การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์โรงไฟฟ้าพลังงานลม

น.ส.ปรีชญา อุ่นใจ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

BENEFIT COST ANALYSIS OF WIND FARM POWER PLANTS

Miss Preechaya Aunchai

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

An Independent Study Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science in Energy Technology and Management
Inter-Department of Energy Technology and Management
GRADUATE SCHOOL
Chulalongkorn University
Academic Year 2019
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อสารนิพนธ์	การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์โรงไฟฟ้าพลังงานลม
โดย	น.ส.ปรีชญา อุ่นใจ
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	รองศาสตราจารย์สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับสารนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบสารนิพนธ์

.... ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.วิบูลย์ ศรีเจริญชัยกุล)

.... อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก

(รองศาสตราจารย์สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน)

.... กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สันต์ สัมปัตตะวนิช)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ปรีชญา อุ่นใจ : การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์โรงไฟฟ้าพลังงานลม. (BENEFIT COST ANALYSIS OF WIND FARM POWER PLANTS) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ภายในปี พ.ศ. 2563 มีแผนที่จะเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมรวม 270 เมกกะวัตต์ โดยใช้ราคารับซื้อไฟฟ้าอ้างอิงเฉลี่ยไม่สูงกว่า 2.44 บาทต่อหน่วย การศึกษานี้จึงได้วิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมเพื่อเป็นแนวทางในการกำหนดระบบเงินเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับการวิเคราห์ต้นทุนและผลตอบแทนโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดเล็กในประเทศไทย (90 เมกกะวัตต์) ได้ดำเนินการศึกษาทั้งหมด 3 โครงการ ภาคกลางที่จังหวัดเพชรบูรณ์ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่จังหวัดชัยภูมิ และภาคใต้ที่จังหวัดสงขลา พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเวลา 1 ปีคือ 179.75 GWh, 227.06 GWh และ 182.91 GWh โดยใช้เงินลงทุน 6,026 ล้านบาทต่อโครงการ ผลจากการวิเคราะห์เงินลงทุนและผลตอบแทนของโครงการที่แบ่งออกเป็น 3 กรณี ในกรณีฐาน คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท กรณีที่ 2 คิดโดยใช้กรณีฐานรวมกับผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (Intangible Benefit) และกรณีที่ 3 คิดโดยใช้กรณีฐานรวมกับ Adder คือได้เงินสนับสนุน 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี ซึ่งจากการศึกษาพบว่าในกรณีที่ 1 ของทั้ง 3 โครงการไม่สามารถที่จะดำเนินโครงการได้ เนื่องจากค่า FIRR น้อยกว่า i (6%) และ B/C Ratio มีค่าน้อยกว่า 1 เมื่อคิดในกรณีที่ 2 ที่รวม intangible benefit และในกรณีที่ 3 ที่คิดรวม Adder ทำให้โครงการมีความคุ้มค่าที่นักลงทุนจะลงทุน ซึ่งมี 2 โครงการในจังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดชัยภูมิ ที่มีค่า B/C Ratio ในกรณีที่คิดรวม Intangible Benefit มีค่ามากกว่า B/C Ratio ในกรณีที่คิดรวม Adder หมายความว่าประโยชนฺที่รัฐหรือชุมชนจะได้รับมีมากกว่าที่นักลงทุนจะได้รับ แต่มีโครงการในจังหวัดชัยภูมิที่ค่า B/C Ratio ในกรณีที่ 2 มีค่าน้อยกว่า B/C Ratio ในกรณีที่ 3 หมายความว่าประโยชน์ที่รัฐหรือชุมชนจะได้รับมีไม่พอ รัฐได้ประโยชย์น้อยกว่า ที่ให้ Adder กับโครงการ

สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน	ลายมือชื่อนิสิต	....
ปีการศึกษา	2562	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก	....

6187530420 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT
KEYWORD: Wind Power Plants, Benefits of Wind Power Plant, Wind Farm

Preechaya Aunchai : BENEFIT COST ANALYSIS OF WIND FARM POWER PLANTS. Advisor: Assoc. Prof. SUTHAS RATANAKUAKANGWAN

According to the Power Development Plan 2018 Rev.1, There are plans to purchase 270 MW of electricity from wind power plants. By using the average purchasing price of electricity not higher than 2.44 Baht/unit. Therefore, analyze the costs and benefits of wind power plants as a guideline to determine additional subsidy from Government sector (Adder). For costs and benefits analysis of small wind power plants (90 MW) were studied in 3 locations. First, at the central in Phetchabun, second at the northeast in Chaiyaphum and southern in Songkhla. Energy produced in a year are 179.75 GWh, 226.27 GWh and 182.91 GWh respectively. And have total investment cost of 6,026 million Baht per project. The benefits analysis has been divided into 3 cases. Base Case is calculated by using the electricity price of 2.44 Baht, Case 2 include intangible benefits and Case 3 include Adder. The result found that, in case 1 of 3 wind projects are not feasible because FIRR lower than i (6%) and B/C Ratio lower than 1 that mean not worth to develop the projects. When calculated in Case 2 and 3 are feasible. There are 2 projects in Phetchabun and Songkhla that have value of B/C Ratio in case 2 more than case 3 that mean benefits of communities are greater than invertor will receive. But has one in Chaiyaphum that have value of B/C Ratio in case 2 less than case 3 that mean not enough to give Adder.

Field of Study:	Energy Technology and Management	Student's Signature ....
Academic Year:	2019	Advisor's Signature ....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดีเนื่องด้วยความกรุณาและความช่วยเหลือเป็นอย่างยิ่งจากรองศาสตร์ตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก ที่กรุณาเสียสละเวลาในการให้คำแนะนำปรึกษา ตลอดจนแก้ไขปรับปรุงข้อพบพร่องของสารนิพนธ์นับตั้งแต่เริ่มดำเนินการจนสารนิพนธ์ฉบับนี้ มีความเรียบร้อยสมบูรณ์ ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งในความกรุณาและขอบกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงมา ณ โอกาสนี้

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณเจ้าหน้าที่บัณฑิตวิทยาลัยและเจ้าหน้าที่ภาควิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ทุกท่าน ที่ให้ความสะดวกด้านอำนวยการและประสานงานในการทำสารนิพนธ์ให้ผู้เขียนตลอดมาจนจัดทำสารนิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ครอบครัว และเพื่อนๆ ที่คอยให้คำปรึกษา ให้กำลังใจและเป็นแรงกระตุ้นให้ข้าพเจ้าประสบความสำเร็จในการศึกษาลุล่วงไปด้วยดี และรวมถึงผู้มีพระคุณทุกท่านที่มิได้เอ่ยนามไว้ ณ ที่นี้

ปรีชญา อุ่นใจ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย....................ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.................... จ

กิตติกรรมประกาศ.................... ฉ

สารบัญ.................... ช

สารบัญตาราง.................... ฌ

สารบัญรูป .... ญ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ 1

1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย.................... 2

1.3 ขอบเขตการวิจัย 2

1.4 ระเบียบวิธีการศึกษา.................... 3

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 3

บทที่ 2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 4

2.1 ลม 4

2.2 ลมในประเทศไทย 6

2.3 กังหันลมที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย.................... 7

2.4 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน 11

2.5 การวิเคราะห์ทางการเงินและผลตอบแทนของโครงการ 12

บทที่ 3 วิธีดำเนินงานวิจัย 13

3.1 แผนผังการดำเนินงานวิจัย 13

3.2 สมมติฐานในการดำเนินงาน.................... 14

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.3 การคัดเลือกในด้านศักยภาพลม 15
3.4 การคัดเลือกในด้านศักยภาพพื้นที่ 16
3.5 การวิเคราะห์ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมต่อปี 17
3.6 การประเมินโครงการจากผลตอบแทน 19
บทที่ 4 ผลการศึกษา 22
4.1 ผลการคัดเลือกพื้นที่ศึกษา 22
4.2 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลศักยภาพลมในแต่ละพื้นที่ 25
4.3 ผลจากการวิเคราะห์เงินลงทุนและผลตอบแทนของโครงการ 28
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 40
5.1 สรุปผลการวิจัย 40
5.2 ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะ 41
บรรณานุกรม 42
ประวัติผู้เขียน 43

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 ตารางแสดงโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จ่ายไฟเข้าระบบแล้ว (COD) กุมภาพันธ์ 2562.......... 16
ตารางที่ 2 กังหันลมของบริษัท General Electric รุ่น GE–2.5-120 ขนาด 2.5 MW 18
ตารางที่ 3 สมมุติฐานที่สำคัญของการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ 20
ตารางที่ 4 สถติการเพิ่มตัวของนักท่องเที่ยวก่อนมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในพื้นที่ 21
ตารางที่ 5 สถิติการเพิ่มตัวของนักท่องเที่ยวหลังมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในพื้นที่................. 21
ตารางที่ 6 การคัดเลือกพื้นที่จากศักยภาพพื้นที่ที่ไม่ขัดต่อกฏหมาย.. 22
ตารางที่ 7 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลศักยภาพลมจังหวัดเพชรบูรณ์.. 25
ตารางที่ 8 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลศักยภาพลมจังหวัดชัยภูมิ 26
ตารางที่ 9 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลศักยภาพลมจังหวัดสงขลา 27
ตารางที่ 10 สมมุติฐานเงินลงทุนโครงการพลังงานลมในประเทศไทย ขนาด 90 เมกกะวัตต์............ 28
ตารางที่ 11 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio) ของโครงการพลังงานลม....................... 28
ตารางที่ 12 การวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ของโครงการลมจังหวัดเพชรบูรณ์ 39
ตารางที่ 13 การวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ของโครงการลมจังหวัดชัยภูมิ............... 39
ตารางที่ 14 การวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ของโครงการลมจังหวัดสงขลา.............. 39

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 1-1 แผนที่จะเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานลม PDP 2018 Rev.1 2

รูปที่ 1-2 แผนผังขั้นตอนในการทำวิจัยและดำเนินการ 3

รูปที่ 2-1 ลักษณะของความเร็วลมภายใต้ชั้นบรรยากาศ (atmosphere boundary layer) 4

รูปที่ 2-2 การเปลี่ยนรูปพลังงานในระบบกังหันลมผลิตไฟฟ้า 6

รูปที่ 2-3 กังหันลมแกนหมุนแนวนอนและกังหันลมแกนหมุนแนวตั้ง 8

รูปที่ 2-4 สวนประกอบภายในนาเซล 10

รูปที่ 2-5 กำลังไฟฟ้าและช่วงการทำงานของกังหันลม แบบ Stall Limit และแบบ Pitch Control 11

รูปที่ 3-1 แผนผังขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย 13

รูปที่ 3-2 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 120 m/s ของประเทศไทย 15

รูปที่ 3-3 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม SPP ในแต่ละภาคของประเทศไทย 17

รูปที่ 3-4 Power Curve ของ กังหันลม General Electric รุ่น GE–2.5-120 18

รูปที่ 3-5 การประเมินการลงทุนจากอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio) 19

รูปที่ 3-6 สถิตินักท่องเที่ยวไทยที่เดินทางมายังจังหวัดเพชบูรณ์ พ.ศ. 2557 – 2561 21

รูปที่ 4-1 พื้นที่โครงการศึกษาของภาคกลาง-เพชรบูรณ์ 23

รูปที่ 4-2 แสดงพื้นที่โครงการศึกษาของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ-ชัยภูมิ 23

รูปที่ 4-3 แสดงพื้นที่โครงการศึกษาของภาคใต้-สงขลา 24

รูปที่ 4-4 ผลการวิเคราะห์ผ่านโปรแกรม WAsP 12 ของโครงการที่จังหวัดเพชรบูรณ์ 25

รูปที่ 4- 5 ผลการวิเคราะห์ผ่านโปรแกรม WAsP 12 ของโครงการที่จังหวัดชัยภูมิ 26

รูปที่ 4-6 ผลการวิเคราะห์ผ่านโปรแกรม WAsP 12 ของโครงการที่จังหวัดสงขลา 27

รูปที่ 4-7 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ กรณีที่ 1 30

รูปที่ 4-8 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ กรณีที่ 2 31

รูปที่ 4-9 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ กรณีที่ 3 32

รูปที่ 4-10 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดชัยภูมิ กรณีที่ 1................................ 33

รูปที่ 4-11 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดชัยภูมิ กรณีที่ 2................................ 34

รูปที่ 4-12 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดชัยภูมิ กรณีที่ 3................................ 35

รูปที่ 4-13 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดสงขลา กรณีที่ 1 36

รูปที่ 4-14 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดสงขลา กรณีที่ 2 37

รูปที่ 4-15 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดสงขลา กรณีที่ 3 38

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

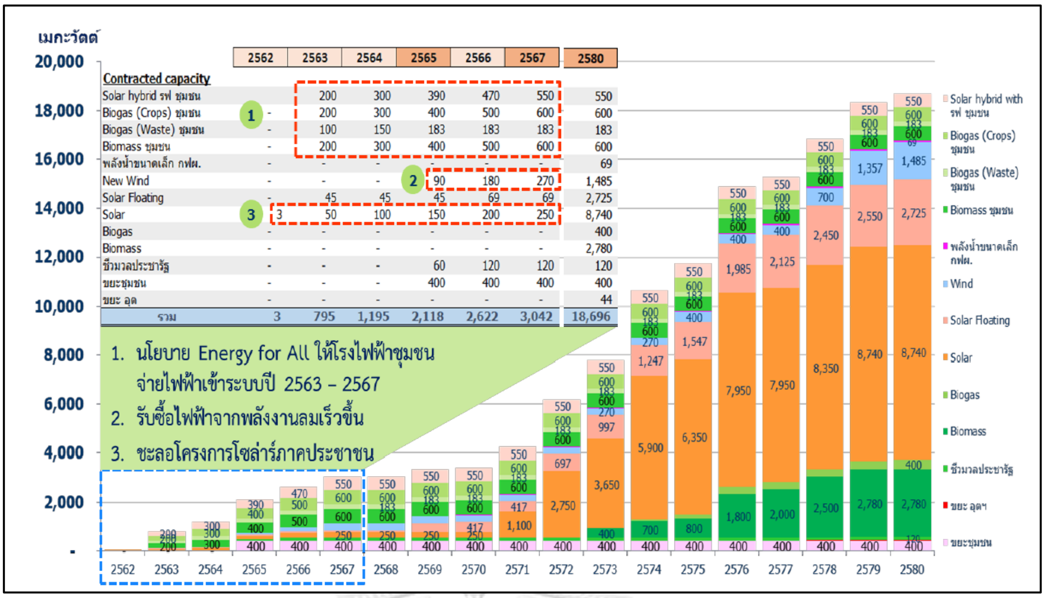
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

ด้วยความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการเติบโตทางด้านเศรษฐกิจและสังคม โดยเฉพาะอย่างยิ่งในด้านอุตสาหกรรมและจากการเพิ่มจำนวนประชากร ซึ่งส่งผลให้ความต้องการพลังงานเพื่อนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นตามไปด้วย ในขณะเดียวกันวัตถุดิบหรือเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตพลังงานลดน้อยลงทุกวัน ส่งผลให้นโยบายด้านพลังงานของโลกมีแนวโน้มที่จะสนับสนุนพลังงานทดแทนมากขึ้น ซึ่งพลังงานลมเป็นทางเลือกหนึ่งของพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าและเป็นแหล่งพลังงานสะอาดที่สามารถใช้ได้อย่างไม่มีวันหมดสิ้นไป ซึ่งปัจจุบันได้มีการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้ามากขึ้นโดยเฉพาะอย่างยิ่งในแถบประเทศยุโรปได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ให้มีขนาดใหญ่ขึ้น และมีประสิทธิภาพสูงขึ้น สำหรับประเทศไทยการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้ายังมีค่อนข้างน้อย อาจเป็นเพราะศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทยไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับประเทศอื่น ๆ และความรู้ทางด้าน เทคโนโลยีกังหันลมสมัยใหม่ยังเป็นสิ่งที่ใหม่สำหรับการนำมาใช้งานในประเทศไทย

ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (*Alternative Energy Development Plan* : AEDP) พ.ศ. 2558 – 2579 [1] มีเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมจำนวน 3,002 เมกะวัตต์ ซึ่งปัจจุบันมีการรับซื้อไปแล้วเป็นจำนวน 1,485 เมกะวัตต์ [2] คงเหลือเป้าหมายการรับซื้ออยู่ที่ 1517 เมกะวัตต์ โดยโครงการที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดเล็กจะได้รับระบบเงินเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี ซึ่งเป็นนโยบายสำคัญที่ส่งเสริมให้เกิดการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานลมของประเทศไทย และจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 -2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (Thailand Power Development Plan; PDP 2018 Rev.1) และในปี พ.ศ. 2563 ได้มีแผนที่จะเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมเป็นเวลา 3 ปี ปีละ 90 เมกกะวัตต์ โดยจะเริ่มจ่ายไฟเข้าในระบบในช่วงปี 2567-2569 ดังรูปที่ 1-1 โดยใช้ราคารับซื้ออ้างอิงเฉลี่ยไม่สูงกว่า 2.44 บาทต่อหน่วย ดังนั้นงานวิจัยนี้จะทำการศึกษาต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดเล็กในประเทศไทยโดยวิเคราะห์จากผลตอบแทนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดเล็ก จากการประเมินผลตอบแทนที่สามารถวัดค่าได้และไม่ได้ เพื่อแนวทางในการกำหนดระบบเงินเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ต่อไป



รูปที่ 1-1 แผนที่จะเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานลม PDP 2018 Rev.1

1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย

ศึกษาต้นทุนสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดเล็กในประเทศไทยเพื่อเป็นแนวทางในการกำหนดระบบเงินเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)

1.3 ขอบเขตการวิจัย

1.3.1 งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ขนาดเล็ก ไม่เกิน 90 MW ข้อมูลทั้งหมดในงานวิจัย เป็นข้อมูลเชิงทุติยภูมิ (Secondary Data) ที่เผยแพร่โดยหน่วยงานต่าง ๆ หนังสือ วารสาร หรือข้อมูลที่มีที่มาที่สามารถอ้างอิงและเชื่อถือได้

1.3.2 พื้นที่ที่ดำเนินการศึกษาทั้งหมด 3 ภาค

- ภาคกลาง
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- ภาคใต้

1.3.3 ข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์เป็นข้อมูลศักยาภาพลม เฉลี่ยทุก 1 ชม. ที่ความสูง 120 เมตร ตั้งแต่ปี 2013-2018 จากโปรแกรมคำนวนของ https://3tier.com

1.3.4 ข้อมูลกังหันลมที่นำมาวิเคราะห์เป็นกังหันลมผลิตไฟฟ้าของบริษัท General Electric รุ่น GE–2.5-120 (2.5 MW) ซึ่งมีการใช้กังหันลมรุ่นนี้ผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยอยู่แล้ว

1.4 ระเบียบวิธีการศึกษา

1.4.1 รวมรวมและศึกษาข้อมูลศักยภาพลมและข้อมูลของพื้นที่ที่มีศักยภาพลม เพื่อเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพที่จะพัฒนาเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ในภาคต่อไปนี้

- ภาคกลาง
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- ภาคใต้

1.4.2 กำหนดตำแหน่งพื้นที่ที่ต้องการศึกษา โดยเลือกจากพื้นที่ที่มีศักยภาพลมดีและไม่ขัดต่อกฎหมายของประเทศไทย

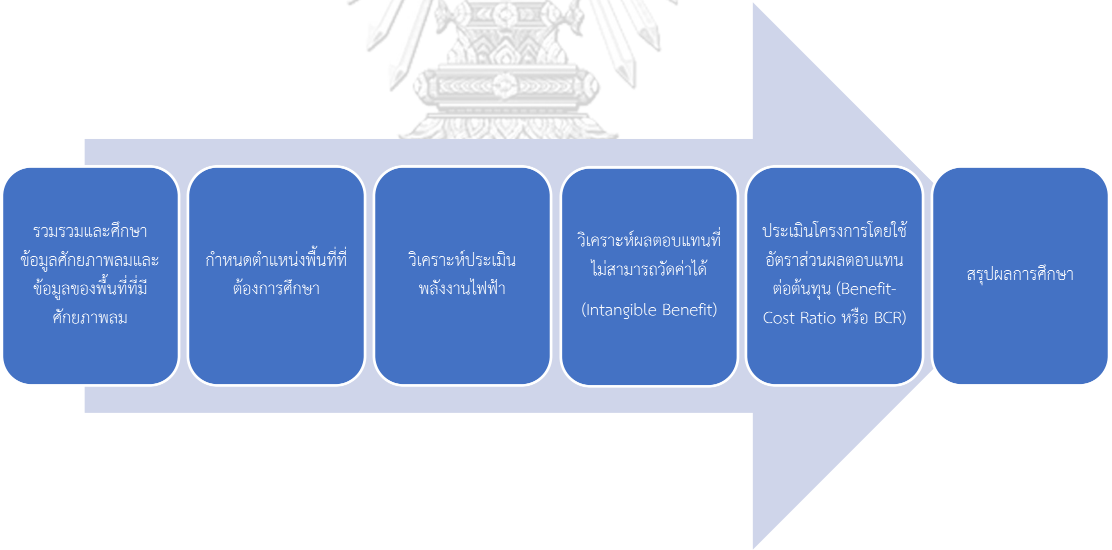
1.4.3 วิเคราะห์ประเมินพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลศักยภาพลมในแต่ละพื้นที่

1.4.4 วิเคราะห์ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit)

1.4.5 ประเมินโครงการโดยใช้อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio)

1.4.6 สรุปผลการศึกษา

ทั้งนี้ สามารถแสดงผังงานดำเนินการครั้งนี้ ดังรูปที่ 1-2



รูปที่ 1-2 แผนผังขั้นตอนในการทำวิจัยและดำเนินการ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

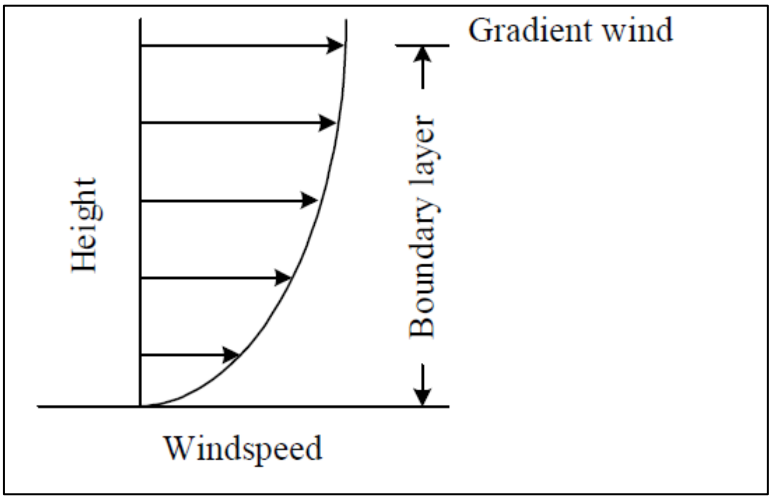
เพื่อเป็นแนวทางในการกำหนดระบบเงินเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)

บทที่ 2
เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ลม

ลมเกิดจากการเคลื่อนที่ของมวลอากาศซึ่งมีอุณหภูมิแตกต่างกัน ปรากฏการณ์นี้เกิดขึ้นโดยธรรมชาติทั่วโลก ลมที่มักจะได้ยินชื่ออยู่บ่อยๆ ก็คือ ลมมรสุม ซึ่งหมายถึงลมที่พัดเปลี่ยนทิศทางกับการเปลี่ยนฤดู คือฤดูร้อนจะพัดอยู่ในทิศทางหนึ่งและจะพัดเปลี่ยนทิศทางในทางตรงกันข้ามในฤดูหนาว นอกจากนี้ลมยังอาจเกิดขึ้นจากอิทธิพลของภูมิประเทศและความเปลี่ยนแปลงของความกดอากาศในพื้นที่นั้น ๆ ซึ่งเรียกลมชนิดนี้ว่าลมประจำถิ่น ซึ่งลมประจำถิ่นยังสามารถแบ่งออกเป็น ลมบกและลมทะเล ลมภูเขาและลมหุบเขา นอกจากนี้ในประเทศไทยยังมีลมประจำถิ่นที่เป็นที่รู้จักกันดีคือ ลมตะเภาและลมว่าว [3] กังหันลมจะใช้ประโยชน์จากลมที่อยู่ใกล้ผิวโลกหรือที่เรียกว่าลมผิวพื้น หมายถึงลมที่พัดในบริเวณผิวพื้นโลกภายใต้ความสูงประมาณ 1 กิโลเมตร เหนือพื้นดิน เป็นบริเวณที่มีการคลุกเคล้าของอากาศและมีแรงฝืดอันเกิดจากการปะทะกับสิ่งกีดขวางร่วมกระทำด้วยในระดับต่ำ แต่ที่ระดับความสูงมากกว่า 10 เมตรขึ้นไป แรงต้านจะลดลงและความเร็วลมจะเพิ่มขึ้น (รูปที่ 2-1) ส่วนที่ระดับความสูงใกล้ 1 กิโลเมตรเกือบไม่มีแรงฝืด ความเร็วลมเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับระดับความสูงและ สภาพภูมิประเทศ เช่นเดียวกันกับทิศทางของลม จากประสบการณ์ที่ผ่านพบว่ากังหันลมจะทำงานได้ดีหรือไม่นั้น ก็จะขึ้นอยู่กับตัวแปรทั้งสองนี้ ที่ความเร็วลมเท่า ๆ กันแต่มีทิศทางลมที่แตกต่างกัน เมื่อพุ่งเข้าหาแกนหมุนของกังหันลมแล้วจะส่งผลต่อแรงบิดของกังหันลมเป็นอย่างมาก ผลคือแรงลัพธ์ที่ได้ออกมาจากกังหันลมแตกต่างกัน [4]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2-1 ลักษณะของความเร็วลมภายใต้ชั้นบรรยากาศ (atmosphere boundary layer)

ฟิสิกส์ของลม กำลังของลมที่เคลื่อนที่ด้วยความเร็ว V ผ่านพื้นที่หน้าตัด A คือ

$$P_w = \frac{1}{2}\rho A V^3$$

(1-1)

เมื่อ P_w คือ กำลังของลม (W)

ρ คือ ความหนาแน่นของอากาศ มีค่าเท่ากับ 1.225 kg/m^3

A คือ พื้นที่หน้าตัด (m^2)

V คือ ความเร็วลม (m/s)

ความหนาแน่นของอากาศเป็นฟังก์ชั่นของความกดอากาศและอุณหภูมิ ที่ระดับสูงกว่าระดับน้ำทะเล ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$\rho(z) = \frac{P_0}{(RT)\exp\left(\frac{-qz}{RT}\right)}$$

(1-2)

เมื่อ $\rho(z)$ คือ ความหนาแน่นของอากาศซึ่งเป็นฟังก์ชั่นของระดับความสูง (kg/m^3)

P_0 คือ ความดันบรรยากาศที่ระดับน้ำทะเลมาตรฐาน (kg/m^2)

R คือ ค่าคงที่ของอากาศ (Specific gas constant of air) (J/K mol)

T คือ อุณหภูมิ (K)

q คือ ค่าแรงดึงดูดของโลก (m/s^2)

z คือ ค่าความสูงจากระดับน้ำทะเล (m)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

พลังงานลมถูกเปลี่ยนไปเป็นพลังงานกลของแกนหมุนกังหันลม มวลของอากาศที่ปะทะเข้ากับใบกังหันจะเคลื่อนที่ช้าลง ในทางปฏิบัติแล้วพลังงานจากลมไม่สามารถถ่ายเทให้กับกังหันลมได้ทั้งหมด ซึ่งถ้าเกิดขึ้นจริงจะหมายความว่ามวลของอากาศที่ปะทะเข้ากับใบกังหันจะต้องหยุดสนิทอยู่กับที่บริเวณพื้นที่หน้าตัดของใบกังหันทั้งหมด สมการที่ (1-3) ใช้ในการอธิบายพลังงานทั้งหมดที่กังหันลมสามารถเปลี่ยนรูปได้จากพลังงานลม

$$P_{WT} = P_w C_p = \frac{\rho}{2} A_R V^3 C_p$$

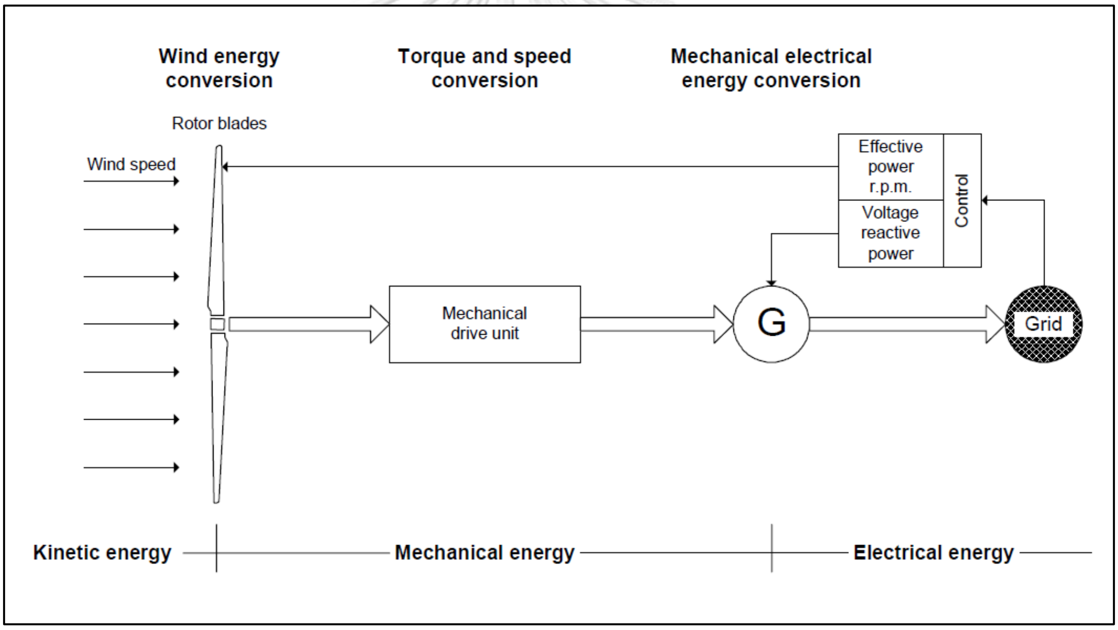
(1-3)

เมื่อ P_{WT} คือ กำลังของกังหันลม (W)

C_p คือ สัมประสิทธิ์สมรรถนะของกังหันลม

A_R คือ พื้นที่กวาดของใบกังหัน (m^2)

จากพื้นฐานดังกล่าวสามารถอธิบายการเปลี่ยนรูปพลังงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าได้ดังนี้คือ พลังงานลมซึ่งเกิดจากการเคลื่อนที่ของมวลอากาศที่ความเร็วค่าหนึ่ง (พลังงานจลน์) เปลี่ยนรูปไปเป็นพลังงานทางกลด้วยแรงบิดและความเร็วรอบของแกนหมุนกังหัน (torque and speed conversion) พลังงานกลจากแกนหมุนของกังหันถูกเปลี่ยนรูปไปเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งเชื่อมต่ออยู่กับแกนหมุนของกังหันลม (รูปที่ 2-2)



รูปที่ 2-2 การเปลี่ยนรูปพลังงานในระบบกังหันลมผลิตไฟฟ้า

2.2 ลมในประเทศไทย

ประเทศไทยตั้งอยู่ในเขตเส้นศูนย์สูตร ลมที่เกี่ยวข้องกับภูมิอากาศของไทย คือ ลมประจำปี ลมประจำฤดู และลมประจำเวลา [3]

2.2.1 ลมประจำปี เป็นลมที่พัดอยู่เป็นประจำตลอดทั้งปีในภูมิภาคส่วนต่างๆ ของโลกมีความแตกต่างกันไปในแต่ละเขตละติจูดของโลก เนื่องจากประเทศไทยอยู่ในบริเวณเขตศูนย์สูตร อิทธิพลของลมประจำปีจึงไม่มีประโยชน์ในการนำมาใช้

2.2.2 ลมประจำฤดู เป็นลมที่พัดเปลี่ยนทิศทางตามฤดูกาล เรียกว่า ลมมรสุม ได้แก่

- ลมมรสุมฤดูร้อน จะมีการพัดในแนวทิศใต้และทิศตะวันตกเฉียงใต้ ในช่วงเดือนมิถุนายน-สิงหาคม
- ลมมรสุมฤดูหนาว พัดในแนวทิศเหนือและตะวันออกเฉียงเหนือในช่วงเดือนธันวาคม-กุมภาพันธ์

2.2.3 ลมประจำเวลา เป็นลมที่เกิดขึ้นเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงความกดอากาศระหว่าง 2 บริเวณในระยะเวลาสั้นๆ ได้แก่ ลมบก ลมทะเล ลมภูเขา และลมหุบเขาบริเวณที่อยู่ตามชายฝั่งจะได้รับอิทธิพลของลมบก ลมทะเลสูงมาก

2.2.4 ความเร็วลมเฉลี่ยในประเทศไทย

จากภูมิประเทศของประเทศไทย ทำให้เรามีความเร็วลมเฉลี่ยของประเทศอยู่ในระดับปานกลาง - ต่ำ มีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำกว่า 4 เมตร/วินาที แต่เทคโนโลยีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในยุโรปส่วนใหญ่ออกแบบให้ทำงานเหมาะสมกับความเร็วลมเฉลี่ยเกินกว่า 8 เมตรต่อวินาทีขึ้นไป ซึ่งเป็นความเร็วลมเฉลี่ยในพื้นที่ของภูมิภาคแถบยุโรปเหนือ หรือประเทศอื่นๆในเขตหนาวที่มีศักยภาพลมเพียงพอ [4]

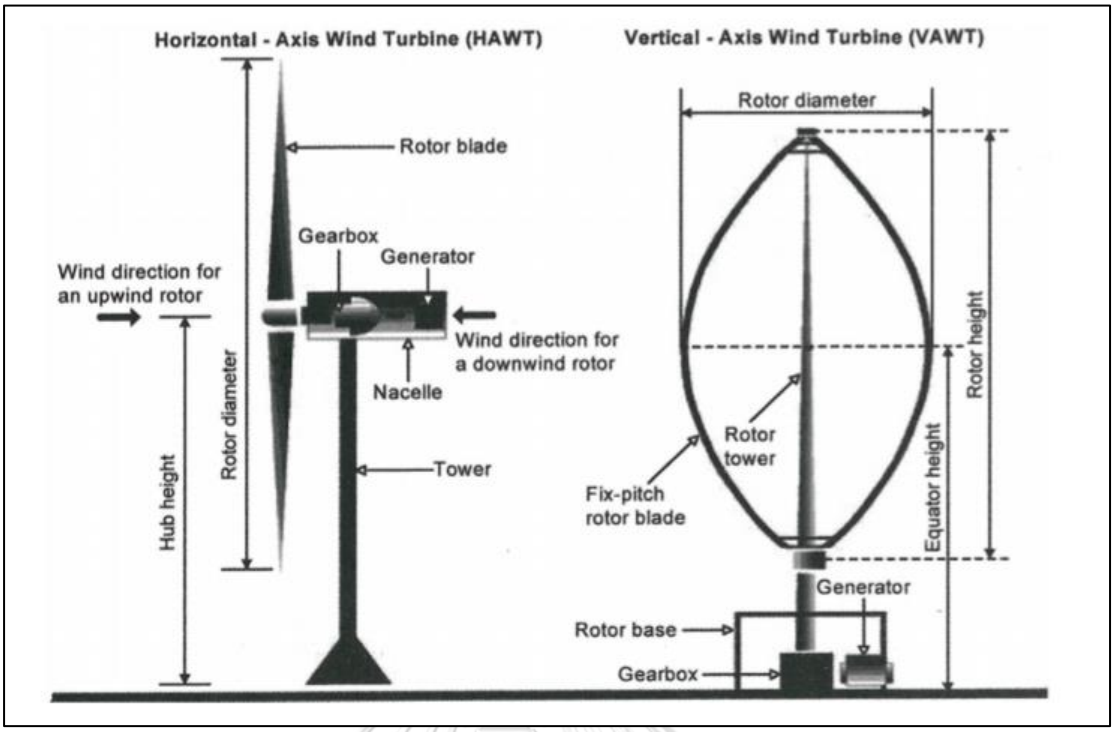
2.3 กังหันลมที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดยทั่วไปกังหันลมสามารถแบงออกไดเปน 2 ชนิด ตามแกนหมุนของกังหันลม ไดแก กังหันลมแกนหมุนแนวตั้งและกังหันลมแกนหมุนแนวนอนซึ่งทั้งสองชนิดจะ ประกอบดวยอุปกรณในการทำงานผลิตไฟฟาที่คลายกัน เชน ชุดใบพัดชุดหองเกียรทดกำลัง ชุดเครื่อง กำเนิดไฟฟา และชุดเสา โดยจะมีความแตกตางกันตรงการวางชุดแกนหมุนใบพัด [3]

2.3.1. กังหันลมแกนหมุนแนวตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุน และใบพัดตั้งฉากกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ

2.3.2. กังหันลมแกนหมุนแนวนอน (Horizontal Axis Wind Turbine) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนขนานกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ โดยมีใบพัดเป็นตัวตั้งฉากรับแรงลม



รูปที่ 2-3 กังหันลมแกนหมุนแนวนอนและกังหันลมแกนหมุนแนวตั้ง

ซึ่งชนิดที่นิยมอย่างแพร่หลายที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศคือกังหันลมแกนหมุนแนวนอน (Horizontal Axis Wind Turbine)

2.3.3 สวนประกอบของกังหันลมผลิตไฟฟาแบบแกนนอน องคประกอบหลัก คือ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.3.3.1 กังหัน (Rotor) ทำหนาที่เปลี่ยนรูปพลังงานจลนในกระแสลมเปนพลังงานกล สำหรับหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟา กังหันเปนชุด อุปกรณ ที่ประกอบดวย ปกใบพัด ดุมใบพัด (hub) และเพลาหลัก (main shaft) ดุมใบพัดทำหนาที่เปนตัวกลางถายทอดกำลัง ระหวางใบพัดกับเพลา ในกังหันลมบาง ประเภท ดุมใบพัดถูกออกแบบมาเปนพิเศษ ติดตั้งระบบปรับมุมปะทะของปกกังหัน (variable pitch) ไดตามขนาดความเร็วลม เพื่อใหการเปลี่ยนรูปพลังงานเกิดขึ้นอยางสม่ำเสมอ เพลาหลักมีลักษณะกลวงเพื่อเปนทางผานน้ำมันไฮดรอลิกส

2.3.3.2 นาเซล (Nacell) เปนตัวเรือน (Housing) สำหรับติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และชุดอุปกรณเสริมทั้งหลาย องคประกอบของนาเซลแตกตางกันไปตามชนิดและภารกิจ ของกังหันลม ซึ่งประกอบดวย

ก) ระบบเกียรเพิ่มรอบ ทำหนาที่เพิ่มความเร็วรอบของเพลารองที่ตอกับเครื่องกำเนิดไฟฟา ใหมีความเร็วรอบตรงกับขอกำหนดเนื่องจากกังหันลมหมุนดวยความเร็วต่ำไมสามารถใชขับเครื่องกำเนิดไฟฟาแบบดั้งเดิมได

ข) ระบบเบรค เปนระบบกลไกเพื่อใชควบคุมการหยุดหมุนของใบพัดและเพลาแกนหมุนของกังหัน เมื่อไดรับความเร็วลมเกินความสามารถของกังหัน ที่จะรับไดและในระหวางการซอมบำรุงรักษา

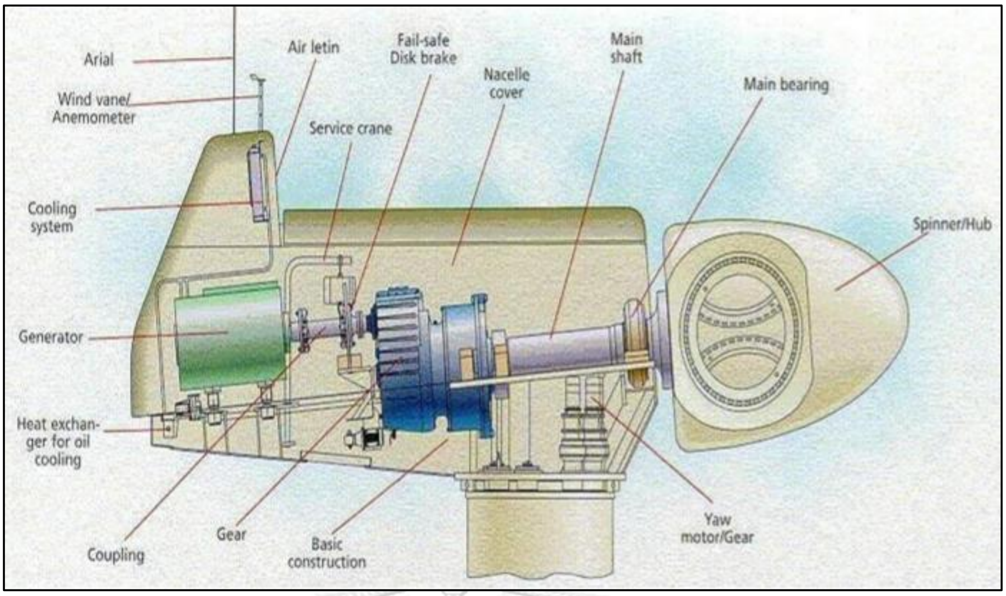
ค) เครื่องกำเนิดไฟฟา ทำหนาที่เปลี่ยนพลังงานกลเปนพลังงานไฟฟา

ง) ระบบอิเล็กทรอนิกสควบคุมอัตโนมัติ สำหรับตรวจวัด และควบคุมการทำหนาที่ของกังหันลมในระบบนี้มีคอมพิวเตอร ทำหนาที่จัดการเบรกใหหยุดเมื่อความเร็วลมอยูนอกชวงการทำงาน หรือสตารทการหมุนความเร็วลมอยูในชวงการทำงานของกังหันลมหัน กังหันลมเขารับลมตามการเปลี่ยนทิศทางของกระแสลมเพื่อใหการเปลี่ยนรูปพลังงาน เกิดสูงสุดตลอดเวลาและลดแรงไมคงตัว (unsteady forces) ที่ทำกับชุดกังหัน การทำงานของชุดควบคุมอาศัยขอมูลความเร็วกับทิศทางการพัดของลม จึงมีการติดตั้งเครื่องมือวัดลมไวที่นาเซล

จ) ระบบหลอเย็น สำหรับอุปกรณที่เกิดความรอนสูงขณะทำงาน (เครื่องกำเนิดไฟฟาและเกียร) อาจเปนพัดลมระบายอากาศ หรือหมอน้ำระบายความรอน เปนตน

ฉ) แกนคอหมุนรับทิศทางลม (Yaw drive) ที่ทำใหนาเซลหมุนไดรอบตัวบนยอดเสาระบบนี้มักประกอบดวย มอเตอรไฟฟาและเฟองวงแหวน เชนเดียวกับที่ใชในรถตักดิน “แบ็คโฮร” หรือปอมปนของรถถัง มีการติดตั้งชุดนับรอบการหมุนเพื่อปองกันไมใชสายไฟฟาที่ตอลงมาขางลางหมุนบิดเป็นเกลียวซึ่งอาจสรางความเสียหายได นอกจากนี้ยังสามารถติดตั้งระบบ ปองกันความเสียหายอื่นๆ ที่อาจเกิดขึ้นเนื่องจากการหมุนรอบแกนตั้งของนาเซล ตามความเหมาะสมของชนิดกังหันลมนั้น ๆ

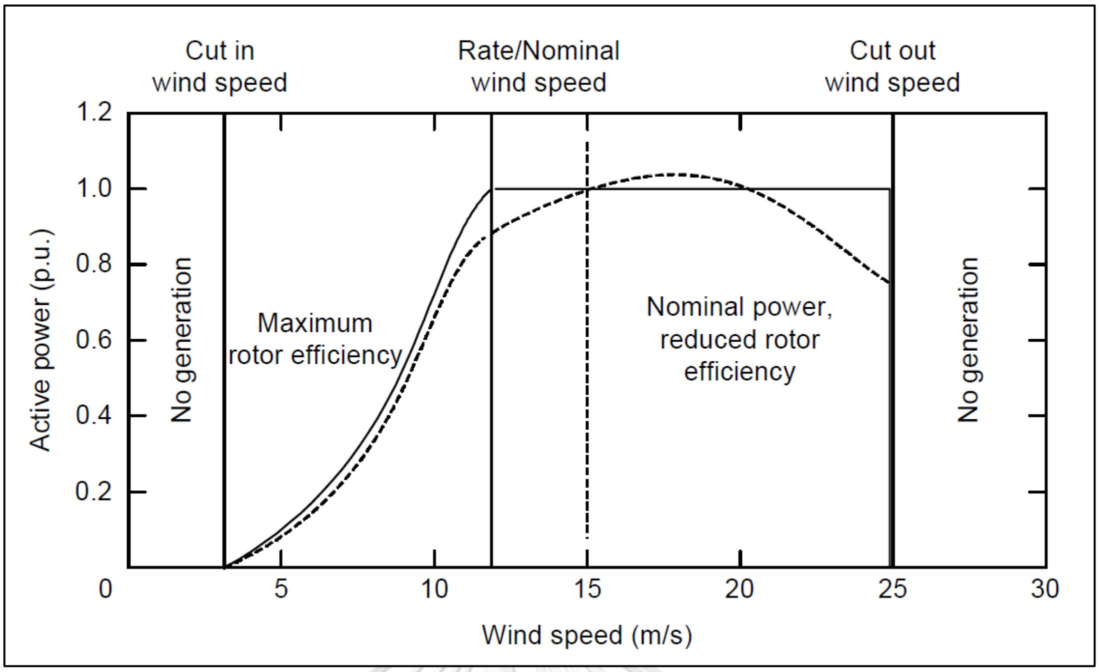
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 2-4 สวนประกอบภายในนาเซล

2.3.4 ความเร็วลมและกำลังของกังหันลม

พลังงานที่ผลิตได้จากกังหันลมจะเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับความเร็วลม แต่ความสัมพันธ์นี้ไม่เป็นสัดส่วนโดยตรง ที่ความเร็วลมต่ำ (1-3 เมตร/วินาที) กังหันลมจะยังไม่ทำงาน ในช่วงความเร็วลมนี้กังหันลมจะยังไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ที่ความเร็วลมระหว่าง 2.5-5 เมตร/วินาที กังหันลมจะเริ่มทำงานเรียกช่วงนี้ว่า "cut in wind speed" ที่ความเร็วลมช่วงประมาณ 12 - 15 เมตร/วินาที เป็นช่วงที่เรียกว่า "nominal หรือ rate wind speed" ซึ่งเป็นช่วงที่กังหันลมทำงานอยู่บนพิกัดกำลังสูงสุดของตนเอง ค่าความเร็วลมที่แน่นอนขึ้นอยู่กับอัตราส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อพื้นที่หน้าตัดของใบพัดและการออกแบบ ที่จุดต่ำกว่า nominal คือ "maximum rotor efficiency" (รูปที่ 2-5) ซึ่งค่านี้ขึ้นอยู่กับ "tip speed ratio" (Siegfried, 1998) ในช่วงความเร็วลมที่สูงกว่า 25 เมตร/วินาที กังหันลมจะหยุดทำงาน เนื่องจากความเร็วลมที่สูงเกินไปจนอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อกลไกของกังหันลมได้



รูปที่ 2-5 กำลังไฟฟ้าและช่วงการทำงานของกังหันลม แบบ Stall Limit และแบบ Pitch Control

2.4 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

2.4.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) [5]

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจและประชาชนทั่วไปที่มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบตั้งแต่ 90 เมกกะวัตต์ขึ้นไป

2.4.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer : SPP)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (VSPP) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจและประชาชนทั่วไปที่มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบตั้งแต่ 1 เมกกะวัตต์ ขึ้นไป แต่ไม่เกิน 90 เมกกะวัตต์

2.4.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกกะวัตต์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.5 การวิเคราะห์ทางการเงินและผลตอบแทนของโครงการ

อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างผลรวมของมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนกับผลรวมมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายทั้งหมดตลอดอายุของโครงการ ซึ่งเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจเลือกการลงทุนใดๆ คือ B/C Ratio จะต้องมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 1 ถ้า B/C Ratio > 1 หมายความว่าผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการมีค่ามากกว่าค่าใช้จ่ายที่ลงทุนไปในโครงการ ถ้า B/C Ratio = 1 หมายความว่าผลผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการมีค่าเท่ากับค่าใช้จ่ายที่ลงทุนไปในโครงการพอดี [6] โดยที่

$$B/C \text{ Ratio} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t} + C_0} \tag{1-1}$$

เมื่อ B_t คือ ผลตอบแทนในปีที่ t

C_t คือ ค่าใช้จ่ายในปีที่ t

t คือ ปีของโครงการมีค่า 1,2,... n

i คือ อัตราส่วนลดหรืออัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสม

n คือ จำนวนปีที่ใช้วิเคราะห์โครงการ

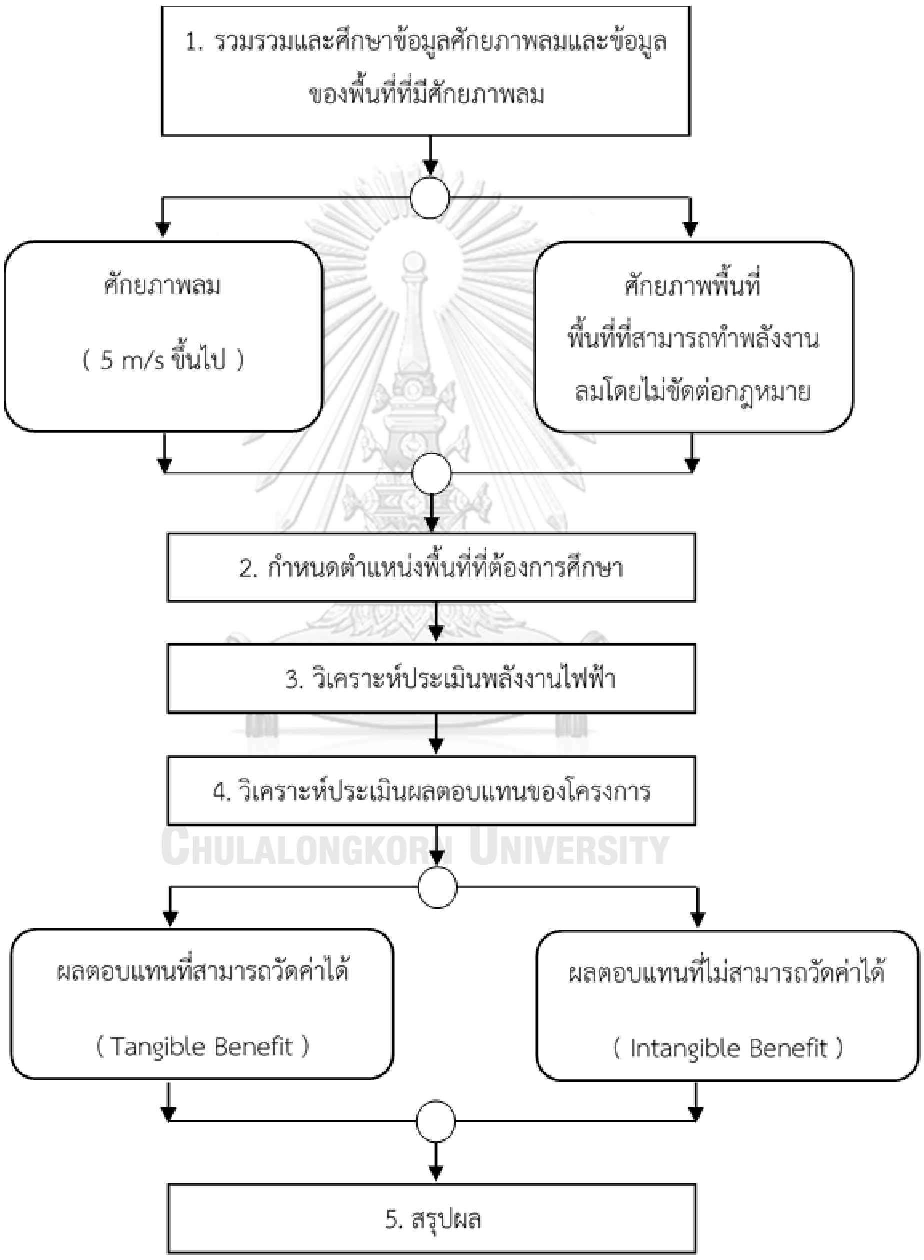
การประเมินการลงทุนในงานวิจัยนี้จะประเมินจากอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio หรือ BCR) โดยประเมินผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit) เป็นผลตอบแทนที่ไม่สามารถประเมินเป็นตัวเงินได้รับเช่น ประโยชน์ที่ชุมชนจะได้รับหลังดำเนินโครงการ การเพิ่มภาพลักษณ์ที่ดีแก่ประเทศและผลตอบแทนที่สามารถวัดค่าได้ (Tangible Benefit) เป็นผลตอบแทนที่สามารถประเมินเป็นตัวเงินได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
วิธีดำเนินงานวิจัย

3.1 แผนผังการดำเนินงานวิจัย

งานวิจัยนี้มีขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย 5 ขั้นตอน ดังรูปที่ 3-1



CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 3-1 แผนผังขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

3.2 สมมติฐานในการดำเนินงาน

3.2.1 งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ขนาดเล็ก ไม่เกิน 90 MW

3.2.2 ข้อมูลทั้งหมดในงานวิจัย เป็นข้อมูลเชิงทุติยภูมิ (Secondary Data) ที่เผยแพร่โดยหน่วยงานต่าง ๆ หนังสือ วารสาร หรือข้อมูลที่มีที่มาที่สามารถอ้างอิงและเชื่อถือได้

3.2.3 ข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์เป็นข้อมูลศักยาภาพลม เฉลี่ยทุก 1 ชม. ที่ความสูง 120 m ตั้งแต่ปี 2013-2018 จากโปรแกรมคำนวนของ https://3tier.com

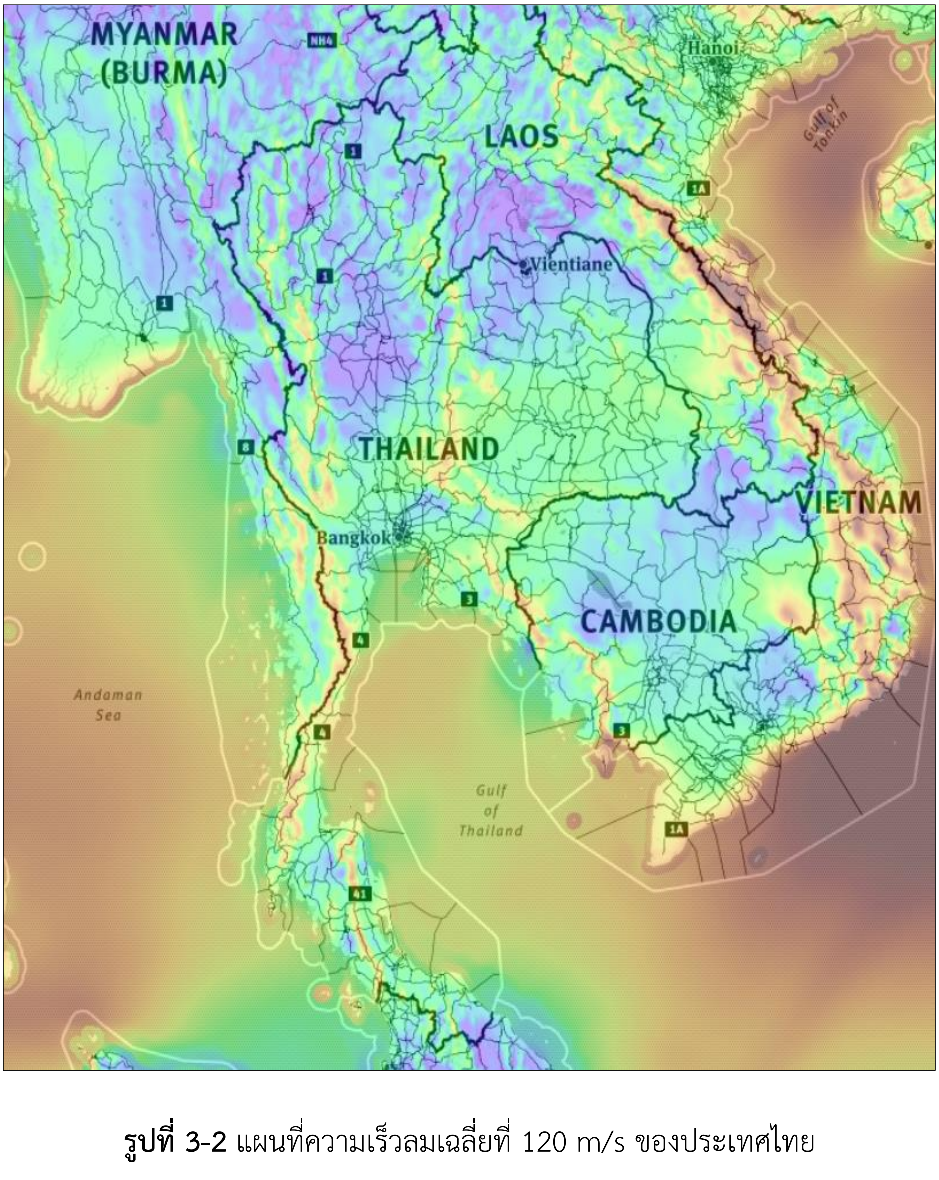
3.2.4 ข้อมูลกังหันลมที่นำมาวิเคราะห์เป็นกังหันลมผลิตไฟฟ้าของบริษัท General Electric รุ่น GE–2.5-120 (2.5 MW) ซึ่งมีการใช้กังหันลมรุ่นนี้ผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยอยู่แล้ว

3.2.5 อัตราแลกเปลี่ยนสกุลเงินในงานศึกษาฉบับนี้ 1 ดอลลาร์สหรัฐ มีค่าเท่ากับ 31 บาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.3 การคัดเลือกในด้านศักยภาพลม

การคัดเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพลม เบื้องต้นได้จากการดูแผนที่ลม (รูปที่ 3-2) โดยดูความเร็วลมที่ความเร็วลมเฉลี่ยต่อปีที่ 5 m/s ขึ้นไป หลังจากนั้น ระบุตำแหน่งเพื่อนำข้อมูลลมจากแหล่งข้อมูล 3tier ซึ่งเป็นข้อมูลศักยภาพลมเฉลี่ยทุก 1 ชั่งโมง ที่ความสูง 120 เมตร มาวิเคราะห์ผ่านโปรแกรม WAsP 12 เพื่อประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ



รูปที่ 3-2 แผนที่ความเร็วลมเฉลี่ยที่ 120 m/s ของประเทศไทย

3.4 การคัดเลือกในด้านศักยภาพพื้นที่

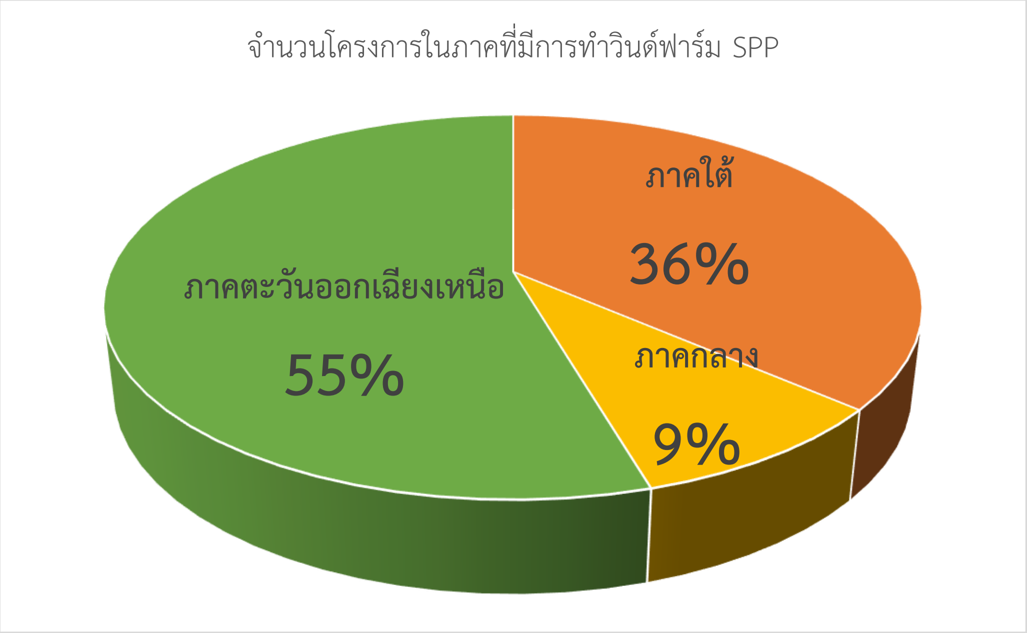
ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (*Alternative Energy Development Plan* : AEDP) พ.ศ. 2558 – 2579 เป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมจำนวน 3,002 เมกะวัตต์ ปัจจุบันมีการรับซื้อไปแล้วเป็นจำนวน 1,485 เมกะวัตต์ [2] และ ณ กุมภาพันธ์ 2562 ได้มีโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จ่ายไฟเข้าระบบแล้ว (COD) 21 โครงการ [7] ซึ่งมีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer : SPP) จำนวน 11 โครงการ และ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) จำนวน 10 โครงการ รวมกำลังการผลิตที่ขายทั้งหมด 617.042 เมกกะวัตต์ ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ตารางแสดงโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จ่ายไฟเข้าระบบแล้ว (COD) กุมภาพันธ์ 2562

ลำดับ	ชื่อบริษัท	ตำบล	จังหวัด	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	กำลังการผลิตที่ขาย (MW)
1	พลังงานลมลำตะคอง	คลองไผ่	นครราชสีมา	2.500	2.5
2	บริษีท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด (เวสต์ ห้วยบง 3)	ห้วยบง	นครราชสีมา	103.500	103.5
3	บริษัท เค.อาร์.ทู จำกัด	ห้วยบง	นครราชสีมา	103.500	103.5
4	บริษัท เทพพนา วินด์ฟาร์ม จำกัด	วะตะแบก	ชัยภูมิ	6.900	6.9
5	โครงการชั่งหัวมัน	เขากระปุก	เพชรบุรี	0.050	0.05
6	บริษัท สมุทร กรีน เอนเนอจี จำกัด	บางหญ้าแพรก	สมุทรสาคร	0.92	0.9
7	เกาะเต่า	บ้านใต้	สุราษฎร์ธานี	0.250	0.25
8	แหลมพรหมเทพ	ราไวย์	ภูเก็ต	0.192	0.192
9	ทะเลปัง (หัวไทร)	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	0.250	0.25
10	กรมพัฒนาฯโครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	1.500	1.5
11	สทิงพระ	จะทิ้งพระ	สงขลา	1.500	1.5
12	บริษัท อินเตอร์ ฟาร์อีสท์ วินด์ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	บางพระ	นครศรธรรมราช	10	10
13	บริษัท พัฒนาพลังงานลม จำกัด (ซับพลูวินด์ฟาร์ม 1)	ห้วยบง	นครราชสีมา	10	8
14	บริษัท พัฒนาพลังงานลม จำกัด (ซับพลูวินด์ฟาร์ม 2)	ห้วยบง	นครราชสีมา	2.5	2
15	บริษัท เขาค้อ วินด์ พาวเวอร์ จำกัด	ทุ่งสมอ	เพชรบูรณ์	60	60
16	บริษัท ชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม จำกัด (โครงการชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม)	ซับใหญ่	ชัยภูมิ	80	80
17	บริษัท วะตะแบก วินด์ จำกัด	ห้วยยายจิ๋ว	ชัยภูมิ	62.1	60
18	บริษัท พัฒนาพลังงานลม จำกัด (โครงการวายุวินด์ฟาร์ม)	ห้วยบง	นครราชสีมา	59.2	50
19	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 1)	ระโนด	สงขลา	36.8	36
20	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 2)	หัวไทร	นครศรีธรรมราช	45	45
21	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 3)	ขนาบนาก	นครศรีธรรมราช	46	45

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากจำนวนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่เป็น SPP ทั้งหมด 11 โครงการ ซึ่งแบ่งออกเป็นรายภาค ได้ทั้งหมด 3 ภาค จึงดำเนินการศึกษาทั้งหมด 3 โครงการตามภาค และได้ทำการเลือกจังหวัด ที่มีการทำโครงการอยู่เดิมเพราะแสดงให้เห็นถึงศักษาภาพลมที่ดีในพื้นที่ ได้แก่ ภาคกลาง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้ ดังรูปที่ 3-3



รูปที่ 3-3 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม SPP ในแต่ละภาคของประเทศไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

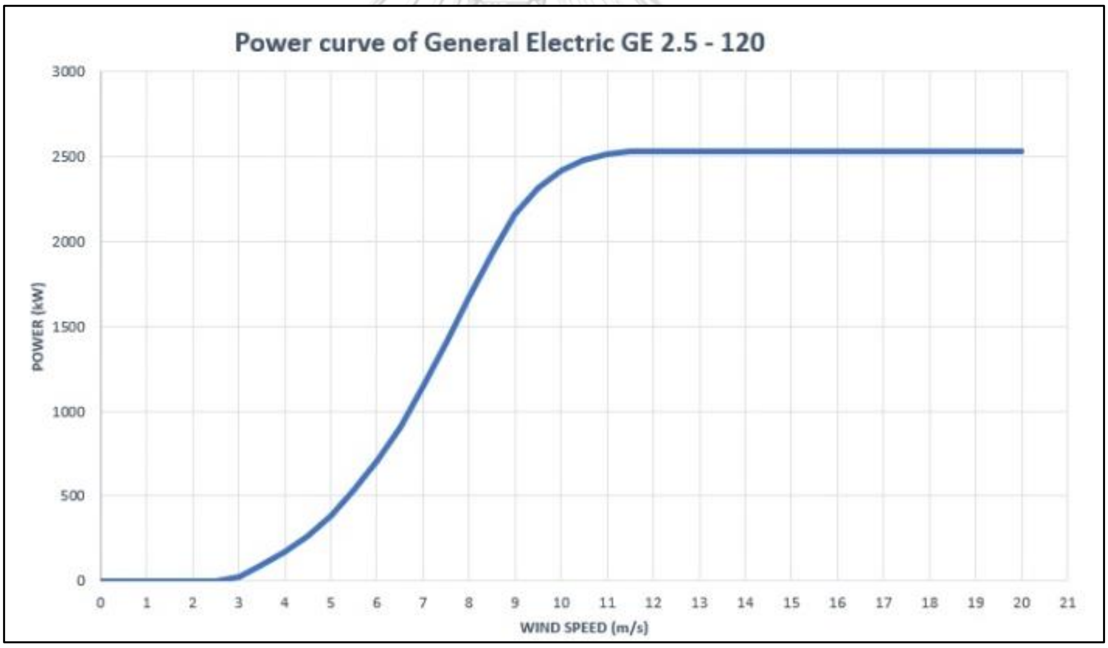
3.5 การวิเคราะห์ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมต่อปี

ในการศึกษานี้จะทำการศึกษาศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมจากข้อมูลลมที่ได้มาข้างต้น โดยทำการศึกษาสมมติติดตั้งกังหันลมของบริษัท General Electric รุ่น GE–2.5-120 ขนาด 2.5 MW มีความสูงจากพื้นถึงจุดศูนย์กลางใบพัด110 เมตร ใบพัดยาว 60 เมตร เส้นผ่านศูนย์กลางวงใบพัด 120 เมตร เนื่องจากการศึกษานี้จะประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขนาดใหญ่ที่เคยมีการติดตั้งในประเทศไทยมาแล้ว โดยมีความเร็วที่กังหันลมเริ่มผลิตไฟฟ้า (cut-in speed) อยู่ที่ 3 เมตรต่อวินาที และความเร็วที่กังหันลมหยุดผลิตไฟฟ้า (cut-out speed) อยู่ที่ 25 เมตรต่อวินาที ตามตารางที่ 2 ซึ่งเป็นความเร็วที่อยู่ในช่วงความเร็วลมเฉลี่ยที่ได้ทำการวิเคราะห์ลมมาแล้วข้างต้นอยู่แล้ว

ตารางที่ 2 กังหันลมของบริษัท General Electric รุ่น GE–2.5-120 ขนาด 2.5 MW

พารามิเตอร์	ค่า
Rated Power	2500 kW
Rotor diameter	120 m
Cut-in speed	3 m/s
Cut-out speed	25 m/s

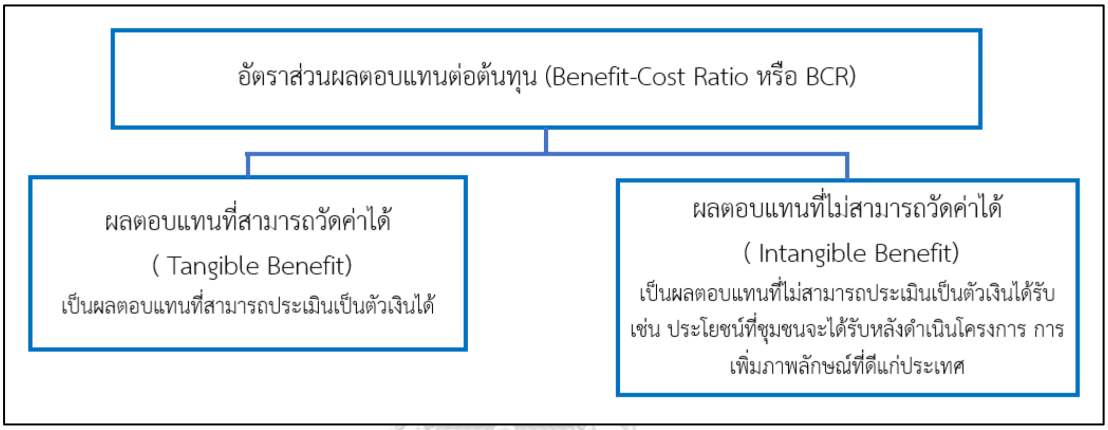
ด้วยใช้ 1.) ข้อมูลความเร็วลมข้างต้นเป็นระยะเวลา 1 ปี 2.) แผนที่ความสูงของภูมิประเทศในบริเวณโครงการและ 3.) Power Curve ของกังหันลมผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ถูกนำมาใช้ [8] ดังรูปที่ 3-4 เพื่อประเมินหาศักยภาพพลังงานลมโดยใช้โปรแกรม WAsP12 ในการคำนวณดังกล่าวนี้



รูปที่ 3-4 Power Curve ของ กังหันลม General Electric รุ่น GE–2.5-120

3.6 การประเมินโครงการจากผลตอบแทน

ในการตัดสินใจว่าจะเลือกลงทุนในโครงการใหม่หรือไม่นั้น เราจะเน้นที่กระแสเงินสดของโครงการลงทุน ซึ่งกระแสเงินสดในการลงทุนโครงการลงทุนนั้นจะแสดงให้เห็นถึงผลประโยชน์ที่จะได้รับจากการตัดสินใจเลือกโครงการลงทุนนั้น โดยในการประเมินการลงทุนในงานวิจัยนี้จะประเมินจากอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio หรือ BCR) จากผลตอบแทนที่สามารถวัดค่าได้ (Tangible Benefit) และผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit) ดังรูปที่ 3-5



รูปที่ 3-5 การประเมินการลงทุนจากอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio)

3.6.1 ในการคำนวนผลตอบแทนที่สามารถวัดค่าได้ (Tangible Benefit) อ้างอิงจากสมการ 1-2 ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$B/C\ \text{Ratio} \;=\; \frac{\sum_{t=1}^{n}\frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n}\frac{C_t}{(1+i)^t}+C_0} \tag{1-2}$$

เมื่อ B_t คือ ผลตอบแทนในปีที่ t

C_t คือ ค่าใช้จ่ายในปีที่ t

t คือ ปีของโครงการมีค่า 1,2,... n

i คือ อัตราส่วนลดหรืออัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสม

n คือ จำนวนปีที่ใช้วิเคราะห์โครงการ

โดยงานวิจัยนี้ใช้ประเภทสัญญาของโครงการแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Non-Firm พลังงานหมุนเวียน อายุโครงการ 20 ปี มีระบบเงินเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สนับสนุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม 3.5 บาท/หน่วย เป็นระยะเวลา 10 ปี และมีส่วนเพิ่มพิเศษ (FiT Premium) 0.5 บาท ตลอดอายุโครงการ ในกรณีอยู่ในเขตพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนใต้ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอของสงขลาได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และอ.นาทวี โดยคิดค่าไฟฟ้าเฉลี่ย โดยอ้างอิงจากประกาศการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนล่าสุดที่ 2.44 บาท

ต้นทุนโรงไฟฟ้า

สมมุติฐานที่สำคัญของการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากมีพารามิเตอร์หลายตัวที่ใช้คำนวณผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ จึงขอกำหนดสมมติฐานการคำนวณดังนี้

ตารางที่ 3 สมมุติฐานที่สำคัญของการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	31.88	บาท/USD
ราคากังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้า	1.5	MUSD/1MW
ค่าก่อสร้าง	40%	ของราคากังหันลม
ค่าจัดการดำเนินการก่อสร้าง	10%	ของราคาค่าก่อสร้าง
ค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปี	2%	ของเงินลงทุน
ค่าไฟฟ้าฐาน Base Tariffs	2.44	บาทต่อหน่วยไฟฟ้า
FiT Premium ชายแดนใต้	0.5	บาทต่อหน่วยไฟฟ้า ตลอดอายุโครงการ
ค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า Adder	3.5	บาทต่อหน่วยไฟฟ้า ในระยะเวลา 10 ปี
ค่าอัตราส่วนลดเท่ากับ	6%	
ระยะเวลาดำเนินการ	20	ปี

3.6.2 ในการคำนวนผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit)

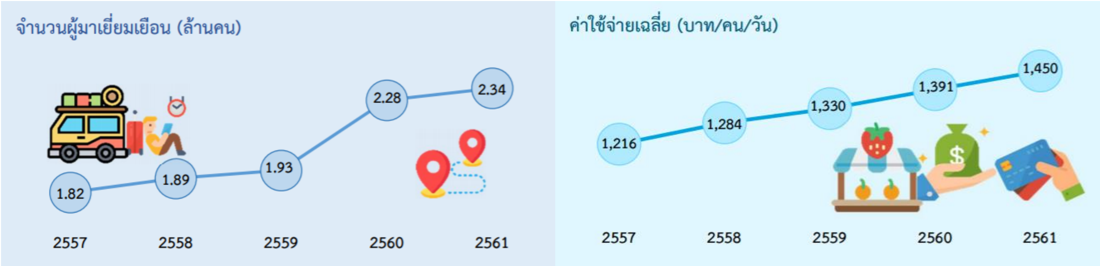
- ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดหรือหลีกเลี่ยงได้

อ้างอิงจากรายงานการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2557 ค่า Grid Emission Factor ของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทยนั้นมีค่าประมาณ 0.5661 tCO_2/MWh โดยใช้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมต่อปี

มาคำนวณร่วมกับค่า Grid Emission Factor จะได้ว่า โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมนั้น สามารถลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ได้ประมาณกี่ tCO_2 ต่อปี

- รายได้เพิ่มจากการท่องเที่ยวในจังหวัดหลังมีการดำเนินโครงการ (กรณีศึกษา)

หลังการดำเนินโครงการกังหันลมจังหวัดเพชรบูรณ์ในปี 2559 จากสถิตินักท่องเที่ยวไทยที่เดินทางมายังจังหวัด พ.ศ. 2557 – 2561 มีการเพิ่มจำนวนอย่างเห็นได้ชัดเจนและมีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อคนเพิ่มขึ้น [9] ดังรูปที่ 3-6



รูปที่ 3-6 *สถิตินักท่องเที่ยวไทยที่เดินทางมายังจังหวัดเพชบูรณ์ พ.ศ. 2557 – 2561*

การเพิ่มตัวของนักท่องเที่ยวจังหวัดเพชรบูรณ์ ดังตารางที่ 5 และตารางที่ 6 จะเห็นได้ว่าหลังดำเนินโครงการในปี 2559 มีจำนวนนักท่องเที่ยวเพิ่มอย่างมีนัยสำคัญ

ตารางที่ 4 สถติการเพิ่มตัวของนักท่องเที่ยวก่อนมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในพื้นที่

ปี	จำนวนนักท่องเที่ยว (ล้านคน)	จำนวนนักท่องเที่ยวที่เพิ่มขึ้น (ล้านคน)	อัตราการเพิ่มตัว (%)
2557	1.82	-	-
2558	1.89	0.07	4
2559	1.93	0.11	6

ตารางที่ 5 สถิติการเพิ่มตัวของนักท่องเที่ยวหลังมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในพื้นที่

ปี	จำนวนนักท่องเที่ยว (ล้านคน)	จำนวนนักท่องเที่ยวที่เพิ่มขึ้น (ล้านคน)	อัตราการเพิ่มตัว (%)
2559	1.93	-	-
2560	2.28	0.35	15
2561	2.34	0.41	18

บทที่ 4
ผลการศึกษา

4.1 ผลการคัดเลือกพื้นที่ศึกษา

การคัดเลือกพื้นที่จากศักยภาพพื้นที่และศักยภาพลม ได้พื้นที่ศึกษาทั้งหมด 3 ภาค โดยเลือกพื้นที่จากจังหวัดในแต่ละภาคที่มีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมอยู่แล้ว ซึ่งแสดงให้เห็นถึงศักยภาพลมที่ดี ดังตารางที่ 6

1. ภาคกลางที่จังหวัดเพชรบูรณ์
2. ภาคตะวันออกฉียงเหนือที่จังหวัดชัยภูมิ
3. ภาคใต้ที่จังหวัดสงขลา

ตารางที่ 6 การคัดเลือกพื้นที่จากศักยภาพพื้นที่ที่ไม่ขัดต่อกฎหมาย

ลำดับ	จังหวัด	ความเร็วลมเฉลี่ย	พิกัด	ชนิดของพื้นที่			ไม่ขัดต่อกฎหมาย				
				ป่าไม้	สปก.	เอกชน	ผังเมือง	โรงงาน	อาคาร	ป่าไม้	ลุ่มน้ำ
1	เพชรบูรณ์	5.30 m/s	15.927, 100.901		/		/	/	/	/	/
2	ชัยภูมิ	6.40 m/s	15.793, 101.374	/			/	/	/	/	/
3	สงขลา	5.69 m/s	6.964, 100.784			/	/	/	/	/	/

4.1.1 ข้อมูลศักยภาพพื้นที่และศักยภาพลมเบื้องต้นของพื้นที่ที่ศึกษา

- ภาคกลาง-เพชรบูรณ์

พื้นที่ศึกษาของโครงการนี้ปัจจุบันคือพื้นที่ของสำนักงานการปฏิรูปที่ดินเพื่อเกษตรกรรมจังหวัดเพชรบูรณ์ ขนาดพื้นที่ 150 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่ในอำเภอหนองไผ่ จังหวัดเพชรบูรณ์ แสดงดังรูป 4-1 ซึ่งมีความเหมาะสมด้านทำเลที่ตั้งและศักยภาพลม โดยมีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดปีอยู่ที่ 5.3 เมตร/วินาที และตั้งอยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงบึงสามพันประมาณ 15 กิโลเมตร ทำให้ไม่ต้องมีการลงทุนเพิ่มมากในด้านระบบสายส่งแรงสูง

รูปที่ 4-1 พื้นที่โครงการศึกษาของภาคกลาง-เพชรบูรณ์

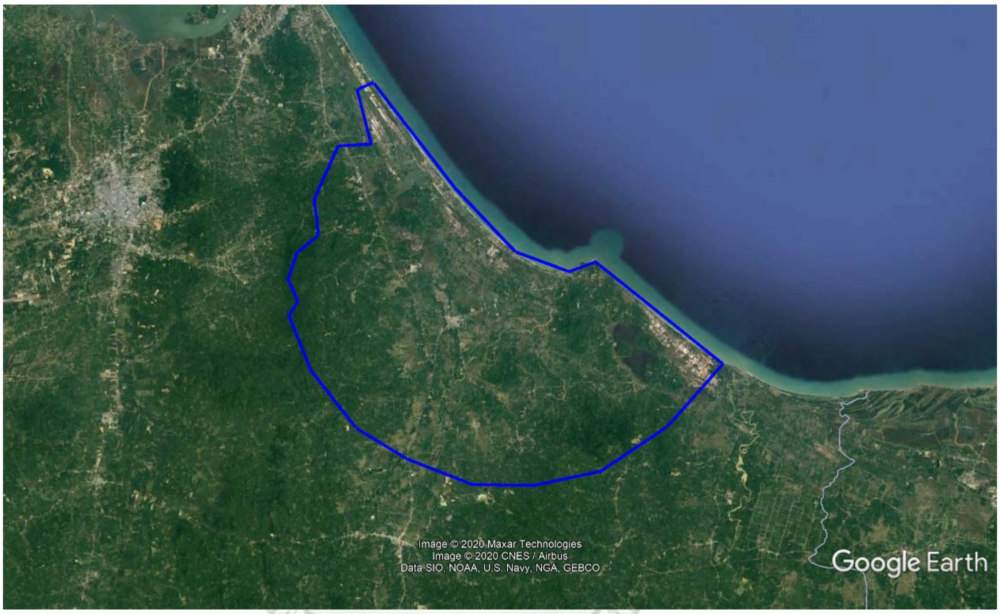
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ-ชัยภูมิ

พื้นที่ศึกษาของโครงการนี้ปัจจุบันคือพื้นที่ป่าสงวนโซน E และ โซน A ของกรมป่าไม้ ขนาดพื้นที่ 130 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่ในอำเภอภักดีชุมพล จังหวัดชัยภูมิ แสดงดังรูป 3-2 ซึ่งมีความเหมาะสมด้านทำเลที่ตั้งและศักยภาพลม โดยมีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดปีอยู่ที่ 6.4 เมตร/วินาที และตั้งอยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงบึงสามพันประมาณ 35 กิโลเมตร โดยมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงผ่านในพื้นที่โครงการที่ศึกษา ทำให้ไม่ต้องมีการลงทุนเพิ่มมากในด้านระบบสายส่งแรงสูง

รูปที่ 4-2 แสดงพื้นที่โครงการศึกษาของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ-ชัยภูมิ

- ภาคใต้-สงขลา

พื้นที่ศึกษาของโครงการนี้ปัจจุบันคือพื้นที่ของเอกชน ขนาดพื้นที่ 700 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่ในอำเภอจะนะและอำเภอเทพา จังหวัดสงขลา แสดงดังรูป 3-3 ซึ่งมีความเหมาะสมด้านทำเลที่ตั้งและศักยภาพลม โดยมีความเร็วลมเฉลี่ยตลอดปีอยู่ที่ 5.6 เมตร/วินาที และตั้งอยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงสงขลา 2 ประมาณ 10 กิโลเมตร ทำให้ไม่ต้องมีการลงทุนเพิ่มมากในด้านระบบสายส่งแรงสูง



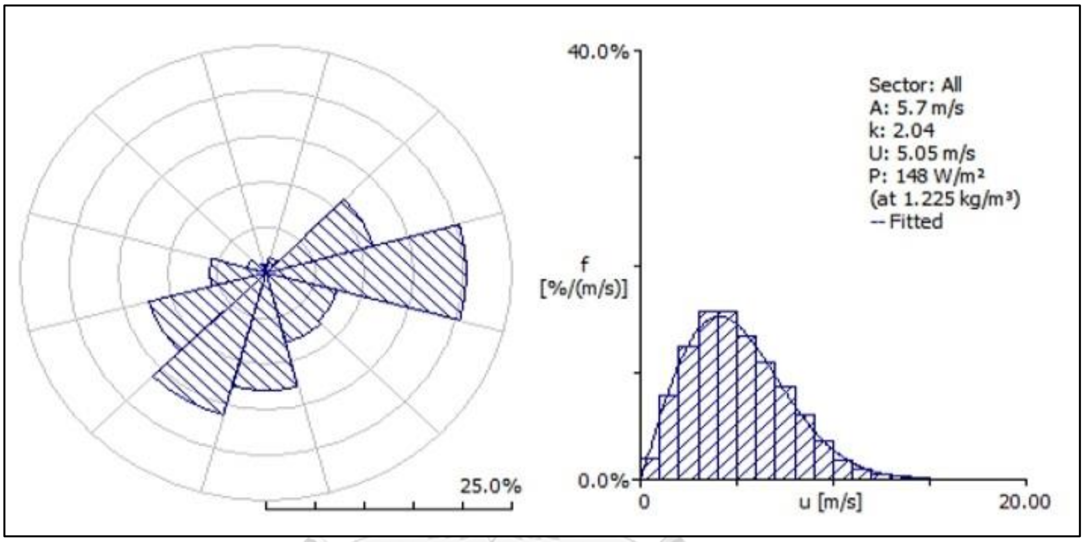
รูปที่ 4-3 แสดงพื้นที่โครงการศึกษาของภาคใต้-สงขลา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.2 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลศักยภาพลมในแต่ละพื้นที่

จากการนำข้อมูลศักยภาพลมเฉลี่ยทุก 1 ชั่งโมง ที่ความสูง 120 เมตร จากแหล่งข้อมูล 3tier ตั้งแต่ปี 2013-2018 มาวิเคราะห์ผ่านโปรแกรม WAsP 12 พบว่าพื้นที่ทั้ง 3 มีความเร็วลมมากกว่า 5 m/s สามารถดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมได้ โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งที่ 90 เมกกะวัตต์ และใช้กังหันลมของบริษัท General Electric รุ่น GE–2.5-120 ขนาด 2.5 เมกกะวัตต์

4.2.1 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์



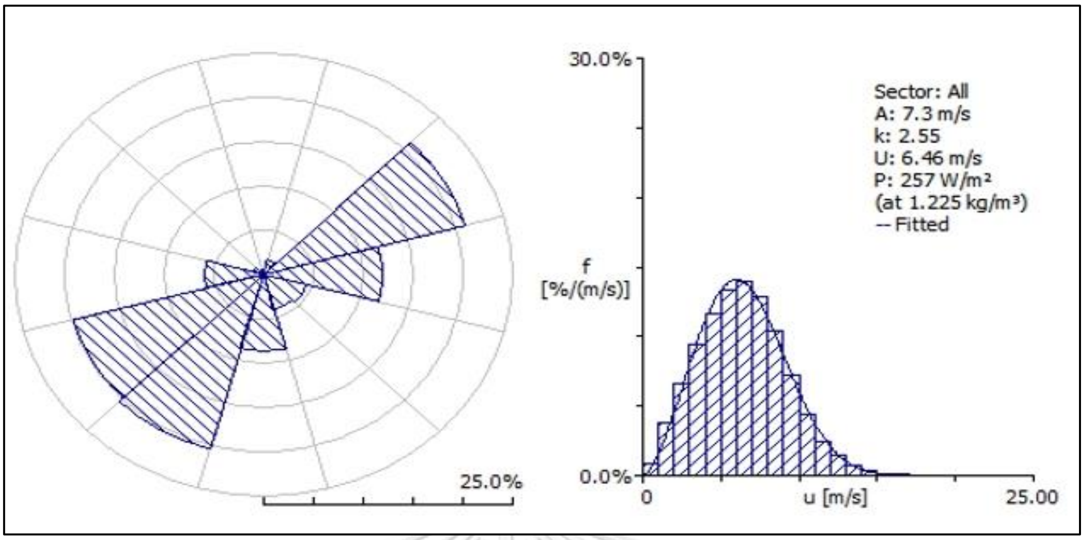
รูปที่ 4-4 ผลการวิเคราะห์ผ่านโปรแกรม WAsP 12 ของโครงการที่จังหวัดเพชรบูรณ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลศักยภาพลมจังหวัดเพชรบูรณ์

Installed Capacity (MW)	90
Number of Turbines	36
Average Wind Speed (m/s)	5.3
Capacity Factor (%)	22.8
Net Output (GWh/year)	179.76

4.2.1 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดชัยภูมิ



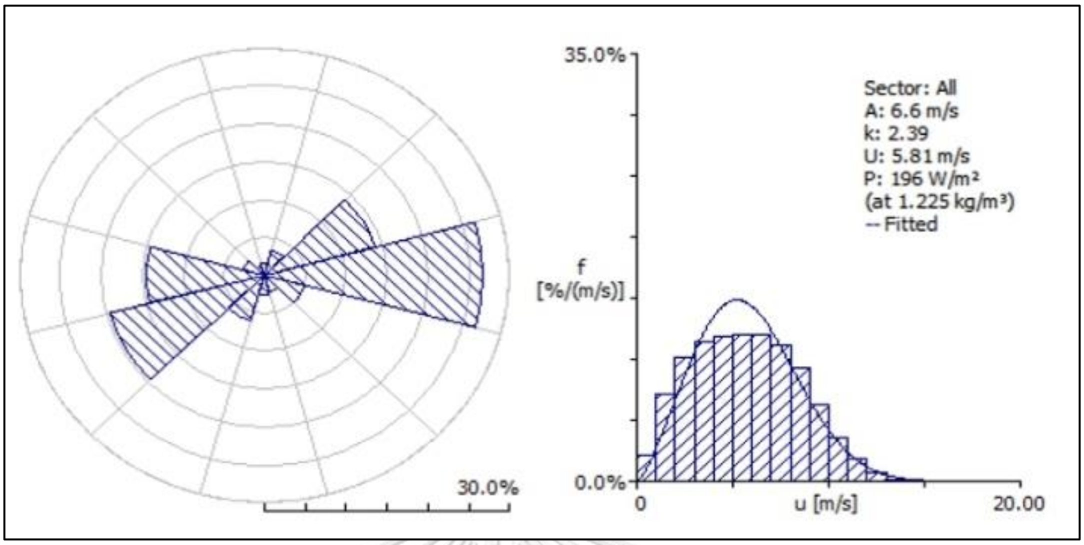
รูปที่ 4- 5 ผลการวิเคราะห์ผ่านโปรแกรม WAsP 12 ของโครงการที่จังหวัดชัยภูมิ

ตารางที่ 8 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลศักยภาพลมจังหวัดชัยภูมิ

Installed Capacity (MW)	90
Number of Turbines	36
Average Wind Speed (m/s)	6.4
Capacity Factor (%)	28.8
Net Output (GWh/year)	227.06

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2.1 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดสงขลา



รูปที่ 4-6 ผลการวิเคราะห์ผ่านโปรแกรม WAsP 12 ของโครงการที่จังหวัดสงขลา

ตารางที่ 9 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลศักยภาพลมจังหวัดสงขลา

Installed Capacity (MW)	90
Number of Turbines	36
Average Wind Speed (m/s)	5.69
Capacity Factor (%)	23.2
Net Output (GWh/year)	182.91

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากผลการเคราะห์ข้อมูลผ่านโปรแกรม WAsP 12 พบว่า ค่าลมเฉลี่ยต่อปีของโครงการลมจังหวัดเพชรบูรณ์อยู่ที่ 5.3 เมตร/วินาที โครงการลมจังหวัดชัยภูมิอยู่ที่ 6.4 เมตร/วินาที และโครงการลมจังหวัดสงขลาอยู่ที่ 5.69 เมตร/วินาที อัตราความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 22.8, 28.8 และ 23.2 ตามลำดับ พลังงานที่ผลิตได้ในเวลา 1 ปี 179.75 GWh, 227.06 GWh และ 182.91 GWh ตามลำดับ

ซึ่งโครงการลมจังหวัดชัยภูมิ มีอัตราความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้าสูงสุดเนื่องจากมีความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดจากทั้ง 3 โครงการ

4.3 ผลจากการวิเคราะห์เงินลงทุนและผลตอบแทนของโครงการ

4.3.1 เงินลงทุนโครงการ

ตารางที่ 10 สมมุติฐานเงินลงทุนโครงการพลังงานลมในประเทศไทย ขนาด 90 เมกกะวัตต์

เงินลงทุนรวมของโครงการ (ล้านบาท)	6026
ราคากังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้า (ล้านบาท)	4185
ค่าก่อสร้าง (ล้านบาท)	1674
ค่าจัดการดำเนินการก่อสร้าง (ล้านบาท)	167.4
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	90

จากตารางที่ 10 แสดงให้เห็นถึงเงินลงทุนรวม ในการทำโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทยขนาด 90 MW ซึ่งต้นทุนโครงการรวมอยู่ที่ 6,026 ล้านบาท

4.3.2 ผลตอบแทนโครงการ

ในงานวิจัยฉบับนี้ได้วิเคราะห์ผลตอบแทนเป็น 3 กรณี

- กรณีที่ 1 คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท
- กรณีที่ 2 คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท รวมกับผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (Intangible Benefit)
- กรณีที่ 3 คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท และมีระบบเงินเพิ่มสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ของโครงการพลังงานหมุนเวียน ซึ่งได้รับการสนับสนุน 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี
- สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และอ.นาทวี จะได้รับ FiT Premium ส่วนเพิ่มอีก 0.5 บาท ตลอดอายุโครงการ

ตารางที่ 11 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio) ของโครงการพลังงานลม

โครงการพลังงานลม	B/C Ratio		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
จังหวัดเพชรบูรณ์	0.60	1.35	1.26
จังหวัดชัยภูมิ	0.78	1.07	1.62
จังหวัดสงขลา	0.76	2.51	1.43

ซึ่งจาก B/C Ratio ดังแสดงในตารางที่ 12 จะเห็นได้ชัดเจนว่าในกรณีที่ 1 คำนวนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท โดยไม่มีเงินสนับสนุนจากภาครัฐ โครงการลมทั้งสามจังหวัด มีค่า B/C Ratio น้อยกว่าหนึ่ง ซึ่งในกรณีที่ 2 ที่รวมผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (Intangible Benefit) และกรณีที่ 3 ที่รวมเงินสนับสนุนจากภาครัฐ (Adder) 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี จะมีค่า B/C Ratio มากกว่าหนึ่ง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ **กรณีที่ 1** คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	22.80%
Net Energy (GWh/Yr)	179.76
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
FIRR	0.30%
NPV (Million baht)	(2,427)
B/C	0.60
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469
Total Production Hours		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Revenue-Feed in Tariff		439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439
Total Revenues before VAT		439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439
VAT 7%		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
OPEX		(137)	(139)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(163)	(165)	(167)	(170)	(172)	(174)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
EBITDA		332	330	328	326	325	323	321	319	317	315	313	311	308	306	304	302	300	297	295	293
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		30.69	29	27	25	23	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1	(2)	(4)	(6)	(9)
EBIT x % Tax		(6.1)	(6)	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(1)	(1)	(1)	(0)	-	-	-	-
Net income after tax		25	23	22	20	19	17	16	14	12	11	9	7	6	4	2	0	(2)	(4)	(6)	(9)
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	326	324	323	321	320	318	317	315	314	312	310	309	307	305	304	302	300	297	295	293
Cumulative cash flow	(6,026)	(5,700)	(5,376)	(5,053)	(4,731)	(4,411)	(4,093)	(3,776)	(3,461)	(3,147)	(2,835)	(2,525)	(2,216)	(1,909)	(1,604)	(1,300)	(999)	(699)	(402)	(107)	186

รูปที่ 4-7 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ กรณีที่ 1

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ <u>กรณีที่ 2</u> คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท รวมกับผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (Intangible Benefit)

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	22.80%
Net Energy (GWh/Yr)	179.76
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
EIRR	10.08%
NPV (Million baht)	2,117
B/C	1.35
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964
Total Production Hours		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Revenue-Feed in Tariff		439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439
Total Revenues before VAT		439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439
VAT 7%		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Intangible		495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495
OPEX		(137)	(139)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(163)	(165)	(167)	(170)	(172)	(174)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
EBITDA		827	825	823	821	820	818	816	814	812	810	808	806	803	801	799	797	795	792	790	788
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		525.68	524	522	520	518	516	514	512	510	508	506	504	502	500	498	496	493	491	489	486
EBIT x % Tax		(105.1)	(105)	(104)	(104)	(104)	(103)	(103)	(102)	(102)	(102)	(101)	(101)	(100)	(100)	(100)	(99)	(99)	(98)	(98)	(97)
Net income after tax		421	419	418	416	415	413	412	410	408	407	405	403	402	400	398	396	395	393	391	389
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	722	720	719	717	716	714	713	711	710	708	706	705	703	701	699	698	696	694	692	690

รูปที่ 4-8 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ กรณีที่ 2

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ **กรณีที่ 3** คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาทและเงินสนับสนุนจากภาครัฐ (Adder) 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	22.80%
Net Energy (GWh/Yr)	179.76
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
FIRR	9.91%
NPV (Million baht)	1,537
B/C	1.26
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		1142	1142	1142	1142	1142	1142	1142	1142	1142	1142	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469
Total Production Hours		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Revenue-Feed in Tariff		439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439
Adder		629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenues before VAT		1068	1068	1068	1068	1068	1068	1068	1068	1068	1068	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439
VAT 7%		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
OPEX		(137)	(139)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(163)	(165)	(167)	(170)	(172)	(174)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
EBITDA		1,005	1,003	1,002	1,000	998	996	994	992	990	988	313	311	308	306	304	302	300	297	295	293
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		703.87	702	700	698	696	695	693	691	689	687	11	9	7	5	3	1	(2)	(4)	(6)	(9)
EBIT x % Tax		(140.8)	(140)	(140)	(140)	(139)	(139)	(139)	(138)	(138)	(137)	(2)	(2)	(1)	(1)	(1)	(0)	-	-	-	-
Net income after tax		563	562	560	559	557	556	554	553	551	549	9	7	6	4	2	0	(2)	(4)	(6)	(9)
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	864	863	861	860	858	857	855	854	852	851	310	309	307	305	304	302	300	297	295	293

รูปที่ 4-9 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดเพชรบูรณ์ กรณีที่ 3

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดชัยภูมิ **กรณีที่ 1** คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	28.80%
Net Energy (GWh/Yr)	227.06
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
FIRR	3.16%
NPV (Million baht)	(1,297)
B/C	0.78
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593
Total Production Hours		227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
Revenue-Feed in Tariff		554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554
Total Revenues before VAT		554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554
VAT 7%		39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
OPEX		(138)	(140)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(164)	(166)	(168)	(170)	(173)	(175)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27
EBITDA		455	453	451	450	448	446	444	442	440	438	436	434	431	429	427	425	423	420	418	416
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		153.72	152	150	148	146	144	142	140	138	136	134	132	130	128	126	124	121	119	117	114
EBIT x % Tax		(30.7)	(30)	(30)	(30)	(29)	(29)	(28)	(28)	(28)	(27)	(27)	(26)	(26)	(26)	(25)	(25)	(24)	(24)	(23)	(23)
Net income after tax		123	122	120	119	117	116	114	112	111	109	107	106	104	102	101	99	97	95	93	91
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	424	423	421	420	418	417	415	414	412	410	409	407	405	404	402	400	398	397	395	393

รูปที่ 4-10 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดชัยภูมิ กรณีที่ 1

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดชัยภูมิ **กรณีที่ 2** คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท รวมกับผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (Intangible Benefit)

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	22.80%
Net Energy (GWh/Yr)	179.76
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
EIRR	6.90%
NPV (Million baht)	441
B/C	1.07
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782	782
Total Production Hours		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Revenue-Feed in Tariff		439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439
Total Revenues before VAT		439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439
VAT 7%		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Intangible		312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312
OPEX		(137)	(139)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(163)	(165)	(167)	(170)	(172)	(174)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
EBITDA		644	643	641	639	637	635	633	631	629	627	625	623	621	619	616	614	612	610	607	605
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		343.05	341	339	338	336	334	332	330	328	326	324	322	319	317	315	313	311	308	306	304
EBIT x % Tax		(68.6)	(68)	(68)	(68)	(67)	(67)	(66)	(66)	(66)	(65)	(65)	(64)	(64)	(63)	(63)	(63)	(62)	(62)	(61)	(61)
Net income after tax		274	273	272	270	269	267	265	264	262	261	259	257	256	254	252	250	249	247	245	243
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	576	574	573	571	570	568	567	565	564	562	560	559	557	555	553	552	550	548	546	544

รูปที่ 4-11 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดชัยภูมิ กรณีที่ 2

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดชัยภูมิ **กรณีที่ 3** คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาทและเงินสนับสนุนจากภาครัฐ (Adder) 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	28.80%
Net Energy (GWh/Yr)	227.06
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
FIRR	14.97%
NPV (Million baht)	3,710
B/C	1.62
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		1443	1443	1443	1443	1443	1443	1443	1443	1443	1443	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593
Total Production Hours		227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
Revenue-Feed in Tariff		554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554
Adder		795	795	795	795	795	795	795	795	795	795	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenues before VAT		1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554
VAT 7%		94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
OPEX		(138)	(140)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(164)	(166)	(168)	(170)	(173)	(175)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27
EBITDA		1,305	1,304	1,302	1,300	1,298	1,296	1,294	1,292	1,290	1,288	436	434	431	429	427	425	423	420	418	416
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		1,004	1,002	1,000	999	997	995	993	991	989	987	134	132	130	128	126	124	121	119	117	114
EBIT x % Tax		(200.8)	(200)	(200)	(200)	(199)	(199)	(199)	(198)	(198)	(197)	(27)	(26)	(26)	(26)	(25)	(25)	(24)	(24)	(23)	(23)
Net income after tax		803	802	800	799	797	796	794	793	791	789	107	106	104	102	101	99	97	95	93	91
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	1,105	1,103	1,102	1,100	1,099	1,097	1,096	1,094	1,092	1,091	409	407	405	404	402	400	398	397	395	393

รูปที่ 4-12 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดชัยภูมิ กรณีที่ 3

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดสงขลา **กรณีที่ 1** คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	23.20%
Net Energy (GWh/Yr)	182.91
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
FIRR	2.81%
NPV (Million baht)	(1,446)
B/C	0.76
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
Total Production Hours		183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Revenue-Feed in Tariff		446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446
FiT Premium		91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Total Revenues before VAT		538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538
VAT 7%		38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
OPEX		(137)	(139)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(163)	(165)	(168)	(170)	(172)	(174)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
EBITDA		438	436	434	433	431	429	427	425	423	421	419	417	414	412	410	408	406	403	401	399
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		136.75	135	133	131	129	127	125	124	122	119	117	115	113	111	109	107	104	102	100	97
EBIT x % Tax		(27.3)	(27)	(27)	(26)	(26)	(25)	(25)	(25)	(24)	(24)	(23)	(23)	(23)	(22)	(22)	(21)	(21)	(20)	(20)	-
Net income after tax		109	108	106	105	103	102	100	99	97	96	94	92	91	89	87	85	83	82	80	97
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	411	409	408	406	405	403	402	400	399	397	395	394	392	390	388	387	385	383	381	399

รูปที่ 4-13 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดสงขลา กรณีที่ 1

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดสงขลา **กรณีที่ 2** คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท รวมกับผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (Intangible Benefit)

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	23.20%
Net Energy (GWh/Yr)	182.91
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
EIRR	21.53%
NPV (Million baht)	9,103
B/C	2.51
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726	1726
Total Production Hours		183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Revenue-Feed in Tariff		446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446
FiT Premium		91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Total Revenues before VAT		538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538
VAT 7%		38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Intangible		1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150
OPEX		(137)	(139)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(163)	(165)	(168)	(170)	(172)	(174)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
EBITDA		1,588	1,587	1,585	1,583	1,581	1,579	1,577	1,575	1,573	1,571	1,569	1,567	1,565	1,563	1,560	1,558	1,556	1,554	1,551	1,549
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		1,287	1,285	1,283	1,282	1,280	1,278	1,276	1,274	1,272	1,270	1,268	1,266	1,263	1,261	1,259	1,257	1,255	1,252	1,250	1,248
EBIT x % Tax		(257.4)	(257)	(257)	(256)	(256)	(256)	(255)	(255)	(254)	(254)	(254)	(253)	(253)	(252)	(252)	(251)	(251)	(250)	(250)	(250)
Net income after tax		1,030	1,028	1,027	1,025	1,024	1,022	1,021	1,019	1,017	1,016	1,014	1,012	1,011	1,009	1,007	1,005	1,004	1,002	1,000	998
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	1,331	1,329	1,328	1,327	1,325	1,323	1,322	1,320	1,319	1,317	1,315	1,314	1,312	1,310	1,309	1,307	1,305	1,303	1,301	1,299

รูปที่ 4-14 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดสงขลา กรณีที่ 2

ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จังหวัดสงขลา **กรณีที่ 3** คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาทและเงินสนับสนุนจากภาครัฐ (Adder) 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี

Installed Capacity (MW)	90
Capacity factor	23.20%
Net Energy (GWh/Yr)	182.91
FiT (Bt/kWh)	2.44
Adder (Bt/kWh,10 years)	3.5
Operating time (years)	20

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
FIRR	12.23%
NPV (Million baht)	2,587
B/C	1.43
Discount Rate	6%

O&M (% of Investment)	2%
FX rate (THB/USD)	31.00
Cost of Turbine/MW	1.5
Construction (% of Turbine)	40%
Management(10% of cons)	10%

Total Investment Costs (Million baht)	6,026
Cost of Turbine/MW	4,185
Construction	1,674
Management	167.40

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	(6,026)																				
Total Revenue		1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
Total Production Hours		183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Revenue-Feed in Tariff		446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446
FiT Premium		91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Adder		640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenues before VAT		1178	1178	1178	1178	1178	1178	1178	1178	1178	1178	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538
VAT 7%		82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
OPEX		(137)	(139)	(141)	(143)	(145)	(147)	(149)	(151)	(153)	(155)	(157)	(159)	(161)	(163)	(165)	(168)	(170)	(172)	(174)	(177)
O&M (FSA + Land Lease)	1.50%	121	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	151	153	155	158	160
Insurance Premium		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Power Development Fund		1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
EBITDA		1,123	1,121	1,119	1,118	1,116	1,114	1,112	1,110	1,108	1,106	419	417	414	412	410	408	406	403	401	399
DA		(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)	(301)
EBIT		821.74	820	818	816	814	812	810	809	806	804	117	115	113	111	109	107	104	102	100	97
EBIT x % Tax		(164.3)	(164)	(164)	(163)	(163)	(162)	(162)	(162)	(161)	(161)	(23)	(23)	(23)	(22)	(22)	(21)	(21)	(20)	(20)	-
Net income after tax		657	656	654	653	651	650	648	647	645	644	94	92	91	89	87	85	83	82	80	97
DA		301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Net Cash Flow	(6,026)	959	957	956	954	953	951	950	948	946	945	395	394	392	390	388	387	385	383	381	399

รูปที่ 4-15 แบบจำลองกระแสเงินสดของโครงการลมที่จังหวัดสงขลา กรณีที่ 3

4.3.3 ผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (intangible benefits)

- การลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

อ้างอิงจากรายงานการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2557 ค่า Grid Emission Factor ของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทยนั้นมีค่าประมาณ 0.5661 tCO_2/MWh โดยใช้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมต่อปี มาคำนวณร่วมกับค่า Grid Emission Factor จะได้ว่า โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมนั้น และสามารถขายคาร์บอนเครดิตได้ 0.08 บาท/กก.คาร์บอนไดออกไซด์

- รายได้เพิ่มจากการท่องเที่ยวในจังหวัดหลังมีการดำเนินโครงการหลังการดำเนินโครงการกังหันลมจากจังหวัดที่เป็นกรณีศึกษา มีจำนวนนักท่องเที่ยวเพิ่มขึ้น 15 % จากปีที่ยังไม่ได้ดำเนินโครงการ และมีค่าใช้จ่ายในการท่องเที่ยวต่อครั้งสูงขึ้น

ตารางที่ 12 การวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ของโครงการลมจังหวัดเพชรบูรณ์

ลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 0.5661 tCO2/MWh	8,140,753.50
นักท่องเที่ยวในจังหวัดเพชรบูรณ์หลังจากมีโครงการ	486,850,000.00
ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit)/ปี	494,990,753.50
ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit)/ตลอดอายุโครงการ	9,899,815,069.95

ตารางที่ 13 การวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ของโครงการลมจังหวัดชัยภูมิ

ลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 0.5661 tCO2/MWh	10,283,057.05
นักท่องเที่ยวในจังหวัดชัยภูมิหลังจากมีโครงการ	312,362,194.95
ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit)/ปี	322,645,252.00
ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit)/ตลอดอายุโครงการ	6,452,905,039.99

ตารางที่ 14 การวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ของโครงการลมจังหวัดสงขลา

ลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 0.5661 tCO2/MWh	8,283,573.73
นักท่องเที่ยวในจังหวัดสงขลาหลังจากมีโครงการ	1,150,278,537.77
ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit)/ปี	1,158,562,111.50
ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ (Intangible Benefit)/ตลอดอายุโครงการ	23,171,242,230.09

จากตารางการวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดค่าได้ของโครงการพลังงานลมทั้งสามโครงการจะเห็นได้ว่า ในกรณีที่เกิดโครงการขึ้นในพื้นที่จังหวัดข้างต้น ทำให้เกิดผลตอบแทนสู่ชุมชนและประเทศชาติเพิ่มขึ้นเมื่อดำเนินโครงการ

บทที่ 5
สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยฉบับนี้ได้ทำการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโรงไฟฟ้าพลังงานงานลมขนาดเล็ก (SPP) จากการดำเนินการศึกษาพบว่า ปัจจุบันต้นทุนของกังหันลมผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 1.5 USD ต่อ 1 เมกกะวัตต์ ค่าก่อสร้างโครงการคิดเป็น 40 % ของราคากังหันลม และค่าจัดการดำเนินการก่อสร้างสร้างอยู่ที่ 10% ของราคาการก่อสร้าง ซึ่งโครงการขนาด 90 เมกกะวัตต์ จะมีเงินลงทุนรวมประมาน 6,026 ล้านบาท และมีค่า OPEX อยู่ที่ 2% ของเงินลงทุนรวมของโครงการ และจะเพิ่มขึ้นทุกปี ปีละ 1.5 %

ในส่วนของผลประโยชน์และผลตอบแทนของโครงการจากการศึกษาได้แบ่งออกเป็น 3 กรณี

- กรณีที่ 1 คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท
- กรณีที่ 2 คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท รวมกับผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (Intangible Benefit)
- กรณีที่ 3 คิดโดยใช้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ 2.44 บาท และมีระบบเงินเพิ่มสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ของโครงการพลังงานหมุนเวียน ซึ่งได้รับการสนับสนุน 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี

จากการศึกษาพบว่าในกรณีที่ 1 ของทั้ง 3 โครงการไม่สามารถที่จะดำเนินการได้ เนื่องจากค่า FIRR น้อยกว่า i (6%), B/C Ratio มีค่าน้อยกว่า 1 และ NPV น้อยกว่า 0 หมายความว่าไม่คุ้มค่าที่นักลงทุนจะมาลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานงานลมโดยใช้ราคารับซื้อค่าไฟฟ้าที่ 2.44 บาท

ในกรณีที่ 2 คิดรวมผลประโยชน์ที่ไม่สามารถประเมินค่าได้ (Intangible Benefit) ทำให้โครงการมีความคุ้มค่าที่จะลงทุน เนื่องจาก EIRR มากกว่า i (6%), B/C Ratio มีค่ามากกว่า 1 และ NPV มากกว่า 0 เมื่อรวม Intangible Benefit ที่ชุมชนและภาครัฐจะได้รับจากโครงการทำให้ โครงการมีความคุ้มค่าที่จะลงทุน

ในกรณีที่ 3 คิดรวมกับ Adder ทำให้โครงการมีความคุ้มค่าที่จะลงทุน เนื่องจาก IRR มากกว่า i (6%), B/C Ratio มีค่ามากกว่า 1 และ NPV มากกว่า 0 ซึ่งมี 2 โครงการ คือโครงการในจังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดสงขลา ที่มีค่า B/C Ratio ในกรณีที่คิดรวม Intangible Benefit มีค่ามากกว่า B/C Ratio ในกรณีที่คิดรวม Adder หมายความว่าประโยชนที่รัฐหรือชุมชนจะได้รับมีมากกว่าที่นักลงทุนจะได้รับ แต่มีโครงการในจังหวัดชัยภูมิที่ค่า B/C Ratio ในกรณีที่ 2 มีค่าน้อยกว่า B/C Ratio ในกรณีที่ 3 หมายความว่าประโยชน์ที่รัฐหรือชุมชนได้รับมีไม่พอ รัฐได้ประโยชน์น้อยกว่าที่ให้ Adder กับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.2 ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะ

ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษานี้ใช้ข้อมูลเชิงทุติยภูมิในการประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานขนาดเล็ก จากกรณีศึกษาของโรงไฟฟ้าพลังงานลมแห่งหนึ่ง อาจทำให้มีความคลาดเคลื่อนของผลลัพธ์ที่ได้

ตัวแปรในการวิเคราะห์ทางการเงินดังต่อไปนี้ควรมีการค้นหาเพิ่มเติมหรือปรับปรุงให้เป็นปัจจุบันมากขึ้น เพื่อความถูกต้องและแม่นยำในการสรุปผลการวิจัย

- ต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย (CAPEX)
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้า (OPEX)
- ข้อมูลอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา ในการศึกษาครั้งนี้ไม่ได้ทำการศึกษาผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ซึ่งอาจทำให้ต้นทุนรวมปรับเปลี่ยนได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บรรณานุกรม

1. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. *2558 – 2579*. 2558 [cited 2563 23 กรกฎาคม]; Available from: http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/AEDP2015.pdf.
2. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. รายงานผลการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) *24* มกราคม *2562*. 2562 [cited 2563 23 กรกฎาคม]; Available from: http://www.eppo.go.th/index.php/th/eppo-intranet/item/14448-news-240162.
3. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน. 2554 [cited 2563 23 กรกฎาคม]; Available from: http://www.able.co.th/Upload/File/17.pdf.
4. Thananchai, L.J.N.R.C.o.T., *A study on potential of wind energy for electricity generation in central region of Thailand.* 2012.
5. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน. 2559 [cited 2563 23 กรกฎาคม]; Available from: http://www.eppo.go.th/index.php/th/electricity/private
6. พฤกษา, พ.พ.เ. and ก.ว.ศ.ก.แ.ป.ด.พ.ร.J.J.o.M.i.S. Sciences, การ วิเคราะห์ ต้นทุน และ ผลตอบแทน ของ การ พัฒนา น้ำ บาดาล เพื่อ การเกษตร ใน พื้นที่ การเกษตร แบบ พึ่งพา น้ำฝน อำเภอ หนอง หญ้า ไซ จังหวัด สุพรรณบุรี. 2014. **10**(2): p. 197-212.
7. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. โรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จ่ายไฟเข้าระบบแล้ว *(COD)*. 2562 [cited 2563 23 กรกฎาคม]; Available from: www.dede.go.th/download/state_58/en_land/Wind.pptx
8. wind-turbine-models.com. *General Electric GE 2.5 – 120*. 2016 [cited 2563 23 กรกฎาคม]; Available from: https://www.en.wind-turbine-models.com/turbines/310-general-electric-ge-2.5-120#datasheet
9. สำนักงานสถิติจังหวัดเพชรบูรณ์. ตัวชี้วัดที่สำคัญของจังหวัดเพชรบูรณ์ 2561 [cited 2563 23 กรกฎาคม]; Available from: http://phchabun.nso.go.th/images/attachments/Inforgraphic/2563/02_indicator61_web.pdf.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	ปรีชญา อุ่นใจ
วัน เดือน ปี เกิด	24 กรกฎาคม 2533
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
ที่อยู่ปัจจุบัน	บ้านเลขที่ 40 ซอยเรวดี 63 ตำบลตลาดขวัญ อำเภอเมือง จังหวัดนนทบุรี 11000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY