

โครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทย

ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร

รายงานฉบับสมบูรณ์

พ.ศ. ๒๕๕๕

เสนอ สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

โดย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี



บทคัดย่อ

โครงการนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี คือ พื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ซึ่งต้องการคัดเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ และต้องประเมินทั้งทางด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ โดยใช้หลักวิชาการที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล และคำนึงถึงความเหมาะสมสำหรับประเทศไทย รวมทั้งความเป็นไปได้ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม

พื้นที่ที่ทำการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลมความสูง 120 เมตร พร้อมกับติดตั้งอุปกรณ์วัดความเร็วและทิศทางลมที่ระดับความสูง 40 65 90 และ 120 เมตร ครอบคลุมพื้นที่ศึกษามีจำนวน 4 สถานี คือ 1) สถานีมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี บางขุนเทียน 2) สถานีบ้านหนองทราย เพชรบุรี 3) สถานีมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล ประจวบคีรีขันธ์ และ 4) สถานีเทศบาลตำบลชุมโค ชุมพร จากการเก็บข้อมูลข้อมูล 12 เดือนของ ปี พ.ศ. 2555 จากทั้ง 4 สถานี พบว่า สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) มีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดปีสูงสุด คือ 3.40 4.07 4.32 และ 4.48 เมตรต่อวินาที ที่ระดับความสูง 40 65 90 และ 120 เมตร ตามลำดับ รองลงมาคือสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร และเพชรบุรี ตามลำดับ ส่วนสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ มีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำสุด

จากการเปรียบเทียบความเร็วลมเฉลี่ยรายปีจากข้อมูลวัดจริงและข้อมูลผลการคำนวณด้วยโปรแกรม WindSim ของทั้ง 4 สถานี ทั้ง 4 ระดับ พบว่าค่าที่ได้จากการคำนวณส่วนใหญ่ต่ำกว่าค่าที่ได้จากการวัดจริง และมีค่าความคลาดเคลื่อน (Error) ประมาณ 0-2.5 % และความคลาดเคลื่อนที่ระดับความสูง 120 เมตร นั้นน้อยที่สุดเนื่องจากความเร็วลมที่ความสูงระดับนี้ได้รับอิทธิพลจากสิ่งกีดขวางทางลมค่อนข้างน้อย

เมื่อพิจารณาการแจกแจงความถี่ของความเร็วและทิศทางลมเฉลี่ยรายปี ที่ระดับความสูง 90 เมตรของแต่ละสถานี บริเวณตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลม จะพบว่า ส่วนใหญ่จะได้รับอิทธิพลมาจากทั้งลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และลมประจำถิ่น ยกเว้นสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพรจะได้รับอิทธิพลจากทั้งลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมประจำถิ่น และจากการประเมินศักยภาพพลังงานลมของพื้นที่ทุกสถานี พบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมปานกลางถึงค่อนข้างดี คือพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ซึ่งเป็นที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 300 – 400 เมตร มีภูเขาอยู่ห่างออกไปประมาณ 2 – 3 กิโลเมตรทางทิศตะวันตกของสถานีฯและวางตัวในแนวทิศเหนือ-ใต้ โดยบริเวณที่มีความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างดี จะกระจายอยู่ทั่วพื้นที่โดยเฉพาะพื้นที่บนสันเขา ยกเว้นพื้นที่บริเวณเชิงเขาฝั่งทิศตะวันออกของภูเขาซึ่งถูกภูเขาขวางกั้นลมจากทิศตะวันตกเฉียงใต้ โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.35, 4.91, และ 4.14 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

บทคัดย่อ

เมื่อพิจารณาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมทั้ง 5 ขนาด พบว่า กังหันลมที่ติดตั้ง บนพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบนยอดเขาใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด และมีค่า Capacity factor สูงสุด คือร้อยละ 37.3 จากการใช้กังหันลม รุ่น GE 1.5MW รองลงมาคือพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบนยอดเขาใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่า Capacity factor ร้อยละ 27.8 และเมื่อพิจารณากังหันลมทั้ง 5 รุ่น พบว่ากังหันลมที่มีค่า Capacity factor สูงสุด คือรุ่น GE 1.5MW และรองลงมาคือรุ่น GE 2.5MW, VESTAS 3.0MW, Repower 5.0MW, และ DEWIND 1.25MW ตามลำดับ

มูลค่าการลงทุนในการติดตั้งกังหันลมในมีมูลค่าสูงขึ้นตามมูลค่าที่ดิน และมูลค่ากังหันลมเป็นหลัก นอกจากนี้การเพิ่มขนาดกังหันลมยังส่งผลให้มูลค่าในการติดตั้ง รวมทั้งมูลค่าปฏิบัติงานและซ่อมบำรุงสูงขึ้นด้วย และการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินพบว่าในกรณีที่ไม่นับพิจารณาค่า Adder พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ควรพิจารณาลงทุนที่สุด และเมื่อพิจารณา Adder ร่วมด้วยในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)และพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร นำพิจารณาการลงทุนที่สุด แต่หากโครงการได้รับAdder ในอัตรา 6.50บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง จะทำให้น่าพิจารณาลงทุนได้ในทุกพื้นที่ เมื่อพิจารณาเฉพาะต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน พบว่าพื้นที่ควรพิจารณาในการลงทุนมากที่สุดคือพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และรองลงมาคือพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ทั้งนี้ ในพื้นที่ทั้งสองให้ค่าต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (COE) ต่ำกว่าราคารับซื้อไฟฟ้าค่อนข้างมากคือ 1.70 และ 2.23 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามลำดับ จากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อมูลค่า NPV IRR และ COE นั้น การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศมีส่วนการเปลี่ยนแปลงมากที่สุดรองลงมาคือมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม ส่วนมูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษาได้รับผลกระทบน้อยมากจากความอ่อนไหวที่เกิดขึ้น ทั้งนี้พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบน้อยที่สุดคือ พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ตามลำดับ

ในการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนพัฒนาทุ่กังหันลมนั้น สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) เป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพมากที่สุด โดยความเร็วที่สูงกว่าค่าที่ใช้เป็นเกณฑ์พิจารณาที่ 4.9 เมตรต่อวินาที จะอยู่บนยอดเขาหรือเนินเขา โดยพื้นที่ที่มีศักยภาพมีขนาดพื้นที่รวมประมาณ 17.5 ตารางกิโลเมตร ซึ่งหากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 105 – 210 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 52.5 – 105 MW และรองลงมาคือพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร มีขนาดพื้นที่รวมประมาณ 3 ตารางกิโลเมตร จะมีกำลังผลิตติดตั้งในบริเวณพื้นที่นี้ ได้ประมาณ 18 – 36 MW หากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MWหรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9 – 18 MW ส่วนพื้นที่อื่นๆไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนพัฒนาทุ่กังหันลม

ในด้านผลกระทบสิ่งแวดล้อมและชุมชนนั้น พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร. บางขุนเทียน) และเพชรบุรี จะได้รับผลกระทบจากเสียงรบกวนจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่มากที่สุด ในรัศมี ประมาณ 100 เมตร อาจได้รับผลกระทบทางเสียงค่อนข้างมาก จนเกินกว่าค่า

บทคัดย่อ

มาตรฐานกำหนด ที่ 70 เดซิเบล เอ โดยเฉพาะเมื่อมีการติดตั้งกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ และกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์ ส่วนพื้นที่อื่นๆหากอยู่ในรัศมี 200 – 400 เมตร อาจได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 45 – 54 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย

ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าและการพิจารณาร่วมกับต้นทุนและผลตอบแทนของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม 5 รุ่นสรุปได้ว่ากังหันลม GE 1500kW ขนาด 1.5 เมกะวัตต์ เป็นกังหันลมที่เหมาะสมที่สุดสำหรับใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ที่ทำการศึกษาทั้ง 4 แห่ง และจากผลการศึกษา ด้วยสมมติฐานและข้อมูลมณ ปัจจุบัน แสดงให้เห็นว่านอกจากปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ที่มีความแปรผันแล้วนั้น ความเร็วลมเฉลี่ยที่สูงในพื้นที่นั้นๆ เป็นปัจจัยที่สำคัญที่สุดในการพิจารณาความเหมาะสมในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่

Abstract

The objective of this project is to assess the wind energy potential for electricity generation on the western coastal area of Thai gulf from Bangkok to Chumpon province, the upper southern region. The tasks of this study covers the site selection, the technical study of megawatt-scale wind turbine, the wind resources for electricity generation assessment, the feasibility study of megawatt-scale wind power generation installation and evaluate preliminary environmental and social impacts.

A 120 m height tower equipped with wind velocity and direction measuring sensors and data acquisition units at the heights of 40, 65, 90 and 120 m has been installed at four selected locations each as followed: 1) Bangkok (*station 1*: King Mongkut's University of Technology Thonburi Bangkhunthien campus 2) Phetchaburi (*station 2*: Ban Nongsai) 3) Prachuap Khiri Khan (*station 3*: Rajamangkla University of Technology Rattanakosin, Klai Kangwon campus and 4) Chumpon (*station 4*: Chumco municipal). Data obtained from all four wind measuring stations of the year 2012, shows that the station no. 3 has highest average yearly wind velocities as followed: 3.40 4.07 4.32 and 4.48 m/s at the heights of 40, 65, 90 and 120 m, respectively. The followings are the stations no. 4 and no.2. The lowest wind speed is at the station no. 1.

After having analyzed the wind statistics for wind energy potential map using WindSim and compared the measured average yearly wind velocities with the simulation results at all heights for all four stations, the error of 0-2.5% are observed. In addition, the minimum error is found at the heights of 120 m according to there is quite a few obstacles at the high altitude.

For the analysis of the frequency distribution of average yearly wind velocity and direction at the height of 90 m, it is found that winds at most stations are influenced by the southwest monsoon as well as local wind except at the station no. 4 of which the main influencing factor are the northeast, the southwest monsoon and local wind. Having assessed wind energy potential at the height of 90 m for all locations, the moderate and good wind potential has been found around the station no. 3. This area is far from the coasts of Thai gulf for 300 – 400 m and there is the mountain ridges which lie on the west of the station for 2 - 3 km. It is noted that areas on mountain ridges, near-shore and off-shore locations have

high wind energy potential, of which the maximum and minimum average wind velocities over 100 square kilometers are 4.35, 4.91 and 4.14 m/s, respectively.

Given the annual energy production (AEP) of five selected wind turbine models, which are 1.25, 1.5, 2.5 3 and 5 MW, the GE 2.5 MW wind turbine at the station no. 3 would produce the highest electrical energy with a maximum capacity factor of 37.3%. The followings are the stations no. 4 (27.8%) and 2 whereas the station no. 1 gives the lowest energy and capacity factor. Considering all five models of wind turbine concludes that the GE 1.5 MW turbine has the highest capacity factor followed by the GE 2.5 MW, VESTAS 3.0 MW, RePower 5 MW and DeWind 1.25 MW, respectively.

The financial performance and economic considerations were conducted using 1.5 MW wind turbine was installed for all 4 selection sites. For an economical aspect, the initial capital cost increases proportionally with the wind turbine price, the installation cost, the land used cost and the operation and maintenance cost of the project installation. The financial analysis indicators used in this evaluation are Net Present Value (NPV), Benefit Cost Ratio (B/C), Internal Rate of Return (IRR) and the Cost of Energy (COE). The analysis performed based on taking an 3.0% of the inflation rate over the project lifetime (20 years) with 3.5, 4.5 and 6.5 Baht per kilowatt-hour of adder and a MRL 7.29% base. The results showed that the area around the station no.3 is the most feasible followed by the station no.4 for 3.5 and 4.5 Baht per kilowatt-hour of adder while the project is feasible for all selection sites if an adder of 6.5 Baht per kilowatt-hour is considered. Analyses of the cost of energy (COE) give an attractive result for a case of the station no. 3 and 4, the calculated minimum COE are 1.70 and 2.23 Baht per kilowatt-hour, respectively (Given the leveled COE of 2.5912 Baht per kilowatt-hour). The resulting sensitivity analysis to 1% of the difference ratio on NPV, IRR and COE of a 5% and 10% increase/decrease shows that the foreign exchange rates most affects to the project followed by the installation cost and the operation and maintenance cost, respectively.

The potential analyses results of wind farm installation, it is concluded that the area near for the station no.3 and 4 are potentially appropriate locations for wind farm installation. Having chosen a 1.5 MW and 3 MW wind turbine model and the minimum wind speed at 4.9 meters per second, two to four turbines can fit in one square kilometer. Correspondingly, for the stations no.3 , the maximum installed are would be 17.5 square-meter and the total maximum capacity is 52.5 - 105 MW and 105 – 210 MW of 1.5 MW and 3 MW wind turbine, respectively. The maximum installed of the station no.4 would be 3

บทคัดย่อ

square-meter and the total maximum capacity is 9 - 18 MW and 18 – 36 MW of 1.5 MW and 3 MW wind turbine, respectively. The station no.1 and 2 have no potential for wind farm installation.

In this study, an impact of operating noise of all five wind turbine models has been assessed. The preliminary result shows that in the nearest areas of station no. 1 and no.2, the residences who are in a distance of 100 m might be severely affected by the noise exceeding the standard value of 70 db-A, especially, if either a 2.5 or 5 MW wind turbine is installed. For the areas around the station no. 3 and no.4, the nearest residences in the vicinity of 200 - 400 m will be received a bit of nuisance from the operating noise of 45-54 db-A.

According to the analyses results of AEP, initial costs and financial returns of wind power generation for all five wind turbine models, it is concluded that the GE 1.5 MW wind turbine is the most suitable model. From the results of this study based on the considerable assumptions and present wind data, it clearly indicates that installing large wind power generation in these specified four locations is not feasible.

	หน้า
บทคัดย่อ	ก
สารบัญรูป	ท
สารบัญตาราง	ผ
บทที่ 1 บทนำ	1-1
1.1 หลักการและเหตุผล	1-1
1.2 วัตถุประสงค์	1-2
1.3 แนวทางการดำเนินงาน	1-2
บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย	2-1
2.1 แผนที่ศักยภาพลมของประเทศไทย	2-1
2.2 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย	2-14
2.3 งานวิจัยเกี่ยวกับวิธีการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง	2-23
บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน	3-1
3.1 การออกแบบ จัดทำข้อกำหนดการก่อสร้าง และการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม	3-2
3.1.1 การออกแบบและจัดทำข้อกำหนดรายละเอียดโครงสร้างเสาวัดลม	3-2
3.1.2 การออกแบบและจัดทำข้อกำหนดรายละเอียดการติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูล	3-2
3.1.3 การก่อสร้างและติดตั้งโครงสร้างเสาวัดลม	3-5
3.1.4 การติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูล รวมทั้งอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ	3-6
3.1.5 การดูแล บำรุงรักษาสถานีประเมินศักยภาพลม	3-8
3.2 การศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า	3-9
3.2.1 การศึกษา และรวบรวมข้อมูลเพื่อการวิเคราะห์ด้านศักยภาพพลังงานลม	3-9
3.2.2 การจัดหาโปรแกรมสำหรับวิเคราะห์ศักยภาพลม	3-16
3.2.3 การกำหนดเกณฑ์การคัดเลือกและการพิจารณาคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลม ไม่น้อยกว่า 4 แห่ง	3-17
3.2.4 การวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติของลมเบื้องต้น	3-25
3.2.5 การประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง	3-25

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.2.6 การวิเคราะห์เปรียบเทียบเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย	3-27
3.2.7 การวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม	3-63
3.3 การวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าระดับเมกะวัตต์	3-64
3.3.1 การประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม	3-64
3.3.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน	3-65
3.3.3 การวิเคราะห์ประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	3-67
3.4 การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น	3-68
3.4.1 การประเมินผลกระทบทางเสียง	3-68
3.4.2 การประเมินทัศนคติและความรู้ ความเข้าใจของประชาชนในพื้นที่ เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม	3-68
บทที่ 4 ผลการประเมินและคัดเลือกพื้นที่ และการก่อสร้างติดตั้งสถานียประเมินศักยภาพลม	4-1
4.1 ผลการประเมินและคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานียประเมินศักยภาพลม	4-1
4.2 ผลการก่อสร้างและติดตั้งสถานียประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	4-5
4.2.1 รายละเอียดพื้นที่และสภาพพื้นที่สถานียประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	4-5
4.2.2 โครงสร้างเสาวัดลมของสถานียประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	4-9
4.2.3 ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานียประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	4-10
4.3 ผลการก่อสร้างและติดตั้งสถานียประเมินศักยภาพลม อำเภอนาทาย จังหวัดเพชรบุรี	4-11
4.3.1 รายละเอียดพื้นที่และสภาพพื้นที่สถานียประเมินศักยภาพลม อำเภอนาทาย จังหวัดเพชรบุรี	4-11
4.3.2 โครงสร้างเสาวัดลมของสถานียประเมินศักยภาพลม อำเภอนาทาย จังหวัดเพชรบุรี	4-14
4.3.3 ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานียประเมินศักยภาพลม อำเภอนาทาย จังหวัดเพชรบุรี	4-15

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.4 ผลการก่อสร้างและติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4-16
4.4.1 รายละเอียดพื้นที่และสภาพพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4-16
4.4.2 โครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4-19
4.4.3 ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4-20
4.5 ผลการก่อสร้างและติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	4-21
4.5.1 รายละเอียดพื้นที่และสภาพพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	4-21
4.5.2 โครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	4-24
4.5.3 ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	4-25
บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า	5-1
5.1 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	5-9
5.1.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	5-9
5.1.2 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	5-14
5.1.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	5-18
5.1.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	5-19
5.1.5 ผลการศึกษาประเมินเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-24

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.1.6 ผลการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม บริเวณโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-27
5.1.7 ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลม ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-28
5.1.8 ผลการประเมินทัศนคติของชุมชนโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-31
5.2 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-33
5.2.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-33
5.2.2 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-37
5.2.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-41
5.2.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-42
5.2.5 ผลการศึกษาประเมินเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-47
5.2.6 ผลการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม บริเวณโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-50
5.2.7 ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลม ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-51
5.2.8 ผลการประเมินทัศนคติของชุมชนโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี	5-54
5.3.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-56

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.3 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-56
5.3.2 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-61
5.3.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-65
5.3.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-66
5.3.5 ผลการศึกษาประเมินเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-71
5.3.6 ผลการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม บริเวณโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-73
5.3.7 ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลม ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-75
5.3.8 ผลการประเมินทัศนคติของชุมชนโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-78
5.4 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-80
5.4.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-80
5.4.2 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-84
5.4.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-88
5.4.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-89

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.4.5 ผลการศึกษาประเมินเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานี ประเมินศักยภาพลม อำเภอบะทิว จังหวัดชุมพร	5-94
5.4.6 ผลการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม บริเวณ โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอบะทิว จังหวัดชุมพร	5-97
5.4.7 ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลม ใกล้สถานี ประเมินศักยภาพลมอำเภอบะทิว จังหวัดชุมพร	5-99
5.4.8 ผลการประเมินทัศนคติของชุมชนโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอบะ ทิว จังหวัดชุมพร	5-102
5.5 การศึกษาศักยภาพและความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณ ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย	5-104
5.5.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมบริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย	5-105
5.5.2 ผลการศึกษาประเมินการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในทะเลบริเวณ ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย	5-108
5.5.3 ผลการศึกษาศักยภาพของพื้นที่ในการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่ง ทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม	5-111
5.5.4 ผลการศึกษาศักยภาพของพื้นที่ในการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่ง ทะเลของจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ	5-113
5.5.6 ผลการศึกษาศักยภาพของพื้นที่ในการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่ง ทะเลของจังหวัดชุมพร	5-115
5.6 การศึกษาประเมินความเหมาะสมของโครงการในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์	5-117
5.6.1 ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้	5-117
5.6.2 การประเมินผลตอบแทนโครงการ	5-120
บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า	6-1
6.1 สรุปผลการคัดเลือกพื้นที่ และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม	6-1
6.2 สรุปผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม	6-3
6.3 สรุปผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม	6-6

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
6.4	สรุปผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม
6.5	ผลการศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนพัฒนาทุ่งกังหันลม
6.6	สรุปผลการประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น
6.7	สรุปการประเมินความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมขนาดเมกะวัตต์
6.8	ข้อเสนอแนะ
ภาคผนวก ก การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวิัดลม	
ภาคผนวก ข แบบเชิงวิศวกรรมโครงสร้างสถานีวิัดลมสูง 120 เมตร	
ภาคผนวก ค แบบฟอร์มการประเมินพื้นที่สำหรับติดตั้งเสาวิัดลมความสูง 120 เมตร	
ภาคผนวก ง ข้อมูลติดต่อภายในโครงการ	

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
2.1	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมแสดงความเร็วและทิศลม เฉลี่ยของเดือนพฤษภาคมถึงกรกฎาคม ณ ตำแหน่งสถานีวัด เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2524 (Exell et. al., 1981)	2-7
2.2	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมแสดงความเร็วและกำลังลม เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2527 สนับสนุนการจัดทำโดย USAID (B. Suwantragul et. al., 1984)	2-8
2.3	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมสงบ-เฉลี่ยรายปี เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544 สนับสนุนการจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	2-9
2.4	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมไม่สงบ-เฉลี่ยรายปี เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544 สนับสนุนการจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	2-9
2.5	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมสงบ-เฉลี่ยรายปี เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544 สนับสนุนการจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	2-10
2.6	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมไม่สงบ-เฉลี่ยรายปี เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544 สนับสนุนการจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	2-10
2.7	ตัวอย่างแผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน ของเดือนมิถุนายน (ซ้าย) และเดือนธันวาคม (ขวา) พ.ศ.2548 ที่ความสูง 100 เมตร (บน) และ 30 เมตร (ล่าง) (รัตเกล้า พันธุ์ร่ำม และคณะ, 2551)	2-11
2.8	แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยทั้งปี ที่ความสูง 100 เมตร ความละเอียด 1x1 ตารางกิโลเมตร (เกษมสันต์ มโนมัยพิบูลย์ และคณะ, 2552)	2-12
2.9	แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย ปี พ.ศ.2553 ที่ความสูง 90 เมตร ความละเอียด 3x3 ตารางกิโลเมตร (พพ. และ ม.ศิลปากร, 2553)	2-13
2.10	แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (ซ้าย) และ แผนที่ความหนาแน่นของกำลังลม (ขวา) บริเวณตำบลเกาะใหญ่ อำเภอกะสั่น จังหวัดสงขลา (สมาน เสนงาม และคณะ, 2549)	2-14
2.11	แผนที่แสดงพิกัดทางภูมิศาสตร์ของสถานีวิจัยพลังงานลมตามแนวชายฝั่งทะเลอันดามัน จำนวน 18 สถานี	2-17
2.12	ตัวอย่างแผนที่ศักยภาพลมของสถานีเก่ายาดิ จังหวัดชัยภูมิ (พพ. และ มจร., 2551)	2-20
2.13	ตัวอย่างแผนที่ศักยภาพลมของสถานีปากคลอง จังหวัดชุมพร (พพ. และ มจร., 2551)	2-20
2.14	แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งสถานีวัดลมทั้ง 20 แห่ง (พพ. และ มจร., 2551)	2-21

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
2.15	ความเร็วลมจากแบบจำลอง (Simulation) เปรียบเทียบความเร็วลมจากการวัด (Measurement) เฉลี่ยต่อปีที่ระดับ 10, 40, 65, 90 เมตร (พพ. และ มจร., 2551)	2-22
3.1	ข้อมูลความสูงพื้นผิว (Elevation) เชิงแผนที่ ในรูปแบบ 3 มิติ	3-12
3.2	ข้อมูลสิ่งปกคลุมพื้นผิว (Land cover) เชิงแผนที่ ในรูปแบบ 2 มิติ	3-12
3.3	แผนที่ประเทศไทย (L1707, Raster, 1:50,000) โดยกรมแผนที่ทหาร	3-14
3.4	ข้อมูลสารสนเทศภูมิศาสตร์ ขอบเขตการปกครองจังหวัดและอำเภอ	3-14
3.5	ตัวอย่าง แผนที่ศักยภาพลมระดับ 65 เมตร จากโปรแกรม WindSim รายละเอียด 100 x 100 ตารางเมตร	3-16
3.6	ราคากังหันลมในแต่ละช่วงเวลา	3-29
3.7	งบลงทุนที่ใช้ในแต่ละช่วงเวลา	3-29
3.8	ค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในปีแรกของการเดินกังหันลม	3-30
3.9	ค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในปีแรกของการเดินกังหันลม จำแนกตามขนาดของโครงการ	3-31
3.10	ค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในเมื่อเวลาเปลี่ยนไป	3-31
3.11	การเปลี่ยนแปลงของค่า Capacity Factors ตั้งแต่อดีตจนถึงปี 2005	3-32
3.12	ตัวอย่างของกังหันลมสองชนิดหลัก	3-35
3.13	แบบจำลอง streamtube ที่แสดงถึงเส้นทางการเคลื่อนที่ของอากาศบริเวณหน้า และหลังกังหันลม	3-36
3.14	ภาพตัดขวางในแนวแกนของ streamtube แสดงการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลม และความดันบริเวณแอกซุเอเตอร์ดิสก์	3-36
3.15	ตัวอย่างทิศทางการหมุนของโรเตอร์และทิศทางของแรงอากาศพลศาสตร์ที่เกิดขึ้น	3-39
3.16	แรงต้านที่เกิดจากแรงดันอากาศ (Pressure drag) ที่มุมปะทะสูง	3-39
3.17	รูปทรงของใบพัดกังหันลมประสิทธิภาพสูงที่คำนวณโดยวิธี blade element	3-40
3.18	มุมปะทะของใบพัดกังหันลมมีค่าไม่เท่ากันตามความยาว	3-41
3.19	ค่าความแข็ง (solidity) ของกังหันลมชนิดต่างๆ (ก) กังหันลมสูบน้ำ (ข) กังหันลมชนิด ดั้งเดิม และ (ค) กังหันลมสมัยใหม่	3-42
3.20	การแยกตัวของอากาศจากพื้นผิวภายใต้สภาวะ adverse pressure gradient เหนือใบพัดกังหันลม	3-43
3.21	(ก) Vortex generators (ข) รูปแบบของ vortex ที่เกิดบนปีกแบบ Delta wing	3-44

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
3.22	บริเวณสถานที่ติดตั้งกังหันลมระดับ 4 ของสหรัฐอเมริกา	3-45
3.23	(ก) กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวนอน (ข) กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวตั้ง	3-50
3.24	กำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมรุ่นต่างๆ	3-53
3.25	การเปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมที่มีขนาดโรเตอร์ต่างกัน	3-54
3.26	การเปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมที่มี rated power ต่างกัน	3-55
3.27	การเปลี่ยนแปลงและแนวโน้มของราคากังหันลมผลิตไฟฟ้าในตลาดโลกระหว่างปี 1999-2010	3-63
4.1	ตำแหน่งพื้นที่ที่คัดเลือกเพื่อติดตั้งสถานีวิัดลม	4-3
4.2	แผนภาพแสดงงานก่อสร้างสถานีวิัดลมในพื้นที่แต่ละแห่งของโครงการ	4-4
4.3	สภาพพื้นที่โดยรอบสถานีวิัดลม มจร. บางขุนเทียน	4-8
4.4	สถานีวิัดลมพื้นที่ มจร.บางขุนเทียน	4-9
4.5	อุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน	4-10
4.6	สภาพพื้นที่โดยรอบสถานีวิัดลมอำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี	4-13
4.7	สถานีวิัดลมพื้นที่อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี	4-14
4.8	อุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี	4-15
4.9	สภาพพื้นที่โดยรอบสถานีวิัดลมอำเภอยายาง จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4-18
4.10	สถานีวิัดลมพื้นที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล	4-19
4.11	อุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4-20
4.12	สภาพพื้นที่โดยรอบสถานีวิัดลมอำเภอยายาง จังหวัดชุมพร	4-23
4.13	สถานีวิัดลมพื้นที่เทศบาลตำบลชุมโค อ.ปะทิว จ.ชุมพร	4-24
4.14	อุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอยายาง จังหวัดชุมพร	4-25
5.1	แผนภูมิแสดงจำนวนข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (พ.ศ.2555) ของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-8
5.2	แผนภูมิแสดงข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (พ.ศ.2555) ของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่งที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-9

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
5.3	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-10
5.4	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายเดือน สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-11
5.5	การแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ เฉลี่ยรายปี ของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-11
5.6	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 40, 65, 90, และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-12
5.7	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร. บางขุนเทียน)	5-13
5.8	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 40 เมตร	5-14
5.9	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 65 เมตร	5-15
5.10	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-16
5.11	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 120 เมตร	5-17
5.12	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ที่ระดับความสูง 90 เมตรและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัว โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-24
5.13	แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-25
5.14	แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งเดียวกันกับกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัวโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-25

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
5.15	แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย ที่ระดับความสูง 90 เมตร พื้นที่ กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-27
5.16	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ของกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์	5-28
5.17	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์	5-29
5.18	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ของกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์	5-29
5.19	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์	5-30
5.20	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ของกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์	5-30
5.21	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-33
5.22	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายเดือน สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-34
5.23	การแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ เฉลี่ยรายปี สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-34
5.24	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี	5-35
5.25	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี	5-36
5.26	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 40 เมตร	5-37
5.27	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 65 เมตร	5-38

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
5.28	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-39
5.29	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 120 เมตร	5-40
5.30	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ที่ระดับความสูง 90 เมตรและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัว โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี	5-47
5.31	แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี	5-48
5.32	แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งเดียวกันกับกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัวโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี	5-48
5.33	แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ยของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-50
5.34	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรีของกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์	5-51
5.35	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรีของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์	5-52
5.36	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรีของกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์	5-52
5.37	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรีของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์	5-53
5.38	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรีของกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์	5-53
5.39	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-57
5.40	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายเดือน สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)ที่ความสูง 40, 65, 90 และ120 เมตร	5-58
5.41	การแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ เฉลี่ยรายปี สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)ที่ความสูง 40, 65, 90 และ120 เมตร	5-48
5.42	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ความสูง 40, 65, 90 และ120 เมตร	5-59

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
5.43	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ที่ความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)	5-60
5.44	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 40 เมตร	5-61
5.45	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 65 เมตร	5-62
5.46	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-63
5.47	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 120 เมตร	5-64
5.48	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ที่ระดับความสูง 90 เมตรและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัว โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-71
5.49	แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-72
5.50	แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งเดียวกันกับกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัวโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหินจังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-72
5.51	แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย ของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-74
5.52	แผนที่แสดงพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง ความเร็วลมเฉลี่ยเกิน 4.9 เมตรต่อวินาที โดยรอบบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-74
5.53	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ของกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์	5-75
5.54	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์	5-76

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
5.55	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ของกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์	5-76
5.56	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์	5-77
5.57	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ของกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์	5-77
5.58	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพรที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-81
5.59	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายเดือน สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-81
5.60	การแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ เฉลี่ยรายปี สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร	5-82
5.61	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร	5-82
5.62	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร	5-83
5.63	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลมโดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพรที่ระดับความสูง 40 เมตร	5-84
5.64	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลมโดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 65 เมตร	5-85
5.65	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-86
5.66	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 120 เมตร	5-87
5.67	แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ที่ระดับความสูง 90 เมตรและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัว โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-94
5.68	แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-95

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
5.70	แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย ของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-97
5.71	แผนที่แสดงพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง ความเร็วลมเฉลี่ยเกิน 4.9 เมตรต่อวินาที โดยรอบบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 90 เมตร	5-98
5.72	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพรของกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์	5-99
5.73	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพรของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์	5-100
5.74	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพรของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์	5-100
5.75	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพรของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์	5-101
5.76	ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพรของกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์	5-101
5.77	ขอบเขตแผนที่ศักยภาพพลังงานลม ครอบคลุมพื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน (พื้นที่ A1) และครอบคลุมพื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณจังหวัดประจวบฯและชุมพร (พื้นที่ A2)	5-105
5.78	แผนที่ศักยภาพพลังงานลม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน (A1)	5-106
5.79	แผนที่ศักยภาพพลังงานลม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณจังหวัดประจวบฯและชุมพร (A2)	5-107
5.80	แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเล และมีขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน ในกรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	5-109
5.81	แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเล และมีขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน ในกรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	5-110
5.82	แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ความสูง 90 เมตร ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม	5-111
5.83	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 5 ก.ม. พื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม	5-111

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
5.84	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. พื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม	5-112
5.85	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. พื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม	5-112
5.86	แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ความสูง 90 เมตร ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ	5-113
5.87	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 5 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ	5-113
5.88	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ	5-114
5.89	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ	5-114
5.90	แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ความสูง 90 เมตร ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร	5-115
5.91	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 5 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร	5-115
5.92	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร	5-116
5.93	ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร	5-116
5.94	ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) จากปัจจัย (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศ (2) มูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม (3) มูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา ของพื้นที่ทั้ง 4 แห่ง ที่อัตราส่วนลด 7.29 % และอัตราเงินเฟ้อ 3.0%	5-124
5.95	ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อผลตอบแทนขั้นต่ำ (IRR) จากปัจจัย (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศ (2) มูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม (3) มูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา ของพื้นที่ทั้ง 4 แห่ง ที่อัตราส่วนลด 7.29 % และอัตราเงินเฟ้อ 0%	5-126
5.96	ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (COE) จากปัจจัย(1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศ (2) มูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม (3) มูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา ของพื้นที่ทั้ง 5 แห่ง ที่อัตราส่วนลด 7.29% และอัตราเงินเฟ้อ 3.0%	5-128

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
6.1	แผนที่ประเทศไทยแสดงตำแหน่งที่ตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม 4 แห่ง
6.2	การเปรียบเทียบข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายปีจากข้อมูลวัดจริงและจากการคำนวณของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร
6.3	แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 90 เมตร
6.4	ก ต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน กรณีไม่มีมูลค่าที่ดิน ข ต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน กรณีมีมูลค่าที่ดิน
6.5	ก อัตราผลตอบแทนภายใน กรณีไม่มีมูลค่าที่ดิน ข อัตราผลตอบแทนภายใน กรณีมีมูลค่าที่ดิน
6.6	ก อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน กรณีไม่มีมูลค่าที่ดิน ข อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน กรณีมีมูลค่าที่ดิน
6.7	ก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ กรณีไม่มีมูลค่าที่ดิน ข มูลค่าปัจจุบันสุทธิ กรณีมีมูลค่าที่ดิน

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูงต่างๆ รายสถานี	2-16
3.1 ข้อมูลสิ่งปกคลุมพื้นผิว (Land cover)	3-13
3.2 เกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม	3-23
3.3 การกระจายจำนวนกังหันลมตามขนาดกำลังผลิต	3-28
3.4 ข้อดีและข้อเสียของกังหันลมชนิดแกนหมุนแนวนอนและชนิดแกนหมุนแนวตั้ง	3-51
3.5 การจัดอันดับความเหมาะสมของกังหันลมสำหรับประเทศไทยโดยใช้ Merit Index	3-56
3.6 กังหันลมที่แนะนำจำนวน 5 รุ่น	3-59
4.1 คะแนนของพื้นที่ทั้งหมด เรียงตามเกณฑ์ที่ใช้ในการประเมิน	4-2
4.2 สรุปลำดับพื้นที่ผ่านเกณฑ์การคัดเลือก และข้อมูลตำแหน่งทางภูมิศาสตร์	4-2
5.1 ความเร็วลมเฉลี่ยและจำนวนข้อมูล จากสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง	5-8
5.2 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-18
5.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้ สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-19
5.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-20
5.5 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้ สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-22
5.6 ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจากการคำนวณและค่าความผิดพลาดจากความสัมพันธ์ระหว่าง AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยจากการวัดที่ความสูง 90 เมตร บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)	5-26
5.7 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี	5-41
5.8 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้ สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี	5-41
5.9 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี	5-43

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
5.10	ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี	5-45
5.11	ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจากการคำนวณและค่าความผิดพลาดจากความสัมพันธ์ระหว่าง AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยจากการวัดที่ความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี	5-49
5.12	ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)	
5.13	ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้ สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)	5-65
5.14	ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมิน ศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-67
5.15	ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	5-69
5.16	ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจากการคำนวณและค่าความผิดพลาดจากความสัมพันธ์ระหว่าง AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยจากการวัดที่ความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมจังหวัด ประจวบคีรีขันธ์	5-73
5.17	ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมิน ศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-88
5.18	ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้ สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-88
5.19	ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมิน ศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-90
5.20	ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร	5-92
5.21	ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจากการคำนวณและค่าความผิดพลาดจากความสัมพันธ์ระหว่าง AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยจากการวัดที่ความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะ ทิว จังหวัดชุมพร	5-96

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
5.22	เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ (m/s) ที่ความสูง 90m เมื่อกังหันลม VESTAS 3000kW ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	5-109
5.23	เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ (m/s) ที่ความสูง 90m เมื่อกังหันลม VESTAS 3000kW ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย กรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	5-110
5.24	มูลค่าการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 เมกะวัตต์บริเวณสถานีทั้ง 4 แห่ง	5-117
5.25	ประโยชน์จากการขายไฟฟ้าบริเวณสถานีทั้ง 4 แห่ง กรณีไม่พิจารณาและพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	5-118
5.26	ประโยชน์จากการขายไฟฟ้าบริเวณสถานีทั้ง 4 แห่ง กรณีเป็นโครงการ CDM โดยไม่พิจารณาและพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	5-119
5.27	ผลวิเคราะห์ผลการตอบแทนทางการเงินของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง โดยไม่พิจารณาและพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	5-121
5.28	ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) กรณีคิดที่อัตราเพิ่มและลดที่ 5% และ 10% ของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง	5-123
5.29	ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อผลตอบแทนขั้นต่ำ (IRR) กรณีคิดที่อัตราเพิ่มและลดที่ 5% และ 10% ของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง	5-125
5.30	ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อต้นทุนต่อหน่วย (IRR) กรณีคิดที่อัตราเพิ่มและลดที่ 5% และ 10% ของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง	5-127
6.1	พลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี) และ ค่า Capacity factor	6-7

บทที่ 1 บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

จากสถิติพลังงานของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2555 พบว่าประเทศไทยต้องนำเข้าพลังงานถึงกว่า ร้อยละ 48.5 ของพลังงานทั้งหมดที่มีอยู่ และในอนาคตยังมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากไม่สามารถเพิ่มอัตราการผลิตพลังงานให้ทันกับความต้องการใช้พลังงาน อีกทั้งต้องเผชิญกับความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในระยะยาวและความผันผวนของเศรษฐกิจโลก ซึ่งส่งผลกระทบต่อราคาเชื้อเพลิงและเศรษฐกิจภายในประเทศอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ นอกจากนี้ปัญหาด้านพลังงานทั่วโลกยังให้ความสำคัญกับปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมโดยเฉพาะการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งเป็นสาเหตุสำคัญของภัยพิบัติธรรมชาติ ก่อให้เกิดความเสียหายอย่างมหาศาลและรุนแรงมากขึ้น

ประเทศไทย ได้มีการกำหนดนโยบาย ส่งเสริมพัฒนาพลังงานหมุนเวียน และส่งเสริมการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน เพื่อเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยเริ่มแรกได้กำหนดแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551–2565 ซึ่งต่อมาได้มีการปรับปรุงใหม่เป็น แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (ร้อยละ 25 ใน 10 ปี) พ.ศ. 2555–2564 (Alternative Energy Development Plan : AEDP 2012–2021) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี พ.ศ. 2554 - 2573 (Energy Efficiency: EE)

จากแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (ร้อยละ 25 ใน 10 ปี) พ.ศ. 2555–2564 มีการกำหนดเป้าหมายการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลม 1,200 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2564 โดยในปี พ.ศ. 2555 มีกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลมสะสมรวม 111.73 เมกะวัตต์ ซึ่งยังห่างไกลจากเป้าหมายมาก เนื่องจากยังมีอุปสรรคปัญหาอีกหลายประการ ได้แก่ ขาดข้อมูลศักยภาพพลังงานลมที่น่าเชื่อถือ พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีมีอยู่จำกัดและส่วนใหญ่อยู่ในเขตป่าอนุรักษ์ และความล่าช้าในกระบวนการขออนุญาตใช้พื้นที่ เป็นต้น ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่หน่วยงานภาครัฐ ต้องเข้ามาช่วยเหลือ ให้ความสนับสนุนทั้งทางด้านงบประมาณและมาตรการส่งเสริมที่ชัดเจน สอดคล้องกับความเป็นจริง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ร่วมกับสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบังวิทยาเขตชุมพร และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล เป็นสถาบันการศึกษา ที่ศึกษาวิจัยด้านพลังงานหมุนเวียนมาอย่างต่อเนื่อง และมีความมุ่งมั่นที่จะทำการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมของประเทศ จึงจัดทำโครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทยชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร โดยได้รับงบประมาณสนับสนุนจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) ซึ่งเป็นหน่วยงานภาครัฐ ที่ให้การสนับสนุน ส่งเสริมทั้งด้านงบประมาณและการวางกรอบ ทิศทางการวิจัยของประเทศ

วัตถุประสงค์หลักของโครงการนี้ เพื่อประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี คือ พื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ซึ่งต้องทำการคัดเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ และต้องประเมินทั้งทางด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ โดยใช้หลักวิชาการที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล และคำนึงถึงความเหมาะสมสำหรับประเทศไทย รวมทั้งความเป็นไปได้ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม และเพื่อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของประเทศต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

1.2.1 เพื่อประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร

1.2.2 เพื่อประเมินทางด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมในศักยภาพสูงพอสำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่

1.3 แนวทางการดำเนินงาน

โครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทยชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ได้กำหนดแนวทางการดำเนินงานไว้ดังนี้

1.3.1 ออกแบบ จัดทำรายละเอียดข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการว่าจ้างจัดทำโครงสร้างสถานีวิดลมและเครื่องวัดลมพร้อมติดตั้ง และข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการจัดซื้อและติดตั้งเครื่องวัดลมและเครื่องบันทึกข้อมูลพร้อมอุปกรณ์ประกอบ พร้อมทั้งตรวจสอบความถูกต้องของอุปกรณ์และการติดตั้งให้เป็นไปตามข้อกำหนด

1.3.2 ศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทยในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร เพื่อนำมาใช้พิจารณาเลือกสถานที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี (Preliminary area identification) ไม่น้อยกว่า 4 แห่ง ประกอบด้วย

1.3.2.1 ศึกษา รวบรวมข้อมูลลมเพื่อใช้สำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพลม

1.3.2.2 จัดหา รวบรวมข้อมูลประกอบที่จำเป็นสำหรับการศึกษาศักยภาพลมและคัดเลือกพื้นที่

1.3.2.3 จัดหาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม

1.3.2.4 กำหนดหลักเกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่

1.3.2.5 คัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวิดลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ไม่น้อยกว่า 4 แห่ง

1.3.3 สำรวจและจัดหาพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลลม

บทที่ 1 บทนำ

- 1.3.4 ติดตั้งสถานีวัดลม เครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูลลมในพื้นที่ที่คัดเลือกไว้อย่างน้อย 4 แห่ง
- 1.3.5 ศึกษาวิเคราะห์เปรียบเทียบเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าและเงินลงทุนสำหรับเทคโนโลยีกังหันลมแต่ละชนิด
- 1.3.6 วิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมจากข้อมูลที่วัดได้จากสถานีที่ติดตั้งในพื้นที่ที่คัดเลือกไว้ ในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร
- 1.3.7 วิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนและเชิงเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม
- 1.3.8 ศึกษาประเมินผลกระทบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมเบื้องต้นที่อาจเกิดขึ้นหากมีการติดตั้งและใช้งานกังหันลมขนาดใหญ่ในพื้นที่ที่คัดเลือกไว้
- 1.3.9 จัดประชุมสัมมนา และจัดทำเล่มรายงานฉบับสมบูรณ์

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย

ประเทศไทยเริ่มมีการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลม และจัดทำแผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2518 (thaiwindnet.com, 11/27/2009) โดยเริ่มแรกใช้ข้อมูลสภาพอากาศจากกรมอุตุนิยมวิทยา ซึ่งมีสถานีตรวจวัดสภาพอากาศกระจายอยู่ทั่วประเทศ มาทำการวิเคราะห์ทางสถิติและสรุปเป็นภาพรวมศักยภาพลมของประเทศไทย อย่างไรก็ตามเนื่องจากการตรวจวัดข้อมูลสถิติลมพร้อมทั้งข้อมูลสภาพภูมิอากาศอื่นๆ ของกรมอุตุนิยมวิทยา มุ่งเน้นการนำไปใช้งานด้านพยากรณ์อากาศเป็นสำคัญ หากต้องการพัฒนาพลังงานลมเพื่อนำมาใช้ประโยชน์อย่างจริงจัง จำเป็นต้องมีศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมอย่างเหมาะสมและถูกต้อง และต้องมีการปรับปรุงพัฒนาวิธีการศึกษาประเมินอย่างต่อเนื่อง

แม้ว่า ข้อมูลจากการวัดจริงหากเก็บบันทึกอย่างถูกต้องและต่อเนื่องเป็นระยะเวลานานพอจะถือว่าเป็นข้อมูลที่น่าเชื่อถือที่สุด สำหรับนำมาใช้ในการประเมินศักยภาพพลังงานลม แต่เนื่องจากข้อจำกัดหลายด้าน เช่น การขาดแคลนงบประมาณ บุคลากร เครื่องมือและระยะเวลาจำกัด จึงจำเป็นต้องมีพัฒนาวิธีการอื่นซึ่งได้ถูกพัฒนาปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง โดยวิธีการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมปัจจุบัน อยู่บนพื้นฐานของเทคโนโลยีคอมพิวเตอร์และข้อมูลดาวเทียม โดยใช้ประกอบกับข้อมูลวัดจริงในบางตำแหน่ง และใช้องค์ความรู้ทางฟิสิกส์บรรยากาศในรูปของสมการคณิตศาสตร์มาทำการคำนวณการเปลี่ยนแปลงของลม และประเมินเป็นศักยภาพพลังงานลมในขั้นตอนสุดท้าย

ดังนั้น ในบทนี้จะกล่าวถึง พัฒนาการของการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย และวิธีการประเมินศักยภาพพลังงานลมทั้งในภาพรวมระดับประเทศ และในบางพื้นที่โดยเฉพาะพื้นที่ชายฝั่งทะเล

2.1 แผนที่ศักยภาพลมของประเทศไทย

ในระยะเวลากว่า 35 ปี ที่ผ่านมา การจัดทำแผนที่แหล่งศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศไทยได้ถูกปรับปรุงและพัฒนาทั้งด้านเทคนิคและวิธีการคำนวณให้ได้แผนที่แหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีและถูกต้องยิ่งขึ้น แผนที่แหล่งศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศไทยที่มีการเผยแพร่จนถึงปี พ.ศ. 2553 ได้แก่

1. การศึกษาศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย โดยคณะนักวิจัยจากสถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย (AIT) ปี พ.ศ. 2524 ซึ่งได้นำข้อมูลลมของกรมอุตุนิยมวิทยามาวิเคราะห์ทางสถิติและนำค่าความเร็วลมเฉลี่ยร่วมกับทิศทางลม ณ ตำแหน่งของสถานีตรวจวัด มาแสดงบนแผนที่ประเทศไทย เพื่อศึกษาภาพรวมศักยภาพพลังงานลมและลักษณะลมของประเทศไทย (Exell et. al., 1981)
2. การประเมินศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย จัดทำโดยความร่วมมือระหว่างกรมอุตุนิยมวิทยา และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี) พร้อมทั้งมีผู้เชี่ยวชาญให้คำปรึกษา โดยรับการสนับสนุนจาก United States Agency for International Development (USAID) ในการจัดทำใช้ข้อมูลความเร็วลมจากกรมอุตุนิยมวิทยา

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย

- จำนวน 62 สถานี มีช่วงเวลาเก็บข้อมูล 17 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2509-2525 แผนที่ศักยภาพพลังงานลม แสดงความเร็วและกำลังลม ดังรูปที่ 2.2 และปรับระดับความสูงเป็นมาตรฐานที่ 10 เมตร โดยใช้กฎของลอการิทึม (Logarithmic Law) จัดทำขึ้นในปี พ.ศ. 2527 (B. Suwantragul et. al., 1984)
3. แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย จัดทำโดยบริษัท เฟลโลว์ เอ็นจิเนียर्स คอนซัลแตนต์ส์ จำกัด เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544 เป็นโครงการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย สนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน) (พพ. และ เฟลโลว์, 2544)
 4. Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia จัดทำโดยบริษัท True Wind Solutions ในโครงการ Asia Alternative Energy Program เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544 สนับสนุนการจัดทำโดยธนาคารโลก พื้นที่การวิเคราะห์ครอบคลุมประเทศในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ กัมพูชา ลาว เวียดนาม และ ไทย (TrueWind, 2001)
 5. การศึกษาศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ด้านอุตุนิยมวิทยา 3 มิติ จัดทำโดยคณะผู้วิจัยจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และบัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2551 สนับสนุนโดยสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (รตเกล้าฯ พันธูร่าม และคณะ, 2551)
 6. การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานลมด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และการวิเคราะห์ด้านภูมิศาสตร์สารสนเทศ จัดทำโดยคณะผู้วิจัยจากบัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2552 สนับสนุนโดยสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (เกษมสันต์ มโนมัยพิบูลย์ และคณะ, 2552)
 7. แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย จัดทำโดยมหาวิทยาลัยศิลปากร เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2553 เป็นโครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศไทย สนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ. และ ม.ศิลปากร, 2553)

แผนที่ศักยภาพพลังงานลม ในข้อที่ 1 และ 2 เป็นการใช้อัฒลุมทางสถิติจากการวัดจริง ของสถานีวัดซึ่งกระจายอยู่ทั่วประเทศ ของกรมอุตุนิยมวิทยา มาทำการประมาณค่าในช่วง และจัดทำแผนที่ ศักยภาพลม ซึ่งผลที่ได้จึงไม่ละเอียดและไม่สามารถประเมินศักยภาพของพื้นที่ที่อยู่ไกลจากสถานีวัดอย่าง แม่นยำได้ เนื่องจากเทคโนโลยี เครื่องมือ หรือเทคนิคที่ช่วยในการคำนวณยังไม่ได้ถูกปรับปรุงพัฒนาเหมือนเช่น ปัจจุบัน แต่ก็สามารถอธิบายภาพรวมของศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยได้พอสมควร และในระยะเวลา ต่อมา เนื่องจากประเทศไทยได้ขุดค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ในอ่าวไทย จึงมีการปรับเปลี่ยน นโยบายด้านพลังงาน จึงทำให้พลังงานทดแทน เช่นพลังงานลมขาดการสนับสนุนอย่างต่อเนื่อง การศึกษา ประเมินศักยภาพพลังงานลมจึงไม่ก้าวหน้า เป็นระยะเวลากว่า 15 ปี จากนั้นจึงเริ่มมีการศึกษาประเมิน

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย

ศักยภาพพลังงานลมอีกครั้งหลังเกิดวิกฤติเศรษฐกิจต้มยำกุ้ง ปี พ.ศ. 2540 โดยกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน ในขณะนั้น

ข้อ 3 เป็นการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยโดยบริษัทเฟลโลว์ เอ็นจิเนีย คอนซัลแตนท์ จำกัด และสนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน) โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณเชิงพื้นที่ ชื่อ WindMapTM ซึ่งใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ Numerical Objective Analysis of Boundary Layer (NOABL) อยู่บนพื้นฐานของกฎการอนุรักษ์มวลอากาศ ทำการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลทิศทางและความเร็วลม (Wind Rose) จากการวัดจริง ร่วมกับข้อมูลแบบจำลองดิจิทัล ความสูงของ ภูมิประเทศ (Digital Elevation Model, DEM) ข้อมูลความขรุขระของผิวพื้นที่ ข้อมูลความทรงตัวของสภาพอากาศ และข้อมูลลมชั้นบน ผลที่ได้จากแบบจำลองคือ ความเร็วและกำลังลมที่ระดับความสูง 10, 30 และ 50 เมตร ตามลำดับ มีความละเอียดข้อมูล 1×1 ตารางกิโลเมตร ตัวอย่างแผนที่ชุดนี้แสดงในรูปที่ 2.3 และ 2.4 เป็นแผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมสงบ-เฉลี่ยรายปี และแผนที่ศักยภาพพลังงานลมไม่รวมช่วงลมสงบ-เฉลี่ยรายปี ตามลำดับ

ในการศึกษานี้กำหนดว่าลมในเกณฑ์ดี คือ ความเร็วลมไม่น้อยกว่า 6.4 เมตรต่อวินาที ผลการศึกษาพบว่าประเทศไทยมีแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดี บริเวณชายฝั่งทะเลและในบริเวณที่สูงตามเทือกเขาต่าง ๆ อันเนื่องจากอิทธิพลของมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือในระหว่างเดือนพฤศจิกายน ถึงเดือนมีนาคม ทำให้มีลมแรงในบริเวณชายฝั่งตะวันออกของภาคใต้ ส่วนมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ซึ่งพัดปกคลุมประเทศไทยระหว่างเดือนพฤษภาคมถึงเดือนตุลาคม ทำให้เทือกเขาด้านตะวันตกและภาคกลาง มีลมแรงบนยอดเขา นอกจากนี้ในบริเวณที่สูงตามเทือกเขาในภาคใต้มีลมแรงเกือบตลอดปี

ผลการศึกษาแตกต่างจากผลการศึกษาของธนาคาร คือในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยผลการศึกษาพบว่าบริเวณดังกล่าวมีลมอ่อนเป็นส่วนมาก ในขณะที่ผลการศึกษาของธนาคารโลกระบุว่าภาคตะวันออกเฉียงเหนือส่วนมากมีลมอยู่ในเกณฑ์ปานกลางขึ้นไป คาดว่าความแตกต่างนี้น่าจะเป็นผลมาจากวิธีการคำนวณและการใช้แบบจำลองในโปรแกรมที่ใช้งานประเมินศักยภาพพลังงานลม

จากการศึกษาพลังงานลมในประเทศไทยเท่าที่ได้มีการดำเนินการแล้ว พบว่าบริเวณชายฝั่งและเทือกเขาทางภาคใต้ เทือกเขาด้านตะวันตก และเทือกเขารอยต่อระหว่างภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีพื้นที่ซึ่งศักยภาพพลังงานลมอยู่ในเกณฑ์ดี ส่วนภาคตะวันออกเฉียงเหนือแม้จะมีเพียงผลการศึกษาของธนาคารโลกเท่านั้นที่ระบุว่าบางพื้นที่ในบริเวณนี้มีศักยภาพพลังงานลมอยู่ในเกณฑ์ดี แต่เมื่อคำนึงถึงลักษณะภูมิอากาศของบริเวณดังกล่าวซึ่งได้รับอิทธิพลจากมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือมากที่สุดในประเทศไทย จึงน่าจะเป็นไปได้ที่บางพื้นที่ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะมีศักยภาพพลังงานลมอยู่ในเกณฑ์ดีในช่วงฤดูหนาว

แผนที่แหล่งพลังงานลมจากธนาคารโลกใน**ข้อที่ 4** ข้างต้นนั้น ใช้โปรแกรม Mesomap โดยอ้างอิงหลักการด้านอุตุนิยมวิทยา กับภูมิประเทศ (Geography) ประกอบด้วย ความสูงชันของภูมิประเทศ (Terrain) ความขรุขระของพื้นผิว (Roughness) และใช้กฎการอนุรักษ์มวล โมเมนตัมและพลังงาน (Conservation of

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย

Mass, Momentum and Energy) รวมถึงศาสตร์ของพลังงาน (Kinetic Energy) ผลที่ได้จากแบบจำลอง คือ ความเร็วลมและกำลังลมที่ระดับความสูง 30 และ 65 เมตร ดังแสดงในรูปที่ 2.5 และ 2.6 ตามลำดับ แม้ว่าวิธีการศึกษานี้จะเป็นการวิเคราะห์โดยใช้หลักทางฟิสิกส์บรรยากาศที่ครบถ้วนและน่าเชื่อถือมากกว่าวิธีการในข้อที่ 4 แต่ก็ยังมีข้อจำกัดอีกหลายประการ ประการแรก คือ ความผิดพลาดจากข้อมูลที่ใช้ (Error in the Input Data) ซึ่งเป็นความเบี่ยงเบนที่เกิดจากวิธีการหาค่าจากข้อมูลดิบ ประการที่สองคือ ผลของปรากฏการณ์ที่มีขนาดเล็กกว่าระยะห่างระหว่างจุดพิกัด (Sub-Grid-Scale Effects) เนื่องจากความละเอียดของแบบจำลองนี้เท่ากับ 1 กิโลเมตร ซึ่งไม่สามารถแสดงอิทธิพลความสูงของภูเขา และหุบเขาได้ดีนัก และประการที่สามคือ ข้อจำกัดของสภาวะเงื่อนไขในแบบจำลอง ได้แก่ เงื่อนไขการเปลี่ยนแปลงความกดอากาศตามความสูงโดยใช้ผลจากความเร่งเนื่องจากแรงดึงดูดของโลกเพียงอย่างเดียว รวมทั้งการสมมติให้ความหนาแน่นของอากาศคงที่ ซึ่งไม่เป็นจริงกรณีการเคลื่อนที่ของอากาศอย่างรวดเร็วในแนวตั้ง อย่างไรก็ตามแผนที่พลังงานลมของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ของธนาคารโลก เหมาะสมสำหรับนำมาใช้เป็นข้อมูลเริ่มต้นเพื่อการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม การที่จะระบุพื้นที่ซึ่งมีศักยภาพพลังงานลมสูงได้ถูกต้องนั้น ต้องมีการยืนยันผลด้วยการศึกษาพลังงานลมเฉพาะแหล่งเพิ่มเติม

จากผลการศึกษาของธนาคารโลก พบว่าลักษณะลมที่ระดับความสูง 65 เมตร ซึ่งเป็นระดับความสูงที่ใช้อ้างอิงสำหรับติดตั้งกังหันลมระดับเมกะวัตต์ ได้ดีนั้น ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยอยู่ในเกณฑ์อ่อน (น้อยกว่า 6 เมตรต่อวินาที) เป็นส่วนมากคือ ร้อยละ 92.6 ในเกณฑ์พอใช้ (6 – 7 เมตรต่อวินาที) คือ ร้อยละ 7.2 และอยู่ในเกณฑ์ดี (7 – 8 เมตรต่อวินาที) คือ ร้อยละ 0.2 ซึ่งอาจกล่าวได้ว่าไม่มีลมที่อยู่ในเกณฑ์ดีมากเลย

ระหว่างเดือนธันวาคม – เดือนกุมภาพันธ์ ซึ่งเป็นช่วงที่ประเทศไทยอยู่ภายใต้อิทธิพลของมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ พื้นที่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือบริเวณใกล้กับประเทศลาวมีลมอยู่ในเกณฑ์ดี ในบริเวณอื่นๆ ซึ่งพลังงานลมอยู่ในเกณฑ์ดี ได้แก่ บริเวณเทือกเขารอยต่อระหว่างภาคกลางกับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และเทือกเขาในภาคใต้ แต่ทั้งสองบริเวณนี้มีพื้นที่ลมแรงไม่กว้างนัก โดยจำกัดอยู่เพียงบริเวณยอดเขาเท่านั้น

ในระหว่างเดือนมีนาคม – เดือนพฤษภาคม ซึ่งเป็นช่วงฤดูร้อน ลมบริเวณประเทศไทยอยู่ในเกณฑ์อ่อนเป็นส่วนมาก เนื่องจากมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือสิ้นสุดลงแล้วและมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ยังไม่มีอิทธิพลต่อประเทศไทยมากนัก

ช่วงเดือนมิถุนายน – เดือนสิงหาคม มรสุมตะวันตกเฉียงใต้พัดปกคลุมประเทศไทยแล้ว ทำให้ด้านตะวันตกของประเทศไทยมีลมอยู่ในเกณฑ์ดี โดยเฉพาะอย่างยิ่งบริเวณเทือกเขา มรสุมตะวันตกเฉียงใต้ยังส่งผลให้บริเวณเทือกเขาทางภาคใต้มีลมอยู่ในเกณฑ์ดีเช่นกัน

ระหว่างเดือนกันยายน – เดือนพฤศจิกายน ลมในเกณฑ์ดีมีเฉพาะบริเวณแคบ ๆ ตามแนวเทือกเขา ระหว่างภาคกลางกับภาคตะวันออกเฉียงเหนือเท่านั้น เนื่องจากในระยะนี้มีมรสุมตะวันตกเฉียงใต้กำลังอ่อนลงในระยะครึ่งแรกของช่วง ส่วนมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือเพิ่งเริ่มพัดปกคลุมประเทศไทยในระยะครึ่งหลังของช่วงจึงมีกำลังอ่อนเช่นกัน

เมื่อพิจารณาทั้งปีพบว่าประเทศไทยมีบริเวณลมที่ความสูงระดับ 65 เมตร ที่อยู่ในเกณฑ์ดีเฉพาะพื้นที่บนยอดเขารอยต่อระหว่างภาคกลางกับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ในบริเวณยอดเขาทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้จะมีลมในเกณฑ์ดีอยู่บ้างเล็กน้อยเฉพาะบนยอดเขาเท่านั้น

ข้อที่ 5, 6, และ 7 แม้ว่าจะใช้หลักการวิเคราะห์ประเมินเช่นเดียวกันกับข้อที่ 4 ที่เรียกว่า ระบบทำนายสภาพอากาศโดยวิธีเชิงตัวเลข หรือ Numerical Weather Prediction System ซึ่งใช้แบบจำลองบรรยากาศสเกลปานกลาง (Atmospheric mesoscale model) แต่มีการใช้โปรแกรมและฐานข้อมูลที่แตกต่างกัน อีกทั้งความละเอียดของข้อมูลจากแบบจำลองที่ต่างกัน ซึ่งส่งผลให้ข้อมูลความเร็วลมค่อนข้างต่างกันอย่างชัดเจน โดย

ข้อที่ 5 เป็นการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยโดยใช้ โปรแกรม Regional Atmospheric Modeling System (RAMS) เพื่อสร้างแผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน ตั้งแต่ มกราคม พ.ศ. 2548 – ธันวาคม พ.ศ.2550 โดยใช้ฐานข้อมูลสภาพบรรยากาศ (Reanalysis data) จาก National Center for Environmental Prediction (NCEP) สร้างแผนที่ความเร็วลมที่ความละเอียด 10x10 ตารางกิโลเมตร โดยมีการตรวจสอบความถูกต้องของแผนที่เปรียบเทียบกับข้อมูลวัดจริงของสถานีตรวจวัดสภาพอากาศ ของกรมควบคุมมลพิษ จำนวน 5 สถานี ที่ติดตั้งใน 5 จังหวัด คือ กรุงเทพฯ ระยอง ขอนแก่น สงขลา และเชียงใหม่ ที่ความสูง 50 และ 100 เมตร ผลจากการศึกษานี้ พบว่าแผนที่ศักยภาพลมมีความคลาดเคลื่อนอยู่ในระดับ 2 ซึ่งได้จากอัตราส่วนระหว่างค่าความเร็วลมจากแบบจำลองและค่าจากการวัดจริง มีข้อมูลมากกว่า 80 เปอร์เซ็นต์ ที่อยู่ในช่วง 0.5 – 2.0 เท่าของข้อมูลวัดจริง โดยศักยภาพลมจะค่อนข้างดีในช่วงลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่เดือนธันวาคมถึงมีนาคม และช่วงมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ตั้งแต่เดือนมิถุนายนถึงเดือนสิงหาคม โดยพื้นที่ที่มีศักยภาพลมค่อนข้างดี ด้วยความเร็วลมเฉลี่ย 7-8 เมตรต่อวินาที ได้แก่ พื้นที่ภาคกลาง เช่นกาญจนบุรี ราชบุรี สระบุรีและลพบุรี ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น นครราชสีมาและชัยภูมิ ภาคใต้ เช่น สุราษฎร์ธานี นครศรีธรรมราช และชายฝั่งทะเลอ่าวไทยของจังหวัดสงขลา และปัตตานี มีความเร็วลมเฉลี่ย 8-9 เมตรต่อวินาที

ข้อที่ 6 เป็นการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย โดยใช้โปรแกรม MM5 ที่พัฒนาโดย Natinal Center of Atmospheric Research (NCAR) และ Pennsylvania State University (PSU) สร้างแผนที่ศักยภาพลม ที่ความละเอียด 81x81, 27x27, 9x9, และ 3x3 ตารางกิโลเมตร โดยใช้ฐานข้อมูลสภาพบรรยากาศ (Reanalysis data) จาก National Center for Environmental Prediction (NCEP) และใช้โปรแกรม CALMET ร่วมกับข้อมูลที่ได้จาก MM5 เพื่อสร้างแผนที่ศักยภาพลม ที่มีความละเอียด 1x1 ตารางกิโลเมตร ผลจากการตรวจสอบความถูกต้อง พบว่า มีข้อมูลมากกว่า 90.3 เปอร์เซ็นต์ ที่มีความคลาดเคลื่อนอยู่ในระดับ 2 คือ อยู่ในช่วง 0.5 – 2.0 เท่าของข้อมูลที่วัดจริง อีกทั้งยังพบว่า พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างดี คือ มีความเร็วลมเฉลี่ย 6-10 เมตรต่อวินาที ได้แก่ พื้นที่บนภูเขาสูง บริเวณจังหวัดตาก นครศรีธรรมราช เพชรบูรณ์ เลย และชัยภูมิ พื้นที่ที่มีศักยภาพลมรองลงมา ประมาณ 6-8 เมตรต่อวินาที ได้แก่ ภาคกลาง บริเวณจังหวัดสระบุรี สมุทรปราการ เพชรบุรี และประจวบคีรีขันธ์ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

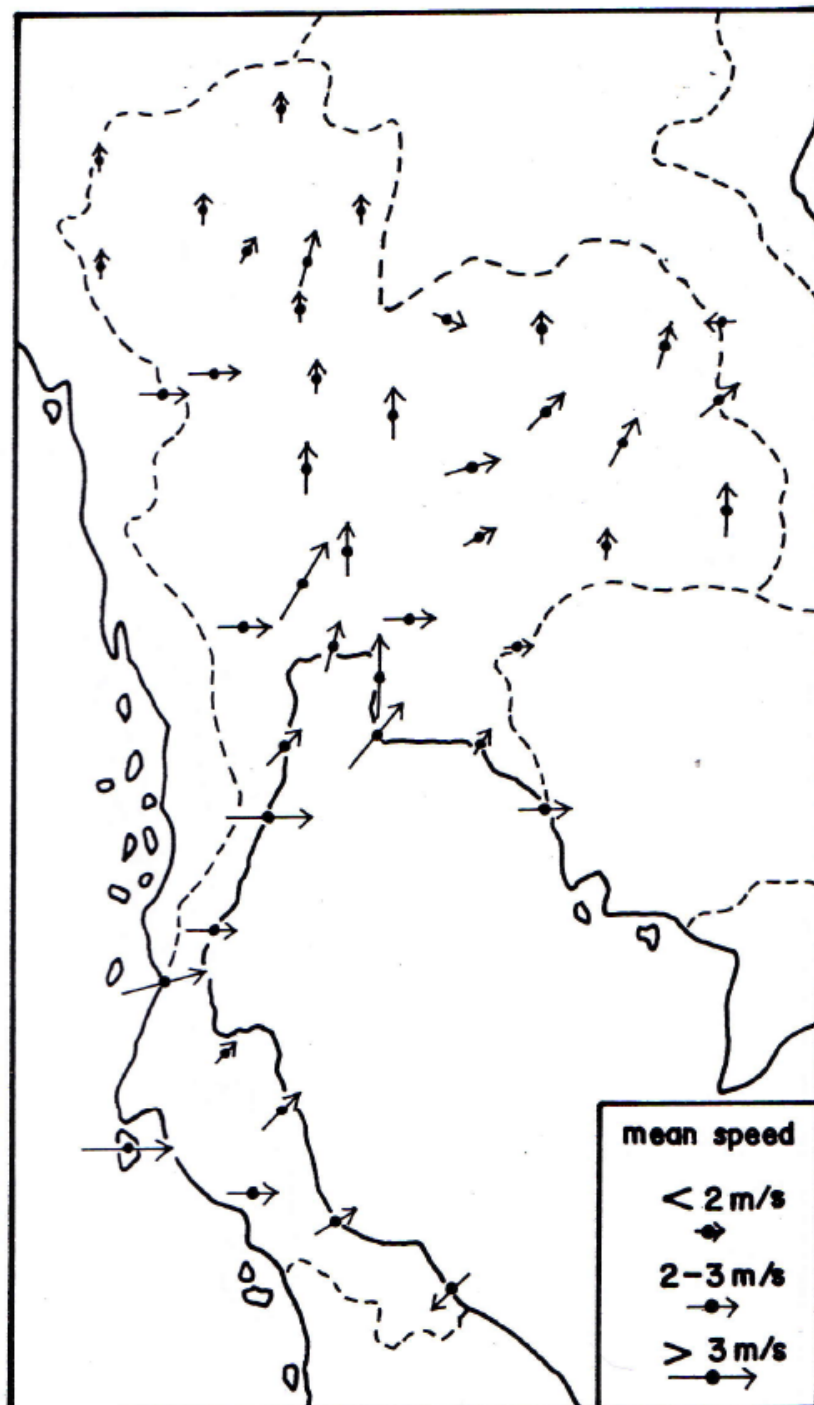
บริเวณจังหวัด นครราชสีมา บุรีรัมย์ และสุรินทร์ ภาคตะวันออกบริเวณจังหวัดชลบุรี ระยอง และตราด ภาคใต้ บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร สุราษฎร์ธานี นครศรีธรรมราช สงขลา ระนอง กระบี่ และพังงา

ข้อที่ 7 เป็นการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย โดยใช้แบบจำลองบรรยากาศสเกลปานกลาง (Atmospheric mesoscale model) ชื่อ KAMM (Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model) ซึ่งพัฒนาโดยคณะนักวิจัย ของมหาวิทยาลัย Karlsruhe ประเทศเยอรมัน ประกอบกับข้อมูลสถานะบรรยากาศตั้งต้น (Basic state atmosphere) ของประเทศไทยย้อนหลัง 15 ปี ข้อมูลระดับความสูงพื้นผิว (elevation) และข้อมูลความหยาบของพื้นผิว (roughness) เพื่อคำนวณความเร็วและทิศลมเฉลี่ยรายชั่วโมง เป็นระยะเวลา 15 ปี ที่ความละเอียด 3x3 ตารางกิโลเมตรและระดับความสูง 10, 40, 70, 90, และ 110 เมตร แล้วจึงนำผลที่ได้มาหาค่าเฉลี่ยรายเดือนและรายปี แล้วเปรียบเทียบผลการคำนวณกับข้อมูลวัดจริงจากสถานีวัดลมของกรมควบคุมมลพิษจำนวน 4 แห่ง ความสูง 100 เมตร ที่ตั้งอยู่ในจังหวัดเชียงใหม่ ขอนแก่น กรุงเทพฯ และสงขลา จากผลการเปรียบเทียบพบว่า ค่าความแตกต่างระหว่างค่าจากการคำนวณและค่าวัดจริง (Root mean square difference, RMSD) เท่ากับ 12.9 เปอร์เซ็นต์ และค่า Mean bias difference, MBD เท่ากับ -7.6 เปอร์เซ็นต์

จากผลการศึกษาในแผนที่ลมเฉลี่ยรายปีที่มีความสูง 90 เมตร พบว่า ภาคใต้จะมีบริเวณที่มีความเร็วลมค่อนข้างสูงเด่นชัดกว่าภาคอื่น เพราะได้รับอิทธิพลลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และตะวันออกเฉียงเหนือโดยตรง โดยมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ย สูงกว่า 5 เมตรต่อวินาทีกระจายอยู่ทั่วไป และมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ย สูง 6 – 7 เมตรต่อวินาทีอยู่บนแนวเขาของภาคใต้ตอนล่าง และแนวเขาด้านตะวันตกของภาคใต้ตอนบน ส่วนภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะได้รับอิทธิพลลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือชัดเจน โดยเฉพาะพื้นที่บนแนวเขา ส่วนภาคกลางและภาคตะวันตกจะได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้เต็มที่ โดยเฉพาะตามแนวเขา ส่วนภาคเหนือเนื่องจากมีลักษณะเป็นภูเขาสูงสลับซับซ้อนจึงได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมทั้งสองได้ไม่เต็มที่

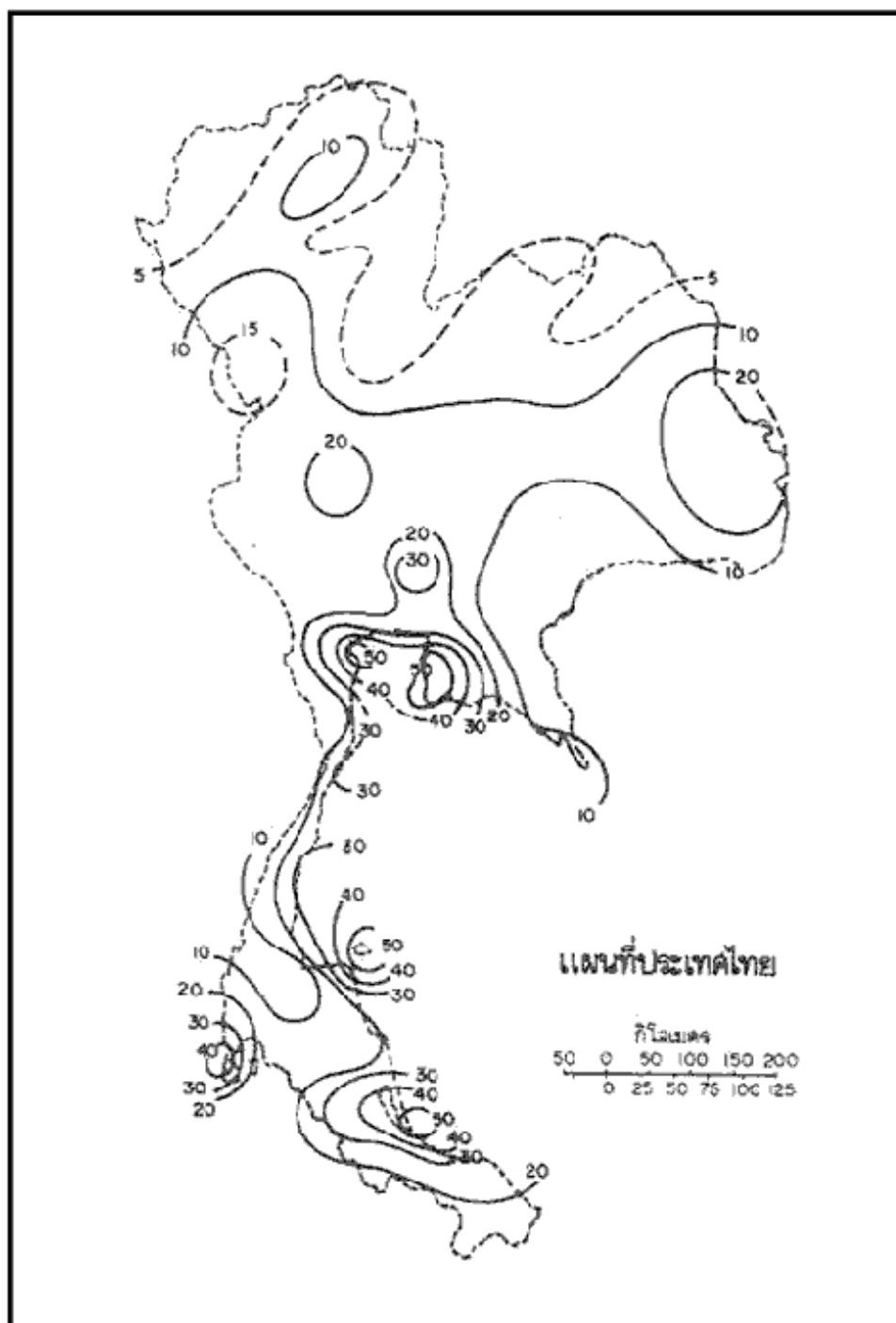
นอกจากนี้ยังพบว่าสัดส่วนความเร็วลมที่พบมากที่สุด ที่ความสูง 40, 70, 90, และ 110 เมตร อยู่ระหว่าง 4 – 5 เมตรต่อวินาที

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



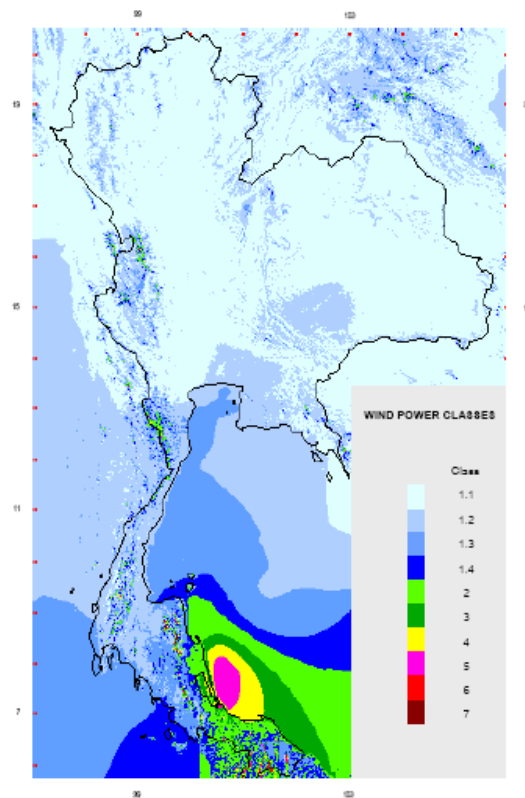
รูปที่ 2.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมแสดงความเร็วและทิศลม เฉลี่ยของเดือนพฤษภาคมถึงกรกฎาคม ณ ตำแหน่งสถานีวัด เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2524 (Exell et. al., 1981)

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



รูปที่ 2.2 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมแสดงความเร็วและกำลังลม เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2527 สนับสนุนการ
จัดทำโดย USAID (B. Suwantragul et. al., 1984)

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



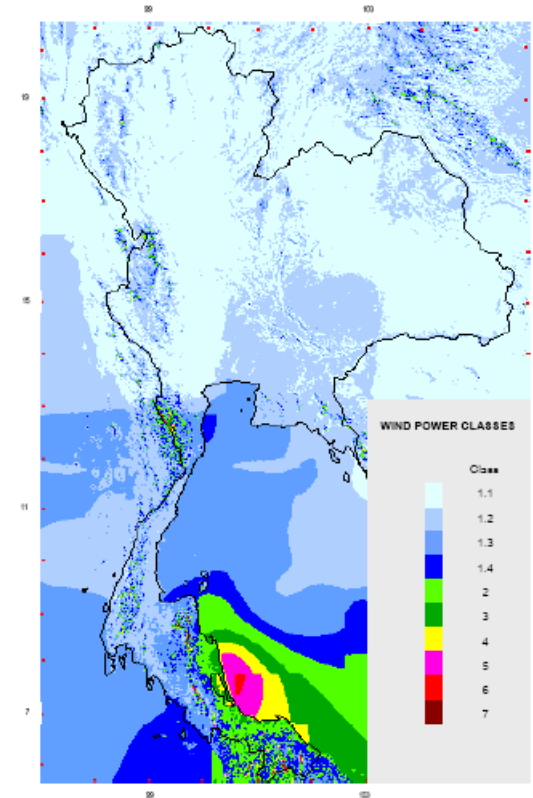
รูปที่ 6.31 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมสงบ - เฉลี่ยรายปี

THAILAND WIND POWER CLASSES										
Elevation	1.1	1.2	1.3	1.4	2	3	4	5	6	7
10 m	0	2.8	3.6	4.0	4.4	5.1	5.6	6.0	6.4	7.0
30 m	0	2.5	3.0	3.3	3.6	4.0	4.4	4.7	5.1	5.6
50 m	0	2.0	2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5
100 m	0	1.5	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2
200 m	0	1.0	1.2	1.4	1.5	1.7	1.8	2.0	2.1	2.2
300 m	0	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
400 m	0	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4
500 m	0	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
600 m	0	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2
800 m	0	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1
1,000 m	0	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0

รูปที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมสงบ-เฉลี่ยรายปี

เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544

สนับสนุนการจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน



รูปที่ 6.44 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมไม่รวมช่วงลมสงบ - เฉลี่ยรายปี

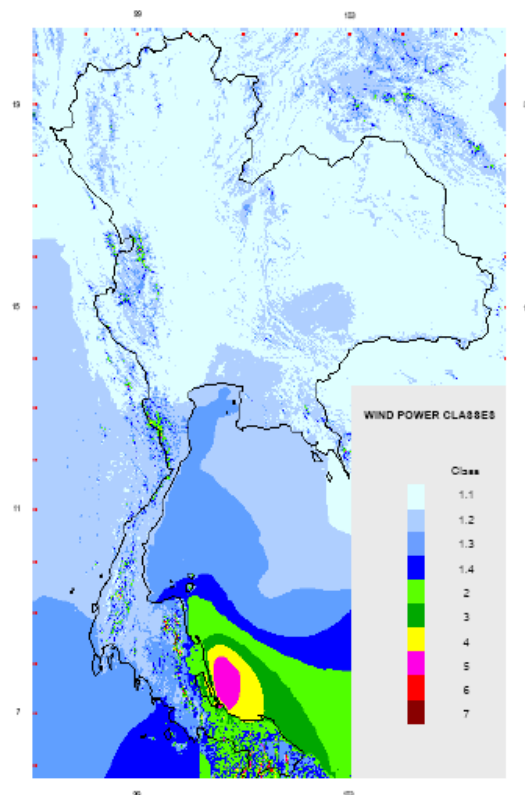
THAILAND WIND POWER CLASSES										
Elevation	1.1	1.2	1.3	1.4	2	3	4	5	6	7
10 m	0	2.8	3.6	4.0	4.4	5.1	5.6	6.0	6.4	7.0
30 m	0	2.5	3.0	3.3	3.6	4.0	4.4	4.7	5.1	5.6
50 m	0	2.0	2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5
100 m	0	1.5	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2
200 m	0	1.0	1.2	1.4	1.5	1.7	1.8	2.0	2.1	2.2
300 m	0	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
400 m	0	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4
500 m	0	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
600 m	0	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2
800 m	0	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1
1,000 m	0	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0

รูปที่ 2.4 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมไม่รวมช่วงลมสงบ-เฉลี่ยรายปี

เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544

สนับสนุนการจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



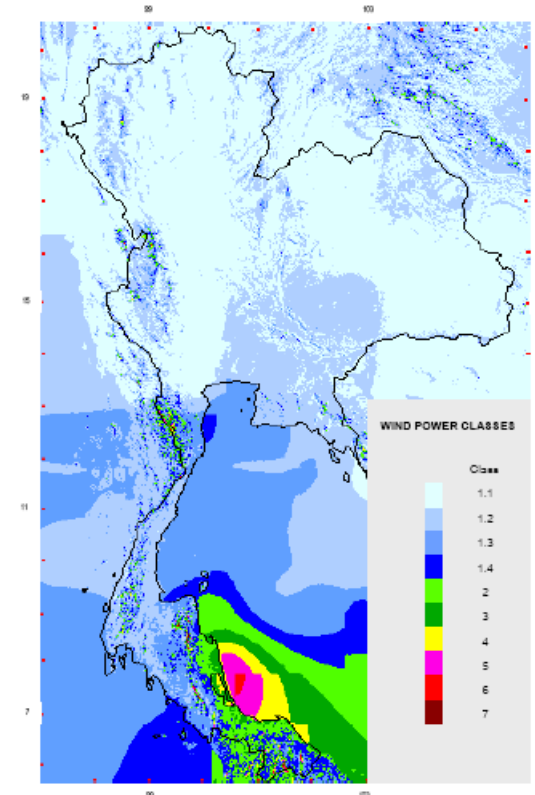
รูปที่ 6.31 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมสงบ - เฉลี่ยรายปี

		THAILAND WIND POWER CLASSES									
Elevation		1.1	1.2	1.3	1.4	2	3	4	5	6	7
10 m	m/s	0	2.8	3.6	4.0	4.4	5.1	5.6	6.0	6.4	7.0
30 m	m/s	0	2.5	3.0	3.3	3.6	4.1	4.7	5.2	5.9	6.5
50 m	m/s	0	2.3	2.8	3.1	3.4	3.8	4.3	4.8	5.4	6.0
100 m	m/s	0	2.1	2.6	2.9	3.2	3.6	4.1	4.6	5.2	5.8
200 m	m/s	0	1.9	2.4	2.7	3.0	3.4	3.9	4.4	5.0	5.6
300 m	m/s	0	1.8	2.3	2.6	2.9	3.3	3.7	4.2	4.8	5.4
400 m	m/s	0	1.7	2.2	2.5	2.8	3.2	3.6	4.1	4.7	5.3
500 m	m/s	0	1.6	2.1	2.4	2.7	3.1	3.5	4.0	4.6	5.2
600 m	m/s	0	1.5	2.0	2.3	2.6	3.0	3.4	3.9	4.5	5.1
800 m	m/s	0	1.4	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.8	4.4	5.0
1,000 m	m/s	0	1.3	1.8	2.1	2.4	2.8	3.2	3.7	4.3	4.9

รูปที่ 2.5 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมรวมช่วงลมสงบ-เฉลี่ยรายปี

เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544

สนับสนุนการจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน



รูปที่ 6.44 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมไม่รวมช่วงลมสงบ - เฉลี่ยรายปี

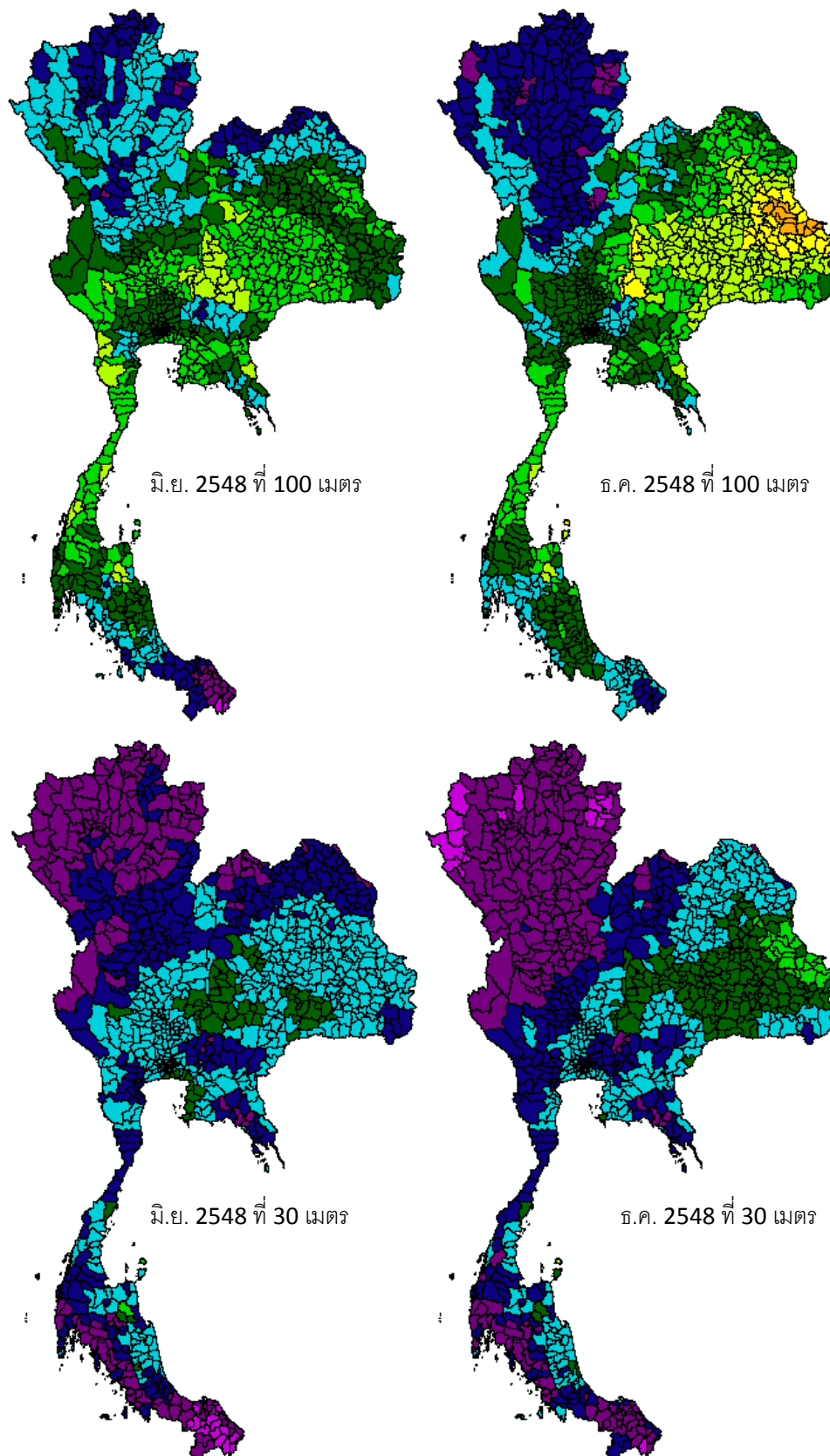
		THAILAND WIND POWER CLASSES									
Elevation		1.1	1.2	1.3	1.4	2	3	4	5	6	7
10 m	m/s	0	2.8	3.6	4.0	4.4	5.1	5.6	6.0	6.4	7.0
30 m	m/s	0	2.5	3.0	3.3	3.6	4.1	4.7	5.2	5.9	6.5
50 m	m/s	0	2.3	2.8	3.1	3.4	3.8	4.3	4.8	5.4	6.0
100 m	m/s	0	2.1	2.6	2.9	3.2	3.6	4.1	4.6	5.2	5.8
200 m	m/s	0	1.9	2.4	2.7	3.0	3.4	3.9	4.4	5.0	5.6
300 m	m/s	0	1.8	2.3	2.6	2.9	3.3	3.7	4.2	4.8	5.4
400 m	m/s	0	1.7	2.2	2.5	2.8	3.2	3.6	4.1	4.7	5.3
500 m	m/s	0	1.6	2.1	2.4	2.7	3.1	3.5	4.0	4.6	5.2
600 m	m/s	0	1.5	2.0	2.3	2.6	3.0	3.4	3.9	4.5	5.1
800 m	m/s	0	1.4	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.8	4.4	5.0
1,000 m	m/s	0	1.3	1.8	2.1	2.4	2.8	3.2	3.7	4.3	4.9

รูปที่ 2.6 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมไม่รวมช่วงลมสงบ-เฉลี่ยรายปี

เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544

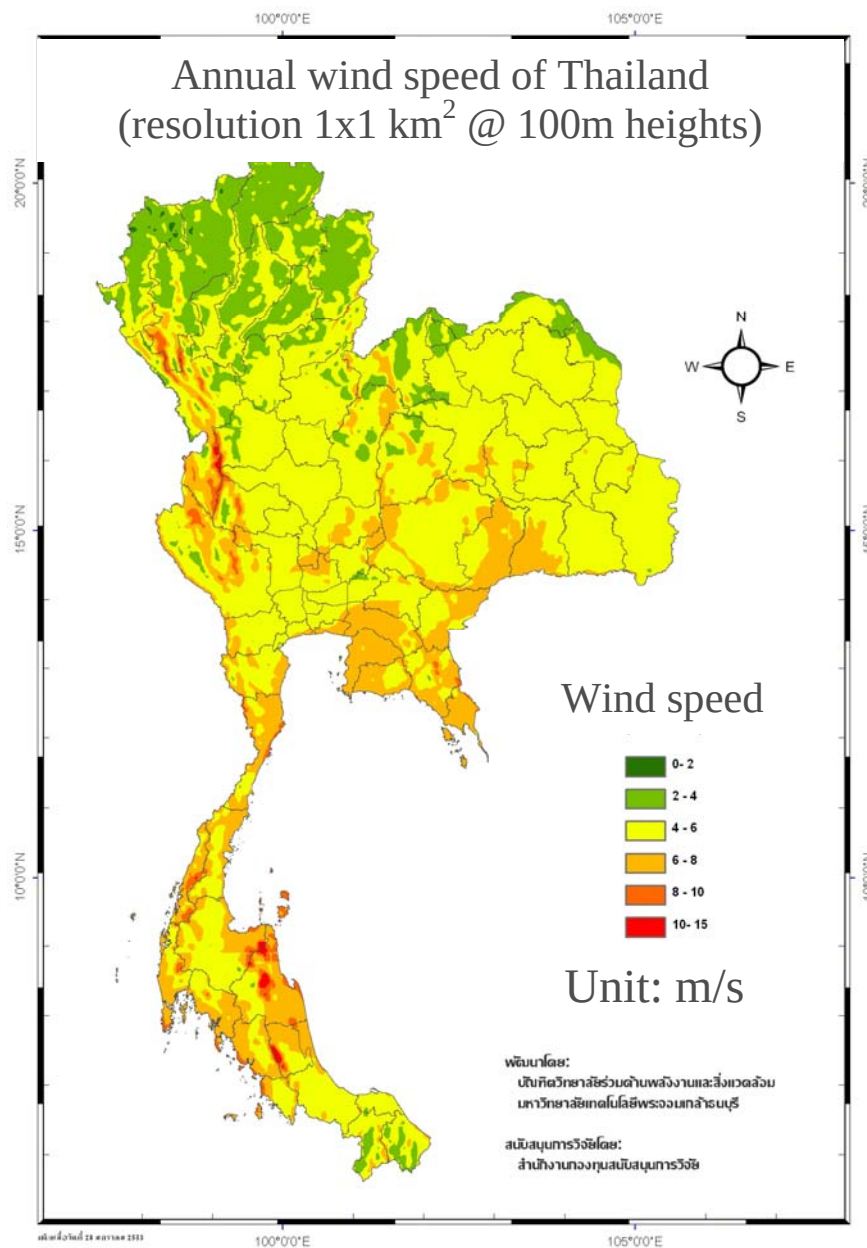
สนับสนุนการจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



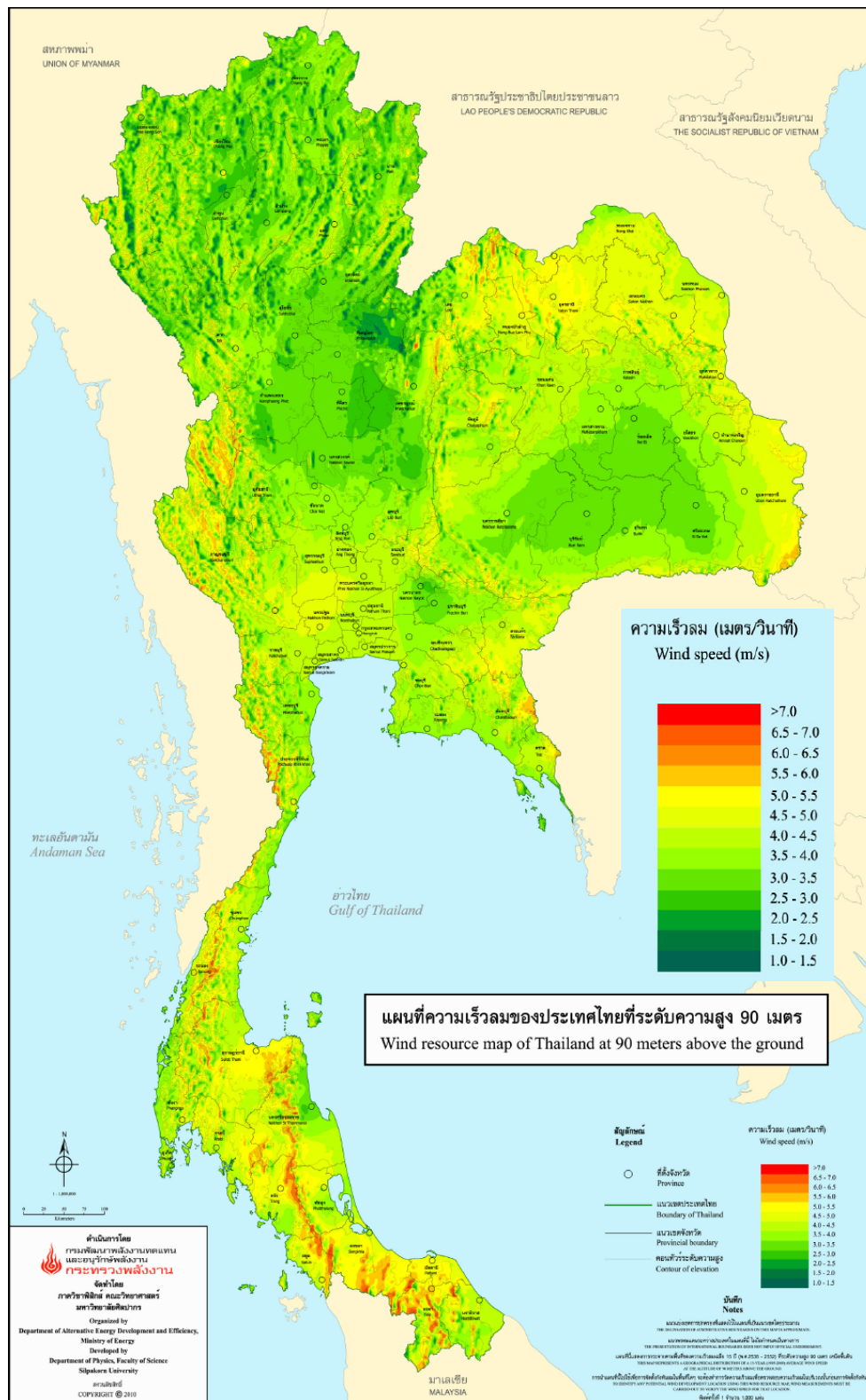
รูปที่ 2.7 ตัวอย่างแผนที่ความถี่ลมเฉลี่ยรายเดือน ของเดือนมิถุนายน (ซ้าย) และเดือนธันวาคม (ขวา) พ.ศ. 2548 ที่ความสูง 100 เมตร (บน) และ 30 เมตร (ล่าง) (รัตเกล้า พันธุ์อร่าม และคณะ, 2551)

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



รูปที่ 2.8 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยทั้งปี ที่ความสูง 100 เมตร ความละเอียด 1x1 ตารางกิโลเมตร
(เกษมสันต์ มโนมัยพิบูลย์ และคณะ, 2552)

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



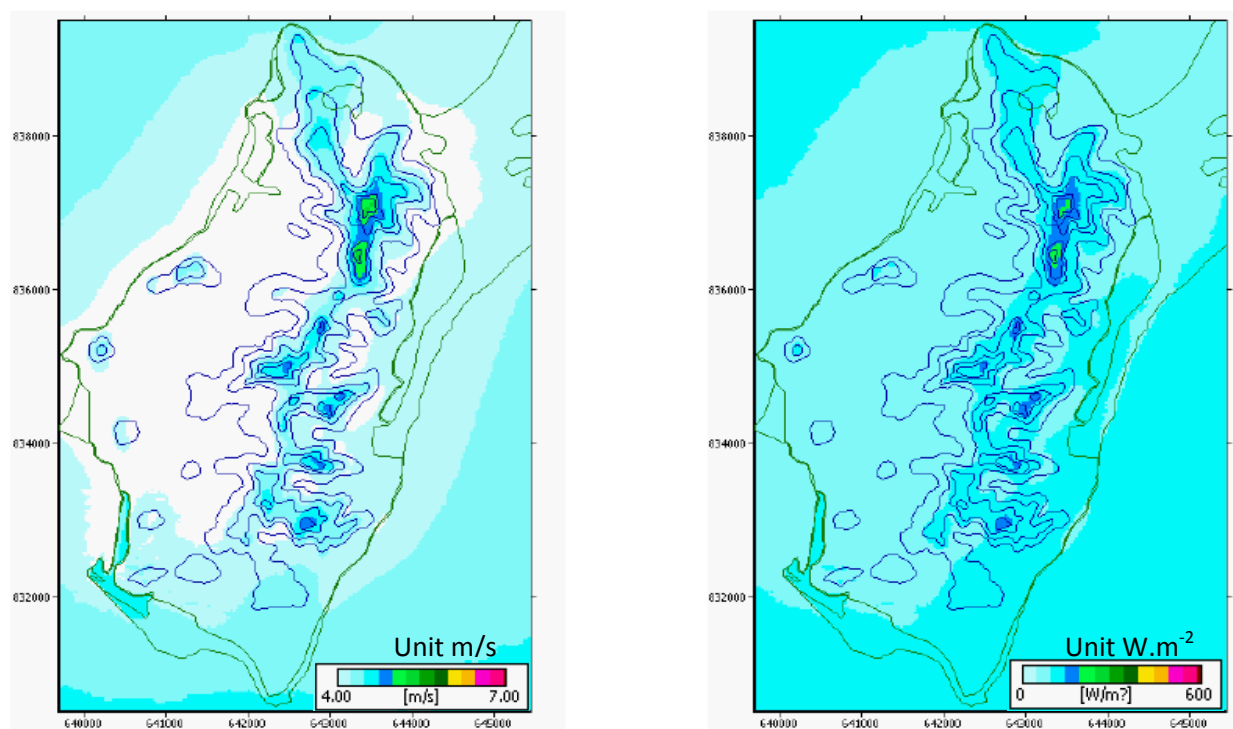
รูปที่ 2.9 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย ปี พ.ศ.2553 ที่ความสูง 90 เมตร
ความละเอียด 3x3 ตารางกิโลเมตร (พพ. และ ม.ศิลปากร, 2553)

2.2 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมเฉพาะแหล่งบริเวณพื้นที่ชายฝั่งทะเลของประเทศไทย

2.2.1 การศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง พ.ศ.2549 โดยมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ สนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ได้ริเริ่มศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง และได้รายงานในผลใน ปี พ.ศ. 2549 โดยมีพื้นที่ทำการศึกษาริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราช สงขลา พัทลุง ปัตตานี และสตูล โครงการนี้ได้ติดตั้งสถานีวัดลม จำนวน 3 สถานี เก็บข้อมูลความเร็วและทิศทางลม ที่ระดับความสูง 10, 30, และ 40 เมตร เป็นระยะเวลา 1 ปี แล้ววิเคราะห์ประเมินศักยภาพพลังงานลมด้วยโปรแกรม WASP ซึ่งเป็นแบบจำลองบรรยากาศเชิงเส้น Linearized atmospheric model ที่พัฒนาโดย Riso National Laboratory ของประเทศเดนมาร์ก

จากผลการศึกษาพบว่า พื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ได้แก่ พื้นที่บริเวณยอดเขา ของ ตำบลเกาะใหญ่ อำเภอกะสกันธุ์ จังหวัดสงขลา ซึ่งที่ระดับความสูง 50 เมตร มีค่าความเร็วเฉลี่ย 5.6 เมตรต่อวินาที และมีความหนาแน่นกำลังลม 200 วัตต์ต่อตารางเมตร จากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ขนาด 1 เมกะวัตต์ จำนวน 5 ตัว บนยอดเขาของเกาะใหญ่ พบว่าสามารถผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยได้ 7.4 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ต่อปี และหากติดตั้งกังหันลม 1 ตัวจะใช้เงินลงทุน 63.28 ล้านบาทโดยมีต้นทุนพลังงาน 4.49 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง



รูปที่ 2.10 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (ซ้าย) และ แผนที่ความหนาแน่นของกำลังลม (ขวา) บริเวณตำบลเกาะใหญ่ อำเภอกะสกันธุ์ จังหวัดสงขลา (สมาน เสงงาม และคณะ, 2549)

2.2.2 การประเมินศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย พ.ศ.2550 โดย มหาวิทยาลัยทักษิณ มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์ และมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ สนับสนุนโดยสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

รายงานฉบับนี้ได้นำเสนอผลงานวิจัยนี้ได้ทำการประเมินศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย โดยติดตั้งเครื่องวัดความเร็วและทิศทางลมที่ระดับความสูง 20, 30 และ 40 เมตร ณ สถานีวิจัยพลังงานลม 18 สถานี ตามแนวชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจำนวน 14 สถานี ดังรูปที่ 3.2 ข และ ตามแนวชายฝั่งทะเลอันดามันอีกจำนวน 4 สถานี ดังรูปที่ 2.8 ก ข้อมูลอัตราเร็วและทิศทางของลมที่ได้จากการตรวจวัดระยะยาวในช่วงเดือน สิงหาคม พ.ศ. 2550-มกราคม พ.ศ.2551 ของแต่ละสถานีถูกนำมาวิเคราะห์ต่อไป โดยใช้โปรแกรม WAsP 9.0 ช่วยในการวิเคราะห์ ซึ่งสามารถสร้างแผนที่สำหรับแสดงการกระจายเชิงพื้นที่ของข้อมูลระดับความสูง ความขรุขระ ความเร็วลมเฉลี่ย ความหนาแน่นกำลังลมและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

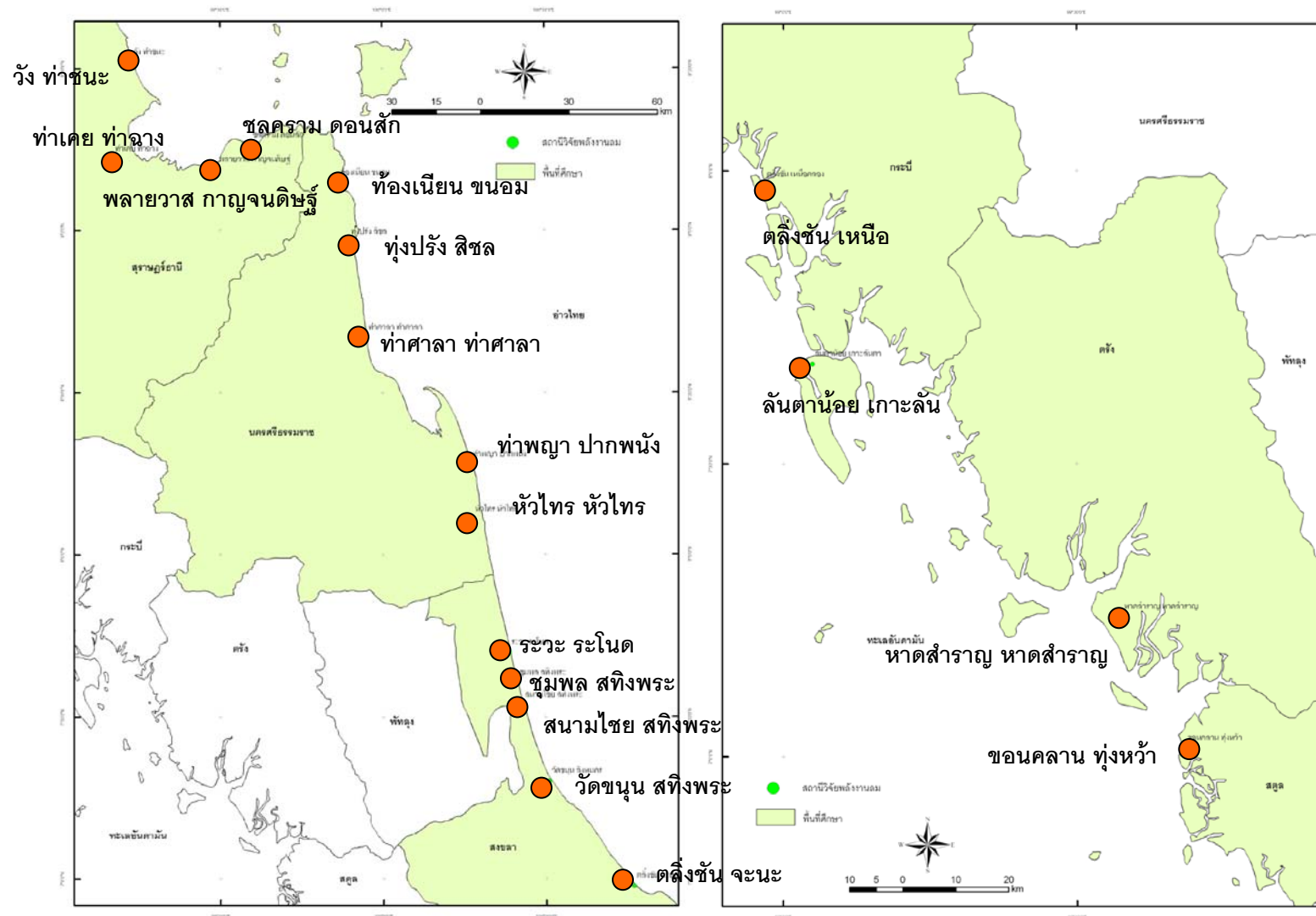
ผลการวิเคราะห์ข้อมูลแสดงให้เห็นถึงความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูงต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 2.3 โดยที่ระดับความสูง 60 เมตร ซึ่งเป็นระดับความสูงของศูนย์กลางส่วนหมุนของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 เมกะวัตต์ มีสถานีวิจัยที่มีศักยภาพของพลังงานลมสูง (> 6 เมตร/วินาที) จำนวน 3 สถานี ได้แก่ ปากพนัง ท่าศาลา และระโนด ส่วนสถานีวิจัยที่มีศักยภาพของพลังงานลมปานกลาง (4-6 เมตร/วินาที) จำนวน 5 สถานี ได้แก่ หัวไทร สทิงพระ 1 สทิงพระ 2 จะนะและสิงหนคร นอกนั้นเป็นสถานีวิจัยที่มีศักยภาพของพลังงานลมต่ำ (< 4 เมตร/วินาที)

ในกรณีของแหล่งลมดีโดยรอบสถานีวิจัยนั้นได้พิจารณาแบ่งออกเป็นแหล่งที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง (> 8 เมตร/วินาที) ปานกลาง (5-8 เมตร/วินาที) และต่ำ (< 5 เมตร/วินาที) ซึ่งพบว่ามีแหล่งที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลม จำนวน 5 สถานี ได้แก่ ขนอม ท่าชนะ ท่าศาลา สิชลและกาญจนดิษฐ์ สำหรับแหล่งที่มีศักยภาพพลังงานลมปานกลางโดยรอบสถานีวิจัยพลังงานลม จำนวน 8 สถานี ได้แก่ ระโนดทุ่งหว้า จะนะ เกาะลันตา สทิงพระ 1 ปากพนัง เหนือคลองและหัวไทร นอกนั้นเป็นแหล่งที่มีศักยภาพพลังงานลมต่ำ

ตารางที่ 2.1 ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับความสูงต่างๆ รายสถานี

ลำดับ ที่	ชื่อสถานี	ความเร็วลมเฉลี่ย (m/s)							
		ณ สถานีวิจัยพลังงานลม				ณ บริเวณแหล่งลมดี			
		45 m	50 m	60 m	67 m	45 m	50 m	60 m	67 m
1	ท่าชนะ	3.5	3.7	3.9	4.3	10.4	10.8	10.9	11.1
2	ท่าฉาง	2.9	3.3	3.6	3.0	4.4	4.7	5.1	5.5
3	กาญจนดิษฐ์	2.7	2.9	3.0	3.9	6.7	6.9	7.4	9.0
4	ดอนสัก	3.0	2.9	3.3	3.5	6.0	6.1	6.3	6.4
5	ขนอม	3.4	3.5	3.7	3.9	10.6	10.9	11.3	11.4
6	สีชล	2.6	2.9	3.4	3.9	7.0	7.4	8.7	9.2
7	ท่าศาลา	5.4	5.6	6.7	7.3	7.7	8.2	9.1	9.7
8	ปากพั่น	5.6	5.9	6.8	7.3	6.1	6.4	7.2	7.8
9	หัวไทร	4.3	4.4	4.7	5.0	6.6	6.7	7.0	7.2
10	ระโนด	5.4	5.7	6.3	6.8	7.4	7.8	8.4	8.8
11	สทิงพระ1	4.5	4.8	5.6	6.1	6.1	6.5	7.4	8.0
12	สทิงพระ2	4.3	4.4	4.7	4.9	6.6	6.7	6.6	6.7
13	สิงหนคร	4.3	4.4	4.5	4.7	6.4	6.4	6.5	6.6
14	จะนะ	4.5	4.7	5.1	5.5	7.9	8.2	8.6	8.7
15	เหนือคลอง	3.1	3.3	3.4	3.5	7.2	7.4	7.5	7.7
16	เกาะลันตา	3.2	3.4	3.8	4.1	7.6	7.9	8.5	8.6
17	หาดสำราญ	2.1	2.5	2.9	3.0	3.6	4.0	4.5	4.7
18	ทุ่งหว้า	4.4	4.4	4.7	4.8	7.9	8.2	8.6	8.7

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



รูปที่ 2.11 แผนที่แสดงพิกัดทางภูมิศาสตร์ของสถานีวิจัยพลังงานลมตามแนวชายฝั่งทะเลอันดามัน จำนวน 18 สถานี

2.2.3 ศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง พ.ศ.2551 โดย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี สนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

โครงการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง ทำการคัดเลือกพื้นที่และติดตั้งสถานีวัดลมสูง 90 เมตร จำนวน 20 สถานี เก็บข้อมูลความเร็วและทิศทางลม ที่ระดับความสูง 10, 40, 65, และ 90 เมตร เป็นเวลา 1 ปี แล้ววิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมด้วยโปรแกรม WindSim ซึ่งใช้เทคนิค CFD (Computational Fluid Dynamic) โดยแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 ส่วนหลัก คือ 1) การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง (Micro-siting) จากข้อมูลของสถานีวัดลมของพพ. สูง 40 เมตร ที่มีอยู่เดิม และ 2) การวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งจากข้อมูลที่วัดได้จากสถานีที่ติดตั้งใหม่ 20 สถานี

จากผลการศึกษาศักยภาพลมในพื้นที่ที่มีสถานีวัดลมเดิม ของ พพ.ทั้ง 5 แห่ง พบว่า พื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีคือพื้นที่บนภูเขาสูง บริเวณสถานีวัดลมบ้านกองเนียม ตำบลเขาค้อ อำเภอเขาค้อ จังหวัดเพชรบูรณ์ มีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดปีประมาณ 5 เมตรต่อวินาที ซึ่งลักษณะการวางตัวของภูเขาอยู่ในแนวทิศเหนือ-ใต้ ทำให้ได้รับอิทธิพลของลมมรสุมทั้งทางด้านทิศตะวันออกเฉียงเหนือและทิศตะวันตกเฉียงใต้ และจากผลการประเมินพลังงานไฟฟ้า พบว่า ณ ตำแหน่งที่มีศักยภาพลมดีนี้ หากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.35 เมกะวัตต์ สูง 80 เมตร จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ถึง 2.15 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี หรือ Capacity Factor 18.2 เปอร์เซ็นต์ และมีต้นทุนพลังงานอยู่ที่ 4.27 บาทต่อหน่วย ซึ่งถือว่ามีความเป็นไปได้สูงในการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในอนาคต ขณะที่พื้นที่อีก 4 แห่ง มีศักยภาพลมค่อนข้างต่ำถึงปานกลาง คือ สถานีวัดลมบ้านดงยาง จังหวัดตาก สถานีวัดลมบ้านคลองหัว สถานีวัดลมบ้านอ่าวขาม จังหวัดตราด และ สถานีวัดลมบ้านอ่าวเคย จังหวัดระนอง

สำหรับสถานีวัดลมที่ติดตั้งใหม่ 20 สถานี จากข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายปี ที่ความสูง 90 เมตร สามารถแบ่งกลุ่มพื้นที่ เป็น 5 กลุ่ม คือ

กลุ่ม A) คือ สถานีที่มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ต่ำกว่า 5.0 เมตรต่อวินาที มีเพียง 2 สถานี คือ สถานีชัยภูมิ เก่ายาดี และ สถานีสมุทรปราการ

กลุ่ม B) คือ สถานีที่มีความเร็วลมเฉลี่ย 4.5 - 5.0 เมตรต่อวินาที มี 3 สถานี คือ สถานีชุมพร สถานีมุกดาหาร และ สถานีชัยภูมิ ท่ามะไฟหวาน

กลุ่ม C) คือ สถานีที่มีความเร็วลมเฉลี่ย 4.0 - 4.5 เมตรต่อวินาที มี 4 สถานี คือ สถานีพังงา สถานีนครศรีธรรมราช สถานีเพชรบูรณ์ และ สถานีกระบี่

กลุ่ม D) คือ สถานีที่มีความเร็วลมเฉลี่ย 3.0 - 4.0 เมตรต่อวินาที มี 9 สถานี คือ สถานีนครราชสีมา สูงเนิน สถานีเพชรบุรี สถานีหนองคาย สถานีสมุทรสงคราม สถานีสงขลา สถานีนครราชสีมา ปากช่อง สถานีสตูล สถานีจันทบุรี และสถานีอุดรธานี

กลุ่ม E) คือ สถานีที่มีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำกว่า 3.0 เมตรต่อวินาที อีก 2 สถานี ที่เหลือ คือ สถานีราชบุรี และ สถานีกาญจนบุรี

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย

จากข้อมูลการกระจายทิศลมเฉลี่ยรายปีพบว่า สถานีวัดลมส่วนใหญ่ ได้รับอิทธิพลของลมจากทิศตะวันออกเฉียงเหนือ และทิศตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งเป็นลมตามฤดูกาลของประเทศไทย แต่มีรายละเอียดแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ ขึ้นกับสภาพภูมิประเทศ และภูมิอากาศประจำถิ่น รวมทั้งสิ่งกีดขวางทางลมบริเวณโดยรอบ นอกจากนี้ ยังพบว่า การกระจายความถี่ทิศทางลมในแต่ละระดับความสูงมีความแตกต่างกัน โดยเฉพาะที่ระดับ 10 เมตรซึ่งได้รับอิทธิพลจากสิ่งกีดขวางโดยรอบสูงกว่าระดับอื่น

การเปรียบเทียบความเร็วลมเฉลี่ยรายปีจากแบบจำลองและผลจากการวัดพบว่า ที่ระดับความสูง 10 เมตร ส่วนใหญ่มีค่าความผิดพลาดสูงมากเกินกว่า 10 เปอร์เซ็นต์ ส่วนที่ระดับความสูง 40, 65, และ 90 เมตร ความผิดพลาดจะค่อนข้างต่ำ ไม่เกิน 10 เปอร์เซ็นต์

จากผลการประเมินการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปี (Annual Energy Production, AEP) พบว่า กังหันลมที่มีกำลังการผลิตมากกว่า มีความสูงโรเตอร์มากกว่าย่อมให้ค่า AEP สูงกว่าเสมอ และ ค่า AEP ของกังหันลมแต่ละรุ่นจะมีค่าแตกต่างกันมากโดยเฉพาะในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง ส่วนพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมต่ำ ค่า AEP จะไม่แตกต่างกันมากนัก

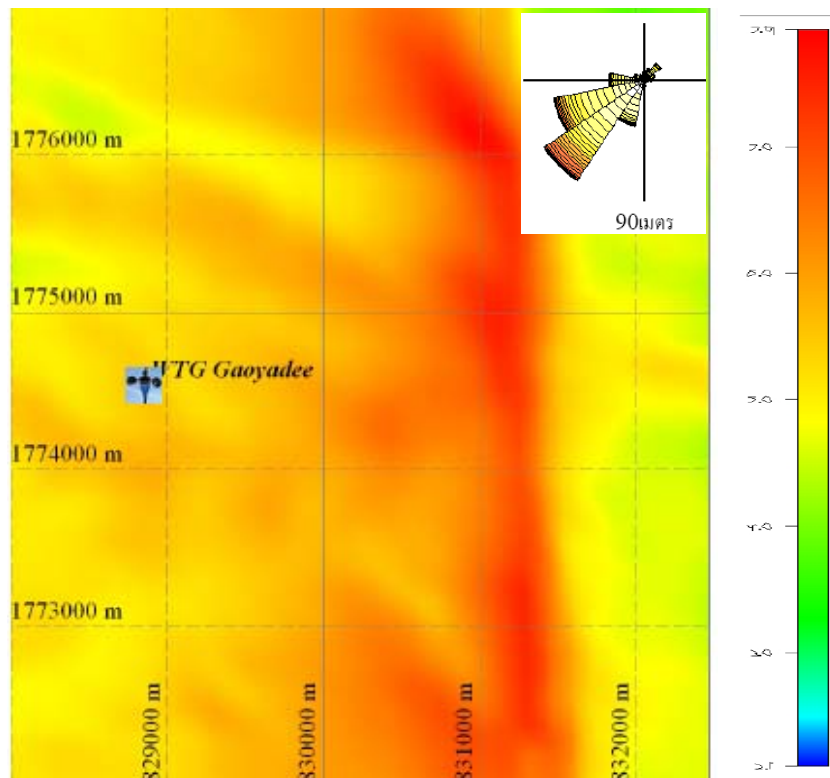
จากข้อมูล AEP สามารถแบ่งพื้นที่เป็น 4 กลุ่ม คือ

- 1) ค่า AEP 1300 – 2000 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ได้แก่ สถานีชัยภูมิเก่ายาดี และสถานีชุมพร
- 2) ค่า AEP 700 – 1400 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ได้แก่ สถานีมุกดาหาร สถานีพังงา สถานีสมุทรปราการ สถานีชัยภูมิท่ามะไฟหวาน สถานีนครศรีธรรมราช และสถานีกระบี่
- 3) ค่า AEP 300 – 800 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ได้แก่ สถานีนครราชสีมาสูงเนิน สถานีเพชรบุรี สถานีเพชรบูรณ์ สถานีหนองคาย สถานีสมุทรสงคราม สถานีสงขลา สถานีนครราชสีมาปากช่อง สถานีสตูล สถานีจันทบุรี และ สถานีอุดรธานี
- 4) ค่า AEP 100 – 400 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ได้แก่ สถานีราชบุรี และสถานีกาญจนบุรี

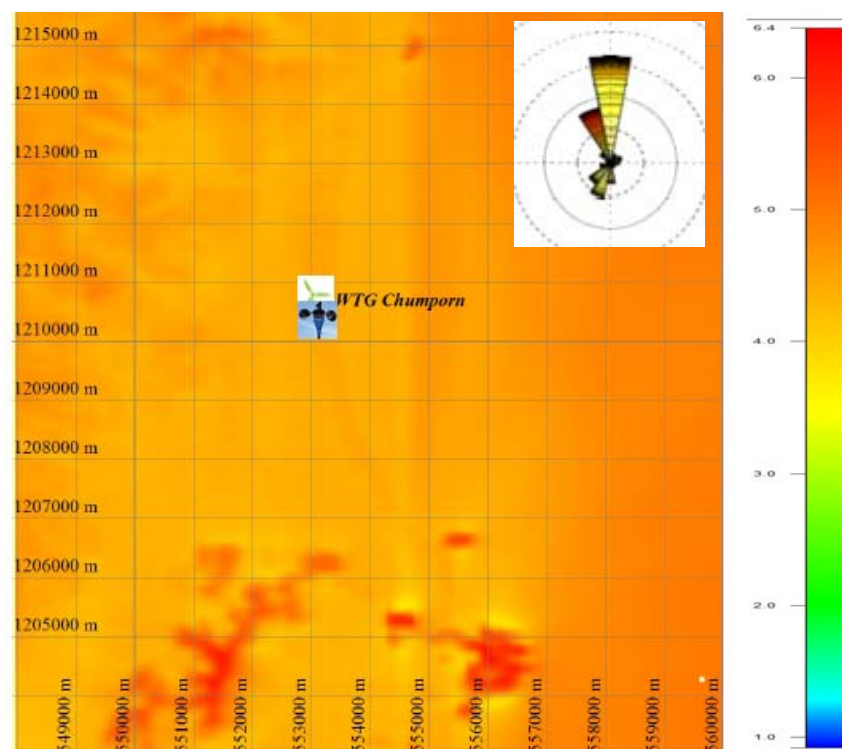
การประเมินความเหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ จะพิจารณาประเด็นที่สำคัญทั้งหมด 8 ประเด็น ได้แก่ ค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายปี จำนวนข้อมูลรายปี ต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (COE) การใช้ประโยชน์พื้นที่ สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง ขนาดพื้นที่ราบโล่ง การเข้าถึงพื้นที่ และผลกระทบต่อชุมชน โดยสามารถแบ่งกลุ่มพื้นที่ตามคะแนนความเหมาะสมจากมากไปน้อย ได้ 4 กลุ่ม ได้แก่ กลุ่มที่ 1) ได้คะแนนเกินกว่า 70 เปอร์เซ็นต์ คือ สถานีชุมพร สถานีมุกดาหาร และสถานีชัยภูมิ เก่ายาดี กลุ่มที่ 2) ได้คะแนน 60 – 70 เปอร์เซ็นต์ คือ สถานีสมุทรปราการ สถานีนครราชสีมาสูงเนิน สถานีพังงา สถานีกระบี่ สถานีหนองคาย สถานีชัยภูมิ ท่ามะไฟหวาน สถานีนครศรีธรรมราช และสถานีเพชรบูรณ์ กลุ่มที่ 3) ได้คะแนน 50 – 60 เปอร์เซ็นต์ คือ สถานีเพชรบุรี สถานีสตูล สถานีราชบุรี และ สถานีนครราชสีมาปากช่อง และ กลุ่มที่ 4) ได้คะแนนต่ำกว่า 50 เปอร์เซ็นต์ คือ สถานีจันทบุรี สถานีอุดรธานี สถานีกาญจนบุรี สถานีสงขลา และสถานีสมุทรสงคราม

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย

จากผลสรุปก่อนหน้านี้จะเห็นว่าพื้นที่ในกลุ่มที่ 1) มีทั้งความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ และมีโอกาสคุ้มทุนค่อนข้างสูง จึงควรถูกพิจารณาเป็นอันดับแรกหากจะมีการลงทุนในอนาคต

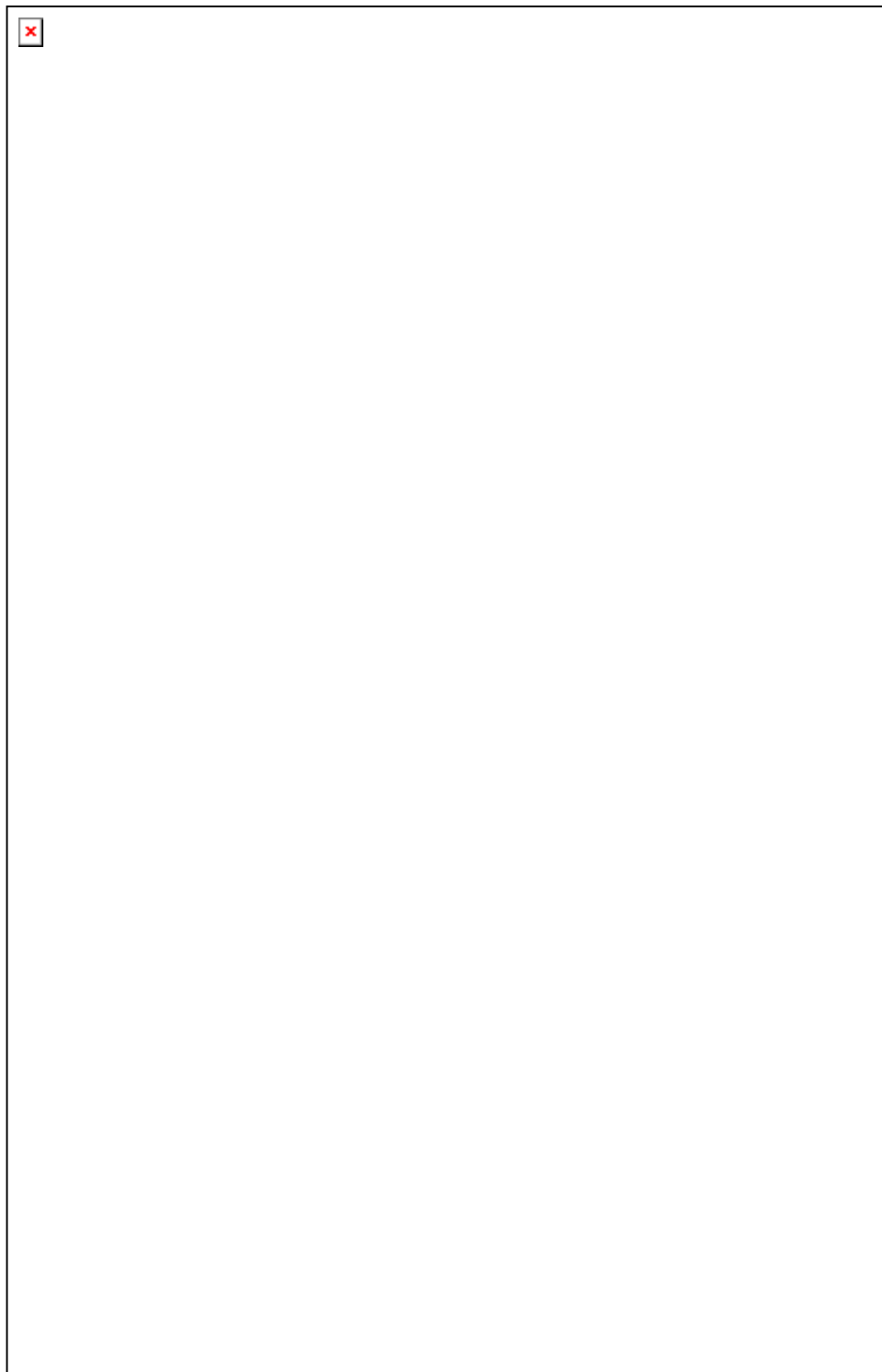


รูปที่ 2.12 ตัวอย่างแผนที่ศักยภาพลมของสถานีเก๋าย่าดี จังหวัดชัยภูมิ (พพ. และ มจร., 2551)



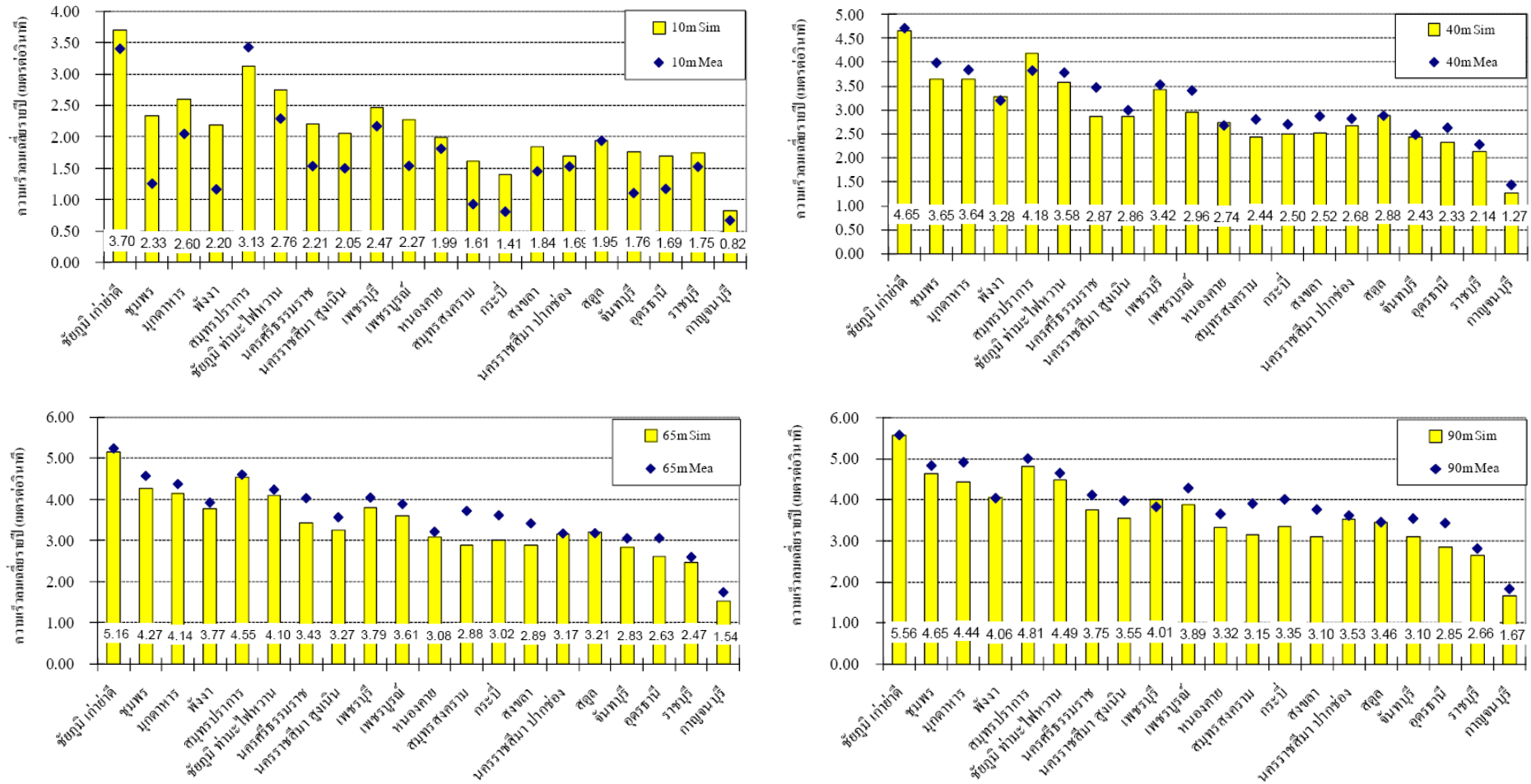
รูปที่ 2.13 ตัวอย่างแผนที่ศักยภาพลมของสถานีปากคลอง จังหวัดชุมพร (พพ. และ มจร., 2551)

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



รูปที่ 2.14 แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งสถานีวัดลมทั้ง 20 แห่ง (พพ. และ มจร., 2551)

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย



รูปที่ 2.15 ความเร็วลมจากแบบจำลอง (Simulation) เปรียบเทียบความเร็วลมจากการวัด (Measurement)

เฉลี่ยต่อปีที่ระดับ 10, 40, 65, 90 เมตร (พพ. และ มจร., 2551)

2.3 วิธีการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง

การศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง (Local Wind Energy Assessment) มีเป้าหมายเพื่อ ทราบข้อมูลความเร็ว กำลัง และทิศทางลม ในเฉพาะบริเวณพื้นที่ที่สนใจ และเพื่อเป็นฐานข้อมูล ในการกำหนดตำแหน่ง และการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลม

วิธีการวิเคราะห์ประเมินศักยภาพพลังงานลม มีทั้งการตรวจวัดจริง และการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ ทำการสร้างแบบจำลองศักยภาพลมในพื้นที่ที่สนใจ โดยใช้ข้อมูลประกอบที่เกี่ยวข้อง เช่น ข้อมูลความเร็วและทิศทางลมจากสถานีวัดลมในบริเวณใกล้เคียง ข้อมูลลักษณะพื้นผิว ความสูง-ต่ำ ของพื้นที่ เป็นต้น ผลการวิเคราะห์ประเมิน จะทำให้ทราบถึง ความเร็ว กำลังและทิศทางของลม ที่ระดับความสูงต่างกัน ในบริเวณพื้นที่ที่สนใจ เพื่อประกอบการพิจารณาการกำหนดตำแหน่งและเลือกใช้กังหันลมที่เหมาะสม และการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม

โปรแกรมที่ใช้สำหรับการสร้างแบบจำลองความเร็วและทิศทางลม ในปัจจุบัน ได้ถูกพัฒนาและนำมาใช้งานอย่างแพร่หลาย ซึ่งสามารถแบ่งได้ 3 ประเภท หลัก คือ 1) Linearized Flow model เช่น โปรแกรม WAsP, AVENU 2) CFD (Computational Fluid Dynamics) model เช่นโปรแกรม WindSim, 3DWind, MeteodynWT และ 3) Atmospheric numerical model เช่น โปรแกรม RAMs, MASS, MM5, KAMM เป็นต้น แบบจำลองแต่ละประเภท มีข้อดีข้อเสียแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับ ลักษณะพื้นที่ และเงื่อนไขข้อจำกัดของผู้ใช้งาน ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

(1) Linearized Flow model

ข้อดี : มีตัวแปรน้อย ไม่ซับซ้อน เป็นที่รู้จักกว้างขวาง ใช้เวลาในการคำนวณน้อย ใช้ทรัพยากรคอมพิวเตอร์ในการคำนวณน้อย เหมาะสำหรับ พื้นที่ที่มีลักษณะพื้นที่ผิวราบเรียบ ไม่ซับซ้อน เช่นทุ่งหญ้าโล่งกว้าง ทะเล ที่ราบลุ่ม เป็นต้น

ข้อเสีย : ไม่เหมาะสมสำหรับลักษณะพื้นที่ที่ซับซ้อน มีความสูงต่ำไม่สม่ำเสมอ เช่นภูเขาสูง หุบเขา เนินเขาสูงสลับที่ราบ หรือ มีสิ่งกีดขวาง ในบริเวณพื้นที่ เป็นต้น

(2) CFD (Computational Fluid Dynamics) model

ข้อดี : มีความถูกต้องแม่นยำ มากกว่าแบบ Linearized Flow model เหมาะสำหรับลักษณะพื้นที่ที่ซับซ้อน หรือมีความสูงต่ำไม่สม่ำเสมอ สามารถจำลองลักษณะลมได้ใกล้เคียงความเป็นจริงมากกว่า แบบ Linearized Flow model

ข้อเสีย : ใช้เวลาในการคำนวณมาก ใช้ทรัพยากรคอมพิวเตอร์สำหรับการคำนวณมาก มีตัวแปรมาก และซับซ้อน

(3) Atmospheric model

ข้อดี : มีความถูกต้องแม่นยำสูง เหมาะสำหรับลักษณะพื้นที่ทั้งที่ราบเรียบ และซับซ้อนเป็นพิเศษ สามารถจำลองลักษณะลมได้ใกล้เคียงความเป็นจริงมาก เป็นที่ยอมรับในทางวิชาการสำหรับความถูกต้องแม่นยำ

ข้อเสีย : ใช้เวลาในการคำนวณมาก ใช้ทรัพยากรคอมพิวเตอร์สำหรับการคำนวณมาก มีตัวแปรมากกว่า และซับซ้อนกว่าทั้ง Linearized Flow model และ CFD based model อีกทั้งมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานมากกว่า และสำหรับหลายๆประเทศ ยังมีผู้เชี่ยวชาญการใช้งานน้อยมาก

Atmospheric model นิยมใช้สำหรับการจำลองบรรยากาศสเกลปานกลาง (Atmospheric mesoscale modeling) ซึ่งมีความละเอียดของแบบจำลองตั้งแต่ 1 ตารางเมตรกิโลเมตรขึ้นไป ทำให้ไม่สามารถแสดงผลของปรากฏการณ์ที่มีขนาดเล็กกว่าระยะห่างระหว่างจุดพิกัด (Sub-Grid-Scale Effects) อันเกิดจากอิทธิพลความสูงของภูเขา และหุบเขา ได้ดีนัก และเนื่องจากการใช้ทรัพยากรคอมพิวเตอร์มาก Atmospheric numerical model จึงไม่นิยมใช้สำหรับการประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งซึ่งต้องการความละเอียดสูง (10x10 – 100x100 ตารางเมตร)

สำหรับ Linearized Flow model แม้จะมีโปรแกรมที่มีความน่าเชื่อถือ มีความเหมาะสมด้านราคา และเวลาในการคำนวณ และมีผู้ใช้ทั่วโลก เช่น WAsP แต่ไม่เหมาะสำหรับใช้ในโครงการนี้ เนื่องจากพื้นที่โครงการ บริเวณตำบลเขาค้อ มีลักษณะภูมิประเทศที่สลับซับซ้อน ทำให้ผลการประเมินมีความผิดพลาดสูง

ดังนั้น CFD model จึงเป็นทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด เนื่องจากสามารถใช้ได้ดีกับพื้นที่ที่มีลักษณะภูมิประเทศที่สลับซับซ้อน อีกทั้งการใช้ทรัพยากรคอมพิวเตอร์ไม่สูงจนเกินไป แต่ทั้งนี้ โปรแกรมด้าน CFD ในปัจจุบันมีหลากหลาย ทั้งระดับงานวิจัยและระดับงานการค้า ซึ่งจำเป็นต้องพิจารณาคัดเลือกให้เหมาะสมกับการใช้งานและวัตถุประสงค์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี โดยกลุ่มวิจัยพลังงานสะอาด ได้ริเริ่มการนำโปรแกรมด้าน CFD มาใช้สำหรับการประเมินศักยภาพพลังงานเฉพาะแหล่ง สำหรับโครงการของรัฐบาล เป็นแห่งแรกของประเทศไทย และจากการสำรวจพบว่า โปรแกรม WindSim เป็นโปรแกรมที่น่าเชื่อถือ มีผลงานวิชาการรองรับจำนวนมาก และมีผู้ใช้กระจายอยู่ทั่วโลก มีข้อมูลด้านวิชาการ ที่แสดงถึงประสิทธิภาพความถูกต้องแม่นยำของผลการคำนวณ เป็นที่ยอมรับ [www.windsim.com]

โปรแกรม WindSim ใช้กฎการอนุรักษ์มวล โมเมนตัม (Conservation of Mass, Momentum) รวมถึงจลศาสตร์ของพลังงาน (Kinetic Energy) เป็นหลัก และสามารถวิเคราะห์ตัวแปรต่างๆ ที่จำเป็นต่อการประเมินศักยภาพพลังงานลม อย่างครบถ้วน เช่น ค่าความเร็วลมเฉลี่ยทั้งในแนวแกนตั้งและแนวนอน, Weibull parameters, Annual Energy Production, Wind shear exponent, turbulence kinetic energy, turbulence dissipation rate และ turbulence intensity เป็นต้น [www.windsim.com] แต่ทั้งนี้

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย

ความถูกต้องแม่นยำของผลการวิเคราะห์ย่อมต้องขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่นๆด้วย เช่น ความถูกต้องของข้อมูลป้อนเข้า ได้แก่ ข้อมูลลมตรวจวัดจริง ข้อมูลความขรุขระและระดับความสูงพื้นผิว เป็นต้น และการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์นี้ จำเป็นต้องดำเนินการโดยผู้เชี่ยวชาญที่มีประสบการณ์ด้านสภาวะบรรยากาศพื้นผิวโลก เนื่องจากการกำหนดค่าตัวแปรต่างๆ และการเลือกใช้วิธีการคำนวณ ย่อมต้องเหมาะสมใกล้เคียงกับสภาพความเป็นจริง ซึ่งส่งผลให้ผลการวิเคราะห์มีความถูกต้องน่าเชื่อถือ

จากรายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง ซึ่งจัดทำโดยมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี และสนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน [2] ผลจากการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลวัดจริง และผลการคำนวณโดยใช้แบบจำลอง WindSim ณ ตำแหน่งเดียวกันกับสถานีวัด ทั้งหมด 20 แห่ง ที่ความสูง 90 เมตร พบว่า ข้อมูลจากแบบจำลองส่วนใหญ่ (14 สถานีวัด) ค่อนข้างต่ำกว่าค่าจากการวัดจริงเล็กน้อย โดยผิดพลาดไม่เกิน 10 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งเป็นค่าที่ถือว่าน่าเชื่อถือได้ในระดับหนึ่ง นอกจากนี้ จากผลการศึกษาของ อาปีติน [3] ซึ่งทำการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลจากการวัดจริงของ 2 สถานีวัด ที่จังหวัดชัยภูมิ ซึ่งอยู่ห่างกันประมาณ 10 กิโลเมตรและเป็นพื้นที่ภูเขาสลับกับที่ราบ กับข้อมูลจากการคำนวณโดยใช้ WindSim โดยวิธีการ Cross check พบว่าค่าความผิดพลาดไม่เกิน 10 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งแสดงให้เห็นว่า แบบจำลอง WindSim ซึ่งใช้เทคนิค CFD มีความถูกต้องน่าเชื่อถือเพียงพอ

ทั้งนี้ ข้อมูลลมตรวจวัดจริง ควรเก็บอย่างต่อเนื่องอย่างน้อย 1 ปี และควรมีข้อมูลความเร็วลมและทิศทางลม อย่างน้อยที่ความสูง 3 ระดับ คือ ที่ระดับปลายใบพัดด้านล่าง ปลายใบพัดด้านบน และที่ระดับ hub height ยกตัวอย่างเช่น กังหันลมขนาด 1.5 – 3 MW ควรตรวจวัดที่ระดับ 40, 70, และ 100 เมตร เป็นต้น และควรเก็บบันทึกค่าเฉลี่ย ค่าสูงสุด ค่าต่ำสุด และค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน ของความเร็วลม ทิศทางลม อุณหภูมิ ความชื้น และความดันบรรยากาศ อย่างน้อยทุกๆ 10 นาที โดยการติดตั้งเครื่องมือวัดควรเป็นไปตามมาตรฐานสากล เช่น มาตรฐาน IEC 61400-12-1 [1] ข้อมูลลมตรวจวัดจริงก่อนนำไปใช้โดยโปรแกรม WindSim จำเป็นต้องแปลงให้อยู่ในรูปแบบการกระจายความถี่ของลม ตามที่โปรแกรม WindSim กำหนด

ความขรุขระพื้นผิว (Roughness) ขึ้นอยู่กับสิ่งปกคลุมดิน เช่น เนื้อพื้นน้ำค่าความขรุขระพื้นผิว จะน้อยกว่าเนื้อผืนป่า ซึ่งส่งผลให้ความเร็วลมเหนือพื้นน้ำมากกว่าความเร็วลมเหนือผืนป่า ที่ระดับความสูงเดียวกัน โดยสามารถหาได้ทั้งจากการวัดค่าและวิเคราะห์โดยตรง และจากการเทียบตารางมาตรฐาน ซึ่งได้จากการทดลองและเก็บรวบรวมค่าทางสถิติ มากำหนดเป็นตารางเทียบค่าขรุขระพื้นผิวกับสิ่งปกคลุมดิน ซึ่งส่วนใหญ่นิยมใช้วิธีเทียบตารางมาตรฐาน โดยการแปลงค่าจากภาพถ่ายดาวเทียมหรือภาพถ่ายทางอากาศ (มีหน่วยงานอื่นทำไว้แล้วแต่ข้อมูลจะไม่ละเอียดเพียงพอ ที่ 1x1 km² และไม่เป็นปัจจุบัน ข้อมูลที่มีทั่วไปชุดล่าสุดปี ค.ศ. 2000) เป็นค่าตัวแทนสิ่งปกคลุมดินแล้วจึงเทียบค่าความขรุขระพื้นผิวจากตารางมาตรฐาน หรือโดยการสำรวจสิ่งปกคลุมดินแล้วแปลงเป็นค่าความขรุขระจากการเทียบตารางมาตรฐาน ซึ่งอาจเพิ่มความยุ่งยากและค่าใช้จ่าย แต่ได้ค่าที่ถูกต้องแม่นยำกว่า และมีความละเอียดสูงกว่า

บทที่ 2 ทบทวนการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย

ค่าระดับความสูงพื้นผิว (Elevation) มีอิทธิพลโดยตรงต่อค่าความเร็วลม สำหรับชั้นบรรยากาศพื้นผิวที่ระดับความสูงมากขึ้นความเร็วลมย่อมเพิ่มขึ้น แต่อัตราการเพิ่มอาจแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับสภาวะบรรยากาศ ความขรุขระพื้นผิว และแหล่งพลังงานลมหลัก เป็นต้น ค่าระดับความสูงพื้นผิวที่เหมาะสมสำหรับการประเมินศักยภาพลมเฉพาะแหล่งควรมีความละเอียดสูง (10×10 – 100×100 ตารางเมตร) ซึ่งสามารถครอบคลุมเนินเขาและร่องเขาที่สลับซับซ้อน และสามารถหาได้ทั้งจากการแปลงข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียม และการวัดสำรวจพื้นที่ ข้อมูลที่แปลงเป็นค่าระดับความสูงแล้ว สามารถหาได้ภายในประเทศโดยมีความละเอียดสูงสุดเพียง 30×30 ตารางเมตร โดยกรมแผนที่ทหาร [www.rtd.go.th] ส่วนต่างประเทศมีข้อมูลละเอียดที่สุด 20×20 ตารางเมตร [www.mapmart.com] แต่มีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่า ส่วนการวัดสำรวจพื้นที่ จะได้ค่าที่ละเอียดถูกต้องกว่า แต่ใช้เวลาและค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น

นอกจากนี้ WindSim ยังสามารถวิเคราะห์ Wake effect จากกังหันลมแต่ละตัว โดยใช้วิธีการพื้นฐานแบบ Analytical methods ซึ่งใช้ทรัพยากรและเวลาไม่มากในการคำนวณ เหมาะสำหรับการออกแบบฟาร์มกังหันลมที่มีขนาดเล็ก จำนวนกังหันลมไม่มาก และมีพื้นที่กว้างเพียงพอ

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

การดำเนินงานศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร สามารถแบ่งขั้นตอนการดำเนินงานได้ 4 ขั้นตอนหลัก คือ 1) การศึกษา ออกแบบ ข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคการจัดทำโครงสร้างเสาวัดลม อุปกรณ์วัดพร้อมการติดตั้ง 2) การศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า 3) การวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าระดับเมกะวัตต์ 4) การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น กล่าวคือ

การศึกษา ออกแบบ ข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคการจัดทำโครงสร้างเสาวัดลม อุปกรณ์วัดพร้อมการติดตั้ง ประกอบด้วยขั้นตอน 1) การออกแบบและจัดทำข้อกำหนดรายละเอียดโครงสร้างเสาวัดลม 2) การออกแบบและจัดทำข้อกำหนดรายละเอียดการติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูล 3) การก่อสร้างและติดตั้งโครงสร้างเสาวัดลม 4) การติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูล รวมทั้งอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ 5) การดูแล บำรุงรักษาสถานีประเมินศักยภาพลม

การศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจะประกอบด้วยขั้นตอน 1) การศึกษาและรวบรวมข้อมูลเพื่อการวิเคราะห์ด้านศักยภาพพลังงานลม 2) การจัดหาโปรแกรมสำหรับวิเคราะห์ศักยภาพลม 3) การกำหนดเกณฑ์การคัดเลือกและการพิจารณาคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลม ไม่น้อยกว่า 4 แห่ง 4) การวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติของลมเบื้องต้น 5) การประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง 6) การวิเคราะห์เปรียบเทียบเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับ ประเทศไทย 7) การวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม

การวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าระดับเมกะวัตต์ ประกอบด้วยขั้นตอน 1) การประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม 2) การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน 3) การวิเคราะห์ประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น จะประกอบด้วยขั้นตอน 1) การประเมินผลกระทบทางเสียง 2) การประเมินผลกระทบจากเงากระพริบของกังหันลม 3) การประเมินทัศนคติและความรู้ ความเข้าใจของประชาชนในพื้นที่ เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

3.1 การออกแบบ จัดทำข้อกำหนดการก่อสร้าง และการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

การศึกษา ออกแบบ จัดทำรายละเอียดข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการว่าจ้างจัดทำโครงสร้างเสาวัดลมพร้อมติดตั้ง และข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการจัดซื้อและติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูลพร้อมอุปกรณ์ประกอบ เพื่อการจัดซื้อและการว่าจ้างของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พร้อมทั้งตรวจสอบความถูกต้องของอุปกรณ์และการติดตั้งให้เป็นไปตามข้อกำหนด โดยแบ่งเป็นข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการว่าจ้างจัดทำโครงสร้างเสาวัดลมพร้อมติดตั้ง 1 ชุด และข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการจัดซื้อและติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูลพร้อมอุปกรณ์ประกอบ 1 ชุด

การจัดทำข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิคสำหรับการว่าจ้างจัดทำโครงสร้างเสาวัดลม ตามมาตรฐานเสาวัดลม ประกอบด้วย เสาวัดลม เป็นชนิดโครงเหล็กสามเหลี่ยม ขนาดไม่ต่ำกว่า 20 นิ้ว (50 เซนติเมตร) สูงไม่น้อยกว่า 120 เมตร ชนิดมีสายสเตย์ยึดโยงทั้งสามด้าน เพื่อใช้ติดตั้งอุปกรณ์วัดทิศทางและความเร็วลมตามมาตรฐาน EIA-Standard 222-F โครงสร้างเสาวัดลมได้รับการออกแบบ โดยใช้มาตรฐาน EIA-RS-222-F และมาตรฐาน AISC ได้รับรองแบบโดยวิศวกรโยธาที่มีใบประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม

การจัดทำข้อกำหนดรายละเอียดด้านเทคนิค สำหรับการจัดซื้อและติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูลพร้อมอุปกรณ์ประกอบ มีอุปกรณ์หลัก คือ เครื่องบันทึกข้อมูล (Data logger) เครื่องวัดความเร็วลม (Anemometer) เครื่องวัดทิศทางลม (Wind vane) และเครื่องวัดอุณหภูมิอากาศ โดยมีเอกสารรับรองจากผู้ผลิต และมีรายงานผลการทดสอบจากผู้ผลิตก่อนการติดตั้ง การส่งสัญญาณจากเครื่องวัดไปยังเครื่องบันทึกให้ผ่านสายเคเบิล มีแหล่งพลังงานหลักเพื่อให้เครื่องวัดและเครื่องบันทึกข้อมูลพร้อมอุปกรณ์ประกอบทั้งระบบสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 60 วัน

3.1.1 การออกแบบและจัดทำข้อกำหนดรายละเอียดโครงสร้างเสาวัดลม

โครงสร้างเสาวัดลมได้ถูกออกแบบตามหลักทางวิศวกรรม และรับรองแบบเชิงวิศวกรรมโดยผู้มีประสบการณ์และคุณสมบัติตรงตามข้อกำหนด ซึ่งคำนึงถึงความแข็งแรงของโครงสร้างเสาและปลอดภัยของโครงสร้างเป็นหลักซึ่งต้องทนทานต่อสภาพแวดล้อมและภูมิอากาศของประเทศไทย โดยเฉพาะช่วงมรสุม รวมทั้งคำนึงถึงความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานบนเสาสูง อุปกรณ์ที่ต้องติดตั้งบนเสาและความปลอดภัยทางอากาศยาน สามารถป้องกันความเสียหายจากธรรมชาติ เช่น ฟ้าผ่าและการกัดกร่อนได้ โดยมีระบบป้องกันฟ้าผ่า(Lightning arrestor) และใช้วัสดุที่แข็งแรง ป้องกันสนิมและการกัดกร่อนได้ดี

3.1.2 การออกแบบและจัดทำข้อกำหนดรายละเอียดการติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูล

การออกแบบและจัดทำข้อกำหนดฯได้คำนึงถึงทั้งคุณภาพและความน่าเชื่อถือของเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูล เพื่อให้ได้ข้อมูลการวัดที่ถูกต้องแม่นยำและได้อุปกรณ์ที่มีคุณภาพและเหมาะสมกับการใช้งาน ซึ่งต้องเป็นที่ยอมรับทั่วโลกและมีการรับรองคุณภาพสินค้าจากผู้ผลิต รวมทั้งมีการรับประกันและสำรองอะไหล่เพื่อให้แน่ใจได้ว่าจะสามารถเก็บข้อมูลได้อย่างต่อเนื่อง

ระบบตรวจวัดลมและบันทึกข้อมูลลม มีวัตถุประสงค์เพื่อให้มีข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตกระแสไฟฟ้าเฉพาะแห่ง โดยปกติการตรวจวัดลมควรมีระยะเวลาอย่างน้อย 1 ปี เพื่อให้ทราบการผันแปรรายวันและรายฤดูตลอดทั้งปี แต่เนื่องจากข้อจำกัดเรื่องระยะเวลาของโครงการนี้การตรวจวัดลมจึงมีระยะเวลาไม่ถึง 1 ปี แต่สามารถใช้ข้อมูลลมที่มีการตรวจวัดอยู่ก่อนแล้วมาช่วยในการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลมได้

ในการตรวจวัดลมจะต้องมีความต่อเนื่องของข้อมูล หากมีการขาดช่วงของข้อมูลระยะเวลาที่ไม่มีข้อมูลไม่ควรต่อเนื่องกันมากกว่า 1 สัปดาห์ และช่วงเวลาทั้งหมดที่ไม่มีข้อมูลไม่ควรเกินร้อยละ 10 ของระยะเวลาที่ทำการตรวจวัด

อุปกรณ์ตรวจวัดที่จำเป็นเพื่อประเมินศักยภาพพลังงานลม ได้แก่ เครื่องวัดความเร็วลม เครื่องวัดทิศทางลม เครื่องวัดอุณหภูมิอากาศ และเครื่องบันทึกข้อมูล

3.1.2.1 เครื่องวัดความเร็วลม

เครื่องวัดความเร็วลม (Anemometer) มีหลายแบบ เช่น แบบลูกถ้วย (Cup) แบบใบพัด (Propeller) แบบท่อความดัน (Pitot tube) แบบคลื่นเสียง (Sonic) แบบแผ่นร้อน (Hot disk) และแบบลวดร้อน (Hot wire)

(1) เครื่องวัดความเร็วลมแบบลูกถ้วยเป็นที่นิยมใช้อย่างแพร่หลาย เพราะมีความถูกต้อง ทนทาน และราคาไม่แพง เครื่องวัดความเร็วลมแบบลูกถ้วยประกอบด้วย 2 ส่วน คือส่วนที่เป็นการหมุนและส่วนที่สร้างสัญญาณ (Signal generator) ส่วนที่เป็นการหมุนประกอบด้วยลูกถ้วย 3 ลูก เชื่อมต่อกับแกนหมุนซึ่งอยู่ในแนวตั้ง โดยทั่วไปอัตราการหมุนของลูกถ้วยจะเป็นสัดส่วนแบบเชิงเส้นกับความเร็วลม ในส่วนสร้างสัญญาณอาจเป็นไฟฟ้ากระแสตรงหรือกระแสสลับ Optical และ Magnetic pulse หรือเครื่องนับจำนวนรอบ

(2) เครื่องวัดความเร็วลมแบบใบพัด ประกอบด้วย ใบพัดซึ่งมีแกนหมุนอยู่ในแนวราบ อัตราเร็วในการหมุนของใบพัดจะเป็นสัดส่วนแบบเชิงเส้นกับความเร็วลมเช่นเดียวกับเครื่องวัดลมแบบลูกถ้วย ส่วนสร้างสัญญาณมีได้หลายชนิดเช่นเดียวกับแบบลูกถ้วยเพราะใช้การหมุนเช่นเดียวกัน

(3) เครื่องวัดความเร็วลมแบบท่อความดัน ทำงานโดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมกับความดันภายในท่อขนาดเล็กที่หันไปทางทิศลม ความเร็วลมสูงจะทำให้ความดันในท่อจะมีค่ามาก และความเร็วลมต่ำจะทำให้ความดันในท่อมีน้อย เครื่องวัดความเร็วลมแบบนี้ไม่เป็นที่นิยม เนื่องจาก

ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมและความดันในท่อมักจะไม่เป็นเชิงเส้น ทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนได้ง่าย

(4) เครื่องวัดความเร็วลมแบบคลื่นเสียง วัดระยะเวลาที่คลื่นเสียงความถี่สูงใช้ในการเคลื่อนที่เป็นระยะทางตามที่ได้กำหนดไว้ ความเร็วของคลื่นเสียงจะขึ้นอยู่กับความเร็วลม เครื่องวัดลมแบบนี้ไม่เป็นที่นิยมใช้ในภาคสนาม เพราะมีความคลาดเคลื่อนในการวัดมากในช่วงเวลาฝนตก

(5) เครื่องวัดความเร็วลมแบบแผ่นร้อน วัดค่าความแตกต่างของอุณหภูมิบนแผงวงจรขนาดเล็กให้ความถูกต้องดี แต่ยังไม่มีรายงานการใช้งานจริงมากพอที่จะประเมินประสิทธิภาพได้

(6) เครื่องวัดความเร็วลมแบบลวดร้อน วัดอัตราการเย็นตัวของลวดที่ได้รับความร้อน การวัดยังเชื่อถือไม่ค่อยได้เนื่องจากความถูกต้องขึ้นอยู่กับความชื้นและฝุ่นละอองในบรรยากาศ

ในการวัดความเร็วลมเพื่อประเมินศักยภาพพลังงานลมนั้น นิยมใช้เครื่องวัดความเร็วลมแบบลูกถ้วยที่มีน้ำหนักเบา เพราะสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมได้ดี

ความเร็วลมเป็นสิ่งสำคัญที่สุดในการประเมินศักยภาพลม เพราะพลังงานลมเป็นสัดส่วนกับความเร็วลม การวัดความเร็วลมควรกระทำมากกว่า 1 ระดับความสูง เพื่อให้ทราบการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมตามความสูง (speed shear) และเพื่อประโยชน์ในการคำนวณการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยกังหันลมที่ระดับความสูงต่าง ๆ กัน อีกทั้งยังเป็นการบรรเทาปัญหาในกรณีที่เครื่องวัดความเร็วลมขัดข้องด้วย

การวัดความเร็วลมของโครงการนี้ จะวัดที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร โดยมีเหตุผลดังนี้

40 เมตร เป็นระดับความสูงของสถานีตรวจวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และเป็นระดับความสูงเริ่มต้นของกังหันลม (hub) ขนาดไม่น้อยกว่า 500 กิโลวัตต์ (Louise Guey-Lee, 2002)

65 เมตร เป็นระดับความสูงของสถานีตรวจวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และเป็นระดับความสูงเริ่มต้นของกังหันลม (hub) ขนาดไม่น้อยกว่า 500 กิโลวัตต์ (Louise Guey-Lee, 2002)

90 เมตร เป็นระดับความสูงโดยประมาณของกังหันลม (hub) ขนาดเมกะวัตต์ ซึ่งโดยทั่วไปอยู่ระหว่าง 50 – 80 เมตร

120 เมตร ระดับความสูงของเสาวัดลมในโครงการนี้

3.1.2.2 เครื่องวัดทิศทางลม

เครื่องวัดทิศทางลมที่นิยมใช้คือสครลมแบบทางเดียว ทางเดียวจะทำให้สครลมชี้ไปในทิศที่ลมพัดมา ส่วนสร้างสัญญาณของสครลมอาจเป็น Potentiometer, Alternating and direct current synchros, Digital angle-encoder disks, Direct reading dials และ Rotary switches.

สำหรับเครื่องวัดทิศทางลมที่ใช้หลักการของคลื่นเสียง แผ่นร้อน และลวดร้อน นั้น มีข้อจำกัดเช่นเดียวกับเครื่องวัดความเร็วลมที่ใช้หลักการเหล่านี้

การวัดทิศทางลมจะใช้ในการหาทิศทางของลมประจำถิ่น (Prevailing wind) ควรทำการตรวจวัดมากกว่า 1 ระดับความสูง เพื่อให้ทราบการเปลี่ยนทิศทางลมตามความสูง (Direction shear) นอกจากนี้ ความถี่ของทิศทางลม (Direction frequency) ยังเป็นสิ่งที่สำคัญในการกำหนดตำแหน่งของกังหันลมให้สอดคล้องกับลักษณะภูมิประเทศและทิศทางลม

โครงการนี้จะวัดทิศทางลมที่ระดับ 40, 65, 90 และ 120 เมตร โดยมีเหตุผลเช่นเดียวกับการวัดความเร็วลม

3.1.2.3 เครื่องวัดอุณหภูมิอากาศ

การเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิอากาศจะทำให้ความหนาแน่นของอากาศเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย และโดยที่ความหนาแน่นของอากาศมีผลต่อพลังงานที่ได้จากลม ดังนั้นการตรวจวัดอุณหภูมิอากาศจึงเป็นสิ่งจำเป็นในการประเมินศักยภาพพลังงานลม เครื่องวัดอุณหภูมิอากาศซึ่งนิยมใช้สำหรับการประเมินศักยภาพพลังงานลม เป็นชนิดที่ใช้หลักการความต้านทานของวัตถุเปลี่ยนแปลงตามอุณหภูมิ เครื่องวัดอุณหภูมิต้องอยู่ในเรือนกันแดด (Radiation shield) เพื่อไม่ให้ถูกแสงแดดซึ่งจะทำให้ค่าอุณหภูมิที่อ่านได้ไม่ใช่ของอุณหภูมิอากาศ

การวัดอุณหภูมิอากาศมักจะวัดที่ระดับความสูงระหว่าง 2 – 3 เมตร เพียงระดับเดียวทั้งนี้เนื่องจากค่าเฉลี่ยของอัตราการลดลงของอุณหภูมิตามความสูงที่เพิ่มขึ้นมีค่าประมาณ 0.1 องศาเซลเซียสต่อ 100 เมตร เท่านั้น

3.1.2.4 เครื่องบันทึกข้อมูล (data logger)

เครื่องบันทึกข้อมูลทำหน้าที่บันทึกและประมวลผลข้อมูลเบื้องต้น เครื่องบันทึกข้อมูลต้องทำงานได้ดีกับเครื่องวัด โดยบันทึกและประมวลผลข้อมูลจากเครื่องวัดได้พร้อม ๆ กันหลายเครื่อง เครื่องบันทึกข้อมูลต้องทนทานต่อสภาพอากาศ และทำงานได้เป็นเวลานานโดยไม่ต้องใช้แหล่งพลังงานภายนอก

เครื่องบันทึกข้อมูลต้องสามารถชักตัวอย่าง (Sampling) จากเครื่องวัดได้ทุก ๆ 10 วินาทีหรือน้อยกว่า และบันทึกวิเคราะห์ ค่าเฉลี่ย ค่าสูงสุด ค่าต่ำสุด ได้ทุก ๆ 1, 10, และ 60 นาที หรือดีกว่า การบันทึกวิเคราะห์ทุก ๆ 1 นาทีเป็นสิ่งจำเป็นสำหรับการวิเคราะห์ลมกระโชก (Gust) ส่วนช่วง 10 และ 60 นาที เป็นช่วงเวลาที่บันทึกวิเคราะห์ที่ใช้กันอยู่โดยทั่วไป

3.1.3 การก่อสร้างและติดตั้งโครงสร้างเสาวัดลม

การติดตั้งเสาวัดลมให้เป็นตามข้อกำหนดทางเทคนิคและให้ถูกต้องตามหลักวิชาการ มาตรฐานและกฎหมาย มีความมั่นคงปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สิน โดยมีหลักฐานเอกสาร เพื่อควบคุมการดำเนินงานให้มีคุณภาพ สามารถตรวจสอบความถูกต้องการดำเนินงานย้อนหลังได้

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินการ

- การดำเนินงานโครงสร้างเสา ประกอบด้วย
 - งานดิน รวมถึงการขุดดินเพื่อทำฐานราก
 - งานฐานราก รวมถึงฐานรากที่ต้องใช้เสาเข็ม
 - งานเสาเข็มตอก
 - มาตรฐานงานคอนกรีตและคอนกรีตเสริมเหล็ก
 - มาตรฐานงานเหล็กเสริมคอนกรีต
 - มาตรฐานงานเหล็กรูปพรรณ
- การดำเนินงานก่อสร้างเสาวัดลมความสูง 120 เมตร ประกอบด้วย
 - โครงสร้างเสาวัดลม
 - สายสแตย์ยึดเสาวัดลมและสมอบก
 - ระบบไฟสัญญาณเตือนการบินและระบบล่อฟ้า
 - สายสลิงสำหรับเพิ่มความปลอดภัยการปีนเสา

รายละเอียดในการก่อสร้าง และติดตั้งเสาวัดลมในแต่ละพื้นที่

- | | | |
|--------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| ● การวางผัง | ● ปรับพื้นที่, ขุดดิน | ● ลงทรายบดอัดแน่น, เท Lean |
| ● วางเหล็ก Footing | ● เข้าแบบ | ● คอนกรีต Footing |
| ● ผูกเหล็กเสา เข้าแบบ Set Bolt | ● เทคอนกรีต | ● งาน Black Fill |
| ● รองานปูน | ● งาน Tower 90 เมตร | ● Guy Wire |
| ● Tension Alignment | ● ทาสี | ● งานติดตั้งอุปกรณ์วัดลม |
| ● Ground | ● งานรั้ว วางเหล็ก เข้าแบบ | ● คอนกรีต |
| ● งานเชื่อม ประกอบรั้ว | ● ติดตั้งรั้ว | ● ทาสีรั้ว |
| ● เก็บทำความสะอาด | ● ส่งเอกสารส่งมอบงาน | ● ส่งมอบงาน |

3.1.4 การติดตั้งเครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูล รวมทั้งอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ

เครื่องวัดลมและบันทึกข้อมูลรวมถึงอุปกรณ์อื่นๆ เช่น อุปกรณ์ตรวจวัดอุณหภูมิ ต้องติดตั้งบนเสาวัดลมที่แข็งแรง ทนทานเพียงพอต่อการรับน้ำหนักอุปกรณ์รวมทั้งผู้ปฏิบัติงาน ซึ่งตำแหน่งหรือวิธีที่ติดตั้งจะต้องไม่ทำให้เกิดความผิดพลาดของผลการวัด และต้องมีความปลอดภัย ไม่ลดทอนอายุการใช้งานของอุปกรณ์ โดยควรพิจารณาหัวข้อดังต่อไปนี้

3.1.4.1 ทิศทางและตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์

อุปกรณ์วัดความเร็วและทิศทางลม ควรติดตั้งในตำแหน่งที่ห่างจากโครงสร้างเสาวัดลมหรือฐานยึดอุปกรณ์พอสมควร และควรห่างจากสิ่งกีดขวางทางลม เช่น ต้นไม้ หรืออาคาร เพื่อลดผลกระทบจากความแปรปรวนของลมบริเวณใกล้โครงสร้างเสาหรือสิ่งกีดขวาง และควรพิจารณาทิศทางของลมประจำถิ่น (Prevailing wind) โดยไม่ควรติดตั้งอุปกรณ์ด้านหลังโครงสร้างเสาวัดลมตามแนวทิศทางนั้น เพื่อหลีกเลี่ยงการบังลมและความแปรปรวนของลมที่เกิดจากโครงสร้างเสาวัดลม สำหรับอุปกรณ์วัดทิศทางลมซึ่งหมุนได้ 360 องศาจะมีบางช่วงที่ไม่สามารถอ่านค่าได้เรียกว่า Deadband position อันเนื่องมาจากข้อจำกัดของตัวแปลงสัญญาณ จึงควรติดตั้งอุปกรณ์วัดทิศทางลมโดยหัน Deadband position ให้ห่างออกจากทิศทางของลมประจำถิ่น (Prevailing wind) ให้มากที่สุด โดยไม่ควรน้อยกว่า 90 องศา และจุดอ้างอิงของอุปกรณ์วัดทิศทางลม ควรทำมุมกับทิศเหนือจริง (True north) ไม่ใช่ทิศเหนือแม่เหล็ก (Magnetic north) เพื่อไม่ให้เกิดความคลาดเคลื่อนจากการอ้างอิงทิศทาง

3.1.4.2 ความสมดุลของอุปกรณ์

เนื่องจากความสมดุลของการถ่วงน้ำหนักอุปกรณ์มีผลต่อแรงเสียดทานในการหมุนของอุปกรณ์ ดังนั้นจึงควรติดตั้งอุปกรณ์ให้ได้สมดุลเพื่อลดแรงเสียดทานการหมุน และเพื่อให้ได้ข้อมูลที่ถูกต้อง โดยการตรวจสอบความสมดุลสามารถทำได้โดยใช้เครื่องมือตรวจสอบระดับ เช่น ระดับน้ำ เป็นต้น

3.1.4.3 ความแข็งแรงการติดตั้งอุปกรณ์

การติดตั้ง ยึดตัวอุปกรณ์ต้องแข็งแรง ทนทานต่อแรงลม ทั้งในสภาวะปกติและในช่วงมรสุม ดังนั้นวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้จับยึด จึงควรออกแบบเป็นพิเศษ โดยคำนึงถึงสภาพภูมิอากาศบริเวณที่ติดตั้ง สำหรับประเทศไทย ควรออกแบบให้โครงสร้างจับยึดอุปกรณ์สามารถทนแรงลมได้ ไม่ต่ำกว่า 120 กิโลเมตรต่อชั่วโมง

3.1.4.4 ความปลอดภัยของตัวอุปกรณ์

เนื่องจากโดยปกติ เสาวัดลมและระบบตรวจวัดลมต้องติดตั้งห่างจากเขตชุมชนพอสมควร ดังนั้นจึงยากต่อการดูแล จึงควรออกแบบ ติดตั้งและจัดเก็บอุปกรณ์ให้มิดชิด ป้องกันการสูญหาย หรือป้องกันความเสียหายจากภัยธรรมชาติ เช่น พายุ ไฟไหม้ หรือ สัตว์ และ แมลง ดังนั้น จึงควรติดตั้ง จัดเก็บอุปกรณ์ โดยเฉพาะเครื่องบันทึกข้อมูล ภายในกล่องที่ทำจากวัสดุทนไฟมีความแข็งแรงและมีกุญแจล็อกมิดชิด ติดตั้งสูงจากพื้นดินพอสมควร มีระบบกราวด์ป้องกันความเสียหายจากฟ้าผ่า และมีการปิดรูของกล่องเพื่อป้องกันน้ำและแมลง เป็นต้น

3.1.4.5 การเชื่อมต่ออุปกรณ์และสายสัญญาณ

การเชื่อมต่อสายสัญญาณจากอุปกรณ์ตรวจวัดไปยังอุปกรณ์บันทึกข้อมูล จะต้องคำนึงถึงทั้ง ความถูกต้องการรับ-ส่งสัญญาณ และอายุการใช้งานของสายสัญญาณ เนื่องจากการเชื่อมต่อสายสัญญาณ ภายนอกที่ระยะทางค่อนข้างไกลจะทำให้เกิดการลดทอนสัญญาณ และการรบกวนจากสัญญาณอื่นๆ ได้ง่าย จึงควรดำเนินการติดตั้ง เชื่อมต่อสายสัญญาณตามที่ได้ออกแบบได้กำหนดไว้อย่างเคร่งครัด อีกทั้งอายุการใช้งานของสายสัญญาณ ยังขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อม เช่น แสงแดด ลม อุณหภูมิ น้ำ ความชื้น หรือสัตว์และแมลง จึงควรหุ้มสายสัญญาณด้วยวัสดุ แข็งแรง ทนต่อการเสียดสี ทนต่อแรงลม แสงแดด น้ำ ความชื้น และ สัตว์ มีการอุดรูเพื่อป้องกันน้ำ สัตว์หรือแมลง เป็นต้น

3.1.4.6 ตรวจสอบการทำงานของระบบ

หลังจากเชื่อมต่ออุปกรณ์จนครบทุกตัวแล้วต้องมีการตรวจสอบการทำงานของระบบในเบื้องต้น ก่อนเพื่อให้แน่ใจว่าระบบจะสามารถทำงานได้อย่างปกติ ไม่เกิดปัญหาในภายหลัง การตรวจสอบเบื้องต้น ทำได้โดย อันดับแรกควรตรวจสอบตำแหน่งและทิศทางที่ถูกต้องในการติดตั้งอุปกรณ์ จากนั้นจึงตรวจสอบ การส่งสัญญาณจากอุปกรณ์วัดความเร็วลม ทิศทางลมและอุณหภูมิ การรับสัญญาณและการแสดง สถานะการทำงานของเครื่องบันทึกข้อมูล จากนั้นจึงทดสอบสัญญาณเตือนต่างๆของเครื่องบันทึกข้อมูล ตาม คุณสมบัติของเครื่องนั้น นอกจากนี้ยังจำเป็นต้องเก็บข้อมูลระยะหนึ่งก่อนเพื่อให้แน่ใจว่าระบบสามารถ ทำงานได้ปกติ

3.1.5 การดูแล บำรุงรักษาสถานีประเมินศักยภาพลม

ระบบตรวจวัดลมควรมีการตรวจสอบสภาพการทำงานและดูแล บำรุงรักษาที่ถูกต้องเพื่อยืดอายุ การใช้งานของระบบและเพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลที่ถูกต้อง ดังนั้นจึงควรมีการเตรียมการ การตรวจสอบสภาพ การทำงานและดูแล บำรุงรักษาดังต่อไปนี้

- (1) จัดทำรายการอุปกรณ์พร้อมคุณสมบัติและรายละเอียดการติดตั้ง และรายละเอียดการ บำรุงรักษาที่ถูกต้อง ซึ่งรายละเอียดเหล่านี้อาจหาได้จากบริษัทผู้ผลิตอุปกรณ์และจากข้อมูลการติดตั้งจริง
- (2) วางแผนการดูแลบำรุงรักษาระบบ ตามช่วงระยะเวลาที่เหมาะสมซึ่งขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของ อุปกรณ์และสภาพการใช้งานอุปกรณ์ในแต่ละพื้นที่
- (3) จัดเตรียมอุปกรณ์อะไหล่สำรอง ในกรณีที่จำเป็นต้องเปลี่ยนอุปกรณ์กะทันหัน เพื่อการเก็บ ข้อมูลอย่างต่อเนื่อง
- (4) ดูแลบำรุงรักษาอุปกรณ์วัดความเร็วลมและทิศทางลม วัสดุหุ้มและสายสัญญาณ โดย ตรวจสอบตำแหน่งและทิศทางการติดตั้ง ความแข็งแรง รวมทั้งลักษณะการหมุนของอุปกรณ์ ว่าเป็นไป ตามปกติหรือไม่ และตรวจสอบความถูกต้องของสัญญาณที่ออกจากอุปกรณ์

(5) ดูแล บำรุงรักษาอุปกรณ์วัดอุณหภูมิ วัสดุหุ้มและสายสัญญาณโดย ตรวจสอบตำแหน่งและทิศทางการติดตั้ง ทำความสะอาดหากสามารถทำได้ง่าย รวมทั้งตรวจสอบความถูกต้องของสัญญาณที่ออกจากอุปกรณ์

(6) การดูแล บำรุงรักษาเครื่องบันทึกข้อมูล โดยตรวจสอบสถานะการทำงานของเครื่อง ตรวจสอบสภาพกล่องบรรจุและสภาพแวดล้อมบริเวณโดยรอบ รวมทั้งสายสัญญาณว่ามีความเรียบร้อยเป็นปกติ

3.2 การศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

3.2.1 การศึกษา รวบรวมข้อมูลลมเพื่อการวิเคราะห์ศักยภาพลม

ขั้นตอนแรกในการระบุพื้นที่ซึ่งมีศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร คือการรวบรวมและคัดเลือกข้อมูลที่จะใช้ในการวิเคราะห์ความเร็วลมเพื่อกำหนดพื้นที่เบื้องต้น ซึ่งคาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมเพียงพอ (Preliminary area identification) โดยใช้ข้อมูลที่มีอยู่แล้ว ดังนี้

(1) ข้อมูลความเร็วลมผิวพื้นที่ระดับต่าง ๆ

ข้อมูลลมผิวพื้นเป็นประโยชน์อย่างมากในการกำหนดพื้นที่เบื้องต้น โดยอาศัยข้อมูลลมจากการตรวจวัดของหน่วยงานภายในประเทศที่มีอยู่แล้ว ได้แก่

1. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
2. สำนักงานการวิจัยแห่งชาติ
3. ธนาคารโลก
4. สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

การตรวจวัดของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เป็นการตรวจวัดความเร็วลมเพื่อวัตถุประสงค์ด้านพลังงานลม โดยมีการตรวจวัดที่ระดับความสูงมากกว่า 10 เมตร ในบริเวณที่คาดว่าจะมีความเร็วลมสูง ในขณะที่ข้อมูลลมจากกรมอุตุนิยมวิทยา เป็นการตรวจวัดของสถานีอุตุนิยมวิทยาซึ่งทำการตรวจวัดที่ระดับ 10 เมตร เพื่อวัตถุประสงค์ในการพยากรณ์อากาศเท่านั้น เป็นการตรวจวัดสภาวะเฉลี่ยของลมในพื้นที่ขนาดใหญ่ (background wind) โดยติดตั้งสถานีวัดลมไว้บริเวณพื้นที่ราบต่ำซึ่งเป็นตัวแทนของบริเวณโดยรอบ ดังนั้นผลที่ได้จากการวิเคราะห์ข้อมูลลมจากสถานีอุตุนิยมวิทยาจึงเป็นเพียงลักษณะโดยทั่วไปของพลังงานลมในบริเวณพื้นที่ซึ่งทำการวิเคราะห์เท่านั้น ไม่ใช่การกำหนดตำแหน่งที่มีลมแรงที่สุด

ข้อมูลลมผิวพื้นที่รวบรวมได้จนถึงขณะนี้ ได้แก่

1. แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย จัดทำโดยบริษัท เฟลโลว์ เอ็นจิเนียร์ส คอนซัลแตนท์ส์ จำกัด เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2544 เป็นโครงการจัดทำแผนที่ศักยภาพ

พลังงานลมของประเทศไทย สนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน)

2. แผนที่ศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia ปี พ.ศ. 2544 ซึ่งสนับสนุนการจัดทำโดยธนาคารโลก
 3. การประเมินศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะพื้นที่ตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย พ.ศ.2550 โดย มหาวิทยาลัยทักษิณ มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์ และมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ สนับสนุนโดยสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ
 4. ฐานข้อมูลแผนที่ศักยภาพพลังงานลมที่ความละเอียด 1 กม.โดยการจำลองทางคณิตศาสตร์ ด้านบรรยากาศชั้นสูง Dual Info-Database System of Wind Resource for Thailand (Online) โดย บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี สนับสนุนโดยสำนักงานการวิจัยแห่งชาติ
 5. แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย ปี 2553โดยมหาวิทยาลัยศิลปากร สนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
- (2) ข้อมูลสำหรับประกอบการคัดเลือกแหล่งที่มีศักยภาพพลังงานลม
1. ข้อมูลระดับความสูง รายละเอียด (resolution) 1x1ตารางกิโลเมตร ครอบคลุมทั่วโลกสามารถ download ได้จากhttp://telascience.sdsc.edu/tela_data/SRTM/topex.ucsd.edu/pub/srtm30_plus/data/
 2. ข้อมูลความขรุขระของพื้นที่ ได้จากการนำข้อมูลสิ่งปกคลุมพื้นดิน (land cover) รายละเอียด 1x1 ตารางกิโลเมตร จาก <http://www-gvm.jrc.it/glc2000/ProductGLC2000.htm> มาแปลงเป็นค่าความขรุขระ (roughness length)
 3. ข้อมูลเขตพื้นที่ป่าสงวน ชุมชน และถนน ได้จากแผนที่ของกรมแผนที่ทหาร และตรวจสอบโดยการสำรวจพื้นที่
 4. ข้อมูลระบบสายส่งไฟฟ้า ได้จากการสำรวจพื้นที่
 5. รวบรวมข้อมูลความเร็วลมจากแผนที่ศักยภาพพลังงานลมที่เคยมีการจัดทำครอบคลุมประเทศไทย

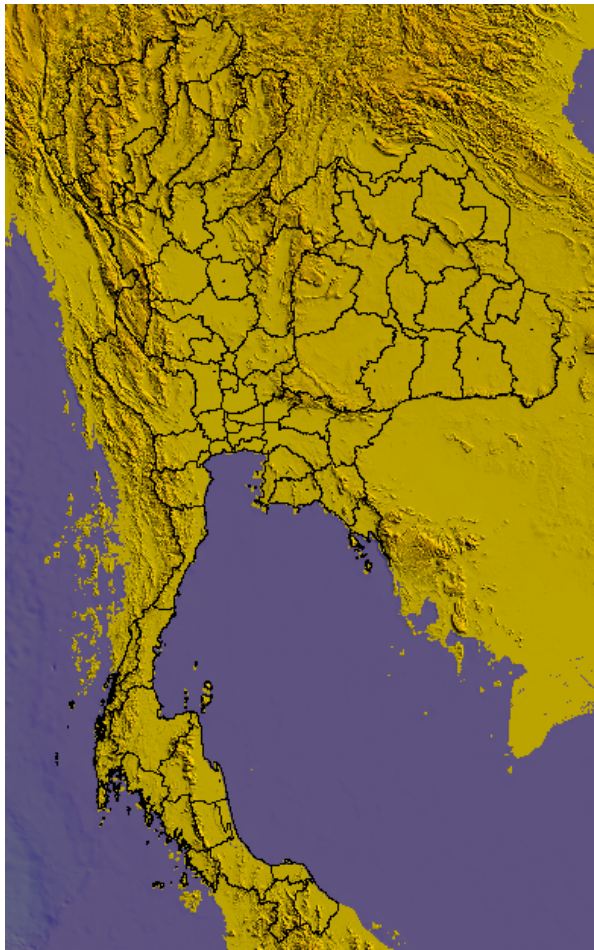
1) ข้อมูลสำหรับใช้ในโปรแกรมวิเคราะห์ศักยภาพลม ประกอบด้วย

- ความสูงพื้นผิว (Elevation) ความละเอียด 30 x 30 ตารางเมตร (ดังแสดงในรูปที่ 3.1)
- สิ่งปกคลุมพื้นผิว (Land cover) ความละเอียด 1 x 1 ตารางกิโลเมตร เพื่อใช้หาความขรุขระพื้นผิว (Surface Roughness) (ดังแสดงในรูปที่ 3.2 และตารางที่ 3.1)

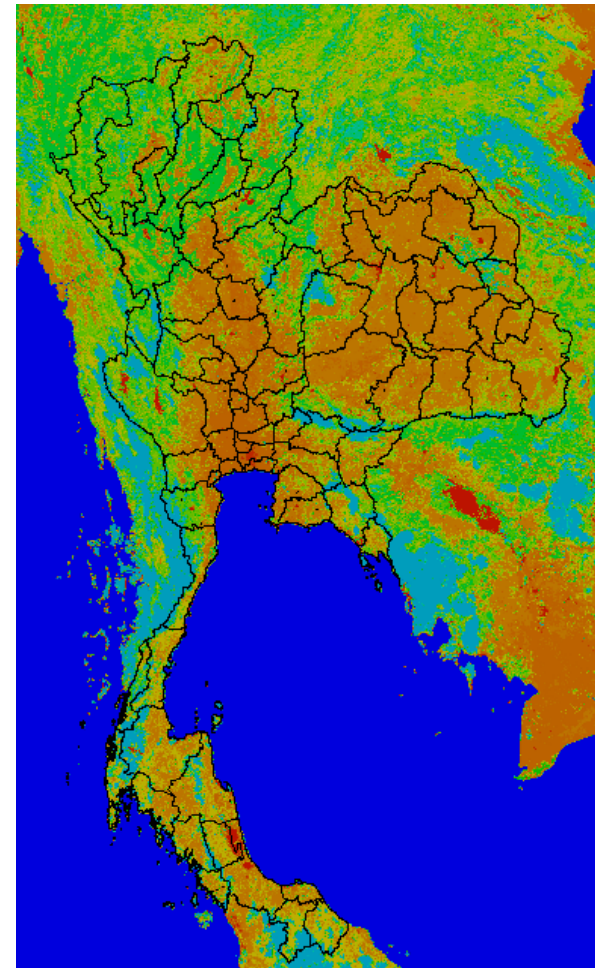
2) ข้อมูลประกอบการพิจารณาคัดเลือกพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งกังหันลม ประกอบด้วย

- แผนที่ประเทศไทย (L1707, Raster, 1:50,000) ซึ่งประกอบด้วย ข้อมูลสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System, GIS) เช่น ชุมชน ถนน แหล่งน้ำ รวมถึงสถานที่สำคัญของแต่ละชุมชน เป็นต้น (ดังแสดงในรูปที่ 3.3)
- ข้อมูลสารสนเทศภูมิศาสตร์ ขอบเขตการปกครอง (ดังแสดงในรูปที่ 3.4)
- ข้อมูลแผนที่ศักยภาพลม ของประเทศไทย โดยธนาคารโลก ปี 2544
- ข้อมูลแผนที่ศักยภาพพลังงานลม ของประเทศไทย โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ปี 2544

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินการ



รูปที่ 3.1 ข้อมูลความสูงพื้นผิว (Elevation) เชิงแผนที่ ในรูปแบบ 3 มิติ

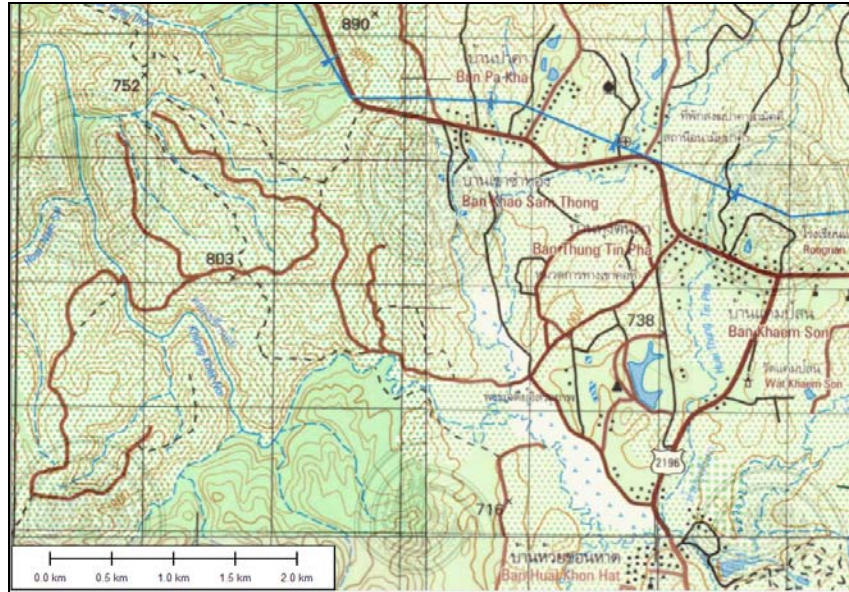


รูปที่ 3.2 ข้อมูลสิ่งปกคลุมพื้นผิว (Land cover) เชิงแผนที่ ในรูปแบบ 2 มิติ

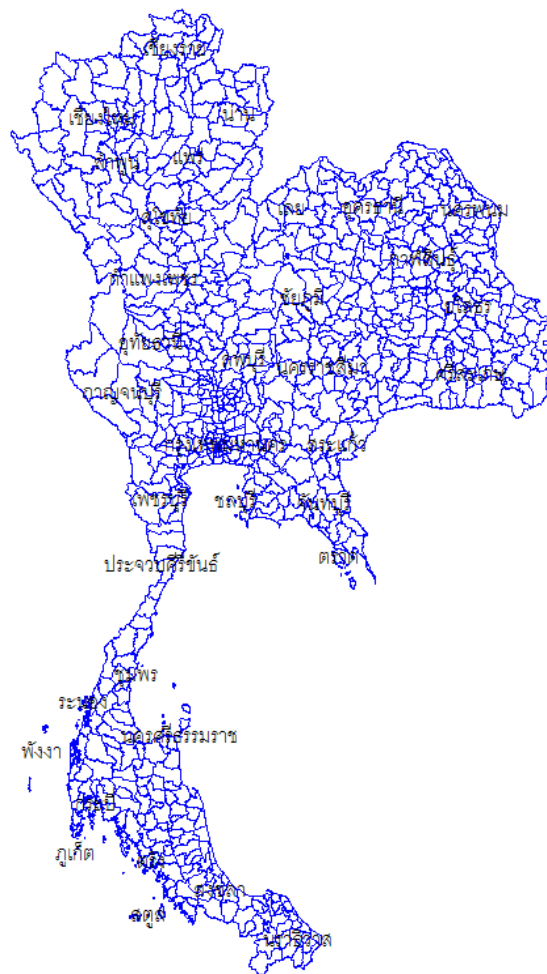
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลสิ่งปกคลุมพื้นผิว (Land cover)

Value	Histogram	Red	Green	Blue	Class Names
0	24872455	0.376	0.627	0.800	Sea
1	1866457	0.000	0.537	0.000	Tree cover, broadleaved, evergreen, closed and closed to open
2	254481	0.431	0.694	0.427	Mosaic: Tree cover / Other nat. vegetation or Cropland (incl.very degraded and open tree cover)
3	201370	0.639	0.686	0.110	Tree cover, broadleaved, deciduous, mainly open (incl. Dry Dipterocarpus)
4	47735	0.729	0.333	0.647	Tree cover, regularly flooded, Mangrove
5	138629	0.424	0.698	0.620	Tree cover, regularly flooded, Swamp
6	432349	0.702	0.859	0.604	Mosaics & Shrub Cover, shrub component dominant, mainly evergreen
7	214174	0.961	0.890	0.514	Mosaics & Shrub Cover, shrub component dominant, mainly deciduous
8	63231	0.969	0.800	0.494	Shrub cover, mainly deciduous, (Dry or burnt)
9	1045836	0.749	1.000	0.498	Mosaic of Cropland / Other natural vegetation (Shifting cultivation in mountains)
10	11601	0.992	0.949	0.639	Herbaceous Cover (incl.alpine grassland)
11	696	1.000	0.922	0.933	Sparse herbaceous cover > 3000m
12	644126	1.000	1.000	0.878	Cultivated and managed, non irrigated (mixed)
13	239109	0.882	0.812	0.753	Cultivated and managed, irrigated (flooded, rice, shrimp farms)
14	1568	0.647	0.165	0.165	Bare Areas (Rock: Lime stone)
15	859	0.000	1.000	1.000	Snow and Ice
16	7711	1.000	0.000	0.000	Artificial surfaces
17	69283	0.000	0.000	1.000	Water Bodies
18	2160011	0.650	0.650	0.650	No Data

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินการ



รูปที่ 3.3 แผนที่ประเทศไทย (L1707, Raster, 1:50,000) โดยกรมแผนที่ทหาร



รูปที่ 3.4 ข้อมูลสารสนเทศศัพทมูลศาสตร์ ขอบเขตการปกครองจังหวัดและอำเภอ

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

มีเป้าหมายเพื่อคัดเลือกพื้นที่ติดตั้งสถานีวิวัดลมได้กำหนดแนวทางดำเนินงาน ดังนี้

1) การรวบรวมข้อมูลลมจากสถานีวิวัดลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานที่มีอยู่แล้ว เพื่อการคัดเลือกบริเวณสำหรับการศึกษาศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง (micro siting) ที่มีความเหมาะสมกับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าระดับเมกะวัตต์ จำนวนไม่น้อยกว่า 6 แห่ง โดยอาศัยข้อมูลได้แก่ แผนที่ศักยภาพพลังงาน และข้อมูลจากการตรวจวัดจากสถานีวิวัดลมที่ระดับความสูงไม่น้อยกว่า 10 เมตร เป็นต้น

2) การสำรวจ และกำหนดตำแหน่งเพื่อติดตั้งสถานีวิวัดลม โดยต้องคัดเลือกพื้นที่ให้ได้ไม่น้อยกว่า 6 แห่ง สำหรับติดตั้งสถานีวิวัดลมไม่น้อยกว่า 4 จุด โดยรวบรวมข้อมูลจากรายงานและแผนที่ศักยภาพลมที่เคยมีการจัดทำครอบคลุมพื้นที่ประเทศไทย ได้แก่

- Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia ซึ่งสนับสนุนการจัดทำโดย World Bank
- ระบบฐานข้อมูลคู่ด้านศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย สนับสนุนโดย สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย

จากทั้งสองแหล่งซึ่งอยู่ในรูปแบบ Digital file ชนิด Raster ซึ่งสามารถวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรมทางภูมิศาสตร์สารสนเทศ (Geographic Information System Program) โดย มจร. ได้เลือกใช้โปรแกรม Global Mapper ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ใช้งานง่าย รวดเร็ว และเปิดให้ใช้โดยไม่ต้องเสียค่าใช้จ่าย ทำการวิเคราะห์ประเมินศักยภาพพลังงานลม และ

- แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย โดยมหาวิทยาลัยศิลปากร สนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

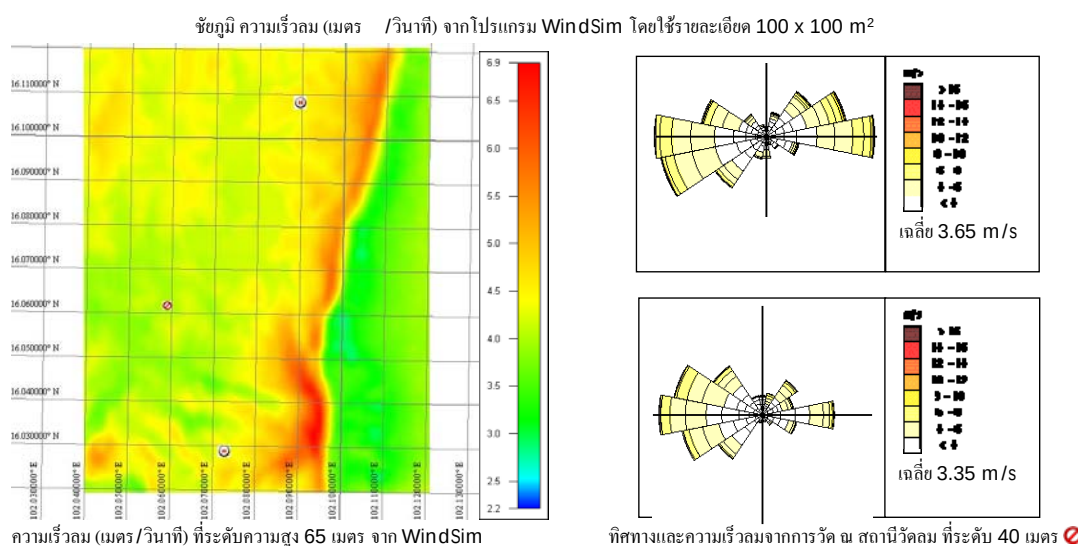
เพื่อหาบริเวณที่มีศักยภาพพลังงานลมผลิตไฟฟ้าระดับเมกะวัตต์ สำหรับกำหนดตำแหน่งติดตั้งสถานีวิวัดลม ทั้งนี้ ต้องทำการสำรวจพื้นที่จริงก่อนการประเมินเพื่อติดตั้งสถานีวิวัดลมและนำผลการสำรวจประกอบการคัดเลือก เช่น มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้รับอนุญาตให้ใช้พื้นที่สำหรับการก่อสร้างและติดตั้งได้ เป็นต้น

3) การสำรวจ และจัดหาพื้นที่ติดตั้งสถานีวิวัดลมพร้อมอุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลตามที่ได้คัดเลือกเบื้องต้น จากนั้นทำการสำรวจพื้นที่จริง ได้แก่ สภาพภูมิประเทศ เส้นทางคมนาคม แนวสายส่งไฟฟ้า ผู้ถือครองกรรมสิทธิ์ที่ดิน เป็นต้น รวมถึงประสานงานเจ้าหน้าที่ในพื้นที่ ผู้ถือครองกรรมสิทธิ์ที่ดินและผู้เกี่ยวข้อง เพื่อขออนุญาตใช้พื้นที่ เช่น องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) และหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น ทั้งนี้การขออนุญาตใช้พื้นที่อย่างเป็นทางการจะดำเนินการโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

3.2.2 การจัดหาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานลม

การคัดเลือกและจัดหาโปรแกรมที่ได้มาตรฐาน มีความถูกต้องน่าเชื่อถือ มีความสามารถครบถ้วนตามวัตถุประสงค์และขอบเขตการดำเนินงานโครงการ ได้แก่ โปรแกรม WindSim และ WindPro เพื่อทำการวิเคราะห์การแจกแจงความถี่ของความเร็วลมและทิศทาง แผนที่การกระจายของลมตามพื้นที่ ความเร็วลมเฉลี่ยรายปีและรายเดือน และการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมรายชั่วโมงในหนึ่งวัน รวมทั้งวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมและประเมินผลกระทบจากการติดตั้งกังหันลม ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับปริมาณและความละเอียดของข้อมูล ส่วนการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์สามารถใช้โปรแกรมพื้นฐานทั่วไปในการดำเนินงานได้ เช่น โปรแกรม Microsoft Excel เป็นต้น

1. WindSim เป็นซอฟต์แวร์ประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยใช้หลักการของ computational fluid dynamics (CFD) ในลักษณะ 3 มิติ ประเมินทิศทางและความเร็วลมในบริเวณที่มีภูมิประเทศสลับซับซ้อนได้ดี WindSim เป็นลิขสิทธิ์ของบริษัท WindSim AS ประเทศนอร์เวย์ โดยเริ่มพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1993



รูปที่ 3.5 ตัวอย่าง แผนที่ศักยภาพลมระดับ 65 เมตร

จากโปรแกรม WindSim รายละเอียด 100 x 100 ตารางเมตร

2. WindPro เป็นซอฟต์แวร์ที่มีความสามารถทั้งในด้านการประเมินศักยภาพพลังงานลม การวิเคราะห์ผลกระทบของกังหันลมต่อสิ่งแวดล้อม และการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลม WindPro เป็นลิขสิทธิ์ของบริษัท EMD International A/S ประเทศเดนมาร์ก โดยมีการพัฒนามาเป็นเวลานานกว่า 20 ปี

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

การประมาณความเร็วลมที่ระดับความสูงไม่เกิน 100 เมตรจากพื้นโลกที่ตำแหน่งหนึ่ง จากข้อมูลความเร็วลมที่ตรวจวัดโดยกรมอุตุนิยมวิทยา ณ ความสูง 10 เมตรอีกตำแหน่งหนึ่ง โดยใช้โปรแกรม WindSim นั้น เป็นไปตามวิธีการทางวิทยาศาสตร์และคณิตศาสตร์ที่ทันสมัยมีความถูกต้องสูงและใช้กันอย่างแพร่หลายทั่วโลกสำหรับการประเมินศักยภาพพลังงานลม

ส่วนความคลาดเคลื่อนในการประเมินศักยภาพพลังงานลมนั้นเป็นสิ่งที่เกิดขึ้นอยู่เสมออย่างไม่อาจหลีกเลี่ยงได้จากสาเหตุอื่น ๆ เช่น ความผิดพลาดของข้อมูลลักษณะสิ่งปกคลุมดิน ความสูงต่ำของพื้นที่ ความหนาแน่นของอากาศ นอกจากนี้รายละเอียด (Resolution) ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ใช้ในการประเมินศักยภาพพลังงานลม ก็มีส่วนอย่างมากต่อความคลาดเคลื่อนที่อาจเกิดขึ้นเช่นกัน ดังนั้นความคลาดเคลื่อนที่เกิดขึ้นจากการใช้ลมระดับ 10 เมตรเพื่อประมาณลมที่ระดับสูงขึ้นไปจึงไม่ใช่สาเหตุสำคัญของความคลาดเคลื่อนของผลลัพธ์ที่ได้จากแบบจำลองแต่ประการใด

3.2.3 การกำหนดเกณฑ์การคัดเลือกและการพิจารณาคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวิจัย ไม่น้อยกว่า 4 แห่ง

การคัดเลือกพื้นที่ ประกอบด้วยขั้นตอน การรวบรวมข้อมูลลมจากแหล่งข้อมูลศักยภาพพลังงานลม ได้แก่ แผนที่แหล่งพลังงานลมของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ของธนาคารโลก แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน) สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติและสำนักงานการวิจัยแห่งชาติ แล้วทำการสรุปพื้นที่ซึ่งคาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี จากนั้นนำพื้นที่ดังกล่าวมาพิจารณาประเมินตามเกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่เพื่อการสำรวจเบื้องต้น

เกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่เพื่อการสำรวจเบื้องต้นมีดังนี้

1) หลีกเลี่ยงพื้นที่ในเขตอุทยานแห่งชาติ เขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่า และเขตป่าสงวน เนื่องจากการสร้างสิ่งปลูกสร้างอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อพื้นที่ป่าธรรมชาติ และสัตว์ป่า คณะทำงานโครงการฯ คำนึงถึงการพัฒนาและการอนุรักษ์ต้องควบคู่กัน

2) มีการคมนาคมทางบกสามารถเดินทางเข้าพื้นที่ได้โดยรถยนต์ และการเดินทางสะดวก ซึ่งในการเตรียมการเดินทางได้อาศัยข้อมูลจากกรมแผนที่ทหาร แผนที่ทางหลวงและภาพถ่ายดาวเทียม

พื้นที่สำหรับการสำรวจเบื้องต้นจากคัดเลือกพื้นที่ซึ่งคาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี โดยคัดแยกพื้นที่เขตอุทยานแห่งชาติ เขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่า ออกหรือพิจารณาพื้นที่ใกล้เคียง รวมทั้งพิจารณาความสะดวกในการเดินทางเข้าพื้นที่ สามารถสรุปพื้นที่เพื่อทำการสำรวจเบื้องต้น ได้เป็น 7 ตำบล ในเขต 7 อำเภอ ในพื้นที่ 5 จังหวัด ซึ่งการสำรวจได้สำรวจพื้นที่ตั้งแต่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร

การสำรวจพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมเพียงพอ

การสำรวจพื้นที่เบื้องต้นมีวัตถุประสงค์เพื่อรับทราบข้อมูลจริงของพื้นที่ ได้แก่ พิกัด สภาพแวดล้อมเส้นทางเดินทาง และความเป็นอยู่ในชุมชน เป็นต้น สิ่งสำคัญสำหรับการเตรียมตัวก่อนสำรวจพื้นที่ คือการสร้างความเข้าใจให้แก่ผู้สำรวจพื้นที่ เกี่ยวกับวัตถุประสงค์โครงการและข้อมูลที่ต้องการ จากนั้นคือการติดต่อ

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ประสานงานกับเจ้าของพื้นที่ก่อนการสำรวจจริง เพื่อการทำความเข้าใจในวัตถุประสงค์โครงการและให้ความร่วมมือจากเจ้าของพื้นที่เพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปโดยสะดวกรวดเร็วและถูกต้อง นอกจากนี้ มีการเตรียมการใช้งานอุปกรณ์ แบบฟอร์มข้อมูลเพื่อการสำรวจ หนังสือขออนุญาตใช้พื้นที่ติดตั้งสถานีวัดลมอย่างไม่เป็นทางการโดย มจร. และหนังสือแนะนำโครงการพร้อมรายละเอียดสถานีวัดลมที่ต้องการติดตั้ง โดยรายการอุปกรณ์สำรวจมี ดังนี้

- เครื่องวัดพิกัดจากสัญญาณดาวเทียม ยี่ห้อ GARMIN รุ่น GPSMAP 60CSX
- แผนที่จากกรมแผนที่ทหาร อัตราส่วน 1:250,000 และ/หรือ 1:50,000

กล้องส่องทางไกล เข็มทิศ และกล้องถ่ายภาพดิจิทัล

การประเมินข้อมูลความเร็วลมเบื้องต้นในพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมเพียงพอ

โดยการพิจารณาจากผลการประเมินศักยภาพพลังงานลมที่มีอยู่เดิมและน่าเชื่อถือสำหรับประเทศไทย โดยครอบคลุมทั่วทั้งประเทศ และมีรายละเอียดเพียงพอ (1x1 ตารางกิโลเมตร) ได้แก่ 1) แผนที่ศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia ปี พ.ศ. 2544 ซึ่งสนับสนุนการจัดทำโดยธนาคารโลก และ 2) ฐานข้อมูลแผนที่ศักยภาพพลังงานลมที่ความละเอียด 1 กม.โดยการจำลองทางคณิตศาสตร์ ด้านบรรยากาศชั้นสูง Dual Info-Database System of Wind Resource for Thailand (Online) โดย บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ข้อมูลศักยภาพพลังงานลม จากทั้งสองแหล่งอยู่ในรูปแบบ Digital file ชนิด Raster ซึ่งสามารถวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรมทางภูมิศาสตร์สารสนเทศ (Geographic Information System Program) โดย มจร. ได้เลือกใช้โปรแกรม Global Mapper ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ใช้งานง่าย รวดเร็ว และเปิดให้ใช้โดยไม่ต้องเสียค่าใช้จ่าย โดยมีขั้นตอนวิธีการวิเคราะห์จัดการข้อมูลดังนี้

- 1) เปิดไฟล์ข้อมูลแผนที่ศักยภาพพลังงานลม ทั้ง 2 แหล่งข้อมูล ซึ่งข้อมูลจะยังวางซ้อนทับกันและยังไม่สามารถแยกชั้นข้อมูลเพื่อวิเคราะห์ได้ โดยข้อมูลที่เปิดล่าสุดจะอยู่ด้านบนสุด
- 2) ทำการกำหนดค่าความเร็วลมขั้นต่ำที่ต้องการให้แสดงสี โดยเราสนใจเฉพาะพื้นที่ที่มีความเร็วลมไม่ต่ำกว่า 5.5 เมตรต่อวินาทีเท่านั้น สำหรับโปรแกรม Global Mapper ใช้การกำหนด Configuration ใน Vertical option โดยเลือก Water level เป็น 5.5 ในที่สุดเราจะได้แผนที่ศักยภาพลมชุดใหม่ ที่มีความเร็วลมตั้งแต่ 5.5 เมตรต่อวินาทีขึ้นไป
- 3) ใช้เทคนิคการซ้อนข้อมูลแบบที่สามารถมองเห็นพร้อมกันทั้ง 2 ชั้นข้อมูล สามารถแสดงสีที่แตกต่างกันระหว่างข้อมูลลมที่แตกต่างกันของ 2 แหล่งแผนที่ศักยภาพลม และสามารถแยกพื้นที่ที่มีความเร็วลมสูงกว่าเกณฑ์ทั้งสองแหล่งข้อมูลได้อย่างชัดเจน โดยสิ่งที่ต้องการคือ การแยกพื้นที่ออกเป็นสองกลุ่ม คือกลุ่มพื้นที่ที่มีข้อมูลสอดคล้องกันของทั้งสองแหล่งข้อมูล (เช่น มีความเร็วลมไม่ต่ำกว่า 5.5 เมตรต่อวินาที ทั้งสองแหล่งข้อมูล) และกลุ่มพื้นที่ที่มีข้อมูลไม่สอดคล้องกัน โดยสำหรับโปรแกรม Global Mapper ใช้ Blend mode โดยเลือกโหมด Difference ซึ่งจะทำให้พื้นที่ที่มีข้อมูลสอดคล้องกันสีของแผนที่ศักยภาพลมจะแตกต่างจากพื้นที่อื่นจนสามารถแยกได้

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ชัดเจน และคัดเลือกเป็นพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมดี ซึ่งสอดคล้องกันทั้ง สอง แหล่งข้อมูล

- 4) อันดับสุดท้ายจึง เปิดไฟล์ข้อมูลขอบเขตการปกครอง ระดับจังหวัด อำเภอ และตำบล ซึ่งขอได้จากหน่วยงานรัฐบาล เช่น กรมแผนที่ทหาร กรมผังเมืองและโยธา กรมที่ดิน กรมส่งเสริมและพัฒนาคุณภาพสิ่งแวดล้อม เป็นต้น เพื่อให้ทราบตำแหน่งพื้นที่ที่คัดเลือกเทียบกับขอบเขตการปกครอง และเพื่อเป็นข้อมูลสำหรับการสำรวจพื้นที่ต่อไป

โดยแผนภาพที่ได้จากการนำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมดิจิทัลทั้งสองที่ซ้อนทับกันพอดีจนได้ความเร็วมมากกว่า 5.5 เมตรต่อวินาที ขึ้นไป

การสำรวจพื้นที่เพื่อเก็บข้อมูล

ทำการสำรวจพื้นที่จริง เพื่อเก็บรวบรวมและสอบถามข้อมูล ได้แก่ สภาพภูมิประเทศ เส้นทางคมนาคม แนวสายส่งไฟฟ้า ผู้ถือครองกรรมสิทธิ์ที่ดิน เป็นต้น รวมถึงประสานงานเจ้าหน้าที่ในพื้นที่ผู้ถือครองกรรมสิทธิ์ที่ดินและผู้เกี่ยวข้อง เพื่อขออนุญาตใช้พื้นที่ เช่น องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) หน่วยงานราชการ เป็นต้น

ข้อมูลที่ต้องการ ประกอบด้วย

- ข้อมูลจำนวนประชากร
- แผนที่แสดงเขตการปกครอง
- แผนที่แสดงแหล่งที่ตั้งชุมชน คริวเรือน
- แผนที่แสดงการใช้ประโยชน์พื้นที่
- แผนที่แสดงลักษณะภูมิประเทศ
- บุคคลผู้ให้ข้อมูลในพื้นที่
- ข้อมูลการใช้ประโยชน์พื้นที่
- ลักษณะดิน
- ตำแหน่งภูเขา ถนน ชุมชนใกล้เคียง
- ประวัติภัยทางธรรมชาติ
- ข้อมูลผู้รับผิดชอบที่ดิน

แผนผังพื้นที่ แสดงลักษณะภูมิประเทศ ชุมชน และ ตำแหน่งพื้นที่

3.2.3.1 การกำหนดเกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลม

การศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ในโครงการนี้เป็นการศึกษาสำรวจพื้นที่เพื่อคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลมความสูง 120 เมตร โดยเบื้องต้นของการศึกษาจำเป็นต้องทราบข้อมูลแหล่งที่มีพลังงานลมดีจากแผนที่พลังงานลม และจากข้อมูลสถิติความเร็วลมและทิศทางลมโดยการตรวจวัดที่ระดับความสูง 65 เมตรขึ้นไป แล้วจึงนำมาประกอบการพิจารณาร่วมกับปัจจัยแวดล้อมต่างๆ อันได้แก่ ข้อมูลลักษณะพื้นที่ การใช้ประโยชน์พื้นที่ รวมถึงการคมนาคมขนส่งและการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ความสำคัญของปัจจัยแวดล้อมข้างต้นมีผลต่อการคัดเลือกพื้นที่ที่เหมาะสม และการให้น้ำหนักความสำคัญกับแต่ละปัจจัยนั้น ต้องคำนึงถึงความแตกต่างของแต่ละพื้นที่ด้วย ตัวอย่างเช่น พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงเหมาะกับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าแต่เป็นพื้นที่บริเวณยอดภูเขา หรือเป็นเขตอนุรักษ์พันธุ์สัตว์ป่า เป็นต้น นอกจากนี้ในโครงการมีเป้าหมายจะทำการศึกษาศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร 4 แห่ง เพื่อให้บรรลุเป้าหมายของการดำเนินงานศึกษา

การพิจารณาพื้นที่ ซึ่งคาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง สำหรับเบื้องต้นเป็นการศึกษาเพื่อคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลม มีประเด็นการพิจารณาดังนี้ (1) ศักยภาพพลังงานลมสูง (2) การใช้ประโยชน์และการได้รับอนุญาตให้ใช้พื้นที่ (3) ใกล้กับแนวสายจำหน่ายไฟฟ้า (4) ขนาดของพื้นที่เพียงพอต่อความต้องการใช้งาน และ (5) การเข้าถึงพื้นที่ได้ง่าย (6) ระยะทางจากถนนก่อนเข้าพื้นที่ จากถนนลาดยางหรือถนนคอนกรีต

โดยเป้าหมายเพื่อจัดหาพื้นที่ซึ่งคาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมสูง (Candidate Site) เพื่อคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลมความสูง 120 เมตร จากเกณฑ์ที่ตั้งไว้ข้อ 1 ถึง 6 ซึ่งในรายละเอียดจะกล่าวต่อไป

หลักเกณฑ์ 6 ข้อข้างต้น ได้พิจารณาให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของโครงการและครอบคลุมตามหลักการของการคัดเลือกพื้นที่สำหรับการพัฒนาเพื่อการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า นั่นคือ

(1) ศักยภาพพลังงานลม ในโครงการนี้ได้กำหนดเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยตั้งแต่ 5.5 เมตรต่อวินาทีขึ้นไปเนื่องจากข้อจำกัดของความเร็วลมในประเทศไทย ทั้งนี้โดยทั่วไปความเร็วลมเฉลี่ยมากกว่า 7 เมตรต่อวินาที จะมีความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์ และความเร็วลมที่ทำให้กังหันลมเริ่มทำงานอยู่ที่ 4-5 เมตรต่อวินาที

(2) การใช้ประโยชน์และการได้รับอนุญาตให้ใช้พื้นที่ พื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลม เพื่อเก็บข้อมูลลม และวิเคราะห์ประเมินศักยภาพพลังงานลม ต้องได้รับอนุญาตให้ใช้งานตลอดระยะเวลาในการเก็บข้อมูลอย่างต่อเนื่องประมาณ 3 – 5 ปี และควรเป็นพื้นที่ว่างเปล่า ไม่มีการใช้ประโยชน์ใดๆ หรือ การใช้ประโยชน์นั้นไม่ได้รับผลกระทบจากการติดตั้งสถานีวัดลม เช่น เป็นทุ่งหญ้าเลี้ยงวัว ที่ว่างภายในบริเวณวัด หรือ โรงเรียน เป็นต้น นอกจากนี้เป็นตัวช่วยคัดกรองพื้นที่ไม่ให้เกิดการทับซ้อนกับในเขตอนุรักษ์พันธุ์พืชและสัตว์ป่า ซึ่งการพิจารณาการใช้ประโยชน์พื้นที่ จำเป็นสำหรับการประเมินความคุ้มค่าและความสอดคล้องระหว่างการใช้ประโยชน์พื้นที่เพื่อกิจกรรมเดิม และประโยชน์ที่เกิดขึ้นกรณีติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในอนาคต

(3) พื้นที่ใกล้สายจำหน่ายไฟฟ้า จำเป็นสำหรับพิจารณาความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในอนาคต โดยคำนึงถึงต้นทุนในการดำเนินการก่อสร้างและเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า ซึ่งส่งผลต่อความคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

(4) ขนาดของพื้นที่เพียงพอต่อความต้องการใช้งาน ขึ้นกับขนาดโครงสร้างสถานีวัดลม หรือกังหันลม และจำนวนกังหันลม ทั้งนี้ในโครงการจะติดตั้งสถานีวัดลมความสูง 120 เมตร ระยะห่างของสายยึดโยงจากจุดกึ่งกลางสถานีเท่ากับ 40-45 เมตร ดังนั้นในเบื้องต้นพื้นที่สำหรับใช้งานต้องมีอย่างน้อย 3,600 -4,900 ตารางเมตร หรือประมาณ 2 - 3 ไร่

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

(5) การเข้าถึงพื้นที่ได้ง่ายโดยการคมนาคมทางบก มีถนนสายหลักเข้าถึงพื้นที่ เกณฑ์ในข้อนี้เป็นตัวบ่งชี้ปัจจัยพื้นฐานด้านการขนส่ง ที่ใช้ในการประเมินความสามารถในการพัฒนาพื้นที่ สำหรับติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า

(6) ระยะทางจากถนนก่อนเข้า พท. จากถนนลาดยางหรือถนนคอนกรีต เพื่อสะดวกในการขนส่งอุปกรณ์การติดตั้งและติดตามผล

จากพื้นที่ที่ได้ทำการสำรวจทั้งหมดได้นำมาคัดเลือกเพื่อติดตั้งสถานีวัดลม โดยคำนึงถึงปัจจัยหลักในการคัดเลือกคือ เป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมในเกณฑ์ดี เป็นพื้นที่ที่สามารถเข้าถึงได้สะดวก เป็นพื้นที่สาธารณะประโยชน์หรือพื้นที่ของส่วนราชการ หรือพื้นที่ซึ่งเจ้าของยินยอมให้ติดตั้งสถานีวัดลม และมีพื้นที่ราบและโล่ง เพียงพอต่อการติดตั้งสถานีวัดลมสูง 120 เมตร โดยการคัดเลือกอาศัยวิธีการให้ได้คะแนนและน้ำหนักความสำคัญของปัจจัย หลักเกณฑ์ของการให้คะแนนและน้ำหนัก แสดงในตารางที่ 3.2 และมีรายละเอียดดังนี้

1. ศักยภาพพลังงานลมจากแผนที่ศักยภาพพลังงานลมสำหรับประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia ปี พ.ศ. 2544 ซึ่งสนับสนุนการจัดทำโดยธนาคารโลกที่ระดับความสูง 65 เมตร (ค่าถ่วงน้ำหนัก 10 เปอร์เซนต์ เนื่องจากมาจากการวัดจริง) ฐานข้อมูลแผนที่ศักยภาพพลังงานลมที่ความละเอียด 1 กม.โดยการจำลองทางคณิตศาสตร์ ด้านบรรยากาศชั้นสูง Dual Info-Database System of Wind Resource for Thailand (Online) โดย บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม (JGSEE) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (ค่าถ่วงน้ำหนัก 10 เปอร์เซนต์) และแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย ปี 2553โดยมหาวิทยาลัยศิลปากร สนับสนุนโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (ค่าถ่วงน้ำหนัก 10 เปอร์เซนต์)

- ความเร็วลม (JGSEE) ต่ำกว่า	5.0	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0	คะแนน
- ความเร็วลม (JGSEE) ตั้งแต่	5.1 - 2.9	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0.4	คะแนน
- ความเร็วลม (JGSEE) ตั้งแต่	3.0 - 3.9	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0.7	คะแนน
- ความเร็วลม (JGSEE) ตั้งแต่	4.0	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	1	คะแนน
- ความเร็วลม (JGSEE) ตั้งแต่	3.0 - 3.9	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0.7	คะแนน
- ความเร็วลม (JGSEE) ตั้งแต่	4.0	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	1	คะแนน
- ความเร็วลม (ธนาคารโลก) ต่ำกว่า	5.0	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0	คะแนน
- ความเร็วลม (ธนาคารโลก) ตั้งแต่	5.0 - 5.9	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0.2	คะแนน
- ความเร็วลม (ธนาคารโลก) ตั้งแต่	6.0 - 6.9	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0.4	คะแนน
- ความเร็วลม (ธนาคารโลก) ตั้งแต่	7.0 - 7.9	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0.6	คะแนน
- ความเร็วลม (ธนาคารโลก) ตั้งแต่	8.0 - 8.9	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0.8	คะแนน
- ความเร็วลม (ธนาคารโลก) ตั้งแต่	9.0	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	1	คะแนน
- ความเร็วลม (มศก.) ต่ำกว่า	4.0	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0	คะแนน
- ความเร็วลม (มศก.) ตั้งแต่	4.0 - 4.5	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	0.5	คะแนน
- ความเร็วลม (มศก.) ตั้งแต่	4.6 - 5.0	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	1	คะแนน

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

- ความเร็วลม (มศก.) ตั้งแต่	5.1 - 5.5	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	1	คะแนน
- ความเร็วลม (มศก.) ตั้งแต่	5.6 - 6.0	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	1	คะแนน
- ความเร็วลม (มศก.) ตั้งแต่	6.1	เมตรต่อวินาที คิดเป็น	1	คะแนน
- ความเร็วลม (สอบถาม) ระดับ	ต่ำ	คิดเป็น	0	คะแนน
- ความเร็วลม (สอบถาม) ระดับ	ปานกลาง	คิดเป็น	0.5	คะแนน
- ความเร็วลม (สอบถาม) ระดับ	ดี	คิดเป็น	1	คะแนน

2. การใช้ประโยชน์และการอนุญาตให้ใช้พื้นที่ (ค่าถ่วงน้ำหนัก 25 เปอร์เซนต์) ดังนี้

- กรณีมีปัญหาอุปสรรคสำคัญ	คิดเป็น	0	คะแนน
- ที่ส่วนราชการและมีการใช้ประโยชน์หรือที่เอกชน คิดเป็น		0.4	คะแนน
- ที่สาธารณะ และมีการใช้ประโยชน์	คิดเป็น	0.6	คะแนน
- ที่ส่วนราชการ และไม่มีการใช้ประโยชน์	คิดเป็น	0.8	คะแนน
- ที่สาธารณะ ไม่มีการใช้ประโยชน์	คิดเป็น	1	คะแนน

ทั้งนี้ ภายหลังจากการประเมินเปรียบเทียบคะแนนแล้ว เพื่อให้การศึกษาประเมินฯ เป็นไปตามวัตถุประสงค์ และมีความต่อเนื่อง ต้องพิจารณาคัดแยกพื้นที่ที่เข้าข่ายประเด็นต่อไปนี้อีกก่อน คือ

- พื้นที่ ที่ไม่อนุญาตให้ทำการติดตั้งสถานีวิดลม
- การขออนุญาตต้องใช้เวลาดำเนินการนานเกินกว่าระยะเวลาที่กำหนด
- ต้องมีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมอื่นๆ ที่เกินกว่าความรับผิดชอบของที่ปรึกษาโครงการ
- ไม่สามารถติดตั้งสถานีวิดลม เป็นระยะเวลาต่อเนื่องอย่างน้อย 3 ปี

3. แนวสายจำหน่ายไฟฟ้า (ค่าถ่วงน้ำหนัก 10 เปอร์เซนต์) ในหัวข้อนี้พิจารณา 2 ประเด็น ได้แก่ สายจำหน่ายไฟฟ้า และระยะห่างจากแนวสายจำหน่ายไฟฟ้า โดยที่

- มีแนวสายจำหน่ายไฟฟ้าระดับ 22kv (หรือ 33kv) ห่างไม่เกินกว่า 1 กิโลเมตร คิดเป็น 1 คะแนน
- มีแนวสายจำหน่ายไฟฟ้าระดับ 22kv (หรือ 33kv) ห่างเกินกว่า 1 กิโลเมตร คิดเป็น 0.5 คะแนน
- มีแนวสายจำหน่ายไฟฟ้าระดับ 22kv (หรือ 33kv) ห่างเกินกว่า 5 กิโลเมตรหรือไม่มีสายจำหน่ายไฟฟ้า คิดเป็น 0 คะแนน

4. ขนาดของพื้นที่ (ค่าถ่วงน้ำหนัก 20 เปอร์เซนต์) โดยพื้นที่

- ขนาดน้อยกว่า 1600 ตร.ม.	คิดเป็น	0	คะแนน
- ขนาดตั้งแต่ 1600 - 4800 ตร.ม.	คิดเป็น	0.4	คะแนน
- ขนาดตั้งแต่ 4900 - 8000 ตร.ม.	คิดเป็น	0.7	คะแนน
- ขนาดมากกว่า 8000 ตร.ม.	คิดเป็น	1	คะแนน

ทั้งนี้ ต้องคัดแยกพื้นที่ที่มีขนาด น้อยกว่า 1600 ตร.ม. ออก เนื่องจาก ไม่เพียงพอสำหรับการติดตั้งสถานีวิดลมสูง 120 เมตร

5. การเข้าถึงพื้นที่ คำนึงถึงสภาพถนนและสภาพพื้นที่ (ค่าถ่วงน้ำหนัก 10 เปอร์เซนต์) โดยที่

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

- ไม่มีถนน ไม่สามารถเข้าถึงได้ คิดเป็น 0 คะแนน
- ถนนลูกรัง ไม่คดเคี้ยวและสูงชัน ต้องปรับปรุงพื้นที่ คิดเป็น 0.25 คะแนน
- ถนนลาดยาง คดเคี้ยวและสูงชัน ต้องปรับปรุงพื้นที่ คิดเป็น 0.5 คะแนน
- ถนนลูกรัง ไม่คดเคี้ยวและสูงชัน ต้องปรับปรุงพื้นที่ คิดเป็น 0.75 คะแนน
- ถนนลาดยาง ไม่คดเคี้ยวและสูงชัน ต้องปรับปรุงพื้นที่ คิดเป็น 1 คะแนน

ทั้งนี้ ต้องคัดแยกพื้นที่ที่ไม่สามารถเข้าถึงออก เนื่องจากยังไม่สามารถดำเนินกิจกรรมใดๆ ได้

6. ระยะห่างจากถนนก่อนเข้าพื้นที่ (ค่าถ่วงน้ำหนัก 10 เปอร์เซนต์)

- ระยะห่างจากถนน มากกว่า 1 กิโลเมตร คิดเป็น 0 คะแนน
- ระยะห่างจากถนน ระหว่าง 0.6 – 0.8 กิโลเมตร คิดเป็น 0.25 คะแนน
- ระยะห่างจากถนน ระหว่าง 0.4 – 0.6 กิโลเมตร คิดเป็น 0.5 คะแนน
- ระยะห่างจากถนน ระหว่าง 0.2 – 0.4 กิโลเมตร คิดเป็น 0.75 คะแนน
- ระยะห่างจากถนน ระหว่าง 0 – 0.2 กิโลเมตร คิดเป็น 1 คะแนน

ตารางที่ 3.2 เกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ความเร็วลม WB (m/s) ที่ระดับ 65 m.		ความเร็วลมสอบถาม		ความเร็วลม JGSEE (m/s) ที่ระดับ 65 m.		ความเร็วลม มศก. (m/s) ที่ระดับ 65 m.	
คะแนน	ความหมาย	คะแนน	ความหมาย	คะแนน	ความหมาย	คะแนน	ความหมาย
0	ต่ำกว่า 5.0	0	ต่ำ	0	ต่ำกว่า 5.0	0	ต่ำกว่า 4.0
0.2	ตั้งแต่ 5.0 – 5.4	0.5	ปานกลาง	0.2	ตั้งแต่ 5.0 – 5.9	0.2	ตั้งแต่ 4.0 – 4.5
0.4	ตั้งแต่ 5.5 – 5.9	1	ดี	0.4	ตั้งแต่ 6.0 – 6.9	0.4	ตั้งแต่ 4.6 – 5.0
0.6	ตั้งแต่ 6.0 – 6.4			0.6	ตั้งแต่ 7.0 – 7.9	0.6	ตั้งแต่ 5.1 – 5.5
0.8	ตั้งแต่ 6.5 – 6.9			0.8	ตั้งแต่ 8.0 – 8.9	0.8	ตั้งแต่ 5.6 – 6.0
1	ตั้งแต่ 7.0			1	ตั้งแต่ 9.0	1	ตั้งแต่ 6.1
การใช้ประโยชน์และการขออนุญาตใช้พื้นที่				สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง			
คะแนน	ความหมาย	คะแนน	ความหมาย	คะแนน	ความหมาย	คะแนน	ความหมาย
0	กรณีมีปัญหาอุปสรรคสำคัญ			0	ระดับ 22kV ห่างเกินกว่า 5 km		
0.4	ที่ส่วนราชการ และมีการใช้ประโยชน์ หรือ ที่เอกชน			0.5	ระดับ 22kV ห่างเกินกว่า 1 km		
0.6	ที่สาธารณะ และมีการใช้ประโยชน์			1	ระดับ 22kV ห่างไม่เกินกว่า 1 km		
0.8	ที่ส่วนราชการ และไม่มีการใช้ประโยชน์						
1	ที่สาธารณะ ไม่มีการใช้ประโยชน์						

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ตารางที่ 3.2(ต่อ) เกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวิัดลม

พื้นที่โล่ง(ตร.ม.)		การเข้าถึงพื้นที่ (สภาพถนนและสภาพพื้นที่)		ระยะทางจากถนนก่อนเข้าพื้นที่จากถนนลาดยางหรือถนนคอนกรีต	
คะแนน	ความหมาย	คะแนน	ความหมาย	คะแนน	ความหมาย
0	ขนาดน้อยกว่า 1600 ตร.ม.(1ไร่)	0	ไม่มีถนน	0	มากกว่า 1 ก.ม.
0.4	1600 - 4800 ตร.ม. (1-3 ไร่)	0.25	ไม่สามารถเข้าถึงถนนลูกรัง ไม่คดเคี้ยวและสูงชัน ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.25	0.6 - 0.8 ก.ม.
0.7	4800 - 8000 ตร.ม. (3-5 ไร่)	0.5	ถนนลาดยาง คดเคี้ยวและสูงชัน ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.5	0.4-0.6 ก.ม.
1	มากกว่า 8000 ตร.ม. (5 ไร่)	0.75	ถนนลูกรัง ไม่คดเคี้ยวและสูงชัน ไม่ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.75	0.2 -0.4 ก.ม.
		1	ถนนลาดยาง ไม่คดเคี้ยวและสูงชัน ไม่ต้องปรับปรุงพื้นที่	1	0 - 0.2 ก.ม.

3.2.3.2 การพิจารณาคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวิัดลม

การคัดเลือกพื้นที่เป้าหมายสำหรับติดตั้งสถานีวิัดลม ความสำคัญของปัจจัยแวดล้อมข้างต้นมีผลต่อการคัดเลือกพื้นที่ที่เหมาะสม และการให้น้ำหนักความสำคัญกับแต่ละปัจจัยนั้น ต้องคำนึงถึงความแตกต่างของแต่ละพื้นที่ด้วย ตัวอย่างเช่น พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงเหมาะกับการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าแต่เป็นพื้นที่บริเวณยอดภูเขา หรือเป็นเขตอนุรักษ์พันธุ์สัตว์ป่า เป็นต้น

หลังจากการให้คะแนนพื้นที่แล้ว จึงจัดเรียงลำดับคะแนนจากมากไปน้อยแบ่งเป็นแต่ละพื้นที่ โดยพื้นที่ในลำดับต้นๆ จะได้รับการพิจารณาก่อน ประกอบกับพิจารณาข้อมูลความเหมาะสมของพื้นที่ และผลการขออนุญาตใช้พื้นที่ เพื่อให้ได้พื้นที่ ตามเป้าหมายสำหรับติดตั้งสถานีวิัดลม ในพื้นที่ตั้งแต่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพรทั้งหมด 4 แห่ง

การพิจารณาพื้นที่ ซึ่งคาดว่าจะมีศักยภาพพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าเฉพาะแหล่ง สำหรับเบื้องต้นเป็นการศึกษาเพื่อคัดเลือกพื้นที่สำหรับทำการศึกษาวิจัย มีประเด็นการพิจารณาดังนี้

1. ศักยภาพลมดี มีข้อมูลครบ ต่อเนื่อง อย่างน้อย 12 เดือน
2. การใช้ประโยชน์และการได้รับอนุญาตให้ใช้พื้นที่ ควรเป็นพื้นที่ไม่ได้ใช้ประโยชน์
3. ใกล้กับแนวสายจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดต้นทุนการขนส่ง
4. ขนาดของพื้นที่เพียงพอต่อความต้องการใช้งาน
5. การเข้าถึงพื้นที่ได้ง่าย เพื่อลดต้นทุนการขนส่ง และ
6. การกระจายตัวของพื้นที่ที่จะทำการศึกษาประเมิน ให้ครอบคลุมทุกภูมิภาค

3.2.4 การวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติของลมเบื้องต้น

ในการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติของลมเบื้องต้นนั้นในแต่ละพื้นที่ที่คัดเลือกแล้วจะวิเคราะห์ทางสถิติตามรายการต่อไปนี้

1. ความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (เมตรต่อวินาที)
2. ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน (เมตรต่อวินาที)
3. ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง (เมตรต่อวินาที)
4. แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน
5. แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี
6. การประเมินลมที่ระดับ 40, 60, 90 และ 120 เมตร จากโปรแกรม WindSim โดยใช้รายละเอียด

30 x 30 ตารางเมตร

สำหรับโครงการนี้ ได้เลือกใช้โปรแกรม WindSim ซึ่งใช้ CFD model ในการจำลองข้อมูลและแผนที่ศักยภาพลม เนื่องจากพื้นที่สำหรับศึกษา มีลักษณะพื้นผิวซับซ้อน เป็นภูเขาสูง สลับที่ราบและหุบเขา และเนื่องจากระยะเวลาดำเนินงานของโครงการมีจำกัด จึงเหมาะสมกว่าแบบ nesting model ซึ่งใช้เวลาคำนวณและทรัพยากรคอมพิวเตอร์มาก อีกทั้ง โปรแกรม WindSim ได้ถูกพัฒนามากว่า 10 ปี จนเป็นที่รู้จักและยอมรับ ทั้งจากหน่วยงานวิชาการ หน่วยงานรัฐและเอกชน ทั่วโลก

การประเมินศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่ตั้งสถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง มีการวิเคราะห์ลักษณะทางสถิติของข้อมูลลมโดย พิจารณาตัวแปร ที่ระดับ ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร จากพื้นดิน ดังนี้

- (1) ความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (เมตรต่อวินาที)
- (2) ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน (เมตรต่อวินาที)
- (3) ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงใน 1 วัน (เมตรต่อวินาที)
- (4) แผนภูมิทิศทางลม (Wind Rose) รายเดือน และรายปี

3.2.5 การประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง

การวิเคราะห์ประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่ง (Local Area Wind Resource Assessment) มีเป้าหมายเพื่อ ทราบข้อมูลความเร็ว กำลัง และทิศทางลม ในบริเวณพื้นที่ที่สนใจ และเพื่อเป็นฐานข้อมูล ในการกำหนดตำแหน่ง และการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลม

โดยวิธีการวิเคราะห์ประเมินศักยภาพพลังงานลม มีทั้งการตรวจวัดจริง และการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ทำการจำลองข้อมูลลมในพื้นที่ที่สนใจ โดยใช้ข้อมูลประกอบที่เกี่ยวข้อง เช่น ข้อมูลความเร็วและทิศทางลมจากสถานีวัดลมในบริเวณใกล้เคียง ข้อมูลลมจากดาวเทียม ข้อมูลลักษณะพื้นผิว ความสูง-ต่ำ ของพื้นที่ เป็นต้น โดยผลการวิเคราะห์ประเมิน จะทำให้ทราบถึง ความเร็ว กำลังและทิศทางของลม ในบริเวณพื้นที่ที่สนใจ เพื่อประกอบการพิจารณาการกำหนดตำแหน่งและเลือกใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม และประกอบการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ต่อไป

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

โปรแกรมที่ใช้สำหรับการจำลองข้อมูลความเร็วและทิศทางลม ในปัจจุบัน ได้ถูกพัฒนาและนำมาใช้งานอย่างแพร่หลาย ทั้งในด้านงานวิจัย และงานทางการค้า การลงทุน ทางด้านพลังงาน สิ่งแวดล้อม และสถาปัตยกรรม ซึ่งสามารถแบ่งได้ 3 ประเภท หลัก คือ 1. Linearized Flow model เช่น โปรแกรม WAsP, AVENU 2. CFD (Computational Fluid Dynamics) based model เช่นโปรแกรม WindSim, 3DWind และ 3. Atmospheric model เช่น โปรแกรม RAMs model, WRF model, MASS model เป็นต้น การจำลองแต่ละแบบ มีข้อดีข้อเสียแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับ ลักษณะพื้นที่ และเงื่อนไข ข้อจำกัดของผู้ใช้งาน ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

(1) Linearized Flow model

ข้อดี : มีตัวแปรน้อย ไม่ซับซ้อน เป็นที่รู้จักกว้างขวาง ใช้เวลาในการคำนวณน้อย ใช้ทรัพยากรคอมพิวเตอร์ในการคำนวณน้อย เหมาะสำหรับ พื้นที่ที่มีลักษณะพื้นที่ผิวราบเรียบ ไม่ซับซ้อน เช่นทุ่งหญ้าโล่งกว้าง ทะเล ที่ราบลุ่ม เป็นต้น

ข้อเสีย : ไม่เหมาะสำหรับลักษณะพื้นที่ที่ซับซ้อน มีความสูงต่ำไม่สม่ำเสมอ เช่นภูเขาสูง หุบเขา เนินเขาสูงสลับที่ราบ หรือ มีสิ่งกีดขวาง ในบริเวณพื้นที่ เป็นต้น

(2) CFD (Computational Fluid Dynamics) based model

ข้อดี : มีความถูกต้องแม่นยำ มากกว่าแบบ Linearized Flow model เหมาะสำหรับลักษณะพื้นที่ที่ซับซ้อน หรือมีความสูงต่ำไม่สม่ำเสมอ สามารถจำลองลักษณะลมได้ใกล้เคียงความเป็นจริงมากกว่า แบบ Linearized Flow model

ข้อเสีย : ใช้เวลาในการคำนวณมาก ใช้ทรัพยากรคอมพิวเตอร์สำหรับการคำนวณมาก มีตัวแปรมาก และซับซ้อน

(3) Atmospheric model

ข้อดี : มีความถูกต้องแม่นยำสูง เหมาะสำหรับลักษณะพื้นที่ทั้งที่ราบเรียบ และซับซ้อนเป็นพิเศษ สามารถจำลองลักษณะลมได้ใกล้เคียงความเป็นจริงมาก เป็นที่ยอมรับในทางวิชาการสำหรับความถูกต้องแม่นยำ

ข้อเสีย : ใช้เวลาในการคำนวณมาก ใช้ทรัพยากรคอมพิวเตอร์สำหรับการคำนวณมาก มีตัวแปรมากกว่า และซับซ้อนกว่าทั้ง Linearized Flow model และ CFD based model อีกทั้งมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานมากกว่า และสำหรับหลายๆประเทศ ยังมีผู้เชี่ยวชาญการใช้งานน้อยมาก

3.2.6 การวิเคราะห์เปรียบเทียบเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย

การพิจารณาคุณสมบัติด้านเทคนิค (Specification) ในเบื้องต้นของกังหันลมผลิตไฟฟ้า

3.2.6.1 กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่

ในส่วนนี้จะกล่าวในภาพทั่วไปของกังหันลมขนาดใหญ่ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบสายส่งแรงสูง

1. การจำแนกชนิดของกังหันลม

กังหันลมในรูปแบบมาตรฐานทั่วไปสามารถจำแนกออกได้เป็น 2 แบบ คือกังหันลมแกนหมุนในแนวนอน (Horizontal Axis Wind Turbine) และ กังหันลมแกนหมุนในแนวตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine) นอกเหนือจากแบบมาตรฐานทั่วไปแล้วยังมีผู้ค้นคิดรูปแบบต่างๆ ขึ้นมากมายโดยมีเป้าหมายจะผลิตกำลังงานให้ได้ในระดับ MW อย่างไรก็ตามปัจจุบันยังไม่มีการผลิตออกสู่ตลาด

(1) กังหันลมแกนหมุนในแนวนอน (Horizontal Axis Wind Turbine)

กังหันลมแกนหมุนในแนวนอนเป็นกังหันลมที่ตั้งขึ้นบนเสาสูง มีส่วนที่อยู่บนยอดเสาเรียกว่า Top Head ซึ่งแบ่งย่อยออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่เป็นใบ (Blade) และส่วนที่บรรจุเครื่องจักรกล เรียกว่า Nacelle กังหันมีแบบที่หันหน้าเข้าสู่ลมเรียกว่า Up Wind และแบบที่อยู่ด้านหลังเสาเรียกว่า Down Wind กังหันลมผลิตไฟฟ้าระดับ MW เป็นแบบ Up Wind ทั้งสิ้น ข้อดีของกังหันลมแบบ Down Wind อยู่ที่สามารรถออกแบบให้หมุนรับลมได้เอง แต่มีข้อเสียที่เกิดสภาพการปั่นป่วนสูงเนื่องจากลมพัดผ่านเสากังหันลมก่อนที่จะพัดผ่านกังหันลม ในกรณีของกังหันลมชนิด Up Wind จะต้องมีการปรับทิศทางของกังหันลมให้อยู่ในทิศเดียวกับลม

(2) กังหันลมแกนหมุนในแนวตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine)

กังหันลมแกนหมุนในแนวตั้งเป็นกังหันลมที่สามารถรับลมได้ทุกทิศทาง กังหันลมแบบนี้ที่มีชื่อเสียงมากคือกังหันลม Darrieus ซึ่งออกแบบและจดสิทธิบัตรโดย G.J.M. Darrieus เมื่อ ค.ศ. 1931 จากนั้นได้มาประดิษฐ์ และพัฒนาอีกครั้งโดยนักวิจัยจาก Sandia Lab และ NRC Canada ข้อดีของกังหันลมแบบ Darrieus อยู่ที่ความโค้งของใบกังหันเป็นรูปแบบเดียวกับเชือกกระโดดเมื่อแกว่ง ทำให้เกิดแรงดึงตามแนวแกนของใบเท่านั้น ถึงแม้ว่าจะออกแบบให้คล้ายกับรูปแบบเดียวกับเชือกกระโดดเมื่อแกว่งแต่ให้ประกอบด้วยใบตรงมาต่อกันก็พบว่าแรงกระทำที่ใบมีสูงขึ้นมา¹

¹ ประจักษ์ เพชรไวยภูมิ การศึกษาความเค้นในใบของกังหันลมแกนหมุนแนวตั้ง วิทยานิพนธ์ วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเทคโนโลยีพลังงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้า

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ปัญหาที่สำคัญของกังหันลมแบบนี้คือการซ่อมชุดส่งถ่ายกำลังโดยเฉพาะชุดตลับลูกปืนของกังหันลม หากจำเป็นต้องเปลี่ยนตัวใหม่จะต้องรื้อกังหันลมออกทั้งตัว² ปัญหาเดียวกันนี้ก็พบกับกังหันลม Darrieus ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี เมื่อเดือนกันยายน 2551

ในปัจจุบันกังหันลมระดับ MW ที่มีขายในท้องตลาดเป็นแบบ กังหันลมแกนหมุนในแนวนอน ทั้งสิ้น แนวโน้มของกังหันลมผลิตไฟฟ้าพบว่ามีความ MW สูงขึ้นทุกปี ดังข้อมูลจาก การสำรวจของ U.S. Department of Energy³ สรุปเป็นตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 การกระจายจำนวนกังหันลมตามขนาดกำลังผลิต

Turbine Size Range	1998-99 1,013 MW 1,418 turbines	2000-01 1,758 MW 1,987 turbines	2002-03 2,125 MW 1,784 turbines	2004-05 2,782 MW 1,937 turbines	2006 2,454 MW 1,532 turbines
0.00 to 0.5 MW	1.3%	0.4%	0.5%	1.9%	0.7%
0.51 to 1.0 MW	98.4%	73.9%	44.2%	17.6%	10.7%
1.01 to 1.5 MW	0.0%	25.4%	42.8%	56.6%	54.2%
1.51 to 2.0 MW	0.3%	0.4%	12.3%	23.9%	17.6%
2.01 to 2.5 MW	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	16.3%
2.51 to 3.0 MW	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.5%

Source: NREL/DOE, 2007, p. 10.

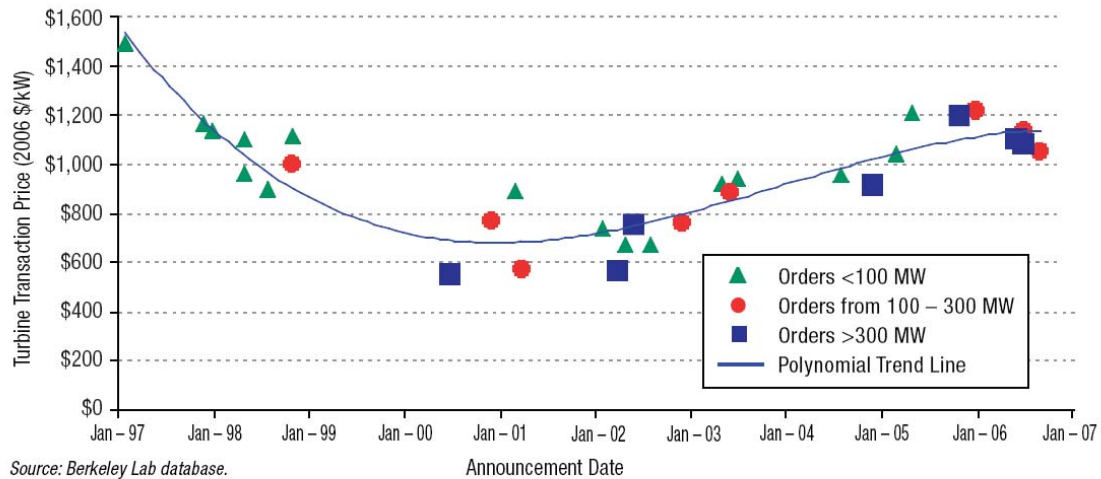
2. ราคากังหันลม

จากรายงานของ U.S. Department of Energy³ กังหันลมมีราคาประมาณ 1,500 เหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ เมื่อปี ค.ศ. 1997 จากนั้นก็มีราคาลดลงจนมีค่าต่ำที่สุดเมื่อปี ค.ศ. 2000 -2001 โดยมีราคาต่ำกว่า 1,000 เหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ จากนั้นราคาได้สูงขึ้นทุกปี โดยมีราคาประมาณ 1,200 เหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ เมื่อต้นปี ค.ศ 2007 ปัจจุบันพบว่าราคาเพิ่มสูงขึ้นมากเนื่องจากปัญหาจากมีกังหันลมไม่พอกับความต้องการ ซึ่งมีสาเหตุมาจากราคาที่สูงขึ้นของวัสดุทุกชนิดที่ใช้ทำกังหันลม ได้แก่ เหล็ก ทองแดง อลูมิเนียม และ ไฟเบอร์กลาส ประกอบกับเงินสกุลดอลลาร์ของสหรัฐอเมริกาอ่อนตัวลงมากเมื่อเทียบกับเงินสกุลยูโร

² <http://www.windpower.org/en/tour/design/horver.htm>

³ Wiser, R. and Bolinger, M. (Primary Authors), Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends:2006 , U.S. Department of Energy, May 2007

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

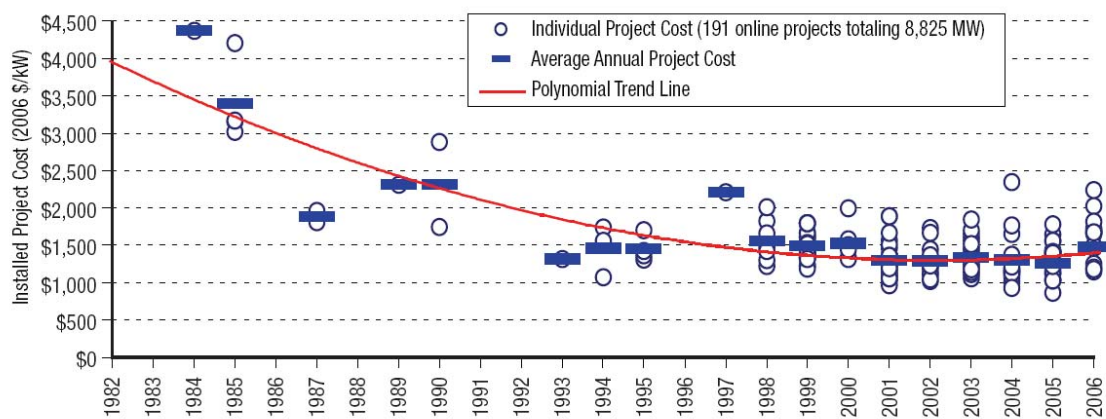


Reported U.S. Wind-Turbine Transaction Prices over Time

รูปที่ 3.6 ราคากังหันลมในแต่ละช่วงเวลา

3. เงินลงทุนโครงการ

จากรายงานของ U.S. Department of Energy³ เงินลงทุนโครงการมีค่าประมาณ 3,300 เหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ เมื่อปี ค.ศ. 1985 หลังจากนั้นเงินลงทุนโครงการที่ใช้ลดต่ำลงจนมีตัวเลขประมาณ 1,300 เหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ เมื่อปี ค.ศ. 2001 ช่วงเวลาหลังจากนั้นพบว่าเงินลงทุนโครงการเพิ่มสูงขึ้นทุกปี โดยมีตัวเลขเกือบ 1,600 เหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ ในปี ค.ศ. 2006 ข้อมูลเมื่อกลางปี ค.ศ. 2007 มีหน่วยงานหนึ่ง⁴ ได้รับการแจ้งราคาโครงการที่ตัวเลข 2,000 เหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ แนวโน้มของค่าลงทุนโครงการจะเพิ่มขึ้นต่อไปในอนาคต



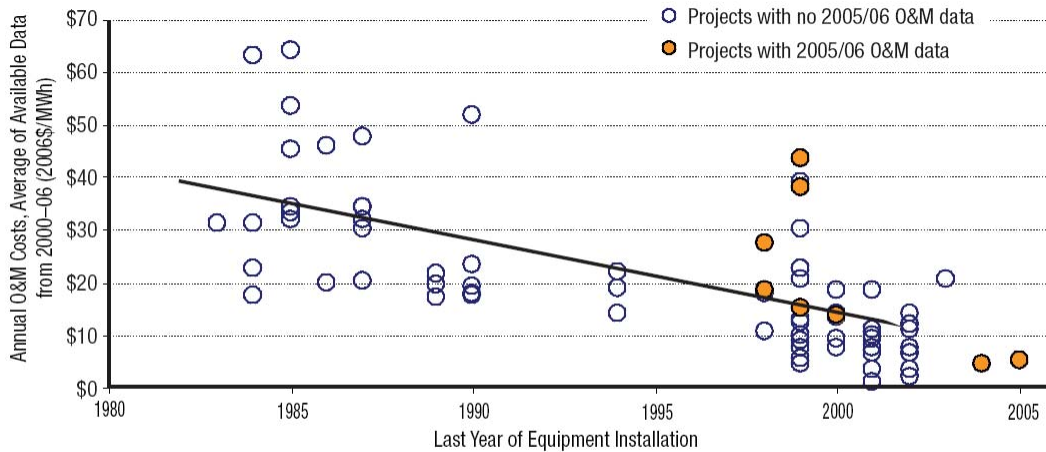
Installed Wind Project Costs over Time

รูปที่ 3.7 งบลงทุนที่ใช้ในแต่ละช่วงเวลา

⁴ Global Energy Service, Memorandum, U.S. Offshore Wind Power Market Assessment and Project Cost Estimate, 3 August 2007

4. ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance)

ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษากังหันลมพบว่าลดต่ำลงทุกปี ทั้งนี้มีผลจากการพัฒนาเทคโนโลยีด้านกังหันลม รูปที่ 3.8 แสดงค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา ในปีแรกของการเดินกังหันลม พบว่าลดต่ำลงจาก 35 เหรียญสหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมง (ปรับราคามาที่ปี ค.ศ. 2006) เหลือเพียง 15 เหรียญสหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมง เมื่อปี ค.ศ. 2001



Source: Berkeley Lab database; five data points suppressed to protect confidentiality.

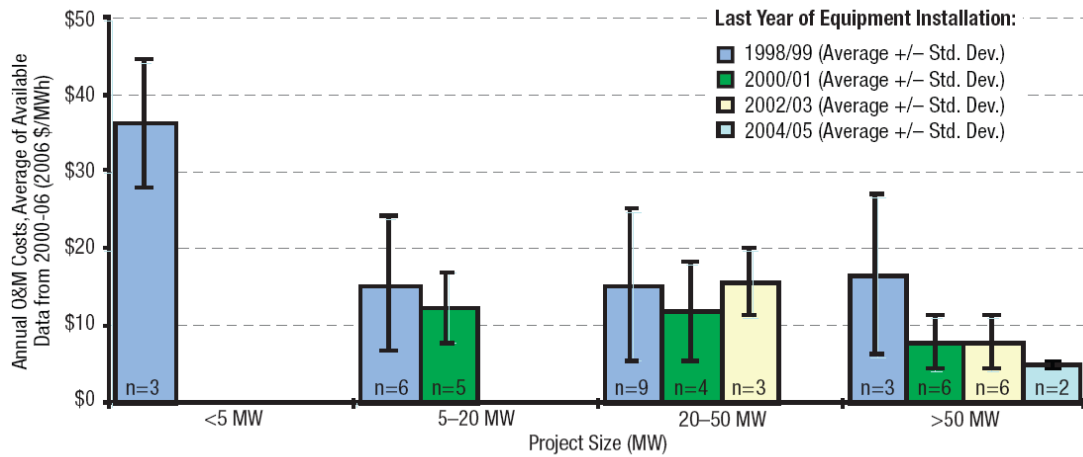
Figure 24. Average O&M Costs for Available Data Years from 2000-2006, by Last Year of Equipment Installation

รูปที่ 3.8 ค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา ในปีแรกของการเดินกังหันลม

ค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในปีแรกของการเดินกังหันลมตามขนาดของโครงการแสดงในรูปที่ 3.8 พบว่าขนาดของโครงการที่ใหญ่กว่าจะมีค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายต่ำกว่าโครงการที่เล็กกว่า ตัวเลขของโครงการที่เล็กกว่า 5 เมกะวัตต์ มีค่าเฉลี่ยเป็น 35 เหรียญสหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมง ในขณะที่โครงการที่ใหญ่กว่า 50 เมกะวัตต์ พบว่าใช้เงินประมาณ 16 เหรียญสหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมง

รูปที่ 3.9 แสดงค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในเมื่อเวลาเปลี่ยนไปพบว่า กังหันลมที่ใช้เมื่อปี ค.ศ. 1998/99 มีค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษาในปีที่สอง 14 เหรียญสหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมง และเพิ่มขึ้นทุกปี จนมีค่าเป็น 22 เหรียญสหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมง ในปีที่ 6 กังหันลมตัวที่ใหม่กว่า (ปี ค.ศ. 2000/01) มีค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษาในปีแรก 13 เหรียญสหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมง และมีค่าเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย ในปีถัดมา

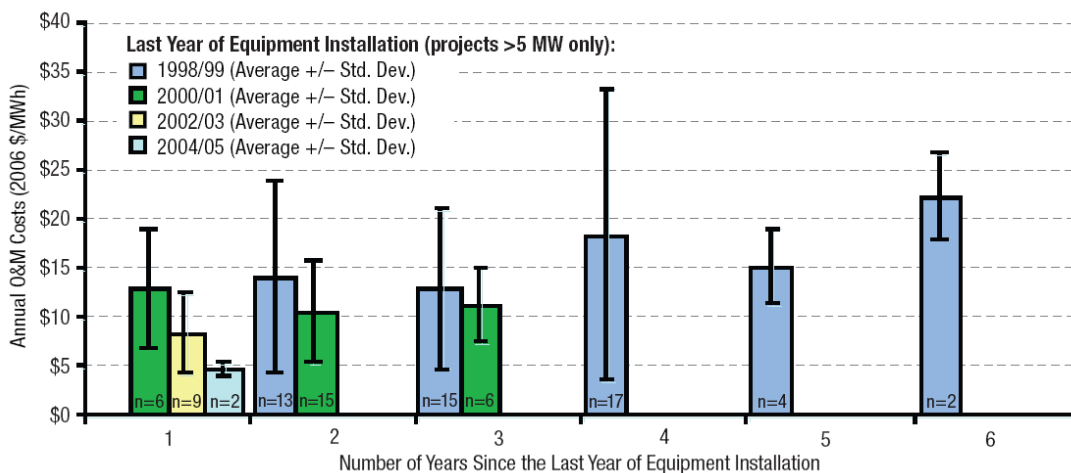
บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน



Source: Berkeley Lab database; averages shown only for groups of two or more projects.

Average O&M Costs for Available Data Years from 2000-2006, by Project Size

รูปที่ 3.9 ค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในปีแรกของการเดินกังหันลม
จำแนกตามขนาดของโครงการ



Source: Berkeley Lab database; averages shown only for groups of two or more projects.

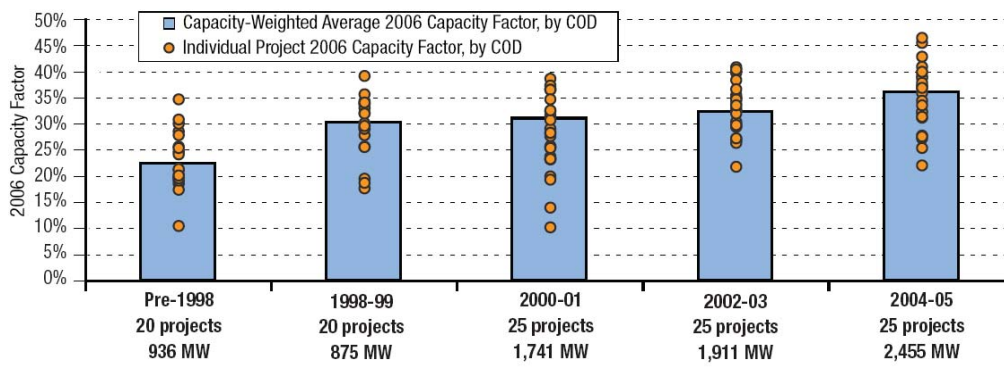
Annual Average O&M Costs, by Project Age and Last Year of Equipment Installation

รูปที่ 3.10 ค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในเมื่อเวลาเปลี่ยนไป

5. Capacity Factor

Capacity Factor เป็นตัวเลขที่ใช้อธิบายว่ากังหันลมสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เป็นเท่าไร เมื่อเทียบกับความสามารถสูงสุดของกังหันลม ข้อมูลที่เสนอเป็นการรวบรวมโดย U.S. Department of Energy³ ของกังหันลมที่ใช้ในสหรัฐอเมริกา รูปที่ 3.11 แสดงการเปลี่ยนแปลงของค่า Capacity Factor ตั้งแต่ก่อนปี 1998 ถึงปี 2005 ตัวเลขที่น่าสนใจคือ ค่า Capacity factor เพิ่มขึ้นตลอดเวลา ซึ่งเป็นผลจากการหาแหล่งข้อมูลลมที่ดี และการพัฒนากังหันลมให้ดีขึ้น

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน



Source: Berkeley Lab database.

2006 Project Capacity Factors by Commercial Operation Date

รูปที่ 3.11 การเปลี่ยนแปลงของค่า Capacity Factors ตั้งแต่อดีตจนถึงปี 2005

6. ระยะเวลาส่งมอบกังหันลม

เนื่องจากขณะนี้มีความต้องการกังหันลมสูงมาก ดังนั้นระยะเวลาในการส่งมอบกังหันลมต้องใช้เวลายาวนานอย่างน้อย 18 เดือน สำหรับบริษัทที่มีชื่อเสียง และมีส่วนแบ่งในตลาดสูง กรณีของบริษัทที่เล็กกว่าและมีประสบการณ์น้อย อาจสามารถส่งมอบกังหันลมได้ใน 12 เดือน

7. มาตรฐานกังหันลม

ปัจจุบันมีหน่วยงานหลายแห่งกำหนดมาตรฐานกังหันลมขึ้น โดยมีมาตรฐานสากลของ International Electrotechnical Commission (IEC) เป็นมาตรฐานหลัก นอกเหนือจากมาตรฐานที่ประกาศใช้แล้วยังมีมาตรฐานที่อยู่ในระหว่างการร่างและจะมีการประกาศใช้ต่อไป มาตรฐานของกังหันลมนี้อยู่ภายใต้ไออีซี IEC 61400 ดังต่อไปนี้

- IEC 61400-1: Wind turbines – Part1: Design requirements (Third Edition 2005-8)
- IEC 61400-2: Wind turbines – Part2: Design requirements for small wind turbines (Second edition 2006-3)
- IEC 61400-11: Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques (Edition 2.1 2006-11)
- IEC 61400-12-1: Wind turbines – Part12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (Edition1.0 2005-12)
- IEC TS 61400-13: Wind turbine generator systems – Part 13: Measurement of mechanical loads (First edition 2001-6)
- IEC TS 61400-14: Wind turbines – Part14: Declaration of apparent sound power level and tonality values

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

- IEC 61400-21: Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines (Edition 2.0 2008-08)
- IEC TS 61400-23: Wind turbine generator systems – Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades (First edition 2001-04)
- IEC TR 61400-24: Wind turbine generator systems – Part 24: Lightning protection (First edition 2002-07)
- IEC 61400-25-1: Wind turbines- Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants – Overall description of principles and models (First edition 2006-12)
- IEC 61400-25-2: Wind turbines- Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information models (First edition 2006-12)
- IEC 61400-25-3: Wind turbines- Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information exchange models (First edition 2006-12)
- IEC 61400-25-4: Wind turbines- Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants – Mapping to communication profile (Edition 1.0 2008-08)
- IEC 61400-25-5: Wind turbines- Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants (First edition 2006-12)

มาตรฐานที่สำคัญและอยู่ในระหว่างการร่างคือ IEC 61400-3: Design requirements for offshore wind turbines ทั้งนี้มาตรฐานของแต่ละประเทศ เช่น มาตรฐานของสหราชอาณาจักร (British Standard) ได้อ้างอิงกับมาตรฐานของ IEC

นอกจากมาตรฐาน IEC แล้วกลุ่มประเทศยุโรปได้จัดทำ European Wind Turbine Standard II (EWTS-II) - ขึ้นมาใช้งานเนื่องจากขณะที่ร่างมีการติดตั้งกังหันลมในยุโรปเป็นจำนวนมาก จึงมีความต้องการวิธีการที่เป็นมาตรฐานในการออกแบบ ทดสอบ และให้คำรับรองกังหันลม ดังนั้น จึงมีโครงการมาตรฐานกังหันลมของยุโรป (European Wind Turbine Project – EWTS) ขึ้น ซึ่งได้เสร็จ

สิ้นเมื่อปี ค.ศ. 1996 แต่เนื่องจากยังมีข้อมูลทางเทคนิคที่ต้องการศึกษาเพิ่มเติม จึงมีโครงการต่อเนื่อง EWTS -II ขึ้น และจัดทำเป็นเอกสารเมื่อ เดือนมิถุนายน 1998 มาตรฐานนี้ได้นำมาใช้ระหว่างการพัฒนา มาตรฐานสากลประกาศขึ้นใช้ ดังนี้

Part 1: Load Spectra and Extreme Wind Conditions

Part 1 Sub A.1: Wind farms-wind field and turbine loading

Part 1 Sub B.1: Complex terrain and fatigue loading

Part 1 Sub C.1: Extreme wind climate events

Part 2: Quantification of failure probabilities

Part 3: Integration of blade test in design

Part 4: Power performance in complex terrain

Part 5.1: Site Evaluation

3.2.6.2 อากาศพลศาสตร์ของกังหันลม

หัวข้อนี้จะกล่าวถึง หลักการทำงานเบื้องต้นและเทคโนโลยีในปัจจุบันทางด้านอากาศพลศาสตร์ของกังหันลม และวิธีการแปลงพลังงานลมมาสู่พลังงานกล กังหันลมเป็นเครื่องจักรกลที่ถูกออกแบบขึ้นมาเพื่อตัดแปลงพลังงานจลน์ของลมที่เคลื่อนที่ด้วยความเร็วมาเป็นพลังงานในรูปแบบอื่น เช่นพลังงานไฟฟ้าในกังหันลมผลิตไฟฟ้า หรือพลังงานศักย์ของน้ำในกังหันลมสูบน้ำ

โดยทั่วไปกังหันลมจะถูกแบ่งเป็นสองชนิดโดยพิจารณาจากแกนการหมุนของโรเตอร์

1. กังหันลมชนิดแกนแนวตั้ง
2. กังหันลมชนิดแกนแนวนอน

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน



ก. กังหันลมชนิดแกนแนวตั้ง



ข. กังหันลมชนิดแกนแนวนอน

รูปที่ 3.12 ตัวอย่างของกังหันลมสองชนิดหลัก

โดยกังหันลมทั้งสองชนิดต่างมีคุณสมบัติแตกต่างกัน เช่น ชุดระบบกำเนิดไฟฟ้าสำหรับกังหันลมชนิดแกนแนวนอนนั้นปกติจะถูกติดตั้งอยู่ในห้องเครื่อง (Nacelle) ซึ่งอยู่เหนือพื้นดิน ในขณะที่ชุดกำเนิดไฟฟ้าสำหรับกังหันลมชนิดแกนตั้งสามารถถูกติดตั้งอยู่บนพื้นดินได้ ซึ่งจะส่งผลให้การบำรุงรักษาทำได้ง่ายกว่า โดยทั่วไปกังหันลมขนาดใหญ่ (200 กิโลวัตต์หรือสูงกว่า) จะเป็นกังหันลมชนิดแกนแนวนอน เนื่องจากมีประสิทธิภาพสูง และมีความยืดหยุ่นในการนำไปใช้งานมากกว่าชนิดแกนแนวตั้ง⁵

หัวข้อนี้จะกล่าวถึงการทำงานเบื้องต้นของกังหันลมแบบแกนแนวนอนและเทคโนโลยีทางด้านอากาศพลศาสตร์ที่เกี่ยวข้อง โดยแบ่งเป็นหัวข้อย่อยดังนี้ (1) การใช้ทฤษฎีแบบจำลองแอกชูเอเตอร์ดิสก์

(2) หลักการของ Blade element method (3) การออกแบบใบพัดกังหันลม (4) จำนวนของใบพัดที่เหมาะสม และ (5) ปรากฏการณ์ stall delay

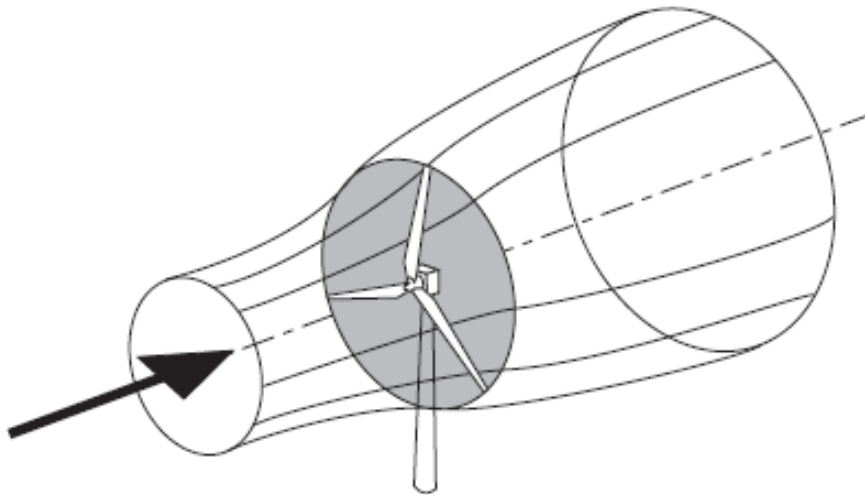
1) ทฤษฎีแบบจำลองแอกชูเอเตอร์ดิสก์

แบบจำลองแบบแอกชูเอเตอร์ดิสก์เป็นวิธีการคำนวณพลังงานที่กังหันลมสามารถผลิตได้ภายใต้สภาวะลมหนึ่ง โดยที่พิจารณาเพียงแค่รูปแบบการเปลี่ยนแปลงของพลังงานในระบบเท่านั้น และไม่ได้คำนึงถึงวิธีการออกแบบและประสิทธิภาพของใบพัดกังหันลม โดยปกติแบบจำลองแอกชูเอเตอร์ดิสก์ จะทำงานอยู่ภายใน

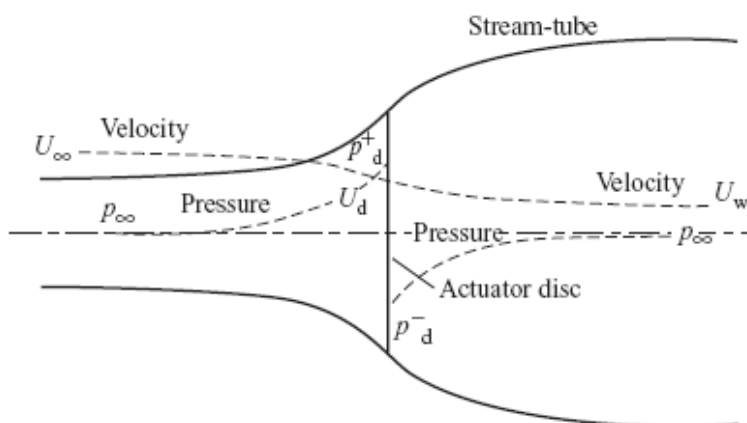
⁵ T. Burton et. al., "Wind Energy Handbook", John Wiley & Sons, Ltd., 2001.

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

stream tube ดังรูปที่ 3.13 ซึ่งรูปร่างของ stream tube จะถูกกำหนดโดย streamlines บริเวณรอบกังหันลม เส้น streamlines แสดงให้เห็นถึงทิศทางการเคลื่อนที่ของอากาศบริเวณรอบแอกชูเอเตอร์ดิสก์ (อากาศจะไม่ไหลขวางเส้น streamlines) ดังนั้นมวลของอากาศทั้งหมดที่ไหลผ่านทางเข้าของ stream tube จะต้องไหลผ่านช่องทางออกทางด้านใต้ลมของกังหันลม จากภาพของ streamtube ในรูปที่ 3.13 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าขนาดของ streamtube คงที่ ดังนั้นมวลของอากาศภายในจะต้องคงที่เช่นกัน และจากกฎทรงมวลที่กำหนดอัตราการไหลของมวลของอากาศภายใน streamtube ทำให้สามารถทำการคำนวณความเร็วของการไหลของอากาศที่ตำแหน่งต่างๆได้ เนื่องจากความเร็วลมลดลงเมื่อไหลผ่านแอกชูเอเตอร์ดิสก์ ดังนั้นพื้นที่หน้าตัดของ streamtube จะต้องมีความกว้างขึ้นทางด้านใต้ลมดังที่ปรากฏในรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.13 แบบจำลอง streamtube ที่แสดงถึงเส้นทางการเคลื่อนที่ของอากาศบริเวณหน้าและหลังกังหันลม



รูปที่ 3.14 ภาพตัดขวางในแนวแกนของ streamtube แสดงการเปลี่ยนแปลงของความเร็วลมและความดันบริเวณแอกชูเอเตอร์ดิสก์

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

รูปที่ 5.14 แสดงให้เห็นว่าความเร็วลมจะลดลงเมื่อไหลผ่านกังหันลม หรือส่วนของแอกซูเอเตอร์ดิสก์ในแบบจำลอง โดยเมื่อความเร็วลมลดลง โมเมนตัมของอากาศย่อมลดลงตามด้วย และกฎของ Newton กำหนดว่าโมเมนตัมที่เปลี่ยนแปลงไปจะมีค่าเท่ากับแรงที่เกิดขึ้น เนื่องจากอากาศบริเวณรอบกังหันลมไม่สามารถสร้างแรงขึ้นได้ ดังนั้นแรงทั้งหมดที่เกิดขึ้นจะอยู่ในรูปแบบของความแตกต่างของความดันอากาศทางด้านหน้าและหลัง (เหนือลมและใต้ลม) ของกังหันลม และในที่สุดกำลังงานที่กังหันลมผลิตได้ก็จะสามารถคำนวณได้จากอัตราการทำงานของแรงที่เกิดขึ้นบนแอกซูเอเตอร์ดิสก์

ทฤษฎีแอกซูเอเตอร์ดิสก์สามารถถูกนำมาอธิบายถึง กำลังงานกลสูงสุดที่กังหันลมสร้างได้ภายใต้สภาวะลมหนึ่งๆ หรือที่เรียกว่า Betz' limit ⁵ (หรือว่า Betz' law) ซึ่งรูปที่ 5.14 แสดงให้เห็นว่าความเร็วลมที่พัดผ่านกังหันลมมีค่าเท่ากับค่าเฉลี่ยของความเร็วลมที่ปากทางเข้า streamtube (v_1) และความเร็วลมที่ทางออก (v_2) ดังนั้นมวลของอากาศที่ไหลผ่านแอกซูเอเตอร์ดิสก์จะคำนวณได้จาก

$$\dot{m} = \rho A \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) \quad (3.1)$$

ρ หมายถึงความหนาแน่นของอากาศ และ A คือพื้นที่กวาดของแอกซูเอเตอร์ดิสก์ ส่วนกำลังงานที่กังหันลมสร้างได้จะคำนวณจาก

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \\ P &= \frac{\rho}{4} A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \end{aligned} \quad (3.2)$$

กำลังงานทั้งหมดของกระแสลมที่ไหลโดยปราศจากสิ่งกีดขวาง P_0 จะหาได้จาก

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A (v_1)^3 \quad (3.3)$$

ดังนั้นกำลังงานกลที่กังหันลมสร้างได้ภายใต้สภาวะลมหนึ่งๆ หรือว่าอัตราส่วนของกำลังงานที่กังหันลมสร้างได้ต่อกำลังงานทั้งหมดของกระแสลมที่ไหลโดยปราศจากสิ่งกีดขวางก็คือ

$$\frac{P}{P_0} = \frac{\frac{\rho}{4} A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \rho A (v_1)^3} \quad (3.4)$$

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + \left(\frac{v_2}{v_1} \right) \right)$$

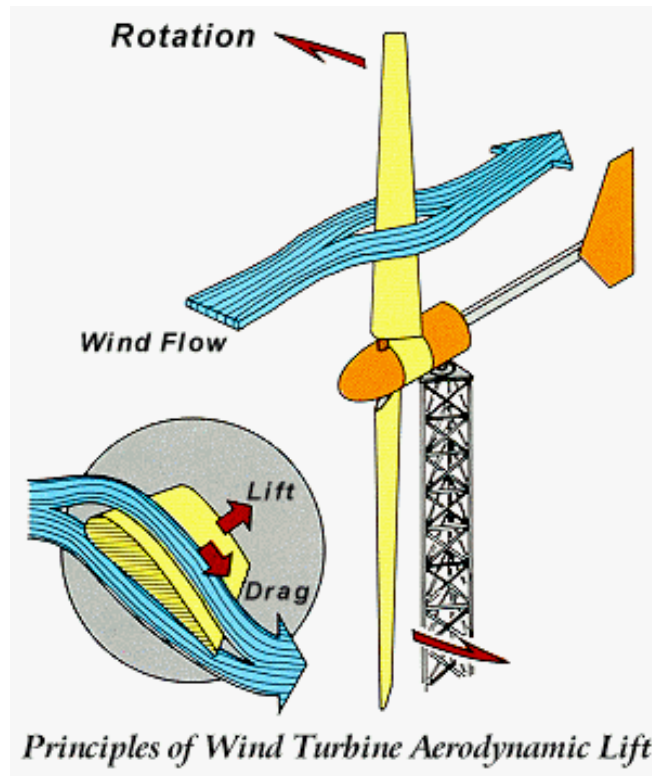
ค่าสูงสุดของ P/P_0 สามารถหาได้จากการใช้แคลคูลัสเบื้องต้น $\frac{d(P/P_0)}{d(v_2/v_1)} = 0$ ซึ่งให้คำตอบว่ากำลังงานสูงสุดที่กังหันลมสร้างได้จะมีค่าเป็นร้อยละ 59 หรือว่า $16/27$ ของกำลังงานของกระแสลม โดยที่ลมจะต้องลดความเร็วลงเหลือเพียง $1/3$ เมื่อไหลผ่านแอคชูเอเตอร์ดิสก์ หรือว่า $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$ กังหันลมขนาดใหญ่ในปัจจุบันส่วนมากจะมีประสิทธิภาพอยู่ในช่วงร้อยละ 35 – 45

2) Blade element method

วิธีการที่กังหันลมสามารถดัดแปลงพลังงานจลน์ของลมที่พัดผ่านให้เป็นพลังงานไฟฟ้านั้น เริ่มต้นจากการนำแรงที่เกิดจากความแตกต่างของความดันอากาศระหว่างสองด้านของโรเตอร์ มาหมุนใบพัดกังหันลมซึ่งเคลื่อนที่อยู่บนระนาบที่ตั้งฉากกับทิศทางของกระแสลม หากพิจารณาจากทิศทางการหมุนของใบพัดจะเห็นว่ากระแสลมที่พัดผ่านโรเตอร์จะต้องสูญเสียโมเมนตัมในแนวแกนหมุน และโมเมนตัมของลมที่เสียไปนั้นเองที่ถูกนำไปเป็นแรงบิดของเพลารอเตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบกำเนิดไฟฟ้า ส่วนสำคัญของกังหันลมที่จะสร้างแรงบิดให้กับเพลารอเตอร์ได้ก็คือตัวใบพัด ซึ่งถูกออกแบบมาเหมือนกับปีกเครื่องบิน กล่าวคือมีหน้าที่สร้างแรงยกและแรงต้าน (Lift & Drag) เมื่อมีอากาศไหลผ่าน โดยที่ทิศทางของผลลัพธ์ของแรงทั้งคู่นี้จะอยู่บนระนาบของโรเตอร์ และช่วยสร้างแรงบิดให้กับเพลารอเตอร์ เมื่ออากาศไหลผ่านใบพัด ส่วนโค้งที่ถูกออกแบบมาจะเร่งความเร็วให้กับอากาศที่ไหลอยู่เหนือใบพัดเพื่อสร้างพื้นที่ซึ่งมีแรงดันอากาศต่ำ ส่วนอากาศที่ไหลผ่านใต้ใบพัดจะไหลด้วยความเร็วที่ต่ำกว่า ทำให้แรงดันอากาศมีค่าสูงกว่าอีกด้านของใบพัดโดยความแตกต่างของแรงดันอากาศนี้จะสร้างแรงยกให้กับใบพัดในที่สุดแรงต้านอากาศของใบพัดกังหันลมจะประกอบด้วย 2 ส่วนหลักคือ (1) แรงเสียดทานระหว่างของไหลและพื้นผิวของใบพัด หรือว่า skin friction drag ซึ่งผู้ออกแบบสามารถลดได้โดยการเลือกใช้วัสดุที่ใช้ผลิตให้เหมาะสม และขึ้นอยู่กับกำกับการบำรุงรักษา

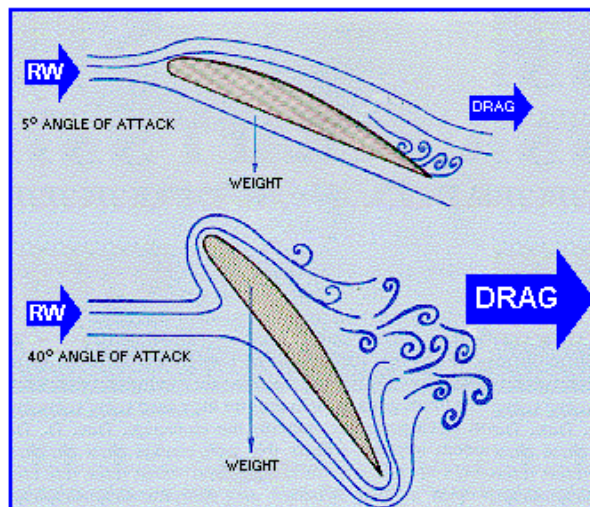
ใบพัดกังหันลม และ (2) แรงต้านที่เกิดจากแรงดันอากาศ หรือว่า pressure drag ซึ่งส่วนนี้จะมีค่าสูงเมื่อมุมปะทะของใบพัดกังหันลมมีค่าสูง โดยเฉพาะในเวลาที่เกิดปรากฏการณ์ stall ขึ้น หมายความว่าเมื่ออากาศที่ไหลผ่านเหนือใบพัดเกิดการแยกตัวออกจากพื้นผิวและก่อให้เกิดลมหมุนขึ้น จะส่งผลกระทบให้สูญเสียแรงดันอากาศที่กระทำบนพื้นผิวนั้น จากรูปที่ 5.15 จะเห็นได้ว่าที่มุมปะทะสูง การสูญเสียแรงดันอากาศด้านเหนือใบพัด จะส่งผลให้แรงดันอากาศด้านใต้ใบพัดสร้างผลลัพธ์ของแรงในทิศทางของลม

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน



รูปที่ 3.15 ตัวอย่างทิศทางการหมุนของโรเตอร์และทิศทางของแรงอากาศพลศาสตร์ที่เกิดขึ้น

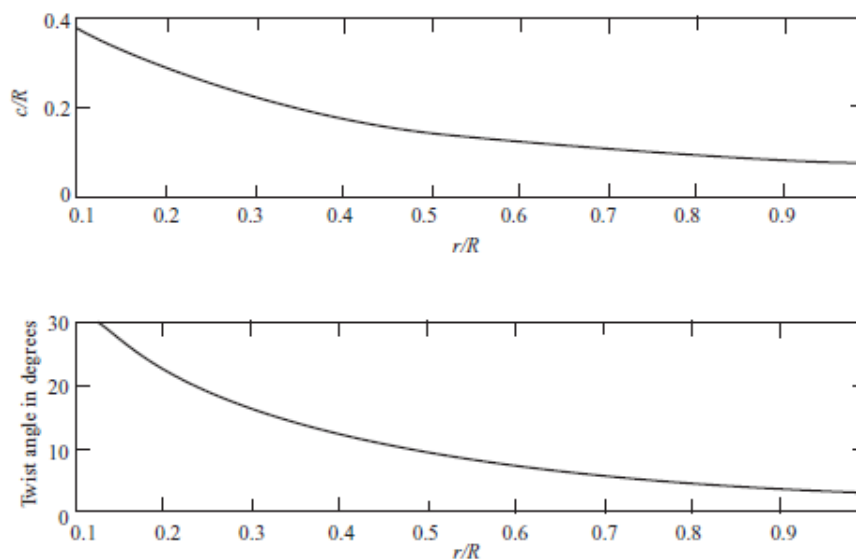
วิธีการคำนวณแบบ Blade element จะพิจารณาถึงเพียงอากาศพลศาสตร์ของภาพตัด 2 มิติของใบพัดที่ตำแหน่งหนึ่งเท่านั้น (ระยะห่างจากแกนหมุน) ดังรูปที่ 3.15 และแรงบิดทั้งหมดที่เกิดขึ้นก็สามารถคำนวณได้โดยการอินทิเกรตตามความยาวของใบพัดตั้งแต่โคนจนถึงปลาย สมมติฐานหลักในการใช้วิธีนี้คือ การที่ลมพัดผ่านโรเตอร์ไม่มีความเร็วและไม่สูญเสียโมเมนตัมในทิศทางตามแนวของใบพัด (radial direction) ข้อดีของการคำนวณวิธีนี้คือค่อนข้างง่ายเพราะทฤษฎีทางด้านอากาศพลศาสตร์ใน 2 มิติค่อนข้างแม่นยำและใช้กันอย่างแพร่หลาย



รูปที่ 3.16 แรงต้านที่เกิดจากแรงดันอากาศ (Pressure drag) ที่มุมปะทะสูง

3) การออกแบบใบพัดกังหันลม

การออกแบบกังหันลมให้มีประสิทธิภาพนั้น ขึ้นอยู่กับความสามารถในการสร้างพลังงานกลให้ได้สูงที่สุดจากพลังงานลมที่มีอยู่ ดังนั้นองค์ประกอบหลักก็คือการออกแบบใบพัดกังหันลมให้สามารถสร้างแรงบิดกับเพลาโรเตอร์ให้ได้สูงที่สุด ปัจจัยที่ส่งผลต่อการสร้างแรงบิดจะประกอบด้วย ความเร็วของใบกังหันลม (Tapered blade) หากคำนวณจากวิธี Blade element ก็จะได้ผลลัพธ์ดังที่แสดงในรูปที่ 3.17 สำหรับกังหันลมแนวแกนนอนและมีใบพัดจำนวน 3 ใบ และการบิดตัวของใบกังหันลม (Blade twist)⁶



รูปที่ 3.17 รูปทรงของใบพัดกังหันลมประสิทธิภาพสูงที่คำนวณโดยวิธี blade element

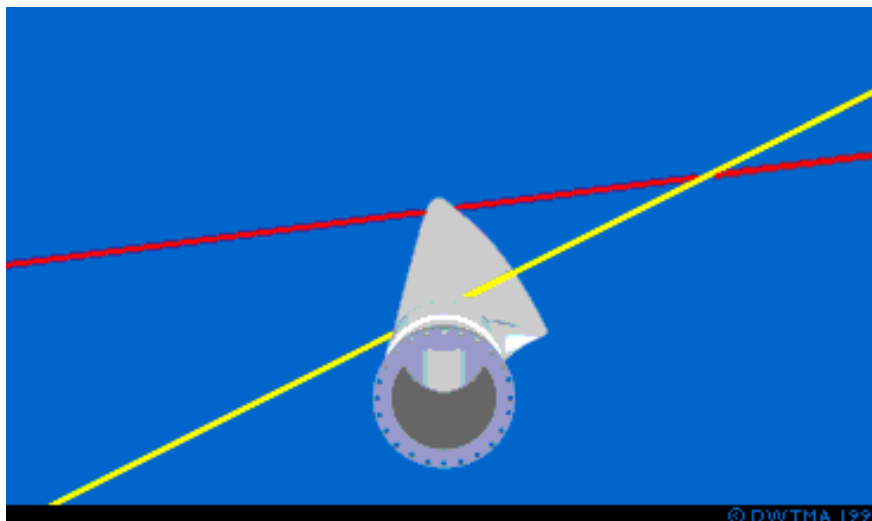
(c – ความยาวคอร์ด, r – ระยะทางจากเพลาโรเตอร์, R – ความยาวของใบพัด)

ในความเป็นจริงใบกังหันลมอาจจะไม่ได้มีรูปร่างตามข้อมูลที่แสดงในรูปที่ 3.17 เนื่องจากความเร็วที่มีการเปลี่ยนแปลงแบบไม่เป็นเชิงเส้นมีความซับซ้อนในกระบวนการผลิตอย่างมาก และจะส่งผลกระทบต่อต้นทุนการผลิต ดังนั้นจะเห็นได้ว่ากังหันลมที่มีการผลิตจริงส่วนมากจะใช้รูปร่างที่เรียบง่ายเช่น linear uniform taper เพื่อความคุ้มค่าในทางเศรษฐศาสตร์

รูปที่ 3.18 แสดงให้เห็นถึงมุมปะทะที่ไม่เท่ากันที่ 2 ตำแหน่งบนใบพัดกังหันลมที่หมุนด้วยความเร็วคงที่ เนื่องจากส่วนรากของใบพัดมีความเร็วสัมผัสต่ำ (tangential velocity) เมื่อเปรียบเทียบกับบริเวณปลายใบพัด เมื่อนำมารวมเข้ากับความเร็วลมที่พัดมาจากด้านหน้าของกังหันลม จึงทำให้มุมปะทะของบริเวณรากใบพัดมีค่าสูง (เปรียบเทียบกับระนาบของโรเตอร์) และมุมปะทะมีค่าต่ำลงตามความยาวของใบพัด ด้วยเหตุนี้จึงทำให้ใบพัดถูกออกแบบให้มีการบิดตัวเพื่อให้มุมปะทะในทุกตำแหน่งมีค่าเหมาะสมที่สุด ดังที่ได้เสนอไปแล้ว ในหัวข้อก่อนนี้ ปรากฏการณ์ stall จะเกิดขึ้นถ้าหากมุมปะทะมีค่าสูงเกินไป ซึ่งจะทำให้สูญเสียแรงยกและ

⁶ Stoddard F. et al, Determination of Elastic Twist in Horizontal Axis Wind Turbines, NREL Subcontract Report NREL/SR-500-12087 June 2006

ก่อให้เกิดแรงต้านสูงขึ้น ในขณะเดียวกัน ถ้าหากมุมปะทะมีค่าต่ำเกินไป แรงยกและแรงบิดรอบโรเตอร์ รวมถึงกำลังงานที่ผลิตได้ก็จะมีค่าต่ำตามมาเช่นกัน ดังนั้นจึงมีความจำเป็นมากที่จะออกแบบการบิดตัวของใบพัด เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด



รูปที่ 3.18 มุมปะทะของใบพัดกังหันลมมีค่าไม่เท่ากันตามความยาว

งานวิจัยทางการออกแบบใบพัดในระยะหลังยังคงเน้นไปที่การสร้างแรงบิดให้สูงที่สุด ไม่ว่าจะเป็นการประยุกต์ใช้ aerofoil profile หลายแบบบนใบพัดเดียวในตำแหน่งต่างกัน⁷ หรือว่าใช้การปรับมุมของใบพัดแบบอัตโนมัติเพื่อแก้ไขการบิดตัวของใบพัดเนื่องจาก aeroelastic effects⁸

4) จำนวนของใบพัด

จำนวนของใบพัดกังหันลมเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของกังหันลมโดยรวม ซึ่งจำนวนของใบพัดมักจะถูกเปรียบด้วยค่าความแข็ง (solidity) หรือว่าอัตราส่วนของพื้นที่ใบพัดต่อพื้นที่ทั้งหมดของการกวาดของโรเตอร์ ดังจะเห็นได้จากรูปที่ 3.19 ซึ่งแสดงค่าความแข็ง (solidity) ของกังหันลมแต่ละชนิดสามารถเรียงลำดับจากค่าความแข็งมากไปยังค่าความแข็งน้อยได้ดังนี้ กังหันลมสูบน้ำ กังหันลมชนิดดั้งเดิม และกังหันลมสมัยใหม่ ตามลำดับ

⁷ Kamoun, B. et al, The inverse design of the wind turbine blade sections by the singularities method, Renewable Energy, (2006), Vol.31, pp. 2091-2107

⁸ Kallesoe, B. S., Aeroservoelasticity of Wind Turbines, PhD Thesis, Technical University of Denmark, January 2007

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน



(ก)



(ข)



(ค)

รูปที่ 3.19 ค่าความแข็ง (solidity) ของกังหันลมชนิดต่างๆ (ก) กังหันลมสูบน้ำ (ข) กังหันลมชนิดดั้งเดิม และ (ค) กังหันลมสมัยใหม่

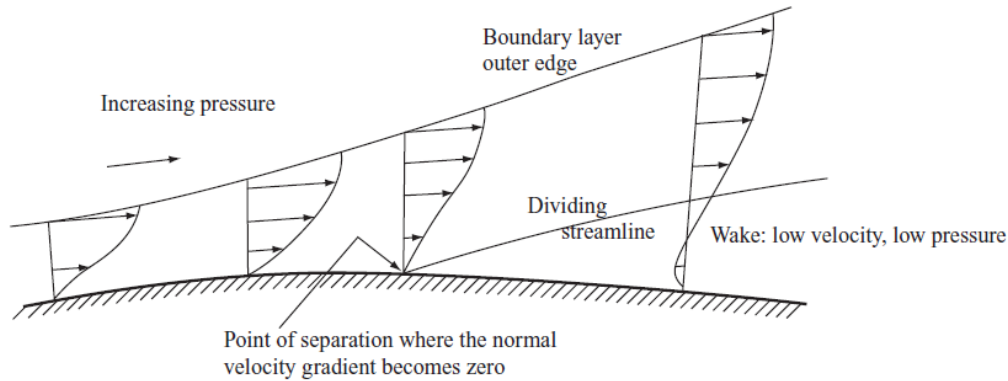
เนื่องจากมวลของอากาศส่วนมากที่ไหลผ่านโรเตอร์กังหันลมที่มีค่าความแข็งสูงจะมีโอกาสสัมผัสกับใบพัดกังหันลมโดยตรงมากซึ่งลมจะต้องชะลอตัวด้วยอัตราเร่งสูง ดังนั้นความเร็วลมที่ไหลผ่านโรเตอร์จึงต่ำ แต่ในขณะเดียวกันโมเมนตัมของอากาศในแนวแกนหมุนที่สูญเสียไปจะต้องถูกเปลี่ยนเป็นแรงที่กระทำบนใบพัด กังหันลมชนิดนี้จึงสามารถสร้างแรงบิดได้ค่อนข้างสูง กังหันลมชนิดนี้เหมาะกับการใช้งานทางเกษตรกรรม หรือว่าใช้สำหรับการสูบน้ำ รูปที่ 3.19 (ก) แสดงตัวอย่างของกังหันลมที่ใช้สำหรับสูบน้ำที่ใช้ในประเทศไทย ซึ่งจะเห็นได้ว่ามีจำนวนใบพัดมากถึง 30 ใบ ส่วนกังหันลมขนาดใหญ่ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ส่วนมากจะมีรูปร่างคล้ายกับแบบที่แสดงในรูป 3.19 (ค) คือมีค่าความแข็งค่อนข้างต่ำ ผลที่ได้รับก็จะตรงข้ามกับกังหันลมที่ได้กล่าวถึงข้างต้นคือลมที่ไหลผ่านกังหันลมที่ค่าความแข็งต่ำจะมีความเร็วสูงเนื่องจากมวลของอากาศส่วนใหญ่จะไหลผ่านโรเตอร์ไปโดยไม่สัมผัสกับใบพัด และแรงบิดบนเพลารอเตอร์จะมีค่าต่ำตามมา กังหันลมผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันมักจะถูกออกแบบในลักษณะนี้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตได้จะแปรผันโดยตรงกับกำลังงานของกระแสลมที่ไหลผ่านโรเตอร์ ซึ่งจากสมการในหัวข้อก่อนนี้แสดงให้เห็นว่า กำลังงานของลมแปรผันโดยตรงกับความเร็วลมยกกำลังสาม และเหตุผลที่กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่มีใบพัด 3 ใบ เนื่องจากความเสถียรของโรเตอร์ขณะที่กำลังหมุน

5) ปรากฏการณ์ stall delay

เมื่ออากาศเคลื่อนที่ผ่านเหนือพื้นผิวบนของใบพัดกังหันลม (ด้านเหนือลม) ส่วนโค้งของใบพัดจะเร่งให้อากาศนั้นมีความเร็วสูงขึ้นแล้วชะลอความเร็วลงในส่วนที่เรียกว่า adverse pressure gradient ดังที่แสดงในรูปที่ 3. 20 ซึ่งในส่วนนี้มีความสำคัญมากในทางอากาศพลศาสตร์เนื่องจากหาก adverse pressure gradient มีค่าที่สูงเกินไปจะทำให้อากาศชะลอตัวด้วยอัตราเร่งที่สูงและอาจส่งผลให้อากาศแยกตัวออกจากพื้นผิวของใบพัด ซึ่งจะทำให้เกิดการสูญเสียแรงยกและสร้างแรงต้านอากาศสูง หรือที่เรียกว่า stall การเกิด stall มักจะ

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

พบได้เมื่อมุมปะทะมีค่าสูง และในการใช้งานของใบพัดกังหันลมนั้น บริเวณโคนของใบพัดจะมีค่าของมุมปะทะที่สูงที่สุด และน่าจะมีโอกาสที่ stall จะเกิดขึ้น ทว่าการที่ใบพัดหมุนไปรอบเพลาโรเตอร์ทำให้มีปรากฏการณ์ stall delay เกิดขึ้นซึ่งส่งผลให้ stall เกิดขึ้นจริงที่มุมปะทะที่สูงไปกว่าค่าปกติ ซึ่งส่งผลดีต่อการทำงานของใบพัดเนื่องจากแรงยกที่เกิดขึ้นที่บริเวณนั้นของใบพัดมีค่าที่สูงกว่าปกติ



รูปที่ 3.20 การแยกตัวของอากาศจากพื้นผิว

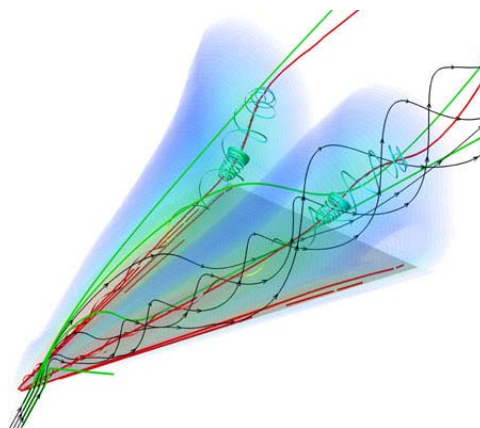
ภายใต้สภาวะ adverse pressure gradient เหนือใบพัดกังหันลม

ผู้ผลิตใบพัดกังหันลมบางรายได้นำเทคโนโลยีจากการผลิตปีกอากาศยานมาใช้ในการแก้ปัญหา stall โดยการใช้ vortex generators ดังรูปที่ 3.21 ซึ่งอุปกรณ์ชิ้นนี้จะถูกติดตั้งบริเวณพื้นผิวด้านบน (เหนือลม) ของใบพัดใกล้กับชายหน้า หน้าที่ของ vortex generator คือการสร้างลมหมุนแบบที่เกิดขึ้นเหนือปีกแบบ Delta wing ให้เกิดขึ้นในบริเวณที่การแยกตัวของอากาศเกิดขึ้น และจากรูปที่ 3.21 (ก) จะสังเกตได้ว่า vortex generator ถูกสร้างเป็นคู่เนื่องจาก vortex ที่เกิดขึ้นจะหมุนในทิศทางตรงข้ามกันเพื่อหักล้างความเร็วลมในทิศทางตามขวางใบพัด ผลที่ได้รับคือลมที่ไหลเหนือใบพัดจะเป็นการไหลแบบ turbulent boundary layer ซึ่งมีโมเมนตัมที่สูงขึ้นและจะส่งผลให้อากาศยึดเกาะพื้นผิวได้ไกลขึ้นในบริเวณ adverse pressure gradient

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน



(ก)



(ข)

รูปที่ 3.21 (ก) Vortex generators (ข) รูปแบบของ vortex ที่เกิดบนปีกแบบ Delta wing

เหตุผลที่ก่อให้เกิด stall delay บนใบพัดกังหันลมนั้นในขณะนี้ยังไม่เป็นที่ชัดเจน และเป็นหัวข้องานวิจัยที่มีผู้ให้ความสนใจพอสมควร⁹ นอกจากนี้ยังมีกลุ่มงานวิจัยด้านพัฒนาการเกิด stall delay และการเพิ่มค่าแรงยก โดยการฝัง plasma actuator ลงในบริเวณชายหน้าของใบพัดเพื่อเพิ่มโมเมนตัมให้กับอากาศที่ไหลผ่าน ส่งผลให้อากาศแยกตัวออกจากพื้นผิวที่มุมปะทะที่สูงขึ้นจากเดิม¹⁰

3.2.6.3 กังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำ

ในหัวข้อนี้จะรวบรวมข้อมูลการพัฒนากังหันลมสำหรับใช้งานในช่วงความเร็วลมต่ำ เนื้อหาประกอบด้วย 2 ส่วน เนื้อหาส่วนแรกเป็นสรุปโครงการพัฒนากังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำของสหรัฐอเมริกา

⁹ Sicot, C. et al, Rotational and turbulence effects on a wind turbine blade. Investigation of the stall mechanisms, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, (2008), Vol. 96 pp. 1320-1331

¹⁰ Suzen, Y. B. and Huang, P. G., Simulations of Flow Separation Control using Plasma Actuators, Proceedings from 44th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, AIAA 2006-877, Reno, Nevada

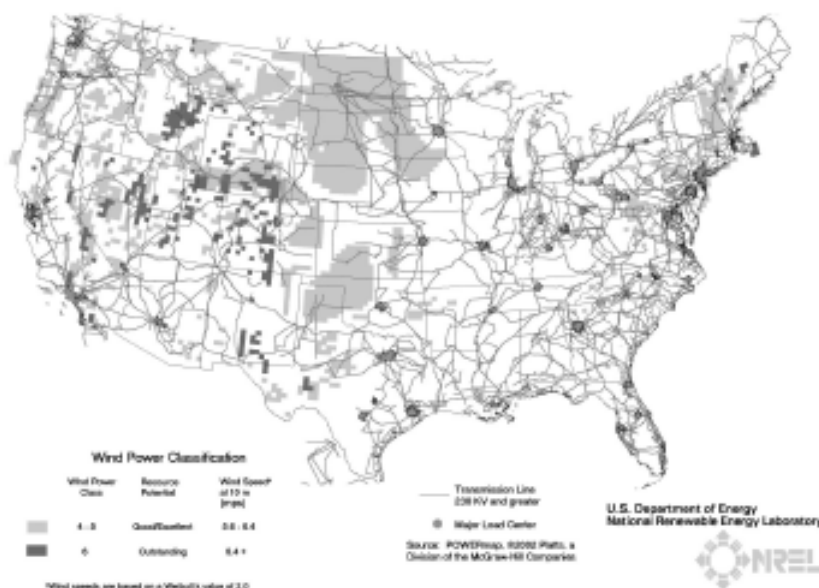
บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ทำการวิจัยโดย U.S. Department of Energy ซึ่งจะกล่าวถึงเป้าหมายในการพัฒนากังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำและเทคโนโลยีที่จำเป็นในการพัฒนา ส่วนที่สองเป็นตัวอย่างผลิตภัณฑ์กังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำ

1) สรุปโครงการพัฒนากังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำของสหรัฐอเมริกา

(1) การพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำของสหรัฐอเมริกา¹¹

จากการสำรวจสภาพการใช้พลังงานในสหรัฐอเมริกาโดย U.S. Department of Energy กังหันลมระดับ 6 (Class 6 ความเร็วลมเฉลี่ย 6.4 เมตร/วินาที ที่ความสูง 10 เมตร) สามารถผลิตไฟฟ้าออกจำหน่ายได้ในราคา 4 เซนต์/กิโลวัตต์-ชั่วโมง แต่สถานที่ตั้งกังหันลมระดับ 6 มักจะอยู่ในพื้นที่ที่ห่างไกลเข้าถึงได้ยากทำให้การส่งจ่ายไฟฟ้าทำได้ยาก การพัฒนากังหันลมระดับนี้จึงอยู่ที่การพัฒนาให้สามารถเข้าถึงสถานที่ตั้งได้ง่าย กังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำลงมาคือกังหันลมระดับ 4 (Class 4 ความเร็วลมเฉลี่ย 5.8 เมตร/วินาที ที่ความสูง 10 เมตร) ในสหรัฐอเมริกาจะมีอยู่บริเวณตอนกลางและเหนือของ Texas จนถึงแนวเขตประเทศแคนาดา และบริเวณริมฝั่งทะเล ดังแสดงในรูปที่ 3.22 ทั้งนี้ สถานที่ตั้งกังหันลมระดับ 6 โดยทั่วไปจะห่างกับบริเวณที่ใช้พลังงานเป็นระยะทางเฉลี่ย 804 กิโลเมตร (500 ไมล์) แต่สำหรับ กังหันลมระดับ 4 สถานที่ตั้งกังหันลมจะห่างกับบริเวณที่ใช้พลังงานเป็นระยะทางเฉลี่ยเพียง 160 กิโลเมตร (100 ไมล์) ซึ่งใกล้กว่ากังหันลมระดับ 6 มาก ดังนั้นกังหันลมระดับ 4 จึงน่าสนใจในการพัฒนามากกว่ากังหันลมระดับ 6 เนื่องจากค่าใช้จ่ายต่ำกว่า ปัจจุบันพลังงานจากกังหันลมระดับ 4 สามารถจำหน่ายได้ในราคาประมาณ 5 – 6 เซนต์/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ดังนั้นจึงจะต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกังหันลมระดับ 4 เพื่อให้สามารถจำหน่ายได้ด้วยราคาที่ต่ำลง



รูปที่ 3.22 บริเวณสถานที่ติดตั้งกังหันลมระดับ 4 ของสหรัฐอเมริกา

¹¹ U.S. Department of Energy Wind Energy Research Program for Low Wind Speed Technology of the Future, Stan Calvert, Robert Thresher, Susan Hock, Alan Laxon, and Brian Smith, Journal of Solar Energy Engineering, Nov. 2002, Vol. 124

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

เป้าหมายการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำ

สหรัฐอเมริกาได้ตั้งเป้าหมายการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำ เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยกังหันลมระดับ 6 ซึ่งในปี ค.ศ. 2002 อยู่ที่ 4 เซนต์/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ให้ลดลงเหลือ 3 เซนต์/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ภายในปี ค.ศ. 2004 และสำหรับกังหันลมระดับ 4 และในปี ค.ศ. 2002 มีค่าใช้จ่าย 5.5 เซนต์/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ได้ตั้งเป้าหมายให้ลดค่าใช้จ่ายให้เหลือ 3 เซนต์/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ภายในปี ค.ศ. 2010

การพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำ

การพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับช่วงความเร็วลมต่ำประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก คือ การศึกษารูปแบบและขนาด การพัฒนาส่วนประกอบย่อยของกังหันลม และการพัฒนาระบบกังหันลมโดยรวม ซึ่งได้เริ่มโครงการพัฒนามาตั้งแต่ปลายทศวรรษ 1980 โดยเน้นให้มีการร่วมมือกันระหว่างภาครัฐและเอกชน มีหน่วยงานวิจัยของรัฐคือ National Renewable Energy Laboratory (NREL) และ Sandia National Laboratory (SNL) ให้การสนับสนุนด้านทฤษฎีในการวิจัย ประยุกต์ และทดสอบประสิทธิภาพ จากนั้นให้ภาคเอกชนตัดสินใจในการลงทุนด้านการผลิตโดยมี National Wind Technology Center (NWTC) เป็นหน่วยงานถ่ายทอดเทคโนโลยี

จากการสำรวจพบว่าแนวทางในการลดค่าใช้จ่ายของกังหันลมนั้นมีองค์ประกอบที่สำคัญคือ

- จะต้องมีการพัฒนาและปรับปรุงเทคโนโลยีในทุกๆด้านไม่ว่าด้านใดด้านหนึ่งก็จะบรรลุเป้าหมายในการลดค่าใช้จ่ายได้ตามเป้าหมาย
- การใช้เสาติดตั้งที่สูงขึ้นเป็นสิ่งสำคัญในการดึงพลังงานลมในช่วงความเร็วลมต่ำ
- จำเป็นจะต้องมีการออกแบบใบพัดและเลือกวัสดุให้ดีขึ้น
- กังหันลมทุกรูปแบบสามารถปรับการใช้งานให้เหมาะสมเพื่อลดค่าใช้จ่ายลงได้
- การขนส่งและการติดตั้งต้องทำได้สะดวก
- ระบบควบคุมการทำงานของกังหันเป็นส่วนสำคัญมากในการลดภาระของกังหันลม

การพัฒนางค์ประกอบแต่ละอย่างจะส่งผลต่อการลดค่าใช้จ่ายโดยประมาณ คือ

- การพัฒนากังหันและระบบควบคุมจะส่งผลต่อการลดค่าใช้จ่ายโดยประมาณ -15% ($\pm 7\%$) จากการพัฒนาความยืดหยุ่น (flexibility) ความแข็ง (solidity) ความเร็วในการหมุน การใช้เส้นใยคาร์บอน และเส้นใยแก้ว
- การพัฒนากลไกการขับเคลื่อนจะส่งผลต่อการลดค่าใช้จ่ายโดยประมาณ -10% ($\pm 7\%$) จากการใช้ระบบขับเคลื่อนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบแม่เหล็กถาวรความเร็วต่ำ รวมทั้งการลดค่าพลังงานไฟฟ้า
- การออกแบบหอดติดตั้งแบบใหม่จะส่งผลต่อการลดค่าใช้จ่ายโดยประมาณ -2% ($\pm 5\%$) จากการพัฒนาให้สูงขึ้น ส่วนประกอบเป็นโมดูล ประกอบได้ที่สถานที่ติดตั้ง และมีการควบคุมภาระแรง

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

- การลดการสูญเสียที่จุดต่างๆจะส่งผลต่อการลดค่าใช้จ่ายโดยประมาณ -5% ($\pm 3\%$) เช่น จากการพัฒนาระบบควบคุม และการติดตั้ง เป็นต้น
- การปรับปรุงการผลิตจะส่งผลต่อการลดค่าใช้จ่ายโดยประมาณ -7% ($\pm 3\%$) จากการพัฒนาวิธีการผลิต และการผลิตเป็นจำนวนมาก
- การออกแบบและปรับปรุงบริเวณสถานที่ติดตั้งจะส่งผลต่อการลดค่าใช้จ่ายโดยประมาณ -5% ($\pm 2\%$) ออกแบบปรับปรุงสถานีย่อยขนาดใหญ่ขึ้นเป็น wind farm ประมาณ 100 เมกะวัตต์

(2) การวิจัยสนับสนุนเทคโนโลยีกักเก็บลมสำหรับความเร็วลมต่ำ¹²

เทคโนโลยีพื้นฐานที่ต้องปรับปรุงเพื่อลดค่าใช้จ่ายในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยกังหันลมในช่วงความเร็วลมต่ำได้แก่

1. เนื่องจากพลังงานในช่วงความเร็วลมต่ำมีน้อย ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของกังหันลมจะต้องใหญ่ขึ้นเพื่อให้พื้นที่ในการรับลมมากขึ้น แต่จะต้องปรับปรุงโดยไม่ให้ต้นทุนของกังหันลมเพิ่มขึ้นเกินไปกว่าต้นทุนของกังหันลมขนาดเล็ก
2. เสาติดตั้งจะต้องสูงขึ้นเพื่อให้รับลมที่มีความเร็วมากขึ้นในความสูงที่สูงขึ้น ซึ่งการปรับปรุงก็ต้องไม่ให้ต้นทุนของเสาติดตั้งสูงจนเกินไปกว่าผลดีที่จะได้จากการได้พลังงานที่เพิ่มขึ้นจากการเพิ่มความสูง
3. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอุปกรณ์ด้านไฟฟ้าจะต้องปรับปรุงประสิทธิภาพให้เหมาะสมกับการแปลงพลังงานลมเป็นพลังงานไฟฟ้าในช่วงความเร็วลมต่ำ

การปรับปรุงเทคโนโลยีเพื่อดึงพลังงานจากลมในช่วงความเร็วลมต่ำให้ได้มากขึ้นจะมีต้นทุนในการพัฒนาเทคโนโลยีและต้นทุนทางด้านอุปกรณ์เพิ่มขึ้น เช่น การเพิ่มขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของกังหันลม ทำให้มีพื้นที่ในการดึงพลังงานจากลมมากขึ้นซึ่งทางทฤษฎีจะเพิ่มขึ้นเป็นสัดส่วนกับพื้นที่ ความยาวยกกำลังสอง แต่ขณะเดียวกันต้องใช้วัสดุในการทำใบกังหันเพิ่มขึ้น ซึ่งจะเพิ่มขึ้นเป็นสัดส่วนระหว่างปริมาตรกับความยาวยกกำลังสาม ดังนั้นถ้าไม่มีการปรับปรุงด้านการออกแบบ การปรับปรุงด้านวัสดุ หรือการปรับปรุงด้านการผลิต ก็จะเป็นการยากที่จะพัฒนากังหันลมให้มีประสิทธิภาพในการใช้งานที่ความเร็วลมต่ำด้วยค่าใช้จ่ายต่ำตามที่ตั้งเป้าไว้ได้ยาก

การศึกษาลักษณะเฉพาะของลม (Atmospheric Characterization)

ที่ผ่านมากังหันลมที่ใช้งานทั่วไปจะมีขนาดคัม (hub) น้อยกว่า 50 เมตร ซึ่งการไหลของอากาศจะอยู่ในช่วงกึ่งของไหลที่มีความหนืด (sub-viscous region) ของชั้นขอบที่มีการหมุน (Planetary Boundary Layer: PBL) แต่เมื่อเพิ่มขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของกังหันลมและความสูงของคัมกังหัน ทำให้ลักษณะการไหลในชั้น PBL จะแตกต่างกันไปอย่างมาก ทั้งผลของความร้อนและความเสียดทานที่ผิวจะลดลง การศึกษาลักษณะการไหลนี้มีทั้งทางด้านการทดสอบภาคสนามและทางด้านแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ผลที่ได้จะถูก

¹² U.S. National Laboratory Research Supporting Low Wind Speed Technology, Michael Robinson, Paul Veers, Journal of Solar Energy Engineering, Nov. 2002, Vol. 124

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

นำไปใช้ในการสร้างแบบจำลองของอากาศที่ไหลเข้าสู่กังหันลม เพื่อใช้ในการออกแบบกังหันลมที่มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางใหญ่ขึ้นและเสาคิดตั้งที่สูงขึ้น ทำให้ได้กังหันลมที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น การวิจัยในระยะสั้นนั้น ข้อมูลที่เก็บได้จากเสาคิดตั้งที่สูงได้ถูกนำมาหาความสัมพันธ์ระหว่างลักษณะการไหลของอากาศที่เข้าสู่กังหันลม กับภาระแรงที่เกิดขึ้น และใช้เป็นสัญญาณป้อนเข้าในการวิเคราะห์ผลตอบสนองทางอากาศพลศาสตร์ และทางโครงสร้างขณะเดียวกันได้มีการศึกษาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ใช้ Reynolds Averaged Navier-Stokes (RANS) และ Large Eddy Simulation (LES) เป็นพื้นฐานเพื่อจำลองลักษณะการไหล ในระยะยาวแบบจำลอง CFD (Computational fluid dynamic) จะสามารถให้รายละเอียดของการไหลของอากาศที่เข้าสู่กังหันลมได้อย่างถูกต้องเหมือนกับสถานะจริง โดยอิงพื้นฐานลักษณะการไหลโดยรวมทางฟิสิกส์และรายละเอียดการไหลบริเวณส่วนย่อย

ภาระแรงที่กระทำกับกังหันลมและการควบคุม

กังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำจะมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางที่ใหญ่ขึ้น มีเสาคิดตั้งที่สูงขึ้น และถ้าสามารถพัฒนาให้บรรลุเป้าหมายด้านต้นทุนได้ด้วยนั้นน้ำหนักส่วนปลายเสา (tower top mass) ก็จะลดลงด้วย กังหันลมแบบนี้จะมีลักษณะทางพลศาสตร์ที่ไวขึ้นต่อสถานะการไหลของอากาศเข้าสู่กังหันลม จึงจะต้องมีวิธีการใหม่ในการลดภาระแรงในการตอบสนองต่อการไหลของอากาศเข้าสู่ กังหันลมที่ซับซ้อนขึ้น ซึ่งจำเป็นต้องพัฒนาความสามารถของกลไกและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดและควบคุมการลดภาระแรงที่กังหันลม ระบบควบคุมซึ่งประกอบด้วยเซนเซอร์ ตัวขับเคลื่อน และโปรแกรมเชื่อมต่อระหว่างเซนเซอร์กับตัวขับเคลื่อน ที่ผ่านมาจะใช้การรวมควบคุมใบกังหันลมทุกใบเหมือนกันทุกใบ และพยายามที่จะรักษาความเร็วรอบของกังหันลมให้ได้ตามที่ต้องการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้าให้สม่ำเสมอ แต่ระบบแบบนี้มีความสามารถจำกัดในการลดภาระแรงที่กระทำต่อเสาคิดตั้งซึ่งควบคุมโดยการลดแรงดึง (thrust) ของกังหันลมและการลดภาระแรงจากการไหลแบบปั่นป่วนในบริเวณกว้าง (large-scale turbulence) ระบบควบคุมแบบใหม่จะต้องสามารถวัดภาระแรงหรือสถานะลมแต่ละตำแหน่งย่อยและควบคุมการตอบสนองของใบกังหันลมแต่ละใบได้อย่างอิสระต่อกัน จากความซับซ้อนที่เพิ่มขึ้นของระบบควบคุมจึงจะต้องมีการพัฒนาความเชื่อถือได้ของทั้งเซนเซอร์ ตัวขับเคลื่อน โปรแกรมควบคุม และชิ้นส่วนที่มีการเคลื่อนที่ในระบบกลไกของกังหันลม จะต้องมีการออกแบบระบบควบคุมแบบสัญญาณเข้าหลายตัวและสัญญาณออกหลายตัว (multi-input multi-output) และการหาค่าควบคุมที่เหมาะสม การวิจัยจะต้องมุ่งที่การพัฒนาระบบควบคุมและการสร้างแบบจำลองด้านความยืดหยุ่นทางอากาศพลศาสตร์ (aeroelastic) ที่สมบูรณ์เพื่อนำระบบควบคุมระดับสูงไปใช้ได้จริง

อากาศพลศาสตร์

การควบคุมกังหันลมให้ตอบสนองตามต้องการ (active control) จะทำได้ก็ต่อเมื่อมีการศึกษาและสร้างแบบจำลองผลภาระแรงทางอากาศพลศาสตร์ซึ่งสัมพันธ์กันระหว่างการไหลของอากาศเข้าสู่ กังหันลมกับใบกังหัน แบบจำลองและการคาดคะเนภาระแรงโดยรวมจะไม่ไวพอที่จะสามารถควบคุมกังหันลมสำหรับใช้งานในช่วงความเร็วลมต่ำให้ตอบสนองได้อย่างทันท่วงที จากการทดสอบกังหันลมของ NREL โดยใช้ข้อมูลคอมพิวเตอร์

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ที่ NASA Ames ขนาด 80 x 120 ฟุต ได้แสดงให้เห็นว่าวิธีการปัจจุบันที่ใช้ในการออกแบบและประเมินกังหันลมโดยใช้พื้นฐานจากทฤษฎี blade element momentum (BEM) สามารถให้ผลได้เพียงในช่วงที่อยู่ภายในสภาวะที่กำหนดเท่านั้น แต่ไม่สามารถจะให้ผลการใช้งานในสภาวะจริงของกังหันลมที่ความเร็วลมต่ำได้ วิธีการวิเคราะห์ด้านความยืดหยุ่นทางอากาศพลศาสตร์และการคำนวณทางอากาศพลศาสตร์ (CFD) ซึ่งตรวจสอบกับผลการทดสอบภาคสนามและการทดสอบในอุโมงค์ลม จะเป็นประโยชน์อย่างมากในการศึกษาลักษณะการไหลของอากาศผ่านโครงสร้างกังหันลมและภาระแรงที่เกิดขึ้น แต่วิธีการในปัจจุบันต้องใช้เวลาในการคำนวณ

เป็นเวลานาน งานวิจัยในปัจจุบันจึงพยายามที่จะปรับปรุงวิธีการสร้างโปรแกรมทางอากาศพลศาสตร์ให้สามารถวิเคราะห์ได้เร็วขึ้นและแม่นยำมากขึ้นเพื่อนำมาใช้เป็นเครื่องมือที่ใช้ได้ง่ายในการออกแบบกังหันลม

วัสดุและกระบวนการผลิต

การนำวัสดุประเภทใยคาร์บอนมาใช้ผลิตใบกังหันลมได้รับความสนใจอย่างมากที่จะสามารถเพิ่มความแข็งแรงและลดน้ำหนักโดยรวมได้ แต่ประเด็นที่ต้องพิจารณาคือต้นทุนที่เพิ่มขึ้นในการนำวัสดุประเภทใยคาร์บอนมาใช้ จึงจะต้องศึกษาหาเส้นใยที่ราคาถูกแต่มีความแข็งแรง ดังนั้นจึงต้องมีการศึกษาทดสอบความแข็งแรงและความล้าของวัสดุชนิดใหม่เพื่อตรวจสอบคุณสมบัติในการใช้งานในสภาวะแวดล้อมจริง การใช้วัสดุประเภทใยแก้วหลายรูปแบบ เช่น แบบถัก (braided) แบบทอ (woven) แบบเย็บ (stitches) และแบบ pre-preg ก็เป็นตัวเลือกที่ควรพิจารณาในการผลิตใบกังหันลมจากวัสดุประเภทเส้นใย เพราะแม้จะเป็นวัสดุชนิดเดียวกันแต่ถ้ารูปแบบต่างกันก็จะส่งผลให้ความล้า ความแข็งแรง และคุณสมบัติอื่นๆ ต่างกันออกไป ดังนั้นการออกแบบจึงต้องพิจารณาการเลือกใช้วัสดุและกระบวนการผลิตให้เหมาะสมกับลักษณะกังหันที่จะผลิต

เมื่อขนาดของกังหันลมใหญ่ขึ้นและใช้วัสดุชนิดใหม่ ทำให้กระบวนการผลิตใบกังหันมีความซับซ้อนขึ้น อุตสาหกรรมการผลิตกังหันลมกำลังเริ่มเปลี่ยนกระบวนการผลิตจากการใช้แรงงานคนในการผลิตด้วยวิธีการ hand-lay-up fabrication ไปใช้วิธีการหล่อแบบฉีดน้ำยาด้วยวิธีการ resin infusion (VARTM, RTM) และ pre-preg fabrication แต่ก็ยังต้องพิจารณาด้านประสิทธิภาพในการผลิตและการยอมรับจากทางอุตสาหกรรม

เสาดัดตั้งและการขนส่ง

โดยทั่วไปการติดตั้งแบบที่ผ่านมาจะขนส่งชิ้นส่วนของเสาดัดตั้งเป็นชิ้นส่วนขนาดใหญ่ไปประกอบเข้าด้วยกันด้วยโบลท์ (bolt) ณ ที่ติดตั้งกังหันลม แต่สำหรับกังหันลมสำหรับความเร็วลมต่ำซึ่งจะมีขนาดใหญ่ขึ้นและเสาดัดตั้งสูงขึ้น ทำให้การขนส่งและติดตั้งแบบเดิมทำได้ยาก ดังนั้นจึงต้องมีการพัฒนากระบวนการประกอบและติดตั้งใหม่ที่สามารถทำได้ ณ ที่ติดตั้งกังหันลม เพื่อลดความจำเป็นในการใช้เครนยกชิ้นส่วนขนาดใหญ่ที่มีน้ำหนักมาก

อุปกรณ์ด้านไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การดึงพลังงานจากลมออกมาได้อย่างมีประสิทธิภาพจะต้องเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (generator) ชุดส่งกำลัง (gearbox) และชุดขับ (drive train) ให้ทำงานร่วมกันได้อย่างเหมาะสม สำหรับกังหันลมที่มีขนาดใหญ่ขึ้น การใช้การขับตรง (direct drive) และอุปกรณ์แบบแม่เหล็กถาวร (permanent magnet machine) จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ซึ่งเป็นผลเนื่องจากการลดการใช้อุปกรณ์ชุดส่งกำลัง แต่ในทางตรงกันข้ามแล้วการใช้ชุดส่งกำลังแบบขั้นเดียว (single-stage gearbox) จะช่วยลดขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและลดน้ำหนักที่ยึดเสาไปอย่างมาก การออกแบบในปัจจุบันยังไม่ชัดเจนนักขึ้นอยู่กับความเหมาะสมโดยรวมของระบบกังหันลม

3.2.6.4 การเลือกขนาดกังหันลมโดยการพิจารณาข้อมูลทางเทคนิค

เนื้อหาในหัวข้อนี้เน้นถึงหลักการพิจารณาเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่เหมาะสมในการใช้งานในประเทศไทย โดยจะใช้ข้อมูลทางเทคนิคของกังหันลมในการวิเคราะห์ ในเบื้องต้น กังหันลมผลิตไฟฟ้านั้นสามารถจำแนกได้เป็น 2 ชนิดหลักๆได้แก่

1. ชนิดที่มีแกนหมุนแนวนอน และ
2. ชนิดที่มีแกนหมุนแนวตั้ง



รูปที่ 3.23 (ก) กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวนอน (ข) กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวตั้ง

โดยทั้งสองชนิดของกังหันลมก็มีข้อดีและข้อเสียต่างกันไปดังที่แสดงในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ข้อดีและข้อเสียของกังหันลมชนิดแกนหมุนแนวนอนและชนิดแกนหมุนแนวตั้ง

ชนิด กังหันลม	ข้อดี	ข้อเสีย
แกนแนวนอน	● ตั้งอยู่บนเสาที่กำหนดความสูงได้ทำให้ใบพัดได้รับลมที่มีความเร็วสูงกว่าลมบนพื้นดิน ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้านั้นสูงขึ้นตามไปด้วย	● เสาและใบพัดกังหันลมในปัจจุบันมีขนาดยาวมาก (40+ เมตร) จึงทำให้การขนส่งเป็นไปได้ยากและมีค่าใช้จ่ายที่แพงขึ้น ● ความสูงของใบพัดอาจมีผลกระทบต่อความปลอดภัยของสัตว์ปีกในพื้นที่นั้น
แกนแนวตั้ง	● ตั้งอยู่ใกล้(บน)พื้นดิน จึงทำให้การบำรุงรักษาทำได้ง่ายและมีความปลอดภัยต่อบุคลากร ● ใบพัดสามารถรับแรงลมได้จากทุกทิศทาง ● ต้นทุนก่อสร้างต่ำกว่าชนิดแกนแนวนอนเนื่องจากไม่จำเป็นต้องสร้างเสา	● ประสิทธิภาพของกังหันลมแกนตั้งมักจะต่ำกว่าแกนนอน เนื่องจากระหว่างการทำงานจะเกิดแรงต้านของใบพัดที่หมุนสวนกระแสลมเสมอ ● ไม่สามารถติดตั้งกังหันชนิดนี้บนเสาสูงได้เนื่องจากปัญหาเรื่องการสั่นสะเทือน จึงไม่สามารถรับลมความเร็วสูงได้ ● จำเป็นต้องแยกชิ้นส่วนออกเพื่อทำการซ่อมบำรุง

ตารางที่ 3.4 ข้อดี-ข้อเสีย ของกังหันลมชนิดแกนแนวตั้งและแนวนอนอีกหนึ่งปัจจัยที่ควรนำมาพิจารณาคือ ผู้ผลิตกังหันลมผลิตไฟฟ้าในระดับ megawatt ขึ้นไปนั้นในขณะนี้เกือบทั้งหมดจะอยู่ในลักษณะของกังหันลมแกนแนวนอนดังในรูป 3.23 (ก) ด้วยกันทั้งหมด ดังนั้นการนำกังหันลมแกนแนวตั้งมาใช้จึงอาจจะส่งผลกระทบต่อความยากลำบากในการจัดหาอุปกรณ์ซ่อมแซมรวมถึงการหาผู้เชี่ยวชาญในอนาคต

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

การวิเคราะห์ต่อจากนี้ไปจะเน้นกังหันลมแกนแนวนอนเท่านั้น ตามปกติข้อมูลหลักของกังหันลมผลิตไฟฟ้าจะประกอบด้วย

1. ความยาวของเส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์ และ
2. Generator power rating

ซึ่งข้อมูลเหล่านี้ของกังหันลมของผู้ผลิตรายใหญ่จะมีอยู่ใน Internet ซึ่งนักวิจัยได้ทำการสำรวจข้อมูลจากผู้ผลิตรายใหญ่นี้

1. Vestas จำนวน 6 รุ่น
2. Nordex จำนวน 5 รุ่น
3. General Electric จำนวน 4 รุ่น
4. RePower จำนวน 3 รุ่น
5. Clipper จำนวน 4 รุ่น
6. Suzlon จำนวน 4 รุ่น
7. Gamesa จำนวน 6 รุ่น
8. Enercon จำนวน 4 รุ่น
9. Acciona จำนวน 6 รุ่น
10. Elecon จำนวน 1 รุ่น
11. Dewind จำนวน 2 รุ่น
12. LeitWind จำนวน 2 รุ่น
13. Wincon จำนวน 1 รุ่น

รวมทั้งสิ้น 48 รุ่นจาก 13 ผู้ผลิต

พลังงานไฟฟ้าที่กังหันลมสามารถผลิตได้จะคำนวณได้จากสมการ

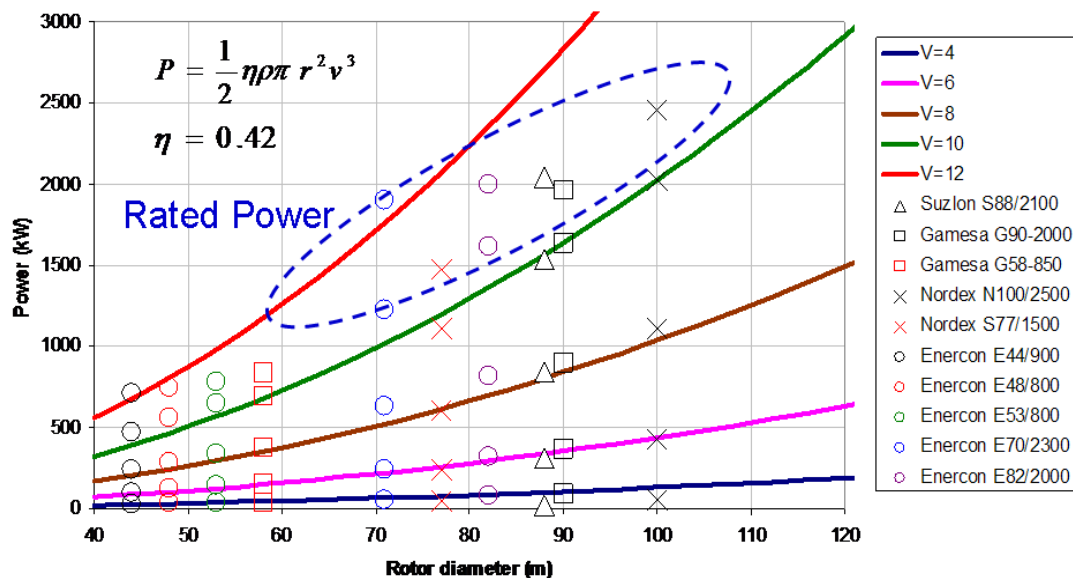
$$P=(1/2)\eta\rho\pi^2v^3 \quad (3.6)$$

โดยตัวแปรต่าง ๆ มีความหมายดังนี้

P	กำลังการผลิตไฟฟ้า
η	ประสิทธิภาพกังหันลม โดยกังหันลมในปัจจุบันจะมีประสิทธิภาพที่ใกล้เคียงกันที่ $\eta=0.42$
ρ	ความหนาแน่นของอากาศ
r	รัศมีของโรเตอร์
v	ความเร็วลมที่ปะทะโรเตอร์

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

สมการที่ 3.6 จึงสามารถบอกกำลังไฟฟ้าที่กังหันลมจะสามารถผลิตได้ถ้าหากกำหนดขนาดของใบพัดลงไป สมการนี้ถูกนำไปใช้ในรูปที่ 3.24 ซึ่งแสดงถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมที่มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์ตั้งแต่ 40-120 เมตร และความเร็วลมที่ 4-12 m/s นอกจากนี้ในภาพกราฟยังมีตัวอย่างข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าจริงของกังหันลมอยู่ 10 รุ่นที่ได้มาจาก power curve ที่ได้มาจากรฐานข้อมูลของผู้ผลิต เห็นได้ว่าที่ความเร็วลม 4-8 m/s นั้นสมการที่ 3.6 มีความแม่นยำในการคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าได้เป็นที่น่าพอใจ แต่ที่ความเร็วลมสูงกว่านั้น สมการที่ 3.6 จะเริ่มแสดงถึงความไม่สมบูรณ์ของการคำนวณ และที่ความเร็วลม 12 m/s นั้นกังหันลมไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามที่สมการที่ 3.6 คำนวณไว้ เนื่องจากว่ากังหันลมนั้นได้ถูกออกแบบมาเพื่อให้ผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดที่ rated power เท่านั้นถึงแม้ว่าจะมีลมที่แรงกว่าที่ rated wind speed ก็ตาม



รูปที่ 3.24 กำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมรุ่นต่างๆ

ผู้ซื้อกังหันลมจึงต้องมีความเข้าใจว่าควรเลือกใช้กังหันลมซึ่งมีขนาดโรเตอร์เท่าใดและ Rated power เท่าใด จึงจะเหมาะสมกับการใช้งานในประเทศไทย

1. การเลือกขนาดโรเตอร์ (ความยาวของใบพัด)

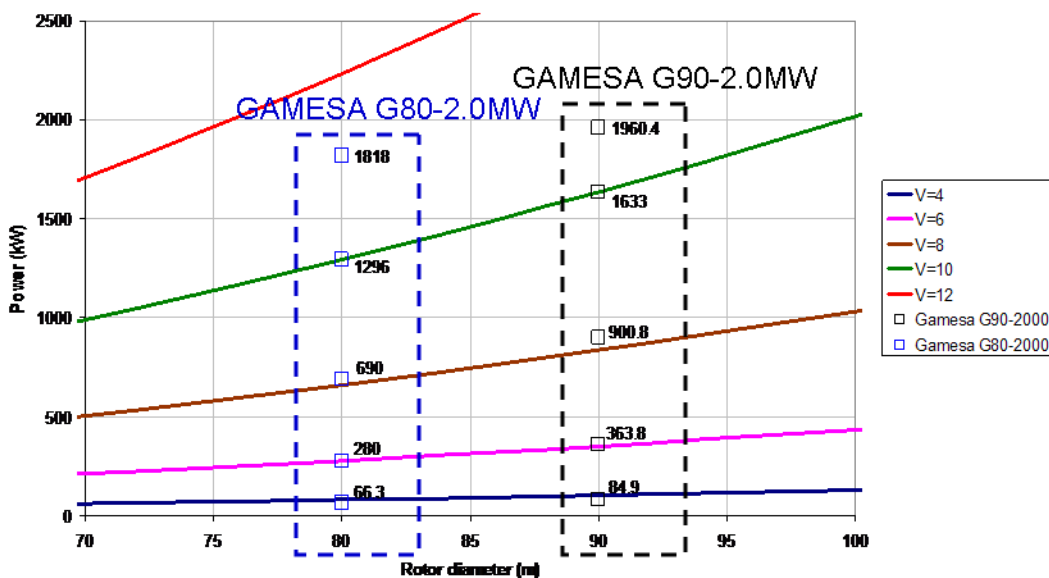
การวิเคราะห์ผลกระทบของขนาดของโรเตอร์สามารถทำได้โดยการนำกังหันลม 2 รุ่นที่มี Rated power เท่ากันแต่มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์ไม่เท่ากันมาทำการเปรียบเทียบ ในที่นี้จะใช้

เส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์ (m) Rated power (kW)

1. Gamesa G80-2.0MW	80	2000
2. Gamesa G90-2.0MW	90	2000

รูปที่ 3.25 แสดงถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมทั้ง 2 รุ่นที่ความเร็วลมต่างๆ ซึ่งจะเห็นได้ว่าที่ความเร็วเท่ากัน G90-2.0MW ที่มีใบพัดที่ยาวกว่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่า และความแตกต่างนั้นจะมีมากที่สุดที่ความเร็วลมราว 10 m/s แต่ที่ rated wind speed นั้นกังหันลมทั้ง 2 รุ่นจะผลิตไฟฟ้าได้เท่ากันที่ 2 MW

ดังนั้นสำหรับประเทศไทยที่มีศักยภาพความเร็วลมไม่สูงนัก โดยพื้นที่ที่จะนำกังหันลมไปติดตั้งจะมีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 5-6 m/s ดังนั้นควรที่จะเลือกกังหันลมที่มีใบพัดยาว (เส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์กว้าง) เพื่อที่จะทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากที่สุดภายใต้สภาวะลมที่มีอยู่ โดยในประเทศไทยที่มีศักยภาพลมสูง ควรจะเลือกรุ่นที่มีใบพัดสั้นกว่าเนื่องจากความเร็วลมเฉลี่ยนั้นสูงกังหันลมจึงมีโอกาสดำเนินงานที่ rated power ได้เป็นเวลานาน และด้วยเหตุผลที่ใบพัดที่สั้นนั้นใช้สื่อน้อยกว่า และส่งผลให้มีราคาที่ถูกลง



รูปที่ 3.25 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมที่มีขนาดโรเตอร์ต่างกัน

2. การเลือกขนาด Power rating

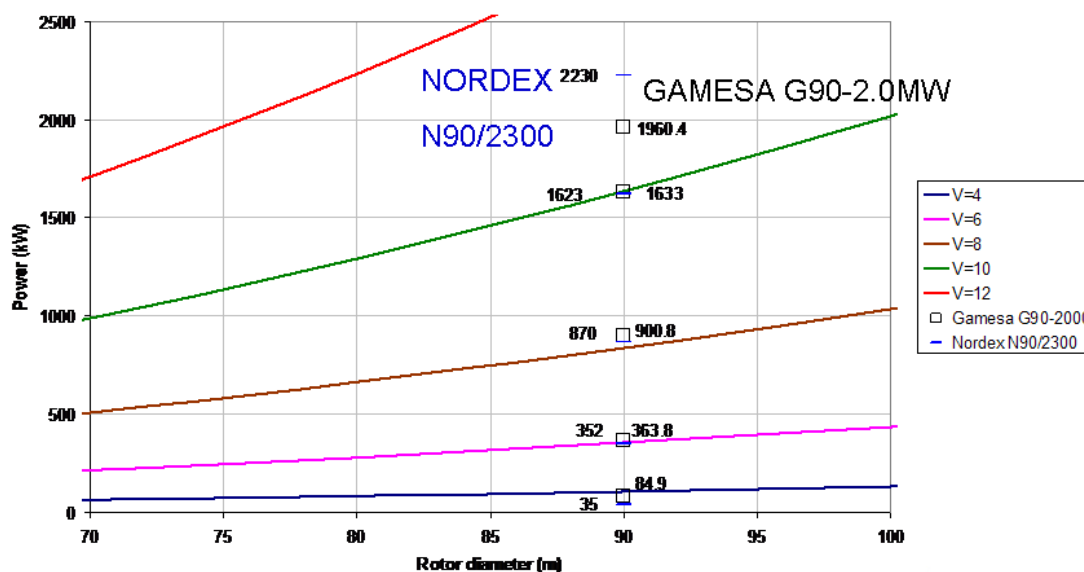
การวิเคราะห์การเลือกขนาด power rating นั้นสามารถทำได้โดยการนำกังหันลม 2 รุ่นที่มีขนาดโรเตอร์เท่ากันแต่มีขนาด power rating ต่างกันมาเปรียบเทียบ ในที่นี้จะใช้กังหันลมดังนี้

	เส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์ (m)	Rated power (kW)
1. Nordex N90/2300	90	2300
2. Gamesa G90-2.0MW	90	2000

กำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมทั้ง 2 รุ่นที่ความเร็วลมต่างๆแสดงอยู่ในรูปที่ 3.26 โดยที่ความเร็วลมระหว่าง 4-10 m/s นั้นกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมทั้งคู่นั้นมีความแตกต่างกันน้อยมากราว 3% เท่านั้น ซึ่งความแตกต่างนี้เกิดจากประสิทธิภาพของเทคโนโลยีที่ต่างกันของแต่ละผู้ผลิต ที่น่าสังเกตคือกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งคู่จะแตกต่างกันที่ความเร็วลม rated wind speed เท่านั้น ดังนั้นสำหรับประเทศไทยที่มีศักยภาพลมไม่สูงนัก โอกาสที่กังหันลมจะได้ทำงานที่ rated wind speed นั้นมีไม่มาก เพราะฉะนั้น generator ที่มี rated power สูงจึงไม่มีประโยชน์ และที่สำคัญราคาของ generator จะสูงขึ้นตาม rated power ดังนั้น generator ที่ rated power ต่ำจึงเหมาะสมในการใช้งานในประเทศไทย อีกหนึ่งปัจจัยที่สามารถนำมาชี้วัดประสิทธิภาพของกังหันลมคือ capacity factor ซึ่งคำนวณได้จากสมการ

$$\text{Capacity factor} = \frac{\text{Actual power production}}{\text{Wind turbine rated power}} \quad (3.7)$$

จากรูปที่ 3.26 ที่ความเร็วลมที่ต่ำกว่า rated wind speed กังหันลมทั้งสองจะผลิตไฟฟ้าได้เท่ากัน ดังนั้นกังหันลมที่มี rated power ต่ำกว่าก็จะมี capacity factor ที่สูงกว่า



รูปที่ 3.26 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมที่มี rated power ต่างกัน

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

จากบทวิเคราะห์ที่ได้นำเสนอไปแล้วนั้น สามารถนำมาสรุปการวิเคราะห์การเลือกกังหันลมสำหรับการใช้งานในประเทศไทยได้ดังนี้

1. ใช้กังหันลมที่มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางโรเตอร์ใหญ่ เพื่อที่จะได้สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุด ภายใต้สภาวะลมนั้นๆ
2. ใช้กังหันลมที่มี Rated Power ต่ำ เพื่อที่จะทำให้ค่า Capacity Factor สูง เมื่อนำมาประเมินศักยภาพการทำงาน

สุดท้ายนี้จึงมีการนำเอาบทสรุป 2 ข้อมาประยุกต์เป็นการจัดเรียงอันดับของข้อมูลกังหันลมที่มีอยู่ โดยจะทำการคำนวณ Merit index ซึ่งหาได้จาก

$$\text{Merit Index} = \frac{(\text{Rotor diameter})^2}{\text{Wind turbine rated power}} \quad (3.8)$$

Merit index จะสามารถใช้วัดความเหมาะสมของกังหันลมที่จะใช้ในประเทศไทยได้ และในตารางที่ 3.5 ได้นำค่า Merit index มาใช้กับฐานข้อมูลกังหันลมที่มีอยู่เพื่อนำมาประกอบการตัดสินใจเลือกซื้อกังหันลม

ตารางที่ 3.5 การจัดอันดับความเหมาะสมของกังหันลมสำหรับประเทศไทยโดยใช้ Merit Index

Rank	Maker	Diameter (m)	Power rating (kW)	Wind class	Merit Index	Normalised Merit Index	Drive train
1	GE	82.5	1500	IEC 3B	4.538	1.000	3-stage gearbox
2	Vestas	90	1800	IEC 2A	4.500	0.992	3-stage gearbox
3	Acciona	116	3000	IEC 3A	4.485	0.989	4-stage gearbox
4	Suzlon	82	1500	IEC 3	4.483	0.988	3-stage gearbox
5	Acciona	82	1500	IEC 3B	4.483	0.988	4-stage gearbox
6	Suzlon	64	950	unspecified	4.312	0.950	3-stage gearbox
7	Re Power	92.5	2000	up to IEC 2A	4.278	0.943	3-stage gearbox
8	GE	103	2500	IEC 3A	4.244	0.935	n/a
9	Vestas	112	3075	IEC 3A	4.181	0.921	4-stage gearbox
10	Vestas	82	1650	IEC 2A	4.075	0.898	3-stage gearbox
11	Vestas	90	2000	IEC 3A	4.050	0.893	3-stage gearbox

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

Rank	Maker	Diameter (m)	Power rating (kW)	Wind class	Merit Index	Normalised Merit Index	Drive train
12	Gamesa	90	2000	IEC 3A	4.050	0.893	3-stage gearbox
13	Clipper	100	2500	IEC 3B	4.000	0.882	2-stage helical
14	Nordex	100	2500	IEC 3A	4.000	0.882	3-stage gearbox
15	GE	100	2500	IEC 2B, 3A	4.000	0.882	3-stage gearbox
16	Acciona	109	3000	IEC 2A	3.960	0.873	4-stage gearbox
17	Gamesa	58	850	IEC 3B	3.958	0.872	3-stage gearbox
18	GE	77	1500	IEC 2A	3.953	0.871	3-stage gearbox
19	Nordex	77	1500	IEC 3A	3.953	0.871	3-stage gearbox
20	Acciona	77	1500	IEC 2A	3.953	0.871	4-stage gearbox
21	LeitWind	77	1500	IEC 2A, 3A	3.953	0.871	Gearless
22	Elecon	48	600	unspecified	3.840	0.846	3-stage gearbox
23	Gamesa	87	2000	IEC 2A	3.785	0.834	3-stage gearbox
24	Suzlon	88	2100	unspecified	3.688	0.813	3-stage gearbox
25	Clipper	96	2500	IEC 2B	3.686	0.812	2-stage helical
26	Nordex	90	2300	IEC 2A	3.522	0.776	3-stage gearbox
27	Enercon	53	800	IEC S	3.511	0.774	Gearless
28	Suzlon	66	1250	unspecified	3.485	0.768	3-stage gearbox
29	Clipper	93	2500	IEC 2A	3.460	0.762	2-stage helical
30	Gamesa	83	2000	IEC 2A	3.445	0.759	3-stage gearbox
31	Wincon	29	250	unspecified	3.364	0.741	3-stage gearbox
32	Re Power	82	2000	up to IEC 1A	3.362	0.741	3-stage gearbox
33	Enercon	82	2000	IEC 2	3.362	0.741	Gearless

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

Rank	Maker	Diameter (m)	Power rating (kW)	Wind class	Merit Index	Normalised Merit Index	Drive train
34	Acciona	100	3000	IEC 1A	3.333	0.735	4-stage gearbox
35	Suzlon	64	1250	unspecified	3.277	0.722	3-stage gearbox
36	DeWind	64	1250	IEC 3	3.277	0.722	3-stage gearbox
37	Acciona	70	1500	IEC 1A	3.267	0.720	4-stage gearbox
38	Nordex	90	2500	IEC 1B	3.240	0.714	3-stage gearbox
39	Vestas	80	2000	IEC 1A	3.200	0.705	3-stage gearbox
40	Gamesa	80	2000	IEC 1A	3.200	0.705	3-stage gearbox
41	DeWind	80	2000	IEC 3	3.200	0.705	3-stage gearbox
42	Vestas	52	850	IEC 1A	3.181	0.701	3-stage gearbox
43	Gamesa	52	850	IEC 1A	3.181	0.701	3-stage gearbox
44	Re Power	126	5000	IEC 2A	3.175	0.700	2-stage gearbox
45	Clipper	89	2500	IEC 1A	3.168	0.698	2-stage helical
46	GE	104	3600	IEC 1B	3.004	0.662	3-stage gearbox
47	LeitWind	70	1700	IEC 1A	2.882	0.635	Gearless
48	Enercon	48	800	IEC 2	2.880	0.635	Gearless
49	Vestas	90	3000	IEC 1A	2.700	0.595	3-stage gearbox
50	Nordex	80	2500	IEC 1A	2.560	0.564	3-stage gearbox
51	Enercon	71	2300	IEC1	2.192	0.483	Gearless

จากตารางข้างต้นนักวิจัยจึงสามารถสรุปคำแนะนำในการเลือกกังหันลมได้ 4 รุ่นดังนี้

ตารางที่ 3.6 กังหันลมที่แนะนำจำนวน 5 รุ่น

Rank	Maker	Diameter (m)	Power rating (kW)	Wind class	Merit Index	Normalised Merit Index	Drive train
1	GE	82.5	1500	IEC 3B	4.538	1.000	3-stage gearbox
9	Vestas	112	3075	IEC 3A	4.181	0.921	4-stage gearbox
8	GE	103	2500	IEC 3A	4.244	0.935	n/a
36	DeWind	64	1250	IEC 3	3.277	0.722	3-stage gearbox
44	Re Power	126	5000	IEC 2A	3.175	0.700	2-stage gearbox

เหตุผลในการเลือกกังหันลมทั้ง 5 รุ่น

- อันดับที่ 1 เนื่องจากเป็นกังหันลมที่มีโอกาสผลิตไฟฟ้าภายใต้สภาวะความเร็วลมต่ำได้สูงที่สุด ทั้งนี้ต้องนำข้อมูล cut-in wind speed และ power curve มาพิจารณาประกอบด้วย
- อันดับที่ 9 การใช้กังหันลมที่มีขนาดใหญ่เช่น 3MW จะทำให้ต้นทุนต่ำกว่าชนิดมาตรฐาน 1.5 MW เนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่จะสูงขึ้น
- อันดับที่ 8 การใช้กังหันลมที่มีขนาดใหญ่เช่น 2MW จะทำให้ต้นทุนต่ำกว่าชนิดมาตรฐาน 1.5 MW เนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่จะสูงขึ้น
- อันดับที่ 36 เป็นกังหันลมรุ่นที่ได้ติดตั้งใช้งานแล้วโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่โรงไฟฟ้าลำตะคอง จ. นครราชสีมา ดังนั้นจึงเป็นกังหันลมรุ่นที่มีข้อมูลการใช้งานจริงมาแล้วเป็นระยะเวลาหนึ่ง
- อันดับที่ 44 เป็นกังหันลมขนาดใหญ่ถึง 5MW ซึ่งถูกออกแบบสำหรับภูมิประเทศที่มีความเร็วลมสูง ดังนั้นจึงอาจไม่เหมาะสมกับการนำมาใช้ในประเทศไทย แต่ได้นำมาบรรจุในรายการนี้เพราะเป็นเทคโนโลยีที่มีความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ในทะเลลักษณะ off-shore wind turbine ในอนาคต จึงถูกเลือกมาเพื่อใช้เป็นข้อมูลอ้างอิง

3.2.6.5 การคำนวณราคากังหันลม

ในการคำนวณราคากังหันลมจะอ้างอิงวิธีการคำนวณจากวารสาร NREL/TP-500-40566 Wind Turbine Design Cost and Scaling Model [2006] Fingersh et al. ซึ่งใช้วิธีการแบ่งกังหันลมออกเป็น ส่วนต่างๆ และประเมินราคาของแต่ละชิ้นส่วนโดยอ้างอิงถึงจำนวนของวัสดุที่เป็นส่วนประกอบหลักที่ใช้ ตัวอย่างเช่นใบพัดกังหันลมจะมีส่วนประกอบที่เป็น Glass Fibre อยู่เป็นส่วนใหญ่ดังนั้นราคาของกังหันลมก็จะแปรผันกับน้ำหนัก (หรือว่าปริมาตร หรือความยาว) เป็นต้น

วิธีการคำนวณแบบที่กล่าวถึงในเอกสารอ้างอิงนั้นเป็นราคาในตลาดโลกในหน่วย USD ในปี 2002 ดังนั้นเพื่อให้ราคาที่คำนวณมานั้นสอดคล้องกับราคาในตลาดโลกในปัจจุบันนั้นจะต้องนำข้อมูลราคาวัสดุที่เป็นส่วนประกอบของกังหันลมตั้งแต่ปี 2002 จนถึงปัจจุบันมาเปรียบเทียบ แต่ทว่าการที่จะดำเนินการคำนวณราคาในปัจจุบันนั้นต้องมีข้อมูลที่จำเป็น 2 อย่างคือ 1. อัตราส่วนวัสดุที่ใช้ในชิ้นส่วนต่างๆของกังหันลม เช่น ปริมาณ chromium เหล็ก และทองแดงในชุด gearbox และ 2. ข้อมูลราคาวัสดุดังกล่าวตั้งแต่ปี 2002 ซึ่งข้อมูลทั้ง 2 นั้นไม่สามารถค้นหาได้จากแหล่งข้อมูลที่มีอยู่ดังนั้น จึงจำเป็นต้องสรุปราคาของกังหันลม 4 รุ่นที่ได้เลือกมาในหัวข้อที่ 3.2.6.4 ในหน่วย USD ในปี 2002 ดังที่แสดงในตารางที่ 3.6

จากที่ได้กล่าวมา การประเมินราคาปัจจุบันของกังหันลมไม่สามารถทำได้โดยง่าย ดังนั้นจึงอาจจะต้องใช้ข้อมูลราคากังหันลมโดยรวมและแนวโน้มราคาในอนาคตเพื่อประกอบการประมาณการ รูปที่ 3.27 แสดงถึงข้อมูลเดิมและแนวโน้มในอนาคตของราคากังหันลมและราคากังหันลมพร้อมค่าติดตั้งระหว่างปี 1999-2010 ซึ่งถ้าหากนำข้อมูลของปี 2002 และ 2009 มาใช้ จะสังเกตได้ว่าราคากังหันลมทั้ง 2 คำนี้นเพิ่มขึ้นราว 70% ดังนั้นในตารางที่ 3.3 ได้มีการประเมินราคาของกังหันลมสำหรับปี 2009 ไว้ด้วยแล้ว รวมถึงได้คำนวณราคาเป็นบาทโดยอ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 USD = 35 THB และปรับราคาลงเป็นร้อยละ 20-30 จากปี 2009 ถึงปี 2012 เนื่องจากแนวโน้มของตลาดทิศทางของราคากังหันลมลดลง โดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 USD = 31.23 บาท (อ้างอิงจากธนาคารแห่งประเทศไทยปี 2555)

ตารางที่ 3.7 ราคาในหน่วย USD ในปี 2002 สำหรับกังหันลมทั้ง 5 รุ่นที่ถูกเลือก

Maker:	DE Wind	GE	GE	Vestas	RePower
Wind turbine data					
Rated power	1250	1500	2500	3000	5000
Rotor diameter (m)	64	82.5	103	112	126

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

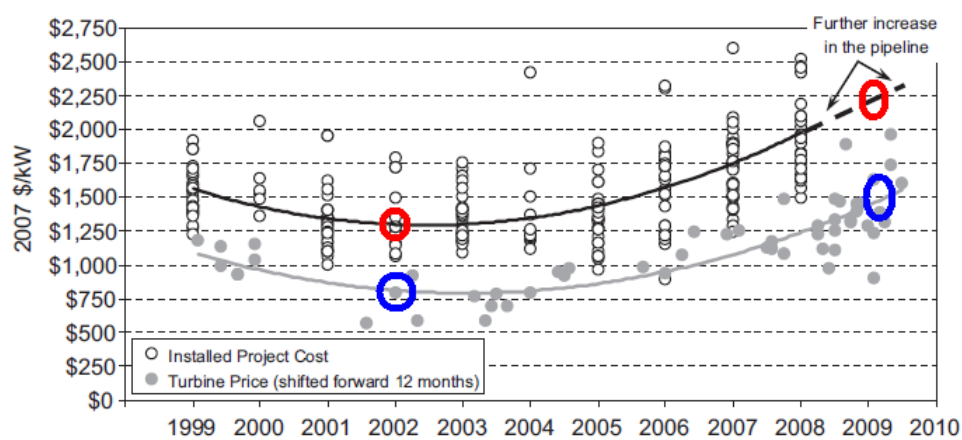
Maker:	DE Wind	GE	GE	Vestas	RePower
Hub height (m)	91.5	80	100	119	117
Type of gearbox	Three-stage drive with high-speed generator	Three-stage drive with high-speed generator	Three-stage drive with high-speed generator	Three-stage drive with high-speed generator	Three-stage drive with high-speed generator
Advanced material construction	Baseline materials	Baseline materials	Baseline materials	Baseline materials	Baseline materials
Cost estimation					
Rotor blades (x 3)	\$117,717.32	\$239,711.02	\$444,587.75	\$ 561,210.00	\$778,784.44
Hub	\$38,549.82	\$54,351.72	\$81,843.35	\$ 97,807.87	\$127,994.76
Pitch mechanisms and bearings	\$30,329.02	\$59,558.61	\$107,426.64	\$134,216.18	\$183,551.55
Nose cone	\$3,695.70	\$5,602.03	\$7,714.45	\$8,641.86	\$10,084.49
Low-speed shaft	\$16,384.82	\$34,103.78	\$64,723.36	\$82,431.35	\$115,816.32
Main bearings	\$8,988.90	\$22,057.97	\$48,258.31	\$64,828.10	\$98,149.08
Gearbox	\$121,396.60	\$152,441.74	\$288,531.33	\$373,666.75	\$685,771.51
Mechanical brakes	\$2,486.64	\$2,983.99	\$4,973.39	\$6,117.29	\$9,946.89
Generator	\$81,250.00	\$97,500.00	\$162,500.00	\$199,875.00	\$325,000.00

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

Variable speed electronics	\$98,750.00	\$118,500.00	\$197,500.00	\$242,925.00	\$395,000.00
Yaw drive and bearings	\$15,301.96	\$32,478.74	\$62,701.69	\$80,373.32	\$113,953.58
Main frame	\$31,966.12	\$52,487.39	\$80,963.92	\$95,354.95	\$120,017.37
Platforms and railings	\$8,180.64	\$13,432.37	\$20,719.97	\$24,402.86	\$30,714.37
Electrical connections	\$50,000.00	\$60,000.00	\$100,000.00	\$123,000.00	\$200,000.00
Hydraulic and cooling systems	\$15,000.00	\$18,000.00	\$30,000.00	\$36,900.00	\$60,000.00
Nacelle cover	\$18,270.95	\$21,155.20	\$32,692.20	\$39,325.98	\$61,534.70
Control system, safety system and condition monitoring	\$35,000.00	\$35,000.00	\$35,000.00	\$35,000.00	\$35,000.00
Tower	\$173,299.66	\$252,736.60	\$494,441.77	\$696,566.08	\$867,293.06
Total Cost (USD in year 2002)	\$866,568.15	\$1,272,101.14	\$2,264,578.12	\$3,040,000.47	\$4,218,612.12
Total Cost (USD in year 2009)	\$1,624,815.28	\$2,385,189.64	\$4,246,083.98	\$5,700,000.88	\$7,909,897.73

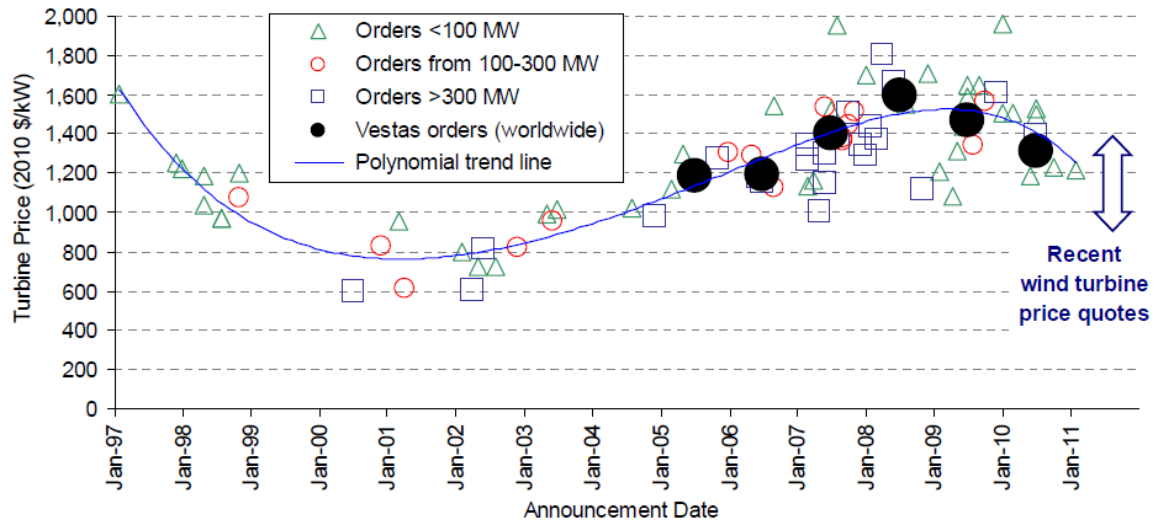
บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

Maker:	DE Wind	GE	GE	Vestas	RePower
Total Cost (THB in year 2009)	฿56,868,534.84	฿83,481,637.31	฿148,612,939.13	฿199,500,030.84	฿276,846,420.38
Total Cost (THB in year 2012)	฿56,868,534.84	฿83,481,637.31	฿148,612,939.13	฿199,500,030.84	฿276,846,420.38
Cost 2009- 2012 decline	\$324,963.06	\$477,037.93	\$849,216.80	\$1,140,000.18	\$1,581,979.55
Total Cost (USD in year 2012)	\$1,299,852.22	\$1,908,151.71	\$3,396,867.18	\$4,560,000.70	\$6,327,918.18
Total Cost (THB in year 2012)	฿40,590,532.62	฿59,585,922.83	฿106,074,094.95	฿142,395,307.63	฿197,602,131.00



รูปที่ 3.27 การเปลี่ยนแปลงและแนวโน้มของราคากังหันลมผลิตไฟฟ้าในตลาดโลกระหว่างปี 1999-2010

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน



รูปที่ 3.28 การเปลี่ยนแปลงและแนวโน้มของราคากังหันลมผลิตไฟฟ้าในตลาดโลกระหว่างปี 1997-2012

3.2.7 การวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม

การวิเคราะห์พลังงานลมในการผลิตไฟฟ้า จำเป็นต้องทราบทั้งข้อมูลความเร็วและทิศทางลม และข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่กังหันลมแต่ละรุ่นสามารถผลิตได้

เมื่อทราบ ข้อมูลความเร็วและทิศทางลม พร้อมทั้งกังหันลมที่เลือกใช้และตำแหน่งสำหรับติดตั้งกังหันลมในบริเวณพื้นที่ที่สนใจแล้ว สามารถทำการ วิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ได้ จากการใช้ Energy module ของ โปรแกรม WindSim

การใช้ Energy module คำนวณพลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (Annual Energy Production, AEP) ประกอบด้วย

Input : ข้อมูลป้อนเข้า

- ใช้ข้อมูลจากฐานข้อมูลลมที่สร้างโดย Results module
- ใช้ข้อมูลของฐานข้อมูลกังหันลม จาก Objects module
- ใช้ข้อมูลของฐานข้อมูลความเร็วและทิศทางลม(โดยสถานีวัดลม) จาก Objects module
- กำหนดคุณสมบัติและค่าตัวแปรต่างๆของการคำนวณ (Properties)

Output : ข้อมูลผล

- ค่าพลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (AEP)

3.3 การวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าระดับ

เมกะวัตต์

การประเมินความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ ประกอบด้วย การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Analysis) การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ (Economical Analysis) ซึ่งรวมถึงการหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม (Cost of Energy) และวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลกระทบต่อโครงการ (Sensitivity Analysis) โดยใช้ข้อมูลอ้างอิงจากหน่วยงานทั้งในและต่างประเทศ เช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, International Energy Agency (IEA), National Renewable Energy Laboratory (NREL) และ European Wind Energy Association (EWEA) เป็นต้น แล้วทำการประเมินเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ทั้งด้านศักยภาพพลังงานลม เทคโนโลยีกังหันลมที่เหมาะสม ความเหมาะสมของพื้นที่ต่อการก่อสร้างและผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแต่ละพื้นที่

3.3.1 การประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

ในการพิจารณาต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม ประกอบไปด้วยมูลค่าในการวิจัยและพัฒนา ระบบของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม มูลค่าการลงทุนหรือการจัดหาสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม มูลค่าที่ดิน มูลค่ากังหันลมรวมทั้งมูลค่าการติดตั้ง รวมไปถึงมูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษา มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- (1) มูลค่าในการวิจัยและพัฒนา ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม (Research and Development Cost)

เป็นค่าใช้จ่ายจมหรือค่าใช้จ่ายในอดีต (Sunk Cost) มักไม่นำมาพิจารณาผลประโยชน์หรือต้นทุน เพราะไม่มีผลต่อการจะลงทุนหรือไม่ลงทุนในการติดตั้งระบบ ถ้าผลการวิเคราะห์เป็นที่พอใจ การลงทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมก็อาจจะดำเนินต่อไป แต่ถ้าผลการวิเคราะห์ไม่เป็นที่น่าพอใจการลงทุนก็อาจจะถูกยกเลิก

- (2) มูลค่าการลงทุนหรือการจัดหาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม (Investment Cost)

เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อทำให้เกิดความพร้อมที่จะดำเนินการระบบ ได้แก่ ค่าที่ดิน ค่าอาคารและสิ่งก่อสร้างอื่น ๆ เครื่องจักรและการติดตั้ง ค่าวัสดุและอุปกรณ์ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งน้ำประปา ไฟฟ้า โทรศัพท์ (โดยไม่รวมค่าไฟฟ้าและค่าโทรศัพท์) ซึ่งในงานวิจัยนี้จะพิจารณาเฉพาะมูลค่าที่ดิน และมูลค่ากังหันลมรวมทั้งมูลค่าการติดตั้งระบบกังหันลม ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- มูลค่าที่ดิน (Land Cost)

ในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมมีความจำเป็นที่จะต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งกังหันลม โดยได้ทำการศึกษาไว้ 2 กรณี คือ กรณีที่ไม่มีค่าใช้จ่ายค่าที่ดิน เช่น เป็นที่สาธารณะประโยชน์ ขององค์การบริหารส่วนตำบล และกรณีมีค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมพื้นที่สำหรับการติดตั้ง ซึ่งขนาดพื้นที่ที่ใช้จะขึ้นอยู่กับส่วนประกอบของกังหันลม ได้แก่ ขนาดของใบพัดและความสูงของเสา ซึ่งจากการตรวจสอบข้อมูลทางเทคนิค

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

ของกังหันลมขนาด 850 กิโลวัตต์, 1.25 เมกะวัตต์ และ 1.35 เมกะวัตต์ แล้วนั้น ขนาดของส่วนประกอบต่างๆ ของกังหันลมจะมีขนาดใกล้เคียงกัน จึงประมาณการใช้พื้นที่ประมาณ 5 ไร่ ซึ่งพื้นที่แต่ละแห่งจะมีราคาประเมินที่แตกต่างกัน

■ มูลค่ากังหันลม (Turbine Price)

ในการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า จะต้องมีการเลือกซื้อกังหันลมที่เหมาะสมกับการใช้งานในแต่ละพื้นที่ โดยจะต้องพิจารณาศักยภาพลมประกอบด้วย ซึ่งราคาของกังหันลมประเมินจากขนาดกังหันลม (อ้างอิงจาก www.windpower.org) ซึ่งกังหันลมมีราคาประมาณ 1,200 – 1,500 ดอลลาร์สหรัฐต่อกำลังการผลิต 1 กิโลวัตต์ นอกจากนี้ยังจะต้องพิจารณาค่าขนส่ง (Transportation Cost) ด้วย

■ มูลค่าการติดตั้งระบบกังหันลม (Installation Cost)

สำหรับการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า นอกจากตัวกังหันลมซึ่งเป็นเครื่องจักรหลักแล้ว จำเป็นต้องมีค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ซึ่งประกอบด้วย

ค่าปรับพื้นที่ เช่น การทำถนนเพื่อความสะดวกในการขนส่งวัสดุ

ค่าระบบเสริม เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า

ค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจากพื้นที่ติดตั้งไปยังระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ซึ่งมูลค่าการติดตั้งระบบกังหันลมจะใช้เวลาประมาณการร้อยละ 30 ของมูลค่ากังหันลม

(3) มูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Cost)

ค่าการปฏิบัติงาน

เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ เช่น ค่าจัดซื้อน้ำมันเชื้อเพลิง ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า ค่าแรง ค่าโทรศัพท์ ค่าขนส่ง ค่าโฆษณาประชาสัมพันธ์ ค่าประกันต่าง ๆ ค่าฝึกอบรม ค่าอะไหล่ ค่าที่ปรึกษา เป็นต้น เป็นค่าใช้จ่ายที่จำนวนเงินไม่เปลี่ยนแปลงตามปริมาณการผลิต ไม่ว่าจะทำการผลิตในปริมาณมากหรือน้อยก็ตาม

ค่าบำรุงรักษา

เป็นค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาวัสดุอุปกรณ์ เครื่องจักร และสิ่งก่อสร้าง เพื่อให้ดำเนินการต่อไปได้ตลอดอายุของระบบ

3.3.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

ที่ปรึกษาจะประเมินความเหมาะสมการลงทุน โดยจะมีการพิจารณาตัวชี้วัดทางการเงินต่างๆที่ใช้ในการประเมินโครงการ ซึ่งได้กำหนดตัวชี้วัดไว้ดังนี้ คือ

1) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio, B/C)

เป็นตัวชี้วัดที่ใช้สำหรับการประเมินโครงการที่ภาครัฐเป็นเจ้าของโครงการ หรือให้การสนับสนุน ซึ่งจะเป็นโครงการที่ให้บริการเพื่อเศรษฐกิจ (Economic services) และเป็นสาธารณประโยชน์ให้กับชุมชนในท้องถิ่น โดยวิธีการวิเคราะห์อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน ก็คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนหรือมูลค่าผลตอบแทนของโครงการ กับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนหรือต้นทุนรวมของ

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

โครงการ ตัวชี้วัดตัวนี้ใช้เพื่อวัดความคุ้มค่าของโครงการ ยกตัวอย่างเช่น ถ้าค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงว่าโครงการที่กำลังพิจารณาอยู่มีค่าใช้จ่ายหรือต้นทุนของโครงการมากกว่ารายรับหรือมูลค่าผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ จึงสามารถวิเคราะห์ได้ว่าเป็นโครงการที่ไม่น่าลงทุน ในทางตรงกันข้าม ถ้าค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่ามากกว่า 1 แสดงว่าโครงการที่กำลังพิจารณาอยู่มีค่าใช้จ่ายหรือต้นทุนของโครงการน้อยกว่ารายรับหรือมูลค่าผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ จึงสามารถวิเคราะห์ได้ว่าเป็นโครงการที่ควรลงทุน เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม ค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนเป็นค่าที่ไม่สามารถนำมาใช้เพื่อคัดเลือกหรือจัดลำดับความสำคัญของทางเลือกต่างๆ ได้ เนื่องจากอัตราส่วนที่ได้เป็นสิ่งที่ได้จากค่าผลตอบแทนและต้นทุนของตัวโครงการหรือจากทางเลือกต่างๆ เอง ไม่ได้มีข้อมูลที่ใช้ในการเปรียบเทียบระหว่างโครงการ ค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนสามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}$$

เมื่อ B/C = ค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน

B_t = มูลค่าผลตอบแทนในแต่ละปี

C_t = มูลค่าต้นทุนในแต่ละปี

i = อัตราดอกเบี้ยเงินกู้

t = อายุโครงการหรืออายุการใช้งานทั้งหมด

2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิ หรือกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งสามารถคำนวณได้ด้วยการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ในการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ หากค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ แสดงว่าเป็นโครงการที่สมควรจะดำเนินการ เนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบัน มากกว่าค่าใช้จ่าย แต่ในทางตรงกันข้าม หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์ แสดงว่าเป็นโครงการที่ไม่น่าลงทุน เนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบัน น้อยกว่าค่าใช้จ่าย ซึ่งมูลค่าปัจจุบันสุทธิสามารถคำนวณได้ด้วยสูตรดังต่อไปนี้

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t}$$

บทที่ 3 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

2) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return, IRR)

อัตราผลตอบแทนของโครงการ คือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ทำให้ค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ดังนั้น อัตราผลตอบแทนของโครงการจึงได้แก่อัตราดอกเบี้ย หรือ i ที่ทำให้ $NPV = 0$ อัตราผลตอบแทนของโครงการเป็นตัวชี้วัดการประเมินความคุ้มค่าของโครงการที่ได้รับความนิยมมากที่สุด เนื่องจากแนวคิดของอัตราผลตอบแทนของโครงการมีความสอดคล้องกับอัตราผลกำไรของโครงการ โดยที่ค่าอัตราผลตอบแทนที่คำนวณได้ คือ อัตราส่วนลดภายในโครงการ นั่นคือจะเป็นอัตราดอกเบี้ยสูงสุดที่โครงการสามารถจ่ายได้ หากว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันสูงกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้ ก็ไม่สมควรที่จะลงทุนโครงการดังกล่าว ในทางตรงกันข้าม หากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันยังต่ำกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้มากเท่าไร แสดงว่าเป็นโครงการที่ให้ผลตอบแทนมากขึ้นตามลำดับ

3.3.3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

1) การวิเคราะห์ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย (Cost of Energy)

การพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่สำคัญอีกตัวชี้วัดหนึ่ง คือ การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งวิเคราะห์จากต้นทุนการผลิตตลอดอายุโครงการ สำหรับโครงการนี้ คือ ต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า รวมทั้งต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นรายปีตลอดอายุโครงการที่ทำการผลิตไฟฟ้าแล้วคำนวณหาค่าใช้จ่ายต่อปีเทียบเท่า (Equivalent annual costs, EAC) ซึ่งได้คำนึงถึงการปรับค่าทางการเงินที่แปรผันตามเวลา และการเลือกค่าเสียโอกาสของทุนที่เหมาะสมเข้าไว้ด้วย จากนั้นจึงคำนวณหาต้นทุนต่อหน่วยโดยหารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ผลการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยสามารถใช้ประโยชน์ในการพิจารณาเปรียบเทียบกับราคาไฟฟ้าที่การไฟฟ้าภูมิภาครับซื้อ ซึ่งจะเป็นเกณฑ์การพิจารณาความเหมาะสมในการเลือกพื้นที่ติดตั้งกังหันลม

2) การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

โครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้ามีผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ทางตรง ซึ่งได้จากผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน และมีผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ทางอ้อม ได้แก่ มีการพัฒนาแหล่งชุมชน เช่น มีการก่อให้เกิดงานทำให้กับบุคคลในพื้นที่ขณะที่มีการดำเนินโครงการ เกิดการว่าจ้างงานในขณะที่มีการติดตั้งกังหันลม เป็นต้น นอกจากนี้ ยังสามารถจัดเป็นพื้นที่ตัวอย่างในการดูงานการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม ทำให้ผู้คนสนใจด้านการอนุรักษ์พลังงานมากขึ้นผลตอบแทนทางอ้อมในระดับประเทศที่ชัดเจนคือการลดการนำเข้าน้ำมันดิบ ลดการปลดปล่อยมลพิษจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ลดภาวะโลกร้อน เป็นต้น

3) การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)

เป็นการพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ ที่ใช้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการลงทุนโครงการ ภายใต้ข้อสมมติฐานต่างๆ เพื่อให้ทราบขีดความเสี่ยงในการลงทุนโครงการ การวิเคราะห์นี้จะได้ค่าอัตราผลตอบแทนโครงการในแต่ละกรณี หลายกรณี เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจว่าควรลงทุนหรือไม่

หากข้อสมมติฐานต่างๆ เปลี่ยนแปลงไปจากกรณีฐาน (Base Case) เช่น การเพิ่มขึ้นหรือลดลงของเงินลงทุนโครงการ ราคาเชื้อเพลิง ประเมินการรายรับของโครงการ เป็นต้น

ในกรณีที่ระบบเศรษฐกิจมีความผันผวนสูง อาจจำเป็นต้องวิเคราะห์เพิ่มเติมถึงต้นทุนความเสี่ยงของอัตราแลกเปลี่ยน (Exchange Risk) ต้นทุนอัตราดอกเบี้ยรายรับจากการแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (Foreign Exchange Earning) และวิเคราะห์สัดส่วนการนำเข้าจากต่างประเทศ (Import Content) ทั้งในส่วนของสินค้าทุนวัตถุดิบ ควบคู่กันไปด้วย

3.4 การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม และสังคม

3.4.1 การประเมินผลกระทบทางเสียง

การประเมินผลกระทบด้านเสียงรบกวน โดยใช้โปรแกรม Wind Turbine Noise Model พัฒนาโดย International Energy Agency: Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 4. Acoustics Measurements of Noise Emission from Wind Turbines, 3. Edition 1994.

(<http://resource.npl.co.uk/acoustics/techguides/wtnm/>) โดยผลกระทบด้านเสียงรบกวนจะอยู่ในรัศมีน้อยกว่า 1 กิโลเมตร จากกังหันลม

3.4.2 การประเมินทัศนคติและความรู้ ความเข้าใจของประชาชนในพื้นที่ เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

ดำเนินการประเมินผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้นในกรณีที่มีการติดตั้งกังหันลมในพื้นที่เป้าหมายในอนาคต ตามหัวข้อดังต่อไปนี้

1. กลุ่มเป้าหมาย ดำเนินการแบ่งพื้นที่ออกเป็น 3 กลุ่มคือ

- 1) พื้นที่โครงการ 2) พื้นที่ใกล้เคียงโครงการ 3) พื้นที่อ้างอิง

ซึ่งในการประเมินผลกระทบ พื้นที่ที่อาจจะได้รับผลกระทบจากโครงการคือ พื้นที่ใกล้เคียงโครงการ ดังนั้น ที่ปรึกษาจะทำการประเมินผลกระทบกับประชาชนที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงโครงการในรัศมีไม่เกิน 2 กิโลเมตร เป็นจำนวนไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ของครัวเรือนในพื้นที่ หรือไม่เกิน 50 ครัวเรือน

2. ประเด็นในการศึกษาด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม

หลักการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน เป็นการศึกษาวิเคราะห์และประเมินผลกระทบของโครงการที่อาจจะเกิดขึ้นที่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรที่มีอยู่ในบริเวณพื้นที่และบริเวณรอบ ๆ โครงการ โดยวิเคราะห์ผลกระทบทั้งทางบวกและทางลบ ในระยะสั้นและระยะยาว ซึ่งการวิเคราะห์นี้จะอยู่บนพื้นฐานของการคาดการณ์ถึงความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นตามหลักวิชาการ รวมทั้งมีการเสนอ

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างเหมาะสม

สำหรับประเด็นที่จะใช้ในการประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมมีรายละเอียดดังนี้

1. ทรัพยากรด้านกายภาพ (Physical Resources)

1) ภูมิฐาน ได้แก่ ลักษณะภูมิประเทศ ระดับความสูง ลักษณะทางกายภาพที่โดดเด่น โดยพิจารณาจากข้อมูลจากการสำรวจ ภาพถ่าย และเอกสารประกอบ เช่น แผนที่

2) เสียง ได้แก่ ระดับความเข้มของเสียงโดยพิจารณาจากข้อมูลการจำลองติดตั้งกังหันลม ในบริเวณพื้นที่โครงการ และพื้นที่ใกล้เคียงโครงการ โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ ร่วมกับข้อมูลด้านเสียงรบกวนของกังหันลมแต่ละรุ่น

2. ทรัพยากรด้านนิเวศวิทยา (Ecological Resources)

1) สัตว์ประจำถิ่น

2) พืชประจำถิ่น

3. คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ (Human Use Value)

1) การใช้ประโยชน์ที่ดินของประชาชน

2) พลังงานและไฟฟ้า

- แหล่ง ชนิด และประเภทการใช้พลังงาน

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

4. คุณภาพชีวิต (Quality of Life)

1) สภาพเศรษฐกิจและสังคม ประกอบด้วย

- ข้อมูลประชากร (จำนวน อาชีพ รายได้ ศาสนา ฯลฯ)

- การตั้งถิ่นฐาน

- ทักษะของประชาชนที่มีต่อโครงการ

2) การสาธารณสุข ประกอบด้วย

- โรคประจำท้องถิ่น

- การบริการทางสาธารณสุข

3) อาชีวอนามัย ประกอบด้วย

- โรคที่เกิดจากการทำงาน

- อุบัติเหตุจากการทำงาน

3. วิธีการดำเนินการ

ออกเก็บข้อมูลพื้นที่ ทำการสอบถาม และสัมภาษณ์ตามประเด็นในการศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น โดยแบ่งประเภทกลุ่มเป้าหมายออกเป็น 2 ประเภท คือ

- (1) แบบสอบถามสำหรับบุคคลทั่วไป
- (2) แบบสอบถามสำหรับผู้นำชุมชน

โดยจำนวนกลุ่มเป้าหมายจะทำการสุ่มตัวอย่างไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ของครัวเรือนหรือไม่เกิน 50 ครัวเรือนในพื้นที่ใกล้เคียงโครงการ ในรัศมีไม่เกิน 1 กิโลเมตร ซึ่งจัดเป็นข้อมูลพื้นฐานก่อนที่จะมีโครงการติดตั้งกังหันลมในอนาคต หลังจากทำการสอบถามเพื่อสำรวจความคิดเห็นแล้วจะทำการวิเคราะห์ข้อมูลในทางสถิติ โดยแบบสอบถาม สำรวจและประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

บทที่ 4 ผลการประเมินและคัดเลือกพื้นที่ และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

4.1 ผลการประเมินและคัดเลือกพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

หลังจากการให้คะแนนพื้นที่ ทั้ง 8 พื้นที่ได้จัดเรียงลำดับคะแนนจากมากไปน้อยแบ่งเป็นแต่ละพื้นที่ ดังรายละเอียดในตารางที่ 4.1 ซึ่งแสดงข้อมูลพิกัดตำแหน่งและความสูงของพื้นที่ ตามเป้าหมายการติดตั้งสถานีวัดลมตั้งแต่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร โดยใช้เกณฑ์การแบ่งทั้ง 6 เงื่อนไข สามารถสรุปพื้นที่ได้ 4 พื้นที่ ดังตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.1 คือ

1. กรุงเทพมหานคร เขตบางขุนเทียน แขวงท่าข้าม (มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี บางขุนเทียน)
2. จังหวัดเพชรบุรี อำเภอท่ายาง ตำบลปึกเตียน หมู่บ้านหนองทราย
3. จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ อำเภอหัวหิน ตำบลหนองแก (มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล)
4. จังหวัดชุมพร อำเภอปะทิว ตำบลชุมโค หมู่บ้านบางจาก (เทศบาลตำบลชุมโค)

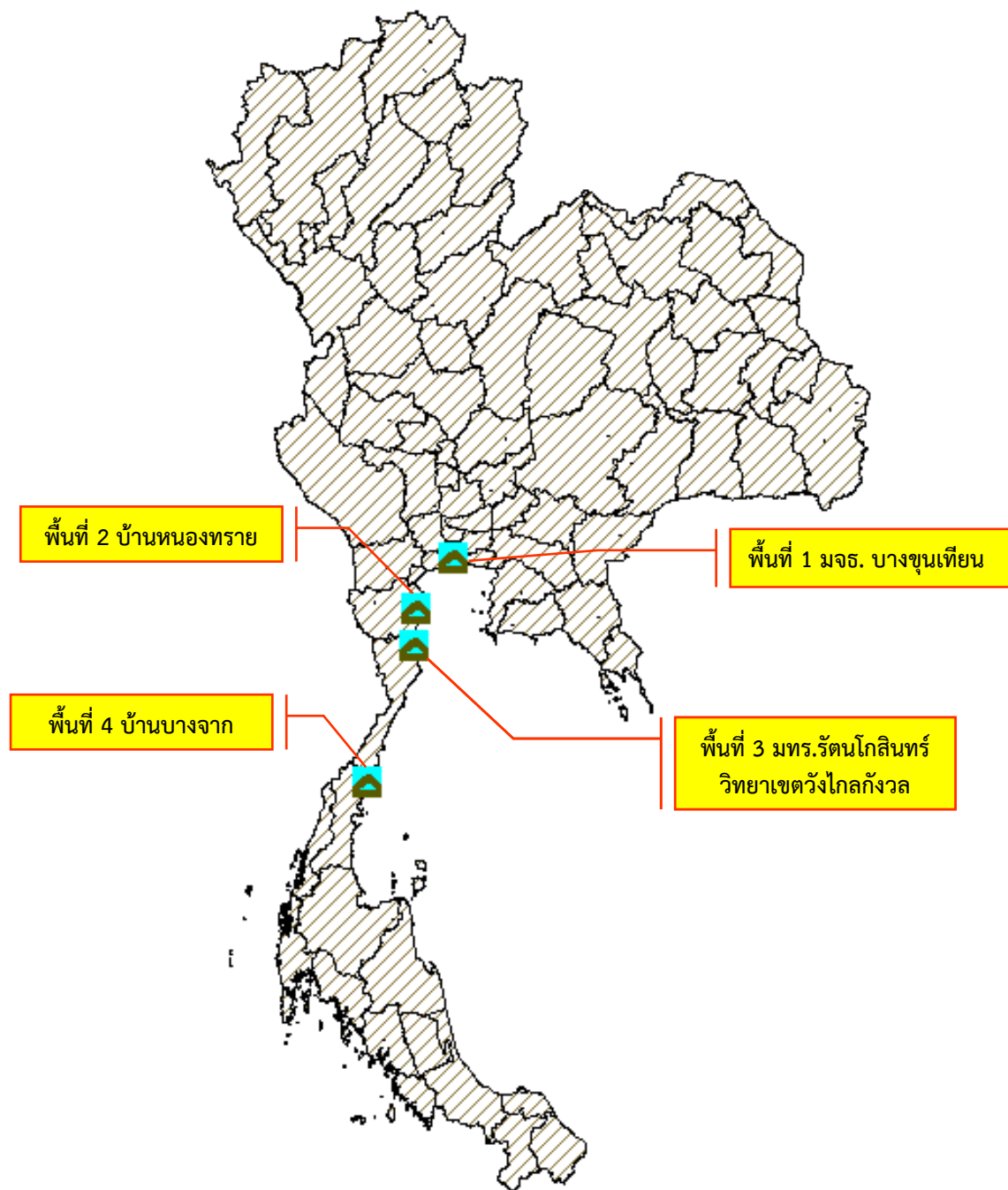
จากนั้นจึงได้ทำการติดต่อ ประสานงานกับเจ้าของพื้นที่หรือผู้รับผิดชอบดูแลพื้นที่ เพื่อขออนุญาตใช้พื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลม ซึ่งในเบื้องต้น เจ้าของพื้นที่ได้ยินยอมให้ใช้พื้นที่ และมีผลสรุปพื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีวัดลม

ตารางที่ 4.1 คะแนนของพื้นที่ทั้งหมด เรียงตามเกณฑ์ที่ใช้ในการประเมิน

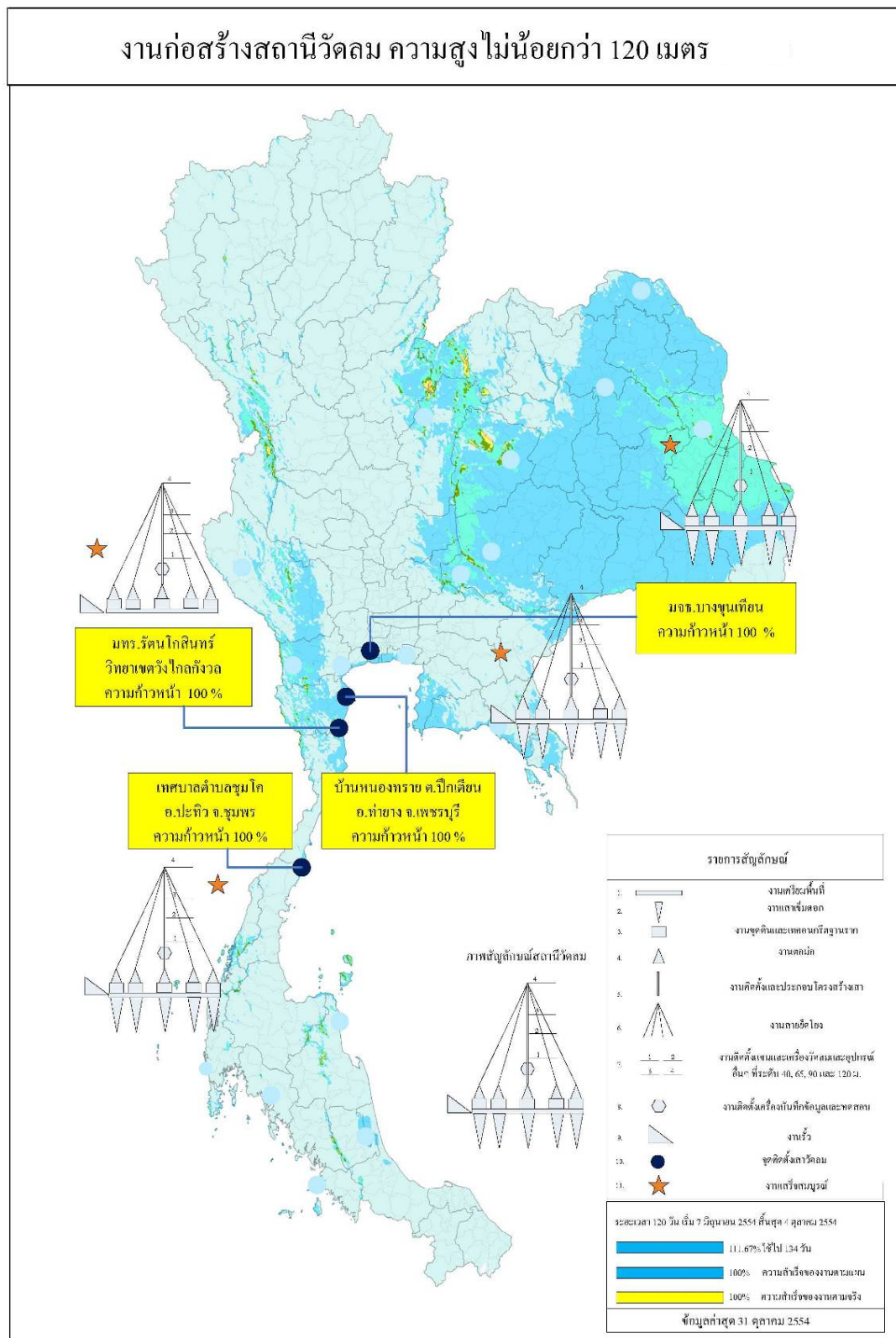
ลำดับ ที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	หมู่บ้าน	Latitude	Longitude	ความสูง MSL (m)	รวม คะแนน (เปอร์ เซ็นต์)
1	กรุงเทพ	บาง ขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร. บางขุนเทียน	13.57619	100.44303	5	81.0
2	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขต วังไกลกังวล	12.48075	99.96368	27	75.5
3	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองทราย	12.95809	99.99703	7	75.5
4	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	บางจาก	10.77626	99.37315	77	74.8
5	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองหมู	12.92405	100.01498	6	69.3
6	ประจวบคีรีขันธ์	ปราณบุรี	ปากน้ำ ปราณ	ปรือน้อย	12.37443	99.97999	4	69.3
7	สมุทรสงคราม	เมือง	ลาดใหญ่	ศูนย์วิจัย และพัฒนา การเพาะเลี้ยง กุ้งทะเล	13.44302	100.04694	3	69.0
8	เพชรบุรี	บ้านแหลม	ปากทะเล	ปากทะเลใน	13.1477	100.0602	5	66.8

ตารางที่ 4.2 สรุปพื้นที่ผ่านเกณฑ์การคัดเลือก และข้อมูลตำแหน่งทางภูมิศาสตร์

ลำดับที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	หมู่บ้าน/สถานที่	Latitude	Longitude
1	กรุงเทพฯ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร. บางขุนเทียน	13.57619	100.44303
2	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองทราย	12.95809	99.99703
3	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตไกลกังวล	12.48075	99.96368
4	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	บางจาก	10.77626	99.37315



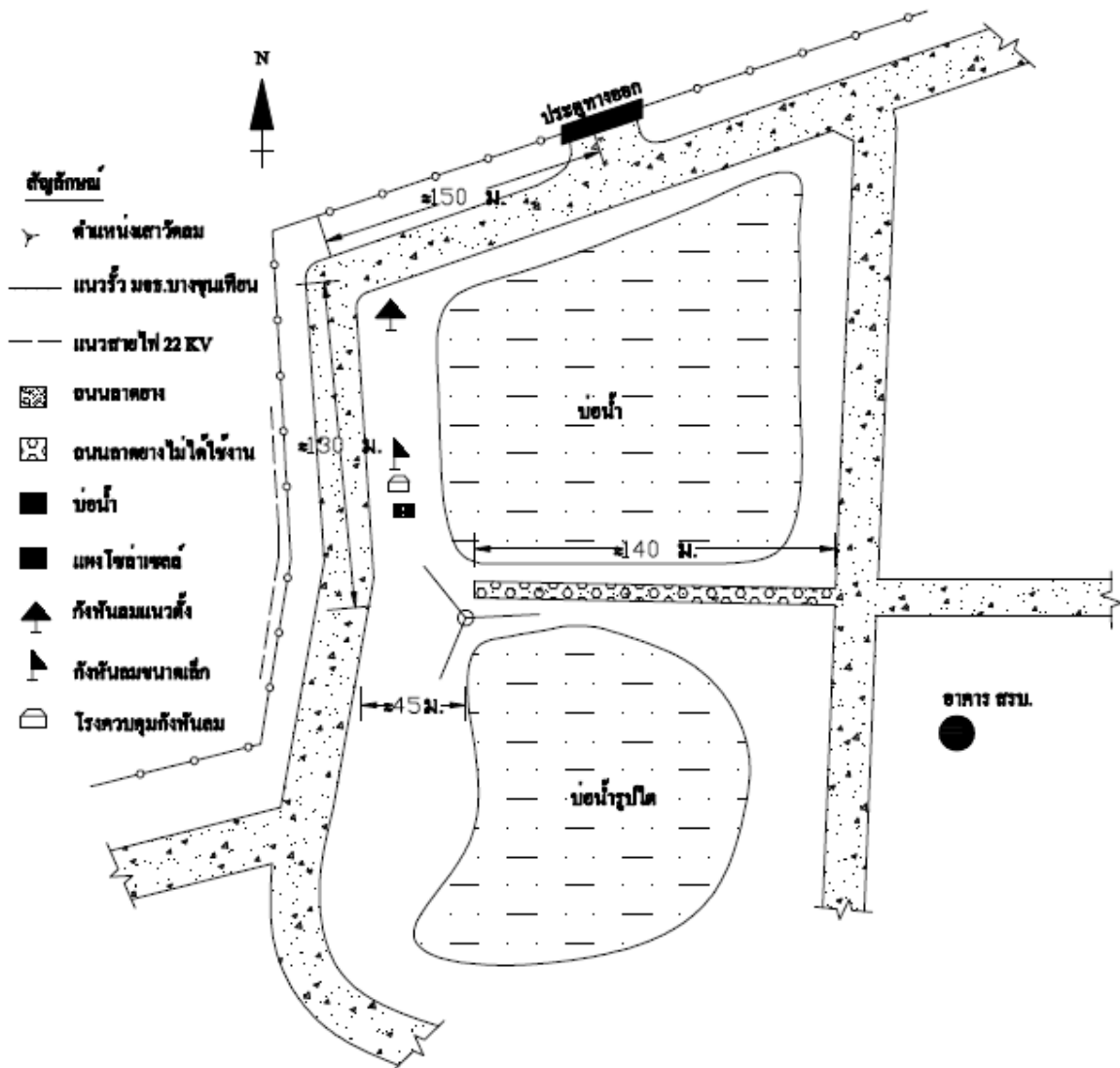
รูปที่ 4.1 ตำแหน่งพื้นที่ที่คัดเลือกเพื่อติดตั้งสถานีวัดลม



รูปที่ 4.2 แผนภาพแสดงงานก่อสร้างสถานีวัดลมในพื้นที่แต่ละแห่งของโครงการ

4.2 ผลการก่อสร้างและติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน กรุงเทพมหานคร

4.2.1 รายละเอียดพื้นที่และสภาพพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน กรุงเทพมหานคร



ผังบริเวณของพื้นที่ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี บางขุนเทียน
แขวงท่าข้าม เขตบางขุนเทียน กรุงเทพมหานคร

1. ข้อมูลทั่วไป

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี เริ่มต้นพัฒนาพื้นที่ใหม่ ณ บางขุนเทียนมาตั้งแต่ปี พ . ศ . 2532 เพื่อให้เป็นสวนการศึกษาและสวนอุตสาหกรรม โดยจะเน้นการทำวิจัยและพัฒนาให้เป็นเลิศ การพัฒนาถ่ายทอดเทคโนโลยีและสนับสนุนศักยภาพของอุตสาหกรรมของประเทศ การผลิตนักศึกษาระดับปริญญาตรีโท เอก ที่มีความสามารถทางวิชาการและตลอดจนคุณสมบัติที่ตรงตามความต้องการผู้ใช้ การดำเนินงานของสวนอุตสาหกรรมของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรีนั้น มีเป้าหมายที่สำคัญเพื่อนำความรู้

บทที่ 4 ผลการประเมินการคัดเลือกพื้นที่และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

ความสามารถทางวิชาการ ผลงานวิจัยและพัฒนา ตลอดจนทรัพยากรต่างๆ ของมหาวิทยาลัย ไปบ่มเพาะและสร้างความสามารถทางเทคโนโลยีและความมั่นคงให้กับอุตสาหกรรมและ ธุรกิจประเภทต่างๆ โดยจะมุ่งเน้นกลุ่มของวิสาหกิจขนาดเล็กและขนาดกลาง (SME) เป็นหลัก ทำให้ผู้ประกอบการที่มีอยู่เดิมพัฒนาศักยภาพในการแข่งขันเพิ่มขึ้น ก่อให้เกิดผู้ประกอบการรายใหม่ที่มีพื้นฐานทางเทคโนโลยีที่ดี และสร้างเครือข่ายความร่วมมือระหว่างมหาวิทยาลัยกับอุตสาหกรรมขึ้น นอกจากนี้มหาวิทยาลัยยังเน้นในการทำงานร่วมมือกับชุมชน เพื่อให้เกิดการพัฒนาโรงเรียน ชุมชนและสังคมที่มีความยั่งยืน

ปัจจุบัน มจร . บางขุนเทียนมีอาคารที่ก่อสร้างและพร้อมในการใช้งานแล้ว 7 อาคาร ได้แก่ อาคารวิจัยพัฒนาและโรงงานต้นแบบ 2 อาคาร อาคารเรียนและสำนักงาน 3 อาคาร และอาคารสาธิตอุปโภค 2 อาคาร รวมพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 60,000 ตร.ม. ในงบประมาณการลงทุนทั้งสิ้น 1188.63 ล้านบาท โดยเป็นงบในด้านการก่อสร้างอาคารทั้งสิ้น 990.13 ล้านบาท และงบลงทุนครุภัณฑ์ 198.50 ล้านบาท ขณะนี้มีหน่วยงานที่เข้ามาดำเนินงานแล้วคือ สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ สำนักสวนอุตสาหกรรม คณะทรัพยากรชีวภาพและเทคโนโลยี คณะสถาปัตยกรรมศาสตร์ หน่วยปฏิบัติการวิจัยและพัฒนาวิศวกรรมชีวเคมี และโรงงานต้นแบบ สำนักห้องสมุดและบรรณสารสนเทศ และกลุ่มวิจัยอื่นๆ จากภาควิชาและคณะต่างๆ อีกหลายกลุ่ม เช่น กลุ่มวิจัย Energy Conservation, กลุ่มวิจัย Membrane, กลุ่มวิจัย Chitin – Chitosan Excellent Center, กลุ่มวิจัย Clean Energy และกลุ่มวิจัย Material & Manufacturing

มจร. บางขุนเทียนจะเป็นสวนการศึกษา และสวนอุตสาหกรรม ผลิตภัณฑ์และทรัพยากรมนุษย์ที่มีคุณภาพและคุณธรรม ทำงานวิจัยพัฒนาและให้บริการวิชาการ เพื่อเสริมสร้างเศรษฐกิจและคุณภาพชีวิต บุคลากรและนักศึกษาจะใฝ่เรียนรู้ สามารถเรียนรู้ด้วยตัวเองและต่อเนื่องตลอดชีวิต มหาวิทยาลัยจะทำการวิจัยให้เป็นเลิศ และสามารถพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนศักยภาพ และความต้องการของอุตสาหกรรม สวนอุตสาหกรรมจะบ่มเพาะ ทำให้เกิดเทคโนโลยีใหม่ กระบวนการใหม่ และธุรกิจอุตสาหกรรมใหม่ มจร.บางขุนเทียนจะเป็นมหาวิทยาลัยสีเขียว เป็นสวนที่ร่มรื่นสวยงาม มีการจัดการด้านพลังงาน สิ่งแวดล้อม ความปลอดภัยที่มีมาตรฐานและมีคุณภาพ มหาวิทยาลัยจะนำความรู้ความสามารถ ผลงานวิจัยไปใช้ในการทำงานร่วมมือกับชุมชน เพื่อให้เกิดการพัฒนาโรงเรียน ชุมชนและสังคมที่มีความยั่งยืน

2. เส้นทางเข้าพื้นที่

จากถนนพระราม 2 กิโลเมตรที่ 6.5 ออกทางคู่ขนาน เข้าถนนเทียนทะเล สามารถเข้าพื้นที่ มจร.บางขุนเทียนได้ 2 คือ

- 1) ซอยเทียนทะเล 23 (จากถนนพระราม 2-ถนนเทียนทะเล 23 ระยะทางประมาณ 8.20 กิโลเมตร)
 มาตามถนนซอยเทียนทะเล 23 ซึ่งเป็นถนนลาดยาง ขนาด 2 ช่องจราจร กว้างประมาณ 5 เมตร ระยะทางประมาณ 2.0 กิโลเมตร ถึง มจร.บางขุนเทียน (ประตูทางเข้าด้านข้าง) เลี้ยวซ้ายเข้ามาตามถนนลาดยางภายใน มจร.บางขุนเทียน ระยะทางประมาณ 0.28 กิโลเมตร จะถึงพื้นที่ตั้งเสาวัดลมอยู่ทางด้านซ้ายมือของถนนลาดยาง

บทที่ 4 ผลการประเมินการคัดเลือกพื้นที่และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

- 2) ซอยเทียนทะเล 25 (จากถนนพระราม 2-ถนนเทียนทะเล 25 ระยะทางประมาณ 10.70 กิโลเมตร)

มาตามถนนซอยเทียนทะเล 23 ซึ่งเป็นถนนลาดยาง ขนาด 2 ช่องจราจร กว้างประมาณ 8 เมตร ระยะทางประมาณ 3.0 กิโลเมตร ถึง มจร.บางขุนเทียน (ประตูทางเข้าด้านหน้า) ให้วิ่งตรงมาตามถนนลาดยางภายใน มจร.บางขุนเทียน ระยะทางประมาณ 0.20 กิโลเมตร ถึงสามแยก ให้เลี้ยวซ้าย วิ่งตรงมาอีกประมาณ 0.10 กิโลเมตร จะถึงพื้นที่ตั้งเสาวัดลม อยู่ทางด้านขวามือของถนนลาดยาง

3. ตำแหน่งที่ตั้ง

- พิกัด Latitude 13.57619° Longitude ประมาณ 100.44303°
- พิกัด UTM N1501510, E655767
- ความสูงจากระดับน้ำทะเลปานกลาง 5 ม.

4. เจ้าของพื้นที่

เป็นพื้นที่ของ มจร.บางขุนเทียน

5. สภาพพื้นที่

- บริเวณโดยรอบทั้ง 2 ด้านเป็นบ่อน้ำ
- สภาพพื้นที่เป็นดินอ่อน และมีวัชพืชขึ้น
- พื้นที่อยู่ห่างจากชายฝั่งทะเล ประมาณ 10 กิโลเมตร

6. ระบบสาธารณูปโภค

- สายส่งไฟฟ้า ขนาด 22 kV 3 เฟส อยู่ตามแนวด้านข้างของถนนรอบ มจร.บางขุนเทียน ระยะห่างจากพื้นที่ประมาณ 0.06 กิโลเมตร
- มีท่อเมนประปารอบๆ วิทยาเขต วางไว้ในแนวรั้ว
- จุดที่ตั้งเสาวัดลมยังไม่มีสายไฟฟ้าแรงต่ำ และท่อเมนประปาแยกจากเมนหลักไปถึง

7. การระบายน้ำหรือทางน้ำไหล

ไม่มีระบบระบายน้ำ

8. ข้อมูลลม

- ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 m World Bank ความเร็วลมเฉลี่ย ประมาณ 5.6 เมตรต่อวินาที
- ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 m JGSEE ความเร็วลมเฉลี่ย ประมาณ 5.6 เมตรต่อวินาที
- ทิศทางของลม จากทิศใต้ไปทิศเหนือ

9. อื่นๆ

- ข้อมูลการเจาะสำรวจดินของโครงการก่อสร้างอาคารศูนย์กีฬาและนันทนาการ มจร.บางขุนเทียน
- พื้นที่บริเวณใกล้เคียง มีแผงโซลาร์เซลล์
- พื้นที่บริเวณใกล้เคียง มีกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (แกนนอน) รวมทั้งมีอาคารควบคุมอยู่บริเวณใกล้ๆ
- พื้นที่บริเวณใกล้เคียง มีกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ (แกนตั้ง)



ทิศเหนือจากตำแหน่งจุดศูนย์กลางเสาวัดลม



ทิศตะวันออกจากตำแหน่งจุดศูนย์กลางเสาวัดลม



ทิศใต้จากตำแหน่งจุดศูนย์กลางเสาวัดลม



ทิศตะวันตกจากตำแหน่งจุดศูนย์กลางเสาวัดลม

รูปที่ 4.3 สภาพพื้นที่โดยรอบสถานีวัดลม มจร. บางขุนเทียน

4.2.2 โครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน

ลักษณะโครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน แสดงดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 สถานีวัดลมพื้นที่ มจร.บางขุนเทียน

4.2.3 ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน

ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน แสดงดังรูปที่ 4.5



ภายในตู้เก็บเครื่องบันทึกข้อมูล



อุปกรณ์ป้องกันฟ้าผ่า



อุปกรณ์วัดความเร็วและทิศทางลมทั้ง 4 ระดับ

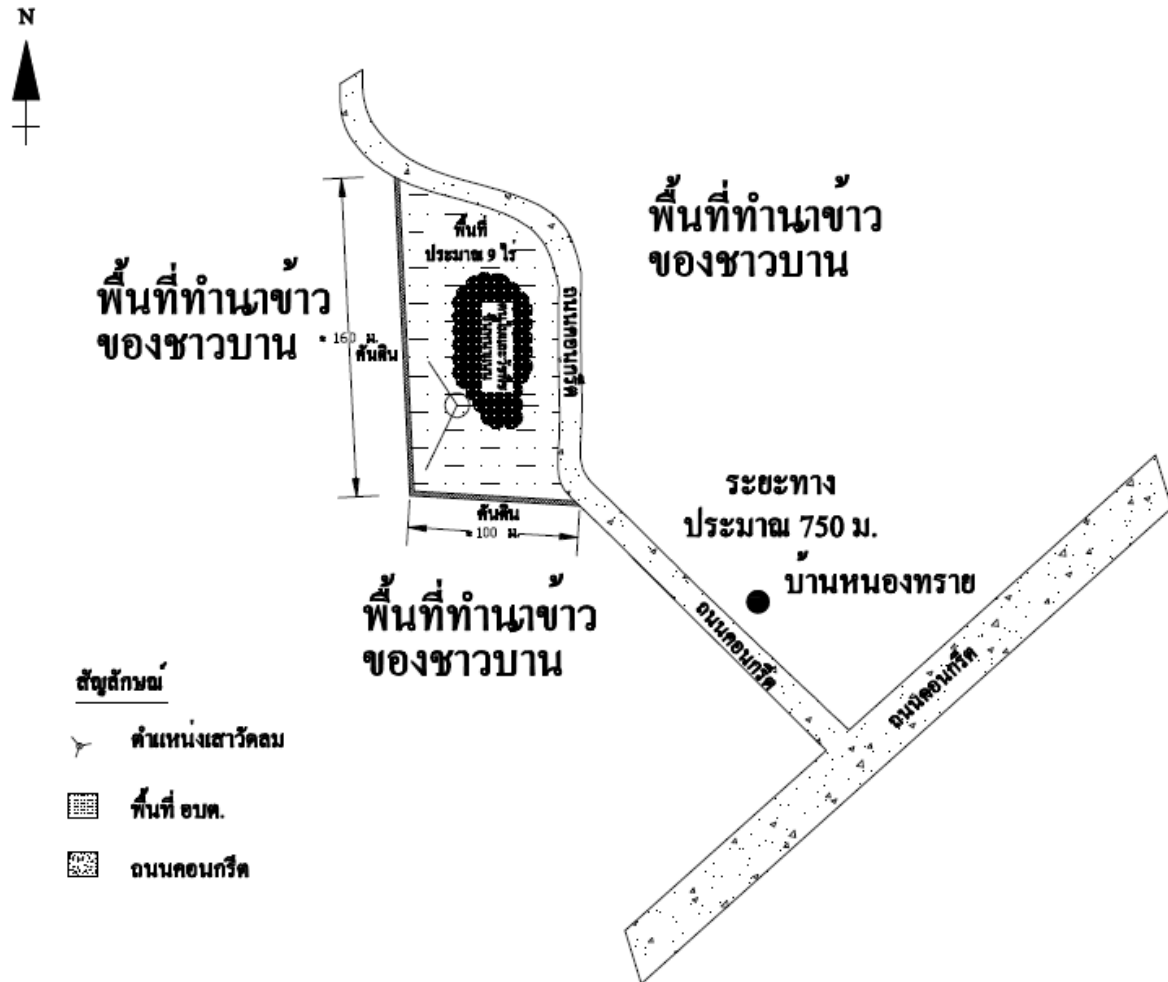


เครื่องวัดอุณหภูมิและวัดแรงดันอากาศ

รูปที่ 4.5 อุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน

4.3 ผลการก่อสร้างและติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

4.3.1 รายละเอียดพื้นที่และสภาพพื้นที่ที่สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี



แสดงผังบริเวณของพื้นที่บ้านหนองทราย ตำบลปึกเตียน อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

1. สภาพพื้นที่ทั่วไป

ลักษณะพื้นที่ของตำบลปึกเตียน เป็นที่ราบชายฝั่งทะเล พื้นที่บางส่วนได้รับอิทธิพลจากน้ำทะเลไม่เหมาะแก่การเพาะปลูก พื้นที่บางส่วนสามารถทำการเพาะปลูกได้

ทิศเหนือ	ติดต่อกับ ตำบลหนองขนาน อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี
ทิศใต้	ติดต่อกับ ตำบลหนองศาลา อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี
ทิศตะวันออก	ติดต่อกับ ทะเลอ่าวไทย
ทิศตะวันตก	ติดต่อกับ ตำบลหนองจอก อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

2. เส้นทางเข้าพื้นที่

จากถนนหลัก สาย 4 กิโลเมตรที่ 188 เข้ามาตามถนน พบ.1066 ถึงทางเข้าบ้านหนองทราย ระยะทางประมาณ 11 กิโลเมตร มาตามเส้นทางบ้านหนองทราย ระยะทางประมาณ 0.75 กิโลเมตร ถึงพื้นที่ อยู่ขวามือของถนนคอนกรีต

3. ตำแหน่งที่ตั้ง

- พิกัด Latitude 12.95809° Longitude 99.99703°
- พิกัด UTM N 1432712, E 608142
- ความสูงจากระดับน้ำทะเลปานกลาง 7 ม.

4. เจ้าของพื้นที่

เป็นพื้นที่สาธารณประโยชน์ ขององค์การบริหารส่วนตำบลปึกเตียน

5. สภาพพื้นที่

- บริเวณโดยรอบเป็นพื้นที่ทำนา
- สภาพพื้นที่ดินอ่อน
- พื้นที่อยู่ห่างจากชายฝั่งทะเล ประมาณ 5 กิโลเมตร

6. ระบบสาธารณูปโภค

- สายส่งไฟฟ้า ขนาด 22 kV 3 เฟส มีระยะห่างจากพื้นที่ประมาณ 0.75 กิโลเมตร
- ไม่มีระบบน้ำประปา

7. การระบายน้ำหรือทางน้ำไหล

ไม่มีระบบระบายน้ำ ต้องทำเป็นคันดินกัน และใช้วิธีการสูบน้ำออกจากพื้นที่

8. ข้อมูลลม

- ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 m World Bank ความเร็วลมเฉลี่ย ประมาณ 5.7 เมตรต่อวินาที
- ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 m JGSEE ความเร็วลมเฉลี่ย ประมาณ 6.7 เมตรต่อวินาที
- ทิศทางของลม จากทิศใต้ไปทิศเหนือ

9. อื่นๆ

- เสาวตลัม พพ. ของพื้นที่บ้านพะเนิน ตำบลแหลมผักเบี้ย อำเภอบ้านแหลม จังหวัดเพชรบุรี อยู่ห่างจากพื้นที่ตั้ง ประมาณ 13.5 กิโลเมตร (เส้นตรง)

บทที่ 4 ผลการประเมินการคัดเลือกพื้นที่และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศเหนือของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศตะวันออกของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศใต้ของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศตะวันตกของที่ตั้งสถานีวัดลม

รูปที่ 4.6 สภาพพื้นที่โดยรอบสถานีวัดลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

4.3.2 โครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

ลักษณะโครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี
แสดงดังรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.7 สถานีวัดลมพื้นที่บ้านหนองทราย ต.ปึกเตียน อ.ท่ายาง จ.เพชรบุรี

4.3.3 ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม ต.ปึกเตียน อ.ท่ายาง จ.เพชรบุรี

ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม ต.ปึกเตียน อ.ท่ายาง จ.เพชรบุรี แสดงดังรูปที่ 4.11



ภายในตู้เก็บเครื่องบันทึกข้อมูล



อุปกรณ์ส่งสัญญาณคลื่นโทรศัพท์



อุปกรณ์วัดความเร็วและทิศทางลมทั้ง 4 ระดับ

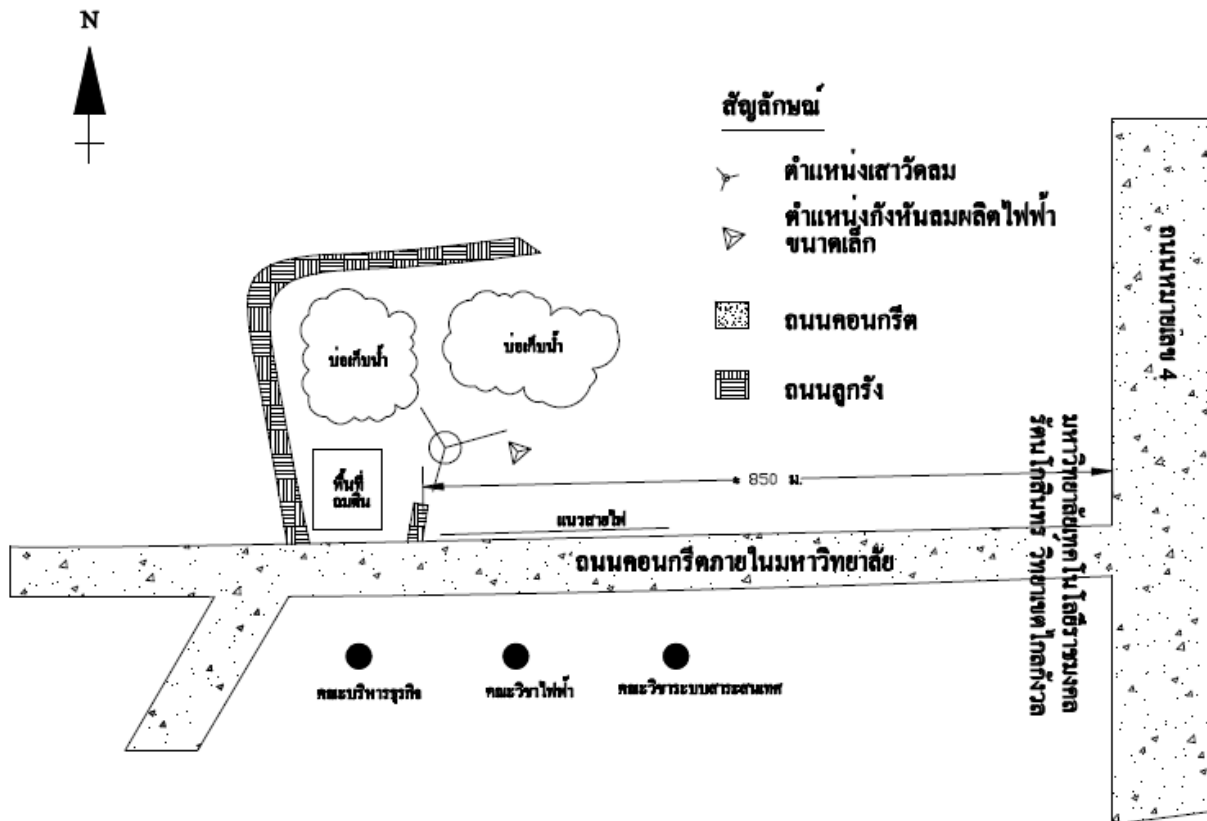


เครื่องวัดอุณหภูมิและวัดแรงดันอากาศ

รูปที่ 4.8 อุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม
ต.ปึกเตียน อ.ท่ายาง จ.เพชรบุรี

4.4 ผลการก่อสร้างและติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

4.4.1 รายละเอียดพื้นที่และสภาพพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์



แสดงผังบริเวณของพื้นที่ มทร.รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล
ตำบลหนองแก อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

1. ข้อมูลทั่วไป

สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล ได้จัดตั้งวิทยาเขตแห่งที่ 30 ขึ้นที่อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ โดยใช้ชื่อว่า “วิทยาเขตวังไกลกังวล” ซึ่งเป็นชื่อที่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว ทรงเห็นชอบให้ใช้ และกระทรวงศึกษาธิการ ได้มีประกาศจัดตั้งวิทยาเขตแห่งนี้ เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2533 โดยระบุเหตุผลสำคัญของการจัดตั้งไว้ว่าเพื่อเป็นการเฉลิมพระเกียรติสมเด็จพระศรีนครินทราบรมราชชนนี เนื่องในศุภดิถีทรงเจริญพระชนมายุ 90 พรรษา และเพื่อที่จะขยายการศึกษาวิชาชีพระดับสูงให้ประชาชนในภูมิภาคได้มีโอกาสพัฒนาความรู้ความคิด ในการดำรงชีวิต ทั้งเป็นการผลิต และพัฒนากำลังคนสำหรับการขยายตัวทางด้านเศรษฐกิจในบริเวณพื้นที่ตามโครงการพัฒนาชายฝั่งทะเลภาคใต้ (Southern Seaboard) ของรัฐบาล

บทที่ 4 ผลการประเมินการคัดเลือกพื้นที่และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

เหตุผลสำคัญอีกประการหนึ่งของการจัดตั้งวิทยาเขตวังไกลกังวล เนื่องมาจากการเกิดวาทภัยพิบัติฝุ่นเเกยในบริเวณ 3 จังหวัดภาคใต้ ได้แก่ ชุมพร ระนอง ประจวบคีรีขันธ์ เมื่อปี พ.ศ. 2532 ทำให้ประชาชนบางส่วนในพื้นที่ดังกล่าวได้รับความเดือนร้อน รัฐบาลจึงได้เร่งดำเนินการให้ความช่วยเหลือ โดยให้ส่วนราชการร่วมแก้ไขปัญหา และให้ความช่วยเหลือเป็นการเร่งด่วนภายใต้ “แผนฟื้นฟูบูรณะและพัฒนาจังหวัดชุมพรและจังหวัดใกล้เคียง” หน่วยงานและส่วนราชการที่เกี่ยวข้องได้นำเสนอโครงการเข้าแผนเพื่อฟื้นฟูบูรณะพื้นที่ดังกล่าว ในส่วนกระทรวงศึกษาธิการ กรมต่างๆ ได้เสนอโครงการเข้าแผน เช่น โครงการจัดตั้งวิทยาลัยการประมงชุมพร ของกรมอาชีวศึกษา ในส่วนของสถาบันเทคโนโลยีราชมงคลนั้น กระทรวงศึกษาธิการได้เสนอให้จัดตั้งวิทยาเขตขึ้นที่อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของแผนงานดังกล่าวด้วย

2.เส้นทางเข้าพื้นที่

ตามถนนสาย 4 กิโลเมตรที่ 242 ถึงทางเข้า มทร.รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล เข้ามาตามถนนภายใน มทร.รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล ระยะทางประมาณ 0.85 กิโลเมตร พื้นที่อยู่ด้านขวามือของถนนคอนกรีต

3.ตำแหน่งที่ตั้ง

- พิกัด Latitude 12.48075° Longitude 99.96368°
- พิกัด UTM N1379905, E604720
- ความสูงจากระดับน้ำทะเลปานกลาง 27 ม.

4.เจ้าของพื้นที่

เป็นพื้นที่ของ มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล

5.สภาพพื้นที่

- เป็นที่ลาดเชิงเขา
- สภาพพื้นที่ มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล
- บริเวณใกล้เคียง เป็นบ่อเก็บน้ำ (ภายในบ่อไม่มีน้ำ) จำนวน 2 บ่อ
- อยู่ห่างจากอาคารเรียน ประมาณ 0.85 กิโลเมตร
- สภาพพื้นที่ดินแข็ง
- พื้นที่อยู่ห่างจากชายฝั่งทะเล ประมาณ 2 กิโลเมตร

6.ระบบสาธารณูปโภค

- สายส่งไฟฟ้า ขนาด 22 kV 3 เฟส มีระยะห่างจากพื้นที่ประมาณ 0.08 กิโลเมตร
- ไม่มีระบบน้ำประปา

7.การระบายน้ำหรือทางน้ำไหล

ไม่มีระบบระบายน้ำ แต่เป็นที่ลาดเชิงเขา สามารถระบายน้ำได้

8.ข้อมูลลม

- ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 m World Bank ความเร็วลมเฉลี่ย ประมาณ 5.6 เมตรต่อวินาที
- ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 m JGSEE ความเร็วลมเฉลี่ย ประมาณ 6.0 เมตรต่อวินาที
- ทิศทางของลม จากทิศตะวันตกเฉียงใต้ไปทิศตะวันออกเฉียงเหนือ

9.อื่นๆ

- พื้นที่ใกล้เคียงจะมีการก่อสร้างอาคารเรียนในอนาคต
- พื้นที่ใกล้เคียงมีการถมดินบางส่วน



สภาพพื้นที่ ทางทิศเหนือของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศตะวันออกของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศใต้ของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศตะวันตกของที่ตั้งสถานีวัดลม

รูปที่ 4.9 สภาพพื้นที่โดยรอบสถานีวัดลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

4.4.2 โครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

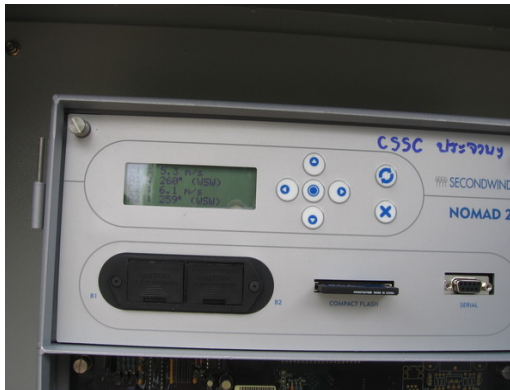
ลักษณะโครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลมมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล แสดงดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.10 สถานีวัดลมพื้นที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล

4.4.3 ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ แสดงดังรูปที่ 4.8



ภายในตู้เก็บเครื่องบันทึกข้อมูล



อุปกรณ์ส่งสัญญาณคลื่นโทรศัพท์



อุปกรณ์วัดความเร็วลม

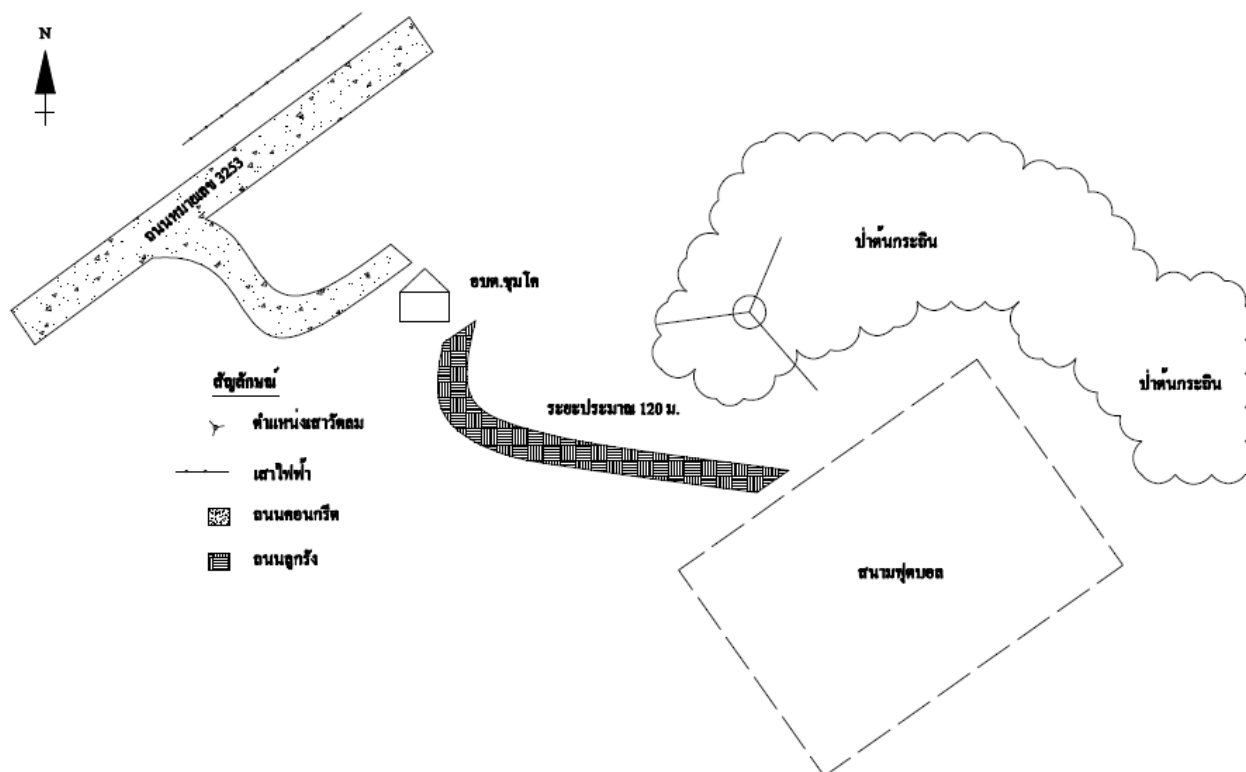


เครื่องวัดอุณหภูมิและวัดแรงดันอากาศ

รูปที่ 4.11 อุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลม
อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

4.5 ผลการก่อสร้างและติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอบางจาก จังหวัดชุมพร

4.5.1 รายละเอียดพื้นที่และสภาพพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอบางจาก จังหวัดชุมพร



แสดงผังบริเวณของพื้นที่ บ้านบางจาก ตำบลชุมโค อำเภอบางจาก จังหวัดชุมพร

1.สภาพพื้นที่ทั่วไป

ตำบลชุมโค มีลักษณะทั่วไปเป็นที่ราบชายฝั่งทะเล มีพื้นที่บางส่วนเป็นที่ราบสูงสลับ กับเนินเขาขนาดย่อม

ทิศเหนือ	ติดต่อกับ ตำบลดอนยาง และตำบลปากคลอง
ทิศใต้	ติดต่อกับ ตำบลบางสน และตำบลทะเลทรัพย์
ทิศตะวันออก	ติดต่อกับ ทะเลอ่าวไทย
ทิศตะวันตก	ติดต่อกับ ตำบลทะเลทรัพย์ และตำบลหงษ์เจริญ อ.ท่าแซะ

2.เส้นทางเข้าพื้นที่

จากถนนหลัก สาย 4 กิโลเมตรที่ 477 เข้ามาตามถนน 3201 ระยะทางประมาณ 17 กิโลเมตร ถึงสามแยกให้เลี้ยวซ้ายเข้าถนน 3253 ระยะทางประมาณ 10 กิโลเมตร ถึง อบต.ชุมโค มาตามถนนลูกรังของภายใน อบต. ระยะทางประมาณ 0.16 กิโลเมตร จะถึงพื้นที่

บทที่ 4 ผลการประเมินการคัดเลือกพื้นที่และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

3.ตำแหน่งที่ตั้ง

- พิกัด Latitude 10.77626° Longitude 99.37315°
- พิกัด UTM N1191266, E540795
- ความสูงจากระดับน้ำทะเลปานกลาง 77 ม.

4.เจ้าของพื้นที่

เป็นพื้นที่สาธารณประโยชน์ ขององค์การบริหารส่วนตำบลชุมโค

5.สภาพพื้นที่

- สภาพพื้นที่
- บริเวณโดยรอบเป็นป่าต้นกระถิน
- สภาพพื้นที่ดินแข็ง ดำน
- พื้นที่ข้างเคียงเป็นสนามฟุตบอลของ อบต.ชุมโค
- พื้นที่อยู่ห่างจากชายฝั่งทะเล ประมาณ 5 กิโลเมตร

6.ระบบสาธารณูปโภค

- สายส่งไฟฟ้า ขนาด 22 KV. 3 เฟส มีระยะห่างจากพื้นที่ประมาณ 0.20 กิโลเมตร
- ไม่มีระบบน้ำประปา

7.การระบายน้ำหรือทางน้ำไหล

ไม่มีระบบระบายน้ำ แต่พื้นที่เป็นที่ลาดเชิงเขา น้ำสามารถระบายได้

8.ข้อมูลลม

- ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 m World Bank ความเร็วลมเฉลี่ย ประมาณ 5.4 เมตรต่อวินาที
- ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 m JGSEE ความเร็วลมเฉลี่ย ประมาณ 6.6 เมตรต่อวินาที
- ทิศทางของลม จากทิศตะวันตกเฉียงใต้ไปทิศตะวันออกเฉียงเหนือ

9.อื่นๆ

- เสาวดีตม พพ. ที่บ้านน้ำพุ ตำบลปากคลอง อำเภอบะพือ จังหวัดชุมพร อยู่ห่างจากพื้นที่ ประมาณ 23 กิโลเมตร (เส้นตรง)

บทที่ 4 ผลการประเมินการคัดเลือกพื้นที่และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม



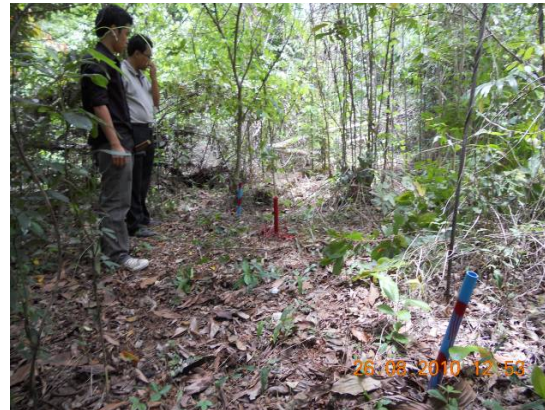
สภาพพื้นที่ ทางทิศเหนือของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศตะวันออกของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศใต้ของที่ตั้งสถานีวัดลม



สภาพพื้นที่ ทางทิศตะวันตกของที่ตั้งสถานีวัดลม

รูปที่ 4.12 สภาพพื้นที่โดยรอบสถานีวัดลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

4.5.2 โครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

ลักษณะโครงสร้างเสาวัดลมของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร
แสดงดังรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.13 สถานีวัดลมพื้นที่เทศบาลตำบลชุมโค อ.ปะทิว จ.ชุมพร

4.5.3 ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

ระบบตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร แสดงดังรูปที่ 4.14



ภายในตู้เก็บเครื่องบันทึกข้อมูล



อุปกรณ์ส่งสัญญาณคลื่นโทรศัพท์



อุปกรณ์วัดความเร็วและทิศทางลมทั้ง 4 ระดับ



เครื่องวัดอุณหภูมิและวัดแรงดันอากาศ

รูปที่ 4.14 อุปกรณ์ตรวจวัดและบันทึกข้อมูลของสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ในบทนี้ เป็นการรายงานผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า ซึ่งถูกแบ่งออกเป็นผลการศึกษาของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม ทั้งหมด 4 พื้นที่ คือ

พื้นที่ที่ 1 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (มจธ.) บางขุนเทียน แขวงท่าข้าม เขตบางขุนเทียน (สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ, มจธ.บางขุนเทียน)

พื้นที่ที่ 2 บ้านหนองทราย ตำบลปึกเตียน อำเภอยาง่าง จังหวัดเพชรบุรี (สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี)

พื้นที่ที่ 3 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล ตำบลหนองแก อำเภหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ (สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ, หัวหิน)

พื้นที่ที่ 4 เทศบาลตำบลชุมโค บ้านบางจาก ตำบลชุมโค อำเภอบะพิต จังหวัดชุมพร (สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร)

ข้อมูลความเร็วและทิศทางลมจากสถานีประเมินศักยภาพลมและข้อมูลประกอบอื่นๆ ได้ถูกนำมาวิเคราะห์ทางสถิติเบื้องต้นและ จัดทำแผนที่ศักยภาพลม วิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม วิเคราะห์ประเมินความคุ้มค่าโครงการด้านเศรษฐศาสตร์ พร้อมทั้งประเมินผลกระทบเบื้องต้น โดยแต่ละพื้นที่บริเวณรอบสถานีประเมินฯ มีการรายงานผลการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้

- ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้น
- ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม
- ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม
- ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม
- ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลมทั้ง 5 รุ่น ณ ตำแหน่งของสถานีประเมินศักยภาพลม

การรายงานผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้น

การวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นสำหรับการประเมินศักยภาพพลังงานลมเฉพาะแหล่งพิจารณาตัวแปร ดังนี้

- (1) ความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (เมตรต่อวินาที) (จำนวนข้อมูลขึ้นอยู่กับแต่ละพื้นที่)
- (2) ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน (เมตรต่อวินาที)
- (3) ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง (เมตรต่อวินาที)

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

(4) แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ซึ่งได้จากผลการวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม LakeView และแผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ซึ่งได้จากผลการวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม WindSim ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

การรายงานผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม

ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม ได้แก่

- (1) แผนที่ศักยภาพลม (Wind Map) ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร โดยใช้ข้อมูลความละเอียด 90 x 90 ตารางเมตร ซึ่งได้จากผลการวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม WindSim
- (2) แผนที่แสดงพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง ที่ความสูง 90 เมตร และ
- (3) แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร

การรายงานผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม

ในการศึกษานี้ กังหันลมได้ถูกคัดเลือกมาทั้งหมด 5 รุ่น โดยติดตั้ง ณ ตำแหน่งเดียวกันกับสถานีประเมินศักยภาพลม และติดตั้ง ณ ตำแหน่งที่มีศักยภาพลมสูงสุดในบริเวณพื้นที่นั้น ซึ่งการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ทำได้โดยการนำข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมมาคูณด้วยจำนวนชั่วโมงของข้อมูลลมในแต่ละค่าความเร็วลม แล้วจึงรวมผลคูณสำหรับทุกค่าความเร็วลม ได้เป็นค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี โดยข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมได้จากฐานข้อมูลของโปรแกรม WindPro ส่วนข้อมูลจำนวนชั่วโมงของลมได้จากข้อมูล Wind rose ของลม ณ ตำแหน่งที่วางกังหันลมและที่ระดับความสูงเดียวกับตุ้มโรเตอร์ของกังหันลม

กระบวนการนี้สามารถใช้โปรแกรม WindSim ทำการวิเคราะห์ และผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมในขั้นตอนนี้ ได้แก่ ค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี (Annual Energy Production หรือ AEP, MWh/year) และค่า Capacity Factor (CF, เปอร์เซ็นต์) การคัดเลือกกังหันลมรุ่นที่เหมาะสมที่สุดสำหรับแต่ละพื้นที่ พิจารณาได้จากต้นทุนหรือมูลค่ากังหันลมต่อเมกะวัตต์มีสัดส่วนที่ต่ำกว่าซึ่งทำให้ได้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่ดีกว่า และพิจารณาจากค่า Capacity Factor ที่มีค่าสูง

ทั้งนี้ เมื่อได้ข้อมูลลมครบอย่างน้อย 1 ปีโปรแกรม WindSim จะแปลงจำนวนชั่วโมงของข้อมูลลมให้เป็นค่าสัดส่วน ซึ่ง จำนวนข้อมูลทั้งหมดรวมกันต้องได้เท่ากับ 1.0 ดังนั้น การประเมินพลังงานไฟฟ้า จึงถือว่าเป็นค่าเฉลี่ยรายปี อย่างไรก็ตาม ข้อมูลเก็บบันทึกระยะยาวมากขึ้น ความถูกต้องแม่นยำของผลการวิเคราะห์ยิ่งสูงขึ้น ดังนั้นอย่างน้อยควรเก็บข้อมูลต่อเนื่อง 3-5 ปี

รายงานผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมนั้น ประกอบด้วยการวิเคราะห์ต้นทุนทั้งหมดของโครงการก่อน แล้วจึงเป็นการวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

1. การประเมินมูลค่าต้นทุนโครงการ

มูลค่าต้นทุนโครงการติดตั้งกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า ประกอบไปด้วยมูลค่าของที่ดินที่จะต้องจัดหาสำหรับการติดตั้งกังหันลม มูลค่ากังหันลมพร้อมทั้งมูลค่าการติดตั้ง รวมไปถึงมูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษา

1.1) มูลค่ากังหันลม (Wind Turbine Price)

ในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ต้องมีการเลือกซื้อกังหันลมที่เหมาะสมกับการใช้งานในพื้นที่ซึ่งได้กล่าวหลักการเลือกกังหันลมไว้ในหัวข้อ 3.2.6.4 เรื่องการเลือกขนาดกังหันลมโดยการพิจารณาข้อมูลทางเทคนิคโดยเลือกขนาดกังหันลมเพื่อศึกษาความเหมาะสมในกรณีหากมีการติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่ใกล้เคียงสถานีประเมินศักยภาพไว้จำนวน 5 รุ่น คือ กังหันลมขนาด 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 เมกะวัตต์

ราคาของกังหันลมประเมินโดยอ้างอิงวิธีการคำนวณจากวารสาร *NREL/TP-500-40566 Wind Turbine Design Cost and Scaling Model [2006] Fingersh et al.* ซึ่งใช้วิธีการพิจารณาแต่ละชิ้นส่วนประกอบของกังหันลม และประเมินราคาของแต่ละชิ้นส่วนโดยอ้างอิงถึงจำนวนของวัสดุที่เป็นส่วนประกอบหลักตามขนาดของกังหันลม (โดยรายละเอียดราคาแต่ละส่วนแสดงในตารางที่ 3.5) นอกจากนี้ยังจะต้องพิจารณาค่าขนส่งจากท่าเรือมายังพื้นที่ติดตั้ง

การคำนวณด้วยวิธีนี้อ้างอิงราคาวัสดุในตลาดโลกของปี ค.ศ. 2002 (พ.ศ 2545) ในหน่วยเงินดอลลาร์สหรัฐ ดังนั้นเพื่อให้ราคาที่นำมาคำนวณนั้นสอดคล้องกับราคาในตลาดโลกในปัจจุบัน จะต้องนำข้อมูลราคาวัสดุที่เป็นส่วนประกอบของกังหันลมตั้งแต่ปี พ.ศ 2545 จนถึงปัจจุบันมาเปรียบเทียบ แต่ว่าการที่จะดำเนินการคำนวณราคาในปัจจุบันนั้นต้องมีข้อมูลที่จำเป็น 2 อย่างคือ 1.อัตราส่วนวัสดุที่ใช้ในชิ้นส่วนต่างๆของกังหันลม เช่นปริมาณ chromium เหล็ก และทองแดงในชุด gearbox และ 2. ข้อมูลราคาวัสดุดังกล่าวตั้งแต่ปี พ.ศ 2545 ซึ่งข้อมูลทั้ง 2 นั้น ไม่สามารถหาได้โดยง่าย ดังนั้นจึงต้องใช้ข้อมูลราคากังหันลมโดยรวมและแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงราคาเพื่อประกอบการประมาณการ

จากข้อมูลราคากังหันลมพร้อมค่าติดตั้งและแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงราคาของกังหันลมระหว่างปี ค.ศ. 1999-2010 (พ.ศ 2542 - พ.ศ 2553) จะสังเกตได้ว่าราคากังหันลมในปี พ.ศ 2552 นั้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 70 เมื่อเทียบกับราคากังหันลม ในปี พ.ศ 2545 ดังนั้น มูลค่าของกังหันลมที่ใช้ในการศึกษานี้ จะได้จากการนำราคากังหันลม จากวิธีการคำนวณของ NREL ที่อ้างอิงราคาวัสดุในตลาดโลก ในปี พ.ศ 2545 มาบวกเพิ่มอีกร้อยละ 70 จนได้เป็นราคากังหันลม ในปี พ.ศ 2552 แล้วจึงแปลงจากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐเป็นค่าเงินบาทโดยอ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 USD = 35 บาท (อ้างอิงจากรณการแห่งประเทศไทยปี 2552) และปรับราคาลง

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

เป็นร้อยละ 20-30 จากปี 2009 ถึงปี 2012 เนื่องจากแนวโน้มของตลาดทิศทางการราคากังหันลมลดลง โดยใช้ อัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 USD = 31.23 บาท (อ้างอิงจากธนาคารแห่งประเทศไทยปี 2555)

ผลการประเมินมูลค่ากังหันลม สำหรับกังหันลมที่ถูกคัดเลือกมาทั้งหมด 5 รุ่น มีดังนี้ (โดยรายละเอียด แสดงในตารางที่ 3.7)

- กังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ DEWIND มูลค่า 40,590,532.62 บาท
- กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ GE มูลค่า 59,585,922.83 บาท
- กังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ GE มูลค่า 106,074,094.95 บาท
- กังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ VESTAS มูลค่า 142,395,307.63 บาท
- กังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ RePower มูลค่า 197,602,131.00 บาท

1.2) มูลค่าการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Installation Cost)

สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้า นอกจากมูลค่ากังหันลมซึ่งเป็นต้นทุนหลักแล้ว จำเป็นต้องมีค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ซึ่งประกอบด้วย ค่าปรับปรุงเส้นทางเข้าพื้นที่ ค่าถมดิน ค่าก่อสร้างฐานราก รวมถึงมูลค่างานระบบไฟฟ้า โดยการศึกษาได้กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง คิดเป็นร้อยละ 13.5 ของมูลค่ากังหันลม (อ้างอิงข้อมูลจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) เท่ากันสำหรับทุกพื้นที่ ซึ่งเหมาะสมสำหรับการประเมินเบื้องต้น ที่มีกรอบระยะเวลาและงบประมาณในการศึกษาที่จำกัด แต่ทั้งนี้ หากเป็นการศึกษาเพื่อการลงทุนในทางธุรกิจ จำเป็นต้องศึกษารวบรวมข้อมูล เพื่อประเมินค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอย่างละเอียด โดยผู้เชี่ยวชาญในสาขาที่เกี่ยวข้อง เช่น วิศวกรรมโยธา และวิศวกรรมไฟฟ้า เป็นต้น

1.3) มูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance Cost)

มูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาระบบกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วยค่าจ้างผู้ดูแลระบบในการปฏิบัติงานระหว่างการดำเนินงานและค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซมและบำรุงรักษาอุปกรณ์ของระบบ โดยทั่วไปแล้วค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาคิดเป็นร้อยละ 3 ต่อปี ของมูลค่ากังหันลมรวมกับค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง (ค่าเฉลี่ยในอุตสาหกรรมก่อสร้างไทย)

1.4) มูลค่าที่ดิน

ในด้านมูลค่าที่ดินสำหรับการติดตั้งกังหันลม โครงการนี้ ได้ทำการศึกษาไว้ 2 กรณี คือ กรณีที่ไม่มีค่าใช้จ่ายค่าที่ดิน เช่น เป็นพื้นที่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานของรัฐและลงทุนโดยหน่วยงานของรัฐ หรือ ผู้ลงทุนมีพื้นที่ของตนเองอยู่แล้ว และกรณีมีค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมพื้นที่สำหรับการติดตั้งกังหันลม ซึ่งขนาดพื้นที่ที่ใช้จะขึ้นอยู่กับส่วนประกอบของกังหันลม ได้แก่ ขนาดของใบพัดและความสูงของเสา ซึ่งจากการตรวจสอบข้อมูลทางเทคนิคของกังหันลมขนาด 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 เมกะวัตต์ แล้วนั้น ขนาดของส่วนประกอบต่างๆของกังหันลมจะมีขนาดใกล้เคียงกัน จึงกำหนดขนาดพื้นที่ที่ใช้ติดตั้งกังหันลมประมาณ 3 ไร่ ซึ่งพื้นที่แต่ละแห่งจะมีราคาประเมินที่แตกต่างกัน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ราคาประเมินของพื้นที่ที่ 1 บริเวณแขวงท่าข้าม เขตบางขุนเทียน ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) มีค่าเฉลี่ย 4,450 บาทต่อตารางวา

ราคาประเมินของพื้นที่ที่ 2 บริเวณถนนคลองชลประทานสาย 2 ตำบลปึกเตียน อำเภอยาง่าง จังหวัดเพชรบุรี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี มีค่าเฉลี่ย 425 บาทต่อตารางวา

ราคาประเมินของพื้นที่ที่ 3 บริเวณตำบลหนองแก อำเภอบางขัน จังหวัดกระบี่ ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม มทร. วังไกลกังวล และไม้ติดยาฝั่งทะเล มีค่าเฉลี่ย 2,500 บาทต่อตารางวา

ราคาประเมินของพื้นที่ที่ 4 บริเวณตำบลชุมโค อำเภอบางขัน จังหวัดชุมพร ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม ชุมพร มีค่าเฉลี่ย 1,063 บาทต่อตารางวา

(ข้อมูลอ้างอิงจากกรมธนารักษ์ <http://landprice.treasury.go.th/> วันที่ 14 ก.ค. 2555)

2. การประเมินมูลค่าผลตอบแทนโครงการ

การศึกษาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากการดำเนินโครงการ สามารถแยกได้เป็น

ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ทางตรง คือ ค่าตอบแทนที่ได้จากการขายกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในการวิเคราะห์จะคำนวณจากการนำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่กังหันลมสามารถผลิตได้ คูณกับราคาต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อ ในที่นี้จะอ้างอิงราคารับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน) ที่มีการคำนวณราคารับซื้อไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (ค่าเฉลี่ย ปี พ.ศ. 2555 เท่ากับ 2.5912 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ยที่ 0.19195 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ทางอ้อม จากการขยายตัวอย่างรวดเร็วทางภาคเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม ส่งผลให้อุปสงค์หรือความต้องการพลังงานภายในประเทศสูงขึ้น จากการสำรวจพบว่าการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้นในปี พ.ศ. 2550 มีแนวโน้มว่ายังคงเพิ่มขึ้นต่อไป โดยน้ำมันเป็นพลังงานอันดับแรกที่มีความต้องการสูงที่สุดจากปริมาณความต้องการใช้พลังงานที่สูงขึ้น ซึ่งสาขาคมนาคมและการขนส่งเป็นสาขาที่มีการใช้พลังงานเป็นปริมาณสูงสุดมาอย่างต่อเนื่องทุกปี ถึงกระนั้นทุกสาขาเศรษฐกิจก็มีความจำเป็นต้องอาศัยพลังงานเพื่อเป็นแรงขับเคลื่อนให้ภาคธุรกิจสามารถดำเนินไปได้ ด้วยเหตุที่ทุกสาขาเศรษฐกิจมีความต้องการใช้พลังงานสูงมาโดยตลอดและมีแนวโน้มที่สูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง นั้น ประเทศไทยมีปริมาณการนำเข้าพลังงานในปี พ.ศ. 2554 ที่ผ่านมา สูงถึงร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้น้ำมันทั้งหมดภายในประเทศและยังมีแนวโน้มจะสูงขึ้นอีกเพราะไม่สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในประเทศได้ทันกับความต้องการใช้งาน การพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่น โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมแบบทุ้งกังหันลม

ตัวแปรหลักที่นิยมใช้ในการประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ทางตรง มี 4 ตัว คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return, IRR) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio, B/C) และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยพลังงาน

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

(Cost of Energy) ส่วนการประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ทางอ้อม นิยมประเมินจาก การลดมูลค่าการนำเข้าเชื้อเพลิงเทียบเท่าน้ำมันดิบ และการลดปริมาณมลภาวะเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิ หรือกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งสามารถคำนวณได้ด้วยการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ในการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ โดยมีเกณฑ์การพิจารณา คือ

หาก NPV มากกว่าหรือเท่ากับ 0 แสดงว่า มีโอกาสคุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบัน มากกว่าหรือเท่ากับค่าใช้จ่าย

หาก NPV น้อยกว่า 0 แสดงว่า ไม่มีโอกาสคุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันน้อยกว่าค่าใช้จ่าย

2.2) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return, IRR)

อัตราผลตอบแทนของโครงการ คือ อัตราผลตอบแทนที่ทำให้ค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ เป็นตัวชี้วัดการประเมินความคุ้มค่าของโครงการที่ได้รับความนิยม เนื่องจากแนวคิดของอัตราผลตอบแทนของโครงการมีความสอดคล้องกับอัตราดอกเบี้ยของโครงการ โดยค่าอัตราผลตอบแทนที่คำนวณได้ (IRR) ลบด้วยอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (i) จะได้เป็นอัตราผลกำไรของโครงการ และมีเกณฑ์การพิจารณา ดังนี้

หาก IRR มากกว่า i แสดงว่า มีโอกาสคุ้มค่าต่อการลงทุน ยิ่งค่า IRR มากกว่าค่า i เท่าไร แสดงว่าเป็นโครงการที่ให้ผลกำไรมากขึ้นตามลำดับ

หาก IRR น้อยกว่า i แสดงว่า ไม่มีโอกาสคุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากผลตอบแทนที่ได้กลับน้อยกว่าค่าดอกเบี้ยของเงินกู้ยืมที่ต้องเสียไปในแต่ละปี

2.3) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio, B/C)

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนหรือมูลค่าผลตอบแทนของโครงการ กับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนหรือต้นทุนรวมของโครงการ ค่าตัวแปรนี้ใช้ประเมินความคุ้มค่าของโครงการ โดย

$$B/C = \text{รายได้ทั้งหมด/ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของโครงการ}$$

รายได้ทั้งหมดในกรณีศึกษา คือ รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า ส่วนค่าใช้จ่ายทั้งหมดหมายถึง ค่ากังหันลม ค่าที่ดิน ค่าติดตั้ง ค่าดำเนินการ ค่าซ่อมบำรุงรักษา โดยมีเกณฑ์การพิจารณา ดังนี้

หาก B/C มากกว่าหรือเท่ากับ 1 แสดงว่า มีโอกาสคุ้มค่าต่อการลงทุน

หาก B/C น้อยกว่า 1 แสดงว่า ไม่มีโอกาสคุ้มค่าต่อการลงทุน

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

2.4) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (Cost of Energy, COE)

การพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่สำคัญอีกตัวชี้วัดหนึ่ง คือ การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า ซึ่งวิเคราะห์จากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ สำหรับโครงการนี้ คือ ต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า รวมทั้งต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในแต่ละปีตลอดอายุโครงการที่ทำการผลิตไฟฟ้า โดยการคำนวณหาค่าใช้จ่ายต่อปีเทียบเท่า (Equivalent annual costs, EAC) ซึ่งได้พิจารณาการเพิ่มขึ้นของมูลค่าเงินตามอัตราเงินเฟ้อ แล้วจึงคำนวณหา COE โดยนำค่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุโครงการหารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ผลการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยสามารถใช้ประโยชน์ในการพิจารณาเปรียบเทียบกับราคาไฟฟ้าของการไฟฟ้าภูมิภาค ในการศึกษาใช้อัตราค่าไฟฟ้า 2.5912 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง รวมกับค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ, ค่า Ft 0.19195 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเท่ากับ 2.78315 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นเกณฑ์การพิจารณาความเหมาะสมในการเลือกพื้นที่ติดตั้งกังหันลม

การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น

การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น สำหรับการศึกษา คือการประเมินผลกระทบจากเสียงรบกวนจากกังหันลมผลิตไฟฟ้า ซึ่งจากข้อมูลด้านสุขภาพ พบว่าเสียงที่ระดับ 60 เดซิเบล จะเริ่มก่อให้เกิดความรำคาญ ที่ระดับ 70 เดซิเบลขึ้นไป จะสามารถรบกวนสไตประสาท และระดับสูงสุดที่มนุษย์สามารถทนได้ คือ 120 เดซิเบล [11] ดังนั้น ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2535 จึงมีกฎหมาย กำหนดมาตรฐานระดับโดยทั่วไป โดยค่าระดับเสียงสูงสุดไม่เกิน 120 เดซิเบลและค่าระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชั่วโมง ไม่เกิน 70 เดซิเบล [12]

แหล่งกำเนิดเสียงหลักจากกังหันลมมาจาก การสั่นของใบพัดเมื่อปะทะกับลม โดยปกติผู้ผลิตจะให้ข้อมูลระดับเสียงจากกังหันลมจากการทดสอบมาด้วย ซึ่งข้อมูลเหล่านี้มีในฐานข้อมูลโปรแกรม WindPro ดังนั้นจึงสามารถคำนวณ ระดับเสียงจากกังหันลม ที่ระยะห่างต่างกันได้ เพื่อหลีกเลี่ยงการติดตั้งกังหันลมที่ใกล้ชุมชนจนเกินไปซึ่งก่อให้เกิดปัญหาสุขภาพ เกิดความรำคาญและไม่เป็นที่ต้องการของชุมชน ทั้งนี้ต้องพิจารณาระดับเสียงจากกังหันลม เทียบกับระดับเสียงภูมิหลังในบริเวณพื้นที่ เนื่องจากพื้นที่ที่มีระดับเสียงภูมิหลังต่ำย่อมได้รับผลกระทบมากกว่า

สรุปผลการเก็บข้อมูล

ข้อมูลลมที่ใช้ในการวิเคราะห์ คือค่าความเร็วและทิศทางลมเฉลี่ยรายชั่วโมง ซึ่งได้ค่าความเร็วลมและทิศทางเฉลี่ยรายนาที่ ที่ระดับ ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร จากพื้นดิน โดยสถานีประเมินศักยภาพลมแต่ละแห่ง เมื่อเก็บข้อมูลครบ 12 เดือน จึงทำการวิเคราะห์ประเมิน โดยข้อมูลที่น่าเชื่อถือ ควรมีจำนวนไม่น้อยกว่าร้อยละ 95 และเก็บต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 1-3 ปี

จากผลการเก็บข้อมูลตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2555 พบว่า สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบ (หัวหิน) และสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร เก็บข้อมูลได้ 8,484, 8,258, 8,298 และ 8,202 ชั่วโมง คิดเป็น

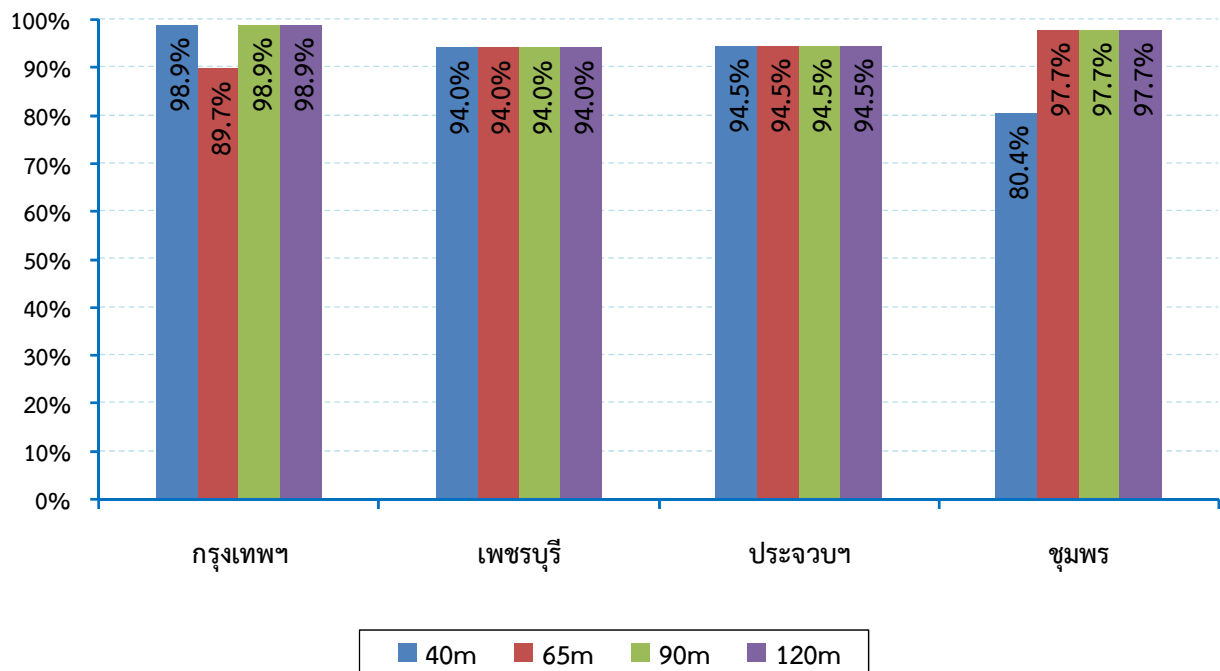
บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ร้อยละ 96.6, 94.0, 94.5, และ 93.4 ของจำนวนชั่วโมงใน 1 ปี ตามลำดับ ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 5.1 และรูปที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยและจำนวนข้อมูล จากสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง

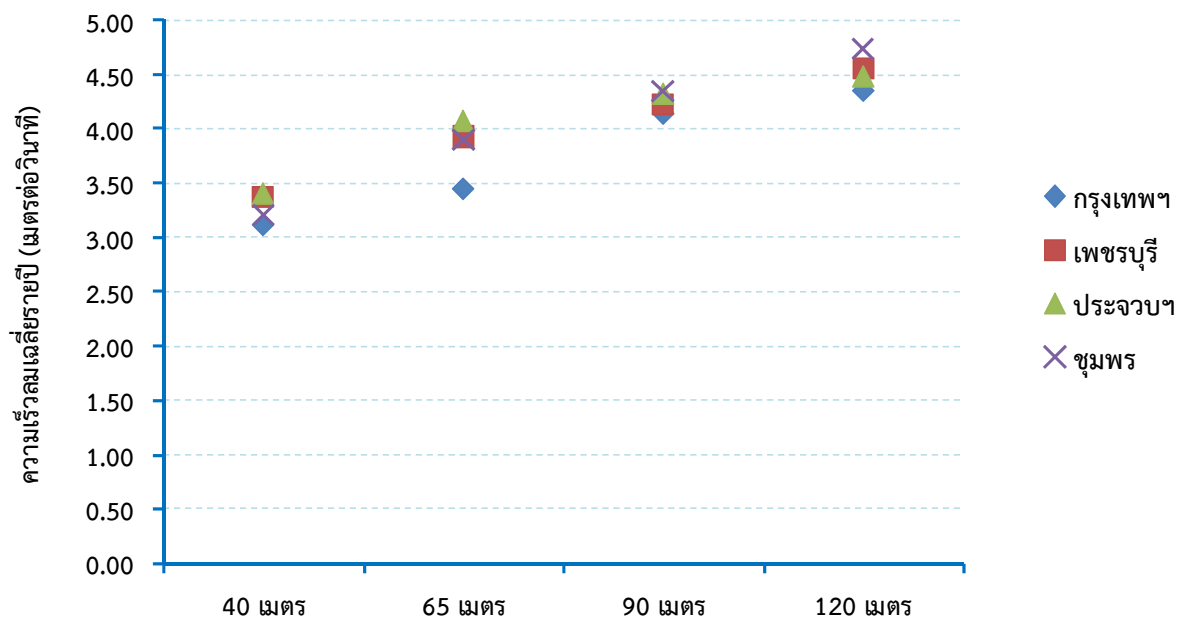
ข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยและจำนวนข้อมูล ปี พ.ศ. 2555 จากสถานีประเมินศักยภาพลม ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร										
ลำดับ ที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	สถานีประเมิน ศักยภาพลม	ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที)				จำนวน ข้อมูล (%)*	จำนวน ข้อมูล (ชม.)
					40 เมตร	65 เมตร	90 เมตร	120 เมตร		
1	กรุงเทพฯ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร.บางขุนเทียน	3.12	3.45	4.14	4.35	96.6%	8,484
2	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	เพชรบุรี	3.37	3.93	4.23	4.56	94.0%	8,258
3	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	ประจวบฯ (หัวหิน)	3.40	4.07	4.32	4.48	94.5%	8,298
4	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	ชุมพร	3.21	3.90	4.34	4.73	93.4%	8,202

หมายเหตุ * : จำนวนข้อมูล ได้จากค่าเฉลี่ยจำนวนข้อมูลทั้ง 4 ระดับความสูง



รูปที่ 5.1 แผนภูมิแสดงจำนวนข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (พ.ศ.2555) ของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.2 แผนภูมิแสดงข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายปี (พ.ศ.2555) ของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

5.1 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าของพื้นที่บริเวณสถานีประเมิน ศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

5.1.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุน เทียน)

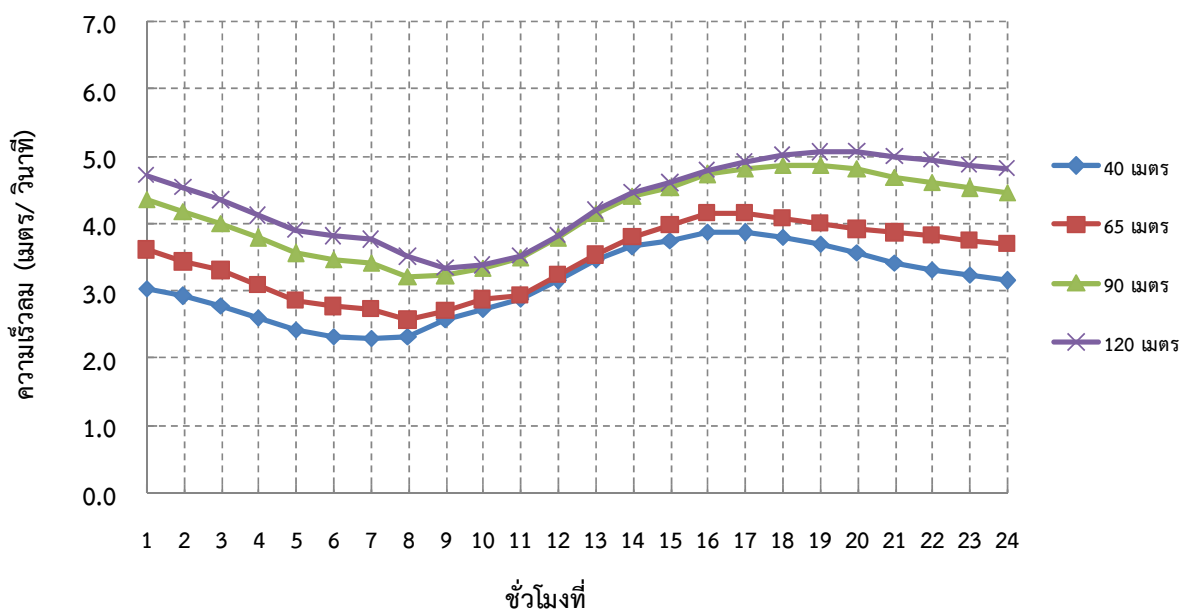
จากผลการวิเคราะห์ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุน เทียน) ในรูปที่ 5.3 พบว่า ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร มีค่าสูงสุดที่เวลา 16, 16, 18, และ 20 นาฬิกา ตามลำดับ และมีค่าต่ำสุดที่เวลา 7, 8, 8 และ 9 นาฬิกา ตามลำดับ ซึ่งเป็น ลักษณะของลมที่ได้รับอิทธิพลจากปรากฏการณ์ลมบก-ลมทะเล การเปลี่ยนแปลงของเสถียรภาพอากาศใน ระหว่างวัน และอิทธิพลจากลมมรสุม โดยช่วงเช้า ตั้งแต่ 6 ถึง 10 นาฬิกา ลมค่อนข้างสงบ ส่วนช่วงเย็นตั้งแต่ 15 ไปจนถึง 20 นาฬิกา ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นถึงค่าสูงสุด

จากผลการวิเคราะห์การแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ ในรูปที่ 5.5 ของสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) พบว่า ที่ความสูง 90 เมตร ความเร็วลมระหว่าง 3.5 – 4.5 เมตรต่อวินาทีจะมี ความถี่การปรากฏสูงสุด คือ ประมาณร้อยละ 10 โดยความเร็วลมสูงสุดที่พบได้จากข้อมูลการแจกแจงความถี่ ลมแบบไวบูลล์ คือประมาณ 10 เมตรต่อวินาที ในขณะที่ข้อมูลจากการวัดจริงอาจพบความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดที่ ค่าประมาณ 17 – 18 เมตรต่อวินาที

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

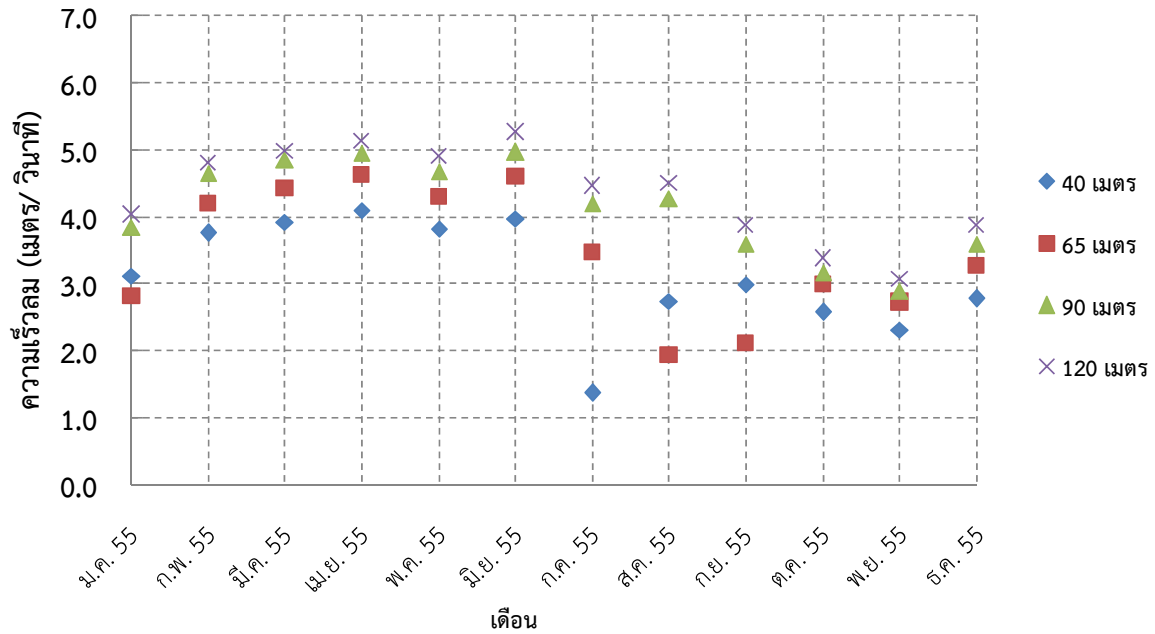
จากการพิจารณาข้อมูลทิศทางลมเฉลี่ยรายปี **รูปที่ 5.6** บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) พบว่า ลมส่วนใหญ่มาจากทางทิศใต้และทิศตะวันตกเฉียงใต้ โดยลมจากทิศตะวันตกเฉียงใต้จะปรากฏมากกว่าลมจากทิศใต้ ที่ระดับความสูง 120 เมตร

จากข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน ใน**รูปที่ 5.4** ประกอบกับข้อมูลทิศทางลมเฉลี่ยรายปี และรายเดือน ใน**รูปที่ 5.6** และ **5.7** ตามลำดับ จะพบว่า เดือนมกราคมถึงเดือนมิถุนายนจะได้รับอิทธิพลลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ส่วนเดือนตุลาคมถึงเดือนธันวาคม ได้รับอิทธิพลลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ โดยที่ระดับความสูง 120 เมตร เดือนมิถุนายน มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุด เนื่องจากได้รับอิทธิพลลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้เต็มที่ ส่วนเดือนเดือนพฤศจิกายนมีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำสุด เนื่องลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือในปีนี้มีกำลังลมค่อนข้างต่ำ ซึ่งอาจเกิดจากการเปลี่ยนแปลงของสภาพอากาศในภูมิภาคนี้

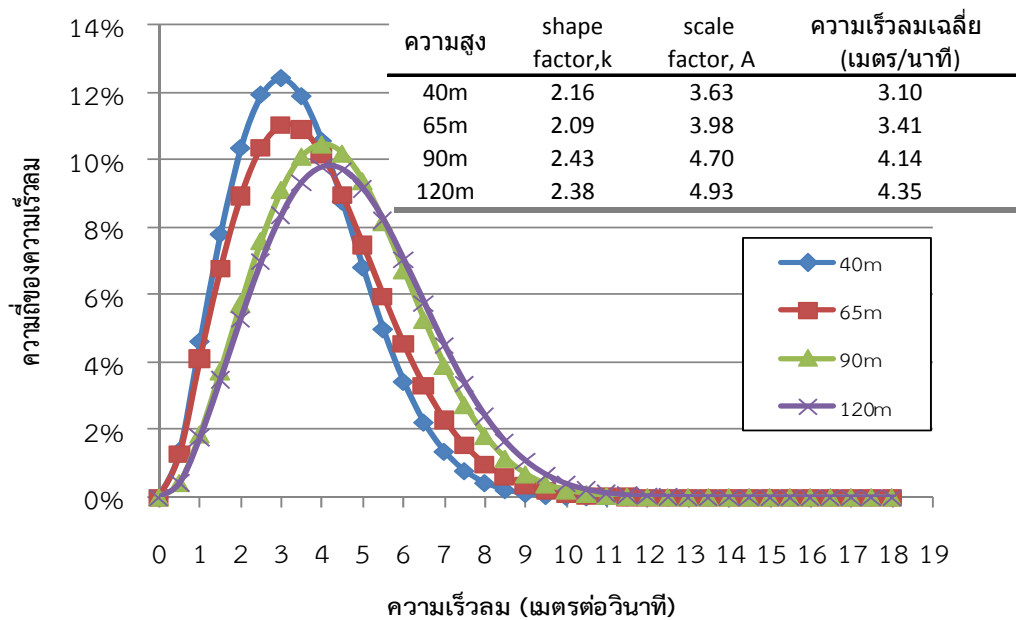


รูปที่ 5.3 ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

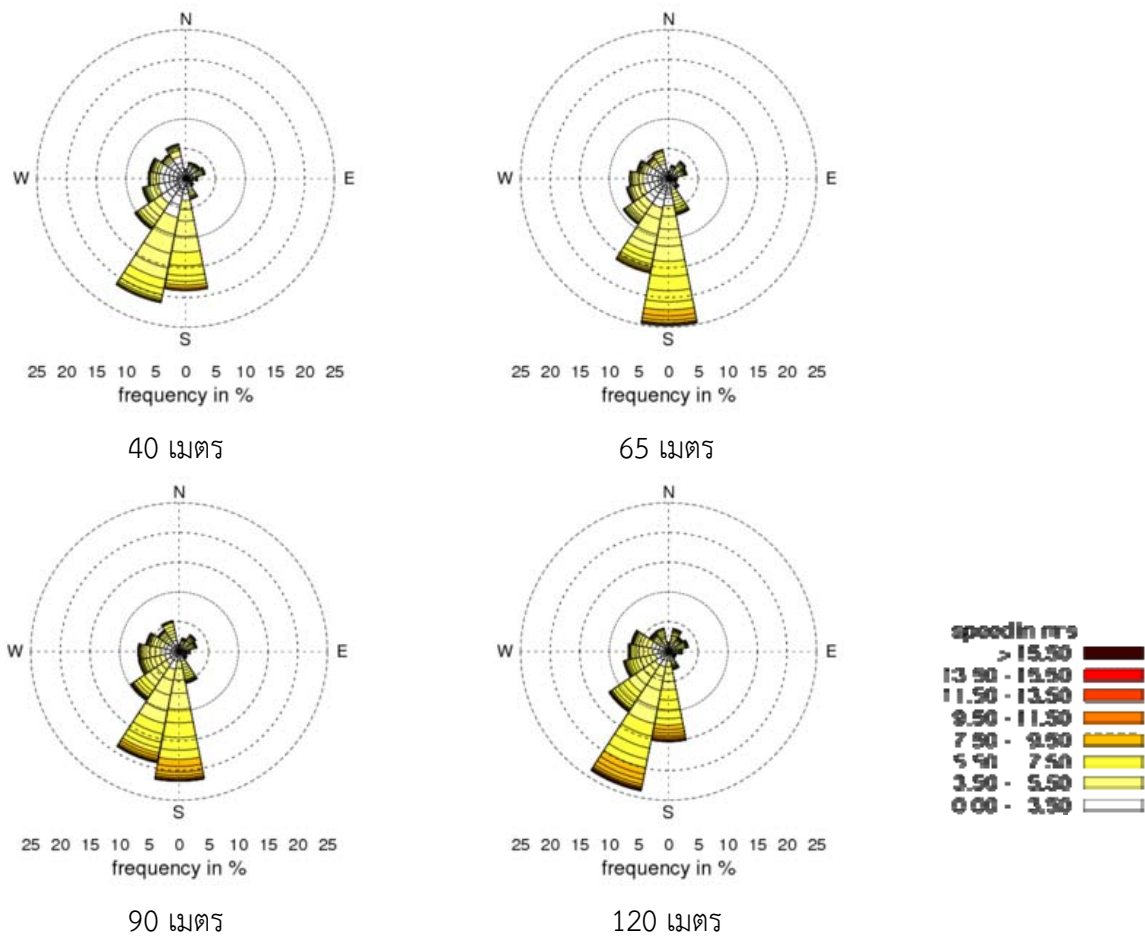


รูปที่ 5.4 ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายเดือน สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร



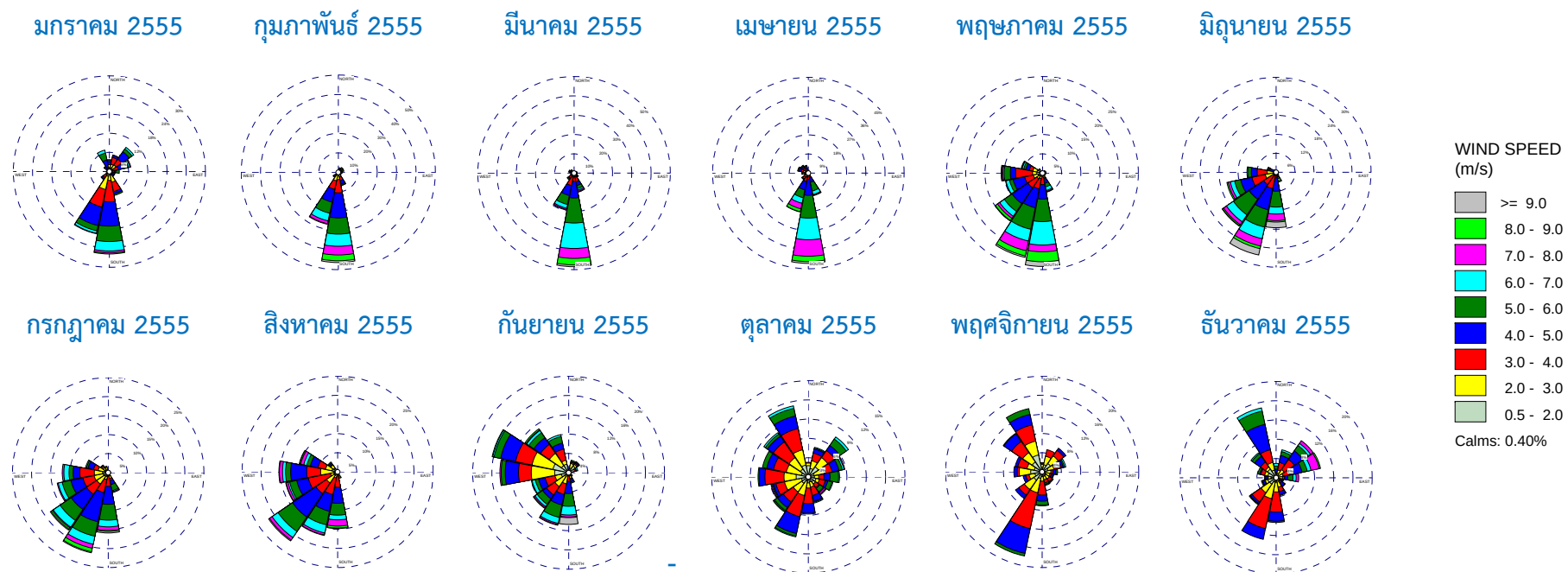
รูปที่ 5.5 การแจกแจงความถี่แบบไวบูลล์ เฉลี่ยรายปี ของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.6 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 40, 65, 90, และ 120 เมตร
สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

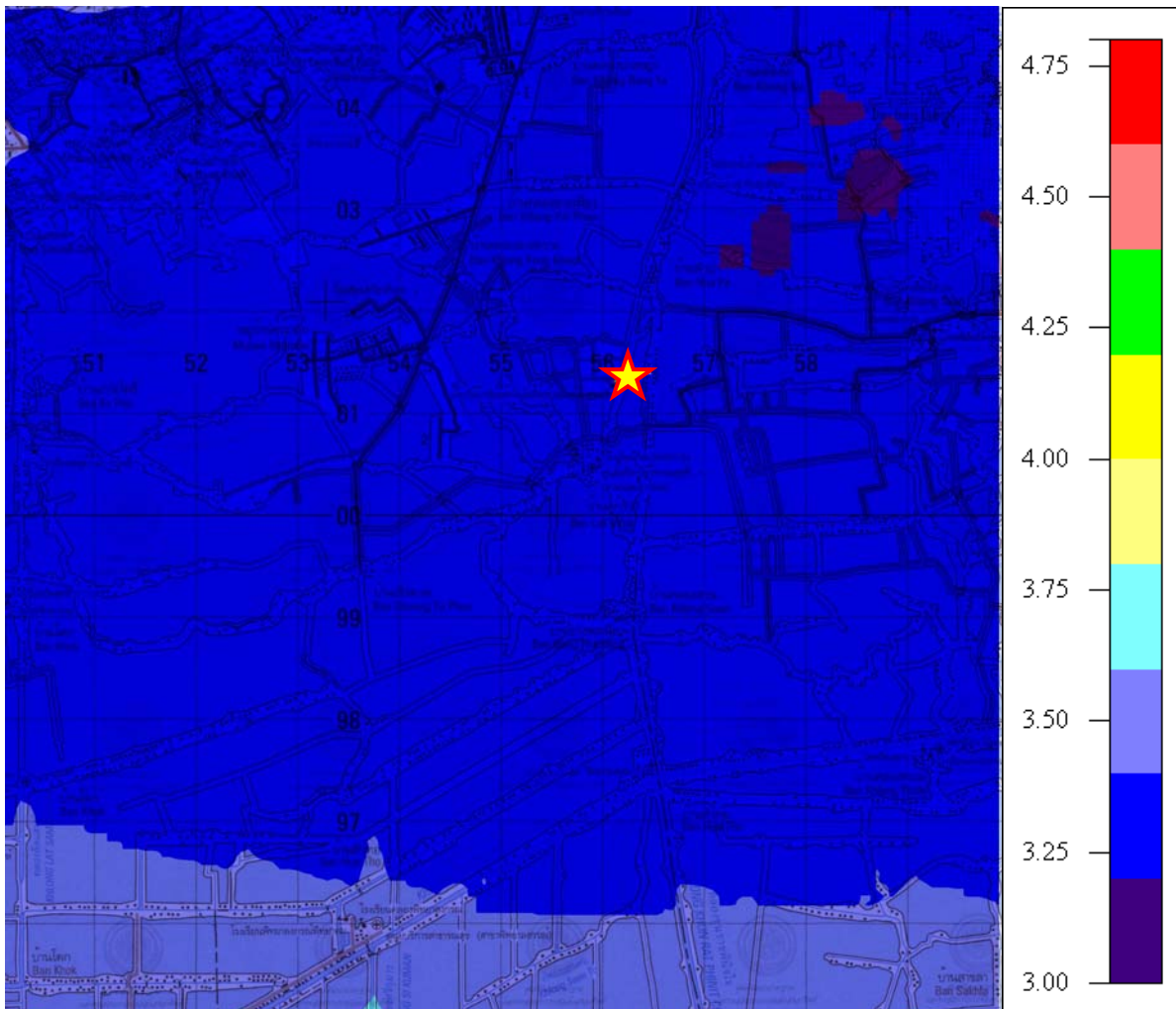
บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.7 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

5.1.2 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

จากผลการประเมินศักยภาพพลังงานลมโดยใช้โปรแกรม WindSim แล้วนำข้อมูลแผนที่ความเร็วลมมาซ้อนทับกับแผนที่สารสนเทศภูมิศาสตร์ พบว่ายิ่งเข้าใกล้ทะเลอ่าวไทยทางทิศใต้มากขึ้นความเร็วลมเฉลี่ยจะยิ่งสูงขึ้น จากรูปที่ 5.8 ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 40 เมตรค่อนข้างต่ำ โดยค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุด ของพื้นที่ทั้งหมด คือ 3.30, 3.71, และ 3.17 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ และค่าสูงสุดจะอยู่บริเวณทิศใต้ของสถานีประเมินศักยภาพลม ซึ่งเป็นพื้นที่ติดชายฝั่งทะเล



จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

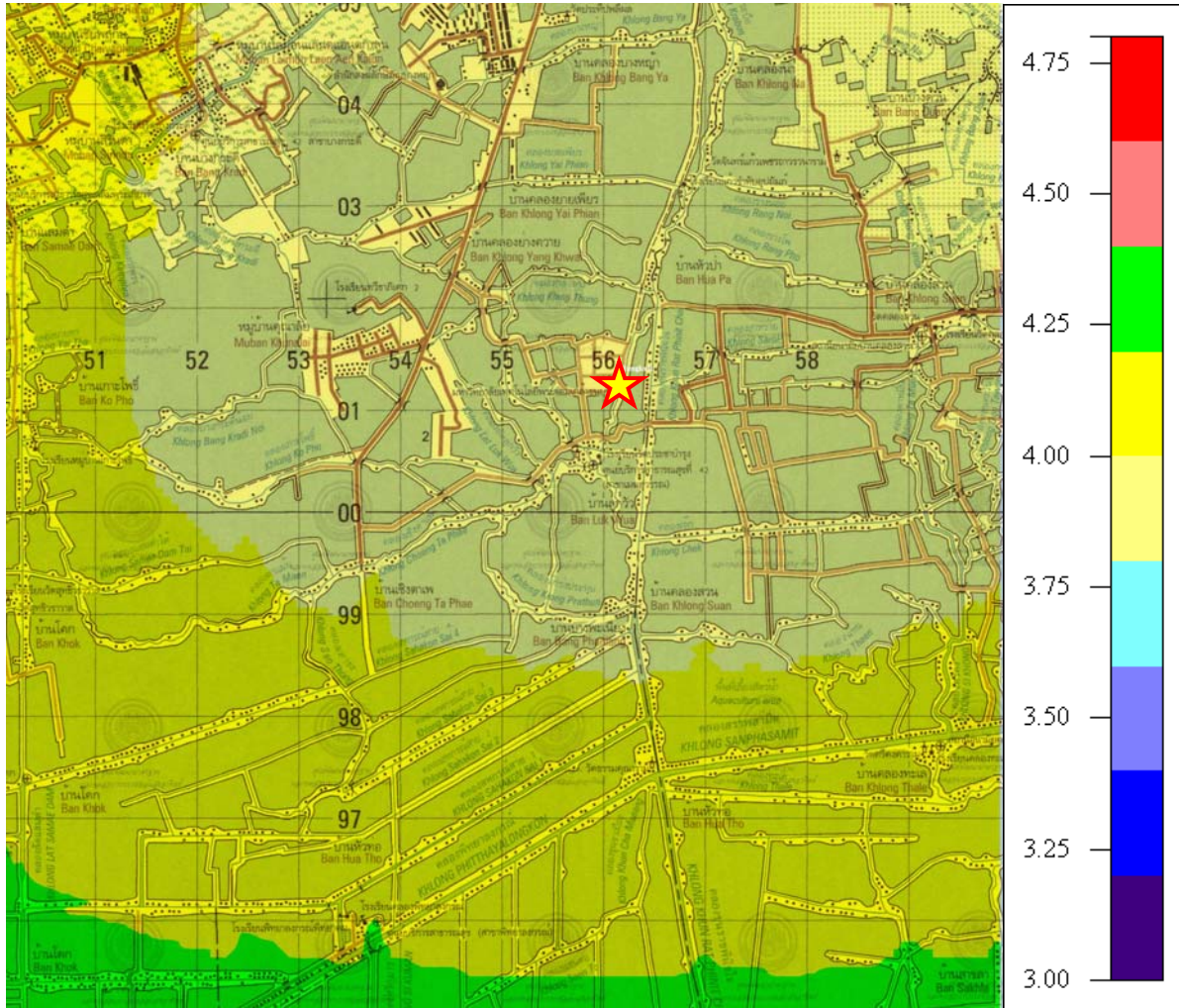
รูปที่ 5.8 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 40 เมตร



ของสถานีประเมินศักยภาพลมนครุเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 65 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.10 ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับ 90 เมตรสูงกว่าที่ระดับ 65 เมตร ประมาณ 0.31 เมตรต่อวินาที โดยค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุด ของพื้นที่ทั้งหมด คือ 4.02, 4.34, และ 3.90 เมตรต่อวินาทีตามลำดับ

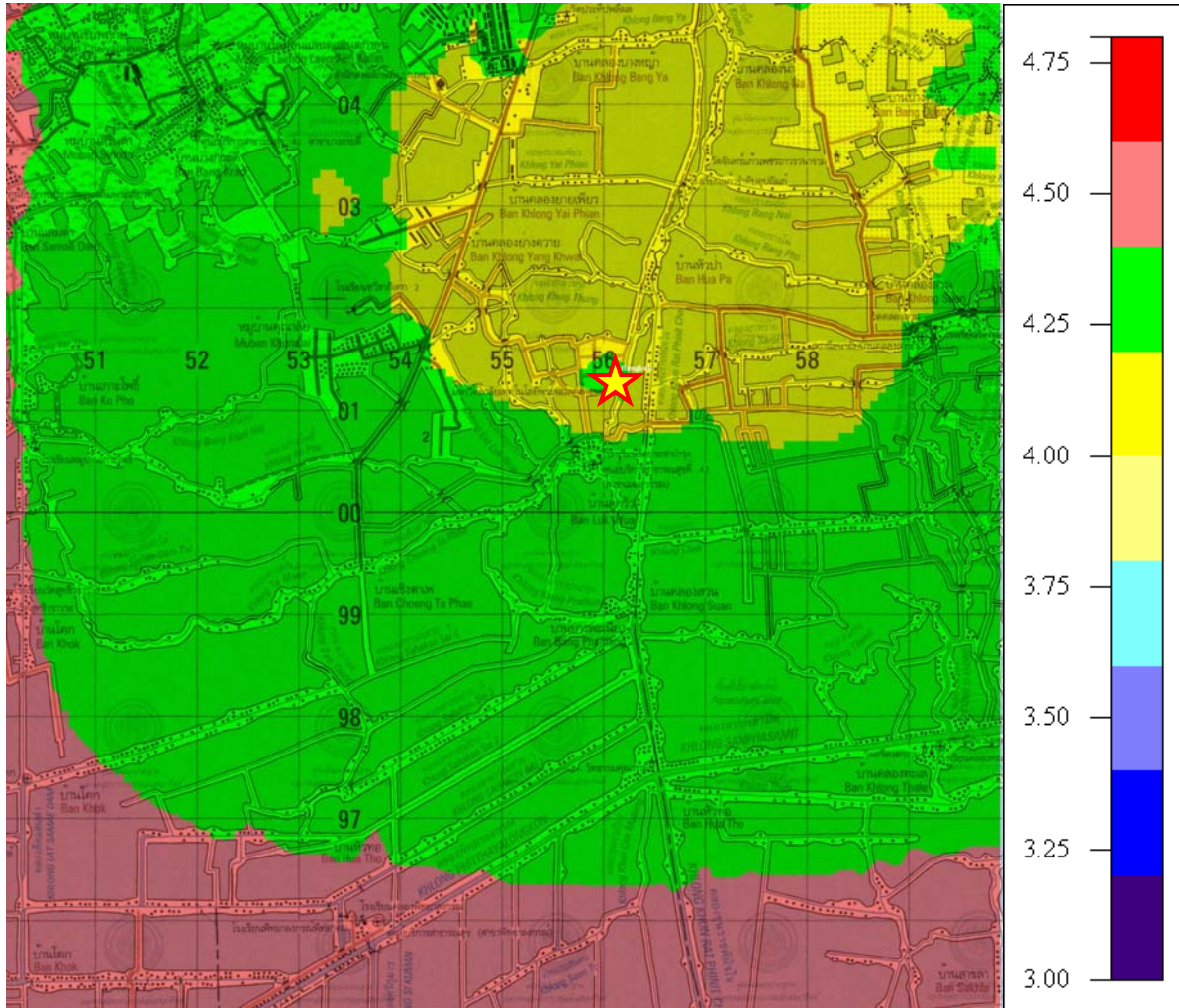


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.10 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 90 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.11 ความเร็วลมเฉลี่ยที่ระดับ 120 เมตรสูงกว่าที่ระดับ 90 เมตร ประมาณ 0.28 เมตรต่อวินาที โดยค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุด ของพื้นที่ทั้งหมด คือ 4.30, 4.58, และ 4.17 เมตรต่อวินาทีตามลำดับ



จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.11 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ที่ระดับความสูง 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.1.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

จากตารางที่ 5.2 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน พบว่ากังหันลมที่มีค่า capacity factor สูงสุดร้อยละ 9.4 คือกังหันลมรุ่น GE 2500kW และรองลงมาคือรุ่น VESTAS 3000kW, GE 1500kW, Repower 5000kW, และ DEWIND 1250kW ตามลำดับ ซึ่งมีค่า capacity factor ร้อยละ 9.3, 8.8, 7.4, และ 7.2 ตามลำดับ

สาเหตุที่กังหันลมรุ่น GE 2500kW มีค่า capacity factor สูงสุด คือ เมื่อเปรียบเทียบกับ Normalized power curve ของกังหันลมทั้ง 5 รุ่น จะพบว่า กังหันลมรุ่นนี้เริ่มผลิตไฟฟ้าที่ความเร็วลมค่อนข้างต่ำคือ 3 เมตรต่อวินาทีและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตในช่วงความเร็วลม 3 – 10 เมตรต่อวินาทีมีสัดส่วนที่สูงกว่ากังหันลมอีก 3 รุ่น ยกเว้นรุ่น GE 1500kW แต่เนื่องจากมีระดับตุ้มโรเตอร์ (Hub height) สูงกว่ารุ่น GE 1500kW 5 เมตร ดังนั้นจึงสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าในสัดส่วนที่มากกว่าเล็กน้อยและ ค่า capacity factor จึงสูงกว่าเล็กน้อย

หากเรียงตามขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า กังหันลมแต่ละรุ่นสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้า AEP ได้ 789.5, 1,160.0, 2,091.4, 2,497.5, และ 3,227.1 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ ซึ่งยังค่อนข้างต่ำ

จากตารางที่ 5.3 กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม พบว่ากังหันลมที่มีค่า capacity factor สูงสุดร้อยละ 11.8 คือกังหันลมรุ่น GE 2500kW และรองลงมาคือรุ่น GE 1500kW, VESTAS 3000kW, Repower 5000kW, และ DEWIND 1250kW ตามลำดับ ซึ่งมีค่า capacity factor ร้อยละ 11.6, 11.4, 10.0, และ 10.0 ตามลำดับ จะเห็นว่า ในกรณีนี้ กังหันลมที่ประสิทธิภาพดีที่สุดยังคงเป็น GE 2500kW แต่รองลงมาได้มีการเปลี่ยนแปลงลำดับเป็นรุ่น GE 1500kW ซึ่งต่างจากกรณีแรก โดยเมื่อเรียงลำดับตามขนาดกำลังไฟฟ้า กังหันลมแต่ละรุ่นสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้า AEP ได้ 1,100.4, 1,530.0, 2,608.9, 3,070.9, และ 4,399.0 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ ซึ่งยังค่อนข้างต่ำ

ตารางที่ 5.2 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

รุ่นกังหัน	DEWIND 1250kW	GE 1500kW	GE 2500kW	VESTAS 3000kW	REpower 5000kW
Hub height/Rotor Diameter	91.5/64m	80/82.5m	85/103m	84/112m	100/126m
Annual Energy Production, AEP (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)	789.5	1,160.0	2,091.4	2,497.5	3,227.1
Capacity Factor (%)	7.2%	8.8%	9.4%	9.3%	7.4%
ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูงโรเตอร์ (เมตรต่อวินาที)	4.15	4.02	4.09	4.07	4.24

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

รุ่นกังหัน	DEWIND 1250kW	GE 1500kW	GE 2500kW	VESTAS 3000kW	REpower 5000kW
Hub height/Rotor Diameter	91.5/64m	80/82.5m	85/103m	84/112m	100/126m
Annual Energy Production, AEP (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)	1,100.4	1,530.0	2,608.9	3,070.9	4,399.0
Capacity Factor (%)	10.0%	11.6%	11.8%	11.4%	10.0%
ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูงโรเตอร์ (เมตรต่อวินาที)	4.48	4.34	4.41	4.4	4.56

5.1.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ เมื่อเทียบสัดส่วนมูลค่าที่ดินกับมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นตามขนาดกังหันลม 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 MW คิดเป็น 2.6%, 1.8%, 1.0%, 0.9% และ 0.57% ตามลำดับ ซึ่งมูลค่าที่ดินจะส่งผลต่อโครงการติดตั้งกังหันลมขนาดเล็กและไม่ส่งผลกระทบต่อการลงทุนโครงการติดตั้งกังหันลมขนาด 3 ถึง 5 MW ทั้งนี้ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม และกรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม แสดงให้เห็นว่ายังไม่มีควมคุ้มค่าต่อการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่นี้ ดังปรากฏค่า NPV น้อยกว่าศูนย์ ค่า IRR ต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืม ยกเว้นกรณีที่ใช้กังหันลมขนาด 3 MW ค่า NPV มากกว่าศูนย์แต่ IRR ยังต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ย(7.29%) และปีที่คืนทุน 14-17 ปี อย่างไรก็ตาม ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย ที่อัตราดอกเบี้ยมากกว่าและเท่ากับกรณีฐาน พบว่า มีค่าใกล้เคียงกับราคาค่าไฟฟ้าที่ขายได้ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีในพื้นที่นี้ไม่รวมถึงกังหันลมขนาด 3 MW ส่วนค่า B/C มากกว่าหนึ่งในหลายกรณีเมื่ออัตราดอกเบี้ยต่ำกว่ากรณีฐาน (7.29%) ดังนั้นการลงทุนโครงการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าจะมีผลตอบแทนไม่เพียงพอกับค่าใช้จ่ายทั้งหมด เนื่องจากศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ และพื้นที่นี้เป็นการลงทุนที่ต้องอาศัยการสนับสนุนจากภาครัฐเป็นหลัก รายละเอียดผลการศึกษาประเมินฯ ดังแสดงในตารางที่ 5.4 และ 5.5 กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลม และกรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ตามลำดับ

อย่างไรก็ตาม จากการประเมินเปรียบเทียบขนาดกังหันลม และพิจารณาค่า IRR กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ และกรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม กังหันลมรุ่น VESTAS 3000kW ให้ผลตอบแทนดีที่สุด แต่ก็ไม่ต่างจากรุ่น อื่นๆ มากนัก

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานี
ประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
1	มูลค่าที่ดิน	ราคาประเมิน (บาท/ไร่)	1,786,000	1,786,000	1,786,000	1,786,000	1,786,000
		มูลค่า (บาท)	5,358,000	5,358,000	5,358,000	5,358,000	5,358,000
2	มูลค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลม	มูลค่ากังหันลม (บาท)	40,590,533	59,585,923	106,074,095	142,395,308	197,602,131
		มูลค่าการติดตั้งกังหันลม (บาท)	5,479,722	8,044,100	14,320,003	19,223,367	26,676,288
		มูลค่าที่ดิน (บาท)	5,358,000	5,358,000	5,358,000	5,358,000	5,358,000
		รวมค่าในการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	51,428,255	72,988,022	125,752,098	166,976,674	229,636,419
		มูลค่าการปฏิบัติการและซ่อมบำรุง (บาท/ปี)	811,811	1,191,718	2,121,482	2,847,906	3,952,043
3	การผลิตไฟฟ้า	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh/ปี)	789.5	1160.0	2091.4	2497.5	3227.1
		รายได้จากการขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ปี)	4,960,547	7,288,454	13,140,580	15,692,167	20,276,353
4	ค่า NPV ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	-24,877,829	-33,957,272	-54,856,049	-26,959,837	-133,416,696
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	-19,671,086	-26,313,898	-41,249,413	-8,694,105	-108,069,319
		I=11%	-16,988,886	-22,376,493	-34,240,095	715,299	-95,011,878
5	ค่า IRR (%)	N/A (ไม่มีนัยสำคัญ)	-6.9%	-6.5%	-5.9%	-0.6%	-9.1%
6	ค่า B/C ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	0.85	0.87	0.90	0.96	0.76
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	0.41	0.70	0.43	0.56	0.36
		I=11%	0.57	0.59	0.62	0.93	0.52

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.4 (ต่อ) ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
7	ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	4.38	5.57	5.37	5.98	6.38
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	12.65	7.36	12.08	13.51	14.45
		I=11%	4.17	9.15	8.79	9.78	10.43
8	ลดมูลค่าพลังงานนำเข้า	เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (kTOE/ปี)	0.067	0.099	0.178	0.213	0.275
		เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	492.0	722.9	1303.3	1556.4	2011.0
		รวมราคา (บาท/ปี)	1,715,371	2,520,368	4,544,049	5,426,395	7,011,619
9	ลดปริมาณมลภาวะ	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	323.7	475.6	857.5	1024.0	1323.1
		ไนโตรเจนออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	1113.2	1635.6	2948.9	3521.5	4550.2
		คาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน/ปี)	410.5	603.2	1087.5	1298.7	1678.1
		อนุภาคฝุ่น (กิโลกรัม/ปี)	31.6	46.4	83.7	99.9	129.1

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.5 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีใกล้
สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

ที่	ปัจจัยทาง เศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
1	มูลค่าที่ดิน	ราคาประเมิน (บาท/ไร่)	1,786,000	1,786,000	1,786,000	1,786,000	1,786,000
		มูลค่า (บาท)	5,358,000	5,358,000	5,358,000	5,358,000	5,358,000
2	มูลค่าในการ ลงทุนติดตั้ง กังหันลม	มูลค่ากังหันลม (บาท)	40,590,533	59,585,923	106,074,095	142,395,308	197,602,131
		มูลค่าการติดตั้ง กังหันลม (บาท)	5,479,722	8,044,100	14,320,003	19,223,367	26,676,288
		มูลค่าที่ดิน (บาท)	5,358,000	5,358,000	5,358,000	5,358,000	5,358,000
		รวมค่าในการ ลงทุนเริ่มต้น (บาท)	51,428,255	72,988,022	125,752,098	166,976,674	229,636,419
		มูลค่าการปฏิบัติ การและซ่อมบำรุง (บาท/ปี)	811,811	1,191,718	2,121,482	2,847,906	3,952,043
3	การผลิตไฟฟ้า	ปริมาณไฟฟ้าที่ ผลิตได้ (MWh/ปี)	1100.4	1530.0	2608.9	3070.9	4399.0
		รายได้จากการขาย ไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ปี)	6,913,978	9,613,220	16,392,110	19,294,925	27,639,577
4	ค่า NPV ที่ อัตราดอกเบี้ย ต่างกัน	I=3%	-8,214,952	-14,126,893	-27,120,317	17,882,680	-70,607,994
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	-3,008,209	-6,483,520	-13,513,682	36,148,412	-45,260,616
		I=11%	-326,008	-2,546,115	-6,504,364	45,557,816	-32,203,175
5	ค่า IRR (%)	N/A (ไม่มีนัยสำคัญ)	-0.9%	-1.4%	-1.8%	2.2%	-3.3%
6	ค่า B/C ที่ อัตราดอกเบี้ย ต่างกัน	I=3%	1.18	1.15	1.13	1.19	1.04
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	0.57	0.93	0.53	0.69	0.49
		I=11%	0.80	0.78	0.77	1.15	0.71

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.5 (ต่อ) ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีย่อยส่งไฟฟ้าลพบุรี (มจร.บางขุนเทียน)

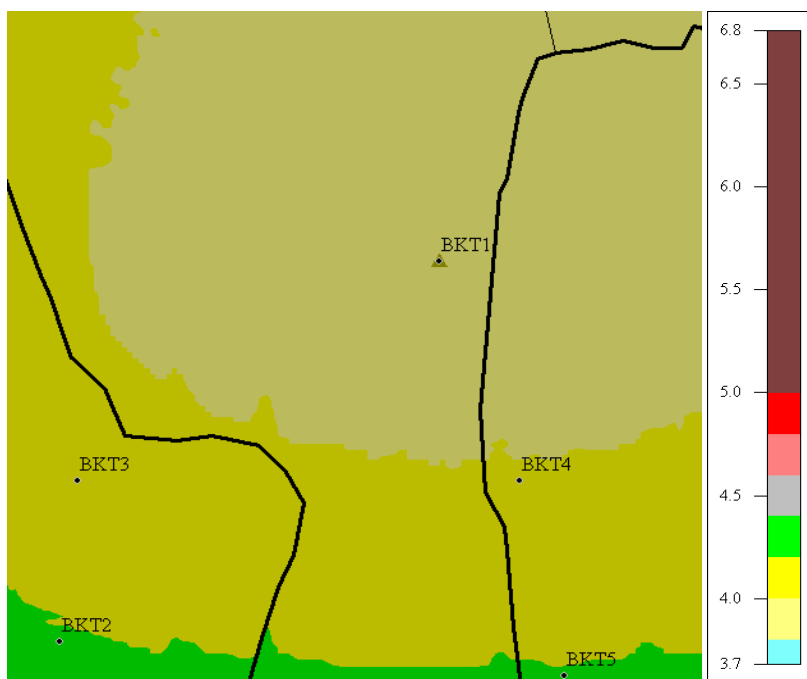
ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
7	ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	$I=3\%$	3.14	4.22	4.30	4.87	4.68
		$I=7.29\%$ คือ กรณีฐาน	9.08	5.58	9.69	10.99	10.60
		$I=11\%$	2.99	6.94	7.04	7.96	7.65
8	ลดมูลค่าพลังงานนำเข้า	เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (kTOE/ปี)	0.094	0.130	0.222	0.262	0.375
		เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	685.7	953.5	1625.8	1913.7	2741.3
		รวมราคา (บาท/ปี)	2,390,873	3,324,278	5,668,437	6,672,239	9,557,842
9	ลดปริมาณมลภาวะ	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	451.2	627.3	1069.6	1259.1	1803.6
		ไนโตรเจนออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	1551.6	2157.3	3678.5	4330.0	6202.6
		คาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน/ปี)	572.2	795.6	1356.6	1596.9	2287.5
		อนุภาคฝุ่น (กิโลกรัม/ปี)	44.0	61.2	104.4	122.8	176.0
10	ระยะเวลาคืนทุน (ปี) *N/A = ระยะเวลาคืนทุนมากกว่า 20 ปี	$I=3\%$	N/A	N/A	N/A	16.9	N/A
		$I=7.29\%$ คือ กรณีฐาน	N/A	N/A	N/A	14.7	N/A
		$I=11\%$	N/A	N/A	N/A	13.6	N/A

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.1.5 ผลการศึกษาประเมินเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

การศึกษาเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำของพื้นที่ จำเป็นต้องทราบเกณฑ์พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (AEP) ขั้นต่ำ ที่ทำให้ได้ผลตอบแทนสูงพอ (ไม่น้อยกว่าในกรณีฐาน คือ IRR 7.29%) และต้องทราบความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ย ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม และ เมื่อแทนค่าเกณฑ์ AEP ขั้นต่ำ ในสมการความสัมพันธ์นี้ จึงจะสามารถคำนวณค่าความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำได้

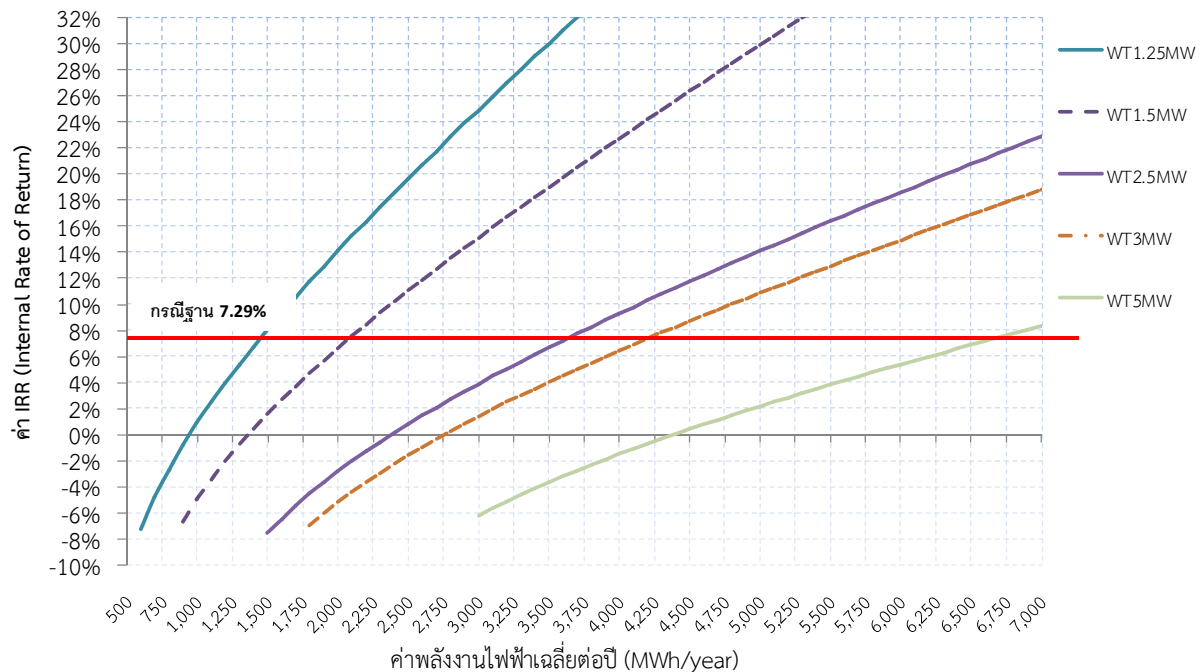
รูปที่ 5.12 แสดงแบบจำลองการติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW ทั้งหมด 5 ตัวกระจายไปในพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม และประเมินค่าความเร็วลมและ AEP ด้วยโปรแกรม WindSim ส่วนสาเหตุที่เลือกศึกษากังหันลมรุ่น VESTAS 3000kW เนื่องจากเป็นกังหันลมที่สามารถให้ผลตอบแทนสูงกว่ารุ่นอื่นๆ เมื่อติดตั้งในพื้นที่ที่ศักยภาพลมค่อนข้างต่ำ เช่น กรณีติดตั้ง ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลม



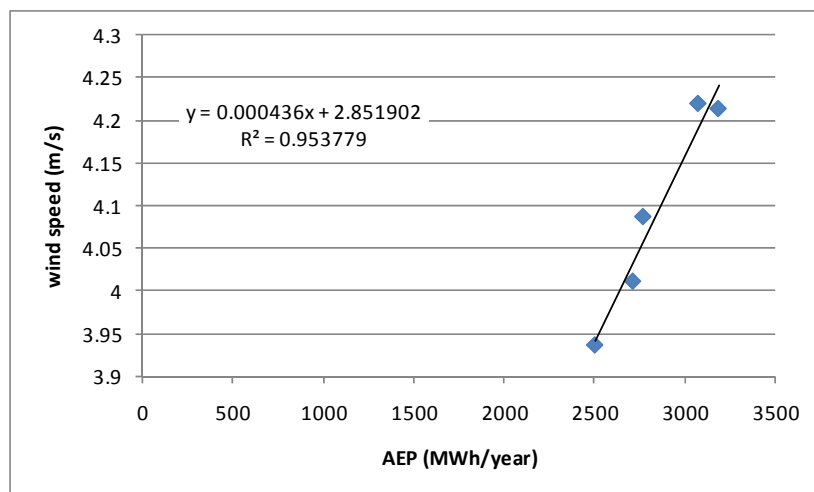
รูปที่ 5.12 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ที่ระดับความสูง 90 เมตรและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัว โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.13 หากติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW บริเวณโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ต้องสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี (AEP) ได้ไม่ต่ำกว่า 4,300 MWh/year จึงจะสามารถทำให้ค่า IRR สูงถึงค่าเกณฑ์ขั้นต่ำในกรณีฐาน 7.29% ได้



รูปที่ 5.13 แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)



รูปที่ 5.14 แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งเดียวกันกับกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัวโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.6 ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจากการคำนวณและค่าความผิดพลาดจากความสัมพันธ์ระหว่าง AEP กับ ความเร็วลมเฉลี่ยจากการวัดที่ความสูง 90 เมตร บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

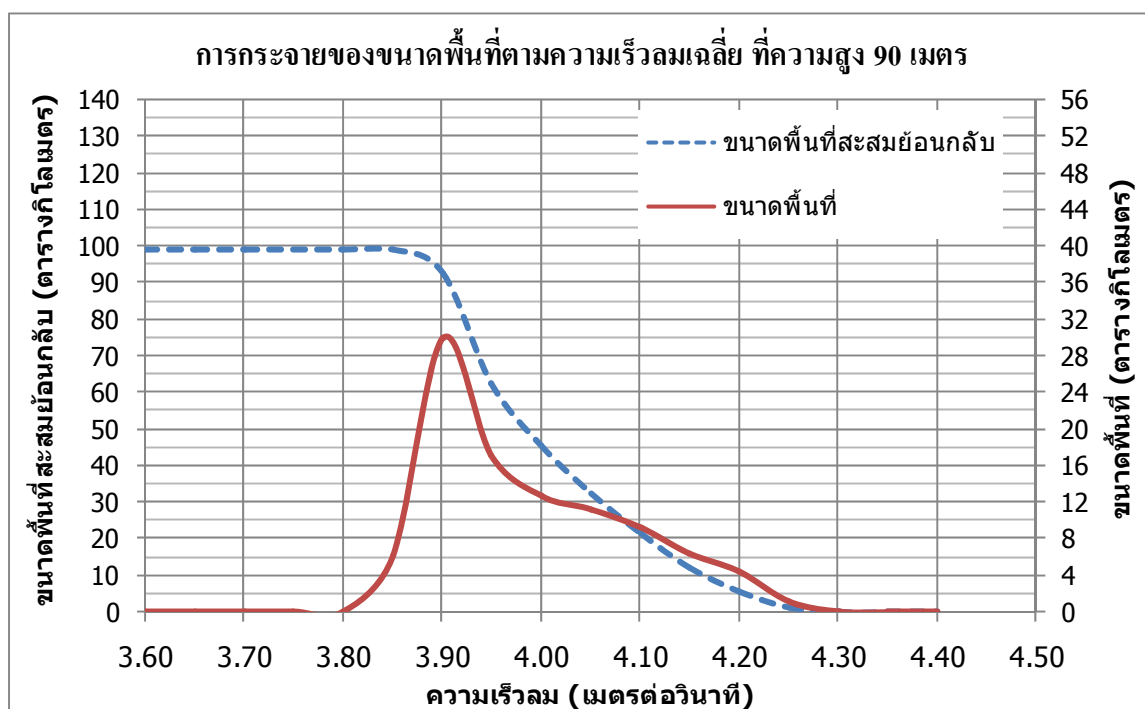
AEP WT3MW (MWh/y)	Wind speed mea. (m/s) @90m	Wind speed cal. (m/s) @90m	%error
2497.5	3.936	3.941	0.12%
3070.9	4.220	4.191	-0.69%
2765.3	4.087	4.058	-0.72%
2708.3	4.011	4.033	0.54%
3183.4	4.214	4.240	0.61%
4300.0	-	4.7	-

จากความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม ดังแสดงในรูปที่ 5.14 และตารางที่ 5.6 จะพบว่า เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) คือ 4.7 เมตรต่อวินาที

ค่าเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำนี้จะถูกนำไปใช้ในการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม ดังจะได้กล่าวในหัวข้อต่อไป

5.1.6 ผลการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม บริเวณโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

จากข้อมูลแผนที่ความเร็วลม ที่ความสูง 90 เมตร รูปที่ 5.10 และ 5.15 หากพิจารณาการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย จะพบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่จะมีค่าความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 3.9 เมตรต่อวินาที คือ ประมาณ 30 ตารางกิโลเมตร จากพื้นที่ที่ทำการศึกษาทั้งหมดประมาณ 100 ตารางกิโลเมตร โดยหากพิจารณาขนาดพื้นที่ที่สะสมย้อนกลับ จากรูปที่ 5.15 จะพบว่า ไม่มีพื้นที่ใดที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ 4.7 เมตรต่อวินาที ดังนั้น จึงพื้นที่นี้ จึงไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่

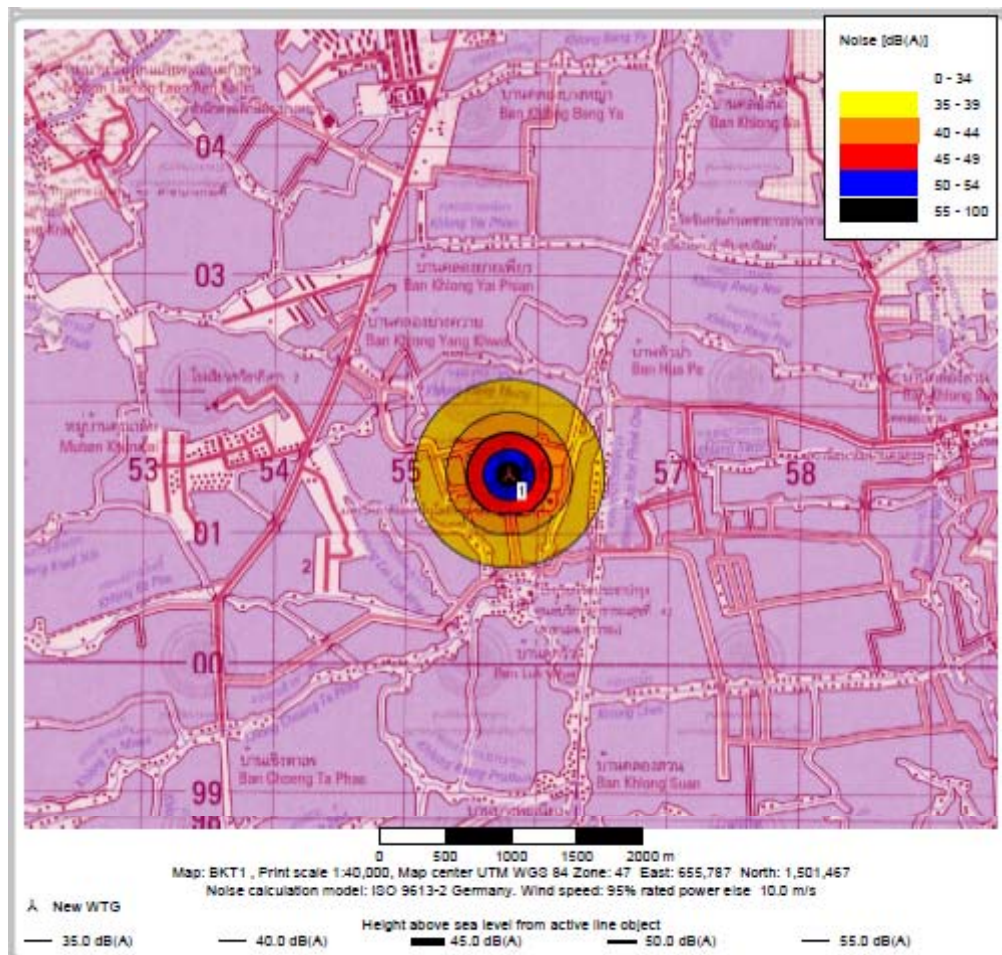


รูปที่ 5.15 แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย ที่ระดับความสูง 90 เมตร พื้นที่ กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

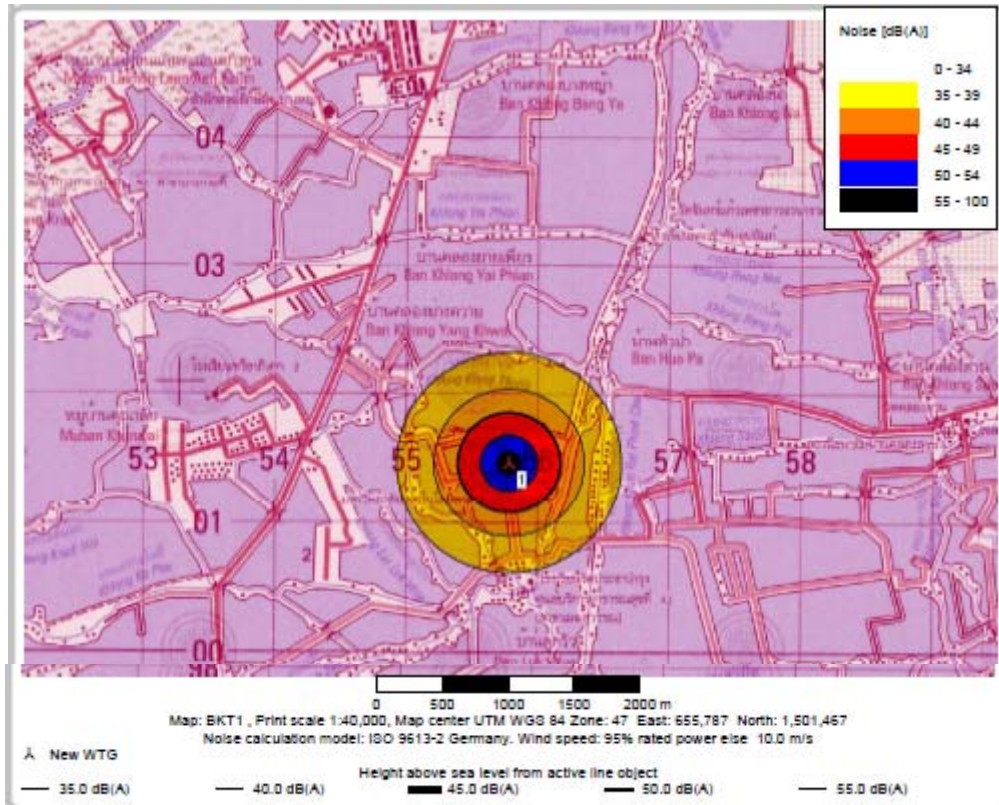
5.1.7 ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลม ใกล้สถานีวิจัยสภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

จากผลการวิเคราะห์ประเมินผลกระทบด้านเสียง จากการติดตั้งกังหันลม ทั้ง 5 รุ่น ในรูปที่ 5.16 ถึง 5.20 พบว่า บริเวณพื้นที่โดยรอบกังหันลมในรัศมีประมาณ 100 เมตรอาจได้รับผลกระทบทางเสียงอย่างรุนแรง จนเกินกว่าค่ามาตรฐานกำหนด ที่ 70 เดซิเบล เอ ซึ่งพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ หอพักนักศึกษา ส่วนบริเวณพื้นที่ถัดไป เช่น อาคารสำนักงาน และอาคารสถาบันพัฒนาและอบรมโรงงานต้นแบบ (สรบ.) ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี รวมทั้งบ้านเรือนประชาชนบางหลังคาอาจได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 45 – 54 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย ดังนั้น จึงไม่เหมาะสมที่จะติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในบริเวณดังกล่าว นอกจากนี้ยังพบว่า การติดตั้งกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ จะมีระดับเสียงสูงกว่ากังหันลมอีก 4 รุ่น และส่งผลให้ชุมชนกลุ่มใหญ่ที่อยู่ห่างออกไปทางทิศใต้ประมาณ 1 กิโลเมตร ได้ยินเสียงจากกังหันลมชัดเจนขึ้น รองลงมาคือกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์

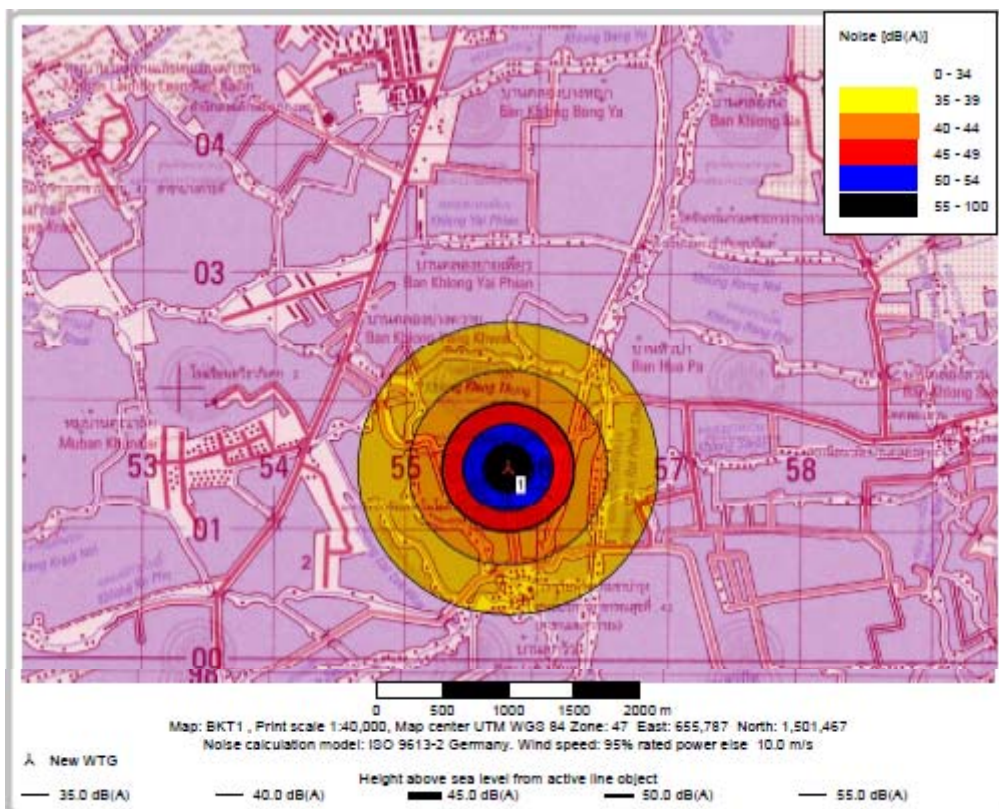


รูปที่ 5.16 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)
 ของกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

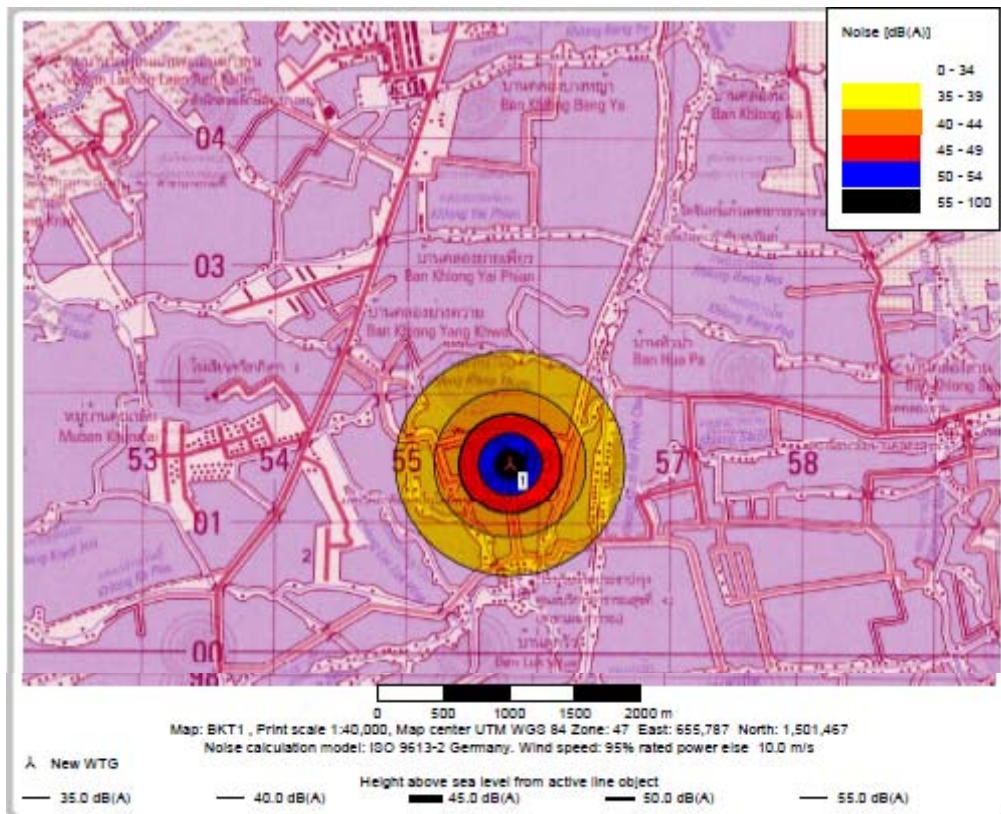


รูปที่ 5.17 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)
ของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์

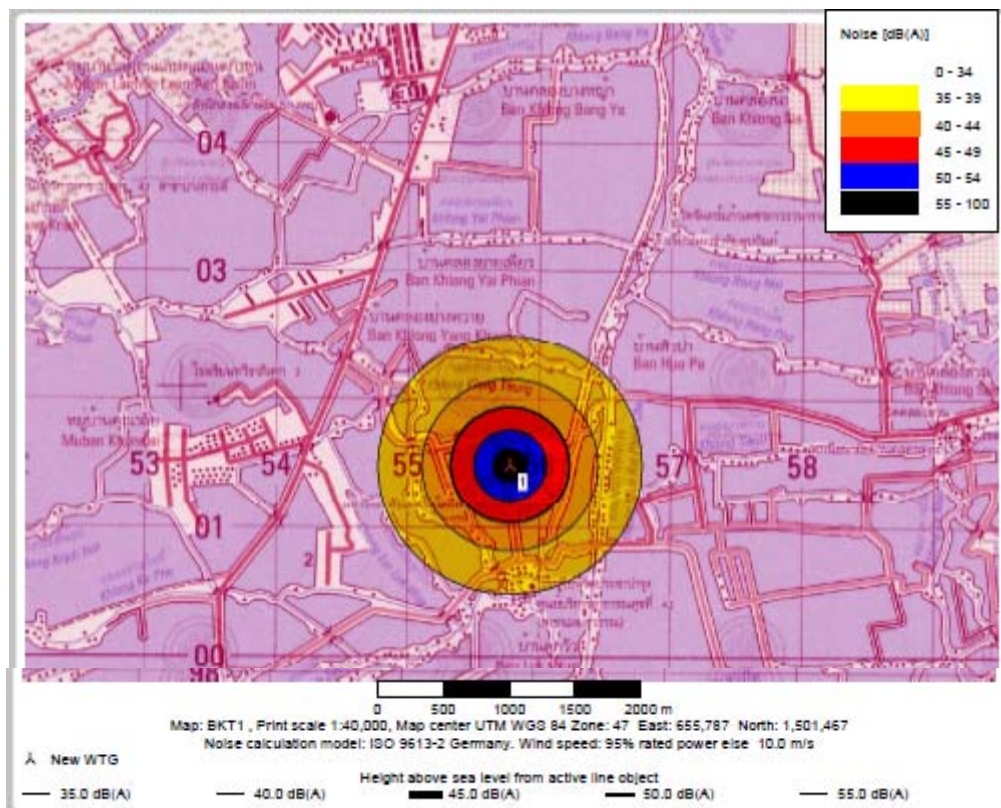


รูปที่ 5.18 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)
ของกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.19 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)
ของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์



รูปที่ 5.20 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)
ของกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์

5.1.8 ผลการประเมินทัศนคติของชุมชนโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน)

การสำรวจความคิดเห็นจากประชาชนโดยสุ่มตัวอย่างประชากรจำนวน 54 คน และจากผู้นำชุมชนจำนวน 4 คนคือ ประธานชุมชนท่าข้าม รองนายกองค์การบริหารส่วนตำบล ประธานสภาองค์การบริหารส่วนตำบล และผู้ใหญ่บ้านซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ก. ข้อมูลพื้นฐานของประชาชนในพื้นที่โครงการ

จากการสัมภาษณ์พบว่า โดยเฉลี่ยประชาชนตั้งบ้านเรือนอาศัยอยู่ห่างจากที่พื้นที่ตั้งกังหันลม 743.32 เมตร ผู้ถูกสัมภาษณ์ส่วนใหญ่เป็นหญิง คิดเป็นร้อยละ 94.44 มีอายุเฉลี่ยในช่วง 29.76 ปี ส่วนใหญ่มีระดับการศึกษาคือ ประถม นั้ถือศาสนาพุทธทั้งหมด อาชีพส่วนใหญ่รับจ้าง คิดเป็นร้อยละ 85.19 โดยเฉลี่ยอาศัยอยู่ในชุมชนนานมากกว่า 30 ปี มีสมาชิกในครอบครัวโดยเฉลี่ย 4-5 คน มีจำนวนสมาชิกที่ทำงานที่อื่นเพียงเล็กน้อยเฉลี่ย 2.04 คนต่อครอบครัว กำลังศึกษาโดยเฉลี่ยครอบครัวละ 1.77 คน โดยเฉลี่ยรายได้ของครอบครัวประมาณ 5,254.50 บาทต่อเดือน ด้านคุณภาพชีวิตของประชากร ส่วนใหญ่เป็นใช้วัด คิดเป็นร้อยละ 55.93 และโรครุมิแพ้ร้อยละ 30.51 ส่วนใหญ่ประชากรเกิดโรคตาอักเสบและหูอักเสบที่เป็นโรคร้ายไข้เจ็บที่เกิดจากการทำงาน ซึ่งหากเกิดการเจ็บป่วยประชาชนส่วนใหญ่รับบริการจากสถานีนามัย และโรงพยาบาล ด้านแหล่งน้ำหลักที่ใช้การอุปโภคบริโภคคือ ประปา คิดเป็นร้อยละ 72.58 และบางส่วนใช้น้ำฝน คิดเป็นร้อยละ 19.35 มีการกำจัดขยะมูลฝอยโดยวิธีการเผา และการฝัง มีระบบสาธารณสุขโรคคือ ไฟฟ้า น้ำประปา สำหรับการคมนาคมเข้าสู่ชุมชนมีความสะดวก ส่วนใหญ่ใช้รถโดยสารประจำทาง และรถยนต์ส่วนบุคคล

ข. ความคิดเห็นต่อโครงการ

ประชาชน

ประชาชนในพื้นที่ส่วนใหญ่ ทราบข่าวเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเลย คิดเป็นร้อยละ 50.00 จากทางหน่วยงานราชการ วิทยุท้องถิ่น และเพื่อนบ้าน ซึ่งประชาชนโดยส่วนใหญ่ไม่ทราบว่าจะมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่นของตนเองคิดเป็นร้อยละ 85.19 และประชาชนขอพิจารณาดูก่อนที่จะให้การสนับสนุนโครงการดังกล่าว คิดเป็นร้อยละ 50.00 และหากจะมีการติดตั้งจะสนับสนุนโครงการร้อยละ 31.48 และประชาชนมีความคิดเห็นทางลบจากโครงการ ซึ่งจะเกิดผลกระทบเรื่องปัญหาความรำคาญจากเสียง และเกิดความวุ่นวายในชุมชน สำหรับความคิดเห็นในด้านดีของโครงการคือ การเป็นแหล่งพลังงานของชุมชนร้อยละ 52.11 เกิดการจ้างงานในชุมชนร้อยละ 7.04 นำความเจริญมาสู่ชุมชนร้อยละ 25.35 แหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ร้อยละ 12.68 นอกจากนี้ประชาชนร้อยละ 20 มีความเห็นว่า ควรใช้พลังงานลม เป็นแหล่งพลังงานผลิตกระแสไฟฟ้า จากพลังงานแสงอาทิตย์ร้อยละ 31.43 และคิดว่ายังมีข้อมูลไม่เพียงพอที่จะให้ความเห็นร้อยละ 28.57 ด้านสิ่งแวดล้อมประชาชนร้อยละ 74.07 คิดว่าไม่ส่งผลกระทบต่อสัตว์ประจำถิ่นและ

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ร้อยละ 72.22 คิดว่าไม่ส่งผลกระทบต่อพืชประจําถิ่น ข้อเสนอแนะอื่น ๆ ของประชาชนมีดังนี้ ควรให้ความรู้ความเข้าใจความเข้าใจเกี่ยวกับพลังงานลมกับประชาชนมากกว่านี้แต่หากมีการติดตั้งจริงก็จะสนับสนุน

ผู้นำชุมชน

จากการสำรวจความเห็นของผู้นำชุมชนพบว่า ผู้นำชุมชนส่วนใหญ่รับทราบข่าวดีเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยช่องทางข้อมูลข่าวสารมาจาก หน่วยงานราชการ ซึ่งผู้นำชุมชนส่วนใหญ่สนับสนุนหากมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่น และส่วนใหญ่ทราบว่าจะมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่นของตนเอง สำหรับผลกระทบทางด้านลบที่คิดว่าอาจจะเกิดขึ้นคือ เกิดความรำคาญจากเสียงและการใช้พื้นที่สาธารณประโยชน์ ส่วนความเห็นในด้านดีของโครงการคือ เป็นแหล่งพลังงาน และเป็นแหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าพบว่า ในระยะ 2-3 ปี ที่ผ่านมามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นและคิดว่าควรใช้พลังงานลม และพลังงานน้ำ เป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไฟฟ้า หากโครงการนี้เกิดขึ้นคิดว่าจะทำให้เกิดความเปลี่ยนแปลงต่อการใช้ประโยชน์พื้นที่ และไม่ส่งผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมต่อสัตว์และพืชประจําถิ่น และได้มีข้อเสนอแนะคือ อยากให้ติดตั้งห่างจากชุมชน

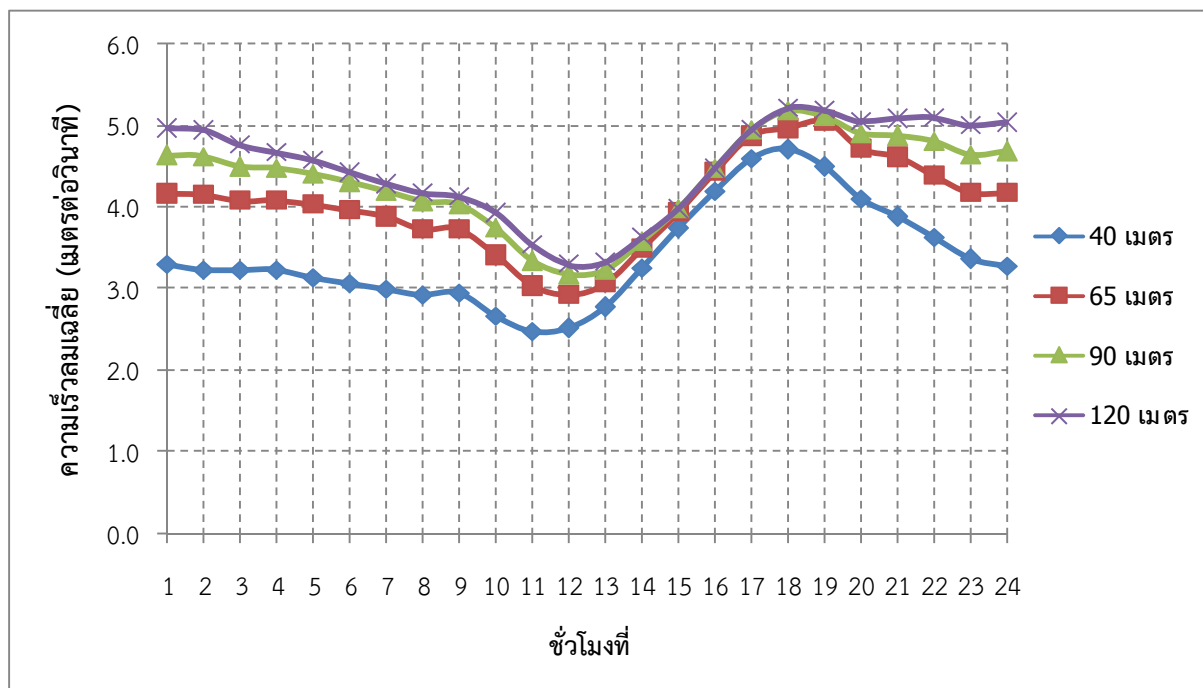
5.2 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

5.2.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

จากผลการวิเคราะห์ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ในรูปที่ 5.21 พบว่า ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร มีค่าสูงสุดที่เวลาประมาณ 18 – 19 นาฬิกาใกล้เคียงกัน และมีค่าต่ำสุดที่เวลา 11 – 12 นาฬิกา ซึ่งเป็นลักษณะของลมที่ได้รับอิทธิพลจากการเปลี่ยนแปลงของเสถียรภาพอากาศในรอบวัน อิทธิพลลมบก-ลมทะเล และอิทธิพลของ ลมมรสุม

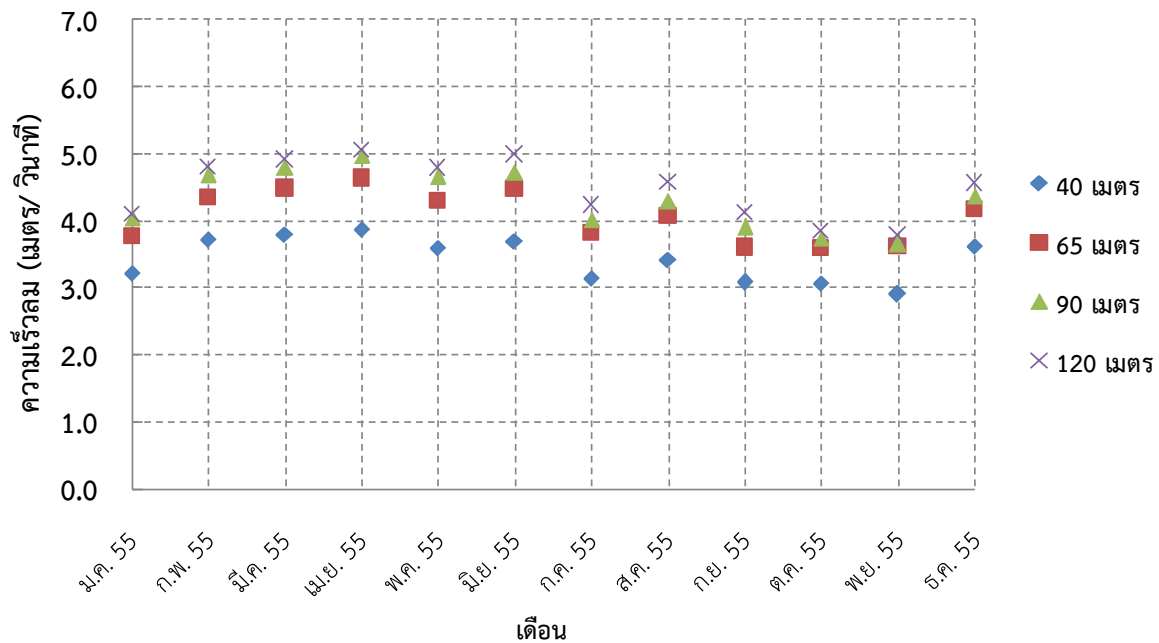
จากรูปที่ 5.22 5.24 และ 5.25 จะพบว่า ที่ความสูง 90 เมตร เดือนเมษายนมีความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุด ที่ 4.98 เมตรต่อวินาที ซึ่งใกล้เคียงกับค่าที่ระดับ 120 เมตร และต่ำสุดในเดือนมกราคมด้วยความเร็วลมเฉลี่ย 4.04 เมตรต่อวินาที เนื่องจากเป็นช่วงเปลี่ยนผ่านจากลมมรสุม โดยช่วงเดือน มกราคม – กันยายน จะได้รับอิทธิพลของลมจากทิศตะวันตกเฉียงใต้และทิศใต้อย่างชัดเจน ส่วนเดือนตุลาคมถึงธันวาคมจะได้รับอิทธิพลของลมจากทิศตะวันตกเฉียงเหนือ โดยลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือมีกำลังลมต่ำจึงไม่ปรากฏชัดเจน

จากข้อมูลการแจกแจงความถี่ลม ดังแสดงในรูปที่ 5.23 จะเห็นว่าที่ความสูง 90 และ 120 เมตร ความเร็วลมระหว่าง 4.0 – 4.5 เมตรต่อวินาทีที่มีความถี่มากที่สุด คือ ประมาณร้อยละ 9 – 11 โดยความเร็วลมสูงสุดที่พบได้จากข้อมูลการแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ คือประมาณ 11 เมตรต่อวินาที ในขณะที่ข้อมูลจากการวัดจริงอาจพบความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดที่ค่าประมาณ 18 – 19 เมตรต่อวินาที

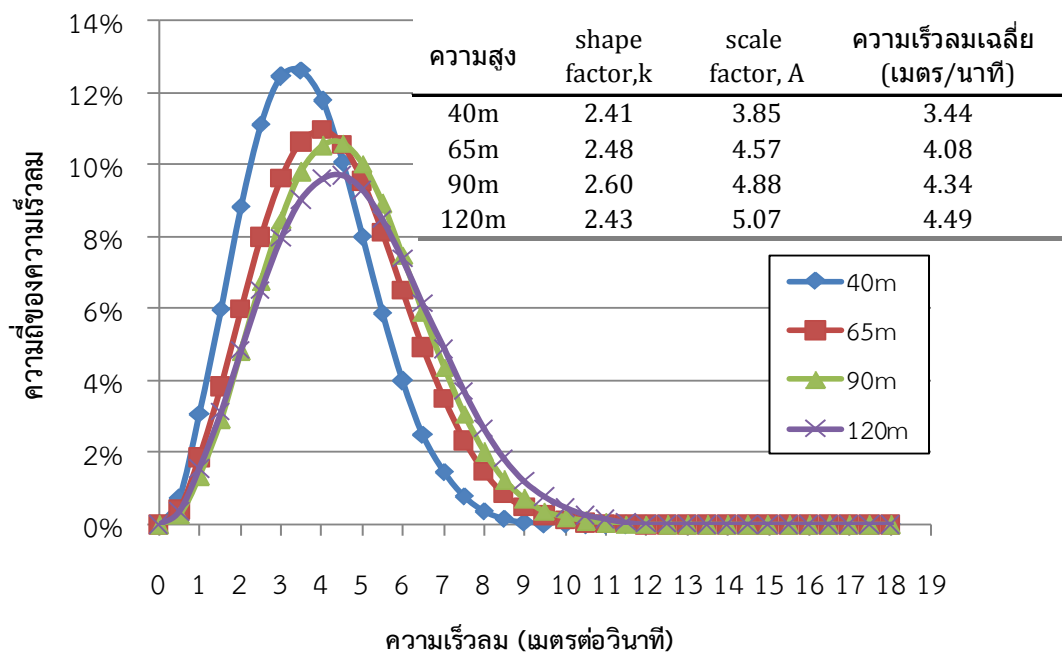


รูปที่ 5.21 ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

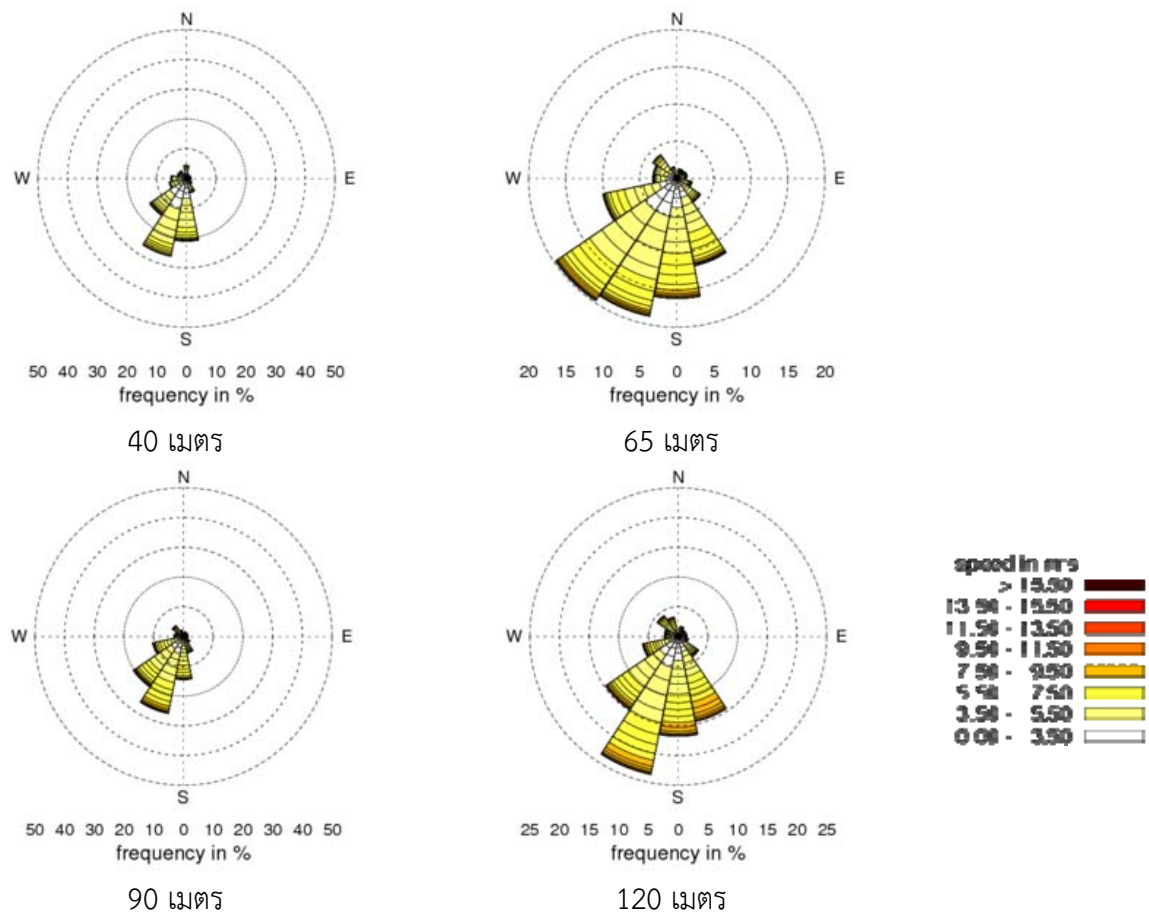


รูปที่ 5.22 ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายเดือน สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร



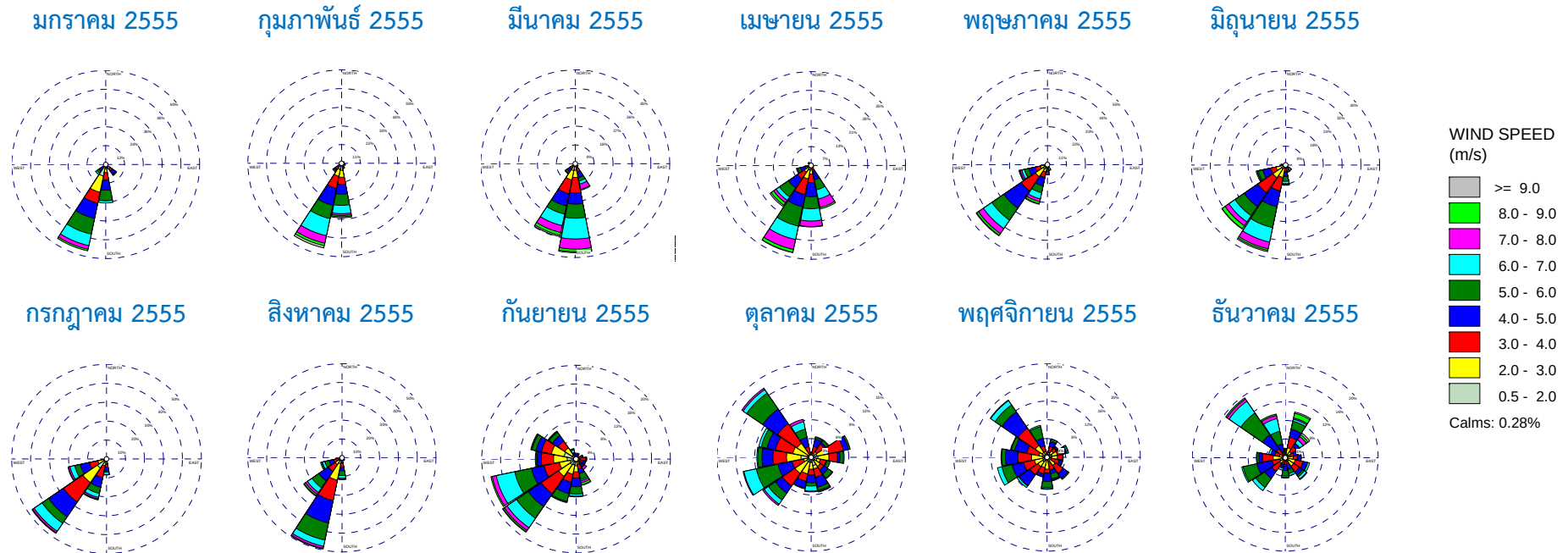
รูปที่ 5.23 การแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ เฉลี่ยรายปี สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.24 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร
สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี

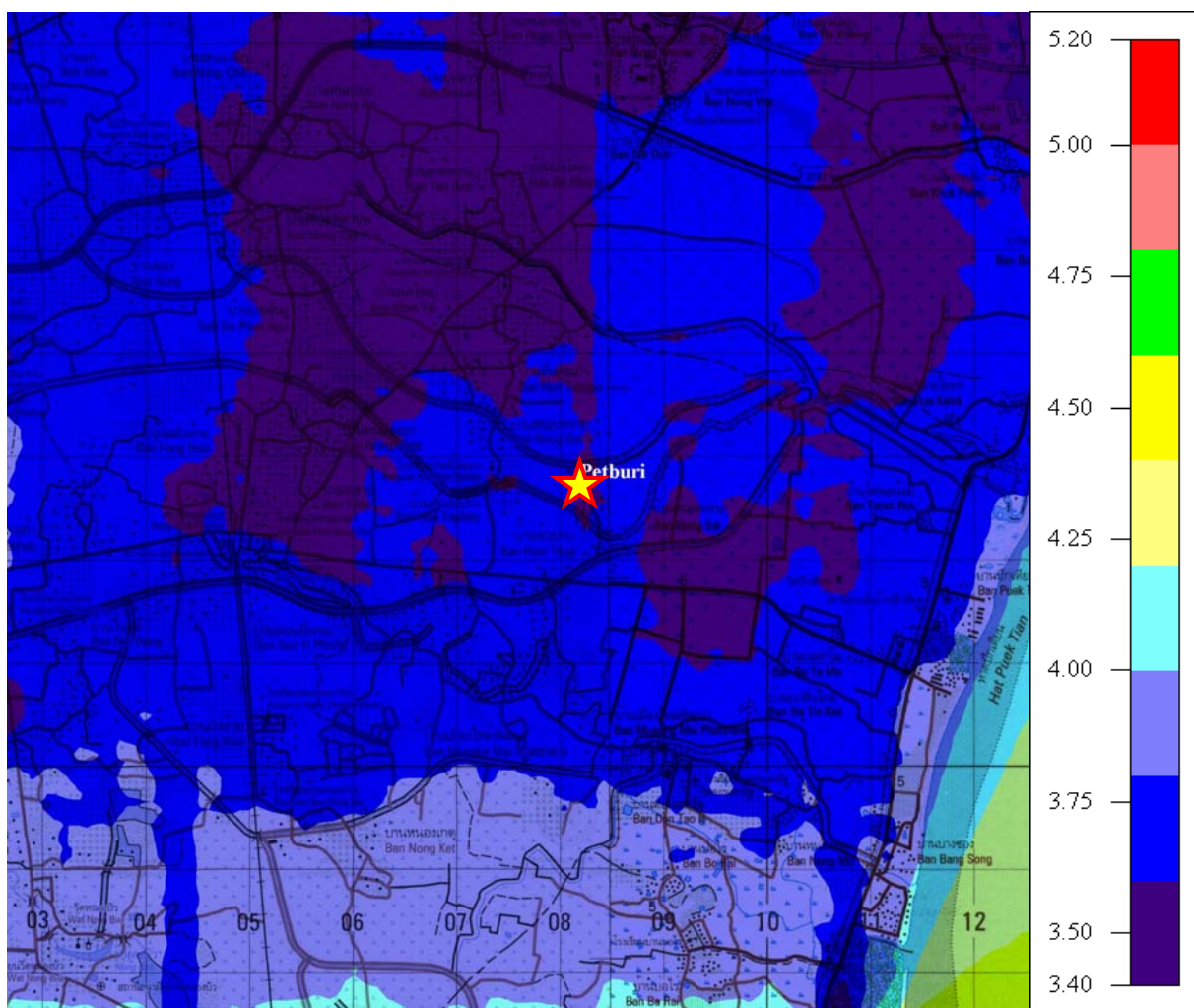
บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.25 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี

5.2.2 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่เป็นที่ราบ ปกคลุมด้วยทุ่งนา และสวน ไม่มีป่าหรือต้นไม้ใหญ่ปกคลุม ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 3 – 4 กิโลเมตร โดยบริเวณที่มีความเร็วลมสูงกว่าจะกระจายอยู่โดยรอบสถานีประเมินฯ โดยเฉพาะทางทิศใต้ โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุดและต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 40 เมตร คือ 3.71, 4.53, และ 3.40 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 5.26

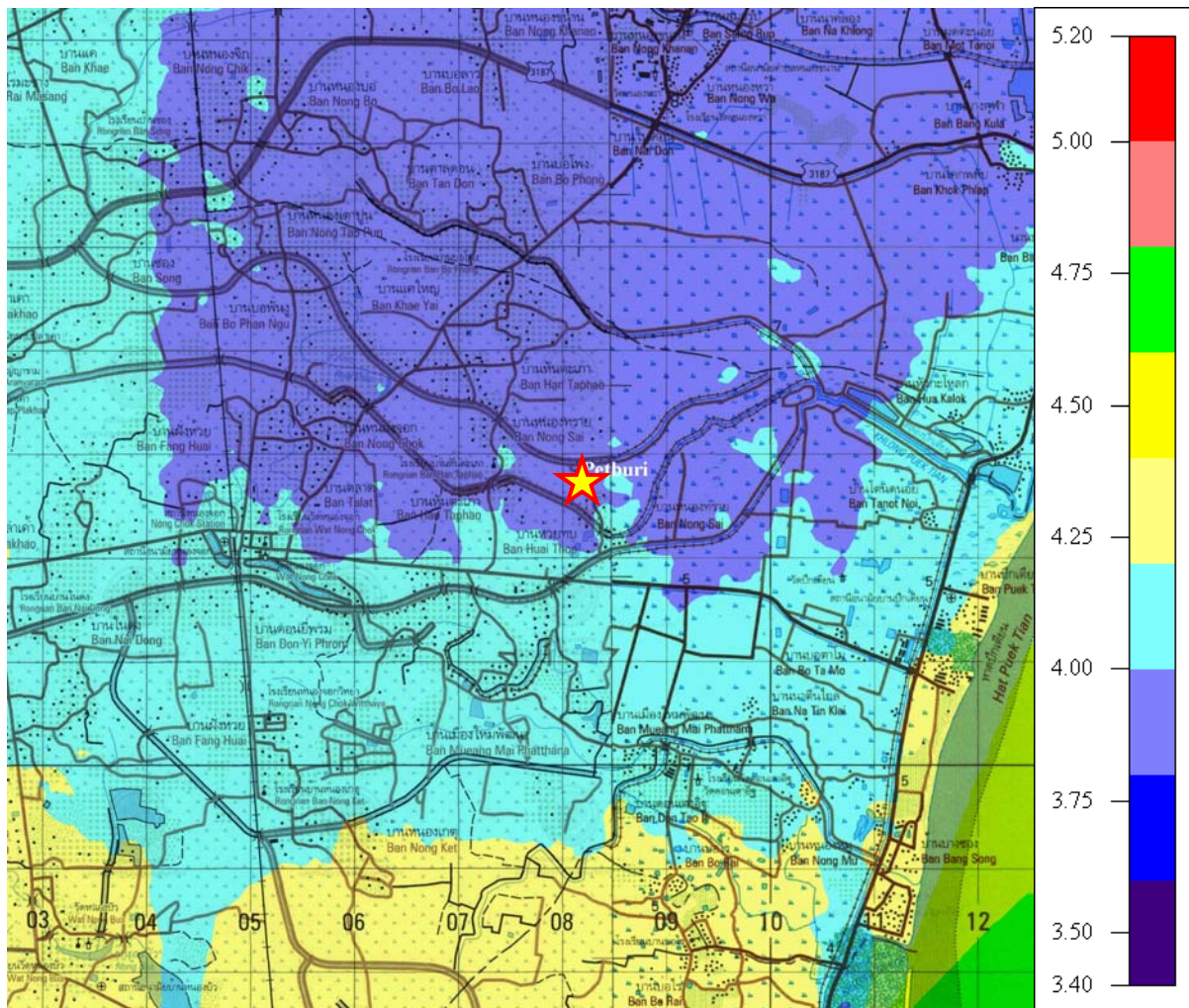


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.26 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 40 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.27 ความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 65 เมตร คือ 4.08, 4.76, และ 3.86 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

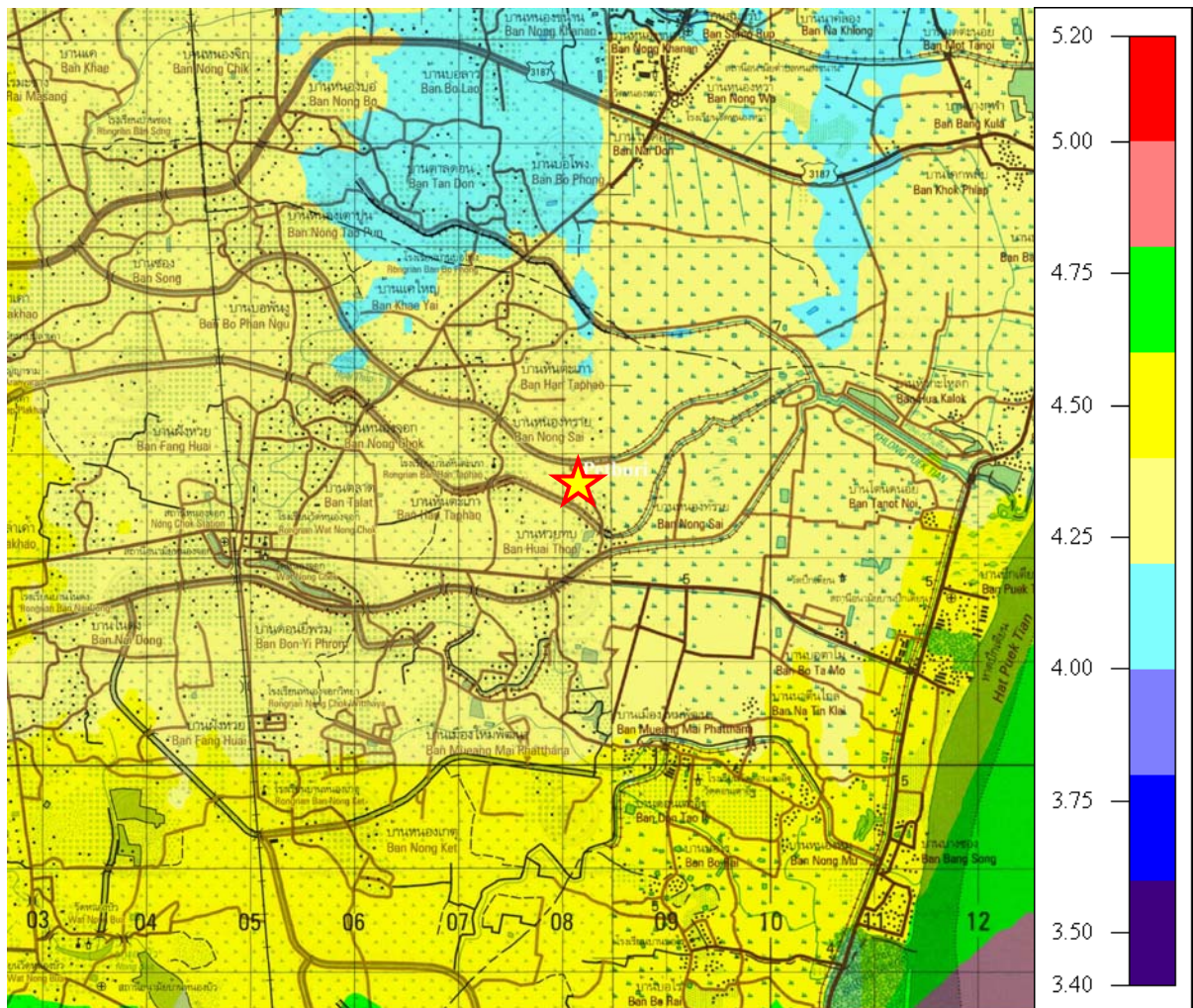


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.27 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 65 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.28 ความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานี
ฯ ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.35, 4.91, และ 4.14 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

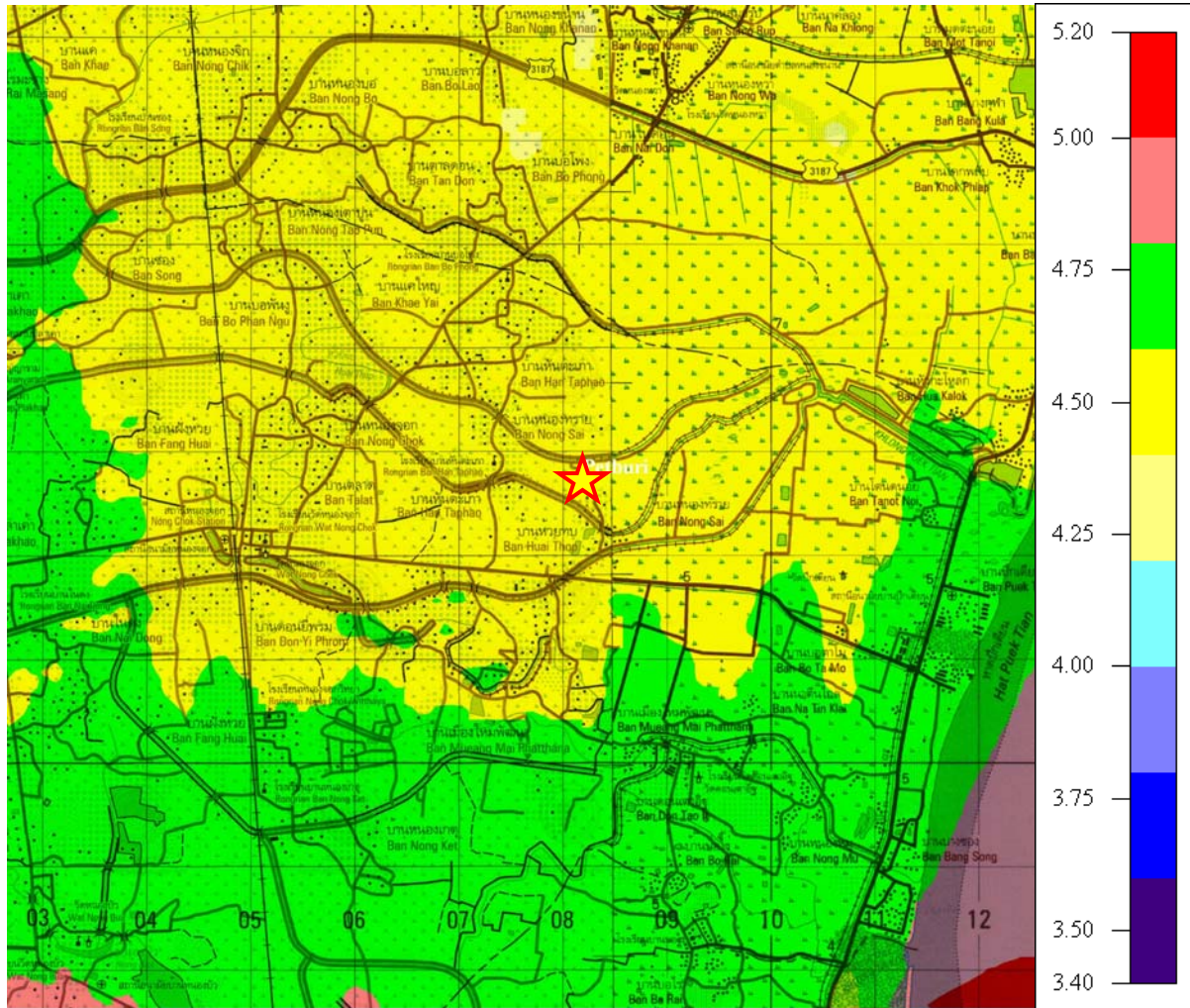


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.28 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 90 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.29 ความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 120 เมตร คือ 4.59, 5.05, และ 4.38 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ และจะเห็นว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีกว่า อยู่ทางทิศใต้ ของสถานีฯ บริเวณบ้านบ่อไร่ บ้านหนองเกตุ เป็นต้น



จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.29 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 120 เมตร

5.2.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

จากผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมตำบลปึกเตียน กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานี
ประเมินศักยภาพลมดังตารางที่ 5.7 พบว่า ค่าพลังงาน AEP ถือว่าอยู่ในระดับต่ำ เมื่อเรียงตามขนาดกำลังผลิต
ไฟฟ้า จะมีค่า AEP อยู่ที่ 847.8, 1,273.1, 2,204.9, 2,614.8, และ 3,374.5 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ
และค่า capacity factor ของ GE 2500kW มีค่าสูงสุดที่ร้อยละ 9.9 รองลงมาคือรุ่น GE 1500kW ซึ่งเท่ากับ
รุ่น VESTAS 3000kW ที่ร้อยละ 9.7 และ รุ่น Repower 5000kW และ DEWIND 1250kW อยู่ที่ร้อยละ 7.7
เท่ากัน

กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีดังตารางที่ 5.8 พบว่า ค่าพลังงาน AEP เพิ่มขึ้นเล็กน้อย
แต่ยังถือว่าอยู่ในระดับต่ำถึงปานกลาง โดยค่า capacity factor ของ GE 1500kW มีค่าสูงสุดที่ร้อยละ 13.2
รองลงมาคือรุ่น GE 2500kW และรุ่น VESTAS 3000kW ที่ร้อยละ 13.1 และ 12.7 ตามลำดับ และ กังหันลม
รุ่น Repower 5000kW และ DEWIND 1250kW อยู่ที่ร้อยละ 10.3 เท่ากัน จะเห็นได้ว่า หากเลือกตำแหน่งที่
มีศักยภาพลมสูงกว่า กังหันลมที่มีประสิทธิภาพดีที่สุดมีการเปลี่ยนลำดับเป็นรุ่น GE 1500kW ซึ่งขนาดเล็กกว่า

ตารางที่ 5.7 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพ
ลมเพชรบุรี

รุ่นกังหัน	DEWIND 1250kW	GE 1500kW	GE 2500kW	VESTAS 3000kW	REpower 5000kW
Hub height/Rotor Diameter	91.5/64m	80/82.5m	85/103m	84/112m	100/126m
Annual Energy Production, AEP (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)	847.8	1,273.1	2,204.9	2,614.8	3,374.5
Capacity Factor (%)	7.7%	9.7%	9.9%	9.7%	7.7%
ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูงโรเตอร์ (เมตรต่อวินาที)	4.34	4.23	4.29	4.27	4.42

ตารางที่ 5.8 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานี
ประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี

รุ่นกังหัน	DEWIND 1250kW	GE 1500kW	GE 2500kW	VESTAS 3000kW	REpower 5000kW
Hub height/Rotor Diameter	91.5/64m	80/82.5m	85/103m	84/112m	100/126m
Annual Energy Production, AEP (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)	1,129.5	1,740.1	2,899.7	3,425.1	4,509.8
Capacity Factor (%)	10.3%	13.2%	13.1%	12.7%	10.3%
ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูงโรเตอร์ (เมตรต่อวินาที)	4.72	4.63	4.68	4.67	4.78

5.2.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลมที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ เมื่อเทียบสัดส่วนมูลค่าที่ดินกับมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นตามขนาดกังหันลม 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 MW คิดเป็น 0.27%, 0.18%, 0.10%, 0.088% และ 0.055% ตามลำดับ ดังนั้นมูลค่าที่ดินไม่ส่งผลต่อโครงการติดตั้งกังหันลม ในกรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม แสดงให้เห็นว่ายังไม่มีมูลค่าต่อการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่นี้ ดังปรากฏค่า NPV น้อยกว่าศูนย์ ค่า IRR ต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้มาก และปีที่คืนทุนมากกว่า 20 ปี แต่กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม หากพิจารณาค่า NPV และ IRR ถือว่าโครงการยังไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน หากติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี พบว่า ต้นทุนพลังงานต่อหน่วยต่ำกว่าราคาไฟฟ้าที่ขายได้และค่า B/C มากกว่าหนึ่ง ที่อัตราดอกเบี้ยต่ำกว่ากรณีฐาน (7.29%) แสดงว่าโครงการติดตั้งกังหันลมต้องอาศัยการกู้เงินในอัตราดอกเบี้ยต่ำ ยกเว้นกังหันลมขนาด 1.5 MW ดังนั้นผลตอบแทนยังไม่เพียงพอกับค่าใช้จ่ายทั้งหมดสำหรับโครงการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า เนื่องจากศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ โดยมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 5.9 และ 5.10 กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอยายาง ฯ และกรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง ฯ ตามลำดับ

อย่างไรก็ตาม จากการประเมินเปรียบเทียบขนาดกังหันลม และพิจารณาค่า IRR กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม เพชรบุรี กังหันลมรุ่น GE 1500kW ดีกว่ารุ่นอื่นๆ ส่วนกรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี กังหันลมรุ่น GE 1500kW ให้ผลตอบแทนดีที่สุด ในขณะที่กังหันลมรุ่น DEWIND 1250kW, GE 2500kW และ VESTAS 3000kW มีค่าใกล้เคียงกัน

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.9 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
1	มูลค่าที่ดิน	ราคาประเมิน (บาท/ไร่)	170,000	170,000	170,000	170,000	170,000
		มูลค่า (บาท)	510,000	510,000	510,000	510,000	510,000
2	มูลค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลม	มูลค่ากังหันลม (บาท)	40,590,533	59,585,923	106,074,095	142,395,308	197,602,131
		มูลค่าการติดตั้งกังหันลม (บาท)	5,479,722	8,044,100	14,320,003	19,223,367	26,676,288
		มูลค่าที่ดิน (บาท)	510,000	510,000	510,000	510,000	510,000
		รวมค่าในการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	46,580,255	68,140,022	120,904,098	162,128,674	224,788,419
		มูลค่าการปฏิบัติการและซ่อมบำรุง (บาท/ปี)	811,811	1,191,718	2,121,482	2,847,906	3,952,043
3	การผลิตไฟฟ้า	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh/ปี)	847.8	1273.1	2204.9	2614.8	3374.5
		รายได้จากการขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ปี)	5,326,855	7,999,078	13,853,717	16,429,181	21,202,490
4	ค่า NPV ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	-16,905,205	-23,047,607	-43,924,946	-77,286,005	-120,668,703
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	-11,698,461	-15,404,234	-30,318,311	-59,020,273	-95,321,325
		I=11%	-9,016,261	-11,466,829	-23,308,993	-49,610,868	-82,263,884
5	ค่า IRR (%)	N/A = ค่าต่ำมากจนไม่มีนัยสำคัญ	-4.4%	-3.9%	-4.4%	-6.6%	-8.0%
6	ค่า B/C ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	0.98	1.01	0.98	0.87	0.81
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	0.80	0.82	0.80	0.70	0.65
		I=11%	0.67	0.69	0.67	0.59	0.55

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.9 (ต่อ) ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
7	ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	11.65	4.82	4.94	5.59	6.01
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	17.89	6.34	6.50	7.35	7.90
		I=11%	21.92	7.86	8.06	9.11	9.79
8	ลดมูลค่าพลังงานนำเข้า	เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (kTOE/ปี)	0.072	0.108	0.188	0.223	0.288
		เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	528.3	793.4	1374.0	1629.5	2102.9
		รวมราคา (บาท/ปี)	1,842,041	2,766,103	4,790,654	5,681,256	7,331,880
9	ลดปริมาณมลภาวะ	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	347.6	522.0	904.0	1072.1	1383.5
		ไนโตรเจนออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	1195.4	1795.1	3108.9	3686.9	4758.0
		คาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน/ปี)	440.9	662.0	1146.5	1359.7	1754.7
		อนุภาคฝุ่น (กิโลกรัม/ปี)	33.9	50.9	88.2	104.6	135.0

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.10 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีใกล้
สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

ที่	ปัจจัยทาง เศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
1	มูลค่าที่ดิน	ราคาประเมิน (บาท/ไร่)	170,000	170,000	170,000	170,000	170,000
		มูลค่า (บาท)	510,000	510,000	510,000	510,000	510,000
2	มูลค่าในการ ลงทุนติดตั้ง กังหันลม	มูลค่ากังหันลม (บาท)	40,590,533	59,585,923	106,074,095	142,395,308	197,602,131
		มูลค่าการติดตั้ง กังหันลม (บาท)	5,479,722	8,044,100	14,320,003	19,223,367	26,676,288
		มูลค่าที่ดิน (บาท)	510,000	510,000	510,000	510,000	510,000
		รวมค่าในการ ลงทุนเริ่มต้น (บาท)	46,580,255	68,140,022	120,904,098	162,128,674	224,788,419
		มูลค่าการปฏิบัติ การและซ่อมบำรุง (บาท/ปี)	811,811	1,191,718	2,121,482	2,847,906	3,952,043
3	การผลิตไฟฟ้า	ปริมาณไฟฟ้าที่ ผลิตได้ (MWh/ปี)	1129.5	1740.1	2899.7	3425.1	4509.8
		รายได้จากการขาย ไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ปี)	7,096,818	10,933,309	18,219,250	21,520,417	28,335,750
4	ค่า NPV ที่ อัตราดอกเบี้ย ต่างกัน	I=3%	-1,807,319	1,981,546	-6,686,712	-33,857,477	-59,821,599
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	3,399,424	9,624,919	6,919,923	-15,591,745	-34,474,222
		I=11%	6,081,624	13,562,324	13,929,242	-6,182,340	-21,416,781
5	ค่า IRR (%)	N/A = ค่าต่ำมาก จนไม่มีความสำคัญ	1.1%	2.2%	0.9%	-1.6%	-2.6%
6	ค่า B/C ที่ อัตราดอกเบี้ย ต่างกัน	I=3%	1.31	1.38	1.29	1.14	1.08
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	1.06	1.12	1.05	0.92	0.88
		I=11%	0.89	0.94	0.88	0.78	0.74

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.10 (ต่อ) ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

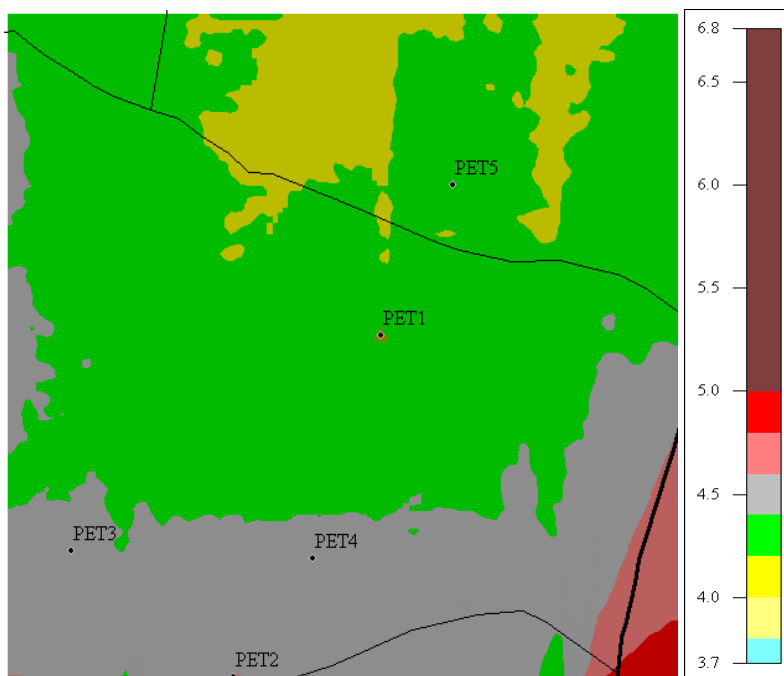
ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
7	ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	8.74	3.53	3.76	4.27	4.49
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	13.43	4.64	4.94	5.61	5.91
		I=11%	16.45	5.75	6.13	6.96	7.33
8	ลดมูลค่าพลังงานนำเข้า	เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (kTOE/ปี)	0.096	0.148	0.247	0.292	0.384
		เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	703.9	1084.4	1807.0	2134.4	2810.4
		รวมราคา (บาท/ปี)	2,454,099	3,780,769	6,300,267	7,441,820	9,798,581
9	ลดปริมาณมลภาวะ	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	463.1	713.4	1188.9	1404.3	1849.0
		ไนโตรเจนไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	1592.6	2453.5	4088.6	4829.4	6358.8
		คาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน/ปี)	587.3	904.9	1507.8	1781.1	2345.1
		อนุภาคฝุ่น (กิโลกรัม/ปี)	45.2	69.6	116.0	137.0	180.4
10	ระยะเวลาคืนทุน (ปี) *N/A = ระยะเวลาคืนทุนมากกว่า 20 ปี	I=3%	N/A	12.2	N/A	N/A	N/A
		I=7.6% คือ กรณีฐาน	13.9	9.7	15.0	N/A	N/A
		I=11%	11.7	8.1	11.1	N/A	N/A

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.2.5 ผลการศึกษาประเมินเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

การศึกษาเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำของพื้นที่ จำเป็นต้องทราบเกณฑ์พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (AEP) ขั้นต่ำ ที่ทำให้ได้ผลตอบแทนสูงพอ (ไม่น้อยกว่าในกรณีฐาน คือ IRR 7.29%) และต้องทราบความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ย ณ ตำแหน่งที่ตั้งกังหันลม และ เมื่อแทนค่าเกณฑ์ AEP ขั้นต่ำ ในสมการความสัมพันธ์นี้ จึงจะสามารถคำนวณค่าความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำได้

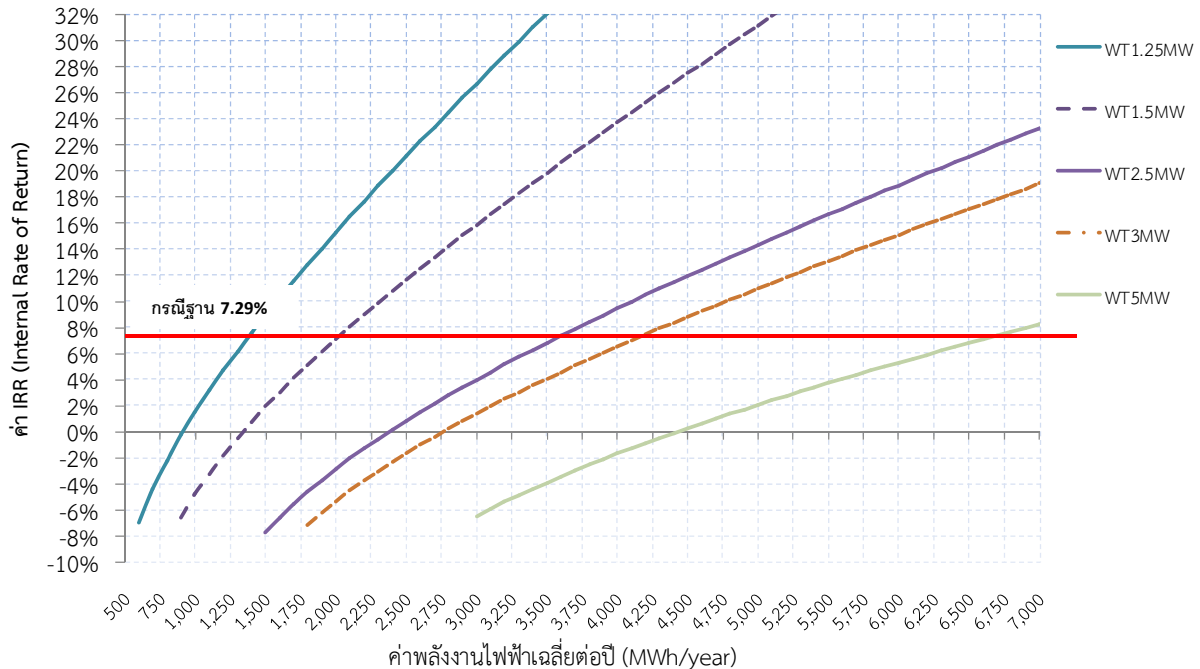
รูปที่ 5.30 แสดงแบบจำลองการติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW ทั้งหมด 5 ตัวกระจายไปในพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลมเพชรบุรี และประเมินค่าความเร็วลมและ AEP ด้วยโปรแกรม WindSim



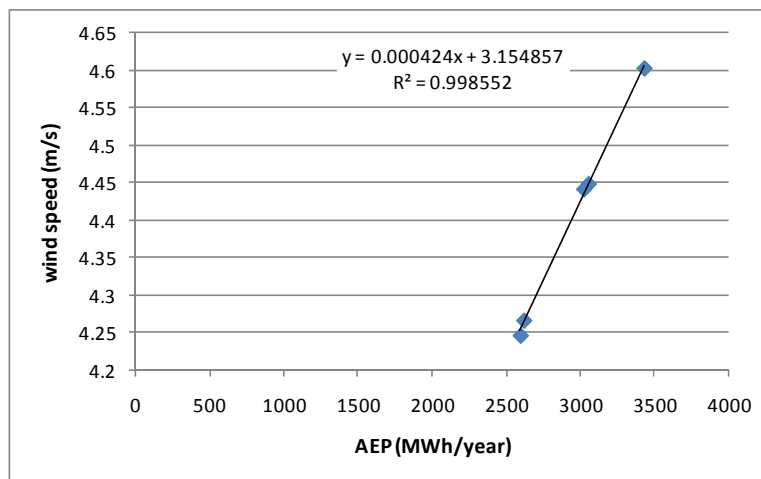
รูปที่ 5.30 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ที่ระดับความสูง 90 เมตรและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัว โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอยายาง จังหวัดเพชรบุรี

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.31 หากติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW บริเวณโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี ต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี (AEP) ได้ไม่ต่ำกว่า 4,300 MWh/year จึงจะสามารถทำให้ค่า IRR สูงถึงค่าเกณฑ์ขั้นต่ำในกรณีฐาน 7.29% ได้



รูปที่ 5.31 แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี



รูปที่ 5.32 แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งเดียวกันกับกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัวโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

ตารางที่ 5.11 ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจากการคำนวณและค่าความผิดพลาดจากความสัมพันธ์ระหว่าง AEP กับ ความเร็วลมเฉลี่ยจากการวัดที่ความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

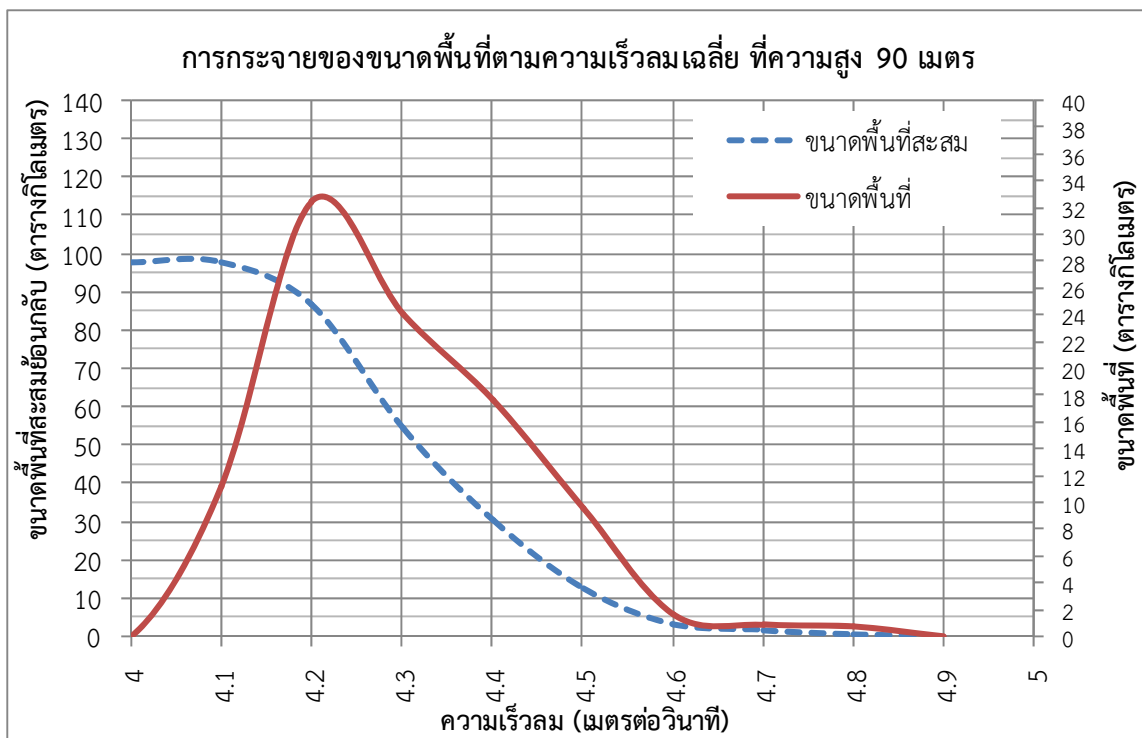
AEP WT3MW (MWh/y)	Wind speed mea. (m/s) @90m	Wind speed cal. (m/s) @90m	%error
2614.8	4.266	4.264	-0.06%
3425.1	4.602	4.607	0.11%
3049.3	4.448	4.448	-0.01%
3018.7	4.441	4.435	-0.14%
2591.3	4.246	4.254	0.18%
4300.0	-	5.0	-

จากความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม ดังแสดงในรูปที่ 5.32 และตารางที่ 5.11 จะพบว่า เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี คือ 5.0 เมตรต่อวินาที

ค่าเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำนี้จะถูกนำไปใช้ในการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม ดังจะได้กล่าวในหัวข้อต่อไป

5.2.6 ผลการศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนพัฒนาทุ้งกังหันลม ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมิน ศักยภาพลม อำเภอยาย่าง จังหวัดเพชรบุรี

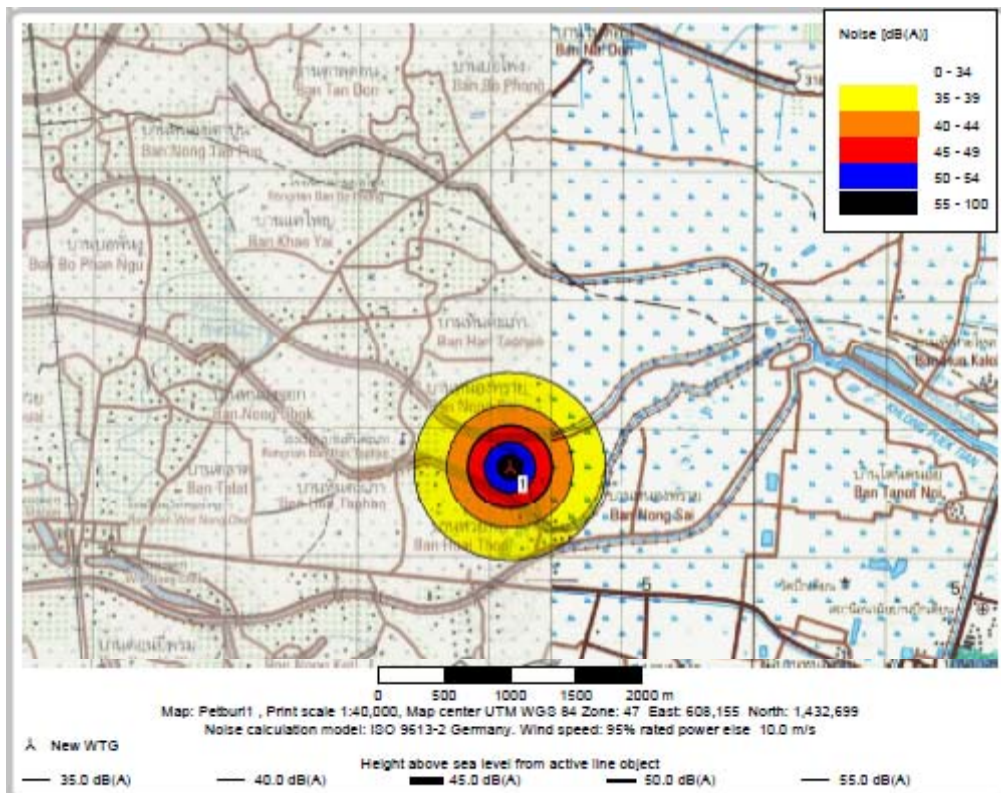
จากข้อมูลแผนที่ความเร็วลม หากพิจารณาการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร จะพบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่จะมีค่าความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 4.22 เมตรต่อวินาที คือ ประมาณ 33 ตารางกิโลเมตร จากพื้นที่ที่ทำการศึกษทั้งหมดประมาณ 100 ตารางกิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 5.33 โดยหากพิจารณาขนาดพื้นที่สะสมย้อนกลับจะพบว่า ไม่มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 5.0 เมตรต่อวินาทีเลย



รูปที่ 5.33 แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย ของสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ที่ระดับความสูง 90 เมตร

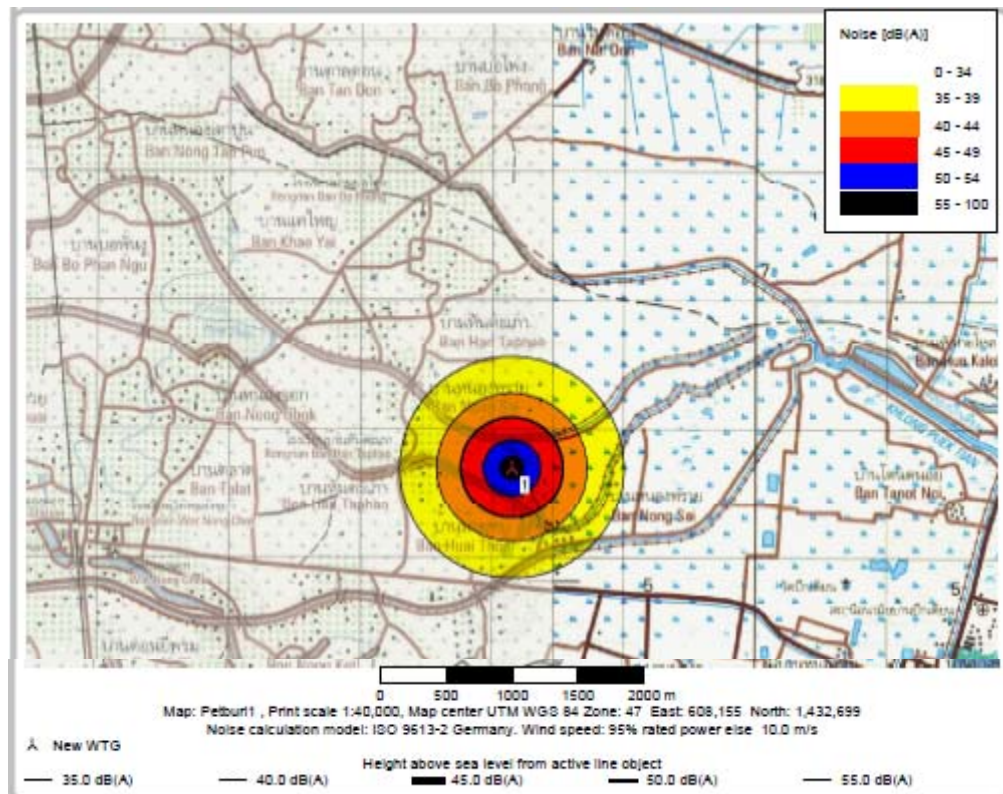
5.2.7 ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลมใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอยาง จังหวัดเพชรบุรี

สำหรับพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี พบว่า ในรัศมีประมาณ 100 เมตรไม่มีผู้อยู่อาศัย แต่พื้นที่ที่ห่างออกไปในรัศมี 200 – 400 เมตร โดยเฉพาะชุมชน บ้านหนองทราย ตำบลปึกเตียน จะได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 45 – 54 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย แต่ไม่เกินค่ามาตรฐานกำหนด โดยกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ มีระดับเสียงสูงสุด รองลงมาคือกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์ โดยภายในรัศมี 1.5 กิโลเมตรจะได้ยินเสียงในระดับเกินกว่า 35 เดซิเบล เอ ดังแสดงในรูปที่ 5.34 – 5.38

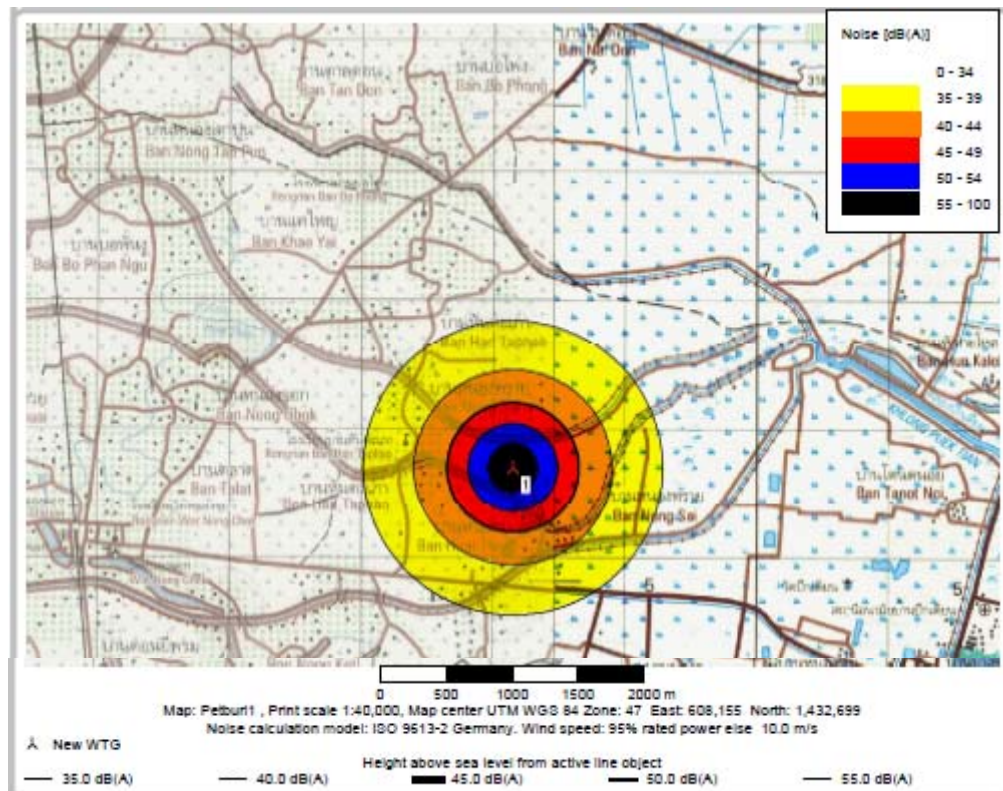


รูปที่ 5.34 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี
ของกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

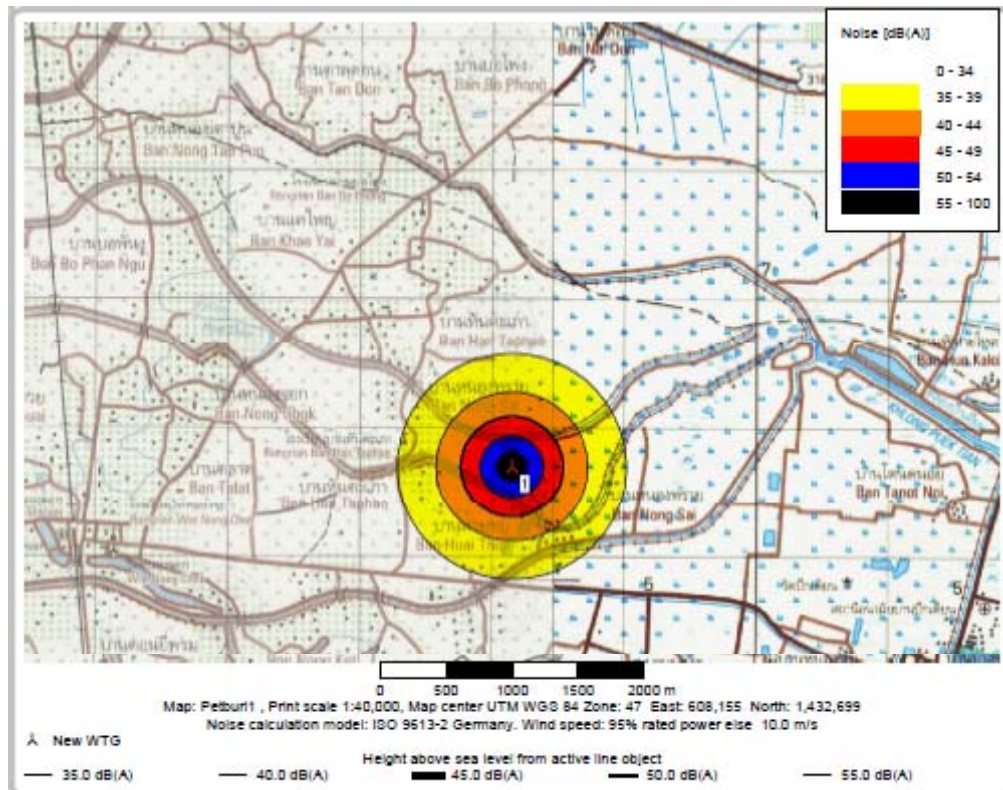


รูปที่ 5.35 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี
ของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์

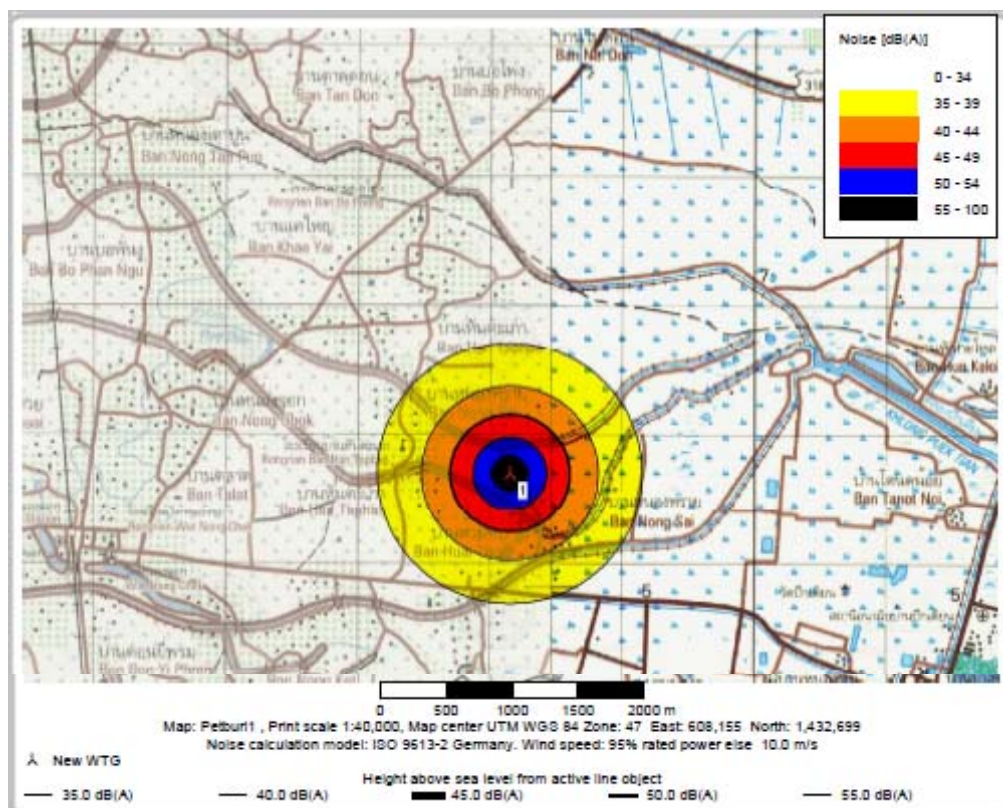


รูปที่ 5.36 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี
ของกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.37 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี
ของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์



รูปที่ 5.38 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี
ของกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์

5.2.8 ผลการประเมินทัศนคติของชุมชนโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

การสำรวจความคิดเห็นจากประชาชนโดยสุ่มตัวอย่างประชากรจำนวน 51 คน และจากผู้นำชุมชนจำนวน 4 คนคือ รองประธานชุมชนบ้านหนองทราย ประธานกองทุนตำบลปึกเตียน และสมาชิกสภาองค์การบริหารส่วนตำบล 2 คนซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ก. ข้อมูลพื้นฐานของประชาชนในพื้นที่โครงการ

จากการสัมภาษณ์พบว่า โดยเฉลี่ยประชาชนตั้งบ้านเรือนอาศัยอยู่ห่างจากที่พื้นที่ตั้งกังหันลม 365.52 เมตร ผู้ถูกสัมภาษณ์ส่วนใหญ่เป็นหญิง คิดเป็นร้อยละ 45.10 มีอายุเฉลี่ยประมาณ 38.85 ปี ส่วนใหญ่มีระดับการศึกษาคือ ประถม นับถือศาสนาพุทธทั้งหมด อาชีพส่วนใหญ่รับจ้าง คิดเป็นร้อยละ 22.50 ร้อยละ 17.50 มีอาชีพทำสวน โดยเฉลี่ยอาศัยอยู่ในชุมชนนาน 31.84 ปี มีสมาชิกในครอบครัวโดยเฉลี่ย 4-5 คน มีจำนวนสมาชิกที่ทำงานที่อื่นเพียงเล็กน้อยเฉลี่ย 2.30 คนต่อครอบครัว กำลังศึกษาโดยเฉลี่ยครอบครัวละ 1.31 คน โดยเฉลี่ยรายได้ของครอบครัวประมาณ 3,200.16 บาทต่อเดือน ด้านคุณภาพชีวิตของประชากร ส่วนใหญ่เป็นใช้หวัด คิดเป็นร้อยละ 66.67 และโรคภูมิแพ้ร้อยละ 12.82 ส่วนใหญ่ประชากรเกิดโรคตาอักเสบและหูอักเสบที่เป็นโรคร้ายไข้เจ็บที่เกิดจากการทำงาน ซึ่งหากเกิดการเจ็บป่วยประชาชนส่วนใหญ่รับบริการจากสถานีนามัย และโรงพยาบาล ด้านแหล่งน้ำหลักที่ใช้การอุปโภคบริโภคคือ ประปา คิดเป็นร้อยละ 54.24 บางส่วนใช้คลอง คิดเป็นร้อยละ 28.81 และร้อยละ 13.56 ใช้น้ำฝน มีวิถีกำจัดขยะมูลฝอยโดยวิธีการเผา ค่อนข้างมากถึงร้อยละ 94.87 มีระบบสาธารณสุขบริโภคคือ ไฟฟ้า น้ำประปา สำหรับการคมนาคมเข้าสู่ชุมชนมีความสะดวก ส่วนใหญ่ใช้รถยนต์ส่วนบุคคล และรถโดยสารประจำทาง

ข. ความคิดเห็นต่อโครงการ

ประชาชน

ประชาชนในพื้นที่ส่วนใหญ่ ทราบข่าวบ้างเล็กน้อยเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม คิดเป็นร้อยละ 58.82 จากวิทยุท้องถิ่นเป็นหลัก ซึ่งประชาชนทราบว่าจะมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่นของตนเองคิดเป็นร้อยละ 37.25 และประชาชนโดยส่วนใหญ่ขอพิจารณาดูก่อนที่จะให้การสนับสนุนโครงการดังกล่าว คิดเป็นร้อยละ 37.25 และประชาชนมีความคิดเห็นทางลบจากโครงการ ซึ่งจะเกิดผลกระทบเรื่องปัญหาความรำคาญจากเสียง และสูญเสียความเป็นธรรมชาติ สำหรับความคิดเห็นในด้านดีของโครงการคือการเป็นแหล่งพลังงานของชุมชนร้อยละ 44.07 เกิดการจ้างงานในชุมชนร้อยละ 11.86 นำความเจริญมาสู่ชุมชนร้อยละ 27.12 แหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ร้อยละ 8.47 นอกจากนี้ประชาชนร้อยละ 30.91 มีความเห็นว่า ควรใช้พลังงานลม เป็นแหล่งพลังงานผลิตกระแสไฟฟ้า และร้อยละ 34.55 มีความเห็นว่าควรใช้พลังงานแสงอาทิตย์ ด้านสิ่งแวดล้อมประชาชนร้อยละ 39.22 แสดงความคิดเห็นว่าไม่ส่งผลกระทบต่อสัตว์ประจำถิ่น และร้อยละ 41.18 ไม่แสดงความคิดเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อสัตว์ประจำถิ่น ร้อยละ 49.02 คิดว่าไม่ส่งผล

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

กระทบต่อพืชประจำถิ่น ข้อเสนอแนะอื่น ๆ ของประชาชนมีดังนี้ ควรชี้แจงทำความเข้าใจกับประชาชน หรือให้ข้อมูลเกี่ยวกับโครงการและการดำเนินมากกว่านี้หากมีการติดตั้งกังหันลมในพื้นที่

ผู้นำชุมชน

จากการสำรวจความเห็นของผู้นำชุมชนพบว่า ผู้นำชุมชนส่วนใหญ่รับทราบข่าวเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบ้างเล็กน้อย โดยช่องทางข้อมูลข่าวสารมาจากวิทยุท้องถิ่น หน่วยงานราชการ เพื่อนบ้าน และโทรทัศน์ ซึ่งผู้นำชุมชนส่วนใหญ่จะขอพิจารณาโครงการดูก่อนว่าสมควรสนับสนุนหรือไม่ และส่วนใหญ่ทราบว่ามีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่นของตนเอง สำหรับผลกระทบทางด้านลบที่คิดว่าอาจจะเกิดขึ้นคือ เกิดความรำคาญจากเสียง การตัดไม้ทำลายป่าและการก่อความวุ่นวายให้ชุมชน ส่วนความเห็นในด้านดีของโครงการคือ เป็นแหล่งพลังงาน และเป็นการสร้างงานให้ชุมชน ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าพบว่า ในระยะ 2-3 ปี ที่ผ่านมามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น และคิดว่าควรใช้พลังงานลม แสงอาทิตย์ และพลังงานน้ำ เป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไฟฟ้า หากโครงการนี้เกิดขึ้นคิดว่าไม่ทำให้เกิดความเปลี่ยนแปลงต่อการใช้ประโยชน์พื้นที่ และไม่ส่งผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมต่อสัตว์และพืชประจำถิ่น

5.3 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอบัวใหญ่ จังหวัดบุรีรัมย์

5.3.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอบัวใหญ่ จังหวัดบุรีรัมย์

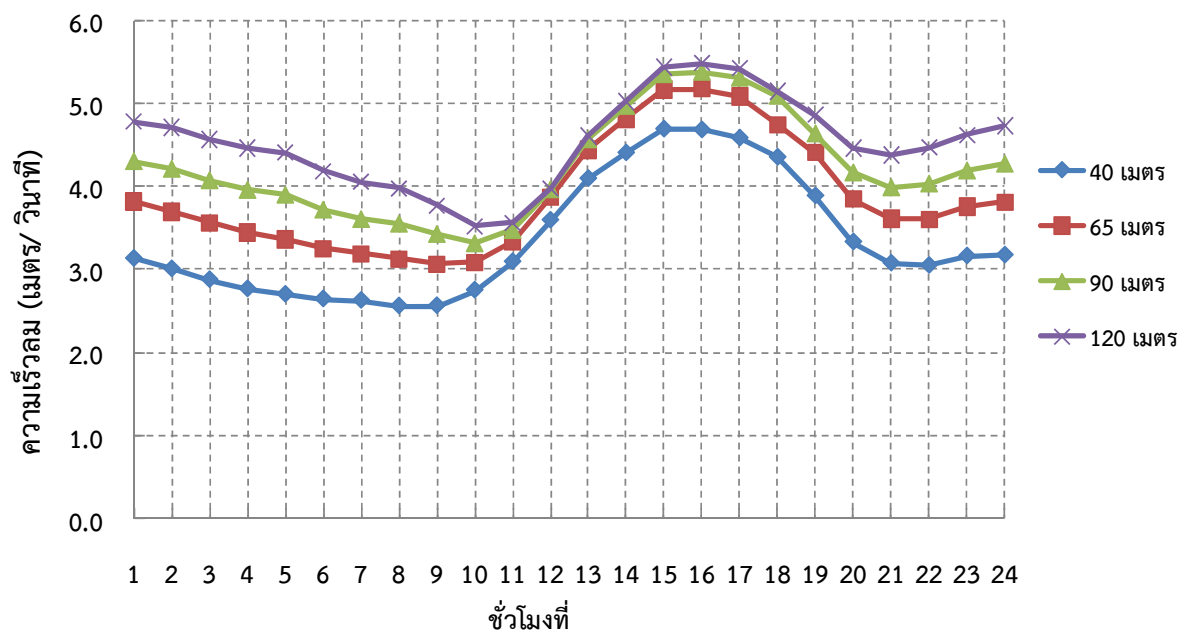
จากผลการวิเคราะห์ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมบัวใหญ่ ในรูปที่ 5.19 พบว่า ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร มีค่าสูงสุดที่เวลาประมาณ 15 นาฬิกา ใกล้เคียงกัน และมีค่าต่ำสุดที่เวลา 6, 9, 9 และ 9 นาฬิกา ตามลำดับ ซึ่งเป็นลักษณะของลมที่ได้รับอิทธิพลจากการเปลี่ยนแปลงของเสถียรภาพของอากาศในรอบวันและอิทธิพลของลมชั้นบน เช่น ลมมรสุม ประกอบกับสภาพความปั่นป่วนของอากาศในรอบวัน โดยช่วงกลางวันถึงเช้าอากาศมีเสถียรภาพคงที่ อากาศเย็นกว่ากระจายอยู่ด้านล่างติดพื้นดินส่วนอากาศร้อนกว่าลอยอยู่ในชั้นบนสูงขึ้นไป ไม่มีการแลกเปลี่ยนกันระหว่างอากาศในแต่ละชั้น ดังนั้นอิทธิพลจากลมมรสุมที่พัดอยู่ในอากาศชั้นบนจึงไม่สามารถแผ่กระจายลงมาถึงอากาศชั้นล่างได้

ส่วนในช่วงกลางวัน อากาศเหนือพื้นดินเริ่มร้อนขึ้นและลอยตัวไปผสมกับอากาศชั้นสูงขึ้นไป ส่วนอากาศในชั้นที่สูงกว่ามีอุณหภูมิต่ำกว่าจึงลอยต่ำลงมา เกิดการแลกเปลี่ยนระหว่างอากาศชั้นบนและอากาศชั้นล่าง และเกิดความปั่นป่วนของอากาศ และมีเสถียรภาพไม่คงที่อีกต่อไป ดังนั้นอิทธิพลของลมมรสุมที่อยู่ชั้นบนจึงสามารถแผ่กระจายลงมายังอากาศชั้นล่างได้มากขึ้น ความเร็วลมของอากาศชั้นล่างจึงสูงขึ้น ซึ่งจะพบว่าความเร็วลมสูงสุดเกิดขึ้นช่วงบ่ายเนื่องจากช่วงเวลานั้นอากาศเหนือพื้นดินมีการสะสมความร้อนสูงสุด เกิดสภาพความปั่นป่วนเต็มที่ ลมมรสุมที่อยู่ชั้นบนจึงสามารถแผ่กระจายลงมายังอากาศชั้นล่างได้มากที่สุด

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

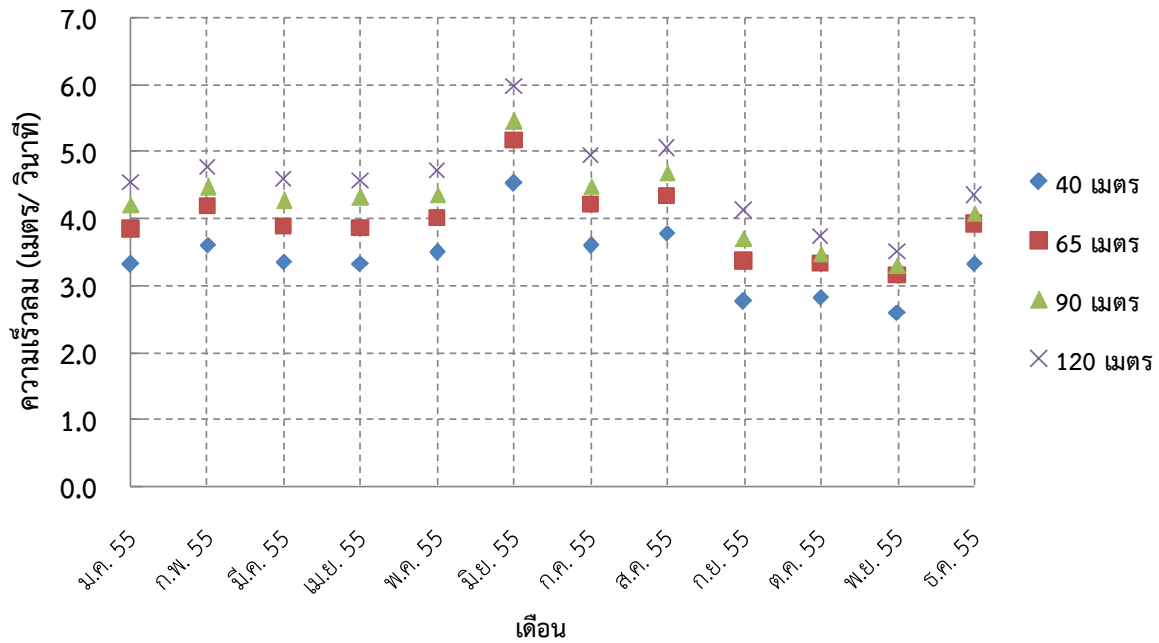
จากรูปที่ 5.39, 5.40 และ 5.41 จะพบว่าความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดในเดือนมิถุนายน ด้วยความเร็วลมเฉลี่ย 5.96 เมตรต่อวินาที ที่ความสูง 120 เมตร เนื่องจากอิทธิพลของลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และต่ำสุดในเดือนพฤศจิกายนด้วยความเร็วลมเฉลี่ย 2.60 เมตรต่อวินาที ที่ความสูง 40 เมตร เนื่องจากเป็นช่วงเปลี่ยนผ่านจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือเป็นลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ โดยช่วงเดือน มกราคม – กันยายน จะได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้อย่างชัดเจน ทั้งนี้เนื่องจากอิทธิพลของลมประจำถิ่น ทำให้ช่วงเดือนพฤศจิกายน ถึง ธันวาคม ทิศลมส่วนใหญ่คือทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ดังนั้นทิศทางลมเฉลี่ยรายปี ของพื้นที่บริเวณนี้ จึงมี 2 ทิศหลัก คือทิศตะวันตกเฉียงใต้ และทิศตะวันตกเฉียงเหนือ

จากข้อมูลการแจกแจงความถี่ลม ดังแสดงในรูปที่ 5.41 จะเห็นว่าสัดส่วนความเร็วลมที่สูงกว่า 5 เมตรต่อวินาทีของพื้นที่นี้มีมากพอสมควร และที่ความสูง 90 และ 120 เมตร ความเร็วลมระหว่าง 5 – 6 เมตรต่อวินาทีจะมีจำนวนชั่วโมงมากที่สุด คือ ประมาณร้อยละ 9 – 10 โดยความเร็วลมสูงสุดที่พบได้จากข้อมูลการแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ คือประมาณ 12 เมตรต่อวินาที ในขณะที่ข้อมูลจากการวัดจริงอาจพบความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดที่ค่าประมาณ 19 – 20 เมตรต่อวินาที

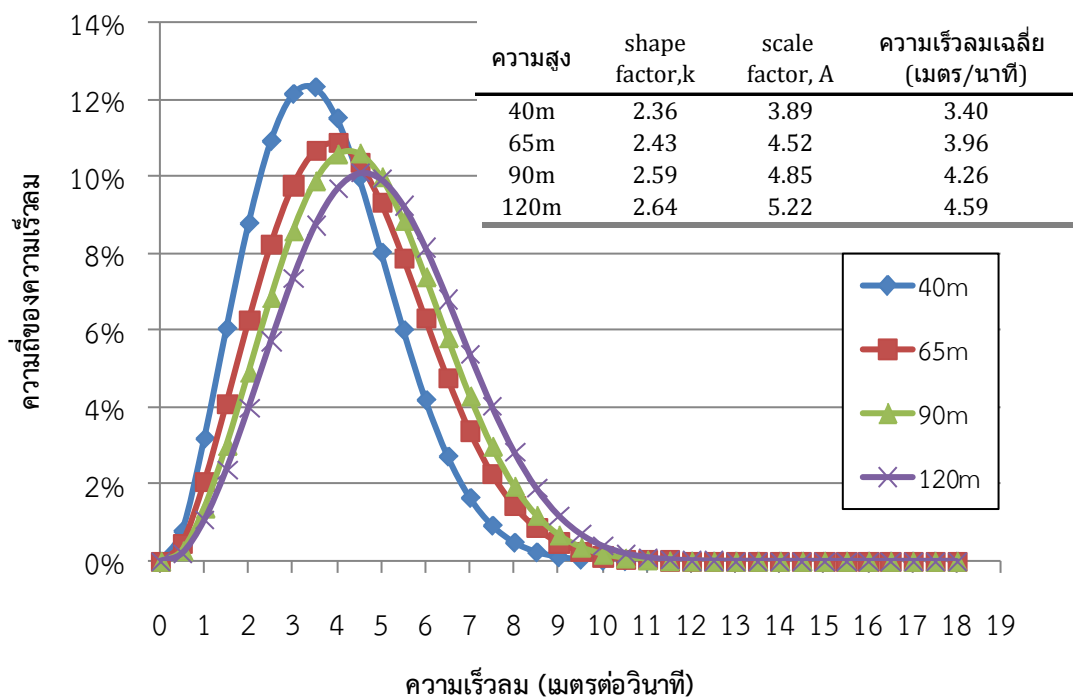


รูปที่ 5.39 ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

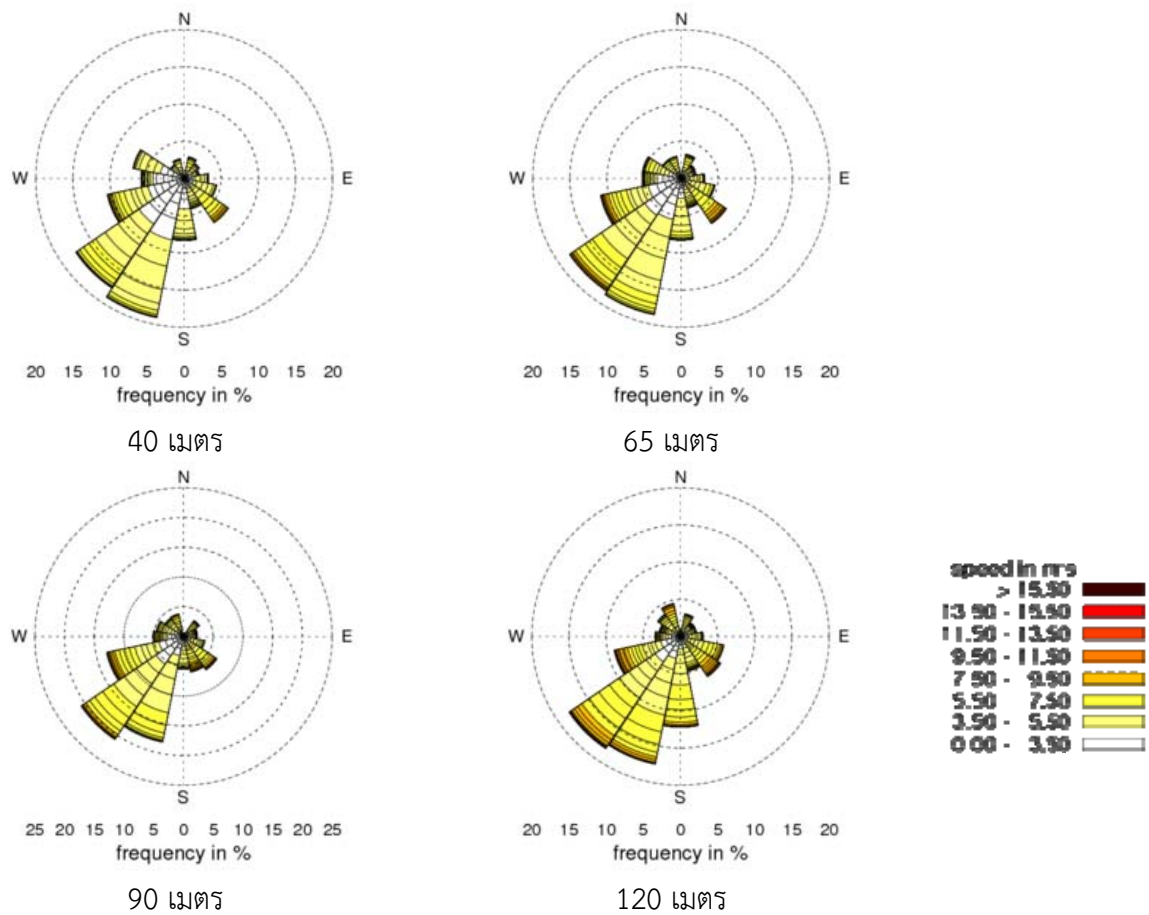


รูปที่ 5.40 ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายเดือน สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร



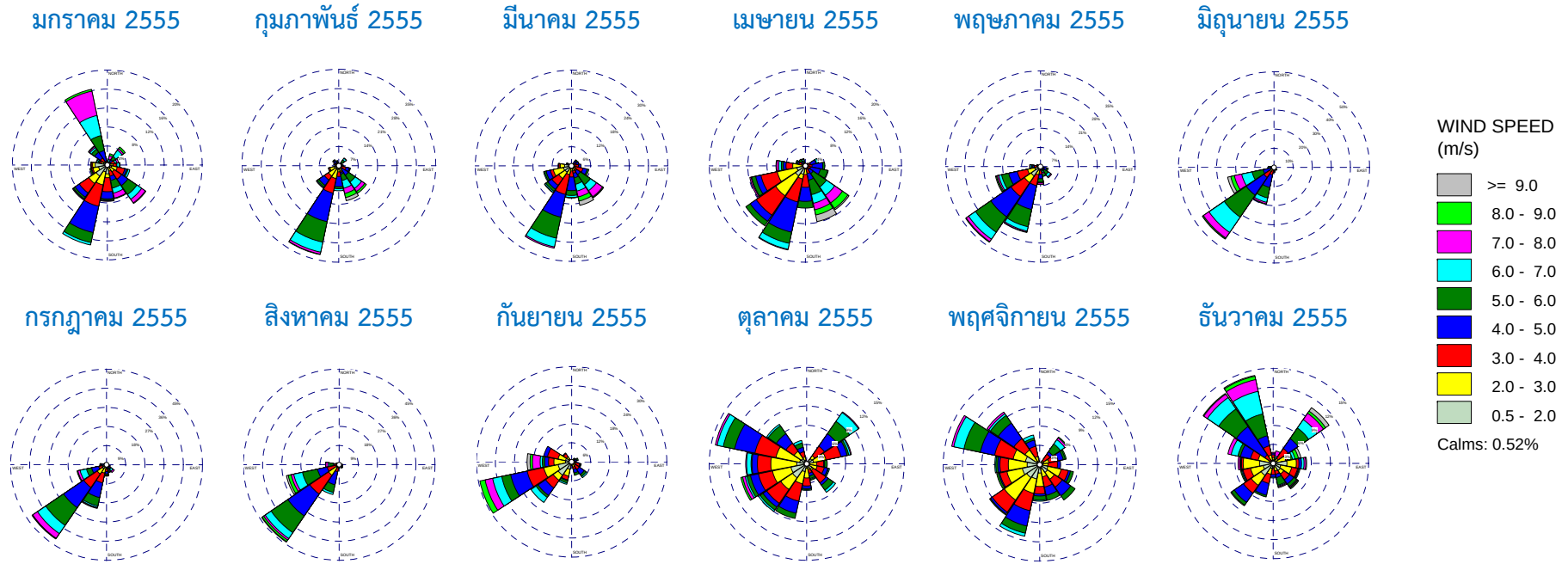
รูปที่ 5.41 การแจกแจงความถี่แบบไวบูลล์ เฉลี่ยรายปี สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.42 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

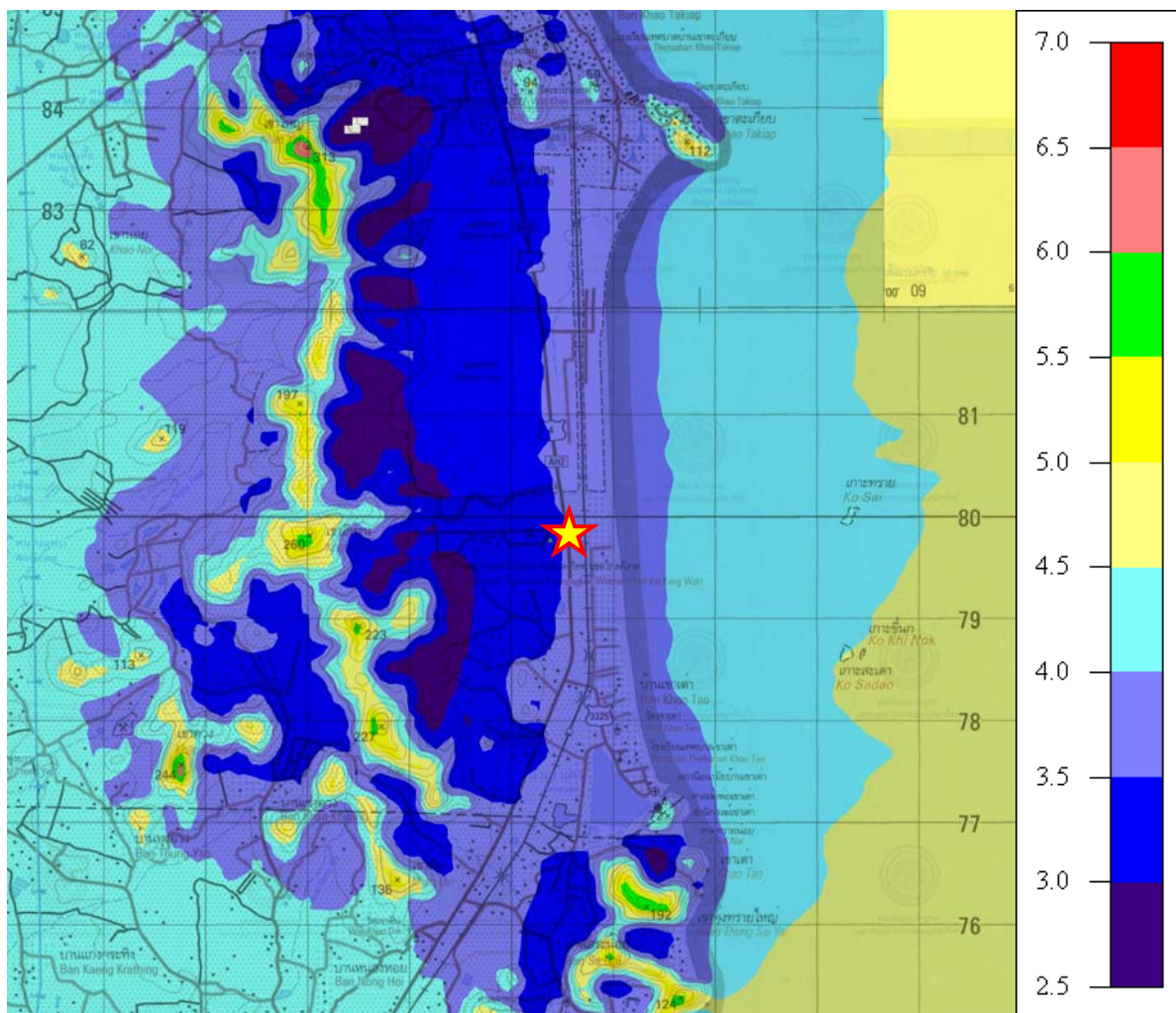
บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.43 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ที่ความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)

5.3.2 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

จากผลการประเมินศักยภาพพลังงานลมโดยใช้โปรแกรม WindSim แล้วนำข้อมูลแผนที่ความเร็วลม มาซ้อนทับกับแผนที่สารสนเทศภูมิศาสตร์ พบว่า สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) พบว่า เป็นที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 300 – 400 เมตร มีภูเขาอยู่ห่างออกไปประมาณ 2 – 3 กิโลเมตรทางทิศตะวันตกของสถานีและวางตัวในแนวทิศเหนือ-ใต้ โดยบริเวณที่มีความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างดี จะกระจายอยู่ทั่วพื้นที่โดยเฉพาะพื้นที่บนสันเขา ยกเว้นพื้นที่บริเวณเชิงเขาฝั่งทิศตะวันออกของภูเขาซึ่งถูกภูเขาขวางกั้นลมจากทิศตะวันตกเฉียงใต้ โดย พื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานี ที่ระดับความสูง 40 เมตร ความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุด คือ 4.04, 6.72, และ 2.44 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ และค่าสูงสุดจะอยู่บนแนวสันเขาทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสถานีฯ ดังแสดงในรูปที่ 5.44

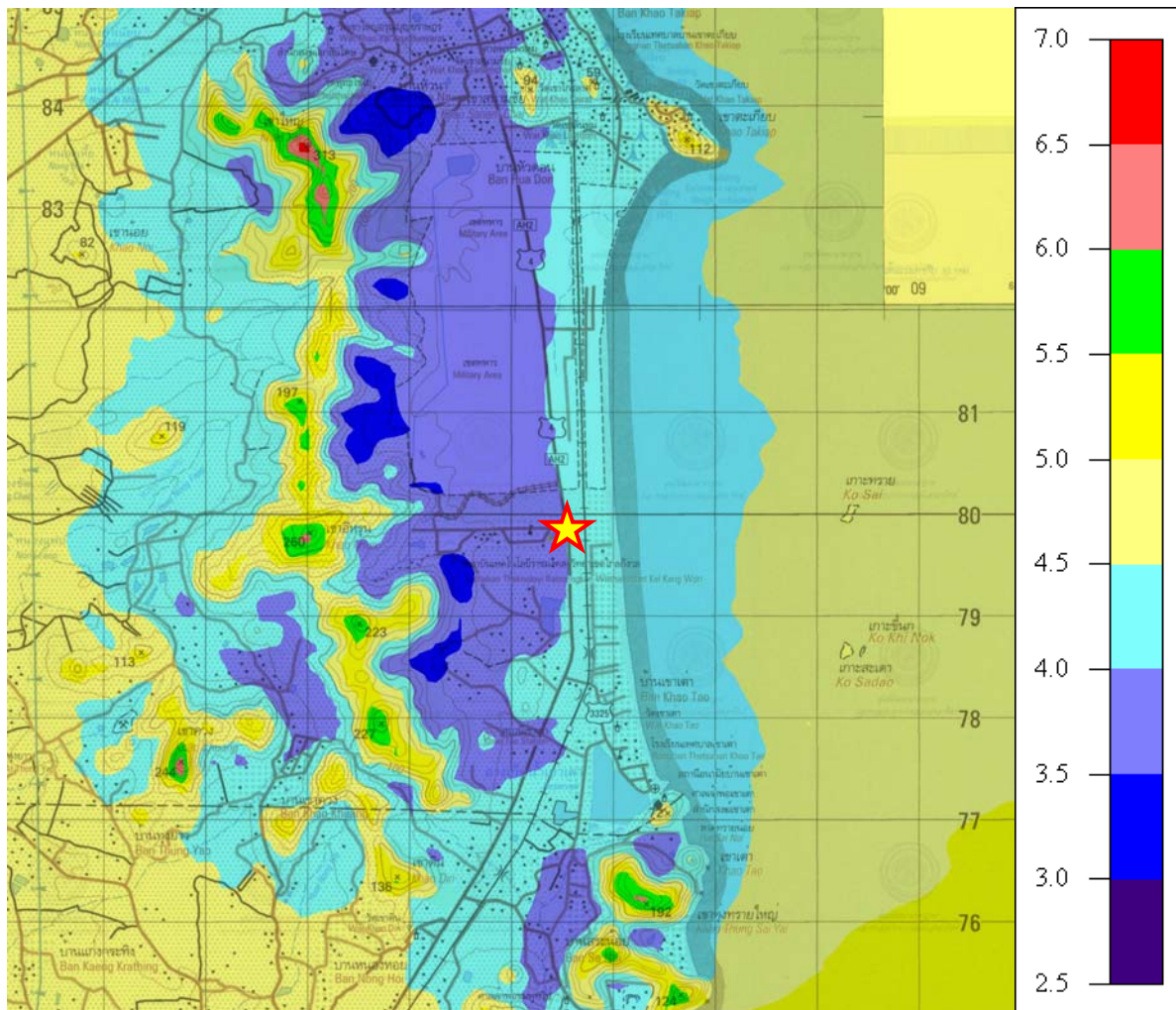


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.44 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 40 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.45 ค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุด ของพื้นที่ทั้งหมด ที่ระดับความสูง 65 เมตร คือ 4.45, 6.75, และ 3.15 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

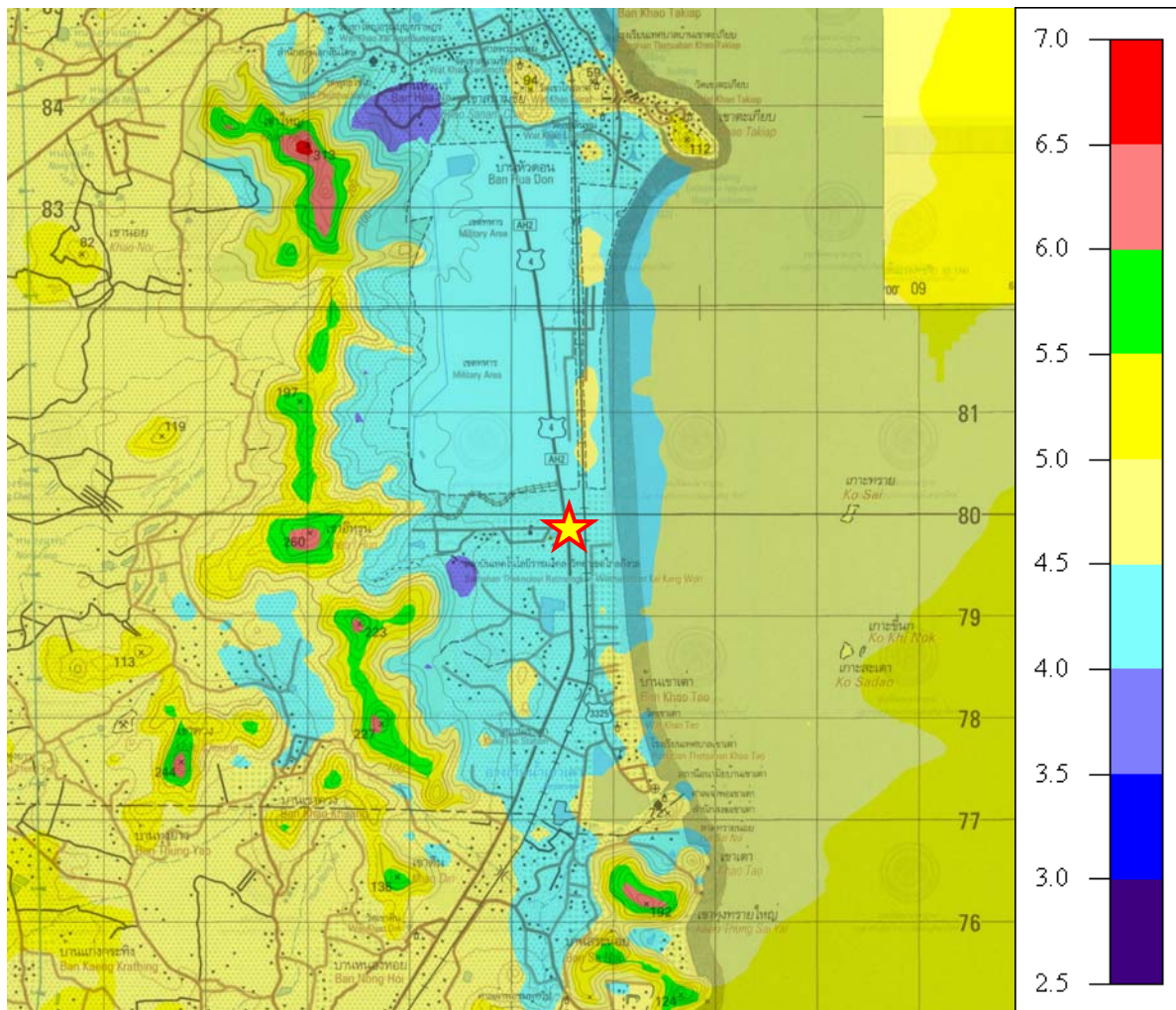


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.45 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 65 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.46 ค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุด ของพื้นที่ทั้งหมด ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.77, 6.76, และ 3.68 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ



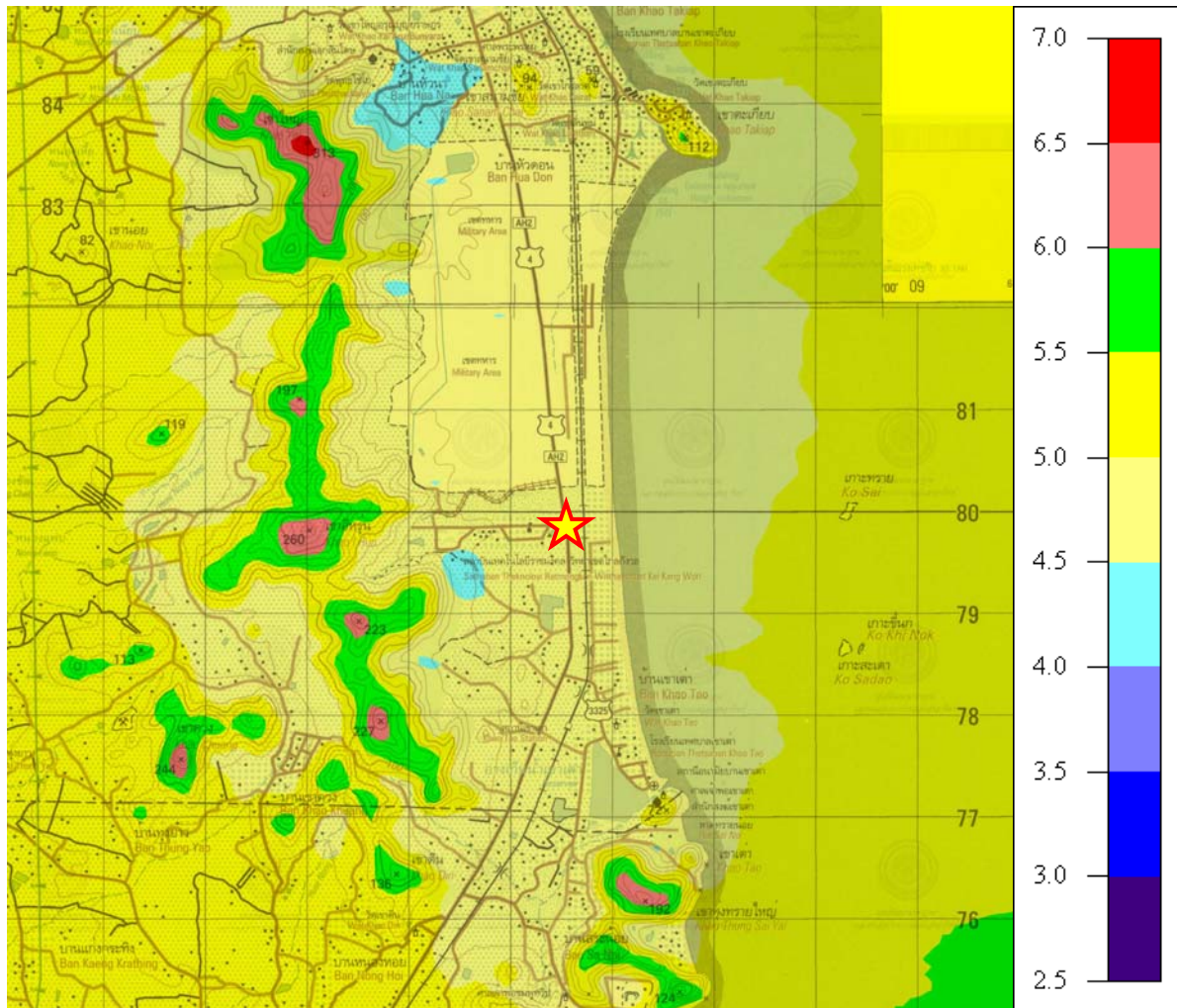
จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.46 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 90 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.47 ค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุด ของพื้นที่ทั้งหมด ที่ระดับความสูง 120 เมตร คือ 5.05, 6.78, และ 4.2 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

จากข้อมูลแผนที่ศักยภาพลมรูปที่ 5.44 ถึง รูปที่ 5.47 พบว่าบริเวณพื้นที่ที่คัดเลือก มีศักยภาพลมในระดับค่อนข้างปานกลางถึงสูงและพื้นที่โดยรอบเสาวัดลมในรัศมีประมาณ 10 กิโลเมตร มีบริเวณที่มีศักยภาพลมค่อนข้างดีอยู่หลายพื้นที่ เช่น บริเวณด้านตะวันตกของแนวภูเขาและแถบด้านทะเลอ่าวไทย และมีความเร็วสูงที่สุดบริเวณที่เป็นภูเขา



จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.47 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมประจำบ.ฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.3.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

จากผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม ดังตารางที่ 5.12 พบว่า ค่าพลังงาน AEP ค่อนข้างต่ำ เมื่อเรียงตามขนาดกำลังไฟฟ้ากังหันลม อยู่ที่ 830.7 1,199.1 2,162.7 2,568.2 และ 3,422.4 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ และค่า capacity factor ของกังหันลมรุ่น GE 2500kW มีค่าสูงสุดที่ร้อยละ 9.8 รองลงมาคือ VESTAS 3000kW และ GE 1500kW ที่ร้อยละ 9.5 และ 9.1 ตามลำดับ สำหรับกังหันลมรุ่น Repower 5000kW และ DEWIND 1250kW อยู่ที่ร้อยละ 7.8 และ 7.6 ตามลำดับ

กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม ดังตารางที่ 5.13 พบว่า ค่าพลังงาน AEP ค่อนข้างสูง เมื่อเรียงตามขนาดกำลังไฟฟ้ากังหันลม อยู่ที่ 3,290.0 4,903.8 7,993.8 9,435.2 12,554.2 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ และค่า capacity factor ของกังหันลมรุ่น GE 1500kW มีค่าสูงสุดที่ร้อยละ 37.3 รองลงมาคือ GE 2500kW และ VESTAS 3000kW ที่ร้อยละ 36.1 และ 35.0 ตามลำดับ ส่วนกังหันลมรุ่น DEWIND 1250kW และ Repower 5000kW อยู่ที่ร้อยละ 30.0 และ 28.7

ตารางที่ 5.12 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)

รุ่นกังหัน	DEWIND 1250kW	GE 1500kW	GE 2500kW	VESTAS 3000kW	REpower 5000kW
Hub height/Rotor Diameter	91.5/64m	80/82.5m	85/103m	84/112m	100/126m
Annual Energy Production, AEP (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)	830.7	1,199.1	2,162.7	2,568.2	3,422.4
Capacity Factor (%)	7.6%	9.1%	9.8%	9.5%	7.8%
ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูงโรเตอร์ (เมตรต่อวินาที)	4.27	4.11	4.18	4.17	4.39

ตารางที่ 5.13 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)

รุ่นกังหัน	DEWIND 1250kW	GE 1500kW	GE 2500kW	VESTAS 3000kW	REpower 5000kW
Hub height/Rotor Diameter	91.5/64m	80/82.5m	85/103m	84/112m	100/126m
Annual Energy Production, AEP (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)	3,290.0	4,903.8	7,993.8	9,435.2	12,554.2
Capacity Factor (%)	30.0%	37.3%	36.1%	35.0%	28.7%
ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูงโรเตอร์ (เมตรต่อวินาที)	6.82	6.81	6.81	6.81	6.83

5.3.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ เมื่อเทียบสัดส่วนมูลค่าที่ดินกับมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นตามขนาดกังหันลม 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 MW คิดเป็น 1.5%, 1.0%, 0.59%, 0.51% และ 0.32% ตามลำดับ แสดงว่า มูลค่าที่ดินมีผลต่อโครงการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.25 ถึง 1.5 MW ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาการติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมนั้น ยังไม่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ในบริเวณพื้นที่นี้ ดังปรากฏค่า NPV น้อยกว่าศูนย์ ค่า IRR ต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้มาก และปีที่คืนทุนมากกว่า 20 ปี ส่วนค่า B/C มากกว่าหนึ่ง เมื่ออัตราดอกเบี้ยต่ำกว่า 3 % และต้นทุนพลังงานต่อหน่วยสูงกว่าราคาไฟฟ้าที่ขายได้ ดังนั้นในพื้นที่นี้ผลตอบแทนยังไม่เพียงพอกับค่าใช้จ่ายทั้งหมดสำหรับโครงการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 5.14 และ 5.15 กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหินฯ และกรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหินฯ ตามลำดับ

ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม พบว่า มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ดังปรากฏค่า NPV มีค่าเป็นบวกทุกๆ อัตราดอกเบี้ยที่ใช้ในการศึกษา ค่า IRR อยู่ในช่วง 22.7% ถึง 31.5% ส่วนค่า B/C มีค่ามากกว่าหนึ่งทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงต้นทุนพลังงานต่อหน่วยมีค่าต่ำกว่าราคาไฟฟ้าที่ขายได้ ซึ่งต้นทุนพลังงานอยู่ในช่วง 1.29 ถึง 2.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง การติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าสำหรับกังหันลมทุกขนาด มีระยะเวลาคืนทุนในช่วง 2 ถึง 3 ปี

การพิจารณาขนาดกังหันลมที่เหมาะสม จากการประเมิน ค่า IRR กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม เพชรบุรี กังหันลมรุ่น VESTAS 3000kW ให้ผลตอบแทนดีกว่ารุ่นอื่นๆ ส่วนกรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี กังหันลมรุ่น GE 1500kW ให้ผลตอบแทนดีที่สุด แต่ก็ไม่ต่างจากรุ่น DEWIND 1250kW และกังหันลม GE 2500kW กับ VESTAS 3000kW มีค่าใกล้เคียงกัน

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.14 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
1	มูลค่าที่ดิน	ราคาประเมิน (บาท/ไร่)	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
		มูลค่า (บาท)	3,000,000	3,000,000	3,000,000	3,000,000	3,000,000
2	มูลค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลม	มูลค่ากังหันลม (บาท)	40,590,533	59,585,923	106,074,095	142,395,308	197,602,131
		มูลค่าการติดตั้งกังหันลม (บาท)	5,479,722	8,044,100	14,320,003	19,223,367	26,676,288
		มูลค่าที่ดิน (บาท)	3,000,000	3,000,000	3,000,000	3,000,000	3,000,000
		รวมค่าในการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	49,070,255	70,630,022	123,394,098	164,618,674	227,278,419
		มูลค่าการปฏิบัติการและซ่อมบำรุง (บาท/ปี)	811,811	1,191,718	2,121,482	2,847,906	3,952,043
3	การผลิตไฟฟ้า	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh/ปี)	830.7	1199.1	2162.7	2568.2	3422.4
		รายได้จากการขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ปี)	5,219,413	7,534,125	13,588,569	16,136,386	21,503,453
4	ค่า NPV ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	-20,311,690	-29,503,683	-48,676,681	-82,273,561	-120,591,473
		I=7.29% คือ กรณีฐาน (Base Case)	-15,104,946	-21,860,309	-35,070,046	-64,007,828	-95,244,095
		I=11%	-12,422,746	-17,922,904	-28,060,728	-54,598,424	-82,186,654
5	ค่า IRR (%)	N/A = ค่าต่ำมากจนไม่มีนัยสำคัญ	-5.4%	-5.5%	-5.0%	-7.2%	-7.9%
6	ค่า B/C ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	0.92	0.92	0.95	0.84	0.81
		I=7.29% คือ กรณีฐาน (Base Case)	0.75	0.75	0.77	0.68	0.66
		I=11%	0.63	0.63	0.65	0.58	0.56

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

**ตารางที่ 5.14 (ต่อ) ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานี
ประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์**

ที่	ปัจจัยทาง เศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
7	ต้นทุนต่อ หน่วย พลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่อัตรา ดอกเบี้ย ต่างกัน	I=3%	5.25	5.26	5.12	5.76	5.97
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	6.93	6.93	6.74	7.58	7.86
		I=11%	8.61	8.61	8.36	9.40	9.75
8	ลดมูลค่า พลังงาน นำเข้า	เทียบเท่ากับ น้ำมันดิบ (kTOE/ปี)	0.071	0.102	0.184	0.219	0.292
		เทียบเท่ากับ น้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	517.7	747.2	1347.7	1600.4	2132.8
		รวมราคา (บาท/ปี)	1,804,887	2,605,321	4,698,965	5,580,007	7,435,953
9	ลดปริมาณ มลภาวะ	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	340.6	491.6	886.7	1053.0	1403.2
		ไนโตรเจนออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	1171.3	1690.7	3049.4	3621.2	4825.6
		คาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน/ปี)	432.0	623.5	1124.6	1335.5	1779.6
		อนุภาคฝุ่น (กิโลกรัม/ปี)	33.2	48.0	86.5	102.7	136.9

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.15 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี
ใกล้สถานียประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
1	มูลค่าที่ดิน	ราคาประเมิน (บาท/ไร่)	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
		มูลค่า (บาท)	3,000,000	3,000,000	3,000,000	3,000,000	3,000,000
2	มูลค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลม	มูลค่ากังหันลม (บาท)	40,590,533	59,585,923	106,074,095	142,395,308	197,602,131
		มูลค่าการติดตั้งกังหันลม (บาท)	5,479,722	8,044,100	14,320,003	19,223,367	26,676,288
		มูลค่าที่ดิน (บาท)	3,000,000	3,000,000	3,000,000	3,000,000	3,000,000
		รวมค่าในการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	49,070,255	70,630,022	123,394,098	164,618,674	227,278,419
		มูลค่าการปฏิบัติการและซ่อมบำรุง (บาท/ปี)	811,811	1,191,718	2,121,482	2,847,906	3,952,043
3	การผลิตไฟฟ้า	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh/ปี)	3290.0	4903.8	7993.8	9435.2	12554.2
		รายได้จากการขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ปี)	20,671,564	30,811,311	50,226,244	59,282,777	78,879,922
4	ค่า NPV ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	111,496,010	169,051,997	263,844,718	285,767,538	368,832,978
		I=7.29% คือ กรณีฐาน (Base Case)	116,702,753	176,695,371	277,451,353	304,033,270	394,180,355
		I=11%	119,384,953	180,632,776	284,460,671	313,442,674	407,237,796
5	ค่า IRR (%)	N/A = ค่าต่ำมากจนไม่นับสำคัญ	30.1%	31.5%	28.6%	24.0%	22.7%
6	ค่า B/C ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	3.66	3.77	3.50	3.09	2.98
		I=7.29% คือ กรณีฐาน (Base Case)	2.96	3.05	2.84	2.51	2.41
		I=11%	2.49	2.57	2.39	2.12	2.04

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

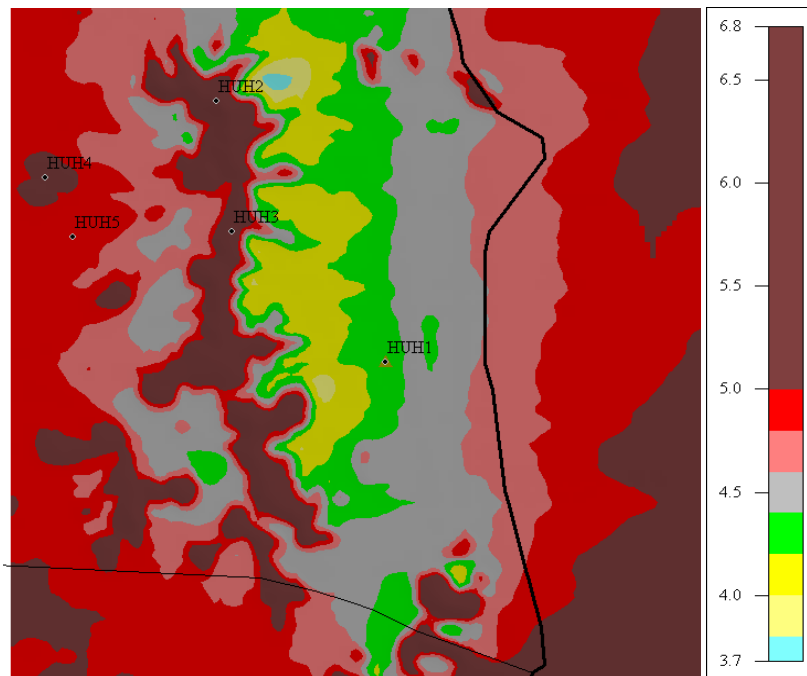
ตารางที่ 5.15 (ต่อ) ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี
ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอสทิงพระ จังหวัดสงขลา

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
7	ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	1.32	1.29	1.38	1.57	1.63
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	1.75	1.70	1.82	2.06	2.14
		I=11%	2.17	2.10	2.26	2.56	2.66
8	ลดมูลค่าพลังงานนำเข้า	เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (kTOE/ปี)	0.280	0.418	0.681	0.804	1.070
		เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	2050.2	3055.9	4981.5	5879.8	7823.5
		รวมราคา (บาท/ปี)	7,148,284	10,654,637	17,368,374	20,500,148	27,276,895
9	ลดปริมาณมลภาวะ	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	1348.9	2010.6	3277.5	3868.4	5147.2
		ไนโตรเจนออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	4638.9	6914.4	11271.3	13303.6	17701.4
		คาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน/ปี)	1710.8	2550.0	4156.8	4906.3	6528.2
		อนุภาคฝุ่น (กิโลกรัม/ปี)	131.6	196.2	319.8	377.4	502.2
10	ระยะเวลาคืนทุน (ปี) *N/A = ระยะเวลาคืนทุนมากกว่า 20 ปี	I=3%	1.2	1.3	1.1	2.6	2.5
		I=7.6% คือ กรณีฐาน	1.2	1.3	1.1	2.6	2.5
		I=11%	1.2	1.3	1.1	2.6	2.5

5.3.5 ผลการศึกษาประเมินเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

การศึกษาเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำของพื้นที่ จำเป็นต้องทราบเกณฑ์พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (AEP) ขั้นต่ำ ที่ทำให้ได้ผลตอบแทนสูงพอ (ไม่น้อยกว่าในกรณีฐาน คือ IRR 7.6%) และต้องทราบความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ย ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม และ เมื่อแทนค่าเกณฑ์ AEP ขั้นต่ำ ในสมการความสัมพันธ์นี้ จึงจะสามารถคำนวณค่าความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำได้

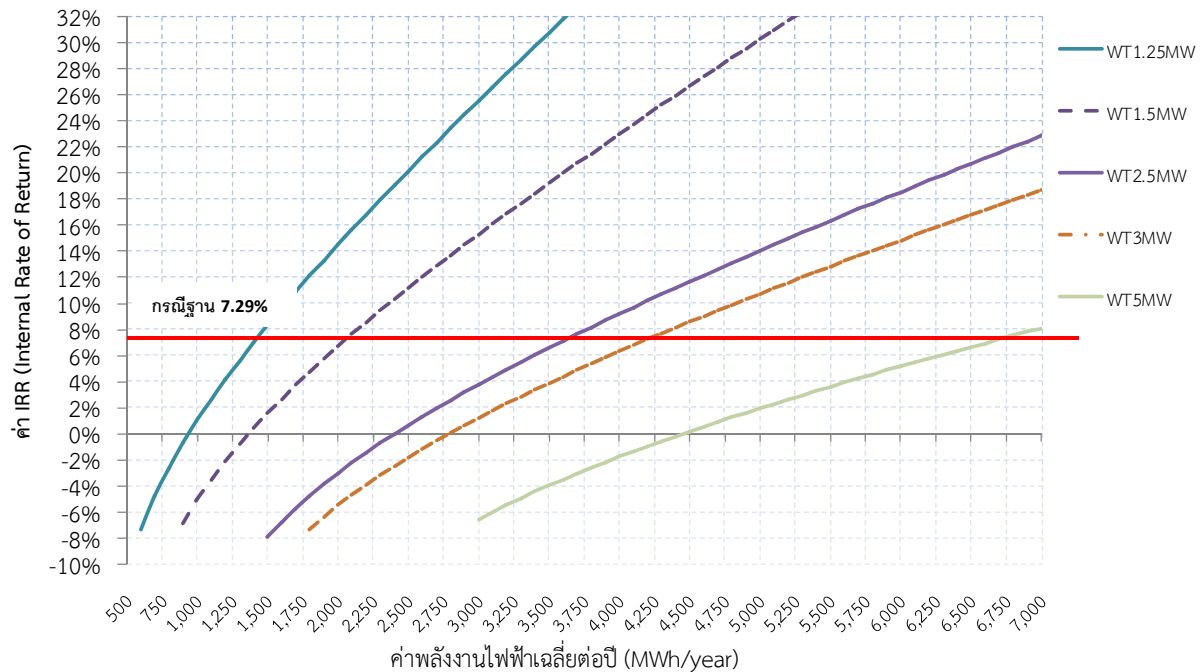
รูปที่ 5.48 แสดงแบบจำลองการติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW ทั้งหมด 5 ตัวกระจายไปในพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ และประเมินค่าความเร็วลมและ AEP ด้วยโปรแกรม WindSim



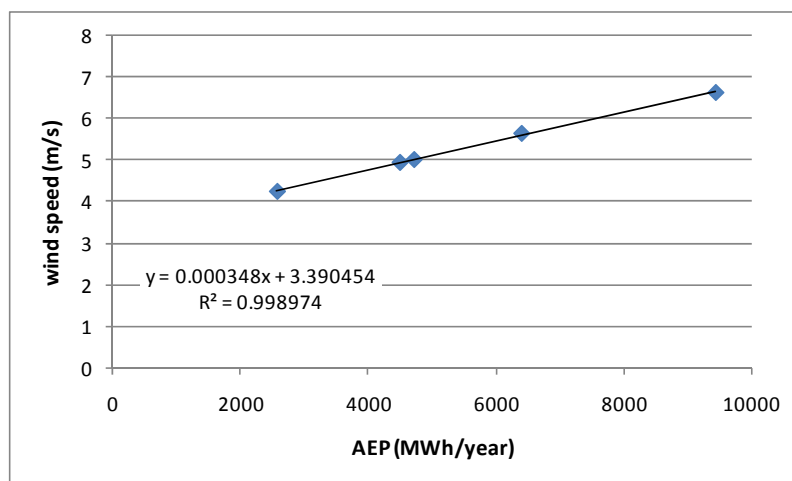
รูปที่ 5.48 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ที่ระดับความสูง 90 เมตรและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัว โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.49 หากติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW บริเวณโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี (AEP) ได้ไม่ต่ำกว่า 4,300 MWh/year จึงจะสามารถทำให้ค่า IRR สูงถึงค่าเกณฑ์ขั้นต่ำในกรณีฐาน 7.6% ได้



รูปที่ 5.49 แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์



รูปที่ 5.50 แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งเดียวกันกับกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัวโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.16 ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจากการคำนวณและค่าความผิดพลาดจากความสัมพันธ์ระหว่าง AEP กับ ความเร็วลมเฉลี่ยจากการวัดที่ความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมจังหวัดประจวบคีรีขันธ์

AEP WT3MW (MWh/y)	Wind speed mea. (m/s) @90m	Wind speed cal. (m/s) @90m	%error
2568.2	4.260	4.284	0.57%
9435.2	6.647	6.674	0.40%
6394.8	5.660	5.616	-0.78%
4710.3	5.029	5.030	0.01%
4489.3	4.959	4.953	-0.13%
4300.0	-	4.9	-

จากความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม ดังแสดงในรูปที่ 5.50 และตารางที่ 5.16 จะพบว่า เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี คือ 4.9 เมตรต่อวินาที

ค่าเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำจะถูกนำไปใช้ในการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม ดังจะได้กล่าวในหัวข้อต่อไป

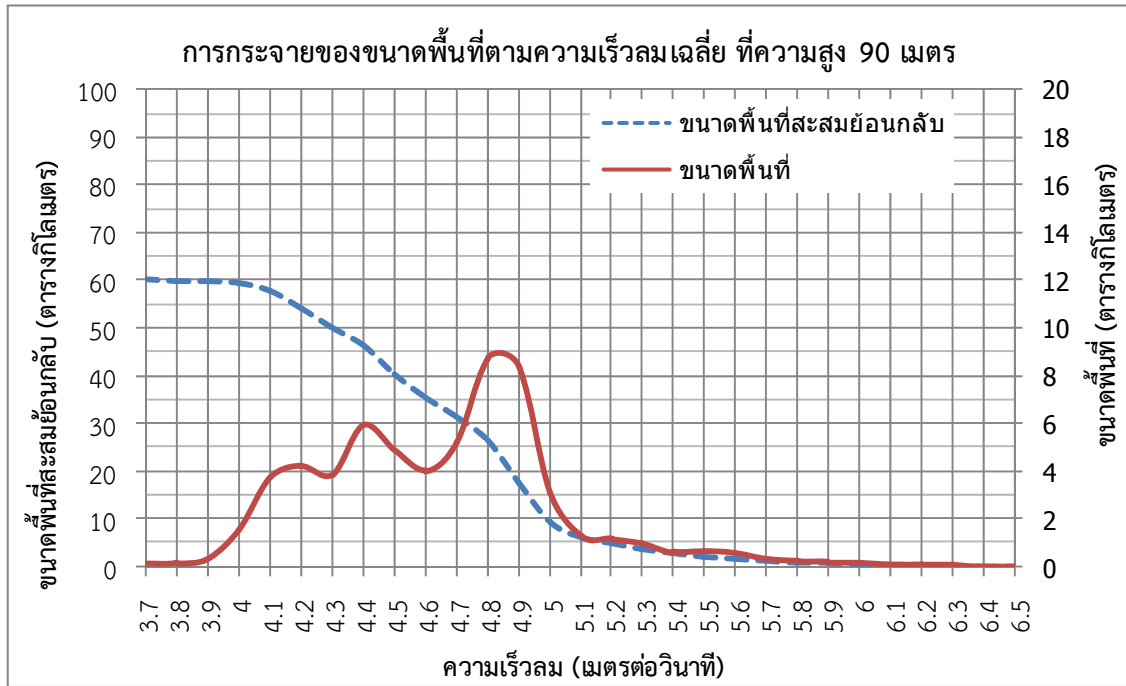
5.3.6 ผลการศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนพัฒนาทุ่งกังหันลม ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

จากข้อมูลแผนที่ความเร็วลม หากพิจารณาการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร จะพบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่จะมีค่าความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 4.85 เมตรต่อวินาที คือ ประมาณ 9 ตารางกิโลเมตร จากพื้นที่ที่ทำการศึกษาดังกล่าวทั้งหมดประมาณ 60 ตารางกิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 5.51 โดยหากพิจารณาขนาดพื้นที่ที่สะสมย้อนกลับจะพบว่า พื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 4.9 เมตรต่อวินาที จะมีอยู่จำนวนพอสมควร ประมาณ 17.5 ตารางกิโลเมตร ซึ่งหากติดตั้งกังหันลมขนาด 3MW ตารางกิโลเมตรละ 2 – 4 ตัว จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 105 – 210 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 52.5 – 105 MW

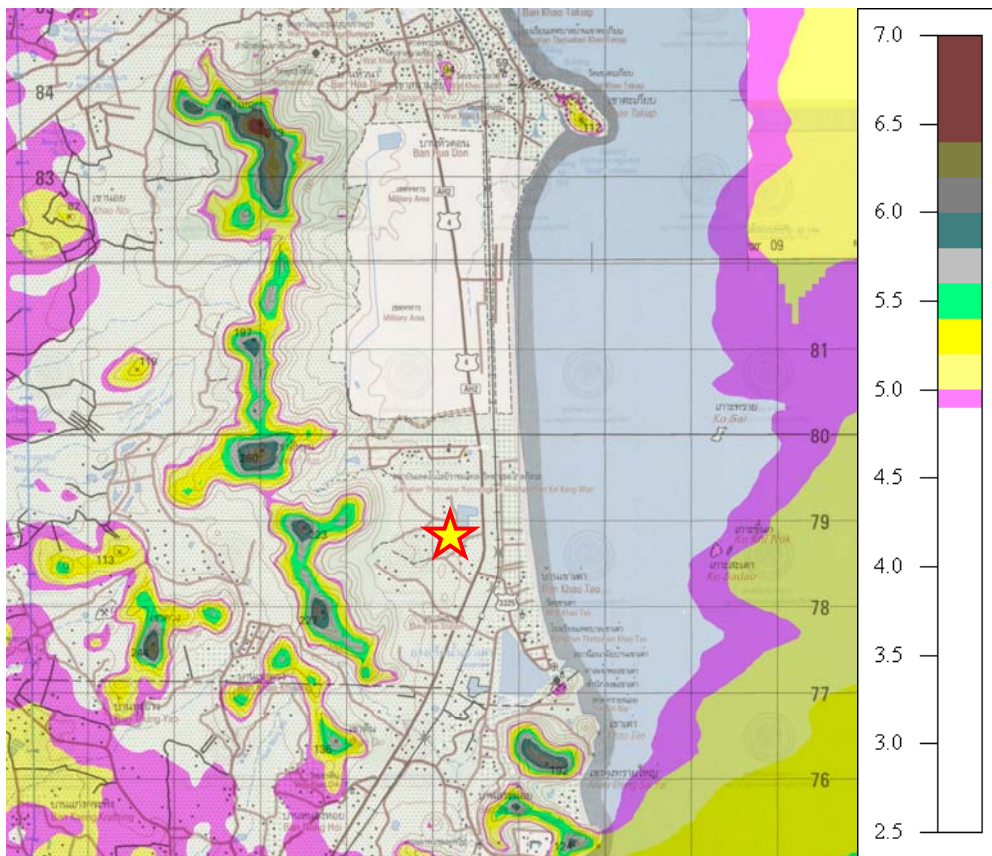
จากรูปที่ 5.52 จะพบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพลมค่อนข้างดี ที่สูงกว่าค่าที่ใช้เป็นเกณฑ์คือ 4.9 เมตรต่อวินาที จะอยู่บนยอดเขาหรือเนินเขา โดยจะมีขนาดพื้นที่รวมประมาณ 17.5 ตารางกิโลเมตร ส่วนพื้นที่อื่นๆ ที่มีค่าความเร็วลมเฉลี่ยต่ำกว่าเกณฑ์ จะเป็นพื้นที่บนพื้นราบซึ่งกระจายอยู่ทั่วไป

หมายเหตุ: ค่าเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยที่ใช้พิจารณา 4.9 เมตรต่อวินาที ได้จาก การประเมินพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์ ที่ทำให้อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับกรณีฐาน 7.6%

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.51 แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย
ของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 90 เมตร



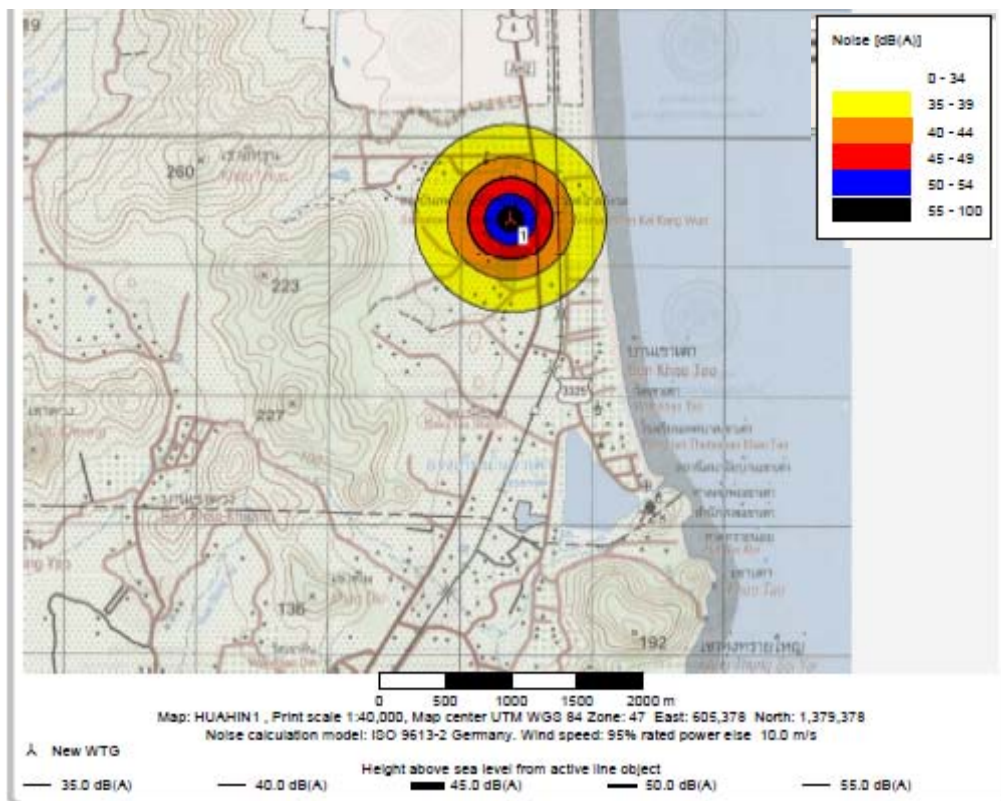
รูปที่ 5.52 แผนที่แสดงพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง ความเร็วลมเฉลี่ยเกิน 4.9 เมตรต่อวินาที
โดยรอบบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ที่ระดับความสูง 90 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.3.7 ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลม ใกล้สถานี่ประเมินศักยภาพลม อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

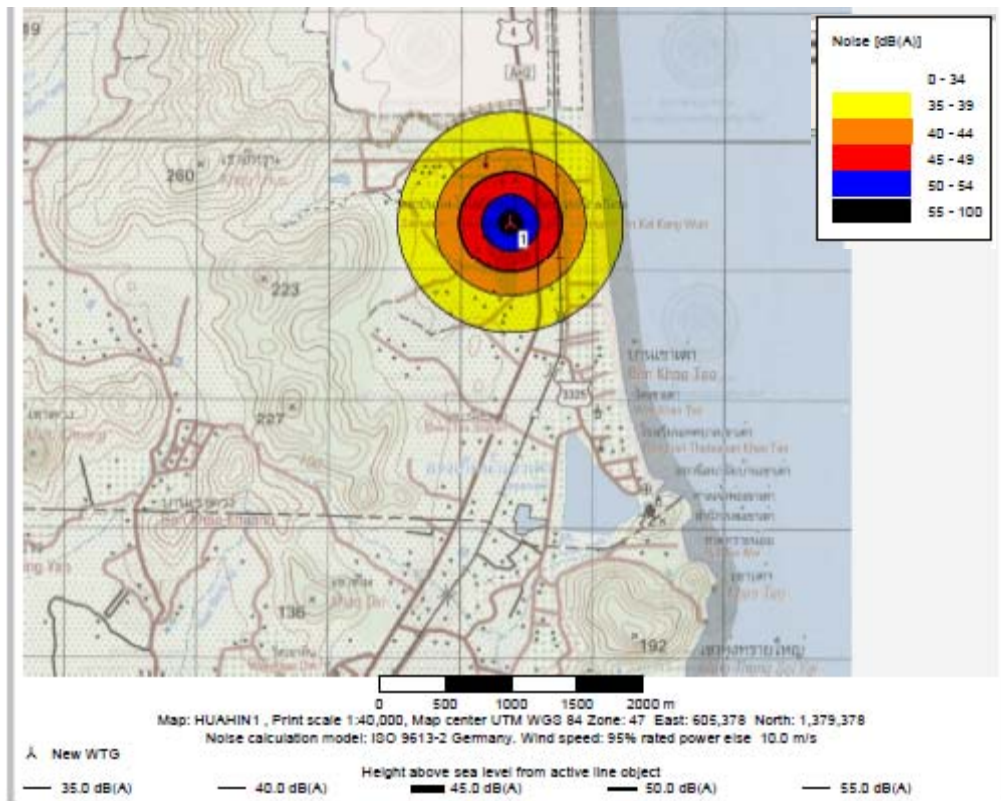
สำหรับพื้นที่โดยรอบสถานี่ประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) พบว่า ผู้อยู่อาศัยบริเวณพื้นที่โดยรอบกังหันลมในรัศมีประมาณ 100 เมตรอาจได้รับผลกระทบทางเสียงค่อนข้างมาก จนเกินกว่าค่ามาตรฐานกำหนด ที่ 70 เดซิเบล เอ ซึ่งพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ บริเวณอาคารเรียนของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล และบ้านเรือนบางส่วนที่อยู่ใกล้มหาวิทยาลัยฯ ดังนั้นจึงไม่เหมาะสมที่จะติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในบริเวณดังกล่าว แต่พื้นที่ที่เหมาะสมกว่า ได้แก่ พื้นที่บนแนวสันเขาทางทิศตะวันตกของสถานี่ประเมินฯ และพื้นที่ทางทิศตะวันตกของภูเขาซึ่งมีชุมชนกระจายอยู่ค่อนข้างน้อย

จากการเปรียบเทียบกังหันลมทั้ง 5 รุ่น พบว่า กังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์และ 5 เมกะวัตต์ จะมีระดับเสียงสูงกว่ากังหันลมรุ่นอื่น

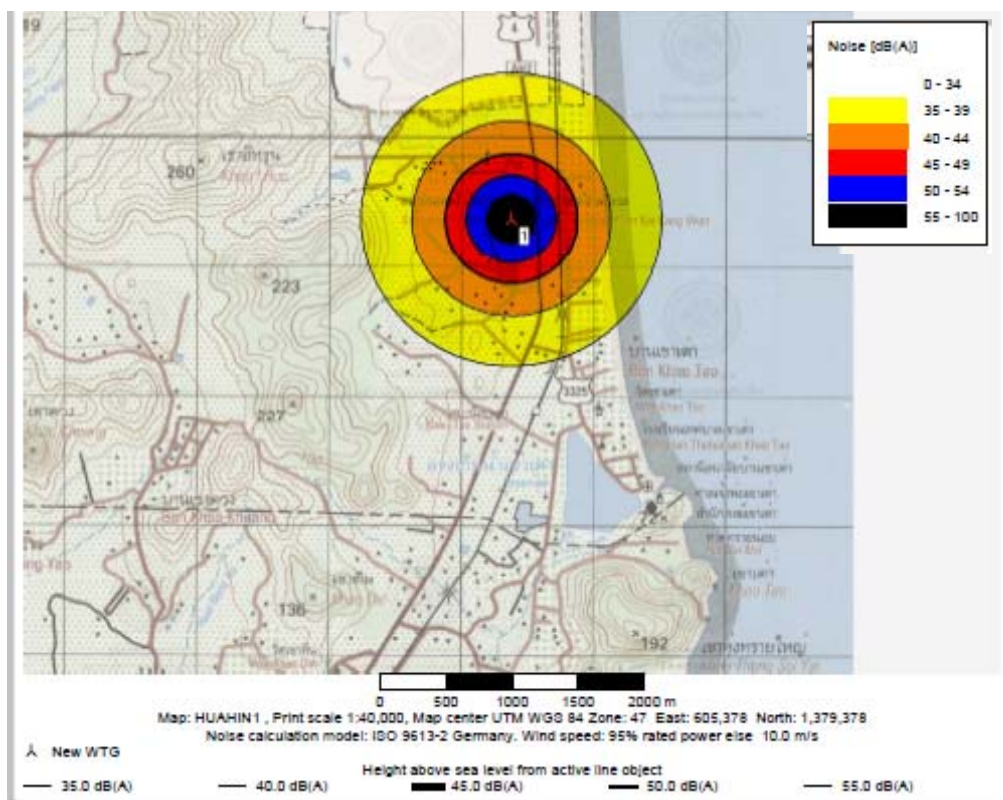


รูปที่ 5.53 ผลกระทบด้านเสียง สถานี่ประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)
ของกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

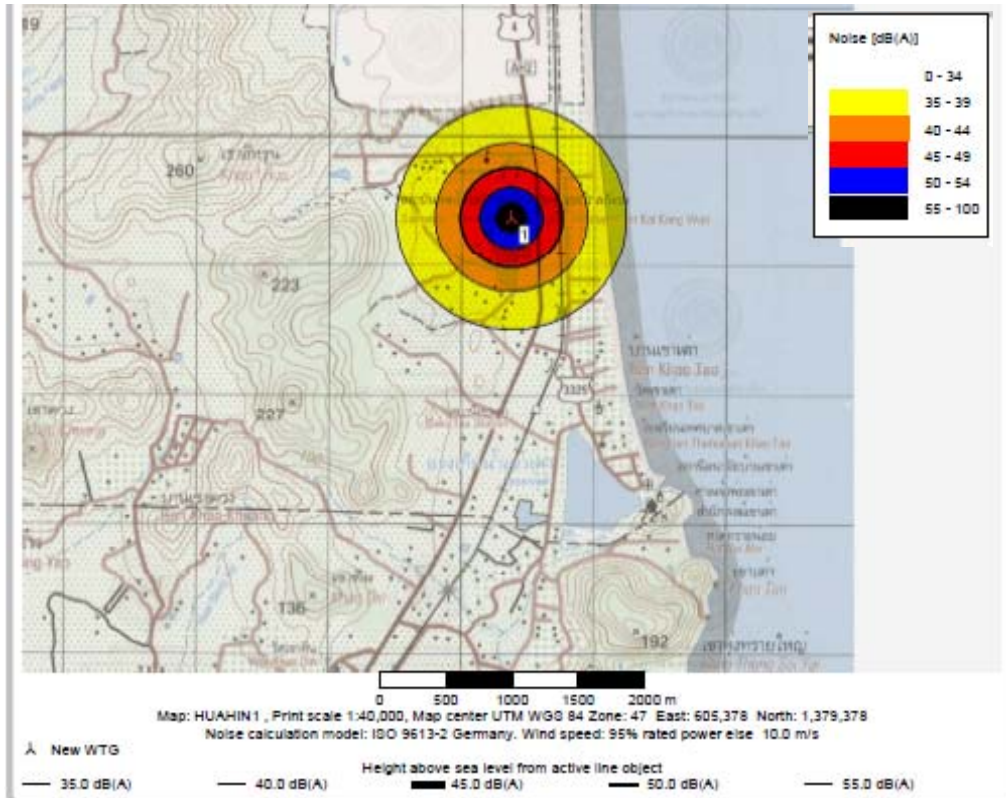


รูปที่ 5.54 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)
ของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์

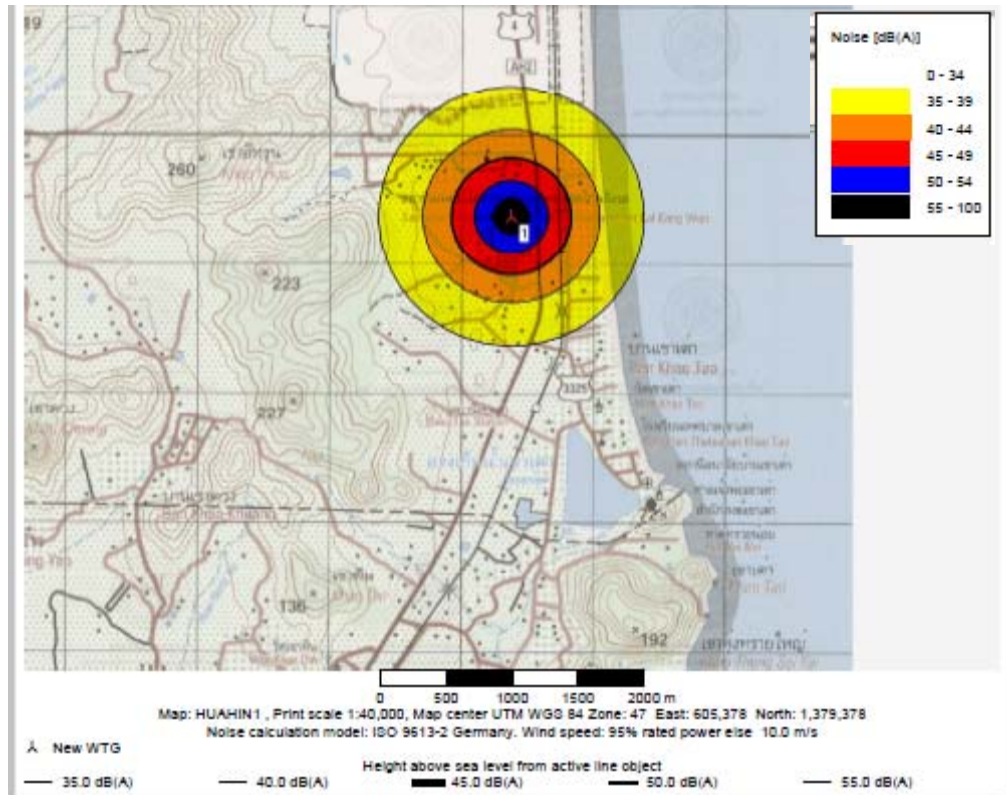


รูปที่ 5.55 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)
ของกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.56 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)
ของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์



รูปที่ 5.57 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน)
ของกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์

5.3.8 ผลการประเมินทัศนคติของชุมชนโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

การสำรวจความคิดเห็นจากประชาชนโดยสุ่มตัวอย่างประชากรจำนวน 51 คน และจากผู้นำชุมชนจำนวน 3 คนคือ ผู้ใหญ่บ้าน ผู้ช่วยผู้ใหญ่บ้าน และสมาชิกสภาองค์การบริหารส่วนตำบล ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ก. ข้อมูลพื้นฐานของประชาชนในพื้นที่โครงการ

จากการสัมภาษณ์พบว่า โดยเฉลี่ยประชาชนตั้งบ้านเรือนอาศัยอยู่ห่างจากที่พื้นที่ที่ตั้งกังหันลมมากกว่า 500 เมตร ผู้ถูกสัมภาษณ์ส่วนใหญ่เป็นหญิง คิดเป็นร้อยละ 72.55 มีอายุเฉลี่ยประมาณ 29.95 ปี ส่วนใหญ่มีระดับการศึกษาคือ ปริญญาตรีหรือสูงกว่า นับถือศาสนาพุทธทั้งหมด อาชีพส่วนใหญ่ค้าขาย คิดเป็นร้อยละ 40.54 โดยเฉลี่ยอาศัยอยู่ในชุมชนนานน้อยกว่า 10 ปี มีสมาชิกในครอบครัวโดยเฉลี่ย 3-4 คน มีจำนวนสมาชิกที่ทำงานที่อื่นเพียงเล็กน้อยเฉลี่ย 2.50 คนต่อครอบครัว กำลังศึกษาโดยเฉลี่ยครอบครัวละ 1.68 คน โดยเฉลี่ยรายได้ของครอบครัวประมาณ 7,812.89 บาทต่อเดือน ด้านคุณภาพชีวิตของประชากร ส่วนใหญ่เป็นใช้หัตถ์ คิดเป็นร้อยละ 63.49 และโรคภูมิแพ้ร้อยละ 30.16 ส่วนใหญ่ประชากรเกิดโรคตาอักเสบและหูอักเสบที่เป็นโรคร้ายไข้เจ็บที่เกิดจากการทำงาน ซึ่งหากเกิดการเจ็บป่วยประชาชนส่วนใหญ่รับบริการจากโรงพยาบาลร้อยละ 81.63 ด้านแหล่งน้ำหลักที่ใช้การอุปโภคบริโภคคือ ประปา คิดเป็นร้อยละ 92.59 และใช้น้ำฝนเพียงร้อยละ 3.7 มีการกำจัดขยะมูลฝอยโดยหน่วยงานกำจัดขยะของเทศบาลชุมชนเข้ามาช่วยจัดการเก็บขยะร้อยละ 52.83 มีระบบสาธารณูปโภคคือ ไฟฟ้า น้ำประปา สำหรับการคมนาคมเข้าสู่ชุมชนมีความสะดวกมาก ส่วนใหญ่ใช้รถยนต์ส่วนบุคคล และรถโดยสารประจำทาง

ข. ความคิดเห็นต่อโครงการ

ประชาชน

ประชาชนในพื้นที่ส่วนใหญ่ ทราบข่าวเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบ้างเล็กน้อย คิดเป็นร้อยละ 41.18 จากทางหน่วยงานราชการ วิทยุท้องถิ่น และเพื่อนบ้าน ซึ่งประชาชนโดยส่วนใหญ่ไม่ทราบว่า จะมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่นของตนเองคิดเป็นร้อยละ 84.31 และประชาชนโดยส่วนใหญ่ จะให้การสนับสนุนโครงการดังกล่าว คิดเป็นร้อยละ 54.90 และประชาชนมีความคิดเห็นทางลบจากโครงการ ซึ่งจะเกิดผลกระทบเรื่องปัญหาความรำคาญจากเสียง สูญเสียความเป็นธรรมชาติและตัดไม้ทำลายป่า สำหรับความคิดเห็นในด้านดีของโครงการคือ การเป็นแหล่งพลังงานของชุมชนร้อยละ 41.67 เกิดการจ้างงานในชุมชนร้อยละ 20.83 นำความเจริญมาสู่ชุมชนร้อยละ 23.96 แหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ร้อยละ 11.46 นอกจากนี้ประชาชนร้อยละ 35.00 มีความเห็นว่า ควรใช้พลังงานลม เป็นแหล่งพลังงานผลิตกระแสไฟฟ้า ด้านสิ่งแวดล้อมประชาชนร้อยละ 80.39 คิดว่าไม่ส่งผลกระทบต่อสัตว์ประจําถิ่นและร้อยละ 88.24 คิดว่าไม่ส่งผลกระทบต่อพืชประจําถิ่น ข้อเสนอแนะอื่น ๆ ของประชาชนมีดังนี้ ควรชี้แจงทำความเข้าใจกับประชาชน หรือให้ข้อมูลผ่านผู้ใหญ่บ้าน และไม่ควรทำลายธรรมชาติหรือทำลายน้อยที่สุด

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ผู้นำชุมชน

จากการสำรวจความเห็นของผู้นำชุมชนพบว่า ผู้นำชุมชนส่วนใหญ่รับทราบข่าวเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบ้างเล็กน้อย โดยช่องทางข้อมูลข่าวสารจากโทรทัศน์และหนังสือพิมพ์ ซึ่งผู้นำชุมชนส่วนใหญ่จะสนับสนุน หากจะมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่นของตนเอง แต่ไม่ทราบข่าวเกี่ยวกับการติดตั้งกังหันลม สำหรับผลกระทบทางด้านลบที่คิดว่าอาจจะเกิดขึ้นคือ เกิดความรำคาญจากเสียง ส่วนความเห็นในด้านดีของโครงการคือ เป็นแหล่งพลังงาน นำความเจริญมาสู่ชุมชนและเป็นแหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าพบว่า ในระยะ 2-3 ปี ที่ผ่านมามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น และคิดว่าควรใช้พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไฟฟ้า หากโครงการนี้เกิดขึ้นไม่คิดว่าจะทำให้เกิดความเปลี่ยนแปลงต่อการใช้ประโยชน์พื้นที่ และไม่ส่งผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมต่อสัตว์และพืชประจำถิ่น

5.4 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอบางสะพาน จังหวัดชุมพร

5.4.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้นของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอบางสะพาน

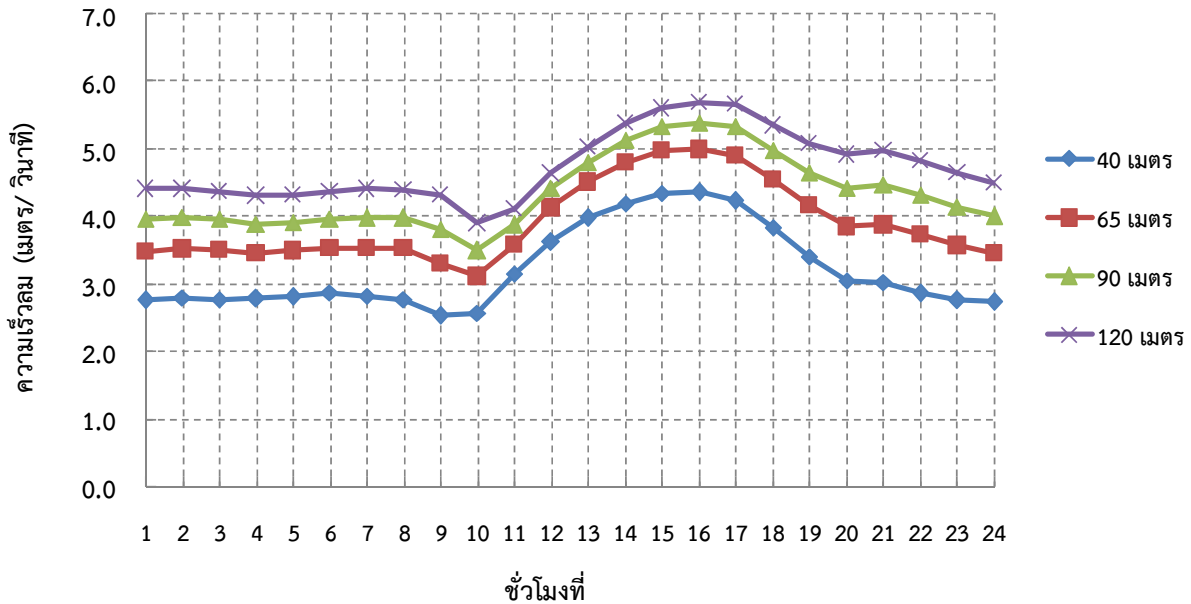
จังหวัดชุมพร

จากผลการวิเคราะห์ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ในรูปที่ 5.58 พบว่า ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร มีค่าสูงสุดที่เวลาประมาณ 16 นาฬิกา ใกล้เคียงกัน และมีค่าต่ำสุดที่เวลา 9 – 10 นาฬิกา ซึ่งเป็นลักษณะของลมที่ได้รับอิทธิพลจากการเปลี่ยนแปลงของเสถียรภาพอากาศในรอบวัน อิทธิพลลมบก-ลมทะเล และอิทธิพลของลมมรสุม

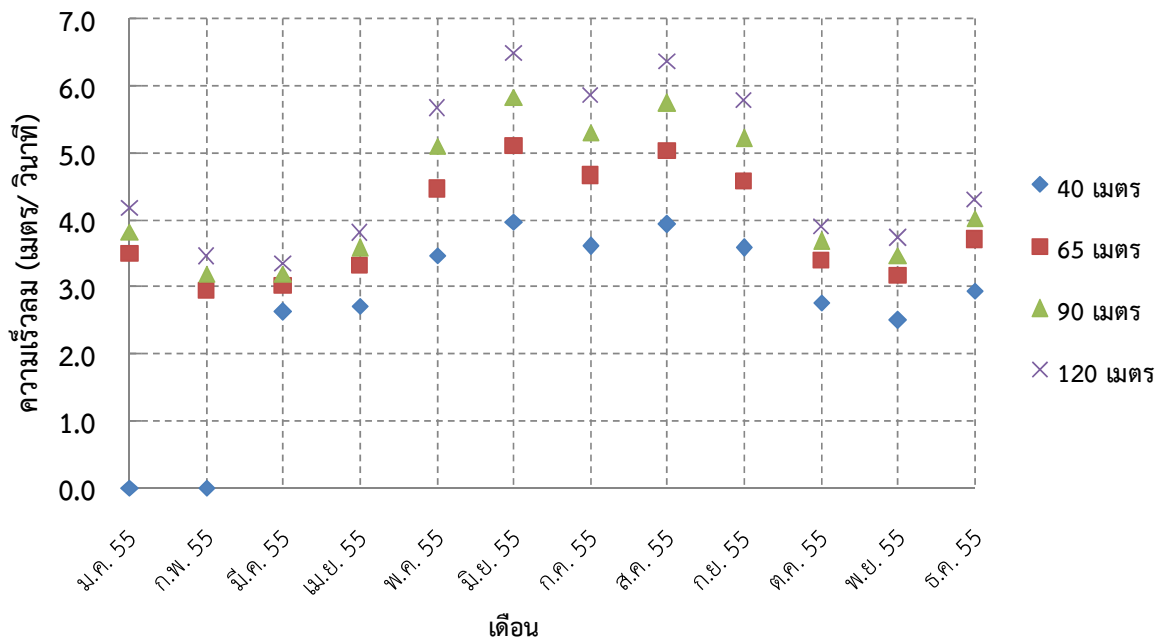
จากรูปที่ 5.59, 5.61 และ 5.62 จะพบว่าความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร จะสูงสุดในเดือน มิถุนายน ด้วยความเร็วลมเฉลี่ย 5.82 เมตรต่อวินาที เนื่องจากอิทธิพลของลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และต่ำสุดในเดือนมีนาคมด้วยความเร็วลมเฉลี่ย 3.19 เมตรต่อวินาที เนื่องจากเป็นช่วงเปลี่ยนผ่านจากลมมรสุม ตะวันออกเฉียงเหนือเป็นลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ โดยช่วงเดือน เมษายน – กันยายน จะได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้อย่างชัดเจน ส่วนเดือน ตุลาคม ถึง กุมภาพันธ์ ได้รับอิทธิพลจากลมมรสุม ตะวันออกเฉียงเหนือ ส่วนช่วงเปลี่ยนผ่านในเดือนมีนาคม ส่วนใหญ่จะมีลมมาจากทางทิศตะวันออก นอกจากนี้ ยังสังเกตได้ว่า ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือไม่ปรากฏชัดเจนในปีนี้ ขณะที่ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ปรากฏ ชัดเจนและยังทำให้ความเร็วลมเฉลี่ยมีค่าสูงในช่วงกลางปี

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากข้อมูลการแจกแจงความถี่ลม ดังแสดงในรูปที่ 5.60 จะเห็นว่าที่ความสูง 90 และ 120 เมตร ความเร็วลมระหว่าง 4.5 - 5.0 เมตรต่อวินาทีจะมีความถี่มากที่สุด คือ ประมาณร้อยละ 10 - 12 โดยความเร็วลมสูงสุดที่พบได้จากข้อมูลการแจกแจงความถี่ลมแบบไวบูลล์ คือประมาณ 12 เมตรต่อวินาที ในขณะที่ข้อมูลจากการวัดจริงอาจพบความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดที่ค่าประมาณ 17 - 18 เมตรต่อวินาที

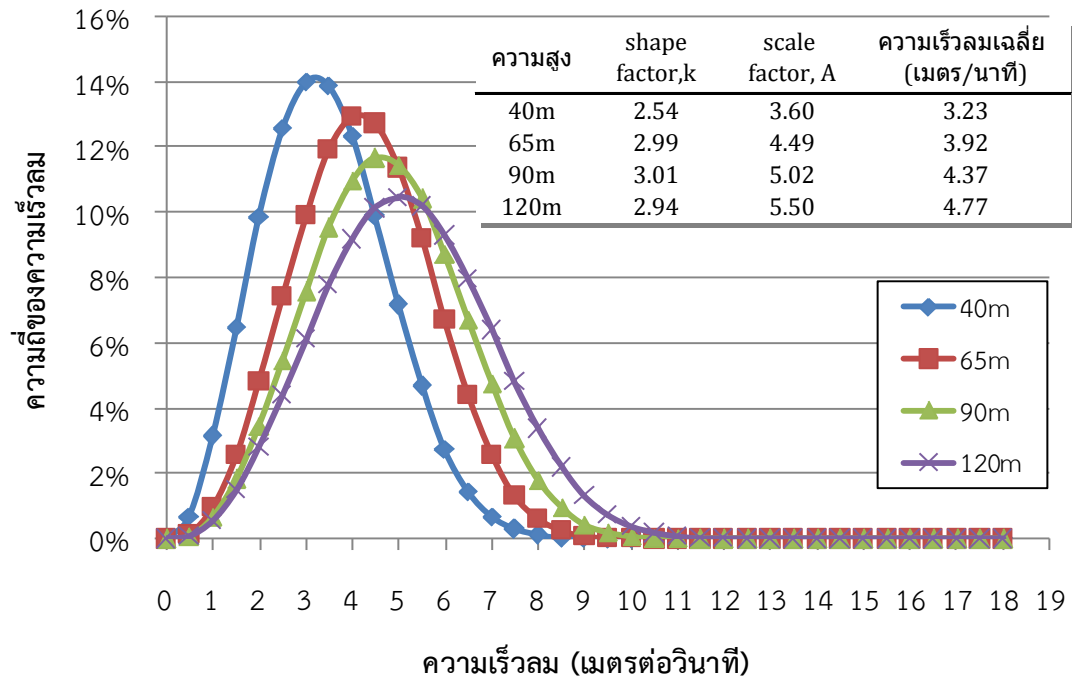


รูปที่ 5.58 ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายชั่วโมง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

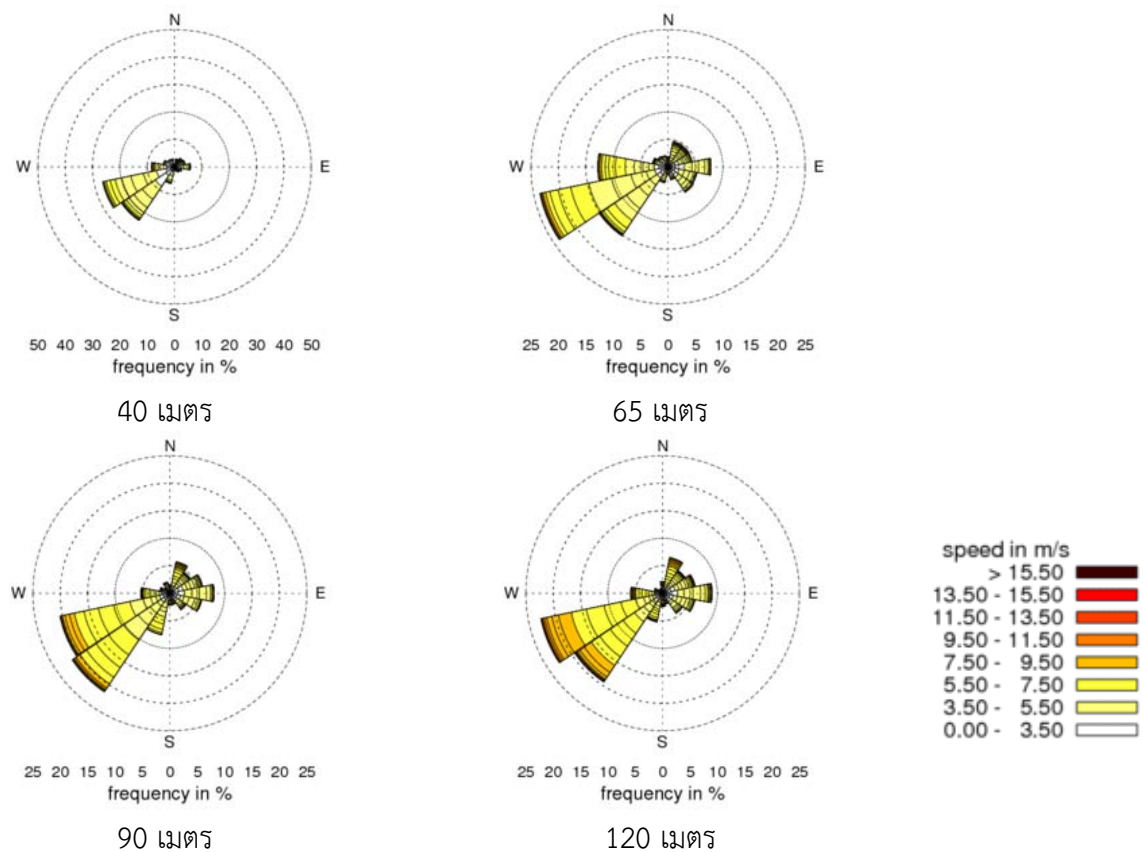


รูปที่ 5.59 ความเร็วลมเฉลี่ย (เมตรต่อวินาที) รายเดือน สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

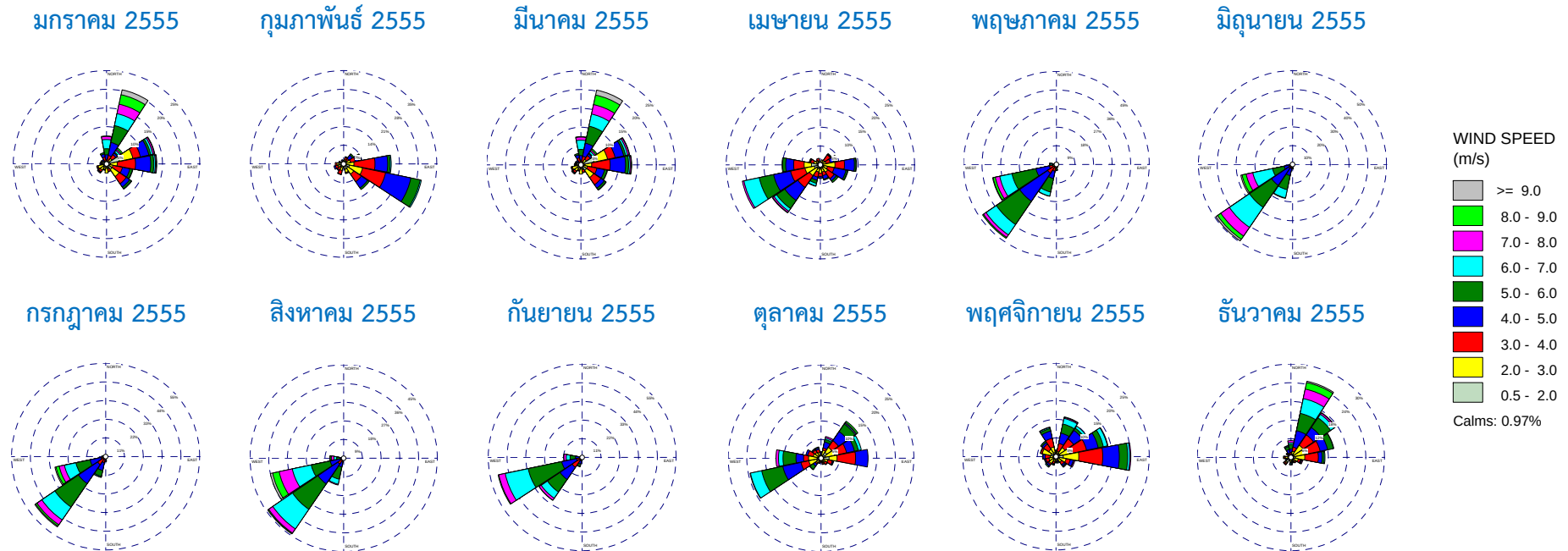


รูปที่ 5.60 การแจกแจงความถี่แบบไวบูลล์ เฉลี่ยรายปี สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร



รูปที่ 5.61 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

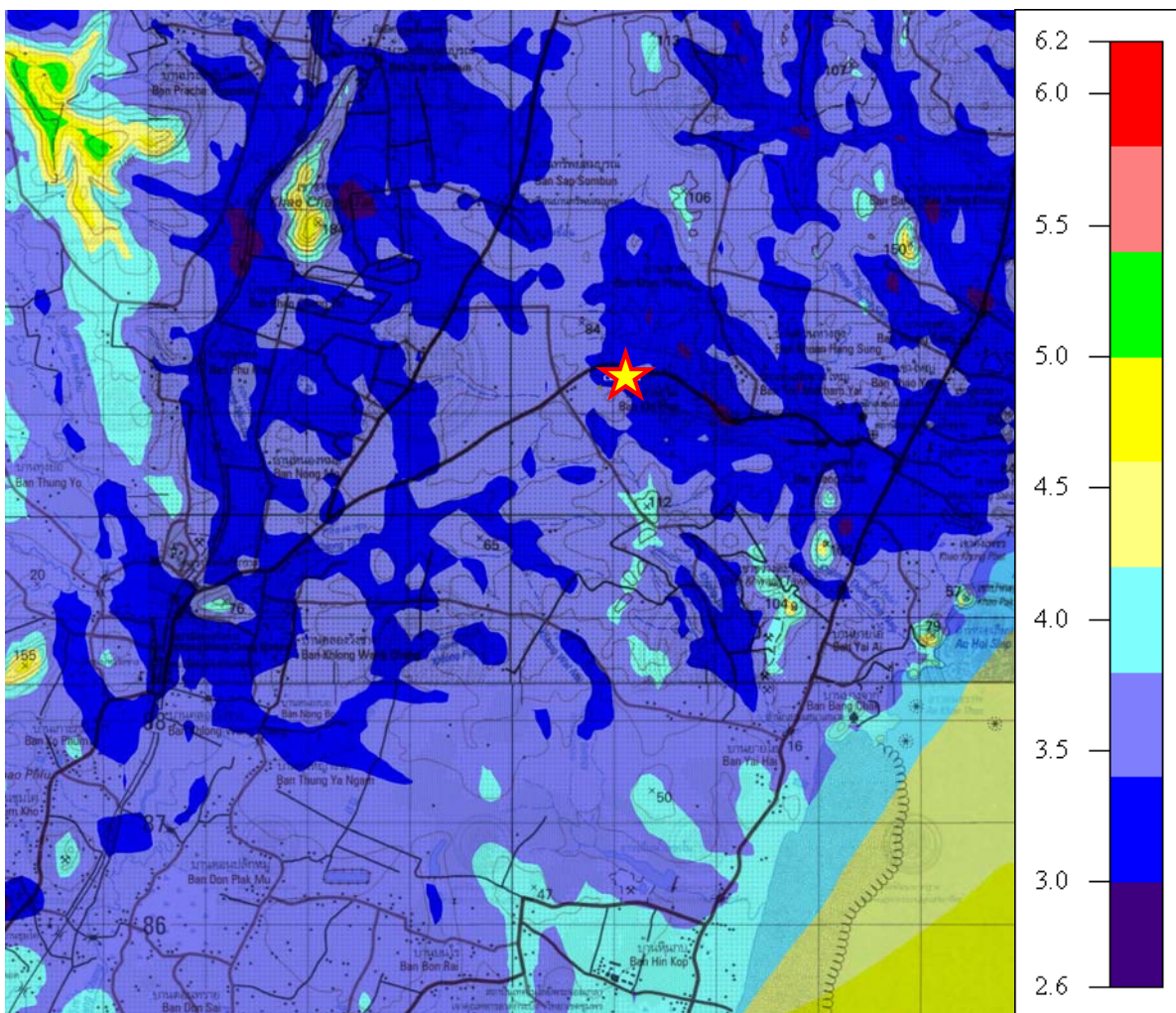


รูปที่ 5.62 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายเดือน ที่ความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.4.2 ผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม โดยรอบของสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่เป็นที่เนินเขาสลับที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 4 – 5 กิโลเมตร มีสวนยางและต้นไม้สูงปกคลุมโดยส่วนใหญ่ พื้นที่ส่วนใหญ่จึงมีความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างต่ำ โดยบริเวณที่มีความเร็วลมสูงจะกระจุกตัวอยู่เฉพาะบริเวณบนยอดเขา ห่างออกไปประมาณ 3 กิโลเมตรทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสถานีประเมินฯ และบริเวณพื้นที่ในทะเลอ่าวไทยทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของสถานีประเมินฯ โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 40 เมตร คือ 3.59, 5.47, และ 2.68 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 5.63

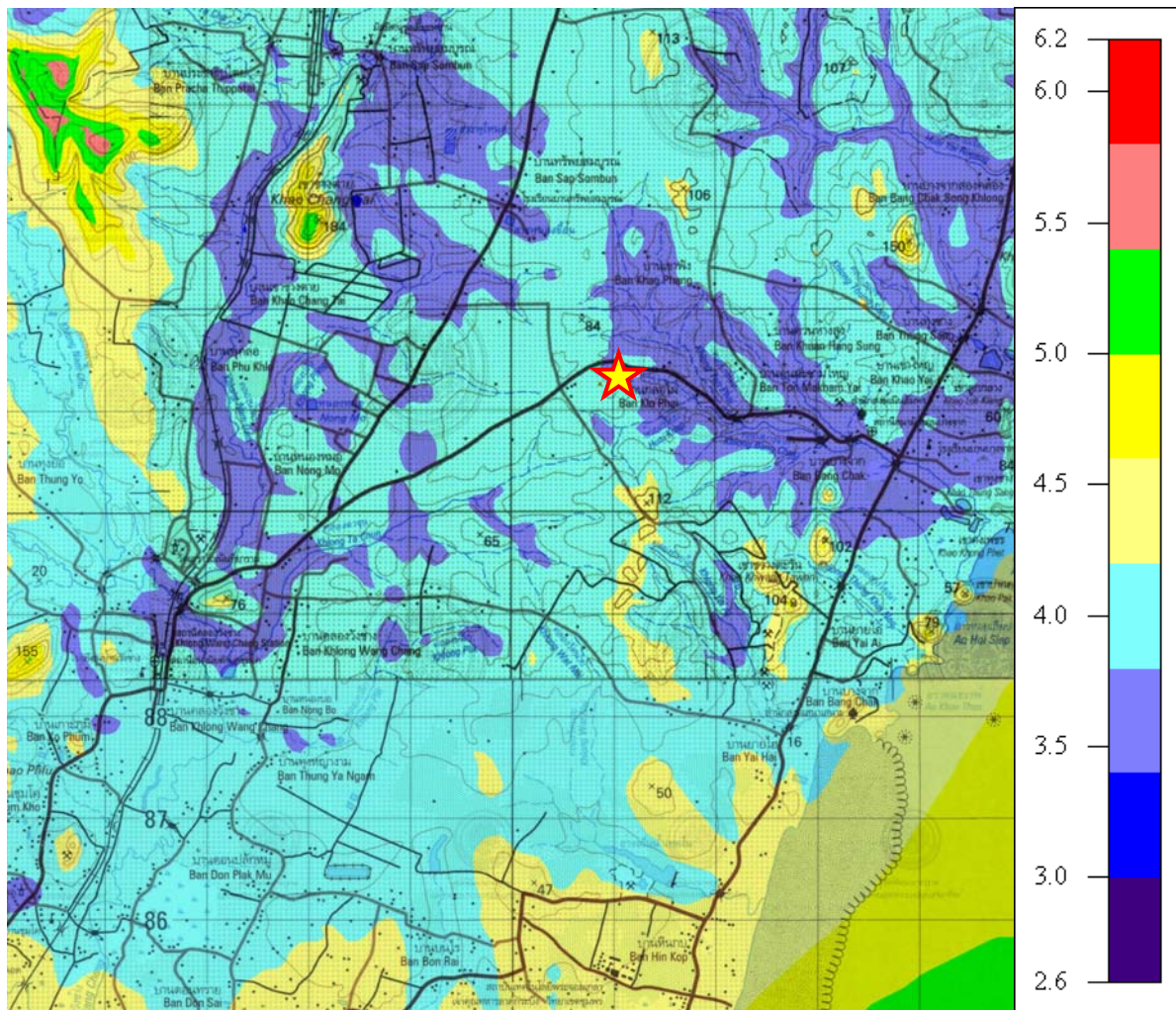


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.63 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 40 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.64 ค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบ สถานีฯ ที่ระดับความสูง 65 เมตร คือ 4.04, 5.71, และ 3.32 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

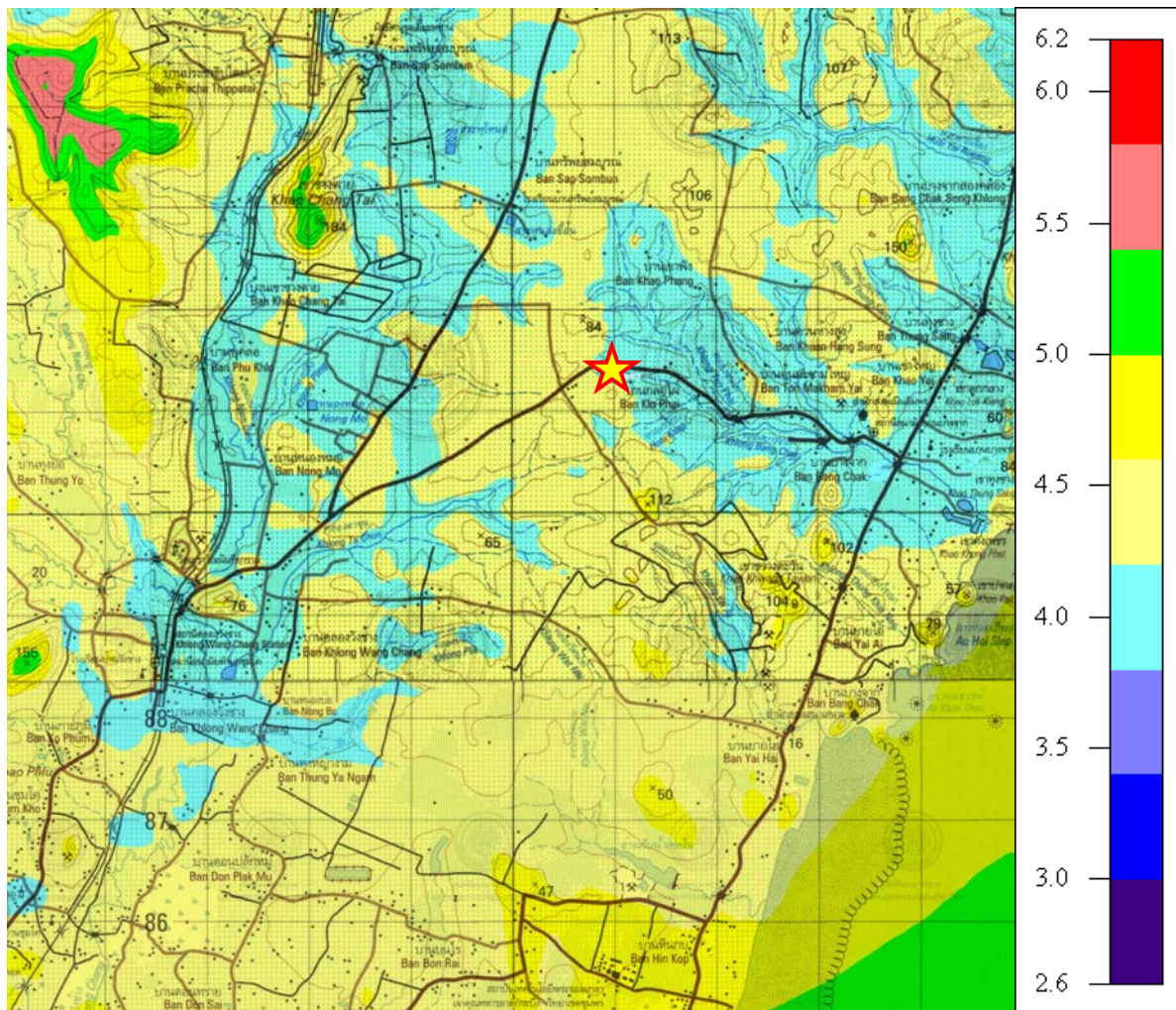


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.64 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลมโดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 65 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.65 ค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบ สถานีฯ ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.37, 5.83, และ 3.78 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

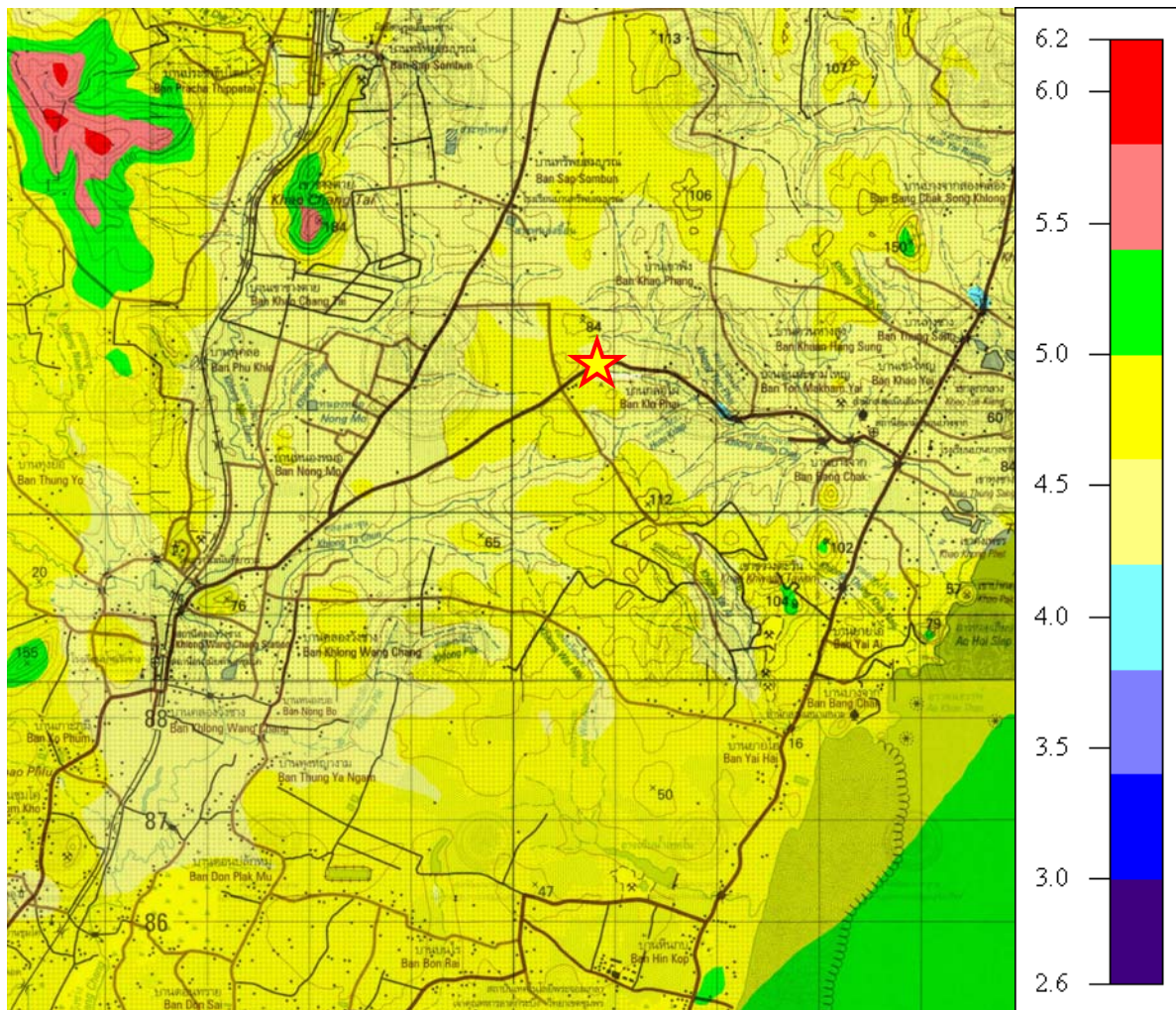


จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.65 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 90 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.66 ค่าความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบ สถานีฯ ที่ระดับความสูง 120 เมตร คือ 4.67, 5.95, และ 4.14 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ



จุดติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

รูปที่ 5.66 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม โดยรอบ
ของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 120 เมตร

5.4.3 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

จากผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม ดังตารางที่ 5.17 พบว่า ค่าพลังงาน AEP ค่อนข้างต่ำ เมื่อเรียงตามขนาดกำลังไฟฟ้ากังหันลม อยู่ที่ 894.7, 1,349.8, 2,325.9, 2,772.4, 3,603.7 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ และค่า capacity factor ของกังหันลมรุ่น GE 2500kW มีค่าสูงสุดที่ร้อยละ 10.5 รองลงมาคือ GE 1500kW และ VESTAS 3000kW ที่ร้อยละ 10.3 เท่ากัน สำหรับกังหันลมรุ่น Repower 5000kW และ DEWIND 1250kW อยู่ที่ร้อยละ 8.2 เท่ากัน

กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม ดังตารางที่ 5.18 พบว่า ค่าพลังงาน AEP ค่อนข้างสูง เมื่อเรียงตามขนาดกำลังไฟฟ้ากังหันลม อยู่ที่ 2,383.9, 3,651.0, 5,942.2, 6,977.2, 9,128.1 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ และค่า capacity factor ของกังหันลมรุ่น GE 1500kW มีค่าสูงสุดที่ร้อยละ 27.8 รองลงมาคือ GE 2500kW และ VESTAS 3000kW ที่ร้อยละ 26.8 และ 25.9 ตามลำดับ ส่วนกังหันลมรุ่น DEWIND 1250kW และ Repower 5000kW อยู่ที่ร้อยละ 21.8 และ 20.8

ตารางที่ 5.17 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

รุ่นกังหัน	DEWIND 1250kW	GE 1500kW	GE 2500kW	VESTAS 3000kW	REpower 5000kW
Hub height/Rotor Diameter	91.5/64m	80/82.5m	85/103m	84/112m	100/126m
Annual Energy Production, AEP (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)	894.7	1,349.8	2,325.9	2,772.4	3,603.7
Capacity Factor (%)	8.2%	10.3%	10.5%	10.3%	8.2%
ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูงโรเตอร์ (เมตรต่อวินาที)	4.44	4.31	4.38	4.37	4.54

ตารางที่ 5.18 ผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้า กรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

รุ่นกังหัน	DEWIND 1250kW	GE 1500kW	GE 2500kW	VESTAS 3000kW	REpower 5000kW
Hub height/Rotor Diameter	91.5/64m	80/82.5m	85/103m	84/112m	100/126m
Annual Energy Production, AEP (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)	2,383.9	3,651.0	5,942.2	6,977.2	9,128.1
Capacity Factor (%)	21.8%	27.8%	26.8%	25.9%	20.8%
ความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูงโรเตอร์ (เมตรต่อวินาที)	5.88	5.82	5.85	5.84	5.93

5.4.4 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลมที่ติดตั้งใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ เมื่อเทียบสัดส่วนมูลค่าที่ดินกับมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นตามขนาดกังหันลม 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 MW คิดเป็น 0.65%, 0.45%, 0.25%, 0.21% และ 0.14% ตามลำดับ ดังนั้นมูลค่าที่ดินไม่ส่งผลต่อโครงการติดตั้งกังหันลม ทั้งนี้ การติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลม แสดงให้เห็นว่ายังไม่มีมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่นี้ ดังปรากฏค่า NPV น้อยกว่าศูนย์ ค่า IRR ต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืม และปีที่คืนทุนมากกว่า 20 ปี ส่วนต้นทุนพลังงานต่อหน่วยต่ำกว่าราคาไฟฟ้าที่ขายได้ เช่นเดียวกับค่า B/C มากกว่าหนึ่ง ในกรณีอัตราดอกเบี้ยน้อยกว่ากรณีฐาน (7.29%) อย่างไรก็ตาม ผลตอบแทนของโครงการติดตั้งกังหันลม ณ สถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม อำเภอปะทิว ฯ ยังไม่เพียงพอกับค่าใช้จ่ายทั้งหมดสำหรับโครงการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า เนื่องจากศักยภาพพลังงานลมในกรณีนี้ค่อนข้างต่ำ โดยมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 5.19 และ 5.20 กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว ฯ และกรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม อำเภอปะทิว ฯ ตามลำดับ

การติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม พบว่า มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ดังปรากฏค่า NPV มีค่าเป็นบวกทุกๆ และค่า IRR อยู่ในช่วง 13% ถึง 21..2 % ส่วนค่า B/C มีค่ามากกว่าหนึ่งทุกกรณี รวมถึงต้นทุนพลังงานต่อหน่วยมีค่าต่ำกว่าราคาไฟฟ้าที่ขายได้ ซึ่งต้นทุนพลังงานอยู่ในช่วง 1.69 ถึง 3.63 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง การติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าพิจารณากรณีฐาน (7.29%) พบว่า มีระยะเวลาคืนทุน 2.1 ถึง 4.8 ปี

การพิจารณาขนาดกังหันลมที่เหมาะสม จากการประเมิน ค่า IRR กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่ง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร กังหันลมรุ่น GE 1500kW ดีกว่ารุ่นอื่นๆ ส่วนกรณีติดตั้งกังหันลม ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี กังหันลมรุ่น GE 1500kW ให้ผลตอบแทนที่ดีที่สุด และกังหันลมรุ่น DEWIND 1250kW, GE 2500kW และ VESTAS 3000kW มีค่าใกล้เคียงกัน

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.19 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
1	มูลค่าที่ดิน	ราคาประเมิน (บาท/ไร่)	425,000	425,000	425,000	425,000	425,000
		มูลค่า (บาท)	1,275,000	1,275,000	1,275,000	1,275,000	1,275,000
2	มูลค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลม	มูลค่ากังหันลม (บาท)	40,590,533	59,585,923	106,074,095	142,395,308	197,602,131
		มูลค่าการติดตั้งกังหันลม (บาท)	5,479,722	8,044,100	14,320,003	19,223,367	26,676,288
		มูลค่าที่ดิน (บาท)	1,275,000	1,275,000	1,275,000	1,275,000	1,275,000
		รวมค่าในการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	47,345,255	68,905,022	121,669,098	162,893,674	225,553,419
		มูลค่าการปฏิบัติการและซ่อมบำรุง (บาท/ปี)	811,811	1,191,718	2,121,482	2,847,906	3,952,043
3	การผลิตไฟฟ้า	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh/ปี)	894.7	1349.8	2325.9	2772.4	3603.7
		รายได้จากการขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ปี)	5,621,534	8,480,996	14,613,979	17,419,405	22,642,588
4	ค่า NPV ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	-15,156,570	-19,701,824	-38,204,877	-69,604,336	-109,149,587
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	-9,949,827	-12,058,450	-24,598,241	-51,338,603	-83,802,210
		I=11%	-7,267,627	-8,121,045	-17,588,923	-41,929,199	-70,744,769
5	ค่า IRR (%)	N/A = ค่าต่ำมากจนไม่มีนัยสำคัญ	-3.6%	-3.0%	-3.4%	-5.6%	-6.8%
6	ค่า B/C ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	1.02	1.06	1.03	0.92	0.86
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	0.83	0.86	0.84	0.74	0.70
		I=11%	0.70	0.72	0.70	0.63	0.59

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.19 (ต่อ) ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งสถานี
ประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

ที่	ปัจจัยทาง เศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
7	ต้นทุนต่อ หน่วย พลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่อัตรา ดอกเบี้ย ต่างกัน	I=3%	4.74	4.58	4.71	5.29	5.64
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	6.25	6.04	6.19	6.96	7.42
		I=11%	7.75	7.49	7.68	8.63	9.20
8	ลดมูลค่า พลังงาน นำเข้า	เทียบเท่ากับ น้ำมันดิบ (kTOE/ปี)	0.076	0.115	0.198	0.236	0.307
		เทียบเท่ากับ น้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	557.6	841.2	1449.4	1727.7	2245.7
		รวมราคา (บาท/ปี)	1,943,942	2,932,752	5,053,554	6,023,678	7,829,869
9	ลดปริมาณ มลภาวะ	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	366.8	553.4	953.6	1136.7	1477.5
		ไนโตรเจนออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	1261.5	1903.2	3279.5	3909.1	5081.2
		คาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน/ปี)	465.2	701.9	1209.5	1441.6	1873.9
		อนุภาคฝุ่น (กิโลกรัม/ปี)	35.8	54.0	93.0	110.9	144.1

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.20 ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีใกล้
สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
1	มูลค่าที่ดิน	ราคาประเมิน (บาท/ไร่)	425,000	425,000	425,000	425,000	425,000
		มูลค่า (บาท)	1,275,000	1,275,000	1,275,000	1,275,000	1,275,000
2	มูลค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลม	มูลค่ากังหันลม (บาท)	40,590,533	59,585,923	106,074,095	142,395,308	197,602,131
		มูลค่าการติดตั้งกังหันลม (บาท)	5,479,722	8,044,100	14,320,003	19,223,367	26,676,288
		มูลค่าที่ดิน (บาท)	1,275,000	1,275,000	1,275,000	1,275,000	1,275,000
		รวมค่าในการลงทุนเริ่มต้น (บาท)	47,345,255	68,905,022	121,669,098	162,893,674	225,553,419
		มูลค่าการปฏิบัติการและซ่อมบำรุง (บาท/ปี)	811,811	1,191,718	2,121,482	2,847,906	3,952,043
3	การผลิตไฟฟ้า	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh/ปี)	2383.9	3651.0	5942.2	6977.2	9128.1
		รายได้จากการขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ปี)	14,978,401	22,939,781	37,335,734	43,838,794	57,353,222
4	ค่า NPV ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	64,658,022	103,632,409	155,612,951	155,754,512	186,934,036
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	69,864,765	111,275,783	169,219,586	174,020,245	212,281,414
		I=11%	72,546,965	115,213,188	176,228,905	183,429,649	225,338,855
5	ค่า IRR (%)	N/A = ค่าต่ำมากจนไม่มีนัยสำคัญ	19.6%	21.2%	18.6%	14.6%	13.0%
6	ค่า B/C ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	2.72	2.86	2.63	2.31	2.18
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	2.21	2.32	2.13	1.87	1.77
		I=11%	1.86	1.96	1.80	1.58	1.49

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.20 (ต่อ) ผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี
ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

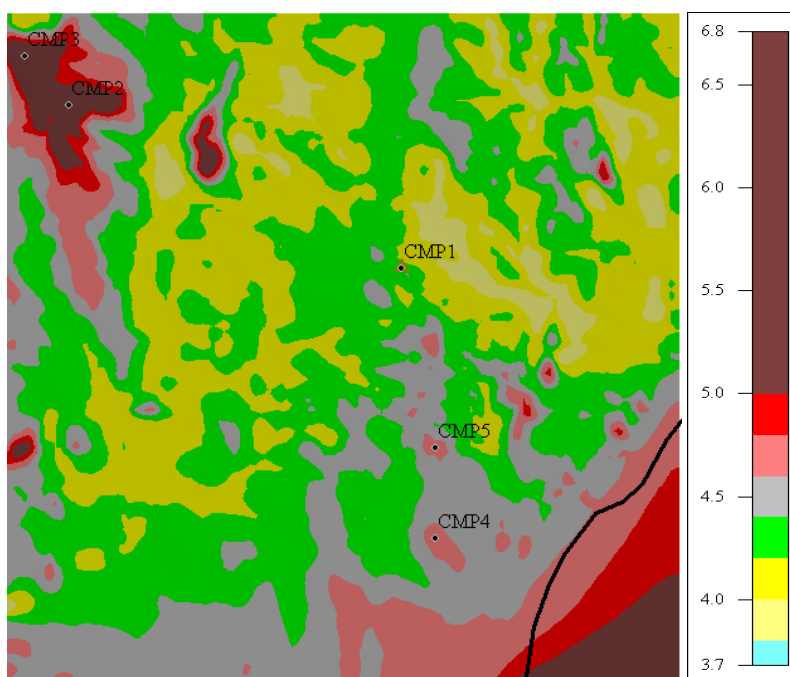
ที่	ปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์	รายละเอียด	ขนาดกังหันลม				
			1.25 MW	1.5 MW	2.5 MW	3 MW	5 MW
7	ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยต่างกัน	I=3%	1.78	1.69	1.84	2.10	2.23
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	2.34	2.23	2.42	2.77	2.93
		I=11%	2.91	2.77	3.01	3.43	3.63
8	ลดมูลค่าพลังงานนำเข้า	เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (kTOE/ปี)	0.203	0.311	0.506	0.595	0.778
		เทียบเท่ากับน้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	1485.6	2275.2	3703.0	4348.0	5688.4
		รวมราคา (บาท/ปี)	5,179,573	7,932,640	12,910,800	15,159,576	19,832,903
9	ลดปริมาณมลภาวะ	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	977.4	1496.9	2436.3	2860.7	3742.5
		ไนโตรเจนออกไซด์ (กิโลกรัม/ปี)	3361.3	5147.9	8378.5	9837.9	12870.6
		คาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน/ปี)	1239.6	1898.5	3089.9	3628.1	4746.6
		อนุภาคฝุ่น (กิโลกรัม/ปี)	95.4	146.0	237.7	279.1	365.1
10	ระยะเวลาคืนทุน (ปี) *N/A = ระยะเวลาคืนทุนมากกว่า 20 ปี	I=3%	4.0	2.3	3.8	3.1	4.7
		I=7.29% คือ กรณีฐาน	2.1	2.3	3.9	3.2	4.8
		I=11%	2.1	2.3	3.9	3.2	4.8

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.4.5 ผลการศึกษาประเมินเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

การศึกษาเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำของพื้นที่ จำเป็นต้องทราบเกณฑ์พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (AEP) ขั้นต่ำ ที่ทำให้ได้ผลตอบแทนสูงพอ (ไม่น้อยกว่าในกรณีฐาน คือ IRR 7.29%) และต้องทราบความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ย ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม และ เมื่อแทนค่าเกณฑ์ AEP ขั้นต่ำ ในสมการความสัมพันธ์นี้ จึงจะสามารถคำนวณค่าความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำได้

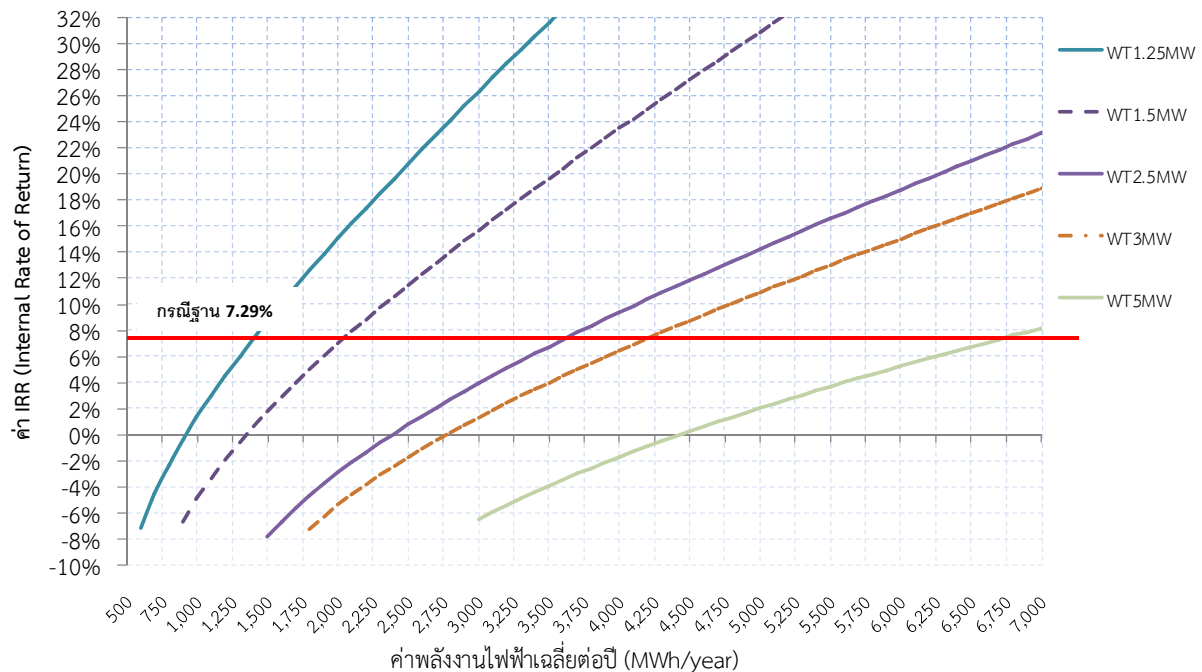
รูปที่ 5.67 แสดงแบบจำลองการติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW ทั้งหมด 5 ตัวกระจายไปในพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม และประเมินค่าความเร็วลมและ AEP ด้วยโปรแกรม WindSim



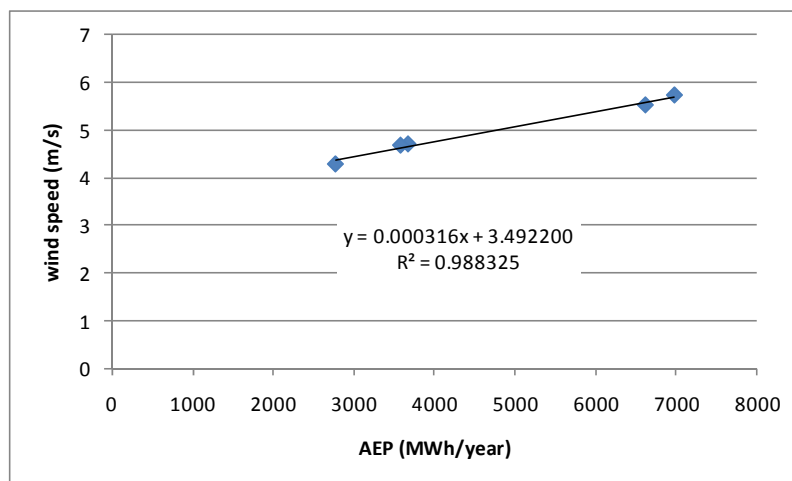
รูปที่ 5.67 แผนที่แสดงศักยภาพพลังงานลม ที่ระดับความสูง 90 เมตรและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัว โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.68 หากติดตั้งกังหันลม VESTAS 3000kW บริเวณโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร ต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี (AEP) ได้ไม่ต่ำกว่า 4,300 MWh/year จึงจะสามารถทำให้ค่า IRR สูงถึงค่าเกณฑ์ขั้นต่ำในกรณีฐาน 7.29% ได้



รูปที่ 5.68 แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร



รูปที่ 5.69 แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งเดียวกันกับกังหันลม VESTAS 3000kW 5 ตัวโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

ตารางที่ 5.21 ค่าความเร็วลมเฉลี่ยจากการคำนวณและค่าความผิดพลาดจากความสัมพันธ์ระหว่าง AEP กับ ความเร็วลมเฉลี่ยจากการวัดที่ความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

AEP WT3MW (MWh/y)	Wind speed mea. (m/s) @90m	Wind speed cal. (m/s) @90m	%error
2772.4	4.285	4.368	1.94%
6977.2	5.727	5.697	-0.52%
6616.3	5.519	5.583	1.16%
3672.6	4.704	4.653	-1.09%
3579.9	4.678	4.623	-1.17%
4300.0	-	4.9	-

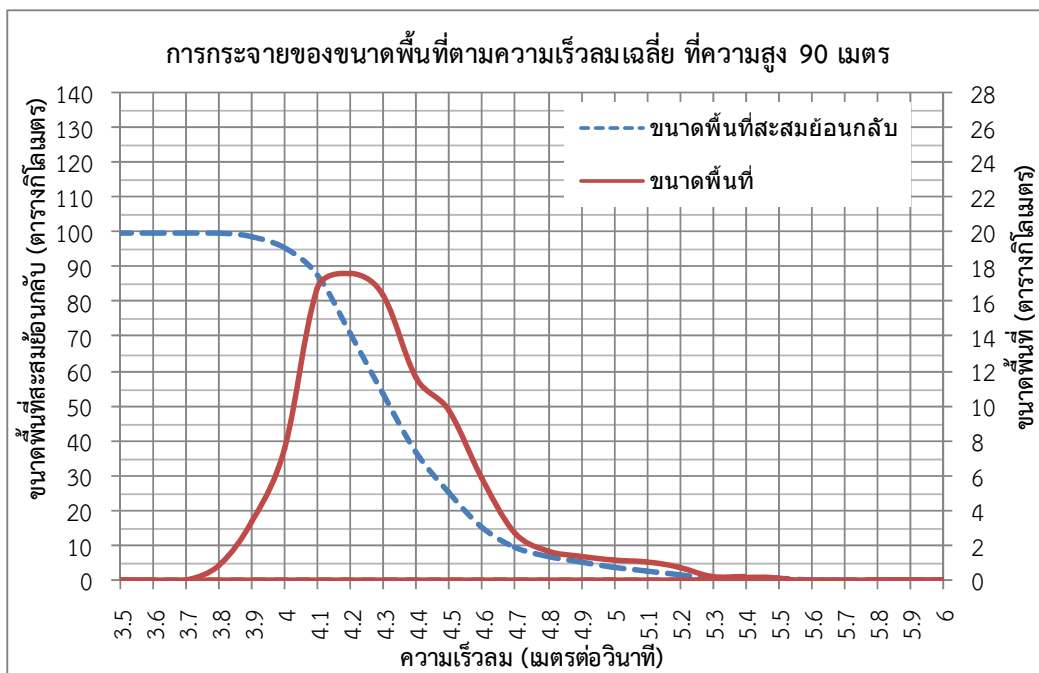
จากความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม ดังแสดงในรูปที่ 5.69 และตารางที่ 5.21 จะพบว่า เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร คือ 4.9 เมตรต่อวินาที

ค่าเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำนี้จะถูกนำไปใช้ในการประเมินศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลม ดังจะได้กล่าวในหัวข้อต่อไป

5.4.6 ผลการศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนพัฒนาทุ้งกังหันลม ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมิน ศักยภาพลม อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

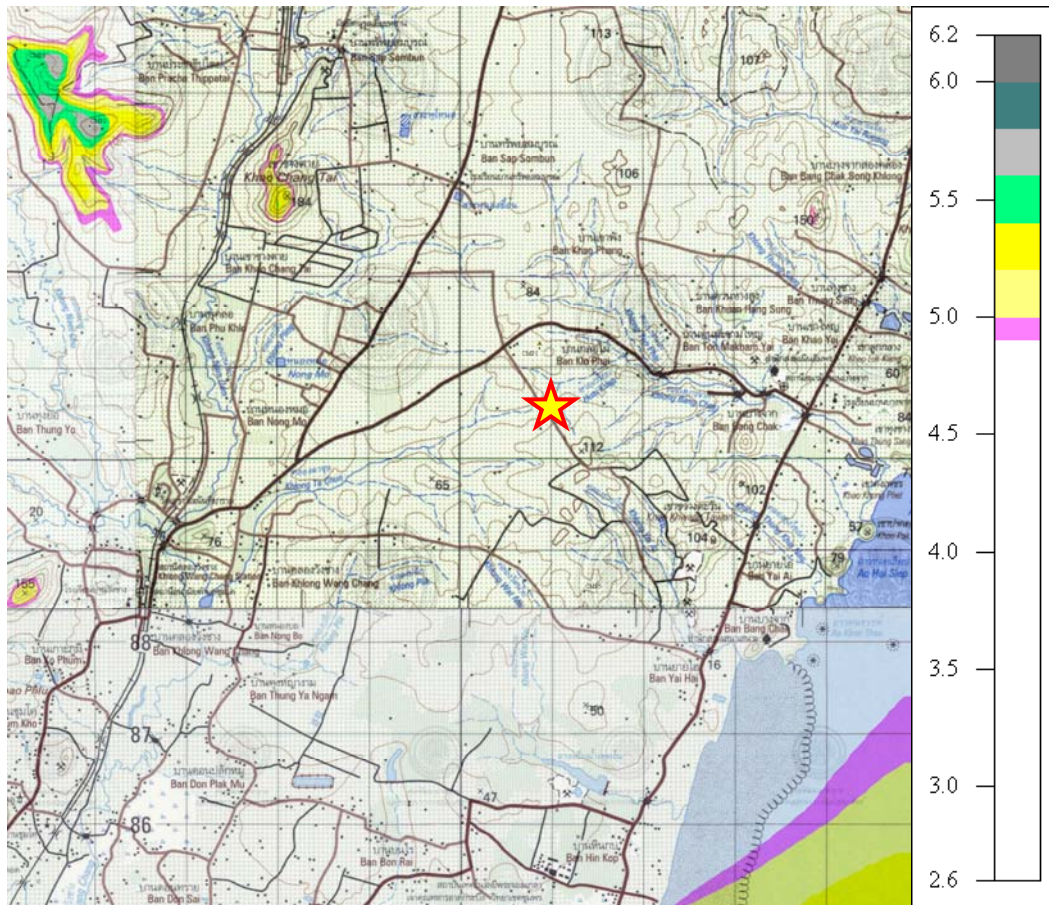
จากข้อมูลแผนที่ความเร็วลม หากพิจารณาการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย จะพบว่า ที่ความสูง 90 เมตร พื้นที่ส่วนใหญ่จะมีค่าความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 4.2 เมตรต่อวินาที คือ ประมาณ 17.5 ตารางกิโลเมตร จากพื้นที่ที่ทำการศึกษทั้งหมดประมาณ 100 ตารางกิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 5.70 โดยหาก พิจารณาขนาดพื้นที่สะสมย้อนกลับจะพบว่า มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 4.9 เมตรต่อวินาทีประมาณ 3 ตารางกิโลเมตร

จากรูปที่ 5.70 และ 5.71 จะพบว่าพื้นที่บนพื้นดิน ที่มีมีศักยภาพลม สูงกว่าค่าที่ใช้เป็นเกณฑ์คือ 4.9 เมตรต่อวินาที มีขนาดประมาณ 3 ตารางกิโลเมตร อยู่บนภูเขา ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสถานีฯ บริเวณ หมู่บ้านปะชาธิปไตย ซึ่งหากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW ตารางกิโลเมตรละ 2 – 4 ตัว จะมีกำลังผลิตติดตั้ง ในบริเวณพื้นที่นี้ ได้ประมาณ 18 – 36 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9 – 18 MW



รูปที่ 5.70 แผนภูมิเชิงเส้นแสดงการกระจายของขนาดพื้นที่ตามความเร็วลมเฉลี่ย ของสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 90 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

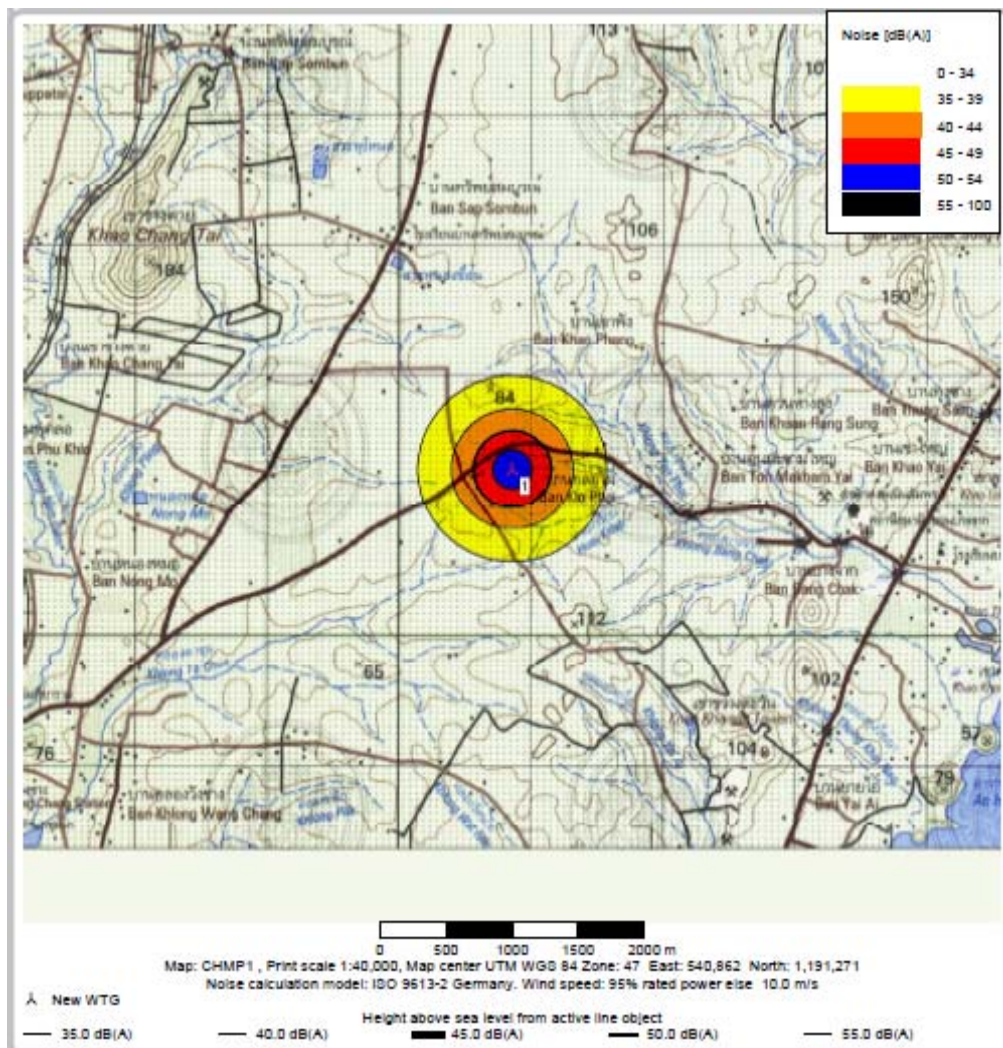


รูปที่ 5.71 แผนที่แสดงพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง ความเร็วลมเฉลี่ยเกิน 4.9 เมตรต่อวินาที โดยรอบบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ที่ระดับความสูง 90 เมตร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

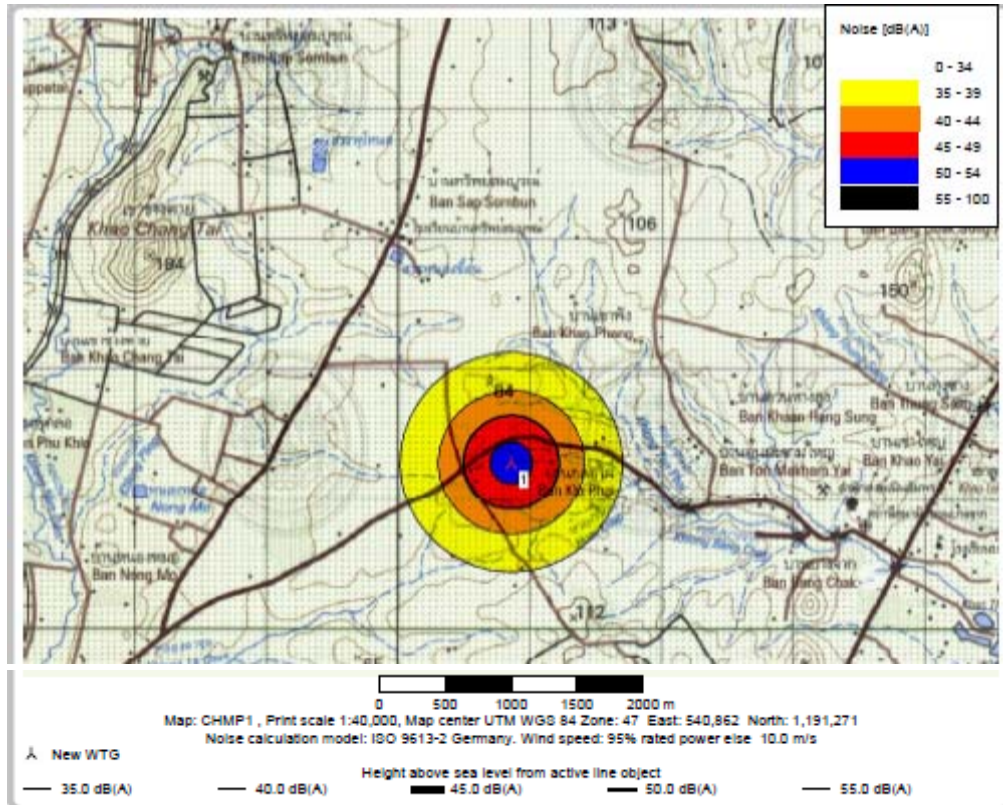
5.4.7 ผลการประเมินผลกระทบด้านเสียง ในกรณีการติดตั้งกังหันลม ใกล้สถานี่ประเมินศักยภาพลม อำเภอบางละมุง จังหวัดชุมพร

สำหรับพื้นที่โดยรอบสถานี่ประเมินศักยภาพลมชุมพร พบว่า บริเวณโดยรอบสถานี่ประเมินฯ มีบ้านเรือนอยู่ค่อนข้างน้อย และอาจได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 35 – 49 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย เช่นบริเวณที่ทำการเทศบาลตำบลชุมโค ซึ่งอยู่ห่างออกไปประมาณ 300 – 400 เมตร แม้ว่าจะใช้กังหันลมทุกขนาด ดังแสดงในรูปที่ 5.62 – 5.66

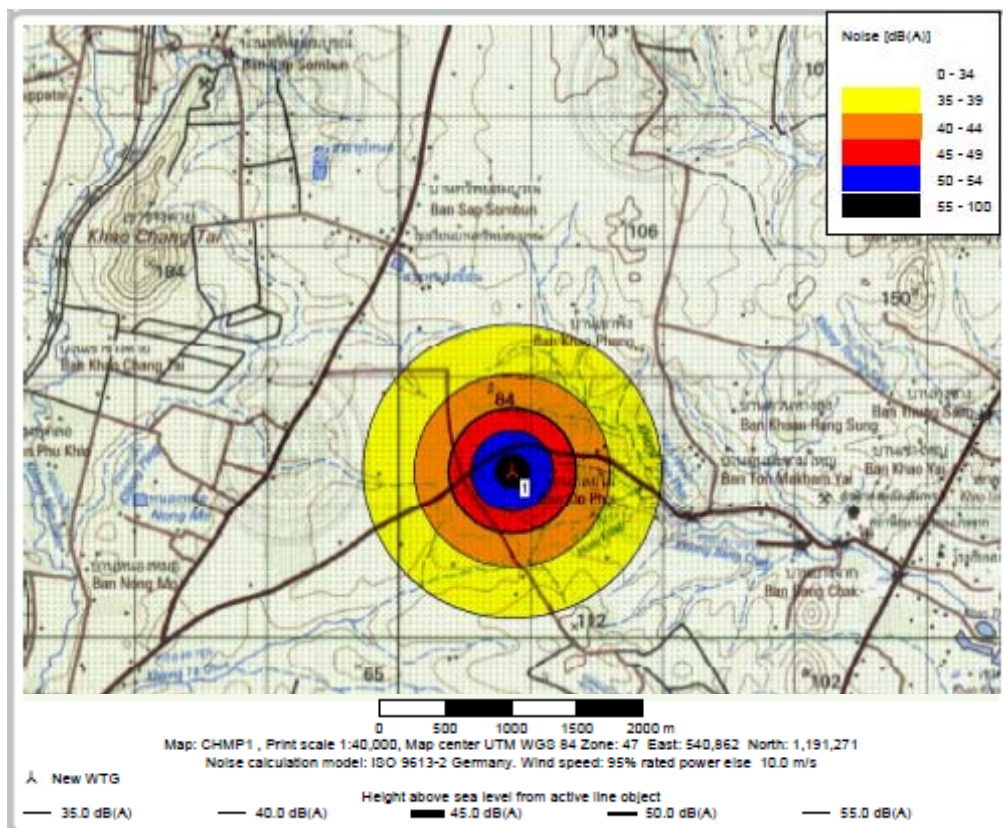


รูปที่ 5.72 ผลกระทบด้านเสียง สถานี่ประเมินศักยภาพลมชุมพร
ของกังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

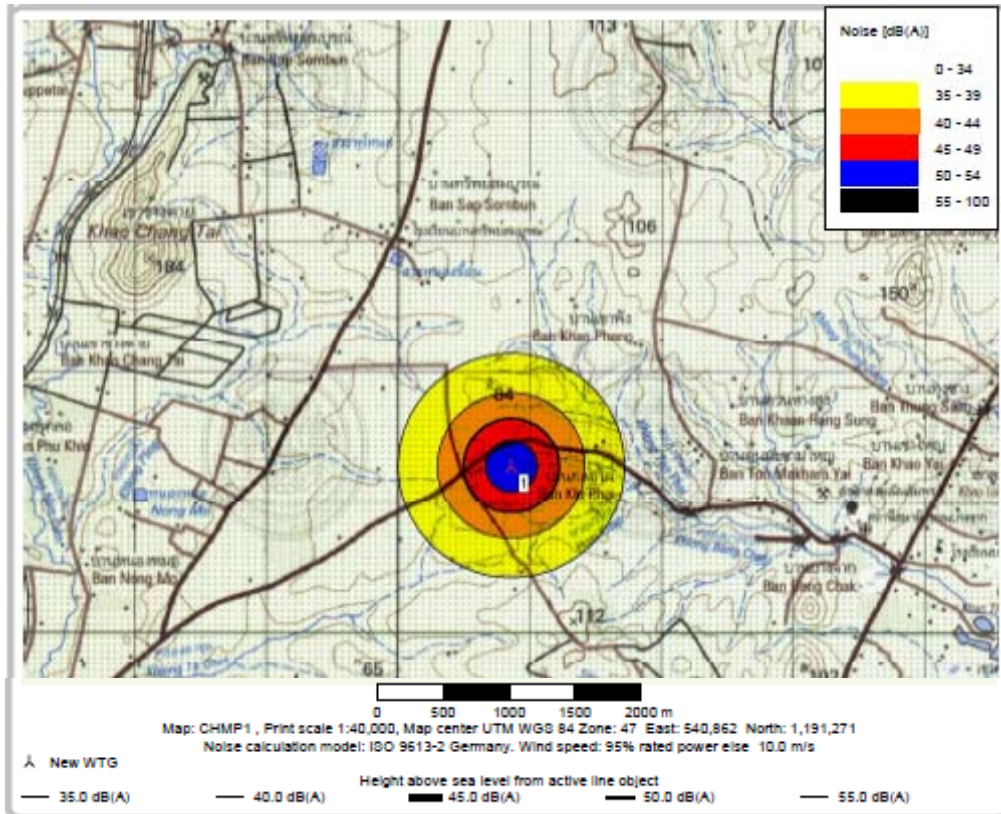


รูปที่ 5.73 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร
ของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์

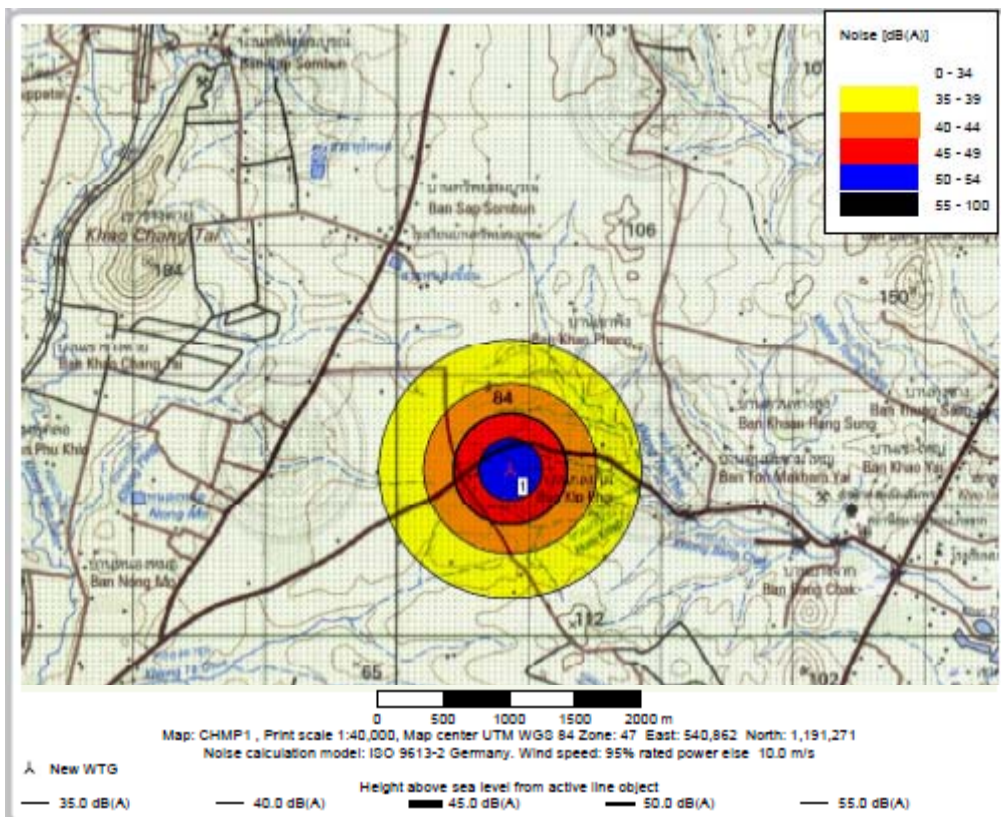


รูปที่ 5.74 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร
ของกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.75 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร
ของกังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์



รูปที่ 5.76 ผลกระทบด้านเสียง สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร
ของกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์

5.4.8 ผลการประเมินทัศนคติของชุมชนโดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

การสำรวจความคิดเห็นจากประชาชนโดยสุ่มตัวอย่างประชากรจำนวน 50 คน และจากผู้นำชุมชนจำนวน 4 คนคือ กำนัน ผู้ช่วยผู้ใหญ่บ้าน และสมาชิกสภาองค์การบริหารส่วนตำบล 2 คนซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ก. ข้อมูลพื้นฐานของประชาชนในพื้นที่โครงการ

จากการสัมภาษณ์พบว่า โดยเฉลี่ยประชาชนตั้งบ้านเรือนอาศัยอยู่ห่างจากที่พื้นที่ตั้งกังหันลมมากกว่า 500 เมตร ผู้ถูกสัมภาษณ์ส่วนใหญ่เป็นชาย คิดเป็นร้อยละ 66.00 มีอายุมากกว่า 50 ปี ส่วนใหญ่มีระดับการศึกษาคือ ประถม นับถือศาสนาพุทธทั้งหมด อาชีพส่วนใหญ่ทำสวน คิดเป็นร้อยละ 54.39 โดยเฉลี่ยอาศัยอยู่ในชุมชนมากกว่า 30 ปี มีสมาชิกในครอบครัวโดยเฉลี่ย 4-5 คน มีจำนวนสมาชิกที่ทำงานที่อื่นเพียงเล็กน้อยเฉลี่ย 1.84 คนต่อครอบครัว กำลังศึกษาโดยเฉลี่ยครอบครัวละ 1.91 คน โดยเฉลี่ยรายได้ของครอบครัวประมาณ 6,000.30 บาทต่อเดือน ด้านคุณภาพชีวิตของประชากร ส่วนใหญ่เป็นใช้วัด คิดเป็นร้อยละ 50.98 และโรคมุมแพร้อยละ 39.22 ส่วนใหญ่ประชากรเกิดโรคตาอักเสบและหูอักเสบที่เป็นโรคร้ายไข้เจ็บที่เกิดจากการทำงาน ซึ่งหากเกิดการเจ็บป่วยประชาชนส่วนใหญ่รับบริการจากสถานีนามัย และโรงพยาบาล ด้านแหล่งน้ำหลักที่ใช้การอุปโภคบริโภคคือ ประปา คิดเป็นร้อยละ 68.85 และบางส่วนใช้น้ำฝน คิดเป็นร้อยละ 21.31 มีการกำจัดขยะมูลฝอยโดยวิธีการเผา และการฝัง มีระบบสาธารณสุขบริโภคคือ ไฟฟ้า น้ำประปา สำหรับการคมนาคมเข้าสู่ชุมชนมีความสะดวก ส่วนใหญ่ใช้รถยนต์ส่วนบุคคล และรถโดยสารประจำทาง

ข. ความคิดเห็นต่อโครงการ

ประชาชน

ประชาชนในพื้นที่ส่วนใหญ่ ทราบข่าวเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบ้างเล็กน้อย คิดเป็นร้อยละ 48.00 จากทางหน่วยงานราชการ วิทยุท้องถิ่น และเพื่อนบ้าน ซึ่งประชาชนโดยส่วนใหญ่ ไม่ทราบว่าจะมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่นของตนเองคิดเป็นร้อยละ 68.00 และประชาชนโดยส่วนใหญ่ขอพิจารณาดูก่อนที่จะให้การสนับสนุนโครงการดังกล่าว คิดเป็นร้อยละ 54.00 และประชาชนมีความคิดเห็นทางลบจากโครงการ ซึ่งจะเกิดผลกระทบเรื่องสูญเสียความเป็นธรรมชาติ และเกิดการตัดไม้ทำลายป่า สำหรับความคิดเห็นในด้านดีของโครงการคือ การเป็นแหล่งพลังงานของชุมชนร้อยละ 41.82 เกิดการจ้างงานในชุมชนร้อยละ 9.09 นำความเจริญมาสู่ชุมชนร้อยละ 27.27 แหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ร้อยละ 16.36 นอกจากนี้ประชาชนร้อยละ 40.00 มีความเห็นว่า ควรใช้พลังงานลม เป็นแหล่งพลังงานผลิตกระแสไฟฟ้าและพลังงานแสงอาทิตย์ร้อยละ 26.67 ด้านสิ่งแวดล้อมประชาชนร้อยละ 54.00 คิดว่าไม่ส่งผลกระทบต่อสัตว์ประจำถิ่น และร้อยละ 62.00 คิดว่าไม่ส่งผลกระทบต่อพืชประจำถิ่น ข้อเสนอแนะอื่น ๆ ของประชาชนมีดังนี้ ควรชี้แจงทำความเข้าใจกับประชาชนหรือประชาสัมพันธ์ให้ทั่วถึง และควรทำประชาคมหากต้องมีการก่อสร้าง

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ผู้นำชุมชน

จากการสำรวจความเห็นของผู้นำชุมชนพบว่า ผู้นำชุมชนส่วนใหญ่รับทราบข่าวเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบ้างเล็กน้อย โดยช่องทางข้อมูลข่าวสารมาจากวิทยุท้องถิ่น โทรทัศน์และหนังสือพิมพ์ ซึ่งยังไม่ทราบว่าจะมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในท้องถิ่นของตนเอง และผู้นำชุมชนส่วนใหญ่จะขอพิจารณาโครงการดูก่อนว่าสมควรสนับสนุนหรือไม่ สำหรับผลกระทบทางด้านลบที่คิดว่าอาจจะเกิดขึ้นคือ เกิดความรำคาญจากเสียงและอาจกระทบต่อสัตว์ในธรรมชาติ ส่วนความเห็นในด้านดีของโครงการคือ เป็นแหล่งพลังงาน นำความเจริญสู่ชุมชนและเป็นแหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าพบว่า ในระยะ 2-3 ปี ที่ผ่านมามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น และคิดว่าควรใช้พลังงานลม แสงอาทิตย์และพลังงานน้ำ เป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไฟฟ้า หากโครงการนี้เกิดขึ้นคิดว่าจะทำให้เกิดความเปลี่ยนแปลงต่อการใช้ประโยชน์พื้นที่และไม่ส่งผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมต่อสัตว์และพืชประจำถิ่น

5.5 การศึกษาศักยภาพและความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย ในรายงานนี้ จะพิจารณาเฉพาะอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ของการลงทุน โดยใช้สมมติฐาน มูลค่าการลงทุนจาก 2010 Cost of Wind Energy Review โดย NREL และใช้ข้อมูลศักยภาพพลังงานลมจากการคำนวณ โดยใช้โปรแกรม WindSim ร่วมกับข้อมูลลมของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง ซึ่งเก็บข้อมูลครบ 1 ปี ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2555

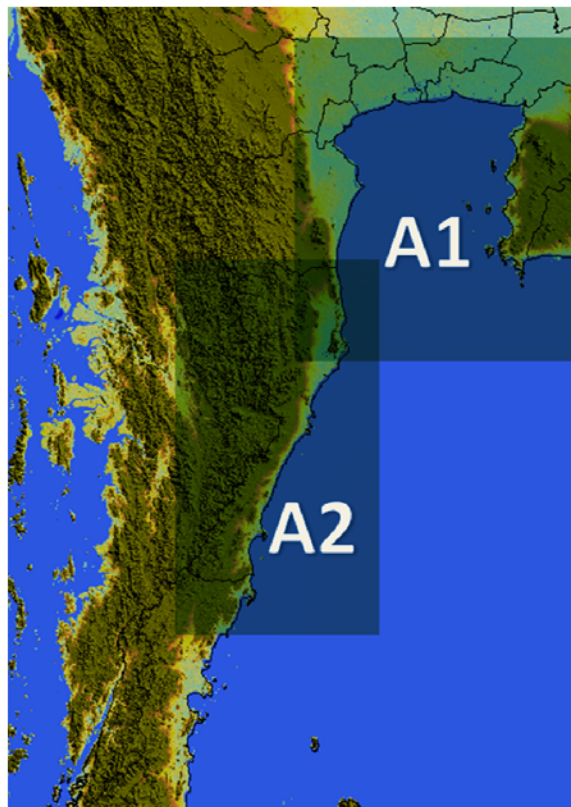
ขอบเขตพื้นที่ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ครอบคลุม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการ ไปจนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร โดยแบ่งพื้นที่เป็น 3 ส่วนหลัก คือ

1. พื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม
2. พื้นที่ชายฝั่งทะเล จังหวัดเพชรบุรี
3. พื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์จนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

การพิจารณาพื้นที่ชายฝั่งทะเล ของแต่ละพื้นที่หลัก จะแบ่งเป็นพื้นที่บนพื้นดิน ห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 5 กิโลเมตร และ 10 กิโลเมตร และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 20 กิโลเมตร

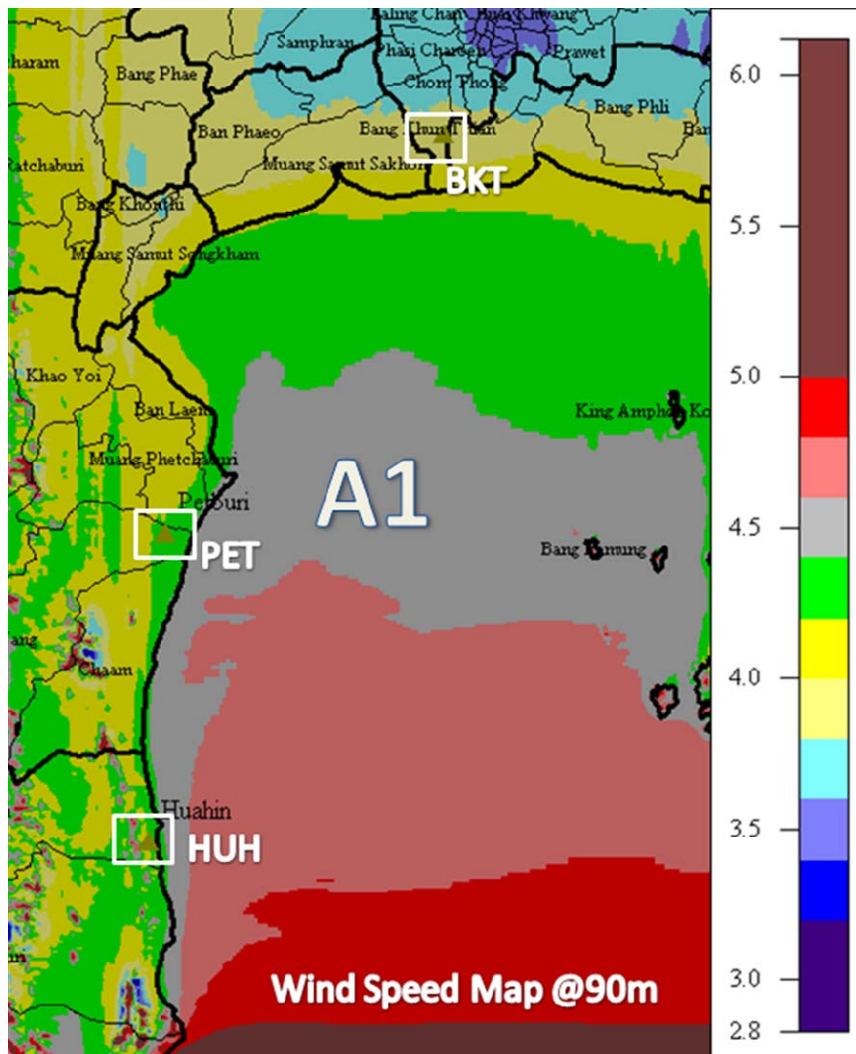
5.5.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานลมบริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย

เนื่องจากการสร้างแผนที่ศักยภาพพลังงานลม โดยใช้โปรแกรม WindSim ให้มีความละเอียดสูง (ขนาด cell น้อยกว่า 250x250 ตารางเมตร) และครอบคลุมพื้นที่ขนาดใหญ่ (มากกว่า 200x200 ตารางกิโลเมตร) มีข้อจำกัด 2 ประการหลักคือ 1) ความสามารถของโปรแกรม และ 2) ความสามารถของเครื่องคอมพิวเตอร์ ดังนั้น การศึกษานี้จึงจำเป็นต้องแบ่งพื้นที่ เป็น 2 ส่วน คือ พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน (พื้นที่ A1) และพื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณจังหวัดประจวบฯและชุมพร (พื้นที่ A2) ดังแสดงในรูปที่ 5.77



รูปที่ 5.77 ขอบเขตแผนที่ศักยภาพพลังงานลม ครอบคลุมพื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน (พื้นที่ A1) และ ครอบคลุมพื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณจังหวัดประจวบฯและชุมพร (พื้นที่ A2)

สำหรับพื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่อำเภอบ้านแหลมจังหวัดเพชรบุรีไปจนถึงอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ พบว่า ความเร็วลมเฉลี่ยนอกชายฝั่งทะเลเพิ่มสูงขึ้นอีกเล็กน้อย อยู่ที่ประมาณ 4.4 – 4.8 เมตรต่อวินาที โดยเฉพาะชายฝั่งทะเลอำเภอชะอำและหัวหิน ส่วนพื้นที่ใกล้แนวชายฝั่งทะเลมีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.2 – 4.4 เมตรต่อวินาที ทั้งนี้จะสังเกตได้ว่าพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลทางตอนล่างของแผนที่ มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 5 เมตรต่อวินาที ซึ่งสูงกว่าพื้นที่อื่นอย่างชัดเจน แต่เนื่องจากพื้นที่นี้อยู่ใกล้ขอบของแบบจำลอง และไม่มีสถานีวัดลมในบริเวณใกล้นั้น จึงมีโอกาสผิดพลาดสูง ดังนั้นการศึกษานี้จึงไม่นำพื้นที่บริเวณนี้มาพิจารณา แต่จะใช้ผลการศึกษาจากจากรูปที่ 5.79 มาพิจารณาแทน

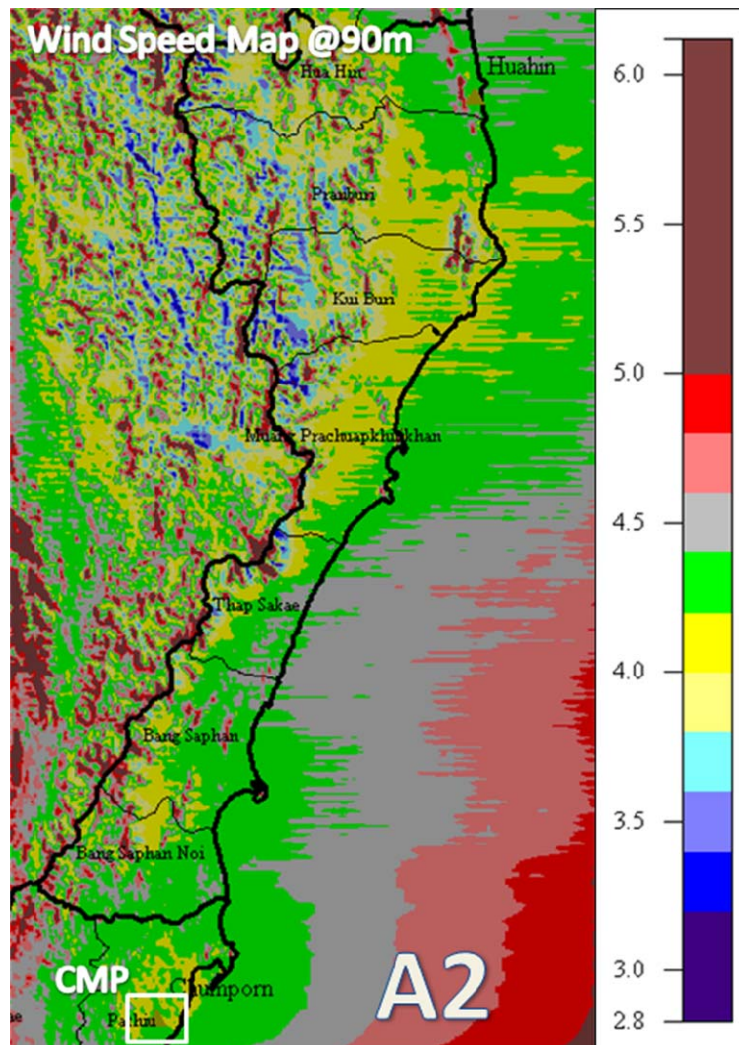


รูปที่ 5.78 แผนที่ศักยภาพพลังงานลม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน (A1)

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.79 จะเห็นว่า บริเวณชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ตั้งแต่อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ไปจนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.0 – 4.4 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก ยกเว้นพื้นที่บนยอดเขา อำเภอหัวหิน อำเภอปราณบุรี และอำเภอเมืองจังหวัดประจวบคีรีขันธ์มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 5 เมตรต่อวินาที และพื้นที่ชายฝั่งทะเลอำเภอทับสะแก มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 4.4 เมตรต่อวินาที

ทั้งนี้จะสังเกตได้ว่าพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลทางมุล่งขวาของแผนที่ มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 5 เมตรต่อวินาที ซึ่งสูงกว่าพื้นที่อื่นอย่างชัดเจน แต่เนื่องจากพื้นที่นี้อยู่ใกล้ขอบของแบบจำลอง และไม่มีสถานีวัดลมในบริเวณใกล้กัน จึงมีโอกาสผิดพลาดสูง ดังนั้นการศึกษานี้จึงไม่นำพื้นที่บริเวณนี้มาพิจารณา



รูปที่ 5.79 แผนที่ศักยภาพพลังงานลม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณจังหวัดประจวบฯและชุมพร (A2)

5.5.2 ผลการศึกษาประเมินการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในทะเลบริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย

การศึกษาประเมินการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในทะเลบริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยในรายงานนี้ จะพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และปัจจัยต่างๆที่เกี่ยวข้อง คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (AEP, MWh/year), อัตราการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Adder 3.5 และ 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง), มูลค่าการลงทุนในการติดตั้งกังหันลมทั้งบนพื้นดินและนอกชายฝั่งทะเล ซึ่งรวมถึงมูลค่ากังหันลม (แบ่งตามขนาดของกังหันลม 5 รุ่น ดังได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 5.1 – 5.4) และอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (กรณีฐาน คือ 7.29% และเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำที่ 4%)

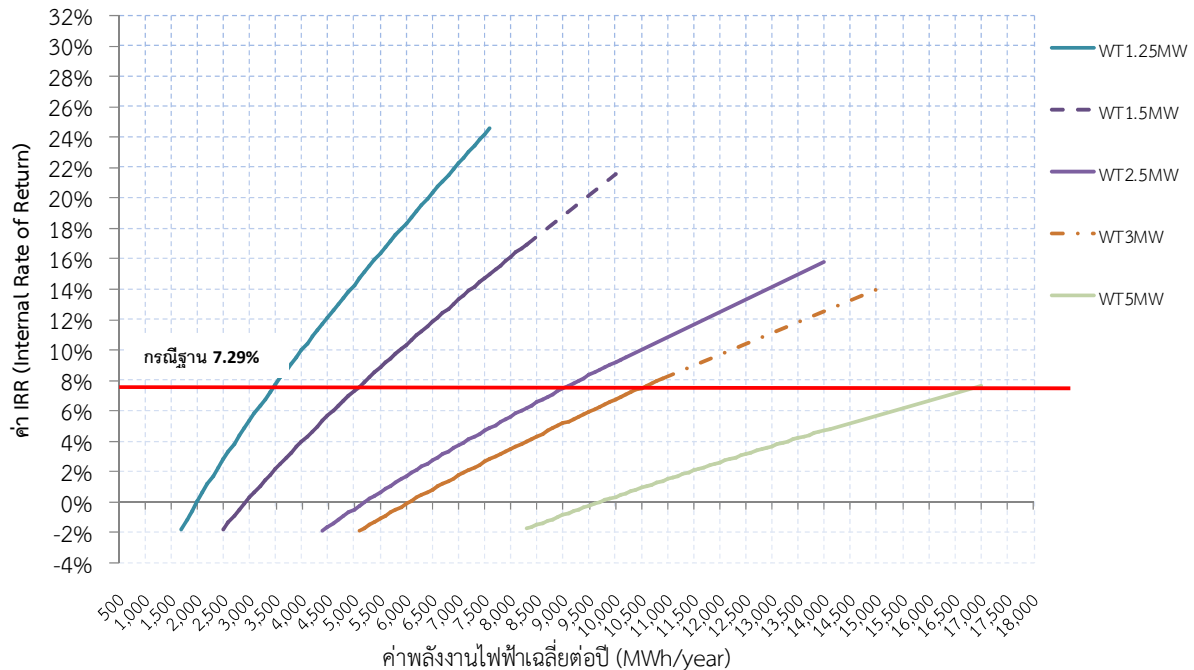
สมมติฐานด้านมูลค่าการลงทุนในการติดตั้งกังหันลมบนพื้นดิน และมูลค่ากังหันลม 5 รุ่น ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 5.1 – 5.4 ส่วนสมมติฐานด้านมูลค่าการลงทุนในการติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล อ้างอิงจากรายงาน **2010 Cost of Wind Energy Review** โดย NREL ซึ่งใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และข้อมูลจากกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล ของประเทศสหรัฐอเมริกา กล่าวคือ มูลค่ากังหันลมคิดเป็นสัดส่วน 32% ของมูลค่าการลงทุนทั้งหมด และมูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษา อยู่ที่ประมาณ 10 USDต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง ต่อปี

ดังนั้น ผลการประเมินมูลค่าการลงทุนทั้งหมด สำหรับกังหันลมที่ถูกคัดเลือกมาทั้งหมด 5 รุ่น มีดังนี้

- กังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ DEWIND มูลค่าการลงทุน 174,087,786.65 บาท
- กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ GE มูลค่าการลงทุน 255,556,671.75 บาท
- กังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ GE มูลค่าการลงทุน 454,938,706.63 บาท
- กังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ VESTAS มูลค่าการลงทุน 528,696,938.17 บาท
- กังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ RePower มูลค่าการลงทุน 847,491,161.22 บาท

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

รูปที่ 5.80 แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเล และมีขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน ในกรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ส่วนรูปที่ 5.81 คือ กรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง



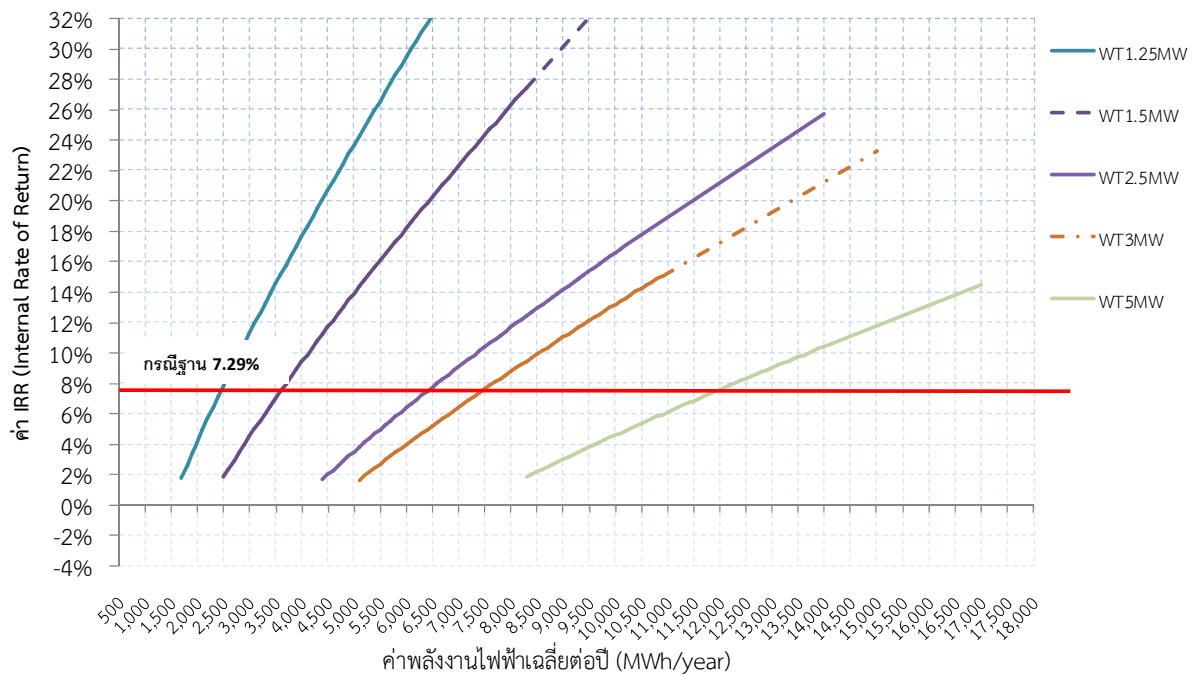
รูปที่ 5.80 แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเล และมีขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน ในกรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

จากรูปที่ 5.80 กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จะพบว่า หากเลือกกังหันลม VESTAS 3000kW และต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 7.29% ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 10,500 MWh/year แต่หากต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 4% เช่น กรณีมีแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 8,300 MWh/year ซึ่งทำให้มีเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำแตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 5.22

ตารางที่ 5.22 เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ (m/s) ที่ความสูง 90m เมื่อกังหันลม VESTAS 3000kW ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ (MWh/year)	10,500	8,300
บริเวณชายฝั่งทะเล จังหวัดกรุงเทพ	7.43 m/s	6.47 m/s
บริเวณชายฝั่งทะเล จังหวัดเพชรบุรี	7.61 m/s	6.67 m/s
บริเวณชายฝั่งทะเล จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	7.04 m/s	6.28 m/s
บริเวณชายฝั่งทะเล จังหวัดชุมพร อำเภอปะทิว	6.81 m/s	6.12 m/s

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.81 แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปี (AEP) ของกังหันลม 5 รุ่น ที่ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเล และมีขนาดและมูลค่าแตกต่างกัน ในกรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

จากรูปที่ 5.81 กรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จะพบว่า หากเลือกกังหันลม VESTAS 3000kW และต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 7.29% ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 7,500 MWh/year แต่หากต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 4% เช่น กรณีมีแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 6,000 MWh/year ซึ่งทำให้มีเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำแตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 5.23

ตารางที่ 5.23 เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ (m/s) ที่ความสูง 90m เมื่อกังหันลม VESTAS 3000kW ติดตั้งนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย กรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

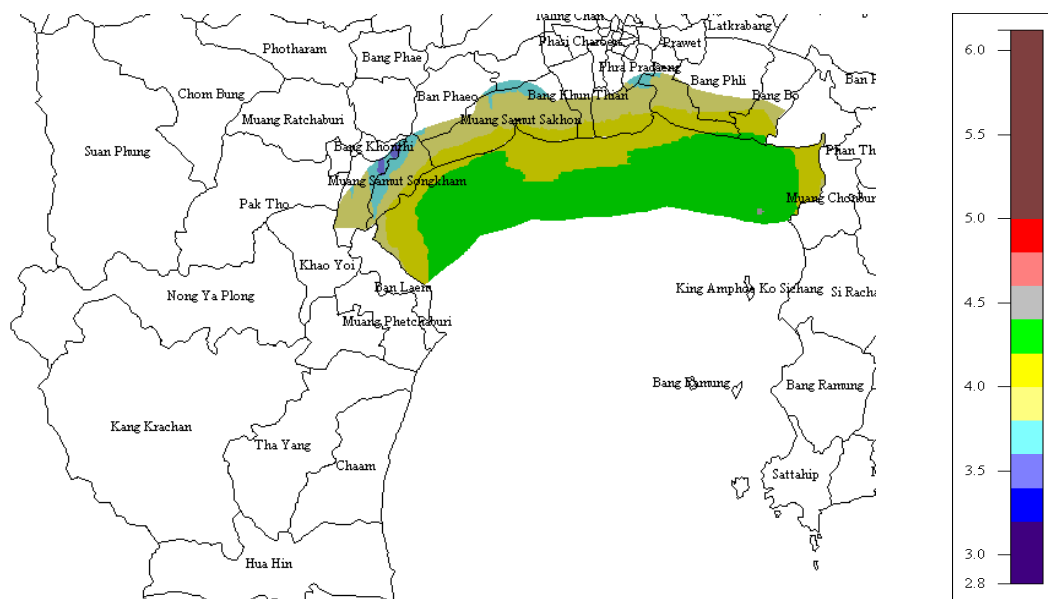
ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ (MWh/year)	7,500	6,000
บริเวณชายฝั่งทะเล จังหวัดกรุงเทพ	6.12 m/s	5.47 m/s
บริเวณชายฝั่งทะเล จังหวัดเพชรบุรี	6.33 m/s	5.70 m/s
บริเวณชายฝั่งทะเล จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	6.00 m/s	5.48 m/s
บริเวณชายฝั่งทะเล จังหวัดชุมพร อำเภอบางสะพาน	5.86 m/s	5.39 m/s

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

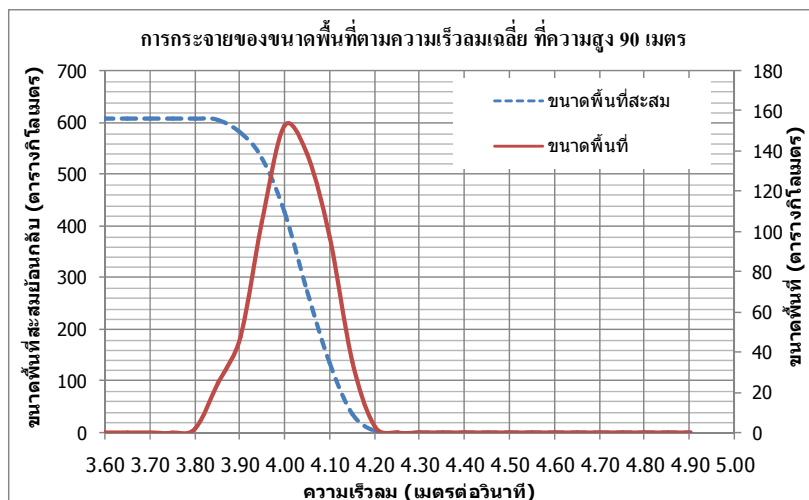
5.5.3 ผลการศึกษาศักยภาพของพื้นที่ในการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม

การศึกษาศักยภาพของพื้นที่ชายฝั่งทะเลในการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ จะแบ่งเป็นพื้นที่บนพื้นดิน ห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 5 กิโลเมตร พื้นที่บนพื้นดิน ห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 10 กิโลเมตร และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 20 กิโลเมตร

จากรูปที่ 5.82 จะพบว่า บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.0 – 4.4 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก และจากรูปที่ 5.83 – 5.85 จะเห็นว่า ไม่มีพื้นที่ใดที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ ดังแสดงในตารางที่ 5.6, 5.22 และ 5.23

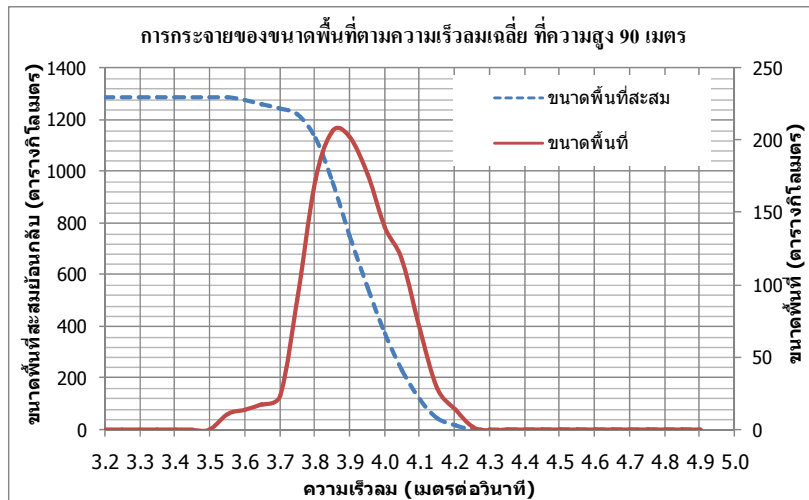


รูปที่ 5.82 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ความสูง 90 เมตร ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม

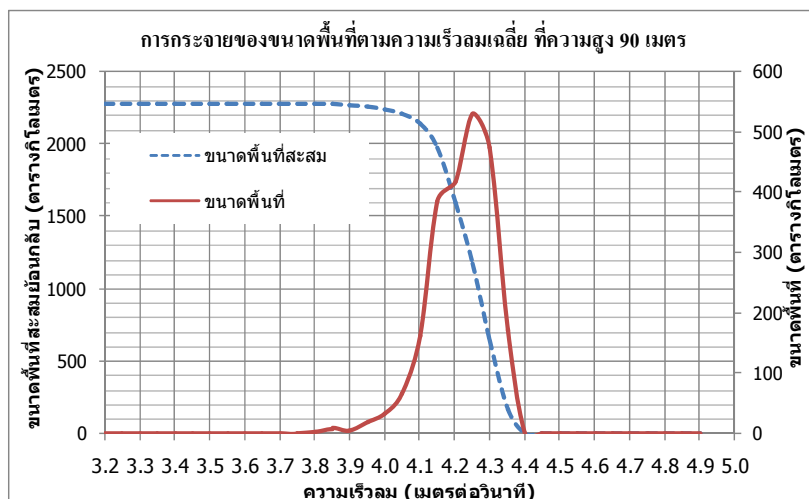


รูปที่ 5.83 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดิน ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 5 ก.ม. พื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.84 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดิน ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. พื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม

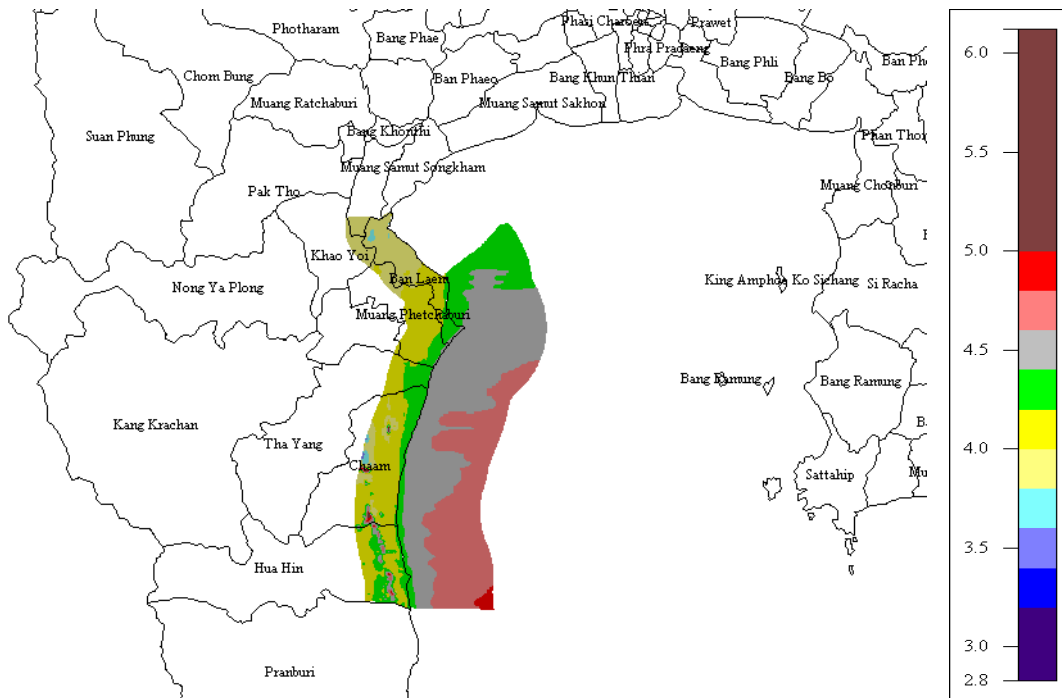


รูปที่ 5.85 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. พื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม

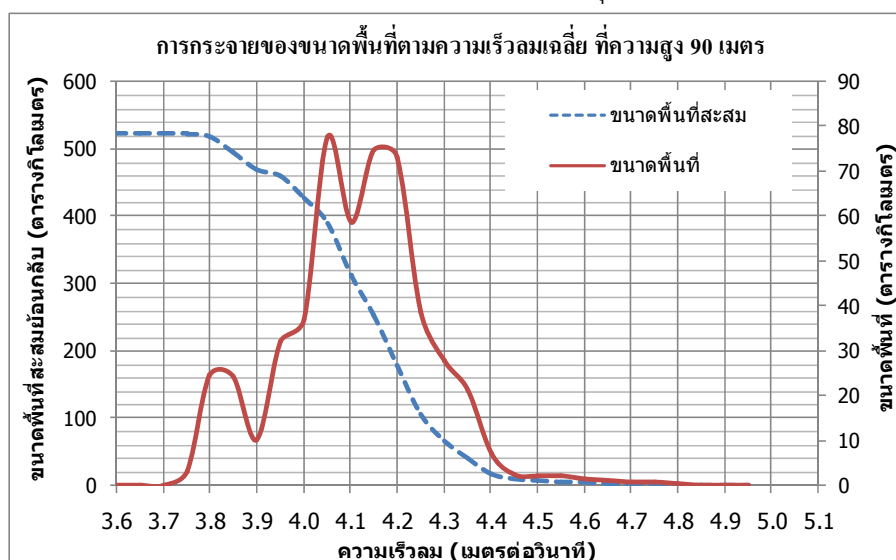
บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.5.4 ผลการศึกษาศักยภาพของพื้นที่ในการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่งทะเลของจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ

จากรูปที่ 5.86 จะพบว่า บริเวณชายฝั่งทะเลของจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยส่วนใหญ่อยู่ที่ 4.0 - 4.6 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่าพื้นที่บนยอดเขา และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล โดยเฉพาะอำเภอชะอำและหัวหิน มีศักยภาพลมสูงกว่าพื้นที่อื่น

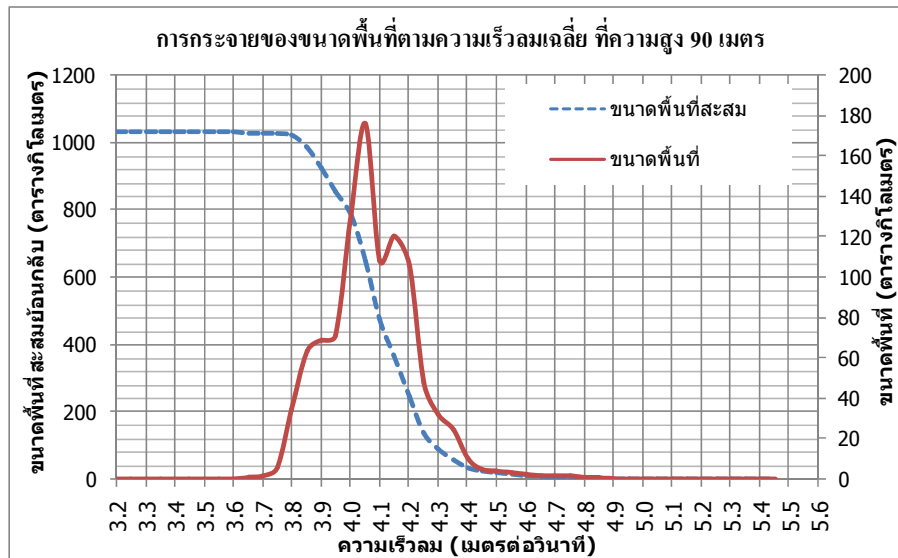


รูปที่ 5.86 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ความสูง 90 เมตร
ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ

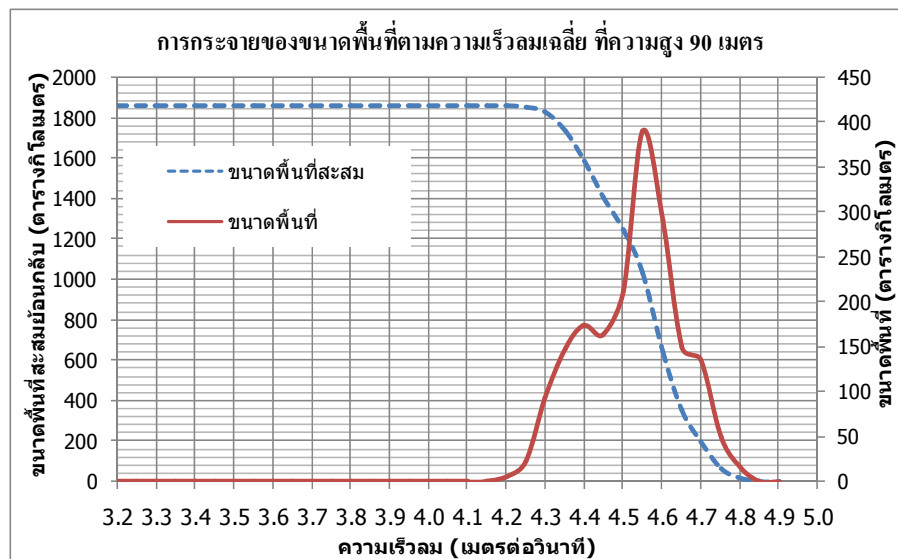


รูปที่ 5.87 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดิน
ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 5 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.88 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดิน ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ

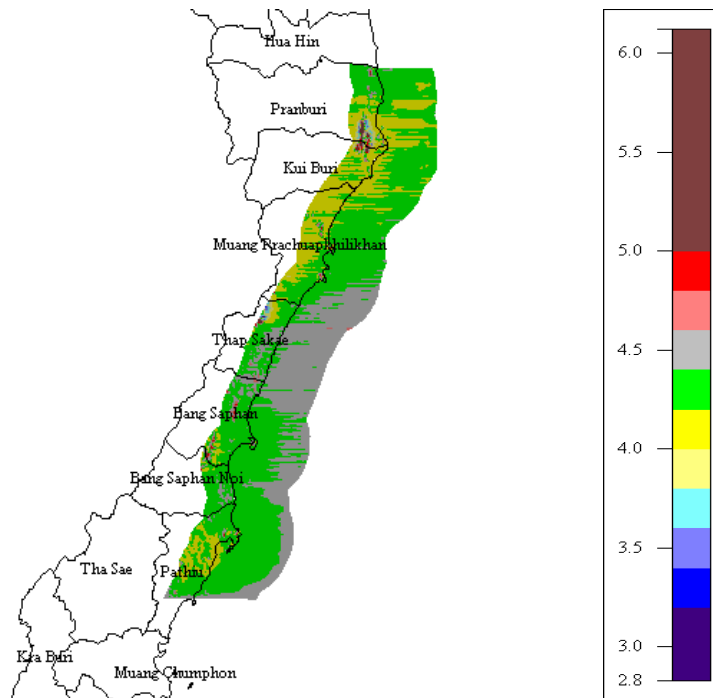


รูปที่ 5.89 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ

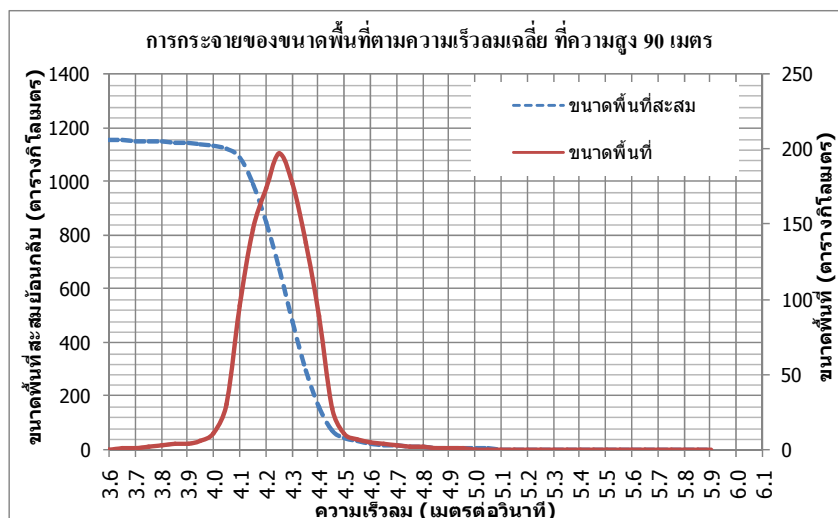
จากรูปที่ 5.88 จะเห็นว่า พื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. มีบางพื้นที่ (ขนาดเล็กมาก เช่นบนยอดเขา) ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ 5.0 เมตรต่อวินาที ดังแสดงในตารางที่ 5.11 ซึ่งเป็นกรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ IRR 7.29% ส่วนพื้นที่อื่นๆ ดังแสดงในรูปที่ 5.87 และ 5.89 มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ ในตารางที่ 5.11 และ 5.23 ตามลำดับ

5.5.5 ผลการศึกษาศักยภาพของพื้นที่ในการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่งทะเลของจังหวัดชุมพร

จากรูปที่ 5.90 จะพบว่า บริเวณชายฝั่งทะเลของจังหวัดชุมพร มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยส่วนใหญ่อยู่ที่ 4.2 – 4.6 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่าพื้นที่บนยอดเขา อำเภอปราณบุรี กุยบุรี ทับสะแก บางสะพาน และบางสะพานน้อย และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอำเภอทับสะแก มีศักยภาพลมสูงกว่าพื้นที่อื่น

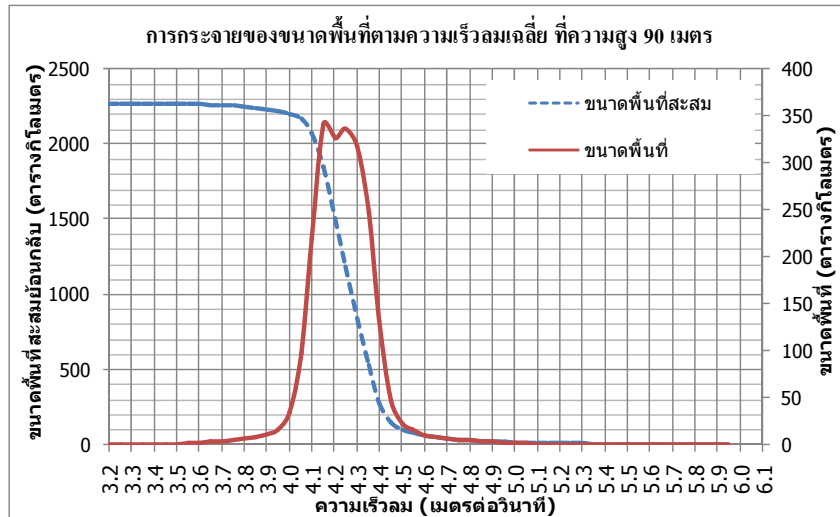


รูปที่ 5.90 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ความสูง 90 เมตร
ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร

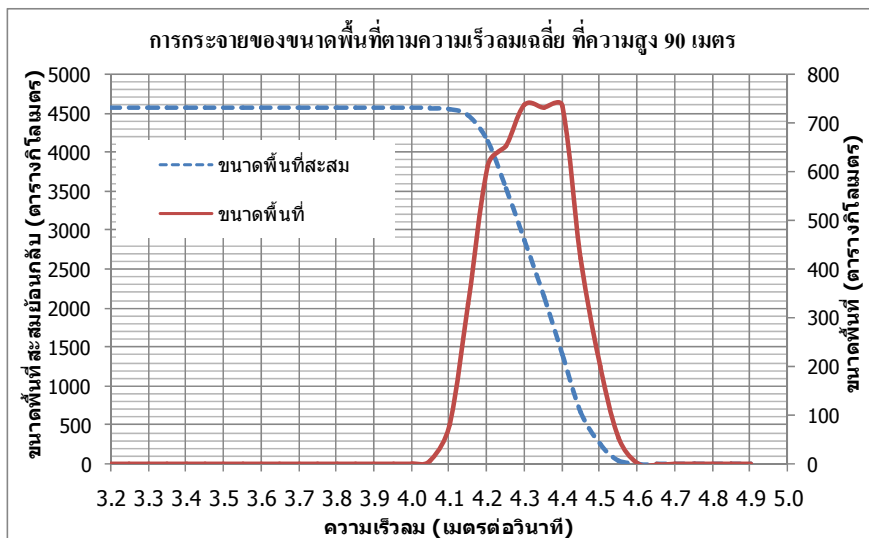


รูปที่ 5.91 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดิน
ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 5 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.92 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่บนพื้นดิน ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร



รูปที่ 5.93 ความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร กับขนาดพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. ของพื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลจังหวัดชุมพร

จากรูปที่ 5.91 และ 5.92 จะเห็นว่า พื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. มีบางพื้นที่ (ขนาดเล็ก เช่นบนยอดเขา) ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ 4.9 เมตรต่อวินาที ดังแสดงในตารางที่ 5.16 และ 5.21 ซึ่งเป็น กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ IRR 7.29% ส่วนพื้นที่อื่นๆ ในรูปที่ 5.93 มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ 5.39 เมตรต่อวินาที ดังแสดงในตารางที่ 5.23

กล่าวโดยสรุป จากผลการศึกษาโดยใช้โปรแกรม WindSim และข้อมูลลมจากสถานีวัดลม 4 แห่ง ระหว่างเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม ปี พ.ศ. 2555 พบว่า พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการ จนถึงอำเภอปะทิวจังหวัดชุมพร ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. ไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ส่วนบนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 กิโลเมตร มีเพียงพื้นที่บนยอดเขาเท่านั้น ที่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่

5.6 การศึกษาประเมินความเหมาะสมของโครงการในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์

จากการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมทั้ง 5 ขนาด คือ 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 เมกะวัตต์ พบว่า กังหันลมที่ติดตั้ง บนพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด และมีค่า Capacity factor สูงสุด ได้จากการใช้กังหันลม รุ่น GE 1500kW จึงได้เลือกใช้กังหันลมรุ่นนี้ในการประเมินความเหมาะสมของโครงการในการลงทุนติดตั้งกังหันลมของบริเวณสถานีทั้ง 4 แห่ง

จากการวิเคราะห์องค์ประกอบของมูลค่าต้นทุนโครงการ สามารถแสดงรายการแจกแจงการลงทุนของแต่ละพื้นที่ดังแสดงในตารางที่ 5.24 โดยแบ่งเป็น (1) มูลค่ากังหันลม (2) มูลค่าการติดตั้งกังหันลม (3) มูลค่าที่ดิน

ตารางที่ 5.24 มูลค่าการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 เมกะวัตต์บริเวณสถานีทั้ง 4 แห่ง

รายการมูลค่าในการลงทุน (บาท)	พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	พื้นที่ 4
	กรุงเทพฯ	เพชรบุรี	ประจวบฯ	ชุมพร
มูลค่ากังหันลม	59,585,923	59,585,923	59,585,923	59,585,923
มูลค่าก่อสร้างติดตั้ง	8,044,100	8,044,100	8,044,100	8,044,100
มูลค่าที่ดิน	5,358,000	510,000	3,000,000	1,275,000
รวมมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น	72,988,022	68,140,022	70,630,022	68,905,022

จากตารางที่ 5.24 จะพบว่ามูลค่าการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 เมกะวัตต์ในแต่ละพื้นที่แตกต่างกันขึ้นกับมูลค่าที่ดิน เป็นหลักโดยพื้นที่บริเวณสถานีกรุงเทพฯ มีมูลค่าการลงทุนสูงที่สุด รองลงมาคือพื้นที่บริเวณสถานีประจวบฯ ชุมพร และเพชรบุรี ตามลำดับ

5.6.1 ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้

การประเมินปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เมื่อติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 1.5 เมกะวัตต์จำนวน 1 ตัวในแต่ละพื้นที่ ซึ่งได้จากการประเมินศักยภาพพลังงานลมรายปีโดยใช้โปรแกรม WindSim และกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ ความสูงของ Hub 80 เมตร จากนั้นนำปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปประเมินมูลค่าผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าได้ โดยคิดอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ 2.5912 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) เท่ากับ 0.19195 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ผลที่ได้จากการประเมินแสดงในตารางที่ 5.25 รวมทั้งมูลค่าการขายไฟฟ้า และพิจารณาทั้งกรณีไม่พิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มและกรณีพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.25 ประโยชน์จากการขายไฟฟ้าบริเวณสถานีทั้ง 4 แห่ง กรณีไม่พิจารณาและพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

		พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	พื้นที่ 4
		กรุงเทพฯ	เพชรบุรี	ประจวบฯ	ชุมพร
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh/ปี)		1,530,000	1,740,100	4,903,800	3,651,000
มูลค่าการขายไฟฟ้า (บาท/ปี)	ไม่มี Adder	4,258,220	4,842,959	13,648,011	10,161,281
	Adder 3.50 บาท/kWh	9,613,220	10,933,309	30,811,311	22,939,781
	Adder 4.50 บาท/kWh	11,143,220	12,673,409	35,715,111	26,590,781
	Adder 6.50 บาท/kWh	14,203,220	16,153,609	45,522,711	33,892,781
รายได้จากการขายไฟฟ้า หลังหักค่าปฏิบัติงานและ บำรุงรักษา (บาท/ปี)	ไม่มี Adder	3,066,501	3,651,241	12,456,293	8,969,562
	Adder 3.50 บาท/kWh	8,421,501	9,741,591	29,619,593	21,748,062
	Adder 4.50 บาท/kWh	9,951,501	11,481,691	34,523,393	25,399,062
	Adder 6.50 บาท/kWh	13,011,501	14,961,891	44,330,993	32,701,062

จากตารางที่ 5.25 จะเห็นว่าพื้นที่ 3 อ.หัวหิน จ.ประจวบฯ มีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดสอดคล้องกับผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม รองลงมาเรียงลำดับจากมากไปน้อยดังนี้ พื้นที่บริเวณสถานี ชุมพร พื้นที่บริเวณสถานีเพชรบุรี และ พื้นที่บริเวณสถานีกรุงเทพฯ ตามลำดับ นอกจากนี้หากค่าใช้จ่ายในการบริหารงานและการบำรุงรักษาของทุกพื้นที่เท่ากัน คือ 1,191,718 บาท ดังนั้นประมาณการรายได้สุทธิ กรณีเงินมีมูลค่าคงที่ตลอดอายุโครงการ รายได้จากการขายซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มมีรายได้มากกว่ากรณีไม่พิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม

ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนั้นเป็นแนวทางหนึ่งของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนซึ่งช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยทั่วไปจะคิดเทียบเท่าการนำเข้าน้ำมันดิบ ซึ่งช่วยลดภาระค่าใช้จ่ายเมื่อใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้านั้น โดยคิดจากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากนั้นจึงเปลี่ยนค่าพลังงานไฟฟ้าเป็นปริมาณน้ำมันดิบ โดยคิดให้พลังงานไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต้องใช้น้ำมันดิบ 0.0000000852 กิโลตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (kTOE) และน้ำมันดิบ 1 บาร์เรล ซึ่งมูลค่าน้ำมันดิบ 1 บาร์เรลเฉลี่ยของปี 2555 เป็น 111.65 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล และใช้อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ 31.23 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ผลการประเมินมูลค่าพลังงานจากน้ำมันดิบนำเข้าที่ลดลงได้เมื่อใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ แสดงดังตารางที่ 5.26 จะเห็นว่าผลประโยชน์ที่ได้รับเนื่องจากการนำเข้าน้ำมันดิบขึ้นกับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละพื้นที่ และราคาน้ำมันดิบและอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ

นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม จัดเป็นโครงการที่เข้าข่ายเป็นโครงการ CDM (Clean Development Mechanism) เพราะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมถือเป็นโครงการที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซ

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

เรือนกระจก โดยเฉพาะคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงจากการผลิตไฟฟ้า สามารถนำไปขายได้เพื่อเพิ่มความสามารถในการลงทุนและทำให้โครงการมีความน่าสนใจมากขึ้น ซึ่งมีการซื้อขายกันอย่างกว้างขวางในปัจจุบัน ที่เรียกกันทั่วไปว่า “คาร์บอนเครดิต” ภายใต้การกำกับดูแลขององค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (อบก.) ทั้งนี้ประเทศไทยเป็นประเทศที่มีได้ถูกบังคับให้ควบคุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีการซื้อขายคาร์บอนเครดิตจะขายในตลาดของ CER (Certified Emissions Reductions) ในการประเมินผลตอบแทนจากการลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ในรายงานฉบับนี้จะประเมินมูลค่าการขายคาร์บอนโดยมีราคาเท่ากับ 3.24 ยูโรต่อตันคาร์บอน (อ้างอิงราคาเฉลี่ย European Energy Exchange ปี 2555) และใช้อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ 40.24 บาทต่อยูโร หากพิจารณามูลค่าการขายไฟฟ้าและค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาเท่ากันทุกๆ ปีที่ 1,191,718 บาท และพิจารณาทั้งกรณีไม่พิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มและกรณีพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง จะมีรายได้สุทธิดังแสดงในตารางที่ 5.26

ตารางที่ 5.26 ประโยชน์จากการขายไฟฟ้าบริเวณสถานีทั้ง 4 แห่ง กรณีเป็นโครงการ CDM โดยไม่พิจารณาและพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์		พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	พื้นที่ 4
		กรุงเทพฯ	เพชรบุรี	ประจวบฯ	ชุมพร
มูลค่าการขายคาร์บอนเครดิต (บาท)		103,772	118,022	332,598	247,628
มูลค่าลดการนำเข้าน้ำมันดิบ (บาท)		3,317,855	3,773,464	10,634,051	7,917,313
รายได้จากการขายไฟฟ้า (บาท)*	ไม่มี Adder	4,361,991	4,960,981	13,980,609	10,408,908
	Adder 3.50 บาท/kWh	9,716,991	11,051,331	31,143,909	23,187,408
	Adder 4.50 บาท/kWh	11,246,991	12,791,431	36,047,709	26,838,408
	Adder 6.50 บาท/kWh	14,306,991	16,271,631	45,855,309	34,140,408
มูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษา (บาท)		1,191,718	1,191,718	1,191,718	1,191,718
รายได้จากการขายไฟฟ้าหลังหักค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา (บาท/ปี) *	ไม่มี Adder	3,170,273	3,769,262	12,788,891	9,217,190
	Adder 3.50 บาท/kWh	8,525,273	9,859,612	29,952,191	21,995,690
	Adder 4.50 บาท/kWh	10,055,273	11,599,712	34,855,991	25,646,690
	Adder 6.50 บาท/kWh	13,115,273	15,079,912	44,663,591	32,948,690

หมายเหตุ: * คือไม่รวมมูลค่าลดการนำเข้าน้ำมันดิบ

จากตารางที่ 5.26 จะเห็นว่าหากพิจารณามูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตรวมด้วย รายได้สุทธิจากการขายไฟฟ้าที่มีมูลค่าเพิ่มขึ้น โดยมูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตจะมีมูลค่าเพิ่มขึ้นตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่ง

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

พื้นที่ที่มีรายได้สุทธิสูงสุดคือบริเวณพื้นที่สถานีประจวบฯ และบริเวณพื้นที่สถานีชุมพร สถานีเพชรบุรี และบริเวณสถานีกรุงเทพ ตามลำดับ

5.6.2 การประเมินผลตอบแทนโครงการ

การศึกษาผลตอบแทนจากการดำเนินโครงการ ในรายงานฉบับนี้จะพิจารณาผลตอบแทนทางการเงิน คือพิจารณาเฉพาะค่าตอบแทนที่ได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามลักษณะกระบวนการผลิตในระยะเบี่ยงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ประเภท Non-Firm อัตราพลังงานไฟฟ้าเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลวัตต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) โดยคำนวณจากการนำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่กักเก็บผลิตได้คูณกับราคาต่อหน่วยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อคือ 2.5912 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย คือ 0.19195 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยใช้ตัวชี้วัดและเกณฑ์ในการตัดสินใจประกอบด้วย มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) อัตราผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ (Internal Rate of Return, IRR) ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit-Cost Ratio, B/C) และต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม (Cost of Energy) โดยพิจารณาที่อัตราดอกเบี้ยในกรณีฐานที่ร้อยละ 7.29 และอัตราเงินเฟ้อที่ร้อยละ 3 (ค่าเฉลี่ยของปี 2555 อ้างอิงจากธนาคารแห่งประเทศไทย) รวมถึงพิจารณาทั้งกรณีไม่พิจารณาค่า Adder และกรณีพิจารณาค่า Adder ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ผลการตอบแทนทางการเงินแสดงดังตารางที่ 5.27

จากตารางที่ 5.27 พบว่าในกรณีที่ไม่นับพิจารณาค่า Adder พื้นที่บริเวณสถานีประจวบฯ ควรพิจารณาลงทุนที่สุด และเมื่อพิจารณา Adder ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และพื้นที่บริเวณสถานีประจวบฯ ควรและพื้นที่บริเวณสถานีชุมพรควรพิจารณาลงทุนที่สุด ส่วน Adder ในอัตรา 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง นั้นควรพิจารณาลงทุนได้ในทุกพื้นที่ แต่พื้นที่บริเวณสถานีกรุงเทพฯ ควรลงทุนในกรณีที่อัตราดอกเบี้ยมากกว่า 5.68% แต่พิจารณาต้นทุนต่อหน่วยพลังงานรวมด้วย พบว่าพื้นที่ควรพิจารณาในการลงทุนมากที่สุดคือพื้นที่บริเวณสถานีประจวบฯ และรองลงมาคือพื้นที่บริเวณสถานีชุมพร

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.27 ผลวิเคราะห์ผลการตอบแทนทางการเงินของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง โดยไม่พิจารณาและพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ในอัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

พื้นที่	สถานี	ผลตอบแทนทางการเงิน												
		ไม่มี Adder			Adder 3.50 บาท/kWh			Adder 4.50 บาท/kWh			Adder 6.50 บาท/kWh			CoE (บาท/kWh)
		IRR (%)	B/C	NPV (บาท)	IRR (%)	B/C	NPV (บาท)	IRR (%)	B/C	NPV (บาท)	IRR (%)	B/C	NPV (บาท)	
1	กรุงเทพฯ	-9.25%	0.51	-43,595,744	-1.45%	0.93	-6,483,520	0.92%	1.05	4,119,972	5.68%	1.29	25,326,957	5.83
2	เพชรบุรี	-6.93%	0.61	-32,583,565	2.19%	1.12	9,624,919	4.97%	1.26	21,684,486	10.50%	1.55	45,803,619	4.64
3	ประจวบฯ	8.85%	1.67	57,747,056	31.53%	3.05	176,695,371	39.88%	3.55	213,170,604	51.36%	4.24	278,651,069	1.70
4	ชุมพร	3.80%	1.27	22,715,829	21.24%	2.32	111,275,783	26.42%	2.62	136,578,626	36.69%	3.22	187,184,314	2.23

หมายเหตุ อัตราส่วนลดกรณีฐานที่ 7.29%
อัตราเงินเฟ้อที่ 3.0%

5.6.3 การประเมินความอ่อนไหวที่มีผลต่อโครงการ

การประเมินโครงการมักมีการพิจารณาสถานการณ์ความเสี่ยงและความไม่แน่นอนที่อาจมีผลกระทบต่อลงทุนของโครงการ ซึ่งทำให้เกิดความแปรปรวนต่อข้อกำหนดหรือเงื่อนไขในการประเมินโครงการ และส่งผลกระทบต่อต้นทุนรวมทั้งผลประโยชน์ของโครงการให้คลาดเคลื่อนไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้ ดังนั้นจึงมีการนำความเสี่ยงและความไม่แน่นอนของปัจจัยต่างๆ มาวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อโครงการ ซึ่งโดยทั่วไปสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ลักษณะ คือ (1) การเพิ่มขึ้นของต้นทุน เช่น ค่าเครื่องจักรแพงขึ้น อัตราค่าแรงงานในการผลิตเพิ่มขึ้น ปริมาณการผลิตสินค้าลดลง เป็นต้น และ (2) การลดลงของรายได้ เช่น ราคาสินค้าขายลดลง เป็นต้น

ในรายงานฉบับนี้ ได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อโครงการโดยศึกษาการเปลี่ยนแปลงมูลค่าลงทุนเริ่มต้นซึ่งเพิ่มขึ้นและลดลงที่ 5 % และ 10 % โดยพิจารณา 3 สถานการณ์ (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศซึ่งส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต้นทุนในส่วนมูลค่ากังหันลมและค่าซ่อมบำรุงรักษา (2) มูลค่าการก่อสร้างติดตั้งกังหันลมส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต้นทุนในส่วนมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม และ (3) มูลค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต้นทุนในส่วนมูลค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษา

ในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลกระทบต่อโครงการนี้จะศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน โดยใช้ตัวชี้วัดคือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) และต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (COE) โดยวิเคราะห์ที่อัตราส่วนลดเท่ากับ 7.29 % และพิจารณาที่อัตราเงินเฟ้อ 3.0% ซึ่งในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนี้จะศึกษาเฉพาะกรณีพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ที่อัตรา 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

5.6.3.1 การประเมินความอ่อนไหวที่มีผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

จากผลการวิเคราะห์ผลกระทบจากความอ่อนไหวต่อผลตอบแทนทางการเงินของโครงการของพื้นที่ 4 แห่ง ดังตารางที่ 5.28 และรูปที่ 5.94 ซึ่งแสดงให้เห็นถึงมูลค่า NPV ที่เปลี่ยนแปลงที่ทุก 1 % ความอ่อนไหวของ 3 ปัจจัย ได้แก่ (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (2) มูลค่าการก่อสร้างติดตั้งกังหันลม และ (3) มูลค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษา พบว่าการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศมีสัดส่วนการเปลี่ยนแปลงมากที่สุดรองลงมาคือมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม ส่วนมูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษาได้รับผลกระทบน้อยมากจากความอ่อนไหวที่เกิดขึ้น จากผลวิเคราะห์จะเห็นว่าทุกพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบจากความอ่อนไหวที่เกิดขึ้นในสัดส่วนไม่ต่างกัน ยกเว้นอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศจะเห็นได้ว่าแต่ละพื้นที่จะแตกต่างกันเล็กน้อย ทั้งนี้เนื่องจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศมีการเปลี่ยนแปลงค่อนข้างมาก ทั้งนี้เนื่องจากทั้ง 3 ปัจจัยดังกล่าวมีองค์ประกอบที่ได้รับผลกระทบจากความอ่อนไหวต่างกันจึงส่งผลให้ผลวิเคราะห์เป็นดังที่กล่าวมา

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.28 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) กรณีคิดที่อัตราเพิ่มและลดที่ 5% และ 10% ของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง

ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), บาท					
ปัจจัย	การเพิ่ม - ลด	พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	พื้นที่ 4
		กรุงเทพฯ	เพชรบุรี	ประจวบฯ	ชุมพร
การเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	10%	- 13,991,791	2,116,648	171,677,099	103,767,511
	5%	- 10,237,656	5,870,783	175,431,235	107,521,647
	0%	- 6,483,520	9,624,919	176,695,371	111,275,783
	-5%	1,024,751	17,133,190	186,693,642	118,784,054
	-10%	- 2,729,384	13,379,055	182,939,506	115,029,918
การเปลี่ยนแปลงมูลค่าการก่อสร้างติดตั้งกังหันลม	10%	- 5,679,110	10,429,329	177,499,781	112,080,192
	5%	- 6,081,315	- 6,081,315	177,097,576	111,677,987
	0%	- 6,483,520	9,624,919	176,695,371	111,275,783
	-5%	- 6,885,725	9,222,714	176,293,166	110,873,578
	-10%	- 7,287,930	8,820,509	175,890,961	110,471,373
การเปลี่ยนแปลงปฏิบัติการและซ่อมบำรุง	10%	- 4,933,841	11,174,598	178,245,050	112,825,462
	5%	- 5,708,680	10,399,759	177,470,210	112,050,622
	0%	- 6,483,520	9,624,919	176,695,371	111,275,783
	-5%	- 7,258,360	8,850,079	175,920,531	110,500,943
	-10%	- 8,033,199	8,075,240	175,145,692	109,726,103

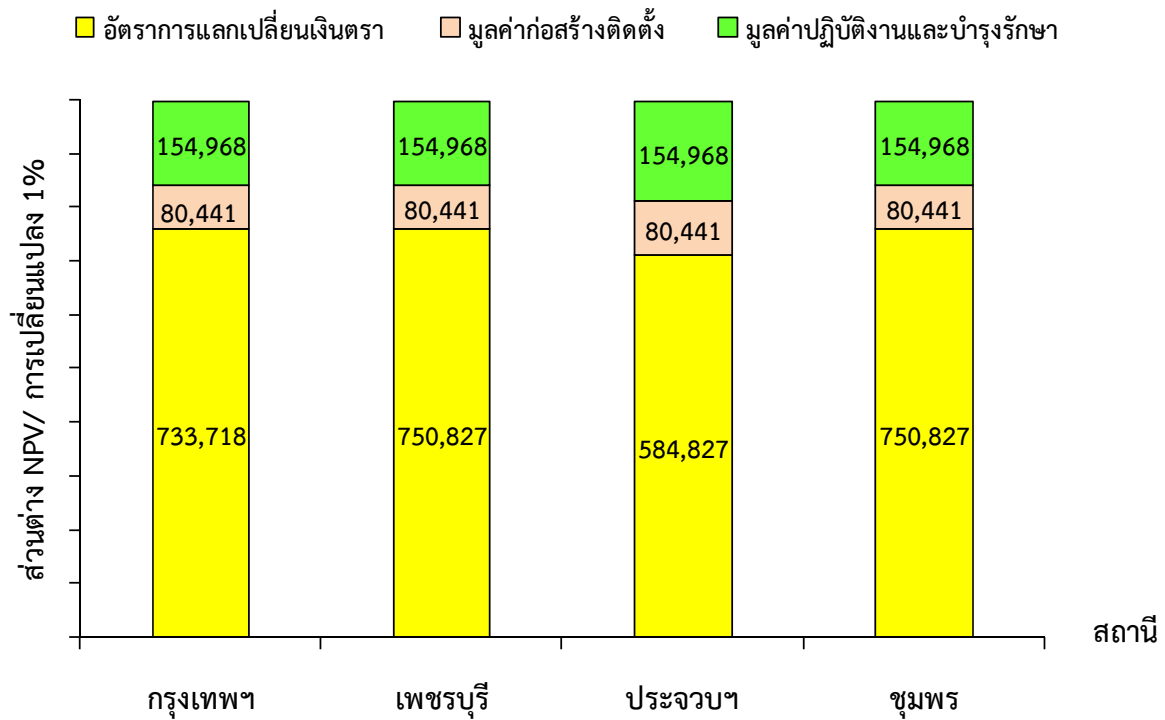
หมายเหตุ

พิจารณาที่การคิด Adder 3.5 บาท/kWh

อัตรากรณีฐานที่ 7.29 %

อัตราเงินเฟ้อที่ 3.0%

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.94 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) จากปัจจัย (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศ (2) มูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม (3) มูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา ของพื้นที่ทั้ง 4 แห่ง ที่อัตราส่วนลด 7.29 % และอัตราเงินเฟ้อ 3.0%

5.6.3.2 ความอ่อนไหวที่มีผลต่อผลตอบแทนขั้นต่ำ (IRR)

จากตารางที่ 5.29 และรูปที่ 5.95 เมื่อพิจารณาร้อยละส่วนต่าง IRR ต่อการเปลี่ยนแปลง 1 ของทั้ง 4 พื้นที่ พบว่า แต่ละพื้นที่จะมีร้อยละส่วนต่างการเพิ่มขึ้นหรือลดลงที่ต่างกันทั้งนี้ขึ้นกับการเปลี่ยนแปลงความอ่อนไหวแบบใดซึ่งผลการวิเคราะห์ดังกล่าวสามารถเป็นข้อมูลอ้างอิงที่สามารถนำไปคาดคะเนการเปลี่ยนแปลง IRR ที่เกิดขึ้นได้โดยคิดเทียบจำนวนเท่าการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นจริงกับการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้น 1% ดังรูปซึ่งจากรูปเห็นได้ชัดว่าปัจจัยอัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศมีร้อยละการเปลี่ยนแปลง IRR ที่สูงกว่าปัจจัยอื่นอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งแต่พื้นที่ที่มีร้อยละส่วนต่างที่ใกล้เคียงกันโดยพื้นที่บริเวณสถานีประจวบฯ และพื้นที่บริเวณสถานีชุมพร จะมีแนวโน้มร้อยละส่วนต่างที่มากกว่าพื้นที่อื่นๆ สามารถสรุปได้ว่าการพิจารณาลงทุนจำเป็นต้องคำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศด้วย

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.29 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อผลตอบแทนขั้นต่ำ (IRR) กรณีคิดที่อัตราเพิ่มและลดที่ 5% และ 10% ของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง

ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อผลตอบแทนขั้นต่ำ (IRR)					
ปัจจัย	การเพิ่ม - ลด	พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	พื้นที่ 4
		กรุงเทพฯ	เพชรบุรี	ประจวบฯ	ชุมพร
การเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	10%	7.55 %	11.75 %	47.23 %	33.51 %
	5%	6.62 %	10.66 %	44.87 %	31.73 %
	0%	5.73 %	9.64 %	41.11 %	30.08 %
	-5%	4.90 %	8.68 %	40.72 %	28.56 %
	-10%	4.10 %	7.78 %	38.88 %	27.16 %
การเปลี่ยนแปลงมูลค่าการก่อสร้างติดตั้งกังหันลม	10%	5.91 %	9.86 %	41.62 %	30.48 %
	5%	5.82 %	9.75 %	41.36 %	30.28 %
	0%	5.73 %	9.64 %	41.11 %	30.08 %
	-5%	5.65 %	9.53 %	40.87 %	29.89 %
	-10%	5.56 %	9.42 %	40.62 %	29.69 %
การเปลี่ยนแปลงปฏิบัติการและซ่อมบำรุง	10%	6.12 %	9.99 %	41.31 %	30.30 %
	5%	5.93 %	9.81 %	41.21 %	30.19 %
	0%	5.73 %	9.64 %	41.11 %	30.08 %
	-5%	5.54 %	9.47 %	41.02 %	29.98 %
	-10%	5.33 %	9.29 %	40.92 %	29.87 %

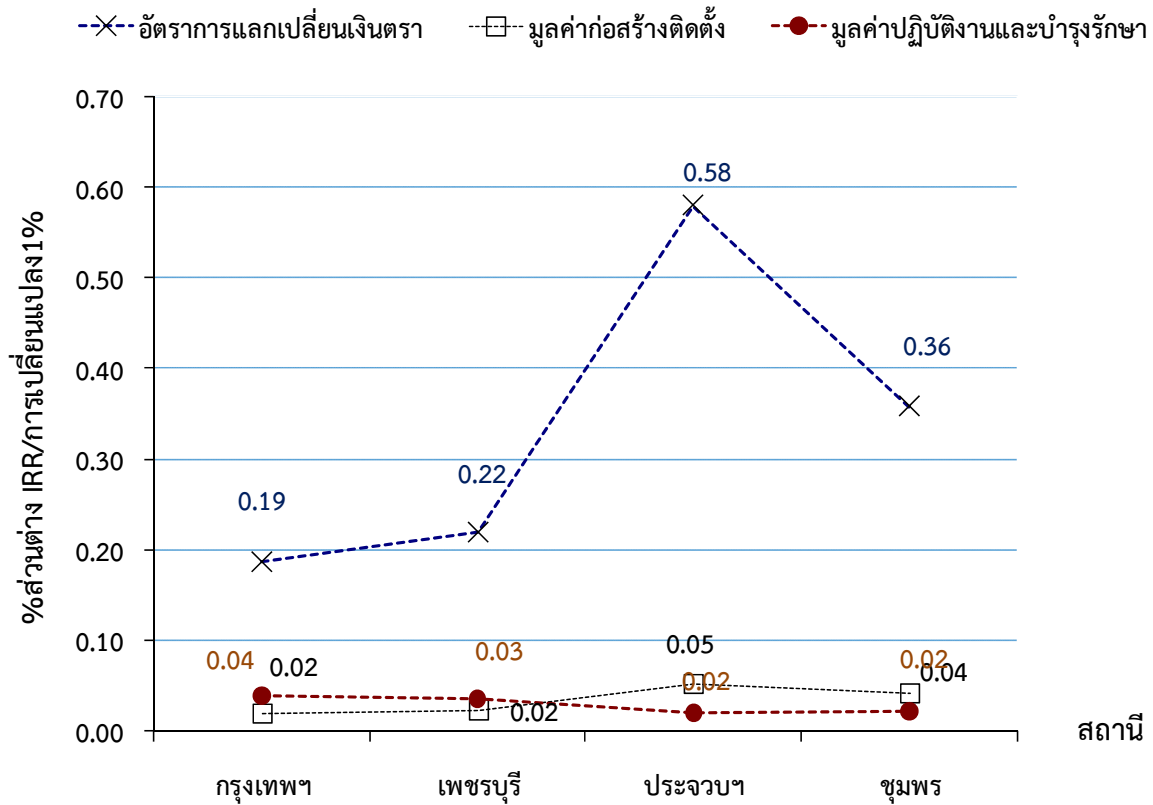
หมายเหตุ

พิจารณาที่การคิด Adder 3.5 บาท/kWh

อัตราส่วนลดที่ 0 %

อัตราเงินเฟ้อที่ 3.0%

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.95 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อผลตอบแทนขั้นต่ำ (IRR) จากปัจจัย (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศ (2) มูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม (3) มูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา ของพื้นที่ทั้ง 4 แห่ง ที่อัตราส่วนลด 7.29 % และอัตราเงินเฟ้อ 0%

การศึกษาความอ่อนไหวที่มีผลกระทบต่อโครงการจาก 3 ปัจจัย ในแง่ของผลตอบแทนทางการเงิน พบว่าโครงการได้รับผลกระทบมากที่สุดจากอัตราการแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ รองลงมาคือมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม ส่วนการเปลี่ยนแปลงมูลค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาไม่มีผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้นในการพิจารณาผลกระทบจากปัจจัยทั้งสามสามารถใช้ผลการศึกษาจากเพียง 2 ปัจจัย ได้แก่ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ และมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม ส่วนผลการศึกษาเปรียบเทียบใน 4 พื้นที่ให้ผลไปในทางเดียวกันคือ พื้นที่บริเวณสถานีประจวบฯ และพื้นที่บริเวณสถานีชุมพร ทั้งสองปัจจัยอาจมีความเสี่ยงในการลงทุนสูงแต่มีผลตอบแทนสูงกว่า พื้นที่บริเวณสถานีเพชรบุรีและกรุงเทพฯ

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

5.6.3.3 การประเมินความอ่อนไหวโดยใช้ค่าต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (COE)

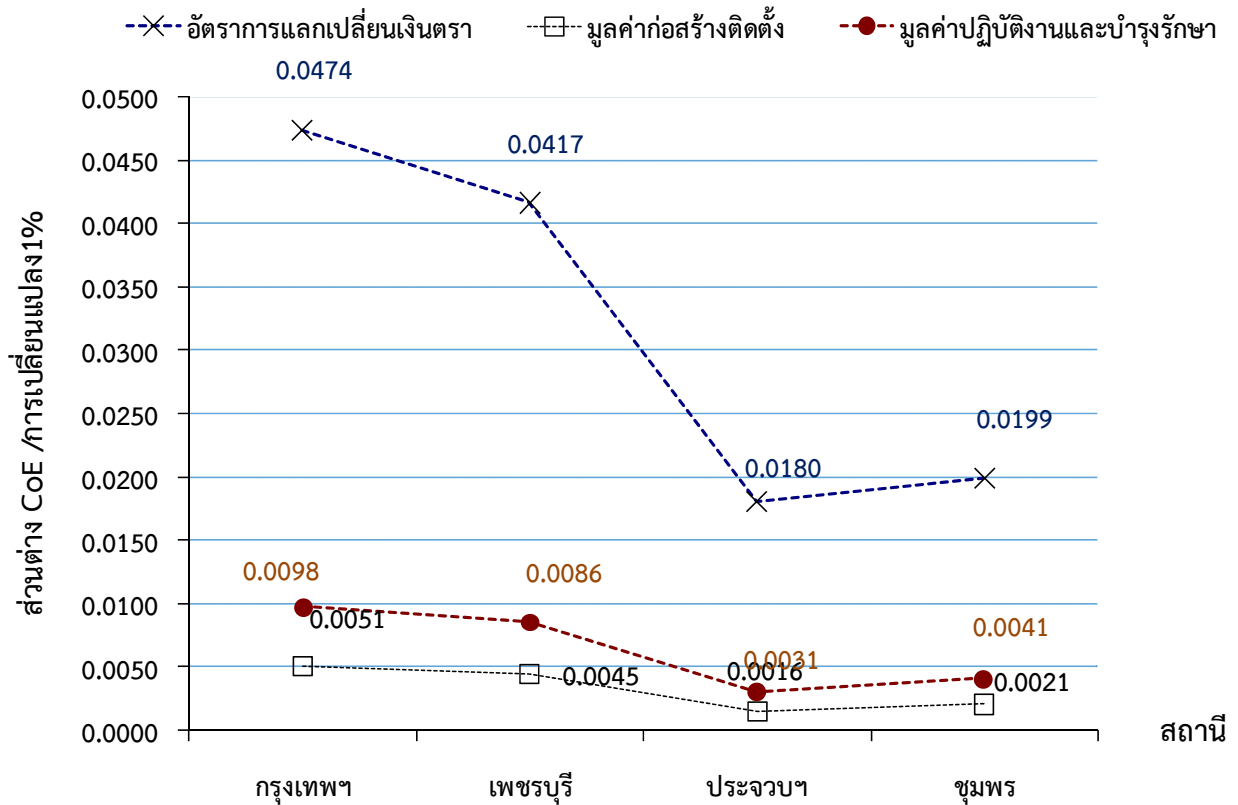
การวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อโครงการโดยใช้ค่า COE เป็นตัวชี้วัดโดยพิจารณาในด้านต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายเป็นหลัก ปัจจัยที่ศึกษา 3 ปัจจัยเช่นเดียวกับการศึกษาค่า NPV และ IRR ได้แก่ (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (2) มูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม และ (3) มูลค่าการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษา โดยพิจารณาเพิ่มขึ้น-ลดลง ของปัจจัยดังกล่าว ที่ 5% และ 10% ซึ่งพิจารณาอัตราส่วนลด 7.29 % เป็นหลัก และที่อัตราเงินเฟ้อ 3.0 %

ตารางที่ 5.30 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อต้นทุนต่อหน่วย (IRR) กรณีคิดที่อัตราเพิ่มและลดที่ 5% และ 10% ของบริเวณพื้นที่สถานีวัดลมทั้ง 4 แห่ง

ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวโดยใช้ค่า CoE (บาท)					
ปัจจัย	การเพิ่ม - ลด	พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	พื้นที่ 4
		กรุงเทพฯ	เพชรบุรี	ประจวบฯ	ชุมพร
การเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	10%	5.11	4.22	1.50	2.03
	5%	5.35	4.43	1.57	2.13
	0%	5.58	4.64	1.70	2.23
	-5%	5.82	4.85	1.72	2.33
	-10%	6.06	5.06	1.79	2.43
การเปลี่ยนแปลงมูลค่าการก่อสร้างติดตั้งกังหันลม	10%	5.53	4.60	1.68	2.21
	5%	5.56	4.62	1.69	2.22
	0%	5.58	4.64	1.70	2.23
	-5%	5.61	4.66	1.70	2.24
	-10%	5.63	4.68	1.71	2.25
การเปลี่ยนแปลงปฏิบัติการและซ่อมบำรุง	10%	5.48	4.55	1.66	2.19
	5%	5.53	4.60	1.68	2.21
	0%	5.58	4.64	1.70	2.23
	-5%	5.63	4.68	1.71	2.25
	-10%	5.68	4.73	1.73	2.27

หมายเหตุ อัตราส่วนลดที่ 7.6 %
อัตราเงินเฟ้อที่ 3.0%

บทที่ 5 ผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 5.96 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (COE) จากปัจจัย(1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศ (2) มูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลม (3) มูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา ของพื้นที่ทั้ง 5 แห่ง ที่อัตราส่วนลด 7.29% และอัตราเงินเฟ้อ 3.0%

จากผลการวิเคราะห์ในรูปแบบร้อยละส่วนต่าง COE ต่อการเปลี่ยนแปลง 1 % ดังรูปที่ 5.96 จะเห็นว่าอัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศเป็นปัจจัยที่ได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงความอ่อนไหวมากที่สุด และมีนัยสำคัญ รองลงมาคือมูลค่าก่อสร้างติดตั้งกังหันลมและมูลค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษาตามลำดับซึ่งสองปัจจัยหลังได้รับผลกระทบเพียงเล็กน้อยเท่านั้น และหากพิจารณาผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศของทั้ง 4 พื้นที่ พบว่าพื้นที่บริเวณสถานีเพชรบุรีและกรุงเทพฯ ตามลำดับ ส่วนพื้นที่บริเวณสถานีประจวบฯ และพื้นที่บริเวณสถานีชุมพร ได้รับผลกระทบใกล้เคียงกันและน้อยกว่าพื้นที่อื่นๆ ดังนั้นสรุปได้ว่าพื้นที่บริเวณสถานีประจวบฯ และพื้นที่บริเวณสถานีชุมพร เป็น 2 พื้นที่ที่มีความเสี่ยงจากผลกระทบความอ่อนไหวที่จะส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงค่า COE น้อยที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับพื้นที่อื่นๆ

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

รายงานผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย 6 ส่วนหลัก ได้แก่ 1) การคัดเลือกพื้นที่ และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม 2) การประเมินศักยภาพพลังงานลม 3) การวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม 4) การวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม 5) การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น และ 6) การประเมินความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมขนาดเมกะวัตต์ ซึ่งสรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า ทั้ง 6 ส่วนหลัก มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.1 สรุปผลการคัดเลือกพื้นที่ และการก่อสร้างติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม

จากข้อมูลความเร็วและทิศทางลม ซึ่งรวบรวมจากหน่วยงานทั้งในและต่างประเทศ เช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.) สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) และธนาคารโลก โดยใช้หลักเกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีและเหมาะสมสำหรับการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลมดังรายละเอียดใน บทที่ 4 จึงทำการสรุปพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพลมดี ทั้งหมด 8 พื้นที่ ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร ซึ่งประกอบด้วย พื้นที่ในเขตกรุงเทพมหานคร 1 แห่ง พื้นที่ในเขตจังหวัดสมุทรสงคราม 1 แห่ง พื้นที่ในเขตจังหวัดเพชรบุรี 3 แห่ง พื้นที่ในเขตจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ 2 แห่ง และ พื้นที่ในเขตจังหวัดชุมพร 1 แห่ง จากนั้นจึงลงพื้นที่สำรวจและสอบถามผู้เกี่ยวข้อง และประเมินจัดลำดับความเหมาะสมของพื้นที่ จึงได้ข้อสรุปพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีและเหมาะสมสำหรับการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม 4 แห่ง จากทั้งหมด 8 แห่ง

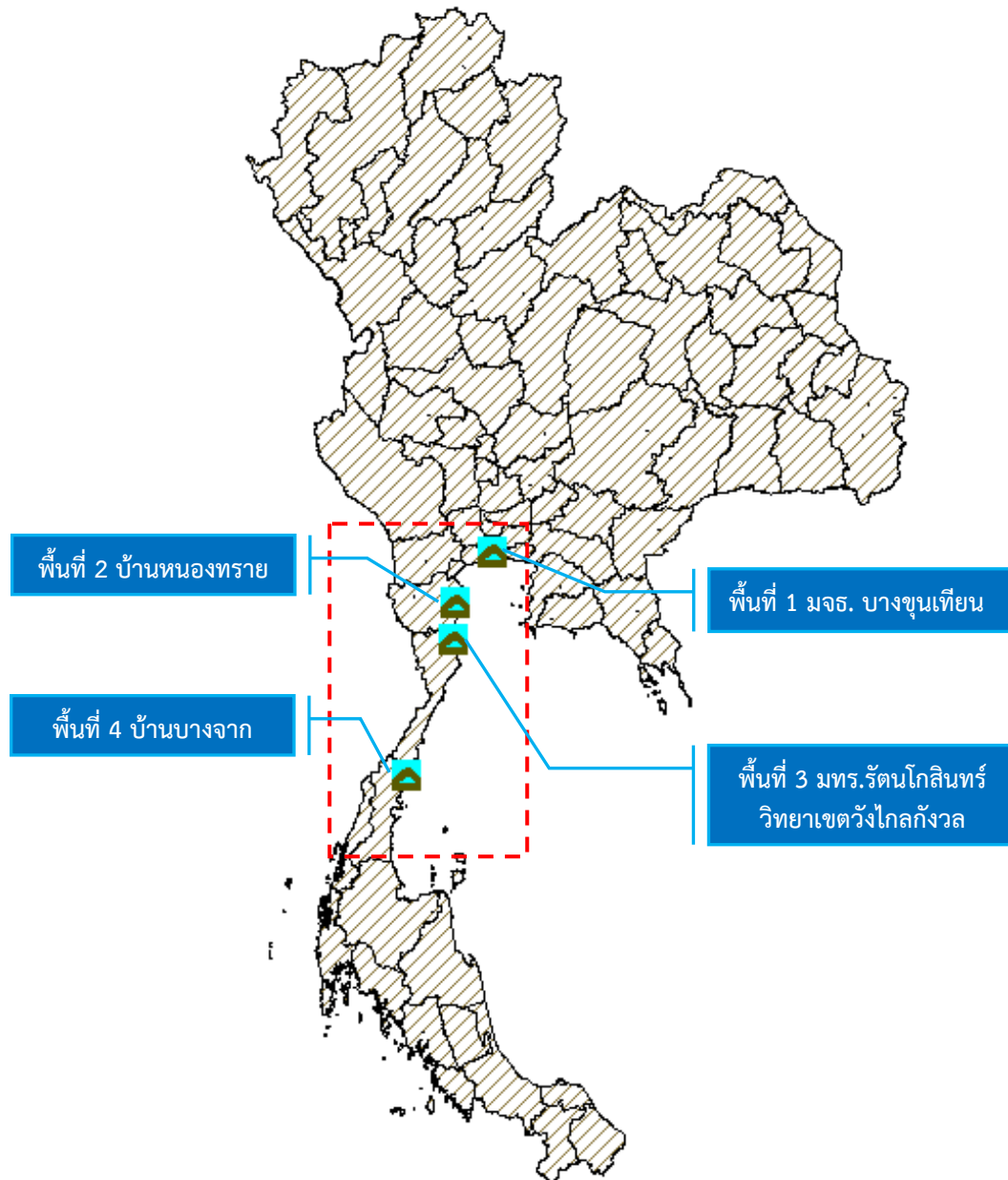
หลังจากได้พื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลมแล้ว ได้ทำการติดต่อ ประสานงานกับเจ้าของพื้นที่หรือผู้รับผิดชอบดูแลพื้นที่ เพื่อขออนุญาตใช้พื้นที่สำหรับติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม ซึ่งในเบื้องต้นเจ้าของพื้นที่ได้อนุญาตให้ใช้พื้นที่ และมีผลสรุปพื้นที่ที่ทำการก่อสร้างติดตั้งเสาวัดลมซึ่งสูง 120 เมตร พร้อมการติดตั้งอุปกรณ์วัดและเครื่องบันทึกข้อมูลที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร โดยตำแหน่งที่ทำการติดตั้งสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 สถานี คือ

พื้นที่ที่ 1 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (มจธ.) บางขุนเทียน แขวงท่าข้าม เขตบางขุนเทียน พิกัด N13.57619 E100.44303 (สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจธ.บางขุนเทียน))

พื้นที่ที่ 2 บ้านหนองทราย ตำบลปึกเตียน อำเภอยางชุมน้อย จังหวัดศรีสะเกษ พิกัด N12.95809 E99.99703 (สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี)

พื้นที่ที่ 3 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล ตำบลหนองแก อำเภอบางละมุง จังหวัดชลบุรี พิกัด N12.48075 E99.96368 (สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน))

พื้นที่ที่ 4 เทศบาลตำบลชุมโค บ้านบางจาก ตำบลชุมโค อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร พิกัด N10.77626 E99.37315 (สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร)



รูปที่ 6.1 แผนที่ประเทศไทยแสดงตำแหน่งที่ตั้งสถานีประเมินศักยภาพลม 4 แห่ง

ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์นี้ เป็นข้อมูลในปี พ.ศ.2555 จำนวน 12 เดือน อย่างไรก็ตามข้อมูลที่นำเชื่อถือ ควรมีจำนวน ไม่น้อยกว่าร้อยละ 95 และเก็บต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 3-5 ปี

6.2 สรุปผลการประเมินศักยภาพพลังงานลม

จากการเก็บข้อมูล 12 เดือนของ ปี พ.ศ. 2555 พบว่า ที่ระดับความสูง 90 เมตร สถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร เก็บข้อมูลได้ 8,484, 8,258, 8,298 และ 8,202 ชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 96.6, 94.0, 94.5, และ 93.4 ของจำนวนชั่วโมงใน 1 ปี ตามลำดับ

จากผลการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติลมเบื้องต้น ของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง จะพบว่า สถานีประเมินศักยภาพลมที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงที่สุดคือสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ซึ่งมีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดปีสูงกว่าสถานีอื่น ที่ทุกระดับความสูง รองลงมาคือสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี และสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ตามลำดับ ส่วนสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) มีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำสุด

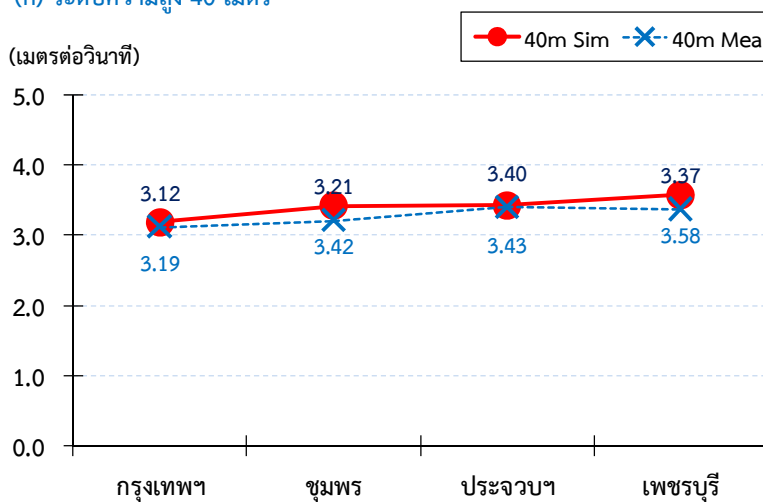
จากการเปรียบเทียบความเร็วลมเฉลี่ยรายปีจากข้อมูลวัดจริงและข้อมูลผลการคำนวณด้วยโปรแกรม WindSim ของทั้ง 4 สถานี ที่ระดับความสูง 40, 65, 90 และ 120 เมตร ดังแสดงในรูปที่ 6.2 พบว่า ค่าที่ได้จากการคำนวณส่วนใหญ่ต่ำกว่าค่าที่ได้จากการวัดจริง และมีค่าความคลาดเคลื่อน (Error) ประมาณ 0-2.5 % ยกเว้นที่สถานีเพชรบุรี ที่ความสูง 65 เมตร มีความคลาดเคลื่อนค่อนข้างสูงประมาณ 3.8 % อย่างไรก็ตาม ความคลาดเคลื่อนที่ระดับความสูง 120 เมตร นั้นค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับที่ระดับความสูงที่ ระดับอื่น เนื่องจากความเร็วลมที่ความสูงระดับนี้ได้รับอิทธิพลจากสิ่งกีดขวางทางลมค่อนข้างน้อย

เมื่อพิจารณาการแจกแจงความถี่ของความเร็วและทิศทางลมเฉลี่ยรายปี ของแต่ละสถานี ที่ระดับความสูง 90 เมตร ในรูปที่ 6.3 จะพบว่า บริเวณตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) ลมส่วนใหญ่มาจากทิศใต้และทิศตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งได้รับอิทธิพลมาจากทั้งลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และลมประจำถิ่น บริเวณตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ลมส่วนใหญ่มาจากทิศตะวันตกเฉียงใต้ บริเวณตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ลมส่วนใหญ่มาจากทิศตะวันตกเฉียงใต้และทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ซึ่งได้รับอิทธิพลจากทั้งลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และลมประจำถิ่น และบริเวณตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ลมส่วนใหญ่มาจากทิศตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งได้รับอิทธิพลจากทั้งลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมประจำถิ่น ทั้งนี้ จะพบว่าลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือของปีนี้มีกำลังลมต่ำ

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

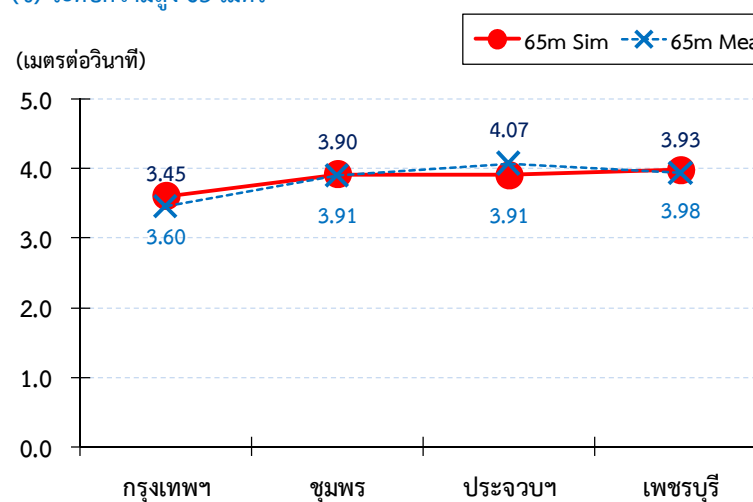
(ก) ระดับความสูง 40 เมตร

(เมตรต่อวินาที)



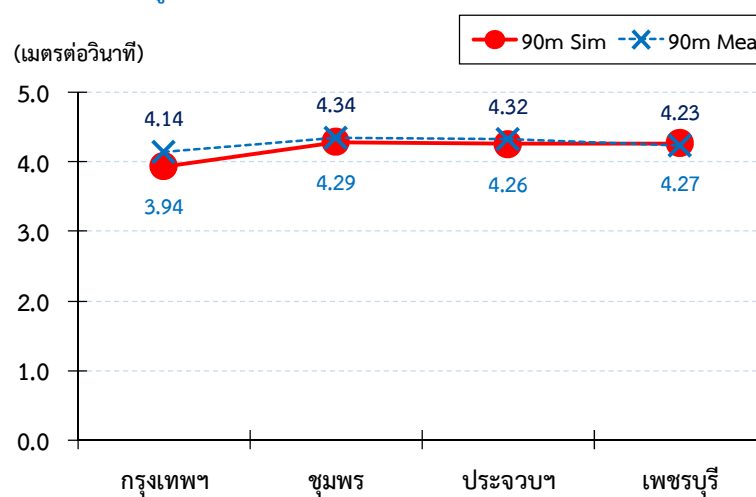
(ข) ระดับความสูง 65 เมตร

(เมตรต่อวินาที)



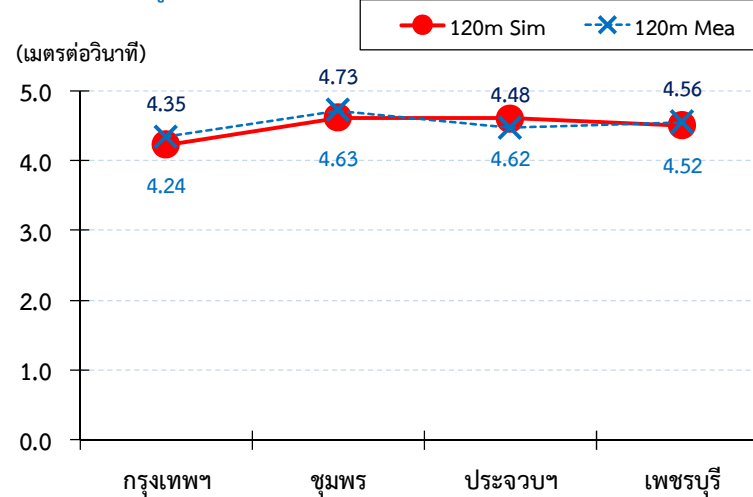
(ค) ระดับความสูง 90 เมตร

(เมตรต่อวินาที)



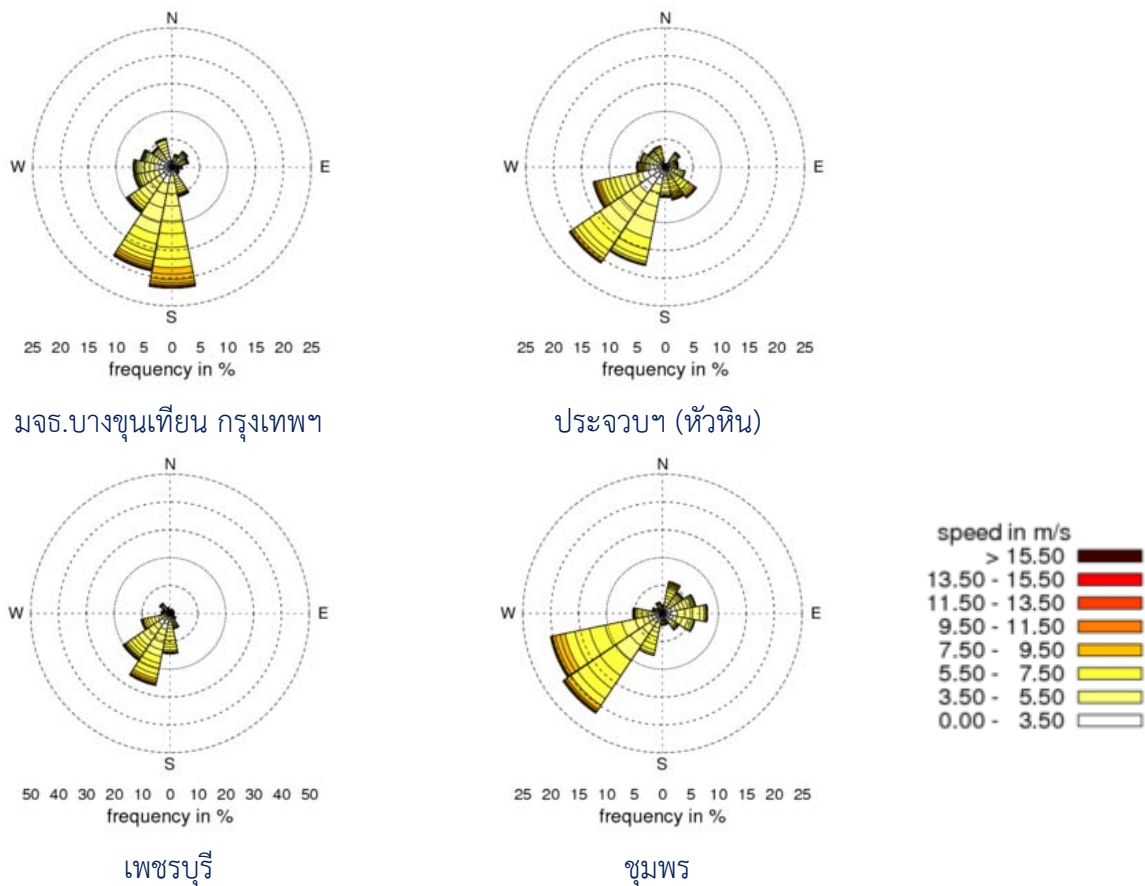
(ง) ระดับความสูง 120 เมตร

(เมตรต่อวินาที)



รูปที่ 6.2 การเปรียบเทียบข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยรายปีจากข้อมูลวัดจริง (Mea) และจากการคำนวณ (Sim) ของสถานีประเมินศักยภาพลมทั้ง 4 แห่ง ที่แต่ละระดับความสูง
สำนักงานคณะกรรมการการวิจัยแห่งชาติ

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 6.3 แผนภูมิทิศทางและความเร็วลมเฉลี่ย (Wind Rose) รายปี ที่ความสูง 90 เมตร

จากผลการประเมินศักยภาพพลังงานลมของพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลม ทั้ง 4 แห่ง ที่ระดับความสูง 90 เมตร โดยใช้โปรแกรม WindSim แล้วนำข้อมูลแผนที่ความเร็วลมมาซ้อนทับกับแผนที่สารสนเทศภูมิศาสตร์ พบว่า พื้นที่โดยรอบบริเวณใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) เป็นที่ราบ ไม่มีป่าหรือต้นไม้ใหญ่ปกคลุม ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 9 – 10 กิโลเมตร โดยพื้นที่ที่อยู่ใกล้ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมมีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำกว่าพื้นที่อื่นที่อยู่ไกลออกไป และเมื่อเข้าใกล้ทะเลอ่าวไทยทางทิศใต้มากขึ้น ความเร็วลมเฉลี่ยยิ่งสูงขึ้น โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.02, 4.34, และ 3.90 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม ความเร็วลมเฉลี่ยบริเวณพื้นที่ที่ทำการศึกษาค่อนข้างต่ำ

สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่เป็นที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 3 – 4 กิโลเมตร ไม่มีป่าหรือต้นไม้ใหญ่ปกคลุม โดยบริเวณที่มีความเร็วลมสูงกว่าจะกระจายอยู่โดยรอบสถานีประเมินฯ ยกเว้นพื้นที่ทางทิศใต้ของสถานีฯ ความเร็วลมจะค่อนข้างต่ำกว่าบริเวณอื่นอย่างชัดเจน โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานีฯ ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.35, 4.91, และ 4.14 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) พบว่า เป็นที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 300 – 400 เมตร มีภูเขาอยู่ห่างออกไปประมาณ 2 – 3 กิโลเมตรทางทิศตะวันตกของสถานีและวางตัวในแนวทิศเหนือ-ใต้ โดยบริเวณที่มีความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างดี จะกระจายอยู่ทั่วพื้นที่ โดยเฉพาะพื้นที่บนสันเขา ยกเว้นพื้นที่บริเวณเชิงเขาฝั่งทิศตะวันออกของภูเขาซึ่งถูกภูเขาขวางกั้นลมจากทิศตะวันตกเฉียงใต้ โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานี ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 5.31, 7.51, และ 4.36 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

สำหรับพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่เป็นที่เนินเขาสลับที่ราบ ห่างจากชายฝั่งทะเลอ่าวไทยประมาณ 4 – 5 กิโลเมตร มีสวนยางและต้นไม้สูงปกคลุมโดยส่วนใหญ่ พื้นที่ส่วนใหญ่จึงมีความเร็วลมเฉลี่ยค่อนข้างต่ำ โดยบริเวณที่มีความเร็วลมสูงจะกระจุกตัวอยู่เฉพาะบริเวณบนยอดเขา ห่างออกไปประมาณ 3 กิโลเมตรทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสถานีประเมินฯ และบริเวณพื้นที่ในทะเลอ่าวไทยทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของสถานีประเมินฯ โดยความเร็วลมเฉลี่ย สูงสุด และต่ำสุดของพื้นที่ประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรรอบสถานี ที่ระดับความสูง 90 เมตร คือ 4.37, 5.83, และ 3.78 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

6.3 สรุปผลการวิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม

เมื่อพิจารณาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม 5 ขนาด คือ 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 เมกะวัตต์ ดังแสดงในตารางที่ 6.1 พบว่า กังหันลมที่ติดตั้ง บนพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบนยอดเขาใกล้สถานีประจวบฯ (หัวหิน) สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด และมีค่า Capacity factor สูงสุด คือร้อยละ 37.3 จากการใช้กังหันลม รุ่น GE 1500kW รองลงมาคือพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบนยอดเขาใกล้สถานีชุมพร ผลิตพลังงานไฟฟ้า และมีค่า Capacity factor ร้อยละ 27.8 ด้วยกังหันลมรุ่นเดียวกัน และเมื่อพิจารณากังหันลมทั้ง 5 รุ่น พบว่า กังหันลมที่มีค่า Capacity factor สูงสุด คือ รุ่น GE 1500kW และรองลงมาคือรุ่น GE 2500kW, VESTAS 3000kW, Repower 5000kW, และ DEWIND 1250kW ตามลำดับ อย่างไรก็ตามการเลือกกังหันลมนอกจากจะพิจารณาที่ประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานแล้ว ยังต้องพิจารณาถึงต้นทุนด้านราคาและการบำรุงรักษา หรือผลการวิเคราะห์ประเมินด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อให้การลงทุนคุ้มค่าและเกิดประโยชน์สูงสุด

ตารางที่ 6.1 พลังงานไฟฟ้าจากกังหันลม (เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี) และค่า Capacity factor

ข้อมูลเฉลี่ยจากสถานีที่ระดับความสูง 90 เมตร								
ลำดับ ที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	พลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมที่ความสูงโรเตอร์ต่างกัน				
				(เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)				
				DEWIND 1250kW 91.5/64m	GE 1500kW 80/82.5m	GE 2500kW 85/103m	VESTAS30 00kW 84/112m	Repower 5000kW 100/126m
1	กรุงเทพฯ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	1100.4	1530.0	2608.9	3070.9	4399.0
2	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	1129.5	1740.1	2899.7	3425.1	4509.8
3	ประจวบฯ	หัวหิน	หนองแก	3290.0	4903.8	7993.8	9435.2	12554.2
4	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	2383.9	3651.0	5942.2	6977.2	9128.1
ข้อมูลเฉลี่ยจากสถานีที่ระดับความสูง 90 เมตร								
ลำดับ ที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	Capacity factor, CF				
				(เปอร์เซ็นต์, %)				
				DEWIND 1250kW 91.5/64m	GE 1500kW 80/82.5m	GE 2500kW 85/103m	VESTAS 3000kW 84/112m	Repower 5000kW 100/126m
1	กรุงเทพฯ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	10.0%	11.6%	11.8%	11.4%	10.0%
2	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	10.3%	13.2%	13.1%	12.7%	10.3%
3	ประจวบฯ	หัวหิน	หนองแก	30.0%	37.3%	36.1%	35.0%	28.7%
4	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	21.8%	27.8%	26.8%	25.9%	20.8%

6.4 สรุปผลการวิเคราะห์ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกังหันลม

การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมนั้น ประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการ และมูลค่าตอบแทนที่ได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนโครงการ ได้แก่ ราคาของกังหันลม ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ราคาที่ดิน และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ ตัวแปรที่ศึกษา คือ ขนาดของกังหันลม อัตราดอกเบี้ย ส่วนพารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return, IRR) ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit-Cost Ratio, B/C) และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยพลังงาน (Cost of Energy) รวมถึงระยะเวลาคืนทุนของโครงการ

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

จากข้อมูลราคากังหันลมพร้อมค่าติดตั้งและแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงราคาของกังหันลมระหว่างปี ค.ศ. 1999-2010 (พ.ศ 2542 - พ.ศ 2553) จะสังเกตได้ว่าราคากังหันลมในปี พ.ศ 2552 นั้นเพิ่มขึ้นราวร้อยละ 70 เมื่อเทียบกับราคากังหันลม ในปี พ.ศ 2545 ดังนั้น มูลค่าของกังหันลมที่ใช้ในการศึกษานี้ จะได้จากการนำราคากังหันลม จากวิธีการคำนวณของ NREL ที่อ้างอิงราคาวัสดุในตลาดโลก ในปี พ.ศ 2545 มาบวกเพิ่มอีกร้อยละ 70 จนได้เป็นราคากังหันลม ในปี พ.ศ 2552 แล้วจึงแปลงจากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐเป็นค่าเงินบาทโดยอ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 USD = 35 บาท (อ้างอิงจากธนาคารแห่งประเทศไทยปี 2552) และปรับราคาลงเป็นร้อยละ 20-30 จากปี 2009 ถึงปี 2012 เนื่องจากแนวโน้มของตลาดทิศทางของราคากังหันลมลดลง โดยใช้ อัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 USD = 31.23 บาท (อ้างอิงจากธนาคารแห่งประเทศไทยปี 2555)

ผลการประเมินมูลค่ากังหันลม สำหรับกังหันลมที่ถูกคัดเลือกมาทั้งหมด 5 รุ่น มีดังนี้

- กังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ DEWIND มูลค่า 40,590,532.62 บาท
- กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ GE มูลค่า 59,585,922.83 บาท
- กังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ GE มูลค่า 106,074,094.95 บาท
- กังหันลมขนาด 3 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ VESTAS มูลค่า 142,395,307.63 บาท
- กังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์ ยี่ห้อ RePower มูลค่า 197,602,131.00 บาท

มูลค่าที่ดินสำหรับใช้ในการติดตั้งกังหันลม โครงการนี้ได้ทำการศึกษาไว้ 2 กรณี คือ กรณีที่ไม่มีค่าใช้จ่ายค่าที่ดิน เช่น เป็นพื้นที่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานของรัฐและลงทุนโดยหน่วยงานของรัฐ หรือผู้ลงทุนมีพื้นที่ของตนเองอยู่แล้ว และกรณีมีค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมพื้นที่สำหรับการติดตั้งกังหันลม ซึ่งขนาดพื้นที่ที่ใช้จะขึ้นอยู่กับส่วนประกอบของกังหันลม ได้แก่ ขนาดของใบพัดและความสูงของเสา ซึ่งจากการตรวจสอบข้อมูลทางเทคนิคของกังหันลมขนาด 1.25, 1.5, 2.5, 3 และ 5 เมกะวัตต์ แล้วนั้น ขนาดของส่วนประกอบต่างๆ ของกังหันลมจะมีขนาดใกล้เคียงกัน จึงกำหนดขนาดพื้นที่ที่ใช้ติดตั้งกังหันลมประมาณ 3 ไร่ ซึ่งพื้นที่แต่ละแห่งจะมีราคาประเมินที่แตกต่างกัน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- พื้นที่ที่ 1** บริเวณแขวงท่าข้าม เขตบางขุนเทียน ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม มจร.บางขุนเทียน
ค่าเฉลี่ย 4,450 บาทต่อตารางวา
- พื้นที่ที่ 2** บริเวณถนนคลองชลประทานสาย 2 ตำบลปึกเตียน อำเภอยางชุมน้อย จังหวัดศรีสะเกษ ใกล้สถานี
ประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี ค่าเฉลี่ย 425 บาทต่อตารางวา
- พื้นที่ที่ 3** บริเวณตำบลหนองแก อำเภอดำรงวิทยพร จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลม มทร.
วังไกลกังวลและไม้ติดยายฝั่งทะเล ค่าเฉลี่ย 2,500 บาทต่อตารางวา
- พื้นที่ที่ 4** บริเวณตำบลชุมโค อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร ใกล้สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ค่าเฉลี่ย
1,063 บาทต่อตารางวา

หมายเหตุ: ข้อมูลอ้างอิงจากกรมธนารักษ์ <http://landprice.treasury.go.th/> วันที่ 14 ก.ค. 2555

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

สมมติฐานที่กำหนดใช้ในการประเมินการลงทุนและผลตอบแทนหรือรายได้หลักของโครงการคือ

- มูลค่าในการประเมินต้นทุนโครงการโดยสรุปรายละเอียดดังนี้
 - มูลค่าการติดตั้งกังหันลม คิดเป็นร้อยละ 13.5 ของมูลค่ากังหันลม (อ้างอิงข้อมูลจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) เท่ากันสำหรับทุกพื้นที่
 - มูลค่าการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาคิดเป็นร้อยละ 3 ต่อปี ของมูลค่ากังหันลมรวมกับค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง (ค่าเฉลี่ยในอุตสาหกรรมก่อสร้างไทย)
 - มูลค่าที่ดินสำหรับการติดตั้งกังหันลม (ข้อมูลอ้างอิงจากกรมธนารักษ์) กำหนดขนาดพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้งกังหันลมประมาณ 3 ไร่
- ตัวแปรในการประเมินทางการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์
 - อายุโครงการ 20 ปี
 - อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ 31.23 บาท/ดอลลาร์สหรัฐ และ 40.24 บาท/ยูโร (อ้างอิงสถิติอัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยปี 2555, ธนาคารแห่งประเทศไทย)
 - อัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐานเฉลี่ยที่กำหนด คือ 2.5912 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) คือ 0.19195 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง (ค่าเฉลี่ย ปี 2555 ประเภท Non-Firm ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย)
 - อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) 3.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง (10 ปี แรกของอายุโครงการ) อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของสถาบันการเงินที่ 7.29% และอัตราเงินเฟ้อที่ 3.0% (อ้างอิงสถิติอัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยปี 2555, ธนาคารแห่งประเทศไทย)

การเปรียบเทียบสัดส่วนมูลค่าที่ดินกับมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า 5 ขนาด พบว่า ในการศึกษาพื้นที่ที่ใช้ในการประเมินเพียง 3 ไร่ ทำให้มูลค่าที่ดินของทุกพื้นที่ที่มีผลต่อกระทบต่อการลงทุนโครงการน้อยกว่ามูลค่ากังหันลม ดังนั้นในการสรุปภาพรวมของการประเมินด้านเศรษฐศาสตร์จึงใช้กรณีศึกษามีค่าใช้จ่ายค่าที่ดินเป็นฐานในการสรุปผลการศึกษาในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีใกล้สถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม และสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม ตัวชี้วัดประกอบด้วย ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า อัตราผลตอบแทนภายใน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

จากผลการวิเคราะห์ *COE* ที่อัตราดอกเบี้ยกรณีฐาน ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี พบว่า ค่า *COE* สูงสุดคือ 13.43 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ของพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี กรณีใช้กังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์ และค่า *COE* ต่ำสุดคือ 1.70 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ของพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) กรณีใช้กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ ส่วนค่า *COE* ณ จุดติดตั้งสถานีวัดลม พบว่า ค่า *COE* สูงสุดคือ 17.89 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ของพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี กรณีใช้กังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์ และค่า *COE* ต่ำสุดคือ 6.04 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ของพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ กรณีใช้กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ หากใช้เกณฑ์ค่าพลังงานไฟฟ้า 2.78315 บาทต่อหน่วย ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี พบว่าพื้นที่ที่มีค่า *COE* น้อยกว่าค่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยมี 2 พื้นที่คือ บริเวณสถานีประเมิน

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

ศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร ทุกๆ ขนาดกังหัน ดังรูปที่ 6.4 (ก) ส่วนบริเวณพื้นที่ ณ จุดติดตั้งสถานีวัดลม นั้นไม่มีพื้นที่ใดที่ผ่านเกณฑ์ ดังรูปที่ 6.4 (ข)

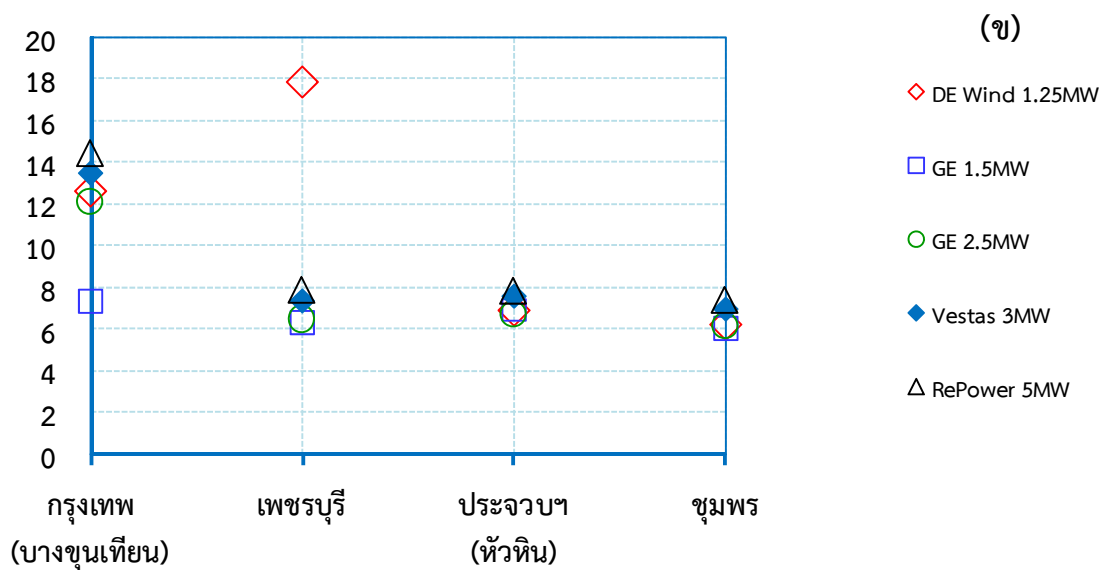
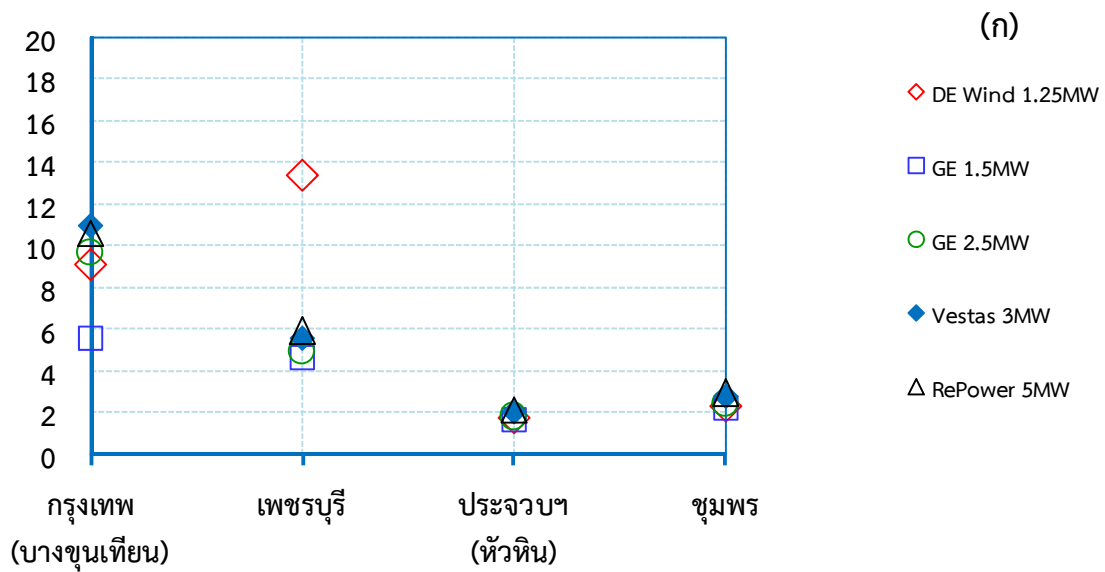
จากผลการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี พบว่า ค่า IRR สูงสุดคือ ร้อยละ 31.53 ของพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) กรณีใช้กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ และค่า IRR รองลงมาคือกรณีใช้กังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์ ร้อยละ 30.10 ณ จุดติดตั้งสถานีวัดลม พบว่า ไม่มีพื้นที่ใดที่มีค่า IRR ที่ดีเหมาะแก่การลงทุนดังรูปที่ 6.5 (ข) โดยหากใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ร้อยละ 7.6 เป็นเกณฑ์สำหรับพิจารณาค่า IRR พบว่า เฉพาะพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร เท่านั้นที่ น่าสนใจในการลงทุนติดตั้งกังหันลมสำหรับ กังหันลมทุกรุ่นดังรูปที่ 6.5 (ก)

จากผลการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C) กรณีพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี พบว่า ค่า B/C สูงสุดคือ 3.05 ของบริเวณพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) กรณีใช้กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ และรองลงมาคือ 2.96 กรณีใช้กังหันลมขนาด 1.25 เมกะวัตต์ ส่วนกรณี ณ จุดติดตั้งสถานีวัดลม พบว่าไม่มีจุดใดที่มีค่า B/C มากกว่า 1 ทุกพื้นที่ไม่น่าสนใจในการลงทุนติดตั้งกังหันลมดังรูปที่ 6.6 (ข) โดยหากใช้ค่า B/C ที่มากกว่าหรือเท่ากับ 1.0 เป็นเกณฑ์ จะพบว่า มีเพียงบริเวณพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร เท่านั้นที่ผ่านเกณฑ์และน่าสนใจในการลงทุนติดตั้งกังหันลมสำหรับกังหันลมทุกรุ่นดังรูปที่ 6.6 (ก)

ตัวชี้วัดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ตัวสุดท้าย คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ผลการศึกษามูลค่าปัจจุบันสุทธิ ในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดี พบว่า บริเวณพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) และบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร น่าสนใจในการลงทุนมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก ทั้งนี้ จะสังเกตได้ว่ากังหันลมขนาดเล็กมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิน้อยกว่ากังหันลมขนาดใหญ่เรียงตามขนาดกังหันลม ดังแสดงในรูปที่ 6.7 (ข) การประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม พบว่า ทุกๆ พื้นที่ไม่น่าสนใจในการลงทุนติดตั้งกังหันลม ดังแสดงในรูปที่ 6.7 (ก)

ผลการศึกษาในโครงการนี้ สรุปโดยรวมการประเมินด้านเศรษฐศาสตร์การติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม พบว่า ทุกๆ พื้นที่ไม่น่าสนใจในการลงทุนติดตั้งกังหันลม เนื่องจากมีศักยภาพพลังงานลมน้อย อย่างไรก็ตาม การประเมินด้านเศรษฐศาสตร์การติดตั้งในพื้นที่ที่ใกล้เคียงและมีศักยภาพพลังงานลมดี พบว่า บริเวณพื้นที่สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) มีความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ามากที่สุด ขนาดกังหันลมที่จะติดตั้งตั้งแต่ 1.25MW ถึง 5MW โดยมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 2 ถึง 3 ปี และบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร มีความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าเช่นกัน ขนาดกังหันลมที่จะติดตั้ง 1.25MW ถึง 3MW โดยมีระยะเวลาคืนทุน 3 ถึง 5 ปี

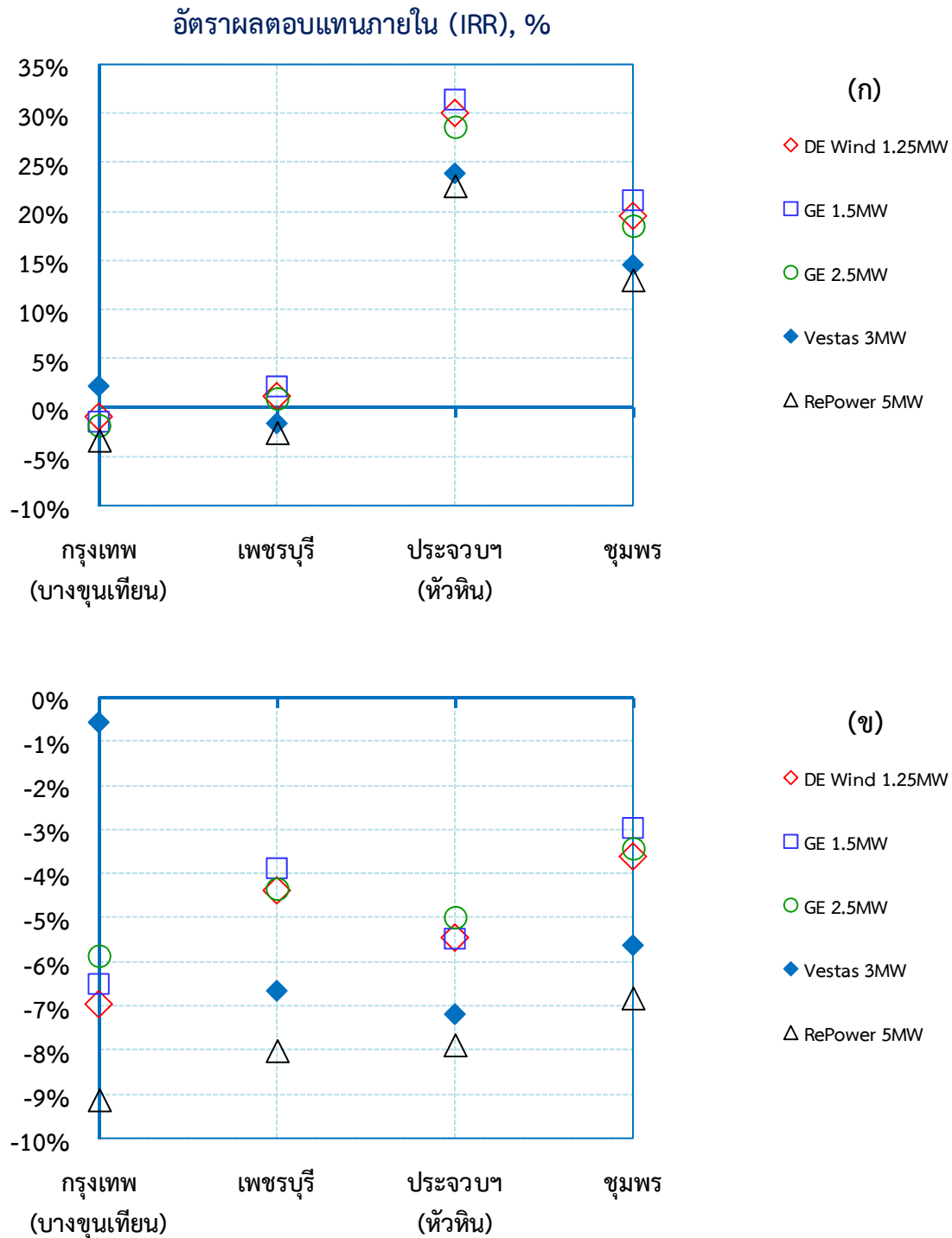
ต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (COE), บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง



รูปที่ 6.4 ต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (COE), บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

- (ก) พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีใกล้สถานประเมินศักยภาพพลังงานลม
- (ข) ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม

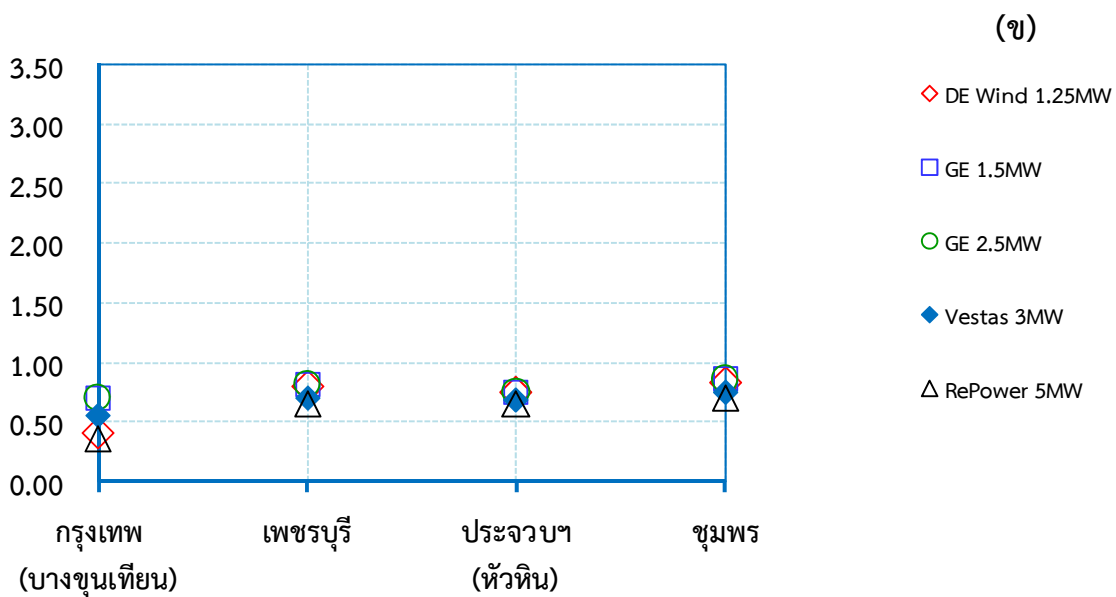
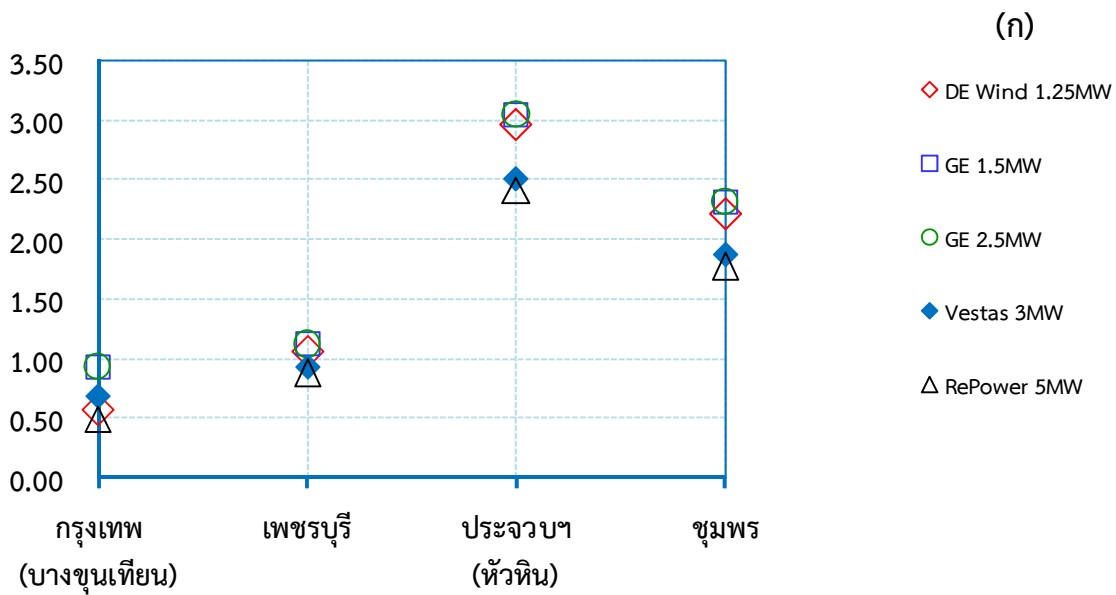
บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 6.5 อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR), %

- (ก) พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีใกล้สถานประเมินศักยภาพพลังงานลม
- (ข) ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม

สัดส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C)

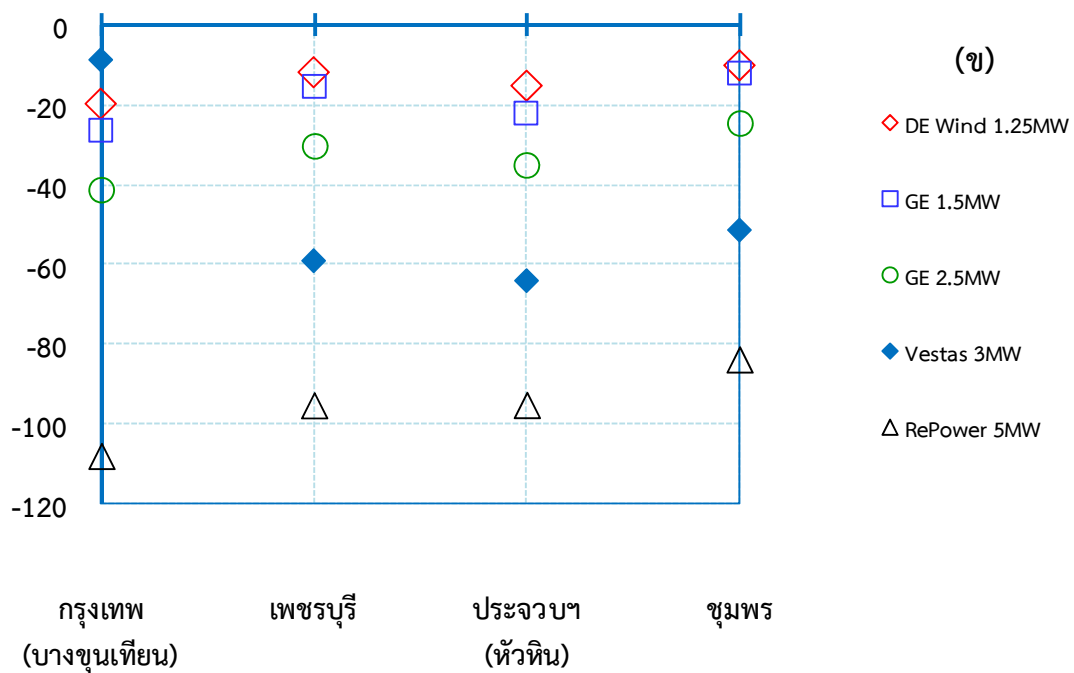
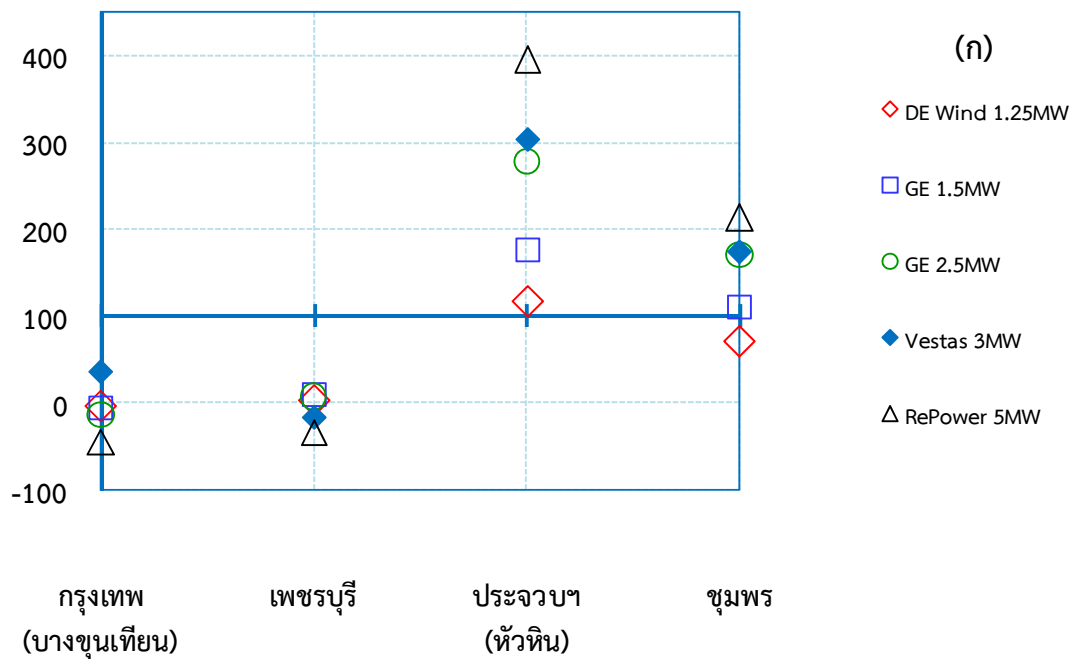


รูปที่ 6.6 อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C)

- (ก) พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีใกล้สถานประเมินศักยภาพพลังงานลม
- (ข) ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), ล้านบาท



รูปที่ 6.7 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), ล้านบาท

- (ก) พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีใกล้สถานประเมินศักยภาพพลังงานลม
- (ข) ณ ตำแหน่งสถานีประเมินศักยภาพพลังงานลม

6.5 ผลการศักยภาพของพื้นที่สำหรับการลงทุนพัฒนาทุ้งกังหันลม

จากความสัมพันธ์ระหว่างค่า AEP กับความเร็วลมเฉลี่ยที่ความสูง 90 เมตร ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งกังหันลม จะพบว่า เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำ ของพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี สถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร และสถานีประเมินศักยภาพลมอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร คือ 4.7, 5.0, 4.9, และ 4.9 เมตรต่อวินาที ตามลำดับ

- ทำการศึกษาพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 100 ตารางกิโลเมตร โดยรอบสถานีและใช้เกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ย 4.9 เมตรต่อวินาที เพื่อประเมินศักยภาพพื้นที่

สถานีประเมินศักยภาพลม กรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) และสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี โดยหากพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยกับขนาดพื้นที่ จะพบว่าไม่มีพื้นที่ใดที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ ดังนั้น พื้นที่ทั้งสองแห่งนี้ จึงไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่

สถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) โดยหากพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยกับขนาดพื้นที่ จะพบว่า พื้นที่ที่มีศักยภาพลมค่อนข้างดี ที่สูงกว่าค่าที่ใช้เป็นเกณฑ์ขั้นต่ำคือ 4.9 เมตรต่อวินาที จะอยู่บนยอดเขาหรือเนินเขา โดยจะมีขนาดพื้นที่รวมประมาณ 17.5 ตารางกิโลเมตร ซึ่งหากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW ตารางกิโลเมตรละ 2 – 4 ตัว จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 105 – 210 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 52.5 – 105 MW

สถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร โดยหากพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วลมเฉลี่ยกับขนาดพื้นที่ จะพบว่า พื้นที่บนพื้นดิน ที่มีมีศักยภาพลม สูงกว่าค่าที่ใช้เป็นเกณฑ์คือ 4.9 เมตรต่อวินาที มีขนาดประมาณ 3 ตารางกิโลเมตร อยู่บนภูเขา ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสถานีฯ บริเวณหมู่บ้านประชาธิปไตย ซึ่งหากติดตั้งกังหันลมขนาด 3 MW ตารางกิโลเมตรละ 2 – 4 ตัว จะมีกำลังผลิตติดตั้งในบริเวณพื้นที่นี้ ได้ประมาณ 18 – 36 MW หรือหากติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จะมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 9 – 18 MW

- การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในพื้นที่ชายฝั่งทะเล พิจารณาห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 5 กิโลเมตร และ 10 กิโลเมตร และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลห่างจากแนวชายฝั่งไม่เกิน 20 กิโลเมตร

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่บริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย ในรายงานนี้ มีขอบเขตพื้นที่ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ครอบคลุม พื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการ ไปจนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร โดยแบ่งพื้นที่เป็น 3 ส่วนหลัก คือ

1. พื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม
2. พื้นที่ชายฝั่งทะเล จังหวัดเพชรบุรี

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

3. พื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์จนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร

จากผลการศึกษาศักยภาพลม พบว่า บริเวณชายฝั่งทะเลอ่าวไทยตอนบน ตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการ ไปจนถึงอำเภอบ้านแหลมจังหวัดเพชรบุรี มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก โดยที่ระยะห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 40 กิโลเมตร ความเร็วลมเฉลี่ย มีค่าอยู่ระหว่าง 4.0 – 4.4 เมตรต่อวินาที เท่านั้น

สำหรับพื้นที่ชายฝั่งทะเล ตั้งแต่อำเภอบ้านแหลมจังหวัดเพชรบุรีไปจนถึงอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ พบว่า ความเร็วลมเฉลี่ยนอกชายฝั่งทะเลเพิ่มสูงขึ้นอีกเล็กน้อย อยู่ที่ประมาณ 4.4 – 4.8 เมตรต่อวินาที โดยเฉพาะชายฝั่งทะเลอำเภอชะอำและหัวหิน ส่วนพื้นที่ใกล้แนวชายฝั่งทะเลมีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.2 – 4.4 เมตรต่อวินาที

บริเวณพื้นที่ชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ตั้งแต่อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ไปจนถึงอำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.0 – 4.4 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก ยกเว้นพื้นที่บนยอดเขาอำเภอหัวหิน อำเภอปราณบุรี และอำเภอเมืองจังหวัดประจวบคีรีขันธ์มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 5 เมตรต่อวินาที และพื้นที่ชายฝั่งทะเลอำเภอทับสะแก มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่า 4.4 เมตรต่อวินาที

- การศึกษาประเมินการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในทะเลบริเวณชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทย โดยพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR), พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (AEP, MWh/year), อัตราการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Adder 3.5 และ 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง), มูลค่าการลงทุนในการติดตั้งกังหันลมทั้งบนพื้นดินและนอกชายฝั่งทะเล ซึ่งรวมถึงมูลค่ากังหันลม และอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (กรณีฐาน คือ 7.29% และเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำที่ 4%)

กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จะพบว่า หากเลือกกังหันลม VESTAS 3000kW และต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 7.29% ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 10,500 MWh/year แต่หากต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 4% เช่น กรณีมีแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 8,300 MWh/year ซึ่งทำให้มีเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำแตกต่างกัน

กรณี Adder 6.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จะพบว่า หากเลือกกังหันลม VESTAS 3000kW และต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 7.29% ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 7,500 MWh/year แต่หากต้องการผลตอบแทน IRR อย่างน้อย 4% เช่น กรณีมีแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ต้องมีค่า AEP ไม่ต่ำกว่า 6,000 MWh/year ซึ่งทำให้มีเกณฑ์ความเร็วลมเฉลี่ยขั้นต่ำแตกต่างกัน

บริเวณชายฝั่งทะเลตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการถึงสมุทรสงคราม มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 4.0 – 4.4 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก และ ไม่มีพื้นที่ใดที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

บริเวณชายฝั่งทะเลของจังหวัดเพชรบุรีและประจวบฯ มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยส่วนใหญ่อยู่ที่ 4.0 – 4.6 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่าพื้นที่บนยอดเขา และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลโดยเฉพาะอำเภอชะอำ และหัวหิน มีศักยภาพลมสูงกว่าพื้นที่อื่น ส่วนบนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. มีบางพื้นที่ (ขนาดเล็กมากเช่นบนยอดเขา) ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ 5.0 เมตรต่อวินาที ซึ่งเป็น กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ IRR 7.29% ส่วนพื้นที่อื่นๆ มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ

บริเวณชายฝั่งทะเลของจังหวัดชุมพร มีศักยภาพพลังงานลมค่อนข้างต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยส่วนใหญ่อยู่ที่ 4.2 – 4.6 เมตรต่อวินาที จากบนพื้นดินสู่นอกชายฝั่งทะเล ความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่มากนัก อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่าพื้นที่บนยอดเขา อำเภอปราณบุรี กุยบุรี ทับสะแก บางสะพาน และบางสะพานน้อย และพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอำเภอทับสะแก มีศักยภาพลมสูงกว่าพื้นที่อื่น ส่วนบนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 ก.ม. มีบางพื้นที่ (ขนาดเล็ก เช่นบนยอดเขา) ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ 4.9 เมตรต่อวินาที ซึ่งเป็น กรณี Adder 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ IRR 7.29% ส่วนพื้นที่อื่นๆ มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ถึงเกณฑ์ขั้นต่ำ 5.39 เมตรต่อวินาที

6.6 สรุปผลการประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น

การประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมเบื้องต้น สำหรับการศึกษาี้ คือการประเมินผลกระทบจากเสียงรบกวนจากกังหันลมผลิตไฟฟ้า ซึ่งจากข้อมูลด้านสุขภาพ พบว่าเสียงที่ระดับ 60 เดซิเบลจะเริ่มก่อให้เกิดความรำคาญ ที่ระดับ 70 เดซิเบลขึ้นไป จะสามารถรบกวนโสตประสาท และ ระดับสูงสุดที่มนุษย์สามารถทนได้ คือ 120 เดซิเบล ดังนั้น ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม พ.ศ.2535 จึงมีกฎหมาย กำหนดมาตรฐานระดับโดยทั่วไป โดยค่าระดับเสียงสูงสุดไม่เกิน 120 เดซิเบลและค่าระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชั่วโมง ไม่เกิน 70 เดซิเบล

แหล่งกำเนิดเสียงหลักจากกังหันลมมาจาก การสั่นของใบพัดเมื่อปะทะกับลม โดยปกติผู้ผลิตจะให้ข้อมูลระดับเสียงจากกังหันลมจากการทดสอบมาด้วย ซึ่งข้อมูลเหล่านี้มีในฐานข้อมูลโปรแกรม WindPro ดังนั้นจึงสามารถคำนวณ ระดับเสียงจากกังหันลม ที่ระยะห่างต่างๆกันได้ เพื่อหลีกเลี่ยงการติดตั้งกังหันลมที่ใกล้ชุมชนจนเกินไปซึ่งก่อให้เกิดปัญหาสุขภาพ เกิดความรำคาญและไม่เป็นที่ต้องการของชุมชน ทั้งนี้ต้องพิจารณาระดับเสียงจากกังหันลม เทียบกับระดับเสียงภูมิหลังในบริเวณพื้นที่ เนื่องจากพื้นที่ที่มีระดับเสียงภูมิหลังต่ำย่อมได้รับผลกระทบมากกว่า

จากผลการวิเคราะห์ประเมินผลกระทบด้านเสียง จากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ทั้ง 5 รุ่น สำหรับพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร. บางขุนเทียน) พบว่า ผู้อยู่อาศัยบริเวณพื้นที่โดยรอบกังหันลมในรัศมีประมาณ 100 เมตรอาจได้รับผลกระทบทางเสียงค่อนข้างมาก จนเกินกว่าค่ามาตรฐานกำหนด ที่ 70 เดซิเบล เอ ซึ่งพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ หอพักนักศึกษา ส่วนบริเวณพื้นที่ถัดไป

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

เช่น อาคารสำนักงาน และอาคารสถาบันพัฒนาและอบรมโรงงานต้นแบบ (สรบ.) ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี รวมทั้งบ้านเรือนประชาชนบางหลังคาอาจได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 45 – 54 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย ดังนั้น จึงไม่เหมาะสมที่จะติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในบริเวณดังกล่าว แต่พื้นที่ที่ห่างไกลชุมชนและได้รับผลกระทบจากเสียงน้อย อยู่ห่างออกไปประมาณ 6 – 7 กิโลเมตรทางทิศใต้ของสถานีประเมินศักยภาพลมฯ นอกจากนี้ยังพบว่า การติดตั้งกังหันลมขนาด 2.5 เมกะวัตต์ จะมีระดับเสียงสูงกว่ากังหันลมอีก 4 รุ่น และส่งผลให้ชุมชนกลุ่มใหญ่ที่อยู่ห่างออกไปทางทิศใต้ประมาณ 1 กิโลเมตร ได้ยินเสียงจากกังหันลมชัดเจนขึ้น รองลงมาคือกังหันลมขนาด 5 เมกะวัตต์

สำหรับพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) พบว่า ผู้อยู่อาศัยบริเวณพื้นที่โดยรอบกังหันลมในรัศมีประมาณ 100 เมตรอาจได้รับผลกระทบทางเสียงค่อนข้างมาก จนเกินกว่าค่ามาตรฐานกำหนด ที่ 70 เดซิเบล เอ ซึ่งพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ บริเวณอาคารเรียนของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตวังไกลกังวล และบ้านเรือนบางส่วนที่อยู่ใกล้มหาวิทยาลัยฯ ดังนั้น จึงไม่เหมาะสมที่จะติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ในบริเวณดังกล่าว แต่พื้นที่ที่เหมาะสมกว่า ได้แก่ พื้นที่บนแนวสันเขาทางทิศตะวันตกของสถานีประเมินฯ และพื้นที่ทางทิศตะวันตกของภูเขาซึ่งมีชุมชนกระจายอยู่ค่อนข้างน้อย

สำหรับพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี พบว่า ในรัศมีประมาณ 100 เมตรไม่มีผู้อยู่อาศัย แต่พื้นที่ที่ห่างออกไปในรัศมี 200 – 400 เมตร โดยเฉพาะชุมชน บ้านหนองทรายดำบลปึกเตียน จะได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 45 – 54 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย แต่ไม่เกินค่ามาตรฐานกำหนด แต่ทั้งนี้ หากต้องติดตั้งในบริเวณพื้นที่นี้จำเป็นต้องให้ข้อมูลแก่ประชาชนในพื้นที่อย่างครบถ้วนและสอบถามความคิดเห็นและความสมัครใจของประชาชนในพื้นที่ก่อนเริ่มดำเนินการใดๆ

สำหรับพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร พบว่า บริเวณโดยรอบสถานีประเมินฯ มีบ้านเรือนอยู่น้อยมาก และอาจได้รับผลกระทบทางเสียงขนาด 35 – 49 เดซิเบล เอ อันอาจก่อให้เกิดความรำคาญเล็กน้อย โดยเฉพาะบริเวณที่ทำการเทศบาลตำบลชุมโค ซึ่งอยู่ห่างออกไปประมาณ 300 – 400 เมตร

6.7 สรุปการประเมินความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมขนาดเมกะวัตต์

การประเมินความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมขนาดเมกะวัตต์ ในบริเวณพื้นที่โดยรอบสถานีประเมินศักยภาพลม สำหรับศึกษานี้ จะพิจารณาประเด็นสำคัญร่วมกัน 4 ประเด็นหลัก คือ ขนาดและที่ตั้งพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี กังหันลมที่เหมาะสมกับลักษณะลมในพื้นที่ ต้นทุนและผลตอบแทนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม ซึ่งรายละเอียดของแต่ละประเด็นได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อก่อนหน้านี้

หากพิจารณาค่าความเร็วลมเฉลี่ยที่ดีที่สุดจาก 4 สถานีประเมินศักยภาพลม ที่ระดับความสูง 90 เมตร ซึ่งเป็นระดับความสูงที่ใกล้เคียงระดับตุ้มโรเตอร์ของกังหันลมขนาดใหญ่ จะพบว่า ค่าที่ดีที่สุดคือ 4.83 เมตรต่อ

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

วินาที ของสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) ดังนั้น ค่าความเร็วลมนี้จะถูกใช้เป็นเกณฑ์ในการพิจารณาพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี

ผลการวิเคราะห์การกระจายของขนาดพื้นที่ที่สะสมย้อนกลับที่สัมพันธ์กับความเร็วลมเฉลี่ย พบว่า สำหรับพื้นที่ที่ทำการศึกษาประมาณ 100 ตารางกิโลเมตรในแต่ละแห่ง หากใช้ค่าความเร็วลม 4.83 เมตรต่อวินาทีเป็นเกณฑ์ บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ ประมาณ 8 ตารางกิโลเมตร บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ ประมาณ 89 ตารางกิโลเมตร บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ ประมาณ 11 ตารางกิโลเมตร และบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร

ดังนั้นจากผลการประเมินขนาดพื้นที่ที่มีศักยภาพลมค่อนข้างดี เมื่อพิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับชุมชน จึงจำเป็นต้องเลือกพื้นที่ติดตั้งกังหันลมที่อยู่ห่างจากชุมชนพอสมควร โดยบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมกรุงเทพฯ (มจร.บางขุนเทียน) จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์และไม่อยู่ใกล้เขตชุมชน ประมาณ 4 ตารางกิโลเมตร บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์และไม่อยู่ใกล้เขตชุมชน ไม่ใช่พื้นที่ป่าและไม่ใช่พื้นที่ในทะเล ประมาณ 20 ตารางกิโลเมตร บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมเพชรบุรี จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์และไม่อยู่ใกล้เขตชุมชน ประมาณ 8 ตารางกิโลเมตร และบริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมชุมพร จะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์และไม่อยู่ใกล้เขตชุมชน ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร

จากผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าและการพิจารณาพร้อมกับต้นทุนและผลตอบแทนของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม 5 รุ่นจะพบว่ากังหันลม GE 1500kW ขนาด 1.5 เมกะวัตต์ เป็นกังหันลมที่เหมาะสมที่สุดสำหรับใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ที่ทำการศึกษทั้ง 4 แห่ง โดยหากเลือกใช้กังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ในทุกพื้นที่ โดยทุกๆ 1 ตารางกิโลเมตรติดตั้งได้ 2-4 ตัว พบว่า

- สถานีวัดลมกรุงเทพฯ มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยที่ 90 เมตรสูงกว่าเกณฑ์ 4.7 m/s ทั้งหมด 0 ตารางกิโลเมตร
- สถานีวัดลมเพชรบุรี มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยที่ 90 เมตรสูงกว่าเกณฑ์ 5.0 m/s ทั้งหมด 0 ตารางกิโลเมตร
- สถานีวัดลมหัวหิน มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยที่ 90 เมตรสูงกว่าเกณฑ์ 4.9 m/s ทั้งหมด 17.5 ตารางกิโลเมตร สามารถติดตั้งกังหันลม GE 1.5 MW ได้ 35-70 ตัว รวม 52.5 - 105 เมกะวัตต์ หรือหากติดตั้งกังหันลม VESTAS 3 MW จะได้ 35 - 70 ตัว รวม 105 - 210 เมกะวัตต์
- สถานีวัดลมชุมพร มีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยที่ 90 เมตรสูงกว่าเกณฑ์ 4.9 m/s ทั้งหมด 3 ตารางกิโลเมตร สามารถติดตั้งกังหันลม GE 1.5 MW ได้ 12-24 ตัว รวม 9 - 18 เมกะวัตต์ หรือหากติดตั้งกังหันลม VESTAS 3 MW จะได้ 12-24 ตัว รวม 18 - 36 เมกะวัตต์

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

อย่างไรก็ตาม หากใช้เกณฑ์ค่าความเร็วลมเฉลี่ย ที่ 5.5 เมตรต่อวินาทีซึ่งอยู่ในระดับ Fair ของ *World Bank* ที่ความสูง 65 เมตร จะพบว่า มีเพียงพื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) แห่งเดียวเท่านั้นที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงเพียงพอ โดยพบว่าจะมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงกว่าเกณฑ์ ประมาณ 10 ตารางกิโลเมตร ซึ่งหากพิจารณาพื้นที่ที่ไม่อยู่ใกล้เขตชุมชนและไม่ใช้พื้นที่ในทะเล จะมีพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่เพียง ประมาณ 2 ตารางกิโลเมตร ซึ่งเป็นพื้นที่ป่าเขา ยากต่อการก่อสร้างและคมนาคมขนส่ง โดยจะสามารถติดตั้งกังหันลม 2.5 เมกะวัตต์ได้ 8 ตัว มีกำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุด ประมาณ 20 เมกะวัตต์

6.8 ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะและแนวทางการลงทุนในรายงานฉบับนี้สรุปจากผลการศึกษาตามสมมติฐานของโครงการจากความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีที่กังหันลมแต่ละตัวผลิตได้ โดยมีต้นทุนราคากังหันลมที่แตกต่างกัน โดยแผนภูมินี้ มาจากสมมติฐาน 3 ประการหลักคือ 1) ราคากังหันลม คิดเป็นร้อยละ 87.3 ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น 2) ค่าพลังงานไฟฟ้าได้จาก ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยรวมค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย และเพิ่ม Adder 3.5 บาทต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า เป็นระยะเวลา 10 ปี และ 3) อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ที่ร้อยละ 7.29 เป็นกรณีฐานเพื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่า IRR

1. หากกังหันลมมีราคาต่ำในขณะที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ในสัดส่วนที่สูงกว่า จะทำให้ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ยิ่งสูงและทำให้มีโอกาสคุ้มค่าต่อการลงทุนมากยิ่งขึ้น ยกตัวอย่างเช่น กังหันลมรุ่น GE 1500kW และ Repower 5 MW ผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีได้ 1,822.7 และ 5,142.0 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ตามลำดับ และมีต้นทุนราคากังหันลม 83,481,637.31 และ 276,846,420.38 บาท ตามลำดับ (การคำนวณ รายงาน 2010 Cost of Wind Energy Review โดย NREL) ทำให้ได้ค่า IRR ประมาณร้อยละ 4.5 และร้อยละ 2 ตามลำดับ ดังนั้นในกรณีนี้ จะเห็นได้ว่า การเลือกใช้กังหันลมรุ่น GE 1500kW มีความคุ้มค่ากว่า กังหันลมรุ่น Repower5M

2. หากใช้ค่าอัตราดอกเบี้ย ร้อยละ 7.29 เป็นเกณฑ์พิจารณา จำเป็นต้องหามาตรการหรือวิธีการที่จะช่วยเพิ่มค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ซึ่งทำได้หลายวิธีพร้อมกัน ได้แก่ การเลือกใช้กังหันลมที่ดีที่สุด และเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดี ที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มาก ขณะที่ราคาไม่สูง ซึ่งเป็นไปได้หลายกรณี ยกตัวอย่างเช่น หากมีงบประมาณ 170 ล้านบาท ต้องเลือกกังหันลมและตำแหน่งติดตั้งกังหันลมที่ทำให้สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปีได้ ไม่น้อยกว่า 4,300 เมกะวัตต์-ชั่วโมง หรือ การซื้อกังหันลมในราคาที่ถูกลง เช่น กรณีเลือกใช้กังหันลมรุ่นหนึ่งที่ตั้งบนพื้นที่แห่งหนึ่งซึ่งคาดการณ์ว่าจะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1,800 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี จึงจำเป็นต้องซื้อกังหันลมรุ่นนี้ในราคาไม่เกิน 70 ล้านบาท ซึ่งอาจใช้วิธีการต่อรองหรือการลงทุนเป็นทุ้งกังหันลมเพื่อลดราคากังหันลมเฉลี่ยต่อ 1 ตัวลง

บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาประเมินศักยภาพพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้า

3. ในการหาพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมดีซึ่งส่วนใหญ่เป็นที่บนเนินเขาแต่ต้องไม่ไกลจากสายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามากนักและมีเส้นทางสำหรับการขนส่งอุปกรณ์ระหว่างก่อสร้าง ยกตัวอย่างเช่น พื้นที่บริเวณสถานีประเมินศักยภาพลมประจวบฯ (หัวหิน) กรณีเลือกใช้กังหันลม GE 1500kW หากติดตั้งกังหันลม ณ บริเวณสันเขาขนาดเล็ก ซึ่งสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีไม่ต่ำกว่า 2,100 เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี โดยที่ราคาที่ดินไม่เพิ่มขึ้น ก็จะช่วยทำให้ค่า IRR เพิ่มขึ้นสูงกว่าร้อยละ 7.29 ได้ จะสังเกตได้ว่า การหาที่ดินที่ราคาถูกลงอาจไม่สามารถช่วยให้ ค่า IRR เพิ่มขึ้นมากนักเนื่องจากสัดส่วนมูลค่าที่ดินมีน้อยมากเมื่อเทียบกับมูลค่ากังหันลม แต่สามารถช่วยแบ่งเบาภาระค่าใช้จ่ายในการลงทุนได้ นอกจากนี้ ผู้ลงทุนอาจใช้วิธีหาแหล่งเงินทุนที่มีอัตราดอกเบี้ยต่ำ ยกตัวอย่างเช่น การขอสินเชื่อจากธนาคาร ซึ่งสนับสนุนเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ ร้อยละ 4 ต่อปี ก็จะช่วยผู้ลงทุนได้รับผลตอบแทนที่คุ้มค่าต่อการลงทุนมากขึ้นโดยไม่จำเป็นต้องหาพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีมากแต่ยากลำบากต่อการก่อสร้างและขนส่ง

4. การกำหนดมาตรการในส่วนของภาครัฐสามารถช่วยกระตุ้นให้เกิดการลงทุนด้านพลังงานลมเพิ่มขึ้นได้ ยกตัวอย่างเช่น หากรัฐปรับเพิ่มค่า Adder จากเดิม 3.5 เป็น 4.5 บาทต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า ก็จะสามารถช่วยเพิ่มค่า IRR ขึ้นประมาณ ร้อยละ 2.5 ซึ่งผู้ลงทุนอาจหันมาให้ความสนใจในการลงทุนด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมากขึ้น

กล่าวโดยสรุป จากผลการศึกษาโดยใช้โปรแกรม WindSim และข้อมูลลมจากสถานีวัดลม 4 แห่งระหว่างเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม ปี พ.ศ. 2555 พบว่า พื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ตั้งแต่จังหวัดสมุทรปราการ จนถึงอำเภอปะทิวจังหวัดชุมพร ห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 20 ก.ม. ไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ ส่วนบนพื้นดินห่างจากแนวชายฝั่งทะเลไม่เกิน 10 กิโลเมตร มีเพียงพื้นที่บนยอดเขาเท่านั้น ที่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่

อย่างไรก็ตาม การประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับประชาชนและสิ่งแวดล้อมในพื้นที่เป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่งที่ไม่สามารถละเลยได้ เนื่องจากกังหันลมขนาดเมกะวัตต์ เป็นสิ่งก่อสร้างขนาดใหญ่และอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อคนจำนวนมากในบริเวณพื้นที่โดยรอบได้ และท้ายที่สุดส่งผลต่อความยั่งยืนของโครงการรวมถึงผลตอบแทนที่ควรได้รับในระยะยาว การพิจารณาผลกระทบจากการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่โดยทั่วไป ได้แก่ การประเมินผลกระทบด้านเสียงรบกวน ผลกระทบด้านเงากระพริบ ผลกระทบด้านทัศนียภาพ ผลกระทบจากอุบัติเหตุหรือภัยพิบัติที่อาจเกิดขึ้นได้ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการก่อสร้างและการขนส่ง และผลกระทบเชิงจิตวิทยามวลชน เป็นต้น

ภาคผนวก ก

การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ภาคผนวก การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ภาคผนวก ก การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ตารางที่ ก1 การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ลำดับที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	หมู่บ้าน	Latitude	Longitude	ความสูง MSL (m)	ความดัน (mbar)	การใช้ประโยชน์และการขอ อนุญาตใช้พื้นที่		รวมคะแนน (เปอร์เซ็นต์)
1	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	บางจาก	10.77626	99.37315	77	1,009.0	พื้นที่สาธารณะของ ทต.ชุมโค	1	74.8
2	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตไกลกังวล	12.48075	99.96368	27	1,009.0	พื้นที่ของ มทร. ช้างเคียง จะมีการสร้างอาคารใหม่	0.8	75.5
3	ประจวบคีรีขันธ์	ปราณบุรี	ปากน้ำปราณ	ปรือน้อย	12.37443	99.97999	4	1,007.0	พื้นที่สาธารณะของ อบต.ปากน้ำปราณ	0.6	69.3
4	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองทราย	12.95809	99.99703	7	1,008.4	พื้นที่สาธารณะของ อบต.ปึกเตียน	0.8	75.5
5	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองหมู	12.92405	100.01498	6	1,008.0	พื้นที่สาธารณะของ อบต.ปึกเตียน	0.6	69.3
6	เพชรบุรี	บ้านแหลม	ปากทะเล	ปากทะเลใน	13.1477	100.0602	5	1,006.0	พื้นที่สาธารณะของ อบต.ปากทะเล	0.6	66.8
7	กรุงเทพ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร.บางขุนเทียน	13.57619	100.44303	5	1,008.2	พื้นที่ของ มจร.บางขุนเทียน	0.8	81.0
8	สมุทรสงคราม	เมือง	ลาดใหญ่	ศูนย์วิจัยและพัฒนา การเพาะเลี้ยงกุ้งทะเล	13.44302	100.04694	3	1,003.0	พื้นที่ดินถมของศูนย์วิจัยฯ	0.8	69.0
									-	0.25	ค่าเดิม 100

ภาคผนวก การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวิัดลม

ตารางที่ ก1 (ต่อ) การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวิัดลม

ลำดับที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	หมู่บ้าน	Latitude	Longitude	สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง		พื้นที่โล่ง(ตร.ม.)		รวม คะแนน (เปอร์ เซ็นต์)
1	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	บางจาก	10.77626	99.37315	22kv ห่าง200 ม.	1	พื้นที่โล่ง 6 ไร่	1	74.8
2	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตไกลกังวล	12.48075	99.96368	22kv ห่าง 80 ม.	1	พื้นที่โล่ง 6 ไร่	1	75.5
3	ประจวบคีรีขันธ์	ปราณบุรี	ปากน้ำปราณ	ปรือน้อย	12.37443	99.97999	22kv ห่าง 1,150 ม.	0.5	พื้นที่โล่ง 6 ไร่	1	69.3
4	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองทราย	12.95809	99.99703	22kv ห่าง 750 ม.	1	พื้นที่โล่ง 9 ไร่	1	75.5
5	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองหมู	12.92405	100.01498	22kv ห่าง 1,900 ม.	0.5	พื้นที่โล่ง 6 ไร่	1	69.3
6	เพชรบุรี	บ้านแหลม	ปากทะเล	ปากทะเลใน	13.1477	100.0602	22kv ห่าง 950 ม.	1	พื้นที่โล่ง 18 ไร่	1	66.8
7	กรุงเทพ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร.บางขุนเทียน	13.57619	100.44303	22kv ห่าง 60 ม.	1	พื้นที่โล่ง 6 ไร่	1	81.0
8	สมุทรสงคราม	เมือง	ลาดใหญ่	ศูนย์วิจัยและพัฒนา การเพาะเลี้ยงกุ้งทะเล	13.44302	100.04694	22kv ห่าง 80 ม.	1	พื้นที่โล่ง 2 ไร่	0.4	69.0
							-	0.10	-	0.2 0	ค่าเต็ม 100

ภาคผนวก การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ตารางที่ ก1 (ต่อ) การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งเสาวัดลม

ลำดับที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	หมู่บ้าน	Latitude	Longitude	ชื่อถนน/หมายเลขถนน	ระยะทางจากถนน (ม.) ก่อนเข้าพื้นที่		รวม คะแนน (เปอร์ เซ็นต์)
1	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	บางจาก	10.77626	99.37315	3253 -> ถนน อบต.ชุมโค	160 ม. จาก ถนนลาดยาง	1	74.8
2	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตไกลกังวล	12.48075	99.96368	4 -> ถนนภายใน มทร.	850 ม. ของ ถนนคอนกรีต	1	75.5
3	ประจวบคีรีขันธ์	ปราณบุรี	ปากน้ำปราณ	ปรือน้อย	12.37443	99.97999	พข.4008 -> ถนน ปากน้ำปราณ ซอย 6	500 ม. ของ ถนนลูกรัง	1	69.3
4	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองทราย	12.95809	99.99703	พบ.1066 -> ถนน หนองทราย-นาโคก	750 ม. ของ ถนนคอนกรีต	1	75.5
5	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองหมู	12.92405	100.01498	พบ.4033 -> ถนน บ้านหนองหมู ซอย 3	350 ม. ของ ถนนดิน	1	69.3
6	เพชรบุรี	บ้านแหลม	ปากทะเล	ปากทะเลใน	13.1477	100.0602	4028 -> ถนน บ้านปากทะเลใน หมู่ 2	250 ม. ของ ถนนลูกรัง	1	66.8
7	กรุงเทพ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร.บางขุนเทียน	13.57619	100.44303	เทียนทะเล 23 -> ถนน ภายใน มจร.บางขุนเทียน	45 ม. ของ ถนนลาดยาง	1	81.0
8	สมุทรสงคราม	เมือง	ลาดใหญ่	ศูนย์วิจัยและพัฒนา การเพาะเลี้ยงกุ้งทะเล	13.44302	100.04694	35 ->ทช.สส.2001-> ถนน บุญยินดี -> ถ.ภายในศูนย์ฯ	60 ม. ของ ถนนลาดยาง	1	69.0
							-	-	0.1	ค่าเต็ม 100

ภาคผนวก การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ตารางที่ ก1 (ต่อ) การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งเสาวัดลม

ลำดับที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	หมู่บ้าน	Latitude	Longitude	การเข้าพื้นที่		ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 65 ม. World Bank		รวมคะแนน (เปอร์เซ็นต์)
1	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	บางจาก	10.77626	99.37315	พื้นที่เป็นป่ากระถิ่น ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.25	5.4	0.2	74.8
2	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตไกลกังวล	12.48075	99.96368	เป็นพื้นที่ติดกับถนนภายใน มทร. ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.5	5.6	0.4	75.5
3	ประจวบคีรีขันธ์	ปราณบุรี	ปากน้ำปราณ	ปรือน้อย	12.37443	99.97999	ถนนลูกรัง ไม่คดเคี้ยว ไม่ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.75	5.6	0.4	69.3
4	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองทราย	12.95809	99.99703	เป็นที่นาเก่า พื้นที่ติดถนน คอนกรีต ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.5	5.7	0.4	75.5
5	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองหมู	12.92405	100.01498	ถนนดิน ไม่คดเคี้ยว ไม่ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.75	5.7	0.4	69.3
6	เพชรบุรี	บ้านแหลม	ปากทะเล	ปากทะเลใน	13.1477	100.0602	เป็นนาเกลือเก่า พื้นที่ติดถนน ลูกรัง ต้องปรับปรุงพื้นที่	0.25	5.8	0.4	66.8
7	กรุงเทพ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร.บางขุนเทียน	13.57619	100.44303	เป็นพื้นที่ว่าง ยังไม่มีการใช้ ประโยชน์ ไม่ต้องปรับปรุงพื้นที่	1	5.6	0.4	81.0
8	สมุทรสงคราม	เมือง	ลาดใหญ่	ศูนย์วิจัยและพัฒนา การเพาะเลี้ยงกุ้งทะเล	13.44302	100.04694	เป็นพื้นที่ว่าง บางส่วน ใช้ทำแปลงสาธิตการทำนาเกลือ	1	5.4	0.2	69.0
							-	0.15	0.1		ค่าเต็ม 100

ภาคผนวก การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ตารางที่ ก1 (ต่อ) การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ลำดับที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	หมู่บ้าน	Latitude	Longitude	ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ 65 m JGSEE		ความเร็วลมเฉลี่ย ที่ 90 m มศก.		ความเร็วลมจากการ สอบถาม		รวม คะแนน (เปอร์ เซ็นต์)
1	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	บางจาก	10.77626	99.37315	6.6	0.4	4.5-5	0.4	ปานกลาง	0.5	74.8
2	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตไกลกังวล	12.48075	99.96368	6	0.4	4.5-5	0.4	ปานกลาง	0.5	75.5
3	ประจวบคีรีขันธ์	ปราณบุรี	ปากน้ำปราณ	ปรือน้อย	12.37443	99.97999	6.2	0.4	4.5-5	0.4	ปานกลาง	0.5	69.3
4	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองทราย	12.75000	99.97703	6.7	0.4	4-4.5	0.2	ปานกลาง	0.5	75.5
5	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองหมู	12.92405	100.01498	6.8	0.4	4-4.5	0.2	ปานกลาง	0.5	69.3
6	เพชรบุรี	บ้านแหลม	ปากทะเล	ปากทะเลใน	13.1477	100.0602	6.1	0.4	4-4.5	0.2	ปานกลาง	0.5	66.8
7	กรุงเทพ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร.บางขุนเทียน	13.57619	100.44303	5.6	0.2	4-4.5	0.2	ปานกลาง	0.5	81.0
8	สมุทรสงคราม	เมือง	ลาดใหญ่	ศูนย์วิจัยและพัฒนา การเพาะเลี้ยงกุ้งทะเล	13.44302	100.04694	5.4	0.2	4-4.5	0.2	ปานกลาง	0.5	69.0
							0.1		-	0.1	0.1		ค่าเต็ม 100

ภาคผนวก การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ตารางที่ ก1 (ต่อ) การคัดเลือกพื้นที่เพื่อติดตั้งสถานีวัดลม

ลำดับที่	จังหวัด	อำเภอ	ตำบล	หมู่บ้าน	Latitude	Longitude	หมายเหตุ	คะแนนรวมทั้งหมด (ถ่วงน้ำหนัก)	คะแนนรวมยกเว้นความเร็วลม (ถ่วงน้ำหนัก)	รวมคะแนน (เปอร์เซ็นต์)
1	ชุมพร	ปะทิว	ชุมโค	บางจาก	10.77626	99.37315	ที่สาธารณะประโยชน์ มีป่าต้นกระต๊อหนาแน่น	0.838	0.69	74.8
2	ประจวบคีรีขันธ์	หัวหิน	หนองแก	มทร. รัตนโกสินทร์ วิทยาเขตไกลกังวล	12.48075	99.96368	พื้นที่ มทร. พื้นที่ลาดเชิงเขา ด้านข้างมีบ่อเก็บน้ำ	0.845	0.475	75.5
3	ประจวบคีรีขันธ์	ปราณบุรี	ปากน้ำปราณ	ปรือน้อย	12.37443	99.97999	ที่สาธารณะประโยชน์ โดยรอบทำการเกษตร ปลูกสับปะรดและปลูกมะพร้าว มีแนวเสาไฟฟ้าแรงต่ำในพื้นที่	0.783	0.613	69.3
4	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองทราย	12.95809	99.99703	ที่สาธารณะประโยชน์ มีวัชพืชขึ้นหนาแน่น บริเวณโดยรอบพื้นที่ทำนา	0.825	0.675	75.5
5	เพชรบุรี	ท่ายาง	ปึกเตียน	หนองหมู	12.92405	100.01498	ที่สาธารณะประโยชน์ และเป็นแปลงสาธิตการปรับปรุงดินเปรี้ยวแบบผสมผสาน มีร่องน้ำ 11 แนว	0.763	0.613	69.3
6	เพชรบุรี	บ้านแหลม	ปากทะเล	ปากทะเลใน	13.1477	100.0602	ที่สาธารณะประโยชน์ ของ อบต.ปากทะเล โดยรอบเป็นพื้นที่ทำนาเกลือ และสำหรับคูนกชายเลนปากซอ	0.738	0.588	66.8
7	กรุงเทพ	บางขุนเทียน	ท่าข้าม	มจร.บางขุนเทียน	13.57619	100.44303	ด้านข้างของพื้นที่เป็นบ่อน้ำทั้ง 2 ด้าน	0.880	0.750	81.0
8	สมุทรสงคราม	เมือง	ลาดใหญ่	ศูนย์วิจัยและพัฒนาการเพาะเลี้ยงกุ้งทะเล	13.44302	100.04694	พื้นที่บริเวณโดยรอบเป็นร่องน้ำ กว้างประมาณ 4-6 ม.	0.740	0.630	69.0
							-	ค่าเต็ม 1.0	ค่าเต็ม 1.0	ค่าเต็ม 100

ภาคผนวก ข

แบบเชิงวิศวกรรมโครงสร้างสถานีวัดลมสูง 120 เมตร



ก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

โครงการการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทย
ชายฝั่งทะเลภาคใต้ด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร

สารบัญแบบ

เลขที่แบบ	ชื่อแบบ
CST-01	แบบแปลนและรูปด้านของเสา
CST-02	โครงสร้างฐานเสาวัดลม
CST-03	โครงสร้างมาตรฐานเสาวัดลม
CST-04	โครงสร้างฐานสมอ
CST-05	อุปกรณ์ป้องกันการตกและกล่องเก็บข้อมูล
CST-06	ระบบป้องกันฟ้าผ่า
CST-07	ฐานรากแบบแผ่
CST-08	ฐานรากแบบเสาเข็ม
CST-09	งานรั้วและป้ายโครงการ
CST-10	แผนสำหรับยึดอุปกรณ์วัดลม

ข้อกำหนดที่สำคัญ*

ความเร็วลม	130 กิโลเมตรต่อชั่วโมง (km/hr)
EIA. STANDARD	RS-222-C
GALVANIZED STD. FOR MAST	ASTM-A123
GALVANIZED STD. FOR BOLTS&NUT	ASTM-A153
BOLT&NUTS GRADE	8.8
ท่อเหล็ก	มอก.276-2532 หรือ มอก.277-2532
เหล็กเสริมคอนกรีต	มอก.20-2543 หรือ มอก.24-2548
คอนกรีตผสมเสร็จ	มอก.213-2520

เครื่องมือ	จำนวน	ระดับ, เมตร
DATA LOGGER	1	+1.10
หัววัดอุณหภูมิและความชื้น THERMOMETER&HUMIDITY	1	+2.00
OBSTRUCTION LIGHT	2	+60,+121
หัววัดทิศทางลม (WIND VANE)	4	+40,+65,+90,+120
หัววัดความเร็ว (WIND ANEMOMETER)	4	+40,+65,+90,+120

หมายเหตุ :

* แบบนี้ต้องใช้ประกอบกับข้อกำหนดทางเทคนิคการว่าจ้างจัดทำโครงสร้างเสาวัดลมพร้อมการติดตั้งและ ข้อกำหนดรายละเอียดเฉพาะงานจ้างเหมาก่อสร้างติดตั้งสถานีวัดลมในพื้นที่ชายฝั่งทะเลภาคใต้ด้านตะวันตก ของอำเภอไทยจนถึงภาคใต้ตอนบน จำนวน 4 ต้น อีกด้วย



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ
 จ้างก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายปรีชา สุวภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายวสุชนม์ ทรายแก้ว	ภฟก.353๔
เขียนแบบ	นายเกรียงทรัพย์ แสงกานี่ย์	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

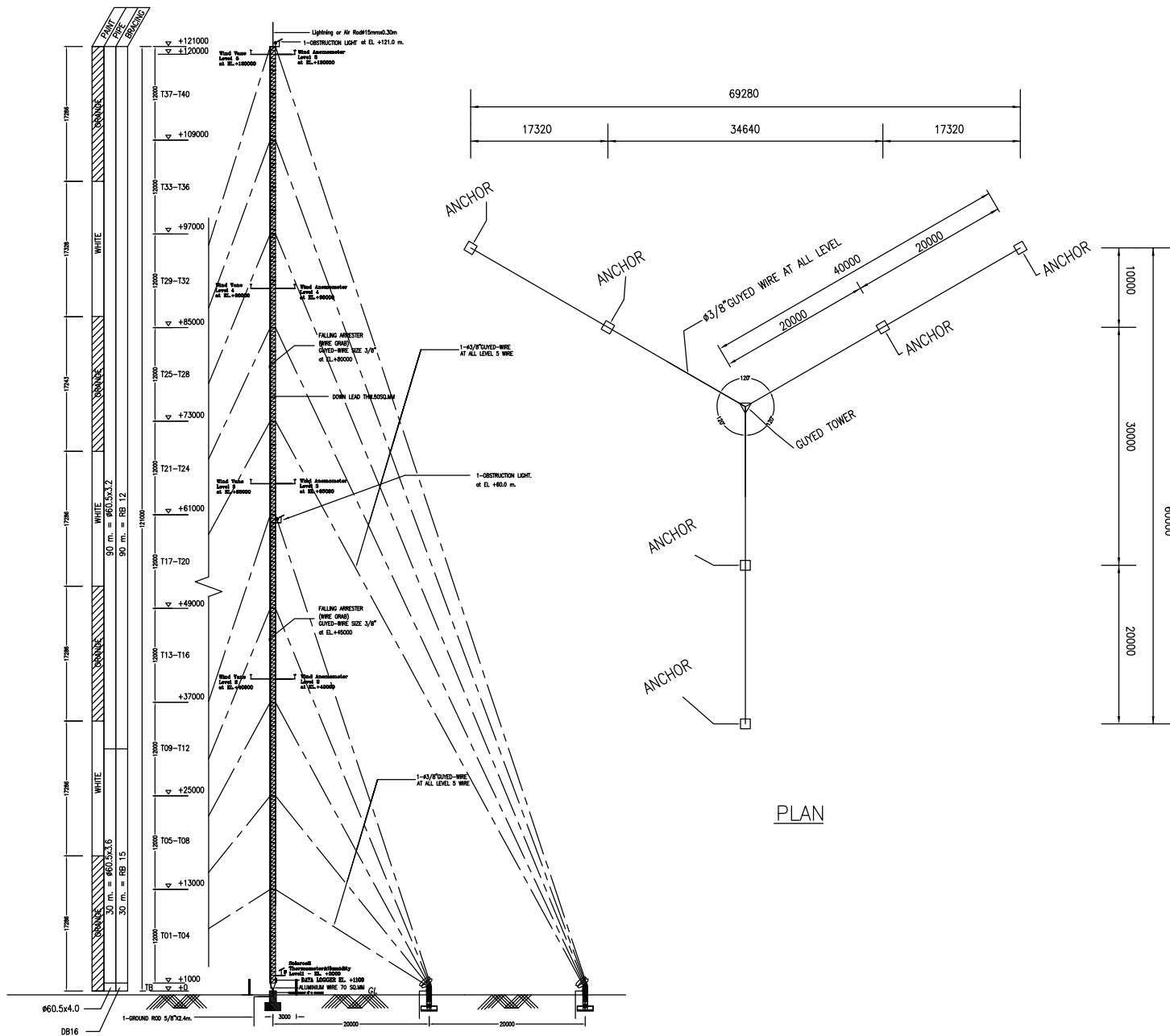
รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร

อนุมัติ

แบบแสดง :

 สารบัญแบบและข้อกำหนดที่สำคัญ

มาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-00	
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่		1	11



120 M. ELEVATION GUYED-TOWER

หมายเหตุ :

1. ผู้ปฏิบัติงานทุกคนต้องสวมใส่อุปกรณ์ Safety พื้นฐานตลอดเวลาในพื้นที่ก่อสร้าง
2. ค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภค ผู้รับจ้างต้องเป็นผู้รับภาระทั้งหมด
3. ระหว่างก่อสร้างต้องไม่ก่อความเดือดร้อนให้แก่ชุมชนโดยรอบ



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ
จํางก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายปรีชา สุวภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายสุชนม์ ทรายแก้ว	ภพก.3533
เขียนแบบ	นายเกรียงทรัพย์ แสงกานี่	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

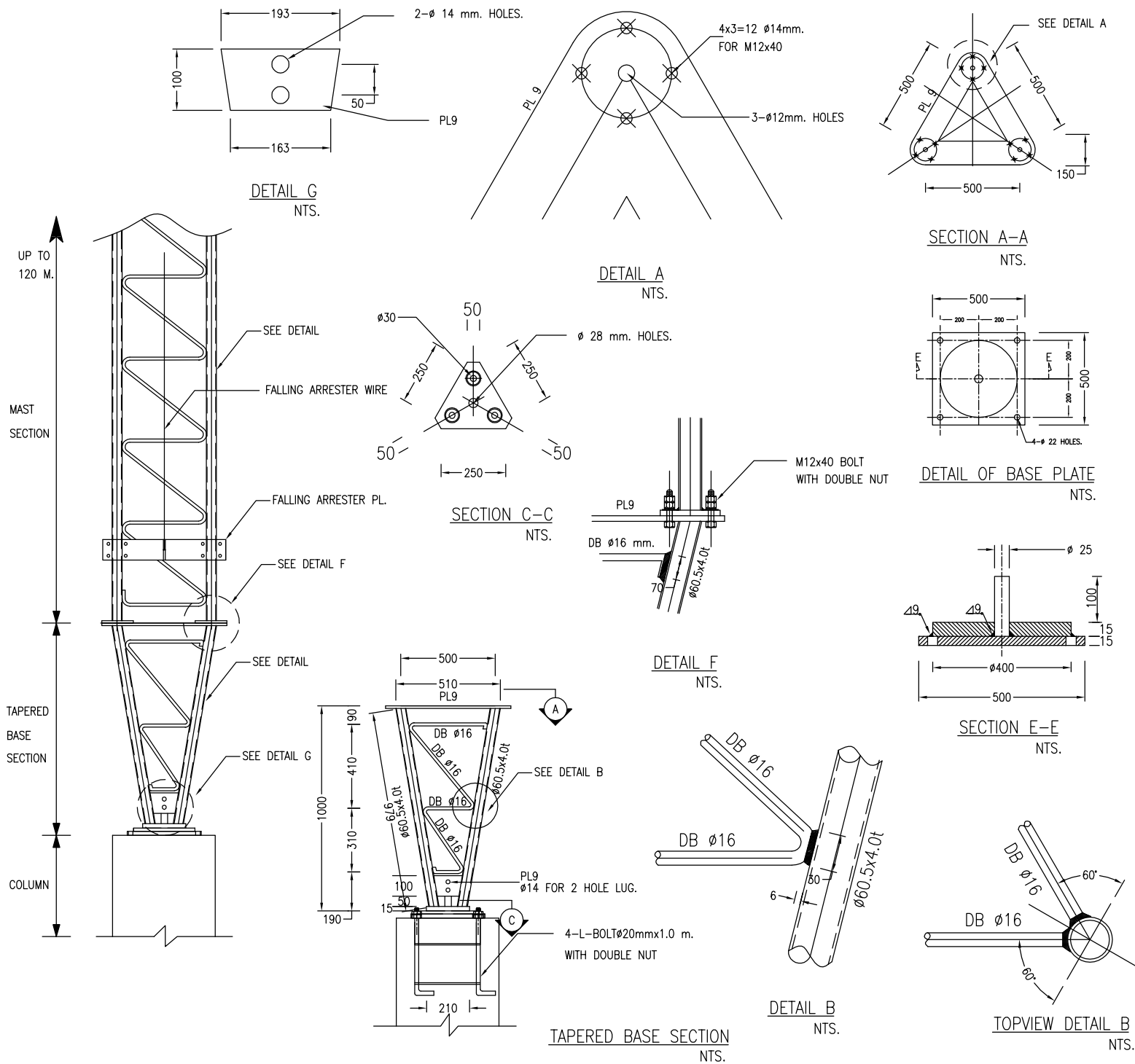
ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร
 อนุมัติ

แบบแสดง :

แบบแปลนและรูปด้านของเสา

มาตราส่วน	ไม่เข้ามาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-01
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย	๑	11



หมายเหตุ :

ผู้รับจ้างต้องมีเครื่องมือเครื่องใช้และเครื่องวัด
ทดสอบการได้ดิ่งของเสา, วัดค่าแรงขันน็อต,
ค่าแรงดึงในสายโยง ฯลฯ สำหรับใช้ตรวจสอบ
ขณะทำงานและให้ที่ปรึกษาควบคุมงานหรือ
ผู้แทนผู้ว่าจ้างใช้ตรวจสอบ



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ

จ้างก่อสร้างสถานียวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายปรีชา สุภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายสุชนม์ ทรายแก้ว	ภพก.353c
เขียนแบบ	นายเกรียงทรัพย์ แสงกาศินัย	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

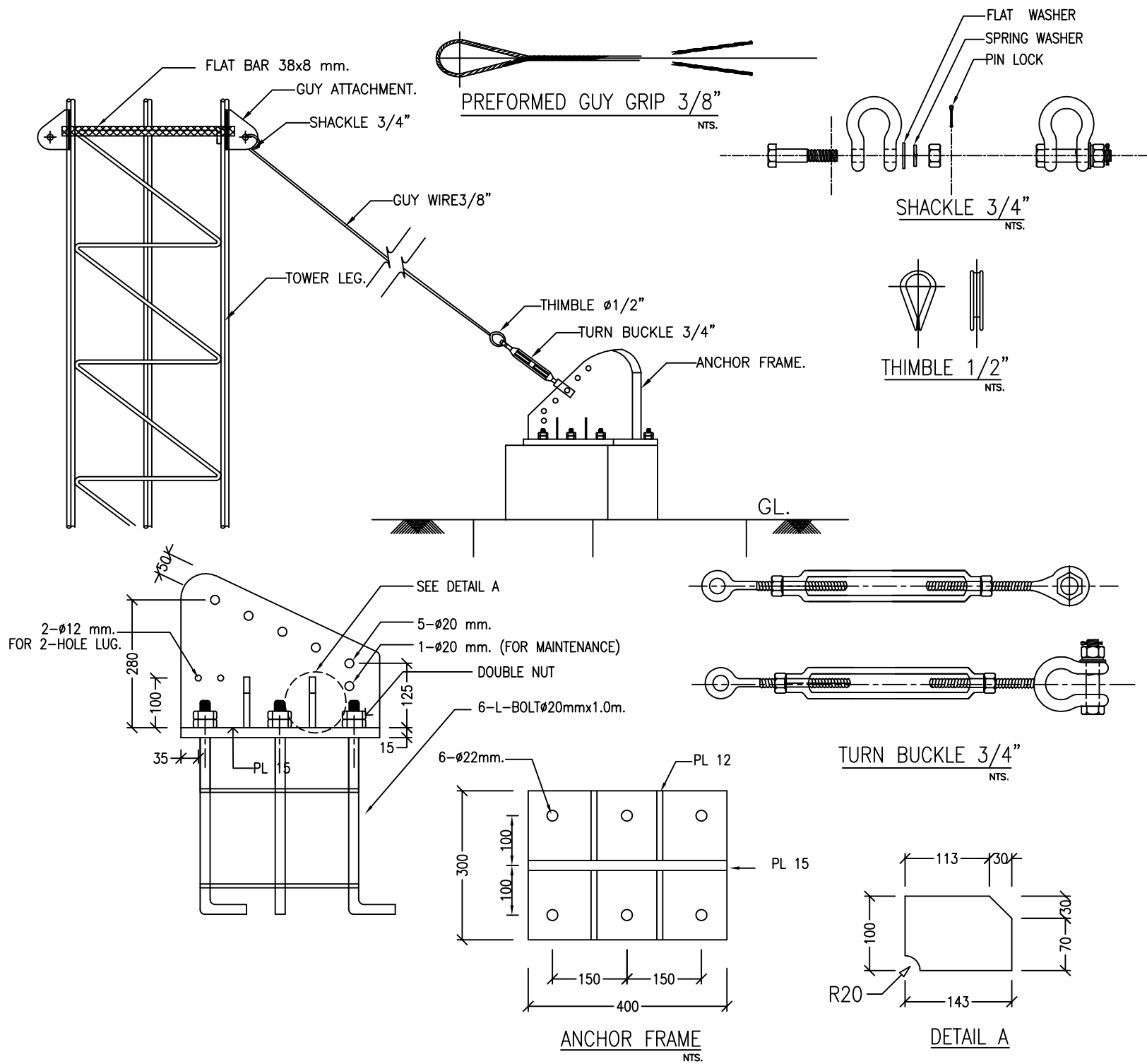
รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร

อนุมัติ

แบบแสดง :

โครงสร้างฐานเสาวัดลม

มาตรฐาน	ไม่เข้ามาตรฐาน	เลขที่แบบ	CST-02
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย	๑	11



หมายเหตุ :

ในกรณีของ Shackle ไม่สามารถใส่เข้ากับ Anchor Frame ได้ ให้ผู้รับจ้างนำเสนอแบบ Shop Drawing ปรับปรุง Shackle ให้เหมาะสม เสนอให้กรรมการตรวจการจ้างพิจารณาอนุมัติ และให้จัดทำ Mock Up สำหรับการติดตั้งจริง ให้ตรวจสอบก่อนใช้งานจริง



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ
จําก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายวิชา สุภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายสุชนม์ ทรายแก้ว	ภพก.3533
เขียนแบบ	นายเกรียงทรัพย์ แสงกาศนีย์	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

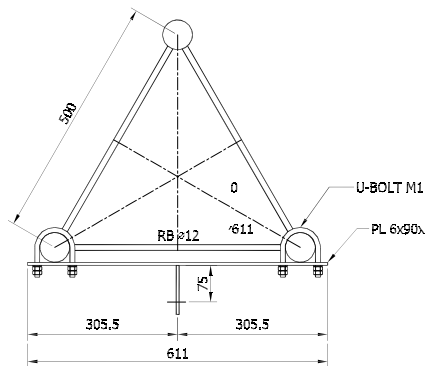
ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร

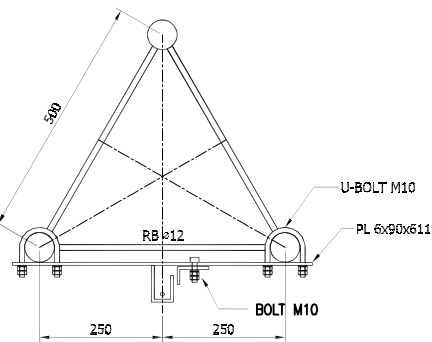
อนุมัติ

แบบแสดง :
NTS. โครงสร้างฐานสมอ

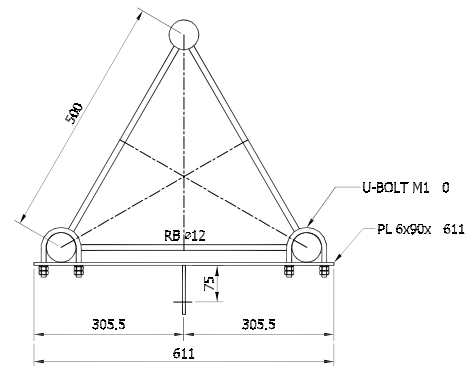
มาตราส่วน	ไม่เข้ามาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-04
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย	5	11



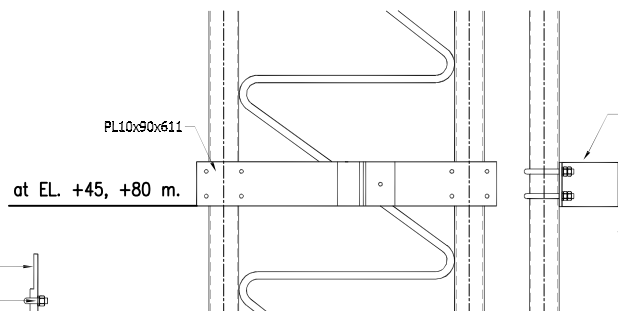
TOP VIEW
NTS.



TOP VIEW
NTS.



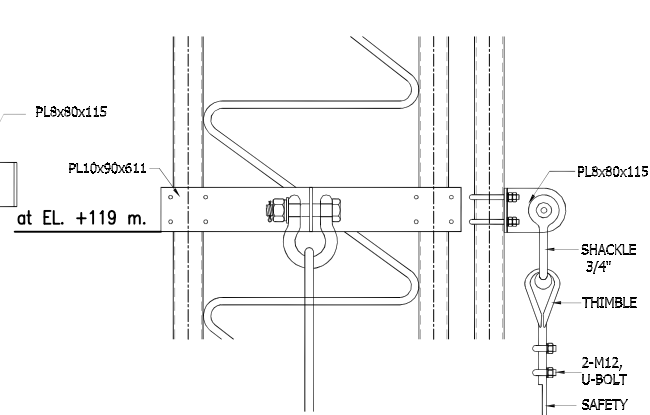
TOP VIEW
NTS.



FRONT VIEW
NTS.

SIDE VIEW
NTS.

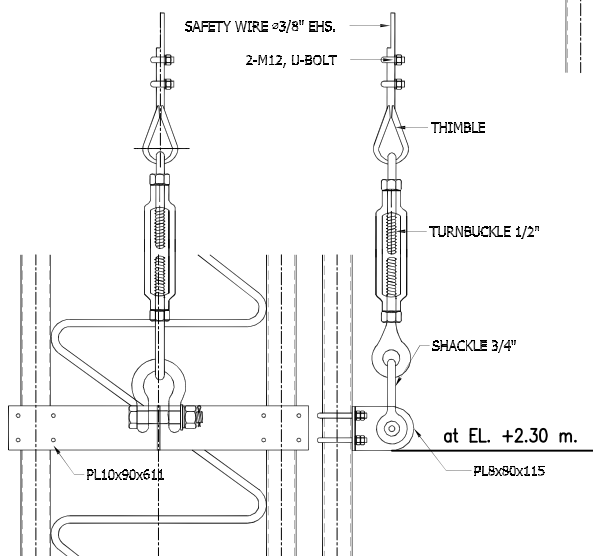
MIDDLE SUPPORT
NTS.



FRONT VIEW
NTS.

SIDE VIEW
NTS.

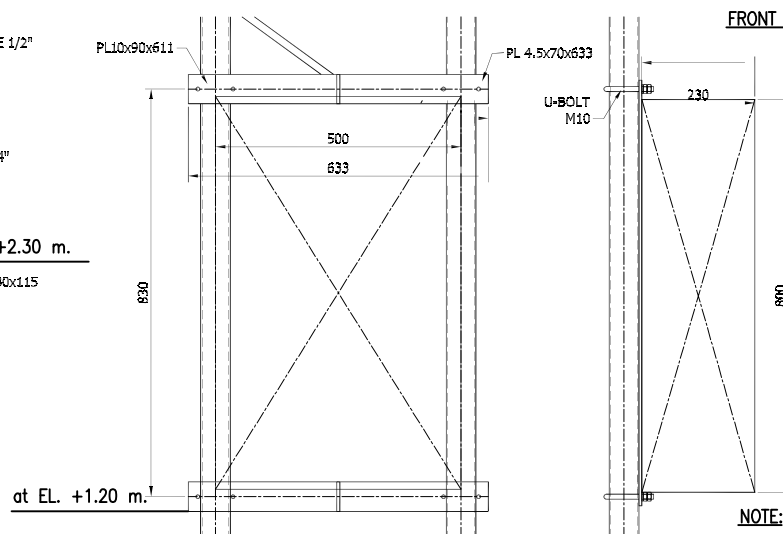
TOP SUPPORT
NTS.



FRONT VIEW
NTS.

SIDE VIEW
NTS.

BOTTOM SUPPORT
NTS.



NOTE:

DETAIL SUPPORT FOR DATA LOGGER

หมายเหตุ :

1. Bottom Supports จำนวน 1 ชุด
ที่ระดับ +2.30 ม.
2. Middle Supports จำนวน 2 ชุด
ที่ระดับ +45 และ +80 ม.
3. Top Supports จำนวน 1 ชุด
ที่ระดับ +119 ม.



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ

จําก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายปรีชา สุภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายสุชนม์ ทราญแก้ว	ภพท.3533
เขียนแบบ	นายเกรียงทรัพย์ แสงกาศนีย์	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

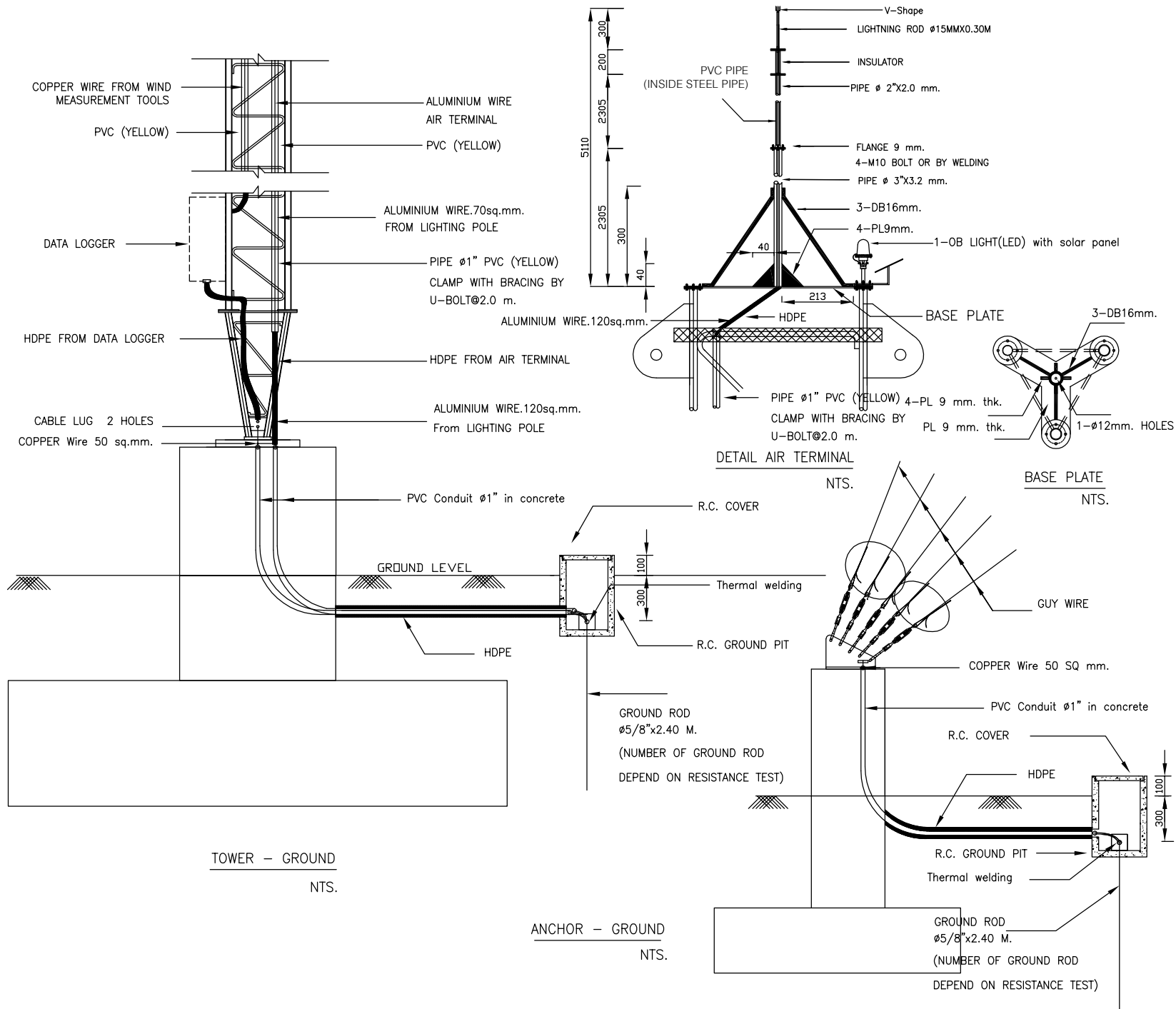
ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร
อนุมัติ

แบบแสดง :

อุปกรณ์ป้องกันการตกและกักเก็บข้อมูล

มาตราส่วน	ไม่เข้ามาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-05
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย	6	11



หมายเหตุ

- สายรับกระแสไฟฟ้าจาก Air Terminal ไปยัง Ground Rod ต้องอยู่ในท่อฉนวนไม่ให้สายสัมผัสกับโครงสร้างเสา
- จำนวน Ground Rod ให้ยึดผลทดสอบค่าความต้านทานดินตามระบุในข้อกำหนดเป็นสำคัญ



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ

จําก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายวิชา สุภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายวสุชนม์ ทรายแก้ว	ภพท.353c
เขียนแบบ	นายเกรียงทรัพย์ แสงกาศนีย์	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

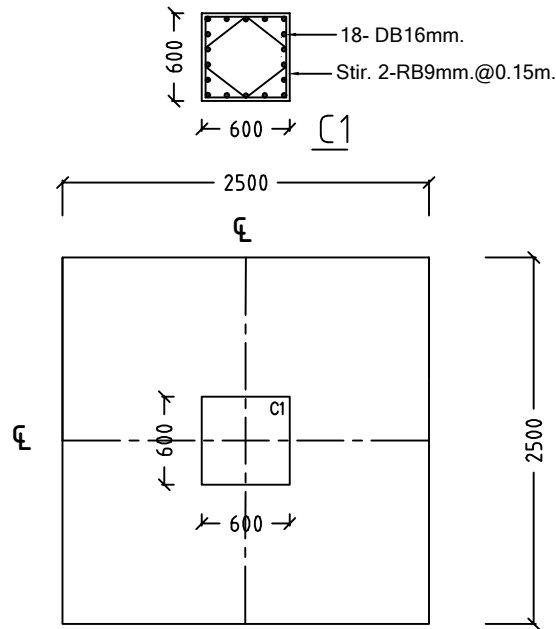
รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร

อนุมัติ

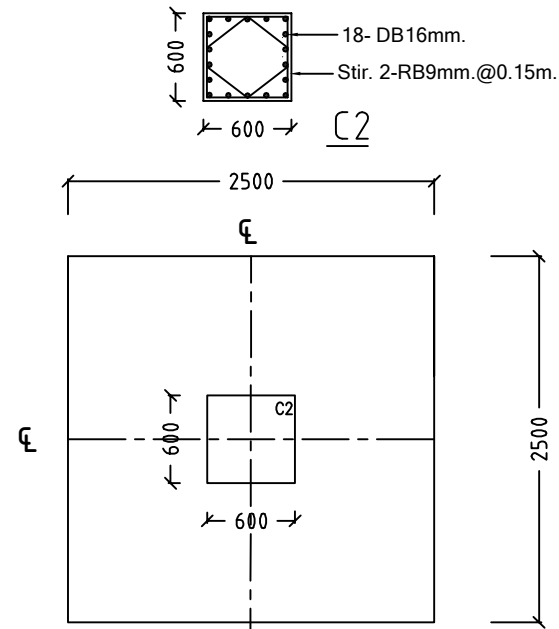
แบบแสดง :

ระบบป้องกันฟ้าผ่า

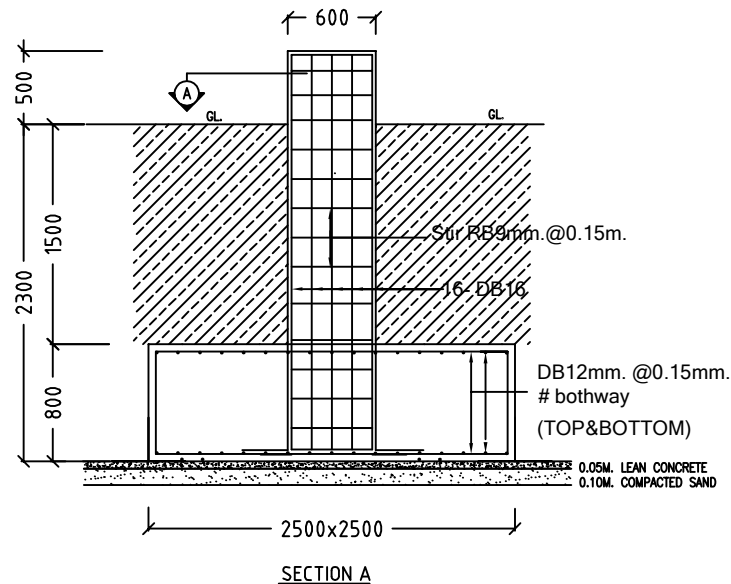
มาตราส่วน	ไม่เข้ามาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-06
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย	7	11



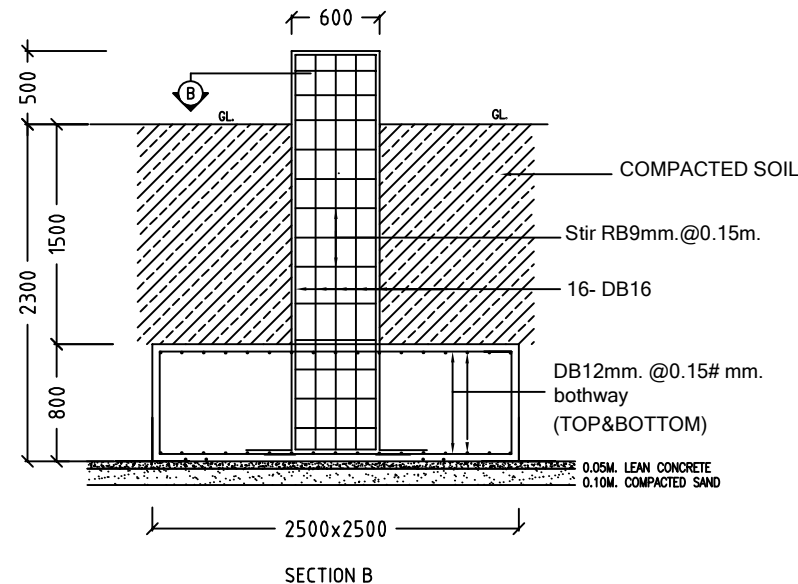
FOOTING-F1-FOR TOWER



FOOTING-F1-FOR ANCHOR



SECTION A



SECTION B

หมายเหตุ :

- รายการคำนวณฐานราก ต้องรับรองโดย
สามัญวิศวกรโยธาขึ้นไปและขออนุมัติต่อ
คณะกรรมการตรวจการจ้างก่อนดำเนินการ
- ขนาดฐานราก และรายละเอียดของการเสริม
เหล็ก ต้องไม่น้อยกว่าที่กำหนดในแบบนี้
- คอนกรีต ให้ใช้กำลังอัด 240 กก.ต่อ ตร.ซม.
ของรูปทรงกระบอก
- เมื่อกำลังรับน้ำหนักของดินมีค่ามากกว่าหรือ
เท่ากับ 8 ตันต่อ ตร.ม. ให้ใช้ฐานรากแผ่ได้



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ

จังก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายปวีณา สุวาทกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายวสุชนม์ ทนายแก้ว	ภพก.353๕
เขียนแบบ	นายเกรียงเกียรติ แสงภาคนีย์	

หัวหน้าโครงการ

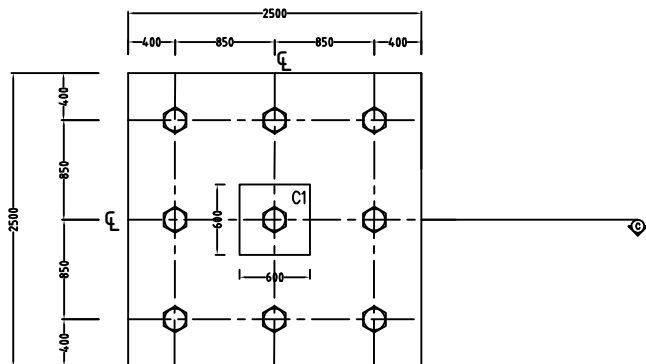
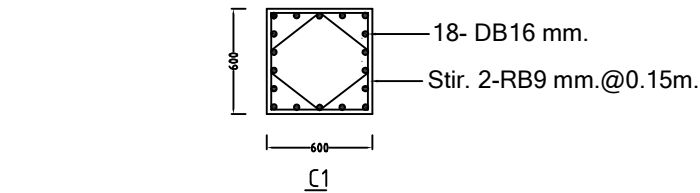
ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

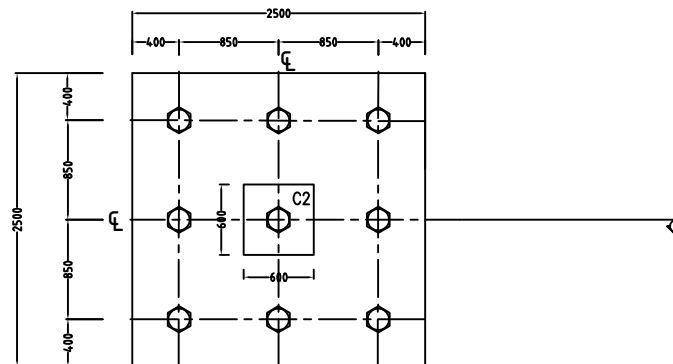
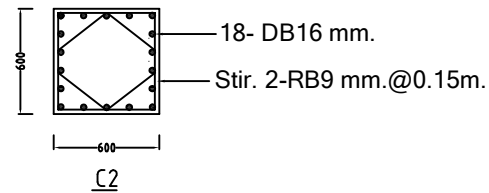
รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร

แบบแสดง : ฐานรากแบบแผ่ (แบบเบื้องต้น)

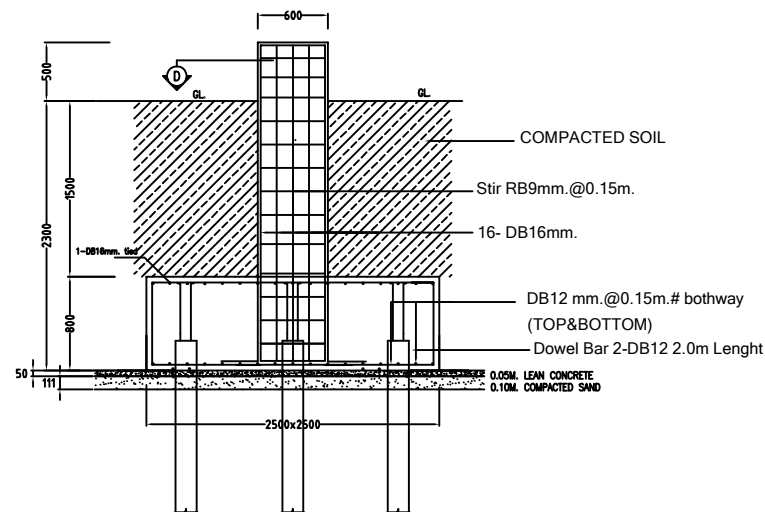
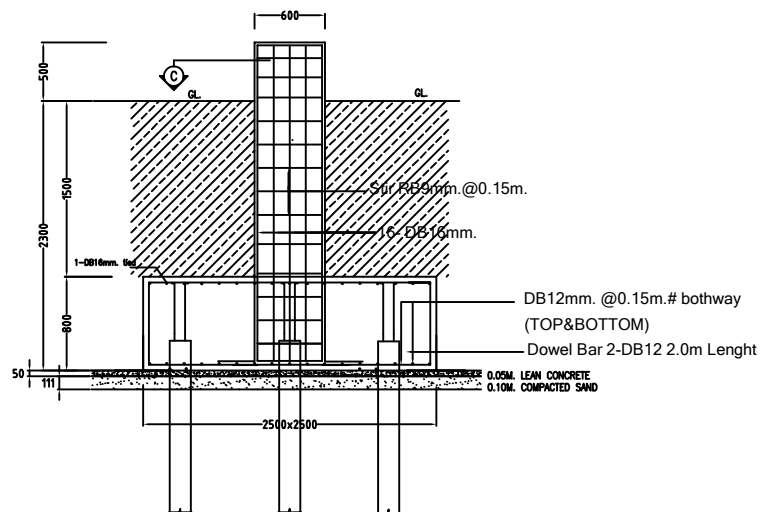
มาตราส่วน	ไม่เข้ามาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-07
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย	๑	11



FOOTING-F1-FOR TOWER



FOOTING-F1-FOR ANCHOR



หมายเหตุ :

- รายการคำนวณฐานราก ต้องรับรองโดย วิศวกรโยธาขึ้นไปและขออนุมัติต่อ คณะกรรมการตรวจการจ้างก่อนดำเนินการ
- ขนาดฐานราก และรายละเอียดของการเสริม เหล็ก ต้องไม่น้อยกว่าที่กำหนดในแบบนี้
- คอนกรีต ให้ใช้กำลังอัด 240 กก.ต่อ ตร.ซม. ของรูปทรงกระบอก
- เมื่อกำลังรับน้ำหนักของดินมีค่าน้อยกว่า 8 ตันต่อ ตร.ม. ต้องใช้ฐานรากแบบมีเสาเข็ม
- ขนาด จำนวน เสาเข็มที่ต้องใช้กับฐานราก แบบมีเสาเข็มให้อยู่ในดุลยพินิจของวิศวกร ที่ ต้องมีรายการคำนวณประกอบ



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ

จังก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายวิชา สุภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายวสุชนม์ ทราชแก้ว	ภพก.3533
เขียนแบบ	นายเกรียงทรัพย์ แสงภาคินย์	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

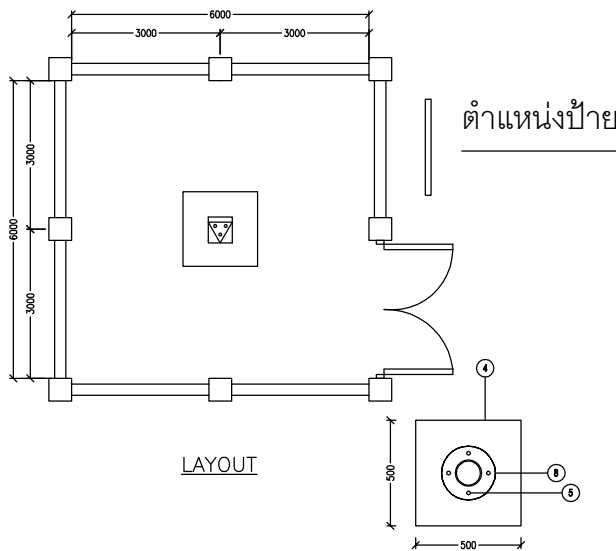
รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร

อนุมัติ

แบบแสดง :

ฐานรากแบบเสาเข็ม (แบบเปิดดิน)

มาตราส่วน	ไม่เข้ามาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-08
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย	Q	11

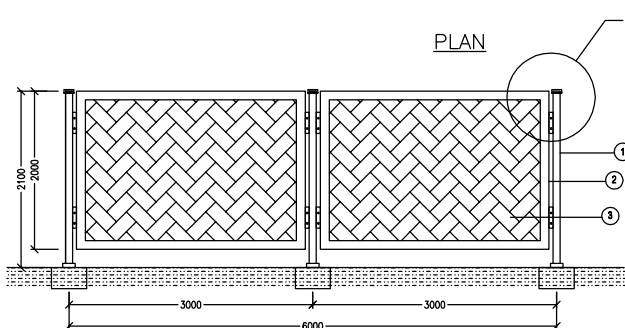


LAYOUT

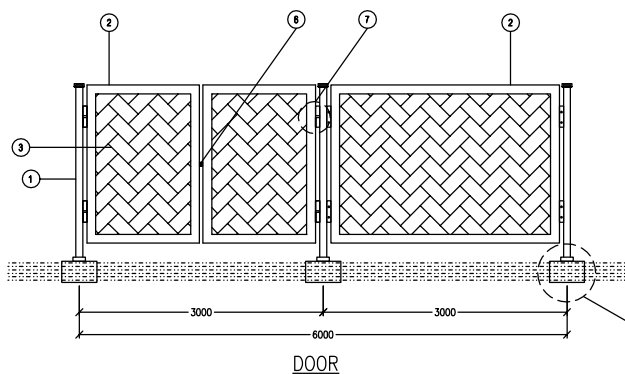
ตำแหน่งป้าย

วัสดุ		
ลำดับ	ใช้งาน	รายละเอียด
1	เสา	ท่ออาบสังกะสีขนาด 40 มม. หน้า 3.25 มม., มอก. 26 ประเภท 2
2	กรอบ	ท่ออาบสังกะสีขนาด 40 มม. หน้า 3.25 มม., มอก. 26 ประเภท 2
3	ดาข่าย	ลวดตาข่ายอาบสังกะสีขนาด ๑.315 มม. # 1 ตามต้องการ
4	ฐานราก	คสล. คูแบบขยาย
5	เดือยยึดฐาน	สลักทางหยียาว 12x150 มม. พร้อมนอต
6	สายยู	เหล็กแผ่นหนา 5 มม. พร้อมกฏูแฉ 1 ชุด
7	บุฉาบประตู	ขนาดไม่น้อยกว่า 1" และต้องเชื่อมกลับด้าน (ป้องกันรอย)
8	ฐานเสาเหล็ก	Steel plate DIA 200x5 mm. Thickness

PLAN



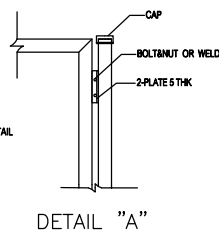
ELEVATION



DOOR

FOUNDATION

หมายเหตุ: ฐานราก 4 ไม่ต้องตอกเข็ม เมื่อดินมีค่า BEARING CAPACITY เกิน 8 ตันต่อตร.ม.

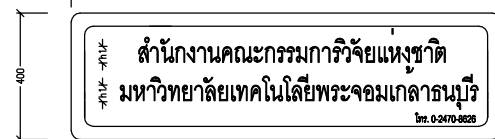


DETAIL "A"

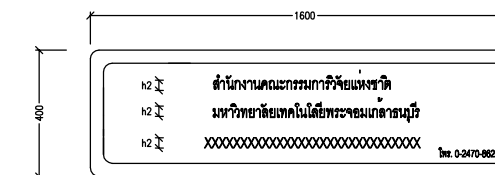
แบบการติดตั้งป้าย



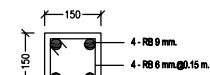
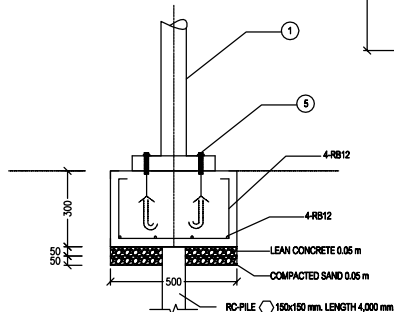
ป้ายสถานี



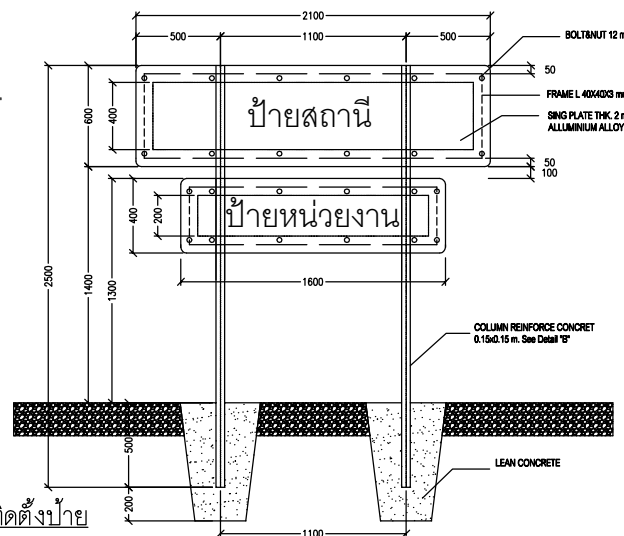
ป้ายหน่วยงาน 1



ป้ายหน่วยงาน 2



DETAIL "B"



หมายเหตุ :

1. ความสูงของตัวอักษร H1 ไม่น้อยกว่า 100 ม.
2. ความสูงของตัวอักษร h2 และ h2 ต้องจัดช่องไฟในแบบให้เหมาะสมการดำเนินการตามข้อ
3. ผู้รับจ้างต้องจัดทำ Shop Drawing ของป้ายโครงการเสนอขออนุมัติคณะกรรมการตรวจการจ้างก่อนดำเนินการ
4. หลังจากดำเนินการก่อสร้างแล้วเสร็จให้ปรับพื้นที่ให้เรียบร้อยตามความเหมาะสมตามที่ปรึกษาควบคุมงานแนะนำ



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ

จ้างก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายวิชา สุภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายสุชนัน ทรายแก้ว	ภพก.3533
เขียนแบบ	นายเกรียงเกียรติ แสงกาศนี้	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

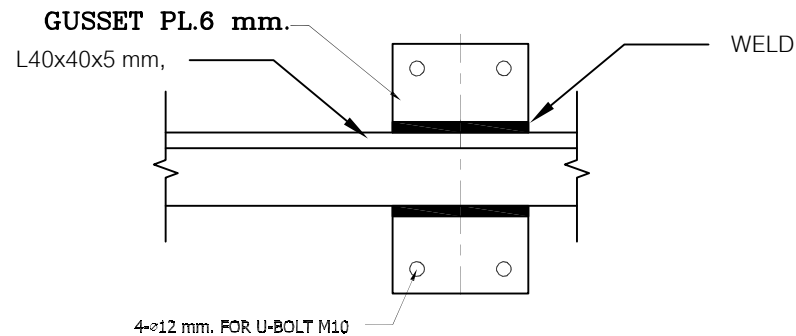
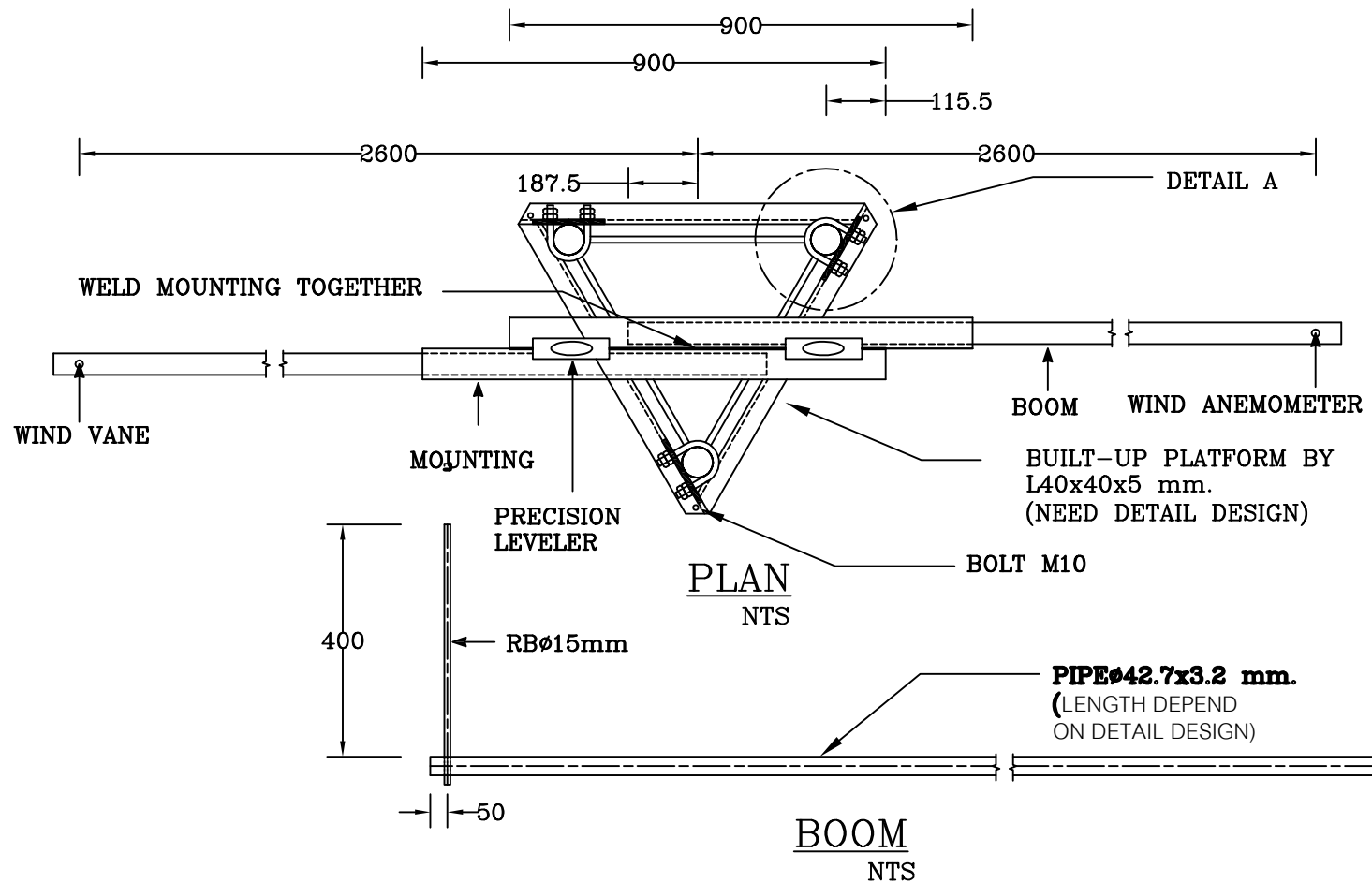
รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร

อนุมัติ

แบบแสดง :

งานรั้วและป้ายโครงการ

มาตราส่วน	ไม่เข้ามาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-09
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย	1ก	11



TYPICAL DETAIL A
NTS

หมายเหตุ :

1. แบบที่กำหนดไว้นี้เป็นแนวทางเบื้องต้น
2. ผู้รับจ้างต้องออกแบบรายละเอียดและทำชุดตัวอย่าง (Mock Up) แชนสำหรับยึดอุปกรณ์วัดลม และจัดทำ Shop Drawing เสนอขออนุมัติคณะกรรมการตรวจการจ้าง
3. การติดตั้งแชนต้องอยู่ในแนวระดับ และแท่งยึดเครื่องมือวัดลมต้องอยู่ในแนวตั้ง
4. แชนต้องสามารถปรับแนวให้สัมพันธ์กับทิศทางลมประจำถิ่นได้



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

แบบ

จ้างก่อสร้างสถานีวัดลม สูง 120 เมตร

วิศวกรโยธา	นายวิชา สุภาพกุล	สย.3949
วิศวกรไฟฟ้า	นายสุชนม์ ทราญแก้ว	ภพก.353๕
เขียนแบบ	นายเกรียงทรัพย์ แสงกานันย์	

หัวหน้าโครงการ

ผู้อำนวยการ ส่วนอาคารและสถานที่

ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

รองอธิการบดีอาวุโสฝ่ายบริหาร
อนุมัติ

แบบแสดง :

แชนสำหรับยึดอุปกรณ์วัดลม

มาตราส่วน	ไม่เข้ามาตราส่วน	เลขที่แบบ	CST-10
วัน เดือน ปี	12/12/53	แผ่นที่	จำนวน
ใบแทนแผ่นที่	หน่วย -	11	11

ภาคผนวก ค

แบบฟอร์มการประเมินพื้นที่สำหรับติดตั้งเสาวัดลมความสูง 120 เมตร



CSSC

กลุ่มระบบพลังงานสะอาด

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

รหัสเอกสาร:ภาค-จังหวัด-พื้นที่ / วัน-เดือน-ปี

เอกสารชุดที่.....

ผู้ประเมิน.....

แบบฟอร์ม การประเมินพื้นที่สำหรับติดตั้งเสาวัดลม ความสูง 120 เมตร
โครงการศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทย
ชายฝั่งทะเลด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร

1. ข้อมูลบุคคลในพื้นที่ (ระบุรหัสพื้นที่).....

คำนำหน้า: นาย / นาง / นางสาว

ชื่อ.....นามสกุล.....

หน่วยงานที่สังกัด.....ตำแหน่ง.....

โทรศัพท์ติดต่อ (มือถือ).....(ที่ทำงาน).....

หมายเลขโทรสาร.....

อีเมล.....

2. ที่อยู่สำหรับติดต่อทางไปรษณีย์

เลขที่.....ชื่อหมู่บ้าน.....

ตำบล.....อำเภอ.....

จังหวัด.....รหัสไปรษณีย์.....

3. ที่อยู่สำหรับติดต่อ (กรณีติดต่อแตกต่างจาก ข้อ 2)

ชื่อผู้ติดต่อ.....

เลขที่.....ชื่อหมู่บ้าน.....

ตำบล.....อำเภอ.....

จังหวัด.....รหัสไปรษณีย์.....

โทรศัพท์ติดต่อ (มือถือ).....(ที่ทำงาน).....



CSSC

กลุ่มระบบพลังงานสะอาด

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

รหัสเอกสาร:ภาค-จังหวัด-พื้นที่ / วัน-เดือน-ปี

เอกสารชุดที่.....

ผู้ประเมิน.....

4. ข้อมูลพื้นที่ (ระบุรหัสพื้นที่).....

พิกัดจุดอ้างอิง (ละติจูด).....(ลองจิจูด).....ความสูง.....เมตร

ขนาดของพื้นที่ราบและโล่งโดยประมาณ.....ตารางเมตร (ไร่) โดยมี

ระยะห่างจากจุดอ้างอิง.....เมตร ทิศทางจากจุดอ้างอิง.....องศาเหนือ

ซึ่งมีลักษณะดิน ☐ ดินทราย ☐ ดินร่วน ☐ ดินแข็ง ☐ ดินแข็งปนหิน ☐ ดินเลน

อื่นๆ (ระบุ).....

และมีการใช้งานพื้นที่ ☐ ป่าเบญจพรรณ ☐ ป่าดิบเขา ☐ ป่าดิบแล้ง ☐ ป่าดิบชื้น ☐ ป่าชายเลน

☐ ปลูกข้าว ☐ ปลูกพืช ไร่/สวน (ระบุ).....อื่นๆ (ระบุ).....

ชื่อแนวเทือกเขา(ระบุถ้ามี).....โดยมี

ระยะห่างจากจุดอ้างอิง.....เมตร ทิศทางจากจุดอ้างอิง.....องศาเหนือ

ชื่อถนน(หมายเลข).....ระยะห่างจากชุมชน.....เมตร

ระดับแรงดันไฟฟ้าแรงสูง.....kV โดยมี

ระยะห่างจากจุดอ้างอิง.....เมตร ทิศทางจากจุดอ้างอิง.....องศาเหนือ

ชุมชนใกล้เคียง.....ระยะห่างจากจุดอ้างอิง.....เมตร

ตำบล.....อำเภอ.....จังหวัด.....

สถานที่อื่นๆ (สนามบิน/ สถานีวิทยุ/ ค่ายทหาร) (ถ้ามีระบุชื่อ).....

ระยะห่างจากจุดอ้างอิง.....เมตร ทิศทางจากจุดอ้างอิง.....องศาเหนือ

ประวัติภัยทางธรรมชาติ ☐ เคยมีน้ำท่วมครั้ง/ 5ปี ☐ เคยมีไฟไหม้ครั้ง/ 5ปี

☐ เคยมีพายุครั้ง/ 5ปี ☐ เคยมีแผ่นดินไหวครั้ง/ 5ปี อื่นๆ (ระบุ)



CSSC

กลุ่มระบบพลังงานสะอาด

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

รหัสเอกสาร:ภาค-จังหวัด-พื้นที่ / วัน-เดือน-ปี

เอกสารชุดที่.....

ผู้ประเมิน.....

5. ข้อมูลผู้ถือครองกรรมสิทธิ์ที่ดิน (ระบุรหัสพื้นที่).....

หน่วยงานของรัฐ/เอกชน (ระบุชื่อ).....

ผู้ถือครอง / ตัวแทน ชื่อ.....นามสกุล.....

อาชีพ.....ความสนใจในโครงการฯ O มาก O ปานกลาง O น้อย

ที่อยู่เลขที่.....ชื่อหมู่บ้าน.....

ตำบล.....อำเภอ.....

จังหวัด.....รหัสไปรษณีย์.....

หน่วยงานที่สังกัด.....ตำแหน่ง.....

โทรศัพท์ติดต่อ (มือถือ).....(ที่ทำงาน).....

หมายเลขโทรสาร.....อีเมล.....



CSSC

กลุ่มระบบพลังงานสะอาด

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

รหัสเอกสาร:ภาค-จังหวัด-พื้นที่ / วัน-เดือน-ปี

เอกสารชุดที่.....

ผู้ประเมิน.....

6. แผนผังพื้นที่รวมระดับความสูง (ระบุรหัสพื้นที่).....

รูปเข็มทิศ

สะพาน

หมู่บ้าน/ชุมชน

ถนนลาดยาง

สายส่งไฟฟ้า

ถนนลูกรัง



จุดอ้างอิง

หลักกิโล



CSSC

กลุ่มระบบพลังงานสะอาด

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

รหัสเอกสาร:ภาค-จังหวัด-พื้นที่ / วัน-เดือน-ปี

เอกสารชุดที่.....

ผู้ประเมิน.....

7. รูปถ่ายโดยรอบพื้นที่ (360 องศา) (ระบุรหัสพื้นที่).....

--

ภาคผนวก ง

ข้อมูลติดต่อภายในโครงการ

การศึกษาประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในประเทศไทยชายฝั่งทะเลภาคใต้ ด้านตะวันตกของอ่าวไทยจนถึงภาคใต้ตอนบนจังหวัดชุมพร					
ลำดับ	รายชื่อ	มือถือ	โทร.	โทรสาร	E-Mail
สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.)					
1	คุณพรพิมล นันทะวงศ์	086-017-1753	02-561-2445	02-561-2445	nm_mui@hotmail.com
ผู้ว่าจ้าง: ศูนย์พัฒนามาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ มจร.					
1	อ.ณัฐวุฒิ ชยวานิช	086-904-8850	02-470-9037	02-470-9033	chayavanich@yahoo.com
2	อ.เชิดชัย ประภาณวรัตน์	085-042-0887	02-470-9038	02-470-9033	cprapanavarat@yahoo.co.uk
3	อ.ทัศนีย์ ชยวานิช		02-470-8987	0-2470-8626	tasanee.cha@kmutt.ac.th
4	อ.ศิริชัย เทพา	089-506-3300	02-470-9762	0-2427-9062	sirichai.the@kmutt.ac.th
5	คุณฐนกร บรรจงละเอียด	089-527-6959	02-470-7446	02-470-8626	tanokkorn@yahoo.com
6	คุณพนม ปริญญา	081-602-0484	02-470-8626	02-470-8626	panom_parina@yahoo.com
7	คุณวัชรกร เกตุเรน	089-773-3917	02-470-8626	02-470-8627	wacharakorn@gmail.com
8	คุณนิติกรณ์ ศิลป์ศิริวานิชย์	089-170-7652	02-470-8626	02-470-8629	silsirivanich@hotmail.com
9	คุณสริศา เชื้อกุล	086-966-2731	02-470-7446	02-470-8630	sarisa.chu@kmutt.ac.th
ที่ปรึกษาภาควิชาคณิตศาสตร์					
1	อ.ศุภฤดี สุขวัฒน์	081-929-5153	02-470-8987	02-470-8626	sukawat@gmail.com
ที่ปรึกษาภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล					
1	อ.ชวิน จันทระเสนาวงศ์	084-086-8666	02-470-9117	02-470-8626	chawin.cha@kmutt.ac.th
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง วิทยาเขตชุมพร					
1	อ.ปัญญา แดงวิไลลักษณ์	086-754-6234	0-7759-1445	0-7759-1445	kdpanya@kmitl.ac.th
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ วิทยาเขตไทรน้อย					
1	อ.คมกริช ละวรรณวงษ์	084-105-1271	032-618-500	032-618-570	Komgrit.law.idt@rmutr.ac.th
ที่ปรึกษาควบคุมงาน: บริษัท ไทย ซูพรีม คอนซัลแตนท์ จำกัด (TSC)					
1	คุณมานิตย์ กัตัญญวิวัฒน์	081-868-6082	02-645-2600	02-6452601	manit@triarchy.co.th
2	คุณวรรณศักดิ์ ทรายแก้ว	081-803-5836	02-645-2600	02-6452601	wannasak@thaisupreme.com
3	คุณอนุวัฒน์ อนันตภากรณ์	085-169-8929	02-452-3594	02-452-3595	anuwat291@hotmail.com
4	คุณฐิติ เวศวากยานนท์	081-822-2346	02-645-2600	02-6452601	thiti.v@hotmail.com
5	คุณเกรียงทรัพย์ แสงศาสน์	089-109-3149	02-645-2600	02-6452601	kriangsup@hotmail.com
6	คุณไพบุลย์ พึ่งพวง	081-898-2643	02-645-2600	02-6452601	kee_hy@hotmail.com
7	คุณศิริพร แซ่เลี้ยว	089-528-3364	02-645-2600	02-6452601	porn_s11@thaisupreme.com
บริษัท มาสเตอร์ ทาวเวอร์ แอนด์ อีควิปเมนต์ จำกัด (MTE)					
1	คุณสันติ กระแจะจันทร์	089-766-7210	02-977-7620	02-977-7531	santi@mastercomm.net
2	คุณอรพิน อักษรสิทธิ์	089-766-7214	02-977-7620	02-977-7531	mastertower@hotmail.com
3	คุณสุชาติ ผาเกตุ	083-712-4806	02-977-7620	02-977-7531	mastertower@hotmail.com

