

การหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด
โดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงาน
แสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค



นายคณาธิป โรจนวรหิรัญ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2562

**PROBABILISTIC OPTIMAL POWER FLOW CONSIDERING
LOAD AND SOLAR POWER UNCERTAINTIES USING
PARTICLE SWARM OPTIMIZATION**



Kanatip Rojanaworahiran

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the

Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering

Suranaree University of Technology

Academic Year 2019

การหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความไม่
แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตาม
หลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

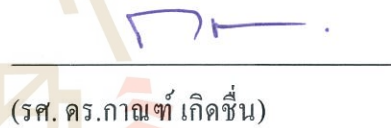
คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


(รศ. ดร.ชนัดชัย กุลสุวรรณิชพงษ์)

ประธานกรรมการ


(รศ. ดร.กীরติ ชยะกุลศิริ)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)


(รศ. ดร.กามนต์ เกิดชื่น)

กรรมการ


(ผศ. ดร.อุเทน ลีตัน)

กรรมการ



(อ. ดร.ทศพล รัตน์นิยมชัย)

กรรมการ



(รศ. ร.อ.ดร.กนดัชร์ ชานีประศาสน์)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและพัฒนา
ความเป็นสากล



(รศ. ดร.พรศิริ จงกล)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

คณาธิป ไรจนวรหิรัญ : การหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด
โดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค
(PROBABILISTIC OPTIMAL POWER FLOW CONSIDERING LOAD AND SOLAR
POWER UNCERTAINTIES USING PARTICLE SWARM OPTIMIZATION)
อาจารย์ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ ดร. กิรติ ชยะกุลศิริ, 122 หน้า.

ปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดเป็นเครื่องมือที่มีความสำคัญในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังในระยะสั้น มีวัตถุประสงค์หลัก คือ เพื่อให้ระบบมีการลดต้นทุนการผลิตให้ต่ำที่สุดภายใต้ข้อจำกัดของระบบไฟฟ้า ในการแก้ไขปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดมีหลากหลายวิธีที่ถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหา เช่น ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยอาณัจกรมด การค้นหาคำตอบแบบทาบ และการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบฝูงอนุภาค เป็นต้น ซึ่งการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบฝูงอนุภาคเป็นวิธีที่นิยมในการแก้ไขปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด เนื่องจากวิธีดังกล่าวไม่ซับซ้อนและมีประสิทธิภาพ อย่างไรก็ตามระบบไฟฟ้าในปัจจุบันได้มีการเปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ทำให้ปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดไม่สามารถตอบสนองต่อความผันผวนของพลังงานแสงอาทิตย์ได้ นอกจากนี้ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟก็มีการเปลี่ยนแปลงในลักษณะที่คาดการณ์ได้ยากขึ้น ดังนั้นปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดจึงได้มีการปรับปรุงเป็นปัญหาการหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด โดยในวิทยานิพนธ์นี้ได้ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยเพื่อสร้างข้อมูลแบบจำลองด้วยวิธีมอนติคาร์โลและใช้วิธีการกระจายตัวแบบปกติในการทดสอบการหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดด้วยวิธีฝูงอนุภาค แบบจำลองที่สร้างขึ้นมาเปรียบเสมือนการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของชุดข้อมูลในอนาคต วิธีดังกล่าวได้ทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส ผลลัพธ์ที่ได้จากการทดสอบเป็นผลลัพธ์ในเชิงสถิติ ได้แก่ ค่าเฉลี่ย ค่าวาเรียนซ์ของกำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กำลังงานสูญเสีย ตัวเลขทางสถิติเหล่านี้เป็นตัวบ่งบอกถึงความผันผวนของพลังงานแสงอาทิตย์ได้

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
ปีการศึกษา 2562

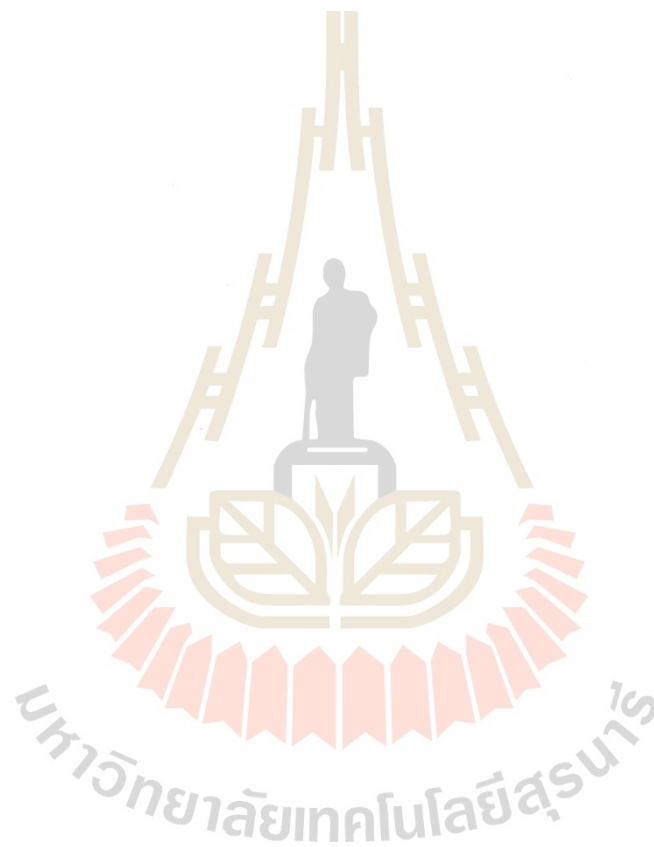
ลายมือชื่อนักศึกษา คณาธิป ไรจนวรหิรัญ
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา กิรติ ชยะกุลศิริ

KANATIP ROJANAWORAHIRAN : PROBABILISTIC OPTIMAL POWER
FLOW CONSIDERING LOAD AND SOLAR POWER UNCERTAINTIES
USING PARTICLE SWARM OPTIMIZATION. THESIS ADVISOR :
ASSOC. PROF . KEERATI CHAYAKULKHEEREE, Ph.D., 122 PP.

PROBABILISTIC OPTIMAL POWER FLOW/ PARTICLE SWARM
OPTIMIZATION/ SOLAR ENERGY/ DEMAND UNCERTAINTY

Optimal Power Flow (OPF) is an important short term analysis tool for optimal operation of electricity utility, to meet the system load, at the lowest possible cost and subject to operational constraints. Many methods have been proposed for solving OPF problem such as Genetic Algorithm (GA), Ant Colony Optimization (ACO), Tabu Search (TS), Particle Swarm Optimization (PSO) and ect. PSO is a famous stochastic base optimization technique that not complicated and effective, inspired by social of behavior of birds. However, the electrical systems have been changed since the trend of electricity production using solar energy, then the common OPF can't represent uncertain factor in the power system like solar energy. Moreover, the demand behavior has been change and more difficult to forecast. Therefore, OPF problem is converted to the Probabilistic Optimal Power Flow (POPF) problem. In this thesis, loads and solar energy in Thailand have been used to create POPF model, by using Monte Carlo Simulation (MCS) and normal Distribution method. The PSO is used to solve the proposed POPF model. The proposed method was simulated on the Radial Distribution 33 bus and IEEE 30 bus. The results are obtained in statistic form, which are mean and

variance of real power generation, total cost and total losses. These statistic number help to predict uncertain factor like solar energy in the future.



School of Electrical Engineering

Academic Year 2562

Student's Signature Kanotip Rojnavasirah

Advisor's Signature [Signature]

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้ดำเนินการสำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากพระคุณของ คุณพ่อธีระพล คุณแม่ กุหลาบ ที่ได้มอบชีวิต ความรัก ความอบอุ่น และได้ให้การปรึกษา รวมทั้งคุณยายมาลี พ้องงูเหลือม และคุณตาโหม พ้องงูเหลือม ที่ได้อบรมเลี้ยงดูผู้ทำวิทยานิพนธ์ตั้งแต่เยาว์วัย ความสำเร็จนี้คือความภาคภูมิใจของท่าน

ขอขอบพระคุณในความช่วยเหลือทั้งด้านวิชาการและการดำเนินการวิจัยทำให้วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดีจากผู้มีพระคุณทุกท่าน ดังต่อไปนี้

รศ. ดร. กิรติ ชยะกุลศิริ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผู้มอบความรู้ ให้ความช่วยเหลือทั้งด้านงานวิจัย ให้คำปรึกษา และเป็นกำลังใจให้ผู้ทำวิจัยตลอดมา

รศ. ดร. ธนดชัย กุลรวรานิชพงษ์ ผู้ชี้แนะแนวทางในการทำวิจัยที่ถูกต้อง

อ. ดร. ทศพล รัตนนิมิตต์ ที่ให้คำปรึกษา แนะนำการแก้ปัญหา รวมถึงให้ความช่วยเหลือในการตรวจทานวิทยานิพนธ์เล่มนี้

ผศ. ดร. อุเทน ลีตน ผู้ที่คอยให้ความช่วยเหลือ และให้คำปรึกษาในการทำวิจัยให้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

คณาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีที่ให้ความรู้ คำปรึกษา และอำนวยความสะดวกตลอดการศึกษาของข้าพเจ้า

สุดท้ายนี้ ขอขอบพระคุณครูบาอาจารย์ทุกท่านในอดีตจนถึงปัจจุบันที่มอบความรู้ทางวิชาการต่าง ๆ รวมทั้งผู้ช่วยเหลือและผู้ให้กำลังใจที่มีได้เอ่ยนาม ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งอย่างยิ่ง จึงขอขอบคุณอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

คณาธิป โรจนวาทิรัญ

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย)	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ)	ข
กิตติกรรมประกาศ	ง
สารบัญ	จ
สารบัญตาราง	ช
สารบัญรูป	ฉ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ	ฎ
บทที่	
1 บทนำ	1
1.1 ความสำคัญและความเป็นมาของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของเบื้องต้น	2
1.4 ขอบเขตของงานวิจัย	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3
1.6 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์	3
1.7 แผนการดำเนินงานวิทยานิพนธ์	4
2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและปรัทรศน์วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง	6
2.1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579	6
2.1.1 ความสำคัญของการพัฒนาพลังงานทดแทนในประเทศไทย	6
2.1.2 เป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงาน ทางเลือก พ.ศ. 2558-2579	8
2.1.3 แผนพัฒนาและส่งเสริมพลังงานทดแทนจากพลังงาน แสงอาทิตย์	8

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.1.4	มาตรการรับซื้อพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ Feed-in Tariff..... 9
2.1.5	ปัญหาและอุปสรรคของการพัฒนาการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย..... 10
2.2	ปริทรรศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 13
3	การหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค..... 16
3.1	ปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด..... 16
3.1.1	รูปแบบสมการคณิตศาสตร์ของปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด..... 17
3.1.2	เงื่อนไขบังคับสมการของปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด..... 17
3.2	ปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น..... 18
3.2.1	รูปแบบสมการคณิตศาสตร์ของปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น..... 18
3.2.2	เงื่อนไขบังคับสมการของปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น..... 18
3.3	การศึกษาหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Optimal Placement Study for Photovoltaic)..... 20
3.3.1	ระบบทดสอบ..... 20
3.4	การหาคำตอบที่ดีที่สุดแบบฝูงอนุภาค..... 21
3.4.1	อัลกอริทึมการหาคำตอบที่ดีที่สุดแบบฝูงอนุภาค..... 21
3.4.2	พารามิเตอร์ของการหาคำตอบที่ดีที่สุดแบบฝูงอนุภาค..... 24
3.5	ฟังก์ชันการแจกแจงแบบปกติ..... 25
3.6	การจำลองมอนติคาร์โล..... 26
3.7	ข้อมูลโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์..... 27

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.7.1 ข้อมูลโหลดของผู้ใช้ไฟ.....	27
3.7.2 ข้อมูลของพลังงานแสงอาทิตย์.....	32
3.7.3 พารามิเตอร์ทางสถิติของข้อมูลโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์.....	32
4 ผลการทดสอบ.....	35
4.1 ผลการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด.....	35
4.2 ผลการทดสอบ Optimal Placement สำหรับโรงไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์.....	38
4.3 ผลการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น.....	47
4.3.1 ผลการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบ ความน่าจะเป็นของระบบ Radial Distribution 33 บัส.....	50
4.3.2 ผลการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบ ความน่าจะเป็นของระบบ IEEE 30 บัส.....	62
5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	93
5.1 สรุปผลการวิจัย.....	93
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	94
รายการอ้างอิง.....	95
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก ข้อมูลระบบทดสอบ.....	98
ภาคผนวก ข บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	105
รายชื่อบทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	106
ประวัติผู้เขียน.....	122

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	ค่าเป้าหมายพลังงานเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนของแผน AEDP 2015	8
2.2	อัตรารับซื้อไฟฟ้าในโครงการพลังงานแสงอาทิตย์	9
2.3	อุปสรรคในการพัฒนาการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย	10
2.4	อุปสรรคในการพัฒนาการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน	12
3.1	การปรับตั้งพารามิเตอร์ของ PSO	24
3.2	พารามิเตอร์ทางสถิติโหลดของผู้ใช้ไฟ	32
3.3	พารามิเตอร์ของพลังงานแสงอาทิตย์	33
4.1	ผลการเปรียบเทียบการทดสอบ	35
4.2	ผลลัพธ์ของขนาดแรงดันและมุมเฟสสำหรับระบบทดสอบ IEEE 30 บัส	36
4.3	ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับระบบทดสอบ IEEE 30 บัส	38
4.4	ผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบ Radial Distribution 33 บัส	39
4.5	ผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบ IEEE 30 บัส	42
4.6	ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัสทั้ง 12 เดือน	86
4.7	ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ IEEE 30 บัสทั้ง 12 เดือน	88
ก1	ตารางข้อมูลของโหลดของระบบ Radial Distribution 33 บัส	100
ก2	ตารางข้อมูลของสายส่งของระบบ Radial Distribution 33 บัส	101
ก3	ค่าสัมประสิทธิ์ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ IEEE 30 บัส	102
ก4	ตารางข้อมูลของโหลดของระบบ IEEE 30 บัส	102
ก5	ตารางข้อมูลของสายส่งของระบบ IEEE 30 บัส	103

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
2.1	ข้อมูลปริมาณการผลิตและนำเข้าพลังงานปี พ.ศ. 2558	7
3.1	หัวข้อที่ศึกษาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด	16
3.2	ระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัส	21
3.3	ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส	21
3.4	แผนผังการทำงานของ PSO	23
3.5	ตัวอย่างลักษณะการค้นหาคำตอบของ PSO (อ้างอิง: Chase Stevens, 2015)	23
3.6	กราฟความหนาแน่นของความน่าจะเป็น	25
3.7	กระบวนการทำงานของ MCS	27
3.8	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนมกราคม	28
3.9	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนกุมภาพันธ์	28
3.10	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนมีนาคม	28
3.11	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนเมษายน	29
3.12	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนพฤษภาคม	29
3.13	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนมิถุนายน	29
3.14	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนกรกฎาคม	30
3.15	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนสิงหาคม	30
3.16	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนกันยายน	30
3.17	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนตุลาคม	31
3.18	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนพฤศจิกายน	31
3.19	กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนธันวาคม	31
3.20	กำลังงานผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	32
3.21	กระบวนการทำงานการแก้ปัญหา POPF	34
4.1	การเปรียบเทียบกำลังงานสูญเสียของระบบ Radial Distribution 33 บัส	45
4.2	การเปรียบเทียบกำลังงานสูญเสียของระบบ IEEE 30 บัส	45

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.3 ตำแหน่งในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบ Radial Distribution 33 บัส.....	46
4.4 ตำแหน่งในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบ IEEE 30 บัส.....	46
4.5 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนมกราคม.....	50
4.6 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนกุมภาพันธ์.....	51
4.7 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนมีนาคม.....	52
4.8 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนเมษายน.....	53
4.9 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนพฤษภาคม.....	54
4.10 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนมิถุนายน.....	55
4.11 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนกรกฎาคม.....	56
4.12 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนสิงหาคม.....	57
4.13 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนกันยายน.....	58
4.14 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนตุลาคม.....	59
4.15 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนพฤศจิกายน.....	60
4.16 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนธันวาคม.....	61
4.17 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนมกราคม.....	63
4.18 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนกุมภาพันธ์.....	65
4.19 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนมีนาคม.....	67
4.20 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนเมษายน.....	69
4.21 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนพฤษภาคม.....	71
4.22 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนมิถุนายน.....	73
4.23 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนกรกฎาคม.....	75
4.24 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนสิงหาคม.....	77
4.25 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนกันยายน.....	79
4.26 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนตุลาคม.....	81

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.27 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนพฤศจิกายน.....	83
4.28 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนธันวาคม.....	85

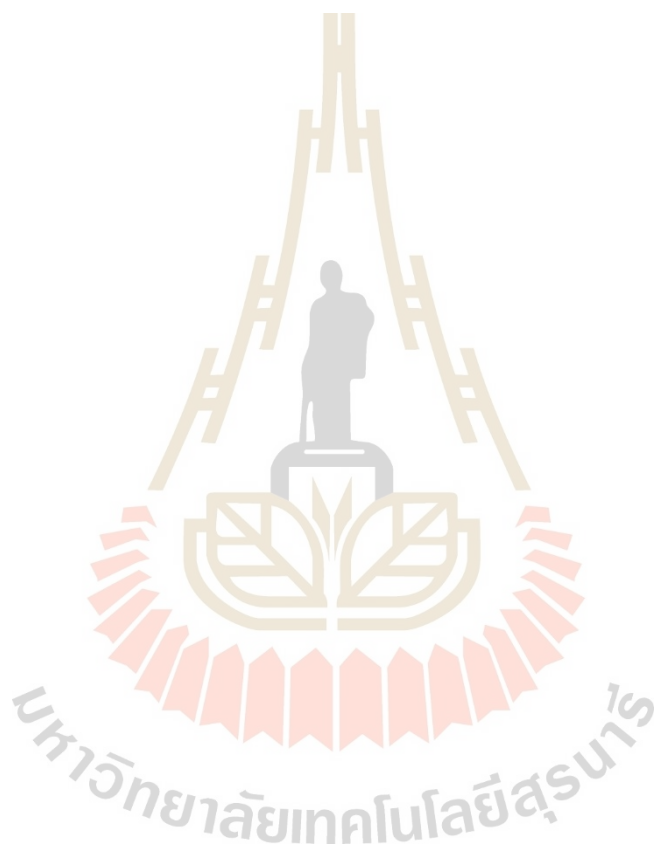


คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

σ^2	=	Variance Value
μ	=	Mean Value
AEDP	=	Alternative Energy Development Plan
ACO	=	Ant Colony Optimization
AI	=	Artificial intelligence
CS	=	Cuckoo Search
FF	=	Fitness Function
FiT	=	Feed-in Tariff
FiTF	=	FiT Fixed
FiTV	=	FiT Variable
FOSMM	=	First-Order Second-Moment Method
GA	=	Genetic Algorithm
Gbest	=	Global Best
IEEE	=	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
MCS	=	Monte Carlo Simulation
OPF	=	Optimal Power Flow
Pbest	=	Personal Best
PDF	=	Probabilistic Density Function
PSO	=	Particle Swarm Optimization
POPF	=	Probabilistic Optimal Power Flow
TS	=	Tabu Search

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

QP = Quadratic Programming



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและความเป็นมาของปัญหา

ในปัจจุบันประเทศต่าง ๆ ทั่วโลกให้ความสำคัญกับการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ไม่มีวันหมดและไม่เป็นมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ประเทศไทยก็ได้ให้ความสำคัญกับพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้นเพราะประเทศไทยตั้งอยู่บริเวณใกล้กับเส้นศูนย์สูตรจึงทำให้ได้รับแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่องและคงที่ตลอดทั้งปี จากเอกสารแผนพัฒนาพลังงานทดแทนฯ ตามกรอบแผนแม่บทแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 พบว่า ความเข้มของรังสีรวมของดวงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศมีค่าเท่ากับ $18.2 \text{ MJ/m}^2/\text{day}$ หรือ $5.05 \text{ kW/m}^2/\text{day}$ ซึ่งเป็นความเข้มของแสงอาทิตย์ที่มีค่าค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับหลาย ๆ ประเทศและเป็นปริมาณที่เพียงพอสำหรับการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์จึงมีอิทธิพลต่อการดำรงชีวิตของคนไทยเป็นอย่างมาก ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ประกอบด้วยแผงโซลาร์เซลล์ โดยมีหลักการทำงานคือ เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเกิดการสร้างกระแสไฟฟ้า ซึ่งไฟฟ้าที่ได้จะต้องผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับและจ่ายเข้าสู่โหลด หากมีกระแสไฟฟ้าส่วนที่เกินจากความต้องการโหลดสามารถจ่ายเข้าสู่แบตเตอรี่หรือจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายได้ อย่างไรก็ตามพลังงานจากแสงอาทิตย์ก็ยังมีข้อเสียคือ แบตเตอรี่ที่ใช้กักเก็บพลังงานแสงอาทิตย์นั้นมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง แต่หากในอนาคตแบตเตอรี่มีราคาที่ถูกลง คนอาจนิยมหันมาติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เพื่อใช้ภายในครัวเรือนมากขึ้น อย่างไรก็ตามการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ไม่สามารถควบคุมหรือกำหนดได้ทำให้การวิเคราะห์ในระบบไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ยากและซับซ้อนในทางปฏิบัติ เพราะการสนับสนุนไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ทันที ในทางตรงกันข้ามหากมีการผลิตไฟฟ้าเกินกว่าความต้องการการใช้งานจริงจะทำให้เกิดความสูญเสียสูญเปล่าเช่นกัน

1.2 วัตถุประสงค์

- 1.2.1 เพื่อพัฒนาวิธีการจำลองผลการหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค
- 1.2.2 เพื่อให้สามารถวิเคราะห์ผลกระทบของความไม่แน่นอนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และการใช้ไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงในอนาคตต่อระบบไฟฟ้า
- 1.2.3 เพื่อให้สามารถหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาคได้

1.3 ข้อตกลงเบื้องต้น

- 1.3.1 ระบบที่ใช้ในการศึกษา ได้แก่ ระบบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส
- 1.3.2 ข้อมูลโหลดและกำลังไฟฟ้าจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการทดสอบจำลองได้จากข้อมูลของประเทศไทยและเอกสารที่มีแหล่งอ้างอิงได้
- 1.3.3 กำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายรวม และกำลังงานสูญเสียรวม คือ ผลลัพธ์ในการทดสอบ

1.4 ขอบเขตของงานวิจัย

- 1.4.1 พัฒนาวิธีการจำลองผลการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดด้วยวิธีฝูงอนุภาค
- 1.4.2 ปรับปรุงวิธีการจำลองผลการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความน่าจะเป็นของโหลดและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค
- 1.4.3 ทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส โดยจำลองโหลดและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าไปในระบบ และใช้หลักการวิเคราะห์ในทางสถิติเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบจากโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์
- 1.4.4 วิเคราะห์ผลลัพธ์ที่ได้และเปรียบเทียบกับวิธีการที่มีอยู่เดิม
- 1.4.5 การยืนยันผลทดสอบจะอาศัยการจำลองสถานการณ์ด้วยโปรแกรม MATLAB

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.5.1 สามารถวิเคราะห์ความผันผวนในเชิงความน่าจะเป็นของโหลดและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้าได้
- 1.5.2 ได้องค์ความรู้และแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดที่มีการคำนึงถึงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 1.5.3 ได้ความรู้เกี่ยวกับวิธีการทางปัญญาประดิษฐ์เพื่อใช้ในการหาผลเฉลยของการไหลที่ดีที่สุดที่มีการคำนึงถึงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 1.5.4 ได้เผยแพร่บทความการประชุมวิชาการระดับชาติ

6.1 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วยเนื้อหาทั้งหมด 5 บท และภาคผนวก 2 ส่วน โดยมีรายละเอียดดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหาของพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้า

บทที่ 2 กล่าวถึงแผนพัฒนาพลังงานทดแทนประเทศไทยและการทบทวนงานวิจัยในอดีต

บทที่ 3 อธิบายถึงปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดด้วยวิธีฝูงอนุภาคและปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความน่าจะเป็นของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค

บทที่ 4 แสดงผลการทดสอบทั้งหมดสำหรับปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดด้วยวิธีฝูงอนุภาคและปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความน่าจะเป็นของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค

บทที่ 5 สรุปผลการทดสอบทั้งหมดของงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

ภาคผนวก ก แสดงถึงข้อมูลของระบบทดสอบ Radial Distribution บัส 33 ระบบ IEEE 30 บัส และประวัติของผู้จัดทำวิทยานิพนธ์

ภาคผนวก ข รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ของผู้จัดทำวิทยานิพนธ์

1.7 แผนการดำเนินงานวิทยานิพนธ์

กิจกรรม/ขั้นตอนการดำเนินการ	เดือนที่																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1. ศึกษาวรรณกรรมที่เกี่ยวกับการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด	x	x	x	x																				
2. ศึกษาประเภทของปัญหาประดิษฐ์แบบต่าง ๆ เพื่อนำมาใช้แก้ไขปัญหาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด					x	x																		
3. ศึกษาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด						x	x																	
4. สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อหาคำตอบของการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยใช้การหาค่าที่ดีที่สุดด้วยวิธีฝูงอนุภาค								x	x	x														
5. ศึกษาวรรณกรรมที่เกี่ยวกับการหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึง โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์										x	x	x												

กิจกรรม/ขั้นตอนการดำเนินการ	เดือนที่																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
6. ศึกษาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับการหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์												x	x	x										
7. สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์การหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์															x	x	x	x						
8. ขออนุมัติสอบโครงร่างวิทยานิพนธ์																			x					
9. ออกแบบและสร้างชุดทดสอบ																				x	x			
10. ตรวจสอบความถูกต้องของชุดทดสอบและผลลัพธ์																					x	x		
11. วิเคราะห์ผลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีต่อระบบไฟฟ้า																					x	x		
12. จัดทำวิทยานิพนธ์																					x	x	x	
13. สอบวิทยานิพนธ์																						x	x	x

บทที่ 2

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและปรัทรศน์วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

ในบทที่ 2 นี้จะกล่าวถึงแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2558-2579 ที่ประกอบด้วยความสำคัญของพลังงานทดแทน เป้าหมาย และอุปสรรคของการพัฒนาพลังงานทดแทนประเทศไทย และปรัทรศน์วรรณกรรมต่าง ๆ ของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีตที่ผ่านมา

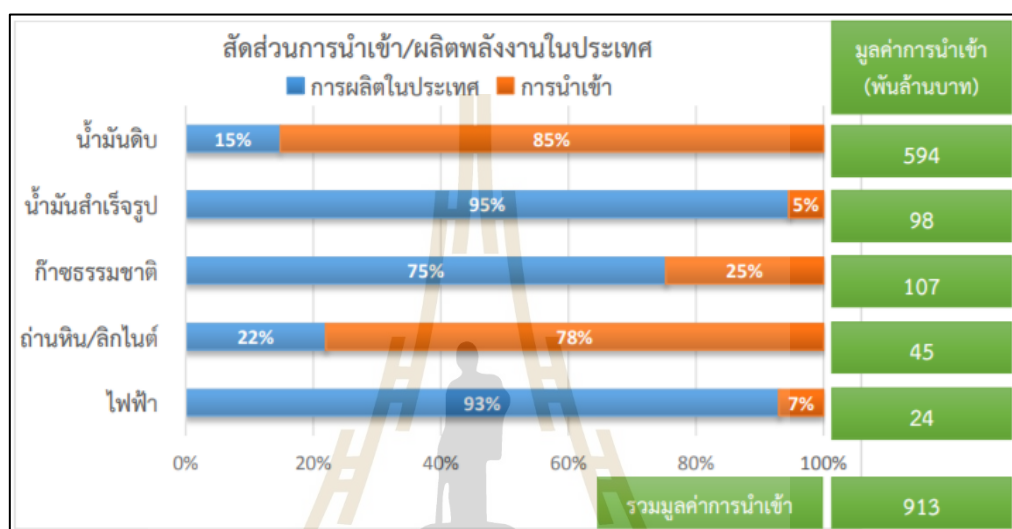
2.1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2579-2558

กระทรวงพลังงานได้วางกรอบแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติ โดยให้ความสำคัญกับพลังงานทดแทนไว้ 3 ด้าน ประกอบด้วย 1. ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Energy Security) การตอบสนองต่อปริมาณความต้องการพลังงานให้สอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ อัตราการเพิ่มของประชากร และอัตราการขยายตัวของเมือง รวมถึงการกระจายสัดส่วนของเชื้อเพลิงให้มีความเหมาะสม 2. ด้านเศรษฐกิจ (Economy) คำนึงถึงต้นทุนพลังงานให้มีความเหมาะสมและไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศไทยในระยะยาว รวมถึงส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ 3. ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนภายในประเทศด้วยเทคโนโลยีการผลิตพลังงานที่มีประสิทธิภาพสูง เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน ทั้งนี้การจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP2015) จะให้ความสำคัญในการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากวัตถุดิบ พลังงานทดแทนที่มีอยู่ภายในประเทศให้ได้เต็มตามศักยภาพในเชิงพื้นที่ การพัฒนาศักยภาพการผลิตพลังงานทดแทนด้วยเทคโนโลยี และพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่อผลประโยชน์ร่วมในมิติด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมแก่ชุมชน

2.1.1 ความสำคัญของการพัฒนาพลังงานทดแทนในประเทศไทย

ปัจจุบันประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์จากต่างประเทศหลายประเภท เช่น น้ำมันดิบ น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน/ลิกไนต์ และไฟฟ้า จากข้อมูลการผลิตและปริมาณการนำเข้าพลังงานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และ

ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ปี พ.ศ. 2558 พบว่า สัดส่วนการนำเข้าพลังงานหลายประเภท โดยเฉพาะน้ำมันดิบ และถ่านหิน มีสัดส่วนการนำเข้าสูงถึงร้อยละ 85 และ 78 แสดงดังรูปที่ 2.1 ดังนั้นการพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศได้ รวมถึงช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาพลังงานเพื่อใช้ในประเทศ ซึ่งถือเป็นแนวทางในการแก้ปัญหาด้านพลังงานอย่างยั่งยืน



รูปที่ 2.1 ข้อมูลปริมาณการผลิตและนำเข้าพลังงานปี พ.ศ. 2558

(อ้างอิง: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย)

เนื่องจากปัญหาภาวะโลกร้อนที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นปัญหาที่ทั่วโลกกำลังให้ความสนใจและเร่งหามาตรการเพื่อควบคุม โดยมาตรการกีดกันทางการค้าเป็นมาตรการหนึ่งที่มีแนวโน้มที่จะนำไปใช้ในอนาคต แม้ว่าประเทศไทยยังไม่ถูกบังคับใช้ตามมาตรการดังกล่าวในปัจจุบัน แต่ก็ควรดำเนินการพัฒนา และส่งเสริมพลังงานทดแทน ซึ่งเป็นหนึ่งในแนวทางลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยได้มีการตั้งเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 7-20% ในปี พ.ศ. 2563 ซึ่งจะเป็จุดเริ่มต้นให้ประเทศไทยเริ่มก้าวสู่เส้นทางของการเป็นสังคมคาร์บอนต่ำ รวมถึงแสดงจุดยืนในการผลักดันพลังงานทดแทน

นอกจากนี้ ประเทศไทยมีผลผลิตทางการเกษตรซึ่งสามารถนำมาเป็นวัตถุดิบในการผลิตพลังงาน ทั้งชีวมวล ก๊าซชีวภาพจากพืช และพลังงานไบโอดีเซล การผลิตต่าง ๆ สามารถนำมาผลิตเป็นพลังงานได้อีกด้วย อีกทั้งประเทศไทยยังมีศักยภาพด้านพลังงานธรรมชาติ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยประมาณ $18.214 \text{ MJ/m}^2/\text{day}$ และบางพื้นที่ของประเทสมิ

ศักยภาพพลังงานลมเฉลี่ยประมาณ 600-2,000 W/m² จึงทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพด้านพลังงานทดแทนอยู่ในระดับดีและมีโอกาสที่จะส่งเสริมพลังงานทดแทนให้มีส่วนในการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศได้ในอนาคต ดังนั้นรัฐบาลจึงมอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 เพื่อกำหนดกรอบและทิศทางการพัฒนาพลังงาน

.21.2 เป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579

กระทรวงพลังงานได้กำหนดเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน ทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพภายใต้แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 เป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานในปี พ.ศ. 2579 ดังสรุปในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่าเป้าหมายพลังงานเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนของแผน AEDP2015

ประเภทพลังงาน	MW		
	สถานะ ธ.ค.2558	เป้าหมายปี พ.ศ. 2564	เป้าหมายปี พ.ศ. 2579
ขยะชุมชน	131.68	410	500
ขยะอุตสาหกรรม	-	50	50
ชีวมวล	2,726.60	3,940.65	5,570
ก๊าซชีวภาพ	372.51	448.21	600
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	172.12	259.07	376
พลังงานลม	233.9	475.73	3,002
พลังงานแสงอาทิตย์	1,419.58	2,993.29	6,000
พลังงานน้ำขนาดใหญ่	-	-	2,906.40

.21.3 แผนพัฒนาและส่งเสริมพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานธรรมชาติจึงไม่มีต้นทุนด้านพลังงานหรือเชื้อเพลิง และไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อภาวะโลกร้อน อีกทั้งประเทศไทยมีศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ที่สูง ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นแนวทางที่น่าสนใจและนิยมในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2558 พบว่า ไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณทั้งหมด 1,420 MW

ดังนั้นภาครัฐจึงให้ความสำคัญและมีการศึกษาพัฒนามวมถึงสนับสนุนด้านต่าง ๆ ของพลังงานแสงอาทิตย์ โดยจัดทำเป็นแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP2015) ซึ่งตามแผนฯ ได้กำหนดเป้าหมายการใช้ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ 6,000 MW สำหรับด้านการผลิตพลังงานความร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์ ในปี พ.ศ. 2558 พบว่ามีปริมาณการใช้ทั้งหมด 5.70 kton เทียบเท่าน้ำมันดิบ และตามแผนฯ ได้กำหนดเป้าหมายการใช้ความร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ 1,200 kton เทียบเท่าน้ำมันดิบ

2.1.4 มาตรการรับซื้อพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ Feed-in Tariff

Feed-in Tariff (FiT) คือ มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่งที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศ เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเอกชนเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีต้นทุนค่อนข้างสูง) ซึ่งอัตรา FiT จะอยู่ในรูปแบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าจะคงที่ตลอดอายุโครงการ (มีการปรับเพิ่มสำหรับกลุ่มที่ใช้เชื้อเพลิง) โดยอัตรา FiT จะไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฟ้าฐานและทำให้มีราคาที่ชัดเจนและเกิดความเป็นธรรม

ตารางที่ 2.2 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในโครงการพลังงานแสงอาทิตย์

กำลังผลิตสูงสุดของแผงพลังงานแสงอาทิตย์	อัตรา FiT	
	อัตรา FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
แบบติดตั้งบนพื้นดิน (โซลาร์ฟาร์ม)		
น้อยกว่าหรือเท่ากับ 90 kW ของแผงพลังงานแสงอาทิตย์	5.66	25
แบบติดตั้งบนหลังคา (ที่อยู่อาศัย)		
น้อยกว่าหรือเท่ากับ 10 kW ของแผงพลังงานแสงอาทิตย์	6.85	25
แบบติดตั้งบนหลังคา (อาคารธุรกิจหรือโรงงาน)		
มากกว่า 10-250 kW ของแผงพลังงานแสงอาทิตย์	6.4	25
มากกว่า 10-1,000 kW ของแผงพลังงานแสงอาทิตย์	6.01	25
แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร		
น้อยกว่า 5 MW ของแผงพลังงานแสงอาทิตย์	5.66	25

แนวทางการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แต่ละประเภทจะมีความเสี่ยงของการดำเนินกิจการที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน การผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานธรรมชาติ ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งไม่มีต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง แต่จะมีความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของพลังงานจากธรรมชาติ ดังนั้น การกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่เหมาะสม สามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนหลัก ดังนี้ 1. อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FiTF) คิดจากต้นทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการและบำรุงรักษาตลอดอายุการใช้งาน ใช้สำหรับพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท 2. อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FiTV) คิดจากต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามเวลา ใช้สำหรับพลังงานหมุนเวียนกลุ่มพลังงานชีวภาพ โดยอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แสดงดังตารางที่ 2.2

2.1.5 ปัญหาและอุปสรรคของการพัฒนาการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ปัญหาและอุปสรรคของการพัฒนาและส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่สำคัญและส่งผลกระทบต่อ การดำเนินโครงการ แสดงดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 อุปสรรคในการพัฒนาการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ปัจจัย	อุปสรรค
ปัจจัยด้านสังคมและ ผู้เกี่ยวข้อง	ประชาชนและภาครัฐต้องรับภาระค่าใช้จ่ายจากการสนับสนุนพลังงานทดแทน ขาดการมีส่วนร่วมของชุมชนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากการลงทุนภายในกลุ่มผู้ประกอบการ
ปัจจัยด้าน เศรษฐศาสตร์	ต้นทุนของแผง โซลาร์เซลล์และแบตเตอรี่มีราคาแพง และจำเป็นต้องนำเข้าจากต่างประเทศ
ปัจจัยด้านเทคโนโลยี	เทคโนโลยีในการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนใหญ่จำเป็นต้องนำเข้ามาจากต่างประเทศ
ปัจจัยด้าน สิ่งแวดล้อม	การจัดการขยะอิเล็กทรอนิกส์จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อนำมาผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ทำให้ระบบนิเวศเกิดการเปลี่ยนแปลง อาจเกิดอัคคีภัยจากไฟฟ้าลัดวงจร

ตารางที่ 2.3 อุปสรรคในการพัฒนาการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย (ต่อ)

ปัจจัย	อุปสรรค
ปัจจัยด้านนโยบาย	<p>ขาดนโยบายภาพรวมที่สอดคล้องกับทุกกลุ่มเป้าหมาย ประกอบด้วยกลุ่ม Off-Grid กลุ่ม Net-Metering กลุ่ม On-Grid และกลุ่ม Macro-Grid</p> <p>ขาดหน่วยงานผู้รับผิดชอบที่ชัดเจนในการบูรณาการนโยบาย ส่งเสริมการผลิตและการใช้พลังงานแสงอาทิตย์</p> <p>ขาดนโยบายการส่งเสริมพัฒนางานวิจัยและอุตสาหกรรม ภายในประเทศ</p> <p>ขาดการบูรณาการนโยบายบริหารระบบสายส่งไฟฟ้าให้สอดคล้อง ต่อความต้องการผลิตและรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน</p>
ปัจจัยด้านกฎหมาย	<p>ขาดกฎหมาย/กฎระเบียบด้านการสนับสนุนโดยตรง เช่น พ.ร.บ. พลังงานทดแทน</p> <p>พื้นที่ดำเนินการบางแห่งไม่สามารถก่อสร้างได้เนื่องจากติด กฎหมายผังเมือง</p>

ปัญหาและอุปสรรคของการพัฒนาและส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้า คือด้าน เศรษฐศาสตร์ เนื่องจากต้นทุนอุปกรณ์ชิ้นส่วนมีราคาแพง เช่น แผงโซลาร์เซลล์ที่ต้องนำเข้าจาก ต่างประเทศเป็นหลัก อุปสรรคด้านนโยบาย ได้แก่ การส่งเสริมพัฒนางานวิจัยและอุตสาหกรรม ภายในประเทศยังไม่เพียงพอ อีกทั้งยังขาดการเชื่อมโยงนโยบายเชิงภาพรวมที่สอดคล้องกับทุก กลุ่มเป้าหมาย ได้แก่ กลุ่ม Off-Grid กลุ่ม Net-Metering กลุ่ม On-Grid และกลุ่ม Macro-Grid การบูรณาการบริหารระบบสายส่งไฟฟ้ายังไม่สอดคล้องต่อความต้องการผลิตและรับซื้อไฟฟ้าจาก พลังงานทดแทน อุปสรรคด้านกฎหมาย ได้แก่ ขาดกฎหมาย/กฎระเบียบ ด้านการสนับสนุนโดยตรง เช่น พระราชบัญญัติพลังงานทดแทน และการติดกฎหมายผังเมืองทำให้ไม่สามารถดำเนินการ ก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้ ในด้านสิ่งแวดล้อมยังขาดแผนการจัดการใช้ประโยชน์ที่ดินที่จะถูกนำมาใช้ ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งจะมีการเปลี่ยนแปลงระบบนิเวศเกิดขึ้น และการจัดการขยะอิเล็กทรอนิกส์จาก โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ นอกจากนี้ การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้ายังขาดการมี ส่วนร่วมของชุมชนเนื่องจากมีเพียงการดำเนินการแค่ภายในกลุ่มผู้ประกอบการเท่านั้น

ทั้งนี้ ปัญหาและอุปสรรคของการพัฒนาและส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิต ความร้อนของประเทศไทยที่สำคัญ และส่งผลต่อการดำเนินโครงการ แสดงดังตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 อุปสรรคในการพัฒนาการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน

ปัจจัย	อุปสรรค
ปัจจัยด้านสังคมและ ผู้เกี่ยวข้อง	กลุ่มผู้ใช้ขาดความเชื่อมั่นต่อการใช้งานรวมถึงการเปลี่ยนแปลง รูปแบบการใช้พลังงานความร้อนในอุตสาหกรรมอบแห้ง กลุ่มผู้ใช้ขาดความเชื่อมั่นต่อการใช้งานรวมถึงการเปลี่ยนแปลง รูปแบบการใช้พลังงานความร้อนในอุตสาหกรรมที่มีการใช้น้ำร้อนใน ระบบการผลิต
ปัจจัยด้าน เศรษฐศาสตร์	การผลิตน้ำร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์มีต้นทุนสูงกว่าระบบ Heat Pump
ปัจจัยด้านเทคโนโลยี	เทคโนโลยีระบบการทำความเย็น (Solar Cooling) จากพลังงาน แสงอาทิตย์อยู่ในระดับการทดลองเทคโนโลยี และช่วงการพัฒนา เทคโนโลยี เกิดความขาดแคลนบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญในเทคโนโลยี การออกแบบระบบแบบผสมผสานยังขาดความพร้อม ขาดการบริการ ให้ความรู้ และการซ่อมแซมปรับปรุงระบบ หลังจาก การติดตั้งอุปกรณ์
ปัจจัยด้าน สิ่งแวดล้อม	กลุ่มผู้ใช้ขาดความเชื่อมั่นต่อการใช้งานรวมถึงการเปลี่ยนแปลง รูปแบบการใช้พลังงานความร้อนจากอุตสาหกรรมที่มีการใช้น้ำร้อน ในระบบการผลิต
ปัจจัยด้านนโยบาย	ขาดนโยบายส่งเสริมการสร้างแรงจูงใจจากภาครัฐ ขาดการสนับสนุนทางการเงินที่ต่อเนื่องจากภาครัฐ
ปัจจัยด้านกฎหมาย	ขาดกฎหมายและกฎระเบียบด้านการสนับสนุน โดยตรง เช่น พ.ร.บ. พลังงานทดแทน

ปัญหาและอุปสรรคของการพัฒนาและส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน คือ ด้านเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากต้นทุนมีราคาแพงเมื่อเทียบกับระบบผลิตน้ำร้อนด้วย Heat Pump กลุ่มผู้ใช้ทั้งอุตสาหกรรมอบแห้ง และอุตสาหกรรมที่มีการใช้น้ำร้อนยังขาดความเชื่อมั่นในเรื่องการใช้เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ บุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญยังมีไม่เพียงพอ การขาดความพร้อมของระบบแบบผสมผสาน (System Integrate Design) อีกทั้งเทคโนโลยีบางส่วนก็ยังคงอยู่ในระดับ การ

ทดลองเทคโนโลยี และช่วงการพัฒนาเทคโนโลยี เช่น ระบบทำความเย็นจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cooling) เป็นต้น

2.2 ปรีสรรคณ์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในปัจจุบันนั้นได้มีการนำเสนอวิธีการแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด (OPF) ด้วยปัญญาประดิษฐ์ (AI) ชนิดต่าง ๆ เช่น วิธีเชิงทางพันธุกรรม (GA) ซึ่งเป็นเทคนิคสำหรับค้นหาผลเฉลยหรือคำตอบของปัญหาด้วยการอาศัยหลักการจากทฤษฎีวิวัฒนาการจากชีววิทยาและการคัดเลือกตามธรรมชาติ, วิธีการหาค่าที่ดีที่สุดของอนุภาคกลุ่ม (PSO) พัฒนาขึ้นโดย J. Kennedy and R. Eberthart ในปี พ.ศ. 2538 โดยมีแนวคิดมาจากการจำลองวิธีการหาค่าที่ดีที่สุดจากพฤติกรรมกรเดินทางหรือหาอาหารของฝูงสัตว์ เช่น ฝูงนก ฝูงปลา ซึ่งการหาค่าที่ดีที่สุดด้วยระบบอาณาจักรมด (ACO) เป็นวิธีการเลียนแบบการปล่อยฟีโรโมนของมด และการค้นหาคำตอบแบบทาบู่ (TS) กระบวนการวิเคราะห์ตามวิธีเหล่านี้ได้ถูกนำเสนอในการแก้ไขปัญหา OPF ในระบบไฟฟ้ามาอย่างต่อเนื่องและหลากหลายรูปแบบดังนี้

ในงานวิจัยของ Alsac, O และ Stott, B (พ.ศ. 2517) ได้นำเสนอวิธี Dommel-Tinney เพื่อใช้ในการคำนวณกระแสไหลในระบบไฟฟ้าและได้ทดสอบกับระบบไฟฟ้าที่มีข้อจำกัดต่าง ๆ ให้สามารถทำงานได้ตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ได้รวมถึงเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อแสดงถึงประสิทธิภาพวิธีดังกล่าว

Kennedy, J และ Eberthart, R (พ.ศ. 2538) ได้พัฒนาการหาค่าที่ดีที่สุดแบบกลุ่มอนุภาค หรือ PSO โดยมีแนวคิดมาจากการจำลองวิธีการหาอาหารหรือการเดินทางของฝูงนกหรือฝูงปลา ซึ่ง PSO นั้นมักนิยมใช้กับปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น เช่น ปัญหา OPF

ในงานวิจัยของ Bakiritzis, A.G., Biskas, P.N., Zoumas C.E. และ Petridis, V. (พ.ศ. 2545) ได้นำอัลกอริทึมทางพันธุกรรมที่ได้มีการปรับปรุงแล้วมาใช้ในการแก้ไขปัญหา OPF ด้วยการควบคุมตัวแปรแบบต่อเนื่องและแบบไม่ต่อเนื่อง ส่วนเอาต์พุตคือกำลังงานไฟฟ้าจริงและขนาดแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส และสามารถควบคุมข้อจำกัดในระบบไฟฟ้าได้ เช่น พลังงานบนสายส่ง ขนาดแรงดันไฟฟ้าของโหลดบัสรวมถึงวิธีการปรับโทษใน GA (FF) ผลลัพธ์เชิงตัวเลขของระบบทดสอบจะถูกนำมาเปรียบเทียบกับผลลัพธ์ของวิธีการอื่น

บทความของ Chayakulkheeree, K. และ Kamklar, W. (พ.ศ. 2549) ได้นำเสนอ PSO และอัลกอริทึมการเขียนโปรแกรมกำลังสอง (QP) สำหรับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มีขีดจำกัดของสายส่ง หม้อแปลง โหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งในการทดสอบอัลกอริทึม PSO จะใช้กับตัวแปรกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และส่วน QD จะเป็นตัวควบคุมขีดจำกัดของระบบ

ไฟฟ้า วิธีดังกล่าวได้ทดสอบกับระบบ IEEE 30 บัส

Djilani BEN ATTOUS และ Yacine LABBI (พ.ศ. 2552) นำเสนออัลกอริทึมโดยใช้ PSO ในการแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีเส้นโค้งค่าใช้จ่ายเชิงแบบไม่ราบรื่นที่สามารถตอบสนองบนข้อจำกัดได้ เช่น จำกัดความจุของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า วิธีการที่เสนอใช้ PSO ในการทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัส ซึ่ง PSO ที่ใช้จะนำไปเปรียบเทียบกับอัลกอริทึมทั่วไป

ในงานวิจัยของ Tejes wara Rao, N., Jagannath, CH., Yadav, B และ Anyapu Jagannadham (พ.ศ. 2554) ได้นำเสนอ OPF ที่มีข้อกำหนดเงื่อนไขการทำงานภายใต้ข้อจำกัดของตัวแปรควบคุมและลดการสูญเสียจริงให้น้อยที่สุดในสภาวะการทำงานปกติของระบบ ได้แก่ ขอบบนและขอบล่างของแรงดันไฟฟ้าที่บัส หม้อแปลงไฟฟ้า และแรงดันเทอร์มินัลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วยวิธี PSO ซึ่งวิธีดังกล่าวจะใช้ทดสอบกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส และ IEEE ward 6 บัส ผลลัพธ์ทั้งสองกรณีจะถูกนำไปเปรียบเทียบกับวิธีอื่น ๆ

Madrigal, M, Ponnambalam, K และ Quintana, VH (พ.ศ. 2541) ได้นำเสนอวิธีการแบบใหม่สำหรับการแก้ไขปัญหาการไหลของพลังงานที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น (POPF) โดยกำหนดความต้องการของระบบมาเป็นเวกเตอร์สุ่มของตัวแปรที่มีความสัมพันธ์กัน วิธีการ (FOSMM) ถูกใช้เพื่อค้นหาลักษณะทางสถิติและผลลัพธ์ที่ได้จะถูกนำไปเปรียบเทียบกับวิธีการจำลองสถานการณ์มอนติคาร์โล เพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของวิธีที่นำเสนอ สามารถช่วยในการพิจารณาโหลดและตำแหน่งได้ โดยผลลัพธ์จะถูกนำไปเปรียบเทียบกับวิธีการจำลองสถานการณ์มอนติคาร์โล

ในบทความของ Shukla, M และ Radman, G (พ.ศ. 2548) นำเสนอการคำนวณโหลดที่สูงที่สุดที่ระบบจะสามารถรองรับได้ด้วยการพิจารณาในรูปแบบความน่าจะเป็น โหลดที่ใช้จำลองเป็นตัวแปรต่อเนื่องที่มีความหนาแน่นของความน่าจะเป็นเป็นรูปประฆังคว่ำ วิธีดังกล่าวได้ทดสอบบนระบบ 8 บัสอย่างง่ายเพื่อแสดงถึงประสิทธิภาพของวิธีการที่นำเสนอ

Tianjian Wang, Matin Meskin, Yiting Zhao และ Ilya Grinberg (พ.ศ. 2560) ได้ศึกษาว่า โซลาร์เซลล์มีผลอย่างไรต่อการควบคุมแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าในเครือข่ายการกระจายที่ใช้งานอยู่อย่างไร โดยใช้อัลกอริทึมนกกาเหว่า (CS) เพื่อแก้ปัญหา OPF วิธีการที่นำเสนอได้รับการทดสอบโดยใช้กรณีทดสอบบนระบบ IEEE 123 การเปรียบเทียบผลลัพธ์ของหน่วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวิธีการปฏิบัติงานแบบดั้งเดิมแสดงให้เห็นว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบการกระจายที่ไม่สมดุลจะทำให้ประสิทธิภาพดีขึ้น

Zhouyang Ren, Wei Yan, Chong Ding, Juan Yu และ Xia Zhao (พ.ศ. 2557) บทความนี้นำเสนอวิธีการวิเคราะห์การไหลของพลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดสำหรับโรงไฟฟ้าเสมือน ซึ่ง

ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้ MCS หาดำแหน่งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำให้กำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดและใช้วิธีการแปลงผกผันและเทคนิคการสลายตัวของ โคลเลสกีเพื่อจำลองความสัมพันธ์ระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์และโหลด ด้วยการแจกแจงแบบปกติ ทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัส เพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพและการประยุกต์ใช้วิธีการที่นำเสนอในการวิเคราะห์การไหลของพลังงานไฟฟ้า

Kanzumba Kusakana (พ.ศ. 2559) ได้นำเสนอการจัดตารางเวลาพลังงานที่ดีที่สุดสำหรับระบบไฟฟ้าแบบไฮบริดที่มีแบตเตอรี่เชื่อมต่อกับกริด โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนค่าไฟฟ้าภายใต้ข้อจำกัดสมดุลของกำลังไฟฟ้ารวมถึงข้อจำกัดอื่น ๆ การจำลองดำเนินการโดยใช้ MATLAB และผลการทดลองแสดงให้เห็นว่า การใช้งานระบบไฮบริดภายใต้รูปแบบการจัดการพลังงานที่ดีที่สุดสามารถลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและช่วยให้ผู้บริโภคสามารถสร้างรายได้อย่างมาก

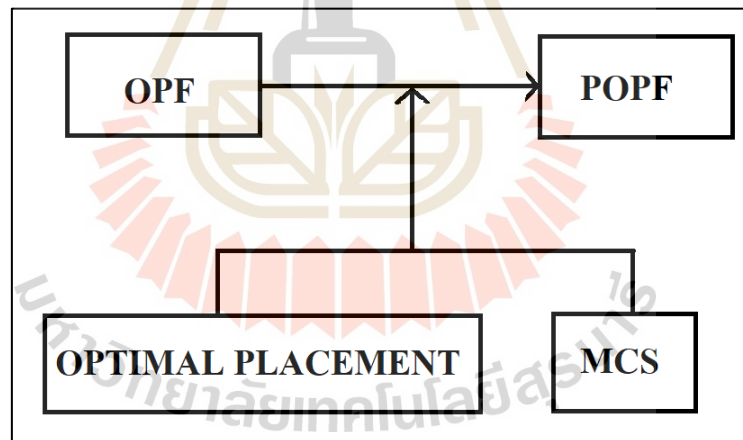


บทที่ 3

การหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค

ในบทที่ 3 จะกล่าวถึงหัวข้อที่ได้ศึกษาซึ่งมีเนื้อหาเกี่ยวกับการหาผลเฉลยของการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด ประกอบด้วย 3 ข้อ และสรุปดังรูปที่ 3.1

1. ศึกษาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดด้วยวิธีฝูงอนุภาค (OPF)
2. ศึกษาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยค่าความสูญเสียของระบบที่ต่ำที่สุด (Optimal Placement)
3. พัฒนาการหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด (POPF) โดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้วิธีมอนติคาร์โล (MCS)



รูปที่ 3.1 หัวข้อที่ศึกษาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด

3.1 ปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด

ปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด (OPF) คือ กระบวนการวิเคราะห์ที่สำคัญในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบมีต้นทุนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ต่ำที่สุด

ในปัจจุบันปัญหา OPF ได้ถูกพัฒนาให้สามารถคำนึงถึงข้อจำกัดของระบบไฟฟ้าได้หลายอย่าง ปกติแล้วปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด จะมีเงื่อนไขของระบบไฟฟ้าแบบเท่ากันและไม่เท่ากัน ซึ่งประกอบด้วยสมการสมดุลพลังงานของกำลังไฟฟ้าจริง หมายความว่า ผลรวมของกำลังจริงที่โรงไฟฟ้าผลิตได้จะต้องเท่ากับผลรวมของโหลดและกำลังงานสูญเสียรวมของระบบ นอกจากนี้การที่เรารวบค่าแรงดันของแต่ละบัสทำให้สามารถนำข้อจำกัดต่าง ๆ เช่น กำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, ขนาดกำลังไฟฟ้าของสายส่ง เข้าไปพิจารณาในปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดได้

3.1.1 รูปแบบสมการคณิตศาสตร์ของปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด

โดยทั่วไปสมการวัตถุประสงค์ของปัญหา OPF ประกอบด้วย 2 สมการ ได้แก่ สมการต้นทุนการผลิตรวมหรือนิยมเรียกกันว่า การจ่ายโหลดอย่างประหยัด ซึ่งส่วนมากเป็นสมการกำลังสองแบบราบเรียบที่สามารถคำนวณได้ง่ายและไม่มีความซับซ้อนมากนัก และสมการกำลังงานสูญเสียรวมของระบบ แสดงดังสมการที่ 3.1 และ 3.2 ตามลำดับ

$$FC = \sum_{i=1}^{NG} a + bP_{Gi} + cP_{Gi}^2 \quad (3.1)$$

$$PL = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{NB} G_{ij} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.2)$$

3.1.2 เงื่อนไขบังคับสมการของปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด

สมการข้อจำกัดของปัญหา OPF สะท้อนให้เห็นถึงขีดจำกัดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ประกอบด้วย สมการสมดุลกำลังงานจริง และสมการกำลังงานสมมูลรีแอกทีฟ แสดงดังสมการที่ 3.3 และ 3.4

$$P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i = 1, \dots, NB \quad (3.3)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = -\sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i = 1, \dots, NB \quad (3.4)$$

3.2 ปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น

ปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น (POPF) เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้หลักการแบบความน่าจะเป็นเพื่อรับมือกับความผันผวนของพลังงานในระบบไฟฟ้า เนื่องจากแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่เพิ่มมากขึ้นรวมถึงการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ใช้ไฟเอง ทำให้การผลิตไฟฟ้าต้องเผชิญกับปัญหาความผันผวนของพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่สามารถควบคุมได้ ส่งผลให้การบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังมีความแม่นยำน้อยลง ดังนั้นรูปแบบในการวิเคราะห์ OPF จึงควรจะคำนึงถึงโอกาสของการผันผวนดังกล่าวด้วยการพิจารณาความต้องการไฟฟ้าและกำลังงานไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบความน่าจะเป็น

3.2.1 สมการทางคณิตศาสตร์ของปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น

วัตถุประสงค์สมการต้นทุนการผลิตของปัญหา POPF แสดงดังสมการที่ 3.5

$$FC = \sum_{i=1}^{NG} a + b\tilde{P}_{Gi} + c\tilde{P}_{Gi}^2 \quad (3.5)$$

3.2.2 เงื่อนไขบังคับสมการของปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น

สมการข้อจำกัดของ POPF ที่มีการคำนึงถึงความผันผวนของพลังงานแสงอาทิตย์ สมการสมดุลกำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟแสดงดังสมการที่ 3.6 และ 3.7 ตามลำดับ

$$P_{Gi} - \tilde{P}_{Di} + \tilde{P}_{pv} = \sum_{j=1}^{NB} |V_i \parallel V_j \parallel Y_{ij} | \cos(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i = 1, \dots, NB \quad (3.6)$$

$$Q_{Gi} - \tilde{Q}_{Di} + \tilde{Q}_{PV} = -\sum_{j=1}^{NB} |V_i \parallel V_j \parallel y_{ij} | \sin(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i = 1, \dots, NB \quad (3.7)$$

และข้อบังคับสมการต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลัง

$$|f_i| \leq f_i^{\max}, i = 1, \dots, NL \quad (3.8)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, i = 1, \dots, NG \quad (3.9)$$

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max}, i = 1, \dots, NT \quad (3.10)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, i = 1, \dots, NB \quad (3.11)$$

โดยที่

a, b และ c	คือ ค่าคงที่สัมประสิทธิ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว
f_i^{\max}	คือ ค่ากำลังงานไฟฟ้าที่โหลดที่สายส่งรับได้สูงสุด (MVA)
f_i	คือ ค่ากำลังงานไฟฟ้าของสายส่ง (MVA)
FC	คือ ผลรวมค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบ (\$/hr),
G_{ij}	คือ ค่าความนำไฟฟ้าของสายส่งระหว่างบัส i และบัส j (S)
NB	คือ จำนวนบัสทั้งหมด
NG	คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด
NL	คือ จำนวนสายส่งทั้งหมด
NT	คือ จำนวนหม้อแปลงทั้งหมด
P_{Gi}	คือ กำลังงานไฟฟ้าจริงของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (MW)
P_{Gi}^{\max}	คือ ค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงสูงสุดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (MW)
P_{Di}	คือ ความต้องการกำลังงานไฟฟ้าจริงที่บัส i (Mvar)
\tilde{P}_{PV}	คือ ค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (MW)
\tilde{P}_{Di}	คือ ความต้องการไฟฟ้าที่บัส i แบบความน่าจะเป็น (MW)
Q_{Gi}	คือ กำลังงานไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัสแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (Mvar)
\tilde{Q}_{Di}	คือ ความต้องการกำลังงานไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัส i (Mvar) แบบความน่าจะเป็น

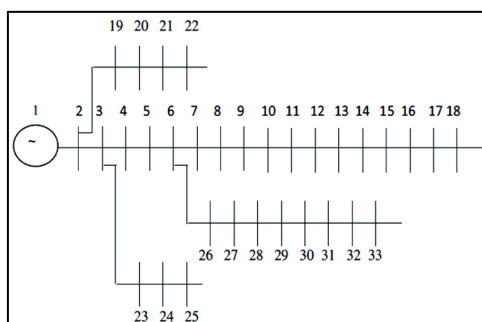
$ T_i $	คือ แท็บของหม้อแปลงไฟฟ้า (p.u.)
$ V_i $	คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส i (p.u.)
VP	คือ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (MW)
$ Y_{ij} $	คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ของสายส่งระหว่างบัส i และบัส j (mho)
θ_{ij}	คือ มุมเฟสของค่าแอดมิตแตนซ์ของสายส่งระหว่างบัส i และบัส j (radian)
δ_{ij}	คือ ค่าความต่างของมุมเฟสระหว่างบัส i และ บัส j (radian)

3.3 การศึกษาหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Optimal Placement Study for Photovoltaic)

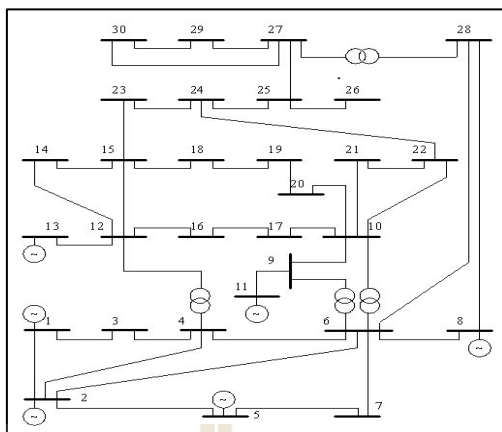
การศึกษาหาตำแหน่งที่ดีที่สุดเป็นทฤษฎีของวิธีการเปรียบเทียบผลลัพธ์ด้วยการจำลองทางคณิตศาสตร์จากดัชนีขนาดและตำแหน่งที่เราสนใจ ในวิทยานิพนธ์นี้ได้ศึกษาการจัดวางตำแหน่งและขนาดของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้ทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อหาตำแหน่งที่ให้ผลลัพธ์กำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่หลากหลายจึงได้ทดสอบจากดัชนีขนาดและตำแหน่งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเป็นการยืนยันว่า ตำแหน่งที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุด

3.3.1 ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส แสดงดังรูปที่ 3.2 และ 3.3 ตามลำดับ ในขณะที่ข้อมูลต่าง ๆ ของระบบทดสอบทั้ง 2 ได้ถูกแสดงไว้ในส่วนภาคผนวก ก



รูปที่ 3.2 ระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัส



รูปที่ 3.3 ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

3.4 การหาคำตอบที่ดีที่สุดแบบฝูงอนุภาค

การหาคำตอบที่ดีที่สุดแบบฝูงอนุภาค (PSO) ถูกคิดค้นโดย Kennedy, J. และ Eberhart, R. ในปี 1995 โดยมีแนวคิดมาจากการจำลองวิธีการเลียนแบบพฤติกรรมการเดินทางหรือหาอาหารของฝูงสัตว์ เช่น ฝูงนก, ฝูงปลา มาเป็นขั้นตอนวิธีในการค้นหาโดยอาศัยหลักความน่าจะเป็น ในการหาค่าเหมาะที่สุดแบบนี้ นกหรือปลาแต่ละตัวในฝูงจะถูกแทนด้วยอนุภาค (Particle) ในอนุภาคแต่ละตัวจะมีค่า ฟิตเนส (Fitness function) ซึ่งจะถูกระเมินด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่บอกถึงระยะห่างของตัวมันจากแหล่งอาหาร โดยอนุภาคทั้งหมดจะบินตามอนุภาคที่มีค่าฟิตเนสที่ดีที่สุดในแต่ละรอบ

ฝูงอนุภาค (Swarm) ของอัลกอริทึม PSO คือ กลุ่มอนุภาคในพื้นที่ของคำตอบที่เป็นไปได้ ซึ่งแต่ละอนุภาคจะมีข้อมูลสองเวกเตอร์ ได้แก่ เวกเตอร์ระบุตำแหน่งและเวกเตอร์ระบุความเร็ว ภาคในฝูงอนุภาค อนุภาคแต่ละตัวจะต้องเก็บข้อมูลตำแหน่งที่ดีที่สุดของตัวเอง และตำแหน่งที่ดีที่สุดของอนุภาคร่วมฝูง อนุภาคร่วมฝูงจะสื่อสารข้อมูลของตำแหน่งกับอนุภาคตัวอื่นและเปลี่ยนค่าความเร็วแล้วเคลื่อนไปยังตัวที่มีอนุภาคใหม่เพื่อให้ได้ตำแหน่งที่ดีที่สุดมากขึ้น

3.4.1 อัลกอริทึมการหาคำตอบที่ดีที่สุดแบบฝูงอนุภาค

หลักการของอัลกอริทึม PSO เริ่มต้นด้วยการสุ่มหาตำแหน่งของอนุภาค (ซึ่งตำแหน่งต่าง ๆ ของอนุภาคเหล่านั้นก็คือคำตอบที่เป็นไปได้) ขึ้นมาชุดหนึ่ง โดยแผนผังการทำงานของ PSO แสดงดังรูปที่ 3.5 อนุภาคแต่ละอนุภาคเป็นตัวแทนคำตอบของปัญหา โดยตำแหน่งและความเร็วจะถูกเปลี่ยนไปตามสภาพแวดล้อมที่เคลื่อนที่ผ่านมาจากข้อมูลภายในกลุ่ม

อัลกอริทึม PSO เป็นกระบวนการที่ทำงานเป็นรอบ ซึ่งในแต่ละรอบของการทำงานความเร็วของอนุภาคแต่ละตัวจะถูกปรับปรุงโดยมีตัวแปรที่สำคัญ 3 ตัวแปร ได้แก่

1. ความเร็วปัจจุบันของอนุภาคนั้น (Velocity)
2. ข้อมูลที่อนุภาคมีอยู่ ($Pbest$)
3. ข้อมูลรวมของอนุภาคทั้งกลุ่ม ($Gbest$)

จากนั้นอนุภาคแต่ละตัวจะปรับความเร็วและตำแหน่งใหม่ด้วยสมการที่ 3.12 และ 3.13 ตามลำดับ

$$v_i^{t+1} = wv_i^t + c_1r_1(pb_{est}_i^t - x_i^t) + c_2r_2(gbest_i^t - x_i^t) \quad (3.12)$$

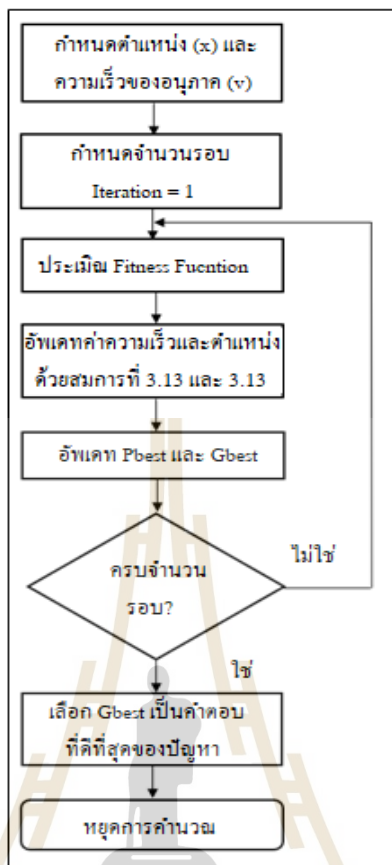
และสมการปรับปรุงตำแหน่งของอนุภาคใหม่แสดงดังสมการที่ 3.13

$$x_i^{t+1} = x_i^t + v_i^{t+1} \quad (3.13)$$

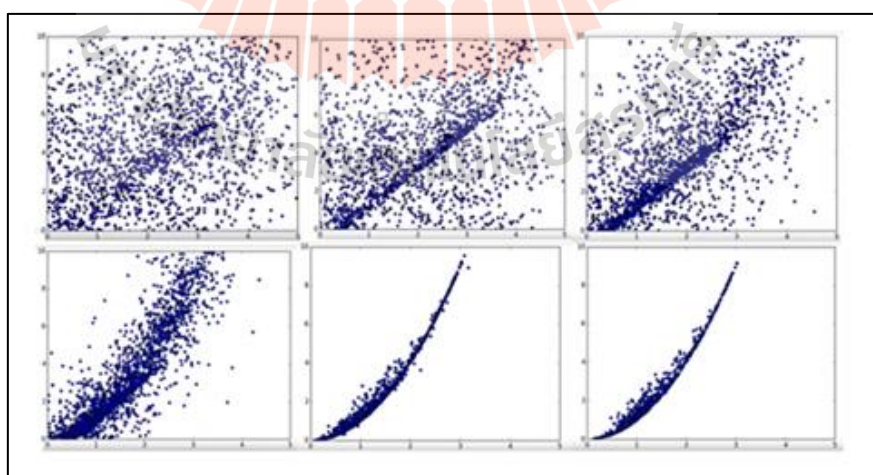
โดยที่

- w คือ น้ำหนักความเฉื่อย
- c_1, c_2 คือ ค่าความเร่งแบบสุ่ม โดยสุ่มในช่วง $[0, 2]$
- r_1, r_2 คือ ค่าคงที่โดยการสุ่มในช่วง $[0, 1]$

เมื่อวนรอบการทำงานจนกระทั่งมีการเข้าสู่ของคำตอบของอนุภาคที่ดีที่สุดในกลุ่มหรือตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดคือ อนุภาค $Gbest$ โดยตัวอย่างลักษณะการค้นหาคำตอบที่ดีที่สุดของ PSO แสดงดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.4 แผนผังการทำงานของ PSO



รูปที่ 3.5 ตัวอย่างลักษณะการค้นหาคำตอบของ PSO (อ้างอิง: Chase Stevens, 2015)

3.4.2 พารามิเตอร์ของการหาค่าคำตอบที่ดีที่สุดแบบฝูงอนุภาค

พารามิเตอร์ที่มีผลต่อการค้นหาคำตอบของ PSO ประกอบด้วยค่าคงที่ความเร่ง (c_1 และ c_2) โดยแต่ละรอบและการเคลื่อนที่ของอนุภาคมีรายละเอียดดังนี้

1. ค่าคงที่ความเร่ง (Acceleration constant) เป็นค่าที่ใช้กำหนดการเคลื่อนที่ของอนุภาคในกลุ่ม โดย c_2 จะส่งผลโดยตรงกับ $pbest$ ของอนุภาค ส่วน c_1 จะส่งผลต่อ $gbest$ หากค่า $c_1 < c_2$ จะส่งผลให้อนุภาคเคลื่อนที่เข้าใกล้คำตอบที่ดีที่สุด (global) แต่ถ้า $c_1 > c_2$ จะทำให้อนุภาคเคลื่อนที่เข้าใกล้คำตอบที่ดีที่สุดเฉพาะถิ่น (local) ของอนุภาคนั้น ๆ

2. จำนวนอนุภาค (Particle) เป็นปัจจัยที่มีผลต่อการค้นหาของระบบโดยตรง ถ้าจำนวนอนุภาคมากจะทำให้ระบบมีพื้นที่ในการค้นหาวางกว่าจำนวนอนุภาคน้อย อย่างไรก็ตาม เมื่อมีจำนวนอนุภาคมากทำให้เวลาที่ใช้ในการค้นหาคำตอบก็จะเพิ่มขึ้นตามไปด้วย แต่จะมีโอกาสในการค้นหาเจอคำตอบที่ดีที่สุด (global) มากขึ้น

3. ค่าช่วงเวลาระหว่างรอบ (Time interval) เป็นการกำหนดช่วงเวลาการเคลื่อนที่ของอนุภาคที่ได้รับการปรับเปลี่ยนความเร็วหรือตำแหน่ง ถ้ามีช่วงเวลามากจะทำให้ขอบเขตในการเคลื่อนที่ของอนุภาคมีขนาดใหญ่ขึ้น เวลาที่ใช้ในการเคลื่อนที่ก็จะน้อยลงถ้าหากมีช่วงเวลาน้อยจะทำให้การเคลื่อนที่มีความละเอียดมากขึ้น แต่จะใช้เวลาในการคำนวณมากขึ้นตามไปด้วย

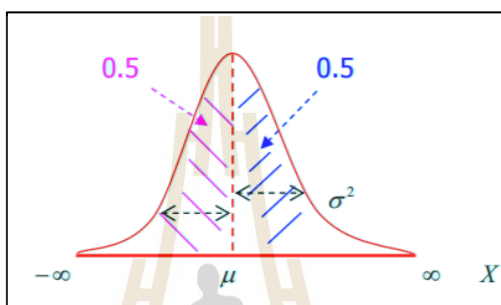
พารามิเตอร์เหล่านี้มีผลต่อการค้นหาคำตอบของ PSO ซึ่งแต่ละปัญหาต้องมีการปรับค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เหล่านี้ให้เหมาะสมกับปัญหา โดยในวิทยานิพนธ์นี้ได้ปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ของ PSO ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 การปรับตั้งพารามิเตอร์ของ PSO

พารามิเตอร์	การปรับตั้งค่า
Population size	20
Local best influence	2
Global best influence	2
Inertia weight	0.9
Maximum iterations	1500
Maximum error	10e-6

3.5 ฟังก์ชันการแจกแจงแบบปกติ

ในทฤษฎีความน่าจะเป็นการแจกแจงแบบปกติ (Normal หรือ Gaussian Distribution) นิยมใช้กับข้อมูล สถานการณ์ที่มีความไม่แน่นอนสำหรับคาดการณ์เหตุการณ์ในอนาคต เช่น ปริมาณความต้องการไฟฟ้า กำลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ เป็นต้น และยังใช้ในการวิเคราะห์สถิติอนุมาน รูปแบบการแจกแจงแบบปกติแสดงด้วยเส้นโค้งความน่าจะเป็นที่มีพื้นที่ใต้เส้นโค้งเป็น 1 ในลักษณะเส้นโค้งรูประฆังคว่ำ มีจุดศูนย์กลางที่ค่าเฉลี่ยดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 กราฟความหนาแน่นของความน่าจะเป็น

นิยาม ถ้า X เป็นตัวแปรสุ่ม ที่มีค่าเฉลี่ย μ และค่าความแปรปรวน σ^2 จะมีฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นดังสมการที่ 3.14

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.14)$$

ค่าเฉลี่ยและค่าความแปรปรวนสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.15 และ 3.16 ตามลำดับ

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{n} \quad (3.15)$$

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (3.16)$$

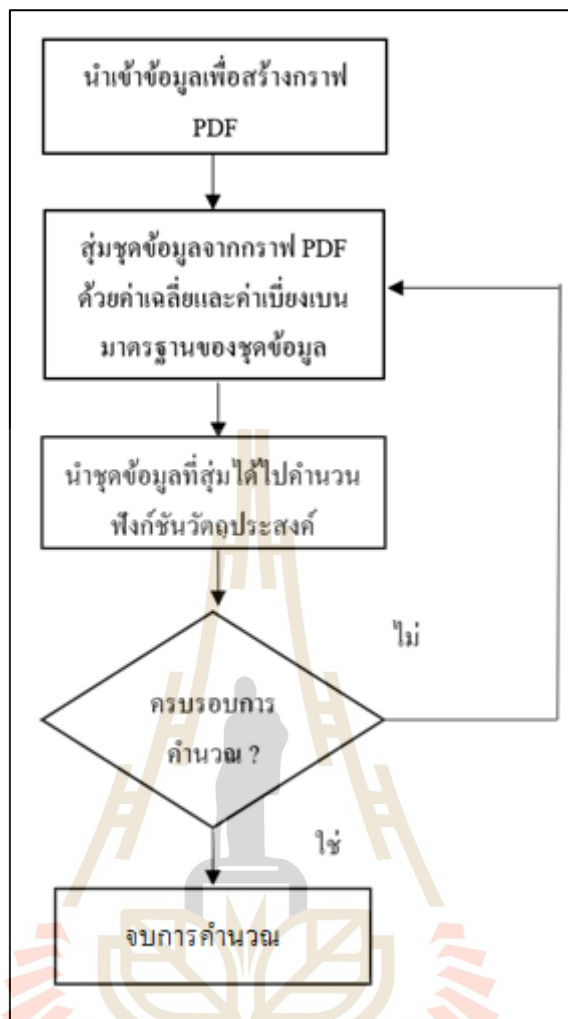
μ และ σ^2 เป็นสิ่งที่กำหนดลักษณะเฉพาะของการแจกแจงว่ามีจุดศูนย์กลางที่ตำแหน่งใด และมีการกระจายของข้อมูลมากน้อยเพียงใด เส้นโค้งปกติจะมีพื้นที่ใต้เส้นโค้งเท่ากับ 1 และสามารถกำหนดค่าความน่าจะเป็นที่ตัวแปร X ดังนั้นข้อมูลจะอยู่ในช่วง $\mu \pm \sigma^2$

3.6 การจำลองมอนติคาร์โล

การจำลองมอนติคาร์โล (MCS) เป็นเทคนิคทางคณิตศาสตร์ โดยมีกระบวนการสร้างตัวแปรสุ่มสำหรับสร้างฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (PDF) เพื่อรองรับความเสี่ยงหรือความไม่แน่นอนของระบบที่สนใจ โดยตัวแปรสุ่มที่ถูกสร้างแบบจำลองบนพื้นฐานของความน่าจะเป็น ซึ่งการทำซ้ำหรือการจำลองที่แตกต่างกันถูกนำมาใช้ในการสร้างผลลัพธ์ที่ต่างกันด้วยการคำนวณเชิงตัวเลข การจำลอง MCS เป็นวิธีที่นิยมใช้กับระบบที่มีพารามิเตอร์ที่มีความไม่แน่นอนหรือระบบที่มีความซับซ้อนแบบไดนามิกเพื่อรองรับความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นในระบบ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้า

ขั้นตอนการทำงานของ MCS แสดงดังรูปที่ 3.7 สามารถแบ่งออกได้เป็น 6 ขั้นตอนดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 กำหนดโดเมนของอินพุตสำหรับข้อมูลโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์
- ขั้นตอนที่ 2 สุ่มชุดข้อมูลจากอินพุตจากกราฟการกระจายของความน่าจะเป็น
- ขั้นตอนที่ 3 แก้ไขปัญหาจากชุดข้อมูลที่สุ่มได้
- ขั้นตอนที่ 4 หากยังไม่ครบรอบการคำนวณให้สุ่มชุดข้อมูลใหม่
- ขั้นตอนที่ 5 รวบรวมผลลัพธ์ที่ได้ทั้งหมด
- ขั้นตอนที่ 6 หยุดการคำนวณ



รูปที่ 3.7 กระบวนการทำงานของ MCS

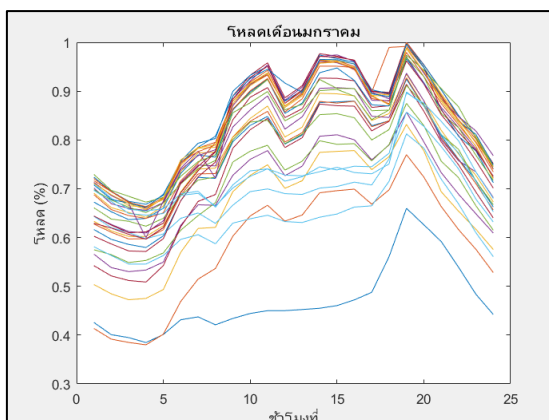
3.7 ข้อมูลโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์

ในการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดได้ใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและกำลังงานผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นข้อมูลอ้างอิงมาจากประเทศไทย

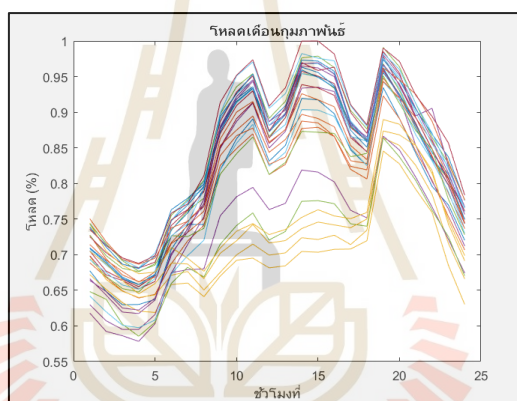
3.7.1 ข้อมูลโหลดของผู้ใช้ไฟ

ข้อมูลโหลดของผู้ใช้ไฟของเดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคมที่นำมาใช้โดยเป็นข้อมูลอ้างอิงมาจากประเทศไทยในปี พ.ศ. 2544 กราฟข้อมูลโหลดที่ใช้ในการทดสอบแสดงดังรูปที่

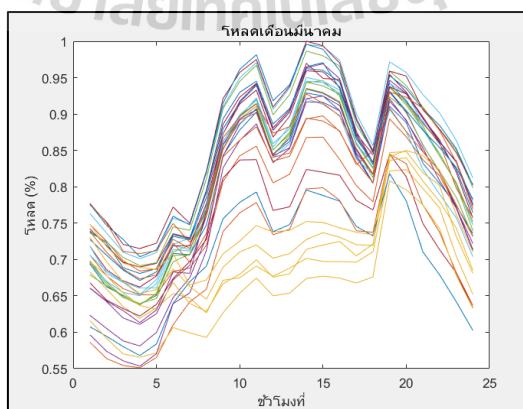
3.8-3.1



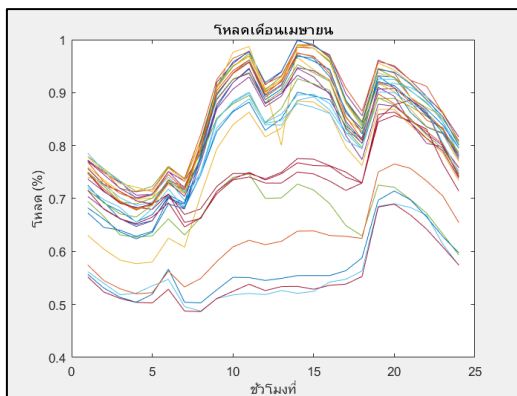
รูปที่ 3.8 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนมกราคม



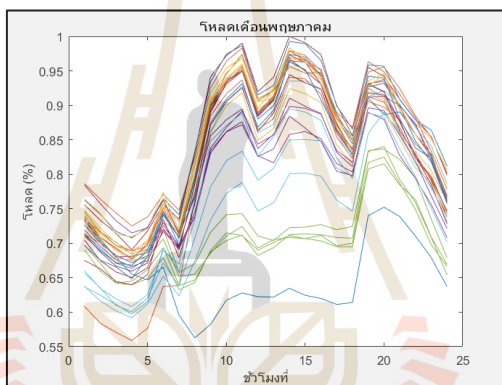
รูปที่ 3.9 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนกุมภาพันธ์



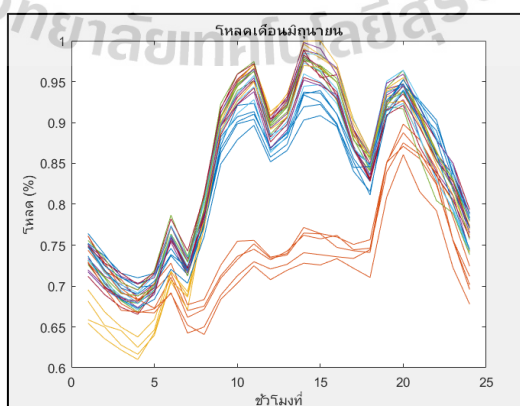
รูปที่ 3.10 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนมีนาคม



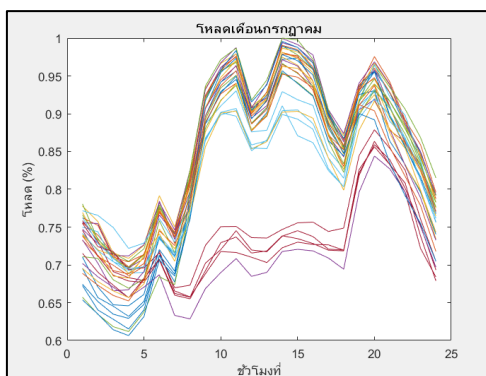
รูปที่ 3.11 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนเมษายน



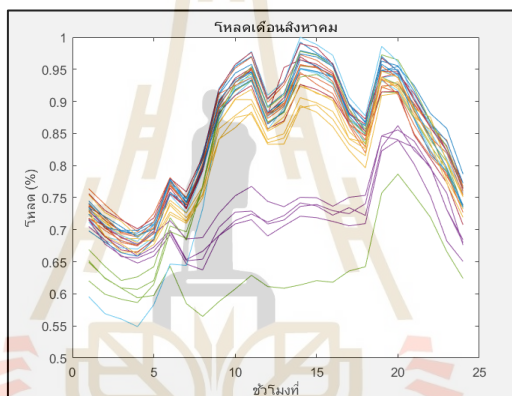
รูปที่ 3.12 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนพฤษภาคม



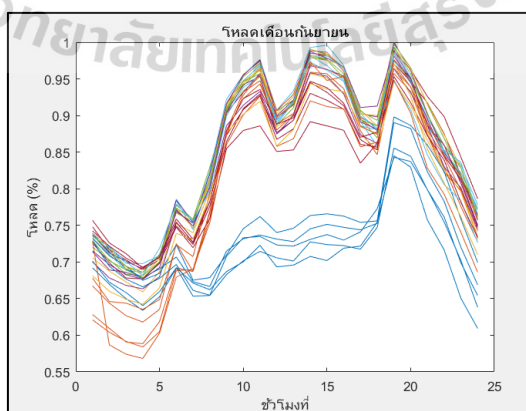
รูปที่ 3.13 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนมิถุนายน



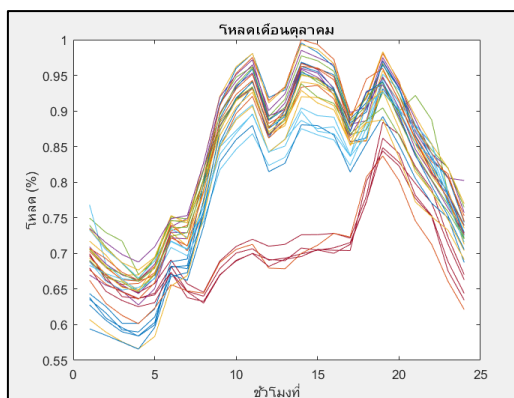
รูปที่ 3.14 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนกรกฎาคม



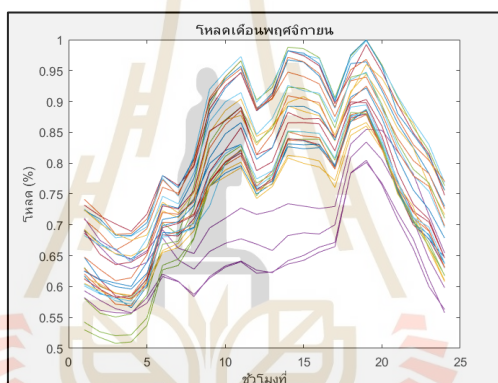
รูปที่ 3.15 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนสิงหาคม



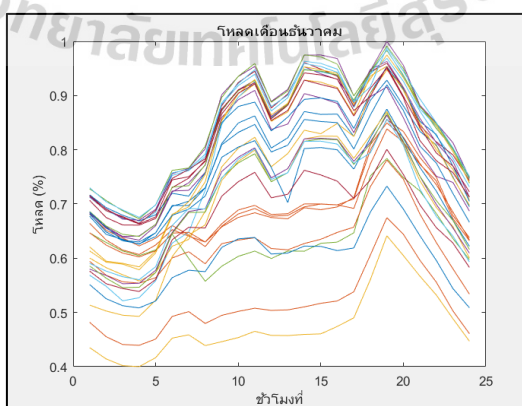
รูปที่ 3.16 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนกันยายน



รูปที่ 3.17 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนตุลาคม



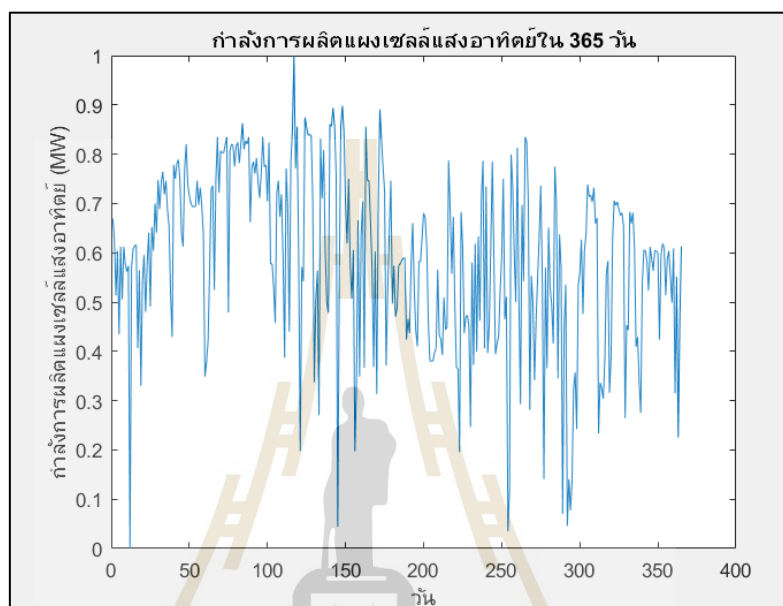
รูปที่ 3.18 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนพฤศจิกายน



รูปที่ 3.19 กราฟโหลดของผู้ใช้ไฟในเดือนธันวาคม

3.7.2 ข้อมูลของพลังงานแสงอาทิตย์

ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ตลอดทั้งปีถูกนำมาใช้ในการทดสอบ โดยข้อมูลที่ใช้ทดสอบอ้างอิงมาจังหวังหนทบุรี ประเทศไทย พ.ศ. 2543 ลักษณะกราฟกำลังงานผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 365 วันถูกแสดงดังรูปที่ 3.20



รูปที่ 3.20 กำลังงานผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.7.3 พารามิเตอร์ทางสถิติของข้อมูลโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์

พารามิเตอร์ของข้อมูล โหลดของผู้ใช้ไฟและพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 365 วันหรือ 12 เดือน เป็นค่าแสดงถึงลักษณะของความน่าจะเป็นของชุดข้อมูลในเชิงสถิติที่ใช้ในการทดสอบได้แสดงดังตารางที่ 3.2 และ 3.3 ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2 พารามิเตอร์ทางสถิติโหลดของผู้ใช้ไฟ

เดือน	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
มกราคม	0.76492	0.0179932
กุมภาพันธ์	0.801933	0.0112048
มีนาคม	0.790503	0.0114782

ตารางที่ 3.2 พารามิเตอร์ทางสถิติโหลคของผู้ใช้ไฟ (ต่อ)

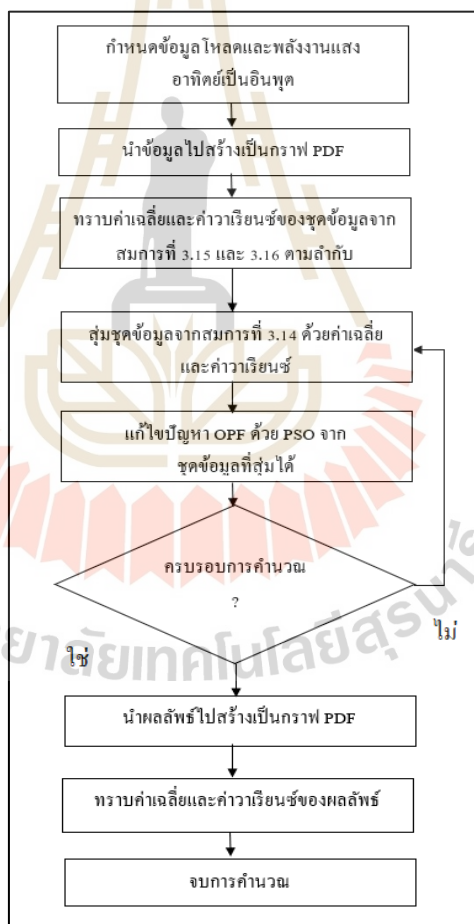
เดือน	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
เมษายน	0.782159	0.0158675
พฤษภาคม	0.8016	0.0112049
มิถุนายน	0.821883	0.0101852
กรกฎาคม	0.829634	0.0149559
สิงหาคม	0.810697	0.0112235
กันยายน	0.818991	0.0118096
ตุลาคม	0.799445	0.0124256
พฤศจิกายน	0.764177	0.0133678
ธันวาคม	0.740359	0.0180723

ตารางที่ 3.3 พารามิเตอร์ของพลังงานแสงอาทิตย์

เดือน	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
มกราคม	0.225977	0.0981493
กุมภาพันธ์	0.226981	0.0946759
มีนาคม	0.228028	0.0947105
เมษายน	0.226791	0.0913762
พฤษภาคม	0.226624	0.0921174
มิถุนายน	0.224396	0.0896708
กรกฎาคม	0.217069	0.0851343
สิงหาคม	0.208712	0.078859
กันยายน	0.207489	0.078465
ตุลาคม	0.204411	0.0768995
พฤศจิกายน	0.203781	0.0765864
ธันวาคม	0.202062	0.0755425

กระบวนการทำงานการแก้ปัญหา POPF สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 3.21 โดยแบ่งออกเป็น 7 ขั้นตอน ได้แก่

ขั้นตอนที่ 1	กำหนดข้อมูลโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์เป็นอินพุต
ขั้นตอนที่ 2	นำข้อมูลโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ไปสร้างเป็นกราฟ PDF
ขั้นตอนที่ 3	กราฟ PDF ทำให้ทราบค่าเฉลี่ยและค่าวาเรียนซ์ของชุดข้อมูลโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ (ค่าเฉลี่ยและค่าวาเรียนซ์หาได้จากสมการที่ 3.15 และ 3.16 ตามลำดับ)
ขั้นตอนที่ 4	สุ่มชุดข้อมูลตัวอย่างจากสมการที่ 3.14
ขั้นตอนที่ 5	นำชุดข้อมูลที่สุ่มได้ไปแก้ไขปัญหา OPF ด้วย PSO
ขั้นตอนที่ 6	หากยังไม่ครบรอบให้กลับไปขั้นตอนที่ 4
ขั้นตอนที่ 7	จบการคำนวณ



รูปที่ 3.21 กระบวนการทำงานการแก้ปัญหา POPF

บทที่ 4

ผลการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอผลการทดสอบ OPF และ POPF ผลการทดสอบแบ่งเป็น 3 หัวข้อ โดยในหัวข้อที่ 4.1 แสดงผลลัพธ์การทดสอบ OPF ส่วนในหัวข้อที่ 4.2 แสดงผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ผลลัพธ์ของ POPF ที่คำนึงถึงโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ได้แสดงไว้ในหัวข้อที่ 4.3

4.1 ผลการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด

ในหัวข้อนี้ ผลลัพธ์การทดสอบ OPF ที่ได้ นำไปเปรียบเทียบกับบทความอื่น ๆ เพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของวิธีที่ใช้ และผลการทดสอบได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.1

บทความของ Chunjie Li, Huiru Zhao และ Tao Chen ได้นำเสนอวิธีการจำลองการรอบเหนียว และ TS มาใช้แก้ไขปัญหา OPF และได้ผลลัพธ์ค่าใช้จ่ายรวม 814.41 \$/hr. ในขณะที่อัลกอริทึม PSO ของ Djilani BEN ATTOUS ได้ผลลัพธ์ค่าใช้จ่ายรวม 802.0136 \$/hr. ในวิทยานิพนธ์นี้อัลกอริทึม PSO ที่ใช้ได้ให้ผลลัพธ์ที่ต่ำที่สุดคือ 800.985 \$/hr. เพื่อเป็นการยืนยันว่าวิธีที่ใช้เป็นไปได้ภายในข้อจำกัดของระบบไฟฟ้า ผลลัพธ์การทดสอบขนาด มุมเฟสของบัสและกำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้แสดงไว้ดังตารางที่ 4.2 และ 4.3 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.1 ผลการเปรียบเทียบการทดสอบ

ตัวแปร	Chunjie Li, Huiru Zhao และ Tao Chen (2010)	Djilani BEN ATTOUS, และ Yacine LABBI (2009)	PSO
V ₁	1.1000	-	1.070
V ₂	1.0482	-	1.050
V ₅	1.0213	-	1.021

ตารางที่ 4.1 ผลการเปรียบเทียบการทดสอบ (ต่อ)

ตัวแปร	CHUNJIE LI, HUIRU ZHAO และ TAO CHEN (2010)	DJILANI BEN ATTOUS, และ YACINE LABBI (2009)	PSO
V ₈	1.0291	-	1.032
V ₁₃	1.0937	-	1.075
T ₁	0.9966	-	0.989
T ₂	0.9814	-	0.977
T ₃	0.9972	-	0.942
T ₄	0.9513	-	0.975
P _{G1}	164.238	175.6915	176.601
P _{G2}	42.6251	48.693	48.607
P _{G5}	20.0760	21.4494	21.483
P _{G8}	20.7573	22.7200	21.750
P _{G11}	11.4343	12.2302	12.077
P _{G13}	11.20	12.00	12
ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	814.41	802.0136	800.985
กำลังงาน สูญเสียรวม (MW)	13.96	9.3301	9.118

ตารางที่ 4.2 ผลลัพธ์ของขนาดแรงดันและมุมเฟสสำหรับระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

หมายเลขบัส	แรงดัน (p.u.)	มุมเฟส (องศา)
1	1.070	0.000
2	1.050	-5.193
3	1.033	-7.413
4	1.024	-9.134
5	1.021	-13.889

ตารางที่ 4.2 ผลลัพธ์ของขนาดแรงดันและมุมเฟสสำหรับระบบทดสอบ IEEE 30 บัส (ต่อ)

หมายเลขบัส	แรงดัน (p.u.)	มุมเฟส (องศา)
6	1.023	-10.896
7	1.015	-12.640
8	1.022	-11.605
9	1.054	-13.936
10	1.047	-15.525
11	1.088	-13.936
12	1.060	-14.744
13	1.075	-14.744
14	1.046	-15.620
15	1.041	-15.705
16	1.047	-15.345
17	1.042	-15.677
18	1.031	-16.332
19	1.028	-16.514
20	1.032	-16.324
21	1.032	-16.035
22	1.038	-15.861
23	1.032	-16.042
24	1.027	-16.226
25	1.021	-15.837
26	1.006	-16.251
27	1.031	--16.251
28	1.022	-11.542
29	1.011	-16.551
30	1.000	-17.421

ตารางที่ 4.3 ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่บัส	MW	กำลังงานจริงที่ ผลิตได้ (MW)	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr)	กำลังงาน สูญเสีย (MW)	ความ ต้องการ ไฟฟ้า (MW)
1	176.601	50 □ P _g □ 200	800.985	9.118	283.4
2	48.607	20 □ P _g □ 80			
5	21.483	15 □ P _g □ 50			
8	21.750	10 □ P _g □ 35			
11	12.077	10 □ P _g □ 30			
13	12.00	12 □ P _g □ 40			

4.2 ผลการทดสอบ Optimal Placement สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุด (Optimal Placement) ในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีวัตถุประสงค์เพื่อหาตำแหน่งบัสที่ให้กำลังงานสูญเสียน้อยที่สุด ได้ถูกทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส และ IEEE 30 บัส ซึ่ง ในการทดสอบจะคำนึงถึงตำแหน่งและขนาดของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลลัพธ์ที่ได้แสดงดังตารางที่ 4.4 และ 4.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.4 ผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบ Radial Distribution 33 บัส

ตำแหน่งที่ติดตั้ง PV ที่บัส	กำลังงานสูญเสียของระบบ (MW)		
	กรณีที่ไม่มีติดตั้ง PV	PV ขนาด 5% ของความต้องการไฟฟ้า (196.25 MW)	PV ขนาด 10% ของความต้องการไฟฟ้า (392.5 MW)
1	281.5877	-	-
2		279.2368	277.1007
3		267.8684	255.6521
4		261.8095	244.5866
5		255.7234	233.605
6		242.6722	210.4426
7		241.3444	208.3312
8		237.1119	202.1653
9		232.6841	196.5683
10		228.7174	192.0052
11		228.0663	191.3446
12		226.9733	190.363
13		223.4806	187.9346

ตารางที่ 4.4 ผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบ Radial Distribution 33 บัส (ต่อ)

ตำแหน่งที่ติดตั้ง PV ที่บัส	กำลังงานสูญเสียของระบบ (MW)		
	กรณีที่ไม่มีการติดตั้ง PV	PV ขนาด 5% ของความต้องการไฟฟ้า (196.25 MW)	PV ขนาด 10% ของความต้องการไฟฟ้า (392.5 MW)
14	281.5877	222.4824	187.5349
15		222.0112	188.2149
16		221.7788	189.7244
17		221.9519	193.1336
18		222.4362	195.7654
19		279.0546	277.1143
20		278.2426	278.9363
21		278.254	279.8769
22		278.6671	282.2444
23		265.526	252.1146
24		261.4145	246.2512
25		259.9155	245.5275
26		241.2816	208.3229

ตารางที่ 4.4 ผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบ Radial Distribution 33 บัส (ต่อ)

ตำแหน่งที่ติดตั้ง PV ที่บัส	กำลังงานสูญเสียของระบบ (MW)		
	กรณีที่ไม่มีการติดตั้ง PV	PV ขนาด 5% ของความต้องการไฟฟ้า (196.25 MW)	PV ขนาด 10% ของความต้องการไฟฟ้า (392.5 MW)
27	281.5877	239.4611	205.6167
28		232.984	196.3248
29		228.3953	190.0859
30		226.0727	187.2643
31		223.9572	185.983
32		223.6747	186.2733
33		223.9401	187.5803



ตารางที่ 4.5 ผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบ IEEE 30 บัส

ตำแหน่งที่ติดตั้ง PV ที่บัส	กำลังงานสูญเสียของระบบ (MW)			
	กรณีที่ไม่มีการติดตั้ง PV	PV ขนาด 1 MW	PV ขนาด 5% ของความต้องการไฟฟ้า (14.17 MW)	PV ขนาด 10% ของความต้องการไฟฟ้า (28.34 MW)
1	9.118	9.1674	9.5995	10.0644
2		9.1275	9.1239	9.1306
3		9.1077	8.9109	8.7292
4		9.1048	8.7135	8.3185
5		9.0525	8.3087	7.5611
6		9.0834	8.5677	8.0118
7		9.0829	8.3847	7.6999
8		9.0948	8.5710	8.0267
9		9.0802	8.5799	8.0362
10		9.0931	8.6002	8.0818
11		9.1003	8.5765	8.0396
12		9.1049	8.7752	8.4868
13		9.0888	8.7649	8.4924

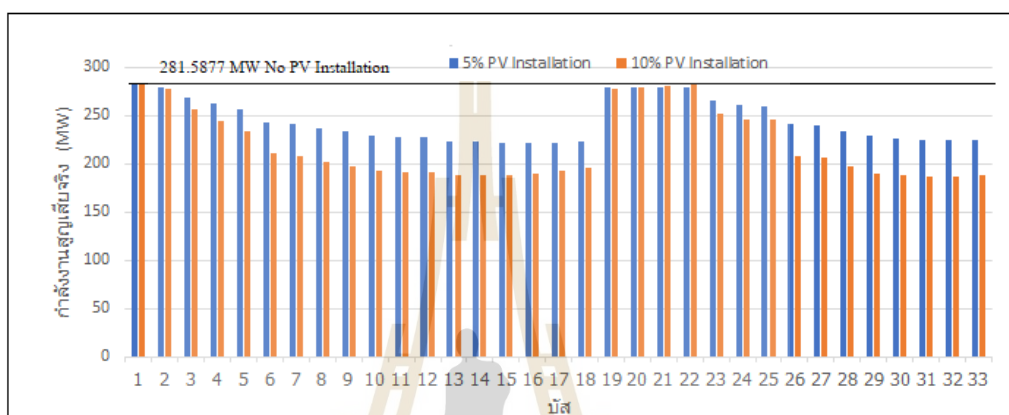
ตารางที่ 4.5 ผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบ IEEE 30 บัส (ต่อ)

ตำแหน่งที่ติดตั้ง PV ที่บัส	กำลังงานสูญเสียของระบบ (MW)			
	กรณีที่ไม่มีการติดตั้ง PV	PV ขนาด 1 MW	PV ขนาด 5% ของความต้องการไฟฟ้า (14.17 MW)	PV ขนาด 10% ของความต้องการไฟฟ้า (28.34 MW)
14	9.118	9.0835	8.6897	8.6521
15		9.0793	8.5259	8.0897
16		9.0947	8.6818	8.4216
17		9.1002	8.5739	8.1429
18		9.0811	8.4472	8.1013
19		9.0704	8.4192	7.9961
20		9.0649	8.4464	8.0488
21		9.0865	8.4815	7.9431
22		9.0617	8.4786	7.9625
23		9.0689	8.4688	8.1680
24		9.0710	8.3964	7.9202
25		9.0764	8.5286	8.2892
26		9.0587	8.7456	Line constraint

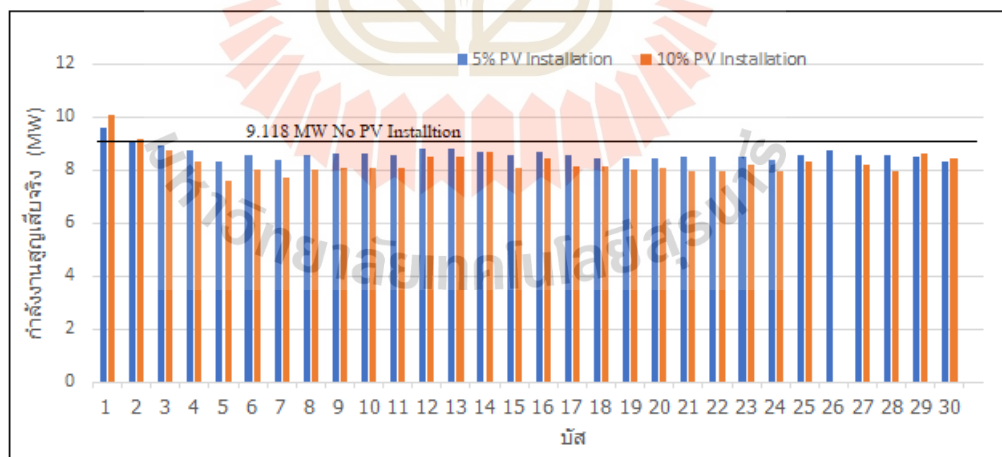
ตารางที่ 4.5 ผลการทดสอบการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบ IEEE 30 บัส (ต่อ)

ตำแหน่งที่ติดตั้ง PV ที่บัส	กำลังงานสูญเสียของระบบ (MW)			
	กรณีที่ไม่มีการติดตั้ง PV	PV ขนาด 1 MW	PV ขนาด 5% ของความต้องการไฟฟ้า (14.17 MW)	PV ขนาด 10% ของความต้องการไฟฟ้า (28.34 MW)
27	9.118	9.0803	8.5720	8.2129
28		9.0787	8.5224	7.9650
29		9.0645	8.5025	8.6334
30		9.0393	8.3109	8.4011

การศึกษา Optimal Placement มีวัตถุประสงค์เพื่อหาตำแหน่งในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ให้ผลลัพธ์กำลังงานสูญเสียรวมต่ำที่สุด ในการทดสอบได้ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5% และ 10% ของความต้องการไฟฟ้าในทุก ๆ บัส ผลลัพธ์กำลังงานสูญเสียของระบบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส แสดงดังรูปที่ 4.1 และ 4.2 ตามลำดับ



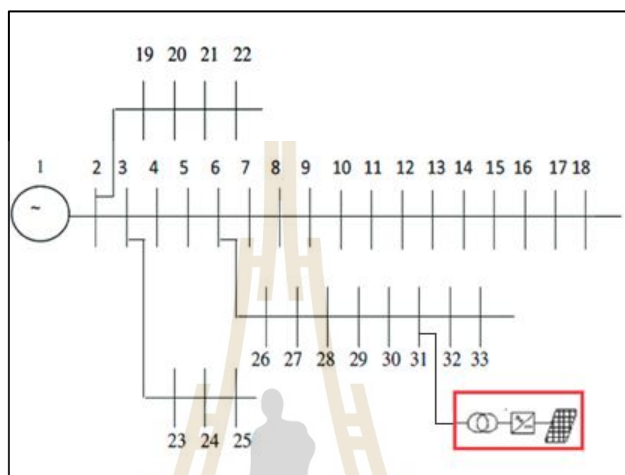
รูปที่ 4.1 การเปรียบเทียบกำลังงานสูญเสียของระบบ Radial Distribution 33 บัส



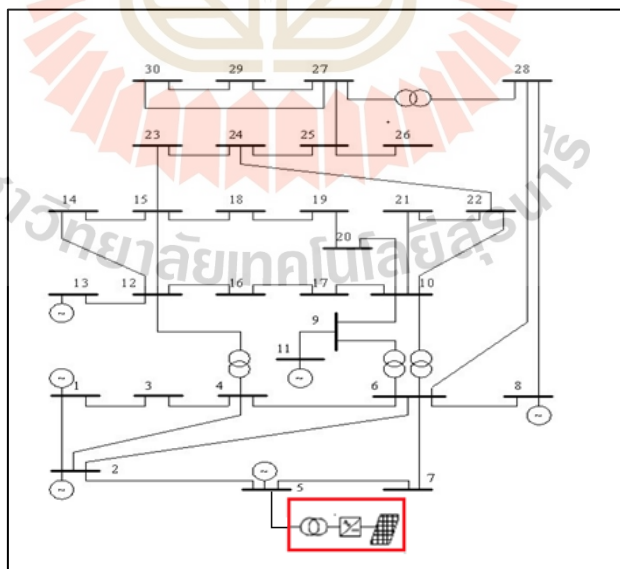
รูปที่ 4.2 การเปรียบเทียบกำลังงานสูญเสียของระบบ IEEE 30 บัส

ในการทดสอบกับระบบ Radial Distribution 33 บัส จากตารางที่ 4.4 การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10% ของความต้องการไฟฟ้า ผลลัพธ์พบว่าตำแหน่งที่บัส 31 ได้ให้กำลัง

งานสูญเสียต่ำที่สุดคือ 185.983 MW สำหรับตารางที่ 4.5 ของระบบ IEEE 30 บัส ผลลัพธ์การทดสอบ แสดงให้เห็นว่าตำแหน่งบัส 5 นั้นให้กำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด 7.5611 MW ตำแหน่งในการติดตั้งของระบบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส แสดงดังรูปที่ 4.3 และ 4.4 ตามลำดับ



รูปที่ 4.3 ตำแหน่งในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบ Radial Distribution 33 บัส



รูปที่ 4.4 ตำแหน่งในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบ IEEE 30 บัส

4.3 ผลการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น

ในหัวข้อที่ 4.3 เป็นผลลัพธ์การทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็น ผลการทดสอบแสดงกราฟความหนาแน่นความน่าจะเป็นของค่าใช้จ่าย กำลังงานสูญเสีย กำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว และผลลัพธ์การสูญเสียของผลรวมกำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หาได้จากสมการที่ 4.1

$$P_{GT}^{av} = \sum_{k=1}^n \frac{P_{GT}^k}{k} \quad (4.1)$$

เมื่อ P_{GT} คือ ผลรวมของกำลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัว
 k คือ จำนวนรอบการคำนวณ

ในวิทยานิพนธ์ได้ทดสอบกับระบบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส ซึ่งในการทดสอบได้ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมกราคม-ธันวาคม รวมทั้งสิ้น 24 กรณี ผลลัพธ์ของทั้ง 24 กรณีแสดงดังรูปที่ 4.5-4.28

กรณีที่ 1 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมกราคมทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีที่ 2 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกุมภาพันธ์ทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีที่ 3 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมีนาคมทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีที่ 4 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนเมษายนทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีที่ 5 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนพฤษภาคมทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีที่ 6 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมิถุนายนทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีที่ 7 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกรกฎาคมทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีที่ 8 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนสิงหาคมทดสอบบน

ระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีศึกษาที่ 9 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกันยายนทดสอบบน

ระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีศึกษาที่ 10 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนตุลาคมทดสอบบน

ระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีศึกษาที่ 11 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนพฤศจิกายน ทดสอบ

บนระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีศึกษาที่ 12 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนธันวาคมทดสอบบน

ระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีศึกษาที่ 13 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมกราคมทดสอบบน

ระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 14 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกุมภาพันธ์ ทดสอบ

บนระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 15 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมีนาคมทดสอบบน

ระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 16 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนเมษายนทดสอบบน

ระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 17 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนพฤษภาคม ทดสอบ

บนระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 18 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมิถุนายนทดสอบบน

ระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 19 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกรกฎาคม ทดสอบ

บนระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 20 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนสิงหาคมทดสอบบน

ระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 21 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกันยายนทดสอบบน

ระบบ IEEE 30 บัส

กรณีศึกษาที่ 22 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนตุลาคมทดสอบบน

ระบบ IEEE 30 บัส

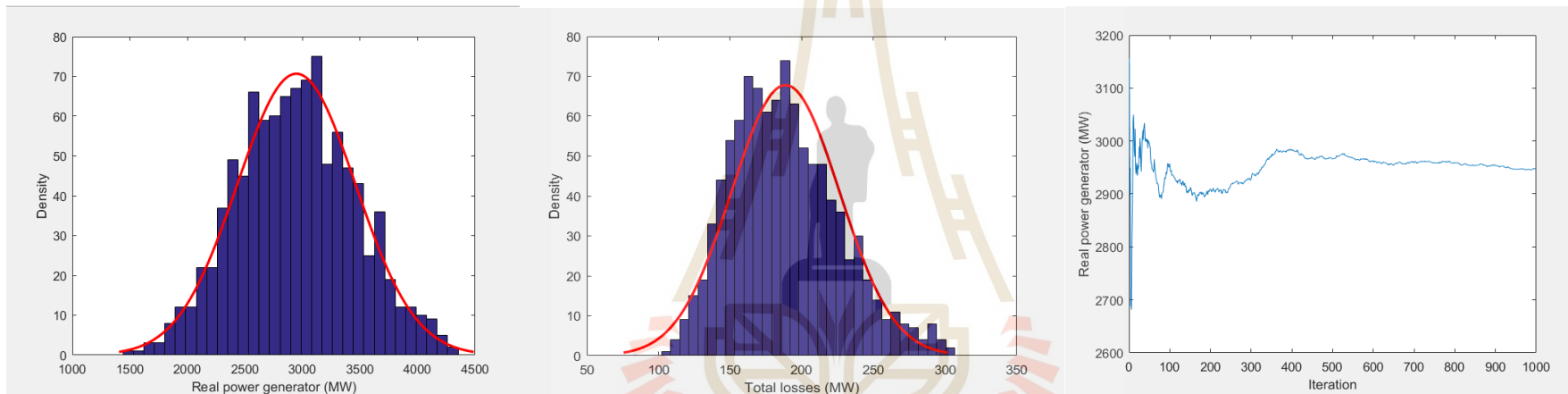
กรณีที่ 23 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนพฤศจิกายนทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัส

กรณีที่ 24 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนธันวาคมทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัส



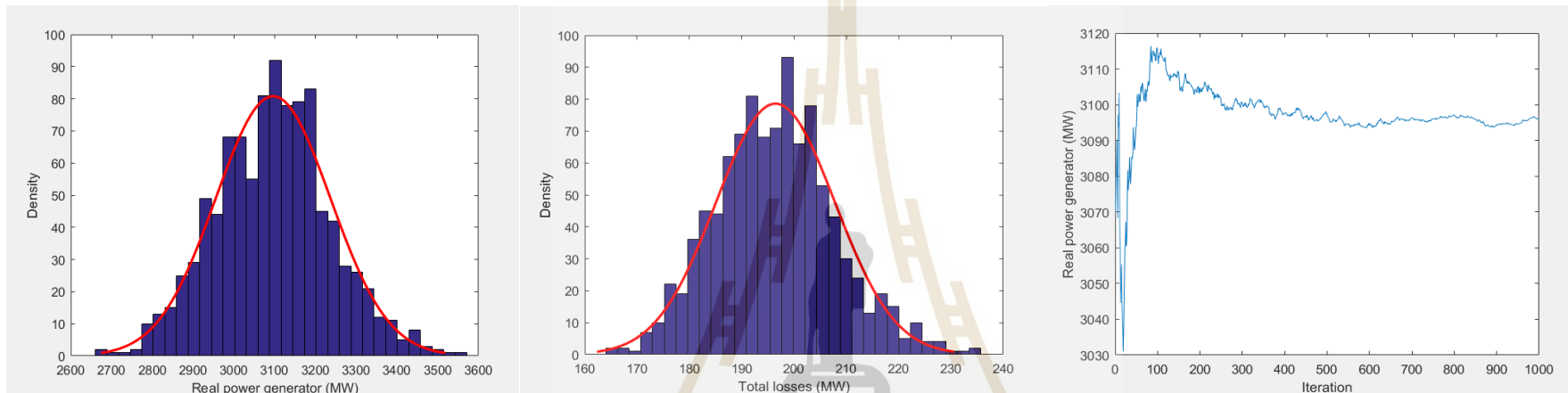
4.3.1 ผลการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดที่สุ่มแบบความน่าจะเป็นของระบบ Radial Distribution 33 บัส

กรณีที่ 1 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมกราคม



รูปที่ 4.5 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนมกราคม

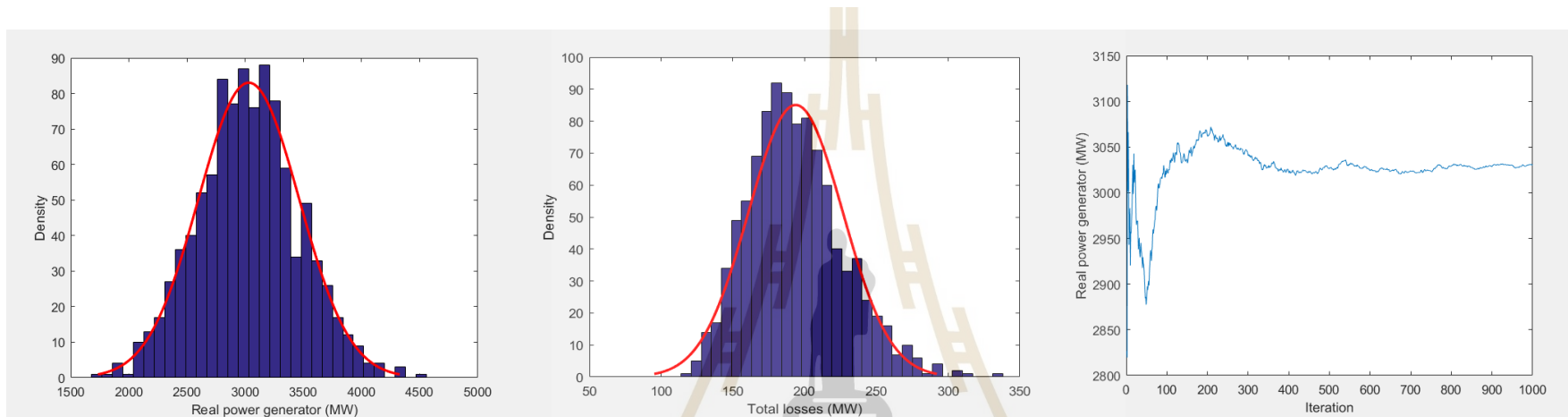
กรณีศึกษาที่ 2 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกุมภาพันธ์



รูปที่ 4.6 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนกุมภาพันธ์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

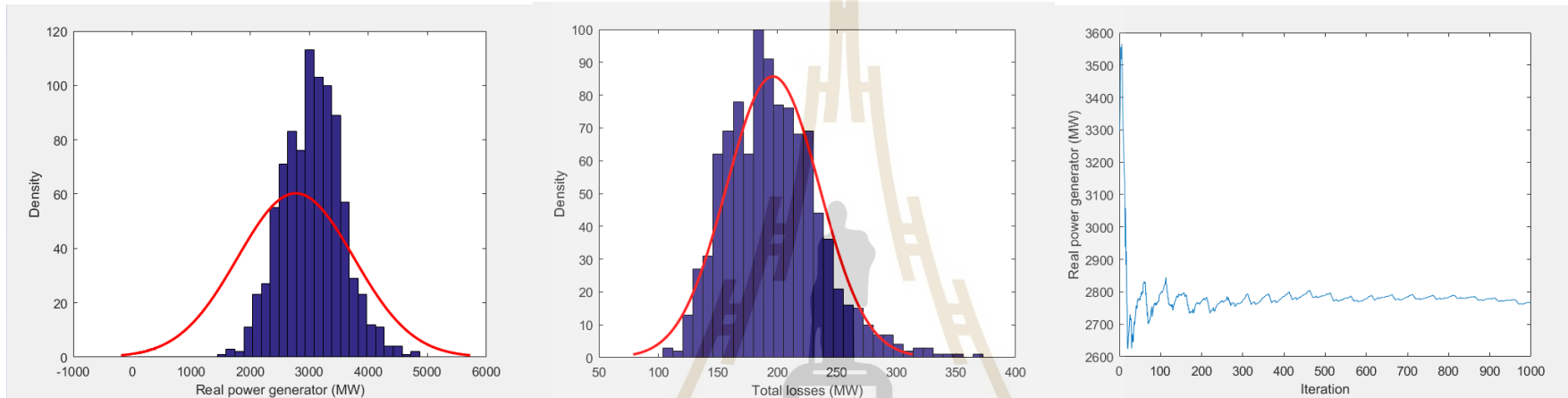
กรณีศึกษาที่ 3 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมีนาคม



รูปที่ 4.7 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนมีนาคม

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

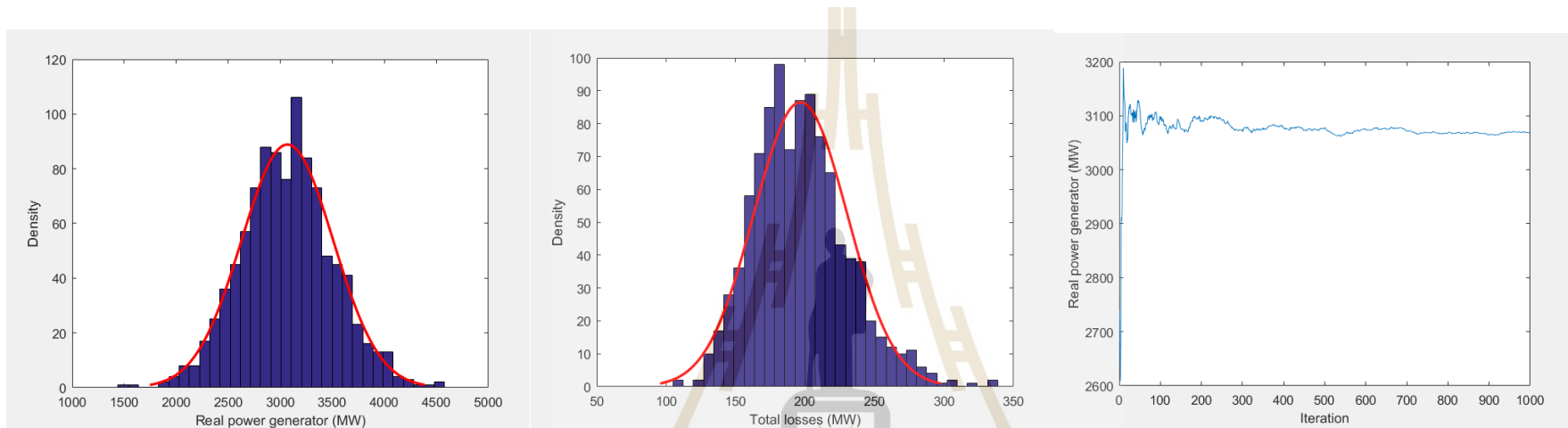
กรณีศึกษาที่ 4 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนเมษายน



รูปที่ 4.8 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนเมษายน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

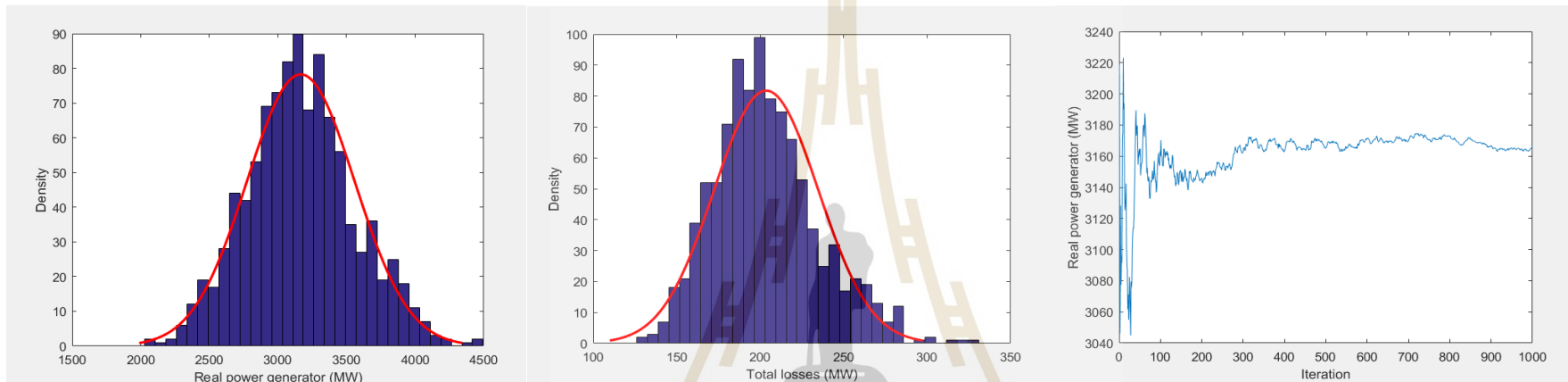
กรณีนี้ 5 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนพฤษภาคม



รูปที่ 4.9 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนพฤษภาคม



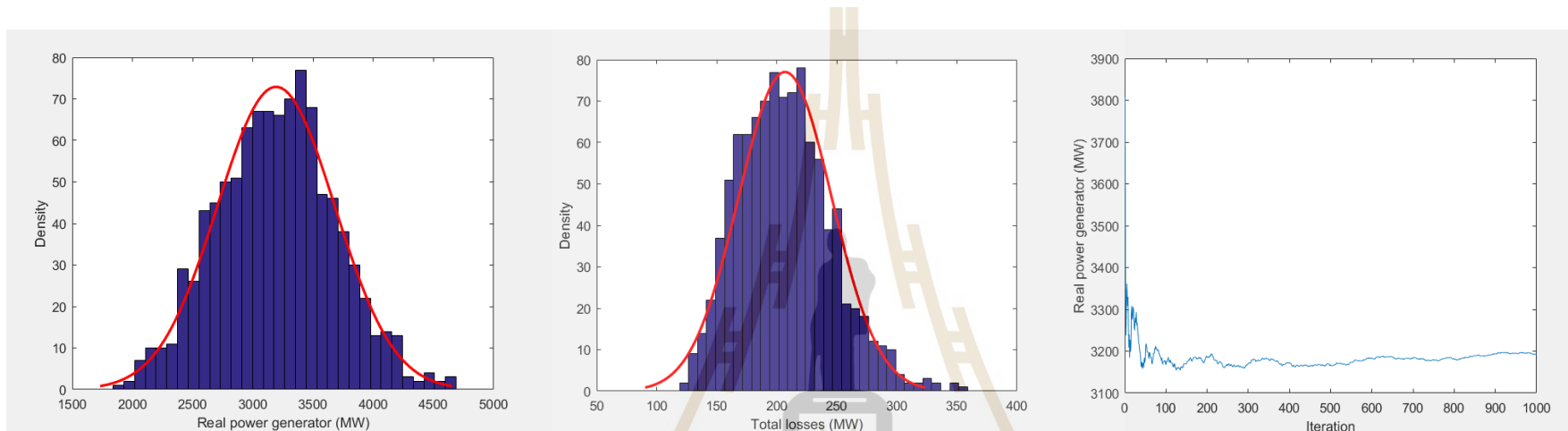
กรณีศึกษาที่ 6 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมิถุนายน



รูปที่ 4.10 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนมิถุนายน



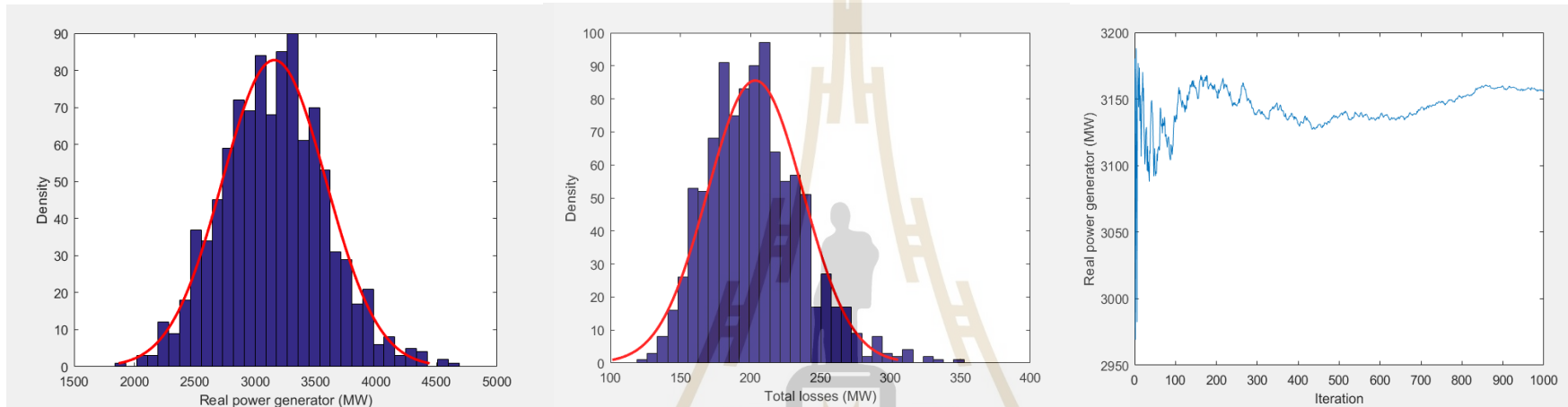
กรณีศึกษาที่ 7 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกรกฎาคม



รูปที่ 4.11 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนกรกฎาคม



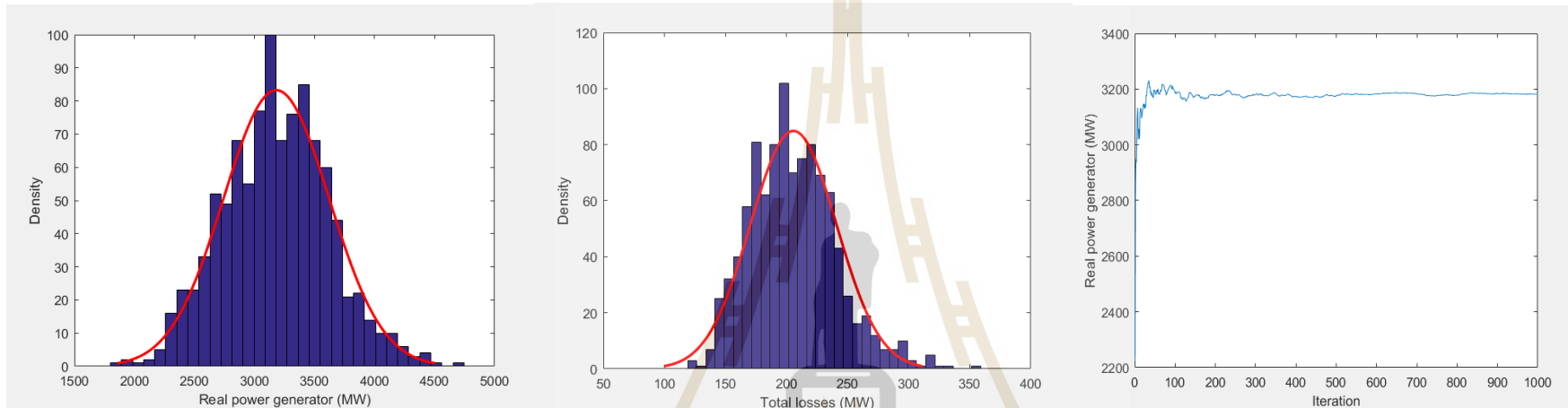
กรณีศึกษาที่ 8 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนสิงหาคม



รูปที่ 4.12 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนสิงหาคม



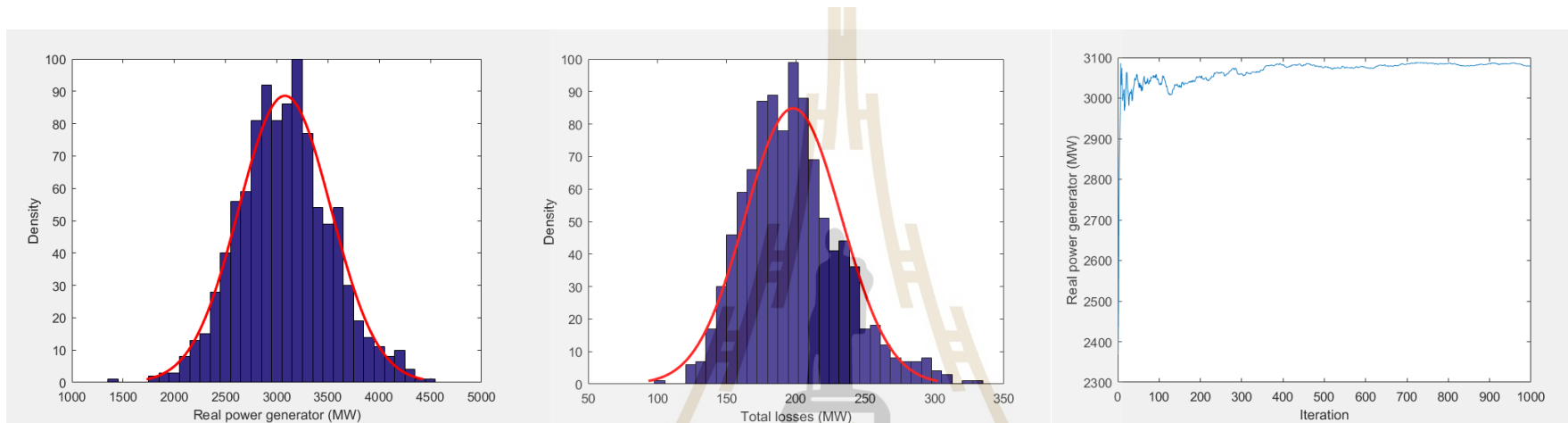
กรณีศึกษาที่ 9 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกันยายน



รูปที่ 4.13 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนกันยายน



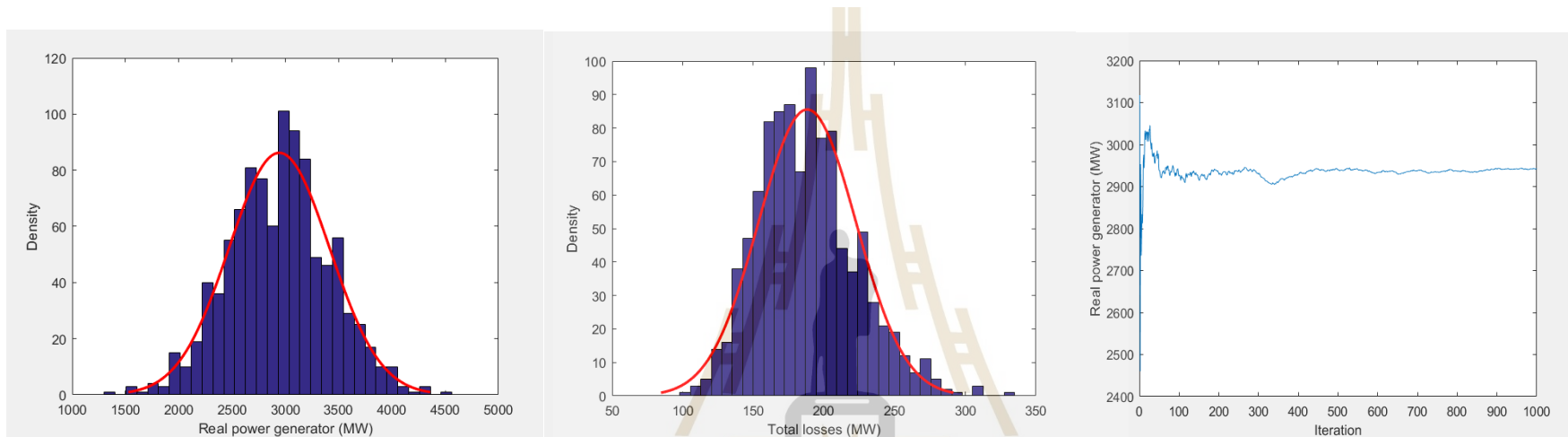
กรณีนี้ที่ 10 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนตุลาคม



รูปที่ 4.14 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนตุลาคม

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

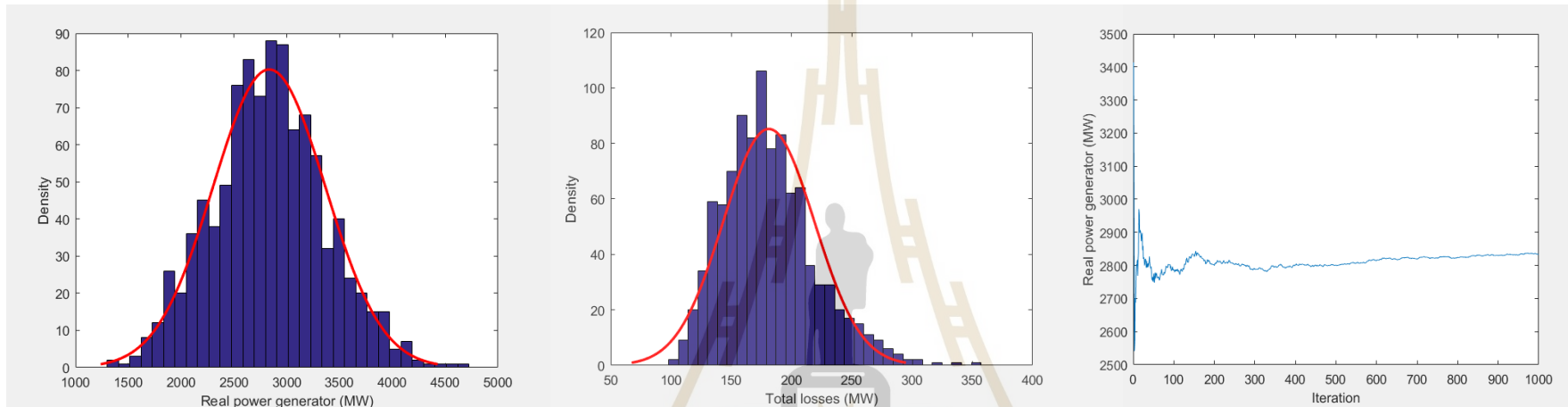
กรณีศึกษาที่ 11 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนพฤศจิกายน



รูปที่ 4.15 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนพฤศจิกายน



กรณีนี้ที่ 12 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนธันวาคม

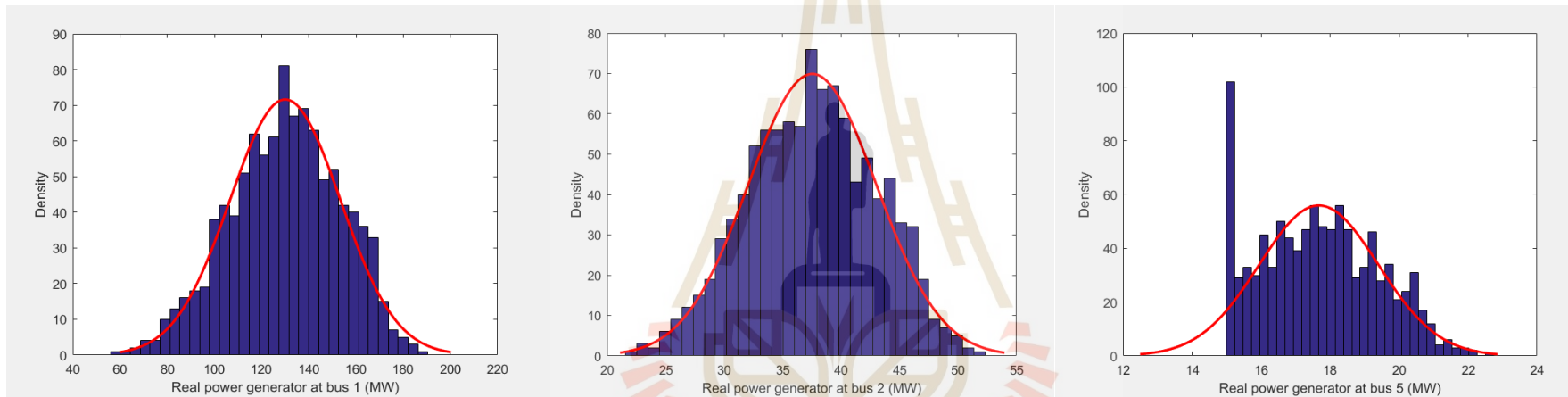


รูปที่ 4.16 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัสเดือนธันวาคม

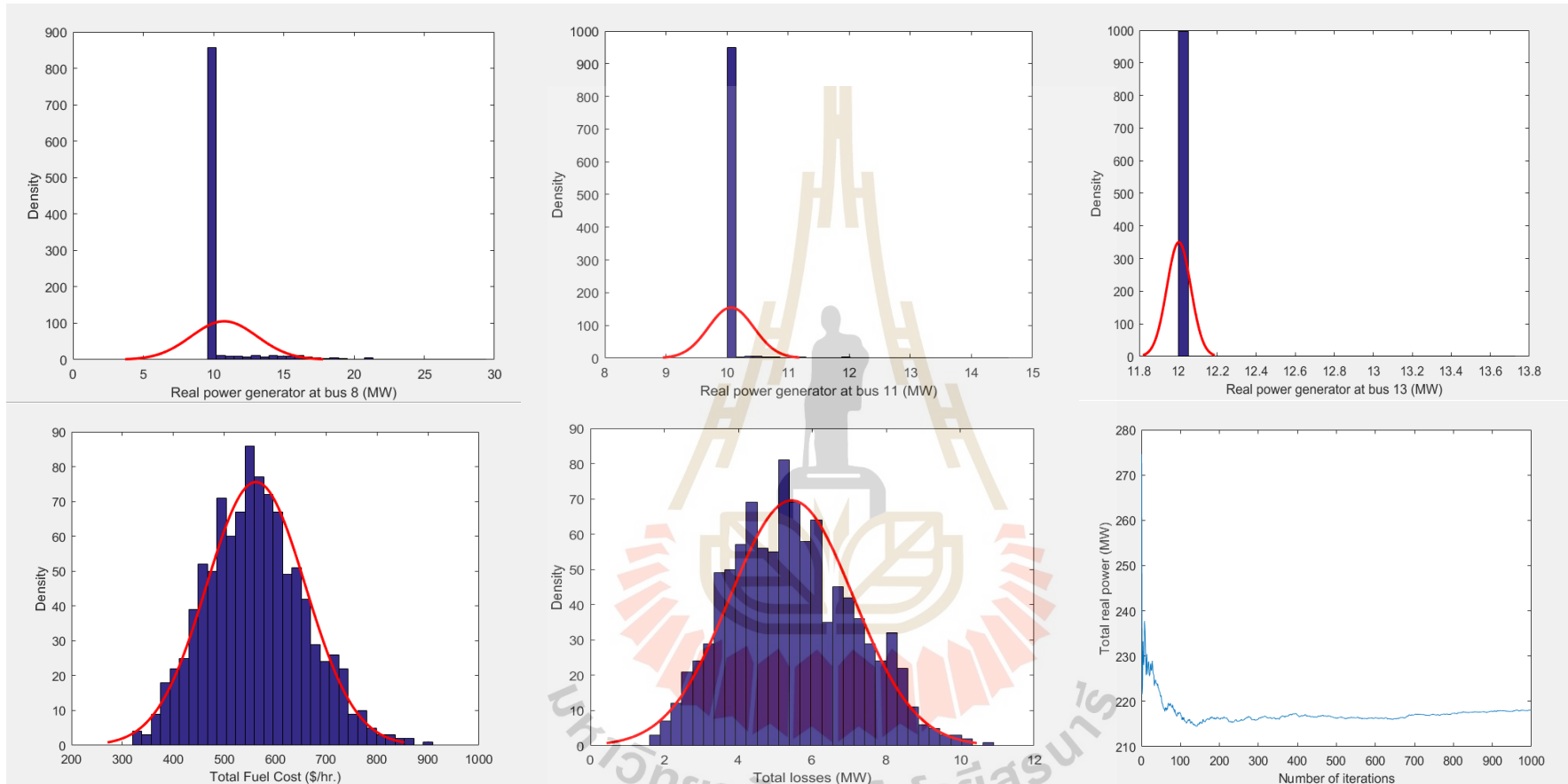


4.3.2 ผลการทดสอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดแบบความน่าจะเป็นของระบบ IEEE 30 บัส

กรณีที่ 13 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมกราคม

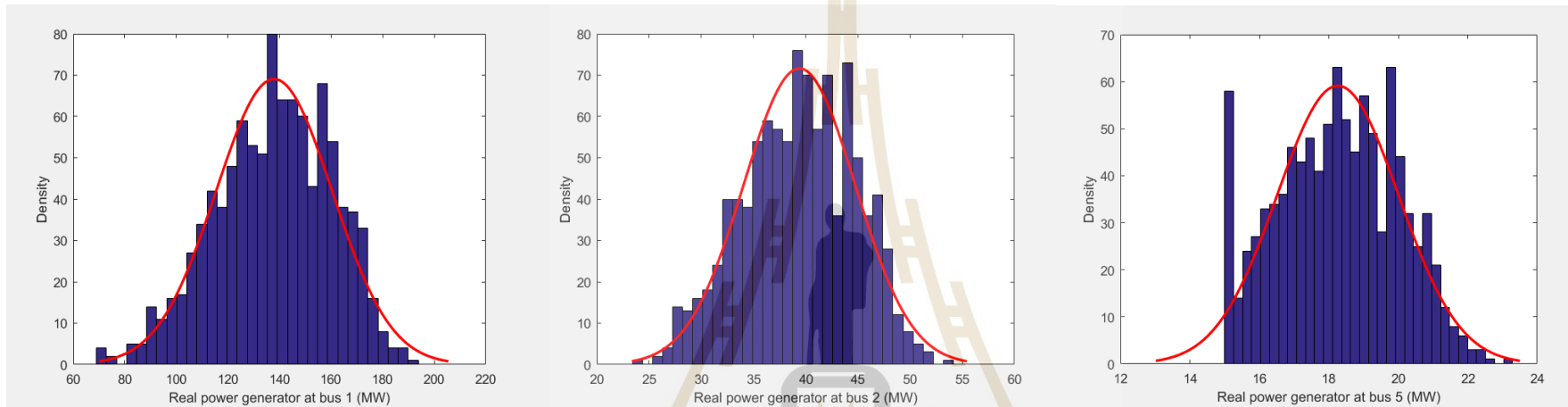


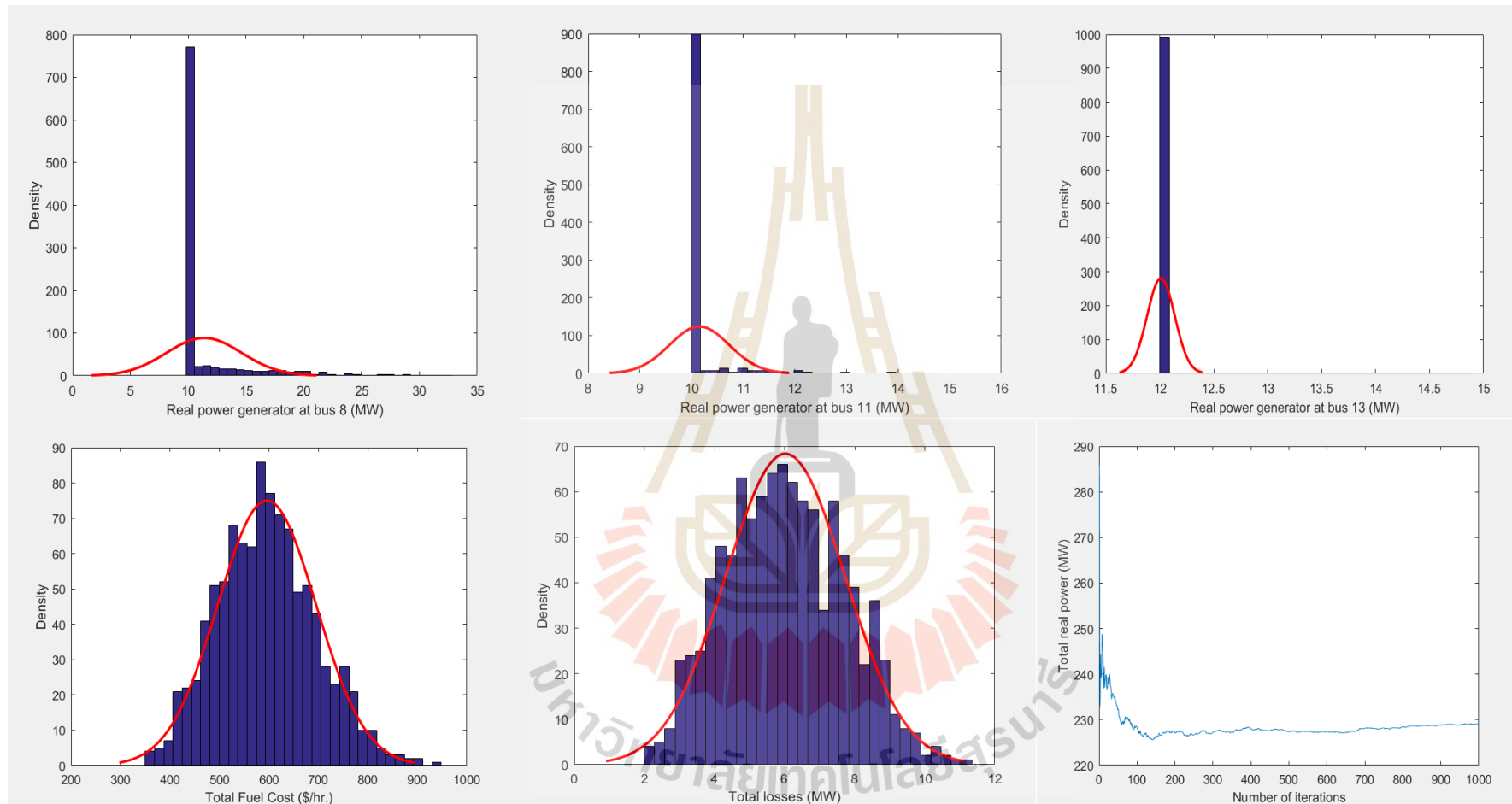
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 4.17 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนมกราคม

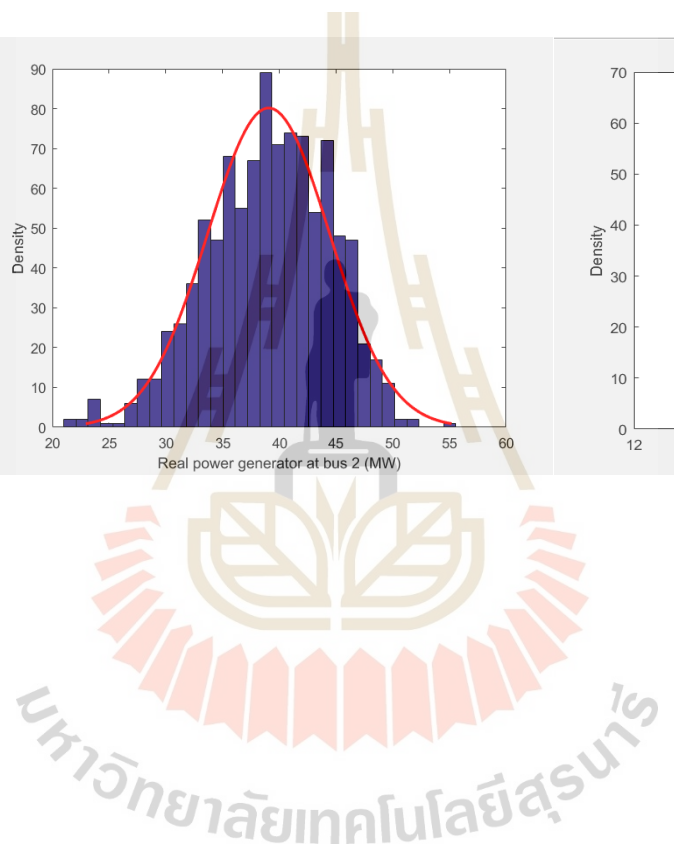
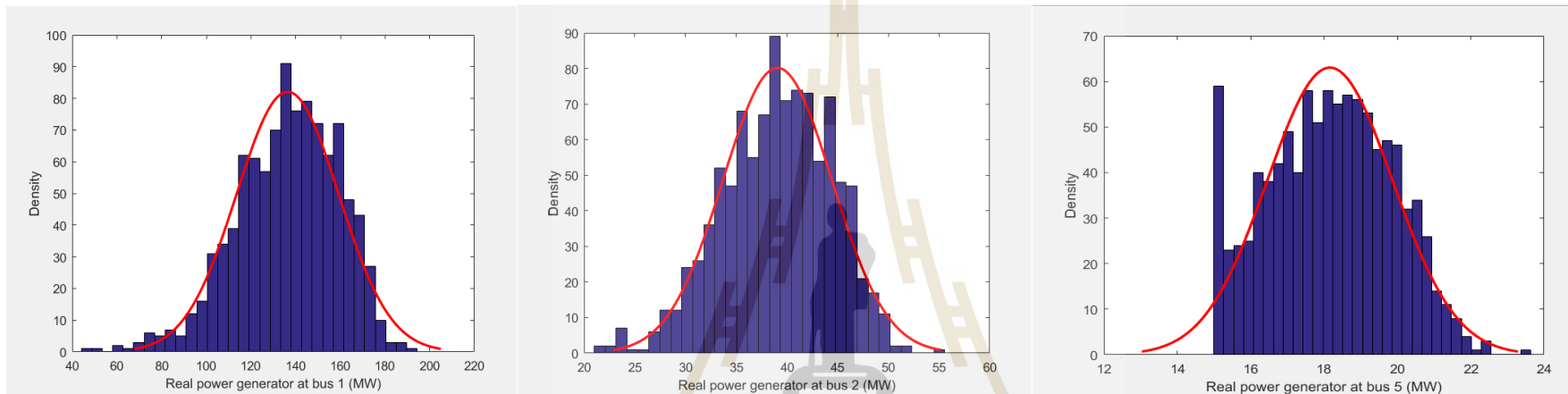
กรณีศึกษาที่ 14 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกุมภาพันธ์

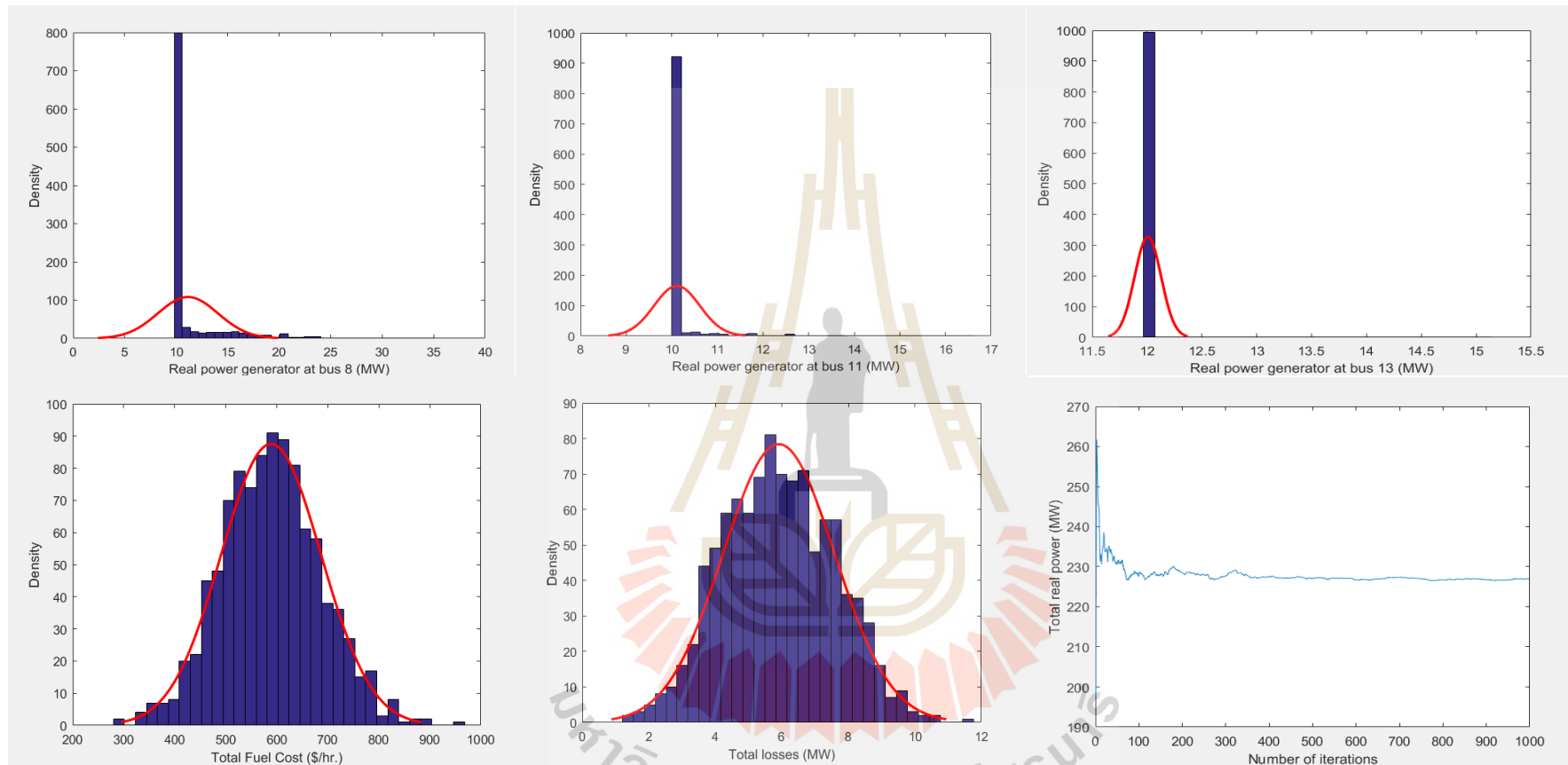




รูปที่ 4.18 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนกุมภาพันธ์

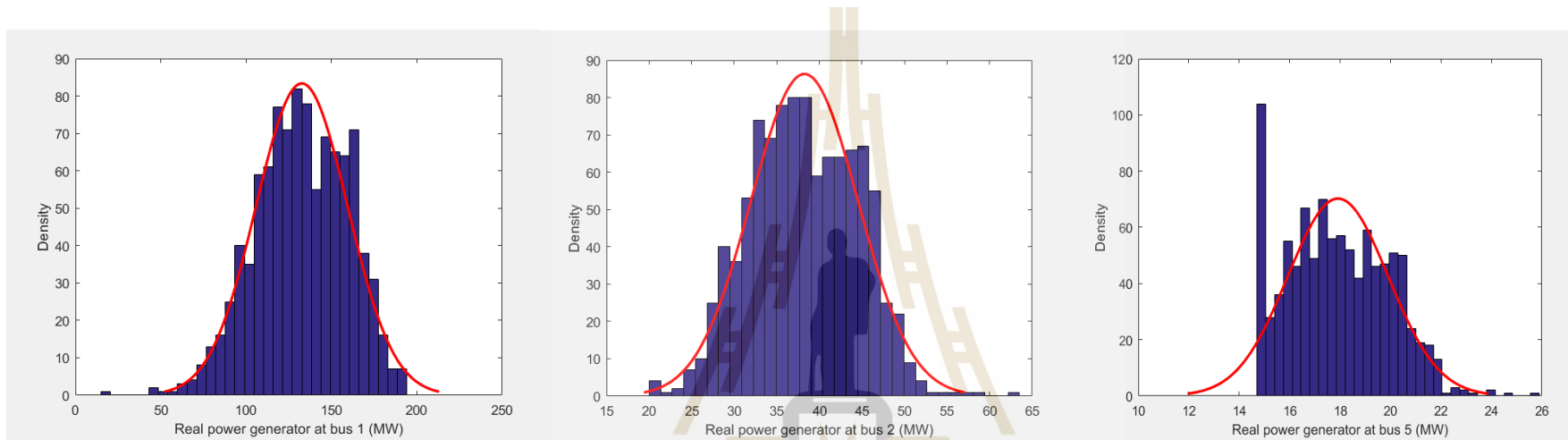
กรณีศึกษาที่ 15 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมีนาคม

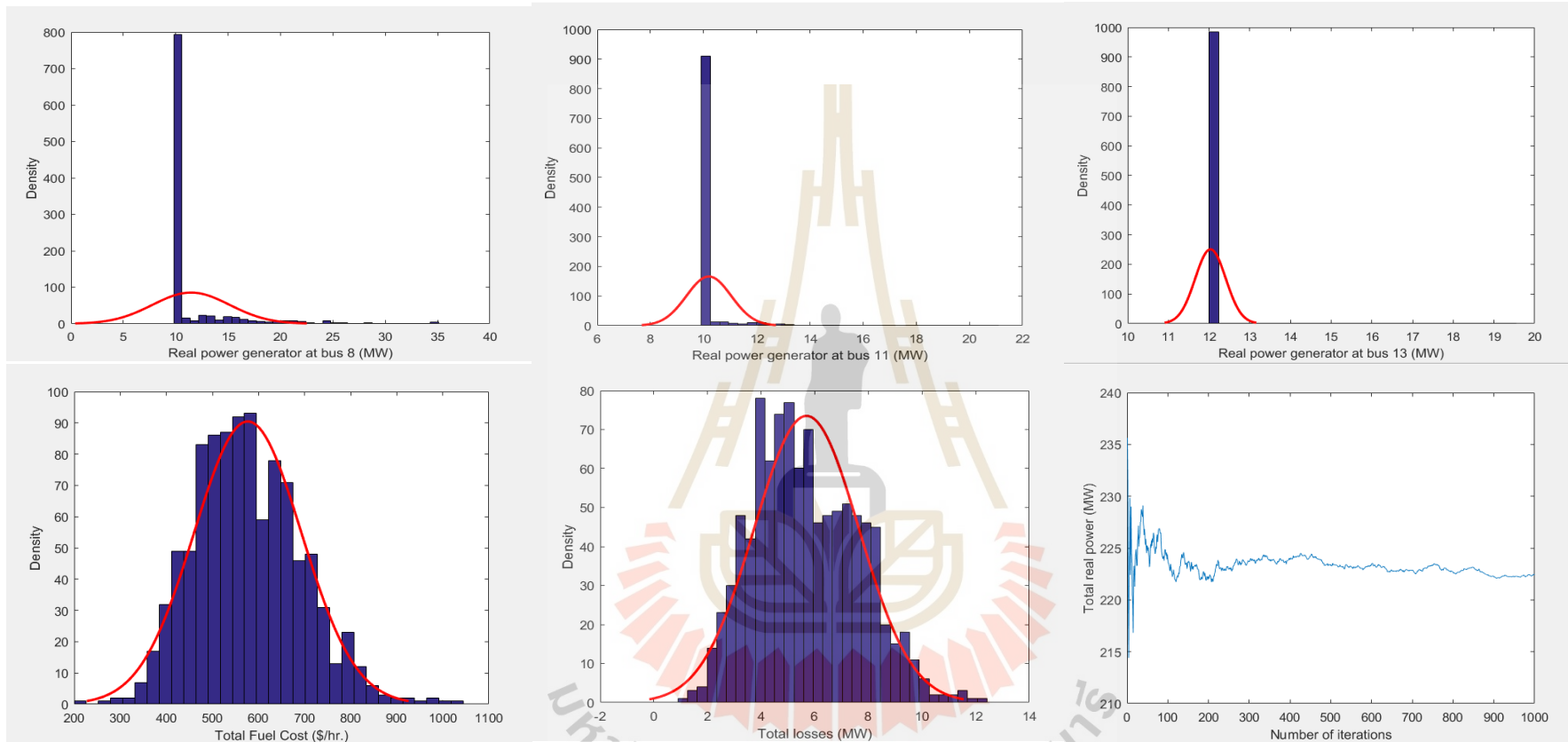




รูปที่ 4.19 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนมีนาคม

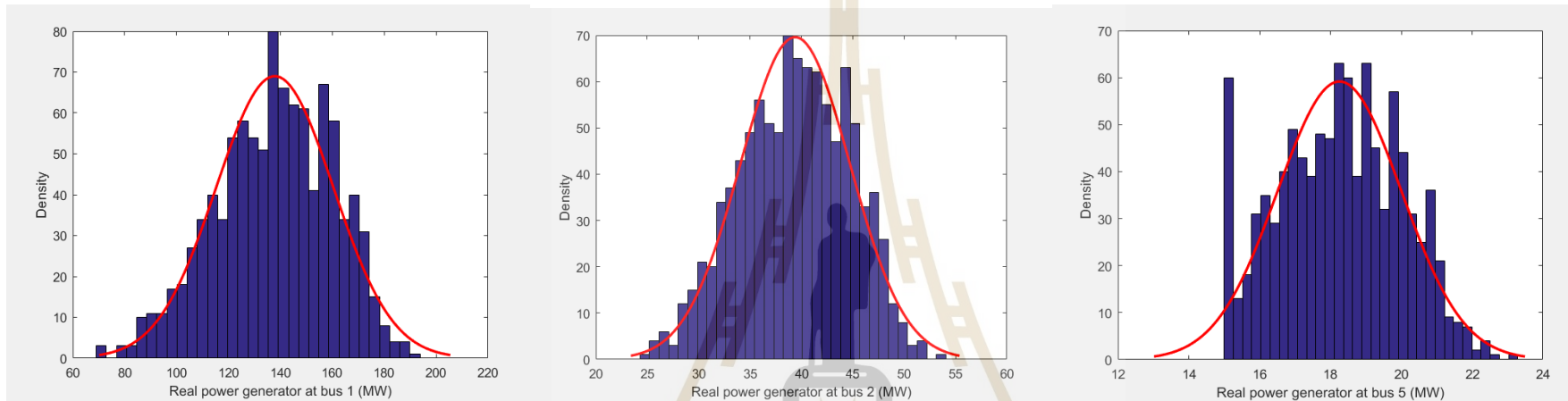
กรณีศึกษาที่ 16 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนเมษายน

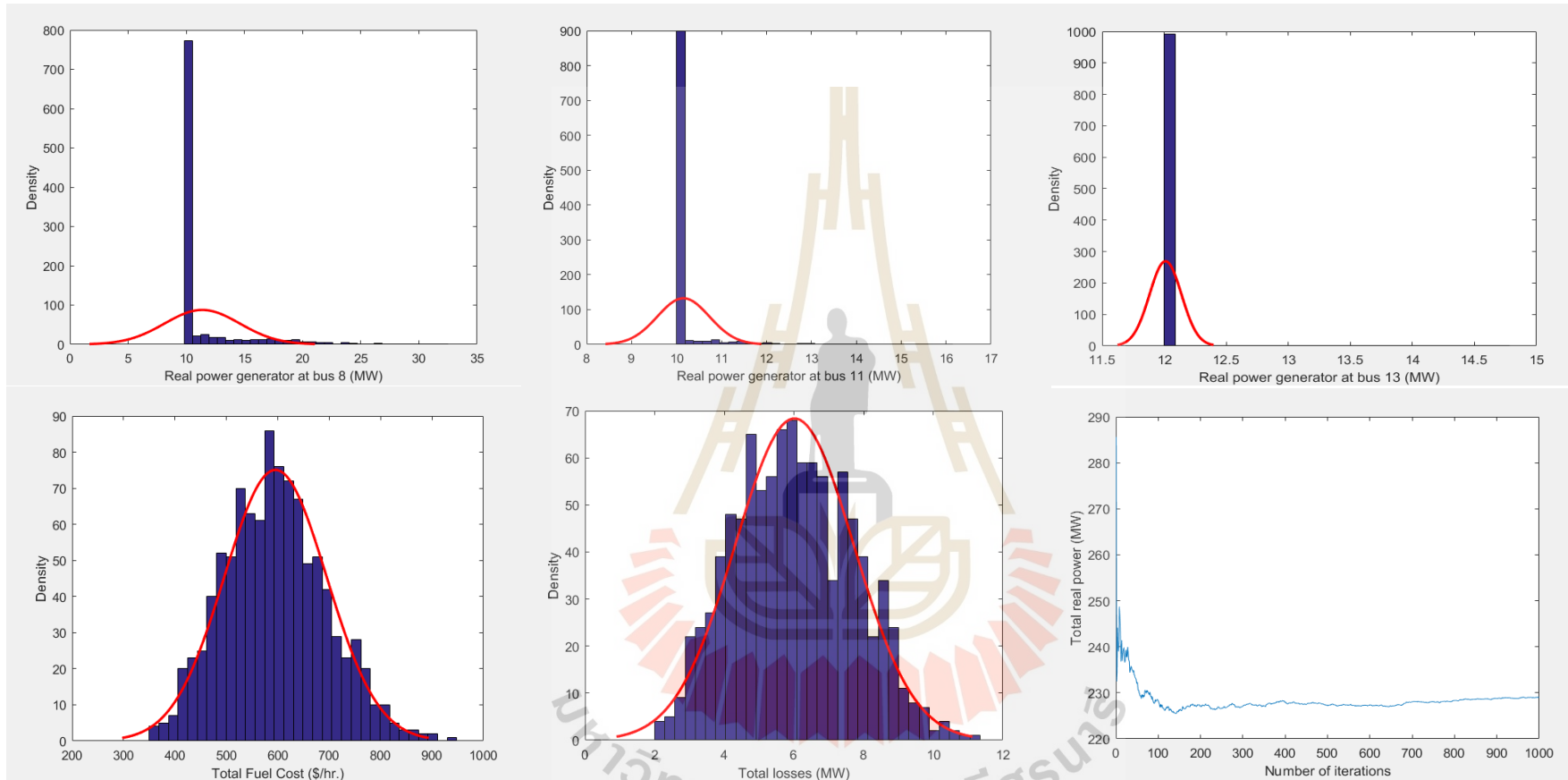




รูปที่ 4.20 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนเมษายน

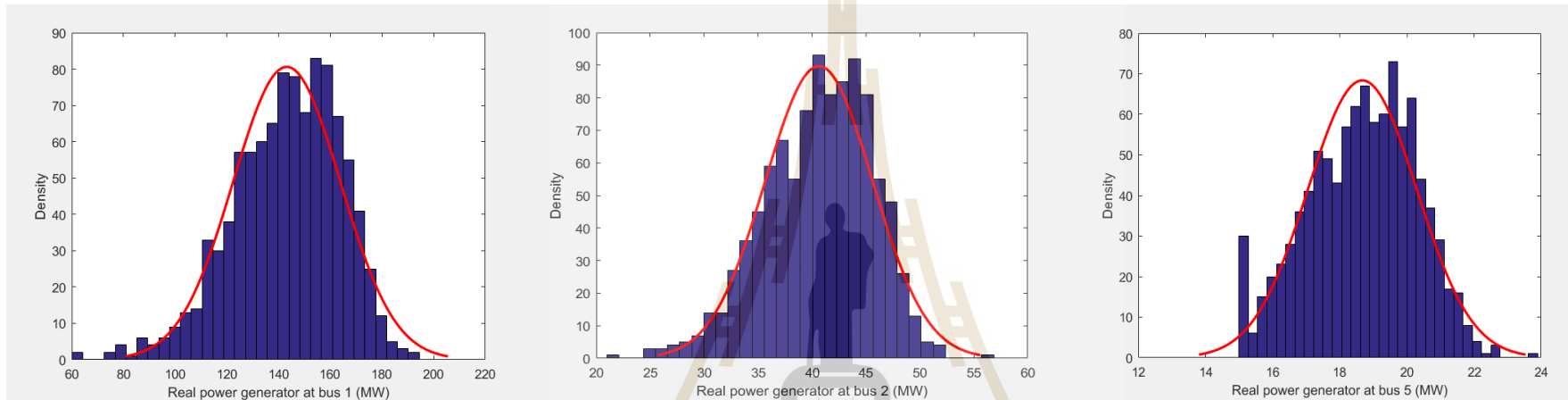
กรณีศึกษาที่ 17 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนพฤษภาคม

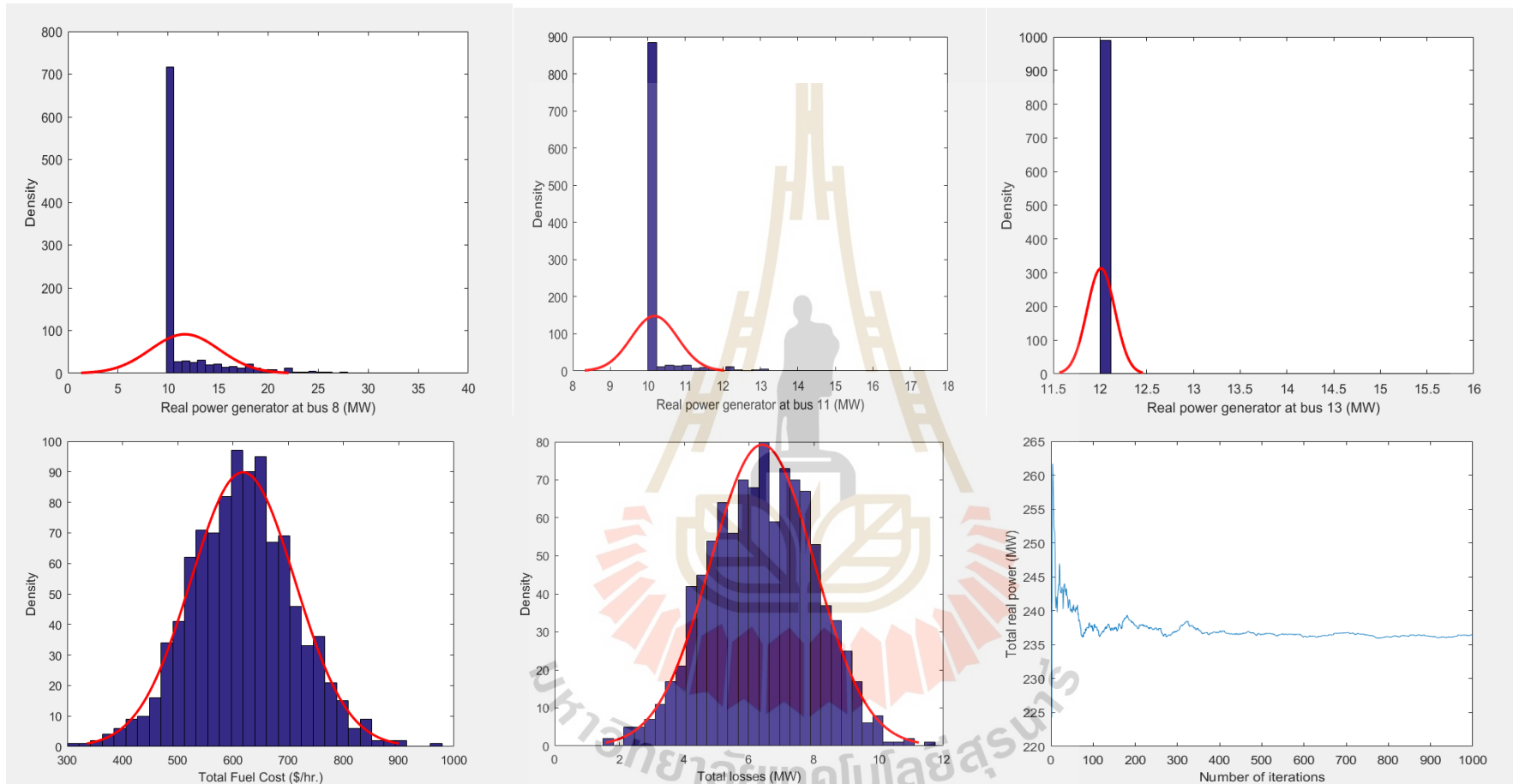




รูปที่ 4.21 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนพฤษภาคม

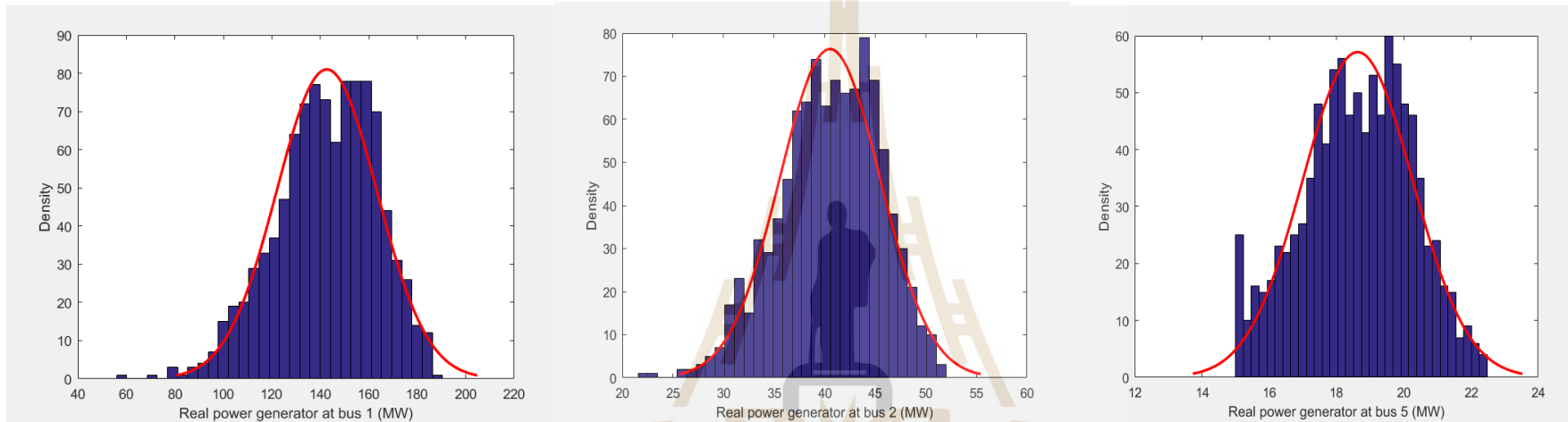
กรณีศึกษาที่ 18 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมิถุนายน

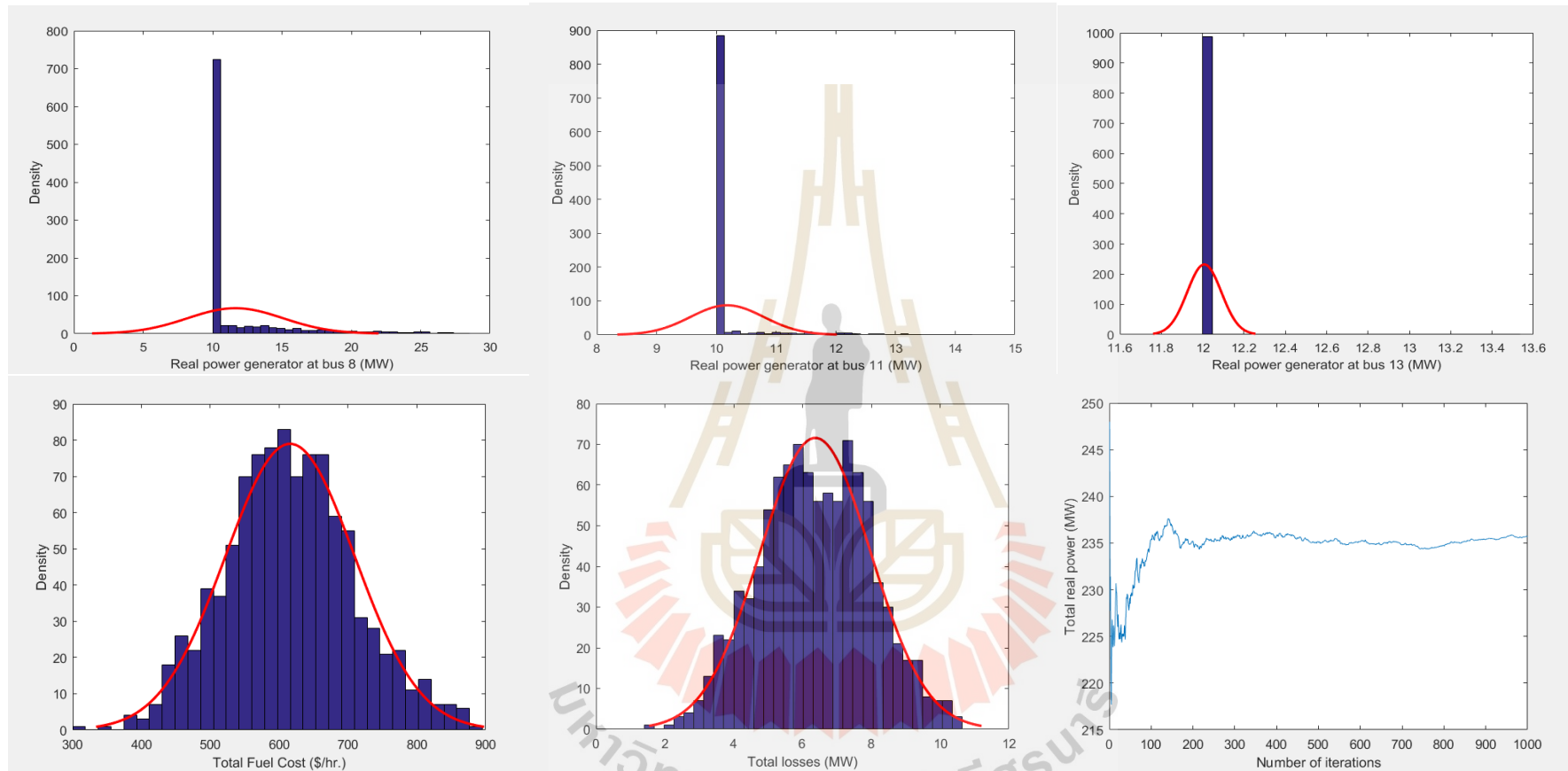




รูปที่ 4.22 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนมิถุนายน

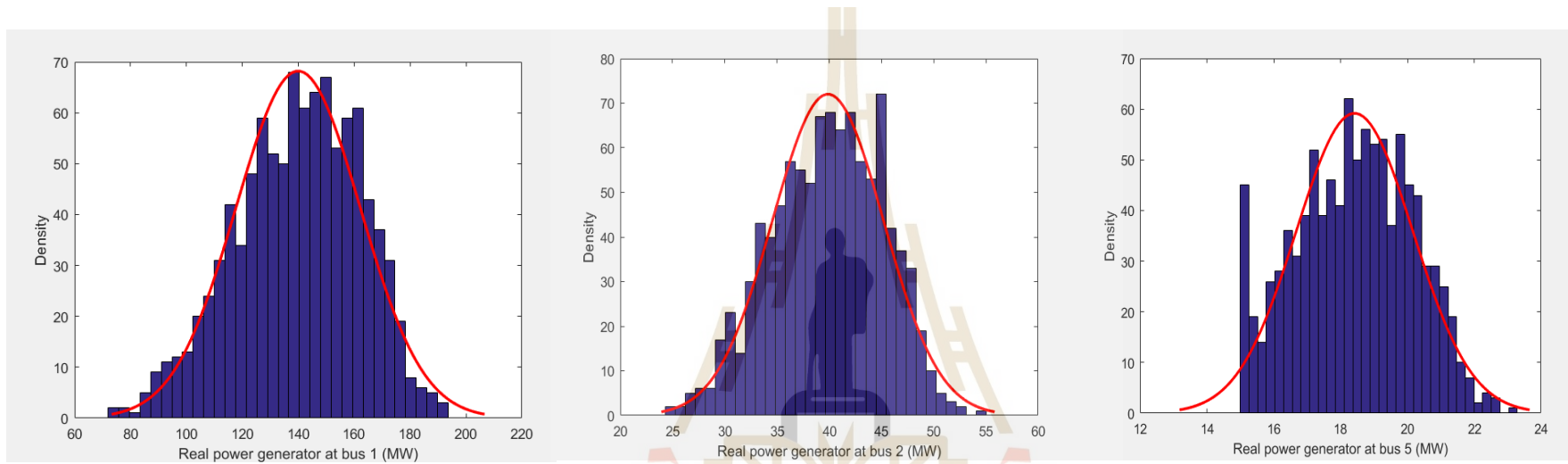
กรณีศึกษาที่ 19 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกรกฎาคม

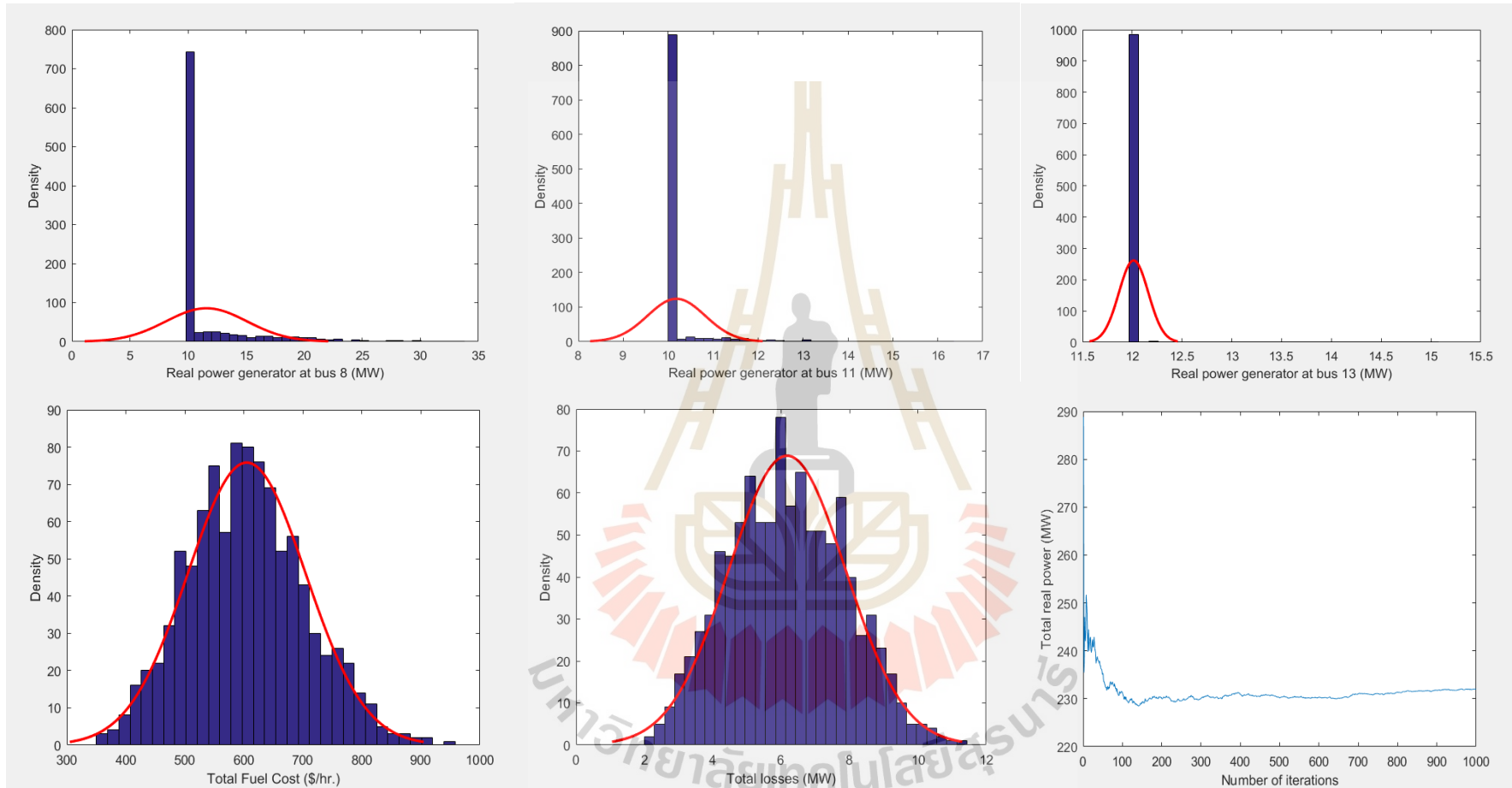




รูปที่ 4.23 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนกรกฎาคม

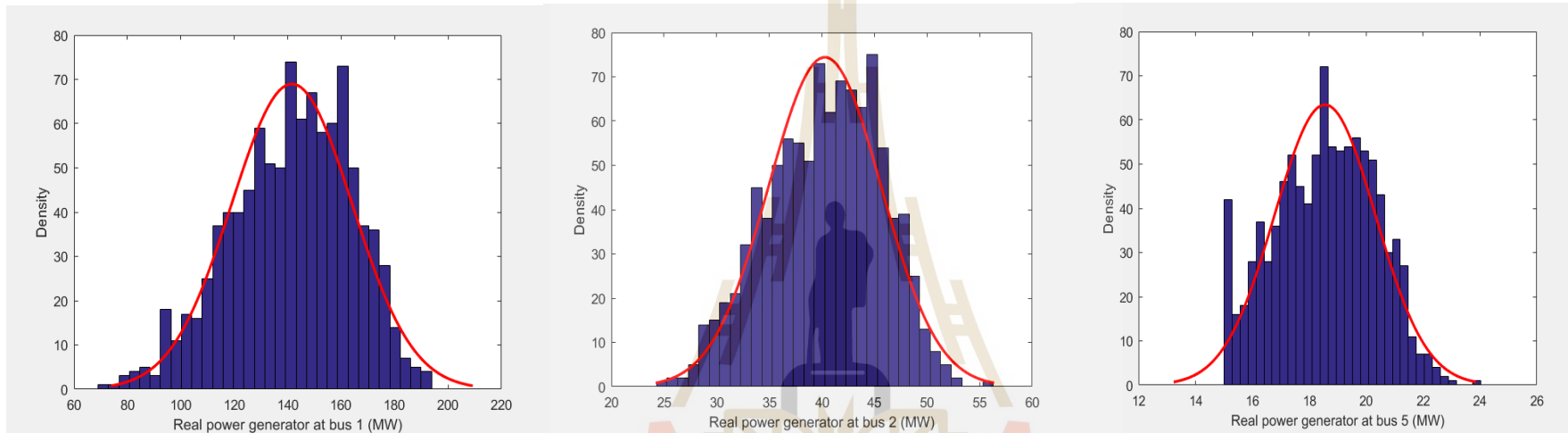
กรณีศึกษาที่ 20 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนสิงหาคม

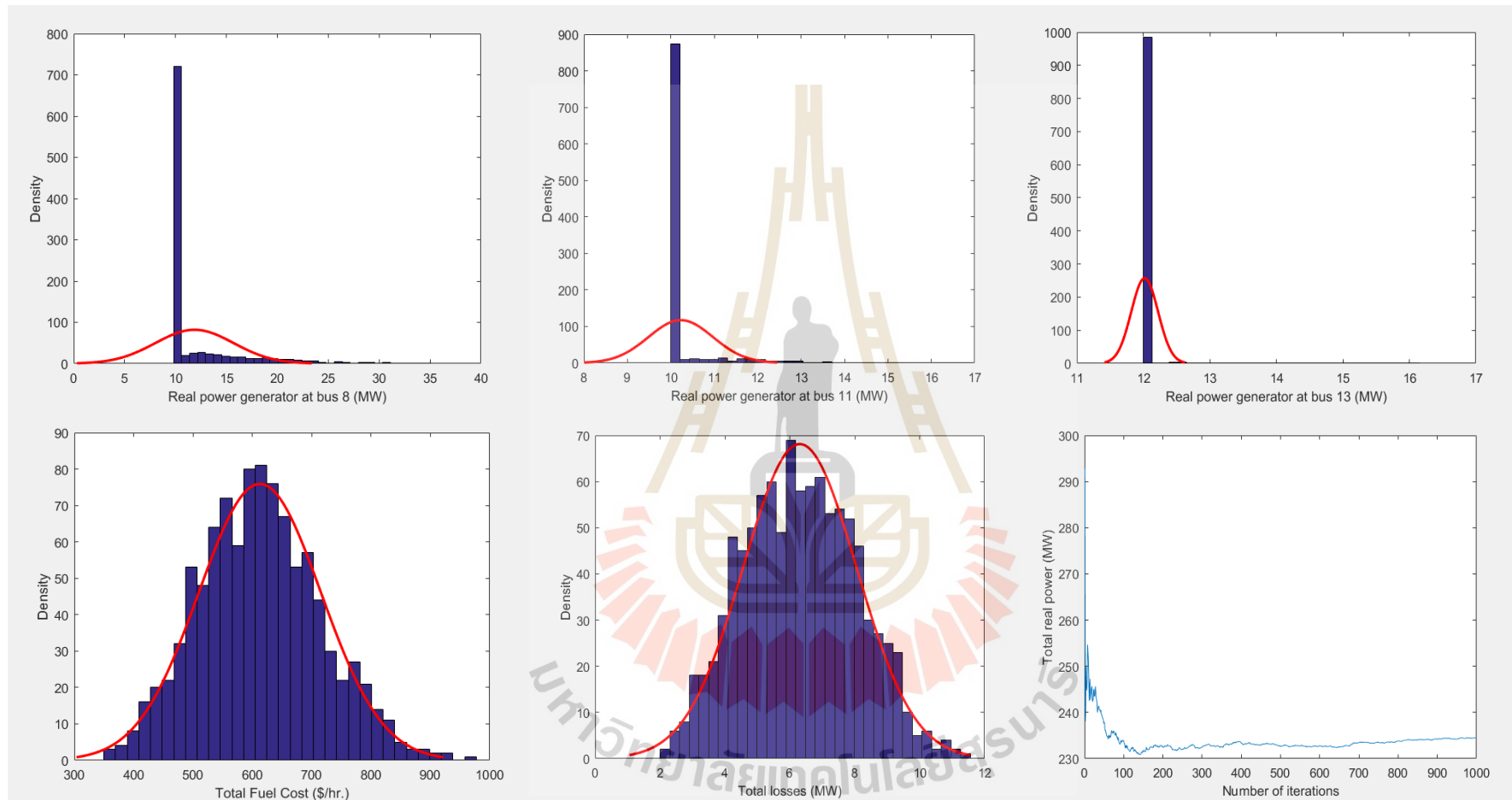




รูปที่ 4.24 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนสิงหาคม

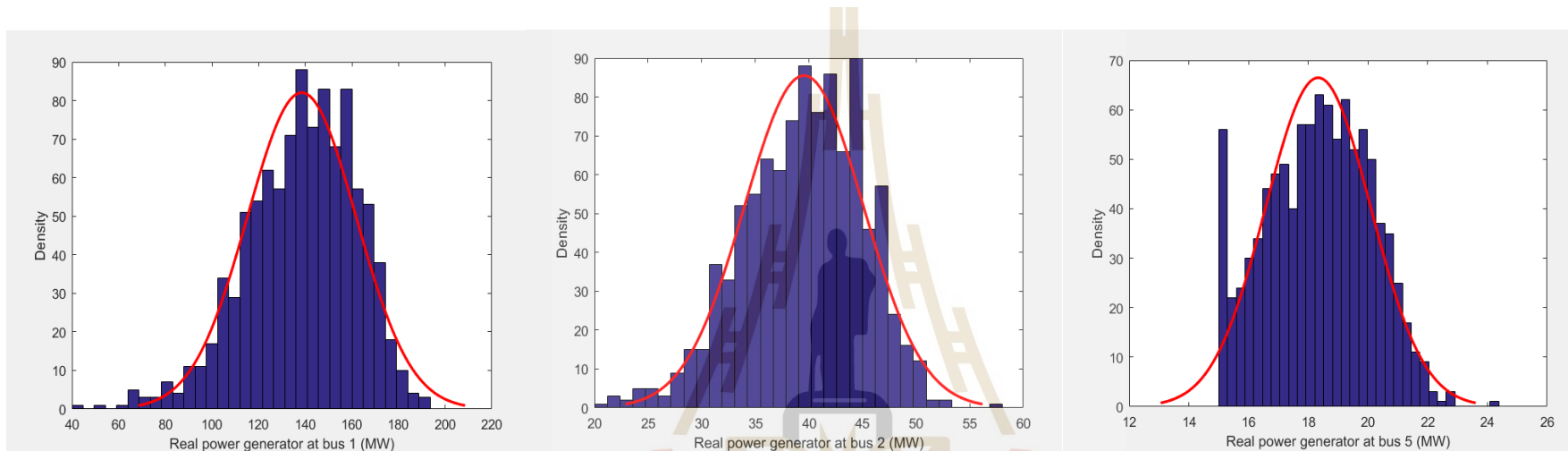
กรณีศึกษาที่ 21 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนกันยายน

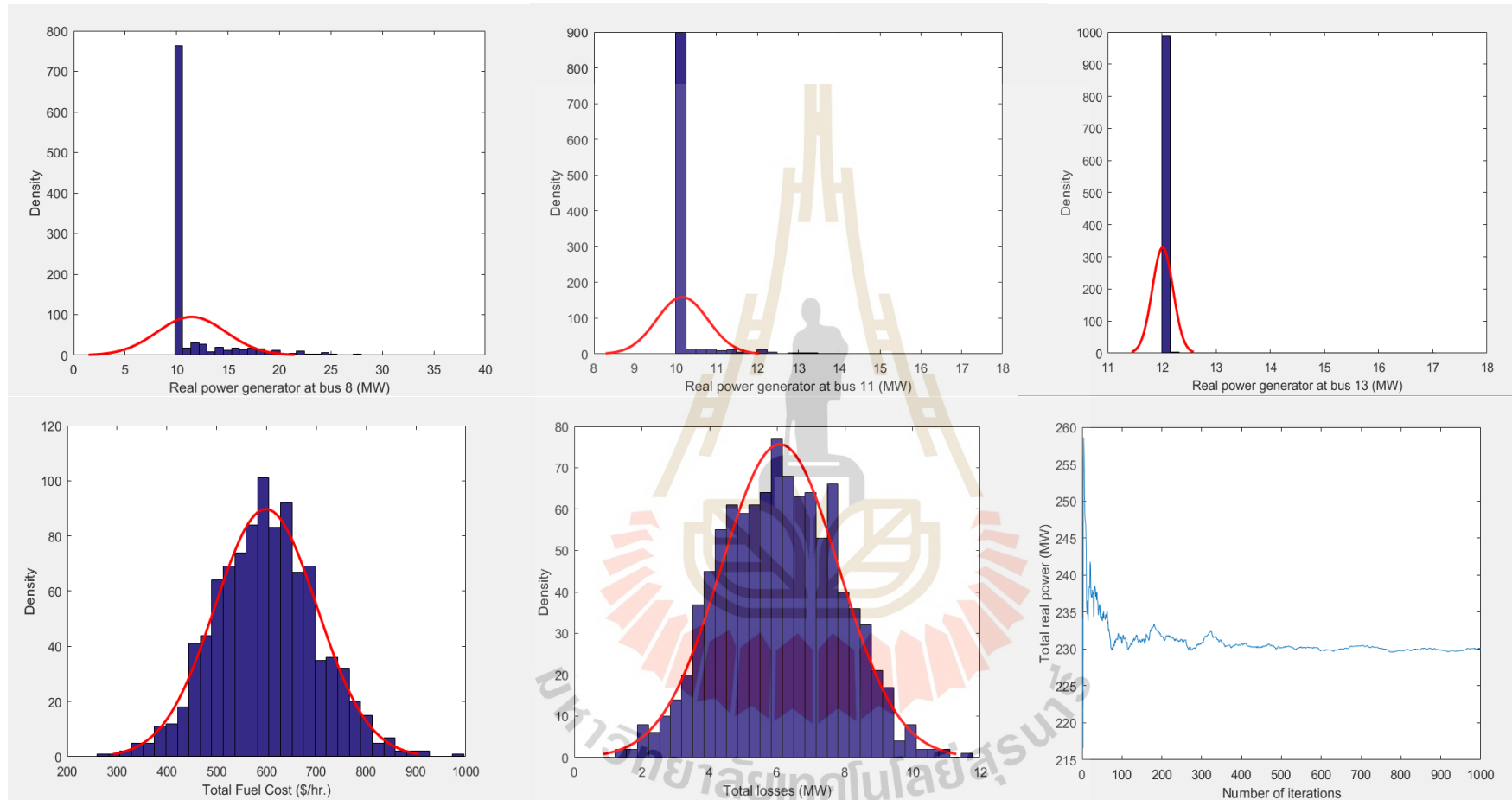




รูปที่ 4.25 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนกันยายน

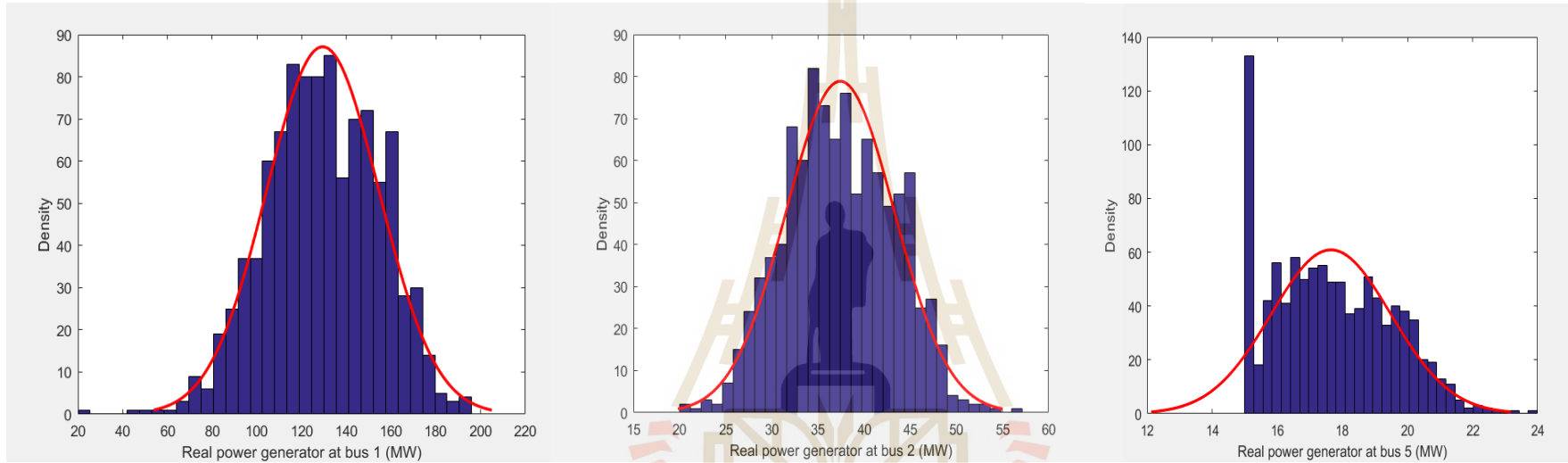
กรณีศึกษาที่ 22 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนตุลาคม

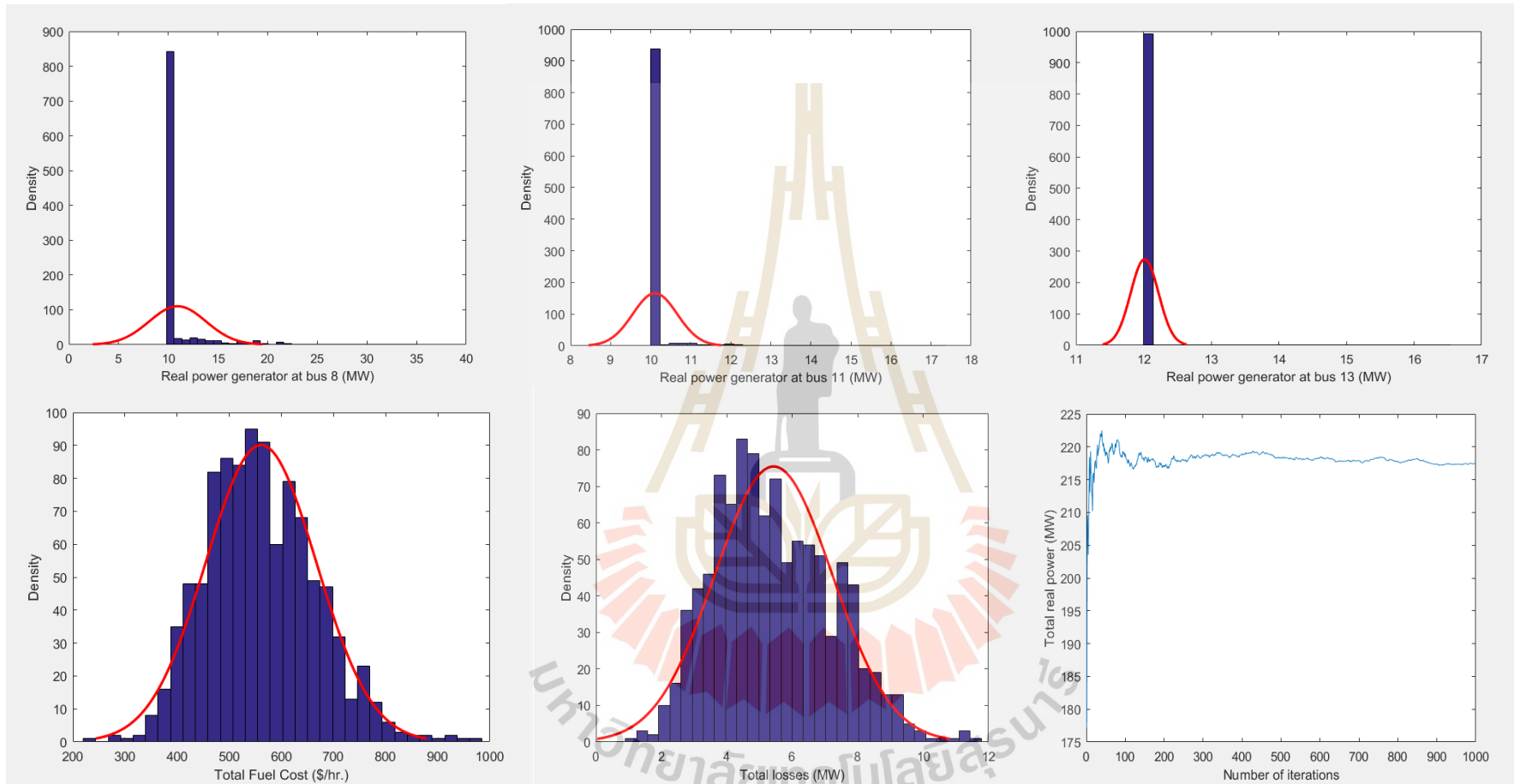




รูปที่ 4.26 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนตุลาคม

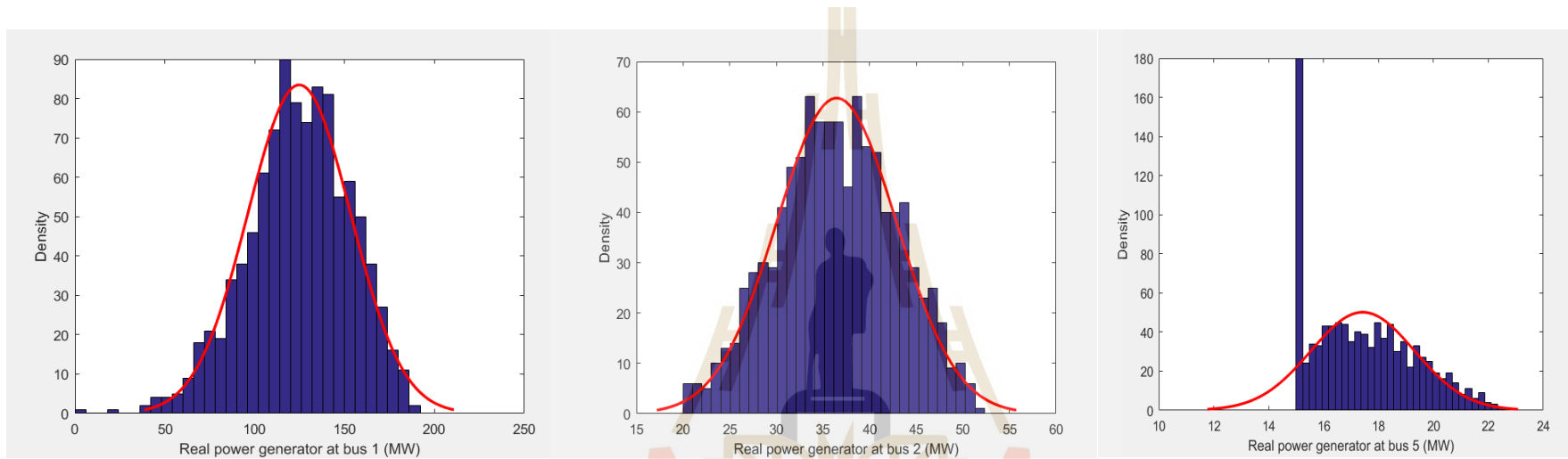
กรณีศึกษาที่ 23 ใช้ข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนพฤศจิกายน

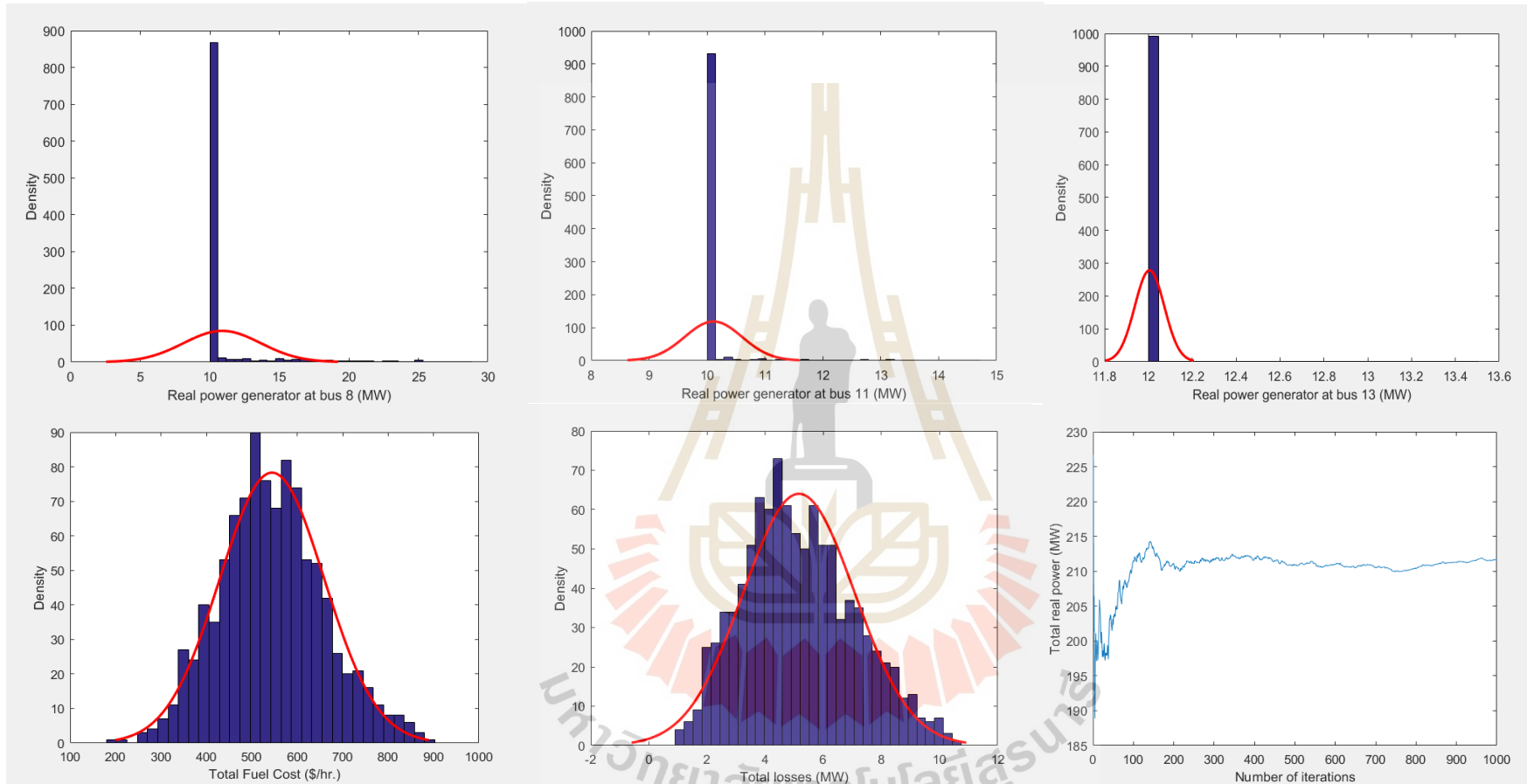




รูปที่ 4.27 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนพฤศจิกายน

กรณีศึกษาที่ 24 ใช้ข้อมูล โหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนธันวาคม





รูปที่ 4.28 ผลลัพธ์การทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสเดือนธันวาคม

จากกรณีศึกษาที่ 1 ของระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัส จากการนำข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมกราคม-ธันวาคม มาใช้ในการทดสอบด้วยวิธี MCS ทั้งหมด 1,000 รอบการคำนวณ แล้วนำชุดข้อมูลของกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมและกำลังงานสูญเสียรวม มาสร้างกราฟการแจกแจงความถี่พบว่า กราฟกำลังงานไฟฟ้าจริงมีค่าวาเรียนซ์สูงเนื่องจากระบบมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียว ผลลัพธ์กำลังงานไฟฟ้าจริงที่ได้มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอในรูปประฆังคว่ำ เมื่อนำผลลัพธ์กำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาคำนวณค่าเฉลี่ยจากสมการที่ 4.1 พบว่า เมื่อจำนวนรอบการคำนวณที่ 1,000 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าเข้าใกล้ค่าคงที่ที่ค่าค่าหนึ่ง พารามิเตอร์ของระบบ Radial Distribution 33 บัส แสดงดังตารางที่ 4.6

จากกรณีศึกษา 1-12 จากการนำข้อมูลโหลดและกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ในเดือนมกราคม-ธันวาคมมาใช้ในการทดสอบ OPF บนระบบ IEEE 30 บัส ด้วยวิธี MCS ทั้งหมด 1,000 รอบการคำนวณ แล้วนำชุดข้อมูลของกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายรวมและกำลังงานสูญเสียรวมมาสร้างกราฟการแจกแจงความถี่ ผลลัพธ์ที่ได้ทั้ง 12 กรณีนั้นค่อนข้างทิศทางเดียวกัน คือ กราฟการแจกแจงความถี่ของกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1 และ 2 และกราฟค่าใช้จ่ายและกำลังงานสูญเสียรวมมีการกระจายผลลัพธ์ความน่าจะเป็นอย่างสม่ำเสมอในรูปแบบประฆังคว่ำ แต่กราฟการแจกแจงความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 5 8 11 และ 13 มีการกระจายตัวแคบเพียงขอบล่างของข้อจำกัดกำลังงานไฟฟ้าจริง เนื่องจากเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงที่สูง ในขณะที่กราฟการลู่เข้าของคำตอบของกำลังงานจริงรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าค่อนข้างคงที่เมื่อจำนวนรอบการคำนวณที่มากขึ้น ทำให้สามารถยืนยันได้ว่า วิธี POPF สามารถให้ผลลัพธ์ในเชิงสถิติเพื่อรองรับระบบไฟฟ้าที่มีความผันผวนของพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้าได้แม่นยำมากขึ้น โดยค่าเฉลี่ยและค่าวาเรียนซ์ของแต่ละเดือนดังตารางที่ 4.7 พารามิเตอร์เหล่านี้สามารถบ่งบอกถึงความผันผวนของระบบไฟฟ้าได้ หากผลลัพธ์ที่ได้มีค่าวาเรียนซ์มากแสดงว่าระบบนั้นมีความผันผวนที่สูง

ตารางที่ 4.6 ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัสทั้ง 12 เดือน

เดือน	พารามิเตอร์	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
มกราคม	P_g (MW)	2947.040	263,742.000
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	188.571	1,417.970
	P_{GT}^{av} (MW)	2,947.040	

ตารางที่ 4.6 ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัสทั้ง 12 เดือน (ต่อ)

เดือน	พารามิเตอร์	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
กุมภาพันธ์	P_g (MW)	3,096.12	19,799.1
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	196.476	129.339
	P_{GT}^{av} (MW)	3,096.12	
มีนาคม	P_g (MW)	3,030.95	186,935
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	193.719	1,077.43
	P_{GT}^{av} (MW)	3,030.95	
เมษายน	P_g (MW)	2,768.62	18,546
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	196.189	1,529.49
	P_{GT}^{av} (MW)	2,768.62	
พฤษภาคม	P_g (MW)	3,068.18	193,593
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	196.649	1,132.95
	P_{GT}^{av} (MW)	3,068.18	
มิถุนายน	P_g (MW)	3,166.1	154,011
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	203.586	974.802
	P_{GT}^{av} (MW)	3,166.1	
กรกฎาคม	P_g (MW)	3,192.5	237,045
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	206.86	1,508.13
	P_{GT}^{av} (MW)	3,192.5	
สิงหาคม	P_g (MW)	3,155.37	183,930
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	203.499	1,158.31
	P_{GT}^{av} (MW)	3,155.37	
กันยายน	P_g (MW)	3,181.75	194,230
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	205.649	1,241.63
	P_{GT}^{av} (MW)	3,181.75	
ตุลาคม	P_{g1} (MW)	3,079.19	202,636
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	197.894	1,210.02
	P_{GT}^{av} (MW)	3,079.19	

ตารางที่ 4.6 ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัสทั้ง 12 เดือน (ต่อ)

เดือน	พารามิเตอร์	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
พฤศจิกายน	P_g (MW)	2,943.03	222,754
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	188.127	1,190.50
	P_{GT}^{av} (MW)	2,943.03	
ธันวาคม	P_g (MW)	2,833.68	282,690
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	181.152	1,437.31
	P_{GT}^{av} (MW)	2,833.68	

ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ IEEE 30 บัสทั้ง 12 เดือน

เดือน	พารามิเตอร์	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
มกราคม	P_{g1} (MW)	130.005	547.452
	P_{g2} (MW)	37.5458	30.0022
	P_{g5} (MW)	17.6749	2.97837
	P_{g8} (MW)	10.7593	5.51143
	P_{g11} (MW)	10.0665	0.138246
	P_{g13} (MW)	12.0032	0.00377
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	562.049	9429.7
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	5.4407	2.78382
	P_{GT}^{av} (MW)	218.1532	
	กุมภาพันธ์	P_{g1} (MW)	137.912
P_{g2} (MW)		39.3988	28.5846
P_{g5} (MW)		18.2596	3.05267
P_{g8} (MW)		11.3753	10.5343
P_{g11} (MW)		10.1523	0.335009
P_{g13} (MW)		12.0104	0.016376
ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)		595.762	9879.44
กำลังงานสูญเสียรวม (MW)		6.02111	2.90344
P_{GT}^{av} (MW)		229.1089	

ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ IEEE 30 บัสทั้ง 12 เดือน (ต่อ)

เดือน	พารามิเตอร์	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
มีนาคม	P_{g1} (MW)	136.398	522.005
	P_{g2} (MW)	39.0629	28.878
	P_{g5} (MW)	18.1627	2.92069
	P_{g8} (MW)	11.1378	8.46906
	P_{g11} (MW)	10.1127	0.250136
	P_{g13} (MW)	12.0077	0.014563
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$hr.)	588.877	9593.14
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	5.90974	2.81835
	P_{GT}^{av} (MW)	226.8822	
เมษายน	P_{g1} (MW)	132.609	717.943
	P_{g2} (MW)	38.2498	39.4954
	P_{g5} (MW)	17.9167	3.95098
	P_{g8} (MW)	11.4588	13.5845
	P_{g11} (MW)	10.196	0.70784
	P_{g13} (MW)	12.0347	0.141035
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$hr.)	576.687	13549.2
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	5.69163	3.8164
	P_{GT}^{av} (MW)	222.4652	
พฤษภาคม	P_{g1} (MW)	132.609	717.943
	P_{g2} (MW)	38.2498	39.4954
	P_{g5} (MW)	17.9167	3.95098
	P_{g8} (MW)	11.4588	13.5845
	P_{g11} (MW)	10.196	0.70784
	P_{g13} (MW)	12.0347	0.141035
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$hr.)	576.687	13549.2
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	5.69163	3.8164
	P_{GT}^{av} (MW)	229.016	

ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ IEEE 30 บัสทั้ง 12 เดือน (ต่อ)

เดือน	พารามิเตอร์	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
มิถุนายน	P_{g1} (MW)	137.83	508.308
	P_{g2} (MW)	39.3994	28.4048
	P_{g5} (MW)	18.2563	3.04769
	P_{g8} (MW)	11.3667	10.4366
	P_{g11} (MW)	10.1525	0.334229
	P_{g13} (MW)	12.0108	0.016615
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	595.475	9871.25
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	6.01567	2.90283
	P_{GT}^{av} (MW)	236.3509	
กรกฎาคม	P_{g1} (MW)	143.173	431.994
	P_{g2} (MW)	40.6424	24.8005
	P_{g5} (MW)	18.6736	2.62986
	P_{g8} (MW)	11.6754	11.918
	P_{g11} (MW)	10.1762	0.384346
	P_{g13} (MW)	12.0108	0.02222
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	617.87	8859.05
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	143.173	431.994
	P_{GT}^{av} (MW)	235.6136	
สิงหาคม	P_{g1} (MW)	139.94	494.049
	P_{g2} (MW)	39.8776	28.264
	P_{g5} (MW)	18.4191	3.04798
	P_{g8} (MW)	11.5853	12.2276
	P_{g11} (MW)	10.182	0.409711
	P_{g13} (MW)	12.0137	0.021854
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	604.755	9986.89
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	6.17567	2.91743
	P_{GT}^{av} (MW)	232.0174	

ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ IEEE 30 บัสทั้ง 12 เดือน (ต่อ)

เดือน	พารามิเตอร์	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
กันยายน	P_{g1} (MW)	141.546	508.867
	P_{g2} (MW)	40.2886	28.7343
	P_{g5} (MW)	18.5521	3.1439
	P_{g8} (MW)	11.8605	14.7793
	P_{g11} (MW)	10.2284	0.549615
	P_{g13} (MW)	12.021	0.040642
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	612.631	10603.9
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	6.3079	3.06435
	P_{GT}^{av} (MW)	234.4965	
ตุลาคม	P_{g1} (MW)	138.494	544.607
	P_{g2} (MW)	39.5397	30.8068
	P_{g5} (MW)	18.3316	3.09089
	P_{g8} (MW)	11.449	11.1371
	P_{g11} (MW)	10.1615	0.390717
	P_{g13} (MW)	12.0139	0.036605
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	598.693	10453.7
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	6.07867	3.02469
	P_{GT}^{av} (MW)	229.991	
พฤศจิกายน	P_{g1} (MW)	129.388	634.123
	P_{g2} (MW)	37.4177	34.4216
	P_{g5} (MW)	17.6511	3.38971
	P_{g8} (MW)	10.9383	8.13851
	P_{g11} (MW)	10.108	0.305805
	P_{g13} (MW)	12.0159	0.042722
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	561.006	11187.7
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	5.43001	3.2309
	P_{GT}^{av} (MW)	217.5194	

ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์ทางสถิติของระบบทดสอบ IEEE 30 บัสทั้ง 12 เดือน (ต่อ)

เดือน	พารามิเตอร์	ค่าเฉลี่ย	ค่าวาเรียนซ์
ธันวาคม	P_{g1} (MW)	124.757	821.86
	P_{g2} (MW)	36.4652	41.2431
	P_{g5} (MW)	17.4246	3.55409
	P_{g8} (MW)	10.8887	7.7223
	P_{g11} (MW)	10.109	0.24431
	P_{g13} (MW)	12.0052	0.004532
	ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	544.33	13249.5
	กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	5.1619	3.68177
	P_{GT}^{av} (MW)	211.6496	

จากการคำนวณทั้งหมด 1,000 รอบการคำนวณของระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัส และระบบ IEEE 30 บัส ผลลัพธ์ที่ได้เป็นผลลัพธ์ในเชิงสถิติ เช่น ค่าเฉลี่ย และค่าวาเรียนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ค่าใช้จ่ายรวม กำลังงานสูญเสียรวม และค่าสุดท้ายของการเข้าสู่ของคำตอบของกำลังงานจริงรวมทั้งหมด 24 กรณี ผลลัพธ์การทดสอบพบว่า ระบบทดสอบ Radial Distribution 33 บัสมีค่าวาเรียนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สูงมากเนื่องจากเป็นระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงตัวเดียว ในส่วนของระบบ IEEE 30 บัส ผลลัพธ์ค่าวาเรียนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสที่ 1 มีค่าสูงกว่าบัสอื่น ๆ เพราะเป็นบัสอ้างอิง ส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 8 11 และ 13 พบว่า ผลลัพธ์เกือบทั้งหมดมีค่าเท่ากับขอบล่างของข้อจำกัดระบบไฟฟ้า เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีสมการค่าใช้จ่ายเชิงเส้นที่สูง

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ศึกษาเกี่ยวกับผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค ในกระบวนการศึกษาการหาผลเฉลยการไหลกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดสามารถสรุปได้ออกเป็น 4 ส่วนดังนี้

1. ศึกษาการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดด้วยวิธีฝูงอนุภาค ผลลัพธ์แสดงให้เห็นประสิทธิภาพของวิธีดังกล่าวได้ผลลัพธ์ค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับวิธีที่นำมาเปรียบเทียบ และเป็นไปได้ภายใต้ข้อจำกัดของระบบไฟฟ้า

2. การหาค่าที่ดีที่สุดแบบฝูงอนุภาค (PSO) มีแนวคิดมาจากการเลียนแบบพฤติกรรมกรหาอาหารของฝูงนกหรือฝูงสัตว์ เนื่องจากวิธี PSO เป็นอัลกอริทึมที่มีหลักการทำงานไม่ซับซ้อนและมีประสิทธิภาพในการค้นหาคำตอบที่สูง ในวิทยานิพนธ์นี้วิธี PSO จึงถูกนำมาใช้ในการแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุด ที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ค่าใช้จ่ายรวมของระบบต่ำที่สุด และผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าค่าใช้จ่ายรวมของระบบมีค่าต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับวิธีที่นำมาเปรียบเทียบ

3. ศึกษาตำแหน่งที่ดีที่สุดในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ดีที่สุด โดยมีวัตถุประสงค์คือ หาตำแหน่งการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ที่ให้กำลังงานสูญเสียรวมต่ำที่สุด นอกจากคำนึงถึงตำแหน่งแล้วในวิทยานิพนธ์ได้วิเคราะห์ถึงขนาดของพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยเพื่อเป็นการยืนยันว่าตำแหน่งที่ติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์นั้นให้กำลังงานสูญเสียรวมต่ำที่สุด

4. ศึกษาการหาผลเฉลยความน่าจะเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดและพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีฝูงอนุภาค ผลลัพธ์ที่ได้เป็นข้อมูลในเชิงสถิติ (ค่าเฉลี่ยและค่าวาเรียนซ์) ค่าวาเรียนซ์ของระบบเป็นตัวชี้วัดว่าระบบนั้นมีความผันผวนมากน้อยเพียงใด หากระบบมีผลลัพธ์ของค่าวาเรียนซ์สูงนั้นหมายถึงระบบมีความผันผวนมาก ในทางกลับกัน หากผลลัพธ์มีค่าวาเรียนซ์ต่ำแสดงว่าระบบมีความผันผวนน้อย ผลลัพธ์ในเชิงสถิติเหล่านี้สามารถนำมาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในอนาคตได้

จากการทดสอบบนระบบ Radial Distribution 33 บัส และ IEEE 30 บัส ระบบละ 1,000 รอบการคำนวณ รวมทั้งสิ้น 2,000 รอบการคำนวณ ผลการทดสอบทำให้สามารถสรุปได้ว่า งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้สามารถคำนวณหรือวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าเมื่อมีเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่ได้ โดยวิเคราะห์ด้วยหลักคณิตศาสตร์และสถิติ

5.2 ข้อเสนอแนะ

1. ควรศึกษากระบวนการเทคนิคการหาผลเฉลยต่าง ๆ ในการหาผลเฉลยการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่ดีที่สุดและเปรียบเทียบแต่ละเทคนิค
2. การทดสอบกับระบบที่มากกว่า 1 ระบบถือเป็นสิ่งที่จำเป็นเพราะจะทำให้งานวิทยานิพนธ์มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น
3. เพิ่มจำนวนรอบในการทดสอบเพื่อให้ผลลัพธ์มีการลู่อเข้าของคำตอบที่ชัดเจนมากขึ้น



รายการอ้างอิง

- Anastasios, G., Bakirtzis, Pandel, N., Biskas, Christoforos, E., Zoumas and Vasilios Petrids. (2002). Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm, **IEEE Transactions on power systems** (pp. 229-236).
- Allan, R.N., Leite da Silva., A.M. and Burchett, R.C. (1981). Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. (pp. 2539-2546).
- Alsac, O. and Stott, B. (1971). Optimal Load Flow with Steady State Security. **IEEE trans, Power Apparat.Syst** (pp. 745-751).
- Attous, DB. and Labbi, Y. (2009)., Particle Swarm Optimization based Optimal Power Flow for units with Smooth Fuel Cost Functions. **International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)** (pp. 377-381).
- Carpinelli, G., Caramia, P. and Varilone, P. (2015). Multi-Linear Monte Carlo Simulation Method for Probabilistic Load Flow of Distribution Systems with Wind and Photovoltaic Generation Systems. **Renewable Energy**. (pp.283-295).
- Chayakulkheeree, K. (2014). Probabilistic optimal power flow: An alternative solution for emerging high uncertain power systems. **International Electrical Engineering Congress (EECON)**.
- Chayakulkheeree, K. (2017). Probabilistic Load Flow for High Penetration Solar Power Plant Distribution System Using Percentile Estimation of Weibull Probabilistic Distribution Function. In: **Proc. of PEA Conf. On Technology for Distribution System Development in the Future**. (pp. 116-121).
- Chhor, U., Leeton, U. and Chayakulkheeree, K. (2018). Probabilistic Optimal Power Dispatch Considering Price-Based Real-Time Demand Response. **International Journal of Intelligent Engineering and Systems**.

- Chayakulkheeree, K. and Kamklar, W. (2006) Network and Generator Constrained Economic Dispatch Using Hybrid PSO-QP Algorithm. **ECTI Conference** (pp. 63-266).
- Chunjie Li., Huiru Zhao and Tao Chen. (2553). The Hybrid Differential Evolution Algorithm for Optimal Power Flow Based on Simulated Annealing and Tabu Search. **International Conference on Management and Service Science** (pp. 24-26).
- Jorgensen, P., Christensen, J.S. and Tande, J.O. (1998). Probabilistic Load Flow Calculation Using Monte Carlo Technique for Distribution Network with Wind Turbines. In: **Proc. of International Conf. On Harmonics and Quality of Power**. (pp.1146-1151).
- Kalos, M.H. and Whitlock, P.A. (2008). Monte Carlo Method. **2nd Edition, Wiley- VCH Verlag GmbH & Co. KGaA**.
- Kennedy, J. and Eberthart, R. (1995). Particle Swarm Optimization. **Proc.IEEE Int. Conf Neural Networks** (pp. 1942-1948).
- Madrigal, M., Ponnambalam, K. and Quintana, VH. (2541). Probabilistic Optimal Power Flow. **IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering** (pp. 240-247).
- Mazzeo, D., Oliveti, G. and Labonia, E. (2018). Estimation of Wind Speed Probability Density Function Using a Mixture of Two Truncated Normal Distributions. **Renewable Energy**. (pp. 1260-1280).
- Ren, Z., Yan, W., Ding, C., Yu, J. and Zhao, X. (2014) Probabilistic Optimal Power Flow Analysis of Virtual Power Plant Containing Photovoltaic generation. **IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**.
- Shukla, M. and Radman, G. (2005). Optimal Power Flow using Probabilistic Load Model. **Proceedings of the Thirty-Seventh Southeastern Symposium on System Theory** (pp. 20-22).
- Soares, J., Sousa, T., Vala, Z.A., Morais, H. and Faria, P. (2011). Ant Colony Search Algorithm for Optimal Power Flow Problem. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, (pp 1-8).
- Tejeswara Rao, N., Jagannath, Ch., Yadav, B. and Anyapu Jagannadham (2015). Optimal Reactive Power flow Control For Minimization Of Active Power Losses Using Particle Swarm Optimization. **Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth (PCCCTSG)** (pp. 38-41).

Wang, T., Meskin, M., Zhao, Y. and Grinberg, I. (2017). Optimal Power Flow in Distribution Networks with High Penetration of Photovoltaic Units. **IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**.





ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบทดสอบ

ระบบ Radial Distribution 33 บัส เป็นระบบไฟฟ้าที่มีพิกัดไฟฟ้า 100 MVA 11 kV จำนวน 33 บัส สายส่ง 32 เส้น และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงตัวเดียวที่จ่ายต้นทางของระบบ ตารางโหลดและสายส่งแสดงดังตารางที่ ก1 และ ก2 ตามลำดับ

ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส เป็นระบบไฟฟ้าจริงในแถบมิดเวสต์ ประเทศสหรัฐอเมริกา ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2504 ที่มีพิกัดไฟฟ้า 100 MVA ตารางค่าสัมประสิทธิ์ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวแสดงดังตารางที่ ก3 ในขณะที่ตารางของโหลดและสายส่งแสดงดังตารางที่ ก4 และ ก5 ตามลำดับ



ตารางที่ ก1 ตารางข้อมูลของโหลดของระบบ Radial Distribution 33 บัส

บัสที่	โหลด		บัสที่	โหลด	
	P (MW)	Q (MVAR)		P (MW)	Q (MVAR)
1	0	0	18	90	40
2	100	60	19	90	40
3	90	40	20	90	40
4	120	80	21	90	40
5	60	30	22	90	40
6	60	20	23	90	50
7	200	100	24	420	200
8	200	100	25	420	200
9	60	20	26	60	25
10	60	20	27	60	25
11	45	30	28	60	20
12	60	35	29	120	70
13	60	35	30	200	600
14	120	80	31	150	70
15	60	10	32	210	100
16	60	20	33	60	40
17	60	20			

ตารางที่ ก2 ตารางข้อมูลของสายส่งของระบบ Radial Distribution 33 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)		จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)	
		R	X			R	X
1	2	0.0762	0.0388	17	18	0.605	0.4744
2	3	0.4074	0.2075	2	19	0.1355	0.1293
3	4	0.3025	0.154	19	20	1.2431	1.1202
4	5	0.315	0.1604	20	21	0.3384	0.3954
5	6	0.6769	0.5843	21	22	0.5859	0.7746
6	7	0.1547	0.5114	3	23	0.3729	0.2548
7	8	0.5879	0.1943	23	24	0.7421	0.586
8	9	0.8512	0.6116	24	25	0.7405	0.5794
9	10	0.8628	0.6116	6	26	0.1678	0.0855
10	11	0.1625	0.0537	26	27	0.2349	0.1196
11	12	0.3094	0.1023	27	28	0.8752	0.7717
12	13	1.2132	0.9545	28	29	0.6646	0.579
13	14	0.4476	0.5892	29	30	0.4194	0.2136
14	15	0.4884	0.4347	30	31	0.8053	0.7959
15	16	0.6168	0.4504	31	32	0.2566	0.2991
16	17	1.0653	1.4223	32	33	0.2818	0.4382

ตารางที่ ก3 ค่าสัมประสิทธิ์ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ IEEE 30 บัส

เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าตัวที่	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)	a_i	b_i	c_i
1.	50	200	0	2.00	0.00375
2.	20	80	0	1.75	0.01750
3.	15	50	0	1.00	0.06250
4.	10	35	0	3.25	0.00834
5.	10	30	0	3.00	0.02500
6.	12	40	0	3.00	0.02500

ตารางที่ ก4 ตารางข้อมูลของโหลดของระบบ IEEE 30 บัส

บัสที่	โหลด		บัสที่	โหลด	
	P (MW)	Q (MW)		P (MW)	Q (MW)
1	0.00	0.00	16	3.50	1.80
2	21.7	12.7	17	9.00	5.80
3	2.40	1.20	18	3.20	0.90
4	7.60	1.60	19	9.50	3.40
5	94.2	19.0	20	2.20	0.70
6	0.00	0.00	21	17.5	11.2
7	22.8	10.9	22	0.00	0.00
8	30.0	30.0	23	3.20	1.60
9	0.00	0.00	24	8.70	6.70
10	5.80	2.00	25	0.00	0.00
11	0.00	0.00	26	3.50	2.30
12	11.2	7.50	27	0.00	0.00
13	0.00	0.00	28	0.00	0.00
14	6.20	1.60	29	2.40	0.90
15	8.20	2.50	30	10.6	1.90

ตารางที่ ก5 ตารางข้อมูลของสายส่งของระบบ IEEE 30 บัส

จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)		B/2 (p.u.)	Tap Setting	MVA Rating
		R	X			
1	2	0.01920	0.05750	0.02640	1	130
1	3	0.04520	0.18520	0.02040	1	130
2	4	0.05700	0.17370	0.01840	1	65
3	4	0.01320	0.03790	0.00420	1	130
2	5	0.04720	0.19830	0.02090	1	130
2	6	0.05810	0.17630	0.01870	1	65
4	6	0.01190	0.04140	0.00450	1	90
5	7	0.04600	0.11600	0.01020	1	70
6	7	0.02670	0.08200	0.00850	1	130
6	8	0.01200	0.04200	0.00450	1	32
6	9	0.0000	0.20800	0.00000	1.0155	65
6	10	0.0000	0.55600	0.00000	0.9629	32
9	11	0.0000	0.20800	0.00000	1	65
9	10	0.0000	0.11000	0.00000	1	65
4	12	0.0000	0.25600	0.00000	1.0129	65
12	13	0.0000	0.14000	0.00000	1	65
12	14	0.12310	0.25590	0.00000	1	32
12	15	0.06620	0.13040	0.00000	1	32
12	16	0.09450	0.19870	0.00000	1	32
14	15	0.22100	0.19970	0.00000	1	16
16	17	0.08240	0.19320	0.00000	1	16
15	18	0.10700	0.21850	0.00000	1	16
18	19	0.06390	0.12920	0.00000	1	16
19	20	0.03400	0.06800	0.00000	1	32
10	20	0.09360	0.20900	0.00000	1	32
10	17	0.03240	0.08450	0.00000	1	32

10	21	0.03480	0.07490	0.00000	1	32
----	----	---------	---------	---------	---	----

ตารางที่ ก5 ตารางข้อมูลของสายส่งของระบบ IEEE 30 บัส (ต่อ)

จากบัส	ถึงบัส	ความต้านทาน (p.u.)		B/2 (p.u.)	Tap Setting	MVA Rating
		R	X			
10	22	0.07270	0.14990	0.00000	1	32
21	22	0.01160	0.02360	0.00000	1	32
15	23	0.10000	0.20200	0.00000	1	16
22	24	0.11500	0.17900	0.00000	1	16
23	24	0.13200	0.2700	0.00000	1	16
24	25	0.18850	0.32920	0.00000	1	16
25	26	0.25440	0.38000	0.00000	1	16
25	27	0.10930	0.2087	0.00000	1	16
28	27	0.0000	0.36900	0.00000	0.9581	65
27	29	0.21980	0.41530	0.00000	1	16
27	30	0.32020	0.60270	0.00000	1	16
29	30	0.23990	0.45330	0.00000	1	16
8	28	0.06360	0.20000	0.02140	1	32
6	28	0.01690	0.05990	0.00650	1	32



ภาคผนวก ข

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

- คณาธิป โจนวราหิรัญ และ กิรติ ชยะกุลคีรี (2019). การหาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบแยกกำลังงานไฟฟ้าจริงและกำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของอนุภาคกลุ่ม. **Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications, and Information Technology 2019 (ECTI- CARD 2019)**, 195-198.
- Rojanaworahiran, K. and Chayakulkheeree. (2019). Real and Reactive Powers Decomposition Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization. **2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPET-2019)**, 81-84.
- Rojanaworahiran, K. and Chayakulkheeree. (2021). Probabilistic Optimal Power Flow Considering Load and Solar Power Uncertainties Using Particle Swarm Optimization. **2019 GMSARN International Journal**, 37-43.

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการ งานวิจัยและพัฒนาเชิงประยุกต์ ครั้งที่ 11

11th ECTI-CARD 2019, Ubon Ratchasani Thailand

งานประชุมวิชาการระดับชาติ
ECTI-CARD 2019

195

การหาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบแยกกำลังงานไฟฟ้าจริงและกำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยวิธีการหาค่าเหมาะที่สุดของอนุภาคกลุ่ม

Real and Reactive Powers Decomposition Using Particle Swarm Optimization

กมลทิพย์ โรจนทวีวิทยุ

ธีรศักดิ์ ชยะกุลสิทธิ์

สาขาวิชาวิศวกรรมศาสตร์ คณะวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตำบลในเมือง อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000 โทรศัพท์ 08-8581-1274 E-mail: kmantip_mung@hotmail.com

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอวิธีการหาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบแยกกำลังงานไฟฟ้าจริงและกำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟ (real and reactive power decomposition optimal power flow, PQDOPF) โดยใช้วิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของอนุภาคกลุ่ม (Particle Swarm Optimization, PSO) ทั้งนี้ในวิธีการ PQDOPF ที่นำเสนอได้แยกออกเป็นสองปัญหาย่อยคือปัญหาค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้ารวมต่ำสุดและกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด โดยระบบที่ใช้การทดสอบวิธีการที่นำเสนอคือ ระบบ IEEE-30 บัส ซึ่งผลการทดลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่ได้นำเสนอสามารถลดค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้ารวมและกำลังงานไฟฟ้าจริงสูงสุดของระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ

คำสำคัญ: การหาค่าเหมาะที่สุดของอนุภาคกลุ่ม, การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด, ต้นทุนการผลิตรวมต่ำสุด, กำลังงานจริงสูงสุดรวมต่ำสุด

Abstract

This paper proposes a real and reactive powers decomposition algorithm for optimal power flow using particle swarm optimization (PSO). In the proposed PQDOPF, the total cost minimization subproblem (TCMS) and the total real power loss minimization subproblem (TLMS) are solved successively. The simulation result with IEEE-30 bus system shows that the proposed algorithm can efficiently minimize the total cost with total system loss consideration.

Keywords: Particle swarm optimization, optimal power flow, total cost minimization, total real power loss minimization

1. บทนำ

การหาค่าตอบการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow, OPF) คือการหาผลลัพธ์ตัวแปรที่ทำให้ค่าตอบการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดซึ่งโดยปกติหมายถึงต้นทุนการผลิตรวมของระบบต่ำที่สุดและต้องอยู่ในข้อจำกัดของระบบไฟฟ้าด้วย อาทิ กำลังงานไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง แรงดันที่แต่ละบัส เป็นต้น ในปัจจุบันปัญหา OPF ได้มีปัญหาที่วิธีการหาค่าตอบด้วยซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์ระดับสูงเนื่องจากปัญหามีความซับซ้อนเป็นอย่างมาก

โดยทั่วไปรูปแบบปัญหา OPF แสดงถึงปัญหาในการกำหนดจุดการทำงานที่ลติที่สุดสำหรับ โรงงานผลิตไฟฟ้าของระบบ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบมีการลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลติที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ การแก้ปัญหา OPF นั้นมีหลายวิธีที่ได้นำเสนอ เช่น วิธีเชิงทฤษฎี (Genetic Algorithm, GA) [1], การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของอนุภาคกลุ่ม (Particle Swarm Optimization, PSO) [2-4], การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยระบบอาณานิคม (Ant Colony Optimization, ACO) [5], การค้นหาด้วยแบบทาบ (Tabu Search, TS) [6] ซึ่งกระบวนการวิเคราะห์ค้นหาวิธีเหล่านี้ได้นำเสนอในการแก้ปัญหา OPF ในระบบไฟฟ้ามาอย่างต่อเนื่องและหลากหลายรูปแบบ

ทั้งนี้ในกระบวนการวิเคราะห์ทางปัญญาระดับสูงที่ใช้ในการแก้ปัญหา OPF ทั้งหมด วิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของอนุภาคกลุ่มซึ่งพัฒนาโดย Eberhart และ Kennedy ในปี 1995 [7] เป็นวิธีหนึ่งที่ได้รับการนำมาประยุกต์ใช้ในหลายงานวิจัย โดยวิธีนี้มีแนวทางในการวิเคราะห์ที่คล้ายคลึงกับวิธีการ GA ซึ่งระบบการคำนวณจะเริ่มต้นด้วยประชากรของค่าตอบแบบสุ่มและค้นหาที่ค่าที่ลติที่สุด อย่างไรก็ตามสิ่งที่ PSO แตกต่างจาก GA คือ PSO จะไม่มีตัวดำเนินการวิวัฒนาการ เช่น การข้ามสายพันธุ์ (Cross over) และการกลายพันธุ์ (Mutation)

บทความนี้นำเสนอการหาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบแยกกำลังงานไฟฟ้าจริงและกำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Real and Reactive Power Decomposition, PQDOPF) ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้ใช้วิธี PSO ในการแก้ปัญหา OPF โดยการควบคุมตัวแปร

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการ งานวิจัยและพัฒนาวิจัยประยุกต์ ครั้งที่ 11

11th ECTI-CARD 2019, Ubon Ratchasit Thailand



ในระบบได้แก่ ค่าตั้งงานไฟฟ้าแรงจืดหรือค่าเปิดไฟฟ้าหมัก ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่โหลดหรือค่าเปิดไฟฟ้า และแท็ปของหม้อแปลง ทั้งนี้ การกำหนดปัญหาถูกแบ่งออกเป็นสองปัญหาย่อยได้แก่ ปัญหาย่อย ต้นทุนการผลิตรวมต่ำสุด (Total Cost Minimize Subproblem, TCMS) และปัญหาย่อยค่าตั้งงานไฟฟ้าจริงสูญเสียรวมต่ำสุด (Total Real Loss Minimize Subproblem, TLMS) สำหรับการหาค่าต้นทุนและค่าตั้งงานจริงสูญเสียที่น้อยที่สุด ในการทดสอบคือภาพของวิธีการ PQDOFF ที่พัฒนาขึ้นได้ใช้ระบบ IEEE 30 บัสในการทดสอบ ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าวิธีการ PQDOFF ที่เสนอสามารถลดต้นทุนในการผลิตรวมและค่าตั้งงานสูญเสียทั้งหมดได้อย่างมีประสิทธิภาพ

โครงสร้างของบทความนี้ ได้มีการเรียบเรียงไว้ดังนี้คือ หัวข้อที่ 2 กล่าวถึงการกำหนดรูปแบบปัญหา OPF หัวข้อที่ 3 เป็นเนื้อหาของการใช้ PSO เพื่อแก้ปัญหา OPF โดยผลการทดสอบโดยจำลองด้วยระบบ IEEE 30 บัสได้แสดงไว้ในหัวข้อที่ 4 และมีการสรุปผลการวิจัยไว้ในหัวข้อที่ 5

2. การกำหนดรูปแบบปัญหา OPF

สมการวัตถุประสงค์ของ OPF สามารถเขียนอยู่ในรูปค่าตั้งงานไฟฟ้าจริงและค่าตั้งงานไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ โดย PQDOFF ที่ได้นำเสนอประกอบด้วย 2 ปัญหาย่อยได้แก่ TCMS และ TLMS สามารถเขียนให้อยู่ในรูปสมการได้เป็น

$$\text{Minimize } FC = \sum_{i=1}^{NG} F(P_{Gi}) \tag{1}$$

และ

$$\text{Minimize } PL = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j=1}^{NB} G_{ij} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \tag{2}$$

ภายใต้ข้อจำกัดของสมการพลังงาน

$$P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_j), i = 1, \dots, NB \tag{3}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_j), i = 1, \dots, NB \tag{4}$$

ข้อจำกัดของสายส่ง

$$|f_i| \leq f_i^{max} \text{ สำหรับ } i = 1, \dots, NL \tag{5}$$

ข้อจำกัดค่าตั้งงานจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, แรงดันที่บัส, แท็ปหม้อแปลงและค่าตั้งงานรีแอกทีฟที่โหลดทุก

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \text{ for } i = 1, \dots, NL, \tag{6}$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}, \text{ for } i = 1, \dots, NL, \tag{7}$$

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max}, \text{ for } i = 1, \dots, NL \text{ และ} \tag{8}$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \text{ for } i = 1, \dots, NL \tag{9}$$

โดยที่

G_{ij}	คือ ค่าความนำไฟฟ้า ของสายส่งระหว่างบัส i และบัส j
FC	คือ ผลรวมค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบ ($\$/hr$)
$F(P_{Gi})$	คือ ค่าใช้จ่ายของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวในระบบ ($\$/hr$)
P_{Gi}	คือ กำลังงานจริงของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (MW)
P_{Gi}^{max}	คือ ค่ากำลังงานจริงสูงสุดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้า (MW)
$ y_{ij} $	คือ ค่าแอดมิแตนซ์ของสายส่งระหว่างบัส i และบัส j (mho)
NG	คือ จำนวนของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด
NB	คือ จำนวนบัสทั้งหมด
NL	คือ จำนวนหม้อแปลงทั้งหมด
P_{Di}	คือ ค่าตั้งงานจริงที่บัส i (MW)
$ T_i $	คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส i ($p.u.$)
Q_{Di}	คือ ค่าตั้งงานไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัสของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ($Mvar$)
Q_{Di}	คือ ความต้องการค่าตั้งงานไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัส i ($Mvar$)
θ_{ij}	คือ มุมเฟสของค่าแอดมิแตนซ์ของสายส่งระหว่างบัส i และบัส j (radian)
δ_j	คือ ค่าความต่างของมุมเฟสระหว่างบัส i และ บัส j (radian)
f_i^{max}	คือ ค่ากำลังงานไฟฟ้าที่ไหลที่สายส่งรับได้สูงสุด (MVA)
f_i	คือ ค่า MVA ของสายส่ง (MVA)

3. การใช้ PSO ในการแก้ปัญหา PQDOFF

ในระบบ PSO นั้นเริ่มต้นด้วยกลุ่มของอนุภาคสุ่มและค้นหาจุดที่ดีที่สุดคือ การปรับค่า (Update) ในแต่ละรอบการคำนวณ (Generation) ในการวนซ้ำแต่ละรอบอนุภาคจะได้รับค่าอัปเดตโดยอิงเข้าหาตามอนุภาคที่ดีที่สุด ค่าที่ดีที่สุดของแต่ละประชากรจะถูกรักษาไว้เรียกว่า pbest ส่วนค่าที่ดีที่สุดในแต่ละรอบเรียกว่า lbest และค่าที่ดีที่สุดในรอบการคำนวณทั้งหมดเรียกว่า gbest

- ขั้นตอนที่ 1: กำหนดตัวนับจำนวนรอบ =0 และสร้างตัวแทนของอนุภาคกระจายอย่างสุ่มตามข้อจำกัด
- ขั้นตอนที่ 2: ประเมินค่า fitness ของอนุภาคแต่ละตัวตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์
- ขั้นตอนที่ 3: ถ้าอนุภาคตัวปัจจุบันดีกว่าอนุภาคตัวเก่าให้อนุภาคตัวที่ดีกว่าแทนที่
- ขั้นตอนที่ 4: หาอนุภาคที่ดีที่สุด (อนุภาคที่ดีกว่าอนุภาคก่อนหน้า)
- ขั้นตอนที่ 5: คำนวณความเร็วของอนุภาคตามสมการที่ 10
- ขั้นตอนที่ 6: ปรับตำแหน่งของอนุภาคตามสมการที่ 11
- ขั้นตอนที่ 7: ย้อนกลับไปขั้นตอนที่ 2 จนกว่าจะตรงตามเงื่อนไขจำนวนรอบการคำนวณที่กำหนด

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการ งานวิจัยและพัฒนาเชิงประยุกต์ ครั้งที่ 11

11th ECTI-CARD 2019, Ubon Ratchasit Thailand



$$V_i^{nl} = \omega V_i^l + c_{p,r_1}(p_{best}^i - x_i^l) + c_{p,r_2}(g_{best}^i - x_i^l) \quad (10)$$

$$x_i^{l+1} = x_i^l + V_i^{nl} \quad (11)$$

โดยที่

- ω คือ น้ำหนักความเฉื่อยกำหนดให้เท่ากับ 1
- c_{p,r_1} คือ ค่าความเร่งแบบสุ่มโดยสุ่มในช่วง [0,2]
- c_{p,r_2} คือ ค่าคงที่โดยการสุ่มในช่วง [0,1]

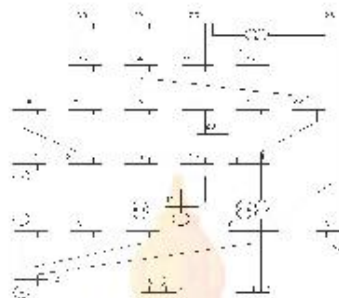
ในบทความนี้ค่าตั้งงานจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดใน TCMS คือตัวแปร ω ที่ได้จาก PSO ขณะเดียวกันขนาดของแรงดันที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแท่งหม้อแปลงที่เหมาะสมที่สุดใน TLMS คือตัวแปร ω ที่ได้จาก PSO โดยขั้นตอนการคำนวณสามารถแสดงดังรูปที่ 1.



รูปที่ 1 ขั้นตอนการคำนวณ PQDOPF โดยใช้ PSO

4. ผลการทดสอบวิธีการ PQDOPF

วิธีการ PQDOPF ที่นำเสนอได้เริ่มการทดสอบบนระบบ IEEE 30 บัสที่แสดงดังรูปที่ 2 โดยข้อมูลของระบบอ้างอิงมาจากเอกสาร [8] ทั้งนี้ผลลัพธ์การทดสอบได้แสดงไว้ในตารางที่ 1 และ 2 ตารางที่ 1 แสดงการคำนวณการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่นำส่งโดย [8] และ [1] และ PQDOPF ที่นำเสนอพบว่า PQDOPF ให้ผลลัพธ์ค่าใช้จ่ายรวมค่าที่ต่ำสุดคือ 800.035 \$/hr. และกำลังงานจริงสูญเสียรวม 9.118 MW



รูปที่ 2 ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

ตารางที่ 1

การเปรียบเทียบผลการจำลองการไหลของกำลังงานไฟฟ้า IEEE 30 บัส

ตัวแปร	กรณีฐาน (Base Case)	วิธีการที่ เสนอใน [8]	วิธีการที่ เสนอใน [1]	PQDOPF
V_1	1.050	1.050	1.050	1.070
V_2	1.045	1.045	1.038	1.050
V_3	1.010	1.011	1.012	1.021
V_4	1.010	1.019	1.012	1.032
V_{10}	1.050	1.092	1.082	1.088
V_{11}	1.050	1.091	1.067	1.075
T_1	0.978	1.028	1.013	0.989
T_2	0.969	0.960	0.950	0.977
T_3	0.932	1.0047	1.000	0.942
T_4	0.968	0.9416	0.9625	0.975
P_{01}	93.4	167.66	176.20	176.601
P_{02}	80	48.84	48.75	48.607
P_{03}	50	21.31	21.44	21.483
P_{04}	20	22.15	22.95	21.750
P_{011}	20	12.14	12.42	12.077
P_{012}	20	12.00	12.02	12.00
ค่าใช้จ่ายรวม (\$/hr.)	900.76	802.400	802.060	800.985
กำลังงานสูญเสียรวม (MW)	18.742	9.642	9.380	9.118

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการ งานวิจัยและพัฒนาวิจัยประยุกต์ ครั้งที่ 11

11th ECTI-CARD 2019, Ubon Ratchasani Thailand

ตารางที่ 2

ขนาดแรงดันและมุมเฟสที่ได้จาก PQDOFF สำหรับบัส
ทดสอบ IEEE 30 บัส

Bus number	Voltage (p.u.)	Phase angle (Degree)
1	1.07	0.000
2	1.05	-5.193
3	1.033	-7.413
4	1.024	-9.134
5	1.021	-13.889
6	1.023	-10.896
7	1.015	-12.640
8	1.022	-11.605
9	1.054	-13.936
10	1.047	-15.525
11	1.088	-13.936
12	1.060	-14.744
13	1.075	-14.744
14	1.046	-15.620
15	1.041	-15.705
16	1.047	-15.345
17	1.042	-15.667
18	1.051	-16.332
19	1.028	-16.514
20	1.032	-16.324
21	1.032	-16.035
22	1.038	-15.861
23	1.032	-16.042
24	1.027	-16.226
25	1.021	-15.837
26	1.006	-16.251
27	1.031	-16.251
28	1.022	-11.542
29	1.011	-16.351
30	1.000	-17.421

5. สรุป

บทความนี้ได้นำเสนอ PQDOFF ที่ใช้ในการลดต้นทุนและลดค่าพลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบได้จริง ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่า PQDOFF ที่นำเสนอสามารถแก้ไขปัญหาได้อย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้ได้ค่าแปรที่เหมาะสมที่สุดบนข้อจำกัด

อ้างอิง

- [1] Anastasio G. Bakirtzi, Pandel N. Binkas, Christoforos E. Zoumas and Vasilios Petridis, "Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm", IEEE Transactions on power systems, vol.17, no.2, May 2002.
- [2] Djilani BEN ATTOUS, Yacine LABBI, "Particle Swarm Optimization based Optimal Power Flow for unit with Smooth Fuel Cost Functions", 2009 International Conference on Electrical and Electronics Engineering-ELECO-2009, pp.377-381, 5-8 Nov 2009.
- [3] N. Tejes wara Rao, Jagannath Ch Yadav B., Anyapu Jagannadham, "Optimal Reactive Power flow Control For Minimization Of Active Power Losses Using Particle Swarm Optimization", 2015 Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth (PCCCTSG), Devenber 11-12, 2015, Kurmoolm Andara Pradesh, India.
- [4] K. Chayulkheeree and W. Kamkjar, Network and Generator Constrained Economic Dispatch Using Hybrid PSO-QP Algorithm, ICTI Conference 2006.
- [5] J.Souza, T. Sousa, Z.A. Vah, H morais, P. Faria, Ant Colony Search Algorithm for Optimal Power Flow Problem, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 24-29 July 2011.
- [6] Chunjie Li, Huiru Zhao, Tao Chen, The hybrid differential evolution algorithm for optimal power flow based on simulated annealing and tabu search, 2010 International Conference on Management and Service Science, 24-26 Aug 2010.
- [7] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle Swarm Optimization", Proc.IEEE Int. Conf Neural Networks, vol IV, pp.1942-1948, 1995.
- [8] O. Alkac and B. Stott, "Optimal load flow with steady state security", IEEE trans, Power Apparatus Syst., vol.PAS93, no. 3, pp.745-751, May 1974.

2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)
October 16–18, 2019, Pattaya, THAILAND

Real and Reactive Powers Decomposition Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization

Kanatip Rojanaworahiran Keerati Chayakulheeree

*School of Electrical Engineering,
Institute of Engineering, Suranaree University of Technology
Nakhonratchasima, Thailand
E-mail : kanatip_mang@hotmail.com, keerati.ch@sut.ac.th*

Abstract— This paper proposes a real and reactive powers decomposition optimal power flow (PQDOPF). The problem formulation was solved by particle swarm optimization (PSO). In the PQDOPF problem formulation, the total cost minimization subproblem (TCMS) and the total real power loss minimization subproblem (TLMS) are solved by PSO successively. The PQDOPF algorithm had been simulated with IEEE 30 buses system. The simulation result shows that the proposed algorithm can efficiently minimize the total operating cost with total system loss consideration.

Keywords— Particle Swarm Optimization, Optimal Power Flow, Total cost minimization, Total real power loss minimization

I. INTRODUCTION

Optimal power flow (OPF) is an important short term analysis tool for optimal operation of electricity utility, to meet the system load, at the lowest possible cost, subject to transmission and operational constraints. Now a day, the OPF problem is solved by computer software with high difficulty computation.

In typical, the OPF model represents the problem of determining the best operating levels for electric power plants in order to meet demands given throughout a transmission network, with the objective of minimizing operating cost. Many methods have been proposed such as Genetic Algorithm (GA) [1], Particle Swarm Optimization (PSO) [2–4], Ant Colony Optimization (ACO) [5] and Tabu Search (TS) [6] in OPF, to obtain the power system optimal result. Among these stochastic optimization methods, PSO is a famous stochastic base optimization technique developed by Dr. Eberhart and Dr. Kennedy in 1995 [7], inspired by social of behavior of bird flocking or fish schooling. PSO was proven to be one of the best stochastic optimization method for several problems.

Due to the weak linkage nature between real and reactive power in power system, in this paper, the real and reactive power flow optimization problem are solved

iteratively. In the proposed real and reactive powers decomposition optimal power flow (PQDOPF), the problem formulation is decoupled into the total cost minimization subproblem (TCMS) and the total real power loss minimization subproblem (TLMS). In the TCMS, the total generation cost minimization problem is solved by PSO. The optimal real power generation of each bus is the output. Meanwhile, in the TRMS, the total real power loss minimization problem is determined by PSO and the optimal generator voltage magnitudes and transformer tap changing positions are the outputs. The TCMS and TRMS are solved sequentially, for the lowest total generation cost of the system. The simulation result with IEEE 30 buses system shows that the proposed algorithm can resourcefully minimize the total cost and total real power loss, comparing to the earlier method.

The organization of this paper is as follows. Section II addresses the PQDOPF problem formulation. PSO for solving the PQDOPF is given in Section III. The simulation result on the IEEE 30 bus system are illustrated in Section IV. Lastly, the conclusion is given in Section V.

II. PQDOPF PROBLEM FORMULATION

In the PQDOPF problem formulation, the OPF objective function can be expressed as multi-objective problem which are; (i) total cost minimization subproblem (TCMS) and (ii) total real power loss minimization subproblem (TLMS). The optimization problem formulation is as follow,

(i) minimize total operating cost in TCMS as,

$$\text{minimize } FC = \sum_{i=1}^{NG} F(P_{Gi}) \quad (1)$$

and

(ii) minimize total real power loss in TLMS as,

$$\text{minimize } PL = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j=1}^{NB} G_{ij} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (2)$$

subject to the power balance constraints,

$$P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| y_{ij} |\cos(\theta_{ij} - \delta_{ij})|, i=1, \dots, NB, \quad (3)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| y_{ij} |\sin(\theta_{ij} - \delta_{ij})|, i=1, \dots, NB, \quad (4)$$

and line flow limit and transformer loading constraints,
 $|f_i| \leq f_i^{\max}$, for $i=1, \dots, NL$, (5)

and real power generation constraint,
 $P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}$, for $i=1, \dots, NL$, (6)

and reactive power generation constraints,
 $Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}$, for $i=1, \dots, NL$, (7)

and bus voltage limit constraint,
 $|V_i^{\min}| \leq |V_i| \leq |V_i^{\max}|$, for $i=1, \dots, NL$, (8)

and transformer tap limit constraint,
 $T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max}$, for $i=1, \dots, NL$. (9)

Where,

FC is the total system operating cost (\$/hr.),
 $F(P_{Gi})$ is the operating cost of the generator connected at bus i (\$/hr.),
 f_i^{\max} is the limit of line flow or transformer (MVA),
 f_i is the MVA flow of line or transformer i (MVA),
 G_{ij} is the conductance of the lines between bus i and bus j for $j \neq i$,
 NG is total number of generators,
 NB is the total number of buses,
 NT is the total number of transformers,
 PL is total real power loss (MW),
 P_{Di} is real power at bus i (MW),
 P_{Gi} is the real of power generator connected bus i (MW),
 P_{Gi}^{\max} is the maximum real power generation at bus i (MW),
 Q_{Gi} is the reactive power generator at bus i (MVAR),
 Q_{Di} is the reactive power demand at bus i (MVAR),
 $|V_i|$ is the voltage magnitude of bus i (p.u.),
 V_i is the voltage of bus i (p.u.),
 $|y_{ij}|$ is the magnitude of the y_{ij} element of Y_{bus} (mho),
 θ_{ij} is the angle of the y_{ij} element of Y_{bus} (radian),
and
 δ_{ij} is the voltage angle difference between bus i and j (radian).

III. PSO BASED PQDOFF

In a PSO system, the initialized group of random particles are generated and then the objective function for each particle is computed. Afterward, the best solution is obtained and then the particles are updated in the next generation. In every iteration, each particle is updated by following the best values. The first one is the best solution (fitness) it has achieved so far. This value is called $pbest$. Another value that is tracked by the particle swarm optimization algorithm, which is the best value obtained so far by any particle in the population. This best value is a global best and called $gbest$. When a particle takes part of the population as its topological neighbors, the best value is a local best and is called $lbest$. The PSO computational step can be given as follow,

- Step 1: Set the iteration counter and create a 'population' of agents (particles) uniformly distributed over searching space. In TCMS, the particles are P_{Gi} . In TLMS, the particles are $|V_i|$ at the generator buses and T_i .
- Step 2: Evaluate each particle's position according to the objective function, which are Eq.(1) for TCMS and Eq.(2) for TLMS.
- Step 3: If a particle's current position is better than its previous best position, then update the particle.
- Step 4: Determine the best particle (according to the particle's previous best position).
- Step 5: Update particles velocities by Eq. (10).
- Step 6: Move particles to their new position by Eq. (11).
- Step 7: Evaluate each particle's position according to the objective function, which are TCMS or TLMS
- Step 8: Does the objective function value (TCMS or TLMS) is satisfied? or Does the iteration reach the maximum number of iterations? If yes, go to step 9. If no, go to step3
- Step 9: Stop.

The particles velocities and updating can be expressed as,

$$v_i^{t+1} = wv_i^t + c_1r_1(pbest^t - p_i^t) + c_2r_2(gbest^t - p_i^t), \quad (10)$$

$$x_i^{t+1} = x_i^t + v_i^{t+1}, \quad (11)$$

where,

w is the inertia weight factor = 1,
 c_1, c_2 are the acceleration constants in the range [0,2],
 r_1, r_2 are the uniform random values in the range [0,1],
 t is the number of iteration,
 v is the velocity of particle,
 x is the position of particle,
 $pbest$ is the best particle position,
 $gbest$ is the best group position, and
 p is the particle.

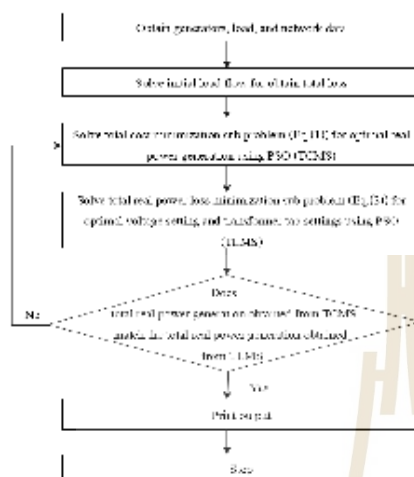


Fig 1. PQDOFF Computational Procedure

In the TCMS, the real power generation of generator (P_G) are the output solved by PSO. Meanwhile, in the TLMS, the generator bus voltage magnitudes (V_i) and transformer tap positions (T_i) are the output obtained by PSO. The propose PSO based PQDOFF computational procedure can be illustrated as in Fig1.

IV. SIMULATION RESULTS

The PQDOFF has been verified on the IEEE 30 buses shown in Fig 2. The system line data and bus data were obtained from [8]. The results of PQDOFF, comparing to the methods in the previous works, are shown in Table 1-3.

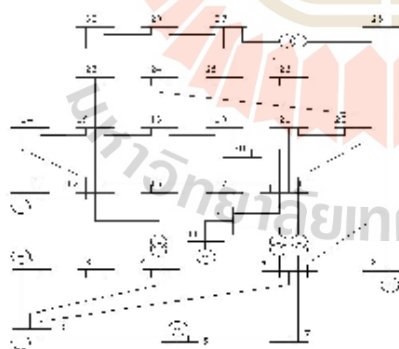


Fig 2. IEEE 30 Buses Test System

TABLE I THE COMPARISON RESULTS FOR IEEE 30 BUSES

Variables	Base case	[8]	[1]	Proposed PQDOFF
V_1	1.050	1.050	1.050	1.070
V_2	1.045	1.045	1.038	1.050
V_3	1.010	1.011	1.012	1.021
V_4	1.010	1.019	1.012	1.032
V_{11}	1.050	1.092	1.082	1.088
V_{12}	1.050	1.091	1.067	1.075
T_1	0.978	1.028	1.013	0.989
T_2	0.969	0.960	0.950	0.977
T_3	0.932	1.0047	1.000	0.942
T_4	0.968	0.9416	0.9625	0.975
P_{tot}	93.4	167.66	176.20	176.601
P_{loss}	80	48.84	48.75	48.607
P_{G1}	50	21.51	21.44	21.483
P_{G2}	20	22.15	22.95	21.750
P_{G3}	20	12.14	12.42	12.077
P_{G4}	20	12.00	12.02	12.00
Total Cost (\$/hr.)	900.76	802.400	802.060	800.985
Total losses (MW)	18.742	9.642	9.380	9.118

TABLE II THE OPTIMAL BUS VOLTAGE MAGNITUDE AND ANGLE RESULT FROM PQDOFF FOR IEEE 30 BUSES SYSTEM

Bus number	Voltage (p.u.)	Phase angle (Degree)
1	1.070	0.000
2	1.050	-5.193
3	1.033	-7.413
4	1.024	-9.134
5	1.021	-13.889
6	1.023	-10.896
7	1.015	-12.640
8	1.022	-11.605
9	1.054	-13.936
10	1.047	-15.525
11	1.088	-13.936
12	1.060	-14.744
13	1.075	-14.744
14	1.046	-15.620
15	1.041	-15.705
16	1.047	-15.345
17	1.042	-15.667
18	1.031	-16.332
19	1.028	-16.514
20	1.032	-16.324
21	1.032	-16.035
22	1.038	-15.861
23	1.032	-16.042
24	1.027	-16.226
25	1.021	-15.837
26	1.006	-16.251
27	1.031	-16.251
28	1.022	-11.542
29	1.011	-16.551
30	1.000	-17.421

In table I, the base case power flow, the methods propose by [8] and [1], and the PQDOFF are addressed. The result shown that the PQDOFF provide the minimum total cost and total loss among all methods, with the total cost of 800.985 \$/hr. and the total loss of 9.118 MW. The PQDOFF solution for voltage magnitude and angle and the optimal real power

2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)
October 16-18, 2019, Pattaya, THAILAND

generation schedule are shown in Table II and III, respectively. The transmission line flow and transformer loading resulted from the PQDOPF are within limits as addressed in Table IV. It is confirmed that the power flow solution resulted by the PQDOPF is feasible and the constraints are within the limits.

TABLE III. THE OPTIMAL REAL POWER GENERATION, TOTAL COST, AND TOTAL REAL POWER LOSS RESULTED FROM PQDOPF OF IEEE 30 BUS SYSTEM

Power Generator At bus	MW	Power Generator limit (MW)	Total Cost (\$/hr)	Total Loss (MW)
1	176.601	50 ≤ P ₁ ≤ 200	800.985	9.118
2	48.607	20 ≤ P ₂ ≤ 80		
5	21.483	15 ≤ P ₅ ≤ 50		
8	21.750	10 ≤ P ₈ ≤ 35		
11	12.077	10 ≤ P ₁₁ ≤ 30		
13	12.00	12 ≤ P ₁₃ ≤ 40		
Power demand = 283.4 MW				

TABLE IV. THE TRANSMISSION LINE FLOW AND TRANSFORMER LOADING OF THE PQDOPF SOLUTION FOR IEEE 30 BUSES SYSTEM

From Bus	To Bus	Line Flow (MVA)	Line Flow Limit (MVA)
1	2	118.010	130
1	3	59.136	130
2	4	34.289	65
3	4	55.068	130
2	5	63.370	130
2	6	45.216	65
4	6	49.829	90
5	7	12.604	70
6	7	34.669	130
6	8	11.249	32
6	9	22.976	65
6	10	13.576	32
9	11	18.942	65
9	10	31.329	65
4	12	35.144	65
12	13	14.302	65
12	14	8.2475	32
12	15	19.308	32
12	16	7.9761	32
14	15	1.7353	16
16	17	3.9871	16
15	18	6.267	16
18	19	2.8854	16
19	20	7.250	32
10	20	9.721	32
10	17	7.048	32
10	21	18.692	32
10	22	8.905	32
21	22	2.413	32
15	23	5.9164	16
22	24	6.600	16
23	24	2.285	16
24	25	0.9433	16
25	26	4.260	16
25	27	4.3359	16
28	27	17.364	65
27	29	6.406	16
27	30	7.279	16
29	30	3.752	16
8	28	2.276	32
6	28	15.362	32

V. CONCLUSION

In this paper, the PQDOPF is proposed and investigated. The total system operating cost and the total real power loss can be minimized successively. The results shown that the PQDOPF can efficiently solve for the optimal solution of the control variables which are real power generations, voltage magnitudes, and transformer tap changings, satisfying transmission and system operation constraints.

REFERENCES

- [1] Anastasios G. Bakirtzis, Pandel N. Biskas, Christoforos E. Zoumas and Vasilios Petridis, "Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm", IEEE Transactions on power systems, vol.17, no.2, pp. 229-236, May 2002.
- [2] Djilani BEN ATTOUS, Yacine LABBI, "Particle Swarm Optimization based Optimal Power Flow for units with Smooth Fuel Cost Functions", 2009 International Conference on Electrical and Electronics Engineering-ELECO-2009, International Conference, pp. 377-381, 5-8 Nov 2009.
- [3] N. Tejes wara Rao, Jagannath Ch Yadav B., Anyapu Jagannadham, "Optimal Reactive Power flow Control For Minimization Of Active Power Losses Using Particle Swarm Optimization", 2015 Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth (PCCCTSG), Kurnoolm Andhra Pradesh, India, 11-12 Dec 2015.
- [4] K. Chayakulkheeree and W. Kamklar, "Network and Generator Constrained Economic Dispatch Using Hybrid PSO-QP Algorithm," ICTI Conference 2006.
- [5] J. Soares, T. Sousa, Z.A. Vala, H. morais, P. Faria, "Ant Colony Search Algorithm for Optimal Power Flow Problem", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 24-29 July 2011.
- [6] Chunjie Li, Huiru Zhao, Tao Chen, "The hybrid differential evolution algorithm for optimal power flow based on simulated annealing and tabu search", 2010 International Conference on Management and Service Science, 24-26, Aug 2010.
- [7] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle Swarm Optimization", Proc. IEEE Int. Conf. Neural Networks, vol IV, pp.1942-1948, 27 Nov-1 Dec 1995.
- [8] O. Alsac and B. Stott, "Optimal load flow with steady state security", IEEE trans, Power Apparatus and System, vol. PAS93, no. 3, pp.745-751, May 1974



Probabilistic Optimal Power Flow Considering Load and Solar Power Uncertainties Using Particle Swarm Optimization

Kanatip Rojanaworahiran and Keerati Chayakulkheeree*

Abstract— This paper presents a probabilistic optimal power flow (POPF) considering probabilistic load and solar power uncertainties. The problem formulations were solved by particle swarm optimization (PSO). In the propose POPF problem formulations, the total cost minimization subproblem (TCMS) and the total real power loss minimization subproblem (TLMS) are solved by PSO, sequentially. In the POPF model, the probabilistic photovoltaic power plant (PVPP) and load data are integrated into the POPF computation. The propose POPF model has been tested with the IEEE 30 bus system and the probability density function (PDF) of power system variables are real power generator, total loss and total cost had been investigated. The results have shown that the POPF solutions obtained by PSO can determine the probabilistic optimal condition efficiently of power system operation. The method can be potentially applied to the high penetration of PVPP with uncertain load or other variables in the emerging power system.

Keywords— Probabilistic optimal power flow, particle swarm optimization, probabilistic density function, probabilistic photovoltaic power plant, total cost minimization, total loss minimization.

1. INTRODUCTION

Nowadays, countries around the world pay attention on the production electricity from solar energy because it is a renewable energy that inexhaustible and doesn't pollute to the environment. In Thailand, the photovoltaic power plant (PVPP) is also high penetrated and tended to be the dominant renewable energy in electricity generation Thailand is located near the equator, it receives constant and enough sunlight for electricity throughout the year. The statistics from the frame work of Thailand power development plan 2015-2036 (PDP2015) [1] said that the average annual of solar radiation in the country is 18.2 MJ/m²/day or 5.5 kWh/m²/day which high intensity of sunlight compared to many countries and satisfy for production in electricity include development, that why solar energy has a great influence for Thai people. After facing the high oil price issue in 1973 and 1979, solar energy became interested for developed countries and began to develop more seriously. According to Annual Report Department of Alternative Energy Development Plan Thailand 2015 (AEDP2015) [2] the renewables energy targeted on 20.3 percent of total energy in 2036. Hence, the renewable energy is the solution for electricity production in the future. The high potential, renewable resources are solar energy, wind and bio-energy, the PDP2015 within 2036 has advert in Table. 1. In the Table. 1, the trend of solar energy production is increasing in the future.

Table 1. Alternative Energy Development Plan 2015

Type	Status on Dec 2015 MW	Target in 2021 MW	Target in 2036 MW
Biomass	2,726.60	3,940.65	5,570
Biogas	372.51	448.21	600
Wind	233.9	475.73	3,002
Solar Energy	1,419.58	2,993.29	6,000

In power system operation, the optimal power flow (OPF) is the most important and sophisticated problems. The objectives are minimizing total operating cost and total losses, subjected to power system constraints including power balance equations, real power generation and other power system constraints. In the past, many techniques have been used in OPF such as Particle Swarm Optimization (PSO) [3 -5], Ant Colony Optimization (ACO) [6], Genetic Algorithm (GA) [7] and Tabu Search (TS) [8]. Amongst these stochastic optimization methods, PSO is a well-known technique base optimization presented by Dr. Eberhart and Dr. Kennedy in 1995 [9], inspired by social behaviour of bird. PSO was demonstrated to be the best stochastic optimization methods for OPF problem.

Due to the weak linkage between real and reactive power in power system, real and reactive powers decomposition optimal power flow [10] is decoupled into the two subproblems are total cost minimization subproblem (TCMS) and the total real power loss minimization subproblem (TLMS). In the TCMS, the total generation cost minimization problem is solved by PSO, the optimal real power generator is the output. Meanwhile, in the TLMS, the total real power loss

The authors are with School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, 111, University Avenue, Suranaree, Muang, Nakhon Ratchasima, Thailand, 30000.

*Corresponding author: Keerati Chayakulkheeree; E-mail: keerati.ch@iut.ac.th

minimization problem is solved by PSO and the generator voltage magnitudes and transformer tapping are the outputs. The TCMS and TLMS are solved sequentially, for the lowest total generation cost of the system. The results on IEEE 30 buses system shown that the POPF can minimize the total cost and total real power loss effectively.

However, the electrical systems have been changed since the trend of electricity production using solar energy, then the common OPF can't represent uncertain factors in the power system like solar energy, load variation and other variables. So, the power system should consider the incorporate uncertainties in OPF modeling. Therefore, OPF problem is converted to the probabilistic optimal power flow (POPF) problem. In the several researches, POPF has many modeling are presented, such as [11-13] presented OPF model using probabilistic load and high uncertain power system model and show histogram of total power generation and real power generations obtained from Probabilistic distribution function (PDF). Meanwhile, [14-16] demonstrated OPF in Distribution Networks with high penetration of photovoltaic (PV) generation. [17-20] propose POPF wind farm forecasts with the incorporation of wind turbines production. Lastly, the paper [21] proposed Linear programming (LP) for solving the power generation dispatch with price-based real-time demand response (PRDR) represented by PDF.

In this paper, the POPF model considering uncertain load and PVPP real power generation has been presented. In the POPF model, the OPF is decomposed to TCMS and TLMS. The investigation is on Monte Carlo simulation (MCS) [22] and Normal PDF parameters estimation. The Normal PDF parameters estimation, the aggregated load and PVPP power generation PDF is obtained by MCS. The IEEE 30 bus system is used to test the proposed method.

The organization of this paper is as follows, the POPF problem formulations explained in Section 2. Meanwhile, MCS is illustrated in Section 3. Finally, the simulation results and conclusion are given in Section 4 and 5 respectively.

2. POPF PROBLEM FORMULATIONS

The probabilistic minimization total operating cost subproblem (a) and the real power loss minimization subproblem (b) are solved iteratively, and formulated as,

(a) minimize probabilistic total operating cost subproblem,

$$FC = \sum_{i=1}^{NG} F_i(\hat{P}_{Gi}) \tag{1}$$

(b) and minimize the real power loss subproblem,

$$PL = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j=1}^{NB} P_{Lij}(V_i, V_j, T_{ij}), \tag{2}$$

subject to the power balance constraints,

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi} - (\hat{P}_D - \sum_{i=1}^{PV} \hat{P}_{pv}) + P_{loss} = 0, \tag{3}$$

$$P_{Gi} - \hat{P}_{Di} + \hat{P}_{pv} = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| Y_{ij} |\cos(\theta_{ij} - \delta_{ij})|, i = 1, \dots, NB, \tag{4}$$

$$Q_{Gi} - \hat{Q}_{Di} + \hat{Q}_{pv} = - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| Y_{ij} |\sin(\theta_{ij} - \delta_{ij})|, i = 1, \dots, NB, \tag{5}$$

and line flow limit and transformer loading constraints,

$$|f_i| \leq f_i^{max}, i = 1, \dots, NL \tag{6}$$

and real power generation, bus voltage limit, and transformer tap limit constraint,

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \text{ for } i = 1, \dots, NG \tag{7}$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \text{ for } i = 1, \dots, NB \tag{8}$$

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max} \text{ for } i = 1, \dots, NT \tag{9}$$

where,

- FC the total system operating cost (\$/hr.),
- F(P_{Gi}) the operating cost of the generator connected at bus i (\$/hr.),
- f_i^{max} the maximum line flow i (MVA),
- f_i the line flow i (MVA),
- G_{ij} the conductance of the lines between bus i and bus j for j≠i,
- NG the number of generators,
- NB the number of buses,
- NT the number of transformers,
- NL the number of transmission line,
- PL the real power loss (MW),
- P_{pvp} probabilistic real power of photovoltaic (MW)
- P_{Di} demand at bus i (MW),
- P_{Gi} probabilistic demand (probabilistic) at bus i (MW),
- P_{Di} probabilistic demand (probabilistic) at bus i (MW),
- P_{Gi} the real of power generator connected bus i (MW),
- P_{Gi}^{max} the maximum real power generation at bus i (MW),
- Q_{Di} reactive power demand at bus i (MVAR),
- Q_{Di} probabilistic reactive power demand at bus i (MVAR),
- PV the photovoltaic power plant (MW),
- |V_i| the voltage magnitude of bus i (p.u.),
- V_i the voltage of bus i (p.u.),
- V_j the voltage of bus j (p.u.),
- |y_{ij}| the magnitude of the y_{ij} element of Y_{bus} (mho),

θ_y the angle of the y_{ij} element of Y_{bus} (radian) and
 δ_y the voltage angle difference between bus i and j (radian).

3. MONTE CARLO SIMULATIONS FOR POPF

MCS is a popular technique used to any uncertainty problem, the MCS helps visualize or the potential consequences to have better idea regarding the risk of a decision. In this paper, the MCS used in OPF with the combined uncertain load and PVPP. The computational procedures are explained as follow,

- Step 1: Obtain load PDF and PVPP power generation PDF data at the dispatch hour,
- Step 2: Set the average total power generation at $i = 0$ to zeros ($P_{avg}^0 = 0$) and set iteration $i = 1$,
- Step 3: Solved OPF using POPF, at iteration i , with the sampling load PDF and PVPP PDF.
- Step 4: Record the solution, such as real power generators, total cost and total loss.
- Step 5: Does the iteration reach the maximum number of iterations? If yes, go to step 7. If no, go to step 3
- Step 6: Compute the average total power generation obtained from iterations 1 to i ,
- Step 7: All solutions are used to fit for PDF parameters,
- Step 8: Stop.

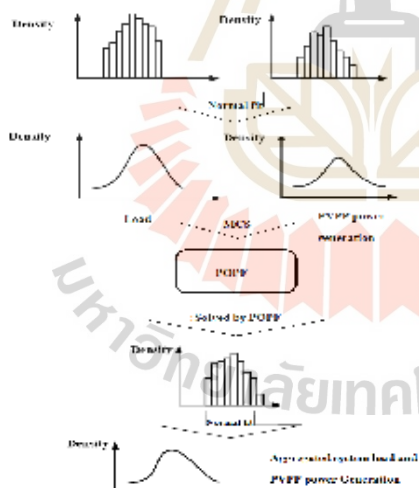


Fig.1. The POPF computation.

In this paper, a normal PDF used for random of the possible outcomes along with their corresponding probability variables. In normal PDF, the value of a

random variable tends to be close to a certain value (mean value), the PDF is like a bell shape. In this paper the normal PDF used for load and PVPP PDF in POPF solution. The combined load and PVPP power generation PDF is obtained by MCS explained in Fig. 1. The computation procedure of POPF can be explained as follow,

- Step 1: Define a domain of input for load and PVPP power generation.
- Step 2: Generate inputs randomly from a probability distribution over the domain.
- Step 3: Solved OPF by using POPF with inputs obtained in step 2.
- Step 4: Aggregate the results.
- Step 5: stop.

4. SIMULATION RESULTS

The POPF was simulated on IEEE 30 bus system, loads and PVPP power generation characteristic was obtained by the historical load of Thailand. The simulation also considering optimal placement study for PVPP placement and explained in 4.1. Lastly the POPF solution for IEEE 30 bus demonstrate in 4.2.

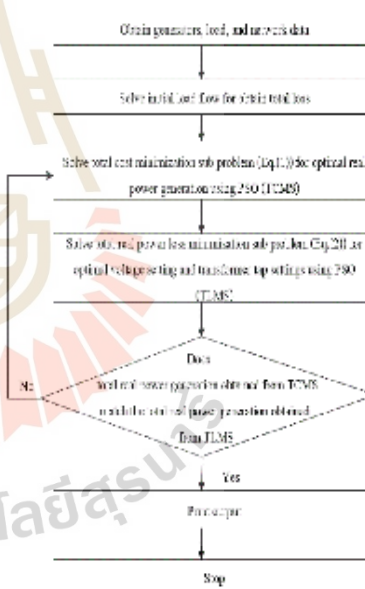


Fig 2. PSO computation.

4.1. Optimal solution using PSO

In the OPF problem formulation, the objective function can be expressed as two problems which are (1) total cost

function and (2) total real power loss function, the procedure illustrates in Fig 2. This paper, PSO has been used on the IEEE 30 buses featured in Fig 3. The system line data and bus data were obtained from [23]. The results compared to the methods in the previous works, are shown in Table 2.

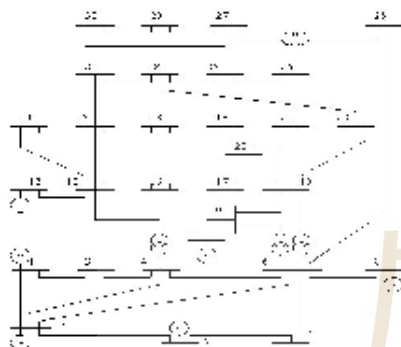


Fig 3. IEEE 30 Buses Test System.

Table 2 The comparison results for IEEE 30 buses

Variables (p.u.)	[8] (p.u.)	[3] (p.u.)	Proposed PSO (p.u.)
V_1	1.1000	-	1.0700
V_2	1.0482	-	1.0500
V_3	1.0213	-	1.0210
V_6	1.0291	-	1.0320
V_{11}	1.0951	-	1.0880
V_{13}	1.0937	-	1.0750
T_1	0.9966	-	0.9890
T_2	0.9814	-	0.9770
T_3	0.9972	-	0.9420
T_4	0.9513	-	0.9750
P_{G1}	164.2380	175.6915	176.60100
P_{G2}	42.6251	48.6930	48.6070
P_{G3}	20.0760	21.4494	21.4830
P_{G8}	20.7573	22.7200	21.7500
P_{G11}	11.4343	12.2302	12.0770
P_{G13}	11.2000	12.0000	12.0000
Total Cost (\$/hr.)	814.4100	802.0136	800.985
Total Losses (MW)	13.9600	9.3301	9.118

In the Table 2, the OPF resulted from the method in [8] is shown to be the highest value of 814.41 \$/hr. Meanwhile the OPF resulted from the method in [3] is lower than [1] 802.0136 \$/hr. However, the proposed OPF using PSO resulted is the lowest cost at 80.985 \$/hr. The proposed OPF is used for POPF study in 4.3.

Table 3. Optimal placement of PVPP in IEEE 30 bus system

PV location bus	Total losses (MW)		
	No installation	PV 5 % of demand	PV 10 % of demand
1		9.5995	10.0644
2		9.1239	9.1306
3		8.9109	8.7292
4		8.7135	8.3185
5		8.3087	7.5611
6		8.5677	8.0118
7		8.3847	7.6999
8		8.5710	8.0267
9		8.5799	8.0362
10		8.6002	8.0818
11		8.5765	8.0396
12		8.7752	8.4868
13		8.7649	8.4924
14		8.6897	8.6521
15		8.5259	8.0897
16	9.1180	8.6818	8.4216
17		8.5739	8.1429
18		8.4472	8.1013
19		8.4192	7.9961
20		8.4464	8.0488
21		8.4815	7.9431
22		8.4786	7.9625
23		8.4688	8.1680
24		8.3964	7.9202
25		8.5286	8.2892
26		8.7456	N.A. *
27		8.5720	8.2129
28		8.5224	7.9650
29		8.5025	8.6334
30		8.3109	8.4011

*-line constraint limit violation

4.2. Optimal placement study for PVPP

The POP focuses an optimization for optimal placement are comparative size and location of PVPP in power system. The objective function is reduction total real power losses, the optimal placement study tested by MATLAB software. The optimal placement results shown in Table 3.

In table 3, the optimal placement study result shown that bus 5 provide the minimum total losses among all bus with the total losses 7.5611 MW on installation PV 10% of demand. It is confirmed that the optimal placement location for PVPP is bus 5 evinced in Fig. 4 .

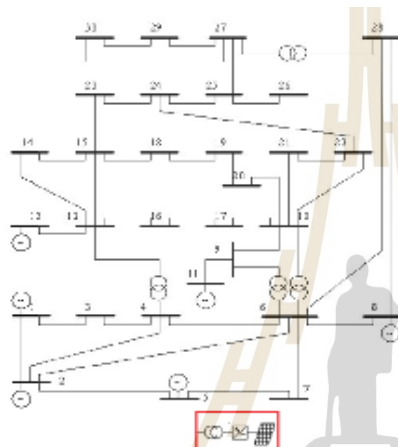


Fig. 4. The PVPP location.

4.3. POPF solutions for IEEE 30 bus system

In the simulation, the daily load profile on the peak day of Thailand is used. Meanwhile, the PVPP power generation characteristic is obtained from the solar power intensity in Nakornpathom. The PVPP and load power generation PDF results are indicated in Fig 5. and Fig 6.

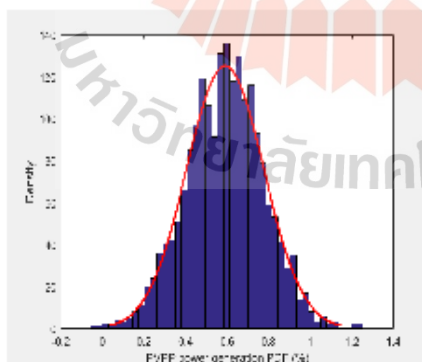


Fig. 5. Aggregated PVPP power generation PDF.

In Fig.5, the aggregated PVPP power generation PDF obtained by MCS resulted. The Mean is 0.59019 and Variance is 0.0345775. The results represent that the mean value of PVPP is very close of the middle of bell shape, that mean The PVPP power generation PDF is followed probabilistic theory.

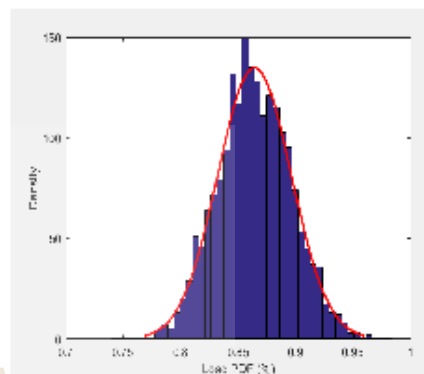


Fig.6. Aggregated Load PDF.

For the Fig. 6 the load profile of the peak day of Thailand at 2:00 p.m. of everyday is used. The load profile is transferred into the ratio of peak load, the aggregated load PDF gave the mean is 0.864219 and the variance is 0.0010197. The results shown that the variance is very low, so the aggregated load PDF is satisfied.

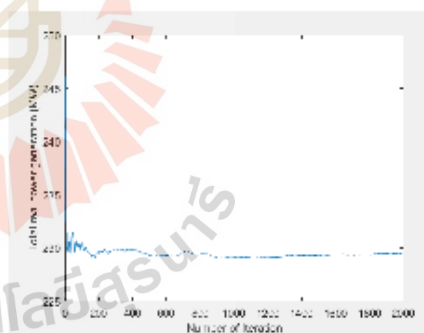


Fig. 7. Convergence of MCS.

In Fig. 7, the MCS solution with 2,000 iterations, meanwhile the solution was converted at less than 1000 iteration to the mean value of 230 MW. For the Normal parameters' estimation, the aggregated total cost and total losses PDF is obtained by MCS as shown in Fig. 8 and Fig. 9.

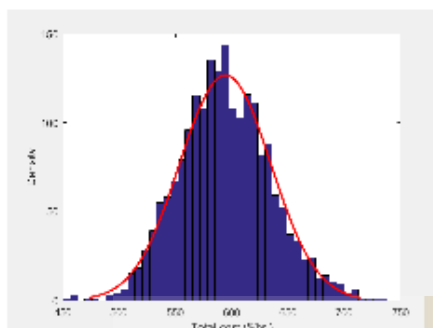


Fig. 8. Aggregated total cost PDF.

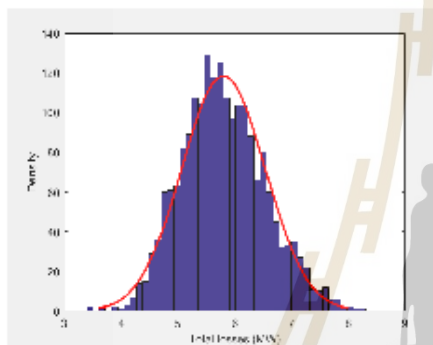


Fig. 9. Aggregated total loss PDF.

In Fig. 8, the mean of total cost by MCS simulated is 593.997 \$/hr., meanwhile the variance is 1622.6. For the total cost histogram, the result shown that the shape is very flat cause high variance and breadth of answers.

Lastly, In the Fig. 9 the aggregated total loss PDF provided mean and variance are 5.80385 and 0.539995 respectively. The statistical parameter by POPF revealed in Table 4.

Table 4. The statistical parameter obtained from POPF

Variable	Mean	Variance
Total cost (\$/hr.)	593.997	1622.6
Total losses (MW)	5.80385	0.539995
PVPP power generation (%)	0.59019	0.0345775
Load (%)	0.864219	0.0010197

5. CONCLUSION

In this paper, the POPF using normal distribution is proposed and investigated. The total real power loss and system operating cost can be minimized continually. The

results have shown that the POPF can solve efficiently for the optimal solution. Therefore, the POPF can successfully define the POPF outputs, using Normal PDF.

REFERENCES

- [1] The Frame Work of Thailand Power Development Plane 2015-2036 (PDP2015), Ministry of energy.
- [2] Department of Alternative Energy Development and Efficiency 2009 Thailand, Ministry of energy.
- [3] Djilani BEN ATTOUS and Yacine LABBI, "Particle Swarm Optimization based Optimal Power Flow for units with Smooth Fuel Cost Functions", 2009 International Conference on Electrical and Electronics Engineering-ELECO-2009, International Conference, Bursa Turkey pp. 377-381, 5-8 Nov 2009.
- [4] N. Tejes wara Rao, Jagannath Ch Yadav B. and Anyapu Jagannadham, "Optimal Reactive Power flow Control For Minimization Of Active Power Losses Using Particle Swarm Optimization", 2015 Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth (PCCCTSG), Kurnoolm Andhra Pradesh, pp. 38-41, India, 11-12 Dec 2015.
- [5] K. Chayakulkheeree and W. Kamklar, "Network and Generator Constrained Economic Dispatch Using Hybrid PSO-QP Algorithm," ICTI Conference 2006, Thailand, pp. 263-266, 4 Aug 2012.
- [6] J. Soares, T. Sousa, Z.A. Vala, H morais and P. Faria, "Ant Colony Search Algorithm for Optimal Power Flow Problem", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, USA, 24-29 July 2011.
- [7] Anastasios G. Bakirtzis, Pandel N. Biskas, Christoforos E. Zoumas and Vasilios Petrids, "Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm", IEEE Transactions on power systems, pp. 229-236, May 2002.
- [8] Chunjie Li, Huiru Zhao and Tao Chen, "The hybrid differential evolution algorithm for optimal power flow based on simulated annealing and tabu search", 2010 International Conference on Management and Service Science, Wuhan, China, 24-26, Aug 2010.
- [9] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle Swarm Optimization", Proc.IEEE Int. Conf Neural Networks, Perth, WA, Australia, vol IV, 27 Nov.-1 Dec. 1995.
- [10] Charles H. Jollissaint, N.V. Arvanitidis and David G. Luenberger, "Decomposition of real and reactive power flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and System (Volume: PAS-91, Issue:2), pp. 661-670, March 1972.
- [11] M. Madrigal, K. Ponnambalam and VH Quintana, "Probabilistic Optimal Power Flow", Conference Proceedings. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Waterloo, Ontario, Canada, Canada, 25-28 May 1998.
- [12] M. Shukla and G. Radman, "Optimal Power Flow using Probabilistic Load Model", Proceedings of the Thirty-Seventh Southeastern Symposium on System

- Theory, 2005. SSST '05, Tuskegee USA, 20-22 Mar 2005.
- [13] Keerati Chayakulkheeree, "Probabilistic optimal power flow: An alternative solution for emerging high uncertain power systems", 2014 International Electrical Engineering Congress (IECON), Chonburi, Thailand, 19-21 March 2014.
- [14] Tianjian Wang, Matin Meskin, Yiting Zhao and Ilya Grinberg, "Optimal Power Flow in Distribution Networks with High Penetration of Photovoltaic Units", 2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Saskatoon Canada, 22-25 Oct 2017.
- [15] Zhouyang Ren, Wei Yan, Chong Ding, Juan Yu and Xia Zhao, "Probabilistic Optimal Power Flow Analysis of Virtual Power Plant Containing Photovoltaic generation", 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Hong Kong China, 7-10 Dec 2014.
- [16] K. Chayakulkheeree, "Probabilistic Load Flow for High Penetration Solar Power Plant Distribution System Using Percentile Estimation of Weibull Probabilistic Distribution Function", In: Proc. of PEA Conf. On Technology for Distribution System Development in the Future, pp.116-121, 2015.
- [17] P. Jorgensen, J. S. Christensen, and J. O. Tande, "Probabilistic Load Flow Calculation Using Monte Carlo Technique for Distribution Network with Wind Turbines", In: Proc. of International Conf. On Harmonics and Quality of Power, pp.1146-1151, 1998.
- [18] G. Carpinelli, P. Caramia, and P. Varilone, "Multi-Linear Monte Carlo Simulation Method for Probabilistic Load Flow of Distribution Systems with Wind and Photovoltaic Generation Systems", *Renewable Energy*, Vol.76, pp.283-295, 2015.
- [19] D. Mazzeo, G. Oliveti, and E. Labonia, "Estimation of Wind Speed Probability Density Function Using a Mixture of Two Truncated Normal Distributions", *Renewable Energy*, Vol.115, pp.1260-1280, 2018.
- [20] Ciaran Gilbert, Jethro Browell and David McMillan, "A Hierarchical Approach to Probabilistic Wind Power Forecasting", 2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Boise, ID, USA, 20 August 2018.
- [21] Udoum Chhor, Uthen Leeton and Keerati Chayakulkheeree, "Probabilistic Optimal Power Dispatch Considering Price-Based Real-Time Demand Response," *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, Vol.12, No.1, 2019.
- [22] M. H. Kalos and P. A. Whitlock, *Monte Carlo Method*, 2nd Edition, Wiley- VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2008.
- [23] O. Alsac and B. Stott, "Optimal Load Flow with Steady State Security", *IEEE trans, Power Apparatus Syst*, vol. PAS93, no. 3, pp.745-751, May 1974.

ACKNOWLEDGMENT

This paper is supported by Suranaree University of Technology.

ประวัติผู้เขียน

นายคณาธิป โรจนวรหิรัญ เกิดเมื่อวันศุกร์ที่ 29 กันยายน พ.ศ. 2538 ที่อำเภอเมือง จังหวัด นครราชสีมา และได้สำเร็จการศึกษาระดับชั้นประถมศึกษาจากโรงเรียนอนุบาลนครราชสีมาในปี พ.ศ. 2545 และเข้ารับการศึกษาคือในระดับมัธยมศึกษาที่โรงเรียนราชสีมาวิทยาลัยในปี พ.ศ. 2551 และสำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาในปี พ.ศ. 2557 และเข้ารับการศึกษาคือในระดับอุดมศึกษา จนสำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ในปี พ.ศ. 2561 ในขณะที่ศึกษาอยู่ได้เข้ารับการสหกิจศึกษาเป็นระยะเวลา 4 เดือน ณ สถาบันวิจัยแสง ชินโครตรอน (องค์การมหาชน) และได้รับการศึกษาคือในระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2562 ในระหว่างการศึกษาคือได้ปฏิบัติงานในตำแหน่งผู้ช่วยวิจัยของสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า และมีผลงานที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่จำนวนทั้งสิ้น 3 เรื่อง

ผลงานวิจัย: ผลงานที่ 1 ได้เสนอบทความเข้าร่วมการประชุมวิชาการ งานวิจัย และพัฒนา เจริญประยุกต์ ครั้งที่ 12 เรื่อง การหาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบแยก กำลังงานไฟฟ้าจริงและกำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของอนุภาคกลุ่ม ผลงานที่ 2 ได้รับการตีพิมพ์การประชุมในระดับนานาชาติ International Conference on Power, Energy and Innovations 2019 (ICPEI) ภาดได้หัวข้อเรื่อง Real and Reactive Powers Decomposition Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization นอกจากนี้ยัง ได้รับการการตีพิมพ์วารสารระดับนานาชาติ The Greater Mekong Subregion Academic and Research Network 2019 (GMSARN) ในหัวข้อ Probabilistic Optimal Power Flow Considering Load and Solar Power Uncertainties Using Particle Swarm Optimization เป็นผลงานที่ 3