

โปรแกรมออกแบบและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับพื้นที่เป้าหมายในประเทศไทย

A New Interactive Software for the Design and Analysis of PV Hybrid System For Target Area in Thailand

สุรศักดิ์ น้อยทับทิม, บุญยัง ปลั่งกลาง

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

อ.ธัญบุรี จ.ปทุมธานี 12110 โทร. 0-2549-3429, 0-2549-3420 โทรสาร 0-2549-3422 E-mail:s_noituptim@yahoo.com

Surasak Noituptim, Boonyang Plangklang

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi,
Thanyaburi, Pathumthani 12110, Thailand Tel: 0-2549-3429, 0-2549-3420 Fax: 0-2549-3422 E-mail:s_noituptim@yahoo.com

บทคัดย่อ

บทความนี้เป็น การนำเสนอโปรแกรมสำหรับการออกแบบและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อความสะดวกในการหาขนาดและรูปแบบของระบบที่มีความเหมาะสมสำหรับพื้นที่เป้าหมายในประเทศไทย โดยใช้เทคนิคการจำลองการทำงานของระบบแบบรายชั่วโมง ด้วยการนำข้อมูลสถิติความยาวนานแสงแดดสูงสุดในแต่ละวันของพื้นที่เป้าหมายที่ติดตั้งระบบจำนวน 5 ปี เพื่อหาค่าเฉลี่ยจำนวนชั่วโมงความยาวนานแสงแดดสูงสุดในแต่ละวันตลอดปี แล้วทำการประมาณค่ารังสีอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นราบจากความสัมพันธ์เชิงเส้นองศาอม เพื่อใช้ในการคำนวณค่าพลังงานแสงอาทิตย์รายชั่วโมงตลอดปีที่ตกกระทบบนพื้นเอียง (พลังงานด้านเข้า) แล้วทำการวิเคราะห์หาขนาดและระบบที่เหมาะสมโดยวิธีโปรแกรมเชิงเส้น และวิเคราะห์ระดับความน่าเชื่อถือของระบบในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในส่วนของความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลด (LOLP)

คำสำคัญ : ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

Abstract

This paper presents the development of a new software program for the Design and Analysis the PV-Hybrid system for Thailand that never published anywhere before. The Utility of this software is finding of sizing and typing of optimal system in target area of Thailand. In this paper, we use hourly simulation technique methods. The first step in sizing, the long term duration of sunshine data recorded for five years are used to calculate the daily mean maximum duration sunshine in year. These data used

to estimate the global radiation on horizontal surface from linear relation in Angstrom equation. Next, these data use as initial input to systems. Finally, we solve sizing of photovoltaic system by linear programming model. The reliability level measure in term of loss of load probability (LOLP).

Key words: Design PV hybrid system, Analysis Software

1. บทนำ

การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สิ่งสำคัญก็คือ ความน่าเชื่อถือในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบซึ่งความน่าเชื่อถือจะขึ้นอยู่กับ ขนาดและรูปแบบของระบบ ที่มีความเหมาะสมกับระดับความต้องการการใช้พลังงานของโหลด และปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับ ดังนั้นความสัมพันธ์ที่เหมาะสมจะทำให้การผลิตพลังงานไฟฟ้ามีราคาถูกลงได้ วิธีที่ผ่านมา [1] ได้แสดงการวิเคราะห์หาขนาดระบบโฟโตโวลตาอิก (ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์และขนาดแบตเตอรี่) ที่มีความสัมพันธ์กับระดับความน่าเชื่อถือในการจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยใช้ค่าพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์และปริมาณโหลดเฉลี่ยร่วมกับค่าสัมประสิทธิ์ที่วิเคราะห์ได้จากข้อมูลสถิติพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนหลาย ๆ สถานี ที่ครอบคลุมพื้นที่นั้นทั้งหมด วิธีนี้ถึงแม้จะคำนวณหาขนาดระบบได้ง่ายแต่ในวิธีการไม่ได้คำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับ ซึ่งมีผลต่อความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบโดยตรง และวิธีการสร้างแผนที่แสดงค่าสัมประสิทธิ์ที่ใช้ในการคำนวณหาขนาดระบบที่เหมาะสมมีความยุ่งยาก จากนั้นได้พัฒนาวิธีการที่ใช้ข้อมูลพลังงานเฉลี่ย [2] หาได้ทั่วไปแทนการใช้ข้อมูลสถิติที่หาได้ยากกว่า เช่น

ค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าดัชนีความกระจ่าง (Clearness index) ฯลฯ ในการคำนวณหาขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งในแบบจำลองทางคณิตศาสตร์มุ่งเน้นที่จะคำนวณหาขนาดระบบที่สัมพันธ์กับความนำเชื่อถือในการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ต้องการ ส่วนการคำนวณแบบเตอร์จะขึ้นอยู่กับความต้องการสำรองพลังงานของผู้ใช้เป็นหลัก

จากวิธีการข้างต้นมีขั้นตอนและวิธีการที่ยังยากต่ออาศัยผู้เชี่ยวชาญในการวิเคราะห์ และจากการใช้ข้อมูลเฉลี่ยในการวิเคราะห์นั้นทำให้ได้ขนาดระบบที่มีขนาดเล็กกว่าความเป็นจริง ดังนั้นจุดประสงค์ของบทความนี้ได้ออกแบบโปรแกรมสำหรับการออกแบบและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีขนาดและรูปแบบที่เหมาะสมสำหรับพื้นที่เป้าหมายในประเทศไทย

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 การคำนวณค่ารังสีอาทิตย์ที่ตกบนพื้นราบ

ในสภาพท้องฟ้าแจ่มใสความเข้มรังสีอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับระยะทางระหว่างโลกกับดวงอาทิตย์ มุมระหว่างรังสีอาทิตย์แบบโดยตรงกับพื้นราบและปริมาณความหนาแน่นของไอ้ในชั้นบรรยากาศ [3] โปรแกรมจะคำนวณหาค่าความเข้มรังสีอาทิตย์รวมสมการที่ (1) และความเข้มรังสีอาทิตย์แบบโดยตรงสมการที่ (2)

$$G_c = F \sum_{i=0}^6 a_i \left[\frac{z}{90} \right]^{2i} \quad (1)$$

$$I_c = F \sum_{i=0}^6 b_i \left[\frac{z}{90} \right]^{2i} \quad (2)$$

เมื่อ G_c คือ ความเข้มรังสีอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นราบในสภาพท้องฟ้าแจ่มใส

I_c คือ ความเข้มรังสีอาทิตย์แบบโดยตรงที่ตกกระทบบนพื้นราบในสภาพท้องฟ้าแจ่มใส

a, b , คือ ค่าสัมประสิทธิ์ของสมการอนุกรมกำลัง

$$\text{และ } F = 1 - 0.0335 \sin \left[\frac{360(D-94)}{365} \right] \quad (3)$$

$$Z = \cos^{-1} (\sin L \sin \sigma + \cos L \cos \sigma \cos h) \quad (4)$$

$$\delta = 23.45 \sin \left(\frac{360}{365} (284 + D) \right) \quad (5)$$

มุมชั่วโมงดวงอาทิตย์ (h) จะขึ้นอยู่กับเวลาสุริยะ (solar time) และตำแหน่งลองจิจูด (Longitude) ของสถานที่ติดตั้งระบบ หาได้ดังนี้

$$\text{ในช่วงเวลาเที่ยง } h = 15 (\text{เวลาสุริยะ} - 12) \quad (6)$$

$$\text{ในช่วงเวลาเที่ยง } h = 15 (\text{เวลาสุริยะ} + 12) \quad (7)$$

โดยที่

$$\text{เวลาสุริยะ} = \text{LST} \pm 4(\text{Lo}(\text{std}) - \text{Lo}(\text{local})) + \text{EOT} \quad (8)$$

$$\text{EOT} = 9.87 \sin \left[2 \left[\frac{360}{364} (D-81) \right] \right] - 7.5 \cos \left[\frac{360}{364} (D-81) \right] - 1.5 \sin \left[\frac{360}{364} (D-81) \right] \quad (9)$$

เมื่อ LST คือ เวลามาตรฐานท้องถิ่น (Local Standard Time)

$L_o(\text{std})$ คือ เส้นลองจิจูดที่ใช้อ้างอิงเวลามาตรฐานท้องถิ่น

$L_o(\text{local})$ คือ ตำแหน่งเส้นลองจิจูดของสถานที่ติดตั้งระบบ

EOT คือ สมการเวลา (Equation of Time)

และความเข้มรังสีอาทิตย์กระจาย ในสภาวะท้องฟ้าแจ่มใสคำนวณได้จาก

$$D_c = G_c - I_c \cos(z) \quad (10)$$

2.2 การคำนวณค่ารังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นเอียง

รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นเอียงจะได้รับรังสีที่สะท้อนจากพื้นดิน ซึ่งปริมาณความเข้มรังสีจะขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมของสถานที่ติดตั้ง ค่าตัวประกอบความเข้มรังสีอาทิตย์แบบโดยตรง (R_B) ของที่ตั้งที่อยู่บนซีกโลกเหนือและแผงหันหน้าไปทางทิศใต้

$$R_B = \left(\frac{\cos i}{\cos z} \right) \quad (11)$$

$$= \frac{\cos(L - \beta) \cos \sigma \cos h + \sin(L - \beta) \sin \sigma}{\cos L \cos \sigma \cos h + \sin L \sin \sigma} \quad (12)$$

เมื่อ L คือ ละติจูดสถานที่ตั้ง

δ คือ มุมระหว่างดวงอาทิตย์กับเส้นศูนย์สูตรโลก (-23.45°S + 23.45°N)

h คือ มุมชั่วโมงดวงอาทิตย์ (-180° ถึง $+180^\circ$ ที่เวลาเที่ยงวันสุริยะมุมชั่วโมงเท่ากับ 0°)

β คือ มุมระหว่างพื้นเอียงกับพื้นราบ

ความเข้มรังสีอาทิตย์แบบกระจาย

$$D(\beta) = (I_c + D_c) \rho_g \left[\frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \quad (13)$$

และรังสีอาทิตย์ที่พื้นเอียงได้รับการสะท้อนจากพื้นดิน ซึ่งเกิดจากรังสีอาทิตย์แบบโดยตรงและแบบกระจาย โดยมีค่าสัมประสิทธิ์การสะท้อนพื้นดิน คือ ρ_g ดังนั้นสามารถหาค่าความเข้มรังสีรวมที่สะท้อนจากพื้นดิน (G_p) ดังนี้

$$G_c = (I_c + D_c) \rho_g \left[\frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad (14)$$

ดังนั้นค่าความเข้มรังสีอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นเอียงสามารถหาได้ดังนี้

$$G\beta = I_c R_B + D_c \left[\frac{1 + \cos \beta}{2} \right] + (I_c + D_c) \rho_g \left[\frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad (15)$$

2.3 การคำนวณความเข้มรังสีอาทิตย์ในสภาพที่ท้องฟ้ามีเมฆ

รังสีอาทิตย์จะถูกดูดกลืนจากไอน้ำและตัวกลางต่างๆ ในชั้นบรรยากาศทำให้ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ส่งผ่านมายังพื้นโลกลดลง ซึ่งวัดได้จากตัวประกอบความกระจ่าง (Clearness Index (k_d)) ซึ่งเป็นอัตราส่วนระหว่างรังสีอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นโลกในสภาพที่ท้องฟ้ามีเมฆกับรังสีอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นโลกในสภาพท้องฟ้าแจ่มใส

$$K_d = \frac{G_D}{G_o} \quad (16)$$

$$D_D = G_D - I_D \cos z \quad (17)$$

$$I_D = \frac{(1-r_d)}{\cos z} G_D \quad (18)$$

เมื่อ G_D คือ ความเข้มรังสีอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นราบในสภาพท้องฟ้ามีเมฆ

r_d คือ อัตราส่วนรังสีอาทิตย์แบบกระจายกับรังสีอาทิตย์รวมในสภาพท้องฟ้ามีเมฆ

D_D คือ รังสีอาทิตย์แบบกระจายที่ตกกระทบบนพื้นราบในสภาพท้องฟ้ามีเมฆ

I_D คือ รังสีอาทิตย์แบบโดยตรงที่ตกกระทบพื้นราบในสภาพท้องฟ้ามีเมฆ

การประยุกต์การคำนวณหาค่ารังสีอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นเอียงภายใต้สภาพท้องฟ้ามีเมฆกระจายทั่วไป โดยอาศัยการประมาณค่าจากอัตราส่วนของรังสีอาทิตย์แบบโดยตรงกับค่ารังสีอาทิตย์รวม [4] ดังนั้นความเข้มรังสีอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับเวลาและมุมระหว่างแนวลำแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นเอียงกับพื้นราบ (ψ) ทำให้ปริมาณรังสีที่ตกกระทบบนพื้นเอียงมีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละวัน ดังนั้นสามารถคำนวณหาความเข้มรังสีอาทิตย์รวมได้จากสมการ

$$G(\beta) = \frac{(G_D - D_D)}{\cos z} \cos \psi + D_D \left[\frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \left[1 + \left[1 - \left[\frac{D_D}{G_D} \right]^2 \right] \sin^2 \left[\frac{\beta}{2} \right] \right] \left[1 + \left[1 - \left[\frac{D_D}{G_D} \right]^2 \right] \cos^2 \psi \sin^2 z \right] \quad (19)$$

$$\psi = \cos^{-1} (\cos(L - \beta) \cos \sigma \cos h + \sin(L - \beta) \sin \sigma)$$

เมื่อ $G(\beta)$ คือ ความเข้มรังสีอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นเอียง

2.4 ความสัมพันธ์ระหว่างรังสีอาทิตย์กับข้อมูลชั่วโมงความยาวนานแสงแดด

ข้อมูลความยาวนานแสงแดดสามารถหาได้ง่ายและมีความแม่นยำในการทำนาย โดยที่ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานแสงอาทิตย์กับความเข้มรังสีของชั่วโมงที่มีแสงแดดจะประมาณได้จากความสัมพันธ์เชิงเส้นอ้อมสมการตามสมการ

$$\frac{G}{G_c} = a + b \left[\frac{s}{S_d} \right] \quad (20)$$

$$S_d = \frac{2}{15} \cos^{-1} (-\tan L \tan \sigma) \quad (21)$$

$$a = -0.27 + 1.75 \left[\frac{S}{S_d} \right] - 1.34 \left[\frac{S}{S_d} \right]^2 \quad (22)$$

$$b = 1.32 - 2.90 \left[\frac{S}{S_d} \right] + 2.30 \left[\frac{S}{S_d} \right]^2 \quad (23)$$

เมื่อ G คือ พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นราบ

G_o คือ พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบนอกชั้นบรรยากาศ

S คือ จำนวนชั่วโมงความยาวนานแสงแดดสูงสุดจากบันทึก

S_d คือ จำนวนชั่วโมงความยาวนานแสงแดดจากการคำนวณ

S_m คือ ค่าเฉลี่ยชั่วโมงความยาวนานแสงแดดสูงสุด

a, b คือ ค่าสัมประสิทธิ์การถดถอย [5]

2.5 การคำนวณพลังงานไฟฟ้าด้านนอกแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ความสามารถของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่รับพลังงานแสงอาทิตย์แล้วผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าได้รายชั่วโมง

$$\Delta I_{pv} = \alpha \left[\frac{G_{\beta}}{G_{ref}} \right] \Delta T_{ref} + \left[\frac{G_{\beta}}{G_{ref}} - 1 \right] \quad (24)$$

$$\Delta V_{pv} = -v \Delta T_{ref} - R_s \Delta I_{pv} \quad (25)$$

$$I_{pv} = I_{sc} + \Delta I_{pv} \quad (26)$$

$$V_{pv} = V_{ref} + \Delta V_{pv} \quad (27)$$

ดังนั้นพลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ตลอดเวลาใดๆ สามารถได้จากสมการที่ (28)

$$W_{pv} = \int_{ii}^{ij} (V_{pv}(t) I_{pv}(t)) dt \quad (28)$$

เมื่อ I_{pv} คือ กระแสด้านออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

I_{sc} คือ กระแสลัดวงจรของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

I_{ref} คือ กระแสอ้างอิงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

V_{pv} คือ แรงดันด้านออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

V_{ref} คือ แรงดันอ้างอิงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

W_{pv} คือ พลังงานด้านออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

R_s คือ ความต้านทานอนุกรมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

α คือ ค่าสัมประสิทธิ์ของกระแสเนื่องจากอุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

v คือ ค่าสัมประสิทธิ์ของกระแสเนื่องจากอุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.6 การจำลองอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์

ค่าความเข้มแสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามสมการที่ (29)

$$T_c = T + (0.02)G\beta \quad (29)$$

$$\Delta T = T_c - T_{ref} \quad (30)$$

เมื่อ T คือ อุณหภูมิแวดล้อม

T_c คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์

T_{ref} คือ อุณหภูมิอ้างอิงของเซลล์แสงอาทิตย์

2.7 การจำลองการทำงานของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว

พลังงานที่สะสมในแบตเตอรี่ขณะประจุเรียกว่าสถานะภาพการประจุแบตเตอรี่ (State Of Charge (SOC)) คำนวณได้จากสมการที่ (31)

$$SOC(i) = SOC(i-1) + \eta_{ch} \left[\frac{Ah^G(i) - Ah^C(i)}{C_{cef}} \right] \quad (31)$$

$$V_b = (V_{b_end}(NC) + ((V_{b_over} - V_{b_end})(SOC)(NC)) \quad (32)$$

$$W_{b_ch} = Ah^G (V_b \cdot N_s) \quad (33)$$

$$W_{b_dis} = Ah^C (V_b \cdot N_s) \quad (34)$$

เมื่อ Ah^G คือ กระแสต่อชั่วโมงที่ประจุให้แบตเตอรี่

Ah^C คือ กระแสต่อชั่วโมงที่แบตเตอรี่คายประจุ

η_{ch} คือ ประสิทธิภาพการประจุแบตเตอรี่

C_{cef} คือ ความจุของแบตเตอรี่ที่ปัจจุบัน

V_b คือ แรงดันที่ขั้วแบตเตอรี่

V_{b_end} คือ แรงดันสุดท้ายที่ขั้วแบตเตอรี่

V_{b_over} คือ แรงดันสูงสุดที่ขั้วแบตเตอรี่

N_c คือ จำนวนเซลล์ของแบตเตอรี่

W_{b_{ch}} คือ พลังงานที่แบตเตอรี่ได้รับ

W_{b_{dis}} คือ พลังงานที่แบตเตอรี่คายประจุ

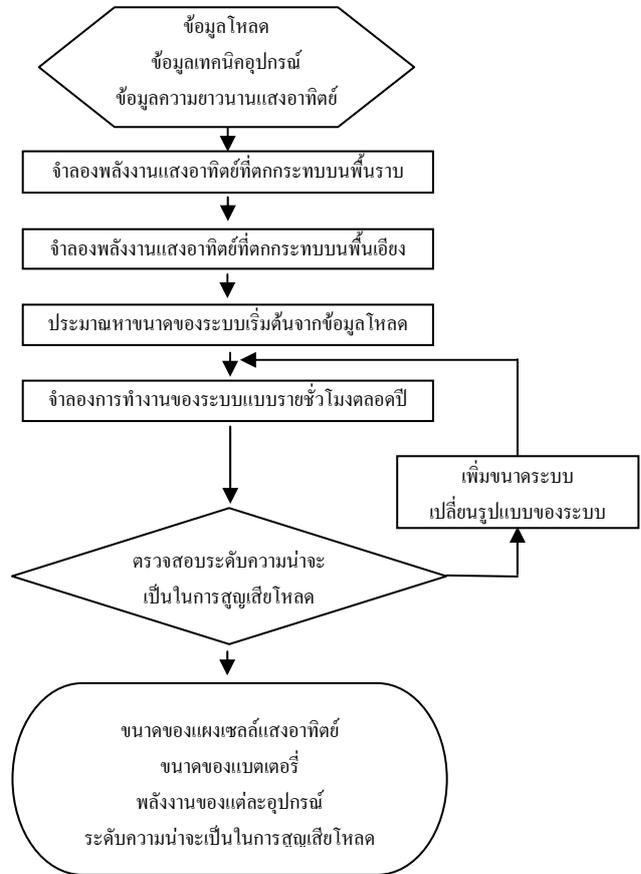
3. ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม

ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมแบ่งออกเป็น 6 ขั้นตอนตามแผนผัง

ขั้นตอนที่ 1 การจำลองพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นราบ ในสภาพท้องฟ้าแจ่มใส ความเข้มรังสีอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับระยะทางระหว่างโลกกับดวงอาทิตย์ มุมระหว่างรังสีอาทิตย์แบบโดยตรงกับพื้นราบและปริมาณความหนาแน่นของไอน้ำในชั้นบรรยากาศ โปรแกรมจะคำนวณหาความเข้มรังสีอาทิตย์รวมจากสมการที่ (1) และความเข้มรังสีอาทิตย์แบบโดยตรงจากสมการที่ (2) และความเข้มรังสีกระจายได้จากสมการที่ (10)

ขั้นตอนที่ 2 การจำลองพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นเอียง การลดทอนความเข้มรังสีอาทิตย์ในสภาพท้องฟ้ามีเมฆจะประมาณการจากค่าตัวประกอบความกระจ่าง (kd) จากสมการที่ (20) สามารถที่จะ

ประยุกต์หาค่าตัวประกอบความกระจ่างได้โดยใช้วิธีการจากสมการที่ (35) ซึ่งค่าชั่วโมงความยาวนานแสงแดด (s) ได้จากค่าเฉลี่ยของข้อมูลสถิติความยาวนานแสงแดดสูงสุดบริเวณที่ติดตั้งระบบ จำนวน 5 ปี ดังนั้นสามารถที่จะคำนวณหาองค์ประกอบของรังสีอาทิตย์ได้ดังนี้



รูปที่ 1. แผนผังการวิเคราะห์ของโปรแกรม

$$Kd = a + b \left[\frac{S}{S_d} \right] \quad (35)$$

$$S = \sum_{n=1}^5 \left[\frac{S_m}{n} \right] \quad (36)$$

ซึ่งค่าเฉลี่ยชั่วโมงความยาวนานแสงแดดสามารถคำนวณได้แต่ละช่วงตลอดปี ต้องนำไปลบด้วย 0.4 ชั่วโมง ก่อนนำไปหาค่าเฉลี่ยตามสมการที่ (37) และ (38) เนื่องจากสภาพบรรยากาศในตอนเช้าบริเวณผิวโลกจะมีปริมาณไอน้ำเป็นจำนวนมากทำให้ค่าที่คำนวณได้อาจคลาดเคลื่อน

$$S_i = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan L \tan \delta) \quad i \dots 1,2,3 \quad (37)$$

และ
$$S_m = \sum_{n=1}^m \left[\frac{S_i}{m} \right] \quad m \dots 1,2,3 \quad (38)$$

ค่าสัมประสิทธิ์ a, b จะแปรเปลี่ยนตามละติจูดของสถานที่ติดตั้งระบบกรณีนี้สามารถหาค่าสัมประสิทธิ์ (a), (b) ได้จากสมการ (22) และ (23)

ขั้นตอนที่ 3 การประมาณหาขนาดของระบบเริ่มต้น โปรแกรมจะทำการจำลองการทำงานของระบบแบบรายชั่วโมงตลอดทั้ง

ปี เพื่อวิเคราะห์หาพลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้และปริมาณพลังงานที่ระบบสามารถสะสมได้ โดยขนาดเริ่มต้นของระบบจะประมาณจากค่าโหลด ดังแสดงในรูปที่ 2 ซึ่งขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มต้นคำนวณได้ดังนี้ คือ

$$\sum_{i=1}^{365} W_{night}(i) \quad (39)$$

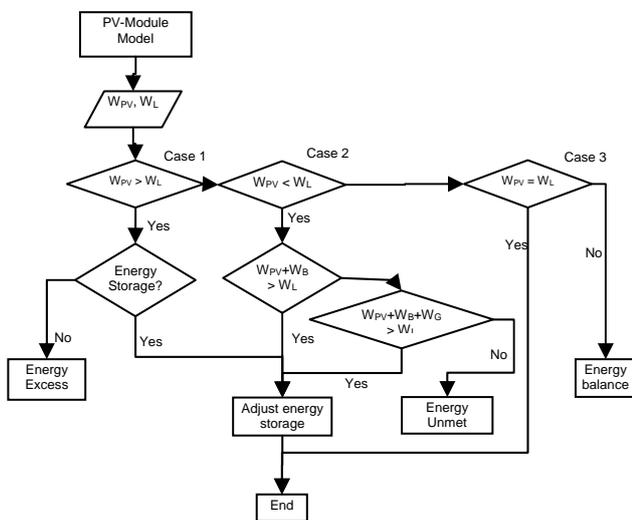
$$PV \text{ mod ulesize} = \frac{\sum_{i=1}^{365} W_{night}(i)}{365} (V_{ref} I_{ref}) \quad (40)$$

$$N_B = \frac{\sum_{i=1}^{365} W_{night}(i)}{365} \quad (41)$$

$$BatterySize = N_B C_{10}$$

- เมื่อ WL_{daily} คือ ปริมาณโหลดในแต่ละวัน
 WL_{night} คือ ปริมาณโหลดในช่วงเวลากลางคืน (18.00-06.00)
 Wm_{daily} คือ ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์
 N_B คือ จำนวนแบตเตอรี่
 V_{ref} คือ แรงดันอ้างอิงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
 I_{ref} คือ กระแสอ้างอิงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ขั้นตอนที่ 4 การจำลองการทำงานของระบบแบบรายชั่วโมง โดยนำค่าที่ได้จากขั้นตอนที่ 3 ซึ่งเป็นชนิดรายชั่วโมงอยู่แล้วมาทำการเปรียบเทียบตามเป็น 3 กรณี ดังรูปที่ 2



รูปที่ 2. แผนผังการวิเคราะห์ระบบของโปรแกรม

กรณีที่ 1 พลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ มากกว่าปริมาณความต้องการของโหลด ส่วนที่เหลือ ประจุแบตเตอรี่ (กรณีระบบมีแบตเตอรี่) ส่วนที่ไม่สามารถสะสมได้ (เกินจากระบบ) คิดเป็นพลังงานทิ้ง (Energy Excess)

กรณีที่ 2 พลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ น้อยกว่าปริมาณความต้องการของโหลด โปรแกรมจะพิจารณาพลังงานจากระบบสำรอง (แบตเตอรี่, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ กริด) ขึ้นอยู่กับรูปแบบของระบบ จ่ายให้เพียงพอกับความต้องการของโหลดในส่วนที่

เหลือ หากระบบไม่สามารถจ่ายได้ก็จะคิดเป็นพลังงานส่วนที่ขาด (Energy Unmet)

กรณีที่ 3 พลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ เท่ากับปริมาณความต้องการของโหลด คือ สภาวะพลังงานในระบบสมดุล (Energy Balance)

ขั้นตอนที่ 5 วิเคราะห์หาขนาดและชนิดของระบบที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธีการโปรแกรมเชิงเส้นในโปรแกรม Mat lab สืบเนื่องจากการทำงานของระบบอย่างต่อเนื่องสามารถที่จะหาพลังงานในส่วนต่างๆ ของระบบได้ ซึ่งพลังงานที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ สำหรับจ่ายให้กับโหลดหรือบรรจุให้กับแบตเตอรี่ ส่วนนี้ก็จะถูกนำมาเป็นเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์หาขนาดของระบบที่เหมาะสมกับโหลด โดยการเปรียบเทียบกับระดับความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดซึ่งมีอัลกอริทึมตามสมการที่ (42) และรูปแบบคำสั่งตามสมการที่ (43)

$$\text{Min } x^T f^T(x) \quad Ax \leq b \quad (42)$$

$$Aeq = beq$$

$$lb \leq x \leq ub$$

$$x = \text{linprog}(f, A, b, Aeq, beq, lb, ub) \quad (43)$$

โดยที่

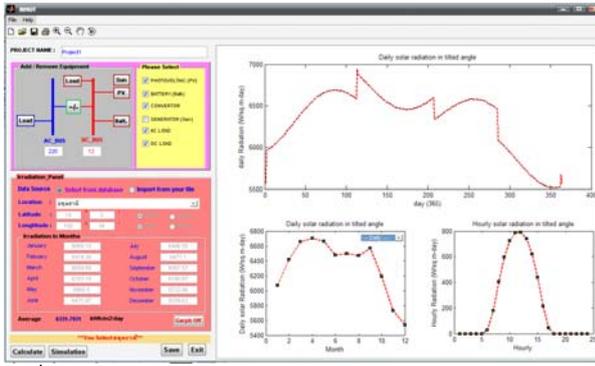
- f คือ สมการเป้าหมาย (Object Function) เป็นเวกเตอร์
- A คือ เงื่อนไขในรูปอสมการ (Inequality Constraint) เป็นเมทริกซ์
- Aeq คือ เงื่อนไขรูปสมการ (Equality Constraint) เป็นเมทริกซ์
- b, beq คือ ค่าเป็นเวกเตอร์
- lb, ub คือ ขอบเขตล่างและขอบเขตบนตามลำดับ

ขั้นตอนที่ 6 ขั้นตอนการเพิ่มขนาด และเปลี่ยนระบบ โดยนำค่า (x) ได้จากขั้นตอนที่ 5 มาเป็นเงื่อนไขในการเพิ่มขนาดของระบบ และทำการตรวจสอบค่าความน่าจะเป็นของการสูญเสียโหลดจากสมการที่ (44) เพื่อช่วยในการตัดสินใจ

$$LOLP = \frac{\sum(\text{Energy Deficit})}{\sum(\text{Energy Load})} \quad (44)$$

4. การจำลองการทำงานของโปรแกรม

จากการทดลองผลการเปรียบเทียบค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นเอียงที่ได้จากการจัดบันทึกกับค่าที่ได้จากการประมวลผลด้วยโปรแกรมที่ได้สร้างขึ้นซึ่งมีลักษณะของโปรแกรมดังรูปที่ 3 และเมื่อจำลองการทำงาน พร้อมทั้งดำเนินการเปรียบเทียบแล้วมีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยของแต่ละจังหวัดมีค่าน้อยมากตามตารางที่ 1 ซึ่งจังหวัดปทุมธานี เชียงใหม่ อุบลราชธานี และปัตตานี มีค่าความคลาดเคลื่อนตลอดทั้งปีเฉลี่ย -0.42%, 2.81%, 0.64% และ 0.46% ตามลำดับซึ่งเป็นค่าที่คลาดเคลื่อนน้อยมาก ดังนั้นจากการจำลองการประมาณค่าพลังงานแสงอาทิตย์แล้วมั่นใจได้ว่าจะสามารถนำค่าพลังงานที่ได้นี้เป็นพลังงานอินพุตเพื่อจำลองการทำงานของระบบต่อไป

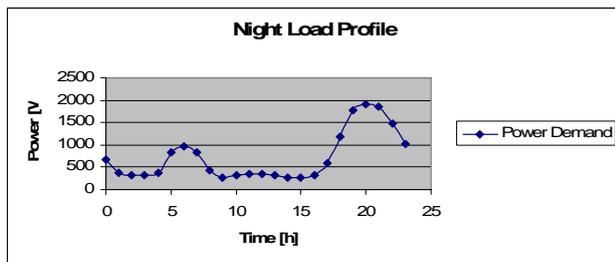


รูปที่ 3. รูปแบบลักษณะของโปรแกรม

ตารางที่ 1 การเปรียบเทียบพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นเอียง

Month	Global Solar Radiation Pranamata (14 2.100 34) (w/m2/day)		error (%)		Global Solar Radiation Changmai (18 47.98 59) (w/m2/day)		error (%)		Global Solar Radiation Ubonrachani (15 15.104 52) (w/m2/day)		error (%)		Global Solar Radiation Pattani (9 47.101 9) (w/m2/day)		error (%)																
	Satellite	Simulation	Satellite	Simulation	Satellite	Simulation	Satellite	Simulation	Satellite	Simulation	Satellite	Simulation	Satellite	Simulation	Satellite	Simulation															
January	4.822	4.980	-3.27	4.536	4.647	-2.44	5.056	4.676	7.51	5.278	5.315	-0.71	5.308	5.317	-0.16	4.969	5.143	-3.49	5.014	5.259	-4.89	5.617	5.570	0.83							
February	5.781	5.587	3.35	5.228	5.464	-4.52	5.364	5.578	-3.99	5.928	5.733	3.42	6.031	5.887	2.38	5.711	5.797	-1.50	5.922	6.018	-1.62	5.928	5.860	1.14							
March	5.836	5.662	2.98	5.906	5.629	4.68	5.886	5.615	4.61	5.708	5.558	2.63	5.417	5.524	-1.98	5.406	5.675	-4.98	5.711	5.477	4.10	5.628	5.308	5.68							
April	5.050	5.210	-3.17	5.242	5.392	-2.87	5.167	5.196	-0.57	5.028	5.004	0.47	5.417	5.520	-1.91	5.106	5.474	-7.22	5.811	5.680	2.26	5.628	5.514	2.02							
May	4.789	4.857	-1.42	4.589	4.760	-3.73	5.081	4.907	3.42	5.000	4.956	0.88	4.789	4.993	-4.75	4.681	4.772	-1.95	5.106	5.293	-3.67	4.606	4.839	-5.07							
June	4.719	4.774	-1.16	4.383	4.567	-4.19	4.625	4.803	-3.85	4.714	4.978	-5.60	4.697	4.587	2.35	4.225	4.344	-2.82	4.714	4.548	3.52	4.706	4.845	-2.96							
Year	5.219	5.242	-0.42	4.998	5.139	-2.81	5.288	5.254	0.64	5.315	5.290	0.46																			

การดำเนินการจำลองการทำงานโดยใช้ค่าความต้องการของโหลดรายชั่วโมงรูปที่ 4 ซึ่งโปรแกรมทำการจำลองการทำงานแบบรายชั่วโมงเพื่อวิเคราะห์หาขนาดของระบบตามที่ต้องการได้ซึ่งมีขนาดของแผงโซลาร์เซลล์ 7,200 วัตต์ และแบตเตอรี่ 41,472 วัตต์ ซึ่งมีขนาดเล็กว่าขนาดของระบบที่มีการคำนวณโดยใช้สูตรตามตารางที่ 3 ซึ่งมีขนาดของแผงโซลาร์เซลล์ 8,278 วัตต์ และขนาดแบตเตอรี่เท่ากับ 82,780 วัตต์



รูปที่ 4. สถานะความต้องการของโหลดรายชั่วโมง

ตารางที่ 2 ข้อมูลและผลการวิเคราะห์ขนาดของระบบโดยโปรแกรมที่สร้างขึ้น

PV sizing	7200 Wp	Batt sizing	41472 Wp
Brand	Shell	Brand	MK
Model	SM50-H	Model	8GUI
Maximum Power	50 Wp	Capacity	36 Ah
Maximum Volt	15.9 V	End of Volt	1.7 V/cell
Maximum Current	3.15 A	Over of Volt	2.3 V/cell
Open circuit volt	19.8 V	Efficiency	95 %
Short circuit Current	3.4 A	Deep Of Discharge	30 %
No_module	144 Set	No_batt	48 Set
PVmodule_serie	2 Set	Battmodule_serie	2 Set
PVmodule_parallel	72 Set	Battmodule_parallel	24 Set

ตารางที่ 3 การเปรียบเทียบขนาดของระบบ

Item	Calculate Method	Tilt Angle	Peak Son	Load AC	Load DC	Nominal Voltage	Battery Capacity	PV Capacity
			(Hr/day)	(W)	(W)	(V)	(Ah)	(W)
1	$\frac{E_{e} \cdot I_{src}}{E_{plb} \cdot Q}$	14'	4.587	17410	-	24	3449.167	8278
2	This Program	14'	hourly	load profile	-	24	1728	7200

จากการจำลองการทำงานเมื่อกำหนดให้ค่าความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดมีค่ามากขึ้นจะทำให้ระบบมีขนาดที่เล็กลงและความน่าเชื่อถือในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดก็จะมีค่าน้อยลง ซึ่งแสดงดังตารางที่ 4 และที่ 5 ตามลำดับ

ตารางที่ 4 ผลการจำลองการวิเคราะห์ขนาดของระบบที่ LOLP=0%

Month	Energy PV (W)	Energy Demand (W)	Energy Storage (W)	Energy Unmet (W)	Energy Excess (W)	LOLP (%)
Jan	1020011.45	568115.79	394525.77	0	486847.71	0
Feb	988882.62	513136.84	374510.58	0	483934.28	0
Mar	1154820.5	568115.79	415249.55	0	590721.45	0
Apr	1188844.1	549789.47	393694.15	0	648868.76	0
May	1179496.41	568115.79	377013.18	0	652444.53	0
Jun	1110470.85	549789.47	359738.65	0	602837.6	0
Jul	1073300.92	568115.79	371475.34	0	549436.64	0
Aug	1142248.46	568115.79	406281.9	0	586965.97	0
Sep	956262.3	549789.47	379440.29	0	441376.47	0
Oct	1066310.77	568115.79	395259.71	0	535541.52	0
Nov	939319.94	549789.47	375574.66	0	441701.14	0
Dec	931165.99	568115.79	391104.46	0	410702.77	0

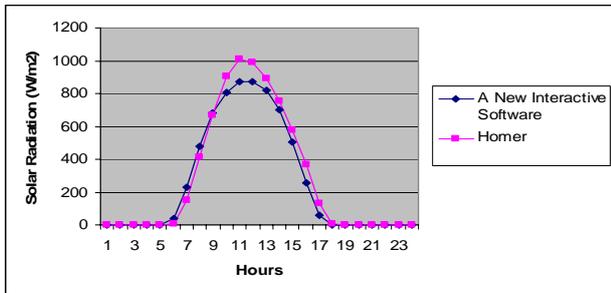
PV = 7200Wp Battery = 1728Ah LOLP = 0%

ตารางที่ 5 ผลการจำลองการวิเคราะห์ขนาดของระบบที่ LOLP=10%

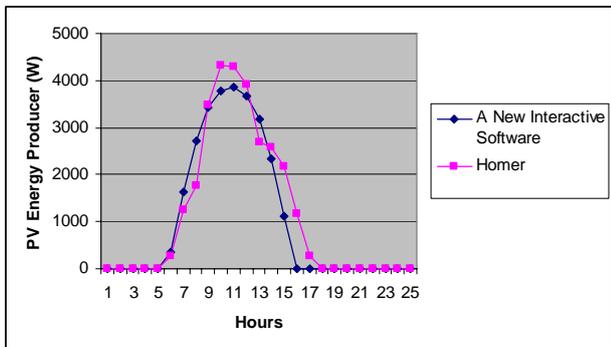
Month	Energy PV (W)	Energy Demand (W)	Energy Storage (W)	Energy Unmet (W)	Energy Excess (W)	LOLP (%)
Jan	510005.73	568115.79	294664.62	133552.67	84151.84	0.24
Feb	494441.31	513136.84	287916.89	100552.67	91209.18	0.2
Mar	577410.25	568115.79	334689.28	89846.8	113355.21	0.16
Apr	594422.05	549789.47	335938.49	66750.65	125543.98	0.12
May	589748.21	568115.79	337074.07	76878.91	111469.69	0.14
Jun	555235.42	549789.47	323494.82	74520.1	95343.11	0.14
Jul	536650.46	568115.79	323929.65	97921.67	72190.5	0.17
Aug	571124.23	568115.79	338272.64	80202.49	91775.85	0.14
Sep	478131.15	549789.47	297219.51	113105.98	54038.02	0.21
Oct	533155.39	568115.79	316761.1	111823.19	87757.51	0.2
Nov	469659.97	549789.47	286242.2	148675.69	63657.41	0.27
Dec	465583	568115.79	283597.57	151977.18	55664.48	0.27

PV = 3606Wp Battery = 828Ah LOLP = 10%

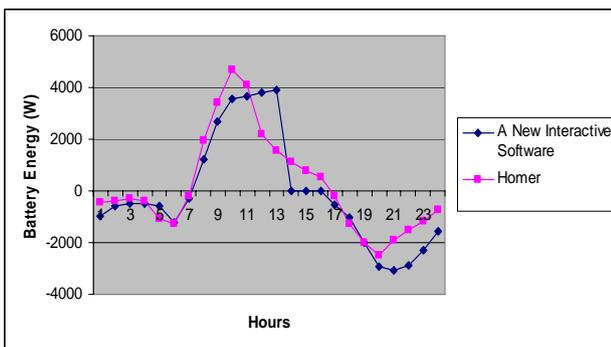
จากการจำลองการทำงานและวิเคราะห์ผลเพื่อหาขนาดของระบบโซลาร์เซลล์และแบตเตอรี่โดยโปรแกรมที่สร้างขึ้นทั้งหมด ได้นำค่าขนาดที่ได้จากโปรแกรมไปทำการวิเคราะห์ผลโดยใช้โปรแกรม Homer ซึ่งเป็นโปรแกรมที่มีความน่าเชื่อถือและนิยมใช้กันในหมู่วิศวกร ผลการวิเคราะห์ดังรูปที่ 5 เป็นค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่จำลองการทำงานซึ่งมีค่าความคลาดเคลื่อนในช่วงเวลา 11.00-14.00 น. ซึ่งเป็นช่วงที่มีค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สูงที่สุดของทุกวัน จากรูปที่ 6 คือพลังงานที่แผงโซลาร์เซลล์ผลิตได้จากกรวิเคราะห์ห้ประมาณผลค่าพลังงานแสงอาทิตย์ในขั้นตอนก่อนหน้าค่าพลังงานที่ได้ก็มีค่าความคลาดเคลื่อนในช่วงเวลาเดียวกัน ส่วนรูปที่ 6 เป็นค่าพลังงานที่แบตเตอรี่มีการสะสมพลังงานช่วงเวลาตั้งแต่ 07.30-16.30น. ซึ่งเป็นช่วงที่มีแสงอาทิตย์ และจะจ่ายพลังงานให้กับโหลดในช่วงเวลาที่แสงอาทิตย์น้อยลง



รูปที่ 5 พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นเอียง



รูปที่ 6 พลังงานที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์



รูปที่ 7 พลังงานของแบตเตอรี่

ตารางที่ 6 เปรียบเทียบค่าพลังงานที่แผงโซลาร์เซลล์ผลิตได้

Month	A New Active Software (วัตต์)	Homer (วัตต์)	ค่าความคลาดเคลื่อน (%)
January	819,461.89	812,986.00	0.8
February	784,521.56	784,480.00	0.01
March	903,611.98	895,983.00	0.85
April	838,960.33	864,886.00	-3
May	815,660.07	809,360.00	0.78
June	720,705.65	731,685.00	-1.5
July	681,693.64	710,469.00	-4.05
August	788,362.35	786,184.00	0.28
September	683,813.73	698,019.00	-2.04
October	794,779.49	764,492.00	3.96
November	785,139.67	786,410.00	-0.16
December	783,943.01	812,728.00	-3.54
Average	783,387.78	788,140.17	-0.6

จากตารางที่ 6 เป็นการเปรียบเทียบพลังงานที่แผงโซลาร์เซลล์ผลิตได้ในแต่ละเดือน ซึ่งช่วงเดือน มีนาคม และเมษายน ระบบผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดแต่ความต้องการโหลดเท่าเดิม ซึ่งเป็นผลให้มีพลังงานเหลือทิ้งสูงกว่าเดือนอื่นๆ

5. สรุป

การออกแบบและวิเคราะห์ขนาดของระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่เป้าหมายในประเทศไทย โดยใช้ข้อมูลความยาวนานแสงแดดเฉลี่ย 5 ปี ในการวิเคราะห์หาพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับ และใช้เทคนิคการจำลองการทำงานแบบรายชั่วโมง เพื่อคำนวณหาค่าพลังงานที่ระบบผลิตได้สำหรับการออกแบบและวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ที่เหมาะสมของระบบระหว่าง ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดแบตเตอรี่ และอุปกรณ์อื่นๆ ตามโครงสร้างของระบบ ซึ่งขนาดของระบบจะขึ้นอยู่กับกับความน่าเชื่อถือในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้ตามต้องการ โดยไม่มีการสูญเสียของการจ่ายโหลด กรณีที่ค่าความสูญเสียในการจ่ายโหลดเท่ากับศูนย์ (LOLP = 0%) ระบบจะมีขนาดใหญ่และราคาแพงกว่าเมื่อเทียบกับระบบที่มีค่าความสูญเสียในการจ่ายโหลดที่มีค่าสูงขึ้น (LOLP > 0%) และโปรแกรมสามารถจำลองการทำงานเพื่อทราบถึงพลังงานด้านเข้าและด้านออกของอุปกรณ์แบบรายชั่วโมง เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ในแต่ละช่วงเวลาได้ และจากการจำลองและเปรียบเทียบแล้วระบบมีผลการวิเคราะห์ขนาดและพลังงานรายชั่วโมงที่มีค่าความถูกต้อง ดังนั้นโปรแกรมมีความเหมาะสมเพื่อนำไปใช้ในการออกแบบและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับสถานที่ในประเทศไทย

6. เอกสารอ้างอิง

- [1] Egado, M. and Lorenzo, E., (1992) "The sizing of stand alone PV-Systems: A review and A proposed new method". Solar Energy Material & Solar Cell, Vol.26, 51-69.
- [2] Sidrach-de-Cardona, M. and Mora Lopez, L.I., (1998) "A Simple Model for Sizing Stand - Alone Photovoltaic System", Solar Energy Materials & Solar Cell, Vol.55, 199-214.
- [3] Exell, R.H.B. (1980), "Simulation of solar radiation in tropical climate with data for Thailand", Research Report No.115, Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand
- [4] Klucher, T.M. (1997), "Evaluation of Model to Predict Insolation on tilted surfaces", Solar Energy, Vol.23, page 111-114.
- [5] Louis E. AKPABIO, Sunday E. ETUK, "Relationship between Global Solar Radiation and Sunshine Duration for Onne, Nigeria", Turk J Phys, 27 (2003), 161-167
- [6] Boonyang Plangklang et al, A Sustainable PV-Hybrid System for an Isolated House in Thailand: Case Study RMUTT Energy House, Status and Report, The 5th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium (5th EMSES), 21-24 November 2007, Pattaya, Thailand