

การประเมินศักยภาพการผลิตพลังงานทดแทนจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำของ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 9 เขื่อน ในประเทศไทย

Evaluation of The Potential for Renewable Energy Generation from Floating Solar PV at 9 Hydropower Dams in Thailand

ณรงค์ศักดิ์ จรเสนาะ¹ ศุภรัชชัย วรรัตน์^{1*} ประยูร ฤทธิเดช¹ และอำนาจ ผดุงศิลป์²

Narongsak Jornsano¹, Suparatchai Vorarat^{1*}, Prayuth Rittidatch¹ and Aumnad Phdungsilp²

¹วิทยาลัยนวัตกรรมด้านเทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

¹College of Innovation Technology and Engineering, Dhurakij Pundit University

²คณะพลังงานสิ่งแวดล้อมและวัสดุ มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้าธนบุรี

²School of Energy, Environment and Material King Mongkut's University of Technology Thonburi

*Corresponding author: vorarat@dpu.ac.th

Received: September 17, 2024

Revised: October 25, 2024

Accepted: October 31, 2024

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินศักยภาพระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนหลักที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำตามแผนนโยบายการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan--AEDP 2018) ด้วยขนาดที่กำหนดกำลังการผลิตโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำนวน 9 เขื่อน ได้แก่ เขื่อนสิรินธร เขื่อนภูมิพล เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนวชิราลงกรณ เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนรัชชประภา และเขื่อนบางลาง โดยมีเงื่อนไขการพิจารณาการติดตั้งในพื้นที่ต้องไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีอยู่เดิมและให้ปริมาณไฟฟ้าสูงสุด คำนวณกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม System Advisor Model: SAM ประกอบด้วยแหล่งพลังงาน ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ และสภาพภูมิอากาศ เมื่อโครงการทั้งหมดแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2580 จากการจำลองการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนทั้ง 9 เขื่อน สามารถผลิตได้ 5,716 GWh/year โดยเขื่อนภูมิพล มีการผลิตไฟฟ้าต่อปีสูงสุดที่ 1,649 MWh และมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่ำสุดที่ 1.44 THB/kWh ที่ระยะเวลา 25 ปี ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂eq) ในระดับต่ำมาก การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ส่วนใหญ่เกิดขึ้นในขั้นตอนการผลิตและติดตั้ง แต่เมื่อระบบเริ่มทำงาน สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂eq) ที่ 3,001,500 tCO₂eq/year ซึ่งจะช่วยลดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดอย่างยั่งยืนในอนาคต

คำสำคัญ: โซลาร์เซลล์บนทุ่นลอยน้ำ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย โปรแกรมจำลอง SAM การผลิตไฟฟ้า การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

Abstract

This research aims to assess the potential of floating solar PV systems on major hydropower dams in Thailand, as outlined in the Alternative Energy Development Plan (AEDP 2018). The research focuses on nine dams under the management of the Electricity Generating Authority of Thailand–EGAT: Sirindhorn, Bhumibol, Sirikit, Srinagarind, Vajiralongkorn, Ubolratana, Chulabhorn, Ratchaprapha, and Bang Lang. The installation of floating solar PV systems must ensure no adverse impact on the existing hydropower facilities while maximizing electricity generation. Energy output was calculated using the System Advisor Model–SAM, considering variables such as solar resource availability, equipment efficiency, and local climate conditions. Upon completion of all projects in 2037, the simulation results indicate that the floating solar systems across the nine dams could produce an estimated 5,716 GWh/year. Bhumibol Dam achieved the highest annual output of 1,649 MWh and the Lowest Levelized Cost of Electricity–LCOE at 1.44 THB/kWh over 25 years. The floating solar PV systems exhibit minimal carbon dioxide (CO₂eq) emissions, primarily concentrated in the manufacturing and installation phases. However, once operational, these systems can reduce CO₂eq emissions by approximately 3,001,500 tCO₂eq/year, contributing to climate change mitigation and promoting sustainable clean energy usage in the future.

Keywords: floating solar PV, Levelized Cost of Electricity, System Advisor Model, electricity generation, carbon emission



บทนำ

พลังงานแสงอาทิตย์จัดเป็นหนึ่งในแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ได้จากธรรมชาติ ซึ่งถือว่าเป็นพลังงานสะอาดที่สามารถนำมาใช้ได้อย่างต่อเนื่อง ไม่ก่อให้เกิดมลพิษหรือผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ โดยแหล่งพลังงานหมุนเวียนนั้นหมายถึงแหล่งพลังงานที่เกิดขึ้นใหม่ตามธรรมชาติอย่างไม่จำกัด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำ ซึ่งสามารถใช้ประโยชน์ได้อย่างต่อเนื่อง โดยไม่ก่อให้เกิดการหมดไปของทรัพยากร ขณะที่พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกหมายถึงพลังงานที่สามารถใช้แทนเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งนับเป็นพลังงานที่ใช้แล้วหมดไป อย่างไรก็ตาม พลังงานหมุนเวียนเช่นพลังงานแสงอาทิตย์และลมถือเป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมดเมื่อเทียบกับแหล่งพลังงานแบบดั้งเดิม

ประเทศไทยมีนโยบายสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อลดการพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ นโยบายการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก มีเป้าหมายที่จะเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนในทุกภาคส่วนของสังคม โดยตั้งเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้นเป็น 30% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดภายในปี พ.ศ. 2580 (Department of Alternative Energy, 2020)

นโยบาย AEDP 2018 ยังมุ่งเน้นการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งรวมถึงการผลิตไฟฟ้าจากระบบทุ่นลอยน้ำ (floating solar PV) ที่จะติดตั้งในเขื่อนพลังน้ำ 9 แห่งทั่วประเทศ โดยเขื่อนที่อยู่ในแผนการศึกษานี้ได้แก่ เขื่อนสิรินธร เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนภูมิพล เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนวชิราลงกรณ์

เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนบางลาง เขื่อนรัชชประภา และเขื่อนสิริกิติ์ รวมทั้งสิ้น 16 โครงการที่คาดว่าจะมีกำลังการผลิตรวม 2,725 MW ปัจจุบันมี 2 โครงการที่แล้วเสร็จ ได้แก่ เขื่อนสิรินธร มีกำลังผลิต 45 MW เปิดขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในปี พ.ศ. 2564 (Electricity Generating Authority of Thailand, 2021) และเขื่อนอุบลรัตน์ ซึ่งคาดว่าจะเริ่มผลิตและขายไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2567 มีกำลังการผลิต 24 MW (Electricity Generating Authority of Thailand, 2024) ข้อมูลจากโครงการทั้งสองนี้จะนำมาใช้ในการวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบศักยภาพของเขื่อนอื่น ๆ ต่อไป

นอกจากแผงโซลาร์เซลล์และอินเวอร์เตอร์แล้ว โครงการติดตั้ง Floating Solar PV ยังประกอบด้วยระบบทุ่นลอยน้ำที่ถูกออกแบบให้รองรับอุปกรณ์และวัสดุ ซึ่งมักทำจากโพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูง (HDPE) เนื่องจากมีน้ำหนักเบาและทนทานต่อสภาพแวดล้อม (Sahu & Sudhakar, 2019) รวมถึงระบบยึดโยงที่ช่วยป้องกันการเคลื่อนย้ายและเสียหายจากแรงลมและคลื่น โดยระบบนี้จำเป็นต้องทนต่อสภาพแวดล้อมที่มีความชื้นสูงเพื่อป้องกันการกัดกร่อนที่อาจเกิดขึ้น (Goswami, 2023) ระบบการส่งไฟฟ้าจากทุ่นแสงอาทิตย์สู่ระบบสายส่งไฟฟ้ายังประกอบด้วยการใช้สายเคเบิลขนาดใหญ่เพื่อตอบสนองความต้องการของพื้นที่นั้น ๆ

วัตถุประสงค์การวิจัย

1. เพื่อประเมินศักยภาพระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำของโรงไฟฟ้า 9 เขื่อนตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (กฟผ.)
2. เพื่อวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเทคนิคของการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนแต่ละแห่ง โดยพิจารณาจากพื้นที่ผิวน้ำ ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า และปัจจัยสภาพแวดล้อมที่อาจมีผลต่อโครงการ



ภาพ 1 แผนที่แสดงตำแหน่งของเขื่อนโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 9 เขื่อน
Note. From “Map showing the locations of hydropower plants in Thailand. In Alternative Energy Development Plan 2018-2037 (AEDP 2018)”, by Department of Alternative Energy and Energy Conservation, 2021, retrieved from <https://www.egat.co.th/home>

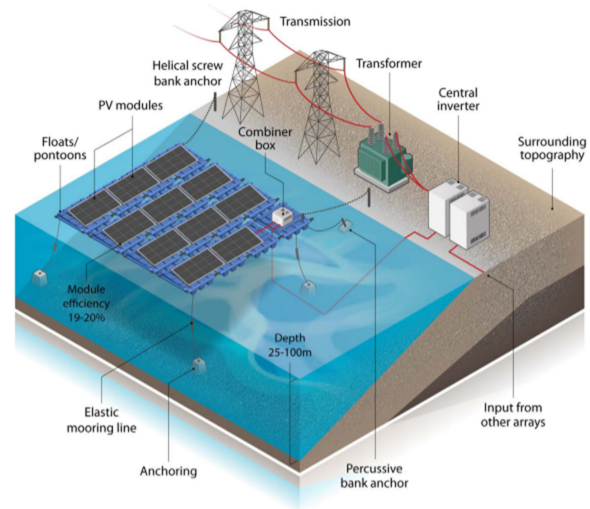
ทบทวนวรรณกรรมและกรอบแนวคิดงานวิจัย

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (Floating Solar Photovoltaics--FSPV) เป็นหนึ่งในเทคโนโลยีพลังงานทดแทนที่ได้รับความนิยมอย่างมากในปัจจุบันทั่วโลก เนื่องจากสามารถแก้ไขปัญหาข้อจำกัดด้านพื้นที่สำหรับการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนบก อีกทั้งยังช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น การใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำไม่เพียงแต่ช่วยลดการสูญเสียจากการระเหย แต่ยังช่วยลดอุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้สามารถผลิตพลังงานได้มากขึ้น (Jornsano et al., 2023) การประเมินศักยภาพของ FSPV

ได้รับการศึกษาในหลายประเทศ เช่น การศึกษาในระดับโลกที่ประเมินเทคโนโลยีไฮบริดของ FSPV ร่วมกับพลังน้ำ ซึ่งพบว่า เทคโนโลยีนี้สามารถเพิ่มการผลิตไฟฟ้าและลดต้นทุนโครงสร้างพื้นฐานได้อย่างมีประสิทธิภาพ (Lee et al., 2020) ในประเทศบังกลาเทศ การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้ง FSPV ร่วมกับพลังน้ำพบว่ามีมูลค่าและสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าการติดตั้งบนบก (Sarker et al., 2021) นอกจากนี้ในประเทศแซมเบีย การศึกษาการติดตั้ง FSPV ในเขื่อนพลังน้ำยังพบว่าช่วยลดการระเหยของน้ำและเพิ่มศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างมาก (Chirwa et al., 2023) ส่วนในประเทศอินโดนีเซีย มีการติดตั้ง FSPV ที่ Cirata Reservoir ซึ่งนอกจากจะช่วยผลิตไฟฟ้าแล้ว ยังมีบทบาทในการจัดการคุณภาพน้ำและลดการเกิดสาหร่ายในอ่างเก็บน้ำ (Sibuea et al., 2022)

การติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในประเทศไทยมีการศึกษาและพัฒนาอย่างต่อเนื่องเนื่องจากมีศักยภาพสูงทั้งในด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์ และสิ่งแวดล้อม งานวิจัยหนึ่งที่ได้ศึกษาศักยภาพการติดตั้ง FSPV ในเขื่อน 12 แห่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) พบว่าการติดตั้งระบบนี้สามารถเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานได้โดยไม่ต้องเสียพื้นที่บนบก อีกทั้งยังช่วยลดการระเหยของน้ำและการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Sapthanakorn & Salakij, 2021) นอกจากนี้การวิเคราะห์วงจรชีวิตและความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ยังระบุว่า FSPV มีประสิทธิภาพในการประหยัดพลังงานและลดต้นทุนในระยะยาว ซึ่งจะช่วยให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายพลังงานทดแทนได้อย่างยั่งยืน (Clemons et al., 2021)

เพื่อเสริมสร้างศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศ การศึกษานี้ยังครอบคลุมถึงการพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการวิเคราะห์ต้นทุนในการติดตั้ง FSPV ในแต่ละเขื่อน การประเมินความคุ้มค่าดังกล่าวจะรวมถึงต้นทุนการติดตั้ง การบำรุงรักษา เพื่อพิจารณาความเหมาะสมของแต่ละเขื่อนในการรองรับระบบ ทั้งในแง่ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าและความเสถียรในการดำเนินการของโครงการ



ภาพ 2 แผนผังแสดงโครงสร้างของระบบ FSPV

Note. From “Floating photovoltaic system cost benchmark: Q1 2021 installations on artificial water bodies (Technical Report NREL/TP-7A40-80695)”, by V. Ramasamy and R. Margolis, 2021, Copyright by National Renewable Energy Laboratory

วิธีดำเนินการวิจัย

เป้าหมายหลักของการวิจัยนี้คือการประเมินการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ และศักยภาพของทรัพยากรบนเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำที่กำหนดทั้ง 9 เขื่อน โดยแบ่งออกเป็น 16 โครงการ ซึ่งแล้วเสร็จและดำเนินการจ่ายไฟเข้าระบบแล้ว 2 โครงการ อีก 14 โครงการที่ยังไม่ได้ทำการติดตั้งและวางแผนดังตาราง 1 โดยดำเนินการตามแผนพัฒนาซึ่งจะสามารถพัฒนาควบคู่ไปกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ จากการอ้างอิงและแหล่งที่มาของข้อมูล ผู้วิจัยจึงใช้ โปรแกรม System Advisor Model--SAM เป็นเทคนิคการวิเคราะห์พลังงานโดยอิงจากโมเดลต่าง ๆ ที่ถูกพัฒนาเพื่อจำลองการทำงานของระบบพลังงานแสงอาทิตย์อย่างแม่นยำ ในบริบทของการวิเคราะห์ระบบนั้น โปรแกรม SAM ใช้ Photovoltaic--PV Performance Model ซึ่งเป็นโมเดลที่ใช้คำนวณพลังงานที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์ โดยพิจารณาปัจจัยต่าง ๆ เช่น อุณหภูมิของแผง ค่าแสงอาทิตย์ การสะท้อนแสง และการกระจายแสงจากผิวน้ำ ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญในการติดตั้งระบบบนทุ่นลอยน้ำ นอกจากนี้ SAM ยังใช้ Financial Model เพื่อประเมินต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ซึ่งรวม

ถึงต้นทุนการติดตั้ง ต้นทุนการบำรุงรักษา และรายได้จากการขายไฟฟ้า

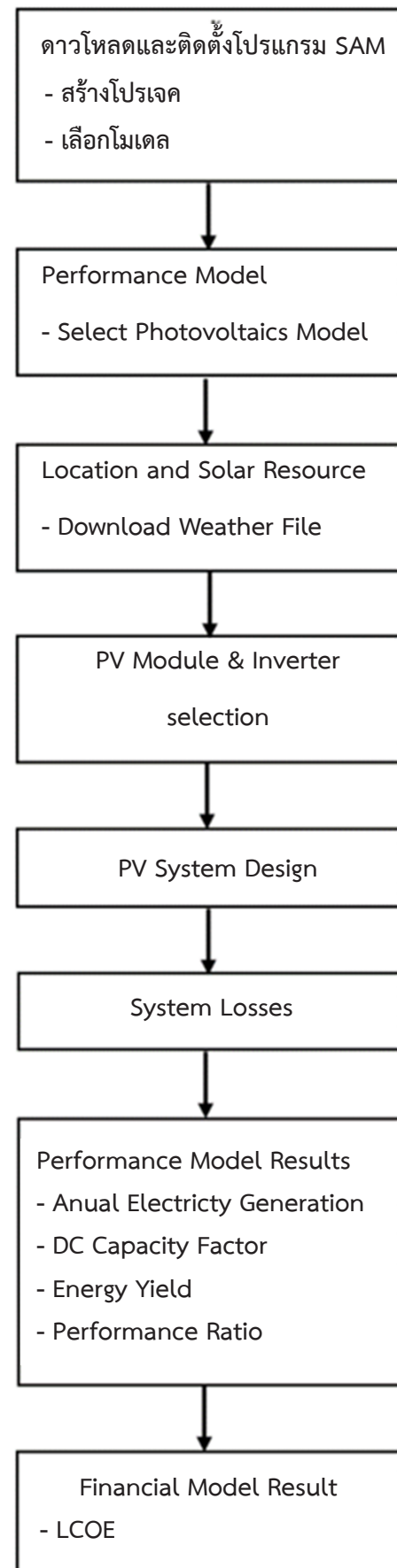
ในกรณีของ Floating Solar PV SAM สามารถใช้ Single Diode PV Performance Model ซึ่งคำนวณความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์โดยพิจารณาปัจจัยของแสงที่ได้รับ อุณหภูมิ และความชื้น นอกจากนี้ SAM ยังสามารถปรับตั้งค่าให้เหมาะสมกับการใช้งานในแต่ละพื้นที่โดยใช้ Weather Data ที่สามารถนำเข้าจากแหล่งข้อมูลภายนอกเพื่อเพิ่มความแม่นยำในการคำนวณในการคาดการณ์เพื่อหาผลลัพธ์จากการจำลองหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (generation rate) จากการประมาณการต้นทุนพลังงานสำหรับโครงการ และเป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์เพื่อนำเสนอแนวทางการประหยัดพลังงานและลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) อย่างมีประสิทธิภาพ โดยสามารถนำไปประเมินเป็นขั้นตอนต่าง ๆ แสดงในภาพ 2

1. การสร้างแบบจำลองและขั้นตอนการวิจัย

ระบบ System Advisor Model--SAM คือซอฟต์แวร์จำลองประสิทธิภาพทางเทคโนโลยีที่ช่วยผู้ใช้ในอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนทำการตัดสินใจโดยยึดตามผลลัพธ์ที่ได้รับ เพื่อเป็นต้นแบบโครงการพลังงานหมุนเวียนใน SAM สามารถเลือกแบบจำลองประสิทธิภาพเพื่อเป็นตัวแทนของโครงการและกำหนดค่าพารามิเตอร์อินพุตได้แก่ที่ตั้งโครงการ ประเภทอุปกรณ์ การติดตั้ง การดำเนินงานของตัวแปรอินพุตจากนั้นวิเคราะห์ผลลัพธ์ (National Renewable Energy Laboratory, 2022)

2. ข้อมูลของพื้นฐานของ 9 เขื่อน

จากการศึกษาข้อมูลพื้นฐานเบื้องต้น ผู้วิจัยได้ทำการสรุปข้อมูลเฉพาะของเขื่อนพลังน้ำ 9 แห่ง ข้อมูลในตาราง 2 แสดงรายละเอียดเกี่ยวกับระดับน้ำต่ำสุดและระดับน้ำสูงสุดของแต่ละเขื่อน (m ASL) รวมถึงพื้นที่ผิวน้ำในหน่วยตารางกิโลเมตร ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อการติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์แบบทุ่นลอยน้ำ นอกจากนี้ระดับความลึกของน้ำในแต่ละเขื่อนยังเป็นปัจจัยที่มีผลต่อความมั่นคงของทุ่นลอยน้ำ เนื่องจากน้ำลึกจะช่วยให้ทุ่นมีความเสถียรมากยิ่งขึ้น



ภาพ 3 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

ตาราง 1

โครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 9 เขื่อน

โครงการ	เขื่อน	จังหวัด	ตำแหน่ง	กำลังการผลิต (MW)	เริ่มต้นใช้งาน (พ.ศ.)
1	เขื่อนสิรินธร	อุบลราชธานี	12' 22.8N 25' 45.0E	45	2564
2	เขื่อนอุบลรัตน์	ขอนแก่น	46' 31.42N 37 '5.97E	24	2566
3	เขื่อนภูมิพล	ตาก	14' 38.7N 58' 23.95E	158	2569
4	เขื่อนศรีนครินทร์	กาญจนบุรี	24' 31N 07' 42E	140	2569
5	เขื่อนวชิราลงกรณ	กาญจนบุรี	06' 54.43N 27' 42.38"E	50	2570
6	เขื่อนศรีนครินทร์_2	กาญจนบุรี	24' 31N 07' 42"E	280	2572
7	เขื่อนภูมิพล_2	ตาก	14' 38.7N 58' 23.95E	300	2573
8	เขื่อนวชิราลงกรณ_2	กาญจนบุรี	06' 54.43N 27' 42.38E	250	2574
9	เขื่อนศรีนครินทร์_3	กาญจนบุรี	24' 31N 07' 42E	300	2575
10	เขื่อนจุฬาภรณ์	ชัยภูมิ	32' 9.60N 38' 49.20E	40	2576
11	เขื่อนบางลาง	ยะลา	9' 23N 101° 16' 25E	78	2576
12	เขื่อนภูมิพล_3	ตาก	14' 38.7N 58' 23.95E	320	2576
13	เขื่อนรัชชประภา	สุราษฎร์ธานี	58' 36N 48' 16E	140	2577
14	เขื่อนสิริกิติ์_1	อุตรดิตถ์	45' 50N 33'48E	325	2578
15	เขื่อนรัชชประภา_2	สุราษฎร์ธานี	58' 36N 48'16E	100	2579
16	เขื่อนสิริกิติ์_2	อุตรดิตถ์	45' 50N 33'48E	175	2580

Note. From "Sirindhorn Dam floating solar projec", by Electricity Generating Authority of Thailand, 2021, retrieved from <https://www.egat.co.th/home/en/20211103-pre/>

ตาราง 2

ลักษณะจำเพาะของเขื่อนที่ทำการศึกษา

โครงการ	เขื่อน	ระดับน้ำต่ำสุด (m ASL)	ระดับน้ำสูงสุด (m ASL)	พื้นที่ผืนน้ำ (km ²)	กำลังการผลิตทั้งหมด (MW)	ความแปรผันของระดับน้ำในเขื่อน (m)
1	เขื่อนสิรินธร	137.95	140	288	45	2.05
2	เขื่อนอุบลรัตน์	176.21	180.8	388	24	4.59
3	เขื่อนภูมิพล	228.3	247.87	300	778	19.57
4	เขื่อนศรีนครินทร์	166.03	172.04	419	720	6.01
5	เขื่อนวชิราลงกรณ	141.9	151.44	388	300	9.54
6	เขื่อนจุฬาภรณ์	744.02	755.76	12	40	11.74
7	เขื่อนบางลาง	104.45	110.85	2080	78	6.4
8	เขื่อนรัชชประภา	81.96	87.76	185	240	5.8
9	เขื่อนสิริกิติ์	135.32	145.38	260	500	10.06

Note. From "Alternative Energy Development Plan 2018-2037 (AEDP 2018)", by Department of Alternative Energy and Energy Conservation, 2020. Copyright by Department of Alternative Energy and Energy Conservation

ตาราง 3

ค่าเฉลี่ยรายปีคำนวณจากข้อมูลไฟล์สภาพอากาศ (Department of Alternative Energy., 2020)

โครงการ	เดือน	GHI (kWh/m ² /day)	DNI (kWh/m ² /day)	DHI (kWh/m ² /day)	Average Temperature (°C)	Average Wind Speed (m/s)
1	เชื่อนสิรินธร	5.31	4.39	2.35	27	1.6
2	เชื่อนอุบลรัตน์	5.38	4.44	2.4	26.6	2.1
3	เชื่อนภูมิพล	5.32	4.32	2.43	27.1	0.8
4	เชื่อนศรีนครินทร์	5.2	3.94	2.51	27.2	1.5
5	เชื่อนวชิราลงกรณ์	5.43	4.3	2.48	26.2	0.6
6	เชื่อนจุฬาภรณ์	5.06	4.11	2.39	23	1.7
7	เชื่อนบางลาง	5.22	3.85	2.51	26.6	0.5
8	เชื่อนรัชชประภา	5.14	3.88	2.46	26.2	0.4
9	เชื่อนสิริกิติ์	5.35	4.31	2.48	27.2	0.9

Note. From “Alternative Energy Development Plan 2018-2037 (AEDP 2018)”, by Department of Alternative Energy and Energy Conservation, 2020. Copyright by Department of Alternative Energy and Energy Conservation

ตาราง 3 นำเสนอข้อมูลด้านสภาพอากาศที่สำคัญ เช่น ค่า GHI--Global Horizontal Irradiance DNI--Direct Normal Irradiance และ DHI--Diffuse Horizontal Irradiance ซึ่งเป็นตัวชี้วัดการตกกระทบของแสงอาทิตย์ในพื้นที่ที่ติดตั้งโซลาร์เซลล์ ค่าเหล่านี้เป็นปัจจัยสำคัญที่ต้องพิจารณาเพื่อประเมินประสิทธิภาพของระบบโซลาร์เซลล์ในแต่ละพื้นที่เชื่อนตามภูมิภาคของประเทศไทย (World Bank Group, 2019) ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับอุณหภูมิเฉลี่ยและความเร็วลมเฉลี่ยยังเป็นอีกปัจจัยที่ส่งผลต่อการทำงานของแผงโซลาร์เซลล์ อุณหภูมิที่สูงมากอาจลดประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าลง ในขณะที่ลมสามารถช่วยลดความร้อนบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้การทำงานมีประสิทธิภาพมากขึ้นเช่นกัน อุณหภูมิเฉลี่ยที่ปรากฏในตารางมีค่าใกล้เคียงกันเนื่องจากเชื่อนทั้ง 9 แห่ง ตั้งอยู่ในพื้นที่ที่มีลักษณะภูมิประเทศและภูมิอากาศคล้ายคลึงกัน ซึ่งประเทศไทยมีภูมิอากาศแบบร้อนชื้น ทำให้อุณหภูมิเฉลี่ยในแต่ละพื้นที่แตกต่างกันไม่มาก แม้ว่าจะมีการตั้งอยู่ในจังหวัดที่ต่างกัน แต่อุณหภูมิและสภาพอากาศโดยรวมมักมีความคล้ายคลึงกันเนื่องจากภูมิประเทศที่คล้ายคลึงกันและสภาพอากาศในเขตร้อนชื้น (NASA., 2020)

3. การประเมินตำแหน่งและทรัพยากรแสงอาทิตย์

แบบจำลองประสิทธิภาพ SAM ใช้ข้อมูลจากไฟล์สภาพอากาศเพื่อเป็นตัวแทนของทรัพยากรหมุนเวียนและ

สภาพอากาศโดยรอบที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพของระบบไฟล์สภาพอากาศที่มีข้อมูลเกี่ยวกับรังสีดวงอาทิตย์และการสังเกตสภาพอากาศในทุกสถานที่เนื่องจากระบบ Solar PV ขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้ง การบันทึกต่าง ๆ จะถูกจัดเก็บไว้ในฐานข้อมูล และโลบรารี่จะถูกริเฟรชเพื่อให้ไฟล์ปรากฏในโลบรารี่ SAM (National Renewable Energy Laboratory, 2022) การประเมินการแผ่รังสีของแสงอาทิตย์ สำหรับเชื่อนพลังน้ำในประเทศไทยทั้ง 9 เชื่อน ดังแสดงในตาราง 3 บ่งบอกถึงช่วงเวลาที่สนใจในอดีต ช่วยให้สามารถค้นหาได้อย่างแน่ชัดว่ารังสีจากดวงอาทิตย์เป็นปริมาณเท่าใดสำหรับการปรับใช้เพื่อพัฒนา และใช้เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ที่คุ้มต้นทุน อุณหภูมิของอากาศและการแผ่รังสีจากแสงอาทิตย์เป็นสิ่งสำคัญสองประการสำหรับตัวแปรในแบบจำลองพลังงาน เมื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนน้ำ โดยทั่วไปอุณหภูมิเฉลี่ยจะเย็นกว่าบนบกและมีความเร็วลมสูงกว่าทำให้สามารถระบายอากาศดีขึ้น ความเย็นจากผิวน้ำจะส่งผลให้มีประสิทธิภาพมากกว่าระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินหรือบนหลังคา (Lee et al., 2020) การประเมินทรัพยากรแสงอาทิตย์โดยศึกษาจากค่า GHI คือ ผลรวมของลำแสงที่ได้รับและการแพร่กระจายการแผ่รังสีบนระนาบแนวนอน (Maraj, Kertusha, & Lushnjari, 2022) พบว่า เชื่อนวชิราลงกรณ์ มีรังสีดวงอาทิตย์แนวนอนสูงสุด รองลงมาคือ เชื่อนอุบลรัตน์ และเชื่อน

จุฬารณมีค่าต่ำที่สุด แต่เมื่อพิจารณาอุณหภูมิเฉลี่ยของ เซลล์ในแต่ละภูมิภาคค่อนข้างจะเท่ากัน ดังนั้นในระบบ เซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ จะทำการกำหนดความเอียงและราบ (Global Tilted Radiation--GTI) ซึ่งบางครั้งเรียกว่า Plane on Array--POA GTI หรือ POA คือ ผลรวมของการกระจายกระจาย รังสีตรง และรังสีสะท้อนตามลำดับ

4. การกำหนด Solar module และ Inverter

จากการศึกษาแหล่งข้อมูลของเขื่อนสิรินธรและเขื่อนอุบลรัตน์พบว่า การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขึ้นอยู่กับการจัดซื้อจัดจ้างของบริษัทรับเหมาที่ได้รับการประมูล ข้อมูลเบื้องต้น เช่น กำลังการผลิตและวันดำเนินการจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เพื่อไปดำเนินการออกแบบ และสำรวจความเหมาะสมตามลักษณะและข้อจำกัดต่าง ๆ ของเขื่อนนั้น ๆ ผู้วิจัยยังได้พบว่า การติดตั้งที่ผ่านมามีข้อกำหนดทางด้านชนิดของโซลาร์โมดูลที่เหมือนกัน คือ Mono Crystalline Silicon Double Glass ซึ่งมีคุณสมบัติที่ทนต่อความชื้นเนื่องจากแผงต้องลอยตัวอยู่บนผิวน้ำ และในส่วนของกำลังทางไฟฟ้าของแผง (Wp) พบว่า มีความแตกต่างกันด้วยวิวัฒนาการทางด้านการผลิตและเทคโนโลยีใหม่ที่เข้ามาทดแทนเพื่อให้ได้กำลังผลิตที่สูงขึ้นและลดจำนวนของแผงให้น้อยลง และเลือกใช้ Inverter ที่มีกำลังวัตต์มากกว่ากำลังไฟฟ้าที่ต้องการใช้ เพื่อให้ระบบทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ควรเลือก Inverter ที่มีกำลังวัตต์มากกว่ากำลังไฟฟ้าที่ต้องการใช้ประมาณ 20-30%

ในการค้นหาจำนวนโมดูล จำนวน Inverter ระยะห่างระหว่างอาร์เรย์ ฯลฯ สมการทางคณิตศาสตร์ต่าง ๆ ถูกใช้โดย SAM สมการเหล่านี้ (Makhija et al., 2021) อธิบายดังต่อไปนี้

จำนวนของโซลาร์โมดูลคำนวณโดย

$$M_{total} = \left[\frac{V_{max} + V_{min}}{2} \right] / V_{mod} \quad (1)$$

$$S_{parallel} = \left[(C \times 1000W / kW) / P_{max} \right] / M_{total} \quad (2)$$

โดยที่ V_{max} และ V_{min} คือ แรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการติดตามจุดกำลังไฟสูงสุด (MPPT) ในอินเวอร์เตอร์

V_{mod} คือ การแสดงถึงแรงดันไฟฟ้าที่สอดคล้องกับกำลังสูงสุด

$S_{parallel}$ คือ จำนวนสตริงที่ขนานกัน
 P_{max} คือ ค่ากำลังโมดูลสูงสุด

จำนวนของ Inverter ที่ต้องการกำหนดให้

$$INV_{total} = \frac{[M_{total} \times S_{parallel} \times P_{max-mod}]}{[R_{ratio} \times P_{inv-max}]} \quad (3)$$

ในที่นี้ $P_{max-mod}$ คือ กำลังของโมดูลสูงสุด ตัวแทน Ratio จะส่งอัตราส่วนของ DC ต่อกำลัง AC และได้รับค่า 1.0

$P_{inv-max}$ คือ กำลังไฟฟ้ากระแสสลับสูงสุดของ Inverter ระยะห่างระหว่างอาร์เรย์ได้รับการคำนวณ ดังนี้

$$X_{spacing} = \{ \sin(tilt) \times \tan(Lat + 23.5^\circ) + \cos(tilt) \} \times L \quad (4)$$

โดยที่ L คือ ความยาวของโมดูลและมุมเอียงของแผง

ระดับพื้นที่ทั้งหมดของเซลล์แสงอาทิตย์สามารถคำนวณได้หลังจากระยะห่างอาร์เรย์และมุมเอียงของแต่ละสตริงถูกกำหนด Required area

$$Requiredarea = (M_{total} \times M_{width}) \times X_1 \times S_{parallel} \quad (5)$$

ในการจำลองนี้ผู้วิจัยกำหนดเลือกใช้โมดูลประเภท Sun Power SPR-X22-485-COM ค่า Wp (วัตต์พีค หรือ กำลังไฟฟ้าสูงสุด) ของโมดูลนี้ คือ 485 Wp หรือ 485 W สูงสุดต่อแผง (SunPower Corporation, 2021). เมื่อทำงานในสถานะที่เหมาะสมที่สุดเพื่อประสิทธิภาพที่สูงขึ้นประมาณ 22.47 % โดยมีขนาดของโมดูลอยู่ที่ 2.160 m² สามารถผลิตพลังงานได้มากขึ้นเมื่อเทียบกับการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์มาตรฐาน แผงโมดูลถูกสร้างขึ้นเพื่อให้ทนทานต่อสภาวะสิ่งแวดล้อม เช่น ร่มเงาสะท้อน การเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิในแต่ละวัน ความชื้นที่มากเกินไป และสามารถกำหนดตัวแปรได้จากภายในไลบรารีของโปรแกรม SAM ในส่วนของ Inverter เลือกกำหนดแรงดันไฟฟ้าอินพุตตรงกับโมดูล PV และอ้างอิงจากการติดตั้งของโครงการที่แล้วเสร็จใน 2 โครงการ โดยเลือกใช้โมเดลของ Sunglow Power SC1725UD-US (Nominal AC voltage 690V) ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์เป็นส่วนสำคัญที่ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากแผงโซลาร์เซลล์ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งสามารถใช้กับระบบ

ไฟฟ้าทั่วไปในบ้านหรือในโครงข่ายไฟฟ้าได้ ดังนั้น ค่า 690V จึงหมายถึงแรงดันที่อินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายออกในรูปของไฟฟ้ากระแสสลับ (Sungrow Power Supply Co., 2021) เพื่อการทดสอบประสิทธิภาพสูงสุดในไลบรารีของโปรแกรม SAM ที่ 98.72% โดยกำหนดที่ DC to AC ratio 1.3 หมายความว่าระบบได้รับการออกแบบให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่งไปยัง Inverter ในปริมาณที่มากกว่าส่วนหนึ่งของกำลังการผลิต AC ที่สร้างขึ้น เพื่อส่งผลให้ระบบมีความสามารถในการปรับสมดุลของพลังงานที่ผลิตได้ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น

5. การวิเคราะห์ข้อมูลด้วยโปรแกรม SAM

SAM ไม่มีสิ่งอำนวยความสะดวกในการจำลองระบบ PV แบบหุ่นลอยน้ำซึ่งมีโครงสร้างการติดตั้งที่แตกต่างและมีราคาสูงกว่าเมื่อเทียบกับระบบ PV บนพื้น ค่าพารามิเตอร์ทางเทคนิคและต้นทุนที่พิจารณาสำหรับโมดูล Inverter จะเหมือนกับค่าในระบบบนพื้นดิน รายจ่ายฝ่ายต้นทุน รวมทั้งค่าติดตั้งสูงกว่าระบบภาคพื้นดินถึง 1.2 เท่าเนื่องจากต้องใช้วัสดุพิเศษและระบบรองรับเพื่อให้ลอยอยู่บนน้ำได้ดีกว่าโครงสร้างแบบลอยทั่วไป ดังนั้นในการศึกษาครั้งนี้จะถือว่าเงินทุนและการดำเนินงานค่าใช้จ่ายของระบบ FSPV--Floating Solar Photovoltaics และระบบ GMPV--Ground-Mounted Photovoltaics เท่ากันเนื่องจากไม่มีค่าใช้จ่ายการก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ (Amal, Budiarto & Prakoso, 2022) ข้อควรพิจารณาที่นำมาพิจารณาในการประเมินความเหมาะสมในการติดตั้งคือ พลังงานแสงอาทิตย์ ทรัพยากร สภาพภูมิอากาศในท้องถิ่น พื้นที่ผิวน้ำและลักษณะจำเพาะที่มีอยู่ระดับน้ำ ความกว้างของคลื่น และความเร็วลมข้อพิจารณาด้านสิ่งแวดล้อม ที่นอกเหนือจากพารามิเตอร์อื่น ๆ จะถือเป็นค่าเริ่มต้นในโปรแกรม SAM

จากตาราง 4 สมมติฐานข้อมูลโครงการและอินพุตจากโปรแกรม SAM สามารถสรุปได้ ดังนี้

1. จำนวนอินเวอร์เตอร์ โครงการนี้เลือกใช้ 23 อินเวอร์เตอร์ ของรุ่น Sungrow Power SC1725UD-US โดยแต่ละอินเวอร์เตอร์สามารถรองรับกำลังไฟฟ้า AC สูงสุดที่ 1,728,406 W และกำลังไฟฟ้า DC สูงสุดที่ 1,756,800 W โดยค่าแรงดันไฟฟ้า AC ที่ใช้งานอยู่ที่ 690 V ซึ่งสอดคล้องกับการออกแบบระบบไฟฟ้าของโครงการ

ตาราง 4

ตารางสมมติฐานเงื่อนไขพารามิเตอร์ที่กำลังการผลิต 40 MW

Parameter	Value
Location (Latitude, Longitude)	14.4°N, 99.13°E
Time Zone	GMT +7
Module Type	SunPower SPR-X22-485-COM
Module Efficiency (%)	22.47%
Max Power (Wp)	485 W
Max Power Voltage (Vmp)	78.8 V
Max Power Current (Imp)	6.2 A
Open Circuit Voltage (Voc)	92.7 V
Short Circuit Current (Isc)	6.5 A
Inverter Model	Sungrow Power SC1725UD-US
Number of Inverters	23
Max AC Power (W)	1,728,406 W
Max DC Power (W)	1,756,800 W
Nominal AC Voltage (V)	690 V
DC to AC Ratio	1.3
Number of Modules	107,120
Number of Strings	6,695
Nameplate DC Capacity (kWdc)	51,996.905 kWdc
Total AC Capacity (kWac)	39,753.338 kWac
Total Inverter DC Capacity (kWdc)	40,407.320 kWdc
Total Module Area (m ²)	231,379.200 m ²
Module Orientation	Portrait
Tilt (deg)	20°
Azimuth (deg)	180°
Annual Soiling Loss (%)	5%
DC Power Loss (%)	3.465%

2. ค่าอัตราส่วน DC ต่อ AC อัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้า DC ต่อ AC ที่กำหนดอยู่ที่ 1.3 ซึ่งเป็นค่าอัตราส่วนที่เหมาะสมในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า โดยการตั้งค่านี้นี้ทำให้มั่นใจได้ว่าระบบจะสามารถผลิตพลังงานได้สูงสุดและลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในกระบวนการแปลงไฟฟ้า

3. จำนวนแผงโซลาร์เซลล์ ระบบนี้ใช้ 107,120 แผงโซลาร์เซลล์ ซึ่งติดตั้งเป็นชุดหรือสตริงทั้งหมด 6,695 สตริง แต่ละสตริงประกอบด้วยแผงหลายแผงที่ต่อกันในรูปแบบซีรีส์หรือขนานเพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมโดยมีการใช้โมดูล SunPower SPR-X22-485-COM ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงสุดที่ 22.47%

4. ความลาดเอียงและการจัดวางแผง ระบบถูกออกแบบให้มีความลาดเอียงของแผงที่ 20 °C เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการรับแสงอาทิตย์ โดยแผงทั้งหมดถูกวางในลักษณะแนวตั้งหรือ Portrait และมีการปรับทิศทางไปทางทิศใต้ที่ Azimuth 180 °C ซึ่งเป็นการตั้งค่าทั่วไปสำหรับแผงโซลาร์เซลล์ในพื้นที่แถบเส้นศูนย์สูตรเพื่อรับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุด

5. พื้นที่ที่ใช้ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ ระบบนี้ใช้พื้นที่ติดตั้งทั้งหมด 231,379.20 m² ซึ่งเป็นพื้นที่ที่จำเป็นสำหรับการติดตั้งแผงทั้งหมด รวมทั้งคำนวณพื้นที่ใช้งานสำหรับการจัดวางแถวแผง โดยมีพื้นที่ครอบคลุมทั้งหมดประมาณ 190 ไร่

6. การสูญเสียพลังงานในระบบ ระบบนี้ถูกกำหนดให้มีการสูญเสียพลังงานจากฝุ่นที่ตกบนแผงโซลาร์เซลล์ (Soiling Loss) ประมาณ 5% ต่อปี ซึ่งเป็นค่าปกติในระบบที่มีการบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอ นอกจากนี้ การสูญเสียพลังงาน DC ในระบบยังอยู่ที่ 3.465% ซึ่งเกิดจากการสูญเสียพลังงานในสายไฟและการเชื่อมต่อภายในระบบ

การออกแบบระบบในหน้า System Design นี้จึงมีการกำหนดสมมติฐานและค่าที่เหมาะสมสำหรับการใช้งานในโครงการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ โดยคำนึงถึงการลดการสูญเสียพลังงานและการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานสูงสุดเป็นหลัก

6. การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂)
เซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเป็นกระบวนการผลิตไฟฟ้าและถือเป็นพลังงานสะอาดที่ไม่สร้างมลภาวะใด ๆ

ในกรณีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากระบบ Floating Photovoltaic--FPV มีส่วนร่วมที่สำคัญสามารถนำมาประกอบกับกระบวนการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์และทุ่นลอยน้ำซึ่งเป็นตัวแปรหลักของระบบ อย่างไรก็ตามยังมีค่าน้อยกว่าพลังงานถ่านหินถึง 20% ของการผลิตพลังงานไฟฟ้า (World Bank Group, 2019) และส่วนงานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ของแผงโซลาร์เซลล์เพิ่มเติมอีกทางหนึ่งคือโครงการลอยน้ำมีอายุการใช้งานอย่างยั่งยืนที่สามารถรีไซเคิลหรือพัฒนาจากผลิตภัณฑ์รีไซเคิลได้ โดยค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการผลิต การใช้ไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนเท่ากับ 0.5251 kgCO₂/kWh.year อ้างอิงจากสำนักรับรองคาร์บอนเครดิต องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) สามารถคำนวณได้ดังสมการ 6 (Thailand Greenhouse Gas Management Organization, 2021)

$$\text{Avoided CO}_2\text{Emission} = ER * 0.5251 \quad (6)$$

(kgCO₂ / kWh.year)

LCOE--Levelized Cost of Energy คือ ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการประเมินต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยตลอดอายุการใช้งานของโครงการนั้น ๆ (Clemons et al., 2021) ซึ่งรวมถึงต้นทุนเริ่มต้นในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

$$LCOE = \frac{I_o + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1-r)^t}} \quad (7)$$

โดยที่ I_o คือ การลงทุนด้านการก่อสร้างและการติดตั้ง ซึ่งเรียกอีกอย่างว่าการใช้จ่ายลงทุน (CAPEX)

A_t คือ ต้นทุนการดำเนินงานประจำปีรวมต่อปี t ในอายุการใช้งาน

$FPV \ n(t = 1, 2, \dots, n)$ คือ อัตราส่วนลด

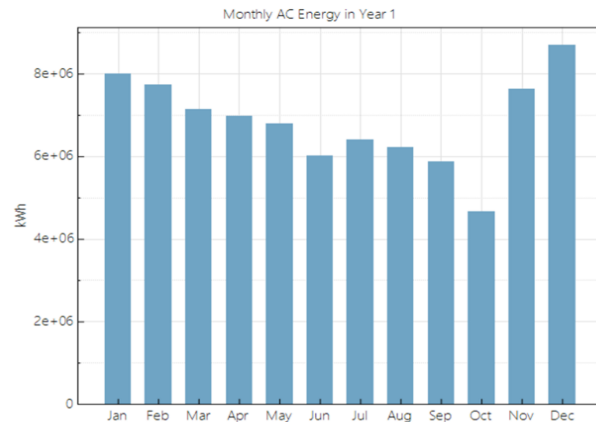
E_t คือ ไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปีตามที่ติดตั้งโครงการ ซึ่งรวมถึงอัตราการเสื่อมสภาพของระบบ FPV

ผลการวิจัย

1. ศักยภาพของระบบจากติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนฟันท่อน้ำของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 9 เขื่อน

ผู้วิจัยได้ใช้โปรแกรม System advisor model Version 2023.12.17 (National Renewable Energy Laboratory, 2022) ช่วยในการศึกษาศักยภาพของการติดตั้งใน 14 โครงการที่ยังไม่ได้ผ่านการติดตั้งจริงและดำเนินการสำรวจเพื่อจัดซื้อและจัดจ้างตามแนวนโยบายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยเน้นไปที่การใช้ข้อมูลสมมติฐานและอินพุตหลักจากโปรแกรมเพื่อประเมินประสิทธิภาพของระบบก่อนที่จะมีการออกแบบโครงสร้างเชิงลึก เช่น การออกแบบฟันท่อนน้ำ อุปกรณ์จับยึด สายตัวนำ และหม้อแปลง

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	82,133,664 kWh
DC capacity factor in Year 1	18.0%
Energy yield in Year 1	1,580 kWh/kW
Performance ratio in Year 1	0.82



ภาพ 4 แสดงผลที่ได้จากการจำลองเชิงจواهرณ์

ตาราง 5

แสดงผลการจำลองตามแผนการติดตั้งจำนวน 14 โครงการ

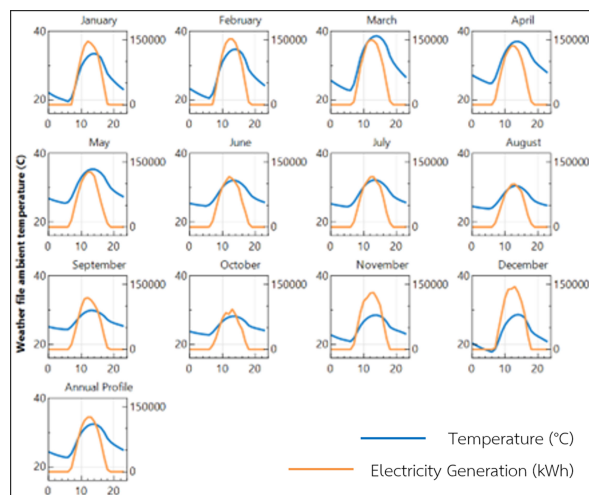
โครงการ	เขื่อน	Annual Electricity Generation (kWh)	Capacity Factor (%)	Energy Yield in 1 year (kWh/year)	Performance ratio in 1 year	CO ₂ Emission (tons/year)
1	เขื่อนภูมิพล	334,768,224	18.6	1630	0.80	175,786
2	เขื่อนศรีนครินทร์	287,827,232	18.1	1581	0.80	151,138
3	เขื่อนวชิราลงกรณ์	107,428,424	18.9	1653	0.80	56,410
4	เขื่อนศรีนครินทร์_2	593,088,000	18.6	1629	0.81	311,430
5	เขื่อนภูมิพล_2	635,940,672	18.6	1631	0.80	333,932
6	เขื่อนวชิราลงกรณ์_2	537,153,920	18.9	1653	0.80	282,059
7	เขื่อนศรีนครินทร์_3	635,614,592	18.6	1630	0.81	333,761
8	เขื่อนจุฬาภรณ์	82,133,664	18.0	1580	0.82	43,128
9	เขื่อนบางลาง	151,682,880	17.1	1496	0.80	79,648
10	เขื่อนภูมิพล_3	678,189,056	18.6	1630	0.80	356,117
11	เขื่อนรัชชประภา	272,182,112	17.1	1495	0.80	142,922
12	เขื่อนสิริกิติ์	698,358,720	18.9	1653	0.80	366,708
13	เขื่อนรัชชประภา_2	194,439,152	17.1	1496	0.80	102,099
14	เขื่อนสิริกิติ์	375,977,928	18.9	1653	0.80	197,426

จากผลในตาราง 5 เมื่อประเมินโครงการทั้ง 14 โครงการแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2580 ปัจจัยด้านปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริง (actual annual electricity generation) ในระบบหรืออุปกรณ์ทำงานจริงในช่วงหนึ่งของปี โดยอ้างอิงจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้พบว่าเชื่อนภูมิผลิตปริมาณไฟฟ้าได้สูงที่สุด 1,649 MWh ตามกำลังการผลิตกำหนดที่ 778 MW โดยมีอัตราส่วนประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้า (capacity factor) 18.6 % แสดงถึงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าที่ดี ส่วนปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ระบบพลังงานสามารถผลิตได้ในระยะเวลา 1 ปี (energy yield) เท่ากับ 1,630 kWh/year และอัตราส่วนสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (performance ratio) โดยวัดจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริงต่อพลังงานที่คาดหวังที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ 80% สามารถนำไปคำนวณค่าการปล่อยการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2eq) ได้เท่ากับ 865,836 $\text{tCO}_2\text{eq/year}$ ส่วนศักยภาพของเชื่อนอื่น ๆ ตามปัจจัยที่ได้ศึกษาพบข้อแตกต่างในด้านของปริมาณพลังงานที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตได้ระยะเวลา 1 ปี ในเชื่อนที่อยู่ทางภาคใต้ของประเทศไทยคือเชื่อนบางกลาง จังหวัดยะลา และเชื่อนรัชชประภา จังหวัดสุราษฎร์ธานี มีค่าเฉลี่ยที่เท่ากัน เท่ากับ 1,496 kWh/year ส่งผลต่อ Capacity factor ที่ 17.1 แตกต่างจากกลุ่มผลของข้อมูลที่ได้จากเชื่อนอื่น ๆ ผู้วิจัยวิเคราะห์ว่าค่าดังกล่าวมีผลกระทบมาจากสภาพอากาศที่แตกต่างกัน เช่น ปริมาณแสงแดดหรือความเร็วลมที่มีอยู่ในพื้นที่ เนื่องจากพื้นที่ภาคใต้ของไทยอยู่ใกล้เส้นศูนย์สูตร สภาพอากาศมีความชื้นสูงและมีฝนตกตลอดทั้งปี ความแตกต่างนี้พิจารณาจากภาพ 5 และภาพ 6 ในส่วนของค่า Capacity Factor และ Performance Ratio--PR ที่มีค่าใกล้เคียงกันเป็นผลมาจากการที่โครงการเหล่านี้ใช้การออกแบบและการตั้งค่าของข้อมูลที่คล้ายคลึงกัน เช่น ประเภทของแผงโซลาร์เซลล์และเงื่อนไขการทำงาน นอกจากนี้ สภาพภูมิอากาศในพื้นที่แต่ละโครงการยังอาจมีความใกล้เคียงกัน ซึ่งส่งผลให้ปัจจัยทั้งสองมีความคงที่และไม่แตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม ค่า Energy Yield (kWh/year) อาจแตกต่างกันเพราะ Yield ขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่น ๆ เช่น ขนาดของระบบ หรือจำนวนแผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งในแต่ละโครงการ ค่า Yield สะท้อนปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จริง ซึ่งจะขึ้นกับขนาดของโครงการและ

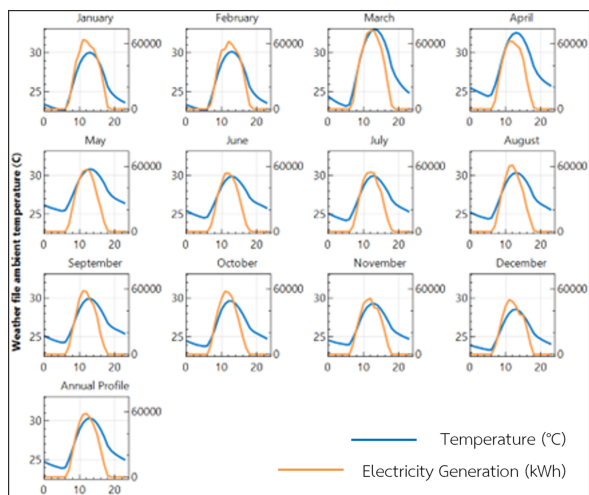
การตั้งค่าต่าง ๆ ซึ่งในตารางอาจแสดงถึงโครงการที่มีขนาดต่างกัน แต่ใช้เทคโนโลยีและประสิทธิภาพใกล้เคียงกัน จึงทำให้ค่า PR และ Capacity Factor ใกล้เคียงกัน

ในรูปภาพแสดงกราฟของ Weather file ambient temperature ($^{\circ}\text{C}$) ตามช่วงเวลาของแต่ละเดือน (มกราคมถึง ธันวาคม) และ Annual Profile ที่แสดงค่าภาพรวมรายปี โดยเส้นสีน้ำเงิน แสดงอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม (ambient temperature) หน่วยวัด คือ องศาเซลเซียส ($^{\circ}\text{C}$) ซึ่งมีที่มาจากข้อมูลสภาพอากาศ บ่งบอกถึงการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิในแต่ละช่วงเวลาของวัน (ตั้งแต่เช้าถึงเย็น) สำหรับแต่ละเดือน เส้นสีส้ม แสดงข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ (electricity generation) หน่วยวัด คือ กิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) ที่แสดงถึงการผลิตพลังงานในช่วงเวลาต่าง ๆ ของวันในแต่ละเดือน

อุณหภูมิของเชื่อนภูมิพลจะสูงที่สุดในช่วงเดือนเมษายน-พฤษภาคม (ประมาณ $35\text{--}40\text{ }^{\circ}\text{C}$) ส่วน อุณหภูมิที่เชื่อนบางกลางจะต่ำกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับเชื่อนภูมิพล โดยจะอยู่ในช่วง $25\text{--}30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ในเดือนต่าง ๆ แสดงให้เห็นถึงการตอบสนองต่อปริมาณแสงที่เข้มข้นในช่วงเวลานี้ แต่ประสิทธิภาพจะลดลงในเดือนที่อุณหภูมิสูงสุดเนื่องจากอุณหภูมิมีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตของแผงโซลาร์และผลจากเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศของภูมิภาคนั้น ๆ



ภาพ 5 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อสภาพภูมิอากาศในแต่ละเดือนของเชื่อนภูมิพล จ.ตาก



ภาพ 6 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อสภาพภูมิอากาศในแต่ละเดือนของเขื่อนบางลาง จ.ยะลา

2. การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

การคำนวณต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน (LCOE) ของโครงการ ผู้วิจัยได้รับข้อมูลต้นทุนการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำในประเทศไทยโดยทั่วไปอยู่ระหว่าง 25 ถึง 40 THB/W ต้นทุนนี้รวมค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับแผงโซลาร์เซลล์ โครงสร้างทุ่นลอยน้ำ และอุปกรณ์ที่จำเป็นอื่น ๆ และอีกปัจจัยคือค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและค่าบำรุงรักษา (operating & maintenance) สำหรับระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำจะอยู่ระหว่าง 335 ถึง 670 THB/kW/y ต้นทุนอาจแตกต่างกันไปตามเงื่อนไขของโครงการโดยเฉพาะ เช่น ขนาดของการติดตั้ง ประเภทของแหล่งน้ำ และค่าแรงในท้องถิ่น โดยกำหนดการเปลี่ยนแปลงไว้ที่ 3% อ้างอิงจากโครงการเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเขื่อนสิรินธร ซึ่งเป็นหนึ่งในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแบบผสมผสาน ในส่วนของประสิทธิภาพได้กำหนดค่าเสื่อมของระบบไว้ที่ 0.5% จากการวิเคราะห์ต้นทุนรวมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนี้พบว่า เขื่อนภูมิพล มีต้นทุนต่ำสุด 1.2 THB/kWh รองลงมาคือ เขื่อนสิริกิติ์และเขื่อนจุฬาภรณ์ที่ 1.66 THB/kWh ที่ระยะเวลา 25 ปี ของการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

สรุปผลและอภิปรายผล

จากการศึกษาศักยภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำพบว่า มีปัจจัยมากมายที่เกี่ยวข้องและผล

ที่ได้รับจากการจำลองนี้บ่งบอกให้ทราบถึงแนวทางการดำเนินงานพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของประเทศไทย ประการแรกคือ การกำหนดแผงเซลล์แสงอาทิตย์และ Inverter ควรพิจารณาถึงปัจจัยหลายประการ เช่น ความต้องการพลังงาน ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ และความเหมาะสมกับสภาพแวดล้อม โดยทั้งนี้ผู้วิจัยได้กำหนดเลือกจากประสิทธิภาพเป็นหลักโดยมีค่าสูงสุดในใบนารีของโปรแกรม SAM อย่างไรก็ตามแผงเซลล์แสงอาทิตย์และ Inverter มีความแปรผันไปตามเทคโนโลยีและการจัดซื้อจัดจ้างของ กฟผ. ซึ่งเป็นการประกวดราคาก่อสร้างตามโครงการอ้างอิงของเขื่อนสิรินธรและเขื่อนอุบลรัตน์ ประการที่สองคือ กำลังการผลิตมีผลต่อการกำหนดขนาดของพื้นที่ติดตั้ง เช่น การศึกษาข้อมูลพื้นฐานของเขื่อนในเรื่องของพื้นที่ผิวน้ำ และความแปรผันของระดับน้ำในเขื่อนเพื่อช่วยในการออกแบบระบบยึดโยงของทุ่นลอยน้ำซึ่งในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยต้องการทราบถึงศักยภาพของการผลิตโดยเขื่อนภูมิพลกำหนดกำลังผลิตติดตั้งที่ 778 MW และจากการจำลองโดยใช้โปรแกรม SAM สามารถผลิตไฟฟ้าสูงสุดรายปีได้ 1649 GW/year พร้อมจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี พ.ศ. 2569 ประการที่สามคือ ข้อมูลสภาพอากาศในแต่ละเขื่อนที่อยู่ในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย เช่น เขื่อนทางภาคใต้จะมีประสิทธิภาพการผลิตที่น้อยกว่าภูมิภาคอื่น ๆ โดยมีสาเหตุจากสภาพอากาศที่มีความชื้นสูงและมีฝนตกตลอดทั้งปี ประการที่สี่คือ การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำมีความแตกต่างจากการปล่อยการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ของแหล่งพลังงานแบบดั้งเดิมอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งเมื่อแผนพัฒนาโครงการนี้แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2580 สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂eq) ที่ 3,001,500 tCO₂eq/year เมื่อทำการเปรียบเทียบค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ระหว่างระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (FSPV) กับระบบพลังงานดั้งเดิม (GMPV) เช่นระบบผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและก๊าซธรรมชาติเพื่อประเมินความสามารถในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก พบว่าระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำการปล่อยก๊าซ CO₂ ในระดับต่ำ เนื่องจากพลังงานที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระหว่างการใช้งาน ในทางตรงกันข้าม ระบบผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินมีค่าการปล่อยก๊าซ CO₂ ประมาณ 1.0 kg CO₂/kWh ที่ผลิต ซึ่ง

หมายความว่า หากโครงการที่มีการผลิตไฟฟ้ารวม 5,716 GWh จะปล่อยก๊าซ CO₂ ประมาณ 5,716,000 ตัน CO₂/year หากเปรียบเทียบกับระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่ปล่อยเพียง 3,001,500 tCO₂eq/year จะเห็นได้ว่าการใช้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์สามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซ CO₂ ได้อย่างมีนัยสำคัญ จากการเปรียบเทียบค่าการปล่อยก๊าซ CO₂ ระหว่างระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับระบบพลังงานดั้งเดิม พบว่า โครงการนี้สามารถลดการปล่อยก๊าซ CO₂ ได้ถึง 2,714,500 ตัน CO₂eq ต่อปี ซึ่งแสดงให้เห็นถึงศักยภาพในการเป็นทางเลือกที่ยั่งยืนและมีประสิทธิภาพในด้านสิ่งแวดล้อม จากผลการจำลองที่ได้แสดงให้เห็นว่าระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำมีศักยภาพในการเป็นพลังงานทางเลือกที่สำคัญในอนาคต อย่างไรก็ตาม ควรพิจารณาถึงความเหมาะสมในการเลือกอุปกรณ์และการออกแบบที่สอดคล้องกับสภาพแวดล้อมของพื้นที่ติดตั้ง

ข้อเสนอแนะ

บทความนี้กล่าวถึงผลลัพธ์จากการจำลองประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 9 เขื่อน ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก AEDP 2018 ในระหว่างปีการติดตั้งของแต่ละโครงการยังมีหลาย

ปัจจัยทำให้ผลของการจำลองนี้เปลี่ยนแปลงทั้งในเรื่องของวัสดุและอุปกรณ์การติดตั้ง เพื่อให้ได้รับประสิทธิภาพสูงกว่าโครงการที่ผ่านมา ซึ่งมีผลทางเศรษฐศาสตร์ตามมา และอีกหนึ่งประเด็นที่ผู้วิจัยไม่ได้กล่าวถึงคือผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนและสิ่งแวดล้อมหลังจากการประเมินการติดตั้งเสร็จ แบบจำลองนี้ถูกสร้างขึ้นโดยข้อมูลที่จำกัดและ โปรแกรม SAM ถูกใช้เพื่อจำลองและคำนวณศักยภาพการผลิตไฟฟ้าเบื้องต้นจากระบบโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้ง รวมถึงการคำนวณการสูญเสียพลังงานในระบบ ซึ่งเป็นทุ่นลอยน้ำ โดยใช้ข้อมูลด้านสภาพแสงอาทิตย์ (เช่น GHI DNI) และประสิทธิภาพของโมดูลโซลาร์เซลล์ ข้อมูลที่มีความสำคัญในขั้นต้นก่อนที่จะไปสู่ขั้นตอนการออกแบบโครงสร้าง ผู้วิจัยมีการใช้ข้อมูลที่คงที่ (fixed input data) ชุดเดียวในการคำนวณ เพื่อลดความซับซ้อนและป้องกันความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงข้อมูลอินพุตหลายชุด ในกรณีนี้ผู้วิจัยสามารถใช้ข้อมูลที่มี โดยการใช้ข้อมูลอินพุตที่มาจากฐานข้อมูลสภาพอากาศที่เชื่อถือได้อย่าง NSRDB และการศึกษานี้ยังไม่ได้ลงลึกในส่วนของการออกแบบโครงสร้างและการยึดโยงให้เหมาะสมกับลักษณะพื้นที่ การใช้ข้อมูลชุดเดียวจึงเป็นทางเลือกที่เหมาะสมในการวิเคราะห์เบื้องต้นก่อนที่จะเข้าสู่ขั้นตอนการออกแบบเชิงโครงสร้างและวิศวกรรมที่ซับซ้อนมากขึ้นในขั้นตอนถัดไป



Reference

- Amal, D. F., Budiarto, R., & Prakoso, A. B. (2022). Analysis of performance, carbon emission, and economics on the design of floating photovoltaic in Sambinasi Village, East Nusa Tenggara. *2022 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)* (pp. 277-282). Jakarta: IEEE
- Chirwa, D., Goyal, R., & Mulenga, E. (2023). Floating solar photovoltaic (FSPV) potential in Zambia: Case studies on six hydropower plant reservoirs. *Renewable Energy Focus*, 44, 344-356. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2025.107082>
- Cromratie Clemons, S. K., Salloum, C. R., Herdegen, K. G., Kamens, R. M., & Gheewala, S. H. (2021). Life cycle assessment of a floating photovoltaic system and feasibility for application in Thailand. *Renewable Energy*, 168, 448-462. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.082>

- Department of Alternative Energy and Energy Conservation. (2021). *Map showing the locations of hydropower plants in Thailand. In Alternative Energy Development Plan 2018-2037 (AEDP 2018)*. Retrieved from <https://www.egat.co.th/home> (in Thai)
- Department of Alternative Energy and Energy Conservation. (2020). *Alternative Energy Development Plan 2018-2037 (AEDP 2018)*. Bangkok: Department of Alternative Energy and Energy Conservation (in Thai)
- Electricity Generating Authority of Thailand. (2021). *Sirindhorn Dam floating solar project*. Retrieved from <https://www.egat.co.th/home/en/20211103-pre/> (in Thai)
- Electricity Generating Authority of Thailand. (2024). *Ubon Ratchathani Dam floating solar project*. Retrieved from <https://www.egat.co.th/home/en/20240306e/> (in Thai)
- Goswami, A. (2023). Effect of humidity on the generation capacity of floating solar photovoltaic system. *Jordan Journal of Electrical Engineering*, 9(1), 31–41. <https://doi.org/10.5455/jjee.204-1667584023>
- Jornsanoh, N., Vorarat, S., Tantawat, W., & Rittidatch, P. (2023). The Bibliometric Analysis of Electricity Generation from Floating Solar, *2023 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2023)* (pp. 107-123). Thailand: IEEE (in Thai)
- Lee, N., Grunwald, U., Rosenlieb, E., Mirletz, H., Aznar, A., Spencer, R., & Cox, S. (2020). Hybrid floating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential. *Renewable Energy*, 162, 1415–1427. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.080>
- Maraj, A., Kértusha, X., & Lushnjari, A. (2022). Energy performance evaluation for a floating photovoltaic system located on the reservoir of a hydro power plant under the Mediterranean climate conditions during a sunny day and a cloudy one. *Energy Conversion and Management: X*, 16, 100275. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100275>
- Makhija, S. P., Dubey, S. P., Bansal, R. C., & Jena, P. K. (2021). Techno-environ-economical analysis of floating PV/on-ground PV/grid extension systems for electrification of a remote area in India. *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, 6, 1–10. <https://repository.up.ac.za/handle/2263/88121>
- NASA. (2020). *Climate change: Evidence and causes*. Retrieved from <https://climate.nasa.gov/evidence/>
- National Renewable Energy Laboratory. (2022). *System advisor model (Version 2013.12.17)*. Retrieved from <https://sam.nrel.gov/> (in Thai)
- Ramasamy, V., & Margolis, R. (2021). *Floating photovoltaic system cost benchmark: Q1 2021 installations on artificial water bodies* (Report no. NREL/TP-7A40-80695). USA: National Renewable Energy Laboratory.
- Sahu, A. K., & Sudhakar, K. (2019). Effect of UV exposure on bimodal HDPE floats for floating solar application. *Journal of Materials Research and Technology*, 8(1), 147–156. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2017.10.002>

- Sapthanakorn, P., & Salakij, S. (2021). Evaluating the potential of using floating solar photovoltaic on 12 reservoirs of electricity generation authority of Thailand hydropower plants. *2021 International Conference on Smart City and Green Energy (ICSCGE)* (pp. 41-45). China: IEEE
- Sarker, S. K., Islam, M. T., & Moniruzzaman, M. (2021). Techno-economic analysis of floating solar PV integrating with hydropower plant in Bangladesh. *IEEE Green Technologies Conference* (pp. 30-36). USA: IEEE
- SunPower Corporation. (2021). *SunPower SPR-X22-485-COM: Technical specification datasheet*. Retrieved from <https://www.sunpower.com>
- Sungrow Power Supply Co., Ltd. (2021). *Sungrow Power SC1725UD-US: Inverter technical specification*. Retrieved from <https://www.sungrowpower.com>
- Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization), Carbon Credit Certification Office. (2022). *Annual greenhouse gas emission reduction report 2022*. Retrieved from <https://www.tgo.or.th> (in Thai)
- World Bank Group, & Solar Energy Research Institute of Singapore. (2019). *Where sun meets water: Floating solar handbook for practitioners*. Washington, DC: World Bank.

