

แนวทางการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร ที่มีการแยกคิดค่าไฟฟ้าในหน่วยงาน

Investing Guidelines of Photovoltaic System for Non-Profit Organization with Separate Electricity Bill Payment

ศุภนิดา ภูสมสาย* และ คมสันต์ ตาโรจน์
Supanida Poosomsai and Komson Daroj

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
Department of Electrical and Electronics Engineering, Faculty of Engineering, Ubon Ratchathani University
*E-mail: supanida.po.56@gmail.com

บทคัดย่อ

บทความนี้ได้ศึกษาแนวทางการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับองค์กรที่ไม่แสวงหากำไรที่มีการแยกคิดค่าไฟฟ้าระหว่างหน่วยงานกลางและหน่วยงานย่อยภายในองค์กร โดยแนวทางการแยกบริหารทำให้หน่วยงานย่อยสามารถพิจารณาลงทุนขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับลดค่าไฟฟ้าเป็น 3 กรณี ได้แก่ กรณีที่ไม่สามารถขายไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินคืนระบบไฟฟ้าส่วนกลางได้ กรณีที่ไม่สามารถขายไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินคืนระบบไฟฟ้าส่วนกลาง และมีการลงทุนระบบสะสมพลังงานด้วยแบตเตอรี่เพิ่มเติม และกรณีที่สามารถขายไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินคืนระบบไฟฟ้าส่วนกลางได้ และในภายหลังหน่วยงานกลางสามารถลงทุนติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์กลางด้วยขนาดที่เหมาะสมโดยใช้ผลการดำเนินงานของหน่วยงานย่อย การคำนวณจะใช้ข้อมูลโหลดที่บันทึกได้จากมิเตอร์ TOU ของหน่วยงานแต่ละแห่งและข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จากโปรแกรม PVWatts ตลอดทั้งปี ผลที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์พบว่ากรณีที่หน่วยงานย่อยสามารถขายไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินคืนระบบไฟฟ้าส่วนกลางได้นั้นเป็นกลยุทธ์ที่ดีที่สุด และขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบที่หน่วยงานกลางลงทุนควรคำนึงถึงขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ของหน่วยงานย่อย

คำสำคัญ: ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร โปรแกรม PVWatts

Abstract

This paper presented the guidelines for investing in Photovoltaics (PV) systems of a non-profit organization that had separated electricity bills payment between a central division and among internal sub-divisions. Using separate administration, sub-divisions can consider their PV capacity to reduce electricity payment based on 3 scenarios of investing e.g., the case cannot sell surplus electricity externally, the case cannot sell surplus electricity externally with additional batteries as an energy storage system, and the case can sell surplus electricity externally to the central grid of the organization. Consequently, a central division can verify for the optimal capacity of the central PV. The calculation is performed throughout the year by using data of load recorded from TOU (Time of Use) meters of each division incorporated with PV generation data executed from a PVWatts program. The obtained results from the economic analysis revealed the

scenario of a sub-division that can sell surplus electricity to the central grid of the organization is the best strategy. In addition, the optimal capacity of a central PV has to consider the total capacity of PV invested from sub-divisions.

Keywords: Photovoltaic System, Non-Profit Organizations, Pwatts Program

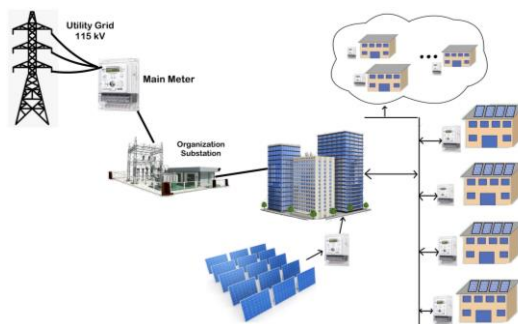
บทนำ

ปัจจุบันได้มีการตระหนักถึงความแปรปรวนของสภาพอากาศจากภาวะโลกร้อนที่เกิดจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสะสมในชั้นบรรยากาศ (Zecca and Chiari, 2010) ซึ่งเป็นปัญหาที่หลายองค์กรทั่วโลกต่างให้ความสำคัญ และมีการร่วมกันตั้งเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยในหลายประเทศได้มีนโยบายในการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon neutrality) โดยการควบคุมให้ปริมาณคาร์บอนที่ปลดปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศ เท่ากับปริมาณคาร์บอนที่ถูกดูดกลับคืนมา (Zameer et al., 2022) ด้วยการส่งเสริมกิจกรรมที่ช่วยชดเชยการปลดปล่อยคาร์บอน เช่น ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล และเลือกพลังงานสะอาดในการผลิตไฟฟ้า (Su et al., 2021) และอีกเป้าหมาย คือ ควบคุมการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิให้เป็นศูนย์ (Net zero emissions) โดยการจัดการให้ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยและที่ถูกดูดซับออกจากชั้นบรรยากาศสมดุลกัน ซึ่งสามารถดำเนินการได้ด้วยการส่งเสริมการปลูกป่า และสนับสนุนเลือกใช้งานพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นเป็นต้น (Handayani et al., 2022)

ด้วยเหตุนี้จึงทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic: PV) ได้รับการสนับสนุนด้านการวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่องทำให้ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกลง ขนาดกำลังการผลิตต่อพื้นที่แผงสูงขึ้น และอายุการใช้งานเฉลี่ยที่นานขึ้น การติดตั้ง PV จึงเพิ่มขึ้นจนสามารถแข่งขันกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมได้ (The national renewable energy laboratory, 2022) บทความนี้ได้ศึกษาแนวทางการวางแผนและลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับองค์กรที่ไม่แสวงหากำไรแบบมีการแยกคิดค่าไฟฟ้าในหน่วยงาน ให้เกิดผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่เหมาะสมเพื่อสนับสนุนนโยบายด้านพลังงานของชาติและลดปัญหาภาวะโลกร้อนอย่างยั่งยืน

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

องค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร เช่น มหาวิทยาลัยบางแห่ง มีการแยกคิดค่าไฟฟ้า โดยทั้งหน่วยงานส่วนกลาง และหน่วยงานย่อยต่างมีมิเตอร์แบบ TOU (Time of Use) สำหรับคิดค่าไฟแยกอิสระจากกัน และหน่วยงานย่อยต้องชำระค่าไฟฟ้าผ่านหน่วยงานส่วนกลางในทุกเดือน ก่อนที่หน่วยงานส่วนกลางจะชำระเงินค่าไฟฟ้ารายเดือนของทั้งองค์กรต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป ดังภาพที่ 1



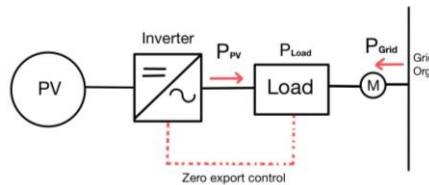
ภาพที่ 1 โครงสร้างการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในองค์กรที่ไม่แสวงหากำไรกรณีศึกษา

ดังนั้น ทั้งหน่วยงานส่วนกลางและหน่วยงานย่อย จึงสามารถวางแผนลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อลดค่าใช้จ่ายภายในของหน่วยงานตนเองได้อย่างอิสระ ด้วยเหตุนี้องค์กรจึงต้องมีการบริหารจัดการอย่างมีธรรมาภิบาลเพื่อก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อองค์กรในภาพรวม

วิธีการวิจัย

บทความนี้ สมมติให้แนวทางการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ของหน่วยงานย่อยเป็น 3 กรณี ส่วนของหน่วยงานกลางจะวางแผนภายหลังโดยใช้แนวทางการดำเนินงานของหน่วยงานย่อย ดังรายละเอียดต่อไปนี้

1. หน่วยงานย่อยไม่สามารถขายพลังงานไฟฟ้าคืนระบบส่วนกลาง



ภาพที่ 2 โดอะแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณี 3.1

กรณีนี้มีสมมุติฐานมาจากการที่องค์กรใช้ระเบียบไม่ให้หน่วยงานย่อยขายพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ PV ผลิตได้เกินคืนระบบไฟฟ้าส่วนกลาง โดยมีโดอะแกรมของระบบที่เกี่ยวข้องดังภาพที่ 2 เมื่อระบบ PV ผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าโหลด กำลังไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าส่วนกลางจะไหลเข้ามาช่วยจ่ายโหลดดังสมการที่ (1) แต่เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าผลิตได้มากกว่าโหลด อินเวอร์เตอร์จะลดกำลังการผลิตไฟฟ้าลงมาให้เท่ากับโหลด ดังสมการที่ (2)

$$P_{load}^t = P_{pv}^t + P_{grid}^t \quad (1)$$

$$P_{load}^t = P_{pv}^t \quad (2)$$

พลังงานและราคาค่าพลังงานไฟฟ้าของกรณีนี้เป็นดังสมการที่ (3) และ (4) ตามลำดับ

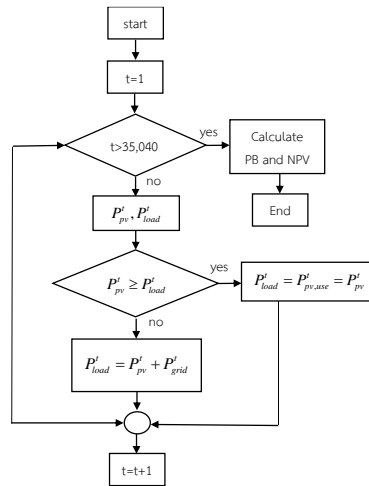
$$E_{pv,use}^t = \frac{1}{4} \sum_{i=1}^T P_{pv,use}^t \quad (3)$$

$$C^t = E_{pv,use}^t \times \lambda \quad (4)$$

โดยที่

t	คือ	คาบเวลา 15 นาที
P_{pv}^t	คือ	กำลังการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงเวลา t
P_{load}^t	คือ	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของโหลดในช่วงเวลา t
P_{grid}^t	คือ	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของหน่วยงานกลางในช่วงเวลา t
$P_{pv,use}^t$	คือ	กำลังการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายให้กับโหลดในช่วงเวลา t
$E_{pv,use}^t$	คือ	พลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายให้กับโหลด ในช่วงเวลา t
λ	คือ	ค่าไฟฟ้าต่อหน่วย
C^t	คือ	ค่าไฟฟ้าในช่วงเวลา t

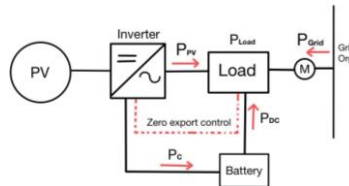
การคำนวณเชิงพลังงานจากข้อมูลของโหลดและกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบ PV ตลอดทั้งปี แสดงได้ดังภาพที่ 3 โดยบทความจะคำนวณคาบเวลาละ 15 นาที ในแต่ละคาบเวลาจะรับค่า P_{pv}^t และ P_{load}^t เพื่อนำมาตรวจสอบเงื่อนไขว่า $P_{pv}^t \geq P_{load}^t$ หรือไม่ หากเป็นไปตามเงื่อนไขให้ดำเนินการตามสมการที่ (1) หากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขให้ดำเนินการตามสมการที่ (2) โดยบทความนี้จะคำนวณทั้งหมด 1 ปี ส่งผลให้มีคาบเวลาในการคำนวณทั้งหมด 35,040 ค่า เมื่อครบแล้วจะดำเนินการคำนวณผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของกรณี 3.1 เป็นการเสร็จสิ้นการคำนวณ



ภาพที่ 3 แผนผังการคำนวณเชิงพลังงานของกรณี 1

2. หน่วยงานย่อยไม่สามารถขายพลังงานไฟฟ้าคืนระบบส่วนกลางพร้อมติดตั้งแบตเตอรี่

กรณีนี้มีสมมติฐานมาจากกรณี 1 แต่มีการลงทุนระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่เข้ามาเสริมการทำงานของระบบ ดังภาพที่ 4



ภาพที่ 4 ไดอะแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณี 2

จากภาพที่ 4 เมื่อ $P_{pv}^t > P_{load}^t$; จะมีการกักเก็บพลังงานไว้ที่แบตเตอรี่ ดังสมการที่ (5) และ (6)

$$P_C^t = P_{pv}^t - P_{load}^t \quad (5)$$

$$E_C^d = \sum_{t=1}^{96} P_C^{t,d} \quad (6)$$

เมื่อ $P_{pv}^t < P_{load}^t$; ระบบจะปลดปล่อยพลังงานที่กักเก็บไว้เพื่อจ่ายให้แก่โหลด และหากรบบผลิตไฟฟ้า PV และระบบกักเก็บพลังงานยังไม่สามารถรองรับความต้องการของโหลดได้ กำลังไฟฟ้าส่วนที่ขาดจะรับมาจากระบบไฟฟ้าของส่วนกลาง ดังสมการที่ (7)

$$P_{load}^t = P_{pv}^t + P_{DC}^t + P_{grid}^t \quad (7)$$

พลังงานและราคาค่าพลังงานไฟฟ้าของกรณีนี้เป็นไปดังสมการที่ (8) และ (9) ตามลำดับ

$$C^d = (E_{pv,use}^d + E_{DC}^d) \times \lambda \quad (8)$$

$$E_{pv,use}^d = \sum_{t=1}^{96} P_{pv,use}^{t,d} \quad (9)$$

โดยที่

P_C^t	คือ	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่กักเก็บ ในช่วงเวลาที่ t
E_C^d	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่กักเก็บ ณ วันที่ d
P_{DC}^t	คือ	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่ปลดปล่อย ในช่วงเวลาที่ t
$P_C^{t,d}$	คือ	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่กักเก็บ ณ วันที่ d ในช่วงเวลาที่ t
$E_{pv,use}^d$	คือ	พลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าที่นำมาจ่ายให้กับโหลด ณ วันที่ d
$P_{pv,use}^{t,d}$	คือ	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยจากระบบผลิตไฟฟ้าที่นำมาจ่ายให้กับโหลด ณ วันที่ d เวลาที่ t
C^d	คือ	ค่าไฟฟ้า ณ วันที่ d

ความจุแบตเตอรี่ที่เลือกใช้งานกรณีนี้จะต้องมีการคำนวณเพื่อหาค่าขนาดที่เหมาะสมจากข้อมูลการใช้พลังงานในแต่ละวันตลอดทั้งปี ดังสมการที่ (10) และ (11)

$$E_{battery} = \bar{E}_{over}^y \quad (10)$$

$$\bar{E}_{over}^y = \bar{E}_{PV(ov)}^y \text{ หรือ } \bar{E}_{L(ov)}^y \text{ แล้วแต่ค่าใดมีค่าต่ำกว่า} \quad (11)$$

โดยที่

$$E_{over}^y = \sum_{d=1}^{365} E_{over}^d \quad (12)$$

$$E_{over}^d = \sum_{t=1}^{96} P_{over}^{t,d} \quad (13)$$

$$P_{over}^{t,d} = P_C^{t,d} \quad (14)$$

ขนาดของแบตเตอรี่ที่คำนวณได้จะมีการปรับเพิ่มขนาดเพื่อชดเชยความสามารถการปลดปล่อยประจุที่ยังคงสถานะการชาร์จของแบตเตอรี่ (State of charge: SoC) ไว้ที่สถานะการชาร์จต่ำที่สุด (SoC_{Min}) ดังสมการที่ (15)-(17)

$$SoC_{Min} = E_{battery} \times \eta \quad (15)$$

จากสมการที่ (15) จะได้ว่า

$$E_{battery} = \bar{E}_{over}^y + SoC_{Min} \quad (16)$$

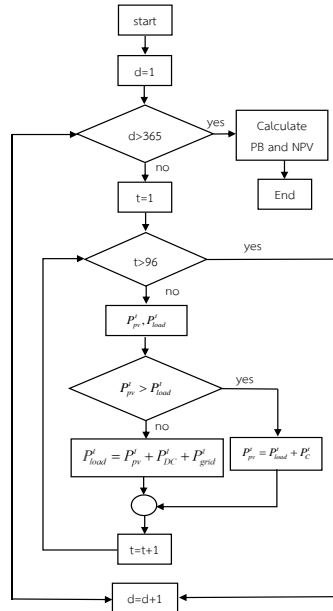
$$E_{DC}^d = E_C^d - SoC_{Min} \quad (17)$$

โดยที่

$E_{battery}$	คือ	ขนาดความจุของแบตเตอรี่
E_{over}^y	คือ	พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินที่นำไปใช้คำนวณขนาดความจุของแบตเตอรี่
$E_{PV(ov)}^y$	คือ	พลังงานไฟฟ้าของ PV ที่ผลิตได้เกินกว่าโหลด เมื่อคำนวณตลอดทั้งปี
$E_{L(ov)}^y$	คือ	พลังงานไฟฟ้าของโหลดที่สูงกว่า PV ผลิตได้ เมื่อคำนวณตลอดทั้งปี
E_{over}^d	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินกว่าโหลด ณ วันที่ d
$P_{over}^{t,d}$	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินกว่าโหลด ณ วันที่ d ช่วงเวลาที่ t
η	คือ	ประสิทธิภาพของระบบสะสมพลังงานด้วยแบตเตอรี่

E_{DC}^d คือ พลังงานไฟฟ้าที่ระบบสะสมพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ณ วันที่ d

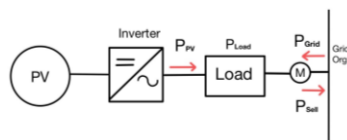
การคำนวณเชิงพลังงานของกรณีนี้ตลอดทั้งปี แสดงได้ดังภาพที่ 5 โดยในแต่ละคาบเวลาจะรับค่า P_{pv}^t และ P_{load}^t เพื่อนำมาตรวจสอบเงื่อนไขว่า $P_{pv}^t \geq P_{load}^t$ หรือไม่ หากเป็นไปตามเงื่อนไขให้ดำเนินการตามสมการที่ (5) หากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขให้ดำเนินการตามสมการที่ (7) โดยจะคำนวณ 96 คาบเวลา ใน 1 วัน เมื่อครบ 365 วัน แล้วจะดำเนินการคำนวณผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของกรณีที่ 2 เป็นการเสร็จสิ้นการคำนวณ



ภาพที่ 5 แผนผังการคำนวณเชิงพลังงานของกรณี 2

3. หน่วยงานย่อยขายพลังงานไฟฟ้าคืนได้

กรณีนี้มีสมมุติฐานมาจากการที่องค์กรมีการปรับระเบียบให้หน่วยงานย่อยสามารถขายไฟฟ้าคืนแก่ระบบไฟฟ้าส่วนกลาง ได้ดังภาพที่ 6



ภาพที่ 6 ไดอะแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณี 3

การดำเนินการของกรณีนี้เมื่อ $P_{pv}^t > P_{load}^t$ หน่วยงานย่อยจะสามารถขายพลังงานไฟฟ้า ดังสมการที่ (18) และ (19)

$$P_{sell}^t = P_{pv}^t - P_{load}^t \quad (18)$$

$$E_{sell}^t = \sum_{i=1}^t P_{sell}^t \quad (19)$$

ต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้าที่หน่วยงานย่อยสามารถช่วยลดได้ แสดงดังสมการที่ (20)

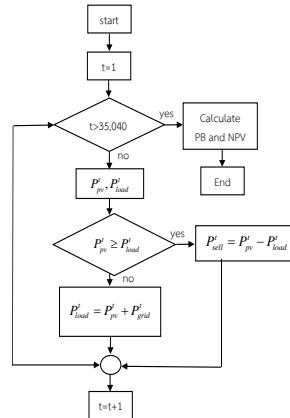
$$C^t = (E_{sell}^t + E_{pv,use}^t) \times \lambda \quad (20)$$

โดยที่

P_{sell}^t คือ กำลังไฟฟ้าที่ขายคืน ในช่วงเวลาที่ t

E_{sell}^t คือ พลังงานไฟฟ้าที่ขายคืน ในช่วงเวลาที่ t

การคำนวณเชิงพลังงานของกรณีนี้ตลอดทั้งปี แสดงได้ดังภาพที่ 7 โดยในแต่ละคาบเวลาจะรับค่า P_{pv}^t และ P_{load}^t เพื่อนำมาตรวจสอบเงื่อนไขว่า $P_{pv}^t \geq P_{load}^t$ หรือไม่ หากเป็นไปตามเงื่อนไขให้ดำเนินการตามสมการที่ (18) หากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขให้ดำเนินการตามสมการที่ (1) เมื่อคำนวณครบ 1 ปี จะดำเนินการคำนวณผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของกรณีนี้ 3 เป็นการเสร็จสิ้นการคำนวณ



ภาพที่ 7 แผนผังการคำนวณเชิงพลังงานของกรณี 3

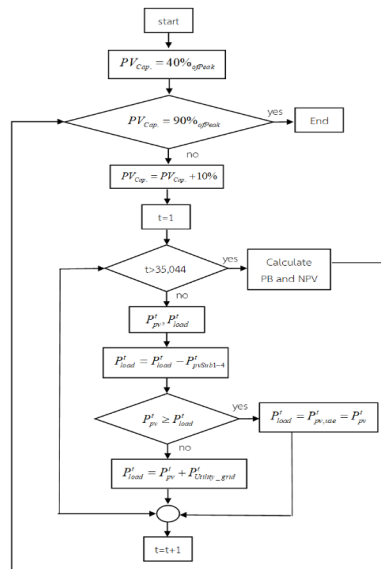
4. การลงทุนติดตั้งระบบ PV ส่วนกลาง

กรณีนี้มีสมมติฐานมาจากการที่หน่วยงานกลางมีการวางแผนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนกลางขนาดใหญ่ (Central Photovoltaic: CPV) เพื่อลดค่าไฟรวมของทั้งองค์กรโดยไม่มีการขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในบทความนี้จะสมมติให้หน่วยงานกลางมีการวางแผนหลังจากที่คำนึงถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบ PV ของหน่วยงานย่อย เพื่อความสะดวกจะสมมติให้ใช้แนวทางการคำนวณหาขนาดของ CPV ที่ 50%, 60%, 70% และ 80% ของค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (peak demand) ขององค์กรตามแนวทางของการออกแบบทั่วไป ตามภาพที่ 8 เมื่อกำหนดขนาดติดตั้งของ CPV ที่ 50% ของค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด หรือ $PV_{Cap.} = 50\%_{ofPeak}$ แล้ว ในแต่ละคาบเวลาจะรับค่า P_{pv}^t และ P_{load}^t ของทั้งองค์กร ซึ่ง P_{load}^t นั้นจะมีการลบค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของ PV ในแต่ละคาบเวลาของหน่วยงานย่อยทั้ง 4 แห่ง โดยสมมติว่าหน่วยงานย่อยทั้ง 4 แห่งสามารถขายไฟฟ้าส่วนเกินได้ ก่อนจะนำมาตรวจสอบเงื่อนไขว่า $P_{pv}^t \geq P_{load}^t$ หรือไม่ หากเป็นไปตามเงื่อนไขให้มีการลดกำลังการผลิตไฟฟ้าของ CPV ลงให้เท่ากับโหลดขององค์กร หรือ $P_{load}^t = P_{pv,use}^t = P_{pv}^t$ และหากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขให้รับกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้ามาช่วย CPV จ่ายโหลดหรือก็คือ $P_{load}^t = P_{pv}^t + P_{Utility_grid}^t$ เมื่อคำนวณครบ 1 ปี จะดำเนินการคำนวณผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของกรณีติดตั้ง CPV ที่ 50% ของค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด หลังจากนั้นจะดำเนินการคำนวณที่ 60%, 70% และ 80% ต่อไป เป็นการเสร็จสิ้นการคำนวณ

โดยที่

$PV_{Cap.}$ คือ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของ CPV

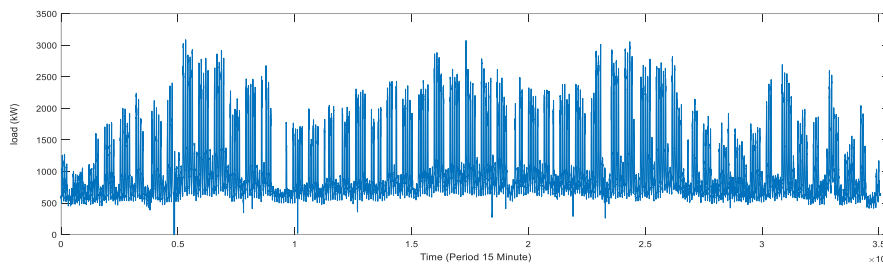
$P_{Utility_grid}^t$ คือ กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในช่วงเวลา t



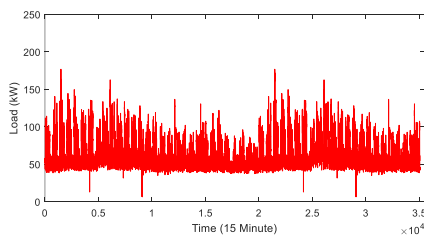
ภาพที่ 8 แผนผังการคำนวณเชิงพลังงานของระบบ CPV หน่วยงานกลาง

5. ระบบทดสอบ

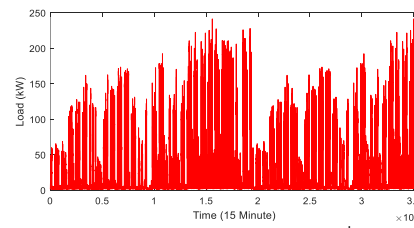
5.1 ข้อมูลโหลด หมายถึงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของทั้งองค์กรและหน่วยงานย่อย 4 แห่ง ที่ประสงค์จะลงทุนระบบ PV ซึ่งบันทึกได้จากมิเตอร์ TOU ราย 15 นาที ตลอดปี ดังแสดงในภาพที่ 9 และ 10 ตามลำดับ โดยค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของโหลดทั้งองค์กร จะอยู่ที่ 3,088 kW หน่วยงานย่อยรายที่ 1-4 จะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 177 kW, 241.47 kW, 158.56 kW และ 190.11 kW ตามลำดับ



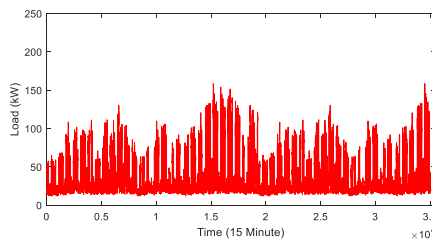
ภาพที่ 9 โหลดหน่วยงานกลาง



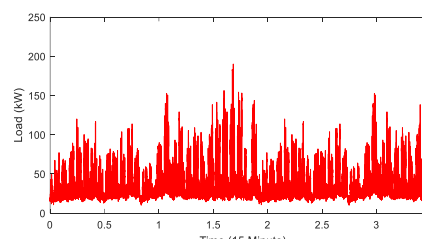
(a) โหลดหน่วยงานย่อยรายที่ 1



(b) โหลดหน่วยงานย่อยรายที่ 2



(c) โหลดหน่วยงานย่อยรายที่ 3

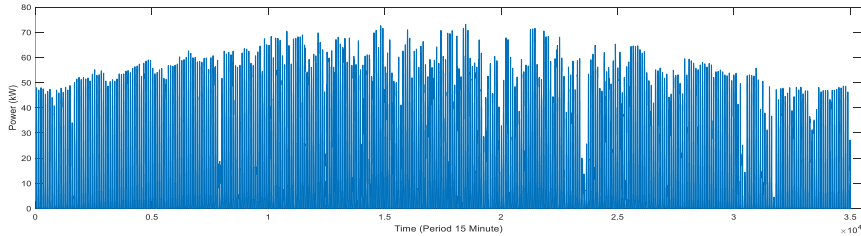


(d) โหลดหน่วยงานย่อยรายที่ 4

ภาพที่ 10 โหลดหน่วยงานย่อย รายที่ 1 ถึง 4

จากภาพที่ 9 และ 10 พบว่าโหลดมีความผันผวนตามพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า เช่น ในวันเสาร์และอาทิตย์ที่เป็นวันหยุดจะมีค่าต่ำกว่าวันปกติที่เป็นวันทำงาน ซึ่งส่งผลให้กำลังการผลิตติดตั้งระบบ PV ที่สูงเกินไปสามารถให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่ไม่เหมาะสมสำหรับบางกรณี ดังจะได้อธิบายให้เห็นจากผลการคำนวณ

5.2 ข้อมูลคาดการณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของ PV เป็นผลการคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าคาดการณ์เฉลี่ยรายชั่วโมงจากโปรแกรม PVWatts ตลอดระยะเวลา 1 ปี ที่กำลังการผลิตติดตั้ง 100 kWp ดังภาพที่ 11



ภาพที่ 11 การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 100 kW ราย ชั่วโมง ตลอดทั้งปี

จากภาพที่ 11 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากผลลัพธ์การจำลองของโปรแกรม PVWatts นั้นอ้างอิงจากข้อมูลหลายส่วน เช่น ความเข้มของแสงอาทิตย์ ความเร็วของลม อุณหภูมิ มุมในการติดตั้งแผง ทิศที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์รับแสง เป็นต้น ส่งผลให้กำลังการผลิตไฟฟ้าขึ้นกับช่วงเวลาของวันและสภาพอากาศตามผลของฤดูกาล อย่างไรก็ตามผลที่ได้ไม่คำนึงถึงปรากฏการณ์เงาบังที่เกิดบนแผงเซลล์ ในกรณีกำลังการผลิตไฟฟ้าแตกต่างจาก 100 kWp จะใช้การคำนวณแบบปรับตามอัตราส่วน ซึ่งบทความจำลองการติดตั้ง PV ของหน่วยงานย่อยทั้งหมด 4 ขนาด คือ 100 kW, 150 kW, 200 kW และ 250 kW

5.3 ราคาอุปกรณ์

ตารางที่ 1 ราคาอุปกรณ์หลักที่ใช้งานในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

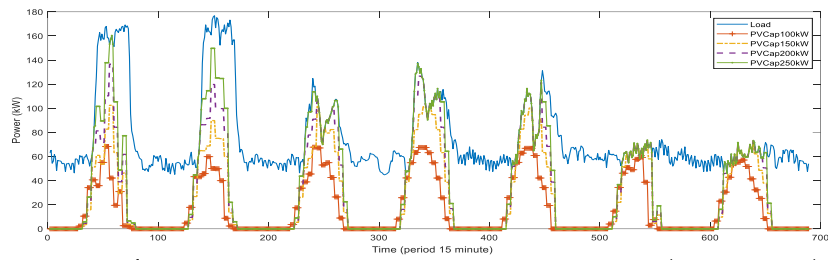
ที่	อุปกรณ์	ชื่อผลิตภัณฑ์	ขนาดอุปกรณ์ต่อ 1 ชั้น	ราคา (บาท)
1	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	Jinko Solar รุ่น JKM545M-72H	545 (kWp)	6,500
2	อินเวอร์เตอร์	HUAWEI รุ่น SUN2000-100KTL	100 (kW)	241,000
		HUAWEI รุ่น SUN2000-40KTL	40 (kW)	140,000
3	แบตเตอรี่	HUAWEI รุ่น LUNA2000-5-S0	5 (kWh)	178,000
		HUAWEI รุ่น LUNA2000-10-S0	10 (kWh)	307,000
		HUAWEI รุ่น LUNA2000-15-S0	15 (kWh)	436,000

ผลการวิจัย

จากจำนวนหน้าที่จำกัด บทความนี้จะแสดงผลการคำนวณในรายละเอียดเฉพาะหน่วยงานย่อยที่ 1 และผลการคำนวณของระบบ CPV ของหน่วยงานส่วนกลาง ดังนี้

1. หน่วยงานย่อยไม่สามารถขายพลังงานไฟฟ้าคืนระบบส่วนกลาง

เพื่อให้เข้าใจง่ายผลการคำนวณเฉพาะในสัปดาห์ที่ 15 แสดงในลักษณะกราฟได้ดังภาพที่ 12

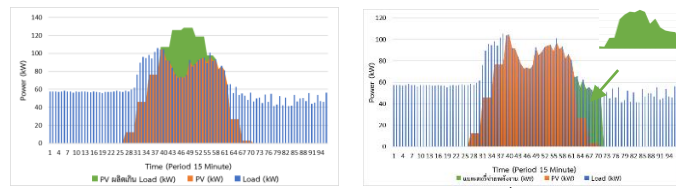


ภาพที่ 12 กำลังไฟฟ้าของ PV และ โหลดของหน่วยงานย่อยที่ 1 ในสัปดาห์ที่ 15

จากภาพที่ 12 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์มีการผลิตไฟฟ้าในบางช่วงเวลาสูงกว่าโหลด อินเวอร์เตอร์จะลดกำลังการผลิตไฟฟ้าลงให้เท่ากับโหลดเพื่อไม่ให้มีกำลังไฟฟ้าส่วนเกินไหลเข้าระบบไฟฟ้าส่วนกลาง

2. หน่วยงานย่อยไม่สามารถขายพลังงานไฟฟ้าคืนระบบส่วนกลางพร้อมติดตั้งแบตเตอรี่

ผลการคำนวณ ณ วันที่ 221 กรณีติดตั้งโซลาร์เซลล์ที่ขนาด 200 kW ของหน่วยงานย่อยรายที่ 1 โดยใช้แบตเตอรี่ขนาด 210 kWh แสดงในลักษณะกราฟได้ดังภาพที่ 14



(a) โหลดเทียบกับกำลังการผลิตจาก PV

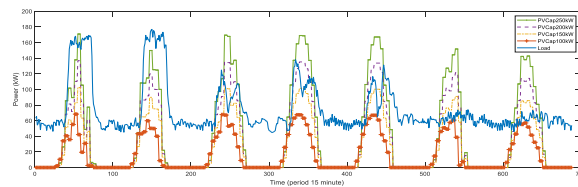
(b) แบตเตอรี่ปลดปล่อยพลังงานที่กักเก็บเพื่อจ่ายโหลด

ภาพที่ 13 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

จากภาพที่ 13 ช่วงเวลาที่กำลังการผลิตไฟฟ้าจาก PV สูงกว่าโหลด จะมีการสะสมพลังงานไว้ในแบตเตอรี่เพื่อนำมาจ่ายให้โหลดภายหลังในช่วงเวลาที่พลังงานจาก PV ผลิตได้น้อยกว่าโหลด

3. กรณีหน่วยงานย่อยขายพลังงานไฟฟ้าคืนได้

ผลการคำนวณในสัปดาห์ที่ 21 แสดงได้ดังภาพที่ 14

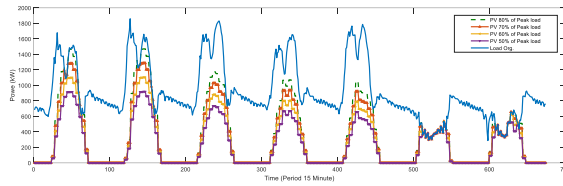


ภาพที่ 14 ผลกำลังไฟฟ้าของโหลดและระบบ PV ในสัปดาห์ที่ 21

จากภาพที่ 14 กำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ PV ผลิตไฟฟ้าได้เกินกว่าโหลดจะไหลเข้าระบบไฟฟ้าส่วนกลางเพื่อขายไฟฟ้าคืน โดยมีเตอร์ TOU จะสามารถบันทึกค่าพลังงานไฟฟ้าแยกใน 2 ทิศทางทำให้นำมาคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิได้ภายหลัง

4. กรณีหน่วยงานกลางติดตั้งระบบ CPV

ผลการคำนวณเฉพาะในสัปดาห์ที่ 25 แสดงได้ดังภาพที่ 15

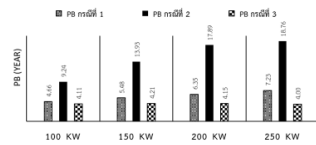


ภาพที่ 15 กำลังไฟฟ้าของโหลดและระบบ CPV ของหน่วยงานกลาง ในสัปดาห์ที่ 25

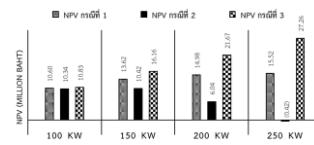
จากภาพที่ 15 กำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบ CPV จะถูกปรับให้ลดลงไม่เกินค่าโหลดด้วยอินเวอร์เตอร์ ดังนั้นกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบ CPV ที่สูงเกินไปจะส่งผลให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ต่ำ เนื่องจากถูกจำกัดด้วยโหลดในวันเสาร์-อาทิตย์ ขององค์กรที่มีค่าต่ำกว่าในวันปกติ

5. ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์นี้จะใช้ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period: PB) และ มูลค่าสุทธิของโครงการ ณ เวลาปัจจุบัน (Net Present Value: NPV) ที่คิด 25 ปี ตามระยะเวลาการรันตีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบ PV ที่หน่วยงานย่อยลงทุนแสดงได้ดังภาพที่ 17-20

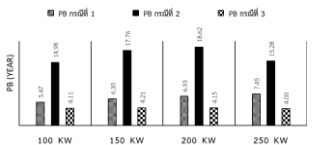


(a) ระยะเวลาคืนทุน

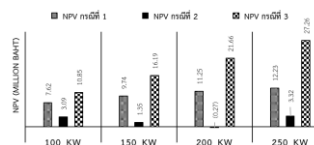


(b) มูลค่าสุทธิของโครงการ ณ เวลาปัจจุบัน

ภาพที่ 17 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หน่วยงานย่อยแห่งที่ 1

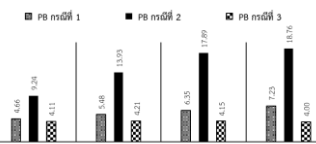


(a) ระยะเวลาคืนทุน

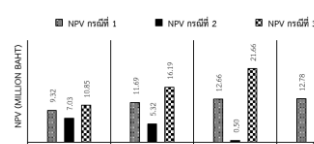


(b) มูลค่าสุทธิของโครงการ ณ เวลาปัจจุบัน

ภาพที่ 18 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หน่วยงานย่อยแห่งที่ 2

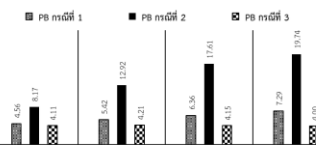


(a) ระยะเวลาคืนทุน

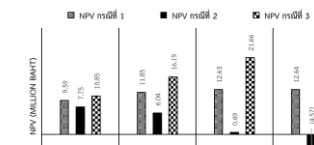


(b) มูลค่าสุทธิของโครงการ ณ เวลาปัจจุบัน

ภาพที่ 19 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หน่วยงานย่อยแห่งที่ 3



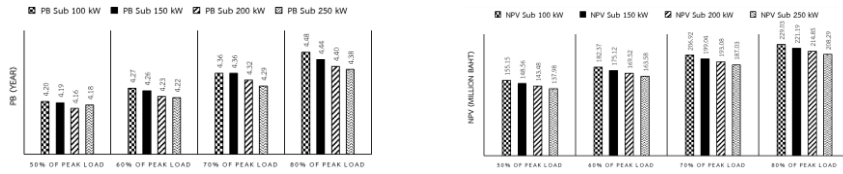
(a) ระยะเวลาคืนทุน



(b) มูลค่าสุทธิของโครงการ ณ เวลาปัจจุบัน

ภาพที่ 20 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หน่วยงานย่อยแห่งที่ 4

ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของหน่วยงานกลางจะแยกออกเป็น 4 ส่วน ตามขนาดการติดตั้งของ CPV และในแต่ละส่วนจะแสดงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของหน่วยงานกลางเมื่อหน่วยงานย่อยติดตั้ง PV ในแต่ละขนาด แสดงดังภาพที่ 21



(a) ระยะเวลาคืนทุน

(b) มูลค่าสุทธิของโครงการ ณ เวลาปัจจุบัน

ภาพที่ 21 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หน่วยงานกลาง

อภิปรายและสรุปผลการวิจัย

จากผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่า การลงทุนที่ให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่เหมาะสมที่สุดของหน่วยงานย่อยคือ กรณีที่สามารถขายไฟฟ้าที่ระบบ PV ผลิตได้เกินคืนระบบไฟฟ้าส่วนกลางได้ เนื่องจากมีระยะเวลาคืนทุนต่ำที่สุดและมีมูลค่าสุทธิของโครงการ ณ เวลาปัจจุบันสูงที่สุด ในกรณีที่หน่วยงานย่อยไม่สามารถขายไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินคืนระบบไฟฟ้าส่วนกลางแต่มีการลงทุนติดตั้งแบตเตอรี่เพิ่มเติมเพื่อกักเก็บพลังงานไว้ใช้ภายหลัง พบว่าให้ผลตอบแทนต่ำที่สุดเนื่องจากมีระยะเวลาคืนทุนสูงที่สุดและมีมูลค่าสุทธิของโครงการ ณ เวลาปัจจุบันต่ำที่สุด ในการวางแผนลงทุนติดตั้งระบบ CPV ของหน่วยงานกลางนั้น ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ขึ้นกับกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของระบบ PV ของหน่วยงานย่อย โดยถ้าผลรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบ PV ของหน่วยงานย่อยมีขนาดกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ระบบ CPV จำเป็นต้องลดขนาดลงเพื่อให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่ดีขึ้น

เอกสารอ้างอิง

- Handayani, K., Anugrah, P., Goembira, F., Overland, L., Suryadi, B. and Swandaru, A. (2022). Moving beyond the NDCs: ASEAN pathways to a net-zero emissions power sector in 2050. *Applied Energy*, 311. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118580>.
- Su, C., Pang, L., Tao, R., Shao, X. and Umar, M. (2022). Renewable energy and technological innovation: which one is the winner in promoting net-zero emissions?. *Technological Forecasting and Social Change*, 182. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2022.121798>.
- The National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2022). *Spring 2022 Solar Industry Update*. www.nrel.gov/docs/fy22osti/82854.pdf
- Zameer, H., Wang, Y., Vasbieva, D.G. and Abbas Q. (2021). Exploring a pathway to carbon neutrality via reinforcing environmental performance through green process innovation. *Journal of Environmental Management*, 296. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.113383>.
- Zecca, A. and Chiari, L. (2010). Fossil-fuel constraints on global warming. *Energy Policy*, 38, 1-3. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.06>.