

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 COEnั้น 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.