



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง การตั้งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของการพยากรณ์แสงแดด

Thermal Unit Commitment with Photovoltaic Power Plant Considering Spinning Reserve from Solar Forecast Uncertainty

นามผู้วิจัย นางสาวเบญญาภา พงษากกลาง

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ปานจิต ดำรงกุลคำจร, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์วัชรระ จงบุรี, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญจนา วีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

สืบศิริ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดย
พิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของการพยากรณ์แสงแดด

Thermal Unit Commitment with Photovoltaic Power Plant Considering Spinning Reserve from
Solar Forecast Uncertainty

โดย

นางสาวเบญญภา พงษากลาง

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

พ.ศ. 2557

เบญญาภา พงษากลาง 2557: การสังเคราะห์เครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับ
แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่
แน่นอนของการพยากรณ์แสงแดด ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก:
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ป่านจิต ดำรงกุลกำจร, Ph.D. 67 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการสังเคราะห์เครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับ
แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยพิจารณาระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ ซึ่งระดับ
กำลังไฟฟ้าสำรองของระบบมีขนาดเป็นสัดส่วนกับกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิด
ไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีตารางจัดแถวเชิงเส้นเพื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายดำเนินการที่ต่ำที่สุด
ระบบที่ใช้ในการศึกษาประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน 4 เครื่องร่วมกับ
แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ ข้อจำกัด
พิกัดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบและระดับกำลังไฟฟ้า
สำรองระบบ เนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์
แสงอาทิตย์ส่งผลให้เกิดค่าพลังงานที่คาดการณ์ว่าไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ซึ่งวิทยานิพนธ์ใช้ค่านี้
เป็นตัวบ่งบอกความน่าเชื่อถือได้ของระบบ เพื่อหาระดับกำลังไฟฟ้าสำรองที่ให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบ
ต่ำที่สุดโดยค่าใช้จ่ายรวมประกอบไปด้วยผลรวมของค่าใช้จ่ายดำเนินการ ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้า
สำรองและค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าที่ระดับ
กำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มี
ค่าใช้จ่ายรวมต่ำที่สุด

ลายมือชื่อนิติ

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

Benyapha Phongsaklang 2014: Thermal Unit Commitment with Photovoltaic Power Plant Considering Spinning Reserve from Solar Forecast Uncertainty. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Assistant Professor Parnjit Damrongkulkamjorn, Ph.D. 67 pages.

This thesis presents a unit commitment problem considering system spinning reserve for the power system which consists of thermal generations and photovoltaic (PV) power plant. The system spinning reserve is given as percentage of PV installed capacity. The algorithm used to solve the problem is Lagrangian Relaxation method which determines minimum operation costs. The system used in this study consists of four thermal generators with one PV power plant. The constraints of the algorithm are power balance condition, capacity limits of generators, spinning reserve capacity limits and spinning reserve requirement. Due to the uncertainty of PV power plant, there exists expected energy not supplied (EENS) which is used as a reliability index in this thesis. The minimum total cost is the sum of operation cost, spinning reserve cost and EENS cost. The results of the case study show that at the spinning reserve of 20 percent of PV installed capacity, the system has minimum total cost.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลงได้ผู้วิจัยขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปานจิต คำรงกุลกำจร อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลักที่กรุณาให้คำปรึกษาและข้อเสนอแนะต่างๆที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ตลอดจนทำการตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลงไปได้ด้วยดี ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่านที่ได้อบรมสั่งสอนและมอบความรู้ อันเป็นประโยชน์ให้กับข้าพเจ้า และขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า และบัณฑิตวิทยาลัยทุกท่านที่ได้ให้ความช่วยเหลือและให้คำแนะนำต่างๆ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้อาจมีข้อผิดพลาดอยู่บ้างไม่มากก็น้อย ผู้วิจัยจึงขอภัยและน้อมรับคำติชมไว้ ณ ที่นี้ และด้วยความดีหรือประโยชน์อันใดจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้วิจัยขอขอบคุณความดีนี้ให้แก่บิดาและมารดา ที่ได้ให้การสนับสนุนในทุกด้านและให้กำลังใจเสมอมา ตลอดจนเพื่อนทุกท่านที่ได้ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ทำให้งานวิจัยฉบับนี้บรรลุผลสำเร็จ

เบญญาภา พงษากลาง

กรกฎาคม 2557

สารบัญ

หน้า

สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(5)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	4
การตรวจเอกสาร	5
อุปกรณ์และวิธีการ	10
อุปกรณ์	10
วิธีการ	10
ผลและวิจารณ์	27
ผล	27
วิจารณ์	62
สรุปและข้อเสนอแนะ	63
สรุป	63
ข้อเสนอแนะ	64
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	65
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	67

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า	
1	กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เดือน (MW)	23
2	คุณสมบัติของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน	25
3	ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าพยากรณ์ของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	25
4	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของการแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเดียว	27
5	ค่าความน่าจะเป็นของกำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 7.00 น.	29
6	ค่าความน่าจะเป็นของกำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น.	30
7	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของกำลังการผลิตติดตั้งของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	32
8	ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	34
9	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	35
10	ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	36
11	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	37
12	ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	39

สารบัญตาราง (ต่อ)

[illegible]

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
23	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	52
24	ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	53
25	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	54
26	ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	56
27	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	57
28	ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	58
29	ผลรวมของกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ($EENS_{tot}$)	59
30	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองสำรองและค่าใช้จ่ายรวมของระบบตามระดับ กำลังไฟฟ้าสำรอง	60

สารบัญภาพ

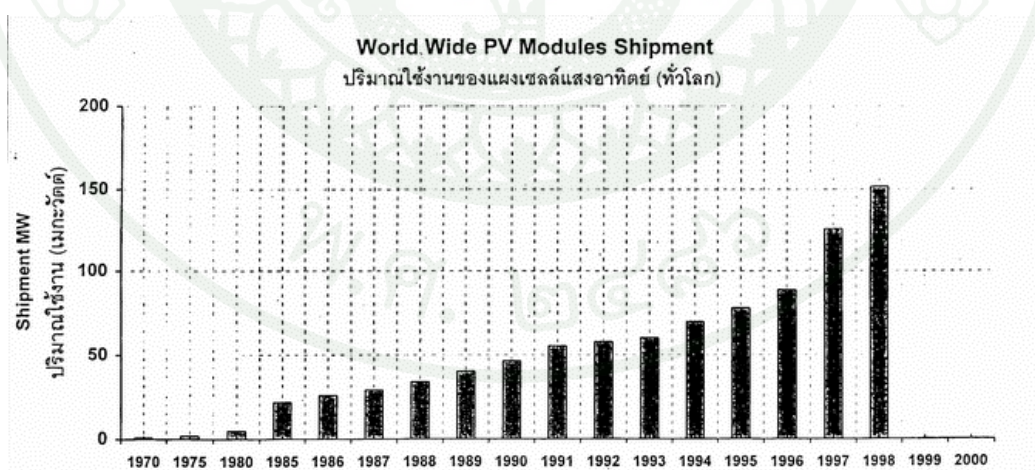
ภาพที่		หน้า
1	กำลังการผลิตไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในโลก	1
2	(a) กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (b) ค่าความนำ จะเป็นต่อช่วงกำลังที่เวลา 9.00 น. – 14.00 น.	7
3	การสังเคราะห์เครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์ใช้วิธีตากรางจี้เล็กเซชัน	13
4	ความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสง อาทิตย์	31
5	ความสัมพันธ์ของค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองกับค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถ จ่ายโหลดได้และผลรวมของค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองกับค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่ สามารถจ่ายโหลดได้	61

การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของการ พยากรณ์แสงแดด

Thermal Unit Commitment with Photovoltaic Power Plant Considering Spinning Reserve from Solar Forecast Uncertainty

คำนำ

เนื่องจากการสนับสนุนของภาครัฐและการพัฒนาเทคโนโลยีเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นพลังงานสะอาดและเกิดขึ้นเองตามธรรมชาติ โดยที่ประเทศไทยเป็นประเทศที่อยู่ในเขตร้อนมีแสงแดดตลอดทั้งปีจึงมีผู้สนใจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น อีกทั้งภาครัฐจึงสนับสนุนโดยการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น โครงการการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ของการไฟฟ้านครหลวง เป็นต้น ส่งผลให้แนวโน้มของการใช้พลังงานจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น แสดงดังภาพที่ 1



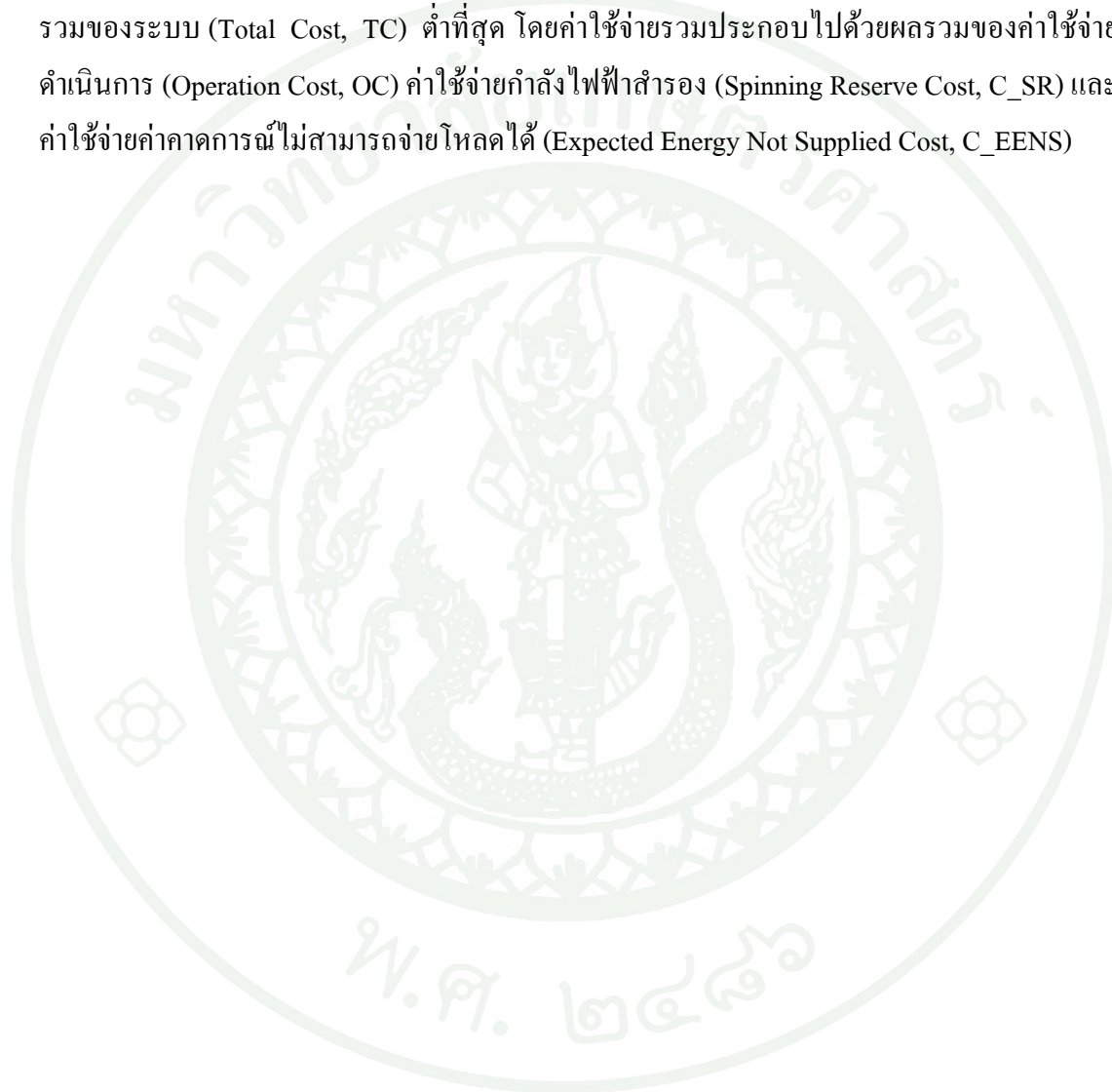
ภาพที่ 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในโลก

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2009)

จึงมีผู้สนใจพัฒนารูปแบบการแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นซึ่งเป็นการคำนวณที่ใช้ในการจัดทำตารางการผลิตของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยการกำหนดสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เปิด/ปิด) เพื่อสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการของระบบด้วยค่าใช้จ่ายดำเนินการที่ต่ำที่สุดและในขณะเดียวกันก็ต้องเป็นไปตามเงื่อนไขทั้งหมดที่กำหนดไว้ เช่น การแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) เป็นต้น แต่อย่างไรก็ตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าเนื่องจากความแปรปรวนของสภาพอากาศ จึงมีผู้สนใจพัฒนาแบบจำลองความไม่แน่นอนเพื่อลดผลกระทบนี้ เช่น การใช้วิธีฮิสตอริคอลซิมิลาลี้ (HISIMI) ในการสร้างแบบจำลองโดยประยุกต์ใช้ความน่าจะเป็นเพื่อหาความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อช่วงกำลังการผลิตและการหาความน่าจะเป็นต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าในหน่วยเปอร์เซ็นต์เพื่อหาความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น ความไม่แน่นอนนี้ส่งผลให้ระบบมีความน่าเชื่อถือลดลง จึงประยุกต์ใช้ดัชนีความน่าเชื่อถือต่างๆ เพื่อเป็นตัวบ่งบอกความน่าเชื่อถือของระบบ เช่น ตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability ,LOLP) และค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (Expected Energy Not Supplied ,EENS) เป็นต้น และมีผู้ที่พัฒนาวิธีการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยวิธีเชิงพันธุกรรมร่วมกับการประยุกต์หาความไม่แน่นอนของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อหาค่าใช้จ่ายดำเนินการต่ำที่สุด

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยพิจารณาระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ ซึ่งระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบมีขนาดเป็นสัดส่วนกับกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีตารางจัดแถวเลขฐาน เพื่อพิจารณาหาค่าใช้จ่ายดำเนินการที่ต่ำที่สุดระบบที่ใช้ในการศึกษาประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน 4 เครื่องร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งไม่มีค่าใช้จ่ายของกำลังการผลิตไฟฟ้าของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดเซลล์แสงอาทิตย์ ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ ข้อจำกัดพิกัดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบและระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบซึ่งจะพิจารณาระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบที่ร้อยละ 0,10,20,30,40,50,60,70,80,90 และ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถประยุกต์การหา

ความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าต่อช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์นี้ออกมาในรูปแบบกราฟแท่งเพื่อแสดงให้เห็นถึงความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าความไม่แน่นอนนี้ทำให้เกิดค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (Expected Energy Not Supplied, EENS) โดยงานวิจัยนี้ใช้ค่า EENS เป็นตัวบ่งชี้ความน่าเชื่อถือได้ ของระบบ เพื่อหาระดับกำลังไฟฟ้าสำรองที่ให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบ (Total Cost, TC) ต่ำที่สุด โดยค่าใช้จ่ายรวมประกอบไปด้วยผลรวมของค่าใช้จ่ายดำเนินการ (Operation Cost, OC) ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรอง (Spinning Reserve Cost, C_{SR}) และค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (Expected Energy Not Supplied Cost, C_{EENS})



วัตถุประสงค์

1. การศึกษาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีตารางจลน์แลกเซชัน เพื่อพิจารณาหาค่าใช้จ่ายดำเนินการที่ต่ำที่สุดในแต่ละระดับกำลังไฟฟ้าสำรองซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองมีขนาดเป็นส่วนสำคัญกับกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
2. การศึกษาหาความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยประยุกต์ใช้การหาความน่าจะเป็นต่อช่วงกำลังการผลิตซึ่งแสดงในรูปแบบกราฟแท่งเพื่อใช้ในการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
3. เพื่อนำค่าความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของการหาการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (Expected Energy Not Supplied,EENS) ซึ่งเป็นค่าที่ใช้บ่งบอกความน่าเชื่อถือได้และวางแผนการสำรองกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอและเหมาะสมกับระบบ

การตรวจเอกสาร

1. การแก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนโดยใช้วิธีตารางจีรี้แล็กเซชันร่วมกับวิธีเจเนติก

Poommalee and Damrongkulkamjorn (2008) วิธีเจเนติก (Genetic Algorithm, GA) เป็นวิธีการคำนวณทางคณิตศาสตร์ที่มีหลักการหาคำตอบของปัญหาเลียนแบบการคัดเลือกทางธรรมชาติ (Natural Selection) ซึ่งคิดค้นโดย John Holland อาศัยหลักการที่ว่า ในธรรมชาตินั้นย่อมมีการคัดสรรสิ่งที่ดีที่สุดเพื่อสืบทอดไปยังรุ่นต่อไป ซึ่งก็หมายถึงลักษณะหรือโครโมโซม (Chromosome) ที่ดีและสมบูรณ์กว่า ย่อมมีโอกาสมากกว่าที่จะอยู่รอดและทำหน้าที่ในการสืบพันธุ์เพื่อผลิตประชากรรุ่นต่อไป ดังนั้นในทางการคำนวณจะนำหลักการดังกล่าวมาใช้ในการหาค่าสูงสุด (Maximize) หรือต่ำสุด (Minimize) ของปัญหาโดยการเข้ารหัส (Coding) ของตัวแปรในปัญหาให้อยู่ในรูปโครโมโซม ซึ่งโดยทั่วไปเป็นเลขฐานสอง (0,1) จำนวนหลายๆ บิต จากนั้นโครโมโซมทั้งหมดจะถูกแปรออกมาเป็นค่าตัวแปรแล้วนำไปแทนในฟังก์ชันความเหมาะสม (Fitness Function) ซึ่งสัมพันธ์กับฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) เพื่อหาค่าความเหมาะสม (Fitness Value) โครโมโซมที่ให้ค่าความเหมาะสมที่ดีกว่าย่อมมีโอกาสมากกว่าที่จะถูกเลือกเพื่อถ่ายทอดไปสู่รุ่นต่อไป เมื่อถึงรุ่นสุดท้ายหรือรอบสุดท้ายของการคำนวณ (Maximum Generations) โครโมโซมที่ให้ค่าความเหมาะสมที่ดีที่สุดก็คือคำตอบของปัญหาหรือค่าที่ใกล้เคียงคำตอบที่สุดที่ได้จากการคำนวณ (Optimal Solution) จากผลของกรณีศึกษาที่ได้สามารถสรุปได้ว่าวิธีตารางจีรี้แล็กเซชันร่วมกับวิธีเจเนติกเป็นวิธีการหนึ่งที่มีประสิทธิภาพในการแก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและเป็นวิธีที่เหมาะสมในการนำมาใช้แก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนของระบบที่มีขนาดใหญ่และจากการเปรียบเทียบผลที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษาพบว่าการคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบจะทำให้ต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้าสูงกว่ากรณีที่ไม่คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ แต่อย่างไรก็ตามส่วนต่างของต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นจากการคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบนี้จะเป็นส่วนที่รับประกันได้ว่าระบบจะยังคงทำงานต่อไปได้แม้ในขณะเกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ

2. ราคาความไม่แน่นอนของการพิจารณากำลังที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ของลมภายใต้ระดับกำลังสำรองของลม

Chaiyabut and Damrongkulkamjorn (2012) งานวิจัยชิ้นนี้ได้แทรกหลักการคิดความไม่แน่นอนของลมเข้าไปในปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ความไม่แน่นอนของลมในแต่ละชั่วโมงพิจารณาได้โดยใช้หลักทฤษฎีการกระจายตัวแบบสุ่มสำหรับการพยากรณ์กำลังการผลิตของลม ในส่วนของการหาค่าใช้จ่ายซึ่งเกิดจากการไม่สามารถจ่ายโหลดได้ซึ่งจะถูกแทรกอยู่ในค่าใช้จ่ายรวม กำลังไฟฟ้าสำรองของลมสอดคล้องกับความไม่แน่นอนซึ่งจะมีการแปรตามระดับเปอร์เซ็นต์ของกำลังที่ได้เข้าไป ระบบจะทดสอบหากำลังของแหล่งกำเนิดความร้อน 5 ตัวและกำลังไฟฟ้าสำรองเท่ากับร้อยละ 25 ของกำลังการผลิตทั้งหมด ผลการศึกษาให้ค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดซึ่งเป็นผลรวมของ กำลังไฟฟ้าสำรอง ค่าใช้ของระบบและค่าคาดการณ์ว่าไม่สามารถจ่ายโหลดได้

3. การศึกษาโครงสร้างความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีประสิทธิภาพสูงสุด

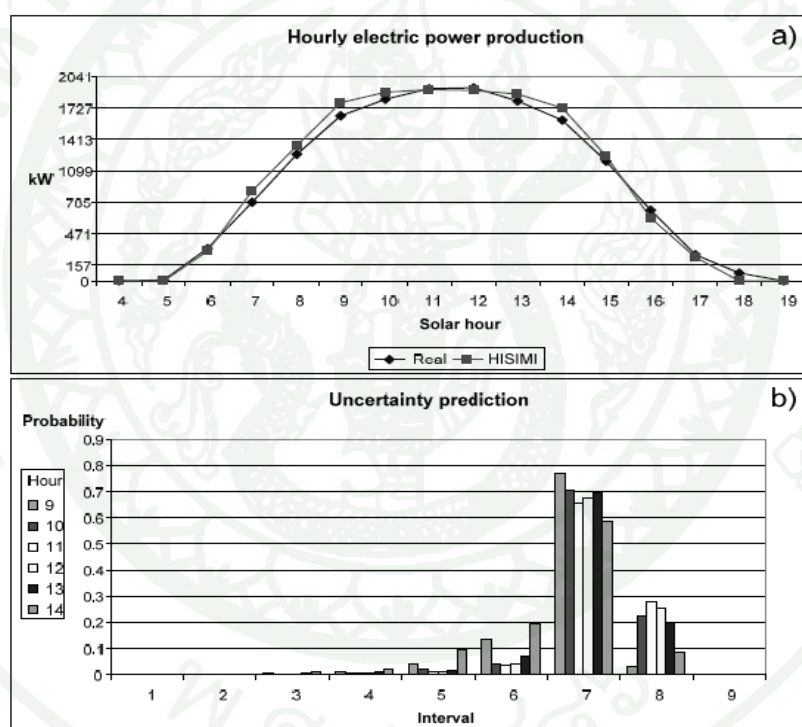
Arabali *et al.* (2008) ความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Uncertainty) ส่งผลกระทบต่อการวางแผนกำลังการผลิตเนื่องการกระจายตัวของ PV ซึ่งส่งผลโดยตรงกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ โดยการนำข้อมูลกำลังการผลิตจริงมาคำนวณผ่านการกระจายตัวแบบสุ่มเพื่อหากำลังการผลิตของระบบไฟฟ้าให้มีความเหมาะสมที่สุด โดยใช้เครื่องมือที่ชื่อว่า 2-PEM โดยใช้ระบบ IEEE 24 บัสในการศึกษาเพื่อหาความสัมพันธ์ของระดับกำลังของ PV กับระดับการกระจายตัวของ PV ให้ระบบยังคงมีประสิทธิภาพถึงแม้จะเกิดจากความแปรปรวนและความไม่แน่นอนของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

4. รูปแบบการพยากรณ์การสำหรับโฟโตโวลต์เทอิกแพลงก์ที่ใช้วิธีฮิสตอริคอลซิมิลาลี่

Monteiro *et al.* (2012) รูปแบบการพยากรณ์สำหรับโฟโตโวลต์เทอิกแพลงก์ที่ใช้วิธีฮิสตอริคอลซิมิลาลี่ (HISIMI) โดยการนำข้อมูลของแสงแดดในแต่ละรูปแบบมาเป็นตัวแปรหลักและมีการประยุกต์วิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) โดยใช้วิธีฮิสตอริคอลซิมิลาลี่เพื่อหาค่าความน่าจะเป็นของแสงแดดในแต่ละชั่วโมงในรูปแบบความ

น่าจะเป็นเพื่อใช้ในการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ข้อมูลสำหรับการพยากรณ์แปรตามสภาพอากาศโดยใช้ระบบ Mesoscale NWP และ SCADA รวมเข้ากับการประยุกต์ใช้เทคนิคดาต้าไมคิงซึ่งรูปแบบในการพยากรณ์ออกมาในรูปแบบของเมตริกความน่าจะเป็น (Probability Matrix)

จากการแทนค่าข้อมูลทำให้สามารถหาค่าความไม่แน่นอนของกำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปแบบความสัมพันธ์ของค่าความน่าจะเป็นกับช่วงกำลังการผลิต แสดงดังภาพที่ ความน่าจะเป็นได้โดยการแบ่งรูปแบบการศึกษาออกเป็น 3 รูปแบบ คือ กรณีแดดดี มีเมฆมากและกรณีฝนตก



ภาพที่ 2 (a) กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (b) ค่าความน่าจะเป็นต่อช่วงกำลังเวลา 9.00 น. ถึง 14.00 น.

งานวิจัยชิ้นนี้เสนอรูปแบบความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดพลังเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้แบบจำลอง HISIMI ซึ่งประยุกต์ใช้กับ *NRP tool* เพื่อจำลองสภาพอากาศและหาความน่าจะเป็นของแสงแดดโดยใช้เงื่อนไขดัลกิลิทิมหาจุดที่เหมาะสมที่สุดในรูปแบบของการจัดกลุ่มข้อมูล จากนั้นทำการแปลงข้อมูลอยู่ในรูปของความน่าจะเป็น โดยใช้

แบบจำลองแบบสโตคาสติกส์ผลที่ได้ออกมาจะสามารถหาช่วงกำลัง (Power Interval) และค่าความน่าจะเป็นในแต่ละช่วงกำลังและนำค่าที่ได้มาจัดในรูปแบบกราฟแท่ง แสดงดังภาพที่ 2 (a) และ 2 (b)

5. วิธีการจัดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงร่วมกับแหล่งกำเนิดพลังงานลม

Shahidehpour and Li (2008) ใช้หลักการวิธีการจัดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงร่วมกับแหล่งกำเนิดพลังงานลมโดยใช้วิธีบันเดิลเพื่อแก้ปัญหาในกรณีที่กำลังการผลิตของลมไม่แน่นอน (Wind Volatility) เพื่อที่จะรักษาความมั่นคงของระบบไว้โดยการคาดการณ์กำลังการผลิตของลมโดยใช้ความน่าจะเป็นบอกความหนาแน่นของลม (Probability Density) เพื่อวางแผนกำลังไฟฟ้าสำรองและคำนวณกำลังไฟฟ้าแต่ละโรงต่อชั่วโมงเพื่อหา กำลังการผลิตในแต่ละโรงให้ระบบมีความมั่นคงที่สุดเมื่อเกิดความไม่แน่นอนของลม

6. การจัดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับแหล่งกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้เงื่อนไขความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Peng and Jirutijaroen (2009) การจัดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับแหล่งกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้เงื่อนไขความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Uncertain) เนื่องจากความไม่แน่นอนของแหล่งกำเนิดพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ (Energy source) โดยได้นำ CPLEX solver มาใช้ในการแก้ปัญหา Optimization ของระบบเพื่อให้จ่ายโหลดได้ตามปกติเมื่อเกิดความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าความไม่แน่นอนหาออกมาในรูปความสัมพันธ์ระหว่างค่าความน่าจะเป็นกับกำลังการผลิตของแหล่งกำเนิดเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปเปอร์เซ็นต์

7. การพิจารณาความน่าเชื่อถือของระบบของกำลังไฟฟ้าเสมือนในระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Dattatray *et al.* (2012) ความน่าเชื่อถือของระบบเป็นหัวใจของการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังนั้นจึงมีการพัฒนาเทคนิคมากมายในการหาความน่าเชื่อถือได้ของระบบ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ศึกษาผลกระทบของ PV ที่มีต่อเสถียรภาพทางแรงดันของระบบ ซึ่งจะทำการคำนวณหาค่า

EENS และแรงดันของระบบโดยใช้มอดติคาโรเพื่อหาตำแหน่งของ PV ที่ทำให้ค่าของกำลังไฟฟ้าเสมือนและค่า EENS อยู่ในช่วงที่กำหนดและใช้ค่า EENS เป็นดัชนีบ่งบอกความน่าเชื่อถือของระบบ.



อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

วัสดุและอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับงานวิจัยนี้ประกอบด้วย

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. ระบบปฏิบัติการ Window XP
3. โปรแกรม Microsoft Office
4. โปรแกรมช่วยวิเคราะห์ข้อมูลทางวิศวกรรม MATLAB

วิธีการ

1. การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีตารางจัดแลกเซชัน โดยการพิจารณาถึงการวางแผนสถานะ (เปิด/ปิด) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนในระบบสำหรับแต่ละชั่วโมงในช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณาให้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการของระบบด้วยต้นทุนการผลิตที่ต่ำที่สุดและอยู่ภายใต้เงื่อนไขต่างๆที่กำหนด โดยพิจารณาด้วยฟังก์ชันเป้าหมายแสดงดังสมการที่ 1 ภายใต้เงื่อนไขข้อและจำกัดดังต่อไปนี้ ข้อจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ แสดงดังสมการที่ 2 ข้อจำกัดพิกัดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน แสดงดังสมการที่ 3 และข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน แสดงดังสมการที่ 4 เมื่อพิจารณาระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังสมการที่ 5 ภายใต้เงื่อนไขจากข้อ 1 ถึง 4 แสดงดังสมการที่ 1 ถึง 5

ฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function):

$$OC = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^N \left[F_i(P_i^t) + SU_i^t \right] U_i^t \quad (1)$$

เมื่อ

$$F_i(P_i^t) = a_i + b_i P_i^t + c_i (P_i^t)^2$$

เงื่อนไข (Constraints):

1. ข้อจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ (Loading Constraint) :

$$P_{load}^t - P_{pvf}^t = \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t \quad \text{เมื่อ } t = 1, \dots, T \quad (2)$$

2. ข้อจำกัดพิกัดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน (Unit Limit Constraint) :

$$U_i^t P_i^{\min} \leq P_i^t \leq U_i^t P_i^{\max} \quad \text{เมื่อ } i = 1 \dots N \text{ และ } t = 1 \dots T \quad (3)$$

3. ข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Spinning Reserve Constraint) :

$$\sum_{i=1}^N (P_i^{\max} - P_i^t) U_i^t \geq SR_{pv}^t \quad (4)$$

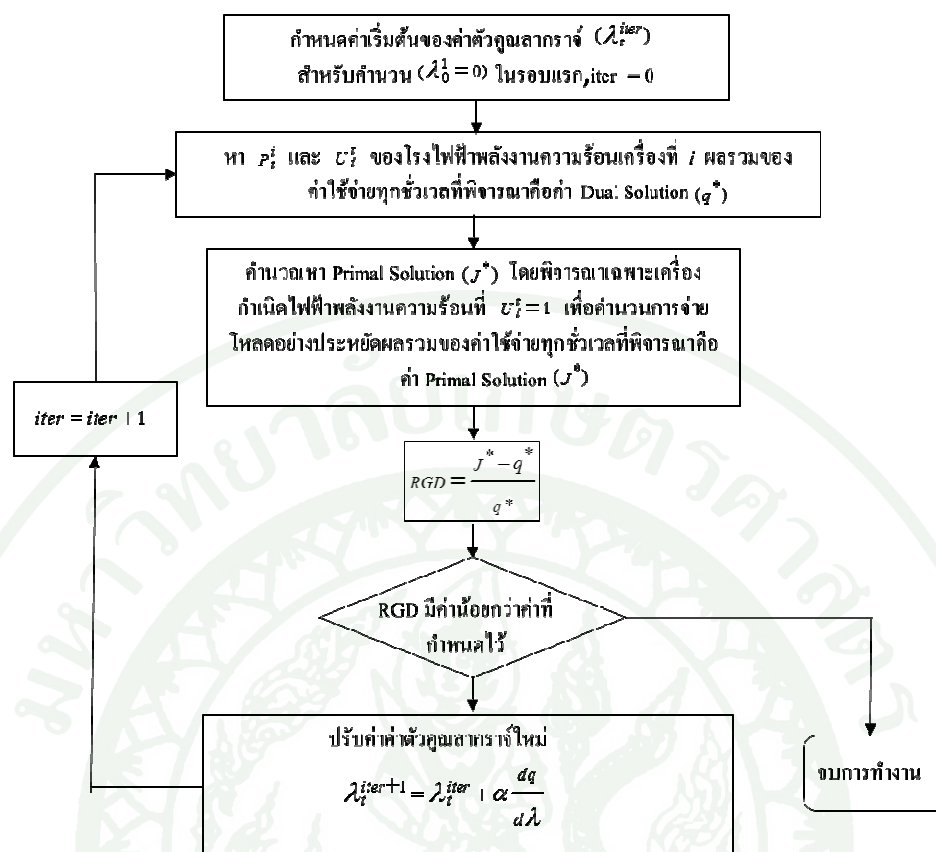
4. ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (PV Spinning Reserve Level):

$$SR_{pv}^t = srf \cdot P_{pv} \quad (5)$$

เมื่อ

- $F_i(P_i^t)$ คือ ราคาเช่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเครื่องที่ i ที่เวลา t
- N คือ จำนวนรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน
- P_i^t คือ กำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเครื่อง i ที่เวลา t
- P_{load}^t คือ ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบที่เวลา t
- $P_i^{\max}$ คือ พิกัดสูงสุดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเครื่องที่ i
- $P_i^{\min}$ คือ พิกัดต่ำสุดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเครื่องที่ i
- P_{PV} คือ กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- P_{PV}^t คือ กำลังการผลิตไฟฟ้าพยากรณ์ของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา t
- sr_f คือ ค่าคงที่ของระดับกำลังไฟฟ้าสำรอง
- SR_{PV}^t คือ ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบที่เวลา t
- SU_i^t คือ ค่าใช้จ่ายเริ่มเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน
- T คือ ช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณามีหน่วยเป็นชั่วโมง
- U_i^t คือ สถานะทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ i ที่เวลา t ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0 แทนสถานะไม่เดินเครื่องโรงไฟฟ้า 1 แทนสถานะเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีตารางจิริเล็กเซชัน แสดงดังภาพที่ 3



ภาพที่ 3 การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีเล็กเซชัน

การแก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีเล็กเซชัน แบ่งหลักการทำงานออกเป็นหลักการหาค่า Dual Optimization (q^*) และหลักการหาค่า Primal Solution (J^*) จากนั้นนำค่า Dual Optimization (q^*) และหลักการหาค่า Primal Solution (J^*) มาหาความสัมพันธ์รูปของ Relative Duality Gap (RDG) ซึ่งสามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายดำเนินการของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนทั้ง 4 เครื่องร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแสดงการใช้วิธีลากรางจ์รีเล็กเซชัน (Wood and Wollenberge, 1996) แสดงดังต่อไปนี้

จากฟังก์ชันราคาค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน

$$F_1(P_1) = 240 + 7P_1 + 0.007P_1^2 \$$$

$$F_2(P_2) = 200 + 11.8P_2 + 0.06P_2^2 \$$$

$$F_3(P_3) = 350 + 8.5P_3 + 0.0085P_3^2 \$$$

$$F_4(P_4) = 350 + 8.5P_4 + 0.0075P_4^2 \$$$

ภายใต้ข้อจำกัดฟังก์ชันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน ดังนี้

$$100 \leq P_1 \leq 500 \text{ MW}$$

$$30 \leq P_2 \leq 150 \text{ MW}$$

$$80 \leq P_3 \leq 300 \text{ MW}$$

$$80 \leq P_4 \leq 300 \text{ MW}$$

สามารถเขียนเป็นฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function):

$$\begin{aligned} \text{Min} & (240 + 7P_1^t + 0.007(P_1^t)^2)U_1^t + (200 + 11.8P_2^t + 0.06(P_2^t)^2)U_2^t \\ & + (350 + 8.5P_3^t + 0.0085(P_3^t)^2)U_3^t + (350 + 8.5P_4^t + 0.0075(P_4^t)^2)U_4^t \end{aligned}$$

ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ แสดงดังสมการที่ 2 เมื่อ

P_1, P_2, P_3 และ P_4 คือ กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนเครื่องที่ 1, 2, 3 และ 4 ตามลำดับ ซึ่งมีค่าเป็นเลขจำนวนจริงมีหน่วยเป็น MW

U_1, U_2, U_3 และ U_4 คือ สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนเครื่องที่ 1, 2, 3 และ 4 ตามลำดับโดยมีค่า 0 แทนสถานะไม่เดินเครื่องโรงไฟฟ้า 1 แทนสถานะเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

จากฟังก์ชันเป้าหมายสามารถเขียนฟังก์ชันลากรางจ์ (L) แสดงดังสมการที่ 6

$$L(P, U, \lambda) = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^N [F(P_i^t, U_i^t)] + \lambda_t^{iter} \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^N ((P_{load}^t - P_{PVf}^t) - P_i^t U_i^t) \quad (6)$$

สามารถเขียนฟังก์ชันลากรางจ์ (L) แต่ละชั่วโมงได้ดังนี้

$$L = (240 + 7P_1^t + 0.007(P_1^t)^2)U_1^t + (200 + 11.8P_2^t + 0.06(P_2^t)^2)U_2^t + (350 + 8.5P_3^t + 0.0085(P_3^t)^2)U_3^t \\ + (350 + 8.5P_7^t + 0.0075(P_4^t)^2)U_4^t + \lambda_t^{iter} (P_{load}^t - P_{pvf}^t)$$

การแก้ปัญหาการตั้งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีเล็กเซชัน แบ่งหลักการทำงานออกเป็น 2 ข้อดังต่อไปนี้

1. หลักการของ Dual Optimization (q^*) โดยการหาค่าตัวคูณลากรางจ์ (Lagrange Multiplier, λ) ซึ่งคือค่าคงที่เพื่อหาคำตอบที่เหมาะสมของ P_i^t และ U_i^t แสดงดังสมการที่ 7 และ 8

$$q^*(\lambda) = \max_{\lambda_t} q(\lambda) \quad (7)$$

$$q(\lambda) = \min_{P_i^t, U_i^t} L(P, U, \lambda) \quad (8)$$

1.1 เริ่มต้นด้วยการกำหนดค่าเริ่มต้นของตัวคูณลากรางจ์เท่ากับ $\lambda_1^0 = 0$ สำหรับการเริ่มต้นคำนวณรอบแรก

1.2 จากข้อ 1.1 สามารถหาค่าตัวคูณลากรางจ์ (λ_t^{iter}) ในรอบการคำนวณต่อไป ซึ่งสามารถหาค่า P_i^t และ U_i^t ได้แสดงดังต่อไปนี้

$$\text{ปรับค่า } \lambda_t^{iter} \text{ ได้จากความสัมพันธ์ของ } \frac{dq}{d\lambda} = (P_{load}^t - P_{pvf}^t) - \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t$$

แสดงดังสมการที่ 9

$$\lambda_t^{iter+1} = \lambda_t^{iter} + \alpha \frac{dq}{d\lambda} \quad (9)$$

$$\alpha_1 = 0.01 \quad \text{เมื่อ} \quad \frac{dq}{d\lambda} \quad \text{มีค่าเป็นบวก เมื่อ} \quad (P_{load}^t - P_{PVf}^t) \geq \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t$$

$$\alpha_2 = 0.00082 \quad \text{เมื่อ} \quad \frac{dq}{d\lambda} \quad \text{มีค่าเป็นลบ เมื่อ} \quad (P_{load}^t - P_{PVf}^t) < \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t$$

เมื่อพิจารณาตัวแปร P_i^t ที่แต่ละเทอมและไม่คำนึงถึงตัวแปร U_i^t จะสามารถหาค่าต่ำสุดของแต่ละเทอมได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \frac{d}{dP_1} (240 + 7P_1^t + 0.007(P_1^t)^2 - \lambda_t^{iter} P_1^t) &= 7 + 0.014P_1^t - \lambda_t^{iter} \\ \frac{d}{dP_2} (200 + 11.8P_2^t + 0.06(P_2^t)^2 - \lambda_t^{iter} P_2^t) &= 11.8 + 0.12P_2^t - \lambda_t^{iter} \\ \frac{d}{dP_3} (350 + 8.5P_3^t + 0.0085(P_3^t)^2 - \lambda_t^{iter} P_3^t) &= 8.5 + 0.017P_3^t - \lambda_t^{iter} \\ \frac{d}{dP_4} (350 + 8.5P_4^t + 0.0075(P_4^t)^2 - \lambda_t^{iter} P_4^t) &= 8.5 + 0.015P_4^t - \lambda_t^{iter} \end{aligned}$$

แทน λ_t^{iter} ลงไปสมการสามารถเพื่อหาค่าตัวแปร P_i^t ในแต่ละชั่วโมง

$$P_1^t = \frac{\lambda_t^{iter} - 7}{0.0014}, P_2^t = \frac{\lambda_t^{iter} - 11.8}{0.12}, P_3^t = \frac{\lambda_t^{iter} - 8.5}{0.017} \text{ และ } P_4^t = \frac{\lambda_t^{iter} - 8.5}{0.015}$$

ปรับค่า λ_t^{iter+1} ดังสมการที่ 8 เพื่อหาค่าของ P_i^t และ U_i^t ทำการคำนวณรอบต่อไปจนค่าของ P_i^t อยู่ภายใต้ข้อจำกัดพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หากค่าของ P_i^t แต่ละตัวไม่เป็นไปตามเงื่อนไขพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำหนดไว้ จะกำหนดให้ค่าของ P_i^t ให้เป็นไปตามเงื่อนไขพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้างี้

กรณีที่ P_i^t มีค่าต่ำกว่าพิกัดต่ำสุดกำหนดให้เท่ากับพิกัดต่ำสุด กรณีที่ P_i^t มีค่ามากกว่าค่าพิกัดสูงสุดกำหนดให้เท่ากับพิกัดสูงสุด จากนั้นแทนค่า P_i^t กลับลงไปฟังก์ชันเป้าหมายสามารถหาค่าใช้จ่ายรวมซึ่งค่านี้คือ ค่า Dual Optimization (q^*) เก็บไว้คำนวณ Relative Duality Gap (RDG) ต่อไป

2. หลักการของ Primal Solution (J^*) โดยการนำเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสถานะเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ($U_i^t=1$) ในผลของ Dual Solution (q^*) มาคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic Dishpatch) จากตารางฟังก์ชัน (L)

แต่อย่างไรก็ตามค่าของ U_i^t ที่ได้จากผลของ Dual Solution (q^*) ในบางกรณีไม่สามารถนำมาคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัดได้ (Feasible Solution) ซึ่งได้แก่กรณีดังต่อไปนี้

2.1 กรณีที่ค่าของ U_i^t ที่ได้จาก Dual Solution (q^*) มีค่าเป็น 0 ทั้งหมด ซึ่งเป็นไปไม่ได้ที่จะคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัดเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องอยู่ในสถานะไม่ทำงาน

2.2 กรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องที่มีสถานะทำงานจาก Dual Solution (q^*) แต่มีขนาดพิกัดรวมไม่เพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามความต้องการของระบบ

2.3 กรณีที่ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบมีค่าน้อยกว่าผลรวมของค่าพิกัดต่ำสุดของเครื่องกำเนิดทุกเครื่องที่มีสถานะเปิดจาก Dual Solution (q^*)

การจ่ายโหลดอย่างประหยัด เพื่อ P_i^t ที่เหมาะสมกับความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบ (P_{load}^t) ภายใต้เงื่อนไขพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสำรอง

จากฟังก์ชันตาราง (L) นำมาคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic Dishpatch) แสดงดังสมการที่ 10

$$\begin{bmatrix} \tilde{P}_1^t \\ \tilde{P}_2^t \\ \tilde{P}_3^t \\ \tilde{P}_4^t \\ \tilde{\lambda}_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -7 \\ -11.8 \\ -8.5 \\ -8.5 \\ P_{load}^t - P_{pvf}^t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0.014 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0.12 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0.017 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0.015 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \quad (10)$$

จากนั้นจะได้ค่า $\tilde{p}_i'$ และ $\tilde{\lambda}_i$ ให้ทำการตรวจสอบค่าว่าค่าของ $\tilde{p}_i'$ อยู่ภายใต้ข้อจำกัด
 พิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือไม่ ถ้าในกรณีที่ค่า $\tilde{p}_i'$ ไม่อยู่ภายใต้ข้อจำกัดพิกัดของเครื่อง
 กำเนิดไฟฟ้าให้ทำการปรับค่าของ $\tilde{p}_i'$ และ $\tilde{\lambda}_i$ ให้อยู่ภายใต้ข้อจำกัดพิกัดของเครื่องกำเนิด
 ไฟฟ้า แล้วนำค่า $\tilde{p}_i'$ แทนกลับไปในสมการฟังก์ชันลากรางจ์ (L) เพื่อหาค่าใช้จ่าย Primal Solution
 (J^*)

ซึ่งพบว่าในบางกรณีที่ไม่สามารถหาค่าตอบของการจ่ายโหลดอย่างประหยัดได้ ทำให้ไม่
 สามารถจะหาค่าของ J^* ได้ ส่งผลให้ไม่สามารถหาค่าของ Relative Duality Gap (RDG) ได้
 ซึ่ง RDG เป็นตัวกำหนดการหยุดวนรอบของการคำนวณ ดังนั้นเมื่อเกิดกรณีนี้ขึ้นจึงกำหนดให้ J^*
 มีค่าเท่ากับ \$100,000

3. ขั้นตอนนี้จะเป็นการหาค่า Relative Duality Gap (RDG) ซึ่งเป็นตัวกำหนดการหยุด
 วนรอบของการคำนวณ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนด RDG มีค่าเท่ากับ 0.05 ถ้าผลของการคำนวณมี
 ค่า RDG น้อยกว่าค่านี้จะจบการคำนวณ สามารถหาค่า RDG แสดงดังสมการที่ 11

$$RDG = \frac{J^* - q^*}{q^*} \quad (11)$$

ซึ่งในกรณีที่ RDG มากกว่าค่าที่กำหนดไว้ ทำการปรับตัวคูณลากรางจ์ตัวใหม่ (λ^{iter+1})
 แสดงดังสมการที่ 9 จากนั้นเริ่มทำการคำนวณ ขั้นตอนที่ 2 ใหม่กระทั่งค่า RDG มีค่าน้อยกว่าค่าที่
 กำหนดไว้ ซึ่งสามารถแสดงผลการทดลองในส่วนของผลและวิจารณ์

2. แบบจำลองความไม่แน่นอนของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

จากการเก็บข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่
 ช่วงเวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. เป็นระยะเวลา 1 เดือน แสดงดังตารางที่ 1 พบว่ากำลังการผลิตไฟฟ้ามี
 ความไม่แน่นอน เนื่องจากความแปรปรวนของสภาพอากาศซึ่งส่งผลกระทบต่อการวางแผนกำลัง
 การผลิตและการสำรองกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ ส่งผลให้เกิดความผิดพลาดของการพยากรณ์
 กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอ
 วิธีการหาความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดย
 ประยุกต์ใช้การหาความน่าจะเป็น เพื่อหาความน่าจะเป็นต่อช่วงกำลังการผลิตแล้วนำค่าที่ได้มา

จัดในรูปแบบกราฟแท่ง ซึ่งจะทำให้เห็นความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และค่าความน่าจะเป็นนี้เป็นส่วนหนึ่งของการหาค่า EENS ต่อไป โดยมีหลักการหาค่าความน่าจะเป็นนี้แบ่งเป็น 2 ข้อดังต่อไปนี้

2.1 การหาช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Power Interval)

การหาช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เกิดจากความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดกับค่าคงที่ของช่วงกำลังของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงดังสมการที่ 12

$$P_{PV, interval} = \frac{P_{PVcap, max}}{K_{PV, interval}} \quad (12)$$

เมื่อ

$K_{PV, interval}$ คือ ค่าคงที่ของช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
 $P_{PV, interval}$ คือ ช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
 $P_{PVcap, max}$ คือ กำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.2 การหาค่าความน่าจะเป็นของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Probability)

เนื่องจากความแปรปรวนของสภาพอากาศส่งผลให้กำลังการผลิตของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าอาจมากกว่าหรือน้อยกว่าที่พยากรณ์กำลังการผลิตไว้ ซึ่งสามารถประยุกต์ใช้การหาความน่าจะเป็นแบบความถี่ (Frequency Probability) เพื่อหาค่าความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าเกิดจากความสัมพันธ์ระหว่างจำนวนวันที่มีช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วงกำลังเดียวกันกับจำนวนวันที่เก็บข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงดังสมการที่ 13

$$Pb_s = \frac{n_{PV}(E)}{n_{PV}(S)} \quad (13)$$

เมื่อ

$nPV(E)$ คือ จำนวนวันที่มีช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วงกำลังเดียวกัน

$nPV(S)$ คือ จำนวนวันทั้งหมดที่เก็บข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Pb_s คือ ความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

3. รูปแบบความน่าเชื่อถือของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลกระทบต่อ การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ในกรณีกำลังการผลิตน้อยกว่าที่พยากรณ์ไว้จะส่งผลกระทบต่อ การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ อาจ ส่งผลให้ระบบเกิดสถานะไม่สามารถจ่ายโหลดได้และความไม่แน่นอนนี้ส่งผลให้ระบบมีความ น่าเชื่อถือลดลง ดังนั้นจึงมีการประยุกต์ใช้ดัชนีความน่าเชื่อถือต่างๆ เพื่อเป็นตัวบ่งบอกความน่าเชื่อ ของระบบ เช่น Loss of Load Probability (LOLP) และ Expected Energy Not Supplied (EENS) เป็นต้น

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ศึกษาผลกระทบกรณีกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์น้อยกว่าที่พยากรณ์ไว้ ส่งผลให้ระบบเกิดสถานะไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ดังนั้นเพื่อ ป้องกันไม่ให้เกิดสถานะจึงนี้ขึ้นจึงต้องทราบกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขาดไปจากที่คาดการณ์ไว้ เพื่อ วางแผนกำลังไฟฟ้าสำรองให้เหมาะสมกับระบบ จากทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับดัชนีความน่าเชื่อถือ พบว่าจากนิยามทั่วไปของ EENS คือ กำลังที่หายไปคูณกับค่าความน่าจะเป็น ดังนั้นวิทยานิพนธ์ ฉบับนี้จึงประยุกต์การหาค่า EENS จากค่าผลรวมกำลังค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ทั้งหมดโดยการพิจารณาโดยการพิจารณากำลังของความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบมีค่า มากกว่าผลรวมของพิกัดสูงสุดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกับค่ากลางของกำลังการผลิตในแต่ละ ช่วงกำลังของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะเกิดค่านี้ขึ้น

ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ค่า EENS เป็นดัชนีบ่งบอกความน่าเชื่อถือและวางแผนกำลัง สำรองของระบบ สามารถหาค่า EENS แสดงดังสมการที่ 14 และ 15

$$EENS_{tot} = \sum_{i=1}^T \left((P_{load}^t - P_i^{\max}) - P_{PVI}^t \right) \cdot Pb_s \cdot St_s \quad (14)$$

$$St_s = \begin{cases} 1; P_{load}^t > P_i^{\max} + P_{PVI}^t \\ 0; P_{load}^t \leq P_i^{\max} + P_{PVI}^t \end{cases} \quad (15)$$

เมื่อ

$EENS_{tot}$ คือ ผลรวมกำลังค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ทั้งหมด

Pb_s คือ ค่าความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

$P_i^{\max}$ คือ พิกัดสูงสุดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเครื่องที่ i

P_{load}^t คือ ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบที่เวลา t

P_{PVI}^t คือ ค่ากลางของกำลังการผลิตในแต่ละช่วงกำลังของแหล่งกำเนิดเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชั่วโมง

St_s คือ สถานะของ $EENS$

T คือ ช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา มีหน่วยเป็นชั่วโมง

สามารถหาลำดับค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ทั้งหมด ($EENS_{tot}$) ซึ่งเกิดจากผลรวมของ $EENS$ ทุกช่วงเวลาทั้งหมดที่เกิดค่าขึ้นและสามารถหาค่าใช้จ่ายค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ของระบบได้ แสดงดังสมการที่ 16

$$C_EENS = VOLL \cdot EENS_{tot} \quad (16)$$

เมื่อ

C_EENS คือ ค่าใช้จ่ายค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้

$EENS_{tot}$ คือ ผลรวมกำลังค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ทั้งหมด

$VOLL$ คือ ราคาการสูญเสียโหลด

และสามารถหาค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองได้จากระดับกำลังไฟฟ้าสำรองทั้งหมดคูณกับค่าเฉลี่ยของค่าสัมประสิทธิ์ของฟังก์ชันเชิงพหุซึ่งพิจารณาเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่เดินเครื่องเท่านั้น แสดงดังสมการที่ 17

$$C_SR = \sum_{t=1}^T \left(\beta_1 + \beta_2 \cdot SR_{PV}^t + \beta_3 \cdot (SR_{PV}^t)^2 \right) \quad (17)$$

เมื่อ

β_1	คือ ค่าเฉลี่ยของค่าสัมประสิทธิ์ฟังก์ชันเชิงเส้น a_i
β_2	คือ ค่าเฉลี่ยของค่าสัมประสิทธิ์ฟังก์ชันเชิงเส้น b_i
β_3	คือ ค่าเฉลี่ยของค่าสัมประสิทธิ์ฟังก์ชันเชิงเส้น c_i
C_{SR}	คือ ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบที่เวลา t
SR_{PV}^t	คือ ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา t
T	คือ ช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา มีหน่วยเป็นชั่วโมง

รูปแบบการศึกษา

ระบบที่ใช้ในการศึกษา ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน 4 เครื่อง ร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมีคุณสมบัติของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน แสดงดังตารางที่ 2 และความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าพยากรณ์ของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 3 ซึ่งช่วงเวลาที่พิจารณาทั้งหมดคือ 24 ชั่วโมง โดยแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 2 กรณีศึกษา ดังนี้

กรณีศึกษาที่ 1 ระบบการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเดียวเป็นกรณีศึกษาพื้นฐาน (Base Case)

กรณีศึกษาที่ 2 ระบบการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยพิจารณาระดับกำลังไฟฟ้าสำรองดังนี้

2.1 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.2 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.3 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.4 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 30 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.5 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 40 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.6 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.7 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.8 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 70 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.9 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.10 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.11 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ซึ่งกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 100 MW จากการเก็บข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเก็บข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าเป็นเวลา 31 วัน ระหว่างช่วงเวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. แสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เดือน (MW)

วันที่	เวลา (น.)										
	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
1	14.52	25.35	32.35	51.68	50.07	21.28	34.16	35.49	42.96	9.15	4.19
2	11.69	24.05	37.15	43.09	59.09	40.90	44.77	33.17	28.16	19.27	9.40
3	9.42	19.21	28.14	32.35	38.22	45.51	28.50	34.87	20.86	13.10	6.77
4	8.41	30.04	56.18	46.64	51.93	47.80	56.36	66.80	32.85	31.12	9.09
5	6.73	18.89	27.90	33.61	34.68	32.92	53.08	44.51	4.30	23.06	11.73
6	10.26	19.84	36.14	39.74	52.28	53.01	59.92	43.03	35.34	22.48	8.65
7	15.15	30.14	42.70	30.95	35.25	51.35	23.71	30.08	42.49	23.64	10.03
8	7.89	20.15	23.40	29.69	41.42	34.03	48.64	29.48	14.27	16.39	6.63
9	3.91	10.74	28.37	48.19	29.78	21.03	15.15	28.54	17.99	9.31	3.67

ตารางที่ 1 (ต่อ)

วันที่	เวลา (น.)										
	7.00	8.00	9.00 .	10.00	11.00	12.00.	13.00.	14.00	15.00	16.00	17.00
10	6.88	15.05	36.74	48.89	33.07	32.10	15.68	19.58	25.00	14.85	8.84
11	8.76	21.02	37.75	54.32	63.60	53.53	56.93	22.67	17.23	12.67	6.24
12	7.01	23.95	40.46	54.61	66.93	47.73	45.58	46.29	38.06	19.68	7.86
13	14.92	36.93	54.93	62.12	66.34	55.01	53.60	62.00	9.98	7.22	9.94
14	14.31	36.14	49.17	58.66	69.42	65.69	68.20	57.95	52.01	33.98	12.08
15	27.00	45.97	64.21	73.06	73.19	73.19	73.41	62.77	43.87	31.88	9.99
16	17.66	37.58	40.64	40.12	37.03	48.74	42.92	43.41	39.88	23.03	8.30
17	12.08	21.88	32.85	55.88	68.87	70.52	65.77	62.70	53.21	32.35	10.54
18	8.92	27.80	46.99	61.70	71.03	70.73	71.00	35.89	32.56	16.86	4.92
19	6.88	15.05	36.74	48.89	33.07	32.10	15.68	19.58	25.00	14.85	8.84
20	10.26	19.84	36.14	39.74	52.28	53.01	59.92	43.03	35.34	22.48	8.65
21	25.28	38.11	69.55	73.40	73.31	38.05	56.43	51.60	62.67	34.19	20.06
22	25.49	48.85	62.69	76.33	78.61	79.55	79.56	77.51	32.48	13.01	5.30
23	16.30	41.02	74.94	78.87	79.68	78.10	78.48	51.52	79.82	35.02	26.68
24	35.75	53.43	45.44	79.84	74.83	79.74	76.60	79.73	63.74	17.22	9.48
25	26.82	51.18	39.31	26.36	40.15	70.73	68.57	68.64	41.75	23.10	9.41
26	28.60	42.62	46.21	69.03	76.17	79.71	79.77	78.89	79.77	40.58	17.95
27	17.81	49.94	79.81	79.90	79.76	62.73	26.91	50.05	22.16	12.14	9.20
28	7.78	18.01	32.53	57.27	67.69	59.50	68.75	62.22	33.70	26.41	13.69
29	11.65	17.77	41.32	80.05	79.85	79.76	45.91	73.98	47.92	5.51	6.24
30	44.84	50.95	65.28	75.47	78.25	79.51	79.45	79.17	63.26	41.35	15.20
31	19.82	36.38	79.30	75.29	52.27	52.76	56.53	42.55	26.25	23.65	7.55

ตารางที่ 2 คุณสมบัติของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

$Gen.$	$P_{\max}$ (MW)	$P_{\min}$ (MW)	ค่าสัมประสิทธิ์ของฟังก์ชันเชื้อเพลิง			Start up Cost (\$/ครั้ง)
			a_i (\$/hr)	b_i (\$/MWhr)	c_i (\$/MW ² hr)	
G_1	500	100	240	7.0	0.0070	10
G_2	150	30	200	11.8	0.0500	20
G_3	300	80	350	8.5	0.0085	10
G_4	300	80	350	8.5	0.0075	10

ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าพยากรณ์ของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าพยากรณ์ของแหล่งกำเนิดเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)	Hour	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	13	1014.90	78.5
2	360.00	0.00	14	955.43	75.43
3	324.00	0.00	15	607.61	46.01
4	312.00	0.00	16	793.54	28.54
5	372.00	0.00	17	511.26	7.26
6	504.00	0.00	18	964.00	0.00
7	527.90	15.5	19	948.70	0.00
8	583.58	37.68	20	1086.00	0.00
9	783.92	43.92	21	813.60	0.00
10	918.74	58.74	22	948.70	0.00
11	1052.43	68.23	23	360.00	0.00
12	1163.05	77.05	24	324.00	0.00

ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ราคาค่าการสูญเสียโหลด (*VOLL*) มีค่าเท่ากับ \$1,000 /MWh และไม่มีค่าใช้จ่ายของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



ผลและวิจารณ์

ผล

ผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของการพยากรณ์แสงแดด แสดงผลการศึกษาของกรณีศึกษาที่ 1 และ 2 ได้ผลดังนี้

กรณีศึกษาที่ 1 ระบบการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเดียวเป็นกรณีศึกษาพื้นฐาน (Base Case)

ผลการคำนวณการแก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเดียวสามารถหาค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ แสดงดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของการแก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเดียว

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	324.78	0.00	0.00	203.12	527.90	0.00
8	279.96	0.00	142.32	161.30	583.58	0.00
9	352.63	0.00	202.17	229.12	783.92	0.00
10	401.53	0.00	242.44	274.77	918.74	0.00
11	461.01	0.00	291.42	300.00	1052.43	0.00
12	500.00	63.05	300.00	300.00	1163.05	0.00
13	440.43	0.00	274.47	300.00	1014.90	0.00

ตารางที่ 4 (ต่อ)

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
14	414.84	0.00	253.40	287.19	955.43	0.00
15	288.68	0.00	149.50	169.43	607.61	0.00
16	356.12	0.00	205.04	232.38	793.54	0.00
17	316.17	0.00	0.00	195.09	511.26	0.00
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	486	0.00	300	300	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
ค่าใช้จ่าย ดำเนินการ	\$184,732.00					

การสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเดียวสามารถหาค่าใช้จ่ายในการดำเนินการซึ่งคือค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$184,732.00 ซึ่งไม่มีค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้

กรณีศึกษาที่ 2 ระบบการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยพิจารณาระดับกำลังไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 0,10,20,30,40,50,60,70,80,90 และ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

จากแบบจำลองความไม่แน่นอนของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแสดงวิธีการหาความน่าจะเป็นได้ดังต่อไปนี้ โดยทำการหาช่วงกำลังจากสมการที่ 12 ซึ่งจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดเท่ากับ 100 MW และค่าคงที่เท่ากับ 10 ดังนั้นหาช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 10 ช่วงกำลัง

จากนั้นสามารถหาค่าความน่าจะเป็นในแต่ละช่วงกำลังได้จากสมการที่ 13 ค่าความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงกำลังช่วงที่ 1 คือช่วงที่มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 0 ถึง 10 MW เมื่อพิจารณาตารางกำลังการผลิตไฟฟ้าพบว่า จำนวนวันที่มีช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วงกำลังกำลังการผลิตที่ 0 ถึง 10 MW มีค่าเท่ากับ 11 วันและจำนวนวันทั้งหมดที่เก็บข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 31 วัน ดังนั้นสามารถหาค่าความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.3548 และสามารถหาค่าความน่าจะเป็นเวลา 7.00 น. ช่วงกำลังช่วงที่ 2 ถึง 10 แสดงดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ค่าความน่าจะเป็นของกำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 7.00 น.

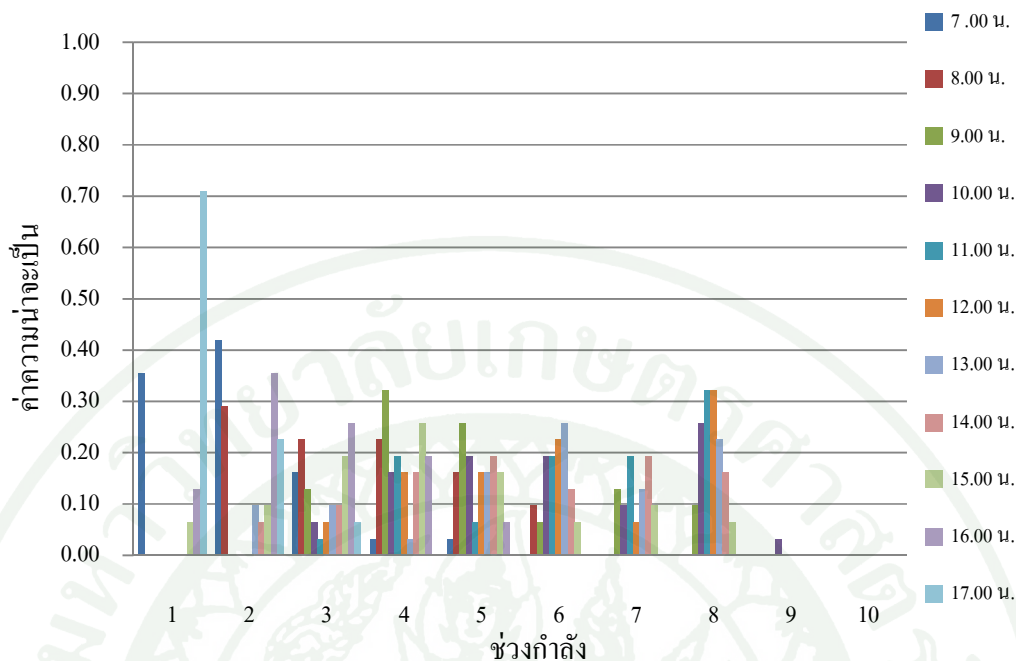
ช่วงกำลัง		ค่าความน่าจะเป็นที่ 7.00 น.
1	0.3548	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต [0,10] MW
2	0.4194	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (10,20] MW
3	0.1613	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (20,30] MW
4	0.0323	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (30,40] MW
5	0.0323	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (40,50] MW
6	0.0000	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (50,60] MW
7	0.0000	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (60,70] MW
8	0.0000	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (70,80] MW
9	0.0000	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (80,90] MW
10	0.0000	ค่าความน่าจะเป็นที่ช่วงกำลังการผลิต (90,100] MW

จากนั้นทำการหาค่าความน่าจะเป็นในช่วงกำลังช่วงที่ 1 ถึง 10 ตั้งแต่เวลา 8.00 น. ถึงเวลา 17.00 น. แสดงดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ค่าความน่าจะเป็นของกำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น.

เวลา	ช่วงกำลัง									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7.00 น.	0.3548	0.4194	0.1613	0.0323	0.0323	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8.00 น.	0.0000	0.2903	0.2258	0.2258	0.1613	0.0968	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9.00 น.	0.0000	0.0000	0.1290	0.3226	0.2581	0.0645	0.1290	0.0968	0.0000	0.0000
10.00 น.	0.0000	0.0000	0.0645	0.1613	0.1935	0.1935	0.0968	0.2581	0.0323	0.0000
11.00 น.	0.0000	0.0000	0.0323	0.1935	0.0645	0.1935	0.1935	0.3226	0.0000	0.0000
12.00 น.	0.0000	0.0000	0.0645	0.1613	0.1613	0.2258	0.0645	0.3226	0.0000	0.0000
13.00 น.	0.0000	0.0968	0.0968	0.0323	0.1613	0.2581	0.1290	0.2258	0.0000	0.0000
14.00 น.	0.0000	0.0645	0.0968	0.1613	0.1935	0.1290	0.1935	0.1613	0.0000	0.0000
15.00 น.	0.0645	0.0968	0.1935	0.2581	0.1613	0.0645	0.0968	0.0645	0.0000	0.0000
16.00 น.	0.1290	0.3548	0.2581	0.1935	0.0645	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
17.00 น.	0.7097	0.2258	0.0645	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

นำค่าความน่าจะเป็นจากตารางที่ 6 มาจัดสรรในรูปแบบกราฟแท่ง ซึ่งจะทำให้เห็นความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ในรูปแบบความสัมพันธ์ระหว่างค่าความน่าจะเป็นต่อช่วงกำลังการผลิต เพื่อใช้ในการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และค่าความน่าจะเป็นนี้เป็นส่วนหนึ่งในการคำนวณค่า EENS ต่อไป แสดงดังภาพที่ 4



ภาพที่ 4 ความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการคำนวณการสังเคราะห์เครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หาค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ โดยพิจารณาในระดับกำลังไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 0,10,20,30,40,50,60,70,80,90 และ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังต่อไปนี้

2.1 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสังเคราะห์เครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด สามารถแสดงผลดังตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน
ร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของ
กำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	334.09	0.00	0.00	211.81	583.58	37.68
9	440.00	0.00	0.00	300.00	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	486.00	0.00	300.00	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.50
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	342.21	0.00	0.00	219.39	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	486.00	0.00	300.00	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย	\$177,531.00					
ดำเนินการ						

ผลการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาค่าลังการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$177,531.00

จากความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อาจส่งผลให้เกิดค่า EENS สามารถแสดงวิธีการหาค่า EENS ได้ต่อไปนี้

จากการทดลองพบว่าเกิดค่า EENS ที่เวลา 12.00 น. ช่วงกำลังที่ 3 ซึ่งกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่ามากกว่า 20 MW ถึง 30 MW ซึ่งค่ากลางของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงนี้มีค่าเท่ากับ 25 MW ซึ่งเป็นตัวแทนค่าของกำลังการผลิตในช่วงนี้ จากการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เวลา 12.00 น. มีค่าเท่ากับ 77.05 MW ซึ่งคำนวณหาค่า EENS ในช่วงกำลังนี้แสดงดังต่อไปนี้

จากสมการที่ 14

$$EENS_{tot} = \sum_{t=1}^T \sum_{S=1}^{NS} \left((P_{load}^t - P_i^{\max}) - P_{PVI}^t \right) \cdot Pb_S \cdot St_S$$

$$St_S = \begin{cases} 1; P_{load}^t > P_i^{\max} + P_{PVI}^t \\ 0; P_{load}^t \leq P_i^{\max} + P_{PVI}^t \end{cases}$$

เมื่อ

$$P_{load}^t = 1163 MW$$

$$P_i^{\max} = 1100 MW$$

$$P_{PVI}^t = 25 MW$$

$$Pb_S = 0.0645, St_S = 1$$

แทนค่าตัวแปรต่างๆลงในสมการ

$$EENS = ((1163 - 1100) - 25) \times 0.0645 \times 1$$

$$EENS = 2.45 MWh$$

สามารถหาค่า EENS ที่เวลา 12.00 น. ช่วงกำลังที่ 3 ได้เท่ากับ 2.45 MWh จากนั้นหาค่าผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา (น.)	ช่วงกำลัง										EENS (MWh)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	2.45	4.52	2.91	1.81	0.00	0.00	0.00	0.00	11.70
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (EENS _{tot})											11.70

ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 11.70 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่ากำลังคาดการณ์ที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้เท่ากับ \$11,708.06 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$0.00 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$189,239.06

2.2 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	334.09	0.00	0.00	211.81	583.58	37.68
9	440.00	0.00	0.00	300.00	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	486.00	0.00	300.00	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.50
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	342.21	0.00	0.00	219.39	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	486.00	0.00	300.00	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00

ตารางที่ 9 (ต่อ)

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย	\$177,531.00					
ดำเนินการ						

ผลการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาลำดับการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$177,531.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 10

ตารางที่ 10 ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา	ช่วงกำลัง										EENS
(น.)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(MWh)
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	2.45	4.52	2.91	1.81	0.00	0.00	0.00	0.00	11.70
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ($EENS_{tot}$)											11.70

ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 11.70 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่ากำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้เท่ากับ \$11,708.06 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$1,266.94 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$190,506.00

2.3 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด สามารถแสดงผลดังตารางที่ 11

ตารางที่ 11 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43

ตารางที่ 11 (ต่อ)

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย ดำเนินการ	\$178,166.00					

ผลการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาค่าลังการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$178,166.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา	ช่วงกำลัง										EENS
(น.)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(MWh)
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (EENS _{tot})											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่ากำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$2,627.97 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$180,793.97

2.4 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 30 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสังเกตุเห็นเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ระดับที่กําลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 30 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 13

ตารางที่ 13 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการสังเกตรับเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับ
แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 30 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย						
ดำเนินการ	\$178,166.00					

ผลการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาลำดับการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$178,166.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 30 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 14

ตารางที่ 14 ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 30 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา (น.)	ช่วงกำลัง										EENS (MWh)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (EENS _{tot})											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 30 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่าการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$3,830.76 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$181,996.76

2.5 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 40 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 40 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 15

ตารางที่ 15 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 40 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00

ตารางที่ 15 (ต่อ)

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย ดำเนินการ				\$178,166.00		

ผลการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาค่าลังการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$178,166.00

ผลรวมกำลังคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 40 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 16

ตารางที่ 16 ผลรวมของกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 40 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา	ช่วงกำลัง										EENS
(น.)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(MWh)
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ($EENS_{tot}$)											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 40 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายของกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$5,158.87 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$183,324.87

2.6 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสังเกตุเห็นเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 17

ตารางที่ 17 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการสังเกตรับเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับ
แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย	\$178,166.00					
ดำเนินการ						

ผลการส่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาลำดับการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$178,166.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 18

ตารางที่ 18 ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา (น.)	ช่วงกำลัง										EENS (MWh)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (EENS _{tot})											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่าการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$6,612.29 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$184,778.29

2.7 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 19

ตารางที่ 19 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00

ตารางที่ 19 (ต่อ)

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย				\$178,166.00		
ดำเนินการ						

ผลการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาค่าลังการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$178,166.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 20

ตารางที่ 20 ผลรวมของกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา	ช่วงกำลัง										EENS
(น.)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(MWh)
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ($EENS_{tot}$)											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่าการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$8,191.03 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$186,357.03

2.8 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 70 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสังเกตุเห็นเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 70 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 21

ตารางที่ 21 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการสังเกตรับเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับ
แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 70 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย						
ดำเนินการ	\$178,166.00					

ผลการส่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาลำดับการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$178,166.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 70 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด แสดงดังตารางที่ 22

ตารางที่ 22 ผลรวมของกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 70 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา (น.)	ช่วงกำลัง										EENS (MWh)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (EENS _{tot})											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 70 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่าการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$9,895.09 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$188,061.09

2.9 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 23

ตารางที่ 23 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00

ตารางที่ 23 (ต่อ)

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย	\$178,166.00					
ดำเนินการ						

ผลการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาค่าลังการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$185,615.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 24

ตารางที่ 24 ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา	ช่วงกำลัง										EENS
(น.)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(MWh)
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (EENS _{tot})											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้กำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$11,724.47 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$189,890.47

2.10 ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 25

ตารางที่ 25 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43

ตารางที่ 25 (ต่อ)

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย ดำเนินการ				\$178,166.00		

ผลการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาลำดับการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$178,166.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 26

ตารางที่ 26 ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่กำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา	ช่วงกำลัง										EENS
(น.)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(MWh)
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (EENS _{tot})											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่าการผลิตที่ไม่สามารถจ่ายโหลดได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$13,679.16 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$191,845.16

2.11 : ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการสังเกตรูปร่างของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงผลดังตารางที่ 27

ตารางที่ 27 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการการตั้งเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับ
แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลัง
การผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

Hour	G_1 (MW)	G_2 (MW)	G_3 (MW)	G_4 (MW)	P_{load} (MW)	PV Forecast (MW)
1	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
2	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
3	324.00	0.00	0.00	0.00	324.00	0.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	312.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	372.00	0.00
6	312.41	0.00	0.00	191.59	504.00	0.00
7	316.76	0.00	0.00	195.64	527.90	15.50
8	266.29	0.00	131.07	148.54	583.58	37.68
9	336.70	0.00	189.05	214.25	783.92	43.92
10	380.23	0.00	224.89	254.88	918.74	58.74
11	425.28	0.00	261.99	296.93	1052.43	68.23
12	462.97	30.00	293.03	300.00	1163.05	77.05
13	407.94	0.00	247.72	280.74	1014.90	78.5
14	387.48	0.00	230.87	261.65	955.43	75.43
15	271.99	0.00	135.76	153.86	607.61	46.01
16	345.77	0.00	196.51	222.72	793.54	28.54
17	312.41	0.00	0.00	191.59	511.26	7.26
18	417.95	0.00	255.96	290.09	964.00	0.00
19	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
20	462.97	30.00	293.03	300.00	1086.00	0.00
21	363.40	0.00	211.03	239.17	813.60	0.00
22	412.40	0.00	251.39	284.91	948.70	0.00
23	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00
24	324.00	0.00	0.00	0.00	324	0.00
ค่าใช้จ่าย	\$178,166.00					
ดำเนินการ						

ผลการส่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหาค่าลังการผลิตในแต่ละชั่วโมงและค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าเท่ากับ \$178,166.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เวลา 7.00 น. ถึง 17.00 น. ทุกช่วงกำลังที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 28

ตารางที่ 28 ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เวลา (น.)	ช่วงกำลัง										EENS (MWh)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้ (EENS _{tot})											0.00

ผลรวมกำลังการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้กำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.00 MWh สามารถหาค่าใช้จ่ายค่าการผลิตไม่สามารถจ่ายโหลดได้เท่ากับ \$0.00 ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับ \$15,759.17 และค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าเท่ากับ \$193,925.17

สามารถแสดงผลรวมกำลังค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ทุกระดับกำลังไฟฟ้า
สำรอง แสดงผลดังตารางที่ 29

ตารางที่ 29 ผลรวมของกำลังค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ($EENS_{tot}$)

ระดับกำลังไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	$EENS_{tot}$ (MWh)
0	11.70
10	11.70
20	0.00
30	0.00
40	0.00
50	0.00
60	0.00
70	0.00
80	0.00
90	0.00
100	0.00

เมื่อพิจารณาตารางที่ 29 พบว่าผลรวมกำลังค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่
ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 และร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิด
ไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากันเนื่องจากผลการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน
ร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้ข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบซึ่งแสดงดัง
สมการที่ 5 พบว่าค่าของผลต่างของฟังก์ชันสูงสุดของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกับกำลังไฟฟ้าที่ส่ง
เดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทั้ง 2 กรณีมีค่าเท่ากันและด้วยเหตุผลเดียวกันนี้ส่งผลให้
ที่ระดับกำลังสำรองร้อยละ 20 ถึงร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิด
ไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าผลรวมกำลังค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้มีค่าเท่ากัน

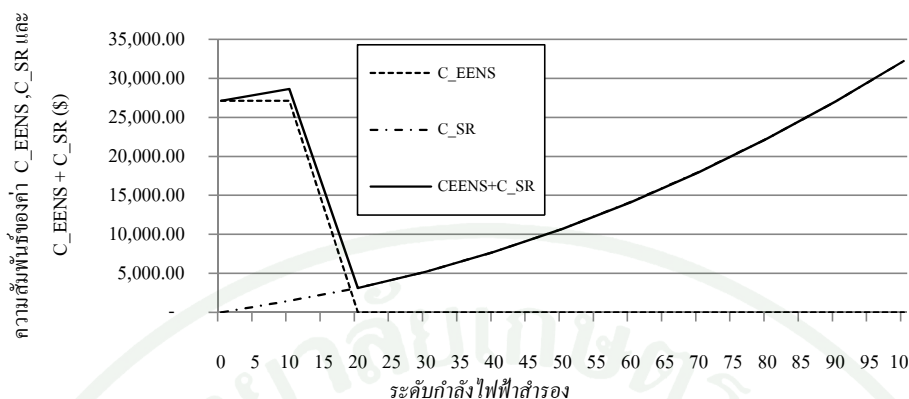
เมื่อเพิ่มแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้ามาในระบบส่งผลให้เกิดค่าใช้จ่าย
กำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายค่าการคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้จากความไม่แน่นอนของกำลัง
การผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งสามารถหาค่าใช้จ่ายรวมของกรณีศึกษาที่ 2 ดังตารางที่ 30

ตารางที่ 30 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ค่าใช้จ่าย
กำลังไฟฟ้าสำรองสำรองและค่าใช้จ่ายรวมของระบบตามระดับกำลังไฟฟ้าสำรอง

ระดับกำลังไฟฟ้าสำรอง (ร้อยละ)	OC (\$)	C_EENS (\$)	C_SR (\$)	TC (\$)
0	177,531.00	11,708.06	0.00	189,239.06
10	177,531.00	11,708.06	1,266.94	190,506.00
20	178,166.00	0.00	2,627.97	180,793.97
30	178,166.00	0.00	3,830.76	181,996.76
40	178,166.00	0.00	5,158.87	183,324.87
50	178,166.00	0.00	6,612.29	184,778.29
60	178,166.00	0.00	8,191.03	186,357.03
70	178,166.00	0.00	9,895.09	188,061.09
80	178,166.00	0.00	11,724.47	189,890.47
90	178,166.00	0.00	13,679.16	191,845.16
100	178,166.00	0.00	15,759.17	193,925.17

เมื่อพิจารณาตารางที่ 30 พบว่าค่าใช้จ่ายดำเนินการและค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 0 และร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากัน เนื่องจากผลการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนมีสถานะเหมือนกันส่งผลให้ค่าใช้จ่ายดำเนินการและค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้มีค่าเท่ากันและด้วยเหตุผลเดียวกันนี้ส่งผลให้ที่ระดับกำลังสำรองร้อยละ 20 ถึงร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใช้จ่ายดำเนินการและไม่มีค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้มีค่าเท่ากัน ซึ่งเมื่อพิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายดำเนินการพบว่ามีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 เนื่องจากกรณีศึกษาที่ 2 ไม่มีค่าใช้จ่ายของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ช่วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจ่ายโหลด โดยที่ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองเพิ่มขึ้นเป็นสัดส่วนกับระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ

จากตารางที่ 30 สามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังไฟฟ้าสำรองกับค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรอง ค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้และผลรวมของค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองกับค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ แสดงดังภาพที่ 5



ภาพที่ 5 ความสัมพันธ์ของค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองกับค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้และผลรวมของค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองกับค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้

จากภาพที่ 5 พบว่าที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใช้จ่ายผลรวมต่ำที่สุดเพราะที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองนี้ไม่มีค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้และผลรวมของค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองกับค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้มีค่าต่ำที่สุด

วิจารณ์

จากการสังการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวิธีตารางจัดแลกเซชันเพื่อคำนวณหาค่าใช้จ่ายดำเนินการที่ถูกที่สุด ซึ่งวิธีการนี้มีข้อดีที่สามารถหาคำตอบของปัญหาได้รวดเร็วและถูกต้อง แต่ในบางครั้งก็ไม่สามารถหาคำตอบของปัญหาได้เนื่องจากความไม่เหมาะสมของค่า RDG ส่งผลให้หาคำตอบไม่ได้จึงต้องทำการปรับค่าของ RDG ให้เหมาะสมต่อไป ซึ่งเมื่อพิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายดำเนินการพบว่ามีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 1 เนื่องจากกรณีศึกษาที่ 2 ไม่มีค่าใช้จ่ายของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ช่วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจ่ายโหลดแต่อย่างไรก็ตามถ้าระบบมีค่าใช้จ่ายของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อาจส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้สูงขึ้น ระบบมีความน่าเชื่อถือลดลงเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลให้เกิดค่าใช้จ่ายในการกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้เกิดขึ้น ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถหาค่า EENS เพื่อใช้ในการวางแผนกำลังไฟฟ้าสำรองให้เหมาะสมกับระบบส่งผลให้ค่าใช้จ่ายรวมต่ำสุดที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดซึ่งก็ยังมียกน้อยกว่าค่าใช้จ่ายรวมในกรณีศึกษาที่ 1

จากการนำเสนอรูปแบบการหาค่าความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยประยุกต์การหาความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าต่อช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบกราฟแท่ง ซึ่งข้อดีของรูปแบบความไม่แน่นอนนี้คือสามารถหาค่าความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ง่ายและถูกต้องแม่นยำมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) เนื่องจากวิธีเชิงพันธุกรรมใช้หลักการหาค่าคำตอบซึ่งบางครั้งอาจหาคำตอบของปัญหาไม่ได้ ซึ่งความไม่แน่นอนนี้ส่งผลให้เกิดค่า EENS โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ค่า EENS เป็นดัชนีบ่งบอกความน่าเชื่อถือได้และวางแผนกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบเพื่อให้ระบบมีความน่าเชื่อถือมากขึ้นและวางแผนกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมกับระบบเพื่อช่วยลดค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบได้

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

ผลจากการศึกษาแสดงให้เห็นว่าเมื่อเพิ่มแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้ามาในระบบ ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายดำเนินการของระบบในกรณีศึกษาที่ 2 มีค่าต่ำลงเนื่องจากไม่มีค่าใช้จ่ายของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ช่วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจ่ายโหลด แต่อย่างไรก็ตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าเนื่องจากความแปรปรวนของสภาพอากาศส่งผลให้เกิดค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลด ซึ่งส่งผลให้ความน่าเชื่อถือของระบบลดลง จึงแก้ปัญหาความไม่แน่นอนนี้โดยกำหนดให้ระบบมีการสำรองกำลังไฟฟ้าสำรอง จึงส่งผลให้เกิดค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ ซึ่งจากการการศึกษาพบว่าค่าผลรวมกำลังค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่เกิดขึ้นยังอยู่ในเกณฑ์ที่สามารถแก้ไขปัญหามาจากความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยการสำรองกำลังไฟฟ้าให้ระบบ เนื่องจากค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ของระบบที่ใช้ในการศึกษามีค่าต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายรวมของระบบ และพบว่าภายใต้ข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายดำเนินการและค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้มีค่าแบ่งเป็น 2 กลุ่ม โดยที่ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองเพิ่มขึ้นเป็นสัดส่วนกับระดับกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ ดังนั้นสามารถหาค่าใช้จ่ายรวมของระบบโดยที่ค่าใช้จ่ายรวมประกอบไปด้วยผลรวมของค่าใช้จ่ายดำเนินการ ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้ที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใช้จ่ายรวมค่าที่ต่ำสุด แต่อย่างไรก็ตามในกรณีที่ไม่มีค่าใช้จ่ายของกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อาจส่งผลให้ค่าใช้จ่ายดำเนินการมีค่าสูงขึ้น การกำหนดราคาค่าการสูญเสียโหลดมีผลต่อค่าใช้จ่ายของค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลด ในกรณีกำหนดราคาค่าการสูญเสียโหลดต่ำมาก ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายของค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดต่ำมาก ในทางกลับกันถ้าให้ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองสูงมากผู้ดูแลระบบอาจเลือกให้เกิดค่าคาดการณ์ไม่สามารถจ่ายโหลดได้แทนการสำรองกำลังไฟฟ้า

ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แก่การหาค่าความไม่แน่นอนของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถประยุกต์ใช้หลักการหาค่าความน่าจะเป็นอื่นๆ เช่น การกระจายตัวแบบปกติ หรือ ประยุกต์การใช้เทคนิคต่างของเดต้าไมนิง (Data Mining) ในการจัดสรรข้อมูลของแสงแดดให้สอดคล้องกับองค์ประกอบต่างๆ เพื่อปรับปรุงค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนสามารถประยุกต์ใช้อัลกอริทึมอื่นๆ เช่น วิธีหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization ,PSO) และ Optimizations tool เช่น CPLEX เป็นต้น เพื่อให้การคำนวณมีประสิทธิภาพมากขึ้น

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

- Di Piazza, A., M. C. Di Piazza and G. Vitale. 2009. Statistical Processing of Data Coming from a Photovoltaic Plant for Accurate Energy Planning. *In International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICERQ'10)*. 23-25 March 2010, Granada, Spain.
- Monteiro, C., T. Santos. L. A., Fernandez-Jimenez, I. J. Ramirez-Rosado and M. S. Terreros-Clarte .2012. Short-Term Power Forecasting Model for Photovoltaic Plants Based on Historical Similarity. **MDIP Energies Journal** 6 (5): 2624-2643.
- Dattatray, N. 2012. Reactive Power Considerations in Reliability Analysis of Solar Photovoltaic Systems. **IEEE Transactions on Power Systems** 13 (1): 81-86.
- Li, Y. and Z. Enrico. 2012. A Multi-State Model for the Reliability Assessment of a Distributed Generation System via Universal Generating Function. **Reliability Engineering & System Safety** 16 (106): 28-36.
- Shahidehpour, M., J. Wang. and Z. Li. 2008. Security-Constrained Unit Commitment With Volatile Wind Power Generation. **IEEE Power and Energy Society** 23 (3): 1319-1327.
- Kazarlis, S.A., A.G. Bakirtzis and V. Petridis. 1996. Genetic Algorithm Solution To The Unit Commitment Problem. **EE Power & Energy Society** 11 (1): 83-92.
- Ng, S.K.K, J., J. Zhong and J.W.M. Cheng. 2012. Probabilistic Optimal Sizing of Stand-Alone PVSystems with Modeling of Variable Solar Radiation and Load Demand. **Power and Energy Society General Meeting** : 1-7.

Jirutijaroen, P. and X. Peng. 2009. Probability Unit Commitment Problem with Photovoltaic, pp. 1-6. *In TENCON 2009 -2009 IEEE Region 10 Conference*. 23-26 January 2009, Singapore.

Chaiyabut, N. and P. Damrongkulkamjorn. 2012. Uncertainty Costs of Wind Power Generation Considering Expected Energy not Supplied under Different Spinning Reserve Levels, *In The Second IASTED International Conference on Power Energy System and Application*. 14-16 November 2012, Las Vegas, USA.

Poommalee, W. and P. Damrongkulkamjorn. 2008. Unit commitment considering security-constrained optimal power flow by lagrangian relaxation with genetic algorithm, pp. 893-896. *In 5th International Conference on ECTI-CON*. 14-17 May 2008, Krabi, Thailand.

Wood, A. J. and Bruce F. Wollenberg. 1996. **Power Generation, Operation, and Control**. John Wiley & Sons, Inc., New York.

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ – นามสกุล	นางสาวเบญญาภา พงษากกลาง
วัน เดือน ปี ที่เกิด	23 มีนาคม 2528
สถานที่เกิด	จังหวัดนนทบุรี
ประวัติการศึกษา	วศ.บ. (ไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ตำแหน่งปัจจุบัน	วิศวกรไฟฟ้า 4 ฝ่ายเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	การไฟฟ้านครหลวง
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	-