การวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม สำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงาน

ฐิติพันธ์ เตชะสิทธินันท์

วิทยานิพนธ์เสนอบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยนเรศวร
เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา หลักสูตรวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาสมาร์ตกริดเทคโนโลยี
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยนเรศวร

การวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม สำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงาน

ฐิติพันธ์ เตชะสิทธินันท์

วิทยานิพนธ์เสนอบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยนเรศวร
เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา หลักสูตรวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาสมาร์ตกริดเทคโนโลยี
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยนเรศวร

วิทยานิพนธ์ เรื่อง "การวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม
สำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงาน"
ของ ฐิติพันธ์ เตชะสิทธินันท์
ได้รับการพิจารณาให้นับเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาสมาร์ตกริดเทคโนโลยี

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง)

..... ประธานที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประพิธาริ์ ธนารักษ์)

..... กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิภายใน
(รองศาสตราจารย์ ดร.นิพนธ์ เกตุจ้อย)

อนุมัติ

.....
()
คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

ชื่อเรื่อง การวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม
สำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงาน
ผู้วิจัย ฐิติพันธ์ เตชะสิทธินันท์
ประธานที่ปรึกษา ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประพิธาร์ ธนารักษ์

ประเภทสารนิพนธ์ วิทยานิพนธ์ วท.ม. สาขาวิชาสมาร์ตกริดเทคโนโลยี, มหาวิทยาลัยนเรศวร, 2564
คำสำคัญ ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา, คาร์บอนเครดิต, การวิเคราะห์ผลประโยชน์-ต้นทุน, ภาคธุรกิจ, หลังมิเตอร์

บทคัดย่อ

แนวโน้มการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) ในกิจการขนาดใหญ่และขนาดกลางมีแนวโน้มการติดตั้งค่อนข้างสูง เพราะมูลค่าการลงทุนที่ลดลง การประหยัดพลังงานที่เห็นผลเป็นรูปธรรม และระยะเวลาการคืนทุนไม่เกิน 5 ปี โดยปัจจุบันมีการลงทุนหลายรูปแบบ เช่น ใช้เงินลงทุนเอง ขอสินเชื่อจากธนาคารเพื่อการลงทุน การลงทุนจากภาคเอกชนด้วยกันเอง เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีการรณรงค์ให้ภาครัฐและเอกชนมีส่วนร่วมในการลดก๊าซเรือนกระจกในประเทศโดยความสมัครใจด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงานที่มีขนาดกำลังการติดตั้ง Solar Rooftop 500 kWp, 750 kWp และ 1,000 kWp โดยใช้การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis) ของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน ผลการวิเคราะห์ พบว่า ณ ราคาซื้อขายคาร์บอนเครดิตปัจจุบัน ทั้งสามขนาดกำลังการติดตั้งมีความคุ้มค่าในการลงทุน โดย ขนาดกำลังการติดตั้ง Solar Rooftop มากกว่า 750 kWp จะมีระยะเวลาการคืนทุนที่ 5.30 ปี (หากราคาซื้อขายคาร์บอนเครดิตเท่ากับ 100 บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์) เท่ากับการดำเนินการปกติที่ไม่ดำเนินการคาร์บอนเครดิต ผลการวิเคราะห์ดังกล่าวแสดงให้เห็นเชิงประจักษ์ว่านอกจากการดำเนินการคาร์บอนเครดิตจะไม่เป็นการเพิ่มภาระการลงทุนให้กับผู้ประกอบการแล้ว ยังสามารถส่งเสริมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมีแนวโน้มต่อความสามารถในการแข่งขันทางการค้าที่มีมาตรการด้านก๊าซเรือนกระจกเป็นกลไกสำคัญ

ต่อไปด้วย

Title	AN ADDITIONAL CARBON CREDIT BENEFIT-COST ANALYSIS FOR SOLAR ROOFTOP INVESTMENT IN COMMERCIAL SECTOR
Author	THITIPHAN TECHASITTINUN
Advisor	Assistant Professor Dr. Prapita Thanarak
Academic Paper	M.S. Thesis in Smart Grid Technology, Naresuan University, 2021
Keywords	Solar rooftop, Carbon Credit, Benefit-Cost Analysis, Commercial Sector, Behind-the-Meter

ABSTRACT

The trend of installing solar rooftop systems in large and medium-sized in the commercial sector is likely to be installed relatively high. Because of the reduced investment value and energy savings can be seen as tangible. Also, the payback period is not more than five years. Currently, there are many forms of investment, such as being self-employed and requesting a loan from an investment bank. Besides, there is also a campaign for the public and private sectors to participate in voluntary domestic greenhouse gas reduction by generating electricity from renewable energy. This paper presents a benefit and marginal cost analysis of suitable carbon credit for a Solar Rooftop investment of a factory building with a solar rooftop of 500 kWp, 750 kWp, and 1,000 kWp using the cost-benefit analysis to define the Carbon Credit that is suitable for investment. Analysis results showed that all three sizes, installation capacity, are well worth the investment at the current carbon credit trading price. Solar Rooftop installation capacity of more than 750 kWp will have a payback period of 5.30 years (if the purchase price of carbon credits is 100 baht per ton of carbon dioxide), equal to the normal operation without carbon credit. The analysis results showed empirical evidence that, in addition to operating carbon credit, it would not increase the investment burden on operators. It can also promote a reduction in greenhouse gas emissions and be

more competitive with greenhouse gas measures as an important mechanism

ประกาศคุณูปการ

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงในความกรุณาของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประพิธาริ์ ธนารักษ์ ประธานที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้อุตส่าห์สละเวลาอันมีค่ามาเป็นที่ปรึกษา พร้อมทั้งให้คำแนะนำตลอดระยะเวลาในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และขอกราบขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์อันประกอบไปด้วยรองศาสตราจารย์ ดร. บุญยัง ปลั่งกลาง ประธานกรรมการ และรองศาสตราจารย์ ดร. นิพนธ์ เกตุจ้อย กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำตลอดจนแก้ไขข้อบกพร่องของวิทยานิพนธ์ด้วยความเอาใจใส่ จนทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้อย่างสมบูรณ์และทรงคุณค่า

กราบขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.นิพนธ์ เกตุจ้อย และ ดร.ยอดธง เม่นสิน ผู้รับผิดชอบหลักสูตรวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาสมาร์ตกริดเทคโนโลยี สำหรับการวางแผนการเรียนตลอดหลักสูตรและติดตามการทำวิทยานิพนธ์อย่างใกล้ชิด

เหนือสิ่งอื่นใดขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ของผู้วิจัยที่ให้กำลังใจและให้การสนับสนุนในทุกๆ ด้านอย่างดีที่สุดเสมอมา

คุณค่าและคุณประโยชน์อันพึงจะมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้วิจัยขอมอบและอุทิศแด่ผู้มีพระคุณทุกๆ ท่าน ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่า งานวิจัยนี้จะเป็นประโยชน์ต่อการการวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงานในประเทศและผู้ที่สนใจบ้างไม่มากก็น้อย

ฐิติพันธ์ เตชะสิทธินันท์

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

ประกาศคุณูปการ ..... ช

สารบัญ ..... ซ

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญรูปภาพ ..... ฐ

บทที่ 1 บทนำ 1

ความเป็นมาของปัญหา 1

จุดมุ่งหมายของการศึกษา 5

ขอบเขตของงานวิจัย 5

บทที่ 2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 6

แนวโน้มสำคัญด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ 6

(1) การใช้ที่ดินอย่างยั่งยืน (Sustainable Land Use) 6

(2) ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน (The Social Cost of Carbon) 7

(3) การลงทุนในการดำเนินการด้านภูมิสภาพอากาศ (Investing in Climate Action) 7

(4) การเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด (Transitioning to Clean Energy) 8

(5) ข้อตกลงปารีส (The Paris Agreement) 8

(6) ความเข้าใจกับความเสี่ยงด้านสภาพภูมิอากาศ (Understanding Climate Risks)....8
(7) การเข้าร่วมกับความร่วมมือด้านสภาพภูมิอากาศ (Building Climate Coalitions) 9
ประเด็นสำคัญจากการประชุม COP26 ที่ส่งผลกระทบต่อการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ 9
(1) ลดการใช้ถ่านหิน และยกเลิกการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล 9
(2) การเพิ่มเงินทุนสนับสนุน....10
(3) ลดก๊าซมีเทน ลดการใช้ถ่านหิน และเพิ่มพื้นที่ป่าไม้....10
โอกาส ข้อจำกัด และแนวทางการกำกับดูแล Solar Rooftop ของประเทศไทย 10
(1) โอกาส....10
(2) ข้อจำกัด 11
(3) แนวทางการกำกับดูแล กฎระเบียบต่างๆ ของประเทศไทย....12
การคำนวณคาร์บอนเครดิตระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2021) [7] 13
ลักษณะและขอบเขตโครงการ (Scope of Project)....13
ข้อมูลกรณีฐาน (Baseline Scenario) 13
การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)....15
กรณีที่ 1 ผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง 16
กรณีที่ 2 ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง/ส่งหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ประกอบการรายอื่น (ลดการซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่ง) 17

กรณีที่ 3 ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง/ส่งหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ประกอบการรายอื่น (ลดการใช้ไฟฟ้าจากระบบสายส่ง) และจำหน่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง 18
การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission).....18
การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission) 19
การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction).....21
การประเมินต้นทุนและผลประโยชน์.....21
การแปลงค่ามูลค่าทางการเงิน.....21
แนวทางการเก็บรวบรวมข้อมูล 22
การประเมินโครงการทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์.....22
(1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV).....23
(2) อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์กับต้นทุน (Benefit Cost Ratio: B/C).....23
(3) อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) 23
การวิเคราะห์ความอ่อนไหว.....24
งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....24
บทที่ 3 วิธีดำเนินงานวิจัย.....28
การทบทวนเอกสาร 28
การวิเคราะห์โอกาสและข้อจำกัด ของการลงทุนคาร์บอนเครดิตของประเทศไทย ...29

การวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม.....30
บทที่ 4 ผลการวิจัย.....33
โอกาสและข้อจำกัดของของการลงทุนคาร์บอนเครดิต 33
โอกาส.....33
ข้อจำกัด.....34
ผลประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม 37
บทที่ 5 บทสรุป.....41
สรุปผลการวิจัย.....41
อภิปรายผล.....41
ข้อเสนอแนะ.....42
บรรณานุกรม.....43
ภาคผนวก.....46
ประวัติผู้วิจัย.....51

สารบัญตาราง

หน้า

ตาราง 1 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ 14

ตาราง 2 ข้อกำหนดที่ใช้ในการวิเคราะห์ 31

ตาราง 3 สมมุติฐานในการวิเคราะห์.....32

ตาราง 4 Five Force Model.....35

ตาราง 5 Business Model Canvas (BMC).....36

สารบัญรูปภาพ

หน้า

ภาพ 1 แผนที่แนวทางการลดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ 2

ภาพ 2 แนวโน้มสำคัญด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ.....6

ภาพ 3 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณ (กรณีผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย) 15

ภาพ 4 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณ.....16

ภาพ 5 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณ 17

ภาพ 6 กรอบแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย.....28

ภาพ 7 แนวคิด Business Model Canvas.....29

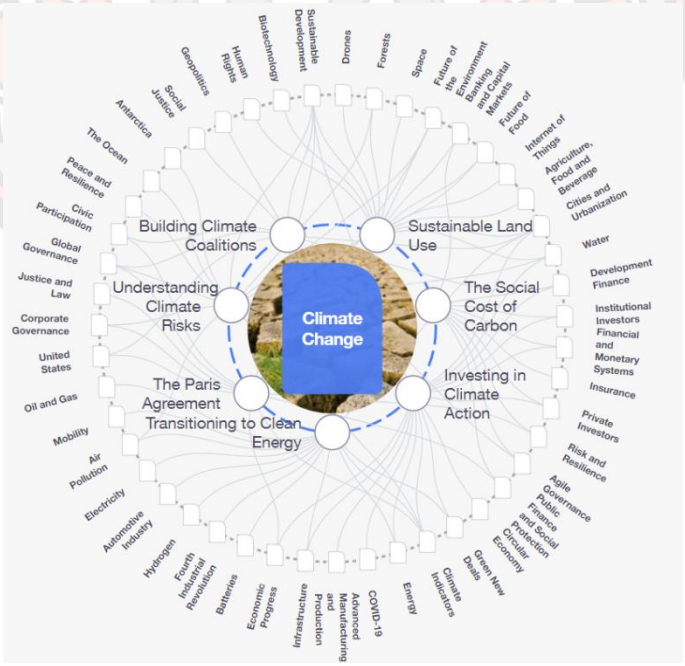
บทที่ 1
บทนำ

ความเป็นมาของปัญหา

International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme (IEA PVPS) [1] และ International Renewable Energy Agency (IRENA) [2] รายงานการขยายตัวของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ของโลกจากร้อยละ 2 ในปัจจุบัน เป็นร้อยละ 13 ในปี ค.ศ. 2030 ซึ่งคิดเป็นขนาดการติดตั้ง 1760 - 2500 GW จาก 227 GW ในปัจจุบัน โดยเฉพาะในระยะเวลา 5 ปีที่ผ่านมา มีการติดตั้งสูงขึ้นจาก 40 GW เป็น 227 GW การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยเฉลี่ย 300 ล้านตันต่อปี และสูงขึ้นเป็น 3 ล้านล้านตันต่อปี ในปี ค.ศ. 2030 ในขณะที่ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ามีอัตราสูงขึ้นมากกว่าร้อยละ 50 โดยเฉพาะประเทศที่กำลังพัฒนา ซึ่งทำให้รัฐบาลแต่ละประเทศกำหนดนโยบายด้านพลังงานทดแทนให้สามารถใช้ได้เต็มศักยภาพและสอดคล้องกับกระแสการพัฒนาที่ยั่งยืนของโลก ดังนั้น แต่ละประเทศจะต้องมีการปรับนโยบายเพื่อให้สอดคล้องกับเทคโนโลยีที่มีการเปลี่ยนแปลง (updated policies based on the latest innovations) รัฐบาลสนับสนุนด้านการวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง (government support of continued research and development activities) การสร้างกรอบมาตรฐานในระดับสากล (creation of a global standards framework) การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างการตลาด (market structure changes) และปรับตัวเพื่อรองรับเทคโนโลยี smart grids และระบบสะสมพลังงาน (the adoption of enabling technologies like smart grids and storage) (PVTECH, 2016).[3]

ปัจจุบันทั่วโลกได้ให้ความสำคัญถึงผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ การประชุม COP 26 แสดงให้เห็นถึงจุดยืนที่มุ่งมั่นของประเทศสมาชิกโดยมีการทบทวนเป้าหมายและประกาศเจตจำนงในการบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในครึ่งศตวรรษนี้ รวมถึงการบรรลุการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Greenhouse Gas Emissions) โดยประเทศที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูง (Top Emitters) เผชิญกับความท้าทายต่อเป้าหมายการมีส่วนร่วมที่เข้มข้น: ลดจำนวนโรงไฟฟ้าถ่านหินและยกเลิกเงินอุดหนุนเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ไม่มีประสิทธิภาพ การเพิ่มเงินทุนสนับสนุนให้แก่ประเทศกำลังพัฒนา ลดการปล่อยก๊าซมีเทน ผลักดันการยุติการทำลายป่าและเพิ่มพื้นที่ป่าไม้ ขณะที่ประเทศปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำถูกเรียกร้องให้มีการยกเลิกการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เพิ่มการลงทุนในพลังงานหมุนเวียนควบคู่ไปกับ

การพัฒนาเศรษฐกิจที่เชื่อมโยงกับการใช้พลังงานที่สูงขึ้น ถือเป็นความท้าทายอย่างมากที่ทุกประเทศจะร่วมมือกันเพื่อดำเนินงานร่วมกันในทุกมิติ ซึ่งประเทศไทยได้แสดงเจตจำนงในการมีส่วนร่วม (Nationally Determined Contribution: NDC) ในดำเนินการตามความตกลงปารีสในการจัดการปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยจัดทำข้อเสนอการมีส่วนร่วมของประเทศในการลดก๊าซเรือนกระจกและการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ภายหลัง พ.ศ. 2563 ที่มีความสอดคล้องตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียงและการพัฒนาที่ยั่งยืน และต่อยอดการดำเนินงานในกรอบการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมของประเทศ โดยกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ร้อยละ 20 – 25 จากกรณีปกติ ซึ่งจะสามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้ 115.6 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า หรือร้อยละ 20.8 จากกรณีปกติ ซึ่งภาคพลังงานและขนส่ง โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้า มีส่วนสำคัญในการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย สามารถส่งเสริมให้เกิดการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศเพิ่มขึ้นได้ตามเป้าหมาย และส่งเสริมการพัฒนาสู่เศรษฐกิจสีเขียวและสังคมคาร์บอนต่ำ ในสหภาพยุโรปมีการประกาศ European Green Deal ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีบทบาทสำคัญในการผลักดันไปสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) (Loannis Kougias and etl., 2021) [4]



ภาพ 1 แผนที่แนวทางการลดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

ที่มา: World Economic Forum. (2022a) [5]

นายกรัฐมนตรีฯ ได้กล่าวถ้อยแถลงในการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศสมัยที่ 26 (Conference of the Parties: COP26) เมื่อวันที่ 1 พฤศจิกายน 2564 ณ เมืองกลาสโกว์ สหราชอาณาจักร โดยเป็นการพลิกโฉมประเทศไทยเพื่อมุ่งสู่สังคมคาร์บอนต่ำ ดังนี้ *"ประเทศไทยจะยกระดับการแก้ไขปัญหาภูมิอากาศอย่างเต็มที่และด้วยทุกวิถีทาง เพื่อให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี 2050 และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี 2065 และด้วยการสนับสนุนทางด้านการเงินและเทคโนโลยีอย่างเต็มที่และเท่าเทียม รวมถึงการเสริมสร้างขีดความสามารถจากความร่วมมือระหว่างประเทศ และกลไกภายใต้กรอบอนุสัญญาฯ ผมมั่นใจว่าประเทศไทยก็จะสามารถยกระดับ NDC ของเราขึ้นเป็นร้อยละ 40 ได้ ซึ่งจะทำให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิของไทยเป็นศูนย์ได้ภายในปี 2050"* ซึ่งกรอบแผนพลังงานชาติ ที่จะช่วยขับเคลื่อนการบรรลุเป้าหมาย Carbon Neutrality ได้แก่ การลงทุนพลังงานสีเขียว ได้แก่ การเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าใหม่โดยมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่า ร้อยละ 50 การปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานภาคขนส่งเป็นพลังงานไฟฟ้าสีเขียว ผ่านเทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้าตามนโยบาย 30@30 การปรับเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากกว่าร้อยละ 30 โดยส่งเสริมการนำเทคโนโลยีและนวัตกรรมการบริหารจัดการพลังงานสมัยใหม่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารจัดการพลังงาน และการปรับโครงสร้างกิจการพลังงานรองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านพลังงานตามแนวทาง 4D1E ประกอบด้วย Decarbonization Digitalization Decentralization Deregulation และ Electrification

นอกจากนั้นยังพบว่าปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ส่วนใหญ่มาจากภาคการผลิตไฟฟ้า (Electricity Sector) ดังนั้นการส่งเสริมให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบ Solar Rooftop ถือเป็นมาตรการหนึ่งที่จะมีส่วนช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า (Electricity Sector) เมื่อปี พ.ศ. 2547 รัฐบาลไทยเริ่มสนับสนุนอุตสาหกรรมพลังงานแสงอาทิตย์โดยการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในราคาสูงกว่าตลาดทั่วไป เพื่อจูงใจการลงทุนมาสู่อุตสาหกรรมนี้ ตั้งแต่นั้นมาห่วงโซ่อุปทานพลังงานแสงอาทิตย์ได้ก่อตัวขึ้นในประเทศไทย อย่างไรก็ตามธุรกิจส่วนใหญ่ในภาคพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยเป็นการผลิตเพื่อขายให้แก่หน่วยงานรัฐ ซึ่งโอกาสทางธุรกิจมีจำนวนจำกัดและไม่เอื้อต่อการเติบโตในระยะยาว อย่างไรก็ตามในปี 2551 มีการส่งเสริมและพัฒนาอุตสาหกรรมนี้ในระยะยาวโดยให้เอกชนสามารถลงทุนผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ รวมถึงการติดตั้ง Solar Rooftop ส่งผลให้เกิดการขยายตัวของห่วงโซ่ธุรกิจด้านพลังงานแสงอาทิตย์ที่เป็นรูปธรรมยิ่งขึ้น

จากแนวโน้มการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจาก Solar Rooftop จะเห็นได้ว่ากิจการขนาดใหญ่และขนาดกลางมีแนวโน้มในการติดตั้งค่อนข้างสูง เนื่องจากกิจการขนาดใหญ่มีศักยภาพในการลงทุนสูง และได้รับการสนับสนุนจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (The Board of Investment of Thailand: BOI) และ กิจการขนาดกลาง มีศักยภาพในการลงทุนปานกลางยังไม่สามารถลงทุนเองได้ ซึ่งต้องการผู้ร่วมลงทุนโดยสนับสนุนทางด้านการเงิน และ BOI ยังไม่ได้สนับสนุนกลุ่มนี้ หากในอนาคต BOI ให้การสนับสนุนทางด้านการเงินแก่กิจการขนาดกลาง จะทำให้กิจการดังกล่าว มีศักยภาพพอเพียงในการลงทุนการติดตั้ง Solar Rooftop เองได้ ซึ่งหากเป็นจริงดังที่คาดการณ์ จะเห็นได้ว่ากิจการขนาดกลางและขนาดใหญ่มีแนวโน้มการติดตั้ง Solar Rooftop สูงมาก ปัจจุบันมูลค่าการลงทุนของระบบ Solar Rooftop ลดลงประมาณร้อยละ 30 ในช่วงระยะเวลา 3 ปี (พ.ศ.2560-2563) ตัวอย่าง โครงการ Solar Rooftop ขนาด 1 เมกะวัตต์ จากปี 2560 ราคาประมาณ 30 ล้านบาท ณ ปี 2563 ราคาประมาณ 20 ล้านบาท จากมูลค่าการลงทุนที่ลดลงจึงเป็นจุดสำคัญที่ทำให้การลงทุนน่าสนใจ เพราะคืนทุนไม่เกิน 5 ปี โดยปัจจุบันมีการลงทุนหลายรูปแบบ เช่น ใช้เงินลงทุนเอง ขอสินเชื่อจากธนาคารเพื่อการลงทุน การลงทุนจากภาคเอกชนด้วยกันเอง (โครงการ Private PPA) เป็นต้น

ในสถานการณ์โลกปัจจุบัน ผู้ประกอบกิจการส่วนใหญ่ประสบปัญหาจากไวรัสโคโรนา หรือ COVID-19 ทำให้ยอดขายลดลง แต่ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Cost) ในการดำเนินกิจการยังคงอยู่ รวมถึงค่าไฟฟ้า ดังนั้นการติดตั้งระบบ Solar Rooftop จึงเป็นทางเลือกหนึ่งสำหรับการลดค่าใช้จ่ายคงที่ด้วยโดยไม่ว่าผู้ประกอบการจะเลือกลงทุนแบบใดก็ตาม นอกจากนี้การลงทุนในระบบ Solar Rooftop ได้ผลประโยชน์ทางตรงคือ การลดค่าใช้จ่ายทางด้านไฟฟ้าทันทีเมื่อระบบใช้งาน และมีประโยชน์ทางอ้อมของคาร์บอนเครดิตจากการผลิตพลังงานสะอาด

โครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) คือ โครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (อบก.) พัฒนาขึ้นเพื่อส่งเสริมและสนับสนุนให้ทุกภาคส่วน มีส่วนร่วมในการลดก๊าซเรือนกระจกในประเทศโดยความสมัครใจ และสามารถนำปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้น ที่เรียกว่าคาร์บอนเครดิต ซึ่งภายใต้โครงการ T-VER นี้เรียกว่า "TVERs" ไปขายในตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจในประเทศได้ ทั้งนี้ อบก. ได้กำหนดหลักเกณฑ์และขั้นตอนในการพัฒนาโครงการ ระเบียบวิธีการในการลดก๊าซเรือนกระจก (Methodology) การขึ้นทะเบียนและการรับรองปริมาณก๊าซเรือนกระจก โดยจะต้องเป็นโครงการที่ก่อให้เกิดการลด/ ดูดซับก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นภายในประเทศไทย ซึ่งจากการดำเนินงานที่ผ่านมาตั้งแต่ปี 2558

พบว่าการดำเนินการส่งเสริมของโครงการฯ ยังมีข้อจำกัดในเรื่องแรงจูงใจทางด้านราคาให้ผู้ประกอบการหรือผู้พัฒนาโครงการ ดำเนินโครงการลดก๊าซเรือนกระจก

ดังนั้นหากผู้ประกอบการธุรกิจด้านพลังงานแสงอาทิตย์หรือผู้ที่สนใจลงทุน Solar Rooftop สามารถนำผลประโยชน์และต้นทุนที่เกิดจากการดำเนินการประเมินคาร์บอนเครดิตมาวิเคราะห์หาความคุ้มค่าในการลงทุนจะสามารถทำให้นำมาเป็นกลยุทธ์การวางแผนธุรกิจได้

จุดมุ่งหมายของการศึกษา

1. เพื่อวิเคราะห์โอกาสและข้อจำกัดของการลงทุนคาร์บอนเครดิต
2. เพื่อวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม

ขอบเขตของงานวิจัย

1. การวิเคราะห์ความเหมาะสมใช้ Cost-Benefit Analysis โดยการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน จะใช้เกณฑ์ในการตัดสินทั้งสิ้น 3 เกณฑ์ ได้แก่
    1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ซึ่งหากค่า NPV มากกว่าศูนย์ หมายถึงโครงการนั้นมีความคุ้มค่าน่าลงทุน
    2) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) ซึ่งหากค่า IRR สูงกว่าอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (required rate of return or discount rate) หมายถึงโครงการนั้นมีความคุ้มค่าน่าลงทุน
    3) ระยะเวลาคืนทุน (Payback period) หากระยะเวลาคืนทุนยิ่งสั้นกว่าอายุการใช้งานเท่าใดยิ่งทำให้โครงการนั้นมีความคุ้มค่าน่าลงทุนมากขึ้นเท่านั้น
2. อาคารโรงงานที่มีขนาดกำลังการติดตั้ง Solar Rooftop มากกว่า 500 kWp

บทที่ 2
เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงาน ผู้วิจัยแบ่งหัวข้อของเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

แนวโน้มสำคัญด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

เนื่องจากปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เพิ่มขึ้นในชั้นบรรยากาศอย่างต่อเนื่องทุกปี ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศในอนาคต ซึ่งแม้จะมีความพยายามในการขจัดคาร์บอนออกจากระบบพลังงานของโลก แต่ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ก็ยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องประมาณสองส่วนต่อปี จึงเป็นที่มาของข้อตกลงปารีสว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งให้ประเทศภาคี สมัครใจในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (World Economic Forum, 2022b) [6]

ภาพ 2 แนวโน้มสำคัญด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

(1) การใช้ที่ดินอย่างยั่งยืน (Sustainable Land Use)

1 ใน 4 ของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั่วโลกมีสาเหตุจากกิจกรรมทางการเกษตรและการขยายจำนวนประชากรในประเทศกำลังพัฒนา โดยมักเกิดจากการตัดไม้ทำลายป่าและความ

ต้องการอาหารที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามปัจจุบันได้มีการลงทุนในนวัตกรรมของภาคเอกชนในด้านการวิจัยและพัฒนาการใช้ที่ดินอย่างยั่งยืน โดยอาศัยดาวเทียม โดรน และยานพาหนะอัตโนมัติในการตรวจสอบสภาพดิน น้ำ และสุขภาพพืชผล และส่งต่อข้อมูลคำแนะนำไปสู่เกษตรกรในท้องถิ่น ทำให้การขยายพันธุ์พืชมีความยืดหยุ่นมากขึ้น สามารถกระจายผลผลิต การหมุนเวียนพลังงาน และส่งเสริม FinTech ในชุมชน จึงเกิดการใช้ที่ดินอย่างยั่งยืน ซึ่งช่วยบรรเทาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

(2) ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน (The Social Cost of Carbon)

ต้นทุนของสินค้าที่มีคาร์บอนสูง เช่น เชื้อเพลิงฟอสซิล ควรสะท้อนความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เพื่อสร้างการประกันความเสี่ยงจากสภาพอากาศและสร้างแรงจูงใจให้ใช้หรือลงทุนในพลังงานสีเขียว โดยให้ความสำคัญกับการกำหนดราคาคาร์บอน 2 รูปแบบ ได้แก่ แผนการซื้อขายการปล่อยมลพิษ (หรือ "ตลาดคาร์บอน") และค่าธรรมเนียมหรือภาษีคาร์บอน

ซึ่งจากรายงานของธนาคารโลกระบุว่า มีการริเริ่มการกำหนดราคาคาร์บอนมากกว่า 57 รายการทั่วโลก และมีประเทศมากกว่า 95 ประเทศ (ร้อยละ 55 ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก) กำลังพิจารณาการกำหนดราคาคาร์บอน อย่างไรก็ตามยังคงมีอุปสรรคเรื่องการกำหนดภาษีคาร์บอนและการคืนเงินภาษีสำหรับผู้บริโภคคาร์บอนต่ำควบคู่ในการดำเนินการ

(3) การลงทุนในการดำเนินการด้านภูมิสภาพอากาศ (Investing in Climate Action)

การลงทุนในการขนส่งที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Transportation) การเกษตรแบบยั่งยืน (Sustainable Agriculture) และโครงสร้างพื้นฐานที่ยืดหยุ่นต่อสภาพภูมิอากาศ (Climate Resilient Infrastructure) อาจส่งผลแบบทวีคูณ โดยเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพและการประหยัดเชื้อเพลิง ซึ่งส่งผลในทิศทางที่ดีต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และจากรายงานของคณะกรรมาธิการโลกว่าด้วยเศรษฐกิจและสภาพอากาศคาดการณ์ว่าจะได้รับผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ 26 ล้านล้านดอลลาร์จนถึงปี 2573 หากการลงทุนในเทคโนโลยีคาร์บอนต่ำและโครงสร้างพื้นฐานที่ยืดหยุ่น มากกว่าการดำเนินธุรกิจตามปกติ (Business as Usual) โดยเป็นการก้าวข้ามโครงสร้างพื้นฐานที่สิ้นเปลืองและก่อมลพิษในอดีต และเร่งการเปลี่ยนแปลงทั่วโลกไปสู่เศรษฐกิจที่มีประสิทธิภาพ ยืดหยุ่นต่อสภาพภูมิอากาศ และมีคาร์บอนต่ำ ทั้งนี้ภาครัฐสามารถให้การสนับสนุน

การลงทุนดังกล่าวได้โดยการให้สิ่งจูงใจและเงินทุนสำหรับนวัตกรรม โดยธุรกิจดังกล่าวจะสามารถส่งเสริมการดำเนินการอื่นๆ ของรัฐบาลได้ในทางกลับกัน

(4) การเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด (Transitioning to Clean Energy)

"การใช้พลังงานไฟฟ้าของทุกสิ่ง" ถือเป็นปัจจัยสำคัญในการเปลี่ยนผ่านไปสู่ Net-Zero Economy เพื่อป้องกันเหตุการณ์ไฟดับ จึงจำเป็นต้องมีโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานที่มีความยืดหยุ่นและชาญฉลาดขึ้น โดยการใช้พลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มมากขึ้น (ร้อยละ 14 ของพลังงานทั่วโลกในปี พ.ศ. 2563) จากการผสมผสานพลังงานแสงอาทิตย์ ลม ความร้อนใต้พิภพ และพลังงานชีวมวลสมัยใหม่ ควบคู่ไปกับพลังงานน้ำแบบดั้งเดิม ซึ่งคาดว่าการผสมผสานพลังงานดังกล่าวจะให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจำนวนมากและประหยัดต้นทุนในการผลิต โดยถือเป็นวิธีการลดปริมาณคาร์บอนจากขนาดของเทคโนโลยี

(5) ข้อตกลงปารีส (The Paris Agreement)

ข้อตกลงปารีสได้รับการเจรจาในการประชุมสุดยอดด้านสภาพอากาศประจำปีขององค์การสหประชาชาติในปี 2558 และจัดเตรียมวิธีการสำหรับประเทศที่เข้าร่วมในการตอบสนองต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และเศรษฐกิจจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายในการจำกัดการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิเฉลี่ยทั่วโลกให้ต่ำกว่า 2 °C เหนือระดับก่อนยุคอุตสาหกรรม โดยประเทศที่ให้สัตยาบันในข้อตกลงนี้จะต้องทำการลดการปล่อยมลพิษของตนเองและเพื่อช่วยให้พื้นที่ปราะบางการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศปรับตัวได้

(6) ความเข้าใจกับความเสี่ยงด้านสภาพภูมิอากาศ (Understanding Climate Risks)

ปัจจุบันอุณหภูมิเฉลี่ยทั่วโลกสูงกว่าค่าเฉลี่ยก่อนยุคอุตสาหกรรมประมาณ 1 °C และเพิ่มขึ้นในอัตราประมาณ 0.2 °C ต่อทศวรรษ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลมาจากกิจกรรมของมนุษย์ เช่น การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลและกิจกรรมทางการเกษตร โดยความเข้มข้นของคาร์บอนไดออกไซด์ในบรรยากาศที่เพิ่มขึ้นส่งผลต่อการดักจับความร้อนของโลก ทำให้เกิดปรากฏการณ์ระดับน้ำทะเลสูงขึ้น การเปลี่ยนแปลงรูปแบบปริมาณน้ำฝน และภัยแล้งรุนแรงในบางพื้นที่ อย่างไรก็ตามแม้จะมีความร่วมมือในข้อตกลงปารีส แต่ประเทศต่างๆ ยังคงต้องมุ่งมั่นเพื่อบรรลุเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ภายในปี 2593 ต่อไป

(7) การเข้าร่วมกับความร่วมมือด้านสภาพภูมิอากาศ (Building Climate Coalitions)

ในการดำเนินการด้านสภาพอากาศที่มีประสิทธิภาพจะต้องอาศัยความร่วมมือจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียหลายฝ่าย เช่น ภาคธุรกิจ ภาครัฐบาล องค์กรระหว่างประเทศ เมืองและภูมิภาค เป็นต้น ซึ่งทำให้เห็นถึงความมุ่งมั่นที่แท้จริงในการดำเนินการด้านสภาพอากาศ และการแบ่งปันแนวปฏิบัติที่ดีที่สุด โดยภาคธุรกิจ เมืองและภูมิภาค ได้เข้ามาเป็นศูนย์กลางในการการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมานี้ ซึ่งได้มีความมุ่งมั่นที่จะบรรลุเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนโดยสมบูรณ์และดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามหลักวิทยาศาสตร์ ส่วนกลุ่มแนวร่วมภาครัฐทั้งในระดับท้องถิ่นและระดับภูมิภาค ก็ได้มีการเร่งดำเนินการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเช่นกัน (เช่น การตั้งเป้าในการกระตุ้นการสนทนาทั่วโลกที่เร่งให้เกิดความก้าวหน้าไปสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ)

ประเด็นสำคัญจากการประชุม COP26 ที่ส่งผลกระทบต่อการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

การประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศสมัยที่ 26 (COP26) ณ เมืองกลาสโกว์ ประเทศสกอตแลนด์ ได้สิ้นสุดลงเมื่อวันที่ 13 พ.ย. 2564 โดยประเทศภาคีสมาชิกจำนวน 197 ประเทศมีมติเห็นชอบใน ข้อตกลง Glasgow Climate Pact ซึ่งเป็นข้อตกลงนานาชาติ ที่จะช่วยเร่งการดำเนินการด้านสภาพภูมิอากาศในทศวรรษนี้ เพื่อสนับสนุนเป้าหมายในการควบคุมอุณหภูมิโลกไม่ให้เพิ่มขึ้นเกิน 1.5 องศาเซลเซียสได้ ตามที่ระบุไว้ในข้อตกลงปารีส (Paris Agreement) โดย Martina Donlon หัวหน้าฝ่ายสื่อสารองค์กรด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของ UN (The UN Climate Communications Lead) ได้ให้สัมภาษณ์กับ UN News ว่าภายใต้ข้อตกลงที่ประกาศในที่ประชุม COP26 มีข้อตกลง 3 ข้อ ที่ส่งผลกระทบต่อการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศมากที่สุด ดังนี้

(1) ลดการใช้ถ่านหิน และยกเลิกการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

Martina Donlon ได้ตั้งข้อสังเกตเกี่ยวกับข้อตกลงนี้ ที่เรียกร้องให้แต่ละประเทศกำหนดมาตรการหรือนโยบาย เพื่อลดการใช้ถ่านหิน และยกเลิกการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งเป็นประเด็นที่ไม่มีข้อตกลงที่ชัดเจนมาก่อน ในการเจรจาด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ แม้ว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลจะเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

(2) การเพิ่มเงินทุนสนับสนุน

การเพิ่มเงินทุนสนับสนุนให้แก่ประเทศกำลังพัฒนา ในการดำเนินงานด้านการปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Adaptation) แม้ว่าไม่สามารถจัดสรรเงินทุนให้แก่ประเทศกำลังพัฒนาได้ทั้งหมด แต่ประเทศพัฒนาแล้วเห็นด้วยกับข้อตกลงในการเพิ่มเงินทุนสนับสนุนประเทศกำลังพัฒนาเพิ่มขึ้นเป็นสองเท่า สำหรับการดำเนินงานด้านการปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

(3) ลดก๊าซมีเทน ลดการใช้ถ่านหิน และเพิ่มพื้นที่ป่าไม้

จากการประชุม มีข้อตกลงที่บ่งบอกว่า การดำเนินการเพื่อลดก๊าซมีเทน ลดการใช้ถ่านหิน การเพิ่มพื้นที่ป่าไม้ และการขนส่งที่ยั่งยืน ถ้าสามารถดำเนินการได้นั้น จะส่งผลที่ดีต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ แต่อย่างไรก็ตาม ถือเป็นการดำเนินการในภาคสมัครใจ ซึ่งไม่สามารถยืนยันได้ว่า รัฐบาล นักลงทุน และองค์กรต่างๆ จะสามารถดำเนินการได้หรือไม่ ขึ้นอยู่กับการกำหนดมาตรการ หรือนโยบายของรัฐบาลแต่ละประเทศ ซึ่งจะส่งผลมาถึงการดำเนินชีวิตของประชาชนในที่สุด และในอนาคตการลงทุนที่ก่อให้เกิดมลพิษจะไม่ได้รับการยอมรับอีกต่อไป

โอกาส ข้อจำกัด และแนวทางการกำกับดูแล Solar Rooftop ของประเทศไทย

จากการศึกษาการดำเนินการ Solar Rooftop ในรูปแบบ self-consumption ของประเทศต่างๆ พบว่า ประเทศไทยมีโอกาสและข้อจำกัดในการดำเนินการ Solar Rooftop ดังนี้

(1) โอกาส

- Self-consumption ช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะติดตั้ง Solar Rooftop (Prosumer) ทั้งระดับ residential & commercial สามารถควบคุมค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้า และป้องกันความผันผวนของราคาพลังงานที่เกิดขึ้นในอนาคต
- Self-consumption เพิ่มการแข่งขันของการผลิตไฟฟ้ารายย่อย และนำไปสู่การเปลี่ยนแปลงของตลาดไฟฟ้า จะมีรูปแบบธุรกิจใหม่ๆ เกิดขึ้น และทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจาก Solar Rooftop เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ขึ้น ซึ่งผู้บริโภคพลังงานขั้นสุดท้ายจะเป็นตัวแปรสำคัญของผู้ผลิตพลังงานและเป็นผู้กำหนดส่วนแบ่งทางการตลาดด้านพลังงานในอนาคต

- Self-consumption ทำให้เกิดผู้ผลิตพลังงานจำนวนมากขึ้น สามารถพึ่งพาพลังงานของตนเองได้ อาจนำไปสู่การลด peak load ลดการสร้างและลดต้นทุนในการดำเนินการโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้
- ประเทศไทยมีข้อกำหนดคุณสมบัติของวัสดุ อุปกรณ์และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาที่ได้มาตรฐานสากล ได้รับการยอมรับจากผู้ประกอบการทั้งในประเทศและต่างประเทศ
- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย มีข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ชัดเจน
- รายละเอียดต่างๆ ในการดำเนินการ Solar Rooftop สามารถเข้าถึงได้จาก website ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ซึ่งทำหน้าที่เป็น one-stop service

(2) ข้อจำกัด

- ในระยะสั้น ยังขาดการกระตุ้นหรือแรงจูงใจ market driven และ demand driven ในระดับ residential เนื่องจากต้นทุนของระบบยังไม่ grid parity แต่หากมีการแข่งขันมากขึ้นจะทำให้ต้นทุน Solar Rooftop ในกลุ่ม residential ลดลง
- ภาครัฐไม่มีนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตจาก Solar Rooftop ดังนั้นผู้ที่ติดตั้ง จึงจำกัดในส่วนของผู้ที่มีการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวัน
- นโยบายการสนับสนุน มีการเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของกลุ่มบริหาร ไม่มีการวางนโยบาย ระยะยาวในเรื่อง self-consumption
- ระเบียบและขั้นตอนในการขออนุญาตยังไม่ชัดเจน ไม่มีการกำหนดระยะเวลาในการดำเนินงานของ แต่ละขั้นตอน
- ยังไม่มีการกำหนดมาตรฐานของบริษัทหรือผู้ประกอบการที่จำหน่ายอุปกรณ์ติดตั้งหรือให้บริการ Solar Rooftop การกำหนดระยะเวลาในการรับประกัน เพื่อความเชื่อมั่นหรือคุ้มครองสิทธิ์ของผู้ที่ติดตั้ง Solar Rooftop
- ผู้ที่ติดตั้ง Solar Rooftop ขาดข้อมูลเปรียบเทียบการลงทุนระบบจากบริษัทหรือผู้ประกอบการ
- การประชาสัมพันธ์โครงการ Solar Rooftop แบบ self-consumption ยังไม่ทั่วถึง

(3) แนวทางการกำกับดูแล กฎระเบียบต่างๆ ของประเทศไทย

แนวทาง Solar Rooftop เพื่อ self-consumption เบื้องต้นที่จะเกิดผลประโยชน์ชัดเจน โดยมีกรอบการกำกับดูแลและการดำเนินงาน จำเป็นจะต้องปรับตัวเพื่อให้ผู้ที่เกี่ยวข้องมีความมั่นใจในศักยภาพการดำเนินการ self-consumption ให้สามารถใช้ประโยชน์ได้อย่างเต็มที่

- การติดตั้ง Solar Rooftop เสรี นอกจากการดู load ไฟฟ้าที่ผ่านมาแล้ว ควรกำหนดให้ผู้ที่จะติดตั้งทั้ง residential & commercial ดำเนินการด้าน energy saving & energy efficiency ก่อนที่จะกำหนดขนาดของ Solar Rooftop
- การกำหนดระยะเวลาในการดำเนินงานของแต่ละขั้นตอนให้ชัดเจน สามารถสมัครผ่าน website และเพิ่มช่องทางในการแจ้งกลับผ่าน email หรือ โทรศัพท์
- มีการกำหนดมาตรฐานของบริษัทหรือผู้ประกอบการที่จำหน่ายอุปกรณ์ ติดตั้งหรือให้บริการ Solar Rooftop ซึ่งควบคุมและรับรองโดยหน่วยงานของรัฐ เช่น กกพ. หรือ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เป็นต้น
- กกพ. ซึ่งทำหน้าที่เป็น one-stop service จัดทำ website สำหรับผู้ที่ต้องการติดตั้ง Solar Rooftop ให้กรอกข้อมูลเบื้องต้น และดำเนินการเปรียบเทียบข้อเสนอของบริษัทที่รับติดตั้งหรือบริการ Solar Rooftop ทั้งในด้านราคา การประกัน การบริการหลังการขาย เป็นต้น
- เพิ่มช่องทาง การให้ความรู้ด้านการดูแล การเลือก การใช้ มาตรฐานอุปกรณ์ต่างๆ ของระบบ Solar Rooftop ที่ถูกต้องทั้งทฤษฎีและปฏิบัติ อาจจะมีการจัดฝึกอบรมความรู้เบื้องต้นที่จำเป็นสำหรับผู้ที่ดำเนินการติดตั้ง Solar Rooftop
- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีการควบคุมไฟฟ้าไม่ให้ไหลย้อนกลับเข้าสายส่ง หรือการวางมาตรการลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น
- การรับ maintenance and operation ระบบในพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยอาจมีรูปแบบการคิดค่าบริการหรือค่าธรรมเนียม เป็นรายปี หรือตามระยะเวลา หรือสามารถให้บริการในกรณีเฉพาะกิจได้ เช่น การเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ Inverter& controller หรือ battery เป็นต้น
- การพัฒนา smart meter เพื่อให้สามารถเป็นอุปกรณ์รวบรวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของผู้บริโภคและนำไปสู่การพยากรณ์การใช้และผลิตไฟฟ้าในอนาคต

การคำนวณคาร์บอนเครดิตระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2021) [7]

ลักษณะและขอบเขตโครงการ (Scope of Project)

เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อทดแทนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน หรือน้ำมัน ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล หรือพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง เพื่อใช้เองและหรือจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง

ขอบเขตโครงการคือ ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโครงการ รวมถึงกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการ

ข้อมูลกรณีฐาน (Baseline Scenario)

กรณีฐานเป็นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง และการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อใช้เอง

ตาราง 1 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ

การปล่อยก๊าซเรือนกระจก	**แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก**	**ชนิดของก๊าซเรือนกระจก**	**รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**
	การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง	CO_2	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง ซึ่งถูกทดแทนโดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและจำหน่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง ได้แก่ กฟน. กฟภ. กฟผ.
กรณีฐาน	การผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้เอง หรือ ส่ง หรือ จำหน่ายให้ผู้ประกอบการรายอื่น	CO_2	การลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานหมุนเวียน ซึ่งถูกทดแทนโดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน และมีการส่ง/จำหน่ายให้ผู้ประกอบการรายอื่น
การดำเนินโครงการ	การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
	การใช้พลังงานไฟฟ้า	CO_2	การใช้พลังงานไฟฟ้าซึ่งผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
นอกขอบเขตโครงการ	การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการขนส่ง	CO_2	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลหรือขยะมูลฝอย

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน พิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยคิดเทียบเท่าจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่นำไปทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือทดแทนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อใช้เอง

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน สามารถคำนวณได้ ดังนี้

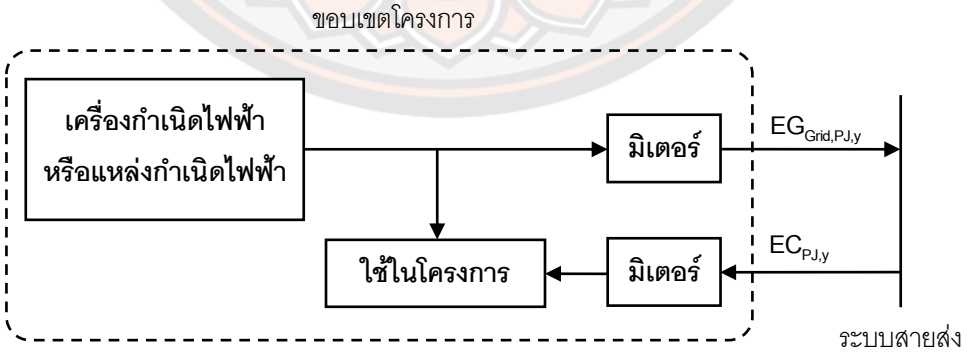
$$BEy = BE_{EG,y}$$

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO2/year)

$BE_{EG,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี y (tCO_2/year)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลของระบบสายส่งหรือเพื่อทดแทนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสามารถแบ่งเงื่อนไขการคำนวณออกเป็น 3 กรณีดังนี้



ภาพ 3 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณ (กรณีผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย)

กรณีที่ 1 ผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง

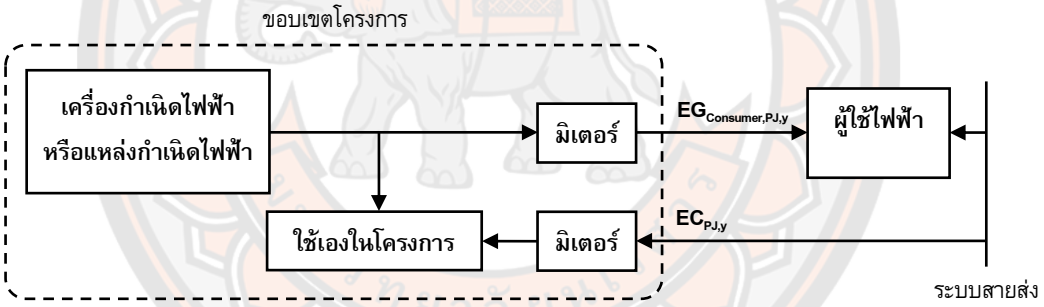
$$BE_{EG,y} = (EG_{Grid,PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{EG,y}$$

โดยที่

$BE_{EG,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี y (tCO_2/year)

$EG_{Grid,PJ,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพื่อจำหน่ายเข้าสู่ระบบสายส่งจากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียน ในปี y (kWh/year)

$EF_{EG,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากระบบสายส่งสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)



ภาพ 4 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณ
(กรณีผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง/ส่งหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ประกอบการรายอื่น)

กรณีที่ 2 ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง/ส่งหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ประกอบการรายอื่น (ลดการซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่ง)

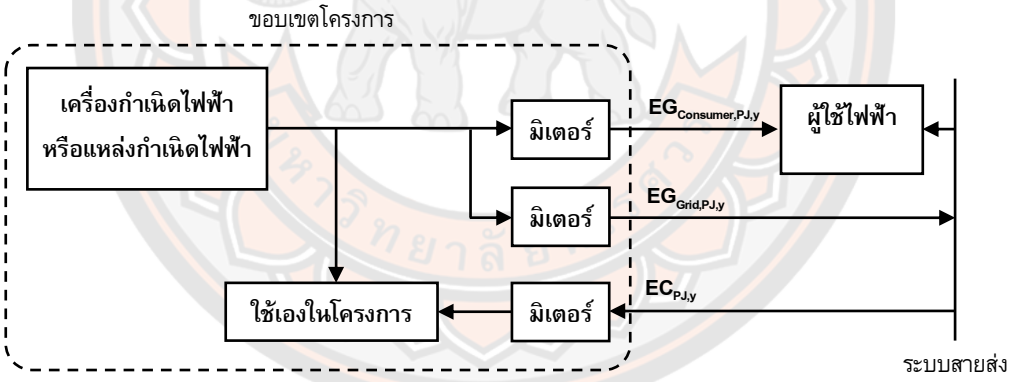
$$BE_{EG,y} = (EG_{Consumer,PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{EC,y}$$

โดยที่

$BE_{EG,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี y (tCO_2/year)

$EG_{Consumer,PJ,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพื่อใช้เอง/ส่งหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียน ในปี y (kWh/year)

$EF_{EC,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากระบบสายส่งสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)



ภาพ 5 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณ
(กรณีผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง/ส่งหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ประกอบการรายอื่น และจำหน่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง)

กรณีที่ 3 ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง/ส่งหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ประกอบการรายอื่น (ลดการใช้ไฟฟ้าจากระบบสายส่ง) และจำหน่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง

$$BE_{EG,y} = (EG_{Consumer,PJ,y} \times 10\text{-}3) \times EF_{EC,y} + (EG_{Grid,PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{EG,y}$$

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในกรณีที่ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโครงการมีการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง และการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเกิดขึ้น

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$P_{Ey} = PE_{FF,y} + PE_{EL,y}$$

โดยที่

P_{Ey} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{EL,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

$$PE_{FF,y} = \sum(FC_{PJ,i,y} \times (NCV_{i,y} \times 10^{-6}) \times EF_{CO2,i}) \times 10^{-3}$$

โดยที่

$PE_{FF,y}$ = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานฟอสซิลในการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2/year)

$FC_{PJ,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการในปี y (unit/year)

$NC_{Vi,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y (MJ/unit)

$EF_{CO2,i}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ($kgCO_2$/TJ)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

$$PE_{EL,y} = (EC_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{EC,y}$$

โดยที่

$PE_{EL,y}$ = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$EC_{PJ,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ ในปี y (kWh/year)

$EF_{EC,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากระบบสายส่งสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการพิจารณาเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่งเชื้อเพลิง ในกรณีที่การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลหรือขยะมูลฝอย ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Installed Capacity) แต่ละ

ประเภทเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนเกิน 15 MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$LE_y = LE_{FF,y}$$

โดยที่

LE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO_2/year)

$LE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการ ในปี y (tCO_2/year)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลขนส่งเชื้อเพลิง

$$LE_{FF,y} = \sum (FC_{TR,i,y} \times (NCV_{i,y} \times 10^{-6}) \times EF_{CO2,i}) \times 10^{-3}$$

โดยที่

$LE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO_2/year)

$FC_{TR,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการขนส่งเชื้อเพลิงนอกขอบเขตโครงการในปี y (unit/year)

$NCV_{i,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y (MJ/unit)

$EF_{CO2,i}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ($kgCO_2$/TJ)

การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO_2e/year)

BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO_2e/year)

PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2e/year)

LE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO_2e/year)

การประเมินต้นทุนและผลประโยชน์

การแปลงค่ามูลค่าทางการเงิน

การวิเคราะห์ทางผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์เป็นการพิจารณาถึงการพัฒนาโครงการที่ส่งผลประโยชน์ต่อภาพรวมทางเศรษฐกิจอย่างไรบ้าง โดยจะพิจารณาในส่วนของผลประโยชน์และผลกระทบที่ไม่เป็นตัวเงิน นอกจากนี้การวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการนั้นต้นทุนที่นำมาเปรียบเทียบกับผลประโยชน์ที่จะได้รับนั้นต้องมีการปรับราคาตลาดให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ ทั้งนี้ เนื่องจากราคาตลาดที่ใช้ในการกำหนดมูลค่าการลงทุน ไม่ได้สะท้อนให้เห็นถึงมูลค่าที่แท้จริงของทรัพยากรในประเทศโดยเสมอไป โดยมูลค่าที่ถูกบิดเบือนไปมีสาเหตุมาจากหลายปัจจัย ได้แก่ การเก็บภาษี การให้การสนับสนุน อัตราแลกเปลี่ยน การผูกขาด ดังนั้น ความคลาดเคลื่อนที่เกิดจากราคาตลาดจะต้องมีการ

ทั้งนี้ สัมประสิทธิ์แปลงค่า (Conversion Factor) ที่ใช้ในการแปลงค่านั้น มีการใช้ Construction Conversion Factor (CCF) สำหรับการแปลงค่าต้นทุนค่าก่อสร้าง และมีการใช้ Standard Conversion Factor (SCF) แปลงค่าต้นทุนและผลตอบแทนตัวอื่น

แนวทางการเก็บรวบรวมข้อมูล

ในการเก็บรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้อง จะรวบรวมข้อมูลส่วนหนึ่งจากการค้นคว้าจากเอกสารและรวบรวมข้อมูลที่เคยที่การจัดเก็บไว้อยู่แล้ว (Secondary Data) โดยรวบรวมจากเอกสารที่เกี่ยวข้องของหน่วยงานต่างๆ โดยเฉพาะรายงานการวิจัยที่เกี่ยวข้อง

สำหรับวิธีการเลือกกลุ่มตัวอย่างที่จะสำรวจโดยแบบสอบถามนั้น จะพิจารณาวิธีการสุ่มตัวอย่างหลายๆ แบบ โดยคำนึงถึงข้อดีและข้อเสียของการสุ่มตัวอย่างแต่ละแบบ และคัดสรรวิธีที่เหมาะสมที่สุดต่อวัตถุประสงค์ของการศึกษาภายใต้งานวิจัยนี้

ส่วนจำนวนกลุ่มตัวอย่างในแต่ละโครงการที่อยู่อาศัยที่จะใช้เป็นตัวแทนประชากรนั้น จะกำหนดโดยการใช้สูตรคำนวณขนาดตัวอย่างของ Taro Yamane (1973) ซึ่งเป็นวิธีที่นิยมในงานวิจัยในกรณีที่ทราบจำนวนประชากรที่แน่นอน (Finite Population) และกำหนดให้มีความคลาดเคลื่อนร้อยละ 8 ดังที่แสดงในสมการต่อไปนี้

$$n = N / (1+Ne^2)$$

โดย n แทนขนาดของกลุ่มตัวอย่าง

N แทนขนาดของครัวเรือนในแต่ละโครงการ และ

e แทนความคลาดเคลื่อนของการสุ่มตัวอย่าง (เท่ากับร้อยละ 8)

ทั้งนี้ จำนวนกลุ่มตัวอย่างที่จะสำรวจจะเป็นไปตามข้อกำหนดว่า จะต้องมีตัวอย่างทั้งหมดไม่น้อยกว่า 2,000 ตัวอย่าง หรือเฉลี่ยไม่น้อยกว่า 200 ตัวอย่างต่อพื้นที่ที่ทำการสำรวจ

การประเมินโครงการทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ จะทำโดยการวิเคราะห์ผลตอบแทนที่เกิดขึ้นจากการจัดทำโครงการเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่ได้จัดทำโครงการเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาว่าโครงการนี้ ได้ผลตอบแทนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์คุ้มค่ากับการดำเนินการหรือไม่ หลักเกณฑ์ที่จะนำมาใช้ในการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการจะพิจารณาจาก 3 ตัวชี้วัด ดังนี้

(1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

ตัวชี้วัด NPV เป็นค่าแสดงถึงความสามารถในการทำกำไรของโครงการ ณ อัตราคิดลดที่กำหนด ซึ่งคำนวณได้จากสูตร

$$NPV = \sum (Bt-Ct) / (1+R)^t$$

โดยที่ NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

Bt คือ ผลประโยชน์ที่เป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ในปีที่ t

Ct คือ ต้นทุนที่เป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ในปีที่ t

t คือ ปีโครงการ

ถ้าหากค่า NPV > 0 แสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

(2) อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์กับต้นทุน (Benefit Cost Ratio: B/C)

ตัวชี้วัด B/C เป็นค่าแสดงถึงประสิทธิภาพการใช้ทุนของโครงการ ณ อัตราคิดลดที่กำหนด ซึ่งคำนวณได้จากสูตร

$$B/C = \sum Bt (1+R)^t / \sum Ct (1+R)^t$$

ซึ่งถ้า B/C > 1 แสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

(3) อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR)

ตัวชี้วัด IRR เป็นค่าแสดงถึงอัตราผลตอบแทนที่แท้จริงของโครงการซึ่งคำนวณได้จากสูตร

$$\text{In case; } \sum (Bt-Ct) / (1+R^*)^t = 0$$

R* คือ อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับศูนย์

IRR คือ R*

ซึ่งถ้าหาก FIRR > ร้อยละ 12 แสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมทางการเงิน

ซึ่งถ้าหาก EIRR > ร้อยละ 2 แสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์
(อัตราดอกเบี้ยคงที่พันธบัตรรัฐบาลและรัฐวิสาหกิจ ร้อยละ 2)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว

เนื่องจากอนาคตคือความไม่แน่นอน และในกรณีส่วนใหญ่แล้วปัญหาการพยากรณ์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการในอนาคต มักจะเกิดขึ้นระหว่างสถานการณ์ของความเสี่ยง กับความไม่แน่นอนทั้งหมด การวิเคราะห์โครงการจึงจำเป็นต้องเกี่ยวข้องกับความไม่แน่นอน และ ความเสี่ยง เทคนิควิธีที่ ใช้กันอย่างแพร่หลายมากที่สุดสำหรับวิเคราะห์โครงการในสถานการณ์ที่มีความเสี่ยงและความไม่แน่นอน คือ เทคนิคการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ซึ่งเป็นการวัดความเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย และอัตราผลตอบแทนทางด้านการเงินของโครงการ ในกรณีที่การประมาณต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้กล่าวโดยสรุปก็คือ การวิเคราะห์ความอ่อนไหว เป็นการทดสอบว่าในสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป โครงการนี้ยังคงมีความเหมาะสมทางด้านการเงินหรือไม่

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Poolsawas et al. (2014) ได้ทำการวิเคราะห์การใช้พลังงานของภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทย โดยได้ทำการวิเคราะห์ทั้งการใช้พลังงานทางตรง (Direct energy consumption) และการใช้พลังงานทางอ้อม (Indirect energy consumption) โดยการนำแบบจำลองดุลยภาพพลังงาน-เศรษฐกิจแบบผสมผสานหน่วย (Hybrid Unit Energy-oriented Input-Output Model) มาใช้ด้วยการนำตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิต ของประเทศไทยในปี พ.ศ.2548 มาใช้ในการคาดประมาณการใช้พลังงานของภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทย [8]

Sharma et al. (2014) ได้นำแบบจำลองดุลยภาพพลังงาน-เศรษฐกิจ (Energy-oriented Input-Output Model) ทำการตรวจสอบผลกระทบเศรษฐกิจเชิงมหภาคของการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยพิจารณาในด้านผลิตผลทางเศรษฐกิจ (Economic output) การจ้างงาน (Employment) ดุลการค้า (Trade balance) ความต้องการใช้พลังงาน/ความเข้มข้นของการใช้

พลังงาน (Energy demand/intensity) ของประเทศในเอเชียรวม 7 ประเทศ คือสาธารณรัฐประชาชนจีน ประเทศอินเดีย ประเทศอินโดนีเซีย ประเทศญี่ปุ่น สาธารณรัฐเกาหลี ประเทศมาเลเซีย และประเทศไทย โดยช่วงระยะเวลาของการประเมินผลกระทบจะอยู่ในช่วงระหว่าง ปีพ.ศ.2553 – พ.ศ. 2593 [9]

Suksuntornsiri et al. (2014) ได้ทำการประเมินผลกระทบของการดำเนินงานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของภาคเอกชน ภายใต้โครงการ Feed-in-Tariff (FIT) ที่มีต่อเศรษฐกิจและสังคม ในระหว่างปี พ.ศ.2553 – พ.ศ.2573 โดยนำแบบจำลองปัจจัยการผลิต–ผลผลิต (Input–Output Model) มาใช้ในการประเมินผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์มหภาค เช่น ผลผลิตโดยรวม (Total output) อุปทานพลังงานขั้นต้นโดยรวม (Total Primary Energy Supply: TPES) ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2 emissions) และการจ้างงาน (Employment) [10]

Suanmali and Limmechokchai (2013) ได้นำแบบจำลองปัจจัยการผลิต–ผลผลิต (Input–Output Model) มาใช้ในการประเมินผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์มหภาคของนโยบายการใช้ประโยชน์เชื้อเพลิงชีวภาพต่อผลผลิตโดยรวม (Total output) และปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2 emissions) เพื่อใช้เป็นแนวทางการวางแผนและกำหนดนโยบายการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพสำหรับประเทศไทยต่อไป [11]

Wattana (2010) ได้ทำการประเมินผลกระทบผลกระทบในเชิงมหภาคของการปฏิรูปกิจการไฟฟ้าโดยได้แบ่งการพิจารณาผลกระทบออกเป็น 4 ด้าน คือ ด้านเศรษฐกิจระดับมหภาค ด้านพลังงาน ด้านสังคม และด้านสิ่งแวดล้อม โดยนำเสนอในรูปแบบของดัชนีที่บ่งบอกถึงสภาพทางเศรษฐกิจ สังคม สิ่งแวดล้อม และการใช้พลังงาน เช่น ผลผลิตรายภาคการผลิต การบริโภคและการลงทุนภายในประเทศ การส่งออก-นำเข้า รายได้ทั้งของภาครัฐและภาคครัวเรือน อัตราการจ้างงาน ปริมาณการใช้พลังงาน และปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นต้น โดยงานวิจัยนี้ได้นำแบบจำลองดุลยภาพพลังงาน-เศรษฐกิจ (Energy-oriented Input-Output Model) มาใช้ในการทำการประเมินผลกระทบที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตทั้ง 4 ด้าน โดยระยะเวลาที่ทำการวิเคราะห์และประเมินจะอยู่ในช่วงระหว่างปี พ.ศ.2553–พ.ศ.2563 [12]

Limmechokchai and Suksuntornsiri (2007) ได้นำแบบจำลองปัจจัยการผลิต–ผลผลิต (Input–Output Model) มาใช้ในการประเมินผลกระทบของการนำเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากถ่าน

หินสะอาดมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยที่มีต่อการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2 mitigations) ในช่วงระหว่าง ปี พ.ศ.2546 – พ.ศ.2559 ตามแผน PDP2003 [13]

Kofoworola and Gheewala (2006) ได้ทำการคาดประมาณความเข้มข้นในการใช้พลังงาน (Energy intensity) และความเข้มข้นในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG emission intensity) ของภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทย โดยการนำแบบจำลองปัจจัยการผลิต–ผลผลิต (Input–Output Model) มาใช้ด้วยการนำตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิต (Input-Output Table) ของประเทศไทยในปี พ.ศ.2541 และ ปี พ.ศ.2543 มาใช้ในการประเมินและวิเคราะห์ถึงลักษณะการใช้พลังงานของภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทย เพื่อใช้เป็นแนวทางในการกำหนดนโยบายทางด้านสิ่งแวดล้อมต่อไป [14]

Suksuntornsiri and Limmechokchai (2005) ได้ทำการศึกษาถึงปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เปลี่ยนแปลงไปของภาคการผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาทั้งทางตรงและทางอ้อมจากการเพิ่มสัดส่วนของพลังงานทดแทนในภาคการผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาถึงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ.2544 (PDP2001) โดยได้นำแบบจำลองปัจจัยการผลิต–ผลผลิต (Input–Output Model) มาใช้ในการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซทางอ้อมจากการใช้ส่วนประกอบปัจจัยการผลิตต่างๆ เช่น พลังงาน วัสดุ หรือ บริการ เป็นต้น [15]

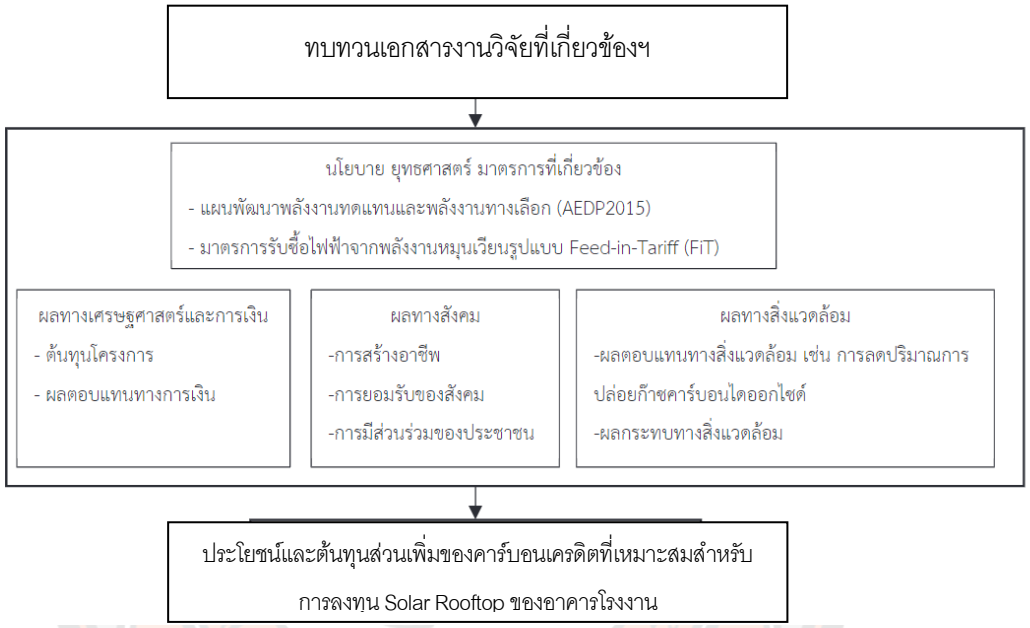
บทความของ กันต์ ปานประยูร. (2560) แสดงให้เห็นถึงพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาขนาด 8 กิโลวัตต์ ของคณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล และความเป็นไปได้ของการขยายระบบในอนาคต จากการศึกษาพบว่าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 4.46 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อวัน ระบบผลิตพลังงานได้เฉลี่ย 978.64 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อเดือน ค่าพลังงานจำเพาะที่ระบบผลิตได้เท่ากับ 1,467.95 กิโลวัตต์ชั่วโมง/กิโลวัตต์สูงสุด มีพื้นที่หลังคาสำหรับการขยายระบบเป็น 0.5 เมกกะวัตต์ อายุโครงการ 25 ปี จะผลิตไฟฟ้าได้ 16,837,549 กิโลวัตต์ชั่วโมง กำหนดเงื่อนไขให้เอกชนลงทุนให้ทั้งหมด 20.53 ล้านบาท สัดส่วนเงินกู้/ต่อเงินลงทุน 70/30 ดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 6.025 ต่อปี ชำระคืนภายใน 10 ปี อัตราส่วนลดร้อยละ 6 โดยค่าไฟเฉลี่ย เท่ากับ 4 บาทต่อหน่วย หากชำระค่าไฟฟ้าให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าในอัตรา 3.5 3.0 และ 2.5 บาทต่อหน่วย โครงการจะมีความคุ้มทุนประมาณ 12 17 และ 24 ปี ตามลำดับ หากใช้งานระบบจนครบ 25 ปี ผลประหยัดที่เกิดขึ้นเท่ากับ 35.49 31.25 และ 36.78 ล้านบาท ตามลำดับ และจะสามารถลดปริมาณการปล่อยคาร์บอนได้ 9,531.73 ตัน [16]

ผลการศึกษาของ กนกวรรณ สุวรรณมุข และวิสาขา ภู่จินดา (2563) พบว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมชายฝั่งและนอกชายฝั่งมีผลตอบแทนทางสังคมจากการลงทุน 4.9 และ 3.52 เมื่อเปรียบเทียบผลตอบแทนทางสังคมจากการลงทุนระหว่างการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมชายฝั่งและนอกชายฝั่ง ควรจะมีการดำเนินโครงการพลังงานลมชายฝั่งให้เต็มศักยภาพก่อน เนื่องจากมีผลตอบแทนทางสังคมจากการลงทุนสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมนอกชายฝั่ง โดยสังคมจะได้รับประโยชน์จากการใช้ไฟฟ้า การจ้างงานสามารถเพิ่มรายได้ให้กับเกษตรกร การพัฒนาเป็นแหล่งท่องเที่ยว การสร้างหรือปรับปรุงถนนและสาธารณูปโภคในชุมชน และสามารถสร้างรายได้จากการซื้อขายคาร์บอนเครดิต [17]

จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องแสดงให้เห็นว่า นอกจากงานวิจัยในต่างประเทศดังที่ได้กล่าวมาข้างต้น และงานวิจัยของประเทศไทยซึ่งได้จากการศึกษางานวิจัยที่มีการเผยแพร่ทั้งในรูปแบบรายงานและบทความวิจัย ยังพบว่าการศึกษาผลกระทบในการลงทุน Solar Rooftop พร้อมกับการคำนวณต้นทุนและผลประโยชน์ส่วนเพิ่มยังไม่มีความชัดเจนทั้งในเชิงนโยบายและการคำนวณราคาคาร์บอนเครดิต ดังนั้นผู้วิจัย จึงนำปัจจัยดังกล่าวมาออกแบบสำหรับการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเพื่อการวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงานต่อไป

บทที่ 3
วิธีดำเนินงานวิจัย

การวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงาน มีวิธีดำเนินงานวิจัย ดังนี้



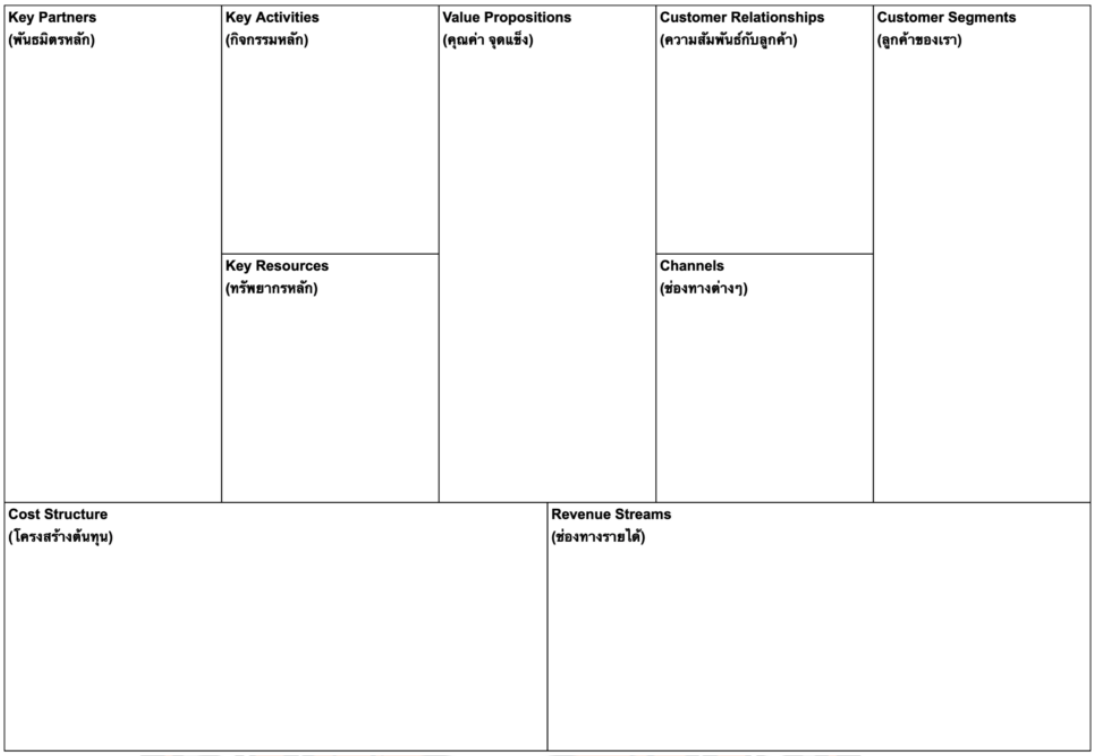
ภาพ 6 กรอบแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

การทบทวนเอกสาร

ศึกษา ทบทวนเอกสาร วิเคราะห์สถานการณ์ของการดำเนินการติดตั้ง Solar Rooftop การประเมินคาร์บอนเครดิต ต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นในประเทศต่างๆ เช่น เยอรมัน ญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา เป็นต้น ซึ่งการศึกษาดังกล่าวจะช่วยให้ทราบถึงปัญหาและอุปสรรคของแต่ละประเทศ และที่สำคัญทำให้ทราบถึงข้อจำกัดและโอกาสการพัฒนาในประเทศไทย โดยรวบรวมเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น วารสารทางวิชาการ งานวิจัย ตำรา และสื่อต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง และสถานการณ์โลก ใน website เช่น http://www.sciencedirect.com, http://www.irena.org, http://www.iea.org เป็นต้น และรวบรวมข้อมูลสถานการณ์ของคาร์บอนเครดิตในประเทศไทย การกำกับดูแลและกฎระเบียบต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

การวิเคราะห์โอกาสและข้อจำกัด ของการลงทุนคาร์บอนเครดิตของประเทศไทย

แนวคิดของ Business Model Canvas คือ การอธิบายองค์ประกอบของธุรกิจซึ่งมี 9 ส่วน ในแบบที่เรียบง่ายบนหน้ากระดาษเพียงแผ่นเดียว เพื่อให้ทุกคนทุกฝ่ายทั้งภายในและภายนอกองค์กรสามารถสื่อถึงสิ่งเดียวกันได้อย่างตรงประเด็น เข้าใจง่าย แสดงดังภาพ



ภาพ 7 แนวคิด Business Model Canvas

การทำแผนภาพจากความคิดสู่การเข้ารูปแบบโมเดลธุรกิจจะเริ่มจากระดับแรกสุดก่อน เพื่อทดสอบว่า ไอเดียที่เราคิดนั้น สามารถช่วยแก้ปัญหาของผู้คนได้จริง แล้วจึงทดสอบขั้นต่อไปว่า สิ่งที่เราเลือกมาแก้ปัญหานั้น ตลาด หรือ ลูกค้ายอมจ่าย เงินเพื่อซื้อใช้หรือไม่ และขั้นตอนสุดท้ายคือ การทำให้ขยายออกเป็นธุรกิจด้วยการลงองค์ประกอบที่จำเป็นและเกี่ยวข้อง ทั้งหมดในภาพ business model canvas

Five Forces (5 Forces) จะประกอบด้วยปัจจัย 5 ด้านที่เป็นปัจจัยภายนอกซึ่งจะสามารถส่งผลดีหรือผลเสียต่อธุรกิจก็ได้ โดยประกอบไปด้วย การแข่งขันกันภายในอุตสาหกรรมเดียวกัน (Industry rivalry) ภัยคุกคามจากผู้แข่งขันรายใหม่ (Threat of New Entrants) อำนาจต่อรองของ

ลูกค้า (Bargaining Power of Customers) อำนาจต่อรองของซัพพลายเออร์ (Bargaining Power of Suppliers) และ ภัยคุกคามจากสินค้าทดแทน (Threat of Substitute Products or Services)

การวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม

งานวิจัยนี้เป็นการวิเคราะห์ความเหมาะสมของผลประโยชน์ส่วนเพิ่มและการลงทุนดำเนินการคาร์บอนเครดิตของอาคารโรงงานที่มีขนาดกำลังการติดตั้ง Solar Rooftop 500 kWp, 750 kWp และ 1,000 kWp โดยใช้ Cost-Benefit Analysis หาความคุ้มค่าในการลงทุน จะใช้เกณฑ์ในการตัดสินทั้งสิ้น 3 เกณฑ์ ได้แก่

1. มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value) : มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ คือ มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนหักต้นทุนออกในแต่ละปีตลอดอายุของโครงการ โดยมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ อาจจะมีค่าเป็นบวก เป็นศูนย์ หรือเป็นลบ ขึ้นอยู่กับขนาดมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน ในการตัดสินใจจะลงทุนในโครงการถ้าค่า NPV มากกว่าศูนย์ หมายถึง ณ อัตราคิดลดอัตราหนึ่ง
2. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน (Internal Rate of Return) เป็นอัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน ถ้าหากค่า IRR มีค่าสูงกว่าค่าเสียโอกาสของเงินลงทุนของผู้ประกอบการ หมายความว่าการลงทุนในโครงการระบบ Solar Rooftop และคาร์บอนเครดิต ในโครงการนี้มีความคุ้มค่า แต่ถ้าหากค่า IRR ที่ได้มีค่าน้อยกว่าค่าเสียโอกาสเงินลงทุน แสดงว่าโครงการนี้ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน
3. ระยะเวลาคืนทุน (Payback period) หากระยะเวลาคืนทุนยิ่งสั้นกว่าอายุการใช้งานเท่าใดยิ่งทำให้โครงการนั้นมีความคุ้มค่าน่าลงทุนมากขึ้นเท่านั้น

ตาราง 2 ข้อกำหนดที่ใช้ในการวิเคราะห์

ข้อกำหนด	ขนาดกำลังการติดตั้ง Solar Rooftop		
	500 kWp	750 kWp	1,000 kWp
เงินลงทุน (บาท)	13,500,000	20,000,000	26,600,000
ค่าบำรุงรักษา (บาท/ครั้ง/ปี)	50,000	75,000	100,000
ค่าใช้จ่าย O&M % ของการลงทุน	1.78	1.78	1.78
อัตราเงินเฟ้อ (%)	2.00	2.00	2.00
ความเสื่อมของระบบ (%)	0.70	0.70	0.70
ระยะเวลาโครงการ (ปี)	25	25	25
อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/kWh)	4.18	4.18	4.18
อัตราการเพิ่มของค่าไฟฟ้า (%)	2.00	2.00	2.00
Performance ratio (kWh/kWp)	1,200	1,200	1,200
ค่าใช้จ่ายประเมินคาร์บอนเครดิต (บาท/ปี)	70,000	70,000	70,000

การคิดค่าไฟฟ้าแบบ TOU (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2561) [18] มีการคิดใน 2 ช่วงเวลา ได้แก่

1) ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูง (On Peak) ระหว่างเวลา 09.00-22.00 น. ของวันทำงาน (จันทร์-ศุกร์) อัตราค่าไฟฟ้า 4.1839 บาท ต่อหน่วย

2) ช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำ (Off Peak) ระหว่างเวลา 22.00-09.00 น.ของวันทำงาน (จันทร์-ศุกร์) และช่วงเวลาระหว่าง 00.00-24.00 น. ของวันเสาร์-อาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันพืชมงคลและวันหยุดชดเชย) อัตราค่าไฟฟ้า 2.0637 บาท ต่อหน่วย

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการนี้ มีข้อมูลสมมุติฐานในการวิเคราะห์ มีค่าดังนี้ Minimum Retail Rate (MRR) = 6.22% ของธนาคารกรุงไทย (ธนาคารกรุงไทย, 2564) [19] ดังนั้น ค่าเสียโอกาสของเงินลงทุน เท่ากับ MRR + 7.00 = 13.22% โดยระยะเวลาในการพิจารณาโครงการ 25 ปี

การคำนวณคาร์บอนเครดิตใช้ T-VER-METH-AE-01 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Electricity Generation from Renewable Energy) (องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2564) [7] สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าของระบบสายส่ง ค่าการปล่อยกาซเรือนกระจกของระบบสายส่งที่จะนำไปคำนวณค่าการปล่อยกาซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission) หรือจากการดำเนินโครงการ (Project Emission) มีค่าเท่ากับ 0.5692 tCO_2/MWh ใช้เป็นค่าอ้างอิงสำหรับโครงการลดกาซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) และระยะเวลาคาร์บอนเครดิต 7 ปี

กำหนดให้มีการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลให้แก่บริษัทหรือห้างหุ้นส่วนนิติบุคคล สำหรับกำไรสุทธิในการดำเนินโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ เฉพาะส่วนที่เกิดจากการจำหน่ายคาร์บอนเครดิต ไม่ว่าจะกระทำในประเทศหรือนอกประเทศเป็นเวลาสามรอบระยะเวลาบัญชีต่อเนื่องกัน

ตาราง 3 สมมุติฐานในการวิเคราะห์

Scenario	คำอธิบาย
Baseline	โครงการไม่ดำเนินการคาร์บอนเครดิต
Scenario 1	ราคาขายคาร์บอนเครดิต 20 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์
Scenario 2	ราคาขายคาร์บอนเครดิต 50 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์
Scenario 3	ราคาขายคาร์บอนเครดิต 100 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์
Scenario 4	ราคาขายคาร์บอนเครดิต 150 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์
Scenario 5	ราคาขายคาร์บอนเครดิต 200 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์

บทที่ 4
ผลการวิจัย

ผลของการวิจัยแบ่งออกเป็นสองส่วน ได้แก่ ผลการวิเคราะห์โอกาสและข้อจำกัดของการของการลงทุนคาร์บอนเครดิต และการวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม แสดงผลการวิจัย ดังนี้

โอกาสและข้อจำกัดของของการลงทุนคาร์บอนเครดิต

โอกาส

1. ทางภาครัฐ มีนโยบาย Net Zero Emission ภายในปี 2065

ตามมติที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในวันที่ 4 สิงหาคม 2564 ที่ผ่านมา คือ การเห็นชอบกรอบแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) ซึ่งได้กำหนดแนวนโยบายภาคพลังงาน โดยมีเป้าหมายสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาดและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (คาร์บอนไดออกไซด์) สุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ภายใน ค.ศ. 2065-2070 (พ.ศ.2608-2613)

2. การเรียกร้องให้สินค้าที่นำเข้าจากประเทศไทยต้องติดเครื่องหมายคาร์บอนฟุตพริ้นท์

"คาร์บอนฟุตพริ้นท์" หมายถึง ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกมาจากผลิตภัณฑ์แต่ละหน่วย ตลอดวัฏจักรชีวิตของผลิตภัณฑ์ ตั้งแต่การได้มาซึ่งวัตถุดิบ กระบวนการผลิต/การประกอบชิ้นงาน การกระจายสินค้า การใช้งาน และการจัดการของเสียหลังหมดอายุการใช้งาน รวมถึงการขนส่งที่เกี่ยวข้อง โดยคำนวณออกมาในรูปของ กรัม, กิโลกรัม หรือตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

เครื่องหมายคาร์บอนฟุตพริ้นท์ ที่จะติดบนสินค้าหรือผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ นั้น เป็นการแสดงข้อมูลให้ผู้บริโภคได้ทราบว่า ตลอดวัฏจักรชีวิตของผลิตภัณฑ์เหล่านั้นมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกมาปริมาณเท่าไหร่ ตั้งแต่ขั้นตอนการได้มาซึ่งวัตถุดิบ กระบวนการผลิต การกระจายสินค้า การใช้งาน และการจัดการของเสียหลังหมดอายุการใช้งาน ซึ่งจะช่วยในการตัดสินใจซื้อของผู้บริโภค และกระตุ้นให้ผู้ประกอบการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีในการผลิตให้เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากยิ่งขึ้น การใช้คาร์บอนฟุตพริ้นท์ยังช่วยเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันในตลาดโลกด้วย เนื่องจากขณะนี้ในหลายประเทศเริ่มมีการนำคาร์บอนฟุตพริ้นท์มาใช้กันแล้ว ทั้งในอังกฤษ ฝรั่งเศส สวิสเซอร์แลนด์

แคนาดา ญี่ปุ่น และเกาหลี เป็นต้น และมีการเรียกร้องให้สินค้าที่นำเข้าจากประเทศไทยต้องติดเครื่องหมายคาร์บอนฟุตพริ้นท์ด้วย

3. ปัจจุบันทางภาครัฐและภาคเอกชน ให้ความสนใจด้านการลงทุนเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้น ด้วยปัจจัยสนับสนุนหลายๆด้าน อาทิ เช่น งบในการลงทุนต่ำลง สินค้ามีคุณภาพ และ ได้รับการยอมรับด้านความปลอดภัยมากยิ่งขึ้น เป็นต้น ดังนั้นการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop ได้ผลประโยชน์ทางตรงจากผลประหยัดการใช้ไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางอ้อม สามารถขายคาร์บอนเครดิตได้ ร่วมถึงเป็นโอกาสเพิ่มยอดขายผลิตภัณฑ์ที่มีเครื่องคาร์บอนฟุตพริ้นท์ ด้วย

ข้อจำกัด

1. ความคุ้มทุนในการลงทุน Solar Rooftop และขายคาร์บอนเครดิต ต้องมีขนาด 750 กิโลวัตต์ ขึ้นไป ส่งผลให้ผู้ประกอบรายย่อย (SME) ซึ่งเป็นธุรกิจขนาดเล็ก ไม่สนใจขายคาร์บอนเครดิตมากเท่าที่ควร

2. ในประเทศยังไม่มีการกำหนดราคากลาง สำหรับการซื้อ-ขายคาร์บอนเครดิต ส่งผลให้การประเมินความคุ้มค่าจากการขายได้ยาก

ตาราง 4 Five Force Model

การเข้ามาใหม่ของคู่แข่ง Potential New Entrants	อำนาจต่อรองของผู้ขายปัจจัยการผลิต Bargaining Power of Suppliers	อำนาจต่อรองของผู้ซื้อ Bargaining Power of Buyers	อุปสรรค์จากสินค้าทดแทน Threat of Substitute	การแข่งขันภายในอุตสาหกรรม Rivalry among Competitors
1.อัตราการทำกำไรของธุรกิจ	1.ต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงจากซัพพลายเออร์	1.อัตราจำนวนลูกค้าในตลาดต่อธุรกิจ	1.ราคาของผลิตภัณฑ์	1.การแข่งขันกับธุรกิจขนาดใหญ่
2.ความแตกต่างของผลิตภัณฑ์	2.ความแตกต่างของซัพพลายเออร์	2.แรงดึงดูดจากราคาต้นทุนที่ต่างกัน	2.ลูกค้ามีทางเลือกมากขึ้น	2.หลายธุรกิจเริ่มขยายมาทำด้านพลังงานเพิ่มขึ้น
3.โครงสร้างต้นทุนต่างกันตามขนาดองค์กร	3.ต้นทุนในการผลิต	3.ในตลาดมีผู้ให้บริการมากขึ้น	3.จำนวนลูกค้า	3.งบการทำตลาดทางสื่อออนไลน์ และออฟไลน์
4. การทำตลาดง่ายขึ้น ใช้สื่อออนไลน์	4.คุณภาพภายในการผลิต	4.มีช่องทางให้เลือกมากขึ้น	4.แนวโน้มผู้บริโภค	4.ความเชื่อมั่นในแบรนด์
5.ความเชื่อมั่นในองค์กร	5.จำนวนซัพพลายเออร์ต่อความต้องการของตลาด			

ตาราง 5 Business Model Canvas (BMC)

<table>
<tr>
<td rowspan="2">คู่ค้า/แหล่งวัตถุดิบสำคัญ
Key Partners
-ธนาคาร
-บริษัทตรวจวัดพลังงาน
-ซัพพลายเออร์</td>
<td>กิจกรรมสำคัญ
Key Activities
-จัดทำแพคเกจ ให้ครอบคลุมกลุ่มลูกค้า</td>
<td rowspan="2">คุณค่าที่ส่งมอบ
Value Propositions
-สินค้าคุณภาพสูง
-การรับประกันผลิตภัณฑ์สูงสุดของตลาด
-การรับประกันผลการผลิต
-มีช่องทางการลงทุนหลากหลาย
-นโยบาย Net Zero Emission ภายในปี 2065</td>
<td>การสร้างความสัมพันธ์
Customer Relationship
-การรับประกันติดตั้ง
-ดูแลหลังการขายหลังจากหมดการรับประกัน (คิดค่าใช้จ่ายตามจริง)
- ประชาสัมพันธ์สิทธิประโยชน์เกี่ยวกับการติดตั้ง Solar Rooftop</td>
<td rowspan="2">กลุ่มลูกค้า
Customer Segments
-ลูกค้าต้องการติด Solar Rooftop 750 kWp ขึ้นไป</td>
</tr>
<tr>
<td>ทรัพยากรหลัก
Key Resource
-สำรวจ, ออกแบบและติดตั้ง (One Stop Service)
-พนักงานประจำสำหรับการติดตั้ง</td>
<td>ช่องทาง
Channel
- ลูกค้าแนะนำต่อ
- สื่อออนไลน์ (Facebook, Website)
- ออกบูท (IEEE, ASE)
- กิจกรรมอุสาหกรรมจังหวัด</td>
</tr>
</table>

ตาราง 5 (ต่อ)

ต้นทุน	**รายได้**
Cost Structure	Revenue Streams
-ค่าวัตถุดิบและอุปกรณ์	-ขายวัตถุดิบและอุปกรณ์
-ค่าใช้จ่ายพนักงาน	-ขายงานโครงการ
-ค่าธรรมเนียมการขออนุญาต	-ลงทุนในรูปแบบ PPA
-ค่าตรวจสอบคาร์บอนเครดิต	-ปล่อยสินเชื่อ (Leasing)
-ค่าบำรุงรักษาและซ่อมแซม	-บำรุงรักษาและซ่อมแซม
-ค่าขนส่ง	-ตรวจสอบคาร์บอนเครดิต
-ค่าเช่าห้อง / คลังสินค้า	

ผลประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม

ผลการศึกษาประโยชน์ส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิต แสดงดังตาราง 6 กรณีที่ไม่ได้ดำเนินการคาร์บอนเครดิต (Baseline) และ กรณีที่ 1-5 จะเห็นว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุนทุกกรณี โดย มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ มีค่ามากกว่าศูนย์ทั้งหมด อัตราผลตอบแทนภายในมีค่ามากกว่าค่าเสียโอกาสของเงินลงทุน และ ระยะเวลาคืนทุนสั้นกว่าระยะเวลาโครงการ ไม่เกิน 5.52 ปี หรือ 66 เดือน

ตาราง 6 ผลการศึกษาประโยชน์ส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิต กรณีกำหนดให้ต้นทุนคงที่

Scenario	NPV (บาท)			IRR (%)			ระยะเวลาคืนทุน (ปี)		
	500 kWp	750 kWp	1,000 kWp	500 kWp	750 kWp	1,000 kWp	500 kWp	750 kWp	1,000 kWp
Baseline	63,108,111.41	94,912,167.12	126,616,222.83	19.47	19.70	19.75	5.38	5.32	5.30
Scenario 1	62,669,939.27	94,499,908.91	126,229,878.54	19.15	19.50	19.61	5.52	5.40	5.36
Scenario 2	62,747,681.06	94,616,521.59	126,385,362.12	19.21	19.56	19.67	5.50	5.38	5.34
Scenario 3	62,877,250.70	94,810,876.05	126,644,501.40	19.30	19.66	19.76	5.46	5.34	5.30
Scenario 4	63,006,820.35	95,005,230.52	126,903,604.69	19.40	19.75	19.86	5.41	5.29	5.26
Scenario 5	63,136,389.99	95,199,584.99	127,162,779.98	19.49	19.85	19.96	5.37	5.25	5.22

ตัวอย่างกรณีศึกษา บริษัท A

กรณีที่ 1 : พิจารณาจาก ราคาซื้อ-ขายคาร์บอนเครดิต

Item	Capacity (kWp)	CO_2 Emission Saved (tCO_2e)	Price (THB)	Total (THB)	Inspection Report (THB)	Balance (THB)
A	842.45	508.01	20.00	10,160.24	57,142.86	- 46,982.61
		508.01	50.00	25,400.61	57,142.86	- 31,742.25
		508.01	100.00	50,801.22	57,142.86	- 6,341.64
		508.01	120.00	60,961.47	57,142.86	3,818.61
		508.01	150.00	76,201.83	57,142.86	19,058.98
		508.01	200.00	101,602.44	57,142.86	44,459.59

สรุป : ความคุ้มทุนของโครงการ **ราคาซื้อ-ขายคาร์บอนเครดิต 120 บาท/tCO_2e**

กรณีที่ 2 : พิจารณาจากขนาดการติดตั้ง

Item	Capacity (kWp)	CO_2 Emission Saved (tCO_2e)	Price (THB)	Total (THB)	Inspection Report (THB)	Balance (THB)
A	842.45	508.01	20.00	10,160.24	57,142.86	- 46,982.61
Scenario 1	1,000.00	603.02	20.00	12,060.35	57,142.86	- 45,082.50
Scenario 2	2,000.00	1,206.04	20.00	24,120.71	57,142.86	- 33,022.15
Scenario 3	3,000.00	1,809.05	20.00	36,181.06	57,142.86	- 20,961.80
Scenario 4	4,000.00	2,147.37	20.00	42,947.42	57,142.86	- 14,195.43
Scenario 5	5,000.00	3,015.09	20.00	60,301.77	57,142.86	3,158.91
Scenario 6	6,000.00	3,956.42	20.00	79,128.48	57,142.86	21,985.63
Scenario 7	7,000.00	5,162.46	20.00	103,249.19	57,142.86	46,106.33
Scenario 8	8,000.00	6,971.51	20.00	139,430.25	57,142.86	82,287.39
Scenario 9	9,000.00	9,118.88	20.00	182,377.67	57,142.86	125,234.81
Scenario 10	10,000.00	12,133.97	20.00	242,679.44	57,142.86	185,536.58

สรุป กรณีที่ 2 ความคุ้มทุนของโครงการ **ต้องมีขนาดการติดตั้ง 5000 kWp หรือ 5 MWp**

บทที่ 5
บทสรุป

สรุปผลการวิจัย

ด้วยปัจจุบันราคาการซื้อขายคาร์บอนเครดิตเป็นการตกลงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย อยู่ระหว่าง 20 – 200 บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้นการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop ของอาคารโรงงานพร้อมดำเนินการคาร์บอนเครดิต ขนาดกำลังการติดตั้ง Solar Rooftop มากกว่า 750 kWp จะมีความน่าสนใจในการลงทุนและลดความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาซื้อขายคาร์บอนเครดิต ก็ต่อเมื่อราคาขายคาร์บอนเครดิตขั้นต่ำ 120 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์ หรือ กรณีที่ราคาขายคาร์บอนเครดิตที่ 20 บาท ขนาดการติดตั้งที่เหมาะสม ตั้งแต่ 5 MWp ถึงจะมีความคุ้มค่าในการลงทุนดำเนินการซื้อขายคาร์บอนเครดิต

อภิปรายผล

การวิเคราะห์ความเหมาะสมสำหรับผลประโยชน์ส่วนเพิ่มและการลงทุนดำเนินการคาร์บอนเครดิตของ Solar Rooftop ในอาคารโรงงานที่มีขนาดกำลังการติดตั้ง 500 kWp, 750 kWp และ 1,000 kWp พบว่า เมื่อเทียบกับ Baseline ทั้ง 3 กรณีมีระยะเวลาการคืนทุนใกล้เคียง Baseline ที่สุด

ขนาดการติดตั้ง	Scenario	IRR	Payback
500 kWp	Scenario 5	19.49	5.37
750 kWp	Scenario 4	19.75	5.29
1000 kWp	Scenario 3	19.76	5.30

สอดคล้องกับการศึกษาของ Naskar and etl. (2016) [20], Thanapol (2017) [21] และ Dhanaji Kale and etl. (2019) [22] ที่เสนอให้มีการดำเนินการ Carbon Trading เพื่อสนับสนุนให้มีการลงทุน Solar Rooftop

ข้อเสนอแนะ

การลงทุนดำเนินการคาร์บอนเครดิตสำหรับ Solar Rooftop ทุกขนาดมีความคุ้มค่าในการลงทุน เมื่อรวมผลประหยัดที่ได้รับจากโครงการและผลจากการขายคาร์บอนเครดิต ดังนั้นส่งผลดีที่เป็นโอกาสของประเทศไทยในการมุ่งสู่เป้าหมาย Carbon Neutrality

บรรณานุกรม

[1] IEA PVPS. (2016). **Review and Analysis of PV Self-Consumption Policies**. สืบค้นเมื่อ 1 ตุลาคม 2563; จาก: http://iea-pvps.org/index.php?id=382.

[2] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2016). **Renewable 2016 Global Status Report-REN21**. สืบค้นเมื่อ 1 ตุลาคม 2563; จาก: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf.

[3] PVTECH. (2016). **IRENA Report: PV energy could account for up to 13% of global power needs by 2030**. สืบค้นเมื่อ 1 ตุลาคม 2563; จาก: http://www.pv-tech.org/news/irena-report-pv-energy-could-account-for-up-to-13-of-global-power-needs-by.

[4] Kougias, I., N. Taylor, G. Kakoulaki, and A. Jäger-Waldau. (2021). The role of photovoltaics for the European Green Deal and the recovery plan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 144: p. 111017.

[5] World Economic Forum. (2022a). **Transformation Map of Climate Change: Strategic Intelligence**. สืบค้นเมื่อ 18 January 2022; จาก: https://intelligence.weforum.org/topics/a1Gb0000000LHVfEAO?utm_source=Weforum&utm_medium=Topic+page+TheBigPicture&utm_campaign=Weforum_Topicpage_UTMs.

[6] World Economic Forum. (2022b). **The Global Risks Report 2022 : Insight report**. สืบค้นเมื่อ 18 January 2022; จาก: https://www3.weforum.org/docs/WEF_The_Global_Risks_Report_2022.pdf.

[7] องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน). (2021). **ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน**. สืบค้นเมื่อ 9 ธันวาคม 2564; จาก: http://ghgreduction.tgo.or.th/th/tver-method/tver-methodology-for-voluntary-greenhouse-gas-reduction/ae/item/456-on-grid-renewable-electricity-generation.html.

[8] Poolsawas, P., H. Phungrassami, and P. Usubharatana. (2014). **Energy Consumption Analysis of Thailand Industrial Sectors by using Hybrid Unit Energy Input-output Leontief Model**. in The 1st Environment and Natural Resources International

Conference (ENRIC2014). Bangkok.

[9] Sharma, D., S. Sandu, and S. Misra. (2014). **Energy Efficiency Improvements in Asia: Macroeconomic Impacts, Asian Development Bank (ADB) Economics Working Paper Series No.406**. Manila.

[10] Suksuntornsiri, P., P. Limpitipanich, T. Warunee, B. Limmeechockchai, and P. Pita. (2014). **Energy Economic Impacts of Feed-in Tariff Programs under Thai Renewable Energy Electricity Plan**. in 2nd AUN/SEED-Net Regional Conference on Energy Engineering. Bangkok.

[11] Suanmali, S. and B. Limmechokchai. (2013). The Assessment of Biofuel Utilization Policy on the Total Output and CO_2 Emissions in Thailand. **Journal of engineering**. 3(2): p. 57-64.

[12] Wattana, S. (2010), **Electricity Industry Reforms in Thailand: A Comprehensive Review**. Ph.D. Thesis, University of Technology, Sydney (UTS), Sydney, Australia.

[13] Limmeechokchai, B. and P. Suksuntornsiri. (2007). Assessment of cleaner electricity generation technologies for net CO_2 mitigation in Thailand. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 11(2): p. 315-330.

[14] Kofoworola, O.F. and S.H. Gheewala. (2006). **An Input–output Analysis of Total Requirements of Energy and Greenhouse Gases for all Industrial Sectors in Thailand**. in The 2nd Joint International Conference on Sustainable Energy and Environment (SEE 2006). Bangkok.

[15] Suksuntornsiri, P. and B. Limmeechockchai. (2005). Implications of Renewable Energy on Total CO_2 Emissions in the Power Sector: The Full-Energy-Chains Analysis in Thailand. **Songklanakarin Journal of Science and Technology**. 27(3): p. 549–562.

[16] กันต์ ปานประยูร. (2560). **ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาขนาด 8 กิโลวัตต์และความเป็นไปได้ของการขยายระบบ**. วารสารการพัฒนางานประจำสู่งานวิจัย. 4: p. 76-86.

[17] กนกวรรณ สุวรรณมุข และวิสาขา ภู่จินดา. (2563). ผลตอบแทนทางสังคมจากการลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมชายฝั่งและนอกชายฝั่ง. **วารสารดุษฎีบัณฑิตทางสังคมศาสตร์**. 10(2): p. 360-370.

[18] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (28 กันยายน 2561). **อัตราค่าไฟฟ้า**. สืบค้นเมื่อ 9 เมษายน 2564; จาก: https://www.pea.co.th/Portals/0/demand_response/Electricity%20Reconsider.pdf?ver=2018-10-01-155123-370.

[19] ธนาคารกรุงไทย. (1 เมษายน 2564). **อัตราดอกเบี้ยเงินกู้**. สืบค้นเมื่อ 9 เมษายน 2564; จาก: https://krungthai.com/Download/rateFee/RateFeeDownload_4500loan_01_04_64.pdf.

[20] Naskar, R., S. Ghosh, and R. Mandal. (2016). Analysis on Carbon Credit of a 5KWP Solar Photovoltaic Power Plant at JIS College of Engineering, Kalyani. **Imperial journal of interdisciplinary research**. 2.

[21] Tantisattayakul, T. and P. Kanchanapiya. (2017). Financial measures for promoting residential rooftop photovoltaics under a feed-in tariff framework in Thailand. **Energy Policy**. 109: p. 260-269.

[22] Dhanaji Kale and Prasad Kokil. (2019). A Study of the Performance and Carbon Credit Analysis of a 6 KWP Rooftop Solar Photovoltaic Power Plant at Sanjay Group Aurangabad, India. **Innovative Energy and Research**. 8(2).

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก ตัวอย่างการคำนวณผลประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม

แสดงตัวอย่างการคำนวณผลประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสม 2 กรณี

กรณีการดำเนินการปกติ

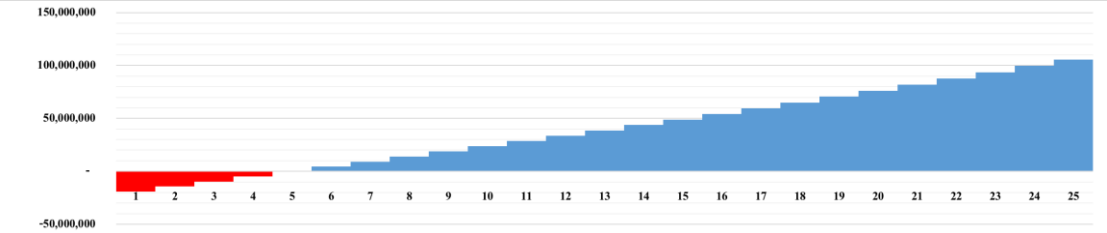
- ข้อกำหนดในการวิเคราะห์

การวิเคราะห์ทางการเงิน บริษัท XX จำกัด แบบใช้สินเชื่อ 3.54% ระยะเวลา 5 ปี

ข้อมูลระบบ		
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	แผ่น	1,946.00
กำลังไฟฟ้าของแผง	วัตต์	410
พื้นที่สำหรับแผง	ตร.ม.	3,892.00
พื้นที่ทั้งโครงการ	ตร.ม.	5,984.00
กำลังไฟฟ้าสูงสุด	**kWp**	**797.86**
กำลังไฟฟ้าผลิตได้	MWh/years	1,180.00
การลงทุน		
เงินลงทุน (ไม่รวม Vat)	บาท	21,560,000.00
เครดิตภาษี / อัตราดอกเบี้ย	%	3.54%
ดอกเบี้ย	บาท	1,996,021.00
เงินลงทุนสุทธิ (รวมดอกเบี้ย)	**บาท**	**23,556,021.00**
ผลผลิตพลังงาน		
ผลผลิตพลังงานประจำปี	kWh / years	983,117
ผลผลิตพลังงานเฉพาะ	kWh / kWp	1,232

ค่าบำรุงรักษา		
ค่าบำรุงรักษา (ครั้ง/ปี)	บาท	80,000.00
ค่าใช้จ่าย O&M % ของการลงทุน	%	1.75%
อัตราเงินเฟ้อ	%	2.00%
การจ่ายเงินล่วงหน้า	ปี	0
ความเสื่อมของระบบทุกปี	%	0.70%
อายุการใช้งาน	ปี	25
การเงิน		
NPV (Net Present Value)	THB	105,576,663.31
IRR (Internal Rate of Return)	%	20.04%
Payback Period	Years	5.00
อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ	%	0.00%
ค่าไฟฟ้า		
อัตราค่าไฟฟ้า	บาท / kWh	4.18390
อัตราการเพิ่มค่าไฟฟ้า	%	2.00%

- ระยะเวลาการคืนทุน



- ตารางแสดงการคำนวณต้นทุนและผลประโยชน์

ปีที่	ประสิทธิภาพของแผง		ประสิทธิภาพระบบ Yield	กำลังไฟฟ้าผลิตได้ (kWh/Year)	ค่าไฟฟ้า	ประหยัด (บาท)	ค่าบำรุงรักษา (บาท)	ผ่อนชำระต่อปี (บาท)	ประหยัดได้ หลังหัก ค่าบำรุงรักษา	กระแสเงินสดสะสม
0		100%		1,180,000					- 23,556,021	- 23,556,021
1	2.50%	97.50%	95.00%	1,092,975	4.18	4,572,898	Free		4,572,898	- 18,983,123
2	0.50%	97.00%	95.00%	1,087,370	4.27	4,640,436	Free		4,640,436	- 14,342,687
3	0.50%	96.50%	95.00%	1,081,765	4.35	4,708,847	Free		4,708,847	- 9,633,840
4	0.50%	96.00%	95.00%	1,076,160	4.44	4,778,138	Free		4,778,138	- 4,855,702
5	0.50%	95.50%	95.00%	1,070,555	4.53	4,848,317	Free		4,848,317	- 7,386
6	0.50%	95.00%	90.00%	1,008,900	4.62	4,660,476	80,000		4,580,476	4,573,090
7	0.50%	94.50%	90.00%	1,003,590	4.71	4,728,666	80,000		4,648,666	9,221,757
8	0.50%	94.00%	90.00%	998,280	4.81	4,797,720	80,000		4,717,720	13,939,476
9	0.50%	93.50%	90.00%	992,970	4.90	4,867,644	80,000		4,787,644	18,727,120
10	0.50%	93.00%	90.00%	987,660	5.00	4,938,446	80,000		4,858,446	23,585,566
11	0.50%	92.50%	90.00%	982,350	5.10	5,010,133	80,000		4,930,133	28,515,699
12	0.50%	92.00%	90.00%	977,040	5.20	5,082,712	80,000		5,002,712	33,518,412
13	0.50%	91.50%	90.00%	971,730	5.31	5,156,191	80,000		5,076,191	38,594,602
14	0.50%	91.00%	90.00%	966,420	5.41	5,230,575	80,000		5,150,575	43,745,177
15	0.50%	90.50%	90.00%	961,110	5.52	5,305,872	80,000		5,225,872	48,971,050
16	0.50%	90.00%	90.00%	955,800	5.63	5,382,089	80,000		5,302,089	54,273,139
17	0.50%	89.50%	90.00%	950,490	5.74	5,459,233	80,000		5,379,233	59,652,371
18	0.50%	89.00%	90.00%	945,180	5.86	5,537,309	80,000		5,457,309	65,109,680
19	0.50%	88.50%	90.00%	939,870	5.98	5,616,324	80,000		5,536,324	70,646,004
20	0.50%	88.00%	90.00%	934,560	6.10	5,696,286	80,000		5,616,286	76,262,290
21	0.50%	87.50%	90.00%	929,250	6.22	5,777,199	80,000		5,697,199	81,959,489
22	0.50%	87.00%	90.00%	923,940	6.34	5,859,070	80,000		5,779,070	87,738,558
23	0.50%	86.50%	90.00%	918,630	6.47	5,941,905	80,000		5,861,905	93,600,463
24	0.50%	86.00%	90.00%	913,320	6.60	6,025,710	80,000		5,945,710	99,546,173
25	0.50%	85.50%	90.00%	908,010	6.73	6,110,490	80,000		6,030,490	105,576,663

ข้อมูลแนะนำเพิ่มเติม	NPV > 0: สามารถลงทุนได้ ผลตอบแทนจากการลงทุนมีมากกว่า	IRR > ต้นทุนทางการเงิน : การลงทุนให้ผลกำไร เห็นควรทำการลงทุน
	NPV = 0: คุ้มทุนพอดี ควรพิจารณาจากปัจจัยอื่นนอกเหนือจากเรื่องเงิน	IRR = ต้นทุนทางการเงิน : การลงทุนให้ผลเท่าทุน
	NPV < 0: ควรหลีกเลี่ยง ผลตอบแทนจากการลงทุนมีน้อยกว่า	IRR < ต้นทุนทางการเงิน : การลงทุนให้ผลขาดทุน ควรปฏิเสธการลงทุน
การคิดค่าไฟฟ้าแบบ TOU ของการไฟฟ้านครหลวง	1) ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูง (On Peak) ระหว่างเวลา 09.00-22.00 น. ของวันทำงาน (จันทร์-ศุกร์) อัตราค่าไฟฟ้า 4.1839 บาท ต่อหน่วย	
	2) ช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำ (Off Peak) ระหว่างเวลา 22.00-09.00 น.ของวันทำงาน (จันทร์-ศุกร์) และช่วงเวลาระหว่าง 00.00-24.00 ของวันเสาร์-อาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันพืชมงคลและวันหยุดชดเชย) อัตราค่าไฟฟ้า 2.0637 บาท ต่อหน่วย	

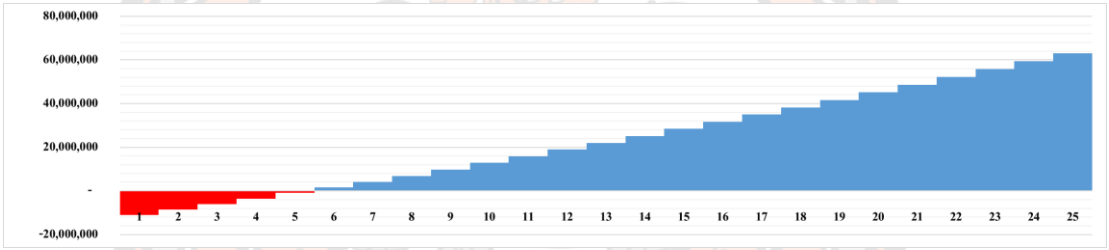
กรณีการดำเนินการคาร์บอนเครดิต

- ข้อกำหนดในการวิเคราะห์

ข้อมูลระบบ		
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	แผ่น	1,204.00
กำลังไฟฟ้าของแผง	วัตต์	415
พื้นที่สำหรับแผง	ตร.ม.	2,408.00
พื้นที่ทั้งโครงการ	ตร.ม.	3,748.00
กำลังไฟฟ้าสูงสุด	**kWp**	**499.66**
กำลังไฟฟ้าผลิตได้	MWh/years	723.88
การลงทุน		
เงินลงทุน (ไม่รวม Vat)	บาท	13,500,000.00
เครดิตภาษี / อัตราดอกเบี้ย	%	0.00%
ดอกเบี้ย	บาท	-
เงินลงทุนสุทธิ (รวมดอกเบี้ย)	**บาท**	**13,500,000.00**
ผลผลิตพลังงาน		
ผลผลิตพลังงานประจำปี	kWh / years	603,105
ผลผลิตพลังงานเฉพาะ	kWh / kWp	1,207

ค่าบำรุงรักษา			
ค่าบำรุงรักษา (ครั้ง/ปี	บาท	50,000.00	
ค่าใช้จ่าย O&M % ของ	%	1.78%	
อัตราเงินเฟ้อ	%	2.00%	
การจ่ายเงินล่วงหน้า	ปี	0	
ความเสื่อมของระบบ	%	0.70%	
อายุการใช้งาน	ปี	25	
การเงิน			**Carbon**
NPV (Net Present V	THB	63,108,111.41	63,136,389.99
IRR (Internal Rate	%	19.47%	19.49%
Payback Period	Years	5.38	5.37
อัตราผลตอบแทนที่ค	%	0.00%	
ค่าไฟฟ้า			
อัตราค่าไฟฟ้า	บาท / kWh	4.18390	
อัตราการเพิ่มค่าไฟฟ้า	%	2.00%	

- ระยะเวลาการคืนทุน



ปีที่	ประสิทธิภาพของแผง		ประสิทธิภาพระบบ Yield	กำลังไฟฟ้าผลิตได้ (kWh/Year)	ค่าไฟฟ้า	ประหยัด (บาท)	ค่าบำรุงรักษา (บาท)	ประหยัดได้ หลังหักค่าบำรุงรักษา	กระแสเงินสดสะสม	ปริมาณ CO2 ที่ลดได้ (0.5692 kgCO2/kWh)	มูลค่าการขายคาร์บอนเครดิต	ค่าตรวจสอบคาร์บอนเครดิต	ผลตอบแทนจากคาร์บอนเครดิต	ผลประหยัดรวม	กระแสเงินสดสะสม
0		100%		723,885					- 13,500,000						- 13,500,000.00
1	2.50%	97.50%	95.00%	670,498	4.18	2,805,298	Free	2,423,650	- 11,076,350	381,647.68	76,329.54	70,000.00	6,329.54	2,429,980.03	- 11,070,019.97
2	0.50%	97.00%	95.00%	667,060	4.27	2,846,730	Free	2,467,040	- 8,609,310	379,690.51	75,938.10	70,000.00	5,938.10	2,472,977.86	- 8,597,042.10
3	0.50%	96.50%	95.00%	663,621	4.35	2,888,698	Free	2,510,964	- 6,098,346	377,733.34	75,546.67	70,000.00	5,546.67	2,516,510.86	- 6,080,531.24
4	0.50%	96.00%	95.00%	660,183	4.44	2,931,205	Free	2,555,429	- 3,542,917	375,776.18	75,155.24	70,000.00	5,155.24	2,560,583.85	- 3,519,947.39
5	0.50%	95.50%	95.00%	656,745	4.53	2,974,257	Free	2,600,438	- 942,479	373,819.01	74,763.80	70,000.00	4,763.80	2,605,201.66	- 914,745.73
6	0.50%	95.00%	90.00%	618,922	4.62	2,859,024	50,000	2,456,734	1,514,255	352,290.16	70,458.03	70,000.00	458.03	2,457,191.74	1,542,446.01
7	0.50%	94.50%	90.00%	615,664	4.71	2,900,856	50,000	2,500,420	4,014,675	350,436.01	70,087.20	70,000.00	87.20	2,500,507.10	4,042,953.12
8	0.50%	94.00%	90.00%	612,407	4.81	2,943,218	50,000	2,893,218	6,907,892					2,893,217.61	6,936,170.73
9	0.50%	93.50%	90.00%	609,149	4.90	2,986,113	50,000	2,936,113	9,844,006					2,936,113.45	9,872,284.18
10	0.50%	93.00%	90.00%	605,892	5.00	3,029,548	50,000	2,979,548	12,823,553					2,979,547.82	12,851,832.00
11	0.50%	92.50%	90.00%	602,634	5.10	3,073,525	50,000	3,023,525	15,847,079					3,023,525.13	15,875,357.13
12	0.50%	92.00%	90.00%	599,377	5.20	3,118,050	50,000	3,068,050	18,915,128					3,068,049.71	18,943,406.84
13	0.50%	91.50%	90.00%	596,119	5.31	3,163,126	50,000	3,113,126	22,028,254					3,113,125.86	22,056,532.70
14	0.50%	91.00%	90.00%	592,862	5.41	3,208,758	50,000	3,158,758	25,187,012					3,158,757.84	25,215,290.55
15	0.50%	90.50%	90.00%	589,604	5.52	3,254,950	50,000	3,204,950	28,391,962					3,204,949.85	28,420,240.40
16	0.50%	90.00%	90.00%	586,347	5.63	3,301,706	50,000	3,251,706	31,643,668					3,251,706.04	31,671,946.44
17	0.50%	89.50%	90.00%	583,089	5.74	3,349,030	50,000	3,299,030	34,942,698					3,299,030.49	34,970,976.93
18	0.50%	89.00%	90.00%	579,832	5.86	3,396,927	50,000	3,346,927	38,289,626					3,346,927.24	38,317,904.17
19	0.50%	88.50%	90.00%	576,574	5.98	3,445,400	50,000	3,395,400	41,685,026					3,395,400.25	41,713,304.41
20	0.50%	88.00%	90.00%	573,317	6.10	3,494,453	50,000	3,444,453	45,129,479					3,444,453.40	45,157,757.82
21	0.50%	87.50%	90.00%	570,059	6.22	3,544,091	50,000	3,494,091	48,623,570					3,494,090.52	48,651,848.34
22	0.50%	87.00%	90.00%	566,802	6.34	3,594,315	50,000	3,544,315	52,167,885					3,544,315.35	52,196,163.69
23	0.50%	86.50%	90.00%	563,544	6.47	3,645,132	50,000	3,595,132	55,763,017					3,595,131.53	55,791,295.22
24	0.50%	86.00%	90.00%	560,287	6.60	3,696,543	50,000	3,646,543	59,409,559					3,646,542.64	59,437,837.86
25	0.50%	85.50%	90.00%	557,029	6.73	3,748,552	50,000	3,698,552	63,108,111					3,698,552.13	63,136,389.99

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ-นามสกุล ฐิติพันธ์ เตชะสิทธินันท์

วัน เดือน ปี เกิด

ที่อยู่ปัจจุบัน

ที่ทำงานปัจจุบัน บริษัท เมกะวัตต์ เอ็นเนอร์จี โซลูชั่น จำกัด
20/15 ม.7 ต.คลองสวนพลู อำเภอเมืองพระนครศรีอยุธยา
จังหวัดพระนครศรีอยุธยา 13000

ตำแหน่งหน้าที่ปัจจุบัน กรรมการผู้จัดการ

ประสบการณ์การทำงาน พ.ศ. 2553 บริษัท นิคอน (ประเทศไทย) จำกัด
1/42 หมู่ 5 สวนอุตสาหกรรมโรจนะ
ตำบลคานหาม อำเภออุทัย
จังหวัดพระนครศรีอยุธยา 13210

ประวัติการศึกษา พ.ศ. 2552 วศ.บ. (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยนเรศวร

ผลงานตีพิมพ์ ฐิติพันธ์ เตชะสิทธินันท์ และประพิธาริ์ ธนารักษ์. (2564). การวิเคราะห์ประโยชน์และต้นทุนส่วนเพิ่มของคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมสำหรับการลงทุน Solar Rooftop ของอาคารโรงงาน. นเรศวรวิจัยและนวัตกรรม ครั้งที่ 17 มหาวิทยาลัยนเรศวร เมื่อ วันที่ 29-30 กรกฎาคม 2564