

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์

FEASIBILITY STUDY OF ELECTRIC VEHICLE CHARGING STATION WITH SOLAR POWER GENERATION SYSTEM

อลงกต กันคำ^{1*} ณัฐนิชา ฉายรัมย์²

Alongkod Kankham¹ Nattanicha Chairassamee²

¹ เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ) คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

² ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

¹ Master of Economics (Business Economics), Faculty of Economics, Kasetsart University

² Department of Business Economics, Faculty of Economics, Kasetsart University

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบ่งประเภทตามแหล่งที่มาของไฟฟ้า ประกอบด้วย 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ในพื้นที่อำเภอชะอำ จังหวัดเพชรบุรี วิเคราะห์ข้อมูลโดยประเมินความคุ้มค่าของโครงการจากตัวชี้วัดทางการเงิน ประกอบด้วยมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน ภายใต้ระยะเวลาในการดำเนินโครงการทั้งสิ้น 20 ปี จากนั้นประเมินความอ่อนไหวของโครงการจากปัจจัยด้านต้นทุนและผลประโยชน์ที่เปลี่ยนแปลง

ผลการศึกษา พบว่า โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีความคุ้มค่าของโครงการต่ำกว่าโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว เนื่องจากมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนต่ำกว่า นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ จำแนกตามรูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า พบว่า รูปแบบค่าบริการแบบแบ่งตามช่วงเวลามีความคุ้มค่าทางการเงินน้อยกว่ารูปแบบค่าบริการแบบคงที่ตลอดทั้งวัน และปัจจัยที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมากที่สุด คือ อัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้าจากระบบจำหน่าย และจำนวนผู้ใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้า ตามลำดับ

คำสำคัญ: สถานีอัดประจุไฟฟ้า, ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, ยานยนต์ไฟฟ้า

* E-mail address: alongkod.k@ku.th ¹ nattanicha.chai@ku.th ²

ABSTRACT

The objectives of this research article were to study conduct the feasibility study of installing an electric vehicle charging station with a solar photovoltaic power generation system. Sources of electricity in this study consist of 1) an electricity distribution system with a solar photovoltaic power generation system; 2) an electricity distribution system. Area of the study is Cha-am District, Phetchaburi Province. Data Analysis is based on financial feasibility indicators, containing Net Present Value, Internal Rate of Return, Cost-Benefit Ratio, and Payback Period with 20 years of project implementation. the sensitivity analysis was included by changing related cost-benefit factors.

The result of the study found that the electric vehicle charging station that used electricity from the power distribution system with the solar power generation system had lower project value than the project that used electricity from the distribution system only, The Net Present Value, Internal Rate of Return, and Benefit-Cost ratio of the charging station that used electric from power distribution system with solar power are lower. When considering the form of charging service prices, the Uniform price had higher project financial value than the Time of Use price. Important factors that affected the changes in Net Present Value of the project are the charging service prices, the cost of electricity from the distribution system, and the number of customers, respectively.

Keywords: Electric Vehicle Charging Station, Solar Power Generation System, Electric Vehicle

บทนำ

เนื่องด้วยกระแสเทคโนโลยีเพื่อสิ่งแวดล้อมและความยั่งยืนของโลก รัฐบาลประเทศต่าง ๆ ได้มีนโยบายสนับสนุนกิจกรรมเพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ในส่วนของอุตสาหกรรมยานยนต์ซึ่งมีการใช้เชื้อเพลิงที่ก่อให้เกิดมลพิษจำนวนมาก การพัฒนาเทคโนโลยียานยนต์ที่ใช้พลังงานสะอาดจึงมีความสำคัญมากขึ้นและได้รับความนิยมในปัจจุบัน ซึ่งรัฐบาลไทยได้เห็นชอบมาตรการสนับสนุนการพัฒนาอุตสาหกรรมยานยนต์ไฟฟ้าในประเทศ โดยแต่งตั้งคณะกรรมการนโยบายยานยนต์แห่งชาติ (บอร์ดอีวี) ใน พ.ศ. 2563 เพื่อขับเคลื่อนการเปลี่ยนผ่านสู่การผลิตและใช้ยานยนต์ที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะจากการใช้งานร้อยละ 100 หรือ Zero Emission Vehicle ใน พ.ศ. 2578 (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2564) โดยได้มีนโยบายและมาตรการส่งเสริมการลงทุนเพื่อสนับสนุนเป้าหมายยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศเพื่อผลักดันโครงการยานยนต์ไฟฟ้า ทั้งมาตรการกระตุ้นตลาดในประเทศโดยมาตรการส่งเสริมการลงทุนผลิตยานยนต์ไฟฟ้า และในส่วนของเตรียมความพร้อมโครงสร้างพื้นฐาน ได้มีแนวทางกำหนดเป้าหมายการติดตั้งหัวจ่ายแบบเร็ว (Fast Charger) ครอบคลุมทั่วประเทศ เพื่อรองรับการเดินทางระยะไกลของยานยนต์ไฟฟ้า

จากประมาณการสัดส่วนการจำหน่ายยานยนต์ไฟฟ้าใน พ.ศ. 2573 จะอยู่ที่ประมาณร้อยละ 55 ของยอดจำหน่ายรถในประเทศ (ศูนย์วิจัยกสิกรไทย, 2564) การให้บริการเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์จึงต้องปรับตัวเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านการใช้ยานยนต์สันดาปไปเป็นยานยนต์ไฟฟ้า โดยเฉพาะพื้นที่โดยรอบกรุงเทพมหานคร ซึ่งมีสัดส่วนยานยนต์ไฟฟ้ามากกว่าร้อยละ 78 ของยานยนต์ไฟฟ้าจดทะเบียนทั้งหมดในประเทศ (กรมการขนส่งทางบก, 2565) การบริการหัวจ่ายประจุไฟฟ้าจึงเป็นทางเลือกนอกเหนือจากการให้บริการหัวจ่ายน้ำมันและหัวจ่ายก๊าซธรรมชาติ แต่เนื่องจากบริการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉพาะหัวจ่ายไฟฟ้าแบบเร็วใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจำนวนมาก การลดต้นทุนค่ากระแสไฟฟ้าจึงเป็นผลดีต่อการดำเนินธุรกิจให้บริการอัดประจุไฟฟ้า

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานทางเลือกที่มีความน่าสนใจในการนำมาผลิตไฟฟ้า โดยข้อได้เปรียบคือ เป็นพลังงานสะอาด ไม่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จึงไม่ก่อให้เกิดของเสียขณะใช้งาน สอดคล้องกับนโยบายยานยนต์ไฟฟ้า

เพื่อสิ่งแวดล้อม การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์สามารถติดตั้งได้ทั้งบนหลังคาอาคารหรือบนพื้นดิน โดยศักยภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยอยู่ในระดับสูง ประเทศไทยจึงมีความเหมาะสมในการนำพลังงานแสงอาทิตย์ไปใช้ประโยชน์ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2560) ซึ่งผลการศึกษาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดใกล้เคียงกับกำลังการผลิตประจุของยานยนต์ไฟฟ้าที่วางจำหน่ายในประเทศ พบว่ามีความเป็นไปได้ของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากสามารถลดค่าใช้จ่ายการซื้อไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายได้ (เชษฐวุฒิ ศรีสะอาด, 2560; ราชันย์ ชูชาติ, 2562)

เนื่องจากนโยบายส่งเสริมการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าให้ครอบคลุมทั่วประเทศของรัฐบาลก่อน พ.ศ. 2563 ยังไม่มีความชัดเจน ผลการศึกษาที่ผ่านมาจึงเป็นการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาเพื่ออัดประจุไฟฟ้าในพื้นที่พักอาศัยและบริเวณอาคารพาณิชย์ที่ใช้เครื่องอัดประจุระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำ (อณัติชัย คำเกษ, 2561) ในขณะที่ผลการศึกษาโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าระดับแรงดันสูงด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผ่านมาเป็นการเปรียบเทียบเฉพาะความแตกต่างในด้านของต้นทุนค่าไฟฟ้า ซึ่งยังไม่รวมถึงต้นทุนการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้า (ณิพัฒน์ ภูมิเดชาวัฒน์, 2562)

การศึกษานี้จึงศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อนำข้อมูลที่ได้มาเป็นประโยชน์และเป็นแนวทางสำหรับผู้ให้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้า ผู้ให้บริการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการกำหนดนโยบายสนับสนุนการพัฒนายานยนต์ไฟฟ้าและพลังงานแสงอาทิตย์ต่อไป

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระเบียบวิธีวิจัย

การวิจัยครั้งนี้เป็นการวิจัยเชิงปริมาณ (Quantitative Research) โดยมีวิธีการดำเนินการวิจัย ดังนี้

1. พื้นที่ที่ใช้ในการศึกษา

การกำหนดพื้นที่ที่ใช้ในการศึกษาได้กำหนดจุดเริ่มต้นจากกรุงเทพมหานคร โดยใช้ข้อมูลระยะทางวิ่งเฉลี่ยของยานยนต์ไฟฟ้าที่วางจำหน่ายในประเทศไทย (สมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย, 2565) ประมาณการระยะทางวิ่งครั้งความจุของยานยนต์ไฟฟ้าได้ระยะทาง 171 กิโลเมตร ผู้ศึกษาจึงเลือกพื้นที่ตำบลชะอำ อำเภอชะอำ จังหวัดเพชรบุรี เนื่องจากเป็นพื้นที่ที่มีการจราจรหนาแน่น อยู่ติดถนนสายหลักที่เดินทางไปยังภาคใต้ อีกทั้งอยู่ใกล้แหล่งท่องเที่ยวที่เป็นที่นิยมซึ่งพื้นที่ชะอำมีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ย 5.14 ชั่วโมง/วัน สูงกว่าค่าเฉลี่ยของประเทศร้อยละ 5.06 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2560) จึงมีความเหมาะสมเป็นพื้นที่ที่ใช้ในการศึกษา สำหรับหน่วยธุรกิจที่ใช้ในการศึกษาคือสถานีบริการน้ำมัน ซึ่งเป็นพื้นที่ติดถนนสายหลักและเป็นจุดแวะพักเพื่อทำกิจกรรม เช่น การเติมน้ำมัน การใช้บริการร้านสะดวกซื้อ เป็นต้น

2. เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย

การประเมินความคุ้มค่าของโครงการ ผู้ศึกษาได้ใช้เครื่องมือวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินในการลงทุน ประกอบด้วย มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: BCR) และระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted Payback Period: DPB) (อภิัญญา วนเศรษฐ และคณะ, 2558) โดยกำหนดเงื่อนไขความคุ้มค่าในการลงทุนดังนี้

2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) คือการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของโครงการ จากผลต่างของผลประโยชน์ (Benefit) และต้นทุน (Cost) โดยใช้ต้นทุนของเงินทุนของโครงการเป็นอัตราคิดลด มีวิธีการคำนวณดังนี้

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+k)^t}$$

โดยที่ B_t คือ ผลประโยชน์ในปีที่ t , C_t คือ ต้นทุนในปีที่ t
 t คือ ระยะเวลาของโครงการ ($0, \dots, n$)
 k คือ อัตราคิดลด (Discount Rate)

โดยหลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ คือ ผู้ลงทุนสามารถตัดสินใจรับหรืออนุมัติโครงการเมื่อ NPV มากกว่า 0 แต่ถ้า NPV ของโครงการมีค่าต่ำกว่า 0 แสดงว่าโครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

2.2 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) คือการหาอัตราคิดลด (Discount rate) ที่ทำให้ NPV เท่ากับ 0 ซึ่งหาก IRR มากกว่าอัตราคิดลด แสดงว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุน

2.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (Present Value of Benefit: PVB) กับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (Present Value of Cost: PVC) มีวิธีการคำนวณดังนี้

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+k)^t}}$$

โดยหลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ ให้พิจารณาจากสัดส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ต่อมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน หากมีค่ามากกว่า 1 หมายถึง มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนมีค่ามากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุน ผู้ลงทุนสามารถพิจารณาได้ว่าการลงทุนในโครงการนั้นมีความคุ้มค่า

2.4 ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) หมายถึงระยะเวลาคืนทุนของโครงการโดยปรับกระแสเงินสดสุทธิเป็นมูลค่าปัจจุบัน มีวิธีการคำนวณดังนี้

$$DPB = \text{จำนวนปีก่อนคืนทุน} + \frac{\text{มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดก่อนคืนทุน}}{\text{มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดในปีที่คืนทุน}}$$

โดยหลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ คือ ระยะเวลาคืนทุนควรน้อยกว่าอายุของโครงการ

3. การเก็บรวบรวมข้อมูล

การศึกษานี้ใช้ข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) เพื่อประกอบการประเมินโครงการเป็นหลัก ประกอบด้วย

3.1 ข้อมูลมาตรฐานเพื่อกำหนดรูปแบบการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

3.2 ข้อมูลราคาสินค้าและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ จากผู้ให้บริการติดตั้งระบบสถานีอัดประจุไฟฟ้าและผู้ให้บริการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อนำมาใช้ในการกำหนดต้นทุนการลงทุนและดำเนินงาน

3.3 ข้อมูลศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

3.4 ข้อมูลค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า จากผู้ให้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้า

3.5 ข้อมูลสถิติจำนวนยานยนต์ไฟฟ้าจดทะเบียน จากกรมการขนส่งทางบก

3.6 ข้อมูลยานยนต์ไฟฟ้าที่วางจำหน่ายในประเทศ และจำนวนสถานีบริการอัดประจุไฟฟ้า จากสมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย

3.7 ข้อมูลอื่นๆ เพื่อใช้ประกอบการวิเคราะห์และประเมินโครงการ เช่น ข้อมูลอัตราดอกเบี้ยธนาคารพาณิชย์จากธนาคารแห่งประเทศไทย เพื่อนำมาใช้กำหนดอัตราคิดลด เป็นต้น

นอกจากนี้ได้ใช้ข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) จากการสัมภาษณ์ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้า จากผู้แทนแผนกพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานธุรกิจยานยนต์ไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จำนวน 1 ราย และข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับช่วงเวลาของการใช้งานสถานีบริการน้ำมัน จากผู้ให้บริการสถานีบริการน้ำมันในพื้นที่ศึกษา จำนวน 3 ราย เพื่อประกอบการกำหนดสมมติฐานทางด้านเทคนิคของโครงการ

4. การวิเคราะห์ข้อมูล

4.1 ดำเนินการเก็บรวบรวมข้อมูลจากแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำไปใช้ในการกำหนดสมมติฐานทางด้านเทคนิคและทางการเงิน และนำไปใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ

4.2 กำหนดสมมติฐานเพื่อการจัดทำข้อมูลทางด้านเทคนิคของโครงการ

4.2.1 สมมติฐานอุปสงค์ของสถานีอัดประจุไฟฟ้า กำหนดจากตัวแปรที่ส่งผลต่อจำนวนผู้ใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้า ประกอบด้วย สัดส่วนยานยนต์ไฟฟ้าต่อยานยนต์จดทะเบียน สัดส่วนหัวจ่ายประจุไฟฟ้าต่อสถานีบริการน้ำมัน สัดส่วนยานยนต์ไฟฟ้าในพื้นที่เทียบกับค่าเฉลี่ยของประเทศ และสัดส่วนปริมาณจราจรในพื้นที่เทียบกับค่าเฉลี่ยของประเทศ

4.2.2 สมมติฐานการให้บริการของสถานีอัดประจุไฟฟ้า

1. แบ่งช่วงเวลาการให้บริการอัดประจุไฟฟ้าในวันตามต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ถูกเรียกเก็บ ประกอบด้วยช่วงเวลา Peak หมายถึง ช่วงเวลา 09.00 – 22.00 น. และช่วงเวลา Off Peak หมายถึง ช่วงเวลา 22.00 – 09.00 น. (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2565)

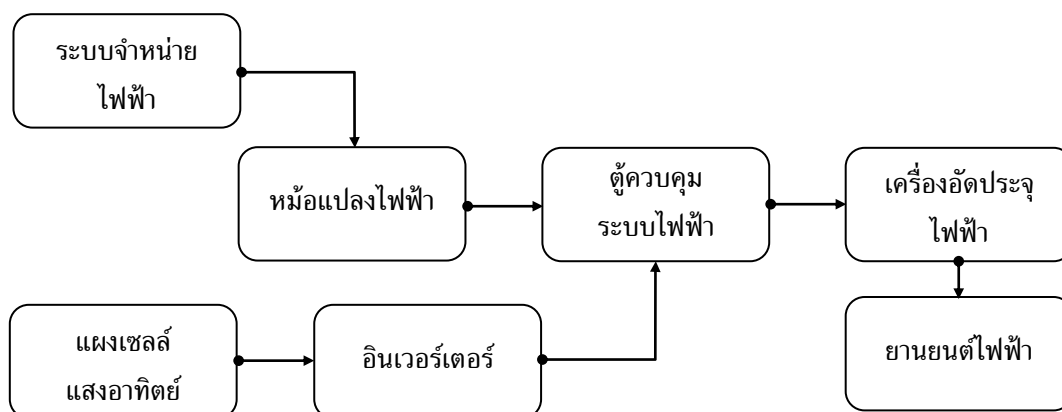
2. สัดส่วนการให้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้าในช่วง Peak ร้อยละ 70 และ Off Peak ร้อยละ 30 เพื่อให้สอดคล้องกับลักษณะการเข้าใช้บริการสถานีบริการน้ำมัน จากข้อมูลผู้ให้บริการสถานีบริการน้ำมันในพื้นที่ศึกษา

3. กำลังการอัดประจุไฟฟ้าเท่ากับ 100 กิโลวัตต์ จากข้อมูลกำลังการอัดประจุไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้าที่วางจำหน่ายในประเทศไทยอยู่ระหว่าง 50 – 150 กิโลวัตต์ (สมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย, 2565)

4. ระยะเวลาการอัดประจุไฟฟ้าเท่ากับ 25 นาที ประกอบด้วยระยะเวลาในการเตรียมอัดประจุไฟฟ้าและออกจากพื้นที่สถานี 5 นาที และระยะเวลาการอัดประจุไฟฟ้าจำนวน 20 นาที

4.2.3 สมมติฐานรูปแบบการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้า

กำหนดตามรูปแบบมาตรฐานการเชื่อมต่อสถานีอัดประจุไฟฟ้าจากคู่มือประกอบกิจการสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับยานยนต์ไฟฟ้า (สำนักงานกำกับกิจการพลังงาน, 2561) รูปแบบที่ 2 สถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Connected) ร่วมกับแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้านอกโครงข่ายไฟฟ้า (รายละเอียดดังภาพที่ 1) ประกอบด้วยระบบย่อย 2 ระบบคือ 1) ระบบสถานีอัดประจุไฟฟ้า ประกอบด้วยอุปกรณ์สำคัญ คือ เครื่องอัดประจุไฟฟ้า ตัวควบคุมระบบไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า 2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วยอุปกรณ์สำคัญ คือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอินเวอร์เตอร์ (วันวิสาข์ ศรีสงคราม, 2563) โดยสถานีอัดประจุไฟฟ้าจะทำงานโดยใช้กระแสไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นลำดับแรก หากกระแสไฟฟ้าไม่เพียงพอจะใช้กระแสไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม



ภาพที่ 1 รูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ในสถานีอัดประจุไฟฟ้า

ที่มา: เรียบเรียงโดยผู้ศึกษา

ข้อมูลทางเทคนิคของสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีดังนี้

1. เครื่องอัดประจุไฟฟ้าขนาด 150 กิโลวัตต์ จากขนาดกำลังการอัดประจุไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้าที่วางจำหน่ายในประเทศ
2. หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 250 kVA จากขนาดหม้อแปลงที่รับรองโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
3. ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 135 กิโลวัตต์ จากข้อกำหนดกำลังการอัดประจุไฟฟ้าเท่ากับ 100 กิโลวัตต์ $\times$ การสูญเสียในระบบสถานีอัดประจุไฟฟ้า ร้อยละ 7.97 $\times$ การสูญเสียในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร้อยละ 25

4. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Monocrystalline ขนาด 540 Wp จำนวน 250 แผง อัตราการเสื่อมประสิทธิภาพของแผงร้อยละ 0.55 ต่อปี

4.3 สมมติฐานทางการเงินของโครงการ

4.3.1 สมมติฐานด้านค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า จากข้อมูลผู้ให้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้าใน พ.ศ. 2565 กำหนดรูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าในการศึกษาเป็น 2 รูปแบบ และกำหนดอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าตามผู้ให้บริการที่มีจำนวนหัวจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงแบบเร็วสูงที่สุดในกลุ่ม รายละเอียดดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 อัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า

รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า	ค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าตามช่วงเวลา (บาท/หน่วย) ³	
	Peak (09.00 – 22.00 น.)	Off Peak (22.00 – 09.00 น.)
แบบแบ่งตามช่วงเวลา ¹	7.4559	4.2946
แบบคงที่ ²	7.0093	7.0093

หมายเหตุ: ¹ อัตราค่าบริการแบบแบ่งตามช่วงเวลา กำหนดค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าจากประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

² อัตราค่าบริการแบบคงที่ กำหนดค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าจากประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

³ อัตราค่าบริการไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

4.3.2 ค่ากระแสไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปีที่ 1 – 3 ของโครงการเท่ากับ 2.9162 บาท/หน่วย ตามข้อเสนอของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ตามเอกสารการรับฟังความคิดเห็น เรื่อง ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 – 2568 คิดเป็นร้อยละ 77.77 ของค่ากระแสไฟฟ้าโดยเฉลี่ยของกิจการขนาดกลางในปี 2564 ที่เท่ากับ 3.7498 บาท/หน่วย (การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2565) สำหรับต้นทุนค่ากระแสไฟฟ้าในปีที่ 4 – 20 ของโครงการ ใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง ตามประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2561)

4.3.3 ค่า Ft ตลอดอายุโครงการใช้ ค่า Ft เฉลี่ยระหว่างปี 2555–2564 เท่ากับ 0.2320 บาท/หน่วย (การไฟฟ้านครหลวง, 2565)

4.3.4 อัตราคิดลดของโครงการ กำหนดจากต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก (WACC) ประกอบด้วยอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน 70:30 โดยใช้อัตราดอกเบี้ยจากการกู้เงินธนาคารพาณิชย์ในประเทศตามที่เรียกเก็บจากลูกค้ารายย่อยชั้นดี (MRR) เฉลี่ยร้อยละ 7.8521 ณ วันที่ 30 ธันวาคม 2562 (ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2564) และอัตราผลตอบแทนที่ต้องการของเงินลงทุนส่วนของเจ้าของ ใช้ข้อมูลจากดัชนีผลตอบแทนรวมหมวดธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค (ENERG TRI) ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยเฉลี่ยระหว่างปี 2555 – 2564 ร้อยละ 7.14 (ธนาคารไทยพาณิชย์, 2565) และอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลร้อยละ 20 จะได้ WACC เท่ากับร้อยละ 6.54

4.3.5 อายุของโครงการ 20 ปี ตามอายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ให้ประสิทธิภาพมากกว่าร้อยละ 80 โดยเริ่มดำเนินโครงการในปี พ.ศ. 2566 เป็นปีที่ 1 และสิ้นสุดโครงการในปี พ.ศ. 2585

4.3.6 มูลค่าของอุปกรณ์ที่มีการเปลี่ยนแปลงในปีที่ 10 ของโครงการ ประกอบด้วยเครื่องอัดประจุไฟฟ้าและอินเวอร์เตอร์ กำหนดให้มูลค่าเครื่องอัดประจุไฟฟ้าและมูลค่าของอินเวอร์เตอร์ที่เปลี่ยนแปลงเท่ากับร้อยละ 60 ของราคาในปีที่เริ่มโครงการ

4.4 การประเมินความคุ้มค่าของโครงการ

4.4.1 การจัดประเภทของการลงทุนในโครงการ แบ่งเป็น 4 ประเภท ดังนี้

1. ประเภทที่ 1 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบแบ่งตามช่วงเวลา
2. ประเภทที่ 2 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่
3. ประเภทที่ 3 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบแบ่งตามช่วงเวลา
4. ประเภทที่ 4 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบแบ่งตามช่วงเวลา

4.4.2 กำหนดสถานการณ์ที่เป็นไปได้สูงสุดของโครงการ เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่จะเกิดขึ้นตลอดอายุโครงการ และการประเมินกระแสเงินสดของโครงการมีความเป็นไปได้ มีรายละเอียดดังนี้

1. กำหนดให้ระยะทางวิ่งของยานยนต์ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 ต่อปี จากค่ามัธยฐานที่ 400 กิโลเมตรในปีที่เริ่มโครงการ เป็น 600 กิโลเมตรในปีที่สิ้นสุดโครงการ ส่งผลให้ผู้เข้าใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้าลดลงจากการประมาณการอุปสงค์เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 ต่อปี รายละเอียดจำนวนผู้ใช้บริการรายปีดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 จำนวนผู้ใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

(หน่วย: คัน/วัน)

ปี	ผู้ใช้บริการ	ปี	ผู้ใช้บริการ	ปี	ผู้ใช้บริการ	ปี	ผู้ใช้บริการ	ปี	ผู้ใช้บริการ
1	10.34	5	19.62	9	19.69	13	25.38	17	26.44
2	11.31	6	19.52	10	20.76	14	26.18	18	26.06
3	16.89	7	19.12	11	22.20	15	26.56	19	25.53
4	19.04	8	19.02	12	24.00	16	26.62	20	24.86

ที่มา: คำนวณโดยผู้ศึกษา

2. กำหนดให้ขนาดของแบตเตอรี่เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 ต่อปี

3. กำหนดให้ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการ ยานยนต์ไฟฟ้าที่มีกำลังอัดประจุไฟฟ้าสูง (150 – 350 กิโลวัตต์) มีราคาถูกลง ส่งผลให้กำลังอัดประจุไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจาก 100 กิโลวัตต์ ในปี 2564 เป็น 150 กิโลวัตต์ ในปีสิ้นสุดโครงการ

4. กำหนดให้ระยะเวลาอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยคงที่ตลอดอายุโครงการเท่ากับ 20 นาที

5. จากการประมาณการจำนวนหัวจ่ายประจุไฟฟ้าต่อสถานีบริการน้ำมันในปีสิ้นสุดโครงการเท่ากับ 1.15 หัวจ่าย/สถานี การศึกษานี้จึงกำหนดจำนวนเครื่องอัดประจุไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง ตลอดอายุโครงการ

6. กำหนดอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าในปีที่ 1-3 ของโครงการคิดเป็นร้อยละ 77.77 ของอัตราค่าบริการในปี 2565 จากนโยบายสนับสนุนต้นทุนค่าไฟฟ้า เมื่อรวมกับค่า Ft เท่ากับ 0.2320 บาท/หน่วย จะได้ค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบแบ่งตามช่วงเวลาเท่ากับช่วง Peak จำนวน 6.0304 บาท/หน่วย ช่วง Off Peak 3.5719 บาท/หน่วย และค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่เท่ากับ 5.6831 บาท/หน่วย

4.4.3 การจัดทำกระแสเงินสดของโครงการ มีรายละเอียดดังนี้

1. กระแสเงินสดรับ ประกอบด้วย รายได้จากการให้บริการอัดประจุไฟฟ้า คำนวณจากจำนวนผู้ใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้า $\times$ หน่วยอัดประจุไฟฟ้า $\times$ อัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า
2. กระแสเงินสดจ่าย ประกอบด้วย รายจ่ายค่ากระแสไฟฟ้าจากระบบจำหน่าย + ค่าดำเนินงาน + ภาษีเงินได้ + เงินลงทุน

3. กระแสเงินสดสุทธิ เท่ากับ กระแสเงินสดรับ - กระแสเงินสดจ่าย

4.4.4 พิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ มีรายละเอียดดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่ามากกว่า 0
2. อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) มีค่ามากกว่าอัตราคิดลดของโครงการ
3. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มีค่ามากกว่า 1
4. ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) น้อยกว่าอายุโครงการ

4.4.5 ประเมินความเสี่ยงในการลงทุนของโครงการ ประกอบด้วย

1. การทดสอบค่าความเปลี่ยนแปลง (Switching Value Test: SVT) คือ การทดสอบค่าความเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่เชื่อว่ามีอิทธิพลต่อความเป็นไปได้ของโครงการ ประกอบด้วย ต้นทุนการลงทุนและการดำเนินงาน ค่าไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า อัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้า พิจารณาจากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยดังกล่าวที่ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเท่ากับ 0 เพื่อแสดงถึงระดับความเสี่ยงที่สามารถยอมรับได้สูงสุดของโครงการ

2. การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis) พิจารณาจากการเปลี่ยนแปลงของสถานการณ์ว่าส่งผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อย่างไร กำหนดสถานการณ์เป็น 3 กรณี ดังนี้

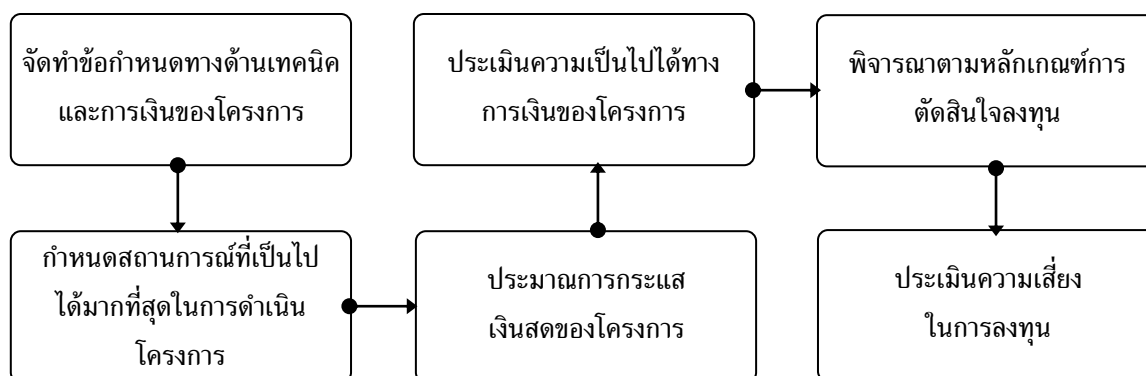
กรณีที่ 1 การขยายอายุนโยบายสนับสนุนอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับสถานีอัดประจุไฟฟ้าอีก 5 ปี

กรณีที่ 2 กำลังการอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยลดลงร้อยละ 30 เนื่องจากราคายานยนต์ไฟฟ้าที่มีกำลังอัดประจุไฟฟ้าระดับสูง (มากกว่า 150 กิโลวัตต์) อาจยังมีราคาสูง

กรณีที่ 3 ได้รับการสนับสนุนรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ 2.20 บาท/หน่วย เท่ากับโครงการโซลาร์ภาคประชาชน (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2565) เป็นระยะเวลา 10 ปี

กรอบแนวคิดในการวิจัย

การศึกษานี้ได้ใช้แนวคิดการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการ (อภิญญา วนเศรษฐ และคณะ, 2558) ประกอบด้วย การจัดทำข้อกำหนดทางด้านเทคนิคและการเงินของโครงการ กำหนดสถานการณ์ที่เป็นไปได้มากที่สุดในการดำเนินโครงการ ประเมินการกระแสเงินสดของโครงการ และการประเมินความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการ



ภาพที่ 2 กรอบแนวคิดการวิจัย

ผลการวิจัย

ผลการศึกษาโดยแบ่งประเภทของการลงทุนเป็น 4 ประเภท ดังนี้

ประเภทที่ 1 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบแบ่งตามช่วงเวลา

ประเภทที่ 2 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่

ประเภทที่ 3 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบแบ่งตามช่วงเวลา

ประเภทที่ 4 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่

ผลการศึกษาวิจัย พบว่า

1. ความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.1 ผลการประมาณการกระแสเงินสดของโครงการ

กระแสเงินสดรับสะสมกรณีกำหนดรูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบแบ่งตามช่วงเวลาเท่ากับ 38,467,258 บาท น้อยกว่ากรณีที่กำหนดรูปแบบค่าบริการแบบคงที่เท่ากับ 46,632,492 บาท สำหรับต้นทุนค่ากระแสไฟฟ้า โครงการที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีต้นทุนค่ากระแสไฟฟ้า 24,173,659 บาท น้อยกว่าโครงการที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวซึ่งอยู่ที่ 30,904,025 บาท รายละเอียดดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 การประมาณการกระแสเงินสดของโครงการ

รายการ	ประเภทที่ 1	ประเภทที่ 2	ประเภทที่ 3	ประเภทที่ 4
กระแสเงินสดรับ (หน่วย: บาท)				
รายได้จากการให้บริการอัดประจุไฟฟ้า	38,467,258	46,632,492	38,467,258	46,632,492
รวมกระแสเงินสดรับ	38,467,258	46,632,492	38,467,258	46,632,492
กระแสเงินสดจ่าย (หน่วย: บาท)				
ต้นทุนค่ากระแสไฟฟ้า	24,173,659	24,173,659	30,904,025	30,904,025
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	1,452,400	1,452,400	804,500	804,500
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	289,753	1,108,327	48,377	817,235
ต้นทุนการลงทุน	8,869,000	8,869,000	4,495,000	4,495,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	34,784,811	35,603,386	36,251,902	37,020,761
กระแสเงินสดสุทธิ (หน่วย: บาท)	3,682,447	1,029,106	2,215,356	9,611,731

ที่มา: คำนวณโดยผู้ศึกษา

1.2 ผลการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ

เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนตามเกณฑ์การตัดสินใจลงทุน พบว่ารูปแบบการลงทุนประเภทที่ 2 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่ และประเภทที่ 4 โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่ มีความคุ้มค่าในการลงทุน เนื่องจากผ่านเกณฑ์การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน ประกอบด้วย

1.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มากกว่า 0 โดยรูปแบบการลงทุนประเภทที่ 2 มี NPV เท่ากับ 1,523,903 บาท และรูปแบบการลงทุนประเภทที่ 4 มี NPV เท่ากับ 2,918,585 บาท

1.2.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) มากกว่าร้อยละ 6.54 โดยรูปแบบการลงทุนประเภทที่ 2 มี IRR เท่ากับ ร้อยละ 8.54 และรูปแบบการลงทุนประเภทที่ 4 มี IRR เท่ากับ ร้อยละ 14.08

1.2.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มากกว่า 1 เท่า โดยรูปแบบการลงทุนประเภทที่ 2 มี BCR เท่ากับ 1.08 เท่า และรูปแบบการลงทุนประเภทที่ 4 มี BCR เท่ากับ 1.15 เท่า

1.2.4 ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) น้อยกว่าอายุโครงการ โดยรูปแบบการลงทุนประเภทที่ 2 มี DPB เท่ากับ 16.44 ปี และรูปแบบการลงทุนประเภทที่ 4 มี DPB เท่ากับ 9.81 ปี

รายละเอียดดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ผลการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ

รายการ ¹	ประเภทที่ 1	ประเภทที่ 2	ประเภทที่ 3	ประเภทที่ 4
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (หน่วย: บาท) (การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน)	-2,106,615 (ไม่ลงทุน)	1,523,903 (ลงทุน)	-736,765 (ไม่ลงทุน)	2,918,585 (ลงทุน)
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (หน่วย: ร้อยละ) (การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน)	3.36 (ไม่ลงทุน)	8.54 (ลงทุน)	4.18 (ไม่ลงทุน)	14.08 (ลงทุน)
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) (หน่วย: เท่า) (การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน)	0.91 (ไม่ลงทุน)	1.08 (ลงทุน)	0.97 (ไม่ลงทุน)	1.15 (ลงทุน)
ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) (หน่วย: ปี) (การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน)	- ² (ไม่ลงทุน)	16.44 (ลงทุน)	- ² (ไม่ลงทุน)	9.81 (ลงทุน)

หมายเหตุ: ¹ เกณฑ์การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน ได้แก่ NPV มากกว่า 0, IRR มากกว่าร้อยละ 6.54,

BCR มากกว่า 1, และ DPB น้อยกว่าอายุโครงการ (20 ปี)

² ระยะเวลาคืนทุนคิดลดมากกว่าอายุโครงการ

ที่มา: คำนวณโดยผู้ศึกษา

1.3 ผลการประเมินความเสี่ยงของโครงการ

1.3.1 ผลการทดสอบค่าความเปลี่ยนแปลง (Switching Value Test: SVT) พบว่า ปัจจัยที่ส่งผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) สูงที่สุดของโครงการ คือค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า โดยการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าที่ส่งผลให้ NPV เท่ากับ 0 ของโครงการที่มีรูปแบบการคิดค่าบริการอัดประจุแบบแบ่งช่วงเวลาเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.19 – 12.22 และแบบคงที่ลดลงระหว่างร้อยละ 7.39 – 14.01 เนื่องจากผลประโยชน์ของโครงการแปรผันตรงกับค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า ส่วนปัจจัยที่ส่งผลน้อยที่สุดคือต้นทุนการลงทุนและการดำเนินงาน โดยสามารถเพิ่มขึ้นได้ถึงร้อยละ 70.09 ในประเภทการลงทุนที่ 4 ก่อนที่โครงการจะมี NPV เท่ากับ 0 รายละเอียดดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลการทดสอบค่าความเปลี่ยนแปลง (SVT)

(หน่วย: ร้อยละ)

รายการ	ประเภทที่ 1	ประเภทที่ 2	ประเภทที่ 3	ประเภทที่ 4
ต้นทุนการลงทุนและการดำเนินงาน	-24.41	17.84	-17.46	70.09
ต้นทุนค่าไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า	-19.34	14.17	-5.19	20.98
อัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า	12.22	-7.39	4.19	-14.01
จำนวนผู้ใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้า	24.96	-12.77	13.44	-32.40

1.3.2 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) สถานการณ์ที่ส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) สูงที่สุด คือสถานการณ์ที่กำลังการอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยลดลง เนื่องจากส่งผลต่อรายได้จากค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า หากกำลังการอัดประจุไฟฟ้าลดลงร้อยละ 30 จะส่งผลให้หน่วยอัดประจุไฟฟ้าที่จำหน่ายลดลงร้อยละ 30 ในขณะที่สถานการณ์ที่ส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงของ NPV น้อยที่สุดคือการขยายอายุนโยบายสนับสนุนอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับสถานีอัดประจุไฟฟ้าอีก 5 ปี เนื่องจากคาดว่าผู้ให้บริการจะปรับอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าตามต้นทุนที่ลดลง ดังนั้นผลประโยชน์ที่ได้จึงใกล้เคียงกับสถานการณ์ปกติ รายละเอียดดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ตามสถานการณ์ที่อาจเป็นไปได้ จำแนกตามประเภทการลงทุน

(หน่วย: บาท)

สถานการณ์	ประเภทที่ 1	ประเภทที่ 2	ประเภทที่ 3	ประเภทที่ 4
ปกติ	-2,106,615	1,523,903	-736,765	2,918,585
การขยายอายุนโยบายสนับสนุนอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับสถานีอัดประจุไฟฟ้าอีก 5 ปี	-1,909,103	1,468,824	-367,545	3,035,214
กำลังการอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยลดลงร้อยละ 30	-4,738,660	-2,083,523	-2,466,191	218,666
ได้รับการสนับสนุนรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	-22,487	3,434,063	ไม่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	

ที่มา: คำนวณโดยผู้ศึกษา

อภิปรายผล

จากผลการศึกษาข้างต้น พบว่า รูปแบบการดำเนินโครงการประเภทที่ 4 สถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่ มีความคุ้มค่าทางการเงินสูงที่สุด โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 2,918,585 บาท, อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 14.08, อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.15 เท่า และระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เท่ากับ 9.81 ปี

เมื่อพิจารณารูปแบบการลงทุน พบว่า โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการสูงกว่าโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งในกรณีที่กำหนดอัตราค่าบริการแบบแบ่งตามช่วงเวลาและแบบคงที่ ซึ่งมีความแตกต่างจากผลการศึกษาที่เกี่ยวข้องกับการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์ในผลการศึกษาของ เศรษฐวุฒิ ศรีสะอาด (2560) และราชันย์ ชูชาติ (2562) โดยอาจมีสาเหตุมาจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่ถูกใช้งานอย่างเต็มประสิทธิภาพ เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าในโครงการจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพียงร้อยละ 46 ของกำลังการผลิตสูงสุด ซึ่งสอดคล้องกับผลการศึกษาของ วันวิสาข์ ศรีสงคราม (2563) ที่พบว่า การลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนหากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ถูกนำไปใช้ได้บางส่วน (ร้อยละ 60) ดังจะเห็นได้ว่า หากกำหนดสถานการณ์ให้มีนโยบายรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากระบบ จะส่งผลให้ NPV ของโครงการสูงกว่าโครงการที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

เมื่อพิจารณาด้านต้นทุนของโครงการ พบว่า การลงทุนร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีต้นทุนค่ากระแสไฟฟ้าต่ำกว่าการใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว แต่เนื่องจากโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ใช้เงินลงทุนของโครงการสูงกว่ารูปแบบสถานีที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนสูงกว่า โดยมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการสถานีอัดประจุ

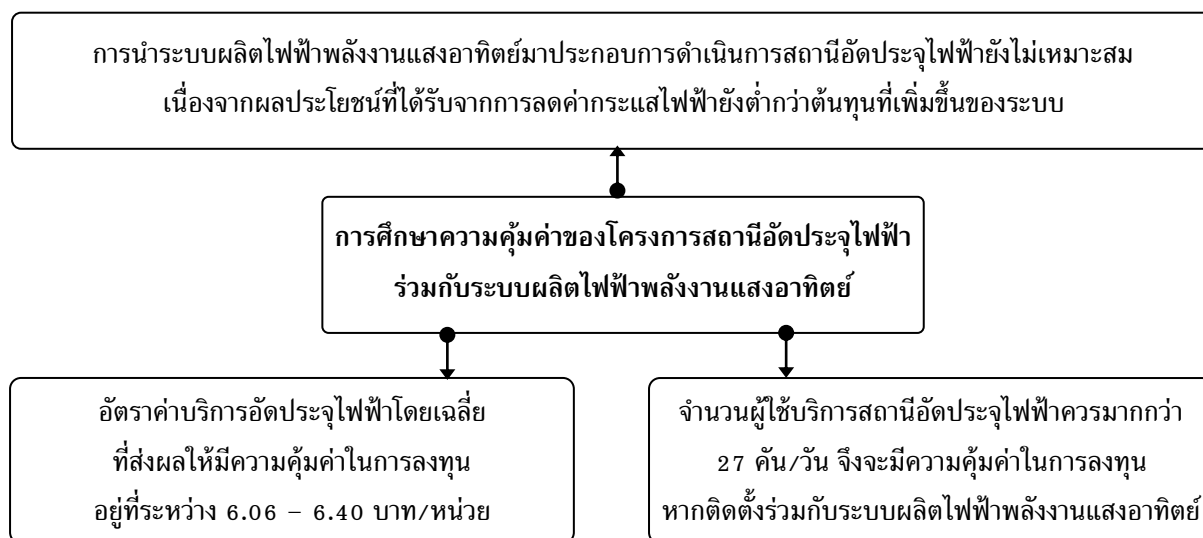
ไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 20,724,053 บาท ในขณะที่โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวมีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการเท่ากับ 19,354,204 บาท

เมื่อพิจารณารูปแบบการคิดค่าบริการ การคิดค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการสูงกว่าการแบ่งตามช่วงเวลา เนื่องจากมีอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยสูงกว่า โดยค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยในโครงการกรณีกำหนดรูปแบบค่าบริการแบบคงที่เท่ากับ 6.91 บาท/หน่วย ในขณะที่รูปแบบค่าบริการแบบแบ่งช่วงเวลาเท่ากับ 5.70 บาท/หน่วย ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ของโครงการกรณีค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่สูงกว่า

เมื่อทำการทดสอบค่าความเปลี่ยนแปลง (SVT) พบว่า ปัจจัยที่ส่งผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงสุดของโครงการคือค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า เนื่องจากผลประโยชน์ของโครงการแปรผันตรงกับค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า รองลงมาคือ ต้นทุนค่ากระแสไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้บริการ ในขณะที่ปัจจัยที่ส่งผลน้อยที่สุดคือต้นทุนการลงทุนและการดำเนินงาน เนื่องจากมีสัดส่วนเพียงร้อยละ 12.14 ถึง 25.50 ของต้นทุนทั้งหมดของโครงการ สอดคล้องกับผลการศึกษาของคณะทำงานศึกษาและจัดทำแผนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้าเพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทย (2560) ที่พบว่า การเปลี่ยนแปลงของปริมาณผู้ใช้บริการส่งผลกระทบต่อ การเปลี่ยนแปลงของอัตราผลตอบแทนภายในสูงกว่า การเปลี่ยนแปลงของต้นทุนการก่อสร้างสถานีอัดประจุไฟฟ้า

นอกจากนี้เมื่อกำหนดสถานการณ์เพื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหว พบว่าสถานการณ์ที่ส่งผลกระทบมากที่สุดคือ กรณีที่กำลังอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยลดลงร้อยละ 30 เนื่องจากส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการให้บริการของสถานีอัดประจุไฟฟ้า ดังนั้นหากมีนโยบายการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้าที่มีกำลังอัดประจุไฟฟ้าสูงให้มีราคาถูกลง ซึ่งจะสร้างแรงจูงใจในการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าเนื่องจากสามารถอัดประจุไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว (วรเชษฐ์ แสงอรุณ, 2564) จะส่งผลให้การดำเนินกิจการสถานีอัดประจุไฟฟ้ามีความคุ้มค่าทางการเงินสูงขึ้น

องค์ความรู้ใหม่



ภาพที่ 3 องค์ความรู้ใหม่

1. การนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาประกอบการดำเนินการสถานีอัดประจุไฟฟ้ายังไม่เหมาะสม เนื่องจากผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดค่ากระแสไฟฟ้ายังต่ำกว่าต้นทุนที่เพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวส่งผลให้ต้นทุนในการลงทุนและการดำเนินงานลดลงร้อยละ 50.68 (คำนวณโดยผู้ศึกษา) และมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการสูงกว่า

2. อัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่ส่งผลให้โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนโดย NPV เท่ากับ 0 อยู่ระหว่าง 6.06 – 6.40 บาท/หน่วย ดังนั้นหากผู้ประกอบการสถานีอัดประจุไฟฟ้าต้องการได้ผลตอบแทนที่สูงขึ้น ควรกำหนดอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าไม่น้อยกว่าระดับราคาดังกล่าว

3. จำนวนผู้ใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยตลอดอายุโครงการอยู่ที่ 21.46 คัน/วัน คิดเป็นร้อยละ 37.25 ของช่วงเวลาการทำงานของสถานีอัดประจุไฟฟ้า โดยหากต้องการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในโครงการ จำนวนผู้ใช้บริการสถานีอัดประจุไฟฟ้าควรมากกว่า 19 คัน/วัน เมื่อกำหนดอัตราค่าบริการแบบคงที่ และมากกว่า 27 คัน/วัน กรณีกำหนดอัตราค่าบริการแบบแบ่งตามช่วงเวลา จึงจะมีความคุ้มค่าในการลงทุน

สรุปผลการวิจัย

การศึกษาโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อรองรับการเดินทางของยานยนต์ไฟฟ้า ในพื้นที่ตำบลชะอำ อำเภอชะอำ จังหวัดเพชรบุรี โดยใช้เครื่องมือวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการทางการเงิน ผลการศึกษาพบว่าการลงทุนโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว รูปแบบค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าแบบคงที่ มีความคุ้มค่าทางการเงินสูงที่สุด

การใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวมีความคุ้มค่าทางการเงินสูงกว่าการใช้ไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) สูงกว่า และระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) ต่ำกว่า มีสาเหตุจากการใช้ไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในโครงการไม่สามารถใช้งานได้เต็มประสิทธิภาพ อีกทั้งยังต้องใช้เงินลงทุนเมื่อเริ่มโครงการสูงกว่าโครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

เมื่อพิจารณาการกำหนดอัตราค่าบริการที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ การกำหนดอัตราค่าบริการแบบคงที่ตลอดทั้งวัน ส่งผลให้มีความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ ในขณะที่การคิดค่าบริการแบบแบ่งตามช่วงเวลาการใช้งานนั้นมีค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่ำกว่า ส่งผลให้ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนในการศึกษานี้

ข้อเสนอแนะ

1. ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

1.1 จากการศึกษาความเปลี่ยนแปลงที่ยอมรับได้สูงสุดของโครงการ พบว่าปัจจัยที่ส่งผลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการสูงที่สุด คืออัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้า จากผลการศึกษาพบว่าโดยเฉลี่ยมีราคาสูงกว่าต้นทุนค่าไฟฟ้าระหว่างร้อยละ 34 – 63 ซึ่งเมื่อพิจารณาผลการศึกษาอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าในยุโรป (Lanz et al., 2022) พบว่าอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าสูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าประเภทธุรกิจประมาณร้อยละ 85 – 117 ดังนั้นอัตราค่าบริการอัดประจุไฟฟ้าในประเทศไทยอาจมีราคาสูงขึ้นในอนาคตหากต้นทุนค่าไฟฟ้าสูงขึ้น

1.2 รูปแบบการลงทุนที่ส่งผลให้มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดคือ โครงการสถานีอัดประจุไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวรูปแบบค่าบริการแบบคงที่ ซึ่งต้องการผู้ใช้บริการอัดประจุไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการอย่างน้อย 15 คันต่อวัน (คำนวณโดยผู้ศึกษา) ในขณะที่ปัจจุบันมีค่าเฉลี่ยการเข้าใช้งานระหว่าง 4-5 คันต่อวัน (บุญญรัตน์ สัมพันธ์วัฒน์ชัย, 2565) การสนับสนุนการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า เช่น การลดภาษียานยนต์ประจำปี โครงการแลกเปลี่ยนยานยนต์เก่าเป็นยานยนต์ไฟฟ้า เป็นต้น จะช่วยเพิ่มแรงจูงใจในการซื้อยานยนต์ไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยให้สถานีอัดประจุไฟฟ้ามีผู้ใช้บริการมากขึ้น

2. ข้อเสนอแนะด้านการวิจัยครั้งต่อไป

2.1 การศึกษานี้กำหนดระยะเวลาการดำเนินโครงการ 20 ปี อาจส่งผลให้มีความคลาดเคลื่อนของปัจจัยที่ใช้ในการศึกษาได้มาก จึงอาจปรับลดระยะเวลาการดำเนินโครงการในผลการศึกษาครั้งต่อไปเป็น 10 ปี เท่ากับอายุการใช้งานของเครื่องอัดประจุไฟฟ้า

2.2 การศึกษานี้กำหนดให้ระบบไฟฟ้าของสถานีอัดประจุไฟฟ้าแยกจากระบบไฟฟ้าอื่น ๆ ของสถานีสบริการน้ำมัน และไม่มีระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน การศึกษาครั้งต่อไปจึงอาจพิจารณาการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น การรวมระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้าของสถานีสบริการน้ำมันที่มีอยู่เดิม เพื่อกระจายกระแสไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อสถานีอัดประจุไฟฟ้าไม่มีการใช้งาน หรือการเชื่อมต่อบริษัทแบตเตอรี่เพื่อกักเก็บพลังงานไฟฟ้าสำหรับใช้งานในช่วงเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์ เป็นต้น

2.3 ผู้ใช้ยานยนต์ไฟฟ้าจะมีการอัดประจุไฟฟ้าในพื้นที่บ้านอยู่อาศัยในช่วงเวลากลางคืน จึงอาจมีพฤติกรรมในการเข้าใช้บริการอัดประจุไฟฟ้าที่สถานีอัดประจุไฟฟ้าแตกต่างจากยานยนต์สันดาป

2.4 พื้นที่ที่ใช้ในการศึกษาคือพื้นที่ชะอำ จังหวัดเพชรบุรี ผู้ที่นำผลการศึกษาไปเป็นแนวทาง ควรคำนึงถึงลักษณะของการจราจรในพื้นที่ ระดับความเข้มแสงอาทิตย์ ให้เหมาะสมกับพื้นที่ในการศึกษา

2.5 ลักษณะธุรกิจที่ใช้ในการศึกษาคือสถานีสบริการน้ำมัน ซึ่งเป็นพื้นที่ติดถนนสายหลักและเป็นจุดแวะพักเพื่อทำกิจกรรม เช่น การเข้าใช้บริการร้านสะดวกซื้อ เป็นต้น ผู้ที่นำผลการศึกษาไปเป็นแนวทาง ควรคำนึงถึงลักษณะการเข้าใช้บริการในพื้นที่สถานีอัดประจุไฟฟ้า รวมถึงพื้นที่ติดตั้ง เช่น บริเวณพื้นที่จอดรถยนต์ พื้นที่สำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น

เอกสารอ้างอิง

กรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม. (2565). สถิติรถจดทะเบียน. สืบค้น 10 พฤษภาคม 2565. จาก

<https://web.dlt.go.th/statistics/>.

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2560). ศักยภาพรังสีรวม ปี 2560. สืบค้น 20

กรกฎาคม 2564. จาก https://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=47941.

_____. (2562). การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์. สืบค้น 20 กรกฎาคม 2564. จาก

https://webkc.dede.go.th/testmax/sites/default/files/คู่มือการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์BLN_0.pdf.

การไฟฟ้านครหลวง. (2565). รายงานประจำปี 2564. สืบค้น 20 พฤษภาคม 2565. จาก <https://www.mea.or.th/e-magazine/detail/2786/465>.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2561). ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง การทบทวนอัตราค่าไฟฟ้า ตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558. สืบค้น 20 ธันวาคม 2564. จาก <https://www.pea.co.th/electricity-tariffs>.

_____. (2565). โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย. สืบค้น 20 สิงหาคม 2565. จาก <https://ppim.pea.co.th/project/solar/list>.

_____. (2565). รายงานประจำปี 2565. สืบค้น 18 พฤษภาคม 2565. จาก

https://www.pea.co.th/Portals/0/Document/AnnualReport/Annual_Report2021.pdf.

คณะทำงานศึกษาและจัดทำแผนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้าเพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทย. (2560).

รายงานแผนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้าเพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทย. สืบค้น 12

กรกฎาคม 2564. จาก [https://www.pea.co.th/Portals/0/Document/attachment/EV-](https://www.pea.co.th/Portals/0/Document/attachment/EV-EGATPEAMEA2560.pdf)

[EGATPEAMEA2560.pdf](https://www.pea.co.th/Portals/0/Document/attachment/EV-EGATPEAMEA2560.pdf).

- เชษฐวุฒิ ศรีสะอาด. (2560). การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์: กรณีศึกษาเฉพาะโรงงานแปรรูปไม้ยูคาลิปตัสแห่งหนึ่งในจังหวัดอำนาจเจริญ. (การค้นคว้าอิสระปริญญา บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี).
- ณิพัทธ์ ภูมิเดชาวัฒน์. (2562). ศึกษาการศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ของสถานีอัดประจุ ไฟฟ้าสำหรับรถยนต์โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ ในพื้นที่จังหวัดนครราชสีมา. (วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรม ศาสตรมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์).
- ธนาคารไทยพาณิชย์. (2565). กองทุนเปิดไทยพาณิชย์ SET ENERGY SECTOR INDEX (ชนิดจ่ายเงินปันผล). สืบค้น 24 มิถุนายน 2565. จาก <https://www.scbam.com/fund/index-fund/fundinformation/scbenergy>.
- ธนาคารแห่งประเทศไทย. (2564). อัตราดอกเบี้ยเงินให้สินเชื่อ ของธนาคารพาณิชย์. สืบค้น 10 กันยายน 2564. จาก https://www.bot.or.th/thai/statistics/_layouts/application/interest_rate/in_rate.aspx.
- บุญญรัตน์ สัมพันธ์วัฒน์ชัย. (2565). รายงานฉบับสมบูรณ์ (Final Report) “โครงการสำรวจและวิเคราะห์ตลาดของ EV Charger ในประเทศไทย”. สืบค้น 22 สิงหาคม 2565. จาก <https://www.nectec.or.th/news/news-public-document/evcharger-market-thailand.html>.
- ราชันย์ ชูชาติ. (2562). การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโครงการผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง. (วิทยานิพนธ์ปริญญาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์).
- วรเชษฐ์ แสงอรุณ. (2564). กลยุทธ์การขับเคลื่อนการเลือกใช้รถยนต์ไฟฟ้าของประชาชนในกรุงเทพมหานคร. (วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต, สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์).
- วันวิสาห์ ศรีสงคราม. (2563). การกำหนดแนวทางที่เหมาะสม สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา อาคารเรียนในประเทศไทย กรณีศึกษาโรงเรียนสระบุรีวิทยาคม แบบอาคารเรียนมาตรฐาน สฟฐ. 108 ล./30. (วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์).
- ศูนย์วิจัยกสิกรไทย. (2564). คาดการณ์ปี 2564 รถยนต์ไฟฟ้าไทยโต 69% อีก 10 ปีจะเป็นครึ่งหนึ่งของตลาด. สืบค้น 1 มิถุนายน 2564. จาก <https://www.kasikornresearch.com/th/analysis/k-social-media/Pages/xEV-FB-23-04-2021.aspx>
- สมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย. (2565). สถานการณ์ยานยนต์ไฟฟ้า. สืบค้น 1 กรกฎาคม 2565. จาก <http://www.evat.or.th/15708256/current-status>.
- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2561). คู่มือประกอบกิจการสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับยานยนต์ไฟฟ้า (EV). สืบค้น 1 ธันวาคม 2564. จาก https://www2.erc.or.th/ERCWeb2/Upload/Document/คู่มือการประกอบกิจการสถานีอัดประจุไฟฟ้า_ฉบับสมบูรณ์.pdf.
- _____. (2565). ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 – 2568. สืบค้น 5 ตุลาคม 2565. จาก <https://www.erc.or.th/th/listen-to-opinions/480>.
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2564). แนวทางการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า. สืบค้น 20 ธันวาคม 2564. จาก <http://www.eppo.go.th/index.php/th/eppo-intranet/item/17415-ev-charging-221064-04>.
- อภิญา วนเศรษฐ และคณะ. (2558). การวิเคราะห์และประเมินโครงการ. สืบค้น 10 กันยายน 2564. จาก <https://www.stou.ac.th/stouonline/lom/data/sec/Lom14/01-01-01.html>.
- อานัติชัย คำเกษ. (2561). การศึกษาความเป็นไปได้โครงการลงทุนการตั้งสถานีบริการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้า: ข้อมูลเชิง เทคนิคและการเงิน. (การค้นคว้าอิสระปริญญาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี).

Lanz, L. et al. (2022). Comparing the levelized cost of electric vehicle charging options in Europe. *Nature Communications*. 2022(13), 5277.