วิทยานิพนธ์

การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก

UNIT COMMITMENT CONSIDERING SECURITY-CONSTRAINED OPTIMAL POWER FLOW BY LAGRANGIAN RELAXATION WITH GENETIC ALGORITHM

นางสาววีรยา ภูมลี

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

พ.ศ. 2551

ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า	วิศวกรรมไฟฟ้า
สาขา	**ภาควิชา**

เรื่อง การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก

Unit Commitment Considering Security-Constrained Optimal Power Flow by Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm

นามผู้วิจัย นางสาววีรยา ภูมลี

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ปานจิต ดำรงกุลกำจร, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา .....

(รองศาสตราจารย์มงคล รักษาพัชรวงศ์, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

.....

(รองศาสตราจารย์กัญจนา ธีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ 5 **เดือน** มิถุนายน **พ.ศ.** 2551

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก

Unit Commitment Considering Security-Constrained Optimal Power Flow by Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm

โดย

นางสาววีรยา ภูมลี

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
พ.ศ. 2551

วีรยา ภูมลี 2551: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ปานจิต ดำรงกุลกำจร, Ph.D. 85 หน้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก สำหรับการแก้ปัญหานี้เริ่มต้นด้วยการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก จากนั้นนำผลลัพธ์ที่ได้จากยูนิตคอมมิตเมนต์ไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดเพื่อตรวจสอบขนาดกำลังไฟฟ้าที่สายส่ง ภายใต้สภาวะการทำงานปกติ ผลลัพธ์จากยูนิตคอมมิทเมนท์อาจไม่สามารถตอบสนองต่อเงื่อนไขการทำงานของระบบในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดได้ ดังนั้นจะต้องมีการปรับปรุงผลลัพธ์จากยูนิตคอมมิทเมนท์เพื่อให้เป็นไปตามเงื่อนไขเหล่านั้น และสุดท้ายคือนำผลลัพธ์จากยูนิตคอมมิทเมนท์ไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่สภาวะขัดข้องของระบบ และปรับปรุงผลจากยูนิตคอมมิทเมนท์ให้เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบ ดังนั้นผลลัพธ์ของยูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบจึงเป็นผลลัพธ์ที่สภาวะการทำงานปกติที่ทำให้มั่นใจในความมั่นคงของระบบแม้ขณะเกิดความขัดข้องในระบบ

จากการศึกษาได้มีการเปรียบเทียบผลลัพธ์การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์จากวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก กับผลลัพธ์จากวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน โดยผลลัพธ์ของยูนิตคอมมิทเมนท์คือสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เปิด/ปิด) ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการของระบบด้วยราคาต้นทุนการผลิตที่ต่ำที่สุดในขณะที่เป็นไปตามเงื่อนไขต่างๆที่กำหนด ซึ่งผลลัพธ์ราคาต้นทุนของยูนิตคอมมิทเมนท์ที่ได้จากวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกมีค่าต่ำกว่าผลลัพธ์ที่ได้จากวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน จากนั้นนำผลลัพธ์ของยูนิตคอมมิทเมนท์ที่ได้จากวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด ทั้งในสภาวะการทำงานปกติและสภาวะที่ระบบเกิดความขัดข้อง ผลลัพธ์ที่ได้คือ ราคาต้นทุนการผลิตเมื่อคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบในขณะที่เกิดความขัดข้องในระบบมีค่าสูงกว่าราคาต้นทุนการผลิตที่พิจารณาในสภาวะปกติ ถึงแม้ว่าราคาต้นทุนการผลิตจากการคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบในขณะที่เกิดความขัดข้องจะสูงกว่า แต่ก็ทำให้มั่นใจได้ว่าระบบจะยังคงทำงานต่อไปได้ในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นในระบบ

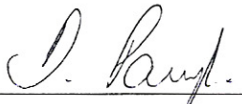
ลายมือชื่อนิสิต ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก 28 / พ.ค. / 51

Weeraya Poommalee 2008: Unit Commitment Considering Security-Constrained Optimal Power Flow by Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Assistant Professor Parnjit Damrongkulkamjorn, Ph.D. 85 pages.

The objective of this thesis is to study the unit commitment problem considering security-constrained optimal power flow by Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm. Initially, the unit commitment problem is solved using Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm. The solution of unit commitment is checked with optimal power flow to ensure power transmission. Under normal operating state, unit commitment may not satisfy system operating constraints in optimal power flow. So the committed units must be adjusted to take into account those constraints. Finally, the solution of unit commitment taking is checked again with optimal power flow when there is a system contingency. As a result, the generation outputs at normal operating state that ensure the system security when contingency occurs are obtained, and known as the unit commitment considering security-constrained optimal power flow.

The study compares the solution of unit commitment using Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm with the one using only Lagrangian Relaxation. The solution of unit commitment is the status (on/off) of system generators that meet the system demand while minimizing total cost and satisfying all operating constraints. The comparison shows that the total cost of the Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm method is less than the one of the Lagrangian Relaxation method. Then the unit commitment is adjusted to take into account optimal power flow and security-constrained optimal power flow. The total cost of unit commitment taking into account security-constrained optimal power flow is higher than the other one. However, the higher cost is the price to pay to ensure that the system can survive the contingency.

Student's signature



Thesis Advisor's signature

28 / พ.ค. / 51

กิตติกรรมประกาศ

ขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างยิ่ง ผศ.ดร.ปานจิต ดำรงกุลกำจร อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้โอกาสในการศึกษาค้นคว้าและจัดทำงานวิจัยชิ้นนี้ อีกทั้งให้คำปรึกษา คำแนะนำตลอดจนติดตามดูแลการทำงานวิจัยนี้ในฐานะอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์อย่างดียิ่ง พร้อมทั้งตรวจสอบและให้คำแนะนำในการแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอกราบขอบพระคุณ ผศ.ดร.วชิระ จงบุรี และ ผศ.ดร.สมพร สิริสำราญนุกุล ที่ให้เกียรติเป็นกรรมการสอบปากเปล่าขั้นสุดท้ายและเสียสละเวลาในการคุมสอบ ตลอดจนตรวจสอบและให้คำชี้แนะที่เป็นประโยชน์แก่ผู้วิจัยในการจัดทำวิทยานิพนธ์ให้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

และสุดท้ายขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างยิ่งบิดา มารดา ผู้ซึ่งให้การอบรมสั่งสอน เป็นกำลังใจ และดูแลเอาใจใส่ผู้วิจัยในทุกๆ ด้านอย่างดีที่สุดตลอดมา

วีรยา ภูมลี

เมษายน 2551

สารบัญ

หน้า

สารบัญ (1)
สารบัญตาราง (2)
สารบัญภาพ (4)
คำนำ 1
วัตถุประสงค์ 2
การตรวจเอกสาร 3
อุปกรณ์และวิธีการ 12
    อุปกรณ์ 12
    วิธีการ 12
ผลและวิจารณ์ 47
    ผล 47
    วิจารณ์ 66
สรุปและข้อเสนอแนะ 68
    สรุป 68
    ข้อเสนอแนะ 69
เอกสารและสิ่งอ้างอิง 70
ภาคผนวก 72
ประวัติการศึกษา และการทำงาน 85

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	ผลที่ได้จากแต่ละรอบการคำนวณของตัวอย่างการคำนวณการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน	22
2	การคัดเลือกโครโมโซมโดยอาศัยหลักการ Roulette Wheel Selection	31
3	ผลที่ได้จากกระบวนการสลับไขว้ (Crossover)	33
4	ผลที่ได้จากกระบวนการกลายพันธุ์ (Mutation)	34
5	ราคาต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	38
6	เงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	39
7	ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าและความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ	40
8	ผลลัพธ์สถานะของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (0/1) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)	47
9	ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและราคาต้นทุนการผลิต ($) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)	48
10	ผลลัพธ์สถานะของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (0/1) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)	50
11	ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและราคาต้นทุนการผลิต ($) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)	51
12	ผลลัพธ์สถานะของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (0/1) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)	54
13	ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและราคาต้นทุนการผลิต ($) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)	54

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

14 ผลลัพธ์สถานะของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (0/1) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF) 57

15 ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและราคาต้นทุนการผลิต ($) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF) 57

ตารางผนวกที่

1 ข้อมูลบัสของระบบ IEEE 57-bus ที่ใช้ในกรณีศึกษาของงานวิจัย 74

2 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 57-bus ที่ใช้ในกรณีศึกษาของงานวิจัย 76

3 ข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของแต่ละบัสในชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 12 79

4 ข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของแต่ละบัสในชั่วโมงที่ 13 ถึงชั่วโมงที่ 24 81

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	ตัวอย่างการเข้ารหัสของโครโมโซมที่ใช้แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	5
2	การเข้ารหัสเป็นเลขฐานสองของ 1 โครโมโซมที่ใช้แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	6
3	ค่าสมมูลเลขฐานสิบของ 1 โครโมโซม	7
4	ค่าสมมูลเลขฐานสิบของกลุ่มประชากร	7
5	ตัวอย่างการสลับไขว้แบบ 2 จุด ของค่าสมมูลเลขฐานสิบ	7
6	การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก	9
7	ขั้นตอนการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน	17
8	การลู่เข้าหาคำตอบของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน	24
9	ขั้นตอนการทำงานของวิธีเจนเนติก	27
10	การคัดเลือกโครโมโซมโดยอาศัยหลักการ Roulette Wheel Selection	32
11	การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก	37
12	ขั้นตอนการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)	44
13	ขั้นตอนการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF)	46
14	กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)	49
15	การลู่เข้าหาคำตอบของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน	49
16	กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)	52
17	การลู่เข้าหาคำตอบของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก	53

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่ **หน้า**

18 กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF) 56

19 กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF) 59

20 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา 60

21 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 2 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา 61

22 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 3 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา 62

23 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 4 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา 63

24 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 5 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา 64

25 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 6 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา 65

26 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 7 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา 66

ภาพผนวกที่

1 ระบบ IEEE 57-bus 73

การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก

Unit Commitment Considering Security-Constrained Optimal Power Flow by Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm

คำนำ

การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) เป็นการคำนวณที่ใช้ในการจัดทำตารางรายการผลิตของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยการกำหนดสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เปิด/ปิด) ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการของระบบด้วยราคาต้นทุนการผลิตที่ต่ำที่สุด และในขณะเดียวกันก็ต้องเป็นไปตามเงื่อนไขทั้งหมดที่กำหนดไว้ อย่างไรก็ตามในขั้นตอนของการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์นั้นยังไม่มีการพิจารณาถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบและเงื่อนไขต่างๆ ของระบบ เช่น เงื่อนไขขนาดพิกัดของสายส่ง เงื่อนไขขนาดของแรงดันที่บัส เป็นต้น ทำให้ผลลัพธ์จากยูนิตคอมมิทเมนท์ยังไม่เพียงพอที่นำไปใช้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบในการจัดทำตารางรายการผลิตของระบบไฟฟ้ากำลัง

ก่อนหน้านี้ ได้มีการพัฒนาและนำเสนอการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC) ซึ่งเป็นวิธีที่มีการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ในขณะที่คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไปพร้อมๆกัน แต่อย่างไรก็ตามการรวมเงื่อนไขความมั่นคงของระบบเข้าไปในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์นั้น จะทำให้ขั้นตอนการคำนวณยุ่งยากและซับซ้อนมาก การคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF) จึงถูกนำมาใช้ในการวิเคราะห์ ซึ่งวิธีการนี้จะมีความซับซ้อนในการคำนวณน้อยกว่า SCUC

มีวิธีการต่างๆ มากมายที่พัฒนามาเพื่อแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ ซึ่งวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm, LRGA) ก็เป็นวิธีหนึ่งที่มีประสิทธิภาพในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ และการแก้ปัญหา UC-SCOPF โดยใช้วิธี LRGA นั้น ก่อนหน้านี้ยังไม่มีการนำมาพิจารณาเพื่อจัดทำตารางรายการผลิตของระบบไฟฟ้ากำลัง จึงเป็นที่มาของการศึกษาและวิจัยในครั้งนี้

วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาถึงการนำวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm, LRGA) มาใช้ในการคำนวณเพื่อแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (Unit Commitment, UC)

2. เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพระหว่างวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (Lagrangian Relaxation, LR) กับวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA) ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์

3. เพื่อศึกษาถึงการจัดทำตารางรายการผลิตของระบบไฟฟ้ากำลังที่คำนึงถึงความมั่นคงของระบบ โดยใช้หลักการคำนวณการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (Unit Commitment Considering Security-Constrained Optimal Power Flow, UC-SCOPF)

4. เพื่อเปรียบเทียบระหว่างผลลัพธ์ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยไม่คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC) กับผลลัพธ์ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF)

การตรวจเอกสาร

Wood and Wollenberge (1996) ได้อธิบายถึงหลักการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ที่เป็นการคำนวณเพื่อกำหนดสถานะ (เปิด/ปิด) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเพียงพอต่อความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบและใช้ต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุด จากจุดประสงค์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ต้องการให้ราคาต้นทุนการผลิตของระบบไฟฟ้ากำลังต่ำที่สุดนี้ การกำหนดสถานะ (เปิด/ปิด) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นมีผลอย่างมากต่อต้นทุนการผลิต เพราะการปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เกินความจำเป็นในขณะที่ความต้องการใช้ขนาดกำลังไฟฟ้าของระบบมีค่าน้อย ย่อมทำให้ระบบสามารถประหยัดต้นทุนการผลิตได้มาก

สำหรับปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์นั้น เป็นการคำนวณที่มีจุดประสงค์เพื่อหาค่าต้นทุนการผลิตที่ต่ำที่สุดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของระบบ โดยพิจารณาคำนวณเป็นรายชั่วโมงในช่วงเวลาที่พิจารณาซึ่งอาจเป็น 1 วัน, 1 สัปดาห์ หรืออื่นๆ โดยต้นทุนการผลิตนั้นจะประกอบด้วยราคาค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ที่เป็นฟังก์ชันกำลังสองของกำลังไฟฟ้าที่ผลิต และราคาค่าใช้จ่ายอื่นๆที่ใช้ในกระบวนการผลิต เช่น ค่าใช้จ่ายหรือค่าเชื้อเพลิงในการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก่อนที่จะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ (Start up Cost) ซึ่งผลลัพธ์ราคาต้นทุนการผลิตที่คำนวณได้นี้จะต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไข (Constraints) ทั้งหมดที่กำหนด เช่น เงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Spinning Reserve Constraint) หรือเงื่อนไขข้อจำกัดช่วงเวลาของการเปิดหรือปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Minimum up time-down time Constraint) เป็นต้น

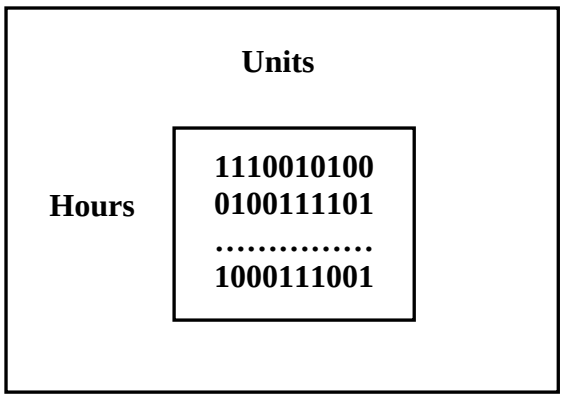
วิธีการที่ใช้ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ที่ Wood and Wollenberge (1996) อธิบายและแสดงตัวอย่างประกอบไว้ ได้แก่ วิธีไพรออร์ริตี้-ลิสท์ (Priority-List Method), วิธีไดนามิกโปรแกรมมิง (Dynamic Programming, DP) และวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (Lagrangian Relaxation, LR)

Virmani *et al.* (1989) บรรยายถึงรายละเอียดเกี่ยวกับการคำนวณการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน โดยอธิบายถึงหลักการและขั้นตอนของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน และแสดงการทดสอบกับระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 20 เครื่อง เพื่อเป็นตัวอย่างแสดงถึง

ประสิทธิภาพของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์กับระบบที่มีขนาดใหญ่

Dasgupta and McGregor (1993) นำเสนอถึงการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีเจนเนติกอย่างง่าย (Simple Genetic Algorithm) หลักการที่นำเสนอคือการใช้การเข้ารหัสที่เป็นเลขฐานสองของแต่ละโครโมโซมแทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ช่วงเวลาต่างๆ โดยที่ 1 แทนสถานะเปิด และ 0 แทนสถานะปิด ดังนั้นการเข้ารหัสของวิธีเจนเนติกจึงเป็นการหาจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดที่จะทำงาน (มีสถานะเปิด) สำหรับแต่ละค่าความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบในแต่ละชั่วโมง สำหรับปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ที่เสนอมีการคำนึงถึงเงื่อนไขต่างๆ เช่น เงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้าของระบบ (Spinning Reserve Constraint) และข้อจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น ดังนั้นเพื่อให้คำตอบที่ได้เป็นผลลัพธ์ที่เป็นไปได้ (Feasible Solution) จะใช้ฟังก์ชันค่าปรับ (Penalty Function) แทนกรณีที่มีการละเมิดหรือไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด ซึ่งฟังก์ชันค่าปรับนี้จะขึ้นอยู่กับจำนวนและขนาดของการละเมิดเงื่อนไขที่กำหนด ซึ่งฟังก์ชันความเหมาะสม (Fitness Function) ที่ใช้คือฟังก์ชันที่สัมพันธ์กับผลรวมระหว่างฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) และฟังก์ชันค่าปรับดังกล่าว

Mingyu *et al.* (1997) นำเสนอการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีเจนเนติกอย่างง่าย (Simple Genetic Algorithm) โดยมีการประยุกต์เพิ่มขั้นตอนการทำงานของวิธีเจนเนติกอีก 1 ขั้นตอน คือ ขั้นตอนการปรับเปลี่ยนโครโมโซม (Chromosome Mapping) ซึ่งขั้นตอนนี้จะเป็นขั้นตอนที่จะทำการพิจารณาก่อนขั้นตอนการประเมินค่าความเหมาะสมของโครโมโซม ซึ่งหลักการของการปรับเปลี่ยนโครโมโซมเริ่มต้นจากพิจารณารหัสเลขฐานสองของโครโมโซมที่ได้มาจากขั้นตอนการเข้ารหัส ดังตัวอย่างที่ปรากฏในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 ตัวอย่างการเข้ารหัสของโครโมโซมที่ใช้แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
ที่มา: Mingyu *et al.* (1997)

จากภาพตัวอย่างการเข้ารหัส เมื่อพิจารณาข้อมูลที่ได้ตามหลัก (Column) และแถว (Row) จะพบว่าการตรวจสอบว่าโครโมโซมให้คำตอบที่เป็นไปตามเงื่อนไขของโจทย์ที่กำหนดหรือไม่นั้น สามารถตรวจสอบเงื่อนไขข้อจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ (Loading Constraint) และเงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Spinning Reserve Constraint) ได้จากการพิจารณาตามแถว (Row) และตรวจสอบเงื่อนไขข้อจำกัดช่วงเวลาของการเปิดหรือปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Minimum up time-down time Constraint) ได้จากการพิจารณาตามหลัก (Column) ซึ่งเมื่อโครโมโซมที่ได้ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด จะทำการปรับเปลี่ยนโครโมโซม (Chromosomes Mapping) ดังนี้

(1) พิจารณาตามหลัก ถ้าบิตใดทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเงื่อนไขข้อจำกัดช่วงเวลาของการเปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Minimum up time Constraint) จะทำการเปลี่ยนค่าบิตนั้นจาก 0 เป็น 1

(2) พิจารณาตามหลัก ถ้าบิตใดทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเงื่อนไขข้อจำกัดช่วงเวลาของการปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Minimum down time Constraint) จะทำการเปลี่ยนค่าบิตนั้นจาก 1 เป็น 0

(3) พิจารณาตามแถว ถ้าบิตใดทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเงื่อนไขข้อจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ (Loading Constraint) และเงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของ

ระบบ (Spinning Reserve Constraint) จะทำการเปลี่ยนค่าบิตนั้นจาก 0 เป็น 1 ข้อควรคำนึงถึงของการเปลี่ยนค่าบิตในข้อนี้คือ การเปลี่ยนจะต้องคำนึงถึงเงื่อนไขจากข้อ (1) และ (2) ด้วย หากมีการเปลี่ยนค่าบิตแล้วทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ (1) และ (2) จะไม่ทำการเปลี่ยนค่าบิตนั้นตามขั้นตอนในข้อนี้

สำหรับฟังก์ชันความเหมาะสมที่นำเสนอเป็นฟังก์ชันที่อาศัยเทอมค่าปรับ (Penalty Term) รวมกับฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) ซึ่งหากโครโมโซมใดให้ผลลัพธ์ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดแล้ว เทอมค่าปรับจะทำให้ผลรวมที่ได้ของฟังก์ชันนี้มีค่ามาก ซึ่งจากเป้าหมายเพื่อหาค่าต่ำสุด จะเห็นได้ว่าโครโมโซมที่ให้คำตอบที่ดีที่สุดคือโครโมโซมที่ให้ค่าฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) ต่ำที่สุด และเทอมค่าปรับ (Penalty Term) มีค่าเป็นศูนย์

Mantawy *et al.* (1997) เสนอการประยุกต์วิธีเจนเนติกที่ใช้ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ ซึ่งหลักการของวิธีเจนเนติกที่เสนอเป็นวิธีที่มีการเข้ารหัสของโครโมโซมเป็นทั้งแบบเลขฐานสองและฐานสิบ โดยอาศัยการใช้เลขฐานสองแทนการกำหนดสถานะ (เปิด/ปิด) ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในแต่ละช่วงเวลาที่สนใจ ดังภาพที่ 2

HR	Units							
	1	2	3	4	.	.	.	N
1	1	1	0	0	.	.	.	1
2	1	1	0	0	.	.	.	1
3	1	0	1	0	.	.	.	0
.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.
T	0	1	0	1	.	.	.	0

ภาพที่ 2 การเข้ารหัสเป็นเลขฐานสองของ 1 โครโมโซมที่ใช้แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
ที่มา: Mantawy *et al.* (1997)

และเลขฐานสองที่แต่ละหลัก (Column) ดังตัวอย่างจากภาพที่ 2 จะถูกแปลงไปเป็นค่าสมมูลเลขฐานสิบ (Equivalent Decimal Number) ดังภาพที่ 3 และ 4

U1	U2	U3	U4	.	.	.	UN

ภาพที่ 3 ค่าสมมูลเลขฐานสิบของ 1 โครโมโซม
ที่มา: Mantawy *et al.* (1997)

23	14	45	56	.	.	.	62
34	52	72	18	.	.	.	91
.	.	.	.	.	.	.	.
51	36	46	87	.	.	.	21

ภาพที่ 4 ค่าสมมูลเลขฐานสิบของกลุ่มประชากร
ที่มา: Mantawy *et al.* (1997)

การสลับไขว้ (Crossover) ที่ Mantawy *et al.* (1997) เสนอเป็นการสลับไขว้ของค่าสมมูลเลขฐานสิบ โดยเสนอเป็นการสลับไขว้แบบ 2 จุด ดังภาพที่ 5

12	34	**45**	**62**	**93**	**72**	82	32
52	81	**69**	**55**	**26**	**38**	57	76

Two Parents

12	34	**69**	**55**	**26**	**72**	82	32
52	81	**45**	**62**	**93**	**38**	57	76

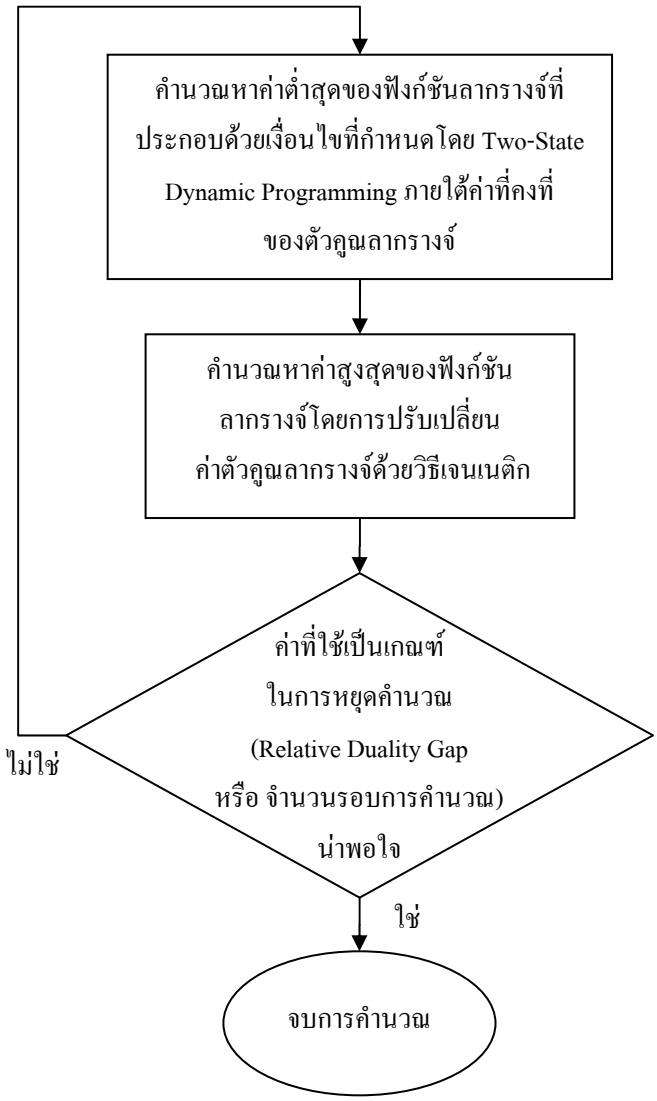
Two children

ภาพที่ 5 ตัวอย่างการสลับไขว้แบบ 2 จุด ของค่าสมมูลเลขฐานสิบ
ที่มา: Mantawy *et al.* (1997)

สำหรับการตรวจสอบผลของแต่ละโครโมโซมว่าเป็นไปตามเงื่อนไขของระบบหรือไม่ เช่น เมื่อคำนึงถึงเงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Spinning Reserve Constraint) จะมีการตรวจสอบกับการเข้ารหัสที่เป็นเลขฐานสองของแต่ละโครโมโซม หากผลของโครโมโซมใดไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด จะทำการซ่อมแซมหรือปรับปรุงโครโมโซมเพื่อให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดและเป็นโครโมโซมที่ให้ผลลัพธ์ที่เป็นไปได้ (Feasible Solution) ดังนั้นฟังก์ชันความเหมาะสมที่ใช้จึงขึ้นอยู่กับฟังก์ชันเป้าหมายเท่านั้น ส่วนฟังก์ชันค่าปรับ (Penalty Function)

ตามที่กล่าวไว้ใน Dasgupta and McGregor (1993) ไม่ต้องนำมาพิจารณาในการประเมินค่าความเหมาะสมของวิธีนี้ เนื่องจากก่อนที่จะนำโครโมโซมมาประเมินค่าความเหมาะสม ทุกโครโมโซมจะได้รับการปรับปรุงให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดและให้ผลลัพธ์ที่เป็นไปได้ (Feasible Solution)

Cheng *et al.* (2000) นำเสนอการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ด้วยวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA) ซึ่งเป็นวิธีที่รวมวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR) กับวิธีเจนเนติก (GA) เข้าด้วยกัน โดยการนำวิธีเจนเนติกมาช่วยในการค้นหาและปรับปรุงค่าตัวคูณลากรางจ์ (Lagrange Multipliers) ให้กับวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ เพื่อช่วยให้การลู่เข้าหาคำตอบของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันดีขึ้น และให้คุณภาพผลลัพธ์ที่ได้ดีกว่าการใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันในการคำนวณ ซึ่งขั้นตอนการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ด้วยวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA) ที่นำเสนอเป็นดังแผนภาพที่ 6



ภาพที่ 6 การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก
ที่มา: Cheng *et al.* (2000)

Yamin and Shahidehpour (2004) นำเสนอการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ด้วยวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA) โดยมีส่วนที่เพิ่มเติมจาก Cheng *et al.* (2000) คือ มีการคำนึงถึงเงื่อนไข (Constraints) เพิ่มขึ้นจากใน Cheng *et al.* (2000) ได้แก่ เงื่อนไขข้อจำกัดอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า (Unit Ramping Constraint) ข้อจำกัดของเชื้อเพลิง (Fuel Constraint) ข้อจำกัดการปล่อยของเสียที่ทำให้เกิดมลภาวะ (Emission Constraint) และเงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Spinning Reserve Constraint)

Pinto *et al.* (2006) นำเสนอแบบจำลองของระบบที่ใช้พิจารณาในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (Security Constrained Unit Commitment, SCUC) โดยแสดงข้อคิดเห็นในการจำลองระบบว่าการจำลองระบบเป็นแบบระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) นั้นจะให้ความแน่นอนและดูสมจริงมากกว่าการจำลองระบบเป็นแบบระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC) และสรุปประเด็นหรือวิธีการคำนวณที่มีการนำมาใช้ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (Security Constrained Unit Commitment, SCUC)

Fu *et al.* (2005) นำเสนอการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (Security Constrained Unit Commitment, SCUC) ที่คำนึงถึงเงื่อนไขของระบบ (AC Constraints) โดยการประยุกต์นำหลักการ Benders Decomposition มาใช้ในการคำนวณ ซึ่งขั้นตอนโดยสรุปประกอบด้วยปัญหาหลัก (Master Problem) ที่ประยุกต์ใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR) และไดนามิก โปรแกรมมิง (DP) ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ จากนั้นเป็นส่วนของปัญหาย่อย (Sub Problem) ที่ทำการตรวจสอบเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (AC Network Security Constraints) ของผลลัพธ์ที่ได้จากปัญหาหลัก หากผลลัพธ์ที่ได้ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด ฟังก์ชัน Benders Cuts จะถูกสร้างขึ้น และเพิ่มเข้าไปในปัญหาหลักเพื่อคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ในรอบการคำนวณต่อไป ซึ่งการวนรอบนี้จะทำจนกระทั่งไม่พบการละเมิดเงื่อนไขใดๆในระบบจากการตรวจสอบเงื่อนไขความมั่นคงของระบบที่ส่วนของปัญหาย่อย

Fu *et al.* (2006) นำเสนอการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (Security Constrained Unit Commitment, SCUC) ที่คำนึงถึงความมั่นคงของระบบในขณะที่เกิดความขัดข้อง (Contingency) ขึ้นในระบบ โดยเสนอการเพิ่มเติมวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (Augmented Lagrangian Relaxation, ALR) ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ จากนั้นตรวจสอบเงื่อนไขของระบบ เช่น เงื่อนไขพิกัดสายส่งและขนาดแรงดันที่บัส ในสภาวะการทำงานของระบบปกติ หากผลที่ได้ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด จะมีการสร้างฟังก์ชัน Benders Cuts แล้วส่งกลับไปคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ใหม่ จนกระทั่งเป็นไปตามเงื่อนไขของระบบทั้งหมด และสุดท้ายคือการตรวจสอบความมั่นคงของระบบในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นในระบบ โดยอาศัยหลัก Benders Decomposition ในการปรับปรุงผลการคำนวณให้เป็นไปตามเงื่อนไขทั้งหมดของระบบเมื่อเกิดความขัดข้องขึ้นในระบบ

Gaing and Chang (2006) นำเสนอการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (Security-Constrained Optimal Power Flow) โดยใช้วิธี Mixed-Integer Genetic Algorithm (MIGA) และเปรียบเทียบกับผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณโดยใช้วิธี Evolutionary Programming (EP)

Momoh (2005) อธิบายถึงวิธีการต่างๆ ที่ใช้ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของการคำนวณในระบบฟ้ากำลัง ซึ่งในส่วนของการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ ได้อธิบายถึงหลักการคำนวณเพื่อแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ด้วยวิธีไพรออร์ริตี้ ลิสท์ (Priority List) วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR) วิธีไดนามิก โปรแกรมมิง (Dynamic Programming) และวิธีเจนเนติก (GA)

Goldberg (1989) อธิบายเกี่ยวกับวิธีเจนเนติก ซึ่งเป็นการคำนวณที่อาศัยหลักการคัดเลือกทางธรรมชาติ (Natural Selection) ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของปัญหา โดยมีรายละเอียดเกี่ยวกับหลักการและขั้นตอนการทำงานของวิธีเจเนติก การประยุกต์วิธีเจนเนติกเพื่อหาคำตอบของปัญหา รวมถึงแนะนำการเขียนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ของวิธีเจนเนติกอย่างง่าย (Simple Genetic Algorithm, SGA) ด้วยภาษาปาสคาล

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

วัสดุและอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับทำงานวิจัยนี้ประกอบด้วย

- เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
- ระบบปฏิบัติการ Window XP
- โปรแกรม Microsoft Office
- โปรแกรมช่วยวิเคราะห์ข้อมูลทางวิศวกรรม MATLAB 7.0
- โปรแกรม MATPOWER

วิธีการ

1. หลักการโดยทั่วไปของยูนิตคอมมิทเมนท์

ในการจัดทำตารางรายการการผลิตของระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้การคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์นั้น เป็นการพิจารณาเพื่อหาค่าราคาต้นทุนการผลิตที่ต่ำที่สุด โดยการพิจารณาถึงการวางแผนสถานะ (เปิด/ปิด) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบสำหรับแต่ละชั่วโมงในช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา เพื่อให้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการของระบบด้วยต้นทุนการผลิตที่ต่ำที่สุดและอยู่ภายใต้เงื่อนไขต่างๆ ที่กำหนด โดยมีฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) และเงื่อนไขที่กำหนด (Constraints) ดังสมการที่ 1.1 ถึงสมการที่ 1.8 (Wood and Wollenberge, 1996; Cheng *et al.*, 2000; Yamin and Shahidehpour, 2004; Fu *et al.,*2005)

ฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function):

$$Min \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}\left[F_i\left(P_{i,t}\right)+STU_{i,t}\right]U_{i,t} \quad (1.1)$$

เมื่อ $$F_i(P_{i,t}) = a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2 \quad (1.2)$$

เงื่อนไข (Constraints):

(1) ข้อจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ (Loading Constraint):

$$P_{Load,t} + P_{loss,t} = \sum_{i=1}^{N} P_{i,t}U_{i,t} \quad (1.3)$$

(2) ข้อจำกัดพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Limit Constraint):

$$P_{i,\min}U_{i,t} \le P_{i,t} \le P_{i,\max}U_{i,t} \quad (1.4)$$

(3) เงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Spinning Reserve Constraint):

$$\sum_{i=1}^{N}\left(P_{i,\max} - P_{i,t}\right)U_{i,t} \ge SR_t \quad (1.5)$$

(4) ข้อจำกัดช่วงเวลาของการเปิดหรือปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Minimum up time-down time Constraint):

$$T_{i,up} \ge T_{i,\min,up} \quad (1.6)$$

$$T_{i,down} \ge T_{i,\min,down} \quad (1.7)$$

และ (5) ข้อจำกัดอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า (Ramp rate Constraint):

$$-R_{i,\max} \le P_{i,t} - P_{i,(t-1)} \le R_{i,\max} \qquad (1.8)$$

เมื่อ T คือ ช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา มีหน่วยเป็นชั่วโมง

N คือ จำนวนรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดที่พิจารณา

$F_i(P_{i,t})$ คือ ราคาค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i ที่เวลา t

$P_{i,t}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i ผลิตที่เวลา t มีหน่วยเป็น MW

$STU_{i,t}$ คือ ราคาค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการเริ่มเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i ที่เวลา t

$U_{i,t}$ คือ สถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i ที่เวลา t ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0 หรือ 1 เมื่อ 0 แทนสถานะปิด และ 1 แทนสถานะเปิด

$P_{Load,t}$ คือ ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบที่เวลา t

$P_{loss,t}$ คือ ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบที่เวลา t

$P_{i,\min}$ คือ พิกัดต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

$P_{i,\max}$ คือ พิกัดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

SR_t คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบที่เวลา t

$T_{i,up}$ คือ ช่วงเวลาของการเปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

$T_{i,\min,up}$ คือ ช่วงเวลาที่น้อยที่สุดของการเปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

$T_{i,down}$ คือ ช่วงเวลาของการปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

$T_{i,\min,down}$ คือ ช่วงเวลาที่น้อยที่สุดของการปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

$R_{i,\max}$ คือ อัตราสูงสุดของการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

2. การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน

2.1 ขั้นตอนการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน

วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (Lagrangian Relaxation, LR) ที่ใช้ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์นั้น เป็นวิธีที่อาศัยหลัก Dual Optimization ในการหาคำตอบของปัญหา หลักการนี้จะแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยการไม่คำนึงถึงเงื่อนไขของปัญหาชั่วคราว (Relaxing) และคำนวณปัญหาเสมือนว่าไม่มีเงื่อนไขอยู่ในปัญหา การคำนวณหาค่าที่เหมาะสมที่สุด (Optimization) ของปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์จากหลักการของ Dual Optimization นั้นทำได้โดย การหาค่าสูงสุด

(Maximize) ของฟังก์ชันลากรางจ์โดยพิจารณาตัวคูณลากรางจ์ (Lagrange Multiplier, λ) พร้อมกันกับหาค่าต่ำสุด (Minimize) ของฟังก์ชันลากรางจ์โดยพิจารณาตัวแปรที่ต้องการหาคำตอบของปัญหาในขณะที่กำหนดให้ตัวคูณลากรางจ์มีค่าคงที่ นั่นคือ

$$q^*(\lambda) = \max_{\lambda_t} q(\lambda) \tag{2.1}$$

เมื่อ $$q(\lambda) = \min_{P_{i,t}, U_{i,t}} L(P, U, \lambda) \tag{2.2}$$

ขั้นตอนหลักๆของวิธีการนี้ประกอบด้วย 2 ขั้นตอน คือ

(1) ทำการหาค่าตัวคูณลากรางจ์ที่สามารถทำให้ $q(\lambda)$ มีค่ามากขึ้น

(2) สมมติว่าตัวคูณลากรางจ์ที่ได้จากขั้นตอนที่ 1 มีค่าคงที่ จากนั้นทำการหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันลากรางจ์ (L) โดยพิจารณาตัวแปร P และ U

เมื่อสิ้นสุดตามขั้นตอนที่กล่าวมาข้างต้น จะได้ผลลัพธ์ที่เรียกว่า Dual Solution (q^*) ซึ่งเป็นผลของ $q(\lambda)$ ที่ได้ในแต่ละรอบการคำนวณ ผลลัพธ์ของ Dual Solution (q^*) นี้ไม่ใช่คำตอบที่แท้จริงของปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ และขั้นตอนต่อไปหลังจากได้ Dual Solution แล้ว จะทำการคำนวณต่อไปโดยพิจารณาเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสถานะเปิด $(U_i = 1)$ ในผลของ Dual Solution โดยการนำเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสถานะเปิดเหล่านี้มาคำนวณการแก้ปัญหาการจ่ายโหลดอย่างประหยัด (Economic Dispatch) สำหรับแต่ละชั่วโมงในช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา และผลลัพธ์ที่ได้แต่ละชั่วโมงในขั้นตอนนี้เมื่อนำมารวมกันแล้วจะถูกเรียกว่า Primal Solution (J^*)

เมื่อได้ Primal Solution แล้ว ขั้นตอนต่อไปคือการหาค่าตัวคูณลากรางจ์ตัวใหม่ที่สามารถทำให้ $q(\lambda)$ ซึ่งก็คือ q^* ของแต่ละรอบการคำนวณมีค่ามากขึ้นกว่าเดิม การหาค่าตัวคูณลากรางจ์ตัวใหม่โดยทั่วไปจะอาศัยหลักการเกรเดียนท์ในการปรับเปลี่ยนค่าของตัวคูณลากรางจ์ ซึ่งความสัมพันธ์ที่ใช้ในการหาค่าตัวคูณลากรางจ์ตัวใหม่เป็นดังสมการที่ 2.3

$$\lambda_t^{iter+1} = \lambda_t^{iter} + \alpha \frac{dq}{d\lambda} \qquad (2.3)$$

เมื่อ $iter$ คือจำนวนรอบของการคำนวณ และ α คือค่าที่ใช้กำหนดระยะในการปรับเปลี่ยนค่าตัวคูณลากรางจ์ตัวใหม่ ซึ่งการกำหนดค่า α นี้จะอาศัยค่าของ $\frac{dq}{d\lambda}$ มากำหนด โดยมีหลักการที่ใช้โดยทั่วไปเป็นดังนี้

$\alpha = \alpha_1$ เมื่อ $\frac{dq}{d\lambda}$ มีค่าเป็นบวก

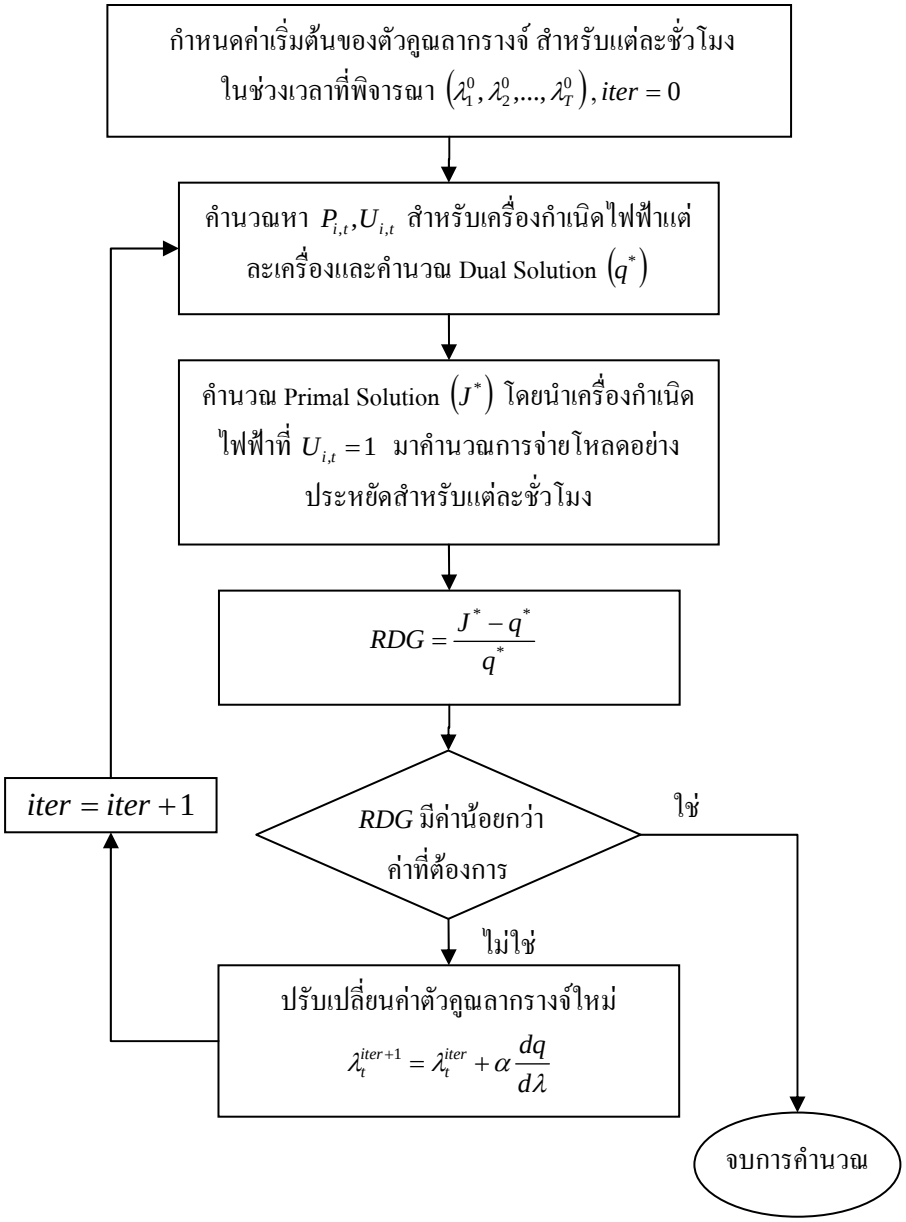
$\alpha = \alpha_2$ เมื่อ $\frac{dq}{d\lambda}$ มีค่าเป็นลบ

โดยที่ $\alpha_1 >> \alpha_2$ เช่น $\alpha_1 = 0.2$, $\alpha_2 = 0.005$ (Wood and Wollenberge, 1996)

ตัวคูณลากรางจ์ตัวใหม่ที่ได้นี้จะถูกนำกลับไปหา Dual Solution และ Primal Solution ในรอบการคำนวณใหม่อีกครั้งตามขั้นตอนเดิมข้างต้น ซึ่งการคำนวณนี้จะเป็นการคำนวณแบบวนรอบ โดยจะอาศัยค่า Relative Duality Gap (RDG) เป็นเกณฑ์ในการหยุดคำนวณ โดยจะหยุดคำนวณเมื่อ RDG มีค่าน้อยกว่าค่าที่ต้องการ เช่นมีค่าน้อยกว่า 0.1 หรือ 0.05 (Wood and Wollenberge, 1996) เป็นต้น และความสัมพันธ์ที่ใช้ในการคำนวณหาค่า RDG เป็นดังสมการที่ 2.4

$$RDG = \frac{J^* - q^*}{q^*} \qquad (2.4)$$

เมื่อสิ้นสุดการคำนวณ ผลลัพธ์ของปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ที่ได้คือสถานะ (เปิด/ปิด) และกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องที่ได้จากการคำนวณในส่วนของ Primal Solution ในรอบการคำนวณสุดท้าย ขั้นตอนโดยสรุปของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันเป็นดังภาพที่ 7



ภาพที่ 7 ขั้นตอนการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน
ที่มา: Wood and Wollenberge (1996)

2.2 ตัวอย่างการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน

ขั้นตอนโดยละเอียดของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน สามารถอธิบายได้โดยใช้ตัวอย่างการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์อย่างง่ายเป็นตัวอย่างประกอบคำอธิบายและแสดงประสิทธิภาพของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์

ซึ่งตัวอย่างที่ใช้เป็นการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ของระบบที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 เครื่อง โดยแต่ละเครื่องมีฟังก์ชันราคาค่าเชื้อเพลิงและเงื่อนไขพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Gaing and Chang, 2006) เป็นดังต่อไปนี้

$$F_1(P_1) = 240 + 7P_1 + 0.007P_1^2 \quad \$ \quad \text{และ} \quad 100 \le P_1 \le 500 \ \text{MW}$$
$$F_2(P_2) = 200 + 11P_2 + 0.009P_2^2 \quad \$ \quad \text{และ} \quad 50 \le P_2 \le 150 \ \text{MW}$$
$$F_3(P_3) = 350 + 8.5P_3 + 0.009P_3^2 \quad \$ \quad \text{และ} \quad 80 \le P_3 \le 300 \ \text{MW}$$

กำหนดให้ ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบ (P_{Load}) มีค่าเท่ากับ 750 MW จะได้ฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) และเงื่อนไข (Constraints) ทั้งหมดเป็นดังต่อไปนี้

ฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function):

$$Min \ \left(240 + 7P_1 + 0.007P_1^2\right)U_1 + \left(200 + 11P_2 + 0.009P_2^2\right)U_2 + \left(350 + 8.5P_3 + 0.009P_3^2\right)U_3$$

เงื่อนไข (Constraints):

$$P_1U_1 + P_2U_2 + P_3U_3 = 750$$
$$100 \le P_1 \le 500$$
$$50 \le P_2 \le 150$$
$$80 \le P_3 \le 300$$

เมื่อ P_1, P_2 และ P_3 คือ กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1, 2 และ 3 ตามลำดับ ซึ่งมีค่าเป็นเลขจำนวนจริง

U_1, U_2 และ U_3 คือ สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1, 2 และ 3 ตามลำดับ โดยมีค่าเป็น 0 หรือ 1 ซึ่ง 0 หมายถึงสถานะปิด และ 1 หมายถึงสถานะเปิด

จากฟังก์ชันเป้าหมาย สามารถเขียนฟังก์ชันลากรางจ์ได้ดังนี้

$$L = \left(240 + 7P_1 + 0.007P_1^2\right)U_1 + \left(200 + 11P_2 + 0.009P_2^2\right)U_2 + \left(350 + 8.5P_3 + 0.009P_3^2\right)U_3 + \lambda\left(750 - P_1U_1 - P_2U_2 - P_3U_3\right)$$

และสามารถจัดรูปใหม่ได้เป็น

$$L = \left(240 + 7P_1 + 0.007P_1^2 - \lambda P_1\right)U_1 + \left(200 + 11P_2 + 0.009P_2^2 - \lambda P_2\right)U_2 + \left(350 + 8.5P_3 + 0.009P_3^2 - \lambda P_3\right)U_3 + \lambda\left(750\right)$$

จากหลักของ Dual Optimization ที่กล่าวข้างต้น จะได้

$$q^*(\lambda) = \max_{\lambda \geq 0} q(\lambda)$$

เมื่อ $$q(\lambda) = \min_{P_1, P_2, P_3, U_1, U_2, U_3} L$$

และขั้นตอนของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันเป็นดังนี้

(1) เริ่มต้นด้วยการกำหนดค่าเริ่มต้นของตัวคูณลากรางจ์ สำหรับแต่ละชั่วโมงในช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา ซึ่งในตัวอย่างนี้ช่วงเวลาทั้งหมดคือ 1 ชั่วโมง และกำหนดให้ $\lambda^{iter} = \lambda^0 = 0$ เมื่อ $iter$ คือจำนวนรอบการคำนวณ

(2) กำหนดให้ λ^{iter} ที่ได้มีค่าคงที่ จากนั้นพิจารณาหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันลากรางจ์

$$L = \left(240 + 7P_1 + 0.007P_1^2 - \lambda^{iter} P_1\right)U_1 + \left(200 + 11P_2 + 0.009P_2^2 - \lambda^{iter} P_2\right)U_2 + \left(350 + 8.5P_3 + 0.009P_3^2 - \lambda^{iter} P_3\right)U_3 + 750\lambda^{iter}$$

เมื่อ λ^{iter} มีค่าคงที่ จะเห็นได้ว่า $750\lambda^{iter}$ ก็จะมีค่าคงที่เช่นกัน และการหาค่าต่ำสุดของ L นั้นก็สามารถทำได้โดยพิจารณาหาค่าต่ำสุดของแต่ละเทอมแยกกันได้ ซึ่งแต่ละเทอมประกอบด้วยตัวแปร P, λ (ซึ่งเป็นค่าคงที่) และ U ซึ่งมีค่าเป็น 0 หรือ 1 ดังนั้น ค่าต่ำสุดของแต่ละเทอมจะเป็นได้ 2 กรณี คือ เป็นค่าศูนย์ในกรณีที่ U มีค่าเป็น 0 หรือเป็นค่าลบในกรณีที่ค่าในวงเล็บ

เป็นลบและ U มีค่าเป็น 1 เมื่อพิจารณาตัวแปร P ที่แต่ละเทอมและไม่คำนึงถึงตัวแปร U จะสามารถหาค่าต่ำสุดของแต่ละเทอมได้ดังนี้

$$\frac{d}{dP_1}\left(240+7P_1+0.007P_1^2-\lambda^{iter}P_1\right)=7+0.014P_1-\lambda^{iter}=0$$
$$\frac{d}{dP_2}\left(200+11P_2+0.009P_2^2-\lambda^{iter}P_2\right)=11+0.018P_2-\lambda^{iter}=0$$
$$\frac{d}{dP_3}\left(350+8.5P_3+0.009P_3^2-\lambda^{iter}P_3\right)=8.5+0.018P_3-\lambda^{iter}=0$$

เมื่อ λ^{iter} มีค่าคงที่ จะสามารถหาค่าตัวแปร P ได้โดยตรงคือ

$$P_1=\frac{\lambda^{iter}-7}{0.014},\quad P_2=\frac{\lambda^{iter}-11}{0.018}\ \text{และ}\quad P_3=\frac{\lambda^{iter}-8.5}{0.018}$$

เมื่อได้ค่าของตัวแปร P แล้ว หากค่าของ P แต่ละตัวไม่เป็นไปตามเงื่อนไขพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำหนดไว้ จะต้องบังคับค่าของ P ให้เป็นไปตามเงื่อนไขพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ กำหนดให้ P เป็นค่าพิกัดต่ำสุดที่กำหนดในเงื่อนไข ถ้าค่าของ P ที่ได้จากข้างต้นน้อยกว่าค่าพิกัดต่ำสุดในเงื่อนไข หรือกำหนดให้ P เป็นค่าพิกัดสูงสุดที่กำหนดในเงื่อนไข ถ้าค่าของ P ที่ได้จากข้างต้นมากกว่าค่าพิกัดสูงสุดในเงื่อนไข

ต่อไปจะหาค่าของ U ที่ทำให้ค่าของแต่ละเทอมต่ำสุดได้โดยการแทนค่า λ และ P ที่ได้จากข้างต้นแล้วพิจารณาค่าเครื่องหมายของวงเล็บของแต่ละเทอม ซึ่งถ้าค่าของวงเล็บของเทอมใดที่ได้เป็นค่าบวก ค่าต่ำสุดของเทอมนั้นที่เป็นไปได้ก็คือ 0 ซึ่งทำได้โดยการกำหนดให้ U มีค่าเป็น 0 หรือหากค่าของวงเล็บของเทอมใดที่ได้ไม่เป็นค่าบวก (เป็นค่าลบหรือศูนย์) การทำให้ค่าของเทอมนั้นเป็นค่าต่ำสุดจะทำได้โดยการกำหนดให้ U มีค่าเป็น 1

เมื่อสิ้นสุดตามขั้นตอนข้างต้น จะสามารถหาค่าของ Dual Solution $\left(q^*\right)$ ได้โดยการแทนค่า P,λ และ U ที่ได้ข้างต้นในลากรางจ์ฟังก์ชัน (L) จะได้ค่า $q(\lambda)$ ซึ่งเป็นค่า Dual Solution $\left(q^*\right)$ ที่ได้ของแต่ละรอบการคำนวณ

(3) ขั้นตอนนี้จะหาค่าของ Primal Solution $\left(J^*\right)$ ซึ่งประกอบด้วย $\tilde{P}$ และ $\tilde{\lambda}$ โดยการนำเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสถานะเปิด $\left(U=1\right)$ ในผลของ Dual Solution มาคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัด (EDP) และค่าของลากรางจ์ฟังก์ชัน $\left(L\right)$ ที่ได้จาก $\tilde{P}$ และ $\tilde{\lambda}$ ก็คือค่าของ J^* แต่อย่างไรก็ตาม ค่าของ U ที่ได้มาจากผลของ Dual Solution ในบางกรณีไม่สามารถนำมาคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัดในขั้นตอนนี้ได้หรือไม่ให้คำตอบเป็นผลลัพธ์ที่เป็นไปได้ (Feasible Solution) กรณีเหล่านี้ได้แก่

ก. กรณีที่ค่าของ U ที่ได้จาก Dual Solution มีค่าเป็น 0 ทั้งหมด ซึ่งเป็นไปไม่ได้ที่จะคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัดเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องอยู่ในสถานะปิด

ข. กรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องที่มีสถานะเปิดจาก Dual Solution มีขนาดพิกัดรวมไม่เพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามความต้องการของระบบ

ค. กรณีที่ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบมีค่าน้อยกว่าผลรวมของค่าพิกัดต่ำสุดของเครื่องกำเนิดทุกเครื่องที่มีสถานะเปิดจาก Dual Solution

กรณีเหล่านี้จะทำให้ไม่สามารถหาคำตอบของการจ่ายโหลดอย่างประหยัดได้ ดังนั้นเมื่อมีกรณีเหล่านี้เกิดขึ้นในขั้นตอนนี้ จะทำให้ไม่สามารถหาค่าของ J^* ได้ และจากการใช้ค่าของ Relative Duality Gap $\left(RDG\right)$ เป็นตัวกำหนดการหยุดวนรอบการคำนวณ การกำหนดให้ J^* เป็นค่ามากๆ ค่าหนึ่งก็เป็นทางออกหนึ่งเมื่อเกิดกรณีเหล่านี้ เพราะ J^* ที่มีค่ามากๆ จะทำให้ Relative Duality Gap $\left(RDG\right)$ มีค่ามาก ในขณะที่การวนรอบของการคำนวณจะหยุดก็ต่อเมื่อ Relative Duality Gap $\left(RDG\right)$ มีค่าน้อยกว่าค่าที่ต้องการ ซึ่งในตัวอย่างนี้จะกำหนดให้ J^* มีค่าเท่ากับ 100000 เมื่อเกิดกรณีดังกล่าว

(4) ขั้นตอนนี้จะเป็นการหาค่า Relative Duality Gap $\left(RDG\right)$ ซึ่งเป็นค่าที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการหยุดวนรอบของการคำนวณ จากสมการที่ 2.4 การหาค่า Relative Duality Gap $\left(RDG\right)$ จะใช้ความสัมพันธ์ต่อไปนี้ในการคำนวณ

$$RDG=\frac{J^*-q^*}{q^*}$$

(5) เมื่อสิ้นสุดตามขั้นตอนข้างต้นและค่า *RDG* ที่ได้ยังมีค่ามากกว่าค่าที่ต้องการ ขั้นตอนต่อไปจะเป็นการหาค่าสูงสุดของลากรางจ์ฟังก์ชัน ซึ่งทำได้โดยการหาตัวคูณลากรางจ์ตัวใหม่ $\left(\lambda^{iter+1}\right)$ ที่ทำให้ $q(\lambda)$ มีค่ามากขึ้นโดยอาศัยหลักการเกรเดียนท์ในการปรับเปลี่ยนค่าของตัวคูณลากรางจ์ จากสมการที่ 2.3 ความสัมพันธ์ที่ใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าของตัวคูณลากรางจ์เป็นดังนี้

$$\lambda^{iter+1} = \lambda^{iter} + \alpha \frac{dq}{d\lambda}$$

เมื่อ $\alpha = 0.01$ ถ้า $\frac{dq}{d\lambda}$ มีค่าเป็นบวก

$\alpha = 0.008$ ถ้า $\frac{dq}{d\lambda}$ มีค่าเป็นลบ

จากนั้นทำการเพิ่มจำนวนรอบของการคำนวณ $\left(iter = iter + 1\right)$ แล้วกลับไปเริ่มคำนวณจากขั้นตอนที่ (2) ใหม่จนกระทั่งค่า *RDG* มีค่าน้อยกว่าที่ต้องการ ซึ่งในตัวอย่างนี้จะหยุดคำนวณเมื่อ $RDG < 0.01$ จากขั้นตอนทั้งหมดสามารถแสดงผลที่ได้ของแต่ละรอบการคำนวณได้ดังตารางที่ 1

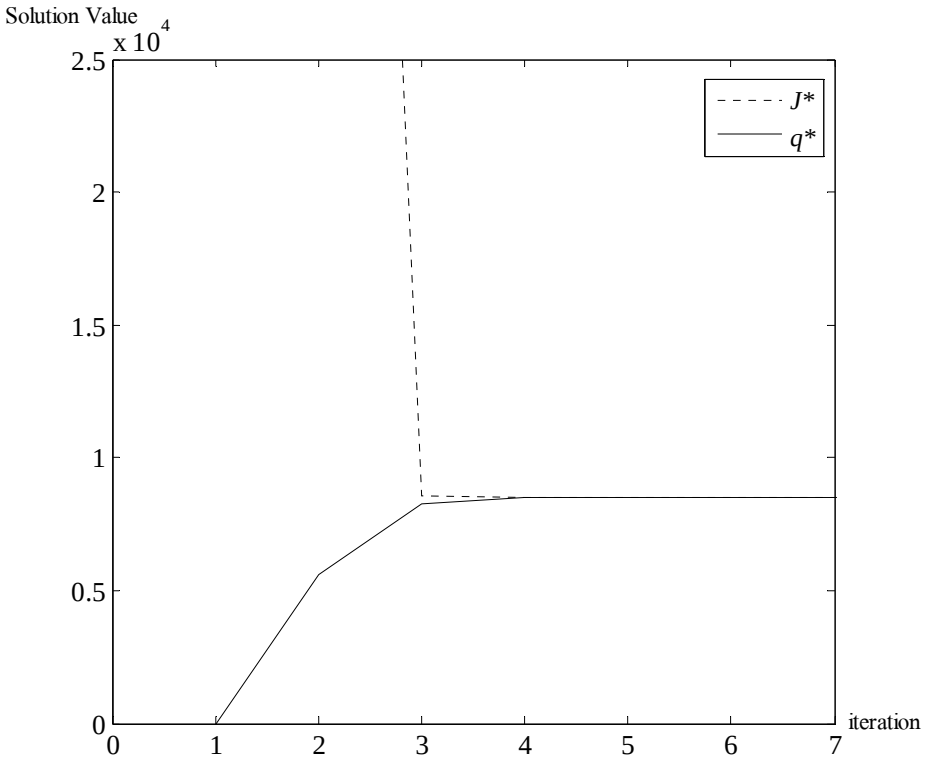
ตารางที่ 1 ผลที่ได้จากแต่ละรอบการคำนวณของตัวอย่างการคำนวณการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน

ค่าที่ได้	รอบการคำนวณ (*iter*)			
	1	2	3	4
λ	0	7.5	15	13.4
U_1	0	0	1	1
U_2	0	0	1	0
U_3	0	0	1	1
P_1 (MW)	0	100	500	457.1429
P_2 (MW)	0	50	150	133.3333
P_3 (MW)	0	80	300	272.2222
q^* ($)	0	5625	8252.5	8510.1984

ตารางที่ 1 (ต่อ)

ค่าที่ได้	รอบการคำนวณ (*iter*)			
	1	2	3	4
$\frac{dq}{d\lambda}$	750	750	-200	20.6349
$\tilde{\lambda}$	-	-	12.7826	13.5625
$\tilde{P}_1$ (MW)	-	-	413.0435	468.75
$\tilde{P}_2$ (MW)	-	-	99.0338	0
$\tilde{P}_3$ (MW)	-	-	237.9227	281.25
J^* (\$)	100000	100000	8584.99	8511.875
$\frac{J^* - q^*}{q^*}$	-	16.7778	0.0403	0.0002

จากตารางสรุปได้ว่า การจ่ายกำลังไฟฟ้า 750 MW ให้กับระบบด้วยราคาต้นทุนการผลิตที่ต่ำที่สุด ทำได้โดยการกำหนดสถานะเปิดให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 และ 3 ส่วนเครื่องที่ 2 มีสถานะปิด และการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 และ 3 มีค่าเป็น 468.75 MW และ 281.25 MW ตามลำดับ โดยราคาต้นทุนการผลิตที่ได้มีค่าเป็น \$8,511.875 ซึ่งในที่นี้พิจารณาเฉพาะราคาค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต และลักษณะการลู่เข้าหาคำตอบแสดงโดยภาพที่ 8



ภาพที่ 8 การลู่เข้าหาคำตอบของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน

3. หลักการโดยทั่วไปของวิธีเจนเนติก

วิธีเจนเนติก (Genetic Algorithm, GA) เป็นวิธีการคำนวณทางคณิตศาสตร์ที่มีหลักการหาคำตอบของปัญหาเลียนแบบการคัดเลือกทางธรรมชาติ (Natural Selection) ซึ่งคิดค้นโดย John Holland อาศัยหลักการที่ว่า ในธรรมชาตินั้น ย่อมมีการคัดสรรสิ่งที่ดีที่สุดเพื่อสืบทอดไปยังรุ่นต่อๆ ไป ซึ่งก็หมายถึงลักษณะหรือโครโมโซม (Chromosome) ที่ดีและสมบูรณ์กว่า ย่อมมีโอกาสมากกว่าที่จะอยู่รอดและทำหน้าที่ในการสืบพันธุ์เพื่อผลิตประชากรรุ่นต่อไป ดังนั้นในทางการคำนวณจะนำหลักการดังกล่าวมาใช้ในการหาค่าสูงสุด (Maximize) หรือต่ำสุด (Minimize) ของปัญหาโดยการเข้ารหัส (Coding) ของตัวแปรในปัญหาให้อยู่ในรูปโครโมโซม ซึ่งโดยทั่วไปเป็นเลขฐานสอง (0, 1) จำนวนหลายๆ บิต จากนั้นโครโมโซมทั้งหมดจะถูกแปรออกมาเป็นค่าตัวแปรแล้วนำไปแทนในฟังก์ชันความเหมาะสม (Fitness Function) ซึ่งสัมพันธ์กับฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) เพื่อหาค่าความเหมาะสม (Fitness Value) โครโมโซมที่ให้ค่าความเหมาะสมที่ดีกว่าย่อมมีโอกาสมากกว่าที่จะถูกเลือกเพื่อถ่ายทอดไปสู่รุ่นต่อๆ ไป เมื่อถึงรุ่นสุดท้ายหรือรอบ

สุดท้ายของการคำนวณ (Maximum Generations) โครโมโซมที่ให้ค่าความเหมาะสมที่ดีที่สุดก็คือคำตอบของปัญหาหรือค่าที่ใกล้เคียงคำตอบที่สุดที่ได้จากการคำนวณ (Optimal Solution)

จากที่กล่าวมาข้างต้น วิธีเจนเนติกมีส่วนประกอบดังต่อไปนี้

(1) โครโมโซม (Chromosome) ซึ่งอยู่ในรูปของเลขฐานสอง (0, 1) จำนวนหลายๆ บิต

(2) กลุ่มประชากร (Population) ที่ประกอบด้วยหลายๆ โครโมโซม

(3) การเข้ารหัส (Coding) ของแต่ละโครโมโซมในกลุ่มประชากร

(4) ฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) และฟังก์ชันความเหมาะสม (Fitness Function)

(5) กระบวนการคัดเลือกทางพันธุกรรม (Selection, Reproduction)

(6) กระบวนการถ่ายทอดพันธุกรรม ซึ่งประกอบด้วย การสลับไขว้ (Crossover) และการกลายพันธุ์ (Mutation)

(7) ความน่าจะเป็นที่สัมพันธ์กับกระบวนการทางพันธุกรรม เช่น ค่าความน่าจะเป็นที่จะถูกเลือก ค่าความน่าจะเป็นที่จะสลับไขว้ และค่าความน่าจะเป็นที่จะกลายพันธุ์

3.1 ขั้นตอนการทำงานของวิธีเจนเนติก

ขั้นตอนการทำงานของวิธีเจเนติกในการหาค่าสูงสุดของปัญหาเป็นดังต่อไปนี้

(1) กำหนดฟังก์ชันความเหมาะสม (Fitness Function) และค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในการคำนวณ เช่น ความยาวของโครโมโซม ขนาดของกลุ่มประชากร จำนวนรอบที่สูงที่สุดในการคำนวณ (Maximum Generations) ความน่าจะเป็นที่จะสลับไขว้ ความน่าจะเป็นที่จะกลายพันธุ์ และกำหนดให้จำนวนรอบการคำนวณ (Generation) เท่ากับศูนย์

(2) ทำการสุ่มค่าเริ่มต้นของโครโมโซม ซึ่งเป็นเลขฐานสองที่มีจำนวนบิตเท่ากับความยาวของโครโมโมโซม เป็นจำนวนโครโมโซมตามขนาดของกลุ่มประชากร

(3) เพิ่มค่าจำนวนรอบของการคำนวณขึ้นหนึ่งค่า (Generation = Generation+1) จากนั้นทำการถอดรหัสและหาค่าจริงของแต่ละโครโมโซม

(4) ประเมินหาค่าความเหมาะสม (Fitness Value) ของแต่ละโครโมโซมตามความสัมพันธ์ของฟังก์ชันความเหมาะสม (Fitness Function)

(5) ถ้าจำนวนรอบการคำนวณ (Generation) มีค่าเท่ากับจำนวนรอบที่สูงที่สุดในการคำนวณ (Maximum Generations) ไปที่ขั้นตอนที่ (9)

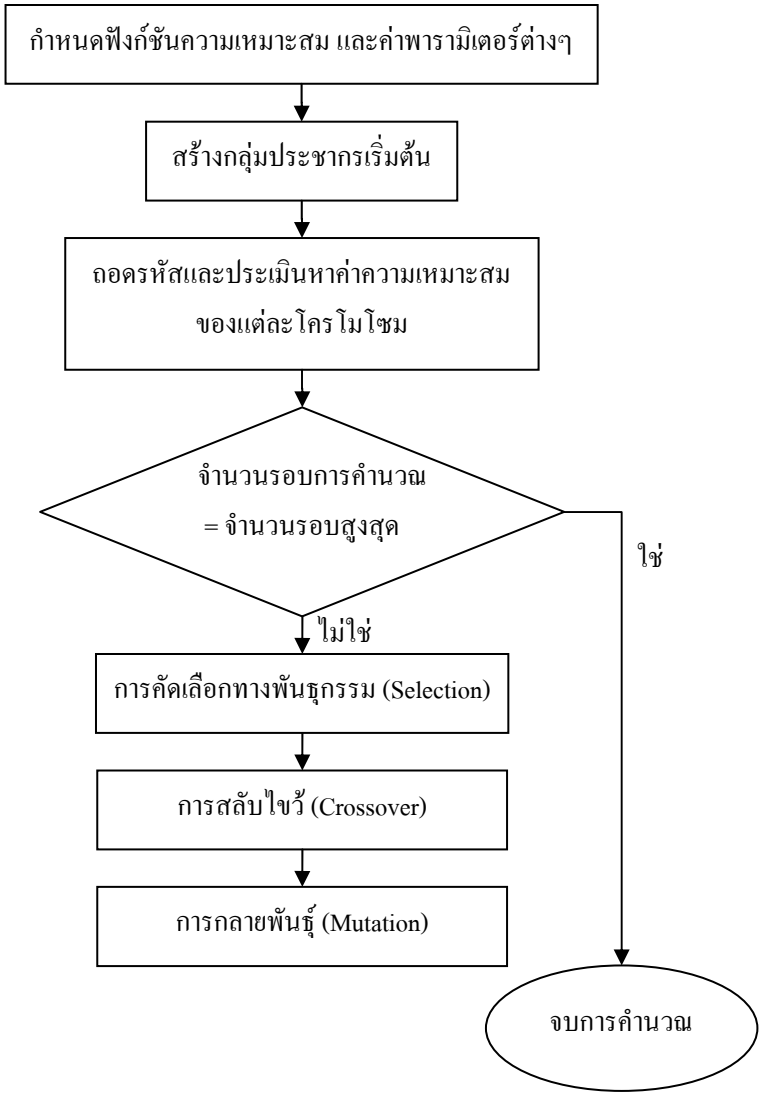
(6) คัดเลือกโครโมโซม (Selection, Reproduction) เพื่อถ่ายทอดพันธุกรรมไปสู่รุ่นต่อไป

(7) สร้างโครโมโซมชุดใหม่โดยใช้กระบวนการสลับไขว้ (Crossover) และการกลายพันธุ์ (Mutation)

(8) แทนที่กลุ่มประชากรที่มีอยู่เดิมด้วยกลุ่มประชากรใหม่ที่ถูกสร้างขึ้นในขั้นตอนที่ (7) แล้วกลับไปที่ขั้นตอนที่ (3)

(9) จบการคำนวณ ซึ่งคำตอบของปัญหา (Optimal Solution) ที่ได้คือโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสม (Fitness Value) มากที่สุดในกลุ่มประชากรของรอบการคำนวณสุดท้าย

ขั้นตอนการคำนวณโดยสรุปของวิธีเจนเนติกแสดงได้ดังภาพที่ 9



ภาพที่ 9 ขั้นตอนการทำงานของวิธีเจนเนติก

3.2 การเข้ารหัส

การเข้ารหัส (Coding) ของวิธีเจนเนติกโดยทั่วไปแล้วจะอยู่ในรูปของเลขฐานสอง (0, 1) คือโครโมโซมแต่ละโครโมโซมจะถูกแทนด้วยเลขฐานสองเรียงกันเป็นจำนวนหลายๆ บิตตามค่าความยาวของโครโมโซมที่ถูกกำหนด ซึ่งจะมากน้อยเพียงใดขึ้นอยู่กับความยากของปัญหา ตัวอย่างเช่น กำหนดให้โครโมโซมแทนตัวแปรของปัญหาที่มี 2 ตัวแปร (x_1, x_2) โดยที่แต่ละตัวแปรแทนด้วยโครโมโซมที่มีความยาวเป็น 6 บิต ดังนั้นความยาวรวมของโครโมโซมจะมีค่าเป็น 12 บิต ดังตัวอย่างต่อไปนี้

โครโมโซม : [010011 111010]

x_1 x_2

โครโมโซมหลายๆโครโมโซมที่เข้ารหัสจะถูกนำมาสร้างเป็นกลุ่มของโครโมโซมซึ่งเรียกว่า กลุ่มประชากร (Population) ในกลุ่มประชากรจะประกอบด้วยโครโมโซมทั้งที่ดีและไม่ดี โครโมโซมที่ดีจะมีโอกาสสูงที่จะถูกเลือกไปสร้างโครโมโซมรุ่นต่อๆไป ขนาดของกลุ่มประชากรเป็นค่าที่ใช้ในการกำหนดจำนวนโครโมโซมทั้งหมดในหนึ่งกลุ่มประชากร ตัวอย่างเช่น กำหนดให้กลุ่มประชากรที่มีขนาดเท่ากับ 4 ประกอบด้วยโครโมโซมที่มีค่าความยาวของโครโมโซมเป็น 12 บิต ตัวอย่างของกลุ่มประชากรของกรณีดังกล่าวแสดงได้ดังนี้

โครโมโซมที่ 1 : [010011111010]
โครโมโซมที่ 2 : [110010001110]
โครโมโซมที่ 3 : [001110101100]
โครโมโซมที่ 4 : [101011101001]

} กลุ่มประชากร

โครโมโซมแต่ละโครโมโซมในกลุ่มประชากรจะถูกถอดรหัส (Decode) ให้เป็นเลขฐานสิบ (x_{decode}) การถอดรหัสของโครโมโซมจะใช้ความสัมพันธ์ดังสมการที่ 3.1

$$x_{decode} = \sum_{i=1}^{l} b_i 2^{-i} \qquad (3.1)$$

เมื่อ l คือความยาวโครโมโซมต่อ 1 ตัวแปร ซึ่งหมายถึงจำนวนของบิตในโครโมโซมที่ใช้แทนตัวแปรที่ต้องการหาคำตอบ 1 ตัวแปร

b_i คือเลขฐานสอง (0 หรือ 1) ของบิตที่ i

ต่อจากนั้นค่า x_{decode} จะถูกแปลงให้เป็นค่าจริง (x_{actual}) ตามความสัมพันธ์ดังสมการที่ 3.2

$$x_{actual} = x_{\min} + x_{decode}\left(x_{\max} - x_{\min}\right) \qquad (3.2)$$

เมื่อ $x_{\min}$ คือค่าต่ำสุดของตัวแปร x

$x_{\max}$ คือค่าสูงสุดของตัวแปร x

ตัวอย่างเช่น พิจารณาโครโมโซม 010011111010 ที่แทนตัวแปรของปัญหา (x_1, x_2) โดยที่ x_1 มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 12 และ x_2 มีค่าอยู่ระหว่าง 2 ถึง 7 จะได้ 6 บิตแรกของโครโมโซมแทนตัวแปร x_1 และ 6 บิตหลังแทนตัวแปร x_2

$$x_1 = 010011\ ,\ \ x_2 = 111010$$

จากสมการที่ 3.1 จะได้

$$x_{1,decode} = \left(0\times 2^{-1}\right)+\left(1\times 2^{-2}\right)+\left(0\times 2^{-3}\right)+\left(0\times 2^{-4}\right)+\left(1\times 2^{-5}\right)+\left(1\times 2^{-6}\right) = 0.296875$$

$$x_{2,decode} = \left(1\times 2^{-1}\right)+\left(1\times 2^{-2}\right)+\left(1\times 2^{-3}\right)+\left(0\times 2^{-4}\right)+\left(1\times 2^{-5}\right)+\left(0\times 2^{-6}\right) = 0.90625$$

และจากสมการที่ 3.2 ค่าจริงที่ได้ของแต่ละตัวแปรคือ

$$x_{1,actual} = 0 + 0.296875(12-0) = 3.5625$$

$$x_{2,actual} = 2 + 0.90625(7-2) = 6.53125$$

3.3 ฟังก์ชันความเหมาะสม

ฟังก์ชันความเหมาะสม (Fitness Function) เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness Value) ของโครโมโซม ซึ่งโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมมากกว่า ย่อมมีโอกาสมากกว่าที่จะถูกเลือกเพื่อถ่ายทอดพันธุกรรมไปสู่รุ่นต่อไป โดยฟังก์ชันความเหมาะสมนี้จะเป็นฟังก์ชันที่สัมพันธ์กับฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) จากหลักการเลือกโครโมโซมที่กล่าวในขั้นต้น จะเห็นได้ว่า การหาค่าสูงสุด (Maximize) ของปัญหาโดยใช้วิธีเจนเนติกนั้น เราสามารถกำหนดให้ฟังก์ชันเป้าหมายเป็นฟังก์ชันความเหมาะสมที่ใช้ในการประเมินค่าโครโมโซมได้ แต่สำหรับการหาค่าต่ำสุด (Minimize) ของปัญหานั้น จะต้องมีการแปลงฟังก์ชันเป้าหมายให้

เป็นฟังก์ชันความเหมาะสม โดยอาศัยอาศัยหลักการแปลงค่าของฟังก์ชันเป้าหมายที่น้อย ให้เป็นค่าของฟังก์ชันความเหมาะสมที่มาก ดังนั้นจะเห็นได้ว่า โครโมโซมที่ให้ค่าความเหมาะสมที่มากกว่าซึ่งมีโอกาสมากกว่าที่จะถูกเลือกเพื่อถ่ายทอดพันธุกรรมไปสู่รุ่นต่อไป จะเป็นโครโมโซมที่ให้ค่าน้อยกว่าเมื่อแทนในฟังก์ชันเป้าหมาย ซึ่งตรงกับความต้องการในการหาค่าต่ำสุด (Minimize) ของปัญหา ตัวอย่างฟังก์ชันความเหมาะสมของปัญหาการหาค่าต่ำสุด (Minimize) แสดงได้จากกำหนดให้ฟังก์ชันเป้าหมายเป็น $F(x)$ ฟังก์ชันความเหมาะสม (f) อย่างง่ายที่ได้จากฟังก์ชันเป้าหมาย ได้แก่ $(-F(x))$ หรือ $\frac{1}{1+F(x)}$ เป็นต้น

3.4 กระบวนการคัดเลือกทางพันธุกรรม

การคัดเลือกทางพันธุกรรม (Selection, Reproduction) เป็นขั้นตอนการคัดเลือกโครโมโซมเพื่อทำการถ่ายทอดพันธุกรรมให้กับรุ่นต่อๆไป โครโมโซมที่ให้ค่าความเหมาะสมมากจะมีโอกาสมากที่จะถูกเลือก และโครโมโซมที่ถูกเลือกเพื่อถ่ายทอดพันธุกรรมนี้จะถูกเรียกว่าโครโมโซมพ่อแม่ (Parent) หลักการหนึ่งที่นิยมนำมาใช้ในการคัดเลือกโครโมโซมนั้นคือ Roulette Wheel Selection ซึ่งขั้นตอนการคัดเลือกโครโมโซมโดยอาศัยหลักการ Roulette Wheel Selection เป็นดังต่อไปนี้

(1) คำนวณผลรวมของค่าความเหมาะสมของทุกโครโมโซมในกลุ่มประชากร (F_{sum}) ตามความสัมพันธ์ดังสมการที่ 3.3

$$F_{sum} = \sum_{i=1}^{pop_size} f_i \qquad (3.3)$$

เมื่อ pop_size คือขนาดของกลุ่มประชากร ซึ่งหมายถึงจำนวนโครโมโซมในกลุ่มประชากร

f_i คือค่าความเหมาะสมของโครโมโซมที่ i ในกลุ่มประชากร

(2) คำนวณค่าความน่าจะเป็นที่จะถูกเลือกของแต่ละโครโมโซม (p_i) ตามความสัมพันธ์ดังสมการที่ 3.4

$$p_i = \frac{f_i}{F_{sum}} \tag{3.4}$$

(3) คำนวณค่าความน่าจะเป็นที่จะถูกเลือกสะสมของแต่ละโครโมโซม (q_i) ตามความสัมพันธ์ดังสมการที่ 3.5

$$q_i = \sum_{j=1}^{i} p_j \tag{3.5}$$

(4) ทำการสุ่มตัวเลข (r) ที่มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1

(5) ถ้า $r \le q_1$ เลือกโครโมโซมที่ 1

ถ้า $r > q_1$ เลือกโครโมโซมที่ i เมื่อ $2 \le i \le pop_size$ และ $q_{i-1} < r \le q_i$

จากหลักการดังกล่าวสามารถแสดงตัวอย่างของโอกาสที่แต่ละโครโมโซมจะถูกคัดเลือกได้จากตัวอย่างการหาค่า x ที่ทำให้ $F(x) = x^2$ มีค่ามากที่สุด เมื่อ $0 \le x \le 12$

$$\begin{aligned} & Maximize\ (x^2) \\ \text{เมื่อ} \quad & 0 \le x \le 12 \end{aligned}$$

กำหนดให้ขนาดของกลุ่มประชากรมีค่าเท่ากับ 4 และความยาวของโครโมโซมมีค่าเป็น 6 ตัวอย่างการคัดเลือกโครโมโซมตามหลักการ Roulette Wheel Selection แสดงดังตารางที่ 2

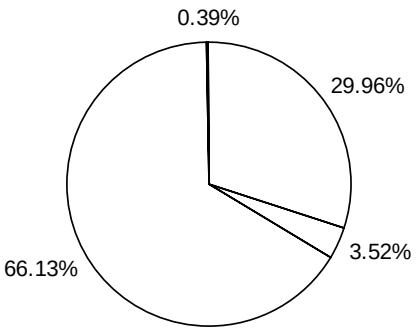
ตารางที่ 2 การคัดเลือกโครโมโซมโดยอาศัยหลักการ Roulette Wheel Selection

ที่	โครโมโซม	x_{decode}	x_{actual}	$f_i = x_{actual}^2$	$p_i = \frac{f_i}{F_{sum}}$	$q_i = \sum_{j=1}^{i} p_j$
1	100011	0.5469	6.5625	43.0664	0.2996	0.2996
2	001100	0.1875	2.2500	5.0625	0.0352	0.3348
3	110100	0.8125	9.7500	95.0625	0.6613	0.9961
4	000100	0.0625	0.7500	0.5625	0.0039	1.0000

จากตารางที่ 2 จะเห็นได้ว่าโครโมโซมที่ 3 เป็นโครโมโซมที่ดีที่สุดในกลุ่มประชากร โครโมโซมนี้จึงมีค่าความน่าจะเป็นที่จะถูกเลือกมากที่สุด เมื่อพิจารณาการเลือกโครโมโซมจากหลักการ Roulette Wheel Selection ช่วงการเลือกโครโมโซมแต่ละโครโมโซมจากตัวเลขที่ได้จากการสุ่ม (r) คือ

$0 < r \leq 0.2996$: เลือกโครโมโซมที่ 1
$0.2996 < r \leq 0.3348$: เลือกโครโมโซมที่ 2
$0.3348 < r \leq 0.9961$: เลือกโครโมโซมที่ 3
$0.9961 < r \leq 1$: เลือกโครโมโซมที่ 4

ค่าความน่าจะเป็นที่จะถูกเลือกของแต่ละโครโมโซมแสดงดังภาพที่ 10



ภาพที่ 10 การคัดเลือกโครโมโซมโดยอาศัยหลักการ Roulette Wheel Selection

3.5 กระบวนการสลับไขว้

การสลับไขว้ (Crossover) เป็นขั้นตอนการถ่ายทอดพันธุกรรมที่กระทำโดยการนำโครโมโซมที่ได้จากขั้นตอนการคัดเลือกโครโมโซม (Selection, Reproduction) มาจับคู่เป็นโครโมโซมพ่อแม่ (Parent) จากนั้นทำการกำหนดค่าสุ่มที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 ให้กับโครโมโซมพ่อแม่แต่ละคู่ โครโมโซมพ่อแม่คู่ใดมีค่าสุ่มน้อยกว่าค่าความน่าจะเป็นที่จะสลับไขว้ที่กำหนดไว้ จะทำการถ่ายทอดพันธุกรรมโดยการสลับไขว้เพื่อแลกเปลี่ยนโครโมโซมกันในบางส่วน การสลับไขว้อย่างง่ายได้แก่การสลับไขว้แบบ 1 จุด (One-Point Crossover) ซึ่งจะสลับไขว้โครโมโซมพ่อแม่ที่จุด 1 จุดที่ได้จากการสุ่ม โครโมโซมใหม่ที่ได้จะถูกเรียกว่าโครโมโซมลูก (Offspring) ซึ่ง

โครโมโซมลูกที่ได้นี้มีโอกาสที่จะให้ค่าความเหมาะสมสูงกว่าค่าความเหมาะสมของโครโมโซมพ่อแม่ ตัวอย่างการสลับไขว้แบบ 1 จุด เป็นดังต่อไปนี้

สมมติให้โครโมโซมที่ 1 และ 3 จากตัวอย่างที่แสดงข้างต้นในหัวข้อกระบวนการคัดเลือกทางพันธุกรรมเป็นโครโมโซมพ่อแม่ที่จะทำการสลับไขว้ และสมมติว่าจุดที่จะสลับไขว้ที่ได้จากการสุ่มคือจุดที่ 4 ผลที่ได้จากการสลับไขว้เป็นดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลที่ได้จากกระบวนการสลับไขว้ (Crossover)

ที่	โครโมโซมพ่อแม่ (Parent)	ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมพ่อแม่ $f_i = x^2_{actual}$	โครโมโซมลูก (Offspring)	ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมลูก $f_i = x^2_{actual}$
1	100011	43.0664	100000	36.0000
2	110100	95.0625	110111	106.3477

3.6 กระบวนการกลายพันธุ์

กระบวนการกลายพันธุ์ (Mutation) เป็นขั้นตอนที่อาศัยแนวคิดที่ว่าโครโมโซมที่ได้ในรุ่นต่อไปหรือโครโมโซมลูกนั้น มีโอกาสเป็นไปได้ที่จะกลายพันธุ์จากโครโมโซมที่ได้มาจากโครโมโซมพ่อแม่ หลักการทำงานของขั้นตอนนี้คือ ทำการกำหนดค่าสุ่มที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 ให้กับแต่ละบิตในแต่ละโครโมโซมลูกที่ได้มาจากกระบวนการสลับไขว้ บิตใดที่มีค่าสุ่มน้อยกว่าค่าความน่าจะเป็นที่จะกลายพันธุ์ที่กำหนดไว้ จะทำการกลายพันธุ์ที่บิตนั้นโดยการกลับบิต (เปลี่ยนจาก 0 เป็น 1 หรือจาก 1 เป็น 0) ซึ่งการกำหนดค่าความน่าจะเป็นที่จะกลายพันธุ์นั้นส่วนใหญ่จะกำหนดให้เป็นค่าที่น้อยๆ เช่น ค่าที่อยู่ระหว่าง 0.001 ถึง 0.01 เป็นต้น ตัวอย่างของการกลายพันธุ์เป็นดังต่อไปนี้

สมมติให้โครโมโซมลูกที่ 1 จากตัวอย่างที่แสดงข้างต้นในหัวข้อกระบวนการสลับไขว้เป็นโครโมโซมที่จะมีการกลายพันธุ์ที่บิตที่ 3 ของโครโมโซม ผลที่ได้จากการกลายพันธุ์เป็นดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ผลที่ได้จากกระบวนการกลายพันธุ์ (Mutation)

	โครโมโซมลูก (Offspring)	ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมลูก $f_i = x_{actual}^2$
ก่อนกระบวนการกลายพันธุ์	10<u>0</u>000	36.0000
ผลจากกระบวนการกลายพันธุ์	10<u>1</u>000	56.2500

จากขั้นตอนทั้งหมดที่กล่าวข้างต้นจะเห็นได้ว่า วิธีเจนเนติกเป็นวิธีที่อาศัยค่าความเหมาะสมของโครโมโซมในกลุ่มประชากรรุ่นก่อนหน้า เพื่อค้นหาโครโมโซมที่ดีกว่าให้กับกลุ่มประชากรรุ่นต่อๆ ไป ดังนั้นจะเห็นได้ว่าเมื่อทำตามขั้นตอนดังกล่าวซ้ำหลายๆ รอบการคำนวณโครโมโซมที่ได้ในแต่ละรอบการคำนวณก็จะมีค่าความเหมาะสมเพิ่มมากขึ้นเรื่อยๆ จนกระทั่งให้ค่าความเหมาะสมสูงที่สุดตามความต้องการของปัญหา ซึ่งค่าจริง (x_{actual}) ของโครโมโซมที่ให้ค่าความเหมาะสมสูงที่สุดในกลุ่มประชากรของรอบการคำนวณสุดท้าย จะเป็นคำตอบของฟังก์ชันเป้าหมายที่ต้องการหรือเป็นค่าที่ใกล้เคียงคำตอบที่สุดที่คำนวณได้ ซึ่งจะเห็นว่าการกำหนดจำนวนรอบของการคำนวณนั้นควรมากพอและเหมาะสมกับความซับซ้อนของปัญหา เพื่อให้สามารถค้นพบโครโมโซมที่เป็นคำตอบของฟังก์ชันเป้าหมายได้

จุดเด่นของการใช้วิธีเจนเนติกในการแก้ปัญหาของฟังก์ชันเป้าหมายคือ วิธีเจนเนติกเป็นวิธีที่ไม่ได้วิเคราะห์ปัญหาโดยตรง ดังนั้นวิธีนี้จึงเหมาะที่จะนำมาแก้ปัญหาที่มีความซับซ้อนและยุ่งยากมากๆ ในการวิเคราะห์ปัญหานั้นโดยตรง ตัวอย่างเช่น ปัญหาที่ประกอบด้วยฟังก์ชันเป้าหมายที่มีตัวแปรที่ต้องการหาคำตอบเป็นจำนวนมากและมีเงื่อนไขของปัญหาที่ยุ่งยากซับซ้อน เป็นต้น

4. การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก

วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (Lagrangian Relaxation with Genetic Algorithm, LRGA) เป็นวิธีที่ประยุกต์รวมวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR) กับวิธีเจนเนติก (GA) เข้าด้วยกัน โดยการนำวิธีเจนเนติกมาใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าของตัวคูณลากรางจ์ให้กับวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ ซึ่งการนำวิธีเจนเนติกมาใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าตัวคูณลากรางจ์ให้กับวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันนี้ จะทำให้การลู่เข้าหาคำตอบของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซ

ชันร่วมกับวิธีเจนเนติกดีขึ้นกว่าการลู่เข้าหาคำตอบของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน อีกทั้งช่วยให้คุณภาพของผลลัพธ์ที่ได้ดีขึ้นกว่าการใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันในการแก้ปัญหา

หลักการคำนวณของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์นั้นจะใช้โครโมโซมของวิธีเจนเนติกแทนตัวคูณลากรางจ์ของปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ ซึ่งขั้นตอนการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์โดยวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกเป็นดังต่อไปนี้

(1) สุ่มค่าเริ่มต้นของโครโมโซม โดยที่โครโมโซม 1 โครโมโซมเป็นเลขฐานสองเรียงกันตามค่าความยาวของโครโมโซมที่กำหนด เป็นจำนวนโครโมโซมตามขนาดของกลุ่มประชากร

(2) ทำการถอดรหัสโครโมโซมและหาค่าจริง โดยใช้ความสัมพันธ์จากสมการที่ 3.1 และ 3.2 ซึ่งตัวแปรที่ต้องการหาคำตอบในที่นี้คือตัวคูณลากรางจ์ (λ) สำหรับเงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้า (Loading Constraint) ที่แต่ละชั่วโมงในช่วงเวลาทั้งหมดที่พิจารณา ดังนั้นความสัมพันธ์ที่ใช้ในการถอดรหัสโครโมโซมและหาค่าจริงที่สัมพันธ์กับตัวแปร λ แสดงดังสมการที่ 4.1 และ 4.2

$$\lambda_{decode} = \sum_{i=1}^{l} \lambda_i 2^{-i} \tag{4.1}$$

$$\lambda_{actual} = \lambda_{\min} + \lambda_{decode}\left(\lambda_{\max} - \lambda_{\min}\right) \tag{4.2}$$

เมื่อ l คือความยาวโครโมโซมต่อ 1 ตัวแปร ซึ่งหมายถึงจำนวนของบิตในโครโมโซมที่ใช้แทนตัวแปร λ ของ 1 ชั่วโมงในช่วงเวลาทั้งหมดของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ที่พิจารณา

λ_i คือเลขฐานสอง (0 หรือ 1) ของบิตที่ i

$\lambda_{\min}$ คือค่าต่ำสุดของตัวคูณลากรางจ์

$\lambda_{\max}$ คือค่าสูงสุดของตัวคูณลากรางจ์

(3) คำนวณหา Dual Solution (q^*), Primal Solution (J^*) และ Relative Duality Gap (RDG) ตามขั้นตอนของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันจากค่าตัวคูณลากรางจ์ของแต่ละโครโมโซมที่ได้จากวิธีเจนเนติก

(4) ถ้าจำนวนรอบการคำนวณ (Generation) มีค่าเท่ากับจำนวนรอบที่สูงที่สุดในการคำนวณ (Maximum Generations) หรือค่า RDG ของโครโมโซมใดในกลุ่มประชากรมีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ ไปที่ขั้นตอนที่ (9)

(5) ประเมินหาค่าความเหมาะสม (Fitness Value) ของแต่ละโครโมโซมจากฟังก์ชันความเหมาะสมดังสมการที่ 4.3

$$f = \frac{1}{|RDG|} \tag{4.3}$$

(6) คัดเลือกโครโมโซม (Selection, Reproduction) เพื่อทำการถ่ายทอดพันธุกรรมให้กับโครโมโซมในกลุ่มประชากรรุ่นต่อไป

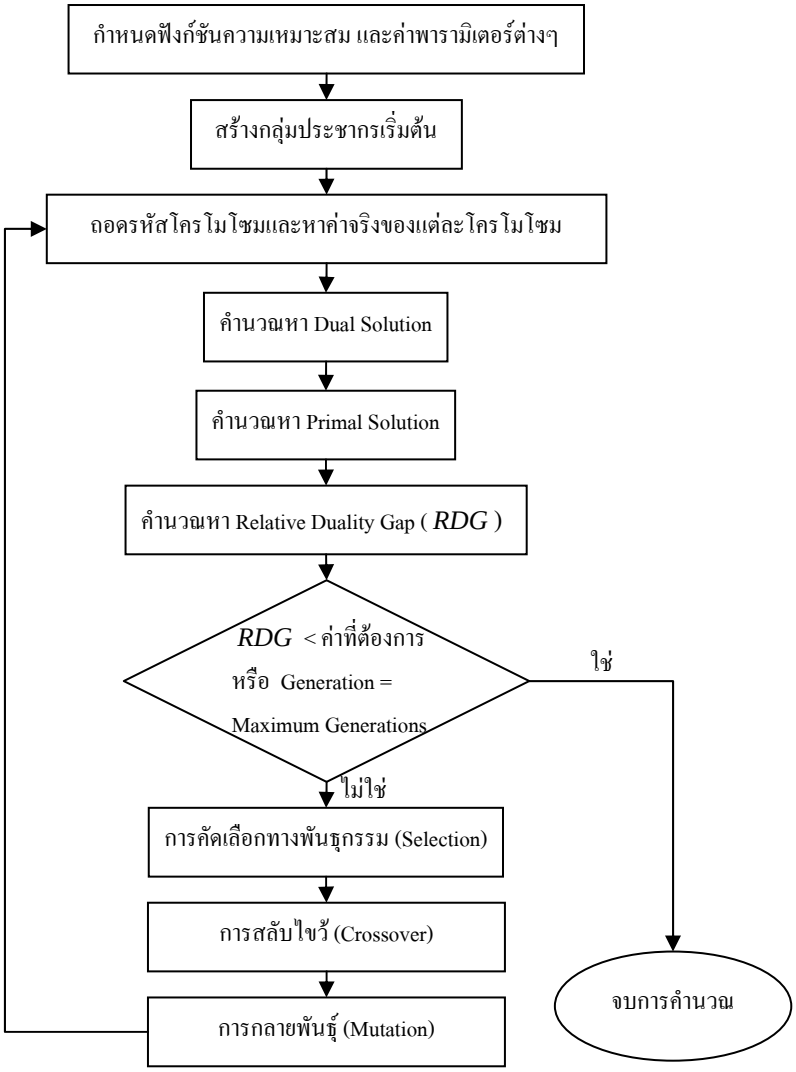
(7) สร้างโครโมโซมชุดใหม่โดยใช้กระบวนการสลับไขว้ (Crossover) และการกลายพันธุ์ (Mutation) จากนั้นแทนที่กลุ่มประชากรที่มีอยู่เดิมด้วยชุดโครโมโซมใหม่ที่ถูกสร้างขึ้นมา

(8) เพิ่มค่าของจำนวนรอบการคำนวณขึ้นหนึ่งค่าและกลับไปที่ขั้นตอนที่ (2)

(9) จบการคำนวณ และผลลัพธ์ของปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ที่ได้คือ ผลลัพธ์จากโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสม (Fitness Value) มากที่สุดในกลุ่มประชากรของรอบการคำนวณสุดท้าย

จากหลักการดังกล่าวจะเห็นได้ว่า การปรับเปลี่ยนค่าของตัวคูณลากรางจ์โดยใช้วิธีเจนเนติกจะมีความยืดหยุ่นมากกว่าการอาศัยหลักของเกรเดียนท์ จึงทำให้ประสิทธิภาพในการลู่เข้าหาค่าที่เหมาะสมที่สุดดีกว่าวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันปกติ รวมถึงยังสามารถเข้าใกล้จุดที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Point) ได้มากกว่า เป็นผลให้การคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ด้วยวิธีนี้ มีคุณภาพของคำตอบที่ได้ดีกว่าการคำนวณด้วยวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน

ขั้นตอนโดยสรุปของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกแสดงได้ดังภาพที่ 11



ภาพที่ 11 การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก

5. ระบบที่ใช้ในกรณีศึกษา

ระบบที่ใช้ในกรณีศึกษาของงานวิจัยนี้คือระบบ IEEE 57-bus ที่มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลบ้างเล็กน้อยเพื่อให้สอดคล้องกับปัญหาในกรณีศึกษา เช่น มีการเปลี่ยนแปลงขนาดของโหลดที่แต่ละบัสเพื่อใช้สำหรับการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์ เป็นต้น ซึ่งระบบ 57 บัส ในกรณีศึกษานี้

ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit) ทั้งหมด 7 เครื่อง สายส่ง 80 เส้น ขอบเขตเวลาของปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ที่ใช้คือ 24 ชั่วโมง ซึ่งข้อมูลและรายละเอียดของระบบที่ใช้มีดังต่อไปนี้

5.1 ราคาต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ราคาต้นทุนของปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ในกรณีศึกษาของงานวิจัยนี้ประกอบด้วย ราคาค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ซึ่งอยู่ในรูปสัมประสิทธิ์ของสมการกำลังสอง และราคาค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Start up Cost) ซึ่งนำมาใช้พิจารณาในการคำนวณกรณีมีการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสถานะปิดอยู่ก่อนหน้านี้ โดยข้อมูลราคาต้นทุนที่ใช้ในกรณีศึกษาเป็นดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ราคาต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Unit	Bus	ค่าสัมประสิทธิ์ของฟังก์ชันเชื้อเพลิง			Start up Cost
		a_i ($/hr)	b_i ($/MWhr)	c_i ($/MW^2 hr)	($)
1	1	240	7	0.007	600
2	2	200	11	0.009	200
3	3	200	11	0.009	200
4	6	180	12	0.0075	200
5	8	350	8.5	0.009	400
6	9	180	12	0.0075	200
7	12	350	8.5	0.009	400

5.2 ข้อมูลเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์สำหรับงานวิจัยนี้ประกอบด้วย ข้อจำกัดพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Limit Constraint) ข้อจำกัดช่วงเวลาของการเปิดหรือปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Minimum up time-down time Constraint) ข้อจำกัดอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า (Ramp rate Constraint) ซึ่งข้อมูลเงื่อนไข (Constraints) และสถานะ

เริ่มต้น (Initial State) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในงานวิจัย มีรายละเอียดดังที่แสดงรายไว้ในตารางที่ 6

ตารางที่ 6 เงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Unit	$P_{i,\min}$ (MW)	$P_{i,\max}$ (MW)	Ramp rate Limit (MW/hr)	Minimum up time (hr)	Minimum down time (hr)	Initial State (hr)
1	100	500	250	5	-4	-4
2	50	150	150	3	-2	-2
3	50	150	150	3	-2	-2
4	50	120	120	1	-1	-8
5	80	300	150	4	-3	1
6	50	120	120	1	-1	-8
7	80	300	150	4	-3	1

5.3 ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบ

ในกรณีศึกษาของงานวิจัยนี้ จะทำการวางแผนการผลิตกำลังไฟฟ้าให้กับระบบเป็นรายชั่วโมง รวมทั้งสิ้น 24 ชั่วโมง ซึ่งข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสำหรับปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์นั้น จะคิดเป็นความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งระบบในแต่ละชั่วโมง สำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละบัสและเงื่อนไขทั้งหมดที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (SCOPF) มีรายละเอียดอยู่ในภาคผนวก และความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Spinning Reserve) ที่ใช้ในงานวิจัยนี้มีค่าเป็นร้อยละสิบของความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบ $\left(SR_t = 0.1P_{Load,t}\right)$ ข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า (Load) และความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรอง (Spinning Reserve) ของระบบในแต่ละชั่วโมง (Hour) สำหรับปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์เป็นดังตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าและความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ

Hour	Load (MW)	Spinning Reserve (MW)	Hour	Load (MW)	Spinning Reserve (MW)
1	372	37.2	13	1188	118.8
2	360	36.0	14	1068	106.8
3	324	32.4	15	984	98.4
4	312	31.2	16	924	92.4
5	372	37.2	17	996	99.6
6	504	50.4	18	1164	116.4
7	720	72.0	19	1200	120.0
8	876	87.6	20	1056	105.6
9	1032	103.2	21	768	76.8
10	1140	114.0	22	600	60.0
11	1200	120.0	23	468	46.8
12	1236	123.6	24	420	42.0

6. รายละเอียดของกรณีศึกษา

กรณีศึกษาในงานวิจัยนี้มีทั้งหมด 4 กรณีศึกษาดังต่อไปนี้

- กรณีที่ 1: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)
- กรณีที่ 2: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)
- กรณีที่ 3: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)

- กรณีที่ 4: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF) โดยคำนึงถึงกรณีเกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ

แต่ละกรณีศึกษามีรายละเอียดการคำนวณดังต่อไปนี้

6.1 กรณีที่ 1: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)

กรณีศึกษานี้จะทำการคำนวณการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ของระบบ IEEE 57-bus ที่มีข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า และความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบตามที่กำหนดไว้ในตารางที่ 5 ถึงตารางที่ 7 ในหัวข้อข้างต้นโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน กรณีนี้จะคำนวณโดยขั้นตอนการคำนวณตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 2 แต่มีส่วนที่เพิ่มเติมจากตัวอย่างในหัวข้อที่ 2.2 คือมีเงื่อนไขที่กำหนดมากขึ้น ได้แก่ เงื่อนไขความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Spinning Reserve Constraint), ข้อจำกัดช่วงเวลาการเปิดหรือปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Minimum up time-down time Constraint) และข้อจำกัดอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramp rate Constraint) กรณีนี้ศึกษาเพียงเพื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้กับผลลัพธ์ของกรณีการใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA) ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ ดังนั้นเพื่อลดความยุ่งยากของการคำนวณจึงไม่พิจารณาถึงค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบ แต่อย่างไรก็ตามค่าความสูญเสียนี้จะถูกนำมาพิจารณาในกรณีที่ 3 และ 4 ซึ่งเป็นคำตอบที่แท้จริงที่ใช้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ

สำหรับค่าที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการหยุดวนรอบการคำนวณของกรณีศึกษานี้คือ 0.1 โดยจะหยุดวนรอบการคำนวณเมื่อค่า RDG น้อยกว่าค่าดังกล่าว $(RDG < 0.1)$ และค่า α ที่ใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าตัวคูณลากรางจ์ตามหลักของเกรเดียนท์ที่ใช้ในกรณีศึกษานี้คือ

$\alpha = 0.01$ เมื่อ $\frac{dq}{q\lambda}$ มีค่าเป็นบวก

และ $\alpha = 0.00082$ เมื่อ $\frac{dq}{q\lambda}$ มีค่าเป็นลบ

6.2 การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)

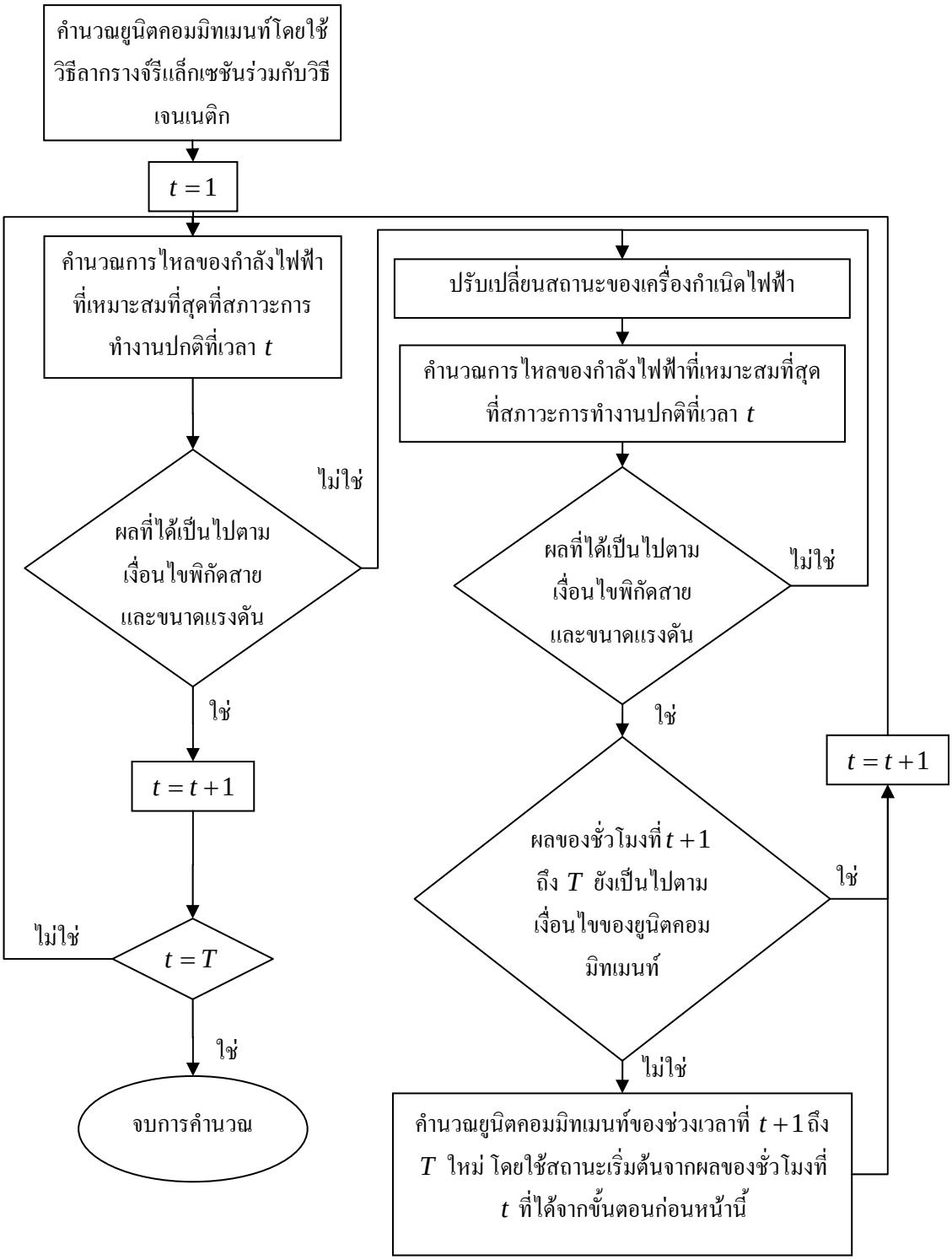
กรณีศึกษานี้จะทำการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ของระบบเดียวกันกับกรณีที่ 1 โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA) ในการแก้ปัญหา ซึ่งขั้นตอนการคำนวณนั้นได้อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 4 และกรณีนี้ก็จะไม่พิจารณาถึงค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบเช่นเดียวกับกรณีที่ 1 สำหรับค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA) ที่ใช้ในกรณีศึกษานี้เป็นดังนี้

- ค่าความยาวของโครโมโซม เท่ากับ 8 บิตต่อตัวคูณลากรางจ์ 1 ตัว
- ขนาดของกลุ่มประชากร เท่ากับ 100 โครโมโซม
- จำนวนรอบการคำนวณสูงสุด เท่ากับ 1,000 รอบ
- ค่าความน่าจะเป็นที่จะสลับไขว้ เท่ากับ 0.8
- ค่าความน่าจะเป็นที่จะกลายพันธุ์ เท่ากับ 0.01
- ค่า RDG ที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการหยุดการคำนวณคือ หยุดการคำนวณเมื่อ $RDG < 0.1$

6.3 กรณีที่ 3: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)

กรณีศึกษานี้จะนำผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีที่ 2 ในแต่ละชั่วโมงไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) ซึ่งเมื่อพิจารณากรณีศึกษาที่ 1 และ 2 ในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์แล้ว จะพบว่าการคำนวณนั้นยังไม่ได้คำนึงถึงเงื่อนไขต่างๆ ของระบบ ซึ่งได้แก่เงื่อนไขขนาดพิกัดสาย และขนาดของแรงดันที่บัส เป็นต้น ดังนั้นผลลัพธ์จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์จึงไม่เพียงพอที่จะนำมาจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ ในกรณีศึกษานี้จึงเป็นการนำผลที่ได้จากการคำนวณยูนิตคอมมิทเมนท์มาตรวจสอบเงื่อนไขของระบบรวมทั้งพิจารณาถึงค่าความ

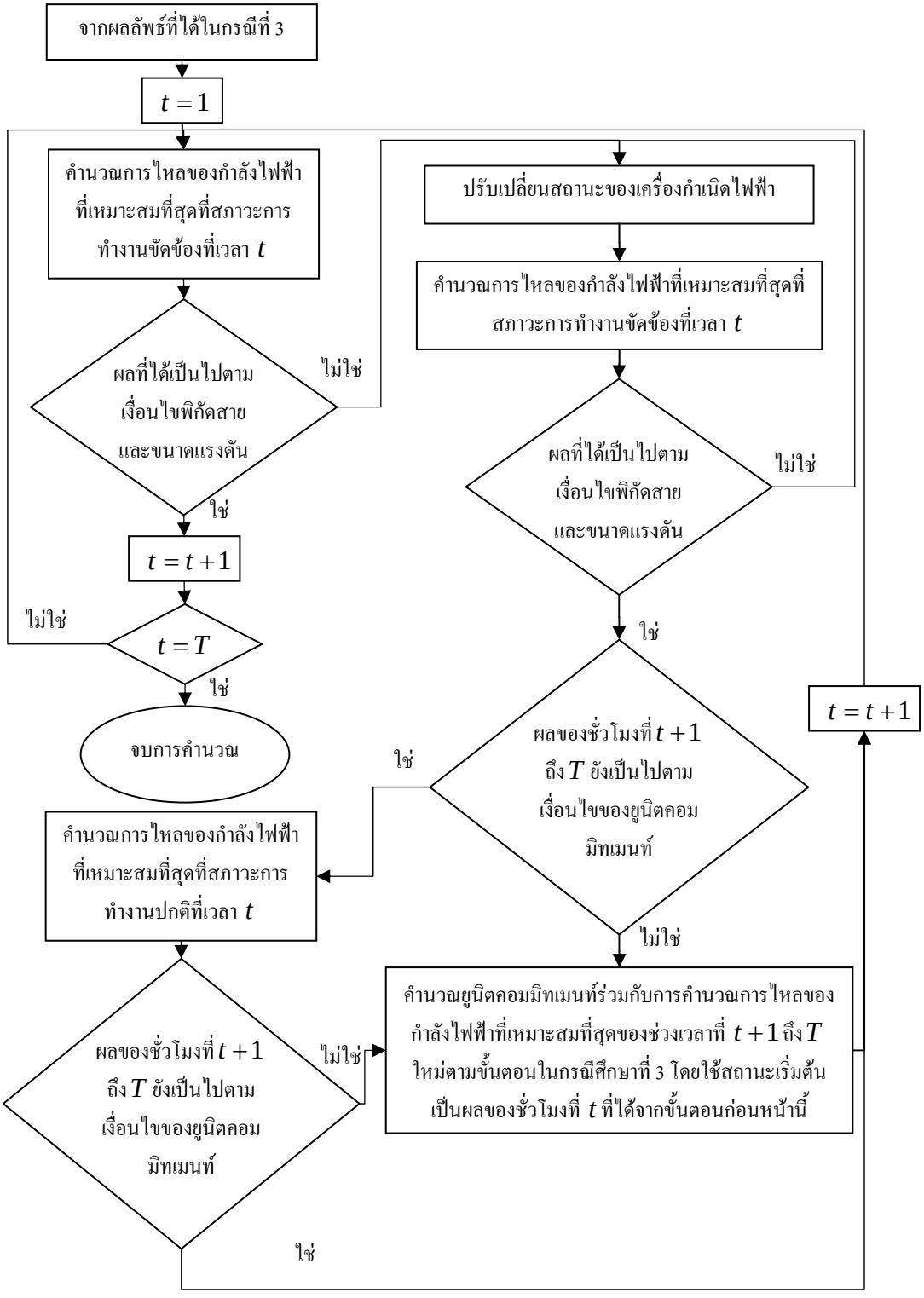
สูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบด้วยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) โดยใช้โปรแกรม MATPOWER ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ใช้ในการคำนวณของระบบไฟฟ้ากำลัง หากผลที่ได้จากยูนิตคอมมิทเมนท์นั้นไม่เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบ คือการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) ไม่สามารถลู่เข้าหาคำตอบ หรือมีขนาดกำลังไฟฟ้าเกินพิกัดที่สายส่งเส้นใด หรือขนาดของแรงดันที่บัสไม่เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบ จะทำการแก้ไขโดยการปรับเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจนกระทั่งการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) สามารถลู่เข้าหาคำตอบได้ และข้อควรคำนึงถึงในการปรับเบลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าคือ จะต้องปรับเปลี่ยนโดยเป็นไปตามเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น เงื่อนไขข้อจำกัดช่วงเวลาการเปิดหรือปิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Unit Minimum up time-down time Constraint) และข้อจำกัดอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า (Ramp rate Constraint) เป็นต้น ซึ่งผลลัพธ์สุดท้ายที่ได้จากกรณีศึกษานี้ก็คือผลลัพธ์ของยูนิตคอมมิทเมนท์ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบได้โดยที่ไม่มีการละเมิดเงื่อนไขต่างๆ ของระบบ ซึ่งขั้นตอนการคำนวณของกรณีศึกษาที่ 3 ที่ใช้ในงานวิจัยนี้เป็นดังภาพที่ 12



ภาพที่ 12 ขั้นตอนการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)

6.4 กรณีที่ 4: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF) โดยคำนึงถึงกรณีเกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ

กรณีศึกษานี้จะพิจารณาโดยสมมติว่ามีสายส่ง 1 เส้นในระบบเป็นสายส่งที่มีความเสี่ยงที่จะเกิดความขัดข้องสูง โดยในนี้ที่สมมติว่าเป็นสายส่งที่เชื่อมระหว่างบัส 2 และ 3 ในกรณีศึกษานี้จะพิจารณาโดยการนำผลลัพธ์จากกรณีที่ 3 แต่ละชั่วโมงมาทำการตรวจสอบเงื่อนไขต่างๆ ของระบบซึ่งก็คือ เงื่อนไขขนาดพิกัดสายและแรงดันที่บัสขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นในระบบ (Contingency) โดยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) โดยใช้โปรแกรม MATPOWER ในขณะที่เกิดความขัดข้องกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ ซึ่งในกรณีศึกษานี้ก็คือขณะที่สายส่งระหว่างบัส 2 และ 3 เกิดความขัดข้อง และหากผลของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) ในขณะที่ระบบเกิดความขัดข้องชั่วโมงใดไม่สามารถลู่เข้าหาคำตอบ หรือไม่เป็นไปตามเงื่อนไขขนาดพิกัดสายส่งหรือขนาดแรงดันที่บัส ก็จะปรับปรุงผลโดยการปรับเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเช่นเดียวกับกรณีที่ 3 ดังนั้นผลลัพธ์สุดท้ายที่ได้จากกรณีศึกษานี้ก็คือผลลัพธ์ที่สภาวะการทำงานของระบบปกติที่สามารถให้ความมั่นคงกับระบบได้ในกรณีที่เกิดความขัดข้องกับสายส่งที่เชื่อมระหว่างบัส 2 และ 3 ซึ่งระบบจะทำงานต่อไปได้แม้ในขณะที่ความขัดข้องดังกล่าวเกิดขึ้นกับระบบ ซึ่งขั้นตอนการคำนวณโดยสรุปของกรณีศึกษาที่ 4 ที่ใช้ในงานวิจัยนี้เป็นดังภาพที่ 13



ภาพที่ 13 ขั้นตอนการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF)

ผลและวิจารณ์

ผล

ผลลัพธ์ที่ได้จากการกรณีศึกษาทั้ง 4 กรณีศึกษา เป็นดังต่อไปนี้

กรณีที่ 1: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)

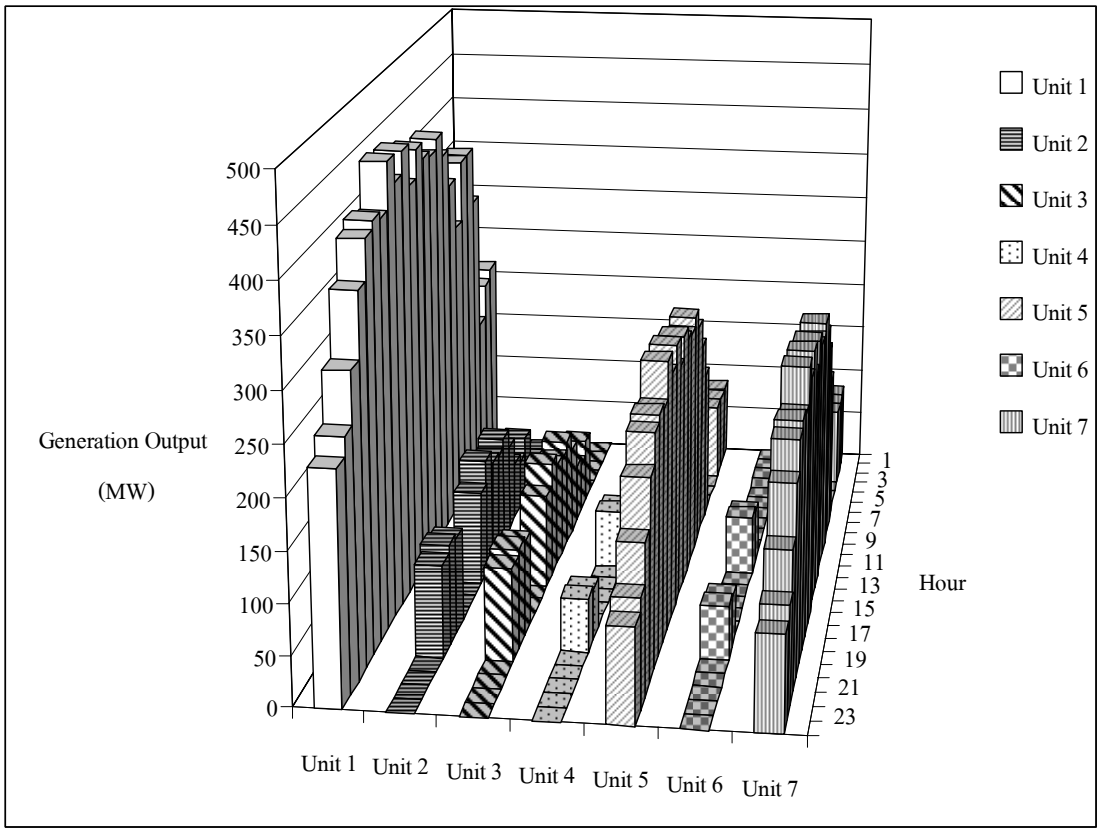
จากการคำนวณการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันกับระบบ IEEE 57-bus ที่มีข้อมูลราคาต้นทุนและเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าและความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบในตารางที่ 5 ถึงตารางที่ 7 โดยไม่พิจารณาค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบ ผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษานี้คือ ผลลัพธ์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แต่ละชั่วโมงแสดงในตารางที่ 8 ผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะทำการผลิตที่แต่ละชั่วโมงแสดงในตารางที่ 9 และภาพที่ 14 ซึ่งราคาต้นทุนการผลิตรวม (Total Cost) ที่ได้จากกรณีศึกษานี้คือ $227,520.89 และกราฟการลู่เข้าหาคำตอบของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์กับระบบดังกล่าวข้างต้นโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันแสดงดังภาพที่ 15

ตารางที่ 8 ผลลัพธ์สถานะของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (0/1) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)

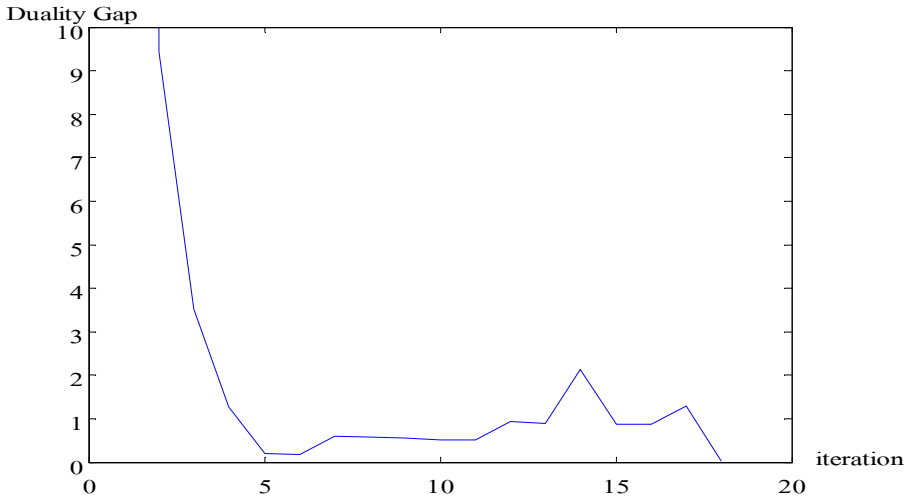
Unit	สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 1-24																							
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
5	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

ตารางที่ 9 ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและราคาต้นทุนการผลิต ($) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)

Hour	กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)						
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7
1	210.78	0.00	0.00	0.00	80.61	0.00	80.61
2	200.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
3	164.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
4	312.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	372.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	371.13	66.43	66.43	0.00	0.00	0.00	0.00
7	307.83	50.00	50.00	0.00	156.09	0.00	156.09
8	361.73	59.12	59.12	0.00	198.01	0.00	198.01
9	399.68	88.64	88.64	0.00	227.53	0.00	227.53
10	425.95	109.07	109.07	0.00	247.96	0.00	247.96
11	414.50	100.17	100.17	53.53	239.05	53.53	239.05
12	420.52	104.85	104.85	59.15	243.74	59.15	243.74
13	437.62	118.15	118.15	0.00	257.04	0.00	257.04
14	408.43	95.45	95.45	0.00	234.34	0.00	234.34
15	450.26	0.00	0.00	0.00	266.87	0.00	266.87
16	426.78	0.00	0.00	0.00	248.61	0.00	248.61
17	454.96	0.00	0.00	0.00	270.52	0.00	270.52
18	407.46	94.69	94.69	50.00	233.58	50.00	233.58
19	414.50	100.17	100.17	53.53	239.05	53.53	239.05
20	405.51	93.18	93.18	0.00	232.07	0.00	232.07
21	365.74	0.00	0.00	0.00	201.13	0.00	201.13
22	300.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
23	248.35	0.00	0.00	0.00	109.83	0.00	109.83
24	229.57	0.00	0.00	0.00	95.22	0.00	95.22
ราคาต้นทุนการผลิต (Total Cost) = $227,520.89							



ภาพที่ 14 กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน (LR)



ภาพที่ 15 การลู่เข้าหาคำตอบของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน

กรณีที่ 2: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)

จากการคำนวณการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกกับระบบเดียวกับกรณีที่ 1 และไม่พิจารณาค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษานี้คือ ผลลัพธ์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แต่ละชั่วโมงแสดงในตารางที่ 10 ผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะทำการผลิตที่แต่ละชั่วโมงแสดงในตารางที่ 11 และภาพที่ 16 ซึ่งราคาต้นทุนการผลิตรวม (Total Cost) ที่ได้จากกรณีศึกษานี้คือ $225,338.49 และกราฟการลู่เข้าหาคำตอบของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์กับระบบที่ใช้ในกรณีศึกษานี้ดังกล่าวข้างต้นโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกแสดงดังภาพที่ 17

ตารางที่ 10 ผลลัพธ์สถานะของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (0/1) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)

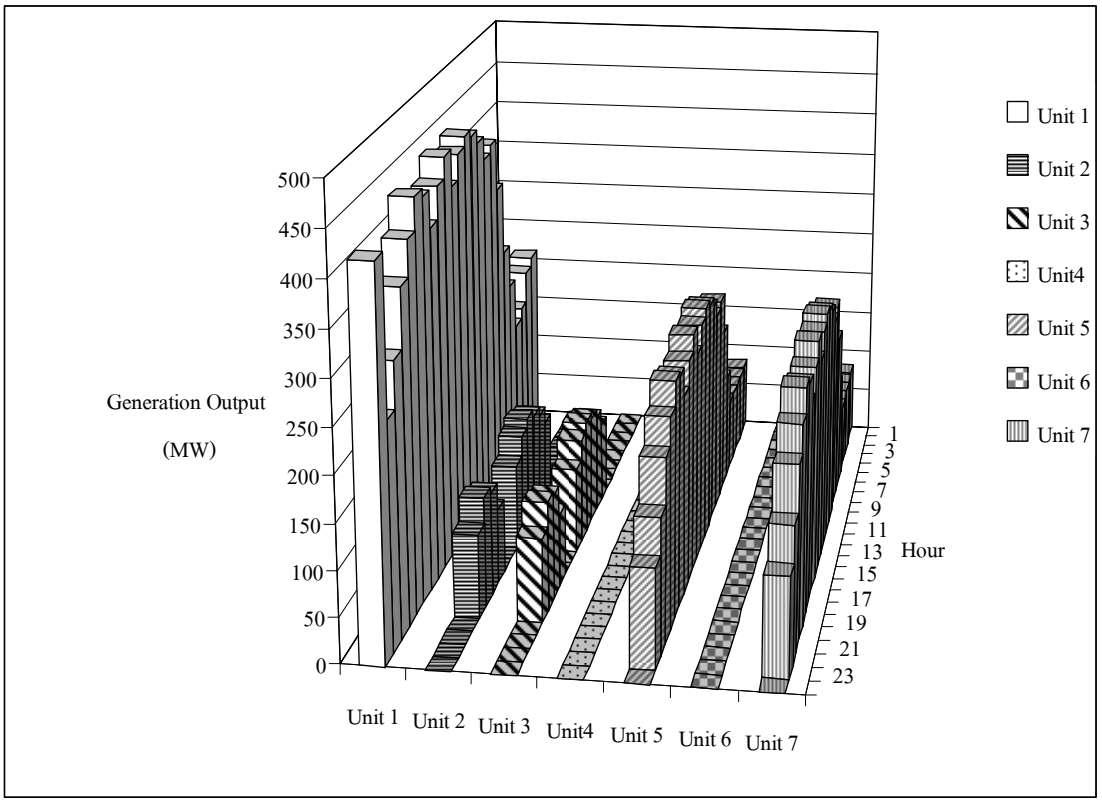
Unit	สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 1-24																							
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

ตารางที่ 11 ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและราคาต้นทุนการผลิต ($) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)

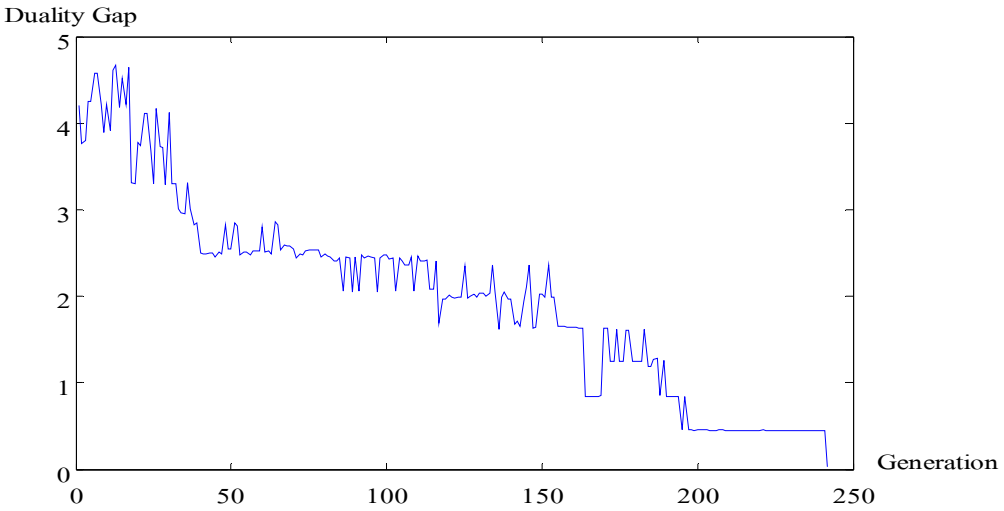
Hour	กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)						
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7
1	210.78	0.00	0.00	0.00	80.61	0.00	80.61
2	200.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
3	164.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
4	152.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
5	210.78	0.00	0.00	0.00	80.61	0.00	80.61
6	262.43	0.00	0.00	0.00	120.78	0.00	120.78
7	346.96	0.00	0.00	0.00	186.52	0.00	186.52
8	408.00	0.00	0.00	0.00	234.00	0.00	234.00
9	399.68	88.64	88.64	0.00	227.53	0.00	227.53
10	425.95	109.07	109.07	0.00	247.96	0.00	247.96
11	440.54	120.42	120.42	0.00	259.31	0.00	259.31
12	449.30	127.23	127.23	0.00	266.12	0.00	266.12
13	437.62	118.15	118.15	0.00	257.04	0.00	257.04
14	408.43	95.45	95.45	0.00	234.34	0.00	234.34
15	450.26	0.00	0.00	0.00	266.87	0.00	266.87
16	426.78	0.00	0.00	0.00	248.61	0.00	248.61
17	390.92	81.83	81.83	0.00	220.71	0.00	220.71
18	431.78	113.61	113.61	0.00	252.50	0.00	252.50
19	440.54	120.42	120.42	0.00	259.31	0.00	259.31
20	405.51	93.18	93.18	0.00	232.07	0.00	232.07

ตารางที่ 11 (ต่อ)

Hour	กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)						
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7
21	365.74	0.00	0.00	0.00	201.13	0.00	201.13
22	300.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
23	248.35	0.00	0.00	0.00	109.83	0.00	109.83
24	420.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ราคาต้นทุนการผลิต (Total Cost) = $225,338.49							



ภาพที่ 16 กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ (UC) โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก (LRGA)



ภาพที่ 17 การลู่เข้าหาคำตอบของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก

กรณีที่ 3: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)

กรณีศึกษานี้ได้จากการนำผลลัพธ์จากกรณีที่ 2 มาคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) เพื่อตรวจสอบและปรับปรุงผลของยูนิตคอมมิทเมนท์ให้เป็นไปตามเงื่อนไขพิกัดของสายส่งและเงื่อนไขขนาดของแรงดันที่บัส ซึ่งกรณีศึกษานี้มีการพิจารณาค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบด้วย ผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษานี้คือ ผลลัพธ์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แต่ละชั่วโมงแสดงในตารางที่ 12 ผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะทำการผลิตที่แต่ละชั่วโมงแสดงในตารางที่ 13 และภาพที่ 18 ราคาต้นทุนการผลิตรวม (Total Cost) ที่ได้จากกรณีศึกษานี้คือ $230,878.90 ซึ่งจากผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงในตารางที่ 13 จะเห็นได้ว่า ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ได้เปลี่ยนแปลงไปจากกรณีที่ 2 ทั้งนี้เนื่องมาจากข้อจำกัดต่างๆ ของระบบและจากค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบ และนอกจากนี้เงื่อนไขพิกัดของสายส่งและขนาดของแรงดันที่บัสยังส่งผลให้สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องเปลี่ยนแปลงไปจากกรณีที่ 2 ซึ่งในที่นี้คือสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 5 ในชั่วโมงที่ 24 เพื่อให้ผลลัพธ์ของการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบ

ตารางที่ 12 ผลลัพธ์สถานะของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (0/1) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)

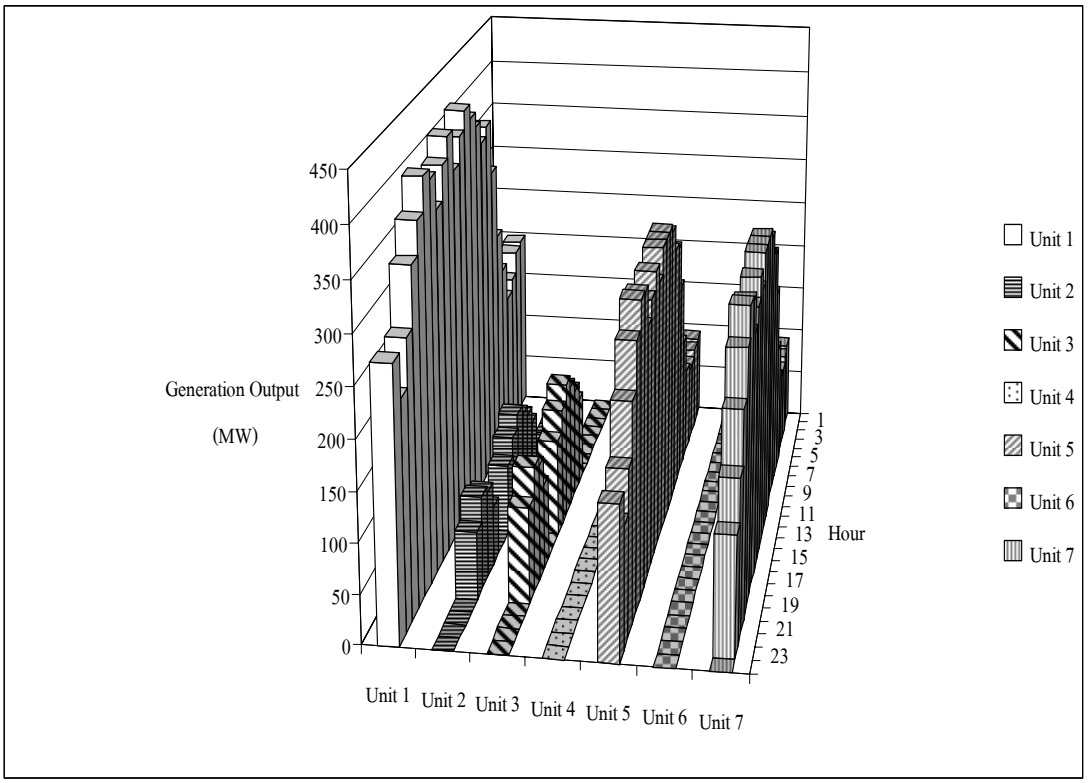
Unit	สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 1-24																							
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

ตารางที่ 13 ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและราคาต้นทุนการผลิต ($) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)

Hour	กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)						
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7
1	195.72	0.00	0.00	0.00	92.09	0.00	89.61
2	191.39	0.00	0.00	0.00	87.89	0.00	86.03
3	168.47	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
4	156.04	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
5	195.67	0.00	0.00	0.00	92.08	0.00	89.70
6	243.89	0.00	0.00	0.00	134.85	0.00	132.78
7	322.51	0.00	0.00	0.00	205.37	0.00	204.03
8	378.96	0.00	0.00	0.00	257.03	0.00	255.92
9	368.68	65.12	93.10	0.00	263.86	0.00	262.93
10	392.19	82.20	112.83	0.00	289.76	0.00	289.11
11	408.47	94.06	127.03	0.00	300.00	0.00	300.00
12	423.61	105.14	140.58	0.00	300.00	0.00	300.00

ตารางที่ 13 (ต่อ)

Hour	กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)						
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7
13	403.45	90.39	122.52	0.00	300.00	0.00	300.00
14	376.54	70.82	99.66	0.00	272.47	0.00	271.65
15	418.13	0.00	0.00	0.00	292.82	0.00	292.13
16	396.42	0.00	0.00	0.00	272.85	0.00	272.01
17	360.86	59.42	86.51	0.00	255.24	0.00	254.28
18	397.23	85.88	117.25	0.00	296.05	0.00	294.76
19	408.36	94.03	127.16	0.00	300.00	0.00	300.00
20	373.93	68.92	97.48	0.00	269.56	0.00	268.75
21	339.91	0.00	0.00	0.00	221.25	0.00	219.94
22	278.83	0.00	0.00	0.00	166.17	0.00	164.32
23	230.76	0.00	0.00	0.00	123.13	0.00	121.02
24	274.69	0.00	0.00	0.00	155.53	0.00	0.00
ราคาต้นทุนการผลิต (Total Cost) = $230,878.90							



ภาพที่ 18 กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (UC-OPF)

กรณีที่ 4: การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF) โดยคำนึงถึงกรณีเกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ

กรณีศึกษานี้ได้จากการนำผลลัพธ์จากกรณีที่ 3 มาคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) ในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ ในกรณีศึกษานี้สมมติให้สายส่งที่อยู่ระหว่างบัส 2 และ 3 เป็นสายส่งที่มีความเสี่ยงสูงที่จะขัดข้อง ดังนั้นการตรวจสอบเงื่อนไขความมั่นคงของระบบในกรณีศึกษานี้ทำได้โดยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) ในขณะที่สมมติให้สายส่งที่อยู่ระหว่างบัส 2 และ 3 เกิดความขัดข้อง ซึ่งผลลัพธ์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการคำนึงถึงความมั่นคงของระบบเมื่อสายส่งที่อยู่ระหว่างบัส 2 และ 3 เกิดความขัดข้องแสดงไว้ในตารางที่ 14 และภาพที่ 19 ซึ่งจะเห็นได้ว่าสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 6 ในชั่วโมงที่ 11, 12, 13 และ 19 เปลี่ยนแปลงไปจากกรณีที่ 2 เพื่อ

ตอบสนองเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ สำหรับผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะทำการผลิตที่แต่ละชั่วโมงของกรณีศึกษานี้แสดงในตารางที่ 15 โดยมีราคาต้นทุนการผลิตรวม (Total Cost) ที่ได้คือ $231,511.66

ตารางที่ 14 ผลลัพธ์สถานะของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (0/1) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF)

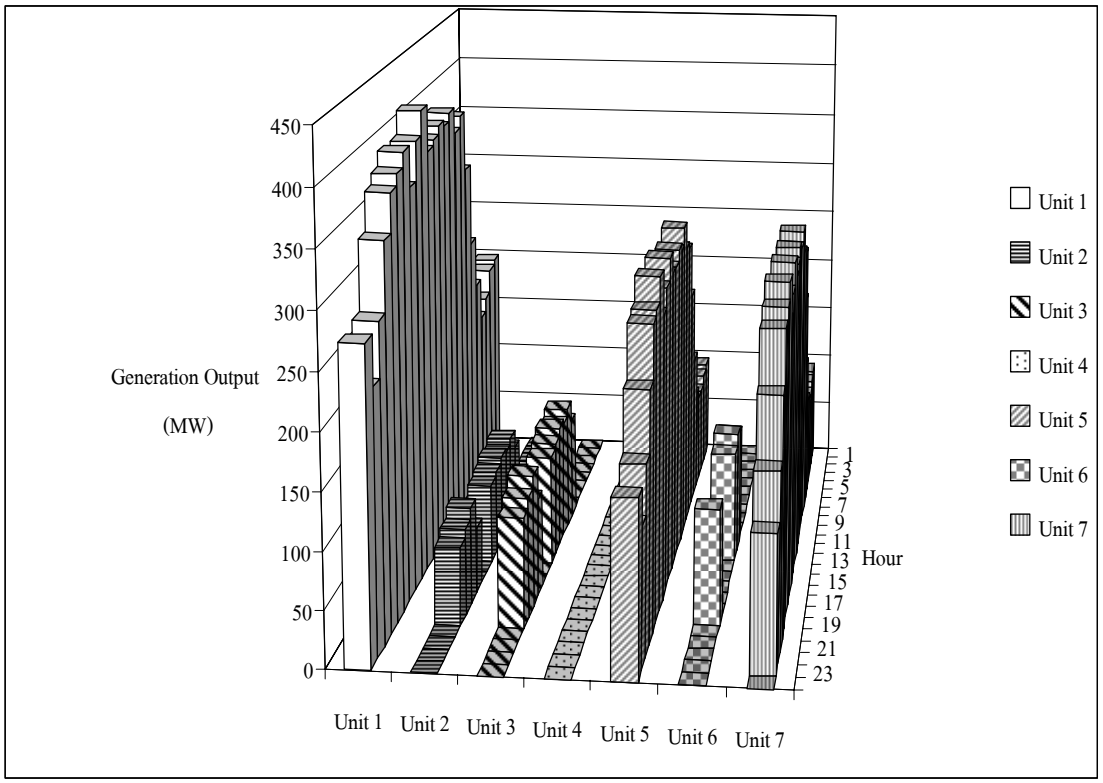
Unit	สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 1-24																							
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

ตารางที่ 15 ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและราคาต้นทุนการผลิต ($) ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF)

Hour	กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)						
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7
1	195.72	0.00	0.00	0.00	92.09	0.00	89.61
2	191.39	0.00	0.00	0.00	87.89	0.00	86.03
3	168.47	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
4	156.04	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
5	195.67	0.00	0.00	0.00	92.08	0.00	89.70
6	243.89	0.00	0.00	0.00	134.85	0.00	132.78
7	322.51	0.00	0.00	0.00	205.37	0.00	204.03

ตารางที่ 15 (ต่อ)

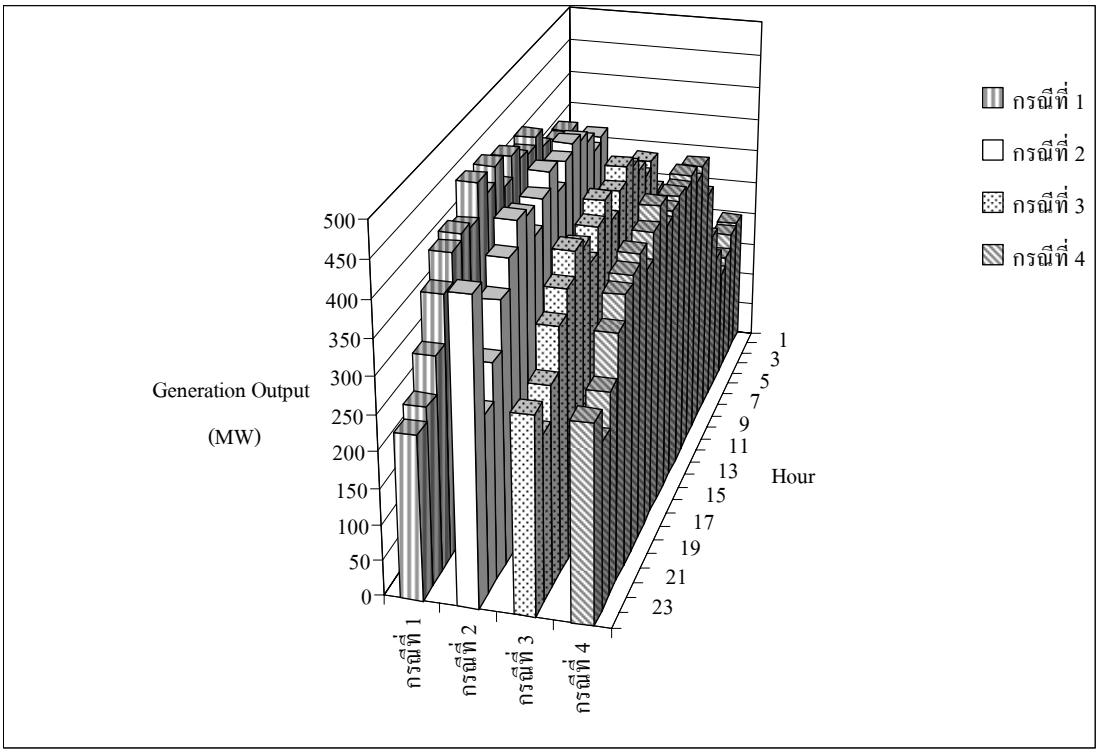
Hour	กำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)						
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7
8	378.96	0.00	0.00	0.00	257.03	0.00	255.92
9	368.68	65.12	93.10	0.00	263.86	0.00	262.93
10	392.19	82.20	112.83	0.00	289.76	0.00	289.11
11	384.40	76.43	105.75	0.00	273.84	103.07	280.01
12	389.89	80.49	110.85	0.00	281.77	111.26	286.50
13	382.60	75.10	104.11	0.00	271.17	100.30	277.80
14	376.54	70.82	99.66	0.00	272.47	0.00	271.65
15	418.13	0.00	0.00	0.00	292.82	0.00	292.13
16	396.42	0.00	0.00	0.00	272.85	0.00	272.01
17	360.86	59.42	86.51	0.00	255.24	0.00	254.28
18	397.23	85.88	117.25	0.00	296.05	0.00	294.76
19	384.25	76.36	105.82	0.00	274.09	103.12	279.83
20	373.93	68.92	97.48	0.00	269.56	0.00	268.75
21	339.91	0.00	0.00	0.00	221.25	0.00	219.94
22	278.83	0.00	0.00	0.00	166.17	0.00	164.32
23	230.76	0.00	0.00	0.00	123.13	0.00	121.02
24	274.69	0.00	0.00	0.00	155.53	0.00	0.00
Total Cost = $231,511.66							



ภาพที่ 19 กำลังไฟฟ้า (MW) ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF)

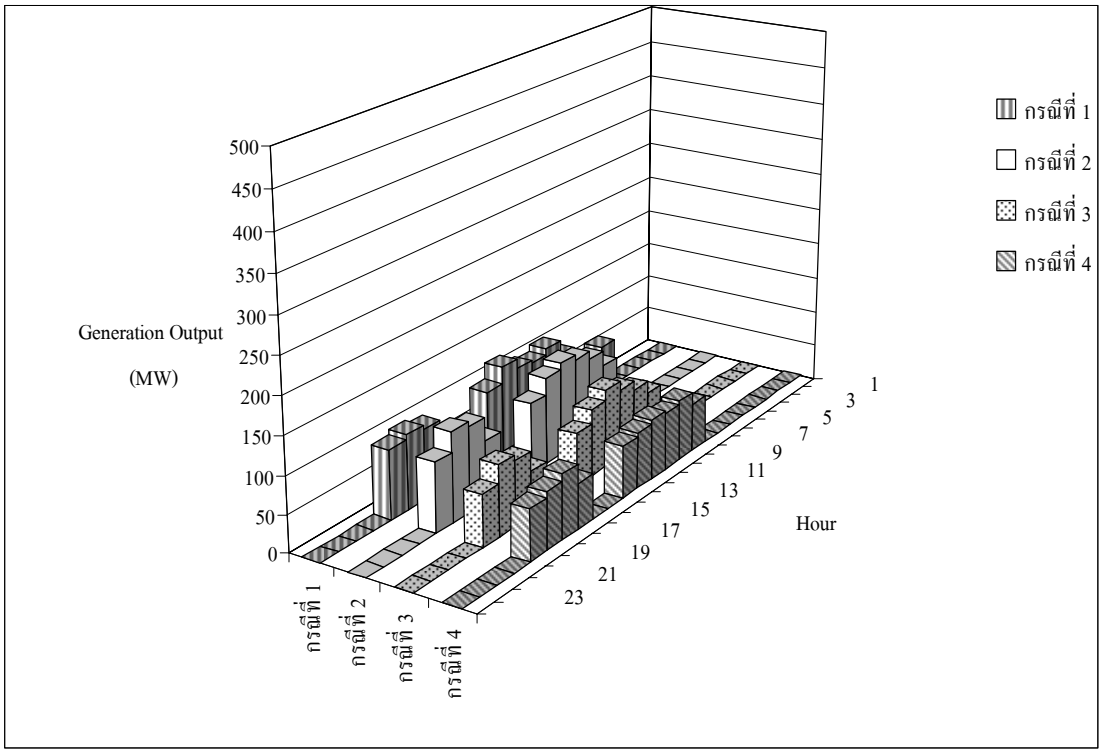
จากกรณีศึกษาทั้ง 4 กรณีศึกษา สามารถแสดงผลการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 ถึง 7 ได้ดังภาพที่ 20 ถึง 26 ตามลำดับ ดังต่อไปนี้

ภาพที่ 20 แสดงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา จะเห็นได้ว่า ผลลัพธ์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 มีสถานะเปิดทั้ง 24 ชั่วโมงเหมือนกันในทุกกรณีศึกษา ส่วนผลลัพธ์ของกำลังไฟฟ้าที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษาส่วนใหญ่มีค่าใกล้เคียงกัน จะแตกต่างกันมากเฉพาะกรณีที่มีการปรับเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องอื่นในระบบ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 5 ในชั่วโมงที่ 24 เปลี่ยนจากสถานะปิดในกรณีที่ 2 เป็นสถานะเปิดในกรณีที่ 3 และ 4 เป็นผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 ในชั่วโมงที่ 24 ที่ได้จากกรณีที่ 3 และ 4 มีค่าน้อยกว่ากรณีที่ 2 เป็นจำนวน 145.31 MW เป็นต้น



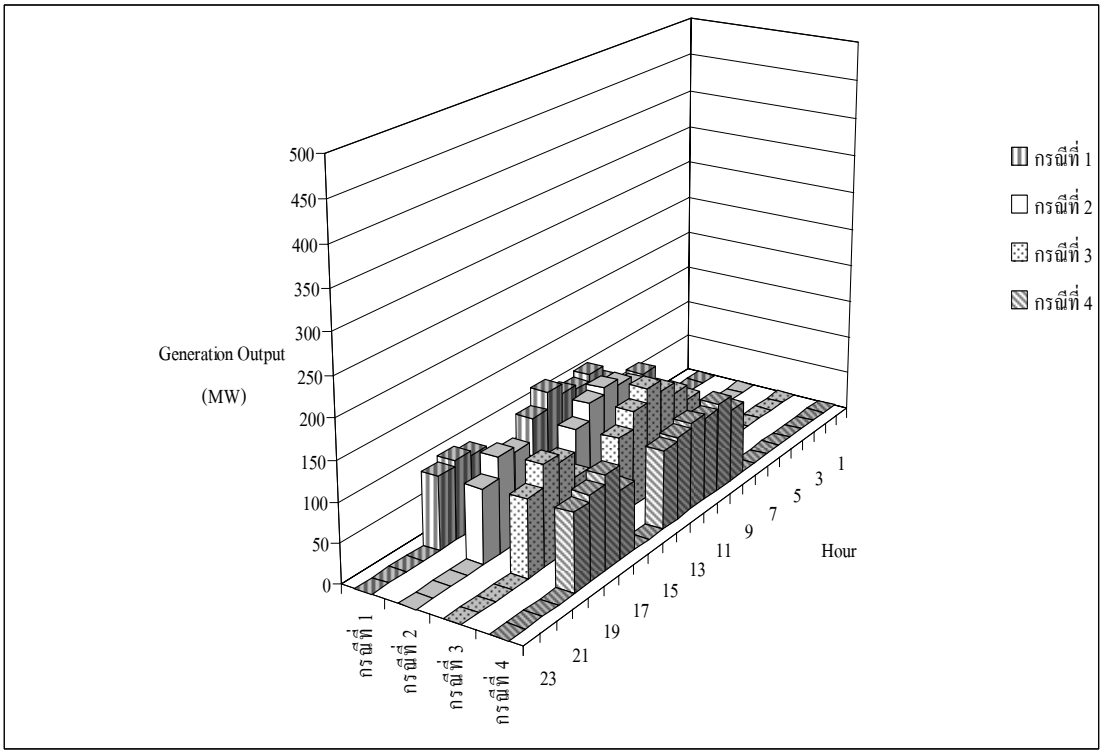
ภาพที่ 20 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา

ภาพที่ 21 แสดงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 2 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา จะเห็นได้ว่าผลลัพธ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 2 ที่ได้จากกรณีที่ 2, 3 และ 4 มีค่าใกล้เคียงกัน คือมีผลลัพธ์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหมือนกันทั้ง 3 กรณี และค่ากำลังไฟฟ้าที่ได้ในแต่ละชั่วโมงก็มีค่าใกล้เคียงกัน



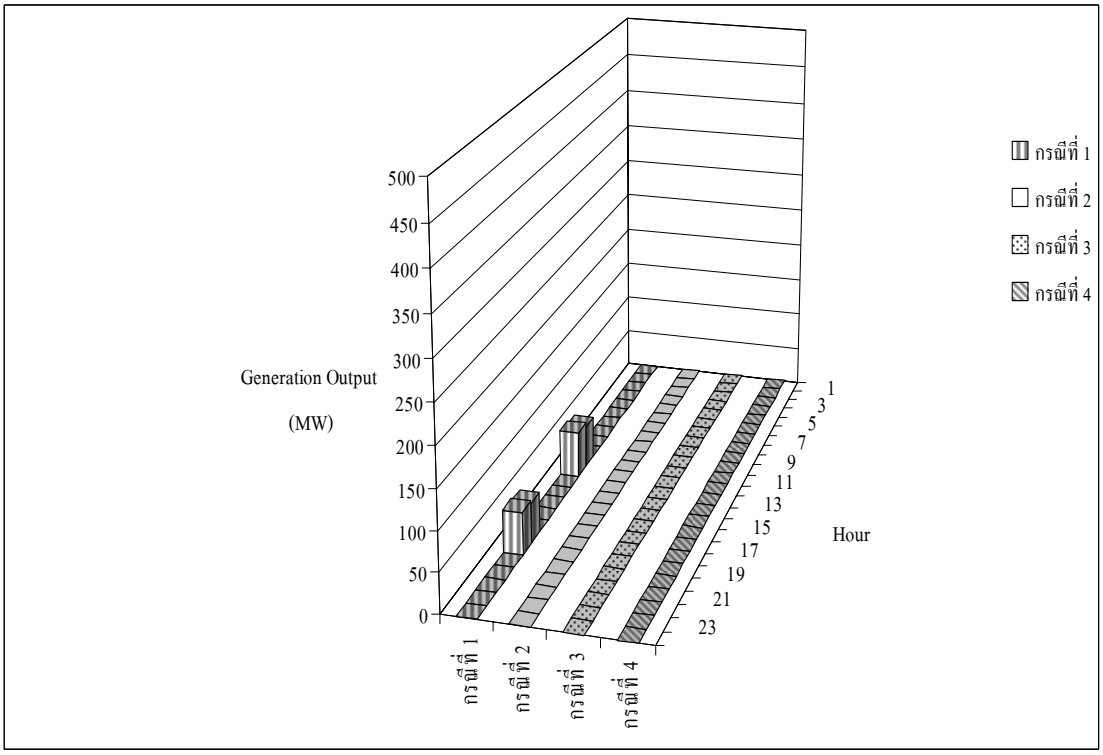
ภาพที่ 21 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 2 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา

ภาพที่ 22 แสดงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 3 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา จะเห็นได้ว่าผลลัพธ์ที่ได้มีความใกล้เคียงกับผลลัพธ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 2 (ภาพที่ 21) มาก เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 2 และ 3 มีฟังก์ชันราคาต้นทุนการผลิตและเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหมือนกัน ผลลัพธ์ของยูนิตคอมมิทเมนท์จากกรณีที่ 1 และ 2 ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสองจึงเหมือนกันทุกประการ แต่สำหรับผลของกำลังไฟฟ้าที่ได้จากกรณีที่ 3 และ 4 ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 3 จะแตกต่างจากผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 2 บ้างเล็กน้อย ทั้งนี้เนื่องจากค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบและเงื่อนไขต่างๆ ของระบบ



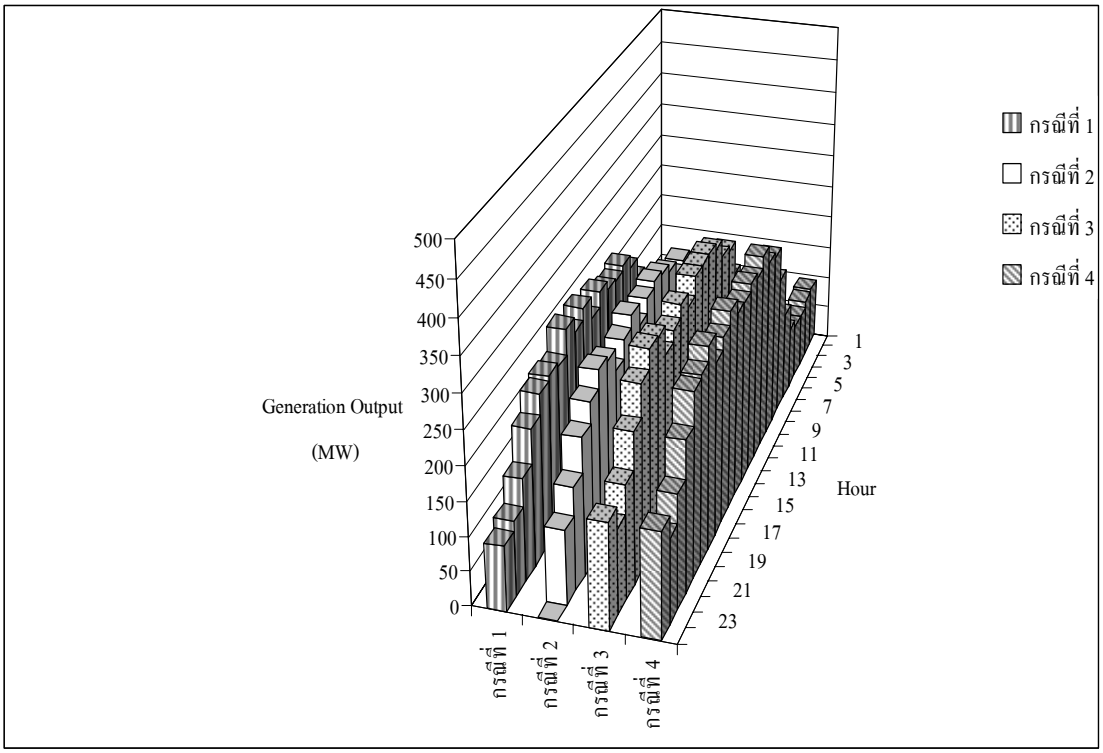
ภาพที่ 22 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 3 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา

ภาพที่ 23 แสดงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 4 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา จะเห็นได้ว่าผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 2, 3 และ 4 เหมือนกันทุกประการ คือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 4 มีสถานะปิดทั้ง 24 ชั่วโมง ซึ่งแสดงให้เห็นว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 4 มีค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้าสูงกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องอื่นๆ



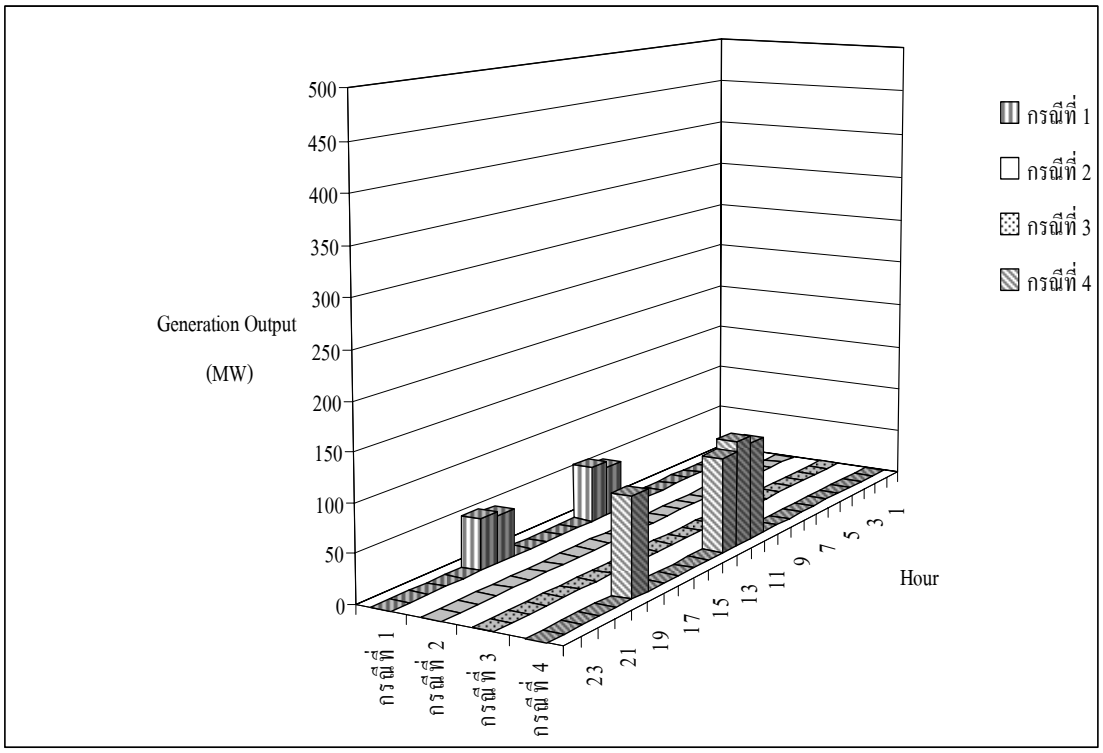
ภาพที่ 23 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 4 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา

ภาพที่ 24 แสดงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 5 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา เมื่อเปรียบเทียบผลที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 2, 3 และ 4 จะพบว่า เมื่อนำผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 2 ในชั่วโมงที่ 24 ไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) และปรับปรุงผลลัพธ์ให้เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบในกรณีที่ 3 เป็นผลให้สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 5 เปลี่ยนจากสถานะปิดในกรณีที่ 2 เป็นสถานะเปิดในกรณีที่ 3 เพื่อให้ผลลัพธ์ของการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) ในชั่วโมงที่ 24 เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบ และสำหรับผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 4 นั้น ก็ใกล้เคียงกับผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 3



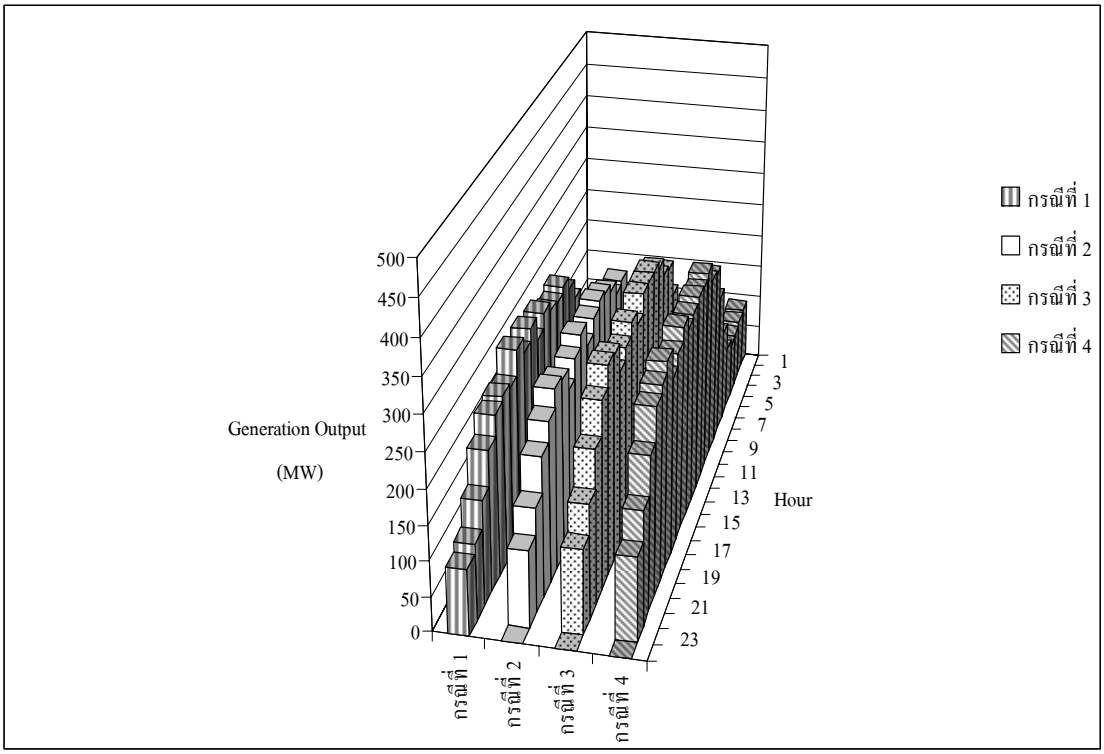
ภาพที่ 24 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 5 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา

ภาพที่ 25 แสดงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 6 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องนี้มีฟังก์ชันราคาต้นทุนการผลิตและเงื่อนไขของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 4 ซึ่งเมื่อพิจารณาผลลัพธ์จะเห็นได้ว่า ผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีที่ 1, 2 และ 3 เหมือนกันทุกประการกับผลลัพธ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 4 แต่เมื่อพิจารณาในกรณีศึกษาที่ 4 พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 6 ต้องมีสถานะเปิดในบางชั่วโมงเพื่อให้เป็นไปตามเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ ซึ่งในที่นี้ก็คือชั่วโมงที่ 11, 12, 13 และ 19



ภาพที่ 25 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 6 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา

ภาพที่ 26 แสดงกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 7 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา จะเห็นได้ว่าผลลัพธ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 7 ที่ได้จากกรณีที่ 2, 3 และ 4 มีค่าใกล้เคียงกัน คือมีผลลัพธ์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหมือนกันทั้ง 3 กรณี และค่ากำลังไฟฟ้าที่ได้ในแต่ละชั่วโมงก็มีค่าใกล้เคียงกัน



ภาพที่ 26 กำลังไฟฟ้า (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 7 ที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา

วิจารณ์

จากการเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 1 และ 2 จะเห็นว่าการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกจะให้คุณภาพของผลลัพธ์ดีกว่าการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชัน คือได้ราคารวมของต้นทุนการผลิตที่ต่ำกว่า ดังนั้นวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกจึงเป็นวิธีหนึ่งที่มีประสิทธิภาพในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์

เมื่อนำผลลัพธ์ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันแต่ละชั่วโมงไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) ในกรณีศึกษาที่ 3 นั้น แน่นอนที่ผลลัพธ์ของราคารวมของต้นทุนการผลิตที่ได้จากกรณีนี้จะสูงกว่ากรณีศึกษาที่ 2 เพราะอย่างน้อยก็เป็นผลที่เกิดจากความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในของระบบที่ไม่มีการพิจารณาในกรณีศึกษาที่ 2 แต่มีการพิจารณาในกรณีศึกษานี้ เป็นผลให้กำลังไฟฟ้ารวมที่ระบบต้องทำการผลิตมากขึ้นกว่าค่าความ

ต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบในแต่ละชั่วโมง อีกทั้งผลที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 2 นั้น ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบในบางชั่วโมง ทำให้ต้องมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขึ้นมาในระบบเพื่อให้เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบ ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นมาในส่วนนี้ถึงแม้ว่าจะเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาต้นทุนค่าเชื้อเพลิงน้อยที่สุดในบรรดาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสถานะปิดจากการคำนวณในกรณีศึกษาที่ 2 แต่ก็ยังเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีราคาต้นทุนค่าเชื้อเพลิงมากกว่าบรรดาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสถานะเปิดจากผลของกรณีศึกษาที่ 2 จึงเป็นผลให้ราคาต้นทุนการผลิตสูงกว่าในกรณีศึกษาที่ 2 แต่อย่างไรก็ตามผลที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 3 นี้ก็เป็นผลลัพธ์ที่ใช้ได้จริงในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการของระบบ

และเมื่อพิจารณากรณีศึกษาที่ 4 พบว่า ส่วนที่เพิ่มเติมมาจากกรณีศึกษาที่ 3 คือความมั่นคงของระบบในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่ง 1 เส้นที่มีความเสี่ยงสูงในระบบ ซึ่งผลที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 4 นี้คือ ผลลัพธ์ที่ทำให้ระบบยังสามารถทำงานต่อไปได้แม้ในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่งระหว่างบัส 2 และ 3 และเมื่อพิจารณาจากผลลัพธ์ที่ได้จากกรณีศึกษานี้คือ ในชั่วโมงที่ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของระบบมีค่าสูง ผลที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 3 ที่เห็นว่าใช้ได้จริงกับระบบนั้นไม่สามารถทำให้แน่ใจในความมั่นคงของระบบได้ เพราะเมื่อมีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่งระหว่างบัส 2 และ 3 แล้ว ผลในบางชั่วโมงที่ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้ามีค่าสูงนั้นไม่สามารถลู่เข้าหาคำตอบได้ คือมีการละเมิดเงื่อนไขพิกัดของสายส่งหรือเงื่อนไขขนาดของแรงดันที่บัส แสดงให้เห็นว่าระบบจะไม่สามารถทำงานได้ถ้าเกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่งระหว่างบัส 2 และ 3 ในชั่วโมงเหล่านั้น ซึ่งการปรับปรุงผลที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 3 เพื่อช่วยเพิ่มความมั่นคงของระบบนั้นทำได้โดยการปรับเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากผลของกรณีที่ 3 ในชั่วโมงที่การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่งระหว่างบัส 2 และ 3 ไม่สามารถลู่เข้าหาคำตอบได้ ผลลัพธ์สุดท้ายที่ได้จากกรณีศึกษาที่ 4 นี้จึงเป็นผลลัพธ์ของการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ (UC-SCOPF) ที่สามารถทำให้มั่นใจได้ว่าระบบจะยังคงทำงานต่อไปได้แม้ในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่งระหว่างบัส 2 และ 3 ก็ตาม

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

วิทยานิพนธ์นี้ศึกษาถึงการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์คำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่มีเงื่อนไขความมั่นคงของระบบโดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก ซึ่งมีหลักการคำนวณเริ่มต้นที่การแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์โดยใช้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก จากนั้นนำผลลัพธ์ที่ได้จากการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์แต่ละชั่วโมงที่พิจารณาไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด เพื่อตรวจสอบและปรับปรุงแก้ไขผลจากยูนิตคอมมิทเมนท์ให้เป็นไปตามเงื่อนไขต่างๆ ของระบบ เช่น เงื่อนไขพิกัดของสายส่ง และเงื่อนไขขนาดของแรงดันที่บัส เป็นต้น จากนั้นนำผลที่ได้หลังจากปรับปรุงแก้ไขผลให้เป็นไปตามเงื่อนไขของระบบแล้ว ไปตรวจสอบเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้คำนึงถึงกรณีเกิดความขัดข้องกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ โดยการนำผลที่ได้จากขั้นตอนที่กล่าวข้างต้นที่แต่ละชั่วโมงไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดในขณะที่เกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่ง 1 เส้นในระบบเพื่อตรวจสอบและปรับปรุงให้ได้ผลลัพธ์สุดท้ายเป็นผลลัพธ์ที่นำมาใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบด้วยราคาต้นทุนที่ต่ำที่สุดและเป็นไปตามเงื่อนไขทั้งหมดที่กำหนด ซึ่งก็คือเงื่อนไขต่างๆ ของระบบและเงื่อนไขความมั่นคงของระบบเมื่อเกิดความขัดข้องกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ

จากผลของกรณีศึกษาที่ได้สามารถสรุปได้ว่า วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกเป็นวิธีการหนึ่งที่มีประสิทธิภาพในการแก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ และเป็นวิธีที่เหมาะสมในการนำมาใช้แก้ปัญหายูนิตคอมมิทเมนท์ของระบบที่มีขนาดใหญ่ และจากการเปรียบเทียบผลที่ได้จากแต่ละกรณีศึกษา พบว่า การคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบจะทำให้ต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้าสูงกว่ากรณีที่ไม่คำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ แต่อย่างไรก็ตามส่วนต่างของต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นจากการคำนึงถึงเงื่อนไขความมั่นคงของระบบนี้ จะเป็นส่วนที่รับประกันได้ว่า ระบบจะยังคงทำงานต่อไปได้แม้ในขณะเกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่ง 1 เส้นในระบบ

ข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์นี้ได้นำหลักการของวิธีเจนเนติกอย่างง่ายมาใช้ในการคำนวณของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก ในอนาคตสามารถนำวิธีเจนเนติกที่มีการประยุกต์ขั้นตอนการคำนวณแบบต่างๆ มาใช้ในการคำนวณของวิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติก เพื่อให้วิธีลากรางจ์รีแล็กเซชันร่วมกับวิธีเจนเนติกมีประสิทธิภาพในการลู่เข้าหาคำตอบมากยิ่งขึ้น

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

Cheng, C. P., Chih-Wen Liu and Chun-Change Liu. 2000. Unit Commitment by Lagrangian Relaxation and Genetic Algorithms. **IEEE Trans. On Power System** 15 (2): 707-714.

Dasgupta, D. and Douglas R. McGregor. 1993. Short Term Unit-Commitment Using Genetic Algorithms. **IEEE**: 240-247.

Fu, Y., Mohammad Shahidehpour and Zuyi Li. 2005. Security-Constrained Unit Commitment With AC Constraints. **IEEE Trans. On Power System** 20 (2): 1001-1013.

Fu, Y., Mohammad Shahidehpour and Zuyi Li. 2006. AC Contingency Dispatch Based on Security-Constrained Unit Commitment. **IEEE Trans. On Power System** 21 (2): 897-908.

Gaing, Z. L. and Rung-Fung Chang. 2006. Security-Constrained Optimal Power Flow by Mixed-Integer Genetic Algorithm with Arithmetic Operator. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**: 1-8.

Goldberg, D. E. 1989. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning.** Addison Wesley Longman, Inc., United States of America.

Haupt, R. L. and Sue Ellen Haupt. 1998. **Practical Genetic Algorithms.** John Wiley & Sons, Inc., New York.

Mantawy, A. H., Youssef L. Abdel-Magid and Shokri Z. Selim. 1997. A New Genetic Algorithm Approach for Unit Commitment. **IEE** (446): 215-220.

MATPOWER [Online]. Available: http://www.pserc.cornell.edu/matpower/.

Mingyu, Z., Cen Wenhui, Wang Mingyou and Zhang Peichao. 1997. Using an Enhanced Genetic Algorithm to Solve the Unit Commitment Problem. **IEEE International Conference on Intelligent Processing System**: 611-614.

Momoh, J. A. 2005. **Electric Power System Applications of Optimization.** Marcel Dekker, Inc., New York.

Pinto, H., F. Magnago, S. Brignone, O. Alsac and B. Sttot. 2006. Security Constrained Unit Commitment: Network Modeling and Solution Issues. **IEEE Power Systems Conference and Exposition**: 1795-1766.

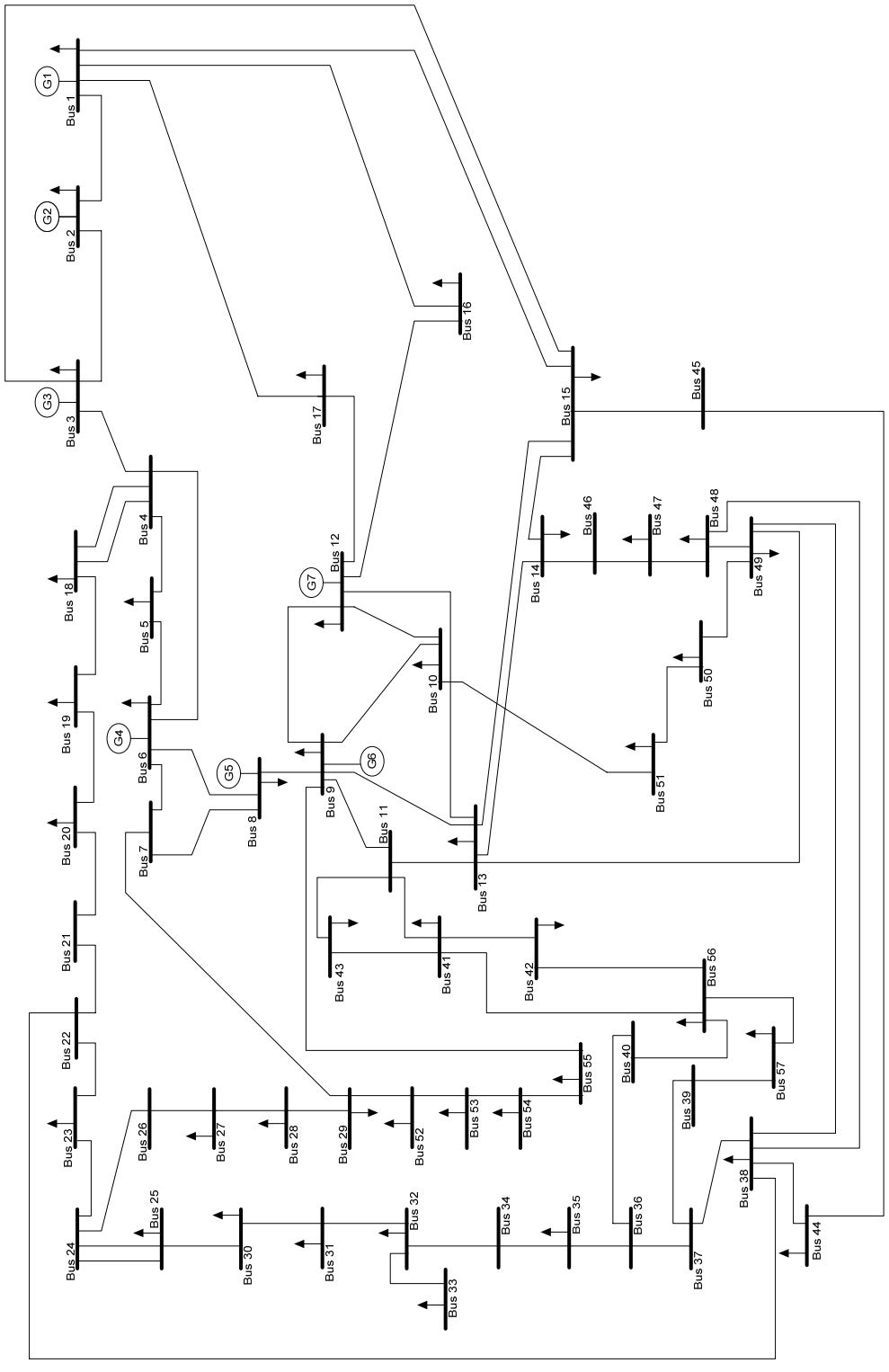
Virmani, S., Eugene C. Adrian, Karl Imhof and Shishir Mukherjee. 1989. Implementation of A Lagrangian Relaxation Based Unit Commitment Problem. **IEEE Trans. On Power System** 4 (4): 1373-1380.

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

Yamin, H.Y. and S.M. Shahidehpour. 2004. Unit Commitment using a hybrid model between Lagrangian Relaxation and genetic algorithm in competitive electricity markets. **Electric Power Systems Research** 68: 83-92.

ภาคผนวก

ข้อมูลของระบบที่ใช้ในกรณีศึกษาของงานวิจัย



ภาพผนวกที่ 1 ระบบ IEEE 57-bus

ตารางผนวกที่ 1 ข้อมูลบัสของระบบ IEEE 57-bus ที่ใช้ในกรณีศึกษาของงานวิจัย

Bus	Bus Type	Qd	Gs	Bs	Area	Vm	Va	BaseKV	Zone	Max Vm	Min Vm
1	3	17	0	0	1	1.04	0	0	1	1.06	0.94
2	2	88	0	0	1	1.01	-1.18	0	1	1.06	0.94
3	2	21	0	0	1	0.985	-5.97	0	1	1.06	0.94
4	1	0	0	0	1	0.981	-7.32	0	1	1.06	0.94
5	1	4	0	0	1	0.976	-8.52	0	1	1.06	0.94
6	2	2	0	0	1	0.98	-8.65	0	1	1.06	0.94
7	1	0	0	0	1	0.984	-7.58	0	1	1.06	0.94
8	2	22	0	0	1	1.005	-4.45	0	1	1.06	0.94
9	2	26	0	0	1	0.98	-9.56	0	1	1.06	0.94
10	1	2	0	0	1	0.986	-11.43	0	1	1.06	0.94
11	1	0	0	0	1	0.974	-10.17	0	1	1.06	0.94
12	2	24	0	0	1	1.015	-10.46	0	1	1.06	0.94
13	1	2.3	0	0	1	0.979	-9.79	0	1	1.06	0.94
14	1	5.3	0	0	1	0.97	-9.33	0	1	1.06	0.94
15	1	5	0	0	1	0.988	-7.18	0	1	1.06	0.94
16	1	3	0	0	1	1.013	-8.85	0	1	1.06	0.94
17	1	8	0	0	1	1.017	-5.39	0	1	1.06	0.94
18	1	9.8	0	10	1	1.001	-11.71	0	1	1.06	0.94
19	1	0.6	0	0	1	0.97	-13.2	0	1	1.06	0.94
20	1	1	0	0	1	0.964	-13.41	0	1	1.06	0.94
21	1	0	0	0	1	1.008	-12.89	0	1	1.06	0.94
22	1	0	0	0	1	1.01	-12.84	0	1	1.06	0.94
23	1	2.1	0	0	1	1.008	-12.91	0	1	1.06	0.94
24	1	0	0	0	1	0.999	-13.25	0	1	1.06	0.94
25	1	3.2	0	5.9	1	0.982	-18.13	0	1	1.06	0.94
26	1	0	0	0	1	0.959	-12.95	0	1	1.06	0.94

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

Bus	Bus Type	Qd	Gs	Bs	Area	Vm	Va	BaseKV	Zone	Max Vm	Min Vm
27	1	0.5	0	0	1	0.982	-11.48	0	1	1.06	0.94
28	1	2.3	0	0	1	0.997	-10.45	0	1	1.06	0.94
29	1	2.6	0	0	1	1.01	-9.75	0	1	1.06	0.94
30	1	1.8	0	0	1	0.962	-18.68	0	1	1.06	0.94
31	1	2.9	0	0	1	0.936	-19.34	0	1	1.06	0.94
32	1	0.8	0	0	1	0.949	-18.46	0	1	1.06	0.94
33	1	1.9	0	0	1	0.947	-18.5	0	1	1.06	0.94
34	1	0	0	0	1	0.959	-14.1	0	1	1.06	0.94
35	1	3	0	0	1	0.966	-13.86	0	1	1.06	0.94
36	1	0	0	0	1	0.976	-13.59	0	1	1.06	0.94
37	1	0	0	0	1	0.985	-13.41	0	1	1.06	0.94
38	1	7	0	0	1	1.013	-12.71	0	1	1.06	0.94
39	1	0	0	0	1	0.983	-13.46	0	1	1.06	0.94
40	1	0	0	0	1	0.973	-13.62	0	1	1.06	0.94
41	1	3	0	0	1	0.996	-14.05	0	1	1.06	0.94
42	1	4.4	0	0	1	0.966	-15.5	0	1	1.06	0.94
43	1	1	0	0	1	1.01	-11.33	0	1	1.06	0.94
44	1	1.8	0	0	1	1.017	-11.86	0	1	1.06	0.94
45	1	0	0	0	1	1.036	-9.25	0	1	1.06	0.94
46	1	0	0	0	1	1.05	-11.89	0	1	1.06	0.94
47	1	11.6	0	0	1	1.033	-12.49	0	1	1.06	0.94
48	1	0	0	0	1	1.027	-12.59	0	1	1.06	0.94
49	1	8.5	0	0	1	1.036	-12.92	0	1	1.06	0.94
50	1	10.5	0	0	1	1.023	-13.39	0	1	1.06	0.94
51	1	5.3	0	0	1	1.052	-12.52	0	1	1.06	0.94
52	1	2.2	0	0	1	0.98	-11.47	0	1	1.06	0.94

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

Bus	Bus Type	Qd	Gs	Bs	Area	Vm	Va	BaseKV	Zone	Max Vm	Min Vm
53	1	10	0	6.3	1	0.971	-12.23	0	1	1.06	0.94
54	1	1.4	0	0	1	0.996	-11.69	0	1	1.06	0.94
55	1	3.4	0	0	1	1.031	-10.78	0	1	1.06	0.94
56	1	2.2	0	0	1	0.968	-16.04	0	1	1.06	0.94
57	1	2	0	0	1	0.965	-16.56	0	1	1.06	0.94

ตารางผนวกที่ 2 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 57-bus ที่ใช้ในกรณีศึกษาของงานวิจัย

From	To	r	x	b	Rate	Ratio	Angle
1	2	0.0083	0.028	0.129	300	0	0
2	3	0.0298	0.085	0.0818	300	0	0
3	4	0.0112	0.0366	0.038	200	0	0
4	5	0.0625	0.132	0.0258	100	0	0
4	6	0.043	0.148	0.0348	200	0	0
6	7	0.02	0.102	0.0276	200	0	0
6	8	0.0339	0.173	0.047	300	0	0
8	9	0.0099	0.0505	0.0548	300	0	0
9	10	0.0369	0.1679	0.044	300	0	0
9	11	0.0258	0.0848	0.0218	200	0	0
9	12	0.0648	0.295	0.0772	200	0	0
9	13	0.0481	0.158	0.0406	200	0	0
13	14	0.0132	0.0434	0.011	100	0	0
13	15	0.0269	0.0869	0.023	100	0	0
1	15	0.0178	0.091	0.0988	200	0	0
1	16	0.0454	0.206	0.0546	200	0	0
1	17	0.0238	0.108	0.0286	200	0	0

ตารางผนวกที่ 2 (ต่อ)

From	To	r	x	b	Rate	Ratio	Angle
3	15	0.0162	0.053	0.0544	200	0	0
4	18	0	0.555	0	100	0.97	0
4	18	0	0.43	0	100	0.978	0
5	6	0.0302	0.0641	0.0124	200	0	0
7	8	0.0139	0.0712	0.0194	300	0	0
10	12	0.0277	0.1262	0.0328	300	0	0
11	13	0.0223	0.0732	0.0188	100	0	0
12	13	0.0178	0.058	0.0604	300	0	0
12	16	0.018	0.0813	0.0216	300	0	0
12	17	0.0397	0.179	0.0476	300	0	0
14	15	0.0171	0.0547	0.0148	200	0	0
18	19	0.461	0.685	0	100	0	0
19	20	0.283	0.434	0	100	0	0
21	20	0	0.7767	0	100	1.043	0
21	22	0.0736	0.117	0	100	0	0
22	23	0.0099	0.0152	0	100	0	0
23	24	0.166	0.256	0.0084	100	0	0
24	25	0	1.182	0	100	1	0
24	25	0	1.23	0	100	1	0
24	26	0	0.0473	0	100	1.043	0
26	27	0.165	0.254	0	100	0	0
27	28	0.0618	0.0954	0	100	0	0
28	29	0.0418	0.0587	0	100	0	0
7	29	0	0.0648	0	100	0.967	0
25	30	0.135	0.202	0	100	0	0
30	31	0.326	0.497	0	100	0	0
31	32	0.507	0.755	0	100	0	0

ตารางผนวกที่ 2 (ต่อ)

From	To	r	x	b	Rate	Ratio	Angle
32	33	0.0392	0.036	0	100	0	0
34	32	0	0.953	0	100	0.975	0
34	35	0.052	0.078	0.0032	100	0	0
35	36	0.043	0.0537	0.0016	100	0	0
36	37	0.029	0.0366	0	100	0	0
37	38	0.0651	0.1009	0.002	100	0	0
37	39	0.0239	0.0379	0	100	0	0
36	40	0.03	0.0466	0	100	0	0
22	38	0.0192	0.0295	0	100	0	0
11	41	0	0.749	0	100	0.955	0
41	42	0.207	0.352	0	100	0	0
41	43	0	0.412	0	100	0	0
38	44	0.0289	0.0585	0.002	100	0	0
15	45	0	0.1042	0	100	0.955	0
14	46	0	0.0735	0	100	0.9	0
46	47	0.023	0.068	0.0032	100	0	0
47	48	0.0182	0.0233	0	100	0	0
48	49	0.0834	0.129	0.0048	100	0	0
49	50	0.0801	0.128	0	100	0	0
50	51	0.1386	0.22	0	100	0	0
10	51	0	0.0712	0	100	0.93	0
13	49	0	0.191	0	100	0.895	0
29	52	0.1442	0.187	0	100	0	0
52	53	0.0762	0.0984	0	100	0	0
53	54	0.1878	0.232	0	100	0	0
54	55	0.1732	0.2265	0	100	0	0
11	43	0	0.153	0	100	0.958	0

ตารางผนวกที่ 2 (ต่อ)

From	To	r	x	b	Rate	Ratio	Angle
44	45	0.0624	0.1242	0.004	100	0	0
40	56	0	1.195	0	100	0.958	0
56	41	0.553	0.549	0	100	0	0
56	42	0.2125	0.354	0	100	0	0
39	57	0	1.355	0	100	0.98	0
57	56	0.174	0.26	0	100	0	0
38	49	0.115	0.177	0.003	100	0	0
38	48	0.0312	0.0482	0	100	0	0
9	55	0	0.1205	0	100	0.94	0

ตารางผนวกที่ 3 ข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของแต่ละบัสในชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 12

Bus	ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า (MW) ในชั่วโมงที่ 1-12											
1	17.0	15.0	14.0	14.0	16.0	22.0	32.0	38.5	45.2	50.0	52.8	54.3
2	1.2	1.2	1.0	1.0	1.0	1.2	1.7	2.0	2.5	2.8	2.8	3.0
3	12.0	12.0	11.0	10.0	12.0	17.0	23.0	29.0	33.8	37.5	39.0	40.5
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	4.0	4.0	3.4	3.2	3.9	5.0	7.4	9.0	10.7	11.8	12.5	12.8
6	22.0	20.0	18.5	18.7	22.0	30.2	43.2	52.5	62.0	68.4	72.0	74.0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	45.0	40.0	39.0	37.0	45.0	60.4	86.0	105.5	123.8	136.8	144.0	148.0
9	36.0	36.0	31.0	30.0	36.0	49.0	70.0	85.0	100.0	110.2	116.0	119.5
10	1.5	1.5	1.3	1.2	1.5	2.0	2.9	3.5	4.2	4.6	4.8	5.2
11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	112.0	110.0	98.0	95.0	112.0	152.0	217.0	264.0	311.0	344.5	362.0	372.5
13	6.0	6.0	5.0	4.5	5.3	7.2	10.4	12.7	14.9	16.7	17.2	17.8
14	3.2	3.2	3.0	2.8	3.2	4.0	6.0	7.3	8.7	9.6	10.0	10.4

ตารางผนวกที่ 3 (ต่อ)

Bus	ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า (MW) ในชั่วโมงที่ 1-12											
15	6.5	5.5	5.5	5.5	6.5	9.0	12.7	15.4	18.2	20.0	21.0	21.7
16	12.0	12.0	12.0	11.0	13.0	17.0	25.0	30.0	35.5	39.0	41.0	42.5
17	12.5	12.5	10.0	10.0	12.5	17.0	24.5	29.0	34.7	38.3	40.5	41.7
18	8.0	8.0	7.0	6.7	8.0	11.0	15.7	19.0	22.5	24.8	26.3	26.8
19	1.2	1.2	1.0	1.0	1.0	1.4	2.0	2.0	2.7	3.0	3.2	3.3
20	1.0	1.0	0.5	0.5	1.0	1.0	1.4	1.6	1.9	2.0	2.2	2.3
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	2.0	2.0	1.5	1.5	1.8	2.5	3.5	4.4	5.2	5.7	6.0	6.2
24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25	2.0	2.0	1.5	1.5	1.8	2.5	3.5	4.4	5.2	5.7	6.0	6.2
26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27	2.8	2.8	2.0	2.0	2.8	3.7	5.0	6.5	7.7	8.5	8.8	9.2
28	1.5	1.5	1.2	1.2	1.3	2.0	2.6	3.2	3.8	4.2	4.4	4.5
29	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	6.8	9.7	12.0	14.0	15.5	16.0	16.8
30	1.5	1.5	0.9	0.9	1.4	1.5	2.2	2.5	3.0	3.3	3.5	3.6
31	2.0	2.0	1.5	1.5	1.7	2.0	3.3	4.0	4.8	5.3	5.5	5.8
32	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7
33	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2	1.5	2.2	2.6	3.0	3.4	3.5	3.9
34	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
35	2.0	2.0	1.5	1.5	1.9	2.4	3.4	4.3	5.0	5.5	5.8	6.0
36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
37	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
38	4.0	4.0	3.6	3.5	4.0	5.6	8.0	9.8	11.6	12.7	13.4	13.8
39	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41	2.0	2.0	1.6	1.6	1.9	2.5	3.7	4.4	5.2	5.7	6.0	6.2

ตารางผนวกที่ 3 (ต่อ)

Bus	ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า (MW) ในชั่วโมงที่ 1-12											
42	2.5	2.5	1.8	1.8	2.0	2.8	4.0	5.0	6.0	6.5	6.8	7.0
43	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.8	1.2	1.5	1.7	1.8	2.0	2.2
44	3.0	3.0	3.0	3.0	3.5	4.8	7.0	8.4	9.9	11.0	12.0	11.8
45	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
46	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
47	9.0	9.0	7.7	7.4	8.9	12.0	17.0	20.8	24.5	27.0	28.5	29.4
48	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	5.0	5.0	5.0	5.0	5.4	7.2	10.3	12.7	14.8	16.0	17.3	17.7
50	6.0	6.0	5.4	5.2	6.2	8.4	12.0	14.7	17.3	19.2	20.2	20.7
51	5.0	5.0	5.0	4.5	5.0	7.2	10.3	12.6	14.4	16.0	17.3	17.7
52	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	2.0	2.8	3.4	4.0	4.5	4.7	4.8
53	6.0	6.0	6.0	5.0	6.2	8.0	11.5	14.0	16.5	18.2	19.2	19.7
54	1.4	1.4	1.4	1.0	1.2	2.0	2.4	2.8	3.4	3.7	4.0	4.0
55	2.0	2.0	2.0	1.7	2.0	2.4	4.0	4.8	5.6	6.2	6.5	6.7
56	1.5	1.5	1.5	1.4	2.3	3.0	4.3	5.3	6.3	7.0	7.3	7.5
57	1.2	1.2	1.2	1.2	2.0	3.0	4.0	4.7	5.5	6.0	6.5	6.6

ตารางผนวกที่ 4 ข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของแต่ละบัสในชั่วโมงที่ 13 ถึงชั่วโมงที่ 24

Bus	ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า (MW) ในชั่วโมงที่ 13-24											
1	52.2	47.0	43.3	40.6	43.8	51.2	52.8	46.4	33.8	26.4	20.5	18.5
2	2.8	2.5	2.4	2.2	2.4	2.8	2.9	2.5	1.8	1.4	1.1	1.0
3	39.0	35.0	32.2	30.3	32.6	38.3	40.0	34.6	25.2	19.7	15.3	13.8
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	12.4	11.1	10.2	9.6	10.4	12.2	12.5	11.0	8.0	6.2	4.9	4.3
6	71.2	64.0	59.0	55.4	59.7	70.0	72.0	63.3	46.0	36.0	28.0	25.2
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ตารางผนวกที่ 4 (ต่อ)

Bus	ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า (MW) ในชั่วโมงที่ 13-24											
8	142.5	128.0	118.0	110.8	119.4	139.0	143.9	126.6	92.0	72.0	56.0	50.4
9	115.0	103.3	95.0	89.3	96.4	112.6	116.0	102.2	74.3	58.0	45.3	40.6
10	4.7	4.3	4.0	3.7	4.0	4.6	4.8	4.2	3.0	2.4	1.9	1.7
11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	358.0	322.0	296.5	278.5	300.0	350.8	361.5	318.3	231.5	180.8	141.0	126.6
13	17.0	15.4	14.0	13.2	14.3	16.7	17.3	15.2	11.0	8.6	6.7	6.0
14	10.0	9.0	8.0	7.7	8.4	9.7	10.0	8.8	6.4	5.0	3.9	3.5
15	20.8	18.8	17.3	16.3	17.5	20.7	21.1	18.6	13.5	10.6	8.2	7.4
16	40.8	36.7	33.8	31.8	34.2	40.0	41.3	36.3	26.4	20.6	16.1	14.4
17	40.0	35.9	33.0	31.0	33.4	39.0	40.3	35.5	25.8	20.1	15.7	14.1
18	26.0	23.2	21.4	20.0	21.7	25.4	26.1	23.0	16.7	13.0	10.2	9.1
19	3.1	2.8	2.6	2.4	2.6	3.0	3.2	2.8	2.0	1.6	1.2	1.1
20	2.2	2.0	1.8	1.7	1.8	2.0	2.2	2.0	1.4	1.1	1.0	0.8
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	6.0	5.4	5.0	4.7	5.0	5.9	6.0	5.3	3.9	3.0	2.4	2.1
24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25	6.0	5.4	5.0	4.7	5.0	5.9	6.0	5.3	3.9	3.0	2.4	2.1
26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27	8.8	8.0	7.4	6.9	7.5	8.7	9.0	7.9	5.7	4.5	3.5	3.1
28	4.3	4.0	3.6	3.4	3.7	4.3	4.4	3.9	2.8	2.2	1.7	1.5
29	16.4	14.5	13.3	12.6	13.5	15.8	16.0	14.3	10.4	8.2	6.4	5.7
30	3.4	3.1	2.8	2.6	2.9	3.4	3.5	3.0	2.2	1.7	1.3	1.2
31	5.3	5.0	4.6	4.3	4.6	5.4	5.6	5.0	3.6	2.8	2.2	1.9
32	1.5	1.4	1.2	1.2	1.3	1.5	1.5	1.3	1.0	0.7	0.6	0.5
33	3.6	3.2	3.0	2.8	3.0	3.5	3.6	3.2	2.3	1.8	1.4	1.3
34	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ตารางผนวกที่ 4 (ต่อ)

Bus	ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า (MW) ในชั่วโมงที่ 13-24											
35	5.5	5.0	4.7	4.5	4.8	5.6	5.8	5.0	3.7	2.9	2.2	2.0
36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
37	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
38	12.8	12.0	11.2	10.3	11.1	13.2	13.4	11.8	8.6	6.7	5.2	4.7
39	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41	5.9	5.4	5.0	4.6	5.0	5.9	6.0	5.3	3.7	3.0	2.4	2.1
42	6.6	6.1	5.8	5.2	5.7	6.6	6.8	6.0	4.3	3.4	2.7	2.4
43	1.9	1.7	1.6	1.5	1.6	1.8	2.0	1.7	1.2	1.0	0.8	0.7
44	11.4	10.2	9.4	8.9	10.0	11.1	11.5	10.1	7.4	5.6	4.5	4.0
45	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
46	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
47	28.0	25.0	23.4	22.0	23.6	27.6	28.5	25.0	18.5	14.5	11.3	10.0
48	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	16.7	15.4	14.0	13.3	14.3	16.8	17.2	15.4	11.0	8.6	6.7	6.0
50	20.0	18.0	16.8	15.5	16.7	19.5	20.0	17.7	12.9	10.0	7.9	7.2
51	17.0	15.3	14.0	13.3	14.3	16.8	17.2	15.2	11.1	8.7	6.7	6.0
52	4.7	4.3	3.9	3.6	3.9	4.5	4.7	4.0	3.0	2.4	1.8	1.6
53	19.0	17.0	16.0	14.8	15.9	18.8	19.2	16.9	12.3	9.6	7.5	6.7
54	3.9	3.5	3.2	3.0	3.3	3.8	4.0	3.5	2.5	2.0	1.5	1.4
55	6.4	5.8	5.3	5.0	5.4	6.3	6.5	5.7	4.2	3.3	2.5	2.3
56	7.0	6.5	6.0	5.6	6.0	7.0	7.3	6.4	4.7	3.6	2.8	2.6
57	6.2	5.8	5.3	5.2	5.3	6.3	6.4	5.8	4.3	3.3	2.6	2.4

หมายเหตุ

Base MVA = 100

Bus : Bus Number (1 to 57)

Bus Type	:	PQ Bus = 1
		PV Bus = 2
		Reference Bus = 3
		Isolated Bus = 4
Qd	:	Reactive Power Demand (MVAR)
Gs	:	Shunt Conductance (MW (Demanded) at V = 1.0 p.u.)
Bs	:	Shunt Susceptance (MVAr (Injected) at V = 1.0 p.u.)
Area	:	Area Number
Vm	:	Voltage Magnitude (p.u.)
Va	:	Voltage Angle (Degrees)
BaseKV	:	Base Voltage (KV)
Zone	:	Loss Zone
Max Vm	:	Maximum Voltage Magnitude (p.u.)
Min Vm	:	Minimum Voltage Magnitude (p.u.)
From	:	From Bus Number
To	:	To Bus Number
r	:	Resistance (p.u.)
x	:	Reactance (p.u.)
b	:	Total Line Charging Susceptance (p.u.)
Rate	:	Line Limit (MVA)
Ratio	:	transformer off nominal turns ratio (= 0 for lines)
		(taps at 'from' bus, impedance at 'to' bus, i.e. ratio = Vf / Vt)
Angle	:	transformer phase shift angle (degrees), positive => delay

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ –นามสกุล	นางสาววีรยา ภูมลี
วัน เดือน ปี ที่เกิด	5 ตุลาคม 2526
สถานที่เกิด	อำเภอเมือง จังหวัดอุบลราชธานี
ประวัติการศึกษา	วศ.บ. (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตเฉลิมพระเกียรติ จังหวัดสกลนคร
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	-
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	-
ผลงานดีเด่นและรางวัลทางวิชาการ	-
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	-