

การออกแบบและสร้างขนาดใบพัดกังหันลมที่เหมาะสมกับความเร็ว  
ลมบริเวณชายฝั่งทะเลเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

DESIGN AND CONSTRUCTION OF WIND TURBINE  
BLADES SUITABLE FOR COASTAL WINDS TO GENERATE  
ELECTRICITY



โครงการพิเศษนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร  
ปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต (ฟิสิกส์ประยุกต์)

ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2560

การออกแบบและสร้างขนาดใบพัดกังหันลมที่เหมาะสมกับความเร็ว  
ลมบริเวณชายฝั่งทะเลเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า  
DESIGN AND CONSTRUCTION OF WIND TURBINE  
BLADES SUITABLE FOR COASTAL WINDS TO GENERATE  
ELECTRICITY



โครงการพิเศษนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร  
ปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต (ฟิสิกส์ประยุกต์)  
ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
ปีการศึกษา 2560

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

DESIGN AND CONSTRUCTION OF WIND TURBINE  
BLADES SUITABLE FOR COASTAL WINDS TO GENERATE  
ELECTRICITY



A SPECIAL PROJECT SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT OF  
THE REQUIREMENT FOR  
THE DEGREE OF BACHELOR OF SCIENCE (APPLIED PHYSICS)  
DEPARTMENT OF PHYSICS, FACULTY OF SCIENCE  
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG  
ACADEMIC YEAR 2017

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อโครงการพิเศษ

การออกแบบและสร้างขนาดใบพัดกังหันลมที่เหมาะสมกับความเร็วลมบริเวณชายฝั่งทะเลเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

Design and Construction of Wind Turbine Blades Suitable for Coastal Winds to Generate Electricity

ชื่อนักศึกษา

นายภูมิพัฒน์ จิราวัฒน์สินทร รหัสนักศึกษา 57050962

นางสาวณัฐรดา อันติมานนท์ รหัสนักศึกษา 57050966

นายพงศธร บุญปก รหัสนักศึกษา 57051000

ปริญญา

วิทยาศาสตร์บัณฑิต (ฟิสิกส์ประยุกต์)

ภาควิชา

ฟิสิกส์

คณะ

วิทยาศาสตร์

มหาวิทยาลัย

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง (สจล.)

ปีการศึกษา

2560

อาจารย์ที่ปรึกษา

รศ.สาทราย เล็กชะอุ่ม

คณะวิทยาศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง (สจล.) อนุมัติให้โครงการพิเศษนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต(ฟิสิกส์ประยุกต์) ประจำปีการศึกษา 2560

คณะกรรมการสอบ	ลายมือชื่อ
ผศ.ดร.ณัฐพร พรหมรส ประธานกรรมการ	
ผศ.ดร.เชษฐา รัตนพันธ์ กรรมการ	
อ.ภารุจ บัณฑิตธาตวิทย์ กรรมการ	
รศ.สาทราย เล็กชะอุ่ม กรรมการและอาจารย์ที่ปรึกษา	

ลิขสิทธิ์ของคณะวิทยาศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อโครงการพิเศษ	การออกแบบและสร้างขนาดใบพัดกังหันลมที่เหมาะสมกับความเร็วลมบริเวณชายฝั่งทะเลเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า
ชื่อนักศึกษา	นายภูมิพัฒน์ จิราวัฒน์สินทร รหัสนักศึกษา 57050962 นางสาวณัฐรดา อันติมานนท์ รหัสนักศึกษา 57050966 นายพงศธร บุญปก รหัสนักศึกษา 57051000
ปริญญา	วิทยาศาสตรบัณฑิต (ฟิสิกส์ประยุกต์)
ภาควิชา	ฟิสิกส์
คณะ	วิทยาศาสตร์
มหาวิทยาลัย	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง (สจล.)
ปีการศึกษา	2560
อาจารย์ที่ปรึกษา	รศ.สาหร่าย เล็กชะอุ่ม

### บทคัดย่อ

การออกแบบและการสร้างขนาดใบพัดกังหันลม ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 1.2 เมตร ที่เหมาะสมกับบริเวณชายฝั่งทะเลที่ความเร็วลมเฉลี่ย 4 เมตรต่อวินาที การติดตั้งและทดสอบกังหันลม บริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี เพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิต พบว่าที่ความเร็วลมสูงสุดค่ากระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดคือ 71.6 มิลลิแอมแปร์ 73.3 โวลต์ และ 5.25 วัตต์ตามลำดับ และค่าสัมประสิทธิ์ของกังหันลมเท่ากับ 0.2

**คำสำคัญ :** กำลังลม ความเร็วลม ชายฝั่งทะเล พลังงานทดแทน

<b>Title</b>	Design and Construction of Wind Turbine Blades Suitable for Coastal Winds to Generate Electricity
<b>Students</b>	Mr. Phumphat Jirawatsintorn Student ID 57050962 Miss. Natrada Antimanon Student ID 57050966 Mr. Pongsathorn Boonpok Student ID 57051000
<b>Degree</b>	Bachelor of Science (Applied Physics)
<b>Department</b>	Physics
<b>Faculty</b>	Science
<b>University</b>	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL)
<b>Academic Year</b>	2017
<b>Advisor</b>	Assoc.Prof. Sarai Lekchaum

### Abstract

Design and construction of suitable wind turbine blades is to set up to the seacoast at Bangsaen beach (Chonburi) where the average wind speed is 4.7 m/s. Each diameters of blade are 1.2 meter. The installation and test of wind turbines system aim to find power for producing electricity. We found that the maximum wind speed, electric current, voltage and the maximum power output are 4.7 m/s, 71.6 milliampere, 5.25 volts and 73.3 watts, respectively. In addition, coefficient of wind turbines is 0.2.

**Keywords:** Wind force, Wind speed, Coastal, Renewable energy.

## กิตติกรรมประกาศ

ในการศึกษาและวิจัยโครงการพิเศษฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีเนื่องจากข้าพเจ้าได้รับความช่วยเหลือชี้แนะจากบุคคลผู้มีพระคุณหลายท่านดังมีรายนามต่อไปนี้

ขอขอบพระคุณ รศ.สาหร่าย เล็กชะอุ่ม อาจารย์ที่ปรึกษาโครงการพิเศษของข้าพเจ้า ที่คอยให้คำชี้แนะ สั่งสอน ชัดกลางงานวิจัยเพื่อให้งานวิจัยออกมาสมบูรณ์มากที่สุด ตลอดจนคอยชี้แนะการดำเนินชีวิตภายในรั้วสถาบันแห่งนี้มาตลอด

ขอขอบพระคุณ คณาจารย์ อาจารย์ประจำสาขาวิชาฟิสิกส์ ที่คอยให้คำปรึกษา ชี้แนะ และเสนอแนะแนวทางการแก้ปัญหา รวมทั้งตรวจแก้โครงการพิเศษฉบับนี้

ขอขอบคุณ พี่ปริญญาทู เพื่อน ๆ และน้อง ๆ ในภาควิชาที่ทำงานร่วมกันตลอดหลายเดือน ที่คอยให้กำลังใจสนับสนุนและให้ช่วยเหลือในทุกด้านเมื่อข้าพเจ้าประสบกับปัญหาใด ๆ

ขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา และบรรดาญาติพี่น้องของข้าพเจ้าซึ่ง คอยสนับสนุนเงินทางการศึกษาตั้งแต่วัยเด็กจนถึงปัจจุบัน นอกจากนี้ยังคอยให้กำลังใจและให้คำแนะนำระหว่างที่ข้าพเจ้าได้เป็นนักศึกษาที่สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ข้าพเจ้ามีความรู้สึกทราบบ้างเป็นอย่างดี

ภูมิพัฒน์ จิราวัฒน์สินทร  
ณัฐรดา อันติมานนท์  
พงศธร บุญปก

# สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ก
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ข
กิตติกรรมประกาศ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ช
สารบัญรูป	ฌ
คำย่อ/สัญลักษณ์	ฒ
<b>บทที่ 1 บทนำ</b>	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	1
1.3 ขอบเขตการทำงานวิจัย	2
1.4 แนวทางการดำเนินการ	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	2
<b>บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง</b>	3
2.1 พลังงานลม	3
2.1.1 การเกิดลม	4
2.1.2 ลมในประเทศไทย	4
2.1.2.1 ลมประจำฤดู	4
2.1.2.2 ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้หรือลมมรสุมฤดูร้อน	5
2.1.2.3 ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือหรือลมมรสุมฤดูหนาว	5
2.1.2.4 ลมประจำถิ่น	5
2.1.2.4.1 ลมบกลมทะเล	5
2.1.2.4.2 ลมภูเขาและลมหุบเขา	6
2.1.2.4.3 ลมตะเภา	6
2.1.2.4.4 ลมว่าว	7
2.2 ประเทศไทยกับการใช้พลังงานลม	7
2.3 กังหันลม	8
2.3.1 ส่วนประกอบของกังหันลม	8
2.3.2 กังหันลมสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า	8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.3.2.1 ใบพัด	8
2.3.2.2 เพลาแกนหมุน	8
2.3.2.3 ห้องส่งกำลัง	8
2.3.2.4 ห้องเครื่อง	8
2.3.2.5 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	9
2.3.2.6 ระบบควบคุมไฟฟ้า	9
2.3.2.7 ระบบเบรก	9
2.3.2.8 แกนคอกหมุนรับทิศทางลม	9
2.3.2.9 เครื่องวัดความเร็วลมและทิศทางลม	9
2.3.2.10 เสา	9
2.3.3 ประเภทของกังหันลม	10
2.3.3.1 แบ่งตามแรงที่กระทำกับใบพัดกังหัน	10
2.3.3.2 แบ่งตามแนวแกนการหมุน	10
2.4 การวัดลม	11
2.4.1 ทิศลม	11
2.4.2 ความเร็วลม	12
2.5 เครื่องวัดลม	13
2.5.1 เครื่องวัดทิศลม	13
2.5.2 เครื่องวัดความเร็วลม	13
2.6 ทฤษฎีการออกแบบใบพัดของกังหันลมแกนแนวนอน	14
2.6.1 ทฤษฎี Blade element (BET)	17
2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	19
2.7.1 Experimental study of turbulence intensity influence on wind turbine performance and wake recovery in a low-speed wind tunnel	19
2.7.2 An assessment of the sea breeze energy potential using small wind turbines in peri-urban coastal areas	19

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
<b>บทที่ 3 วิธีการดำเนินงานวิจัย</b>	20
3.1 ระบบกังหันลมแนวแกนนอน (Horizontal-axis wind turbine, HAWT)	20
3.1.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)	21
3.1.2 เสากังหันลม (Tower)	22
3.1.3 ทางเสือ	22
3.1.4 จานหมุน	23
3.1.5 ใบพัด	23
3.2 การออกแบบใบพัดและส่วนประกอบของกังหันลม	24
3.2.1 การออกแบบใบพัด	24
3.2.2 ใบพัดกังหันลม	24
3.2.2 โครงสร้างฐานรองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	26
3.3 การทดลองและวิเคราะห์ประสิทธิภาพของกังหันลมแนวแกนนอน	27
<b>บทที่ 4 การทดลองและอภิปรายผล</b>	31
4.1 การออกแบบกังหันลมแนวแกนนอน	31
4.2 การวัดค่าความเร็วลม ค่ากระแสไฟฟ้าและแรงดันที่ได้ (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	33
4.3 การวัดค่าความเร็วลม ค่ากระแสไฟฟ้าและแรงดันที่ได้ (แบบมีตัวต้านทาน 330 Ω)	61
4.4 ความเร็วลมเริ่มต้น	87
4.5 การติดตั้งกังหันลมบริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี	87
4.6 การวิเคราะห์ค่าสัมประสิทธิ์กำลังของกังหันลม	94
<b>บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ</b>	96
5.1 สรุปผลการวิจัย	96
5.2 ข้อเสนอแนะ	97
เอกสารอ้างอิง	98
ภาคผนวก	99



## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.29 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 1 เมตร	65
4.30 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 1 เมตร	66
4.31 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 1.5 เมตร	67
4.32 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 1.5 เมตร	68
4.33 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 1.5 เมตร	69
4.34 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 2 เมตร	70
4.35 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 2 เมตร	71
4.36 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 2 เมตร	72
4.37 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 2.5 เมตร	73
4.38 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 2.5 เมตร	74
4.39 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 2.5 เมตร	75
4.40 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 3 เมตร	76
4.41 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 3 เมตร	77
4.42 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 3 เมตร	78
4.43 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 3.5 เมตร	79
4.44 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 3.5 เมตร	80
4.45 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 3.5 เมตร	81
4.46 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 4 เมตร	82
4.47 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 4 เมตร	83
4.48 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 4 เมตร	84
4.49 แสดงค่าความเร็วลมที่ทำให้กังหันลมเริ่มทำงาน	87
4.50 ค่าแรงดัน กระแส ความเร็วลมที่วัดได้จากลมทะเลบริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี	90

# สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 80 เมตร	4
2.2 แสดงสภาพอากาศและทิศทางลม	5
2.3 แสดงการเกิดลมบกและลมทะเล	6
2.4 แสดงการเกิดลมภูเขาและลมหุบเขา	6
2.5 แสดงศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทย	7
2.6 แสดงส่วนประกอบของกังหันลมในการผลิตกระแสไฟฟ้า	9
2.7 กังหันลมแกนนอน (Horizontal-axis wind turbine, HAWT)	10
2.8 กังหันลมแกนตั้ง (Vertical-axis wind turbine, VAWT)	11
2.9 ทิศลมเรียกเป็นองศาจากทิศจริง	12
2.10 วินด์เวเน	13
2.11 อะนิโมมิเตอร์แบบรูปถ้วย	13
2.12 แอโรเวเน	14
2.13 แสดงเวกเตอร์ของแรงต่างๆ ที่เกิดขึ้นบนหน้าตัดแพนอากาศของกังหันลม	17
3.1 กังหันลมขนาดเล็ก	20
3.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 70 วัตต์	21
3.3 เสากังหันลม	22
3.4 หางเสือ	22
3.5 จานหมุน	23
3.6 ใบพัด	24
3.7 แพนอากาศของ NACA 23012	25
3.8 โครงสร้างฐานรองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	26
3.9 Anemometer	27
3.10 Multimeter	27
3.11 นาฬิกาจับเวลา	28
3.12 ตลับเมตร	28
3.13 พัดลม	28
3.14 แสดงบล็อกไดอะแกรมการทดสอบระบบ	30
4.1 ใบพัดกังหันลม	31
4.2 จานหมุนใบพัด	31

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูปรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.3 จุดหมุนกึ่งหันลม	32
4.4 ฐานและเสา กึ่งหันลม	32
4.5 ทางเสือ	33
4.6 แสดงลักษณะการจัดวางอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้ในการทดลอง	33
4.7 แสดงตำแหน่งการจัดวาง Anemometer	34
4.8 แสดงตำแหน่งระยะทางที่ใช้ในการทดสอบ 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร	34
4.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	36
4.10 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	37
4.11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	38
4.12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	39
4.13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	40
4.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	41
4.15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	42
4.16 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	43
4.17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	44
4.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	45
4.19 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	46

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.20 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	47
4.21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	48
4.22 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	49
4.23 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	50
4.24 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	51
4.25 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	52
4.26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	53
4.27 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	54
4.28 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	55
4.29 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	56
4.30 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	57
4.31 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	58
4.32 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	59
4.33 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	59

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.34 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	60
4.35 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)	60
4.36 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	62
4.37 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	63
4.38 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	64
4.39 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	65
4.40 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	66
4.41 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	67
4.42 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	68
4.43 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	69
4.44 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	70
4.45 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	71
4.46 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	72
4.47 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	73

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.48 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	74
4.49 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	75
4.50 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	76
4.51 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	77
4.52 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	78
4.53 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	79
4.54 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	80
4.55 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	81
4.56 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	82
4.57 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	83
4.58 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	84
4.59 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	85
4.60 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	85
4.61 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	86

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.62 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )	86
4.63 แสดงการติดตั้งกังหันบริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี ระหว่างวันที่ 7 - 8 เมษายน 2561	88
4.64 แสดงการวัดค่าความเร็วลมที่ได้จากลมทะเลบริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี	88
4.65 แสดงการวัดค่ากระแสและแรงดันที่ได้จากกังหันลม	89
4.66 แสดงการหมุนของกังหันลมในเวลาตอนเย็น บริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี	89
4.67 แสดงการหมุนของกังหันลมในเวลากลางวัน บริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี	89
4.68 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมกับกำลังไฟฟ้าที่วัดได้บริเวณ ชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี	94



## คำย่อ/สัญลักษณ์

คำย่อ/สัญลักษณ์	คำอธิบาย
P	ความกดอากาศที่เกิดจากการกระทำของลม
V	ความเร็วลม m/s
K	ค่าคงที่ของหน่วยที่ใช้
$\rho_z$	ความหนาแน่นของอากาศซึ่งเป็นฟังก์ชันของระดับความสูงในหน่วย kg/m <sup>2</sup>
$P_0$	ความดันบรรยากาศที่ระดับน้ำทะเลมาตรฐานในหน่วย kg/m <sup>2</sup>
R	ค่าคงที่ในของอากาศ (Specific gas constant of air) ในหน่วย J/K.mol
T	อุณหภูมิในหน่วย K
g	ค่าคงที่เนื่องจากแรงดึงดูดของโลกในหน่วย m/s <sup>2</sup>
Z	ความสูงจากระดับน้ำทะเลในหน่วย m
$v_z$	ความเร็วลมที่ระดับความสูง Z
$v_0$	ความเร็วลมที่ระดับความสูง $Z_0$
$\gamma$	ค่ายกกำลังที่แสดงลักษณะของบรรยากาศ และมีค่าระหว่าง 0.12 ถึง 0.50
$\phi$	มุมความเร็วสัมพันธ์มีค่าเท่ากับมุมปะทะรวมกับมุมพิธ ( $\phi = \alpha + \beta$ )
$\lambda_r = \frac{\omega r}{v_0}$	Local Speed Ratio
b	ค่าแฟดเตอร์การเหนี่ยวนำตามแกน
$C_L$	สัมประสิทธิ์แรงยก (The lift force coefficient)
l	ความยาวหน้าตัด (Chord) ซึ่งมีค่าเปลี่ยนไปตามความยาวของใบพัด
$C_D$	สัมประสิทธิ์แรงจุด (The drag force coefficient)
r	ความยาวของรัศมีใบพัด m
A	พื้นที่หน้าตัดของใบพัด m <sup>2</sup>

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

กังหันลมที่ใช้กันมากในประเทศไทยตั้งแต่อดีตถึงปัจจุบัน ได้แก่ กังหันลมแบบใบกังหันไม้ใช้สำหรับอุตสาหกรรมวิดน้ำเข้านาข้าวบริเวณจังหวัดฉะเชิงเทรา กังหันลมใบเสื่อลำแพน ใช้อุตสาหกรรมวิดน้ำเค็มเข้านาเกลือบริเวณจังหวัดสมุทรสงคราม และกังหันลมแบบใบกังหันหลายใบ ทำด้วยแผ่นเหล็กใช้สำหรับสูบน้ำจากบ่อน้ำบาดาลขึ้นไปเก็บในถังกักเก็บ ส่วนการใช้กังหันลมเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้ายังอยู่ในระหว่างการทดสอบและพัฒนาอยู่

เทคโนโลยีกังหันลม ลมเกิดจากปรากฏการณ์ทางธรรมชาติ โดยความแตกต่างของอุณหภูมิก่อให้เกิดความเร็วลมและกำลังลมขึ้น บริเวณที่สนใจคือบริเวณแนวชายฝั่งทะเล (ชายทะเลบางแสน จ.ชลบุรี) ลมบกและลมทะเล ลมทะเลเกิดขึ้นในเวลากลางวันเนื่องจากลมทะเลจะพัดเข้าหาชายฝั่ง ลมบกเกิดขึ้นในเวลากลางคืน เนื่องจากลมพัดจากชายฝั่งไปยังทะเล และพลังงานลมเป็นพลังงานที่มีอยู่อย่างไม่สิ้นสุดบริเวณแถบชายฝั่งทะเลของประเทศไทยเรามีลมพัดผ่านตลอดทั้งปี ทำให้เกิดความสนใจที่จะค้นคว้าศึกษาเกี่ยวกับพลังงานลมมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน และเพื่อเพิ่มความสว่างบริเวณแนวชายฝั่งทะเล จึงเป็นที่มาของการศึกษาค้นคว้างานวิจัยเกี่ยวกับการสร้างกังหันลมจากบริเวณลมชายฝั่งทะเล

โครงการพิเศษนี้ ได้ศึกษาลักษณะของกังหันลมขนาดเล็กแนวแกนนอนเพื่อออกแบบและสร้างขนาดใบพัดกังหันลม รวมถึงส่วนประกอบของกังหันลมแนวแกนนอนเพื่อใช้กับความเร็วมืดที่ต่ำ โดยได้เน้นการศึกษาไปที่เรื่องการออกแบบลักษณะของใบพัดกังหันลมแนวแกนนอน การทดสอบค่าแรงดันและกระแสเอาต์พุต กำลังเอาต์พุตค่าสัมประสิทธิ์กำลัง ที่ได้จากตัวกังหันลมโดยใช้แหล่งกำเนิดไฟฟ้า (generator) ขนาด 70 วัตต์ จำนวน 3 ใบพัด เพื่อใช้เป็นต้นแบบของกังหันลมขนาดเล็กที่จะนำไปติดตั้งผลิตไฟฟ้าบริเวณชายฝั่งทะเล

### 1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาและออกแบบใบพัดและสร้างส่วนประกอบของกังหันลมขนาดเล็กแนวแกนนอนผลิตไฟฟ้าโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 70 วัตต์
2. เพื่อทดสอบค่ากำลังเอาต์พุตและค่าสัมประสิทธิ์กำลังของกังหันลมผลิตไฟฟ้าความเร็วมืดที่แตกต่างกัน
3. เพื่อนำกังหันลมต้นแบบนำไปติดตั้งผลิตไฟฟ้าบริเวณชายฝั่งทะเล (หาดบางแสน อ.เมืองชลบุรี จ.ชลบุรี) และวิเคราะห์ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมต้นแบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 1.3 ขอบเขตการทำงานวิจัย

1. ศึกษารวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับลมนบริเวณชายฝั่งทะเล รูปแบบวิธีการผลิตไฟฟ้า และการใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้า
2. ศึกษาค้นคว้า วัดความเร็วลม และวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้นำมาออกแบบกังหันลมชนิดแกนนอน ใบพัดจำนวน 3 ใบ กำลังผลิต 70 วัตต์
3. วิเคราะห์ผลการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมขนาดเล็ก และทดสอบประสิทธิภาพของกังหันลมขนาดเล็กในการใช้งานจริง

### 1.4 แนวทางการดำเนินการ

โครงการมีระยะเวลาในการทำงาน รวมทั้งสิ้น 9 เดือน โดยเริ่มดำเนินการตั้งแต่ช่วงเดือนกันยายน พ.ศ. 2560 ถึง พฤษภาคม พ.ศ. 2561 จากแนวทางการดำเนินการข้างต้นแสดงระยะเวลาดำเนินงานได้ดังตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 แนวทางการดำเนินงาน

แผนการดำเนินงาน	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.
1. เสนอ Project									
2. ศึกษาข้อมูล									
3. รวบรวมข้อมูล									
4. ออกแบบและจัดหาอุปกรณ์									
5. ดำเนินการสร้างกังหันลม									
6. ทดสอบประสิทธิภาพ									
7. ติดตั้งกังหันลมสถานที่จริง									
8. สรุปผลการทดลอง									

### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ได้กังหันลมขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้า ที่มีความทนทาน ใช้งานง่าย มีคุณภาพ และการบำรุงรักษาต่ำ
2. เป็นการสร้างฐานความรู้ เพื่อเป็นแนวทางใหม่ในการปรับปรุงเครื่องต้นแบบ ให้มีกำลังการผลิตสูงขึ้น และมีประสิทธิภาพมากขึ้น
3. เพื่อสนับสนุนการนำแหล่งพลังงานลมทดแทนมาใช้ให้เกิดประโยชน์ต่อประเทศชาติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

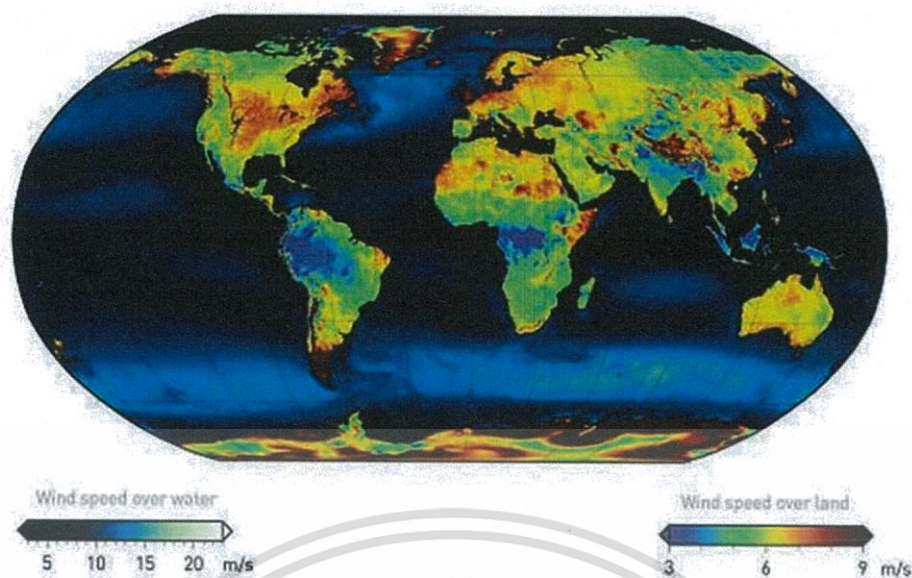
## บทที่ 2

# ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

จากแนวคิดที่จะนำพลังงานลมมาใช้ให้เกิดประสิทธิภาพสูงที่สุดจากต้นแบบในหลายงานวิจัยจะเน้นไปด้านการออกแบบใบกังหันให้มีความเหมาะสมกับความเร็วลมและขนาดของตัวเจนเนอเรเตอร์ที่ต้องการใช้งานในแต่ละพื้นที่ที่จะติดตั้งกังหันลมประเด็นของการศึกษางานวิจัยนี้ เพื่อออกแบบใบพัดให้มีขนาดที่เหมาะสมกับความเร็วลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเล เพื่อที่จะนำพลังงานจากพลังงานลมมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด ในบทนี้จะอธิบายถึงทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับกังหันลมรวมทั้งอธิบายถึงแนวทางในการนำทฤษฎีดังกล่าวมาใช้ในประเด็นที่ทำการวิจัย

### 2.1 พลังงานลม

ลมเป็นแหล่งพลังงานสะอาดชนิดหนึ่งที่มีอยู่เองตามธรรมชาติสามารถใช้ได้อย่างไม่มีวันหมดสิ้น ในปัจจุบันได้มีการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้ามากขึ้นโดยเฉพาะอย่างยิ่งในแถบประเทศยุโรปได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นและมีประสิทธิภาพสูงขึ้นสำหรับประเทศไทยการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้ายังมีค่อนข้างน้อยมาก อาจเป็นเพราะศักยภาพพลังงานลมในประเทศเราไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับประเทศอื่น ๆ และความรู้ทางด้านเทคโนโลยีกังหันลมสมัยใหม่ยังเป็นสิ่งใหม่อยู่สำหรับการนำมาใช้งาน อย่างไรก็ตามหากเรามีพื้นฐานความรู้ทางด้านนี้บ้าง ก็สามารถที่จะประยุกต์ใช้เทคโนโลยีกังหันลมและพลังงานลมเป็นพลังงาน ทางเลือกหรือร่วมกับแหล่งพลังงานอื่น ๆ ได้ เพื่อความมั่นคงในการผลิตไฟฟ้า อย่างเช่นที่สถานีไฟฟ้าแหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ตได้ทดลองใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์และต่อเข้ากับระบบสายส่งตั้งนั้นการศึกษาเรียนรู้วิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมและแหล่งศักยภาพพลังงานลมก็จะเป็นส่วนหนึ่งที่จะช่วยลดการใช้พลังงานจากฟอสซิล ซึ่งจะเป็นการช่วยประเทศไทยลดการนำเข้าแหล่งพลังงาน จากต่างประเทศ อีกทางหนึ่ง ทั้งยังช่วยลดสภาวะโลกร้อนได้อีกด้วย

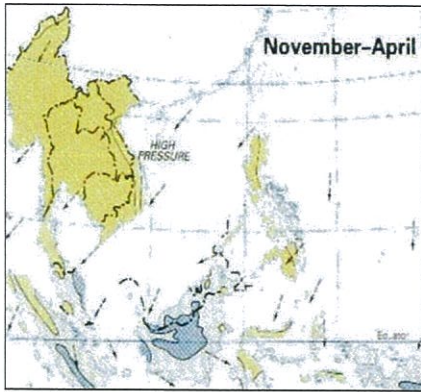


รูปที่ 2.1 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูง 80 เมตร  
ที่มา <http://www.renewableenergyworld.com>

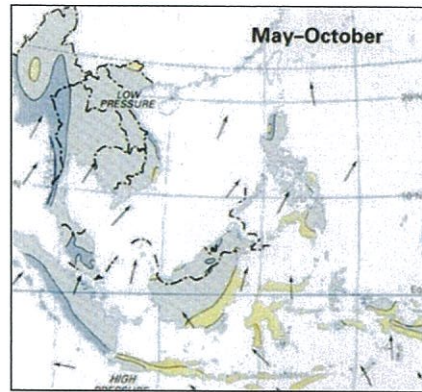
2.1.1 การเกิดลม สาเหตุของการเกิดลมคือดวงอาทิตย์ซึ่งเมื่อดวงอาทิตย์มีการแผ่รังสีความร้อนมายังโลกแต่ละตำแหน่งบนพื้นโลกได้รับปริมาณความร้อนและดูดซับความร้อนได้ไม่เท่ากันทำให้เกิดความแตกต่างของอุณหภูมิและความกดอากาศที่ไม่เท่ากันในแต่ละพื้นที่บริเวณใดที่มีอุณหภูมิสูงหรือความกดอากาศต่ำอากาศในบริเวณนั้นก็ จะลอยตัวขึ้นสู่อากาศจากบริเวณที่เย็นกว่าหรือมีความกดอากาศสูงกว่าจะเคลื่อนที่เข้ามาแทนที่การเคลื่อนที่ของมวลอากาศนี้คือการทำให้เกิดลมนั่นเองและจากการเคลื่อนที่ของมวลอากาศนี้ทำให้เกิดเป็นพลังงานจลน์ที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้ประโยชน์ได้

## 2.1.2 ลมในประเทศไทย

2.1.2.1 ลมประจำฤดู เป็นลมที่เกิดขึ้นและพัดเป็นไปตามฤดูกาล ตามช่วงและระยะเวลาที่เกิดขึ้น ค่อนข้างแน่นอน ได้แก่ ลมมรสุม (Monsoon) ซึ่งพัดในทิศทางที่แน่นอน เป็นระยะเวลานานตลอดทั้ง ฤดูกาลและเกิดเป็นประจำเช่นนั้นทุก ๆ ปี ไม่เปลี่ยนแปลง เช่น ลมมรสุมในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เนื่องจาก ทวีปเอเชียเป็นพื้นแผ่นดินอันกว้างใหญ่และมีมหาสมุทรล้อมรอบ จึงทำให้เกิดความแตกต่างอย่างมากของอุณหภูมิและความกดอากาศระหว่างพื้นดินและพื้นน้ำ เป็นผลทำให้เกิดลมพัดเปลี่ยนเป็นไปตามฤดูกาล



ช่วงเดือนพฤศจิกายน-เมษายน



ช่วงเดือนพฤษภาคม- ตุลาคม

## รูปที่ 2.2 แสดงสภาพอากาศและทิศทางลม

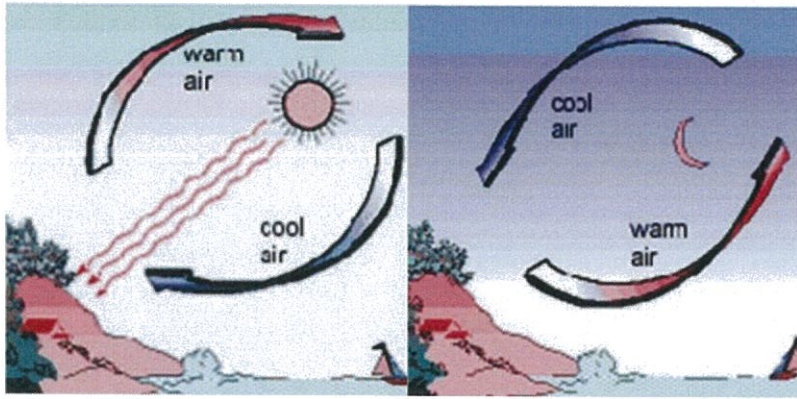
2.1.2.2 ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้หรือลมมรสุมฤดูร้อน เนื่องจากบริเวณทางใต้ของทวีปเอเชียจะอยู่ในเขตศูนย์กลางความกดอากาศต่ำในฤดูร้อน จึงทำให้เกิดลมร้อนชื้นพัดผ่านจากมหาสมุทรอินเดียและแปซิฟิกตอนใต้ในทิศทางตะวันตกเฉียงใต้เข้าสู่ทวีปเอเชียผ่านประเทศอินเดีย กลุ่มประเทศอินโดจีน และประเทศจีน ลมจะนำความร้อนและความชุ่มชื้นและฝนมาตกในบริเวณเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ สำหรับประเทศไทย ได้รับอิทธิพลจากมรสุมนี้ประมาณเดือนพฤษภาคม จนถึงเดือนตุลาคมของทุกปี

2.1.2.3 ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือหรือลมมรสุมฤดูหนาว เนื่องจากบริเวณทางใต้ของทวีปเอเชียจะอยู่ในเขตศูนย์กลางความกดอากาศสูงในฤดูหนาวจึงทำให้ลมเย็นและแห้งพัดจากบริเวณตอนกลางภาคพื้นทวีปในทิศทางตะวันออกเฉียงเหนือเข้าสู่มหาสมุทรอินเดียและแปซิฟิก ลมจะนำความหนาวเย็นและความแห้งแล้งผ่านบริเวณเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ สำหรับประเทศไทยได้รับอิทธิพลจากมรสุมนี้ประมาณเดือนพฤศจิกายนจนถึงเดือนเมษายนของทุกปี

2.1.2.4 ลมประจำถิ่น เป็นลมที่พัดอยู่ในบริเวณใดบริเวณหนึ่งโดยเฉพาะ เกิดขึ้นในบริเวณแคบ ๆ สาเหตุการเกิดลมประจำถิ่น เนื่องมาจากความแตกต่างของความกดอากาศในบริเวณใกล้เคียงของภูมิภาคในท้องถิ่นนั้น ๆ เช่น พื้นที่ที่เป็นทะเลเป็นภูเขาหรือเป็นหุบเขา เป็นต้น ลมประจำถิ่นมีอิทธิพลอย่างมากต่อลักษณะอากาศ ณ บริเวณนั้น ๆ และยังมีอิทธิพลต่อพืชและสัตว์ในบริเวณนั้น ๆ ด้วย ลมประจำถิ่นที่เกิดขึ้นในประเทศไทยมีดังนี้

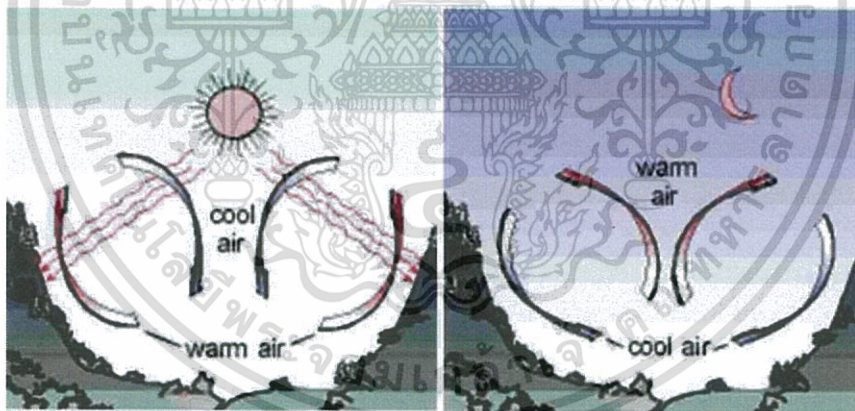
2.1.2.4.1 ลมบกและลมทะเล เกิดขึ้นเนื่องจากความแตกต่างอุณหภูมิของพื้นดินและพื้นน้ำ ที่มีคุณสมบัติของการดูดซับและคายความร้อนที่แตกต่างกัน ในช่วง 1 รอบวันประเทศไทยจะได้รับอิทธิพลจากลมบกลมทะเลในบริเวณจังหวัดที่มีพื้นที่ติดทะเล ทั้งทางภาคตะวันออก ภาคกลาง ภาคใต้ ผังอ่าวไทยและฝั่งอันดามัน ซึ่งสมัยก่อนลมนี้ได้ช่วยชาวประมงในการออกเรือหาปลา โดยใช้แรงจากลมบกออกเรือสู่ทะเลในตอนหัวค่ำและใช้แรงจากลมทะเลนำเรือเข้าฝั่งในตอนเช้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.3 แสดงการเกิดลมบกและลมทะเล

2.1.2.4.2 ลมภูเขาและลมหุบเขา เป็นลมประจำถิ่นอีกชนิดหนึ่งเกิดขึ้นเป็นประจำวัน เช่นเดียวกับลมบกและลมทะเล ซึ่งเกิดขึ้นจากความแตกต่างของความกดอากาศประเทศไทยจะได้รับอิทธิพลจากลมภูเขาและลมหุบเขาในบริเวณจังหวัดที่มีพื้นที่เป็นเขาสูง ซึ่งอยู่ในภาคเหนือและภาคตะวันตก และหากในบริเวณพื้นที่นั้น ๆ มีอุณหภูมิของอากาศที่ไม่แตกต่างกันมากในแต่ละวัน ก็อาจจะไม่เกิดลมภูเขาและลมหุบเขา



รูปที่ 2.4 แสดงการเกิดลมภูเขาและลมหุบเขา

2.1.2.4.3 ลมตะเภา เป็นลมเย็นที่พัดจากทะเลเข้าสู่ชายฝั่งในช่วงเดือนมีนาคมและเดือนเมษายน ลมชนิดนี้จะทำให้เกิดฝนตกในภาคกลาง เป็นฝนแบบฟ้าคะนอง ฟ้าแลบ ปริมาณน้ำฝนไม่แน่นอน สาเหตุการเกิดลมตะเภา เนื่องจากเกิด หย่อมความกดอากาศต่ำปรากฏ ในแถบภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ส่วนในท้องน้ำอ่าวไทยจะเป็นหย่อมความกดอากาศสูง แต่เนื่องจากความแตกต่างหย่อมความกดอากาศ มีไม่มากนัก จึงทำให้กระแสลมที่พัดปรากฏ ขึ้นไม่รุนแรง จากการที่ลมนี้พัดจากอ่าวไทยเข้าสู่ชายฝั่ง จึงช่วยพาเรือสำเภาที่มาค้าขายในประเทศไทยเข้าเทียบท่าเรือ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

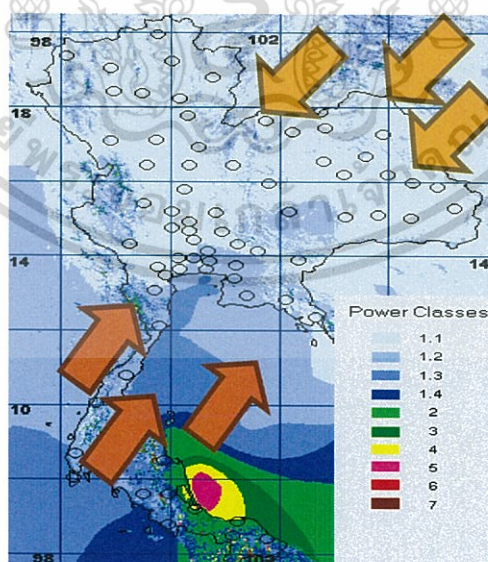
บริเวณก้นอ่าวไทย ชาวบ้านจึงเรียกลมนี้ว่า "ลมตะเภา" หรือ "ลมพัทธยา" เพราะเป็นลมที่พัดเด่นชัดมากในแถบชายฝั่งแห่งนี้

2.1.2.4.4 ลมว่าเป็นลมเย็นที่พัดลงมาตามลำน้ำแม่น้ำเจ้าพระยาและเป็นลมที่พัดนำลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ โดยจะเริ่มพัดในช่วงปลายเดือนกันยายน - เดือนตุลาคม ในช่วงที่ลมนี้เริ่ม พัดจะเป็นระยะที่ข้าวเบากำลังออกรวง ชาวบ้านจึงมักเรียกลมประจำถิ่นชนิดนี้ว่า "ลมข้าวเบา" หรือ "ลมโยกข้าวเบา" สาเหตุที่เกิดลมว่าวขึ้น เพราะเกิดหย่อมความกดอากาศต่ำขึ้นในอ่าวไทย แต่เนื่องจากความแตกต่างของหย่อมความกดอากาศที่ปรากฏขึ้นมีน้อยมาก จึงทำให้กระแสลมที่พัดไม่รุนแรงนัก

## 2.2 ประเทศไทยกับการใช้พลังงานลม

ในปัจจุบันประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและจ่ายเข้าระบบสายส่งในปริมาณที่น้อยมากหากเทียบกับ แหล่งพลังงานอื่น ๆ โดยมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 150 กิโลวัตต์ซึ่งผลิตโดยบริษัทนอร์ดเทคประเทศไทยในพื้นที่สถานีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ณ แหลมพรหมเทพจังหวัดภูเก็ตตั้งแต่ปี พ.ศ.2539 เพื่อสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมร่วมกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์

อิทธิพลของลมที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ประเทศไทยแบ่งทิศทางของลมออกได้เป็นลมมรสุม ตะวันออกเฉียงเหนือในช่วงเดือน พฤศจิกายน - เมษายนและลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ในช่วงเดือนพฤษภาคม - ตุลาคม ดังรูป 2.5



รูปที่ 2.5 แสดงศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้เก็บข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยที่ในสถานีผลิตกระแสไฟฟ้าสามแห่งดังนี้ ที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต ประมาณ 5 เมตรต่อวินาที ที่อ่างพักน้ำตอนบนลำตะคอง จังหวัดนครราชสีมา ประมาณ 6 เมตรต่อวินาที และที่อ่าวไผ่จังหวัดชลบุรี ประมาณ 5 เมตรต่อวินาที ที่แหลมพรหมเทพได้มีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้ากำลังการผลิต 200 กิโลวัตต์ ส่วนที่ลำตะคองได้มีการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ตัวซึ่งงบประมาณในการก่อสร้าง 145 ล้านบาท

## 2.3 กังหันลม

สำหรับหลักการทั่วไปในการนำพลังงานลมมาใช้คือ เมื่อมีลมพัดมาปะทะกับใบพัดของกังหันลม กังหันลมจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานลมที่อยู่ในรูปของพลังงานจลน์ไปเป็นพลังงานกลโดยการหมุนของใบพัด แรงจากการหมุนของใบพัดนี้ จะถูกส่งผ่านแกนหมุนทำให้เฟืองเกียร์ที่ติดอยู่กับแกนหมุนเกิดการหมุนตามไปด้วย พลังงานกลที่ได้จากการหมุนของเฟืองเกียร์ นี้เองที่ถูกประยุกต์ใช้ประโยชน์ตามความต้องการเช่น ในกรณีที่ต้องการใช้กังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าจะต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไป ซึ่งเมื่อเฟืองเกียร์ของกังหันลมเกิดการหมุนจะไปขับเคลื่อนให้แกนหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนตามไปด้วย ด้วยหลักการนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้ ส่วนในกรณีของการใช้กังหันลมในการสูบน้ำหรือสีข้าว สามารถนำเอาพลังงานกลจากการหมุนของเฟืองเกียร์นี้ไปประยุกต์ใช้ได้โดยตรง

2.3.1 ส่วนประกอบของกังหันลม กังหันลมโดยทั่วไปจะประกอบด้วยส่วนประกอบหลัก ๆ คือ ใบพัด ระบบถ่ายทอดกำลังจากใบพัด ชุดควบคุมการบังคับทิศทางของใบพัดและเสาหรือหอคอย อย่างไรก็ตามในส่วนรายละเอียดของส่วนประกอบของกังหันลมจะขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์การใช้งานของกังหันลมนั้น เช่น ถ้าเป็นกังหันลมที่มีวัตถุประสงค์เพื่อการผลิตไฟฟ้าก็จะมีส่วนประกอบรายละเอียดและเทคโนโลยีที่ซับซ้อนกว่ากังหันลมที่ใช้สำหรับการสูบน้ำ

2.3.2 กังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้า ส่วนประกอบสำคัญ ๆ ของระบบกังหันลมทั่ว ๆ ไปอาจแบ่งได้ดังนี้

2.3.2.1 ใบพัด เป็นตัวรับพลังลมและเปลี่ยนให้เป็นพลังงานกล ซึ่งยึดติดกับชุดแกนหมุนและส่งแรงจากแกนหมุนไปยัง เพลาแกนหมุน

2.3.2.2 เพลาแกนหมุน ซึ่งรับแรงจากแกนหมุนใบพัด และส่งผ่านระบบกำลัง เพื่อหมุนและปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.3.2.3 ห้องส่งกำลัง ซึ่งเป็นระบบปรับเปลี่ยนและควบคุมความเร็วในการหมุนระหว่างเพลาแกนหมุนกับเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.3.2.4 ห้องเครื่อง ซึ่งมีขนาดใหญ่และมีความสำคัญต่อกังหันลม ใช้บรรจุระบบต่าง ๆ ของกังหันลม เช่น ระบบเกียร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เบรก และระบบควบคุม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3.2.5 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้า

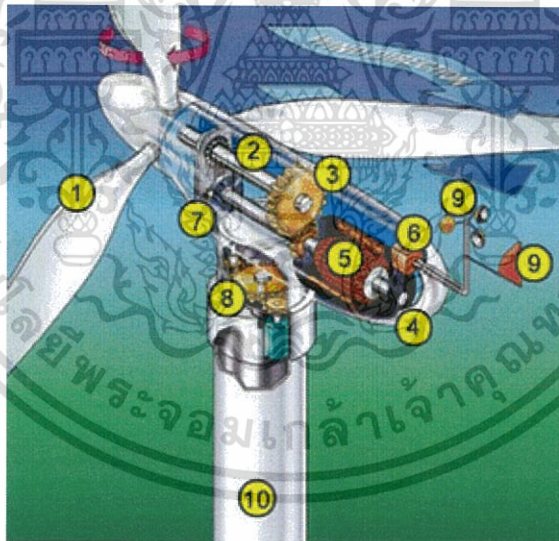
2.3.2.6 ระบบควบคุมไฟฟ้า ซึ่งใช้ระบบคอมพิวเตอร์เป็นตัวควบคุมการทำงาน และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

2.3.2.7 ระบบเบรก เป็นระบบกลไก เพื่อใช้ควบคุมการหยุดหมุนของใบพัดและเพลาแกนหมุนของกังหัน เมื่อได้รับ ความเร็วลมเกินความสามารถของกังหัน ที่จะรับได้และในระหว่างการซ่อมบำรุงรักษา

2.3.2.8 แกนคอกหมุนรับทิศทางลม เป็นตัวควบคุมการหมุนห้องเครื่อง เพื่อให้ใบพัดรับทิศทางลมโดยระบบ อิเล็กทรอนิกส์ ที่เชื่อมต่อให้มีความสัมพันธ์กับหางเสือรับทิศทางลมที่อยู่ด้านบนของเครื่อง

2.3.2.9 เครื่องวัดความเร็วลมและทิศทางลม ซึ่งเชื่อมต่อสายสัญญาณเข้าสู่ระบบคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นตัวชี้ขนาดของความเร็วและทิศทางของลม เพื่อที่คอมพิวเตอร์จะได้ควบคุมกลไกอื่น ๆ ได้ถูกต้อง

2.3.2.10 เสา ซึ่งตั้งอยู่ที่พื้นที่ทำการก่อสร้างอย่างถาวร ตามหลักวิศวกรรมและเป็นตัวแบกรับส่วนที่เป็นตัวเครื่องที่อยู่ข้างบน



รูปที่ 2.6 แสดงส่วนประกอบของกังหันลมในการผลิตกระแสไฟฟ้า

หลักการทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้านั้น เมื่อมีลมพัดผ่านใบกังหันพลังงานจลน์ที่เกิดจากลมจะทำให้ใบพัดของกังหันเกิดการหมุน และได้เป็นพลังงานกลออกมา พลังงานกลจากแกนหมุนของกังหันลมจะถูกเปลี่ยนรูปไปเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับแกนหมุนของกังหันลม จ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านระบบควบคุมไฟฟ้า และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบต่อไป โดยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จะขึ้นอยู่กับความเร็วของลม ความยาวของใบพัดและสถานที่ติดตั้งกังหันลม เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาติให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เนื่องจากความไม่สม่ำเสมอของความเร็วลมที่แปรผันตามธรรมชาติและความต้องการพลังงานที่สม่ำเสมอเพื่อให้เหมาะสมกับการใช้งานแล้วจะต้องมีตัวกักเก็บพลังงานและใช้แหล่งพลังงานอื่นที่เชื่อถือได้เป็นแหล่งสำรอง หรือใช้ร่วมกับ แหล่งพลังงานอื่น

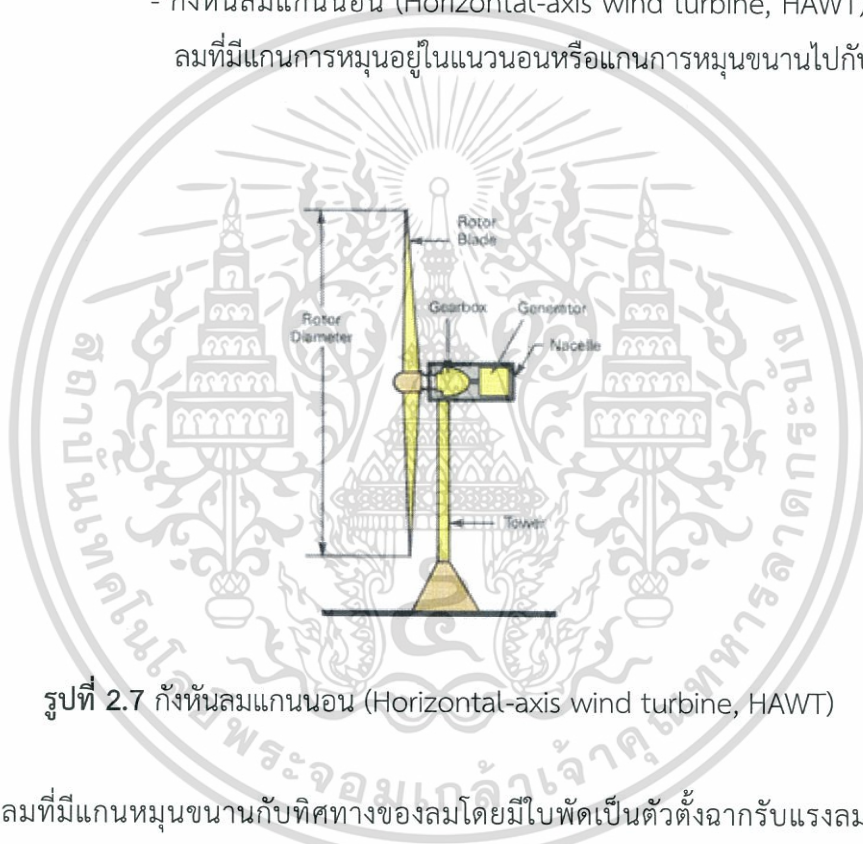
### 2.3.3 ประเภทของกังหันลมกังหันลมแบ่งออกเป็นชนิดต่าง ๆ ได้ดังนี้

#### 2.3.3.1 แบ่งตามแรงที่กระทำกับใบพัดกังหัน

- ชนิดแรงยก (Lift type) เป็นกังหันลมที่หมุนได้โดยอาศัยแรงยก
- ชนิดแรงต้าน (Drag type) เป็นกังหันลมที่หมุนได้โดยอาศัยแรงต้าน

#### 2.3.3.2 แบ่งตามแนวแกนการหมุน

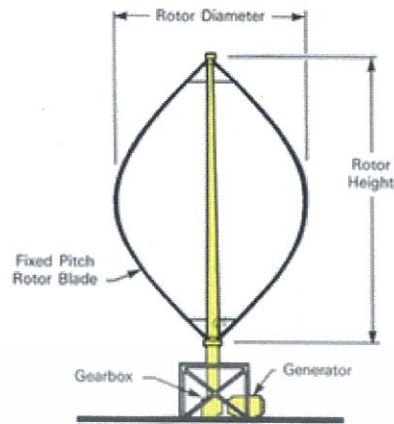
- กังหันลมแกนนอน (Horizontal-axis wind turbine, HAWT) เป็นกังหันลมที่มีแกนการหมุนอยู่ในแนวนอนหรือแกนการหมุนขนานไปกับกระแสลม



รูปที่ 2.7 กังหันลมแกนนอน (Horizontal-axis wind turbine, HAWT)

เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนขนานกับทิศทางของลม โดยมีใบพัดเป็นตัวตั้งฉากรับแรงลม มีอุปกรณ์ควบคุมกังหันให้หันไปตามทิศทางของกระแสลม เรียกว่า หางเสือ และมีอุปกรณ์ป้องกันกังหันชำรุดเสียหายขณะเกิดลมพัดแรง เช่น ลมพายุและตั้งอยู่บนเสาที่แข็งแรง กังหันลมแบบแกนนอน ได้แก่ กังหันลมวินด์มิลล์ (Windmills) กังหันลมใบเสื่อลำแพน นิยมใช้กับเครื่องสูบน้ำ กังหันลมแบบกงล้อจักรยาน กังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้าแบบพรอบเพลเลอร์ (Propeller)

- กังหันลมแกนตั้ง (Vertical-axis wind turbine, VAWT) เป็นกังหันลมที่มีแกนการหมุนอยู่ในแนวตั้งหรือแกนการหมุนตั้งฉากกับกระแสลมเป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนและใบพัดตั้งฉากกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ ซึ่งทำให้สามารถรับลมในแนวราบได้ทุกทิศทาง



รูปที่ 2.8 กังหันลมแกนตั้ง (Vertical-axis wind turbine, VAWT)

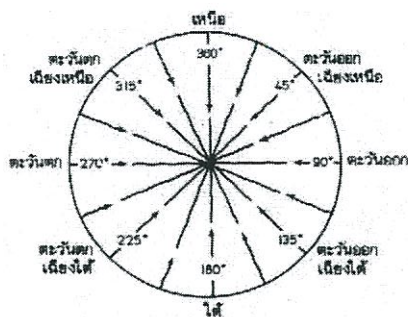
กังหันลมแบบแนวแกนนอนเป็นแบบที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย ส่วนมากออกแบบให้เป็นชนิดที่ขับใบกังหันด้วยแรงยก แต่อย่างไรก็ตาม กังหันลมแบบแนวแกนตั้ง ซึ่งได้รับการพัฒนามากในระยะเวลาหลังก็ได้รับความสนใจมากขึ้นเช่นกัน ทั้งนี้เนื่องจากข้อดีที่มากกว่าแบบแนวแกนนอนคือ ในแบบแนวแกนตั้งนั้นไม่ว่าลมจะเข้ามาทิศไหนก็ยังหมุนได้ โดยไม่ต้องมีอุปกรณ์ควบคุมให้กังหันหันหน้าเข้าหาลม นอกจากนี้แล้วแบบแนวแกนตั้งนั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบการส่งกำลังวางไว้ใกล้พื้นดินมากกว่าแบบแกนนอน เวลาเกิดปัญหาแก้ไขง่ายกว่าแบบแกนนอนที่ติดอยู่บนหอคอยสูง

## 2.4 การวัดลม

การวัดลมมีวิธีการวัด 2 วิธี คือ วัดทิศลม และวัดความเร็วลม

2.4.1 ทิศลม อาจเรียกชื่อตามทิศต่าง ๆ ของเข็มทิศ หรือเรียกเป็นองศาจากทิศจริง ปัจจุบันการวัด ทิศลมนิยมวัดทิศลมตามเข็มทิศ และวัดเป็นองศา ถ้าวัดทิศลมด้วยเข็มทิศ เข็มทิศจะถูกแบ่งออกเป็น 4 ทิศ คือ ทิศเหนือ ทิศใต้ ทิศตะวันออก ซึ่งทิศทั้ง 4 ทิศ เมื่อแบ่งย่อยอีกจะเป็น 8 ทิศ โดยจะเพิ่มทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ทิศตะวันออกเฉียงใต้ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ และทิศตะวันออกเฉียงใต้ นอกจากนี้ยังสามารถแบ่งจาก 8 ทิศ ให้ย่อยเป็น 16 ทิศ หรือ 32 ทิศ ได้อีก แต่การรายงานทิศนั้นมักนิยมรายงานจำนวนทิศเพียง 8 หรือ 16 ทิศ เท่านั้น ส่วนการวัดทิศลมที่เป็นองศาบอกมุมของลมจากทิศจริง ในลักษณะที่เวียนไปตามเข็มนาฬิกา ใช้สเกลจาก 0 องศา ไปจนถึง 360 องศา เช่น ลมทิศ 0 องศา หรือ 360 องศา เป็นทิศตะวันออก, ลมทิศ 45 องศา เป็นทิศตะวันออกเฉียงเหนือ, ลมทิศ 90 องศา เป็นทิศตะวันออก, ลมทิศ 135 องศา เป็นทิศตะวันออกเฉียงใต้, ลมทิศ 180 องศา เป็นทิศใต้, ลมทิศ 225 องศา เป็นทิศตะวันออกเฉียงใต้, ลมทิศ 270 องศา เป็นทิศตะวันตก และลมทิศ 315 องศา เป็นทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (รูปที่ 2.9)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.9 ทิศลมเรียกเป็นองศาจากทิศจริง

2.4.2 ความเร็วลม คือการเคลื่อนที่ของอากาศที่ทำให้เกิดแรง หรือความกดที่ผ่านจุดที่กำหนดให้บนพื้นผิวโลก และแรงหรือความกดเป็นสัดส่วนกับกำลัง 2 ของความเร็วลม อธิบายดังในรูปของสมการ

$$P = kv^2 \quad (2.1)$$

$P$  = ความกดที่เกิดจากการกระทำของลม

$V$  = ความเร็วลม (m/s)

$K$  = ค่าคงที่ของหน่วยที่ใช้

ถ้าความกดอากาศมีหน่วยเป็นปอนด์ต่อตารางฟุต ความเร็วลมเป็นนอต (1 นอต หมายถึง 1 ไมล์ทะเล ( 6,080.20 ฟุต) ต่อชั่วโมง ซึ่งเป็นหน่วยมาตรฐานความเร็วลมที่ใช้ในสหรัฐอเมริกา) สมการจะเป็น  $P = 0.0053 V^2$  โดยประมาณสำหรับผิวพื้นที่ราบเรียบ แต่ถ้าความเร็วลมมีหน่วยเป็นไมล์ต่อชั่วโมง ค่า  $P$  ที่ได้จะเปลี่ยนไปเป็น  $P = 0.004 V^2$  ด้วยเหตุนี้แรงที่เกิดขึ้นเนื่องจากการกระทำของลมทำให้สามารถหาความเร็วลมได้ โดยที่ไม่ต้องอาศัยเครื่องมือใด ๆ แต่จะสังเกตได้จากปรากฏการณ์ของวัตถุที่อยู่รอบ ๆ ดังนั้น เพื่อวัตถุประสงค์ดังกล่าวจึงได้มีการกำหนดมาตราความเร็วลมขึ้น เรียกว่ามาตราโบฟอร์ต (Beaufort Scale) พลเรือเอกเซอร์ฟรานซิส โบฟอร์ต (Admiral Sir Francis Beaufort) ชาวอังกฤษ เป็นผู้คิดขึ้นใช้ในปี พ.ศ. 2548 สำหรับตรวจลมในทะเล ต่อมาได้ถูกดัดแปลงนำมาใช้ทั้งบนบกและในทะเล มาตราโบฟอร์ต จะใช้เปรียบเทียบกับสิ่งที่กีดขวางไม่ว่าบนบกและในทะเล โดยสิ่งที่กีดขวางต่าง ๆ ได้แก่ ใบไม้ กิ่งไม้ สายโทรเลข สายโทรศัพท์ ธง สิ่งปรักหักพังต่าง ๆ และคลื่นในทะเล เกณฑ์ที่ใช้กำหนดความเร็วลม ได้มาจากการสังเกตกำลังลมเหนือพื้นดินและในทะเล มาตราโบฟอร์ต เริ่มต้นจากมาตราที่ 0 ไปจนถึงมาตราที่ 17 ความเร็วลมจะเพิ่มขึ้นคือ ที่มาตรา 0 จะเป็นเขตลมสงบ ไปจนถึงมาตราที่ 17 ลมมีกำลังแรงจัดกลายเป็นพายุเฮอริเคน ปัจจุบันมาตราโบฟอร์ตถูกนำมาใช้น้อยลง โดยเฉพาะสถานีบนบก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.5 เครื่องวัดลม

2.5.1 เครื่องวัดทิศทางลม เรียกว่า วินด์เวน (Wind Vane) ส่วนใหญ่จะมีลักษณะเป็นลูกศรยาว ซึ่งมีความยาวเป็นแผ่น ทางตั้งเห็นตัวบังคับให้ปลายศรลมชี้ในทิศทางที่ลมพัดเข้ามา โดยมีแกนของศรลมหมุนไปโดยรอบ และต่อเข้ากับวงจรไฟฟ้า อ่านทิศทางลมตามที่ปลายศรลมชี้ไปที่หน้าปัดของเครื่อง (รูปที่ 2.10)

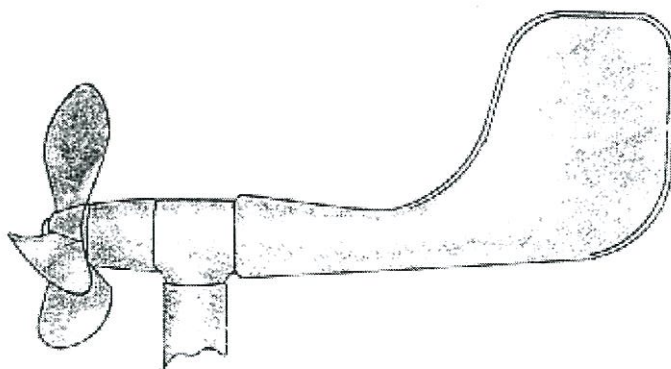
2.5.2 เครื่องวัดความเร็วลม เรียกว่าอะนิโมมิเตอร์ (Anemometer) ซึ่งอะนิโมมิเตอร์แบบเก่าแก่ที่สุดคือแบบแผ่นกระดก (Pressure Plate Anemometer) ประดิษฐ์โดย โรเบิร์ต ฮุก (Robert Hook) เมื่อปี พ.ศ. 2210 ประกอบด้วยแผ่นโลหะรูปสี่เหลี่ยมผืนผ้าแขวนติดอยู่กับแกน และแกนนี้ติดอยู่กับเสาในแนวตั้ง แผ่นโลหะนี้หมุนรอบแกนได้อย่างอิสระ และตั้งฉากกับทิศทางลมเสมอ เมื่อมีลมพัดปะทะกับแผ่นโลหะ ปลายด้านหนึ่งของแผ่นโลหะจะกระดกขึ้น มุมที่แผ่นโลหะทำกับแนวตั้งนั้น จะขึ้นอยู่กับความแรงของลม ถ้าลมนั้นแรงมากมุมที่จะทำให้ใหญ่ขึ้น ความเร็วลมอ่านได้จากสเกลที่ทำไว้บนโลหะโค้งที่ติดอยู่กับแกนของแผ่นโลหะ ปัจจุบันแบบที่นิยมใช้กันมากที่สุด คือ แบบลูกถ้วย (Cup Anemometer) ประกอบด้วยลูกถ้วยรูปครึ่งทรงกลม 3 หรือ 4 ใบ ติดอยู่กับเพลานในแนวตั้ง ความกดที่แตกต่างกันจากด้านหนึ่งของลูกถ้วยใบหนึ่ง ไปยังลูกถ้วยอีกใบหนึ่ง เป็นเหตุให้ลูกถ้วยหมุนรอบ ๆ เปลา (รูปที่ 2.11) อัตราที่ลูกถ้วยหมุนจะเป็นสัดส่วนตรงต่อความเร็วลม การหมุนของลูกถ้วย



รูปที่ 2.10 วินด์เวน

รูปที่ 2.11 อะนิโมมิเตอร์แบบรูปถ้วย

ส่วนเครื่องวัดที่วัดได้ทั้งความเร็วลม และทิศทางลม เรียกว่า แอโรเวน (Aerovane) โดยรวมอะนิโมมิเตอร์และวินด์เวนเข้าด้วยกัน เครื่องมือนี้ใช้ใบมีดที่เป็นใบจักร 3 ใบ วัดความเร็วลม ใบจักรหมุนเป็นอัตราส่วนต่อความเร็วลม จากรูปร่างของเครื่องที่เพียว และมีปีกอยู่ในแนวตั้งช่วยให้ใบมีดหันเข้าหาลม (รูปที่ 2.12) วินด์เวนจะทำหน้าที่ 2 อย่าง คือ บอกทิศทางลม และช่วยให้แกนของใบจักรชี้เข้าหาทิศทางลม ทั้งอะนิโมมิเตอร์และวินด์เวน เชื่อมต่อเข้ากับเครื่องมือที่ทำการบันทึก



รูปที่ 2.12 แอโรเวน

เครื่องวัดลมที่กล่าวมานี้เป็นการวัดลมที่พื้นดินและบอกทิศทางหรือความเร็วลมในตำแหน่งคงที่โดยเฉพาะสิ่งกีดขวางอื่น ๆ ก็มีอิทธิพลต่อลม เช่น อาคาร ต้นไม้ และอื่น ๆ ความเร็วลมจะเพิ่มมากขึ้นอย่างรวดเร็วเมื่อความสูงเพิ่มขึ้น ดังนั้น เครื่องมือที่ใช้วัดลมควรตั้งอยู่ในที่โล่งที่อากาศถ่ายเทได้สะดวก และควรอยู่สูงกว่าหลังอาคาร แต่ในทางปฏิบัติอะนิโมมิเตอร์จะถูกวางไว้ในระดับความสูงต่าง ๆ ไม่แน่นอน ทำให้การวัดลมมีความผิดพลาดอยู่เสมอ

## 2.6 ทฤษฎีการออกแบบใบพัดของกังหันลมแกนแนวนอน

จากการพิจารณาสมดุลของแรงสถิตความเร็วของกลุ่มอากาศที่มีความสูง  $Z$  และมีพื้นที่ฐานเท่ากับ  $dA$

$$\begin{aligned} \text{หรือ} \quad mgZ + dP \cdot dA &= 0 \\ \rho g dA \cdot dZ + da \cdot dZ &= 0 \\ dP &= -\rho g dZ \end{aligned} \quad (2.2)$$

จากสมการสถานะของอากาศ (equation of state) คือ

$$P = \rho RT$$

$$\text{หรือ} \quad \rho = \frac{P}{RT} \quad (2.3)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แทน (2.3) ลงใน (2.1) จะได้

$$dP = -\frac{P}{RT} g dZ$$

$$\int_{P_0}^P \left( \frac{RT}{g} \right) \frac{dP}{P} = -\int_{Z_0}^Z dZ$$

$$Z - Z_0 = \int_{P_0}^P \left( \frac{RT}{g} \right) \frac{dP}{P} \quad (2.4)$$

จาก (2.4) สมมติว่าอุณหภูมิของกลุ่มอากาศเป็นแบบจำลองโดยกระบวนการอุณหภูมิกคงที่ (Isothermal process) จะได้

$$\ln \frac{P}{P_0} = (Z - Z_0) \frac{g}{RT}$$

ที่พื้นโลก  $Z_0 = 0$  นั่นคือ

$$P = P_0 \cdot \exp\left(-\frac{Zg}{RT}\right) \quad (2.5)$$

ความหนาแน่นของอากาศเป็นฟังก์ชันของความกดอากาศและที่อุณหภูมิที่ระดับความสูงสูงกว่าระดับน้ำทะเล สามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ว่า

$$\rho_z = \frac{P_0}{RT \cdot \exp\left(-\frac{Zg}{RT}\right)} \quad (2.6)$$

เมื่อ  $\rho_z$  คือ ความหนาแน่นของอากาศซึ่งเป็นฟังก์ชันของระดับความสูงในหน่วย  $\text{kg/m}^3$

$P_0$  คือ ความดันบรรยากาศที่ระดับน้ำทะเลมาตรฐานในหน่วย  $\text{kg/m}^2$

$R$  คือ ค่าคงที่ในของอากาศ (Specific gas constant of air) ในหน่วย  $\text{J/K} \cdot \text{mol}$

$T$  คือ อุณหภูมิในหน่วย  $\text{K}$

$g$  คือ ค่าคงที่เนื่องจากแรงดึงดูดของโลกในหน่วย  $\text{m/s}^2$

$Z$  คือ ความสูงจากระดับน้ำทะเลในหน่วย  $\text{m}$

จาก (2.6) เมื่อความสูงเพิ่มขึ้นความกดอากาศจะลดลงแบบยกกำลัง จากแบบจำลองพบว่าความกดอากาศจะมีค่าเป็นศูนย์ที่ความสูงอนันต์ (infinity) ดังนั้นแบบจำลองกลุ่มอากาศนี้ใช้กระบวนการอุณหภูมิกคงที่ที่ไม่เป็นความจริง ดังนั้นจึงต้องสมมติอนุกรมของชั้นอากาศที่อุณหภูมิต่างกัน โดยแต่ละชั้นของอากาศมีอุณหภูมิเท่ากัน เรียกว่า กระบวนการ polytropic

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$PV^\gamma = \text{const.} \quad (2.7)$$

จาก (2.7) ถ้า  $\gamma=1$  หมายความว่าอากาศจะเป็นไปตามกระบวนการอุณหภูมิกคงที่ และถ้า  $\gamma=1.4$  จะเป็นแบบกระบวนการอะเดียเบติก (adiabatic isentropic) หรืออากาศแบบเอนโทรปี (entropy) คงที่ ความสูง เขียนความสัมพันธ์ของสมการได้ว่า

$$PV = RT, V = \frac{1}{\rho} \quad (2.8)$$

แทนค่า (2.8) ลงใน (2.7) จะได้

$$P_0^\lambda \left[ \frac{RT}{P_0} \right] = P^\lambda \left[ \frac{RT}{P} \right]$$

$$T = T_1 \left[ \frac{P_0}{P} \right]^{(1-\gamma)/\gamma} = T_1 \left[ \frac{P_0}{P} \right]^{(\gamma-1)/\gamma} \quad (2.9)$$

และนำ (2.9) แทนค่าลงใน (2.4) จะได้

$$Z - Z_0 = \int_{P_0}^P \left\{ \frac{RT_0}{g} \left[ \frac{P_0}{P} \right]^{(\gamma-1)/\gamma} \right\} \frac{dP}{P}$$

$$Z - Z_0 = \frac{\gamma-1}{\gamma} \frac{RT}{g} \left\{ 1 - \left[ \frac{P_0}{P} \right]^{(\gamma-1)/\gamma} \right\} \quad (2.10)$$

จาก (2.10) สามารถสรุปความสัมพันธ์ได้ว่าความกดอากาศกับความสูงเป็นแบบพาราโบลาที่มีลำดับ  $\frac{\gamma-1}{\gamma}$  ความสัมพันธ์อุณหภูมิกกับความสูงหาได้จากสมการ

$$Z - Z_0 = -\frac{\gamma}{\gamma-1} (T - T_0) \quad (2.11)$$

จาก (2.11) แสดงว่าอุณหภูมิลดลงแบบเส้นตรงกับความสูงที่มีความชันเท่ากับ  $-\frac{\gamma-1}{\gamma} \frac{g}{R}$  ความเร็วลมที่ระดับต่าง ๆ หาได้จากกฎการยกกำลัง (power law)

$$\frac{v_z}{v_0} = \left( \frac{Z}{Z_0} \right)^\gamma \quad (2.12)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อ  $v_z$  คือ ความเร็วลมที่ระดับความสูง  $Z$

$v_0$  คือ ความเร็วลมที่ระดับความสูง  $Z_0$

$\gamma$  คือ ค่ายกกำลังที่แสดงลักษณะของบรรยากาศ และมีค่าระหว่าง 0.12 ถึง 0.50

สำหรับการไหลของอากาศแบบแปรปรวน (turbulence) อัตราค่าเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิกับความสูงในบรรยากาศเป็นแบบอะเดียเบติก ความเร็วที่ระดับต่าง ๆ อาจจะมีค่าประมาณ  $\gamma \cong 1.4$

### 2.6.1 ทฤษฎี Blade element (BET)

วิธีนี้จะพิจารณาความเร็วและแรงที่กระทำบนหน้าตัดสองมิติของใบกังหันซึ่งแรงยกและแรงต้านจะคำนวณได้จากการแตกแรงและรวมแรงเชิงเวกเตอร์ดังแสดงในรูป 2.14 โดยที่  $L$  คือ แรงยก  $D$  คือ แรงต้าน  $\phi$  คือ มุมลมเข้า (Inflow angle)  $\alpha$  คือ มุมปะทะ (Angle of attack) และ  $\beta$  คือ มุมพิช (Pitch angle) เมื่อพิจารณาเวกเตอร์ความเร็วจากรูปที่ 2.14 จะได้ความสัมพันธ์



รูปที่ 2.13 แสดงเวกเตอร์ของแรงต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นบนหน้าตัดแพนอากาศของกังหันลม

จากรูปที่ 2.13 พิจารณาเวกเตอร์จะได้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$\tan \phi = \frac{v_{0(1-b)}}{\omega r(1-b)} = \frac{1-b}{\lambda_r(1-b)} \quad (2.13)$$

เมื่อ  $\phi$  คือ มุมความเร็วสัมพัทธ์มีค่าเท่ากับมุมปะทะรวมกับมุมพิช ( $\phi = \alpha + \beta$ )

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$\lambda_r = \frac{\omega r}{v_0}$  คือ Local Speed Ratio

$b$  คือ ค่าแฟตเตอร์การเหนี่ยวนำตามแกน

ค่าความเร็วสัมพันธ์ของลมหาได้จาก

$$v_{rel} = \frac{\omega r(1-b)}{\cos \theta}$$

\* สำหรับแรงยก  $F_L$  แต่ละส่วนของใบพัด  $\partial r$  จะตั้งฉากกับความเร็วสัมพันธ์  $v_{rel}$  คือ

$$\partial F_L = \frac{1}{2} C_L \rho v_{rel}^2 \partial r \quad (2.14)$$

เมื่อ  $C_L$  คือ สัมประสิทธิ์แรงยก (The lift force coefficient)

$l$  คือ ความยาวหน้าตัด (Chord) ซึ่งมีค่าเปลี่ยนไปตามความยาวของใบพัด

\* สำหรับแรงดูด  $F_D$  แต่ละส่วนของใบพัด  $\partial r$  จะขนานกับความเร็วสัมพันธ์  $v_{rel}$  คือ

$$\partial F_D = \frac{1}{2} C_D \rho v_{rel}^2 \partial r \quad (2.15)$$

เมื่อ  $C_D$  คือ สัมประสิทธิ์แรงดูด (The drag force coefficient)

สมการแรงในแนวแกน  $\partial T_{axial}$  สำหรับก้าน N ใบพัด

$$\partial T_{axial} = N \left( \frac{1}{2} C_L \rho v_{rel}^2 \cos \phi \partial r + \frac{1}{2} \partial C_D \rho v_{rel}^2 \sin \phi \partial r \right)$$

$$\partial T_{axial} = N (\partial F_L \cos \phi + \partial F_D \sin \phi)$$

$$\partial T_{axial} = \frac{1}{2} N \rho v_{rel}^2 (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) \partial r \quad (2.16)$$

สมการแรงบิด  $\partial \tau$  จำนวน N ใบพัด คือ

$$\partial \tau = Nr (\partial F_L \sin \phi - \partial F_D \cos \phi)$$

$$\partial \tau = N \left( \frac{1}{2} C_L \rho v_{rel}^2 \sin \phi \partial r - \frac{1}{2} \partial C_D \rho v_{rel}^2 \cos \phi \partial r \right)$$

$$\partial \tau = \frac{1}{2} N \rho v_{rel}^2 (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) \partial r \quad (2.17)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

### 2.7.1 Experimental study of turbulence intensity influence on wind turbine performance and wake recovery in a low-speed wind tunnel

บทคัดย่อ

เกี่ยวกับปัญหาของหมายเลข Reynolds ที่ไม่ตรงกันสำหรับการทดสอบกังหันลมที่มีขนาดลดลง การศึกษาเชิงทดลองของกังหันลมรุ่นเดียวและ amay ที่มีกังหันสองตัวถูกดำเนินการภายใต้สภาพอากาศที่ไหลสั้นและไหลเวียนเข้าถูกสร้างโดยใช้ระบบกริดที่ใช้งานอยู่ ติดตั้งระหว่างการหัดตัวและ ส่วนทดสอบของอุโมงค์ลมที่ความปั่นป่วนสูงสุดของเขาสามารถเข้าถึงได้ 20 เท่า เขตข้อมูลความเร็ว ต้นน้ำและในการปลูกของกังหันถูกวัดโดยใช้ระบบ 2D-PIV ในค่าใช้จ่ายที่มีกังหันเดียว พบว่าค่าสัมประสิทธิ์พลังงานมีผลต่อความเข้มข้นของการไหลเข้า เนื่องจากความปั่นป่วนมีผลต่อการแยก กระแสในด้านการดูดของใบกังหัน ได้รับการยืนยันโดยผล PIV ถ่ายภายใต้สภาพอากาศไหลเข้าและลา เวนเดอร์ไหลเวียน สำหรับกรณีของกังหันลมประสิทธิภาพของกังหันทั้งสองมีความสัมพันธ์กับความ ปั่นป่วนในข้อมูล นอกจากนี้ความปั่นป่วนของการไหลเข้ายังกระตุ้นให้เกิดการฟื้นตัวของกังหัน ค่า สัมประสิทธิ์การหมุนของกังหันลมคือค่าซิมที่ออกแบบมาภายใต้ความปั่นป่วนของกระแสไฟฟ้าที่ ควบคุมได้โดยสรุปแม้จะมีจำนวน Reynolds ที่ตรงกัน แต่ก็สามารถเข้าถึงแหล่งข้อมูลที่คล้ายคลึงกัน แบบ Stic Flow โดยใช้การไหลเข้าแบบปั่นป่วนที่สร้างขึ้นโดยระบบกริดที่ใช้งานอยู่

### 2.7.2 An assessment of the sea breeze energy potential using small wind turbines in peri-urban coastal areas

บทคัดย่อ

จากข้อมูลความเร็วลมบันทึกรายชั่วโมงที่ความสูง 2 เมตร ในช่วง 18 ปี (1993-2010) ใน Llobregat Delta (15 กม. ทางทิศใต้ของเมืองบาร์เซโลนา ; ตะวันออกเฉียงเหนือของคาบสมุทรไอบีเรีย) การกระจายความเร็วลมที่ระดับความสูง 10 เมตร คำนวณได้ตลอดทั้งปีและสำหรับช่วงลมทะเล (ตั้งแต่ 1 มีนาคม ถึง 30 กันยายน 10 - 19 เวลาท้องถิ่น) ความเป็นไปได้ของความหนาแน่นของ Weibull ที่พอดีกับการกระจายถูกนำมาใช้ในการประเมินพลังงานลมที่สร้างโดยกังหันลมขนาดเล็ก สองตัวคือ IT-PE-100 และ HP-600W ผลลัพธ์จากเครื่องมือจำลอง FAST และ AeroDyn ถูกนำมา เปรียบเทียบกับข้อมูลที่ได้จากการใช้ความเร็วลมที่ถูกวัดกับเส้นโค้งกำลังไฟฟ้าของผู้ผลิต จากการใช้ ข้อมูลของผู้ผลิต IT-PE-100 จะให้พลังงาน 132 กิโลวัตต์ตลอดทั้งปี (70 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมงในช่วงลม ทะเล) จากการจำลอง IT-PE-100 จะให้พลังงาน 155 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมงตลอดทั้งปี (80 กิโลวัตต์ต่อ ชั่วโมงในช่วงลมทะเล) สรุปได้ว่าลมทะเลเป็นแหล่งพลังงานลมที่น่าสนใจสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็ก ไม่เพียงแต่ในลุ่มน้ำเมดิเตอร์เรเนียน แต่ในพื้นที่อื่น ๆ ของโลกที่มีรูปแบบลมที่คล้าย ๆ กัน และโดยเฉพาะในพื้นที่ชายฝั่งทะเล นอกชายฝั่งที่ซึ่งฟาร์มกังหันลมขนาดใหญ่ไม่สามารถผลได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 3

### วิธีการดำเนินงานวิจัย

การดำเนินงานศึกษาโครงการการออกแบบและสร้างใบพัดกังหันลมที่เหมาะสมกับลมของชายฝั่งทะเลเพื่อสร้างกระแสไฟฟ้ามีขั้นตอนและวิธีดำเนินงานดังนี้

- 3.1 ศึกษาข้อมูลใบพัดกังหันลมแนวแกนนอนรวมถึงลักษณะความเร็วลม
- 3.2 เก็บรวบรวมข้อมูลกังหันลม
- 3.3 ออกแบบใบพัดและส่วนประกอบของกังหันลม
- 3.4 ทำการทดสอบและวิเคราะห์ประสิทธิภาพของกังหันลมแกนแนวนอน

#### 3.1 ระบบกังหันลมแนวแกนนอน (Horizontal-axis wind turbine, HAWT)

ส่วนประกอบหลักของกังหันลมแนวแกนนอนมี 4 ส่วน คือ ส่วนที่ 1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนที่ 2 เสากังหันลม ส่วนที่ 3 หางเสือ และส่วนที่ 4 ใบพัด ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 กังหันลมขนาดเล็ก

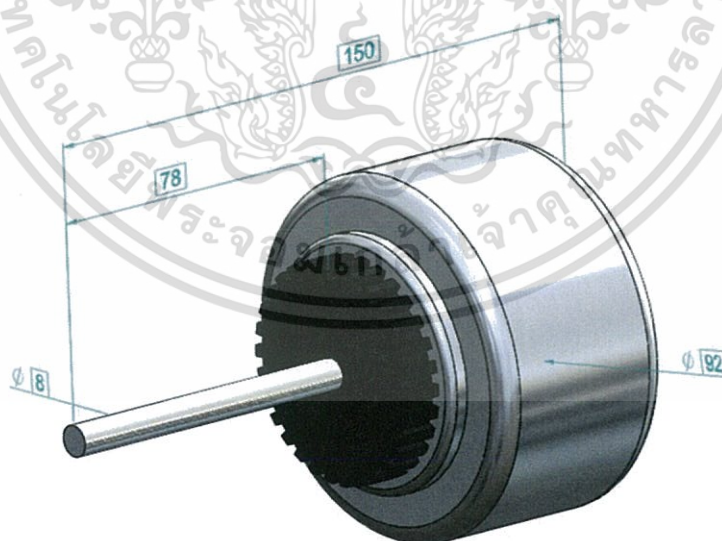
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.1.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันลมจะผลิตไฟฟ้ากระแสสลับออกมา โดยพลังงานที่ได้มาจากพลังงานลมที่ขับเคลื่อนให้แม่เหล็กถาวรหมุนตัดขดลวดทำให้เกิดการเหนี่ยวนำทางสนามแม่เหล็กไฟฟ้าเกิดเป็นกระแสไฟฟ้าออกมา ประกอบไปด้วย สเตเตอร์หรือตัวที่อยู่กับที่ (stator) ซึ่งเป็นตัวโครงหุ้มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แกนเหล็กสเตเตอร์ (stator core) รวมถึงขดลวดทองแดง และโรเตอร์หรือตัวหมุน (rotor) ซึ่งเป็นส่วนที่มีแม่เหล็กถาวร (permanent magnet)

3.1.1.1 สเตเตอร์หรือตัวอยู่กับที่ เป็นส่วนที่ไม่มีการหมุนของชิ้นส่วนองค์ประกอบในตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นส่วนโครงหุ้มตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งทำด้วยเหล็กหล่อหรืออะลูมิเนียมขึ้นรูปเป็นลักษณะทรงกระบอกกลาง ทำหน้าที่ยึดแกนเหล็กสเตเตอร์ให้แน่นอยู่กับผิวด้านนอกโครงส่วนถัดมาคือแกนขดลวดทองแดง ทำด้วยแผ่นเหล็กบางอัดซ้อนกันจนมีความแน่นหนาตามการออกแบบ และส่วนของขดลวดที่พันอยู่รอบแกนเหล็กของสเตเตอร์

3.1.1.2 โรเตอร์หรือตัวหมุน เป็นส่วนที่มีแม่เหล็กถาวรรูปทรงกระบอก มีขั้วแม่เหล็ก 6 ขั้ว โดยแม่เหล็กถาวรจะสร้างสนามแม่เหล็กขึ้นรอบ ๆ ตัวมันเอง โดยมีเส้นแรงแม่เหล็กพุ่งจากขั้วเหนือไปยังขั้วใต้ เมื่อมีแรงภายนอกเข้ามากระทำจะทำให้ตัวแม่เหล็กถาวรเกิดการหมุนตัดกับขดลวดทำให้เกิดการเหนี่ยวนำเกิดแรงเคลื่อนไฟฟ้า (electromotive force, emf)



รูปที่ 3.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 70 วัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.1.2 เสากึ่งหันลม (Tower)

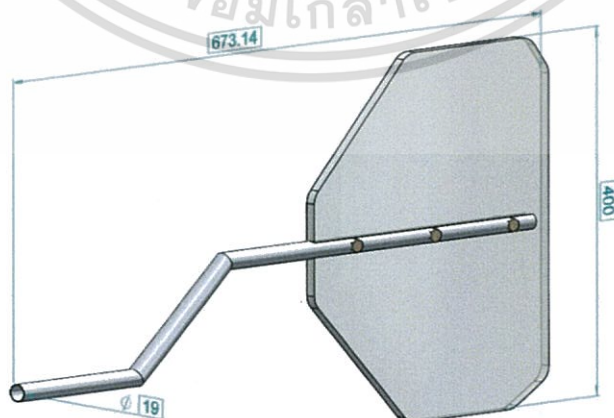
เป็นส่วนที่ต้องแบกรับน้ำหนักของตัวกึ่งหันลม และตัวห้องเครื่องส่งกำลัง จะประกอบไปด้วยคานรับน้ำหนักและเสา ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 เสากึ่งหันลม

### 3.1.3 ทางเสือ

อุปกรณ์ควบคุมกึ่งหันหมุนไปตามทิศทางของกระแสลม เพื่อให้รับกระแสลมได้ในทุกทิศทาง ตัวทางเสื่อจะประกอบไปด้วย ค้ำทางเสื่อ และใบทางเสื่อ รูปที่ 3.4



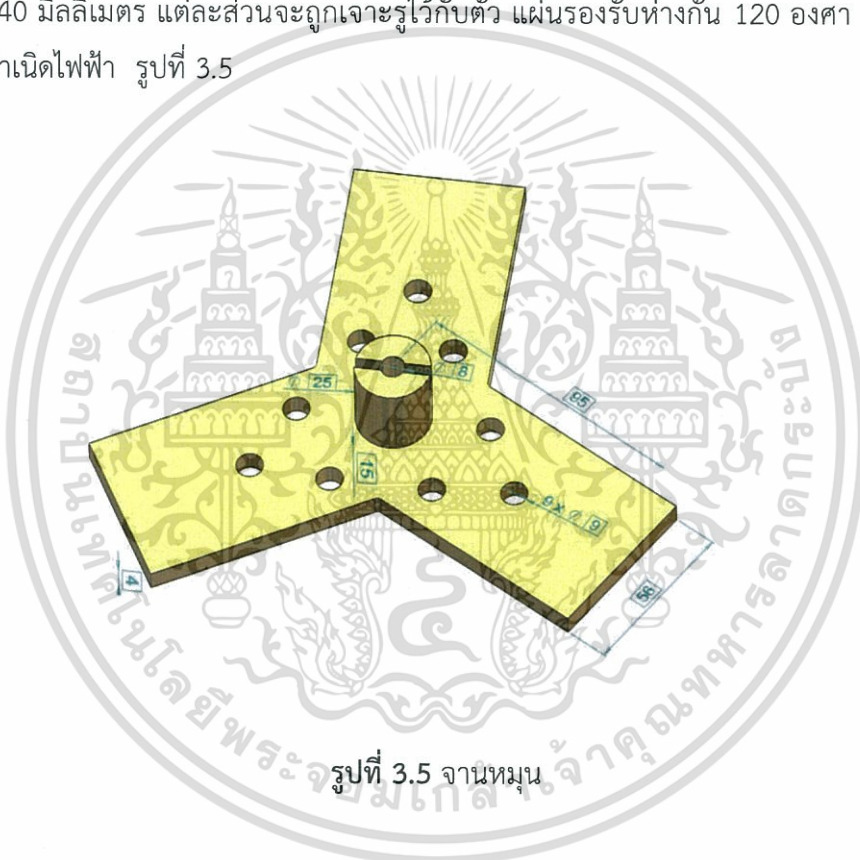
รูปที่ 3.4 ทางเสื่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เป็นตัวรับพลังงานและเปลี่ยนให้เป็นพลังงานกล ซึ่งยึดติดกับชุดแกนหมุนและส่งแรงจากแกนหมุนไปยังเพลากลไก โดยส่วนใหญ่จะถูกออกแบบให้มีลักษณะคล้ายปีกของเครื่องบิน เมื่อมีความเร็วลมเข้ามาปะทะจะทำให้เกิดแรงยกและแรงดูดขึ้นที่บริเวณปีกของใบพัดทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของใบพัด โดยส่วนประกอบของใบพัดกึ่งหันลมประกอบไปด้วย จานหมุน (rotating disks) เป็นส่วนที่ต่อออกมาจากตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเป็นตัวยึดติดใบพัดเข้าด้วยกัน

### 3.1.4 จานหมุน

มีลักษณะเป็นแผ่นคล้ายรูปสามเหลี่ยมแต่เว้าเข้าด้านในโดยทำมาจากเหล็กหนา ประมาณ 40 มิลลิเมตร แต่ละส่วนจะถูกเจาะรูไว้กับตัว แผ่นรองรับห่างกัน 120 องศา เชื่อมต่อกับตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 จานหมุน

### 3.1.4 ใบพัด

ส่วนที่รับแรงลมที่เข้ามาปะทะตัวกังหันลม มีลักษณะคล้ายปีกของเครื่องบิน เพื่อให้เกิดแรงดูดและแรงยกขึ้นทำมาจากไม้ที่มีความยาวของเส้นผ่าศูนย์กลาง 1.34 เมตร จำนวน 3 ใบ (รัศมี 0.65 เมตร) รูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 ไม้พืด

### 3.2 การออกแบบไม้พืดและส่วนประกอบของกัณฑ์หลม

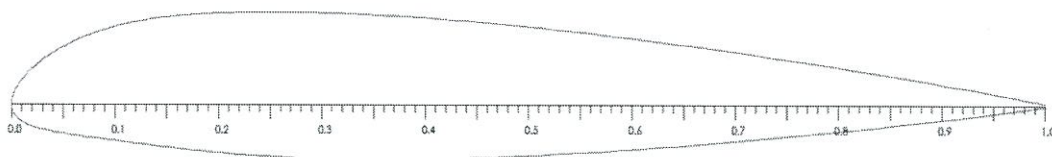
การออกแบบไม้พืดและส่วนประกอบของกัณฑ์หลมต้องคำนึงถึงส่วนประกอบต่าง ๆ เพื่อให้มีความเหมาะสมกับการใช้งานที่ความเร็วลมต่ำและความเร็วลมปานกลาง ในการวิเคราะห์ออกแบบต้องคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ ดังนี้

#### 3.2.1 การออกแบบไม้พืด

- 1) ไม้พืดที่ออกแบบต้องมีลักษณะการใช้งานกับความเร็วลมต่ำและความเร็วลมปานกลาง
- 2) วัสดุที่นำมาทำไม้พืดต้องมีน้ำหนักเบา แข็งแรงทนทาน ราคาไม่แพงหาได้ทั่วไปในท้องถิ่น
- 3) การออกแบบฐานรองรับกัณฑ์ต้องง่ายต่อการติดตั้ง ถอด และประกอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อให้สะดวกต่อการเคลื่อนย้ายและทำการทดสอบ
- 4) กัณฑ์หลมที่ออกแบบสามารถนำมาใช้งานได้จริง และสามารถนำไปพัฒนาต่อยอดได้

#### 3.2.2 ไม้พืดกัณฑ์หลม

การออกแบบกัณฑ์หลมใช้โปรแกรมสำเร็จรูป เพื่อให้มีความสะดวกและรวดเร็วเหมาะสมกับความเร็วลมบริเวณชายฝั่งทะเลประเทศไทยมากที่สุด ไม้พืดด้านบนจะโค้งมนมากกว่าด้านล่าง และส่วนปลายไม้พืดถูกออกแบบให้มีความเรียวเพื่อลดแรงปะทะกับลมโดยตรง เป็นการเพื่อแรงดูดให้กับตัวไม้พืด ทำให้ไม้พืดรับแรงลมและหมุนได้ดีขึ้น รูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 แพนอากาศของ NACA 23012

ค่า Parameters ต่าง ๆ ต้องคำนึงถึงหลักการออกแบบต่อไปนี้

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p \quad (3.1)$$

ค่า  $c_p$  (ค่าสัมประสิทธิ์กำลัง) ยังไม่นำมาพิจารณาในตอนนี้อย่างนั้นเราสามารถเขียนสมการที่เราจะพิจารณาได้ว่า

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.2)$$

ตอนนี้เราสามารถหาความเร็วลมเริ่มต้นจากสมการ 3.2 ได้เนื่องจากเรารู้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ประมาณ 70-100 วัตต์ ค่าความหนาแน่นเฉลี่ยของอากาศที่ค่า 1.1 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตร  $\left( \rho = 1.1 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)$  และพื้นที่ใบพัดสามารถออกแบบได้ว่าควรมีพื้นที่รับลมเท่าไร เพื่อให้เหมาะสมกับความเร็วลมที่เราต้องการ โดยคำนวณจาก

$$A = \pi r^2 \quad (3.3)$$

เมื่อ  $r$  คือ ความยาวของรัศมีใบพัด (เมตร)

ดังนั้นความเร็วลมที่จะทำให้กังหันให้กำลังไฟฟ้าออกมาเราจึงพิจารณาด้วยกัน 2 กรณี คือ ที่กำลังไฟฟ้า 70 วัตต์ และ 100 วัตต์

สมการที่ 3.2

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\text{ที่ } P = 70 \text{ W}$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3$$

$$v^3 = \frac{2P}{\rho \pi r^2}$$

$$v = \sqrt[3]{\frac{2P}{\rho \pi r^2}}$$

$$v = \sqrt[3]{\frac{2 \times 70}{1.1 \times 3.14 \times 0.6^2}}$$

$$v = 4.83 \text{ m/s}$$

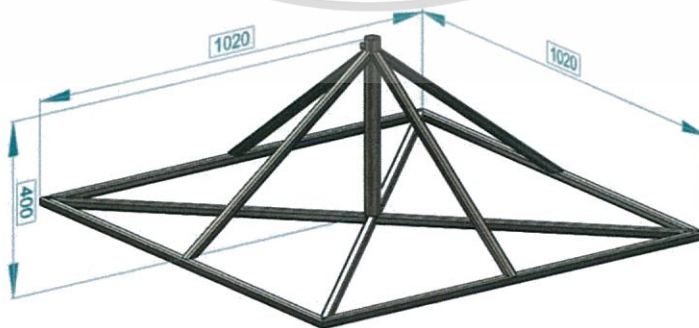
$$\text{ที่ } P = 100 \text{ W}$$

$$v = \sqrt[3]{\frac{2 \times 100}{1.1 \times 3.14 \times 0.6^2}}$$

$$v = 5.44 \text{ m/s}$$

### 3.2.3 โครงสร้างฐานรองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ออกแบบโดยการคำนึงถึงความสะดวกในการถอดประกอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อให้สามารถเคลื่อนย้ายได้ง่ายต่อการนำไปทดสอบและติดตั้ง มีความแข็งแรงรองรับน้ำหนักได้ดี ส่วนประกอบโครงสร้างจึงทำมาจากเหล็กขนาด เชื่อมประกอบกันเป็นฐาน รูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 โครงสร้างฐานรองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.3 การทดสอบและวิเคราะห์ประสิทธิภาพของกังหันลมแนวแกนนอน

#### อุปกรณ์การทดสอบ

##### 3.3.1 Anemometer ใช้วัดความเร็วลม



รูปที่ 3.9 Anemometer

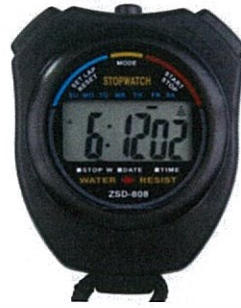
##### 3.3.2 Multimeter ใช้วัดแรงดันและกระแสไฟฟ้า



รูปที่ 3.10 Multimeter

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.3.3 นาฬิกาจับเวลา ใช้วัดความเร็วรอบการหมุนของกังหันลม



รูปที่ 3.11 นาฬิกาจับเวลา

### 3.3.4 ตลับเมตร ใช้สำหรับวัดระยะของแหล่งกำเนิดลม



รูปที่ 3.12 ตลับเมตร

### 3.3.5 พัดลม ใช้เป็นแหล่งกำเนิดลม



รูปที่ 3.12 พัดลม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ขั้นตอนการทดสอบ

การทดสอบการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมได้ออกแบบดังรูปที่ 3.1 ข้างต้นโดยใช้ไม้เป็นวัสดุมาทำใบพัด ซึ่งมีขั้นตอนการทดสอบดังนี้

### ขั้นตอนที่ 1 การวัดค่าความเร็วลม ค่ากระแสไฟฟ้าและแรงดันที่ได้ (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

- 1.1 จัดวางตำแหน่งของ Anemometer ให้อยู่ในระดับตรงกับใบของพัดลม
- 1.2 ใช้ตลับเมตรวัดระยะการทดสอบ คือ 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5 และ 4.0 เมตรตามลำดับ
- 1.3 เริ่มวัดค่าความเร็วลมโดยเปิดพัดลมระดับ 3 ที่ระยะ 0.5 เมตร ให้ Anemometer หมุนจนความเร็วลมที่หน้าจอกองที่แล้วบันทึกผล อ่านค่าแรงดัน และกระแสที่ได้ ทำซ้ำ 3 ครั้ง แล้วนำมาหาค่าเฉลี่ย
- 1.4 พล็อตกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมที่ได้กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง และ ระดับความเร็วลมจากแหล่งกำเนิด
- 1.5 เปลี่ยนระยะการทดสอบเป็น 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5 และ 4.0 เมตรตามลำดับ แล้วทำซ้ำข้อ 1.3-1.4

### ขั้นตอนที่ 2 การวัดค่าความเร็วลม ค่ากระแสไฟฟ้าและแรงดันที่ได้ (แบบมีตัวต้านทาน 330 $\Omega$ )

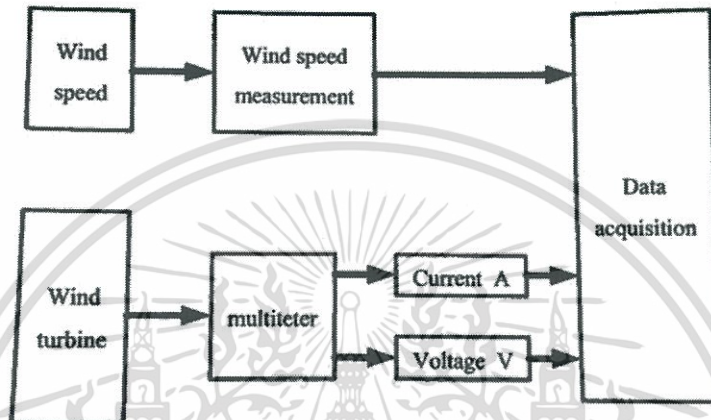
- 2.1 ติดตั้งกังหันลมเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและฐานรองรับ ต่อตัวต้านทานขนาด 330 แบบอนุกรมให้กับวงจร
- 2.2 จัดวางเครื่องวัดความเร็วลม ให้อยู่บริเวณหน้ากังหันโดยห่างออกมาเล็กน้อย จัดตำแหน่งของแหล่งกำเนิดลมที่ระยะ 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5 และ 4.0 เมตรตามลำดับ บันทึกค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแส ทำการทดลองซ้ำ 3 ครั้ง
- 2.3 พล็อตกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมกับกำลังไฟฟ้าที่ได้ ที่ระยะทาง และความเร็วลมจากแหล่งกำเนิด
- 2.4 เปลี่ยนระยะการทดสอบเป็น 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5 และ 4.0 เมตรตามลำดับ แล้วทำซ้ำข้อ 2.3-2.4

### ขั้นตอนที่ 3 ความเร็วลมเริ่มต้น

- 3.1 จัดติดตั้งอุปกรณ์ที่ระยะห่าง 4 m ความเร็วลมจากแหล่งกำเนิดระดับ 3
- 3.2 วัดค่าความเร็วลมที่ทำให้กังหันลมหมุน ทำซ้ำ 5 ครั้งแล้วหาค่าเฉลี่ย

ขั้นตอนที่ 4 ติดตั้งกังหันลมที่ชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี

- 4.1 ติดตั้งกังหันลมและต่อตัวต้านทานขนาด 1 K 10 W แบบอนุกรม
- 4.2 วัดค่าแรงดัน กระแส และความเร็วลมทุก 15 นาที เป็นเวลา 24 ชั่วโมง
- 4.3 พล็อตกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมกับกำลังไฟฟ้าที่วัดได้เพื่อนำมาวิเคราะห์



รูปที่ 3.14 แสดงบล็อกไดอะแกรมการทดสอบระบบ

## บทที่ 4

### การทดสอบและอภิปรายผล

ผลการทดสอบการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมขนาดเล็กแนวแกนนอนโดยทำการทดสอบการวัดเชิงกลและการวัดทางไฟฟ้านำผลมาวิเคราะห์เพื่อทดสอบค่ากำลังเอาต์พุตและค่าสัมประสิทธิ์กำลังของกังหันลมผลิตไฟฟ้าความเร็วลมที่แตกต่างกันและนำไปติดตั้งที่บริเวณชายฝั่งทะเล (หาดบางแสน) จ.ชลบุรี เพื่อวัดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 4.1 การออกแบบกังหันลมแนวแกนนอน

##### 4.1.1 ส่วนประกอบกังหันลม



รูปที่ 4.1 ใบพัดกังหันลม

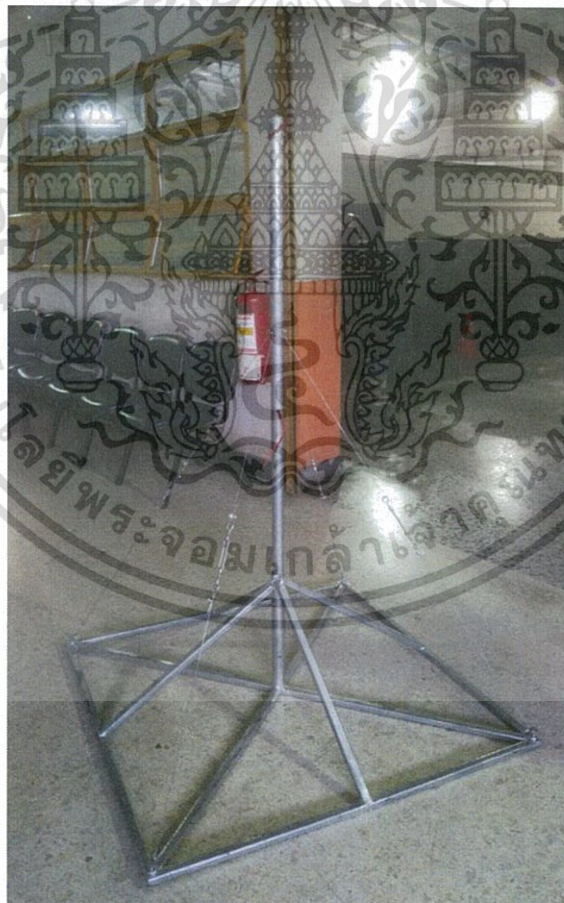


รูปที่ 4.2 งานหมุนใบพัด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.3 จุดหมุนกึ่งหันลม



รูปที่ 4.4 ฐานและเสา กึ่งหันลม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

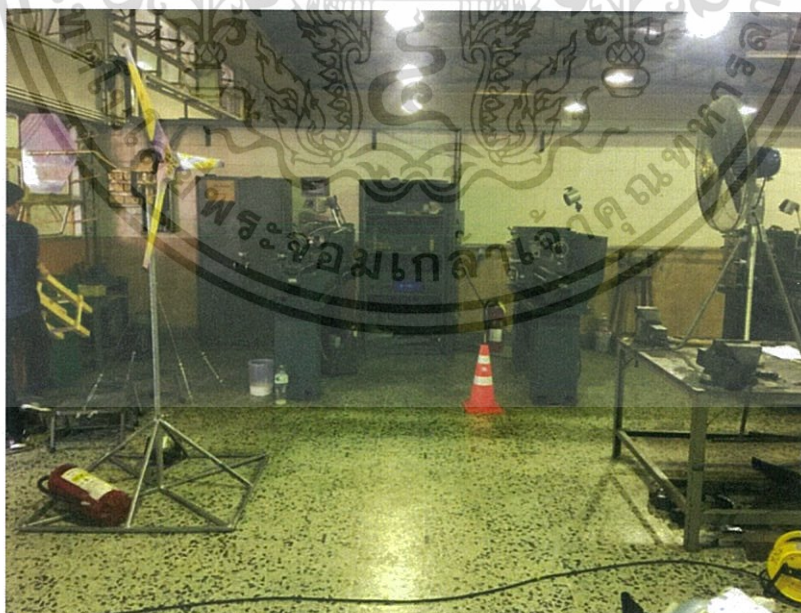


รูปที่ 4.5 หางเสือ

#### 4.2 การวัดค่าความเร็วลม ค่ากระแสไฟฟ้าและแรงดันที่ได้ (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

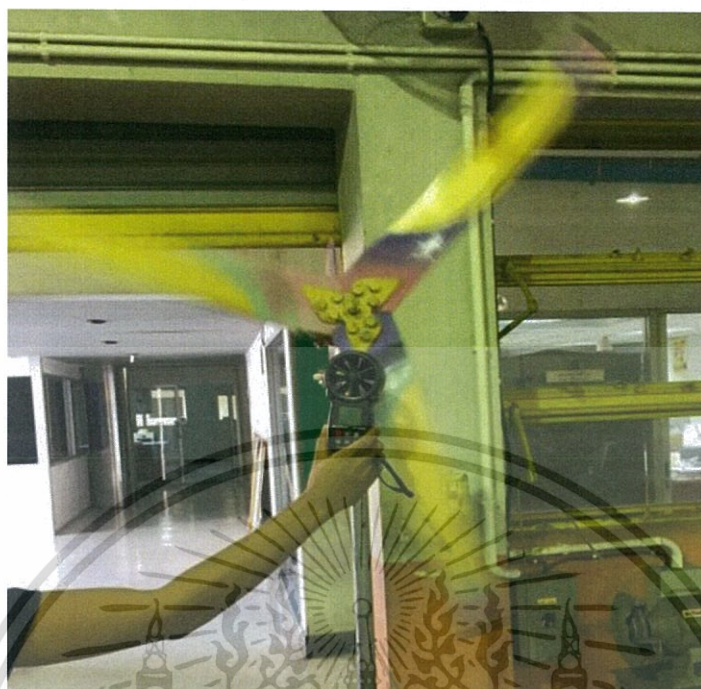
ในการหาแหล่งกำเนิดลมจะใช้พัดลมขนาดใหญ่เพื่อนำมาเทียบกับความเร็วลมจริง โดยจะทำการทดลองวัดความเร็วลมทั้ง 3 ระดับของพัดลมที่ระยะต่าง ๆ พร้อมวัดค่ากระแส แรงดันที่ได้จากกังหันลม และนำข้อมูลที่ได้มาเปรียบเทียบกันดังต่อไปนี้

- 1) วาง Anemometer ไว้หน้ากังหันลม พร้อมทั้งอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังรูปต่อไปนี้



รูปที่ 4.6 แสดงลักษณะการจัดวางอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้ในการทดลอง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.7 แสดงตำแหน่งการจัดวาง Anemometer



รูปที่ 4.8 แสดงตำแหน่งระยะทางที่ใช้ในการทดสอบ 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2) เปิดพัดลมระดับ 3 และวาง Anemometer ไว้หน้ากังหันลมที่ระยะห่างจากแหล่งกำเนิดลม 0.5 เมตร พร้อมทั้งวัดค่ากระแส และแรงดันที่ได้ แล้วบันทึกผลทำซ้ำ 3 ครั้ง หากำลังไฟฟ้าที่ได้ และค่าเฉลี่ยที่ได้จากการทดลอง

ตารางที่ 4.1 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 0.5 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	16.2	54.0	3.2	32.2	0.8748
2	15.7	53.0	3.4	32.4	0.8321
3	17.0	55.0	3.6	32.6	0.9350
เฉลี่ย	16.30	54.00	3.4	32.4	0.8806

#### การวัดความเร็วลม

ความเร็วลมเฉลี่ย บันทึกค่าความเร็วลม 3 ครั้ง ที่ระยะ 0.5 เมตร แล้วคำนวณหาค่าเฉลี่ย เช่น ที่ระยะห่างจากแหล่งกำเนิดลม 0.5 เมตร วัดค่าได้ 3.2 ,3.4 ,3.6 เมตรต่อวินาที

$$\text{จาก } \bar{X} = \frac{\sum X}{N} \quad (4.1)$$

$$\bar{X} = \frac{3.2+3.4+3.6}{3}$$

$$\bar{X} = 3.4 \text{ m/s}$$

#### การหาค่ากำลังไฟฟ้า

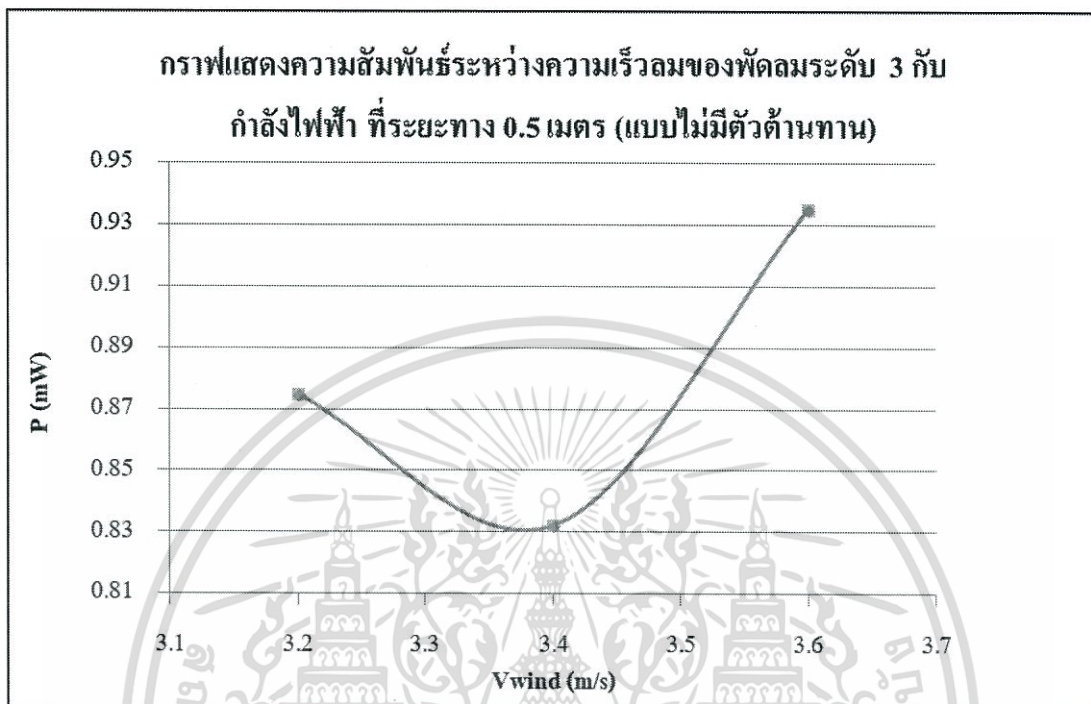
กำลังไฟฟ้า หาได้จากแรงดันคูณกับกระแสไฟฟ้าที่ได้จากการบันทึกผล เช่น ที่ระยะห่างจากแหล่งกำเนิดลม 0.5 เมตร วัดค่าแรงดันได้ 16.2 มิลลิโวลต์ และวัดค่ากระแสได้ 54 มิลลิแอมแปร์ แล้วนำมาหาค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย

$$\text{จาก } P = IV \quad (4.2)$$

$$P = (54 \times 10^{-3}) \times (16.2 \times 10^{-3})$$

$$P = 0.8747 \text{ W}$$

3) พล็อตกราฟความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมจากแหล่งกำเนิดระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ที่ระยะทาง 0.5 เมตร แบบไม่มีตัวต้านทาน



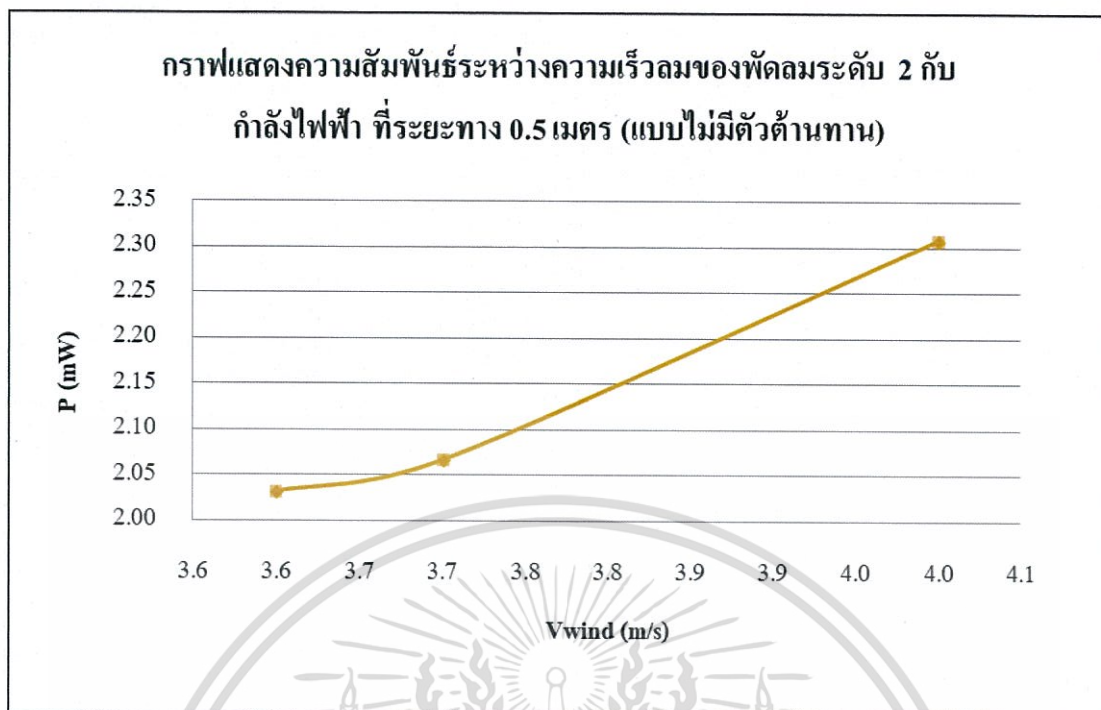
รูปที่ 4.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

4) ทำการทดลองซ้ำข้อที่ 1-3 แต่เปลี่ยนระดับของแหล่งกำเนิดลมเป็น 2 และ 1 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.2 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 0.5 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	27.1	75.0	3.6	32.6	2.0325
2	27.2	76.0	3.7	32.4	2.0672
3	29.6	78.0	4.0	31.8	2.3088
เฉลี่ย	27.97	76.33	3.77	32.3	2.1362

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

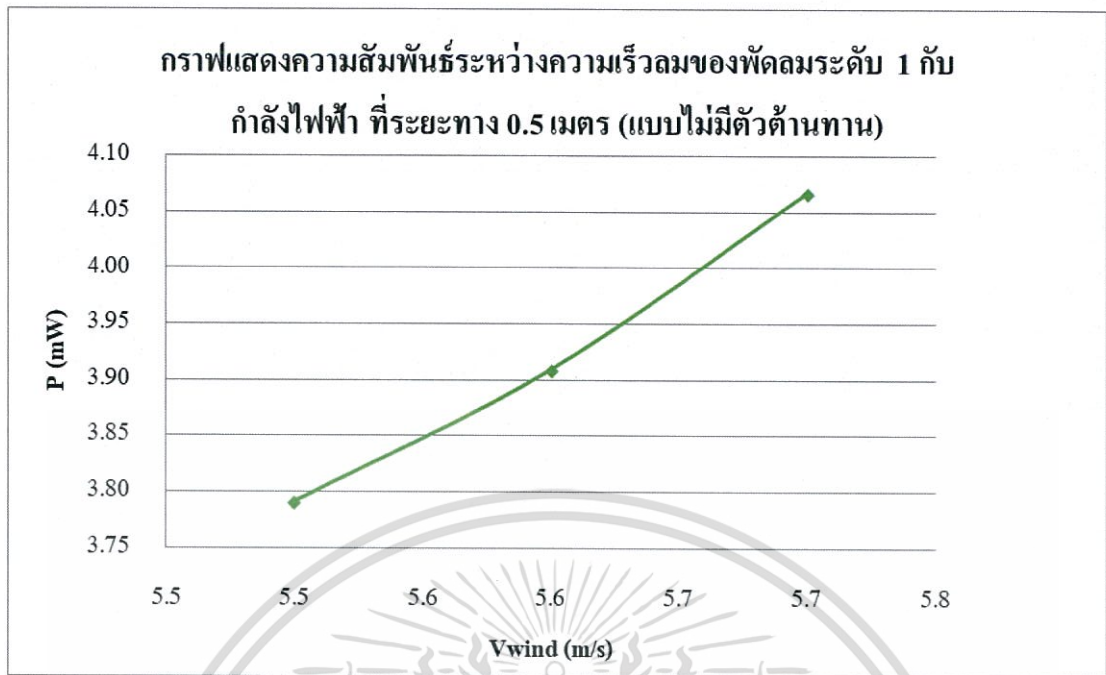


รูปที่ 4.10 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.3 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 0.5 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	39.9	95.0	5.5	31.0	3.7905
2	40.3	97.0	5.6	30.5	3.9091
3	41.5	98.0	5.7	30.2	4.0670
เฉลี่ย	40.57	96.67	5.60	30.6	3.9222

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

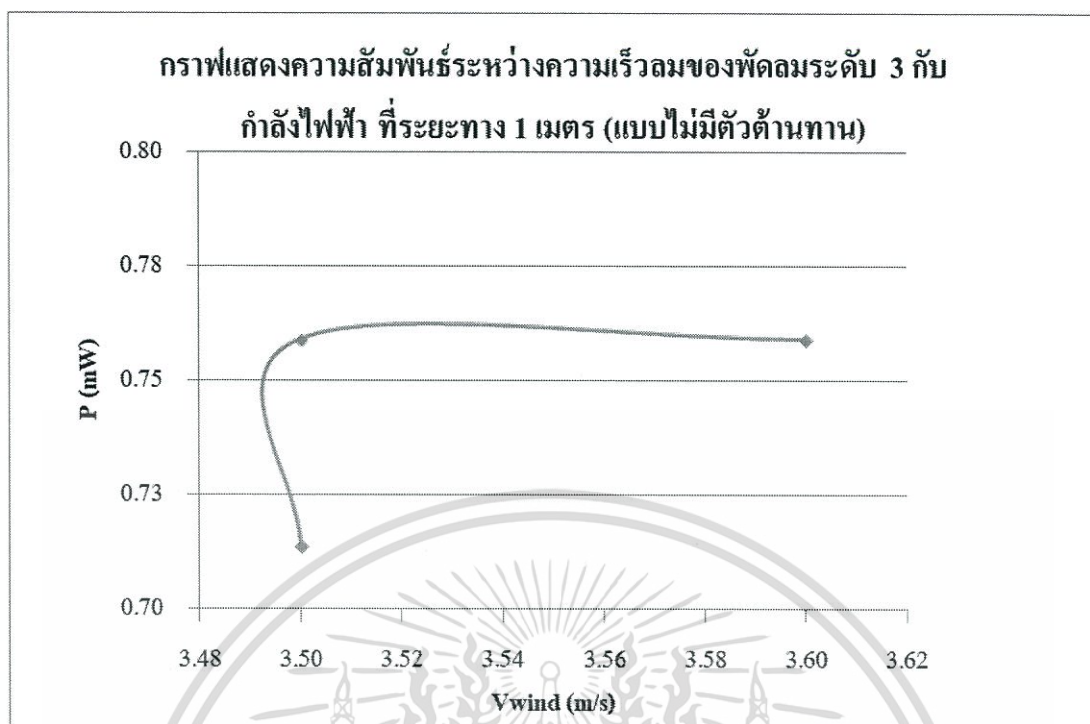


รูปที่ 4.11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

5) การทดลองซ้ำข้อ 1-4 แต่เปลี่ยนระยะทางการแหล่งกำเนิดลมเป็น 1, 1.5 , 2 , 2.5 , 3 , 3.5 และ 4 เมตร ตามลำดับ

ตารางที่ 4.4 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 1 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	14.0	51.0	3.5	30.1	0.7140
2	14.6	52.0	3.5	30.2	0.7592
3	14.6	52.0	3.6	30.2	0.7592
เฉลี่ย	14.40	51.67	3.53	30.2	0.7441

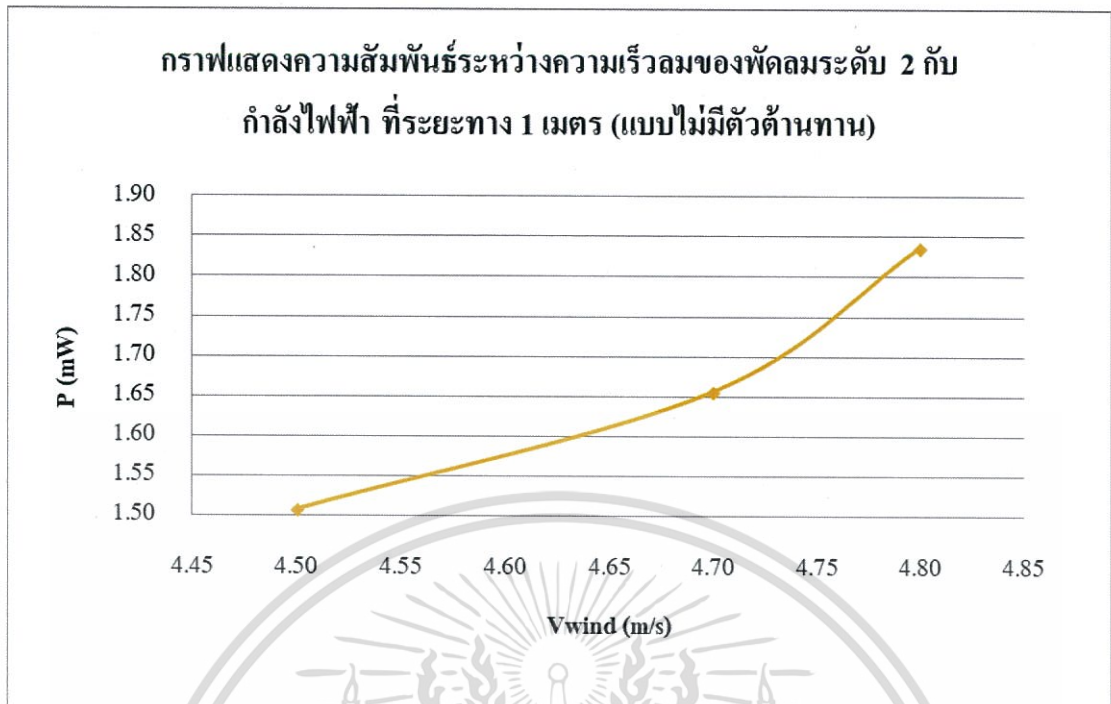


รูปที่ 4.12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.5 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 1 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	22.5	67.0	4.5	30.1	1.5075
2	24.0	69.0	4.7	30.2	1.6560
3	25.5	72.0	4.8	30.2	1.8360
เฉลี่ย	24.00	69.33	4.67	30.2	1.6665

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

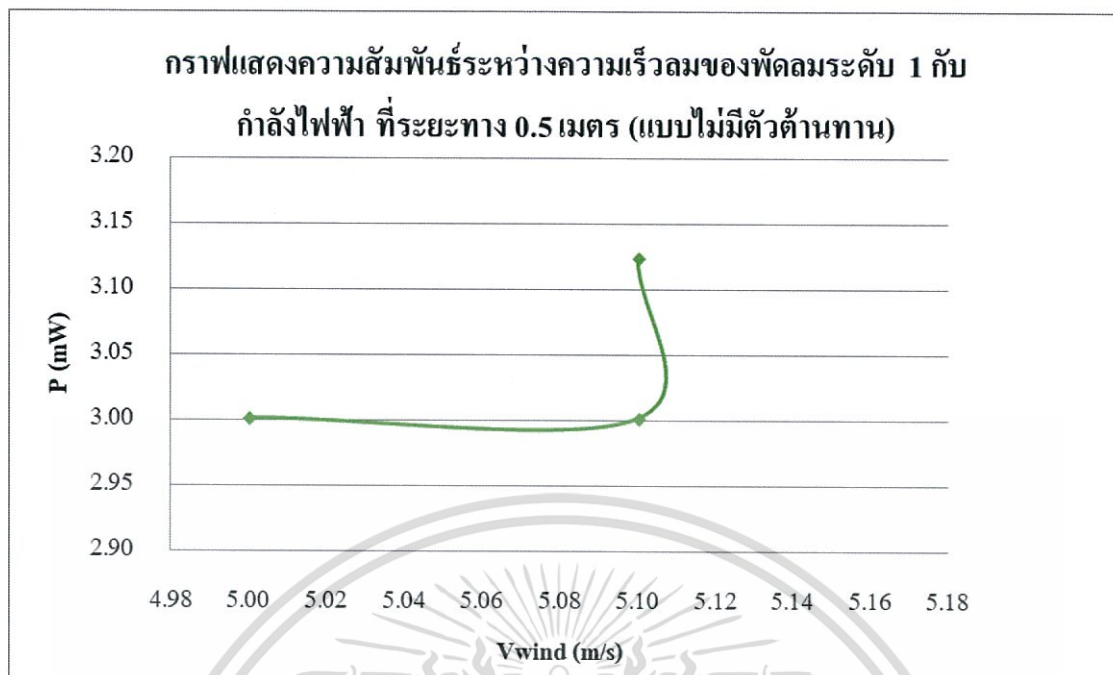


รูปที่ 4.13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.6 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 1 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	34.5	87.0	5.0	30.5	3.0015
2	34.5	87.0	5.1	30.3	3.0015
3	35.5	88.0	5.1	30.3	3.1240
เฉลี่ย	34.83	87.33	5.07	30.4	3.0423

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

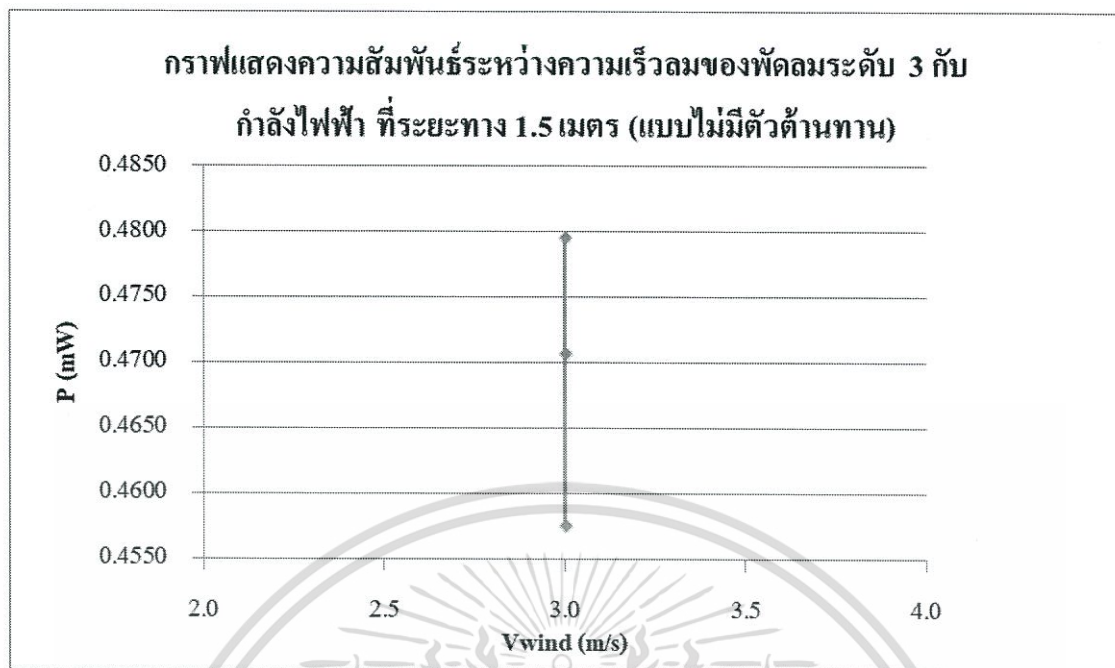


รูปที่ 4.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.7 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 1.5 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	10.4	44.0	3.0	30.6	0.4576
2	10.7	44.0	3.0	30.6	0.4708
3	10.9	44.0	3.0	30.7	0.4796
เฉลี่ย	10.67	44.00	3.00	30.6	0.4693

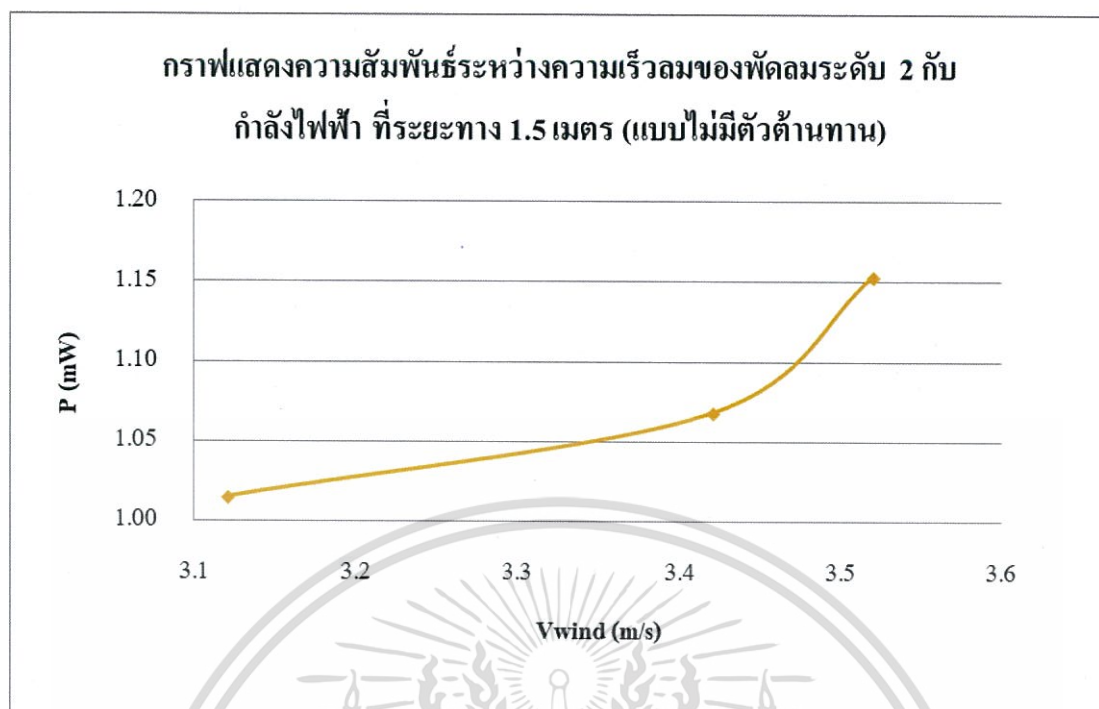
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.8 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 1.5 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	17.5	58.0	3.1	30.8	1.0150
2	17.8	60.0	3.4	30.9	1.0680
3	18.6	62.0	3.5	30.9	1.1532
เฉลี่ย	17.97	60.00	3.33	30.9	1.0787



รูปที่ 4.16 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.9 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 1.5 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	24.9	71.0	3.8	30.8	1.7679
2	25.8	72.0	4.2	30.9	1.8576
3	30.0	80.0	4.4	30.9	2.4000
เฉลี่ย	26.90	74.33	4.13	30.9	2.0085

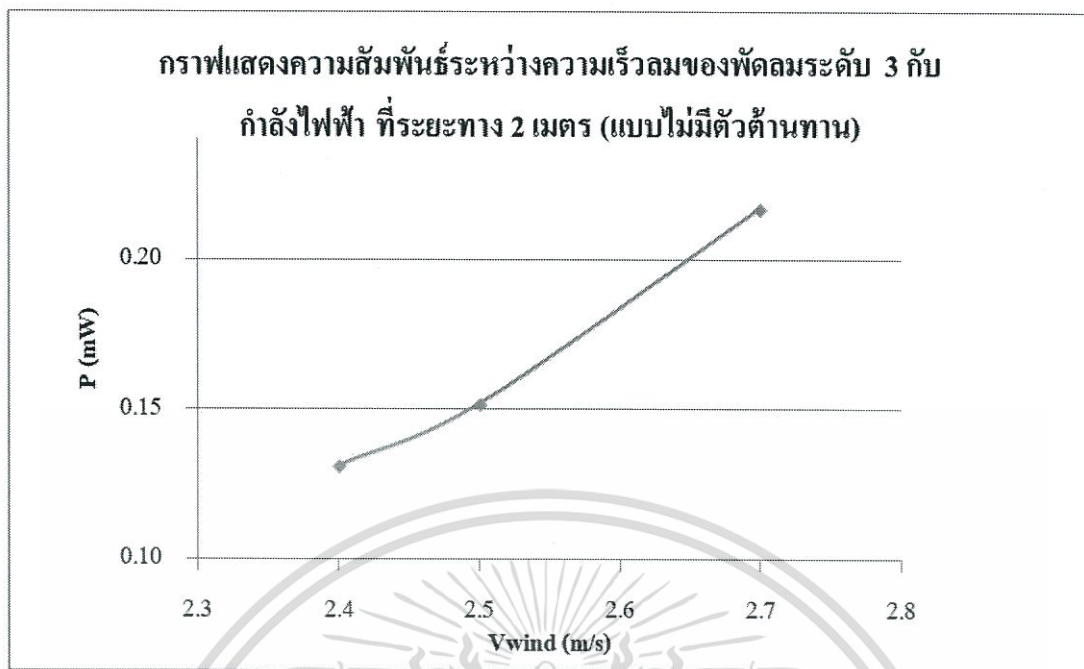


รูปที่ 4.17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.10 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 2 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	4.1	32.0	2.4	30.5	0.1312
2	4.6	33.0	2.5	30.4	0.1518
3	6.2	35.0	2.7	30.6	0.2170
เฉลี่ย	4.97	33.33	2.53	30.5	0.1667

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

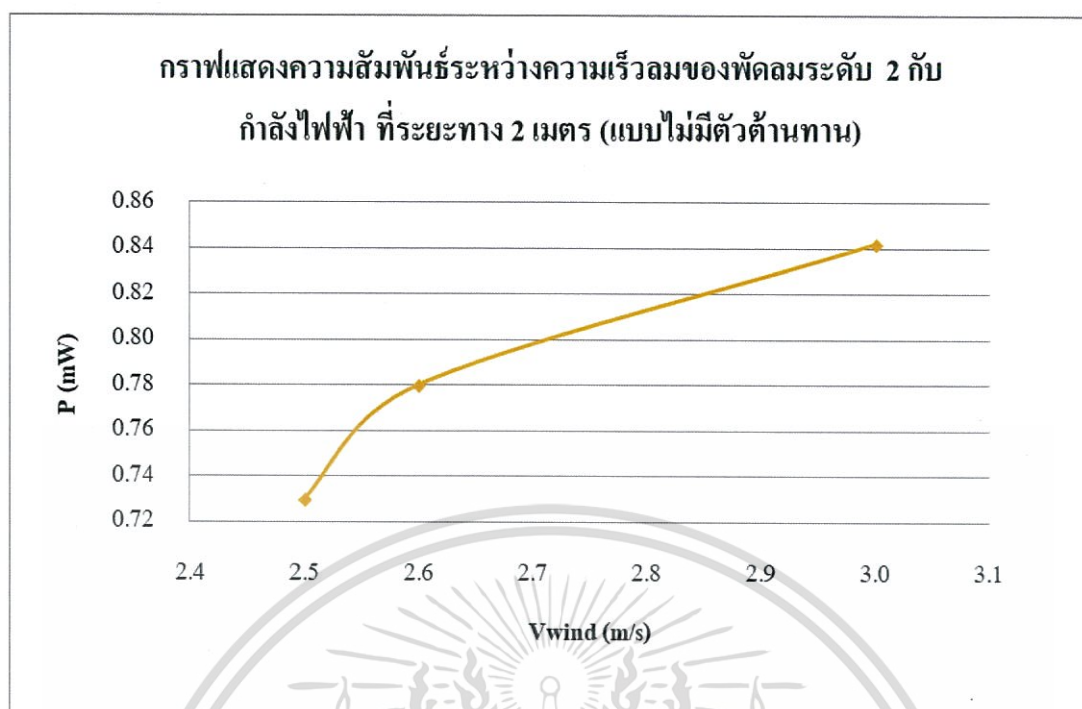


รูปที่ 4.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.11 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 2 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	14.6	50.0	2.5	30.5	0.7300
2	15.3	51.0	2.6	30.4	0.7803
3	15.6	54.0	3.0	30.2	0.8424
เฉลี่ย	15.17	51.67	2.70	30.4	0.7842

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.19 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.12 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 2 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	15.6	53.0	3.0	29.8	0.8268
2	16.2	55.0	3.1	30.0	0.8910
3	18.0	58.0	3.2	29.2	1.0440
เฉลี่ย	16.60	55.33	3.10	29.7	0.9206

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

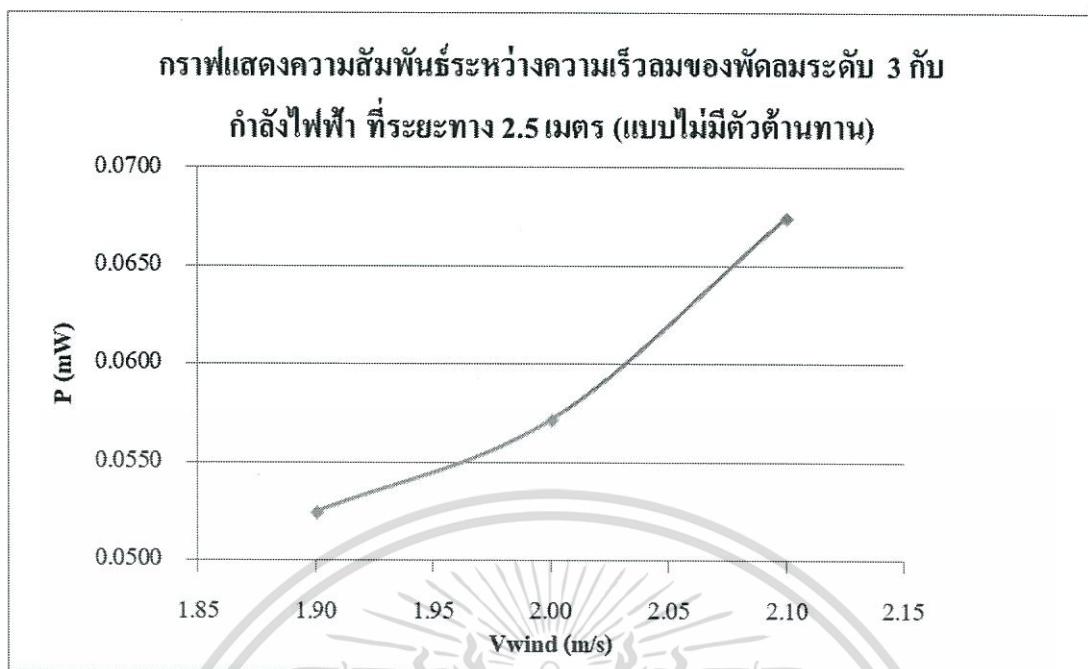


รูปที่ 4.20 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.13 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 2.5 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	2.1	25.0	1.9	29.6	0.0525
2	2.2	26.0	2.0	29.5	0.0572
3	2.5	27.0	2.1	29.5	0.0675
เฉลี่ย	2.27	26.00	2.00	29.5	0.0591

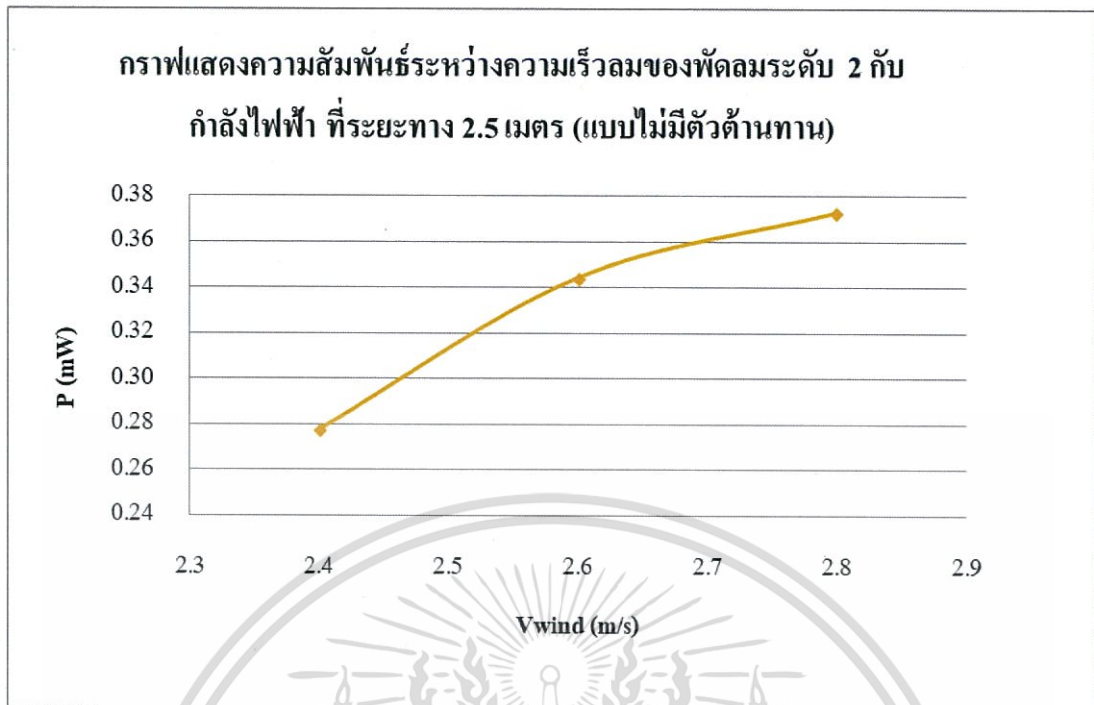
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.14 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 2.5 เมตร

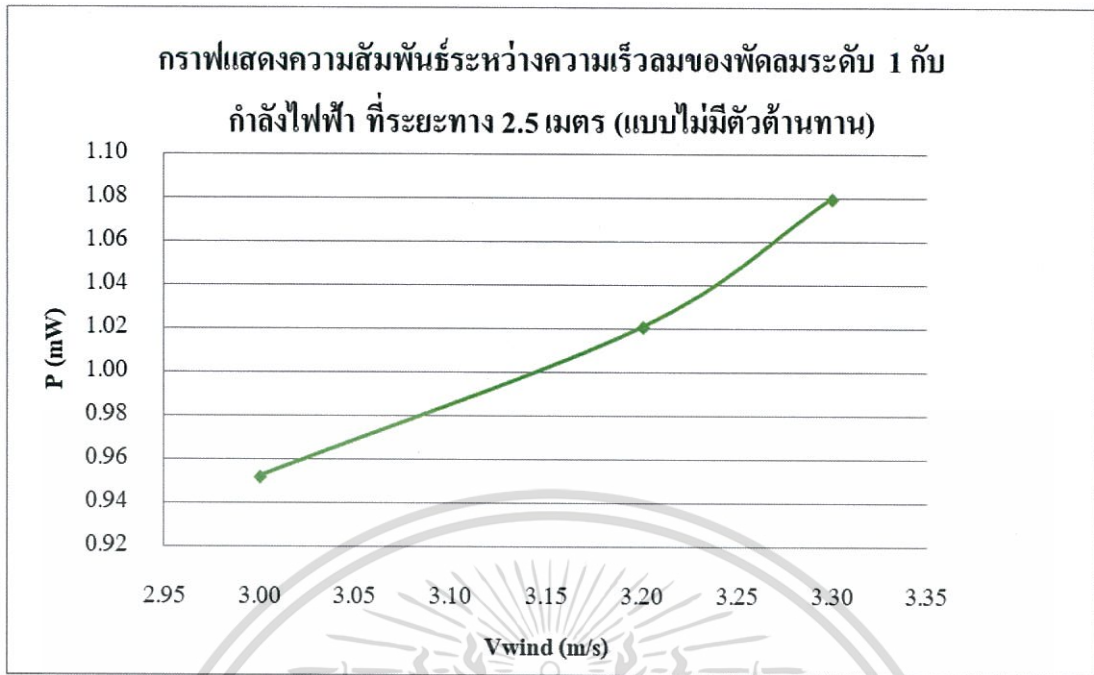
ระดับ 2					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	7.3	38.0	2.4	29.4	0.2774
2	8.4	41.0	2.6	29.4	0.3444
3	9.1	41.0	2.8	29.4	0.3731
เฉลี่ย	8.27	40.00	2.60	29.4	0.3316



รูปที่ 4.22 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.15 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 2.5 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	17.0	56.0	3.0	29.7	0.9520
2	17.6	58.0	3.2	29.8	1.0208
3	18.0	60.0	3.3	29.4	1.0800
เฉลี่ย	17.53	58.00	3.17	29.6	1.0176

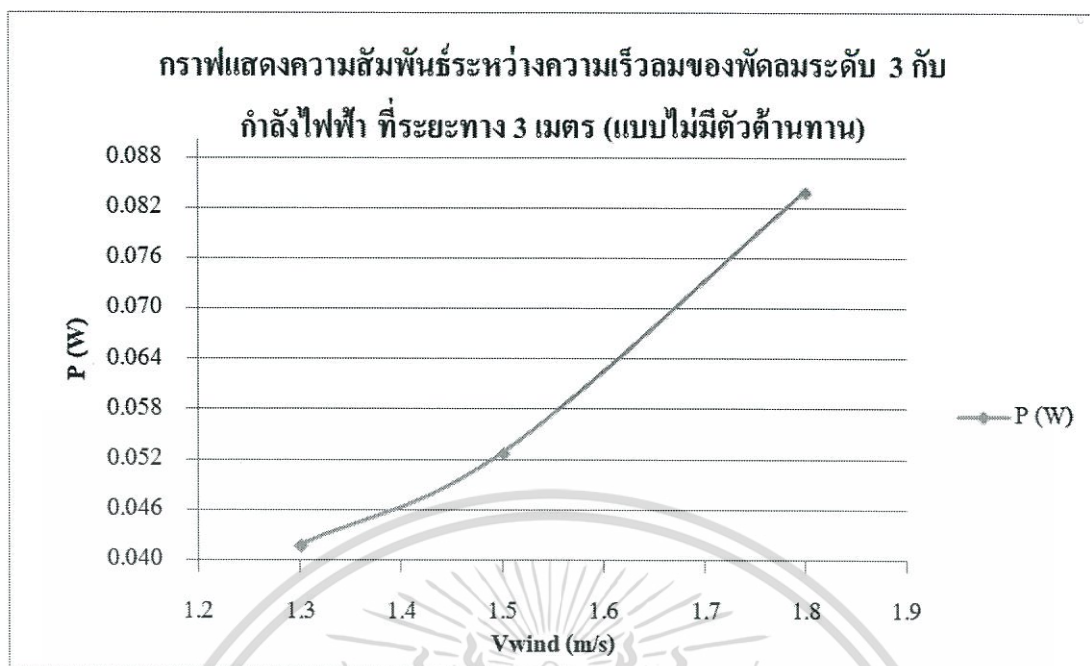


รูปที่ 4.23 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.16 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 3 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	1.9	22.0	1.3	29.6	0.0418
2	2.2	24.0	1.5	9.5	0.0528
3	2.8	30.0	1.8	29.6	0.0840
เฉลี่ย	2.30	25.33	1.53	22.9	0.0595

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

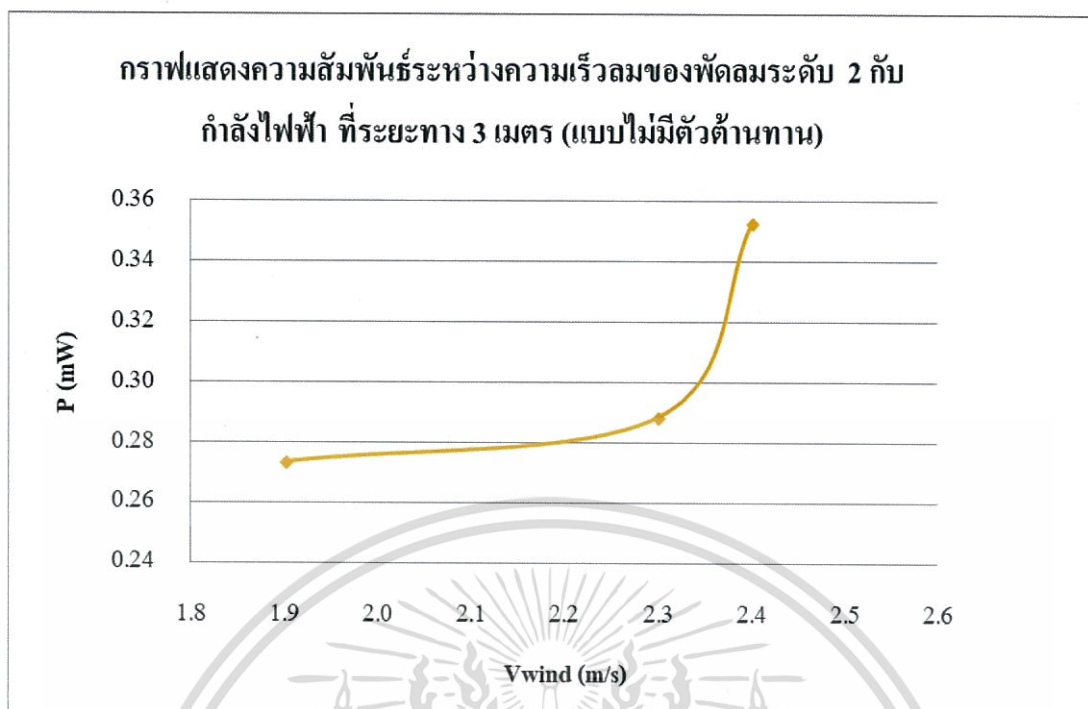


รูปที่ 4.24 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.17 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 3 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	7.4	37.0	1.9	29.4	0.2738
2	7.6	38.0	2.3	29.5	0.2888
3	8.4	42.0	2.4	29.6	0.3528
เฉลี่ย	7.80	39.00	2.20	29.5	0.3051

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

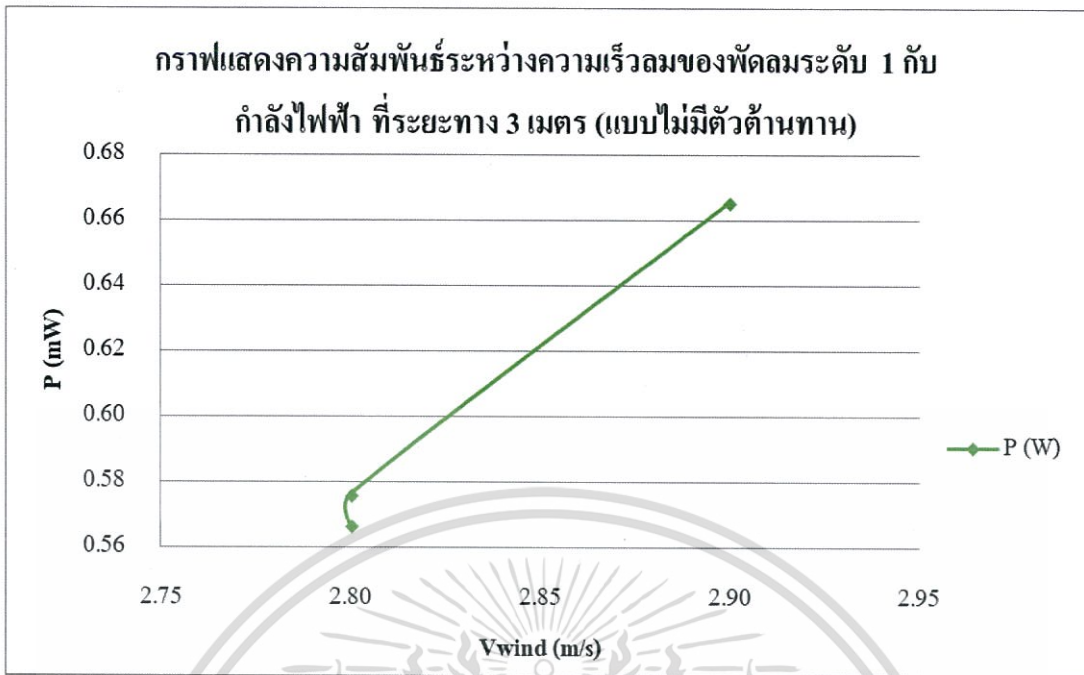


รูปที่ 4.25 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.18 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 3 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	$V_{wind}$ (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	11.8	48.0	2.8	29.4	0.5664
2	12.0	48.0	2.8	29.4	0.5760
3	12.8	52.0	2.9	29.4	0.6656
เฉลี่ย	12.20	49.33	2.83	29.4	0.6027

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

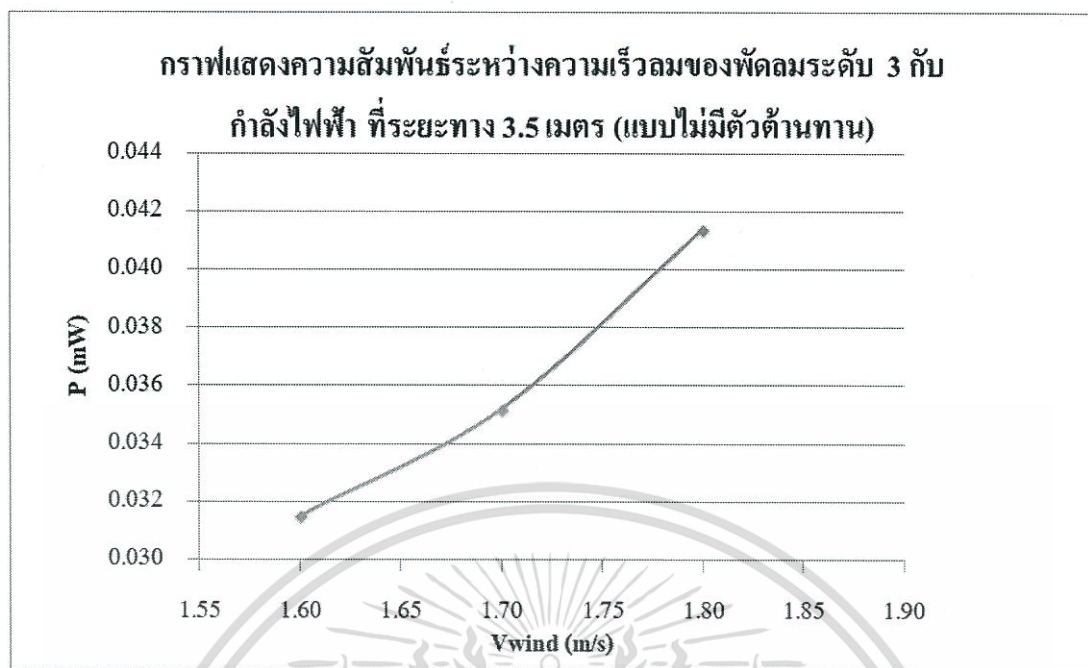


รูปที่ 4.26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.19 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 3.5 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	1.5	21.0	1.6	29.9	0.0315
2	1.6	22.0	1.7	29.9	0.0352
3	1.8	23.0	1.8	29.9	0.0414
เฉลี่ย	1.63	22.00	1.70	29.9	0.0360

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

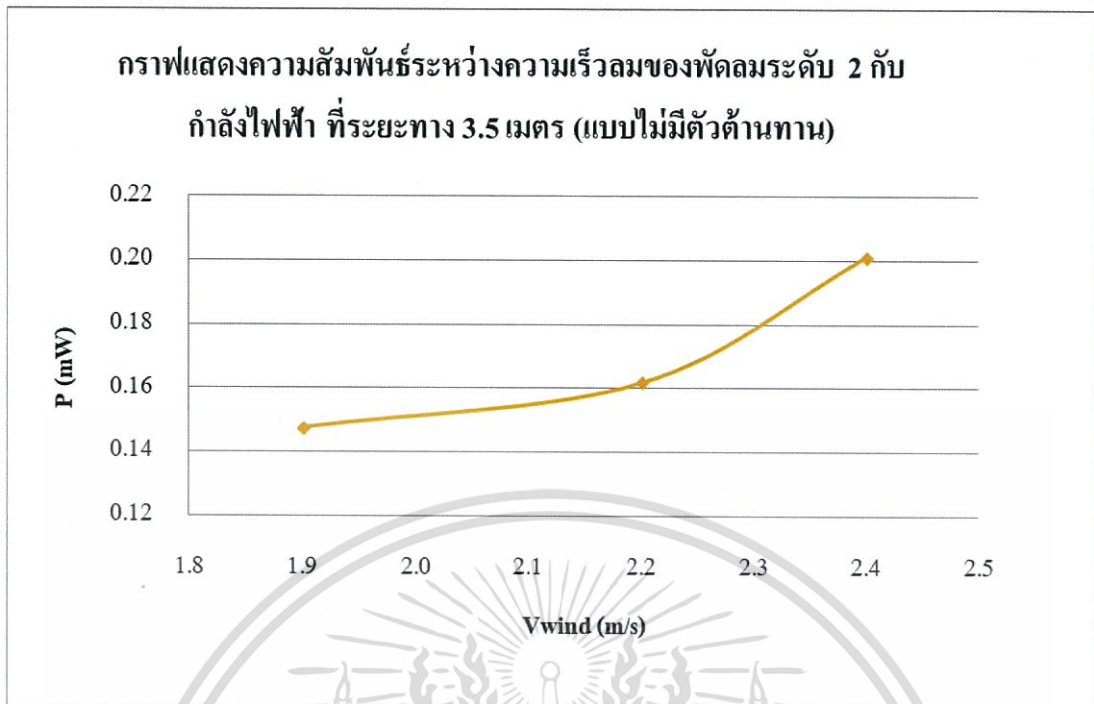


รูปที่ 4.27 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.20 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 3.5 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	5.1	29.0	1.9	29.4	0.1479
2	5.4	30.0	2.2	29.5	0.1620
3	6.1	33.0	2.4	29.6	0.2013
เฉลี่ย	5.53	30.67	2.17	29.5	0.1704

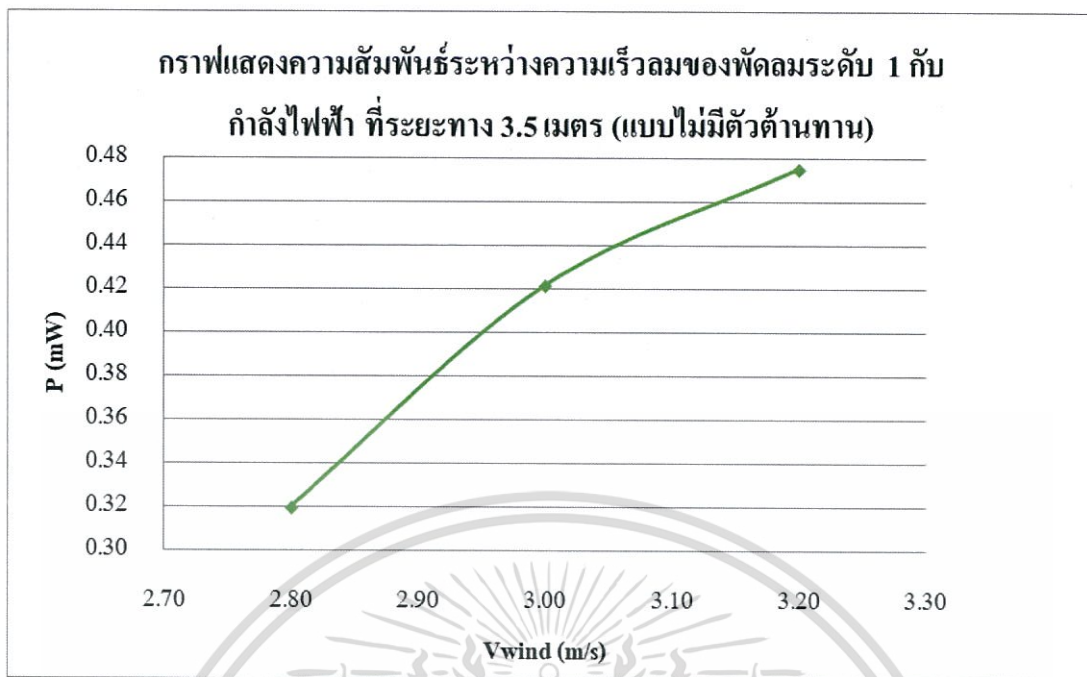
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.28 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.21 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 3.5 เมตร

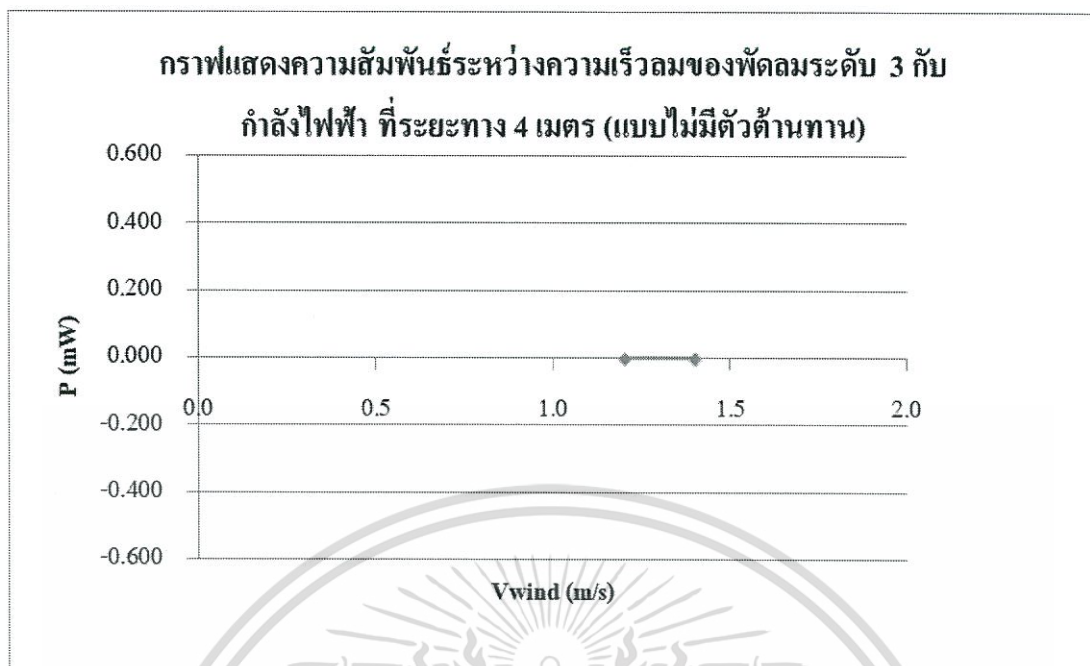
ระดับ 1					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	8.2	39.0	2.8	29.9	0.3198
2	9.8	43.0	3.0	29.9	0.4214
3	10.8	44.0	3.2	29.9	0.4752
เฉลี่ย	9.60	42.00	3.00	29.9	0.4055



รูปที่ 4.29 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.22 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 4 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	0.0	0.0	1.2	29.6	0.0000
2	0.0	0.0	1.4	29.6	0.0000
3	0.0	0.0	1.4	29.6	0.0000
เฉลี่ย	0.00	0.00	1.33	29.6	0.0000

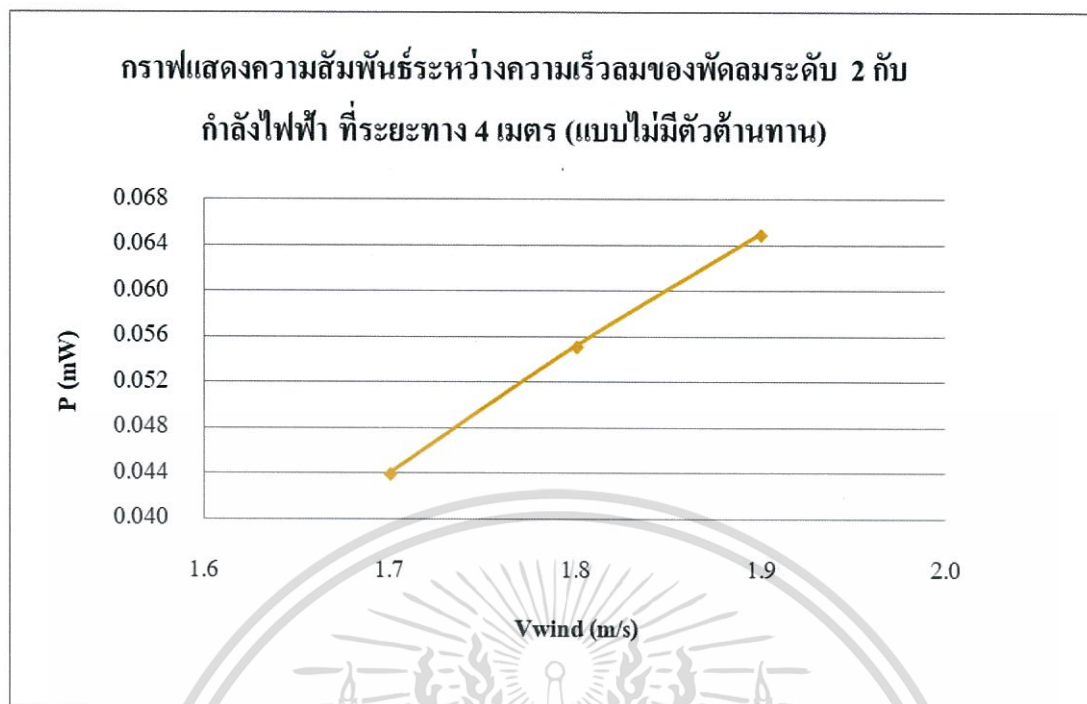


รูปที่ 4.30 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

ตารางที่ 4.23 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 4 เมตร

เบอร์ 2					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	2.0	22.0	1.7	29.7	0.0440
2	2.4	23.0	1.8	29.5	0.0552
3	2.6	25.0	1.9	29.6	0.0650
เฉลี่ย	2.33	23.33	1.80	29.6	0.0547

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

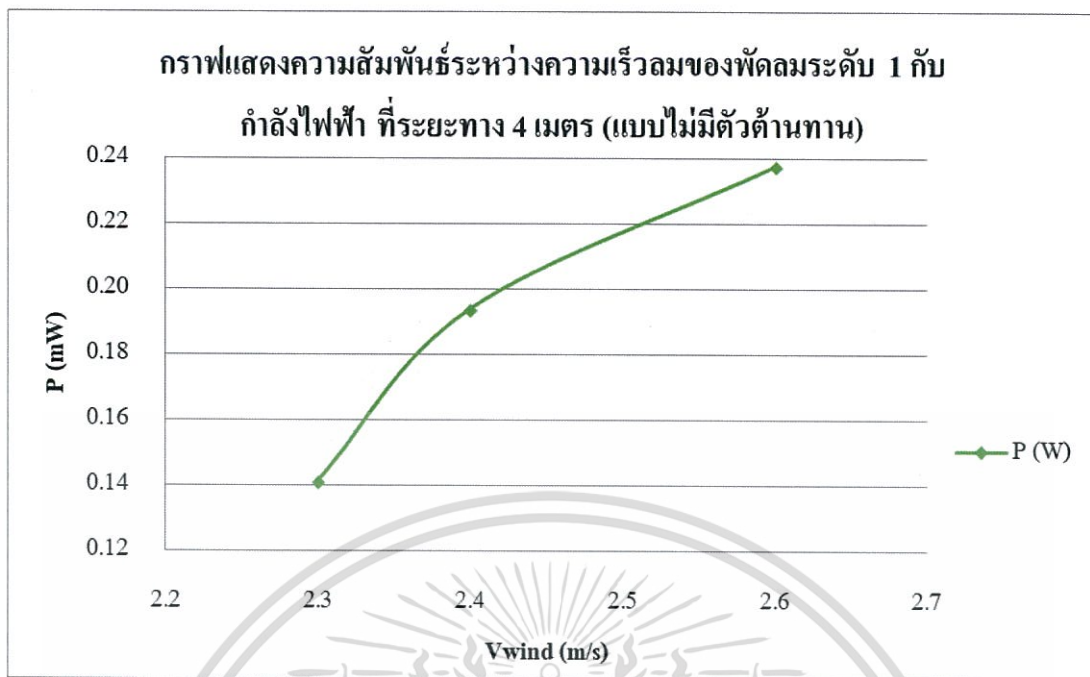


รูปที่ 4.31 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

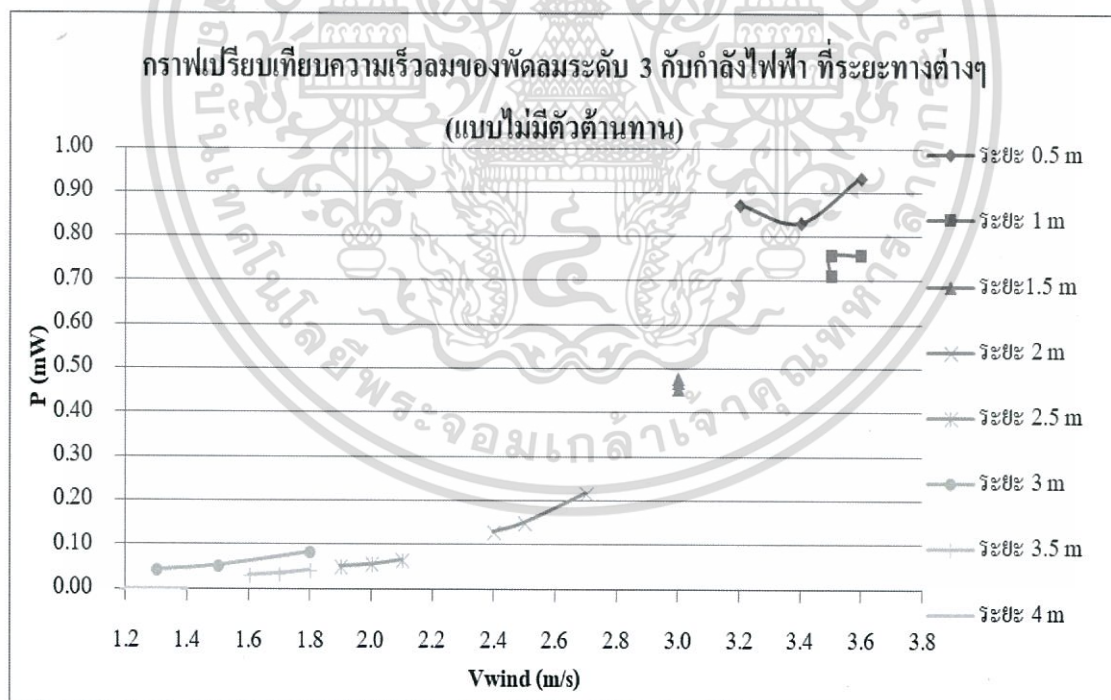
ตารางที่ 4.24 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 4 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	4.7	30.0	2.3	29.9	0.1410
2	5.7	34.0	2.4	29.9	0.1938
3	6.6	36.0	2.6	29.9	0.2376
เฉลี่ย	5.67	33.33	2.43	29.9	0.1908

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

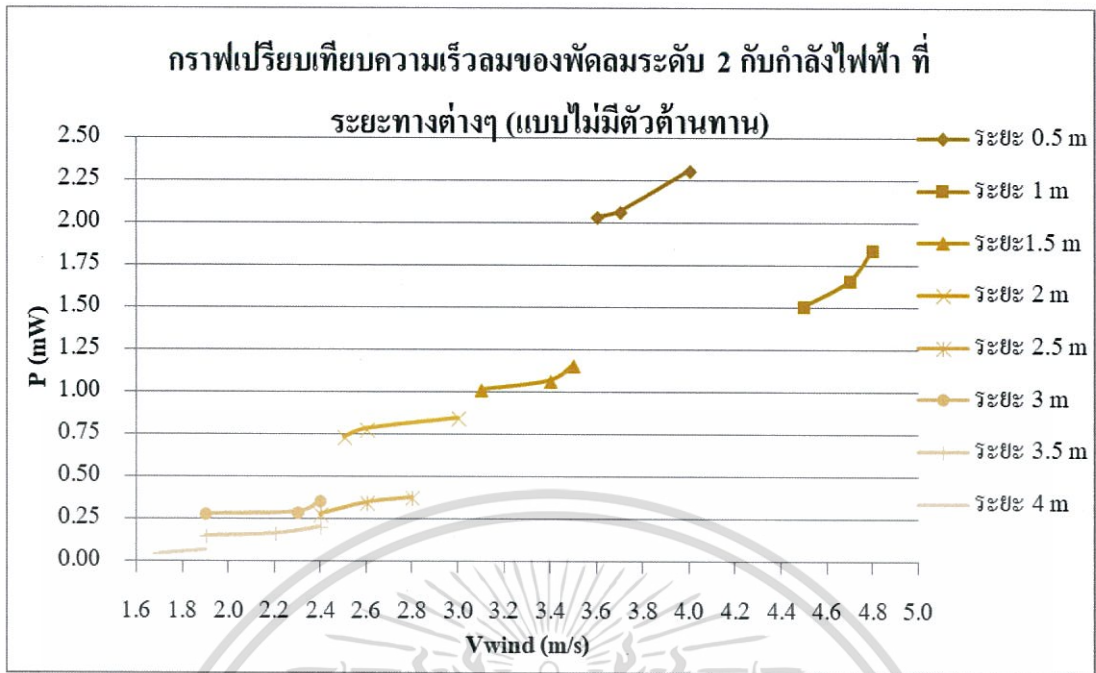


รูปที่ 4.32 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

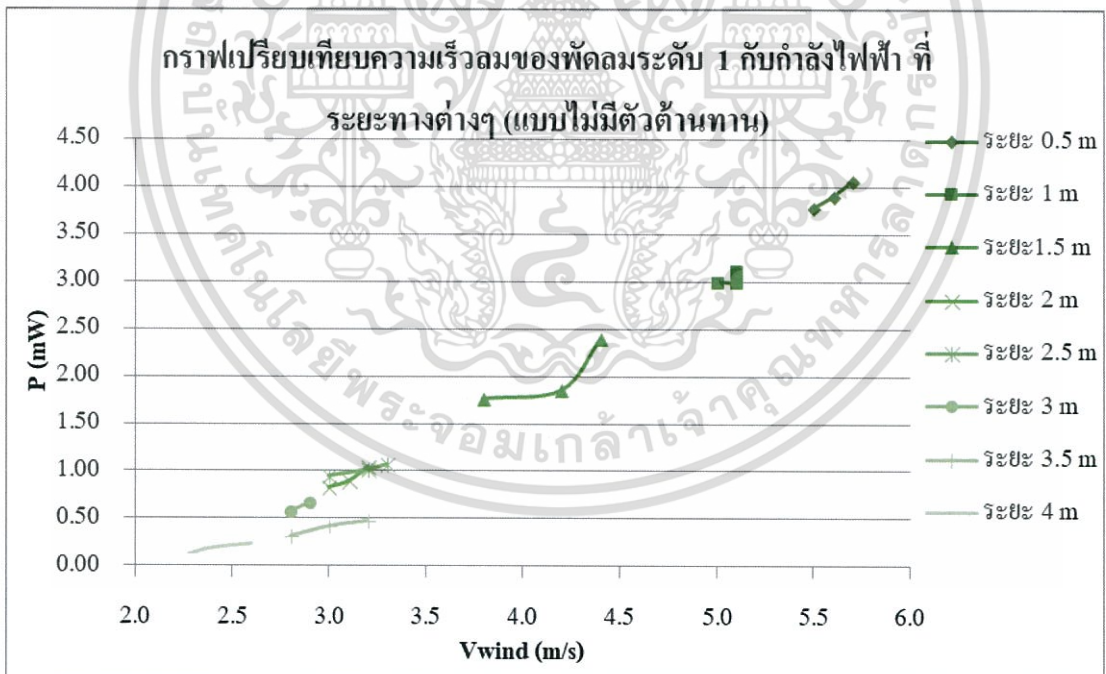


รูปที่ 4.33 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.34 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)



รูปที่ 4.35 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4.3 การวัดค่าความเร็วลม ค่ากระแสไฟฟ้าและแรงดันที่ได้ (แบบมีตัวต้านทาน 330Ω)

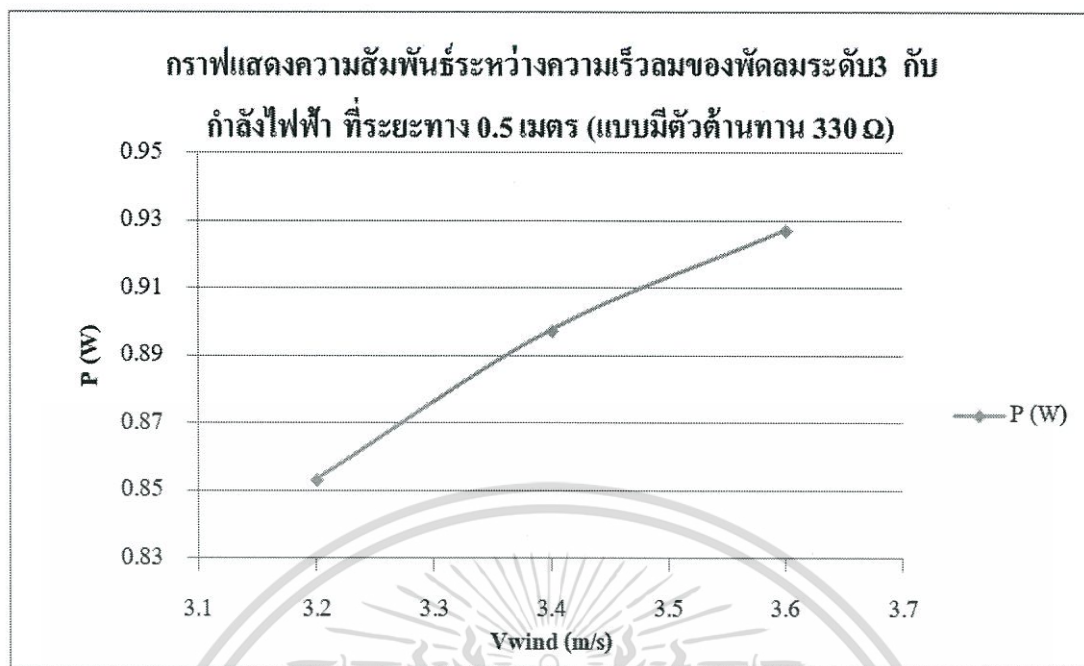
ต่อตัวต้านทานขนาด 330 Ω เข้าไปในวงจรแบบอนุกรม ทำการทดลองวัดความเร็วลมทั้ง 3 ระดับของพัดลมที่ระยะต่าง ๆ พร้อมวัดค่ากระแส แรงดันที่ได้จากกังหันลม และนำข้อมูลที่ได้มาเปรียบเทียบกันดังต่อไปนี้

1) จัดอุปกรณ์ตามการทดลองที่ 4.1 แต่เพิ่มตัวต้านทานขนาด 330 Ω ต่อเข้าไปแบบอนุกรมเปิดพัดลมระดับ 3 และวาง Anemometer ไว้หน้ากังหันลมที่ระยะห่างจากแหล่งกำเนิดลม 0.5 เมตร พร้อมทั้งวัดค่ากระแส และแรงดันที่ได้ แล้วบันทึกผลทำซ้ำ 3 ครั้ง หากำลังไฟฟ้าที่ได้ และค่าเฉลี่ยที่ได้จากการทดลอง

ตารางที่ 4.25 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 0.5 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	$V_{wind}$ (m/s)	T (°C)	P (W)
1	16.7	51.1	3.2	32.2	0.8534
2	17.1	52.5	3.4	32.4	0.8978
3	17.4	53.3	3.6	32.6	0.9274
เฉลี่ย	17.07	52.30	3.40	32.4	0.8928

2) พล็อตกราฟความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมจากแหล่งกำเนิดระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ที่ระยะทาง 0.5 เมตร แบบมีตัวต้านทานขนาด 330 Ω



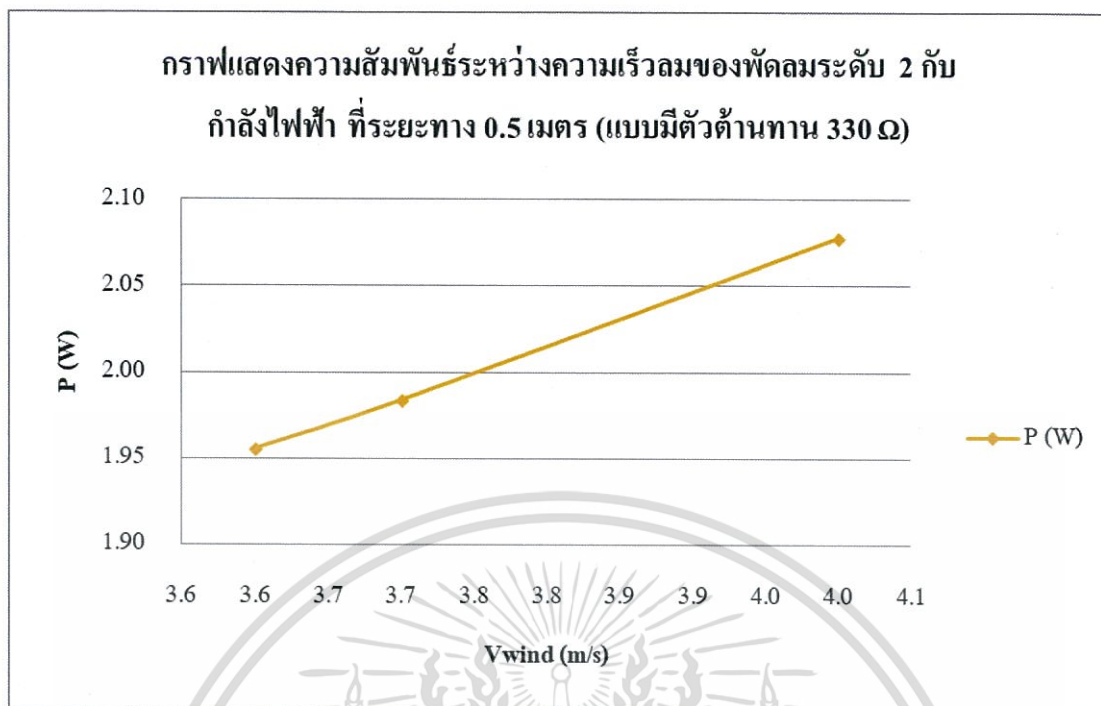
รูปที่ 4.36 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

3) ทำการทดลองซ้ำข้อที่ 1-2 แต่เปลี่ยนระดับของแหล่งกำเนิดลมเป็น 2 และ 1 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.26 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 0.5 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	25.3	77.3	3.6	32.6	1.9557
2	25.5	77.8	3.7	32.4	1.9839
3	26.1	79.6	4.0	31.8	2.0776
เฉลี่ย	25.63	78.23	3.77	32.3	2.0057

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

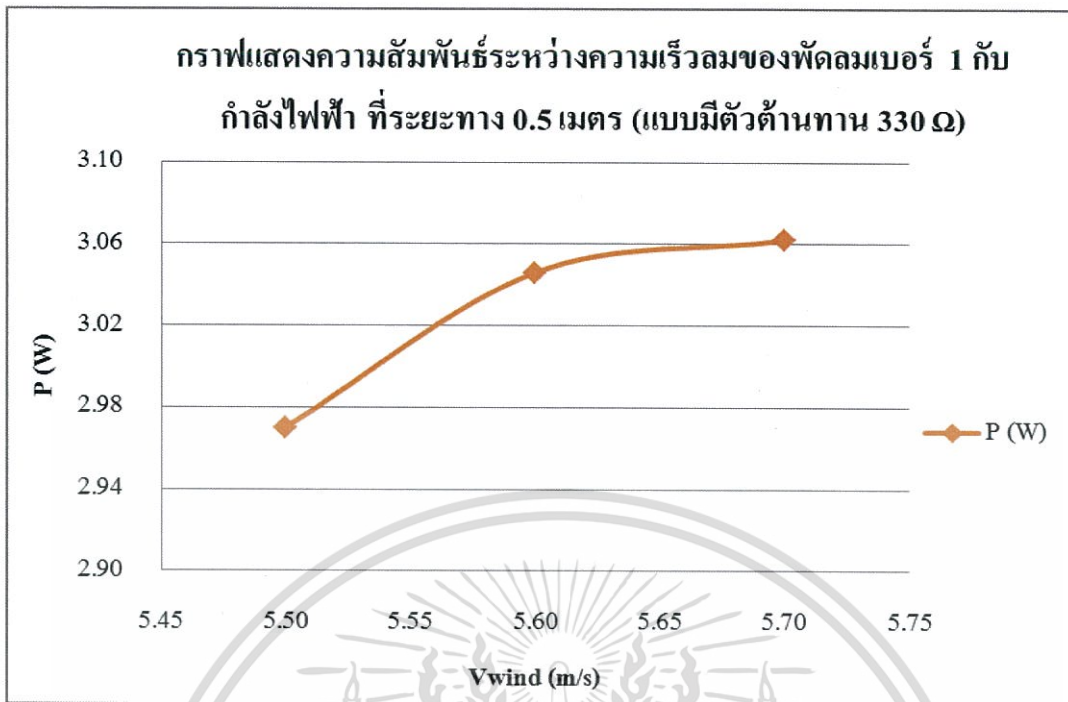


รูปที่ 4.37 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.27 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 0.5 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	31.1	95.5	5.5	31.0	2.9701
2	31.5	96.7	5.6	30.5	3.0461
3	31.6	96.9	5.7	30.2	3.0620
เฉลี่ย	31.40	96.37	5.60	30.6	3.0260

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.38 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 0.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.28 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 1 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	16.5	50.9	3.5	30.1	0.8399
2	16.8	51.1	3.5	30.2	0.8585
3	16.9	51.4	3.6	30.2	0.8687
เฉลี่ย	16.73	51.13	3.53	30.2	0.8557

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

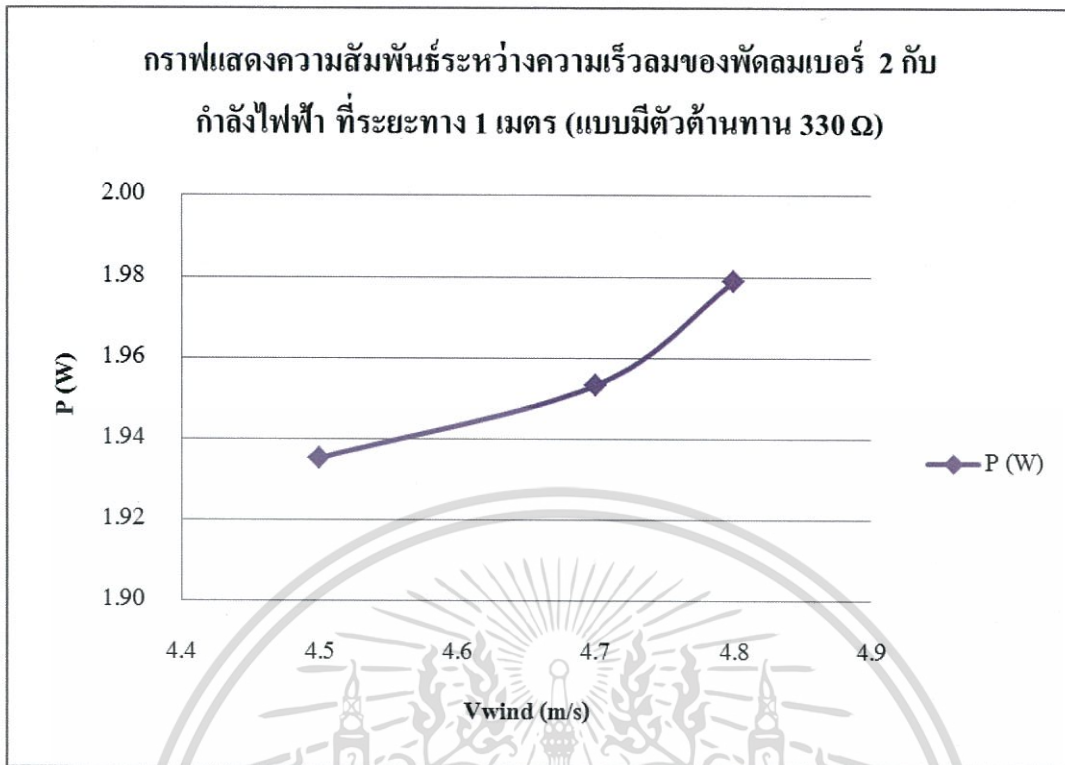


รูปที่ 4.39 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.29 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 1 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	25.1	77.1	4.5	30.1	1.9352
2	25.4	76.9	4.7	30.2	1.9533
3	25.5	77.6	4.8	30.2	1.9788
เฉลี่ย	25.33	77.20	4.67	30.2	1.9558

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

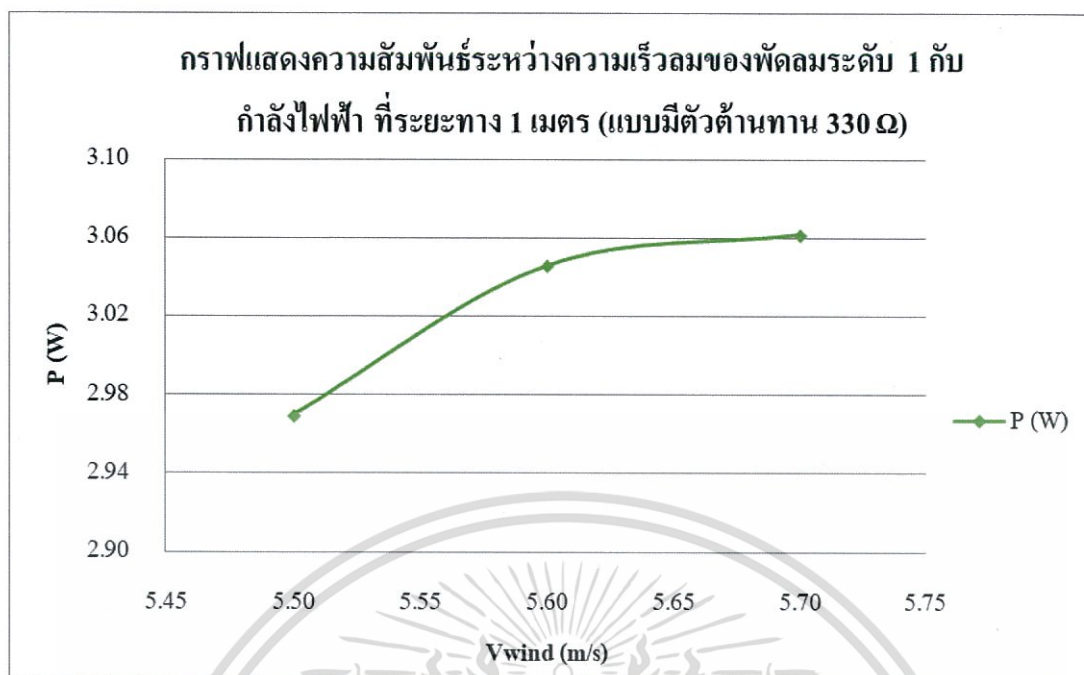


รูปที่ 4.40 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 Ω)

ตารางที่ 4.30 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 1 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	31.4	95.8	5.0	30.5	3.0081
2	31.4	95.9	5.1	30.3	3.0113
3	31.5	96.0	5.1	30.3	3.0240
เฉลี่ย	31.43	95.90	5.07	30.4	3.0145

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

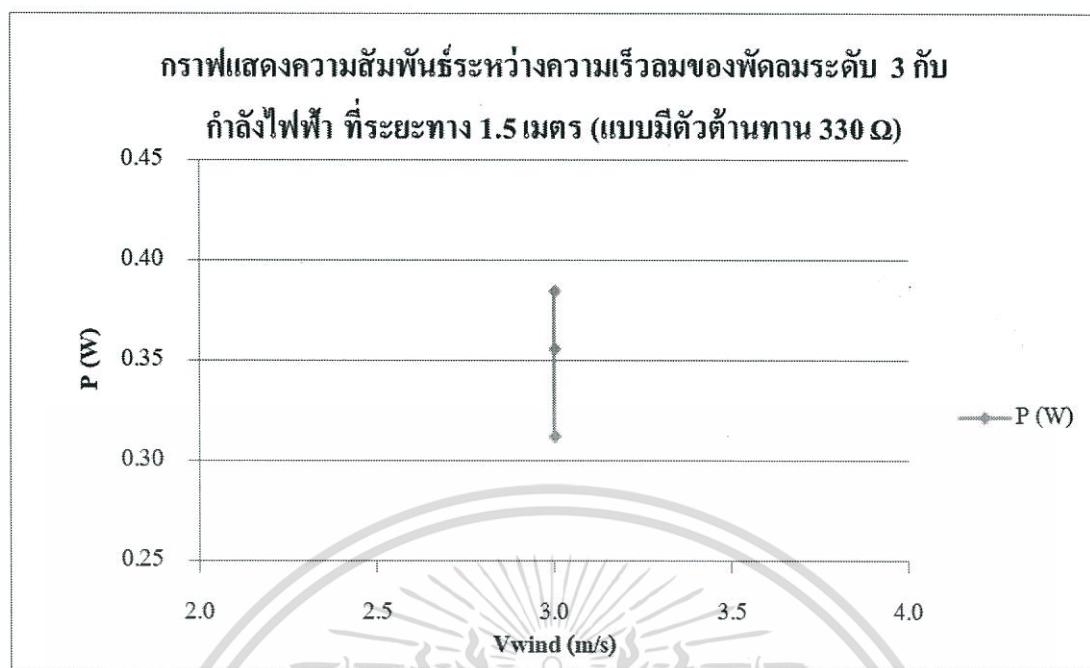


รูปที่ 4.41 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 1 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 Ω)

4) การทดลองซ้ำข้อ 1-3 แต่เปลี่ยนระยะห่างการแหล่งกำเนิดลมเป็น 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร ตามลำดับ

ตารางที่ 4.31 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 1.5 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	10.4	30.1	3.0	30.6	0.3130
2	10.8	33.0	3.0	30.6	0.3564
3	11.2	34.4	3.0	30.7	0.3853
เฉลี่ย	10.80	32.50	3.00	30.6	0.3516

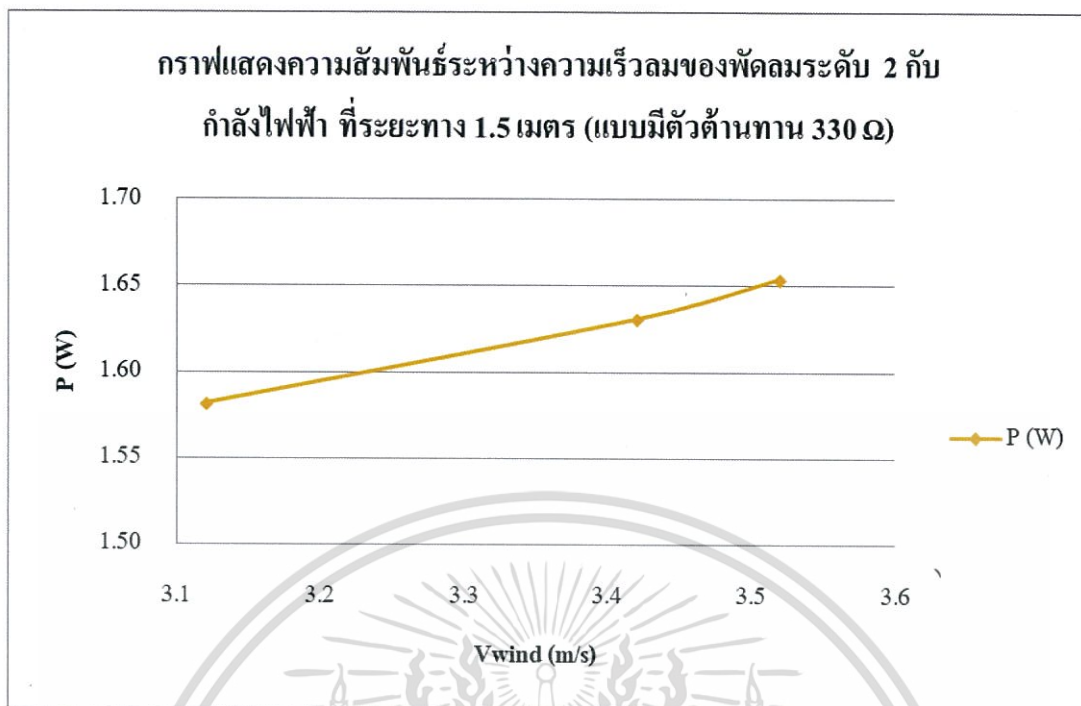


รูปที่ 4.42 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.32 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 1.5 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	$V_{wind}$ (m/s)	T ( $^{\circ}$ C)	P (W)
1	22.5	70.3	3.1	30.8	1.5818
2	23.1	70.6	3.4	30.9	1.6309
3	23.2	71.3	3.5	30.9	1.6542
เฉลี่ย	22.93	70.73	3.33	30.9	1.6223

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.43 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.33 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 1.5 m

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	31.1	95.2	3.8	30.8	2.9607
2	31.2	95.3	4.2	30.9	2.9734
3	31.4	95.4	4.4	30.9	2.9956
เฉลี่ย	31.23	95.30	4.13	30.9	2.9765

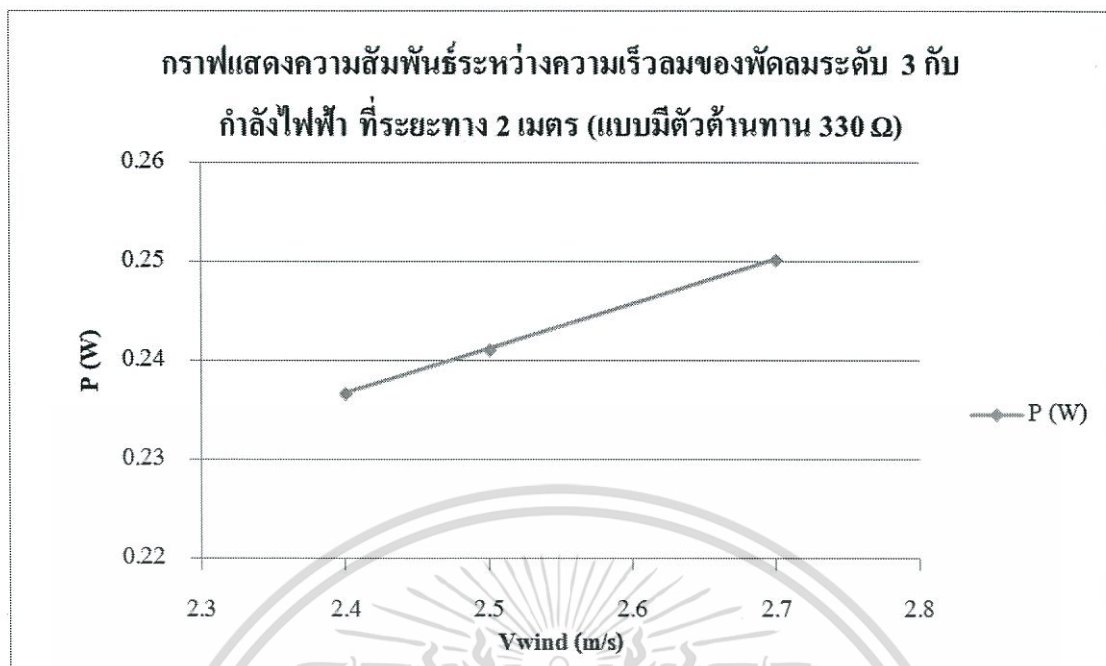


รูปที่ 4.44 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 1.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.34 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 2 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	8.8	26.9	2.4	30.5	0.2367
2	8.9	27.1	2.5	30.4	0.2412
3	9.2	27.2	2.7	30.6	0.2502
เฉลี่ย	8.97	27.07	2.53	30.5	0.2427

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

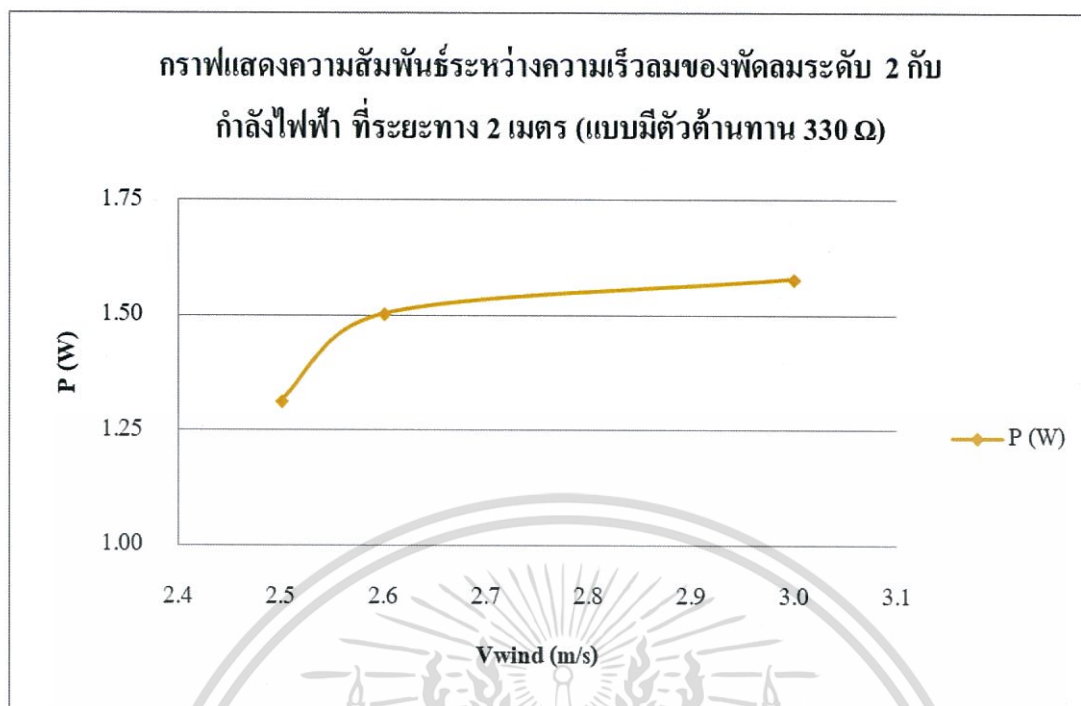


รูปที่ 4.45 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.35 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 2 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	20.0	65.8	2.5	30.5	1.3160
2	22.5	66.9	2.6	30.4	1.5053
3	23.5	67.3	3.0	30.2	1.5816
เฉลี่ย	22.00	66.67	2.70	30.4	1.4676

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

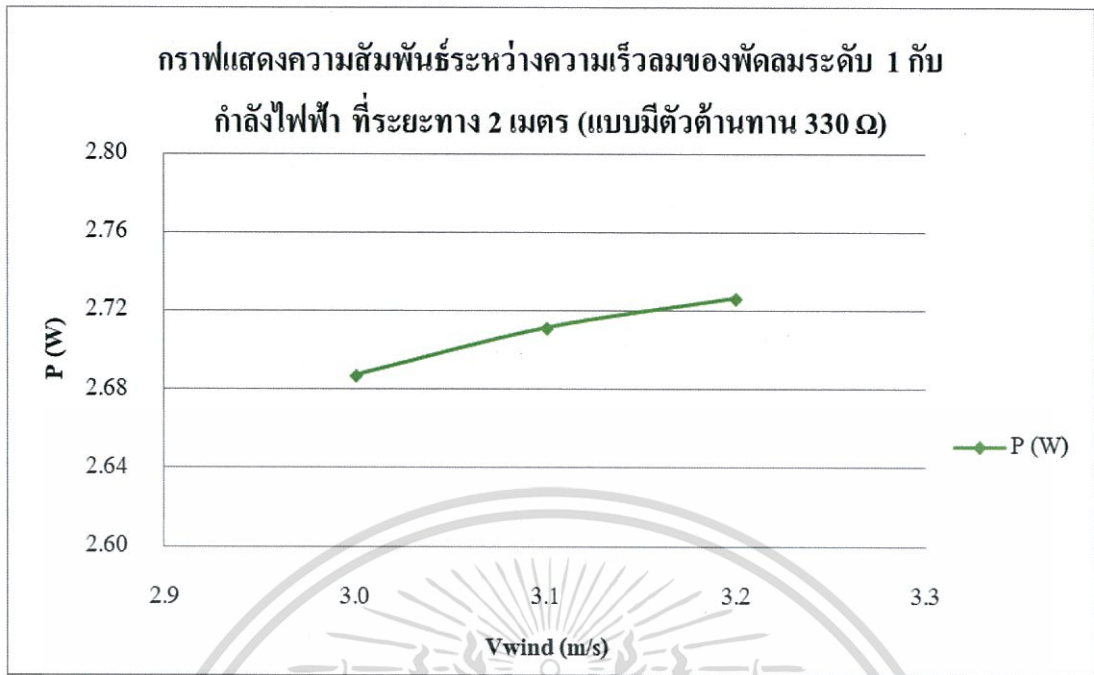


รูปที่ 4.46 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.36 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 2 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	29.5	91.1	3.0	29.8	2.6875
2	29.7	91.3	3.1	30.0	2.7116
3	29.8	91.5	3.2	29.2	2.7267
เฉลี่ย	29.67	91.30	3.10	29.7	2.7086

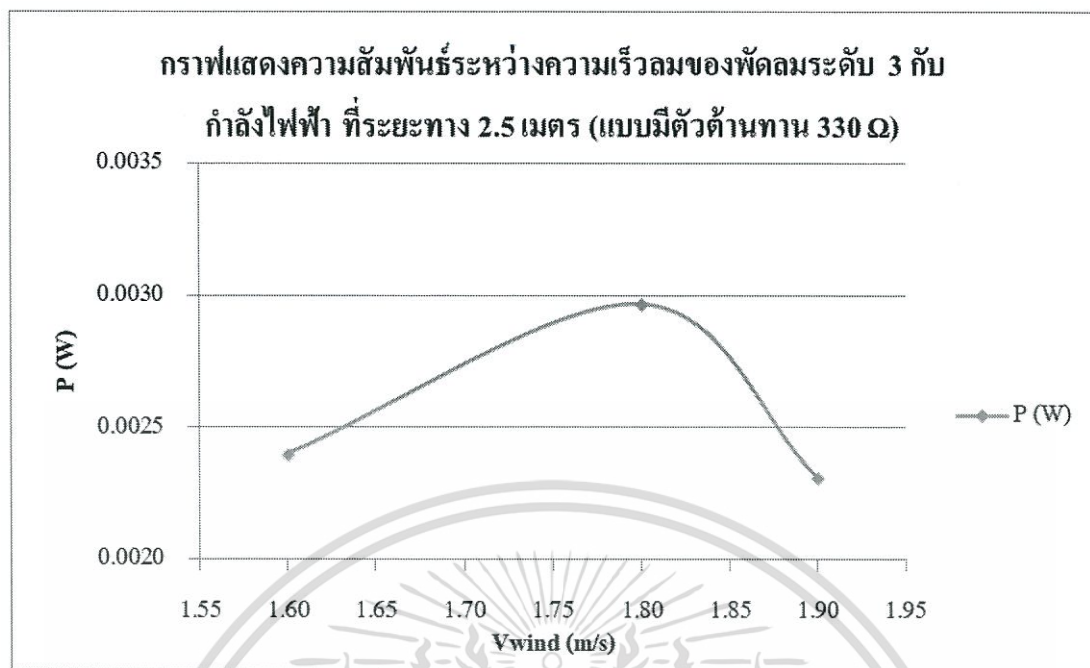
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.47 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.37 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 2.5 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	0.8	3.0	1.6	29.6	0.0024
2	1.0	3.0	1.8	29.5	0.0030
3	0.8	3.0	1.9	29.5	0.0023
เฉลี่ย	0.85	3.00	1.77	29.5	0.0026



รูปที่ 4.48 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 Ω)

ตารางที่ 4.38 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 2.5 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	19.4	60.0	2.4	29.4	1.1640
2	19.8	61.0	2.5	29.4	1.2078
3	20.7	63.0	2.6	29.4	1.3041
เฉลี่ย	19.97	61.33	2.50	29.4	1.2253

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

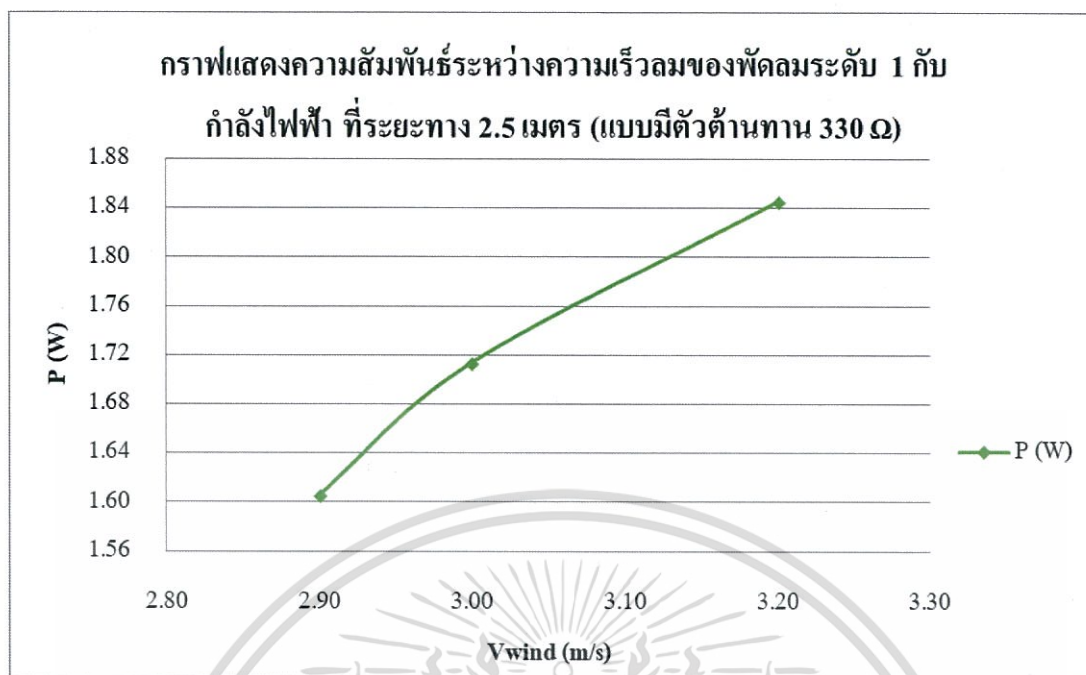


รูปที่ 4.49 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.39 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 2.5 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	$V_{wind}$ (m/s)	T ( $^{\circ}$ C)	P (W)
1	22.3	72.0	2.9	29.7	1.6056
2	23.8	72.0	3.0	29.8	1.7136
3	24.6	75.0	3.2	29.4	1.8450
เฉลี่ย	23.57	73.00	3.03	29.6	1.7214

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

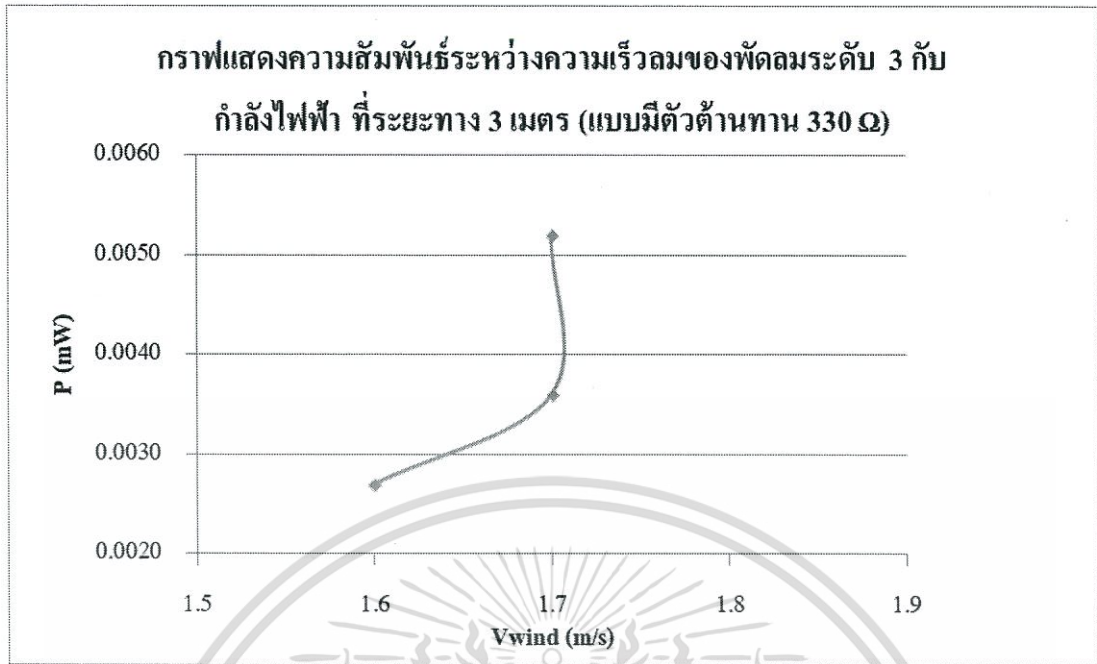


รูปที่ 4.50 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 2.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.40 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 3 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (mW)
1	0.9	3.0	1.6	29.6	0.0027
2	1.2	3.0	1.7	9.5	0.0036
3	1.3	4.0	1.7	29.6	0.0052
เฉลี่ย	1.13	3.33	1.67	22.9	0.0038

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

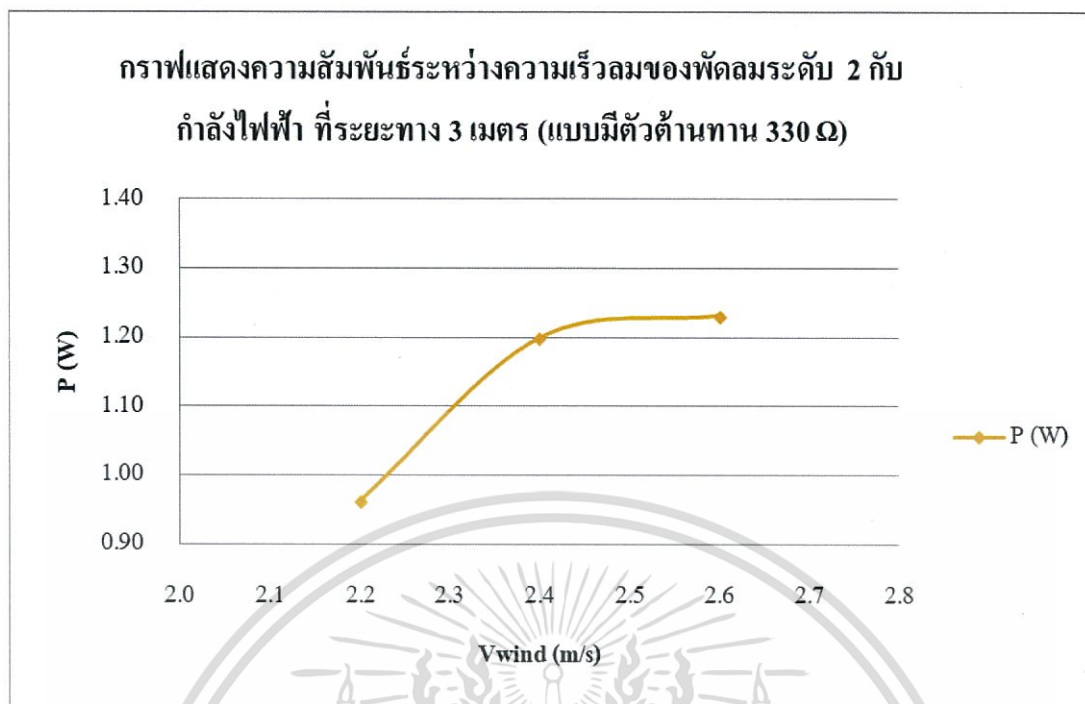


รูปที่ 4.51 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.41 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 3 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	18.5	52.0	2.2	29.4	0.9620
2	22.2	54.0	2.4	29.5	1.1988
3	22.4	55.0	2.6	29.6	1.2320
เฉลี่ย	21.03	53.67	2.40	29.5	1.1309

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.52 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 Ω)

ตารางที่ 4.42 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 3 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	22.4	68.0	2.9	29.4	1.5232
2	22.5	69.0	3.0	29.4	1.5525
3	22.8	70.0	3.1	29.4	1.5960
เฉลี่ย	22.57	69.00	3.00	29.4	1.5572

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

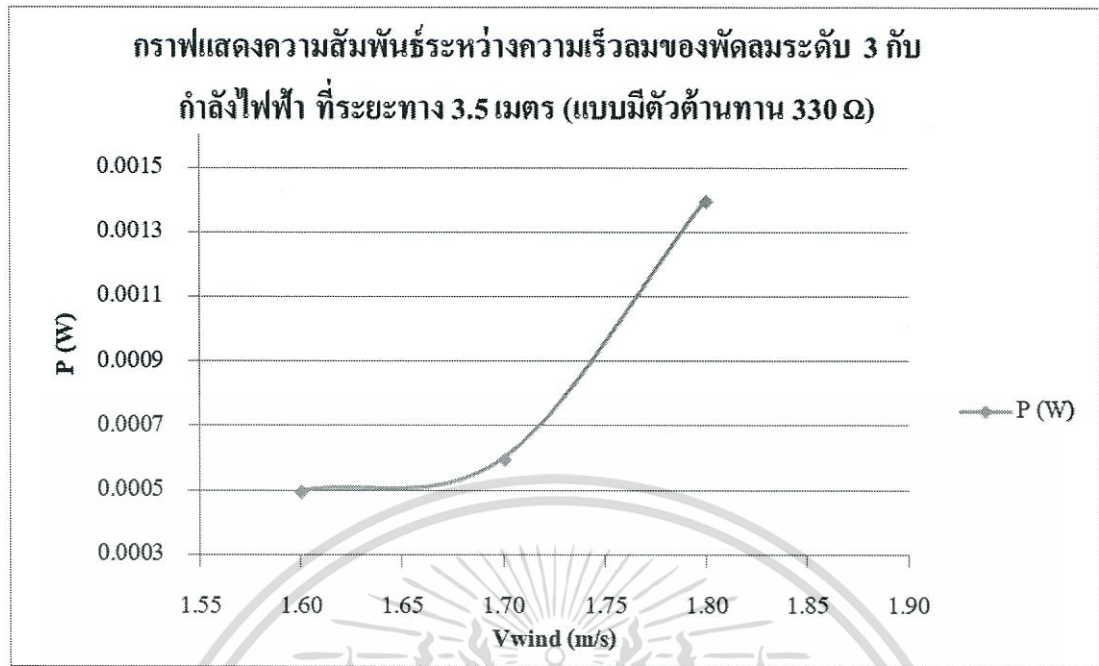


รูปที่ 4.53 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 Ω)

ตารางที่ 4.43 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 3.5 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	0.5	1.0	1.6	29.9	0.0005
2	0.6	1.0	1.7	29.9	0.0006
3	0.7	2.0	1.8	29.9	0.0014
เฉลี่ย	0.60	1.33	1.70	29.9	0.0008

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

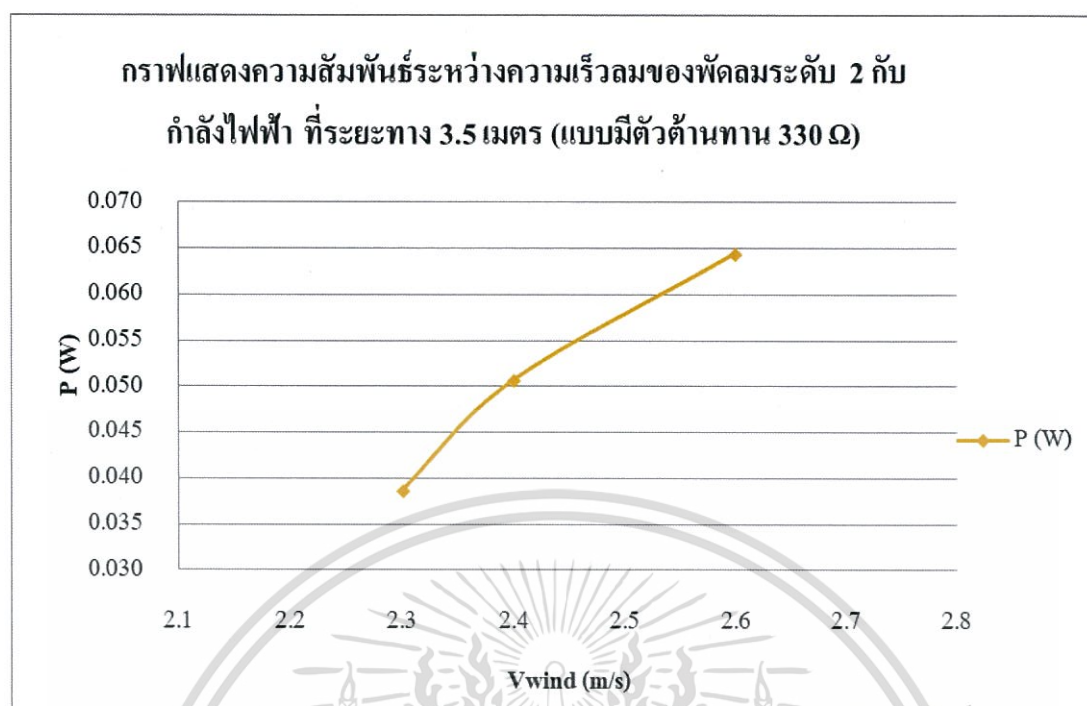


รูปที่ 4.54 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.44 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 3.5 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	3.5	11.0	2.3	29.4	0.0387
2	3.9	13.0	2.4	29.5	0.0507
3	4.6	14.0	2.6	29.6	0.0644
เฉลี่ย	4.01	12.67	2.43	29.5	0.0513

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

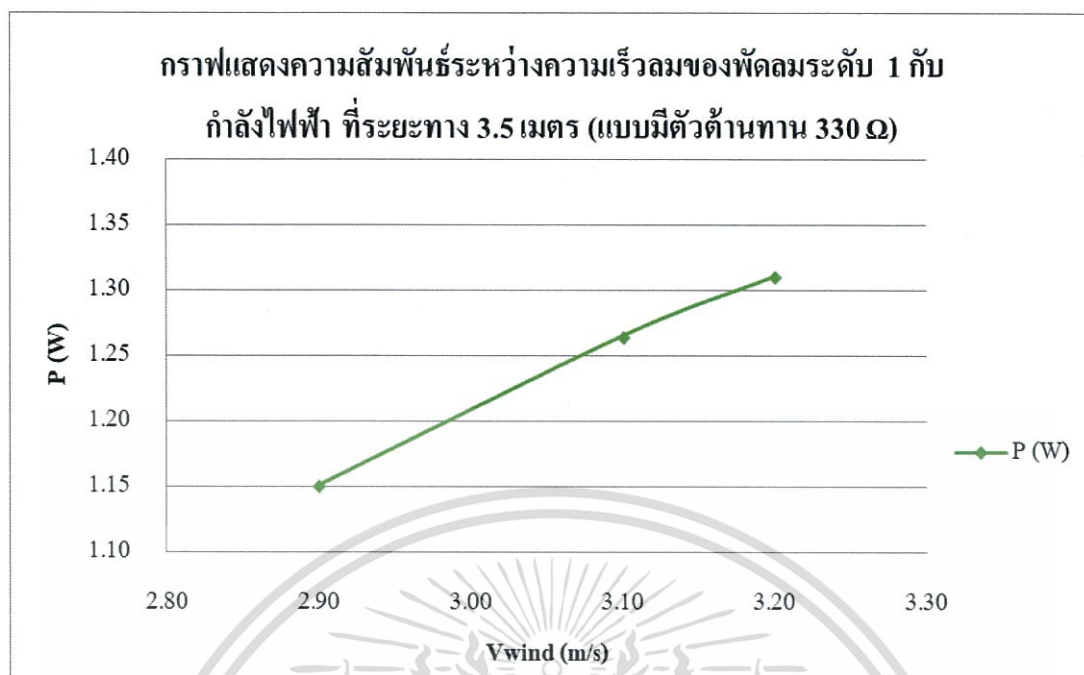


รูปที่ 4.55 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.45 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 3.5 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	19.5	59.0	2.9	29.9	1.1505
2	20.4	62.0	3.1	29.9	1.2648
3	20.8	63.0	3.2	29.9	1.3104
เฉลี่ย	20.23	61.33	3.07	29.9	1.2419

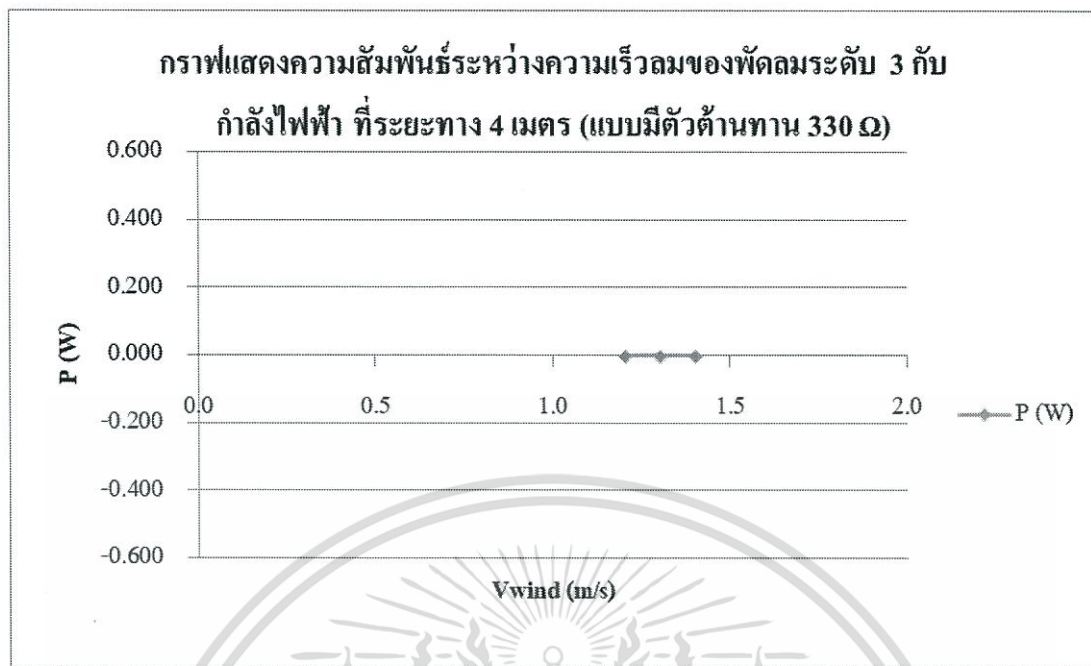
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.56 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 3.5 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

ตารางที่ 4.46 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 3 ที่ระยะ 4 เมตร

ระดับ 3					
ครั้งที่	V (mV)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	0.0	0.0	1.2	29.6	0.0000
2	0.0	0.0	1.3	29.6	0.0000
3	0.0	0.0	1.4	29.6	0.0000
เฉลี่ย	0.00	0.00	1.30	29.6	0.0000

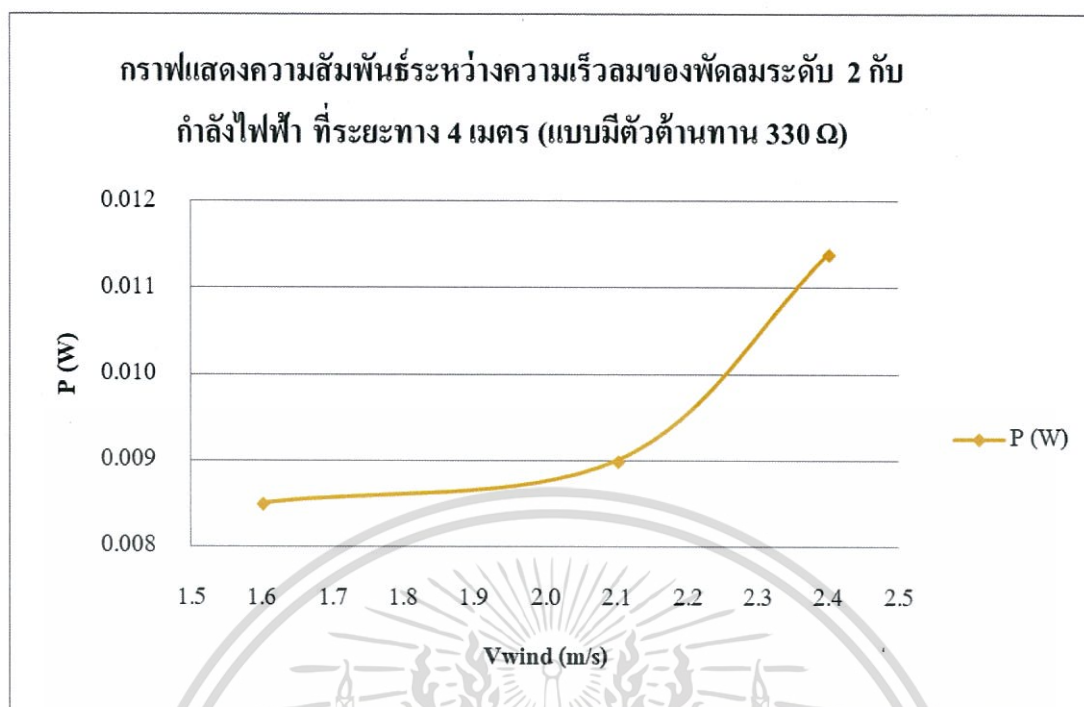


รูปที่ 4.57 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330 Ω)

ตารางที่ 4.47 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 2 ที่ระยะ 4 เมตร

ระดับ 2					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	$V_{wind}$ (m/s)	T (°C)	P (W)
1	1.7	5.0	1.6	29.7	0.0085
2	1.8	5.0	2.1	29.5	0.0090
3	1.9	6.0	2.4	29.6	0.0114
เฉลี่ย	1.80	5.33	2.03	29.6	0.0096

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

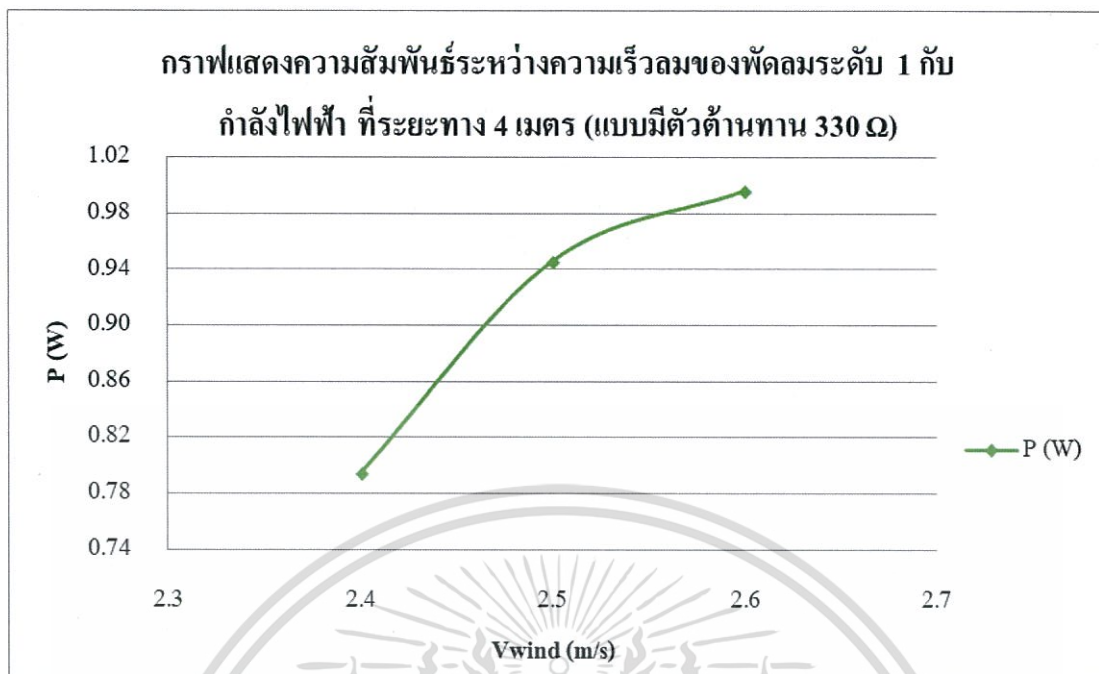


รูปที่ 4.58 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า  
ที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

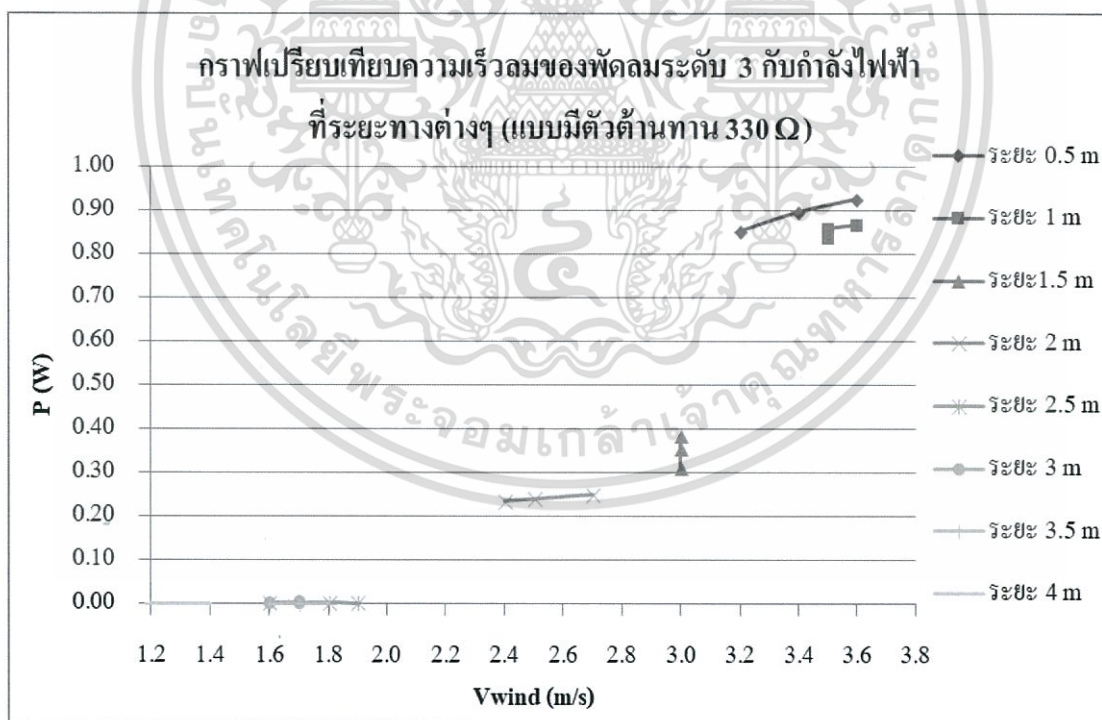
ตารางที่ 4.48 ค่าความเร็วลม แรงดัน และกระแสที่ได้จากความเร็วลมระดับ 1 ที่ระยะ 4 เมตร

ระดับ 1					
ครั้งที่	V (V)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1	16.6	48.0	2.4	29.9	0.7944
2	17.8	53.0	2.5	29.9	0.9455
3	18.4	54.0	2.6	29.9	0.9958
เฉลี่ย	17.61	51.67	2.50	29.9	0.9119

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

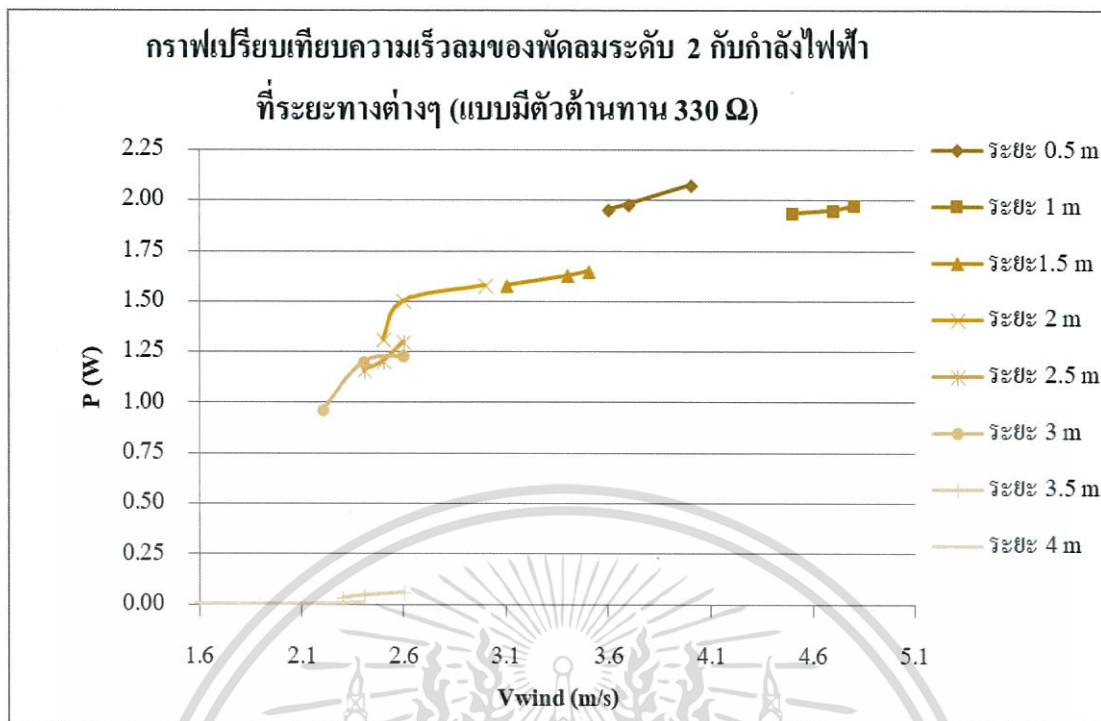


รูปที่ 4.59 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

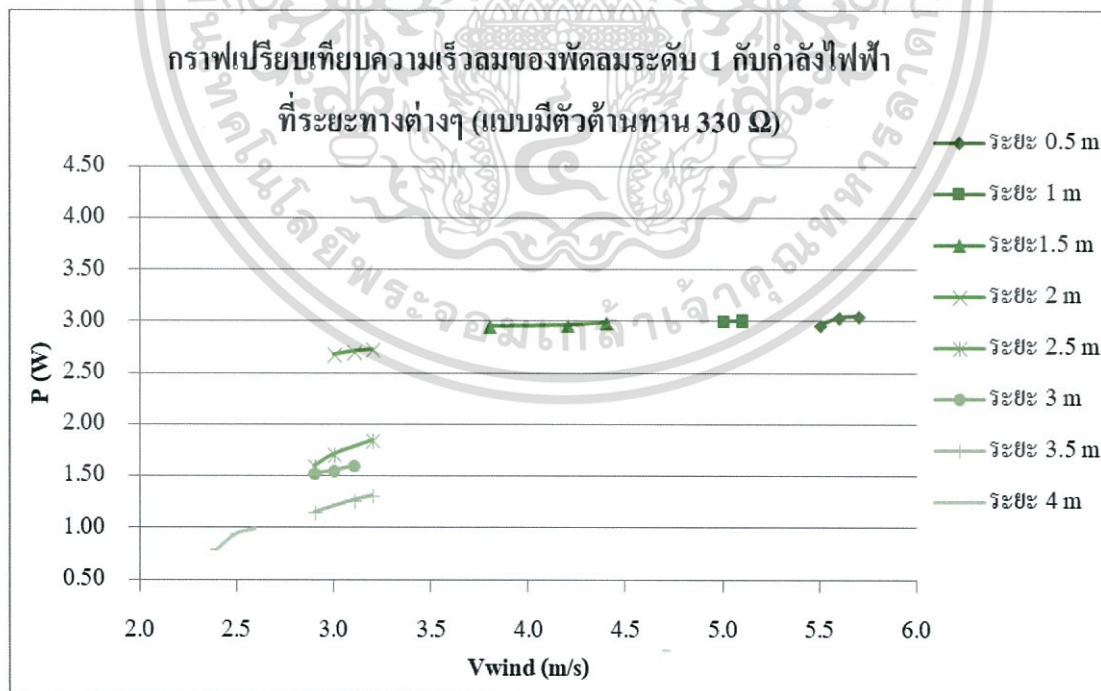


รูปที่ 4.60 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 3 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.61 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 2 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )



รูปที่ 4.62 กราฟเปรียบเทียบความเร็วลมของพัดลมระดับ 1 กับกำลังไฟฟ้า ที่ระยะทาง 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5 และ 4 เมตร (แบบมีตัวต้านทาน 330  $\Omega$ )

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4.4 ความเร็วลมเริ่มต้น

ความเร็วลมเริ่มต้นที่ทำให้กังหันลมเริ่มทำงานหาได้จากการวัดค่าความเร็วลมที่ระยะห่าง 4 m ความเร็วลมจากแหล่งกำเนิดระดับ 3 (ความเร็วลมต่ำที่สุด) โดยทำการทดลองดังต่อไปนี้

- 1) จัดอุปกรณ์ตามรูปที่ 4.6 ที่ระยะห่าง 4 เมตร ความเร็วลมจากแหล่งกำเนิดระดับ 3
- 2) วัดค่าความเร็วลมที่ทำให้กังหันลมหมุน ทำซ้ำ 5 ครั้งแล้วหาค่าเฉลี่ย

ตารางที่ 4.49 แสดงค่าความเร็วลมที่ทำให้กังหันลมเริ่มทำงาน

ครั้งที่	$V_{wind}$ (m/s)
1	1.6
2	1.7
3	1.6
4	1.4
5	1.9
เฉลี่ย	1.64

#### 4.5 การติดตั้งกังหันลมบริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี

นำกังหันลมไปติดตั้งที่ชายทะเลบางแสน จังหวัดชลบุรี และวัดค่ากระแส แรงดันและความเร็วลมโดยใช้ตัวต้านทานขนาด 1 K 10 W โดยมีขั้นตอนดังนี้

- 1) ติดตั้งกังหันลมและต่อตัวต้านทานขนาด 1 K 10 W แบบอนุกรม ตามรูปที่ 4.63



รูปที่ 4.63 แสดงการติดตั้งกังหันบริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี  
ระหว่างวันที่ 7 - 8 เมษายน 2561

- 2) วัดค่าแรงดัน กระแส และความเร็วลมทุก 15 นาที เป็นเวลา 24 ชั่วโมง (ตั้งแต่วันที่ 7 เมษายน - 12.00 น. วันที่ 8 เมษายน 2561) ดังรูปที่ 4.64

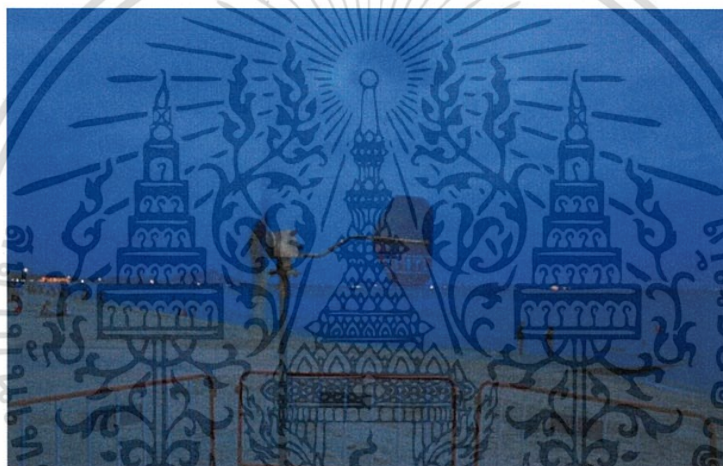


รูปที่ 4.64 แสดงการวัดค่าความเร็วลมที่ได้จากลมทะเลบริเวณ  
ชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.65 แสดงการวัดค่ากระแสและแรงดันที่ได้จากกังหันลม



รูปที่ 4.66 แสดงการหมุนของกังหันลมในเวลาตอนเย็น  
บริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี



รูปที่ 4.67 แสดงการหมุนของกังหันลมในเวลากลางคืน  
บริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.50 ค่าแรงดัน กระแส ความเร็วลมที่วัดได้จากลมทะเลบริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน  
จ.ชลบุรี

t (min)	V (v)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
12.00	37.2	30.4	3.9	27.3	1.13
12.15	40.2	38.9	4.0	27.2	1.56
12.30	46.8	39.6	3.7	27.6	1.85
12.45	43.0	41.0	2.7	27.3	1.76
13.00	38.7	30.7	2.9	27.5	1.19
13.15	22.2	20.4	1.6	27.0	0.45
13.30	42.0	30.6	1.7	27.0	1.29
13.45	42.5	44.0	1.6	28.1	1.87
14.00	45.0	45.0	4.7	28.2	2.03
14.15	30.2	26.4	0.8	28.5	0.80
14.30	22.5	20.3	1.4	29.7	0.46
14.45	31.6	40.5	1.8	32.4	1.28
15.00	31.7	39.5	2.0	31.4	1.25
15.15	31.7	4.2	2.0	31.4	0.13
15.30	13.4	11.5	1.8	30.5	0.15
15.45	38.1	34.4	3.6	29.2	1.31
16.00	2.6	3.0	1.6	28.7	0.01
16.15	14.5	1.5	2.2	28.5	0.02
16.30	13.2	1.6	1.9	27.4	0.02
16.45	6.8	3.7	0.4	26.8	0.03
17.00	25.6	22.4	1.6	26.6	0.57
17.15	39.0	30.7	3.6	26.4	1.20
17.30	13.9	11.2	1.8	25.9	0.16
17.45	31.3	30.0	2.0	25.5	0.94
18.00	8.6	0.9	1.8	25.1	0.01
18.15	39.9	35.0	2.5	24.1	1.40

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

t (min)	V (v)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
18.30	11.1	1.2	1.3	24.5	0.01
18.45	12.5	1.5	1.8	24.1	0.02
19.00	30.7	35.0	2.9	23.9	1.07
19.15	39.1	38.0	3.0	23.6	1.49
19.30	5.9	4.6	2.2	23.5	0.03
19.45	45.7	41.0	3.3	23.6	1.87
20.00	19.6	2.0	1.8	23.5	0.04
20.15	22.4	13.0	1.9	23.1	0.29
20.30	20.8	12.5	1.7	23.2	0.26
20.45	44.5	44.0	2.5	24.2	1.96
21.00	46.2	40.6	3.1	23.6	1.88
21.15	40.2	38.9	4.0	23.7	1.56
21.30	22.8	12.9	2.1	23.5	0.29
21.45	28.1	18.1	2.5	23.2	0.51
22.00	31.8	30.0	2.3	23.4	0.95
22.15	30.5	12.9	2.2	23.4	0.39
22.30	14.6	1.4	1.5	23.4	0.02
22.45	40.2	41.0	2.6	23.3	1.65
23.00	35.4	34.0	2.5	22.8	1.20
23.15	22.4	29.1	2.7	23.2	0.65
23.30	25.8	12.6	2.2	23.3	0.33
23.45	30.3	30.0	2.2	23.3	0.91
00.00	66.6	56.6	3.3	22.9	3.77
00.15	11.9	1.1	1.7	23.0	0.01
00.30	18.9	5.0	1.8	22.8	0.09
00.45	5.3	1.9	1.9	22.8	0.01
1.00	0.0	0.0	0.2	22.4	0.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

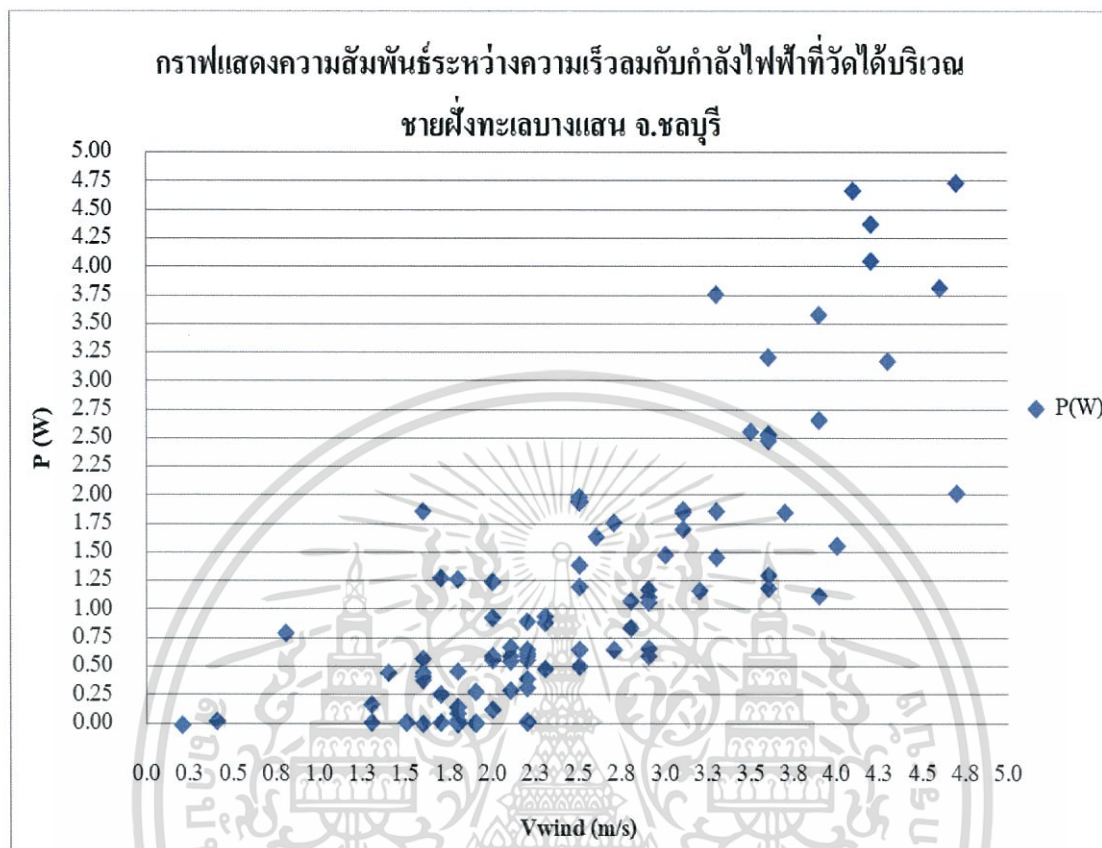
t (min)	V (v)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
1.15	15.0	1.4	1.5	23.2	0.02
1.30	4.6	1.3	1.8	22.7	0.01
1.45	24.8	24.0	2.0	22.4	0.60
2.00	24.6	22.5	2.1	22.5	0.55
2.15	26.6	22.7	2.2	24.5	0.60
2.30	29.7	30.0	2.3	22.8	0.89
2.45	20.3	21.0	1.6	22.6	0.43
3.00	44.8	44.5	2.5	22.5	1.99
3.15	26.6	22.7	2.1	22.2	0.60
3.30	28.7	22.8	2.2	22.2	0.65
3.45	22.2	22.0	2.3	21.7	0.49
4.00	34.5	34.0	3.2	21.4	1.17
4.15	27.4	22.6	2.2	21.2	0.62
4.30	28.3	23.3	2.5	21.8	0.66
4.45	38.6	29.0	2.9	20.8	1.12
5.00	26.7	22.7	2.9	20.5	0.61
5.15	23.5	24.0	2.0	20.4	0.56
5.30	33.5	32.4	2.8	20.3	1.09
5.45	26.6	25.7	2.1	20.3	0.68
6.00	30.5	27.8	2.8	20.2	0.85
6.15	42.5	40.2	3.1	20.3	1.71
6.30	54.7	45.5	3.6	20.3	2.49
6.45	44.7	43.5	2.5	20.5	1.94
7.00	63.3	60.4	4.6	20.8	3.82
7.15	68.8	67.9	4.1	21.9	4.67
7.30	51.2	50.2	3.5	22.7	2.57
7.45	64.9	62.5	4.2	22.8	4.06

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

t (min)	V (v)	I (mA)	V <sub>wind</sub> (m/s)	T (°C)	P (W)
8.00	70.1	67.7	4.7	23.5	4.75
8.15	66.8	65.7	4.2	23.3	4.39
8.30	57.6	55.8	3.6	24.6	3.21
8.45	59.8	60.0	3.9	24.5	3.59
9.00	73.3	71.6	4.7	24.9	5.25
9.15	29.7	19.0	2.2	25.7	0.56
9.30	58.9	54.0	4.3	25.9	3.18
9.45	52.9	50.4	3.9	27.2	2.67
10.00	49.6	51.2	3.6	27.2	2.54
10.15	37.5	39.0	3.3	30.2	1.46
10.30	26.7	25.0	2.9	28.2	0.67
10.45	20.1	19.0	1.6	29.0	0.38
11.00	25.8	18.0	1.8	34.0	0.46
11.15	15.4	11.6	1.3	34.0	0.18
11.30	43.7	42.4	3.1	34.5	1.85
11.45	52.9	50.4	3.9	35.0	2.67
12.00	49.6	51.0	3.6	35.5	2.53
เฉลี่ย	32.9	28.8	2.6	25.0	1.24

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3) พล็อตกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมกับกำลังไฟฟ้าที่วัดได้เพื่อนำมาวิเคราะห์



รูปที่ 4.68 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมกับกำลังไฟฟ้าที่วัดได้บริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี

#### 4.6 การวิเคราะห์ค่าสัมประสิทธิ์กำลังของกังหันลม

กฎของเบ็ตซ์ มาจากการเปลี่ยนพลังงานจลน์ในลมให้เป็นพลังงานกลโดยใช้กังหันลมเป็นตัวช่วย ในการนำมาวิเคราะห์ประสิทธิภาพของกังหันลม ค่าประสิทธิภาพสูงสุดของกังหันลมชนิด 3 ใบพัดมีค่าประมาณ 0.49 คำนวณจากสูตร

$$C_p = \frac{2P}{\rho AV^3} \quad (4.3)$$

เมื่อ  $P$  = กำลังไฟฟ้าที่วัดได้ (W)

$A$  = พื้นที่หน้าตัดของใบพัด ( $m^2$ )

$V$  = ความเร็วลม (m/s)

$\rho$  = ความหนาแน่นของอากาศ ( $kg/m^3$ )

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\text{แทนค่า } C_p = \frac{2 \times 1.24}{1.1 \times 6 \times 0.1 \times 2.6^3}$$

$$C_p = 0.22$$

$$\text{คิดเป็นเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อน} = \frac{0.49 - 0.22}{0.49} \times 100$$

$$= 55 \%$$

เมื่อนำมาวิเคราะห์ค่าประสิทธิภาพของกังหันลมที่วัดได้ปรากฏว่ามีความคลาดเคลื่อนคิดเป็นเปอร์เซ็นต์ เท่ากับ 55 ซึ่งส่วนที่หายไปเกิดจากจำนวนรอบของกังหันที่หมุนได้เท่ากับ 342 rpm เมื่อเทียบกับรอบที่ทำให้เกิดการเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้าของขดลวดในเจนเนอเรเตอร์ที่มีจำนวนรอบอยู่ที่ 1000 รอบ ดังนั้นจึงทำให้ค่าประสิทธิภาพที่วัดได้ของกังหันลมที่สร้างขึ้นมาให้ประสิทธิภาพต่ำ ทั้งนี้รวมไปถึงปัจจัยอื่น ๆ ที่มีส่วนเกี่ยวข้องอีกด้วย



## บทที่ 5

### สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

#### 5.1 สรุปผลการวิจัย

จากแนวคิดที่จะนำพลังงานลมมาใช้ให้เกิดประสิทธิภาพสูงที่สุดจากต้นแบบในหลายงานวิจัยจะเน้นไปด้านการออกแบบใบกังหันให้มีความเหมาะสมกับความเร็วลมและขนาดของตัวเจนเนอเรเตอร์ที่ต้องการใช้งานในแต่ละพื้นที่ที่จะติดตั้งกังหันลมประเด็นของการศึกษานี้เพื่อออกแบบใบพัดให้มีขนาดที่เหมาะสมกับความเร็วลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเล สรุปผลการวิจัยได้ดังนี้

##### 5.1.1 ใบพัด

ใบพัดที่สร้างได้มีขนาดพื้นที่หน้าตัด 0.06 เมตร มีขนาดน้ำหนักของใบพัดทั้ง 3 ใบ อยู่ที่ 360.6 กรัม โดยประมาณมีความยาวแต่ละใบอยู่ที่ 0.6 เมตร ความกว้าง 0.1 เมตร หนา 0.29 เมตร ใบพัดทั้ง 3 ใบ

##### 5.1.2 ขนาดความสูงของเสาและฐาน

ความสูงของเสาและฐานที่ใช้อยู่ที่ขนาด 1.4 เมตร สร้างจากเหล็ก เพื่อให้มีความแข็งแรงทนทาน เหมาะสมสำหรับการรองรับน้ำหนักจากตัวกังหัน โดยทั้งสองส่วนประกอบนี้สามารถถอดแยกชิ้นส่วนออกจากกันได้ เพื่อให้มีความสะดวกต่อการเคลื่อนย้ายและติดตั้งกังหันลม

##### 5.1.3 หางเสือ

ตัวหางเสื่อทำมาจากแผ่นอะคริลิกขนาด 0.4 เมตร หนา 4 มิลลิเมตร มีความยาวรวมอยู่ที่ 0.6 เมตร ตัวก้านทำมาจากอะลูมิเนียมเพื่อให้มีน้ำหนักเบาเหมาะสมสำหรับการหันรับลมที่มาจากทิศทางต่าง ๆ โดยขนาดความยาวของตัวหางเสื่อต้องมีความยาวเท่ากับรัศมีความยาวของใบพัด เพื่อให้เกิดความสมดุลขึ้น

##### 5.1.4 ผลการทดลอง

###### 5.1.4.1 การทดลองวัดค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ได้ (แบบไม่มีตัวต้านทาน)

จากผลการทดลองที่ได้จะเห็นได้ว่าค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด อยู่ที่ความเร็วลมระดับ 1, 2 และ 3 ตามลำดับ โดยที่ระยะทางที่ให้ค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดอยู่ที่ระยะ 0.5 เมตร เมื่อเราวิเคราะห์จากกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมที่วัดได้กับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ระดับความเร็วลมเดียวกันแต่ระยะทางต่างกัน ค่ากำลังไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นตามความเร็วลมที่เพิ่มขึ้น เป็นไปตามทฤษฎี

#### 5.1.4.2 การทดลองวัดค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ได้ (แบบมีตัวต้านทาน 330Ω)

จากผลการทดลองที่ได้จะเห็นได้ว่าค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดอยู่ที่ความเร็วลมระดับ 1, 2 และ 3 ตามลำดับ โดยที่ระยะทางที่ให้ค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดอยู่ที่ระยะ 0.5 เมตร เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่ากระแส แรงดันและกำลังไฟฟ้า (แบบไม่มีตัวต้านทาน) พบว่าเมื่อเราต่อตัวต้านทานแบบอนุกรมให้กับวงจรไฟฟ้าค่าแรงดันที่ได้มีค่าเพิ่มมากขึ้น (จากมิลลิโวลต์เป็นโวลต์) ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่ามากขึ้น เมื่อวิเคราะห์จากกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมที่วัดได้กับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ระดับความเร็วลมเดียวกันแต่ระยะทางต่างกัน ค่ากำลังไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นตามความเร็วลมที่เพิ่มขึ้น ยังคงเป็นไปตามทฤษฎี

5.1.4.3 การทดลองวัดค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ได้ ติดตั้งที่บริเวณชายฝั่งทะเลบางแสน จ.ชลบุรี ระหว่างวันที่ 7 - 8 เมษายน 2560 ตั้งแต่เวลา 12.00 - 12.00 น.

กระแสไฟฟ้าสูงสุดที่วัดได้มีค่าเท่ากับ 71.6 มิลลิแอมแปร์ โวลต์สูงสุดที่วัดได้เท่ากับ 73.3 โวลต์ ทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่กังหันลมทำได้เท่ากับ 5.25 วัตต์ ที่ความเร็วลมสูงสุด 4.7 เมตรต่อวินาที และมีค่าสัมประสิทธิ์อยู่ที่ 0.2 เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับผลการทดลองในห้องทดสอบ ปรากฏว่าค่ากระแส แรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ได้มีค่ามากกว่าเดิมเป็น 3 เท่า ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับปัจจัยประกอบอื่น ๆ

## 5.2 ข้อเสนอแนะ

ทั้งนี้จากการทดลองเป็นการทดลองที่ใช้ลมบริเวณชายฝั่งทะเลในวันที่ 7 เมษายน 2561 เวลา 12.00 นาฬิกา ถึง วันที่ 8 เมษายน 2561 เวลา 12.00 นาฬิกา รวมระยะเวลา 24 ชั่วโมง ผลการทดลองจึงเป็นผลที่ได้ในช่วงระยะวัน เวลา และฤดูกาลดังกล่าว (ความเร็วลมโดยเฉลี่ยของวันที่ 7 อยู่ที่ 4.65 เมตรต่อวินาที ความชื้นอยู่ที่ 7% วันที่ 8 มีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 5.14 เมตรต่อวินาที ความชื้น 6% ความเร็วลมเฉลี่ยที่ได้มาจากรมอุตุวิทยา) ทำให้การใช้งานจริงในวันเวลาที่ต่างกันได้ผลที่ไม่แน่นอนดังที่ทดลองมา จากการทดลองได้ทดลองโดยใช้กังหันลมที่มีความสูง 2 เมตร ซึ่งถ้าให้ความสูงของกังหันลมมีความสูงมากกว่านี้ อาจทำให้ผลการทดลองมีการเปลี่ยนแปลงไปได้ ในการวัดทิศทางลมก็อาจเป็นเหตุผลหนึ่งที่ทำให้กังหันลมมีค่าสัมประสิทธิ์น้อย นอกจากนี้อาจจะเป็นเรื่องของความเร็วรอบในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีรอบที่สูงเกินกำลังรอบที่กังหันผลิตได้จริงก็เป็นอีกปัจจัยที่ทำให้ค่าประสิทธิภาพกำลังการผลิตของกังหันลมลดลง รวมไปถึงวงจรที่นำมาใช้กับตัวกังหันลมควรเลือกปรับค่ากระแส แรงดัน ที่ออกมาให้คงที่มากที่สุด เพื่อให้เกิดการสูญเสียพลังงานน้อยที่สุด ทั้งนี้ผลการทดลองทั้งหมดจะเปลี่ยนค่าไปตามตัวแปรต้นต่าง ๆ ที่กำหนด และสามารถต่อยอดโครงการพิเศษนี้ได้ เพื่อพัฒนากังหันลมให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

## เอกสารอ้างอิง

- AFFIONS. ชนิดกังหันลม.[Online].Available:<http://easywindturbine.blogspot.com/p/2-1.html> เข้าเมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2560.
- Frest Jump. กังหันลม “เรืออากาศ” (ที่ไม่มีในกังหันลมทั่วไป).[Online].Available: [http://kanghanthai.blogspot.com/2013/09/blog-post\\_8557.html](http://kanghanthai.blogspot.com/2013/09/blog-post_8557.html) เข้าเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2560.
- Ienergyguru. พลังงานลมกับอากาศพลศาสตร์ (Aerodynamics). [Online].Available: <https://ienergyguru.com/2015/07/> เข้าเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2560.
- Technology.การคำนวณPowerCalcujaion.[Online].Available. <https://technology.thaiza.com/> เข้าเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2560.
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล. การวิจัย พัฒนา สาธิตต้นแบบเทคโนโลยีกังหันลมความเร็วต่ำ [Online].Available:[digi.library.tu.ac.th/research\\_paper/057/02chapter1.pdf](http://digi.library.tu.ac.th/research_paper/057/02chapter1.pdf) หน้า 2-1 – 2-8. เข้าเมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2560.
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล. การวิจัย พัฒนา สาธิตต้นแบบเทคโนโลยีกังหันลมความเร็วต่ำ. [Online].Available:[digi.library.tu.ac.th/research\\_paper/057/02chapter1.pdf](http://digi.library.tu.ac.th/research_paper/057/02chapter1.pdf) หน้า 2-1 – 2-8. เข้าเมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2560.
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตประเทศไทย. เทคโนโลยีกังหันลม. [Online].Available: [http://www3.egat.co.th/re/egat\\_wind/wind\\_technology.htm](http://www3.egat.co.th/re/egat_wind/wind_technology.htm) เข้าเมื่อวันที่ 13 ตุลาคม 2560.
- จอมภพ แววศักดิ์. เทคโนโลยีกังหันลม. พิมพ์ครั้งที่ 1.พ.ศ. 2558.
- เดชกร ศิริรัตน์. ประเภทกังหันลม. [Online].Available: <https://sites.google.com/site/science01prahareutai/gradelevel/eportfolio/math> เข้าเมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2560.
- มหาลัษมมหาสารคราม. กังหันลม : ประวัติพลังงานลม. [Online].Available: [http://newtonlow.blogspot.com/2011/09/blog-post\\_03.html](http://newtonlow.blogspot.com/2011/09/blog-post_03.html) เข้าเมื่อวันที่ 13 ตุลาคม 2560.
- วสันต์ จันทร์หยวก. เทคนิคการใช้งานวิเคราะห์การไหลด้วย SOLIDWORKS Flow Simulation. พิมพ์ครั้งที่ 1. ธันวาคม 2559.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



## ภาคผนวก

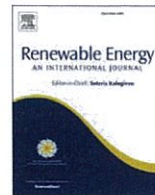
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



Contents lists ScienceDirect

Renewable Energy

journal www.elsevier.com/locate/re



## Experimental study of turbulence intensity influence on wind turbine performance and wake recovery in a low-speed wind tunnel



Miguel Talavera, Fangjun Shu\*

Department of Mechanical and Aerospace Engineering, New Mexico State University, Las Cruces, NM, 88003-8001, USA

### article info

#### Article history:

Received 2 February 2016

Received in revised form

7 February 2017

Accepted 12 March 2017 Available

online 18 March 2017

#### Keywords:

Active grid system

Wind turbine

Power coefficient

Atmospheric boundary layer

Wake recovery

Particle image velocimetry

### abstract

Regarding the issue of the unmatched Reynolds number for down-scaled wind turbine tests, an experimental study of a single model wind turbine and an array with two turbines was performed under laminar and turbulent inflow conditions. Turbulent inflow was created using an active grid system installed between the contraction and test-section of the wind tunnel; the maximum turbulence intensity can reach 20%. Velocity fields upstream and in the wake of the turbine were measured using a 2DPIV system. In the experiments with a single turbine, it was found that the power coefficient was strongly dependent on the inflow turbulence intensity, because turbulence influenced the flow separation in the suction side of the wind turbine blade. This was confirmed by PIV results taken under laminar and turbulent inflow conditions. For the wind turbine array case, the efficiency of both turbines was highly related to the turbulence intensity in the inflow. Furthermore, inflow turbulence intensity also influenced the wake recovery. The power coefficient of the wind turbines was similar to design value under controlled inflow turbulence. In conclusion, despite the unmatched Reynolds number, a realistic flow similar to the field can be reached using turbulent inflow created by an active grid system.

© 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

### Introduction

Interest in large wind turbines increased with the oil crisis in the 1970s. Wind energy, as a clean and renewable energy source, is cost competitive even though it requires a large initial investment that does not necessarily pay off quickly. By the 1980s wind farms were built in countrysides all over the world. Wind energy infrastructure and production have been growing rapidly over the last few decades as wind energy has become one of the most profitable sources of renewable energy. Leading users of wind energy include Germany, the United States, Denmark, and Spain. India and China are the up-and-coming users of wind power. Wind energy is expected to play a major role in the future renewable energy portfolio. Despite the widespread use, there is still room for improvement in areas such as turbine

efficiency, noise attenuation, and maximized output of wind farms.

These topics have attracted a lot of research in the field. Many of these investigations require experimental data in the field. However, it is very challenging to acquire experimental data from a full

scale wind turbine in the field due to lack of controllability. Field tests are also expensive, especially when the turbine is still in the design stage. CFD simulations are challenging as a result of the characteristics of the wind [1] and turbulence modeling. In such situations, down-scaled wind turbine models tested in wind tunnels are usually

\* Corresponding author.

E-mail address: shu@nmsu.edu (F. Shu).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.034>

0960-1481/© 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

preferred. However, using down-scaled turbines generates a big problem: an unmatched Reynolds number [2].

As mentioned by Giacomo [3], the use of down-scaled models represents a limitation due to discrepancies with respect to real wind turbine flows. Wind turbines in the field have a Reynolds number in the order of  $10^6$ – $10^7$ . The Reynolds number in wind tunnel tests are usually in the order of  $10^4$ – $10^5$ . This is due to down-scaled models and it creates differences in the boundary layer flows over the suction side of the blades and generates laminar separation on the blades ([2,4]). Boundary layer separation leads to a loss in aerodynamic lift, which results in a decrease in turbine performance [2]. For instance, Alfredsson [5] reported a lower power coefficient for down-scaled wind turbine models. For wind turbines in array, a wind turbine operating in the wake of another turbine of the same model, the reduction in the maximum power coefficient of the downstream turbine is strongly dependent on the turbulence intensity, distance between the turbines, and the tip speed ratio of the upstream turbine ([6e8]). In addition, at a given distance, the amount of area overlap between the upstream and downstream turbine will also affect the performance of the downstream turbine ([9e11]). Also, the minimum  $C_p$  of the downstream turbine is obtained when the upstream turbine is operating at its peak efficiency, due to lower kinetic energy in the wake of the upstream turbine [6].

Scientists proposed modifications in the turbulence characteristics of the inflow to address the unmatched Reynolds number issue in wind tunnel testing. To accomplish this, an active grid turbulence generator can be used to make the inflow turbulent [13]. An active grid system was first introduced by Makita and Sassa [14]. It was compounded by several rotatable shafts with surmounted vanes that can be driven via stepper or servo motors. It was able to induce strong, homogeneous, and quasi-isotropic turbulence with a high turbulence intensity in a laboratory wind tunnel. The resultant turbulence had an intensity of more than 30% downstream of the generator. A similar turbulence intensity is observed in field tests [3]. Use of turbulent inflow not only suppresses the flow separation around the blade, but also resembles the flow characteristics in the real atmospheric boundary layer ([13,15]), which is very

close to the Earth's surface, and is directly affected by the frictional and viscous effects of the ground. Also, the mechanical and electrical performances of wind turbines are highly affected by wind characteristics. Environmental parameters have a massive effect on the generated power [16]. In this manner, Adaramola, and Krogstad [6] discovered the importance of the turbulent mixing mechanism in the wake of the upstream turbine in order to increase the rate of wake recovery. So an atmospheric boundary layer was generated in a laboratory wind tunnel by regulating parameters of a turbulent shear flow generator [17] using the active grid system. In this study, the influence of turbulence intensity on model wind turbine performance and wake recovery was investigated. Velocity fields upstream, downstream and around the turbine blades were measured using 2D PIV. Turbine power efficiency and velocity recovery in the wake were quantitatively measured and discussed.

## Methods

### Wind tunnel

The experiments were performed in a low-speed wind tunnel, which has an intake section of 4 m by 4 m, and a testing section of 1.2 m (W) x 1.2 m (H) x 14.6 m (L); speeds in the test section can reach up to 35 m/s (see Fig. 1). Wind turbines were installed immediately downstream of the contraction for laminar flow cases, where the turbulence intensity was less than 0.5%. For turbulent flow cases, an active grid system was used to generate turbulent inflow and wind turbines were installed in the last test section, which was approximately 13 m from the contraction.

### Active grid system

The active grid system (AGS), first introduced by Makita and Sassa [14], is capable of generating turbulent flow with high turbulence intensity in relatively small facilities. The AGS was installed in the wind tunnel between the contraction and the test section. It had 6 vertical and 6 horizontal shafts mounted with flaps as shown in Fig. 2; all the shafts were driven by program stepper motors. A

Matlab program was developed to control the motors.

To generate uniform turbulent flow, the motors were programmed to vibrate the flaps while they were parallel to the flow. In order to create the desired turbulent boundary layer velocity profile, the first three horizontal shafts were set at 18, 36, and 54, respectively, as shown in Fig. 3 from a side view perpendicular to



Fig. 1. The low speed wind tunnel used in the study.

the flow. The vertical shafts were at 90, so that the flaps were parallel to the flow. Hence, the flow was slower at the bottom giving a specific boundary layer at the testing section. The detailed velocity profile is presented in 2.4.2.

#### Wind turbine set up

The down-scaled two-blade wind turbine model used in this experiment was designed using blade element momentum (BEM) theory; it had a diameter of 203 mm (8 inches). Each turbine was mounted on a 480 DD motor of 8.4 volts utilized as a generator. The experiments were conducted using either a single turbine or two turbines aligned with the flow, as shown in Fig. 4. The purpose for using two turbines was to investigate

the wake recovery and its influence on the performance of the downstream turbine.

For the laminar inflow case, wind turbines were installed immediately downstream the wind tunnel contraction with the active grid system removed. In this section, the flow was uniform and had a low turbulence intensity. On the other hand, for the turbulent cases, the wind turbines were installed in the last section of the wind tunnel, approximately 13 m away from the AGS to allow big flow structures generated by the AGS to dissipate. A turbulent velocity profile was generated to mimic the atmospheric boundary layer.

#### Incoming flow conditions

##### Uniform incoming flow

For the laminar inflow case, a uniform velocity of 15 m/s was used, and the turbulence intensity was less than 0.5%. For turbulent inflow cases, two turbulence intensities, 8% and 3%, were used. The incoming velocity was 13 m/s, and 13.8 m/s for the high and low turbulence intensity inflow cases, respectively.

##### Velocity profile to mimic atmospheric boundary layer

It is important to know how a turbine interacts with the atmospheric boundary layer (ABL) ([13,15]). Mechanical and electrical performances of wind turbines are highly affected by wind characteristics [16]. These effects need to be considered during the analysis of wind turbine performance. According to Anderson [18], the ABL thickness at sea level is around 300 m; that means all the wind turbines are influenced by the ABL. By programming the AGS, a turbulent boundary layer flow was generated to mimic the ABL. In

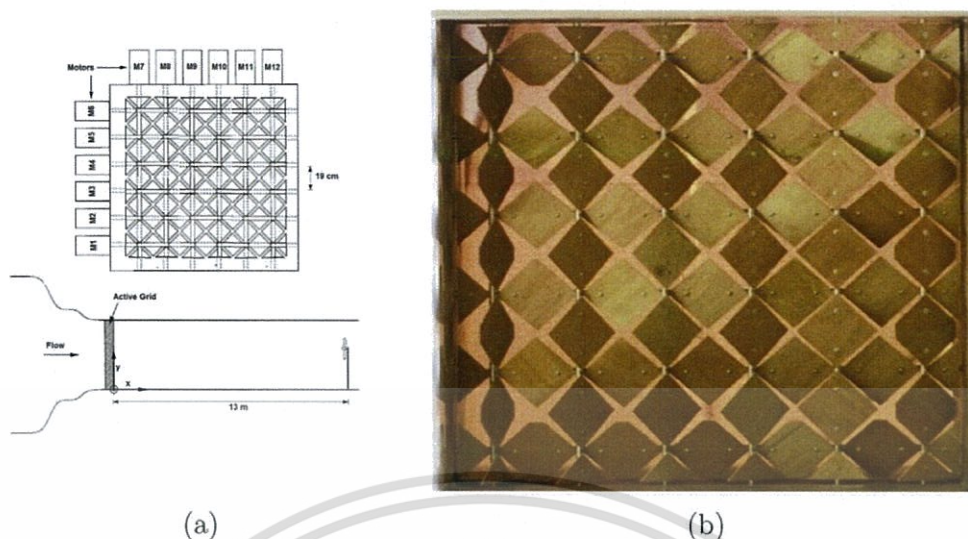
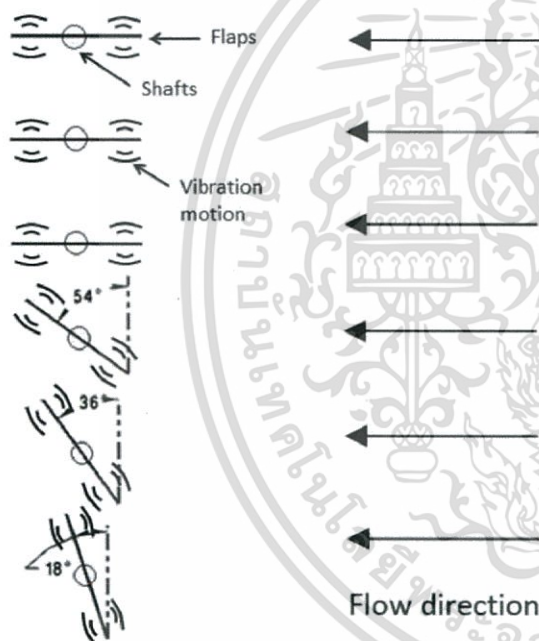


Fig. 2. Active Grid System. (a) Schematic of the AGS installed in the low-speed wind tunnel, (b) photograph of the installed AGS.



Measurement set up  
 Power coefficient measurements  
 The power generation was measured as a product of the shaft torque and turbine angular speed. In this way the total harvested power was measured accurately and power losses due to mechanical friction as well as the generator's internal resistance were accounted for. These measurements were conducted to study the wind turbine's efficiency with respect to tip speed ratio ( $\lambda$ ) and to evaluate the similarity of wind turbine performances in the lab and in the field. A torque sensor (NANO 7 IP68, ATI Industrial Automation) adapted to the wind turbine, see Fig. 6(a), was used to measure the torque and consequently the power coefficient of the wind turbine. In this Study, the turbine speed (RPM) was controlled by using an adjustable load resistor connected to the

generator as suggested by Hiraharaa [20]. Using a photoelectric laser sensor (42EF Laser Sight) and a diode laser beam passing through the wind turbine, a signal was created every time one of the blades cut through the laser beam while the wind turbine was spinning, as shown in Fig. 6(b). This signal was monitored and processed by an oscilloscope to calculate the angular speed of the wind turbine.

PIV set up

Fig. 3. Active grid system setup to mimic the atmospheric boundary layer. The first

three rows of flaps were angled at 18, 36, and 54 respectively.

A 2D particle image velocimetry (PIV) system was used to obtain the velocity fields upstream, downstream and around the turbine blade. This system was composed of a Quantel dual-cavity Nd-YAG laser (EverGreen, 200 mJ/pulse, 532 nm wavelength); a high this experiment, a turbulent boundary layer was scaled down to a sensitivity CCD camera (Sensicam QE, PCO images, Germany); a

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

boundary layer thickness of approximately 0.6 m, see Fig. 5, a computer to acquire particle images and process the data, and a camera, the laser, and the velocity timing box (IDT, Inc.) to synchronize the profile is also shown in the same figure. This thickness was considerably larger than the fully developed boundary layer spherical lens (1000 mm focal length) and a cylindrical lens (25.4 mm focal length). A mirror inclined at 45° was used to direct the laser sheet to the region of interest. In all PIV measurements, the time intervals between the two laser pulses were adjusted so that the maximum displacement was close to but less than 6 pixels.

17.4% at the center of the turbine. This boundary layer was only

used for the measurement of turbulence intensity influence to

wind turbine array. The flow was seeded with olive oil droplets generated using Laskin nozzles. The droplets were estimated to be approximately

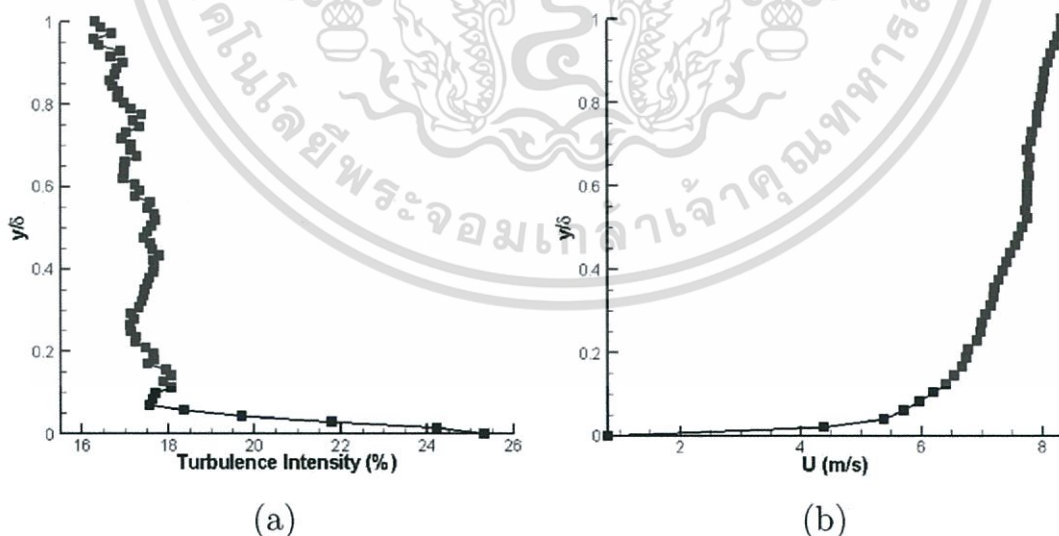
1.2 mm in diameter. 1000 pairs of images were

acquired at each region of interest to achieve

statistical convergence.

When measuring flow separation in the suction side of the

Fig. 4. Wind turbines in array at a distance of 10 diameters.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

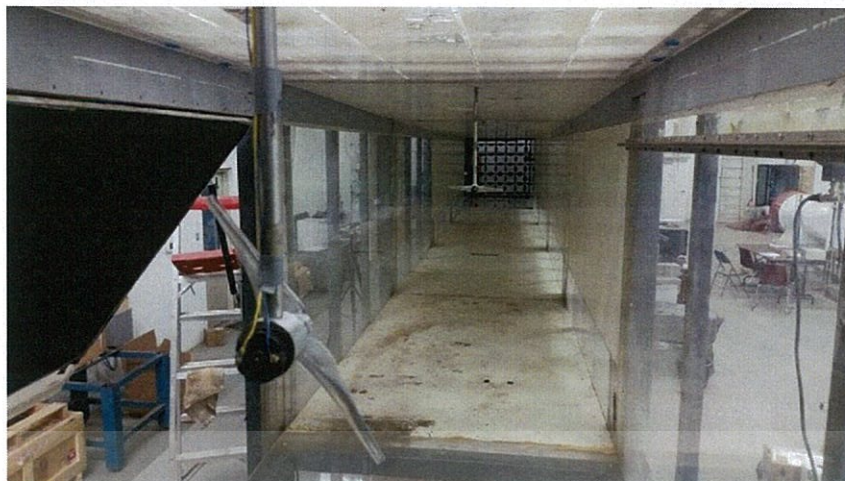


Fig. 5. Turbulent incoming flow generated with the AGS to simulate the ABL. Turbulence intensity (a) and velocity profile (b) are shown with respect to vertical locations.

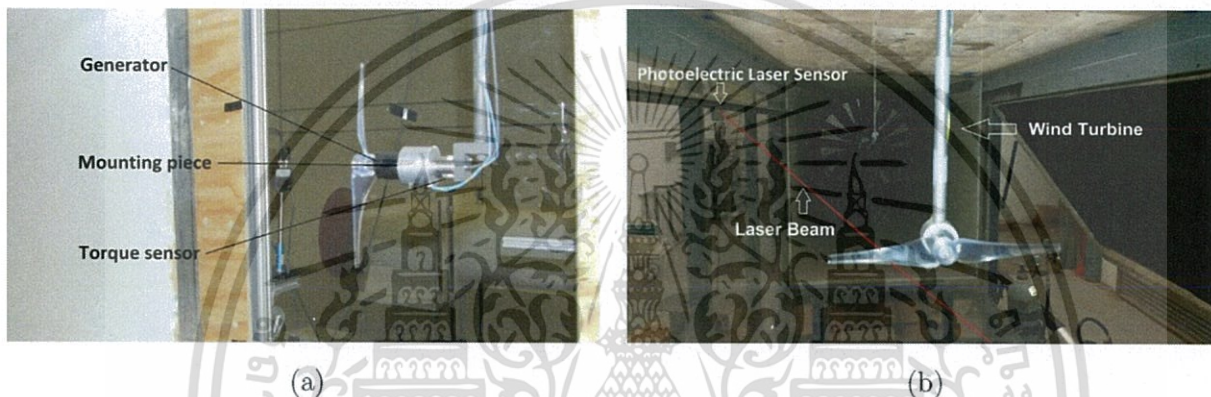


Fig. 6. (a) Torque sensor mounted onto the wind turbine for purpose of harvested power measurement, (b) Set up for measuring wind turbine angular speed.

blade, the laser sheet cuts through the cross-section of the blade beam passing through the wind turbine, a pulse signal was created while the wind turbine was spinning, as shown in Fig. 7. Using the every time one of the blades touched the laser beam. This signal previously mentioned photoelectric laser sensor and a diode laser was divided by a signal processor (Arduino uno) to reduce the

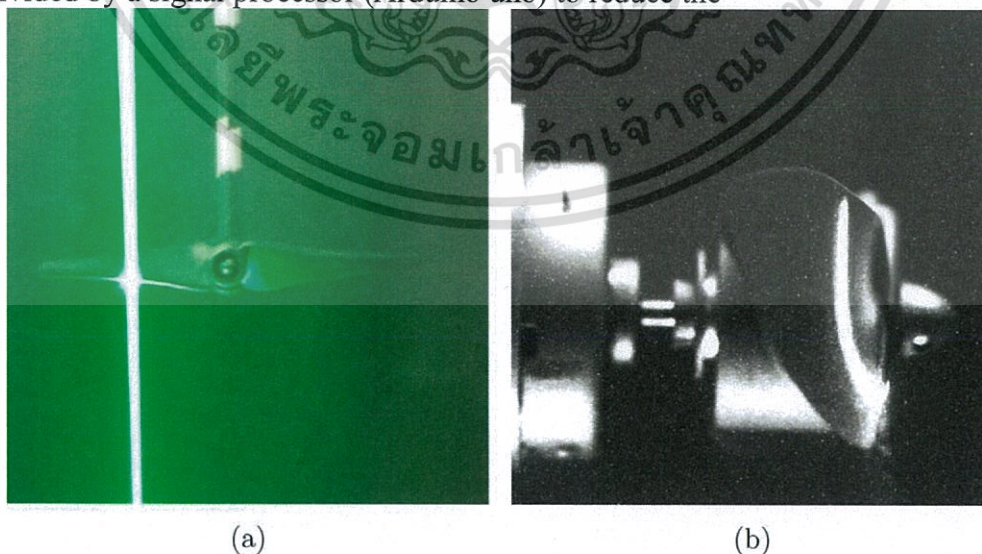


Fig. 7. PIV setup to measure flow separation on the suction side of wind turbine blade (a) front view shows the laser sheet cutting through a turbine blade, (b) an example of particle image, notice the boundary glare in the suction side of the blade.

frequency to a few Hertz to trigger the PIV system. 1000 particle image pairs were acquired with the blade located at the same angular position.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าวิจัยเท่านั้น ไม่สามารถนำออกเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

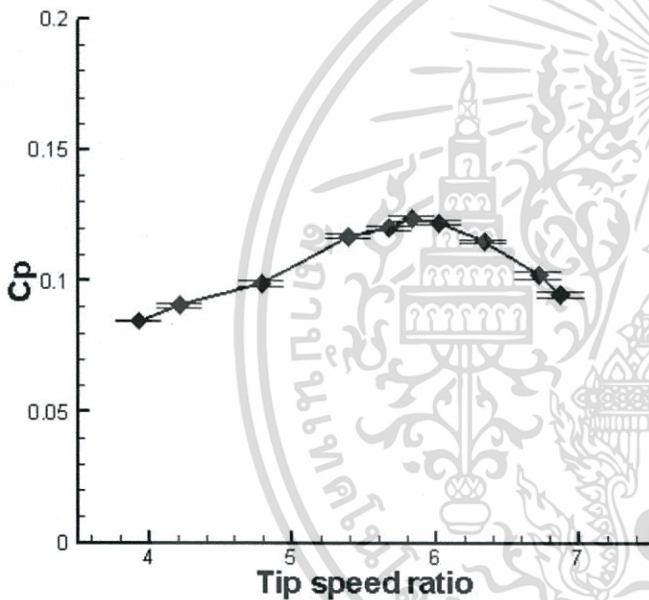
PIVPROC software (Provided by NASA) was used to process the particle images and acquire the velocity data. Fast Fourier Transform (FFT) based cross-correlation method was used to calculate the velocity. For the flow separation measurement, the interrogation was 16 32 pixels with 50% overlap. The background image was subtracted from the particle images to minimize the effect of boundary glare. Interrogation windows were 32 32 pixels for the rest of experiments.

Experimental procedure

The power coefficient of a downscaled wind turbine was first measured under laminar flow; the results showed that the coefficient was much lower than expected. According to Macgranahan [4], and Ronit [2] this problem was due to the laminar separation on the suction side of the wind turbine blades. To solve this problem, the AGS was used to induce turbulent incoming flow. Power coefficient was then measured under turbulent inflow conditions. In order to understand the influence of flow turbulence to the

Experimental uncertainty

The overall uncertainty for mean velocity is less than 1.9% with



95% confidence level. The uncertainty of the turbulence intensity is 4.5% of the maximum turbulence intensity with 95% confidence level. The uncertainty for power coefficient measurement is 2.7% with 95% confidence level.

Fig. 8.  $C_p$  of a single turbine vs. tip speed ratio under laminar inflow.

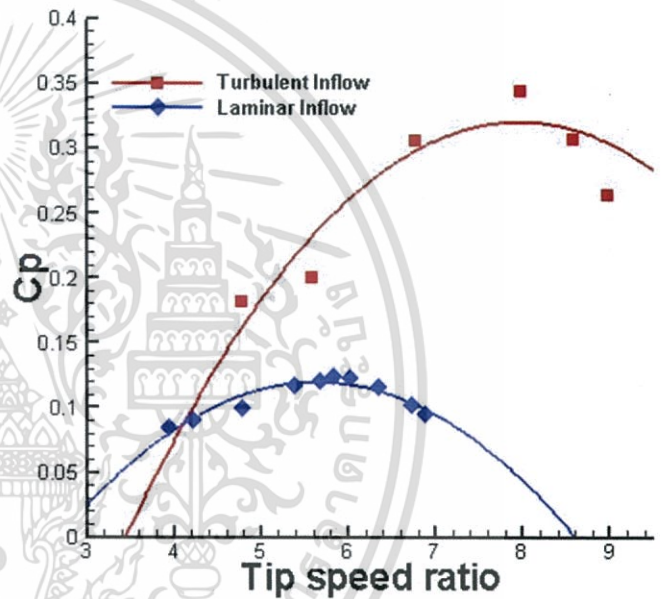


Fig. 9.  $C_p$  vs. tip speed ratio for laminar and turbulent case for a single turbine.

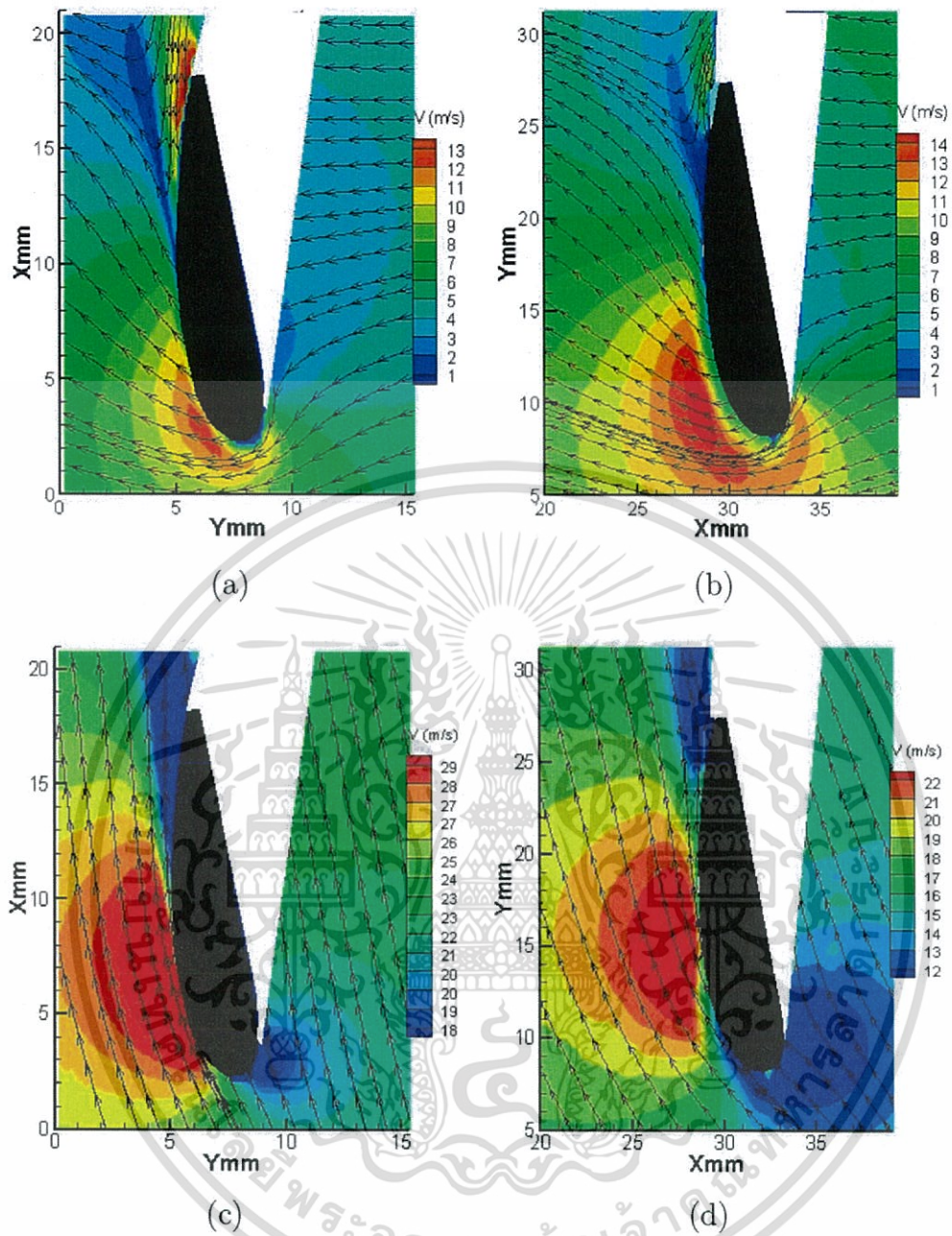


Fig. 10. Flow separation around the wind turbine blade. (a) and (b) represented the absolute velocity field under laminar and turbulent inflow cases, respectively. (c) and (d) represent the velocity field relative to the blade for laminar and turbulent inflow cases. The tip speed ratios were 5.4 for both cases.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

boundary layer separation, PIV measurements were conducted around the blade.

Turbulence influence on wind turbine array was also investigated. PIV measurements were conducted to

Reynolds number problem. An AGS was utilized to create turbulent inflow simulating the ABL since wind turbines in the field work under the turbulent

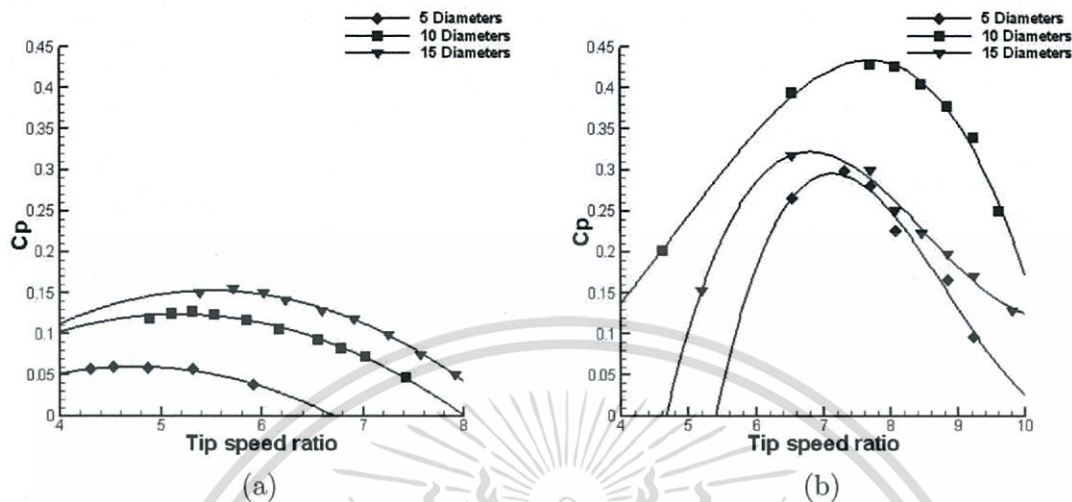


Fig. 11. Downstream wind turbine coefficient of power versus tip speed ratio relationship for 5 diameters, 10 diameters, 15 diameters under a) laminar flow, and b) turbulent flow.

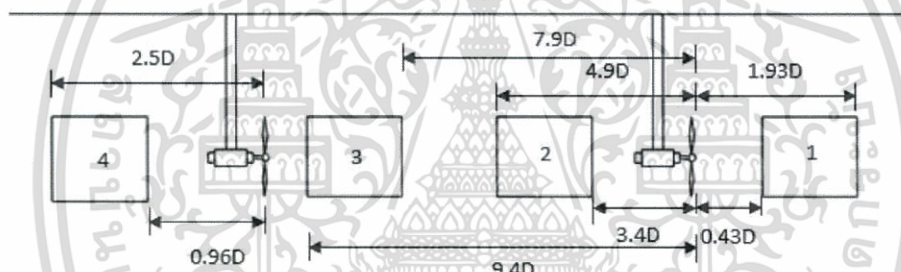


Fig. 12. Wind turbine array and PIV measurement regions.

evaluate the wake recovery under different turbulence intensities. In all of the studies, wind turbine's power coefficient was measured and analyzed.

ABL.

### Influence of inflow turbulence intensity to a single turbine

## Results and discussions

### Single turbine performance with laminar inflow

The  $C_p$  vs. tip speed ratio (TSR) curve for a single wind turbine under laminar flow was acquired. The results, Fig. 8, show that the  $C_p$  was unreasonably low compared to the field results ([3,12,7,11]) where even values of  $C_p \approx 0.5$  can be reached for modern wind turbines [21]. This huge discrepancy was due to unmatched Reynolds number, which governs the turbulence characteristics of the flow. In this study it was found that the turbulence intensity is critical in wind turbine performance. The goal of this study was to find a method to address the unmatched

Considering the fact that wind turbines in the field are operated in the turbulent atmospheric boundary layer, the use of turbulent inflow is more realistic compared to laminar flow. Turbulent inflow, with a turbulence intensity of approximately 17.4%, was used when measuring the power coefficient. In Fig. 9,  $C_p$  as a function of TSP, 1, was presented for the turbulent inflow condition and compared to the laminar flow case. The maximum  $C_p$  in the turbulent inflow case was 35%, which was three times greater than the laminar flow case and was a realistic number for two-blade turbines. It was hypothesized that the wind turbine performance decrement under laminar inflow was caused by the flow separation on the suction side of the wind turbine blades. To verify this hypothesis,

PIV measurements were performed near the blade surface to study the boundary layer for both laminar and turbulent inflow cases. The same inflow characteristics as the previous experiment were used. Using a trigger signal, in each experiment, 1000 particle image pairs were acquired near the blade surface; an example particle image was shown in Fig. 7. The experiments were performed using a single wind turbine at a tip speed ratio of approximately 5.4 for both laminar and turbulent inflow cases.

Fig. 10 (a) and (b) represented the mean velocity around the turbine blade under laminar and turbulent inflow conditions, respectively. It was difficult to determine the separation point from the absolute velocity field while the wind turbine was rotating. Subtracting the mean velocity field by the rotational speed of the blade ( $\omega r$ ) at this location, the velocity field relative to the blade was calculated and plotted in Fig. 10 (c) and (d). It was found that the flow separation on the suction side was indeed related to the inflow turbulence intensity. A longer flow separation region, which spans approximately 50% of the chord, was found for the laminar inflow case. While for the turbulent inflow case, the separation region was much shorter. These results confirmed that the flow separation in the laminar flow case was the major reason for the exceptionally low power coefficient.

#### Influence of turbulence intensity to wind turbine array

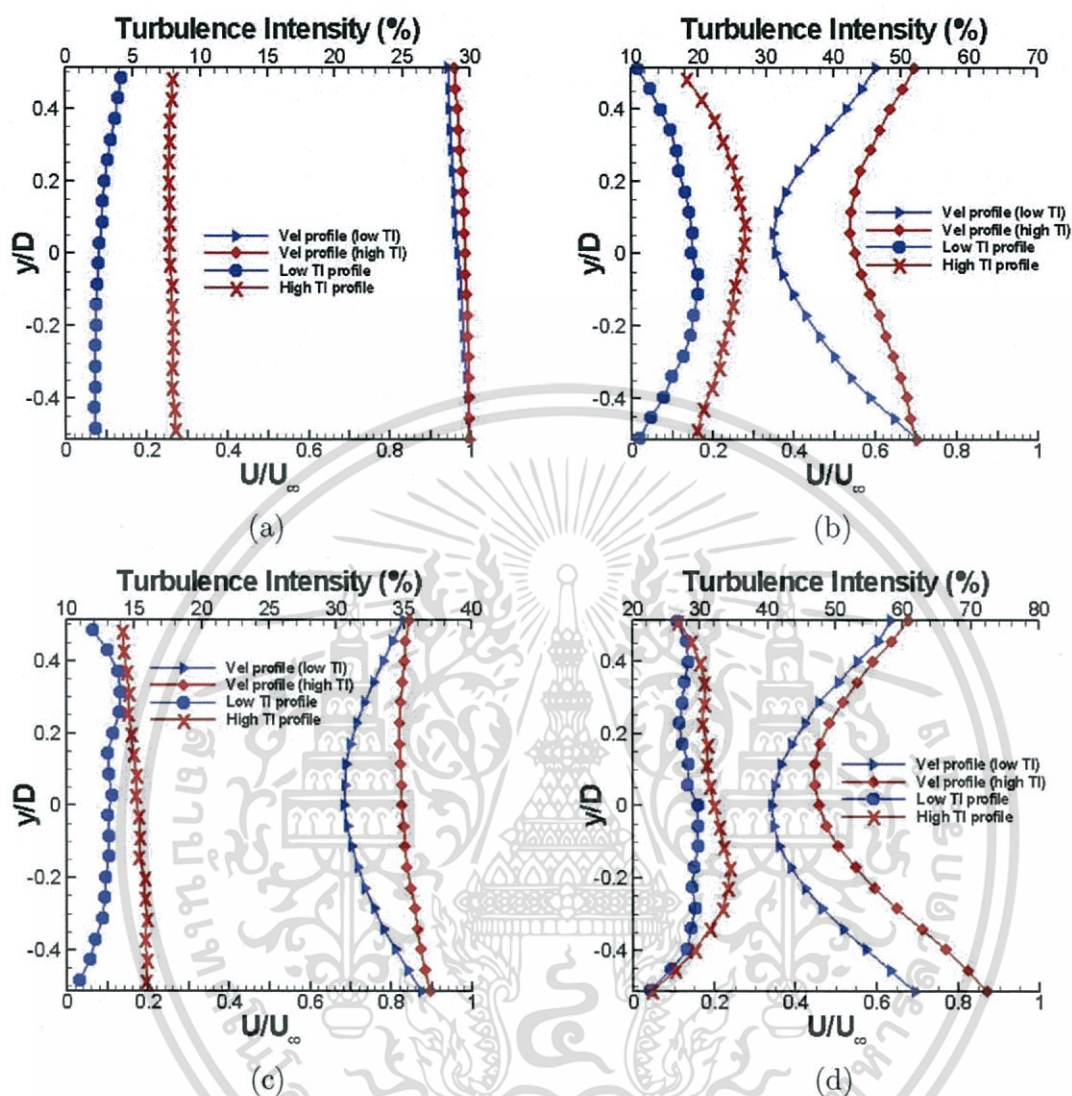
To maximize the efficiency of a wind farm, locations of wind turbines in the farm need to be carefully arranged. The optimal arrangement can be acquired using CFD ([1,16,22]), or by doing experimental simulations in the wind tunnel ([6,8,15]). In wind tunnel simulations, because a single wind turbine's performance is greatly influenced by the inflow turbulence intensity, it is reasonable to believe that turbulence intensity also influences the overall performance of the wind turbine array.

In this study, the influence of inflow turbulence to the performance of an array with two wind turbines was investigated. One wind turbine was in the wake of another with at an adjustable distance between them. Using the torque sensor mentioned above, the total power harvested from the flow was measured. A constant inflow velocity,  $V^\infty = 15 \text{ m/s}$ , was used

for the laminar inflow case. For the turbulent inflow case, the ABL velocity profile introduced in 2.4.2 was used. At the height of the wind turbine center, the velocity was  $8.3 \text{ m/s}$  and the turbulence intensity was 17%. Two variables were controlled in the experiment: the tip speed ratio ( $\lambda$ ) and the distance between the two turbines, e.g. 5, 10 and 15 diameters (for both laminar and turbulent cases).

The power coefficient of the downstream turbine was measured at 3 different distances from the first turbine under both laminar and turbulent inflow conditions to study the influence of the distance between the two turbines. In Fig. 11, power coefficients for the downstream wind turbine are shown for laminar and turbulent flow, using 5, 10 and 15 diameters between the two turbines. The

Fig. 13. Normalized velocity profile at various  $x=D$  locations: (a) Section 1 ( $x=D \times 0.93$  from first turbine), (d) Section 4. ( $x=D \times 1.46$  from second turbine)



because the turbulence intensity decreased with distance due to dissipation. Details will be provided

upstream wind turbine tip speed ratio was set at 6.78 for turbulent flow, and 5.6 for laminar flow.

A great improvement in efficiency was observed for turbulent inflow cases. For the 5 diameters case, the maximum efficiency for turbulent inflow was 5 times higher than laminar inflow case. For 10 and 15 diameters it was 3.3 and 2 times higher respectively. The maximum efficiencies reached for the downstream turbine for the turbulent inflow were 32%, 43%, and 30% for 15D, 10D, and 5D, respectively. It was apparent that the change in the maximum power coefficient of the downstream turbine was strongly dependent on the distance between the turbines. It was surprising to find that the maximum power coefficient for the 10D case was even greater than the 15D case. This was mainly

in 3.4.

The efficiency of the downstream turbine was much higher in the turbulent inflow case because of two main reasons. First, wind turbines have greater efficiency under turbulent inflow due to suppressed flow separation in the suction side of the blade, which has been discussed in the previous subsection. Another reason is that the wake recovers faster for turbulent shear flow compared to laminar shear flow. Adaramola and Krogstad [7] discovered the importance of the turbulent mixing mechanism in the wake of the upstream turbine in order to increase the rate of wake recovery.

For a better understanding of wake recovery under turbulent conditions, PIV measurements were taken upstream and in the wake of the wind turbines. Only the results for the 10 diameter cases were presented for brevity purposes. Four sections in the center plan of the two turbines were measured with the 2D PIV system, for each section 1000 pairs of particle images were acquired to achieve statistical convergence. The locations of the four sections were shown in Fig. 12. These locations were chosen to study the flow recovery downstream the first turbine.

To investigate the influence of turbulence intensity, the PIV measurements were performed using a high turbulence intensity (8%) and a low turbulence intensity (3%). For both cases, the inflow had approximately uniform velocity as shown in Fig. 13(a).

In Fig. 13, the velocity and turbulence intensity profiles in the four sections were presented. These velocity magnitudes were normalized using the free stream velocity measured at section 1. For the high and low turbulence intensity cases the maximum free stream velocity was 13 m/s and 13.8 m/s respectively. As shown in Fig. 13(a), the velocity was approximately constant upstream the first turbine ( $x=D/40:93$  from first turbine, negative sign means upstream). In section 2, the turbulence intensities were elevated for both initial conditions after flow passed through the turbine (Fig. 13(b)). In section 3, the turbulence intensities decreased due to dissipation (Fig. 13(c)). When comparing the velocity profile in sections 2 and 3, it was clear that the flow recovered much faster for the higher turbulence intensity case (Fig. 13(b) and (c)). With incoming turbulence intensity of 8%, flow in the wake of the upstream turbine almost fully recovered after 8.4 diameters. Results in section 4 indicated that the turbulence intensity and the velocity profile were similar for both cases as shown in Fig. 13(d). This was because the high turbulence intensity helped the wake to recover faster for both cases. Hence, the turbulence intensity of the inflow (initial turbulence intensity) does not affect the flow downstream the second turbine as greatly as it does for the flow downstream of the first turbine. From Fig. 13(b) and (c), a significant decrement of the turbulence intensity between these two locations for the high turbulence intensity incoming flow case was noticed. This decrement was due to turbulence dissipation and was the reason for the decreased power coefficient of the downstream turbine located at 15D (Section 3.3). The downstream turbine located at 10D had the best efficiency because at this location, the velocity was well recovered with a relatively high turbulence intensity. This reduction of power coefficient at 15D was not observed for the laminar incoming flow case, because the velocity was still under recovery.

## Conclusions

An experimental investigation was performed in order to find a solution regarding the issue of unmatched Reynolds numbers for downscaled wind turbine tests in wind tunnels. An unmatched Reynolds number influences the boundary layer characteristics around the turbine blades, and thus affects the turbine performance. An active grid system was used to prompt or initiate turbulent flow and minimize the impact of the unmatched Reynolds number. The active grid system worked efficiently in simulating an atmospheric flow environment and creating a wind turbine efficiency similar to realistic values. This was done by introducing turbulent inflow to suppress boundary layer separation on the suction side of the blade. PIV results confirmed an increase of flow separation when the inflow was laminar.

Another test was performed using a wind turbine operating in the wake of another turbine under laminar and turbulent inflow at various separation distances to investigate the turbulence influence on wake recovery. In this study, turbulent inflow was generated using the same active grid system. It was found that the efficiency of both turbines was highly dependent on inflow turbulence intensity. PIV measurements were taken in the wake of both wind turbines. It was concluded that the flow recovery in the wake downstream of the first wind turbine highly depends on the turbulence intensity in the inflow. For a higher turbulence intensity, a

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

faster recovery was detected. It was also found that the flow downstream of the second turbine was less dependent of the initial turbulence intensity. At this section, the flow had a high turbulence intensity introduced by the obstruction of the turbines, therefore, the initial turbulence intensity was not very important. In conclusion, when testing wind turbines in a wind tunnel, the turbulence intensity of the inflow should be carefully controlled to counteract the influence of unmatched Reynolds numbers. Use of an AGS could be an effective way to generate controllable turbulence intensity and get realistic wind turbine test results in wind tunnels.

## Acknowledgements

This work was funded in part by Los Alamos National Laboratory (LANL) through LDRD-DR project: "Intelligent Wind Turbines". The authors also want to acknowledge NASA Glenn Research Center for providing PIVPROC software.

## References

- [1] R. Lanzafame, S. Mauro, M. Messina. Wind turbine CFD modeling using a correlation-based transitional model. *Renew. Energy* 52 (2013) 31e39.
- [2] K. Singh Ronit, M. Rafiuddin Ahmed. Blade design and performance testing of a small wind turbine rotor for low wind speed applications. *Renew. Energy* (2013) 50, 812-819.
- [3] Giacomo Valerio Iungo, Yu-Ting Wu, Fernando Porte. Field measurements of wind turbine wakes with lidars. *J. Atmos. Ocean. Technol.* 30 (2012) 275e277.
- [4] B.D. McGranahan, M.S. Selig. Wind Tunnel Aerodynamic Tests of Six Airfoils for Use on Small Wind Turbines. National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2004.
- [5] P.H. Alfredsson, F.H. Bark, J.A. Dahlberg. Some properties of the wake behind horizontal axis wind turbines, in: *Third Int. Symp on Wind Energy Systems*. BHRA Fluid Engineering, Lyngby, Denmark, 1980, pp. 469e484.
- [6] Adaramola, Krogstad. Experimental investigation of wake effects on wind turbine performance. *Renew. Energy* 36 (2011) 2078e2086.
- [7] Souma Chowdhury, Jie Zhang, Achille Messac, Luciano Castillo. Optimizing the arrangement and the selection of turbines for wind farms subject to varying wind conditions. *Renew. Energy* 52 (2013) 273e282.
- [8] T. Meada, T. Yokota, Y. Shimizu, K. Adachi. Wind tunnel study of the interaction between two horizontal axis wind turbines. *Wind Eng.* (2004) 28e197.
- [9] D. Medici, P.H. Alfredsson. Measurements on a wind turbine wake: 3D effects and bluff body vortex shedding. *Wind Energy* 9 (2006) 219e236.
- [10] M.A. Kotb, H.A. Soliman. Performance of a staggered multi-rotor horizontal axis wind turbine system. *Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 45 (1993) 139e152.
- [11] B. Sanderse. Aerodynamics of Wind Turbine Wakes: Literature Review, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), 2009. Report ECN-E-09016.
- [12] Sittichoke Pookpant, Weerakorn Ongsakul. Optimal placement of wind turbines within wind farm using binary particle swarm optimization with timevarying acceleration coefficients. *Renew. Energy* 55 (2013) 266e276.
- [13] Raul Bayoan Cal, Jose Lebron, Luciano Castillo, Hyung Suk Kang, Charles Meneveau. Experimental study of the horizontally averaged flow structure in a model wind-turbine array boundary layer. *J. Renew. Sustain. Energy* 2 (2010), <http://dx.doi.org/10.1063/1.3289735>.
- [14] H. Makita, K. Sassa. Active turbulence generation in a laboratory wind tunnel. *Adv. Turbul.* 3 (1991) 497e505.
- [15] Ahmet Ozbay. Experimental Investigations on the Wake Interferences of Multiple Wind Turbines. Iowa State University, 2012. Graduate Thesis and Dissertations. Paper I2427.
- [16] Salih Mohammed Salih, Mohammed Qasim Taha, Mohammed K. Alawsaj. Performance analysis of wind turbine systems under different parameters effect. *Int. J. Energy Environ.* 3 (6) (2012) 895e904.
- [17] Hideharu Makita, Nobumasa Sekishita. Wind tunnel experiments of largescale turbulence generated by a turbulent shear flow generator. in: *The Fourth International Symposium on Computational Wind Engineering*. Yokohama, Japan, 2006.
- [18] J.D. Anderson. *Fundamentals of Aerodynamics*, fourth ed., McGraw-Hill, New York, 2007.
- [19] P.S. Klebanoff. Characteristics of Turbulence in a Boundary Layer with Zero Pressure Gradient. *NACA Tech. Note* 3178.
- [20] M. Hiroyuki Hirahara, Zakir Hossain, Masaaki Kawahashita, Yoshifumi Nonomura. Testing basic performance of a very small wind turbine designed for multi-purposes. *Renew. Energy* 30 (2005) 1279e1297.
- [21] O.L. Martin, Hansen London. *Aerodynamics of Wind Turbines*, second ed., Earthscan, UK and USA, 2008.
- [22] Xiaomin Chen, Ramesh Agarwal. Optimal placement of horizontal and vertical-axis wind turbines in a wind farm for maximum power generation using a genetic algorithm. *Int. J. Energy Environ.* 3 (2012) 927e938.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



Contents lists available at ScienceDirect  
Journal of Wind Engineering  
and Industrial Aerodynamics

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/jweia](http://www.elsevier.com/locate/jweia)



## An assessment of the sea breeze energy potential using small wind turbines in peri-urban coastal areas



Jordi Mazon<sup>a,b,1</sup>, Jose I. Rojas<sup>b,n</sup>, Jordi Jou<sup>b</sup>, Aaron Valle<sup>b</sup>, David Olmeda<sup>b</sup>, Carlos Sanchez<sup>b</sup>

<sup>a</sup> Department of Applied Physics, Universitat Politècnica de Catalunya (UPC BarcelonaTech), Spain

<sup>b</sup> Escola d'Enginyeria de Telecomunicació i Aeroespacial de Castelldefels (EETAC), Universitat Politècnica de Catalunya (UPC BarcelonaTech), C/ Esteve Terradas 7, Castelldefels, 08860 Barcelona, Spain

### article info

#### Article history:

Received 11 April 2014

Received in revised form

23 August 2014

Accepted 1 January 2015 Available  
online 29 January 2015

#### Keywords:

Sea breeze

Weibull

Wind turbine

Peri-urban areas

Simulation

### abstract

From wind speed data recorded hourly at 2 m high during 18 years (1993–2010) in the Llobregat Delta (15 km south of Barcelona city; northeast of the Iberian Peninsula), wind speed distributions at 10 m high were computed for the whole year and for the sea breeze period (from March 1 to September 30, from 10 to 19 local time). Weibull probability density functions fitted to the distributions were used to assess the wind energy generated by two off-grid small wind turbines: the IT-PE-100 and the HP-600W. Results from FAST and AeroDyn simulation tools were compared with those obtained by applying measured wind speeds to manufacturer power curves. Using manufacturer data, the IT-PE-100 would deliver 132 kW h during the whole year (70 kW h during the sea breeze period). From the simulations, the IT-PE-100 would deliver 155 kW h during the whole year (80 kW h during the sea breeze period). It is concluded that the sea-breeze is an interesting wind energy resource for micro-generation, not only in the Mediterranean basin but in other areas of the world with similar wind regimes, and particularly in peri-urban coastal areas where large-scale wind farms cannot be implemented.

© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 1. Introduction

In the last decades, wind energy has become the most attractive renewable energy resource worldwide. Wind farms are widespread in areas where climatic conditions and topography features allow for their development. Traditionally, wind farms are installed in remote areas, where synoptic winds (i.e., winds associated to the meteorological macroscale) are significant. The large wind turbines used in typical wind farms, with tower heights that can be larger than 80 m, have high efficiency in converting kinetic energy of horizontal synoptic wind into electric energy. However, more recently, interest in urban and suburban areas has raised as potential wind energy generation zones using small wind turbines. These areas are generally dominated by local winds (thermal winds) and are characterized by a lower potential productivity. Knowledge of the wind speed patterns in these areas is essential for enabling good assessments of wind energy generation. For this purpose, in the last years, research on the local regimes of winds has been intense (Bivona et al., 2003; Carta and Ramirez, 2007; Celik et al., 2010; Dahmouni et al., 2010). There are also many investigations in the literature regarding wind farms in coastal sites (Dalton et al., 2008; Montlaur et al., 2012;

energy generated from the sea breeze was larger offshore compared to onshore. Finally, to the authors knowledge there is no research in the literature on wind energy generation from the sea breeze in the Mediterranean basin.

The objective of this work is to analyze the wind energy generation from the sea breeze in the Llobregat Delta (15 km south of Barcelona city; northeast of the Iberian Peninsula), as an example of a regular and weak local wind regime, and to assess the potential of small wind turbines in the west Mediterranean basin. Ultimately, this research will clarify whether the sea breeze is adequate for energy generation using small wind turbines, what percentage of the produced annual wind energy would correspond to the sea breeze, and which types of small wind turbines are appropriate for wind energy generation from the sea breeze. In addition, the performance of FAST and AeroDyn simulation tools will be tested.

### 1.1. The sea breeze regime

The sea breeze is a thermal circulation exhibiting diurnal cycle within the local scale. Its dynamics have been studied by many researchers (Simpson, 1994; Rotunno, 1983; Estoque, 1961; Steyn and Kallos, 1992; Arritt, 1993). This circulation develops in coastal areas during daytime, caused by the differences between the air over the land (warmer) and the air over the sea (cooler). During daytime, especially around noon in the warm period (from March to September), the air over the land is heated faster (and therefore becomes less dense) than the air over the sea. The former gains altitude, while the air over the sea moves inland forming a cold front over the land. The air mass over the land that gained altitude travels hundreds of kilometers offshore, where a subsidence occurs, closing the thermal cycle. At night, the air over the land is cooled faster than the air over the sea, and another thermal circulation appears but reversed: the air over the land (cooler) travels offshore, while the air over the sea (warmer) gains altitude. This is the so-called land breeze circulation, much less intense than the sea breeze.

The sea breeze is generally less intense than synoptic winds. However, it features a larger periodicity, and thus a priori it could be suitable for energy generation with small wind turbines. Effectively, in many warm tropical areas the sea breeze shows high

\* Corresponding author. Tel.: þ34 93 4134130; fax: þ34 93 4137007.

E-mail addresses: jordi.mazon@upc.edu (J. Mazon), josep.ignasi.rojas@upc.edu (J.I. Rojas), 1  
Tel.: þ34 93 4134147; fax: þ34 93 4137007.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2015.01.002>  
0167-6105/2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Mason et al., 2010). Nevertheless, research on the simulation of potential wind energy generation from local winds is still scarce. Garvine and Kempton (2008) investigated issues related to quantification of wind energy generated from the sea breeze. These researchers analyzed hourly wind records for a period of 18 years from meteorological stations in the US Middle Atlantic Bight, comparing areas of coast, estuary, and open shelf, and evaluating wind intensity at turbine hub-height due to the sea breeze compared with synoptic winds. These researchers concluded that the sea breeze regime is suitable for daily energy generation in the studied coastline regions, where the average wind speed is lower than 5.7 m s<sup>-1</sup>. They also found that, as expected, the wind

regularity and maximum wind velocities around 7–8  $\text{m s}^{-1}$  can be expected at low levels at noon and early afternoon (Simpson, 1994). Right after dawn and in the early morning, the sea breeze is weak and blows in a relatively thin atmosphere layer, having less than around 50 m. Above this layer, the land breeze blows in the opposite direction. As the land–sea thermal difference increases during daylight, the thickness of the sea breeze layer increases, reaching 300–400 m. The direction of the sea breeze exhibits diurnal rotation, especially on coastal zones, as a consequence of the Coriolis force. For instance, in the northern hemisphere, this force turns the sea breeze clockwise. In the Llobregat Delta, from March to September, the sea breeze blows from the southeast at the beginning of the day, while it blows from the southwest at the end of the day (see Section 3.1). Following this introduction, Section 2 is devoted to describe the methodology used in this research. Results are presented and discussed in Section 3. Finally, the conclusions are exposed in Section 4.

## 2. Methodology

The quantification of the wind energy was obtained by means of several tools. First, two coupled software tools developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) for aeroelastic simulation of horizontal-axis wind turbines (HAWT): FAST v7.01, a dynamics analysis code, and AeroDyn v13.00, an aerodynamics analysis routine capable of interfacing with FAST. In particular, the Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence (FAST) code “is a comprehensive aeroelastic simulator capable of predicting both the extreme and fatigue loads of two- and three-bladed HAWT” (Jonkman and Buhl, 2005). AeroDyn is an element-level wind-turbine aerodynamics analysis routine that, when used in conjunction with dynamics software (e.g., FAST, YawDyn or SymDyn wind turbine dynamics analysis codes, or ADAMS<sup>5</sup> commercial dynamics analysis package), allows computing the aerodynamic loads on the blade elements of HAWT (Laino and Hansen, 2002). For this purpose, AeroDyn uses essentially two wake models: the blade element momentum (BEM) theory, and the generalized dynamic-wake theory, a model for skewed and unsteady wake dynamics

(Laino and Hansen, 2002). Both models are used basically to calculate the axial induced velocities from the wake in the rotor plane, taking into account the influence of tip losses, hub losses and skewed wakes. AeroDyn uses also a dynamic stall model based on the semi-empirical Beddoes–Leishman model, and a tower shadow model based on potential flow around a cylinder and an expanding wake (Moriarty and Hansen, 2005). Since FAST and AeroDyn incorporate models of controller (servo) dynamics and structural (elastic) dynamics, they enable also simulation of the behavior of the control and protection systems and the structural dynamics (Jonkman and Matha, 2011). It is worth to note that FAST and ADAMS<sup>5</sup>, together with AeroDyn, were evaluated in 2005 by Germanischer Lloyd WindEnergie and found adequate for computation of loading of onshore wind turbines for design and certification (Manjock, 2005).

FAST and AeroDyn were used in this research due to several reasons. First, these are well-known, well-accepted codes, applied successfully in many previous investigations (Jonkman and Matha, 2011). Second, FAST and AeroDyn are freeware (open access software), and it is possible to periodically download improvements of these tools. Finally, FAST and AeroDyn provide much flexibility in simulating modifications for optimizing wind turbine design, which is one of our future research objectives for the IT-PE-100.

These tools require several input files containing diverse data like, for example, the wind-inflow conditions, and physical and aerodynamics parameters of the wind turbine blades. The first step of this research was to characterize the small wind turbines selected for this study and to build the input files requested by FAST and AeroDyn. This was done using the information and technical data provided by the manufacturers, and data measured from physical components, e.g., by 3D digitalization of the blades. For the aerodynamic, structural and/or control system properties lacking proper definition, the corresponding input data for the simulations were based on educated guesses.

QBlade was also used for double-checking the results obtained with the previous tools for the IT-PE-100. QBlade is open source software for design and simulation of HAWT, distributed under the GNU General Public License. Its integration in

XFOIL allows airfoil design and airfoil performance analysis. QBlade allows also for extrapolation of airfoil performance data to 3601 angle of attack, turbine blade design, and realization of BEM simulations of the rotor and turbine. Finally, this tool allows structural blade design, modal and static loading analyses using QFem solver, generation of turbulent windfields, and realization of FAST simulations.

The off-grid small wind turbines selected for this research were the IT-PE-100 and the HP-600W. A summary of technical data is presented in Table 1. Both are 3-bladed upwind HAWT, and were selected mainly for the following reasons: 1) their start-up<sup>1</sup> and cut-in<sup>2</sup> wind speeds are relatively low (3 and 3.5 m s<sup>-1</sup>, respectively, for both), which makes them suitable for weak winds like the sea breeze; 2) their dimensions are relatively small (10 m tower height; 1.7 and 1.5 m rotor diameter respectively), which makes them suitable for urban and suburban areas, and areas close to an airport and 3) we have recently installed the HP-600W in the area of study, and we plan to install also the IT-PE-100. The latter is a 100 W wind turbine developed by Practical Action-Intermediate Technology Development Group (ITDG) to provide access to electricity to communities in rural or remote areas in developing countries. The turbine is especially suited to operate at low wind speeds, and was designed following the appropriate technology philosophy, i.e., it was intended to be simple, low-cost, robust, reliable, easy to maintain and, above all, producible by local workshops or microenterprises using a minimum of imported materials and components (Ferrer-Marti et al., 2010, 2012; Ferrer-Marti et al., ). As an open access technology, the IT-PE-100 is not patented, and the design specifications, manuals and technical data by the manufacturers are available online (Piggott, 2001; Sanchez et al., 2001). The blades and the hub are made of glass fiber reinforced polymer, and thus are light and with good structural properties. The turbine operates at high

Table 1  
Summary of technical data of the IT-PE-100 and the HP-600W wind turbines.

Concept	IT-PE-100	HP-600W
---------	-----------	---------

Rated output power	100 W	600 W
Rotor configuration	3 blades, upwind, horizontal-axis	3 blades, upwind, horizontal-axis
Control	Variable speed, furling tail	No information available
Blades	Fixed-pitch, NACA 4412 airfoils	No information available
Drive train	High speed, direct coupling	No information available
Rotor diameter	1.7 m	1.5 m
Blade length	0.7 m	0.68 m
Hub diameter	0.3 m	0.14 m
Hub-height	8–10 m	8–10 m
Start-up wind speed	3 m s <sup>-1</sup>	3 m s <sup>-1</sup>
Cut-in wind speed	3.5 m s <sup>-1</sup>	3.5 m s <sup>-1</sup>
Rated wind speed	6.5 m s <sup>-1</sup>	12 m s <sup>-1</sup>
Maximum wind speed	12 m s <sup>-1</sup>	25 m s <sup>-1</sup>
Rated rotor rotational	420 rpm speed	810 rpm

rotational speeds, nominally 420 rpm. This allows connecting the rotor shaft to the generator shaft directly, and makes unnecessary to devise a heavy transmission system (Colet-Subirachs et al., 2010). The generator-rotor system is attached to the nacelle, a cylindrical piece of steel inserted in the upper end of the tower. The nacelle allows rotation of the rotor-generator system around its vertical axis, facilitating alignment with the wind.

The second wind turbine analyzed in this work, the HP-600W, was developed by Hopeful Energy, a manufacturer specialized in low-wind speed turbines. This turbine is light, compact and smaller than most low-wind speed turbines and small wind turbines. The blades are made of nylon and glass fiber reinforced polymer, specially coated to prevent problems due to corrosion, high temperatures, water, salinity, dust and sand. The HP-600W is designed to work nominally at higher wind speeds compared to the IT-PE-100, i.e., 12 m s<sup>-1</sup> of rated wind speed for 600 W of rated output power versus 6.5 m s<sup>-1</sup> of rated wind speed for 100 W of rated output power. Like the IT-PE-100, the HP-600W has an axialflux permanent magnet synchronous generator (Colet-Subirachs et al., 2010; Gieras et al., 2004), but it works at higher rotational speed, nominally 810 rpm.

### 3. Results and discussion

Since FAST and AeroDyn require data on the wind-inflow conditions, the next step after characterization of the wind turbines was to calculate the wind speed distribution in the area under study, from the wind data measured in situ in the period 1993–2010. This process is explained in Section 3.1. Following this section, the results on power production, energy

<sup>1</sup> The start-up speed is the wind speed at which an unloaded rotor starts turning.

<sup>2</sup> The cut-in speed is the wind speed at which a wind turbine starts pushing power into the battery bank or the grid.

generation and power coefficients obtained from FAST and AeroDyn and applying manufacturer power curves are presented and discussed.

### 3.1. Wind speed distribution and prevailing wind direction

The Catalan Weather Service (MeteoCat) has an automatic weather station in the Llobregat Delta since 1993. Every 10 min, the station averages and records the wind speed and direction at 2 m high, among other meteorological parameters. The data available to the users are the hourly averages of these records. For this research, all the data sets recorded in the period 1993–2010 were used. Assuming a stable atmosphere and a roughness length of 0.25, which corresponds to open landscape and areas with scattered shelter belts (Moalic et al., 1987), the wind speed at 10 m high was computed from the data acquired by the station using the classical potential wind equation:

$$V_H = V_{2m} \left( \frac{H}{z_0} \right)^{\delta} \quad \delta = 0.14 \frac{z_0}{H}$$

where  $V_H$  is the velocity at the height  $H$ ,  $V_{2m}$  is the wind speed measured at 2 m height, and  $z_0$  is the roughness length. Next, the Weibull probability density function was fitted to the wind speed data at 10 m high. Fig. 1 shows the Weibull distribution resulting from the fitting to the wind speed data for the whole year (from January 1 to December 31, from 00 to 24 local time (LT), for 1993–2010). This Weibull curve has a shape factor  $k$  of 1.51 and a scale factor  $C$  of 3.01. The highest probabilities are centered at very low velocities. Particularly, the peak of probability, 12.4%, is obtained for a wind speed of 1.5 m s<sup>-1</sup> and the probability for the wind speed to be lower than 3 m s<sup>-1</sup> (the start-up wind speed for the studied turbines) is 63.1%. Fig. 2 shows the Weibull distribution resulting from the fitting to the wind speed data for the sea breeze period (from March 1 to September 30, from 10 to 19 LT, for 1993–2010). This Weibull curve has a shape factor  $k$  of 1.80 and a scale factor  $C$  of 4.23. In this case, the peak of probability, 9.5%, is shifted towards a higher wind speed of 2.7 m s<sup>-1</sup> and the probability for the wind

speed to be lower than 3 m s<sup>-1</sup> is 41.6%. Weibull distributions with shape factors around 2 are typical for wind speeds in north European sites, particularly in good rural and high rise sites, while for building-mounted sites the shape factor tends to be lower than 2 (Hailes, 2009). Summarizing, wind speeds are higher than the start-up speed 3232 h during the whole year (36.9% of the total number of hours between 00 and 24 LT from January 1 to December 31) and 1250 h during the sea breeze period (58.4% of the total number of hours between 10 and 19 LT from March 1 to September 30).

As per the dominant wind directions in the Llobregat Delta, from the data recorded by the weather station from 1993 to 2010, the northern and southern directions prevail when considering either the whole year or the period from March 1 to September 30. Wind directions ranging from NW to NE represent 45% of the total measurements for the whole year (53% of the measurements from March to September), while wind directions ranging from SW to SE represent 38% (40% of the measurements from March to September). Considering now the data from March to September, but only within the studied sea breeze time during the day (from 10 to 19 LT), instead of the whole day, the dominant direction is SW, which corresponds to the sea breeze circulation. Superposed to this circulation, there are some minor contributions of winds

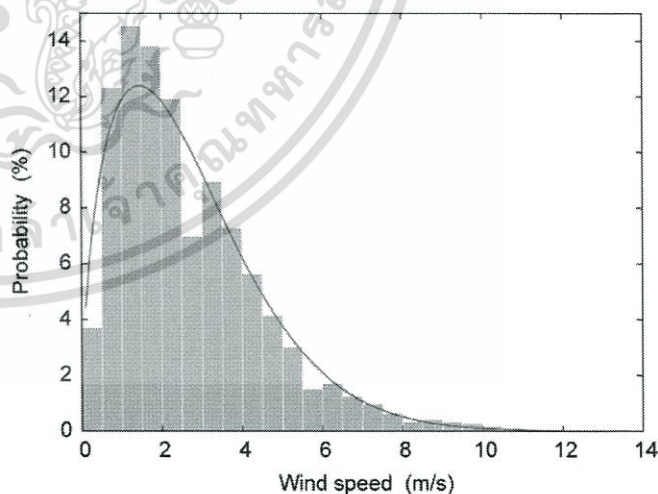


Fig. 1. Wind speed distribution computed from measured wind speed data, and fitted Weibull probability density function for the whole year period (from January 1 to December 31, from 00 to 24 LT, for 1993–2010).

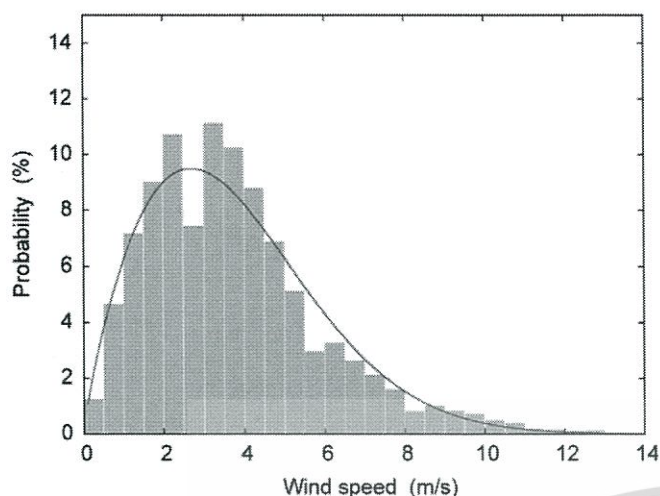


Fig. 2. Wind speed distribution computed from measured wind speed data, and fitted Weibull probability density function for the sea breeze period (from March 1 to September 30, from 10 to 19 LT, for 1993–2010).

caused by other atmospheric events, such as advections, low pressure systems, large-scale fronts, etc. But in any case, it is clear that the prevailing winds over the Llobregat Delta during the so-called sea breeze period (from March 1 to September 30, from 10 to 19 LT) are basically associated to sea breeze circulations. Thus, according to this analysis, it can be assumed that the wind energy generated during the sea breeze period is basically due to the sea breeze.

Finally, if abundant reliable measurements of wind speed in the geographical area of study were not available, estimation of the power and energy generation using the procedure proposed in this work is still possible. It would only be necessary to first obtain predictions of wind speed using one or more of the various well-accepted tools for micro-scale wind resource assessment (Khadem and Hussain, 2006; Ranaboldo et al., 2014). The use of these tools is a de-facto standard, for example, in wind farm design (Landberg et al., 2003).

### 3.2. Power production

The power and energy generated by the IT-PE-100 and HP600W were computed by means of FAST and AeroDyn. To evaluate the relative importance of the sea breeze, power and energy generated were quantified independently both in the whole year period and in the sea breeze period. One of the most common and easiest ways to analyze the performance of a wind turbine is to obtain the power produced as a function of the wind speed for a set of

simplified load scenarios. This provides a relatively good approach on how the turbine works, but it can be misleading as well, since the probability of a power value occurring during a time period should also be taken into account.

There are several methods to obtain the probability distribution of the power produced (Burton et al., 2011). The well-known static method was used in this research because of its simplicity, as it ignores non-stationary effects, i.e., losses due to changes in wind direction and maintenance periods. The static method is based on the principle that the probability density function of the power produced follows a Weibull curve with the same scale and shape factors as the Weibull curve corresponding to the wind speed distribution the power originated from, i.e., both probability density functions are two identical Weibull curves. Therefore, to obtain the probability for a given output power to be generated by a wind turbine, we just need to superpose the Weibull distribution of the wind speed and the output power curve. In particular, Figs. 3 and 4 show the manufacturer power curves and the power curves obtained from FAST and AeroDyn for the IT-PE-100 and HP600W, respectively, together with the Weibull distributions for the sea breeze period and the whole year period, as a function of the wind speed.

The interpretation of Figs. 3 and 4 is easy. If we consider the Weibull probability density function for the whole year period, for example, the probability for the wind speed to be  $3.5 \text{ m s}^{-1}$  is around 7.7%. From the simulated power curve for the IT-PE-100 (see Fig. 3), this wind speed corresponds to an output power of around 20 W. Thus, according to the static method, this means that the probability for the IT-PE-100 to provide 20 W at any time of the year is 7.7%. If we now consider the Weibull probability density function for the sea breeze period, the probability for the wind speed to be  $3.5 \text{ m s}^{-1}$ , and thus for the IT-PE-100 to provide 20 W, increases to around 9.0%. On the other side, from the simulated power curve for the HP-600W (see Fig. 4), a wind speed of  $3.5 \text{ m s}^{-1}$  corresponds to a simulated output power of around 13 W.

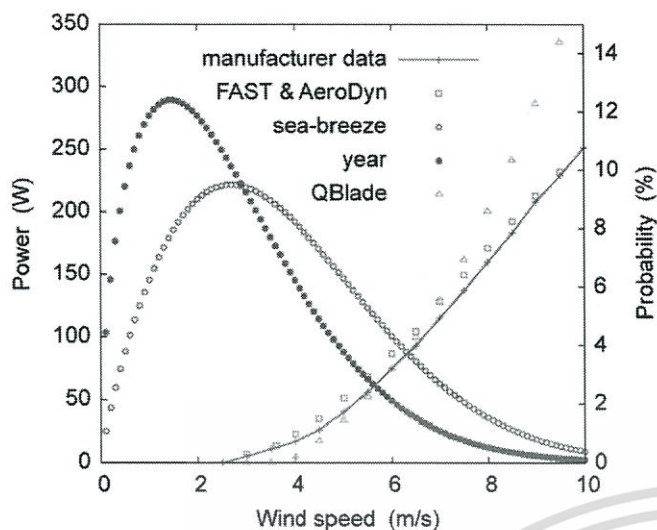


Fig. 3. Manufacturer power curves and power curves obtained from FAST and AeroDyn, and from QBlade, together with Weibull distributions for the whole year period and sea breeze period, for the IT-PE-100.

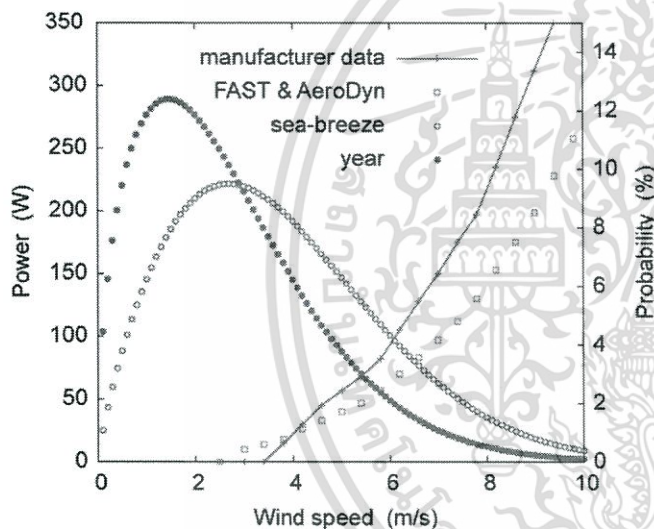


Fig. 4. Manufacturer power curves and power curves obtained from FAST and AeroDyn, together with Weibull distributions for the whole year period and sea breeze period, for the HP-600W.

The relative error between the manufacturer power curve and the power curve from FAST and AeroDyn is 10.1713.3% for the ITPE-100 and 28.472.9% for the HP-600W. The error is associated to inaccuracies and limitations of the wind turbine models, intrinsic limitations of the models used by FAST and AeroDyn to solve the aeroelastic problem, and inaccuracies of the manufacturer power curves. For the HP-600W, the output power from the simulations is lower than the manufacturer power curve. This is expected, as suppliers of commercial turbines typically provide over-optimistic performance data of their products. Conversely, for the IT-PE-100, which is an open access technology, the output power from the simulations is higher than the manufacturer power curve. According to the

results from the simulations, the IT-PE-100 produces more power at low wind speeds than the HP-600W, while the contrary occurs if we consider the manufacturer power curves. The average error is larger for the commercial HP-600W, as expected, since less design and technical data essential for the modeling of the turbine was available. Hence, we were forced to make more use of educated guesses when preparing the FAST and AeroDyn input files for the HP-600W. Also, the power curves agree more closely with manufacturer data at low wind speeds, while a tailing off trend is observed at high wind speeds, especially for the HP-600W. This phenomenon has also been reported for other turbines in a previous work (Hailes, 2009). Finally, the IT-PE-100 power curve obtained from QBlade shows also deviations compared to manufacturer data, with the power being underestimated (overestimated) below (above) a wind speed of around 6 m/s.

### 3.3. Energy generation

Using the data summarized in Figs. 3 and 4, i.e., the probability density functions of the output power, and considering a start-up wind speed of  $3 \text{ m s}^{-1}$ , we computed the average annual power and energy generated by the selected wind turbines both for the whole year and the sea breeze period. The results are presented in Table 2. Note that energy generation predictions obtained from FAST and AeroDyn, and from QBlade, are compared with predictions obtained by applying measured wind speeds to manufacturer power curves. The discrepancies observed in the power curve obtained from QBlade (see Fig. 3) seem to be balanced for the sea breeze period, as the results derived from QBlade for average annual power and energy generated by the IT-PE-100 are half-way between those obtained using manufacturer data and FAST and AeroDyn. On the other side, the results derived from QBlade for the whole year period are slightly lower than those obtained by using manufacturer data. The reason is that the underestimation of output power by QBlade for wind speeds below 6 m/s is now dominant, since the probability of the wind speed to be lower than 6 m/s is much higher in the whole year period compared to the sea breeze period.

These values are similar to those presented in the Warwick Wind Trials Project (WWTP) final report (Hailes, 2009). The objective of this project was to measure the energy generated by building-mounted, grid connected small wind turbines (Walters and Walsh, 2011). Wind turbines from five UK manufacturers (with rated powers from 400 to 1250 W) were tested in 26 different sites. The average measured wind speed in the sites ranged from 1.7 to 6.7 m s<sup>-1</sup>, and the average measured energy generated per turbine per year was 78 kW h. If the periods when turbines are switched off for maintenance or due to failures are not taken into account, this average rises to 230 kW h per year, or just 94 kW h per year, if the results corresponding to the best site (a very exposed rural location) and very high buildings are omitted. The turbine in the poorest site generated an average of 15 kW h per year, which is less than the energy consumed by the turbine's electronics. We must also bear in mind that, as wind speed data and manufacturer power curves are often not very accurate, it is not uncommon to obtain energy predictions with errors larger than 725% if data were not significantly adjusted prior to calculations. For instance, using measured wind speed data and manufacturer power curves can lead to overestimating energy output by a factor between 1.7 and 3.4 (Hailes 2009).

The Llobregat Delta is basically a suburban area, characterized by the presence of farms, secondary roads and paths between cities, and a 20 km long promenade following the coastline. The selected turbines have small rotor diameters, and hub-heights equivalent to a street light. Thus, a number of these small wind turbines could be installed integrated in the lighting systems besides the roads, paths and the sea-shore promenade, ultimately operating as a wind farm. As a quick example, a thousand IT-PE100 turbines would provide 155 MW h per year according to the manufacturer power data. This energy could be used for many purposes, like feeding the lighting systems. For instance, each ITPE-100 could feed two 25 W LED lamps 8.5 h per day during one year. Also, to water their crops, at present day many farmers in the area use fuel pumps to extract water from the aquifer. Instead, they could use electric pumps fed by these small wind turbines (Ozgener, 2010; De Broe et al., 1999).

### 3.4. Power coefficient

For wind turbines, the power coefficient  $C_p$  is defined as the ratio between the turbine output power  $P_{out}$  and the available wind kinetic power  $P_{av}$  for a given wind speed  $V$  (Burton et al., 2011). The power coefficient measures the efficiency of the wind turbine in converting the wind kinetic energy into electric energy, and cannot exceed 0.5925, the so-called Betz limit (Betz, 1966). The available wind kinetic power can be computed with the following expression:

$$P_{av} = \frac{1}{2} m V^3 = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

where  $m$  is the air mass flow,  $\rho$  is the air density and  $A$  is the rotor area. Fig. 5 shows the power coefficient as a function of the wind speed for the IT-PE-100 and the HP-600W, computed by applying manufacturer power data, on one side, and output power results.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 2  
Average output power and energy generated by the IT-PE-100 ( $P_{100}$  and  $E_{100}$ ) and the HP-600W ( $P_{600}$  and  $E_{600}$ ) for the sea breeze period and the whole year period, obtained from FAST and AeroDyn, from QBlade, and applying measured wind speeds to manufacturer power curves.

Period	$P_{100}$ (W)	$P_{600}$ (W)	$E_{100}$ (kW h)	$E_{600}$ (kW h)
Sea breeze (FAST and AeroDyn)	37	33	80	70
Whole year (FAST and AeroDyn)	18	15	155	134
Sea breeze (QBlade)	35	–	74	–
Whole year (QBlade)	14	–	123	–
Sea breeze (manufacturer)	33	45	70	96
Whole year (manufacturer)	15	20	132	170

from FAST and AeroDyn simulations, on the other side. The HP-600W is able to provide power in a wider range of wind speeds (up to  $25 \text{ m s}^{-1}$  instead of only  $12 \text{ m s}^{-1}$ ), and is more efficient, i.e., has higher power coefficient for all relevant wind speeds, according to the manufacturer data. But when considering the results from the simulations, it appears that the IT-PE-100 would be more efficient at wind speeds ranging from 5 to  $7.5 \text{ m s}^{-1}$ . For the HP-600W, a large deviation between the manufacturer and modeled estimates of the power coefficient can be observed in Fig. 5. This is due to the large relative error between the manufacturer power curve and the power curve from FAST and AeroDyn for the HP-600W. As mentioned in Subsection 3.2, the large error in the simulations is due to, inter alia, the fact that we lacked many design and technical data essential for

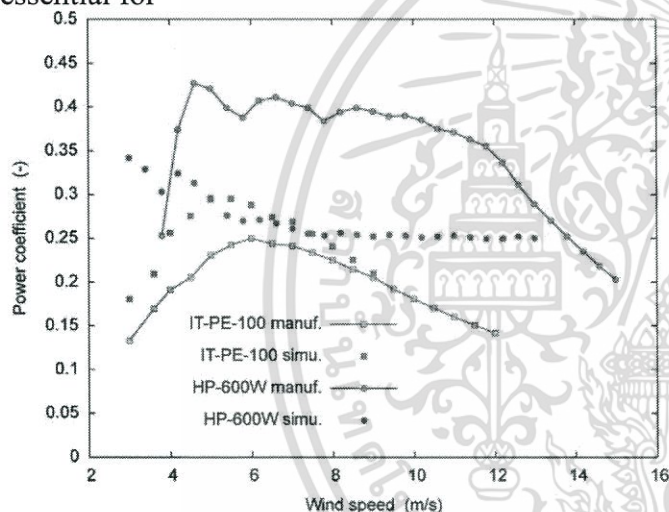


Fig. 5. Power coefficient versus wind speed obtained from FAST and AeroDyn, and applying manufacturer power data, for the IT-PE-100 and HP-600W wind turbines.

the modeling of the HP-600W, as this is a commercial product and most of this information is confidential. It is worth noting that Colet-Subirachs et al. Manjock (2005) developed a control algorithm for the IT-PE-100 to run constantly at its peak power coefficient. For all the simulated operating conditions, the turbine with this simple open-loop control ran at a power coefficient of approximately 0.37. On the contrary, for the IT-PE-100 operating as part of a conventional constant DC system, the power coefficient had an average value of 0.24 and did not exceed 0.30 in most simulations. Our results for the IT-PE-100 are in agreement with that research, as the average power coefficient is 0.20 and the maximum power coefficient is 0.25, if we consider the manufacturer power data, or 0.25 and 0.30, respectively, if we consider the results from the simulations. If we implemented Colet-Subirachs' control algorithm for the IT-PE-100, assuming a constant power coefficient of 0.37 for all wind speeds from 3 to  $12 \text{ m s}^{-1}$ , the figures presented in Table 2 for the IT-PE-100 would increase significantly. The average annual power would be 26 W, for a total energy generation of 228 kW h per year. During the sea breeze period, the average power would be 56 W, for a total energy generation of 121 kW h per year. Therefore, the implementation of Colet-Subirachs' control algorithm for the IT-PE-100 would make this turbine very appropriate for applications in the Llobregat Delta, providing increased average output power and total energy.

#### 4. Conclusions

The wind energy generated by the IT-PE-100 and HP-600W small wind turbines in the Llobregat Delta (15 km south of Barcelona city; northeast of the Iberian Peninsula) was analyzed. The Llobregat Delta is characterized by low-speed winds throughout the whole year, as confirmed by wind speed data recorded hourly since 1993. In particular, the sea breeze (a thermal wind) dominates from spring to autumn. Energy generation predictions obtained using FAST and AeroDyn simulation tools were compared with predictions obtained by applying measured wind speeds to manufacturer power curves. The wind turbines would provide around 150 kW h during the whole year. In all the studied cases, more than 50% of the total annual energy would be generated during the sea breeze period. In view of these results, it is concluded that the sea-breeze is interesting as a wind energy resource for micro-generation.

As a collateral result, FAST and AeroDyn have been tested for simulation of small wind turbines operating in low wind speed conditions. For the IT-PE-100, the accuracy of the simulations is satisfactory and thus these software tools have proven adequate to obtain useful energy predictions. It may not seem so for the HP-600W, but there was a lack of many design and technical data essential for the proper modeling of the turbine. A number of small wind turbines could be installed integrated in lighting systems besides roads, paths and a 20 km long sea-shore promenade in the Llobregat Delta. The energy generated could be used for many purposes, e.g., to feed lighting systems or electric pumps to extract water from the aquifer. Finally, it is our intention to take in situ measurements of power and energy generated by the IT-PE100 and HP-600W, to validate the simulations. By the time this paper is submitted, an HP-600W has already been installed in the area of study, but still no measurements are available.

#### Acknowledgments

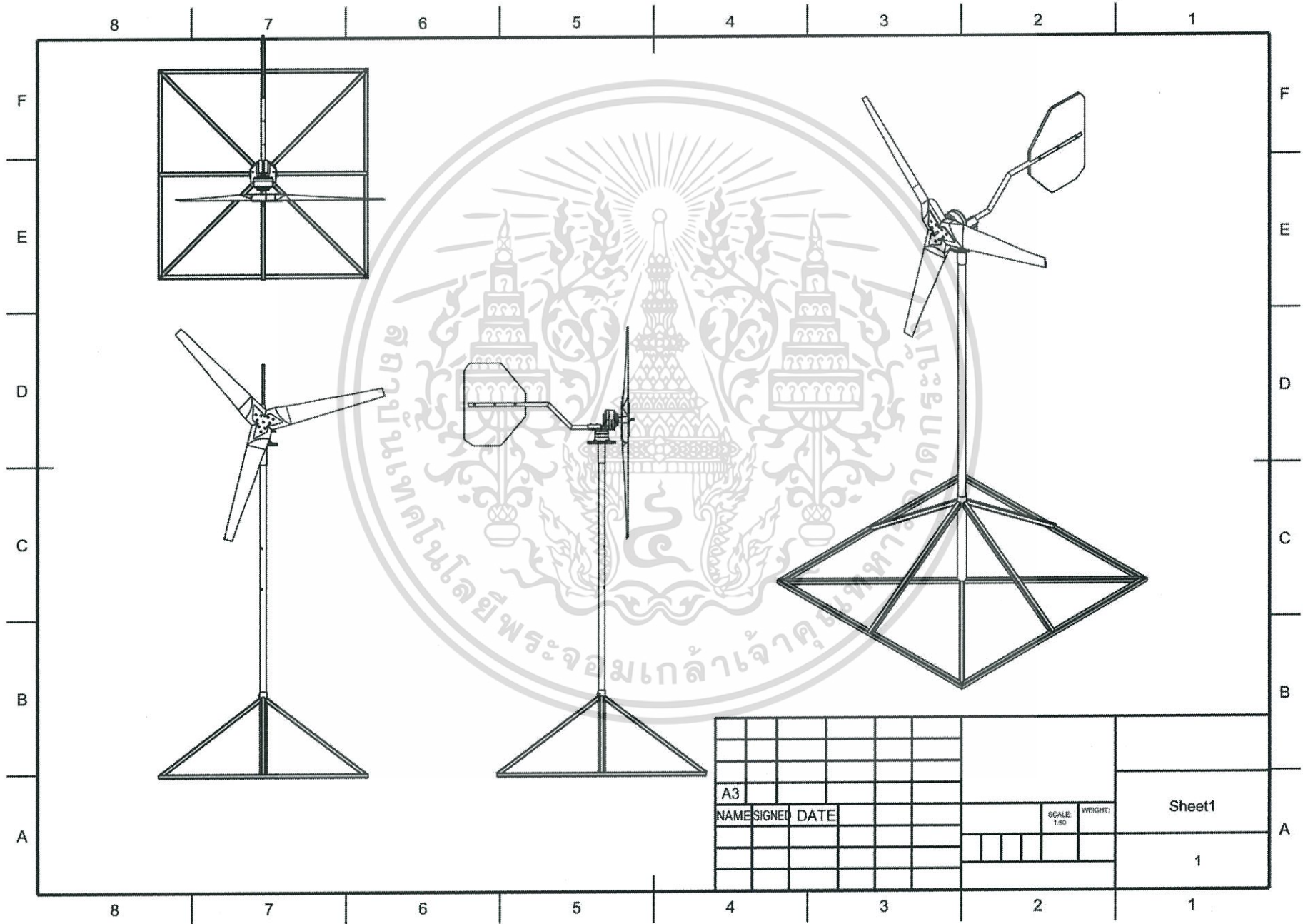
The wind speed and direction data were provided by the Catalan Weather Service (MeteoCat). We acknowledge the valuable help by the Grup de Recerca en Cooperació i Desenvolupament Humà (Research Group on Cooperation and Human Development, GRECDH) of the Universitat Politècnica de Catalunya (UPC BarcelonaTech). The 3D digitalization of the blades of the HP-600W was funded by the Department of Environment of the City Council of Viladecans. References

- Arritt, R.W., 1993. Effects of the large-scale flow on characteristic features of the sea breeze. *J. Appl. Meteorol.* 32 (1), 116–125.
- Betz, A., 1966. Introduction to the Theory of Flow Machines. Pergamon Press, Oxford, UK.
- Bivona, S., Burlon, R., Leone, C., 2003. Hourly wind speed analysis in Sicily. *Renew. Energy* 28 (9), 1371–1385.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., 2011. *Wind Energy Handbook*, 2 ed. John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, UK p. 742.
- Carta, J.A., Ramirez, P., 2007. Analysis of two-component mixture Weibull statistics for estimation of wind speed distributions. *Renew. Energy* 32 (3), 518–531.
- Celik, A.N., Makkawi, A., Muneer, T., 2010. Critical evaluation of wind speed frequency distribution functions. *J. Renew. Sustain. Energy* 2 (1), 13102.
- Colet-Subirachs, A., Gomis-Bellmunt, O., Clos-Costa, D., Martin-Segura, G., Junyent-Ferre, A., Villafafila-Robles, R., Ferrer-Martí, L., 2010. Electromechanical modelling and control of a micro-wind generation system for isolated low power DC micro grids. *Eur. Power Electron. Drives Assoc. J.* 20 (2), 42–48.
- Dahmouni, A.W., Ben Salah, M., Askri, F., Kerkeni, C., Ben Nasrallah, S., 2010. Wind energy in the Gulf of Tunisia. *Tunisia. Renew. Sustain. Energy Rev.* 14 (4), 1303–1311.
- Dalton, G.J., Lockington, D.A., Baldock, T.E., 2008. Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel. *Renew. Energy* 33 (7), 1475–1490.
- De Broe, A.M., Drouilhet, S., Gevorgian, V., 1999. A peak power tracker for small wind turbine in battery charging applications. *IEEE Trans. Energy Convers.* 14 (4), 1630–1635.
- Estoque, M.A., 1961. A theoretical investigation of the sea breeze. *Q. J. R. Meteorol. Soc.* 87 (372), 136–146.
- Ferrer-Martí, L., Garwood, A., Chiroque, J., Escobar, R., Coello, J., Castro, M., 2010. A community small-scale wind generation project in Peru. *Wind Eng.* 34 (3), 277–288.
- Ferrer-Martí, L., Garwood, A., Chiroque, J., Ramirez, B., Marcelo, O., Garfi, M., Velo, E., 2012. Evaluating and comparing three community small-scale wind electrification projects. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (7), 5379–5390.
- Garvine, R.W., Kempton, W., 2008. Assessing the windfield over the continental shelf as a resource for electric power. *J. Mar. Res.* 66 (6), 751–773.
- Gieras, J.F., Wang, R.J., Kamper, M.J., 2004. *Axial Flux Permanent Magnet Brushless Machines*, 1st ed. Springer Netherlands, Dordrecht, The Netherlands p. 310.
- Hailes, D., 2009. Warwick Wind Trials Project (WWTP) Final Report. Encraft, Warwick, UK.
- Jonkman, J.M., Buhl, M.L., 2005. FAST User's Guide (Technical Report NREL/EL-50038230). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA.
- Jonkman, J.M., Matha, D., 2011. Dynamics of offshore floating wind turbines analysis of three concepts. *Wind Energy* 14 (4), 557–569.
- Khadem, S.K., Hussain, M., 2006. A pre-feasibility study of wind resources in Kutubdia Island. Bangladesh. *Renew. Energy* 31 (14), 2329–2341.
- Laino, D.J., Hansen, A.C., 2002. User's Guide to the Wind Turbine Dynamics Aerodynamics Computer Software AeroDyn. Windward Engineering, LLC, Salt Lake City, UT, USA.
- Landberg, L., Myllerup, L., Rathmann, O., Petersen, E.L., Jorgensen, B.H., Badger, J., Mortensen, N.G., 2003. Wind resource estimation—an overview. *Wind Energy* 6 (3), 261–271.
- Manjock, A., 2005. Evaluation Report: Design Codes FAST and ADAMS for Load Calculations of Onshore Wind Turbines. Germanischer Lloyd WindEnergieGmbH, Hamburg, Germany (Report No. 72042).
- Mason, M.S., Wood, G.S., Fletcher, D.F., 2010. Numerical investigation of the influence of topography on simulated down burst windfields. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 98, 21–33.
- Moalet, H., Fitzpatrick, J.A., Torrance, A.A., 1987. The correlation of the characteristics of rough surfaces with their friction coefficients. *Proc. Inst. Mech. Eng. Part C: J. Mech. Eng. Sci.* 201 (5), 321–329.
- Montlaur, A., Cochara, S., Fletcher, D.F., 2012. Formation of tip-vortices on triangular prismatic-shaped cliffs. Part 2: a computational fluid dynamics study. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 109, 21–30.

- Moriarty, P.J., Hansen, A.C., 2005. AeroDyn Theory Manual (Technical Report NREL/ EL-500-36881). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA.
- Ozgener, O., 2010. Use of solar assisted geothermal heat pump and small wind turbine systems for heating agricultural and residential buildings. *Energy* 35 (1), 262–268.
- Piggott, H., 2001. The Permanent Magnet Generator (PMG): A Manual For Manufacturers and Developers. Scorraig Wind Electric, Scotland. UK p. 27.
- Ranaboldo, M., Ferrer-Marti, L., Velo, E., 2014. Micro-scale wind resource assessment for off-grid electrification projects in rural communities. A case study in Peru. *Int. J. Green Energy* 11, 75–90.
- Rotunno, R., 1983. On the linear-theory of the land and sea breeze. *J. Atmos. Sci.* 40 (8), 1999–2009.
- Sanchez, T., Fernando, S., Piggott, H., 2001. Wind Rotor Blade Construction—Small Wind Systems for Battery Charging. ITDG. UK p. 51.
- Simpson, J.E., 1994. Sea Breeze and Local Winds. Cambridge University Press, Cambridge. UK p. 234.
- Steyn, D.G., Kallos, G., 1992. A study of the dynamics of hodograph rotation in the sea breezes of Attica, Greece. *Bound.-Layer Meteorol.* 58 (3), 215–228.
- Walters, R., Walsh, P.R., 2011. Examining the financial performance of microgeneration wind projects and the subsidy effect of feed-in tariffs for urban locations in the United Kingdom. *Energy Policy* 39 (9), 5167–5181.

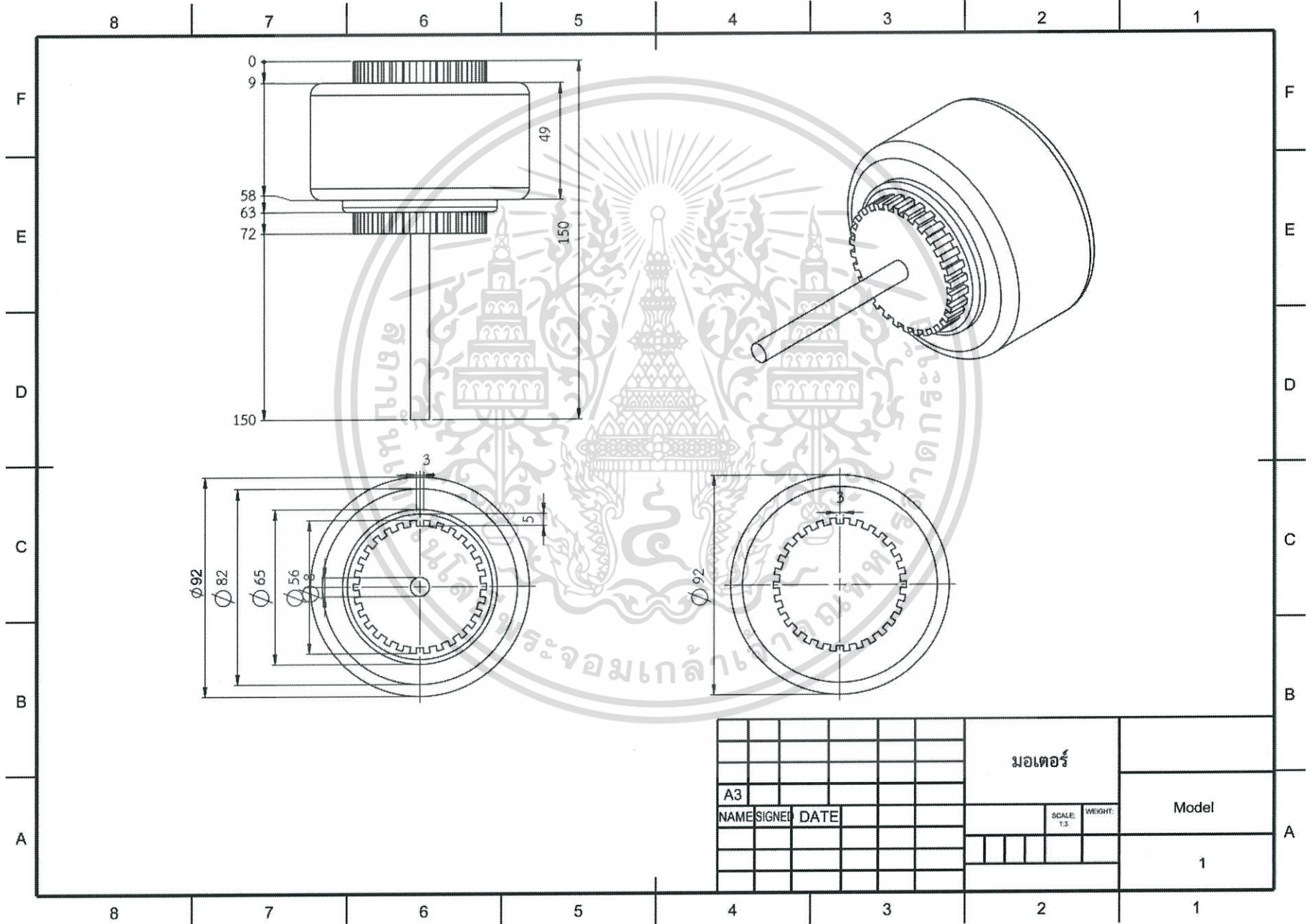


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

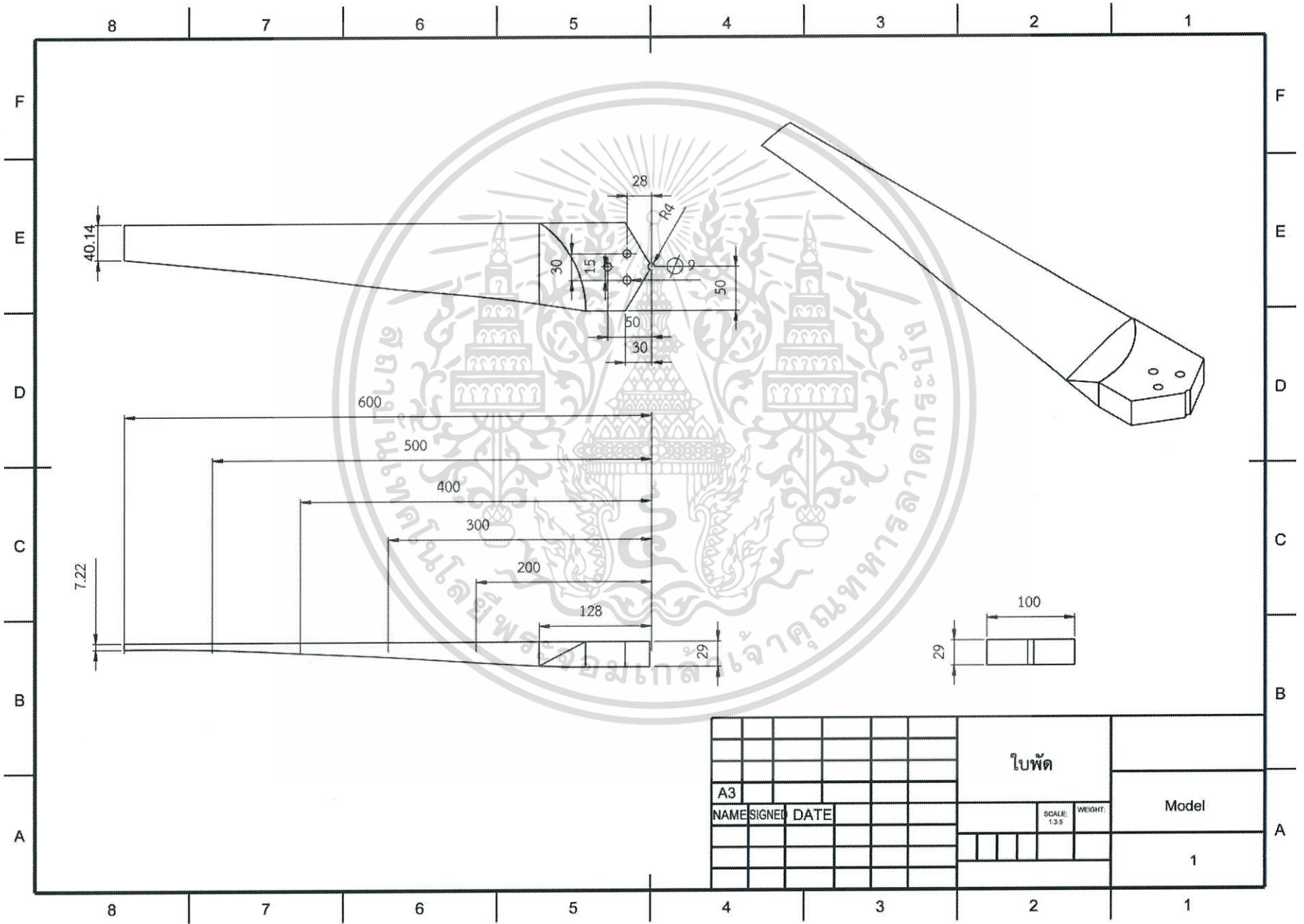


A3		SCALE: 1:50		WRIGHT:	
NAME	SIGNED	DATE			

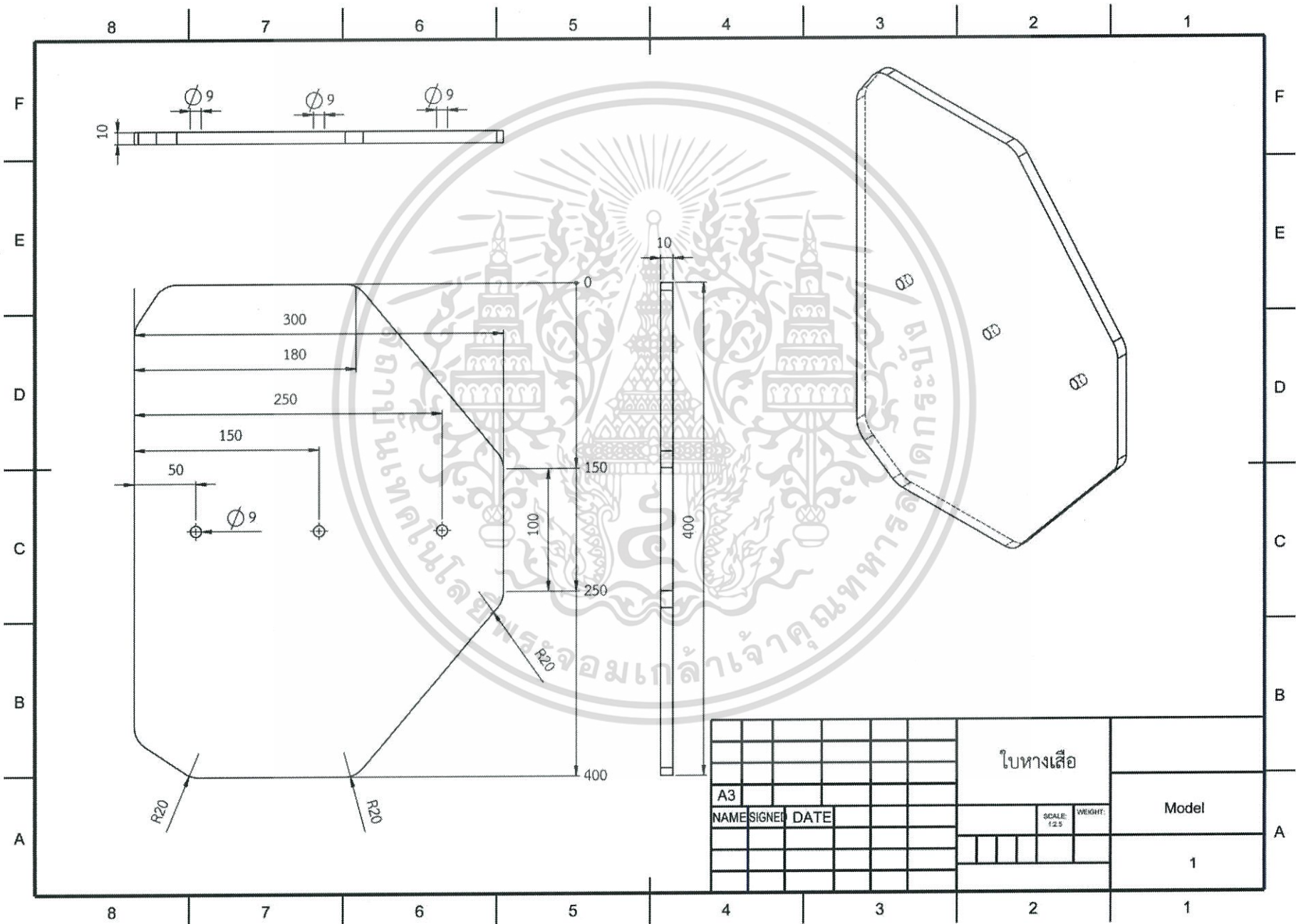
Sheet1  
1



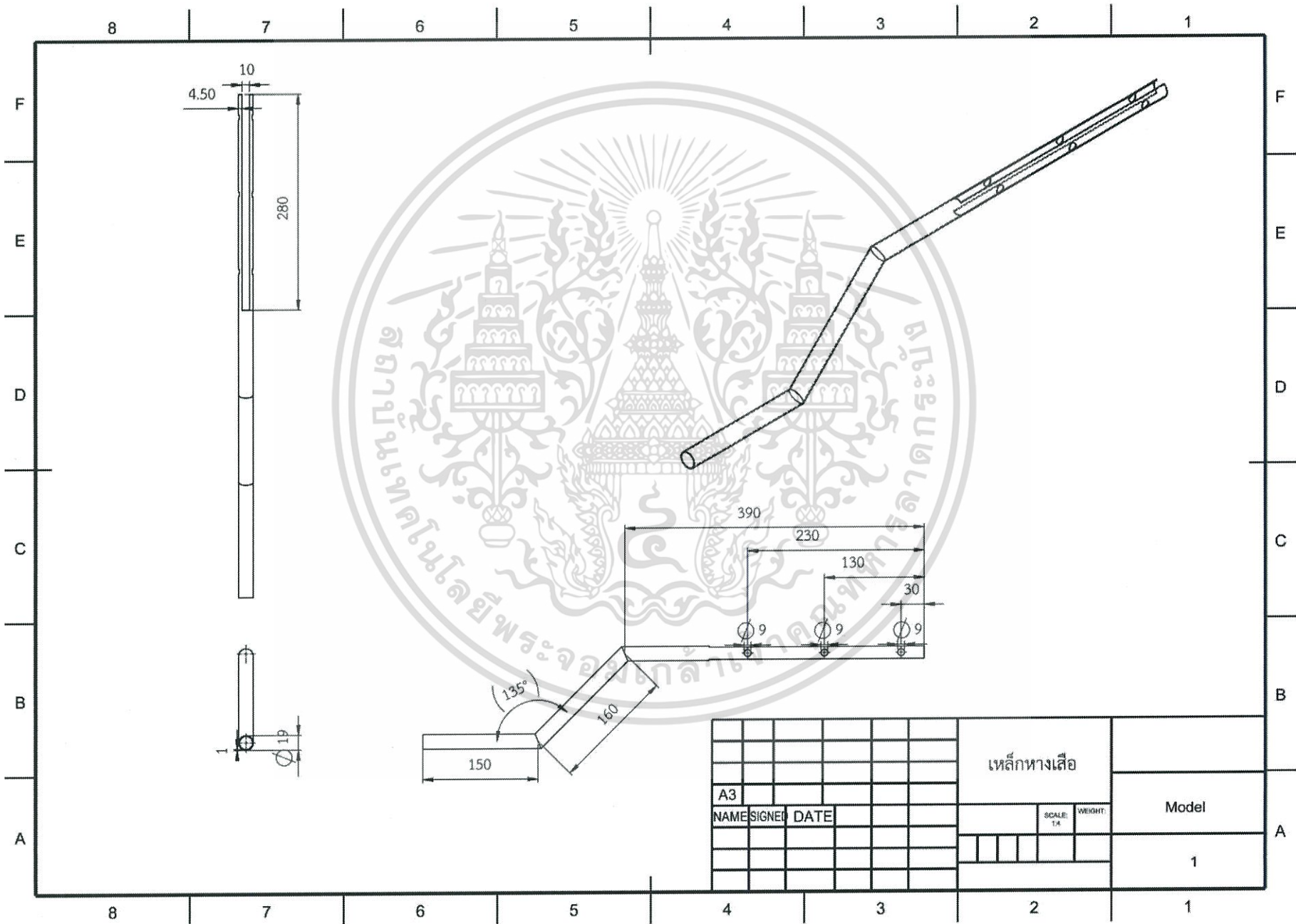
		มอเตอร์			
A3				Model	
NAME	SIGNED	DATE	SCALE: 1:3	WEIGHT:	1



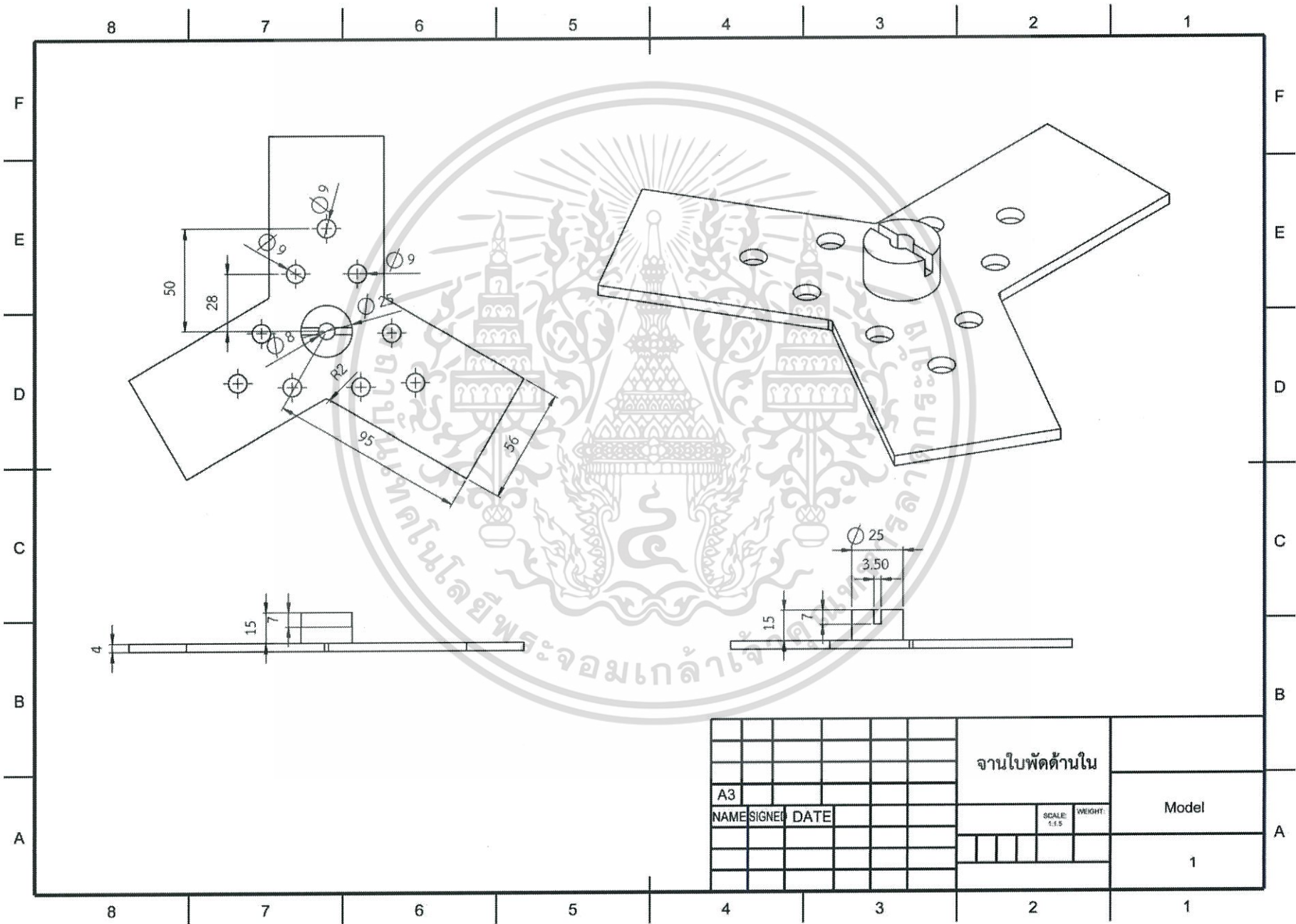
			ใบพัด		
A3					Model
NAME	SIGNED	DATE	SCALE: 1:3.5		WEIGHT:
					1



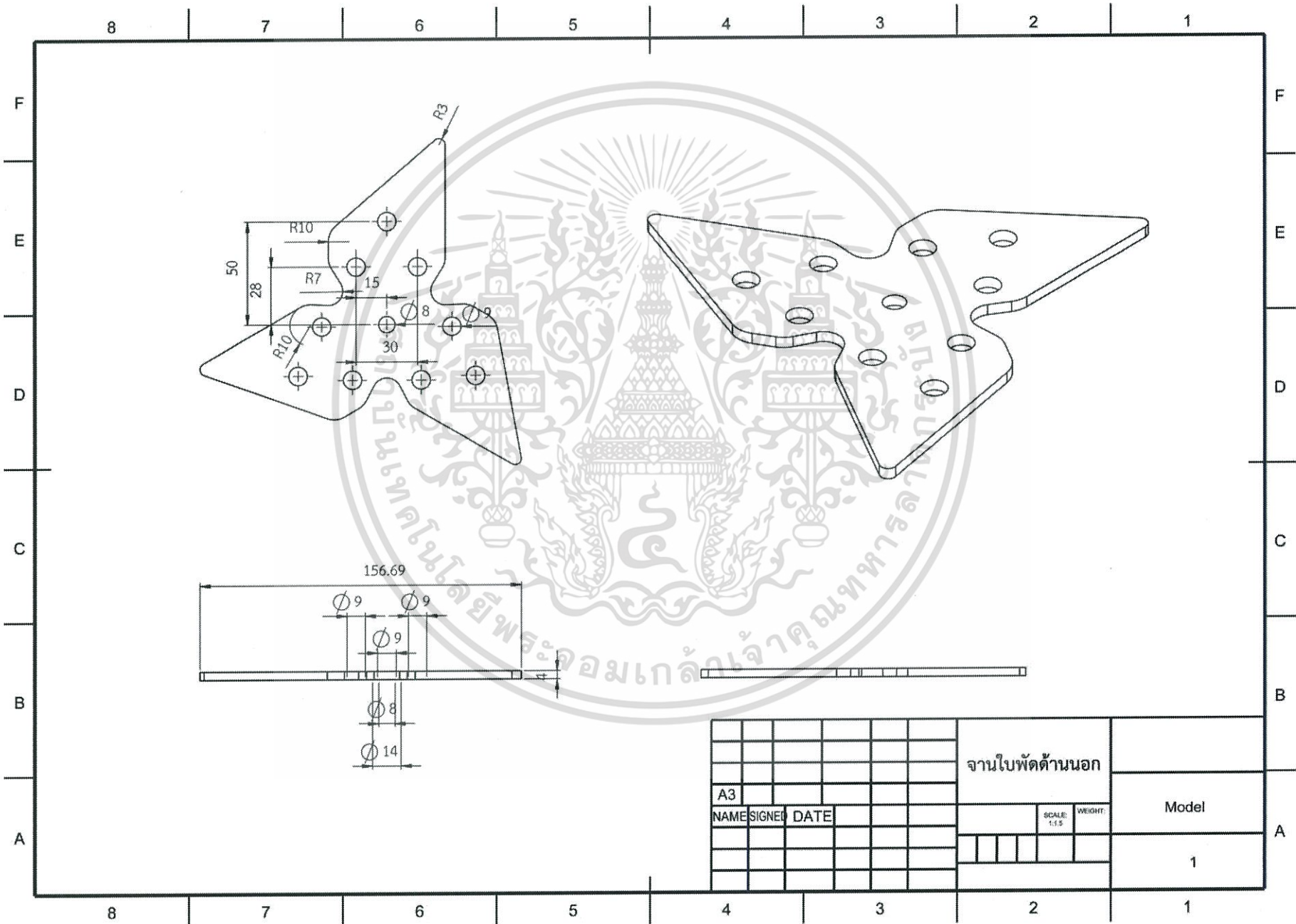
			ใบทางเสือ			
A3					Model	
NAME	SIGNED	DATE			SCALE: 1:2.5	WEIGHT:
						1



		เหล็กหางเสือ		Model	
A3				SCALE 1:1	WEIGHT
NAME	SIGNED	DATE			
					1

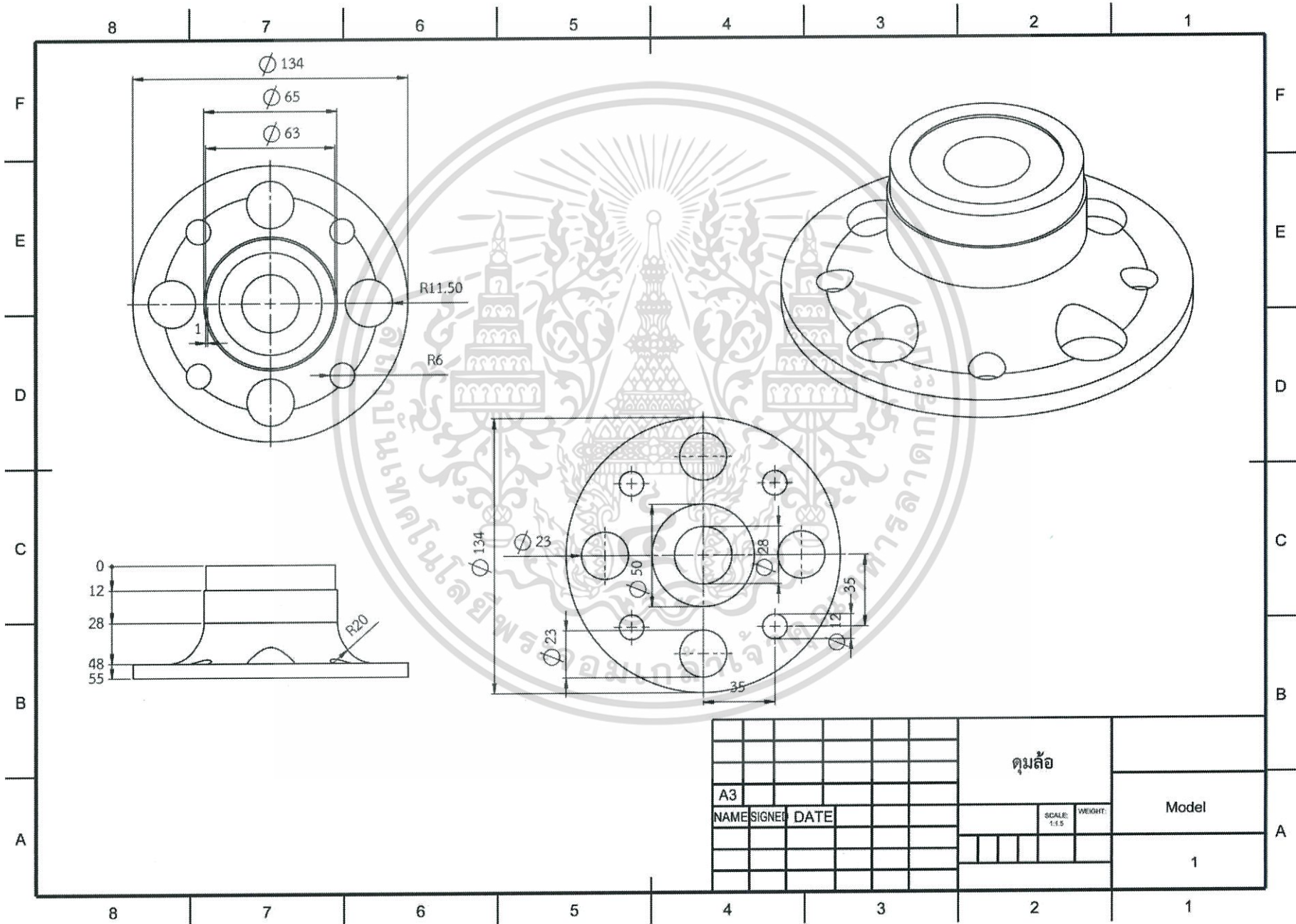


				งานใบพัดด้านใน			
A3						Model	
NAME		SIGNED		DATE		SCALE 1:1.5 WEIGHT	
						1	

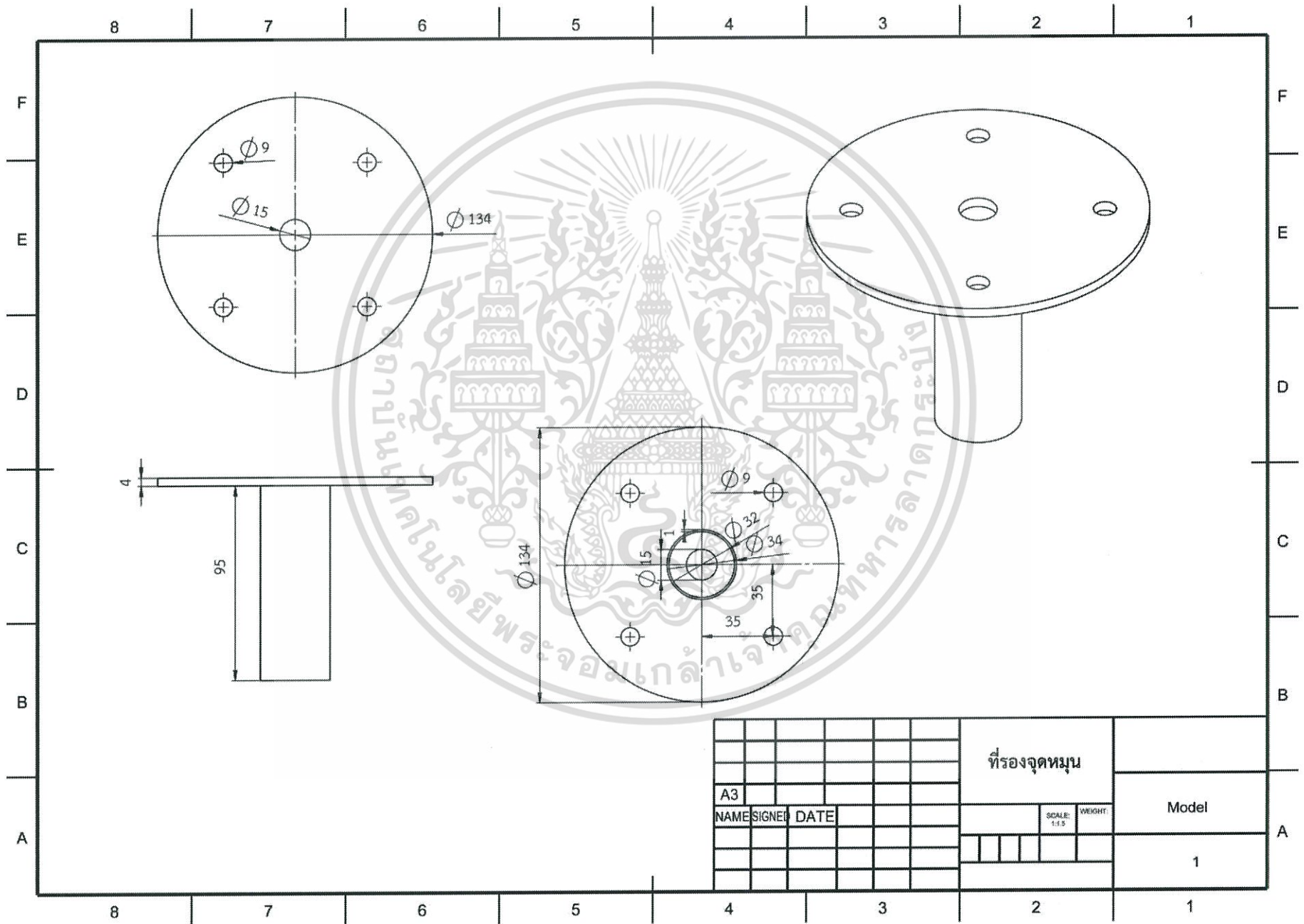


			งานใบพัดด้านนอก		
A3			SCALE: 1:1.5		Model
NAME	SIGNED	DATE	WEIGHT:		
					1

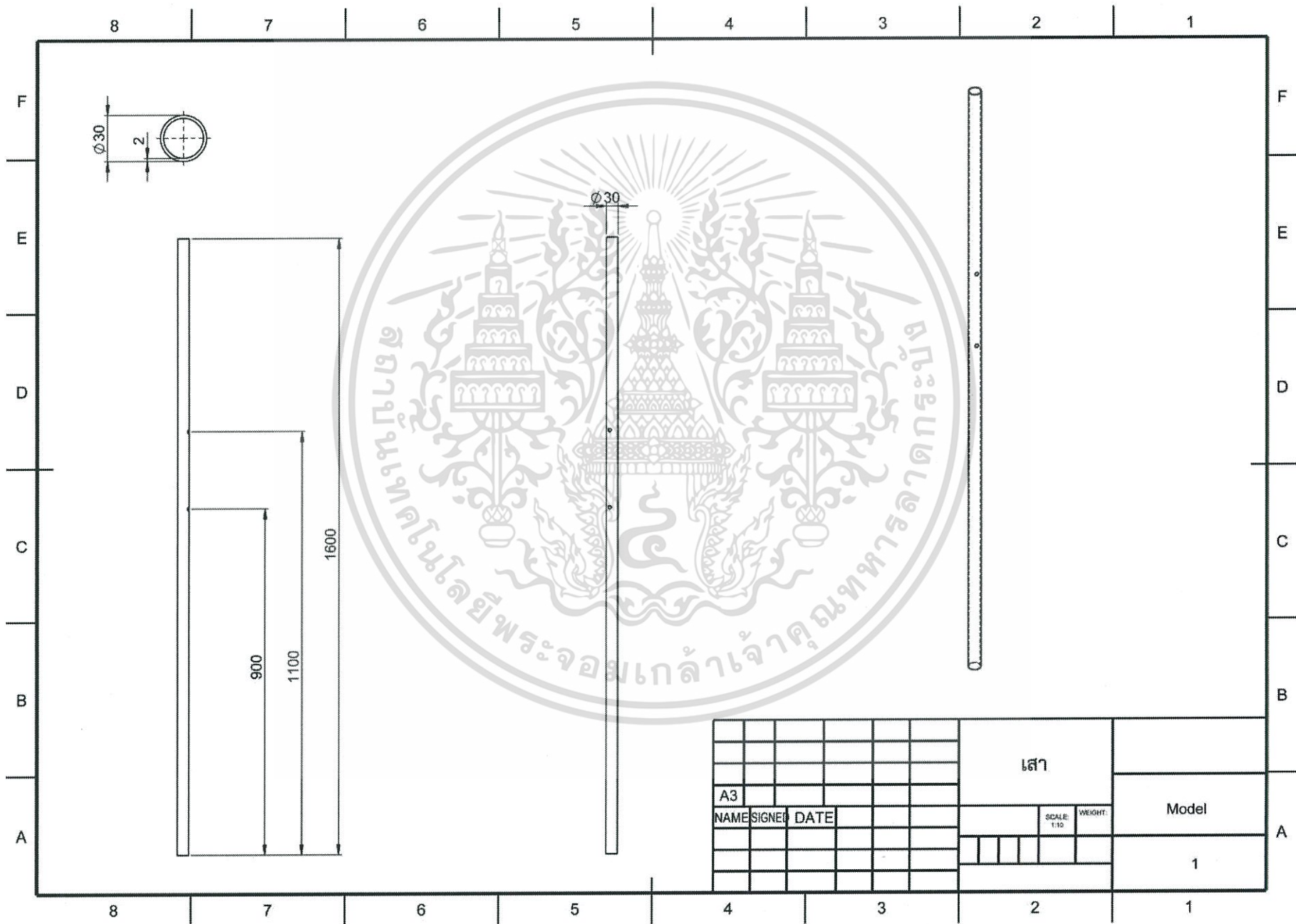




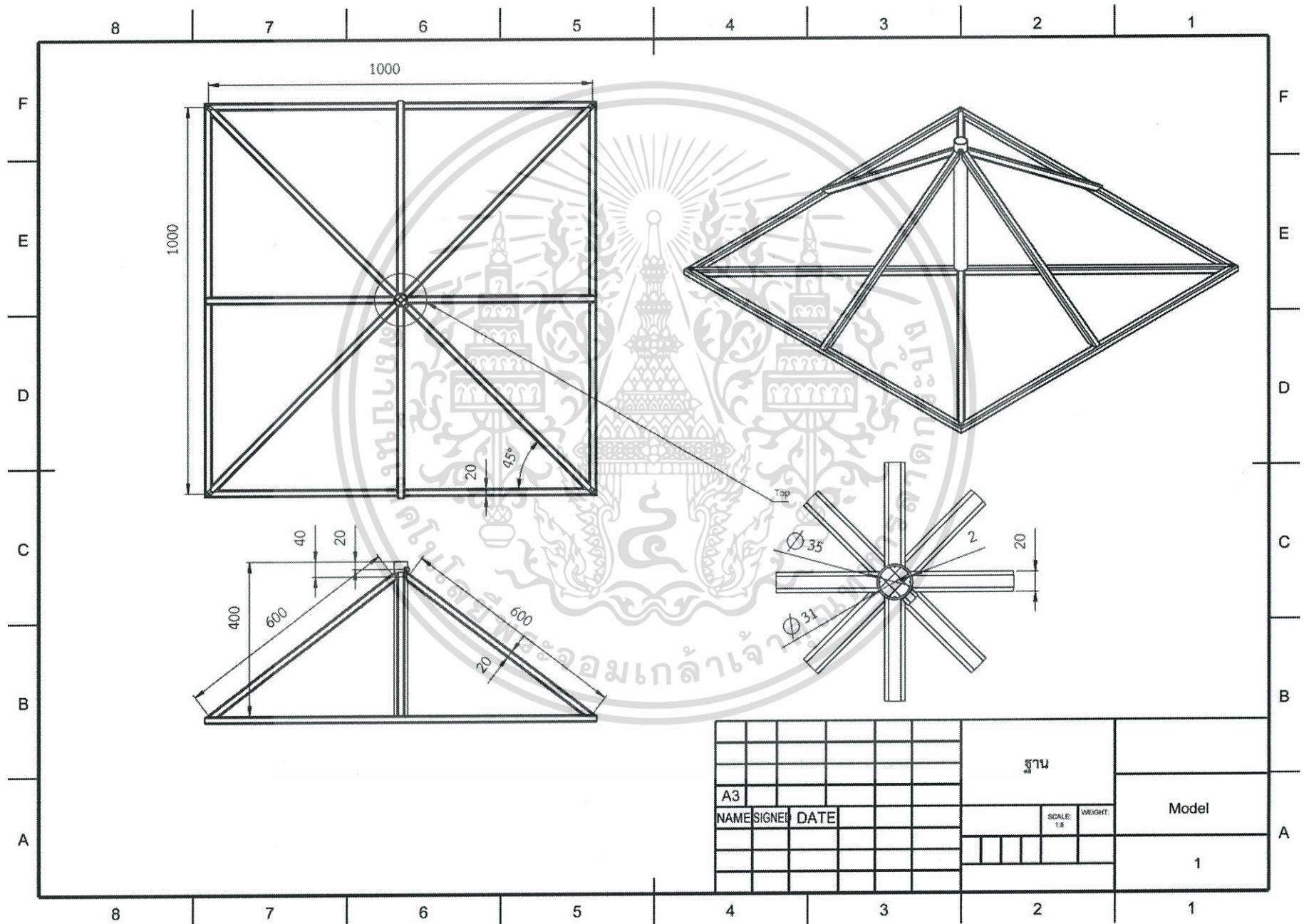
				ตุ้มล้อ			
A3						Model	
NAME		SIGNED		DATE		SCALE: 1:1.5 WEIGHT:	
						1	



				ที่รองจุดหมุน			
A3						Model	
NAME	SIGNED	DATE			SCALE:	WEIGHT:	1
					1:1.5		



				เสา			
A3						Model	
NAME	SIGNER	DATE			SCALE:	WEIGHT:	1
					1:10		



				ฐาน			
A3						Model	
NAME	SIGNED	DATE				SCALE: 1:8	WEIGHT:
							1



งานทะเบียนคณะวิทยาศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
คำรับรองเล่มโครงการพิเศษ/ปัญหาพิเศษ/สหกิจศึกษา

วันที่ 30 เดือน พฤษภาคม พ.ศ. 2561

ข้าพเจ้า นายภูมิพัฒน์ จิราวัฒน์สินทร รหัสนักศึกษา 57050962  
นางสาวณัฐรดา อันติมานนท์ รหัสนักศึกษา 57050966  
นายพงศธร บุญปก รหัสนักศึกษา 57051000

นักศึกษาหลักสูตรวิทยาศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาฟิสิกส์ประยุกต์ ภาควิชาฟิสิกส์  
ขอรับรองว่าโครงการพิเศษ เรื่อง




ชื่อภาษาไทย การออกแบบและสร้างขนาดใบพัดกังหันลมที่เหมาะสมกับความเร็วลมบริเวณชายฝั่ง  
ทะเลเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

ชื่อภาษาอังกฤษ Design and Construction of Wind Turbine Blades Suitable for Coastal  
Winds to Generate Electricity

ปีการศึกษา 2560

เป็นผลงานวิจัยที่มีได้คัดลอกหรือละเมิดลิขสิทธิ์ของผู้อื่น และได้ผ่านการตรวจสอบความซ้ำซ้อน  
เรียบร้อยแล้ว และได้แนบเอกสารการตรวจสอบการลอกเลียนงานวรรณกรรมที่ตรวจสอบจากเล่ม  
โครงการพิเศษฉบับสมบูรณ์แล้ว

โปรแกรมอักษรวิสุทธิ 1.25 %

ลงชื่อ.......... ลงชื่อ.......... ลงชื่อ..........  
(นายภูมิพัฒน์ จิราวัฒน์สินทร) (นางสาวณัฐรดา อันติมานนท์) (นายพงศธร บุญปก)  
นักศึกษา นักศึกษา นักศึกษา

ข้าพเจ้า รศ.สาทร่าย เล็กชะอุ่ม อาจารย์ที่ปรึกษาโครงการพิเศษ ได้ตรวจสอบโครงการพิเศษ ของ  
นักศึกษาข้างต้นแล้ว ขอรับรองว่าเป็นผลงานวิจัยของนักศึกษาจริงและมีเนื้อหาสมบูรณ์ จึงลงชื่อไว้  
เป็นหลักฐาน

ลงชื่อ..........  
(รศ.สาทร่าย เล็กชะอุ่ม)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้ นำอาจารย์ที่ปรึกษา การค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้