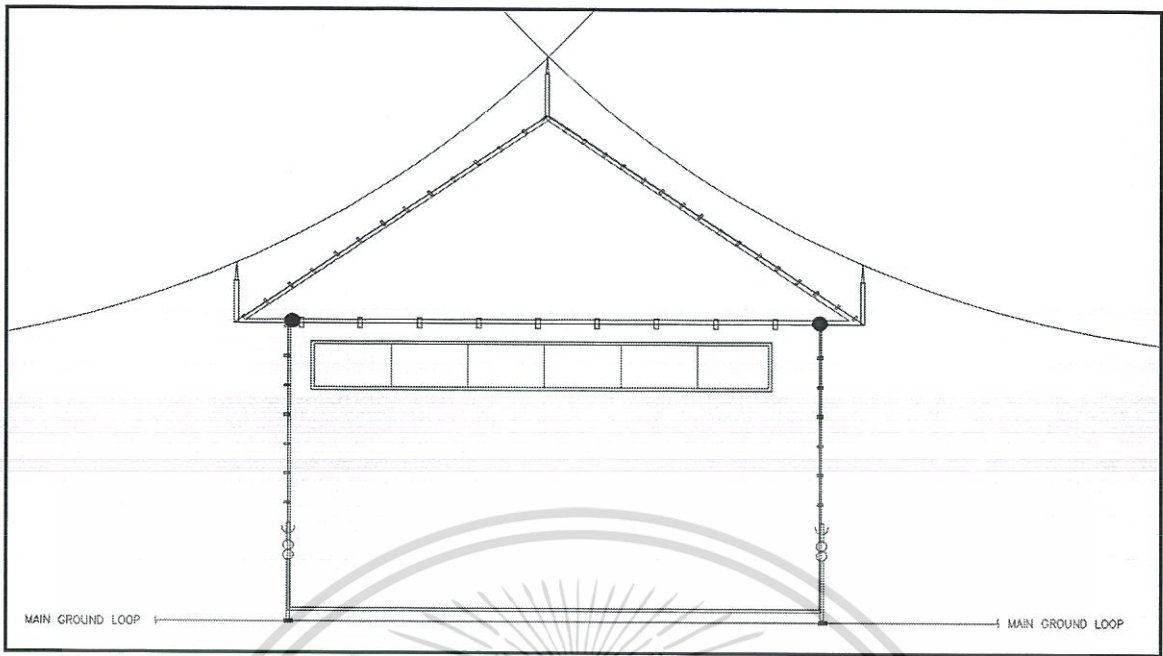
โดยระดับการป้องกันระดับ 3 ใช้วิธีทรงกลมกึ่งรัศมี 45 เมตร

SYMBOL	DESCRIPTION	REMARKS
	COPPER AIR TERMINAL SIZE #5/8", 600mm. LONG	
	GROUND TEST BOX	
	COPPER BOND GROUNDING ELECTRODE #5/8", 3m. LONG	
	LIGHTNING CONDUCTOR PVC INSULATED COPPER WIRE SIZE 70 Sq.mm.	
	MAIN UNDERGROUND GROUNDING CABLE, BARE COPPER CONDUCTOR WIRE SIZE 70 Sq.mm.	
	LIGHTNING CONDUCTOR CUP	
	ZONE OF PROTECTION R = 45 m	
	UNDERGROUND GROUNDING CONDUCTOR CONNECTION POINT (EXOTHERMIC WELDED)	
	CONNECTION BY CLAMP CONNECTOR	
	IMC 2" For Support Afterload	

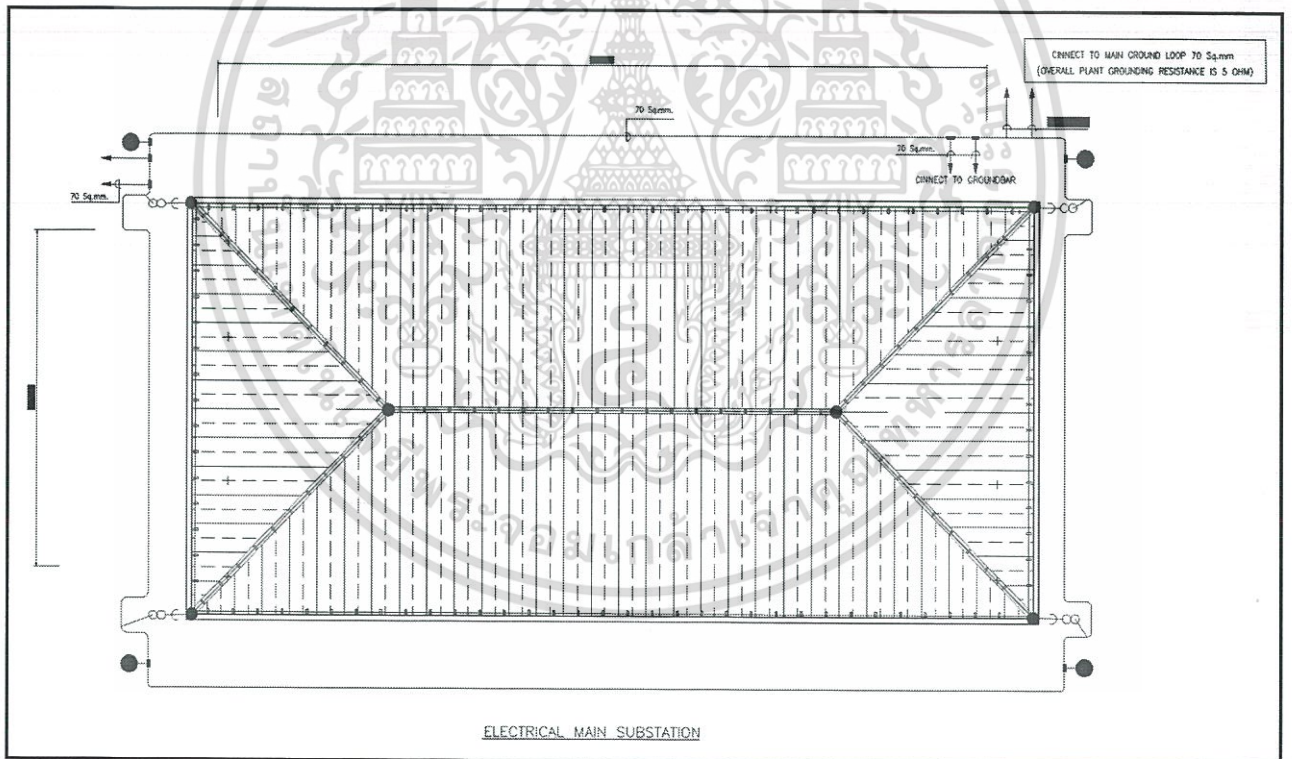
รูปที่ 4.23 แสดงตารางอธิบายสัญลักษณ์ในระบบฟ้าผ่า (lightning system)



รูปที่ 4.24 แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (1) ของระบบฟ้าผ่า อาคาร Electrical main substation

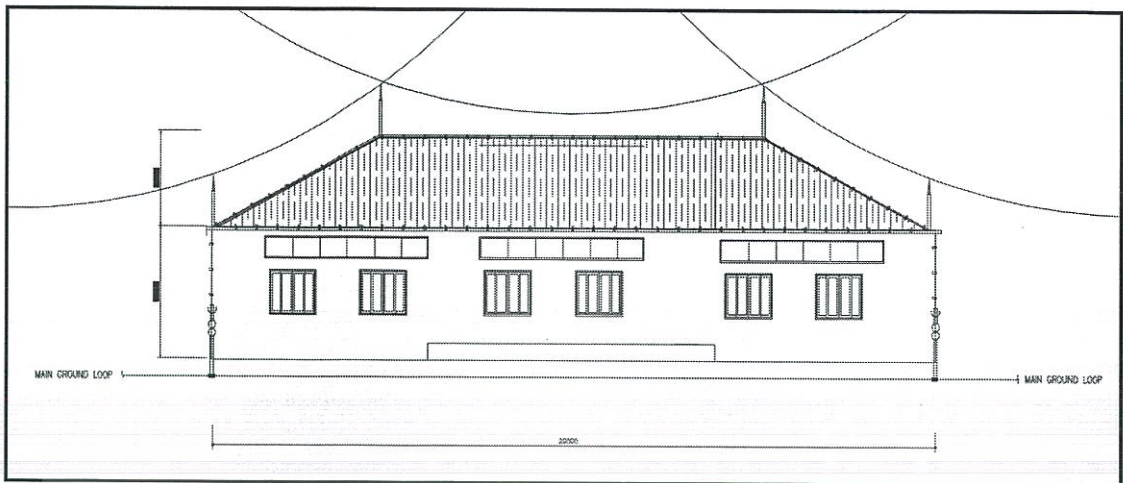


รูปที่ 4.25 แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (2) ของระบบไฟฟ้า อาคาร Electrical main substation

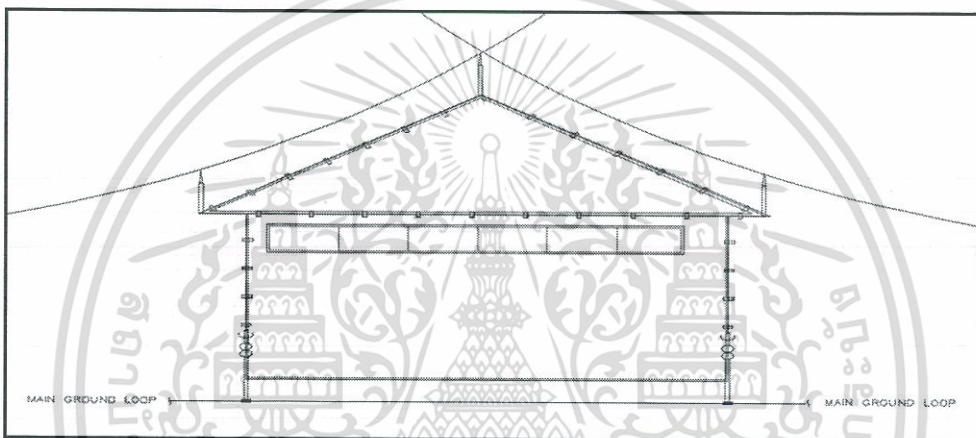


รูปที่ 4.26 แสดงภาพมุมมองด้านบนของระบบไฟฟ้า อาคาร Electrical main substation

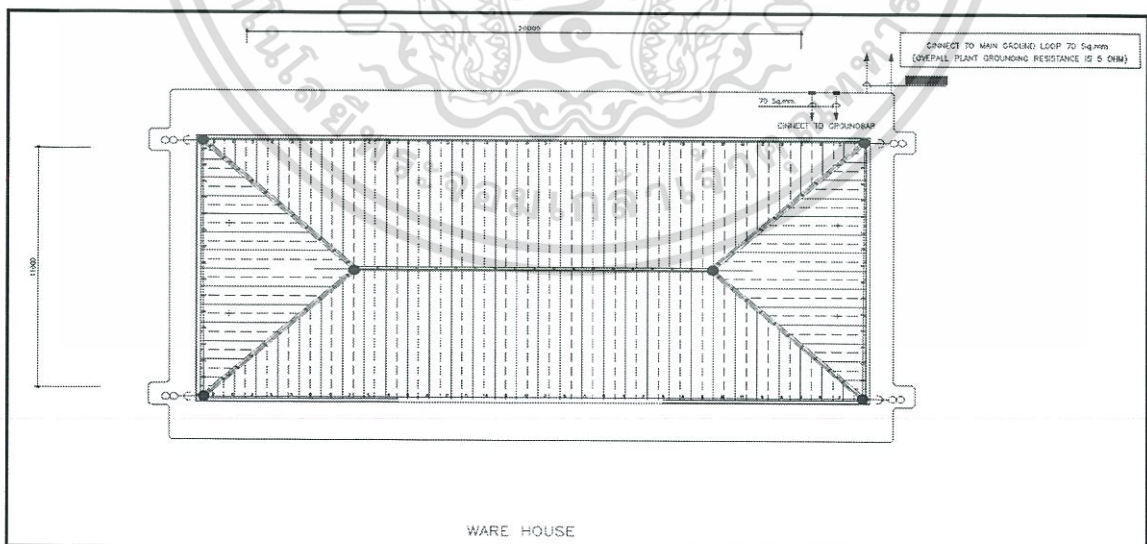
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



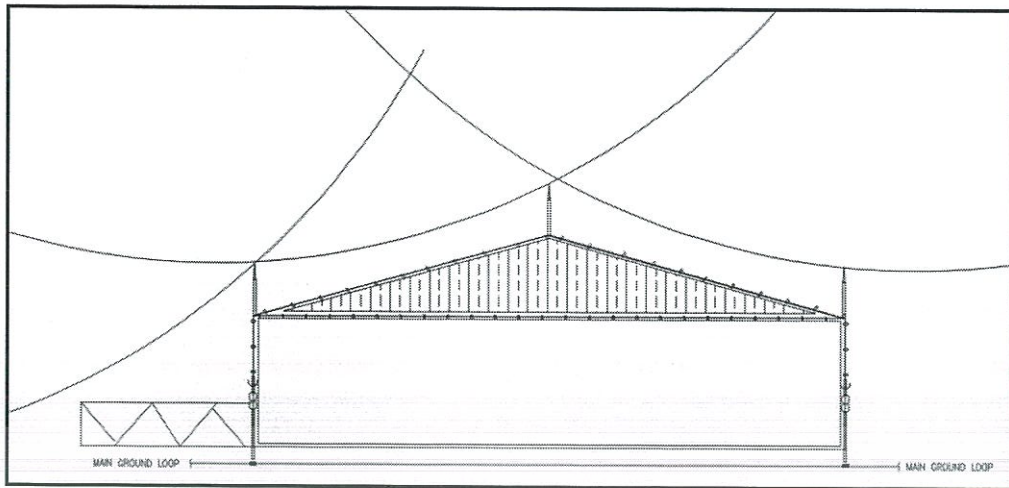
รูปที่ 4.27 แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (1) ของระบบฟ้าผ่า อาคาร Warehouse



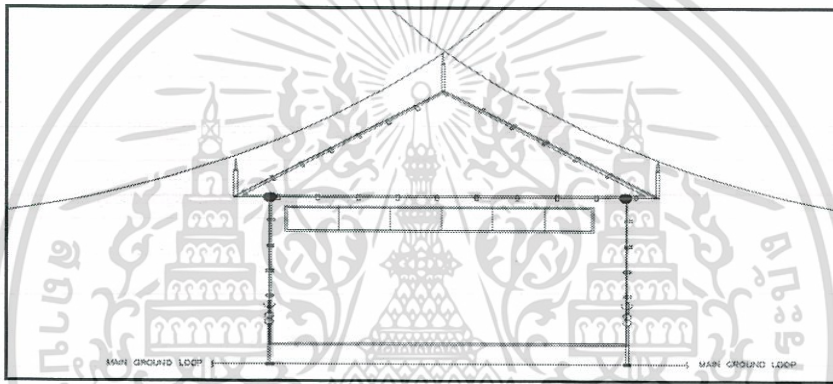
รูปที่ 4.28 แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (2) ของระบบฟ้าผ่า อาคาร Warehouse



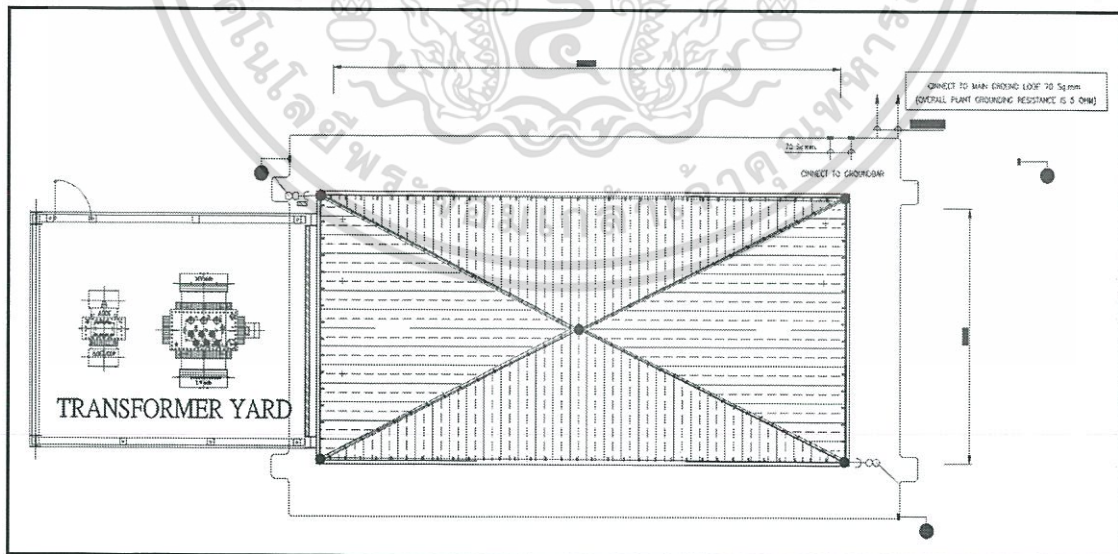
รูปที่ 4.29 แสดงภาพมุมมองด้านบนของระบบฟ้าผ่า อาคาร Warehouse



รูปที่ 4.30 แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (1) ของระบบไฟฟ้า อาคาร Inverter room



รูปที่ 4.31 แสดงภาพมุมมองด้านข้าง (2) ของระบบไฟฟ้า อาคาร Inverter room



รูปที่ 4.32 แสดงภาพมุมมองด้านบนของระบบไฟฟ้า อาคาร Inverter room

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

* หมายเหตุ ในการออกแบบนั้นจะอ้างอิงตามมาตรฐานวสท. ซึ่งใช้ตาม IEC และ NFPA บางส่วนมาคิด โดยคิดค่าความเสี่ยงในการเกิดฟ้าผ่าขึ้นมาก่อน หลังจากนั้นก็คำนวณระดับการป้องกัน

Air Terminal จำนวนเป็นไปตามการวางรัศมีทรงกลม 45 m จากโปรแกรม Auto Cad

ท่อ IMC ขนาด 1 นิ้ว เป็นฐานรอง Air Terminal คิดจาก จำนวน Air terminal x ความยาว โดยใช้เป็น 2 m ต่อ

Air Terminal 1 ตัว และตอนตั้งซึ่งจะตั้งเป็นชั้น โดยชั้นละ 3 m

ท่อ PVC ขนาด 1 นิ้ว ร้อยสายต่อลงดินความยาว 2.5 m ต่อจุดต่อลงดิน และตอนตั้งซึ่งจะตั้งเป็นชั้น โดยชั้นละ

4 m Flat saddle เป็นฐานรองท่อ IMC ซึ่งติดกับหลังคา คิดจากจำนวน Air Terminal x 2

Ground Test box จำนวนจะเท่ากับจุดต่อลงดิน

Insulator Ground wire Support เป็นตัวยึด สาย Bare Copper ได้จากระยะสายทั้งหมดหารด้วย 0.9 m

สาย Bare Copper เป็นสายตัวนำลงดิน ได้จากระยะทั้งหมดของสาย

Steel plate ใช้ประกบ Air terminal ส่วนบนและส่วนล่าง คิดจากจำนวน Air Terminal x 2

ตารางที่ 4.3 แสดงชนิดและจำนวนอุปกรณ์ของระบบป้องกันฟ้าผ่าที่ใช้

Type of Equipment	Number of Equipment
Bare Copper 70 Sq.mm	360 m.
PVC Conduit 1" yellow (4 m./Long)	63 Ea.
IMC Conduit 1" (3 m./Long)	12 Ea.
Air Terminal , 0.6 m long	17 Ea.
Insulator ground wire support	400 Ea.
Ground Test box	10 Ea.
Hot Dip Galvanize steel Plate (150x150x6t mm.)	34 Ea.
Flat saddle	17 Ea.

ตารางที่ 4.4 แสดงราคาอุปกรณ์ทั้งหมดของระบบป้องกันฟ้าผ่าที่ใช้

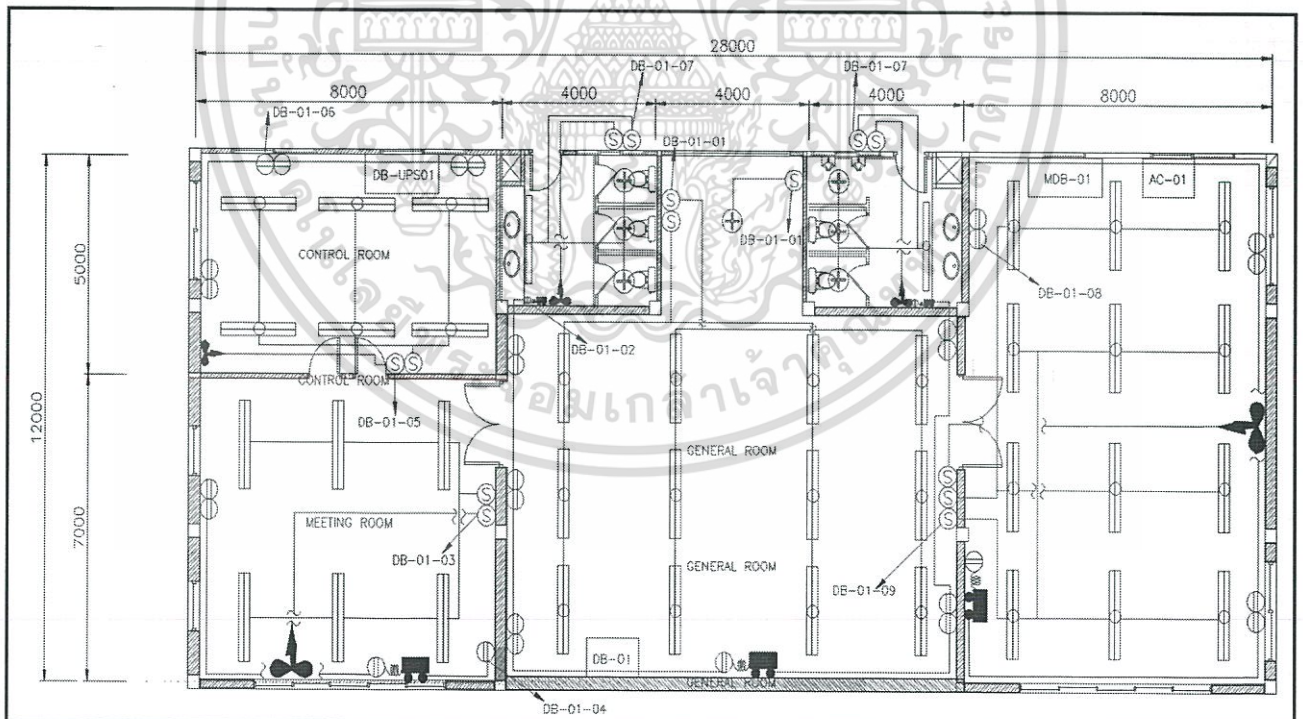
Type of Equipment	Material Cost Per Unit	Construction Cost Per Unit	Total Material Cost	Total Construction Cost
Bare Copper 70 Sq.mm	325	106.58	117,000	38,368.8
PVC Conduit 1" yellow (4 m./Long)	75	262.64	4,725	16,546.32
IMC Conduit 1" (3 m./Long)	290	752.40	3,480	9,028.8
Air Terminal , 0.6 m long	750	2,165	12,750	36,805
Insulator ground wire support	125	326.58	50,000	130,632
Ground Test box	2,025	865.55	20,250	8,655.55
Hot Dip Galvanize steel Plate (150x150x6t mm.)	165	326.58	5,610	11,103.72
Flat saddle	594	1,102.50	10,098	18,742.5
Total Cost			493,795.69	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.6 ผลการออกแบบระบบแสงสว่างและเต้ารับ (lighting and Receptacle design)

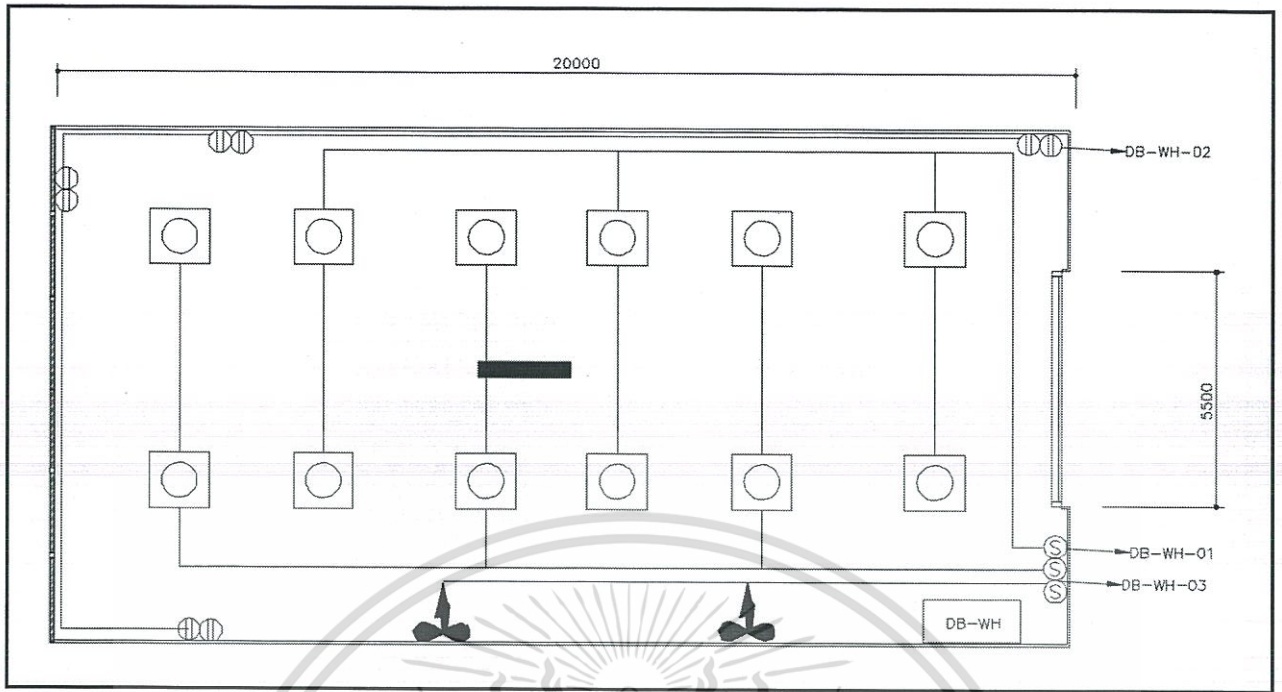
LIGHTING FIXTURE SCHEDULE			
NO.	DESCRIPTION	TYPE OF EQUIPMENT	SYMBOL
1	RECESSED MOUNT TYPE	2xTL5-28W	(INDOOR TYPE)
2	RECESSED MOUNT TYPE	2xTL5-35W	(INDOOR TYPE)
3	CEILING TYPE	1xTL5-28W	(INDOOR TYPE)
4	CEILING TYPE	1xTL5-35W	(INDOOR TYPE)
5	STANCHION TYPE	2xTL5-35W	(WEATHER PROOF)
6	RECESSED MOUNT TYPE	1xDLM1100/830 15W	(INDOOR TYPE)
7	HIGH BAY	1xHPL-N25DW A P1	(INDOOR TYPE)
8	VENTILATION FAN	---	
9	SWITCH INDOOR TYPE	SINGLE WAY	
10	CONVENIENCE OUTLETS	DUPLEX	INDOOR TYPE
11	EMERGENCY LIGHT	---	

รูปที่ 4.33 แสดงตารางอธิบายสัญลักษณ์ในระบบแสงสว่าง

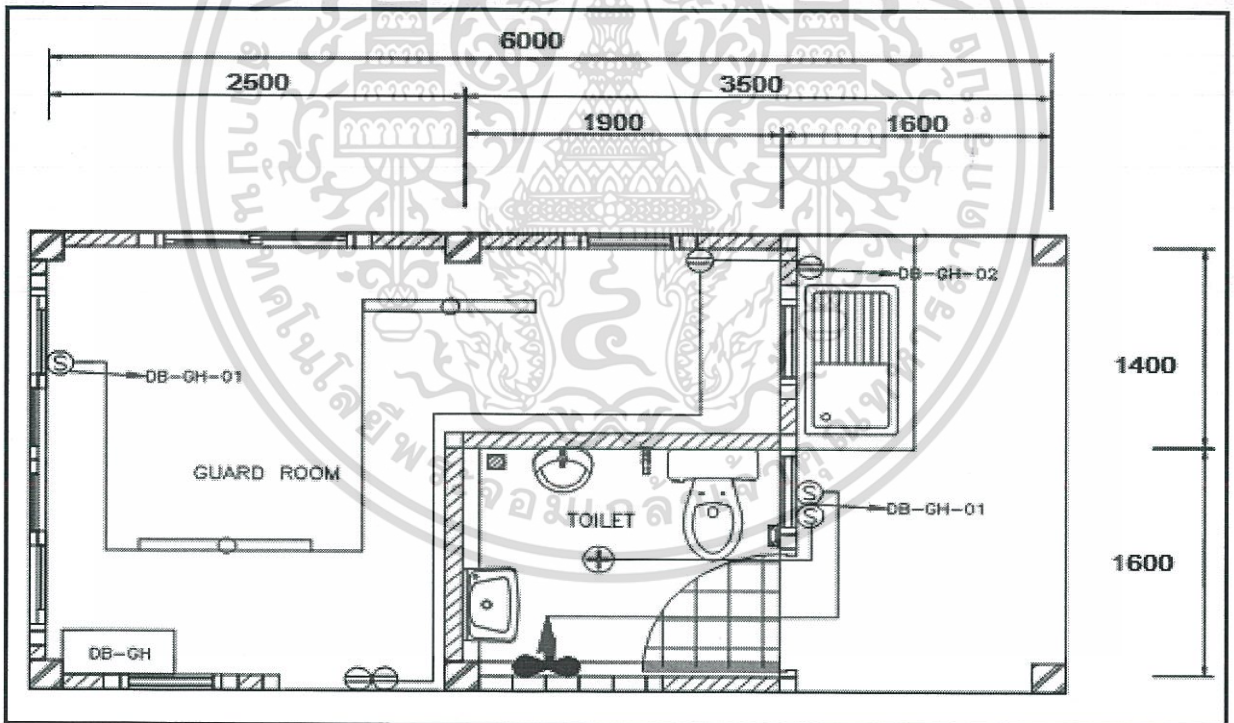


รูปที่ 4.34 แสดงภาพมุมมองของระบบแสงสว่าง อาคาร Electrical main substation

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

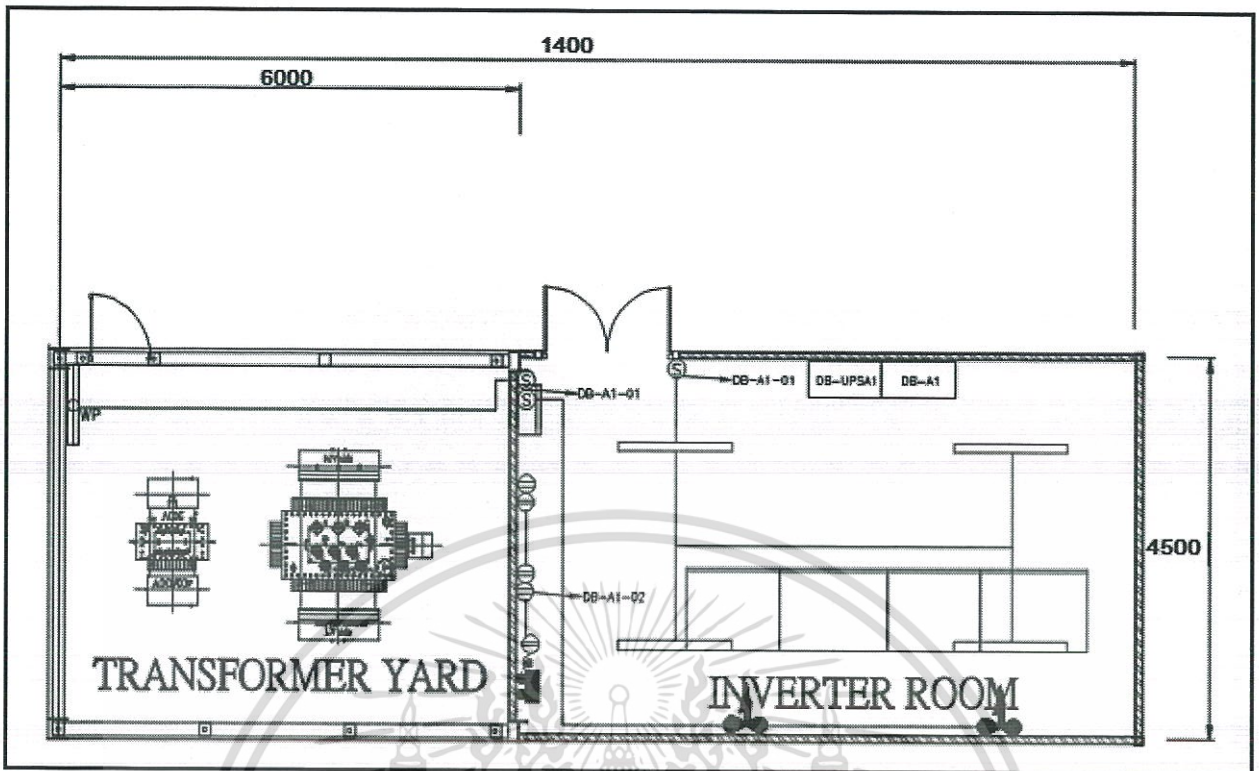


รูปที่ 4.35 แสดงภาพมุมมองของระบบแสงสว่าง อาคาร Warehouse



รูปที่ 4.36 แสดงภาพมุมมองของระบบแสงสว่าง อาคาร Guard room

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.37 แสดงภาพมุมมองของระบบแสงสว่าง อาคาร Inverter room

ในการออกแบบแสงสว่างนั้นอ้างอิงค่ามาตรฐานตาม และใช้โปรแกรม Dialux ในการออกแบบเนื่องจากมีความสะดวกในการคำนวณ โดยจะติดตั้งระบบแสงสว่างเฉพาะในส่วนของอาคารเท่านั้น ส่วนใน PV Plants ไม่ได้ทำการติดตั้งเพราะเนื่องจากใช้จำนวนมากมีผลด้านราคา

การออกแบบนั้นจะกำหนดค่าความเข้มความสว่างไว้เกินกว่ามาตรฐานในช่วงแรก เพราะเมื่อเราใช้ไปนานๆ แสงสว่างก็จะลดลง ส่วนรายละเอียดของห้องความสว่างของโปรแกรม Dialux สามารถดูได้ที่ภาคผนวก

ตารางที่ 4.5 แสดงอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบแสงสว่างและเต้ารับ

Type of Room	Type of Equipment.	Numbers of Equipment.	Average Illuminance (Lux)
Meeting Room	2 x TL-5 28 W	6	356
General Room	2 x TL-5 35 W	12	436
Control Room	2 x TL-5 35 W	6	533
WC.Men	1 x TL-5 35 W and Dowlight 1 x 15 W	1 and 3	181
WC.Women	1 x TL-5 35 W and Dowlight 1 x 15 W	1 and 3	181
Substation Room	2 x TL-5 35 W	12	473
Ware House	โคมทรงกระบอก 1 x 250 W	12	430
Guard Room	1 x TL-5 35 W	2	236
Tiolet (Guard House)	Dowlight 1 x 15 W	1	185
Inverter Room	1 x TL-5 28 W	40	357
-	Switch 1 Way	32	-
-	Duplex Receptacle 16A, Indoor type	81	-
-	Emergency lighting (2x6W) LED lamp	15	-

ตารางที่ 4.6 แสดงราคาอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบแสงสว่างและเต้ารับ

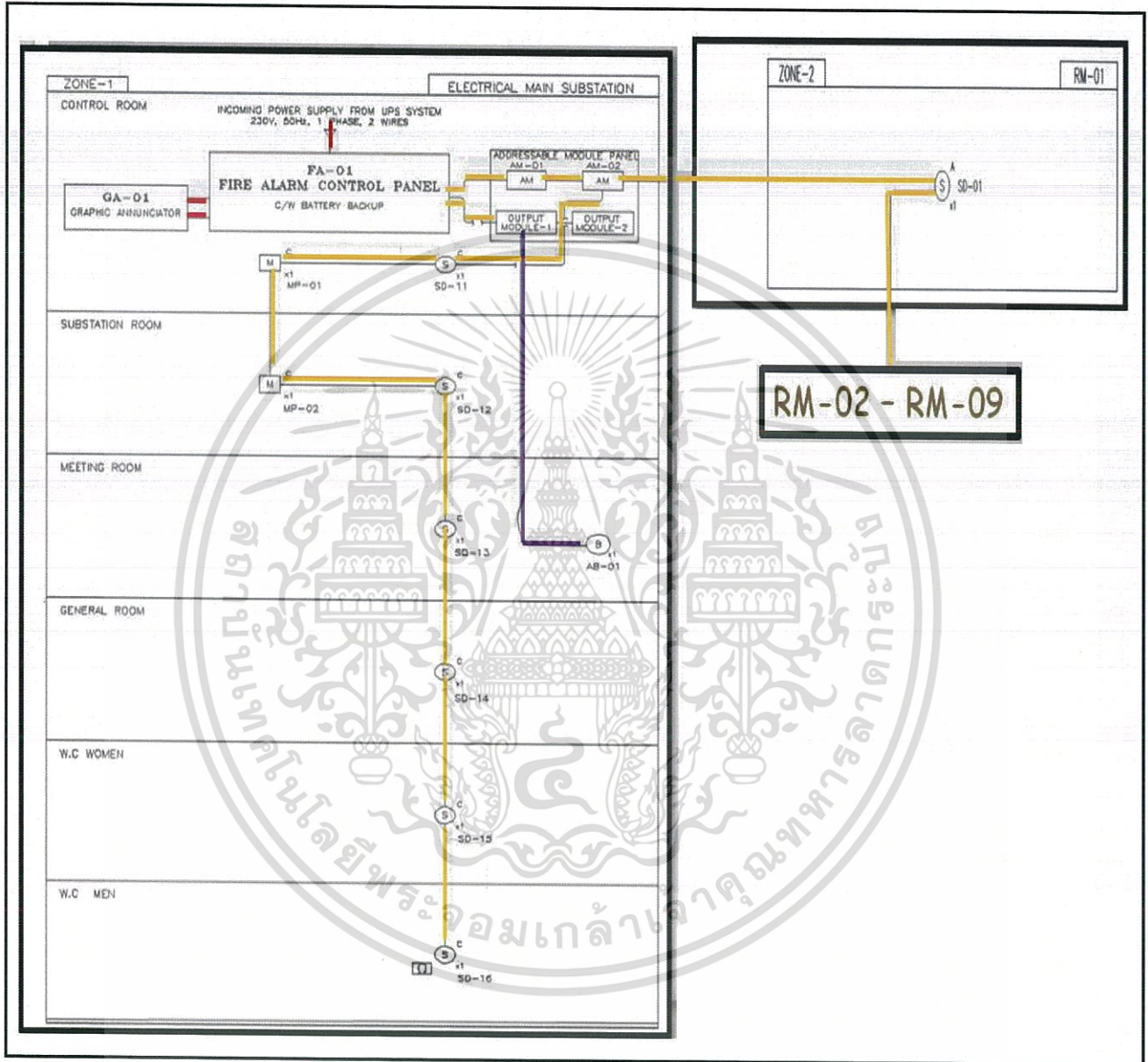
Type of Equipment	Material Cost Per Unit	Construction Cost Per Unit	Total Material Cost	Total Construction Cost
2 x TL-5 28 W	2,000	550	12,000	3,300
2 x TL-5 35 W	2,200	600	66,000	18,000
2 x TL-5 35 W (WP)	4,750	380	4750	380
1 x TL-5 28 W	1,200	400	48,000	16,000
1 x TL-5 35 W	1,300	450	4,200	1,800
Dowlight 1 x 15 W	525	320	3,675	2,240
โคมทรงกระบอก 1 x 250 W	6,500	1,250	78,000	15,000
Switch 1 Way	80	375	2,560	12,000
Duplex Receptacle 16A, Indoor type	205	375	16,605	30,375
Emergency lighting (2x6W) LED lamp	1,900	380	28,500	5,700
Total Cost			369,085	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.7 ผลการออกแบบระบบเตือนภัยภัยจากเพลิงไหม้ (Fire alarm system design)

ในส่วนนี้จะออกแบบเกี่ยวกับอุปกรณ์แจ้งเตือนเหตุเพลิงไหม้ การออกแบบระบบป้องกันภัยจากเพลิงไหม้ จะต้องออกแบบหลัก 2 ส่วน ได้แก่ 1.Block diagram 2.Layout

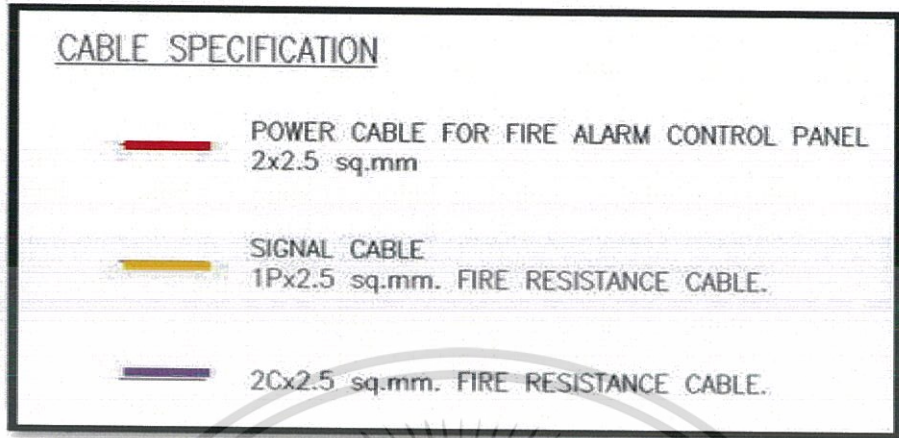
1.Block diagram of Fire alarm system



รูปที่ 4.38 แสดง Block diagram ของระบบ Fire alarm

จากรูปที่ 4.38 เป็น Block Diagram ของระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง เป็นการแสดงรูปแบบโดยรวมของระบบ โดยเริ่มจากตู้ควบคุม (FCP) ที่อยู่ในห้องควบคุมของ Electrical Main Substation 230 V รับไฟ มาจากระบบสำรองไฟ (UPS) เชื่อมต่อกับ Graphic Annunciator และ Addressable Module และควบคุมระบบแจ้ง

เดือนภัยดับเพลิงทั้งหมด 2 โชน โดยโชนแรก คือ ส่วนของอาคาร Electrical Main Substation และ โชนที่ 2 คือ ส่วนของ Inverter building



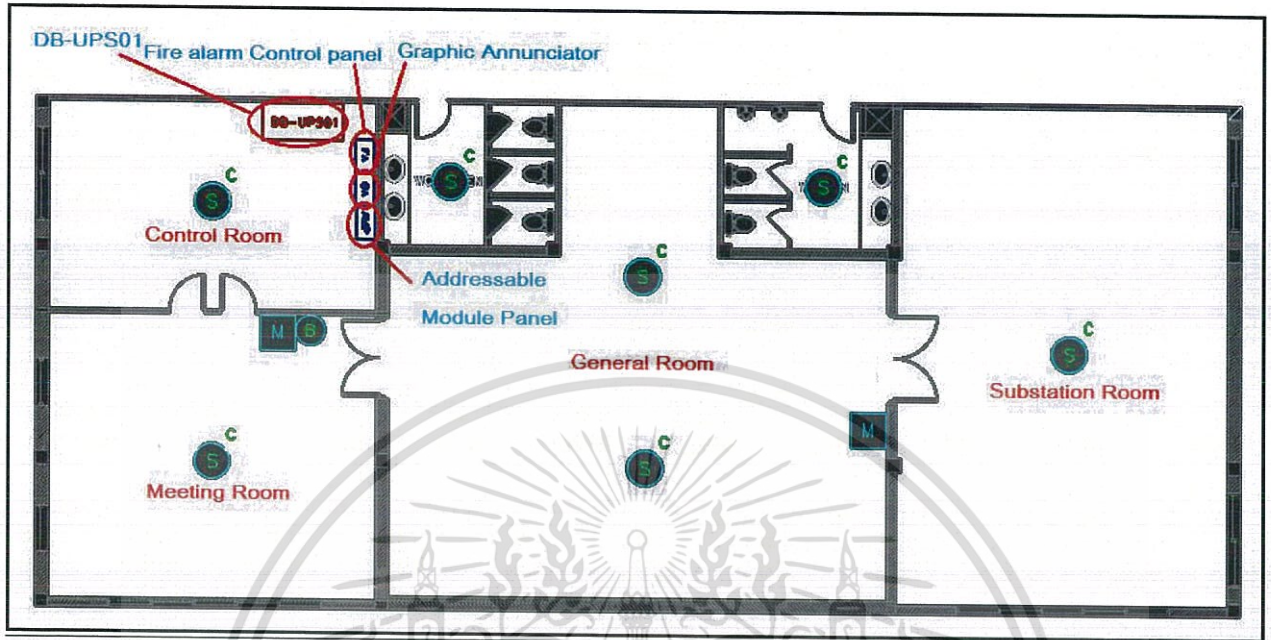
รูปที่ 4.39 สัญลักษณ์ต่างๆใน Block Diagram ระบบแจ้งเดือนภัยดับเพลิง

จากรูปที่ 4.39 แสดงถึงสีของสายไฟฟ้าในเส้นทางต่างๆ โดยเริ่มจากตู้ควบคุม (FCP) เป็นตู้ควบคุมหลักของระบบซึ่งรับไฟฟ้ากระแสสลับ 230 V จาก ระบบสำรองไฟ (UPS) เชื่อมต่อกับ Graphic Annunciator โดย Power cable ขนาด 2x2.5 Sq.mm จำนวน 2 เส้น (เส้นสีแดง) ซึ่งลักษณะของ Graphic Annunciator เป็นตู้ที่มีปุ่มแสดงไฟอยู่ด้านหน้า โดยจะติดอยู่รอบๆ PV plants และส่วนของอาคาร ทำหน้าที่แจ้งเตือนหากพบจุดไหนมีปัญหาที่จะแจ้งเตือน โดยผ่าน Addressable Module และแสดงไฟสีแดงข้างหน้าที่ ส่วนของ Addressable Module เชื่อมต่อกับตู้ควบคุม (FCP) โดย Signal Cable ขนาด 1Px2.5 Sq.mm ชนิด Fire Resistance จำนวน 2 เส้น (เส้นสีส้ม) ซึ่ง Addressable Module ทำหน้าที่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์แจ้งเดือนภัยดับเพลิงในโชนต่างๆจำนวน 2 โชน จากนั้นเมื่อพบปัญหาอุปกรณ์ก็จะทำงาน โดย Smoke Detector และ Manual Pull Station จะแจ้งเตือนผ่านทาง Signal Cable ขนาด 1Px2.5 Sq.mm ชนิด Fire Resistance โดยอุปกรณ์ 2 ตัวนี้เชื่อมต่อกันด้วยสายเส้นเดียว เป็นสายสีส้มดังรูป 4.39 แจ้งเตือนไปยัง Addressable Module เข้าสู่ตู้ควบคุม (FCP) และจะไปแสดงไฟสีแดงที่ปุ่มของ Graphic Annunciator

อุปกรณ์อีกตัว คือ Alarm Bell เชื่อมต่อกับ Output Module (อยู่ใน Addressable Module) ทำงานในการแจ้งเตือนลักษณะเดียวกันกับ Smoke Detector และ Manual Pull Station แต่แตกต่างที่สายไฟฟ้าที่มาเชื่อมต่อโดยเป็น Signal Cable ขนาด 2Cx2.5 Sq.mm ชนิด Fire Resistance เชื่อมต่อกันจำนวนเส้นเดียว เป็นสายสีม่วงดังรูป 4.39

2.การออกแบบและวางตำแหน่งอุปกรณ์ (Layout design)

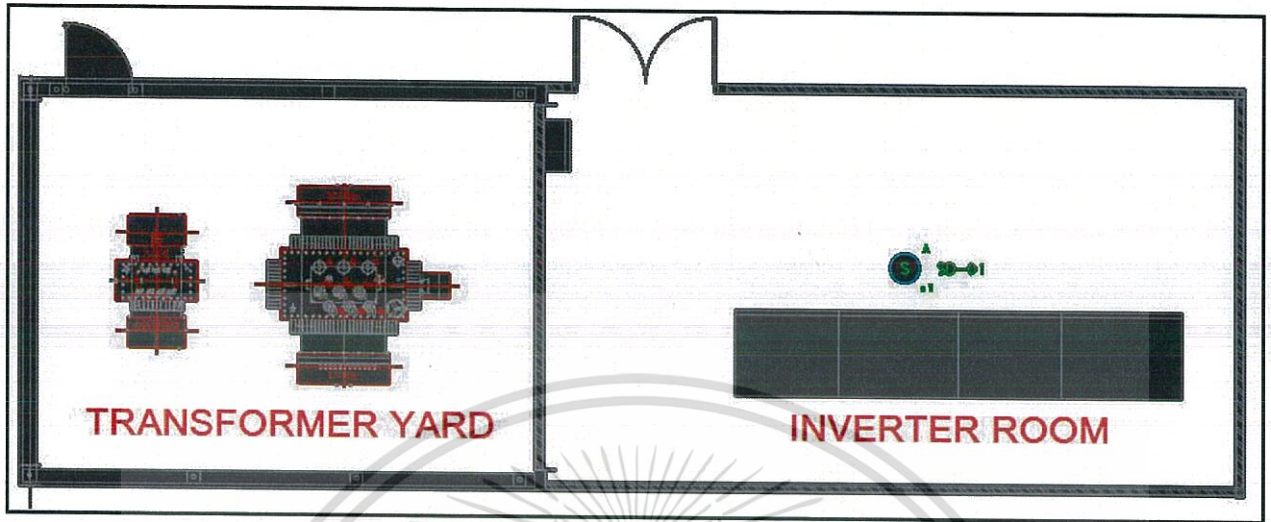
ส่วนของ Electrical Main Substation



รูปที่ 4.40 ภาพแบบมุมมองใน Electrical Main Substation

- ห้องควบคุม ติด Smoke Detector 1 ตัว
- Substation Room ติด Smoke Detector 1 ตัว
- ห้องน้ำชาย ติด Smoke Detector 1 ตัว
- General Room ติด Smoke Detector 2 ตัว ติด Manual Pull Station 1 ตัว
- ห้องน้ำหญิง ติด Smoke Detector 1 ตัว
- Meeting Room ติด Smoke Detector 1 ตัว ติด Manual Pull Station 1 ตัว ติด Alarm Bell 1 ตัว

ส่วนของ Inverter building



รูปที่ 4.41 ภาพแบบการติดตั้งอุปกรณ์ใน Inverter Room มุมสูง

จากรูปที่ 4.41 แสดงให้เห็นการติดตั้งอุปกรณ์ Smoke Detector ใน Inverter Room ชนิด Addressable Type ชนิดนี้สามารถระบุตำแหน่งที่แจ้งเตือนได้และแจ้งเตือนแบบอัตโนมัติเมื่อพบควันที่ผิดปกติ โดยแสดงที่หน้าตู้ Graphic Annunciator ซึ่งมีความสำคัญมาก เนื่องจาก PV plants นั้นมีพื้นที่ขนาดใหญ่ การใช้แบบระบุตำแหน่งจะทำให้รู้จุดที่เกิดปัญหาและสามารถแก้ไขได้อย่างรวดเร็ว

Smoke Detector ติดสูงจากระดับพื้นอ้างอิงประมาณ 3.5 เมตร ตำแหน่งกลาง Inverter Room ห่างจากผนังด้านซ้ายและขวา 4 เมตรและห่างจากผนังบนและล่าง 2.25 เมตร ตามภาพมุมสูง

รูปแบบการติดตั้งใน PV Plants จะเป็นลักษณะเดียวกันทั้ง 10 Unit Substation เพราะฉะนั้นสรุปได้ว่า ในส่วนของ PV plants นั้นจะมีอุปกรณ์แจ้งเตือนภัยดับเพลิง Smoke Detector ชนิด Addressable Type ทั้งหมด 10 ตัว

ตารางที่ 4.7 แสดงอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง

Type of Equipment	Number of Equipment
Power cable 2 x 2.5 Sq.mm.	5 m.
Signal Cable 1P x 2.5 Sq.mm.	820 m.
Power cable 2C+PE x 4 Sq.mm. (Fire Resistance)	10 m.
Graphic Annunciator	1 Ea.
Fire alarm control panel	1 Ea.
Addressable Module Panel	1 Ea.
Alarm bell	1 Ea.
Smoke detector	16 Ea.
Manual pull station	2 Ea.

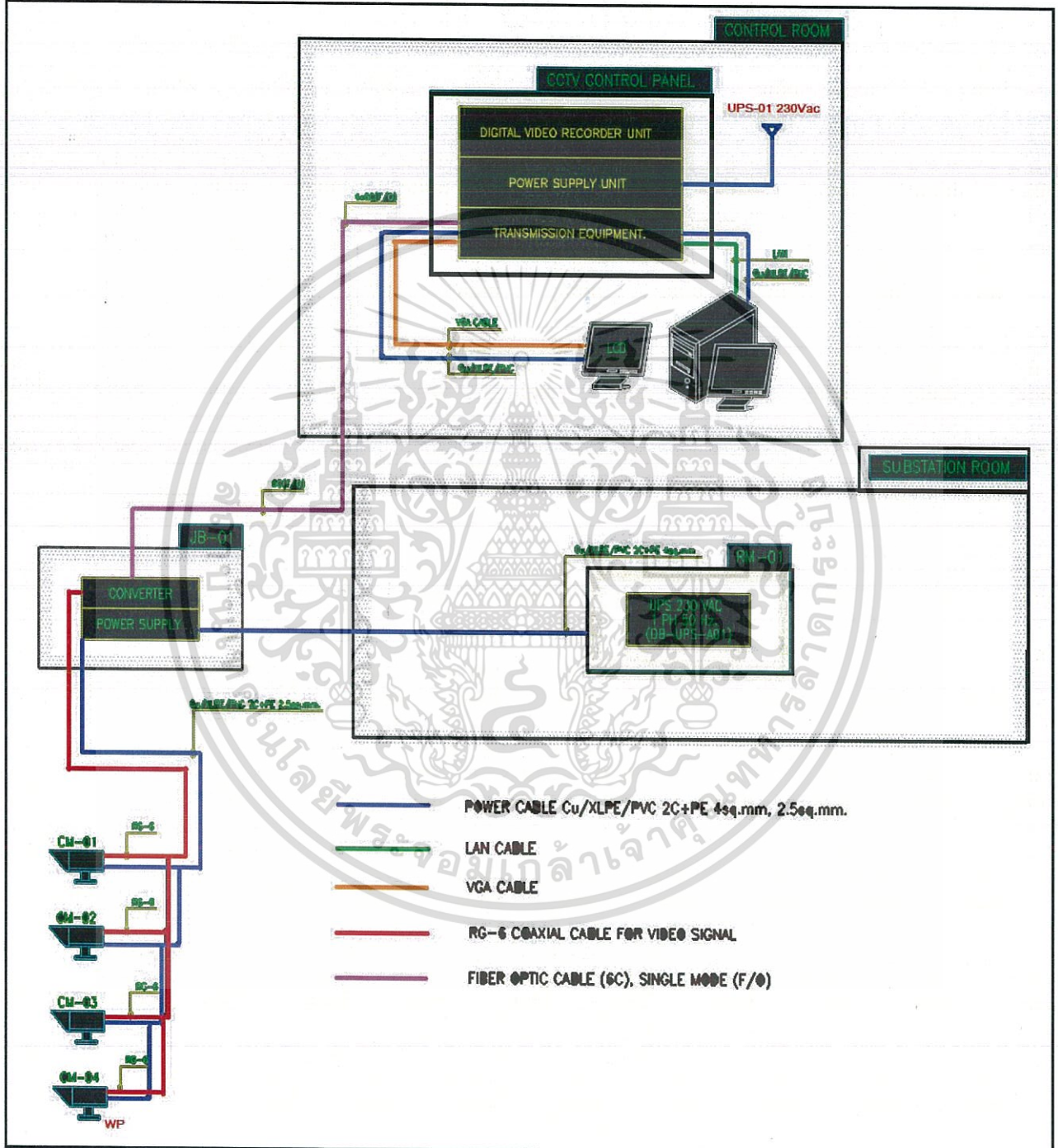
ตารางที่ 4.8 แสดงราคาอุปกรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง

Type of Equipment	Material Cost Per Unit	Construction Cost Per Unit	Total Material Cost	Total Construction Cost
Power cable 2 x 2.5 Sq.mm.	100.45	28.93	502.25	144.65
Signal Cable 1P x 2.5 Sq.mm.	121.45	30.75	99,589	307.5
Power cable 2C+PE x 4 Sq.mm. (Fire Resistance)	171.65	31.97	24,031	26,215.4
Fire alarm control panel	580,000	9,100	580,000	9,100
Alarm bell	5,400	850	5,400	850
Smoke detector	2,700	480	43,200	7680
Manual pull station	18,000	570	36,000	1,140
Total Cost			834,159.80	

4.8 ผลการออกแบบระบบกล้องวงจรปิด (CCTV system design)

ในส่วนนี้จะออกแบบเกี่ยวกับระบบกล้องวงจรปิด การออกแบบระบบกล้องวงจรปิดจะต้องออกแบบหลัก 2 ส่วน ได้แก่ 1.Block diagram 2.Layout

1.Block diagram of CCTV system



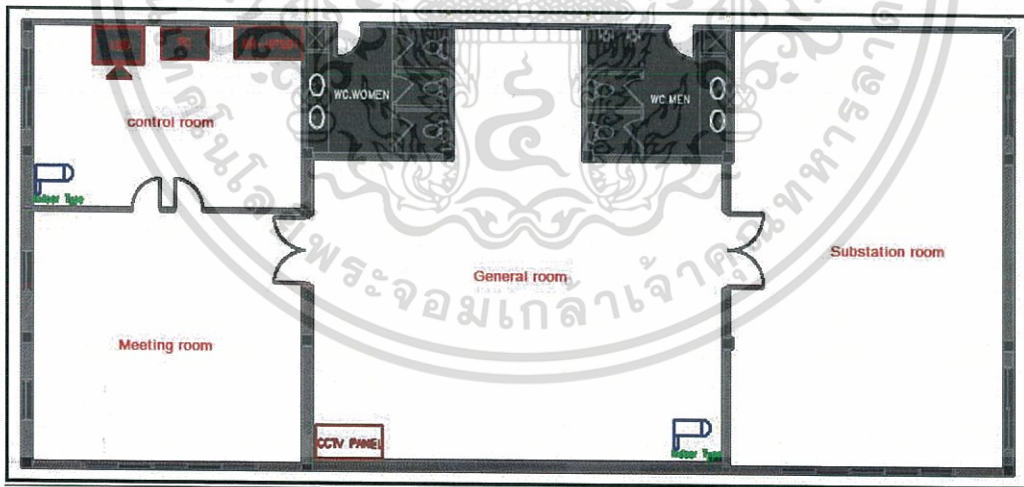
รูปที่ 4.42 Block diagram ของระบบ CCTV

จากรูปที่ 4.42 แสดงถึงสีของสายไฟฟ้าในเส้นทางต่างๆ โดยเริ่มจากตู้ CCTV control panel ที่อยู่ในห้องควบคุมของ Electrical Main Substation เป็นตู้ควบคุมหลักของระบบซึ่งรับไฟฟ้ากระแสสลับ 230 V จาก ระบบสำรองไฟ (DB-UPS-01) โดยเชื่อมต่อด้วยสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น โดยในส่วนของการ Transmission equipment ของตู้ CCTV control panel จะเชื่อมต่อกับ LCD Color Monitor ด้วยสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น และสาย VGA cable 1 เส้นซึ่งลักษณะของ LCD Color Monitor เป็นจอมอนิเตอร์แสดงภาพซึ่งอยู่ในห้องควบคุมของอาคาร Electrical Main Substation Transmission equipment ยังเชื่อมต่อกับคอมพิวเตอร์ PC อีกด้วย ด้วยสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น และสาย LAN cable 1 เส้น นอกจากนี้ Transmission equipment จะไปเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ Converter ภายใน Junction Box จึงใช้สาย Fiber Optic ขนาด 6C 1 เส้น เชื่อมต่อ Converter และใน Junction Box จะมี Power Supply เพื่อรับไฟเลี้ยงมาจาก UPS 230 VAC ที่อยู่ภายในอาคาร Electrical Main substation โดยจะเชื่อมต่อด้วยสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น เข้ากับ UPS

จากนั้น Converter และ Power Supply ภายใน Junction Box ซึ่งมีหลายอินพุต ก็จะเชื่อมต่อกับตัวกล่องวงจรปิดทั้งหมด 4 ตัว ด้วยสาย RG-6 Coaxial Cable จำนวน 4 เส้น และสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 4 เส้น ตามลำดับ

2.การออกแบบและวางตำแหน่งอุปกรณ์ (Layout design)

ส่วนของ Electrical Main Substation

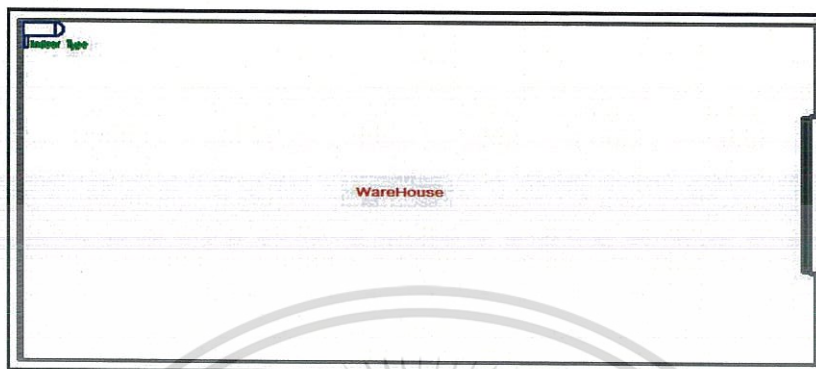


รูปที่ 4.43 ภาพแบบมุมมองใน Electrical Main Substation ระบบ CCTV

จากรูปที่ 4.43 แสดงการติดตั้งอุปกรณ์ในภาพมุมมองใน .Electrical Main Substation โดยภายในห้อง Control room จะมี กล้องวงจรปิดชนิด Indoor type 1 ตัว, ตู้ LCD Color Monitor 1 ตัว, PC 1 ตัว, ตู้ DB-UPS-01 1ตู้ และภายในห้อง General room มีอุปกรณ์ตู้ CCTV Control Panel 1 ตู้, กล้องวงจรปิดชนิด Indoor type 1ตัว

โดย Junction Box ก็จะติดตั้งอยู่ในอาคารนี้ ใกล้กล่องวงจรปิดตัวที่อยู่ในห้อง Control room เพื่อให้ระยะในการใช้สาย Power cable เชื่อมต่อกับ UPS-01 และสาย Fiber optic เชื่อมต่อกับ CCTV control panel มีระยะที่สั้น

ส่วนของ Warehouse



รูปที่ 4.44 ภาพแบบมุมมองสูงใน Warehouse ระบบ CCTV

จากรูปที่ 4.44 แสดงการติดตั้งอุปกรณ์ในภาพมุมมองสูงใน Warehouse โดยจะมี กล่องวงจรปิดชนิด Indoor type 1 ตัว โดยจะต้องรับไฟและสัญญาณ จาก Junction box ที่อยู่ในอาคาร Electrical main substation ด้วยสาย RG-6 Coaxial Cable จำนวน 1 เส้น และสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น



รูปที่ 4.45 ภาพแบบมุมมองสูงใน Guard room ระบบ CCTV

จากรูปที่ 4.45 แสดงการติดตั้งอุปกรณ์ในภาพมุมมองสูงใน Guard room โดยกล่องตัวนี้ติดตั้งนอกอาคาร Guard room จึงติดกล่องวงจรปิดชนิด Outdoor type 1 ตัว โดยจะต้องรับไฟและสัญญาณ จาก Junction box ที่อยู่ในอาคาร Electrical main substation ด้วยสาย RG-6 Coaxial Cable จำนวน 1 เส้น และสาย Power cable 2C +PE ขนาด 4, 2.5 Sq.mm จำนวน 1 เส้น

ตารางที่ 4.9 แสดงอุปกรณ์ทั้งหมดในระบบกล้องวงจรปิดที่ใช้

Type of Equipment	Number of Equipment
Power cable 2C+PE 4, 2.5 Sq.mm.	200 m.
RG-6Cable	10 m.
Fiber optic cable	140 m.
VGA cable	40 m.
LAN cable	35 m.
CCTV Panel	1 Ea.
Junction Box (Converter & Power supply)	4 Ea.
Pan/Tilt/Zoom Camera (Doom Type, Indoor)	3 Ea.
Pan/Tilt/Zoom Camera (Weather Proof Type)	1 Ea.
PC with 42" LCD Monitor	2 Ea.
UPS 230VAC	2 Ea.

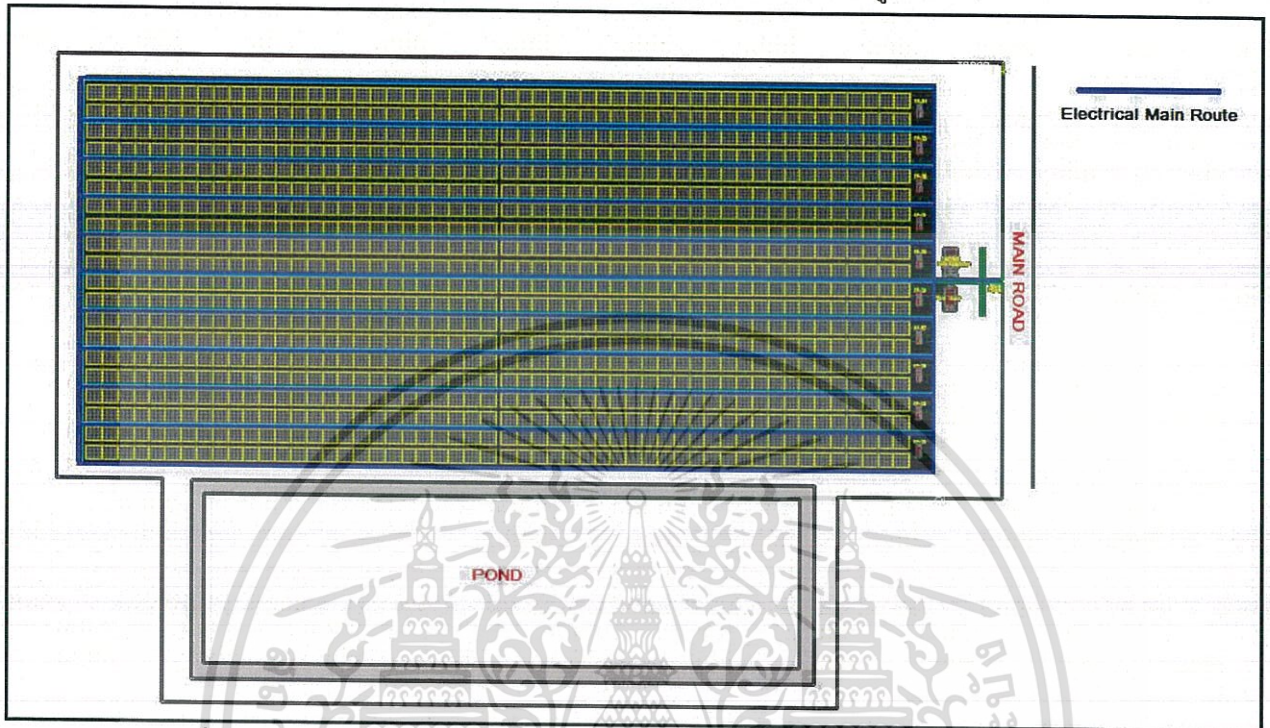
ตารางที่ 4.10 แสดงราคาอุปกรณ์ทั้งหมดในระบบกล้องวงจรปิดที่ใช้

Type of Equipment	Material Cost Per Unit	Construction Cost Per Unit	Total Material Cost	Total Construction Cost
Power cable 2C+PE 4, 2.5 Sq.mm.	325	116.45	65,000	23,290
RG-6Cable	75	23.75	750	237.5
Fiber optic cable	290	86.45	40,600	12,103
VGA cable	750	20.75	30,000	830
LAN cable	125	14.25	4,375	498.75
CCTV Panel	2,000,000	9,000	2,000,000	9,000
Junction Box (Converter & Power supply)	25,000	3,400	25,000	3,400
Pan/Tilt/Zoom Camera (Doom Type, Indoor)	160,000	3,400	480,000	10,200
Pan/Tilt/Zoom Camera (Weather Proof Type)	160,000	3,400	160,000	3,400
PC with 42" LCD Monitor	10,500	3,400	10,500	3,400
Total Cost				2,781,984.25

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

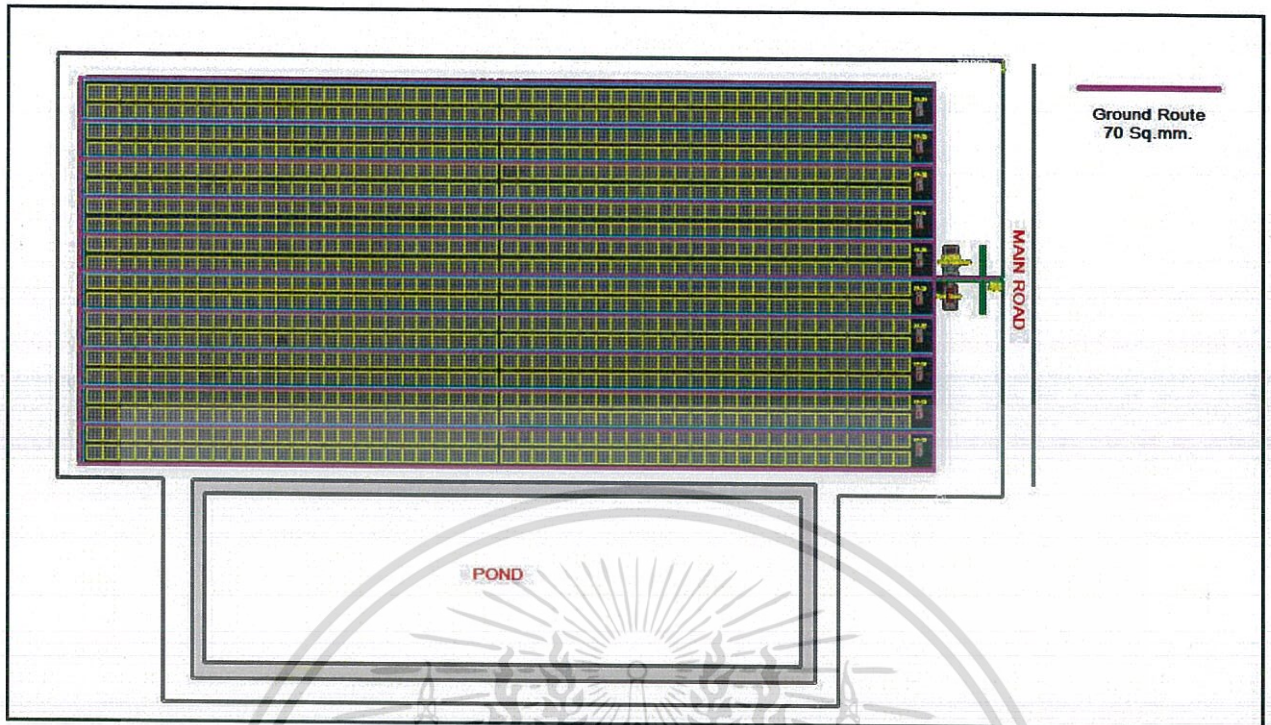
4.9 ผลการออกแบบ Electrical Main Cable Route

ในการเดินสายไฟในระบบไฟฟ้าต่าง ๆ นั้น เราจะต้องมีเส้นทางหลักเฉพาะเพื่อใช้เดินสายไฟฟ้า (Electrical main cable route) ดังนั้นจึงต้องมีการออกแบบเส้นทางหลักในการเดินสายไฟฟ้า ดังรูปที่ 4.46

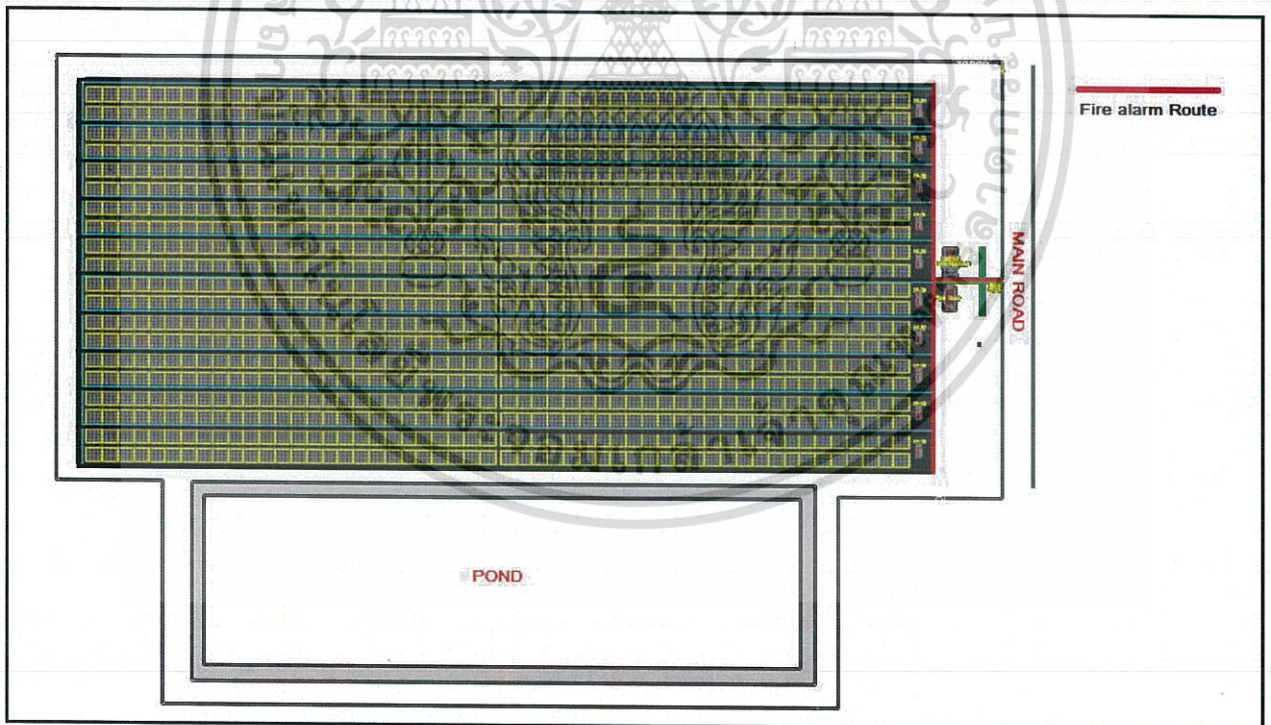


รูปที่ 4.46 แสดงเส้นทางหลักของการเดินสายไฟฟ้าในโซลาร์แพลนท์ (เส้นสีน้ำเงิน)

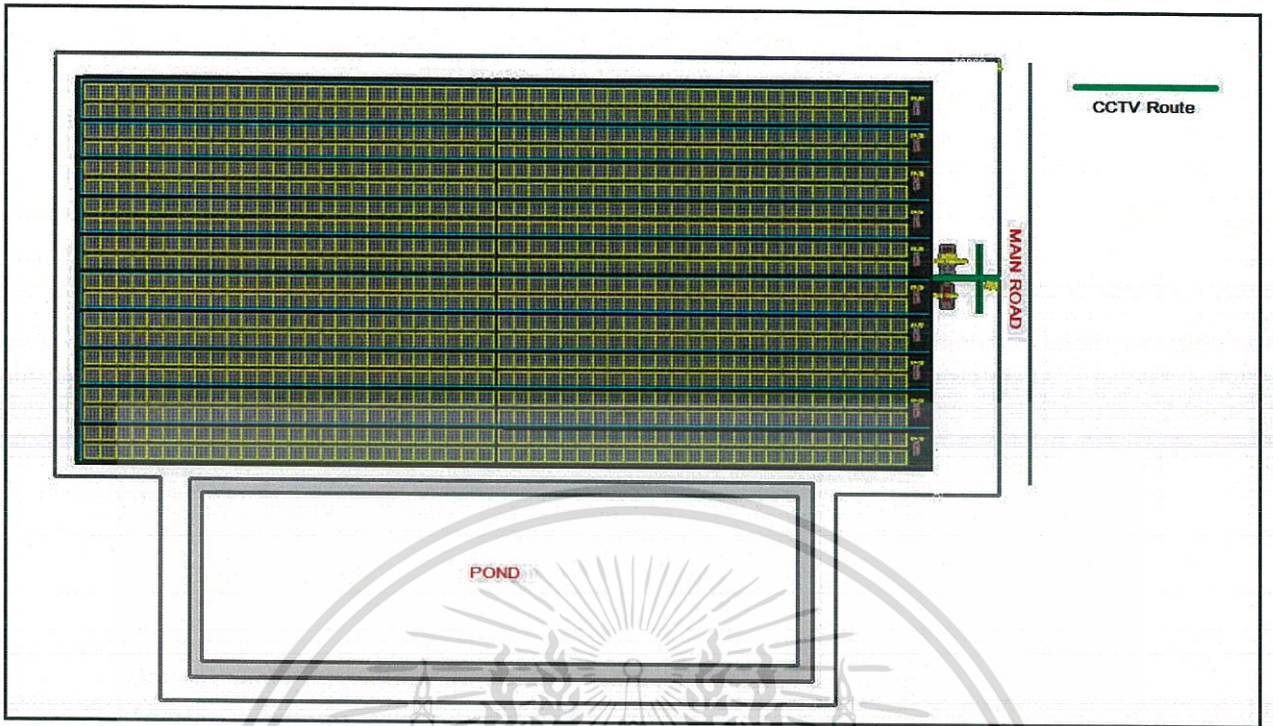
จากรูปที่ 4.46 คือ เส้นทางหลักของการเดินระบบสายไฟฟ้าทั้งหมด (Electrical Main cable route) ของแพลนท์ ซึ่งสายไฟฟ้าของทุกระบบล้วนจะต้องเดินตามเส้นทางนี้ทั้งสิ้น โดยเส้นสีน้ำเงิน คือเส้นทางเดินสายไฟฟ้าแบบใต้ดินโดยเดินในท่อ HDPE



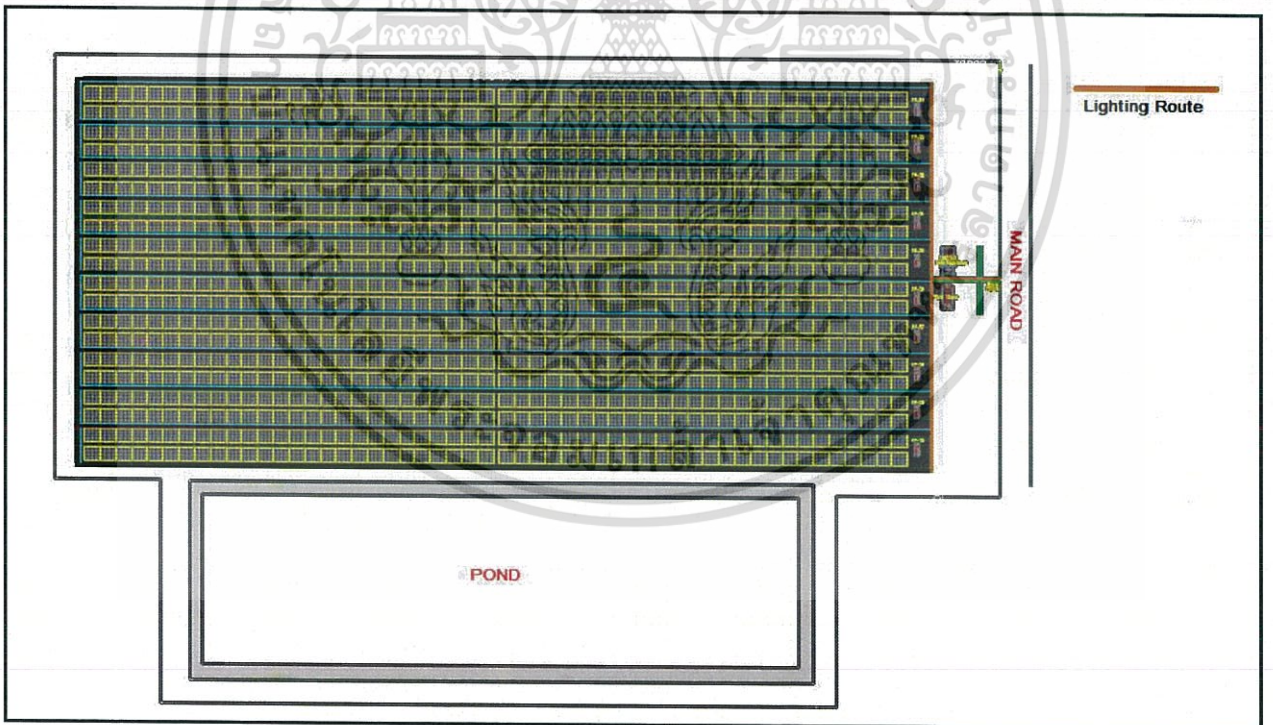
รูปที่ 4.47 แสดงเส้นทางการเดินสายกราวด์ในโซลาร์แพลนท์ (เส้นสีม่วง)



รูปที่ 4.48 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบ Fire alarm ในโซลาร์แพลนท์ (เส้นสีแดง)



รูปที่ 4.49 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบ CCTV ในโซลาร์แพลนท์ (เส้นสีเขียว)



รูปที่ 4.50 แสดงเส้นทางการเดินสายของระบบแสงสว่างในโซลาร์แพลนท์ (เส้นสีส้ม)

ตารางที่ 4.11 แสดงสายเคเบิลและปริมาณทางไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้

Type of Equipment.	Numbers of Equipment.
400V Main Distribution Board (Main Sub)	1 Ea.
Distribution Board	10 Ea.
Consumer Unit	14 Ea.
420/230 VAC UPS System, 80 kVA, Backup Time 60 minutes	11 Ea.
24kV Switchgear (Main substation)	1 Ea.
24kV Ring Main Unit (Container)	10 Ea.
315V/22kV, ONAN, 2X625 kVA	10 Ea.
315V/400V, ONAN, 30 kVA	9 Ea.
315V/400V, ONAN, 250 kVA	1 Ea.
AC 1C x 150 Sq.mm.	2000 m
AC 1C x 400 Sq.mm.	1500 m
AC 2C x 2.5 + PE Sq.mm.	956 m
AC 2C x 10 + PE Sq.mm.	165 m
AC 2C x 16 + PE Sq.mm.	50 m
AC 2C x 25 + PE Sq.mm.	5 m
AC 4C x 10 + PE Sq.mm.	340 m
AC 4C x 35 + PE Sq.mm.	50 m
DC 1C x 6 Sq.mm.	41000 m
DC 2C x 120 Sq.mm.	10000 m

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.12 แสดงราคาสายเคเบิลและบริภัณฑ์ทางไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้

Type of Equipment	Material Cost Per Unit	Construction Cost Per Unit	Total Material Cost	Total Construction Cost
400V Main Distribution Board (Main Sub)	210,000	11,000	210,000	11,000
Distribution Board	18,000	5,000	180,000	50,000
Consumer Unit	8,000	2,700	112,000	37,800
420/230 VAC UPS System, 80 kVA, Backup Time 60 minutes	170,000	13,000	1,870,000	143,000
24kV Switchgear (Main substation)	2,700,000	35,000	2,700,000	35,000
24kV Ring Main Unit (Container)	400,000	15,000	4,000,000	150,000
315V/22kV, ONAN, 2X625 kVA	1,200,000	25,000	12,000,000	250,000
315V/400V, ONAN, 30 kVA	210,000	15,000	1,890,000	135,000
315V/400V, ONAN, 250 kVA	450,000	18,000	450,000	18,000
AC 1C x 150 Sq.mm.	350	80	700,000	160,000
AC 1C x 400 Sq.mm.	815	132	1,222,500	198,000
AC 2C x 2.5 + PE Sq.mm.	36	30	34,416	28,680
AC 2C x 10 + PE Sq.mm.	80	46	13,200	7,590
AC 2C x 16 + PE Sq.mm.	115	47	5,750	2,350
AC 2C x 25 + PE Sq.mm.	212	53	1,060	265
AC 4C x 10 + PE Sq.mm.	150	59	51,000	20,060
AC 4C x 35 + PE Sq.mm.	315	95	15,750	4,750
DC 1C x 6 Sq.mm.	25	25	1,025,000	1,025,000
DC 2C x 120 Sq.mm.	725	150	7,250,000	1,500,000
Total Cost			37,507,171	

บทที่ 5 สรุปผลและปัญหา

5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

จากผลการดำเนินงานที่ผ่านมาทำให้เข้าใจหลักการและเหตุผลในการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงปัจจัยทางเกี่ยวกับเงิน ในหัวข้อสรุปผลการดำเนินงานนี้จะกล่าวถึงการคำนวณจุดคุ้มทุน โดยเริ่มที่การคิดราคาต้นทุนทั้งหมด แล้วนำกำลังการผลิตมาคิดเป็นเงินจากการขายให้การไฟฟ้า

5.1.1 ราคาต้นทุนทั้งหมด

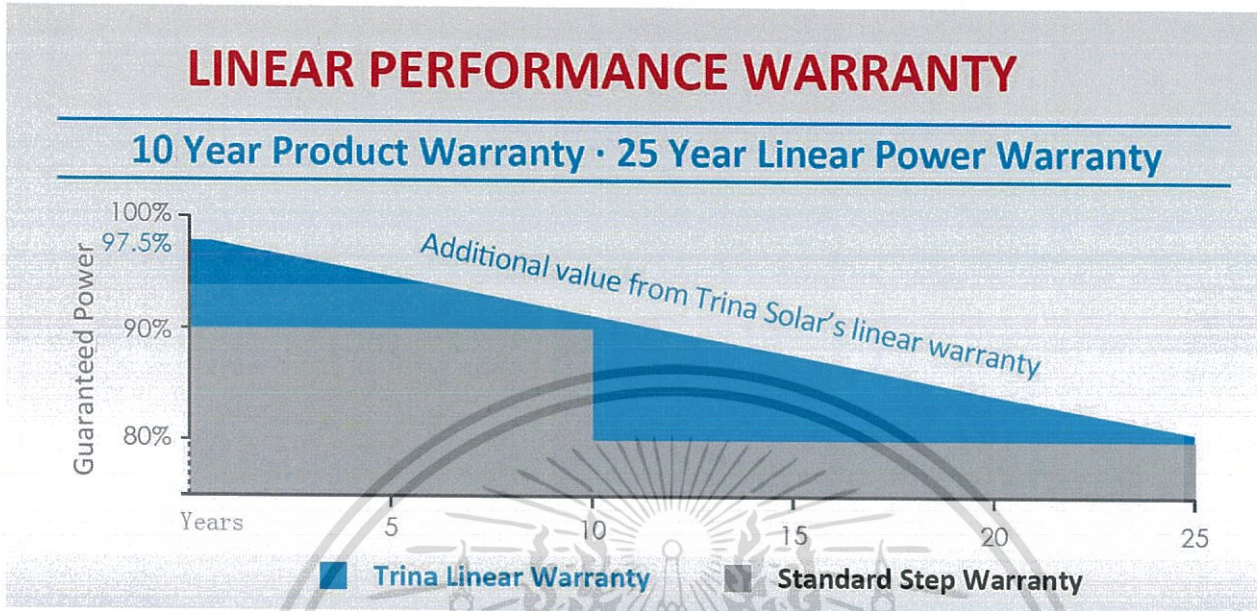
ตารางที่ 5.1 ราคาในส่วนต่างๆของ PV Plant

รายการ	ราคารวมทั้งหมด (บาท)
แผงโซลาร์เซลล์และอินเวอร์เตอร์	239,021,740.80
ระบบกราวด์ดิ้ง	1,180,864.66
ระบบป้องกันฟ้าผ่า	493,795.69
ระบบแสงสว่างและเต้ารับ	369,085.00
ระบบแจ้งเตือนภัยดับเพลิง	834,159.80
ระบบกล้องวงจรปิด	2,781,984.25
สายเคเบิลและบริภัณฑ์ไฟฟ้า	37,507,171.00
ค่าที่ดิน	95,200,000.00
งานโครงสร้าง และอื่นๆโดยประมาณ	200,000,000.00
รวมทั้งหมด	577,388,801.20

*หมายเหตุ ราคาทั้งหมดเป็นการประมาณคร่าวๆ

ราคาโครงสร้างประมาณเป็น 35 % ของราคาทั้งหมด

5.1.2 การคิดระยะเวลาคืนทุนหลังเริ่มผลิตไฟฟ้าจำหน่าย



รูปที่ 5.1 กราฟประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าของแผ่นเทียบกับเวลา

จากกราฟดังรูปที่ 5.1 สามารถประมาณเป็นฟังก์ชันเส้นตรงได้

$$\text{คือ } \% \text{ LPR} = -0.62y + 97.5$$

โดยที่ % LPR คือ ค่าประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้า y = ระยะเวลา (ปี)

5.1.3 ค่าบำรุงรักษาหลังจากเริ่มผลิตกระแสขึ้นมาจำหน่าย

ค่าใช้จ่ายต่างๆประกอบไปด้วย

- ค่าบำรุงรักษาและตรวจสอบแผง โซลาร์เซลล์และค่าจ้างคนงาน
- ค่าบำรุงรักษาและตรวจสอบบริษัทไฟฟ้าและค่าจ้างคนงาน
- ค่าจ้างผู้ดูแลโรงไฟฟ้า
- ค่าปัจจัยอื่นๆ

รวมทั้งหมด คิดเป็นปี ปีละประมาณ 1 ล้านบาท

5.1.4 การคิดระยะเวลาคืนทุน

- นำผลการจำลองค่าหน่วยการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อปี จากโปรแกรม PVSyst มาคิดเป็นเงิน โดยปัจจุบันรัฐบาลคิดเงินจากโรงไฟฟ้าเป็นระบบ Feed In Tariff อยู่ที่ 5.66 บาทต่อหน่วย สำหรับขนาดน้อยกว่า 90 MWp ระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี อ้างอิงตาม ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ประกาศในราชกิจจานุเบกษา 9 ม.ค. 2558

จากผลการจำลอง ในบทที่ 4 ผลิตรกระแสไฟฟ้าต่อปีได้ 17,403 MWh /Yr จะได้ 17,403,000 หน่วยต่อปี ซึ่งคิดเป็นประสิทธิภาพในช่วงปีแรกนั้นตามสมการ % LPR คือ 97.5 % ซึ่งเป็นไปตามโปรแกรมคำนวณออกมาดังนั้นต้องนำสมการ % LPR ไปเทียบกับ 100 % เพื่อหาว่าในปีถัดไปนั้น % LPR ลดลงกี่เปอร์เซ็นต์ เช่น ปีแรกผลิตได้ 17,199,000 หน่วย เป็น 97.5 % เทียบกับ 100 %

ดังนั้นจะได้สมการ % LPR ใหม่ คือ $-0.6359y + 100$ จะได้ว่าผ่านปีที่ 2 ไป % LPR จะเหลือ 99.3641 % ของปีแรก เพราะฉะนั้นเริ่มเข้าปีที่ 3 ค่าพลังงานคิดเป็น 17,181,981.90 หน่วย เป็นต้น

การคิดรายได้สุทธิคือ การนำราคาค่าไฟในแต่ละปีลบกับราคาค่าบำรุงรักษา 1 ล้านบาทในแต่ละปี เงินลงทุนทั้งหมด 577,388,801.20 บาท โดยการกู้เงินจากธนาคาร 580,000,000.00 บาท ดอกเบี้ยเงินกู้ประมาณ 10 % การคิดระยะเวลาคืนทุน คือ นำเอารายได้สุทธิจากการขายไฟฟ้า ชำระเงินกู้แบบรายปี

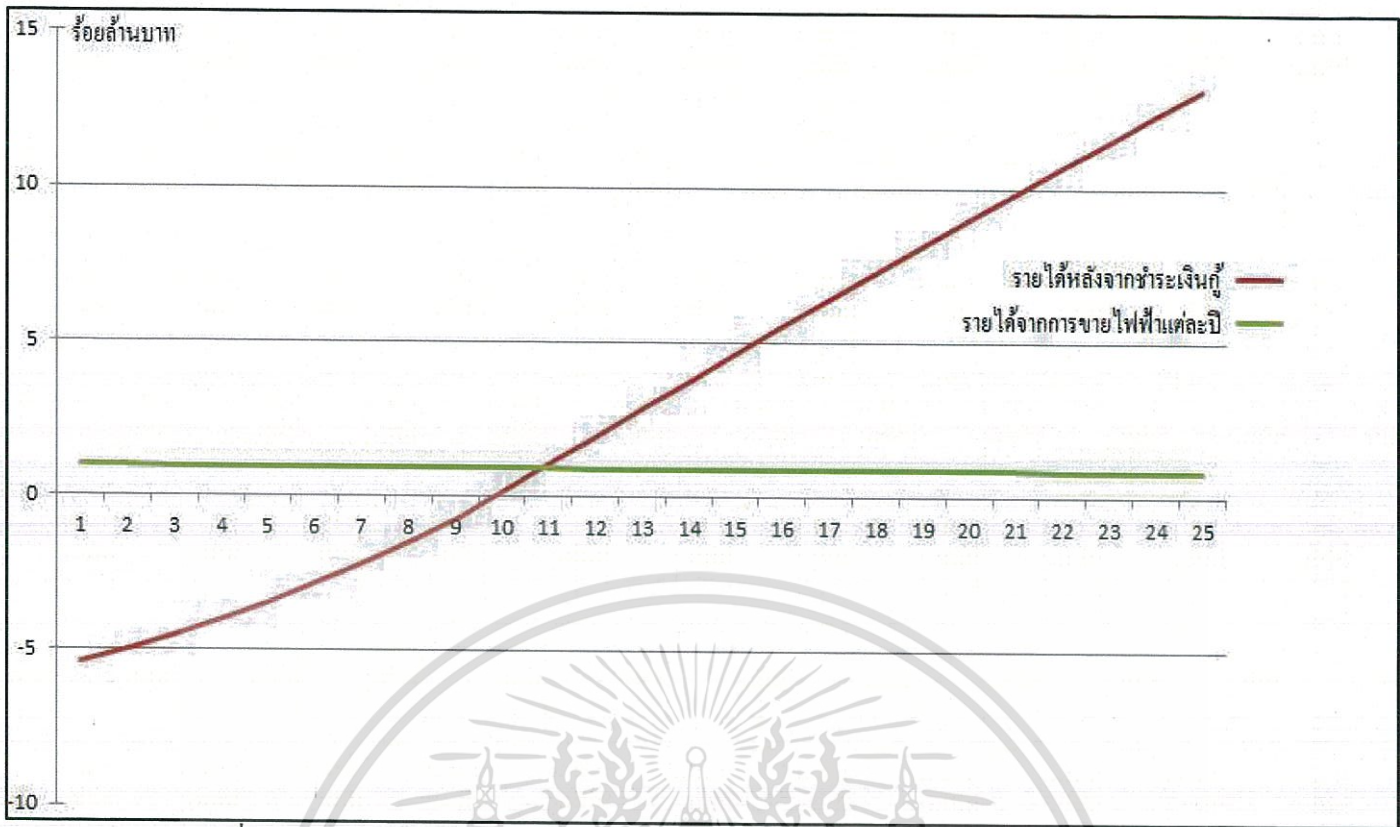
ตัวอย่างเช่น จำนวนเงินที่กู้มา 580,000,000.00 บาท อัตราดอกเบี้ยเงินกู้แต่ละปีคงที่ 10 % เวลาผ่านไป 1 ปี เงินกู้คิดเป็น เงินต้นทบดอก จะได้ $= 580,000,000 * 10 \% + 580,000,000$ หรือ $580,000,000 * 1.10 = 638,000,000$ บาท รายได้สุทธิจากการขายไฟฟ้าหักจากหักค่าบำรุงรักษา = 97,346,340 บาท

เพราะฉะนั้น รายได้สุทธิหักจากชำระเงินกู้ในปีแรก = $638,000,000 - 97,500,980 = 540,499,020$ บาท

จะได้ว่า ใน ปีที่ 2 เงินกู้ ที่คิดเป็นเงินต้นทบดอก = $540,499,020 * 10 \% + 540,499,020$ หรือ $540,499,020 * 1.10 = 594,58,922$ บาท คิดแบบนี้ไปเรื่อยๆ จนกว่าจะชำระเงินกู้จากธนาคารจนหมด โดยตัวเลขที่เป็นสีแดงแสดงถึงสถานะที่ยังเป็นภาระกับทางธนาคาร ซึ่งเรียกว่าจุดคุ้มทุน หลังจากปีที่ชำระเงินกู้จากธนาคารจนหมดเงินต้นทบดอกจากเงินกู้ ดังตารางที่ 5.2 จะกลายเป็น 0 หรือไม่มี ดังนั้น ในช่องรายได้สุทธิหลังจากชำระเงินกู้ จะเป็นการนำรายได้สุทธิจากการผลิตไฟฟ้ามารวมกันในแต่ละปีแทน ซึ่งจุดที่ผ่านจุดคุ้มทุนมากจะมีแต่กำไรในแต่ละปี

ตารางที่ 5.2 แสดงรายได้จากการขายไฟฟ้าและเงินกู้จากธนาคารในแต่ละปี

ปี	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แต่ละปี (MWh/Yr)	รายได้จากการขายไฟฟ้าแต่ละปี (บาท)	ค่าบำรุงรักษาและค่าปัจจัยอื่นๆแต่ละปี (บาท)	เงินต้นทบดอกที่กู้จากธนาคารแต่ละปี (บาท)	รายได้สุทธิหลังจากชำระเงินกู้แต่ละปี(บาท)
0	0.00	0.00	0.00	580,000,000.00	580,000,000.00
1	17403.00	98,500,980.00	1,000,000.00	638,000,000.00	540,499,020.00
2	17292.49	97,875,498.78	1,000,000.00	594,548,922.00	497,673,423.22
3	17181.98	97,250,017.55	1,000,000.00	547,440,765.55	451,190,747.99
4	17071.47	96,624,536.33	1,000,000.00	496,309,822.79	400,685,286.46
5	16960.96	95,999,055.11	1,000,000.00	440,753,815.11	345,754,760.00
6	16850.45	95,373,573.89	1,000,000.00	380,330,236.00	285,956,662.11
7	16739.95	94,748,092.66	1,000,000.00	314,552,328.32	220,804,235.66
8	16629.44	94,122,611.44	1,000,000.00	242,884,659.23	149,762,047.79
9	16518.93	93,497,130.22	1,000,000.00	164,738,252.57	72,241,122.35
10	16408.42	92,871,648.99	1,000,000.00	79,465,234.59	12,406,414.41
11	16297.91	92,246,167.77	1,000,000.00	-	103,652,582.18
12	16187.40	91,620,686.55	1,000,000.00	-	194,273,268.72
13	16076.89	90,995,205.32	1,000,000.00	-	284,268,474.05
14	15966.38	90,369,724.10	1,000,000.00	-	373,638,198.15
15	15855.87	89,744,242.88	1,000,000.00	-	462,382,441.03
16	15745.36	89,118,761.66	1,000,000.00	-	550,501,202.68
17	15634.86	88,493,280.43	1,000,000.00	-	637,994,483.11
18	15524.35	87,867,799.21	1,000,000.00	-	724,862,282.32
19	15413.84	87,242,317.99	1,000,000.00	-	811,104,600.31
20	15303.33	86,616,836.76	1,000,000.00	-	896,721,437.07
21	15192.82	85,991,355.54	1,000,000.00	-	981,712,792.61
22	15082.31	85,365,874.32	1,000,000.00	-	1,066,078,666.93
23	14971.80	84,740,393.09	1,000,000.00	-	1,149,819,060.02
24	14861.29	84,114,911.87	1,000,000.00	-	1,232,933,971.89
25	14750.78	83,489,430.65	1,000,000.00	-	1,316,423,402.54



รูปที่ 5.2 กราฟแสดงรายได้หลังจากการชำระเงินกู้และรายได้จากการขายไฟฟ้าในแต่ละปี

จากกราฟ ดังรูปที่ 5.2 จะได้ว่าจุดที่กราฟตัดกันเรียกว่าจุดคุ้มทุน ประมาณเข้าสู่ปีที่ 10 หลังจากวันเริ่มขายไฟฟ้า ก่อนเข้าสู่ปีที่ 10 ลักษณะกราฟการชำระเงินกู้เป็นค่าลบเนื่องจากยังอยู่ในภาระของธนาคาร หลังจากผ่านปีที่ 10 ไปกราฟรายได้หลังจากการชำระเงินกู้ก็พุ่งขึ้น ซึ่งเป็นผลกำไรที่รวมรายได้ในแต่ละปี

5.2 ปัญหาและอุปสรรค

5.2.1 เวลาในการศึกษาจริงน้อยมาก อาจทำให้เนื้อหาโครงการไม่ครบถ้วนสมบูรณ์

5.2.2 พี่เลี้ยงไม่ค่อยมีเวลาว่าง ทำให้ต้องศึกษาด้วยตนเองเป็นส่วนใหญ่

5.2.3 การออกศึกษาหน้างานเกี่ยวกับหัวข้อโครงการที่ทำน้อยเกินไป เพราะปัญหาหน้างานสามารถนำไปประยุกต์การออกแบบได้ดี

5.3 แนวทางการแก้ไขปัญหา

5.3.1 ควรปฐมนิเทศสหกิจศึกษากับบริษัทอย่างละเอียดมากกว่านี้

5.3.2 ศึกษาภาคเรียนก่อน แล้วค่อยปรึกษากับพี่เลี้ยงในเวลาว่าง

5.3.3 ควรให้ออกหน้างานมากขึ้นเพื่อจะได้เข้าใจปัญหาทั้งทฤษฎีและปฏิบัติ

บรรณานุกรม

- 1) ปริมาณรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย <https://solarsmileknowledge.wordpress.com/solar-cell>
- 2) หลักการทำงาน - <http://www.premiumsolarcell.com/บทความโซลาร์เซลล์/ทำงานของโซลาร์เซลล์.html>
- 3) The Effect of Temperature on Photovoltaic Cell Efficiency - V.Jafari Fesharaki, Majid Dehghani, J.Jafari Fesharaki Department of Electrical Engineering, Najaf Abad Branch, Islamic Azad University.
- 4) ความรู้เรื่องโซลาร์เซลล์ – กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน
- 5) คู่มือการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น – นครินทร์ รินพล



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญภาคผนวก

เรื่อง	หน้า
Datasheet of PV Module Trina 320 Wp	1
Datasheet of Inverter Sungrow 500 kWac	3
List of Inverter PEA's	5
Datasheet of Lopburi Pv plant of Pvsyt Simulation	8
คู่มือการพิจารณารับเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)	11
คู่มือการขอจำหน่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	12



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

THE TALLMAX

MODULE



72 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

310-325W
POWER OUTPUT RANGE

16.8%
MAXIMUM EFFICIENCY

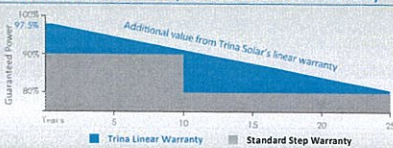
0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, we believe close cooperation with our partners is critical to success. With local presence around the globe, Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners as the backbone of our shared success in driving Smart Energy Together.

Trina Solar Limited
www.trinasolar.com

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty · 25 Year Linear Power Warranty



Ideal for large scale installations

- High power footprint reduces installation time and BOS costs
- 1000V UL/1000V IEC certified



One of the industry's most trusted modules

- Field proven performance
- Strong, reliable supplier



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- 100% EL double inspection



Certified to withstand challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h
- PID resistant

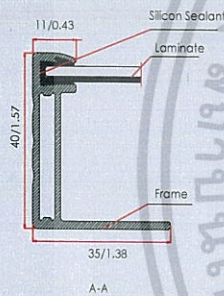
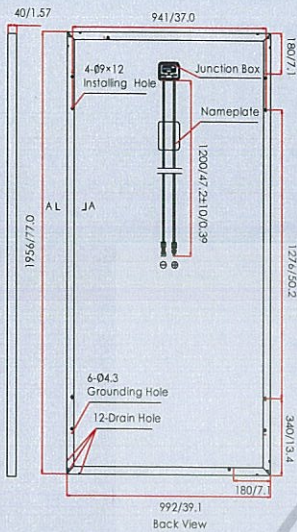
Comprehensive products and system certificates

- IEC 61215/ IEC 61730/ UL 1703/ IEC 61701/IEC 62716
- ISO 9001: Quality Management System
- ISO 14001: Environmental Management System
- ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
- OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System

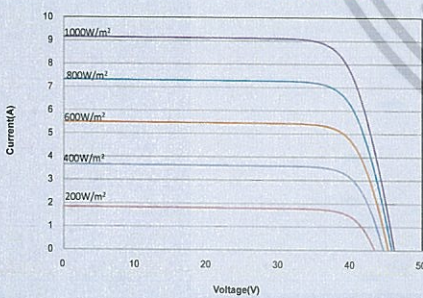


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับงานการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตไปใช้ประโยชน์ทางการค้า

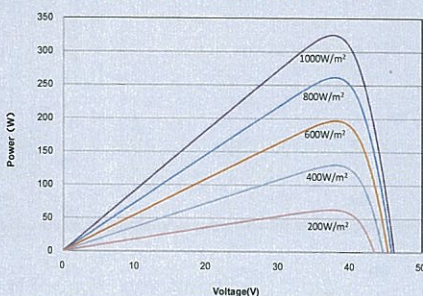
DIMENSIONS OF PV MODULE unit:mm/inches



I-V CURVES OF PV MODULE(325W)



P-V CURVES OF PV MODULE(325W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	310	315	320	325
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.0	37.1	37.1	37.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.38	8.51	8.63	8.76
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.5	45.6	45.8	45.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.85	9.00	9.10	9.25
Module Efficiency η_m (%)	16.0	16.2	16.5	16.8

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Test tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	230	234	238	242
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.3	34.3	34.4	34.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	6.72	6.83	6.91	7.02
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.2	42.3	42.5	42.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.15	7.27	7.35	7.47

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
Cell Orientation	72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1956 × 992 × 40 mm (77.0 × 39.1 × 1.57 inches)
Weight	22.5 kg (49.6 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200 mm (47.2 inches)
Connector	MC4 Compatible or Amphenol H4/UTX
Fire Type	Type 1 or Type 2

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty

25 year Linear Power Warranty

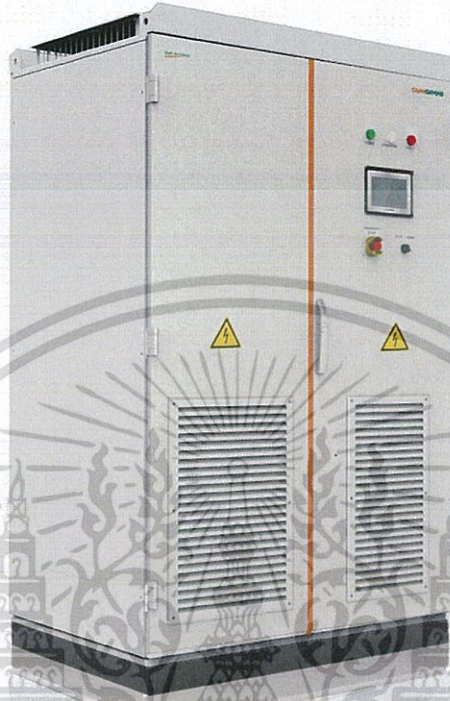
(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 26 pieces

Modules per 40' container: 572 pieces

SG500MX/SG630MX

**Cost Effective**

- Maximum efficiency up to 99%
- Small dimension less than 1.6m³
- Integrated SVG function

**Flexible**

- Complete grid support: LVRT, ZVRT, HVRT
- PF range from lagging 0.8 to leading 0.8
- Wide MPPT range suitable for flexible design

**Easy Maintenance**

- Modular design easy for maintenance
- Integrated current monitoring easy for fast trouble shooting

**Reliable**

- No derating up to 55°C
- Temperature controlled forced-air cooling



@ 2016 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without Notice. Version#1.0

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Input Side Data

	SG500MX	SG630MX
Max. input voltage	1000V	
Startup voltage	500V	540V
Min. working voltage	460V	
Max. input current	1220A	1356A
MPPT voltage range	460~850V	520~850V

Output Side Data

Nominal output power	500kW	630kW
Max. AC output apparent power	550kVA	693kVA
Max. output current	1008A	1111A
THD	<3% (nominal power)	
Nominal grid voltage	315V	360V
Grid voltage range	252~362V	288~414V
Nominal grid frequency	50/60Hz	
Grid frequency range	45~55Hz/55~65Hz	
Power factor at nominal power	>0.99	
DC current injection	<0.5% nominal output current	
Power factor range	0.8 lagging ~ 0.8 leading	

Efficiency

Max. efficiency	99.00%
Euro. efficiency	98.70%

Protection

DC overvoltage protection	Yes
DC reverse polarity protection	Yes
DC short-circuit protection	Yes
Insulation monitoring	Yes
AC overvoltage protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
Over-temperature protection	Yes

General Data

Dimensions (W*H*D)	1005*1915*835 mm
Weight	800kg
Operating ambient temperature range	-30~65°C (>55°C derating)
External power supply	3~380V/2.5A
Cooling concept	Temperature controlled forced-air cooling
Protection class	IP21
Relative humidity	0~95%, no condensing
Communication port	RS485/Modbus, Ethernet

Other Functions

PID prevention and repair	Yes
SVG function	Yes
Hibernate mode at night	Yes
Direct parallel connection at AC side	Yes
Soft start, stop	Yes
Automatic switch between internal and external power supply	Yes

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่มีผลทดสอบเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

No.	ชื่อผู้ผลิต	ชื่อรุ่น (Model)		Rated Power	AC Voltage Rated	*สามารถใช้งานได้ในระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งรวม
1.	Schneider	1.1	XC 680	680 kW	3Ph, 380 V	ทุกขนาด
		1.2	XC 630	630 kW	3Ph, 350 V	ทุกขนาด
		1.3	XC 540	540 kW	3Ph, 300 V	ทุกขนาด
		1.4	Conext TL 20000 E	20 kVA	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
		1.5	Conext TL 15000 E	15 kVA	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
		1.6	Conext RL 3000 E, Conext RL 3000 E-S	3 kVA	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		1.7	Conext RL 4000 E, Conext RL 4000 E-S	4 kVA	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		1.8	Conext RL 5000 E, Conext RL 5000 E-S	5 kVA	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		1.9	Conext TL 8000 E	8 kVA	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
		1.10	Conext TL 10000 E	10 kVA	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
2.	ABB	2.1	PVS800-57-1000KW-C	1,000 kW	3Ph, 400 V	ทุกขนาด
		2.2	PVS800-57-0630KW-B	630 kW	3Ph, 350 V	ทุกขนาด
		2.3	PVS800-57-0500KW-A	500 kW	3Ph, 300 V	ทุกขนาด
		2.4	PVS800-57-0250W-A	250 kW	3Ph, 300 V	ทุกขนาด
		2.5	PVS300-TL-3300W-2	3.3 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.6	PVS300-TL-4000W-2	4.0 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.7	PVS300-TL-4600W-2	4.6 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.8	PVS300-TL-6000W-2	6.0 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.9	PVS300-TL-8000W-2	8.0 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.10	PVI-10.0-TL	10.0 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.11	TRIO-27.6-TL	27.6 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.12	TRIO-20.0-TL	20.0 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.13	PVI-5000-TL	5.0 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		2.14	PVI-3.6-TL	3.6 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
3.	GROWATT	3.1	GROWATT 3600MTL-10	3.6 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		3.2	GROWATT 4200MTL-10	4.2 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		3.3	GROWATT 5000MTL-10	4.6 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		3.4	GROWATT 10000 UE	10 kW	3Ph, 230/400 V	ทุกขนาด
		3.5	GROWATT 12000 UE	12 kW	3Ph, 230/400 V	ทุกขนาด
		3.6	GROWATT 18000 UE	18 kW	3Ph, 230/400 V	ทุกขนาด
		3.7	GROWATT 20000 UE	20 kW	3Ph, 230/400 V	ทุกขนาด
		3.8	GROWATT CP 500 TL	500 kW	3Ph, 270 V	ทุกขนาด
4.	Leonics	4.1	Apollo G-4500 TL(P)	5.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		4.2	Apollo G-4300 TL(P)	3.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		4.3	Apollo GTP-512 HETL(P)	250 kW	3Ph, 300 V	ทุกขนาด
		4.4	Apollo GTP-507 HETL(P)	125 kW	3Ph, 300 V	ทุกขนาด
		4.5	Apollo GTP-4015 TL(P)	15 kW	3Ph, 220/380 V	ไม่เกิน 500 kW
		4.6	Apollo GTP-4010 TL(P)	10 kW	3Ph, 220/380 V	ไม่เกิน 500 kW
5.	Frecon	5.1	F010i-4PV	10 kW	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
6.	SMA	6.1	SB 3600TL-21	3.68 kW	1P, 180-280 V	ไม่เกิน 500 kW
		6.2	STP 20000TLEE-10	20 kW	3Ph, 230/400 V	ทุกขนาด
		6.3	STP 17000TL-10	17 kW	3Ph, 230/400 V	ทุกขนาด
		6.4	SB 5000TL-21	4.6 kW	1Ph, 180-280 V	ไม่เกิน 500 kW
		6.5	SB 3000TLST-21	3.0 kW	1Ph, 180-280 V	ไม่เกิน 500 kW
		6.6	STP 9000TL-20	9.0 kW	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
		6.7	SB 2500TLST-21	2.5 kW	1Ph, 180-280 V	ไม่เกิน 500 kW
		6.8	SC 630 CP XT	630 kVA	3Ph, 315 V	ทุกขนาด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่จัดทำขึ้นเพื่อการดำเนินงานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น ไม่สามารถนำไปใช้ในการค้า

ไม่มีการรับประกันใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่มีผลทดสอบเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

No.	ชื่อผู้ผลิต		ชื่อรุ่น (Model)	Rated Power	AC Voltage Rated	*สามารถใช้งานได้ในระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งรวม
6.	SMA	6.9	SC 850 CP XT	850 kVA	3Ph, 386 V	ทุกขนาด
		6.10	SC 900_CP_XT	900 kVA	3Ph, 405 V	ทุกขนาด
		6.11	SMC 10000TLRP-10	10 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
7.	Ablerex	7.1	ES 3300P	3.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		7.2	ES 4200P	4.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		7.3	ES 5000P	5.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
8.	CEHE	8.1	EHE-N1K5TL-TP	1.5 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		8.2	EHE-N2KTL-TP	2.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		8.3	EHE-N3KTL-TP	3.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		8.4	EHE-N4KTL-TP	4.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		8.5	EHE-N4K6TL-TP	4.6 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
9.	Fronius	9.1	IG Plus 150V-3	12 kW	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
10.	EMERSON	10.1	SSL0250B	250 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
		10.2	SSL0500B	500 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
		10.3	SPV 2700a	1870 kW	3Ph, 400 V	ทุกขนาด
11.	DASS TECH	11.1	DSP33250K	250 kW	3Ph, 380 V	ทุกขนาด
		11.2	DSP3330K	30 kW	3Ph, 380 V	ทุกขนาด
		11.3	DSP33100K	100 kW	3Ph, 380 V	ทุกขนาด
		11.4	DSP3320K	20 kW	3Ph, 380 V	ทุกขนาด
		11.5	DSP3310K	10 kW	3Ph, 380 V	ทุกขนาด
		11.6	DSP123K2	3.0 kW	1Ph, 230 V	ทุกขนาด
12.	JFY	12.1	Suntree-10000TL	10 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
		12.2	Suntree-20000TL	20 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
		12.3	SUNSEED 3000TL	3.0 kW	1Ph, 185-265 V	ไม่เกิน 500 kW
		12.4	SUNSEED 4000TL	4.0 kW	1Ph, 185-265 V	ไม่เกิน 500 kW
		12.5	SUNSEED 5000TL	5.0 kW	1Ph, 185-265 V	ไม่เกิน 500 kW
13.	HUAWEI	13.1	SUN2000-20KTL	20 kW	3Ph, 400 V	ทุกขนาด
		13.2	SUN2000-12KTL	12 kW	3Ph, 400 V	ทุกขนาด
		13.3	SUN2000-28KTL	27.5 kW	3Ph, 277/480 V	ทุกขนาด
14.	Omnik New nergy	14.1	Omniksol-5.0k-TL2	4.6 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		14.2	Omniksol-20k-TL	19.20 kW	3Ph, 230/400 V	ทุกขนาด
15.	Zerversolar	15.1	Eversol-TLC15K	15 kW	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
		15.2	Eversol-TLC20K	20 kW	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
16.	CHINT POWER	16.1	CPS SCA500KTL-H	500 kW	3Ph, 270/315 V	ทุกขนาด
17.	DELTA	17.1	RPI-M20A	20 kVA	3Ph, 230/400 V	ทุกขนาด
18.	TRANNERGY	18.1	PVI 3000TL	2.8 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		18.2	PVI 5400TL	4.6 kW	1Ph, 230 V	ไม่เกิน 500 kW
		18.3	TRI 17 KTL	17 kW	3Ph, 230/400 V	ไม่เกิน 500 kW
19.	GuanYa	19.1	GSG-100KTT-TV	100 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
20.	Hitachi	20.1	HIVERTER-NP201i	500 kW	3Ph, 460 V	ไม่เกิน 500 kW
21.	SATCON	21.1	PVS-0625-EH320XF	625 kW	3Ph, 320 V	ทุกขนาด
		21.2	AE-500-50-PV-X-HV	500 kW	3Ph, 265 V	ทุกขนาด
		21.3	PVS-0250KW-CE-265V-HV	250 kW	3Ph, 265 V	ทุกขนาด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่มีผลทดสอบเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

No.	ชื่อผู้ผลิต		ชื่อรุ่น (Model)	Rated Power	AC Voltage Rated	*สามารถใช้งานได้ในระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งรวม
21.	SATCON	21.4	AE-100-50-PV-X-HV	100 kW	3Ph, 400 V	ทุกขนาด
		21.5	PVS-250-265-EU2	250 kW	3Ph, 265 V	ทุกขนาด
		21.6	AE-100-50-PV-G-HV	100 kW	3Ph, 400 V	ทุกขนาด
22.	Thai Tabuchi Electric	22.1	EPC-A-S55MPT	5.5 kW	1Ph, 220/230 V	ไม่เกิน 500 kW
		22.2	EPC-A-S35MPT	3.5 kW	1Ph, 220/230 V	ไม่เกิน 500 kW
23.	RENESOLA	23.1	Replus 2000 TLA	2.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		23.2	Replus 3000 TLA	3.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
		23.3	Replus 5000 MTLA	5.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
24.	WOLONG	24.1	WL-4.6KS-TPS	4.0 kW	1Ph, 220 V	ไม่เกิน 500 kW
25.	SUNGROW	25.1	SG500MX	500 kW	3Ph, 315 V	ทุกขนาด
26.	TM good we	26.1	GW-20K-DT	20 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW
27.	PrimeVOLT	27.1	PV-10000T-U	10 kW	3Ph, 400 V	ไม่เกิน 500 kW

* สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ระบุให้สามารถใช้งานได้ในระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งรวมไม่เกิน 500 kW จะไม่สามารถนำไปติดตั้งในระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งรวมเกินกว่า 500 kW ได้

ปรับปรุงข้อมูลเมื่อ : 15 มกราคม 2558

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	Grid-Connected Project at Chon Mouang			
Geographical Site	Chon Mouang	Country	Thailand	
Situation	Latitude	15.2°N	Longitude	100.6°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+7	Altitude	106 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Chon Mouang	MeteoNorm 7.1 - Synthetic		

Simulation variant : Sungrow+Trina

Simulation date 22/11/16 09h23

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	14°	Azimuth	0°
5 Sheds	Pitch	6.60 m	Collector width	3.00 m
Inactive band	Top	0.00 m	Bottom	0.00 m
Shading limit angle	Gamma	11.13 °	Occupation Ratio	45.5 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	Mutual shadings of sheds			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-poly	Model	TSM-320PD14	
Original PVsyst database	Manufacturer	Trina Solar		
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel	2080 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	37440	Unit Nom. Power	320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	11981 kWp	At operating cond.	10756 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	599 V	I mpp	17970 A
Total area	Module area	72647 m²	Cell area	65613 m ²
Inverter	Model	SG500MX		
Original PVsyst database	Manufacturer	Sungrow		
Characteristics	Operating Voltage	460-850 V	Unit Nom. Power	500 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	20 units	Total Power	10000 kWac
PV Array loss factors				
Array Soiling Losses			Loss Fraction	2.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.56 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
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	315 Vac tri		
	Wires: 3x15000.0 mm ²	101 m	Loss Fraction	1.5 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	11837 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	0.0 mOhm	Loss Fraction	0.5 % at STC

User's needs Unlimited load (grid)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

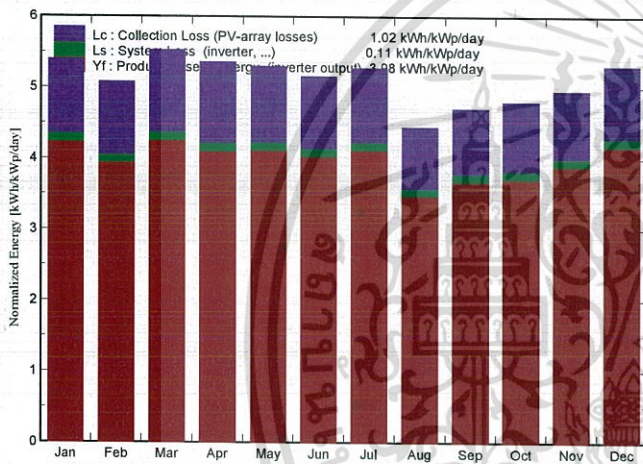
Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Chon Mouang
Simulation variant : Sungrow+Trina

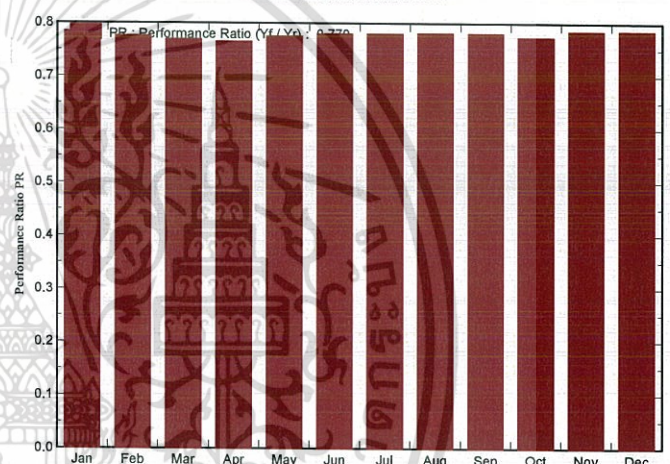
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	14°	azimuth	0°
PV modules	Model	TSM-320PD14	Pnom	320 Wp
PV Array	Nb. of modules	37440	Pnom total	11981 kWp
Inverter	Model	SG500MX	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	20.0	Pnom total	10000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 17403 MWh/year** Specific prod. 1453 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **77.87 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 11981 kWp



Performance Ratio PR



Sungrow+Trina Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
January	146.0	25.50	167.2	158.1	1617	1573	13.31	12.95
February	130.5	27.50	142.2	134.2	1361	1323	13.17	12.81
March	165.0	29.30	171.3	161.5	1624	1580	13.05	12.70
April	161.8	29.90	160.7	151.5	1516	1475	12.99	12.63
May	172.7	29.10	164.4	154.3	1570	1528	13.15	12.80
June	165.4	28.50	154.9	145.2	1488	1448	13.23	12.87
July	173.3	28.60	163.6	153.5	1573	1531	13.23	12.88
August	141.8	28.30	137.8	129.3	1329	1292	13.27	12.90
September	138.9	27.40	141.2	132.9	1360	1322	13.26	12.89
October	140.0	27.80	148.8	140.6	1421	1381	13.15	12.77
November	133.6	26.10	148.7	140.5	1440	1400	13.33	12.96
December	141.9	25.39	164.5	155.8	1594	1550	13.33	12.97
Year	1810.9	27.78	1865.4	1757.5	17894	17403	13.20	12.84

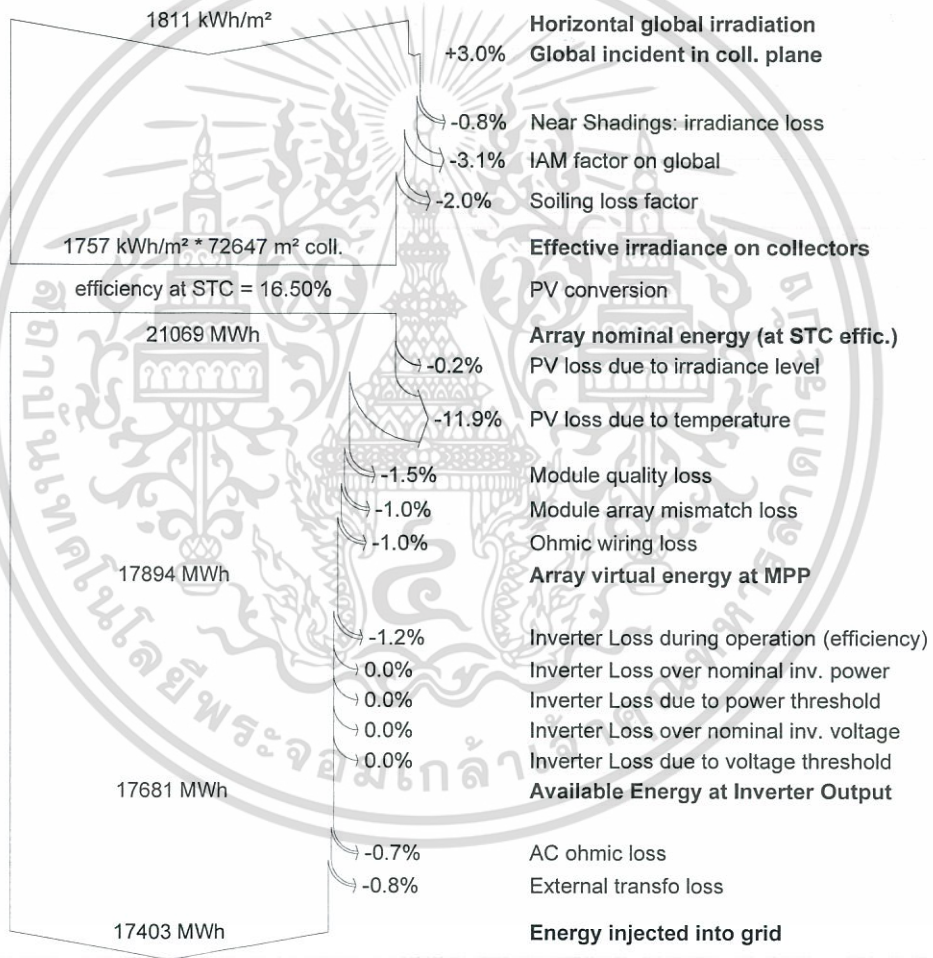
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Chon Mouang
Simulation variant : Sungrow+Trina

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	14°	azimuth 0°
PV modules	Model	TSM-320PD14	Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	37440	Pnom total 11981 kWp
Inverter-	Model	SG500MX	Pnom 500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	20.0	Pnom total 10000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



คู่มือ

การพิจารณารับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

จัดทำโดย

แผนกวิเคราะห์แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก
กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
โทรศัพท์ 0-2590-5385 โทรสาร 0-2590-5299

ตุลาคม 2549

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเว็บไซต์ของสำนักงานคณะกรรมการกำกับ
และส่งเสริมการประกอบธุรกิจพลังงานได้ที่ www.pea.co.th/ ดาวน์โหลดเอกสาร



จัดทำโดย

สำนักงานโครงการรับซื้อไฟฟ้า

จากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สามารถดาวน์โหลดได้ที่ www.pea.co.th/ดาวน์โหลดเอกสาร

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล : นาย จเร ราชสังข์
วัน เดือน ปีเกิด : วันที่ 7 กุมภาพันธ์ 2538
ภูมิลำเนา : บ้านเลขที่ 7 หมู่ที่ 5 ตำบลบางพระเหนือ อำเภอละอุ่น จังหวัดระนอง
อีเมลล์ : jaremessineymarsuarezjare@gmail.com

ประวัติการศึกษา : ระดับมัธยมศึกษาตอนต้น
โรงเรียนพิชัยรัตนาคาร
: ระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย
สายวิทยาศาสตร์-คณิตศาสตร์ โรงเรียนพิชัยรัตนาคาร
: ระดับปริญญาตรี
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สาขาไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ประวัติการทำงาน : มิถุนายน – กรกฎาคม 2559 นักศึกษาฝึกงาน
แผนก เทคนิคคอล บริษัท อิตาเลียนไทย จำกัด มหาชน (หัวหมาก)
: สิงหาคม – พฤศจิกายน 2559 นักศึกษาสหกิจศึกษา
แผนก Electrical บริษัท ทีทีซีแอล จำกัด (มหาชน)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้