

การศึกษาเปรียบเทียบแบบจำลอง Prognostic และ Diagnostic  
สำหรับการประเมินแหล่งลมใกล้ชายฝั่งทะเล  
The Comparative Study of Prognostic and Diagnostic Models  
for Near-Shore Wind Resource Assessment

เสนอโดย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จอมภพ แวศักดิ์

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธเนศ ไชยชนะ

อาจารย์ ดร.วาริช วีระพันธ์

ได้รับทุนอุดหนุนวิจัยจากงบประมาณแผ่นดิน มหาวิทยาลัยทักษิณ  
ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2557



## คำรับรองคุณภาพ

รายงานวิจัยเรื่อง การศึกษาเปรียบเทียบแบบจำลอง Prognostic และ Diagnostic สำหรับการประเมิน  
แหล่งลมใกล้ชายฝั่งทะเล

ผู้วิจัย จอมภพ แววศักดิ์ ธเนศ ไชยชนะ และวาริช วีระพันธ์

สถาบันวิจัยและพัฒนา มหาวิทยาลัยทักษิณ ขอรับรองว่ารายงานวิจัยฉบับนี้ได้ผ่านการประเมินจาก  
ผู้ทรงคุณวุฒิแล้ว มีความเห็นว่าผลงานวิจัยฉบับนี้มีคุณภาพอยู่ในเกณฑ์

- ดีมาก
- ดี
- ปานกลาง
- พอใช้
- ต่ำ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. พรพันธุ์ เจมกุนาศัย)

ผู้อำนวยการสถาบันวิจัยและพัฒนา

24 กรกฎาคม 2558

## คำนำ

รายงานฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อรายงานผลการดำเนินของโครงการ การศึกษาเปรียบเทียบแบบจำลอง Prognostic และ Diagnostic สำหรับการประเมินแหล่งลมใกล้ชายฝั่งทะเล ซึ่งได้รับงบประมาณสนับสนุนการวิจัยจากงบประมาณแผ่นดิน มหาวิทยาลัยทักษิณ ประจำปี พ.ศ. 2557 โดยการศึกษาวิจัยของโครงการได้ทำการเก็บข้อมูลลมสถิติระยะยาว เพื่อนำมาประเมินศักยภาพของพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) และ แบบจำลอง Diagnostic (WindSim และ WAsP) และวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในการศึกษาได้ใช้ข้อมูลตรวจวัดจากเสาวัดลมระดับความสูง 120 m สถานีวัดลมเกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ สถานีวัดลมปากพั่น จ.นครศรีธรรมราช โดยอาศัยข้อมูลตรวจวัดลมระยะเวลา 1 ปี สำหรับการประเมินศักยภาพของพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลจากแบบจำลอง Prognostic จะอาศัยอาศัยแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น RAMS และการประเมินศักยภาพของพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลจากแบบจำลอง Diagnostic อาศัยโปรแกรมสำเร็จรูป WindSim และ WAsP โดยผลที่ได้จากการวิจัยจะเป็นข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็นสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีและจังหวัดนครศรีธรรมราช ต่อไป

คณะผู้วิจัย

## บทคัดย่อ

การประเมินศักยภาพของพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) และแบบจำลอง Diagnostic โดยการวิเคราะห์ข้อมูลสถิติของอัตราเร็วลมทั้งจากตรวจวัดและจากการทำนายด้วยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS ได้อาศัยโปรแกรม WAsP 11.0 และข้อมูลสถิติปี ค.ศ. 2012 จากการตรวจวัดของสถานีวัดลมปากพ่องและสถานีวัดลมเกาะพะงันที่ระดับความสูงสูงสุด 120 เมตร และใช้ข้อมูลจากการทำนายด้วยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS มาทำการสร้างไฟล์ Observed Wind Climate (OWC) ทำการวิเคราะห์สหสัมพันธ์ข้อมูลลมจากการวัด (Measured) กับข้อมูลลมทำนาย (Predicted) ของทั้งสถานีวัดลมปากพ่องและสถานีวัดลมเกาะพะงัน และวิเคราะห์โครงการ โดยพิจารณาความเป็นไปได้ทั้งทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ผลการวิจัยพบว่า ค่าสหสัมพันธ์ ( $R^2$ ) ของสถานีวัดลมปากพ่องมีค่าเท่ากับ 0.6301 ส่วนของสถานีวัดลมเกาะพะงันมีค่าเท่ากับ 0.687 และผลการวิเคราะห์ข้อมูลลมจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) มีความแตกต่างจากผลการตรวจวัดลมและอาศัยแบบจำลอง Diagnostic (WindSim และ WAsP) ดังนั้นทำให้ค่าหน่วยไฟฟ้าและค่า C.F. ที่ได้จากแบบจำลองทั้งสองจึงมีความแตกต่างกันด้วย โดยผลการวิเคราะห์ค่า C.F. จากแบบจำลอง Prognostic จะมีค่า C.F. สูงกว่าผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง Diagnostic บริเวณเกาะพะงัน อย่างไรก็ตามผลการวิเคราะห์ C.F. จากแบบจำลอง Prognostic มีค่าต่ำกว่าผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง Diagnostic บริเวณอำเภopakพ่องซึ่งมีลักษณะภูมิประเทศแบบราบเรียบตามแนวชายฝั่งทะเล ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW ที่มีต้นทุนต่อเมกะวัตต์เท่ากับ 65 ล้านบาท 70 ล้านบาท และ 75 ล้านบาท ภายใต้แหล่งทรัพยากรลมของพื้นที่ทั้งสองและภายใต้โครงสร้างการสนับสนุนทางการเงินและโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าในปัจจุบันนั้นสามารถลงทุนได้

## Abstract

The aim of this research project is to evaluate the potential of near-shore wind energy using prognostic and diagnostic modelling. The statistical wind speed obtained from observation in 2012 at 120 m at Pakphanang and Koh Phangan along with WindSim 4.6 and WAsP 11.0 wind flow modeling and prediction based on RAMS modeling along with NCEP/NCAR 2001-2010 are compared. The measure correlated predicted (MCP) is done also to reduce the uncertainty of wind speed.

Project analysis is executed in order to analyze the technical and economic aspects of a wind farm. The correlation coefficient ( $R^2$ ) for Pakphanang is 0.6301 and for Koh Phangan is 0.687 respectively.

Results showed that the predicted results based on RAMS modeling is differed from the diagnostic model (WindSim and WAsP) resulting for estimated annual energy production (AEP) is also different. The capacity factor (C.F.) obtained from prognostic model is higher than results from diagnostic model at Koh Phangan. However, the C.F. obtained from prognostic model is less than the results obtained from diagnostic model at Pakphanang due to the flat terrain.

Economic analysis revealed that the investment with the project cost of a 10 MW wind farm was 65, 70, and 75 million Thai Baht and operation under wind resource of Koh Phangan and Pakphanang together with financial incentive is feasible.

# สารบัญ

หัวข้อ	หน้า
คำนำ	ก
บทคัดย่อภาษาไทย	ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญรูป	ช
<b>บทที่ 1 บทนำ</b>	<b>1</b>
1.1 ที่มาและความสำคัญ	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	8
1.3 ขอบเขตการวิจัย	8
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	8
<b>บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง</b>	<b>9</b>
2.1 พลังงานลม	9
2.2 เงื่อนไขของลม (Wind Conditions)	11
2.2.1 ลมในช่วงระยะเวลาสั้น (Short Term Wind)	11
2.2.2 ลมในช่วงระยะเวลายาว (Long Term Wind)	12
2.2.3 ลมขีดสุด (Extreme Winds)	13
2.3 หลักการของ Computational Fluid Dynamics (CFD)	16
2.3.1 Reynolds number and Turbulence	20
2.3.2 Turbulent Kinetic Energy	20
2.3.3 TKE Budget	21
2.3.4 $k - \epsilon$ Turbulence Model	22
2.3.5 <i>TKE</i> และ <i>TI</i>	23
2.3.6 Turbulence Intensity	23
2.4 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	24
<b>บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย</b>	<b>33</b>
3.1 พื้นที่ศึกษา	33
3.2 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย	33
3.3 เครื่องมือและอุปกรณ์วัดต่างๆ	35
3.4 การประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่ง	41
<b>บทที่ 4 ผลการศึกษา</b>	<b>43</b>
4.1 สถานีวัดลมปากพนัง	43
4.1.1 อัตราการได้รับข้อมูล (Data Recovery Rate, %)	43

## สารบัญ (ต่อ)

หัวข้อ	หน้า
4.2 สถานีวัดลมเกาะพะงัน	44
4.2.1 อัตราการได้รับข้อมูล (Data Recovery Rate, %)	44
4.2.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน	44
4.3 ผังลม (Wind Rose)	46
4.4 การแจกแจงไวบูลล์ (Weibull Distribution)	46
4.5 การประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี	49
4.6 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (Cost of Energy) จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม	54
<b>บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ</b>	<b>73</b>
5.1 สรุป	73
3.2 ข้อเสนอแนะ	75
<b>บรรณานุกรม</b>	<b>76</b>

## สารบัญตาราง

	หน้า	
ตารางที่ 2.1	ระยะขรุขระของสภาพพื้นผิว	10
ตารางที่ 2.2	สถานภาพโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล	15
ตารางที่ 2.3	รูปแบบค่าคงที่มาตรฐาน $k - \epsilon$	22
ตารางที่ 2.4	รูปแบบค่าคงที่ที่ปรับแต่ง $k - \epsilon$	23
ตารางที่ 2.5	กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในปี พ.ศ. 2554 และ กำลังการผลิตติดตั้งรวมจนกระทั่งถึงปี พ.ศ. 2554 จำแนกตามประเทศต่างๆ	28
ตารางที่ 3.1	พิกัดของสถานีวัดลมเกาะพะงัน อ.เกาะพะงัน และ บ้านท่าพญา อ.ปากพ่อง	33
ตารางที่ 4.1	สมมติฐานทางการเงินและเศรษฐกิจ	55

## สารบัญรูป

	หน้า	
รูปที่ 1.1	กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าสะสมรายปีทั่วโลก	1
รูปที่ 1.2	กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั่วโลกรายปี	2
รูปที่ 1.3	กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั่วโลกรายปีในแต่ละทวีป	2
รูปที่ 1.4	กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าสะสมสูงสุด 10 อันดับแรก	3
รูปที่ 1.5	กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมในปี ค.ศ. 2013 สูงสุด 10 อันดับแรก	3
รูปที่ 1.6	การคาดการณ์กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมจนกระทั่งปี ค.ศ. 2018	4
รูปที่ 1.7	กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2556	4
รูปที่ 2.1	พื้นที่บริเวณทะเลเหนือสำหรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม นอกชายฝั่ง	14
รูปที่ 2.2	ฟาร์มกังหันลมที่สะพาน Dongbai	16
รูปที่ 2.3	กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลในทวีปยุโรป จนกระทั่งปี พ.ศ. 2554	27
รูปที่ 2.4	ตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลขนาดใหญ่ที่สุด 22 ใน 25 อันดับแรก	29
รูปที่ 2.5	แผนที่ลมความละเอียด 3 km นอกชายฝั่งทะเลประเทศเกาหลี (รูป a) และความหนาแน่นกำลังลม (รูป b)	31
รูปที่ 2.6	แผนที่ลมเหนือความละเอียด 1 km บริเวณ Great Lakes จาก AWS TrueWind	32
รูปที่ 3.1	พื้นที่ศึกษาของโครงการวิจัย	34
รูปที่ 3.2	เซนเซอร์วัดอัตราเร็ว (ซ้าย) และทิศทางลม (ขวา)	36
รูปที่ 3.3	เซนเซอร์วัดอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์รุ่น NRG #110S Temperature Sensor	37
รูปที่ 3.4	เซนเซอร์วัดความดันบรรยากาศรุ่น BP20 Barometric Pressure Sensor	37
รูปที่ 3.5	อุปกรณ์บันทึกข้อมูลรุ่น NOMAD™ II Wind Data Logger	38
รูปที่ 3.6	Solar Charge Regulator	39
รูปที่ 3.7	สถาปัตยกรรมของคลัสเตอร์	40
รูปที่ 3.8	เครื่องคอมพิวเตอร์สมรรถนะสูง	40
รูปที่ 3.9	ระเบียบวิธีในการวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม	42
รูปที่ 4.1	อัตราการได้รับข้อมูลที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมปากพนัง	43
รูปที่ 4.2	อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมปากพนัง	44
รูปที่ 4.3	อัตราการได้รับข้อมูลที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมเกาะพะงัน	45
รูปที่ 4.4	อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมเกาะพะงัน	45
รูปที่ 4.5	ผังลมรายปีจากข้อมูลลมตรวจวัดและจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS	46
รูปที่ 4.6	การแจกแจงไวบูลล์	47
รูปที่ 4.7	เปรียบเทียบอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวัดลมปากพนัง ปี ค.ศ. 2012	48
รูปที่ 4.8	เปรียบเทียบอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนสถานีวัดลมเกาะพะงันของปี ค.ศ. 2012	48

## สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.9 การจัดเรียงฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี G114-2.5 MW (ซ้าย) UP2000-103 (ขวา)	50
รูปที่ 4.10 การจัดเรียงฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณ อ.ปากพั่น จ.นครศรีธรรมราช G114-2.5 MW (ซ้าย) UP2000-103 (ขวา)	50
รูปที่ 4.11 เส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103	51
รูปที่ 4.12 เส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5	51
รูปที่ 4.13 หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพั่น จ.นครศรีธรรมราช	52
รูปที่ 4.14 ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพั่น จ.นครศรีธรรมราช	53
รูปที่ 4.15 การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกของฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพั่น จ.นครศรีธรรมราช	54
รูปที่ 4.16 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW กรณีต้นทุน 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์	55
รูปที่ 4.17 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW กรณีต้นทุน 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์	56
รูปที่ 4.18 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW กรณีต้นทุน 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์	56
รูปที่ 4.19 สัดส่วนผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาพร้อมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาพร้อมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง)	58
รูปที่ 4.20 สัดส่วนผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณ อ.ปากพั่น จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับ กลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง)	59
รูปที่ 4.21 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับ กลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์	60
รูปที่ 4.22 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับ กลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์	61



## สารบัญรูป (ต่อ)

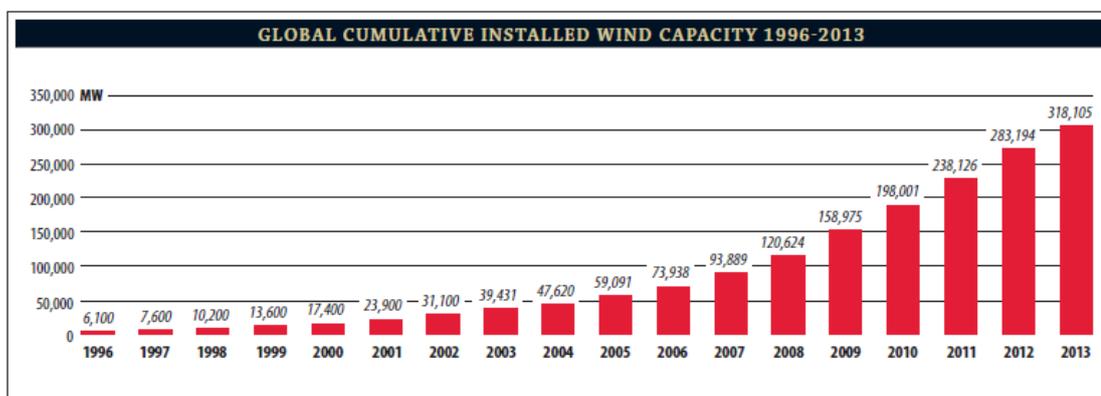
	หน้า
รูปที่ 4.31 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนา ที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์	71
รูปที่ 4.32 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์	72

# บทที่ 1

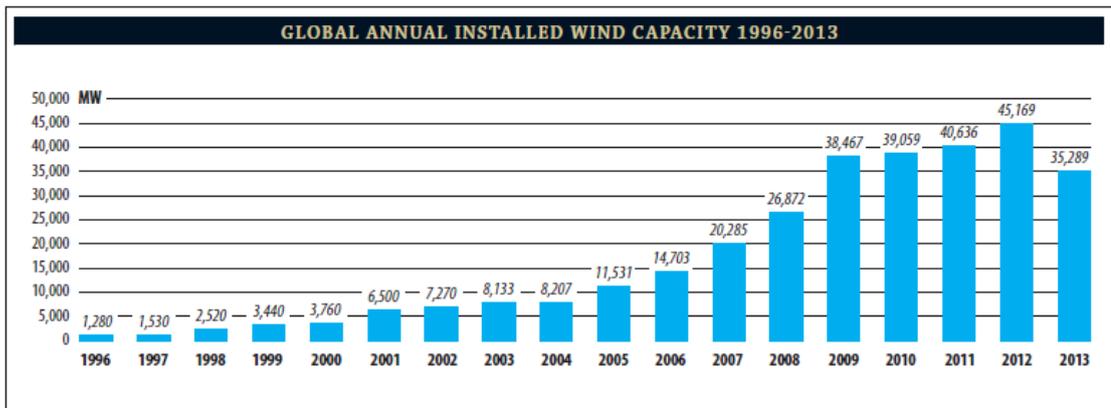
## บทนำ

### 1.1 ที่มาและความสำคัญ

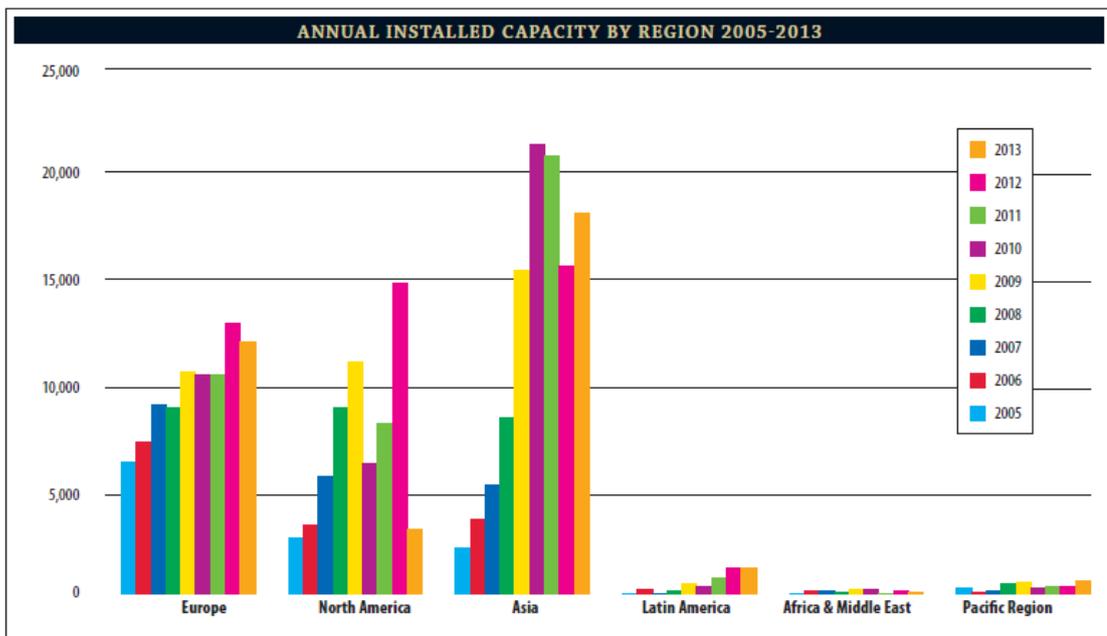
พลังงานลมเป็นแหล่งพลังงานที่มีอัตราการใช้เติบโตที่สุดในบรรดาพลังงานหมุนเวียนด้วยกันทั่วโลก จากข้อมูลในรายงานประจำปีของ Global Wind Energy Council (GWEC) พบว่าจนกระทั่งถึงปี ค.ศ. 2013 ทั่วโลกมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารวมกันทั้งสิ้น 318,105 MW และมีพัฒนาการของกำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมสะสมแต่ละปีแสดงดังรูปที่ 1.1 โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวมรายปีแสดงดังรูปที่ 1.2 โดยทวีปเอเชียมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงที่สุดดังรูปที่ 1.3 ซึ่งประเทศจีนมีกำลังการผลิตติดตั้งรวมสูงสุด 91,412 MW รองลงมาได้แก่ประเทศสหรัฐอเมริกา 61,091 MW ตามมาด้วยประเทศเยอรมัน 34,250 MW ประเทศสเปน 22,959 MW และประเทศอินเดีย 20,150 MW โดยแสดง 10 อันดับแรกของประเทศที่มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าสะสมสูงสุดจนกระทั่งถึงปี ค.ศ. 2013 ดังรูปที่ 1.4 และ 10 อันดับแรกของประเทศที่มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าเฉพาะในปี ค.ศ. 2013 แสดงดังรูปที่ 1.5 โดยประเทศจีนเป็นอันดับหนึ่งที่มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในปี ค.ศ. 2013 สูงถึง 16,088 MW ตามมาด้วยประเทศเยอรมัน 3,238 MW ประเทศสหราชอาณาจักร 1,883 MW ประเทศอินเดีย 1,729 MW และประเทศแคนาดา 1,599 MW โดย GWEC คาดการณ์ว่าจะมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในอัตราที่สูงต่อเนื่องจนกระทั่งปี ค.ศ. 2018 จะมีกำลังการผลิตติดตั้งรวมกันทั้งสิ้น 596.3 GW ซึ่งจะมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในแต่ละปีประมาณ 64.0 GW แสดงดังรูปที่ 1.6



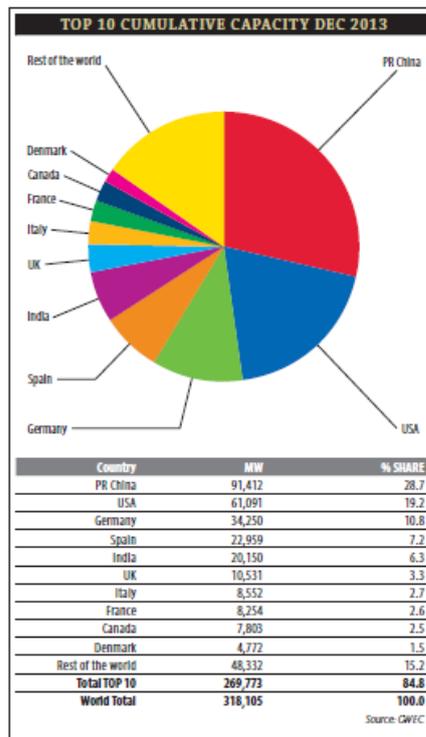
รูปที่ 1.1 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าสะสมรายปีทั่วโลก  
ที่มาข้อมูล Global Wind Energy Council (GWEC) <http://www.gwec.net>



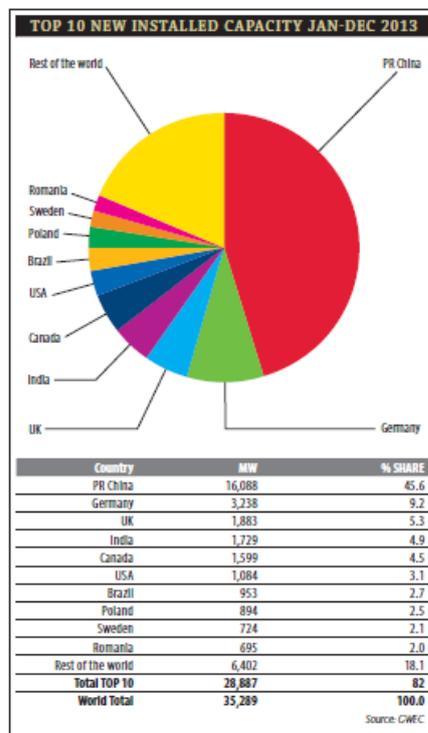
รูปที่ 1.2 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั่วโลกประจำปี  
ที่มาข้อมูล Global Wind Energy Council (GWEC) <http://www.gwec.net>



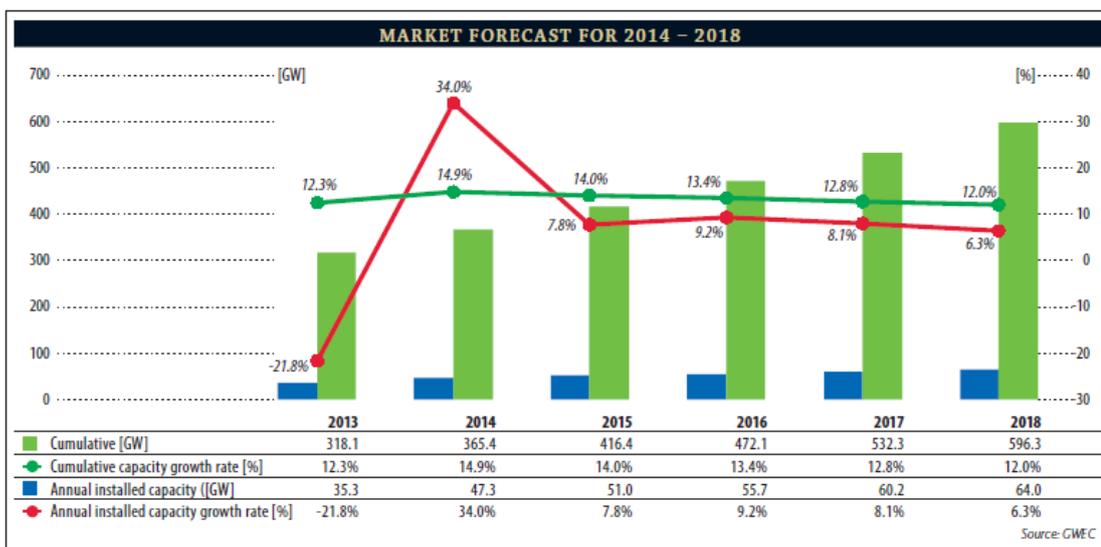
รูปที่ 1.3 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั่วโลกรายปีในแต่ละทวีป  
ที่มาข้อมูล Global Wind Energy Council (GWEC) <http://www.gwec.net>



รูปที่ 1.4 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าสะสมสูงสุด 10 อันดับแรก  
ที่มาข้อมูล Global Wind Energy Council (GWEC) <http://www.gwec.net>

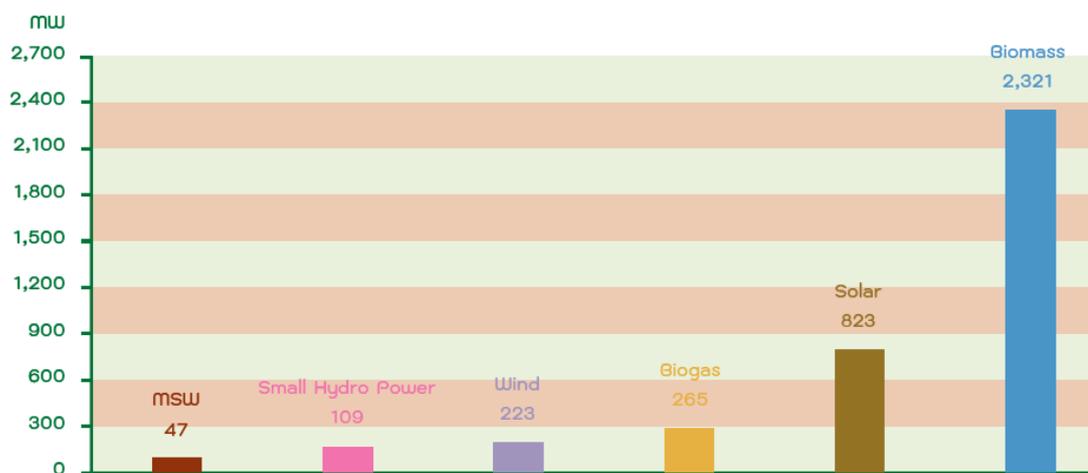


รูปที่ 1.5 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมในปี ค.ศ. 2013 สูงสุด 10 อันดับแรก  
ที่มาข้อมูล Global Wind Energy Council (GWEC) <http://www.gwec.net>



รูปที่ 1.6 การคาดการณ์กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมจนกระทั่งปี ค.ศ. 2018  
ที่มาข้อมูล Global Wind Energy Council (GWEC) <http://www.gwec.net>

เมื่อพิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทย ข้อมูลจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พบว่าปัจจุบันมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยรวมทั้งสิ้น 223 MW แสดงดังรูปที่ 1.7



<sup>1</sup>Including off grid power generation.(only Renewable)

<sup>2</sup>Data was accumulated.

รูปที่ 1.7 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2556  
ที่มาข้อมูล Energy Facts and Figures in Thailand 2013 ([www.dede.go.th](http://www.dede.go.th))

วิกฤติทางด้านพลังงานของพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทยในหลายครั้งที่ผ่านมา นับตั้งแต่เหตุการณ์จุดเชื่อมต่อกับเคเบิลใต้น้ำบริเวณอำเภอเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี เสียหายในปลายปี พ.ศ. 2555 ทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นพื้นที่วงกว้างในบริเวณอำเภอเกาะสมุยซึ่งครอบคลุมพื้นที่เกาะสมุย เกาะพะงัน และเกาะเต่า กรณีเคเบิลส่งไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับเกาะสมุยและเกาะพะงัน แหล่งท่องเที่ยวสำคัญของประเทศ เกิดชำรุดเสียหาย ตั้งแต่วันที่ 4 ธันวาคม พ.ศ. 2555 ที่ผ่านมา จนทำให้ประชาชนและนักท่องเที่ยวเดือดร้อนเนื่องจากไม่มีกระแสไฟฟ้าใช้ โดยกรมป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยได้ดำเนินการจัดส่งรถผลิตกระแสไฟฟ้า รถไฟฟ้าส่องสว่าง พร้อมเจ้าหน้าที่ลงพื้นที่สนับสนุนการแก้ปัญหาและช่วยเหลือประชาชนในพื้นที่เกาะสมุย เกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี ที่ประสบปัญหากระแสไฟฟ้าดับดังกล่าว โดยสาเหตุของไฟฟ้าดับเกิดจากจุดต่อสายเคเบิลไฟฟ้าใต้ดินเส้นใหญ่ ขนาด 115 kV ที่จ่ายไฟเลี้ยงทั้ง 2 เกาะ ฝังอยู่ลึกใต้ผิวดินประมาณ 1 m ระหว่างชายฝั่งบ้านพักอาศัยในไฟฟ้าเกาะสมุย 1 หมู่ 4 ต.ตลิ่งงาม อ.เกาะสมุย ซึ่งเชื่อมมาจากสายเคเบิลใต้น้ำ อ.ขนอม จ.นครศรีธรรมราช-บ้านพักกา เกิดระเบิดขึ้นตั้งแต่วันที่ 4 ธันวาคม พ.ศ. 2555 ทำให้ไม่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าต่อไปได้ โดยสาเหตุที่ไฟฟ้าลัดวงจรเกิดจากการที่โรงไฟฟ้าที่ อ.ขนอม จ.นครศรีธรรมราช ของบริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด หยุดปรับปรุงระบบจ่ายไฟเมื่อวันที่ 4 ธ.ค. 2555 โดยใช้เวลา 2 ชั่วโมง จากนั้นจึงจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบทำให้เกิดไฟฟ้าลัดวงจร จนไฟดับทั้งเกาะสมุยและเกาะพะงัน ซึ่งมีปริมาณใช้กระแสไฟฟ้า 90 MW การแก้ปัญหาดังกล่าวดำเนินการโดยอาศัยระบบไฟฟ้า 33 kV ที่มีอยู่ จ่ายกระแสไฟได้ 15 MW และจ่ายหมุนเวียน 2 ชั่วโมงต่อพื้นที่ โดยจ่ายได้เพียง 1 ใน 5 ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 2 เกาะ นอกจากนี้ยังส่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ไปสำรองไว้ที่โรงพยาบาลเกาะสมุย พร้อมมีการระดมรถปั่นไฟชุดแรก 4-5 คัน ลงไปปั่นจ่ายไฟในพื้นที่เกาะสมุย และเกาะพะงัน กรณีไฟฟ้าดับดังกล่าวส่งผลกระทบต่อธุรกิจท่องเที่ยวทั้ง 2 เกาะ โดยคาดการณ์เสียหายประมาณ 5,000 ล้านบาท แต่ที่น่าเป็นห่วงคือความเชื่อมั่นของการท่องเที่ยวในสายตาชาวต่างประเทศที่จะมีผลต่อไปในระยะยาว โดยเฉพาะอย่างยิ่งช่วงเทศกาลคริสต์มาสและปีใหม่ ที่นักท่องเที่ยวจะเข้ามาท่องเที่ยวในพื้นที่ดังกล่าว

ปี พ.ศ. 2556 เกิดเหตุการณ์จุดเชื่อมต่อกับสายส่งแรงสูงมีปัญหาในขณะที่มีการซ่อมบำรุงสายส่งแรงสูงบริเวณจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ทำให้ไม่สามารถส่งพลังงานไฟฟ้าจากพื้นที่ภาคกลางมายังพื้นที่ภาคใต้ และจำเป็นต้องปลดโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้เพื่อความปลอดภัยทางเทคนิคทำให้เกิดไฟฟ้าดับ (Black out) ทั่วทั้งบริเวณพื้นที่ภาคใต้เป็นเวลานาน 2-3 ชั่วโมง ซึ่งเป็นเหตุการณ์ไฟฟ้าดับครั้งใหญ่ในรอบ 30 ปี โดยสาเหตุเกิดจากธรรมชาติ กรณีไฟฟ้าดับเป็นวงกว้างกินพื้นที่ 14 จังหวัดภาคใต้ เมื่อช่วงดึกวันที่ 21 พฤษภาคม พ.ศ. 2556 ทั้งนี้เหตุการณ์ดังกล่าวเกิดจากระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่จ่ายไฟฟ้าจากภาคกลางไปยังภาคใต้ขัดข้อง ซึ่งปกติสายส่งไฟฟ้าไปยังภาคใต้มี 4 วงจร คือระบบสายส่ง 500 kV 2 วงจร และ 230 kV 2 วงจร แต่ได้มีการปลดสายส่ง 500 kV เพื่อซ่อมบำรุง ส่วนในช่วงเย็นระบบสายส่ง 500 kV อีกเส้นก็เกิดชำรุด ซึ่งสาเหตุเนื่องมาจากฟ้าผ่าทำให้ต้องจ่ายไฟผ่านสาย 230 kV แต่ไม่เพียงพอที่จะจ่ายไฟฟาลงภาคใต้ ทำให้สายส่งจ่ายไฟฟ้าเกินพิกัด จนส่งผลให้สายส่งหลุดออกจากระบบ

โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้เร่งการผลิตไฟฟ้าอย่างเต็มกำลัง รวมถึงเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล ที่ จ.สุราษฎร์ธานี และประเทศมาเลเซียก็ได้ยื่นมือเข้ามาช่วย

โดยส่งไฟฟ้ามาให้ 200 MW มูลค่า 12 ล้านบาท ซึ่งถือเป็นค่าใช้จ่ายที่สูงมาก เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับประชาชนภาคใต้ให้เพียงพอ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ระบุว่า ในปัจจุบันความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้นั้นเพิ่มขึ้นราวร้อยละ 6 ต่อปี โดยเฉพาะอย่างยิ่งในจังหวัดชายฝั่งอันดามัน แต่ขณะเดียวกันระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้นั้นยังต้องพึ่งการส่งกระแสไฟฟ้าจากภาคกลางเป็นบางส่วน ซึ่งการส่งมีลักษณะเป็นคอขวดตามภูมิประเทศ ทำให้มีความเสี่ยงต่อระบบส่งไฟฟ้าค่อนข้างสูง จากปัญหาดังกล่าวทาง กฟผ. จึงมีแนวทางในการพัฒนาโรงไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้และขยายระบบส่งเพิ่มขึ้น ได้แก่ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าจะนะแห่งที่ 2 ที่กำลังก่อสร้างและจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ในปี 2557 และขณะนี้ทาง กฟผ. ก็อยู่ระหว่างการศึกษาคความเหมาะสมโครงการขยายกำลังการผลิตโรงไฟฟ้ากระบี่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินนำเข้า รวมทั้งการปรับปรุงระบบส่งให้มีความมั่นคงยิ่งขึ้น ซึ่งจะเป็นการลดความเสี่ยงต่อระบบไฟฟ้าแก่ภาคใต้ในระยะยาว

อนึ่ง ปัจจุบันภาคใต้มีความต้องการใช้กระแสไฟฟ้าอยู่ที่ 2,500 MW และมีแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น 6% ต่อปี แต่กำลังการผลิตไฟฟ้าสามารถรองรับการใช้งานได้เพียงประมาณ 2,100 MW โดยมีโรงไฟฟ้าที่ผลิตอยู่ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าขนอม 824 MW โรงไฟฟ้ากระบี่ 340 MW โรงไฟฟ้ารัชชประภา 240 MW โรงไฟฟ้าบางกลาง 73.3 MW และ โรงไฟฟ้าจะนะ 731 และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ 56 MW

การหยุดซ่อมบำรุงแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA A18) ที่กำลังเกิดขึ้นในช่วงระหว่างวันที่ 13 มิถุนายน – 10 กรกฎาคม 2557 ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางด้านไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้โดยตรง เนื่องจากการหยุดซ่อมแซมแหล่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวทำให้ไม่สามารถส่งก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้าจะนะ จังหวัดสงขลาได้ เป็นผลให้กำลังการผลิตไฟฟ้าหายไปจากระบบ 710 MW โดยกระทรวงพลังงานมีมาตรการรองรับดังนี้ 1. เพิ่มการส่งไฟฟ้าจากภาคกลางเป็น 700 MW จนถึงระดับสูงสุดที่ 950 MW (เฉพาะกรณีฉุกเฉิน) 2. ประสานกับประเทศมาเลเซียในการขอรับซื้อไฟฟ้า (โดยมาเลเซียจะสามารถขายไฟฟ้าให้ไทยได้ในกรณีที่ระบบไฟฟ้าของมาเลเซียไม่ขัดข้อง) และ 3. แผนเวียนดับไฟฟ้าใน 3 กลุ่ม คือ กลุ่มภาคใต้ตอนบน ภาคใต้ตอนกลาง และภาคใต้ตอนล่าง โดยการเวียนดับไฟฟ้าจะไม่กระทบกับสถานที่ราชการ โรงพยาบาลและสถานที่สำคัญ และ 4. การขอความร่วมมือภาคอุตสาหกรรมในฐานะผู้ใช้ไฟฟ้ามากที่สุด ลดการใช้ไฟฟ้าช่วง 18:30-22:30 น. ซึ่งคาดว่าจะสามารถลดการใช้ได้ 200 MW

อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศที่เกิดขึ้น และหากเกิดเหตุฉุกเฉิน กฟผ. ก็ได้จัดให้มีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ที่มีขนาดเท่ากับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดในระบบ นอกจากนี้ยังมีระบบป้องกันอัตโนมัติ (Under Frequency Load Shedding) ซึ่งดำเนินการร่วมกับการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เพื่อเลือกตัดการจ่ายกระแสไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีผลกระทบน้อยที่สุดออกบางส่วน เพื่อรักษาเสถียรภาพส่วนใหญ่ของระบบให้คงอยู่ จากสถิติที่ผ่านมา พบว่ามี การตัดการจ่ายกระแสไฟฟ้าออกไปไม่ถึงร้อยละ 10 ของทั้งประเทศ เพื่อให้ส่งผลกระทบต่อประชาชนน้อยที่สุด ดังนั้นจึงเห็นได้ชัดว่าระบบป้องกันอัตโนมัตินี้ดังกล่าว สามารถรองรับเหตุการณ์ฉุกเฉินได้อย่างมีประสิทธิภาพ ส่วนกรณีการขัดข้องที่มีสาเหตุมาจากเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะปัญหาการขัดข้องในระบบการจ่ายก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักนั้น โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น

เชื้อเพลิงสามารถเปลี่ยนมาใช้ น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลได้ทันที โดยปัจจุบัน กฟผ. มีการสำรองน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลให้เพียงพอต่อการใช้งานได้นานถึง 3 วัน

ดังนั้นแม้ว่า กฟผ. จะไม่สามารถรับประกันได้ว่าจะไม่เกิดไฟฟ้าดับทั้งประเทศขึ้นอีกครั้ง แต่จากสภาพของระบบส่งไฟฟ้า โรงไฟฟ้า และแผนรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินที่ได้มีการฝึกซ้อมสถานการณ์อยู่เป็นประจำ เพื่อเตรียมความพร้อมของบุคลากรและอุปกรณ์ที่ใช้ โอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับขึ้นทั่วประเทศไทยจึงมีน้อยมาก หรือถ้าเกิดขึ้นจริง กฟผ. ก็พร้อมที่จะกู้ระบบไฟฟ้ากลับสู่สภาวะปกติให้เร็วที่สุด เพื่อให้ประชาชนได้รับผลกระทบน้อยที่สุด

จากวิกฤติทางด้านพลังงานของประเทศไทยในหลายครั้งที่ผ่านมาทั้งการหยุดซ่อมแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาและการหยุดซ่อมแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย ส่งผลให้กระทรวงพลังงานและหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องได้เตรียมมาตรการเพื่อลดปัญหาที่เกิดขึ้น แต่ถึงแม้จะมีมาตรการที่รัดกุมและรอบคอบเพียงใดก็ตามก็ยังจำเป็นต้องอาศัยความร่วมมือร่วมใจในการลดใช้พลังงานในช่วงวิกฤติดังกล่าว ซึ่งการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนยังเป็นอีกแนวทางหนึ่งในการเตรียมการเพื่อลดปัญหาดังกล่าวเพื่อให้เกิดความยั่งยืนด้านพลังงานในอนาคต

พลังงานลมเป็นหนึ่งในพลังงานหมุนเวียนที่น่าสนใจในปัจจุบัน เนื่องจากเป็นแหล่งทรัพยากรที่มีในธรรมชาติ ไม่ต้องจัดหาและเป็นพลังงานสะอาด และโดยธรรมชาติแล้วทรัพยากรลมนอกชายฝั่งทะเลมักจะมีศักยภาพสูงกว่าลมบนฝั่งเนื่องจากมีอิทธิพลของความขรุขระ (Roughness) ของพื้นผิวน้อยกว่า โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมที่พัฒนานอกชายฝั่งทะเลจึงได้รับพลังงานลมที่มีความสม่ำเสมอ (Uniform) และมากกว่า อย่างไรก็ตามการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลจะมีต้นทุนของโครงการที่สูงกว่าโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนฝั่งเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการศึกษาศักยภาพแหล่งทรัพยากรลม การประเมินผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม การติดตั้งกังหันลมในทะเล และการเชื่อมต่อกับระบบสายส่งหรือระบบจำหน่าย ถึงแม้ว่ากระนั้นในต่างประเทศการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมมักจะมีมุ่งพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งเนื่องจากมีกำลังลมสูงกว่า และในปัจจุบันมีเทคโนโลยีในการติดตั้งกังหันลมในทะเลที่ทันสมัยและสะดวกสามารถติดตั้งได้เร็ว เช่นในประเทศเยอรมัน อังกฤษ เดนมาร์ก สวีเดน เนเธอร์แลนด์ สหรัฐอเมริกา หรือแม้กระทั่งประเทศจีน เกาหลีใต้และประเทศญี่ปุ่น โดยการศึกษาศักยภาพของแหล่งทรัพยากรลมนอกชายฝั่งทะเลมักจะมีอาศัยการติดตั้งสถานีการตรวจวัดลมที่ระดับความสูงใกล้ศูนย์กลางส่วนหมุน (Hub) ของกังหันลม 80-120 m และอาศัยข้อมูลลมสถิติระยะเวลาไม่น้อยกว่า 1 ปี สำหรับการประเมินศักยภาพของแหล่งลมต่อไป ทั้งนี้การดำเนินการดังกล่าวจำเป็นต้องใช้งบประมาณจำนวนมากและอาศัยข้อมูลพื้นฐานทางด้านทรัพยากรแหล่งลมเพื่อการติดตั้งสถานีวัดลม ซึ่งการศึกษาข้อมูลพื้นฐานดังกล่าวเพื่อใช้ในการพิจารณาเลือกสถานที่ติดตั้งสถานีวัดลมและการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนฝั่งทะเลนั้นสามารถกระทำได้โดยอาศัยข้อมูลการตรวจวัดลมที่ระดับความสูง 80-100 m บนเกาะในทะเลระยะยาว 1 ปี ประกอบกับการใช้ระบบภูมิสารสนเทศ (Geo-Informatics: Remote Sensing, GPS and GIS) และแบบจำลองการไหลของลมในระดับสเกลจุลภาคที่ได้อาศัยแบบจำลองพลศาสตร์ของไหลเชิงคำนวณ (Computational Fluid Dynamics: CFD) สำหรับการวิเคราะห์แหล่งทรัพยากรลมและการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมบนฝั่งทะเลจะอาศัยโปรแกรมสำเร็จรูปสำหรับการวิเคราะห์โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบนฝั่งทะเล (WASP 11.0) ([www.wasp.dk](http://www.wasp.dk)) ของพื้นที่ศึกษาของโครงการ

## 1.2 วัตถุประสงค์

- 1.2.1 เพื่อประเมินแหล่งพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลจากแบบจำลอง Prognostic และแบบจำลอง Diagnostic
- 1.2.2 เพื่อจัดทำฐานข้อมูลทางด้านพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลาง-ตอนล่าง
- 1.2.3 เพื่อเป็นฐานข้อมูลสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลบริเวณภาคใต้ตอนกลาง-ตอนล่าง

## 1.3 ขอบเขต

- 1.3.1 วิเคราะห์แหล่งลมด้วยแบบจำลอง Prognostic และ แบบจำลอง Diagnostic
- 1.3.2 ตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลอง Prognostic และ Diagnostic ด้วยข้อมูลตรวจวัดลมสถิติระยะยาว
- 1.3.3 พื้นที่แนวชายฝั่งทะเลและใกล้ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยภาคใต้ตอนกลางถึงตอนล่าง

## 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.4.1 ทำให้ทราบถึงศักยภาพของพลังงานลมแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณภาคใต้ตอนกลาง-ตอนล่าง
- 1.4.2 ทำให้ทราบถึงพื้นที่แนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณภาคใต้ตอนกลาง-ตอนล่างที่มีความเหมาะสมสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเล
- 1.4.3 ทำให้ทราบถึงความเป็นไปได้เบื้องต้นของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลบริเวณแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณภาคใต้ตอนกลาง-ตอนล่าง
- 1.4.4 ผลการวิจัยของโครงการสามารถตีพิมพ์เผยแพร่ในวารสารวิชาการระดับชาติและนานาชาติ หรือนำเสนอผลงานในการประชุมวิชาการระดับชาติและนานาชาติได้
- 1.4.5 ผลการศึกษาของโครงการสามารถนำไปเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการวางแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)
- 1.4.6 ผลสัมฤทธิ์จากโครงการสามารถนำไปเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจการลงทุนของภาคเอกชนที่สนใจลงทุนธุรกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในรูปแบบของ VSPP และ SPP

## บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

### 2.1 พลังงานลม

พลังงานลมเป็นพลังงานหมุนเวียนชนิดหนึ่งที่มีต้นกำเนิดจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยอ้อม กล่าวคือพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบในภาคตัดขวางของโลกประมาณ 178,000 ล้านล้านวัตต์ มีเพียง 0.2% เท่านั้นที่ก่อให้เกิดการเคลื่อนไหวของอากาศที่เรียกว่า พลังงานลม และส่วนนี้ก็ยังส่งผลให้เกิดคลื่นในมหาสมุทรด้วย

ลมในชั้นบรรยากาศโลก (Planetary Boundary Layer) สามารถอธิบายการกระจายทางตั้งของอัตราเร็วลมในแนวราบเหนือพื้นดินได้โดยอาศัยสมการกึ่งทดลอง (Semi-Empirical Relationship) ที่เรียกว่าสมการโปรไฟล์ลมแบบลอการิทึม (Log Wind Profile) แสดงดังสมการที่ 2.1 ซึ่งมักจะจำกัดอยู่ในระดับความสูงไม่เกิน 100 m จากพื้นดิน

ในบรรยากาศอิสระ (Free Atmosphere) เรามักจะใช้ความสัมพันธ์ของลมจีโอสโทรฟิก (Geostrophic Wind) ซึ่งมีสมการสำหรับการประมาณอัตราเร็วลม ( $u$ ) ที่ระดับความสูง  $z$  (m) เหนือพื้นดินดังนี้

$$u_z = \frac{u_*}{k} \left[ \ln \left( \frac{z-d}{z_0} \right) + \psi(z, z_0, L) \right] \quad (2.1)$$

เมื่อ	$u_*$	คือ	ความเร็วเสียดทาน (Friction Velocity) หรือ ความเร็วเฉือน (Shear Velocity)
	$k$	คือ	ค่าคงที่ของ Von Karman (0.41)
	$d$	คือ	การกระจัดแนวราบค่าศูนย์ (Zero Plane Displacement)
	$z_0$	คือ	ความขรุขระของพื้นผิว (Surface Roughness)
	$\psi$	คือ	เสถียรภาพ (Stability)
	$L$	คือ	พารามิเตอร์เสถียรภาพของ Monin-Obukhov

ภายใต้เงื่อนไขเสถียรภาพแบบศูนย์กลาง (Neutral Stability)  $z/L = 0$  และเทอม  $\psi$  จะมีค่าเป็นศูนย์ การกระจัดแนวราบค่าศูนย์เป็นความสูง (m) เหนือพื้นดินเมื่ออัตราเร็วลมมีค่าเป็นศูนย์ เนื่องจากพฤติกรรมการไหลผ่านสิ่งกีดขวาง เช่น ต้นไม้และอาคาร เป็นต้น โดยมักจะประมาณให้มีค่าเท่ากับ  $2/3$  ของความสูงเฉลี่ยของสิ่งกีดขวางนั่นเอง

ระยะขรุขระ (Roughness Length)  $z_0$  เป็นเทอมที่ได้พิจารณาถึงอิทธิพลของความขรุขระของพื้นผิวที่มีต่ออิทธิพลของการไหล โดยมีค่าระหว่าง  $1/10$  ถึง  $1/30$  ของความสูงเฉลี่ยของความขรุขระบนพื้นดิน ค่าระยะขรุขระของสภาพพื้นผิวต่างๆ แสดงดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ระยะขรุขระของสภาพพื้นผิว

พื้นผิว	ระยะขรุขระ (m)
พื้นผิวเรียบหรือพื้นน้ำ	0.0002
พื้นราบหรือพื้นที่ผิวที่มีหญ้าปกคลุม	0.03
พื้นที่เพาะปลูก	0.1-0.25
พื้นที่ป่า	0.5-1.0
ลักษณะภูมิประเทศที่มีการเปลี่ยนแปลงค่อนข้างมาก	มากกว่า 1.0

สมการโปรไฟล์ลมแบบลอการิทึมมักจะได้รับการยอมรับในการประมาณค่าอัตราเร็วลมที่ระดับความสูงอื่นๆ เหนือพื้นดินมากกว่ากฎโปรไฟล์ลมแบบยกกำลัง (Wind Profile Power Law) แสดงดังสมการที่ 2.2 โดยสมการโปรไฟล์ลมแบบยกกำลังมักจะใช้กันในกรณีเงื่อนไขเสถียรภาพแบบศูนย์กลาง (Neutral Stability) และในกรณีที่ไม่มีข้อมูลความขรุขระของพื้นผิว

$$\frac{V_z}{V_r} = \left( \frac{h_z}{h_r} \right)^\alpha \quad (2.2)$$

เมื่อ	$V_z$	คือ	อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง $z$ (m/s)
	$V_r$	คือ	อัตราเร็วลมที่ระดับความสูงอ้างอิง (m/s)
	$h_z$	คือ	ความสูงที่ระดับ $z$ (m)
	$h_r$	คือ	ความสูงที่ระดับอ้างอิง (m)
	$\alpha$	คือ	สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม (Wind Shear Coefficient) (ไร้นหน่วย)

ในการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลจะพิจารณาการจัดวางตำแหน่งของกังหันลมในฟาร์มกังหันลมโดยใช้หลักเกณฑ์การวางตำแหน่ง 5DX10D เพื่อลดการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวก

ลมที่เคลื่อนที่ผ่านกังหันจะมีพลังงานลดลงซึ่งจะไปตามกฎของอนุรักษ์พลังงาน ลมที่เคลื่อนที่ผ่านกังหันจะมีอัตราเร็วลดลงและเกิดเป็นกลุ่มลมด้านหลังและมีความปั่นป่วนเมื่อเปรียบเทียบกับลมด้านหน้ากังหัน ดังนั้นการจัดวางกังหันลมสำหรับฟาร์มกังหันจึงมักจะจัดวางให้ห่างกันอย่างน้อยเป็นระยะ 5 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางของใบพัดเพื่อหลีกเลี่ยงความปั่นป่วนทางด้านหลังของกังหันลมซึ่งอาจจะเป็นด้านหน้าของกังหันลมตัวอื่นๆ นั่นเอง

ในการประเมินทางด้านเทคนิคของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนั้นได้พิจารณาพารามิเตอร์ 2 ตัว ได้แก่ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production: AEP) และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยอาศัยค่าค่าปาซิตีแฟกเตอร์ (Capacity Factor: C.F.)

#### 1. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (AEP) ได้จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม WAsP 11.0 ซึ่งจำเป็นต้องอาศัยค่ากำลังการผลิตเต็มพิกัด (Rated Capacity) ของกังหันลม โดยในการศึกษาความ

เป็นไปได้นี้ได้อาศัยกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตติดตั้งขนาด 2.0-5.0 MW สำหรับการวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

## 2. ค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม

ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมอาศัยการวิเคราะห์พารามิเตอร์ที่เรียกว่า Capacity Factor (C.F.) โดยพิจารณาจากสมการที่ 2.3

$$C.F. = \text{Annual Energy Production} / (8,760 \times \text{Rated Capacity of WTG}) \quad (2.3)$$

ซึ่งสามารถนำมาใช้ในการพิจารณาสมรรถนะของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมในกรณีที่ยังไม่มี การติดตั้งกังหันลมได้

## 2.2 เงื่อนไขของลม (Wind Conditions)

คุณลักษณะของลมสัมพันธ์กับสมบัติทางกายภาพเป็นอย่างมากซึ่งโดยทั่วไปลมมักจะเกิดจากความแตกต่างของความกดอากาศเนื่องจากการได้รับความร้อนจากรังสีอาทิตย์ในแต่ละบริเวณที่แตกต่างกัน นอกจากนี้บริเวณใกล้ทะเลยังมีอิทธิพลของลมบก-ลมทะเล (Land-Sea Breeze) อีกด้วย ซึ่งปัจจัยเหล่านี้จะส่งผลกระทบต่อความเร็วลมเฉลี่ยในแต่ละชั่วโมง วัน และฤดูกาล หรือความเร็วลมในระยะยาว สำหรับช่วงระยะเวลาสั้นๆ เช่น 10 นาที ลมมักจะได้รับอิทธิพลจากการแพร่กระจายความปั่นป่วน (Turbulent Dissipation)

สำหรับวัตถุประสงค์ของการออกแบบภาระของกังหันลมเนื่องจากลมแล้ว เราสามารถพิจารณา ลมออกเป็น 3 ลักษณะ ดังนี้

- (1) ลมนิ่ง (Sustained)
- (2) ลมกรรโชก (Gust)
- (3) ลมปั่นป่วน (Turbulence)

ในการศึกษาเชิงจำลองแบบ (Simulation) มักจะอาศัยข้อมูลลมที่เป็นอนุกรมเวลา (Time Series Data) ซึ่งจะพิจารณาทั้งอัตราเร็วลม (Speed) และทิศทาง (Direction) การเปลี่ยนแปลงของลมในช่วงระยะเวลามักจะมีการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นเพื่อให้ง่ายต่อการพิจารณาเราจึง จำแนกพฤติกรรมของลมเป็นในช่วงระยะเวลาสั้น (Short Term Wind) ระยะเวลายาว (Long Term Wind) และลมขีดสุด (Extreme Winds)

### 2.2.1 ลมในช่วงระยะเวลาสั้น (Short Term Wind)

ลมในช่วงระยะเวลาสั้นมักจะพิจารณาค่าเฉลี่ย (Mean) และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard Deviation) ในช่วงระยะเวลา 10 นาที โดยมีสมการแสดงความสัมพันธ์ดังสมการที่ 2.4

$$u = U + \tilde{u} \quad (2.4)$$

เมื่อ  $U$  คือ อัตราเร็วเฉลี่ย (Mean Speed)

$\tilde{u}$  คือ องค์ประกอบของการเปลี่ยนแปลงของอัตราเร็วลม (Fluctuating Component)

อัตราเร็วลมเฉลี่ยสำหรับจำนวนข้อมูล  $N_s$  หาได้จากสมการที่ 2.5

$$U = \frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} u_i \quad (2.5)$$

ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานหาได้จากสมการที่ 2.6

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{N_s - 1} \sum_{i=1}^{N_s} (u_i - U)^2} \quad (2.6)$$

การแจกแจงแบบต่อเนื่อง (Continuous Distribution) ของอัตราเร็วลมในช่วงระยะเวลาสั้นๆ สามารถประมาณได้โดยใช้การแจกแจงแบบปกติดังนี้

$$p(u) = \frac{1}{\sigma_u \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(u - U)^2}{2\sigma_u^2}\right] \quad (2.7)$$

ความปั่นป่วนของลมมักจะมีรูปร่างแบบคลื่นไซน์ซึ่งประกอบไปด้วยขนาด (Magnitude) และความถี่ (Frequency) ซึ่งสามารถพิจารณาจากความหนาแน่นสเปกตรัมกำลัง (Power Spectral Density) ของ Von Karman Spectrum

$$S_u(f) = \frac{\sigma_u^2 4(L/U)}{[1 + 70.8(fL/U)^2]^{5/6}} \quad (2.8)$$

หรือจาก Kaimal Spectral

$$S_u(f) = \frac{\sigma_u^2 4(L/U)}{[1 + 6(fL/U)]^{5/3}} \quad (2.9)$$

### 2.2.2 ลมในช่วงระยะเวลายาว (Long Term Wind)

เงื่อนไขของลมในระยะยาวมักจะพิจารณาค่าเฉลี่ยของอัตราเร็วลมในระยะยาว  $\bar{U}$  และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานในระยะยาว  $\sigma_U$

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i \quad (2.10)$$

เมื่อ  $N$  คือ จำนวนของจุดข้อมูลระยะยาว

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (U_i - \bar{U})^2} \quad (2.11)$$

ฟังก์ชันความหนาแน่นความน่าจะเป็น (Probability Density Function) ของข้อมูลลมระยะยาวมักจะใช้การแจกแจงเรลีย์ (Rayleigh Distribution) และการแจกแจงไวบูลล์ (Weibull Distribution) อธิบาย ฟังก์ชันการแจกแจงเรลีย์แสดงดังสมการที่ 2.12

$$p(U) = \frac{\pi}{2} \left( \frac{U}{\bar{U}^2} \right) \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{U}{\bar{U}^2} \right)^2 \right] \quad (2.12)$$

เมื่อแสดงอยู่ในรูปของฟังก์ชันความหนาแน่นสะสม (Cumulative Density Function) ฟังก์ชันราลีย์จะสามารถเขียนได้เป็น

$$F(U) = 1 - \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{U}{\bar{U}^2} \right)^2 \right] \quad (2.13)$$

เมื่อ  $F(U)$  หมายถึง ความน่าจะเป็นซึ่งอัตราเร็วลมมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ  $U$  ฟังก์ชันการแจกแจงไวล์บูลล์แสดงดังสมการที่ 13

$$p(U) = \frac{k}{c} \left( \frac{U}{c} \right)^{k-1} \exp \left[ -\left( \frac{U}{c} \right)^k \right] \quad (2.14)$$

เมื่อแสดงอยู่ในรูปของฟังก์ชันความหนาแน่นสะสม ฟังก์ชันไวล์บูลล์จะมีรูปร่างหน้าตาตั้งสมการที่ 14

$$F(U) = 1 - \exp \left[ -\left( \frac{U}{c} \right)^k \right] \quad (2.15)$$

เมื่อ  $c$  คือ ปัจจัยสเกล (Scale Factor) และ  $k$  คือ ปัจจัยรูปร่าง (Shape Factor)

### 2.2.3 ลมขีดสุด (Extreme Winds)

ปัจจัยลมกรรโชก (Gust Factor)  $u'$  สามารถหาค่าได้จากสมการ

$$u' = 0.42 \ln(T_1 / T_2) \quad (2.16)$$

เมื่อ  $T_1$  เป็นช่วงเวลาเฉลี่ยของอัตราเร็วลมเฉลี่ย (10 min ถึง 1 hr) และ

$T_2$  เป็นช่วงเวลาเฉลี่ยของลมกรรโชก (3 s ถึง 1 min)

อัตราเร็วลมในช่วงระยะเวลาสั้นๆ สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.17

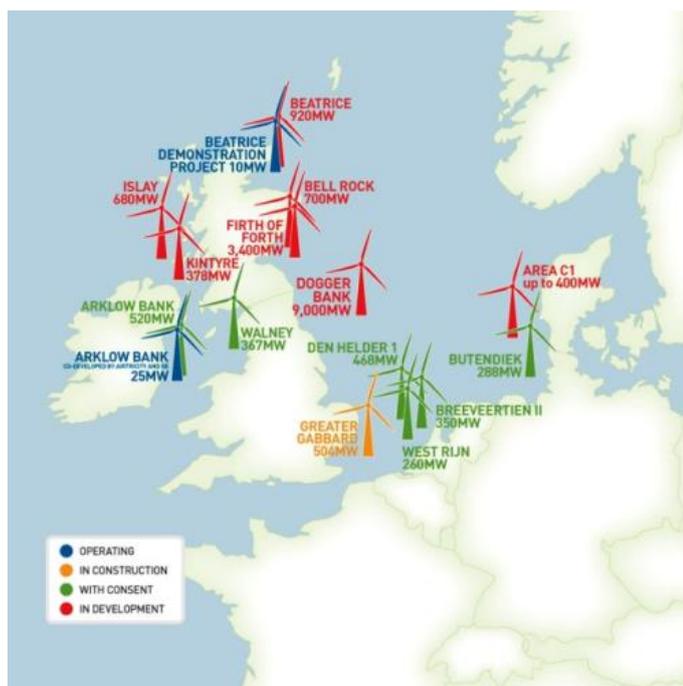
$$u = (u'I_t + 1)U \quad (2.17)$$

เมื่อ  $I_t$  คือ ความเข้มข้นความปั่นป่วน (Turbulence Intensity) สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$I_t = \sigma_u / U \quad (2.18)$$

โดยการอ้างอิงมาตรฐาน IEC 61400-1 อัตราเร็วลมขีดสุด (Extreme Wind Speed) จะเป็นค่าอัตราเร็วลมที่มีค่าสูงสุดในช่วงเวลาเฉลี่ย  $t$  วินาที

ปัจจุบันมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลกันอย่างกว้างขวาง โดยเฉพาะอย่างยิ่งทวีปยุโรปบริเวณทะเลเหนือ แสดงดังรูปที่ 2.1 สำหรับโครงการที่ได้ดำเนินการติดตั้งไปแล้ว จนถึงล่าสุดมีข้อมูลแสดงดังตารางที่ 2.2 นอกจากนี้ยังได้มีการพัฒนาโครงการในประเทศสหรัฐอเมริกาชื่อ Cape Wind Farm ([www.capewind.org](http://www.capewind.org))



รูปที่ 2.1 พื้นที่บริเวณทะเลเหนือสำหรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่ง

สำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในทวีปเอเชียส่วนใหญ่จะเป็นกลุ่มประเทศมหาอำนาจทางด้านพลังงานลม ได้แก่ จีน ญี่ปุ่น อินเดีย และเกาหลีใต้ โครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งในประเทศญี่ปุ่นได้รับการพัฒนาตั้งแต่ปี ค.ศ. 2003 ซึ่งได้ดำเนินการติดตั้งกังหันลมขนาด 600 kW ระยะ 1 km ห่างจากฝั่งเมืองฮอกไกโด

ล่าสุดแผนการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งเมืองเซี่ยงไฮ้ ประเทศจีน มีกำลังการผลิตติดตั้ง 102 MW เพื่อผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าสู่ระบบในปี ค.ศ. 2010 ก่อนงาน 2010 World Expo ปัจจุบันฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลดังกล่าวได้ดำเนินการติดตั้งเสร็จสิ้นเรียบร้อยแล้ว โดยกังหันลมผลิตไฟฟ้าจำนวน 34 ตัวๆ ละ 3 MW ติดตั้งใกล้สะพาน Dongbai เมืองเซี่ยงไฮ้ โดยมีระยะห่างจากฝั่งทะเล 6-7 km และระดับน้ำทะเลลึก 8-10 m กังหันลมมีระดับความสูง 90 m โดยโครงการดังกล่าวเป็นของบริษัท Sinovel Co., Ltd. ซึ่งการก่อสร้างเริ่มดำเนินการตั้งแต่ปลายปี ค.ศ. 2007 ดังแสดงในรูปที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 สถานภาพโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล

Country	Location	Distance to Shore (km)	Depth (m)	Power (MW)	No. of WTG
UK	Beatrice	25	45	5	2
UK	Blyth	0.8	6-11	2	2
UK	Barrow-in-Fumess	7	21-23	3	30
UK	Burbo	6.4	1-8	3.6	25
UK	North Hoyle	6	10-20	2	30
UK	Scroby Sands	2.3	4-8	2	30
UK	Kentish Flats	8.5	5	3	30
Ireland	Arklow Bank	10	2-3	3.6	7
Netherlands	Q7-WP	23	20-24	2	60
Netherlands	Egmond Ann Zee	10	19-22	3	36
Netherlands	Lely	0.75	5-10	0.5	4
Netherlands	Irene Vornnk	0.02	5	0.6	28
Germany	Ems-Enden	0.04	3	4.5	1
Germany	Breitling	0.5	2	2.5	1
Denmark	Ny Sted	10	5-9.5	2.3	72
Denmark	Samsø	3.5	20	2.3	10
Denmark	Fredenkshavan	0.2	4	3 and 2.3	1 and 2
Denmark	Ronland	0.2	1	2.3 and 2	4 and 4
Denmark	Horns Rev	14-20	6-12	2	80
Denmark	Middel Grunden	3	3-6	2	20
Denmark	Vindeby	1.5	3-5	0.45	11
Denmark	Tuno Knob	6	3-5	0.5	10
Sweden	Yttre Stengrund	5	6-10	2	5
Sweden	Utgrunden	8	7-10	1.425	7
Sweden	Bockstigen	3	6	0.5	5
Belgium	Off Zeebrugge	27-30	12-27	5	6
Finland	Ajos Harbor	<1	-	3	8



รูปที่ 2.2 ฟาร์มกังหันลมที่สะพาน Dongbai

### 2.3 หลักการของ Computational Fluid Dynamics (CFD)

โดยทั่วไปการอธิบายปรากฏการณ์การไหลในระบบทางวิศวกรรมสามารถทำได้ผ่านการวิเคราะห์พลศาสตร์ของไหลเชิงวิเคราะห์ (Analytical Fluid Dynamics: AFD) ซึ่งเป็นวิธีการหาผลเฉลยแม่นยำตรง (Exact Solution) ของสมการควบคุม (Governing Equation) ที่เป็นกฎทางฟิสิกส์ ได้แก่ กฎอนุรักษ์มวล กฎอนุรักษ์โมเมนตัม และกฎอนุรักษ์พลังงาน โดยกฎต่างๆ เหล่านี้มักจะแสดงอยู่ในรูปสมการเชิงอนุพันธ์ย่อยแบบไม่เชิงเส้น (Non-linear Partial Differential Equation) ซึ่งการหาผลเฉลยแม่นยำของระบบสมการดังกล่าวทำได้ยากหรือแทบจะทำได้เลยเนื่องจากสมบัตินี้ไม่เชิงเส้น

ในทางปฏิบัติมักจะหาข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการออกแบบทางวิศวกรรมผ่านการทดลองพลศาสตร์ของไหลเชิงทดลอง (Experimental Fluid Dynamics (EFD)) โดยการสร้างแบบจำลองและทดสอบภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดซึ่งจำเป็นต้องใช้เวลาและค่าใช้จ่ายสูงมากเพื่อให้ได้ข้อมูลที่ครบถ้วนตามที่ต้องการ นอกจากนั้นการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขในการทดสอบยังทำได้ยากอีกด้วย ดังนั้นในปัจจุบันจึงมีการพัฒนาวิธีการหาคำตอบโดยประมาณ (Approximate Solution) ของระบบสมการดังกล่าวโดยใช้ระเบียบวิธีเชิงตัวเลข (Numerical Method) มาช่วยในการคำนวณ พลศาสตร์ของไหลเชิงคำนวณ (Computational Fluid Dynamics (CFD)) คือ เทคนิคในการสร้างแบบจำลองการไหลโดยใช้ระบบสมการเชิงอนุพันธ์ย่อยและทำการปรับระบบสมการดังกล่าวให้เป็นระบบสมการทางพีชคณิต (Algebraic Equation System) เพื่อใช้ในการหาคำตอบโดยประมาณโดยใช้ระเบียบวิธีเชิงตัวเลขและการคำนวณโดยใช้คอมพิวเตอร์เข้ามาช่วย

ในช่วงเริ่มต้นนั้น CFD ได้เข้ามามีส่วนเกี่ยวข้องเฉพาะในงานวิศวกรรมด้านการออกแบบอากาศยานและยานอวกาศ แต่ปัจจุบันมีการประยุกต์ CFD ในงานวิศวกรรมและวิทยาศาสตร์หลายๆ ด้าน เช่น การออกแบบอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน การวิเคราะห์อากาศพลศาสตร์ของรถยนต์ การวิเคราะห์การไหลของเลือดในหลอดเลือด และรวมถึงการประเมินศักยภาพของพลังงานลม โดยเฉพาะอย่างยิ่งในบริเวณที่มีภูมิประเทศซับซ้อน ผลที่ได้จากการจำลองโดยใช้แบบจำลองของไหลเชิงเส้น Linear Flow Model นั้นไม่ถูกต้องเท่าที่ควร นอกจากนี้ CFD ยังมีประโยชน์อย่างมากในการจำลอง

สถานการณ์ที่ทำการทดลองได้ยากหรือไม่สามารถทำการทดลองจริงได้ เช่น การทดสอบอากาศยานที่ความเร็วสูงระดับ Hypersonic การจำลองการเกิดคลื่นสึนามิ การจำลองระเบิดของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ซึ่งความถูกต้องของผลที่ได้ขึ้นอยู่กับความรู้ความเข้าใจของผู้ทำการวิเคราะห์

สมการหลักที่ใช้ในการคำนวณทางพลศาสตร์ของไหล ได้แก่ กฎอนุรักษ์มวล (Conservation of Mass Law) กฎอนุรักษ์โมเมนตัม (Conservation of Momentum Law) และกฎอนุรักษ์พลังงาน (Conservation of Energy Law) ซึ่งจำลองปรากฏการณ์การไหลที่ไม่มีการถ่ายเทความร้อนหรือพลังงานเข้ามาเกี่ยวข้องสามารถทำได้โดยการหาค่าตอบของสมการอนุรักษ์มวลและสมการอนุรักษ์โมเมนตัมในสมการนาเวียร์-สโตกส์ ดังสมการที่ 2.19

$$-\left(\frac{d(\rho u)}{dx} + \frac{d(\rho v)}{dy} + \frac{d(\rho w)}{dz}\right) = \frac{d\rho}{dt} \quad (2.19)$$

จากสมการนาเวียร์-สโตกส์ แทนค่าด้วยการไหลแบบ 3 มิติ ได้ ดังสมการที่ 2.20

$$\begin{aligned} \frac{Du}{Dt} - fv &= -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \nabla^2 u \\ \frac{Dv}{Dt} + fv &= -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \nabla^2 v \\ \frac{Dw}{Dt} + g &= -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + \nu \nabla^2 w \end{aligned} \quad (2.20)$$

ซึ่งสามารถเขียนสมการนาเวียร์-สโตกส์ ให้อยู่ในรูปเวกเตอร์ได้ดังสมการที่ 2.21

$$f - \nabla p + \mu \nabla^2 V = \rho \left( \frac{\partial V}{\partial t} + (V \cdot \nabla) V \right) \quad (2.21)$$

เมื่อ  $f$  คือ แรงโน้มถ่วงที่กระทำกับมวลของไหลต่อหนึ่งหน่วยปริมาตร  
 $\nabla p$  คือ แรงเนื่องจากเกรเดียนต์ของความดันที่กระทำต่อพื้นผิวของปริมาตรควบคุมต่อหนึ่งหน่วยปริมาตร  
 $\mu \nabla^2 V$  คือ แรงเนื่องจากความหนืดที่กระทำต่อพื้นผิวของปริมาตรควบคุมต่อหนึ่งหน่วยปริมาตร  
 $\rho$  คือ ความหนาแน่นของของไหล  
 $\frac{\partial V}{\partial t}$  คือ Unsteady Acceleration เป็นความเร่งที่ขึ้นกับเวลา  
 $(V \cdot \nabla) V$  คือ Convective Acceleration เป็นความเร่งที่ไม่ขึ้นกับเวลา

การแก้ปัญหาทางพลศาสตร์ของไหลโดยทั่วไปสามารถทำได้โดยการหาผลเฉลยแม่นยำของสมการเชิงอนุพันธ์ดังกล่าว โดยคำตอบที่ได้จะอยู่ในรูปของสนามการไหล (Flow Field) อย่างไรก็ตามการแก้สมการเชิงอนุพันธ์ย่อยโดยตรงนั้นทำได้ยากเนื่องจากพจน์  $(V \cdot \nabla) V$  ที่มีสมบัติไม่เชิงเส้น

ดังนั้นในโปรแกรมสำเร็จรูปจะทำการปรับระบบสมการเชิงอนุพันธ์ย่อยด้วยแนวความคิดของการแบ่ง (Discretization) โดเมนของการไหลออกเป็นเอลิเมนต์หรือตารางเล็กๆ เพื่อที่จะสามารถใช้ฟังก์ชันชนิดต่างๆ สำหรับแทนลักษณะของการไหลผ่านเอลิเมนต์หรือตารางเล็กๆ นั้น ฟังก์ชันดังกล่าวจะถูกแทนลงไปในระบบสมการเชิงอนุพันธ์ย่อยของการไหล ผนวกเข้ากับกระบวนการทางคณิตศาสตร์บางอย่างเพื่อลดค่าผิดพลาด ก่อให้เกิดระบบสมการเชิงพีชคณิตขนาดใหญ่ที่จำเป็นต้องแก้ด้วยระเบียบวิธีเชิงตัวเลข วิธีการวิเคราะห์ที่นิยมใช้กันมากคือวิธีผลต่างอันตะ (Finite Difference Method) และวิธีสมาชิกจำกัด (Finite Element Method)

วิธีผลต่างอันตะเป็นการใช้อนุกรมเทย์เลอร์เพื่อประมาณพจน์เชิงอนุพันธ์ที่ปรากฏอยู่ในสมการเชิงอนุพันธ์ย่อยด้วยค่าที่จุดต่อที่ตำแหน่งที่พิจารณาและจุดต่อข้างเคียง ก่อให้เกิดระบบสมการทางพีชคณิตที่จำเป็นต้องแก้ด้วยวิธีเชิงตัวเลข วิธีนี้ประกอบด้วยขั้นตอนที่ไม่ซับซ้อนและง่ายต่อการทำความเข้าใจ แต่มีข้อจำกัดคือไม่สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาที่มีลักษณะซับซ้อนได้โดยง่าย

วิธีสมาชิกจำกัดสามารถแบ่งรูปร่างที่ซับซ้อนออกเป็นชิ้นประกอบของสามเหลี่ยมด้านไม่เท่าหรือแบบอื่นๆ ได้โดยง่าย ทำให้วิธีสมาชิกจำกัดได้รับความนิยมในการแก้ปัญหาทางวิศวกรรมที่ประกอบไปด้วยรูปร่างที่ซับซ้อน อย่างไรก็ตาม วิธีสมาชิกจำกัดนั้นประกอบไปด้วยขั้นตอนการประดิษฐ์สมการภายในที่ซับซ้อนกว่า เริ่มจากการสร้างฟังก์ชันการประมาณภายในชิ้นประกอบ (Element Interpolation Function) การประยุกต์ระเบียบวิธีถ่วงน้ำหนักเศษตกค้าง (Method of Weighted Residuals) ซึ่งประกอบด้วยการทำปริพันธ์ (Integration) ก่อให้เกิดสมการสมาชิกจำกัด (Finite Element Equation) สำหรับชิ้นประกอบนั้นๆ ก่อนนำสมการเหล่านี้มาประกอบกันเข้าขึ้นเป็นระบบสมการรวมขนาดใหญ่ ซึ่งจำเป็นต้องแก้โดยวิธีเชิงตัวเลขต่อไปเช่นกัน

อย่างไรก็ตามศักยภาพของคอมพิวเตอร์ในปัจจุบันสามารถแก้ปัญหาทางพลศาสตร์ของไหลโดยการแก้สมการนาเวียร์-สโตกส์ โดยการจำลองเชิงตัวเลขตรง (Direct Numerical Simulation, DNS) ได้ดีเฉพาะการไหลที่เป็นแบบราบเรียบ ในส่วนของการไหลแบบปั่นป่วนจำเป็นต้องใช้แบบจำลองความปั่นป่วน (Turbulent Model) ช่วยสำหรับการคำนวณ เทคนิคที่ใช้ในการคำนวณทางพลศาสตร์ของไหลสำหรับระบบที่มีการไหลแบบปั่นป่วนสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 แบบ ดังต่อไปนี้

#### 1) Direct Numerical Simulation (DNS)

เป็นการแก้สมการนาเวียร์-สโตกส์โดยวิธีเชิงตัวเลขโดยตรงโดยไม่ใช้แบบจำลองความปั่นป่วน (Turbulent Model) เข้ามาช่วย ทำให้ต้องจำลองรูปแบบการไหลของกระแสมุขวนที่เกิดขึ้นทุกๆ ขนาด (Length Scale) อย่างไรก็ตามเนื่องจากความแตกต่างของขนาดของกระแสมุขวนที่เล็กที่สุดกับกระแสมุขวนที่ใหญ่ที่สุด ทำให้ต้องใช้ขนาดชิ้นประกอบขนาดเล็กในการคำนวณเพื่อให้ครอบคลุมกระแสมุขวนที่เกิดขึ้นทุกๆ ขนาด การคำนวณด้วยวิธีนี้จึงทำได้ยาก สิ้นเปลืองทรัพยากรของคอมพิวเตอร์และต้องใช้เวลาในการคำนวณยาวนาน

#### 2) Large Eddy Simulation (LES)

เป็นการปรับปรุงเทคนิค DNS ให้ง่ายกับการคำนวณมากยิ่งขึ้น โดยจะทำการคำนวณสมการนาเวียร์-สโตกส์โดยตรงเฉพาะกระแสมุขวนที่มีขนาดใหญ่ และส่งผลต่อปรากฏการณ์ไหลมากเท่านั้น ในส่วนของกระแสมุขวนที่มีขนาดเล็กนั้น จะทำการจำลองโดยใช้แบบจำลองความปั่นป่วน โดย

อาศัยข้อมูลทางสถิติของกระแสหมุนวนขนาดเล็กมาใช้ในการคำนวณ ซึ่งการคำนวณด้วยวิธีนี้จะใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่าแบบ DNS

### 3) Raveraged Navier-Stokes (RANS)

จะทำการคำนวณความปั่นป่วนทั้งหมด โดยใช้แบบจำลองความปั่นป่วน และปรับปรุงรูปแบบสมการนาเวียร์-สโตกส์เดิมโดยการแยกตัวแปรที่เกิดจากการไหล เช่น ความเร็ว  $u$  ออกเป็นสองส่วน คือ ส่วนเป็นค่าเฉลี่ย และส่วนที่สองเป็นค่าที่เปลี่ยนแปลงเนื่องจากความปั่นป่วนที่เกิดขึ้น ดังแสดงในสมการที่ 2.22

$$u(X, t) = \bar{u}(X) + u'(X, t) \quad (2.22)$$

สมการ Reynolds Averaged Navier-Stokes สำหรับการไหลแบบอัดตัวไม่ได้แบบปั่นป่วน สามารถแสดงในรูปเวกเตอร์ได้ ดังสมการที่ 2.23

$$-\frac{1}{\rho} \nabla P + \nu \nabla^2 V + \nabla \cdot (\tau_{ij, turbulent}) = (V \cdot \nabla) V \quad (2.23)$$

โดย  $\tau_{ij, turbulent}$  แทน ผลที่เกิดจากความเปลี่ยนแปลงเนื่องจากความปั่นป่วน (Specific Stress Tensor)

โดย  $\tau_{ij, turbulent}$  บนโคออดิเนต  $x, y, z$  สามารถแสดงได้ดังนี้

$$(\tau_{ij, turbulent}) = - \begin{bmatrix} \overline{u'^2} & \overline{u'v'} & \overline{u'w'} \\ \overline{u'v'} & \overline{v'^2} & \overline{v'w'} \\ \overline{u'w'} & \overline{v'w'} & \overline{w'^2} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

ในการคำนวณระบบที่มีการไหลแบบปั่นป่วนจะใช้แบบจำลองความปั่นป่วน เช่น Model ซึ่งประกอบไปด้วย Transport Equation 2 สมการ โดยจะต้องหาค่าตอบของสมการดังกล่าวไปพร้อมๆ กับการแก้สมการอนุรักษ์มวลและสมการอนุรักษ์โมเมนตัม  $k - \varepsilon$  โดยตัวแปรที่เพิ่มขึ้นมาจะประกอบไปด้วย  $k$  คือ Turbulent Kinetic Energy และ  $\varepsilon$  คือ Turbulent Dissipation rate

### 4) Detached Eddy Simulation (DES)

เป็นการคำนวณโดยผสมผสานเทคนิค RANS และ LES เข้าด้วยกัน โดยช่วงขนาดความปั่นป่วนจะน้อยกว่าขนาดของแบบจำลองความปั่นป่วนที่ใช้จะใช้เทคนิค RANS ในการหาค่าตอบ และเมื่อขนาดของความปั่นป่วนสูงกว่าขนาดของแบบจำลองความปั่นป่วนที่ใช้จะใช้เทคนิค LES ในการคำนวณผลเนื่องจากกระแสหมุนวนที่มีขนาดใหญ่ ทำให้ขนาดขึ้นประกอบที่ใช้ไม่จำเป็นต้องละเอียดมากเท่ากับวิธี LES ซึ่งจะช่วยให้เวลาที่ใช้ในการคำนวณลดลงกว่าเมื่อใช้เทคนิค LES ในการหาค่าตอบเพียงอย่างเดียว และให้ผลลัพธ์ที่มีความถูกต้องกว่าในกรณีที่ใช้ RANS ในการหาค่าตอบเพียงอย่างเดียว

โดยทั่วไปขั้นตอนการทำงานของ CFD สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ขั้นตอนใหญ่ๆ ได้แก่

1) กระบวนการขั้นต้น (Pre-processor) เป็นขั้นตอนการกำหนดโดเมนการไหลที่ต้องการทำการวิเคราะห์ซึ่งอาจจะเป็นพื้นผิวในกรณีที่เป็นกริดแบบ 2 มิติ หรือเป็นปริมาตรในกรณีที่เป็นกริดแบบ 3 มิติ และทำการแบ่งโดเมนดังกล่าวออกเป็นส่วนย่อย โดยอาจแบ่งเป็นตารางย่อยๆ (Mesh) หรือชิ้นประกอบเล็กๆ โดยเส้นตารางเหล่านี้จะตัดกันที่จุดต่อ (Node) ที่เป็นตำแหน่งที่เราจะคำนวณค่าผลลัพธ์ของการไหลอันได้แก่ ความเร็ว ความดัน และอุณหภูมิ เป็นต้น การแบ่งโดเมนของการไหลออกเป็นเอลิเมนต์ที่มีขนาดเล็กหรือตารางที่มีความถี่มากเกินไป จะทำให้เพิ่มจำนวนจุดต่อที่ประกอบด้วยตัวไม่รู้ค่ามากขึ้นตามไปด้วย อันจะเป็นผลต่อเนื่องต่อเวลาที่ใช้ในการคำนวณและปริมาณหน่วยความจำของคอมพิวเตอร์ที่จำเป็นต้องใช้ อย่างไรก็ตามผลลัพธ์ที่ได้ก็จะมีความแม่นยำสูงขึ้น ซึ่งผู้วิเคราะห์จะต้องเป็นผู้ตัดสินใจถึงความเหมาะสมก่อนการคำนวณ แล้วจึงกำหนดคุณสมบัติของเงื่อนไขขอบ (Boundary Condition) และเงื่อนไขเริ่มต้น (Initial Condition) สำหรับปัญหานั้นตามลำดับ

2) ขั้นตอนการวิเคราะห์ (Analysis) เป็นขั้นตอนในการคำนวณหาคำตอบของระบบสมการเชิงอนุพันธ์ย่อยที่ถูกปรับปรุงให้อยู่ในระบบสมการทางพีชคณิตด้วยระเบียบวิธีเชิงตัวเลข ตามเงื่อนไขข้อกำหนดที่ผู้วิเคราะห์กำหนดขึ้น

3) กระบวนการขั้นสุดท้าย (Post-processor) ผลลัพธ์ที่ได้จากขั้นตอนการวิเคราะห์การไหลโดยทั่วไปจะประกอบไปด้วยความเร็วย่อยๆ ในทิศทางต่างๆ ความดัน และอุณหภูมิ ที่ตำแหน่งใดๆ ในเมนการไหลนั้น ผลลัพธ์ที่คำนวณได้เหล่านี้โดยปกติจะมีจำนวนมากซึ่งขึ้นอยู่กับจำนวนจุดต่อและแสดงอยู่ในรูปของตัวเลข ซึ่งไม่สะดวกต่อการแปรข้อมูลที่ได้จากการคำนวณเพื่ออธิบายปรากฏการณ์การไหลที่เกิดขึ้น ดังนั้นโดยทั่วไปมักจะแสดงผลเหล่านี้ในรูปแบบกราฟิก เช่น การวาดเวกเตอร์ การวาดเส้นชั้นความสูง (contour line) หรือเส้นทางการเดินของอนุภาค

### 2.3.1 Reynolds number and Turbulence

ตัวเลข Reynolds ที่สูงบ่งบอกถึงการไหลแบบปั่นป่วน ความปั่นป่วนเนื่องจากผลกระทบของของไหล หรือความหนาแน่นของของไหลที่สเกลใหญ่

$$R_e = \frac{dU}{\nu} \quad (2.25)$$

- เมื่อ  $R_e$  คือ ตัวเลข Reynolds  
 $d$  คือ ลักษณะของความกว้าง  
 $U$  คือ อัตราเร็วลม  
 $\nu$  คือ ความหนืด

### 2.3.2 Turbulent Kinetic Energy

WindSim ใช้การคำนวณของพลังงานจลน์ปั่นป่วนเพื่อให้ได้ผลลัพธ์  $TI$  ต่อไปนี้เป็นการอธิบายโดยย่อ เกี่ยวกับสิ่งที่พลังงานจลน์ปั่นป่วนเป็น (Kinetic Energy:  $KE$ ) สามารถคิดและการแบ่งออกเป็นสองส่วน (1) ที่เกี่ยวข้องกับค่าเฉลี่ยลม (Mean Kinetic Energy:  $MKE$ ) และ (2) ที่เกี่ยวข้องกับลมปั่นป่วน (Turbulent Kinetic Energy:  $TKE$ ) นิยาม  $KE$  คือ

$$KE = \frac{1}{2} m U_i^2 \quad (2.26)$$

เมื่อ  $m$  คือ มวล  
 $U_i$  คือ อัตราเร็วลม

แบ่งได้ออกเป็นสองส่วนย่อยดังกล่าวข้างต้น ( $TKE$  และ  $MKE$ ) สำหรับแต่ละทิศทาง ( $x, y, z$ )  $KE$  สามารถแสดงได้โดยสองสมการต่อไปนี้

$$\frac{MKE}{m} = \frac{1}{2} (\bar{U}^2 + \bar{V}^2 + \bar{W}^2) \quad (2.27)$$

$$e = \frac{1}{2} (\bar{u}'^2 + \bar{v}'^2 + \bar{w}'^2) \quad (2.28)$$

เมื่อ  $e$  คือ  $TKE$  ชั่วขณะต่อหน่วยมวล และ  $\bar{e}$  โดยเฉลี่ย

$$TKE = \frac{1}{2} (\bar{u}'^2 + \bar{v}'^2 + \bar{w}'^2) = \bar{e} \quad (2.29)$$

### 2.3.3 TKE Budget

Turbulent Kinetic Energy สามารถประมาณผ่าน  $TKE$  budget โดยที่  $TKE$  budget ให้การผลิตจัดเก็บข้อมูลที่หักเหการเคลื่อนและการกระจายของ  $TKE$  การประมาณที่ได้รับรวมอยู่ที่นี่เพื่อแสดงให้เห็นผู้อ่านกระบวนการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการประเมิน  $TKE$  สมมติว่าระบบปิดสอดคล้องกับสมการต่อไปนี้

$$\frac{\partial \bar{e}}{\partial t} = \underbrace{\frac{g}{\theta_v} \left( \overline{w'\theta_v'} \right)}_I - \underbrace{\overline{u'w'}}_{III} \frac{\partial \bar{U}}{\partial z} - \underbrace{\frac{\partial \bar{w'e}}{\partial z}}_{IV} - \underbrace{\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{w'p'}}{\partial z}}_V - \underbrace{\varepsilon}_{VI} \quad (2.30)$$

เมื่อ *Term I* คือ หน่วยเก็บหรือแนวโน้ม ของ  $TKE$

*Term II* คือ ผลผลิตที่ขึ้นๆ ลงๆ หรือ เทอมที่ใช้แล้วหมดไป (ที่เกี่ยวข้องกับการไหลของความร้อน)

*Term III* คือ แรงเฉือนเชิงกล

*Term IV* คือ เทอมการส่งผ่าน (โดยไม่หักการเคลื่อนที่แต่โดย กระแสวน ความปั่นป่วน)

*Term V* คือ ความดันที่สัมพันธ์กัน ( $TKE$  เป็นวิธีการส่งโดยการรบกวน ความดัน)

*Term VI* คือ การทำให้กระจายตัวความหนืดของ *TKE* การเปลี่ยนแปลงเป็นความร้อน

### 2.3.4 $k - \varepsilon$ Turbulence Model

แบบจำลองความปั่นป่วน  $k - \varepsilon$  เป็นสองสมการของแบบจำลองความปั่นป่วน ทั่วไปในการประยุกต์ใช้ CFD ซึ่งรวมถึงสองสมการส่งผ่านที่เพิ่มขึ้น แบบจำลองความปั่นป่วนนี้เป็นวิธีการคำนวณความปั่นป่วน

WindSim ชั้นแรกของทั้งสองสมการอธิบายความปั่นป่วนพลังงานจลน์ (ซึ่งจะกำหนดพลังงานในความปั่นป่วน) ในขณะที่สมการที่สองอธิบายถึงการกระจายความปั่นป่วน (ซึ่งจะกำหนดขนาดของโครงสร้างที่ปั่นป่วน)

$$v_T = C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (U_i k) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \frac{v_T}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial x_i} \right) + P_k - \varepsilon \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (U_i \varepsilon) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \frac{v_T}{\sigma_\varepsilon} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_i} \right) + C_{\varepsilon 1} \frac{\varepsilon}{k} P_k - C_{\varepsilon 2} \frac{\varepsilon^2}{k} \quad (2.33)$$

เมื่อ  $C_\mu, \sigma_k, \sigma_\varepsilon, C_{\varepsilon 1}, C_{\varepsilon 2}$  คือ ค่าคงที่ตามที่กำหนดในตารางที่ 2.3 และตารางที่ 2.4  
 $P_k$  คือ ความปั่นป่วนพลังงานจลน์ในเทอมการผลิต

$$P_k = v_T \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \frac{\partial U_i}{\partial x_j} \quad (2.34)$$

รูปแบบค่าคง  $k - \varepsilon$  ใช้กับค่าที่กำหนดในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 รูปแบบค่าคงที่มาตรฐาน  $k - \varepsilon$

$C_\mu$	$\sigma_k$	$\sigma_\varepsilon$	$C_{\varepsilon 1}$	$C_{\varepsilon 2}$
0.09	1.0	1.3	1.44	1.92

สำหรับรูปแบบความปั่นป่วนที่ปรับเปลี่ยนไปประยุกต์ใช้ใน WindSim รูปแบบการใช้  $k - \varepsilon$  เดียวกันแต่ค่าคงที่ที่แสดงในตารางที่ 2.4 มีการเปลี่ยนแปลง การเปลี่ยนแปลงที่มาจาก “การปรับ” ค่าคงที่เหล่านี้ที่ดีกว่าการอธิบายที่ความปั่นป่วน

ตารางที่ 2.4 รูปแบบค่าคงที่ที่ปรับแต่ง  $k - \epsilon$ 

$C_\mu$	$\sigma_k$	$\sigma_\epsilon$	$C_{\epsilon 1}$	$C_{\epsilon 2}$
0.0324	1.0	1.85	1.44	1.92

### 2.3.5 TKE และ TI

ความหนาแน่นความปั่นป่วนที่วัดโดยเครื่องวัดความเร็วลมชนิดถ้วยถูกกำหนดให้เป็น

$$TI = \frac{\sigma}{\mu_H} \quad (2.35)$$

เมื่อ  $\sigma$  คือ ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเร็วลมที่วัด

$\mu_H$  คือ อัตราเร็วลม

TI ยังสามารถแสดงสำหรับทิศทางเดียว ( $x$ )

$$TI = \frac{\sigma}{\bar{\mu}} = \frac{\sqrt{\bar{u}^2}}{\bar{u}} \approx \frac{\sqrt{\frac{2}{3}TKE}}{\bar{u}} \quad (2.36)$$

และสำหรับในแนวนอน TI ( $x$  และ  $y$  รวมกัน) นี้จะแสดงเป็น

$$TI = \frac{\sqrt{\bar{u}^2 + \bar{v}^2}}{\bar{U}_H} \approx \frac{\sqrt{\frac{4}{3}TKE}}{\bar{U}_H} \quad (2.37)$$

โดยความสัมพันธ์นี้ TI ที่สามารถจะได้มาจาก TKE และส่วนประกอบของความเร็ว

### 2.3.6 Turbulence Intensity

ความเข้มข้นของความปั่นป่วน หรือหมายถึงระดับความปั่นป่วน

$$I \equiv \frac{u'}{U} \quad (2.38)$$

ที่อยู่  $u'$  คือ รากของค่าเฉลี่ย จากตารางความผันผวนของความเร็วปั่นป่วนและ  $U$  เป็นความเร็วเฉลี่ย สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$u' \equiv \sqrt{\frac{1}{3}(u_x'^2 + u_y'^2 + u_z'^2)} = \sqrt{\frac{2}{3}k}$$

$U$  สามารถคำนวณได้จากทั้งสาม ที่มีค่าเฉลี่ยความเร็วส่วนประกอบ  $U_x, U_y$  และ  $U_z$

$$U \equiv \sqrt{U_x^2 + U_y^2 + U_z^2} \quad (2.39)$$

## 2.4 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

L. H. Juarez et al. (www.intechopen.com) ปรีทธรศน์องค์ความรู้เกี่ยวกับสนามลม 3 มิติ (3-D Wind Field) เหนือพื้นที่ที่พิจารณา ซึ่งมีความสำคัญและมักจะถูกนำไปประยุกต์กับการแพร่กระจายและการกระจายของมลพิษในบรรยากาศ (Finardi et al., 2010; Sherman 1978) การจัดทำแผนที่ลมสำหรับการพัฒนาโครงการทุ่งกังหันลม (Castino et al., 2013) และอิทธิพลของลมที่มีต่อโครงสร้างของการกระจายตัวของไฟไหม้ (Potter&Butler, 2009) และการจำลองแบบคุณภาพอากาศ ในทางปฏิบัติสนามลมทางราบ (Horizontal Wind Field) มักจะมีการตรวจวัดเป็นจุดๆ และทำการเคลื่อนที่ในแนวตั้ง (Vertical Motion) ซึ่งอาจจะอาศัยหลายๆ วิธีหรือเทคนิคด้วยกันที่อาจจะมีความสลับซับซ้อนแตกต่างกันไป โดยปกติสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 แบบจำลอง ได้แก่ แบบจำลอง Prognostic และแบบจำลอง Diagnostic

แบบจำลอง Prognostic มักจะมีความสลับซับซ้อนสูงและเป็นแบบจำลองอุทกพลวัต (Hydrodynamic) ที่ขึ้นกับเวลา (Time Dependent) มีสมการควบคุมการไหลของอากาศรวมทั้งอิทธิพลทางด้านความร้อน (Thermal Effect) การเปลี่ยนแปลงความหนาแน่นและอันตรกิริยาความปั่นป่วน (Turbulent Interaction) ซึ่งเป็นแบบจำลองที่ใกล้เคียงความเป็นจริง (Realistic) และมักจะมีค่าใช้จ่ายสูงในการรันจากคอมพิวเตอร์สมรรถนะสูงและทักษะในการดำเนินการเพื่อให้ได้ผลลัพธ์

ในทางตรงกันข้ามกันแบบจำลอง Diagnostic ไม่ได้ต้องการการปริพันธ์สมการอุทกพลวัตแบบไม่เชิงเส้น (Non-Linear Hydrodynamic Equations) แต่จะข้อมูลที่ได้จากการประมาณค่าในช่วงสำหรับการสร้างสนามลม (Wind Field) ซึ่งลดข้อจำกัดทางด้านพลวัตและทางกายภาพ (Physical and Dynamical Constraints)

R.L. Lee et al., 1995 ทำการปรีทธรศน์แบบจำลอง Prognostic ต่างๆ ที่อาศัยการจำลองพลศาสตร์ของไหลเชิงคำนวณ โดยพบว่าแบบจำลองหลายชนิดที่ได้รับการพัฒนาบนพื้นฐานหลักการดังกล่าว ได้แก่ The Advanced Regional Prediction System (APRS), HOTMAC/RAPAD, Mesoscale Atmospheric System (MAS), MM4/MM5, The Navy Operational Regional Prediction System (NORAPS), RAMS, RAMS/HY-SPLIT, RAMS/LPDM และ RAMS/UAM-V

John C. Pace ได้ อาศัย แบบ จำ ล อ ง Prognostic ได้แก่ U.S. Navy's Coupled Ocean/Atmosphere Mesoscale Prediction System (COAMPS) สำหรับการสร้างข้อมูลลมเพื่อการจำลองการกระจายแบบเวลาปัจจุบัน (Real-Time)

R. M. Cox et al., 2003 ได้ใช้แบบจำลอง Diagnostic และแบบจำลอง Prognostic สำหรับการคำนวณการถ่ายเทในบรรยากาศ โดยแบบจำลอง Diagnostic อาศัยข้อมูลตรวจวัดสำหรับพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งและทำการประมาณค่าในช่วงโดยอาศัยกริด ซึ่งแบบจำลองนี้มักจะอาศัยสมการการอนุรักษ์มวล (Mass Conservation Equation) แต่ในขณะเดียวกันแบบจำลอง Prognostic จะอาศัยชุดของสมการอุทกพลวัต (Hydrodynamic Equations) สำหรับการทำนายสนามลมและสนามความปั่นป่วน (Wind and Turbulence Fields)

Shawn G. Gallaher (2002) ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้แบบจำลอง Diagnostic อย่างง่ายที่มีความละเอียดสูง WOCSS ที่อาศัยข้อมูลจากกริดที่หยาบกว่าจากแบบจำลอง Prognostic COAMPS เพื่อสร้างข้อมูลระดับสเกลปานกลาง (Mesoscale) โดยวิธีการนี้จะใช้แบบจำลองพยากรณ์ COAMPS แบบ Nested Grid ที่ความละเอียด 81 km 27 km และ 9 km เพื่อสร้างข้อมูล

ลมที่ระดับความละเอียด 3 km ผลการศึกษาพบว่าการใช้แบบจำลอง COAMPS (9 km)/WOCSS สามารถสร้างข้อมูลลมที่มีความถูกต้องแม่นยำสูงที่ระดับ 3 km

F. Alan et al., (1983) คำนวณแบบจำลอง Diagnostic และ Prognostic สำหรับ South Atlantic Bight โดยอาศัยสมการเริ่มต้นแบบ 3 มิติที่ขึ้นกับเวลา ระบบพิกัดซิกมา (Sigma Coordinate) ที่สามารถศึกษาปรากฏการณ์ระดับชั้น Ekman และระดับชั้นล่างได้ โดยอาศัยระเบียบวิธีเชิงตัวเลขที่มีแบบแผนแบบ implicit สำหรับแนวตั้งและเทคนิคการแยกเชิงเวลาเพื่อประสิทธิภาพในการคำนวณ

C. Brun et al., (2013) ศึกษาการควบแบบจำลอง Diagnostic และแบบจำลอง Prognostic สำหรับข้อมูลพลวัตเพื่อวิเคราะห์การกระจายตัวของไฟฟ้า โดยการคำนวณแบ่งออกเป็นสองขั้นตอน (Two Stage) ซึ่งเป็นแบบจำลองสนามลม (Wind Field Model) และแบบจำลองการพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Prediction Model) และศึกษาการควบแบบจำลองทั้งสองดังกล่าวสำหรับการประยุกต์กับสภาพภูมิประเทศแบบสลับซับซ้อน (Complex Terrain) และเงื่อนไขพลวัต (Dynamic Condition)

Gaudiosi (1999) ศึกษาการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณทะเลเหนือซึ่งมีระดับความลึกของน้ำทะเลมากกว่า 10 m โดยได้เสนอการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล 10-20 km นอกประเทศเนเธอร์แลนด์และเดนมาร์ก โดยการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 1-2 MW โดยในการคัดเลือกพื้นที่สำหรับการติดตั้งได้พิจารณาผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม ได้แก่ ผลกระทบทางสายตาและมลพิษทางเสียงด้วย

Manwell et al. (2002) ได้ทำการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลสำหรับมลรัฐนิวอิงแลนด์ ประเทศสหรัฐอเมริกา เพื่อการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในพื้นที่ดังกล่าว โดยในการศึกษานี้ประกอบไปด้วย

- (1) การศึกษาข้อมูลลมที่มีอยู่แล้ว
- (2) การวัดลมนอกชายฝั่งทะเล
- (3) การหาความสัมพันธ์ (Correlation) และการทำนายข้อมูลลมระยะยาว (Prediction of Long-term Data) ณ พื้นที่นอกชายฝั่ง

โดยการอ้างอิงข้อมูลลมบนเกาะและการประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลโดยใช้ซอฟต์แวร์ MesoMap โดยในการศึกษาข้อมูลลมที่มีอยู่แล้วจากแหล่งข้อมูลดังต่อไปนี้

- (1) National Data Buoy Center
- (2) US Navy and Coast Guard Facilities
- (3) Mean Sea Surface Index
- (4) Ship Data
- (5) Surface and Upper Air Observation from National Weather Service-Affiliated Weather Stations
- (6) State Agencies
- (7) Re-Analysis Data
- (8) Maritime Research
- (9) Other Government and Private Sources

โดยได้พิจารณาการแจกแจงอัตราเร็วลม ความเข้มข้นความปั่นป่วน (Turbulence Intensity) และการหาความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลลมสถิติระยะยาว

Rogers et al. (2003) นำเสนอสถานภาพของการพัฒนาพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลในประเทศสหรัฐอเมริกา โดยการนำเสนอกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบลอยน้ำ (Floating) ในทะเลสาบ Great Lakes โดยในการศึกษาค้นคว้าครั้งนี้ได้พิจารณาความสูงของคลื่นที่เป็นภาระกับกังหันลมด้วยโดยใช้ข้อมูลจากทุ่นลอย

นอกจากนี้ยังได้เสนอแนะถึงข้อจำกัดทางด้านกายภาพสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- (1) ระดับความลึกของน้ำทะเล (Water Depths)
- (2) ระยะห่างจากฝั่ง (Distance from Shore)
- (3) สัณฐานวิทยาของท้องทะเลและความชัน (Sea bed morphology and slope)
- (4) กระแสน้ำลึก (Underwater currents)
- (5) คลื่น (Waves)
- (6) สภาพอากาศและแผ่นน้ำแข็ง (Weather Issues and Floating Ices)

และข้อจำกัดทางด้านเทคนิคสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลดังรายละเอียดต่อไปนี้

- (1) การเชื่อมต่อกับระบบกริด (Grid Connection Availability)
- (2) ท่าเรือสำหรับซ่อมบำรุงรักษาและการประกอบกังหันก่อนการติดตั้ง (Availability of Harbors for Maintenance Craft and Turbine Assembly)
- (3) สายไฟใต้น้ำ (Undersea Cables)
- (4) กิจกรรมทางการทหาร เช่น การซ้อมรบของกองทัพ

โดยมีข้อควรพิจารณาสำหรับมิติทางสังคมเพื่อลดความขัดแย้งสำหรับกิจกรรมอื่นๆ ดังนี้

- (1) ผลกระทบทางสายตา (Visual Impact)
- (2) โบราณสถานสำหรับแหล่งท่องเที่ยวทางทะเล (Shipwrecks and other underwater archeological sites)
- (3) เส้นทางคมนาคมทางน้ำ (Shipping lanes)
- (4) พื้นที่ประมง (Fishing Areas)
- (5) ผลกระทบกับสิ่งมีชีวิตและสัตว์ปีก (Habitat Impact and Avian Issues)
- (6) ผลกระทบกับอากาศยาน (Civil Aviation Issues)
- (7) เขตอุทยานทางทะเล (Ocean Sanctuaries)

Pantaleo et al. (2005) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลโดยได้พิจารณาทั้งทางเทคนิคและทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยได้พิจารณาพื้นที่ที่มีความเหมาะสมมากที่สุดสำหรับการติดตั้งโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม โดยได้ทำการพิจารณากังหันลมผลิตไฟฟ้าหลายๆ รุ่นเพื่อเปรียบเทียบสมรรถนะ ได้แก่ Enercon E-40 E-66 Neg-Micon NM-48 NM-64 Vestas V-47 V-80 Largeway LW-58 LW-72 DeWind D6 DeWind D8 ผลการศึกษาพบว่ากังหันลมผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมมากที่สุดได้แก่ รุ่นที่มีกำลังการผลิตติดตั้ง 2 MW ได้แก่ Vestas และ DeWind ซึ่งมี C.F. เท่ากับ ร้อยละ 35 และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 5.2-6.0

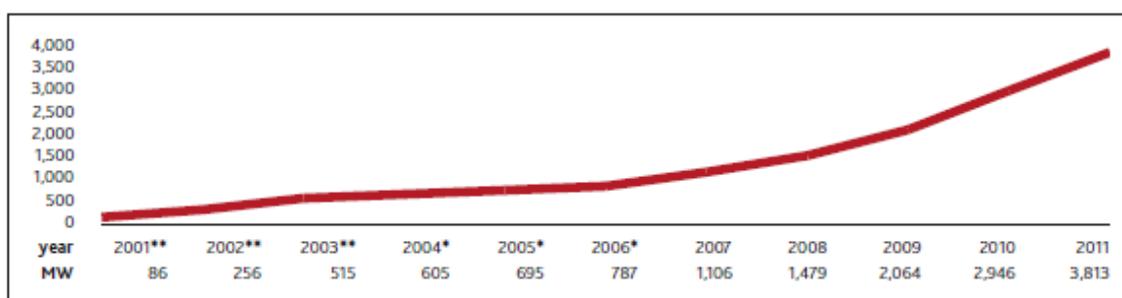
cEu/kWh สำหรับบริเวณ Ontario ประเทศแคนาดา โดยมีค่า IRR เท่ากับร้อยละ 27 ผลจากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของพารามิเตอร์ยืนยันว่าปัจจัยที่มีผลกระทบต่อโครงการได้แก่ แหล่งทรัพยากรลม ระดับความลึกของทะเลและระยะห่างจากฝั่ง

Manwell et al. (2007) ได้ศึกษาเงื่อนไขสภาพแวดล้อม (External Conditions) สำหรับการออกแบบกังหันลมและการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเล โดยพิจารณาปัจจัยสภาพแวดล้อมหลักๆ ได้แก่ ลม (Wind) และคลื่น (Wave) นอกจากนี้ยังได้พิจารณาถึงหลักเกณฑ์ในการออกแบบ แหล่งข้อมูลทรัพยากรลม เทคนิคการประมาณค่านอกช่วง การเก็บข้อมูลและแหล่งข้อมูลลมขีดสุด (Extreme Wind Condition) โดยพิจารณาถึงพายุต่างๆ เช่น พายุเฮอริเคน เป็นต้น

Smit et al. (2007) ได้ดำเนินการศึกษาการพัฒนาพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลของประเทศเดนมาร์กและประเทศสหราชอาณาจักร โดยพิจารณารูปแบบของการเรียนรู้โดยการทำ (Learning by Doing) และโดยการใช้ (Learning by Using) โดยกระบวนการเรียนรู้ทั้งหมดมักจะเกิดขึ้นเนื่องจากตัวขององค์กรเอง อย่างไรก็ตามยังมีข้อจำกัดหรืออุปสรรคทางด้านวัฒนธรรมและทางด้านเทคนิคอยู่บ้างของแต่ละประเทศ โดยนโยบายของประเทศเดนมาร์กค่อนข้างจะมีเสถียรภาพสูงทำให้การเรียนรู้ค่อนข้างมีประสิทธิภาพ

จากข้อมูลสถิติที่เก็บรวบรวมโดย Global Wind Energy Council (GWEC) พบว่าในปี พ.ศ. 2554 มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลในทวีปยุโรปรวมกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 3,813 MW โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งในแต่ละปีและแนวโน้มแสดงดังรูปที่ 2.3

GWEC ได้รายงานเพิ่มเติมอีกว่าในปี พ.ศ. 2554 มีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลรวมกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 965.6 MW แสดงดังตารางที่ 2.5 โดยประเทศอังกฤษมีกำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลสูงสุด 752.4 เมกกะวัตต์



\*\*EU15 \*EU25

Source: GWEC

รูปที่ 2.3 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเล  
ในทวีปยุโรปจนกระทั่งปี พ.ศ. 2554 (ที่มาข้อมูล: GWEC)

ตารางที่ 2.5 กำลังการผลิตติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในปี พ.ศ. 2554 และกำลังการผลิตติดตั้งรวมจนกระทั่งถึงปี พ.ศ. 2554 จำแนกตามประเทศต่างๆ

Country	2011 (MW)	Cumulative Total (MW)
Belgium	0	195.0
Denmark	3.6	857.28
Finland	0	26.3
Germany	108.3	200.3
Ireland	0	25.2
Netherlands	0	246.8
Norway	0	2.3
Portugal	2.0	2.0
Sweden	0	163.7
UK	752.4	2093.7
China	99.3	258.4
Japan	0	25.0
<b>Total</b>	<b>965.6</b>	<b>4,096</b>

โดยมีตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่กำลังดำเนินการอยู่ในทวีปยุโรปที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งใหญ่สุด 22 ใน 25 อันดับแรกแสดงดังรูปที่ 2.4 ข้อมูล ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2555 ฟาร์มกังหันลม Walney ของประเทศอังกฤษเป็นฟาร์มกังหันลมที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่ใหญ่ที่สุดในโลก โดยมีกำลังการผลิตติดตั้ง 367 MW ตามด้วยโครงการ Thanet ที่มีกำลังการผลิตติดตั้ง 300 MW ในประเทศอังกฤษ โดยที่โครงการ London Array เป็นโครงการที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้างที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 630 MW แต่อาจจะมีขนาดเล็กเมื่อเทียบกับโครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่กำลังพัฒนา เช่น โครงการ Dogger Bank 9,000 MW Norfolk Bank 7,200 MW และ Irish Sea 4,200 MW



รูปที่ 2.4 ตำแหน่งของฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลขนาดใหญ่ที่สุด  
22 ใน 25 อันดับแรก (ที่มาข้อมูล: Wikipedia)

Levitt et al. (2011) รายงานว่าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลจะเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญในกลุ่มประเทศยุโรปในปี ค.ศ. 2010 ซึ่งจะมีการติดตั้งฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลมากกว่า 1 GW โดยมีการลงทุนมากกว่า 4 พันล้านเหรียญสหรัฐ

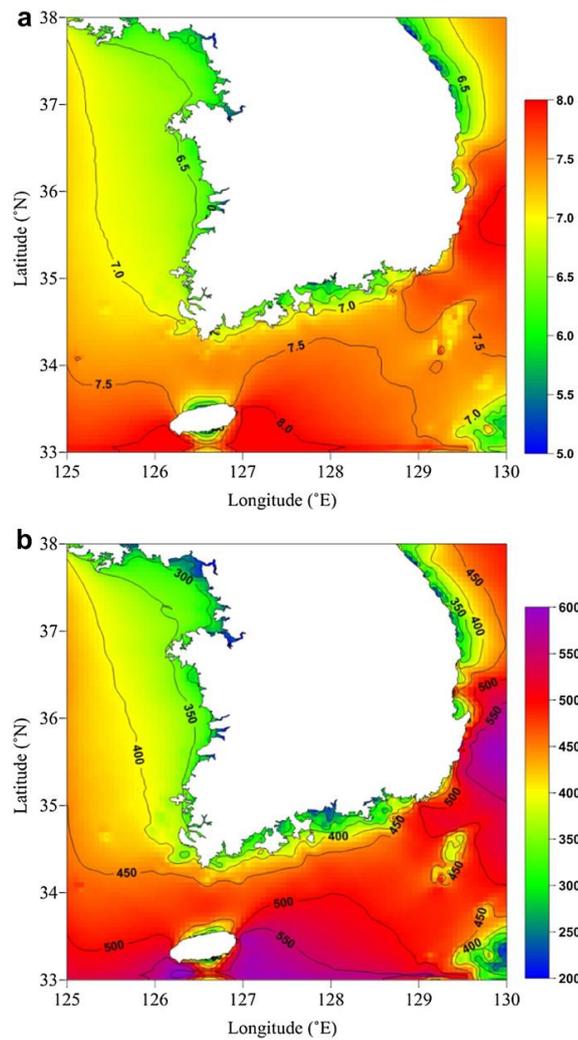
G. Li (2000) ศึกษาความเป็นไปได้ของฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลสำหรับประเทศฮ่องกง โดยเป็นการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้น ซึ่งในการศึกษาดังกล่าวได้อาศัยข้อมูลลมตรวจวัดปี ค.ศ. 1998 จากเกาะในประเทศฮ่องกง ผลการวิเคราะห์พบว่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีที่ระดับความสูง 74.8 m มีค่าเท่ากับ 6.6 m/s โดยมีความหนาแน่นกำลังลมเท่ากับ 310 W/m<sup>2</sup> โดยจำลองการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.65 MW ลงบนพื้นที่ในทะเลทั้งหมดของเกาะฮ่องกง พบว่าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลดังกล่าวสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 25 TWh ซึ่งเท่ากับร้อยละ 72 ของการบริโภคไฟฟ้าในปี ค.ศ. 1998 ของทั้งประเทศ โดยภายใต้ต้นทุนและผลตอบแทนจากการผลิตไฟฟ้าจำหน่ายเชิงพาณิชย์ พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลของประเทศฮ่องกงมีความเป็นไปได้ทั้งทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์

D. Karamais et al. (2011) ประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลไอโอเนียนซึ่งเป็นเขตทะเลระหว่างประเทศอิตาลีและประเทศกรีซ โดยอาศัยข้อมูลการตรวจวัดลมที่ระดับความสูง 10 m พบว่าอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายปีมีค่าเท่ากับ 5.7 m/s และ 5.8 m/s โดยมีความหนาแน่นกำลังลมเท่ากับ 250 W/m<sup>2</sup> โดยพบว่าที่ระดับความเร็วลมดังกล่าวจะมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงานไปเป็นพลังงานไฟฟ้าเท่ากับร้อยละ 48 สำหรับกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีระดับความสูงของ

ศูนย์กลางส่วนหมุน (Hub Height) ที่ 100 m โดยการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่าโครงการอายุ 20 ปี จะมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วง 6.5-8.7 ปี และสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 140 kt CO<sub>2</sub>-eq สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้านอกชายฝั่งทะเลขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 5 MW

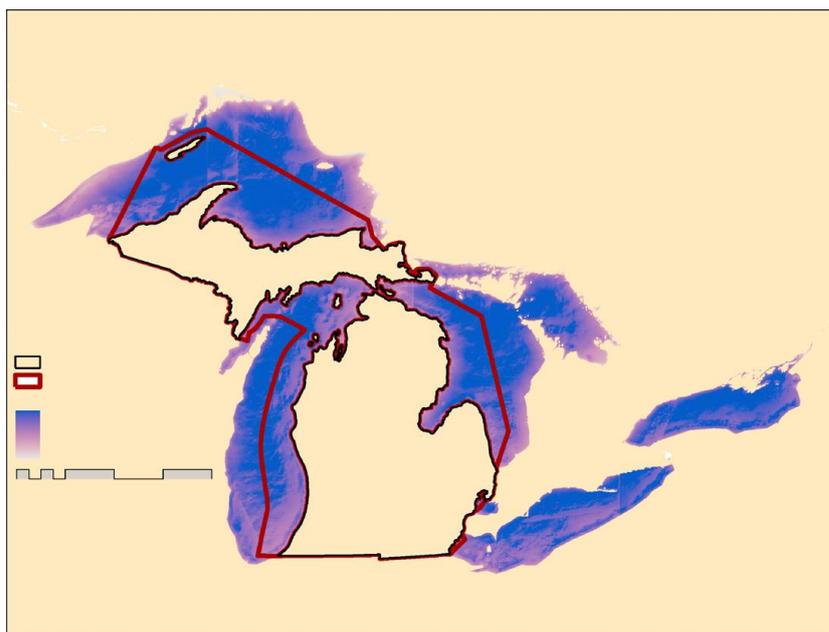
จากการที่ร้อยละ 70 ของคาบสมุทรเกาหลีเป็นพื้นที่ภูเขาสูง ทำให้การพัฒนาฟาร์มกังหันลมบนฝั่งของประเทศเกาหลีมีอุปสรรคเกี่ยวกับการใช้ประโยชน์พื้นที่บนฝั่ง รัฐบาลเกาหลีจึงมีนโยบายที่จะศึกษาเกี่ยวกับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล โดยให้สถาบันวิจัย Korea Electric Power Corporation-Research Institute ทำการศึกษาความเป็นไปได้สำหรับการก่อสร้างฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแห่งแรกในประเทศเกาหลีรวมทั้งการประเมินศักยภาพของพลังงานลมรอบๆ พื้นที่คาบสมุทรเกาหลีด้วย โดยในการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นได้อาศัยข้อมูลท่่นลอยในทะเลจำนวน 5 สถานี ซึ่งได้ทำการเก็บบันทึกข้อมูลเป็นระยะเวลา 12 ปี และได้อาศัยข้อมูลดาวเทียม QuikSCAT (Quick Scatterometer) เป็นระยะเวลา 9 ปี รวมทั้งแผนที่ลมที่อาศัยข้อมูลอุตุนิยมวิทยาหรือข้อมูลตรวจวัดระยะเวลา 4 ปี โดยมีผลการวิจัยเกี่ยวกับแผนที่ลมแสดงดังรูปที่ 2.5 ซึ่งมีความแยกชัดหรือความละเอียด 3 km ข้อมูลจากแผนที่ลมและดาวเทียมสอดคล้องตรงกันว่าอัตราเร็วลมมีค่าอยู่ในช่วง 6-7 m/s ทางด้านฝั่งทะเลตะวันตกและมีค่าอยู่ในช่วง 7-8 m/s บริเวณทะเลทิศใต้และทิศตะวันออก ผลการวิจัยยังพบอีกว่าข้อมูลจากแผนที่ลมและข้อมูลจากการตรวจวัดโดยท่่นลอยมีความคลาดเคลื่อนอยู่ในช่วงร้อยละ 1.8-16.3

นอกจากนี้ยังได้มีการพัฒนาโครงการฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลประเทศสหรัฐอเมริกาทางตอนใต้ของรัฐ New England โดยในการพัฒนาโครงการดังกล่าวมีขอบเขตของงาน 4 ด้านด้วยกัน ดังนี้ (1) การทบทวนข้อมูลลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีอยู่ (2) การดำเนินการตรวจวัดลมนอกชายฝั่งทะเล (3) การศึกษาสหสัมพันธ์ (Correlation) และการพยากรณ์ (Prediction) กับข้อมูลลมสถิติระยะยาวที่มีการตรวจวัดบนเกาะ และ (4) การประเมินแหล่งทรัพยากรลมบริเวณชายฝั่งทะเลโดยใช้ซอฟต์แวร์ MesoMap ซึ่งเป็นแบบจำลอง Mesoscale Weather Modeling System ที่พัฒนาโดย AWS TrueWind Solutions โดยระบบ MesoMap อาศัยระบบ Mesoscale Atmospheric Simulation System (MASS) ซึ่งเป็นระบบที่ได้รับการพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1980 และมีความคล้ายคลึงกับแบบจำลองสำหรับการพยากรณ์อื่นๆ เช่น Eta และ MM5 แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วยสมการกฎการอนุรักษ์มวล โมเมนตัมและพลังงาน รวมทั้งวัฏภาคของความชื้น พลังงานเนื่องจากความปั่นป่วนที่ได้พิจารณาความหนืด (Viscosity) เสถียรภาพเชิงความร้อน (Thermal Stability) และแรงเฉือนลม (Wind Shear)



รูปที่ 2.5 แผนที่ลมความละเอียด 3 km นอกชายฝั่งทะเลประเทศเกาหลี (รูป a) และความหนาแน่นกำลังลม (รูป b)

นอกจากนี้ยังได้มีความสนใจที่จะศึกษาศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเลบริเวณรัฐแถบ Great Lakes ซึ่งเป็นบริเวณที่เป็นแนวทางในการพัฒนาโครงการบริเวณอื่นๆ ไม่สามารถประยุกต์ใช้ได้โดยตรงเนื่องจากความแตกต่างของบริบทเชิงพื้นที่ โดยได้มีการพัฒนารอบการทำงานสำหรับการประเมินเบื้องต้นของศึกษาศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่งทะเล โดยอาศัยข้อมูลระดับความลึกของทะเลสาบและทรัพยากรลมในการจำลองสถานการณ์ นอกจากนี้แนวคิดการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลยังมีข้อดีในกรณีที่มีการขนส่งกังหันลมขนาดใหญ่และมีราคาแพงดำเนินการได้ง่ายกว่าสำหรับการติดตั้งในทะเลเมื่ออุปกรณ์มาจากต่างประเทศ จากการพัฒนาแผนที่ลมโดย AWS TrueWind แสดงดังรูปที่ 2.6 บริเวณมลรัฐมิชิแกน ประกอบกับข้อมูล LiDAR ระยะเวลา 1 ปี พบว่าอัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 150 m มีค่าประมาณ 8.4 m/s เหนือพื้นผิวทะเลสาบ



รูปที่ 2.6 แผนที่ลมเหนือความละเอียด 1 km บริเวณ Great Lakes จาก AWS TrueWind

GIS Based Cost Model และ GIS Based Energy Model ถูกใช้เป็นเครื่องมือในการคัดเลือกพื้นที่ (Site Selection) ในกลุ่มประเทศยุโรป ผลการวิจัยพบว่าการใช้ Cost Model สามารถจำลองด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ของฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลและสามารถนำไปประยุกต์กับ GIS เพื่อประเมินทรัพยากรลมในทะเลของกลุ่มประเทศยุโรปบริเวณทะเลเหนือ ผลการวิจัยยังพบอีกว่าการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลสามารถใช้เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1.5 MW ณ ตำแหน่งลมดีที่สุดโดยไม่มีการเสียค่าปรับ (Economic Penalty)

ปี ค.ศ. 2010 เป็นปีสำคัญสำหรับการพัฒนาฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลของประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน โดยปีดังกล่าวฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลแห่งแรกได้ถูกเชื่อมต่อกับระบบกริดและเป็นปีที่ได้มีการประกาศสนับสนุนอย่างเข้มแข็งจากรัฐบาลกลาง จากการศึกษาโดย China Meteorological Administration ในช่วงต้นทศวรรษที่ 21 บ่งชี้ว่าการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลที่มีระดับน้ำทะเลลึกไม่เกิน 20 m มีกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 750 GW โดย UNEP ร่วมมือกับ NREL ทำการวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลของประเทศจีนพบว่ามีกำลังการผลิตประมาณ 600 GW โดยมีค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับเงินลงทุน (Capital Expenditure: CAPEX) ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลสูงกว่าบนฝั่งประมาณ 1.5-2 เท่า ซึ่งได้มีการวางแผนเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมนอกชายฝั่งทะเลในบริเวณจังหวัดที่อยู่ติดทะเลทางด้านตะวันออกของประเทศจีนประมาณ 17,600 MW

## บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย

### 3.1 พื้นที่ศึกษา

พื้นที่ศึกษาของโครงการประกอบด้วยพื้นที่ เกาะพะงัน อำเภอกะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี และอำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช

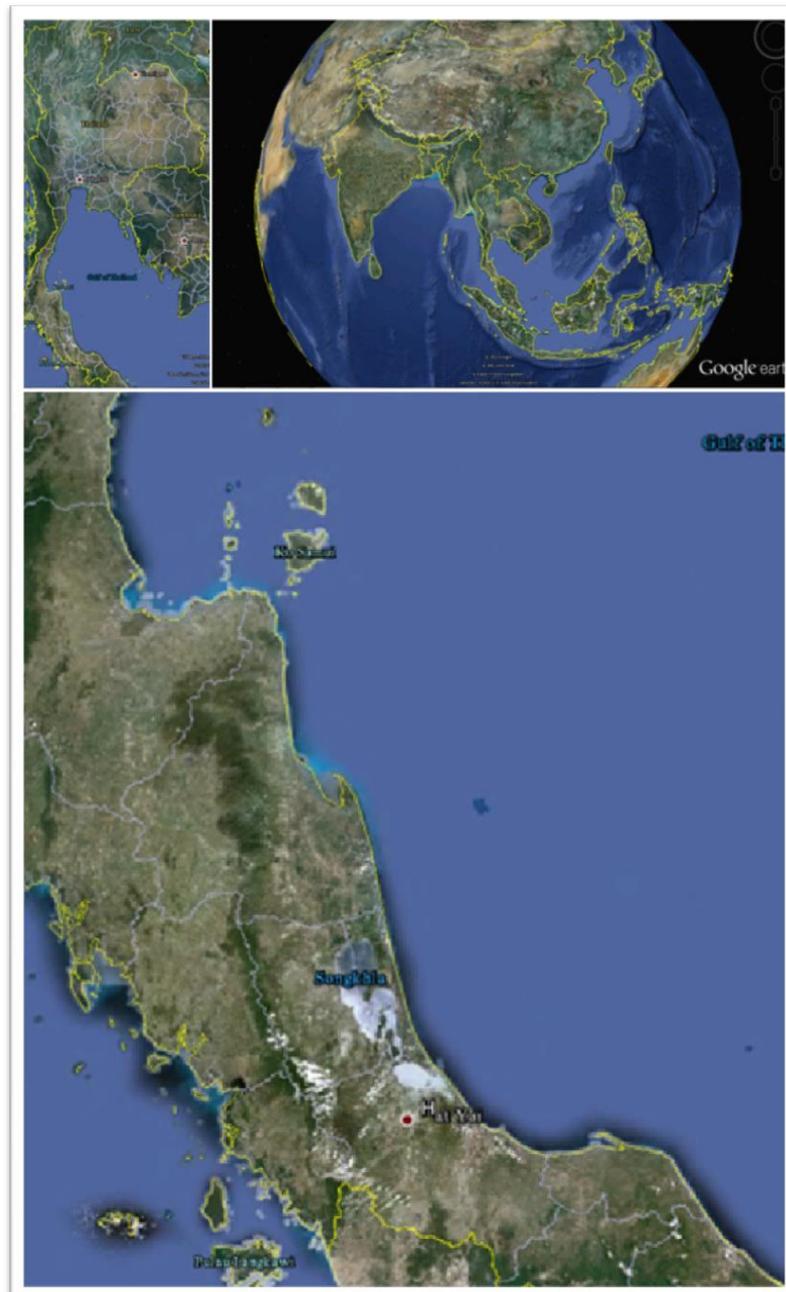
- (1) สถานีวิจัยเกาะพะงันมีพื้นที่ทั้งหมด 84 km<sup>2</sup> ตั้งอยู่บนภูมิประเทศเป็นภูเขาสูงโดยเฉพาะทางทิศตะวันออกของเกาะ มีที่ราบประมาณร้อยละ 25 และมีองค์การบริหารส่วนตำบล 2 แห่งคือ องค์การบริหารส่วนตำบลเกาะพะงัน และองค์การบริหารส่วนตำบลบ้านใต้
- (2) สถานีวิจัยพลังงานลม อำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช หรือมีชื่อเรียกว่าสถานีวัดลมบ้านท่าพญา โดยตั้งอยู่ในพื้นที่ของฝายส่งน้ำและบำรุงรักษาที่ 6 (บ้านท่าพญา) โครงการส่งน้ำและบำรุงรักษาปากพนัง สำนักงานชลประทานที่ 13
- (3) ในการวัดพิกัดทางภูมิศาสตร์ของสถานีวิจัยพลังงานลมทั้ง 2 สถานี อาศัยอุปกรณ์ตรวจวัดพิกัด GPS GarminTrex รุ่น Legend ซึ่งมีความแยกชัด (Resolution) 15 m โดยพิกัดในระบบ Lat/Long แสดงดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 พิกัดของสถานีวัดลมเกาะพะงัน อ.เกาะพะงัน และ บ้านท่าพญา อ.ปากพนัง

Site Name	Latitude	Longitude
Koh Phangan	09°44.729''	99°59.684''
Pak Phanang	08°16'34.2''	100°16'08.6''

### 3.2 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

- (1) สรุวจเอกสารงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
- (2) เตรียมแบบจำลอง Prognostic และแบบจำลอง Diagnostic
- (3) การกำหนดโดเมนของพื้นที่ศึกษา ดังรูปที่ 3.1 ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 170,522 km<sup>2</sup>



รูปที่ 3.1 พื้นที่ศึกษาของโครงการวิจัย

- (4) การเตรียมข้อมูลนำเข้าสำหรับแบบจำลอง Prognostic และแบบจำลอง Diagnostic
- (5) รันแบบจำลอง Prognostic
- (6) การจัดทำแผนที่เวกเตอร์จะใช้สำหรับเป็นข้อมูลดิจิทัลป้อนให้กับโปรแกรม WAsP 9.0 ซึ่งจะเตรียมจากแผนที่เส้นชั้นความสูง (Contour Mapping) และแผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index Mapping) โดยห่างจากสถานีโดยรอบ 15 km
- (7) รันแบบจำลอง Diagnostic
- (8) เปรียบเทียบผลที่ได้ระหว่างแบบจำลอง Prognostic และแบบจำลอง Diagnostic

- (9) ตรวจสอบความถูกต้องของผลการรันแบบจำลอง Prognostic และแบบจำลอง Diagnostic
- (10) จัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์
- (11) การเผยแพร่ผลงานวิจัย

### 3.3 เครื่องมือและอุปกรณ์วัดต่างๆ

(1) เซนเซอร์วัดอัตราเร็วลม เป็นชนิดสามลูกถ้วยรุ่น NRG #40C Anemometer แสดงดังรูปที่ 3.2 (A) เป็นหัววัดที่นำมาใช้วัดอัตราเร็วลม สร้างขึ้นจากวัสดุชนิด Thermoplastic แบบ Black Acrylonitrile-Butadiene-Styrene เพื่อความคงทนต่อการใช้งานในสภาวะอากาศที่เปลี่ยนแปลง มีคุณสมบัติดังนี้

- สามารถวัดความเร็วลมได้ในช่วง 1-96 m/s
- ค่าความละเอียดในการวัดความเร็วลมคือ 0.1 m/s ในช่วงความเร็วลม 5–25 m/s
- แสดงผลสัญญาณในรูปคลื่น Sine
- ช่วงความถี่ของคลื่นอยู่ในช่วง 0-25 Hz
- ฟังก์ชันที่ใช้ในการแปลงสัญญาณคือ  $m/s = (Hz \times 0.765) + 0.35$  และ  $miles\ per\ hour = (Hz \times 1.711) + 0.78$
- Starting Threshold 0.5 m/s
- ช่วงอุณหภูมิใช้งาน -55 °C ถึง 60 °C
- มีความทนทานต่อสภาวะอากาศสามารถใช้งานได้ต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 2–6 ปี

(2) เซนเซอร์วัดทิศทางลม ใช้รุ่น SP200 เป็นหัววัดที่นำมาใช้วัดทิศทางลม แสดงดังรูปที่ 3.2 (B) สร้างขึ้นจากวัสดุชนิด Black UV Stabilized Static-Dissipating Plastic เพื่อความคงทนต่อการใช้งานในสภาวะอากาศที่เปลี่ยนแปลงมีรายละเอียดดังนี้

- สามารถวัดทิศทางลมได้ 360 องศา
- แสดงผลสัญญาณแบบสัญญาณ Analog
- การแปลงสัญญาณแสดงผลเป็นแบบ Radiometric Voltage
- ค่าความแม่นยำในการวัดทิศทางลมมีความผิดพลาดมากที่สุดร้อยละ 1
- ใช้ Supply Voltage ขนาด 1-15 V
- Starting Threshold ขนาด 1 m/s
- ช่วงอุณหภูมิใช้งาน -55 °C ถึง 60 °C
- มีความทนทานต่อสภาวะอากาศสามารถใช้งานได้ต่อเนื่อง 2-6 ปี



(A) เซนเซอร์วัดอัตราเร็ว

(B) เซนเซอร์วัดทิศทางลม

รูปที่ 3.2 เซนเซอร์วัดอัตราเร็ว (ซ้าย) และทิศทางลม (ขวา)

(3) เซนเซอร์วัดอุณหภูมิอากาศและความชื้นสัมพัทธ์ เซนเซอร์วัดอุณหภูมิอากาศและความชื้นสัมพัทธ์ที่ใช้ในโครงการนี้เป็นรุ่น NRG #110S Temperature Sensor แสดงดังรูปที่ 3.3 เป็นอุปกรณ์วัดอุณหภูมิและความชื้นได้ในชุดเดียวกัน มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- สามารถวัดอุณหภูมิได้ในช่วง  $-40^{\circ}\text{C}$  ถึง  $52.5^{\circ}\text{C}$  และสามารถวัดความชื้นได้ในช่วง 0-100% RH
- ค่าความแม่นยำในการวัดอุณหภูมิ
  - Offset is  $\pm 0.8^{\circ}\text{C}$  ( $1.4^{\circ}\text{F}$ ) Maximum
  - Nonlinearity is  $\pm 0.33^{\circ}\text{C}$  ( $\pm 0.6^{\circ}\text{F}$ ) Maximum
  - Total Error  $\pm 1.1^{\circ}\text{C}$  ( $2^{\circ}\text{F}$ ) Maximum
- ฟังก์ชันที่ใช้ในการแปลงสัญญาณคือ  $\text{Temp} = (\text{Voltage} \times 55.55) - 86.38^{\circ}\text{C}$
- หัววัดประกอบอยู่ใน UV-Stabilized Thermoplastic พร้อม Solar Radiation Shield
- มีความทนทานต่อสภาวะอากาศสามารถใช้งานได้ต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 10 ปี

(4) เซนเซอร์วัดความดันบรรยากาศ เซนเซอร์วัดความดันบรรยากาศรุ่น BP20 Barometric Pressure Sensor แสดงดังรูปที่ 3.4 เป็นอุปกรณ์วัดความดันบรรยากาศ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- สามารถวัดความดันบรรยากาศในช่วง 15-115 kPa
- แสดงผลสัญญาณแบบ Linear Analog Voltage
- ฟังก์ชันใช้ในการแปลงสัญญาณคือ  $\text{Absolute Pressure in kPa} = (\text{Voltage} \times 21.79) + 10.55$
- ค่าความผิดพลาดสูงสุดในการวัดความดันบรรยากาศคือ  $\pm 1.5$  kPa
- แสดงผลสัญญาณทุกๆ 15 ms
- ใช้ Supply Voltage ขนาด 7 V ถึง 35 V

- ช่วงอุณหภูมิใช้งาน 10-50 °C
- มีความทนทานต่อสภาวะอากาศสามารถใช้งานได้ต่อเนื่อง 2-6 ปี



รูปที่ 3.3 เซนเซอร์วัดอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์รุ่น NRG #110S Temperature Sensor



รูปที่ 3.4 เซนเซอร์วัดความดันบรรยากาศรุ่น BP20 Barometric Pressure Sensor

(5) อุปกรณ์บันทึกข้อมูลอัตโนมัติ อุปกรณ์บันทึกข้อมูลอัตโนมัติแสดงดังรูปที่ 3.5 เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการเก็บข้อมูลของความเร็วลม ทิศทางลม ความดันบรรยากาศตลอดจนอุณหภูมิ เป็นอุปกรณ์บันทึกข้อมูลรุ่น NOMAD™ II Wind Data Logger ซึ่งมีคุณสมบัติดังนี้

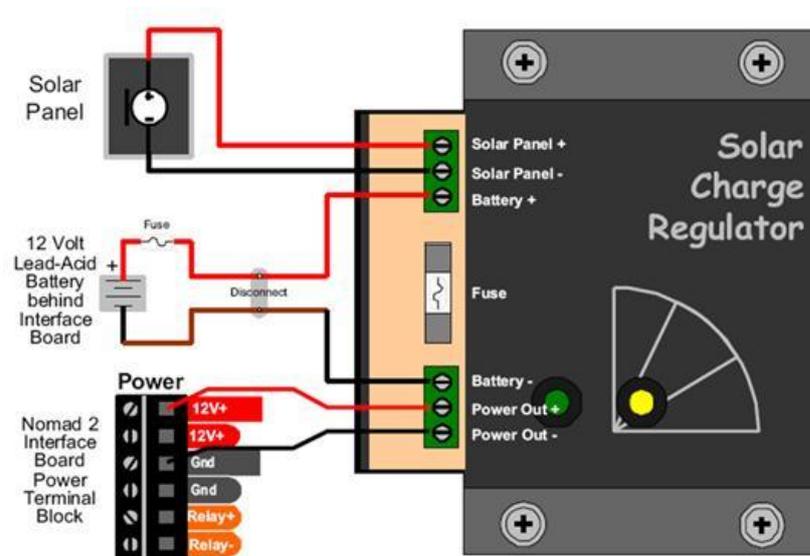
- มีจำนวนช่องสัญญาณขาเข้า แบบ Counter จำนวน 12 ช่อง
- มีจำนวนช่องสัญญาณขาเข้า แบบอนาล็อก จำนวน 8 ช่อง
- ใช้ Supply Voltage ขนาด 9-12 V

- มีช่องสำหรับต่อชุด Sensor แบบ RS232C 3 ประเภทคือ Local Port, Remote Port และ Device Port
- แสดงผลสัญญาณแบบ Linear Analog Voltage
- บันทึกข้อมูลความเร็วลม ทิศทางลม อุณหภูมิสภาพแวดล้อม ความดันบรรยากาศ
- สามารถตั้งค่าช่วงเก็บข้อมูลได้ในช่วงตั้งแต่ 1 วินาที ถึง 18 ชั่วโมง
- สามารถใช้งานได้ในช่วงอุณหภูมิไม่น้อยกว่า -40 °C ถึง 85°C
- ติดตั้งอยู่ในตู้ที่ป้องกันการเปลี่ยนแปลงสภาวะอากาศ (Weather Proof) พร้อมฝาสำหรับเปิด-ปิด และชุดจับยึดสำหรับติดตั้งกับเสา
- การเชื่อมต่อสัญญาณสามารถใช้ระบบ GSM/GPRS, CDMA, AMPS, POT, Cellular Modems หรือใช้ระบบดาวเทียม Satellite Modem เพื่อดึงข้อมูลต่างๆ ที่ Sensor วัดได้
- แบตเตอรี่เป็นประเภท Solar Cell สามารถเก็บประจุเองได้



รูปที่ 3.5 อุปกรณ์บันทึกข้อมูลรุ่น NOMAD™ II Wind Data Logger

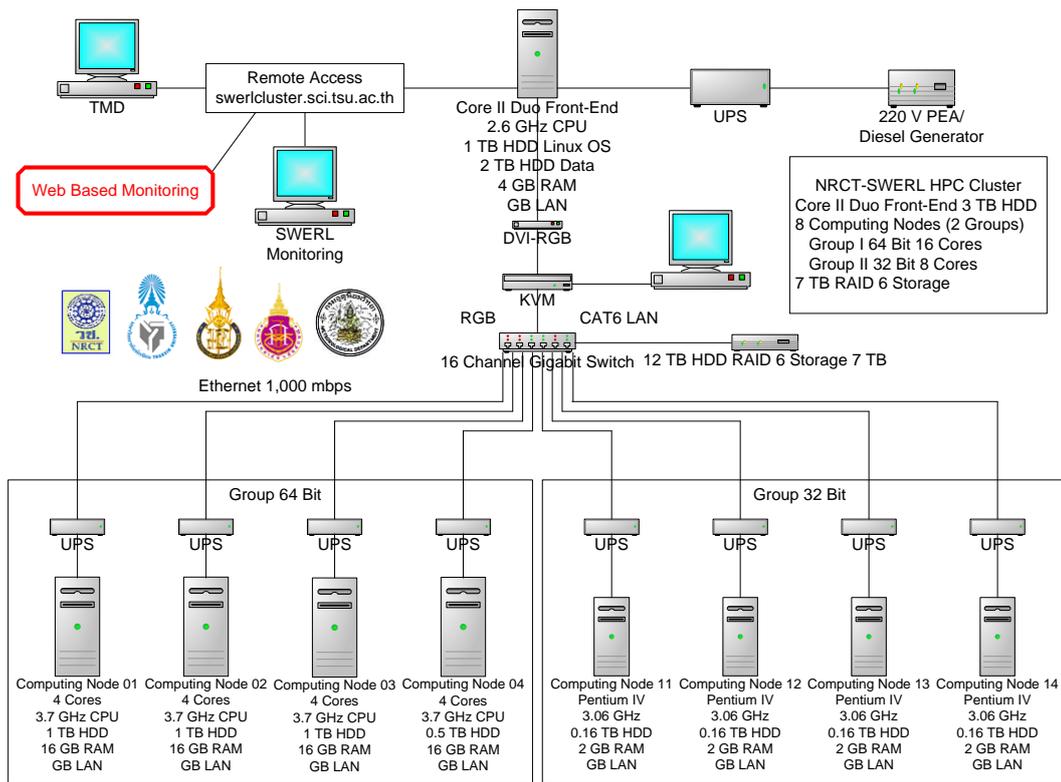
(6) ระบบไฟฟ้าสำรอง ระบบไฟฟ้าสำรองเป็นระบบไฟฟ้าที่ใช้สำหรับในกรณีที่แบตเตอรี่ในอุปกรณ์บันทึกข้อมูลระบบอัตโนมัติหมด แสดงดังรูปที่ 3.6 ประกอบไปด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 9 W และอุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่และแบตเตอรี่ขนาด 6 V



รูปที่ 3.6 Solar Charge Regulator

(7) ฮาร์ดแวร์ (Hardware)

ฮาร์ดแวร์ที่ใช้ประกอบด้วยคอมพิวเตอร์ CPU Quad Core 64 Bit จำนวน 4 เครื่อง รวมหน่วยประมวลผลกลาง 16 Cores ทำหน้าที่เป็น Compute Node จำนวน 4 Node และคอมพิวเตอร์ CPU Core II จำนวน 1 เครื่อง สำหรับทำหน้าที่เป็นเครื่อง Front-End โดยมีระบบเก็บข้อมูล Storage RAID 6 ขนาดความจุ 7 TB เชื่อมต่อกันด้วยระบบสื่อสารขนาดความเร็วระดับ GB โดยมีสถาปัตยกรรมของระบบคลัสเตอร์แสดงดังรูปที่ 3.7 และรูปจริงของระบบคลัสเตอร์ดังกล่าวดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.7 สถาปัตยกรรมของคลัสเตอร์



รูปที่ 3.8 เครื่องคอมพิวเตอร์สมรรถนะสูง

### 3.4 การประเมินศักยภาพของพลังงานลมนอกชายฝั่ง

#### (1) การจัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง

โครงการวิจัยนี้ได้จัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง สำหรับเป็นข้อมูลนำเข้าไปกับโปรแกรม WAsP 11.0 โดยได้ดำเนินการจัดทำแผนที่เส้นชั้นความสูง เส้นชั้นละ 30 m โดยอาศัยแผนที่เชิงเลข มาตราส่วน 1:50,000 ชุด L7018 ซึ่งเป็นแบบจำลองความสูงภูมิประเทศเชิงเลข และใช้โปรแกรม ARC GIS 9.0 สำหรับการสร้างบัพเพอร์ของพื้นที่โดยรอบระยะห่าง 15 km จากสถานีวิจัย

#### (2) การจัดทำแผนที่ขรุขระ

โครงการวิจัยนี้ได้ดำเนินการจัดทำแผนที่ดัชนีความขรุขระของพื้นที่รอบๆ สถานีวิจัยพลังงานลมทั้งขนาด 15 km โดยอาศัยข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดิน ซึ่งแปลผลมาจากภาพถ่ายดาวเทียม SPOT5 ขนาดความแยกชัด 10 m โดยใช้โปรแกรม Erdas Imagine 8.7

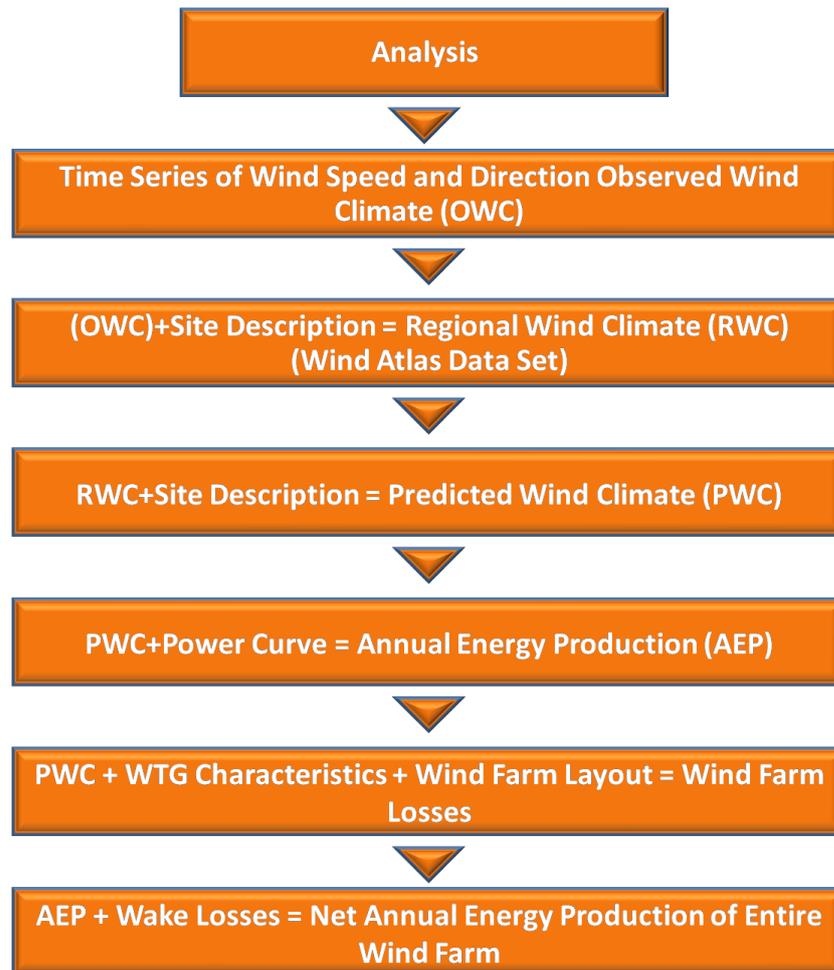
#### (3) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีได้จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม WAsP 11.0 ซึ่งต้องอาศัยค่ากำลังการผลิตเต็มพิกัด (Rated Capacity) ของกังหันลม โดยในโครงการวิจัยนี้ได้อาศัยกังหันลมผลิตไฟฟ้าของ G114-2.5 และ UP103-2000 ตามลำดับ สำหรับการวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

ในการวิเคราะห์ข้อมูลโดยอาศัยโปรแกรมสำเร็จรูป WAsP 11.0 จำเป็นต้องพัฒนาพื้นที่ทำงาน (Workspace) ในโปรแกรมซึ่งมีแนวคิดของการทำงานเป็นแบบลำดับขั้น (Hierarchy Process) โดยในการวิเคราะห์นั้นต้องใช้ข้อมูลนำเข้าของอัตราเร็วและทิศทางของลมระยะยาว (OWC) เพื่อสร้างแผนที่ลม (Wind Atlas) โดยนำเข้าข้อมูลแผนที่เวกเตอร์ (Vector Map) ซึ่งเป็นผลการรวมแผนที่เส้นชั้นความสูง (Contour Map) เข้ากับแผนที่ดัชนีความขรุขระ (Roughness Index Map) โดยใช้โปรแกรม WAsP Utility 3.0 หลังจากนั้นจึงทำการนำเข้าพิกัดสถานีตรวจวัดลมเพื่อแสดงตำแหน่งสถานีวิจัยพลังงานลม (Met Station) ต่อจากนั้นเป็นการอินพุตพิกัดของสถานที่ติดตั้งกังหันลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้เลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าและทำการสร้างกริด (Resource Grid) เพื่อการคำนวณ ขั้นตอนการจัดทำแผนที่ลมแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 3.9

#### (4) การประมาณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

ในการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้อาศัยการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลม ได้ทำการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมแบบ VSPP ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW โดยคัดเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้า 2 รุ่น ได้แก่ UP103-2000 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2 MW และ G114-2.5 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.5 MW ทั้งในพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และพื้นที่ อ.ปากพอง จ.นครศรีธรรมราช โดยอาศัยแบบจำลองการไหลของลมแบบอากาศพลศาสตร์ (CFD, WindSim 6.2) และแบบจำลองเชิงเส้น (Linearized Model, WAsP 11)



รูปที่ 3.9 ระเบียบวิธีในการวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม

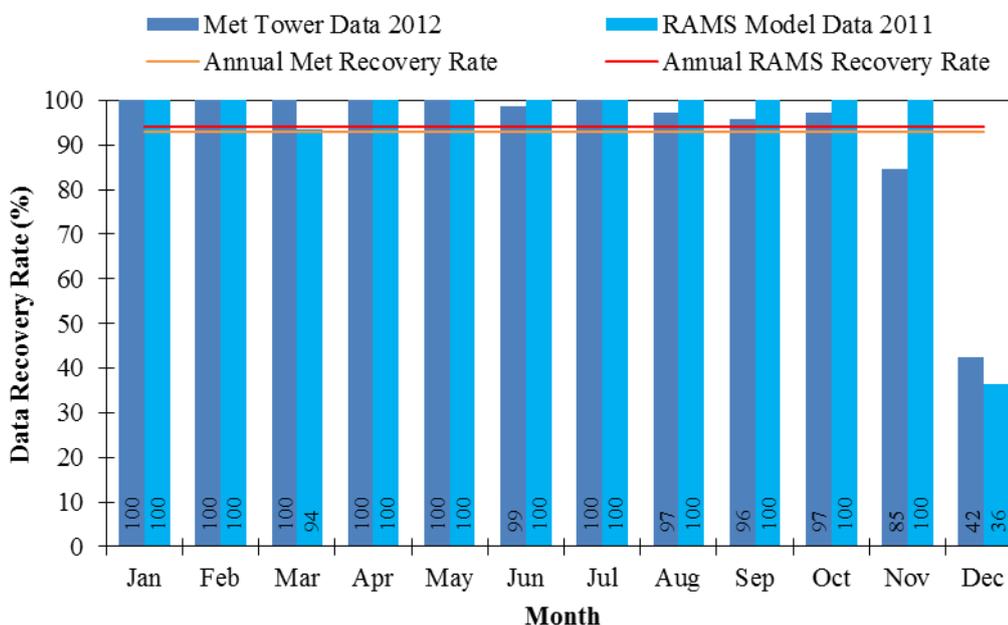
## บทที่ 4 ผลการศึกษา

### 4.1 สถานีวัดลมปากพ่อง

การประเมินศักยภาพของพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) และ แบบจำลอง Diagnostic (WindSim และ WAsP) พื้นที่เกาะพะงัน อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และอ.ปากพ่อง จ.นครศรีธรรมราช ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 170,522 km<sup>2</sup> ผลการศึกษาพบว่า

#### 4.1.1 อัตราการได้รับข้อมูล (Data Recovery Rate, %)

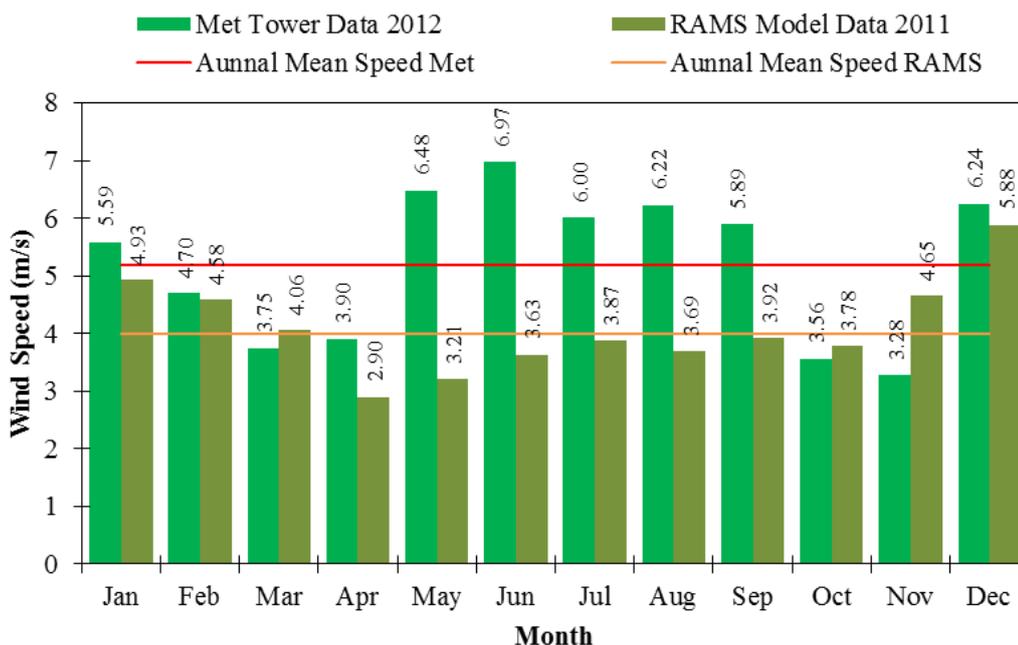
อัตราการได้รับข้อมูลลมบริเวณสถานีตรวจวัดลมปากพ่องแสดงดังรูปที่ 4.1 โดยมีค่าอัตราการได้รับข้อมูลเฉลี่ยเท่ากับ 94% โดยในส่วนของแบบจำลองบรรยากาศโดยอาศัยแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น RAMS มีอัตราการได้ข้อมูลหลังจากการวิเคราะห์ Post Processing ของสถานีวัดลมปากพ่องแสดงดังรูปที่ 4.1 โดยมีค่าอัตราการได้ข้อมูลเฉลี่ยเท่ากับ 93% โดยเดือนธันวาคมมีอัตราการได้รับข้อมูลต่ำทั้งจากสถานีวัดลมและจากแบบจำลองบรรยากาศ



รูปที่ 4.1 อัตราการได้รับข้อมูลที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมปากพ่อง

#### 4.1.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน

งานวิจัยนี้ได้อาศัยข้อมูลการตรวจวัดสถานีจากวัดลมปากพ่องที่ระดับความสูง 120 m โดยทำการตรวจวัดอัตราเร็วลมและทิศทางของลมทุกๆ 1 วินาที และบันทึกค่าทุก 1 นาที และนำข้อมูลที่ได้อาจมาจากแบบจำลองบรรยากาศ (RAMS) มาวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยรายเดือนและทำการเปรียบเทียบกัน โดยมีผลการวิเคราะห์แสดงดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมปากพั้ง

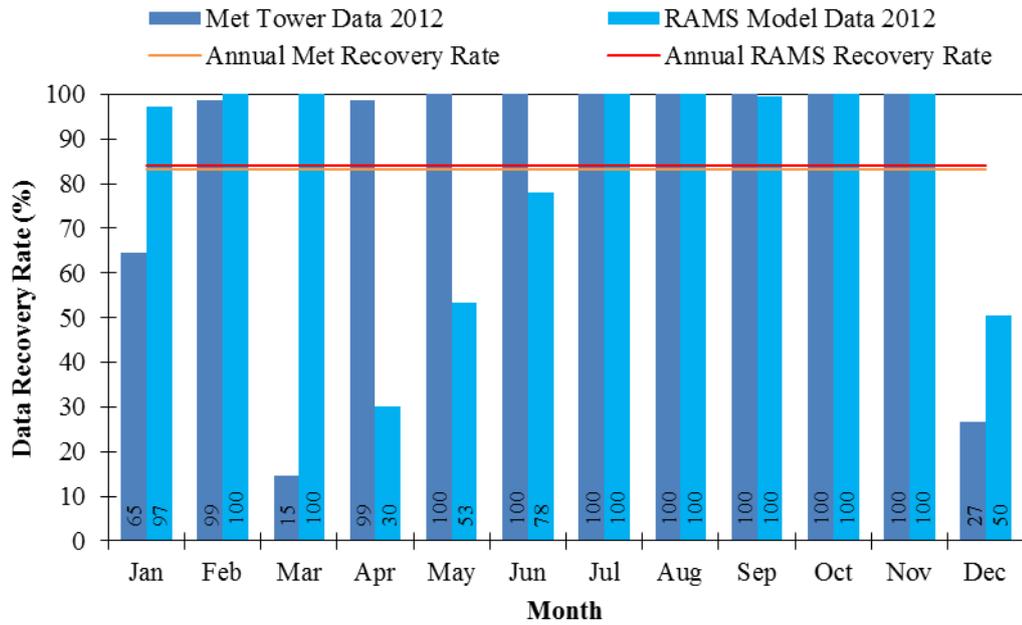
#### 4.2 สถานีวัดลมเกาะพะงัน

##### 4.2.1 อัตราการได้รับข้อมูล (Data Recovery Rate, %)

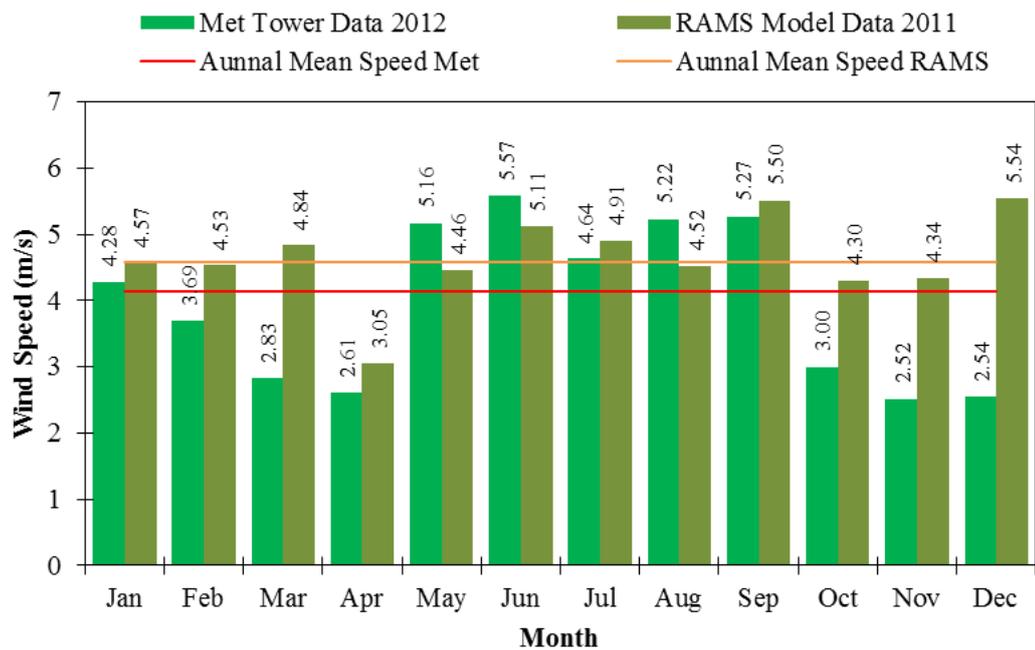
อัตราการได้รับข้อมูลลมบริเวณสถานีตรวจวัดลมเกาะพะงันแสดงดังรูปที่ 4.3 โดยมีค่าอัตราการได้รับข้อมูลเฉลี่ยเท่ากับ 85% โดยในส่วนของ การจำลองแบบบรรยากาศโดยอาศัยแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น RAMS มีอัตราการได้ข้อมูลหลังจากการวิเคราะห์ Post Processing ของสถานีวัดลมเกาะพะงันแสดงดังรูปที่ 4.3 โดยมีค่าอัตราการได้ข้อมูลเฉลี่ยเท่ากับ 84% โดยเดือนมกราคม มีนาคม และเดือนธันวาคมมีอัตราการได้รับข้อมูลต่ำจากสถานีวัดลม ส่วนเดือนที่ได้รับข้อมูลจากแบบจำลองบรรยากาศต่ำได้แก่เดือนเมษายน พฤษภาคม มิถุนายน และเดือนธันวาคม แสดงดังรูปที่ 4.3

##### 4.2.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน

งานวิจัยนี้ได้อาศัยข้อมูลการตรวจวัดลมจากสถานีวัดลมเกาะพะงันที่ระดับความสูง 120 m โดยทำการตรวจวัดอัตราเร็วลมและทิศทางของลมทุกๆ 1 วินาที และบันทึกค่าทุก 1 นาที และนำข้อมูลที่ได้อาจมาจากระบบจำลองบรรยากาศ (RAMS) มาวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยรายเดือนเพื่อทำการเปรียบเทียบกัน แสดงดังรูปที่ 4.4



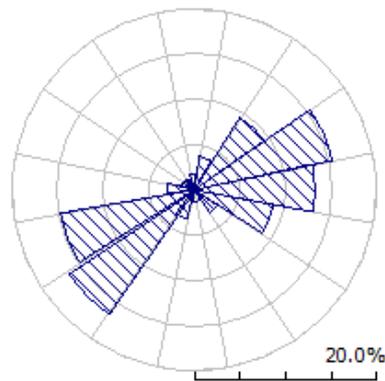
รูปที่ 4.3 อัตราการได้รับข้อมูลที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมเกาะพะงัน



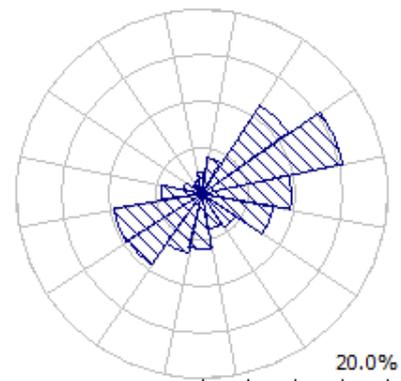
รูปที่ 4.4 อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมเกาะพะงัน

### 4.3 ผังลม (Wind Rose)

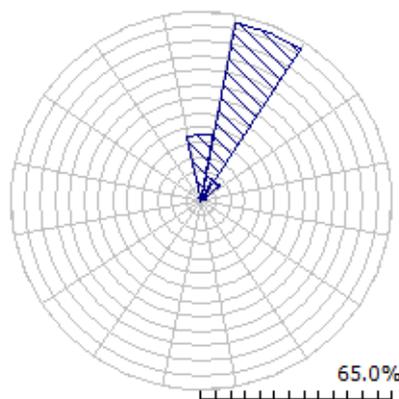
ผังลมใช้แสดงทิศทางของลม เมื่อพิจารณาจากผังลมเฉลี่ยรายปี ค.ศ. 2012 จากการตรวจวัด และจากแบบจำลองบรรยากาศ (RAMS) ทั้งปากพ่องและเกาะพะงัน พบว่าทิศทางของลมส่วนใหญ่พัดจากทิศตะวันออกเฉียงเหนือ แสดงดังรูปที่ 4.5



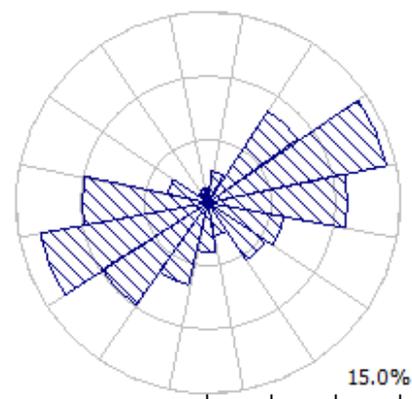
ข้อมูลลมตรวจวัดปากพ่อง ปี ค.ศ. 2012



ข้อมูลลมจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS  
ปากพ่อง ปี ค.ศ. 2011



ข้อมูลลมตรวจวัดเกาะพะงัน ปี ค.ศ. 2012

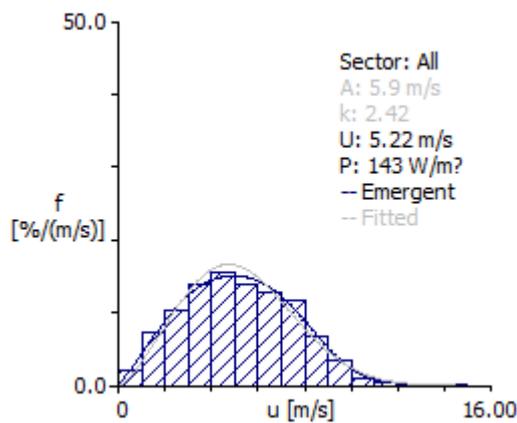


ข้อมูลลมจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS  
เกาะพะงัน ปี ค.ศ. 2011

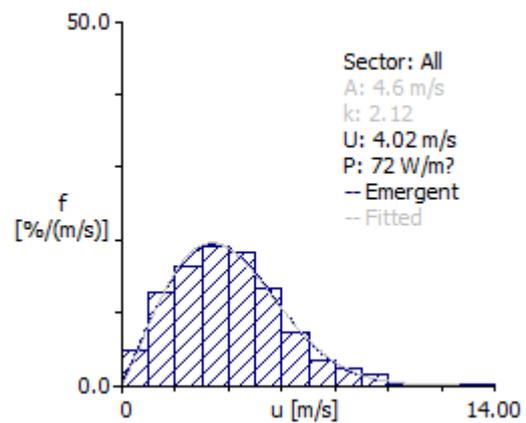
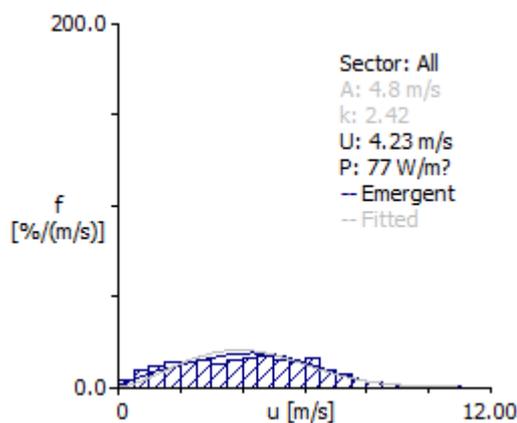
รูปที่ 4.5 ผังลมรายปีจากข้อมูลลมตรวจวัดและจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS

### 4.4 การแจกแจงไวบูลล์ (Weibull Distribution)

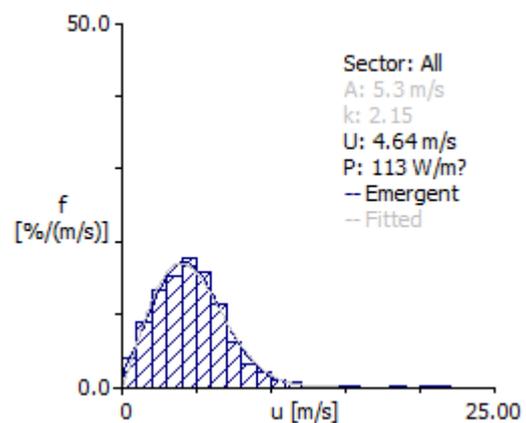
ในการวิเคราะห์ข้อมูลสถิติของอัตราเร็วลมทั้งจากตรวจวัดและจากการทำนายด้วยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS ได้อาศัยโปรแกรม WAsP 11.0 สำหรับวิเคราะห์การกระจายแบบไวบูลล์ (Weibull Distribution) โดยการนำข้อมูลสถิติของอัตราเร็วลมและทิศทางของลมทั้งจากการตรวจวัด และจากการทำนายด้วยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS มาทำการสร้างไฟล์ Observed Wind Climate (OWC) รายปี ค.ศ. 2012 ของสถานีวัดลมปากพ่องและสถานีวัดลมเกาะพะงัน ที่ระดับความสูงสูงสุด 120 m แสดงดังรูปที่ 4.6



ข้อมูลลมตรวจวัดปากพนัง ปี ค.ศ. 2012

ข้อมูลลมจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS  
ปากพนัง ปี ค.ศ. 2011

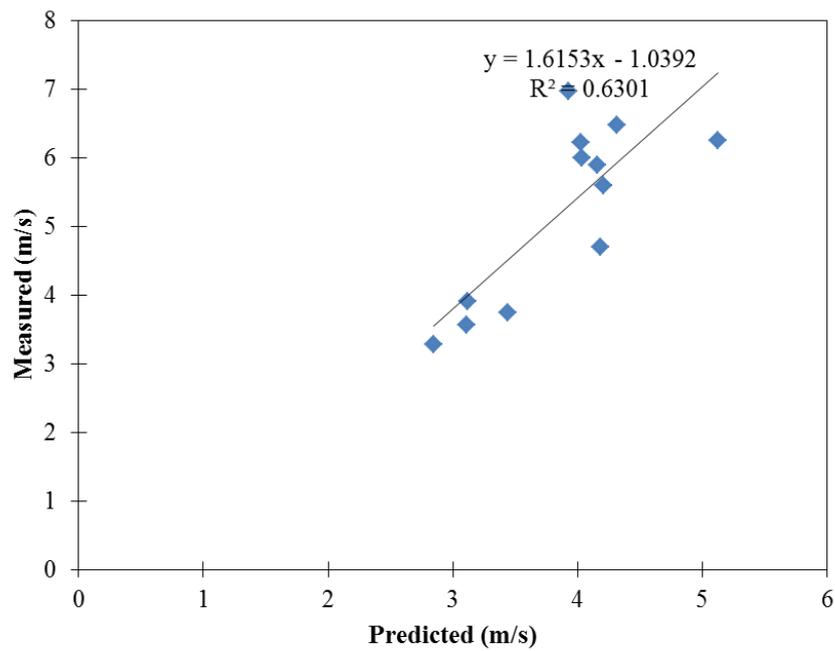
ข้อมูลลมตรวจวัดเกาะพะงัน ปี ค.ศ. 2012

ข้อมูลลมจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS  
เกาะพะงัน ปี ค.ศ. 2011

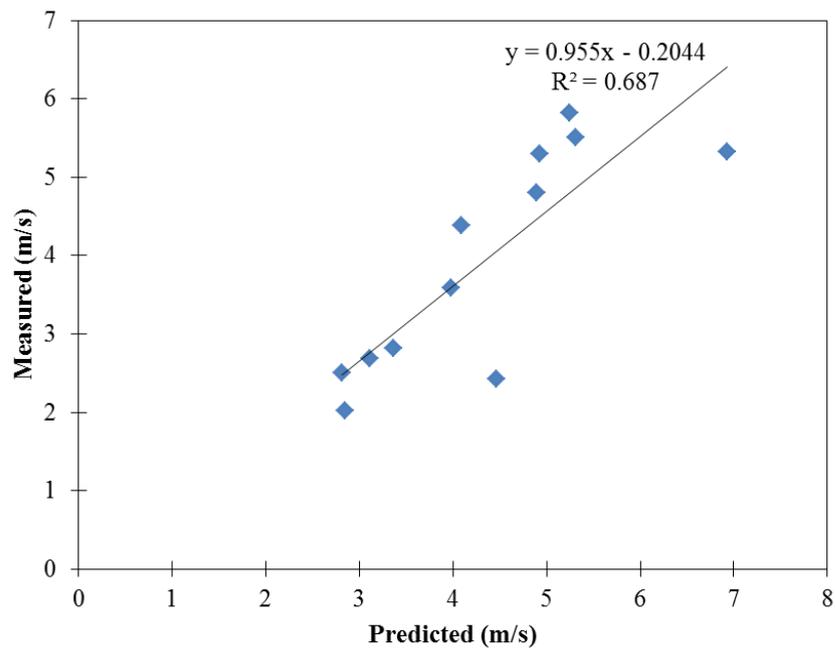
#### รูปที่ 4.6 การแจกแจงไวบูลล์

ข้อมูลลมจากการวัด (Measured) ถูกนำมาวิเคราะห์สหสัมพันธ์กับข้อมูลทำนาย (Predicted) ของทั้งสถานีวัดลมปากพนังและสถานีวัดลมเกาะพะงัน โดยมีผลการวิเคราะห์สหสัมพันธ์แสดงดังรูปที่ 4.7 สำหรับสถานีวัดลมปากพนังและรูปที่ 4.8 สำหรับสถานีวัดลมเกาะพะงัน

ผลการวิเคราะห์สหสัมพันธ์พบว่าค่า Coefficient of Determination ( $R^2$ ) ของสถานีวัดลมปากพนังมีค่าเท่ากับ 0.6301 ส่วนของสถานีวัดลมเกาะพะงันมีค่าเท่ากับ 0.687 แสดงดังรูปที่ 4.7-4.8 ตามลำดับ



รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวัดลมปากพั่ง ปี ค.ศ. 2012



รูปที่ 4.8 เปรียบเทียบอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนสถานีวัดลมเกาะพะงันของปี ค.ศ. 2012

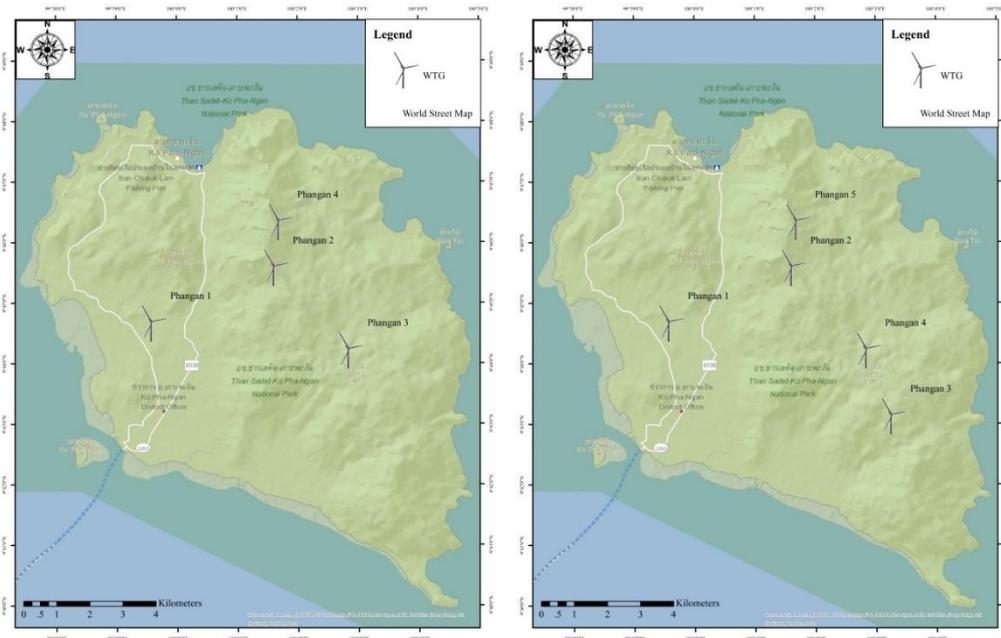
#### 4.5 การประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

งานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW โดยทำการคัดเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าจำนวน 2 รุ่น ได้แก่ รุ่น UP103-2000 ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2 MW และรุ่น G114-2.5 ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.5 MW ทั้งในพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และพื้นที่ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช โดยแสดงตำแหน่งของกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และพื้นที่ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช ดังรูปที่ 4.9-4.10 ตามลำดับ สำหรับเส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมทั้งสองรุ่น ได้แก่ UP103-2000 และ G114-2.5 แสดงดังรูปที่ 4.11-4.11 ตามลำดับ

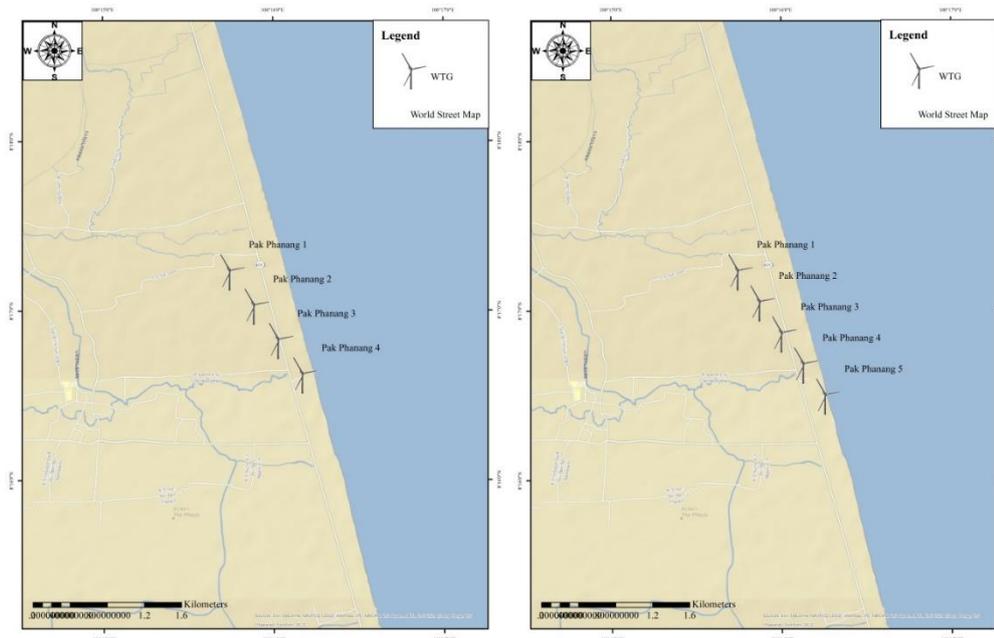
อาศัยแบบจำลองการไหลของลมแบบอากาศพลศาสตร์ (CFD, WindSim 6.2) และแบบจำลองเชิงเส้น (Linearized Model, WAsP 11) ในการหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production: AEP) สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบริเวณเกาะพะงันและพื้นที่อำเภอปากพนังขนาดกำลังการผลิต 10 MW แสดงดังรูปที่ 4.11 เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมกำลังการผลิต 10 MW แสดงดังรูปที่ 4.12 และอิทธิพลของเวกเป็นพารามิเตอร์ที่มีความสำคัญในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมเนื่องจากปริมาณดังกล่าวมีอิทธิพลโดยตรงกับปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม แสดงดังรูปที่ 4.13

โดยพบว่าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW บนเกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี เมื่อติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 23.2-37.60 GWh/year และเมื่อทำการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 41.0-51.40 GWh/year ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับแบบจำลองการไหลของลม (Wind Flow Model) ที่ใช้ในการประเมินแหล่งลมและแบบจำลองเวก (Wake Model) โดยเมื่อพิจารณาหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าถ้าหากติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP103-2000 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 7.5-20.0 GWh/year และถ้าหากทำการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5 จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 19.9-36.2 GWh/year

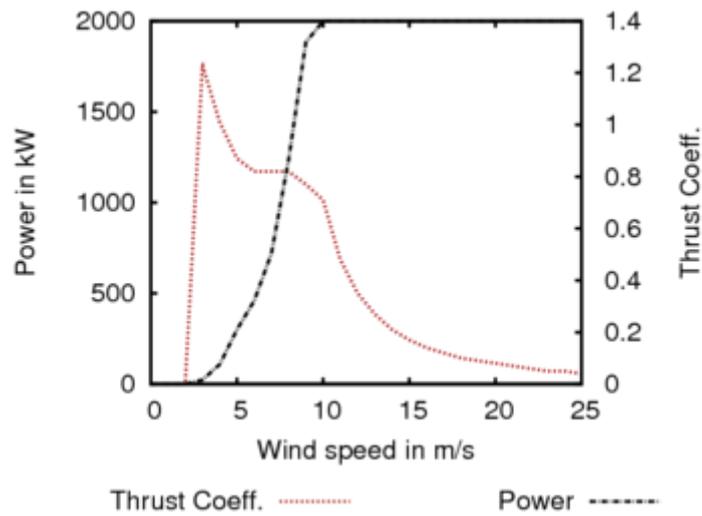
โดยค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้งบริเวณพื้นที่เกาะพะงันและพื้นที่อำเภอปากพนังพบว่ามีค่าประสิทธิภาพดีแฟกเตอร์อยู่ในช่วง 8.6-42.9% สำหรับการติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 และมีค่าอยู่ในช่วง 22.8-58.7% สำหรับการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5 โดยการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5 จะมีค่าการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกต่ำกว่าการติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 เนื่องจากจำนวนที่ไม่เท่ากันและมิติของกังหันลมที่มีความแตกต่างกันด้วย ค่าร้อยละการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 0.2-2.3 สำหรับการติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 และมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 0.3-1.0 สำหรับการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5



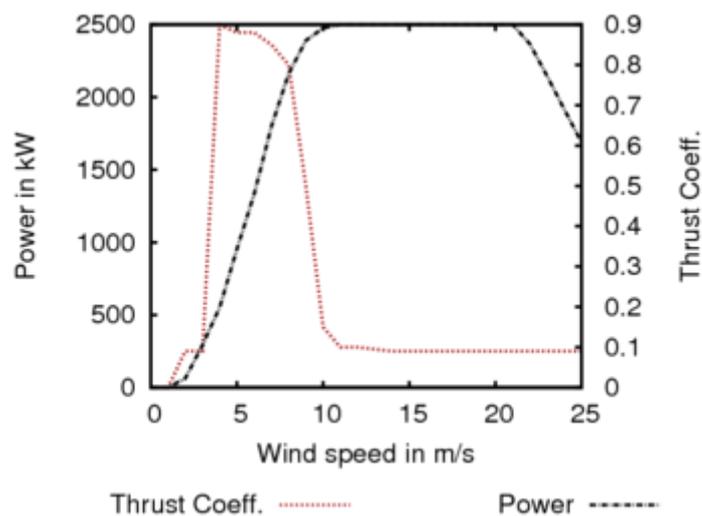
รูปที่ 4.9 การจัดเรียงฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW  
บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี G114-2.5 MW (ซ้าย) UP2000-103 (ขวา)



รูปที่ 4.10 การจัดเรียงฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW  
บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช G114-2.5 MW (ซ้าย) UP2000-103 (ขวา)



รูปที่ 4.11 เส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103



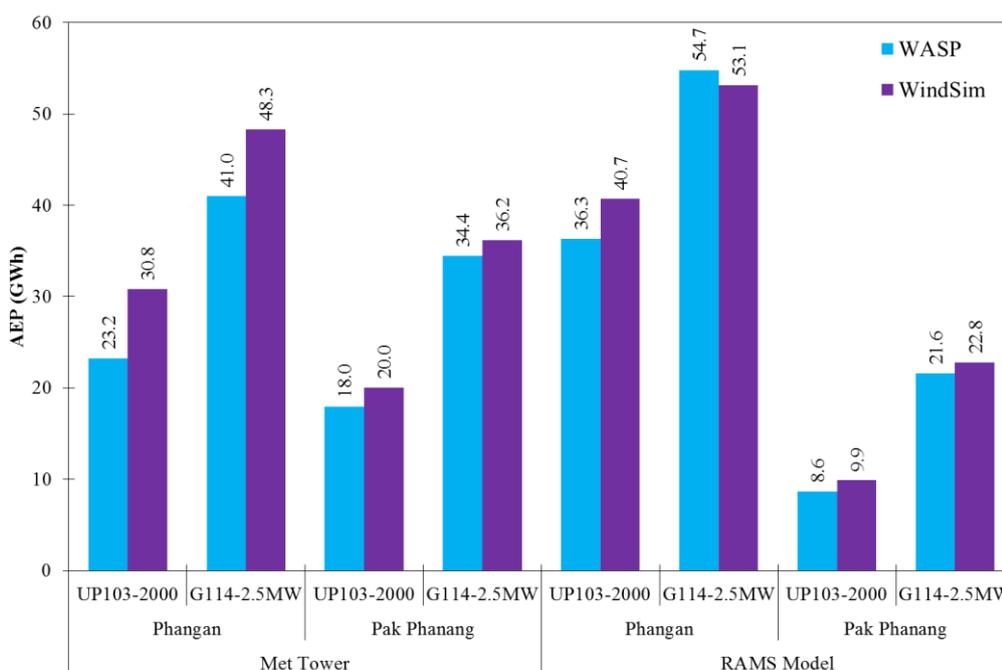
รูปที่ 4.12 เส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5

รูปที่ 4.13 แสดงให้เห็นถึงจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณแหล่งลมดีของเกาะพะงันและปากพั่น โดยอาศัยแบบจำลอง Diagnostic เนื่องจากเกาะพะงันมีลักษณะภูมิประเทศแบบภูเขาสูงทำให้เมื่อวิเคราะห์การไหลของลม (Wind Flow Modeling) ระดับจุลภาคที่ความแยกชัด (Resolution) 90 m ด้วยแบบจำลองเชิงเส้น WAsP และแบบจำลองพลศาสตร์ของไหลเชิงคำนวณ WindSim แล้วจะมีหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้มากกว่าฟาร์มกังหันลมบริเวณอำเภอปากพั่น โดยผลการวิเคราะห์พบว่าแบบจำลอง WindSim ให้ผลการประมาณหน่วยไฟฟ้ารายปีได้มากกว่าแบบจำลอง WAsP โดยมีหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากแบบจำลอง WindSim ของฟาร์มกังหันลมบริเวณเกาะพะงันเท่ากับ 30.8 GWh สำหรับกังหันลม

รุ่น UP2000-103 ส่วนของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5 มีหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีเท่ากับ 48.3 GWh

สำหรับบริเวณอำเภอปากพนังซึ่งมีลักษณะภูมิประเทศแบบราบเรียบนั้นมีผลการประมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากแบบจำลอง WindSim ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103 เท่ากับ 20.0 GWh โดยมีผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง WAsP เท่ากับ 18.0 GWh

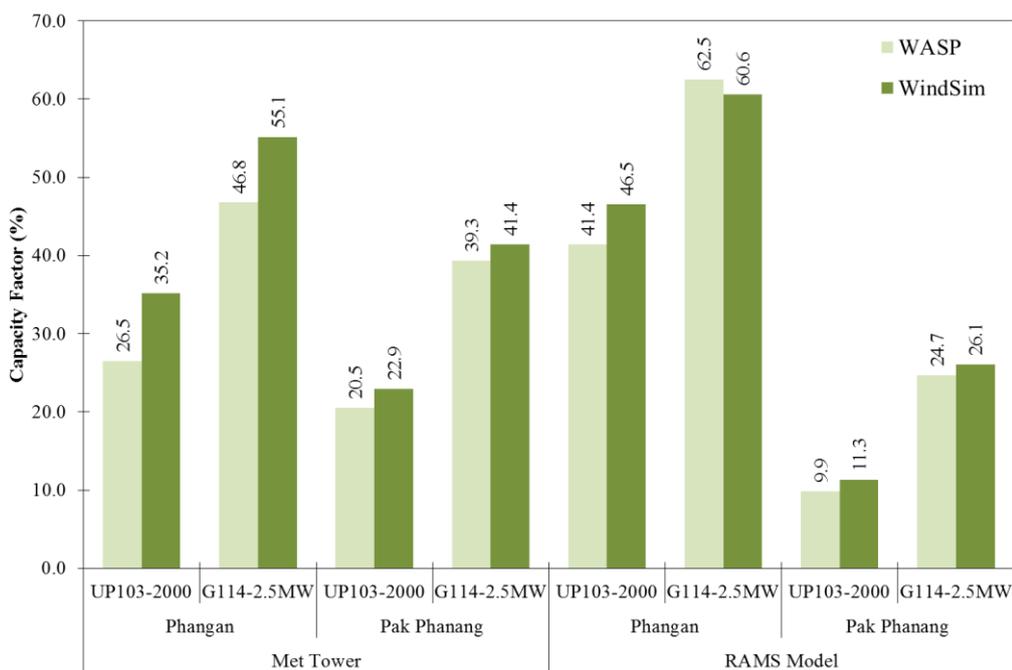
โดยผลการทำนายลมจากแบบจำลอง RAMS ซึ่งเป็นแบบจำลอง Prognostic เมื่อนำไปใช้ในการวิเคราะห์หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 รุ่น พบว่าจะให้ผลการประมาณที่สูงกว่าสำหรับบริเวณเกาะพะงันของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและให้ผลการประมาณที่ต่ำกว่าบริเวณอำเภอปากพนังของจังหวัดนครศรีธรรมราชแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.13 หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช

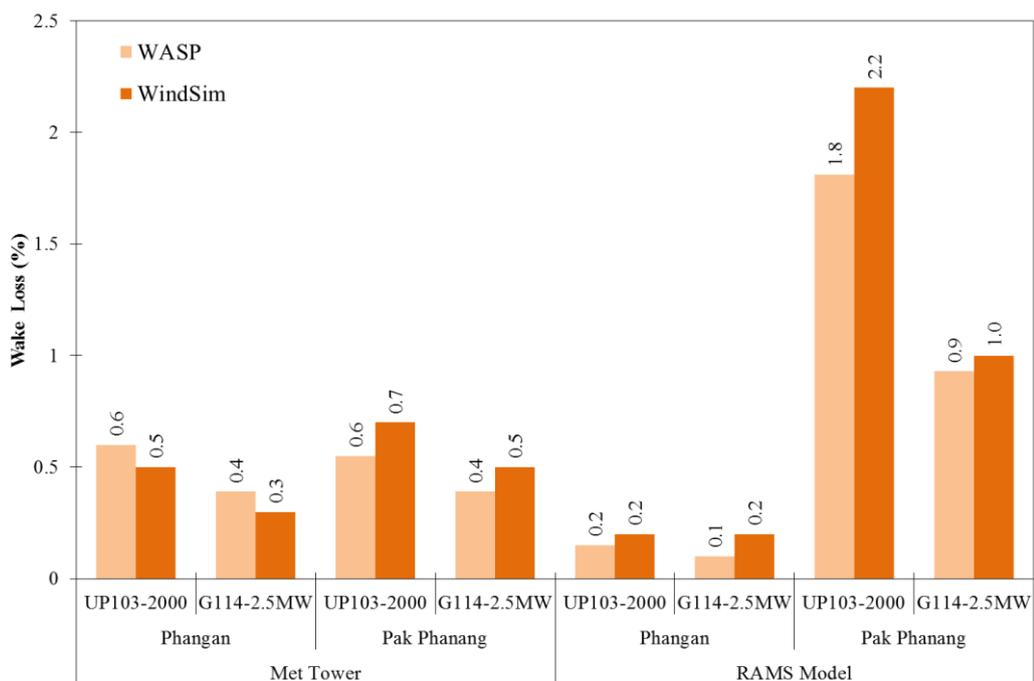
เมื่อนำหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีไปวิเคราะห์ค่า Capacity Factor (C.F.) พบว่ามีค่า C.F. อยู่ในช่วง 26.5-46.8% สำหรับฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณแหล่งลมดีของเกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี และมีค่า C.F. อยู่ในช่วง 20.5-39.3% สำหรับฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณอำเภอปากพนังของจังหวัดนครศรีธรรมราช แสดงดังรูปที่ 4.14 และเนื่องจากผลการวิเคราะห์ข้อมูลลมจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) มีความแตกต่างจากผลการตรวจวัดลมและอาศัยแบบจำลอง Diagnostic (WindSim และ WAsP) ดังนั้นทำให้ค่าหน่วยไฟฟ้าและค่า C.F. ที่ได้จากแบบจำลองทั้งสองจึงมีความแตกต่างกันด้วย โดยผลการวิเคราะห์ค่า C.F. จากแบบจำลอง Prognostic จะมีค่า C.F. สูงกว่าผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง Diagnostic บริเวณเกาะพะงัน อย่างไรก็ตามผลการวิเคราะห์ C.F. จากแบบจำลอง Prognostic มีค่าต่ำกว่าผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง Diagnostic บริเวณ

อำเภอปากพนังซึ่งมีลักษณะภูมิประเทศแบบราบเรียบตามแนวชายฝั่งทะเล ซึ่งค่า C.F. ของฟาร์มกังหันลมจากแบบจำลอง Diagnostic มีค่าอยู่ในช่วง 20.5-22.9% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103 และมีค่าอยู่ในช่วง 39.3-41.4% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5 โดยผลการวิเคราะห์ C.F. จากแบบจำลอง Prognostic พบว่าค่า C.F. มีค่า 9.9-11.3% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103 และมีค่า C.F. เท่ากับ 24.7-26.1% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 4.14 ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช

ผลการวิเคราะห์การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกจากการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณเกาะพะงันและปากพนังโดยอาศัยข้อมูลจากการตรวจวัดและทำนายจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.15 โดยพบว่า การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกมีค่าอยู่ในช่วง 0.1-2.2% ซึ่งถือว่ามีความต่ำมาก



รูปที่ 4.15 การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเงาของฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพะนัง จ.นครศรีธรรมราช

#### 4.6 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (Cost of Energy) จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

ทั้งนี้ในการวิเคราะห์โครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลจะอาศัยสมมติฐานทางการเงินและเศรษฐกิจที่เป็นปัจจุบันมากที่สุดโดยอ้างอิงจากข้อมูลธนาคารแห่งประเทศไทย ([www.bot.or.th](http://www.bot.or.th)) แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.1

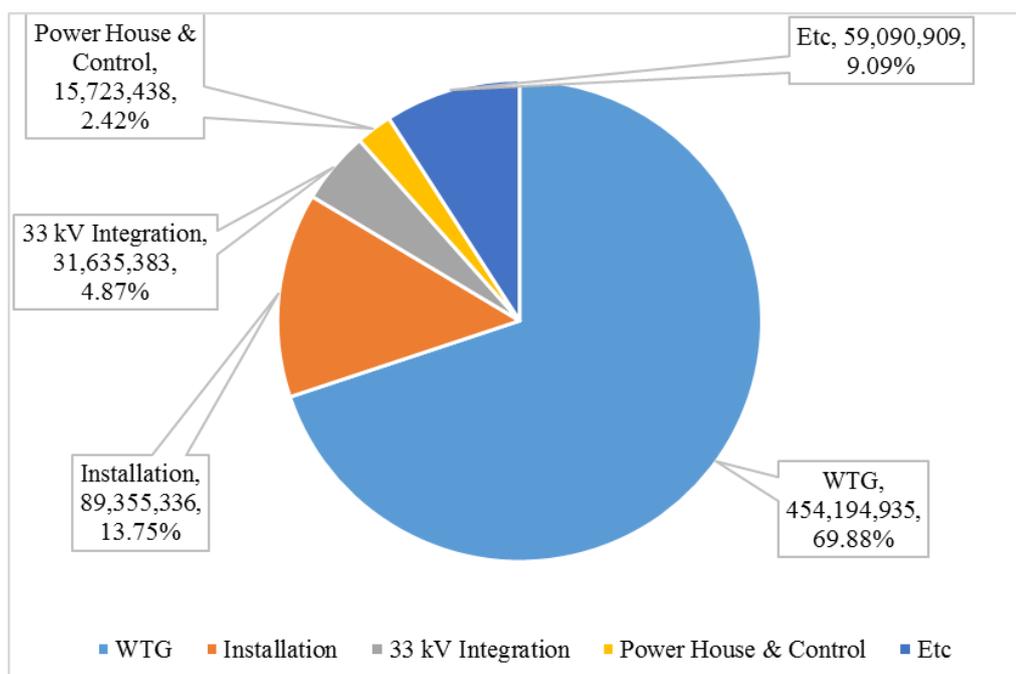
ในการศึกษานี้ได้ทำการวิเคราะห์ดัชนีทางการเงิน BCR PBP NPV และ FIRR ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ โดยทำการพิจารณาต้นทุนที่มีความน่าจะเป็นใน 3 กรณี คือ 65 MTHB 70 MTHB และ 75 MTHB แสดงดังรูปที่ 4.16-4.18

โดยรูปที่ 4.16 แสดงการจำแนกต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW โดยประกอบไปด้วยค่ากังหันลมผลิตไฟฟ้ารวมหม้อแปลง ค่าขนส่งและติดตั้ง ค่าเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ค่าโรงไฟฟ้าและระบบควบคุม SCADA และอื่นๆ

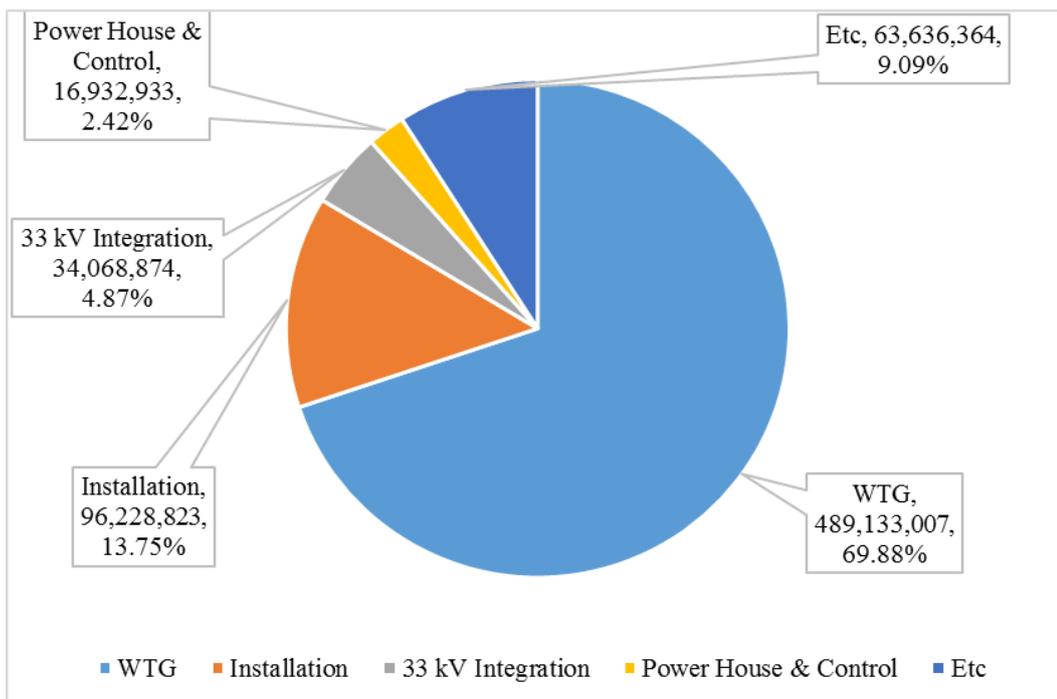
ตารางที่ 4.1 สมมติฐานทางการเงินและเศรษฐกิจ

พารามิเตอร์	ค่า
อายุโครงการ	20 ปี
ราคากังหันลมรวมค่าขนส่ง (FOB)	50 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์
การติดตั้งกังหันลม (Installation)	ร้อยละ 10 ของราคากังหันลม
การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Operation)	ร้อยละ 2 ของราคากังหันลม
การบำรุงรักษา (Maintenance)	ร้อยละ 1 ของราคากังหันลม
มูลค่าซาก (Salvage)	ร้อยละ 10 ของราคากังหันลม
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (Interest Rate)	ร้อยละ 6.75 (MLR)*
อัตราเงินเฟ้อทั่วไป (Inflation Rate)	ร้อยละ 2.16
อัตราแลกเปลี่ยน	1 เหรียญดอลลาร์สหรัฐ = 32.0596 บาท
Ft ขายส่ง (Wholesale)	0.6900 บาท/หน่วย (เมษายน-สิงหาคม 2557) กิจการผลิต (G) (กฟผ.)
ส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	3.5 บาทต่อหน่วย
ราคาปรับซื้อ On-Peak และ Off-Peak	4.5827 บาท และ 2.1495 บาท
อัตราคิดลด	5%

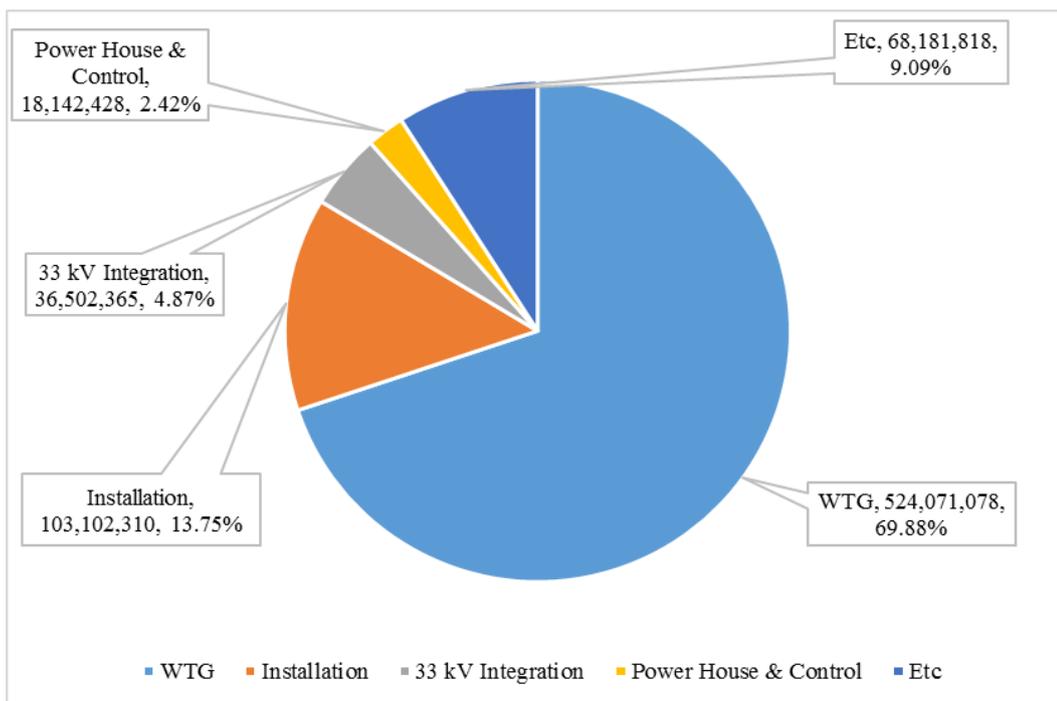
หมายเหตุ: วันที่ 28 กันยายน 2557



รูปที่ 4.16 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW กรณีต้นทุน 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.17 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW  
กรณีต้นทุน 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.18 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW  
กรณีต้นทุน 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์

โดยมีการจำแนกผลตอบแทนในแต่ละรายการแสดงดังรูปที่ 4.19-4.20

นอกจากนี้ยังได้วิเคราะห์ความอ่อนไหวของพารามิเตอร์ที่สำคัญได้แก่ ต้นทุนและปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (AEP) โดยทำการวิเคราะห์ในกรณี

- กรณีฐาน (Base Case) ที่ต้นทุนต่อเมกะวัตต์ เท่ากับ 65 ล้านบาท 70 ล้านบาท และ 75 ล้านบาท
- ต้นทุนเพิ่มขึ้น 5% และ 10%
- ต้นทุนลดลง 5% และ 10%
- AEP เพิ่มขึ้น 5% และ 10%
- AEP ลดลง 5% และ 10%

โดยการวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการในรูปแบบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งได้พิจารณากรณีโครงการมีและไม่มีการจัดทำกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) โดยการจำแนกรายการผลตอบแทนของโครงการแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.19-4.20 สำหรับกรณีพื้นที่เกาะพะงันและกรณีพื้นที่ปากพ่องตามลำดับ

ผลการวิเคราะห์โครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลบริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และบริเวณ อ.ปากพ่อง จ.นครศรีธรรมราช แสดงดัชนีทางการเงินที่สำคัญทั้ง 4 ได้แก่ BCR NPV FIRR และ PBP แสดงดังรูปที่ 4.21-4.22

ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

- BCR เท่ากับ 1.19
- NPV เท่ากับ 244.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 26.85%
- PBP เท่ากับ 3 ปี

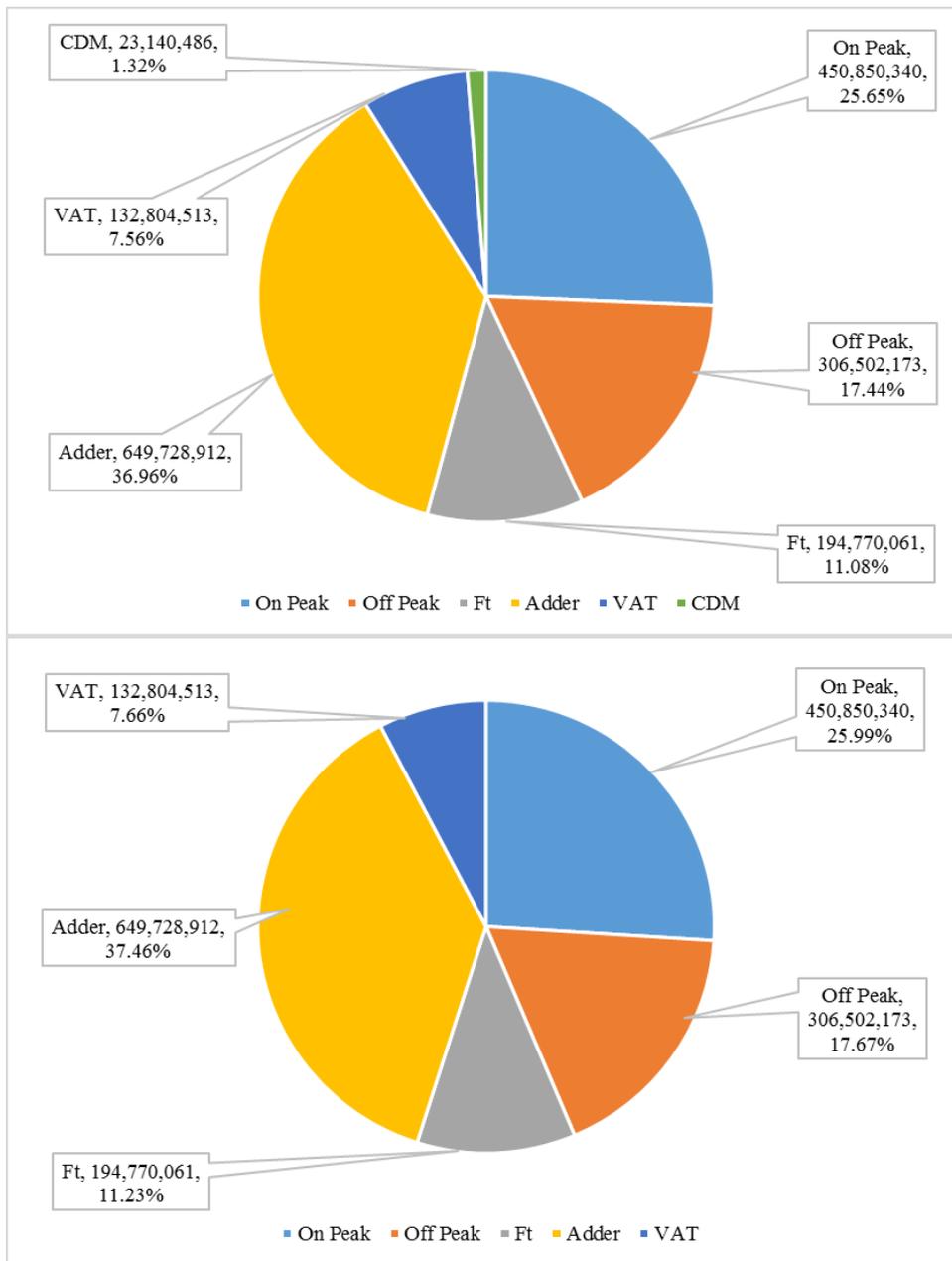
ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.23-4.24 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัวมีค่าดังต่อไปนี้

- BCR เท่ากับ 1.22
- NPC เท่ากับ 274.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 33.11%
- PBP เท่ากับ 3 ปี

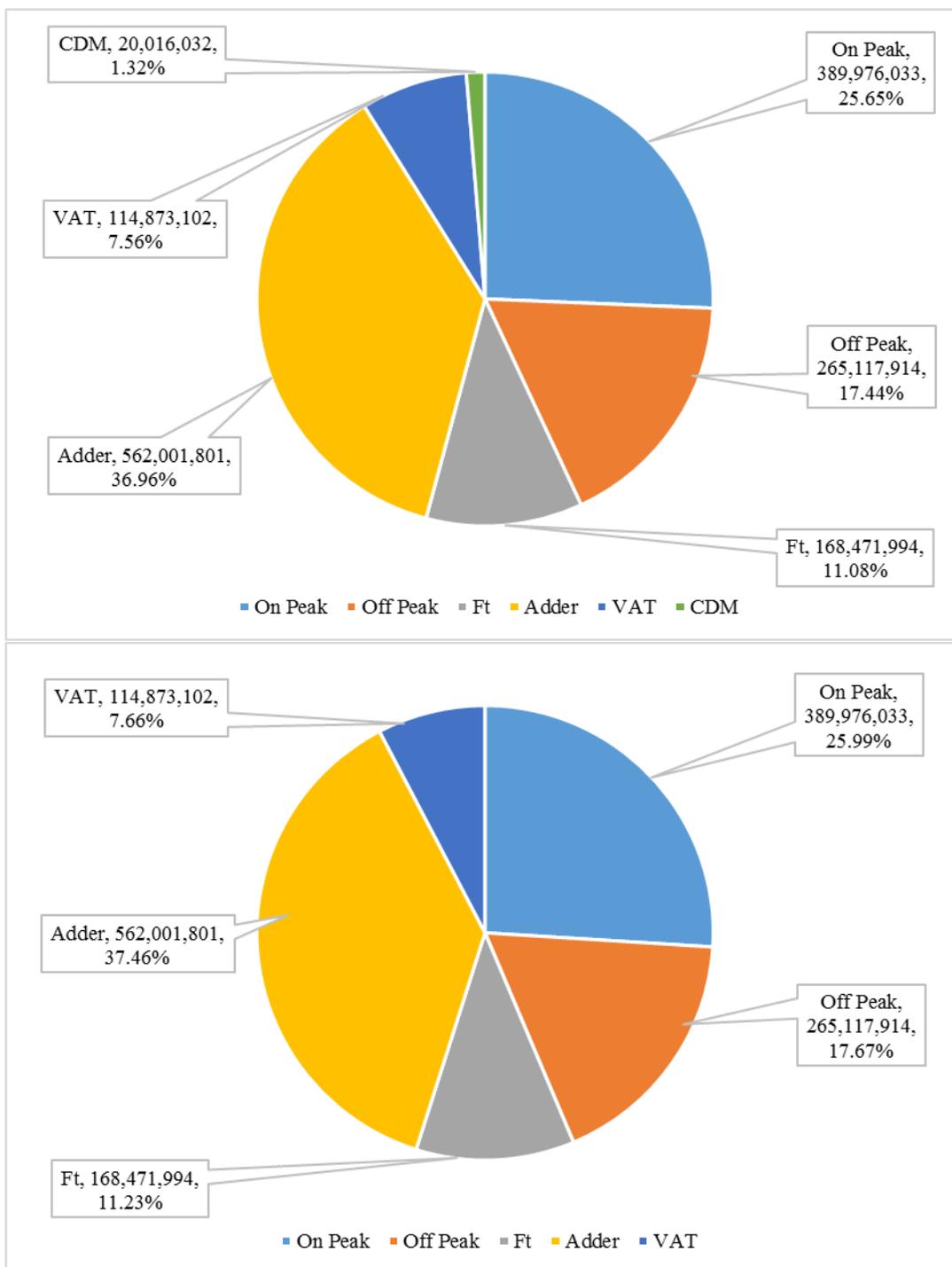
ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุน

โครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.25-4.26 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

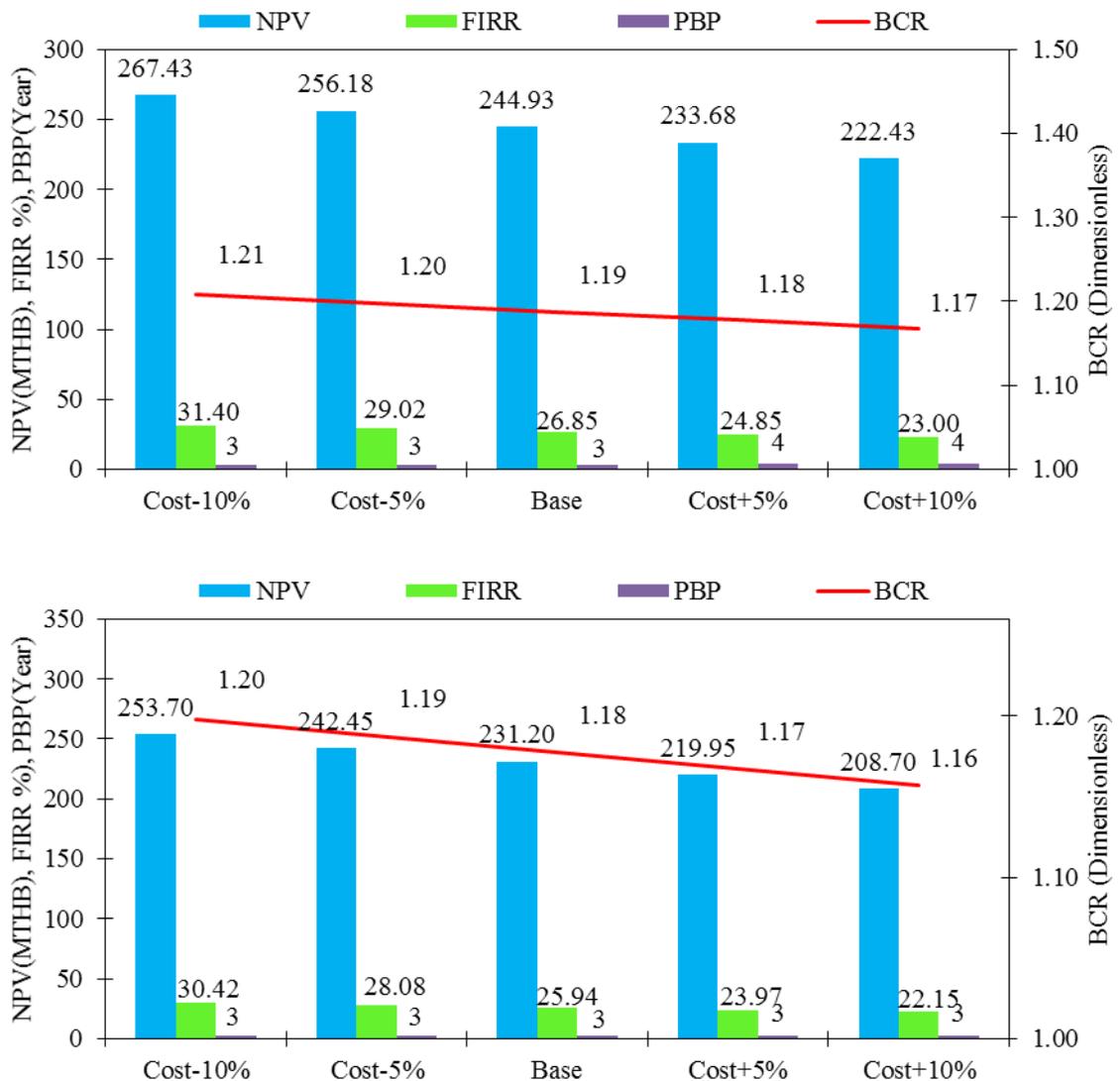
- BCR เท่ากับ 1.20
- NPV เท่ากับ 259.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 29.79%
- PBP เท่ากับ 3 ปี



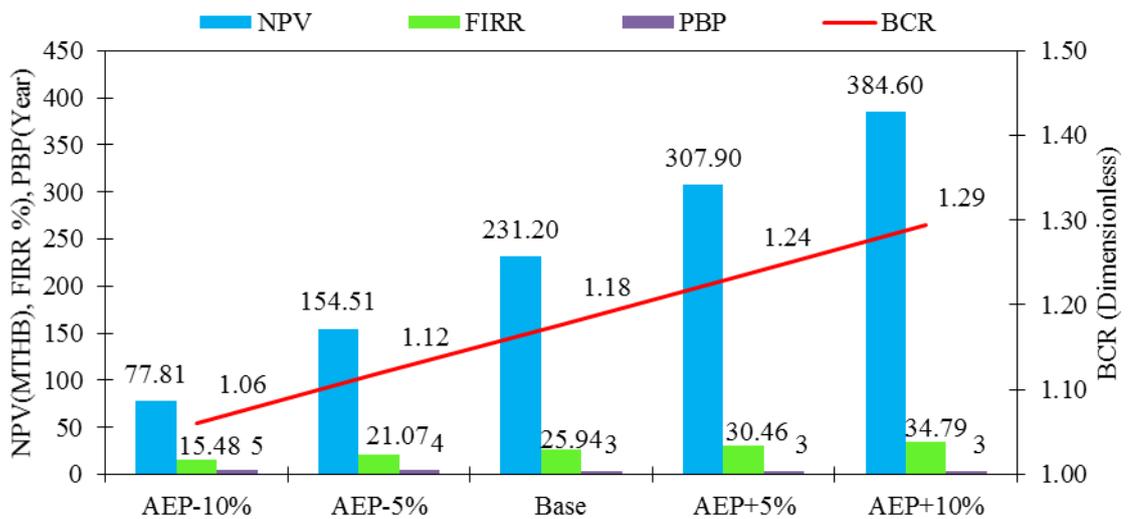
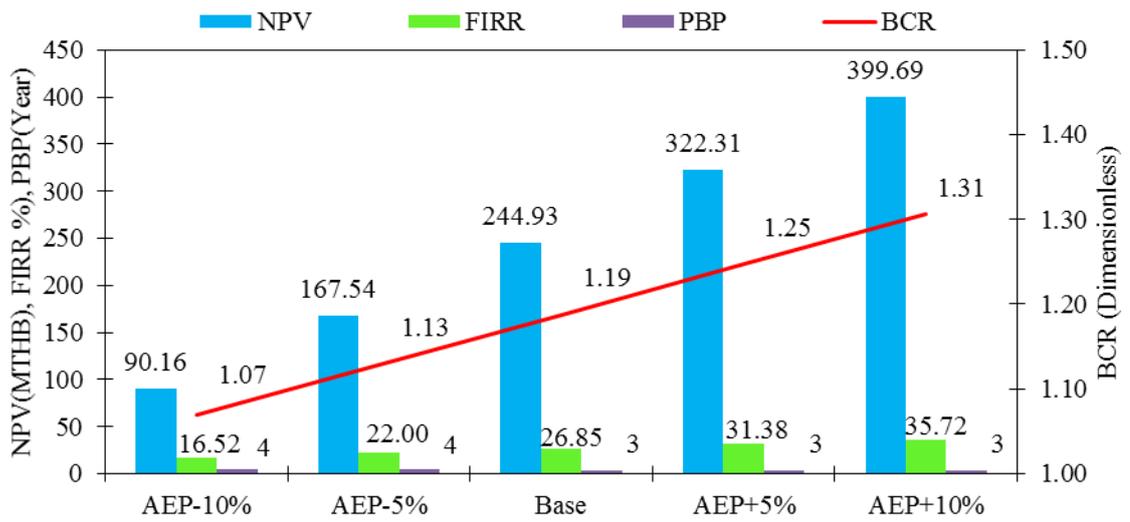
รูปที่ 4.19 สัดส่วนผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง)



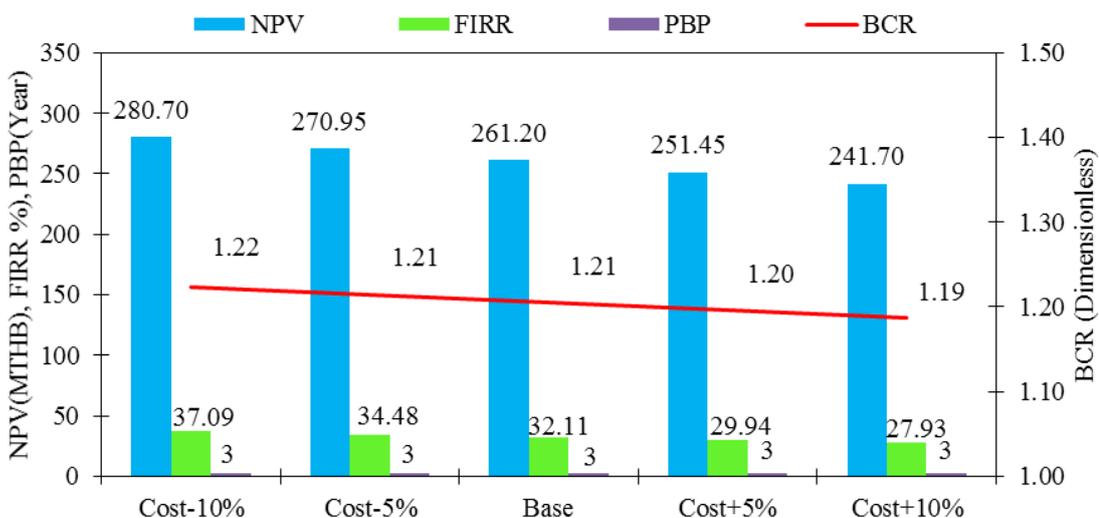
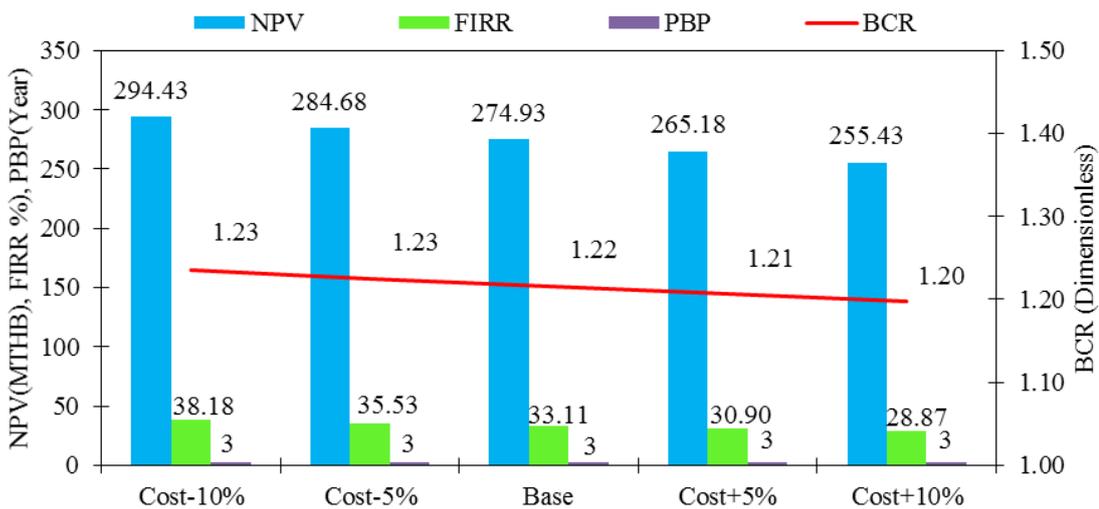
รูปที่ 4.20 สัดส่วนผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง)



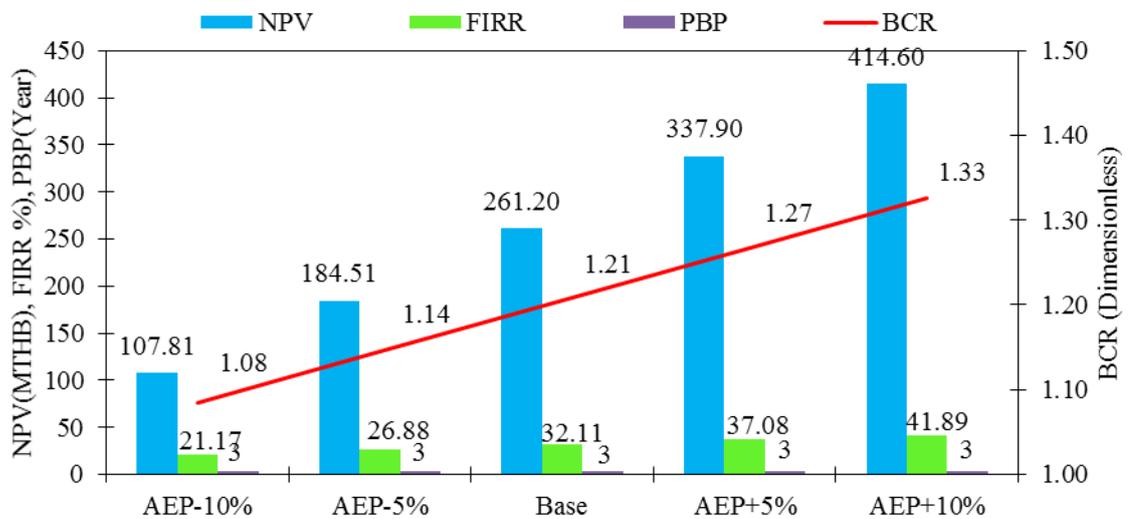
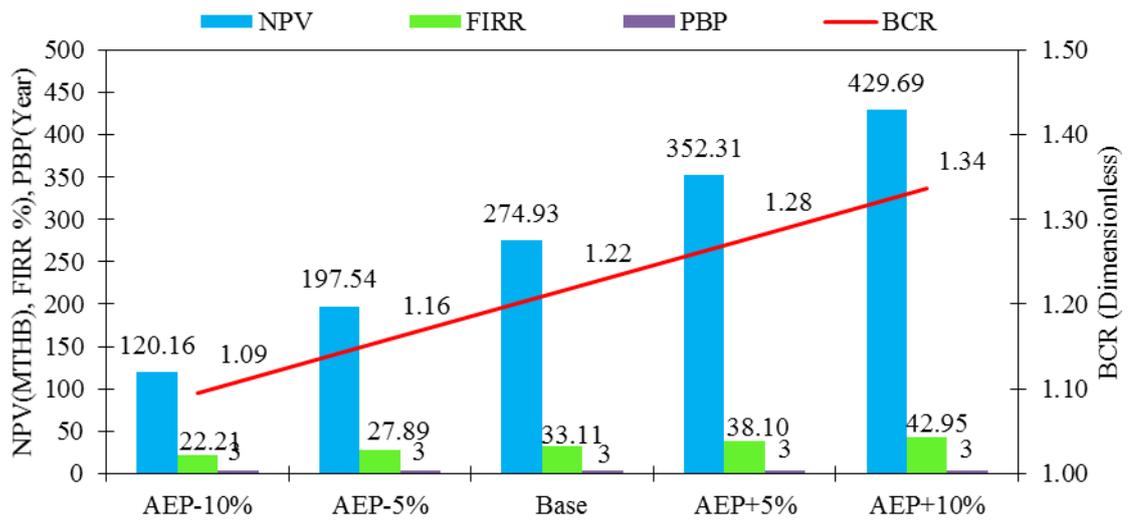
รูปที่ 4.21 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



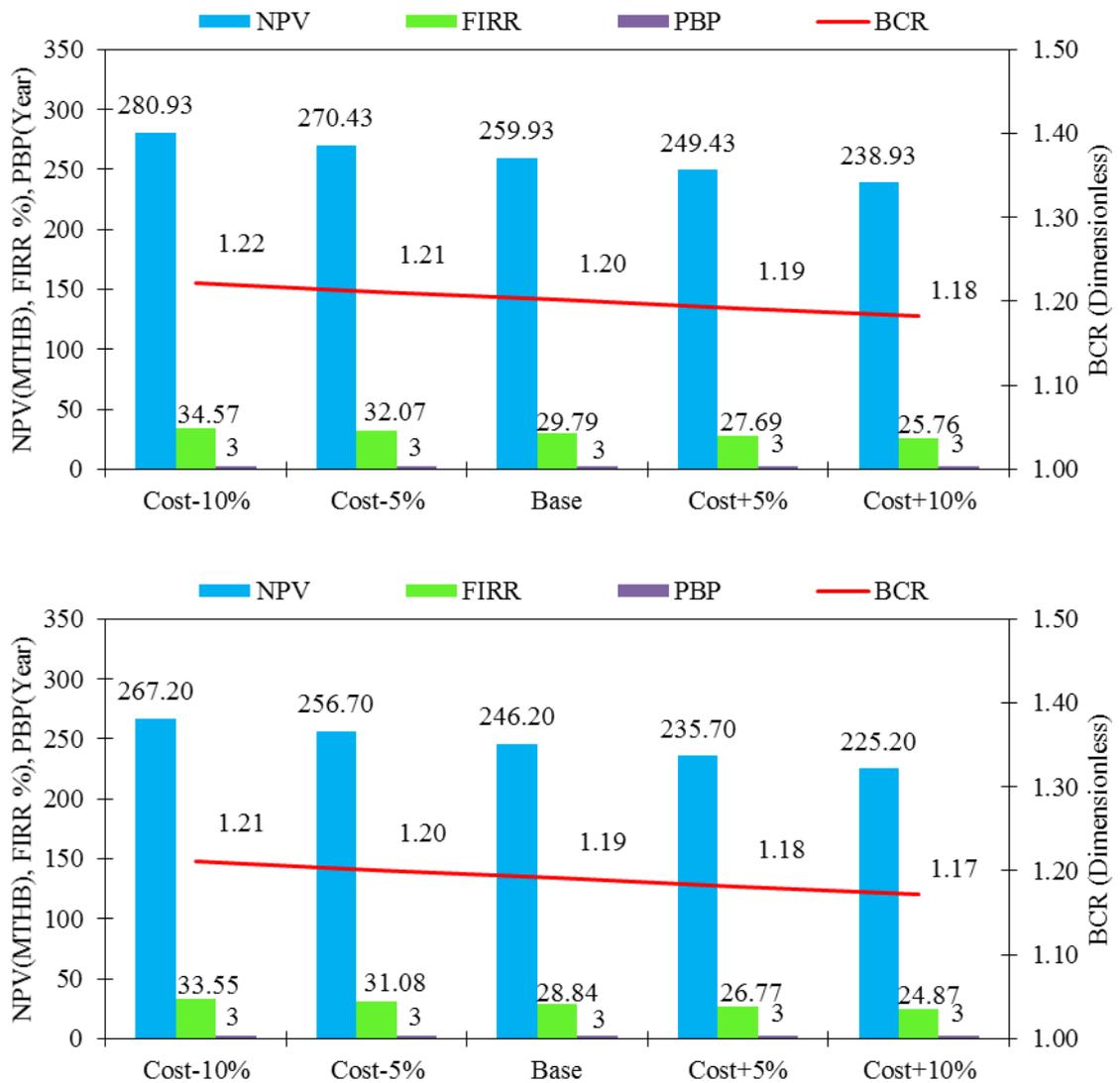
รูปที่ 4.22 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



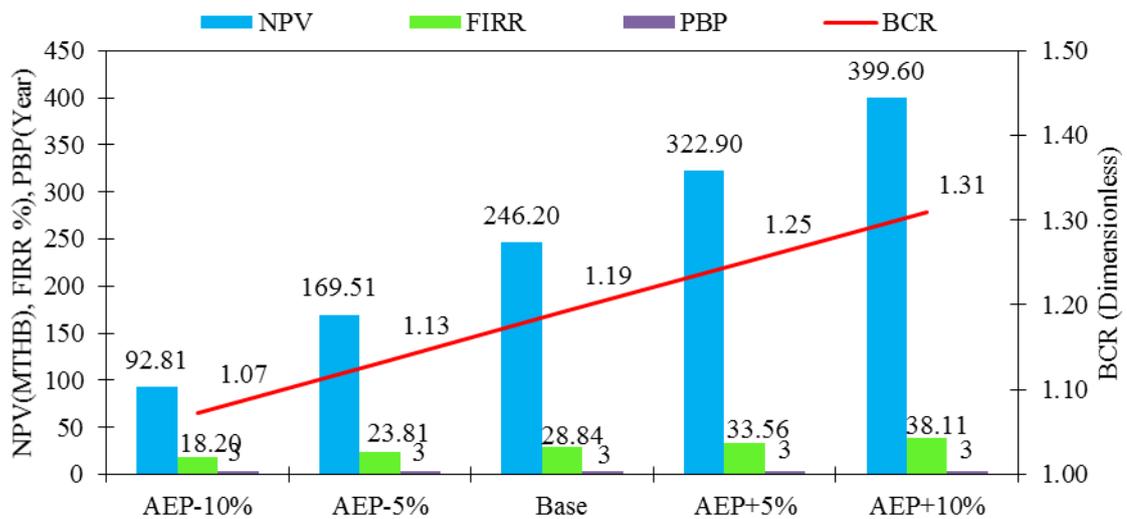
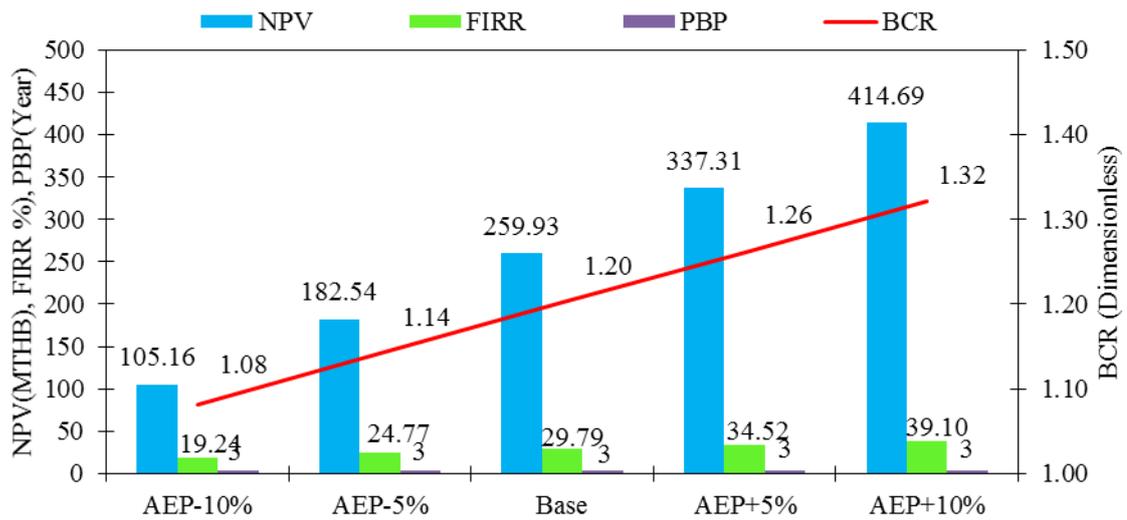
รูปที่ 4.23 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.24 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.25 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.26 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์

ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.27-4.28 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

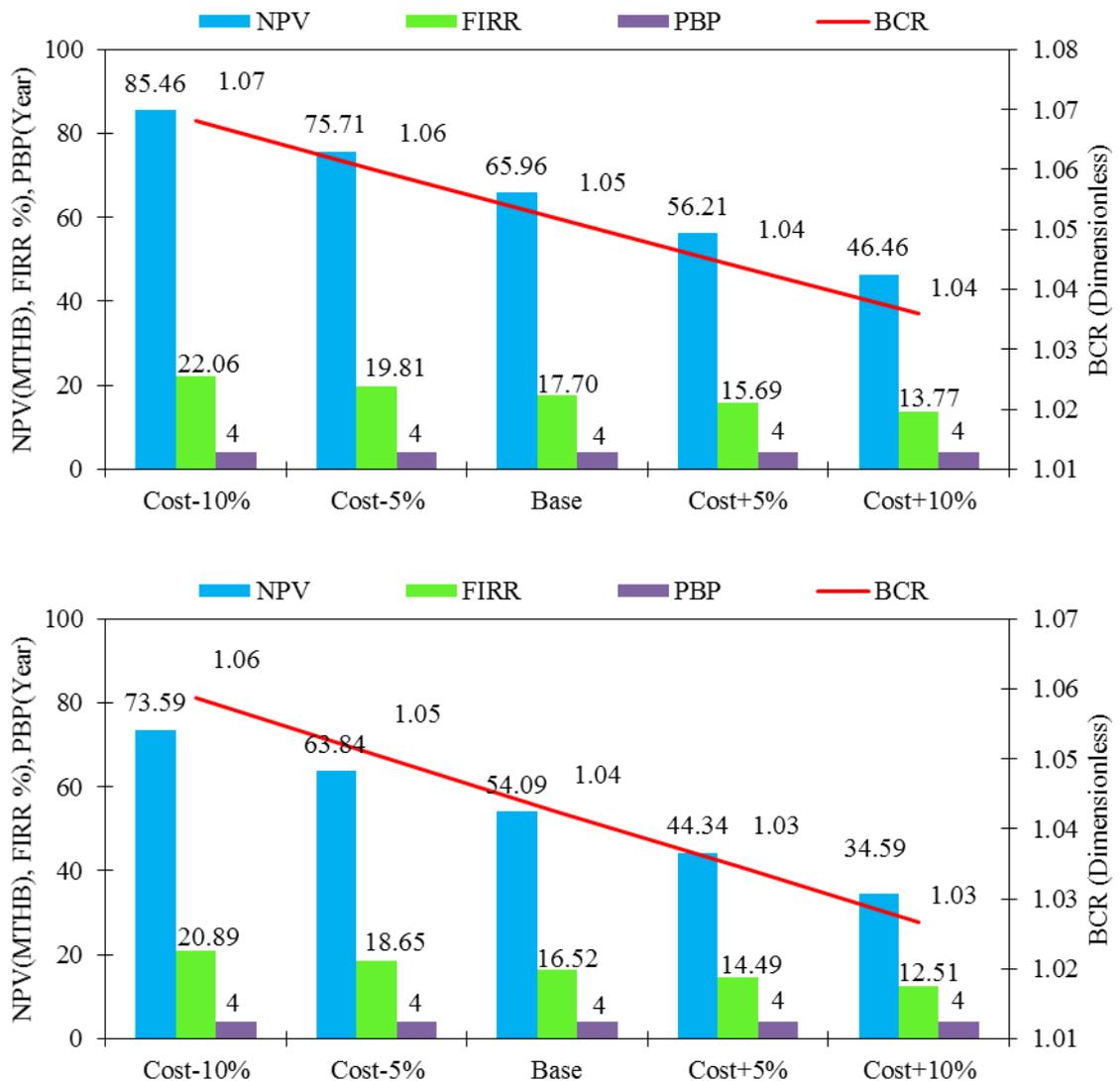
- BCR เท่ากับ 1.05
- NPV เท่ากับ 65.96 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 17.70%
- PBP เท่ากับ 4 ปี

ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.29-4.30 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

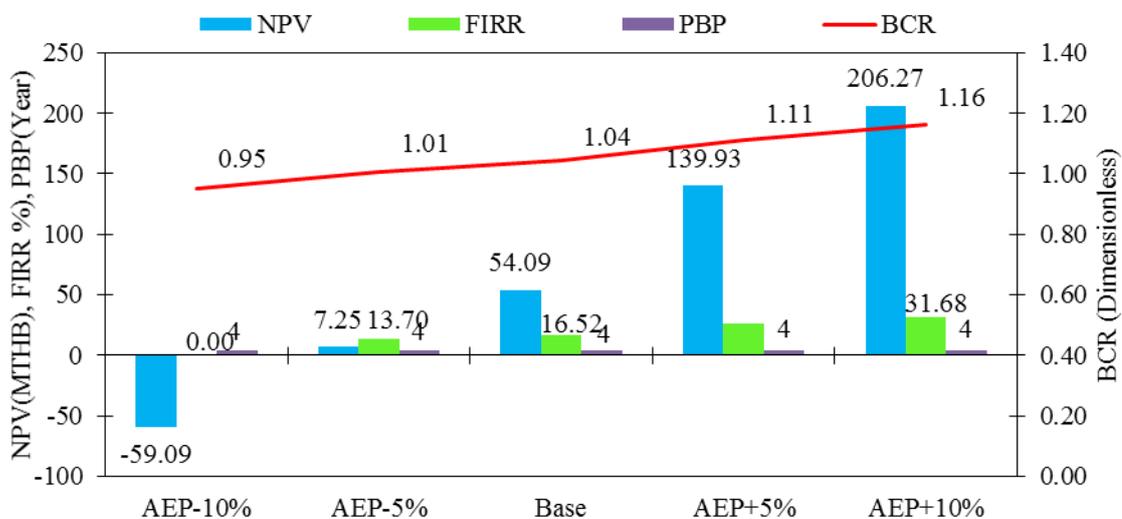
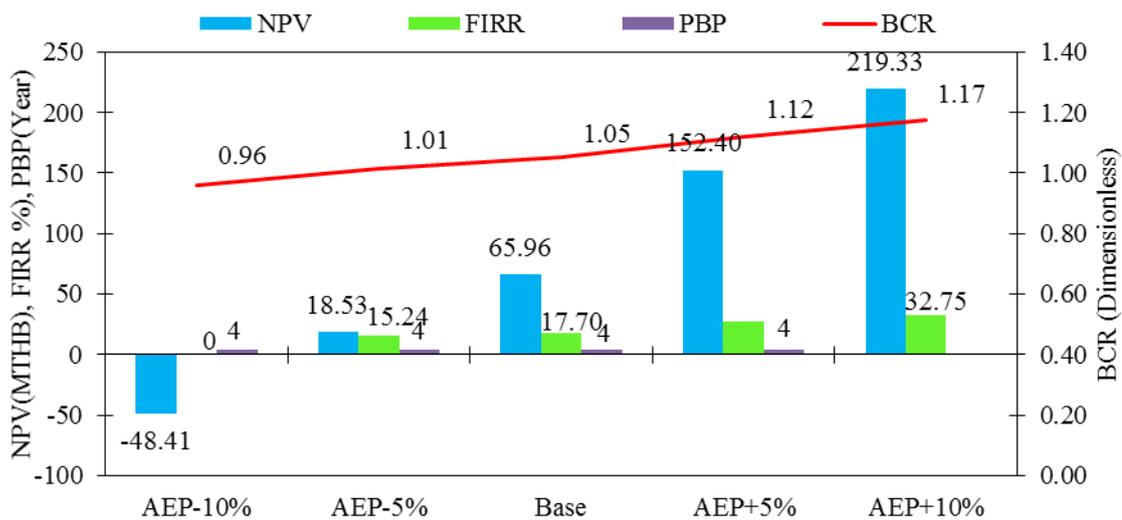
- BCR เท่ากับ 1.04
- NPV เท่ากับ 50.96 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 14.65%
- PBP เท่ากับ 4 ปี

ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.31-4.32 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

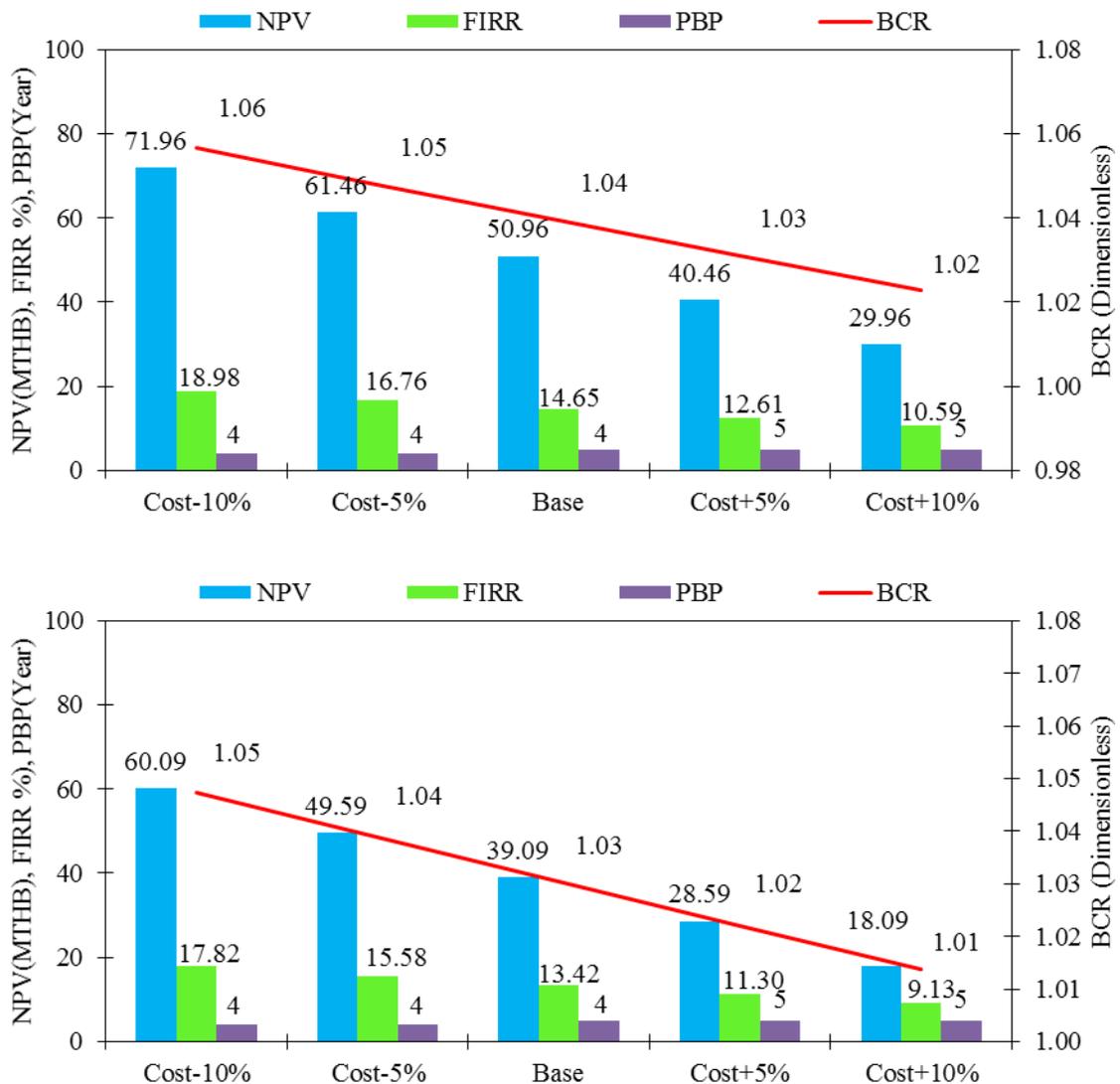
- BCR เท่ากับ 1.03
- NPV เท่ากับ 35.96 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 11.74%
- PBP เท่ากับ 4 ปี



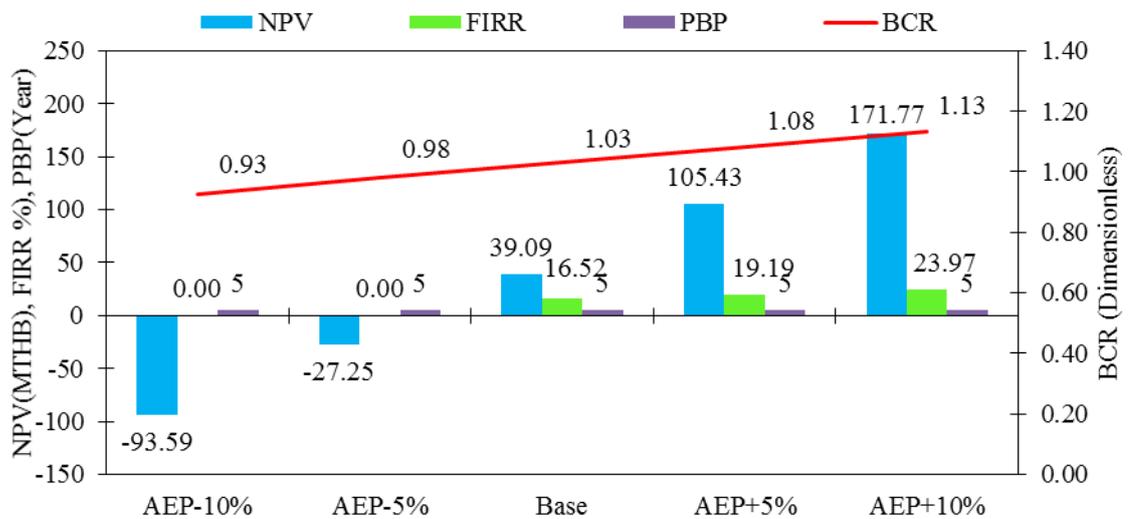
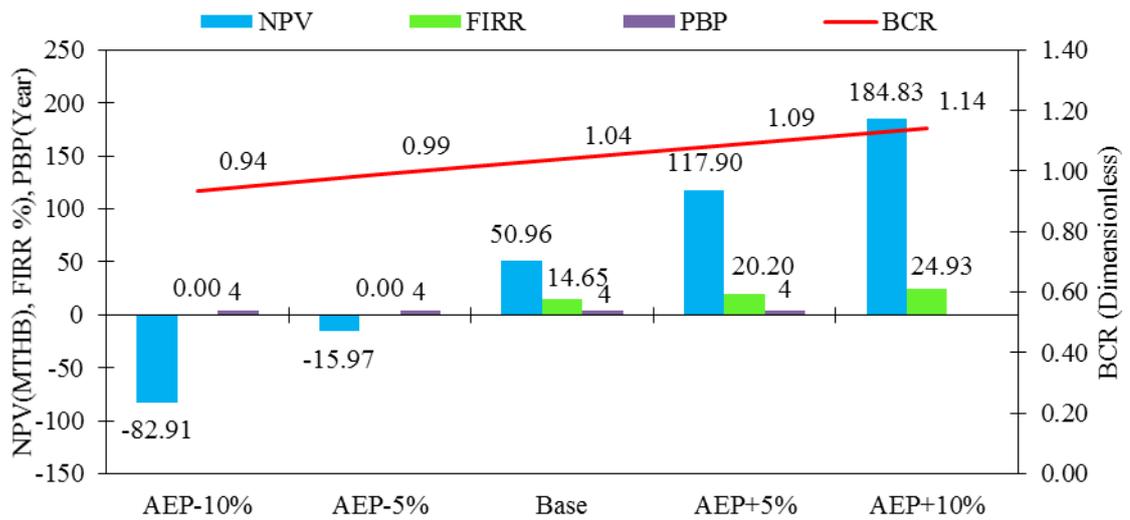
รูปที่ 4.27 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพั้ง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



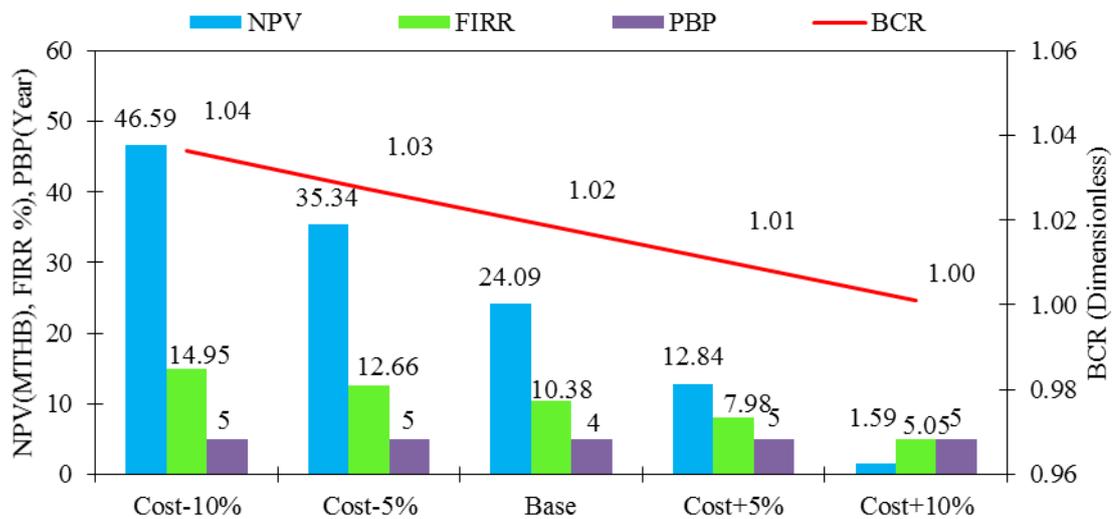
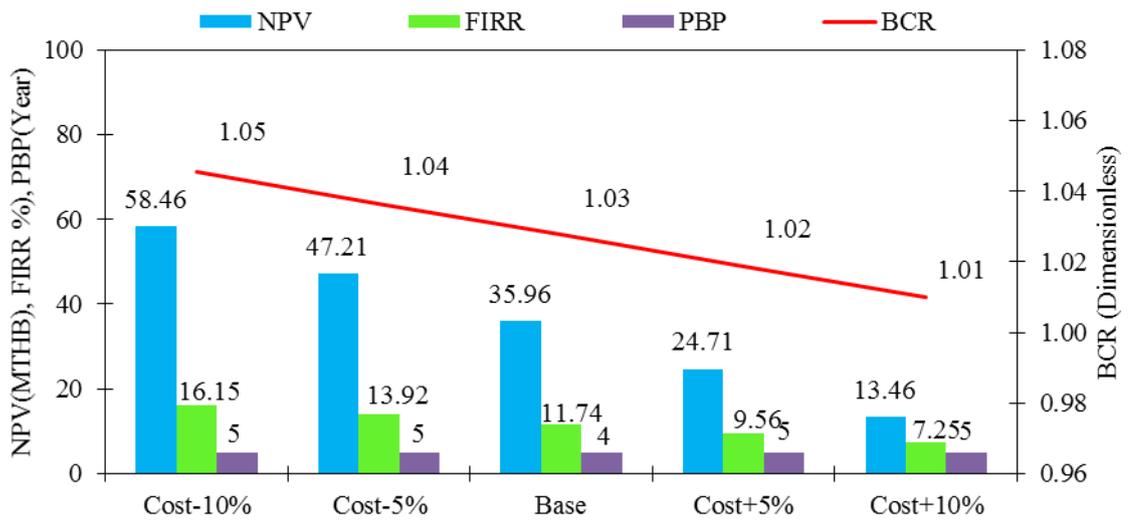
รูปที่ 4.28 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



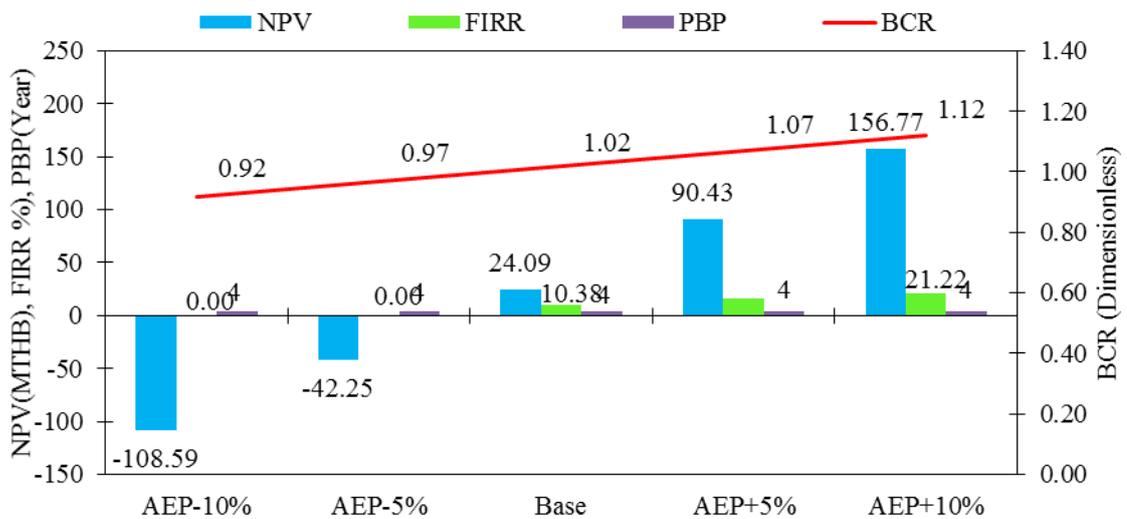
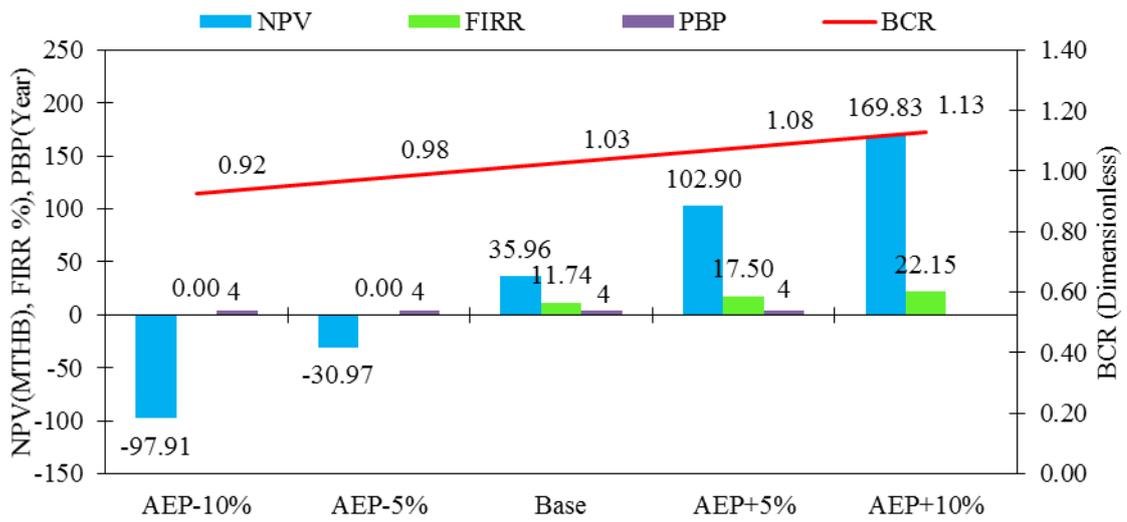
รูปที่ 4.29 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพั้ง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.30 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพอง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.31 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.32 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW  
 อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน)  
 กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์

## บทที่ 5

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 5.1 สรุป

ผลการศึกษาวิจัยของโครงการเพื่อประเมินศักยภาพของพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) และ แบบจำลอง Diagnostic (WindSim และ WAsP) โดยการวิเคราะห์ข้อมูลสถิติของอัตราเร็วลมทั้งจากตรวจวัดและจากการทำนายด้วยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS ได้อาศัยโปรแกรม WAsP 11.0 โดยการนำข้อมูลสถิติของอัตราเร็วลมและทิศทางของลมปี ค.ศ. 2012 ของสถานีวัดลมปากพ่องและสถานีวัดลมเกาะพะงันที่ระดับความสูงสูงสุด 120 m ทั้งจากการตรวจวัดและจากการทำนายด้วยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS มาทำการสร้างไฟล์ Observed Wind Climate (OWC) ข้อมูลลมจากการวัด (Measured) ถูกนำมาวิเคราะห์สหสัมพันธ์กับข้อมูลลมทำนาย (Predicted) ของทั้งสถานีวัดลมปากพ่องและสถานีวัดลมเกาะพะงัน และวิเคราะห์โครงการโดยพิจารณาความเป็นไปได้ทั้งทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์พบว่า

- (1) ค่าสหสัมพันธ์ Coefficient of Determination ( $R^2$ ) ของสถานีวัดลมปากพ่องมีค่าเท่ากับ 0.6301 ส่วนของสถานีวัดลมเกาะพะงันมีค่าเท่ากับ 0.687
- (2) ศักยภาพของพลังงานลมบริเวณแหล่งลมดีในพื้นที่เกาะพะงันจากแบบจำลองการไหลของลมระดับจุลภาคด้วยแบบจำลองพลศาสตร์ของไหลเชิงคำนวณ (CFD) มีอัตราเร็วลมเฉลี่ยเท่ากับ 6.4 m/s ส่วนบริเวณพื้นที่อำเภอปากพ่องซึ่งเป็นพื้นราบมีอัตราเร็วลมเฉลี่ยเท่ากับ 5.3 m/s
- (3) การวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW โดยทำการคัดเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าจำนวน 2 รุ่น ได้แก่รุ่น UP103-2000 ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2 MW และรุ่น G114-2.5 ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.5 MW พบว่า สามารถติดตั้งได้ในพื้นที่แหล่งลมดีทั้งสองโดยสามารถติดตั้งได้จำนวน 5 และ 4 ตัว
- (4) ฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW บนเกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี เมื่อติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 23.2-37.60 GWh/year และเมื่อทำการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 41.0-51.40 GWh/year ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับแบบจำลองการไหลของลม (Wind Flow Model) ที่ใช้ในการประเมินแหล่งลมและแบบจำลองเวก (Wake Model) โดยเมื่อพิจารณาหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณ อ.ปากพ่อง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าถ้าหากติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP103-2000 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 7.5-20.0 GWh/year และถ้าหากทำการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5 จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 19.9-36.2 GWh/y

(5) ผลการวิเคราะห์ข้อมูลลมจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) มีความแตกต่างจากผลการตรวจวัดลมและอาศัยแบบจำลอง Diagnostic (WindSim และ WAsP) ดังนั้นทำให้ค่าหน่วยไฟฟ้าและค่า C.F. ที่ได้จากแบบจำลองทั้งสองจึงมีความแตกต่างกันด้วย โดยผลการวิเคราะห์ค่า C.F. จากแบบจำลอง Prognostic จะมีค่า C.F. สูงกว่าผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง Diagnostic บริเวณเกาะพะงัน อย่างไรก็ตามผลการวิเคราะห์ C.F. จากแบบจำลอง Prognostic มีค่าต่ำกว่าผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง Diagnostic บริเวณอำเภอปากพนัง ซึ่งมีลักษณะภูมิประเทศแบบราบเรียบตามแนวชายฝั่งทะเล

(6) โครงการฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW ที่มีต้นทุนต่อเมกะวัตต์เท่ากับ 65 ล้านบาท 70 ล้านบาท และ 75 ล้านบาท ภายใต้แหล่งทรัพยากรลมของพื้นที่ทั้งสองและภายใต้โครงสร้างการสนับสนุนทางด้านการเงินและโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าในปัจจุบันสามารถลงทุนได้ โดยมีดัชนีทางการเงินสำหรับต้นทุนโครงการดังนี้

(6.1) โครงการฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW พื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี

- ต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาท (กรณีฐาน)

- BCR เท่ากับ 1.19
- NPV เท่ากับ 244.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 26.85%
- PBP เท่ากับ 3 ปี

- ต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาท (กรณีฐาน)

- BCR เท่ากับ 1.22
- NPC เท่ากับ 274.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 33.11%
- PBP เท่ากับ 3 ปี

- ต้นทุนโครงการ 65 ล้านบาท (กรณีฐาน)

- BCR เท่ากับ 1.20
- NPV เท่ากับ 259.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 29.79%
- PBP เท่ากับ 3 ปี

(6.2) โครงการฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW พื้นที่ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช

- ต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาท (กรณีฐาน)

- BCR เท่ากับ 1.05

- NPV เท่ากับ 65.96 ล้านบาท
  - FIRR เท่ากับ 17.70%
  - PBP เท่ากับ 4 ปี
- ต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาท (กรณีฐาน)
- BCR เท่ากับ 1.04
  - NPV เท่ากับ 50.96 ล้านบาท
  - FIRR เท่ากับ 14.65%
  - PBP เท่ากับ 4 ปี
- ต้นทุนโครงการ 65 ล้านบาท (กรณีฐาน)
- BCR เท่ากับ 1.03
  - NPV เท่ากับ 35.96 ล้านบาท
  - FIRR เท่ากับ 11.74%
  - PBP เท่ากับ 4 ปี

## 5.2 ข้อเสนอแนะ

- (1) ควรมีการคัดเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่มีการจำหน่ายเชิงพาณิชย์ให้มีความหลากหลายและครอบคลุมทุกเทคโนโลยีเพื่อคัดเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมกับแหล่งทรัพยากรลมในพื้นที่ศึกษาของโครงการ
- (2) ควรมีการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการโดยอาศัย P75 และ P90
- (3) ควรวินิจฉัยโครงการโดยพิจารณาถึงกรณีเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ (Soft Loan) ประกอบด้วย
- (4) ควรวินิจฉัยต้นทุนของโครงการโดยรวมมูลค่าที่ดินที่อ้างอิงจากข้อมูลนารักษ์พื้นที่รอบบัญชีประเมินปี พ.ศ. 2554-2558
- (5) ควรมีการประเมินผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมเนื่องจากฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW ในประเด็นดังต่อไปนี้
  - (5.1) การปลดปล่อยมลพิษทางเสียง (Noise Emission)
  - (5.2) โซนที่ได้รับการมองเห็นฟาร์มกังหันลม (Zone of Visual Influence: ZVI)
  - (5.3) เงากระพริบ (Shadow Flickering)
- (6) ควรมีการจัดเวทีการมีส่วนร่วมของชุมชนและประชาชนในพื้นที่โดยรอบ 3 km ของพื้นที่ศึกษาของโครงการเพื่อสร้างความตระหนักและรับฟังความคิดเห็นของภาคประชาชน

## บรรณานุกรม

- G., Gaudiosi, 1994, "Offshore Wind Energy in the Mediterranean and other European Seas," *Renewable Energy*, Vol. 5, pp. 675-691.
- G., Gaudiosi, 1996, "Offshore Wind Energy in the World Context, *Renewable Energy*," Vol. 9, pp. 899-904.
- A. L., Rogers, J. F., Manwell and J. G., McGowan, 2003, "A Year 2000 Summary of Offshore Wind Development in the United States," *Energy Conversion and Management*, Vol. 44, pp. 215-229.
- A., Pantaleo, A., Pellerano, F., Ruggiero and M., Trovato, 2005, "Feasibility Study of Off-shore Wind Farms: an Application to Puglia Region," *Solar Energy*, Vol. 79, pp. 321-331.
- T., Smit, M., Junginger, R., Smits, 2007, "Technological Learning in Offshore Wind Energy: Different Roles of the Government," *Energy Policy*, Vol. 35, Issue 12, December 2007, pp. 6431-6444.
- C. Levitt, W. Kempton, A. P. Smith, W. Musial and J. Firestone, 2011, Pricing Offshore Wind Power, *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 6408-6421.
- G. Li, 2000, Feasibility Study Large Scale Offshore Wind Power for Hong Kong-A Preliminary Study, *Renewable Energy*, Vol. 36, pp. 387-402.
- D. Karamanis, C. Tsabaris, K. Stamoulis and D. Georgopoulos, 2011, Wind Energy Resource in the Ionian Sea, *Renewable Energy*, Vol. 42, pp. 815-822.
- K. Y. Oh, J. Y. Kim, J. S. Lee, and K. W. Ryu, 2012, Wind Resource Assessment around Korean Peninsula for Feasibility Study on 100 MW Class Offshore Wind Farm, *Renewable Energy*, Vol. 27, pp. 217-226.
- J. F. Manwell, A. L. Roger, J. G. McGowan and B. H. Baily, 2002, An Offshore Wind Resource Assessment Study for New England, *Renewable Energy*, pp. 175-187.
- A. Adelaja, C. McKeown, B. Calnin and Y. Hailu, 2012, Assessing Offshore Wind Potential, *Energy Policy*, Vol. 42, pp. 191-200.
- T. T. Cockerill, M. Kuhn, G. J. W. van Bussel, W. Bierbooms and R. Harrison, 2001, Combined Technical and Economic Evaluation of the Northern European Offshore Wind Resource, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 89, pp. 689-711.
- Z. Da, Z. Xiliang, H. Jiankun and C. Qimin, 2011, Offshore Wind Energy Development in China: Current Status and Future, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, pp. 4673-4684.
- L. Hong and B. Moller, 2011, Offshore Wind Energy Potential in China: Under Technical, Spatial and Economic Constraints, *Energy*, Vol. 36, pp. 4482-4491.

- W. Zhixin, J. Chuanwen, A. Qian and W. Chengmin, 2009, The Key Technology of Offshore Wind Farm and Its New Development in China, *Renewable and Sustainable Energy Review*, Vol. 13, pp. 216-222.
- X. Sun, D. Huang and G. Wu, 2012, The Current State of Offshore Wind Energy Technology Development, *Energy*, Vol. 41, pp. 298-312.
- T. Prassler and J. Schaechtele, 2012, Comparison of the Attractiveness among Prospective Offshore Wind Park in Selected European Countries, *Energy Policy*, Vol. 45, pp. 86-101.
- M. D. Esteban, J. J. Diez, J. S. Lopez and V. Negro, 2011, Why Offshore Wind Energy?, *Renewable Energy*, Vol. 36, pp. 444-450.
- B. Snyder and M. J. Kaiser, 2009, Ecological and Economic Cost-Benefit Analysis of Offshore Wind Energy, *Renewable Energy*, Vol. 34, pp. 1567-1578
- B. Van Der Zwann, R. Tinoco, S. Lensink, P. Van Den Oosterkamp, 2012, Cost Reduction for Offshore Wind Power: Exploiting the Balance Scaling Learning and R&D, *Renewable Energy*, Vol. 41, pp. 389-393.
- M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani and M. Trovato, 2011, Guidelines for Assessment of Investment Cost for Offshore Wind Generation, *Renewable Energy*, Vol. 36, pp. 2043-2051.
- J. Yu and J. Zheng, 2011, Offshore Wind Development in China and Its Future with the Existing Renewable Policy, *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 7917-7921.
- A. Waldo, 2012, Offshore Wind Power in Sweden-A Qualitative Analysis of Attitudes with Particular Focus on Opponents, *Energy Policy*, Vol. 41, pp. 692-702,