การศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้พลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโครงการศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

ปริญญานิพนธ์

ของ

ยุทธศักดิ์ จันทโรทัย

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา

ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม

พฤษภาคม 2556

การศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้พลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโครงการศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

ปริญญานิพนธ์

ของ

ยุทธศักดิ์ จันทโรทัย

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม
พฤษภาคม 2556

ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

การศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้พลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโครงการศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

บทคัดย่อ

ของ

ยุทธศักดิ์ จันทโรทัย

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม
พฤษภาคม 2556

ยุทธศักดิ์ จันทโรทัย. (2556). **การศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้พลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์: กรณีศึกษาโครงการศูนย์ฝึกอบรมศิริราช.** ปริญญานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต; บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ; คณะกรรมการควบคุมปริญญานิพนธ์: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปฐมทัศน์ จิระเดชะ

การวิจัยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ โดยหาความแตกต่างค่าพลังงานที่เกิดจากการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทิศตามแนวอาคาร กับวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางทิศใต้ แล้วนำมาพิจารณาประกอบกับผลศึกษาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมที่ความสูงกังหันลมผลิตไฟฟ้าต่างๆ กัน โดยพิจารณาระยะเวลาคืนทุนที่มูลค่าเงินลงทุนเริ่มต้นของระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียว เทียบกับระยะเวลาคืนทุนเมื่อใช้พลังงานลมร่วมกับแสงอาทิตย์

วิทยานิพนธ์นี้ใช้ข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์จากกรมอุตุนิยมวิทยาและโปรแกรม PVSYST จำลองหาปริมาณรังสีดวงอาทิตย์บนผิวเอียงที่ 14 องศา และใช้โปรแกรมด้านการออกแบบจำลองรูปแบบการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่างๆ ส่วนข้อมูลด้านพลังงานลมได้จากสถานีตรวจวัดอากาศจังหวัดนครปฐม ที่เครื่องวัดลมสูงประมาณ 10 เมตร ได้ค่าความเร็วลมทุกๆ 3 ชั่วโมงใน 1 ปี จึงนำค่าความเร็วลมตลอดปีมาเฉลี่ยหาค่าความเร็วลมพื้นที่เท่ากับ 2.21 เมตร/วินาที แล้วจึงนำไปหาความเร็วลมเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นเมื่อเพิ่มความสูงขึ้นไปเป็นระยะๆ ละ 10 เมตร เพื่อหาค่าความเร็วลมที่เหมาะสมในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยกังหันลมความเร็วต่ำ

ผลจากการศึกษาเห็นได้ว่าค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกลงบนแผงเซลล์เมื่อหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้จะมีปริมาณมากกว่าค่าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อหันแผงเซลล์ตามแนวอาคาร แต่การวางแผงเซลล์ไปทางทิศใต้จะได้จำนวนแผงเซลล์น้อยกว่าจึงผลิตกระแสไฟฟ้าได้ต่ำกว่า และในพื้นที่ๆ จำกัดต้องใช้แผงเซลล์ที่มีประสิทธิภาพสูงเพื่อให้ได้พลังงานไฟฟ้าสูงในพื้นที่ๆ เท่ากัน จึงเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Monocrystalline วางไปตามแนวอาคารเต็มพื้นที่ดาดฟ้าทั้ง 3 อาคาร ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม กังหันความเร็วลมต่ำติดตั้งที่ความสูง 40 เมตร มีระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 9.54 ปี

คำสำคัญ: พลังงานหมุนเวียน พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม

A FEASIBILITY STUDY OF WIND AND SOLAR ENERGY FOR HYBRID TECHNOLOGY A CASE STUDY OF SIRIRAJ TRAINING CENTER

AN ABSTRACT

BY

YUTTASAK CHUNTAROTHAI

Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for the

Master of Engineering Degree in Engineering Management

at Srinakharinwirot University

May 2013

Yuttasak Chuntarothai. (2013). **A Feasibility Study of Wind and Solar Energy for Hybrid Technology: A Case Study of Siriraj Training Center**. Master of Engineering: Graduate School, Srinakharinwirot University. Advisor Assistant professor. Dr. Pathomthat Chiradeja

This research aims to study the amount of electrical energy from photovoltaic system. A comparison of amount of electrical energy generated from solar energy system between the installation of solar panel in the same direction of building and the south direction are under consideration in this research. In addition, the integration of wind energy under different heights with solar energy is also under consideration of this thesis.

This thesis used the data of solar radiation from Thai Meteorological Department. A computer software also used in order to analyze the amount of solar radiation at fourteen degree angle and to design and lay out the solar panels. The wind data from weather station (Nakornprathom Province) at anemometer height 10 m recording speed of wind every 3 hours for one year period was used in this research. The data is shown that the average wind speed on site was 2.21 m/s. The wind speed model has been developed and used to calculate the wind speed at different heights of wind turbine.

The results clearly shown that the amount of solar energy is higher when the monocrystalline solar panels are installed facing the south direction comparing to the amount of solar energy when installed the panels in the same direction of the building. However, by installing the panels in the south direction resulting in a lower number of solar panels which further resulting in lower electrical energy output. With a limitation of installing spaces and in order to generate a high amount of electrical energy, solar cells (monocrystalline) were used and installed in the same direction of building. The results also shown that with the integration of solar energy system and wind energy system at the height of 40 m, the payback period would be 9.54 years.

Keywords: Renewable Energy, Solar Energy, Wind Energy

ประกาศคุณูปการ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จสมบูรณ์ลงได้ อันเนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปฐมทัศน์ จิระเดชะ ประธานคณะกรรมการควบคุมปริญญานิพนธ์ อาจารย์ ดร.อาจรี ศุภสุธีกุล และ อาจารย์ ดร.วิชชากร จารุศิริ คณะกรรมการควบคุมปริญญานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำปรึกษาและให้ความรู้ แนวทาง ทำให้งานวิจัยดำเนินไปได้ด้วยดี ขอบพระคุณคณะอาจารย์ประจำหลักสูตรการจัดการทางวิศวกรรม ที่ให้ความรู้ทางด้านวิชาการ และประสบการณ์ต่างๆ เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาและทำงานวิจัย สำเร็จลงได้ด้วยดี รวมถึงท่านผู้ช่วยศาสตราจารย์ อรรถพล เง่าพิทักษ์กุล อาจารย์ประจำคณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ที่ร่วมเป็นคณะกรรมการสอบปากเปล่า ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งในความกรุณาและขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ ที่นี้

ขอขอบพระคุณ โรงพยาบาลศิริราช คณะแพทยศาสตรศิริราชและพยาบาลมหาวิทยาลัยมหิดล สำหรับ ทุนพระราชทานพัฒนาศิริราช เพื่อศึกษาหลักสูตรการจัดการทางวิศวกรรม และให้ข้อมูลในการวิจัยครั้งนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

ท้ายที่สุดนี้ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ มารดา และครอบครัว ที่คอยให้การสนับสนุนรวมทั้งเป็นกำลังใจที่ดียิ่งแก่ผู้วิจัยตลอดจน เจ้าหน้าที่ และเพื่อนร่วมชั้น ปริญญาโท สาขาการจัดการทางวิศวกรรม ทุกท่านที่ให้การช่วยเหลือด้วยดีเสมอมา

ยุทธศักดิ์ จันทโรทัย

สารบัญ

บทที่		หน้า
1	**บทนำ**……	1
	ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา…..…….……	1
	วัตถุประสงค์……..	7
	ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....……	7
	ขอบเขตการศึกษาวิจัย.....……	7
2	**ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง**……	8
	ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องและความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์……..	8
	ทฤษฎีการเกิดลมและความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับพลังงานลม……...	17
	ทฤษฎีทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	41
	งานวิจัย ที่เกี่ยวข้อง.....	44
3	**วิธีดำเนินการวิจัย**…….……	52
	ข้อมูลเบื้องต้นอาคารศูนย์ฝึกอบรมศิริราช…….	52
	แนวคิดและวิธีการดำเนินการ…..…….	54
	การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์…….	54
	การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม…..……...	56
	การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าระหว่างพลังงานลมร่วมกับ พลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า……...	56
4	**ผลการทดลองและวิจารณ์**……..……..	57
	ผลการทดลองการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์…….……..	57
	ผลการทดลองการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม…..……...	74
	ผลการทดลองการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์…..……..	78

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	81
สรุปผลการวิจัย	81
ข้อเสนอแนะ	83
บรรณานุกรม	84
ภาคผนวก	88
ภาคผนวก ก	89
ภาคผนวก ข	114
ภาคผนวก ค	129
ภาคผนวก ง	152
ภาคผนวก จ	165
ภาคผนวก ฉ	181
ภาคผนวก ช	205
ประวัติย่อผู้วิจัย	214

บัญชีตาราง

ตาราง		หน้า
1	การผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเดือน ปี 2552-2555	2
2	การไฟฟ้ารายสาขา ปี 2552-2555	3
3	ค่า n ตามลักษณะพื้นผิวแบบต่างๆ	24
4	ค่า Roughness length ของภูมิประเทศที่มีลักษณะพื้นผิวแบบต่างๆใ	26
5	ผลการเปลี่ยนแปลงค่าของ shape factor, k ต่ออัตราส่วน $\sigma_u / \bar{u}$	30
6	ข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์	65
7	การทดลองแผงเซลล์แบบ Amorphous อาคารรับรอง (อาคาร A)	66
8	การทดลองแผงเซลล์แบบ Amorphous อาคารที่พัก (อาคาร B และ อาคาร C)	67
9	การทดลองแผงเซลล์แบบ Monocrytralline อาคารรับรอง (อาคาร A)	68
10	การทดลองแผงเซลล์แบบ Monocrytralline อาคารที่พัก (อาคาร B และ อาคาร C)	69
11	การทดลองแผงเซลล์แบบ Polycrytralline อาคารรับรอง (อาคาร A)	70
12	การทดลองแผงเซลล์แบบ Polycrytralline อาคารที่พัก (อาคาร B และ C)	71
13	ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ	72
14	ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 ชนิด	73
15	ความเร็วลมเฉลี่ย	74
16	ความเร็วลมที่ความสูงต่างๆ	75
17	ระยะเวลาคืนทุนที่ความสูงต่างๆ	76
18	ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์	79

บัญชีภาพประกอบ

ภาพประกอบ		หน้า
1	แผนภูมิแสดงการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเดือน ปี 2552-2555…….....	2
2	แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปี……..……..	4
3	แผนภูมิแสดงเปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ที่ระดับต่างๆ……..	5
4	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยที่ระดับความสูง 40 เมตร..……...	6
5	ลักษณะการประกอบกันของเซลล์แสงอาทิตย์…….…….	9
6	การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีแสงมาตกกระทบ……...	11
7	การต่อเซลแสงอาทิตย์แบบอนุกรม……...	11
8	การต่อเซลแสงอาทิตย์แบบขนาน…….	12
9	การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสม…….	12
10	ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันต่อความเข้มของแสงอาทิตย์..…….	13
11	ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันต่ออุณหภูมิ……..……..	14
12	แผนผังการทำงานของระบบโฟโตโวลตาอิค (Photovoltaic System)...……	15
13	ลักษณะความเร็วลมภายใต้ชั้นบรรยากาศ ……..…..……...	17
14	แผนภูมิแสดงกำลังไฟฟ้าและช่วงการทำงานของกังหันลมแบบต่างๆ.....……..	19
15	การกระจายแบบ Rayleigh ……...	27
16	การกระจายแบบ Weibull สำหรับความเร็วลมเฉลี่ย, u =8 m/s …….	28
17	กังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง…….	31
18	องค์ประกอบ กังหันลมแบบความเร็วคงที่ (a) กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ (b) กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ชนิดต่อตรง (c) ……	32
19	ส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า..……...……	33
20	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย…...……..	37
21	ฟาร์มลมในประเทศสหรัฐอเมริกา……	38
22	สถานีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมร่วมกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต…….…….....	39
23	มุมมองด้านข้างศูนย์ฝึกอบรมศิริราช……..……..	52
24	มุมมองด้านบนศูนย์ฝึกอบรมศิริราช…….....	53

บัญชีภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ **หน้า**

25 ขั้นตอนการวิเคราะห์ส่วนของพลังงานแสงอาทิตย์..... 55

26 ขั้นตอนการวิเคราะห์ส่วนของพลังงานลม..... 56

27 ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้เป็นต้นแบบในการวาง..... 57

28 แผนผังพื้นที่ศูนย์ฝึกอบรมศิริราช..... 58

29 พื้นที่ดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคาร A)..... 59

30 พื้นที่ดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และ อาคาร C)..... 60

31 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มพื้นที่..... 61

32 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเว้นช่องกลาง..... 61

33 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้..... 62

34 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวนอนหันไปตามแนวอาคาร..... 62

35 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้แบบเว้นช่องกลาง..... 63

36 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวนอนหันไปตามแนวอาคารแบบเว้นช่องกลาง..... 63

37 ความสูงกังหันลมที่ระดับ 70 เมตร..... 77

38 การต่อระบบพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานลม..... 78

39 การต่อระบบเข้ากับระบบของการไฟฟ้า..... 80

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

สถานการณ์ด้านพลังงานมีความเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม อันเนื่องมาจากสภาพเศรษฐกิจและสังคมที่เจริญก้าวหน้าอย่างต่อเนื่อง เป็นผลทำให้ความต้องการใช้พลังงานมีอัตราสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องทั่วโลก ซึ่งพลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่ในปัจจุบันถูกใช้ไปในภาคอุตสาหกรรม ภาคคมนาคมขนส่ง ภาคครัวเรือน ซึ่งมาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยมีแนวโน้มลดลงและจะหมดในเวลาไม่นาน โดยผลกระทบจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนั้นก่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกและเมื่อมีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลมากขึ้นก๊าซเรือนกระจกก็จะมีปริมาณมากขึ้นตามการใช้งาน พลังงานทางเลือกหรือพลังงานทดแทนที่ใช้แล้วไม่หมดไปจึงเป็นพลังงานที่ควรให้ความสำคัญและนำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้มากขึ้น

อีกปัญหาหนึ่งของประเทศไทยคือการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนก็สามารถช่วยชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มได้อีกทางหนึ่งด้วย

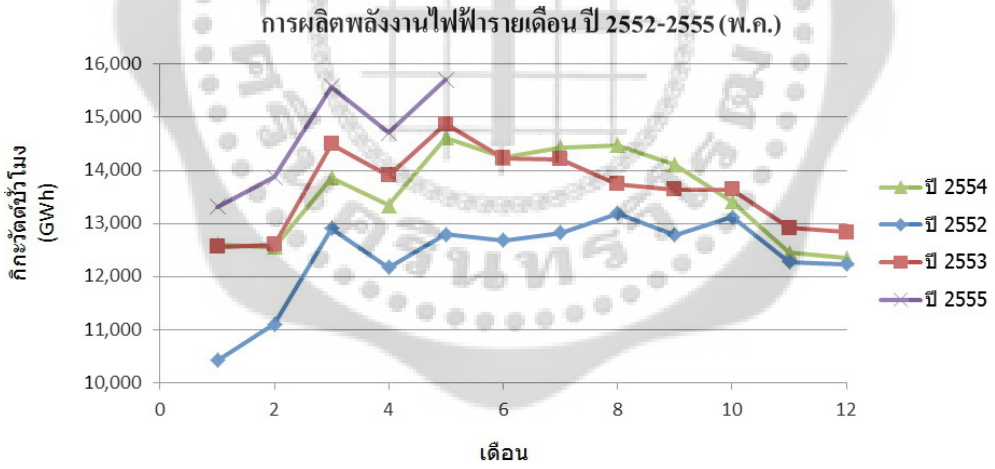
ตาราง 1 แสดงช่วงเวลาเดียวกันของปีที่ผ่านมา มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างชัดเจน ในระยะเวลา 1 ปี อาจพบว่ามีการเพิ่มขึ้นเล็กน้อย แต่หากเปรียบเทียบย้อนกลับไปที่ปี 2552 พบว่ามีการการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างเห็นชัดเจน

ตาราง 1 การผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเดือน ปี 2552-2555

	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-พ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
2552	10,418	11,104	12,910	12,176	12,794	12,680	12,822	13,190	12,784	13,124	12,277	12,238	59,402	148,517
2553	12,564	12,597	14,497	13,907	14,872	14,234	14,214	13,742	13,643	13,641	12,917	12,838	68,437	163,666
2554	12,604	12,559	13,859	13,344	14,620	14,241	14,429	14,475	14,109	13,413	12,452	12,345	66,986	162,450
2555	13,317	13,878	15,571	14,709	15,706								73,181	73,181
Δ (%) จากช่วงเดียวกับปีก่อน	5.65	10.51	12.35	10.23	7.43								9.25	
Δ (%) จากเดือนก่อนปี 55	7.87	4.22	12.20	-5.54	6.78									

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน 2555. ออนไลน์.

หน่วย GWh



ภาพประกอบ 1 แผนภูมิแสดงการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเดือน ปี 2552-2555

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน 2555. ออนไลน์.

ตาราง 2 การไฟฟ้ารายสาขา ปี 2552-2555

GWh	2552	2553	2554	2555 (ม.ค.-พ.ค.)	Δ (%) จากช่วงเดียวกันของปีก่อน	สัดส่วน (%)
ครัวเรือน	30,257	33,216	32,799	15,359	16.50	23.00
กิจการขนาดเล็ก	14,342	15,586	15,446	6,960	11.30	10.00
ธุรกิจ	21,341	23,005	23,631	10,748	13.10	16.00
อุตสาหกรรม	60,874	67,952	67,785	29,368	3.50	44.00
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	4,677	5,049	4,888	1,978	6.50	3.00
เกษตรกรรม	318	335	297	209	3.90	0.00
การใช้ไฟฟ้าที่ไม่คิดมูลค่า	1,843	2,034	2,168	911	2.50	1.00
อื่นๆ	1,530	2,123	1,840	1,087	39.10	2.00
รวมทั้งสิ้น	135,181	149,301	148,855	66,619	9.10	100.00

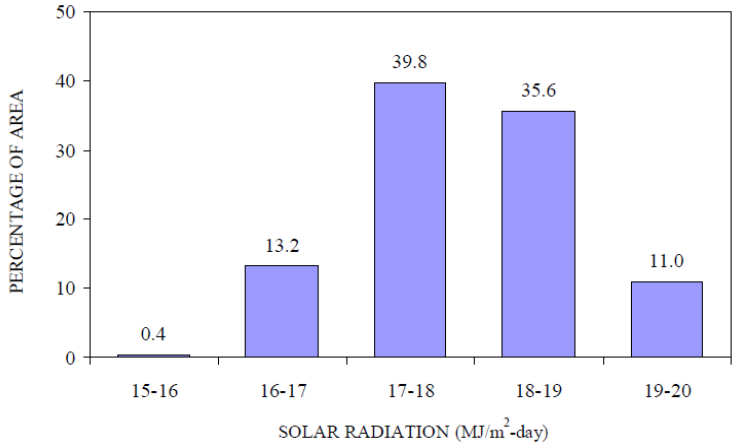
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน 2555. ออนไลน์. หน่วย GWh

เมื่อวิเคราะห์การใช้ไฟฟ้ารายสาขา ในตาราง 2 พบว่าในแต่ละสาขามีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นโดยเป็นภาคครัวเรือนมีการเพิ่มขึ้นสูงที่สุดอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของประชาการ การพัฒนาความเป็นอยู่ของสังคมเมือง สภาพอากาศที่ร้อนขึ้นอาจทำให้แต่ละครอบครัวมีการติดเครื่องปรับอากาศในที่พักอาศัย การเพิ่มขึ้นดังกล่าว รัฐบาลต้องหาแหล่งพลังงานเพื่อตอบสนองความต้องการใช้งานให้ทันต่อการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ เพื่อให้แต่ละสาขาสามารถพัฒนาหรือเติบโตในอนาคต

พลังงานแสงอาทิตย์หมุนเวียนรูปแบบหนึ่งที่ใช้ได้อย่างไม่มีวันหมด และประเทศไทยเป็นประเทศที่มีศักยภาพในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์สูง อีกทั้งในปัจจุบันราคาอุปกรณ์ที่ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์มีราคาถูกลงมาก ทำให้เริ่มมีความคุ้มค่าในการนำมาใช้ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน จัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ขึ้นมา พบว่าพื้นที่โดยรวมของทั้งประเทศได้รับพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ครอบคลุมเกือบทุกพื้นที่

ภาพประกอบ 2 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปี

ที่มา: โครงการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและการอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2542. ออนไลน์.



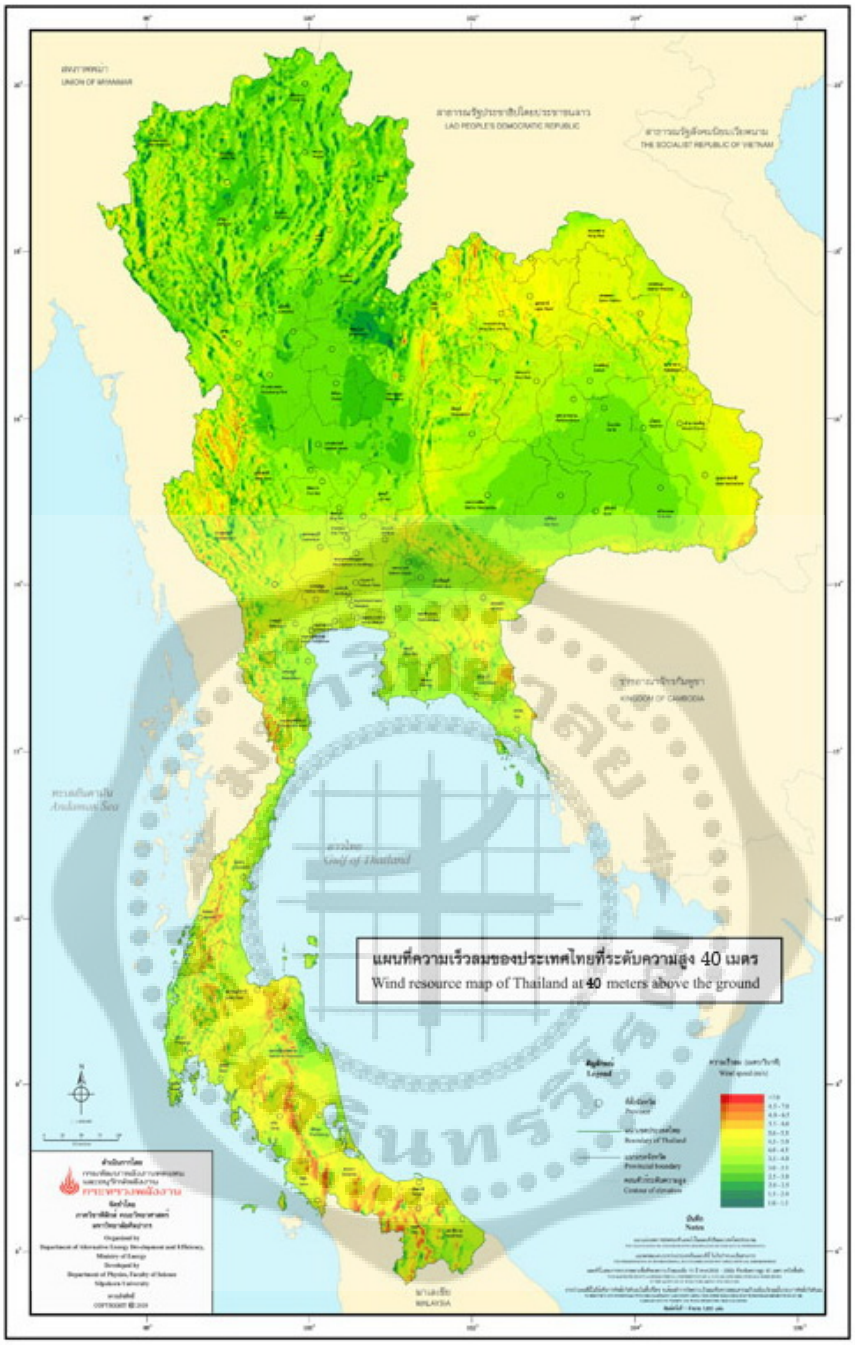
ภาพประกอบ 3 แผนภูมิแสดงเปอร์เซ็นต์พื้นที่ที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ที่ระดับต่างๆ

ที่มา: โครงการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและการอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2542. ออนไลน์.

จากภาพประกอบ 3 พื้นที่ของประเทศไทยโดยเฉลี่ย กว่าร้อยละ 39.8 ได้รับรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในช่วง 17-18MJ/m^2-day และพื้นที่กว่าร้อยละ 35.6 ได้รับรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในช่วง 18-19 MJ/m^2-day ซึ่งจากแผนภูมิดังกล่าวและภาพประกอบ 2 แสดงให้เห็นว่าพื้นที่ใหญ่ของประเทศไทยมีศักยภาพทางด้านพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในเกณฑ์ดี

พลังงานลมเป็นพลังงานหมุนเวียนรูปแบบหนึ่งที่ใช้ได้อย่างไม่มีวันหมด ซึ่งถือว่าเป็นพลังงานทางเลือกหนึ่งในการสนับสนุนพัฒนาความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ ภาพประกอบ 4 จะพบว่าศักยภาพการใช้พลังงานลมในประเทศไทย ในภาคพื้นดินอาจมีศักยภาพที่น้อยจึงต้องมีการวิจัยเพื่อหากังหันลมที่เริ่มผลิตกระแสไฟฟ้า ในระดับความเร็วลมต่ำ แต่จากมูลค่าต้นทุนการผลิตพลังงานลมนั้นมีค่าต่ำจึงเป็นพลังงานหมุนเวียนที่ควรศึกษาเพื่อให้สามารถนำมาใช้ประโยชน์เพิ่มขึ้น

เพื่อให้เห็นถึงความตระหนักในการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โรงพยาบาลศิริราชจึงมีความสนใจนำพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่เป็นพลังงานทดแทนมาใช้ประโยชน์เป็นส่วนหนึ่งของอาคารฝึกอบรมศิริราช ซึ่งนอกจากจะเป็นการลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล การใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานในประเทศ ใช้ทรัพยากรของประเทศอย่างคุ้มค่า ยังช่วยลดภาระการจัดหาแหล่งพลังงานต่างประเทศ เป็นการช่วยเศรษฐกิจของชาติได้เป็นอย่างดี



ภาพประกอบ 4 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยที่ระดับความสูง 40 เมตร

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน และ ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร 2553. ออนไลน์.

1.2 วัตถุประสงค์

1. ศึกษาศักยภาพพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่ศูนย์ฝึกอบรมศิริราชเพื่อนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานทางเลือกได้

2. ศึกษาตัวแปรต่างๆ รวมไปถึงต้นทุนการก่อสร้าง ติดตั้งอุปกรณ์ ที่มีอิทธิพลต่อการนำพลังงานลมมาใช้ร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์

3. ศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการนำพลังงานลมมาใช้ร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบถึงศักยภาพของพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่โครงการเพื่อนำมาใช้เป็นแหล่พลังงานทางเลือกได้

2. ทราบถึงตัวแปรต่างๆ รวมไปถึงต้นทุนการก่อสร้าง ติดตั้งอุปกรณ์ ที่มีอิทธิพลต่อการนำพลังงานลมมาใช้ร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์

3. สามารถหาความเหมาะสมและความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการเลือกใช้พลังงานแสงอาทิตย์กับพลังงานลม

1.4 ขอบเขตการศึกษาวิจัย

1. เปรียบเทียบความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่างๆ โดยอ้างอิงขนาดพื้นที่บนดาดฟ้าอาคารศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

2. การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนโครงสร้างเหล็กในงานวิจัยนี้ไม่คิดน้ำหนักโครงสร้างและน้ำหนักแผงเซลล์ เนื่องจากอาคารยังอยู่ในระหว่างออกแบบก่อสร้างจึงสร้างสามารถคำนวณน้ำหนักโครงสร้างเพื่อสร้างจริงภายหลัง

3. ความสูงในการติดตั้งกังหันลมที่เหมาะสมจะพิจารณาจากเสาที่ความสูงมาตรฐานโดยไม่ต้องสั่งทำเป็นพิเศษ

4. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งหมดโดยไม่นำมาใช้ภายในศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

5. การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ใช้อัตราส่วนลด (discount rate) ที่ 5% และอัตราเงินเฟ้อปี 2555 เท่ากับ 3%

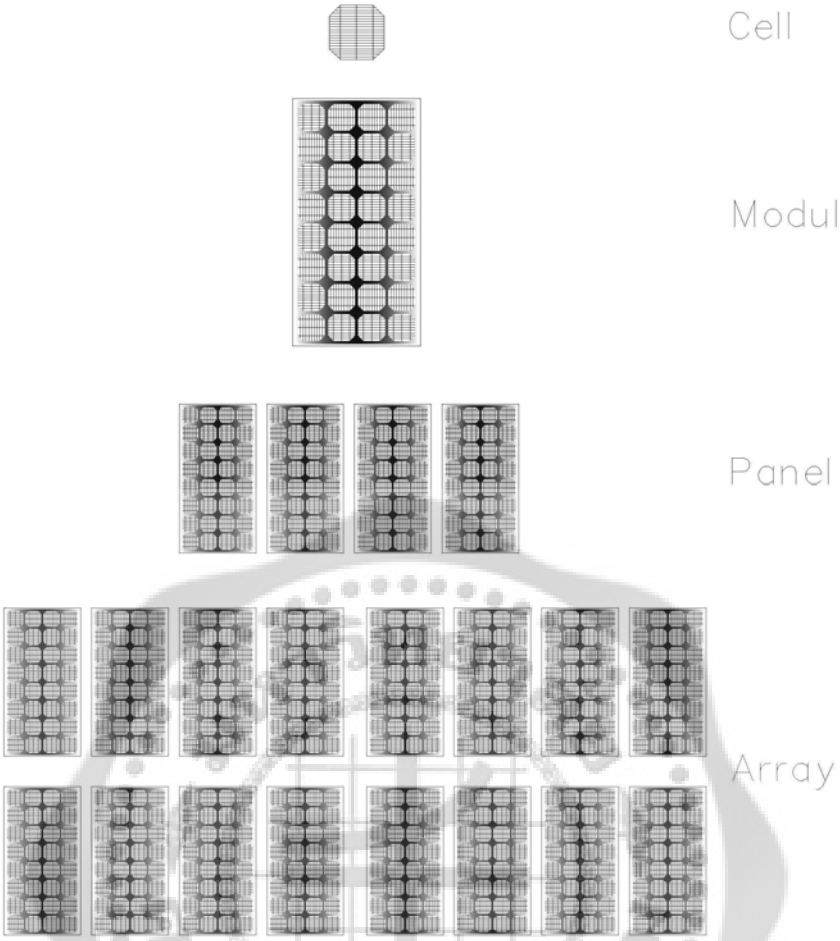
บทที่ 2
ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องและความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนที่สามารถนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้อย่างไม่สิ้นสุด ทำให้เกิดประโยชน์ในหลายๆ ด้าน ทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งมีทฤษฎีที่เกี่ยวข้องดังนี้

2.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

เซลล์แสงอาทิตย์ เป็นสิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ที่ทำมาจากสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) ส่วนใหญ่ทำมาจากสารซิลิคอน (Silicon) ซึ่งมีอยู่มากในธรรมชาตินำมาสกัดผ่านขั้นตอนการผลิตเป็นแผ่น ด้านบนของเซลล์จะเรียกว่า N-type silicon ด้านล่างเรียกว่า P-type Silicon โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้กันมากที่สุด คือรอยต่อพีเอ็นของสารกึ่งตัวนำ เมื่อมีแสงแดดมาตกกระทบที่เซลล์จะสามารถเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรงเรียกว่า กระบวนการโฟโตโวลตาอิค (Photovoltaic)



ภาพประกอบ 5 ลักษณะการประกอบกันของเซลล์แสงอาทิตย์

ภาพประกอบ 5 แสดงให้เห็นการประกอบชิ้นเซลล์แสงอาทิตย์ จากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ชิ้น ประกอบกันหลายๆ ชิ้นจนเป็นแผงอาร์เรย์เพื่อรับรังสีดวงอาทิตย์ได้ปริมาณมากๆ ซึ่งส่วนประกอบต่างๆ อธิบายได้ดังนี้

1. เซลล์แสงอาทิตย์ (Cell) คือเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เซลล์มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 5 นิ้ว สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 3 แอมแปร์ และแรงดัน 0.5 โวลท์

2. โมดูล (Module) คือการนำเซลล์แสงอาทิตย์หลาย ๆ อันมาเรียงต่อกันเพื่อให้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น และใช้กระจกปิดด้านบนเพื่อป้องกันการขีดข่วนทำลาย และบรรจุอยู่ในกรอบอลูมิเนียมเพื่อสะดวกในการขนย้าย

3. แพนเนล (Panel) คือการนำเซลล์แสงอาทิตย์หลาย ๆ โมดูลมาเรียงต่อกัน

4. อาร์เรย์ (Array) คือการนำเซลล์แสงอาทิตย์หลายๆ เพนเนลมาเรียงต่อกันเพื่อให้เกิดกระแสไฟฟ้าและแรงดันเพิ่มขึ้นตามความต้องการการใช้งาน

2.1.2 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

เซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่ทำจากสารที่มีอยู่มากในธรรมชาติคือ ซิลิคอน (Silicon) จึงสามารถแบ่งชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ออกตามชนิดของสาร

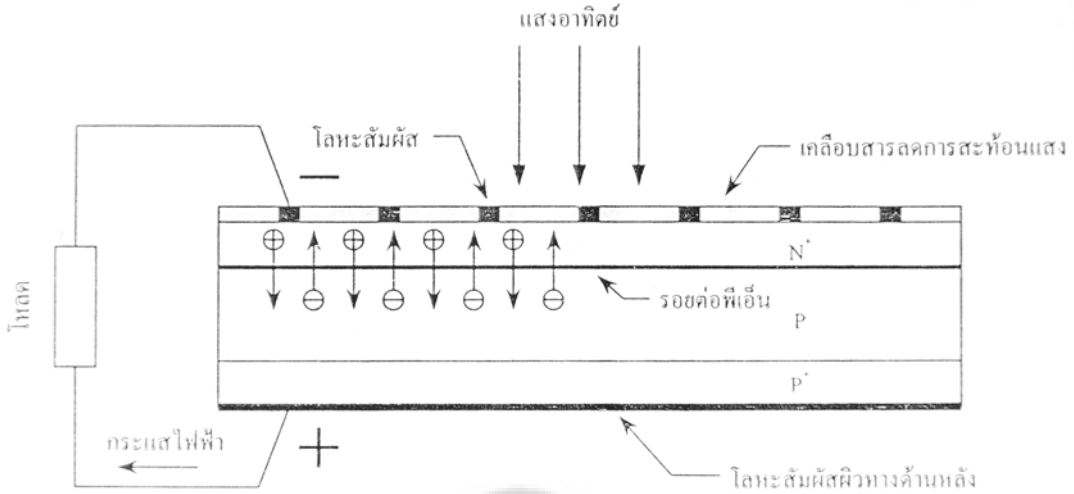
1. เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว (Singlecrystalline Silicon) มีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าสูงที่สุดถึง 15 – 24 % มากกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอื่น ๆและมีราคาค่อนข้างแพง

2. เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกผสม (Polycrystalline Silicon) มีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้ารองมาจาก แบบผลึกเดี่ยว คือประมาณ 10 – 17 %

3. เซลล์แสงอาทิตย์แบบอสัณฐาน (Amorphous Silicon, Thin film) มีประสิทธิภาพการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าต่ำกว่าชนิดอื่น คือประมาณ 8 – 13 % เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตมาจากสารประกอบ (Compound Semiconductor) เช่น คอปเปอร์อินเดียมไดอาร์เซไนด์ (CIS), แคทเมียมเทลเลอไรด์ (CdTe) มีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าอยู่ใน ช่วงปานกลาง คือประมาณ 10 – 15 %

2.1.3 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

แสงอาทิตย์ซึ่งมีอนุภาคโฟตรอนตกกระทบกับเซลล์แสงอาทิตย์ พลังงานของโฟตรอนจะถูกดูดกลืน มีผลทำให้เกิดการกระตุ้นอิเลคตรอน ซึ่งอยู่บริเวณผิวของเซลล์แสงอาทิตย์ด้านบน (N-type) เกิดการสร้างพาหะนำไฟฟ้าประจุลบ และประจุบวกขึ้น ได้แก่อิเล็กตรอน และโฮลโครงสร้างรอยต่อพีเอ็นจะทำหน้าที่สร้างสนามไฟฟ้าภายในเซลล์เพื่อแยกพาหะไฟฟ้าโดยให้อิเล็กตรอนไหลไปที่ขั้วลบ และให้พาหะนำไฟฟ้าชนิดโฮลไหลไปที่ขั้วบวก ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้นในวงจร การเคลื่อนที่ของอิเลคตรอนในทิศทางเดียวนี้เองที่ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าตรง (Direct electric)



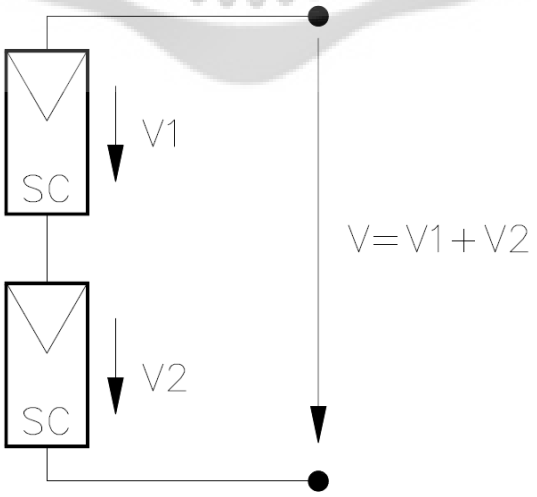
ภาพประกอบ 6 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีแสงมาตกกระทบ

ที่มา: สมชาย กฤตพลวิวัฒน์. *เทคนิคและการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์.* 2547.

2.1.4 การต่อเซลล์แสงอาทิตย์ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

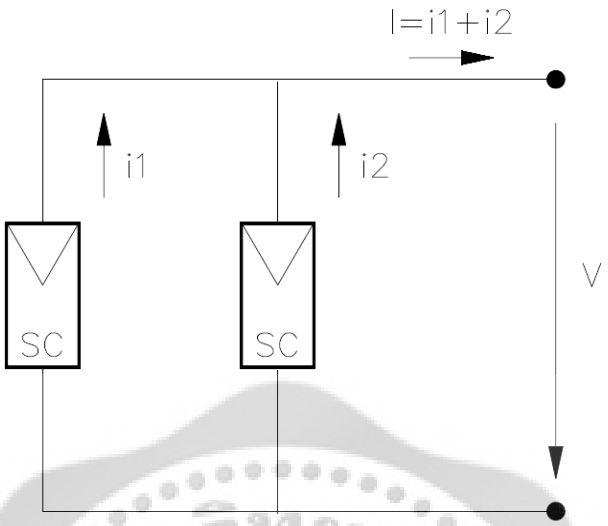
การนำเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละเซลมาต่อกันเพื่อให้ได้ไฟฟ้าและแรงดันตามปริมาณที่ต้องการของการใช้งานของโหลด

1. การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม (อันดับ) คือการนำเซลแสงอาทิตย์มาต่อกันเพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้าตามต้องการ



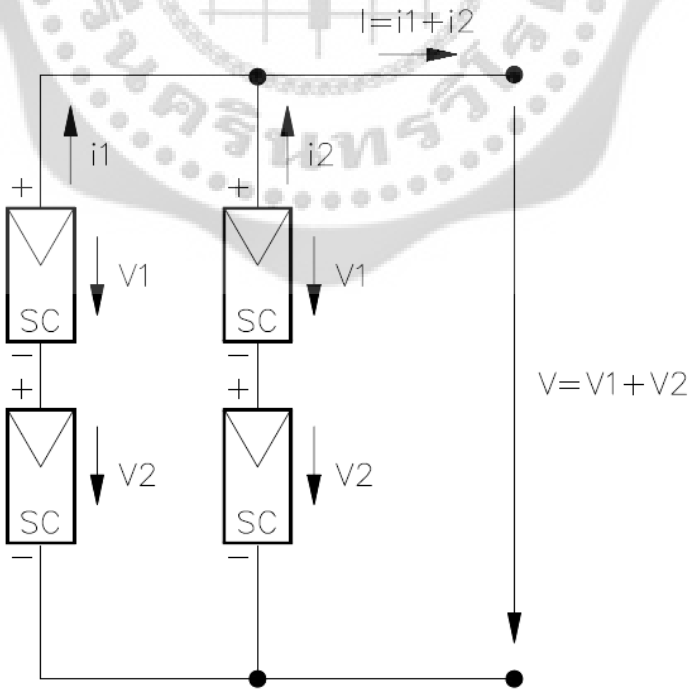
ภาพประกอบ 7 การต่อเซลแสงอาทิตย์แบบอนุกรม

2. การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนาน คือการนำเซลแสงอาทิตย์มาต่อกันเพื่อให้ได้กระแสไฟฟ้าตามต้องการ



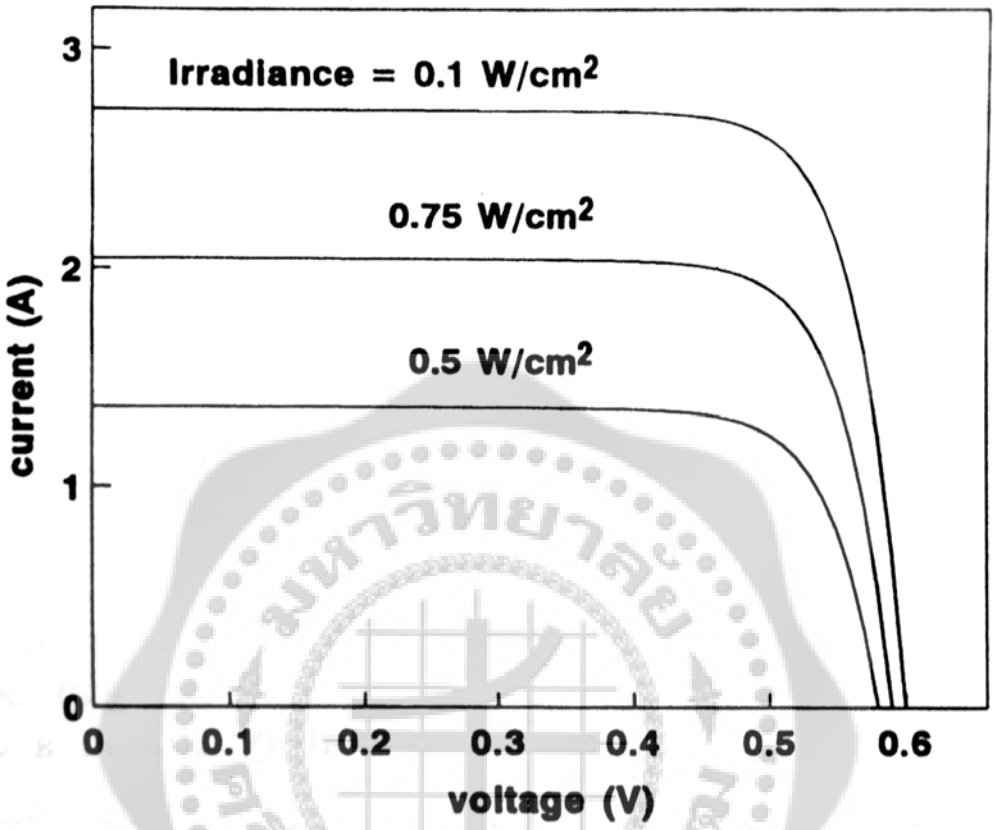
ภาพประกอบ 8 การต่อเซลแสงอาทิตย์แบบขนาน

3. การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสม คือการนำเซลแสงอาทิตย์มาต่อกันทั้งแบบอนุกรมและแบบขนานผสมกัน เพื่อให้ได้กระแสไฟฟ้าและแรงดันตาม ความต้องการ



ภาพประกอบ 9 การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสม

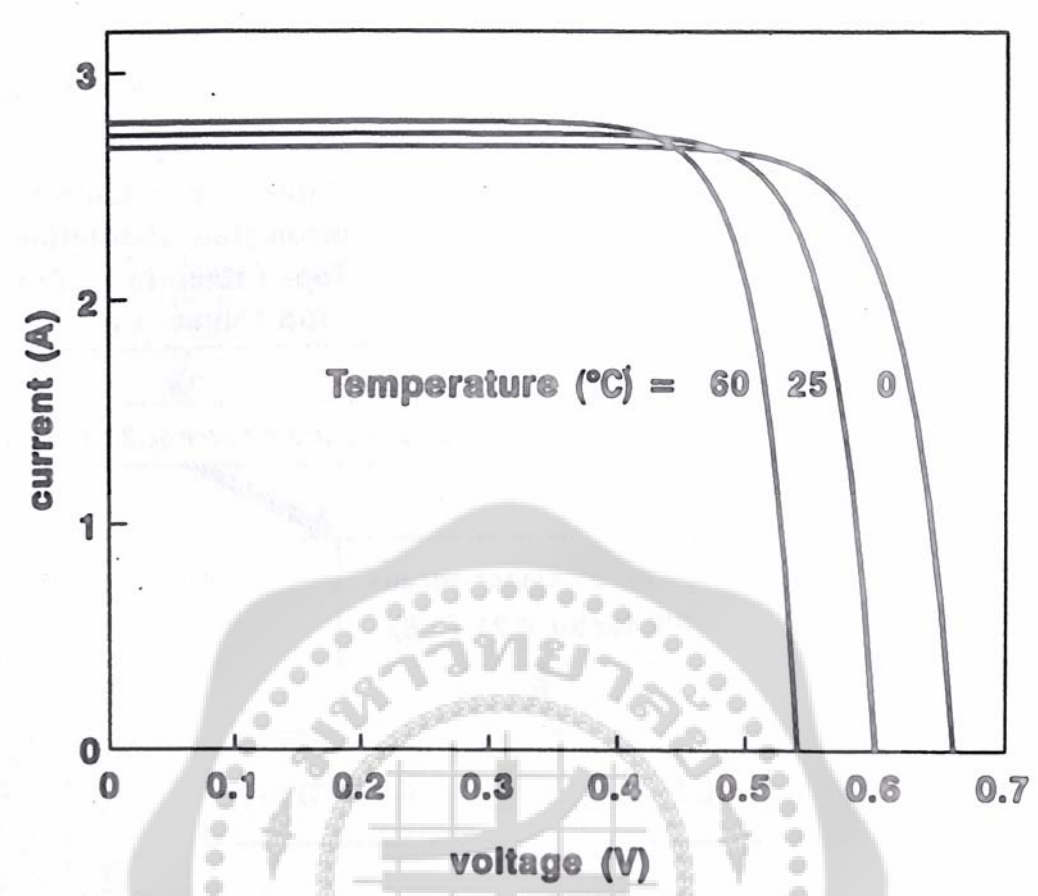
2.1.5 คุณลักษณะการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์



ภาพประกอบ 10 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันต่อความเข้มของแสงอาทิตย์

ที่มา: Thomas Markvart. Solar Electricity. 1996.

ภาพประกอบ 10 แสดงการเปลี่ยนแปลงปริมาณกระแสไฟฟ้าตามความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ (Solar radiation) หากความเข้มของแสงอาทิตย์ต่ำกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะน้อย และหากความเข้มแสงอาทิตย์สูงกระแสไฟฟ้าที่ได้จากมากขึ้น



ภาพประกอบ 11 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันต่ออุณหภูมิ

ที่มา: Thomas Markvart. Solar Electricity. 1996.

ภาพประกอบ 11 แสดงการเปลี่ยนแปลงปริมาณกระแสไฟฟ้าและแรงดันหรือเทียบได้กับกำลังไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงตามอุณหภูมิ (Temperature) โดยเซลล์แสงอาทิตย์จะมีกำลังไฟฟ้าลดลงหากอุณหภูมิสูงขึ้นหรือมีประสิทธิภาพเปลี่ยนแปลงไปตามอุณหภูมิ

2.1.6 ข้อดี-ข้อเสียของเซลล์แสงอาทิตย์ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

ข้อดีของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์คือ

1. พลังงานแสงจากดวงอาทิตย์มีไม่จำกัดและหมดไป

2. สามารถแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้ทันทีโดยไม่ต้องใช้อุปกรณ์อื่นประกอบ เพียงต้องประกอบให้ได้ตามสัดส่วนที่ต้องการใช้หรือแปลงรูปแบบก่อนนำไปใช้งาน

3. อายุการใช้งานยาวนาน ไม่เสียค่าบำรุงดูแลรักษามาก หากเกิดการเสียหรือต้องซ่อมแซม สามารถเปลี่ยนอุปกรณ์เป็นระบบๆ

4. เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

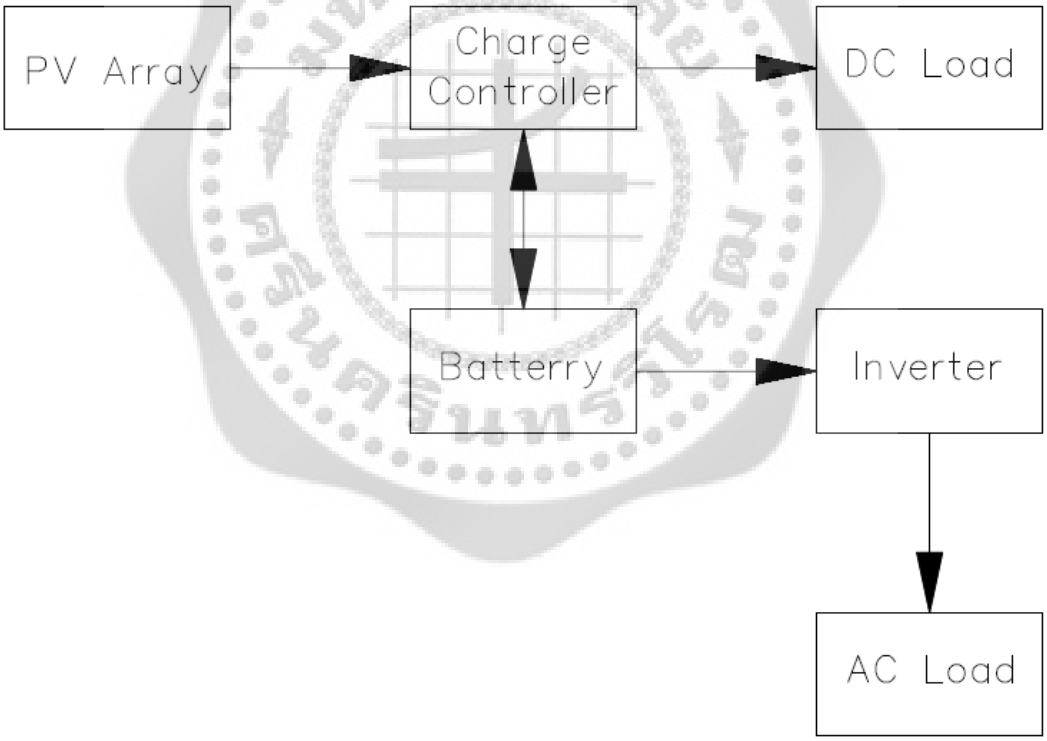
ข้อเสียของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์คือ

1. ประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำ หากต้องการใช้กระแสไฟฟ้ามาก ต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งมาก เพื่อให้เซลล์แสงอาทิตย์รับพลังงานแสงอาทิตย์ได้จำนวนมาก

2. ทำงานได้ในช่วงเวลาที่มีแสงเท่านั้น ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นกับความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์ ในช่วงเวลาต่าง ๆ

3. มีราคาแพงและยังไม่เพียงพอต่อความต้องการ

2.1.7 ระบบโฟโตโวลตาอิค (Photovoltaic System)



ภาพประกอบ 12 แผนผังการทำงานของระบบโฟโตโวลตาอิค (Photovoltaic System)

ภาพประกอบ 12 แสดงแผนผังการทำงานของระบบโฟโตโวลตาอิค (Photovoltaic System) เริ่มต้นมาจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์รับรังสีดวงอาทิตย์มาเปลี่ยนรูปพลังงานเป็นกระแสไฟฟ้าไหลไปยังอุปกรณ์ต่างๆ ตามทิศทางแต่ในการวิจัยนี้ไม่มีการใช้แบตเตอรี่สำรองไฟฟ้าแต่ต่อตรงเข้ากับการไฟฟ้าโดยตรง

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Arrays) คือแผงของเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาต่อกันทั้งแบบอนุกรมและแบบขนานเพื่อให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าและแรงดันได้ตามที่ต้องการกับการใช้งานกับโหลดที่ใช้ การคำนวณออกแบบขนาดของแผงเซลแสงอาทิตย์นี้จะต้องคำนึงปริมาณแสงอาทิตย์ที่ได้รับ ณ สถานที่ติดตั้ง

2. ตัวควบคุมการประจุไฟฟ้า (Controller) เป็นเครื่องที่ช่วยควบคุมการประจุและคายประจุให้กับแบตเตอรี่ในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกระแสไฟฟ้าได้และส่งให้กับแบตเตอรี่ในเวลากลางวัน และเป็นตัวป้องกันไม่ให้เกิดกระแสไฟฟ้าย้อนกลับไปที่เซลล์แสงอาทิตย์ในเวลากลางคืนซึ่งเซลล์ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ เพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับเซลล์แสงอาทิตย์และอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยมีวงจรป้องกันการลัดวงจร แรงดันเกิน หรือ ต่อขั้วไฟฟ้าผิด

3. อินเวอร์เตอร์ (Inverter / Converter) ทำหน้าที่แปรไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่มีความถี่และเฟสตามต้องการ หรือเหมาะสมกับการต่อเข้ากับ Utility grid ซึ่งจะมีความถี่ 50 เฮิรตซ์ แรงดัน 220 V โดยทั่วไปองค์ประกอบนี้มักได้แก่ DC-AC Inverter

4. แบตเตอรี่ (Battery) ทำหน้าที่เก็บสะสมกำลังไฟฟ้าที่เกิดจากแผลเซลล์แสงอาทิตย์ที่เกิดในเวลากลางวันเพื่อนำไปใช้ในเวลากลางคืน หรือเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์ที่ต้องการ

2.1.8 การเชื่อมต่อและการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับการไฟฟ้า (Grid Connected System)

การต่อเชื่อมวงจรผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบสายส่งไฟฟ้าเพื่อนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ขายให้กับการไฟฟ้า และในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ ก็นำพลังงานไฟฟ้าจากสายส่งมาใช้ในเวลาเวลากลางคืน หรือในเวลาที่มีภาระการใช้งานมาก โดยมีการติดตั้งมิเตอร์ซื้อขายเพื่อใช้ในการตรวจสอบ

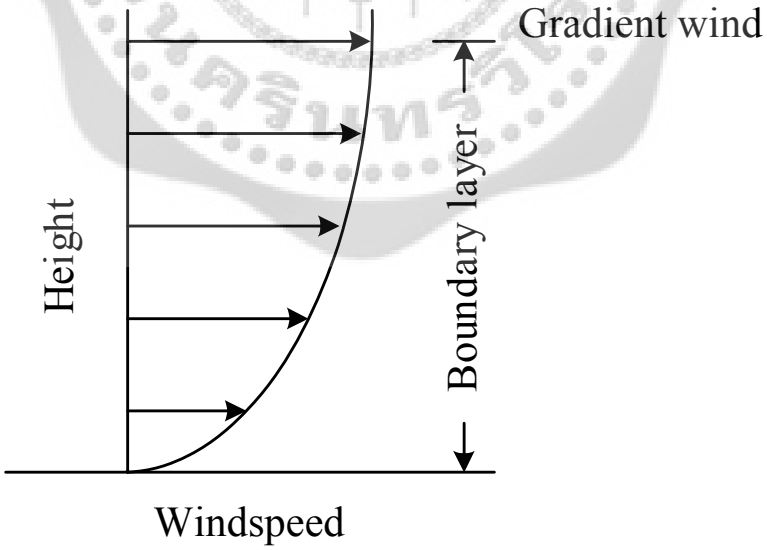
2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องและความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับกังหันลม

ข้อมูลศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทยแสดงให้เห็นว่าความเร็วลมของประเทศไทยมีระดับต่ำจึงควรพิจารณาใช้กังหันลมความเร็วลมต่ำ

2.2.1 หลักการทำงานของกังหันลม (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

ลมที่เกิดขึ้นถูกใช้ประโยชน์จากส่วนที่อยู่ใกล้ผิวโลกหรือที่เรียกว่าลมผิวพื้น ซึ่งหมายถึงลมที่พัดในบริเวณผิวพื้นโลกภายใต้ความสูงประมาณ 1 กิโลเมตรเหนือพื้นดิน เป็นบริเวณที่มีการผสมผสานของอากาศกับอนุภาคอื่นๆ และมีแรงเสียดทานในระดับต่ำ โดยเริ่มต้นที่ระดับความสูงมากกว่า 10 เมตรขึ้นไปแรงเสียดทานจะลดลง ทำให้ความเร็วลมจะเพิ่มขึ้นดังแสดงในภาพประกอบ 16 จนกระทั่งที่ระดับความสูงใกล้ 1 กิโลเมตรเกือบไม่มีแรงเสียดทาน

ความเร็วลมมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับระดับความสูง และ สภาพภูมิประเทศ เช่นเดียวกันกับทิศทางของลม จากประสบการณ์ที่ผ่านมาพบว่ากังหันลมจะทำงานได้ดีหรือไม่นั้นจะขึ้นอยู่กับตัวแปรทั้งสองนี้ ที่ความเร็วลมเท่าๆ กัน แต่มีทิศทางลมที่แตกต่างกัน เมื่อลมเคลื่อนที่พุ่งเข้าหาแกนหมุนของกังหันลมแล้วจะส่งผลต่อแรงบิดของกังหันลมเป็นอย่างมากผลคือแรงลัพธ์ที่ได้ออกมาจากกังหันลมแตกต่างกันดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าปัจจัยเบื้องต้นที่เป็นตัวกำหนดในการใช้พลังงานลมคือความเร็วและทิศทางของลมนั่นเอง (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)



ภาพประกอบ 13 ลักษณะความเร็วลมภายใต้ชั้นบรรยากาศ

ที่มา: Siegfried. 1998.

พลังงานที่ได้รับจากกังหันลมจะเปลี่ยนแปลงขึ้นกับความเร็วลม แต่ความสัมพันธ์นี้ไม่เป็นสัดส่วนโดยตรง ที่ความเร็วลมต่ำในช่วง 1–3 เมตรต่อวินาที กังหันลมจะยังไม่ทำงานจึงยังไม่สามารถผลิตไฟฟ้าออกมาได้ ที่ความเร็วลมระหว่าง 2.5–5 เมตรต่อวินาที กังหันลมจะเริ่มทำงานเรียกช่วงนี้ว่าช่วงเริ่มความเร็วลม (cut in wind speed) และที่ความเร็วลมช่วงประมาณ 12–15 เมตรต่อวินาที เป็นช่วงที่เรียกว่าช่วงความเร็วลม (nominal หรือ rate wind speed) ซึ่งเป็นช่วงที่กังหันลมทำงานอยู่บนพิกัดกำลังสูงสุดของตัวมันเอง ในช่วงที่ความเร็วลมไต่ระดับไปสู่ช่วงความเร็วลมเป็นการทำงานของกังหันลมด้วยประสิทธิภาพสูงสุด (maximum rotor efficiency) ดังแสดงในภาพประกอบ 14 ซึ่งค่านี้ขึ้นอยู่กับอัตราการกระตุ้นความเร็ว (tip speed ratio) และในช่วงเลยความเร็วลม (cut out wind speed) เป็นช่วงที่ความเร็วลมสูงกว่า 25 เมตรต่อวินาที กังหันลมจะหยุดทำงานเนื่องจากความเร็วลมสูงเกินไปซึ่งอาจทำให้เกิดความเสียหายต่อกลไกของกังหันลมได้ (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

การหากำลังของลมที่เคลื่อนที่ด้วยความเร็ว v ผ่านพื้นที่หน้าตัด A หาได้จาก

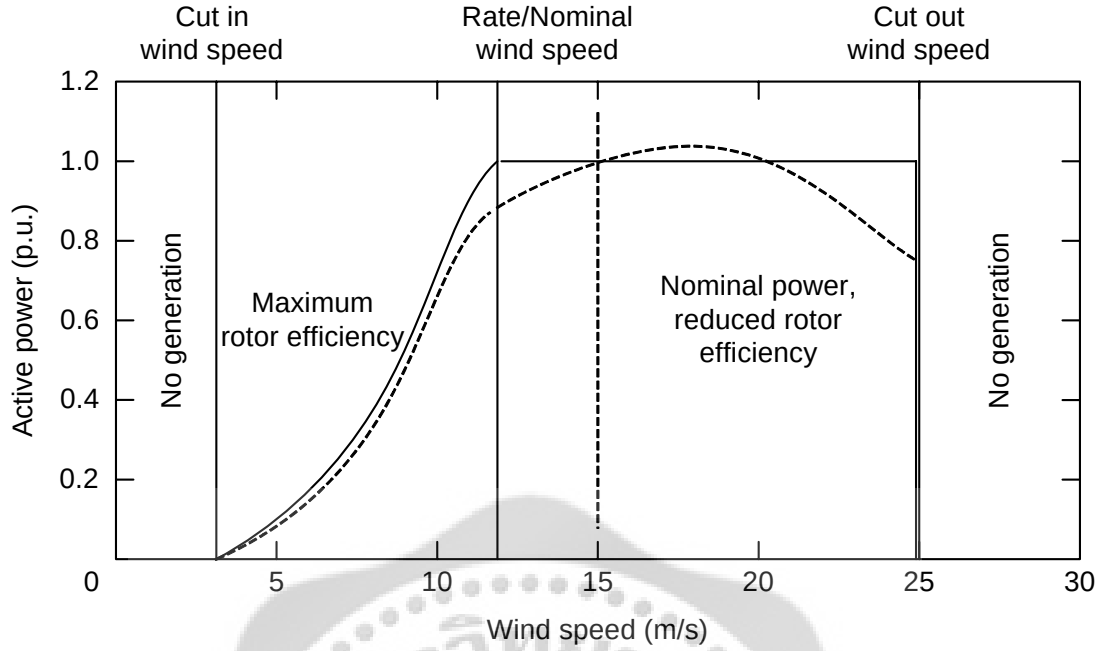
$$P_w = \frac{1}{2}\rho A v^3 \qquad (2.1)$$

เมื่อ P_w คือ กำลังของลม (W)

ρ คือ ความหนาแน่นของอากาศ มีค่าเท่ากับ 1.225 kg/m^3

A คือ พื้นที่หน้าตัด (m^2)

v คือ ความเร็วลม (m/s)



ภาพประกอบ 14 แผนภูมิแสดงกำลังไฟฟ้าและช่วงการทำงานของกังหันลมแบบต่างๆ

ที่มา: Siegfried. 1998.

หลักการทั่วไปในการนำพลังงานลมมาใช้คือ เมื่อมีลมพัดมาปะทะกับใบพัดของกังหันลม กังหันลมจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานลมที่อยู่ในรูปของพลังงานจลน์ไปเป็นพลังงานกลโดยการหมุนของใบพัด แรงจากการหมุนของใบพัดนี้จะถูกส่งผ่านแกนหมุนทำให้เฟืองเกียร์ที่ติดอยู่กับแกนหมุนเกิดการหมุนตามไปด้วย พลังงานกลที่ได้จากการหมุนของเฟืองเกียร์นี่เองที่ถูกประยุกต์ใช้ประโยชน์ตามความต้องการเช่น ในกรณีที่ต้องการใช้กังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าจะต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไป ซึ่งเมื่อเฟืองเกียร์ของกังหันลมเกิดการหมุนจะไปขับเคลื่อนให้แกนหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนตามไปด้วย ด้วยหลักการนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็สามารถผลิตกระแส ไฟฟ้าออกมาได้ ส่วนในกรณีของการใช้กังหันลมในการสูบน้ำหรือสีข้าวสามารถนำเอาพลังงานกลจากการหมุนของเฟืองเกียร์นี้ไปประยุกต์ใช้ได้โดยตรง

2.2.2 วิธีการวิเคราะห์ลมผิวพื้น (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

การวิเคราะห์ความเร็วลมและกำลังลมรายเดือนและรายปีและแต่ละปี

1. ความเร็วลมรวมช่วงลมสงบ (Wind Speed Including Calm) ที่ความสูงของเครื่องวัดลม (H_o) (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$V_{avg} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} V_i \qquad (2.2)$$

2. ความเร็วลมไม่รวมช่วงลมสงบ (Wind Speed Excluding Calm) ที่ความสูงของเครื่องวัดลม (H_o) (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$V_1 = V_{avg}\frac{(N_0 + N_1)}{N_1} \qquad (2.3)$$

3. ความเร็วลมรวมช่วงลมสงบที่ความสูง 10 เมตร (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$V_{10avg} = V_{avg}\left[\frac{10}{H_0}\right]^{1/7} \qquad (2.4)$$

4. ความเร็วลมไม่รวมช่วงลมสงบที่ความสูง 10 เมตร (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$V_{10} = V_{10avg}\frac{(N_0 + N_1)}{N_1} \qquad (2.5)$$

5. กำลังลมรวมช่วงลมสงบ (Power Density Including Calm) ที่ความสูงของเครื่องวัดลม (H_o) (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$P_{avg} = \frac{1}{2N}\sum_{i=1}^{N} V_i^3 \rho \qquad (2.6)$$

6. กำลังลมไม่รวมช่วงลมสงบ (Power Density Excluding Calm) ที่ความสูงของเครื่องวัดลม (H_o) (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$P_1 = P_{avg} \frac{(N_0 + N_1)}{N_1} \qquad (2.7)$$

7. กำลังลมรวมช่วงลมสงบที่ความสูง 10 เมตร (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$P_{10avg} = P_{avg} \left[\frac{10}{H_0} \right]^{3/7} \qquad (2.8)$$

8. กำลังลมไม่รวมช่วงลมสงบที่ความสูง 10 เมตร (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$P_{10} = P_{10avg} \frac{(N_0 + N_1)}{N_1} \qquad (2.9)$$

โดยที่ V_1 คือ ความเร็วลมไม่รวมช่วงลมสงบ

N คือจำนวนครั้งของการตรวจวัด (เท่ากับจำนวน $N_o + N_1$)

N_o คือจำนวนครั้งของลมสงบ

N_1 คือจำนวนครั้งของลมที่ตรวจวัดได้ (> 0 เมตร / วินาที)

H_o คือความสูงของเครื่องตรวจวัดลม

ρ คือค่าคงที่ของความหนาแน่นอากาศ (Air Density) ที่ผิวพื้น เท่ากับ 1.225 kg/m3

หมายเหตุ ค่าคงที่ของความหนาแน่นของอากาศ ที่ผิวพื้นหาได้จากสมการดังต่อไปนี้ (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$\text{Air Density} = 1.2929 \frac{(P_r + V_P)}{760} \frac{273}{T}$$

P_r = Atmosphere pressure, mm. of Hg

V_P = Vapor pressure, mm. of Hg

T = Temperature, degree K

เมื่อแทนค่า T = 15º C (288 ºK) สามารถคำนวณค่ามาตรฐานของความหนาแน่นของอากาศที่ผิวพื้นเท่ากับ 1.225 kg/m^3 ซึ่งใช้ในการวิเคราะห์ในการศึกษาครั้งนี้

ถ้า V_p มีค่าน้อย สามารถตัดทิ้งได้ จะได้สมการใหม่ที่ความหนาแน่นของอากาศสัมพันธ์กับความสูงคือ (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน: 2544)

$$\text{Air Density} = 1.226 - \frac{(1.194)}{10000} Z$$

Z = ความสูงจากระดับน้ำทะเล (เมตร)

2.2.3 การคำนวณพลังงานและกำลังลม (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

การคำนวณพลังงานและกำลังลมที่ได้ สามารถใช้สมการทางคณิตศาสตร์ต่อไปนี้ในการคำนวณและวิเคราะห์ศักยภาพ กำลังลมทั้งหมด (P) ที่ไหลผ่านพื้นที่ตั้งฉากคำนวณจาก (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

$$p = \frac{KE}{t} = 0.5\rho A u^3 \qquad (2.10)$$

เมื่อ P เป็น กำลังลมทั้งหมด (W)

KE เป็น พลังงานจลน์ (J)

t เป็น เวลา (s)

ρ เป็น ความหนาแน่นของอากาศ (kg/m^3)

u เป็น ความเร็วลม (m/s)

A เป็น พื้นที่ที่ตั้งฉากกับทิศทางลม (m^2)

กำลังลมทั้งหมดที่ได้ต่อหน่วยพื้นที่คำนวณจาก (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

$$\frac{p}{A} 0.5\rho u^3 \qquad (2.11)$$

ค่าความหนาแน่นของอากาศ คำนวณได้จากค่าความดันบรรยากาศ และอุณหภูมิ ขณะตรวจวัดความเร็วลม คำนวณได้จาก (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

$$\rho = 1.2929\left(\frac{P}{760}\right)\frac{273}{(273+T)} \quad (2.12)$$

$$\rho = 0.464\frac{P}{(273+T)} \quad (2.13)$$

เมื่อ p เป็น ความดันบรรยากาศ (mm-Hg)

T เป็น อุณหภูมิ (ºC)

ความหนาแน่นของอากาศมีค่าเปลี่ยนแปลงตามระดับความสูง เนื่องจากอุณหภูมิของอากาศที่ความสูงต่างกันมีค่าไม่เท่ากัน อุณหภูมิของบรรยากาศที่ระดับความสูงต่างๆ สามารถคำนวณได้จาก (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

$$T = T_0 - 0.00651y \quad (2.14)$$

เมื่อ T_0 เป็น อุณหภูมิบรรยากาศที่ระดับน้ำทะเล

y เป็น ระดับความสูงเหนือระดับน้ำทะเล (m)

ดังนั้นความหนาแน่นของอากาศที่ระดับความสูงใด ๆ เหนือระดับน้ำทะเลคำนวณได้จาก (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

$$\rho = 0.464\frac{P}{273+(T_0 - 0.00651y)} \quad (2.15)$$

ความหนาแน่นอากาศมาตรฐานที่ใช้ในการเปรียบเทียบกำลังลมที่ได้คือ 1.225 kg/m^3 ที่อุณหภูมิ 15ºC เมื่อทราบค่าความเร็วลมที่ตรวจวัดได้ สามารถคำนวณหากำลังลมเฉลี่ยในช่วงเวลาต่าง ๆ ของเดือน ช่วงฤดูกาล หรือในแต่ละปีได้จาก (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

$$\frac{P_{avg}}{A} = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_i}{AN} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} 0.5\rho_i\mu_i^3 \quad (2.16)$$

เมื่อ N เป็น จำนวนข้อมูลที่ทำการตรวจวัด

โดยทั่วไปกำลังลมจะเพิ่มขึ้นตามระดับความสูงเหนือพื้นดิน เนื่องจากความฝืดเรียกว่า Wind Shear ความเร็วลมที่เปลี่ยนแปลงตามความสูงเหนือพื้นดินประมาณได้จากสมการ (2.17)

$$\frac{\mu}{\mu_0} = \left[\frac{H}{H_0}\right]^n \tag{2.17}$$

เมื่อ u_0 เป็น ค่าความเร็วลมที่วัดได้ที่ความสูง H_0

H เป็น ระดับความสูงที่ต้องการประมาณค่าความเร็วลม u

n เป็น สัมประสิทธิ์ยกกำลัง

สมการ (2.17) สามารถเขียนอยู่ในรูปของการคำนวณกำลังลมได้ดังสมการ (2.18)

$$\frac{P}{P_0} = \left[\frac{H}{H_0}\right]^{3n} \tag{2.18}$$

ค่า n ในสมการ (2.17) ขึ้นอยู่กับลักษณะพื้นที่ที่ลมพัดผ่าน โดยมากจะใช้ค่า 1/6 ถึง1/7 หรือใช้ค่าจากตารางที่ 3

ตาราง 3 ค่า n ตามลักษณะพื้นผิวแบบต่างๆ

ground cover	*n*
smooth surface ocean, sand	0.10
low grass or fallow ground	0.16
high grass or low row crops	0.18
tall row crops or low woods	0.20
high woods with many trees suburbs, small towns	0.30

ที่มา: http://www.energy.iastate.edu. 2006. ออนไลน์.

ลักษณะของความขรุขระของพื้นผิว (Surface Roughness) ที่มีผลต่อ Wind Shear และใช้ในการคำนวณความเร็วลมที่ระดับสูงเหนือตำแหน่งที่ตรวจวัด ดูได้จากตารางที่ 4

ลักษณะข้อมูลความเร็วลมจะแสดงในรูป Density Function ซึ่งใช้ในการอธิบายลักษณะในรูปเส้นกราฟความถี่ของความเร็วลม โดยที่ Weibull และ Rayleigh Function เป็นฟังก์ชันที่นิยมใช้กันมากที่สุด ซึ่ง Rayleigh เป็นการกระจายแบบ 1 พารามิเตอร์ และเป็น subset ของ Weibull ที่เป็นการกระจายแบบ 2 พารามิเตอร์ ทำให้ Weibull สามารถใช้งานได้ครอบคลุมกว่า แต่บางกรณีที่ต้องการใช้งานอย่างง่าย ก็สามารถใช้ Rayleigh ได้ ซึ่งเพียงแต่ทราบค่าความเร็วลมเฉลี่ย, u Probability Density Function และ Cumulative Distribution สำหรับ Rayleigh Distribution เขียนได้ดังสมการที่ (2.19) และ (2.20) ตามลำดับ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

$$f(u) = \frac{\pi}{2}\left(\frac{u}{\bar{u}^2}\right)\exp\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{u}{\bar{u}}\right)^2\right] \tag{2.19}$$

$$F(u) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{u}{\bar{u}}\right)^2\right] \tag{2.20}$$

ลักษณะของการกระจายของความเร็วลม ที่ทำการตรวจวัดในช่วงเวลาหนึ่งเดือนหรือหนึ่งปี เป็นข้อมูลทางสถิติที่นิยมแสดงในรูปการกระจายแบบไวบูลล์ (Weibull Distribution) ดังนี้

$$f(u) = \frac{k}{A}\left(\frac{u}{A}\right)^{k-1}\exp\left\{-\left(\frac{u}{A}\right)^{k}\right\} \tag{2.21}$$

$k > 0, u > 1, A > 1$

โดยที่ $f(u)$ เป็น ฟังก์ชันความหนาแน่นของการกระจาย

k เป็น Weibull's Shape Parameter

A เป็น Weibull's Scale Parameter

โดยที่ $f(u)$ เป็นฟังก์ชันความหนาแน่นของการกระจาย (Probability Density Function) หรือแทนความน่าจะเป็นของความเร็วลมแต่ละช่วง 1 m/s

ตาราง 4 ค่า Roughness Length ของภูมิประเทศที่มีลักษณะพื้นผิวแบบต่างๆ

Land Cover Types	*Typical Roughness Length (m)*
Urban and suburban areas	0.4 – 3.0
Cities with tall buildings	3
Cities and large towns	1.2
Small towns	0.55
Outskirts of towns	0.4
Woodlands and forest	0.4 – 1.2
Farmland and grassy plains	0.002 – 0.30
Many trees and hedges, a few buildings	0.3
Scattered trees and hedges	0.15
Many hedges	0.085
Few trees (summer)	0.055
Crops and tall grass	0.05
Isolated trees	0.025
Few trees (winter)	0.01
Snow-covered cultivated farmland	0.002
Large expanses of water	0.0001 – 0.001
Flat desert	0.0001 – 0.001
Snow-covered flat ground	0.0001
Mud flats and ice	0.00001 – 0.00003

ที่มา: Spera, D.A. Wind Turbine Technology. 1994.

ฟังก์ชันความหนาแน่นสะสม (Cumulative Density Function) คำนวณจาก

$$F(u) = 1 - \exp\left\{-\left(\frac{u}{A}\right)^{k}\right\} \qquad (2.22)$$

สามารถคำนวณความเร็วลมเฉลี่ย $\bar{u}$ จาก Weibull Distribution ได้จากสมการ

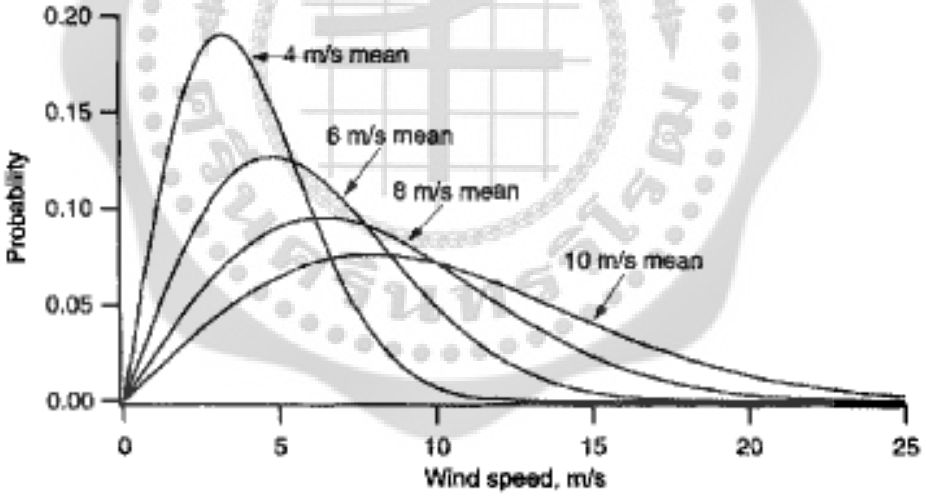
$$\bar{u} = A\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right) \tag{2.23}$$

โดยที่ $\Gamma(x)$ = Gamma Function $\int_0^\infty e^{-t}t^{x-1}dt$

ค่า Standard Deviation สำหรับการกระจายแบบ Weibull คือ

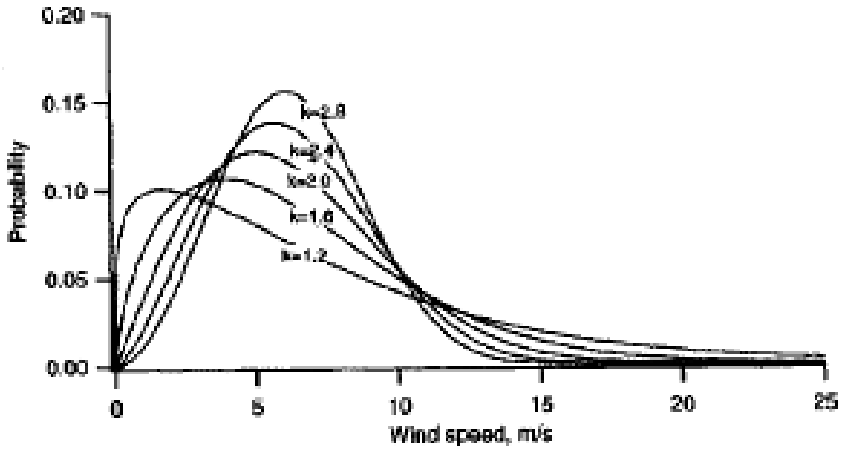
$$\sigma_u^2 = \bar{u}\left[\frac{\Gamma(1+2/k)}{\Gamma^2(1+1/k)}-1\right] \tag{2.24}$$

$$\sigma_u = A\left[\Gamma(1+2k)-\Gamma^2(1+1/k)\right] \tag{2.25}$$



ภาพประกอบ 15 การกระจายแบบ Rayleigh

ที่มา: Manwell, J.F. Wind Energy Explained :Theory, Design and Application. 2003.



ภาพประกอบ 16 การกระจายแบบ Weibull สำหรับความเร็วลมเฉลี่ย, u =8 m/s

ที่มา: Manwell, J.F. Wind Energy Explained :Theory, Design and Application. 2003.

ความน่าจะเป็นที่ความเร็วลม u มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับความเร็วลม u_a คือ

$$P(u \geq u_a) = \int_{u_a}^{\infty} f(u)du = \exp\left\{-\left(\frac{u_a}{A}\right)^k\right\} \qquad (2.26)$$

ลักษณะการกระจายแบบ Weibull จะถูกกำหนดโดยพารามิเตอร์ 2 พารามิเตอร์ คือ Shape Parameter, k และ Scale Parameter, A (m/s) การประมาณค่า Aและ k หาได้โดยวิธีการดังต่อไปนี้

1. Analytical or Empirical (Justus. 1978.) สามารถใช้งานได้ดีในช่วง $1 \leq k \leq 10$

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{\bar{u}}\right)^{-1.086} \qquad (2.27)$$

จากสมการ (2.23) สามารถคำนวณหาค่า A ได้จาก

$$A = \frac{\bar{u}}{\Gamma(1+1/k)} \qquad (2.28)$$

ซึ่งวิธีนี้ยังคงต้องใช้ Gamma Function

2. Empirical (Lysen. 1983.) โดยการใช้สมการที่ (2-27) ในการคำนวณหาค่า k แล้วคำนวณหาค่า A จากสมการประมาณการนี้

$$\frac{A}{\bar{u}} = \left(0.568 + 0.433/k\right)^{1/k} \qquad (2\text{-}29)$$

3. Graphical: log-log plot วิธีการนี้ เป็นการพล็อตกราฟโดยความเร็วลม u เป็นแกน x และ $F(u)$ เป็นแกน y บนกระดาษ log-log ค่าความชันของเส้นตรงที่ได้จะให้ค่า k และจุดตัดบนแกนนอน (แกน x) ที่ค่า $F(u) = 0.632$ จะให้ค่าประมาณของค่า A

โดยการใช้การกระจายแบบ Weibull (สมมุติว่ารู้ค่า A และ k) ค่าพารามิเตอร์อื่นๆสำหรับการกระจายของความเร็วลมที่สามารถคำนวณได้ ได้แก่

1. Standard Deviation of Wind Speed

$$\sigma_u^2 = c^2\left[\Gamma\left(1+2/k\right) - \Gamma^2\left(1+1/k\right)\right] = \bar{u}^2\left[\frac{\Gamma\left(1+2/k\right)}{\Gamma^2\left(1+1/k\right)} - 1\right] \qquad (2.30)$$

2. ค่าความเร็วลมเฉลี่ยกำลังสาม $\bar{u}^3$

$$\bar{u}^3 = \int_0^\infty u^3 p(u)du = c^3\Gamma\left(1+3/k\right) \qquad (2.31)$$

การ Normalized ความแปรเปลี่ยนของพารามิเตอร์ทั้งสองดังกล่าวนี้ $\left(\sigma_u, \bar{u}\right)$ จะขึ้นอยู่กับค่า Shape Factor, k เท่านั้น

เมื่อนิยามให้ K_e คือ Energy Pattern Factor

$$K_e = \frac{\overline{u^3}}{\bar{u}^3} = \frac{\Gamma\left(1+3/k\right)}{\Gamma^3\left(1+1/k\right)} \qquad (2.32)$$

โดยที่ $\overline{u^3}$ เป็น ค่าเฉลี่ยกำลังลมทั้งหมดที่ได้

$\bar{u}^3$ เป็น ความเร็วลมเฉลี่ยยกกำลังสาม

โดยที่ค่า $\overline{u^3}$ คำนวณได้จาก

$$\overline{u^3} = \int_0^\infty u^3 p(u) du = c^3 \left[\frac{\Gamma(1+2/k)}{\Gamma^2(1+1/k)} - 1 \right] \qquad (2.33)$$

ค่า $\sigma_u / \bar{u}$ และ K_e ที่ค่า k ต่าง ๆ ที่คำนวณได้แสดงดังตาราง 5

ตาราง 5 ผลการเปลี่ยนแปลงค่าของ Shape Factor, k ต่ออัตราส่วน $\sigma_u / \bar{u}$

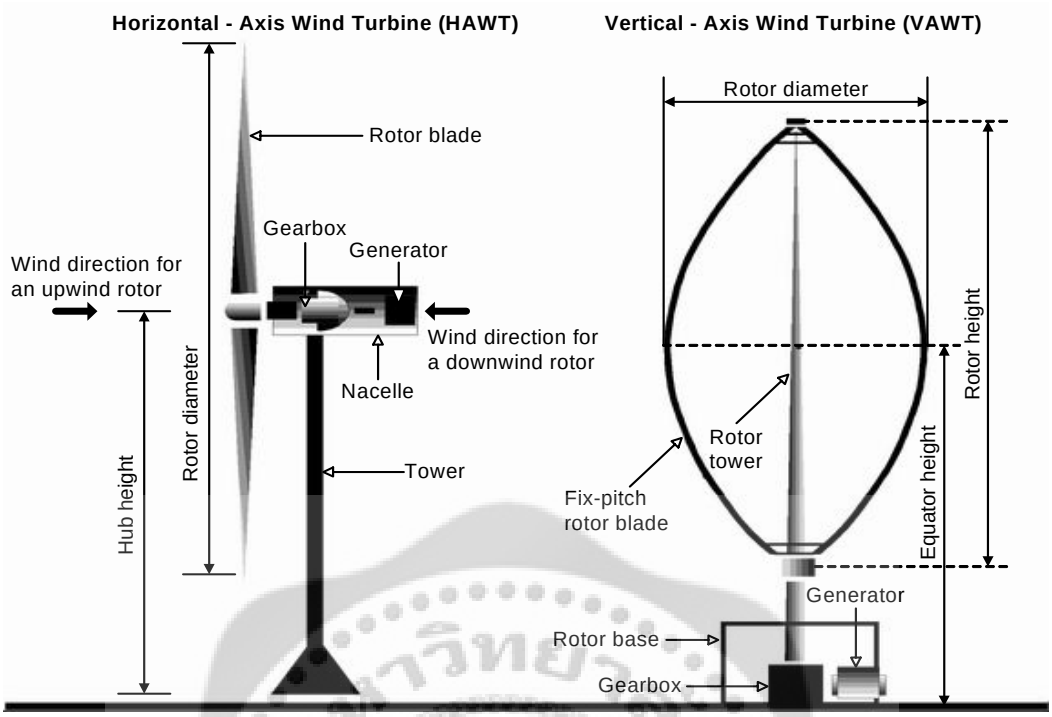
k	$\sigma_u / \bar{u}$	K_e
1.2	0.837	3.99
2	0.523	1.91
3	0.363	1.4
5	0.229	1.15

ที่มา: Manwell, J.F. Wind Energy Explained :Theory, Design and Application. 2003.

จะเห็นได้ว่า Weibull Distribution สำหรับที่ค่า k = 2 เป็นกรณีพิเศษ ซึ่งเท่ากับ Rayleigh Distribution (k = 2, Γ (1+ 1/ 2) = π / 4) และได้ $\sigma_u / \bar{u} = 0.523$ สำหรับ Rayleigh Distribution

2.2.4 ประเภทของกังหันลม (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

กังหันลมโดยทั่วไปจะมีรูปแบบพื้นฐานหลักๆ คล้ายๆกัน แต่อาจแตกต่างกันบ้างในส่วนของรายละเอียด ดังนั้นการแบ่งประเภทของกังหันลมมักจะยึดเอาลักษณะการวางตัวของแกนเพลาของกังหันลมเป็นหลัก ซึ่งประเภทหลักๆของกังหันลมสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทคือ กังหันลมที่มีแกนเพลาอยู่ในแนวนอนและกังหันลมที่มีแกนเพลาอยู่ในแนวตั้ง ดังแสดงตัวอย่างในภาพประกอบ 17

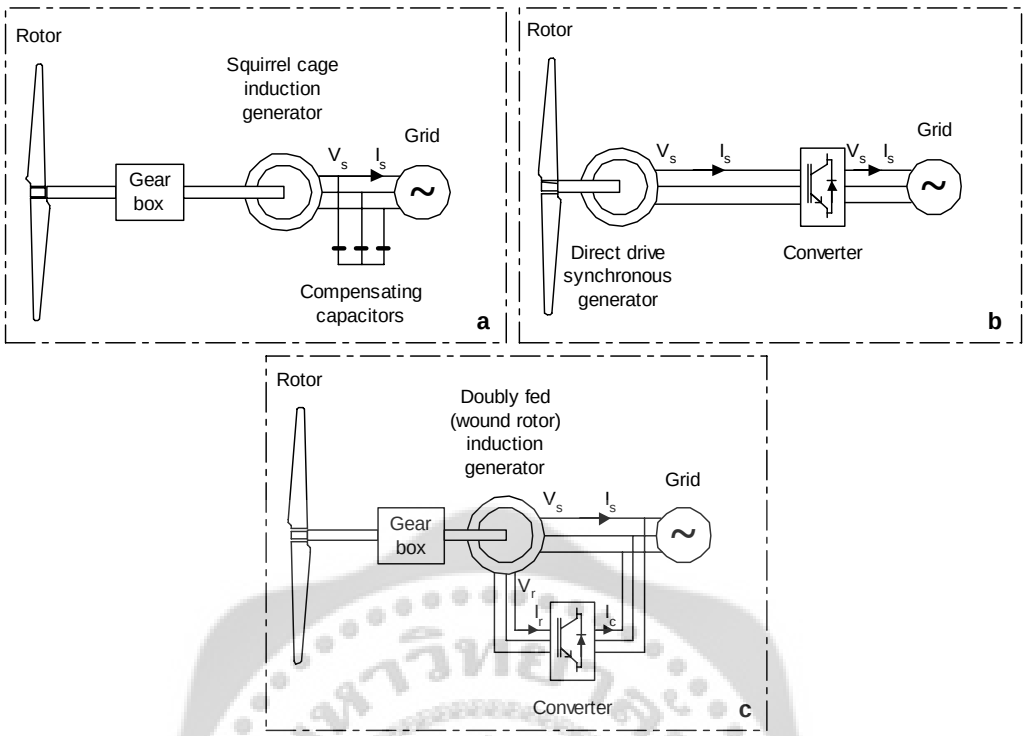


ภาพประกอบ 17 กังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง

ที่มา: EIA. 2004e. On-line

กังหันลมที่มีแกนเพลาอยู่ในแนวนอน (Horizontal–Axis Type Wind Turbine, HAWT) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนวางตัวอยู่ในทิศขนานกับทิศทางของลมโดยมีใบเป็นตัวตั้งฉากรับแรงลม กังหันลมประเภทนี้ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องและมีการนำมาใช้งานมากในปัจจุบัน เนื่องจากมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานสูงแต่ต้องติดตั้งบนเสาที่มีความสูงมาก และมีชุดควบคุมให้กังหันลมหันหน้าเข้ารับแรงลมได้ทุกทิศทางในแนวนอนตลอดเวลา อย่างไรก็ตามในรายละเอียดของรูปแบบองค์ประกอบ และลักษณะการทำงานของกังหันลมแบบนี้ที่นิยมใช้กันสามารถแบ่งออกเป็น 3 แบบ ได้แก่

กังหันลมแบบความเร็วคงที่ (Fixed Speed Turbine) กังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัด กล่องเกียร์ ซึ่งเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับแบบเหนี่ยวนำ (Squirrel Cage Induction Generator) ชุดสเตเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่งไฟฟ้า ดังแสดงในภาพประกอบ 18 a ในความเป็นจริงแล้วกังหันลมแบบนี้มีค่าสลิปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Slip) ไม่คงที่ซึ่งจะขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงของกำลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อย่างไรก็ตามการเปลี่ยนแปลงนี้มีค่าน้อยมาก เพียง 1 – 2 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้นจึงเรียกกังหันลมแบบนี้ว่าเป็นแบบความเร็วคงที่



ภาพประกอบ 18 องค์ประกอบกังหันลมแบบความเร็วคงที่ (a) กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ (b) และกังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ชนิดต่อตรง (c)

ที่มา: นิพนธ์ เกตุจ้อย และ อชิตพล ศศิธรานุวัฒน์. 2547.

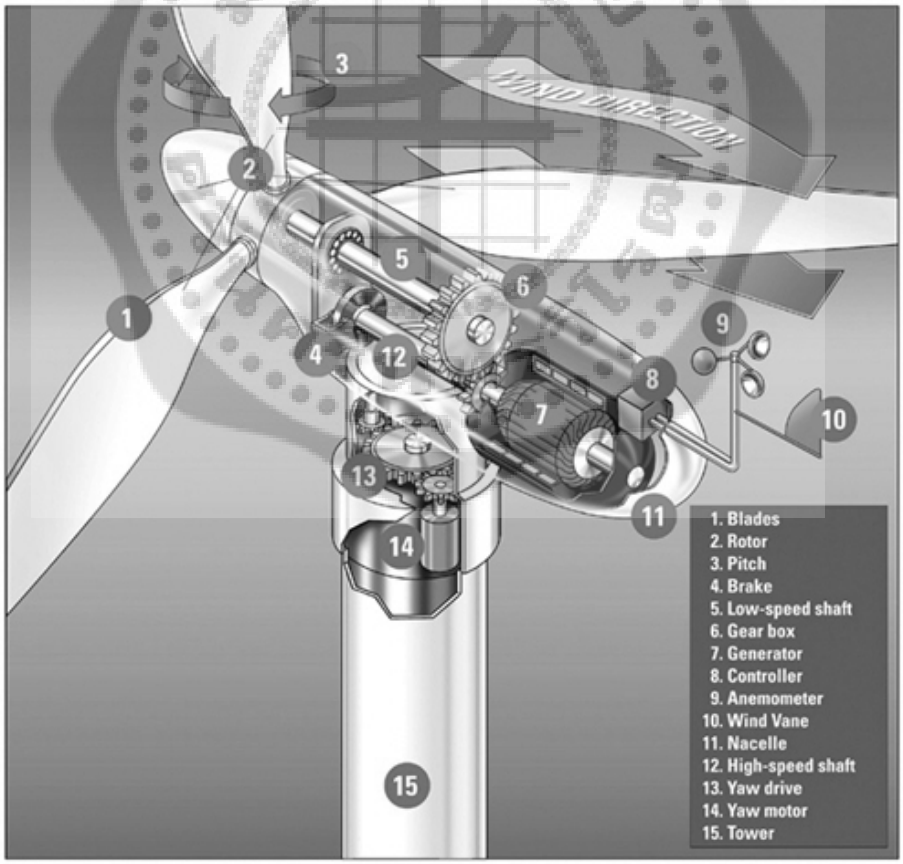
กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ (Variable Speed Turbine) กังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัด กล่องเกียร์ เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับแบบเหนี่ยวนำแบบดับเบิลเฟด (Doubly fed Induction Generator) เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ชุดสเตเตอร์ต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่งไฟฟ้า กังหันลมชนิดนี้ความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถเปลี่ยนแปลงได้โดยเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ดังนั้นจึงสามารถปรับความเร็วรอบและความถี่ของกระแสไฟฟ้าที่ผลิตออก มาได้ องค์ประกอบของกังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ดังแสดงในภาพประกอบ 18 b

กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ชนิดต่อตรง (Variable Speed with Direct Drive) กังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัด เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสโดยตรงและมีเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า สำหรับการควบคุมความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า องค์ประกอบของกังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ชนิดต่อตรงดังแสดงในภาพประกอบ 18 c

กังหันลมที่มีแกนเพลาอยู่ในแนวตั้ง (Vertical-Axis Type Wind Turbine, VAWT) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนตั้งฉากกับทิศทางของลม ซึ่งสามารถรับลมได้ทุกทิศทางและติดตั้งอยู่ในระดับต่ำได้ กังหันลมแบบนี้ที่รู้จักกันดีคือกังหันลมแบบแดร์เรียส (Darrieus) ซึ่งออกแบบโดยวิศวกรชาวฝรั่งเศสในปี ค.ศ. 1920 ข้อดีของกังหันลมแกนตั้งคือ สามารถรับลมได้ทุกทิศทาง มีชุดปรับความเร็ว (gear box) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถติดตั้งอยู่ที่ระดับพื้นล่างได้ นอกจากนี้ตัวเสาของกังหันลมยังไม่สูงมากนัก แต่มีข้อเสียคือประสิทธิภาพต่ำเมื่อเทียบกับกังหันลมที่มีแกนเพลาแบบแกนนอน ดังนั้นในปัจจุบันจึงมีการใช้งานอยู่น้อย (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

2.2.5 ส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

ปัจจุบันมีความสนใจในการนำพลังงานลมมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้ามากขึ้นโดยกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีขนาดกำลังการผลิตต่างกัน ตั้งแต่ขนาดเล็ก 1 kW จนถึงขนาดใหญ่ 1.5 MWโดยทั่วไป ส่วนประกอบหลักๆ ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าจะประกอบด้วยอุปกรณ์ต่างๆ



ภาพประกอบ 19 ส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า

ที่มา: Power House. Wind Turbine. 2005. ออนไลน์.

1. ใบพัด (Blades) ใบพัดนับว่าเป็นส่วนประกอบที่สำคัญที่สุด เป็นตัวทำให้เกิดพลังงานกลที่เพลาของกังหันจำนวนใบพัดอาจมีตั้งแต่หนึ่งถึงหลายสิบใบ กังหันลมที่มีจำนวนใบพัดมากส่วนใหญ่จะใช้กับงานที่ต้องการแรงบิดสูงในทางตรงข้ามกังหันที่มีจำนวนใบพัดน้อยส่วนใหญ่ใช้กับงานที่ต้องการความเร็วรอบสูง เช่น การผลิตไฟฟ้าที่ส่วนใหญ่แล้วจะมีจำนวน 2-3 ใบ ส่วนแบบใบเดี่ยวนั้นจะใช้ในกรณีที่ไม่ต้องการให้เกิดการรบกวนสัญญานคลื่นต่าง ๆ เช่น คลื่นวิทยุ คลื่นโทรทัศน์ และไม่เกิดเสียงดัง รูปหน้าตัดของใบพัดมีตั้งแต่ลักษณะแพนอากาศหรือลักษณะปีกเครื่องบินเป็นแผ่นโค้งและเป็นแผ่นราบเป็นต้นวัสดุที่ใช้ทำใบพัดควรจะเป็นวัสดุเบาและแข็งแรง ซึ่งอาจเป็นอลูมิเนียมอัลลอยด์ เหล็ก ไม้ หรือไฟเบอร์กลาส

2. โรเตอร์ (Rotor) เป็นส่วนที่หมุนซึ่งประกอบขึ้นจากการประกอบใบพัด (blades) และดุม (hub) ยึดติดเป็นชุดเดียวกัน

3. ส่วนปรับมุม (Pitch) เป็นการปรับมุมบิดของใบพัดด้วยอุปกรณ์ควบคุม เพื่อควบคุมการหมุนของโรเตอร์ เมื่อมีลมพัด ทำให้หมุนเร็วหรือช้าได้

4. เบรก (Brake) เป็นเบรกสำหรับหยุดการหมุนของโรเตอร์ ในสภาวะฉุกเฉิน เป็นแบบจานกลม ซึ่งมีทั้งใช้แบบกลไก ไฟฟ้า และไฮดรอลิก

5. เพลาความเร็วต่ำ (Low-speed shaft) เป็นเพลาของ โรเตอร์ จะหมุนด้วยความเร็วต่ำประมาณ 30-60 rpm

6. ชุดเกียร์ (Gear box) เป็นชุดเกียร์ ที่ต่อระหว่างเพลาของโรเตอร์ ที่หมุนด้วยความเร็วต่ำกับเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่หมุนด้วยความเร็วสูง เพื่อเพิ่มความเร็วรอบจาก 30-60 rpm ไปเป็น 1,200-1,300 rpm.

7. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าตามกำหนด เช่น 50-Hz, 380V AC

8. อุปกรณ์ควบคุม (Controller) เป็นตัวควบคุมความเร็วเริ่มต้นของเครื่องกังหันลมที่ความเร็วลมประมาณ 4 m/s และหยุดเครื่องกังหันลมที่ความเร็วลมประมาณ 25 m/s

9. เครื่องวัดความเร็วลม (Anemometer) เป็นตัววัดความเร็วลมและส่งผ่านข้อมูลไปยัง controller

10. เครื่องวัดทิศทางลม (Wind vane) เป็นตัววัดทิศทางลมและช่วยให้ตัวขับเปลี่ยนทิศทาง (yaw drive) ปรับทิศทางของกังหันลมให้หันไปทางที่เหมาะสมกับทิศทางลม

11. เรือนกังหันลม (Nacelle) เป็นส่วนเรือนสำหรับติดตั้งอุปกรณ์ เช่น โรเตอร์ ซึ่งจะอยู่บนยอดของหอคอย เป็นตัวป้องกันอุปกรณ์ต่างๆ ภายในกังหันลมขนาดใหญ่จะมีตัวเรือนกังหันลมขนาดใหญ่พอที่คนสามารถเข้าไปทำงานได้

12. เพลาความเร็วสูง (High-speed shaft) เป็นเพลาที่มีความเร็วรอบสูง เป็นตัวขับ generator

13. ตัวขับเปลี่ยนทิศทาง (Yaw drive) ตัวขับเปลี่ยนทิศทาง เป็นอุปกรณ์ปรับทิศทางของกังหันเมื่อทิศทางลมเปลี่ยนแปลง ซึ่งใช้สำหรับกังหันแบบทิศทางลมอยู่ทางด้านหน้า (upwind turbines) ส่วนกังหันแบบทิศทางลมอยู่ทางด้านหลัง (downwind turbines) ไม่จำเป็นต้องใช้เนื่องจากสามารถหมุนตามลมได้เอง

14. มอเตอร์ขับ เปลี่ยนทิศทาง (Yaw motor) เป็นมอเตอร์ต้นกำลังของ yaw drive

15. หอคอย (Tower) หอคอยมีลักษณะเป็นเสาหรือท่อขนาดใหญ่ เป็นโครงสร้างที่ตั้งตัวเรือนกังหันลมให้อยู่ในระดับสูง มักทำจากท่อเหล็กหรือโครงเหล็กเนื่องจากความเร็วลมจะเพิ่มขึ้นตามความสูง ดังนั้นหอคอยยิ่งมีความสูงมากขึ้นก็จะทำให้ได้พลังงานมากยิ่งขึ้น ได้กระแสไฟฟ้ามากขึ้นในการนำกังหันลมผลิตไฟฟ้ามาใช้ จำเป็นต้องคำนึงถึงความไม่สม่ำเสมอของความเร็วลม
ที่แปรผันตามธรรมชาติ ขณะที่ความต้องการใช้พลังงานนั้นมีอยู่เสมอ จึงต้องมีตัวกักเก็บพลังงานเพื่อให้เหมาะสมกับการใช้งานจริง หรือใช้แหล่งพลังงานอื่นที่เชื่อถือได้เป็นแหล่งสำรองหรือใช้ร่วมกับแหล่งพลังงานอื่นตัวกักเก็บพลังงานมีอยู่หลายชนิด ส่วนมากขึ้นอยู่กับงานที่จะใช้ เช่น ถ้าเป็นกังหันผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมักนิยมใช้แบตเตอรี่เป็นตัวกักเก็บ นอกจากนั้นอาจใช้การสูบน้ำไปกักเก็บไว้ในลักษณะของพลังงานศักย์และการเก็บในรูปของพลังงานกล การใช้งานร่วมกับแหล่งพลังงานอื่นนั้นระบบนี้ปกติมีแหล่งพลังงานชนิดอื่นจ่ายพลังงานอยู่แล้ว กังหันลมจะจ่ายพลังงานเมื่อมีความเร็วลมเพียงพอซึ่งในขณะเดียวกันก็ลดการจ่ายพลังงานอื่น

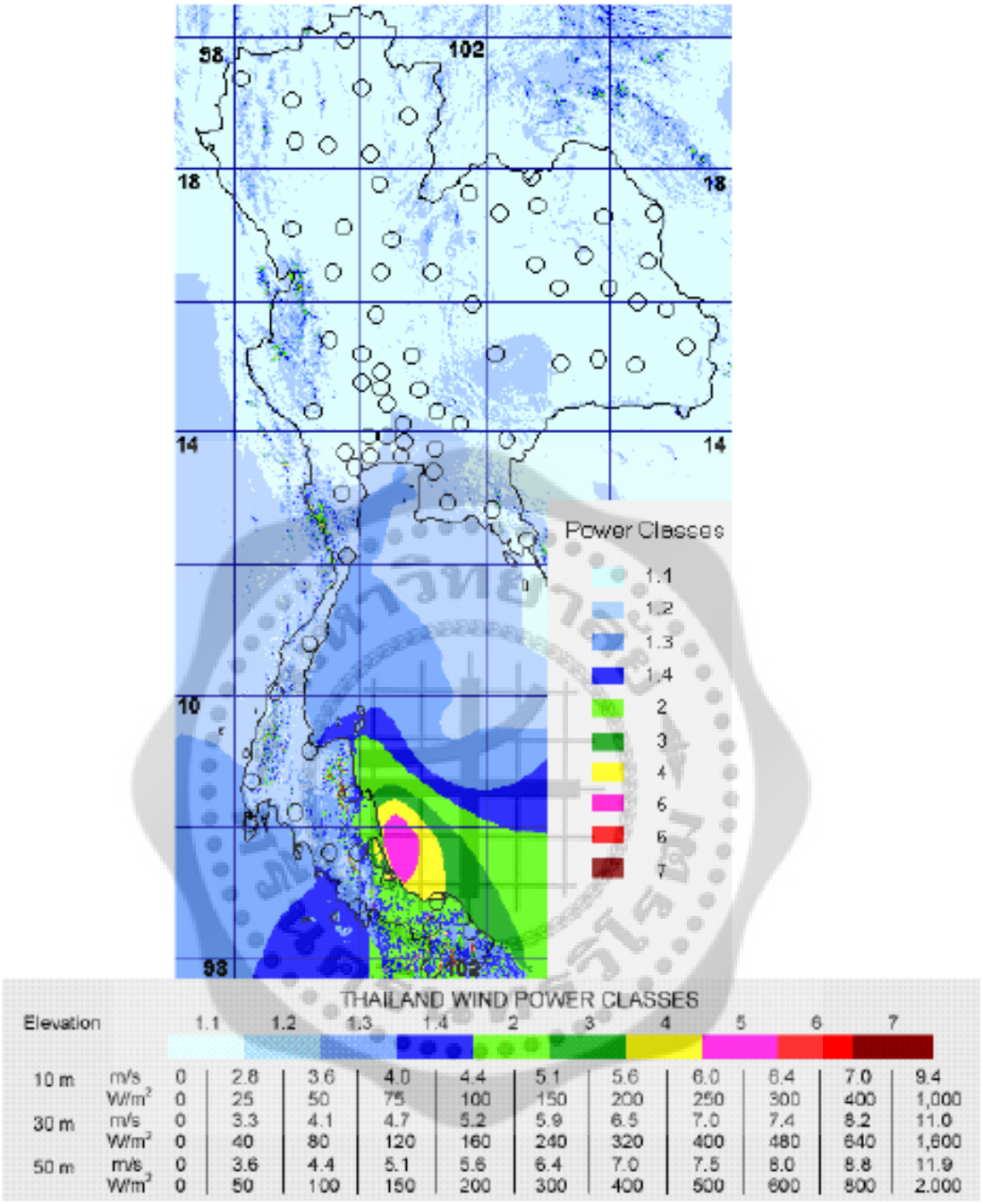
2.2.6 ศักยภาพและการใช้พลังงานลม (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

การศึกษาศักยภาพพลังงานลมทั่วโลก พบว่าเป็นแหล่งพลังงานที่มีอยู่อย่างมหาศาล ข้อมูลจากเอกสารอ้างอิงพบว่า เฉพาะในพื้นที่ชายฝั่งของทวีปยุโรปมีพลังงานจากลมถึง 2,500 เทอราวัตต์ชั่วโมง/ปี ซึ่งคิดเป็น 85 เปอร์เซ็นต์ของการใช้พลังงานไฟฟ้าในยุโรปในปี ค.ศ. 1997 (Thomas; & Lennart. 2002: 54) ซึ่งตัวเลขพลังงานลมดังกล่าวนี้อาจแตกต่างกันไป ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับคุณภาพของข้อมูลความเร็วลมที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับสมมุติฐานของเทคโนโลยีกังหันลมที่เลือกใช้ในการประเมิน

สำหรับประเทศไทยพบว่าศักยภาพพลังงานลมทั่วประเทศไทย (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547) มีค่า 44 เทอราวัตต์ชั่วโมงต่อปี และจากการศึกษาเพื่อหาความเร็วลมเฉลี่ยในพื้นที่ต่างๆ โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พบว่าแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีของประเทศไทยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ระดับ 3 (class 3) ดังแสดงในภาพที่ 24 หรือมีความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 6.4 เมตรต่อวินาทีขึ้นไป ที่ระดับความสูง 50 เมตร ในแถบภาคใต้บริเวณชายฝั่งทะเลตะวันออกเริ่มตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช จังหวัดสงขลา จังหวัดปัตตานี และที่อุทยานแห่งชาติดอยอินทนนท์ จังหวัดเชียงใหม่ อันเกิดจากอิทธิพลของลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือตั้งแต่เดือนพฤศจิกายนถึงปลายเดือนมีนาคม

นอกจากนี้ยังพบว่ายังมีแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีอีกแหล่งหนึ่งอยู่บริเวณเทือกเขาด้านทิศตะวันตกตั้งแต่ภาคใต้ตอนบนจรดภาคเหนือตอนล่างในจังหวัดเพชรบุรี จังหวัดกาญจนบุรี และจังหวัดตาก อันเกิดจากอิทธิพลของลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ระหว่างเดือนพฤษภาคมถึงกลางเดือนตุลาคม นอกจากนี้ยังมีแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีซึ่งได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือและลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ อยู่ในบริเวณเทือกเขาในอุทยานแห่งชาติแก่งกรุง จังหวัดสุราษฎร์ธานี อุทยานแห่งชาติเขาหลวง และอุทยานแห่งชาติใต้ร่มเย็น จังหวัดนครศรีธรรมราช อุทยานแห่งชาติศรีพังงา จังหวัดพังงา อุทยานแห่งชาติเขาพนมเบญจา จังหวัดกระบี่ ส่วนแหล่งที่มีศักยภาพรองลงมาโดยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีตั้งแต่ระดับ 1.3 ถึง 2 (class 1.3 – class 2) หรือมีความเร็วลม 4.4 เมตรต่อวินาทีขึ้นไปที่ความสูง 50 เมตร พบว่าอยู่ที่ภาคใต้ตอนบนบริเวณอ่าวไทยชายฝั่งตะวันตกตั้งแต่จังหวัดเพชรบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จังหวัดชุมพรถึงจังหวัดสุราษฎร์ธานี และบริเวณเทือกเขาในภาคเหนือคือจังหวัดเชียงใหม่ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือคือ จังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดเลย โดยได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และพบที่ภาคใต้ฝั่งวันตกตั้งแต่ จังหวัดพังงา จังหวัดภูเก็ต จังหวัดกระบี่ จังหวัดตรังถึงจังหวัดสตูลและชายฝั่งตะวันออกบริเวณอ่าวไทยคือ จังหวัดระยองและจังหวัดชลบุรี โดยได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้

เมื่อเปรียบเทียบข้อมูลศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย ตามภาพประกอบ 20 กับประเทศในยุโรปแล้วถือว่ามีศักยภาพต่ำมาก ซึ่งในทางปฏิบัตินั้นความเร็วลมในระดับประมาณ 6 เมตร/วินาทีถือว่ายังไม่เหมาะกับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ระดับเมกะวัตต์ เพราะกังหันลมขนาดดังกล่าวต้องการความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 12 – 15 เมตร/วินาที ดังนั้นทางเลือกที่เหมาะสมของประเทศไทยหากจะส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานจากลมในการผลิตไฟฟ้า ควรจะเป็นระบบขนาดเล็กในช่วงพิกัดกำลังระดับกิโลวัตต์จะมีความเหมาะสมกว่า



ภาพประกอบ 20 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. 2546. ออนไลน์.

การใช้พลังงานจากกังหันลม พบว่าประเทศที่มีกังหันลมมากที่สุดในปัจจุบันคือ ประเทศเยอรมนี (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547) โดยข้อมูลเมื่อปี ค.ศ. 2001 เยอรมนีผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมถึง 8,754 เมกะวัตต์ รองลงมาคือ สหรัฐอเมริกาผลิตได้ 4,200 เมกะวัตต์

สเปนผลิตได้ 3,300 เมกะวัตต์ และเดนมาร์กผลิตได้ 2,400 เมกะวัตต์ จากข้อมูลจะเห็นได้ว่ายุโรปเป็นกลุ่มประเทศที่ก้าวหน้ามากที่สุดในการใช้พลังงานจากลมมาผลิตกระแสไฟฟ้า โดยมีการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมได้รวมทั้งสิ้นประมาณ 14,000 เมกะวัตต์ และมีการตั้งเป้าว่าภายในปี พ.ศ. 2010 จะต้องผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมให้ได้ 60,000 เมกะวัตต์ (Ledesma; et al. 2003: 1341-1355) และเมื่อมองย้อนหลังไปเมื่อปี ค.ศ. 1988 เยอรมนีผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันลมได้เพียง 137 เมกะวัตต์ ซึ่งในสมัยนั้นยังมีจำนวนกังหันลมไม่เกินหนึ่งพันต้น แต่หลังจากนั้นมาอีกสิบห้าปีเยอรมนีได้ติดตั้งกังหันลมเพิ่มเป็นมากกว่าหมื่นชุดและผลิตกระแสไฟได้กว่า 8,000 เมกะวัตต์ ในกลุ่มประเทศที่มีการติดตั้งกังหันลมมากๆ เหล่านี้ จะมีการติดตั้งกังหันลมในบริเวณไม่ไกลกันมากนักจึงทำให้เกิดเป็นลักษณะของฟาร์มลม (wind farm) ดังแสดงในภาพประกอบ 21

ภาพประกอบ 21 ฟาร์มลมในประเทศสหรัฐอเมริกา

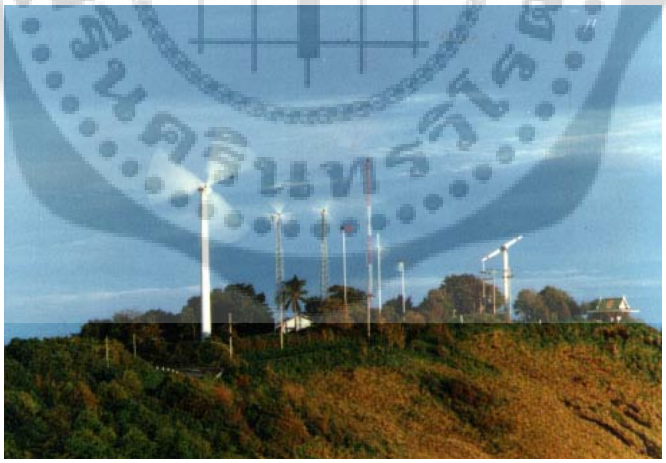
ที่มา: EIA. 2004f. ออนไลน์.

ในแถบเอเชียพบว่า อินเดียเป็นประเทศที่มีศักยภาพและวิวัฒนาการด้านพลังงานลมมากที่สุด โดยสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมได้ถึง 1,500 เมกะวัตต์ ในขณะเดียวกันรัฐบาลของอินเดียมีการส่งเสริมการผลิตกังหันลมในเชิงอุตสาหกรรมอย่างมาก โดยได้รับการถ่ายทอดความรู้และเทคโนโลยีจากกลุ่มประเทศยุโรปและสหรัฐอเมริกา นอกจากอินเดียแล้วยังมีจีนเป็นอีกประเทศหนึ่งที่กำลังเริ่มต้นพัฒนากังหันลม จนสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมได้แล้ว

2.2.7 ประเทศไทยกับการใช้พลังงานลม (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

ผลจากการศึกษาศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทยมีค่าต่ำเมื่อเทียบกับพื้นที่อื่น แต่ก็ไม่ได้หมายความว่าพลังงานลมที่มีอยู่ไม่สามารถใช้ได้ จากผลการศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนในการลงทุนระหว่างพลังงานจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมพบว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีต้นทุนถูกกว่าประมาณ 8-10 เท่า หากสามารถผลิตใบพัดของกังหันลมได้เองจะทำให้ต้นทุนถูกกว่าถึง 10 เท่า

ในปัจจุบันประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและจ่ายเข้าระบบสายส่งในปริมาณที่น้อยมากหากเทียบกับแหล่งพลังงานอื่นๆ โดยมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 150 กิโลวัตต์ ซึ่งผลิตโดยบริษัทนอร์ดแทงก์ ประเทศเดนมาร์ก ในพื้นที่สถานีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ณ แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 เพื่อสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมร่วมกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ ดังแสดงในภาพประกอบ 22 โดยจ่ายไฟเข้าระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จนถึงปัจจุบันระบบยังสามารถทำงานได้ดีอยู่ กังหันลมสามารถผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าสายส่งได้ประมาณ 200,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี (kWh/annual) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีโครงการที่จะติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่เพิ่มขึ้นที่แหลมพรหมเทพโดยจะติดตั้งกังหันลมขนาด 600 กิโลวัตต์ ซึ่งคาดว่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณปีละ 840,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี ปัจจุบันโครงการดังกล่าวกำลังอยู่ระหว่างการดำเนินงาน (Siripuekpong et al. 2002: 53)



ภาพประกอบ 22 สถานีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมร่วมกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์
ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต

ที่มา: Siripuekpong et al. 2002

2.2.8 ผลกระทบจากการใช้กังหันลม (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

ปัจจุบันมีการใช้งานกังหันลมผลิตไฟฟ้ากันอยู่ในหลายประเทศ ซึ่งได้รับการยอมรับจากประชาชนในพื้นที่เป็นอย่างดี อย่างไรก็ตามกังหันลมยังมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมหรือผลกระทบข้างเคียงอื่นๆ ดังต่อไปนี้

1. ด้านพื้นที่ กังหันลมจะต้องติดตั้งอยู่ห่างกันห้าถึงสิบเท่าของความสูงกังหัน เพื่อที่กระแสลม จะได้ลดความปั่นป่วนหลังจากที่ผ่านกังหันลมตัวอื่นมา อย่างไรก็ตามพื้นที่ที่ติดตั้งจริงของกังหันลมจะใช้เพียง 1 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ทั้งหมด ซึ่งจะเป็นส่วนของเสาและฐานรากและ เส้นทางสำหรับ การเข้าไปติดตั้งและดูแลรักษา กังหันลมขนาดใหญ่ซึ่งมีความสูงของเสากังหันมาก จะต้องติดตั้ง อยู่ห่างกันเป็นระยะทางไกล ตัวอย่างเช่น กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดระดับเมกะวัตต์ ต้องการระยะห่างระหว่างกันถึง 0.5 – 1 กิโลเมตร ดังนั้นเมื่อพิจารณาโดยละเอียดแล้วจะพบว่าการติดตั้งกังหันลมจะไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้ประโยชน์จากพื้นที่ต่างๆ อาทิเช่นพื้นที่ทางการเกษตร พื้นที่อุตสาหกรรม หรือแม้แต่พื้นที่ป่าธรรมชาติ ประชาชนในพื้นที่ดังกล่าวยังคงสามารถใช้ประโยชน์จากที่ดินได้อย่างปกติ

2. ด้านทัศนะวิสัย ผลกระทบทางด้านสายตา หรือการมองเห็นของระบบกังหันลมผลิตไฟฟ้านั้น ยังไม่ได้มีการประเมินผลออกมาอย่างชัดเจน กังหันลมขนาดใหญ่จะมีความสูงมากกว่า 50 เมตรขึ้นไป ทำให้สามารถมองเห็นได้จากระยะไกล กังหันลมที่ติดตั้งอยู่ตามทุ่งหญ้า สร้างความสวยงาม สร้างจินตนาการ และความคิดต่างๆ ให้กับผู้พบเห็น กังหันลมสามารถใช้เป็นสื่อการเรียนรู้หลักการทางอากาศพลศาสตร์ ซึ่งเป็นพื้นฐานที่สำคัญต่อเทคโนโลยีการบินหรืออากาศยานได้

3. ด้านเสียง กังหันลมเกิดจากการหมุนของปลายใบพัดตัดกับอากาศ จากการที่ใบพัดหมุนผ่านเสากังหัน จากความปั่นป่วนของลมบริเวณใบกังหันลม และจากตัวเครื่องจักรกลภายในตัวกังหันลม โดยเฉพาะส่วนของเกียร์ เสียงดังของกังหันลมผลิตไฟฟ้าเป็นตัวแปรที่สำคัญประการหนึ่งที่แสดงถึงประสิทธิภาพของกังหันลม ดังนั้นทางบริษัทผู้ผลิตกังหันลมจึงพยายามพัฒนาเทคโนโลยีต่างๆ เพื่อลดผลกระทบจากเสียงของกังหันลมในช่วงห้าปีที่ผ่านมา ระดับของเสียงในบริเวณอาคาร บ้านเรือนหรือที่พักอาศัยที่จะเป็นอันตรายต่อมนุษย์อยู่ที่ไม่เกิน 40 เดซิเบล ที่ระยะห่างไม่เกิน 250 เมตร ดังนั้นการติดตั้งกังหันลมหากต้องการหลีกเลี่ยงปัญหาดังกล่าว ก็สามารถทำได้โดยการเพิ่มระยะห่างจากเขตที่พักอาศัยของมนุษย์ให้มากขึ้น

4. นก มีผลการศึกษาจากหลายแห่งที่ขัดแย้งกัน สำหรับสาเหตุการตายของนกจากการบินชนกังหันลมที่กำลังหมุนอยู่ แต่หากพิจารณาแล้วความถี่ของเหตุการณ์ดังกล่าวอาจจะเกิดขึ้นได้ใกล้เคียงหรือน้อยกว่า การที่นกบินชนรถ หน้าต่างของอาคาร หรือ สายไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งเหตุการณ์เหล่านี้เกิดขึ้นอยู่เสมอๆ ยกเว้นในบางกรณีจำนวนการตายของนกในพื้นที่ติดตั้งกังหันลมอาจสูง อันเนื่องมาจากมีฝูงนกที่อพยพย้ายถิ่นฐานในบางฤดูกาลผ่านพื้นที่ดังกล่าวในเวลากลางคืน หรือพื้นที่นั้นเป็นแหล่งหาอาหารของนกนักล่าบางชนิด นอกจากนี้แล้วจากการศึกษาของผู้เชี่ยวชาญ บางคนพบว่าในบริเวณพื้นที่

ติดตั้งกังหันลม กลับมีอัตราการผสมพันธุ์ของเกสรดอกไม้ที่สูงมาก เนื่องจากการปั่นป่วนของกระแสลมในบริเวณนั้น

5. คลื่นสนามแม่เหล็ก สัญญาณโทรทัศน์ คลื่นวิทยุ และเรดาร์ อาจถูกรบกวนได้จากการหมุนของกังหันลมซึ่งอาจสร้างคลื่นรบกวนสัญญาณเหล่านี้ โดยเฉพาะเรดาร์ซึ่งมีความสำคัญต่อทางการทหารในปัจจุบันยังไม่พบว่ามีรายงานการถูกรบกวนจากกังหันลม ในทางตรงข้ามกังหันลมยังได้รับการยอมรับจากทางการทหารและมีพื้นที่ทางการทหารหลายแห่งโดยเฉพาะสนามบินบางแห่ง มีกังหันลมติดตั้งอยู่ในบริเวณใกล้เคียง แต่ก็ไม่พบว่ามีความผิดปกติใดๆ กับระบบเรดาร์

6. ความยั่งยืน (Sustainable) และเทคโนโลยีที่ปลอดมลพิษ (zero-emission technology) กำลังเป็นที่สนใจของนักวิทยาศาสตร์ นักวิจัย หรือแม้แต่นักการเมือง การทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าไม่ก่อให้เกิดมลพิษ สามารถใช้เป็นเทคโนโลยีหนึ่งเพื่อการผลิตไฟฟ้าทดแทนการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงซากดึกดำบรรพ์ และนิวเคลียร์ ดังนั้นเทคโนโลยีกังหันลมจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งของการพัฒนาอย่างยั่งยืน

2.3 ทฤษฎีทางด้านเศรษฐศาสตร์ (ชนิภัทร ยุวนานนท์. 2549: 55-58)

2.3.1 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ในงานวิจัยมีดังนี้

1. การหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี

2. การหาค่าสมมูลรายปี ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ตอลดช่วงอายุการใช้งาน

3. อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR)

การประมาณราคาไฟฟ้าต่อหน่วยที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ต้องพิจารณาการลงทุนของระบบต่างๆดังต่อไปนี้

1. เงินลงทุนเริ่มแรกประกอบด้วย
   - แผงเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลม
   - โครงสร้างติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ฐานรากสำหรับโครงเสา เสาโครงติดตั้งกังหันลม
   - อินเวอร์เตอร์
   - อุปกรณ์ระบบย่อยไฟฟ้า
   - ค่าแรงในการติดตั้งระบบ
2. เงินลงทุนประจำปี
   - ค่าซ่อมบำรุง
   - ค่าอะไหล่ชิ้นส่วนในการซ่อมบำรุง

ข้อมูลที่ต้องพิจารณาประกอบ

- เงินลงทุนเริ่มต้น
- ต้นทุนทดแทนระบบย่อยไฟฟ้า
- ช่วงชีวิตระบบย่อยไฟฟ้า
- ค่าซ่อมบำรุงและเดินระบบประจำปี
- ช่วงชีวิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลม
- ต้นทุนทุนแทนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลม
- ช่วงชีวิตระบบย่อยไฟฟ้า
- ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้

การหาราคาต่อหน่วยอาจพิจารณาในช่วงระยะเวลา y ปีใดๆ โดยกำหนดให้อัตราส่วนลด (Discount Rate) เท่ากับ d%

2.3.2 การวิเคราะห์มูลค่าตลอดวัฏจักร (Life Cycle Cost Analysis) (ชนิภัทร ยุวนานนท์. 2549: 55-58)

การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดของโครงการได้แก่ ค่าติดตั้งเริ่มต้น ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง บำรุงรักษาและค่าใช้จ่ายอื่นๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งจะได้ค่าผลรวมของ มูลค่าปัจจุบัน (Present value ; PV) เมื่อคำนวณค่า Present value ของค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบได้แล้วจึงหาค่า Life cycle cost ของระบบได้จากสมการ

$$LCC = \sum_{i=0}^{N} \frac{C_t}{(1+d)^t} \qquad (2.34)$$

เมื่อ LCC = Life cycle cost

C_t = ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

d = อัตราส่วนลด

t = เวลา (ปี)

N = จำนวนปีที่ศึกษาหรือสิ้นสุดอายุโครงการ

2.3.3 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) (ชนิภัทร ยุวนานนท์. 2549: 55-58) เป็นค่าที่บอกถึงจำนวนผลประโยชน์ที่ได้ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งถ้าค่า NPV ที่ได้มีค่ามากว่าศูนย์หรือมีค่าเป็นบวก จึงพิจารณาลงทุนได้

$$NPV = \sum_{t=1}^{N} \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{N} \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2.35)$$

เมื่อ NPV = Life cycle cost

B_t = ผลประโยชน์ของโครงการในปีที่ t

C_t = ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

r = อัตราส่วนลด

t = เวลา (ปี)

N = จำนวนปีที่ศึกษาหรือสิ้นสุดอายุโครงการ

2.3.4 การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ประกอบด้วย (ชนิภัทร ยุวนานนท์. 2549: 55-58)

1. การหามูลค่าปัจจุบัน (Present Worth) ของมูลค่าลงทุนทั้งหมดของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กังหันลม และระบบย่อยอื่นๆ จากสมการ

$$C_r = C_{rm} \sum_{i=1}^{n_m} \left[\frac{1}{(1-d)^{iym}} \right] + C_{rs} \sum_{i=1}^{n_s} \left[\frac{1}{(1+d)^{iys}} \right] \quad (2.36)$$

เมื่อ n_s = จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์

n_m = จำนวนระบบย่อย (%)

C_{rm} = ต้นทุนทดแทนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Replacement Cost, บาท)

C_{rs} = ต้นทุนทดแทนระบบย่อย (บาท)

2. การหาค่าปัจจุบันของการเดินระบบและซ่อมบำรุง

$$C_a = C_{am} \text{x } P_w \quad (2.37)$$

เมื่อ P_w = ค่าตัวแปรปรับค่าเข้าสู่ปัจจุบัน (Present Worth Factor) หาได้จาก

$$P_w = \sum_{i=1}^{y} \frac{1}{(1+d)^i} = \frac{(1+d)^y - 1}{d(1+d)^y} \quad (2.38)$$

3. การหามูลค่าตลอดชีวิตของระบบ (The Life Cycle Cost)

$$LCC = C_c + C_r + C_a \quad (2.39)$$

4. การหาค่าสมมูลประจำปีของระบบตลอดชีวิต (Annual Equivalent of the Life Cycle Cost)

$$ALCC = \frac{LCC}{P_w} \quad (2.40)$$

5. การคำนวณหาราคาไฟฟ้าต่อหน่วยที่ผลิตได้จากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ในระยะเวลา 1 ปี

$$C_w = \frac{ALCC}{Q_w} \quad (2.41)$$

เมื่อ Q_w = ปริมาณไฟฟ้า (kWh) ที่ระบบผลิตได้ในระยะเวลา 1 ปี

2.4 งานวิจัย ที่เกี่ยวข้อง

มีงานวิจัยเกี่ยวกับระบบการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์และการใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานที่หลากหลาย เช่น

อรุณ อินทสะระ[23] ทำการศึกษาระบบการผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานด้วยพลังงานสะอาด ใน 3 พื้นที่คือ อุทยานแห่งชาติ ตะรุเตา อุทยานแห่งชาติภูกระดึง และเขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่าห้วยขาแข้ง

โดยระบบที่อุทยานแห่งชาติตะรุเตาในช่วงเริ่มต้นประกอบด้วย กังหันลมผลิตไฟฟ้า 10 kW แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 7.5 kW ระบบย่อยแบตเตอรี่ 234 kWh และมีระบบดีเซลเจนเนอเรเตอร์ขนาด 48 kVA สำหรับจ่ายพลังงานเสริมระบบควบคุมการทำงานเป็นแบบผสมผสานแบบสลับแหล่งพลังงาน (Switched Hybrid System) โดยผลวิเคราะห์ในช่วงเดือนเมษายน 2541 ถึงเดือนธันวาคม 2543 พบว่าพลังงานแสงอาทิตย์จากการวัดเฉลี่ยทั้งปี 4.76 kWh/m^2.day แยกออกเป็นกลุ่มเดือนพฤศจิกายนถึงเมษายน มีพลังงานแสงอาทิตย์สูง และเดือนพฤษภาคมถึงเดือนตุลาคมมีพลังงานแสงอาทิตย์ต่ำ พลังงานลมตลอดปีเฉลี่ย 2.48 m/s เดือนธันวาคมเป็นช่วงเวลาที่มีความเร็วลมสูงสุดเฉลี่ย 4.76 m/s เดือน

พฤษภาคมเป็นช่วงที่มีความเร็วลมต่ำสุดเฉลี่ย 0.65 m/s ผลการวิเคราะห์ไวบูลล์พารามิเตอร์มีรูปร่างเฉลี่ยทั้งปีเท่ากับ 1.77 แสดงว่าความถี่ลมความเร็วต่ำมากกว่าความลมสูง ส่วนพารามิเตอร์เฉลี่ยทั้งปีมีค่า 2.64

ผลจากการศึกษาสมรรถนะและประสิทธิภาพของระบบในเดือนเมษายน 2543 พบว่าประสิทธิภาพของระบบโซล่าเซลล์เฉลี่ย 8.77 % ต่ำกว่าประสิทธิภาพของแผงในเชิงการค้าเล็กน้อย ซึ่งมาจากการสูญเสียในการต่อแผงโซล่าเซลล์เข้าด้วยกันเป็นระบบย่อย ความสามารถในการผลิตพลังงานของระบบโซล่าเซลล์มีค่าเฉลี่ย 4.12 ที่พลังงานแสงอาทิตย์รายวัน 7.02 kWh/m^2 เปลี่ยนแปลงตามพลังงานแสงอาทิตย์รายวันในลักษณะเส้นตรงแบบแปรผันตรง

ระบบกังหันลมผลิตไฟฟ้า พบว่าค่าสัมประสิทธิ์ทางกำลังของกังหันลมสัมพันธ์กับความเร็วลมในลักษณะเส้นตรงเฉลี่ยในช่วงความเร็วลม 2.5-8 m/s มีค่าเฉลี่ย 0.3 ระบบแบตเตอรี่ที่ใช้งานมีสัดส่วนการดึงประจุไม่เกิน 60% Deep cycle ส่วนระบบแปลงพลังงานมีพิกัดกำลังที่ 80% การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์พบว่า การประเมินผลประโยชน์ที่ได้รับในรูปมูลค่าปัจจุบันเมื่อใช้อัตราดอกเบี้ย 10% พิจารณาจนถึงสิ้นสุดอายุโครงการ ถือว่าคุ้มค่าในการลงทุนเนื่องจากเป็นบวก B/C Ratio มากกว่า 1 และค่า IRR มากกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่นำมาลงทุนในโครงการ

ผยุงศักดิ์ ก้อนแก้ว[24] ทำการศึกษาการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้คอมพิวเตอร์โปรแกรม PVSYST 3.4 เพื่อหามุมเอียงของแผง (Tilt Angle) ที่เหมาะสมสำหรับอาคารอื้อจือเหลียงเพื่อให้ได้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุด เปรียบเทียบทางด้านเทคนิคของการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามแนวอาคาร และการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปทางทิศใต้ เปรียบเทียบพลังงานที่ได้รับจากการวางแผงโดยใช้ข้อมูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับความนิยมในปัจจุบัน ศึกษาหาระยะห่างที่เหมาะสมจากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พิจารณาหาส่วนประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเชื่อมระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าพร้อมทั้งศึกษาเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเชื่อมระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า

พรทิพย์ สมฤทธิ์, พรฑิณีย์ เอมมัส[25] ทำการศึกษาหาชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้เป็นส่วนหนึ่งของอาคาร (BiPV) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในระบบเชื่อมต่อกับสายส่ง (Grid Connected) โดยมีการนำโปรแกรมสำเร็จรูป Photovoltaic Project Model V3.2 มาใช้ในการศึกษาเกี่ยวกับ ตำแหน่งและที่ตั้งของอาคารในเขตกรุงเทพมหานคร โดยกำหนดให้อาคารที่จะศึกษาเป็นอาคารสมมุติที่มีผนังอาคารตั้งฉากกับแนวราบและมีทิศทางต่างๆ 8 ทิศ และเปรียบเทียบกับผนังอาคารในแนวราบ พบว่าอาคารที่มีทรงสูงและมีผนังอาคารในด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้หรือผนังอาคารในด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้จะได้รับความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์มากที่สุดคือเท่ากับ 1 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อปี ส่วนในแนวราบได้รับความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ 1.76 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อปี

ศึกษาหาชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้เป็นส่วนหนึ่งของอาคาร (BiPV) โดยเปรียบเทียบการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ ในขนาดที่เท่ากันคือ 10 กิโลวัตต์ พบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (A-Si) มีประสิทธิภาพ 6.1 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนซิลิคอน(Mono-Si) มีประสิทธิภาพ 14.3 และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีซิลิคอนมีประสิทธิภาพ 11.3 ในการผลิตกระแสไฟฟ้า และใช้พื้นที่ในการติดตั้งได้ไม่เท่ากัน

ศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนในการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาใช้เป็นส่วนหนึ่งของอาคาร (BiPV) โดยเลือกผนังอาคารด้านที่ผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดรวมกับพื้นที่ดาดฟ้าของอาคาร โดยเปรียบเทียบราคารับซื้อไฟฟ้าคืนที่ราคาปัจจุบันคือ 2.55 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง(พร้อมเงินสนับสนุน 7 ปี) พบว่าราคาในปัจจุบันจะไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อเปรียบเทียบกับราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 10 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ชนิภัทร ยุวนานนท์[26] ทำการศึกษาข้อมูลรังสีอาทิตย์เมื่อพิจารณารายชั่วโมงในแต่ละวันพบว่าปริมาณรังสีอาทิตย์รายวัน มีค่าสูงในช่วงเที่ยงวัน และในช่วงเช้ากับเย็นของวันจะมีเพียงรังสีกระจายเท่านั้น ไม่มีรังสีตรงเลยเป็นผลมาจากมุมของดวงอาทิตย์ที่กระทำต่อพื้นผิวโลกบริเวณนั้น เมื่อพิจารณาข้อมูลรังสีรายชั่วโมงในแต่ลีจะพบว่าปริมาณไม่เท่ากันในแต่ละเดือนซึ่งมีปัจจัยต่างๆ ได้แก่ ความเข้มของรังสีอาทิตย์ ความยาวนานในการส่องสว่าง ช่วงเวลาพระอาทิตย์ขึ้นตก สภาพอากาศ ปัจจัยของเมฆและฝน มวลของอากาศในขณะนั้น ตัวแปรที่มีผลต่อความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบ BiPV แบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลักๆ คือประสิทธิภาพของระบบ และตำแหน่งการติดตั้งแผงเซลล์ การหันของอาคารบริเวณที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางทิศใต้ได้รับรังสีอาทิตย์มากที่สุด มุมเอียงที่ติดตั้งแผงเซลล์ตั้งฉากกับรังสีอาทิตย์มากที่สุด อุปกรณ์ที่ใช้ในระบบ BiPV มี Life Cycle Cost ต่ำสุดหรือประสิทธิภาพต่อราคาสูงที่สุด

ซัลวาณีย์ ฮัสบุลเลาะฮ์[27] ทำการศึกษาการประเมินต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม โดยการหาต้นทุนพลังงานต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้า 3 ขนาดคือ 950 kW 1,500 kW 3,000 kW ตามลำดับในพื้นที่ที่เป็นกรณีศึกษาในภาคกลาง ภาคใต้ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 5 แห่ง รวมถึงได้วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ โดยมีเกณฑ์การตัดสินใจที่ใช้พิจารณาประกอบด้วย 3 เกณฑ์คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนของโครงการและอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน พบว่า ต้นทุนต่อหน่วยการผลิตของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในทุกพื้นที่นั้นมีค่าอยู่ระหว่าง 2.46 ถึง 5.17 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ยกเว้นพื้นที่บ้านยางคำ ตำบลท่ามะไฟหวาน อำเภอแก้งคร้อ จังหวัดชัยภูมิ สำหรับผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์พบว่า ในทุกพื้นที่ยกเว้นพื้นที่บ้านยางคำ ตำบลท่ามะไฟหวาน อำเภอแก้งคร้อ จังหวัดชัยภูมิ มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเป็นบวก อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่ามากกว่า 1 และอัตราผลตอบแทนของโครงการมีค่ามากกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้คือ 10.75%

ปฐมทัศน์ จิระเดชะ[28] บทความนี้กล่าวถึง พลังงานหมุนเวียนคือ พลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้ไปแล้วสามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานคลื่นทะเล พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เป็นต้น ซึ่งเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้รับการพัฒนาไปอย่างรวดเร็วส่งผลให้ประสิทธิภาพในการเปลี่ยนแปลงรูปพลังงานเป็นกระแสไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าสดลง ในส่วนของพลังงานลม เป็นการเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานจลน์จากการเคลื่อนที่ของลมเป็นพลังงานกล จากนั้นเปลี่ยนพลังงานกลเป็นรูปของพลังงานไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น 2 แบบหลักๆ คือ แบบชนิดแกนตั้งเป็นกังหันที่แกนหมุนและใบพัดตั้งฉากกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบติดตั้งในระดับที่ต่ำได้ทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างและไม่มีปัญหาของทิศทางลม และชนิดแกนนอน เป็นกังหันที่แกนหมุนขนานกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ โดยมีใบพัดเป็นตัวตั้งฉากรับลม เหมาะสำหรับติดตั้งในระดับสูงผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณมาก และในส่วนของพลังงานแสงอาทิตย์ คือการใช้เซลล์แสงอาทิตย์อาศัยสารกึ่งตัวนำเปลี่ยนรูปพลังงานเป็นไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งนำมาเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับโดยใช้อินเวอร์เตอร์ โดยเทคโนโลยีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์มีการพัฒนาเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพสูงขึ้นและราคาลดลง ทำให้ปัจจุบันความสนใจในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมากเนื่องจากราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ลดต่ำลง

ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเทศไทย มีความต่างกันไปตามประเภทของพลังงานหมุนเวียน โดยพลังงานลม ประเมินทำได้ค่อนข้างยากเนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันขึ้นอยู่กับความเร็วลมเป็นสำคัญซึ่งความเร็วลมไม่สามารถคาดเดาได้อย่างแม่นยำ และจากการศึกษาข้อมูลแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย พบว่าบริเวณที่มีศักยภาพในการพัฒนาพลังงานลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เป็นพื้นที่ที่อยู่หากจากระบบจำหน่ายและระบบขนส่ง พลังงานแสงอาทิตย์ประเมินได้อย่างแท้จริงค่อนข้างยากเช่นเดียวกับพลังงานลม เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับความเข้มของแสงอาทิตย์เป็นหลัก ซึ่งขึ้นอยู่กับช่วงเวลาของวัน ฤดูกาล ปริมาณเมฆบนท้องฟ้า และความเร็วลม

แนวทางการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่สูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ทำให้ต้องวางแผนและกำหนดมาตรการในการพัฒนาและส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย การส่งเสริมพลังงานลมให้ผลิตจากทั้งกังหันขนาดใหญ่และกังหันขนาดเล็ก รวมถึงกังหันที่ใช้เพื่อการเกษตร สนับสนุนให้พัฒนาต้นแบบกังหันลมผลิตไฟฟ้าความเร็วต่ำ กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเป็น 800 MW ในปี พ.ศ. 2565การส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ ให้ผลิตไฟฟ้าในรูปแบบ Solar Farm ทบทวนมาตรการ Adder ให้เหมาะสม สนับสนุนการวิจัยเพื่อพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นในราคาที่ต่ำลง กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็น 500 MW ในปี พ.ศ. 2565

ทศพร ธีรการุณวงศ์[29] ทำการศึกษาค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าแบ่งการคำนวณออกเป็นสองประเภท คือ จากค่าใช้จ่ายนอกต้นทุน และการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่คำนวณจากต้นทุนโดย

การศึกษาการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่คำนวณจากค่าใช้จ่ายนอกต้นทุน โดยการศึกษานี้ให้ในส่วนของพลังงานหมุนเวียนที่มีการปล่อยมลภาวะในปริมาณต่ำที่สุดควรจะได้รับการสนับสนุนในการรับซื้อไฟฟ้าก่อนโดยพลังงานที่ควรได้รับการสนับสนุนก่อนได้แก่พลังงานน้ำ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานชีวมวลตามลำดับ

การศึกษาการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่ประเมินจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแยกออกได้เป็น ผลการประเมินต้นทุนและกำลังการผลิตไฟฟ้า ของพลังงานลมจะเห็นได้ว่าต้นทุนสูงขึ้นเมื่ออัตราส่วนลดเพิ่มขึ้น และความเร็วลมต่ำลง ส่วนของพลังงานแสงอาทิตย์จะเห็นได้ว่าต้นทุนสูงขึ้นเมื่ออัตราส่วนลดเพิ่ม

การวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากต้นทุนการผลิต ของพลังงานลมผลจากการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานลม ตามอายุการสนับสนุน 10 ปี แสดงให้เห็นว่า ราคารับซื้อไฟฟ้าที่ราคาสูงขึ้นจะทำให้สามารถนำพลังงานลมมาผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น โดยที่ค่าการสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อพลังงานลมตั้งแต่ 0-2.39 บาท/kWh คาดว่าจะสามารถติดตั้งฟาร์มกังหันลมจากกังหันลม Vestas V80 ที่ติดตั้งในพื้นที่นาข้าวมาผลิตไฟฟ้าได้ไม่มากกว่า 21,864 MW และส่วนของพลังงานแสงอาทิตย์ผลจากการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามอายุการสนับสนุน 10 ปี แสดงให้เห็นว่า ที่ค่าการสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานรังสีอาทิตย์ระหว่าง 1.94-5.56 บาท/kWh คาดว่าจะสามารถติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่รกร้างภาคกลางและตะวันออกเฉียงเหนือมาผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 174,987 MW

ศศิอนงค์ วัชรศิขร[30] นำเสนอบทความเกี่ยวกับความรู้พื้นฐานของพลังงานลม ความเป็นไปได้ของการใช้พลังงานลมในเขตการใช้งานของการไฟฟ้านครหลวง และผลงานวิจัยในการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับพลังงานลม ซึ่งจากการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้พลังงานลมในเขตของการไฟฟ้านครหลวงยังไม่เหมาะสมด้วยข้อมูลปัจจุบัน จากความเร็วลมเฉลี่ยของเขตกรุงเทพฯ มีค่าต่ำยากที่จะเอาไปผลิตไฟฟ้า แต่ในบางพื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวงอาจมีความเหมาะสมในการใช้กังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้าได้ เช่นบนยอดอาคารสูง บริเวณพื้นที่ใกล้ชายฝั่งทะเล ซึ่งควรมีการศึกษาเรื่องของ “Wind Survey” เพิ่มขึ้นในอนาคต และการพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีกังหันความเร็วลมต่ำ เพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวงต่อไปถ้ามีความเป็นไปได้ทางด้านเทคโนโลยีและทางด้านเศรษฐศาสตร์

ประทีป ฟูผล[31] ทำการศึกษาค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยมีระเบียบและหลักเกณฑ์ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 MW โดยเริ่มใช้ระเบียบนี้ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2549 เป็นต้นไป มีประเด็นสำคัญพอสังเขป ดังนี้

1. ปริมาณพลังไฟฟ้าของ VSPP ที่จะจ่ายเข้ากับระบบสำหรับ กฟภ. กำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าตามระดับแรงดัน คือ ระบบ 22 kV ไม่เกิน 8.0 MW/ ผู้ได้รับอนุญาต และระบบ 33 kV ไม่เกิน 10.0 MW/ผู้ได้รับอนุญาต

2. ปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ 66 kV ขึ้นไป จะเชื่อมโยงกับระบบ ณ. ระดับแรงดัน 22-33 kV ปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบไม่เกิน 66 kVA จะเชื่อมโยงกับระบบ ณ ระดับแรงดัน ที่กฟภ. พิจารณา โดย กฟภ. สามารถขยายปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากทำการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสมของระบบในแต่ละพื้นที่ โดยจะพิจารณาถึงความปลอดภัย มาตรฐานทานด้านบริการ และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

3. กำหนดให้จุดติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกับผู้ให้สัญญา มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟภ. ที่สภาวะปกติอยู่ที่ ±5 % ของแรงดันปกติและในสภาวะไม่ปกติยอมรับได้ถึง ±10 % ของแรงดันปกติ ความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 50 ± 0.5 รอบต่อนาที ค่า Power Factor อยู่ในช่วง 0.85 Leading ถึง 0.85 Lagging ค่าปริมาณความผิดเพี้ยนรูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายวัดที่จุดต่อร่วม ต้องไม่เกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้า (PRC-PQG-01/1998) ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม และต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่มีมาตรฐานและมีจำนวนชนิดที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยอมรับ

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ โดย VSPP จะต้องรับภาระในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า เช่น ระบบป้องกันไฟฟ้าและค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ โดยต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มเดินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

การคิดค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย กับ VSPP การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้า เท่ากับค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันที่ VSPP ทำการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่า F_t ขายส่งเฉลี่ย ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อพลังงานไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณจะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

นภัทร วัจนเทพินทร์และคณะ[32] ทำการศึกษาและพัฒนาระบบการผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Hybrid) ระหว่างพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมขนาดเล็ก โดยใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1 kW ผสมผสานกับการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อตรงเข้าระบบขนาด 1,642 วัตต์ เก็บข้อมูลเป็นเวลา 3 เดือนพบว่าค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมขนาดเล็กที่ผลิตได้เท่ากับ 5.181 kWh/day ได้จากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 5.031 kWh/day และผลิตจากพลังงานลม 0.15 kWh/day ที่ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยเท่ากับ 83.30 และประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมเฉลี่ยเท่ากับ 82.43

Xiaodong Xuan[33] บทความนี้ศึกษาเกี่ยวกับการประยุกต์ใช้ระบบ BiPV ประสิทธิภาพโดยรวมของบ้านที่ใช้ทำการทดลอง ซึ่งทำการวัดค่าพลังงานเปรียบเทียบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 ชนิดคือ เซลล์แสงอาทิตย์แบบ Monocrystalline แผงเซลล์สีดำมีประสิทธิภาพประมาณ 14-17% เซลล์แสงอาทิตย์แบบ Polycrystalline แผงเซลล์สีน้ำเงินมีประสิทธิภาพประมาณ 12-14% และเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Amorphous เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แสงสามารถทะลุผ่านได้ประมาณ 5-75% โดยค่าการทะลุผ่านของแสงอาทิตย์ที่ใช้ในระบบ BiPV เท่ากับ 25% มีประสิทธิภาพประมาณ 5-7% ระบบ BiPV จะให้ประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อติดตั้งในแนวระนาบ และในบางครั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต้องอยู่ในสภาวะที่ไม่มีการบังเงาพร้อมมีการระบายอากาศที่ดีเนื่องจากอุณหภูมิที่สูงขึ้นจะทำให้ประสิทธิภาพลดลง

Muhammad Baqer Mollah[34] บทความนี้ศึกษาการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานชีวมวล โดยพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนดาดฟ้าธนาคารบังคลาเทศซึ่งเป็นอาคารเก่าซึ่งพื้นที่ดังกล่าวได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยเท่ากับ 4.73 kWh/m^2 สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 55,020 kWh หากพิจารณาค่าไฟฟ้าที่ 6 TK ต่อหน่วย จะขายไฟฟ้าได้ 330,120 TK ต่อปี มีระยะคืนทุนอยู่ที่ 30.29 ปี หากพิจารณาให้อายุโครงการอยู่ที่ 25 ปี จะต้องขายไฟฟ้าที่ราคา 7.26 TK ในส่วนของพลังงานลมใช้กังหันลมขนาด 1 MW ติดตั้งสูง 25 เมตรต่อร่วมกับแบตเตอรี่ โดยในพื้นที่มีความเร็วลมเฉลี่ย 4.5 m/s ที่ความหนาแน่นอากาศเท่ากับ 1.165 kg/m^3 จากการศึกษาพบว่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลมมีราคาต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับแหล่งพลังงานอื่น แต่ติดตั้งได้เพียงแถบชายฝั่งทะเลซึ่งมีความเสี่ยงสูงมาก

Khurshid Hasan และคณะ[35] บทความนี้ศึกษาหาสภาวะที่ดีที่สุดของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากแหล่งพลังงานต่างกัน วิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ส่วนการวิเคราะห์พลังงานลมใช้ข้อมูลในพื้นที่จำนวน 6 แห่ง ในช่วงเดือน มิถุนายน 2005 - มิถุนายน 2007 พบว่าความเร็วลมที่ปะทะกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีความเร็วเฉลี่ยลมต่อปีที่ 4 m/s จึงต้องใช้กังหันความเร็วลมต่ำ และจากผลการทดลองทำให้ทราบว่าความเร็วลมขึ้นอยู่กับฤดูกาลโดยช่วงที่มีความเร็วลมสูงที่สุดอยู่ที่เดือนเมษายน – กันยายน ส่วนการวิเคราะห์ด้านพลังงานแสงอาทิตย์พบว่ารังสีดวงอาทิตย์อยู่ในช่วงระหว่าง 3.5 – 5.5 kWh/m^2-day โดยช่วงที่มีค่ารังสีดวงอาทิตย์สูงสุดอยู่ระหว่างเดือนกุมภาพันธ์ – กันยายน ที่ค่าเฉลี่ยเท่ากับ 4.2016 kWh/m^2-day

จากการทดลองใช้พลังงานทดแทนเพียงแหล่งจ่ายเดียวพบว่าข้อเสียของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลงตามสภาวะแวดล้อมของอุณหภูมิ รังสีดวงอาทิตย์ และไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ในตอนกลางคืน ส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมขึ้นอยู่กับธรรมชาติของแต่ละพื้นที่ไม่มีความสอดคล้องกับพื้นที่อื่นๆ ซึ่งค่าความเร็วลม 3.5-4.5 m/s ไม่เพียงพอในการผลิตไฟฟ้าเพียงแหล่งจ่ายเดียว

จากบทความนี้ออกแบบให้ระบบรวมมีขนาด 50 kW ต่อขนาดกับระบบของการไฟฟ้า แยกออกเป็น 4 ระบบการทดลองโดยให้ระบบที่ 1 ประกอบด้วย พลังงานลม 20 kW พลังงานแสงอาทิตย์ 20 kW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 10 kW ระบบที่ 2 ประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ 40 kW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 10 kW ระบบที่ 3 ประกอบด้วย พลังงานลม 40 kW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 10 kW ระบบที่ 4 ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 50 kW จากการวิเคราะห์ทั้ง 4 ระบบพบว่าระบบที่ 1 เรียกได้ว่าเป็น Hybrid system สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 ข้อมูลเบื้องต้นอาคารศูนย์ฝึกอบรมโรงพยาบาลศิริราช ประกอบด้วย

3.1.1 อาคารฝึกอบรมและปฏิบัติธรรม 1 หลัง อาคาร D

3.1.2 อาคารรับรอง 1 หลัง อาคาร A

3.1.3 อาคารที่พัก 2 หลัง อาคาร B และ C

ภาพประกอบ 23 มุมมองด้านข้างศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

ภาพประกอบ 24 มุมมองด้านบนศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

อาคารที่พักและอาคารรับรองของ ศูนย์ฝึกอบรมโรงพยาบาลศิริราช มีพื้นที่วางสำหรับวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อาคารละประมาณ 178 ตารางเมตรรวม 3 อาคารรวมมีพื้นที่ 534 ตารางเมตร

พิกัด ละติจูด: N 13° 49’ 43.3” ลองติจูด: E 100° 11’ 29.5”

ตั้งอยู่ในตำบลสัมปทวน อำเภอนครชัยศรี จังหวัดนครปฐม ซึ่งอยู่ในพื้นที่การให้บริการของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ใช้ไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV โดยมีการคิดอัตราค่าไฟฟ้า แบบตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU) มีราคาต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ช่วง Peak 2.695 บาทต่อหน่วย และช่วงเวลา off-peak 1.1914 บาทต่อหน่วย ส่วนราคาความต้องการพลังไฟฟ้า 132.93 บาทต่อกิโลวัตต์โดยส่วนมากมีการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันทำให้เสียค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าแพง

ดังนั้นถ้ามีการประยุกต์ใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าจะสามารถลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าได้ ทั้งยังแสดงให้เห็นความตระหนักด้านการอนุรักษ์พลังงานใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เป็นผู้นำทางด้านเทคโนโลยี และความใส่ใจในเรื่องของพลังงานสะอาดอีกด้วย

3.2 แนวคิดและวิธีการดำเนินการ

ในการศึกษาวิจัยนี้มีจุดประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานระหว่างพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ในพื้นที่ของศูนย์ฝึกอบรมโรงพยาบาลศิริราช มีขั้นตอนการศึกษาดังนี้

3.2.1 ศึกษาบทความและงานวิจัยทั้งในประเทศและต่างประเทศเกี่ยวกับคุณสมบัติของระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานระหว่างพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์

3.2.2 กำหนดวัตถุประสงค์ ขอบเขต วิธีการศึกษาและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการทำวิจัย

3.2.3 พิจารณาและวิเคราะห์ปัจจัยต่างๆ ที่มีผลต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และต่อระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ไปจนถึงการแบบผสมผสานระหว่างพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์

3.3 การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.3.1 เลือกชนิดแผงเซลล์ที่ใช้ในโครงการที่มีจำหน่ายในตลาด

3.3.2 การทดลองวางแผงเซลล์ในโปรแกรม AutoCAD 2012 Student Version

1) ทดลองวางแผงเซลล์ทั้ง 3 แบบทั้งในแนวตั้งและแนวนอนของแผงเซลล์ โดยวางแผงเซลล์ให้มีมุมเอียง 14 องศา จนเต็มพื้นที่ดาดฟ้าของอาคาร

2) ทดลองวางแผงเซลล์แบบเว้นช่องกลางเพื่อให้ความสูงของการติดตั้งแผงเซลล์ไม่สูงมาก แล้วทำการหาจำนวนแผงเซลล์ที่ติดตั้งได้เต็มพื้นที่

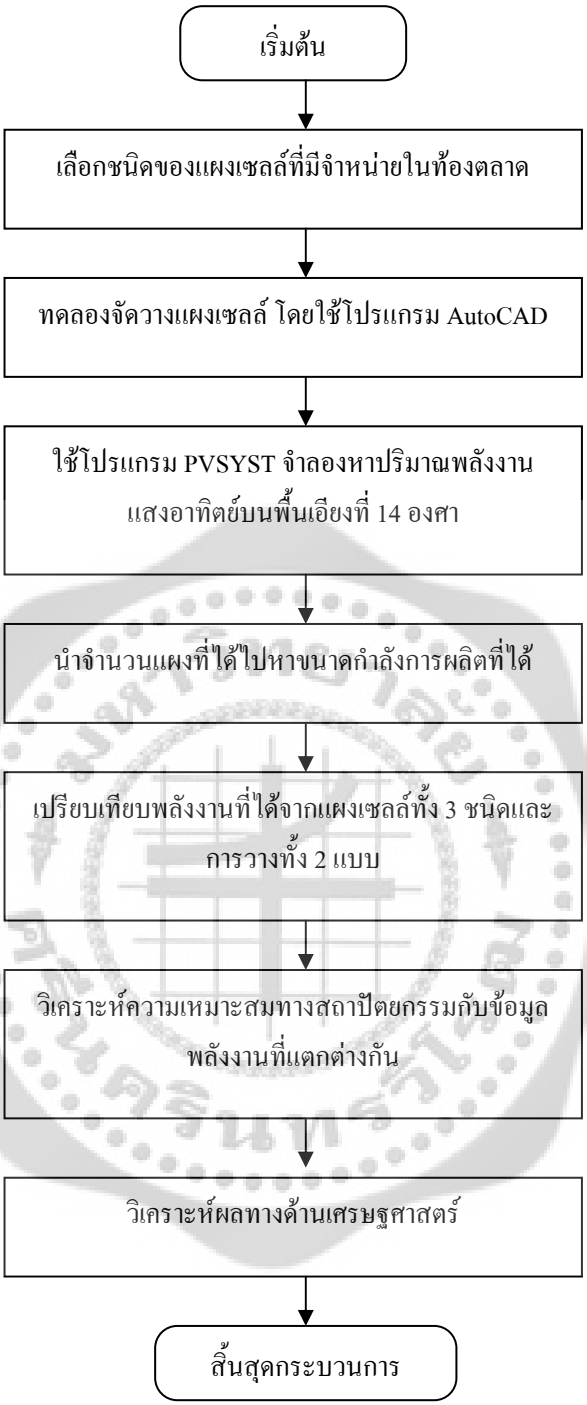
3) ทดลองวางแผงเซลล์ตามข้อ 1) และ 2) โดยให้ทำการหันไปตามแนวอาคาร และหันไปทางทิศใต้แล้วเปรียบเทียบความแตกต่างกันของปริมาณพลังงานที่ผลิตได้

3.3.3 ใช้โปรแกรม PVSYST หาค่าพลังงานบนพื้นเอียง 14 องศา ทำการทดลองที่ค่ามุมอะซิมุทที่ต่างกันหาค่าโดยวางแผงเซลล์ตามแนวอาคารและวางแผงเซลล์ไปทางทิศใต้ จะได้ค่าพลังงานในหน่วยกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร

3.3.4 เปรียบเทียบค่าพลังงานที่ผลิตได้จากแผงเซลล์ทั้ง 3 ชนิด ที่การวางต่างๆ กัน

3.3.5 วิเคราะห์ความเหมาะสมทางสถาปัตยกรรมกับค่าพลังงานที่ได้

3.3.6 ศึกษาเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์



ภาพประกอบ 25 ขั้นตอนการวิเคราะห์ส่วนของพลังงานแสงอาทิตย์

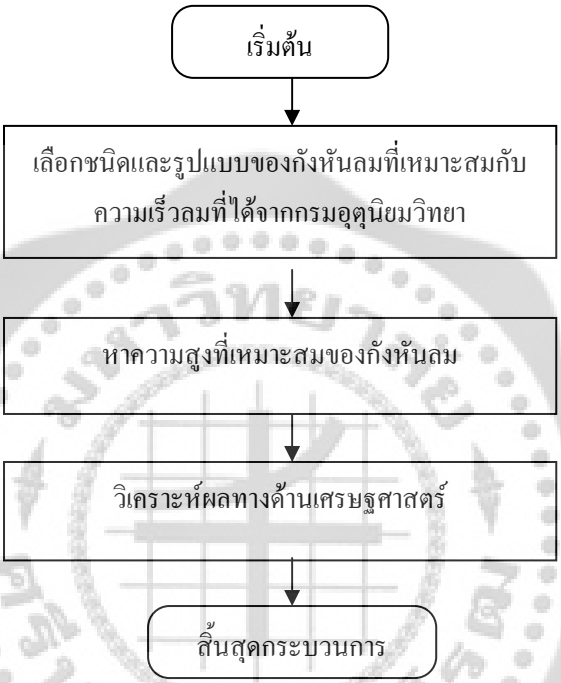
3.4 การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

3.4.1 ศึกษาส่วนประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

3.4.2 เลือกรูปแบบกังหันลมให้เหมาะสมกับความเร็วลมในพื้นที่

3.4.3 จำลองหาความสูงที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลม

3.4.4 ศึกษาเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม



ภาพประกอบ 26 ขั้นตอนการวิเคราะห์ส่วนของพลังงานลม

3.5 การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าระหว่างพลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า

3.5.1 ศึกษาส่วนประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานระหว่างพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า

3.5.2 ศึกษาเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานระหว่างพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าพิจารณามาตรการสนับสนุนอื่นๆ

3.5.3 สรุป วิจารณ์ผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

บทที่ 4

ผลการทดลองและวิจารณ์

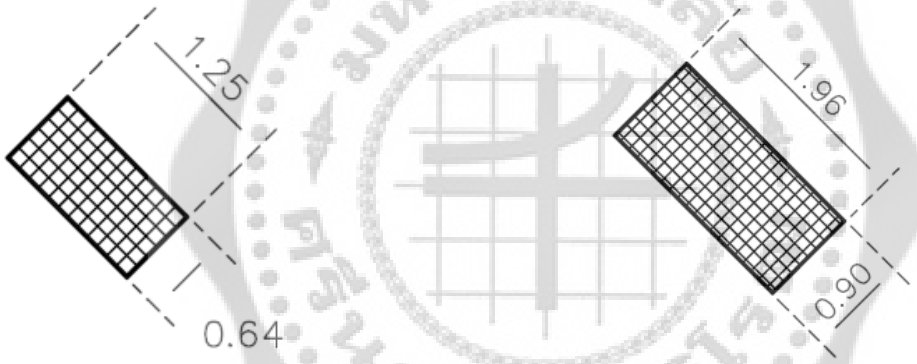
4.1 ผลการทดลองการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

4.1.1 ตรวจสอบแผงเซลล์ที่มีจำหน่ายในประเทศจะแบ่งออกเป็น 3 แบบได้แก่

1. แผงเซลล์แบบ Amorphous ประสิทธิภาพ 7 % ที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ขนาดแผง 0.64 x1.25 m ราคาวัตต์ละ 40 บาท หนึ่งแผง 52 W ดังนั้นราคา 2,040 บาท/แผง

2. แผงเซลล์แบบ Monocrystralline ประสิทธิภาพ 15.20 % ที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ขนาดแผง 0.90 x1.96 m ราคาวัตต์ละ 50 บาท หนึ่งแผง 285 W ดังนั้นราคา 14,250 บาท/แผง

3. แผงเซลล์แบบ Polycrystralline ประสิทธิภาพ 14.69 % ที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ขนาดแผง 0.90 x1.96 m ราคาวัตต์ละ 50 บาท หนึ่งแผง 285 W ดังนั้นราคา 14,250 บาท/แผง



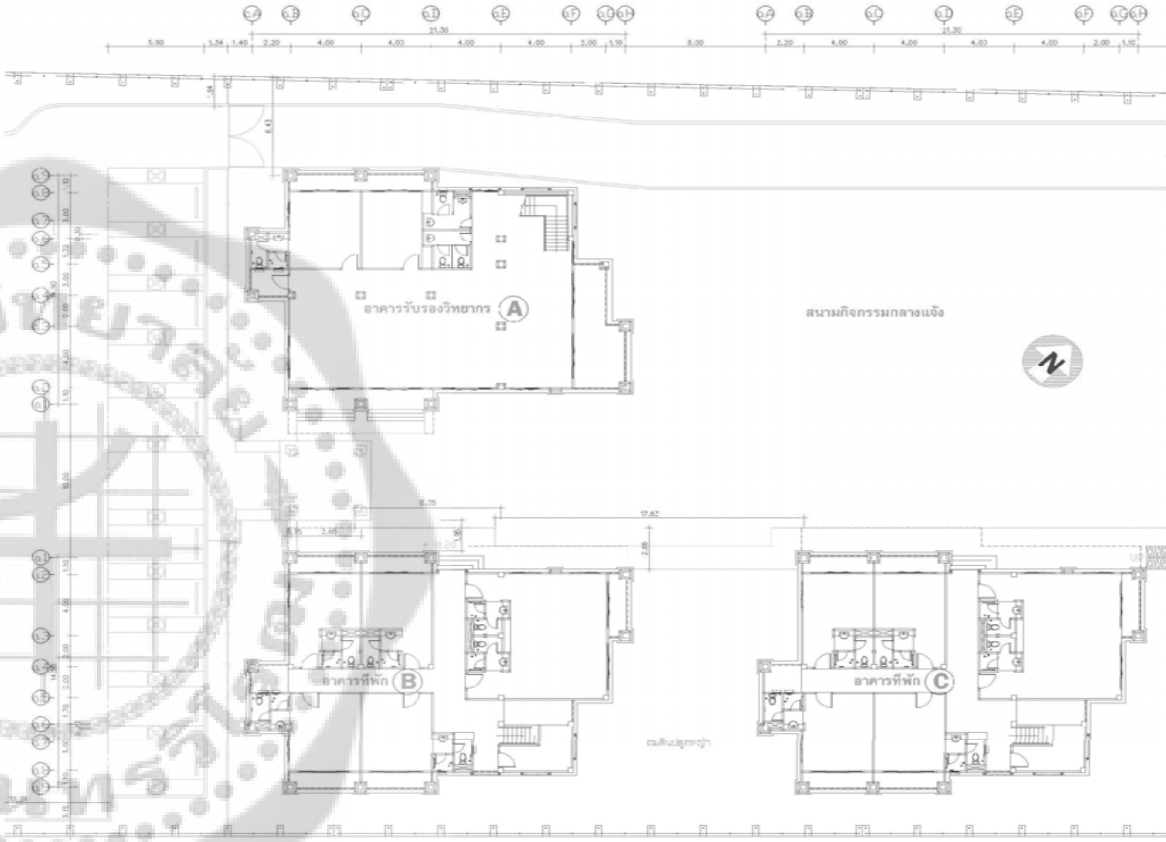
(ก) แผงเซลล์แบบ Amorphous (ข) แผงเซลล์แบบ Polycrystralline และ Monocrystralline

ภาพประกอบ 27 ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้เป็นต้นแบบในการวาง

4.1.2 ทดลองวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามแนวอาคาร และการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปทางทิศใต้ โดยโปรแกรม AutoCAD 2012 Student Version

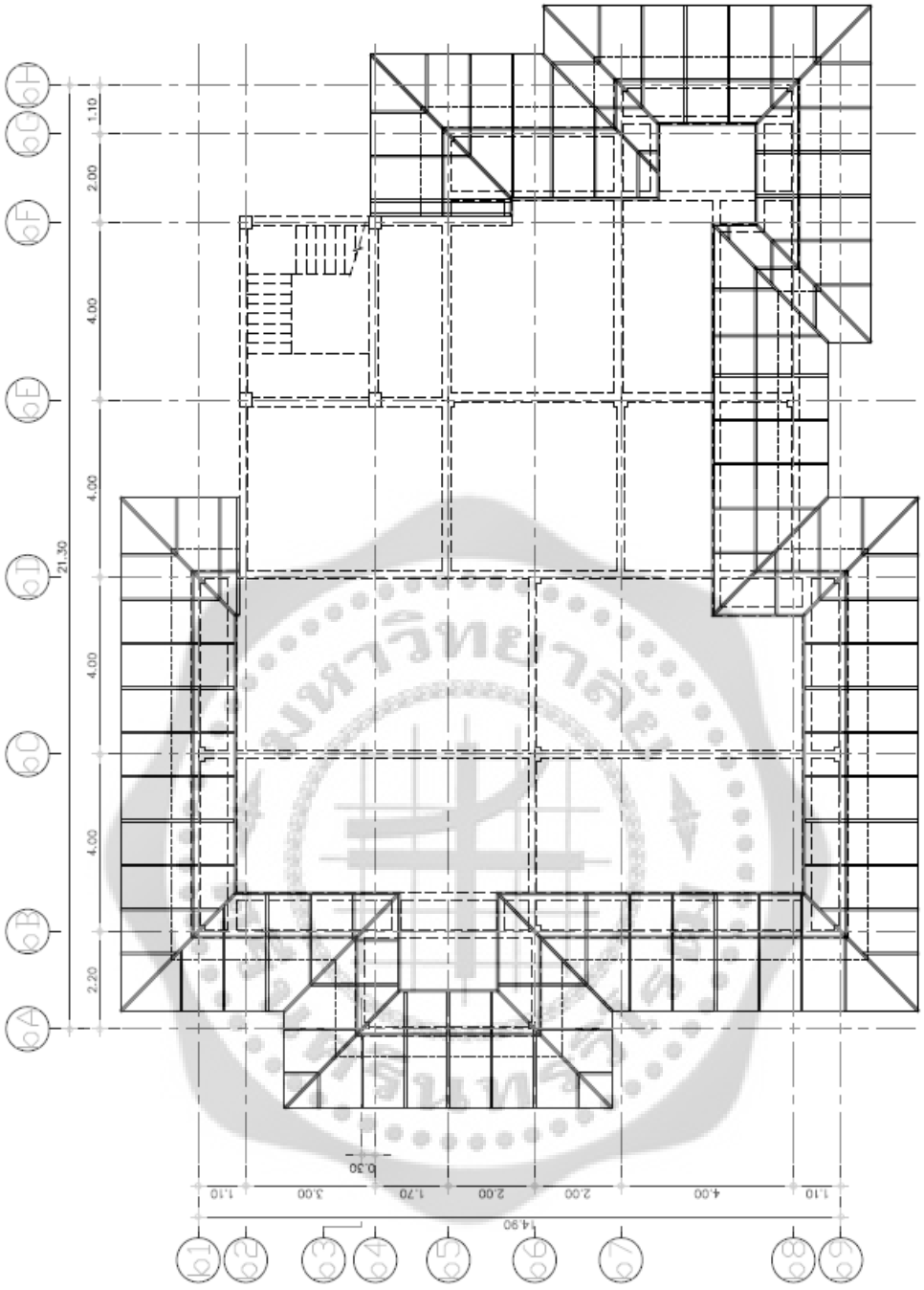
ทิศทางการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุด ต้องเป็นทิศทางที่ทำให้ได้พื้นที่รับแสงอาทิตย์มากที่สุด ณ ตำแหน่งเหนือเส้นศูนย์สูตรของประเทศไทย จากพิกัดของศูนย์ฝึกอบรมศิริราชที่ ละติจูด: N 13° 49’ 43.3” ลองติจูด: E 100° 11’ 29.5” พบว่าทิศทางที่ตั้งฉากกับพระอาทิตย์คือทำมุม 13.7 องศา ทางทิศใต้ จะทำให้ได้พลังงานสูงสุด แต่ในกรณีที่อาคารไม่ได้หันไปทางทิศใต้การวางแผงเซลล์ไปทางใต้อาจใช้พื้นที่ดาดฟ้าอาคารไม่คุ้มค่า ในกรณีนี้เพื่อให้ง่ายในการติดตั้งอุปกรณ์จึงใช้มุมรับแสงอาทิตย์คงที่ที่ 14 องศา แล้วทำการทดลองวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 แบบในทิศทางตามแนวอาคาร เปรียบเทียบกับวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทิศใต้ เพื่อหาพลังงานไฟฟ้าที่ได้และต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เหมาะสม

[พิมพ์คำอ้างอิงจากเอกสาร หรือบทสรุปของจุดที่น่าสนใจ คุณสามารถจัดตำแหน่งกล่องข้อความได้ทุกที่ในเอกสาร ให้ใช้แท็บ 'เครื่องมือกล่องข้อความ' เพื่อเปลี่ยนแปลงการจัดรูปแบบของกล่องข้อความของคำอ้างอิงที่ดึงมา]



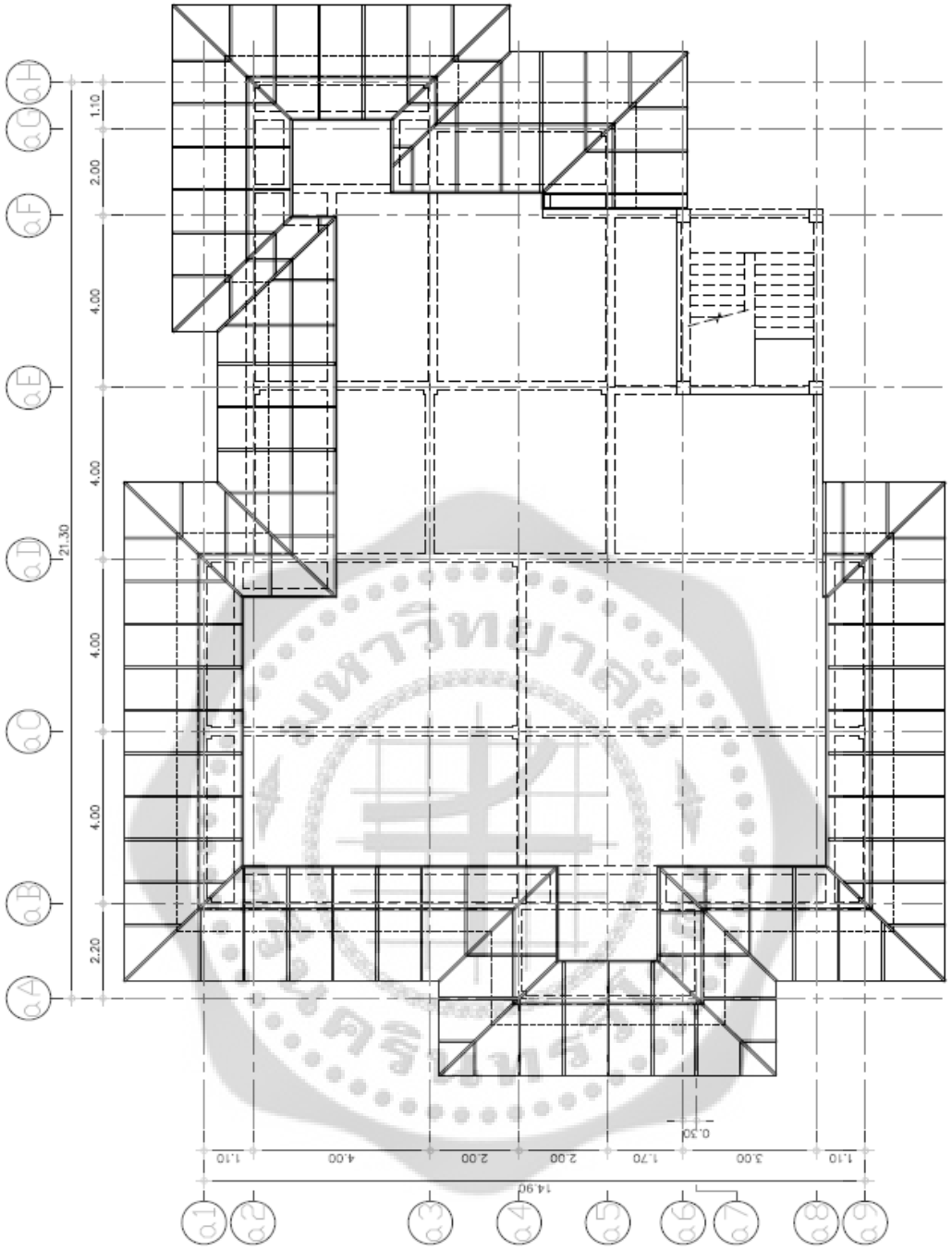
ภาพประกอบ 28 แผนผังพื้นที่ศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

จากภาพประกอบ 28 เป็นแผนผังแสดงอาคารทั้ง 3 อาคาร ที่ใช้ทำการทดลองวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์คืออาคาร A เป็นอาคารที่ใช้รับรองผู้เข้าร่วมอบรม 1 หลัง อาคาร B และ อาคาร C เป็นอาคารที่พักสำหรับผู้เข้าร่วมอบรม



ภาพประกอบ 29 พื้นที่ดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคาร A)

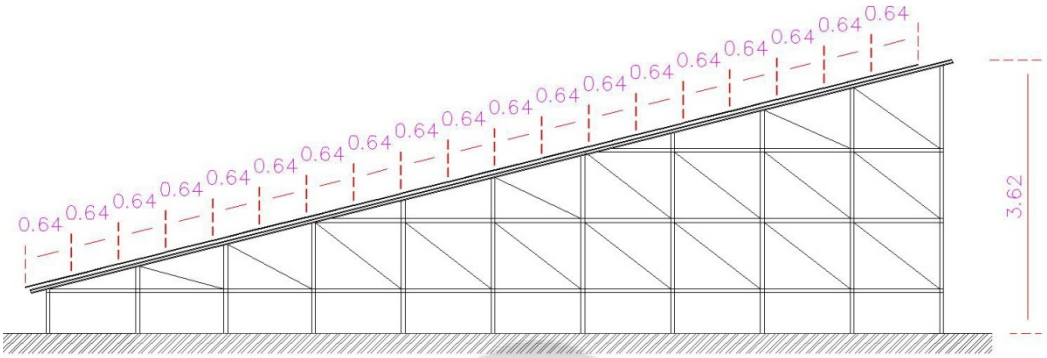
ภาพประกอบ 29 แสดงแผนผังพื้นที่ดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคาร A) เป็นส่วนหนึ่งของศูนย์ฝึกอบรมศิริราชมีพื้นที่สำหรับวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณ 178 ตารางเมตร



ภาพประกอบ 30 พื้นที่ดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และ อาคาร C)

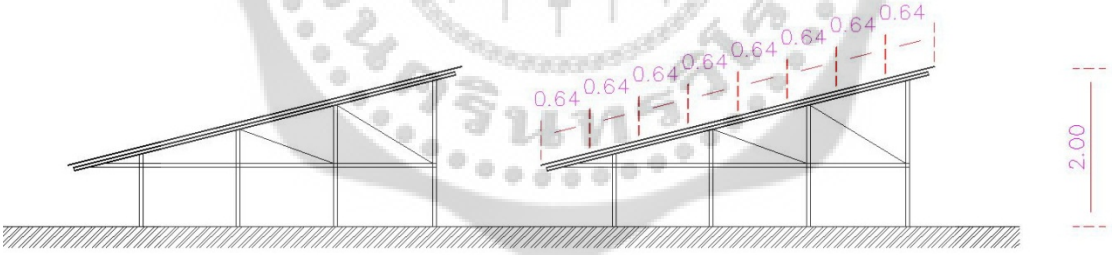
ภาพประกอบ 30 แสดงแผนผังพื้นที่ดาดฟ้าอาคารที่พักจำนวน 2 หลังที่มีลักษณะโครงสร้างคล้ายกันคือ อาคาร B และอาคาร C เป็นส่วนหนึ่งของศูนย์ฝึกอบรมศิริราชซึ่งมีพื้นที่สำหรับวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารละประมาณ 178 ตารางเมตร เมื่อรวมพื้นที่อาคารที่พักและอาคารรับรองของศูนย์ฝึกอบรมศิริราช มีพื้นที่วางสำหรับวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด 534 ตารางเมตร

การทดลองวางแผงเซลล์ให้มีมุมเอียง 14 องศา จนเต็มพื้นที่ดาดฟ้าของอาคารตามภาพประกอบ 31 พบว่าความสูงของโครงสร้างที่ใช้วางแผงเซลล์เท่ากับ 3.62 เมตร ซึ่งยากต่อการบำรุงรักษา



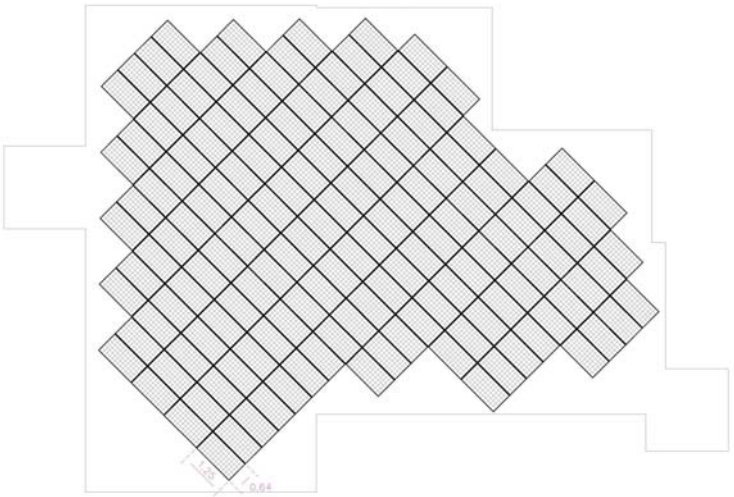
ภาพประกอบ 31 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มพื้นที่

ทดลองวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเว้นช่องกลาง ตามภาพประกอบ 32 ทำให้ความสูงของโครงสร้างที่ติดตั้งแผงเซลล์ลดลงเหลือเพียง 2 เมตร แต่จำนวนแผงเซลล์ที่ติดตั้งได้น้อยมาก และมีความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการบังเงาของแผงเซลล์ด้านหน้า เมื่อเทียบกับการวางแผงเซลล์แบบเต็มพื้นที่



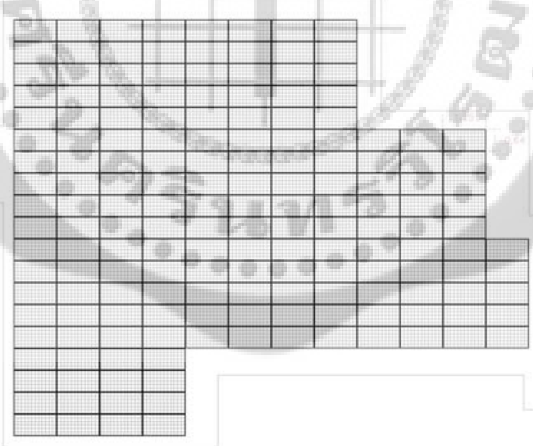
ภาพประกอบ 32 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเว้นช่องกลาง

การทดลองวางเซลล์ชนิดต่างๆ พบว่าแผงเซลล์แบบชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอนวางในแนวตั้งได้มากกว่าแนวนอน ส่วนแบบชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอนกับแบบชนิดผลึกโพลีซิลิกอนไม่มีความแตกต่าง และการวางแผงเซลล์ตามแนวอาคารสามารถวางได้จำนวนมากกว่าวางแผงเซลล์หันไปทางทิศใต้



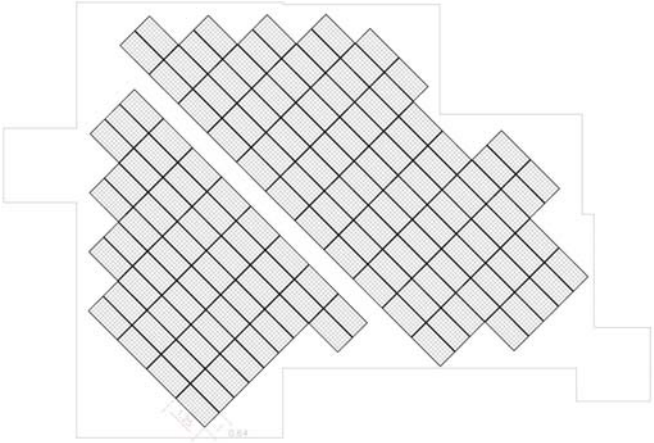
ภาพประกอบ 33 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้

ภาพประกอบ 33 แสดงถึงวิธีการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคาร โดยหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้ ทำการวางแผงเซลล์ทั้ง 3 ชนิด บนพื้นที่ดาดฟ้าอาคารทั้ง 3 อาคาร โดยทดลองวางแผงเซลล์แบบแนวตั้งและแนวนอนนับจำนวนแผงเซลล์ที่ได้ไปหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้



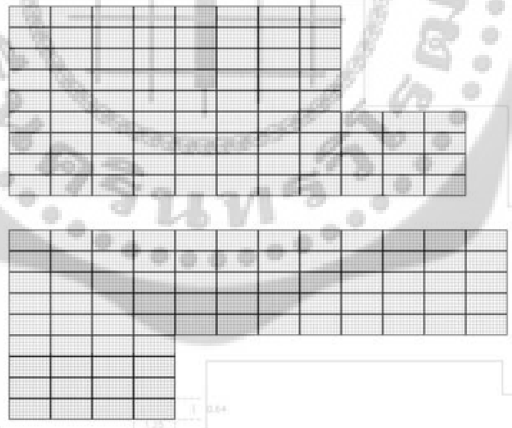
ภาพประกอบ 34 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวนอนหันไปตามแนวอาคาร

ภาพประกอบ 34 แสดงถึงวิธีการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคาร โดยหันแผงเซลล์ไปตามแนวอาคาร ทำการวางแผงเซลล์ทั้ง 3 ชนิด บนพื้นที่ดาดฟ้าอาคารทั้ง 3 อาคาร โดยทดลองวางแผงเซลล์แบบแนวตั้งและแนวนอนแล้วนับจำนวนแผงเซลล์ที่ได้ไปหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้



ภาพประกอบ 35 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้แบบเว้นช่องกลาง

ภาพประกอบ 35 แสดงถึงวิธีการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร โดยหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้ ทำการวางแผงเซลล์ทั้ง 3 ชนิด บนพื้นที่ดาดฟ้าอาคารทั้ง 3 อาคาร โดยทดลองวางแผงเซลล์แบบแนวตั้งและแนวนอนแล้วนับจำนวนแผงเซลล์ที่ได้ไปหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้



ภาพประกอบ 36 ตัวอย่างการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวนอนหันไปตามแนวอาคารแบบเว้นช่องกลาง

ภาพประกอบ 36 แสดงถึงวิธีการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร โดยหันแผงเซลล์ไปตามแนวอาคาร ทำการวางแผงเซลล์ทั้ง 3 ชนิด บนพื้นที่ดาดฟ้าอาคารทั้ง 3 อาคาร โดยทดลองวางแผงเซลล์แบบแนวตั้งและแนวนอนแล้วนับจำนวนแผงเซลล์ที่ได้ไปหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

4.1.3 หาค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แผงเซลล์แสงอาทิตย์

การหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 ลักษณะ คือ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell หรือ c-Si) ชนิดผลึกโพลีซิลิกอน (Polycrystalline Silicon Solar Cell หรือ pc-Si) และชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous Silicon Solar Cell หรือ a-Si) สามารถหาปริมาณที่ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ จากความสัมพันธ์ของสมการดังนี้ (สมชาย กฤตพลวิวัฒน์. 2547.)

$$E_A = A \times I_A \times \eta_{sys}(T) \tag{4.1}$$

โดยกำหนดให้

E_A คือ ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้ารายวันประจำปี (kWh/day)

A คือ ขนาดพื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด (m^2)

I_A คือ ค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์รายวันประจำปีบนพื้นเอียง (kWh/ m^2-day)

η_{sys} คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิใดๆ (%)

ในที่นี้ค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์รายวันประจำปี (kWh/ m^2-day) ณ.สถานีตรวจวัดอากาศกำแพงแสน มีค่าพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยตลอดทั้งปีเท่ากับ 20.74 (MJ/ m^2-day) หรือ 5.167 (kWh/ m^2-day) ซึ่งเป็นค่าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นโลก ซึ่งจากสมการต้องใช้ค่าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นเอียง จึงใช้โปรแกรมในการหาค่าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นเอียง โดยในปัจจุบันจะมีโปรแกรมที่ใช้ในการหาค่าดังกล่าวหลายโปรแกรมเช่น PV WATT, HOMER, PVSYST และ RETSCREEN ซึ่งผู้วิจัยใช้โปรแกรม PVSYST ในการหาค่าพลังงานแสงอาทิตย์รายวันประจำปีบนพื้นเอียง (kWh/ m^2-day) ซึ่งเป็นโปรแกรมแบบกึ่งฟรีทดลองใช้งานได้ 30 วันซึ่งเพียงพอที่จะให้ค่ารังสีดวงอาทิตย์บนพื้นเองมาวิเคราะห์หาค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามภาคผนวก ง

การใช้โปรแกรม PVSYST เพื่อหาค่าพลังงานบนพื้นเอียง 14 องศา ทำการทดลองที่ค่ามุมอะซิมุทที่ต่างกัน หาค่าโดยวางแผงเซลล์ตามแนวอาคารและวางแผงเซลล์ไปทางทิศใต้ จะได้ค่าพลังงานในหน่วยกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรดังแสดงตามตาราง 6

ตาราง 6 ข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์

รายละเอียด	กรมอุตุนิยมวิทยา	PVSYST		
	รังสีดวงอาทิตย์ พื้นผิวโลก**	รังสีดวงอาทิตย์ พื้นผิวโลก**	รังสีดวงอาทิตย์ พื้นเอียง* ตามแนวอาคาร**	รังสีดวงอาทิตย์ พื้นเอียง* หันทางทิศใต้**
มกราคม	3.98	4.55	4.94	5.14
กุมภาพันธ์	4.69	4.93	5.17	5.32
มีนาคม	5.31	5.68	5.77	5.85
เมษายน	5.65	5.60	5.49	5.46
พฤษภาคม	5.71	5.23	4.99	4.91
มิถุนายน	5.77	4.80	4.54	4.45
กรกฎาคม	5.06	4.81	4.57	4.48
สิงหาคม	-	4.61	4.47	4.44
กันยายน	-	4.23	4.22	4.24
ตุลาคม	-	4.13	4.24	4.32
พฤศจิกายน	-	4.43	4.75	4.92
ธันวาคม	-	4.74	5.25	5.49
เฉลี่ย	5.17	4.81	4.87	4.92

ค่าของพลังงานเป็นค่าเฉลี่ยใน 1 วัน * ที่แผงเอียง 14 องศา

** หน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร

ตาราง 6 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์บนพื้นเอียงหันทางทิศใต้มีปริมาณมากกว่ารังสีดวงอาทิตย์พื้นเอียงตามแนวอาคาร

ตาราง 7 การทดลองแผงเซลล์แบบ Amorphous อาคารรับรอง (อาคาร A)

วิธีการวางแผงเซลล์	วางแผงเซลล์ตามแนวนอน							วางแผงเซลล์ตามแนวตั้ง						
	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day
1 หันไปตามแนวอาคาร เต็มพื้นที่	171	168	8.74	349,440.00	134.40	7,938.28	44.02	181	180	9.36	374,400.00	144.00	7,938.28	47.16
2 หันไปทางทิศใต้ เต็มพื้นที่	150	148	7.70	307,840.00	118.40	7,854.89	39.19	162	160	8.32	332,800.00	128.00	7,854.89	42.37
3 หันไปตามแนวอาคาร เว้นช่องกลาง	160	160	8.32	332,800.00	128.00	7,938.28	41.92	158	156	8.11	324,480.00	124.80	7,938.28	40.88
4 หันไปทางทิศใต้ เว้นช่องกลาง	140	140	7.28	291,200.00	112.00	7,854.89	37.07	142	140	7.28	291,200.00	112.00	7,854.89	37.07

ราคา W ละ 40 บาท แผงละ 52 W ดังนั้นแผงละ 2,080 บาท

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 7 เปอร์เซ็นต์ ที่ 25 องศาเซลเซียส

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 6.73 เปอร์เซ็นต์ ที่ 45 องศาเซลเซียส

ตาราง 7 แสดงผลการทดลองที่ได้จากการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากโปรแกรม AutoCAD ซึ่งจากจำนวนที่ได้ยังต้องหาวงจรในทางขนานและอนุกรมจำนวนติดตั้งจริงจึงน้อยกว่าการจำลองวางด้วยโปรแกรมตามภาคผนวก

ตาราง 8 การทดลองแผงเซลล์แบบ Amorphous อาคารที่พัก (อาคาร B และ อาคาร C)

วิธีการวางแผงเซลล์	วางแผงเซลล์ตามแนวนอน							วางแผงเซลล์ตามแนวตั้ง						
	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day
1 หันไปตามแนวอาคาร เต็มพื้นที่	170	168	8.74	349,440.00	134.40	7,938.28	44.02	181	180	9.36	374,400.00	144.00	7,938.28	47.16
2 หันไปทางทิศใต้ เต็มพื้นที่	150	148	7.70	307,840.00	118.40	7,854.89	39.19	157	156	8.11	324,480.00	124.80	7,854.89	41.31
3 หันไปตามแนวอาคาร เว้นช่องกลาง	160	156	8.11	324,480.00	124.80	7,938.28	40.88	158	156	8.11	324,480.00	124.80	7,938.28	40.88
4 หันไปทางทิศใต้ เว้นช่องกลาง	140	140	7.28	291,200.00	112.00	7,854.89	37.07	149	148	7.70	307,840.00	118.40	7,854.89	39.19

ราคา W ละ 40 บาท แผงละ 52 W ดังนั้นแผงละ 2,080 บาท

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 7 เปอร์เซ็นต์ ที่ 25 องศาเซลเซียส

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 6.73 เปอร์เซ็นต์ ที่ 45 องศาเซลเซียส

ตาราง 7 และ 8 แสดงผลการทดลองแผงเซลล์แบบ Amorphous พบว่าการวางแผงเซลล์โดยหันแผงเซลล์ไปตามแนวอาคารแบบเต็มพื้นที่จะทำให้สามารถติดตั้งแผงเซลล์ได้มากที่สุดและการวางแผงเซลล์แบบแนวตั้งจะทำให้สามารถวางแผงเซลล์ได้มากที่สุดเช่นเดียวกันกับอาคาร A เนื่องจากมีพื้นที่เท่ากันแม้รูปแบบอาคารจะมีรูปร่างต่างกันแต่ก็ไม่ต่างกันมาก การวางโดยหันตามแนวอาคารจะทำให้ข้อจำกัดในรูปร่างอาคารลดลง ส่วนของมูลค่าแผงเซลล์ต่ำที่สุดในทั้ง 3 ชนิด แต่พลังงานที่ผลิตได้ก็น้อยกว่าเช่นกัน

ตาราง 9 การทดลองแผงเซลล์แบบ Monocrystralline อาคารรับรอง (อาคาร A)

วิธีการวางแผงเซลล์	วางแผงเซลล์ตามแนวนอน							วางแผงเซลล์ตามแนวตั้ง						
	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day
1 หันไปตามแนวอาคาร เต็มพื้นที่	75	72	20.52	1,026,000.00	127.01	12,151.61	84.43	76	72	20.52	1,026,000.00	127.01	12,151.61	84.43
2 หันไปทางทิศใต้ เต็มพื้นที่	65	64	18.24	912,000.00	112.90	12,023.96	75.85	63	56	15.96	798,000.00	98.78	12,023.96	66.37
3 หันไปตามแนวอาคาร เว้นช่องกลาง	68	64	18.24	912,000.00	112.90	12,151.61	75.05	60	56	15.96	798,000.00	98.78	12,151.61	65.67
4 หันไปทางทิศใต้ เว้นช่องกลาง	59	56	15.96	798,000.00	98.78	12,023.96	66.37	51	48	13.68	684,000.00	84.67	12,023.96	56.89

ราคา W ละ 50 บาท แผงละ 285 W ดังนั้นแผงละ 14,250 บาท

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 15.20 เปอร์เซ็นต์ ที่ 25 องศาเซลเซียส

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 13.66 เปอร์เซ็นต์ ที่ 45 องศาเซลเซียส

ตาราง 9 แสดงผลการทดลองที่ได้จากการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Monocrystralline จากโปรแกรม AutoCAD ซึ่งจากจำนวนที่ได้ยังต้องหาวงจรในทางขนานและอนุกรม จำนวนติดตั้งจริงจึงน้อยกว่าการจำลองวางด้วยโปรแกรมตามภาคผนวก

ตาราง 10 การทดลองแผงเซลล์แบบ Monocrystralline อาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)

วิธีการวางแผงเซลล์	วางแผงเซลล์ตามแนวนอน							วางแผงเซลล์ตามแนวตั้ง						
	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day
1 หันไปตามแนวอาคาร เต็มพื้นที่	75	72	20.52	1,026,000.00	127.01	12,151.61	84.43	76	72	20.52	1,026,000.00	127.01	12,151.61	84.43
2 หันไปทางทิศใต้ เต็มพื้นที่	63	56	15.96	798,000.00	98.78	12,023.96	66.37	67	64	18.24	912,000.00	112.90	12,023.96	75.85
3 หันไปตามแนวอาคาร เว้นช่องกลาง	68	64	18.24	912,000.00	112.90	12,151.61	75.05	60	56	15.96	798,000.00	98.78	12,151.61	65.67
4 หันไปทางทิศใต้ เว้นช่องกลาง	59	56	15.96	798,000.00	98.78	12,023.96	66.37	54	48	13.68	684,000.00	84.67	12,023.96	56.89

ราคา W ละ 50 บาท แผงละ 285 W ดังนั้นแผงละ 14,250 บาท

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 15.20 เปอร์เซ็นต์ ที่ 25 องศาเซลเซียส

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 13.66 เปอร์เซ็นต์ ที่ 45 องศาเซลเซียส

ตาราง 9 และ 10 แสดงผลการทดลองแผงเซลล์แบบ Monocrystralline พบว่าการวางแผงเซลล์โดยหันแผงเซลล์ไปตามแนวอาคารแบบเต็มพื้นที่จะทำให้สามารถติดตั้งแผงเซลล์ได้มากที่สุด การวางแผงเซลล์แบบแนวตั้งกับแนวนอนไม่มีความแตกต่างกัน และการวางแผงเซลล์ไปตามแนวอาคารจะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด แม้ว่าปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ในด้านทิศใต้จะสูงกว่าก็ตามเนื่องจากวางได้จำนวนแผงมากกว่า

ตาราง 11 การทดลองแผงเซลล์แบบ Polycrystralline อาคารรับรอง (อาคาร A)

วิธีการวางแผงเซลล์	วางแผงเซลล์ตามแนวนอน							วางแผงเซลล์ตามแนวตั้ง						
	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day
1 หันไปตามแนวอาคาร เต็มพื้นที่	75	72	20.52	1,026,000.00	127.01	12,223.20	83.94	76	72	20.52	1,026,000.00	127.01	12,223.20	83.94
2 หันไปทางทิศใต้ เต็มพื้นที่	65	63	17.96	897,750.00	111.13	12,094.80	74.23	63	63	17.96	897,750.00	111.13	12,094.80	74.23
3 หันไปตามแนวอาคาร เว้นช่องกลาง	68	63	17.96	897,750.00	111.13	12,223.20	73.45	60	54	15.39	769,500.00	95.26	12,223.20	62.95
4 หันไปทางทิศใต้ เว้นช่องกลาง	59	54	15.39	769,500.00	95.26	12,094.80	63.62	51	45	12.83	641,250.00	79.38	12,094.80	53.02

ราคา W ละ 50 บาท แผงละ 285 W ดังนั้นแผงละ 14,250 บาท

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 14.69 เปอร์เซ็นต์ ที่ 25 องศาเซลเซียส

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ13.58 เปอร์เซ็นต์ ที่ 45 องศาเซลเซียส

ตาราง 11 แสดงผลการทดลองที่ได้จากการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Polycrystralline จากโปรแกรม AutoCAD ซึ่งจากจำนวนที่ได้ยังต้องหาวงจรในทางขนานและอนุกรม จำนวนติดตั้งจริงจึงน้อยกว่าการจำลองวางด้วยโปรแกรมตามภาคผนวก

ตาราง 12 การทดลองแผงเซลล์แบบ Polycrystralline อาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)

วิธีการวางแผงเซลล์	วางแผงเซลล์ตามแนวนอน							วางแผงเซลล์ตามแนวตั้ง						
	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	จำนวนแผง		ขนาดระบบ	ราคาแผง	พื้นที่แผงเซลล์	ราคาแผงเซลล์/kWh	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day	Auto CAD	ติดตั้งจริง	(kW_p)	(บาท)	(ตารางเมตร)	(บาท)	kWh/day
1 หันไปตามแนวอาคาร เต็มพื้นที่	75	72	20.52	1,026,000.00	127.01	12,223.20	83.94	76	72	20.52	1,026,000.00	127.01	12,223.20	83.94
2 หันไปทางทิศใต้ เต็มพื้นที่	63	63	17.96	897,750.00	111.13	12,094.80	74.23	67	63	17.96	897,750.00	111.13	12,094.80	74.23
3 หันไปตามแนวอาคาร เว้นช่องกลาง	68	63	17.96	897,750.00	111.13	12,223.20	73.45	60	54	15.39	769,500.00	95.26	12,223.20	62.95
4 หันไปทางทิศใต้ เว้นช่องกลาง	59	54	15.39	769,500.00	95.26	12,094.80	63.62	54	54	15.39	769,500.00	95.26	12,094.80	63.62

ราคา W ละ 50 บาท แผงละ 285 W ดังนั้นแผงละ 14,250 บาท

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ 14.69 เปอร์เซ็นต์ ที่ 25 องศาเซลเซียส

ประสิทธิภาพแผงเซลล์เท่ากับ13.58 เปอร์เซ็นต์ ที่ 45 องศาเซลเซียส

ตาราง 11 และ 12 แสดงผลการทดลองแผงเซลล์แบบ Polycrystralline พบว่าค่าหลายๆ ค่าเท่ากัน กับแผงเซลล์แบบ Monocrystralline แตกต่างกันเพียงประสิทธิภาพแผงเซลล์ที่ Monocrystralline สูงกว่า ทำให้พลังงานที่ผลิตได้สูงกว่าเล็กน้อยในราคาแผงที่เท่ากัน

4.1.4 ผลการศึกษาเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเชื่อมระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า

การเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพต่างกัน ทำให้ความสามารถ ในการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแบบมีความแตกต่างกันดังนั้นขนาดกำลังผลิตของระบบฯ จึงมีขนาดแตกต่างกันตามไปด้วย ขนาดระบบย่อยก็แตกต่างกันไป เช่น จำนวนของแผงเซลล์ ขนาดอินเวอร์เตอร์หรือขนาดของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าก็แตกต่างกันไปด้วย

พลังงานไฟฟ้าที่ขายได้ จากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน พลังงานไฟฟ้าที่ขายได้เท่ากับ 441,869.53 บาท พลังงานไฟฟ้าที่ขายได้ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน เท่ากับ 791,039.69 บาท และพลังงานไฟฟ้าที่ขายได้ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกโพลีซิลิกอนเท่ากับ 786,406.95 บาท ตามตาราง 13

ตาราง 13 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ

ชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์	ขนาดระบบแผงเซลล์ kW_p	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ kWh/ปี	พลังงานไฟฟ้าที่ขายได้ บาท/ปี
Amorphous Silicon	28.08	41,315.52	441,869.53
Monocrystalline Silicon	61.56	73,963.51	791,039.69
Polycrystalline Silicon	61.56	73,530.34	786,406.95

ราคารับซื้อไฟฟ้า 10.695 บาท/หน่วยเป็นเวลา 10 ปี
ราคารับซื้อไฟฟ้า 2.695 บาท/หน่วยตั้งแต่ปีที่ 11 เป็นต้นไป

ตาราง 14 ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 ชนิด

รายละเอียด	มูลค่าเงินลงทุน (บาท)		
	Amorphous	Monocrystslline	Polycrystalline
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	1,123,200.00	3,078,000.00	3,078,000.00
อินเวอร์เตอร์	350,000.00	700,000.00	700,000.00
ระบบย่อยไฟฟ้า	250,000.00	300,000.00	300,000.00
โครงยึดแผงเซลล์	600,000.00	600,000.00	600,000.00
ค่าแรงในการติดตั้งระบบ	1,400,000.00	1,400,000.00	1,400,000.00
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	260,624.00	425,460.00	425,460.00
รวมเงินลงทุนครั้งแรก	**3,983,824.00**	**6,503,460.00**	**6,503,460.00**
เงินลงทุนในการซ่อมบำรุง			
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	17,521.92	48,016.80	48,016.80
อินเวอร์เตอร์ (ทุก 10 ปี)	208,547.50	417,095.00	417,095.00
ระบบย่อยไฟฟ้า (ทุก 10 ปี)	148,962.50	178,755.00	178,755.00
โครงยึดแผงเซลล์	14,910.00	14,910.00	14,910.00
รวมเงินลงทุนซ่อมบำรุง	389,941.92	658,776.80	658,776.80
มูลค่าซากของเซลล์แสงอาทิตย์ปีที่ 20	224,640.00	615,600.00	615,600.00
เงินลงทุนตลอดช่วงชีวิต	**4,149,125.92**	**6,546,636.80**	**6,546,636.80**
ราคาค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปีที่ปี 1-10	441,869.53	791,039.69	786,406.95
ระยะเวลาคืนทุน	**9.39**	**8.28**	**8.32**
ราคาค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปีที่ปี 11-25	88,464.80	158,370.66	157,443.16

* อ้างอิงราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์จาก Bangkok Solar

** อ้างอิงราคาจาก Solarbuzz.com

*** อ้างอิงราคาจากผู้รับเหมาก่อสร้างโครงการศูนย์ฝึกอบรมโรงพยาบาลศิริราช

ราคาค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าภูมิภาค ตามภาคผนวก

ตาราง 14 แสดงข้อมูลค่าเงินลงทุนตลอดช่วงชีวิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Amorphous ต่ำกว่าแบบ Monocrystslline และ Polycrystalline เมื่อพิจารณาจากราคาค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปีจะพบว่าแผงเซลล์แบบ Monocrystslline สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าขายได้มากที่สุด ในพื้นที่ๆ เท่ากันและมีจำกัด จึงควรเลือกใช้แผงเซลล์แบบ Monocrystslline ติดตั้งบนอาคาร

4.2 ผลการทดลองการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

ตาราง 15 ความเร็วลมเฉลี่ย

ลำดับ	ความเร็วลม (เมตร/วินาที)		
	จังหวัด	เดือน	เฉลี่ย
1	นครปฐม	มกราคม	1.85
2	นครปฐม	กุมภาพันธ์	1.98
3	นครปฐม	มีนาคม	2.39
4	นครปฐม	เมษายน	2.24
5	นครปฐม	พฤษภาคม	2.11
6	นครปฐม	มิถุนายน	2.33
7	นครปฐม	กรกฎาคม	2.26
8	นครปฐม	สิงหาคม	2.49
9	นครปฐม	กันยายน	2.23
10	นครปฐม	ตุลาคม	2.44
11	นครปฐม	พฤศจิกายน	2.11
12	นครปฐม	ธันวาคม	2.14
	ความเร็วลมเฉลี่ยรายปี*		2.21

ตาราง 15 แสดงความเร็วลมเฉลี่ยต่อปีที่ความสูง 10 เมตร ของสถานีวัดลมกรมอุตุนิยมวิทยา นครปฐม (ภาคผนวก จ) ที่ 2.21 เมตร/วินาที ซึ่งจะไม่สามารถนำไปผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมได้ จึงพิจารณาเพิ่มความสูงกังหันลมขึ้นไปเป็นระยะๆละ 10 เมตรเพื่อความเร็วลมที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในสมการ (2.17) จากบทที่ 2 ความเร็วลมรวมช่วงลมสงบที่ความสูง 60 เมตร จะได้

$$V_{60avg} = 2.21\left[\frac{60}{10}\right]^{0.3} \quad \text{เมตร/วินาที}$$

$$V_{60avg} = 3.79 \quad \text{เมตร/วินาที}$$

ค่าความเร็วลมที่ความสูงต่างๆ ดังแสดงตามตาราง 16

ตาราง 16 ความเร็วลมที่ความสูงต่างๆ

ความสูง (เมตร)	ความเร็วลม (เมตร/วินาที)	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (W_p)	พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตได้ต่อวัน (kW_p/day)	*ค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปีภายในปีที่ 1-10 (บาท)	**ค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปีตั้งแต่ปีที่ 11 (บาท)
10	2.21	-		-	-
20	2.73	800.00	19.20	50422.56	18886.56
30	3.08	1000.00	24.00	63028.20	23608.20
40	3.36	1250.00	30.00	78785.25	29510.25
50	3.59	1500.00	36.00	94542.30	35412.30
60	3.79	1800.00	43.20	113450.76	42494.76
70	3.97	2000.00	48.00	126056.40	47216.40
80	4.13	2200.00	52.80	138662.04	51938.04
90	4.28	2300.00	55.20	144964.86	54298.86
100	4.42	2800.00	67.20	176478.96	66102.96
110	4.55	3200.00	76.80	201690.24	75546.24
120	4.67	3500.00	84.00	220598.70	82628.70

*ราคารับซื้อไฟฟ้า 6.64 บาท/หน่วย เป็นเวลา 10 ปี

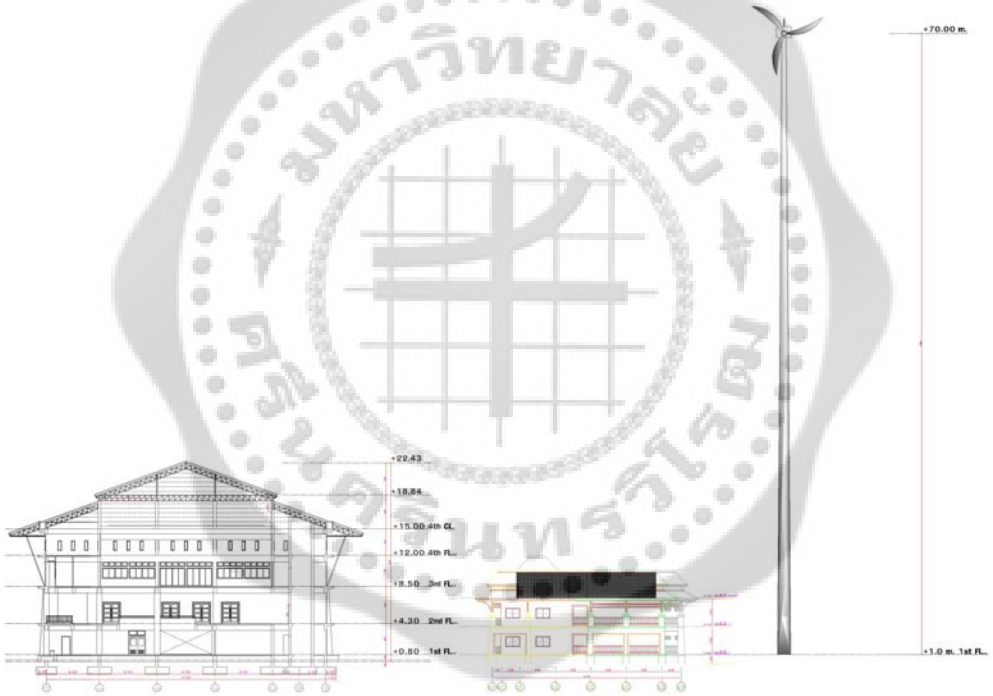
**ราคารับซื้อไฟฟ้า 2.695 บาท/หน่วย ตั้งแต่ปีที่ 11 เป็นต้นไป

ตาราง 17 ระยะเวลาคืนทุนที่ความสูงต่างๆ

รายละเอียด	ความสูงจากระดับพื้นดินถึงใบพัดของกังหันลม (เมตร)											
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
ราคากังหันลมความเร็วต่ำ		358,500.00	358,500.00	358,500.00	358,500.00	358,500.00	358,500.00	358,500.00	358,500.00	358,500.00	358,500.00	358,500.00
อินเวอร์เตอร์		180,000.00	180,000.00	180,000.00	180,000.00	180,000.00	180,000.00	180,000.00	180,000.00	180,000.00	180,000.00	180,000.00
ระบบย่อยไฟฟ้า		250,000.00	255,000.00	260,000.00	265,000.00	270,000.00	275,000.00	280,000.00	285,000.00	290,000.00	295,000.00	300,000.00
เสากังหันลม		350,000.00	300,000.00	330,000.00	370,000.00	400,000.00	430,000.00	470,000.00	500,000.00	530,000.00	570,000.00	600,000.00
ค่าฐานรากเสากังหันลม		270,000.00	280,000.00	290,000.00	300,000.00	310,000.00	320,000.00	330,000.00	340,000.00	350,000.00	360,000.00	370,000.00
ภาษีมูลค่าเพิ่ม		79,695.00	76,545.00	78,995.00	82,145.00	84,595.00	87,045.00	90,195.00	92,645.00	95,095.00	98,245.00	100,695.00
รวมเงินลงทุนครั้งแรก		**1,488,195.00**	**1,450,045.00**	**1,497,495.00**	**1,555,645.00**	**1,603,095.00**	**1,650,545.00**	**1,708,695.00**	**1,756,145.00**	**1,803,595.00**	**1,861,745.00**	**1,909,195.00**
เงินลงทุนในการซ่อมบำรุง												
กังหันลม		5,592.60	5,592.60	5,592.60	5,592.60	5,592.60	5,592.60	5,592.60	5,592.60	5,592.60	5,592.60	5,592.60
อินเวอร์เตอร์		107,253.00	107,253.00	107,253.00	107,253.00	107,253.00	107,253.00	107,253.00	107,253.00	107,253.00	107,253.00	107,253.00
ระบบย่อยไฟฟ้า		148,962.50	151,941.75	154,921.00	157,900.25	160,879.50	163,858.75	166,838.00	169,817.25	172,796.50	175,775.75	178,755.00
รวมเงินลงทุนในการซ่อมบำรุง		**261,808.10**	**264,787.35**	**267,766.60**	**270,745.85**	**273,725.10**	**276,704.35**	**279,683.60**	**282,662.85**	**285,642.10**	**288,621.35**	**291,600.60**
มูลค่าซากของกังหันลมปีที่ 20		71,700.00	71,700.00	71,700.00	71,700.00	71,700.00	71,700.00	71,700.00	71,700.00	71,700.00	71,700.00	71,700.00
เงินลงทุนตลอดช่วงชีวิต		**1,678,303.10**	**1,643,132.35**	**1,693,561.60**	**1,754,690.85**	**1,805,120.10**	**1,855,549.35**	**1,916,678.60**	**1,967,107.85**	**2,017,537.10**	**2,078,666.35**	**2,129,095.60**
ราคาค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปี ในระหว่างปีที่ 1-10		46,543.63	58,179.54	72,724.43	87,269.31	104,723.17	116,359.08	127,994.99	133,812.94	162,902.71	186,174.53	203,628.39
ราคาค่าไฟฟ้าที่ขายได้ระยะเวลา 10 ปี		465,436.32	581,795.40	727,244.25	872,693.10	1,047,231.72	1,163,590.80	1,279,949.88	1,338,129.42	1,629,027.12	1,861,745.28	2,036,283.90
ราคาค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปี ในระหว่างปีที่ 11-25		15,014.64	18,768.30	23,460.38	28,152.45	33,782.94	37,536.60	41,290.26	43,167.09	52,551.24	60,058.56	65,689.05
ระยะเวลาคืนทุน		90.78	66.55	51.19	41.33	32.43	28.43	25.42	24.57	17.39	13.61	11.41

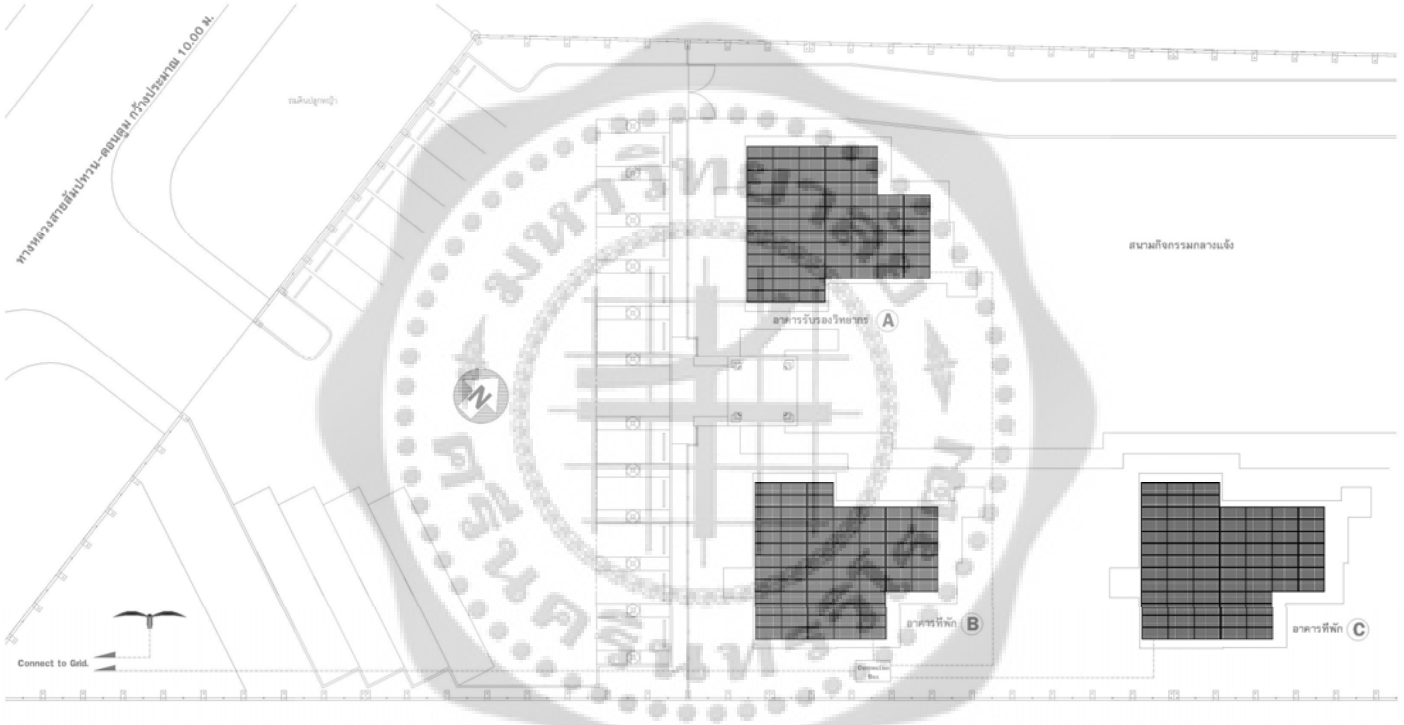
*อ้างอิงราคาจาก Windturbinestar.com** อ้างอิงราคาจาก บริษัท พระพาย เทคโนโลยี จำกัด

ผลการทดลองผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมจากตาราง 16 จะพบว่าพลังงานลมที่ได้แปรผันตามความสูงที่สูงขึ้นและเมื่อความเร็วลมสูงขึ้นก็สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากขึ้นและขายไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น จึงนำมาพิจารณาค่าอื่นๆ ประกอบตามตาราง 17 จะพบว่าระยะเวลาคืนทุนเร็วขึ้น ในระดับความสูงที่สูงขึ้นเรื่อยๆ และเมื่อพิจารณาจากภาพประกอบ 37 จะพบว่ากังหันลมผลิตไฟฟ้าต้องติดตั้งในระดับ 70 เมตร ซึ่งมีความสูงมากอาจไม่สะดวกในการซ่อมบำรุง และหาเสาในการติดตั้งได้จริง



ภาพประกอบ 37 ความสูงกังหันลมที่ระดับ 70 เมตร

4.3 ผลการทดลองการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์



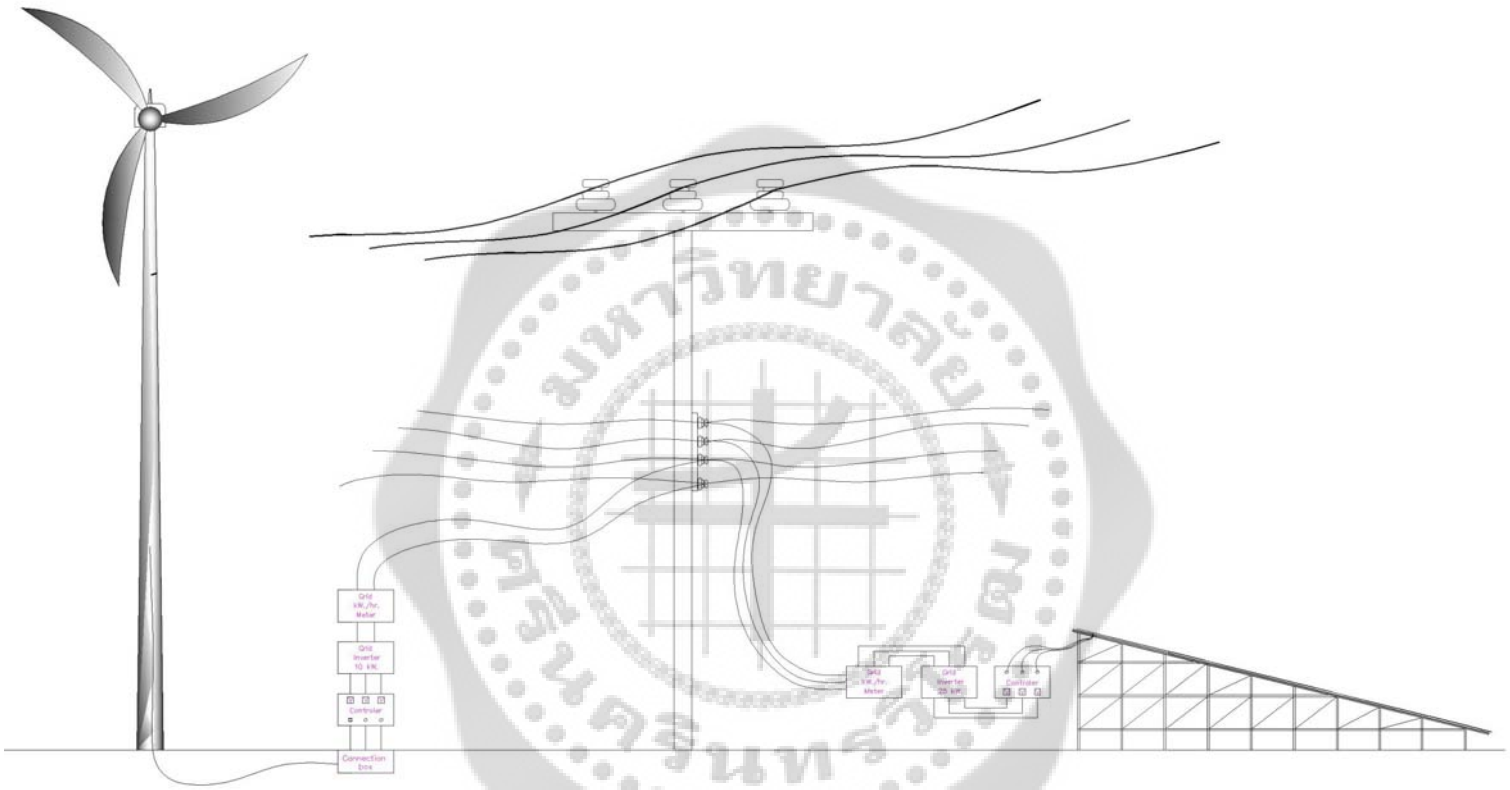
ภาพประกอบ 38 การต่อระบบพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับพลังงานลม

จากภาพประกอบ 38 แสดงแผนผังศูนย์ฝึกอบรมศิริราช เมื่อทำการวางแผงเซลล์ไปตามทิศทางตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารทั้ง 3 อาคาร พร้อมทั้งติดตั้งเสากังหันลมผลิตไฟฟ้าที่บริเวณทางเข้าด้านหน้าศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

ตาราง 18 ระยะเวลาคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์

รายละเอียด	ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบ Monocrystalline และพลังงานลมที่ความสูง 70 เมตร	ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบ Monocrystalline และพลังงานลมที่ความสูง 40 เมตร
มูลค่าเงินลงทุน	8,402,186.15	8,240,198.40
ค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปีที่ปี 1-10	907,398.77	863,764.11
ค่าไฟฟ้าที่ขายได้ในระยะเวลา 10 ปี	9,073,987.67	8,637,641.12
ค่าไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปีที่ปี 11-25	195,907.26	181,831.03
ระยะเวลาคืนทุน	9.26	9.54

ตาราง 18 แสดงระยะเวลาคืนทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาร่วมกับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม และเมื่อนำไปวิเคราะห์หาค่า IRR มีค่าเท่ากับ 4% ทั้งแบบที่ติดตั้งกังหันลมที่ระดับความสูง 70 เมตร และที่ความสูง 40 เมตร พบว่าเป็นโครงการที่สามารถลงทุนได้เนื่องจากเป็นโครงการจากหน่วยงานของรัฐไม่มีอัตราดอกเบี้ยและระยะเวลาคืนทุนไม่ถึง 10 ปี



ภาพประกอบ 39 การต่อระบบเข้ากับระบบของการไฟฟ้า

ภาพประกอบ 39 แสดงการต่อระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์ กับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยระบบเซลล์แสงอาทิตย์ต่อเชื่อมกับระบบของการไฟฟ้าในแบบ 3 เฟส และระบบกังหันลมผลิตไฟฟ้าต่อเชื่อมแบบเฟสเดียว แยกมิเตอร์ขายไฟให้กับการไฟฟ้าเนื่องจากมูลค่าเงินอุดหนุนที่ต่างกัน

บทที่ 5
สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

ผลการวิจัยสามารถแบ่งตามแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าคือ การผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานแสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานลม และการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานร่วมกันระหว่างพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ดังนี้

5.1 ผลการวิจัยโดยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปี จะพบว่าพื้นที่โครงการวิจัยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ จึงทำการทดลองวิจัยเพื่อหาข้อสรุป ดังต่อไปนี้

5.1.1 การสำรวจหาผลิตภัณฑ์แผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อใช้ในโครงการนี้ จะพบว่ามีด้วยกัน 3 ชนิดหลักๆ คือ

1) แผงเซลล์แบบ Amorphous เป็นแผงเซลล์ที่มีประสิทธิภาพต่ำที่สุด คือ 7 เปอร์เซ็นต์ แต่ก็มีราคาถูกกว่าคือ 40 บาทต่อวัตต์ แผงละ 52 วัตต์ ราคา 2,080 บาท

2) แผงเซลล์แบบ Monocrystralline เป็นแผงเซลล์ที่มีประสิทธิภาพสูงที่สุด คือ 15.20 เปอร์เซ็นต์ ราคา 50 บาทต่อวัตต์ แผงละ 285 วัตต์ ราคา 14,250 บาท

3) แผงเซลล์แบบ Polycrystralline ราคา 50 บาทต่อวัตต์ แผงละ 285 วัตต์ ราคา 14,250 บาทเท่ากับแผงเซลล์แบบ Monocrystralline แต่มีประสิทธิภาพต่ำกว่า คือ 14.69 เปอร์เซ็นต์

5.1.2 การทดลองวางแผงเซลล์ทั้ง 3 ชนิด บนดาดฟ้าอาคารซึ่งมี 3 อาคาร โดยวางแผงเซลล์ให้มีมุมเอียง 14 องศา และมีรูปแบบการวางแผงเซลล์ต่างๆ ดังนี้

1) การวางแผงเซลล์แบบเว้นช่องกลางเพื่อไม่ให้โครงสร้างของแผงเซลล์สูงเกินไปเพื่อให้บำรุงรักษาง่าย แต่ได้จำนวนแผงเซลล์น้อยมาก

2) การวางแผงเซลล์แบบเต็มพื้นที่ จากการทดลองจะพบว่าโครงสร้างของแผงเซลล์มีความสูงประมาณ 3.88 เมตร ซึ่งเป็นความสูงที่ใกล้เคียงกับความสูงโครงหลังคาโดยทั่วไป ซึ่งไม่ได้ยากต่อการบำรุงรักษามากนัก

3) จากการวางแผงเซลล์แบบเต็มพื้นที่ ตามข้อ2 สามารถทำการทดลองได้อีก 2 แบบ คือ

3.1) การวางโดยหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้ เนื่องจากประเทศไทยตั้งอยู่เหนือเส้นศูนย์สูตร จึงควรหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้เพื่อให้ได้พลังงานแสงอาทิตย์มีค่ามากที่สุด ซึ่งค่ารังสีดวง

อาทิตย์บนพื้นเอียงเมื่อหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้มีค่าเฉลี่ย 4.92 kWh/ m^2-day แต่การวางแผงเซลล์ไปทางใต้ทำให้ไม่มีความเข้ากันกับรูปแบบอาคารทั้ง 3 อาคารที่ติดตั้งจึงทำให้ได้จำนวนแผงเซลล์น้อย

3.2) การวางโดยหันแผงเซลล์ไปตามแนวอาคาร ทำให้ได้จำนวนแผงเซลล์มากกว่าการวางไปทางทิศใต้ เนื่องจากเข้ากับรูปแบบของอาคารมากกว่า ในทางสถาปัตยกรรมสามารถออกแบบให้เป็นโครงหลังคาของอาคารเพื่อไม่ให้ขัดกับรูปแบบการใช้งานและความสวยงามของอาคารทั้ง 3 อาคาร แต่ค่าค่ารังสีดวงอาทิตย์บนพื้นเอียงเมื่อหันแผงเซลล์ไปตามแนวอาคารมีค่าเฉลี่ย 4.87 kWh/ m^2-day ซึ่งน้อยกว่าแบบหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้ แต่จำนวนแผงเซลล์ที่มากกว่าจึงสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่า

5.1.3 จากการทดลองวางแผงเซลล์ทั้งหมดข้างต้นจะพบว่า เมื่อดูผลทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่า แผงเซลล์แบบ Amorphous ใช้เงินลงทุนต่ำที่สุดคือ 3,983,824.00 บาท ที่ขนาดระบบ 28.08 kW_p ซึ่งน้อยกว่าแผงเซลล์แบบ Monocrystralline และ Polycrystralline ซึ่งใช้เงินลงทุน 6,503,460.00 บาท ที่ขนาดระบบ 61.56 kW_p ประมาณ 2 เท่า แต่ก็ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้น้อยกว่าประมาณ 2 เช่นกัน เมื่อพิจารณาที่ระยะเวลาคืนทุนของแผงเซลล์แบบ Amorphous อยู่ที่ 9.39 ปี เนื่องจากประสิทธิภาพของแผงเซลล์ที่ 7 เปอร์เซ็นต์ จึงไม่เหมาะที่จะติดตั้งในพื้นที่จำกัด ส่วนแผงเซลล์แบบ Monocrystralline กับแผงเซลล์แบบ Polycrystralline มีผลการทดลองที่ใกล้เคียงกันมากต่างกันที่เปอร์เซ็นต์ประสิทธิ์ภาพที่ทำให้แผงเซลล์แบบ Monocrystralline ได้พลังงานไฟฟ้ามากกว่าทำให้มีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นกว่าคืนคืนทุนที่ 8.28 ปี โดยที่แผงเซลล์แบบ Polycrystralline มีระยะเวลาคืนทุนที่ 8.32 ปี ในพื้นที่ๆจำกัดจึงต้องเลือกแผงเซลล์ที่มีประสิทธิภาพสูงสุด

5.2 ผลการวิจัยโดยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

จากแผนที่ศักยภาพพลังงานพลังงานลม พบว่าพื้นที่โครงการวิจัยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานต่ำ แต่เนื่องจากต้นทุนการผลิตพลังงานลมต่ำ จึงทำการทดลองวิจัยเพื่อหาข้อสรุปดังต่อไปนี้

5.2.1 จากค่าความเร็วลมเฉลี่ยต่อปี พื้นที่โครงการเท่ากับ 2.21 เมตร/วินาที ที่ความสูง 10 เมตร จึงเลือกกังหันลมความเร็วต่ำมาใช้ในการทดลอง แต่เนื่องจากความเร็วลมดังกล่าวยังไม่เพียงพอในการผลิตไฟฟ้าจึงต้องเพิ่มความสูงกังหันขึ้นไปเป็นระยะ เมื่อถึงระยะประมาณ 80 เมตรความแตกต่างของความสูงกับความเร็วลมที่ได้ไม่ต่างกันมาก และเป็นความสูงที่มากเกินไป เมื่อเทียบกับตัวอาคารโครงการศูนย์ฝึกอบรมศิริราช

5.2.2 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์หากพิจารณาที่ระยะเวลาคืนทุนหากติดตั้งกังหันลมในระดับสูง ระยะเวลาคืนทุนเร็วแต่หากพิจารณาจากระยะเวลาการใช้งานกังหันลมซึ่งอยู่ที่ 25 ปี แล้วจะพบว่าต้องเลือกที่ระยะความสูง 70 เมตร ซึ่งมีระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 28.43 ปี เสาที่ใช้ติดตั้งกังหันไม่สูงเกินยากต่อการบำรุงรักษา หากเลือกที่ต่ำกว่านี้ระยะเวลาคืนทุนก็จะยาวนานออกไป

5.3 ผลการวิจัยโดยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์

จากการวิจัยทั้ง 2 หัวข้อดังกล่าวเมื่อพิจารณาระยะเวลาคืนทุนเมื่อผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมเพียงอย่างเดียวจะนานมากๆ เกินระยะเวลาที่การไฟฟ้าให้เงินอุดหนุนที่ 10 ปี แต่เมื่อผลิตไฟฟ้าร่วมกันระหว่างพลังงานทั้งสองแหล่งทำให้ระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 9.54 ปี โดยผู้วิจัยเลือกใช้แผงเซลล์แบบ Monocrystralline เนื่องจากมีระยะเวลาคืนทุนสั้นที่สุด และติดตั้งกังหันลมที่ระยะ 40 เมตร เมื่อวิเคราะห์หาค่า IRR ของงานวิจัยจะได้เท่ากับ 4 % ซึ่งมีค่าเท่ากับการติดตั้งกังหันลมที่ความสูง 70 เมตร แม้ว่าระยะเวลาคืนทุนจะเพิ่มขึ้นจาก 9.26 ปี แต่สามารถหาเสาที่มีอยู่เป็นมาตรฐานไม่ต้องสั่งผลิต และบำรุงรักษาง่ายขึ้น และเมื่อวิเคราะห์ค่า IRR เท่ากับ 4% จะพบว่ามีค่าน้อยไม่เหมาะในการลงทุน แต่เมื่อพิจารณาองค์ประกอบทางด้านการอนุรักษ์พลังงาน การส่งเสริมจิตสำนึกในการใช้พลังงานและรักษาสิ่งแวดล้อมให้กับองค์กร ก็สามารถลงทุนได้

5.2 ข้อเสนอแนะการวิจัย

เนื่องจากพื้นที่มีศักยภาพในด้านพลังงานแสงอาทิตย์สูงอาจพิจารณาติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์กับอาคารศูนย์ปฏิบัติธรรม (อาคาร D) หรืออาจติดตั้งบริเวณโดยรอบเพิ่มเติม

บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, **สถานการณ์การใช้น้ำมันและไฟฟ้า 5 เดือนแรกของปี 2555** จัดทำโดย ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน ออนไลน์. แหล่งที่มา: http://www.eppo.go.th/info/Situation/index.html

[2] กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน และภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร, **แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย**, 2542

[3] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและการอนุรักษ์พลังงาน ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร, **ความเร็วลมของประเทศไทยที่ระดับความสูง 40 เมตร**, 2553

[4] จงจิตร์ หิรัญลาภ, **กระบวนพลังงานรังสีอาทิตย์ในรูปความร้อน,** กรุงเทพฯ: ดวงกมล, 2548

[5] Duffie, A and Beckman, A., **Solar engineering of thermal processes** (2nd ed.). New York, John Wiley, 1991

[6] สมชาย กฤตพลวิวัฒน์ ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร, **เทคนิคและการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์**, 2547

[7] Thomas Markvart, **Solar Electricity**, Southamton, John Wiley & Sons, 1996

[8] กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน จัดทำโดย บริษัท เฟลโลว์ เอ็นจิเนียร์ส คอนซัลแตนตส์ จำกัด **แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย**, 2544

[10] กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2546ก). **พลังงานลม**. ออนไลน์. แหล่งที่มา: http://www.dede.go.th/dede/renew/wind_p.htm.

[11] นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์. (2547, กรกฎาคม-ธันวาคม). **เทคโนโลยีพลังงานลม**, วารสารมหาวิทยาลัยนเรศวร. 12(2) . 57-73.

[12] AZsolarcenter. (2004). **Wind Technology**. [On-line]. Available: http://www.azsolarcenter. comimagesetsseries01.html.

[13] Thomas, A., & Lennart, S. (2002, January). An Overview of Wind Energy-Status 2002, **Renewable and Sustainable Energy**. 10(6) : 145-157.

[14] Siegfried, H. (1998). **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. London: John Wiley & Sons.

[15] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน**, การศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง**, จัดทำโดย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์, 2549

[16] [On-line]. Available: http://www.energy.iastate.edu, February, 2006.

[17] Spera, D.A., **Wind Turbine Technology**, New York : ASME Press., 1994. p.393

[18] Manwell, J.F., McGowan, J.G., and Rogers, A.L., **Wind Energy Explanied: Theory, Design and Application,** John Wiley&Sons Ltd. England, 2003, 577p.

[19] Energy Information Administration. (2004e). **Wind Energy**. [On-line]. Available: http://www.eia.doe.gov/wind_tech/energy.html.

[20] Power House. (2005). **Wind Turbine**. [On-line]. Available: http://www.powerhousetv.com/stellent2/groups/public/documents/pub/phtv_eb_re_000315-2.jpg.

[21] _____. (2004f). **Wind Farm**. [On-line]. Available: http://www.eia.doe.gov/kids/energy_fungames/energyslang/images/wind-farm.jpg.

[22] Siripuekpong, P., W. Limsawat, & T. Korjedee. (2002). **Large Wind Turbine Generator 600 kW**. The International Conference on Village Power from Renewable Energy in Asia, 2002, 11-14 November: Phitsanulok, Thailand.

[23] อรุณ อินทสะระ. (2544). **ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานโซล่าเซลล์ – กังหันลม – เครื่องยนต์ดีเซล ณ อุทยานแห่งชาติตะรุเตา,** วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (สาขาวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้า. ถ่ายเอกสาร.

[24] พยุงศักดิ์ ก้อนแก้ว.(2549). **การศึกษาแนวทางการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับอาคาร อื้อจือเหลียง,** วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (สาขาวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้า. ถ่ายเอกสาร.

[25] พรทิพย์ สมฤทธิ์, พรฑิณีย์ เอมมัส .(2550). **การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคารเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่ง**, สารนิพนธ์ วท.ม. มหาวิทยาลัยนเรศวร.

[26] ชนิภัทร ยุวนานนท์. (2549). **การศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้ระบบบูรณาการเซลล์สุริยะกับอาคาร สำหรับอาคารในกรุงเทพมหานคร,** วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (สาขาวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้า. ถ่ายเอกสาร.

[27] ซัลวาณีย์ ฮัสบุลเลาะฮ์. (2551). **การประเมินต้นทุนและวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม,** วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (สาขาวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้า. ถ่ายเอกสาร.

[28] ปฐมทัศน์ จิระเดชะ. (2553). **การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนเพื่อการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย**, วารสาร มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ, ปีที่ 2 ฉบับที่ 4 กรกฎาคม – ธันวาคม.

[29] ทศพร ธีรการุณวงศ์. (2553). **การศึกษาหาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย.** วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (สาขาวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้า. ถ่ายเอกสาร.

[30] ศศิอนงค์ วัชรศีขร, **ความเป็นไปได้ในการนำพลังงานลมมาใช้งานในเขตการไฟฟ้านครหลวง**, [On-line]. Available: http://www.mea.or.th/internet/hdd/sasianong.pdf [2551, สิงหาคม 20]

[31] ประทีป ฟูผล. (2553). **การศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย,** วิทยานิพนธ์วศ.ม. (สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทร์วิโรฒ. ถ่ายเอกสาร.

[32] นภัทร วัจนเทพินทร์ ไชยันต์ บุญมี วิชัย มาแสง และวนิดา ภู่สร. (2552). **ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมขนาดเล็กแบบต่อตรงเข้าระบบ**, การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 5 มหาวิทยาลัยนเรศวร พิษณุโลก

[33] Xiaodong Xuan, **Photovoltaics Application in Building Design**, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific, 28-31 March 2010 p.1 - 3 [On-line].Available: http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5448909

[34] Muhammad Baqer Mollah, **Feasibility Analysis on Solar, Wind and Biomass Energy in Bangladesh: Case Studies,** Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET), 2012 2nd International Conference on the, 5-7 Jan. 2012 p.1 - 5 [On-line].Available: http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6153494

[35] Khurshid Hasan, Kaniz Fatima and Md. Sohel mahmood, **Feasibility of Hybrid Power Generation over Wind and Solar Standalone System,** Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2011 5th International, 6-7 June 2011 p.139 - 143 [On-line]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5970430

[36] สถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐม [On-line]. Available: http://www.nakhonpathom.tmd.go.th/index.html. 2555

[37] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, **อัตราค่าไฟฟ้า** [On-line]. Available: http://www.pea.co.th. 2551

[38] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, **ประกาศส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก จากพลังงานหมุนเวียน ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติลงวันที่ 9 มีนาคม 2552**, [On-line]. Available: http://www.pea.co.th/vspp/vspp.htm. 2554

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ จากกรมอุตุนิยมวิทยา

ตารางภาคผนวก ก-1.1 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม เดือน มกราคม 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	1	2010	0.18	0.42	11.19	7.9	29.14	13.89
2	1	2010	0.18	0.42	11.19	8.1	29.17	14.12
3	1	2010	0.18	0.42	11.19	8.8	29.22	14.91
4	1	2010	0.18	0.42	11.2	8.7	29.26	14.82
5	1	2010	0.18	0.42	11.2	8.6	29.31	14.73
6	1	2010	0.18	0.42	11.21	22	29.36	29.5
7	1	2010	0.18	0.42	11.21	7.5	29.41	13.56
8	1	2010	0.18	0.42	11.21	1.6	29.47	7.07
9	1	2010	0.18	0.42	11.22	8.8	29.53	15.04
10	1	2010	0.18	0.42	11.23	9.2	29.6	15.52
11	1	2010	0.18	0.42	11.23	8.9	29.66	15.21
12	1	2010	0.18	0.42	11.24	8.3	29.73	14.58
13	1	2010	0.18	0.42	11.24	6.8	29.8	12.94
14	1	2010	0.18	0.42	11.25	7.4	29.88	13.63
15	1	2010	0.18	0.42	11.26	7.4	29.96	13.66
16	1	2010	0.18	0.42	11.26	9	30.04	15.49
17	1	2010	0.18	0.42	11.27	9.2	30.12	15.75
18	1	2010	0.18	0.42	11.28	9.2	30.2	15.78
19	1	2010	0.18	0.42	11.29	9	30.29	15.6
20	1	2010	0.18	0.42	11.29	4.6	30.38	10.67
21	1	2010	0.18	0.42	11.3	1.5	30.47	7.18
22	1	2010	0.18	0.42	11.31	2.8	30.57	8.68
23	1	2010	0.18	0.42	11.32	4.6	30.66	10.75
24	1	2010	0.18	0.42	11.33	8.2	30.76	14.89
25	1	2010	0.18	0.42	11.34	6.8	30.86	13.33
26	1	2010	0.18	0.42	11.35	8	30.96	14.74
27	1	2010	0.18	0.42	11.35	8.6	31.06	15.47
28	1	2010	0.18	0.42	11.36	9	31.17	15.98
29	1	2010	0.18	0.42	11.37	8.6	31.28	15.56
30	1	2010	0.18	0.42	11.38	8.5	31.38	15.49
31	1	2010	0.18	0.42	11.39	8.8	31.49	15.88

ตารางภาคผนวก ก-1.2 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม กุมภาพันธ์ 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	2	2010	-0.14	0.83	11.4	8.7	31.6	15.59
2	2	2010	-0.14	0.83	11.41	8.2	31.71	14.47
3	2	2010	-0.14	0.83	11.42	8	31.83	14.04
4	2	2010	-0.14	0.83	11.44	8.7	31.94	15.7
5	2	2010	-0.14	0.83	11.45	8.9	32.05	16.2
6	2	2010	-0.14	0.83	11.46	9.1	32.17	16.7
7	2	2010	-0.14	0.83	11.47	8.7	32.29	15.81
8	2	2010	-0.14	0.83	11.48	9.4	32.4	17.49
9	2	2010	-0.14	0.83	11.49	9.5	32.52	17.76
10	2	2010	-0.14	0.83	11.5	9.6	32.64	18.04
11	2	2010	-0.14	0.83	11.51	9.6	32.76	18.08
12	2	2010	-0.14	0.83	11.53	9.7	32.87	18.36
13	2	2010	-0.14	0.83	11.54	9.5	32.99	17.93
14	2	2010	-0.14	0.83	11.55	9.5	33.11	17.97
15	2	2010	-0.14	0.83	11.56	9.7	33.23	18.49
16	2	2010	-0.14	0.83	11.57	9.9	33.35	19.01
17	2	2010	-0.14	0.83	11.59	9.9	33.46	19.05
18	2	2010	-0.14	0.83	11.6	9.2	33.58	17.41
19	2	2010	-0.14	0.83	11.61	8.6	33.7	16
20	2	2010	-0.14	0.83	11.62	9.2	33.82	17.48
21	2	2010	-0.14	0.83	11.63	7.6	33.93	13.65
22	2	2010	-0.14	0.83	11.65	9.8	34.05	19.01
23	2	2010	-0.14	0.83	11.66	9.8	34.17	19.05
24	2	2010	-0.14	0.83	11.67	7.8	34.28	14.21
25	2	2010	-0.14	0.83	11.68	6.4	34.39	10.82
26	2	2010	-0.14	0.83	11.7	9.4	34.51	18.18
27	2	2010	-0.14	0.83	11.71	8.9	34.62	16.99
28	2	2010	-0.14	0.83	11.72	9.7	34.73	18.99

ตารางภาคผนวก ก-1.3 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม มีนาคม 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	3	2010	0.29	0.34	11.74	8.8	34.84	18.99
2	3	2010	0.29	0.34	11.75	9.3	34.95	19.54
3	3	2010	0.29	0.34	11.76	9.3	35.06	19.59
4	3	2010	0.29	0.34	11.77	9.2	35.17	19.54
5	3	2010	0.29	0.34	11.79	9.8	35.27	20.2
6	3	2010	0.29	0.34	11.8	9.8	35.37	20.25
7	3	2010	0.29	0.34	11.81	9.2	35.48	19.68
8	3	2010	0.29	0.34	11.83	9.3	35.58	19.83
9	3	2010	0.29	0.34	11.84	9.5	35.68	20.08
10	3	2010	0.29	0.34	11.85	1.4	35.78	11.81
11	3	2010	0.29	0.34	11.87	8.7	35.87	19.35
12	3	2010	0.29	0.34	11.88	9.2	35.97	19.9
13	3	2010	0.29	0.34	11.89	9.2	36.06	19.94
14	3	2010	0.29	0.34	11.91	9.8	36.15	20.6
15	3	2010	0.29	0.34	11.92	9.7	36.24	20.54
16	3	2010	0.29	0.34	11.93	9.7	36.33	20.58
17	3	2010	0.29	0.34	11.95	7.1	36.42	17.92
18	3	2010	0.29	0.34	11.96	8.7	36.5	19.62
19	3	2010	0.29	0.34	11.97	6.2	36.59	17.05
20	3	2010	0.29	0.34	11.98	9.2	36.67	20.2
21	3	2010	0.29	0.34	12	9.3	36.75	20.34
22	3	2010	0.29	0.34	12.01	9.2	36.82	20.27
23	3	2010	0.29	0.34	12.02	9.8	36.9	20.93
24	3	2010	0.29	0.34	12.04	9.8	36.97	20.96
25	3	2010	0.29	0.34	12.05	9.3	37.05	20.46
26	3	2010	0.29	0.34	12.06	1	37.12	11.81
27	3	2010	0.29	0.34	12.08	4.7	37.18	15.7
28	3	2010	0.29	0.34	12.09	8.2	37.25	19.39
29	3	2010	0.29	0.34	12.1	6.3	37.31	17.42
30	3	2010	0.29	0.34	12.12	8.9	37.37	20.17
31	3	2010	0.29	0.34	12.13	8.8	37.43	20.09

ตารางภาคผนวก ก-1.4 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม เมษายน 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	4	2010	0.21	0.43	12.14	9.2	37.49	20.09
2	4	2010	0.21	0.43	12.15	10.1	37.55	21.3
3	4	2010	0.21	0.43	12.17	10	37.6	21.19
4	4	2010	0.21	0.43	12.18	9.8	37.66	20.94
5	4	2010	0.21	0.43	12.19	10.6	37.71	22.01
6	4	2010	0.21	0.43	12.21	10	37.75	21.23
7	4	2010	0.21	0.43	12.22	10.2	37.8	21.51
8	4	2010	0.21	0.43	12.23	9.5	37.85	20.59
9	4	2010	0.21	0.43	12.24	9.5	37.89	20.6
10	4	2010	0.21	0.43	12.26	9.2	37.93	20.21
11	4	2010	0.21	0.43	12.27	10.3	37.97	21.68
12	4	2010	0.21	0.43	12.28	10.3	38	21.69
13	4	2010	0.21	0.43	12.29	9.2	38.04	20.23
14	4	2010	0.21	0.43	12.31	10.6	38.07	22.1
15	4	2010	0.21	0.43	12.32	10.6	38.1	22.1
16	4	2010	0.21	0.43	12.33	8.2	38.13	18.91
17	4	2010	0.21	0.43	12.34	0.5	38.16	8.68
18	4	2010	0.21	0.43	12.36	9.9	38.19	21.18
19	4	2010	0.21	0.43	12.37	10.4	38.21	21.84
20	4	2010	0.21	0.43	12.38	10.8	38.24	22.37
21	4	2010	0.21	0.43	12.39	10.6	38.26	22.11
22	4	2010	0.21	0.43	12.4	10.8	38.28	22.37
23	4	2010	0.21	0.43	12.41	10	38.3	21.31
24	4	2010	0.21	0.43	12.43	1.6	38.32	10.17
25	4	2010	0.21	0.43	12.44	10.8	38.33	22.36
26	4	2010	0.21	0.43	12.45	10.7	38.34	22.22
27	4	2010	0.21	0.43	12.46	8	38.36	18.64
28	4	2010	0.21	0.43	12.47	6	38.37	15.99
29	4	2010	0.21	0.43	12.48	10.5	38.38	21.94
30	4	2010	0.21	0.43	12.49	10.6	38.39	22.07

ตารางภาคผนวก ก-1.5 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม พฤษภาคม 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	5	2010	0.32	0.33	12.51	6.7	38.4	19.07
2	5	2010	0.32	0.33	12.52	9.3	38.4	21.7
3	5	2010	0.32	0.33	12.53	10.2	38.41	22.61
4	5	2010	0.32	0.33	12.54	7.8	38.41	20.18
5	5	2010	0.32	0.33	12.55	10	38.41	22.39
6	5	2010	0.32	0.33	12.56	9	38.42	21.38
7	5	2010	0.32	0.33	12.57	10.5	38.42	22.88
8	5	2010	0.32	0.33	12.58	11.2	38.42	23.58
9	5	2010	0.32	0.33	12.59	11	38.42	23.37
10	5	2010	0.32	0.33	12.6	11	38.41	23.36
11	5	2010	0.32	0.33	12.61	8.3	38.41	20.64
12	5	2010	0.32	0.33	12.62	0.5	38.41	12.79
13	5	2010	0.32	0.33	12.63	10.9	38.4	23.23
14	5	2010	0.32	0.33	12.64	10.5	38.4	22.82
15	5	2010	0.32	0.33	12.65	8.7	38.39	21
16	5	2010	0.32	0.33	12.65	8.2	38.39	20.49
17	5	2010	0.32	0.33	12.66	2.1	38.38	14.38
18	5	2010	0.32	0.33	12.67	9.7	38.37	21.97
19	5	2010	0.32	0.33	12.68	9.7	38.36	21.96
20	5	2010	0.32	0.33	12.69	9.1	38.36	21.35
21	5	2010	0.32	0.33	12.7	9.6	38.35	21.84
22	5	2010	0.32	0.33	12.7	7.3	38.34	19.54
23	5	2010	0.32	0.33	12.71	7.8	38.33	20.03
24	5	2010	0.32	0.33	12.72	8.2	38.32	20.41
25	5	2010	0.32	0.33	12.73	8.5	38.31	20.7
26	5	2010	0.32	0.33	12.73	1.7	38.3	13.94
27	5	2010	0.32	0.33	12.74	7.2	38.29	19.39
28	5	2010	0.32	0.33	12.75	6.1	38.28	18.29
29	5	2010	0.32	0.33	12.75	7	38.27	19.18
30	5	2010	0.32	0.33	12.76	9.2	38.26	21.35
31	5	2010	0.32	0.33	12.76	8.8	38.25	20.94

ตารางภาคผนวก ก-1.6 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม มิถุนายน 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	6	2010	0.35	0.31	12.77	9.5	38.24	22.2
2	6	2010	0.35	0.31	12.78	8.2	38.23	20.99
3	6	2010	0.35	0.31	12.78	6.2	38.22	19.12
4	6	2010	0.35	0.31	12.79	10.3	38.21	22.91
5	6	2010	0.35	0.31	12.79	8.3	38.2	21.05
6	6	2010	0.35	0.31	12.79	9.8	38.19	22.43
7	6	2010	0.35	0.31	12.8	7.2	38.18	20.02
8	6	2010	0.35	0.31	12.8	*	38.17	*
9	6	2010	0.35	0.31	12.81	3.7	38.16	16.77
10	6	2010	0.35	0.31	12.81	4.4	38.15	17.41
11	6	2010	0.35	0.31	12.81	8.7	38.14	21.38
12	6	2010	0.35	0.31	12.82	10.1	38.13	22.66
13	6	2010	0.35	0.31	12.82	10.5	38.12	23.02
14	6	2010	0.35	0.31	12.82	9.8	38.11	22.37
15	6	2010	0.35	0.31	12.82	9.6	38.11	22.18
16	6	2010	0.35	0.31	12.82	9.1	38.1	21.72
17	6	2010	0.35	0.31	12.83	10.9	38.09	23.37
18	6	2010	0.35	0.31	12.83	11	38.09	23.46
19	6	2010	0.35	0.31	12.83	7.2	38.08	19.95
20	6	2010	0.35	0.31	12.83	10.4	38.08	22.9
21	6	2010	0.35	0.31	12.83	8.2	38.07	20.87
22	6	2010	0.35	0.31	12.83	3	38.07	16.08
23	6	2010	0.35	0.31	12.83	5.6	38.06	18.47
24	6	2010	0.35	0.31	12.83	9	38.06	21.6
25	6	2010	0.35	0.31	12.83	10	38.05	22.51
26	6	2010	0.35	0.31	12.83	7.8	38.05	20.49
27	6	2010	0.35	0.31	12.83	4.9	38.05	17.82
28	6	2010	0.35	0.31	12.82	7.1	38.05	19.85
29	6	2010	0.35	0.31	12.82	6	38.04	18.83
30	6	2010	0.35	0.31	12.82	7	38.04	19.75

ตารางภาคผนวก ก-1.7 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม กรกฎาคม 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	7	2010	0.33	0.33	12.82	4.7	38.04	17.16
2	7	2010	0.33	0.33	12.82	0.1	38.04	12.65
3	7	2010	0.33	0.33	12.81	0.6	38.04	13.14
4	7	2010	0.33	0.33	12.81	2.6	38.04	15.1
5	7	2010	0.33	0.33	12.81	8.5	38.04	20.88
6	7	2010	0.33	0.33	12.8	8.8	38.04	21.18
7	7	2010	0.33	0.33	12.8	10.7	38.04	23.05
8	7	2010	0.33	0.33	12.79	8.8	38.04	21.19
9	7	2010	0.33	0.33	12.79	10.6	38.04	22.96
10	7	2010	0.33	0.33	12.79	9.8	38.04	22.18
11	7	2010	0.33	0.33	12.78	8.6	38.04	21
12	7	2010	0.33	0.33	12.78	9.6	38.05	21.99
13	7	2010	0.33	0.33	12.77	5	38.05	17.47
14	7	2010	0.33	0.33	12.76	4.7	38.05	17.18
15	7	2010	0.33	0.33	12.76	6.5	38.05	18.95
16	7	2010	0.33	0.33	12.75	8	38.05	20.44
17	7	2010	0.33	0.33	12.75	3.8	38.06	16.3
18	7	2010	0.33	0.33	12.74	0.3	38.06	12.85
19	7	2010	0.33	0.33	12.73	4	38.06	16.5
20	7	2010	0.33	0.33	12.73	10.7	38.06	23.12
21	7	2010	0.33	0.33	12.72	9.1	38.06	21.55
22	7	2010	0.33	0.33	12.71	5.2	38.06	17.7
23	7	2010	0.33	0.33	12.7	3	38.06	15.53
24	7	2010	0.33	0.33	12.7	5.2	38.07	17.71
25	7	2010	0.33	0.33	12.69	2	38.07	14.54
26	7	2010	0.33	0.33	12.68	3.5	38.07	16.03
27	7	2010	0.33	0.33	12.67	2.5	38.07	15.04
28	7	2010	0.33	0.33	12.66	7.4	38.07	19.9
29	7	2010	0.33	0.33	12.66	2.9	38.07	15.44
30	7	2010	0.33	0.33	12.65	4.8	38.06	17.33
31	7	2010	0.33	0.33	12.64	6.3	38.06	18.82

ตารางภาคผนวก ก-1.8แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม สิงหาคม 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	8	2010	0.29	0.36	12.63	5.6	38.06	17.11
2	8	2010	0.29	0.36	12.62	0.9	38.06	12.01
3	8	2010	0.29	0.36	12.61	1.1	38.05	12.23
4	8	2010	0.29	0.36	12.6	5.1	38.05	16.58
5	8	2010	0.29	0.36	12.59	1.7	38.04	12.88
6	8	2010	0.29	0.36	12.58	6.8	38.04	18.43
7	8	2010	0.29	0.36	12.57	3.7	38.03	15.06
8	8	2010	0.29	0.36	12.56	5.3	38.03	16.8
9	8	2010	0.29	0.36	12.55	8.1	38.02	19.86
10	8	2010	0.29	0.36	12.54	7.3	38.01	18.99
11	8	2010	0.29	0.36	12.53	0	38	11.02
12	8	2010	0.29	0.36	12.52	2.4	37.99	13.64
13	8	2010	0.29	0.36	12.51	0.8	37.98	11.89
14	8	2010	0.29	0.36	12.5	0.9	37.96	11.99
15	8	2010	0.29	0.36	12.49	4.9	37.95	16.37
16	8	2010	0.29	0.36		2.5	0	*
17	8	2010	0.29	0.36		5.8	0	*
18	8	2010	0.29	0.36		0.5	0	*
19	8	2010	0.29	0.36		10.1	0	*
20	8	2010	0.29	0.36		2.5	0	*
21	8	2010	0.29	0.36		2	0	*
22	8	2010	0.29	0.36		6.3	0	*
23	8	2010	0.29	0.36		5.8	0	*
24	8	2010	0.29	0.36		5.5	0	*
25	8	2010	0.29	0.36		5	0	*
26	8	2010	0.29	0.36		7.2	0	*
27	8	2010	0.29	0.36		9.6	0	*
28	8	2010	0.29	0.36		0.2	0	*
29	8	2010	0.29	0.36		1.5	0	*
30	8	2010	0.29	0.36		3.3	0	*
31	8	2010	0.29	0.36		6.5	0	*

ตารางภาคผนวก ก-1.9 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม กันยายน 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	9	2010	0.31	0.36		7	0	*
2	9	2010	0.31	0.36		8.3	0	*
3	9	2010	0.31	0.36		6.9	0	*
4	9	2010	0.31	0.36		5.5	0	*
5	9	2010	0.31	0.36		10.6	0	*
6	9	2010	0.31	0.36		7.2	0	*
7	9	2010	0.31	0.36		8.1	0	*
8	9	2010	0.31	0.36		6.7	0	*
9	9	2010	0.31	0.36		4.5	0	*
10	9	2010	0.31	0.36		3.4	0	*
11	9	2010	0.31	0.36		6.3	0	*
12	9	2010	0.31	0.36		7	0	*
13	9	2010	0.31	0.36		6.5	0	*
14	9	2010	0.31	0.36		4	0	*
15	9	2010	0.31	0.36		0.9	0	*
16	9	2010	0.31	0.36		6.1	0	*
17	9	2010	0.31	0.36		7.3	0	*
18	9	2010	0.31	0.36		1.6	0	*
19	9	2010	0.31	0.36		6.5	0	*
20	9	2010	0.31	0.36		10.3	0	*
21	9	2010	0.31	0.36		8.2	0	*
22	9	2010	0.31	0.36		7.9	0	*
23	9	2010	0.31	0.36		9	0	*
24	9	2010	0.31	0.36		6.9	0	*
25	9	2010	0.31	0.36		8.7	0	*
26	9	2010	0.31	0.36		6.3	0	*
27	9	2010	0.31	0.36		6.7	0	*
28	9	2010	0.31	0.36		7.4	0	*
29	9	2010	0.31	0.36		7.2	0	*
30	9	2010	0.31	0.36		6.7	0	*

ตารางภาคผนวก ก-1.10 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม ตุลาคม 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	10	2010	0.27	0.35		7.2	0	*
2	10	2010	0.27	0.35		8.9	0	*
3	10	2010	0.27	0.35		4.2	0	*
4	10	2010	0.27	0.35		1	0	*
5	10	2010	0.27	0.35		0	0	*
6	10	2010	0.27	0.35		1.1	0	*
7	10	2010	0.27	0.35		3.7	0	*
8	10	2010	0.27	0.35		7.3	0	*
9	10	2010	0.27	0.35		7.3	0	*
10	10	2010	0.27	0.35		5	0	*
11	10	2010	0.27	0.35		0.5	0	*
12	10	2010	0.27	0.35		3	0	*
13	10	2010	0.27	0.35		4.2	0	*
14	10	2010	0.27	0.35		0.3	0	*
15	10	2010	0.27	0.35		0	0	*
16	10	2010	0.27	0.35		2.1	0	*
17	10	2010	0.27	0.35		1.7	0	*
18	10	2010	0.27	0.35		2.3	0	*
19	10	2010	0.27	0.35		9.6	0	*
20	10	2010	0.27	0.35		5.9	0	*
21	10	2010	0.27	0.35		8.7	0	*
22	10	2010	0.27	0.35		9.6	0	*
23	10	2010	0.27	0.35		9	0	*
24	10	2010	0.27	0.35		9	0	*
25	10	2010	0.27	0.35		7.7	0	*
26	10	2010	0.27	0.35		0	0	*
27	10	2010	0.27	0.35		9	0	*
28	10	2010	0.27	0.35		2.5	0	*
29	10	2010	0.27	0.35		7.1	0	*
30	10	2010	0.27	0.35		7.6	0	*
31	10	2010	0.27	0.35		3.7	0	*

ตารางภาคผนวก ก-1.11 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม พฤศจิกายน 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	11	2010	0.17	0.49		4.5	0	*
2	11	2010	0.17	0.49		3.3	0	*
3	11	2010	0.17	0.49		1.1	0	*
4	11	2010	0.17	0.49		7.8	0	*
5	11	2010	0.17	0.49		5.5	0	*
6	11	2010	0.17	0.49		8	0	*
7	11	2010	0.17	0.49		1.6	0	*
8	11	2010	0.17	0.49		9.3	0	*
9	11	2010	0.17	0.49		4.4	0	*
10	11	2010	0.17	0.49		8.2	0	*
11	11	2010	0.17	0.49		0.4	0	*
12	11	2010	0.17	0.49		1.3	0	*
13	11	2010	0.17	0.49		3.6	0	*
14	11	2010	0.17	0.49		9.5	0	*
15	11	2010	0.17	0.49		9.2	0	*
16	11	2010	0.17	0.49		5.5	0	*
17	11	2010	0.17	0.49		4.5	0	*
18	11	2010	0.17	0.49		7.2	0	*
19	11	2010	0.17	0.49		8.5	0	*
20	11	2010	0.17	0.49		9.2	0	*
21	11	2010	0.17	0.49		8.5	0	*
22	11	2010	0.17	0.49		9.2	0	*
23	11	2010	0.17	0.49		9	0	*
24	11	2010	0.17	0.49		8.8	0	*
25	11	2010	0.17	0.49		8.8	0	*
26	11	2010	0.17	0.49		9	0	*
27	11	2010	0.17	0.49		7.4	0	*
28	11	2010	0.17	0.49		7.8	0	*
29	11	2010	0.17	0.49		8.8	0	*
30	11	2010	0.17	0.49		8.2	0	*

ตารางภาคผนวก ก-1.12 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ จังหวัด นครปฐม ธันวาคม 2553

วัน	เดือน	ปี (ค.ศ.)	สัมประสิทธิ์อังสตรอม		ความยาวนานวัน	จำนวนชั่วโมงมีแสงแดด	รังสีดวงอาทิตย์นอกบรรยากาศโลก	รังสีดวงอาทิตย์พื้นผิวโลก
			a	b	ชั่วโมง	ชั่วโมง	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน	เมกะจูลน์ต่อตารางเมตรต่อวัน
1	12	2010	0.16	0.51		9	0	*
2	12	2010	0.16	0.51		9.1	0	*
3	12	2010	0.16	0.51		8.3	0	*
4	12	2010	0.16	0.51		4.5	0	*
5	12	2010	0.16	0.51		7.5	0	*
6	12	2010	0.16	0.51		2.2	0	*
7	12	2010	0.16	0.51		1.5	0	*
8	12	2010	0.16	0.51		4.8	0	*
9	12	2010	0.16	0.51		7.9	0	*
10	12	2010	0.16	0.51		7.4	0	*
11	12	2010	0.16	0.51		6.6	0	*
12	12	2010	0.16	0.51		7.7	0	*
13	12	2010	0.16	0.51		6.5	0	*
14	12	2010	0.16	0.51		8	0	*
15	12	2010	0.16	0.51		8.7	0	*
16	12	2010	0.16	0.51		3.2	0	*
17	12	2010	0.16	0.51		0	0	*
18	12	2010	0.16	0.51		8.1	0	*
19	12	2010	0.16	0.51		7.6	0	*
20	12	2010	0.16	0.51		7.6	0	*
21	12	2010	0.16	0.51		8.2	0	*
22	12	2010	0.16	0.51		6.4	0	*
23	12	2010	0.16	0.51		4	0	*
24	12	2010	0.16	0.51		7.8	0	*
25	12	2010	0.16	0.51		8.1	0	*
26	12	2010	0.16	0.51		8.4	0	*
27	12	2010	0.16	0.51		9	0	*
28	12	2010	0.16	0.51		8.7	0	*
29	12	2010	0.16	0.51		8.4	0	*
30	12	2010	0.16	0.51		8.4	0	*
31	12	2010	0.16	0.51		8.1	0	*

ข้อมูลพลังงานลม จากกรมอุตุนิยมวิทยา

ตารางภาคผนวก ก-2.1 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนมกราคม

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)										
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ							
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
1	นครปฐม	1/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	1.03
2	นครปฐม	2/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	2.06
3	นครปฐม	3/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.26
4	นครปฐม	4/1/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	2.06	0.00	0.00	0.39
5	นครปฐม	5/1/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	1.03	1.03	0.00	0.39
6	นครปฐม	6/1/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	0.00	0.00	0.51
7	นครปฐม	7/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.13
8	นครปฐม	8/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	1.03	0.00	0.77
9	นครปฐม	9/1/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	2.06	0.00	0.00	0.77
10	นครปฐม	10/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.26
11	นครปฐม	11/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	1.03	0.00	0.00	0.51
12	นครปฐม	12/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.26
13	นครปฐม	13/1/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	1.03	0.00	0.00	0.64
14	นครปฐม	14/1/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	1.03	0.00	0.00	0.51
15	นครปฐม	15/1/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	0.00	0.00	0.51
16	นครปฐม	16/1/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	4.12	2.06	0.00	0.00	1.16
17	นครปฐม	17/1/2010	1.03	1.03	2.06	3.09	3.09	4.12	0.00	0.00	1.80
18	นครปฐม	18/1/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	4.12	3.09	0.00	0.00	1.41
19	นครปฐม	19/1/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	4.12	2.06	0.00	0.00	1.03
20	นครปฐม	20/1/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	4.12	4.12	0.00	0.00	1.54
21	นครปฐม	21/1/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	4.12	3.09	0.00	0.00	1.29
22	นครปฐม	22/1/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	1.03	0.00	0.00	0.64
23	นครปฐม	23/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	0.00	0.51
24	นครปฐม	24/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.26
25	นครปฐม	25/1/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	0.00	0.00	0.51
26	นครปฐม	26/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	0.00	0.39
27	นครปฐม	27/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.13
28	นครปฐม	28/1/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	0.00	0.00	0.51
29	นครปฐม	29/1/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	1.03	0.00	1.03	0.64
30	นครปฐม	30/1/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	0.00	0.39
31	นครปฐม	31/1/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	0.00	0.00	0.51

ตารางภาคผนวก ก-2.2 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนกุมภาพันธ์

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)										
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ							
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
32	นครปฐม	1/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	2.06	0.00	0.51
33	นครปฐม	2/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	1.03	0.00	0.77
34	นครปฐม	3/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	0.00	0.00	0.39
35	นครปฐม	4/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.13
36	นครปฐม	5/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	1.03	0.00	0.51
37	นครปฐม	6/2/2010	1.03	0.00	0.00	3.09	2.06	3.09	2.06	0.00	1.41
38	นครปฐม	7/2/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39
39	นครปฐม	8/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	2.06	2.06	1.03
40	นครปฐม	9/2/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	2.06	0.00	1.03	1.03
41	นครปฐม	10/2/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	4.12	1.03	0.00	0.00	1.03
42	นครปฐม	11/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	2.06	0.64
43	นครปฐม	12/2/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	0.00	0.00	0.51
44	นครปฐม	13/2/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	0.00	1.03	0.64
45	นครปฐม	14/2/2010	0.00	0.00	0.00	6.17	2.06	2.06	1.03	0.00	1.41
46	นครปฐม	15/2/2010	1.03	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	0.00	2.06	0.90
47	นครปฐม	16/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	1.03	1.03	0.77
48	นครปฐม	17/2/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	1.03	0.00	0.00	0.64
49	นครปฐม	18/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	3.09	0.00	0.90
50	นครปฐม	19/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	1.03	1.03	0.39
51	นครปฐม	20/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	4.12	2.06	1.03
52	นครปฐม	21/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	2.06	2.06	0.64
53	นครปฐม	22/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	1.03	2.06	1.03	0.64
54	นครปฐม	23/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	3.09	1.03	0.00	0.90
55	นครปฐม	24/2/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	1.54	1.03	0.00	0.84
56	นครปฐม	25/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	2.06	0.00	0.64
57	นครปฐม	26/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.13
58	นครปฐม	27/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	1.03	1.03	0.77
59	นครปฐม	28/2/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	4.12	2.06	1.41

ตารางภาคผนวก ก-2.3 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนมีนาคม

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)										
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ							
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
60	นครปฐม	1/3/2010	1.03	0.00	0.00	2.06	3.09	3.09	4.12	2.06	1.93
61	นครปฐม	2/3/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	3.09	0.00	0.64
62	นครปฐม	3/3/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	3.09	3.09	1.29
63	นครปฐม	4/3/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	2.06	2.06	0.90
64	นครปฐม	5/3/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	3.09	4.12	3.09	0.00	1.80
65	นครปฐม	6/3/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	1.03	1.03	0.77
66	นครปฐม	7/3/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39
67	นครปฐม	8/3/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	3.09	2.06	0.00	1.03
68	นครปฐม	9/3/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	0.00	0.00	0.64
69	นครปฐม	10/3/2010	0.00	0.00	3.09	3.09	4.12	3.09	0.00	0.00	1.67
70	นครปฐม	11/3/2010	0.00	1.03	3.09	3.09	2.06	3.09	0.00	0.00	1.54
71	นครปฐม	12/3/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	2.06	0.64
72	นครปฐม	13/3/2010	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	3.09	2.06	2.06	1.16
73	นครปฐม	14/3/2010	1.03	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	1.03	0.00	0.77
74	นครปฐม	15/3/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	0.51
75	นครปฐม	16/3/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	3.09	2.06	0.00	0.00	1.03
76	นครปฐม	17/3/2010	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	0.77
77	นครปฐม	18/3/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	1.03	0.00	0.00	0.77
78	นครปฐม	19/3/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	0.00	0.00	0.00	0.39
79	นครปฐม	20/3/2010	0.00	0.00	1.03	2.06	1.03	1.03	1.03	3.09	1.16
80	นครปฐม	21/3/2010	1.03	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	0.77
81	นครปฐม	22/3/2010	0.00	2.06	0.00	2.06	3.09	2.06	2.06	0.00	1.41
82	นครปฐม	23/3/2010	2.06	0.00	0.00	2.06	1.03	3.09	2.06	1.03	1.41
83	นครปฐม	24/3/2010	1.03	0.00	1.03	2.06	3.09	2.06	2.06	2.06	1.67
84	นครปฐม	25/3/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	1.03	0.00	0.51
85	นครปฐม	26/3/2010	0.00	1.03	0.00	2.06	2.06	1.03	2.06	1.03	1.16
86	นครปฐม	27/3/2010	0.00	0.00	2.06	2.06	2.06	2.06	0.00	0.00	1.03
87	นครปฐม	28/3/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	0.00	0.39
88	นครปฐม	29/3/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	3.09	0.00	2.06	1.16
89	นครปฐม	30/3/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	2.06	2.06	1.03	1.03
90	นครปฐม	31/3/2010	1.03	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	3.09	2.06	1.16

ตารางภาคผนวก ก-2.4 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนเมษายน

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)											
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ								
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
91	นครปฐม	1/4/2010	1.03	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	5.14	1.03	1.29
92	นครปฐม	2/4/2010	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	2.06	1.03	2.06	1.16
93	นครปฐม	3/4/2010	1.03	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	0.51
94	นครปฐม	4/4/2010	1.03	0.00	2.06	4.12	1.03	3.09	2.06	2.06	1.93
95	นครปฐม	5/4/2010	2.06	0.00	1.03	1.03	2.06	3.09	4.12	2.06	1.93
96	นครปฐม	6/4/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	2.06	1.03	0.00	1.03
97	นครปฐม	7/4/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	5.14	3.09	1.03	0.00	1.29
98	นครปฐม	8/4/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	3.09	3.09	1.03	1.29
99	นครปฐม	9/4/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	1.03	2.06	2.06	1.03
100	นครปฐม	10/4/2010	1.03	0.00	1.03	2.06	2.06	1.03	4.12	2.06	1.67
101	นครปฐม	11/4/2010	2.06	0.00	0.00	3.09	0.00	3.09	1.03	1.03	1.29
102	นครปฐม	12/4/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	2.06	1.03	0.64
103	นครปฐม	13/4/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	0.00	0.00	0.00	1.03	0.64
104	นครปฐม	14/4/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	4.12	3.09	2.06	2.06	1.41
105	นครปฐม	15/4/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	4.12	2.06	3.09	0.00	1.16
106	นครปฐม	16/4/2010	2.06	0.00	0.00	2.06	2.06	3.09	3.09	1.03	1.67
107	นครปฐม	17/4/2010	2.06	1.03	1.03	1.03	0.00	3.09	0.00	0.00	1.03
108	นครปฐม	18/4/2010	0.00	0.00	1.03	3.09	1.03	1.03	2.06	1.03	1.16
109	นครปฐม	19/4/2010	0.00	1.03	0.00	1.03	1.03	2.06	2.06	2.06	1.16
110	นครปฐม	20/4/2010	0.00	0.00	2.06	1.03	2.06	1.03	2.06	3.09	1.41
111	นครปฐม	21/4/2010	2.06	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	2.06	2.06	1.29
112	นครปฐม	22/4/2010	1.03	0.00	1.03	3.09	3.09	2.06	3.09	2.06	1.93
113	นครปฐม	23/4/2010	1.03	0.00	2.06	3.09	2.06	1.03	2.06	1.03	1.54
114	นครปฐม	24/4/2010	0.00	2.06	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.00	0.51
115	นครปฐม	25/4/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	2.06	1.03	2.06	1.16
116	นครปฐม	26/4/2010	1.03	1.03	0.00	0.00	2.06	1.03	2.06	1.03	1.03
117	นครปฐม	27/4/2010	2.06	1.03	0.00	2.06	1.03	2.06	1.03	0.00	1.16
118	นครปฐม	28/4/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	2.06	2.06	0.00	0.90
119	นครปฐม	29/4/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	2.06	3.09	0.00	1.03
120	นครปฐม	30/4/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	2.06	0.00	0.77

ตารางภาคผนวก ก-2.5 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนพฤษภาคม

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)										
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ							
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
121	นครปฐม	1/5/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	2.06	0.00	0.77
122	นครปฐม	2/5/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.26
123	นครปฐม	3/5/2010	1.03	1.03	0.00	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	1.54
124	นครปฐม	4/5/2010	0.00	1.03	2.06	3.09	2.06	3.09	0.00	1.03	1.54
125	นครปฐม	5/5/2010	0.00	1.03	0.00	3.09	2.06	3.09	2.06	1.03	1.54
126	นครปฐม	6/5/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	2.06	0.00	0.64
127	นครปฐม	7/5/2010	0.00	1.03	2.06	3.09	2.06	3.09	3.09	1.03	1.93
128	นครปฐม	8/5/2010	1.03	1.03	1.03	3.09	3.09	1.03	3.09	1.03	1.80
129	นครปฐม	9/5/2010	2.06	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	3.09	2.06	1.54
130	นครปฐม	10/5/2010	1.03	0.00	0.00	4.12	3.09	2.06	1.03	0.00	1.41
131	นครปฐม	11/5/2010	0.00	0.00	1.03	2.06	3.09	3.09	3.09	0.00	1.54
132	นครปฐม	12/5/2010	1.03	2.06	2.06	1.03	0.00	1.03	1.03	0.00	1.03
133	นครปฐม	13/5/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	3.09	0.00	0.00	0.77
134	นครปฐม	14/5/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	2.06	1.03	1.03
135	นครปฐม	15/5/2010	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	1.03	2.06	1.03	1.03
136	นครปฐม	16/5/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	3.09	0.00	0.00	1.03
137	นครปฐม	17/5/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	1.03	0.00	0.00	0.26
138	นครปฐม	18/5/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	3.09	0.00	0.64
139	นครปฐม	19/5/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	3.09	1.03	0.00	1.16
140	นครปฐม	20/5/2010	0.00	0.00	1.03	3.09	3.09	2.06	1.03	2.06	1.54
141	นครปฐม	21/5/2010	2.06	0.00	0.00	1.03	0.00	3.09	0.00	0.00	0.77
142	นครปฐม	22/5/2010	0.00	1.03	2.06	3.09	1.03	1.03	2.06	0.00	1.29
143	นครปฐม	23/5/2010	3.09	2.06	4.12	3.09	3.09	2.06	0.00	1.03	2.31
144	นครปฐม	24/5/2010	2.06	2.06	2.06	4.12	2.06	2.06	2.06	0.00	2.06
145	นครปฐม	25/5/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	3.09	3.09	0.00	0.00	1.29
146	นครปฐม	26/5/2010	0.00	1.03	0.00	3.09	3.09	1.03	1.03	1.03	1.29
147	นครปฐม	27/5/2010	2.06	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	1.03	0.00	0.90
148	นครปฐม	28/5/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	4.12	0.00	0.00	0.90
149	นครปฐม	29/5/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	3.09	3.09	2.06	1.67
150	นครปฐม	30/5/2010	1.03	1.03	1.03	2.06	3.09	3.09	1.03	0.00	1.54
151	นครปฐม	31/5/2010	0.00	1.03	0.00	2.06	2.06	4.12	2.06	0.00	1.41

ตารางภาคผนวก ก-2.6 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนมิถุนายน

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)										
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ							
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
152	นครปฐม	1/6/2010	0.00	0.00	2.06	4.12	4.12	1.03	2.06	2.06	1.93
153	นครปฐม	2/6/2010	0.00	2.06	1.03	2.06	3.09	4.12	0.00	0.00	1.54
154	นครปฐม	3/6/2010	0.00	0.00	1.03	4.12	0.00	2.06	1.03	0.00	1.03
155	นครปฐม	4/6/2010	0.00	0.00	2.06	1.03	3.09	2.06	5.14	2.06	1.93
156	นครปฐม	5/6/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	4.12	0.00	0.64
157	นครปฐม	6/6/2010	1.03	0.00	1.03	2.06	3.09	4.12	1.03	0.00	1.54
158	นครปฐม	7/6/2010	2.06	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.51
159	นครปฐม	8/6/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	2.06	0.00	0.64
160	นครปฐม	9/6/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	2.06	4.12	0.00	1.41
161	นครปฐม	10/6/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	3.09	1.03	1.16
162	นครปฐม	11/6/2010	1.03	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	6.17	0.00	1.29
163	นครปฐม	12/6/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	3.09	1.03	3.09	1.03	1.41
164	นครปฐม	13/6/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	2.06	0.00	0.77
165	นครปฐม	14/6/2010	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	0.00	3.09	0.00	1.03
166	นครปฐม	15/6/2010	1.03	0.00	0.00	3.09	3.09	1.03	2.06	0.00	1.29
167	นครปฐม	16/6/2010	1.03	2.06	1.03	4.12	1.03	1.03	3.09	2.06	1.93
168	นครปฐม	17/6/2010	2.06	2.06	1.03	1.03	2.06	1.03	2.06	0.00	1.41
169	นครปฐม	18/6/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	2.06	1.03	0.00	1.03
170	นครปฐม	19/6/2010	0.00	0.00	3.09	4.12	3.09	5.14	3.09	0.00	2.31
171	นครปฐม	20/6/2010	1.03	2.06	3.09	4.12	3.09	2.06	4.12	3.09	2.83
172	นครปฐม	21/6/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	1.03	0.00	0.26
173	นครปฐม	22/6/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	0.00	0.39
174	นครปฐม	23/6/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	3.09	0.00	0.00	0.90
175	นครปฐม	24/6/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	1.03	0.00	0.00	0.77
176	นครปฐม	25/6/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	2.06	0.00	0.64
177	นครปฐม	26/6/2010	0.00	0.00	2.06	3.09	4.12	3.09	2.06	1.03	1.93
178	นครปฐม	27/6/2010	1.03	1.03	1.03	4.12	4.12	1.03	1.03	1.03	1.80
179	นครปฐม	28/6/2010	1.03	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	3.09	0.00	1.03
180	นครปฐม	29/6/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	2.06	1.03	0.77
181	นครปฐม	30/6/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	1.03	0.51

ตารางภาคผนวก ก-2.7 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนกรกฎาคม

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)											
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ								
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
182	นครปฐม	1/7/2010	1.03	1.03	0.00	1.03	2.06	0.00	0.00	0.00	0.64
183	นครปฐม	2/7/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	0.00	0.00	0.64
184	นครปฐม	3/7/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	3.09	0.00	0.00	0.51
185	นครปฐม	4/7/2010	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.39
186	นครปฐม	5/7/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	0.00	0.39
187	นครปฐม	6/7/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	0.00	0.39
188	นครปฐม	7/7/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	2.06	0.00	0.51
189	นครปฐม	8/7/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	3.09	1.03	1.03	1.03
190	นครปฐม	9/7/2010	1.03	0.00	0.00	4.12	3.09	2.06	0.00	0.00	1.29
191	นครปฐม	10/7/2010	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	3.09	2.06	0.00	1.29
192	นครปฐม	11/7/2010	0.00	0.00	0.00	5.14	2.06	0.00	0.00	0.00	0.90
193	นครปฐม	12/7/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	0.00	1.03	2.06	0.00	0.90
194	นครปฐม	13/7/2010	1.03	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	9.26	0.00	1.41
195	นครปฐม	14/7/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13
196	นครปฐม	15/7/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
197	นครปฐม	16/7/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	0.00	1.03	0.00	0.77
198	นครปฐม	17/7/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	1.03	0.00	0.00	0.64
199	นครปฐม	18/7/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	3.09	0.00	4.12	0.00	1.41
200	นครปฐม	19/7/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.13
201	นครปฐม	20/7/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	1.03	0.00	0.51
202	นครปฐม	21/7/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	3.09	0.00	0.00	0.77
203	นครปฐม	22/7/2010	0.00	0.00	0.00	5.14	3.09	4.12	2.06	0.00	1.80
204	นครปฐม	23/7/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	3.09	2.06	1.03	0.00	1.29
205	นครปฐม	24/7/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	4.12	3.09	3.09	0.00	1.67
206	นครปฐม	25/7/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	5.14	4.12	2.06	0.00	1.93
207	นครปฐม	26/7/2010	3.09	0.00	0.00	4.12	3.09	0.00	1.03	0.00	1.41
208	นครปฐม	27/7/2010	2.06	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39
209	นครปฐม	28/7/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13
210	นครปฐม	29/7/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51	1.03	0.00	0.00	0.19
211	นครปฐม	30/7/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	4.12	0.00	1.16
212	นครปฐม	31/7/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	4.12	5.14	2.06	1.03	1.93

ตารางภาคผนวก ก-2.8 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนสิงหาคม

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)										
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ							
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
213	นครปฐม	1/8/2010	2.06	1.03	0.00	2.06	2.06	3.09	0.00	0.00	1.29
214	นครปฐม	2/8/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.26
215	นครปฐม	3/8/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	0.00	0.00	0.39
216	นครปฐม	4/8/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	3.09	6.17	0.00	0.00	1.54
217	นครปฐม	5/8/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	7.72	1.03	0.00	1.22
218	นครปฐม	6/8/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	6.17	5.14	2.06	0.00	2.06
219	นครปฐม	7/8/2010	2.06	0.00	1.03	2.06	4.12	4.12	0.00	2.06	1.93
220	นครปฐม	8/8/2010	0.00	0.00	0.00	5.14	8.23	4.12	1.03	0.00	2.31
221	นครปฐม	9/8/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	3.09	3.09	4.12	0.00	1.80
222	นครปฐม	10/8/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	3.09	1.03	0.00	0.00	0.90
223	นครปฐม	11/8/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	4.12	0.00	0.00	0.90
224	นครปฐม	12/8/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	1.03	0.00	0.00	0.77
225	นครปฐม	13/8/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.26
226	นครปฐม	14/8/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13
227	นครปฐม	15/8/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.26
228	นครปฐม	16/8/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26
229	นครปฐม	17/8/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	0.00	0.00	0.39
230	นครปฐม	18/8/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.13
231	นครปฐม	19/8/2010	0.00	1.03	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	0.00	0.64
232	นครปฐม	20/8/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	0.00	0.00	0.51
233	นครปฐม	21/8/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	5.14	0.00	0.90
234	นครปฐม	22/8/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	3.09	3.09	0.00	0.00	1.16
235	นครปฐม	23/8/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	0.00	0.00	1.03	0.51
236	นครปฐม	24/8/2010	0.00	0.00	2.06	2.06	3.09	3.09	0.00	0.00	1.29
237	นครปฐม	25/8/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	0.00	0.00	0.00	0.39
238	นครปฐม	26/8/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	4.12	0.00	1.03	0.00	0.90
239	นครปฐม	27/8/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	3.09	0.00	0.00	0.77
240	นครปฐม	28/8/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	2.06	2.06	0.00	0.64
241	นครปฐม	29/8/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	2.06	0.00	0.00	0.90
242	นครปฐม	30/8/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	2.06	1.03	0.00	0.90
243	นครปฐม	31/8/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	5.14	6.17	0.00	0.00	1.93

ตารางภาคผนวก ก-2.9 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนกันยายน

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)											
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ								
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
244	นครปฐม	1/9/2010	2.06	0.00	0.00	3.09	2.06	0.00	3.09	0.00	1.29
245	นครปฐม	2/9/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	0.00	0.00	0.00	0.64
246	นครปฐม	3/9/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	1.03	2.06	1.03	0.00	0.90
247	นครปฐม	4/9/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	3.09	0.00	0.00	0.90
248	นครปฐม	5/9/2010	1.03	0.00	0.00	8.23	8.23	5.14	0.00	0.00	2.83
249	นครปฐม	6/9/2010	0.00	1.03	2.06	3.09	4.12	3.09	0.00	0.00	1.67
250	นครปฐม	7/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	4.12	2.06	0.00	0.00	0.77
251	นครปฐม	8/9/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	2.06	0.00	0.00	0.39
252	นครปฐม	9/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.13
253	นครปฐม	10/9/2010	1.03	0.00	0.00	3.09	1.03	0.00	0.00	0.00	0.64
254	นครปฐม	11/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	1.03	0.00	0.00	0.51
255	นครปฐม	12/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	0.26
256	นครปฐม	13/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.13
257	นครปฐม	14/9/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	2.06	0.00	0.00	0.77
258	นครปฐม	15/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.13
259	นครปฐม	16/9/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	3.09	0.00	0.51
260	นครปฐม	17/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.13
261	นครปฐม	18/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	0.00	0.51
262	นครปฐม	19/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.13
263	นครปฐม	20/9/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	3.09	0.00	0.00	3.09	1.16
264	นครปฐม	21/9/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	2.06	2.06	0.00	0.00	0.90
265	นครปฐม	22/9/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	0.00	0.00	0.00	0.64
266	นครปฐม	23/9/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	1.03	0.00	0.00	0.00	0.51
267	นครปฐม	24/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	0.26
268	นครปฐม	25/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	0.00	0.00	0.39
269	นครปฐม	26/9/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	0.00	4.12	1.03
270	นครปฐม	27/9/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	1.03	0.00	3.09	0.00	0.90
271	นครปฐม	28/9/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.13
272	นครปฐม	29/9/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13
273	นครปฐม	30/9/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	1.03	2.06	0.00	0.00	0.77

ตารางภาคผนวก ก-2.10 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนตุลาคม

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)										
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ							
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
274	นครปฐม	1/10/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26
275	นครปฐม	2/10/2010	0.00	0.00	1.03	3.09	4.12	4.12	2.06	0.00	1.80
276	นครปฐม	3/10/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	4.12	3.09	3.09	2.06	1.93
277	นครปฐม	4/10/2010	1.03	0.00	0.00	3.09	3.09	1.03	2.06	0.00	1.29
278	นครปฐม	5/10/2010	2.06	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51
279	นครปฐม	6/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.26
280	นครปฐม	7/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	0.00	0.00	0.39
281	นครปฐม	8/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	0.00	0.00	0.39
282	นครปฐม	9/10/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	0.00	1.03	0.64
283	นครปฐม	10/10/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	4.12	0.00	0.00	1.16
284	นครปฐม	11/10/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	0.00	0.39
285	นครปฐม	12/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
286	นครปฐม	13/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
287	นครปฐม	14/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	0.00	0.39
288	นครปฐม	15/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	0.26
289	นครปฐม	16/10/2010	0.00	2.06	0.00	3.09	1.03	3.09	0.00	0.00	1.16
290	นครปฐม	17/10/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	1.03	1.03	3.09	0.77
291	นครปฐม	18/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	0.00	0.00	0.39
292	นครปฐม	19/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	3.09	3.09	0.00	1.03	0.90
293	นครปฐม	20/10/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	3.09	0.00	0.00	0.90
294	นครปฐม	21/10/2010	0.00	3.09	0.00	1.03	2.06	0.00	0.00	1.54	0.96
295	นครปฐม	22/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	1.03	0.00	0.26
296	นครปฐม	23/10/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	4.12	2.06	2.06	1.67
297	นครปฐม	24/10/2010	2.06	0.00	1.03	3.09	0.00	1.03	1.03	0.00	1.03
298	นครปฐม	25/10/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	0.00	0.51
299	นครปฐม	26/10/2010	2.06	0.00	0.00	2.06	1.03	3.09	0.00	0.00	1.03
300	นครปฐม	27/10/2010	1.03	1.03	0.00	3.09	3.09	2.06	0.00	0.00	1.29
301	นครปฐม	28/10/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	4.12	2.06	0.00	0.00	0.90
302	นครปฐม	29/10/2010	0.00	0.00	2.06	3.09	4.12	3.09	0.00	2.06	1.80
303	นครปฐม	30/10/2010	2.06	2.06	5.14	2.06	4.12	3.09	3.09	2.06	2.96
304	นครปฐม	31/10/2010	2.06	0.00	2.06	6.17	6.17	5.14	0.00	0.00	2.70

ตารางภาคผนวก ก-2.11 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนพฤศจิกายน

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)											
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ								
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
305	นครปฐม	1/11/2010	0.00	0.00	1.03	3.09	5.14	3.09	0.00	0.00	1.54
306	นครปฐม	2/11/2010	0.00	0.00	3.09	4.12	3.09	2.06	2.06	0.00	1.80
307	นครปฐม	3/11/2010	2.06	4.12	3.09	4.12	5.14	5.14	2.06	1.03	3.34
308	นครปฐม	4/11/2010	1.03	1.03	1.03	2.06	4.12	5.14	0.00	0.00	1.80
309	นครปฐม	5/11/2010	0.00	0.00	1.03	5.14	3.09	2.06	0.00	0.00	1.41
310	นครปฐม	6/11/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	1.03	0.00	0.00	0.64
311	นครปฐม	7/11/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	1.03	1.03	0.00	0.00	0.64
312	นครปฐม	8/11/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	2.06	2.06	0.00	0.00	1.03
313	นครปฐม	9/11/2010	0.00	0.00	3.09	1.03	4.12	3.09	2.06	0.00	1.67
314	นครปฐม	10/11/2010	1.03	0.00	1.03	4.12	5.14	4.12	0.00	0.00	1.93
315	นครปฐม	11/11/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	1.03	0.00	0.00	0.51
316	นครปฐม	12/11/2010	0.00	0.00	1.03	2.06	1.03	1.03	0.00	0.00	0.64
317	นครปฐม	13/11/2010	0.00	1.03	0.00	3.09	1.03	0.00	0.00	0.00	0.64
318	นครปฐม	14/11/2010	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	1.03	0.00	0.00	0.77
319	นครปฐม	15/11/2010	0.00	0.00	2.06	3.09	5.14	4.12	0.00	0.00	1.80
320	นครปฐม	16/11/2010	0.00	0.00	0.00	6.17	2.06	2.06	0.00	0.00	1.29
321	นครปฐม	17/11/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	0.00	0.00	0.51
322	นครปฐม	18/11/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	2.06	3.09	0.00	0.00	1.16
323	นครปฐม	19/11/2010	0.00	1.03	2.06	1.03	2.06	3.09	0.00	0.00	1.16
324	นครปฐม	20/11/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	0.00	0.39
325	นครปฐม	21/11/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
326	นครปฐม	22/11/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	0.00	0.00	0.51
327	นครปฐม	23/11/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	0.00	0.39
328	นครปฐม	24/11/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	2.06	0.00	0.00	0.39
329	นครปฐม	25/11/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	1.03	0.00	0.00	0.51
330	นครปฐม	26/11/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	1.03	0.00	0.00	0.51
331	นครปฐม	27/11/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	2.06	0.00	0.00	0.77
332	นครปฐม	28/11/2010	0.00	0.00	2.06	4.12	4.12	1.03	0.00	0.00	1.41
333	นครปฐม	29/11/2010	0.00	1.03	1.03	3.09	2.06	3.09	0.00	0.00	1.29
334	นครปฐม	30/11/2010	0.00	0.00	2.06	2.06	2.06	4.12	0.00	0.00	1.29

ตารางภาคผนวก ก-2.12 แสดงความเร็วลมราย 3 ชั่วโมง เดือนธันวาคม

ความเร็วลม ราย 3 ชั่วโมง (เมตร/วินาที)											
ลำดับที่	จังหวัด	วัน/เดือน/ปี	เวลาที่ทำการตรวจ								
			01.00	04.00	07.00	10.00	13.00	16.00	19.00	22.00	เฉลี่ย
335	นครปฐม	1/12/2010	1.03	1.03	2.06	2.06	4.12	2.06	2.06	0.00	1.80
336	นครปฐม	2/12/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	4.12	2.06	0.00	0.00	0.90
337	นครปฐม	3/12/2010	0.00	3.09	1.03	2.06	3.09	4.12	0.00	0.00	1.67
338	นครปฐม	4/12/2010	0.00	1.03	2.06	4.12	3.09	2.06	0.00	0.00	1.54
339	นครปฐม	5/12/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	1.03	0.00	1.03	0.90
340	นครปฐม	6/12/2010	0.00	0.00	2.06	4.12	3.09	1.03	0.00	0.00	1.29
341	นครปฐม	7/12/2010	0.00	0.00	1.03	4.12	2.06	1.03	0.00	0.00	1.03
342	นครปฐม	8/12/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	2.06	2.06	0.00	0.00	0.64
343	นครปฐม	9/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	0.26
344	นครปฐม	10/12/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	2.06	3.09	0.00	0.90
345	นครปฐม	11/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	0.00	0.51
346	นครปฐม	12/12/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	3.09	0.00	0.00	0.90
347	นครปฐม	13/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.26
348	นครปฐม	14/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.26
349	นครปฐม	15/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	1.03	0.00	0.00	0.39
350	นครปฐม	16/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
351	นครปฐม	17/12/2010	2.06	0.00	2.06	3.09	4.12	3.09	3.09	0.00	2.19
352	นครปฐม	18/12/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	3.09	1.03	0.00	0.00	1.03
353	นครปฐม	19/12/2010	0.00	0.00	0.00	4.12	1.03	1.03	0.00	0.00	0.77
354	นครปฐม	20/12/2010	0.00	2.06	0.00	3.09	1.03	1.03	0.00	0.00	0.90
355	นครปฐม	21/12/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	0.00	0.39
356	นครปฐม	22/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	0.13
357	นครปฐม	23/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
358	นครปฐม	24/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
359	นครปฐม	25/12/2010	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	2.06	0.51
360	นครปฐม	26/12/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	2.06	0.00	0.00	0.51
361	นครปฐม	27/12/2010	0.00	2.06	0.00	3.09	3.09	2.06	0.00	0.00	1.29
362	นครปฐม	28/12/2010	0.00	0.00	0.00	1.03	3.09	1.03	0.00	0.00	0.64
363	นครปฐม	29/12/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	3.09	2.06	0.00	0.00	0.90
364	นครปฐม	30/12/2010	0.00	0.00	0.00	2.06	2.06	2.06	0.00	0.00	0.77
365	นครปฐม	31/12/2010	0.00	0.00	0.00	3.09	3.09	3.09	0.00	0.00	1.16

ภาคผนวก ข

ทฤษฎีเกี่ยวกับพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มเติม

ข 1 ทฤษฎีการเกิดลมและความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับพลังงานลม

ลมเป็นแหล่งพลังงานสะอาดชนิดหนึ่งที่สามารถใช้ได้อย่างไม่มีวันหมด ในปัจจุบันได้มีการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ทดแทนการผลิตด้วยพลังงานจากซากดึกดำบรรพ์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในแถบประเทศยุโรปได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ ซึ่งกังหันลมขนาดใหญ่แต่ละตัวสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 4-5 เมกะวัตต์ และนับวันจะยิ่งได้รับการพัฒนาให้มีขนาดใหญ่ขึ้นและมีประสิทธิภาพสูงขึ้น สำหรับประเทศไทยการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีทางด้านพลังงานลมยังมีค่อนข้างน้อยมาก อาจเป็นเพราะศักยภาพพลังงานลมในประเทศเราไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ อย่างไรก็ตามหากเรามีพื้นฐานความรู้ก็สามารถประยุกต์ใช้เทคโนโลยีพลังงานลมร่วมกับแหล่งพลังงานอื่นๆ เพื่อความมั่นคงในการผลิตไฟฟ้าได้ อย่างเช่นที่สถานีไฟฟ้าแหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต ได้ทดลองใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์และต่อเข้ากับระบบสายส่ง ดังนั้นการศึกษา เรียนรู้ วิจัย และพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานลมก็เป็นส่วนหนึ่งที่จะช่วยลดการใช้พลังงานซากดึกดำบรรพ์จะเป็นการช่วยประเทศไทยลดการนำเข้าแหล่งพลังงานจากต่างประเทศอีกทางหนึ่ง (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

ข 1.1 การเกิดและประเภทของลม (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน: 2549)

ลม (wind) สาเหตุหลักของการเกิดลมคือดวงอาทิตย์ ซึ่งเมื่อมีการแผ่รังสีความร้อนของดวงอาทิตย์มายังโลก แต่ละตำแหน่งบนพื้นโลกได้รับปริมาณความร้อนไม่เท่ากัน ทำให้เกิดความแตกต่างของอุณหภูมิและความกดอากาศในแต่ละตำแหน่ง บริเวณใดที่มีอุณหภูมิสูงหรือความกดอากาศต่ำอากาศในบริเวณนั้นก็จะลอยตัวขึ้นสูง อากาศจากบริเวณที่เย็นกว่าหรือมีความกดอากาศสูงกว่าจะเคลื่อนที่เข้ามาแทนที่ การเคลื่อนที่ของมวลอากาศนี้คือการทำให้เกิดลมนั่นเอง และจากการเคลื่อนที่ของมวลอากาศนี้ทำให้เกิดเป็นพลังงานจลน์ที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้ประโยชน์ได้ ลมสามารถจำแนกออกได้หลายชนิดตามสถานที่ที่เกิดความแตกต่างของอุณหภูมิ ดังนี้

1.ลมบกและลมทะเล (land and sea breeze) เกิดจากความแตกต่างของอุณหภูมิของบริเวณทะเลกับฝั่ง โดยลมทะเลจะเกิดในตอนกลางวัน เพราะบนฝั่งมีอุณหภูมิสูงกว่าบริเวณในทะเลจึงทำให้เกิดลมจากทะเลพัดเข้าสู่ฝั่ง ส่วนลมบกเกิดในเวลากลางคืนเพราะบริเวณในทะเลจะมีอุณหภูมิสูงกว่าบนฝั่ง ทำให้เกิดลมจากฝั่งออกสู่ทะเล

2. ลมภูเขาและลมหุบเขา (mountain and valley winds) เกิดจากความแตกต่างของอุณหภูมิระหว่างสันเขาและหุบเขา โดยลมภูเขาจะพัดจากสันเขาลงไปสู่หุบเขาในตอนกลางคืน เนื่องจากบริเวณสันเขาอยู่ในที่สูงกว่าจึงเย็นเร็วกว่าหุบเขาดังนั้นจึงมีลมพัดลงจากยอดเขาสู่หุบเขา ส่วนลมหุบเขาจะพัดจากหุบเขาขึ้นไปสู่สันเขาโดยเกิดขึ้นในตอนกลางวัน เนื่องจากบริเวณหุบเขาเบื้องล่างจะมีอุณหภูมิต่ำกว่ายอดเขาจึงมีลมพัดขึ้นไปตามความสูงของสันเขา นอกจากนี้ยังมีการเรียกชื่อลมตามทิศการเคลื่อนที่ในแต่ละฤดูกาล เช่น ลม

มรสุม ซึ่งหมายถึงลมที่พัดเปลี่ยนทิศทางกับการเปลี่ยนฤดูคือฤดูร้อนจะพัดอยู่ในทิศทางหนึ่งและจะพัดเปลี่ยนทิศทางเป็นตรงกันข้ามในฤดูหนาว

ข 1.2 ประวัติการประยุกต์ใช้พลังงานจากลม (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

การประยุกต์ใช้พลังงานจากลม เริ่มจากการค้นพบบันทึกเกี่ยวกับโรงสีข้าวพลังงานลม (windmills) โดยใช้ระบบเครื่องโม่ในแกนตั้ง ซึ่งเป็นเครื่องโม่แบบง่ายๆ นิยมใช้กันในพื้นที่ภูเขาสูงโดยชาวแอฟแกน (Afghan) เพื่อการสีเมล็ดข้าวเปลือกในช่วงศตวรรษที่ 7 ก่อนคริสต์กาล ส่วนโรงสีข้าวพลังงานลมแบบแกนหมุนแนวนอนพบครั้งแรกแถบเปอร์เซีย ทิเบตและ จีน ประมาณคริสต์ศักราชที่ 1000 โรงสีข้าวพลังงานลมชนิดแกนหมุนในแนวนอน ได้แพร่หลายไปจนถึงประเทศแถบเมดิเตอร์เรเนียนและประเทศยุโรปตอนกลาง โรงสีข้าวแบบแกนหมุนแนวนอนพบครั้งแรกในประเทศอังกฤษประมาณปี ค.ศ. 1150 พบในฝรั่งเศสปี ค.ศ. 1180 พบในเบลเยียมปี ค.ศ. 1190 พบในเยอรมันปี ค.ศ. 1222 และ พบในเดนมาร์กปี ค.ศ. 1259 การพัฒนาและแพร่หลายอย่างรวดเร็วของโรงสีข้าวแบบแกนหมุนแนวนอนมาจากอิทธิพลของนักรบครูเซด ซึ่งเป็นผู้นำความรู้เกี่ยวกับโรงสีข้าวพลังงานลมจากเปอร์เซียมาสู่หลายพื้นที่ของยุโรป

ในยุโรปโรงสีข้าวพลังงานลมได้รับการพัฒนาสมรรถนะอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะระหว่างช่วงศตวรรษที่ 12 และ ศตวรรษที่ 19 ในปี ค.ศ. 1800 ในประเทศฝรั่งเศสมีโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรปใช้งานอยู่ประมาณ 20,000 เครื่อง ในประเทศเนเธอร์แลนด์พลังงานที่ใช้ในอุตสาหกรรม ในช่วงเวลานั้นมาจากพลังงานลมถึงร้อยละ 90 ในช่วงปลายศตวรรษที่ 19 โรงสีข้าวพลังงานลมมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางแกนหมุน 25 เมตร ตัวอาคารมีความสูงถึง 30 เมตร ตัวอย่างโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรปดังแสดงในภาพประกอบ 15 ซึ่งในช่วงเวลานั้นการใช้พลังงานลมไม่ได้มีเพียงแค่การสีข้าวแต่ยังมีการประยุกต์ใช้สำหรับการสูบน้ำอีกด้วย ต่อมาในยุคปฏิวัติอุตสาหกรรมโรงสีข้าวพลังงานลมเริ่มมีการใช้งานลดลง อย่างไรก็ตามในปี ค.ศ. 1904 การใช้พลังงานจากลมยังมีอัตราส่วนถึงร้อยละ 11 ของพลังงานในภาคอุตสาหกรรมของประเทศเนเธอร์แลนด์ และในประเทศเยอรมันยังมีโรงสีข้าวชนิดนี้ติดตั้งอยู่กว่า 18,000 เครื่อง (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

ภาพประกอบ ข-1 ลักษณะโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรป
ที่มา: AZsolarcenter. 2004[12]

ในช่วงเวลาเดียวกับที่โรงสีข้าวพลังงานลมในยุโรปเริ่มเสื่อมความนิยม เทคโนโลยีนี้กลับได้รับการเผยแพร่ในทวีปอเมริกาเหนือโดยผู้ที่ไปตั้งถิ่นฐานใหม่ มีการใช้กังหันลมสูบน้ำขนาดเล็กสำหรับงานปศุสัตว์ซึ่งได้รับความนิยมมาก กังหันลมชนิดนี้เป็นที่รู้จักกันในนามกังหันลมแบบอเมริกัน (american windmill) ซึ่งใช้ระบบการทำงานแบบควบคุมตัวอย่างสมบูรณ์ (fully self-regulated) โดยสามารถปรับความเร็วของแกนหมุนได้เมื่อความเร็วลมสูง ในขณะที่โรงสีข้าวพลังงานลมของยุโรปสามารถบิดตัวใบพัดออกจากทิศทางลมได้หรือสามารถม้วนใบพัดเก็บได้หากความเร็วลมสูงจนเกินไปเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับตัวโรงสีข้าว ความนิยมของกังหันลมแบบอเมริกันเพิ่มขึ้นสูงมากระหว่างปี ค.ศ. 1920 – 1930 มีกังหันลมประมาณ 600,000 ตัวถูกติดตั้งเพื่อใช้งาน ในปัจจุบันกังหันลมแบบอเมริกันหลายแบบยังคงถูกนำมาใช้งานเพื่อวัตถุประสงค์ทางการเกษตรและกิจกรรมต่างๆ ทั่วโลก (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

สำหรับประเทศไทยผู้เชี่ยวชาญทางด้านพลังงานลม ได้ประเมินการใช้งานกังหันลมแบบใบพัดที่ทำด้วยไม้ซึ่งใช้ในนาข้าวมีจำนวนอยู่ประมาณ 2,000 ตัว และกังหันลมแบบเสื่อลำแพนหรือแบบผ้าใบซึ่งใช้ในนาเกลือหรือนากุ้งมีจำนวนอยู่ประมาณ 3,000 ตัว ต่อมาได้พบว่าจำนวนกังหันลมดังกล่าวลดลงอย่างรวดเร็ว เนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการพัฒนาพื้นที่เกษตรกรรมให้เป็นพื้นที่อุตสาหกรรม ในปี พ.ศ 2531 มีการสำรวจจำนวนกังหันลมเฉพาะในบริเวณ 20 ตารางกิโลเมตร ของจังหวัดสมุทรสาครและสมุทรสงคราม พบว่ามีกังหันลมเหลืออยู่เพียง 667 ตัว กังหันลมดังกล่าวถือได้ว่าเป็นชนิดดั้งเดิมจากภูมิปัญญาชาวบ้าน แต่สามารถใช้แทนพลังงานไฟฟ้าเพื่อการสูบน้ำได้เป็นอย่างดี (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

ในปี ค.ศ. 1891 แดน พอล ลาคูร์ (Dane Poul LaCour) วิศวกรชาวเดนมาร์กเป็นคนแรก ที่สร้างกังหันลมผลิตไฟฟ้าขึ้น เทคโนโลยีนี้ได้รับการพัฒนาระหว่างช่วงสงครามโลกครั้งที่ 1 และ 2 โดยใช้เทคโนโลยีนี้เพื่อทดแทนการขาดแคลนพลังงานในขณะนั้น บริษัท เอฟ เอล ชมิทธ์ (F.L. Smidth) ของเดนมาร์กถือได้ว่าเป็นผู้ริเริ่มกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบสมัยใหม่ในปี ค.ศ. 1941-1942 กังหันลมของบริษัทนี้เป็นกังหันลมแบบสมัยใหม่ตัวแรกที่ใช้แพนอากาศ (airfoils) ซึ่งใช้ความรู้ขั้นสูงทางด้านอากาศพลศาสตร์ในเวลานั้น ในช่วงเวลาเดียวกัน พาลเมอร์ พุทแนม (Palmer Putnam) ชาวอเมริกันได้สร้างกังหันลมขนาดใหญ่ให้กับบริษัท มอร์แกน สมิทธ์ (Morgan Smith Co.) กังหันลมที่สร้างขึ้นมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 53 เมตร ซึ่งมีความแตกต่างจากกังหันลมของเดนมาร์กทั้งในเรื่องของขนาดและหลักการออกแบบ กังหันลมของเดนมาร์กมีหลักการอยู่บนพื้นฐานของการหมุนโดยลมส่วนบน (upwind rotor) กับการควบคุมผ่านตัวล่อ (stall regulation) ทำงานที่ความเร็วลมต่ำ ส่วนกังหันลมของพุทแนมออกแบบอยู่บนพื้นฐานของการหมุนโดยลมส่วนล่าง (downwind rotor) กับการควบคุมโดยการปรับใบพัด (variable pitch regulation) อย่างไรก็ตามกังหันลมของพุทแนมก็ไม่ประสบความสำเร็จและถูกรื้อออกในปี ค.ศ. 1945 (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

หลังจากสงครามโลกครั้งที่ 2 ในช่วงปี ค.ศ. 1956 – 1967 โจฮันเนสจูล (Johannes Juul) ชาวเดนมาร์กได้พัฒนาและออกแบบกังหันลมใหม่เพิ่มเติมและทำการติดตั้งที่เมืองเกดเซอร์ (Gedser) ประเทศเดนมาร์กสามารถผลิตไฟฟ้าได้กว่า 2.2 ล้านหน่วย และในเวลาเดียวกันนี้ฮุตเตอร์ (Hutter) ชาวเยอรมันก็ได้พัฒนากังหันลมรูปแบบใหม่เหมือนกัน โดยกังหันลมของฮุตเตอร์ประกอบด้วยใบกังหันมีลักษณะเรียวยาวทำจากไฟเบอร์กลาสส์ (fiberglass) 2 ใบ กังหันลมชนิดนี้มีประสิทธิภาพสูง (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

อย่างไรก็ตามแม้ว่ากังหันลมของจูลและฮุตเตอร์จะประสบความสำเร็จในตอนแรก แต่ความสนใจในกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ก็ลดลงหลังจากสงครามโลกครั้งที่ 2 มีเพียงกังหันลมขนาดเล็กสำหรับผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล หรือสำหรับการประจุแบตเตอรี่เท่านั้นที่ยังได้รับความสนใจ ต่อมาหลังเกิดปัญหาวิกฤตการณ์น้ำมันในปี ค.ศ. 1973 ทำให้ความสนใจในพลังงานลมได้กลับมาอีกครั้ง จากเหตุผลดังกล่าวจึงมีการสนับสนุนเงินทุนเพื่อการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับพลังงานลมเป็นอย่างมากโดยเฉพาะในประเทศเยอรมัน สหรัฐอเมริกา และสวีเดน ซึ่งได้ใช้เงินนี้ในการพัฒนาต้นแบบกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ในระดับเมกะวัตต์ อย่างไรก็ตามกังหันลมต้นแบบหลายๆแบบไม่ประสบความสำเร็จเท่าที่ควรทั้งที่ผ่านมาเป็นเวลานาน สาเหตุมาจากปัญหาทางเทคนิคหลายๆ ประการ เช่น กลไกการบิดของใบพัด (pitch mechanism) เป็นต้น (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

ในประเทศสหรัฐอเมริกา ได้มีการสนับสนุนเงินทุนเพื่อกระตุ้นให้มีการพัฒนาพลังงานลมเป็นอย่างมาก ตัวอย่างที่สามารถเห็นได้ชัดเจนถึงผลของการกระตุ้นในครั้งนี้ เช่น ทำให้เกิดทุ่งกังหันลม (wind farms) ขนาดใหญ่ติดตั้งอยู่ตามเทือกเขาทางตะวันออกของซานฟรานซิสโก และทางตะวันออก เฉียงเหนือของลอสแอนเจลิส ทุ่งกังหันลมแห่งแรกนี้ประกอบไปด้วยกังหันลมขนาด 50 กิโลวัตต์ เป็นส่วนใหญ่ หลายปีผ่านไปขนาดของกังหันลมรุ่นใหม่เพิ่มขึ้นเป็น 200 กิโลวัตต์ ซึ่งเกือบทั้งหมดนำเข้าจากประเทศเดนมาร์ก ในช่วงสิ้นปี ค.ศ. 1980 มีกังหันลมติดตั้งอยู่ในแคลิฟอร์เนีย ประมาณ 15,000 ตัว ด้วยขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 1,500 เมกะวัตต์ (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547)

การพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานลมเป็นไปอย่างรวดเร็วจากในปี ค.ศ. 1989 ขนาดของกังหันลมในขณะนั้นมีขนาด 300 กิโลวัตต์ ด้วยขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางของใบกังหัน 30 เมตร หลังจากนั้นประมาณสิบปีมีผู้ผลิตจากหลายบริษัทได้ผลิตกังหันลมขนาด 1,500 กิโลวัตต์ ด้วยขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางใบกังหัน 70 เมตร และในช่วงก่อนเปลี่ยนศตวรรษใหม่ กังหันลมขนาด 2 เมกะวัตต์ เส้นผ่าศูนย์กลางของใบกังหันขนาด 74 เมตรได้รับการพัฒนาและติดตั้งเพื่อใช้งาน ปัจจุบันนี้กังหันลมขนาด 2 เมกะวัตต์ กลายเป็นขนาดของกังหันลมที่ผลิตในเชิงพาณิชย์เป็นที่เรียบร้อยแล้ว และกังหันลมขนาด 4 – 5 เมกะวัตต์ กำลังอยู่ในช่วงของการพัฒนา โดยตัวต้นแบบขนาด 4.5 เมกะวัตต์ ได้มีการติดตั้งและทดสอบแล้วเมื่อปี ค.ศ. 2002 (นิพนธ์ เกตุจ้อยและอชิตพล ศศิธรานุวัฒน์: 2547) ข้อมูลการการพัฒนาของกังหันลมในช่วง ค.ศ. 1985 – 2002 แสดงไว้ในตาราง ข-1

ตาราง ข-1 การพัฒนาของกังหันลมในช่วง ค.ศ. 1985 – 2002

ปี ค.ศ.	***กำลังการผลิต (กิโลวัตต์)***	***เส้นผ่าศูนย์กลางใบกังหัน (เมตร)***
1985	50	15
1989	300	30
1992	500	37
1994	600	46
1998	1,500	70
2002	3,500 – 4,500	88 - 112

ที่มา: Thomas & Lennart. 2002: 67-128[13]

ข 2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องและความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนที่สามารถนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้อย่างไม่สิ้นสุด ทำให้เกิดประโยชน์ในหลายๆ ด้าน ทั้งยังเป็นแหล่งพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งมีทฤษฎีที่เกี่ยวข้องดังนี้

ข 2.1.1 ดวงอาทิตย์ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

ดวงอาทิตย์เป็นกลุ่มก๊าซร้อนรูปทรงกลมที่มีความหนาแน่นสูง มีเส้นผ่านศูนย์กลางประมาณ 1.39×10^{9} เมตร และมีระยะห่างเฉลี่ยจากโลกประมาณ 1.5×10^{11} เมตร เมื่อสังเกตจากโลกดวงอาทิตย์จะใช้เวลาในการหมุนรอบแกนตัวเองประมาณ 4 สัปดาห์ อย่างไรก็ตามดวงอาทิตย์ไม่ได้หมุนอย่างของแข็ง การหมุนรอบตัวเองของดวงอาทิตย์ที่บริเวณศูนย์สูตรจะใช้เวลาประมาณ 27 วัน และสำหรับบริเวณขั้วโลกประมาณ 30 วัน ดวงอาทิตย์เปรียบเสมือนวัตถุดำที่มีอุณหภูมิและประสิทธิผล 5,777 เคลวิน อุณหภูมิที่จุดศูนย์กลางของดวงอาทิตย์มีค่าประมาณ 8×10^{6} เคลวินถึง 40×10^{6} เคลวิน และมีความหนาแน่นประมาณ 100 เท่าของความหนาแน่นของน้ำ ดวงอาทิตย์เปรียบได้กับเตาปฏิกรณ์ที่เกิดปฏิกิริยาฟิวชั่นของก๊าซที่เป็นส่วนประกอบอย่างต่อเนื่องพลังงานคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าที่แผ่ออกจากดวงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ได้จากปฏิกิริยาการแตกตัวหลายชนิด ปฏิกิริยาที่สำคัญที่สุดปฏิกิริยาหนึ่ง คือการรวมตัวกันของไฮโดรเจนเป็นฮีเลียมมวลของนิวเคลียสของฮีเลียมมีค่าน้อยกว่ามวลของไฮโดรเจน มวลส่วนที่หายไปคือมวลที่เปลี่ยนรูปไปเป็นพลังงาน พลังงานนี้จะเกิดขึ้นที่ภายในดวงอาทิตย์ที่อุณหภูมิหลายล้านเคลวิน พลังงานนี้จะถ่ายเทมาที่ผิวของดวงอาทิตย์และแผ่ออกจากผิวสู่อวกาศ

พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานสะอาดไม่ทำปฏิกิริยาใดๆ อันจะทำให้สิ่งแวดล้อมเป็นพิษ เซลล์แสงอาทิตย์จึงเป็นสิ่งประดิษฐ์ทางอิเลคทรอนิคส์ชนิดหนึ่งที่ถูกนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าเนื่องจากสามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง ปัจจุบันในประเทศไทยมีหลายหน่วยงาน ได้ทำการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อใช้งานในลักษณะต่างๆ กัน

ข 2.1.2 ค่าคงตัวสุริยะ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

การโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์มีลักษณะไม่เป็นวงกลม ด้วยเหตุนี้ระยะห่างระหว่างโลกกับดวงอาทิตย์จึงมีค่าไม่เท่ากัน โดยมีค่าเปลี่ยนแปลงประมาณ 1.7 % ระยะห่างเฉลี่ยระหว่างโลกและดวงอาทิตย์มีค่าประมาณ 1.5×10^{11} เมตร ค่าความเข้มรังสีที่ตกกระทบตั้งฉากกับพื้นที่

ข 2.1.3 การแปรเปลี่ยนของรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบเหนือบรรยากาศโลก (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

มีสาเหตุหลัก 2 ประการ ที่ทำให้พลังงานรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบเหนือบรรยากาศโลก (Extraterrestrial Radiation, G_{on}) มีค่าไม่คงที่คือการเปลี่ยนแปลงของค่ารังสีที่ปลดปล่อยจากดวงอาทิตย์มีค่าน้อยมาก ($\pm 1.5\%$) ดังนั้นการเปลี่ยนแปลงของระยะห่างระหว่างโลกกับดวงอาทิตย์จึงเป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้พลังงานรังสีอาทิตย์ที่

ตกกระทบเหนือบรรยากาศโลกมีค่าไม่คงที่ การเปลี่ยนแปลงของปริมาณรังสีอาทิตย์เหนือบรรยากาศโลกจะอยู่ในช่วง $\pm 3\%$ สามารถเขียนความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบตั้งฉากกับพื้นที่หนึ่งหน่วยเหนือบรรยากาศโลก G_{on} ที่วันลำดับที่ n ของปีและค่าคงตัวรังสีอาทิตย์ได้ดังสมการ

$$G_{on} = 1 + 0.333\cos\left(\frac{360n}{365}\right) \qquad \text{(ข-2.1)}$$

ข 2.1.4 สมดุลพลังงานโลก (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

สมดุลพลังงานโลก (Global Energy Balance) คือ สมดุลระหว่างพลังงานที่โลกได้รับจากดวงอาทิตย์และความร้อนที่ออกไปจากโลก สมดุลพลังงานโลกควบคุมการเกิดฤดูกาลของโลกธรรมชาติและมนุษย์เป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของสมดุลพลังงาน

พลังงานที่ปลดปล่อยจากดวงอาทิตย์เป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้ามีอุณหภูมิประมาณ 6000 องศาเซลเซียส ที่อุณหภูมินี้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าถูกปล่อยออกมาในรูปของคลื่นสั้น และคลื่นแสงอุลตราไวโอเลต รังสีแม่เหล็กไฟฟ้าเดินทางข้ามอวกาศด้วยความเร็วแสง เมื่อมายังโลกบางส่วนสะท้อนกลับไปยังเหนือชั้นบรรยากาศโดยเมฆ บางส่วนถูกดูดกลืนโดยชั้นบรรยากาศและพื้นผิวโลกในขณะเดียวกันโลกปล่อยพลังงานจำนวนมากที่ได้รับจากดวงอาทิตย์กลับไปยังอวกาศ แต่เนื่องจากโลกเย็นกว่าดวงอาทิตย์มาก ทำให้มีการแผ่รังสีในรูปของรังสีอินฟราเรดซึ่งเป็นรังสีคลื่นยาว ดังนั้นสมดุลพลังงานโลกจะเกี่ยวข้องกับสมดุลพลังงานของรังสีคลื่นสั้นและรังสีคลื่นยาว

พลังงานคลื่นสั้นที่มาจากดวงอาทิตย์ 100 ส่วน ส่งผ่านมายังส่วนบนของชั้นบรรยากาศผ่านเข้าไปในบรรยากาศ ก๊าซและโอโซนในบรรยากาศดูดกลืนรังสีคลื่นสั้นจำนวน 25 ส่วน เมฆในบรรยากาศและพื้นผิวโลกสะท้อนรังสีกลับไปยังอวกาศจำนวน 25 และ 5 ส่วน ตามลำดับ บางส่วนถูกดูดกลืนโดยพื้นผิวโลกจำนวน 45 ส่วน ปริมาณรังสีคลื่นสั้นที่สะท้อนกลับขึ้นอยู่กับค่าการสะท้อนรังสีความร้อนของโลก (albedo reflectivity) ค่าการสะท้อนรังสีความร้อนเปลี่ยนไปตามพื้นผิว สำหรับบริเวณน้ำแข็ง และเมฆ มีค่าการสะท้อนรังสีประมาณ 0.3 หมายความว่า 30% ของรังสีอาทิตย์ที่ได้รับจะเกิดการสะท้อนกลับ ก๊าซเรือนกระจกในบรรยากาศดูดกลืนรังสีคลื่นยาวประมาณ 100 ส่วน (บรรยากาศประกอบด้วยก๊าซเรือนกระจกจำนวนหนึ่ง ซึ่งมีผลกระทบต่อสมดุลพลังงานของโลกกับดวงอาทิตย์ อุณหภูมิของโลกสูงประมาณ 33 องศาเซลเซียส ก๊าซเรือนกระจกจะดูดกลืนคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าบางช่วงคลื่นไว้แต่ยอมให้บางช่วงคลื่นผ่านได้) โดยแผ่รังสีคลื่นยาวมายังโลก 88 ส่วน และอีก 12 ส่วน ถูกสะท้อนกลับ (ก๊าซเรือนกระจกและเมฆ) สู่อวกาศ การพาและการระเหยความร้อนจากผิวโลกสู่บรรยากาศ 29 ส่วน นอกจากนั้นพื้นผิวโลกยังสามารถปล่อยรังสีคลื่นยาวผ่านชั้นบรรยากาศออกสู่อวกาศได้โดยตรง4 ส่วน พลังงานที่โลกได้รับจากดวงอาทิตย์สมดุลกับพลังงานที่โลกสูญเสียไปสู่นอกบรรยากาศในลักษณะเช่นนี้ โลกจึงรักษาอุณหภูมิเฉลี่ยไม่คงที่และมีผลทำให้ฤดูกาลไม่เปลี่ยนแปลง

ข 2.1.5 ประเภทของรังสีที่ผิวโลกและมวลอากาศ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

รังสีตรง (Beam Radiation or Direct Radiation) คือ รังสีที่มาจากดวงอาทิตย์โดยตรงไม่มีการเปลี่ยนทิศทาง เนื่องจากการแผ่รังสีชนิดดังกล่าวอยู่ในทิศทางที่แน่นอน ทิศทางของรังสีตรงอยู่ในแนวลำแสงดวงอาทิตย์

รังสีกระจาย (Diffuse Radiation or Scattered Radiation) คือ รังสีอาทิตย์ที่ถูกสะท้อนจากบรรยากาศของโลกและวัตถุต่างๆ ที่อยู่ในทางเดินของแสงก่อนตกกระทบของผิวรับรังสี รังสีกระจายนี้มาจากทุกทิศของท้องฟ้า

รังสีรวม (Total Radiation or Global Radiation) คือผลรวมของรังสีตรงและรังสีกระจายที่ตกกระทบผิวรับรังสี กรณีที่ผิวรับรังสีมีลักษณะเป็นแผ่นราบที่วางเอียงกับแนวระดับ รังสีรวมจะประกอบด้วยรังสีตรงจากท้องฟ้า รังสีกระจายจากท้องฟ้าและผิวโลก เรียกรังสีรวมนี้ว่า Total Radiation และอีกกรณีที่ผิวรับรังสีเป็นแผ่นราบที่วางในแนวระดับ รังสีรวมจะมาจากครึ่งทรงกลมท้องฟ้าไม่มีส่วนที่มาจากผิวโลก เรียกรังสีรวมในกรณีนี้ว่า Global Radiation

มุมซีนิธ (Zenith Angle, θ_Z) คือ มุมระหว่างแนวตั้งฉากกับระนาบระดับและแนวลำแสงอาทิตย์

มวลอากาศ (Air mass, m) คือ สัดส่วนของความหนาของบรรยากาศที่รังสีตรงส่องผ่านต่อความหนาแน่นของบรรยากาศเมื่อดวงอาทิตย์อยู่ตำแหน่งเหนือศีรษะ บริเวณนอกบรรยากาศกำหนดค่าของมวลอากาศเท่ากับศูนย์ ถ้ามุมซีนิธมีค่าระหว่าง 0 ถึง 70 องศา จะสามารถหาค่ามวลอากาศที่ระดับน้ำทะเลได้จากความสัมพันธ์

$$m = \sec\theta_Z \qquad \text{(ข-2.2)}$$

จากสมการ จะเห็นได้ว่าที่ระดับน้ำทะเล เมื่อดวงอาทิตย์อยู่เหนือศีรษะ ($\theta_Z = 0$) มวลอากาศเท่ากับ 1 และมุมซีนิธเท่ากับ 60 องศามวลอากาศจะเท่ากับ 2 กรณีที่ดวงอาทิตย์อยู่ใกล้ขอบฟ้าหรือมุมซีนิธมีค่าสูงกว่า 70 องศา ส่วนโค้งของผิวโลกจะมีผลต่อมวลอากาศ มวลอากาศสามารถคำนวณจาก

$$m = \left[1229 + (614\sin\alpha)_s^2\right]^{\frac{1}{2}} - 614\sin\alpha_s$$

$$= \left[\sin\alpha_s + 0.15(\alpha_s + 3.9)^{-1.253}\right]^{-1} \qquad \text{(ข-2.3)}$$

เมื่อ α_s คือมุมระหว่างพื้นราบกับแนวลำแสงอาทิตย์ และ $\alpha_s + \theta_Z = 90$ องศา จากสมการ (ข-2.2) และ (ข-2.3) ใช้หาค่ามวลอวกาศที่ระดับน้ำทะเล ในกรณีที่ต้องหามวลอากาศที่ระดับสูงกว่าระดับน้ำทะเล h กิโลเมตรหรือมีความดัน p มิลลิบาร์ มวลอากาศสามารถหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$m = m_o\left(\frac{p}{1013.25}\right) \text{ หรือ}$$

$$m = m_o(1 - 0.1h) \qquad \text{(ข.2-4)}$$

โดยที่ m_o คือมวลอากาศที่คำนวณจากสมการที่ (ข-2.2) หรือสมการที่ (ข-2.3)

ข 2.1.6 เวลาสุริยะ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

เวลาสุริยะ (Solar time) เป็นเวลาที่ขึ้นอยู่กับตำแหน่งของดวงอาทิตย์บนท้องฟ้า เวลาเที่ยงสุริยะ (Solar noon) คือ เวลาที่ดวงอาทิตย์ข้ามเส้นเมอริเดียนของตำแหน่งที่สังเกต สาเหตุที่เวลาสุริยะต่างจากเวลามาตรฐานท้องถิ่น (Standard time) เนื่องมาจากเส้นเมอริเดียนของตำแหน่งที่ต้องการหาเวลาสุริยะต่างกันกับเส้นเมอริเดียนที่ใช้คำนวณเวลามาตรฐานท้องถิ่น ดวงอาทิตย์ใช้เวลาประมาณ 4 นาทีต่อ 1 ลองติจูดที่เปลี่ยนไปการกวัดแกว่งของแกนหมุนของโลกมีผลต่อเวลาที่ดวงอาทิตย์ข้ามเส้นเมอริเดียนของตำแหน่งที่สังเกต ซึ่งการกวัดแกว่งนี้สามารถหาได้จากสมการเวลา (Equation of time) ความสัมพันธ์ระหว่างเวลาสุริยะและเวลามาตรฐานสามารถเขียนเป็นสมการได้ว่า

$$\text{Solartime} = \text{Standardtime} + 4\,(L_{st} + L_{local}) + \text{E} \qquad \text{(ข-2.5)}$$

เมื่อ L_{st} คือ เส้นเมอริเดียนที่ใช้คำนวณเวลามาตรฐาน, L_{local} คือ เส้นเมอริเดียนของตำแหน่งที่ต้องการหาเวลาสุริยะ และ E คือ สมการเวลา (นาที) สามารถหาได้จากรูปที่ หรือจากสมการ

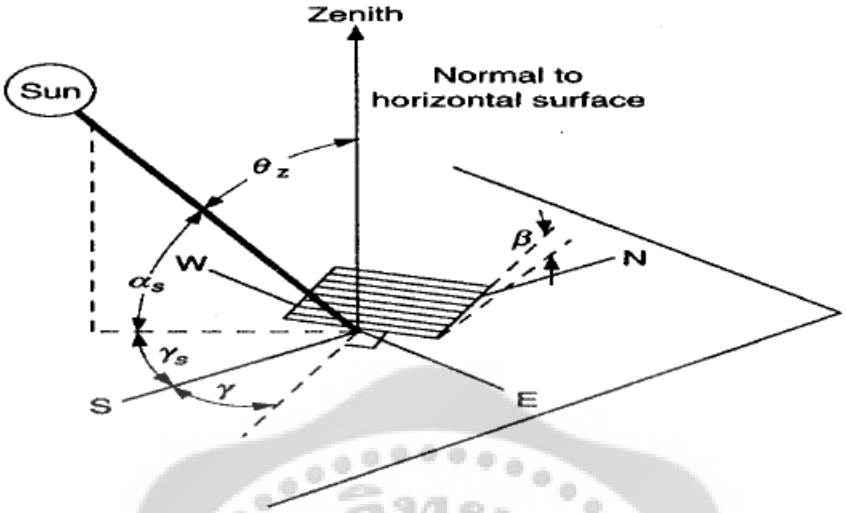
$$\begin{aligned}\text{E} = 229.2\,(&0.000075 + 0.001868\cos B - 0.032077\sin B \\ &- 0.014615\cos 2B - 0.04089\sin 2B\end{aligned} \qquad \text{(ข-2.6)}$$

เมื่อ

$$B = (n-1)\frac{360}{365}$$

และ n คือลำดับที่ n ของปี $(1 \le n \le 365)$

ข 2.1.7 ทิศทางของรังสีตรง (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)



ภาพประกอบ ข-2 รังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบบนพื้นราบและมุมต่าง ๆ

ที่มา: Duffie, A and Beckman, A., 1991[5]

ความสัมพันธ์ทางเรขาคณิตระหว่างระนาบของโลกที่เวลาใดๆกับรังสีตรง หรือตำแหน่งของดวงอาทิตย์เมื่อเทียบกับระนาบ สามารถอธิบายได้โดยใช้มุมต่าง ๆ ดังนี้

ละติจูด (Latitude,ϕ) คือ มุมที่อยู่ทางทิศเหนือหรือทิศใต้ของเส้นศูนย์สูตร เมื่อวัดไปทางทิศเหนือกำหนดให้มีค่าเป็นบวกและลบเมื่อวัดไปทางทิศใต้ ละติจูดมีค่าอยู่ระหว่าง -90 องศาถึง 90 องศา

มุมเอียง (Slope,β) คือ มุมระหว่างพื้นผิวของระนาบรับแสงกับแนวระดับ มีค่าอยู่ระหว่าง 0 องศาถึง 180 องศา

มุมชั่วโมง (Hour Angle,ω) คือ มุมที่แทนตำแหน่งของดวงอาทิตย์จากเมอริเดียนท้องถิ่นไปทางตะวันออกหรือตะวันตก มีค่าเป็นลบในช่วงเวลาก่อนเที่ยงสุริยะ และเป็นบวกหลังเที่ยงสุริยะ โดยมีค่า 15 องศาต่อชั่วโมง

มุมเดคลิเนชัน (Declination,δ) คือ มุมระหว่างแนวลำแสงอาทิตย์เมื่อเที่ยงสุริยะกับระนาบศูนย์สูตร กำหนดให้มีค่าเป็นบวกเมื่อวัดไปทางเหนือ และมีค่าลบเมื่อวัดไปทางทิศใต้

มุมเดคลิเนชันมีค่าเปลี่ยนไปทุกวันระหว่าง -23.45 องศา ถึง 23.45 องศา สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$\delta = 23.45 \sin\left[360\frac{(284+n)}{365}\right] \qquad \text{(ข-2.7)}$$

มุมอัลติจูดดวงอาทิตย์ (Solar Altitude, α_s) คือ มุมระหว่างพื้นราบกับแนวลำแสงอาทิตย์มุมอัลติจูดดวงอาทิตย์ที่เวลาใดๆ สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$\sin\alpha_s = \cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta \qquad \text{(ข-2.8)}$$

มุมอะซิมุธพื้นดิน (Surface Azimuth Angle, γ) คือ มุมระหว่างทิศใต้กับทิศทางการหันหน้าของแผงรับรังสีอาทิตย์ มีค่าอยู่ในช่วง -180 องศา ถึง 180 องศา โดยเป็นศูนย์เมื่อหันไปทางทิศใต้ เป็นบวกเมื่อหันไปทางทิศตะวันตก และเป็นลบเมื่อหันไปทางทิศตะวันออก

มุมอะซิมุธดวงอาทิตย์ (Solar Azimuth Angle, γ_s) คือ มุมระหว่างระนาบแนวดิ่งของดวงอาทิตย์และระนาบของเมอริเดียนท้องถิ่น โดยกำหนดให้วัดจากทิศใต้ของระนาบแนวดิ่งดวงอาทิตย์ไปทางตะวันตกมีค่าเป็นบวก วัดไปทางตะวันออกมีค่าลบ และมีค่าเป็นศูนย์ที่ทิศใต้

มุมอะซิมุธดวงอาทิตย์มีค่าอยู่ในช่วง -180 องศา ถึง 180 องศา สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$\sin\gamma_s = \frac{\cos\delta\sin\omega}{\cos\alpha_s} \qquad \text{(ข-2.9)}$$

มุมตกกระทบ (Incidence Angle, θ) คือ มุมระหว่างแนวลำแสงอาทิตย์บนพื้นผิวกับแนวตั้งฉากของพื้นผิว ความสัมพันธ์ระหว่างมุมตกกระทบและมุมอื่นๆ สามารถคำนวณได้จาก

$$\begin{aligned}\cos\theta = {} & \sin\delta\sin\phi\cos\beta - \sin\delta\cos\phi\sin\beta\cos\gamma \\ & + \cos\delta\cos\phi\cos\beta\cos\omega \\ & + \cos\delta\sin\phi\sin\beta\cos\gamma\cos\omega \\ & + \cos\delta\sin\beta\sin\gamma\sin\omega \end{aligned} \qquad \text{(ข-2.10)}$$

กรณีพื้นราบ ($\beta = 0$ องศา) มุมตกกระทบคือ มุมซีนิธ

$$\cos\theta_Z = \cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta \qquad \text{(ข-2.11)}$$

สำหรับพื้นผิวรับรังสีที่หันหน้าไปทางเหนือในซีกโลกเหนือในซีกโลกเหนือลดรูปสมการได้

$$\cos\theta = \cos(\phi - \beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(\phi - \beta)\sin\delta \qquad \text{(ข-2.12)}$$

กรณีพื้นผิวรับรังสีหันหน้าไปทางทิศเหนือในซีกโลกใต้ เขียนความสัมพันธ์ได้ว่า

$$\cos\theta = \cos(\phi + \beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(\phi + \beta)\sin\delta \qquad \text{(ข-2.13)}$$

พื้นผิวรับรังสีและมุมต่างๆที่เกี่ยวข้องแสดงในภาพประกอบ 6 สามารถหามุมชั่วโมงดวงอาทิตย์ตก (Sunset Hour Angle, ω_S) เมื่อ เท่ากับ 90 องศา

$$\cos\omega_S = -\tan\phi\tan\delta \qquad \text{(ข-2.14)}$$

สามารถหาความยาวนานของวันได้จากสมการ

$$N = \frac{2}{15}\cos^{-1}(-\tan\phi\tan\delta) \qquad \text{(ข-2.15)}$$

ข 2.1.8 รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบในแนวราบเหนือบรรยากาศ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)

ที่เวลาใด ๆสามารถหาค่ารังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบในแนวราบเหนือบรรยากาศได้จากความสัมพันธ์

$$G_O = G_{SC}\left[1 + 0.033\cos\left(\frac{360n}{365}\right)\right]\cos\theta_z \qquad \text{(ข-2.16)}$$

เมื่อ G_{SC} คือ ค่าคงตัวของรังสีอาทิตย์และ n ของปี เมื่อแทนสมการลงในสมการจะได้

$$G_O = G_{SC}\left[1 + 0.033\cos\left(\frac{360n}{365}\right)\right]\left(\cos\phi\cos\omega + \sin\phi\sin\delta\right) \qquad \text{(ข-2.17)}$$

สามารถหาค่ารังสีที่ตกกระทบในแนวราบเหนือบรรยากาศ ณ วันที่ใดๆโดยการอินทิเกรตสมการ ตั้งแต่ดวงอาทิตย์ขึ้นถึงดวงอาทิตย์ตก

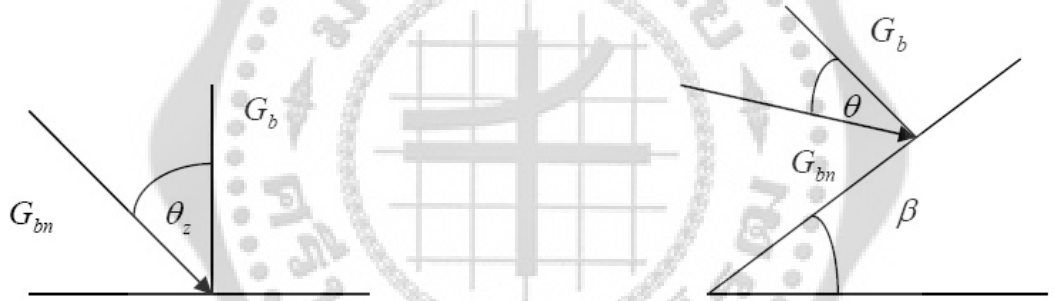
$$H_O = \frac{24 \times 3600 G_{SC}}{\pi}\left[1 + 0.033\cos\left(\frac{360n}{365}\right)\right] \times \left[\cos\phi\cos\delta\sin\omega_S + \frac{\pi\omega_S}{180}\sin\phi\sin\delta\right] \quad \text{(ข-2.18)}$$

เมื่อ H_o คือ ปริมาณรังสีอาทิตย์รายวันในแนวราบเหนือบรรยากาศ (จูลต่อตาราง-เมตร),

G_{SC} คือ ค่าคงตัวรังสีอาทิตย์ (1,367 วัตต์ต่อตารางเมตร)

ω_S คือมุมชั่วโมงพระอาทิตย์ตก (องศา) หาได้จากสมการ

ข 2.1.9 อัตราส่วนรังสีตรงบนพื้นเอียงต่อรังสีตรงบนพื้นราบ (จงจิตร์ หิรัญลาภ: 2548)



ภาพประกอบ ข-3 มุมตกกระทบของรังสีตรงบนแผ่นราบในแนวระดับและบนพื้นเอียงซึ่งอัตราส่วนรังสีตรงที่ตกกระทบในแนวระดับ

ที่มา: Duffie, A and Beckman, A., 1991[5]

R_b ที่เวลาใดๆ หาได้จากความสัมพันธ์

$$R_b = \frac{G_{bt}}{G_b} = \frac{G_{bn}\cos\theta}{G_{bn}\cos\theta_Z} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_Z} \quad \text{(ข-2.19)}$$

โดยที่ G_{bt} และ G_b คือรังสีตรงที่ตกกระทบระนาบเอียงและแนวระดับ สำหรับซีกโลกเหนือและแผงรับรังสีหันไปทางทิศใต้หาได้จาก

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(\phi - \beta)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta} \qquad \text{(ข-2.20)}$$

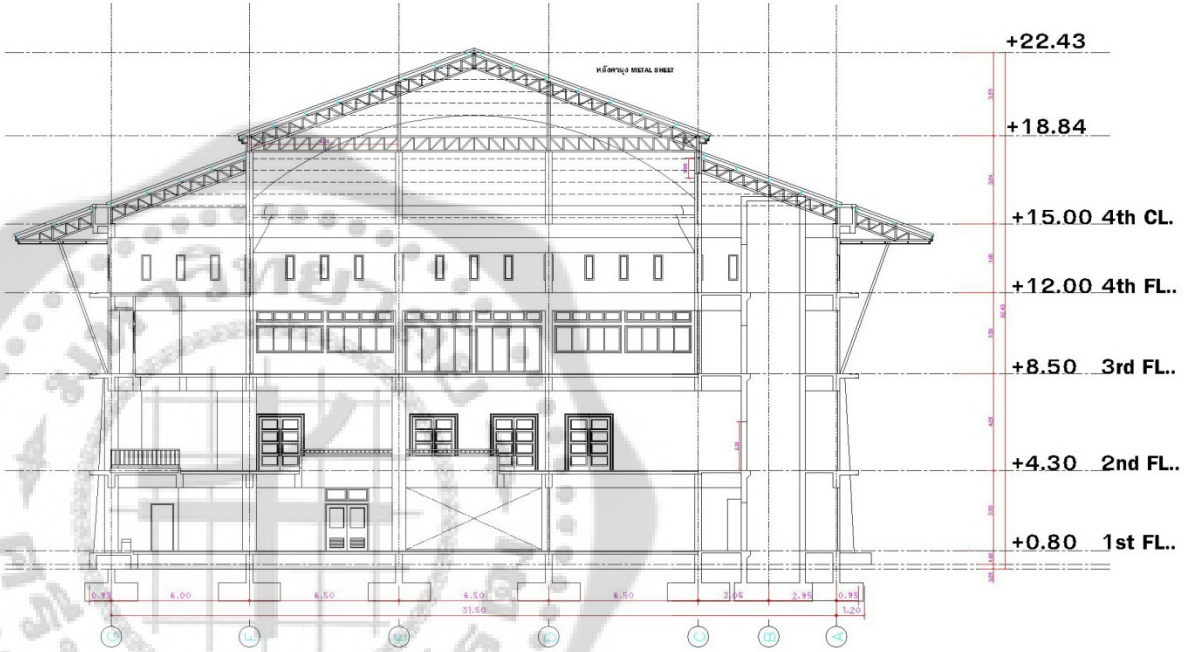
สำหรับซีกโลกใต้และแผงรับรังสีอาทิตย์หันหน้าไปทางทิศเหนือหาได้จาก

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(\phi + \beta)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta} \qquad \text{(ข-2.21)}$$

ภาคผนวก ค

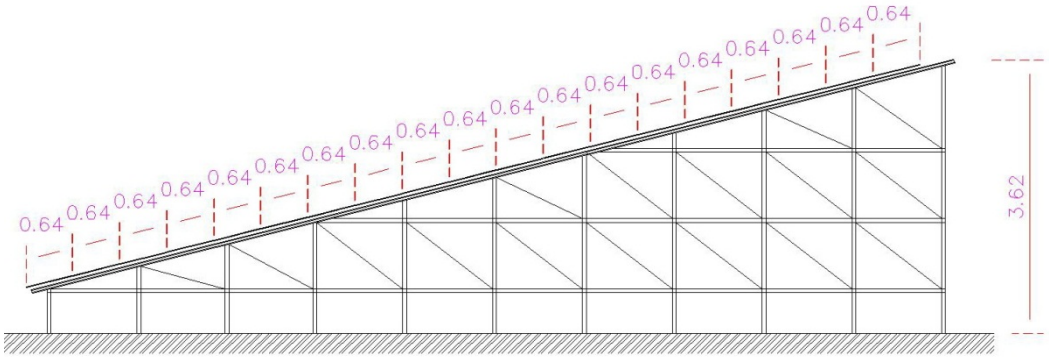
การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์

(ก) แบบแสดงความสูงอาคารที่พัก (อาคาร A B และ C)

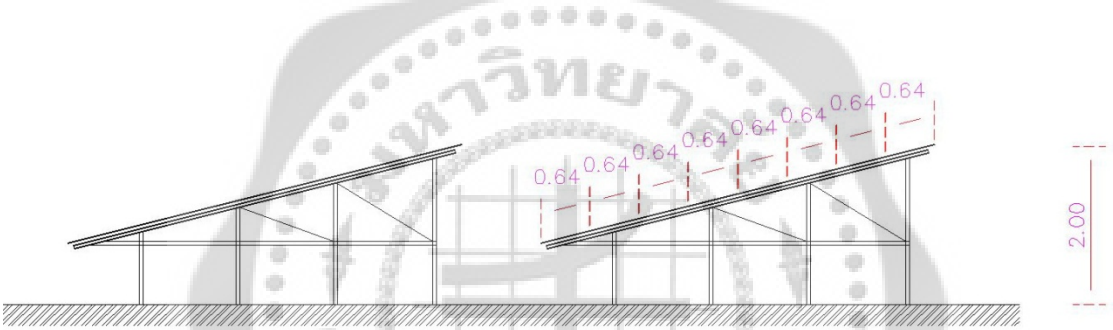


(ข) แบบแสดงความสูงอาคารศูนย์ฝึกอบรม (อาคาร D)

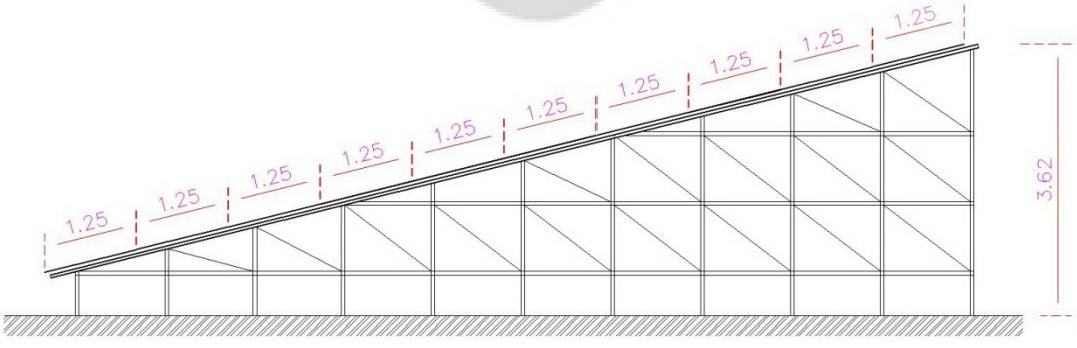
ภาพประกอบ ค-1 ความสูงอาคารศูนย์ฝึกอบรมโรงพยาบาลศิริราช



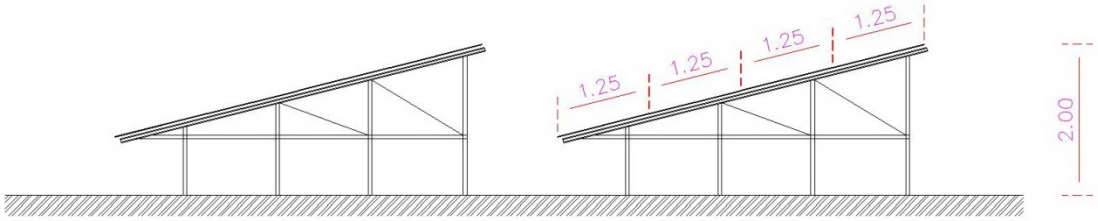
ภาพประกอบ ค-2 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous ในแนวนอน
แบบไม่เว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร



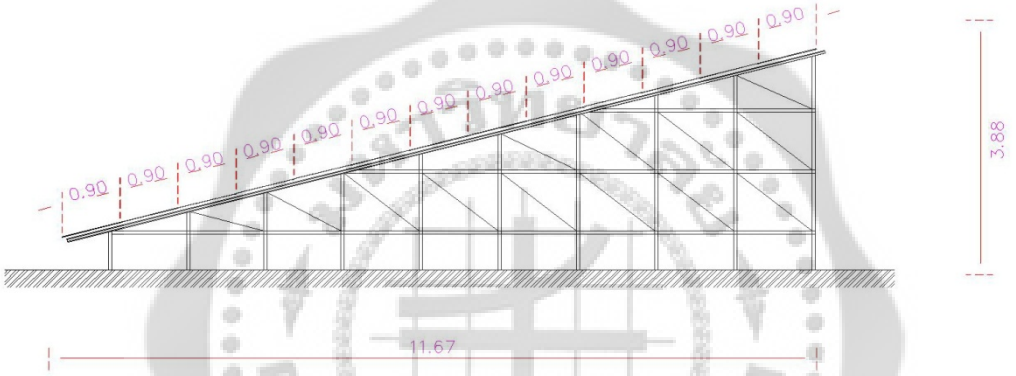
ภาพประกอบ ค-3 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous ในแนวนอน
แบบเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร



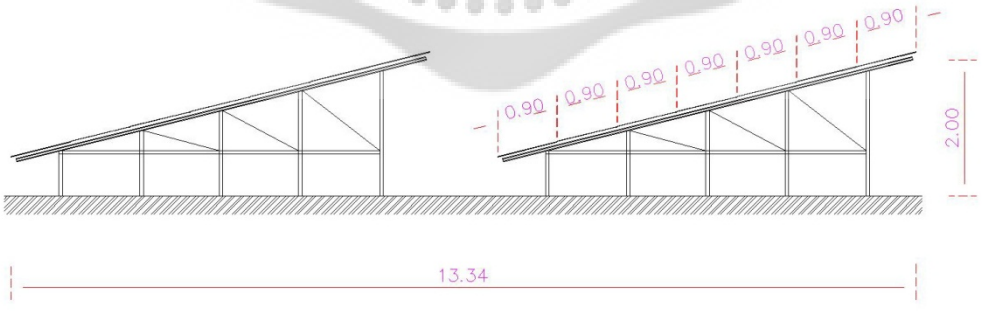
ภาพประกอบ ค-4 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous ในแนวตั้ง
แบบไม่เว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร



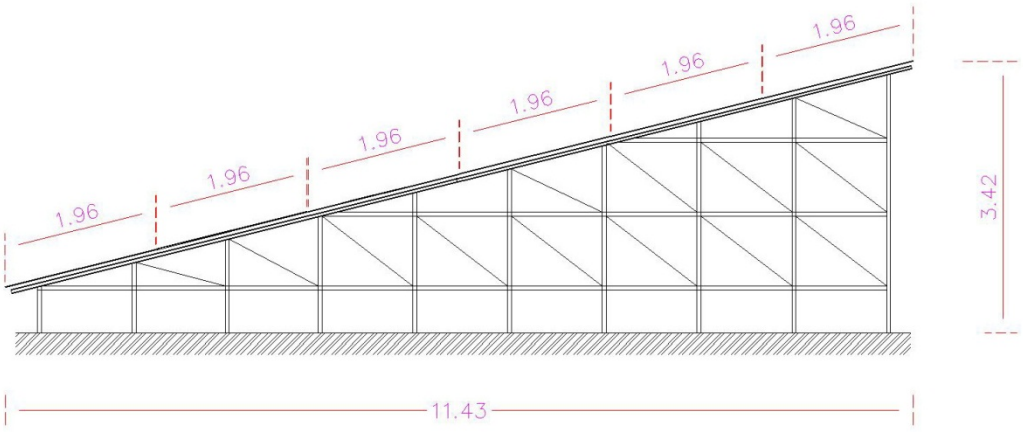
ภาพประกอบ ค-5 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous ในแนวตั้ง
แบบเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร



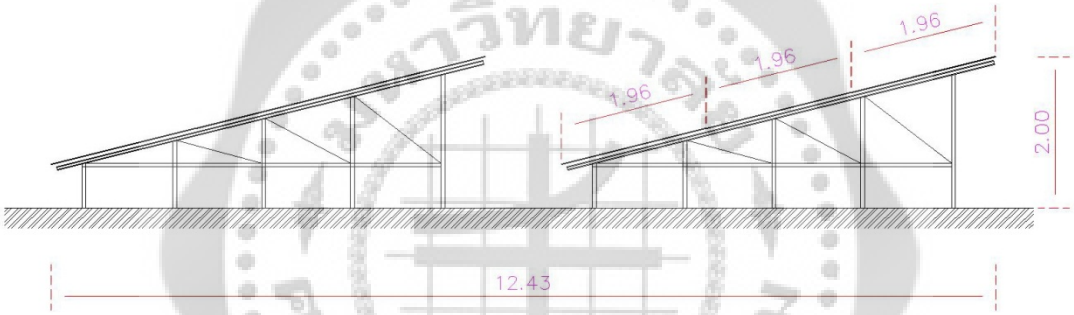
ภาพประกอบ ค-6 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline
ในแนวนอนแบบไม่เว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร



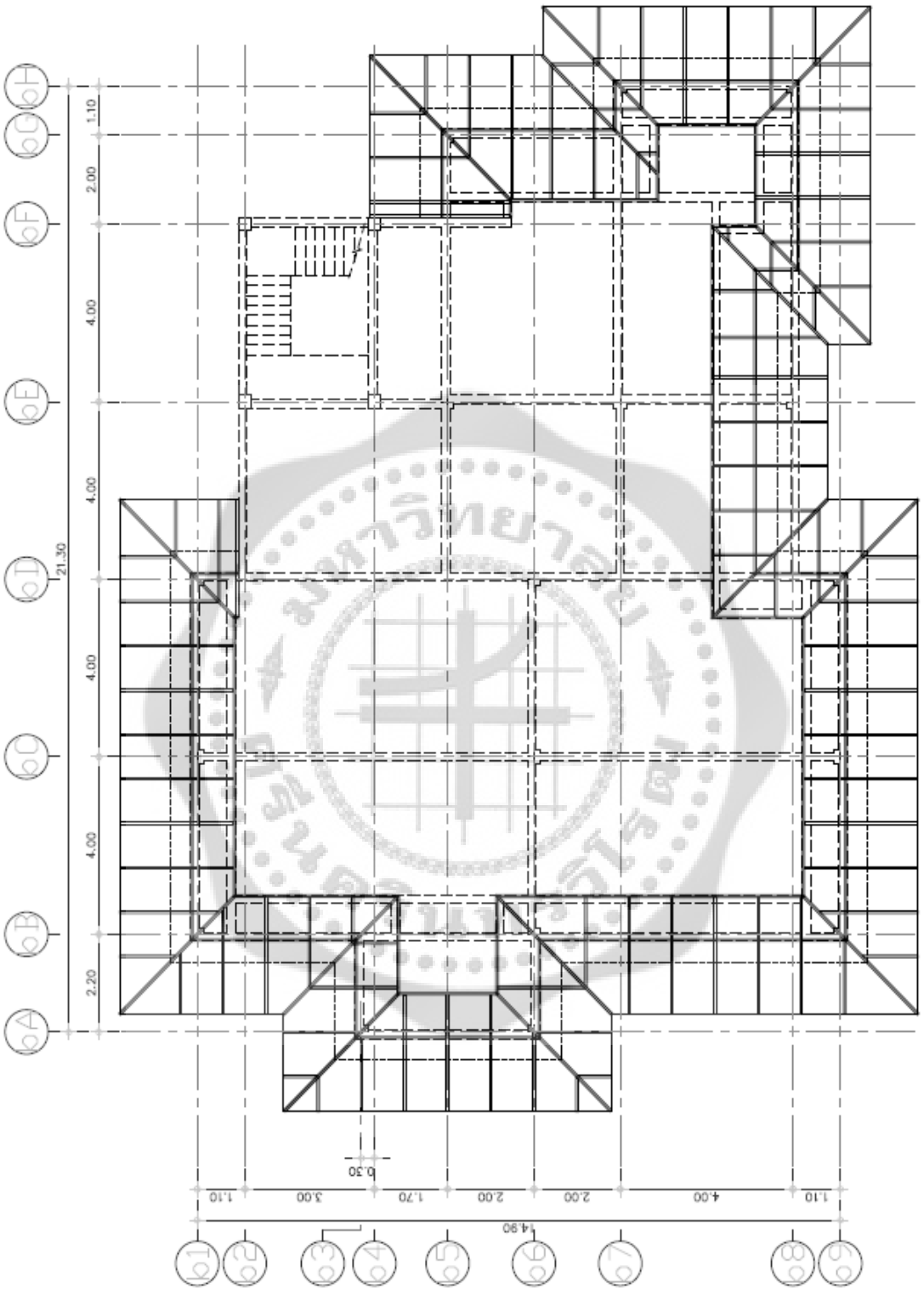
ภาพประกอบ ค-7 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline
ในแนวนอนแบบเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร



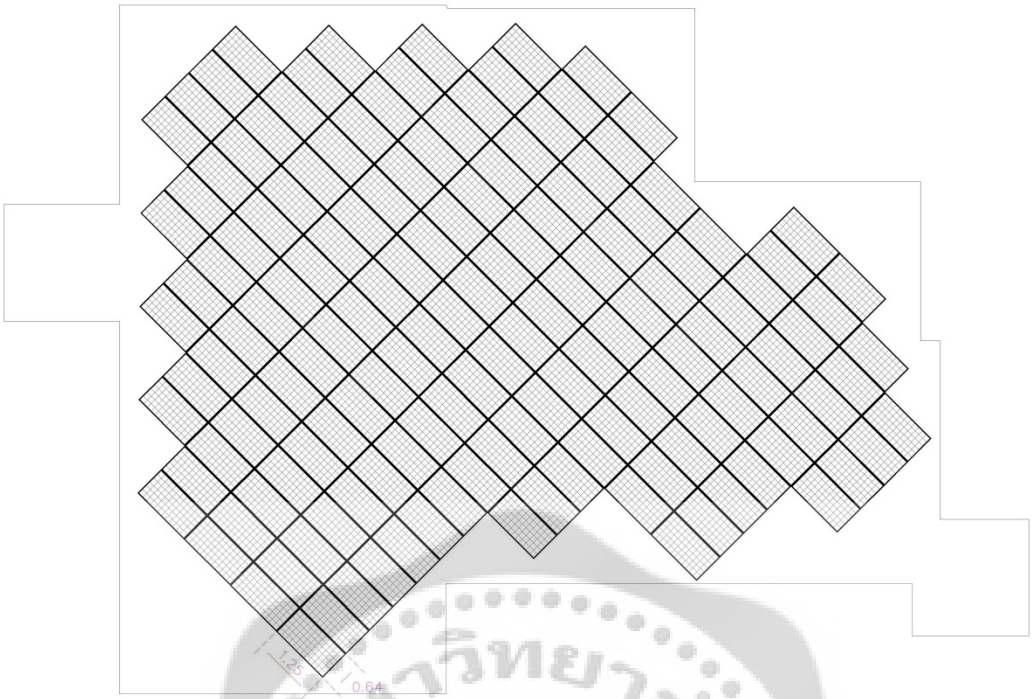
ภาพประกอบ ค-8 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวตั้งแบบไม่เว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร



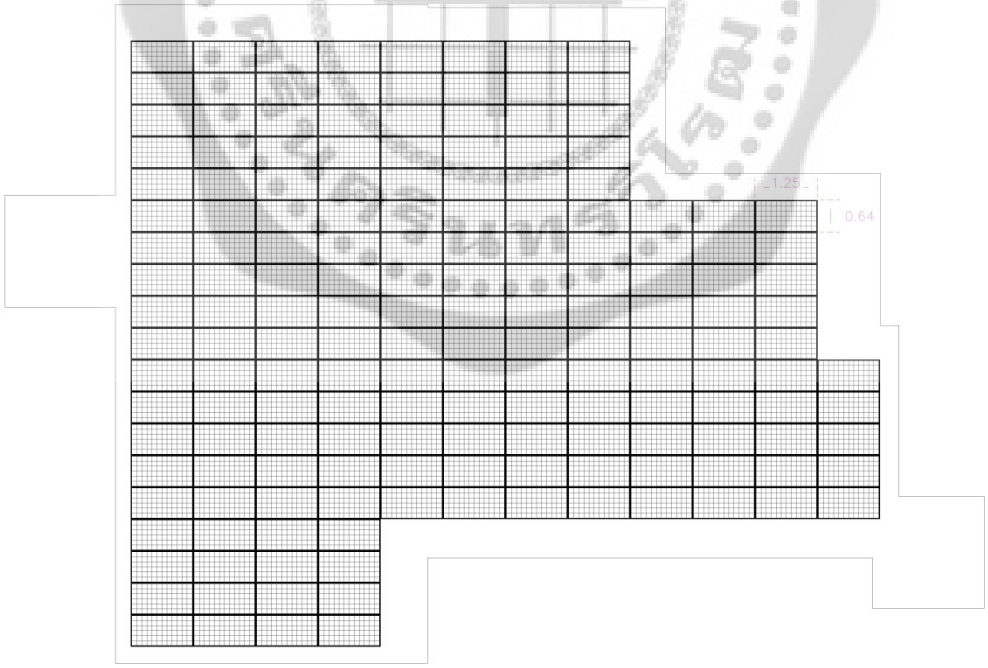
ภาพประกอบ ค-9 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวตั้งแบบเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคาร



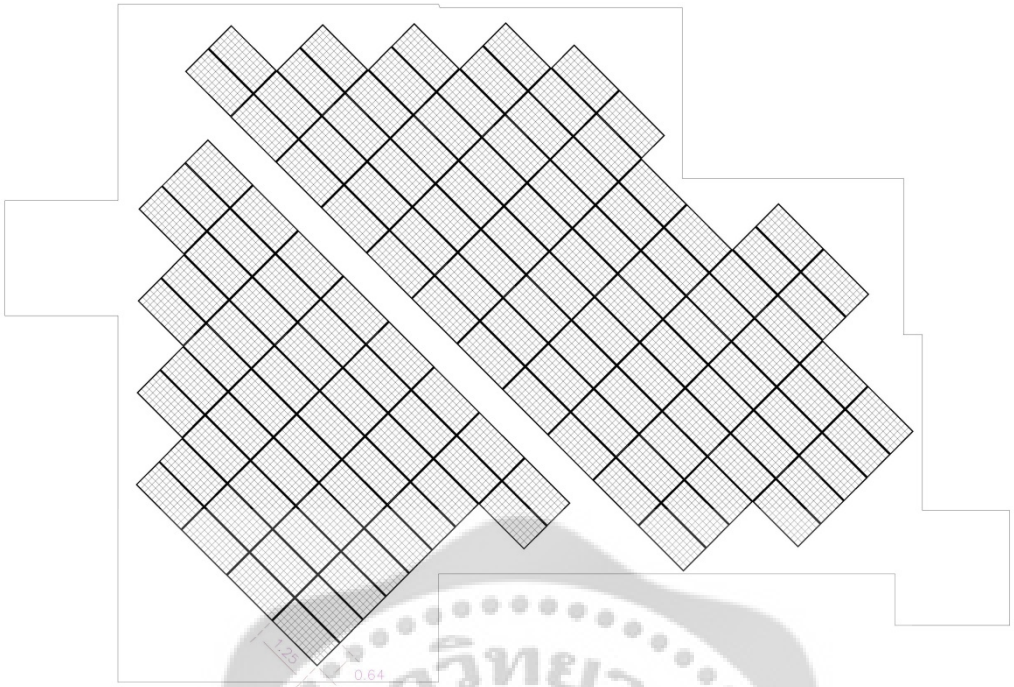
ภาพประกอบ ค-10 พื้นที่ดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA) ศูนย์ฝึกอบรมโรงพยาบาลศิริราช มีพื้นที่วางสำหรับวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณ 178 ตารางเมตร



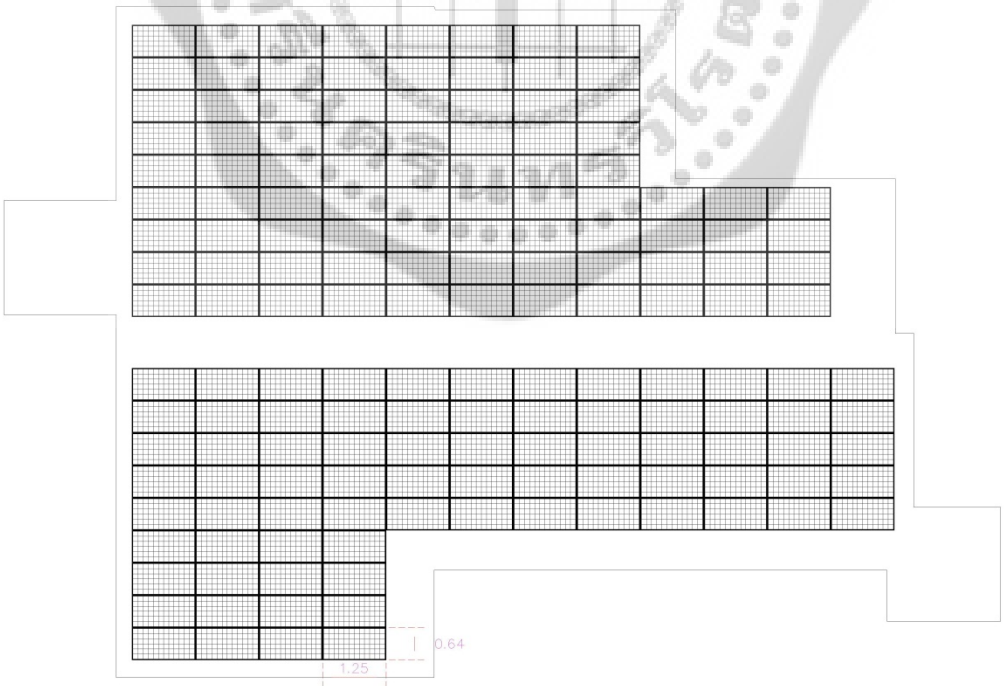
ภาพประกอบ ค-11 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้บนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



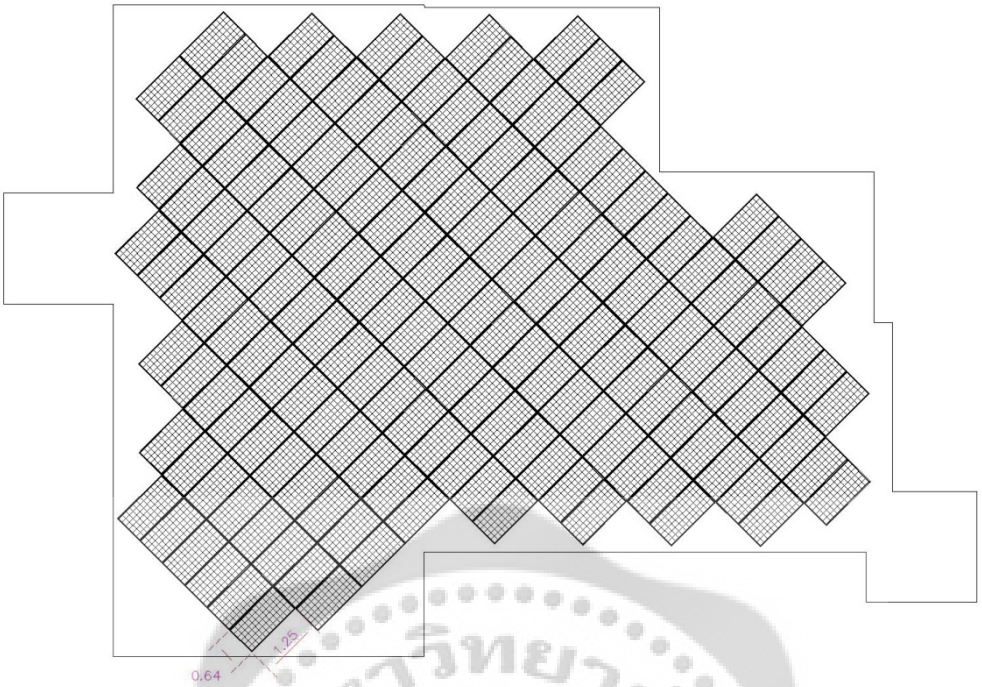
ภาพประกอบ ค-12 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวนอนตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



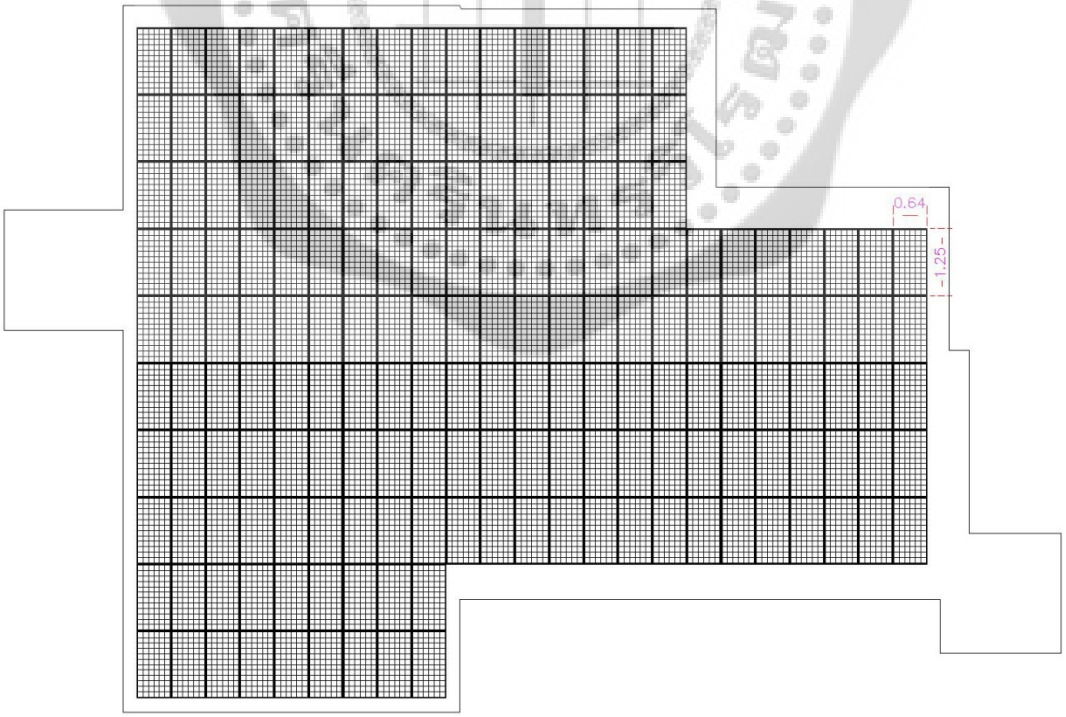
ภาพประกอบ ค-13 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



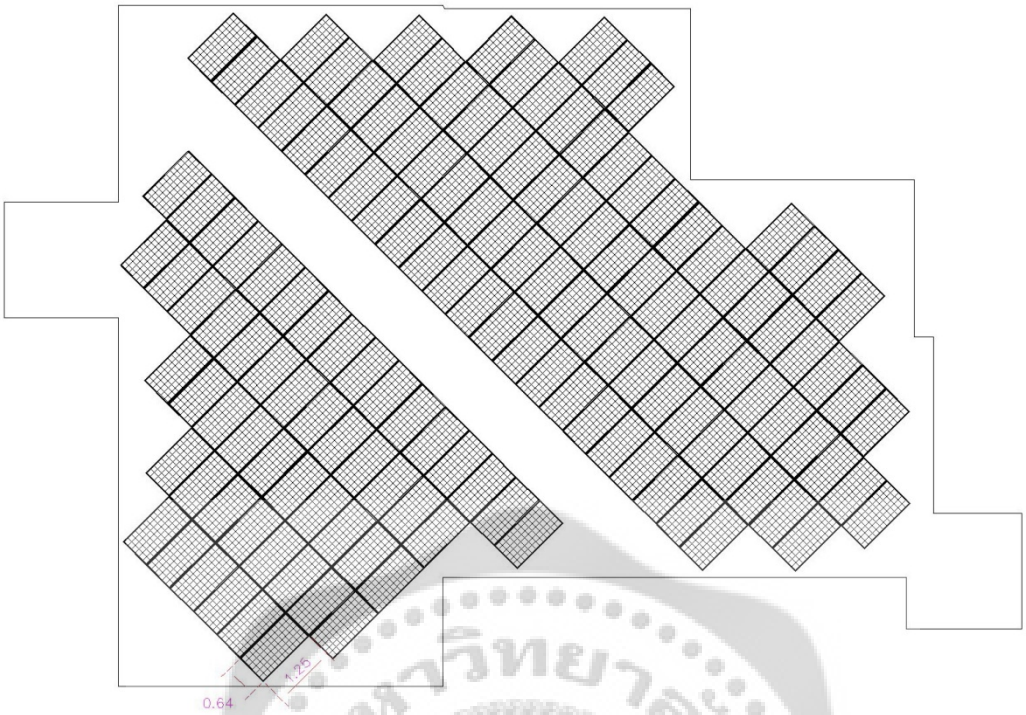
ภาพประกอบ ค-14 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวนอนตามแนวอาคาร โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



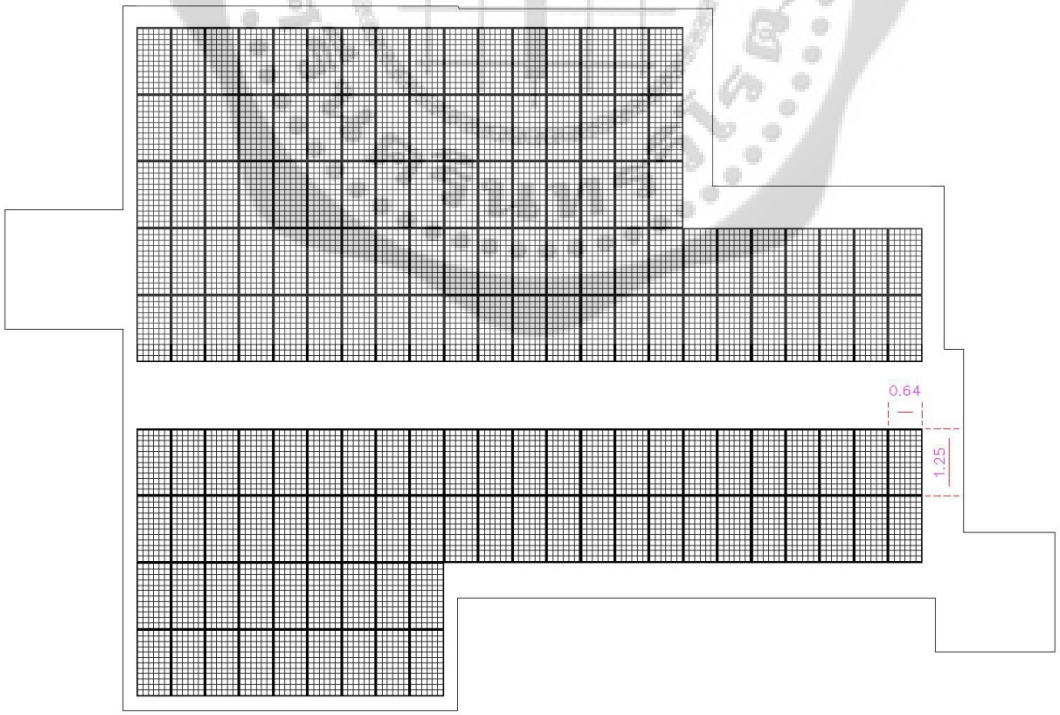
ภาพประกอบ ค-15 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวตั้งหันไปทางทิศใต้บนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



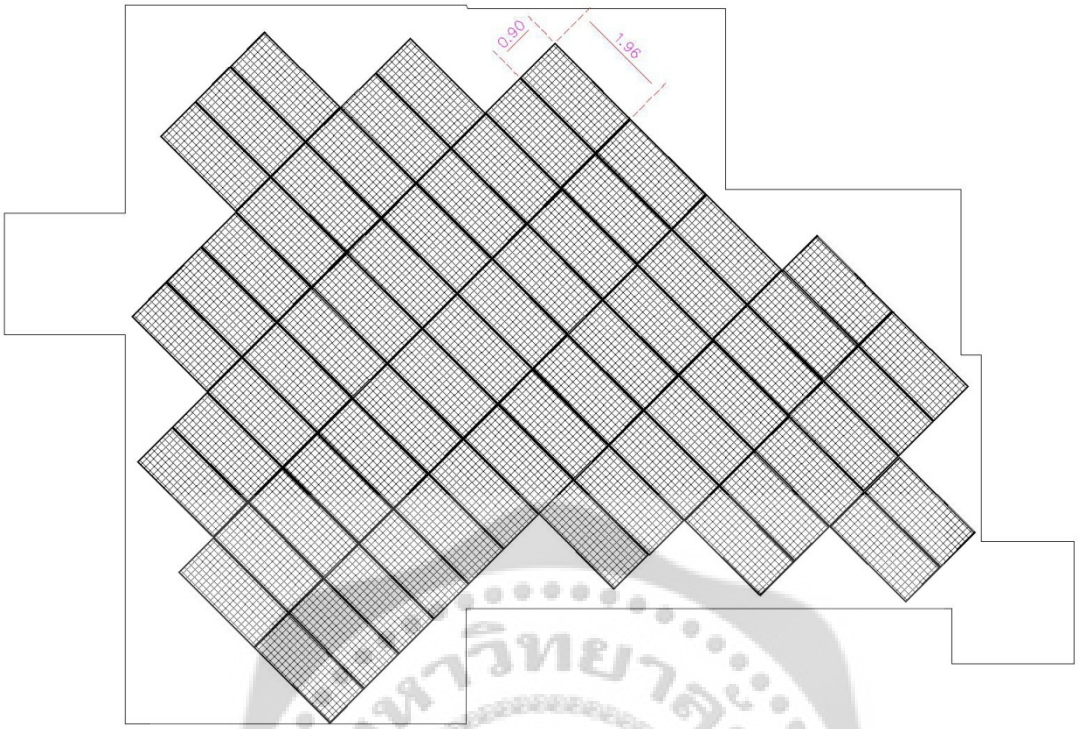
ภาพประกอบ ค-16 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวตั้งตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



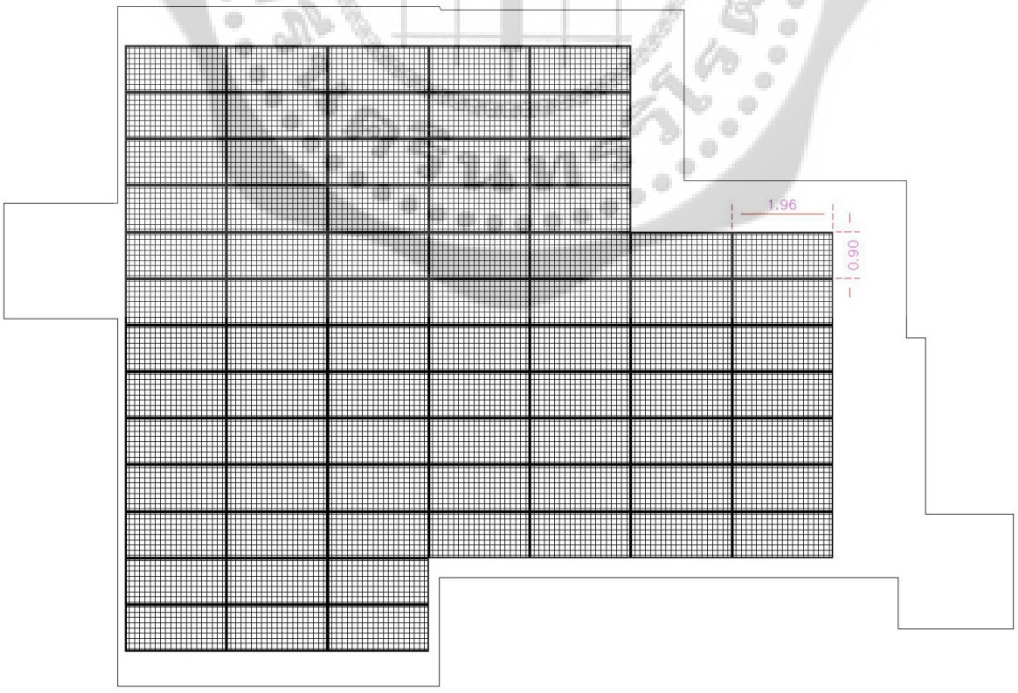
ภาพประกอบ ค-17 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวตั้งหันไปทางทิศใต้โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



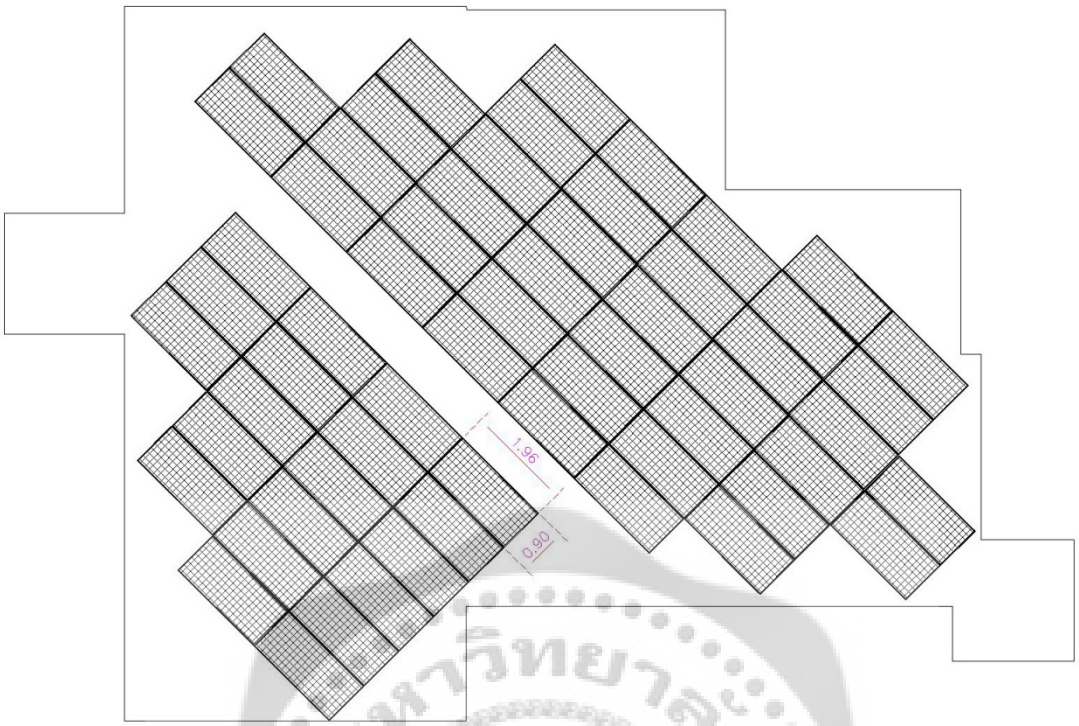
ภาพประกอบ ค-18 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวตั้งตามแนวอาคารโดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



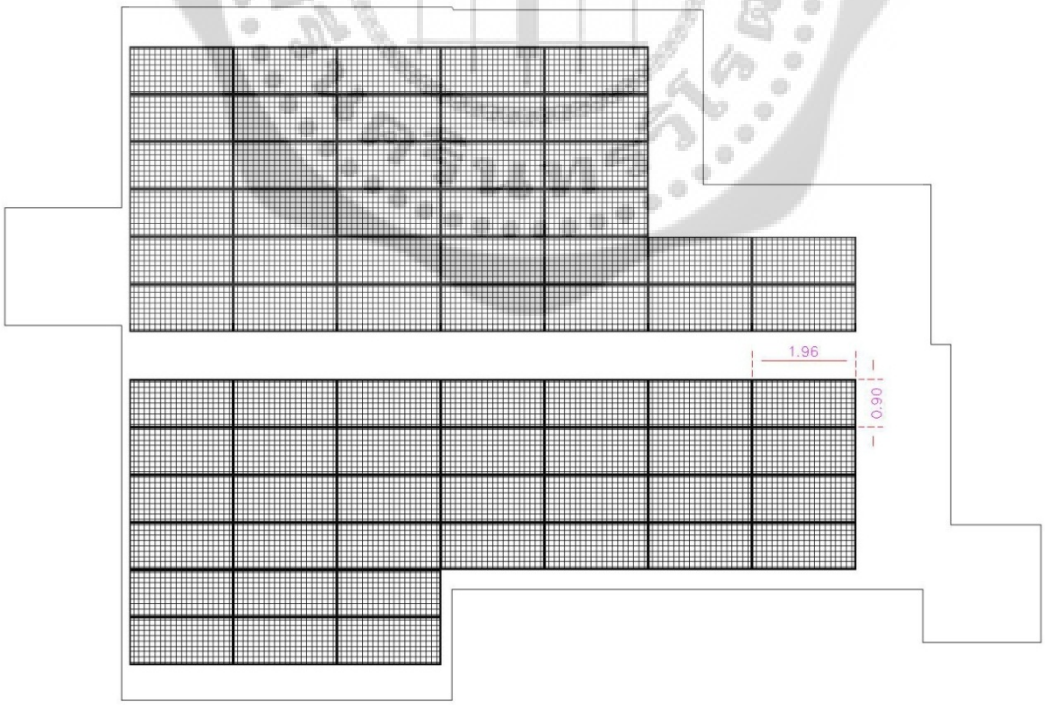
ภาพประกอบ ค-19 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้บนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคาร A)



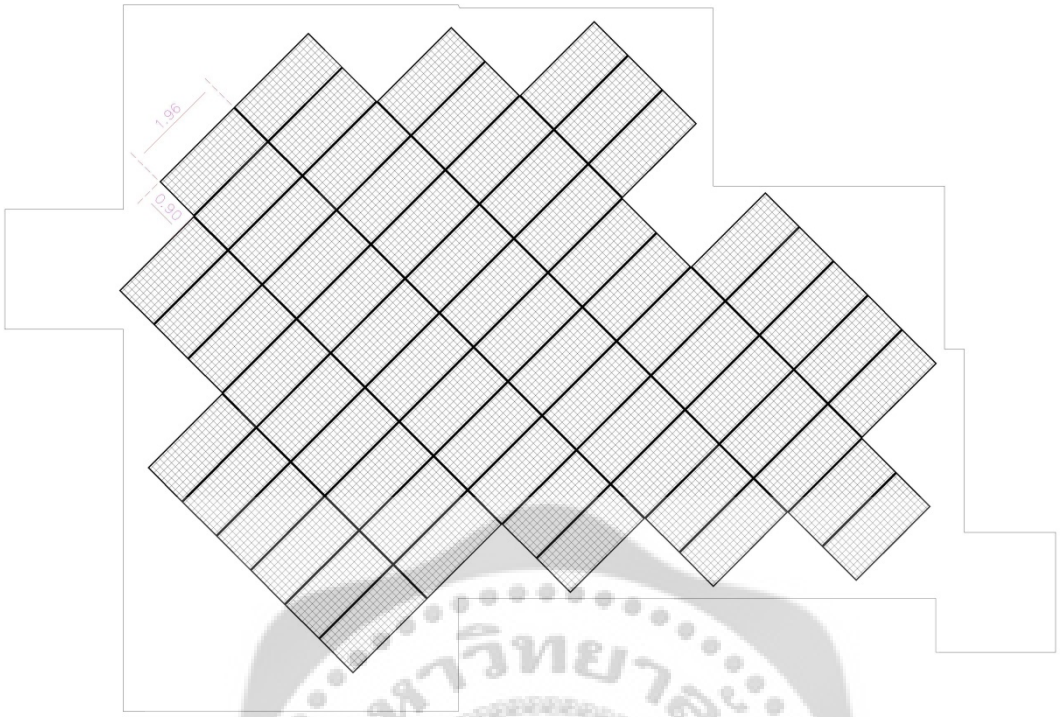
ภาพประกอบ ค-20 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคาร A)



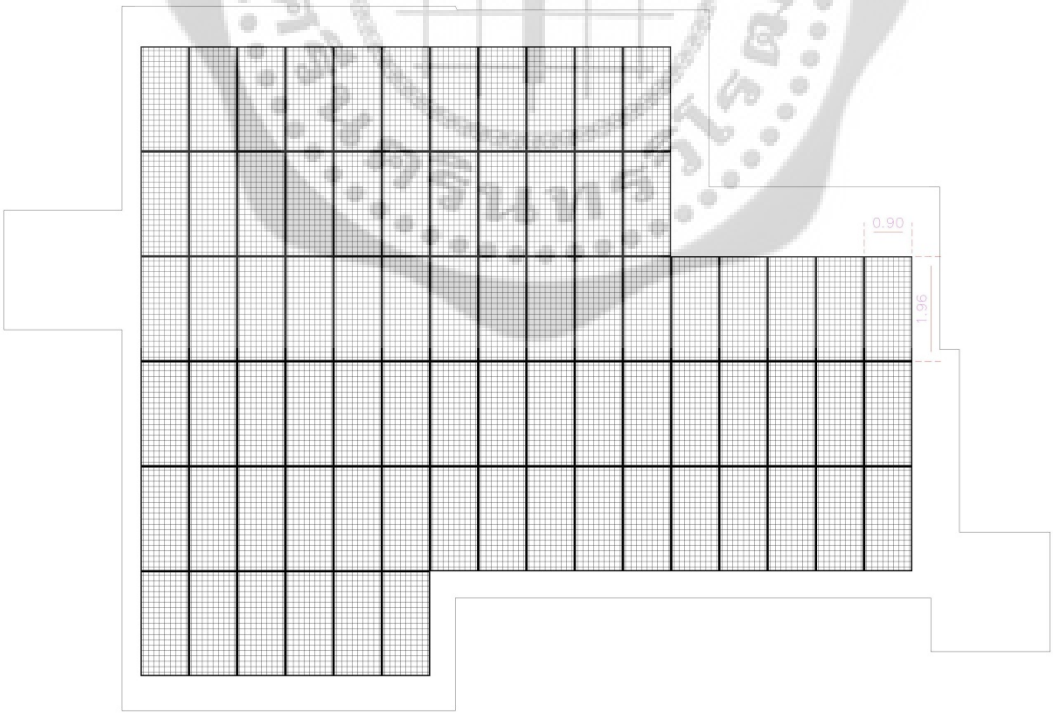
ภาพประกอบ ค-21 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



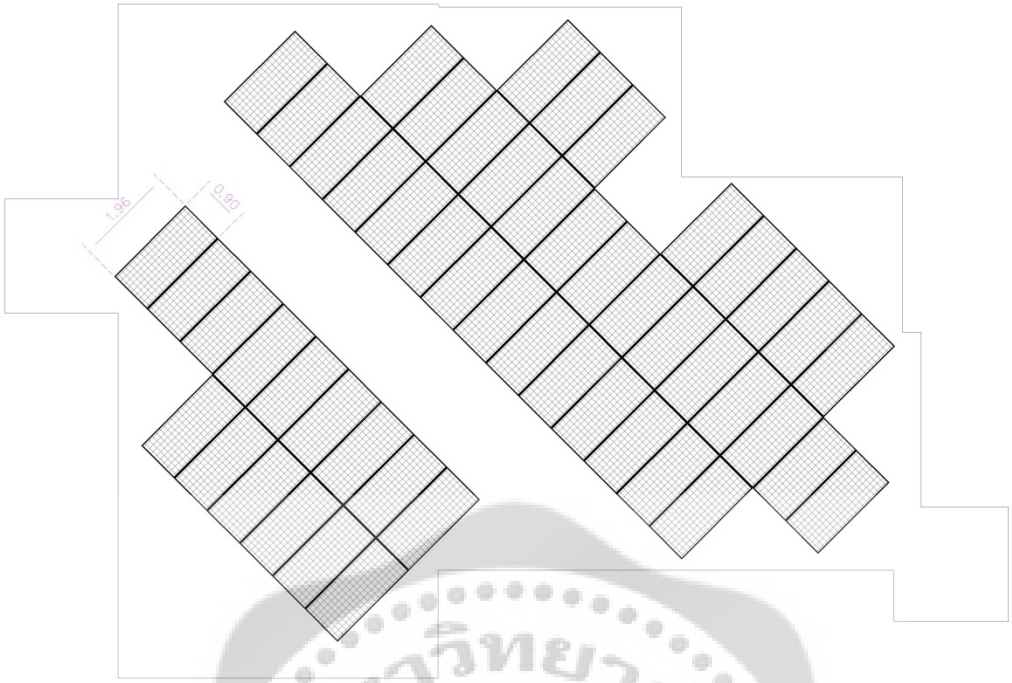
ภาพประกอบ ค-22 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนตามแนวอาคาร โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



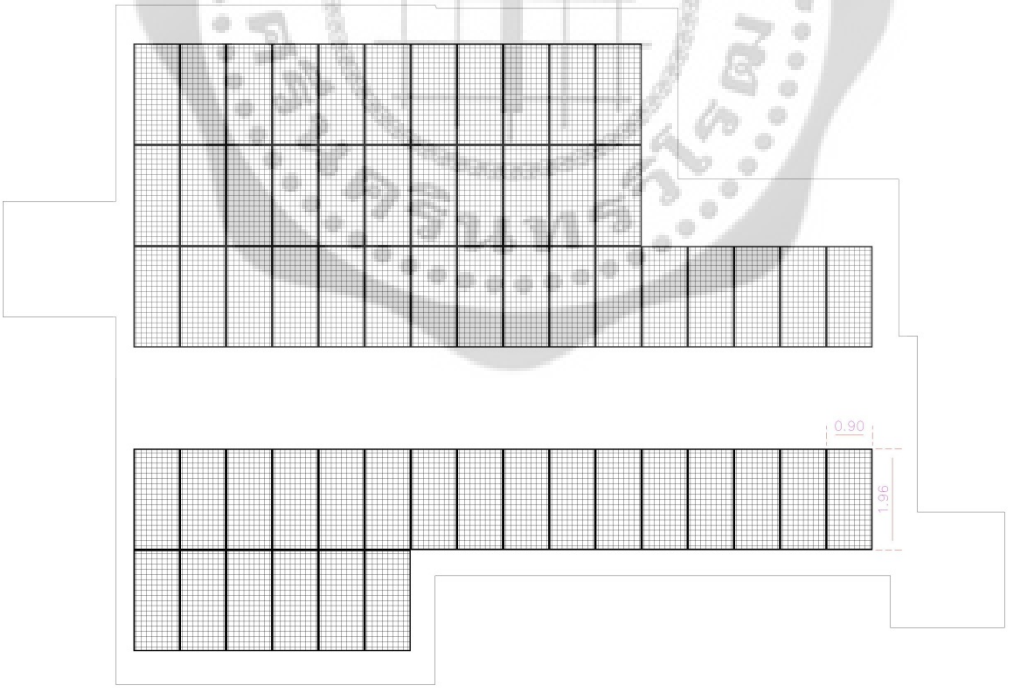
ภาพประกอบ ค-23 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวตั้งหันไปทางทิศใต้บนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



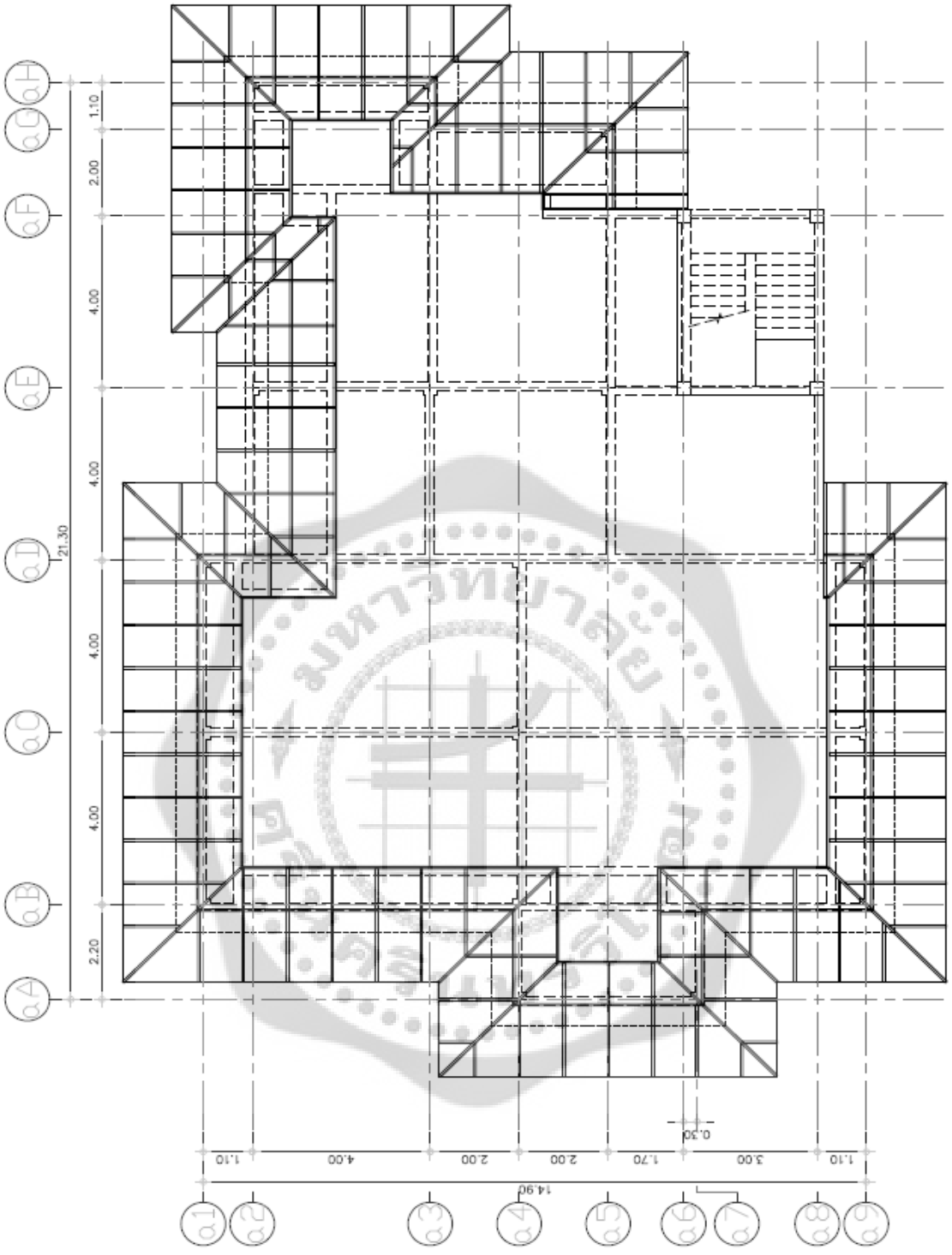
ภาพประกอบ ค-24 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวตั้งตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



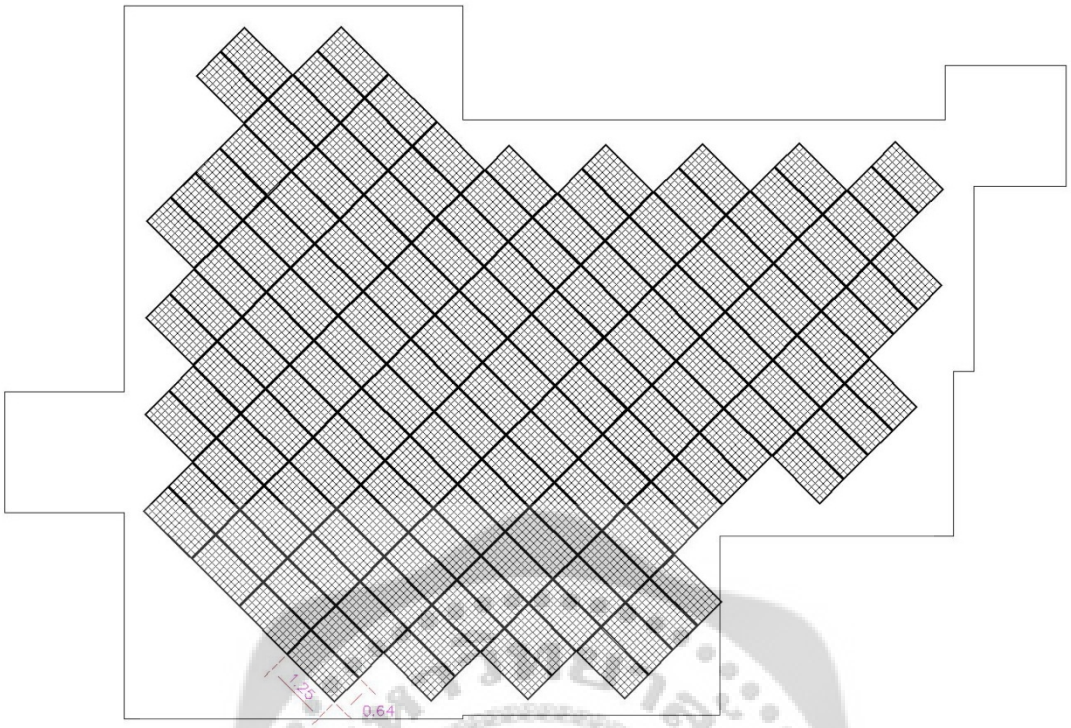
ภาพประกอบ ค-25 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวตั้งหันไปทางทิศใต้โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



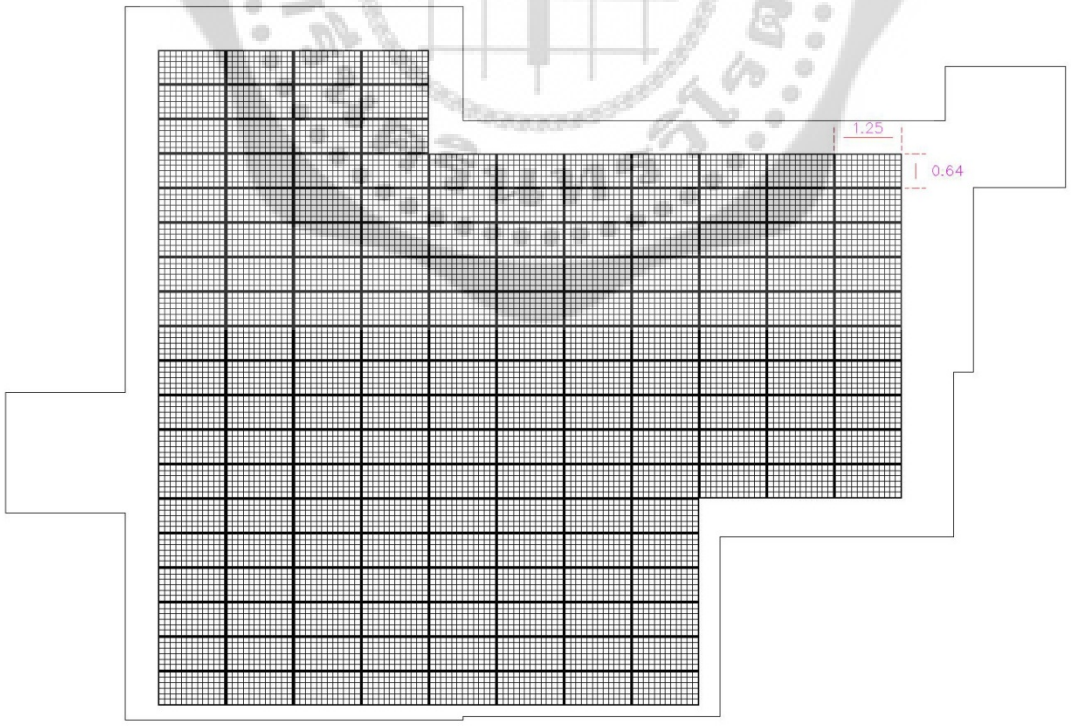
ภาพประกอบ ค-26 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนตามแนวอาคาร โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารรับรอง (อาคารA)



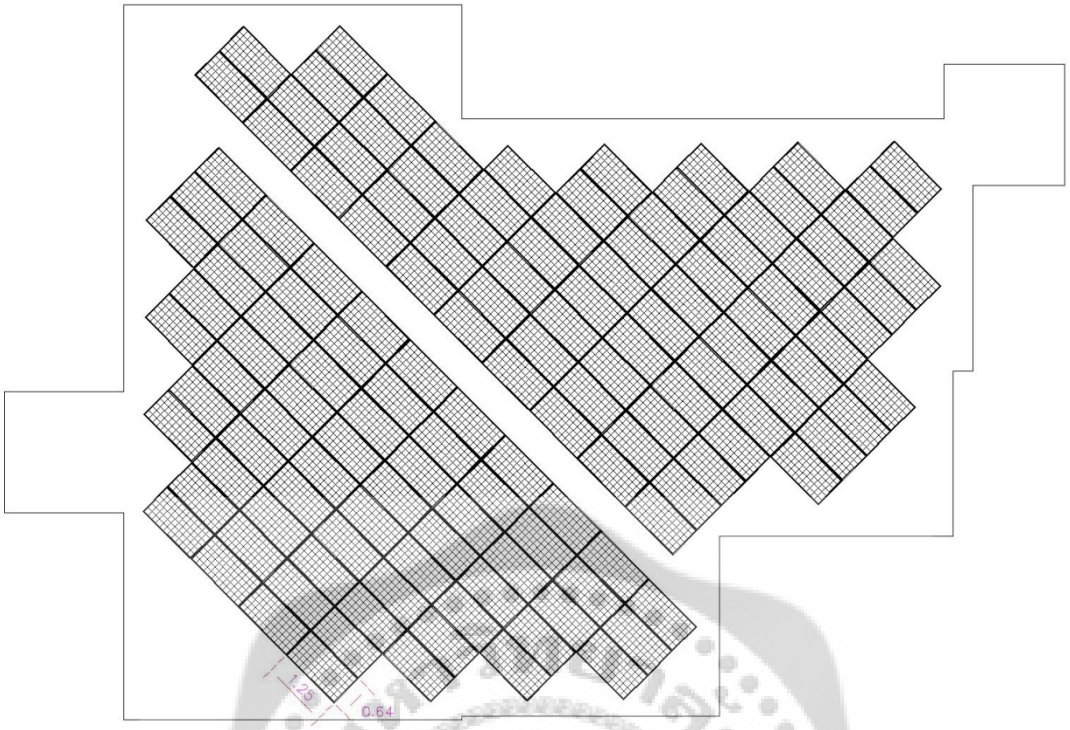
ภาพประกอบ ค-27 พื้นที่ดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C) ศูนย์ฝึกอบรมโรงพยาบาลศิริราช มีพื้นที่วางสำหรับวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณ 178 ตารางเมตร



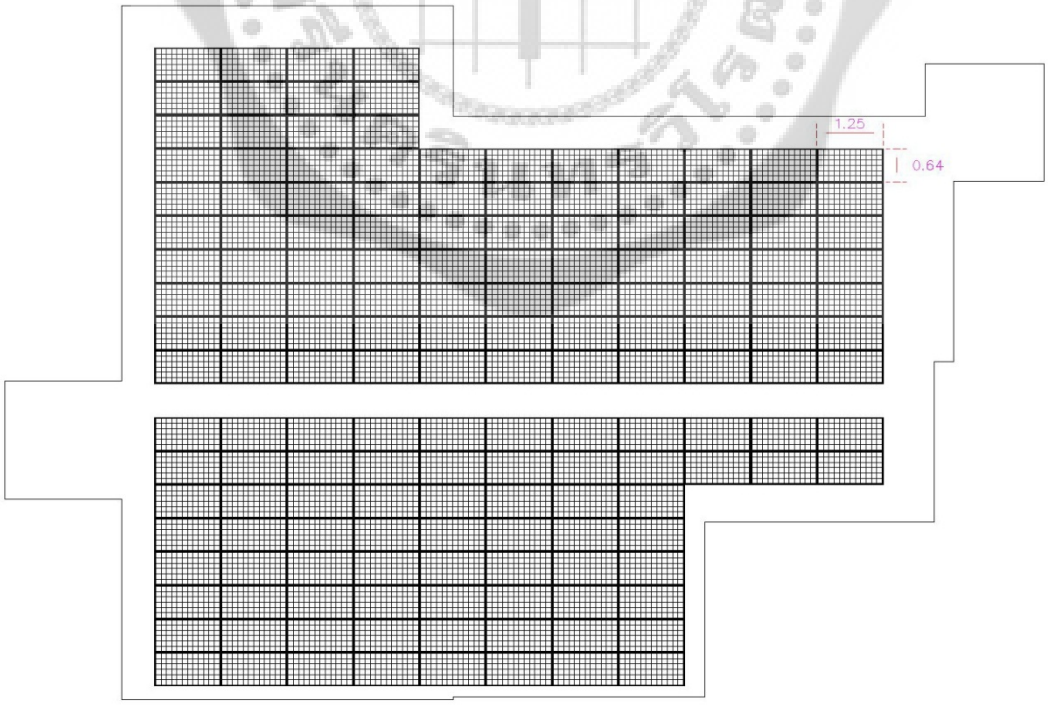
ภาพประกอบ ค-28 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้บนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



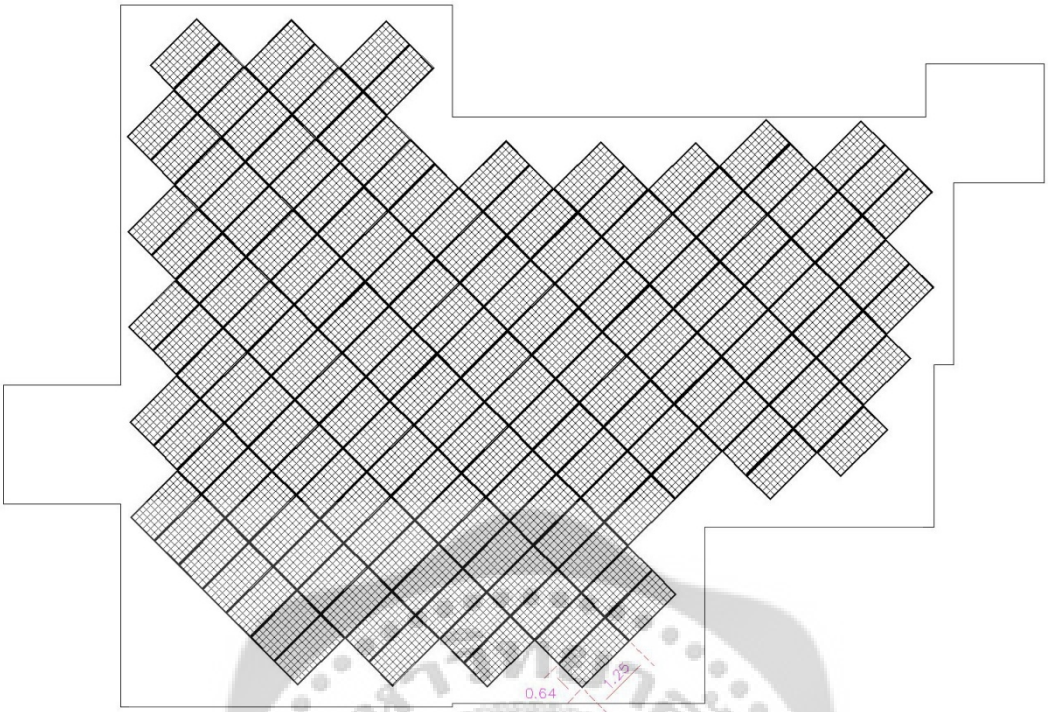
ภาพประกอบ ค-29 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวนอนตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



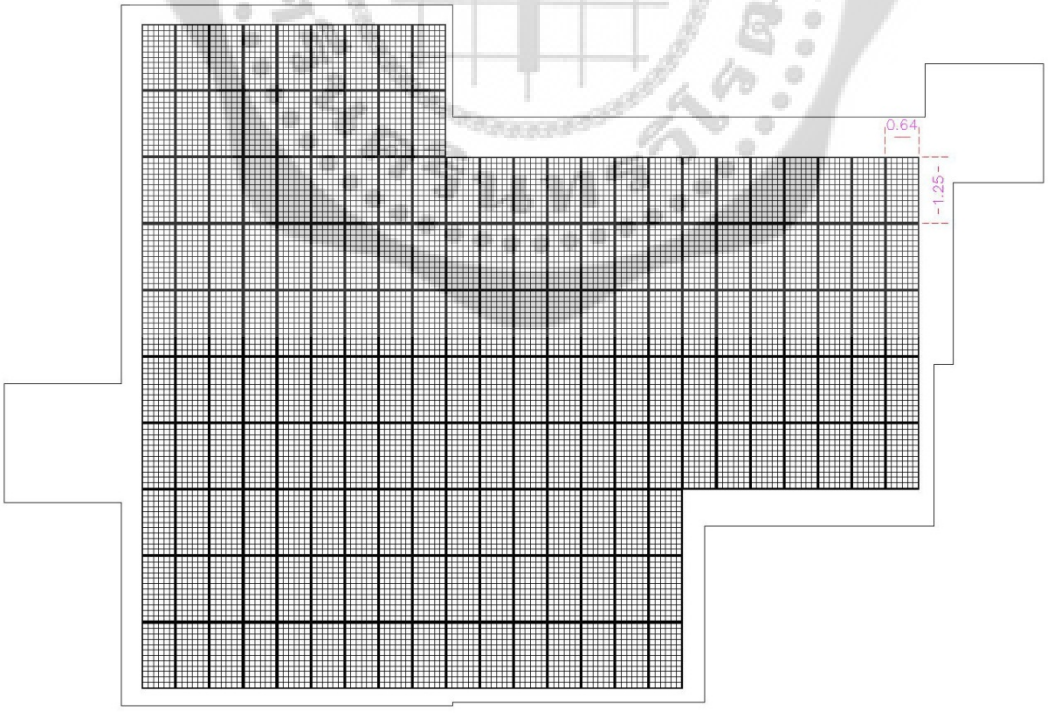
ภาพประกอบ ค-30 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



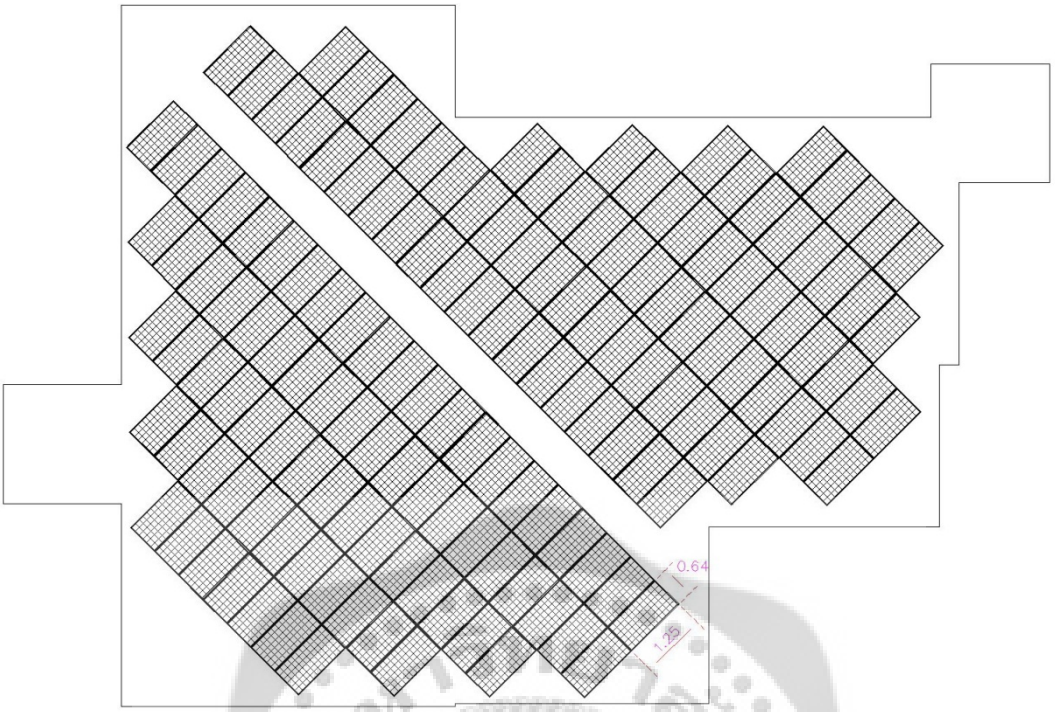
ภาพประกอบ ค-31 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวนอนตามแนวอาคารโดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



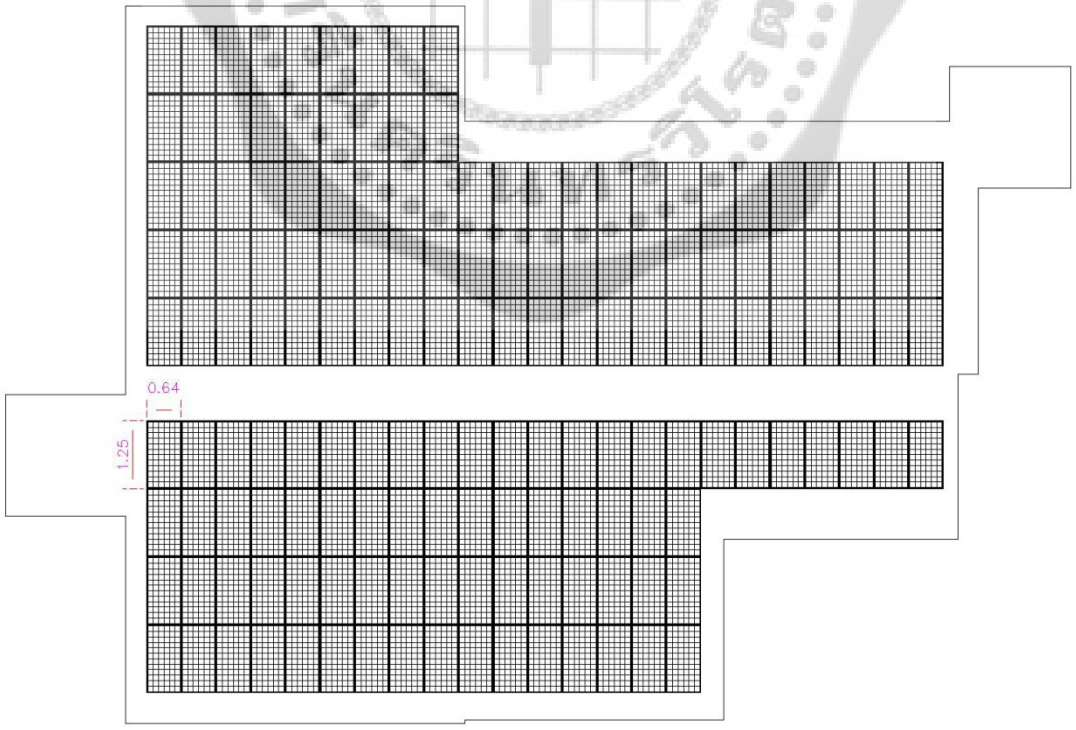
ภาพประกอบ ค-32 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวตั้งหันไปทางทิศใต้บนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



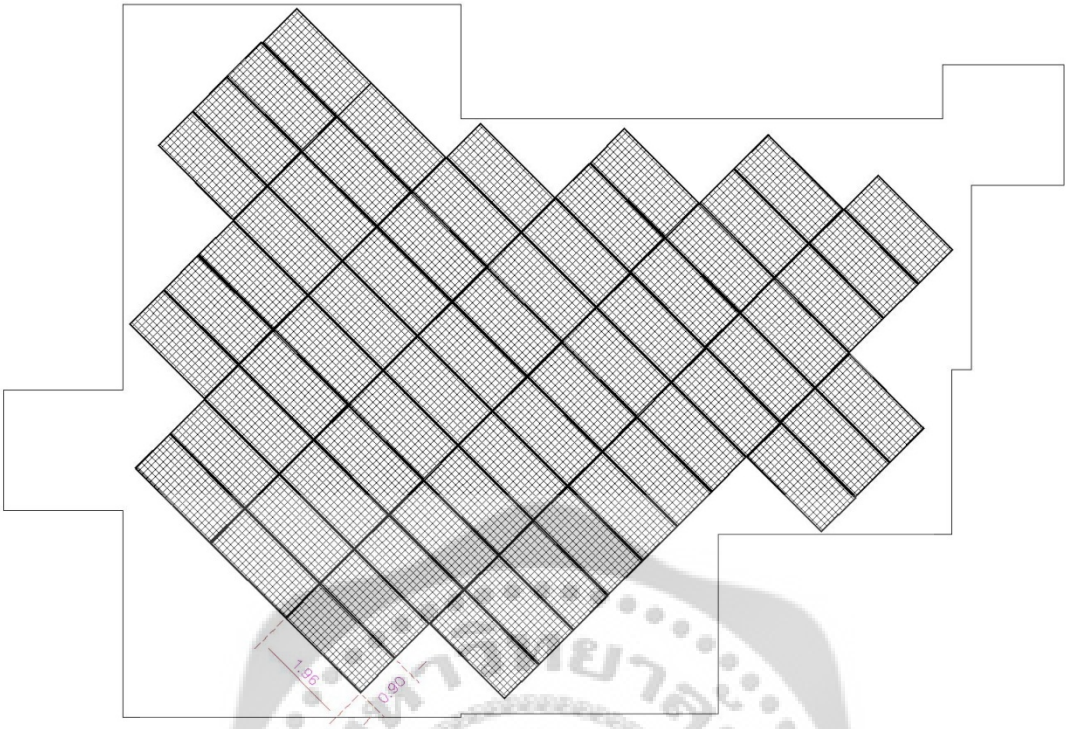
ภาพประกอบ ค-33 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวตั้งตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



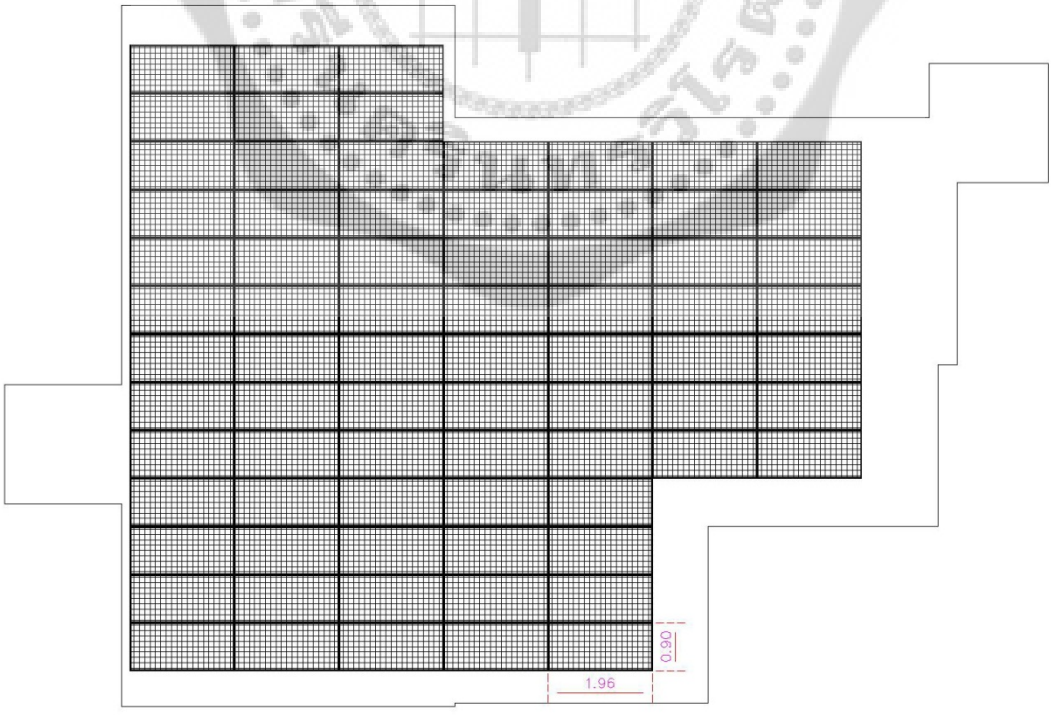
ภาพประกอบ ค-34 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวตั้งหันไปทางทิศใต้โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



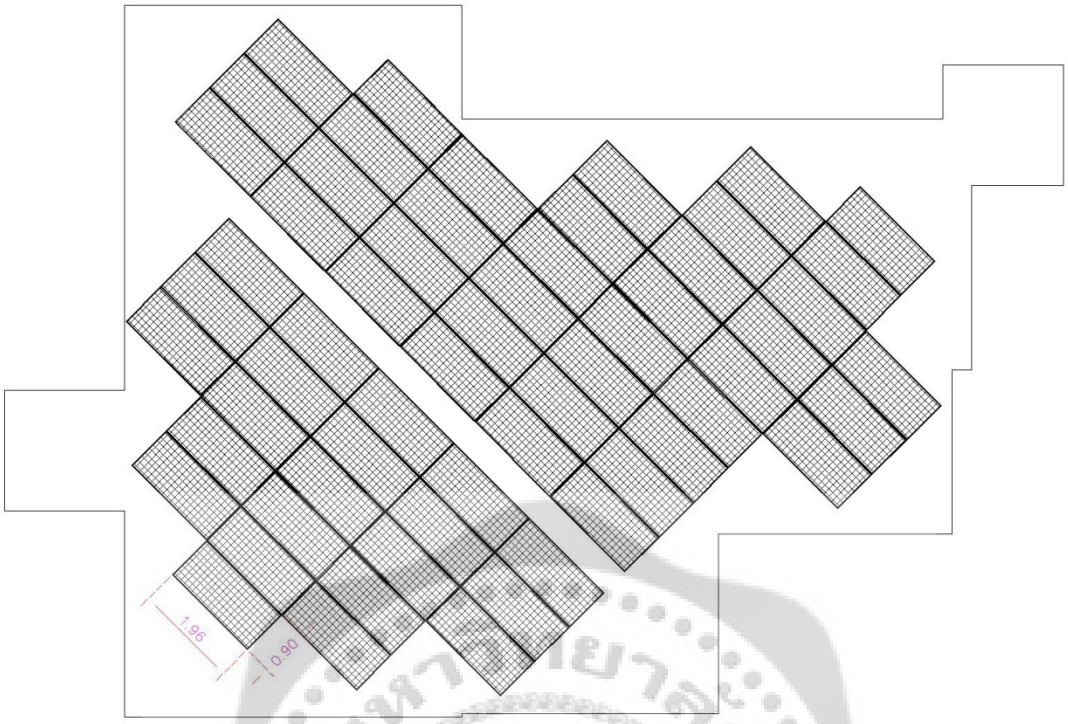
ภาพประกอบ ค-35 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous
ในแนวตั้งตามแนวอาคาร โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



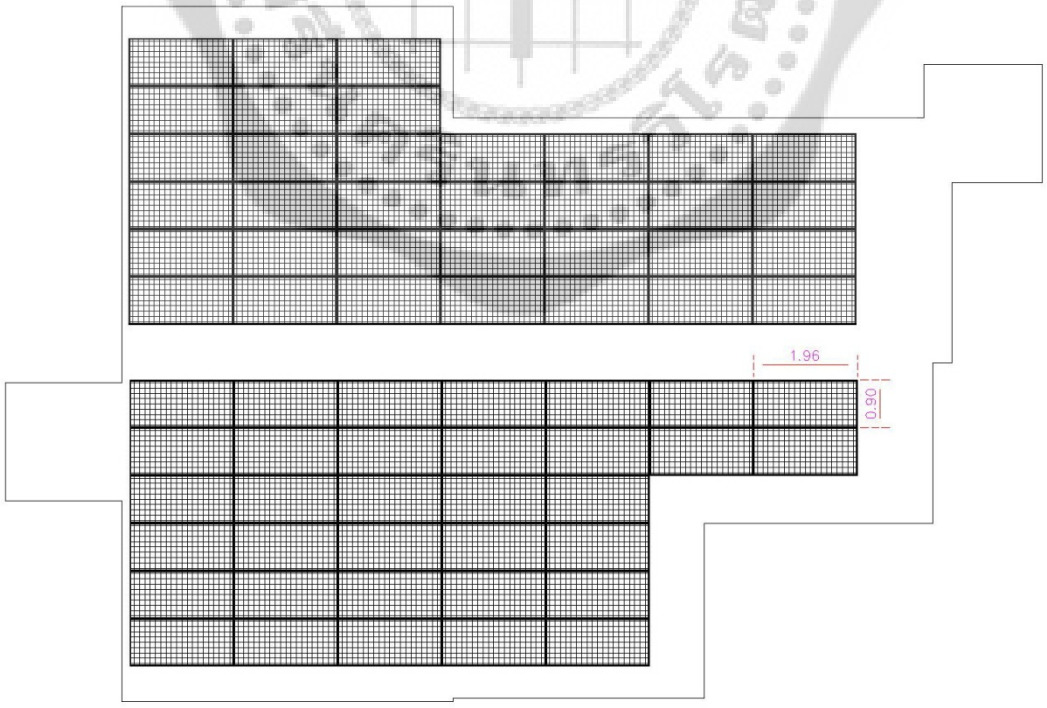
ภาพประกอบ ค-36 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้บนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



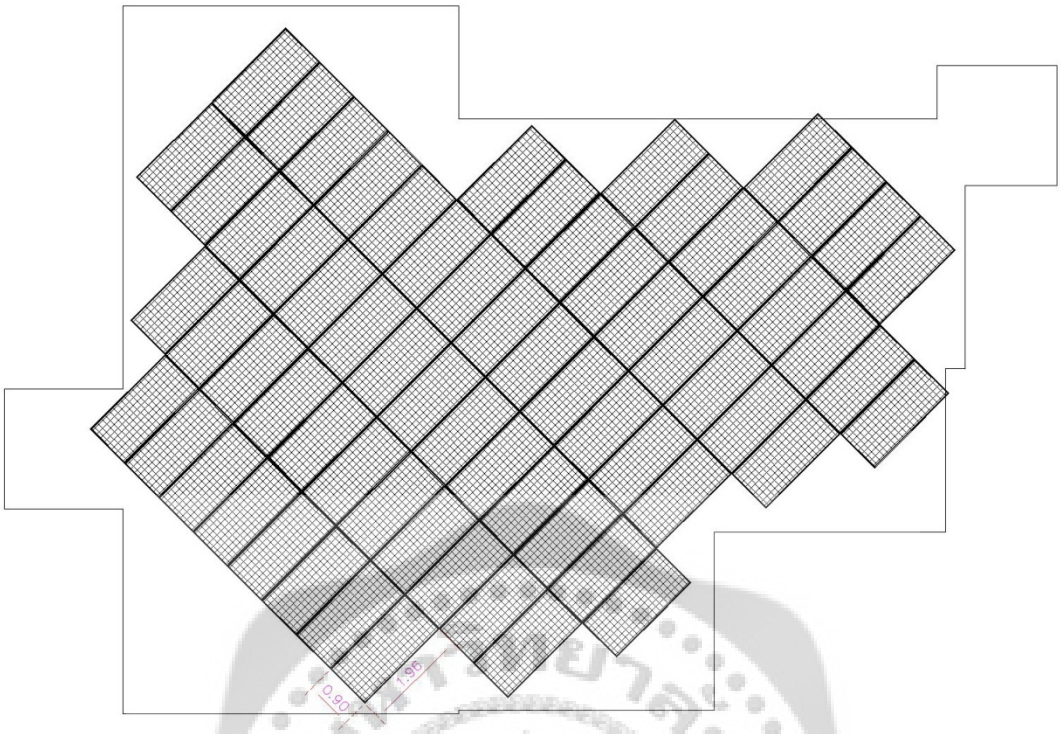
ภาพประกอบ ค-37 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



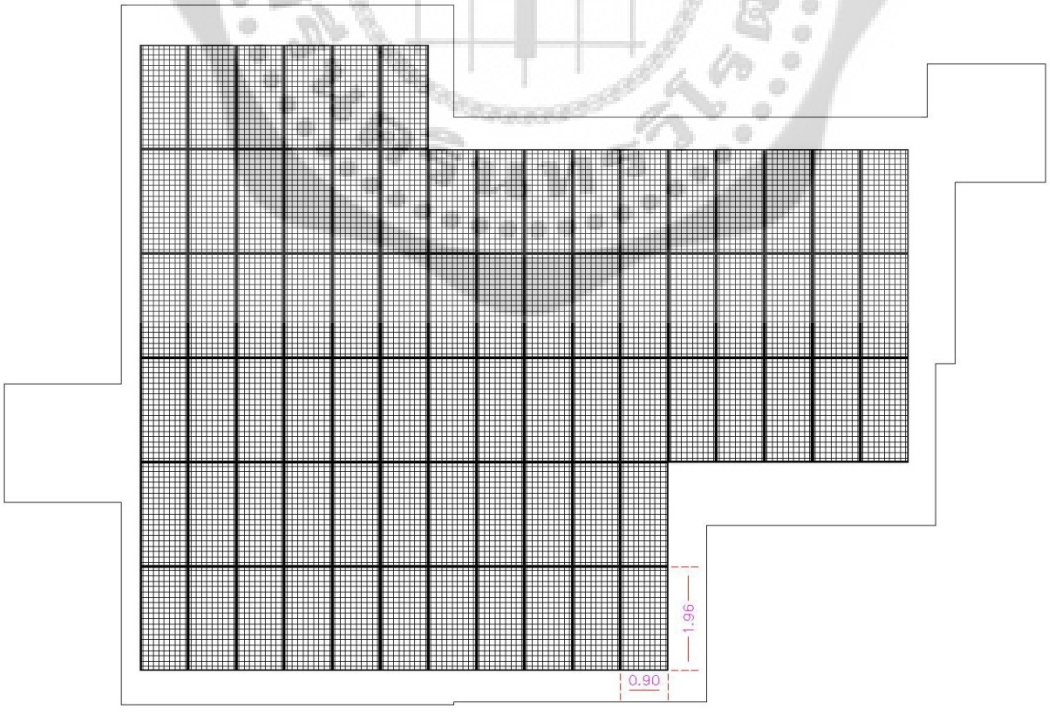
ภาพประกอบ ค-38 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนหันไปทางทิศใต้โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



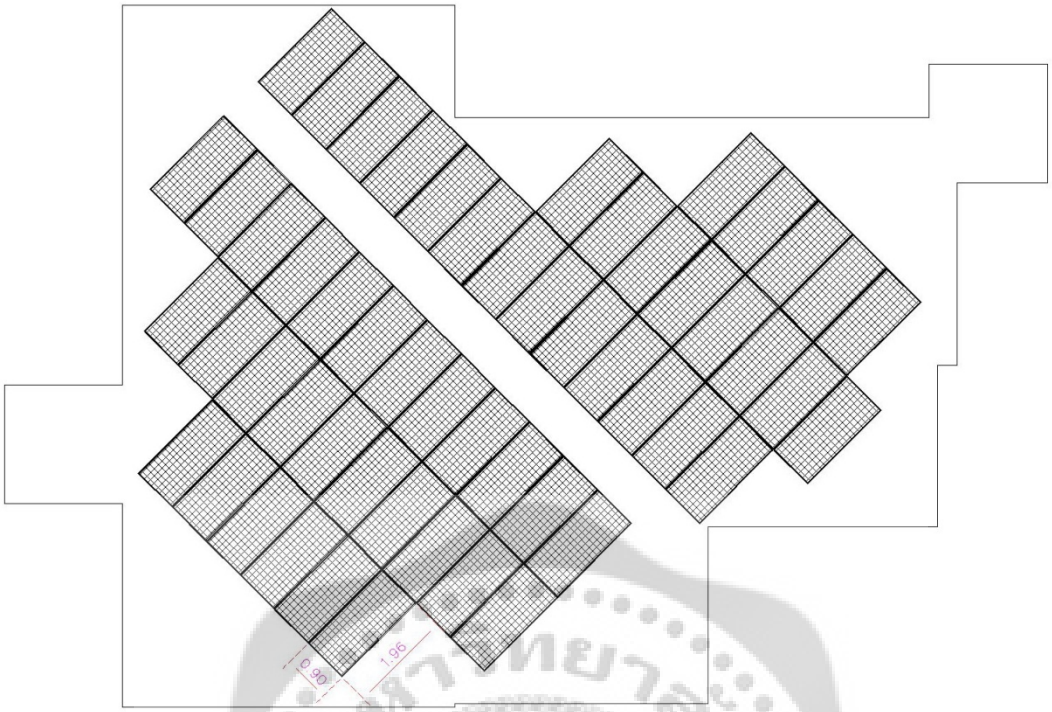
ภาพประกอบ ค-39 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนตามแนวอาคาร โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



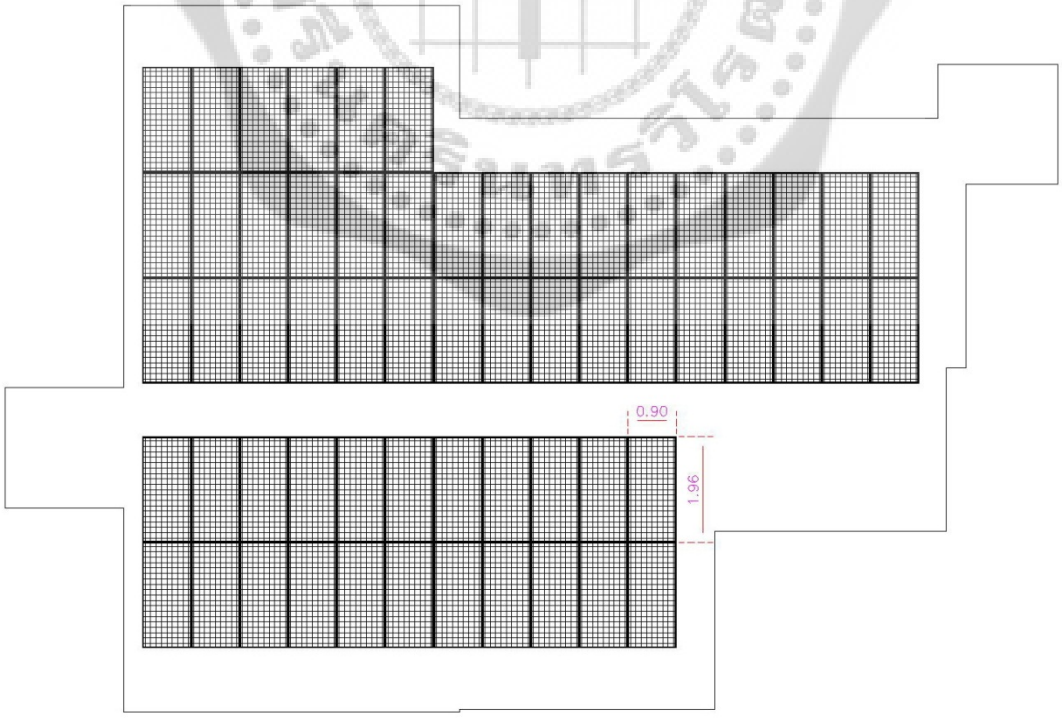
ภาพประกอบ ค-40 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวตั้งหันไปทางทิศใต้บนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



ภาพประกอบ ค-41 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวตั้งตามแนวอาคารบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)



ภาพประกอบ ค-42 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวตั้งหันไปทางทิศใต้โดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)

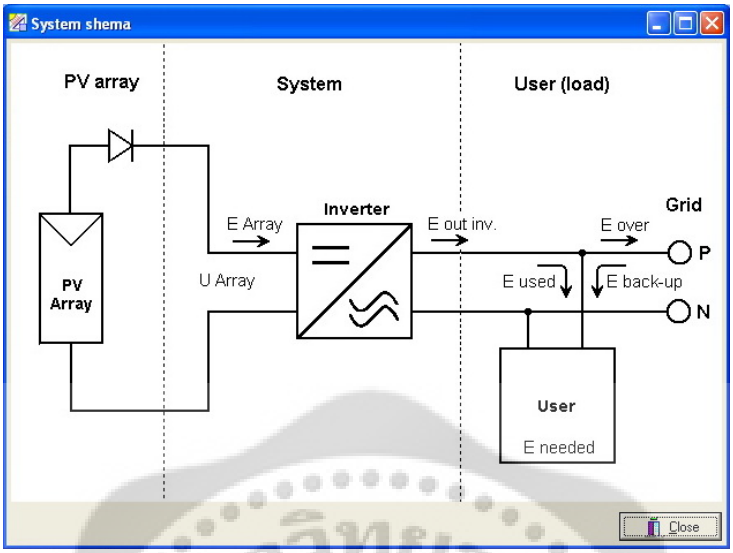


ภาพประกอบ ค-43 การวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystralline และ Monocrystralline ในแนวนอนตามแนวอาคารโดยเว้นช่องกลางบนดาดฟ้าอาคารที่พัก (อาคาร B และอาคาร C)

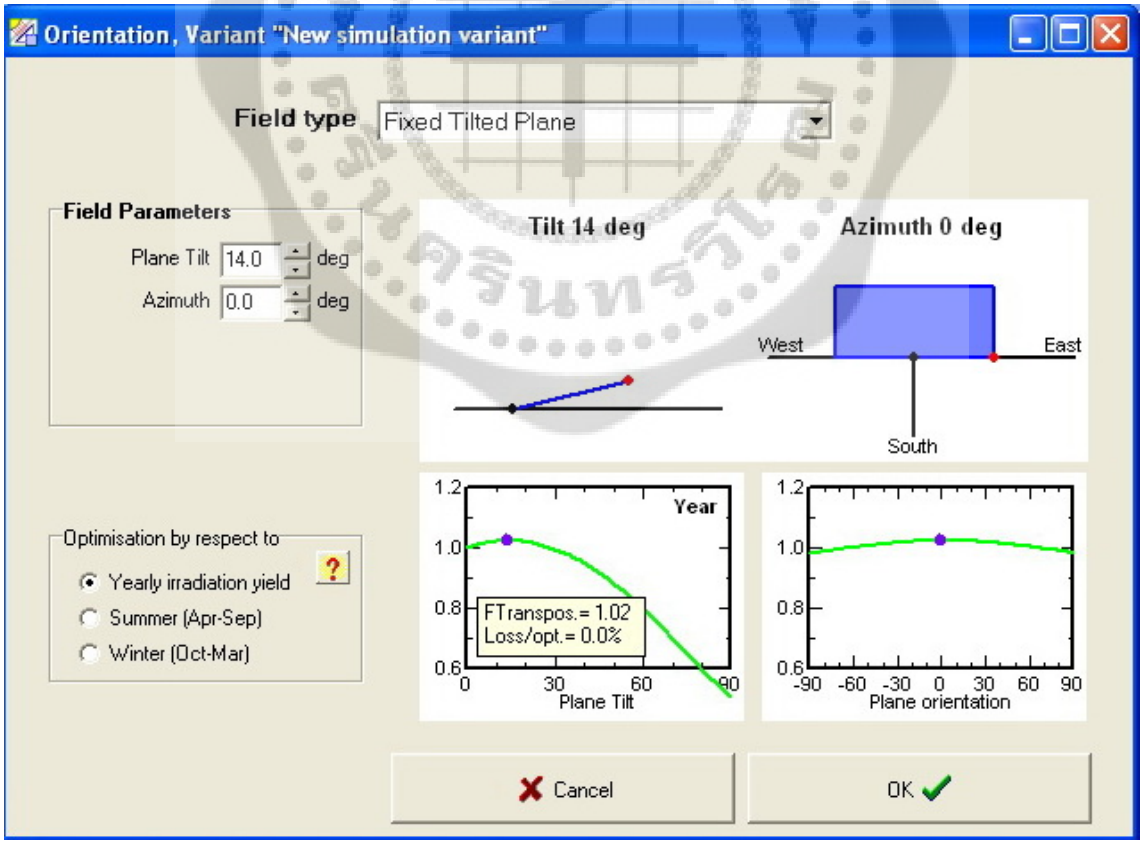
ภาคผนวก ง

การใช้โปรแกรม PVSYST เพื่อหาค่าพลังงาน การหาระบบย่อยและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ง 1. การใช้โปรแกรม PVSYST เพื่อหาค่าพลังงาน

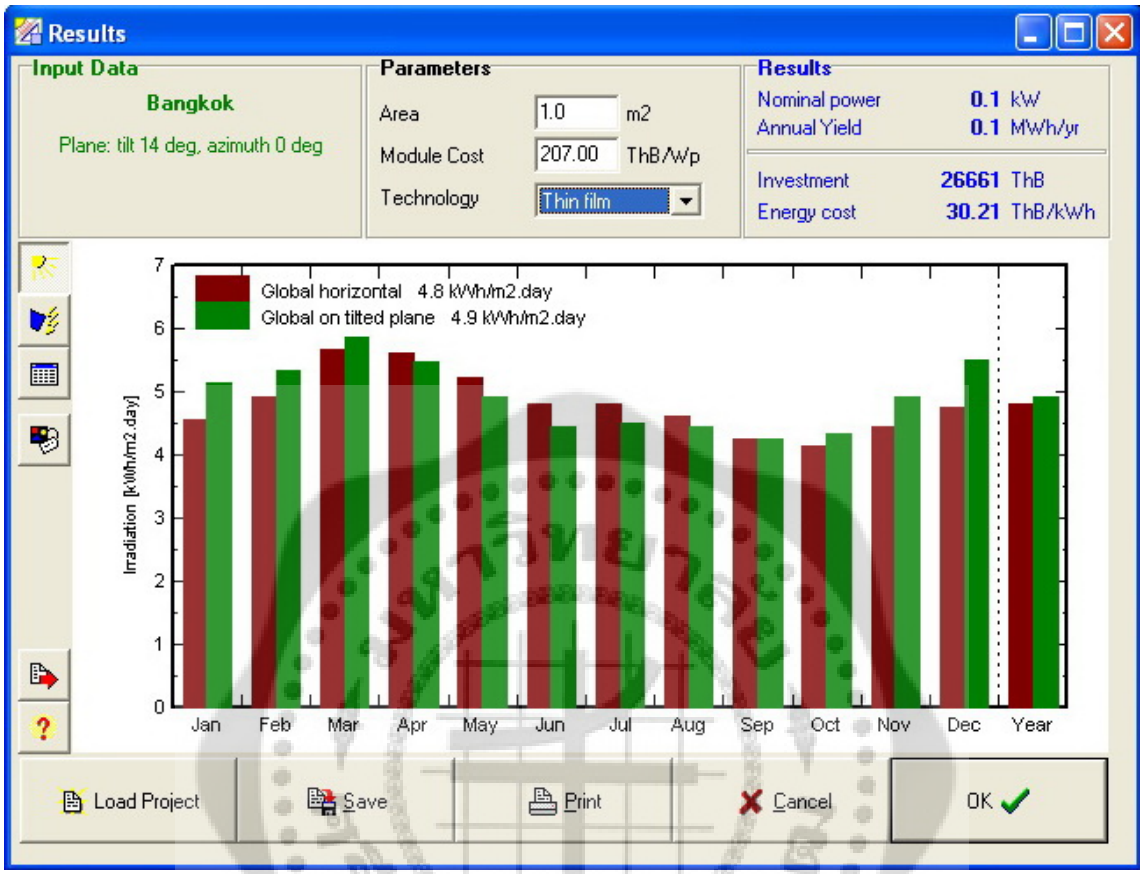


ภาพประกอบ ง-1 แบบจำลองระบบโดยโปรแกรม PVSYST

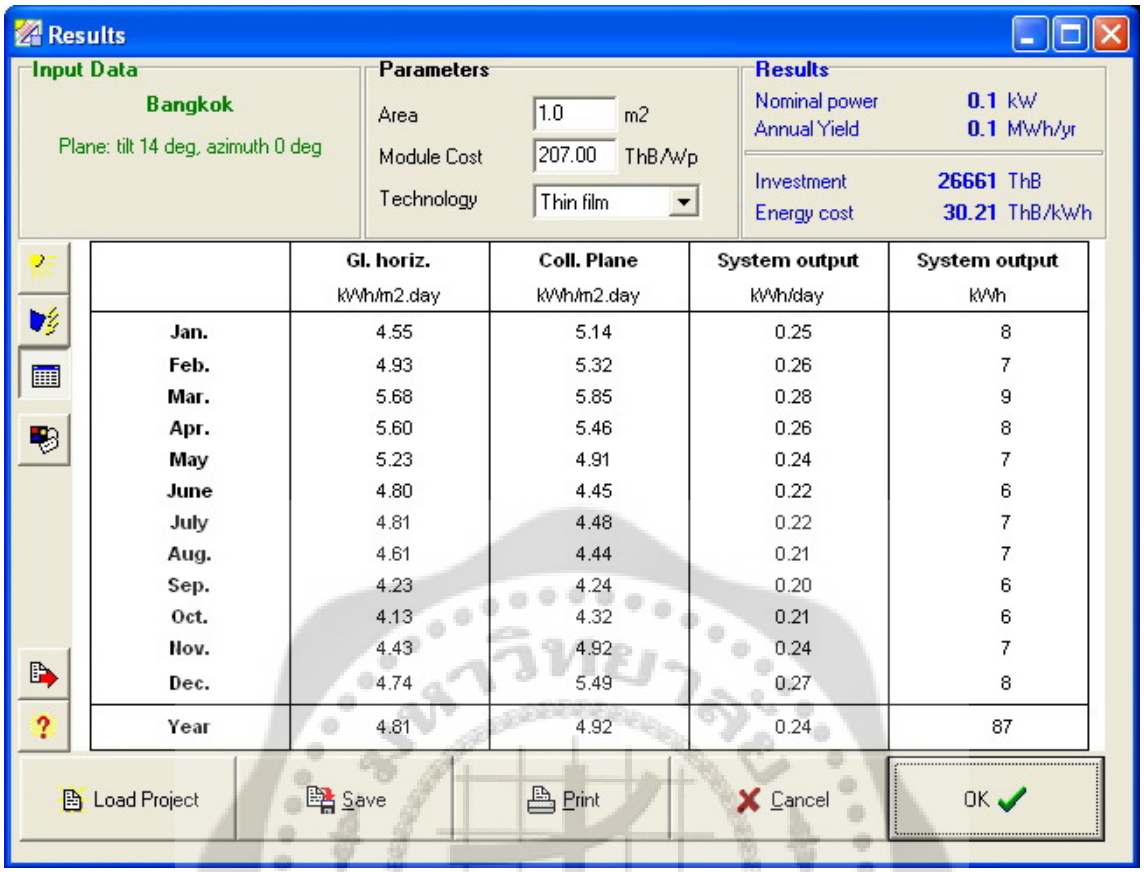


ภาพประกอบ ง-2 การจำลองการวางแผงเซลล์แบบหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้

ที่ระนาบเอียง 14 องศา มุมอซิมุทเท่ากับ 0 องศา โดยโปรแกรม PVSYST

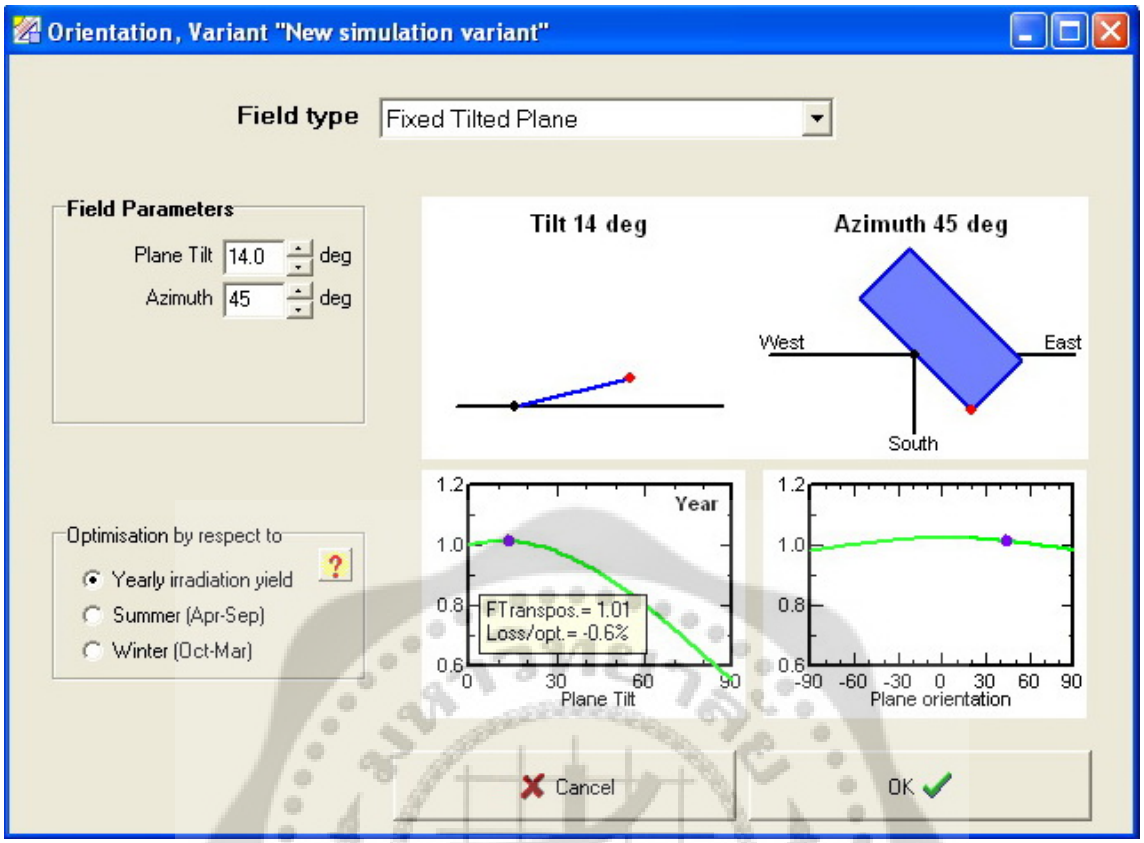


ภาพประกอบ ง-3 กราฟแสดงผลการจำลองการวางแผงเซลล์แบบหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้ ที่ระนาบเอียง 14 องศา มุมอซิมุทเท่ากับ 0 องศา โดยโปรแกรม PVSYST

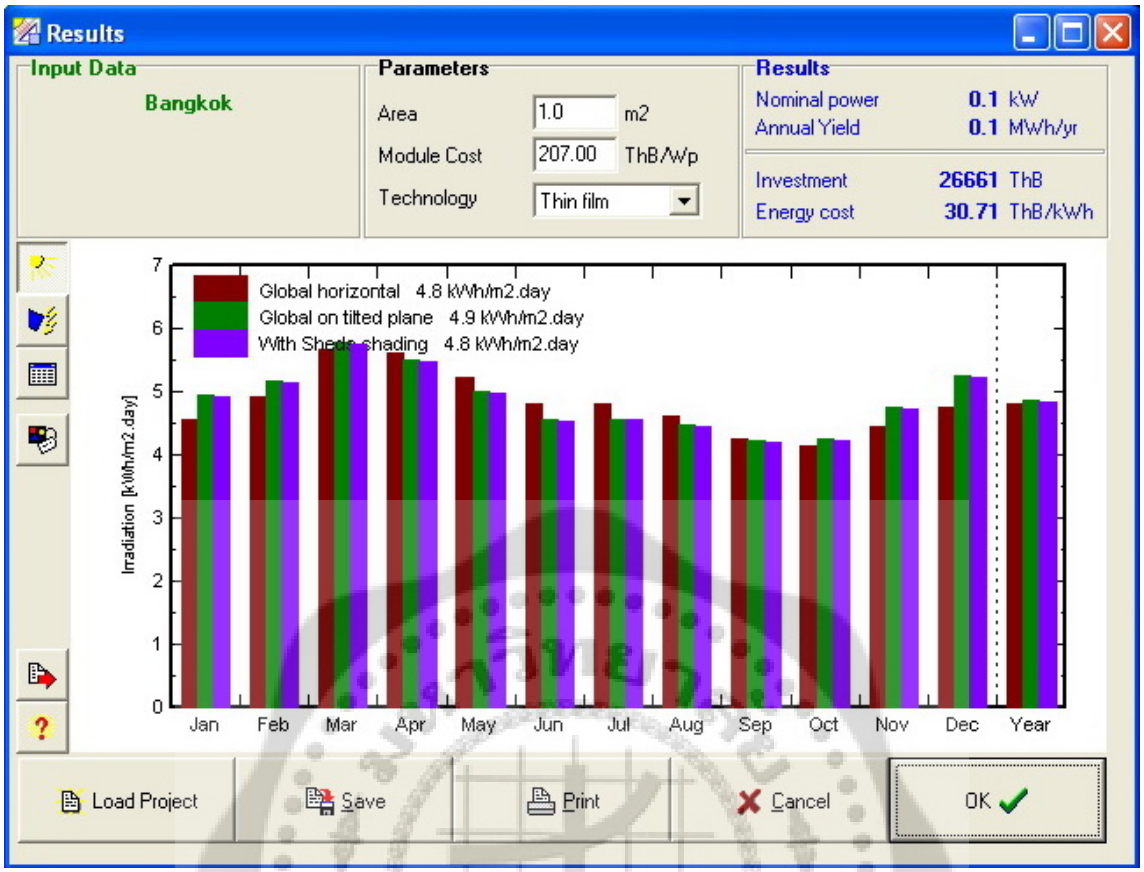


	Gl. horiz. kWh/m2.day	Coll. Plane kWh/m2.day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	4.55	5.14	0.25	8
Feb.	4.93	5.32	0.26	7
Mar.	5.68	5.85	0.28	9
Apr.	5.60	5.46	0.26	8
May	5.23	4.91	0.24	7
June	4.80	4.45	0.22	6
July	4.81	4.48	0.22	7
Aug.	4.61	4.44	0.21	7
Sep.	4.23	4.24	0.20	6
Oct.	4.13	4.32	0.21	6
Nov.	4.43	4.92	0.24	7
Dec.	4.74	5.49	0.27	8
Year	4.81	4.92	0.24	87

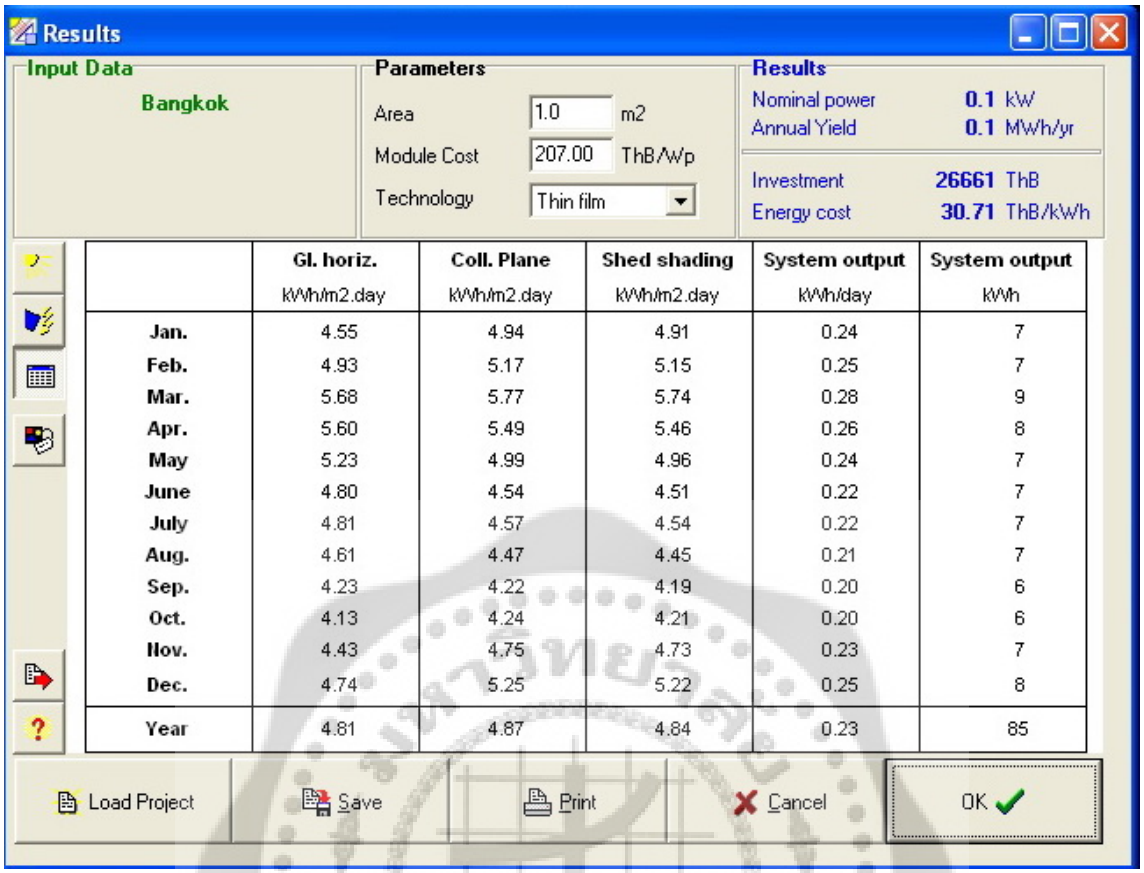
ภาพประกอบ ง-4 ตารางแสดงผลการจำลองการวางแผงเซลล์แบบหันแผงเซลล์ไปทางทิศใต้ที่ระนาบเอียง 14 องศา มุมอซิมุทเท่ากับ 0 องศา โดยโปรแกรม PVSYST



ภาพประกอบ ง-5 การจำลองการวางแผงเซลล์แบบหันแผงเซลล์ตามแนวอาคารที่ระนาบเอียง 14 องศา มุมอซิมุทเท่ากับ 45 องศา โดยโปรแกรม PVSYST



ภาพประกอบ ง-6 กราฟแสดงผลการจำลองการวางแผงเซลล์แบบหันแผงเซลล์ตามแนวอาคาร ที่ระนาบเอียง 14 องศา มุมอซิมุทเท่ากับ 45 องศา โดยโปรแกรม PVSYST



	Gl. horiz. kWh/m2.day	Coll. Plane kWh/m2.day	Shed shading kWh/m2.day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	4.55	4.94	4.91	0.24	7
Feb.	4.93	5.17	5.15	0.25	7
Mar.	5.68	5.77	5.74	0.28	9
Apr.	5.60	5.49	5.46	0.26	8
May	5.23	4.99	4.96	0.24	7
June	4.80	4.54	4.51	0.22	7
July	4.81	4.57	4.54	0.22	7
Aug.	4.61	4.47	4.45	0.21	7
Sep.	4.23	4.22	4.19	0.20	6
Oct.	4.13	4.24	4.21	0.20	6
Nov.	4.43	4.75	4.73	0.23	7
Dec.	4.74	5.25	5.22	0.25	8
Year	4.81	4.87	4.84	0.23	85

ภาพประกอบ ง-7 ตารางแสดงผลการจำลองการวางแผงเซลล์แบบหันแผงเซลล์ตามแนวอาคาร ที่ระนาบเอียง 14 องศา มุมอซิมุทเท่ากับ 45 องศา โดยโปรแกรม PVSYST

ง 2. การหาระบบย่อยและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ง 2.1 การหาระบบย่อยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous Silicon Solar Cell)

1. การคำนวณหาขนาดของระบบ

แผงเซลล์ที่ใช้ทั้งหมดจำนวน 181 แผง

กำลังผลิตของแผงเซลล์ 52 W_p/Module

ขนาดกำลังการผลิตที่ได้ของระบบ = 181 x 52

= 9,412 W_p/อาคาร

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ต่ออนุกรม = V_{sys}/V_{mp}

= 300/71.7

= 4 แผง

V_{sys} คือแรงดันของระบบที่ต้องการออกแบบโดยจะต้องไม่เกินพิกัดแรงดันทางด้านกระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ งานวิจัยนี้ใช้ระดับแรงดัน 300 V_{dc}

V_{mp} คือแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตได้ที่สภาวะมาตรฐานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน เท่ากับ 71.7

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ต่อขนาน = แผงเซลล์ที่ใช้ทั้งหมด/จำนวนแผงเซลล์อนุกรม

= 181/4

= 45 แถว

ดังนั้นจำนวนแผงทั้งหมดที่ติดตั้ง = 45 x 4

= 180 แผง

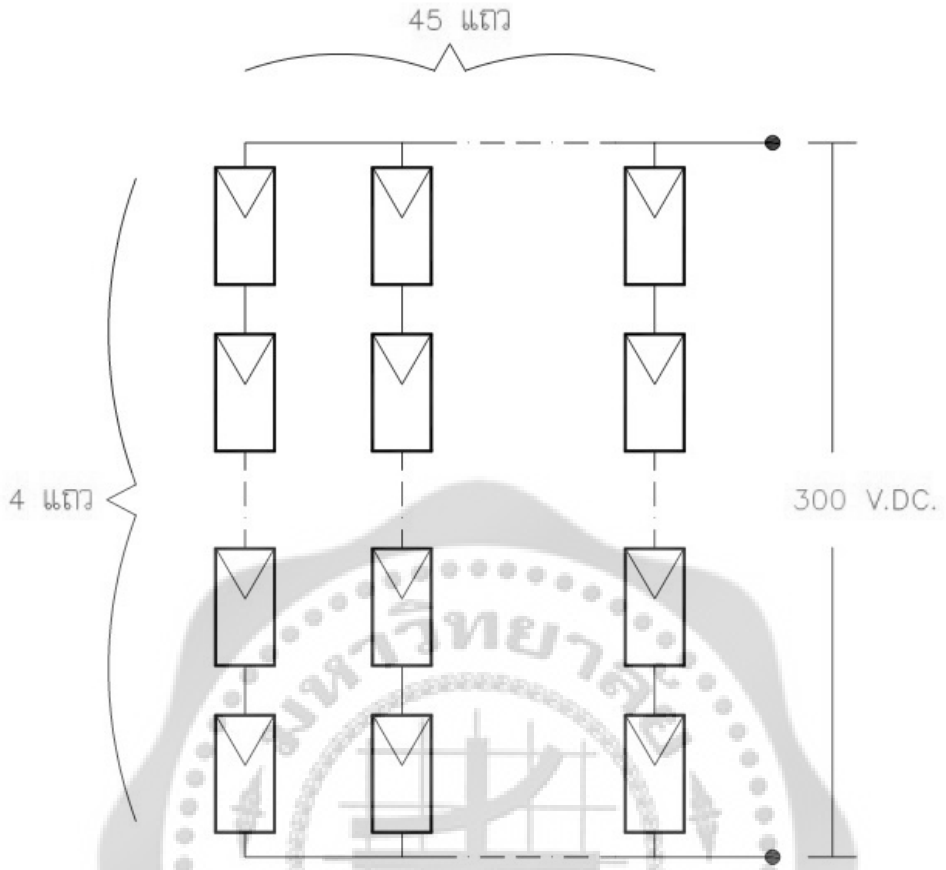
กำลังการผลิตที่ทำได้ทั้งหมดต่ออาคาร = 180 x 52

= 9,360 W_p

รวมกำลังการผลิตของทั้ง 3 อาคาร = 9,360 x 3

= 28,080 W_p

ใช้อินเวอร์เตอร์ 10 kW. จำนวน 3 ตัว แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ



ภาพประกอบ ง-8 การต่อวงจรแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon

2. การหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

แทนค่าต่างๆ ลงในสมการที่ (4.1) พื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอนมีขนาดเท่ากับ 144 ตารางเมตร ค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์รายวันประจำปีบนพื้นเอียงในทิศไปตามแนวอาคารเท่ากับ 4.87 kWh/ m^2-day ประสิทธิภาพของโมดูลเท่ากับร้อยละ 7 ที่สภาวะมาตรฐาน และร้อยละ 6.73 ที่อุณหภูมิใช้งานเฉลี่ย 45 $^{\circ}C$ โดยประสิทธิภาพลดลงร้อยละ -0.19 /$^{\circ}C$ ขนาดของระบบเท่ากับ 9.36 kW_p หากกำหนดประสิทธิภาพอื่นๆ เป็นร้อยเปอร์เซ็นต์ จะสามารถหาค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้ารายวันประจำปีได้เท่ากับ 47.16 kWh/day หรือ 17,213.4 kWh/year และหากกำหนดประสิทธิภาพอื่นๆ เป็นร้อยละ 80 ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบเท่ากับร้อยละ 5.38 จะสามารถหาค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้ารายวันประจำปีได้เท่ากับ 37.73 kWh/day หรือ 13,770.72 kWh/year ต่ออาคารหากรวมทั้ง 3 อาคารเท่ากับ 41,312.16 kWh/year

ง 2.2 การหาระบบย่อยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน (Monocrystalline Silicon Solar Cell)

1. การคำนวณหาขนาดของระบบ

แผงเซลล์ที่ใช้ทั้งหมดจำนวน 76 แผง

กำลังผลิตของแผงเซลล์ 285 W_p/Module

ขนาดกำลังการผลิตที่ได้ของระบบ = 76 x 285

= 21,660 W_p/อาคาร

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ต่ออนุกรม = V_{sys}/V_{mp}

= 300/35.5

= 8 แผง

V_{sys} คือแรงดันของระบบที่ต้องการออกแบบโดยจะต้องไม่เกินพิกัดแรงดันทางด้านกระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ งานวิจัยนี้ใช้ระดับแรงดัน 300 V_{dc}

V_{mp} คือแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตได้ที่สภาวะมาตรฐานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน เท่ากับ 35.5

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ต่อขนาน = แผงเซลล์ที่ใช้ทั้งหมด/จำนวนแผงเซลล์อนุกรม

= 76/8

= 9 แถว

ดังนั้นจำนวนแผงทั้งหมดที่ติดตั้ง = 8 x 9

= 72 แผง

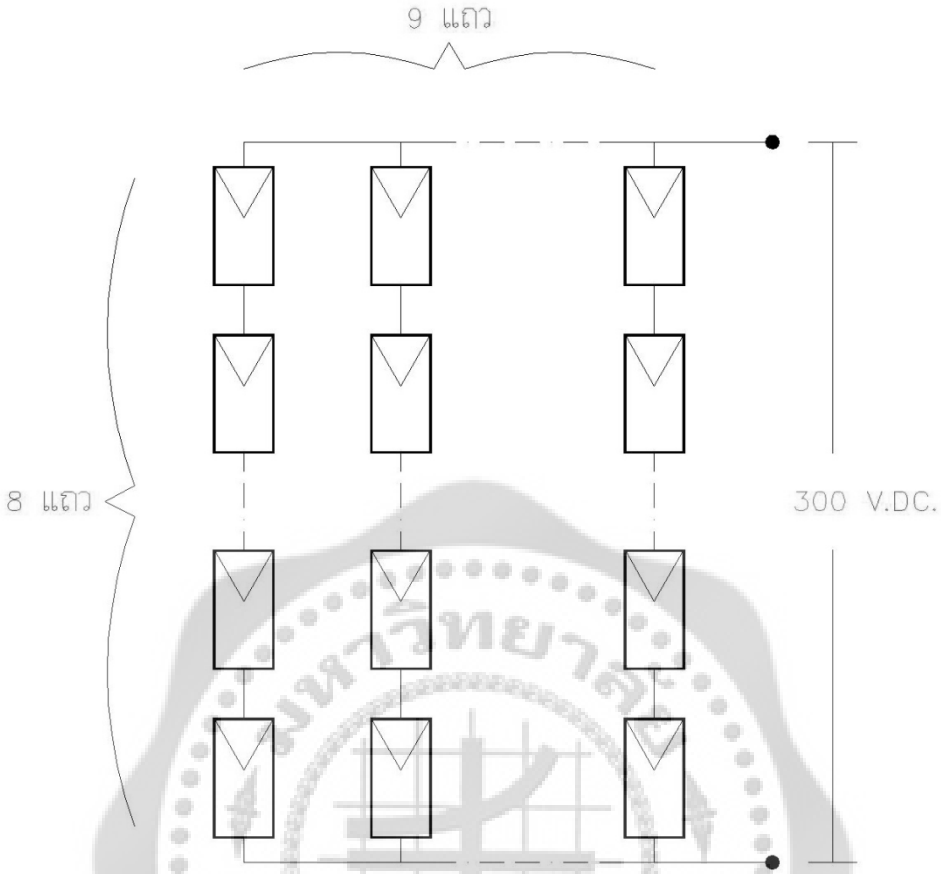
กำลังการผลิตที่ทำได้ทั้งหมดต่ออาคาร = 72x 285

= 20,520 W_p

รวมกำลังการผลิตของทั้ง 3 อาคาร = 20,520 x 3

= 61,560 W_p

ใช้อินเวอร์เตอร์ 25 kW จำนวน 3 ตัว แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ



ภาพประกอบ ง-9 การต่อวงจรแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Monocrystalline Silicon

2. การหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

เมื่อแทนค่าต่างๆ ลงในสมการที่ (4.1) พื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอนมีขนาดเท่ากับ 127 ตารางเมตร ค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์รายวันประจำปีบนพื้นเอียงในทิศไปตามแนวอาคารเท่ากับ 4.87 kWh/ m^2-day ประสิทธิภาพของโมดูลเท่ากับร้อยละ 15.20 ที่สภาวะมาตรฐานและร้อยละ 13.66 ที่อุณหภูมิใช้งานเฉลี่ย 45 $^{\circ}C$ โดยประสิทธิภาพลดลงร้อยละ -0.5056 /$^{\circ}C$ ขนาดของระบบเท่ากับ 20.52 kW_p หากกำหนดประสิทธิภาพอื่นๆ เป็นร้อยเปอร์เซ็นต์ จะสามารถหาค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้ารายวันประจำปีได้เท่ากับ 84.43 kWh/day หรือ 30,816.95 kWh/year และหากกำหนดประสิทธิภาพอื่นๆ เป็นร้อยละ 80 ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบเท่ากับร้อยละ 10.86 จะสามารถหาค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้ารายวันประจำปีได้เท่ากับ 67.544 kWh/day หรือ 24,653 kWh/year ต่ออาคารหากรวมทั้ง 3 อาคารเท่ากับ 73,960.68 kWh/year

ง 2.3 การหาระบบย่อยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกโพลีซิลิกอน (Polycrystalline Silicon Solar Cell)

1. การคำนวณหาขนาดของระบบ

แผงเซลล์ที่ใช้ทั้งหมดจำนวน 76 แผง

กำลังผลิตของแผงเซลล์ 285 W_p/Module

ขนาดกำลังการผลิตที่ได้ของระบบ = 76 x 285

= 21,660 W_p/อาคาร

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ต่ออนุกรม = V_{sys}/V_{mp}

= 300/35.5

= 9 แผง

V_{sys} คือแรงดันของระบบที่ต้องการออกแบบโดยจะต้องไม่เกินพิกัดแรงดันทางด้านกระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ งานวิจัยนี้ใช้ระดับแรงดัน 300 V_{dc}

V_{mp} คือแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตได้ที่สภาวะมาตรฐานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกโพลีซิลิกอน เท่ากับ 35.5

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ต่อขนาน = แผงเซลล์ที่ใช้ทั้งหมด/จำนวนแผงเซลล์อนุกรม

= 76/8

= 8 แถว

ดังนั้นจำนวนแผงทั้งหมดที่ติดตั้ง = 9 x 8

= 72 แผง

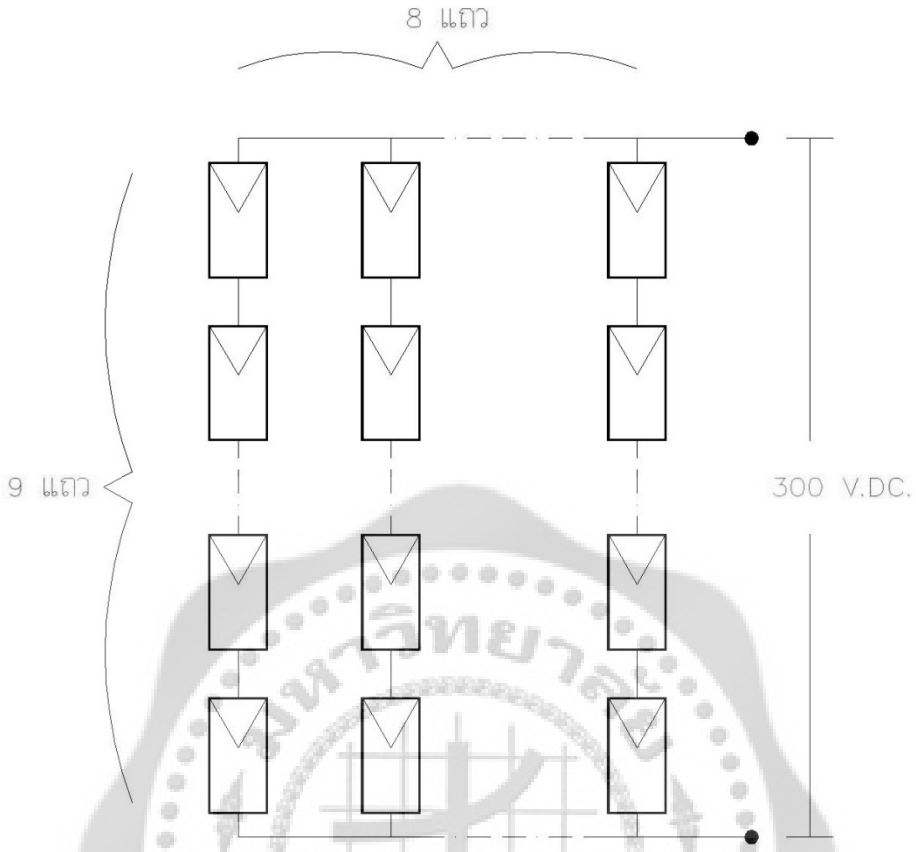
กำลังการผลิตที่ทำได้ทั้งหมดต่ออาคาร = 72x 285

= 20,520 W_p

รวมกำลังการผลิตของทั้ง 3 อาคาร = 20,520 x 3

= 61,560 W_p

ใช้อินเวอร์เตอร์ 25 kW จำนวน 3 ตัว แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ



ภาพประกอบ ง-10 การต่อวงจรแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystalline Silicon

2. การหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

เมื่อแทนค่าต่างๆ ลงในสมการที่ (4.1) พื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีซิลิกอนมีขนาดเท่ากับ 127 ตารางเมตร ค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์รายวันประจำปีบนพื้นเอียงในทิศไปตามแนวอาคารเท่ากับ 4.87 kWh/m^2-day ประสิทธิภาพของโมดูลเท่ากับร้อยละ 14.69 ที่สภาวะมาตรฐานและร้อยละ 13.58 ที่อุณหภูมิใช้งานเฉลี่ย 45 $^{\circ}C$ โดยประสิทธิภาพลดลงร้อยละ -0.3765 /$^{\circ}C$ ขนาดของระบบเท่ากับ 20.52 kW_p หากกำหนดประสิทธิภาพอื่นๆ เป็นร้อยเปอร์เซ็นต์ จะสามารถหาค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้ารายวันประจำปีได้เท่ากับ 83.94 kWh/day หรือ 30,638.1 kWh/year และหากกำหนดประสิทธิภาพอื่นๆ เป็นร้อยละ 80 ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบเท่ากับร้อยละ 10.86 จะสามารถหาค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้ารายวันประจำปีได้เท่ากับ 67.152 kWh/day หรือ 24,510.48 kWh/year ต่ออาคาร หากรวมทั้ง 3 อาคารเท่ากับ 73,531.44 kWh/year

ภาคผนวก จ

อัตราค่าไฟฟ้า[37] และประกาศ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค[38]

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
อัตราค่าไฟฟ้า

ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

สำหรับการใช้ไฟฟ้าภายในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องโดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

1.1	อัตราปกติ	ค่าพลังงานไฟฟ้า(บาท/หน่วย)	ค่าบริการ(บาท/เดือน)
	1.1.1 ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน		8.19
	5 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 - 5)	0	
	10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 6 - 15)	1.3576	
	10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 16 - 25)	1.5445	
	10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 26 - 35)	1.7968	
	65 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 36 - 100)	2.1800	
	50 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 101 - 150)	2.2734	
	250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 - 400)	2.7781	
	เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	2.9780	
	1.1.2 ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน		40.90
	150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 - 150)	1.8047	
	250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 - 400)	2.7781	
	เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	2.9780	

1.2	อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าพลังงานไฟฟ้า(บาท/หน่วย)		ค่าบริการ(บาท/เดือน)
		Peak	Off Peak	
	1.2.1 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	3.6246	1.1914	228.17
	1.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	4.3093	1.2246	57.95

*รายละเอียดช่วงเวลาอัตรา TOU อยู่ท้ายอัตราทุกประเภท

หมายเหตุ
1. ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดไม่เกิน 5 แอมป์ 220 โวลท์ 1 เฟส 2 สาย จะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.1 แต่หากมีการใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วย ติดต่อกัน 3 เดือน ในเดือนถัดไปจะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.2 และเมื่อใดที่การใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วย ติดต่อกัน 3 เดือน ในเดือนถัดไปจะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.1
2. ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดเกิน 5 แอมป์ 220 โวลท์ 1 เฟส 2 สาย ให้ใช้อัตราประเภทที่ 1.1.2
3. ประเภทที่ 1.2 กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณหน่วยพีคเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อชดเชยการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย
4. ประเภทที่ 1.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายเพิ่มตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 1.1 ตามเดิมได้

ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ ธุรกิจรวมกับบ้านอยู่อาศัย อุตสาหกรรม ส่วนราชการที่มิได้มีภาระเป็นอุตสาหกรรม รัฐวิสาหกิจ หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

2.1	อัตราปกติ	ค่าพลังงานไฟฟ้า(บาท/หน่วย)	ค่าบริการ(บาท/เดือน)
	2.1.1 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	2.4649	228.17
	2.1.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์		40.90
	150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 - 150)	1.8047	
	250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 - 400)	2.7781	
	เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	2.9780	

2.2	อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าพลังงานไฟฟ้า(บาท/หน่วย)		ค่าบริการ(บาท/เดือน)
		Peak	Off Peak	
	2.2.1 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	3.6246	1.1914	228.17
	2.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	4.3093	1.2246	57.95

*รายละเอียดช่วงเวลาอัตรา TOU อยู่ท้ายอัตราทุกประเภท

หมายเหตุ
1. ประเภทที่ 2.2 กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณหน่วยพีคเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อชดเชยการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย
2. ประเภทที่ 2.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายเพิ่มตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 2.1 ตามเดิมได้
3. เดือนใดมีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป จะจัดเข้าอยู่ในประเภทที่ 3-5 แล้วแต่กรณี

ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการที่มีลักษณะเป็นอุตสาหกรรม รัฐวิสาหกิจ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

3.1 อัตราปกติ	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)
3.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	175.70	1.6660
3.1.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	196.26	1.7034
3.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	221.50	1.7314

3.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
3.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	2.6136	1.1726	228.17
3.2.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	132.93	2.6950	1.1914	228.17
3.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	2.8408	1.2246	228.17

*รายละเอียดข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU อยู่ท้ายอัตราทุกประเภท

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ
1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์ และหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อชดเชยค่าการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย
2. ประเภทที่ 3.2 เป็นอัตราบังคับสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 เป็นครั้งแรก ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าเดือน กุมภาพันธ์ 2543
3. ประเภทที่ 3.2 เป็นอัตราเลือกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม เมื่อใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 3.1 ไม่ได้ ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด
4. เดือนใดความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ค่าไฟฟ้าต้องคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปก็ยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1

ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

4.1 อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate : TOD)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)
	Peak	Partial	Off Peak	
4.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	1.6660
4.1.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	285.05	58.88	0	1.7034
4.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	332.71	68.22	0	1.7314

Peak : เวลา 18.30 – 21.30 น. ของทุกวัน
Partial : เวลา 08.00 – 18.30 น. ของทุกวัน (คิดความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เกิน Peak)
Off Peak : เวลา 21.30 – 08.00 น. ของทุกวัน

4.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
4.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	2.6136	1.1726	228.17
4.2.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	132.93	2.6950	1.1914	228.17
4.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	2.8408	1.2246	228.17

*รายละเอียดข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU อยู่ท้ายอัตราทุกประเภท

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ
1. ประเภทที่ 4.2 เป็นอัตราบังคับสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ หรือผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมที่เคยใช้ TOU แล้ว
2. ประเภทที่ 4.2 เป็นอัตราเลือกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมประเภทที่ 4.1 เมื่อใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 4.1 ไม่ได้ ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด
3. เดือนใดความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ หรือการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน ค่าไฟฟ้ายังคงคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1 หรือ 6.1 แล้วแต่กรณี

ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการโรงแรม และ กิจการให้เช่าพักอาศัยตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

5.1	อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
		Peak	Peak	Off Peak	
	5.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	2.6136	1.1726	228.17
	5.1.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	132.93	2.6950	1.1914	228.17
	5.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	2.8408	1.2246	228.17

*รายละเอียดช่วงเวลาอัตรา TOU อยู่ท้ายอัตราทุกประเภท

5.2	อัตราปกติ (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังไม่ได้ติดมิเตอร์ TOU)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)
	5.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	220.56	1.6660
	5.2.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	256.07	1.7034
	5.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	276.64	1.7314

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ
1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์ และหน่วยที่คิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย
2. ประเภทที่ 5.1 เป็นอัตราบังคับและ 5.2 เป็นอัตราสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังไม่ติดตั้งมิเตอร์ TOU
3. เดือนใดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ การไฟฟ้านับหน่วยคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปถึงยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1

ประเภทที่ 6 ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

สำหรับการใช้ไฟฟ้าของหน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ซึ่งมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน รวมถึงองค์กรที่ไม่ใช่ส่วนราชการแต่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน แต่ไม่รวมหน่วยงานของรัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยราชการต่างประเทศ และสถานที่ทำการขององค์กรระหว่างประเทศ โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

6.1	อัตราปกติ	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	6.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	1.9712	228.17
	6.1.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	2.1412	228.17
	6.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์		20.00
	10 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 - 10)	1.3576	
	เกิน 10 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 11 เป็นต้นไป)	2.4482	

6.2	อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
		Peak	Peak	Off Peak	
	6.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	2.6136	1.1726	228.17
	6.2.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	132.93	2.6950	1.1914	228.17
	6.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	2.8408	1.2246	228.17

*รายละเอียดช่วงเวลาอัตรา TOU อยู่ท้ายอัตราทุกประเภท

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ
1. วัด สถานประกอบศาสนกิจ ที่คิดอัตราประเภทบ้านอยู่อาศัย หากมีการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 350 หน่วยติดต่อกัน 3 เดือน ในเดือนถัดไปจะจัดเข้าประเภทที่ 6.1 และเมื่อใดที่การใช้ไฟฟ้าไม่ถึง 350 หน่วยติดต่อกัน 3 เดือน ในเดือนถัดไปจะจัดเข้าประเภทที่ 1
2. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์ และหน่วยที่คิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย
3. ประเภทที่ 6.2 เป็นอัตราเลือก เมื่อใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 6.1 ไม่ได้ ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายเพิ่มตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

ประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยราชการ สหกรณ์เพื่อการเกษตร กลุ่มเกษตรกรที่จดทะเบียนจัดตั้งกลุ่มเกษตรกร โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

7.1	อัตราปกติ	ค่าพลังงานไฟฟ้า(บาท/หน่วย)	ค่าบริการ(บาท/เดือน)
			115.16
	100 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0-100)	0.6452	
	เกิน 100 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 101 เป็นต้นไป)	1.7968	

7.2	อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
		Peak	Peak	Off Peak	
	7.2.1 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	132.93	2.6950	1.1914	228.17
	7.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	2.8408	1.2246	228.17

*รายละเอียดข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU อยู่ท้ายอัตราทุกประเภท

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ
1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นทรัพย์สินของผู้ใช้ไฟฟ้า หรือหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เฉพาะที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำประกอบ ซี ที.) ให้คำนวณกิโลวัตต์ และหน่วยที่คิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย
2. ประเภทที่ 7.2 เป็นอัตราเลือก เมื่อใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 7.1 ไม่ได้ ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

ประเภทที่ 8 ไฟฟ้าชั่วคราว

สำหรับการใช้ไฟฟ้าของหน่วยราชการ หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ และเอกชน เพื่องานก่อสร้าง จัดงานขึ้นเป็นพิเศษชั่วคราว สถานที่ที่ไม่มีทะเบียนบ้านของสำนักงานทะเบียนส่วนท้องถิ่น และการใช้ไฟฟ้าที่ยังปฏิบัติไม่ถูกต้องตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ค่าพลังงานไฟฟ้า (ทุกระดับแรงดัน)	หน่วยละ	4.3093 บาท

หมายเหตุ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้อัตราประเภทนี้ หากมีความประสงค์จะขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าเป็นแบบอื่น หรือการไฟฟ้าฯ ได้ตรวจพบว่าได้เปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าเป็นอย่างอื่นแล้ว เช่น เพื่อประกอบธุรกิจ หรืออุตสาหกรรม หรือบ้านอยู่อาศัย และ ฯลฯ จะต้องยื่นคำร้องขอใช้ไฟฟ้าอย่างต่อการไฟฟ้าฯ ในท้องถิ่นนั้น พร้อมทั้งเงินค่าย และติดตั้งอุปกรณ์การใช้ไฟให้เรียบร้อยถูกต้องตามมาตรฐาน และชำระเงินค่าธรรมเนียมการใช้ไฟฟ้าแบบไฟอาจให้ครบถ้วน ตามหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU

Peak : เวลา 09.00 น. - 22.00 น. วันจันทร์ - ศุกร์ และวันพิธีมงคล

Off Peak : เวลา 22.00 น. - 09.00 น. วันจันทร์ - ศุกร์ และวันพิธีมงคล
เวลา 00.00 น. - 24.00 น. วันเสาร์ - อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ, วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) และวันพิธีมงคลที่ตรงกับวันเสาร์ - อาทิตย์

ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้า

1. ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์จะเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3, 4 และ 5 ที่มีเพาเวอร์แฟคเตอร์แลค (Lag) เฉพาะเดือนที่มีความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคตีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังไฟฟ้าแอคตีฟเฉลี่ย ใน 15 นาทีที่สูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์แล้ว โดยส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ในอัตรากิโลวาร์ (KVAR) ละ 14.02 บาท (เศษของกิโลวาร์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวาร์ตัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวาร์ขึ้นไป คิดเป็น 1 กิโลวาร์)

2. อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น เป็นอัตราที่เรียกเก็บรายเดือน ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

3. ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บในแต่ละเดือนคือ ค่าไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น และค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ซึ่งประกอบด้วยค่า Ft คงที่ ณ ระดับช่วงเดือนมิถุนายน - กันยายน 2548 หน่วยละ 0.4683 บาท และค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากค่า Ft ณ ระดับ หน่วยละ 0.4683 บาท โดยค่า Ft จะแสดงไว้ในใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า

อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือน ตุลาคม 2548 เป็นต้นไป

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 200 ถนนงามวงศ์วาน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ 0-2590-9125-7 โทรสาร 0-2590-9133-4 http://www.pea.co.th

ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
จากพลังงานหมุนเวียน
ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ลงวันที่ 9 มีนาคม 2552

ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ออกประกาศเรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน ลงวันที่ 20 พฤษภาคม 2551 นั้น

ด้วย คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 ลงมติเห็นชอบและรับทราบมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 2/2552 (ครั้งที่ 124) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 เรื่อง ข้อเสนอเพื่อปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้มีการกำหนดระยะเวลาและปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อที่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า การปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง และการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

กฟภ. จึงขอประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังนี้

1 ให้ประกาศนี้ใช้บังคับกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จากพลังงานหมุนเวียน และผู้ยื่นข้อเสนอที่ประสงค์จะขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ดังนี้

1.1 ผู้ยื่นข้อเสนอที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) พ.ศ. 2549 ของ กฟภ. หลังวันที่ออกประกาศฉบับนี้

1.2 ผู้ยื่นข้อเสนอที่ยื่นคำร้องขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากก่อนวันที่ออกประกาศฉบับนี้และยังไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือยังไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ให้ดำเนินการตามข้อ 5 และ 6 นับจากวันที่ได้รับแจ้งจาก กฟภ. ด้วย

2 อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน

2.1 อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียนแยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้[1/] (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รวมส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุนนับจากวัน COD (ปี)
1. ชีวมวล				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.50	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.30	7
2. ก๊าซชีวภาพ				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.50	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.30	7
3. ขยะ[2/]				
(1) ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.50	1.00	3.50	7
(2) พลังงานความร้อน (Thermal Proce∞)	3.50	1.00	4.50	7
4. พลังงานลม				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	4.50	1.50	6.00	10
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	1.50	5.00	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก				
(1) 50 kW≤กำลังการผลิตติดตั้ง<200 kW	0.80	1.00	1.80	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	1.50	1.00	2.50	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	1.50	9.50	10

หมายเหตุ :

[1/] หมายถึง จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส

[2/] หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

2.2 อัตราส่วนเพิ่มฯ พิเศษเพิ่มเติม สำหรับโครงการที่ทดแทนการใช้น้ำมันดีเซล ในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลของ กฟภ.

2.2.1 พื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลของ กฟภ.จำนวน 15 พื้นที่ ประกอบด้วย

ประเภทโรงไฟฟ้า	พื้นที่
1. ดีเซลจ่ายไฟอิสระ (12 แห่ง)	1. อุ้มผาง จ.ตาก 2. เกาะสีชัง จ.ชลบุรี 3. เกาะล้าน จ.ชลบุรี 4. เกาะสุกร จ.ตรัง 5. เกาะลิบง จ.ตรัง 6. เกาะมุกด์ จ.ตรัง 7. เกาะกูด จ.ตราด 8. เกาะหมาก จ.ตราด 9. เกาะเต่า จ.สุราษฎร์ธานี 10. เกาะนกตะเภา จ.สุราษฎร์ธานี 11. เกาะปูยู จ.สตูล 12. บ้านห้วยเค้า จ.อุตรดิตถ์
2. สำรองจ่าย (3 แห่ง)	1. แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน 2. ท่าสองยาง จ.ตาก 3. เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี

2.2.2 อัตราส่วนเพิ่มฯพิเศษเพิ่มเติม

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มพิเศษฯ เพิ่มเติม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1. ชีวมวล	
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.00
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.00
2. ก๊าซชีวภาพ	
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.00
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.00
3. ขยะ[1/]	
(1) ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	1.00
(2) พลังงานความร้อน (Thermal Process)	1.00

ประเภทโรงไฟฟ้า	พื้นที่
1. ดีเซลจ่ายไฟอิสระ (12 แห่ง)	1. อุ้มผาง จ.ตาก 2. เกาะลีซัง จ.ชลบุรี 3. เกาะล้าน จ.ชลบุรี 4. เกาะลุกร จ.ตรัง 5. เกาะลิบง จ.ตรัง 6. เกาะมุกด์ จ.ตรัง 7. เกาะกูด จ.ตราด 8. เกาะหมาก จ.ตราด 9. เกาะเต่า จ.สุราษฎร์ธานี 10. เกาะนกตะเภา จ.สุราษฎร์ธานี 11. เกาะปูยู จ.สตูล 12. บ้านห้วยเด้า จ.อุตรดิตถ์
2. สำรองจ่าย (3 แห่ง)	1. แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน 2. ท่าสองยาง จ.ตาก 3. เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี

2.2.2 อัตราส่วนเพิ่มฯพิเศษเพิ่มเติม

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มพิเศษฯ เพิ่มเติม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1. ชีวมวล	
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.00
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.00
2. ก๊าซชีวภาพ	
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.00
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.00
3. ขยะ[v]	
(1) ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	1.00
(2) พลังงานความร้อน (Thermal Process)	1.00

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มพิเศษฯ เพิ่มเติม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
4. พลังงานลม	
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	1.50
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	1.50
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	
(1) 50 kW≤กำลังการผลิตติดตั้ง<200 kW	1.00
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	1.00
6. พลังงานแสงอาทิตย์	1.50

หมายเหตุ:

[1/] หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

2.3 การคำนวณส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ซึ่งหมายถึงผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เป็นลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยของ กฟภ. ตามประกาศอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้คำนวณส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการนี้จากหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ ในกรณีที่ต้องติดตั้งเครื่องวัดค่าพลังงานไฟฟ้าและปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้สอดคล้องกับวิธีการคำนวณ ให้ผู้ยื่นข้อเสนอเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายและดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของ กฟภ.

3 ระยะเวลาให้การสนับสนุน

3.1 ให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Commercial Operation Date: COD) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์

3.2 ให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 7 ปี นับจากวัน COD สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ และพลังน้ำขนาดเล็ก

4 ผู้ไม่มีสิทธิ์รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ก่อนวันที่ออกประกาศฉบับนี้

5 ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องเสนอเอกสารหลักฐานประกอบการพิจารณา ดังนี้

5.1 รายละเอียดข้อมูลประกอบคำร้องและข้อเสนอการขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) พ.ศ. 2549 ของ กฟภ.

5.2 หลักประกันการยื่นข้อเสนอ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีกำลังการผลิตติดตั้งตั้งแต่ 100 กิโลวัตต์ ในจำนวนวงเงินเท่ากับ 200 บาท (สองร้อยบาท) ต่อกิโลวัตต์ ตามปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย โดยใช้หลักประกันอย่างหนึ่งอย่างใดดังต่อไปนี้

5.2.1 เงินสด

5.2.2 เช็คเงินสดที่ธนาคารในประเทศสั่งจ่าย (แคชเชียร์เช็ค) ให้แก่ " การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค " โดยเป็นเช็คลงวันที่ที่ยื่นข้อเสนอหรือก่อนหน้านั้นไม่เกิน 5 วันทำการของทางราชการ สำหรับกรณีการยื่นข้อเสนอตามข้อ 1.1 หรือเป็นเช็คลงวันที่ที่วางเช็คเป็นหลักประกันหรือก่อนหน้านั้นไม่เกิน 5 วันทำการของทางราชการ สำหรับกรณีการยื่นข้อเสนอตามข้อ 1.2 และในกรณีที่การเรียกเก็บเงินจากเช็คดังกล่าวมีค่าธรรมเนียมเกิดขึ้น ผู้ยื่นข้อเสนอต้องเป็นผู้รับภาระค่าธรรมเนียมดังกล่าว

5.2.3 หนังสือค้ำประกันของธนาคารในประเทศ

5.2.4 หนังสือค้ำประกันของบริษัทเงินทุนที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการเงินทุนเพื่อการพาณิชย์และประกอบธุรกิจค้ำประกันตามประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทย ซึ่งได้แจ้งชื่อเวียนให้ส่วนราชการต่างๆ ทราบแล้ว

6 การวางหลักประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าฯ

6.1 ผู้ยื่นข้อเสนอตามข้อ 1.1 จะต้องวางหลักประกันการยื่นข้อเสนอในวันที่ยื่นข้อเสนอ

6.2 ผู้ยื่นข้อเสนอตามข้อ 1.2 ต้องวางหลักประกันภายใน 60 วัน นับจากวันที่ได้รับแจ้งจาก กฟภ. หากพ้นระยะเวลาดังกล่าวแล้วจะถือว่าสละสิทธิ์ในการยื่นข้อเสนอ

7 หลักการพิจารณา

7.1 กฟภ. จะพิจารณาข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ยื่นข้อเสนอที่มีคุณสมบัติถูกต้อง และยื่นเอกสารหลักฐานตามรายละเอียดข้อมูลประกอบคำร้องและข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามข้อ 5. ถูกต้องครบถ้วนแล้วเท่านั้น โดยพิจารณาจากลำดับการยื่นข้อเสนอ และความพร้อมที่จะดำเนินการได้ตามแผนการดำเนินงานที่เสนอ รวมทั้งเอกสารหลักฐานที่ยื่นประกอบการพิจารณาตลอดจนความสอดคล้องของวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบกับเป้าหมายในแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี และผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ดังนี้

7.1.1 กฟภ. จะพิจารณาข้อเสนอของผู้ยื่นข้อเสนอที่ได้ยื่นคำร้องขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าก่อนวันที่ออกประกาศนี้และได้ยืนยันความประสงค์จะขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามประกาศฉบับนี้ ตลอดจนได้วางหลักค้ำประกันแล้วเป็นลำดับแรก

7.1.2 กฟภ. จะพิจารณาข้อเสนอของผู้ยื่นข้อเสนอหลังวันที่ออกประกาศฉบับนี้ เป็นลำดับต่อไป

ให้ผู้ยื่นข้อเสนอ นำข้อเสนอพร้อมหลักฐานประกอบมายื่นโดยตรงต่อ กฟภ. โดยหากปริมาณการเสนอขายไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ให้ยื่นข้อเสนอได้ที่ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่ายตามพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า และหากปริมาณการเสนอขายไฟฟ้ามากกว่า 1 เมกะวัตต์ ให้ยื่นข้อเสนอได้ที่สำนักงานโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ตามรายชื่อสำนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแนบ

7.2 กฟภ. อาจขอเอกสารเพิ่มเติมประกอบการพิจารณา เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาความพร้อมของผู้ยื่นข้อเสนอได้

8 เงื่อนไขการคืนหรือยึดหลักประกันหรือการบังคับชำระหนี้จากหลักประกัน

กฟภ. จะคิดค่าปรับในอัตราร้อยละ 0.33 ของวงเงินหลักประกัน ต่อวัน หากผู้ยื่นข้อเสนอไม่สามารถเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้ภายใน 60 วัน นับถัดจากวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) เนื่องจากเหตุใดๆ ที่ผู้ยื่นข้อเสนอ ต้องรับผิดตามกฎหมาย ตั้งแต่วันที่ที่พ้นกำหนดเวลา 60 วันดังกล่าวเป็นต้นไปจนถึงวันที่ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ได้ หรือวันที่ กฟภ. บอกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

8.1 กฟภ. จะคืนหลักประกันตามข้อ 5.2.1 - 5.2.4 แล้วแต่กรณี ให้แก่ผู้ยื่นข้อเสนอหรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแล้วแต่กรณี ภายใน 15 วันทำการ นับถัดจากวันที่ผู้ยื่นข้อเสนอได้รับแจ้งจาก กฟภ. เป็นลายลักษณ์อักษรว่าผู้ยื่นข้อเสนอไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า หรือนับถัดจากวันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) โดยสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ไม่เกิน 60 วัน นับถัดจากวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (SCOD)

8.2 กฟภ. จะคืนหลักประกันตามข้อ 5.2.1 – 5.2.4 ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าปรับ และหรือค่าปรับและหรือค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกิดขึ้นจากการไม่สามารถของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในการดำเนินการตามเงื่อนไขการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟภ. ดังนี้

8.2.1 คืนหลักประกันตามข้อ 5.2.1 - 5.2.2 ที่เหลืออยู่ หลังจาก กฟภ. หักค่าปรับฯ ครบถ้วนเรียบร้อยแล้ว ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ภายใน 15 วันทำการ นับถัดจากวันที่ กฟภ. หักค่าปรับดังกล่าวครบถ้วนเรียบร้อยแล้ว

8.2.2 คืนหลักประกันตามข้อ 5.2.3 – 5.2.4 แล้วแต่กรณี ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ภายใน 15 วันทำการ นับถัดจากวันที่ กฟภ. ได้รับชำระหนี้ค่าปรับฯ จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หรือ ผู้ออกหลักประกันดังกล่าว ก่อนการบังคับชำระหนี้ เอาแก่หลักประกันดังกล่าวทางศาล ครบถ้วนเรียบร้อยแล้ว

8.3 กฟภ. จะยึดหลักประกันตามข้อ 5.2.1 - 5.2.4 แล้วแต่กรณี หากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากหรือผู้ออกหลักประกันดังกล่าว ไม่ชำระหนี้ค่าปรับและหรือค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกิดขึ้นจากการไม่สามารถของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในการดำเนินการตามเงื่อนไขการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบให้ถูกต้องและครบถ้วนตามที่ กฟภ. กำหนดทุกประการ หรือหากผู้ยื่นข้อเสนอขอถอนความจำนงการขายไฟฟ้าหรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ได้รับการพิจารณา แต่ไม่สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ได้มีการตกลงตามขั้นตอนของการเจรจาแล้ว เนื่องจากเหตุใดๆ ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากต้องรับผิดตามกฎหมาย

ทั้งนี้สำหรับหลักประกันตามข้อ 5.2.3 - 5.2.4 กฟภ. จะบังคับชำระหนี้เอาแก่หลักประกันดังกล่าวทางศาลต่อไป

9 การยกเลิกการให้ส่วนเพิ่มฯ

ถ้าไม่มีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลา 12 เดือนนับจากวัน SCOD แล้ว ให้ถือว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดลง

จึงประกาศมาให้ทราบโดยทั่วกัน

ประกาศ ณ วันที่ 14 สิงหาคม พ.ศ. 2552

(นายอดิศร เกียรติโชควิวัฒน์)
ผู้ว่าการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

แบบฟอร์มการขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ)
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

วันที่.....

ข้าพเจ้า.....ได้ยื่นคำร้องในฐานะเป็น.....
กิจการ หรือ บริษัท.....ตั้งอยู่ที่.....
มีความประสงค์ขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยใช้เชื้อเพลิงจาก

เชื้อเพลิง	ได้รับส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุน นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (ปี)
☐ ชีวมวล		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	7
☐ ก๊าซชีวภาพ		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	7
☐ ขยะ		
☐ ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.50	7
☐ พลังงานความร้อน (Thermal Process)	3.50	7
☐ พลังงานลม		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	4.50	10
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	10
☐ พลังน้ำขนาดเล็ก		
☐ 50 kW≤กำลังการผลิตติดตั้ง<200 kW	0.80	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	1.50	7
☐ พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	10

<u>หมายเหตุ</u> : ขยะ หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ข้อความดังกล่าวที่ระบุไว้ข้างต้นเป็นจริงทุกประการ

ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
(.....)
ตำแหน่ง.....

แบบฟอร์มการขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ)
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้

วันที่.....

ข้าพเจ้า.....ได้ยื่นคำร้องในฐานะเป็น.....
กิจการ หรือ บริษัท.....ตั้งอยู่ที่.....
มีความประสงค์ขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยใช้เชื้อเพลิงจาก

เชื้อเพลิง	ได้รับส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุน นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (ปี)
☐ ชีวมวล		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.30	7
☐ ก๊าซชีวภาพ		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.30	7
☐ ขยะ		
☐ ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	3.50	7
☐ พลังงานความร้อน (Thermal Process)	4.50	7
☐ พลังงานลม		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	6.00	10
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	5.00	10
☐ พลังน้ำขนาดเล็ก		
☐ 50 kW≤กำลังการผลิตติดตั้ง<200 kW	1.80	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	2.50	7
☐ พลังงานแสงอาทิตย์	9.50	10

หมายเหตุ : 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส

ข้าพเจ้าขอรับรองว่าข้อความดังกล่าวที่ระบุไว้ข้างต้นเป็นจริงทุกประการ

ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
(.....)
ตำแหน่ง.....

แบบฟอร์มการขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนพิ่มฯ พิเศษเพิ่มเติม)
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
(สำหรับโครงการที่ทดแทนการใช้น้ำมันดีเซล ในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลของ กฟภ.)

วันที่.....

ข้าพเจ้า.....ได้ยื่นคำร้องในฐานะเป็น.....
กิจการ หรือ บริษัท.....ตั้งอยู่ที่.....
มีความประสงค์ขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยใช้เชื้อเพลิงจาก

เชื้อเพลิง	ได้รับส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุน นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (ปี)
☐ ชีวมวล		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.30	7
☐ ก๊าซชีวภาพ		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.30	7
☐ ขยะ		
☐ ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	3.50	7
☐ พลังงานความร้อน (Thermal Process)	4.50	7
☐ พลังงานลม		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	6.00	10
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	5.00	10
☐ พลังน้ำขนาดเล็ก		
☐ 50 kW≤กำลังการผลิตติดตั้ง≤200 kW	1.80	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	2.50	7
☐ พลังงานแสงอาทิตย์	9.50	10

<u>หมายเหตุ</u> : ขยะ หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ข้อความดังกล่าวที่ระบุไว้ข้างต้นเป็นจริงทุกประการ

ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
(.....)
ตำแหน่ง.....

ภาคผนวก ฉ

ข้อมูลพื้นฐาน สถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐม[36]

ข้อมูลพื้นฐาน สถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐม

(NAKONPATHOM METEOROLOGICAL STATION)

.....

1. รายละเอียดของสถานี

1.1 ชื่อ สถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐม

1.2 ชื่อ ภาษาอังกฤษ NAKONPATHOM METEOROLOGICAL STATION

1.3 ชื่อเดิม สถานีอากาศเกษตรกำแพงแสน

1.4 เลขประจำสถานี (WMO) 48451

1.5 เลขประจำสถานีสถานีฝน (Local Rain Station) 451301

1.6 ประเภทสถานี ตรวจอากาศผิวพื้น (Agromet)

1.7 เริ่มทำการตรวจอากาศครั้งแรก วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2516

2. ที่ตั้งของสถานี (Location)

2.1 ที่อยู่ เลขที่ 1 หมู่ที่ 6 ถนนมาลัยแมน ตำบลกำแพงแสน อำเภอกำแพงแสน จังหวัดนครปฐม รหัสไปรษณีย์ 73140

2.2 หมายเลขโทรศัพท์ 0-3435-1945

2.3 E-Mail: s48451@metnet.tmd.go.th

2.4 เว็ปไซต์ (http://www.nakhonpathom.tmd.go.th)

2.5 เนื้อที่ 4 ไร่ (อาศัยพื้นที่ของมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตกำแพงแสน)

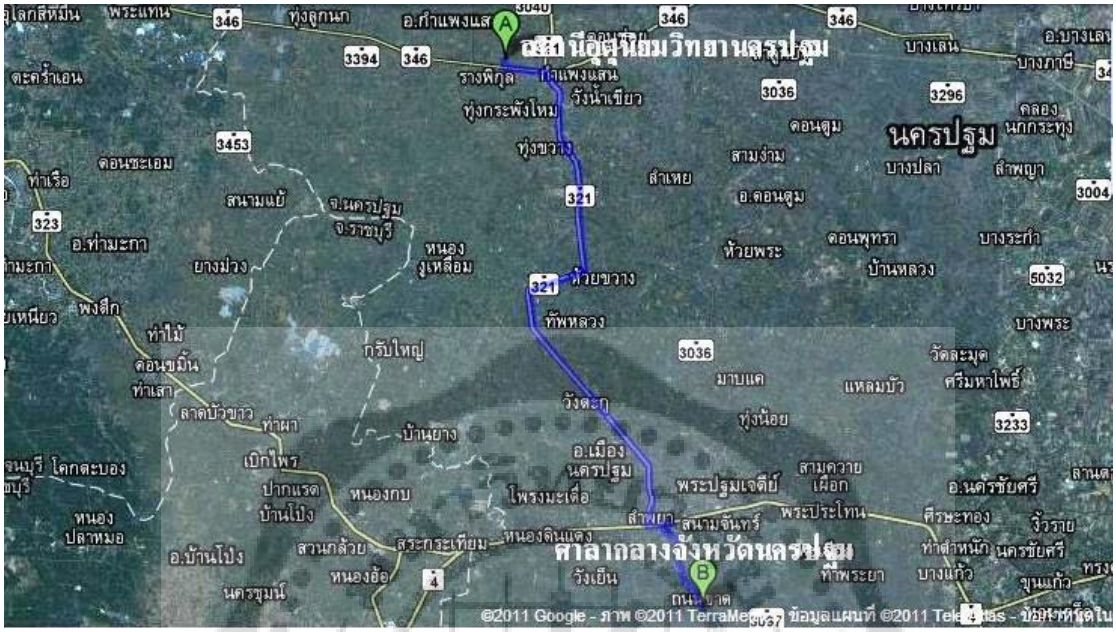
2.6 พิกัดสถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐม ละติจูด 14o 01' 42.5" องศาเหนือ

ลองกิจูด 99o 58' 12.1" องศาตะวันออก

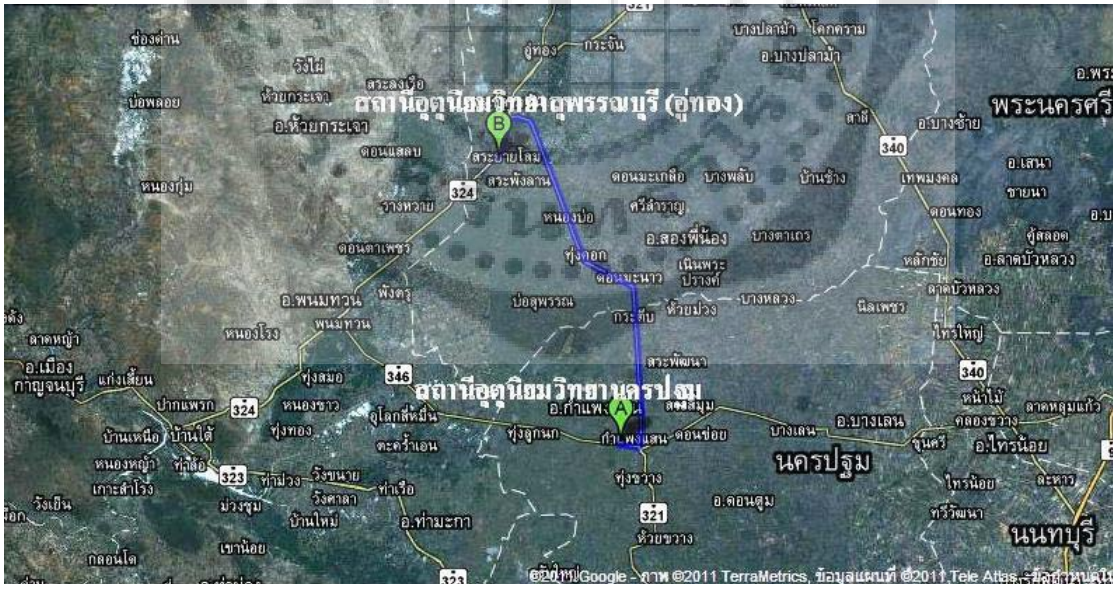
2.7 ความสูงของสถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐมจากระดับน้ำทะเล 7.46 เมตร

2.8 ระยะอ้างอิง

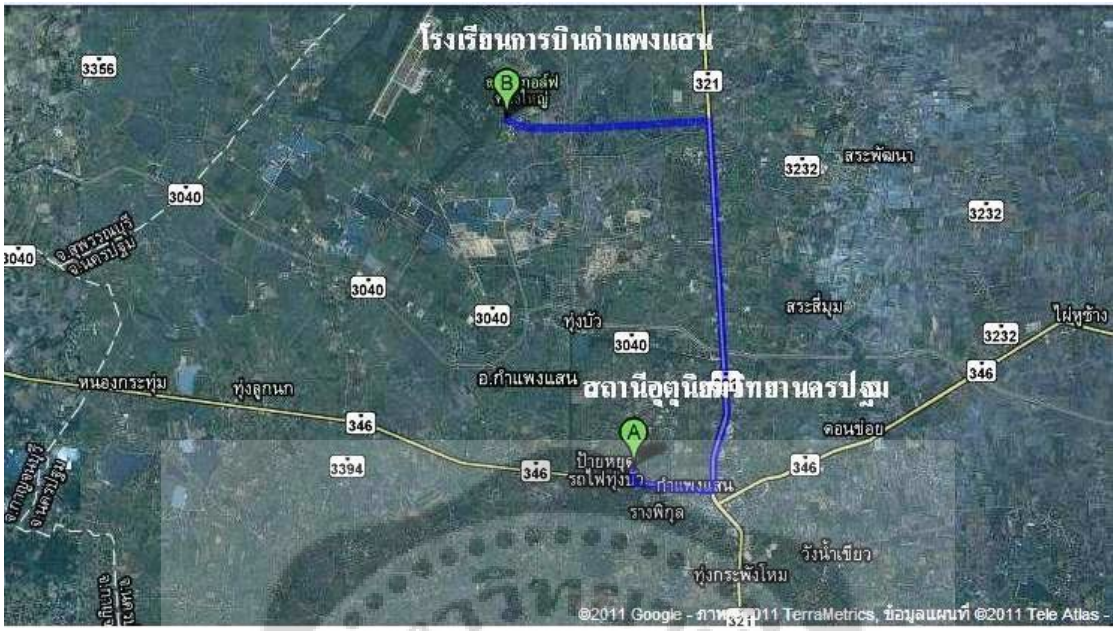
-สถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐมห่างจากศาลากลางจังหวัดนครปฐม 38 กม.



-สถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐมห่างจากกลุ่มงานอากาศเกษตรอู่ทอง จังหวัดสุพรรณบุรี 45 กม.

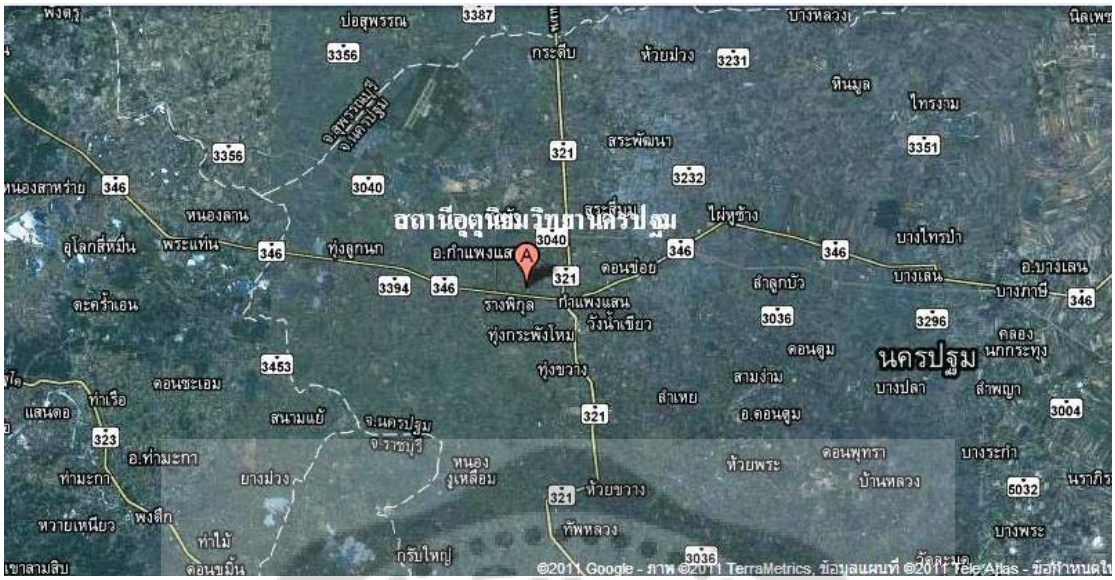


- สถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐมห่างจากโรงเรียนการบินกำแพงแสน 17 กม.

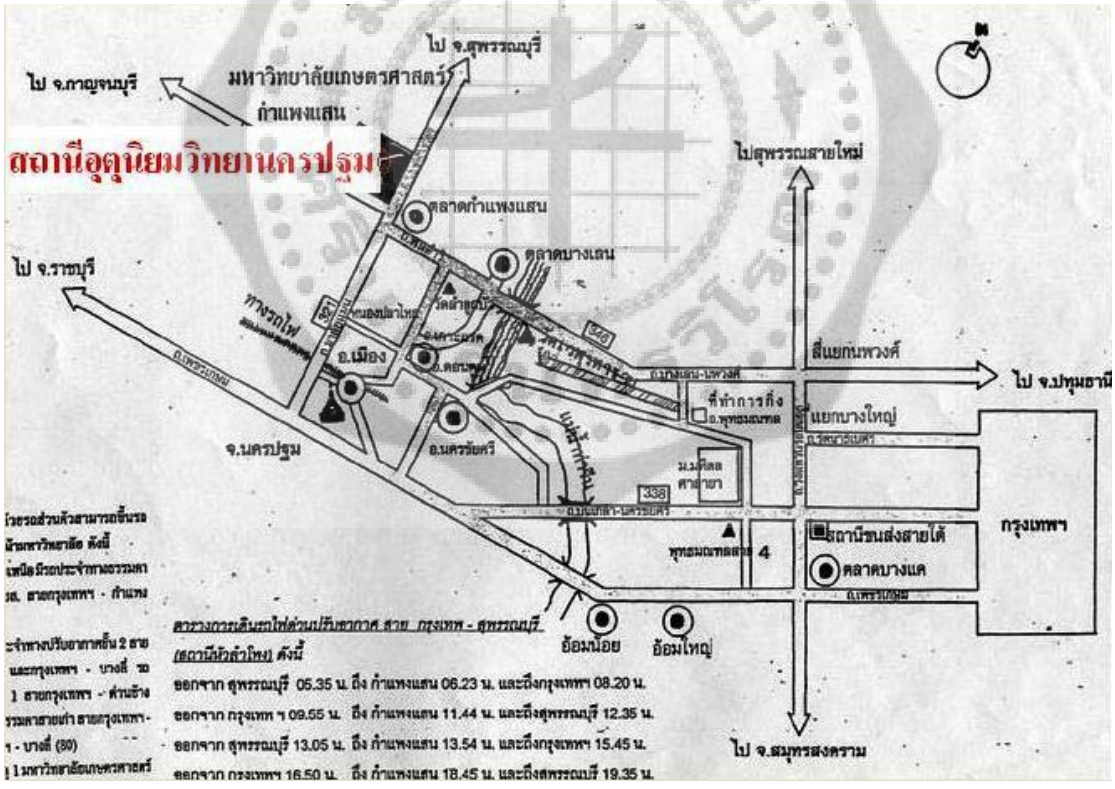


แผนที่ตั้งโดยสังเขป (1)

แผนที่ตั้งโดยสังเขป (2)



2.9 ผังที่ตั้งและขอบเขตสถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐม



3. สภาพภูมิประเทศแวดล้อมสถานี (Environment)

3.1 อาณาเขตติดต่อ

ทิศเหนือ ติดกับแปลงหญ้าของภาควิชาสัตวบาล มีระยะทาง 64.00 เมตร

ทิศใต้ ติดกับถนนหมู่บ้านเกษตร 2 มีระยะทาง 64.00 เมตร

ทิศตะวันออก ติดกับคลองส่งน้ำ มีระยะทาง 100.00 เมตร

ทิศตะวันตก ติดกับแปลงหญ้าของภาควิชาสัตวบาล มีระยะทาง 100.00 เมตร

3.2 สภาพภูมิประเทศ

อยู่ภายในมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตกำแพงแสน พื้นที่ราบทุ่งหญ้าเขตชานเมือง อยู่ในเขตการปกครองขององค์การบริหารส่วนตำบลกำแพงแสน อ.กำแพงแสน จ.นครปฐม ด้านหน้ามีโรงเรียนสาธิตแห่งมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ด้านข้างทิศใต้มีศูนย์พัฒนาเด็กเล็ก และหมู่บ้านเกษตร 2 บ้านพักบุคลากร

4. การตรวจอากาศ

สถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐม ทำการตรวจอากาศผิวพื้นทุกวัน วันละ 8 เวลา ทุก 3 ชั่วโมง โดยจะทำการตรวจอากาศเวลา 01.00 , 04.00 , 07.00 , 10.00 , 13.00 , 16.00 ,19.00 และ 22.00 น. และทำการตรวจอากาศตามคำสั่งของกรมอุตุนิยมวิทยาในกรณีพิเศษ

การตรวจสารประกอบอุตุนิยมวิทยาที่สำคัญ

สารประกอบอุตุนิยมวิทยา	เวลา (น.)							
	0100	0400	0700	1000	1300	1600	1900	2200
ความกดอากาศ	/	/	/	/	/	/	/	/
อุณหภูมิตุ้มแห้ง	/	/	/	/	/	/	/	/
อุณหภูมิตุ้มเปียก	/	/	/	/	/	/	/	/
อุณหภูมิสูงสุด							/	
อุณหภูมิต่ำสุด			/					
อุณหภูมิต่ำสุดยอดหญ้า			/					
อุณหภูมิดินระดับต่างๆ	/	/	/	/	/	/	/	/
ความชื้นสัมพัทธ์	/	/	/	/	/	/	/	/
ความชื้นสัมพัทธ์ในอากาศระดับต่างๆ			/		/			
ลมผิวพื้น (ทิศลม,กำลังลม)	/	/	/	/	/	/	/	/
ทัศนวิสัย (กม.)	/	/	/	/	/	/	/	/
ฝน (หยาดน้ำฟ้า)	/	/	/	/	/	/	/	/
การระเหยของน้ำ			/					
น้ำค้าง			/					
ความนานของแสงแดด							/	
ตรวจเมฆ	/	/	/	/	/	/	/	/
ปรากฏการณ์ธรรมชาติ	/	/	/	/	/	/	/	/

5. เครื่องมือตรวจอากาศ

5.1 ขนาดของสนามอุตุนิยมวิทยา 35 x 40 เมตร

5.2 ความสูงจากพื้นดิน (Elevation)

ความสูงของกระปุกปรอทจากระดับน้ำทะเล 9.65 เมตร

ความสูงของฐานเรือนเทอร์โมมิเตอร์ 1.25 เมตร

ความสูงของศรลมจากพื้นดิน 11.00 เมตร

ความสูงของเครื่องวัดลมจากพื้นดิน 11.10 เมตร

ความสูงของปากเครื่องวัดฝนจากพื้นดิน 0.80 เมตร

เส้นผ่านศูนย์กลางปากถังวัดน้ำฝน (สแตนเลสทรงกระบอก) 0.20 เมตร

5.3 ภาพสนามอุตุนิยมวิทยา

ทิศเหนือ

ทิศใต้

ทิศตะวันออก

ทิศตะวันตก

ทิศตะวันออกเฉียงเหนือ

ทิศตะวันออกเฉียงใต้

ทิศตะวันตกเฉียงใต้

ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ

5.4 เครื่องมือตรวจอากาศปัจจุบัน

ที่	เครื่องมือ	ชนิด/แบบ	หมายเลขครุภัณฑ์	เริ่มใช้งาน	สอบเทียบเมื่อ	หมายเหตุ
1	บาโรมิเตอร์ปรอท	KEW STATION	วศ.02-11-78	16-พ.ย.-15		
	บาโรกราฟ ราย 7 วัน		วศ.20-11-72	21-มิ.ย.-53		
2	เทอร์โมกราฟ 1 วัน	CASELLA	วศ.09-11-750	07-ก.ย.-30		
3	ไฮโกรกราฟ 1 วัน	CASELLA	วศ.09-11-750	07-ก.ย.-30		
4	เทอร์โมมิเตอร์ตุ้มแห้ง	N&Z	E.B. 27637	14-ม.ค.-51		
5	เทอร์โมมิเตอร์ตุ้มเปียก	N&Z	E.B. 32381	14-ม.ค.-51		
6	เทอร์โมมิเตอร์สูงสุด	-	NO 23846	14-ม.ค.-51		
7	เทอร์โมมิเตอร์ต่ำสุด	-	NO 25386	18-ม.ค.-51		
8	เครื่องวัดลม	SIAP BOLOGNA	NO 118412	16-พ.ย.-15		
9	เครื่องวัดฝนแบบแก้วตวง	คม.อต	1-76/35	7 ก.ย. 30		
10	แก้วตวงน้ำฝน	คม.อต	-	7 ก.ย. 30		
11	เครื่องวัดฝนแบบไซฟอน	SIAP BOLOGNA	NO 250215	16-พ.ย.-15		
12	เครื่องวัดลมถาดน้ำระเหย	-	NO 75307	16-พ.ย.-15		
13	เครื่องวัดน้ำระเหย	คม.อต	ตะขอ 29/26	7 ก.ย. 30		

5.5 รูปภาพเครื่องมือตรวจอากาศ

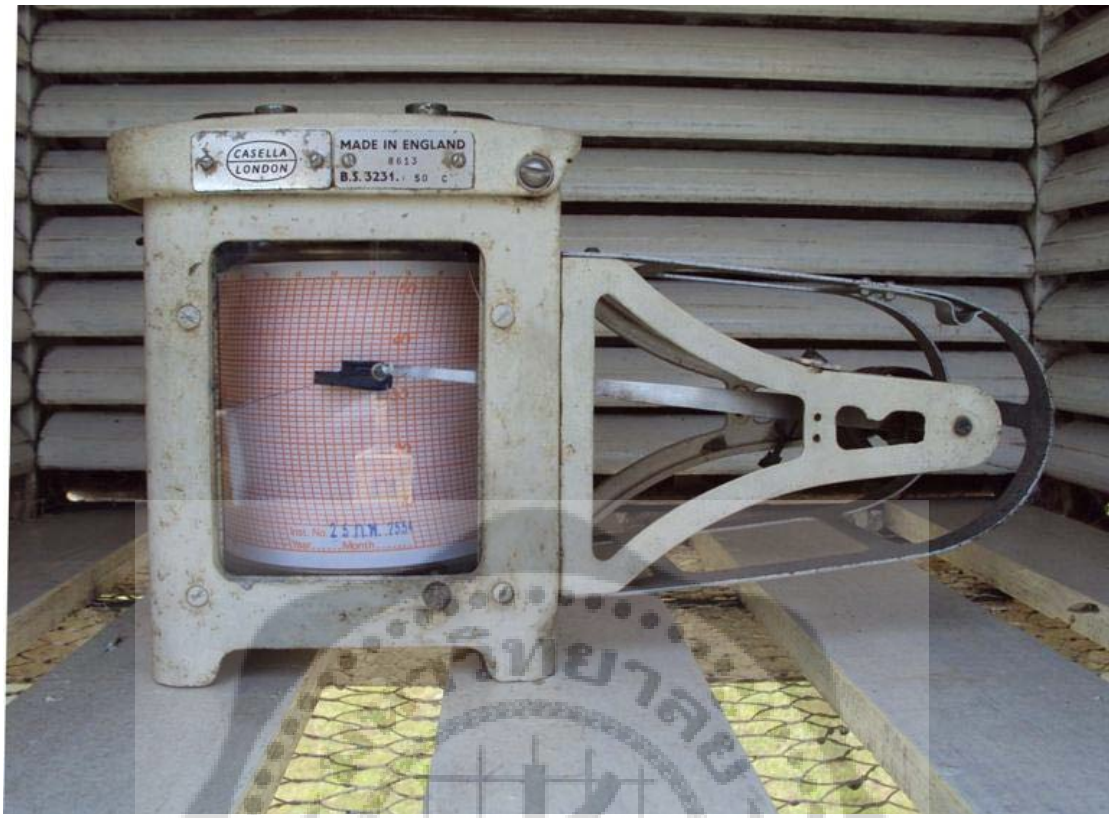
เรือนเทอร์โมมิเตอร์ (ตู้สกรีน)

เครื่องวัดอุณหภูมิสูงสุด & ต่ำสุด

(Maximum & Minimum Thermometer)

เครื่องวัดความชื้นสัมพัทธ์ (Hygrograph)

เครื่องวัดอุณหภูมิ (Thermograph)



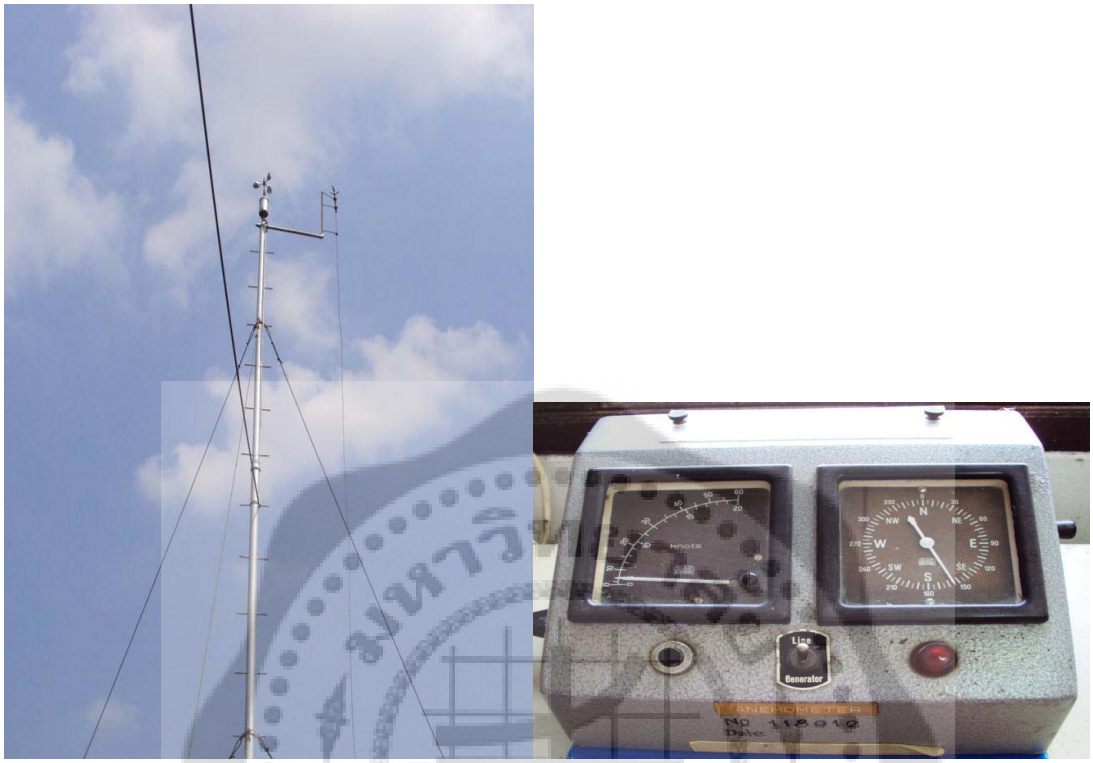
เครื่องวัดฝนแบบแก้วตวง (Ordinary raingauge)

เครื่องวัดฝนอัตโนมัติแบบไซฟอน (Natural Siphon Raingauge)

เครื่องวัดการระเหยของน้ำ

(American Class A Pan)

เครื่องวัดลม (Anemometer)



บาโรกราฟ (Barograph) ราย 7 วัน

บาโรมิเตอร์ (Barometer)

เครื่องวัดความนานแสงแดด

(Kampbell-Stokes Sunshine Recorder)

เครื่องวัดอุณหภูมิต่ำสุดยอดหญ้า

(Grass Minimum Thermometer)

เครื่องวัดอุณหภูมิดิน (Soil Thermometer)

เครื่องไซโครมิเตอร์แบบระบายอากาศ

(Assmann Psycrometer)

6. ลักษณะอากาศทั่วไป

สภาพอากาศทั่วไป อุณหภูมิเฉลี่ยประมาณ 27.6 ซ. โดยมีอุณหภูมิสูงสุดเฉลี่ย 33.0 ซ. อุณหภูมิต่ำสุดเฉลี่ย 22.4 ซ.

ฤดูร้อน อากาศจะร้อนและแห้ง เริ่มตั้งแต่กลางเดือนกุมภาพันธ์ ถึงกลางเดือนพฤษภาคม อุณหภูมิสูงที่สุดจะอยู่ในช่วงเดือนเมษายน ถึงต้นเดือนพฤษภาคม โดยมีอุณหภูมิอยู่ที่ 35-37 ซ.

ฤดูหนาว อากาศเย็นและมีหมอกในตอนเช้า เริ่มตั้งแต่กลางเดือนตุลาคมถึงกลางเดือนกุมภาพันธ์ มีอุณหภูมิเฉลี่ยต่ำสุดอยู่ที่ 22-24 ซ. โดยจะมีมวลอากาศเย็นจากประเทศจีนและมองโกเลียแผ่ลงมาเป็นช่วง ๆ ทาให้อากาศของจังหวัดนครปฐมหนาวเย็นเป็นระยะๆ ช่วงที่มีอากาศหนาวที่สุด อยู่ระหว่างเดือนธันวาคมถึงต้นเดือนมกราคม มีอุณหภูมิเฉลี่ยอยู่ที่ 16-20 ซ.

ฤดูฝน เริ่มประมาณกลางเดือนพฤษภาคมถึงเดือนตุลาคม จะมีฝนทิ้งช่วงในระยะเดือนมิถุนายนถึงกลางเดือนกรกฎาคม เดือนที่มีฝนตกชุกมากที่สุดได้แก่เดือนกันยายนและเดือนตุลาคม เฉลี่ย 200 มม./เดือน

ความชื้นสัมพัทธ์ เฉลี่ยตลอดปีประมาณ 71 % ความชื้นสูงสุดจะอยู่ในช่วงเวลากลางคืน (ประมาณ 22-07 น.) ประมาณ 90-95 % ส่วนความชื้นต่ำสุดของวันส่วนมากจะอยู่ในช่วงเวลาบ่าย (ประมาณ 13-16 น.) และเดือนที่มีความชื้นต่ำสุดคือ เดือนมกราคม ถึงเดือนเมษายน ประมาณ 35 - 40 %

น้ำระเหย เฉลี่ยประมาณ 1,900-2,000 มม./ปี หรือประมาณ 5.2-5.5 มม./วัน เดือนมีนาคม และเดือนเมษายนจะเป็นช่วงที่มีการระเหยของน้ามากที่สุด ประมาณ 7-8 มม./วัน (เดือน กุมภาพันธ์ ,มิถุนายน-สิงหาคม เฉลี่ย 5-6 มม./วัน และเดือนมกราคม,กันยายน-ธันวาคม เฉลี่ย 4-5 มม./วัน)

ความนานของแสงแดด เฉลี่ยประมาณ 2,400-2,500 ชม./ปี โดยในช่วงเดือนธันวาคม, มกราคม ถึงเดือนเมษายน มีความนานของแสงแดดเฉลี่ยประมาณ 8.2 ชม./วัน เดือนพฤษภาคมและเดือนพฤศจิกายน เฉลี่ยประมาณ 7.2ชม./วัน และช่วงเดือนมิถุนายน ถึงเดือนตุลาคม เฉลี่ยประมาณ 5.2 ชม./วัน

ทิศทางลม มีทิศประจาอยู่ 3 ทิศ

1. ลมตะวันออกเฉียงเหนือ (NE) เป็นลมหนาว จะพัดพาความหนาวเย็นจากประเทศจีนและมองโกเลีย เริ่มตั้งแต่เดือนตุลาคม – ธันวาคม และเดือนมกราคม มีความเร็วเฉลี่ย 5 - 6 กม./ชม.

2. ลมตะวันออกเฉียงใต้ (SE) เป็นลมร้อน จะพัดพาความร้อนจากทะเลจีนใต้ อ่าวไทย เริ่มตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ -เมษายน มีความเร็วลมเฉลี่ย 7 - 8 กม./ชม.

3. ลมตะวันตกเฉียงใต้ (SW) เป็นลมฝน จะพัดพาเมฆฝนจากมหาสมุทรอินเดียเข้ามายังประเทศไทย เริ่มตั้งแต่เดือนพฤษภาคม -กันยายน มีความเร็วลมเฉลี่ย 5 - 7 กม./ชม.

7. ค่าทางสถิติด้านอุตุนิยมวิทยาของสถานีอุตุนิยมวิทยานครปฐม

อุณหภูมิ

อุณหภูมิเฉลี่ยทั้งปี 27.6 องศาเซลเซียส

อุณหภูมิสูงสุดวัดได้ 41.0 องศาเซลเซียส เมื่อวันที่ 3,8 พฤษภาคม 2523

อุณหภูมิต่ำสุดวัดได้ 6.5 องศาเซลเซียส เมื่อวันที่ 30 ธันวาคม 2518

ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย 71 เปอร์เซ็นต์

ฝน

ปริมาณฝนมากที่สุดใน 24 ชม./1 วัน วัดได้ 147.4 มิลลิเมตร เมื่อ 3 กรกฎาคม 2521

ปริมาณฝนมากที่สุดใน 1 เดือน วัดได้ 479.0 มิลลิเมตร เมื่อเดือน กันยายน 2538

ปริมาณฝนมากที่สุดใน 1 ปี วัดได้ 1,407.9 มิลลิเมตร เมื่อปี 2526

ปริมาณฝนน้อยที่สุดใน 1 ปี วัดได้ 560.4 มิลลิเมตร เมื่อปี 2527

ค่าเฉลี่ยฝนรวมทั้งปี 1,009.2 มิลลิเมตร

ค่าเฉลี่ย จำนวนวันที่ฝนตก 115 วัน

8. ค่าเฉลี่ยในคาบ 30 ปี

AGROCLIMATOLOGICAL STATISTICS FOR 1973 - 2000

Station	**KAMPHAENG SAEN**	**Elevation of station above MSL**	7.46 **m**
Latitude	14^{0} 01 N	**Height of thermometerabove ground**	1.20 **m**
Longitude	99^{0} 58 E	**Height of wind vane above ground**	11.00 **m**
		Height of rain gauge	0.80 **m**

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Air Temperature (celcius)													
Extreme maximum	36.2	38.4	40.4	40.8	41.0	38.4	38.8	37.2	36.5	35.0	35.2	35.0	41.0
Date	28/78	26/80	29/86	23/73	3/80	20/97	5/83	15/87	4/87	24/97	26/97	31/77	
Mean maximum	31.5	33.7	35.6	36.5	35.3	34.0	33.4	33.1	32.7	31.5	30.1	29.5	33.1
Mean	24.6	27.0	29.1	30.5	29.9	29.1	28.6	28.4	28.0	27.1	25.5	23.6	27.6
Mean minimum	18.0	20.3	22.8	24.3	24.6	24.2	23.7	23.8	23.5	23.0	20.9	17.7	22.2
Extreme minimum	8.2	10.5	13.0	20.2	20.5	20.6	20.6	20.9	20.0	14.7	12.2	6.5	6.5
Date	2/74	13/74	4/86	1/77	8/76	7/76	17/76	11/75	30/75	25/94	29/83	30/75	
Grass Minimum Temperature (Celcius)													
Mean minimum	15.4	17.6	20.5	22.5	22.9	22.9	22.6	22.7	22.7	21.9	19.3	15.3	20.5
Extreme minimum	3.4	7.2	8.3	15.0	18.0	18.4	18.1	19.0	17.6	10.7	9.5	0.5	0.5
Date	14/76	4/00	4/86	22/76	15/76	10/97	12/85	8/75	17/00	25/94	26/73	25/99	
Water Temperature (Celcius)													
Mean maximum	30.4	32.0	33.5	33.0	34.9	33.8	33.2	32.9	33.6	32.6	30.8	29.3	32.7
Mean	24.9	26.3	28.0	28.5	29.6	29.1	28.5	28.3	28.7	28.0	26.1	23.9	27.6
Mean minimum	19.4	20.8	22.6	24.0	24.3	24.2	23.9	23.8	23.8	23.5	21.4	18.8	22.5
Relative Humidity (%)													
Extreme maximum	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Mean maximum	97	97	96	94	97	97	96	96	97	97	98	98	97
Mean	67	67	65	65	70	71	72	73	77	77	76	70	71
Mean minimum	39	36	36	40	47	50	52	52	55	57	55	44	47
Extreme minimum	14	10	8	12	22	30	31	29	32	30	25	20	8
Date	28/80	21/79	23/83	11/98	7/80	8/77	26/76	22/79	7/78	20/79	29/79	29/82	
Soil Temperature (Celcius)													
Mean at surface	27.9	30.2	32.6	33.5	32.1	30.9	30.7	30.4	29.9	29.6	28.1	26.8	30.2
Mean at 5 cm	27.3	29.9	32.2	33.6	32.4	31.4	30.8	30.5	30.3	29.6	28.0	26.2	30.2
Mean at 10 cm	27.0	29.2	31.6	33.1	32.4	31.3	30.8	30.6	30.1	29.5	27.8	26.2	30.0
Mean at 20 cm	26.8	29.0	31.5	32.8	32.2	31.3	30.9	30.5	29.9	29.3	27.8	26.3	29.9
Mean at 50 cm	27.1	28.7	30.8	32.4	32.0	31.3	30.8	30.6	30.0	29.3	28.1	26.7	29.8
Mean at 100 cm	27.7	28.5	29.8	31.2	31.5	31.1	30.9	30.7	30.4	29.8	29.2	28.0	29.9
RainFall (mm)													
Total amount	3.3	7.1	18.2	54.7	111.8	100.3	115.6	111.1	225.3	208.9	51.8	4.1	1012.2
Number of rainy day	2	2	3	4	13	15	15	16	20	15	8	2	115
Greatest in 24 hr	19.8	63.5	118.2	99.2	76.7	70.1	147.4	75.9	91.3	142.8	71.1	34.2	147.4
Date	11/75	8/76	27/97	19/77	4/99	1/80	3/78	6/98	14/94	4/90	27/87	28/91	
Evaporation (mm)													
Mean	4.7	5.3	6.5	7.1	6.2	5.8	5.5	5.3	4.7	4.5	4.5	4.7	5.4
Wind													
Prevailing direction	NE	SE	SE	SE	S	W	W	W	W	NE	NE	NE	
Mean speed (m/s)	1.4	1.7	2.3	2.2	1.7	1.8	1.9	2.0	1.3	1.2	2.0	1.9	
Sunshine Duration (hr)													
Extreme maximum	10.5	10.6	10.8	11.8	11.7	12.1	12.0	11.6	10.8	10.7	10.5	10.6	12.1
Date	20/73	17/90	12/82	29/91	23/94	6/77	27/93	13/94	13/93	27/74	30/73	29/93	
Mean	8.0	8.4	8.3	8.3	7.0	5.2	5.1	4.6	5.0	6.3	7.4	8.1	6.8

ภาคผนวก ช

ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมผลิตไฟฟ้า

แผงเซลล์แสงอาทิตย์

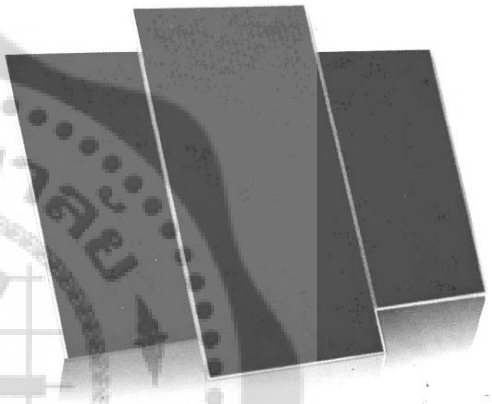
ช 1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous Silicon Solar Cell หรือ a-Si)

BANGKOK SOLAR COMPANY LIMITED

BSC
BANGKOK SOLAR CO., LTD.

a-Si Thin Film Photovoltaic Module

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



SPECIFICATIONS

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

Measurements made under the standard test conditions (STC): Irradiance of 1000 W/m^2 with a spectrum of Air Mass 1.5 and at a module temperature of 25 °C.

Temperature Coefficients : Maximum power (W) - 0.19 % / °C
: Open circuit voltage (V) - 0.32 % / °C
: Short circuit current (A) + 0.06 % / °C

* BS-44 B size 652x1262 with Al frame

39/1 Moo 1, Bangpakong-Chachoengsao Road, Tambol Sanphudas, Amphur Banpho, Chachoengsao 24140, Thailand
Tel.: +66(0) 3857 7253, +66(0) 3857 7373 Fax: +66(0) 3857 7370 Sale Office: +66(0) 8 6355 6959, +66(0) 8 6300 9398 Email: sales@bangkoksolar.com Website: www.bangkoksolar.com

BANGKOK SOLAR COMPANY LIMITED

BSC
BANGKOK SOLAR CO., LTD.

a-Si Thin Film Photovoltaic Module

B est Return On Investment

S mart Investment

C hoice of Smart Investors

BSC Know – how

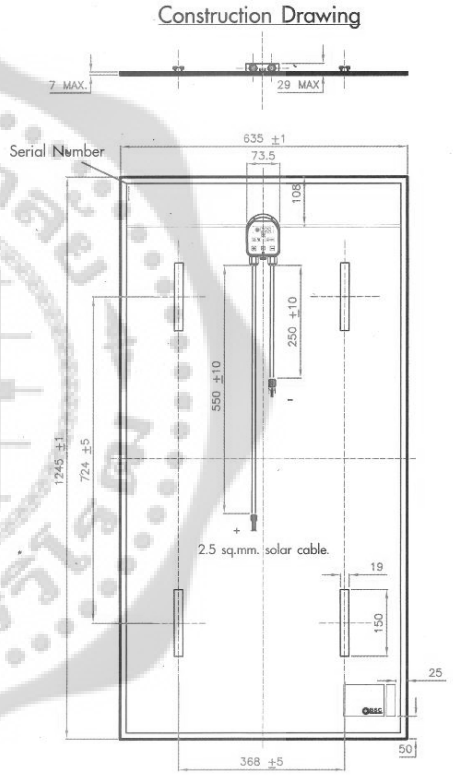
Using advanced Amorphous Silicon Thin Film technology, BSC developed state-of-the-art a-Si Thin Film PV modules that generate more electricity than Crystalline Silicon modules with equivalent capacity. Moreover, BSC is the most first a-Si Thin Film Photovoltaic Module which certified by TÜV Rheinland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

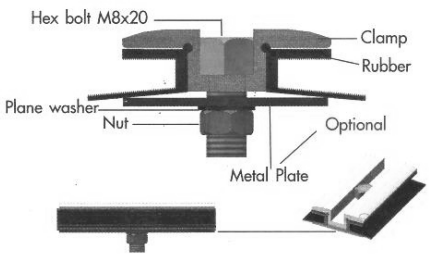
BSC products do not just generate more electricity at high ambient temperatures, but also produce higher energy yield under diffused and low-light conditions.

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

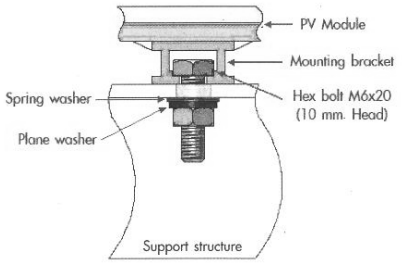
For all these reasons, BSC a-Si Thin Film Photovoltaic Module is the first choice among many leading companies installing solar module energy generating systems.

Construction Drawing





Optional for module with tempered glass



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

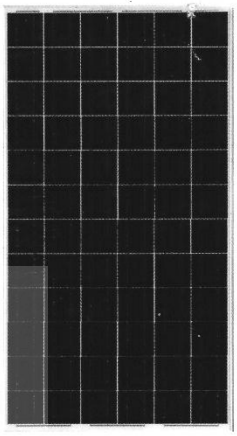
39/1 Moo 1, Bangpakong-Chachoengsao Road, Tambol Sanphudas, Amphur Banpho, Chachoengsao 24140, Thailand
Tel.: +66(0) 3857 7253, +66(0) 3857 7373 Fax: +66(0) 3857 7370 Sale Office: +66(0) 8 6355 6959, +66(0) 8 6300 9398 Email: sales@bangkoksolar.com Website: www.bangkoksolar.com

ช 1.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกโพลีซิลิกอน (Polycrystalline Silicon Solar Cell หรือ pc-Si)

BANGKOK SOLAR COMPANY LIMITED

BSC BANGKOK SOLAR CO., LTD.

Polycrystalline Series 270-285



Features

- High performance modules with high efficiency PV technologies
- High reliability with power output positive tolerance 0/+3%, ensuring return on investment
- Withstands high wind-pressure and snow load (passed IEC 5400Pa mechanical load test) and better low light performance
- Specifically design for both residential & on-grid rooftop and ground-mounted applications

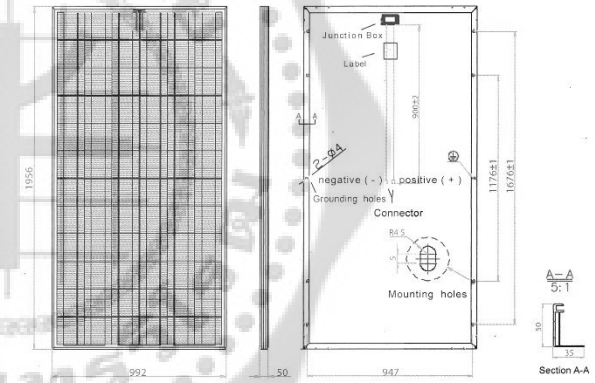
Quality

- 25 years power output transferable warranty
- Rigid quality control meeting the highest international standards
- ISO 9001:2008 quality management system, certified factory by TÜV Rheinland and MCS
- IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE

Mechanical Parameters

Solar Cell	Polycrystalline 156 x 156 mm (6 x 6 inch)
Number of Cells	72 (6 x 12)
Junction Box	BCC-PV-JB02 : 4 Terminal, IP 65 (Without Potting), IP 67 (With Potting)
Connectors	BCC-PV-CO2A (+), BCC-PV-CO2B (-) : Connector Compatible MC4, Cable length 900 mm Fittings Accepting 4 mm² Diameter Cable
Diodes	6 by-pass diodes included
Construction	Front: High-transmission 4 mm (0.16 inch) tempered glass Back: White Polyester Encapsulant: EVA
Frame	Anodized aluminium alloy 6063T5 Universal Frame, Silver, Black, Red
Dimensions	1956 x 992 x 50 mm (77 x 39.1 x 1.97 inch)
Weight	29 Kg (63.9 lbs)
Packing Size	11 pallets, 484 pcs per 40 HC

Module Diagram



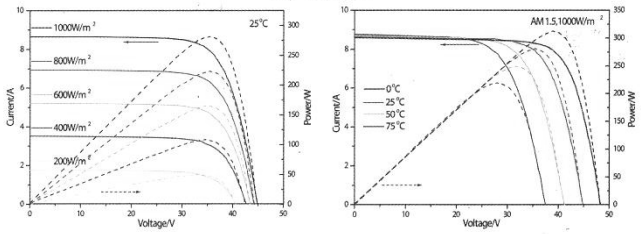
Electrical Data

Model	Maximum Power at STC (Pmax)	Efficiency of Cell	Efficiency of Module	Optimum Operating Current (Imp)	Optimum Operating Voltage (Vmp)	Short Circuit Current (Isc)	Open Circuit Voltage (Voc)	Temperature Coefficient
BS-P 270	270 W	≥15.4%	13.92%	7.71 A	35.0 V	8.20 A	44.5 V	Isc : 0.1808%/°C
BS-P 275	275 W	≥15.7%	14.17%	7.83 A	35.1 V	8.27 A	44.6 V	Voc : -0.3578%/°C
BS-P 280	280 W	≥16.0%	14.43%	7.95 A	35.2 V	8.33 A	44.8 V	Pmax : -0.3765%/°C
BS-P 285	285 W	≥16.3%	14.69%	8.07 A	35.3 V	8.44 A	44.9 V	NOCT : 45°C +/- 2°C

Qualification Test Parameter

Temperature Cycling Range	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000 V(IEC)/600 V(UL)
Maximum Series Fuse Rating	16 A
Humidity Freeze, Damp Heat	85% RH
Static Load Front and Back	5400 Pa
Continuous Wind Pressure	24 m/s
Hailstone Impact @ 80 Km/h	25 mm
Power Tolerance	0/+3%

I-V Curves



39/1 Moo 1, Bangpakong-Chachoengsao Road, Tambol Sanphudas, Amphur Banpho, Chachoengsao 24140, Thailand
Tel.: +66(0) 3857 7253, +66(0) 3857 7373 Fax: +66(0) 3857 7370 Sale Office: +66(0) 8 6355 6959, +66(0) 8 6300 9398 Email: sales@bangkoksolar.com Website: www.bangkoksolar.com

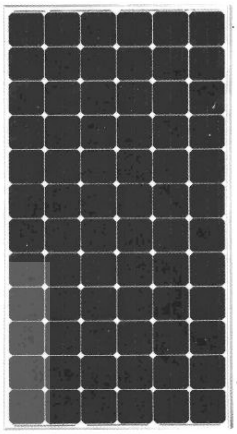
MCS CE PV CYCLE EPIA solar CALIFORNIA

ช 1.3 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell หรือ c-Si)

BANGKOK SOLAR COMPANY LIMITED

BSC BANGKOK SOLAR CO., LTD.

Monocrystalline Series 280-295



Features

- High performance modules with high efficiency PV technologies
- High reliability with power output positive tolerance 0/+3%, ensuring return on investment
- Withstands high wind-pressure and snow load (passed IEC 5400Pa mechanical load test) and better low light performance
- Specifically design for both residential & on-grid rooftop and ground-mounted applications

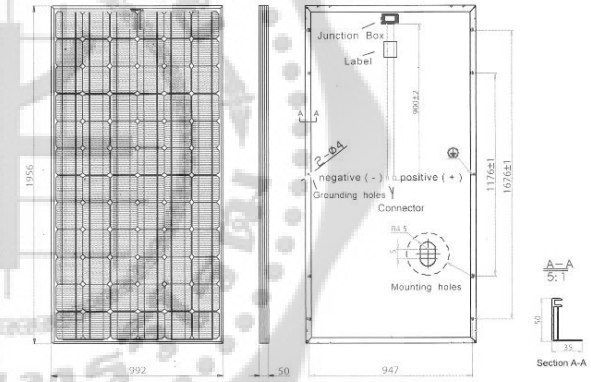
Quality

- 25 years power output transferable warranty
- Rigid quality control meeting the highest international standards
- ISO 9001:2008 quality management system, certified factory by TÜV Rheinland and MCS
- IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE

Mechanical Parameters

Solar Cell	Monocrystalline 156 x 156 mm (6 x 6 inch)
Number of Cells	72 (6 x 12)
Junction Box	BCC-PV-JB02 : 4 Terminal, IP 65 (Without Potting), IP 67 (With Potting)
Connectors	BCC-PV-CO2A (+), BCC-PV-CO2B (-) : Connector Compatible MC4, Cable length 900 mm Fittings Accepting 4 mm² Diameter Cable
Diodes	6 by-pass diodes included
Construction	Front: High-transmission 4 mm (0.16 inch) tempered glass Back: White Polyester Encapsulant: EVA
Frame	Anodized aluminium alloy 6063T5 Universal Frame, Silver, Black, Red
Dimensions	1956 x 992 x 50 mm (77 x 39.1 x 1.97 inch)
Weight	29 Kg (63.9 lbs)
Packing Size	11 pallets, 484 pcs per 40 HC

Module Diagram



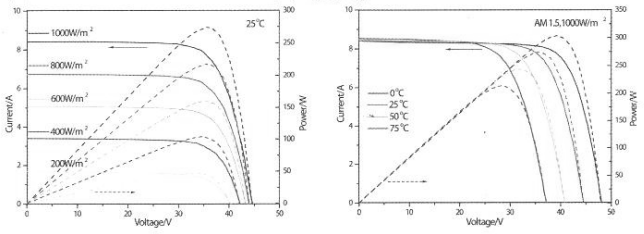
Electrical Data

Model	Maximum Power at STC (Pmax)	Efficiency of Cell	Efficiency of Module	Optimum Operating Current (Imp)	Optimum Operating Voltage (Vmp)	Short Circuit Current (Isc)	Open Circuit Voltage (Voc)	Temperature Coefficient
BS-M 280	280 W	≥16.8%	14.43%	7.91 A	35.4 V	8.33 A	44.8 V	Isc : 0.0324%/°C
BS-M 285	285 W	≥17.0%	14.69%	8.03 A	35.5 V	8.37 A	45.0 V	Voc : -0.3508%/°C
BS-M 290	290 W	≥17.4%	14.95%	8.15 A	35.6 V	8.45 A	45.2 V	Pmax : -0.5056%/°C
BS-M 295	295 W	≥17.7%	15.20%	8.26 A	35.7 V	8.54 A	45.3 V	NOCT : 45°C +/- 2°C

Qualification Test Parameter

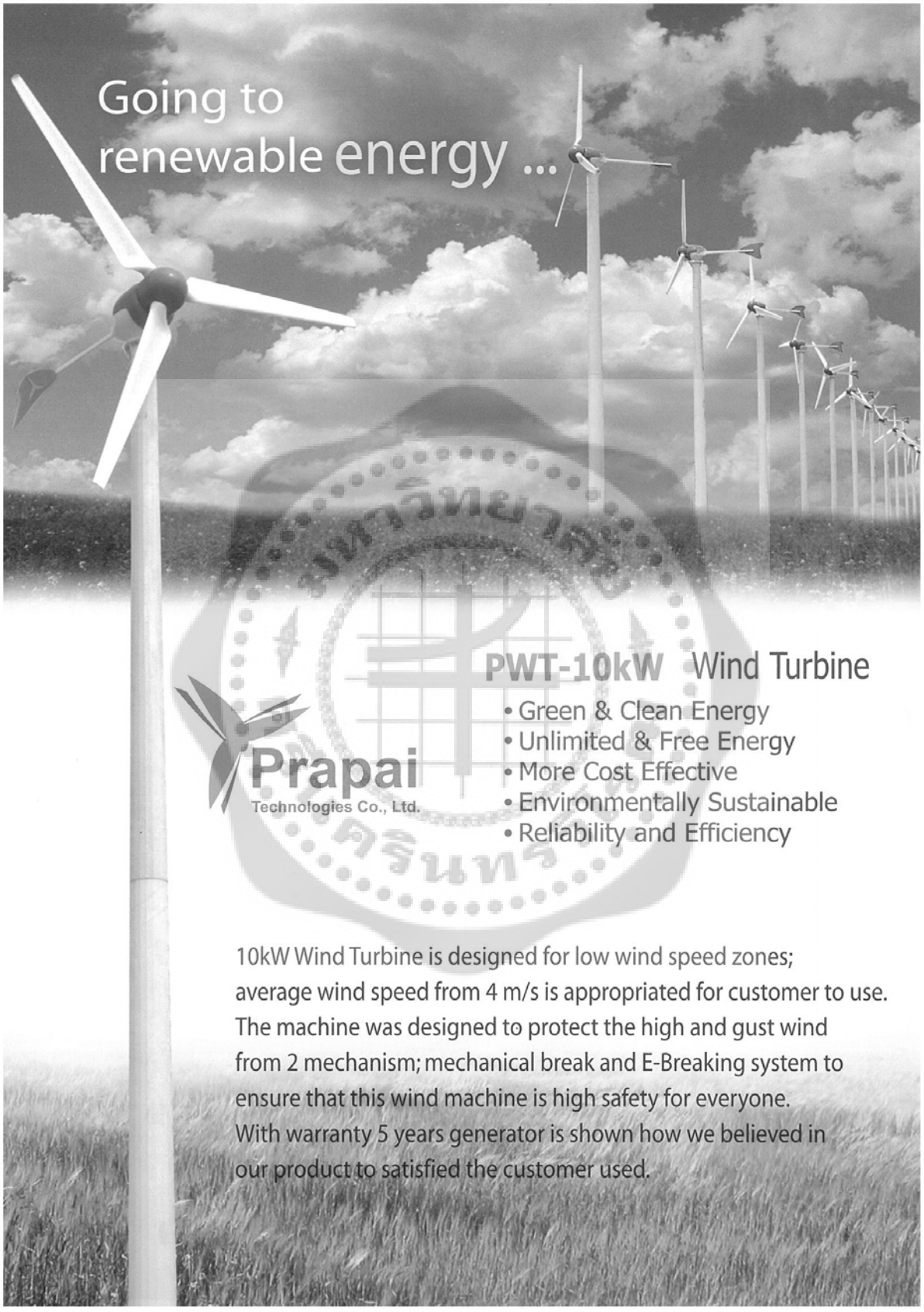
Temperature Cycling Range	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000 V(IEC)/600 V(UL)
Maximum Series Fuse Rating	16 A
Humidity Freeze, Damp Heat	85% RH
Static Load Front and Back	5400 Pa
Continuous Wind Pressure	24 m/s
Hailstone Impact @ 80 Km/h	25 mm
Power Tolerance	0/+3%

I-V Curves

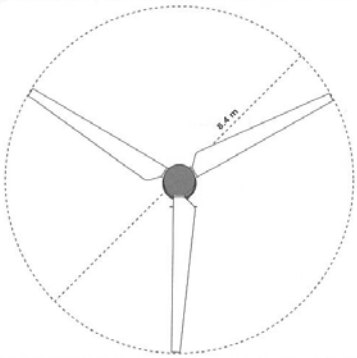


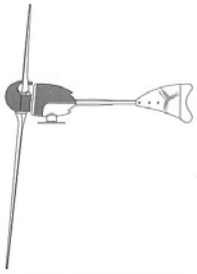
39/1 Moo 1, Bangpakong-Chachoengsao Road, Tambol Sanphudas, Amphur Banpho, Chachoengsao 24140, Thailand
Tel.: +66(0) 3857 7253, +66(0) 3857 7373 Fax: +66(0) 3857 7370 Sale Office: +66(0) 8 6355 6959, +66(0) 8 6300 9398 Email: sales@bangkoksolar.com Website: www.bangkoksolar.com

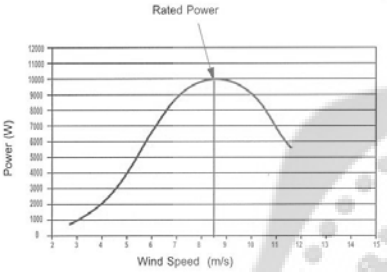
กังหันลมผลิตไฟฟ้า


Going to
renewable energy ...
Prapai
Technologies Co., Ltd.
PWT-10kW Wind Turbine
• Green & Clean Energy
• Unlimited & Free Energy
• More Cost Effective
• Environmentally Sustainable
• Reliability and Efficiency
10kW Wind Turbine is designed for low wind speed zones;
average wind speed from 4 m/s is appropriated for customer to use.
The machine was designed to protect the high and gust wind
from 2 mechanism; mechanical break and E-Breaking system to
ensure that this wind machine is high safety for everyone.
With warranty 5 years generator is shown how we believed in
our product to satisfied the customer used.

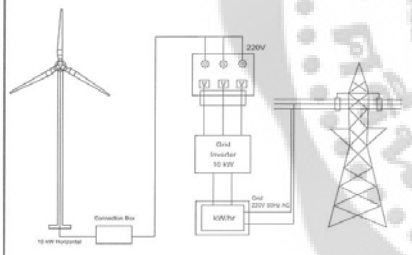
PWT-10kW Wind Turbine







Power Curve
(Airdensity 1.225 kg/m³)



Grid Connected System

Dealer

Prapai
Technologies Co., Ltd.

บริษัท พระพาย เทคโนโลยี จำกัด

Website : www.prapai.co.th , www.prapai.com
Email : sale@prapai.co.th

Technical data of PWT-10kW Wind Turbine

Main data	Rotor diameter	8.4 m
	Rated power	10kW @ 8.5 m/s
	Cut-in	2.5 m/s
	Cut-out	12 m/s
Rotor	Blade Material	Carbon fiber + fiber glass reinforced + kevlar
	Arrangement	Upwind machine
	Rotor speed	150 rpm
Tower	Hub height (Monopole)	18 m
	Material	Steel with white Coating
	Corrosion protection	Galvanizing
Generator	Design	Permanent magnet Generator
	Generator Speed	150 rpm
	Grid Connected	380 V 50 Hz. 3 phases
Control and safety system	Rotor speed control	Rotor speed regulation
	Yaw mechanism	Ative (Azimuth angle)
	Breaking system1	Auto Furling
	Breaking system2	Manual break + Short circuit + E-Break
	Emergency stopping	Short circuit + E-Break
Wieght	Generator	220 kg
	Nacelle	100 kg
	Blade	32 kg
Noise Emission	Assessment level according LSV at 50 m distance	< 30 bBA
Daily energy yield	At average wind speed	2.5 m/s 16.8 kWh/day 3 m/s 28.8 kWh/day 4 m/s 48 kWh/day 5 m/s 96 kWh/day 6 m/s 168 kWh/day 7 m/s 196 kWh/day 8 m/s 228 kWh/day 8.5 m/s 240 kWh/day
Site of application	Site with average wind speed up to 2.5-5 m/s (suitable for low wind speed)	
Servival Wind Speed	40 m/s	

This Specification is Subjected to change without Prior notice.

ประวัติย่อผู้วิจัย

ประวัติย่อผู้วิจัย

ชื่อชื่อสกุล	นายยุทธศักดิ์ จันทโรทัย
วัน เดือน ปีเกิด	31 กรกฎาคม 2520
สถานที่เกิด	อำเภอ บางกอกน้อย จังหวัดกรุงเทพฯ
สถานที่อยู่ปัจจุบัน	64/55 ซอย วัดครุฑ ตำบล บ้านช่างหล่อ
	อำเภอ บางกอกน้อย จังหวัด กรุงเทพฯ 10700
ตำแหน่งงานปัจจุบัน	วิศวกร
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	โรงพยาบาลศิริราช
	คณะแพทยศาสตรศิริราชและพยาบาล มหาวิทยาลัยมหิดล
	2 ถนนพรานก ตำบล ศิริราช
	อำเภอ บางกอกน้อย จังหวัด กรุงเทพฯ 10700

ประวัติการศึกษา

พ.ศ.2540	จาก โรงเรียนเทคโนโลยีสยาม
พ.ศ.2544	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต
	จาก มหาวิทยาลัยศรีปทุม
พ.ศ.2556	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
	จาก มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ