การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย

Evaluation of PV System Performance and Investment of the Solar Tracking and Fixed Tilt Systems Installation in Thailand

ศศิวิมล ทรงไตร พีระวุฒิ ชินวรรังสี อัศวิน หงษ์สิงห์ทอง ณัฐกานต์ อุดมเดชาณัติ ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์
ทวีวัฒน์ กระจ่างสังข์ จรัญ ศรีธาราธิคุณ กอบศักดิ์ ศรีประภา

ห้องปฏิบัติการวิจัยเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ (STL) ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ สวทช.

บทคัดย่อ

การประเมินสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์ และแบบมุมรับแสงคงที่ ทั้ง 2 ระบบใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดรอยต่อแบบเฮเทอโรบนฐานรองผลึกเดี่ยวซิลิคอน และเก็บข้อมูลภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในประเทศไทยเป็นระยะเวลา 1 ปี เพื่อทำการเปรียบเทียบสรรถนะของทั้ง 2 ระบบ พบว่า ระบบที่มีการติดตั้งแบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถรับค่าพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ 12.68% และมีค่าผลผลิตทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 15.39% ทำให้ค่าสมรรถนะของระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่ามากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ 1.87% นอกจากนี้ได้ทำการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน โดยพิจารณาจากระยะเวลาคืนทุนพบว่าระบบที่ติดตั้งแบบมุมรับแสงคงที่จะมีระยะเวลาคืนทุนที่เร็วกว่าแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ เนื่องจากระบบที่ติดตั้งแบบมุมรับแสงคงที่มีการลงทุนที่น้อยกว่าแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์

คำสำคัญ : เซลล์แสงอาทิตย์, ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์, แบบติดตามดวงอาทิตย์, แบบมุมรับแสงคงที่

Abstract

The evaluation of photovoltaic (PV) system energy performance with the solar tracking system and the fixed-tilt system were presented. In order to compare the performance of both systems, these systems were grid-connected using the crystalline silicon hetero-junction solar panel technology. The data was recorded for one year under outdoor conditions in Thailand. It was found that the solar irradiance value of the tracking system show higher than the fixed-tilt system of 12.68% and the final yield value was increased of 15.39% as well as the performance ratio was increased of 1.87%. Furthermore, the evaluation of an investment value was analyzed in term of the payback period. The analysis result shows that the fixed-tilt system has shorter payback period than the tracking system due to a low of installation cost.

Keywords : Photovoltaic, PV module, Solar Tracking System, Fixed tilt system

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. บทนำ

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในประเทศไทยส่วนมากเป็นการติดตั้งแบบมุมรับแสงคงที่ (Fixed Tilt System : FTS) หันหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปทางทิศใต้ทำมุมเดียวกับละติจูดของพื้นที่ติดตั้ง ซึ่งทำให้ใน 1 วัน สามารถรับค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ได้ประมาณ 4 - 5 ชั่วโมง เนื่องจากการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์มีการเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก และมีลักษณะการเคลื่อนที่เปลี่ยนไปตามฤดูกาล ส่งผลถึงการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และเพื่อให้สามารถรับค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ได้มากขึ้น ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Solar Tracking System : STS) จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่ถูกนำมาใช้งาน เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตามดวงอาทิตย์ มีการติดตั้ง Sensor ที่ทำให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเคลื่อนที่ตามลักษณะการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ได้ โดย G. Belluardo และคณะ[1] ได้ทำการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS แบบ STS ชนิด1 แกนหมุน และแบบ STS ชนิด 2 แกนหมุนที่ประเทศอิตาลี เพื่อเปรียบประสิทธิภาพของระบบแต่ละแบบ พบว่าในช่วงฤดูหนาวแบบ STS ชนิด 2 แกนหมุนเป็นระบบที่ใช้งานได้ดีที่สุด รองมาเป็นแบบ STS ชนิด 1 แกนหมุน และแบบ FTS ตามลำดับ ในขณะที่ M.Mehrtash และคณะ[2] ได้ทำการจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS ตามแนวราบ และทำมุมเอียง แบบ STS ชนิด1 แกนหมุนและ 2 แกนหมุนด้วยโปรแกรม PVSOL Pro โดยใช้ข้อมูลสิ่งแวดล้อมของเมือง Montreal ประเทศแคนนาดา ผลที่ได้จากการจำลองพบว่าในวันที่ท้องฟ้าปลอดโปร่ง ระบบแบบ STS ชนิด 2 แกนหมุนให้ค่ารังสีอาทิตย์มากที่สุด แต่ในวันที่มีเมฆมาก ระบบทุกแบบให้ค่ารังสีอาทิตย์ใกล้เคียงกัน

จากข้อมูลดังกล่าวจะเห็นได้ว่าเป็นการทดสอบการทำงานของระบบภายใต้สภาวะแวดล้อมของเมืองหนาว ซึ่งผลที่ได้อาจมีความแตกต่างกับการใช้งานในประเทศไทย ดังนั้นทางคณะผู้วิจัยจึงได้ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 แบบ คือ แบบ FTS และแบบ STS เพื่อทดสอบการผลิตไฟฟ้าของระบบ ภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในประเทศไทย และนำข้อมูลที่ได้มาประเมินสมรรถนะของระบบเพื่อหาความเหมาะสม และความคุ้มค่าในการเลือกใช้เทคโนโลยีในการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ต่อไป

2. การทดสอบ

ในการทดสอบทางคณะวิจัยได้ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS และแบบ STS โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS จะหันหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปทางทิศใต้ ทำมุม 14 องศากับแนวราบ เนื่องจากเป็นทิศทางและมุมที่สอดคล้องกับพิกัดที่ตั้งของสถานที่ทดสอบทำให้สามารถรับพลังงานแสงอาทิตย์ได้ตลอดทั้งปี ทั้งยังได้รับค่าพลังงานรังสีอาทิตย์มากที่สุด และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS เป็นแบบใช้อุปกรณ์ตรวจวัดแสงร่วมกับวงจรควบคุม โดยมี 1 แกนหมุนเพื่อติดตามดวงอาทิตย์ (Single Axis Tracking Systems) ยี่ห้อ Delixi ซึ่งสามารถติดตามการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก โดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากภายนอกประมาณ 90 W ในการควบคุม และขับเคลื่อนระบบ ทั้งนี้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดรอยต่อแบบเฮเทอโรบนฐานรองผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Hetero-junction with Intrinsic Thin Film : HIT) และติดตั้งที่สถาบันวิจัยและเทคโนโลยี บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) อำเภอวังน้อย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ดังรูปที่ 1

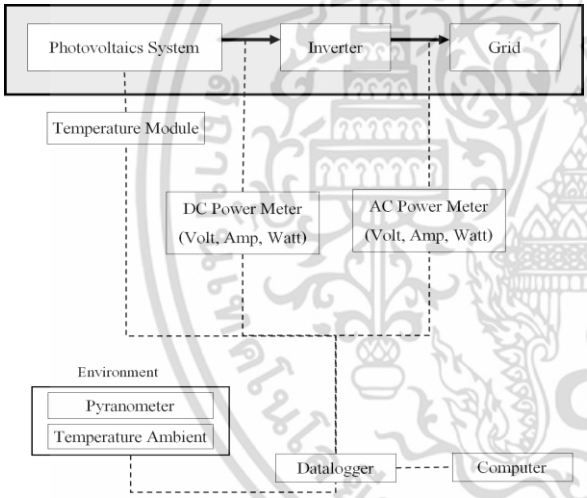
ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ มีขนาดกำลังการติดตั้งประมาณ 1.2 kWp เชื่อมต่อเข้ากับตัวแปลงกระแสไฟฟ้า (Grid-Connected Inverter) ยี่ห้อ SMA รุ่น Sunny boy 1200 และทำการเก็บข้อมูลทางไฟฟ้าของระบบ โดยบันทึกข้อมูลลง Data Logger ทุก 1 นาที และทำการเก็บข้อมูลสภาพแวดล้อมโดยติดตั้ง Pyranometer จำนวน 2 ตัว ยี่ห้อ Kipp&Zonen รุ่น CMP11 ที่ระนาบเดียวกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งในแบบ FTS และแบบ STS เพื่อวัดค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ ติดตั้ง Sensor ยี่ห้อ Sensirion รุ่น SHT15 สำหรับวัดค่าอุณหภูมิ และ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ความชื้นบรรยากาศ ติดตั้ง Sensor ยี่ห้อ Dallas รุ่น DS1820 สำหรับวัดค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยข้อมูลสภาวะแวดล้อมเหล่านี้ ทำการวัดและเก็บบันทึกข้อมูลลง Data Logger เช่นเดียวกันดังรูปที่ 2 จากนั้นนำข้อมูลมาทำการวิเคราะห์สมรรถนะของระบบตามมาตรฐาน International Electrotechnical Commission : IEC 61724[3]

(ก) (ข)

รูปที่ 1 (ก) ระบบแบบ FTS และ (ข) ระบบแบบ STS



รูปที่ 2 ไดอะแกรมระบบการวัด และเก็บบันทึกข้อมูล

3. การประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

3.1 วิธีการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61724 มีค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญที่นำมาใช้ในการเปรียบเทียบสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าของระบบดังนี้

$$Y_a = \frac{E_{pv(DC)}}{P_{o(installed)}} \quad (1)$$

$$Y_f = \frac{E_{grid(AC)}}{P_{o(installed)}} \quad (2)$$

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{STC}} \quad (3)$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \times 100 \quad (4)$$

โดยที่

Y_a คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อขนาดของระบบที่ติดตั้ง : Array Yield (kWh/kWp)

Y_f คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบต่อขนาดของระบบที่ติดตั้ง : Final Yield (kWh/kWp)

Y_r คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางทฤษฎี : Reference Yield (kWh/kWp)

PR คือ ค่าสมรรถนะของระบบ : Performance Ratio (%)

$E_{pv(DC)}$ คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ : Energy from array (kWh)

$E_{grid(AC)}$ คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้า : Energy Generation (kWh)

$P_{o(installed)}$ คือ ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้ง (kWp)

H_i คือ ค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ : Global Irradiation in the plane of the array (kWh/m^2)

G_{STC} คือ ค่ารังสีดวงอาทิตย์ที่มาตรฐาน STC : Irradiation at STC ($1\ kW/m^2$)

3.2 วิธีการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน[4] ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถหาได้จากสมการดังนี้

$$PB = \frac{I}{R} \quad (5)$$

โดยที่

PB คือ ระยะเวลาคืนทุน : Payback Period (ปี)

I คือ เงินลงทุน : Investment (บาท)

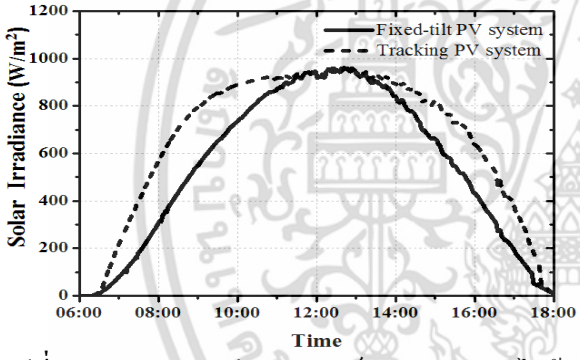
R คือ ผลตอบแทน : Net Benefit per Period (บาท / ปี)

4. ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งแบบ Solar Tracking System และแบบ Fixed Tilt System

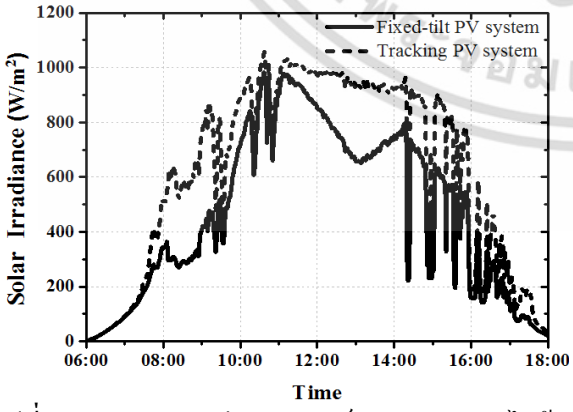
ค่าเฉลี่ยพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ของทั้ง 2 ระบบ ในวันที่ท้องฟ้าโปร่ง แสดงดังรูปที่ 3 จะเห็นได้ว่าค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์มีความแตกต่างกันอย่างชัดเจนในช่วงเช้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(6:00 น. ถึง 11:00 น.) และช่วงบ่าย (14:00 น. ถึง 18:00 น.) โดยระบบแบบ STS มีค่าเฉลี่ยพลังงานรังสีดวงอาทิตย์เท่ากับ 8 kWh/m^2.day มากกว่าระบบแบบ FTS ที่มีค่าเฉลี่ยพลังงานรังสีดวงอาทิตย์เท่ากับ 6.56 kWh/m^2.day ซึ่งต่างกันประมาณ 22% ส่วนในรูปที่ 4 แสดงค่าเฉลี่ยพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ของทั้ง 2 ระบบ ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆมากจะเห็นว่าได้เกือบตลอดทั้งวันระบบแบบ STS มีค่าเฉลี่ยพลังงานรังสีดวงอาทิตย์มากกว่าแบบ FTS โดยระบบแบบ STS มีค่าเฉลี่ยพลังงานรังสีดวงอาทิตย์เท่ากับ 7.34 kWh/m^2.day ซึ่งมากกว่าระบบแบบ FTS ที่มีค่าเฉลี่ยพลังงานรังสีดวงอาทิตย์เท่ากับ 5.61 kWh/m^2.day ซึ่งต่างกันประมาณ 31% ทั้งนี้ค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน เกิดจากระบบแบบ STS สามารถเคลื่อนที่ติดตามดวงอาทิตย์ได้ตลอดทั้งวัน ทำให้สามารถรับพลังงานได้มากกว่าระบบแบบ FTS

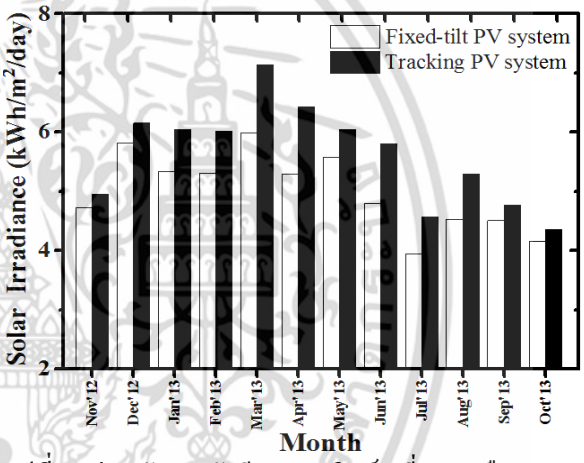


รูปที่ 3 ค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ ในวันที่ท้องฟ้าโปร่ง (เดือนมีนาคม 2556)



รูปที่ 4 ค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆมาก (เดือนเมษายน 2556)

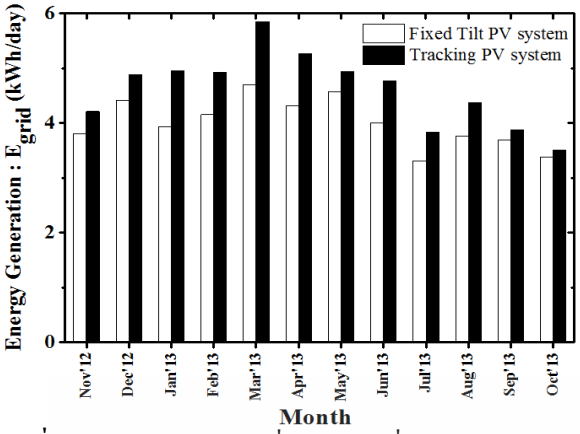
จากรูปที่ 5 แสดงค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายเดือนของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ ในช่วงเดือนพฤศจิกายน 2555 ถึงเดือนตุลาคม 2556 พบว่า ค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS มีค่ามากกว่าระบบแบบ FTS ในทุกเดือน และมีค่ามากกว่าประมาณ 12.68% โดยระบบแบบ STS มีค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 5.63 kWh/m^2.day และระบบแบบ FTS มีค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 5 kWh/m^2.day ทั้งนี้เนื่องมาจากระบบแบบ STS มีระบบติดตามดวงอาทิตย์ทำให้สามารถติดตามดวงอาทิตย์จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก ส่งผลให้มีช่วงระยะเวลาในการรับค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ได้ยาวนานกว่าระบบแบบ FTS



รูปที่ 5 ค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายเดือนของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ

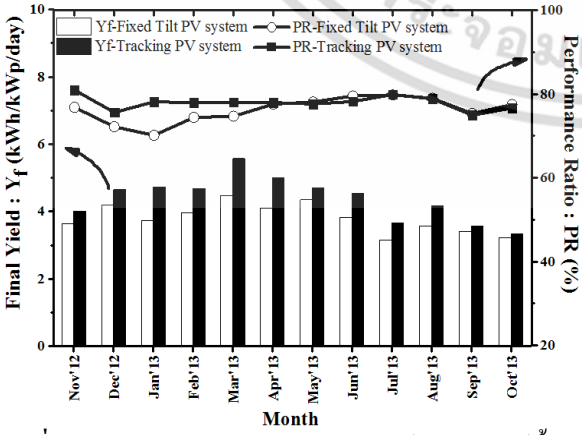
เมื่อพิจารณาค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือน (Energy Generation : E_{grid}) ที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ชนิด ช่วงระหว่างเดือนพฤศจิกายน 2555 ถึงเดือนตุลาคม 2556 พบว่า ระบบแบบ STS สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่าระบบแบบ FTS โดยระบบแบบ FTS มีค่า E_{grid} เฉลี่ยเท่ากับ 4 kWh/day ในขณะที่ระบบแบบ STS มีค่า E_{grid} เฉลี่ยเท่ากับ 4.62 kWh/day ซึ่งมากกว่าประมาณ 15.37% ดังรูปที่ 6 ทั้งนี้เป็นผลเนื่องมาจากค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ที่ระบบได้รับ ดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 6 ค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือนที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ

จากรูปที่ 7 แสดงค่าเฉลี่ย Y_f และค่า PR พบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS มีค่า Y_f เฉลี่ยมากกว่าระบบแบบ FTS ประมาณ 15.39% และให้ค่า PR เพิ่มขึ้นจากระบบแบบ FTS ประมาณ 1.87% โดยที่ระบบแบบ STS มีค่า PR เฉลี่ยเท่ากับ 78.02% และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS มีค่า PR เฉลี่ยเท่ากับ 76.15% ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่า PR ของทั้ง 2 ระบบมีค่าใกล้เคียงกันยกเว้นในฤดูหนาวที่ค่า PR ของระบบแบบ FTS มีค่าน้อยกว่าระบบแบบ STS เนื่องมาจากแนวการโคจรระหว่างดวงอาทิตย์และแนวแกนโลกมีการเปลี่ยนแปลงไปตามเวลาในรอบปี และขึ้นอยู่กับตำแหน่งของพื้นที่ติดตั้ง[5] ในขณะที่ระบบแบบ STS มีระบบติดตามดวงอาทิตย์ ทำให้สามารถรับพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ได้มากกว่าระบบแบบ FTS ส่งผลให้ค่า Y_f และค่า PR มากกว่าระบบ FTS

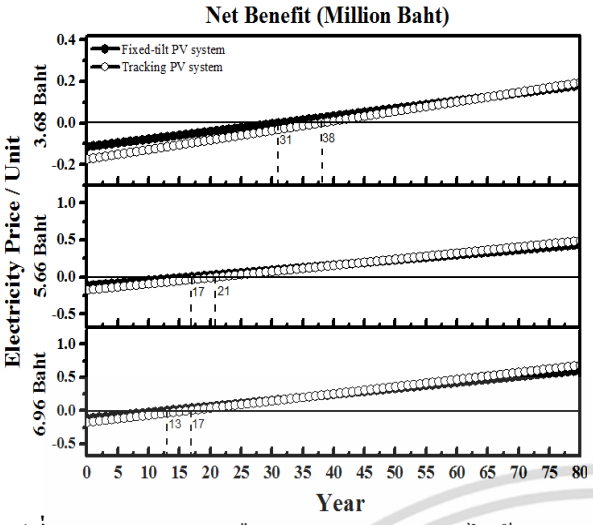


รูปที่ 7 ค่า Y_f และค่า PR จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ

5. ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Solar Tracking System และแบบ Fixed Tilt System

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นอกจากการเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม ยังควรความคำนึงถึงมูลค่าในการลงทุน และผลตอบแทนที่ได้รับในอนาคต เมื่อทำการคำนวนหาระยะเวลาคืนทุนจากสมการที่ 5 โดยคิดจากค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปตามลักษณะการซื้อขายไฟฟ้า[6] พบว่าที่ค่าไฟฟ้าเท่ากับ 3.68 Baht/kWh ซึ่งเป็นค่าไฟฟ้าฐาน ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS มีระยะเวลาการคืนทุนในปีที่ 38 และแบบ FTS มีระยะเวลาคืนทุนในปีที่ 31 ในกรณีที่ค่าไฟฟ้าเท่ากับ 5.66 Baht/kWh ซึ่งเป็นอัตราการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed in Tariff (FIT) ระบบแบบ STS มีระยะเวลาการคืนทุนในปีที่ 21 และแบบ FTS มีระยะเวลาคืนทุนในปีที่ 17 และในกรณีที่ค่าไฟฟ้าเท่ากับ 6.96 Baht/kWh ซึ่งเป็นอัตราการรับซื้อไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop) ระบบแบบ STS มีระยะเวลาการคืนทุนในปีที่ 17 และแบบ FTS มีระยะเวลาคืนทุนในปีที่ 13 จากทั้ง 3 กรณี พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS มีระยะเวลาคืนทุนน้อยกว่าแบบ STS เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS มีมูลค่าการลงทุนประมาณ 113 Baht/Wp ซึ่งน้อยกว่าแบบ STS ที่มีค่าการลงทุนประมาณ 173 Baht/Wp ซึ่งต่างกันประมาณ 52.92% โดยมูลค่าการลงทุนเป็นราคาที่ใช้ในการติดตั้งในปี 2555 เฉพาะพื้นที่ประเทศไทยโดยไม่รวมมูลค่าของที่ดินที่ใช้ในการติดตั้งระบบ หากเป็นการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในทวีปยุโรป หรือประเทศสหรัฐอเมริกามูลค่าการลงทุนจะลดลง[7] ซึ่งทำให้ระยะเวลาการคืนทุนสั้นลงกว่าการลงทุนติดตั้งระบบในประเทศไทย ทั้งนี้ในการคำนวนหาความคุ้มค่าในการลงทุนได้คำนึงถึงค่าบำรุงรักษา และค่าพลังงานไฟฟ้าจากภายนอกที่นำมาใช้กับชุดควบคุมของระบบแบบ STS โดยมีมูลค่าประมาณ 2,278 บาท/ปี และในกรณีที่มีการติดตั้งใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระยะเวลานาน พบว่าระบบแบบ STS จะให้ค่าผลตอบแทนรายปีมากกว่าแบบ FTS ดังรูปที่ 8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 8 ระยะเวลาการคืนทุนของระบบผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบทั้ง 2 ระบบ

6. สรุป

จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS และแบบ FTS ทำการทดสอบการทำงานภายใต้สภาวะการใช้งานจริง พร้อมทั้งเก็บข้อมูลเป็นระยะเวลา 1 ปี พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS สามารถรับค่าพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากกว่าแบบ FTS ประมาณ 12.68% ส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS ให้ค่า Yield มากกว่าแบบ FTS ประมาณ 15.39% และมีค่า PR เพิ่มขึ้นจากแบบ FTS ประมาณ 1.87% ในขณะที่การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน โดยพิจารณาจากระยะเวลาการคืนทุนพบว่าการติดตั้งระบบแบบ FTS มีความคุ้มค่าในการติดตั้งมากกว่าแบบ STS เนื่องจากระยะเวลาการคืนทุนที่สั้นกว่าถึงแม้จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่า และหากพิจารณาผลตอบแทนในระยะยาวพบว่าระบบแบบ STS จะให้ผลตอบแทนที่มากกว่าแบบ FTS ทั้งนี้ในอนาคตหากระบบแบบ STS ได้รับการพัฒนาเทคโนโลยี และมีราคาถูกลงก็เป็นตัวเลือกที่น่าสนใจกว่าเนื่องจากสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่า

7. กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้ดำเนินการวิจัยขอขอบคุณสถาบันวิจัยและเทคโนโลยี บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่ให้การสนับสนุนอุปกรณ์ เครื่องมือ และสถานที่ในการทำงานวิจัย

8. เอกสารอ้างอิง

[1] Giorgio Belluardo, David Moser and Miglena Nikolaeva-Dimitrova, “1-Year Performance of Crystalline Technologies on Different Tracking Systems”, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 3359 – 3362, September, 2012

[2] Mostafa mehrtash, Guillermo quesada, Yvan dutil and Daniel rousse, “Performance Evaluation of Sun Tracking Photovoltaic Systems in Canada”, 20th Annual International Conference on Mechanical Engineering, May, 2012

[3] International Electrotechnical Commision, “Photo voltaic System Performance Monitoring Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis IEC61724”, IEC Standard, 1998.

[4] Paradorn Preedasak, “Principles of Microeconomics”, Reading, Thammasat University Press, 2005.

[5] Serm Janjai, “Solar Radiation”, Reading, Phetkasem Printing Group Co., Ltd, 2014.

[6] Energy Regulatory Commission, “Electricity Tariffs ”, Available Online at http://www.erc.or.th/ (Accessed May, 2015).

[7] Feldman, David, Galen L. Barbose, Robert Margolis, Ted James, Samantha Weaver, Naïm R. Darghouth, Ran Fu, Carolyn Davidson, Sam Booth, and Ryan H. Wiser, “Photovoltaic System Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections - 2014 Edition”, Available Online at http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62558.pdf (Accessed May, 2015).

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้