



แนวคิดการออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ

CONCEPT DESIGN OF POWER GENERATION WITH
THE SOLAR PV FLOATING SYSTEM



นายทวีทรัพย์ สิงห์กรุง	รหัส 58362315
นายพัชร กาบจันทร์	รหัส 58362612
นายอดิเทพ สุขศิริ	รหัส 58362933

ปฏิญานีพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร
ปีการศึกษา 2561



ใบรับรองปริญญาานิพนธ์

ชื่อหัวข้อโครงการงาน	แนวคิดการออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ		
ผู้ดำเนินโครงการงาน	นายทวีทรัพย์ สิงห์กรุง	รหัส	58362315
	นายพัชร กาบจันทร์	รหัส	58362612
	นายอดิเทพ สุขศิริ	รหัส	58362933
ที่ปรึกษาโครงการงาน	ผศ.ดร. สิทธิโชค ผูกพันธ์		
สาขาวิชา	วิศวกรรมเครื่องกล		
ภาควิชา	วิศวกรรมเครื่องกล		
ปีการศึกษา	2561		

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนครสวรรค์ อนุมัติให้ปริญญาานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล

.....ที่ปรึกษาโครงการงาน

(ผศ.ดร. สิทธิโชค ผูกพันธ์)

.....กรรมการ

(ผศ. นพรัตน์ สีหะวงษ์)

.....กรรมการ

(ผศ. ชูพงศ์ ช่วยเพ็ญ)

ชื่อหัวข้อโครงการ	แนวคิดการออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ	
ผู้ดำเนินโครงการ	นายทวีทรัพย์ สิงห์กรุง	รหัส 58362315
	นายพัชร กาบจันทร์	รหัส 58362612
	นายอดิเทพ สุขศิริ	รหัส 58362933
ที่ปรึกษาโครงการ	ผศ.ดร. สิทธิโชค ผูกพันธุ์	
สาขาวิชา	วิศวกรรมเครื่องกล	
ภาควิชา	วิศวกรรมเครื่องกล	
ปีการศึกษา	2561	

บทคัดย่อ

โครงการนี้ทำการศึกษา ออกแบบและวิเคราะห์ศักยภาพด้านพลังงาน รวมถึงประเมินมูลค่าการลงทุนของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ โดยสร้างแบบจำลองระบบการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ กำหนดค่าพารามิเตอร์ที่มีผลต่อระบบระบบทั้งด้านพลังงานและการเงิน ในการหาพารามิเตอร์ที่มีความเหมาะสมกับระบบ ได้นำข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์มาวิเคราะห์ศักยภาพด้านพลังงานวิเคราะห์ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่มีค่าต้นทุนพลังงานต่อหน่วยต่ำสุดและมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตได้สูงสุด ทำการออกแบบขนาดและอุปกรณ์ในระบบ รวมถึงการหามูลค่าเงินลงทุน รายได้และค่าใช้จ่ายของโครงการ วิเคราะห์ด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์พลังงานของระบบที่ออกแบบเพื่อนำมาประกอบการตัดสินใจ

ผลจากการศึกษาพบว่าระบบของผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ ไม่คุ้มค่าทางการเงิน มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เมื่อสิ้นสุดอายุโครงการ เป็นลบ เนื่องจากมูลค่าในการลงทุนเริ่มต้น ซึ่งประกอบด้วย ราคาอุปกรณ์ และค่าดำเนินการเริ่มต้น รวมกันแล้วมีมูลค่าในลงทุนที่สูง จึงทำให้ไม่คุ้มค่าทางการเงินที่จะลงทุน อย่างไรก็ตามพบว่าโครงการนี้จึงยังมีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าโดยเครื่องยนต์ดีเซล เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ต่ำกว่า

Project title	Concept design of power generation with the solar PV floating system	
Name	Mr. Taweessap Singkrung	ID. 58362315
	Mr. Patchara Kabjan	ID. 58362612
	Mr. Aditep Suksiri	ID. 58362933
Project advisor	ASST. PROF. Sitichoke Pookpun	
Major	Mechanical Engineering	
Department	Mechanical Engineering	
Academic year	2018	

Abstract

This project proposed the design concept of power generation with the solar PV floating system. The project studied, designed and analyzed including energy potential and financial evaluation. The mathematical model was used to identify the system's parameters affected on both energy and financial. Parameters including the distance between module with the minimum cost of energy and module angle with the maximum energy production were determined from solar radiation data from specific site. When the project site capacity and equipment were designed, the initial investment cost, project revenue and expense could be achieved. Therefore, the energy economics of the floating solar PV systems would be analyzed.

The results showed that the power generation with the solar PV floating system not feasible for investment. The project Net Present Value (NPV) was negative because of high initial investment cost including floating equipment, solar PV system, installation and overhead cost. However, it is found that this project is still feasible for economic when compared to energy produced by diesel generator due to the lower cost of energy.

กิตติกรรมประกาศ

โครงการวิศวกรรมเครื่องกลฉบับนี้สามารถทำงานสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ทางคณะผู้จัดทำต้องขอขอบพระคุณ ผศ.ดร. สิทธิโชค ผูกพันธ์ อาจารย์ที่ปรึกษาโครงการที่กรุณาให้คำปรึกษาและชี้แนะแนวทางการแก้ไขปัญหาต่างๆ ที่เกิดขึ้นระหว่างการดำเนินโครงการ ตลอดจนถึงติดตามประเมินผลการดำเนินโครงการมาโดยตลอด ทางคณะผู้จัดทำขอขอบพระคุณท่านอาจารย์เป็นอย่างสูงไว้ ณ ที่นี้

ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ นพรัตน์ สีหะวงษ์ และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ชูพงษ์ ช่วยเพ็ญ ที่ช่วยเหลือให้คำปรึกษาและแนะนำความรู้ต่างๆ เพื่อให้โครงการนี้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณฝ่ายเลขานุการ ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร ที่ช่วยอำนวยความสะดวกในการดำเนินโครงการ

ขอบพระคุณบิดาและมารดาที่ให้การอุปการะเลี้ยงดูและสั่งสอนจนกระทั่งสามารถเติบโตมาจนถึงปัจจุบัน ตลอดจนช่วยอุปการะทางการเงินและคอยให้กำลังใจจนกระทั่งโครงการนี้เสร็จสมบูรณ์

สุดท้ายนี้ ผู้ดำเนินงานขอมอบคุณงามความดีที่เกิดขึ้นจากโครงการนี้ แต่ผู้มีพระคุณทุกท่านที่มีส่วนร่วมในการทำให้โครงการนี้เสร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีและถ้าเกิดข้อผิดพลาดประการใดจากโครงการนี้ ผู้ดำเนินงานต้องกราบขอภัยไว้ ณ ที่นี้ด้วย

ผู้ดำเนินโครงการ

นายทวิทรัพย์ สิงห์กรุง

นายพีช กาบจันทร์

นายอดิเทพ สุขศิริ

เม.ย. 2562

สารบัญ

หน้า

ใบรับรองปริญญาโท.....	ก
สารบัญ.....	จ
สารบัญตาราง.....	ช
สารบัญรูปภาพ.....	ฅ
สารบัญสัญลักษณ์และอักษรย่อ.....	ฉ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของโครงการ.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ.....	2
1.3 ขอบเขตการทำโครงการ.....	3
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
1.5 ขั้นตอนและแผนการดำเนินโครงการ.....	4
บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.1 ระบบออนกริดและออฟกริด.....	6
2.1.1 ระบบเชื่อมต่อโครงข่ายสายส่งการไฟฟ้า (on-grid).....	6
2.1.2 ระบบอิสระที่ใช้แบตเตอรี่สำรองพลังงาน (off-grid).....	6
2.2 เซลล์แสงอาทิตย์.....	7
2.3 อินเวอร์เตอร์.....	8
2.4 ฟูนและแพลตฟอร์ม.....	8
2.4.1 คุณสมบัติของฟูน.....	8
2.4.2 วัสดุ.....	9
2.4.3 ประเภทของฟูน.....	9
2.5 รูปแบบการติดตั้ง.....	10
2.5.1 แหล่งน้ำระบบปิด.....	11

2.5.2 แหล่งน้ำระบบเปิด.....	11
2.5.3 แท่นยึดถาวร	12
2.6 สายไฟและการเชื่อมต่อ	12
2.7 การบำรุงรักษา.....	13
2.8 การเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์.....	13
2.8.1 มุมอัลติจูด (altitude, α).....	14
2.8.2 มุมอาซิมุท (azimuth, ψ).....	15
บทที่ 3 วิธีดำเนินโครงการ.....	16
3.1 วิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์.....	16
3.2 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และสัดส่วนเงา	21
3.2.1 ความเข้มรังสีของระบบมุมที่ติดตามดวงอาทิตย์	21
3.2.2 ความเข้มรังสีบนแผงเซลล์ที่มุมคงที่.....	22
3.2.3 สัดส่วนเงาที่กระทบเซลล์แสงอาทิตย์.....	24
3.3 พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	25
3.4 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Financial Analysis).....	27
3.4.1 การวิเคราะห์ด้านการลงทุน (Initial Capital Cost)	27
3.4.2 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายรายปี.....	30
3.4.3 การวิเคราะห์มูลค่าเมื่อสิ้นสุดโครงการ	31
3.4.4 การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	31
3.5 แนวคิดในการออกแบบ Conceptual design	32
3.5.1 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าแบบ on-grid	33
3.5.2 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าแบบ off-grid สำหรับไฟฟ้า.....	33
3.6 กระบวนการหาจุดที่เหมาะสมและต้นทุนของระบบ	35
บทที่ 4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล.....	36
4.1 ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์.....	36
4.1.1 ตัวแปรที่ใช้ออกแบบ.....	36

4.1.2 มุมของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ให้กำลังสูงสุด.....	40
4.2 การออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า.....	44
4.3 ความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์.....	50
4.3.1 ความคุ้มค่าทางการเงิน.....	50
4.3.1 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์.....	50
บทที่ 5 สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ.....	55
5.1 สรุปผลการทดลอง.....	55
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	55
เอกสารอ้างอิง.....	56
ภาคผนวก ก.....	58
ชุดอุปกรณ์ที่ใช้ในการออกแบบ.....	58



สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1	ขั้นตอนและแผนการดำเนินงาน..... 4
2.1	ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำและประสิทธิภาพ..... 7
2.2	รูปแบบและลักษณะของฟาร์ม..... 10
3.1	ความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์และศักยภาพพลังงานที่มุมที่ 15° ของทิศใต้ (Gilted)..... 17
3.2	รายละเอียดราคาทั้งหมดในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำขนาด 100 kWp..... 28
3.3	ค่าใช้จ่ายการเปลี่ยนอุปกรณ์ (LRC)..... 30
4.1	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300 W กับระยะห่างระหว่างเซลล์เมื่อมุมติดตั้งแตกต่างกัน..... 37
4.2	พลังงานที่ผลิตได้และต้นทุนการผลิตต่อหน่วยที่มุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 35° 39
4.3	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อเดือนจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300 W แต่ละมุมติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์พร้อมกราฟ..... 42
4.4	แสดงการคำนวณหาขนาดติดตั้งและพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมกราฟ..... 46
4.5	เลือกขนาดและราคาอุปกรณ์สำหรับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ..... 47
4.6	ค่าใช้จ่ายการเปลี่ยนอุปกรณ์และค่าบำรุงรักษา..... 48
4.7	แสดงการคำนวณหามูลค่า ตลอดระยะเวลาโครงการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์..... 52

สารบัญรูปร่างภาพ

รูปที่	หน้า
2.1 แนวโน้มการเจริญเติบโตของเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดินและชนิดลอยน้ำ.....	5
2.2 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ.....	5
2.3 ท่อนที่ตัวท่อนแยกจากแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์.....	9
2.4 ท่อนที่ตัวท่อนรวมกับแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์.....	10
2.5 การยึดแพลตฟอร์มจากชายฝั่ง.....	11
2.6 การยึดแพลตฟอร์มจากพื้นดินใต้น้ำ.....	11
2.7 การยึดแพลตฟอร์มระบบยึดถาวร.....	12
2.8 การจัดเรียงสายไฟและอุปกรณ์.....	13
2.9 การบอกตำแหน่งของดวงอาทิตย์.....	14
3.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการดำเนินโครงการ.....	16
3.2 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างเวลากับความเข้มแสง.....	18
3.3 กราฟแสดงความเข้มแสงสูงสุด.....	19
3.4 อุณหภูมิเฉลี่ยรายเดือนประจำปี.....	20
3.5 ลักษณะการวิเคราะห์กรณี ($\alpha < \beta$).....	22
3.6 ลักษณะการวิเคราะห์กรณี ($\alpha > \beta$).....	23
3.7 ลักษณะการวิเคราะห์กรณี ($0 < \alpha < 90$).....	23
3.8 ลักษณะการวิเคราะห์กรณี ($\alpha < 0$).....	24
3.9 ตำแหน่งการวางเซลล์แสงอาทิตย์และระยะของเงาที่เกิด.....	24
3.10 แผนภาพส่วนประกอบในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ.....	34
3.11 แผนภาพกระบวนหาจุดที่เหมาะสมและต้นทุนของระบบ.....	35
4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ขนาดติดตั้งกับระยะห่างระหว่างเซลล์.....	38
4.2 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ระยะห่างระหว่างเซลล์ 1.8 m กับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์	40
4.3 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้กับช่วงเวลาหรือฤดูกาลที่เปลี่ยนแปลง	41
4.4 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ กับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ต่างๆ.....	43
4.5 ตำแหน่งที่ตั้งของอ่างพื้นที่อ่างเก็บน้ำบริเวณ หลังหอใน.....	44
4.6 ตำแหน่งและลักษณะการวางเซลล์แสงอาทิตย์.....	45
4.7 ขนาดกำลังติดตั้ง จำนวนเซลล์แสงอาทิตย์กับระยะห่างระหว่างเซลล์.....	46
4.8 แผนผังระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ.....	49

4.9	ประสิทธิภาพของเครื่องยนต์ดีเซล.....	50
4.10	ความสัมพันธ์ของมูลค่าการลงทุนและเวลา.....	53



สารบัญสัญลักษณ์และอักษรย่อ

α	มุมอัลติจูด
ϕ	ตำแหน่งละติจูดที่พิจารณา (16.44°N)
δ	มุมเดคลิเนชัน
ω	มุมชั่วโมงของดวงอาทิตย์
ST	เวลาดวงอาทิตย์
LST	เวลามาตรฐานท้องถิ่น
L_s	ลองจิจูดมาตรฐาน
L_{loc}	ตำแหน่งลองจิจูดที่พิจารณา
E_t	ความแตกต่างระหว่างเวลาดวงอาทิตย์กับเวลาดวงอาทิตย์เฉลี่ย
Γ	มุมวัน
ψ	มุมอาซิมุท
G_0	ความเข้มรังสีเมื่อแผงเคลื่อนที่ตามตำแหน่งของดวงอาทิตย์
G_{global}	ความเข้มรังสีรวม
$G_{diffuse}$	ความเข้มรังสีที่เกิดจากการกระเจิงโดยบรรยากาศ
G_{direct}	ความเข้มรังสีตรง
G_{β}	ความเข้มรังสีที่ตั้งฉากกับเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อ β คือมุมคงที่
d	ระยะของเงาที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์แถวถัดไป
L	ความกว้างของเซลล์แสงอาทิตย์
X_{PV}	ความกว้างของ 1 เซลล์แสงอาทิตย์
P_s	กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์
η_s	ค่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์
A_s	พื้นที่ทั้งหมด
G_T	ค่าความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์เฉลี่ย
η_r	ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ใช้งาน
η_{pc}	ประสิทธิภาพการใช้งานสูงสุดกำหนดให้เท่ากับ 1
k	ค่าสัมประสิทธิ์ของอุณหภูมิ มีค่าอยู่ในช่วง $0.0004-0.0006$ ต่อ ($^{\circ}\text{C}$)
T_{ref}	อุณหภูมิอ้างอิง
T_C	อุณหภูมิของเซลล์เซลล์แสงอาทิตย์

NOCT	ค่าอุณหภูมิของเซลล์ที่ใช้งาน ($^{\circ}\text{C}$) โดยอ้างอิงจากการทดสอบที่ ความเข้มแสงที่ 800 W/m^2
G_{st}	ค่าความเข้มแสงเท่ากับ 800 W/m^2 สำหรับความเร็วลมที่ 1 m/s
T_a	อุณหภูมิอากาศ
$V_{1\text{m}}$	ความเร็วลมที่ความสูง 1 เมตร
V_{ref}	ความเร็วลมที่ความสูงอ้างอิง
$H_{1\text{m}}$	ระดับความสูงที่ 1 m
H_{ref}	ระดับความสูงอ้างอิง
η_{inv}	ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์
E_s	พลังงานที่สามารถผลิตได้จริงตามสภาพอากาศ
N_{pv}	จำนวนเซลล์แสงอาทิตย์
t	จำนวนชั่วโมงใน 1 ปี
E_{pv}	พลังงานที่สามารถผลิตได้ตามขนาดติดตั้ง
C_{Plat}	มูลค่าเงินลงทุนแพลตฟอร์ม
C_{Str}	มูลค่าเงินลงทุนโครงสร้าง
C_{Asses}	มูลค่าเงินลงทุนส่วนประกอบอื่นๆ
C_{Assem}	มูลค่าเงินลงทุนค่าประกอบและติดตั้ง
C_{Found}	มูลค่าเงินลงทุนฐานและข้อต่อยึด
C_{Pont}	มูลค่าเงินลงทุนซื้อทุ่น
$N_{\text{pv/pont}}$	จำนวนแผงโซลาร์เซลล์ต่อทุ่น
$\text{Cost}_{\text{pont/set}}$	ราคาทุ่นต่อชิ้น
C_{Conv}	มูลค่าเงินลงทุนอุปกรณ์ในระบบ
C_{inv}	มูลค่าเงินลงทุนซื้ออินเวอร์เตอร์
N_{inv}	จำนวนอินเวอร์เตอร์
C_{pv}	มูลค่าเงินลงทุนซื้อเซลล์แสงอาทิตย์
C_{Set}	มูลค่าเงินลงทุนการเชื่อมต่ออุปกรณ์กับระบบ
C_{Eng}	มูลค่าเงินลงทุนระบบความปลอดภัยและวิศวกร
C_{OH}	มูลค่าเงินลงทุนในการดำเนินงานอื่นๆ และค่าขนส่ง
FPV	เซลล์แสงอาทิตย์ลอยน้ำ
GPV	เซลล์แสงอาทิตย์บนพื้น

NPV	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
CF_0	กระแสเงินสดเริ่มต้นหรือ ICC
CF_n	กระแสเงินสดรายปีๆละเท่าๆกัน
i	อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ
n	ปีที่ 1,2,3,4...,n
CF	กระแสเงินสดรายปี
EBIT	กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี
LCOE	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย
LICC	กระจายเงินลงทุนเริ่มต้นให้เป็นรายปี
ICC	มูลค่าลงทุนเริ่มต้น
AOE	ค่าใช้จ่ายรายปีและค่าเปลี่ยนอุปกรณ์
O&M	ค่าบำรุงรักษา รายปี
LRC	ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์
LLC	ค่าเช่าพื้นที่ติดตั้ง



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของโครงการ

เนื่องจากปัจจุบันมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มสูงมากขึ้นในทุกๆปี ไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่สำคัญอย่างยิ่งต่อการใช้ชีวิตประจำวัน ซึ่งแหล่งพลังงานหลักในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าใช้จ่ายค่อนข้างต่ำผลิตไฟฟ้าได้มาก เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นทรัพยากรที่ไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ ในทางกลับกันพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม แสงอาทิตย์ ความร้อนใต้พิภพ และเขื่อน เป็นพลังงานที่ไม่ต้องมีค่าใช้จ่ายในด้านเชื้อเพลิง แต่มีค่าก่อสร้างและดูแลรักษาที่สูง และผลิตไฟฟ้าได้น้อย อาจส่งผลต่อความมั่นคงต่อการจัดหาแหล่งพลังงานใหม่ในอนาคต อีกทั้งการนำเข้าแหล่งพลังงานจากต่างประเทศ ทั้งในส่วนน้ำมันดิบ ถ่านหิน และพลังงานไฟฟ้า กระบวนการผลิตจากแหล่งพลังงานดังกล่าวยังส่งผลกระทบต่อมนุษย์และสิ่งแวดล้อมตามมา ต้องจัดหาแหล่งพลังงานอื่นมาทดแทน เพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองในการนำมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า และยังคงประกอบกับการประยุกต์ใช้พลังงานให้เกิดประโยชน์สูงสุด

ปัจจุบันประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าประมาณร้อยละ 57 ของกำลังการผลิตทั้งหมด ถ่านหินร้อยละ 18 แหล่งพลังงานทดแทนอื่นๆร้อยละ 13 และนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศร้อยละ 12 [1] อาจส่งผลต่อความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าหากแหล่งก๊าซธรรมชาติเกิดขัดข้อง พลังงานหมุนเวียนจึงเป็นอีกหนึ่งทางเลือกในการทำช่วยทดแทนแหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล พลังงานสะอาดที่จะมาทดแทนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าไม่ได้มีแค่พลังงานแสงอาทิตย์เท่านั้น แต่ประเทศเรายังสามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นได้อีกด้วย เช่น พลังงานชีวมวลที่ ก๊าซชีวภาพจากซากพืชและมูลสัตว์ พลังน้ำ พลังลม และขยะ เป็นต้น พลังงานทดแทนเหล่านี้นอกจากจะช่วยรักษาสิ่งแวดล้อมแล้ว อีกมุมหนึ่งยังช่วยให้ประเทศเรามีความมั่นคงทางพลังงานเพิ่มขึ้น

พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกแต่ละประเภทยังมีข้อจำกัดที่แตกต่างกันออกไป โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ เป็นแหล่งพลังงานสะอาด ไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง แต่ใช้พื้นที่ในการก่อสร้างมาก มีลักษณะเฉพาะและการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุดถูกจำกัดด้วยปริมาณน้ำในแต่ละปี โรงไฟฟ้ากังหันลม เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ระบบไม่ซับซ้อน แต่ผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉพาะเวลามีลมใช้พื้นที่ที่เฉพาะ มีขนาดพื้นที่กว้าง โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนก๊าซชีวภาพ ลดต้นทุนพลังงาน แต่ต้องมีระบบบำบัดน้ำเสียและของเสีย ใช้พื้นที่มาก เกิดมลภาวะทางกลิ่น โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง ระบบไม่ซับซ้อน แต่ใช้พื้นที่มาก ผลิตกระแสไฟฟ้าได้เฉพาะเวลามีแดด มีปัญหาการจัดการแบตเตอรี่

ที่เสื่อมสภาพ การเลือกที่จะใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกก็ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมหลายๆด้าน

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่น่ากลับมาใช้ใหม่ได้ เพราะแสงจากดวงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมดสิ้น ปริมาณของพลังงานจากแสงอาทิตย์ที่ตกมายังพื้นผิวโลก มีปริมาณมากกว่าพลังงานที่มนุษย์บนโลกจะสามารถใช้ให้หมดไปได้ นอกจากนั้นพลังงานแสงอาทิตย์นี้ยังไม่ปล่อยก๊าซ หรือมลพิษใดๆสู่ชั้นบรรยากาศ ต่างจากพลังงานที่ได้จากถ่านหิน น้ำมัน หรือก๊าซธรรมชาติ พลังงานแสงอาทิตย์มีความปลอดภัยสูง สามารถใช้งานได้ในระยะยาว นอกจากนั้นเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานได้ไปอีก 25-30 ปี ข้อจำกัดก็มีอยู่ที่ว่า หากไม่มีแสงก็ไม่เกิดไฟฟ้า และไฟฟ้าจะสว่างมากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับความเข้มข้นของแสงแดดที่ตกกระทบด้วย

นอกจากข้อจำกัดของการใช้พื้นที่ในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ต้องการพื้นที่โล่งขนาดใหญ่เพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า พื้นที่นี้อาจจะถูกนำไปใช้ประโยชน์ในด้านอื่นโดยเกิดประโยชน์และผลลัพธ์ที่มีความเหมาะสมกว่า เป็นการใช้พื้นที่ขนาดใหญ่โดยไม่เกิดประโยชน์สูงสุดเมื่อเปรียบเทียบกับในด้านการลงทุนในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ปัญหานี้แก้ไขด้วยการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ นอกจากปัจจัยด้านพื้นที่ติดตั้งแล้ว ข้อดีอีกด้านหนึ่งของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ คือ ความเย็นของน้ำเป็นตัวช่วยในการระบายความร้อนและเพิ่มประสิทธิภาพสูงขึ้นเมื่อเทียบกับการติดตั้งบนพื้นดินและบนหลังคา [2] [3]นอกจากนี้แล้วเซลล์แสงอาทิตย์ยังบดบังแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบผิวน้ำช่วยลดการเติบโตของสาหร่ายใต้น้ำและลดการระเหยของน้ำในอ่างเก็บน้ำอีกด้วย ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำในประเทศไทยอยู่ในช่วงเริ่มต้น มีการลงทุนที่สูงมากจึงมีความจำเป็นที่จะต้องศึกษาเพื่อให้ได้ข้อมูลที่จำเป็นต่อการตัดสินใจ ปัจจุบันไม่มีแหล่งข้อมูลอ้างอิงยืนยันหรือแนวโน้มจากการลงทุนว่าไปในทิศทางใด มีความคุ้มค่าเหมาะสมในการลงทุนกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ

ดังนั้นโครงการนี้ จึงทำการจัดทำแนวคิดในการวิเคราะห์ปัจจัยด้านต่างๆ ทั้งทางเทคนิคและการลงทุนเพื่อออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำให้เกิดเหมาะสมและแนวทางในการพัฒนาระบบในเชิงเศรษฐศาสตร์พลังงาน

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

- 1.2.1 เพื่อดำเนินการวิเคราะห์ระบบการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ
- 1.2.2 เพื่อดำเนินการออกแบบและวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อระบบการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ
- 1.2.3 เพื่อสร้างแบบจำลองเชิงเศรษฐศาสตร์พลังงานของระบบการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ

1.3 ขอบเขตการทำโครงการ

- 1.3.1 ศึกษาและออกแบบระบบการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ
- 1.3.2 สร้างแบบจำลองของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ การกำหนดค่าพารามิเตอร์ที่มีผลต่อระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ โดยหาคำตอบผ่านกระบวนการทางคณิตศาสตร์
- 1.3.3 สร้างแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์สำหรับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ
- 1.3.4 วิเคราะห์ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำให้เกิดความเหมาะสมในเชิงเศรษฐศาสตร์พลังงาน

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.4.1 ได้แบบจำลองของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ
- 1.4.2 พารามิเตอร์ที่มีผลต่อระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ
- 1.4.3 ได้แบบจำลองแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์สำหรับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ
- 1.4.4 สามารถวิเคราะห์ระบบการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำให้เกิดความเหมาะสมกับปัจจัยที่ส่งผลต่อระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ



1.5 ขั้นตอนและแผนการดำเนินโครงการ

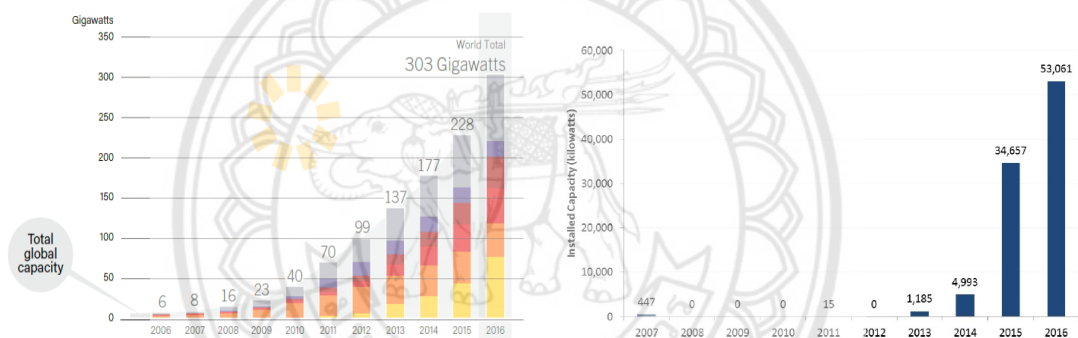
ตารางที่ 1 ตารางแสดงขั้นตอนและแผนการดำเนินโครงการ

	การดำเนินโครงการ	ช่วงเวลา								
		ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.
1.5.1	ศึกษาการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยระบบเซลล์แสงอาทิตย์									
1.5.2	ศึกษาหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ									
1.5.3	สร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรต้นกับตัวแปรตาม									
1.5.4	ศึกษาหาข้อมูลอ้างอิงเพื่อวิเคราะห์และออกแบบระบบ									
1.5.5	ประเมินขนาดของระบบและปริมาณพลังงานไฟฟ้า									
1.5.6	ออกแบบระบบที่เหมาะสมระหว่างมูลค่าลงทุนและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้									
1.5.7	วิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์พลังงาน									

■ แผนดำเนินงาน

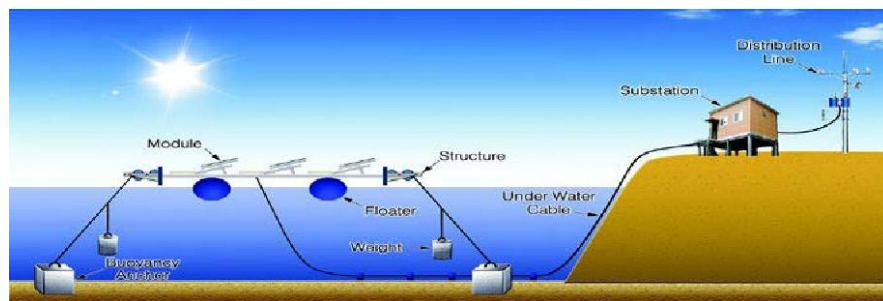
บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ปัจจุบันได้มีการนำเซลล์แสงอาทิตย์หรือโซลาร์เซลล์มาใช้ในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น เนื่องจากต้องการลดการพึ่งพาแหล่งพลังงานอื่นๆ เช่น น้ำมัน ถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติที่ ใกล้เคียงหมดไปและมีราคาแพงขึ้น เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด (Renewable Energy) มีอยู่ทั่วไปตามธรรมชาติ นอกจากนี้ยังเป็นแหล่งพลังงานแบบกระจาย (Distributed Energy) ที่เหมาะกับการติดตั้ง ณ จุดที่ใกล้กับผู้ใช้ไฟทั้งในรูปแบบของโซลาร์ฟาร์มและแบบติดตั้งบนหลังคา มีแนวโน้มที่จะสนับสนุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์มากขึ้น ทั้งนี้เพื่อให้ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด จึงต้องมาวิเคราะห์เซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด ลักษณะการติดตั้ง ความเข้มของแสง อุณหภูมิ เพื่อประเมินประสิทธิภาพและประเมินสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 2.1 แนวโน้มการเจริญเติบโตของเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดินและชนิดลอยน้ำ [4]

จากรูปที่ 2.1 อธิบายถึงปัจจุบันทั่วโลกมีความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด 303 GW ส่วนหนึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ 53,061 kW คิดเป็น 0.018 เปอร์เซ็นต์ของทั้งหมด



รูปที่ 2.2 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ

ที่มา : <https://www.semanticscholar.org/paper/Empirical-Research-on-the-efficiency-of-Floating-PV-Choi-Lee/a38910b49973d099603974c24cd55f43a8b0f64c>

จากรูปที่ 2.2 แสดงถึงอุปกรณ์และส่วนประกอบของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ รวมถึงการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ในระบบและลักษณะการยึดโยงแพลตฟอร์มกับชายฝั่ง

2.1 ระบบออนกริดและออฟกริด

ระบบที่ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แล้วไม่ได้เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย ของการไฟฟ้านครหลวง หรือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบนี้เหมาะกับสถานที่ที่ไม่มีไฟฟ้า หรือที่ไฟเข้าไม่ถึง ไม่คุ้มที่จะเดินเดินลากสายไฟยาวๆเข้ามาใช้เนื่องจากต้นทุนสูง โดยเพื่อให้ง่ายในการทำความเข้าใจขอจำแนกประเภท จากวิธีติดตั้งเพื่อใช้งานดังนี้

2.1.1 ระบบเชื่อมต่อโครงข่ายสายส่งการไฟฟ้า (on-grid)

คือ เมื่อได้กระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ใช้ได้เฉพาะเวลาที่มีแสงอาทิตย์เท่านั้น และไม่มีเก็บประจุไฟฟ้ามาใช้งาน โดยแยกตามอุปกรณ์ที่ใช้งานได้เป็น 2 ชนิด

ก. อุปกรณ์ที่ใช้งานใช้ไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternating Current; AC) เนื่องจากอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้งานทั่วไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ แต่ไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current; DC) ดังนั้นก่อนนำไปใช้งานจึงต้องแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยใช้ อินเวอร์เตอร์

ข. อุปกรณ์ที่ใช้งานใช้ไฟกระแสตรง โดยนำกระแสไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ มาต่อใช้งานกับอุปกรณ์ใช้งานโดยไม่ผ่านอินเวอร์เตอร์ ซึ่งวิธีการนี้ข้อดี คือ การนำไฟฟ้าที่ได้มาใช้งานได้อย่างคุ้มค่าที่สุด เนื่องจากมีการสูญเสียกำลังไฟฟ้าต่ำมาก ข้อเสีย คือ อุปกรณ์ที่ใช้งานส่วนใหญ่จะใช้ไฟฟ้ากระแสสลับ ดังนั้นจึงต้องเลือกใช้งานอุปกรณ์ให้เหมาะสม

2.1.2 ระบบอิสระที่ใช้แบตเตอรี่สำรองพลังงาน (off-grid)

คือ การนำกระแสไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์มาเก็บที่แบตเตอรี่ก่อน แล้วจึงนำไฟฟ้าที่ได้มาใช้งาน ซึ่งก็สามารถเลือกที่จะจ่ายไฟฟ้าให้อุปกรณ์ที่ใช้ไฟฟ้ากระแสสลับหรือกระแสตรง ข้อดี คือ เก็บประจุไฟฟ้าไว้ใช้งานได้กรณีที่ไม่มีแสงอาทิตย์ โดยแยกตามอุปกรณ์ที่ใช้งานได้เป็น 2 ชนิด




ก. อุปกรณ์ที่ใช้งานใช้ไฟฟ้ากระแสสลับ นำกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มาเก็บแบตเตอรี่ ก่อนนำไปใช้งานต้องนำมาแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับโดยอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสตรง

ข. อุปกรณ์ที่ใช้งานใช้ไฟกระแสตรง นำกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มาเก็บแบตเตอรี่ และนำกระแสไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ไปยังอุปกรณ์ที่ใช้งาน

2.2 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์หรือเซลล์โฟโตโวลตาอิก เป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าซึ่งทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์หรือโฟตอนเป็นพลังงานไฟฟ้า แบ่งออกเป็น 3 ประเภท ดังแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์และประสิทธิภาพ

ชนิด	ข้อมูลเบื้องต้น	ประสิทธิภาพ (%) [6]	รูป
โมโนคริสตัลไลน์	<ul style="list-style-type: none"> - เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่ทำมาจาก ผลึกซิลิคอนเชิงเดี่ยว มีความบริสุทธิ์ที่ไม่มีสารอื่นเจือปน - การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าดีมากเพราะทำมาจากผลึกซิลิคอนที่บริสุทธิ์และมีอายุการใช้งานยาวนานที่สุดโดยเฉลี่ยแล้วประมาณ 25 ปี - ราคาสูงที่สุด 	10-16	
โพลีคริสตัลไลน์	<ul style="list-style-type: none"> - เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแรกที่ทำมาจากผลึกซิลิคอน โดยทั่วไปเรียกว่า โพลีคริสตัลไลน์ แต่บางครั้งก็เรียกว่า มัลติ-คริสตัลไลน์ - มีประสิทธิภาพในการใช้งานในที่อุณหภูมิสูงกว่าชนิดโมโนคริสตัลไลน์เล็กน้อย - มีราคาถูกกว่าเมื่อเทียบกับ ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ 	10-14.5	
ฟิล์มบาง (thin film)	<ul style="list-style-type: none"> - เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง เป็นการนำสารที่สามารถแปลงพลังงานจากแสงเป็นกระแสไฟฟ้า มาฉาบเป็นฟิล์มหรือชั้นบางๆ ซ้อนกันหลายๆ ซึ่งสารฉาบที่วานี้ก็มีด้วยกันหลายชนิด - เหมาะกับที่อากาศอุณหภูมิสูงๆ เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง มีผลกระทบน้อยกว่า 	9-10.5	

จากตารางที่ 2.1 อธิบายถึงข้อมูลเบื้องต้น ประสิทธิภาพและรูปภาพของแต่ละประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดโมโนคริสตัลไลน์มีประสิทธิภาพมากที่สุด ส่วนทางด้านราคาชนิดโพลีคริสตัลไลน์ จะมีราคาที่ถูกลงที่สุด

2.3 อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงจากการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับหรือมีหน้าที่ในการแปลงพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์แบบที่นิยมคือ แบบ “กริดไทร์ อินเวอร์เตอร์” หรือ “ออนกริด อินเวอร์เตอร์” เป็นอุปกรณ์แปลงสัญญาณไฟฟ้าที่ใช้ร่วมกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [5] จะสามารถแบ่งจากขนาดและการนำไปใช้งาน

2.3.1 Central Solar Inverter เป็นอินเวอร์เตอร์แบบออนกริด ขนาดใหญ่ หรือใช้สำหรับควบคุมพลังงานไฟฟ้าจากระบบเข้าสู่ศูนย์กลาง มีขนาดตั้งแต่ 100 kW - 2,500 kW

2.3.2 String Solar Inverter เป็นอินเวอร์เตอร์แบบออนกริด มีขนาดเล็ก ส่วนใหญ่นำมาติดตั้งใช้งานตาม บ้าน สำนักงาน หรือใช้ควบคุมพลังงานไฟฟ้าจากส่วนย่อยๆของระบบ เพื่อเพิ่มศักยภาพของพลังงานไฟฟ้าที่ได้ มีขนาดตั้งแต่ 2 - 60 kW

2.3.3 Solar MicroInverter มีทั้งแบบออนกริด หรือแบบออฟกริด มีขนาดเล็กกว่าอินเวอร์เตอร์ชนิดอื่น ช่วยดึงพลังงานจากระบบได้ดีกว่าอินเวอร์เตอร์แบบศูนย์กลาง แยกอิสระกันในแต่ละเซลล์แสงอาทิตย์

2.4 ท่อนและแพลตฟอร์ม

ท่อนและแพลตฟอร์ม คือ สิ่งที่ล่อน้ำสำหรับให้สิ่งอื่นเกาะหรือเพื่อพยุงสิ่งอื่นให้ล่อน้ำ มีหน้าที่รับน้ำหนักจากโครงสร้าง อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง และเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อให้ความมั่นคงและการล่อน้ำของระบบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ล่อน้ำ ดังแสดงในตารางที่ 2.2

2.4.1 คุณสมบัติของท่อน

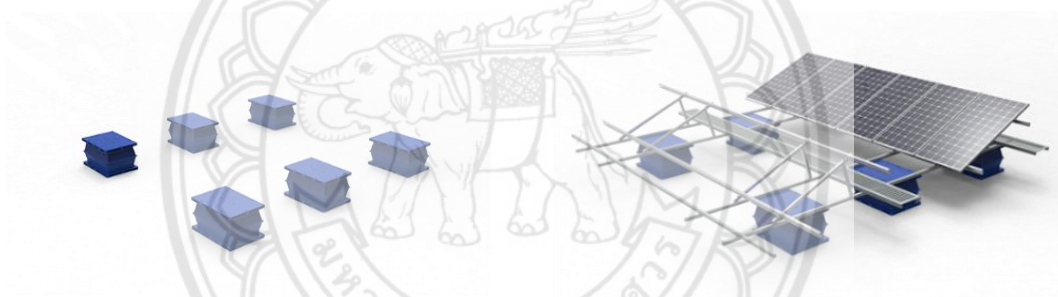
ท่อนที่นำมาใช้ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดล่อน้ำ ฟังก์ชันสำคัญที่สำคัญจากปัจจัยหลายๆด้าน เป็นฉนวนทางไฟฟ้าที่ดี ทนทานต่อแสง และความร้อนจากดวงอาทิตย์ การกัดกร่อนของน้ำ ความสามารถในการรองรับน้ำหนักของโครงสร้าง ทนทานต่อแรงที่มาจากเซลล์แสงอาทิตย์และแรงจากสภาพแวดล้อมได้ดี เช่น กระแสลม กระแสน้ำ เป็นต้น รวมถึงสามารถยึดโยงรวมทั้งหมดเป็นระบบขนาดใหญ่และทนทานต่อสภาพแวดล้อมได้ดี

2.4.2 วัสดุ

วัสดุที่นิยมนำผลิตฟุตที่ใช้ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ คือ พลาสติกประเภท โพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูง (HDPE) มีความแข็งแรงสูง มีความเหนียวและทนทาน และสามารถรับ ความร้อนได้สูง มีคุณสมบัติเพียงพอต่อการนำไปใช้งาน [7]

2.4.3 ประเภทของฟุต

ก. ฟุตที่ตัวฟุตแยกจากแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ฟุตที่มีตัวโครงสร้างรองรับ เซลล์แสงอาทิตย์แยกออกจากตัวฟุต ฟุตแบบนี้จะมีการติดตั้งที่ค่อนข้างจะยากเพราะส่วนประกอบ ของชิ้นส่วนแยกกัน ฟุตแบบนี้จะมีการกระจายการรับแรงค่อนข้างต่ำ เนื่องจากแท่นรองรับเซลล์ แสงอาทิตย์แยกจากกัน ฟุตต้องรองรับน้ำหนักของแท่นและรองรับน้ำหนักของเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย ฟุตแบบนี้เหมาะสำหรับพื้นที่เล็ก เช่น คลอง และความต้องการพลังงานจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ค่อนข้างต่ำ ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 ฟุตที่ตัวฟุตแยกจากแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์
ที่มา : SCOTRA Co., Ltd

ข. ฟุตที่ตัวฟุตรวมกับแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ฟุตที่มีตัวแท่นรองรับเซลล์ แสงอาทิตย์รวมอยู่กับตัวของฟุตเป็นชิ้นเดียว ฟุตแบบนี้จะมีการขึ้นรูปออกมาเป็นชิ้นๆ และสามารถ นำมาประกอบรวมกัน ทำให้การติดตั้งง่าย และมีการกระจายแรงของฟุตค่อนข้างดีเหมาะสำหรับพื้นที่ กว้างๆ ความต้องการพลังงานจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์สูง ฟุตแบบนี้มีความเหมาะสมกับระบบการ ผลิตไฟฟ้าในขนาดใหญ่ เนื่องจากต้องใช้พื้นที่ที่กว้างและจำนวนเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนมาก ฟุต จำนวนมากส่งผลต่อราคาของฟุตต่อ 1 ชิ้นจะมีแนวโน้มราคาที่ต่ำลง ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 ท่อนที่ตัวท่อนรวมกับแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา : <https://www.evolving-science.com/environment-energy-water-and-wastemanagement/floating-solar-power-plants-japan-00177>

ประเภทของท่อนที่ศึกษามี 2 ประเภท ประกอบด้วย ท่อนที่ตัวท่อนแยกจากแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์และท่อนที่ตัวท่อนรวมกับแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์ บอกถึงข้อมูลของท่อน ขนาดของท่อน และลักษณะของท่อน ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 รูปแบบและลักษณะของท่อน

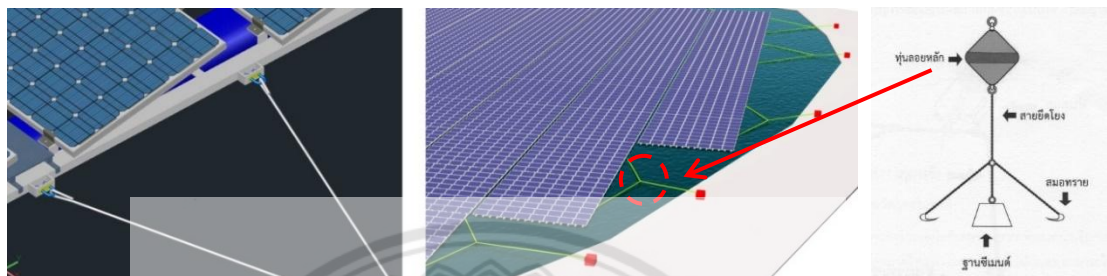
แบบท่อน	ข้อมูลพื้นฐาน	รูป
1	รองรับเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 60 เซลล์ (1670 x 911 mm) น้ำหนัก : 22.5 kg	
2	ขนาดท่อน : 1,000 x 700 x 450 (mm) น้ำหนัก : 21.5kg	

2.5 รูปแบบการติดตั้ง

ท่อนและแพลตฟอร์มในระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ ใช้ในการรักษาตำแหน่งของการจัดเรียงตัวของเซลล์แสงอาทิตย์ให้อยู่ในตำแหน่งที่คงที่ ป้องกันและช่วยลดการเคลื่อนไหวเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงระดับน้ำและกระแสลม ที่อาจส่งผลกระทบต่อระบบ การจัดเรียงตำแหน่งและรักษาตำแหน่งของทั้งระบบ สามารถแบ่งออกได้เป็น

2.5.1 แหล่งน้ำระบบปิด

แหล่งน้ำระบบปิด เช่น อ่างเก็บกัก เชื่อน จะนิยมใช้ระบบยึดโยงแบบยึดทุ่นกับชายฝั่ง ด้วยสายลวดสลิงกับแท่นปูนที่อยู่บนฝั่งเพื่อเชื่อมต่อกับสายเคเบิลไปยังแพลตฟอร์ม และมีโซ่ที่ปลายเพื่อปรับความยาว หรือกรณีที่ยึดกับทุ่นลอยรอบๆแพลตฟอร์มที่ถูกการยึดโยงลงไปยังพื้นดินใต้น้ำ และยึดโยงจากทุ่นลอยไปยังฝั่ง จะนิยมใช้ในพื้นที่ปิดหรือพื้นที่ขนาดเล็ก ดังแสดงในรูปที่ 2.5

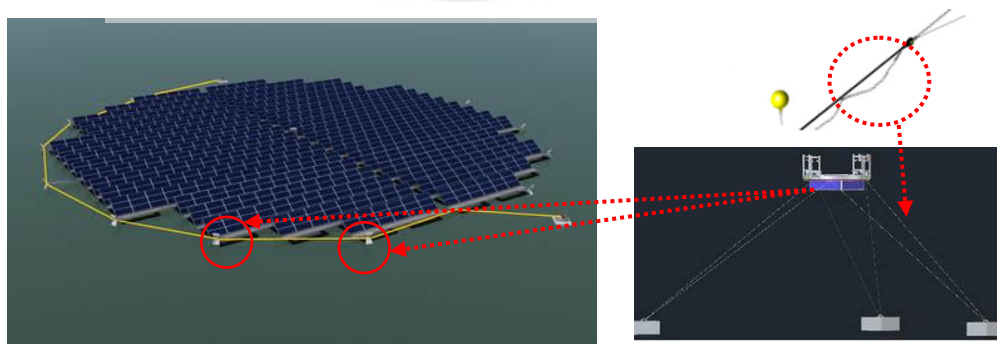


รูปที่ 2.5 การยึดแพลตฟอร์มจากชายฝั่ง

ที่มา : <http://www.floating-solar.com/technologies.html>

2.5.2 แหล่งน้ำระบบเปิด

แหล่งน้ำระบบเปิด เช่น ทะเล แม่น้ำ จะใช้ระบบยึดโยงแบบยึดทุ่นจากใต้น้ำ เพราะในทะเลหรือแม่น้ำมีปัจจัยที่ทำให้ทุ่นเคลื่อนที่ได้ตลอดเวลา คือ คลื่น ลม รวมถึงมีการขึ้นลงของน้ำอยู่ตลอดเวลา โดยการยึดโยงแพลตฟอร์มกับทุ่นลอยจากพื้นดินใต้น้ำถูกประกอบด้วย การเชื่อมต่อของสายเคเบิล และการกระจายโหลดผ่านการเชื่อมต่อของทุ่น (ความยาวแปรผันกับระดับน้ำ) โซ่ที่ปลายสายเพื่อปรับความยาว เพื่อป้องกันการลอยตัวในช่วงที่มีลมแรง ยึดจุดที่เกาะบนด้านล่างเพื่อให้ทนต่อแรงลมและลดการเคลื่อนที่ของเกาะบนผิวน้ำ ดังแสดงในรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 การยึดแพลตฟอร์มจากพื้นดินใต้น้ำ

ที่มา : <http://www.floating-solar.com/technologies.html>

2.5.3 แท่นยึดแบบถาวร

การยึดแท่นรองรับเซลล์แสงอาทิตย์ ให้อยู่กับที่ให้อยู่เหนือผิวน้ำ โดยการฝังแท่งเสาซีเมนต์กับพื้นดินที่อยู่ใต้น้ำหรือโดยการสร้างแท่นปูนซีเมนต์ใต้น้ำเพื่อให้ยึดติดกับโครงสร้างที่รองรับเซลล์แสงอาทิตย์ การยึดติดแบบนี้เหมาะกับบริเวณที่ระดับน้ำไม่สูงมากและต้องสามารถควบคุมระดับน้ำได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 การยึดแพลตฟอร์มระบบยึดถาวร

ที่มา : <http://www.constructionplusasia.com/worlds-biggest-floating-solar-farm-online/hk-solar-farm/>

2.6 สายไฟ และอุปกรณ์เชื่อมต่อ

พลังงานไฟฟ้าที่ถูกผลิตขึ้นจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกดึงมาจากแสงอาทิตย์และถูกเคลื่อนย้ายผ่านคอนโทรลเลอร์ เก็บไว้ในแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งถูกส่งไปยังที่ไกลๆ โดยอุปกรณ์ทั้งหมดต้องได้รับการเชื่อมต่อที่ถูกต้อง โดยอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทั้งหมดอยู่เหนือผิวน้ำรวมถึงสายไฟที่ติดตั้งร้อยผ่านในท่อพลาสติกไปยังตำแหน่งของอุปกรณ์อื่น อุปกรณ์ทางไฟฟ้าทั้งหมด สายไฟและเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาใช้ต้องมีคุณภาพที่ได้รับมาตรฐาน IP67 นอกจากนี้อินเวอร์เตอร์ แบตเตอรี่และส่วนประกอบอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าควรทนต่ออุณหภูมิสูง [8] ดังแสดงตำแหน่งของอุปกรณ์ทั้งระบบเบื้องต้น ดังแสดงในรูปที่ 2.8

มาตรฐาน IP67 (International Protection Standard) ตามมาตรฐาน IEC 60529 คือมาตรฐานที่บอกถึงระดับการป้องกันฝุ่นและน้ำของเครื่องจักร (mechanical casings) และอุปกรณ์ไฟฟ้า (electrical enclosures) ที่ระดับความลึกไม่เกิน 1 เมตรและเวลาไม่เกิน 30 นาที [9]



รูปที่ 2.8 การจัดเรียงสายไฟและอุปกรณ์

ที่มา : <http://touchnewsonline.blogspot.com/2015/05/construction-finishes-on-two-floating.html>

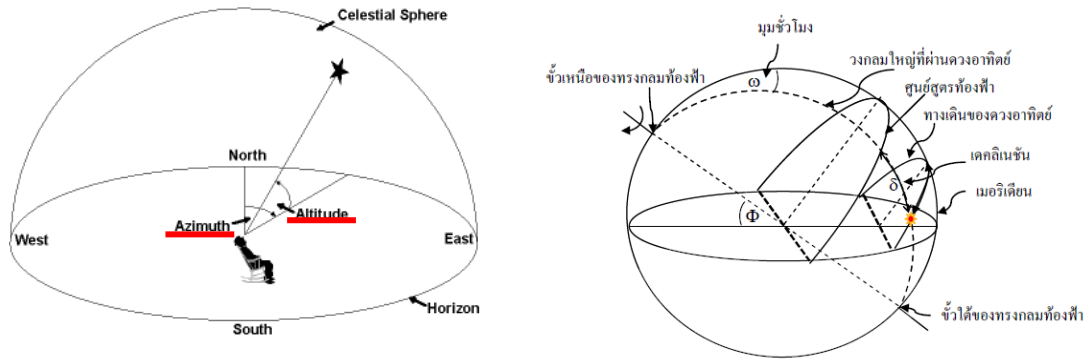
2.7 การบำรุงรักษา

ในส่วนของการบำรุงรักษานั้น จะมีเพิ่มประสิทธิภาพและความปลอดภัยในการทำงานโดยใช้ โดรน (Drone) บินสำรวจและตรวจสอบค่าความร้อน สามารถบันทึกภาพเพื่อนำมาวิเคราะห์ประสิทธิภาพการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ได้อีกทั้ง ในส่วนของสภาพใต้น้ำ มีหุ่นยนต์ดำน้ำ (Underwater Visualizer Robot) เพื่อตรวจสอบท่อนและโครงสร้างที่อยู่ใต้น้ำ เก็บข้อมูลและส่งผลสำรวจรายงานมาที่ส่วนควบคุมเพื่อประมวลผล อายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์น้ำเฉลี่ยจะอยู่ที่ 25 ปี เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ จะมีค่าซ่อมบำรุง = $[(4320 \text{ €/ปี [10]}) \times (37.2 \text{ บาท[17]})] = 160,704 \text{ บาท/ปี [10]}$ มากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นซึ่งมีค่าซ่อมบำรุง 350,000 บาท/MW [11]

2.8 การเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์

การโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์ส่งผลให้ตำแหน่งของดวงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง ซึ่งตำแหน่งของดวงอาทิตย์ทำให้เกิดเงาตกกระทบบนบริเวณเซลล์แสงอาทิตย์บริเวณข้างเคียงหรือแถวถัดไป ซึ่งส่งผลต่อการผลิตพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการที่จะรู้แนวการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ จึงต้องมีการศึกษาและคำนวณของพารามิเตอร์ที่มีผลต่อการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ [15]

ในการคำนวณรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนระนาบต่างๆ จำเป็นต้องรู้ตำแหน่งของดวงอาทิตย์ ซึ่งตำแหน่งของดวงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับมุมอัลติจูด และมุมอาซิมุท ดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 การบอกตำแหน่งของดวงอาทิตย์ [15]

2.8.1 มุมอัลติจูด (altitude, α)

มุมเงยเป็นมุมระหว่างเส้นตรงที่เชื่อมต่อระหว่างผู้สังเกตกับดวงอาทิตย์ กับภาพฉายของเส้นตรงดังกล่าวบนระนาบในแนวระดับ ซึ่งจะมีค่าจาก 0 ถึง 90 องศา สำหรับมุมระหว่างเส้นตรงที่เชื่อมต่อระหว่างผู้สังเกตกับดวงอาทิตย์กับเส้นตรงที่เชื่อมต่อระหว่างผู้สังเกตกับ ดังสมการ

$$\alpha = 90 - \cos^{-1}[\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega] \quad (2.1)$$

ϕ คือ ตำแหน่งละติจูดที่พิจารณา (16.44°N)

δ คือ เดคลิเนชัน (เทียบกับละติจูด วัดเป็นองศาเหนือจากเส้นศูนย์สูตรฟ้า อยู่เหนือเส้นศูนย์สูตรฟ้าจะมีค่าเดคลิเนชันเป็นบวก ในขณะที่จุดที่อยู่ข้างใต้จะมีค่าเป็นลบ)

$$\delta = -23.45 \times \cos(2\pi) \times \left(\frac{d_n + 10}{365} \right) \quad (2.2)$$

ω คือ มุมชั่วโมงของดวงอาทิตย์

$$\omega = ST(24 - 12) \times 15 \quad (2.3)$$

ST คือ เวลาดวงอาทิตย์ (ชม.นาท)

$$ST = 60LST + 4(L_s - (7 \times 15)) + E_t \quad (2.4)$$

LST	คือ	เวลามาตรฐานท้องถิ่น (GMT +7)
L_s	คือ	ลองจิจูดมาตรฐาน (105°E)
L_{loc}	คือ	ตำแหน่งลองจิจูดที่พิจารณา (100.11°E)
E_t	คือ	ความแตกต่างระหว่างเวลาดวงอาทิตย์กับเวลาดวงอาทิตย์เฉลี่ย (นาที)

$$E_t = 9.87 \sin(2\Gamma) - 7.53 \cos(\Gamma) - 1.5 \sin(\Gamma) \quad (2.5)$$

Γ คือ มุมวัน (day angle, rad.) ซึ่งคำนวณได้จากสมการ

$$\Gamma = 2\pi(d_n - 81) / 365 \quad (2.6)$$

2.8.2 มุมอาซิมุท (azimuth, ψ)

เป็นมุมที่วัดจากแนวทิศใต้ ไปยังภาพฉาย ของเส้นตรงที่เชื่อมต่อระหว่างผู้สังเกตกับดวงอาทิตย์บนระนาบในแนวระดับ โดยมีค่าเป็นบวกถ้าเงาตั้งกล่าวอยู่ซีกตะวันออก และเป็นลบถ้าอยู่ซีกตะวันตกของท้องฟ้า หรือ $-180^\circ \leq \psi \leq 180^\circ$

$$\psi = 180 + \sin^{-1} \left[\frac{\sin \omega \cos \delta}{\cos \alpha} \right] \quad (2.7)$$

บทที่ 3

วิธีดำเนินโครงการ

การดำเนินโครงการตั้งแต่การเริ่มต้นสืบค้นข้อมูล การศึกษาระบบการทำงานของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบต่างๆ เช่น ติดตั้งระบบที่พื้นราบ หลังคา ชายฝั่งและลอยน้ำ โดยเฉพาะการวิเคราะห์และศึกษาระบบเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ รวมถึงการเก็บรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาอ้างอิงในการศึกษาค้นคว้าและจำลองระบบโดยฟังก์ชันกระบวนการคิดและวิเคราะห์ทางคณิตศาสตร์ เนื่องจากโครงการนี้ไม่มีการทดลองแต่อย่างใด จึงทำการรวบรวมข้อมูลที่ใช้ประกอบการคำนวณ โดยใช้ข้อมูลจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำทั้งในและต่างประเทศ ซึ่งเป็นแหล่งข้อมูลที่เชื่อถือได้ แสดงดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการดำเนินโครงการ

3.1 วิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์

ศักยภาพของของพลังงานแสงอาทิตย์เป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญต่อการใช้พลังงานทดแทนซึ่งศักยภาพในแต่ละพื้นที่ของแต่ละประเทศอาจจะแตกต่างกันเพราะต้องขึ้นอยู่กับที่ตั้งของแหล่งรับพลังงาน เช่น ที่ตั้งที่มีโอกาสได้รับรังสีของดวงอาทิตย์ที่มาก เป็นต้น และมรสุมของลมที่มีผลต่อแหล่งพลังงานที่แตกต่างกันในแต่ละประเทศ อีกปัจจัยหนึ่งในประเทศไทยมี 3 ฤดู ทำให้ในแต่ละฤดูมีค่าของความเข้มแสงแตกต่างกัน ประเทศไทยเป็นเมืองร้อนมีค่าความเข้มแสงมากที่สุดเดือนมีนาคม เมื่อถึงฤดูฝนประเทศไทยแทบจะไม่มีแสงแดดช่วงเดือนสิงหาคมถึงกันยายนทำให้เซลล์แสงอาทิตย์ ทำงานได้ไม่

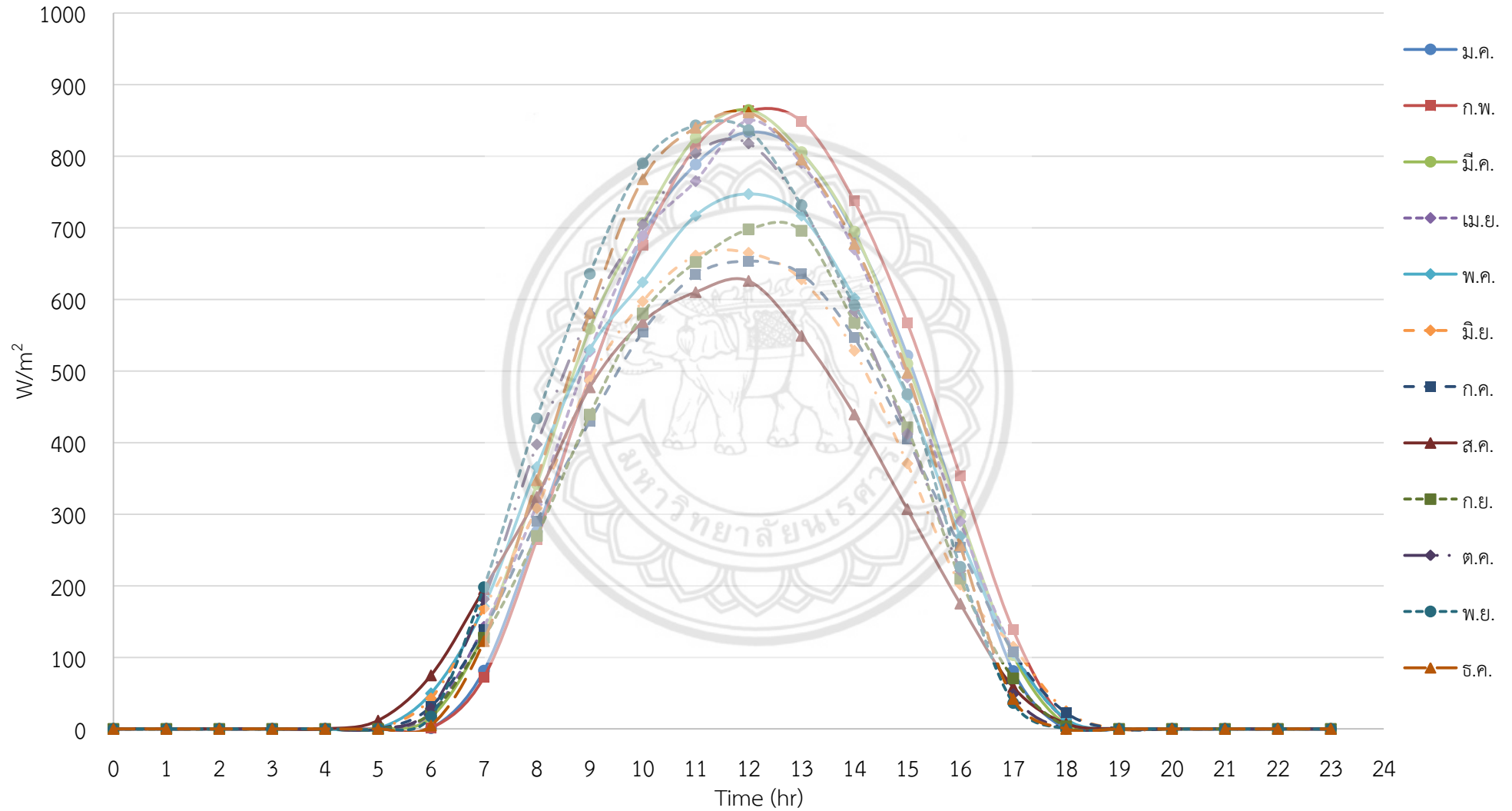
เต็มประสิทธิภาพ โดยข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์และอุณหภูมิมาเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลัง พ.ศ.2554 -2556 จาก วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร [12]

ตารางที่ 3.1 ความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์และศักยภาพพลังงานที่มุมที่ 15° ของทิศใต้ (G_{tilted})

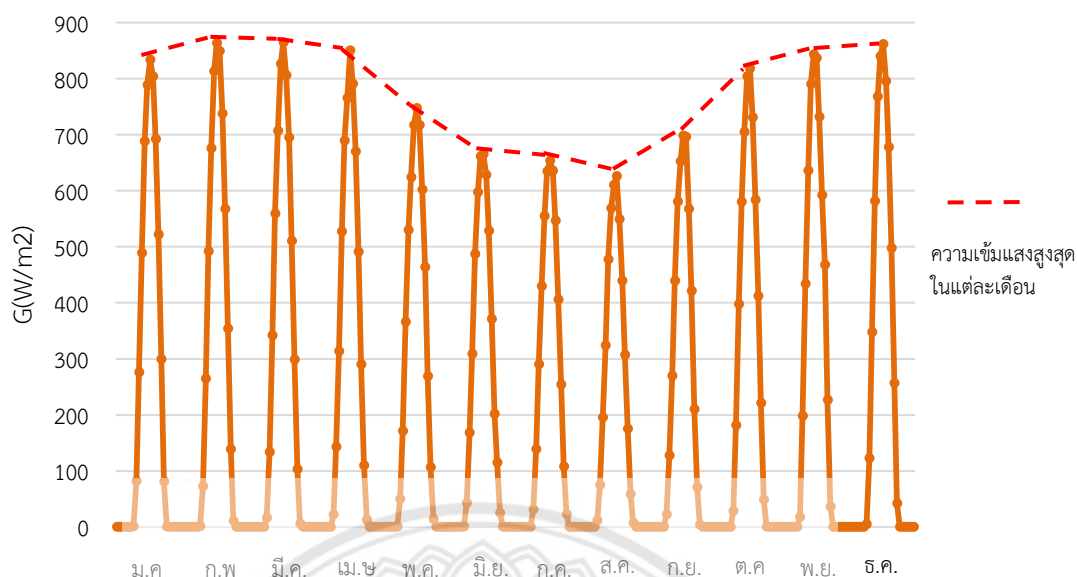
Time (hr)	Jan (W/m ²)	Feb (W/m ²)	Mar (W/m ²)	Apr (W/m ²)	May (W/m ²)	Jun (W/m ²)	July (W/m ²)	Aug (W/m ²)	Sep (W/m ²)	Oct (W/m ²)	Nov (W/m ²)	Dec (W/m ²)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0.02	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0.65	0.65	0.11	11.65	0	0	0	0
6	1.00	1.28	16.13	21.86	49.72	42.65	31.08	74.78	22.10	28.45	17.42	4.69
7	81.53	72.27	133.41	142.73	171.20	168.09	138.71	195.27	127.33	181.40	198.06	122.64
8	275.82	264.61	341.74	313.54	365.81	308.64	290.28	324.02	269.62	397.50	433.81	347.60
9	488.87	491.89	559.07	527.22	529.82	486.87	429.59	477.24	439.13	580.10	635.87	581.36
10	688.13	675.56	706.82	689.23	624.03	597.25	554.55	568.51	580.45	704.74	790.31	767.96
11	788.64	813.12	826.05	765.24	716.93	661.35	634.48	610.10	652.28	803.89	843.24	839.92
12	833.69	863.34	864.63	850.27	747.28	665.17	653.55	625.93	697.97	818.05	836.60	861.39
13	803.75	849.03	805.86	790.65	717.13	628.21	635.56	549.15	695.97	730.76	731.77	795.41
14	691.93	737.56	694.84	669.79	602.01	528.28	546.59	439.32	567.42	583.55	591.89	677.67
15	521.83	567.42	510.27	490.96	463.53	370.89	405.65	306.98	421.30	412.05	467.67	497.45
16	299.32	353.89	298.61	290.03	268.88	201.67	254.03	175.07	210.03	221.03	226.46	256.51
17	80.99	138.60	103.00	109.64	106.49	114.84	107.83	58.44	70.63	48.61	36.26	41.97
18	0.37	10.27	5.89	12.87	13.96	24.76	22.56	7.32	3.67	0.06	0	0
19	0	0	0	0	0.07	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Day (kWh/m ²)	5.56	5.84	5.87	5.67	5.38	4.80	4.70	4.42	4.76	5.51	5.81	5.79
Month (kWh/m ²)	172.23	163.49	181.86	170.22	166.70	143.98	145.84	137.14	142.74	170.82	174.28	179.63
Year (kWh/m ²)												1948.92

ตารางที่ 3.1 จะเห็นได้ว่า เมื่อพิจารณาความเข้มรังสีตรงของแสงอาทิตย์ที่มุมที่ 15° ทิศใต้ (G_{tilted}) เฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละเดือน จะมีความแตกต่างกันเนื่องจากตำแหน่งการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ ฤดูกาล และนำความเข้มของแสงอาทิตย์เฉลี่ยไปวิเคราะห์พลังงานที่สามารถผลิตได้ในแต่ละช่วงเวลา

กราฟแสดงความเข้มแสงในแต่ละเดือน



รูปที่ 3.2 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างเวลากับความเข้มแสง

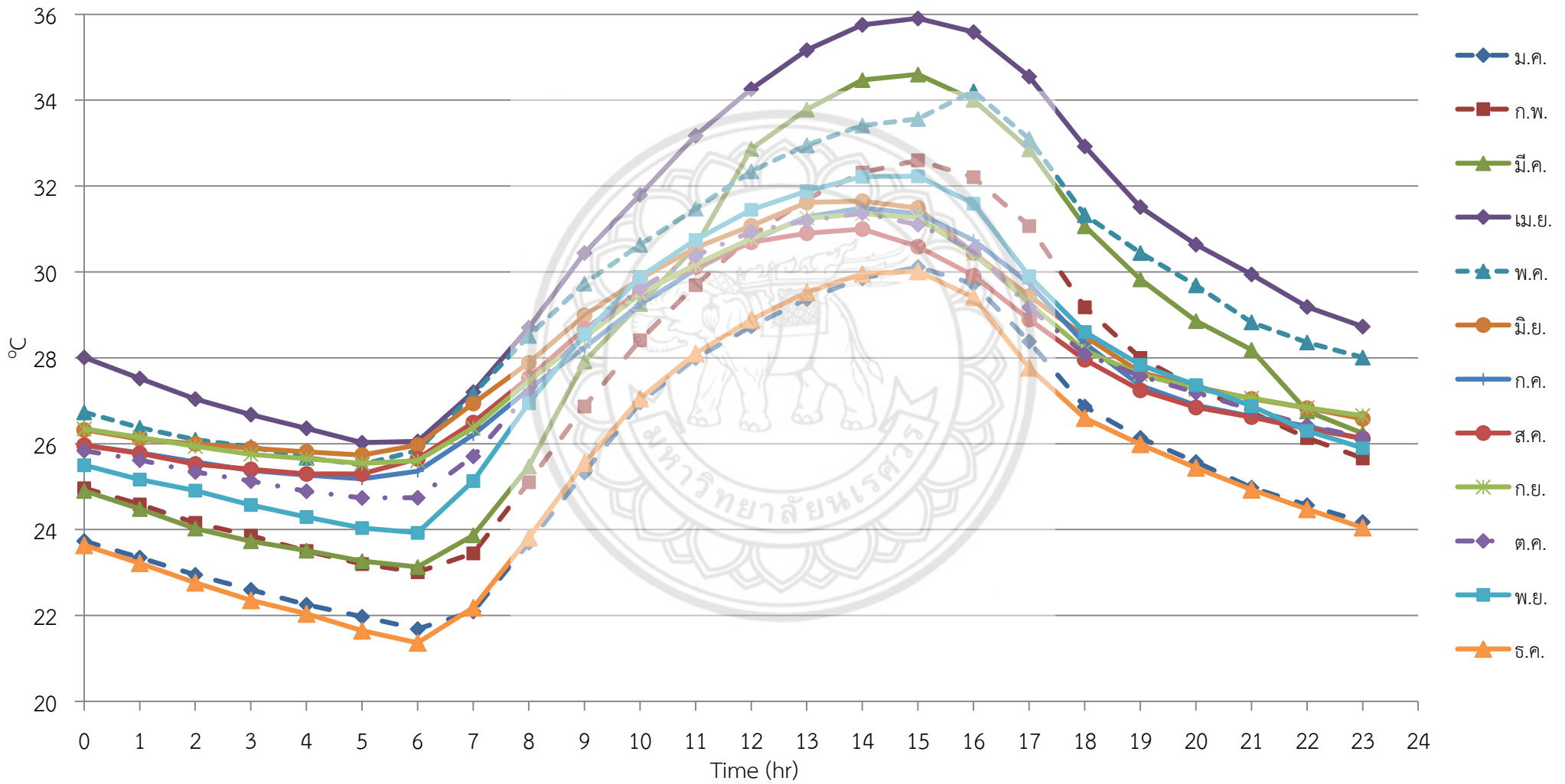


รูปที่ 3.3 กราฟแสดงความเข้มแสงสูงสุด

พิจารณารูปที่ 3.2 และรูป 3.3 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างเวลากับความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์ ซึ่งพบว่าในแต่ละเดือนความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์จะเพิ่มขึ้นที่เวลา 06.00 น. สูงสุดที่เวลา 12.00 น. จากนั้นความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์จะลดลงจนถึงเวลา 19.00 น. จะเห็นว่าความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์สูงสุดที่เดือน มีนาคม ต่ำสุดที่เดือน สิงหาคม เนื่องจากเป็นช่วงฤดูฝน และมีค่าเฉลี่ยความเข้มแสง $5.34 \text{ kWh/m}^2\text{-day}$ ซึ่งใกล้เคียงกับกระทรวงพลังงานมีค่าเฉลี่ย $4.76 \text{ kWh/m}^2\text{-day}$ [23]

ความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิกับช่วงเวลาดังรูปที่ 3.4 ซึ่งพบว่าในแต่ละเดือนอุณหภูมิจะเพิ่มขึ้นในช่วงเช้า สูงสุดระหว่างช่วงเวลา 14.00 – 15.00 น. จากนั้นอุณหภูมิลดลง จะเห็นว่าอุณหภูมิสูงสุดที่เดือนเมษายนเนื่องจากในช่วงฤดูร้อน ดวงอาทิตย์จะเคลื่อนที่เข้าใกล้โลกมากกว่าฤดูอื่นๆ และต่ำสุดที่เดือนธันวาคม มีอุณหภูมิเฉลี่ยทั้งปี 27.8 องศาเซลเซียส

อุณหภูมิเฉลี่ยรายเดือนประจำปี



รูปที่ 3.4 อุณหภูมิเฉลี่ยรายเดือนประจำปี

3.2 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และสัดส่วนเงา

การโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์ส่งผลให้ความเข้มรังสีจาดดวงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง โดยการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับ ตำแหน่งมุมอัลติจูด และมุมอาซิมุท จึงทราบไปถึงแนวการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ ณ ฤดูกาลและเวลาต่างๆ ซึ่งสามารถคำนวณหาความยาวของเงาที่เกิดขึ้นและสัดส่วนเงาที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์แถวถัดไป เพื่อใช้พิจารณาแบบจำลองของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ [16]

มุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์มีผลต่อปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกัน เนื่องจากการวิเคราะห์มุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ต้องมีความสอดคล้องกับการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ จึงจะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงที่สุด สามารถวิเคราะห์ได้จาก

3.2.1 ความเข้มรังสีของระบบมุมที่ติดตามดวงอาทิตย์

ระบบมุมติดตามดวงอาทิตย์ คือระบบที่สามารถปรับมุมเซลล์แสงอาทิตย์ให้รับแสงอาทิตย์ที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา ความเข้มแสงที่ได้รับจะมากขึ้น ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น ประสิทธิภาพของการทำงานของระบบที่เพิ่มขึ้น สามารถวิเคราะห์เป็น 2 กรณี ดังนี้

รังสีที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีผลต่อการผลิตพลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ เรียกว่าความเข้มรังสีรวม (G_{global}) เกิดจากความเข้มรังสีที่เกิดจากการกระเจิงโดยบรรยากาศ ($G_{diffuse}$) รวมกับความเข้มรังสีตรง (G_{direct}) โดยได้กำหนดวิธีหา G_0 คือความเข้มรังสีเมื่อแผงเคลื่อนที่ตามตำแหน่งของดวงอาทิตย์ เพื่อนำไปคำนวณพลังงาน สำหรับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ใดๆ ขึ้นอยู่กับมุมดวงอาทิตย์และมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ (β)

ก. ดวงอาทิตย์ขึ้นทางทิศเหนือ อยู่ระหว่างช่วง ($0 < \psi < 90$) และ ($270 < \psi < 360$) โดยการปรับให้แผงทำมุมตั้งฉากกับทิศทางแสงตลอดเวลา สามารถวิเคราะห์ได้จาก

$$G_0 = \left(\frac{G_{global} - G_{diffuse}}{\cos(90 - \alpha)} \right) + G_{diffuse} \quad (3.1)$$

ข. ดวงอาทิตย์ขึ้นทางทิศใต้ อยู่ระหว่างช่วง ($90 < \psi < 270$) สามารถวิเคราะห์ได้จาก

กรณีอยู่ระหว่างช่วงมุมอัลติจูดมากกว่าศูนย์และน้อยกว่าผลต่างระหว่างมุมฉากกับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ($0 < \alpha < 90$) สามารถหาได้จาก

$$G_0 = \frac{G_{\beta,15^\circ}}{\cos(90 - \beta - \alpha)} \quad (3.2)$$

กรณีมุมอัลติจูดน้อยกว่าศูนย์ ($\alpha < 0$) สามารถหาได้จาก

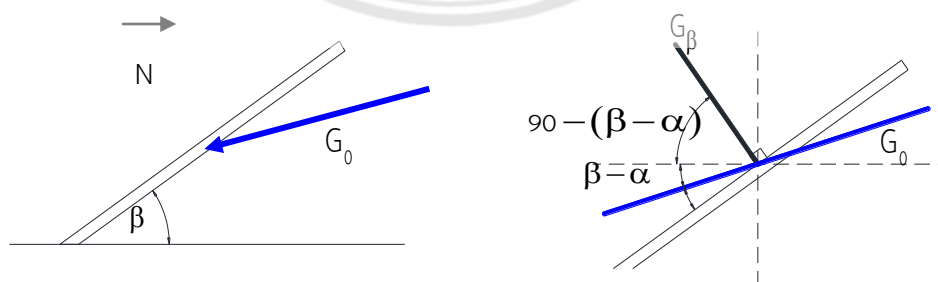
$$G_0 = \frac{G_{\beta,15^\circ}}{\cos(90 - (\beta - \alpha))} \quad (3.3)$$

3.2.2 ความเข้มรังสีบนแผงเซลล์ที่มุมคงที่

G_β คือ ความเข้มรังสีที่ตั้งฉากกับเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อ β คือมุมคงที่ เป็นการเทียบตำแหน่งและมุมของเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีสอดคล้องกับแนวการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ โดยกำหนดให้เซลล์แสงอาทิตย์หันไปทางทิศใต้ เนื่องจากประเทศไทยอยู่เหนือเส้นละติจูดจึงทำให้ดวงอาทิตย์ขึ้นทางทิศตะวันออกเฉียงใต้เป็นเวลาประมาณ 8 เดือนมากกว่าขึ้นในทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือและสามารถรับแสงได้ตลอดวัน เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของจากดวงอาทิตย์ที่มีความถูกต้องเหมาะสมกับมุมติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยสามารถวิเคราะห์เป็น 2 กรณี ดังนี้

ก. ดวงอาทิตย์ขึ้นทางทิศเหนือ อยู่ระหว่างช่วง ($0 < \psi < 90$) และ ($270 < \psi < 360$) สามารถวิเคราะห์ได้จาก

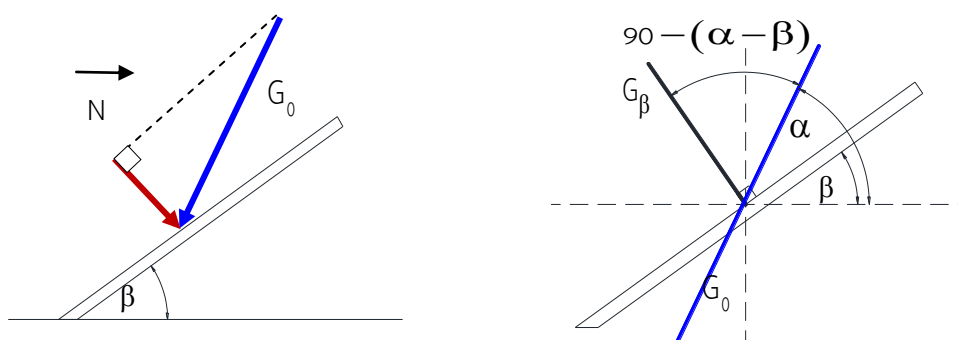
กรณีมุมอัลติจูดน้อยกว่ามุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ($\alpha < \beta$) ดังรูปที่ 3.5 สามารถหาได้จาก



รูปที่ 3.5 ลักษณะการวิเคราะห์กรณี ($\alpha < \beta$)

$$G_\beta = G_{\text{diffuse}} \quad (3.4)$$

กรณีมุมอัลติจูดมากกว่ามุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ($\alpha > \beta$) ดังรูปที่ 3.6 สามารถหาได้จาก

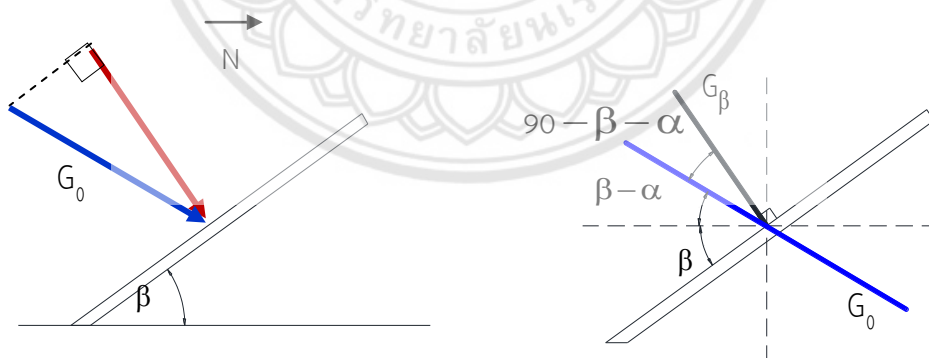


รูปที่ 3.6 ลักษณะการวิเคราะห์กรณี ($\alpha > \beta$)

$$G_{\beta} = G_{\text{global}} \quad (3.5)$$

ข. ดวงอาทิตย์ขึ้นทางทิศใต้ อยู่ระหว่างช่วง ($90 < \psi < 270$) สามารถวิเคราะห์ได้จาก

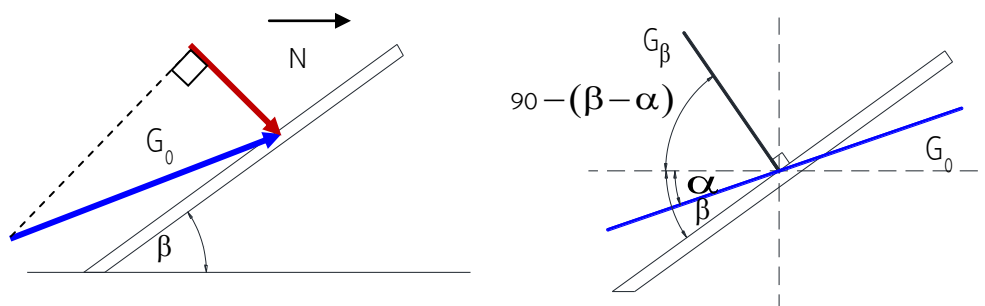
กรณีอยู่ระหว่างช่วงมุมอัลติจูดมากกว่าศูนย์และน้อยกว่าผลต่างระหว่างมุมฉากกับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ($0 < \alpha < 90$) ดังรูปที่ 3.7 สามารถหาได้จาก



รูปที่ 3.7 ลักษณะการวิเคราะห์กรณี ($0 < \alpha < 90$)

$$G_{\beta} = G_0 \cos(90 - \beta - \alpha) \quad (3.6)$$

กรณีมุมอับติจุน้อยกว่าศูนย์ ($\alpha < 0$) ดังรูปที่ 3.8 สามารถหาได้จาก

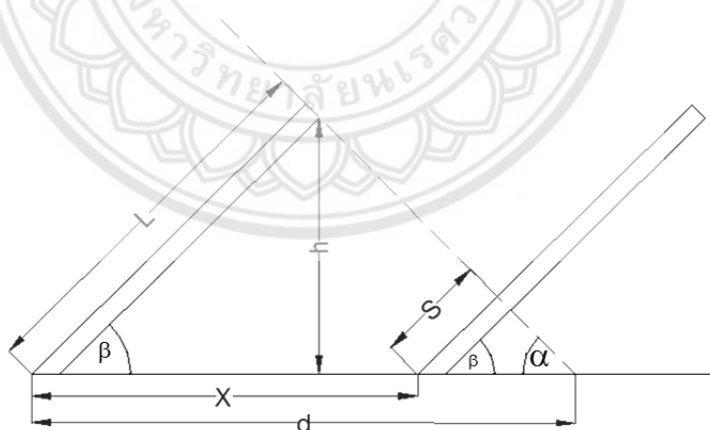


รูปที่ 3.8 ลักษณะการวิเคราะห์กรณี ($\alpha < 0$)

$$G_{\beta} = G_0 \cos(90 - (\beta - \alpha)) \quad (3.7)$$

3.2.3 สัตส่วนเงาที่กระทบเซลล์แสงอาทิตย์

สัตส่วนเงา (S) คือระยะของเงาที่เกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกเงาด้านหน้าบังอยู่ ระยะของเงาและสัตส่วนเงาที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์แล้วถัดไปสามารถหาได้จากการเปรียบเทียบระหว่างความยาวด้านตรงข้ามมุมกับมุม โดยอาศัยกฎของไซน์ ดังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 ตำแหน่งการวางเซลล์แสงอาทิตย์และระยะของเงาที่เกิด

ระยะของเงาที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์แล้วถัดไป (m)

$$d = \frac{L \sin(\beta + \alpha)}{\sin \alpha} \quad (3.8)$$

L คือ ความกว้างของเซลล์แสงอาทิตย์ (m)

สัดส่วนเงาที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์แถวถัดไป (% shading)

$$S = \frac{(d - X_{PV})(\sin \alpha)}{\sin(90 - \beta - \alpha)} \quad (3.9)$$

X_{PV} คือ ระยะห่างระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ ($X_{PV} = [1.4, 1.6, \dots, 3]$ m.)

ความเข้มแสงอาทิตย์ที่กระทบเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีสัดส่วนของเงาเกิดขึ้นบนแผง

$$G_T = (1 - S)G_B + S G_{diffuse} \quad (3.10)$$

G_B คือ ความเข้มรังสีตรงที่มุมที่ 15° ที่ใช้ได้ (W/m^2)

$G_{diffuse}$ คือ ความเข้มรังสีที่เกิดจากการกระเจิงโดยบรรยากาศ (W/m^2)

3.3 พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ มีความสัมพันธ์ขึ้นอยู่กับ รังสีความร้อนที่มีอยู่บนพื้นผิวของเซลล์แสงอาทิตย์ อุณหภูมิและข้อมูลประสิทธิภาพของผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ดังสมการ [13]

$$P_s = \eta_s A_s G_T \quad (3.11)$$

เมื่อ P_s คือ กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ (W)

η_s คือ ค่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

A_s คือ พื้นที่ทั้งหมด ตารางเมตร m^2

G_T คือ ค่าความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์เฉลี่ย W/m^2

เมื่อ ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ [14]

$$\eta_s = \eta_r \eta_{pc} [1 - k(T_c - T_{ref})] \quad (3.12)$$

เมื่อ	η_r	คือ	ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ใช้งาน
	η_{pc}	คือ	ประสิทธิภาพการใช้งานสูงสุดกำหนดให้เท่ากับ 1
	k	คือ	ค่าสัมประสิทธิ์ของอุณหภูมิ มีค่าอยู่ในช่วง 0.0004-0.0006 ต่อ ($^{\circ}\text{C}$)
	T_{ref}	คือ	อุณหภูมิอ้างอิง ($^{\circ}\text{C}$)
	T_c	คือ	อุณหภูมิของเซลล์เซลล์แสงอาทิตย์

- กรณีติดตั้งบนพื้นดิน ดังสมการต่อไปนี้

$$T_c = T_a + \frac{0.32}{8.91 + (2 \times \text{Wind})} G_T \quad (3.13)$$

$$T_c = T_a + \left(\frac{\text{NOCT} - 20}{800} \right) G_{st} \quad (3.14)$$

เมื่อ	NOCT	คือ	ค่าอุณหภูมิของเซลล์ที่ใช้งาน ($^{\circ}\text{C}$) โดยอ้างอิงจากการทดสอบที่ความเข้มแสงที่ 800 W/m^2
	G_{st}	คือ	ค่าความเข้มแสงเท่ากับ 800 W/m^2 สำหรับความเร็วลมที่ 1 m/s
	T_a	คือ	อุณหภูมิอากาศ ($^{\circ}\text{C}$)

- กรณีติดตั้งบนผิวน้ำ ดังสมการต่อไปนี้

$$T_c = 2.0458 + 0.9458 T_a + 0.0215 G_T - 1.2376 V_{1m} \quad (3.15)$$

เมื่อ	V_{1m}	คือ	ความเร็วลมที่ความสูง 1 เมตร
-------	----------	-----	-----------------------------

$$V_{1m} = \left(\frac{H_{1m}}{H_{ref}} \times V_{ref} \right)^{\frac{1}{7}} \quad (3.16)$$

V_{ref}	คือ	ความเร็วลมที่ความสูงอ้างอิง (m/s)
H_{1m}	คือ	ระดับความสูงที่ 1 m
H_{ref}	คือ	ระดับความสูงอ้างอิง (m)

จะได้สมการพลังงานที่สามารถผลิตได้จริงตามสภาพอากาศ ตามสมการดังนี้

$$E_s = \int_1^{N_{pv}} \int_0^{24 \times 365} \eta_{inv} P_s(t) dt dn = \sum_{n=1}^{N_{pv}} \sum_{t=0}^{24 \times 365} \eta_{inv} P_s(t, n) \quad (3.17)$$

E_s	คือ	พลังงานที่สามารถผลิตได้จริงตามสภาพอากาศ
N_{pv}	คือ	จำนวนเซลล์แสงอาทิตย์
t	คือ	จำนวนชั่วโมงใน 1 ปี
η_{inv}	คือ	ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตไฟฟ้าได้ต่อปี ดังสมการต่อไปนี้

$$CF_s = \frac{E_s}{E_{pv}} \quad (3.18)$$

E_{pv} คือ พลังงานที่สามารถผลิตได้ตามขนาดติดตั้ง (kWh/year)

$$E_{pv} = N_{pv} \times P_{pv} \times hr_{year} \quad (3.19)$$

3.4 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Financial Analysis)

เศรษฐศาสตร์เป็นการวิเคราะห์ เพื่อพิจารณาถึงการจัดสรร การดำเนินงานตามแผนงานและหรือโครงการต่างๆ อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด และให้ผลประโยชน์ มีความคุ้มค่า โดยใช้ปัจจัยชี้วัดความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์เป็นเกณฑ์ในการพิจารณา โดยการเปรียบเทียบต้นทุนการใช้ทรัพยากรและผลประโยชน์ที่ได้รับกลับคืน ซึ่งในโครงการนี้จะประกอบด้วย

3.4.1 การวิเคราะห์ด้านการลงทุน (Initial Capital Cost)

วิเคราะห์หามูลค่าเงินลงทุนของทั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ทุน และทำโดยจะคิดมูลค่าของอุปกรณ์หลัก คือ อินเวอร์เตอร์ แบตเตอรี่ คอนโทรลเลอร์ มูลค่าในการติดตั้งขนย้ายอุปกรณ์เช่น สายไฟ การขอมิตเตอร์ (balance of system) เป็นต้น

การวิเคราะห์มูลค่าการลงทุนเริ่มต้นของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ ใช้ราคาอ้างอิงจากงานวิจัย Carlos Ferrer-Gisbert และคณะ[10] เพื่อเป็นแนวทางในการประเมินราคาของระบบ ทำการปรับราคาให้มีความเหมาะสมและใกล้เคียงกับความเป็นจริงในประเทศไทยโดยใช้ แฟกเตอร์ราคา (factor of cost, F) ซึ่งแสดงสัดส่วนระหว่างราคาเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์อ้างอิงงานวิจัยเทียบกับราคาขายในประเทศไทย โดยปรับราคาอุปกรณ์ให้ลดลงมาเป็นราคาในประเทศ โดยจะใช้แฟกเตอร์ราคาเฉลี่ยเพื่อปรับราคาในส่วนอื่น ดังแสดงในตาราง 3.1

$$F = \frac{[(\text{ราคาเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย [18]} / (C_{PV})_{ref} [10]) + (\text{ราคาอินเวอร์เตอร์ในประเทศไทย [19]} / C_{inv,ref} [10])]/2}{2} = 0.37$$

ตารางที่ 3.2 รายละเอียดราคาทั้งหมดในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำขนาด 100 kWp

รายละเอียด	ราคาอ้างอิง [10] (บาท ²)	ร้อยละ	เทียบเป็นราคาไทย (ราคาอ้างอิง x F)	ราคา (THB/W)	
แพลตฟอร์ม					
ท่อน (C _{Pont})	1,554,960	12.29	575,335.20	5.75	
โครงสร้าง (C _{Str})	738,606	5.84	273,284.22	2.73	
ฐานและข้อต่อยึด (C _{Found})	483,600	3.82	178,932.00	1.79	
ค่าประกอบและติดตั้ง (C _{Assem})	155,496	1.23	57,533.52	0.58	
ส่วนประกอบอื่นๆ (C _{Asses})	137,602.8	1.10	50,913.04	0.51	
รวมราคาแพลตฟอร์ม (C _{Plat})			1,135,997.98	11.36	
อุปกรณ์ในระบบ					
อินเวอร์เตอร์ (C _{inv})	723,949.2	5.72	267,861.20	2.68	
เซลล์แสงอาทิตย์ (C _{PV})	5,208,000	41.16	1,926,960.00	19.27	
การเชื่อมต่ออุปกรณ์กับระบบ (C _{Set})	781,200	6.17	289,044.00	2.89	
ระบบความปลอดภัยและวิศวกร (C _{Eng})	673,320	5.32	249,128.40	2.49	
ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ในระบบ (C _{conv})			2,732,993.60	27.33	
ค่าเสาห้อย (Overhead cost) (C _{OH1})	1,568,501	12.40	580,345.30	5.80	
ต้นทุนดำเนินงาน (C _{OH2})	627,415	4.95	232,143.62	2.32	
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (C _{OH})			812,488.92	8.12	
รวม (C _{total})		12,652,650	100	4,681,480.50	46.81
มูลค่าการลงทุนต่อกำลังการผลิต		4,681,480.50/100		46,814.81	(THB/kW)

² 1 ยูโร = 37.2 บาท [17]

ก. มูลค่าเงินลงทุนทั้งหมดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ สามารถคำนวณได้จาก

$$C_{\text{total}} = C_{\text{Plat}} + C_{\text{Conv}} + C_{\text{OH}} \quad (3.20)$$

C_{Plat} คือ มูลค่าเงินลงทุนแพลตฟอร์ม

$$C_{\text{Plat}} = C_{\text{Str}} + C_{\text{Asses}} + C_{\text{Assem}} + C_{\text{Found}} + C_{\text{Pont}} \quad (3.21)$$

C_{Str} คือ มูลค่าเงินลงทุนโครงสร้าง

C_{Asses} คือ มูลค่าเงินลงทุนส่วนประกอบอื่นๆ

C_{Assem} คือ มูลค่าเงินลงทุนค่าประกอบและติดตั้ง

C_{Found} คือ มูลค่าเงินลงทุนฐานและข้อต่อยึด

C_{Pont} คือ มูลค่าเงินลงทุนซื้อทุ่น

$$C_{\text{pont}} = \frac{N_{\text{PV}}}{N_{\text{PV/pont}}} \times \text{Cost}_{\text{pont/set}} \quad (3.22)$$

$N_{\text{pv/pont}}$ คือ จำนวนแผงโซลาร์เซลล์ต่อทุ่น

$\text{Cost}_{\text{pont/set}}$ คือ ราคาทุ่นต่อชิ้น

N_{PV} คือ จำนวนแผงทั้งหมด

$$N_{\text{PV}} = \frac{P_{\text{Capacity}}}{P_{\text{Panel}}} \quad (3.23)$$

C_{Conv} คือ มูลค่าเงินลงทุนอุปกรณ์ในระบบ

$$C_{\text{Conv}} = C_{\text{Inv}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{Set}} + C_{\text{Eng}} \quad (3.24)$$

C_{inv} คือ มูลค่าเงินลงทุนซื้ออินเวอร์เตอร์

$$C_{\text{inv}} = N_{\text{inv}} \times \text{cost}_{\text{inv/piece}} \quad (3.25)$$

N_{inv} คือ จำนวนอินเวอร์เตอร์

$$N_{inv} = \frac{P_{Capacity}}{P_{inv}} \quad (3.26)$$

C_{PV} คือ มูลค่าเงินลงทุนซื้อเซลล์แสงอาทิตย์

$$C_{PV} = N_{PV} \times Cost_{PV/Panel} \quad (3.27)$$

C_{Set} คือ มูลค่าเงินลงทุนการเชื่อมต่ออุปกรณ์กับระบบ

C_{Eng} คือ มูลค่าเงินลงทุนระบบความปลอดภัยและวิศวกร

C_{OH} คือ มูลค่าเงินลงทุนในการดำเนินงานอื่นๆ และค่าขนส่ง

3.4.2 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายรายปี (Annual operation expenses)

ค่าใช้จ่ายรายปีเป็นค่าใช้จ่ายที่จะต้องจ่ายทุกปีโดยประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านค่าซ่อมบำรุง และค่าใช้จ่ายการเปลี่ยนอุปกรณ์ O&M ของ FPV มาจากตารางค่าใช้จ่ายรายปีโดยเทียบค่าบำรุงรักษาต่อปีต่อพลังงานที่ผลิตได้ต่อปีโดยอ้างอิงที่ขนาดติดตั้ง 100 kW ขณะที่ O&M ของ GPV มาจากอัตราค่าบริการบำรุงรักษาของบริษัทรับเหมาในไทยดังนี้

$$O\&M_{FPV} = [(4320 \text{ €/ปี}[10]) \times (37.2 \text{ บาท}[17])] / (135,000 \text{ kWh/ปี})$$

$$= 1.19 \times F = 0.45 \text{ บาท/kWh}$$

$$O\&M_{GPV} = 350,000 \text{ บาท/MWh [11]}$$

$$= (350,000 / (1000 \text{ W} \times 0.15 \times 8760)) = 0.27 \text{ บาท/kWh}$$

เมื่อ FPV คือ เซลล์แสงอาทิตย์ลอยน้ำ (Floating PV power plant)

GPV คือ เซลล์แสงอาทิตย์บนพื้น (Grounded PV power plant)

ตารางที่ 3.3 ค่าใช้จ่ายการเปลี่ยนอุปกรณ์ (Replacement cost)

อุปกรณ์	ปี
Inverter เปลี่ยนทุก	10
เปลี่ยนทุนจำนวน 30%	10

3.4.3 การวิเคราะห์มูลค่าเมื่อสิ้นสุดโครงการ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) ใช้เป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุนในโครงการ โดยพิจารณาจากผลรวมของกระแสเงินสดสุทธิที่จะได้รับตลอดอายุของโครงการ ณ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนของเงินลงทุนของโครงการ ซึ่งในการวิจัยนี้ในกำหนดระยะเวลาการดำเนินโครงการไว้ที่ 25 ปี ตามอายุของเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$NPV = -CF_0 + \frac{CF_1}{(1+i)^1} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \frac{CF_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} \quad (3.28)$$

เมื่อ	NPV	คือ	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)
	CF_0	คือ	กระแสเงินสดเริ่มต้นหรือ ICC (บาท)
	CF_n	คือ	กระแสเงินสดรายปีๆละเท่าๆกัน (บาท/ปี)
	i	คือ	อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (%)
	n	คือ	ปีที่ 1,2,3,4...,n
	CF	คือ	กระแสเงินสดรายปี (บาท/ปี)

$$CF = \text{ค่าเสื่อมราคา} - (\text{EBIT} - \text{ดอกเบี้ยและภาษี}) \quad (3.29)$$

EBIT คือ กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี

$$EBIT = (\text{รายได้} - \text{รายจ่ายรายปี}) - \text{ค่าเสื่อมราคา} \quad (3.30)$$

โดยมีเกณฑ์ในการตัดสินใจ คือ ผลตอบแทนมีความคุ้มค่าเมื่อ $NPV \geq 0$ และไม่คุ้มค่าเมื่อ $NPV < 0$

3.4.4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) ขึ้นอยู่กับเงินลงทุนเริ่มต้นที่ถูกเฉลี่ยเป็นต้นทุนคงที่ในแต่ละปีรวมกับค่าใช้จ่ายรายปีหรือค่าใช้จ่ายเปลี่ยนอุปกรณ์ตามอายุการใช้งาน ต่อหน่วยพลังงานที่ผลิตได้

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Levelized Cost of Energy) สามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$LCOE = \frac{LICC + AOE}{AEP} \quad (3.31)$$

LICC คือ กระจายเงินลงทุนเริ่มต้นให้เป็นรายปี (บาท/ปี) สามารถหาได้จาก

$$LICC = ICC \times (A / P) \quad (3.32)$$

เมื่อ ICC คือ มูลค่าลงทุนเริ่มต้น (Initial capital cost)

$$(A / P) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3.33)$$

เมื่อ n คือ ระยะเวลาโครงการ (ปี)

AOE คือ ค่าใช้จ่ายรายปีและค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ (Annual operation expenses) หาได้จาก

$$AOE = O \& M + LRC + LLC \quad (3.34)$$

O&M คือ ค่าบำรุงรักษา (บาท/ปี)

LRC คือ ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ (บาท/ปี)

LLC คือ ค่าเช่าพื้นที่ติดตั้ง (บาท/ปี)

3.5 แนวคิดในการออกแบบ (Conceptual design)

สำหรับแนวคิดในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ เป็นการนำเอา ระบบพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ให้มีประสิทธิภาพมากกว่าโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งทั่วไป และสามารถเก็บ พลังงานไฟฟ้าไว้ใช้สำรองได้ โดยทั้งสองระบบที่ออกแบบ จะมีชุดอุปกรณ์หลัก คือ พู้น (Pontoon) และ เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) และชุดอุปกรณ์ที่ประกอบอยู่ในระบบ คือ เครื่องควบคุมการ ประจุแบตเตอรี่ (Charge controller) แบตเตอรี่ (Battery) และเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) ซึ่งแต่ละอุปกรณ์จะทำหน้าที่สัมพันธ์กัน

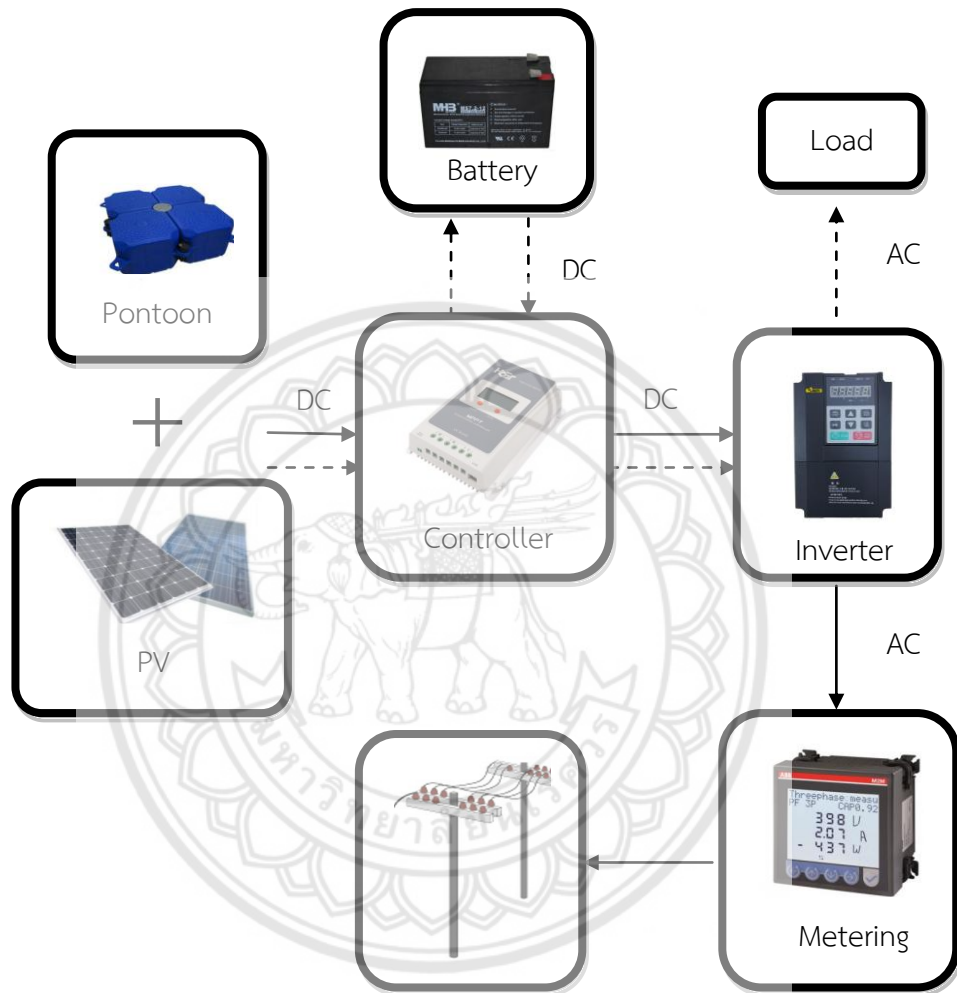
ในการศึกษานี้ใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบออนกริด เนื่องจากระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ มีส่วนของมูลค่าจากการลงทุนเพิ่มขึ้นจากในส่วนระบบลอยน้ำ ส่วนแบบออฟกริดใช้แบตเตอรี่ในการสำรองไฟ ซึ่งมีราคาสูงและเสื่อมสภาพไว จึงใช้ผลต่างระหว่างอุปกรณ์ในระบบช่วยลดมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นทั้งหมด

3.5.1 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าแบบ on-grid

การออกแบบระบบระบบผลิตไฟฟ้าแบบ on-grid จะมีความแตกต่างกันระบบ off-grid โดยจะสามารถทำงานได้โดยไม่ต้องใช้แบตเตอรี่ ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถป้อนเข้าในระบบไฟฟ้าหลักได้เลย โดยผ่านเครื่องแปลงไฟหรือที่เรียกว่า อินเวอร์เตอร์ ไฟฟ้าดังกล่าวจะถูกนำไปใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้า หากปริมาณผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอไฟฟ้าจากภายนอกจะเข้ามาชดเชยในส่วนองไฟฟ้าที่ยังขาดอยู่ เช่น หากระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ผลิตได้เพียง 800 วัตต์ และต้องการไฟฟ้าอีก 200 วัตต์ จะมาจากไฟฟ้าของกริดไฟฟ้า ระบบนี้จะช่วยให้เราจ่ายค่าไฟฟ้าน้อยลง

3.5.2 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าแบบสำรองไฟฟ้า off-grid

ขณะที่ออกแบบระบบระบบผลิตไฟฟ้าแบบ off-grid จะมีการต่อชุดอุปกรณ์ของให้เข้ากับระบบก่อนที่จะจ่ายให้กับโหลด ในระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อสำรองตามวันที่ต้องการ ระบบนี้จะทำงานจำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่ ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมและแผงโซลาร์เซลล์ ซึ่งสามารถป้อนเข้าในระบบไฟฟ้าหลักที่จะนำไปใช้ โดยผ่านเครื่องแปลงไฟหรือที่เรียกว่า อินเวอร์เตอร์ ไฟฟ้าดังกล่าวจะถูกนำไปใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้า หากปริมาณผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้มากกว่าความต้องการการใช้ไฟฟ้า ก็จะถูกเก็บไว้ในแบตเตอรี่เพื่อสำรองไว้ใช้ในวัน อย่างไรก็ตามในการโครงการนี้พิจารณาเฉพาะระบบ on-grid เท่านั้น

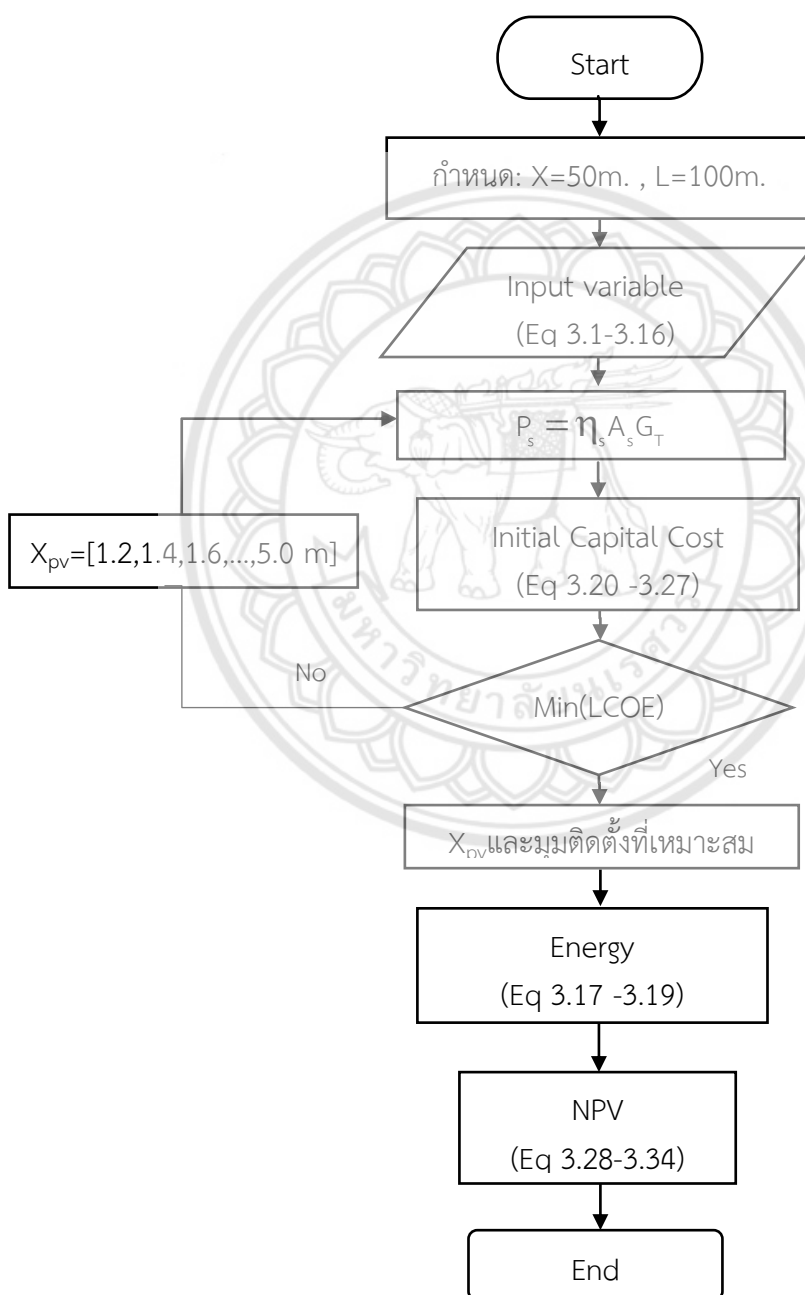


รูปที่ 3.10 แผนภาพส่วนประกอบในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ

- > การไหลของพลังงานไฟฟ้าในระบบ on-grid
- - - - -> การไหลของพลังงานไฟฟ้าในระบบ off-grid

3.6 กระบวนการหาจุดที่เหมาะสมและต้นทุนของระบบ

จากข้อมูลทำการรับค่า ความเข้มของแสง ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ อุณหภูมิเซลล์และอากาศ เป็นต้น นำมาคำนวณพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์ พลังงานที่สามารถผลิตได้จริงตามสภาพอากาศ ใช้คำนวณจำนวนเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจำนวนเซลล์แสงอาทิตย์เป็นตัวแปรตามที่ส่งผลต่อมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น รายจ่ายรายปี ใช้การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนจากมูลค่าเมื่อสิ้นสุดโครงการ และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย ดังรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.11 แผนภาพกระบวนการหาจุดที่เหมาะสมและต้นทุนของระบบ

บทที่ 4

ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

จากการดำเนินการแนวคิดการออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ โดยพึ่งพาพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการออกแบบและติดตั้งระบบเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ผ่านกระบวนการวิเคราะห์ด้านศักยภาพของแหล่งพลังงาน และการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ เป็นต้น ซึ่งได้ผลการดำเนินงานดังนี้

4.1 ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์และคำนวณหาศักยภาพของแหล่งพลังงาน เป็นกระบวนการเก็บรวบรวมข้อมูลศักยภาพจากแหล่งพลังงานที่จะนำมาใช้ ซึ่งชุดข้อมูลที่จะนำมาใช้จะเป็นข้อมูลที่มีการเก็บรวบรวมจากวิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร [12] เป็นเวลาอย่างน้อย 3 ปี เพื่อทำการหาค่าเฉลี่ยก่อนจะนำมาคำนวณและออกแบบให้เหมาะสมกับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ

4.1.1 ตัวแปรที่ใช้ในการออกแบบ

ตัวแปรที่ใช้การออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย การกำหนดระยะห่างของเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อที่จะกำหนดให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดไว้ ซึ่งระยะห่างของเซลล์แสงอาทิตย์จะมีผลต่อเงาตกกระทบ และมุมติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งจะทำให้พลังงานที่ผลิตได้มีความแตกต่างกัน

ก. ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่เหมาะสม

ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่เหมาะสม คือ การเลือกระยะใดระยะหนึ่งที่ทำให้เซลล์แสงอาทิตย์รับแสงจากดวงอาทิตย์ โดยไม่มีเงามาบังมากเกินไป เพื่อที่จะนำไปออกแบบระบบ จากเซลล์แสงอาทิตย์ยี่ห้อ Jinschi ขนาด 300 วัตต์ ประสิทธิภาพร้อยละ 15.46 ซึ่งในแต่ละมุมที่ตั้งแผงจะมีพลังงานที่ผลิตได้ต่อปีแตกต่างกันดังตารางที่ 4.1

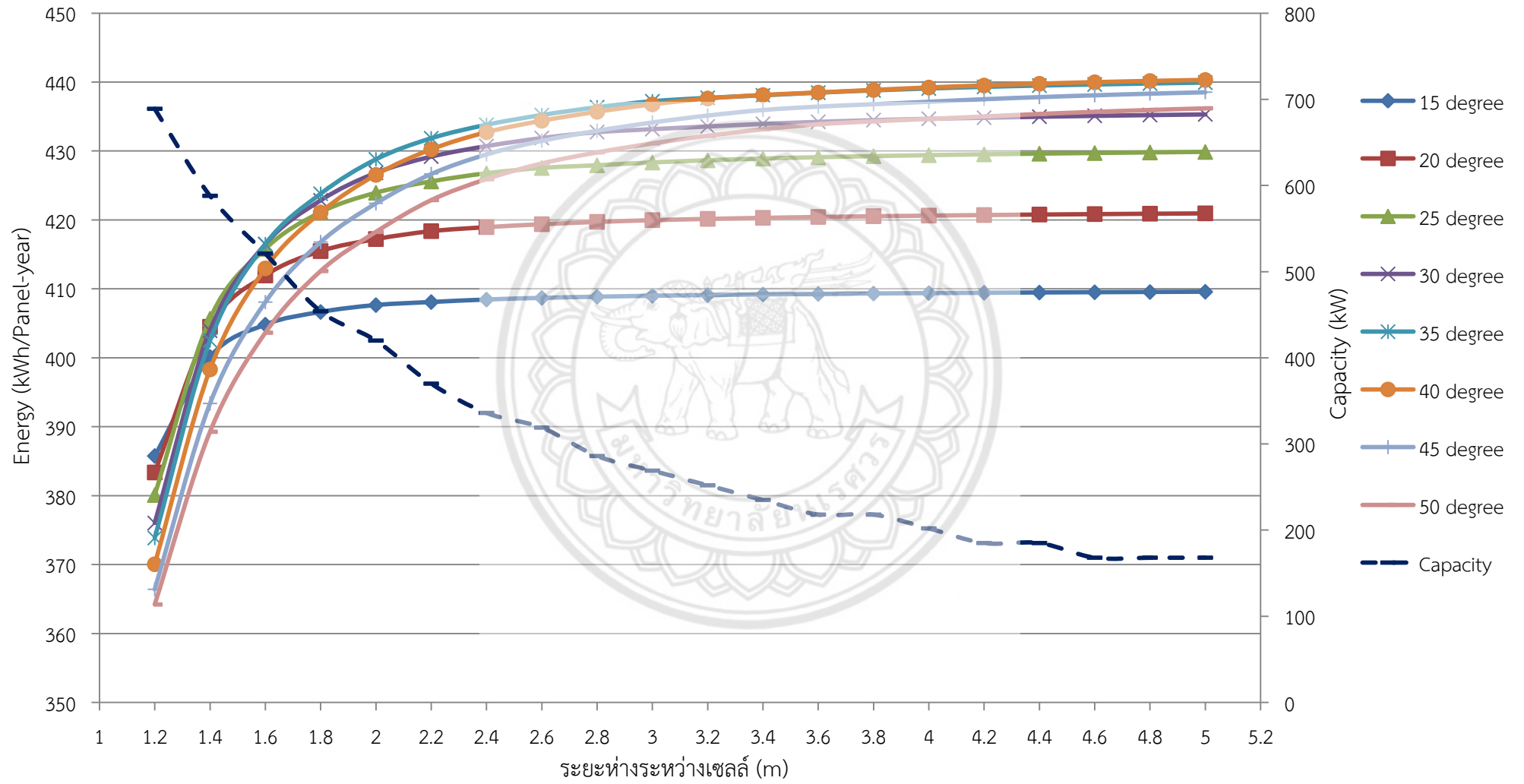
ตารางที่ 4.1 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300 W
กับระยะห่างระหว่างเซลล์เมื่อมุมติดตั้งแตกต่างกัน

X _{PV} (m)	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีกับระยะห่างระหว่างเซลล์ (kWh/Panel-year)								
	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	Tracking ¹
1.2	385.75	383.36	380.09	376.02	373.86	370.05	366.41	364.21	475.45
1.4	400.13	404.50	405.66	403.93	402.51	398.30	393.37	389.26	475.45
1.6	404.81	411.94	415.81	416.48	416.50	412.96	408.08	403.64	475.45
1.8	406.64	415.48	421.11	422.84	423.80	421.07	416.79	412.59	475.45
2	407.64	417.23	423.93	426.83	428.79	426.54	422.42	418.27	475.45
2.2	408.08	418.38	425.58	429.19	431.85	430.23	426.67	422.88	475.45
2.4	408.44	418.96	426.76	430.72	433.80	432.72	429.52	425.93	475.45
2.6	408.68	419.38	427.53	431.89	435.22	434.38	431.48	428.21	475.45
2.8	408.85	419.72	427.92	432.74	436.35	435.68	432.95	429.80	475.45
3	408.98	419.97	428.33	433.18	437.21	436.76	434.15	431.11	475.45
3.2	409.09	420.15	428.64	433.57	437.71	437.61	435.16	432.22	475.45
3.4	409.18	420.31	428.90	433.94	438.08	438.12	435.96	433.15	475.45
3.6	409.26	420.43	429.09	434.24	438.46	438.47	436.46	433.89	475.45
3.8	409.32	420.54	429.25	434.48	438.79	438.85	436.80	434.32	475.45
4	409.38	420.63	429.39	434.68	439.07	439.21	437.16	434.66	475.45
4.2	409.42	420.71	429.51	434.83	439.30	439.50	437.53	435.02	475.45
4.4	409.47	420.79	429.61	434.98	439.49	439.76	437.84	435.38	475.45
4.6	409.50	420.85	429.70	435.11	439.65	439.97	438.10	435.69	475.45
4.8	409.54	420.91	429.78	435.22	439.79	440.16	438.34	435.96	475.45
5	409.57	420.96	429.86	435.32	439.92	440.30	438.54	436.20	475.45

¹พลังงานที่ได้จากระบบติดตามดวงอาทิตย์โดยไม่คิดสัดส่วนของเงา

จากตารางที่ 4.1 จะเห็นได้ว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีจากเซลล์แสงอาทิตย์จะเปลี่ยนแปลงเมื่อระยะห่างระหว่างเซลล์เปลี่ยนแปลงยิ่งระยะห่างระหว่างเซลล์มากขึ้น แนวโน้มของพลังงานไฟฟ้าก็สูงขึ้นตามระยะห่างระหว่างเซลล์ แต่หากระยะห่างระหว่างเซลล์มากเกินไปจะทำให้ขนาดติดตั้งเริ่มต้นลดลง ส่งผลให้ได้พลังงานไฟฟ้าลดลงตามไปด้วย

เปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีกับระยะห่างระหว่างเซลล์



รูปที่ 4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ขนาดติดตั้งกับระยะห่างระหว่างเซลล์ที่มุมติดตั้งต่างกัน

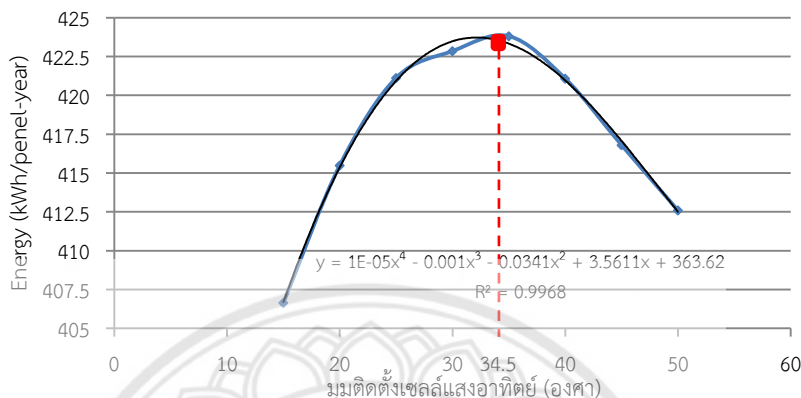
จากรูปที่ 4.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ขนาดติดตั้งกับ ระยะห่างระหว่างเซลล์ พบว่าเมื่อระยะห่างระหว่างเซลล์และมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง จะส่งผลให้ความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์เปลี่ยนแปลงตามไปด้วย ซึ่งจะนำไปวิเคราะห์เพื่อเลือก ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่เหมาะสมที่สุด โดยพิจารณามูลค่าลงทุนต่อขนาดติดตั้ง (THB/kWp) และ ต้นทุนพลังงานต่อหน่วยต่ำสุด (THB/kWh) เมื่อระยะห่างระหว่างเซลล์เพิ่มขึ้น จะเห็นได้ว่าถ้าใช้ มูลค่าลงทุนต่อขนาดติดตั้งเป็นเกณฑ์ ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่เหมาะสม คือ 1.2 m. ซึ่งมีค่าต่ำสุดที่ 46,862 บาท/kWp แต่ถ้าใช้เกณฑ์ต้นทุนพลังงานต่อหน่วยต่ำสุด ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่เหมาะสม คือ 1.8 m. เนื่องจากต้นทุนพลังงานต่อหน่วยต่ำสุดมีค่า 4.73 บาท/kWh ซึ่งโครงการนี้ใช้เกณฑ์ ต้นทุนพลังงานต่อหน่วยต่ำสุดในการเลือก แสดงดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 พลังงานที่ผลิตได้และต้นทุนพลังงานต่อหน่วยที่มุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300W ที่มุม 35° คงที่

X _{pv} (m)	N _{pv} (แผง)	Capacity (kW)	% Capacity ที่ลดลง	C.F.	AEP (MWh/year)	Cost (MB)	พลังงาน (kWh/panel-year)	%พลังงาน ที่เพิ่มขึ้น	THB/kWp	LCOE (THB/kWh)
1.2	2296	689		0.131	788	32.28	373.86		46,862	5.24
1.4	1960	588	14.63	0.141	725	31.14	402.51	7.66%	52,953	5.48
1.6	1736	521	11.43	0.145	663	30.37	416.50	3.48%	58,323	5.81
1.8	1512	454	12.90	0.148	589	21.51	423.80	1.75%	47,414	4.73
2.0	1400	420	7.41	0.150	552	21.13	428.79	1.18%	50,300	4.93
2.2	1232	370	12.00	0.151	489	20.36	431.85	0.71%	55,091	5.33
2.4	1120	336	9.09	0.152	447	19.98	433.80	0.45%	59,467	5.69
2.6	1064	319	5.00	0.153	427	19.79	435.22	0.33%	62,000	5.88
2.8	952	286	10.53	0.153	382	19.41	436.35	0.26%	67,961	6.40
3.0	896	269	5.88	0.153	360	19.22	437.21	0.20%	71,500	6.71
3.2	840	252	6.25	0.154	339	19.03	437.71	0.11%	75,511	7.02
3.4	784	235	6.67	0.154	317	14.35	438.08	0.08%	60,999	5.76
3.6	728	218	7.14	0.154	294	14.16	438.46	0.09%	64,819	6.09
3.8	728	218	0.00	0.154	294	14.16	438.79	0.08%	64,819	6.09
4.0	672	202	7.69	0.154	271	13.97	439.07	0.06%	69,277	6.09
4.2	616	185	8.33	0.154	249	13.78	439.30	0.05%	74,544	6.94
4.4	616	185	0.00	0.154	249	13.78	439.49	0.04%	74,544	6.94
4.6	560	168	9.09	0.154	226	13.59	439.65	0.04%	80,865	7.49
4.8	560	168	0.00	0.154	226	13.59	439.79	0.03%	80,865	7.49
5.0	560	168	0.00	0.154	226	13.59	439.92	0.03%	80,865	7.49

ข. มุมติดตั้งเซลล์ที่เหมาะสม

มุมที่ติดตั้งเซลล์ มีผลต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ เนื่องจากการโคจรจรของดวงอาทิตย์มีองศาที่แตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลาจึงทำให้มีแสงอาทิตย์ที่กระทบกับเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่างกันออกไป เมื่อได้ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่เหมาะสมแล้ว จึงเลือกมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์โดยเลือกจากมุมที่ให้พลังงานสูงสุดต่อปี



รูปที่ 4.2 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ระยะห่างระหว่างเซลล์ 1.8 m กับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์

จากรูปที่ 4.2 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อเซลล์ที่ระยะห่างระหว่างเซลล์ 1.8 m กับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ การหามุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสม โดยใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดเป็นเกณฑ์ในการเลือกมุม โดยวิเคราะห์จากสมการเส้นแนวโน้ม จะได้มุมที่เหมาะสมที่ 34.5° โดยใช้ในการออกแบบระบบต่อไป สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อแผงต่อปี

$$E_{FPV1} = 423.80 \text{ kWh/Panel-Year} = (423.80)(1512) = 640,785.6 \text{ kWh/year}$$

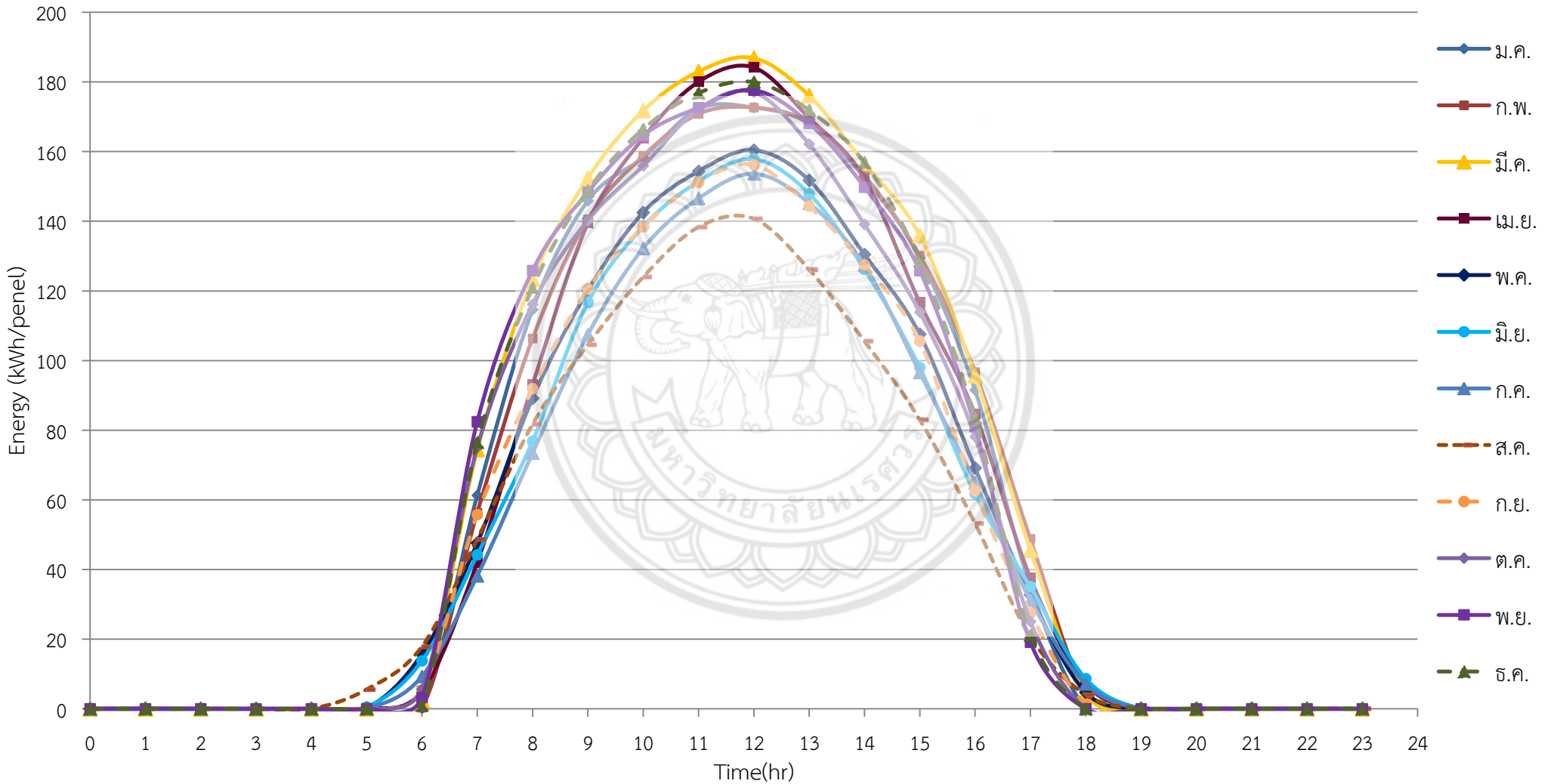
เมื่อ E_{FPV1} คือ พลังงานรวมทั้งปีของกรณีเลือกมุมติดตั้ง

4.1.2 มุมของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ให้กำลังสูงสุด

มุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์มีผลต่อปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกัน เนื่องจากการวิเคราะห์มุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ต้องมีความสอดคล้องกับการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ จึงจะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงที่สุด จึงสามารถแบ่งการวิเคราะห์เป็น 2 กรณี

ก. กรณีระบบติดตามการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ (solar tracking system) ซึ่งในกรณีนี้เป็นกรณีที่สามารผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงที่สุดและมีต้นทุนสูงที่สุด เนื่องจากมีระบบติดตามการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์

กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 4.3 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้กับช่วงเวลาหรือฤดูกาลที่เปลี่ยนแปลง

พิจารณาจากรูปที่ 4.3 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้กับช่วงเวลาหรือฤดูกาลที่เปลี่ยนแปลง พบว่าเมื่อเวลาหรือฤดูกาลเปลี่ยนแปลงก็มีผลต่อความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งจะเห็นได้ว่ากำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์สูงสุดที่ เดือนมีนาคม และต่ำสุดที่เดือนสิงหาคม

$$E_{FPV2} = 475.45 \text{ kWh/Panel-Year} = (475.45)(1512) = 718,880.4 \text{ kWh/year}$$

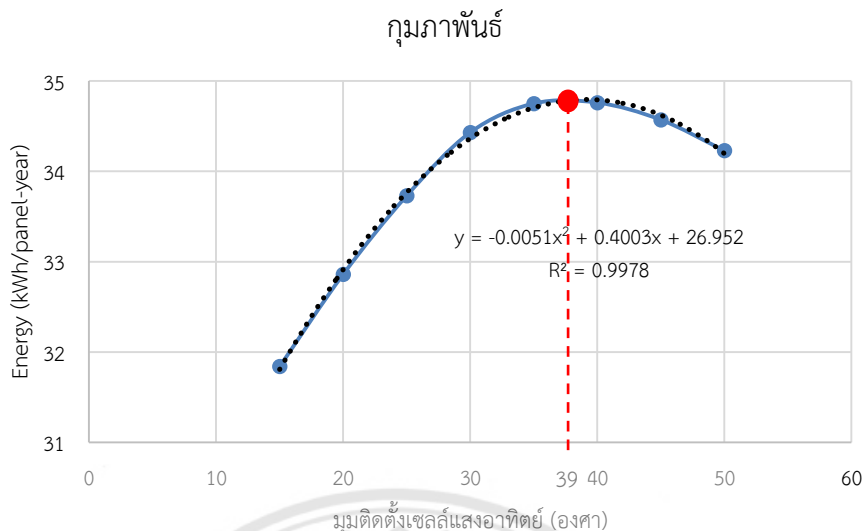
เมื่อ E_{FPV2} คือ พลังงานรวมทั้งปีของกรณีสระบบติดตามการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์

ข. กรณีปรับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ในทุกเดือน ซึ่งจากการเลือกระยะห่างระหว่างเซลล์ที่เหมาะสมที่ 1.8 m กรณีนี้เป็นกรณีที่เป็นทางเลือกหนึ่ง ในการเลือกมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงที่สุดในเดือนนั้นและลดต้นทุนในส่วนของการติดตามการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ พิจารณาจากพลังงานที่ผลิตได้ในแต่ละเดือนเมื่อมุมนั้นๆให้กำลังการผลิตไฟฟ้าต่อเดือนสูงที่สุด

ตารางที่ 4.3 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อเดือนจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300 W แต่ละมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แสดงคู่กับกราฟ

เดือน	กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/Panel-month)									tracking	มุมที่เลือก
	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°			
ม.ค.	33.12	34.53	35.76	36.40	36.67	<u>36.82</u>	<u>36.83</u>	36.69	43.47	42°	
ก.พ.	31.84	32.86	33.73	34.43	<u>34.75</u>	<u>34.76</u>	34.57	34.23	39.41	39°	
มี.ค.	39.67	40.84	41.39	41.74	<u>41.89</u>	41.81	41.46	40.84	46.76	35°	
เม.ย.	35.43	35.87	<u>36.23</u>	<u>36.28</u>	35.96	35.62	35.06	34.11	41.29	27°	
พ.ค.	33.94	<u>33.98</u>	33.68	33.31	33.23	32.24	31.54	31.39	38.02	20°	
มิ.ย.	<u>35.07</u>	34.92	34.60	34.29	34.29	33.67	33.26	33.26	35.33	15°	
ก.ค.	<u>33.68</u>	33.68	33.68	33.17	33.17	32.59	32.04	32.04	35.14	10°	
ส.ค.	30.94	<u>31.01</u>	31.01	30.45	30.20	29.81	28.93	28.36	32.09	20°	
ก.ย.	31.73	32.43	<u>32.99</u>	<u>33.03</u>	32.93	32.63	32.13	31.45	35.80	27°	
ต.ค.	34.94	36.19	37.05	37.40	<u>37.54</u>	37.52	37.31	36.90	41.84	35°	
พ.ย.	33.42	34.86	35.61	36.19	36.62	<u>36.82</u>	36.80	36.58	42.51	40°	
ธ.ค.	33.57	35.02	36.08	36.85	37.24	37.46	<u>37.52</u>	37.40	44.51	45°	

ข.1 ตัวอย่างการหามุมที่เหมาะสมในแต่ละเดือน



รูปที่ 4.4 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ กับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ต่างๆ

จากรูปที่ 4.4 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อเซลล์ที่ระยะห่างระหว่างเซลล์ 1.8 m กับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ การหามุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสม โดยใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดเป็นเกณฑ์ในการเลือกมุม โดยวิเคราะห์จากสมการเส้นแนวโน้ม จะได้มุมที่เหมาะสมสำหรับเดือนกุมภาพันธ์ที่ 39°

$$\begin{aligned}
 E_{FPV3} &= (36.84+34.77+41.89+36.3+33.98+35.07+33.68+31.01+33.05 \\
 &\quad +37.54+36.82+37.52) = 428.5 \text{ kWh/Panel-Year} \\
 &= (428.5)(1,512) = 647,892 \text{ kWh/year}
 \end{aligned}$$

เมื่อ E_{FPV3} คือ พลังงานรวมทั้งปีของกรณีปรับมุมติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ในทุกเดือน

พบว่า การติดตั้งแบบ Tracking ได้ค่า E_{FPV2} มากที่สุด ขณะที่การติดตั้งแบบมุมคงที่ ให้ค่า E_{FPV1} น้อยที่สุดลดลงร้อยละ 10.86 อย่างไรก็ตามโครงการนี้ได้ทำการออกแบบ FPV แบบติดตั้งมุมคงที่ เนื่องจากเป็นระบบที่ง่ายต่อการบำรุงรักษาในระยะยาว และมีต้นทุนในการติดตั้งต่ำที่สุด

4.2 การออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า

เป็นการออกแบบในส่วนของการผลิตพลังงานไฟฟ้า ชุดอุปกรณ์ต่างๆ เช่น อินเวอร์เตอร์ ทุ่น จำนวนและขนาดที่ติดตั้งของแหล่งพลังงาน รวมไปถึงค่าใช้จ่ายของพื้นที่และชุดอุปกรณ์ที่ติดตั้ง

สมมุติฐาน

ก.ระบบปิด ขนาดแน่นอน

1.พื้นที่อ่างเก็บน้ำบริเวณ หลังหอใน มีขนาดพื้นฐาน $852,688 \text{ m}^2$ [19] ขนาดกำลังการผลิตขึ้นอยู่กับความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หรือขนาดของพื้นที่อ่าง

2.วางเซลล์แสงอาทิตย์ เริ่มจากขอบริมอ่างเก็บน้ำ กำหนดขนาดพื้นที่ติดตั้ง (กว้างxยาว) $50 \text{ m} \times 100 \text{ m}$

3.ทิศทางเซลล์แสงอาทิตย์ ติดตั้งตามแนวขวางกับทิศทางของแสงอาทิตย์ (ทิศใต้)

4.เซลล์แสงอาทิตย์ถูกติดตั้งเพิ่มตามจำนวนแถว โดยถูกต้องในแนวขนานกับแถวแรก

5.มุมการวางแผงขึ้นกับตำแหน่งละติจูด

ข.ระบบเปิด ไม่มีขนาดแน่นอน

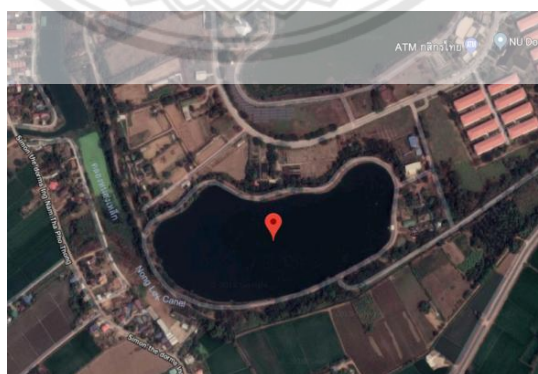
1.ไม่มีขนาดแน่นอนใช้การอ้างอิงจากขนาดของโรงไฟฟ้า ใช้ความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์เป็นตัวกำหนด

2.วางเซลล์แสงอาทิตย์ ใช้วิธีเดียวกับระบบปิด

3.ทิศทางเซลล์แสงอาทิตย์ ติดตั้งตามแนวขวางกับทิศทางของแสงอาทิตย์ (ทิศใต้)

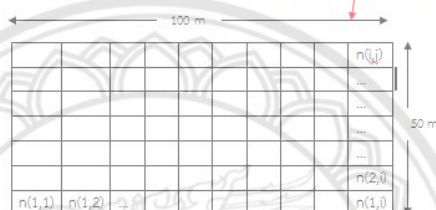
4.เซลล์แสงอาทิตย์ถูกติดตั้งเพิ่มตามจำนวนแถว โดยถูกต้องในแนวขนานกับแถวแรก

5.มุมการวางเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นกับตำแหน่งละติจูด



รูปที่ 4.5 ตำแหน่งที่ตั้งของอ่างพื้นที่อ่างเก็บน้ำบริเวณ หลังหอใน มนเรศวร
ที่มา : <https://www.google.co.th/maps/place/มหาวิทยาลัยนเรศวร>

จากสมมติฐานข้างต้น ตามแบบแผนเบื้องต้นใช้เซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300 W โดยเว้นช่องว่างระหว่างเซลล์ถึงเซลล์ตามแนวยาว ร้อยละ 5 ของความยาวเซลล์ที่ติดตั้ง ตามแนวกว้าง 50 cm ได้เป็นการประมาณพื้นที่ที่ใช้ของ 1 ชุด ดังรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 ตำแหน่งและลักษณะการวางเซลล์แสงอาทิตย์

ขนาดติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ (kW) สามารถหาได้จาก

$$N_{PV} = (L_{site} - L_{PV})(X_{site} - X_{PV}) \quad (4.1)$$

- L_{site} คือ ความยาวอ้างอิงตามขนาดสมมุติฐาน ($L_{site} = 100 \text{ m.}$)
 L_{PV} คือ ความยาวของ 1 เซลล์แสงอาทิตย์ที่กำหนด ($L_{PV} = 1.8 \text{ m.}$)
 X_{site} คือ ความกว้างอ้างอิงตามขนาดสมมุติฐาน ($X_{site} = 50 \text{ m.}$)
 X_{PV} คือ ระยะห่างระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ ($X_{PV} = [1.4, 1.6, \dots, 3] \text{ m.}$)

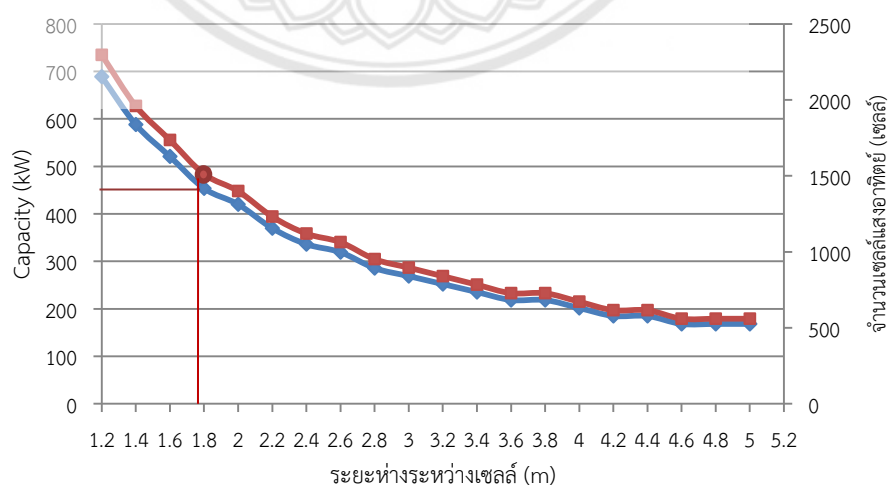
$$\text{Capacity} = \frac{N_{PV} P_{PV}}{1000} \quad (4.2)$$

- P_{PV} คือ กำลังของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เลือกใช้ ($P_{PV} = [250, 300, 330] \text{ Watt}$)

ตารางที่ 4.4 แสดงการคำนวณหาขนาดติดตั้งและพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมกราฟ

Plant size (m ²)	X _{PV}	L _{PV}	N _{PV,L}	N _{PV,X}	N _{PV}	Capacity(kW)
5000	1.2	1.79	56	41	2296	689
5000	1.4	1.79	56	35	1960	588
5000	1.6	1.79	56	31	1736	521
5000	1.8	1.79	56	27	1512	454
5000	2.0	1.79	56	25	1400	420
5000	2.2	1.79	56	22	1232	370
5000	2.4	1.79	56	20	1120	336
5000	2.6	1.79	56	19	1064	319
5000	2.8	1.79	56	17	952	286
5000	3.0	1.79	56	16	896	269
5000	3.2	1.79	56	15	840	252
5000	3.4	1.79	56	14	784	235
5000	3.6	1.79	56	13	728	218
5000	3.8	1.79	56	13	728	218
5000	4.0	1.79	56	12	672	202
5000	4.2	1.79	56	11	616	185
5000	4.4	1.79	56	11	616	185
5000	4.6	1.79	56	10	560	168
5000	4.8	1.79	56	10	560	168
5000	5.0	1.79	56	10	560	168

จากตารางที่ 4.4 แสดงถึงจำนวนเซลล์แสงอาทิตย์และขนาดกำลังติดตั้งเริ่มต้นที่ระยะห่างระหว่างเซลล์นั้นๆ จากความสัมพันธ์สามารถสร้างเป็นกราฟดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 ขนาดกำลังติดตั้ง จำนวนเซลล์แสงอาทิตย์กับระยะห่างระหว่างเซลล์

พิจารณารูปที่ 4.7 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดกำลังติดตั้ง จำนวนเซลล์แสงอาทิตย์กับ ระยะห่างระหว่างเซลล์ จะทำให้ทราบว่าเมื่อความกว้างของ 1 เซลล์แสงอาทิตย์ที่กำหนดเพิ่มขึ้นจะ ส่งผลให้ขนาดกำลังติดตั้งและจำนวนเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง

การออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำและผนวกกับข้อมูล พลังงานแสงอาทิตย์จากวิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร เพื่อวิเคราะห์พลังงานที่ สามารถผลิตได้จริงตามสภาพอากาศ โดยพิจารณาที่ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่ 1.8 m ที่มุมติดตั้งเซลล์ แสงอาทิตย์ที่ 34.53° จะได้จำนวนของเซลล์แสงอาทิตย์ 1512 เซลล์ ขนาดกำลังติดตั้งของระบบที่ 454 kW โดยเลือกขนาดของอุปกรณ์ในระบบให้เหมาะสมกับขนาดติดตั้งนี้ เพื่อวิเคราะห์และ ออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ และนำไปสู่ในส่วนของวิเคราะห์ จุดคุ้มทุนและความเป็นไปได้ของโครงการนี้

CAPEX คือ มูลค่าการลงทุนเริ่มต้นของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด ลอยน้ำ โดยเทียบกับราคาอินเวอร์เตอร์ในประเทศไทยกับร้อยละของอุปกรณ์จากตารางที่ 3.1

ตารางที่ 4.5 เลือกขนาดและราคาอุปกรณ์สำหรับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดลอยน้ำ

มูลค่าเงินลงทุนแพลตฟอร์ม C_{plat}			
C_{Pont} (12.29%)	3.42 MB/0.454 MW	7.60	THB/W
C_{Str} (5.84%)	1.62 MB/0.454 MW	3.61	THB/W
C_{Found} (3.82%)	1.06 MB/0.454 MW	2.36	THB/W
C_{Asses} (1.1%)	3.06 MB/0.454 MW	0.76	THB/W
C_{Assem} (1.23%)	3.42 MB/0.454 MW	0.68	THB/W
C_{Plat} (24.28%)	6.75 MB/0.450 MW	15.01	THB/W
มูลค่าการลงทุนอุปกรณ์ในระบบ C_{conv}			
Capacity	454		kW
CF (Capacity Factor)	0.148		
PV	300		W/panel
average energy	417.8		kWh/year/1 panel
N_{pv}	$(454 \times 1000) / 300$	1512	panel
AEP	$454 \times 0.148 \times 24 \times 365$	588,560	kWh/year
Inverter 99.9% input	$454 / 0.99$	458	kW
Energy for inverter	$(417.8 \times 1512) / 365$	1730.72	kWh/day
Size inverter	500	kW	
N_{inv}	$458 / 500$	1	piece

ตารางที่ 4.5 เลือกขนาดและราคาอุปกรณ์สำหรับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ (ต่อ)

PV			
type	mono		
band	Jinshi		
cost/panel (THB)	3,400		
C_{PV} (41.16%)	(1,512x3400)/0.454	11.42	THB/W
Inverter			
band	Mars Rock		
model	CP500TL		
cost/piece (MB)	1.59		
C_{inv} (5.72%)	1.59 MB/0.575 MW	2.77	THB/W
C_{set} (6.17%)	1.72 MB/0.454 MW	3.81	THB/W
C_{Eng} (5.32%)	1.48 MB/0.454 MW	3.29	THB/W
C_{conv} (58.37%)	9.93 MB/0.454 MW	22.06	THB/W
มูลค่าเงินลงทุนในการดำเนินงานอื่นๆ และค่าขนส่ง C_{OH}			
ค่าโลจิสติกส์ (12.4%)	3.45 MB/0.454 MW	7.66	THB/W
ต้นทุนผู้รับเหมา (4.95%)	1.38 MB/0.454 MW	3.06	THB/W
C_{OH} (17.35%)	4.83 MB/0.454 MW	10.72	THB/W
C_{total} (100%)	21.51 MB/0.454 MW	47.79	THB/W

หมายเหตุ ราคาต่อวัตต์ไม่เท่ากับต่างกับตาราง 3.1 เนื่องจากขนาดและราคาของอินเวอร์เตอร์ไม่เท่ากัน จึงทำให้สัดส่วนราคาแตกต่างกันตามไปด้วย

OPEX คือ ค่าใช้จ่ายรายปี = ค่าใช้จ่ายการเปลี่ยนอุปกรณ์ (Replacement cost) + ค่าบำรุงรักษา (O&M) แบ่งเป็น

ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายการเปลี่ยนอุปกรณ์และค่าบำรุงรักษา

ค่าบำรุงรักษา (O&M)		
ค่าบำรุงรักษา	0.45	THB/kWh
AEP	596,030	kWh
ค่าบำรุงรักษา (THB/year)	0.45x 588,560	264,852
ค่าใช้จ่ายการเปลี่ยนอุปกรณ์ (RC)		
RC Inverter	เปลี่ยนทุก 10 ปี	1.87 THB/W ¹
RC Pontoon (30%)	เปลี่ยนทุก 10 ปี	3.11 THB/W ²
total RC		4.99 THB/W

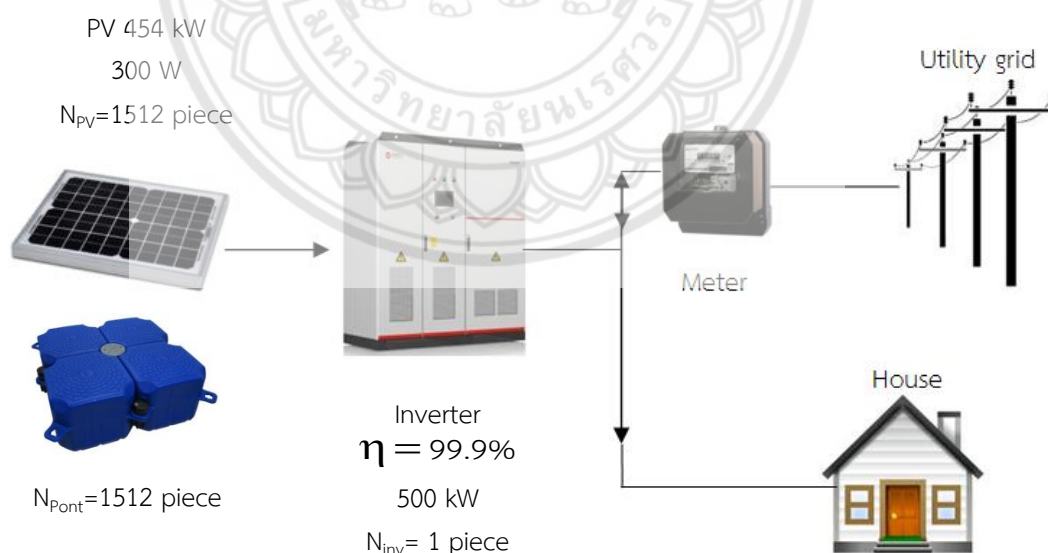
$${}^1_{RC} \text{ Inverter} = 1,591,000 \times \left(\frac{1}{(1+0.1)^{10}} + \frac{1}{(1+0.1)^{20}} \right)$$

$$= \frac{849,891.4}{454,000} = 1.87 \text{ THB / W}$$

$${}^2_{RC} \text{ Pontoon} = 2,644,987 \times \left(\frac{1}{(1+0.1)^{10}} + \frac{1}{(1+0.1)^{20}} \right)$$

$$= \frac{1,412,917.4}{454,000} = 3.11 \text{ THB / W}$$

จากตารางที่ 4.5 แสดงการคำนวณหาขนาด จำนวน และราคาของอุปกรณ์สำหรับติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และทุ่น จากการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ สามารถสร้างแผนผังการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งประกอบด้วย เซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300 วัตต์ ที่ผลิตไฟฟ้าได้ สามารถนำไฟฟ้าออกมาใช้โดยผ่านอินเวอร์เตอร์ที่มีประสิทธิภาพ 99.9% ขนาด 500 kW แล้วถึงจะนำไปใช้กับอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าต่างๆ ดังแสดงในรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 แผนผังระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ

4.3 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ต้องมีการคำนวณหามูลค่าการลงทุนทั้งหมดตลอดโครงการจากสมการ (3.21) จากนั้นคำนวณมูลค่าเมื่อสิ้นสุดโครงการจากสมการ (3.29) และคำนวณต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจากสมการ (3.33)

4.3.1 ความคุ้มค่าทางการเงิน (Finance) คือ ผลตอบแทนที่ได้จากโครงการ นำมาคำนวณเพื่อหาจุดคุ้มทุน

กำหนด

พลังงานที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง 0.8% ต่อปี

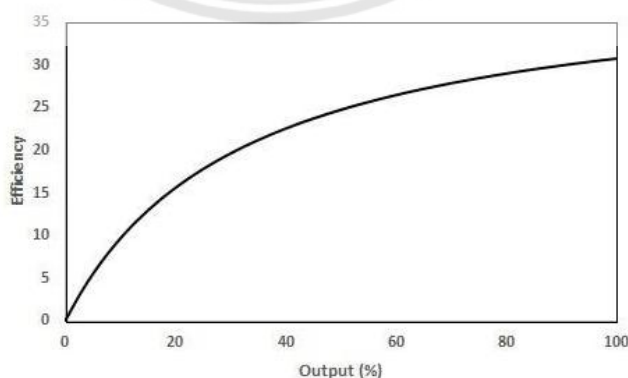
อัตราค่าไฟ 4.12 บาท/kWh [20]

อัตราคิดลด 10%

อายุโครงการ 25 ปี

4.3.2 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economics)

ในการลงทุนสร้างโครงการระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำมีต้นทุนที่ค่อนข้างสูง ส่วนใหญ่จะเป็นโครงการของรัฐบาล โดยจะไม่คำนึงถึงผลกำไรแต่จะคำนึงถึงประโยชน์ที่จะได้รับ ดังนั้นการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จึงมักนิยมเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานดีเซลที่เป็นโรงไฟฟ้าที่ไซเครื่องยนต์ดีเซลเป็นต้นกำลังเพื่อขับเคลื่อนกำเนิดไฟฟ้า โดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งจะนิยมในพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล เช่น บนเขาสูงที่ไฟฟ้าเข้าไม่ถึง เกาะ เป็นต้น ซึ่งพื้นที่นี้มีค่าใช้จ่ายในการเดินสายไฟค่อนข้างสูง โรงไฟฟ้าพลังงานดีเซลจึงเป็นอีกทางเลือกในการผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล



รูปที่ 4.9 ประสิทธิภาพของเครื่องยนต์ดีเซล

ที่มา : https://www.researchgate.net/figure/Diesel-generator-efficiency-curve_fig7_318206861

$$\begin{aligned} \text{ค่าความร้อนเฉลี่ยของน้ำมันดีเซล} &= 36,722 \text{ Btu / L [21]} \\ &= \frac{(36,722 \text{ Btu / L})(0.278 \text{ kWh / MJ})}{947.817 \text{ Btu / MJ}} \\ &= 10.77 \text{ kWh / L} \end{aligned}$$

$$\text{ราคาน้ำมันดีเซลเฉลี่ยในปี 2562} = 27.37 \text{ THB / L [22]}$$

$$\begin{aligned} \text{ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ดีเซล} &= (\text{ราคาน้ำมันดีเซล} \times \text{ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ดีเซล}) \\ &\quad / \text{ค่าความร้อนเฉลี่ยของน้ำมันดีเซล} \end{aligned}$$

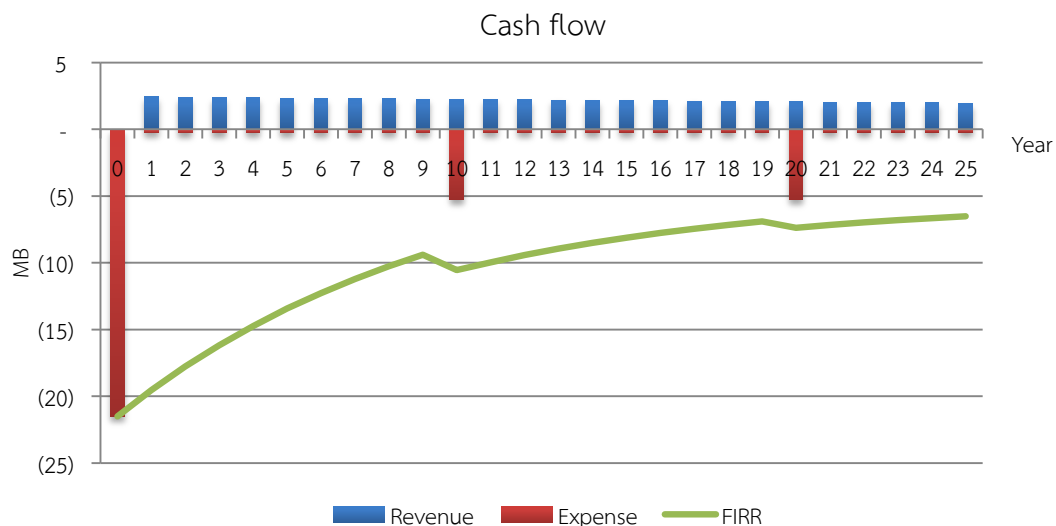
จากรูปที่ 4.9 กำลังเครื่องยนต์ที่ร้อยละ 80 จะได้ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ดีเซลที่ Full load มีค่าร้อยละ 30

$$\begin{aligned} &= \frac{27.37 \text{ THB / L}}{10.77 \text{ THB / L}} \\ &\quad \times 0.30 \\ &= 8.47 \text{ THB / kWh} \end{aligned}$$



ตารางที่ 4.7 ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์และการเงินของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ

Year	AEP (MWh)		Revenue (MB)	Benefit (MB)	O&M (MB)	RC (MB)	OPEX(MB)	กำไรเบื้องต้น (MB)	Depre (MB)	EBIT (MB)	int/tax (MB)	net prof (MB)	CF (MB)
0		100%					(21.51)		21.51				(21.51)
1	589	99.2%	2.42	4.99	0.26		0.26	2.16	2.15	0.01	0.00	0.01	2.16
2	584	98.4%	2.41	4.95	0.26		0.26	2.14	2.15	(0.01)	0.00	(0.01)	2.14
3	579	97.6%	2.39	4.91	0.26		0.26	2.13	2.15	(0.02)	0.00	(0.02)	2.13
4	574	96.8%	2.37	4.87	0.26		0.26	2.11	2.15	(0.04)	0.00	(0.04)	2.11
5	570	96.0%	2.35	4.83	0.25		0.25	2.09	2.15	(0.06)	0.00	(0.06)	2.09
6	565	95.2%	2.33	4.79	0.25		0.25	2.08	2.15	(0.07)	0.00	(0.07)	2.08
7	560	94.4%	2.31	4.75	0.25		0.25	2.06	2.15	(0.09)	0.00	(0.09)	2.06
8	556	93.6%	2.29	4.71	0.25		0.25	2.04	2.15	(0.11)	0.00	(0.11)	2.04
9	551	92.8%	2.27	4.67	0.25		0.25	2.02	2.15	(0.13)	0.00	(0.13)	2.02
10	546	92.0%	2.25	4.63	0.24	5.01	5.25	(3.00)	2.15	(5.15)	0.00	(5.15)	(3.00)
11	541	91.2%	2.23	4.59	0.24		0.24	1.99	0.50	1.49	0.30	1.19	1.69
12	537	90.4%	2.21	4.55	0.24		0.24	1.97	0.50	1.47	0.29	1.18	1.68
13	532	89.6%	2.19	4.51	0.24		0.24	1.95	0.50	1.45	0.29	1.16	1.66
14	527	88.8%	2.17	4.47	0.24		0.24	1.94	0.50	1.44	0.29	1.15	1.65
15	523	88.0%	2.15	4.43	0.23		0.23	1.92	0.50	1.42	0.28	1.14	1.64
16	518	87.2%	2.13	4.39	0.23		0.23	1.90	0.50	1.40	0.28	1.12	1.62
17	513	86.4%	2.11	4.35	0.23		0.23	1.89	0.50	1.38	0.28	1.11	1.61
18	509	85.6%	2.10	4.31	0.23		0.23	1.87	0.50	1.37	0.27	1.09	1.59
19	504	84.8%	2.08	4.27	0.22		0.22	1.85	0.50	1.35	0.27	1.08	1.58
20	499	84.0%	2.06	4.23	0.22	5.01	5.23	(3.18)	0.50	(3.68)	0.00	(3.68)	(3.18)
21	494	83.2%	2.04	4.19	0.22		0.22	1.82	0.50	1.32	0.26	1.05	1.55
22	490	82.4%	2.02	4.15	0.22		0.22	1.80	0.50	1.30	0.26	1.04	1.54
23	485	81.6%	2.00	4.11	0.22		0.22	1.78	0.50	1.28	0.26	1.02	1.53
24	480	80.8%	1.98	4.07	0.21		0.21	1.76	0.50	1.26	0.25	1.01	1.51
25	476	80.0%	1.96	4.03	0.21		0.21	1.75	0.50	1.25	0.25	1.00	1.50
												NPV (MB)	(6.51)
												FIRR	5.01%
												EIRR	19.81%
												LCOE(THB/kWh)	4.73



รูปที่ 4.10 ความสัมพันธ์ของมูลค่าการลงทุนและเวลา

$$\begin{aligned}
 \text{LCOE} &= \frac{\text{LICC} + \text{O \& M}}{\text{AEP}_{\text{av}}} \\
 &= \frac{\left[(21.51) \left(\frac{0.1(1+0.1)^{25}}{(1+0.1)^{25} - 1} \right) \right] + \left[\frac{0.26}{(1+0.1)^1} + \dots + \frac{0.21}{(1+0.1)^{25}} \right]}{\left[\frac{589}{(1+0.1)^1} + \dots + \frac{476}{(1+0.1)^{25}} \right]} \\
 &= 4.73 \text{ THB / kWh}
 \end{aligned}$$

จากการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ เพื่อเป็นแนวทางในออกแบบและประเมินราคาโครงการ พบว่า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยได้ 553,444 kWh/year ซึ่งขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆทั้ง ขนาดของอุปกรณ์ในระบบและระยะห่างระหว่างแนวการวางเซลล์แสงอาทิตย์ และมีผลตอบแทนในเชิงเศรษฐศาสตร์อันประกอบด้วย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยอยู่ที่ 4.73 บาท/kWh NPV เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาโครงการอยู่ที่ -6.51 ล้านบาท FIRR อยู่ที่ร้อยละ 5.01 ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ

ดังนั้นการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานโดยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ ต้องคำนึงถึงข้อมูลค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และพารามิเตอร์ที่มีผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า เพื่อใช้หาศักยภาพว่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้จริงมากพอต่อการลงทุนหรือไม่ จึงจำเป็นต้องใช้การวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ประกอบการตัดสินใจลงทุน ซึ่งพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานโดยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ ไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ เพราะมี NPV มูลค่าเมื่อสิ้นสุดอายุโครงการ มีค่าเป็น ลบ

เนื่องจากโครงการ มีผลตอบแทน NPV มูลค่าเมื่อสิ้นสุดอายุโครงการมีค่าเป็น ลบ แต่ความคุ้มค่าในเชิงพลังงานนั้น เนื่องจาก EIRR อยู่ที่ร้อยละ 19.81 โดยเมื่อเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าระหว่างเครื่องยนต์ดีเซล เป็นต้นกำลังกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ จะเห็นได้ว่าระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เหมาะสมมากกว่าระบบเครื่องยนต์ดีเซลเป็นต้นกำลัง เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ต่ำกว่า



บทที่ 5

สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการทดลอง

โครงการนี้เสนอแนวคิดในออกแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์พลังงาน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อ ศึกษาระบบการทำงาน และออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำ กำหนดพารามิเตอร์และสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และด้านพลังงาน ในการหาค่าศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบ ได้นำข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์จากวิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวรมาวิเคราะห์ด้านพลังงาน เพื่อหาตัวแปรที่มีผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบ ประกอบด้วย โดยในกรณีศึกษาได้เลือกอ่างเก็บน้ำข้างโรงพยาบาลนเรศวร พบว่า ระยะห่างระหว่างเซลล์ที่ 1.8 เมตรมีค่าต้นทุนพลังงานต่อหน่วยต่ำสุดและมุมติดตั้งแผงเซลล์ที่ 34.5° สามารถผลิตพลังงานต่อแผงได้สูงสุด จึงนำค่าดังกล่าวมาใช้ออกแบบขนาดและเลือกชนิดอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบ จากนั้น ทำการวิเคราะห์ราคาและกำหนดอายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์และฟูล์ที่ต้องเปลี่ยนระหว่างโครงการ วิเคราะห์ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา รวมถึงการหาปริมาณเงินลงทุนตลอดทั้งโครงการของเพื่อวิเคราะห์หาความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์พลังงานของระบบที่ออกแบบและนำมาประกอบการตัดสินใจ

จากการศึกษาพบว่าระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ชนิดลอยน้ำมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เมื่อสิ้นสุดอายุโครงการ เป็นลบ เนื่องจากมูลค่าในการติดตั้ง ราคาอุปกรณ์และค่าดำเนินการอื่น ๆ รวมกันแล้วทำให้มีมูลค่าในลงทุนที่สูงจึงทำให้ไม่คุ้มค่าทางการเงินที่จะลงทุน อย่างไรก็ตามพบว่าโครงการนี้จึงยังมีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าโดยเครื่องยนต์ดีเซล เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ต่ำกว่า ดังนั้นควรจะมีการลงทุนสำหรับโครงการนี้ เนื่องจากต้องเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ สนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศ และเพื่อวิจัยพัฒนาส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนสัญชาติไทยให้สามารถแข่งขันในตลาดสากล และทำให้อุปกรณ์ต่างๆ ในอนาคตมีประสิทธิภาพสูงขึ้นและมีต้นทุนที่ลดลงกว่าปัจจุบัน

5.2 ข้อเสนอแนะ

5.2.1 กระบวนการวิเคราะห์ระบบเพิ่มในส่วนรูปแบบรูปทรงของระบบ ลักษณะการจัดเรียงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนระบบ เพื่อให้ได้จุดที่เหมาะสมที่สุด

5.2.2 สร้างอัลกอริทึม เพื่อเป็นกระบวนการ ค้นหาค่าตอบ ให้มีมูลค่าการลงทุนที่เหมาะสมที่สุด

เอกสารอ้างอิง

- [1] **สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ** สืบค้นเมื่อ 27 กันยายน 2561, จาก http://www.eppo.go.th/images/Energy-Statistics/energyinformation/Energy_Statistics/00All.pdf?fbclid=IwAR3IAAww8SNFbtBBvpzub-p-GUxxMMKqXYHMPAGwR0XPvVh35M2s5o3MxxQ
- [2] Gotmare, Jayashree A, Prayagi SV, **Enhancing the performance of photovoltaic panels by stationary cooling**, Int J Sci Engineer Technol 2014;2 (7): 1465–8.
- [3] Dash PK, Gupta NC. **Effect of temperature on power output from different commercially available photovoltaic modules**. PK Dash Int J Eng Res Appl 2248–9622 2015;5(1) pp. 148-15, Part1.
- [4] NREL. **Floating Solar Photovoltaics Gaining Ground** สืบค้นเมื่อ 16 ตุลาคม 2561, จาก https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/floating-solar-photovoltaics-gaining-ground.html?fbclid=IwAR2y3ykW153Yu8iyuH75_YlHkeEMnldzF9Ux3hWxtalAHSojeRp_9F3PuTYt
- [5] **การทำงานของอินเวอร์เตอร์** สืบค้นเมื่อ 2 ตุลาคม 2561, จาก <https://www.nortisgroup.com/solarlearning/archives/427>
- [6] **คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ 2, พลังงานแสงอาทิตย์**, จาก กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2554
- [7] **พลาสติกประเภทพอลิเอทิลีนความหนาแน่นสูง (HDPE)**. สืบค้นเมื่อ 2 ตุลาคม 2561 จาก <http://www.foodnetworksolution.com/wiki/word/1909/high-density-polyethylene-hdpe>
- [8] Alok Sahu, Neha Yadav, K.Sudhakar, “**Floating photovoltaic power plant: A review**,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, //2016
- [9] **IP67 vs IP68** สืบค้นเมื่อ 2 ตุลาคม 2561, จาก <https://www.trustedreviews.com/opinion/what-is-ip68-ip-ratings-explained-2947135>
- [10] Carlos Ferrer-Gisbert, José J. Ferrán-Gozálvez, Miguel Redón-Santafé , Pablo Ferrer-Gisbert, Francisco J. Sánchez-Romero , Juan Bautista Torregrosa-Soler, “**A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs**,” Renewable Energy, 2013.
- [11] **ค่าซ่อมบำรุงเซลล์แสงอาทิตย์, อัตราค่าบริการ งานบริการรายปี** สืบค้นเมื่อ 2 เมษายน 2562, จาก <http://www.ecoenergythailand.com/article/2/อัตราค่าบริการ>

- [12] ข้อมูลความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์ระหว่างปี 2554-2556, จากวิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร
- [13] Markvart T. **Solar electricity**. 2nd ed. USA: Wiley; 2000.
- [14] Habib MA, Said S, El-Hadidy MA, Al-Zaharna I. **Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system**. Energy 1999;24:919–29.
- [15] รองศาสตราจารย์ ดร.เสริม จันท์ฉาย, **การบอกตำแหน่งของดวงอาทิตย์, ตำราประกอบการสอนวิชารังสีอาทิตย์, พ.ศ. 2557**
- [16] Volker Quaschnig and Rolf Hanitsch, **Increased energy yield of 50% at flat roof and field installations with optimized module structures**, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion · Vienna · Austria · 6-10 July 1998
- [17] **ค่าเงิน 1 ยูโร สืบค้นเมื่อ 13 พฤศจิกายน 2561**, จาก https://th.coinmill.com/EUR_THB.html
- [18] **Solar Cell Panel 300W Mono**, สืบค้นเมื่อ 13 พฤศจิกายน 2562 จาก www.solarmateth.com/SolarPanel300WJinshi.htm
- [19] **On Grid Solar Central Inverter**, สืบค้นเมื่อ 13 พฤศจิกายน 2562 จาก www.alibaba.com/product-detail/500KW-Solar-Grid-Tie-Inverter-Transformerless_1439154659.html
- [20] เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์, **นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์** สืบค้นเมื่อ 26 มีนาคม 2562, จาก กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน
- [21] **ค่าความร้อนเฉลี่ยของเชื้อเพลิงชนิดต่างๆและพลังงานเทียบเท่าก๊าซธรรมชาติ** สืบค้นเมื่อ 17 เม.ย. 2562, จาก http://www.pttplc.com/th/Media-Center/Energy-Knowledge/Documents/MD25%20knowledge02/nc_en_ee-01_01.pdf
- [22] **ราคาน้ำมันย้อนหลังปี พ.ศ 2562** สืบค้นเมื่อ 19 เม.ย. 2562, จาก <https://www.bangchak.co.th/th/OilPrice/>
- [23] **ความเข้มแสงเฉลี่ยในประเทศไทย** สืบค้นเมื่อ 23 เม.ษ. 2562, จาก http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=562&filename=solar_energy



ภาคผนวก ก
ชุดอุปกรณ์ที่ใช้ในการออกแบบ

ตาราง ก.1 ยี่ห้อและราคาของเซลล์แสงอาทิตย์

PV Solar			
type	brand	spec(W)	price (baht)
โมโน คริสตัลไลน์	NAMKOO	300	3628
	<u>Jinshi</u>	<u>300</u>	<u>3400</u>
	LG	300	3648
	Geensun solar	300	2496
	yangtze solar	300	3360
โพลี คริสตัลไลน์	Suojing	300	3072
	Bluesun solar	300	2208
	jinshi	300	3200
	Trina solar	320	2969
	talesun	320	2150
	Jinko solar	320	3890

ที่มาเซลล์แสงอาทิตย์

<https://r3solarcell.co.th/product/ph1800-pk-series-12v-24v-48v/>

<http://www.amnardcenter.com>

https://www.alibaba.com/trade/search?fsb=y&IndexArea=product_en&CatId=&SearchText=solar+panel

ตาราง ก.2 ยี่ห้อและราคาของอินเวอร์เตอร์

Inverter				
type	brand	model	spec(kW)	price (THB)
On Grid Solar Inverter	Growatt	CP100	110	318,200
	Deming	DMWG100KS	100	381,840
	SANDI	SDP-100KW	100	604,580
	GTAKE	GK600-4T110G/132L	110	477,300
	SANDI	SDP-250KW	250	1,135,576
	Deming	NB480-400KSZ	400	1,572,201
	Deming	NB480-500KSZ	500	2,030,912
	Mars Rock	CP500TL	500	1,591,000
	SANDI	SDP-500KW	500	2,220,400
	TBEA	TC2500KS	1000	2,379,000

ที่มา อินเวอร์เตอร์

https://www.alibaba.com/product-detail/Hot-selling-Growatt-on-grid-grid_60607350313.html?spm=a2700.7724838.2017115.411.73bf4565YuymJA

https://www.alibaba.com/product-detail/Lithium-battery-dedicated-off-grid-inverter_60821766071.html?spm=a2700.7724838.2017005.12.5573581aG2s2zL

https://www.alibaba.com/product-detail/Deming-Top-Quality-500KW-Solar-Inverter_60736960459.html?spm=a2700.details.maylikehoz.4.15ff37d5kv0RZ4&fbclid=IwAR13XcchGLEI3cmlgcbZFqkTeDUo6J7StQiRhqK_amYY547fv-Ze6aBkUg

https://www.alibaba.com/product-detail/CE-Approved-400KW-Inverter-Hybrid-Solar_60738356992.html?spm=a2700.details.maylikehoz.14.6b4b68e48XhKIC

https://www.alibaba.com/product-detail/250KW-Solar-stand-alone-inverter-with_60083655182.html?spm=a2700.wholesale.maylikehoz.4.77f2183cZsX5uP

https://www.alibaba.com/product-detail/3-phase-solar-inverter-500kw-off_60826972035.html?spm=a2700.7724838.2017115.167.7c2173c2SRMdEz

https://www.alibaba.com/product-detail/500KW-Solar-Grid-Tie-Inverter-Transformerless_1439154659.html?spm=a2700.7724838.2017115.132.7c2173c2SRMdEz

Z

คุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ออกแบบ

Good Faith Moves Mountains

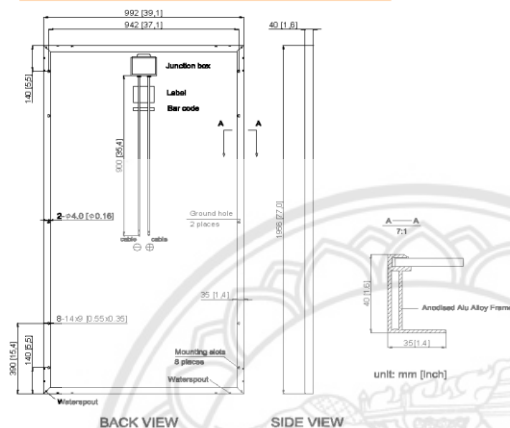


Construction Materials:

Front Glass	3.2mm, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy Type 6063-T5
Junction Box	IP 65 Rated (Black)
Output Cables	TUV 1x4mm ² , length:900mm

Connector	MC4 (IP67)
Encapsulation Material	EVA(0.45±0.03mm thickness)
Back Foil	White TPT(0.32±0.03mm thickness)
Fixing Adhesive	Silicone Sealant(White)

Module Diagram:



Temperature Coefficient:

Power Tolerance	0~+3%
Temperature Coefficient of Pmax	(-0.41±0.05)%/°C
Temperature Coefficient of Voc	(-0.34±0.02)%/°C
Temperature Coefficient of Isc	(0.05±0.01) %/°C
NOTC(°C)	(47±2) °C

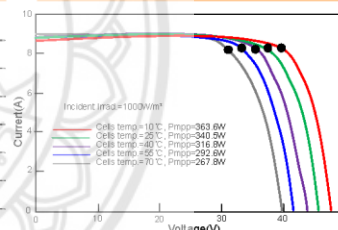
Operating Conditions:

Max. system voltage	1000VDC (IEC)
Max. system fuse rating (A)	15
Operating temperature (°C)	-40~85
Max. static load, front (e.g., snow) pa	5400
Max. static load, back (e.g., wind) pa	2400

Electrical Parameters at Standard Test Conditions (STC)

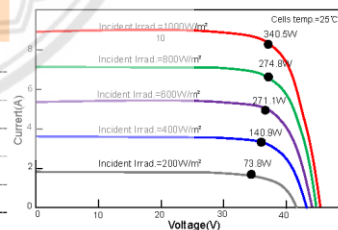
Module type	NB1-340M
Rated Maximum Power (Pmax/W)	340
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	38.12
Open-circuit Voltage (Voc/V)	46.30
Maximum Power Current (Imp/A)	8.92
Short-circuit Current (Isc/A)	9.44
Module Efficiency (%)	17.52
STC: Irradiance 1000W/M ² Module Temperature: 25°C AM=1.5	

I-V Curve:



Electrical Parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Module type	NB1-340M
Max Power (Pmax/W)	253.00
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	35.20
Open-circuit Voltage (Voc/V)	43.30
Maximum Power Current (Imp/A)	7.19
Short-circuit Current (Isc/A)	7.63



Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s.

This publication summarizes product warranty and specification, which is subject to change without notice.

Jinshi Solar
http://www.jinshisolar.com/
sales02@jinshisolar.com

Ningbo Jinshi Solar Electrical Science & Technology Co., Ltd
No. 24 Beihai Road, Beilun, Ningbo, China
+86 574 26877757

ที่มา: <http://www.solarmateth.com/SolarPanel300WJinshi.htm>

คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ออกแบบ

Module NO.	CP500TL	CP630TL
Input Data(DC)		
Max. DC power	575KW	725KW
Max. DC voltage	1000V	1000V
DC Voltage Range	450V - 1000V	500V - 1000V
MPPT Voltage Range	450V - 850V	500V - 850V
Rated Input Voltage	600V	600V
Start Voltage/Power	520V/5000W	500V/6300W
Maximum Input Current	1120A	1450A
Number of Independent MPPT	1	1
Number of DC Inputs	2x5	2x5
Output (AC)		
Rated AC Power	500KVA	630KVA
Rated AC Voltage	315V	315V
AC Voltage Range	250V - 362V	250V - 362V
Rated Frequency	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz
Frequency Range	45Hz-55Hz/55Hz-65Hz	45Hz-55Hz/55Hz-65Hz
Maximum Output Current	1008A	1296A
Power Factor (cosφ)	0.9lagging – 0.9leading	0.9lagging – 0.9leading
Total Harmonic Distortion	<3%(@Pac,r)	<3%(@Pac,r)
Efficiency		
Maximum Efficiency	98.7%	98.7%
Euro Efficiency	98.5%	98.5%
MPPT Efficiency	99.9%	99.9%
General Data		
Dimension (W/H/D)	2000/2180/850 mm	2000/2180/850 mm
Weight	1620kg	1620kg
Operating Temperature Range	-25 °C ... +55 °C	-25 °C ... +55 °C
Relative Humidity	0 - 95%	0 - 95%
Degree of Protection	IP 20	IP 20
Noise Emission	65dB(A)@1m	65dB(A)@1m
Maximum Operating Altitude	6000m(Derating over 3000m)	6000m(Derating over 3000m)
Standby consumption	<100W	<100W

ที่มา: https://www.alibaba.com/product-detail/500KW-Solar-Grid-Tie-Inverter-Transformerless_1439154659.html?spm=a2700.7724838.2017115.132.7c2173c2SRMdEz