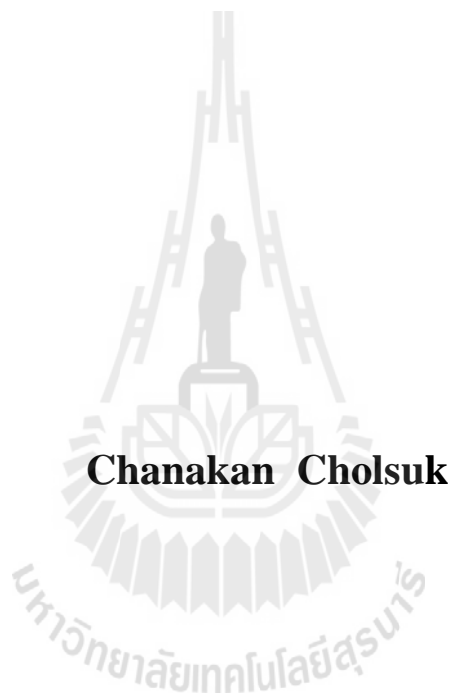


การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉิน  
โดยการพิจารณาวัตถุประสงค์เอทีซีเท่านั้น



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี  
ปีการศึกษา 2557

**OPTIMAL OPERATION OF CONTINGENT POWER  
SYSTEMS WITH ONLY ATC OBJECTIVE  
CONSIDERATION**



**Chanakan Cholsuk**

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the  
Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering  
Suranaree University of Technology**

**Academic Year 2014**

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉิน  
โดยการพิจารณาวัตถุประสงค์เอทีซีเท่านั้น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา  
ตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(รศ. ดร.กิตติ อัครกิจมงคล)

ประธานกรรมการ

(รศ. ดร.ชนัดชัช กุลวรรณิพงษ์)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(ผศ. ดร.บุญเรือง มะรังศรี)

กรรมการ

(ศ. ดร.ชูกิจ ลิมปิจำนงค์)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและนวัตกรรม

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

ชนกานต์ ชลสุข : การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉินโดย  
การพิจารณาวัตถุประสงค์อื่นที่ซีเท่านั้น (OPTIMAL OPERATION OF CONTINGENT  
POWER SYSTEMS WITH ONLY ATC OBJECTIVE CONSIDERATION) อาจารย์ที่  
ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ ดร.ชนัดชัช กุลรวานิชพงษ์, 232 หน้า

ในปัจจุบันระบบไฟฟ้ากำลังมีขนาดใหญ่ ซับซ้อนและมีการถ่ายโอนกำลังงานไฟฟ้าใน  
ปริมาณสูง ทำให้การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังต้องคำนึงถึงความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สิน  
ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง และต้องคำนึงถึงเหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นได้ในระบบ เนื่องจากที่ผ่านมาได้  
เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั่วเมืองร้ายแรงมาแล้วหลายครั้ง อย่างกรณีในนิวยอร์กวันที่ 14 สิงหาคม  
2546 นั้น ถือได้ว่าเป็นไฟฟ้าดับครั้งใหญ่ที่สุดในประวัติศาสตร์ของสหรัฐ ที่กระทบต่อชีวิตคน  
ประมาณ 40 ล้านคน จาก 8 รัฐหลักและอีก 10 ล้านคน ที่อยู่ใน Ontario ของแคนาดา แล้วส่งผลตาม  
ไปสู่รัฐมิชิแกน จากนั้นก็ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าลัมเป็นลูกโซ่รัฐข้างเคียงอื่นๆ ซึ่งสร้างความ  
เสียหายทางไฟฟ้าคิดเป็นขนาดรวมของระบบกว่า 71,000 เมกะวัตต์ ประเทศอิตาลีก็ได้เคยเกิด  
ไฟดับเป็นวงกว้างครั้งใหญ่วันที่ 28 กันยายน 2546 โดยสาเหตุเริ่มจากระบบไฟฟ้าขัดข้องใน  
ประเทศฝรั่งเศสและสวิตเซอร์แลนด์ก่อนทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่อิตาลีด้วยซึ่งคิดเป็น 15% ของพื้นที่  
ซึ่งส่งผลกระทบต่อผู้คนประมาณ 57 ล้านคน นอกจากนี้ที่ประเทศอินเดียในเดือน กรกฎาคม พ.ศ.  
2555 ก็ได้เกิดไฟดับครั้งใหญ่เช่นกันและ ในประเทศไทยเองก็เคยเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นวง  
กว้าง ในวันที่ 18 มีนาคม พ.ศ. 2521 เกิดการขัดข้องของเครื่องผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ทำ  
ให้เกิดไฟดับต่อเนื่องกันไปในแต่ละภาคทั่วประเทศไทย เราจึงจำเป็นต้องสนใจและวิเคราะห์หาจุด  
ทำงานที่เหมาะสมของระบบ หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อเพิ่มความ  
น่าเชื่อถือและความปลอดภัยให้กับระบบ ซึ่งในงานวิจัยนี้จะจำลองเหตุการณ์ฉุกเฉินโดยพิจารณา  
การชำรุดของอุปกรณ์(สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) ทีละเส้น หลังจากนั้นทำการหา  
จุดทำงานที่เหมาะสม โดยพิจารณาความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า(ATC) เป็นหลัก ซึ่งใน  
งานวิจัยนี้จะทำการจำลองเพื่อหาจุดทำงานเหมาะสมของระบบทดสอบ IEEE 14 บัส IEEE 30 บัส  
IEEE 57 บัส ระบบส่งจ่ายไฟฟ้านครราชสีมา 2 และระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออกของ  
EGAT หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า \_\_\_\_\_

ปีการศึกษา 2557

ลายมือชื่อนักศึกษา \_\_\_\_\_

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา \_\_\_\_\_



CHANAKAN CHOLSUK : OPTIMAL OPERATION OF CONTINGENT  
POWER SYSTEMS WITH ONLY ATC OBJECTIVE CONSIDERATION.

THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF. THANATCHAI

KULWORAWANICHPONG, Ph.D., 232 PP.

OPTIMAL POWER FLOW/ATC / CONTINGENCY

In the present, the electrical power system is a large, complicate and high electrical transfer quantity system. To deal with the electrical power system, it needs to consider about the security, asset and some accidental events that may occur from the system. Previously, there are several electrical outages occurring in city. From an example of the biggest electrical outage in New York city 2546, it also spread out to Michigan State and other surrounded states. This problem was also found in Italy. For Thailand, the wide spread of an electrical outage was found in 2521 from an electrical failure at the South Bangkok Power Plant. It further caused the electrical outage to other provincial system. Thus, it is an important to take an interest for optimization of the electrical power system after the contingency providing high degree of reliability and security. In this thesis, the artificial contingency power systems were studied on the individual broken transmission line, transformer and generator. The system was mainly optimized depending on ATC. The optimization was for the examination of IEEE (14 bus, 30 bus, 57 bus), Nakhon Ratchasima 2 and EGAT after the contingency in the electrical system.

School of Electrical Engineering

Academic Year 2014

Student's Signature\_\_\_\_\_

Advisor's Signature\_\_\_\_\_

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างยิ่ง ทั้งด้านวิชาการ และด้านการดำเนินงานวิจัย จากบุคคลและกลุ่มบุคคลต่างๆ ได้แก่

รองศาสตราจารย์ ดร.ชนัดชัช กุลวรรณิษพงษ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้คำปรึกษา แนะนำ และแนะแนวทางอันเป็นประโยชน์ยิ่งต่องานวิจัย รวมถึงได้ช่วยตรวจทาน และแก้ไขรายงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้จนทำให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น รวมทั้งเป็นกำลังใจ และเป็นแบบอย่างที่ดีในการดำเนินชีวิตหลาย ๆ ด้านให้กับผู้วิจัยเสมอมา

อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีทุกท่าน ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ และความรู้ทางด้านวิชาการอย่างดียิ่งมาโดยตลอด

ขอขอบคุณนายสมบูรณ์ทรัพย์ รอดพร เพื่อนที่ช่วยตรวจทานคำคิดและรูปแบบการจัดพิมพ์ เล่มวิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์ เรียบร้อยสวยงาม

ขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ฝ่ายอาคารเครื่องมือ 3 ที่ให้ความอนุเคราะห์ในการใช้เครื่องคอมพิวเตอร์ ซึ่งเป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการทำวิจัย

ขอบคุณ พี่ ๆ เพื่อน ๆ น้อง ๆ บัณฑิตศึกษาทุกท่าน รวมถึงมิตรสหายทั้งในอดีตและปัจจุบันที่คอยถามไถ่และให้กำลังใจในการทำวิจัยมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบคุณอาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทความรู้ทางด้านต่าง ๆ ทั้งในอดีตและปัจจุบัน และขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา รวมถึงญาติพี่น้องของผู้วิจัยทุกท่านที่ได้ให้ความรัก ความอบอุ่น ความห่วงใย การอบรมเลี้ยงดู และให้การสนับสนุนทางการศึกษาอย่างดียิ่งมาโดยตลอด รวมทั้งเป็นกำลังใจที่ยิ่งใหญ่ในยามที่ผู้วิจัยท้อและทุกข์ใจ ช่วยให้มีพลังเข้มแข็งพร้อมเผชิญกับปัญหาอุปสรรคต่าง ๆ จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิตเรื่อยมา

ชนากานต์ ชลสุข

# สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย).....	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ).....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ค
สารบัญ.....	ง
สารบัญตาราง.....	ช
สารบัญรูป.....	ฉ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ.....	ฅ
<b>บทที่</b>	
<b>1 บทนำ.....</b>	<b>1</b>
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย.....	2
1.3 ขีดตกลงเบื้องต้น.....	2
1.4 ขอบเขตงานวิจัย.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
1.6 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์.....	4
<b>2 ปรัชญ่วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....</b>	<b>5</b>
2.1 บทนำ.....	5
2.2 ปรัชญ่วรรณกรรม.....	5
2.3 ทฤษฎีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน.....	4
2.3.1 การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า.....	8
2.3.2 การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน.....	9
2.4 การเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	16

## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.4.1	สิ่งที่ต้องเกิดขึ้นหลังระบบเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน .....	16
2.4.2	ความจำเป็นในการวิเคราะห์สถานการณ์ฉุกเฉิน .....	16
2.5	สรุป .....	17
<b>3</b>	<b>การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉิน .....</b>	<b>18</b>
3.1	บทนำ .....	18
3.2	ดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของระบบ (Performance index) .....	19
3.3	ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Available transfer capability) .....	20
3.4	ค่าฟังก์ชันเชื้อเพลิง (Fuel Cost) .....	22
3.5	กำลังงานสูญเสียในสายส่ง (Power transmission loss) .....	23
3.6	การเปรียบเทียบฟังก์ชันวัตถุประสงค์ .....	24
3.7	การหาค่าที่เหมาะสมที่สุด .....	26
3.7.1	วิธีวิวัฒนาการผลต่าง (Differential Evolution) .....	27
3.7.2	วิธีเชิงพันธุกรรม .....	31
3.7.3	ระเบียบวิธีการปรับโทย .....	34
3.8	การหาจุดทำงานภายใต้สถานการณ์ฉุกเฉิน .....	35
3.9	รูปแบบของปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด .....	37
3.10	สรุป .....	39
<b>4</b>	<b>การทดสอบและผลการทดสอบ .....</b>	<b>40</b>
4.1	บทนำ .....	40
4.2	การทดสอบ .....	41
4.3	ระบบที่ใช้ในการทดสอบ .....	42
4.4	ผลการทดสอบระบบทดสอบ 14 บัส .....	48
4.4.1	ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี DE .....	52
4.4.2	ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี DE .....	53
4.4.3	ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี DE .....	55



## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.8 ผลการทดสอบระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก.....	95
4.8.1 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี DE .....	96
4.8.2 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี DE .....	102
4.8.3 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี DE .....	108
4.8.4 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชำรุด ด้วยวิธี DE .....	114
4.9 ผลการทดสอบการจัดเรียงความสำคัญในการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน .....	140
4.10 สรุป .....	147
<b>5 บทสรุปและข้อเสนอแนะ .....</b>	<b>148</b>
5.1 สรุป .....	149
5.2 ข้อเสนอแนะ .....	149
รายการอ้างอิง .....	151
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก.ระบบทดสอบ.....	153
ภาคผนวก ข.MATLAB CODE.....	183
ภาคผนวก ค.บทความทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา.....	215
ประวัติผู้เขียน .....	232

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
4.1 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบทดสอบ 14 บัส .....	48
4.2 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบทดสอบ 30 บัส .....	49
4.3 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบทดสอบ 57 บัส .....	49
4.4 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	50
4.5 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส.....	50
4.6 การปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ของวิธีวิวัฒนาการผลต่าง .....	51
4.7 การปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ของวิธีเชิงพันธุกรรม .....	51
4.8 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	52
4.9 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อกรณีสายส่ง 9 - 14 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE.....	53
4.10 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อปลดหม้อแปลง 5 - 6 พิจารณาด้วยวิธี DE .....	55
4.11 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 พิจารณาด้วยวิธี DE .....	57
4.12 จุดทำงานของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติเมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA .....	59
4.13 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อเกิดกรณีสายส่ง 9 - 14 ขาด เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA .....	60
4.14 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อเกิดกรณีหม้อแปลง 5 - 6 ขาด เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA .....	60
4.15 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส2 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA.....	61
4.16 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	62
4.17 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดสายส่งบัสที่ 10 -20 ออก เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE .....	63
4.18 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดหม้อแปลงบัสที่ 4 -12 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE .....	64
4.19 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE .....	66
4.20 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติเมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA .....	67
4.21 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดสายส่งที่บัส 10-20 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA.....	68
4.22 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดหม้อแปลงที่บัส 4-12 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA.....	69
4.23 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ด้วยวิธี GA .....	69
4.24 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	69

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.25 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อปลดสายส่งที่บัส 8 - 9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE .....	71
4.26 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อปลดหม้อแปลงบัส 39-57 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE .....	74
4.27 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 8 ด้วยวิธี DE.....	76
4.28 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี GA.....	78
4.29 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ 57 บัส เมื่อปลดสายส่ง 8-9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA .....	79
4.30 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ 57 บัส เมื่อปลดหม้อแปลง 39-57 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA.....	80
4.31 จุดทำงานเหมาะสมที่สุด ของระบบ 57 บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 8 ด้วยวิธี GA.....	81
4.32 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อระบบปกติ พิจารณาด้วยวิธี DE .....	82
4.33 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 1 - 9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	83
4.34 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 1 - 2 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	84
4.35 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 2 - 3 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	86
4.36 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 5 - 9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	87
4.37 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 3 - 5 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	89
4.38 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 7 - 8 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	90
4.39 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 7 - 9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	92
4.40 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 5 - 6 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	93
4.41 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 3 - 4 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	95



## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.42 จุดทำงานเหมาะที่สุดระบบEGAT ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE .....	96
4.43 จุดทำงานเหมาะที่สุดระบบ EGAT เมื่อสายส่ง 16-23 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE.....	102
4.44 จุดทำงานเหมาะที่สุดระบบEGATเมื่อหม้อแปลง 10 -20 ขาด เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE.....	108
4.45 จุดทำงานเหมาะที่สุดระบบ EGAT ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 143 ด้วยวิธี DE.....	114
4.46 ค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน และค่าฟังก์ชันการสูญเสียของระบบทดสอบ 14 บัส.....	120
4.47 ค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน และค่าฟังก์ชันการสูญเสียของระบบทดสอบ 30 บัส.....	122
4.48 ค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน และค่าฟังก์ชันการสูญเสียของระบบทดสอบ 57 บัส.....	124
4.49 ค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและฟังก์ชันการสูญเสียของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 9 บัส.....	126
4.50 ตารางแสดงค่าของ ATC ของระบบ 147 บัส เมื่อรันผลด้วยวิธี DE.....	129
4.51 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและ ผลการปรับปรุงหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 14 บัส .....	130
4.52 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและ ผลการปรับปรุงหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 30 บัส .....	131
4.53 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและ ผลการปรับปรุงหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 57 บัส .....	134
4.54 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและ ผลการปรับปรุงหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2.....	138
4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและ ผลการปรับปรุงหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้า ภาคกลางตะวันออก 147 บัส .....	138
4.56 สรุปผลกระทบเมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ากำลังของแต่ละระบบ .....	147
ก.1 ข้อมูลระบบทดสอบ 14 บัส .....	154
ก.2 ค่าสัมประสิทธิ์ฟังก์ชันเชื้อเพลิง.....	154
ก.3 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 14 บัส.....	156
ก.4 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 30 บัส.....	157
ก.5 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ IEEE 30 บัส .....	159

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ก.6 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 57 บัส.....	162
ก.7 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ IEEE 57 บัส.....	164
ก.8 ข้อมูลระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2.....	168
ก.9 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2.....	168
ก.10 ข้อมูลระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส.....	169
ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส.....	175



## สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 แผนภาพการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน.....	15
3.1 โครงสร้างของการหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC).....	21
3.2 แผนภาพการผลิตกำลังงานไฟฟ้า.....	22
3.3 กระบวนการทำงานของวิวัฒนาการผลต่าง.....	28
3.4 กระบวนการ crossover ระหว่าง target vector และ mutant vector ที่มีตัวแปรการตัดสินใจ (D) เท่ากับ 7.....	30
3.5 แผนผังการทำงานของวิธีเชิงพันธุกรรม.....	34
3.6 แผนผังการทำงานเพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมภายใต้สถานการณ์ฉุกเฉิน.....	36
4.1 แผนผังแสดงลักษณะการทดสอบ.....	41
4.2 ระบบทดสอบIEEE 14 บัส.....	42
4.3 ระบบทดสอบIEEE 30 บัส.....	43
4.4 ระบบทดสอบIEEE 57 บัส.....	45
4.5 ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 (9 บัส).....	46
4.6 ระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก (147) บัส.....	47
4.7 การปลดสายส่งระหว่างบัส 4 และ บัส 9 ของระบบทดสอบ 14 บัส.....	53
4.8 การดูเข้าของคำตอบกรณีปลดสายส่งระหว่างบัสที่ 9 และ 14 ของระบบทดสอบ 14 บัส.....	54
4.9 การปลดหม้อแปลงระหว่างบัส 5 และ บัส 6 ของระบบทดสอบ 14 บัส.....	55
4.10 การดูเข้าของคำตอบกรณีปลดหม้อแปลงระหว่างบัส 5 และ 6 ของระบบทดสอบ 14 บัส .....	56
4.11 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ออกของระบบทดสอบ 14 บัส .....	57
4.12 การดูเข้าของคำตอบกรณีปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ของระบบทดสอบ 14 บัส .....	58
4.13 การปลดสายส่งระหว่างบัสที่ 10 และ บัสที่ 20 ของระบบทดสอบ 30 บัส .....	62
4.14 การดูเข้าของคำตอบเมื่อปลดสายส่งระหว่างบัสที่ 10 และ 20 ของระบบทดสอบ 30 บัส .....	63
4.15 การปลดหม้อแปลงระหว่างบัสที่ 4 และ 12 ของระบบทดสอบ 30 บัส .....	64
4.16 การดูเข้าของคำตอบเมื่อปลดหม้อแปลงระหว่างบัสที่ 4 และ 12 ของระบบทดสอบ 30 บัส ..	65

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.17 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ของระบบทดสอบ 30 บัส .....	65
4.18 การลู่เข้าของค้ำตอบเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ออกของระบบทดสอบ 30 บัส .....	66
4.19 การปลดสายส่งระหว่างบัส 8 และ 9 ของระบบทดสอบ 57 บัส .....	70
4.20 การลู่เข้าของค้ำตอบเมื่อปลดสายส่งที่บัส 8 - 9 ของระบบทดสอบ 57 บัส ด้วยวิธี DE .....	72
4.21 การลู่เข้าของค้ำตอบเมื่อปลดหม้อแปลงที่บัส 39 และ 57 ของระบบ 57 บัส ด้วยวิธี DE .....	72
4.22 การปลดหม้อแปลงระหว่างบัส 39 และ 57 ของระบบทดสอบ 57 บัส .....	73
4.23 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 8 ของระบบทดสอบ 57 บัส .....	75
4.24 การลู่เข้าของค้ำตอบเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 8 ของระบบ 57 บัส ด้วยวิธี DE .....	77
4.25 การปลดสายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	82
4.26 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 1 - 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	83
4.27 การปลดสายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 2 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	84
4.28 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 1 - 2 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	85
4.29 การปลดสายส่งระหว่างบัส 2 และบัส 3 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	85
4.30 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 2 - 3 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	86
4.31 การปลดสายส่งระหว่างบัส 5 และบัส 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	87
4.32 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 5 - 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	88
4.33 การปลดสายส่งระหว่างบัส 3 และบัส 5 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	88
4.34 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 3 - 5 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	89
4.35 การปลดสายส่งระหว่างบัส 7 และบัส 8 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	89
4.36 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 7 - 8 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	91
4.37 การปลดสายส่งระหว่างบัส 7 และบัส 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	91
4.38 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 7 - 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	92
4.39 การปลดสายส่งระหว่างบัส 5 และบัส 6 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	93
4.40 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 5 - 6 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	94
4.41 การปลดสายส่งระหว่างบัส 3 และบัส 4 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	94
4.42 การลู่เข้าของค้ำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 5 - 6 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 .....	95

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.43 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 14 บัสด้วยวิธี DE.....	121
4.44 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 14 บัสด้วยวิธี GA .....	121
4.45 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 14 บัสด้วยวิธี SQP.....	122
4.46 การลู่เข้าของคำตอบของวิธี DE หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 30 บัส.....	123
4.47 การลู่เข้าของคำตอบของวิธี GA หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 30 บัส .....	123
4.48 การลู่เข้าของคำตอบของวิธี SQP หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 30 บัส.....	124
4.49 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 57 บัสด้วยวิธี DE.....	125
4.50 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 57 บัสด้วยวิธี GA .....	125
4.51 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 57 บัสด้วยวิธี SQP.....	126
4.52 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 9 บัสด้วยวิธี DE.....	127
4.53 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 9 บัสด้วยวิธี GA .....	127
4.54 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 9 บัสด้วยวิธี SQP.....	128
4.55 การลู่เข้าของคำตอบด้วยวิธี DE ของระบบการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 147 บัส .....	129

## คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

$I_{D,k}$	=	โหลดกระแสไฟฟ้าที่บัส $k$
$P_{cal,k}$	=	กำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่คำนวณได้ที่บัส $k$
$P_{mis,max}$	=	ความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้าแอกทีฟสูงสุดที่ยอมรับได้
$P$	=	กำลังไฟฟ้าแอกทีฟ
$\Delta P_k$	=	ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่บัส $k$
$Q$	=	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ
$Q_{cal,k}$	=	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่คำนวณได้ที่บัส $k$
$Q_{mis,max}$	=	ความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดที่ยอมรับได้
$\Delta Q_k$	=	ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัส $k$
$S_{D,k}$	=	กำลังไฟฟ้าที่โหลดที่บัส $k$
$S_{G,k}$	=	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส $k$
$S_{sch,k}$	=	กำลังไฟฟ้าที่ถูกระบุที่บัส $k$
$V_k$	=	แรงดันไฟฟ้าที่บัส $k$
$\Delta V $	=	ผลต่างของขนาดแรงดันที่บัส
$y_{k,i}$	=	แอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัส $k$ และบัส $i$
$Y_{k,i}$	=	สมาชิกแถวที่ $k$ หลักที่ $i$ ของแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์
$Y_{bus}$	=	บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์
$\Delta\delta$	=	ผลต่างของมุมแรงดันที่บัส
$\mathcal{E}_{tol}$	=	ความคลาดเคลื่อนในการหยุด
$\mu$	=	ค่าเฉลี่ย
$\sigma$	=	ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
kV	=	หน่วยกิโลของแรงดันไฟฟ้า
Mvar	=	หน่วยเม็กกะของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ
MW	=	หน่วยเม็กกะของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟ

## คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

GA	=	Genetic Algorithm
PI	=	Performance index
ATC	=	Available Transfer Capability
TTC	=	ค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่ง
OPF	=	Optimal Power Flow
TRM	=	ค่าความเชื่อมั่นหรือการันตีว่าระบบจะปลอดภัยซึ่ง TRM = 5% ของ TTC
ETC	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง



# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันระบบไฟฟ้ากำลังมีขนาดใหญ่ ซับซ้อนและมีการถ่ายโอนกำลังงานไฟฟ้าในปริมาณสูง ทำให้การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังต้องคำนึงถึงความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สินต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง และต้องคำนึงถึงเหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นได้ในระบบ เนื่องจากที่ผ่านมาได้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั่วเมืองร้ายแรงมาแล้วหลายครั้ง อย่างกรณีในนิวยอร์กวันที่ 14 สิงหาคม 2546 นั้น ถือได้ว่าเป็นไฟฟ้าดับครั้งใหญ่ที่สุดในประวัติศาสตร์ของสหรัฐ ที่กระทบต่อชีวิตคนประมาณ 40 ล้านคน จาก 8 รัฐหลักและอีก 10 ล้านคน ที่อยู่ใน Ontario ของแคนาดา แล้วส่งผลตามไปสู่รัฐมิชิแกน จากนั้นก็ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าล้มเป็นลูกโซ่รัฐข้างเคียงอื่นๆ รวมถึงเมืองใหญ่ๆ เช่น มหานครนิวยอร์ก ซึ่งสร้างความเสียหายทางไฟฟ้าคิดเป็นขนาดรวมของระบบกว่า 71,000 เมกะวัตต์ ประเทศอิตาลีก็ได้เคยเกิดไฟดับเป็นวงกว้างครั้งใหญ่วันที่ 28 กันยายน 2546 โดยสาเหตุเริ่มจากระบบไฟฟ้าขัดข้องในประเทศฝรั่งเศสและสวิตเซอร์แลนด์ก่อนทำให้เกิดไฟฟ้ายดับที่อิตาลีด้วยซึ่งคิดเป็น 15% ของพื้นที่ ซึ่งส่งผลกระทบต่อผู้คนประมาณ 57 ล้านคน นอกจากนี้ที่ประเทศอินเดียในเดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2555 ก็ได้เกิดไฟดับครั้งใหญ่เช่นกันและ ในประเทศไทยเองก็เคยเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นวงกว้าง ในวันที่ 18 มีนาคม พ.ศ. 2521 เกิดการขัดข้องของเครื่องผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ทำให้เกิดไฟดับต่อเนื่องกันไปในแต่ละภาคทั่วประเทศ ไทยเราจึงจำเป็นต้องสนใจและวิเคราะห์หาจุดทำงานที่เหมาะสมของระบบ หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยให้กับระบบ ซึ่งในงานวิจัยนี้จะจำลองเหตุการณ์ฉุกเฉินโดยพิจารณาการชำรุดของอุปกรณ์ (สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) ที่ละเส้นเท่านั้น เพราะเป็นสถานการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้มากที่สุดในระบบไฟฟ้ากำลัง หลังจากนั้นทำการหาจุดทำงานที่เหมาะสมโดยพิจารณาความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC) เป็นหลักเพื่อทำการปรับปรุงจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดในการให้ระบบในส่วนที่ไม่เกิดสถานการณ์ฉุกเฉินสามารถดำเนินต่อไปได้ และมีการพิจารณาดัชนีชี้วัดความเสี่ยง (PI) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง (loss) และค่าต้นทุนเชื้อเพลิง (cost) ด้วยเพื่อเปรียบเทียบข้อดีข้อด้อยของการพิจารณาหาจุดทำงานที่เหมาะสมในแต่ละฟังก์ชันวัตถุประสงค์



## 1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย

- 1.2.1 เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินได้
- 1.2.2 เพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมของระบบ โดยการเปรียบเทียบเพื่อคัดเลือกฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ใช้ในการทำงานภายใต้สถานการณ์ฉุกเฉิน
- 1.2.3 เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือและสร้างความปลอดภัยให้กับระบบ โดยการหาจุดทำงานเพื่อเตรียมพร้อมรับมือกับสถานการณ์ที่อาจเกิดขึ้นได้ในระบบ
- 1.2.4 เพื่อนำขั้นตอนวิธีวิวัฒนาการผลต่าง (Differential Evolution) มาประยุกต์ใช้กับปัญหาที่ทำการศึกษา

## 1.3 ข้อตกลงเบื้องต้น

- 1.3.1 ทดสอบกับระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 14 บัส IEEE 30 บัส IEEE 57 บัส ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 และระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก (EGAT)
- 1.3.2 เหตุการณ์ฉุกเฉิน (Contingency) พิจารณาการขาดของสายส่ง หม้อแปลง ทีละเส้น และการหยุดทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ละตัวเท่านั้น
- 1.3.3 ใช้โปรแกรม MATLAB ในการคำนวณค่าเหมาะที่สุด
- 1.3.4 ใช้ชุดคำสั่งโปรแกรมวิวัฒนาการผลต่าง จากเว็บไซต์ <http://www.icsi.berkeley.edu/~storn/code.html>

## 1.4 ขอบเขตของการวิจัย

- 1.4.1 ทำการจำลองสถานการณ์ฉุกเฉินแบบ first - order contingency
- 1.4.2 หาค่าเหมาะที่สุดโดยใช้วิธีวิวัฒนาการผลต่าง
- 1.4.3 ทำการหาค่าเหมาะที่สุดโดยพิจารณาที่ค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC)
- 1.4.4 ทำการจำลองและหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบทดสอบ IEEE 14 บัส IEEE 30 บัส IEEE 57 บัส ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 และระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.5.1 สามารถจำลองผลเพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินได้

- 1.5.2 สามารถสร้างความเชื่อมั่นและความปลอดภัยให้กับระบบไฟฟ้ากำลังหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินได้
- 1.5.3 สามารถบ่งบอกได้ว่าสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นต่างๆ มีผลกระทบมากหรือน้อยต่อระบบ
- 1.5.4 สามารถเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานให้กับระบบไฟฟ้าหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบ
- 1.5.5 สามารถใช้เป็นแนวทางเพื่อวิเคราะห์สถานการณ์อื่นๆที่จะเกิดขึ้นต่อไปได้
- 1.5.6 สามารถนำไปประยุกต์ใช้กับระบบที่ซับซ้อนขึ้นหรือระบบที่ใช้งานจริง
- 1.5.7 ช่วยให้เข้าใจกระบวนการทำงานของการปัญหาต่าง ๆ ได้ดีขึ้น

## 1.6 การจัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วย 5 บท และ 3 ภาคผนวกดังต่อไปนี้

**บทที่ 1** เป็นบทที่กล่าวถึงความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ข้อตกลงเบื้องต้น ขอบเขตของงานวิจัย และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย รวมทั้งแนะนำเนื้อหาเบื้องต้นของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ส่วนบทอื่น ๆ ประกอบด้วยเนื้อหาดังต่อไปนี้

**บทที่ 2** กล่าวถึงปริทัศน์วรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน วิธีการคำนวณค่าที่เหมาะสมที่สุด และกล่าวถึงลักษณะการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ากำลัง

**บทที่ 3** กล่าวถึงการทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉินโดยได้นำเสนอฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่าง ๆ ที่ใช้เป็นฟังก์ชันในการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งประกอบไปด้วย ค่าดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของระบบ ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ค่าฟังก์ชันเชิงเพลิงและกำลังงานสูญเสียในสายส่ง และได้กล่าวถึงการวิเคราะห์ผลเพื่อเปรียบเทียบข้อดีและข้อด้อยของการใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่าง ๆ นอกจากนี้ได้อธิบายลักษณะการแก้ปัญหาด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างและวิธีเชิงพันธุกรรมอธิบายถึงขั้นตอนการคำนวณต่าง ๆ และอธิบายการประยุกต์ใช้ระเบียบวิธีการปรับโทมเพื่อทำให้รูปแบบการวิเคราะห์ปัญหาเป็นไปได้อย่างขึ้นและนำไปใช้ในการแก้ปัญหาต่อไป

**บทที่ 4** กล่าวถึงลักษณะการทดสอบการวิเคราะห์หาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดภายใต้สถานการณ์ฉุกเฉินและได้กล่าวถึงพารามิเตอร์ที่ใช้ในการทดสอบ นอกจากนั้นได้แสดงผลการทดสอบของระบบทดสอบ 14 บัส 30 บัส 57 บัส การไฟฟ้านครราชสีมา 2 และระบบไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส

**บทที่ 5** กล่าวถึงบทสรุปและข้อเสนอแนะต่าง ๆ

ภาคผนวก ก. รายละเอียดระบบทดสอบต่าง ๆ ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์

ภาคผนวก ข. ฟังก์ชันในโปรแกรม MATLAB จำลองผลที่ใช้ในวิทยานิพนธ์

ภาคผนวก ค. บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในขณะศึกษา



## บทที่ 2

### ปรัทัศนัวรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 บทนำ

การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าเป็นเครื่องมือที่สำคัญในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง เพราะการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าสามารถใช้ในการคำนวณและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้หลายอย่าง เช่น การวางแผนการจ่ายโหลดไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าตามสถานที่ต่าง ๆ การคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียผ่านสายส่ง การคำนวณการจ่ายโหลดอย่างประหยัด การลดต้นทุนการผลิตของระบบไฟฟ้า ซึ่งถือเป็นเรื่องสำคัญที่จะนำไปสู่การพัฒนาสิ่งต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้นได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

เนื้อหาในบทนี้กล่าวถึงปรัทัศนัวรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง โดยปรัทัศนัวรรณกรรม จะทำการสรุปใจความสำคัญเกี่ยวกับงานวิจัยต่าง ๆ ที่ทำการวิจัยเกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้า การหาค่าเหมาะที่สุดและลักษณะการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง และได้กล่าวถึงทฤษฎีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน ลักษณะการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งความรู้ความเข้าใจที่ได้รับจากการศึกษาปรัทัศนัวรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องสามารถนำไปใช้ในการแก้ไขปัญหาได้

#### 2.2 ปรัทัศนัวรรณกรรม

จากการศึกษาปรัทัศนัวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง พบว่าได้มีผู้วิจัยนำเสนองานวิจัยทางการไหลกำลังไฟฟ้าเหมาะที่สุด การป้องกันการเกิดความผิดปกติในระบบ (ลัดวงจร) ในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ด้วยวิธีการต่าง ๆ และการประยุกต์ในการแก้ปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าแบบเหมาะที่สุด

Guvenis (1982) ได้ทำการศึกษาการประยุกต์ของการอธิบายการวิเคราะห์สถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในระบบโดยจะใช้ตัวบ่งบอกความเสี่ยงหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินคือ PI โดยจะทำการวิเคราะห์ค่าเหตุการณ์ฉุกเฉินแบบอัตโนมัติโดยจะใช้สมการความน่าจะเป็นเข้ามาเกี่ยวข้องด้วย เพื่อหาจุดที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินที่ทำให้ระบบเสียหายมากที่สุด

Muriithi (1996) นำเสนอการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยคำนึงถึงหลักการทางเศรษฐศาสตร์ และความน่าเชื่อถือ ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญในการพิจารณาถึงการทำงานและการวางแผนในระบบไฟฟ้า โดยที่ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอ การแก้ปัญหาการไหลกำลัง

เหมาะที่สุดและการหาค่าตอบของการจัดสรรกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะได้ค่าเหมาะที่สุดภายใต้การทำงานที่ทำให้คำตอบต่ำที่สุด โดยมีพารามิเตอร์ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ภายใต้เงื่อนไขบังคับของระดับแรงดันการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในสายส่ง และค่าเทียปหม้อแปลงคำตอบที่ได้จากการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะที่สุดทำให้มีความเชื่อถือในทางเศรษฐศาสตร์

Timney (1997) ได้ทำการศึกษาเกี่ยวกับการคำนวณความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังโดยได้ทำการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง (CPF) เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าและทำการจำลองเหตุการณ์ฉุกเฉินต่าง ๆ เพื่อสังเกตค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC)

Triyangkulstri (2007) ได้ทำการศึกษาปัญหาของระบบทดสอบ 115 kV และ 22 kV โดยทำการวิเคราะห์สถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งโดยจะใช้โปรแกรม excel ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในระบบเพื่อวิเคราะห์ความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นได้ในอนาคตและทำการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันเพื่อสังเกตผลที่เกิดขึ้น

Yang (2010) งานวิจัยนี้ แนะนำตัวชี้วัดพฤติกรรมของกำลังไฟฟ้าจริงและปฏิกริยาของแรงดันไฟฟ้าโดยการใช้ข้อมูลน้ำหนักในการจัดลำดับและเลือกกรณีที่มีผลกระทบต่อระบบมากที่สุด จากจุดความปลอดภัยและความประหยัด หาค่าเหมาะที่สุดของการกำลังไฟฟ้าโดยการคำนวณการวนรอบ สุดท้ายแนะนำหลักการจัดข้อมูลสูงสุดเพื่อทำการกระจายความน่าจะเป็นของ ATC โดยจะใช้ระบบทดสอบ 14 บัส

Girgis (2011) ได้ทำการศึกษาการคำนวณ ATC ในสายส่งโดยสามารถคำนวณค่า ATC ได้ตลอดเวลาตามความเป็นจริงและการใช้งานของระบบ โดยจะคำนวณ ATC ได้หลายแบบด้วยคือ คำนวณ ATC บนพื้นฐานของ DC หรือ AC (PTDF) คำนวณ ATC จากการไหลกำลังไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง(CPF) และทำการคำนวณ ATC จากการหาค่าเหมาะที่สุด ซึ่งจะทำการแสดงผลการเปรียบเทียบค่า ATC ของระบบทดสอบ 6 บัสและ 39 บัส

Kulworawanichpong (2010) ได้ศึกษาการหาค่าต่ำสุดของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง โดยได้ทำการเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียโดยใช้วิธี GA , PSO , ABA และ DE โดยพิจารณา ระบบทดสอบ 6 บัสและ 30 บัส

Kulworawanichpong (2010) ได้ทำการศึกษาวิธีฝูงผึ้งประดิษฐ์สำหรับแก้ปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าเหมาะที่สุดโดยหาค่าต้นทุนต่ำที่สุดโดยจะนำผลมาเปรียบเทียบกับวิธี GA, PSO, BFGS โดยระบบที่ใช้ทดสอบคือระบบทดสอบ 6 บัส

### 2.3 ทฤษฎีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า

การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า หรือที่รู้จักกันในชื่อ power flow ซึ่งรูปแบบของปัญหาจะเป็นการหาขนาดและมุมเฟสของแรงดันในแต่ละบัส กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในแต่ละสายส่ง ผลเฉลยแรงดันไฟฟ้าของโครงข่ายมีความสำคัญต่อการวางแผนการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง คุณสมบัติแรงดันที่บัสต่าง ๆ กระแสไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งเชื่อมต่อกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตเพื่อจ่ายโหลด ตลอดจนกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยรวมในระบบ เป็นสิ่งที่ต้องวินิจฉัยเพื่อกำหนดจุดทำงาน การทำงานที่ต้นทุนการผลิตต่ำที่เป็นวัตถุประสงค์โดยทั่วไปของผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง การทำให้ต้นทุนต่ำโดยพิจารณาให้ระบบจ่ายโหลดคงที่นั้น อาจทำได้โดยการปรับกำลังงานที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ โดยให้โรงไฟฟ้าที่มีค่าเชื้อเพลิงในการผลิตกำลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำที่สุดผลิตกำลังไฟฟ้าในปริมาณสูงสุด โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนสูงจะถูกพิจารณาเป็นลำดับสุดท้าย นอกจากปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์แล้ว การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังอาจพิจารณาในรูปของควมมีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ความมั่นคงความเชื่อถือได้ หรือปัจจัยอื่น ๆ อย่างไรก็ตาม ไม่ว่าจะผู้ปฏิบัติงานควบคุมดูแลระบบไฟฟ้ากำลังจะใช้เกณฑ์ใดมากำหนดจุดการทำงานล้วนต้องอาศัยข้อมูลผลเฉลยแรงดันบัสของระบบไฟฟ้ากำลัง รวมถึงโครงสร้างการเชื่อมต่อบัสต่าง ๆ ในรูปเมตริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์ หรือข้อมูลอื่น ๆ ที่จำเป็นโดยทั่วไประบบไฟฟ้ากำลังนี้ การไหลของกระแสไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งจะมีค่าเป็นอัตราส่วนสูงเมื่อเทียบกับขีดจำกัดการทนกระแสของสายส่ง ทำให้ต้องมีการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในปริมาณที่เหมาะสม รวมทั้งควบคุมกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งไม่ให้สูงเกินไป ทำให้แบบจำลองโหลดที่บัสต่าง ๆ อยู่ในรูปของโหลดกำลังไฟฟ้าไม่ใช่โหลดกระแสไฟฟ้าหรืออิมพีแดนซ์ดังเช่นโหลดในวงจรเชิงเส้นทั่ว ๆ ไป ด้วยเหตุนี้ทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังมีคุณสมบัติความไม่เป็นเชิงเส้น การคำนวณผลเฉลยของวงจรไฟฟ้าด้วยวิธีการวิเคราะห์แบบโหนดหรือแบบเมชไม่สามารถนำมาใช้งานได้โดยตรง จำเป็นต้องใช้เทคนิคการแก้ปัญหาเชิงตัวเลขควบคู่ไปด้วยเสมอ การวิเคราะห์ปัญหาของระบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยทั่วไปแล้ว คำตอบของระบบสมการไม่สามารถหาผลเฉลยแบบแม่นยำตรง (exact solution) ได้ หรืออาจจะหาได้เฉพาะเงื่อนไขที่เจาะจงบางประการเท่านั้น วิธีการคำนวณเชิงตัวเลขจึงได้ถูกนำมาใช้โดยอาศัยหลักการกำหนดค่าเริ่มต้นที่เป็นไปได้ของผลเฉลย จากนั้นพัฒนาเทคนิคการปรับปรุงผลเฉลยดังกล่าวให้มีค่าคู่เข้าสู่ผลเฉลยที่แท้จริง ผลเฉลยที่ได้นี้จะขึ้นกับเกณฑ์ความผิดพลาดที่ยอมรับได้ซึ่งต้องกำหนดไว้เพื่อเป็นเงื่อนไขในการสิ้นสุดกระบวนการวนรอบ (iterative process) ผลเฉลยในลักษณะนี้จะเรียกว่าผลเฉลยโดยประมาณ (approximate solution) ในหัวข้อนี้จะนำเสนอวิธีการคำนวณเชิงตัวเลขเฉพาะในส่วน

ที่นำมาใช้สำหรับการแก้ปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งปัญหานี้อาศัยหลักการหารากของระบบสมการไม่เป็นเชิงเส้น (root finding of non-linear equations) ด้วยวิธีการวนรอบนิวตันราฟสัน (Newton-Raphson iterative method) ซึ่งรายละเอียดจะกล่าวในหัวข้อ 2.3.2

### 2.3.1 การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า

การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า หรือที่รู้จักกันในชื่อ power flow ซึ่งรูปแบบของปัญหาจะเป็นการหาขนาดและมุมเฟสของแรงดันในแต่ละบัส กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในแต่ละสายส่ง ตลอดจนการคำนวณค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งกำลังไฟฟ้า กำหนดให้ระบบไฟฟ้าที่พิจารณามีจำนวนบัสทั้งสิ้น  $n$  บัส โดยที่กำหนดให้บัสหนึ่งบัสมีขนาดและมุมของแรงดันมีค่าคงที่ และใช้เป็นค่าอ้างอิงสำหรับการคำนวณซึ่งจะเรียกบัสนี้ว่า บัสอ้างอิง (reference bus) หรือที่รู้จักกันในชื่อ บัสสลैค (slack bus) และไม่ต้องทำการคำนวณหาแรงดันที่บัสนี้ ทำให้จำนวนบัสที่ต้องคำนวณลดลง 1 บัส ดังนั้น สำหรับระบบ  $n$  บัส จะมีสมการแรงดันที่ต้องหาคำตอบเพียง  $n-1$  บัส เท่านั้น

สำหรับขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าที่โนดที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ

$$P_{G,i} - P_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |V_i| |V_j| |Y_{i,j}| \cos(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (2.1)$$

$$Q_{G,i} - Q_{D,i} + \sum_{j=1}^{N_B} |V_i| |V_j| |Y_{i,j}| \sin(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (2.2)$$

โดยที่	$P_{Gi}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตที่บัส $i$
	$Q_{Gi}$	คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผลิตที่บัส $i$
	$P_{Di}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดต้องการที่บัส $i$
	$Q_{Di}$	คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่โหลดต้องการที่บัส $i$
	$V_i, \delta_i$	คือ ขนาดและมุมแรงดันบัสที่ $i$
	$V_j, \delta_j$	คือ ขนาดและมุมแรงดันบัสที่ $j$
	$Y_{ij}$	คือ ขนาดของ $Y$ บัส ระหว่างบัส $i$ ไปบัส $j$
	$\theta_{ij}$	คือ มุมของ $Y$ บัส ระหว่างบัส $i$ ไปบัส $j$
	$N_B$	คือ จำนวนบัสทั้งหมด
	$N_G$	คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด

### 2.3.2 การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน

การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสันมีสมรรถนะสูง ถ้าผลเฉลยคู่เข้าสู่จุดค่าตอบ ซึ่งจะทำให้ใช้จำนวนรอบในการคำนวณน้อย โดยสามารถคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารี-แอกทีฟที่บัส  $k$  ใด ๆ ได้ดังนี้

$$\sum_{i=1}^n Y_{k,j} V_i = \frac{P_{sch,k} - jQ_{sch,k}}{(V_k)^*} \quad (2.3)$$

สามารถจัดรูปแบบสมการใหม่ได้ โดยกำหนดให้  $S_{sch,k} = P_{sch,k} + jQ_{sch,k}$  จะได้ว่า

$$\frac{(S_{sch,k})^*}{(V_k)^*} = \sum_{i=1}^n Y_{k,j} V_i \quad (2.4)$$

$$(S_{sch,k})^* = (V_k)^* \sum_{i=1}^n Y_{k,j} V_i \quad (2.5)$$

สมการที่ (2.5) เป็นสมการของกำลังไฟฟ้าที่บัส  $k$  ใด ๆ และเป็นสมการเริ่มต้นในการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน กำหนดนิยามดังต่อไปนี้

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k = |V_k| e^{j\delta_k} \quad \text{คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส } k \quad (2.6)$$

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad \text{คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส } I \quad (2.7)$$

$$Y_{k,j} = |Y_{k,j}| \angle \theta_{k,j} = |Y_{k,j}| e^{j\theta_{k,j}} \quad \text{คือ สมาชิกแถวที่ } k \text{ หลักที่ } i \text{ ของแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์} \quad (2.8)$$

จากสมการที่ (2.5) เมื่อพิจารณาในรูปพิกัดเชิงขั้ว จะได้ว่า

$$(S_{sch,k})^* = (|V_k| \angle -\delta_k) \sum_{i=1}^n (|Y_{k,j}| \angle \theta_{k,j}) (|V_i| \angle \delta_i) \quad (2.9)$$

$$P_{sch,k} - jQ_{sch,k} = \sum_{i=1}^n |Y_{k,j}| |V_k| |V_i| \angle (\theta_{k,j} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.10)$$



โดยที่  $P_{sch,k} = P_{G,k} - P_{D,k}$  และ  $Q_{sch,k} = Q_{G,k} - Q_{D,k}$  จะได้ว่า

$$(P_{G,k} - P_{D,k}) - j(Q_{G,k} - Q_{D,k}) = \sum_{i=1}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \angle(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.11)$$

สำหรับเฟสเซอร์แรงดันบั๊สที่เป็นผลเฉลยของระบบสมการนี้ จะทำให้สมการสมมูลอย่างไรก็ตาม ในกระบวนการวนรอบต้องดำเนินการกำหนดค่าเริ่มต้นของเฟสเซอร์แรงดันบั๊ส ซึ่งทำได้หลากหลายรูปแบบ เช่น การเริ่มต้นแบบราบเรียบ (flat start) โดยการกำหนดให้แรงดันบั๊สเริ่มต้นของทุกบั๊สมีค่า  $1.0 \angle 0^\circ$  p.u. (อภิกฤษ์ สกฤษพงษ์, 2550) หรือใช้ผลเฉลยแรงดันของการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบที่ทำงาน ณ จุดทำงานก่อนหน้าที่จะพิจารณา ถ้าค่าเริ่มต้นเหล่านี้ไม่ใช่ผลเฉลยแรงดันของระบบ จะทำให้สมการดังกล่าวไม่เป็นศูนย์ เกิดความคลาดเคลื่อนของผลรวมกำลังงานไฟฟ้าที่บั๊สขึ้นมา เรียกว่า ความไม่สอดคล้องของกำลังไฟฟ้า (power mismatches) ซึ่งมีทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ดังนี้

$$\Delta P_k = P_{sch,k} - P_{cal,k} = f_{p,k} \quad (2.12)$$

$$\Delta Q_k = Q_{sch,k} - Q_{cal,k} = f_{q,k} \quad (2.13)$$

โดยที่  $P_{cal,k} = \sum_{i=1}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \cos(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i)$  (2.14)

$$Q_{cal,k} = -\sum_{i=1}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \sin(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.15)$$

ใช้ระเบียบวิธีการวนรอบของนิวตัน-ราฟสัน ประมาณผลเฉลยของระบบสมการในรอบการคำนวณที่  $k+1$  ใด ๆ จะได้

$$f_{p,k+1} = \Delta P_{k+1} = \Delta P_k + [\nabla f_{p,k}]^T \cdot \Delta X = 0 \quad (2.16)$$

$$\Delta P_k = -[\nabla f_{p,k}]^T \cdot \Delta X \quad (3.17)$$

โดยที่  $X = [\delta \ |V|]^T$  (2.18)

จะได้

$$\Delta P_k = - \left( \frac{\partial f_{p,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial f_{p,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \right) \quad (2.19)$$

เนื่องจาก  $P_{sch,k}$  มีค่าคงที่

ดังนั้นจะได้ว่า  $\frac{\partial f_{p,k}}{\partial X} = - \frac{\partial P_{cal,k}}{\partial X}$  (2.20)

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_{cal,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial P_{cal,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \quad (2.21)$$

ในทำนองเดียวกันสำหรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ จะได้

$$\Delta Q_k = \frac{\partial Q_{cal,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial Q_{cal,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \quad (2.22)$$

รวมสมการเพื่อสร้างเมตริกซ์ สำหรับปรับปรุงผลเฉลยแรงดัน ด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน หรือ Mismatches (power) = Jacobian  $\times$  Corrections (voltage) ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{cal}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{cal}}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q_{cal}}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_{cal}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

นั่นคือ  $\begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{(h+1)} = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{(h)} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}^{(h)} = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{(h)} + \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-(h)} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(h)}$  (2.24)

ซึ่งสามารถคำนวณสมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & J_1 & \vdots & \vdots & \vdots & J_2 & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta |V_1| \\ \Delta |V_2| \\ \vdots \\ \Delta |V_n| \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

ถ้าให้ข้อที่  $q$  เป็นข้อหลัก หลักที่  $k = q$  และแถวที่  $k = q$  จะถูกกำจัดออกไปเหลือเมตริกซ์ขนาดเพียง  $2(n-1) \times 2(n-1)$  เท่านั้น และสามารถหาสมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนได้ดังนี้

เมตริกซ์ย่อย  $J_1$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \sin(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_i} = -|Y_{k,i} V_k V_i| \sin(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad i \neq k \quad (2.27)$$

เมตริกซ์ย่อย  $J_2$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} = 2|Y_{k,k} V_k| \cos(\theta_{k,k}) + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |Y_{k,i} V_i| \cos(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_i|} = |Y_{k,j} V_k| \cos(\theta_{k,j} - \delta_k + \delta_i) \quad i \neq k \quad (2.29)$$

#### เมตริกซ์ย่อย J3

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |Y_{k,j} V_k V_i| \cos(\theta_{k,j} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} = -|Y_{k,j} V_k V_i| \cos(\theta_{k,j} - \delta_k + \delta_i) \quad i \neq k \quad (2.31)$$

#### เมตริกซ์ย่อย J4

$$\frac{\partial Q_k}{\partial |V_k|} = -2|Y_{k,k} V_k| \sin(\theta_{k,k}) - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |Y_{k,j} V_i| \sin(\theta_{k,j} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial |V_i|} = -|Y_{k,j} V_k| \sin(\theta_{k,j} - \delta_k + \delta_i) \quad i \neq k \quad (2.33)$$

การคำนวณเพื่อปรับปรุงผลเฉลยแรงดันจะดำเนินไปเรื่อย ๆ จนกว่าค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าสูงสุด (maximum power mismatch :  $\max(|P_{\text{mis, max}}|, |Q_{\text{mis, max}}|)$ ) มีค่าน้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนสูงสุดที่ยอมรับได้ หรือ  $(|P_{\text{mis, max}}|, |Q_{\text{mis, max}}|) < \mathcal{E}_{\text{tol}}$

สรุปขั้นตอนการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระเบียบวิธีนิวตัน-ราฟสัน ดังนี้

1. กำหนดค่าเริ่มต้นของขนาดและมุมของแรงดันที่บัสต่าง ๆ เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณในรอบแรก และการคำนวณในรอบต่อไป
2. คำนวณค่าแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์  $Y_{\text{bus}}$  ให้อยู่ในรูประบบต่อหน่วย = (per-unit-system)
3. คำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริง ( $P$ ) กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ( $Q$ ) สำหรับบัสโหลด
4. คำนวณหาค่าจาโคเบียนเมตริกซ์ J1-J4
5. คำนวณเมตริกซ์จาโคเบียนผกผัน และคำนวณความถูกต้องของแรงดัน  $\Delta \delta$  และ  $\Delta |V|$  ทุกบัส

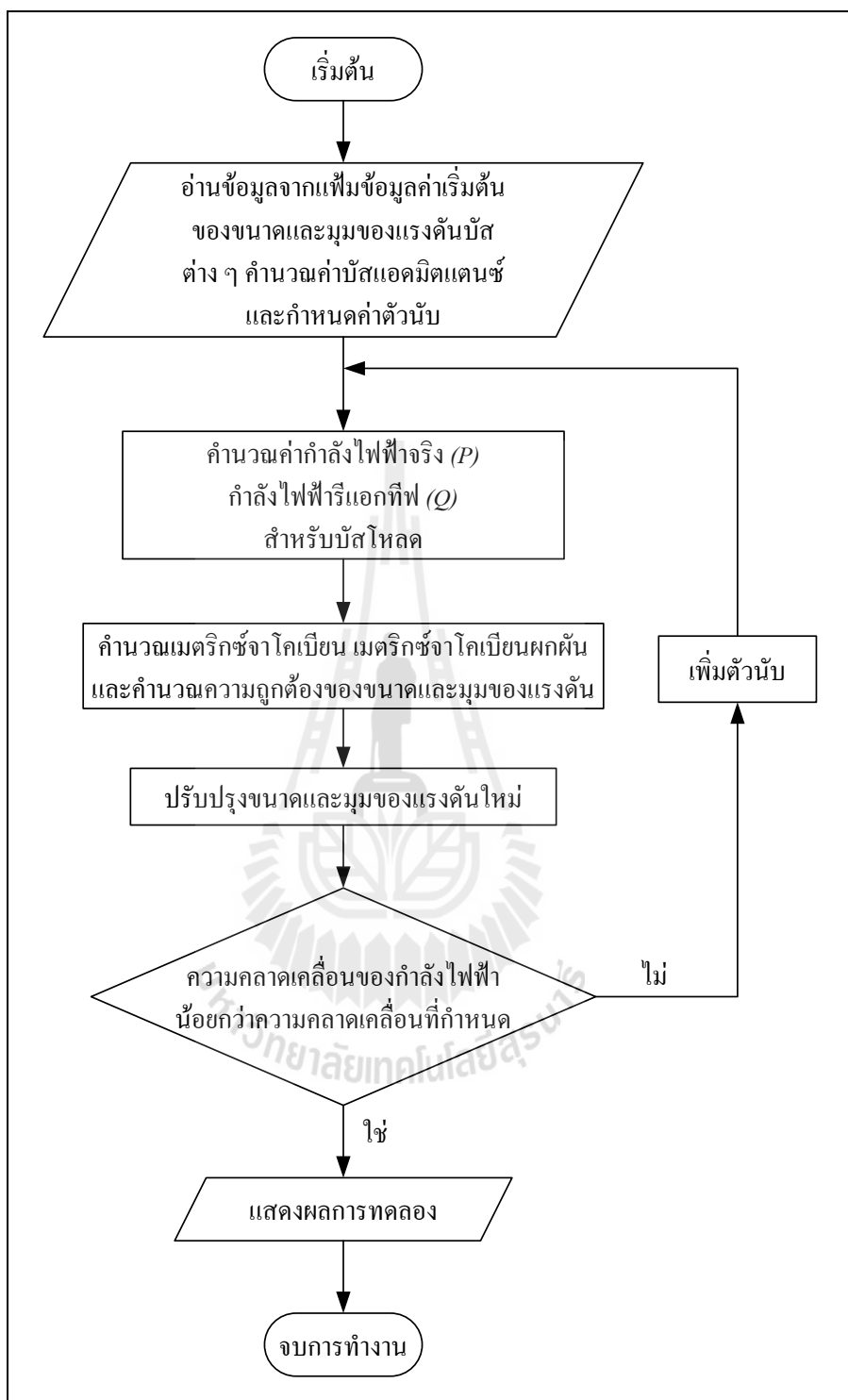
6. คำนวณหาค่า  $\delta$  และ  $|V|$  ค่าใหม่โดยรวม  $\Delta\delta$  และ  $\Delta|V|$  กับค่าเก่า

7. ตรวจสอบค่า  $\Delta P$  และ  $\Delta Q$  หรือค่า  $\Delta\delta$  และ  $\Delta|V|$  ถ้ามีค่ามากกว่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้ให้กลับไปคำนวณที่ขั้นตอนที่ 3 ใหม่ ทำอย่างนี้ไปเรื่อย ๆ จนกว่าค่าที่ได้จะน้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อน

8. ถ้า  $\Delta P$  และ  $\Delta Q$  หรือค่า  $\Delta\delta$  และ  $\Delta|V|$  มีค่าน้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้ให้หยุดการทำงาน แล้วแสดงผลที่ทำการคำนวณได้

โดยสามารถอธิบายเป็นอัลกอริทึมของโปรแกรมการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า ด้วย วิธีนิวตัน-ราฟสัน ได้ผังแผนภาพรูปที่ 2.1





รูปที่ 2.1 แผนภาพการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

## 2.4 การเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ากำลัง

การวิเคราะห์สถานการณ์ที่เกิดขึ้นฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่นกรณีการเกิดสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งขาด หม้อแปลงทำงานผิดปกติ หรือ การหยุดทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น โดยเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นได้ดังที่กล่าวมานี้สามารถทำให้เกิดความเสี่ยงและอันตรายต่อระบบเป็นอย่างมาก อย่างเช่น ในกรณีที่สายส่งขาด อาจทำให้เกิดปัญหาการรุกรามไปยังสายส่งเส้นอื่น เนื่องจากสายส่งเส้นอื่นๆต้องทำหน้าที่แบกรับกำลังไฟฟ้าที่ไหลเกินอย่างมหาศาล หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงานไป 1 ตัว อาจทำให้ระบบไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้พอกับความต้องการได้จึงทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียในสายส่งมากเกินไป หรือทำให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งมีค่ามากกว่าค่าขีดจำกัดของสายส่งซึ่งทำให้ระบบเกิดความเสียหายอย่างมากและอาจทำให้ต้นทุนในการผลิตเพิ่มมากขึ้นด้วย เราจึงต้องมีมาตรการการรับมือต่างๆ เมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยให้กับระบบ เราจึงจำเป็นต้องศึกษาการวิเคราะห์สถานการณ์ฉุกเฉินโดยการสร้างระบบจำลองขึ้นมาแล้วสมมุติเหตุการณ์ต่างๆที่สามารถเกิดขึ้นได้ในระบบไฟฟ้าที่ทำให้ระบบเกิดความเสียหาย โดยในงานวิจัยนี้จะทำการจำลองให้สายส่งขาดทีละเส้น หม้อแปลงพังทีละตัว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงานทีละตัวเท่านั้น เนื่องจากสถานการณ์ที่จำลองมีโอกาสเกิดขึ้นได้จริงกับระบบที่ใช้งานจริงในปัจจุบัน เพื่อวิเคราะห์หาจุดทำงานที่เหมาะสม ซึ่งจะกล่าวในบทที่ 4 การทดสอบและผลการทดสอบ

### 2.4.1 สิ่งที่ต้องเกิดขึ้นหลังจากระบบเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน

1. ระบบต้องกลับมาสมดุลได้หลังจากปลดอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งออกจากระบบ
2. อุปกรณ์ สายส่ง หม้อแปลง หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะมีปัญหาไหลเกินและเสี่ยงต่อความเสียหายที่จะเกิดขึ้นได้
3. ถ้าระบบไม่เสถียรภาพ ระบบจะพังทลายอย่างรวดเร็ว

### 2.4.2 ความจำเป็นของการวิเคราะห์สถานการณ์ฉุกเฉิน

1. เพื่อปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบ
2. เพื่อเพิ่มความปลอดภัยในการทำงาน
3. สำหรับการวางแผนงานในอนาคตและการขยายตัวการเพิ่มของโหลดในอนาคต

## 2.5 สรุป

ในหัวข้อการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าได้กล่าวถึงโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลัง การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ซึ่งเป็นการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบอธิบายถึงหลักการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าเป็นการหาผลเฉลยแรงดันไฟฟ้าของ โครงข่ายซึ่งมีความสำคัญต่อการวางแผนการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยเฉพาะแรงดันที่บัสต่าง ๆ กระแสไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งเชื่อมต่อระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับโหลดเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของโหลด การเลือกจุดทำงานต้องอาศัยข้อมูลผลเฉลยของแรงดันบัส รวมทั้งโครงสร้างการเชื่อมต่อบัสต่าง ๆ ดังนั้นจึงต้องทำการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในปริมาณที่เหมาะสมรวมทั้งต้องควบคุมกำลังงานสูญเสียในสายส่งไม่ให้มีค่ามากเกินไป เพื่อความปลอดภัยของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวถึงการคำนวณเพื่อหาค่าเหมาะที่สุดในบท บทที่ 3 การทำงานเหมาะที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉิน

การเกิดเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังมีได้หลายสาเหตุเช่น เกิดจากการชำรุดของอุปกรณ์ต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้า เช่น สายส่ง หม้อแปลง และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งการเกิดการชำรุดของอุปกรณ์ดังที่กล่าวมานั้น อาจเกิดได้จากสภาวะทางอากาศ อาจมีลมแรงหรือเกิดฟ้าผ่า ทำให้ต้นไม้ล้มทับสายส่งทำให้สายส่งขาด เมื่อสายส่งขาด นั้นหมายความว่าระบบไม่สามารถส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่อไปได้ ซึ่งผู้วิจัยได้สังเกตเห็นถึงความสำคัญของการจ่ายกระแสไฟฟ้าในวงกว้าง จึงได้สนใจศึกษาสถานการณ์ฉุกเฉินซึ่งอาจเกิดได้ในระบบไฟฟ้า ซึ่งพบว่าความน่าเป็นไปที่จะเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นนั้น การขาดของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ละตัวหรือที่เรียกว่า First order contingency เป็นกรณีที่มีความน่าจะเป็นในการเกิดได้มากที่สุดและมีเปอร์เซ็นต์การเกิดความผิดปกติมากกว่ากรณีที่ อุปกรณ์ไฟฟ้าขาดพร้อมกันทีละ 2 หรือมากกว่า 2 เส้น ซึ่งที่เรียกว่า second order ผู้วิจัยจึงเลือกที่จะศึกษาในกรณีที่เกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยพิจารณาให้อุปกรณ์ไฟฟ้าขาดทีละตัว (First order contingency) ในการพิจารณานำการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน ไปวิเคราะห์นั้นส่งผลให้สามารถแก้ปัญหากการเกิดไฟฟ้าดับเป็นวงกว้างได้ ซึ่งถือเป็นการเพิ่มความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยให้กับระบบไฟฟ้ากำลัง ในการพิจารณาการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินนั้นสามารถมองปัญหาที่สนใจวิเคราะห์ได้หลายปัญหา เช่น การหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า การหาค่ากำลังงานสูญเสีย การหาค่าต้นทุนเชื้อเพลิง และการหาดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของระบบ ซึ่งจะกล่าวในบทถัดไป



## บทที่ 3

### การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉิน

#### 3.1 บทนำ

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง เราสามารถวิเคราะห์ได้หลายกรณี ซึ่งขึ้นอยู่กับปัญหาและวัตถุประสงค์ที่ต้องการวิจัย เช่น คำนวณชีวิตประสิทธิภาพของระบบ ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ค่าฟังก์ชันเชิงซ้อน ค่ากำลังงานสูญเสียในระบบ และสิ่งต่าง ๆ อีกมากมาย ซึ่งเราสามารถเรียกสิ่งเหล่านี้ว่า ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และจากที่กล่าวมาข้างต้นในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถเกิดเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดได้ในทุกๆเวลาและทุกๆอุปกรณ์ของระบบจึงจำเป็นต้องให้ความสำคัญในการจำลองสถานการณ์ฉุกเฉินที่จะเกิดขึ้นได้จริงในระบบเพื่อหาผลกระทบที่จะเกิดความเสียหายในอนาคต จากนั้นทำการหาจุดทำงานที่เหมาะสมเพื่อเตรียมความพร้อมในการตั้งค่าอุปกรณ์หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้น โดยพิจารณาจากความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นหลัก และ พิจารณาตัวชี้วัดประสิทธิภาพของระบบ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย และต้นทุนการผลิต ตามไปด้วย โดยทำการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีพัฒนาการผลต่าง เข้ามาช่วยเพื่อให้ระบบหลักเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินมีประสิทธิภาพในการทำงานที่มีคุณภาพ โดยจะหาค่า ATC ที่มากที่สุดและหาค่า Loss , Cost และ PI ที่น้อยที่สุด ซึ่งความสำคัญของการหาจุดทำงานเพื่อเก็บเป็นข้อมูลที่จะนำไปใช้ในการตั้งค่าอุปกรณ์ต่างๆเพื่อเพิ่มความรวดเร็วและความแม่นยำในระบบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน และยังถือเป็นการแก้ปัญหาเฉพาะหน้าให้กับระบบเมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นอีกด้วย

การแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดเป็นการวางแผนการทำงานของระบบไฟฟ้าให้เหมาะสมกับระบบนั้น ๆ โดยที่ผู้ออกแบบต้องการให้มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและเพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยทำการเลือกจุดทำงานที่เหมาะสม ซึ่งสามารถพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้หลายอย่างขึ้นอยู่กับความสนใจในการแก้ไขปัญหา นั้น ๆ ภายใต้การทำงานที่ปลอดภัย ซึ่งการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดมีความซับซ้อนและมีความไม่เป็นเชิงเส้นสูง ดังนั้นระเบียบวิธีทางคณิตศาสตร์อาจจะไม่สามารถค้นหาค่าจุดต่ำสุดโดยรวมของปัญหาได้ ทำให้การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้เทคนิคขบวนการเข้ามามีบทบาทแพร่หลายในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด เช่น GA PSO และ DE เป็นต้น ถึงแม้ว่าจะใช้เวลาในการประมวลผลนาน แต่ในปัจจุบันเทคโนโลยีมีความทันสมัยมากขึ้น จึงทำให้สมรรถนะของคอมพิวเตอร์ที่ใช้ในการเขียน

โปรแกรมแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะที่สุดมีประสิทธิภาพมากขึ้นอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

### 3.2 ดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของระบบ (Performance index, PI)

การเกิดความเสียหายของระบบในแต่ละเหตุการณ์นั้นเราไม่สามารถประเมินความเสี่ยงของแต่ละเหตุการณ์ได้เลย เราจึงต้องใช้ตัวดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของระบบซึ่งก็คือ PI เพื่อทำการวินิจฉัยบ่งบอกความเสี่ยงของเหตุการณ์ที่ทำให้เกิดความเสียหายในอนาคต โดยในการวิเคราะห์หาจุดทำงานเราจะหาค่าเหมาะที่สุดโดยใช้วิธีพัฒนาการผลต่าง โดยหาค่าต่ำสุดของ PI เนื่องจากถ้า PI มีค่ามากระบบจะมีความเสี่ยงที่ทำให้ระบบเสียหายมาก ถ้า PI มีค่าน้อยระบบจะมีความเสี่ยงน้อย ซึ่งเขียนได้ดังสมการที่ 3.1

$$\text{Minimize} \quad PI = \sum_{\text{allbranch}} \left( \frac{P_{\text{flow}}}{P^{\text{max}}} \right)^n \quad (3.1)$$

โดย  $P_{\text{flow}}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง

$P^{\text{max}}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของสายส่งแต่ละเส้น

$n$  คือ จำนวนเต็มตั้งแต่ 1,2,3,...

จากการศึกษาการวิเคราะห์สถานการณ์ฉุกเฉินจะสามารถจัดลำดับความเสี่ยงของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้ การวิเคราะห์สถานการณ์ฉุกเฉินจึงมีประโยชน์ต่อการที่จะเตรียมแผนรับมือเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยให้ระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งในการวิเคราะห์ความเสี่ยงที่ทำให้เกิดความเสียหายในอนาคตนั้นจะสามารถวิเคราะห์ได้ 2 แบบด้วยกัน แบบแรกวิเคราะห์ความเสี่ยงโดยที่ไม่สนใจแรงดัน และ แบบที่สองคือวิเคราะห์ความเสี่ยงโดยสนใจให้แรงดันมาเป็นตัวประกอบในการวิเคราะห์ความเสี่ยงด้วย ซึ่งเขียนได้ดังสมการที่ 3.2

$$PI = \sum_{\text{allbranch}} \left( \frac{P_{\text{flow}}}{P^{\text{max}}} \right)^{2n} + \sum_{\text{allbranch}} \left( \frac{\Delta|E_i|}{\Delta|E|^{\text{max}}} \right)^{2n} \quad (3.2)$$

โดย  $P_{\text{flow}}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง

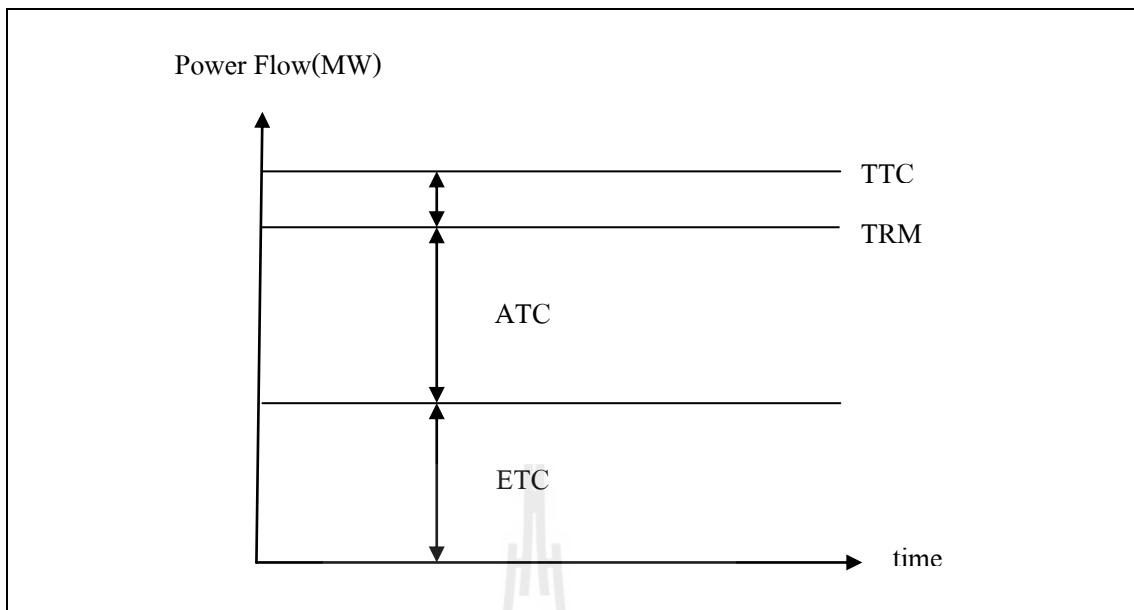
$P^{\text{max}}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของสายส่งแต่ละเส้น

$n$	คือ	จำนวนเต็มตั้งแต่ 1,2,3,...
$\Delta E_i $	คือ	ค่าความต่างของแรงดันที่เบสและแรงดันขณะนั้น
$\Delta E ^{max}$	คือ	ค่าสูงสุดของแรงดันที่วิศวกรเป็นผู้ควบคุม

โดยเงื่อนไขที่ใช้ในการวิเคราะห์หาค่าที่เหมาะสมที่สุดจะใช้บัสของระบบที่เป็นบัสควบคุมแรงดัน ซึ่งบัสควบคุมแรงดันเป็นบัสที่วิศวกรสามารถควบคุมได้สามารถปรับค่าได้ตามความเหมาะสมของสถานการณ์ ซึ่งในการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนี PI นี้สามารถวิเคราะห์ไปในแบบทิศทางไหนก็ได้แล้วแต่ความเหมาะสมและความจำเป็นในการพิจารณาซึ่งผลของ PI จะมีแนวโน้มเช่นเดียวกันทั้ง 2 แบบ ซึ่งในที่นี้เราจะเลือกใช้การวิเคราะห์ความเสี่ยงที่จะทำให้ระบบเกิดความเสียหายในอนาคต (PI) แบบแรก เพื่อนำมาวิเคราะห์หาจุดทำงานของระบบหลังเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน

### 3.3 ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Available Transfer Capability, ATC)

ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นอีกเหตุผลหนึ่งที่มีความสำคัญกับระบบไฟฟ้าเป็นอย่างมากซึ่งในที่นี้ได้นำมาคิดวิเคราะห์หาจุดทำงานที่เหมาะสมโดยพิจารณาความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบโดย ATC เป็นตัวดัชนีช่วยบ่งบอกถึงค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นการทำงานของระบบจะต้องมีการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งการหาค่า ATC สามารถหาได้โดยการหาผลต่างของค่าความจุสูงสุดของสายส่งและค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในระบบ โดยค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลจริงในระบบนั้นต้องมีค่าน้อยกว่าค่าความจุสูงสุดของสายส่งเนื่องจากเมื่อนำมาหาค่าความแตกต่างแล้วจะยังคงเหลือค่าของความแตกต่างอยู่ซึ่งค่าความแตกต่างดังกล่าวก็คือค่า ATC และในการคำนวณค่าต่างๆของระบบไฟฟ้ากำลังและการใช้งานจริงของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นต้องมีการกำหนดค่าเผื่อของอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อเพิ่มความปลอดภัยให้กับระบบมากขึ้น ซึ่งในการคิด ATC ก็จะมีการเผื่อค่าความจุสูงสุดของสายส่งที่ 5 % ซึ่งจะสามารถทำความเข้าใจได้ง่ายๆจากรูปที่ 3.1 ซึ่งเป็นรูปที่แสดงภาพโดยรวมของการหาค่า ATC ถ้าระบบมีความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสูง แสดงว่าระบบนั้นมีความน่าเชื่อถือและมีประสิทธิภาพ ซึ่งถ้าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าน้อยจะถือว่าระบบมีความน่าเชื่อถือน้อยซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ 3.3 เนื่องจาก ถ้า ATC มีค่ามากระบบจะมีประสิทธิภาพมากดังนั้นจึงทำการหาค่าที่เหมาะสมโดยการหาค่ามากที่สุดของ ATC โดยใช้วิธีวิวัฒนาการผลต่างเช่นกัน



รูปที่ 3.1 โครงสร้างของการหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC)

จากรูปที่ 3.1 สังเกตว่าค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง (ETC) มีค่าน้อยกว่าค่าความจุไฟฟ้าสูงสุดของสายส่งและน้อยกว่าค่าเผื่อของสายส่ง ซึ่งทำให้สามารถหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ และถ้านำค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC) ที่หาได้มารวมกับค่าการไหลกำลังไฟฟ้าจริงของระบบจะสามารถมองให้เป็นค่าการไหลกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่จะเกิดขึ้นในอนาคตได้

$$\text{Maximize} \quad \text{ATC} = \text{TTC} - \text{TRM} - \text{ETC} \quad (3.3)$$

โดยที่ TTC (total transfer capability) คือ ค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าในสายส่งแต่ละเส้น  
 TRM (Transmission reliability margin) คือ ค่าความเชื่อมั่นหรือการันตีว่าระบบจะปลอดภัยซึ่ง  $\text{TRM} = 5\%$  ของ TTC  
 ETC(Existing transmission commitment) คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง

และพิจารณาเงื่อนไขของตัวแปรที่บัสควบคุมแรงดันเนื่องจากเป็นบัสที่สามารถตั้งค่าได้ หลังจากเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบ อุปกรณ์ที่เกิดความเสียหายจะถูกตัดออกจากระบบ ระบบจึงอาจทำงานต่อไปไม่ได้หรือระบบอาจจะทำงานโดยไม่มีประสิทธิภาพ เช่น สายส่งมี

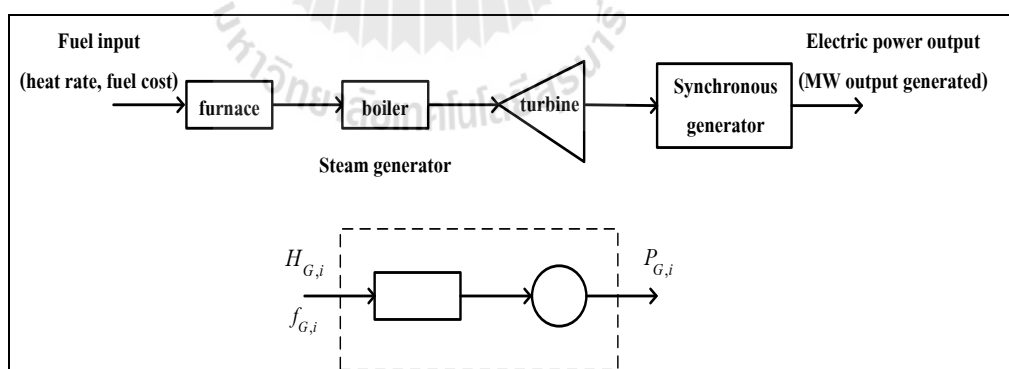
กำลังไฟฟ้าไหลในสายส่งที่มีปริมาณสูง ดังนั้น เมื่อระบบทำงานได้อย่างไม่มีประสิทธิภาพ จำเป็นต้องมีการวิเคราะห์ ATC เพื่อให้ระบบทำงานต่อไปได้อย่างปกติและมีประสิทธิภาพ เพราะฉะนั้น ATC จึงมีความจำเป็นต่อระบบไฟฟ้าเพื่อช่วยจัดการไหลกำลังไฟฟ้าให้มีค่าที่เหมาะสม

### ประโยชน์ของ ATC

- ผลของ ATC สามารถนำไปใช้ในการวางแผนการขยายระบบได้ต่อไปในอนาคต
- สามารถนำไปวิเคราะห์กับเหตุการณ์จริงที่จะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าได้ เพราะ ATC สามารถบ่งบอกถึงความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบ

### 3.4 ค่าฟังก์ชันเชื้อเพลิง (Fuel Cost)

การศึกษาการจ่ายโหลดอย่างประหยัดเป็นปัญหาที่เหมาะสมที่สุดของต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้า ภายใต้เงื่อนไขบังคับสมการหนึ่งชุด ได้แก่ กำลังผลิตเท่ากับโหลดบวกกำลังงานสูญเสีย ซึ่งกำลังงานสูญเสียนี้เป็นผลมาจากการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งจ่ายนั่นเอง ปัญหาที่ใช้หลักการสมมูลของกำลังผลิตในรูปของการจ่ายโหลดอย่างประหยัดที่พิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง เรียกว่า ปัญหาการจัดสรรกำลังไฟฟ้าจริง (problem of real-power allocation หรือ P-problem)



รูปที่ 3.2 แผนภาพการผลิตกำลังงานไฟฟ้า

โดยปกติความสัมพันธ์ระหว่างเชื้อเพลิงอินพุต (fuel input) กับกำลังไฟฟ้าเอาต์พุต (power output) เขียนให้อยู่ในรูปสมการอย่างง่ายระหว่างอินพุตของวัฏจักร ได้แก่ ปริมาณความร้อนที่ใช้กับเอาต์พุต ได้แก่ กำลังงานที่จ่ายได้ ดังต่อไปนี้

$$H_{G,i} = a_i + b_i P_{G,i} + c_i P_{G,i}^2 \quad (3.4)$$

เมื่อ

$H_{G,i}, P_{G,i}$  แทนอัตราความร้อนสุทธิของวัฏจักร (net cycle heat-rate) และกำลังงานเอาต์พุต (output power) ของหน่วยผลิตที่  $i$

$a_i, b_i, c_i$  แทนสัมประสิทธิ์อัตราความร้อน (heat-rate coefficients)

ถ้ากำหนดให้ราคาค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตมีค่าเท่ากับ  $\tau$  บาทต่อชั่วโมง จะได้

$$f_{G,i} = \tau \times H_{G,i} = \tau(a_i + b_i P_{G,i} + c_i P_{G,i}^2) \quad (3.5)$$

$$f_{G,i} = \alpha_i + \beta_i P_{G,i} + \gamma_i P_{G,i}^2 \quad (3.6)$$

เรียก  $f_{G,i}$  ว่า ค่าต้นทุนเชื้อเพลิง (fuel cost) ของหน่วยการผลิตที่  $i$

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$  แทนสัมประสิทธิ์ต้นทุนเชื้อเพลิงของหน่วยการผลิตที่  $i$

โรงไฟฟ้าหนึ่งโรงสามารถมีหน่วยการผลิตได้หลายหน่วยแต่ละหน่วยอาจจะใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกัน ดังนั้น ต้นทุนการผลิตโดยรวม (total generation cost) ของโรงไฟฟ้ามีค่าเป็น

$$F_T = \sum_{i=1}^{N_G} f_{G,i} = \sum_{i=1}^{N_G} (\alpha_i + \beta_i P_{G,i} + \gamma_i P_{G,i}^2) \quad (3.7)$$

เมื่อ  $N_G$  คือ จำนวนหน่วยการผลิตย่อยทั้งหมดของโรงไฟฟ้า

### 3.5 ค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่ง (Power transmission Loss)

การแก้ปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดนอกจากจะสามารถคำนึงถึงค่าต้นทุนต่ำสุดแล้วยังสามารถคำนึงถึงการหาค่าเหมาะสมที่สุดของกำลังงานสูญเสียในสายส่งในที่นี่เราจึงมองเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการหาจุดทำงานที่เหมาะสมของระบบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการที่ 3.8 โดยการหาค่าเหมาะสมที่สุดจะใช้วิธีวิวัฒนาการผลต่างและพิจารณาเงื่อนไขของบัสที่เป็นบัสควบคุมแรงดันเช่นเดิมดังที่กล่าวมาข้างต้น

$$F_{loss} = \sum_{i=1}^{N_l} g_{i,j} \{V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)\} \quad (3.8)$$

โดยที่ $F_{loss}$	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่สูญเสียในสายส่งทั้งหมด
$N_L$	คือ	จำนวนสายส่งทั้งหมด
$V_i$	คือ	ขนาดแรงดันบัสที่ $i$
$\delta_i$	คือ	มุมแรงดันบัสที่ $i$
$V_j$	คือ	ขนาดแรงดันบัสที่ $j$
$\delta_j$	คือ	มุมแรงดันบัสที่ $j$
$g_{i,j}$	คือ	ความนำไฟฟ้าจากบัส $i$ ไปยังบัส $j$

ซึ่งการผลิตไฟฟ้าปริมาณมากจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ทำให้มีความเพียงพอกับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ การผลิตและจ่ายไฟฟ้าเช่นนี้เป็นการจ่ายไฟฟ้าแบบทางเดียวจากผู้ผลิตไปสู่ผู้บริโภค ทำให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจะต้องสัมพันธ์กับภาระความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ ซึ่งจะเปลี่ยนแปลงในแต่ละช่วงเวลาของความต้องการไฟฟ้าและตำแหน่งที่อยู่ของผู้ใช้ซึ่งกระจายอยู่ทั่วไป ข้อเสียของการจ่ายไฟฟ้าผ่านเครือข่ายจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ คือการสูญเสียกำลังงานไฟฟ้าในสายส่งในกรณีที่ผู้บริโภคอยู่ไกลจากโรงไฟฟ้าและเนื่องจากเป็นระบบผลิตขนาดใหญ่ จึงมีปัญหาด้านอัตราการตอบสนองต่อความต้องการกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงของผู้ใช้

### 3.6 การเปรียบเทียบข้อดีข้อด้อยของแต่ละวิธีและการนำไปใช้ประโยชน์

จากงานวิจัยนี้เป้าหมายหลักของการทำงานคือการหาจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งจะทำการหาจุดทำงานของแต่ละกรณีที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินขึ้นโดยการหาจุดทำงานได้พิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายตัว เช่น ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC) ค่าดัชนีชี้วัดความเสี่ยงที่ทำให้เกิดความเสียหายในอนาคต (PI) กำลังงานสูญเสียในสายส่งของระบบ (Loss) และค่าฟังก์ชันเชิงเพลิง (Cost) เนื่องจากในแต่ละฟังก์ชันก็จะมีข้อดีและข้อด้อยต่างกันไปดังที่จะกล่าวต่อไป

#### 3.6.1 ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC)

##### ข้อดี

- สามารถหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้
- สามารถช่วยลดค่ากำลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งได้
- สามารถจัดสรรการไหลของกำลังไฟฟ้าได้
- สามารถจัดลำดับเหตุการณ์ฉุกเฉินที่จะทำให้ระบบเกิดความเสียหายมากที่สุดได้

- สามารถนำไปวิเคราะห์ต่อในการวางแผนอนาคตที่จะเกิดขึ้นได้

#### ข้อดี

- ไม่สามารถบ่งบอกได้ว่าค่าฟังก์ชัน Cost และฟังก์ชัน Loss จะมีค่าต่ำสุดหรือไม่

### 3.6.2 ค่าดัชนีชี้วัดความเสี่ยงที่ทำให้เกิดความเสียหายในอนาคต (PI)

#### ข้อดี

- สามารถหาค่าความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นของแต่ละเหตุการณ์ได้
- สามารถจัดสรรการไหลของกำลังไฟฟ้าได้
- สามารถจัดลำดับเหตุการณ์ฉุกเฉินที่จะทำให้ระบบเกิดความเสียหายมากที่สุดได้
- สามารถนำไปวิเคราะห์ต่อในการวางแผนอนาคตที่จะเกิดขึ้นได้

#### ข้อดี

- ไม่สามารถบ่งบอกได้ว่าค่าฟังก์ชัน Cost และฟังก์ชัน Loss จะมีค่าต่ำสุดหรือไม่

### 3.6.3 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของระบบ (Loss)

#### ข้อดี

- สามารถหาค่ากำลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งได้

#### ข้อดี

- ไม่สามารถบ่งบอกได้ว่าค่าฟังก์ชันเชื้อเพลิงจะมีค่าต่ำสุดหรือไม่
- ไม่สามารถบ่งบอกได้ว่าค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะมีค่ามากที่สุดหรือไม่
- ไม่สามารถจัดสรรการไหลของกำลังไฟฟ้าได้
- ไม่สามารถจัดลำดับเหตุการณ์ฉุกเฉินที่จะทำให้ระบบเกิดความเสียหายมากที่สุดได้
- ไม่สามารถนำไปวิเคราะห์ต่อในการวางแผนอนาคตที่จะเกิดขึ้นได้เมื่อมีความต้องการการใช้ไฟมากขึ้น

### 3.6.4 ค่าฟังก์ชันเชื้อเพลิง (Cost)

#### ข้อดี

- สามารถหาค่าฟังก์ชันเชื้อเพลิง (Cost) ของระบบได้
- สามารถนำไปวิเคราะห์ต่อในการวางแผนอนาคตที่จะเกิดขึ้นได้ เมื่อมีความต้องการในการใช้ไฟมากขึ้น



### ข้อค้อย

- ไม่สามารถบ่งบอกได้ว่าค่ากำลังงานสูญเสียจะมีค่าต่ำสุดหรือไม่
- ไม่สามารถบ่งบอกได้ว่าค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะมีค่ามากที่สุดหรือไม่
- ไม่สามารถจัดสรรการไหลของกำลังไฟฟ้าได้
- ไม่สามารถจัดลำดับเหตุการณ์ฉุกเฉินที่จะทำให้ระบบเกิดความเสียหายมากที่สุดได้
- ไม่สามารถนำไปวิเคราะห์ต่อในการวางแผนอนาคตที่จะเกิดขึ้นได้

### 3.7 การหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

จากที่กล่าวมาข้างต้นในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถเกิดเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดได้ในทุกๆเวลา และทุกๆอุปกรณ์ของระบบจึงจำเป็นต้องให้ความสำคัญในการจำลองสถานการณ์ฉุกเฉินที่จะเกิดขึ้นได้จริงในระบบเพื่อหาผลกระทบที่จะเกิดความเสียหายในอนาคต จากนั้นทำการหาจุดทำงานที่เหมาะสมเพื่อเตรียมความพร้อมในการตั้งค่าอุปกรณ์หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้น โดยพิจารณาจากความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นหลัก และ พิจารณาตัวชี้วัดประสิทธิภาพของระบบ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย และต้นทุนการผลิต ตามไปด้วย โดยทำการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีพัฒนาการผลต่าง เข้ามาช่วยเพื่อทำให้ระบบหลักเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินมีประสิทธิภาพในการทำงานที่มีคุณภาพ โดยจะหาค่า ATC ที่มากที่สุดและหาค่า Loss , Cost และ PI ที่น้อยที่สุด ซึ่งความสำคัญของการหาจุดทำงานเพื่อเก็บเป็นข้อมูลที่จะนำไปใช้ในการตั้งค่าอุปกรณ์ต่างๆเพื่อเพิ่มความรวดเร็วและความแม่นยำในระบบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน และยังถือเป็นการแก้ปัญหาเฉพาะหน้าให้กับระบบเมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นอีกด้วย

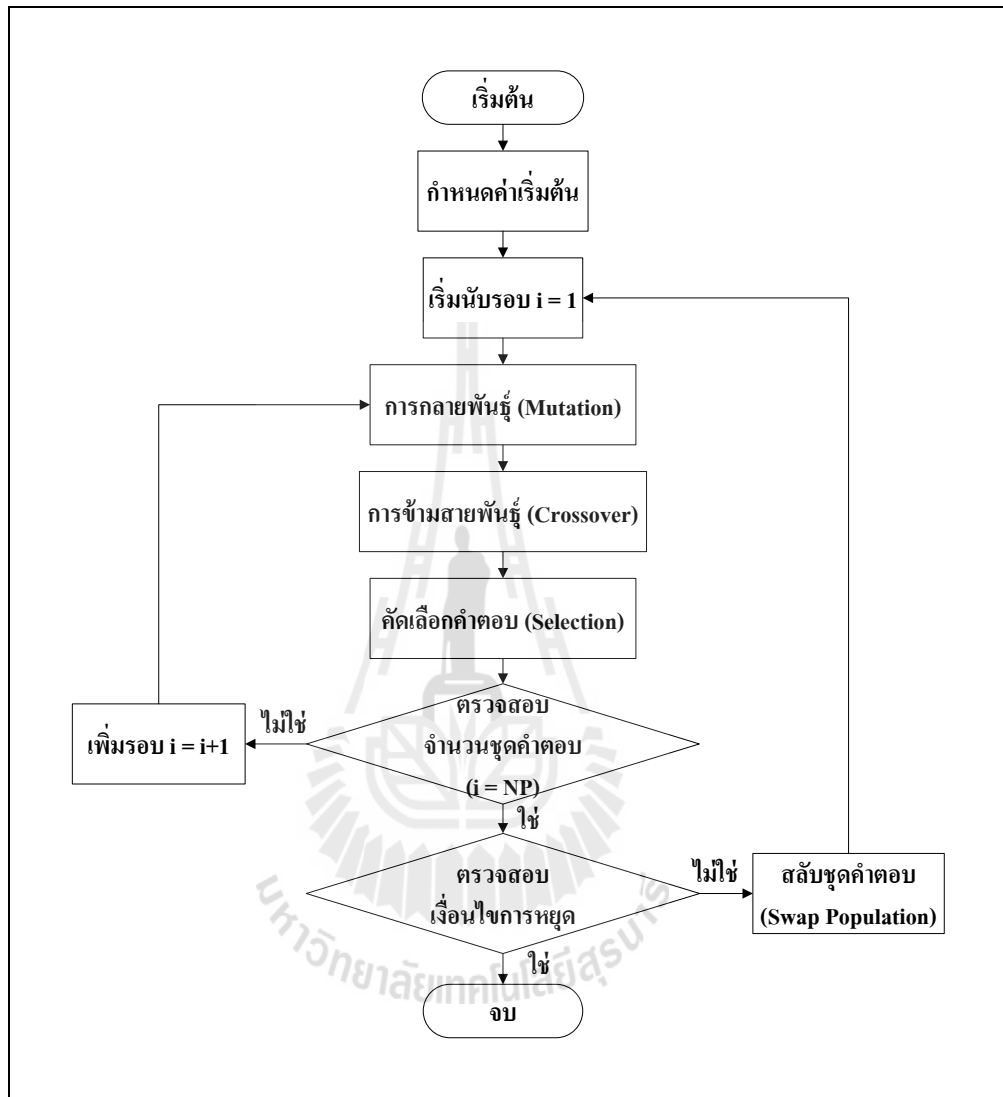
การแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดเป็นการวางแผนการทำงานของระบบไฟฟ้าให้เหมาะสมกับระบบนั้น ๆ โดยที่ผู้ออกแบบต้องการให้มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและเพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยทำการเลือกจุดทำงานที่เหมาะสม ซึ่งสามารถพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้หลายอย่างขึ้นอยู่กับความสนใจในการแก้ไขปัญหา นั้น ๆ ภายใต้การทำงานที่ปลอดภัย ซึ่งการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดมีความซับซ้อนและมีความไม่เป็นเชิงเส้นสูง ดังนั้นระเบียบวิธีทางคณิตศาสตร์อาจจะไม่สามารถค้นหาค่าจุดต่ำสุดโดยรวมของปัญหาได้ ทำให้การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้เทคนิคขาคัญฉลาดเข้ามามีบทบาทแพร่หลายในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด เช่น GA PSO และ DE เป็นต้น ถึงแม้ว่าจะใช้เวลาในการประมวลผลนาน แต่ในปัจจุบันเทคโนโลยีมีความทันสมัยมากขึ้น จึงทำให้สมรรถนะของคอมพิวเตอร์ที่ใช้ในการเขียนโปรแกรมแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดมีประสิทธิภาพมากขึ้นอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอวิธีวิวัฒนาการผลต่าง วิธีเชิงพันธุกรรมมาเป็นวิธีที่จะช่วยในการหา

คำตอบโดยจะเน้นการหาจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินด้วยวิธีวิวัฒนาการเป็นหลัก

### 3.7.1 วิธีวิวัฒนาการผลต่าง (Differential Evolution, DE)

วิวัฒนาการผลต่างเป็นวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบสโตคาสติก มีพื้นฐานจากการหาคำตอบของปัญหา โดยวิธีสุ่มเลือก พัฒนามาจาก GA (Genetic Algorithm) แต่มีโครงสร้างที่ไม่ซับซ้อน และสามารถประยุกต์ใช้หาคำตอบของปัญหาต่างๆ ได้รวดเร็ว และมีประสิทธิภาพ โดยจะสามารถแบ่งเป็นขั้นตอนได้ทั้งหมด 4 ขั้นตอนด้วยกัน คือ กำหนดค่าเริ่มต้น การกลายพันธุ์ การข้ามสายพันธุ์ และการคัดเลือกสายพันธุ์ตามลำดับ ซึ่งในกระบวนการกำหนดค่าเริ่มต้นจะสามารถกำหนดชุดคำตอบได้หลายชุด เพื่อการหาคำตอบที่ผู้เข้าจริง ๆ และการหาคำตอบที่แม่นยำขึ้น การกำหนดค่าเริ่มต้น ระบบจะกำหนดค่าเริ่มต้นโดยค่าเริ่มต้นที่กำหนดจะอยู่ในขอบเขตของตัวแปรที่ตั้งไว้ ขั้นตอนต่อไปคือกระบวนการกลายพันธุ์ ในกระบวนการนี้จะทำการกำหนดเวกเตอร์ของคำตอบมาใหม่เพื่อทำการกลายพันธุ์ด้วยวิธีการสุ่มเลือกจากนั้นนำมาเข้าสู่กระบวนการข้ามสายพันธุ์เพื่อให้คำตอบมีหลากหลายมากขึ้น และส่งเข้าสู่ขั้นตอนสุดท้ายคือการคัดเลือกสายพันธุ์ โดยวิธีขั้นตอนนี้คือการเปรียบเทียบผลคำตอบถ้าเวกเตอร์ที่ให้คำตอบที่ดีกว่าจะถูกเก็บไว้ต่อไป และนำเวกเตอร์ชุดคำตอบใหม่ที่ได้แทนชุดคำตอบเก่า จากนั้นทำการวนซ้ำจนพบเงื่อนไขการหยุด ซึ่งถือเป็นวิธีใหม่ที่น่าสนใจและให้คำตอบในการหาได้เร็วเพราะเป็นวิธีซึ่งคิดผ่านตัวเลขตรง ๆ ต่างกับการคิดด้วยวิธีเชิงพันธุกรรม ซึ่งต้องเปลี่ยนตัวเลขเป็นเลขฐาน 2 ก่อนจึงเข้าสู่กระบวนการคิดได้ จากนั้นเปลี่ยนกลับมาเป็นเลขฐาน 10 เช่นเดิม ซึ่งในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้อธิบาย ขั้นตอนสมการและระเบียบวิธีขั้นตอนการคิดด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างไว้แล้วดังหัวข้อถัดไป และเพื่อความเข้าใจที่ง่ายขึ้นผู้จัดทำได้ทำการเขียนเป็นแผนผังความคิดของกระบวนการทำงานไว้ดังรูปที่ 3.3

## ขั้นตอนระเบียบวิธีวิวัฒนาการผลต่าง



รูปที่ 3.3 กระบวนการทำงานของวิวัฒนาการผลต่าง

### 1. การกำหนดค่าเริ่มต้น (Initialization)

สร้างชุดคำตอบของตัวแปรตัดสินใจ (decision variables,  $X$ ) จำนวน NP ชุด หนึ่งชุดประกอบด้วยตัวแปรตัดสินใจ  $D$  ตัว แล้วคำนวณหาค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function value) ของแต่ละชุดคำตอบ

## 2. การกลายพันธุ์ (Mutation)

สร้างเวกเตอร์สัมพัทธ์ (target vector,  $X_{i,G}$ ) จำนวน NP ชุด(ชุดละ D ตัว) สุ่มเลือก 3 เวกเตอร์ ( $X_{r1,G}$ ,  $X_{r2,G}$ ,  $X_{r3,G}$ ) ที่ไม่ซ้ำกันกับเวกเตอร์สัมพัทธ์จากชุดคำตอบที่สร้างไว้เพื่อทำการกลายพันธุ์ (Mutation,  $V_{i,G+1}$ ) โดยใช้ความสัมพันธ์ในสมการที่ 3.9

$$V_{i,G+1} = X_{r1,G} + F(X_{r2,G} - X_{r3,G}) \quad (3.9)$$

เมื่อ  $F$  คือ weighing factor มีค่าระหว่าง 0 ถึง 2

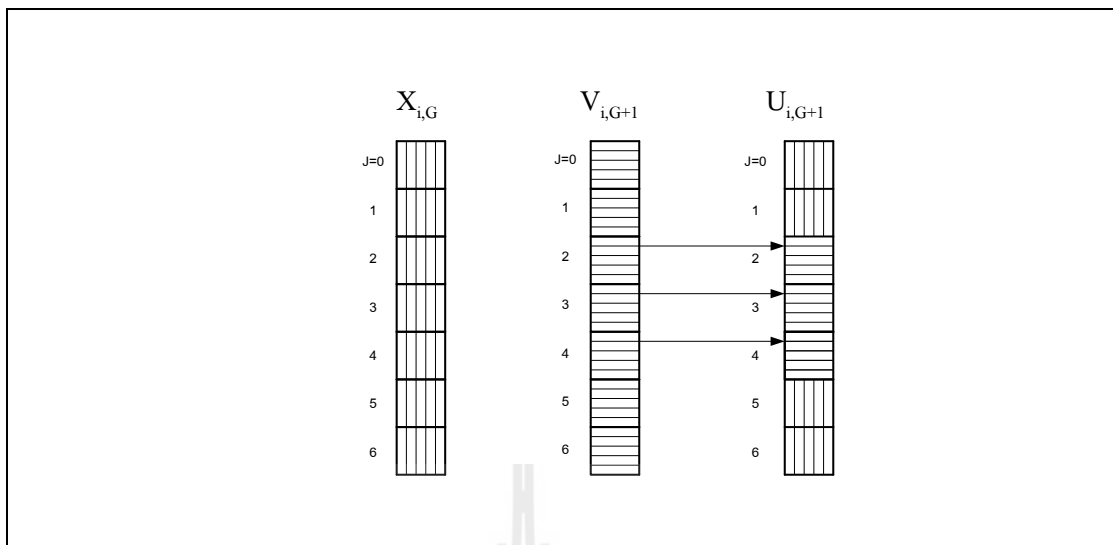
## 3. การข้ามสายพันธุ์ (Crossover)

เป็นกระบวนการข้ามสายพันธุ์(crossover) เพื่อให้คำตอบมีความหลากหลายขึ้น สร้างได้จากความสัมพันธ์ตามสมการที่ 3.10

$$U_{ji,G+1} = (U_{i,G+1}^1, U_{i,G+1}^2, U_{i,G+1}^3, \dots, U_{i,G+1}^D)$$

$$U_{ji,G+1} = \begin{cases} V_{ji,G+1} & \text{if } (\text{randb}(j) \leq CR \text{ or } j = \text{rnbr}(i)) \\ X_{ji,G} & \text{if } (\text{randb}(j) > CR \text{ or } j \neq \text{rnbr}(i)) \end{cases} \quad (3.10)$$

- เมื่อ  $U_{ji,G+1}$  = เวกเตอร์ทดสอบ(Trial vector)  
 $V_{ji,G+1}$  = Mutant vector  
 $V_{ji,G}$  = Target vector  
 $\text{randb}(j)$  = การสุ่มตัวจำนวนจริงที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 ครั้งที่  $j$   
 $CR$  = Crossover Constant มีค่าเป็นเลขจำนวนจริงระหว่าง 0 ถึง 1  
 $\text{rnbr}(i)$  = ค่า Index จากการสุ่มเลือก มีค่าเป็นเลขจำนวนเต็มระหว่าง  $0, 1, \dots, D-1j = 0, 1, \dots, D-1$



รูปที่ 3.4 กระบวนการ crossover ระหว่าง target vector

และ mutant vector ที่มีตัวแปรการตัดสินใจ (D) เท่ากับ 7

#### 4. การคัดเลือกสายพันธุ์ (Selection)

การคัดสรรคำตอบ ซึ่ง vector ที่ให้คำตอบที่ดีกว่าจะถูกเก็บไว้ต่อไป วิธีการคือเปรียบเทียบ function value ของ trial vector ( $U_{i,G+1}$ ) กับ target vector ( $X_{i,G}$ ) ในกรณีที่ trial vector ให้ค่า function value ที่ดีกว่า มันก็จะแทนที่ target vector ใน generation ต่อไป จากนั้น ทำซ้ำขั้นตอนที่ 2 ถึง 4 จนครบทุกชุดคำตอบ แล้วนำคำตอบชุดใหม่แทนที่คำตอบชุดเก่า ทำซ้ำกระบวนการจนพบเงื่อนไขการหยุด

#### การทดสอบเพื่อหาพารามิเตอร์ที่เหมาะสมสำหรับวิธี DE

พารามิเตอร์สำคัญสำหรับวิธี DE ประกอบด้วย Max Generation, NP, F และ CR

1. การทดสอบเพื่อหาค่า Max Generation ทำได้โดยการพิจารณาความสัมพันธ์ค่าสมการวัตถุประสงค์ที่คำนวณได้ในแต่ละ Generation กับ Generation ต่างๆ โดยสังเกตการลู่เข้าหาคำตอบ ซึ่งกราฟความสัมพันธ์ ดังกล่าวจะอยู่ในแนวราบ นั่นคือ ค่าสมการวัตถุประสงค์ที่คำนวณได้จะไม่เปลี่ยนแปลง ในขณะที่จำนวน Generation มากขึ้น

2. การทดสอบค่า NP, F และ CR เพื่อให้ได้ค่าที่เหมาะสมกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์สามารถทำได้โดยแปรค่าพารามิเตอร์ตัวใดตัวหนึ่งโดยพารามิเตอร์ตัวที่เหลือคงที่ ในการศึกษานี้ได้ทดลองค่าปกติที่มีอยู่แล้วในโปรแกรม ปรับแค่จำนวนรอบและจำนวนประชากรเท่านั้น

### 3.7.2 การแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดด้วยวิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithms : GA)

วิธีเชิงพันธุกรรมเป็นวิธีการซึ่งได้รับการพัฒนาโดย J.H. Holland และเป็นกระบวนการวิธีหนึ่งสำหรับใช้ในการหาค่าเหมาะที่สุด ซึ่งมีข้อดีเมื่อเปรียบเทียบกับกระบวนการหาค่าเหมาะที่สุดแบบดั้งเดิมคือสามารถแก้ปัญหาในปริภูมิที่ไม่ต่อเนื่องได้และไม่จำเป็นต้องทราบข้อมูลเกี่ยวกับการหาอนุพันธ์ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหา แต่มีข้อเสียคือ ต้องอาศัยการวนซ้ำคำนวณหลาย ๆ รอบ จึงทำให้ต้องใช้เวลาในการคำนวณนาน

วิธีเชิงพันธุกรรมเป็นการเลียนแบบวิวัฒนาการในระดับยีน (ชนิดซัย กุลวรวานิชพงษ์, 2550) ทำได้โดยการสร้างกลุ่มประชากรโครโมโซมแทนผลเฉลย โดยการแปลงโครโมโซมให้อยู่ในระบบเลขฐานสอง จากนั้นประชากรในกลุ่มจะแข่งขันกันเพื่อความอยู่รอด โครโมโซมที่ถูกเลือกในแต่ละรุ่นการถ่ายทอด (Generation) เท่านั้นที่จะมีสิทธิ์สร้างลูกหลานในรุ่นถัดไป โดยมีหลักการดังนี้ เริ่มจากการสุ่มสร้างประชากรในกลุ่มขึ้น จากนั้นคำนวณค่าความแข็งแรง (Fitness) ของประชากรแต่ละตัวจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ซึ่งฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะเปรียบเสมือนกับดัชนีที่ใช้บ่งชี้ถึงความสามารถในการดำรงชีวิตอยู่ภายใต้สิ่งแวดล้อม จากนั้นทำการเลือกสรรประชากรที่มีความแข็งแรง เพื่อนำมาให้กำเนิดประชากรรุ่นถัดไป การให้กำเนิดประชากรรุ่นใหม่ในกลุ่มจะเกิดจากการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างรุ่นพ่อแม่ที่ได้รับการคัดสรรมาแล้ว โดยอาศัยสมมติฐานที่ว่าเมื่อนำข้อมูลจากรุ่นพ่อแม่ที่มีความแข็งแรงมาผสมกันแล้วย่อมมีโอกาสที่จะได้รุ่นลูกที่มีความแข็งแรงยิ่งขึ้น ซึ่งคล้ายกับการแลกเปลี่ยนรหัสทางพันธุกรรมของยีน (Gene) ของสิ่งมีชีวิตในธรรมชาติ จากนั้นนำประชากรรุ่นใหม่ที่เกิดขึ้นไปแทนที่ประชากรเดิมบางตัวหรือทุกตัวในกลุ่ม ทำขั้นตอนเหล่านี้ซ้ำไปเรื่อย ๆ จนกระทั่งได้ผลคำตอบที่เป็นค่าเหมาะที่สุด ดังนั้นจึงต้องทำความเข้าใจเกี่ยวกับหลักการพื้นฐานก่อนดังนี้

#### 1. การเข้ารหัสโครโมโซม (Chromosome encoding)

การเข้ารหัสโครโมโซมเป็นการแปลงเลขฐานสิบให้เป็นเลขฐานสอง ซึ่งใช้หลักการแปลงสัญญาณแอนะล็อกไปเป็นดิจิทัล โดยการกำหนดให้ตัวแปร  $x$  มีค่าพิสัยอยู่ในช่วง  $x_{min}$  ถึง  $x_{max}$  แล้วทำการแบ่งช่วงจากจุดขอบทั้งสองเป็น  $n$  จุดเท่า ๆ กัน ระยะห่างของข้อมูลจะถูกแบ่งออกเป็น

ส่วน ๆ และสองจุดที่อยู่ติดกันสามารถคำนวณได้จาก  $\Delta x = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{n-1}$  เนื่องจากใช้เลขฐานสอง จะได้ว่า  $n = 2^m$  ดังนั้น

$$\Delta x = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2^m - 1} \quad \text{เมื่อ } m = \text{จำนวนบิตของชุดข้อมูล}$$

## 2. การดำเนินการทางสายพันธุ์ (Genetic Operator)

การดำเนินการทางสายพันธุ์เป็นการนำเอาสตริงโครโมโซมตั้งแต่ 1 ตัวขึ้นไปมากระทำกัน ซึ่งสามารถนำมากระทำกันได้ 2 วิธีดังนี้

### 2.1 ครอสโอเวอร์ (Cross Over)

การครอสโอเวอร์เป็นการนำเอาชิ้นส่วนโครโมโซมมาแลกเปลี่ยนกันดังนี้

$$\text{Chrom 1} = 101001101101$$

$$\text{Chrom 2} = 001111100011$$

ซึ่งการแลกเปลี่ยนชิ้นส่วนโครโมโซมด้วยวิธีการครอสโอเวอร์มีหลายรูปแบบ แต่ในที่นี้จะนำเสนอเฉพาะการครอสโอเวอร์จุดเดียวอย่างง่าย โดยมีขั้นตอนดังนี้

### 2.2 ทำการสุ่มตำแหน่งที่เป็นจุดแบ่งของโครโมโซม

$$\text{Chrom1} = 10100 \text{ --- } \underbrace{1101101}_{a_2}$$

$$\text{Chrom2} = 00111 \text{ --- } \underbrace{1100011}_{b_2}$$

### 2.3 ทำการแลกเปลี่ยนชิ้นส่วน Chrom 1 กับ Chrom 2 จะได้ว่า

$$\text{Chrom3} = 10100 \text{ --- } \underbrace{1100011}_{b_2} = 101001100011$$

$$\text{Chrom4} = 00111 \text{ --- } \underbrace{1101101}_{a_2} = 001111101101$$

### 3. การผ่าเหล่า (Mutation)

ขั้นตอนนี้จะเปรียบเหมือนการผ่าเหล่าของสิ่งมีชีวิตที่เกิดขึ้นในธรรมชาติ ซึ่งกระบวนการนี้จะใช้กับประชากรที่เกิดขึ้นใหม่เท่านั้น โดยทำการปรับเปลี่ยนข้อมูลของบิตสตริงตำแหน่งใด ๆ หรือหลายตำแหน่งเพื่อให้ข้อมูลมีค่าเปลี่ยนไปจากเดิม ทำให้ได้สายพันธุ์ที่มีรหัสเป็นเลขฐานสองแตกต่างไปจากเดิม ดังนี้

$$\text{Chrom1} = 101001101101$$

ในการปรับเปลี่ยนข้อมูลของบิตสตริง ทำได้โดยการสุ่มตำแหน่งบิตที่จะเกิดการผ่าเหล่า เช่น *Chrom1* กำหนดให้เกิดการผ่าเหล่าที่ตำแหน่งบิตที่ 7 นั่นก็คือ รหัสเลขฐานสองที่ตำแหน่งดังกล่าวต้องถูกเปลี่ยนแปลงไปจากเดิมดังนี้

$$\text{Chrom1} = 101001\underline{1}01101$$

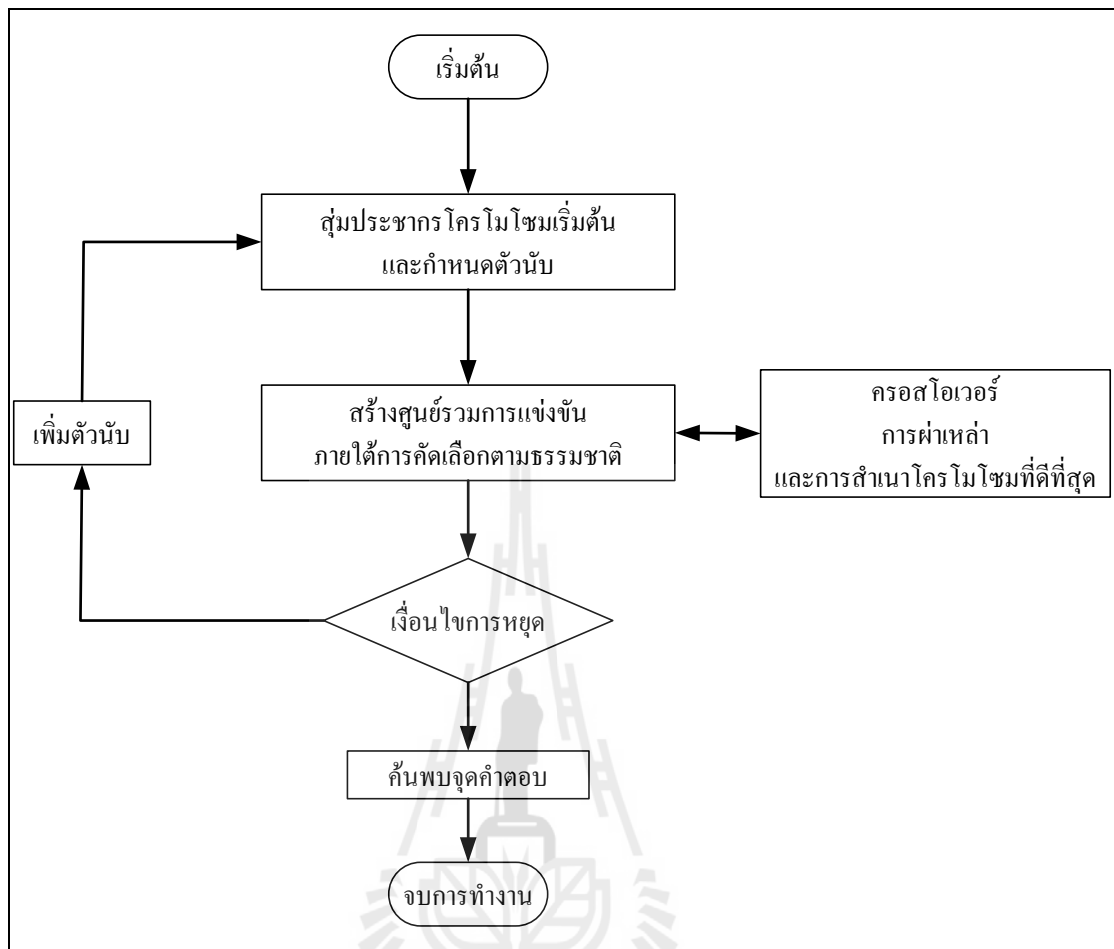
$$\text{Chrom2} = 10100100\underline{1}101$$

### 4. การคัดเลือกสายพันธุ์ (Genetic Selection)

การเลือกสรร (Selection) เป็นขั้นตอนสำหรับเลือกประชากรเพื่อใช้ในการให้กำเนิดประชากรรุ่นถัดไป โดยในขั้นตอนแรกจะต้องหาค่าความแข็งแกร่ง (Fitness) ของประชากรแต่ละตัวในกลุ่มจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ จากนั้นจึงเลือกประชากรเพื่อนำมาใช้ในการกำเนิดรุ่นถัดไป โดยการเลือกสรรแต่ละวิธีจะอยู่ในหลักการที่ว่าประชากรที่มีความแข็งแกร่งมากกว่าย่อมมีโอกาสได้รับการคัดเลือกเพื่อนำไปให้กำเนิดรุ่นถัดไปมากกว่า โดยมีหลักการคัดเลือกสายพันธุ์ คือ ใช้หลักความน่าจะเป็นมาเป็นตัวช่วย ซึ่งโครโมโซมแต่ละชุดจะมีโอกาสที่จะอยู่รอดสร้างรุ่นถ่ายทอดได้ไม่เท่ากัน โดยจะใช้การวัดค่าความเหมาะสมของการอยู่รอดด้วยค่าความฟิต (fitness value) การคัดเลือกสายพันธุ์ทำได้หลายวิธี เช่น แผนการวงล้อรูเล็ต (roulette-wheel scheme) หรือ แผนภาพทัวร์นาเมนต์ (tournament scheme) เป็นต้น

ซึ่งวิธีเชิงพันธุกรรมมีขั้นตอนดังแผนภาพรูปที่ 3.5





รูปที่ 3.5 แผนผังการทำงานของวิธีเชิงพันธุกรรม

### 3.6.3 ระเบียบวิธีการปรับโทษ (penalty method)

การแก้ปัญหาโดยไม่ใช้การหาคำตอบที่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับจะทำให้เกิดความยุ่งยากและการแก้ปัญหามีความลงหนึ่ขึ้น เมื่อกระบวนการค้นหาที่ใช้สร้างจุดคำตอบที่ไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับ ถึงแม้จุดคำตอบนั้นจะทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นที่น่าพอใจ ก็ต้องไม่นำจุดดังกล่าวมาใช้งาน การจะทำเช่นนี้ได้นั้น ต้องมีการกำหนดค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพิ่มเติมในกรณีที่คำตอบไม่สอดคล้องกับสมการ ซึ่งอยู่ในรูปของการบวกค่าปรับโทษ (penalty term) ที่กำหนดขึ้นมา ทำให้เมื่อจุดคำตอบที่ได้ไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับจะทำให้ได้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์สูง และจุดนี้จะโดนกำจัดออกไปในกระบวนการค้นหาช่วงก้าวที่เหมาะสม ดังนั้นปัญหาที่เหมาะสมที่สุดแบบมีเงื่อนไขบังคับจะถูกลดรูปไปเป็นปัญหาแบบไม่มีเงื่อนไขบังคับ โดยฟังก์ชันการปรับโทษอยู่ในรูปฟังก์ชันสมการกำลังสอง ดังนี้

$$\Omega((x,u),\rho) = \rho \left\{ g^2(x,u) + \min[0, h^2(x,u)] \right\} \quad (3.11)$$

เมื่อ  $\rho$  แทน พารามิเตอร์การปรับโทษ (penalty parameter)

$\Omega((x,u),\rho)$  แทน พจน์การปรับโทษ ดังนี้

$$\Omega((x,u),\rho) = \begin{cases} 0 & , (x,u) \in S \\ +\infty & , (x,u) \notin S \end{cases} \quad (3.12)$$

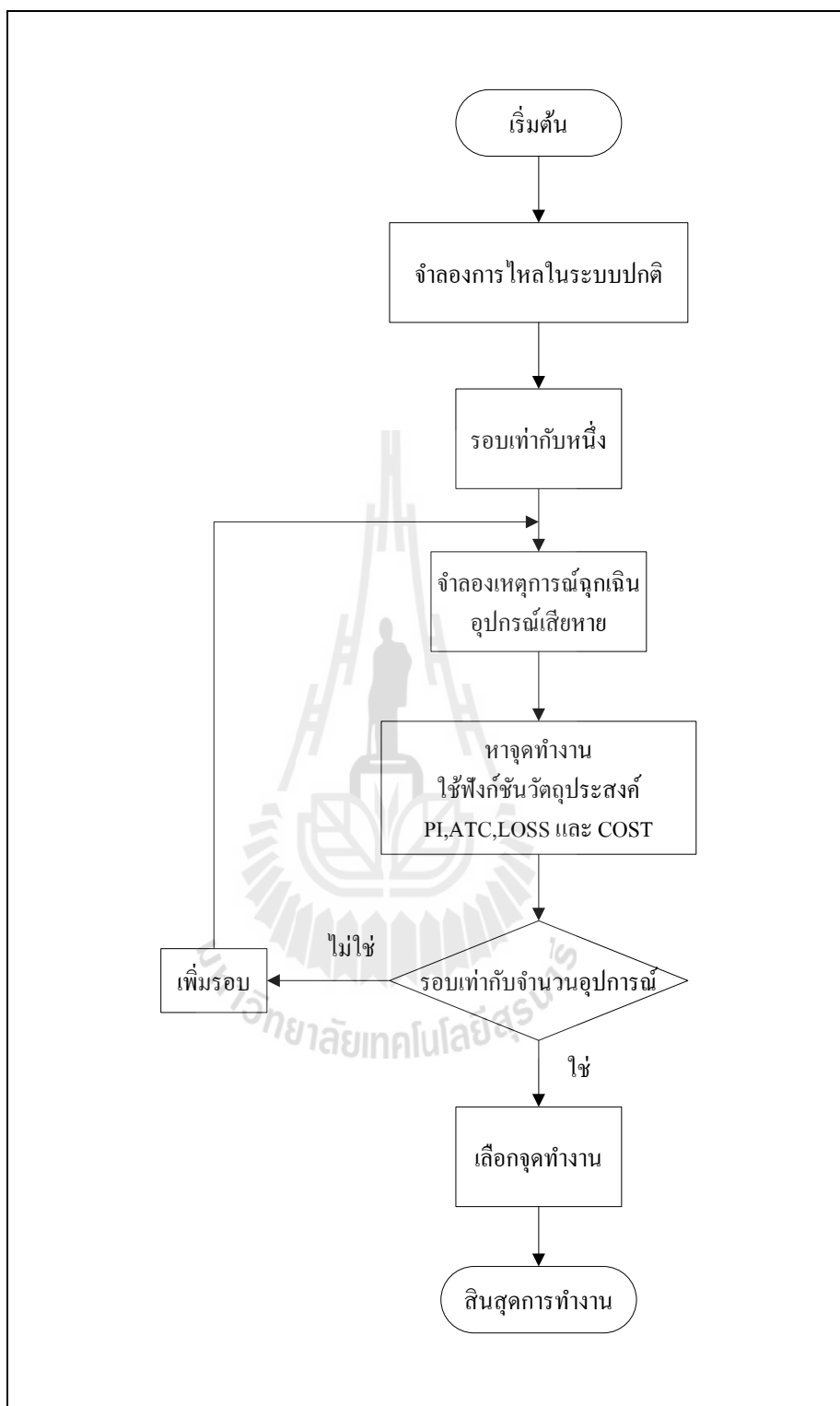
ทำให้ได้ปัญหาในรูปแบบฟังก์ชันการปรับโทษ (penalty function)  $P(x,u)$  ดังนี้

$$\text{Minimize} \quad P(x,u) = f(x,u) + \Omega((x,u),\rho) \quad (3.13)$$

### 3.8 การหาจุดทำงานภายใต้สถานการณ์ฉุกเฉิน

การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้าสามารถเกิดได้จากความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้าชำระหรือทำงานผิดปกติทีละตัวหรือหลายๆตัวพร้อมกัน จึงแบ่งเป็นลำดับที่หนึ่ง (First-order contingency, N-1) หมายถึงการที่อุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งภายในระบบเกิดชำรุดเสียหายไม่สามารถใช้งานต่อได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการทดสอบเพื่อเตรียมพร้อมรับมือกับสถานการณ์ต่างๆ ทำได้ดังนี้ ทำการจำลองเหตุการณ์โดยให้เกิดความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้า หลังจากนั้นทำการหาจุดทำงานของระบบขณะเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินจนครบอุปกรณ์ในระบบ ซึ่งประกอบด้วย สายส่ง หม้อแปลงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น

การหาจุดทำงานของระบบขณะเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน ทำได้โดยการหาค่าเหมาะที่สุด (Optimization) โดยพิจารณาค่าเหมาะสมของแรงดันที่บัสรักรยาแรงดัน เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และแท็ปหม้อแปลงด้วย สมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ใช้ร่วมการพิจารณาคือ ATC, PI, Loss และ Cost จากนั้นทำการเลือกจุดทำงานที่ได้จากแต่ละฟังก์ชัน โดยพิจารณาเปรียบเทียบความเหมาะสมของจุดทำงานให้เหมาะสมของแต่ละระบบซึ่งสามารถเขียนเป็นแผนผังความคิดได้ดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.6 แผนผังการทำงานเพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมภายใต้สถานการณ์ฉุกเฉิน

### 3.9 รูปแบบของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด

รูปแบบของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดต้องมีการกำหนดค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ให้สอดคล้องกับปัญหานั้น ๆ โดยมีจุดมุ่งหมาย คือ เลือกจุดทำงานที่เหมาะสมที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าต่ำสุดภายใต้ขอบเขตเงื่อนไขบังคับของตัวแปรที่ต้องการปรับปรุงค่าหรือขอบเขตของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งสามารถจำแนกเงื่อนไขบังคับได้เป็น 2 ประเภท คือ เงื่อนไขบังคับสมการ (Equality Constraints) และเงื่อนไขบังคับอสมการ (Inequality Constraints) โดยปัญหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบมีเงื่อนไขบังคับมีรูปทั่วไปดังต่อไปนี้

$$\begin{array}{ll} \text{Minimize} & f(x) \\ \text{Subject to} & g(x)=0 \rightarrow \text{เงื่อนไขบังคับสมการ} \\ & h(x)\leq 0 \rightarrow \text{เงื่อนไขบังคับอสมการ} \end{array}$$

#### 3.9.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function)

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์นี้คือความสามารถในส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหรือที่เรียกว่า ATC

$$\text{Minimize} \quad \frac{1}{ATC}$$

#### 3.9.2 เงื่อนไขบังคับสมการ (Equality Constraint)

สมการข้อจำกัดของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดสะท้อนให้เห็นถึงธรรมชาติของระบบไฟฟ้ากำลังตามสมการการไหลของโหลดคือผลรวมของกำลังไฟฟ้าแต่ละบัสเท่ากับความต้องการของโหลด ดังนั้น  $g(x)$  คือ

$$\text{Power Generator} = \text{Power Demand}$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} - P_D = 0 \quad (3.14)$$

$$(P_{Gi} - P_{Di}) - \sum_{j=1}^{N_B} |Y_{ij} V_i V_j| \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) = 0 \quad (3.15)$$

$$(Q_{Gi} - Q_{Di}) + \sum_{j=1}^{N_B} |Y_{ij} V_i V_j| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) = 0 \quad (3.16)$$

โดยที่

- $P_{Gi}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตที่บัส  $i$   
 $Q_{Gi}$  คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ผลิตที่บัส  $i$   
 $P_{Di}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดต้องการที่บัส  $i$   
 $Q_{Di}$  คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดต้องการที่บัส  $i$   
 $V_i, \delta_i$  คือ ขนาดและมุมแรงดันบัสที่  $i$   
 $V_j, \delta_j$  คือ ขนาดและมุมแรงดันบัสที่  $j$   
 $Y_{ij}$  คือ ขนาดของ  $Y$  บัส ระหว่างบัส  $i$  ไปบัส  $j$   
 $\theta_{ij}$  คือ มุมของ  $Y$  บัส ระหว่างบัส  $i$  ไปบัส  $j$   
 $N_B$  คือ จำนวนบัสทั้งหมด  
 $N_G$  คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด

### 3.9.3 เงื่อนไขบังคับอสมการ (Inequality Constraint)

อสมการข้อจำกัดของปัญหาการจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมสะท้อนให้เห็นถึงข้อจำกัดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง ขนาดของแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง หม้อแปลงไฟฟ้าแบบเปลี่ยนแท็ปได้ และหม้อแปลงไฟฟ้าแบบเลื่อนเฟส ดังนั้น  $h(x)$  คือ

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (3.17)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.18)$$

$$Q_{comp,j}^{\min} \leq Q_{comp,j} \leq Q_{comp,j}^{\max} \quad (3.19)$$

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max} \quad (3.20)$$

โดยที่

$P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^{\max}$  คือ ขอบเขตของกำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดและสูงสุด บัสที่  $i$

$V_i^{\min}, V_i^{\max}$  คือ ขอบเขตของขนาดแรงดันต่ำสุดและสูงสุด บัสที่  $i$

$Q_{comp,i}^{\min}, Q_{comp,i}^{\max}$  คือ ขอบเขตของตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าต่ำสุดและ สูงสุด บัสที่  $i$

$T_i^{\min}, T_i^{\max}$  คือ ขอบเขตของแท็ปหม้อแปลงต่ำสุดและสูงสุด บัสที่  $i$

ซึ่งขอบเขตของแต่ละระบบจะมีค่าไม่เท่ากันซึ่งจะแสดงในบทถัดไป บทที่ 4 การทดสอบและผลการทดสอบ

### 3.10 สรุป

ในบทนี้กล่าวถึงการทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉินโดยได้กล่าวถึงปัญหาที่จะนำมาแก้ไขด้วยสมการ ซึ่งเรียกว่าสมการวัตถุประสงค์ ซึ่งวิธีการแก้ปัญหาจะใช้วิธีการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดซึ่งเป็นวิธีการที่ใช้เลือกจุดทำงานที่เหมาะสมของการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดของไหลกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุด ในที่นี้ได้นำเสนอการแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดด้วยวิธีการวิวัฒนาการผลต่างและวิธีเชิงพันธุกรรมโดยมีการประยุกต์ใช้ระเบียบวิธีการปรับโทษ เพื่อให้รูปแบบการวิเคราะห์ปัญหาง่ายขึ้น การคำนวณทางคณิตศาสตร์ที่นำเสนอมีหลายวิธี แต่วิธีที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือ ระเบียบวิธีนิวตันราฟสัน และการแก้ปัญหาโดยเทคนิคชาญฉลาด ได้แก่วิวัฒนาการผลต่างและวิธีเชิงพันธุกรรม ซึ่งเมื่อมีความเข้าใจเทคนิคการหาเหมาะที่สุดทำให้ได้ผลการทดลองดังบทที่ 4

## บทที่ 4

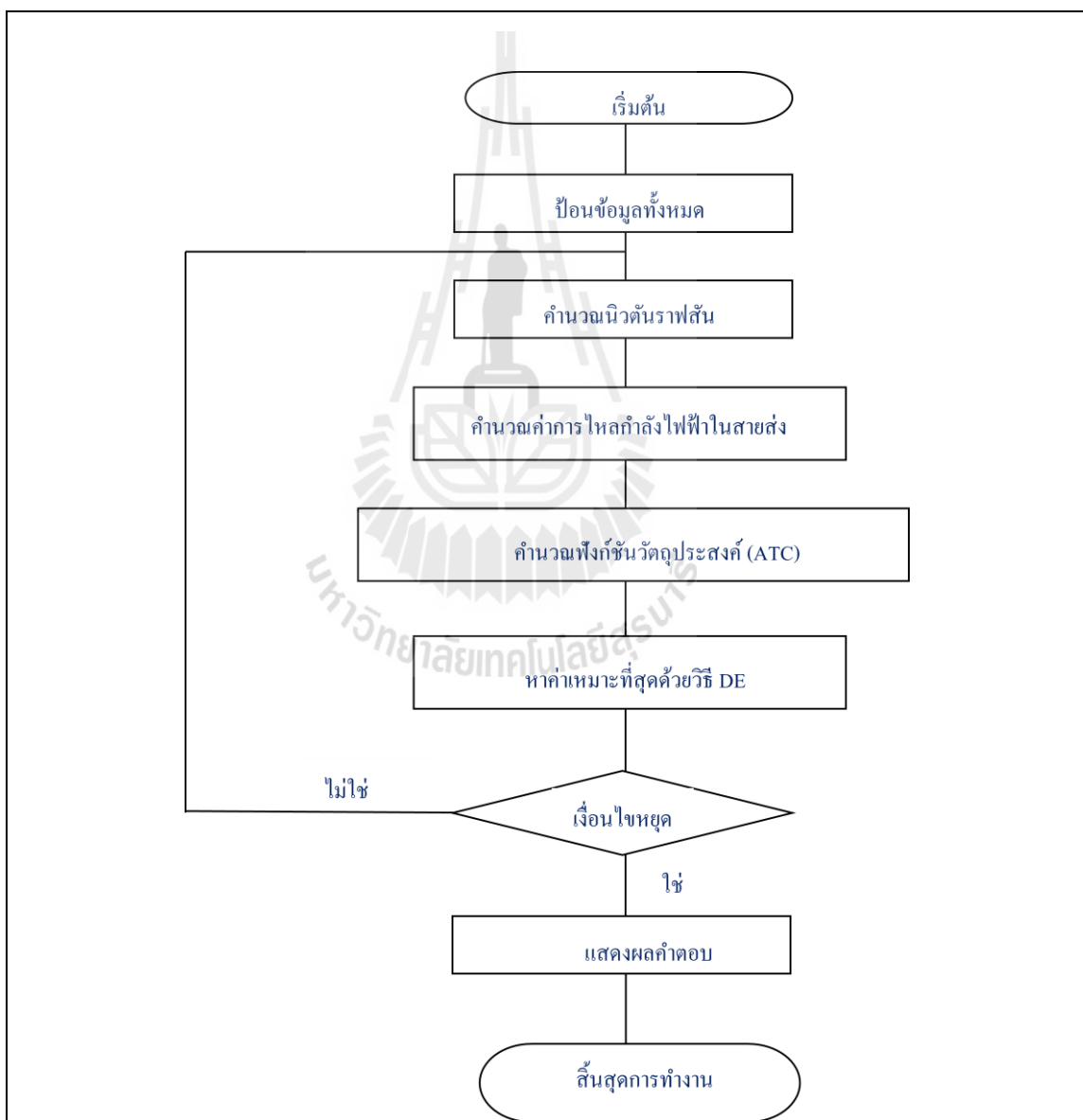
### การทดสอบและผลการทดสอบ

#### 4.1 บทนำ

จากการศึกษาการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังและศึกษาการหาค่าเหมาะที่สุดทำให้ผู้วิจัยทราบถึงปัญหาที่ตามมาหากเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นจะก่อให้เกิดความเสียหายต่อระบบ ทำให้ระบบขาดความน่าเชื่อถือ ขาดเสถียรภาพ ขาดความสมดุลและขาดความปลอดภัย ดังนั้นวิทยานิพนธ์เล่มนี้จึงทำการศึกษาการหาจุดทำงานเหมาะที่สุดโดยการพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ใช้นั้น เพื่อเพิ่มเสถียรภาพ ความน่าเชื่อถือ และความปลอดภัยให้แก่ระบบไฟฟ้ากำลัง โดยจะทำการทดสอบกับระบบทดสอบ 14 บัส 30 บัส 57 บัส การไฟฟ้านครราชสีมา 2 และระบบการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ EGAT โดยในระบบทดสอบ 14 บัส จะมุ่งเน้นในการศึกษาหลายฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ได้แก่ ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (ATC) ตัวดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพ (PI) ค่าต้นทุนเชื้อเพลิง (Cost) และค่ากำลังงานสูญเสียในระบบ (Loss) เพื่อสังเกตหาถึงข้อดีและข้อด้อยของแต่ละฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ซึ่งระบบทดสอบ 14 บัส 30 บัส 57 บัส ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 และระบบการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (EGAT) ผู้จัดทำได้แสดงจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดโดยยกตัวอย่างผลของจุดทำงานเหมาะที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินโดยวิเคราะห์ด้วย 2 วิธี คือ DE และ GA ดังหัวข้อที่ 4.8 - 4.45 ส่วนในระบบทดสอบ 30 บัส 57 บัส ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 ระบบการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (EGAT) จะพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์เดียวเท่านั้นคือ ATC เพราะผู้จัดทำต้องการเพิ่มเสถียรภาพ ความน่าเชื่อถือ และความปลอดภัยให้กับระบบไฟฟ้ากำลังหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินและในบทนี้จะกล่าวถึงรูปแบบลักษณะการทดสอบระบบที่ใช้ในการทดสอบด้วย โดยในการทดสอบได้ทำการทดสอบระบบที่สถานการณ์ฉุกเฉินแบบ first order contingency คือการคิดแบบอุปกรณ์ไฟฟ้าเสียหายหรือชำรุดที่ละตัวเท่านั้น จึงแบ่งได้ทั้งหมด 4 กรณีใหญ่ ๆ ด้วยกัน คือ กรณีระบบอยู่ในสภาวะปกติ กรณีปลดสายส่ง กรณีปลดหม้อแปลง และกรณีปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ออกจากระบบดังหัวข้อ 4.2 และได้กล่าวถึงแสดงผลสรุปการจัดเรียงความสำคัญในการเกิดสถานการณ์ของแต่ละระบบอีกด้วยดังหัวข้อ 4.9

## 4.2 การทดสอบ

ในการทดสอบเพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดโดยพิจารณาเอที่ขึ้นนั้น ดังที่กล่าวมาข้างต้นว่า การทดสอบจะแบ่งออกเป็น 4 กรณี คือ กรณีที่ระบบอยู่ในสภาวะปกติ ระบบถูกปลดสายส่งออก ระบบถูกปลดหม้อแปลงออก และระบบถูกปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออก ในการทดสอบนี้เมื่อทำการปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าทีละตัว จากนั้นทำการหาจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน ซึ่งแสดงดังผลในหัวข้อ 4.3 - 4.8

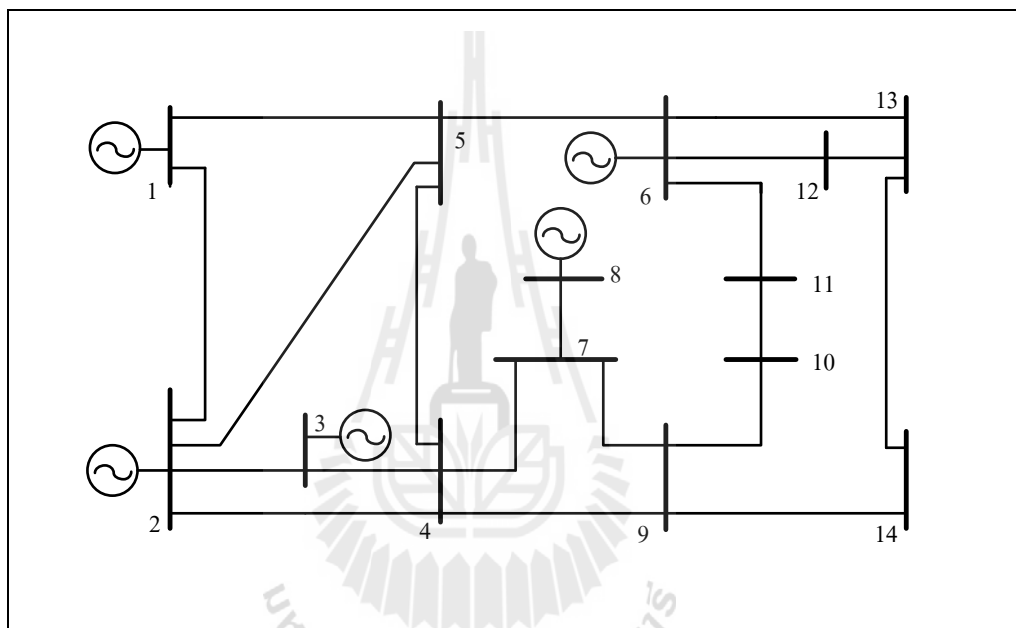


รูปที่ 4.1 แผนผังแสดงลักษณะการทดสอบ



### 4.3 ระบบที่ใช้ในการทดสอบ

ระบบที่ใช้ในการทดสอบจะแบ่งเป็นระบบทดสอบและระบบการไฟฟ้าจริง โดยระบบทดสอบที่นำมาใช้ในการคำนวณหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดนั้นจะใช้ระบบทดสอบ IEEE 14 บัส 30 บัส และ ระบบทดสอบ IEEE 57 บัส ส่วนระบบการไฟฟ้าที่ใช้จริงนั้น คือ ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 29 บัส และระบบไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส ซึ่งแสดงดังรูปที่ 4.2 - 4.6 ตามลำดับ



รูปที่ 4.2 ระบบทดสอบ 14 บัส

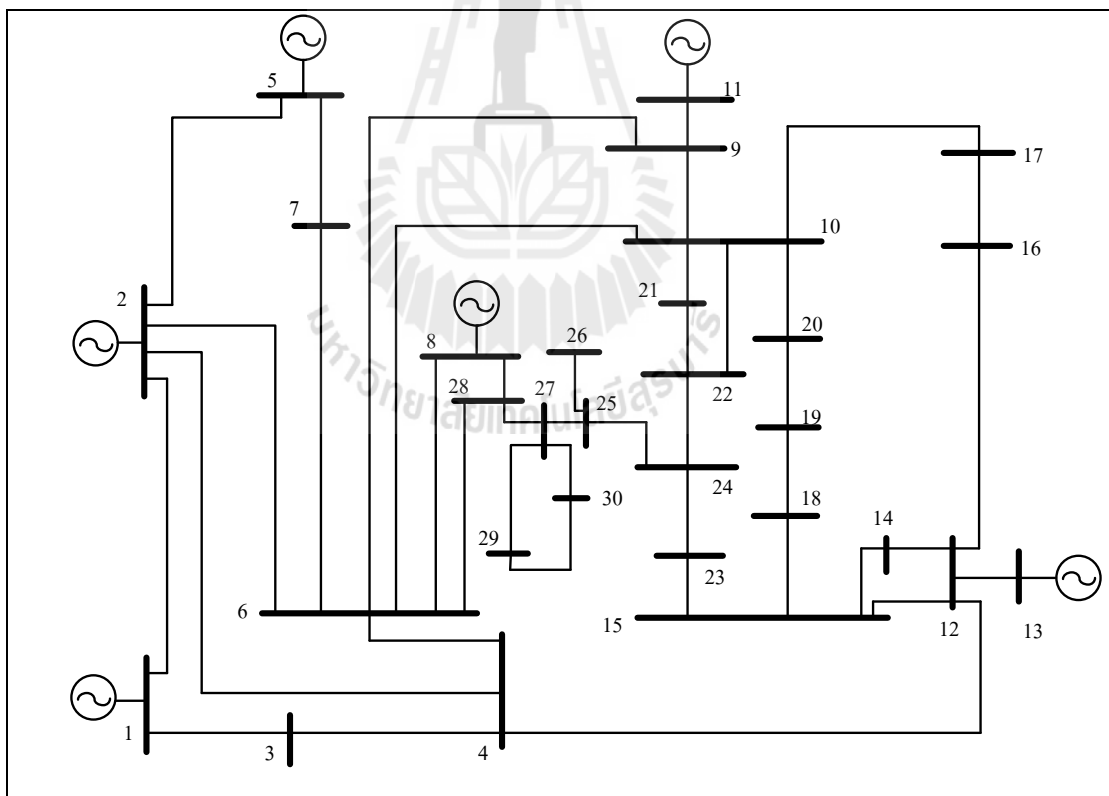
ระบบทดสอบ 14 บัสมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 2 ตัว ที่บัส 1 และบัส 2 หม้อแปลงทั้งหมด 5 ตัว ที่ระหว่างบัส 4 และ บัส 7 ระหว่างบัส 4 และ บัส 9 ระหว่างบัส 5 และ บัส 6 ระหว่างบัส 7 และ บัส 8 ระหว่างบัส 7 และ บัส 9 และมีบัสที่ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้ร็วแอกทีฟทั้งหมด 3 บัส คือที่บัส 3 บัส 6 และบัส 8 ระบบทดสอบ 14 บัส มีสายส่งทั้งหมด 14 เส้น ซึ่งในการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 4 กรณีหลักคือ

กรณีที่ 1 เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.4

กรณีที่ 2 ปลดสายส่งทีละเส้น ทั้งหมด 14 เส้น เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบที่เหลืออยู่ของในแต่ละเส้น จากนั้นทำการปรับปรุงด้วยการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างและหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบ ซึ่งการหาค่าในกรณีที่ปรับปรุงแล้วนั้นจะทำให้ได้จุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.4

กรณีที่ 3 ปลดหม้อแปลงทีละตัว ทั้งหมด 5 ตัว เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบในแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น และหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ดังตารางในหัวข้อ 4.4

กรณีที่ 4 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทีละตัว เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบในแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น และหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ดังตารางในหัวข้อ 4.4



รูปที่ 4.3 ระบบทดสอบ 30 บัส

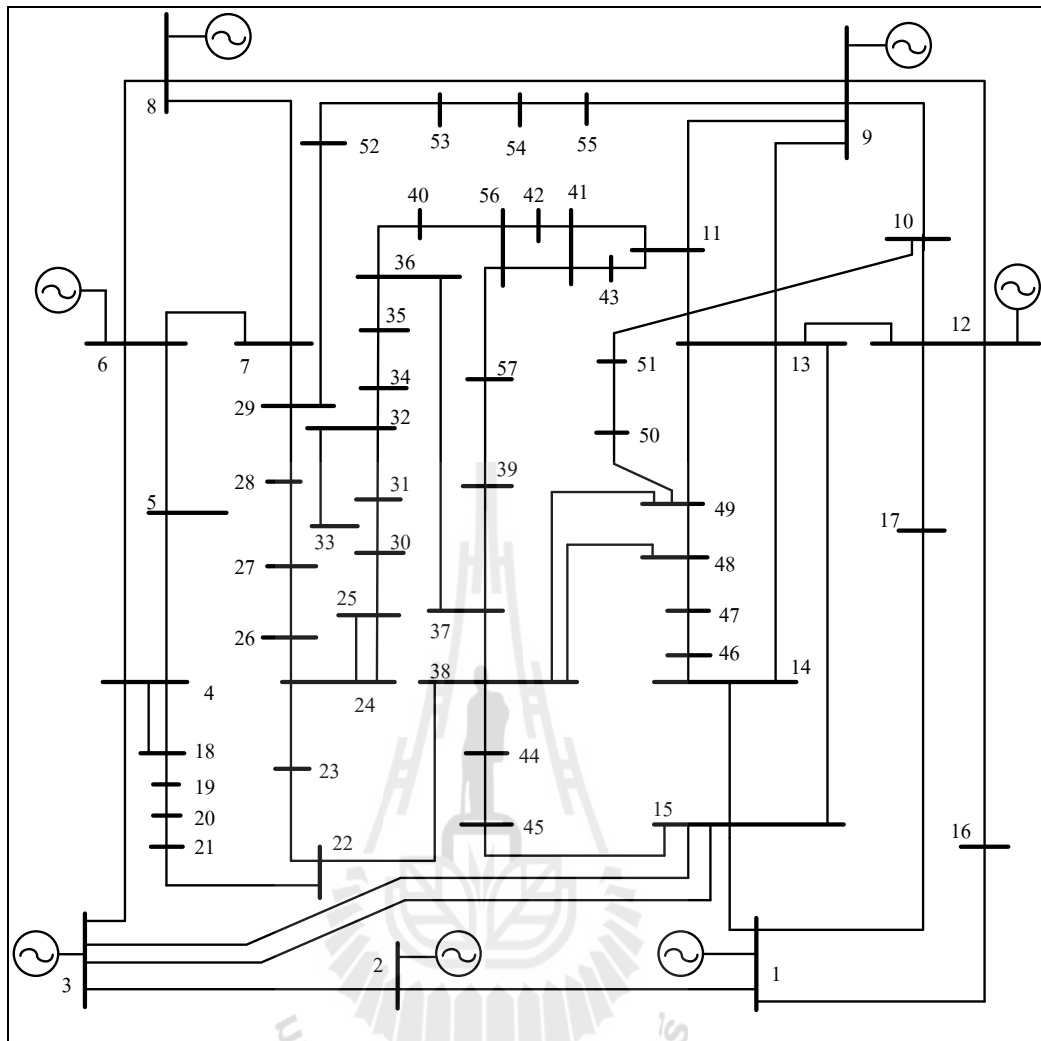
ระบบทดสอบ 30 บัสมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 2 ตัว ที่บัส 1 และบัส 2 หม้อแปลงทั้งหมด 7 ตัว ที่ระหว่างบัส 6 และ บัส 9 ระหว่างบัส 6 และ บัส 10 ระหว่างบัส 9 และ บัส 11 ระหว่างบัส 9 และ บัส 10 ระหว่างบัส 4 และ บัส 12 ระหว่างบัส 12 และ บัส 13 ระหว่างบัส 28 และ บัส 27 และมีบัสที่ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟทั้งหมด 4 บัส คือที่บัส 5 บัส 8 บัส 11 และบัส 13 ระบบทดสอบ 30 บัส มีสายส่งทั้งหมด 34 เส้น ซึ่งในการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 4 กรณีหลักคือ

กรณีที่ 1 เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.5

กรณีที่ 2 ปลดสายส่งทีละเส้น ทั้งหมด 34 เส้น เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบที่เหลืออยู่ของในแต่ละเส้น จากนั้นทำการปรับปรุงด้วยการหาค่าเหมาะที่สุดด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างและหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบ ซึ่งการหาค่าในกรณีที่ปรับปรุงแล้วนั้นจะทำให้ได้จุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.5

กรณีที่ 3 ปลดหม้อแปลงทีละตัว ทั้งหมด 7 ตัว เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบในแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น และหาจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ดังตารางในหัวข้อ 4.5

กรณีที่ 4 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทีละตัว เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบในแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น และหาจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ดังตารางในหัวข้อ 4.5



รูปที่ 4.4 ระบบทดสอบ 57 บัส

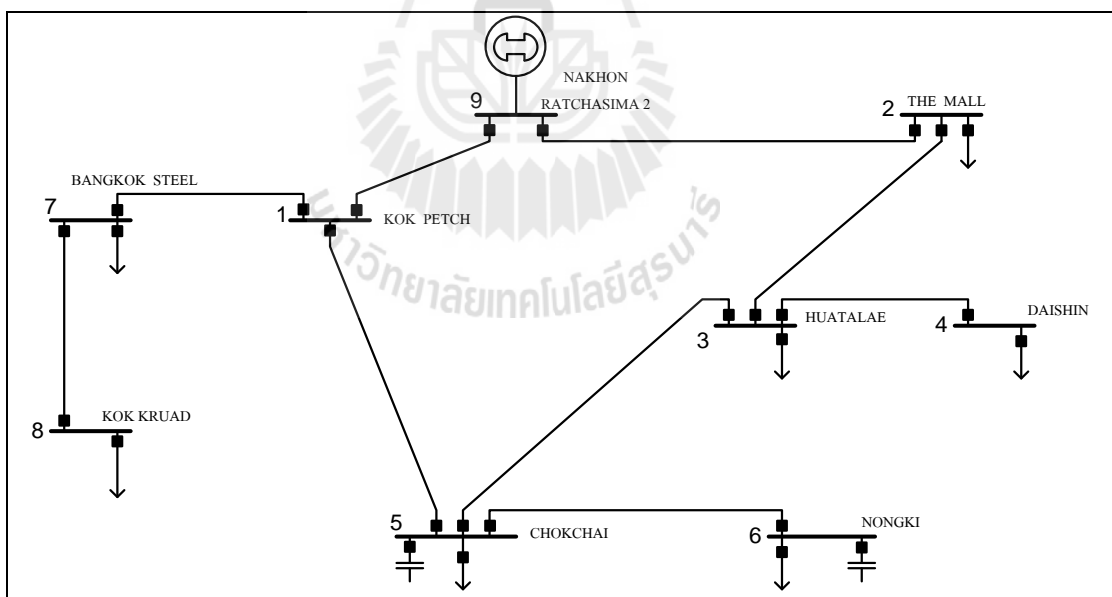
ระบบทดสอบ 57 บัสมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 4 ตัว ที่บัส 1 บัส 3 บัส 8 และบัส 12 หม้อแปลงทั้งหมด 16 ตัว ที่ระหว่างบัส 4 และ บัส 18 ระหว่างบัส 21 และ บัส 20 ระหว่างบัส 24 และ บัส 25 ระหว่างบัส 24 และ บัส 26 ระหว่างบัส 7 และ บัส 29 ระหว่างบัส 34 และ บัส 32 ระหว่างบัส 11 และ บัส 41 ระหว่างบัส 41 และ บัส 43 ระหว่างบัส 15 และ บัส 45 ระหว่างบัส 14 และ บัส 46 ระหว่างบัส 10 และ บัส 51 ระหว่างบัส 13 และ บัส 49 ระหว่างบัส 11 และ บัส 43 ระหว่างบัส 40 และ บัส 56 ระหว่างบัส 39 และ บัส 57 และระหว่างบัส 9 และ บัส 55 และมีบัสที่ตัวชดเชยกำลังไฟรีแอกทีฟทั้งหมด 3 บัส คือที่บัส 2 บัส 6 และบัส 8 ระบบทดสอบ 57 บัส มีสายส่งทั้งหมด 61 เส้น ซึ่งในการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 4 กรณีหลักคือ

กรณีที่ 1 เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.6

กรณีที่ 2 ปลดสายส่งที่ละเส้น ทั้งหมด 61 เส้น เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบที่เหลืออยู่ของในแต่ละเส้น จากนั้นทำการปรับปรุงด้วยการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างและหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบ ซึ่งการหาค่าในกรณีที่ปรับปรุงแล้วนั้นจะทำให้ได้จุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.6

กรณีที่ 3 ปลดหม้อแปลงทีละตัว ทั้งหมด 16 ตัว เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบในแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น และหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ดังตารางในหัวข้อ 4.6

กรณีที่ 4 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทีละตัว เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบในแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น และหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ดังตารางในหัวข้อ 4.6

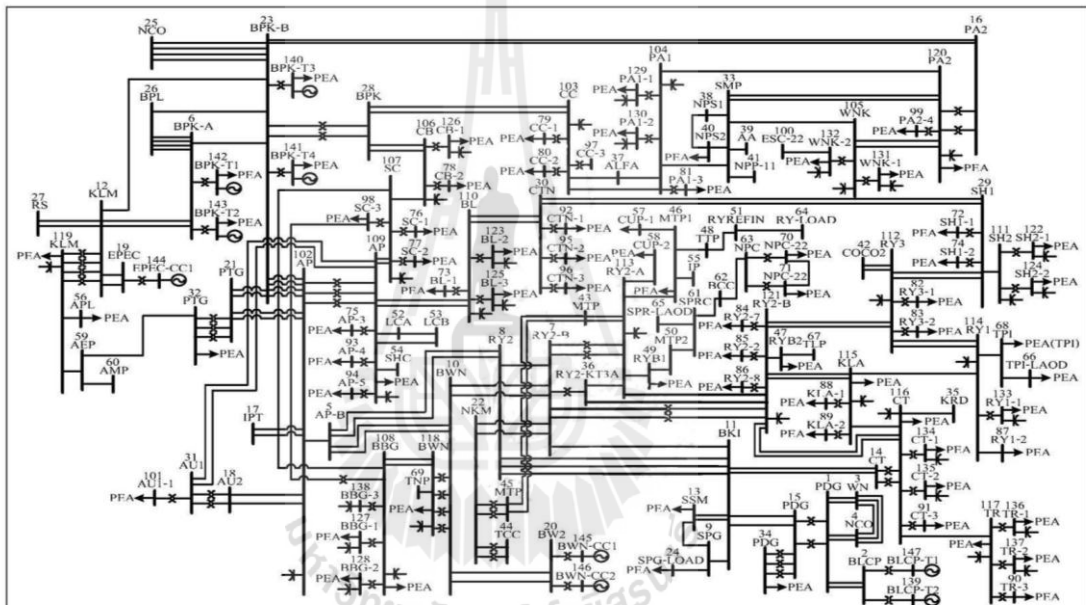


รูปที่ 4.5 ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 9 บัสมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 1 ตัว ที่บัส มีสายส่งทั้งหมด 9 เส้น ซึ่งในการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 2 กรณีหลักคือ

กรณีที่ 1 เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.7

กรณีที่ 2 ปลดสายส่งทีละเส้น ทั้งหมด 9 เส้น เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบที่เหลืออยู่ของในแต่ละเส้น จากนั้นทำการปรับปรุงด้วยการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างและหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบ ซึ่งการหาค่าในกรณีที่ปรับปรุงแล้วนั้นจะทำให้ได้จุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.7



รูปที่ 4.6 ระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส

ระบบทดสอบ 147 บัสมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 9 ตัว ที่บัส 139 - บัส 147 หม้อแปลงทั้งหมด 76 ตัว มีสายส่งทั้งหมด 200 เส้น ซึ่งในการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 4 กรณีหลักคือ

กรณีที่ 1 เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.8

กรณีที่ 2 ปลดสายส่งทีละเส้น ทั้งหมด 200 เส้น เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบที่เหลืออยู่ของในแต่ละเส้น จากนั้นทำการปรับปรุงด้วยการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างและหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบ ซึ่ง

การหาค่าในกรณีที่ปรับปรุงแล้วนั้นจะทำให้ได้จุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบดังผลตารางในหัวข้อ 4.8

กรณีที่ 3 ปลดหม้อแปลงทีละตัว ทั้งหมด 76 ตัว เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบในแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น และหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ดังตารางในหัวข้อ 4.8

กรณีที่ 4 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทีละตัว เพื่อหาค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมของระบบในแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น และหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ดังตารางในหัวข้อ 4.8

#### 4.4 ผลการทดสอบของระบบทดสอบ 14 บัส

ผลของการทดสอบดังกล่าวมาแล้วข้างต้น คือได้แบ่งการทดสอบออกเป็น 4 กรณีโดยผลดังต่อไปนี้จะบอกถึงจุดทำงานที่เหมาะสมของระบบทดสอบด้วยการคำนวณด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างและวิธีเชิงพันธุกรรม ผลดังตารางที่ 4.8 - 4.16 ในการคำนวณการหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดมีการกำหนดขอบเขตและค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการปรับตั้งด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างและวิธีเชิงพันธุกรรมดังตารางที่ 4.1 - 4.5

ตารางที่ 4.1 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบทดสอบ 14 บัส

ตัวแปร	ขอบต่ำสุด	ขอบสูงสุด
Tab (p.u.)	0.9	1.1
PG2 (MW)	20	80
PG3 (MW)	15	50
PG6 (MW)	10	30
PG8 (MW)	10	35
OG2 (MW)	-20	60
OG3 (MW)	-15	44
OG6 (MW)	-15	62
OG8 (MW)	-10	40

ตารางที่ 4.2 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบทดสอบ 30 บัส

ตัวแปร	ขอบต่ำสุด	ขอบสูงสุด
Tab (p.u.)	0.9	1.1
PG2 (MW)	20	80
PG5 (MW)	15	50
PG8 (MW)	10	35
PG11 (MW)	10	30
PG13 (MW)	12	40
OG2 (MW)	-20	60
OG5 (MW)	-15	44
OG8 (MW)	-15	62
OG11 (MW)	-10	40
OG13 (MW)	-15	48

ตารางที่ 4.3 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบทดสอบ 57 บัส

ตัวแปร	ขอบต่ำสุด	ขอบสูงสุด
Tab (p.u.)	0.9	1.1
PG3 (MW)	10	150
PG8 (MW)	25	800
PG12 (MW)	15	700
OG2 (MW)	-17	50
OG3 (MW)	-10	60
OG6 (MW)	-8	25
OG8 (MW)	-140	200
OG9 (MW)	-3	9



ตารางที่ 4.4 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตัวแปร	ขอบต่ำสุด	ขอบสูงสุด
OG6	-15	62
OG8	-10	40

ตารางที่ 4.5 ขอบเขตของตัวแปรที่ใช้ในระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส

ตัวแปร	ขอบต่ำสุด	ขอบสูงสุด
V (p.u.)	0.9	1.1
Tab (p.u.)	0.9	1.1
PG139 (MW)	50	700
PG140 (MW)	50	500
PG141 (MW)	50	500
PG142 (MW)	50	500
PG143 (MW)	50	500
PG144 (MW)	50	500
PG145 (MW)	50	500
PG146 (MW)	50	500
PG147 (MW)	50	700
QG139 (MW)	-500	500
QG140 (MW)	-500	500
QG141 (MW)	-500	500
QG142 (MW)	-500	500
QG143 (MW)	-500	500
QG144 (MW)	-500	500
QG145 (MW)	-500	500
QG146 (MW)	-500	500
QG147 (MW)	-500	700

ตารางที่ 4.6 การปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ของวิธีวิวัฒนาการผลต่าง

บัส	อัลกอริทึม ของ วิธีวิวัฒนาการผลต่าง					TTC (MW)
	Population Size	F-weight	F_CR	Maximize iteration	Rho	
14	30	0.9	0.9	100	1000000	200
30	30	0.9	0.9	100	1000000	500
57	30	0.9	0.9	100	1000000	500
นครราชสีมา 2 (9 บัส)	30	0.9	0.9	100	1000000	200
การไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียง EGAT (147 บัส)	400	0.9	0.9	5000	1000000	1200

ในการคำนวณหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดนั้น ผู้จัดทำได้ทำการวนรอบ ซ้ำทั้งหมด 30 รอบ และหาค่าต่ำที่สุด และนำค่าที่ต่ำที่สุดที่หาได้จากการรัน 30 รอบมาเป็นคำตอบ ซึ่งเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุด จึงได้มีการคำนวณหาค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน และค่าฟังก์ชันการสูญเสียตามตารางที่ 4.46 - 4.50 ซึ่งเป็นผลที่ได้จากการรันการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบด้วยวิธี DE และวิธี GA

ตารางที่ 4.7 การปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ของวิธีเชิงพันธุกรรม

บัส	อัลกอริทึม ของ วิธีวิวิเชิงพันธุกรรม (GA)			TTC (MW)
	Population Size	Maximize iteration	Rho	
14	30	100	1000000	200
30	30	100	1000000	500
57	30	100	1000000	500
นครราชสีมา 2 (9 บัส)	30	100	1000000	200
การไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียง EGAT (147 บัส)	400	5000	1000000	1200

จากนั้นทำการจำลองสถานการณ์ฉุกเฉินโดยปลดสายส่ง ปลดหม้อแปลง ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทีละตัว และทำการหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ 4 ฟังก์ชันด้วยกัน

คือหาค่าสูงสุดของ ATC หาค่าต่ำสุดของ PI, Loss และ Cost ซึ่งใช้วิธีวิวัฒนาการผลต่างในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดจะได้ผลของจุดทำงานที่เหมาะสมดังหัวข้อ 4.4.1 - 4.4.8

#### 4.4.1 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี DE

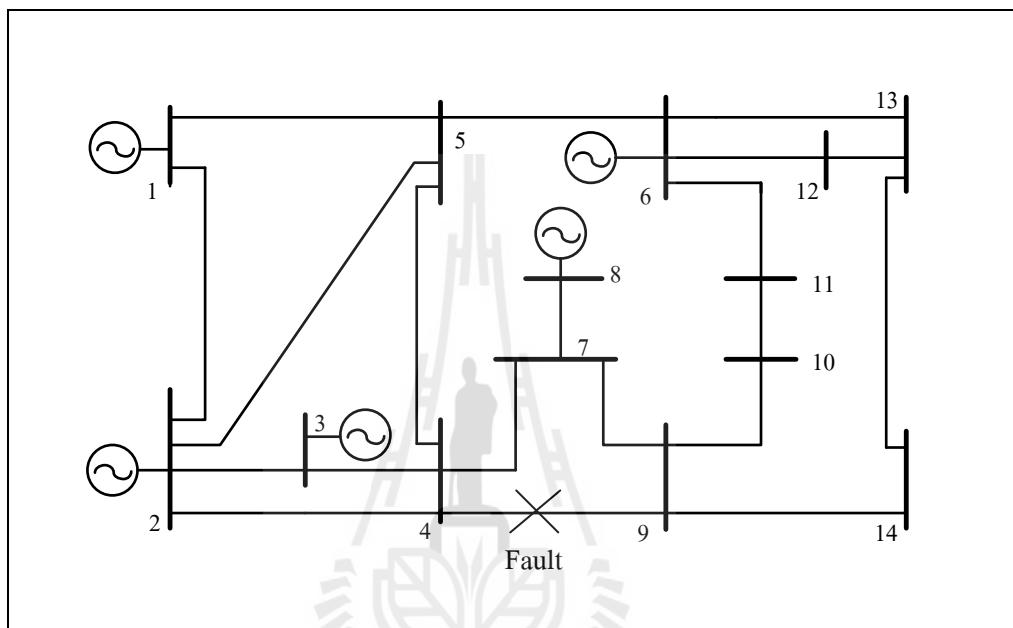
การทำงานเหมาะสมที่สุดของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติคือระบบยังคงความเสถียรภาพและสมดุล ผลดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

สภาวะปกติ				
จุดทำงาน	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์			
	ATC	PI	Cost	Loss
Tab_T1 (บัส4-7)	0.9780	1.0932	0.9764	1.0043
Tab_T2 (บัส4-9)	0.9690	1.0982	1.0711	0.9313
Tab_T3 (บัส5-6)	0.9320	0.9025	1.0267	1.0952
Tab_T4 (บัส7-8)	1.0000	1.0697	1.0376	1.0823
Tab_T5 (บัส7-9)	1.0000	1.0834	1.0378	1.0792
PG1 (MW)	232.5930	232.5430	232.86530	232.9975
PG2 (MW)	40.0000	40.0000	40.0000	40.0000
QG1 (MW)	-15.2330	38.1661	30.2558	43.9759
QG2 (MW)	47.9280	47.9280	47.9280	47.9280
QG3 (MW)	23.4000	1.2617	-10.6027	56.8763
QG6 (MW)	12.3000	28.1783	-8.0765	37.6841
QG8 (MW)	17.4000	28.1783	37.6841	-8.0765
ค่าเหมาะสมที่สุด (MW)	3136.50	4.4288	989.4318	14.9829
กำลังงานสูญเสีย (MW)	13.5929	15.5018	16.0894	

#### 4.4.2 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี DE

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติคือระบบขาดความเสถียรภาพและสมดุล ซึ่งอาจเกิดจากเหตุการณ์ได้หลายเหตุการณ์ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินแล้วสามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังผลดังตารางที่ 4.9



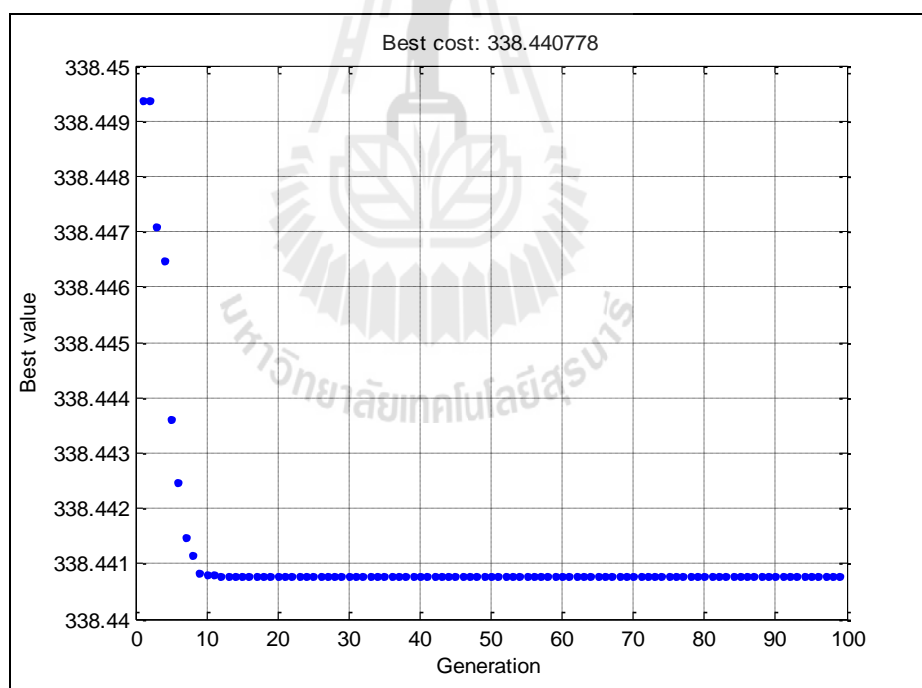
รูปที่ 4.7 การปลดสายส่งระหว่างบัส 4 และ บัส 9 ของระบบทดสอบ 14 บัส

ตารางที่ 4.9 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อกรณีสายส่ง 9 - 14 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่ง 9 - 14				
จุดทำงาน	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์			
	ATC	PI	Cost	Loss
Tab_T1 (บัส4-7)	0.9004	0.9000	1.0888	0.9496
Tab_T2 (บัส4-9)	0.9920	0.9756	0.9111	0.9017
Tab_T3 (บัส5-6)	1.0295	0.9001	0.9742	0.9082
Tab_T4 (บัส7-8)	0.9026	1.0857	0.9943	0.9945
Tab_T5 (บัส7-9)	1.0271	1.0254	1.0356	1.0457
PG1 (MW)	222.5240	222.8737	222.5578	222.2534

ตารางที่ 4.9 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อเกิดสายส่ง 9 - 14 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

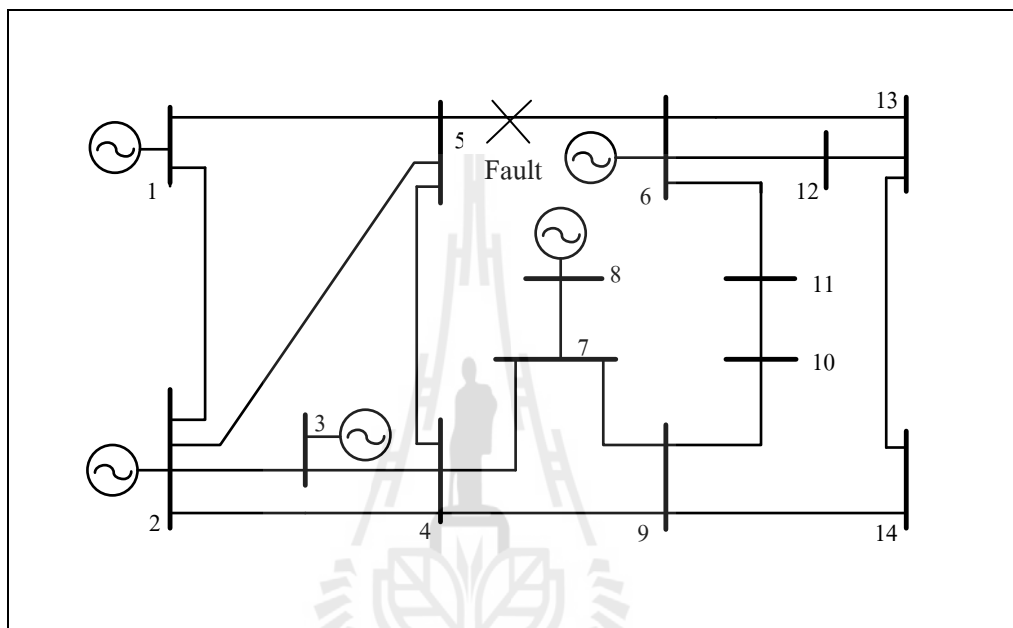
จุดทำงาน	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์			
	ATC	PI	Cost	Loss
PG2 (MW)	50.0000	49.8684	43.1760	48.8879
QG1 (MW)	-12.1050	59.9267	19.3755	44.4658
QG2 (MW)	-32.6329	-12.1976	36.1335	27.3331
QG3 (MW)	22.4720	20.1486	21.4731	22.7853
QG6 (MW)	8.8969	19.3465	21.7537	-20.4326
QG8 (MW)	-1.8713	6.5321	9.2356	1.7545
ค่าเหมาะสมที่สุด (MW)	2955.50	4.0928	1023	13.3555
กำลังงานสูญเสีย (MW)	13.5240	13.5434	13.3908	



รูปที่ 4.8 การลู่เข้าของคำตอบกรณีปลดสายส่งระหว่างบัสที่ 9 และ 14 ของระบบทดสอบ 14 บัส

#### 4.4.3 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี DE

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติคือระบบขาดความเสถียรภาพและสมดุล ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้ขึ้นสามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดได้ดังผลตารางที่ 4.10



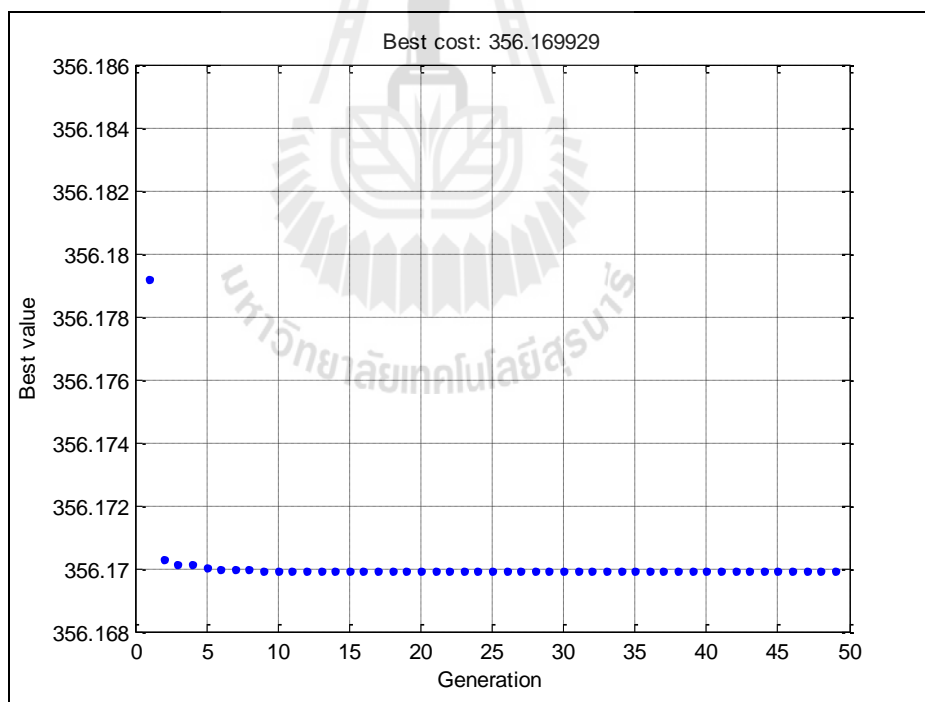
รูปที่ 4.9 การปลดหม้อแปลงระหว่างบัส 5 และ บัส 6 ของระบบทดสอบ 14 บัส

ตารางที่ 4.10 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อปลดหม้อแปลง 5 - 6 พิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดหม้อแปลง 5-6				
จุดทำงาน	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์			
	ATC	PI	Cost	Loss
Tab_T1 (บัส4-7)	1.0826	0.9426	0.9905	1.0316
Tab_T2 (บัส4-9)	1.0714	0.9074	0.9462	0.9746
Tab_T3 (บัส5-6)	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Tab_T4 (บัส7-8)	1.0538	1.0981	0.9982	0.9871
Tab_T5 (บัส7-9)	1.0652	1.0353	1.0755	1.0293
PG1 (MW)	225.386	229.9289	220.0093	229.9937

ตารางที่ 4.10 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อปลดหม้อแปลง 5 - 6 พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

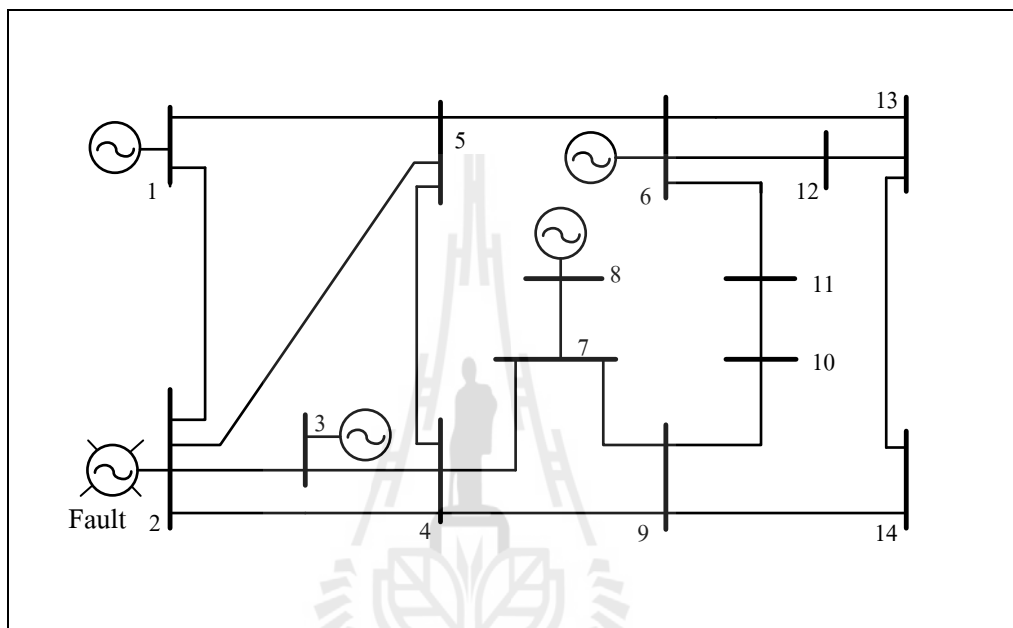
จุดทำงาน	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์			
	ATC	PI	Cost	Loss
PG2 (MW)	50.0000	50.0000	32.0854	49.9982
QG1 (MW)	-16.276	59.9267	19.3755	44.4658
QG2 (MW)	-16.5266	-12.1976	36.1335	27.3331
QG3 (MW)	39.9723	48.5970	-3.2327	-17.7317
QG6 (MW)	11.5470	0.3155	10.3977	19.8686
QG8 (MW)	9.7364	22.4195	59.0172	-14.9366
ค่าเหมาะสมที่สุด (MW)	2811.70	4.1575	991.2532	16.0583
กำลังงานสูญเสีย (MW)	16.3861	16.5086	16.7485	



รูปที่ 4.10 การลู่เข้าของคำตอบกรณีปลดหม้อแปลงระหว่างบัส 5 และ 6 ของระบบทดสอบ 14 บัส

#### 4.4.4 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยวิธี DE

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติคือระบบขาดความเสถียรภาพและสมดุล ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้ขึ้นสามารถหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดได้ดังผลตารางที่ 4.11



รูปที่ 4.11 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ออกของระบบทดสอบ 14 บัส

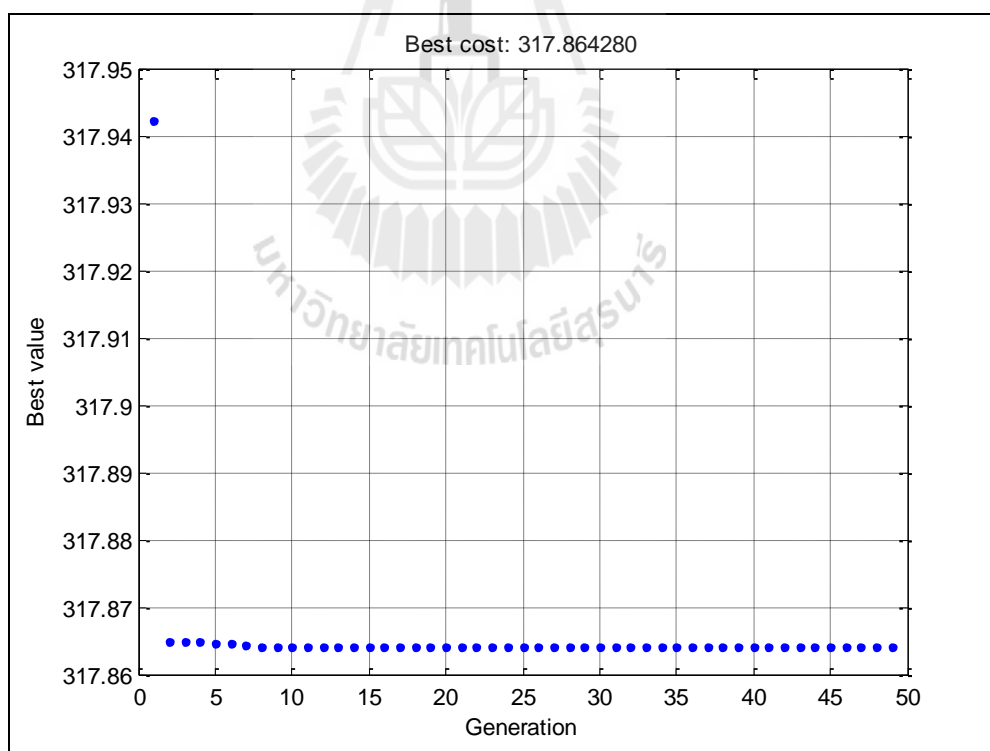
ตารางที่ 4.11 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 พิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2				
จุดทำงาน	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์			
	ATC	PI	Cost	Loss
T1 (บัส4-7)	1.0953	1.0932	0.9764	1.0043
T2 (บัส4-9)	0.9158	1.0982	1.0711	0.9313
T3 (บัส5-6)	0.9609	0.9025	1.0267	1.0952
T4 (บัส7-8)	1.0926	1.0697	1.0376	1.0823
T5 (บัส7-9)	0.9401	1.0834	1.0378	1.0792
PG1	275.0658	275.9880	275.2344	275.9643



ตารางที่ 4.11 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงาน	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์			
	ATC	PI	Cost	Loss
PG2	0	0	0	0
QG1	-58.0635	48.1661	57.2558	53.9759
QG2	0	0	0	0
QG3	35.8249	1.2617	-10.6027	56.8763
QG6	23.6226	28.1783	-8.0765	37.6841
QG8	-5.7454	28.1783	37.6841	-8.0765
ค่าเหมาะที่สุด	3146.50	4.4288	989.4318	12.0129
กำลังงานสูญเสีย	13.0578	15.5018	16.0894	



รูปที่ 4.12 การลู่เข้าของคำตอบกรณีปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ของระบบทดสอบ 14 บัส

จากการรันโปรแกรมพบว่าเมื่อเกิดเหตุการณ์ต่างๆขึ้นในระบบเราสามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมได้หลายค่าขึ้นอยู่กับเป้าหมายหรือจุดประสงค์ที่เราสนใจ ซึ่งในงานวิจัยนี้จะสนใจการหาจุดทำงานโดยพิจารณาจากATCเป็นหลัก เนื่องจากการสังเกตค่ากำลังงานสูญเสียของระบบในแต่ละวิธีพบว่าเมื่อทำการหาสูงสุด ATC และ หาค่าต่ำสุดของ Loss พบว่าค่า Loss จะมีค่าใกล้เคียงกันมาก ส่วน PI และ Cost นั้นได้ Loss ของระบบเยอะกว่าการหาจุดทำงานโดยใช้ ATC และ ค่าต่ำสุดของ Loss ดังนั้นจึงเลือกที่จะพิจารณา ATC ให้เป็นเป้าหมายหลักในการหาจุดทำงานของระบบนอกจากจะได้ค่า Loss ต่ำแล้วยังช่วยเพิ่ม ATC ของระบบให้มีค่ามากขึ้นด้วย และเพื่อเป็นการยืนยันผลคำตอบจากวิธีวิวัฒนาการผลต่างให้มีความหนักแน่นมากขึ้น จึงได้ทำการคำนวณหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีเชิงพันธุกรรมขึ้นอีก 1 วิธี ซึ่งแบ่งเป็น 4 กรณีเช่นเดียวกัน คือ กรณีระบบอยู่ในสภาวะปกติ กรณีปลดสายส่ง กรณีปลดหม้อแปลง และกรณีปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน ซึ่งได้แสดงผลดังหัวข้อ 4.4.5 - 4.4.8

#### 4.4.5 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี GA

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติคือระบบยังคงความเสถียรภาพและสมดุล ผลดังตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 จุดทำงานของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติเมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

ในสภาวะปกติ				
ATC = 3145.50 MW : Loss = 13.6152 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	QG
4-7	1.062	2	79.6932	34.5511
4-9	0.9819	3	49.8251	-32.4558
5-6	1.0935	6	29.9833	4.2022
7-8	1.0473	8	34.5511	4.4406
7-9	0.9705	-	-	-

#### 4.4.6 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสถานะผิดปกติคือระบบขาดความเสถียรภาพและสมดุล ซึ่งอาจเกิดจากเหตุการณ์ได้หลายเหตุการณ์ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินแล้วสามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังผลดังตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อเกิดกรณีสายส่ง 9 - 14 ขาด เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

กรณีสายส่ง 9 - 14 ขาด				
ATC = 3145.40 MW : Loss = 14.9158 MW				
Tap (p.u.)		Genarator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	QG
4-7	1.0766	2	79.8102	34.9909
4-9	0.9713	3	49.966	-37.0346
5-6	0.958	6	29.9611	28.6301
7-8	0.9155	8	34.9909	19.2103
7-9	1.0216	-	-	-

#### 4.4.7 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสถานะผิดปกติระบบขาดความเสถียรภาพ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินขึ้นสามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อเกิดกรณีหม้อแปลง 5 - 6 ขาด เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

ปลดหม้อแปลงบัส 5 - 6				
ATC = 3145.40 MW : Loss = 14.9158 MW				
Tap (p.u.)		Genarator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	QG
4-7	0.9843	2	79.2867	34.7599
4-9	0.9463	3	49.9177	-23.2599
5-6	0.0000	6	29.9169	29.8186
7-8	0.9548	8	34.7599	8.8410
7-9	0.9994	-	-	-

#### 4.4.8 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 14 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้ขึ้นสามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังผลตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 จุดทำงานของระบบ 14 บัสเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2				
ATC = 3140.50 MW : Loss = 14.1557 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	QG
4-7	0.9096	2	0.0000	0.0000
4-9	1.0476	3	49.7768	22.412
5-6	0.9595	6	29.1882	7.2918
7-8	1.0354	8	34.9248	14.7349
7-9	1.0508	-	-	-

#### 4.5 ผลการทดสอบของระบบทดสอบ 30 บัส

การทดสอบของระบบทดสอบ 30 บัสมีวิธีการทดสอบที่เหมือนกันกับกรณีของระบบทดสอบ 14 บัส ซึ่งแบ่งเป็นทั้งหมด 4 กรณี คือ กรณีระบบอยู่ในสภาวะปกติ ระบบถูกปลดสายส่ง ระบบถูกปลดหม้อแปลง และระบบถูกปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงผลจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินได้ดังตารางที่ 4.16 - 4.19 จากกรณีการวิเคราะห์ระบบทดสอบ 14 บัส พบว่า การเลือกใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่เหมาะสมกับการคิดความอยู่รอดและความมีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินนั้นควรพิจารณาที่วัตถุประสงค์เอทีซีเป็นหลัก ดังนั้นตั้งแต่ระบบทดสอบ 30 บัสขึ้นไป จะพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพียงฟังก์ชันเดียวคือการหาจุดทำงานเหมาะที่สุดโดยการพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์เอทีซีเท่านั้น

##### 4.5.1 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี DE

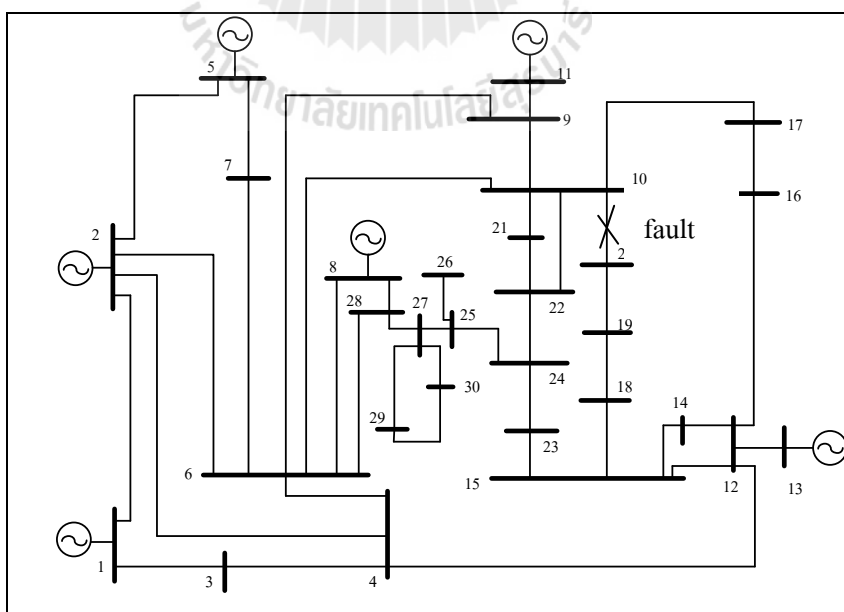
การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติคือระบบยังคงความเสถียรภาพและสมดุล ผลดังตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ระบบอยู่ในสภาวะปกติ				
ATC = 18,506.00 MW : Loss 17.6060 = MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line บัส	Tap	บัส	PG	QG
6-9	0.9780	1	261.006	-16.895
6-10	0.9690	2	40.0000	50.0000
9-11	1.0000	5	-	37.0000
9-10	1.0000	8	-	37.3000
4-12	0.9320	11	-	16.2000
12-13	1.0000	13	-	10.6000
28-27	0.9680	-	-	-

#### 4.5.2 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี DE

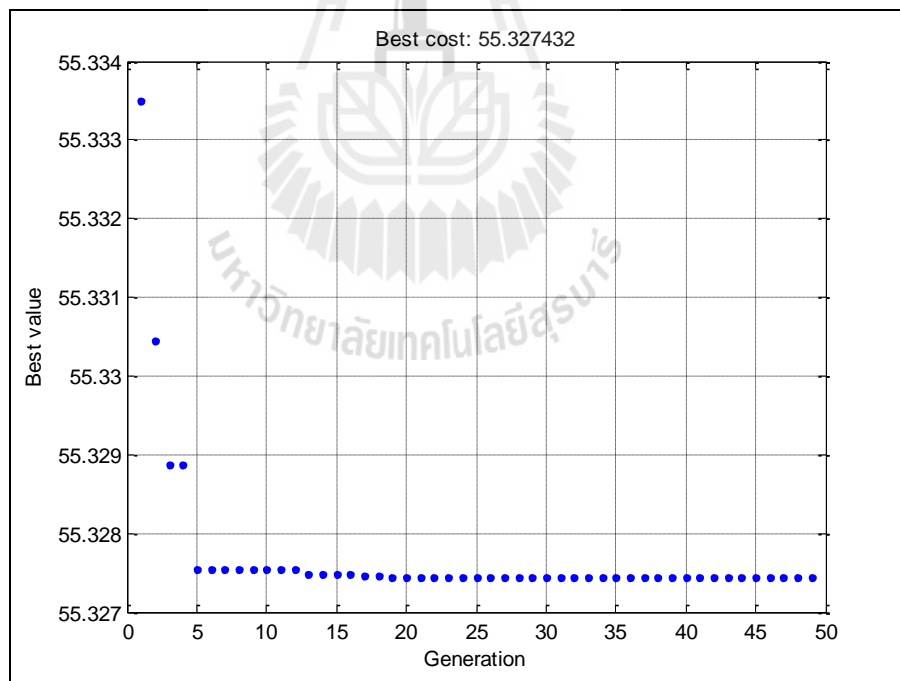
การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.17



รูปที่ 4.13 การปลดสายส่งระหว่างบัสที่ 10 และ บัสที่ 20 ของระบบทดสอบ 30 บัส

ตารางที่ 4.17 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดสายส่งบัสที่ 10-20 ออก เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

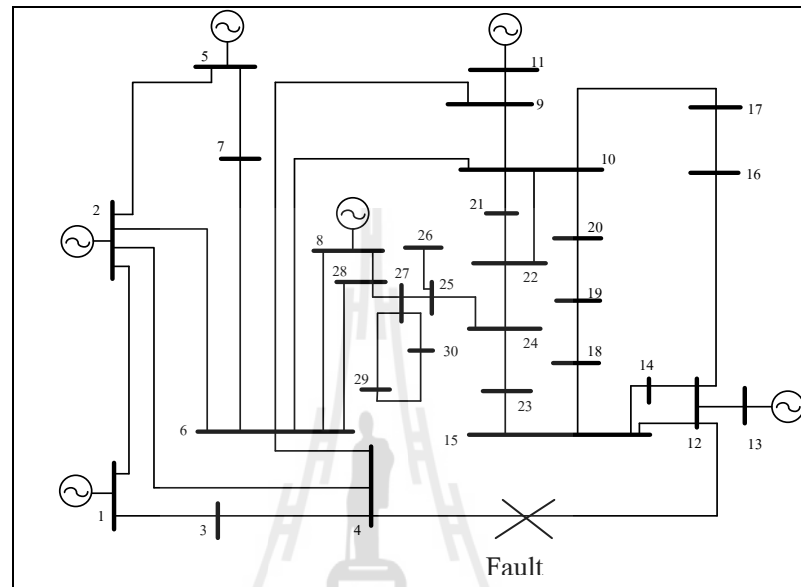
ปลดสายส่งบัสที่ 10-20				
ATC = 17,144 MW : Loss = 15.6640 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line บัส	Tap	บัส	PG	QG
6-9	1.0679	1	219.0640	-6.6150
6-10	0.9827	2	80.0000	49.5551
9-11	1.0548	5	-	30.7444
9-10	0.9167	8	-	39.8321
4-12	0.9740	11	-	-0.5429
12-13	1.0412	13	-	5.7502
28-27	0.9001	-	-	-



รูปที่ 4.14 การลู่เข้าของค่าตอบเมื่อปลดสายส่งระหว่างบัสที่ 10 และ 20 ของระบบทดสอบ 30 บัส

#### 4.5.3 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี DE

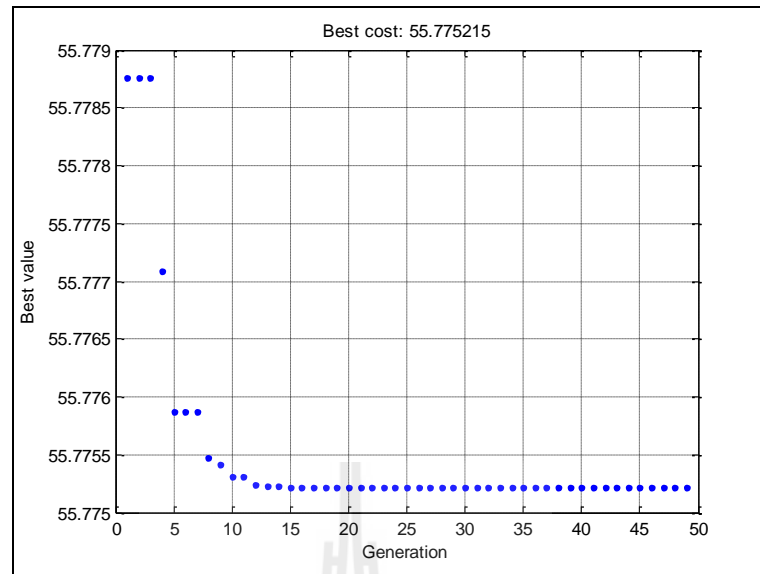
การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.18



รูปที่ 4.15 การปลดหม้อแปลงระหว่างบัสที่ 4 และ 12 ของระบบทดสอบ 30 บัส

ตารางที่ 4.18 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดหม้อแปลงบัสที่ 4-12 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

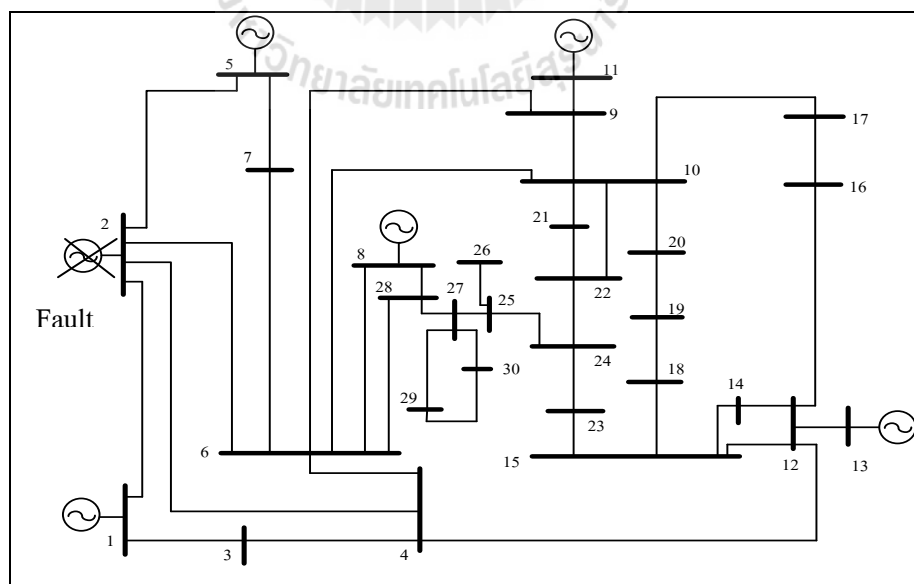
ปลดหม้อแปลงบัสที่ 4-12				
ATC = 17,931 MW : Loss = 17.8869 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line บัส	Tap	บัส	PG	QG
6-9	0.9517	1	221.287	-9.1190
6-10	1.0311	2	80.0000	37.4364
9-11	1.0245	5	-	-36.2406
9-10	1.0433	8	-	12.9563
4-12	1.0000	11	-	6.5778
12-13	0.9001	13	-	22.5628
28-27	1.0983	-	-	-



รูปที่ 4.16 การดูเข้าของคำตอบเมื่อปลดหม้อแปลงระหว่างบัสที่ 4 และ 12 ของระบบทดสอบ 30 บัส

#### 4.5.4 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยวิธี DE

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.19

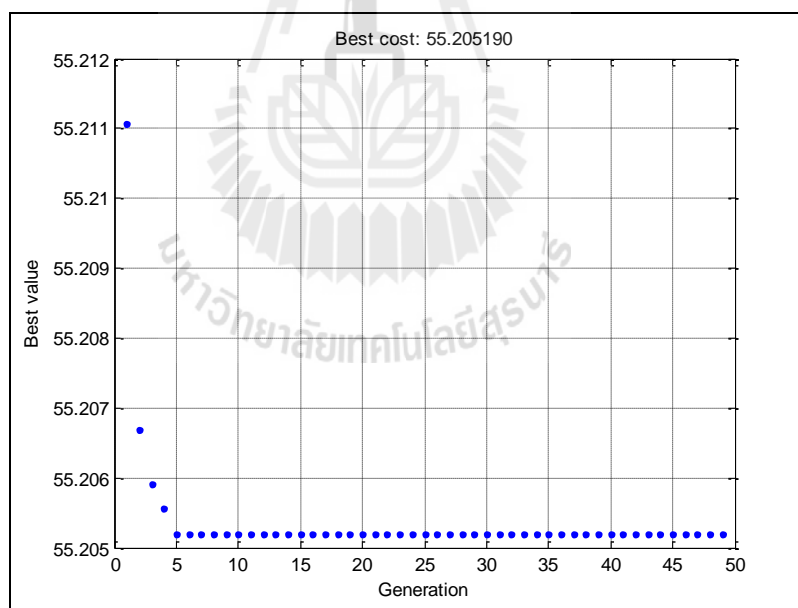


รูปที่ 4.17 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ของระบบทดสอบ 30 บัส



ตารางที่ 4.19 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ 2				
ATC = 18,554 MW : Loss = 20.6507 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line บัส	Tap	บัส	PG	QG
6-9	0.9265	1	304.051	45.157
6-10	1.0654	2	0	0
9-11	1.0432	5	-	7.4931
9-10	0.9597	8	-	-9.5051
4-12	0.9230	11	-	15.8112
12-13	0.9706	13	-	-3.9988
28-27	0.9327	-	-	-



รูปที่ 4.18 การลู่เข้าของคำตอบเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ออกของระบบทดสอบ 30 บัส

#### 4.5.5 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี GA

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ซึ่งสามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติเมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

ระบบอยู่ในสภาวะปกติ				
ATC = 18,506.40 MW : Loss = 14.3160 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	Q
4-12	1.0615	2	53.6463	3.7494
6-9	1.0554	5	22.6230	-8.4509
6-10	0.913	8	34.8507	54.6573
9-11	1.0976	11	29.7423	7.4235
9-10	0.9489	13	39.4364	36.1769
12-13	0.9602	-	-	-
28-27	0.9853	-	-	-

#### 4.5.6 ผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี GA

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.21

ตารางที่ 4.21 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดสายส่งที่บัส 10-20 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

สายส่ง 10-20 ขาด				
ATC = 17,144.00 MW : Loss = 15.6373 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	Q
4-12	1.0008	2	56.8217	26.2037
6-9	1.0874	5	34.6404	20.6493
6-10	1.0714	8	32.4972	8.3603
9-11	1.0896	11	28.9336	3.5923
9-10	1.0151	13	38.2117	37.3807
12-13	0.9713	-	-	-
28-27	1.0529	-	-	-

#### 4.5.7 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.22

ตารางที่ 4.22 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดหม้อแปลงที่บัส 4-12 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

ปลดหม้อแปลง 4-12 ขาด				
ATC = 17,930.39 MW : Loss = 18.5614 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	Q
4-12	1.0000	2	53.4652	48.9963
6-9	1.0626	5	25.8234	31.7879
6-10	1.0209	8	34.3715	7.1792
9-11	0.9635	11	29.6381	3.4346
9-10	1.0212	13	38.0417	-4.8901
12-13	0.9783	-	-	-
28-27	0.9985	-	-	-

#### 4.5.8 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 30 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.23

ตารางที่ 4.23 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ด้วยวิธี GA

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ชำรุด				
ATC = 18,553.39 MW : Loss = 20.0515 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	Q
4-12	0.9618	2	0.0000	0.0000
6-9	0.9719	5	49.3698	8.0059
6-10	1.0945	8	33.6309	25.2126
9-11	1.0711	11	29.014	6.8762
9-10	0.9464	13	38.0772	16.5278

ตารางที่ 4.23 จุดทำงานของระบบ 30 บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ด้วยวิธี GA (ต่อ)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2 ชำรุด				
Line	Tap (p.u.)	บัส	PG (MW)	Q (MW)
12-13	1.0613	-	-	-
28-27	0.9475	-	-	-

#### 4.6 ผลการทดสอบของระบบทดสอบ 57 บัส

การทดสอบของระบบทดสอบ 57 บัสมีวิธีการทดสอบที่เหมือนกันกับกรณีของระบบทดสอบ 14 บัสและระบบ 30 บัส ซึ่งแบ่งเป็นทั้งหมด 4 กรณี คือ กรณีระบบอยู่ในสภาวะปกติ ระบบถูกปลดสายส่ง ระบบถูกปลดหม้อแปลง และระบบถูกปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงผลจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินได้ดังตารางที่ 4.24 - 4.27

##### 4.6.1 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี DE

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ซึ่งหาจุดทำงานได้ดังตารางที่ 4.24

ตารางที่ 4.24 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

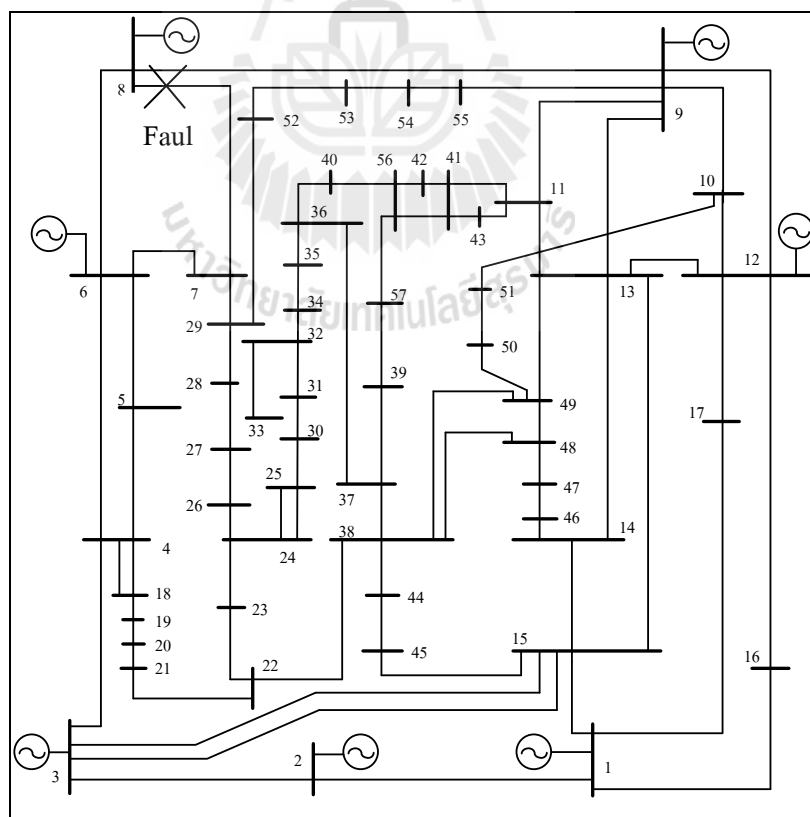
ระบบอยู่ในสภาวะปกติ				
ATC = 35,042 MW : Loss = 17.6060 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line บัส	Tap	บัส	PG	QG
4-18	0.9700	1	128.9	-16.1
21-20	1.0430	2	-	-0.8000
24-25	1.0430	3	40	-1
24-26	0.9670	6	-	0.8000
7-29	0.9750	8	450	62.1
34-32	0.955	9	-	2.2
11-41	0.9550	12	310	128.5
41-43	0.9000	-	-	-
15-45	0.8950	-	-	-
14-46	0.9580	-	-	-

ตารางที่ 4.23 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

ระบบอยู่ในสภาวะปกติ				
Line	Tap (p.u.)	บัส	PG (MW)	Q (MW)
10-51	0.9580	-	-	-
13-49	0.9800	-	-	-
11-43	0.9580	-	-	-
40-56	0.9580	-	-	-
39-57	0.9800	-	-	-
9-55	0.9400	-	-	-

#### 4.6.2 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี DE

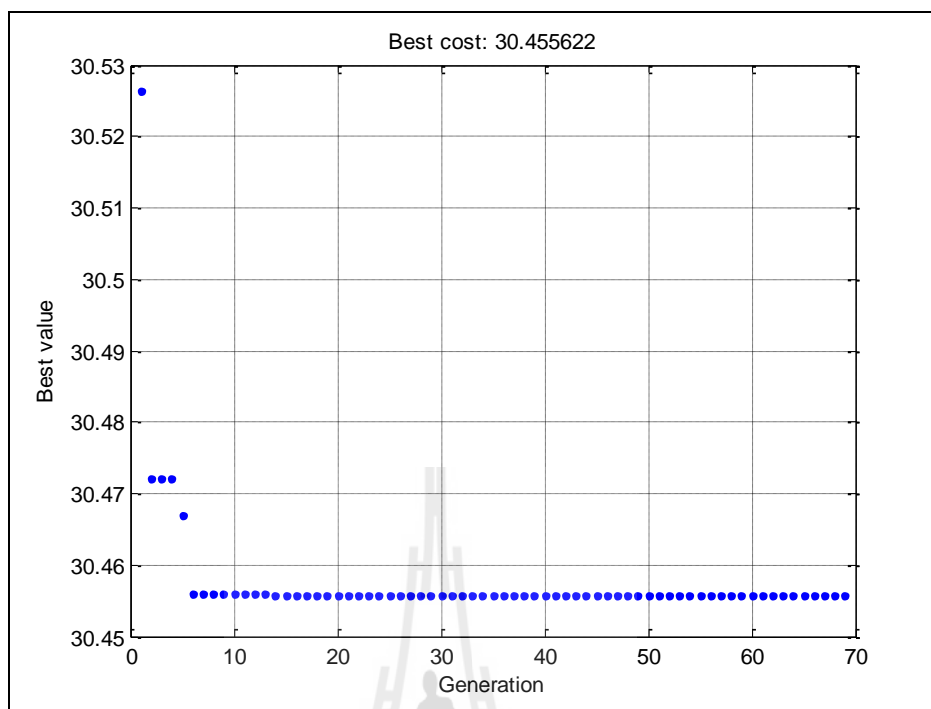
การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.25



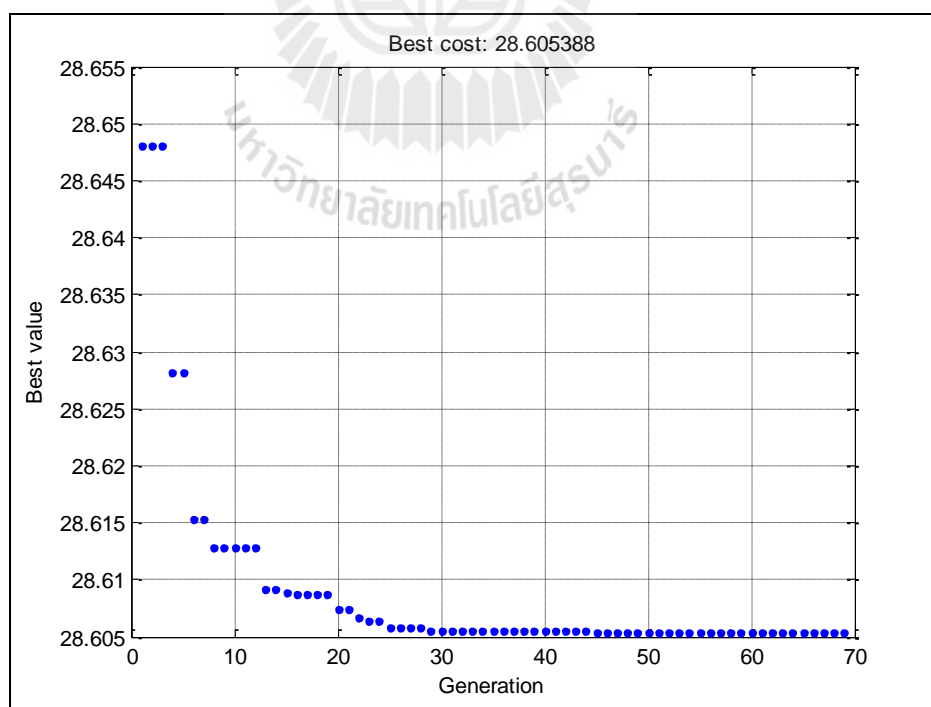
รูปที่ 4.19 การปลดสายส่งระหว่างบัส 8 และ 9 ของระบบทดสอบ 57 บัส

ตารางที่ 4.25 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อปลดสายส่งที่บัส 8 - 9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 8 - 9				
ATC = 33,812.00 MW : Loss = 128.0450 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line	Tap	บัส	PG	QG
4-18	1.0571	1	798.845	131.165
21-20	0.9904	2	79.9999	12.3813
24-25	0.9034	3	398.5700	59.9882
24-26	0.9300	6	390.0000	20.2555
7-29	0.9255	8	-	4.1657
34-32	0.9018	9	-	8.9184
11-41	0.9272	12	-	-30.6227
41-43	0.9429	-	-	-
15-45	1.0912	-	-	-
14-46	1.0851	-	-	-
10-51	1.0479	-	-	-
13-49		-	-	-
11-43		-	-	-
40-56		-	-	-
39-57		-	-	-
9-55		-	-	-



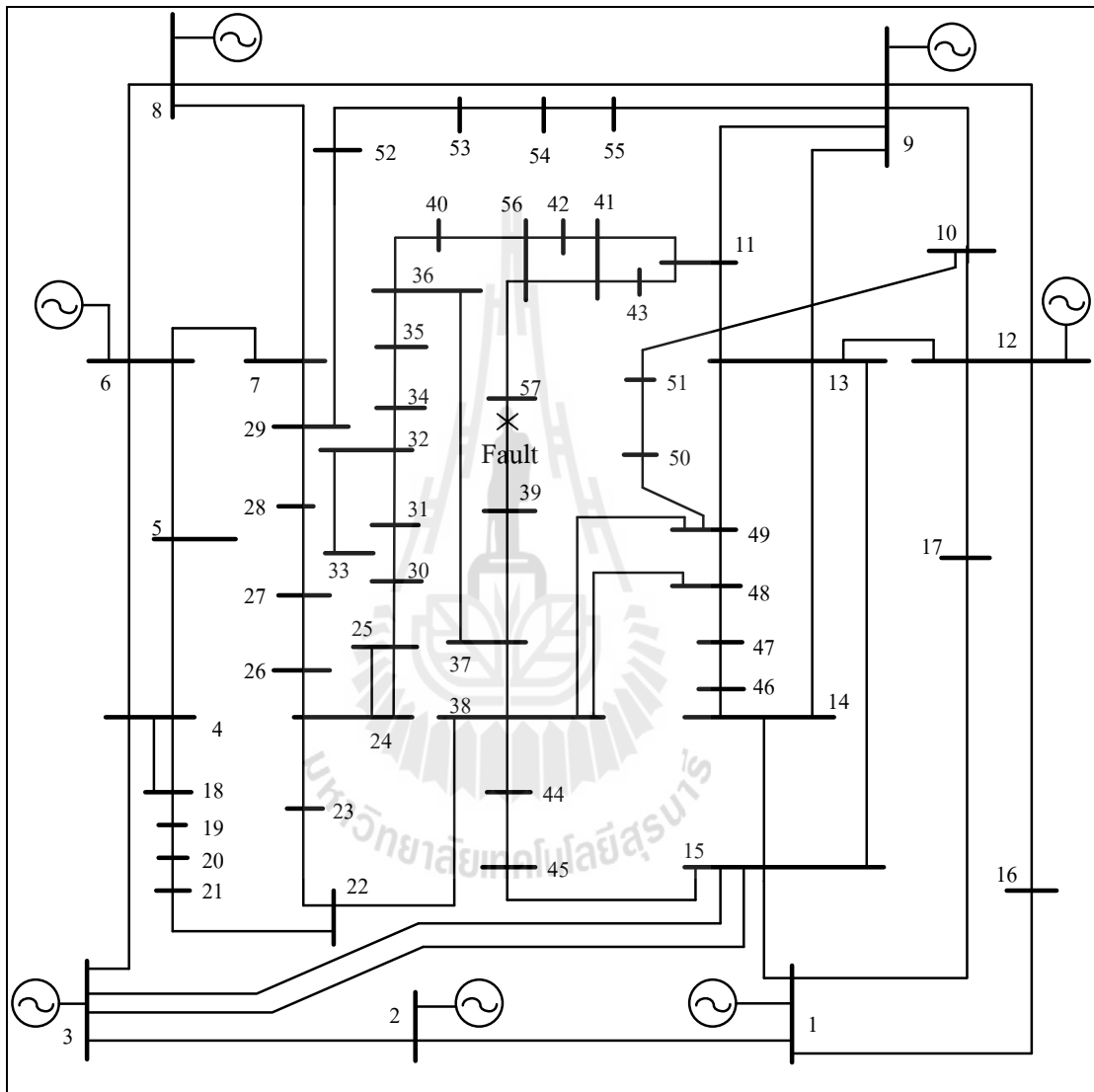
รูปที่ 4.20 การลู่เข้าของคำตอบเมื่อปลดสายส่งที่บัส 8 - 9 ของระบบทดสอบ 57 บัส ด้วยวิธี DE



รูปที่ 4.21 การลู่เข้าของคำตอบเมื่อปลดหม้อแปลงที่บัส 39 และ 57 ของระบบ 57 บัส ด้วยวิธี DE

#### 4.6.3 ผลการทำงานที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี DE

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.26



รูปที่ 4.22 การปลดหม้อแปลงระหว่างบัส 39 และ 57 ของระบบทดสอบ 57 บัส

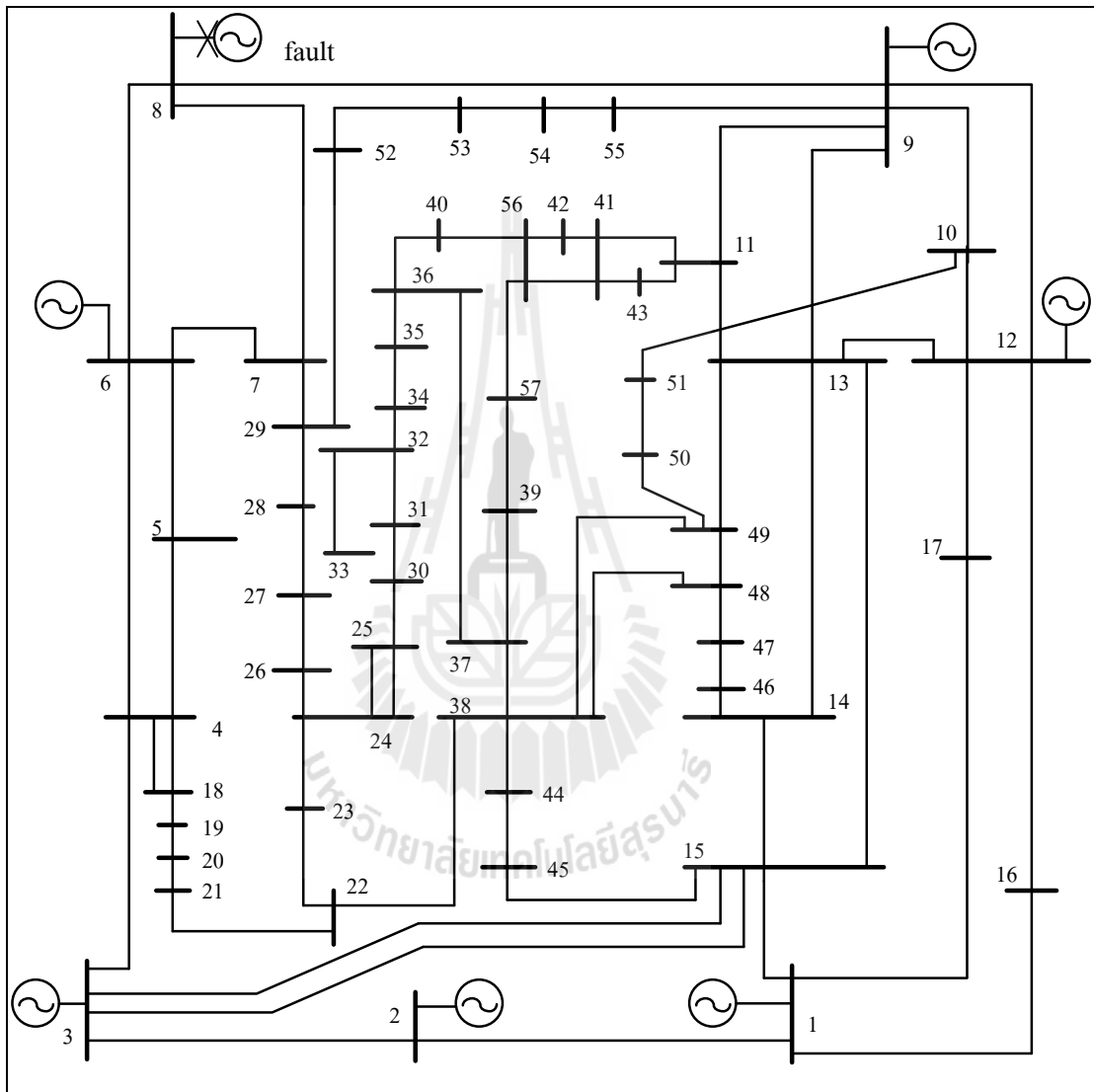


ตารางที่ 4.26 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อปลดหม้อแปลงบัส 39-57 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดหม้อแปลงบัส 39-57				
ATC = 34,958 MW : Loss = 19.813 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line บัส	Tap	บัส	PG	QG
4-18	0.9632	1	339.7800	145.222
21-20	1.0034	2	80.000	39.5527
4-18	0.9688	3	350.8346	-4.7141
21-20	0.9761	6	500.000	23.1336
24-25	1.0559	8	-	-26.6408
24-26	0.9033	9	-	5.8084
7-29	1.0177	12	-	47.8401
34-32	0.9091	-	-	-
11-41	0.9460	-	-	-
41-43	1.0509	-	-	-
15-45	1.0320	-	-	-
14-46	1.0900	-	-	-
10-51	1.0980	-	-	-
13-49	1.0283	-	-	-
11-43	1.0978	-	-	-
40-56	1.0292	-	-	-
39-57	1.0000	-	-	-
9-55	0.9935	-	-	-

#### 4.6.4 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยวิธี DE

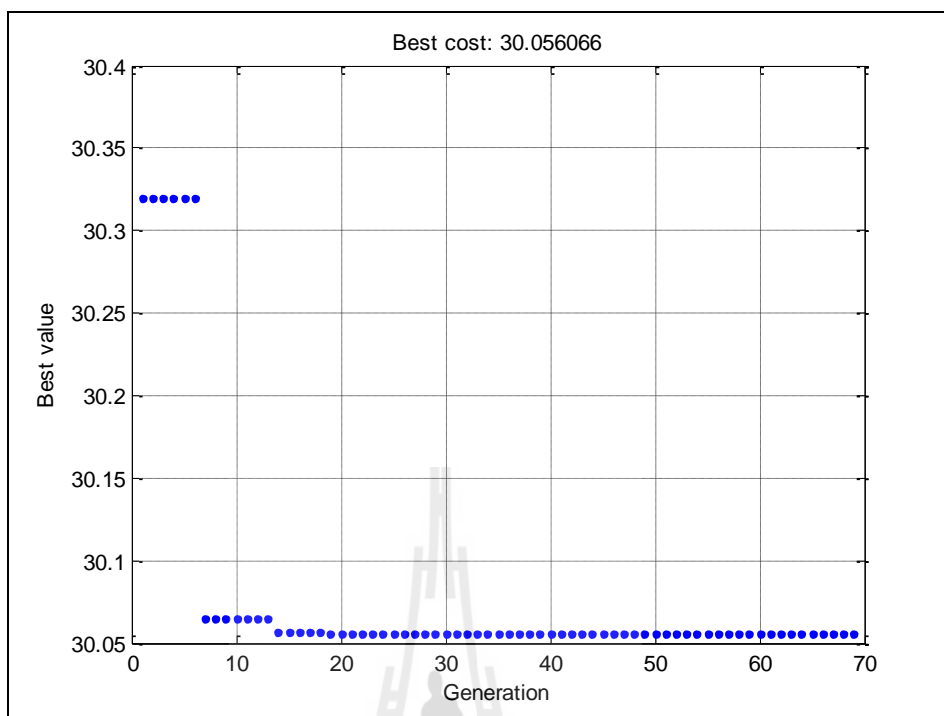
การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.27



รูปที่ 4.23 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 8 ของระบบทดสอบ 57 บัส

ตารางที่ 4.27 จุดทำงานของระบบ 57 บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 8 ด้วยวิธี DE

ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 8				
ATC = 33,173 MW : Loss = 111.3315 MW				
Tap (p.u.)		Generator (MW)		
Line บัส	Tap	บัส	PG	QG
4-18	1.0297	1	339.7800	145.222
21-20	1.0127	2	80.0000	-0.8760
24-25	0.9015	3	0	5.1961
24-26	1.0281	6	500.0000	24.9447
7-29	1.0890	8	-	0
34-32	0.9397	9	-	5.1587
11-41	1.0056	12	-	154.2246
41-43	0.9079	-	-	-
15-45	0.9832	-	-	-
14-46	1.0981	-	-	-
10-51	0.9961	-	-	-
13-49	1.0284	-	-	-
11-43	0.9000	-	-	-
40-56	1.0115	-	-	-
39-57	1.0951	-	-	-
9-55	1.0533	-	-	-



รูปที่ 4.24 การลู่เข้าของค่าตอบเมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 8 ของระบบ 57 บัส ด้วยวิธี DE

และในทำนองเดียวกันกับระบบ 14 บัส และ 30 บัส ในการหาค่าจุดทำงานเหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินนั้นผลที่ได้ดังตาราง 4.24 - 4.27 เป็นผลจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินโดยใช้วิธีวิวัฒนาการผลต่าง ซึ่งเพื่อความถูกต้องของการหาค่าตอบที่แม่นยำ จึงได้ทำการรันผลการหาค่าเหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินด้วยวิธีเชิงพันธุกรรม และได้แสดงผลการหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินด้วยวิธีเชิงพันธุกรรมไว้ดังตารางที่ 4.28 - 4.31 ซึ่งเห็นได้ว่าค่าที่ได้มีค่าคำตอบที่ใกล้เคียงกันและมีค่าการลู่เข้าของคำตอบที่ใกล้เคียงกัน ซึ่งจะแสดงผลการเปรียบเทียบของการลู่เข้าของคำตอบดังหัวข้อย่อยถัดไป

#### 4.6.5 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ซึ่งสามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.28

ตารางที่ 4.28 จุดทำงานเหมาะที่สุดระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี GA

สภาวะปกติ					
ATC = 35,000 MW : Loss = 18.0418 MW					
Tap (p.u.)		Generator (MW)			
Line	Tap	บัส	PG	บัส	Q
4-18	0.9212	3	139.9095	2	6.5935
21-20	1.0231	8	426.5538	3	38.4301
4-18	1.0328	12	602.0457	6	18.4303
21-20	1.0109	-	-	8	-44.0000
24-25	0.976	-	-	9	5.54150
24-26	0.9048	-	-	12	50.0153
7-29	1.081	-	-	-	-
34-32	1.0979	-	-	-	-
11-41	0.969	-	-	-	-
41-43	1.0052	-	-	-	-
15-45	0.9554	-	-	-	-
14-46	1.063	-	-	-	-
10-51	0.9624	-	-	-	-
13-49	0.9685	-	-	-	-
11-43	1.0182	-	-	-	-
40-56	1.0042	-	-	-	-
39-57	0.9212	-	-	-	-
9-55	1.0231	-	-	-	-

#### 4.6.6 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.29

ตารางที่ 4.29 จุดทำงานเหมาะสมระบบ 57 บัสเมื่อปลดสายส่ง 8-9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

ปลดสายส่งที่บัส 8 - 9					
ATC = 34,584 MW : Loss = 128.1425 MW					
Tap (p.u.)		Generator (MW)			
Line	Tap	บัส	PG	บัส	Q
4-18	1.0918	3	148.7155	2	24.3455
21-20	1.0525	8	412.0786	3	13.3932
4-18	0.9534	12	609.4273	6	19.1853
21-20	0.972	-	-	8	-127.422
24-25	0.9001	-	-	9	-2.6345
24-26	0.9336	-	-	12	-137.6
7-29	1.0781	-	-	-	-
34-32	0.902	-	-	-	-
11-41	0.9673	-	-	-	-
41-43	1.0998	-	-	-	-
15-45	1.0999	-	-	-	-
14-46	1.0997	-	-	-	-
10-51	1.0344	-	-	-	-
13-49	1.0979	-	-	-	-
11-43	1.0831	-	-	-	-
40-56	0.9175	-	-	-	-
39-57	1.0918	-	-	-	-
9-55	1.0525	-	-	-	-

#### 4.6.7 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.30

ตารางที่ 4.30 จุดทำงานเหมาะที่สุดระบบ 57 บัส เมื่อปลดหม้อแปลง 39-57 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี GA

ปลดหม้อแปลง 39-57 ขาด					
ATC = 34,958 MW : Loss = 19.1423 MW					
Tap (p.u.)		Generator (MW)			
Line	Tap	บัส	PG	บัส	Q
4-18	0.9193	3	142.3279	2	-1.2304
21-20	0.976	8	419.1148	3	10.9791
4-18	0.9006	12	612.5248	6	-5.2265
21-20	1.0175	-	-	8	-100.74
24-25	0.9084	-	-	9	-2.9864
24-26	0.9418	-	-	12	-101.47
7-29	1.0561	-	-	-	-
34-32	1.0969	-	-	-	-
11-41	1.0997	-	-	-	-
41-43	0.9451	-	-	-	-
15-45	1.0282	-	-	-	-
14-46	0.9187	-	-	-	-
10-51	1.0959	-	-	-	-
13-49	0.9181	-	-	-	-
11-43	0.9056	-	-	-	-
40-56	0.9908	-	-	-	-
39-57	-	-	-	-	-
9-55	0.9193	-	-	-	-

#### 4.6.8 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยวิธี GA

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบ 57 บัส เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.31

ตารางที่ 4.31 จุดทำงานเหมาะที่สุด ของระบบ 57บัส เมื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 8 ด้วยวิธี GA

ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 8					
ATC = 33,706 MW : Loss = 120.604 MW					
Tap (p.u.)		Generator (MW)			
Line	Tap	บัส	PG	บัส	Q
4-18	1.0264	3	150	2	49.3606
21-20	1.091	8	0.0000	3	34.4995
4-18	0.9311	12	658.7805	6	21.0082
21-20	0.9538	-	-	8	0.0000
24-25	1.0296	-	-	9	1.5095
24-26	1.0158	-	-	12	-8.7649
7-29	1.0408	-	-	-	-
34-32	1.0701	-	-	-	-
11-41	0.9001	-	-	-	-
41-43	0.9898	-	-	-	-
15-45	0.9069	-	-	-	-
14-46	0.9194	-	-	-	-
10-51	0.9266	-	-	-	-
13-49	0.9591	-	-	-	-
11-43	0.9022	-	-	-	-
40-56	0.9963	-	-	-	-
39-57	1.0264	-	-	-	-
9-55	1.091	-	-	-	-



#### 4.7 ผลการทดสอบของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

การทดสอบของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 9 บั้วมีวิธีการทดสอบที่เหมือนกันกับกรณีของระบบทดสอบ 14 บั้ว 30 บั้วและระบบ 57 บั้ว ซึ่งแบ่งเป็นทั้งหมด 4 กรณี คือ กรณีระบบอยู่ในสภาวะปกติ ระบบถูกปลดสายส่ง ระบบถูกปลดหม้อแปลง และระบบถูกปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงผลจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน ได้ดังตารางที่ 4.32 - 4.40

##### 4.7.1 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี DE

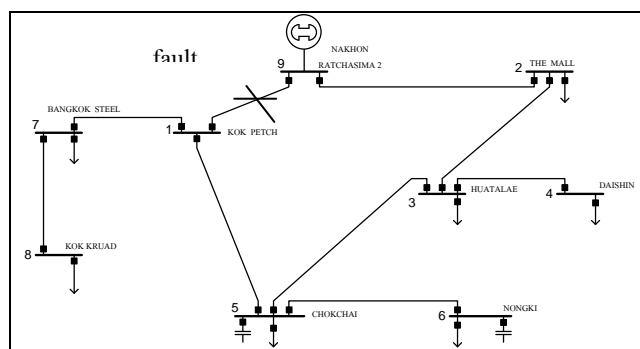
การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบนครราชสีมา 2 เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ซึ่งหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.32

ตารางที่ 4.32 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อระบบปกติ พิจารณาด้วยวิธี DE

สภาวะปกติ		
ATC = 1,391.8 MW : Loss = 0.9312 MW		
บั้ว	PG (MW)	QG (MW)
1	138.931	72.679
5	-	0.0000
6	-	0.0000

##### 4.7.2 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี DE

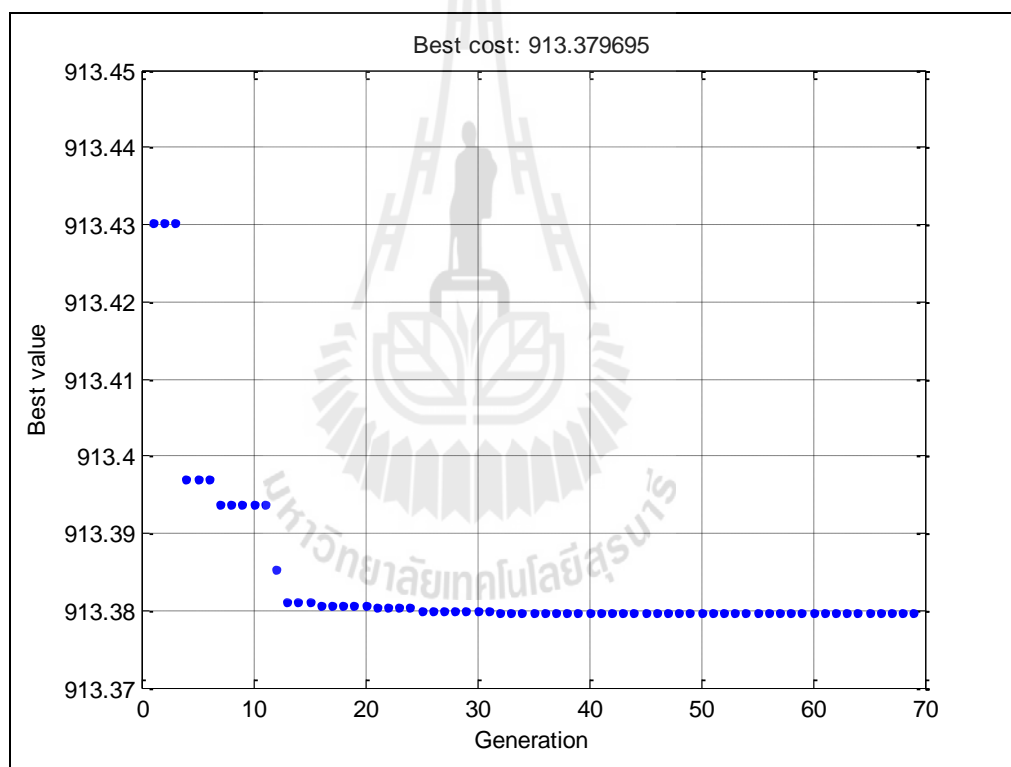
การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ 57 บั้ว เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.32



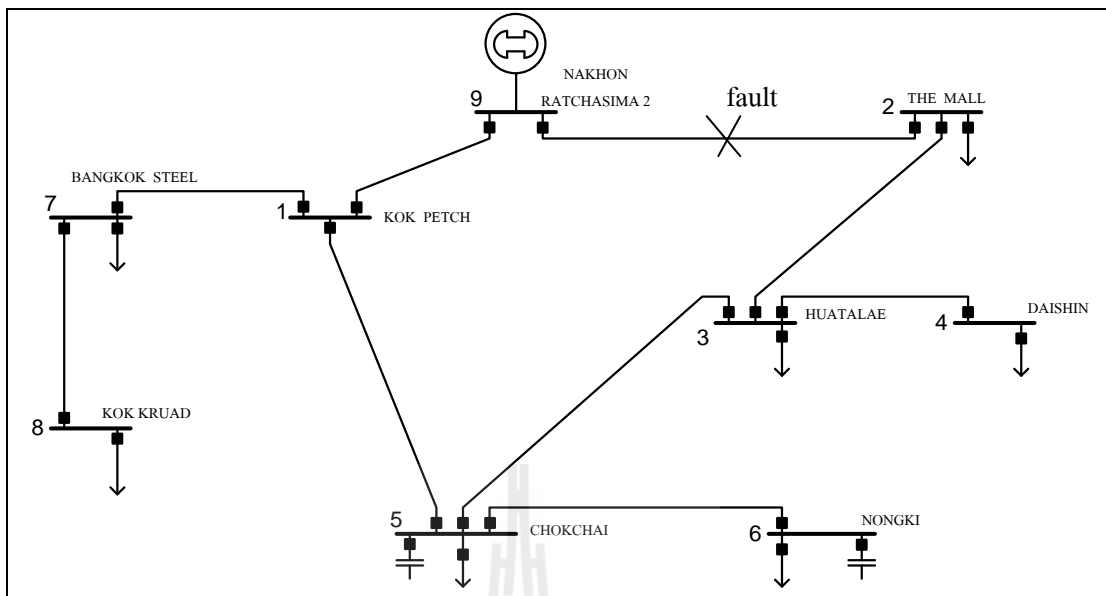
รูปที่ 4.25 การปลดสายส่งระหว่างบั้ว 1 และบั้ว 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตารางที่ 4.33 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 1 - 9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 1 - 9		
ATC = 1094.8 MW : Loss = 1.904 MW		
บัส	PG	QG
1	139.904	23.455
5	-	36.3555
6	-	19.2052



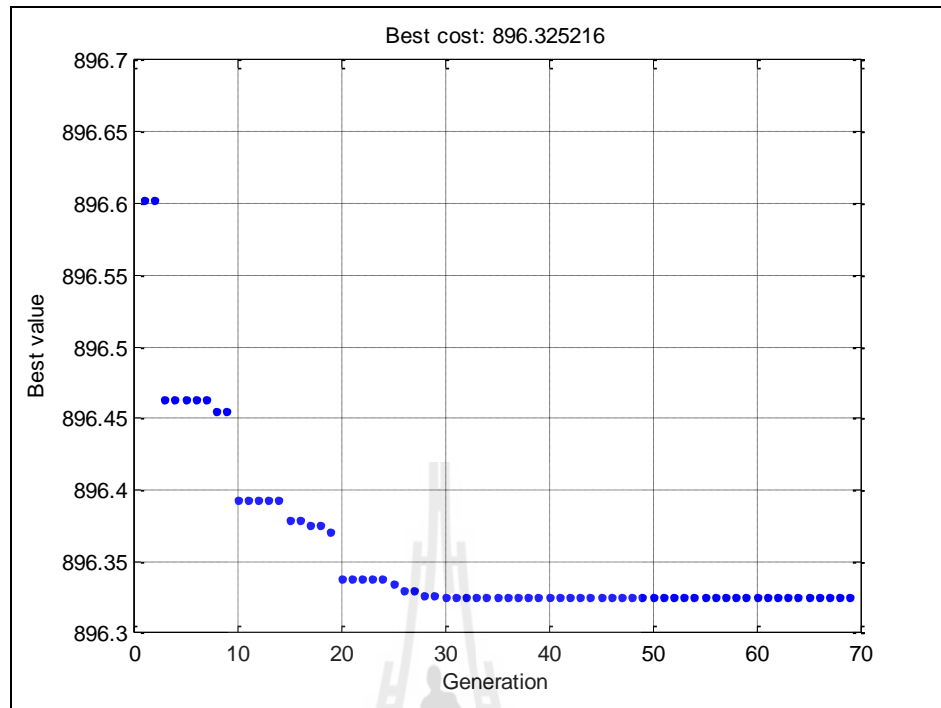
รูปที่ 4.26 การลู่เข้าของคำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 1 - 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2



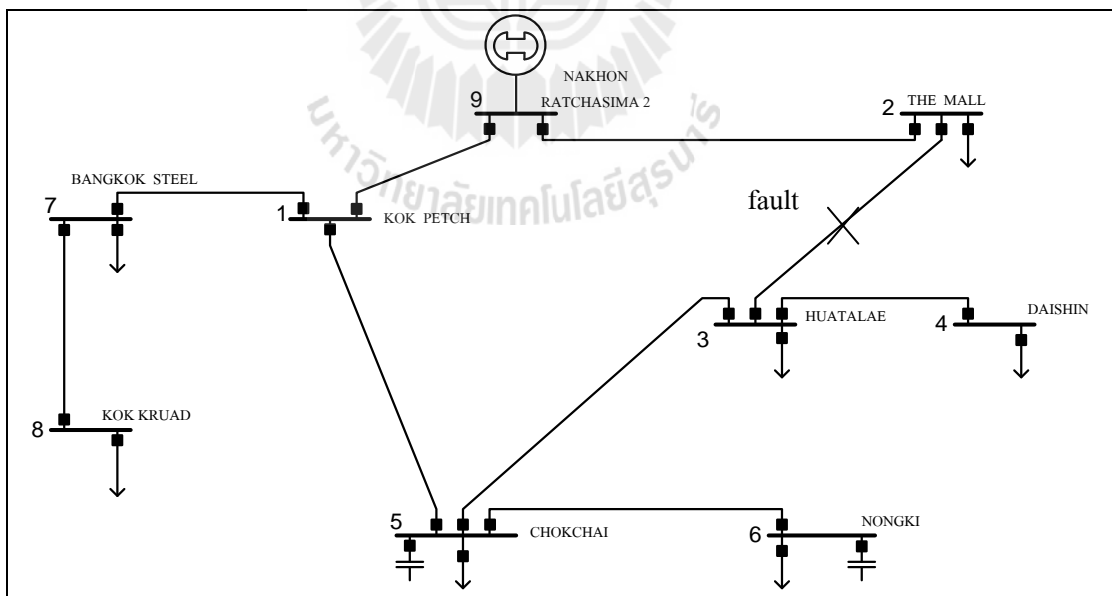
รูปที่ 4.27 การปลดสายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 2 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตารางที่ 4.34 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 1 - 2 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 1 - 2		
ATC = 1115.7 MW : Loss = 2.485 MW		
บัส	PG	QG
1	140.485	9.695
5	-	49.9951
6	-	23.0332



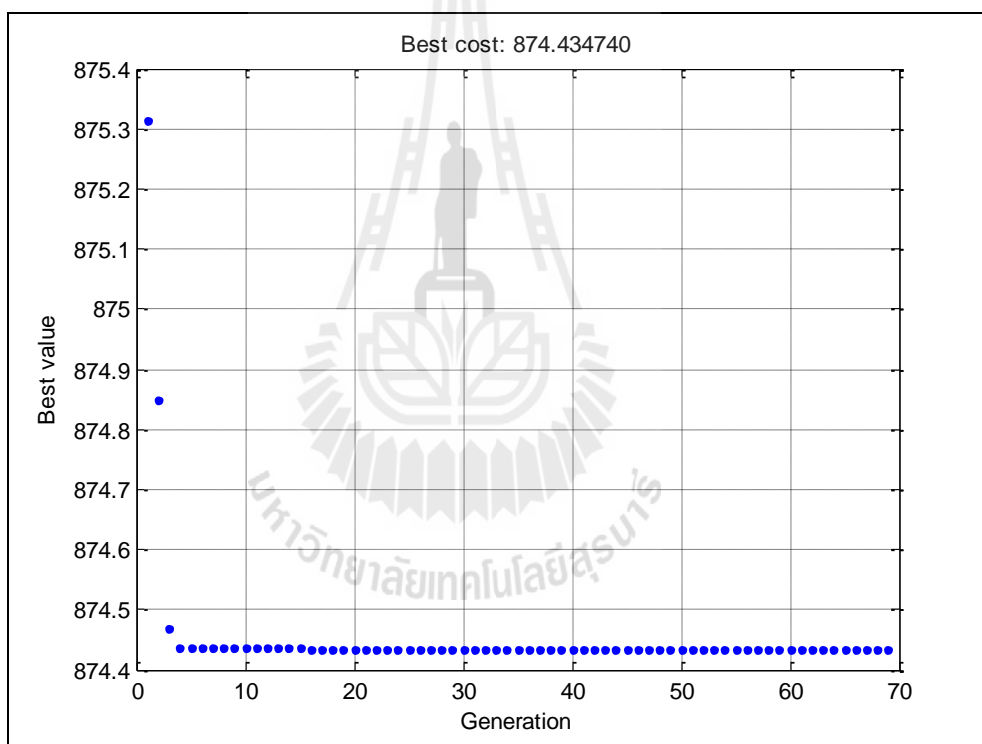
รูปที่ 4.28 การลู่เข้าของคำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 1 - 2 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2



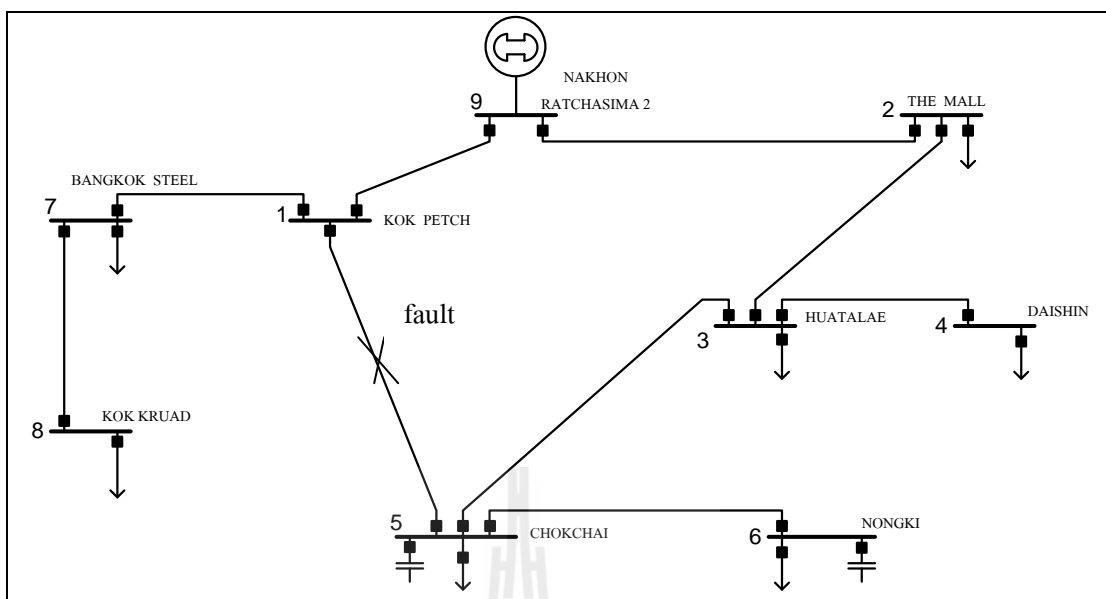
รูปที่ 4.29 การปลดสายส่งระหว่างบัส 2 และบัส 3 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตารางที่ 4.35 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 2 - 3 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 2 - 3		
ATC = 1143.6 MW : Loss = 2.0765 MW		
บัส	PG	QG
1	140.077	10.042
5	-	50.0000
6	-	20.4335



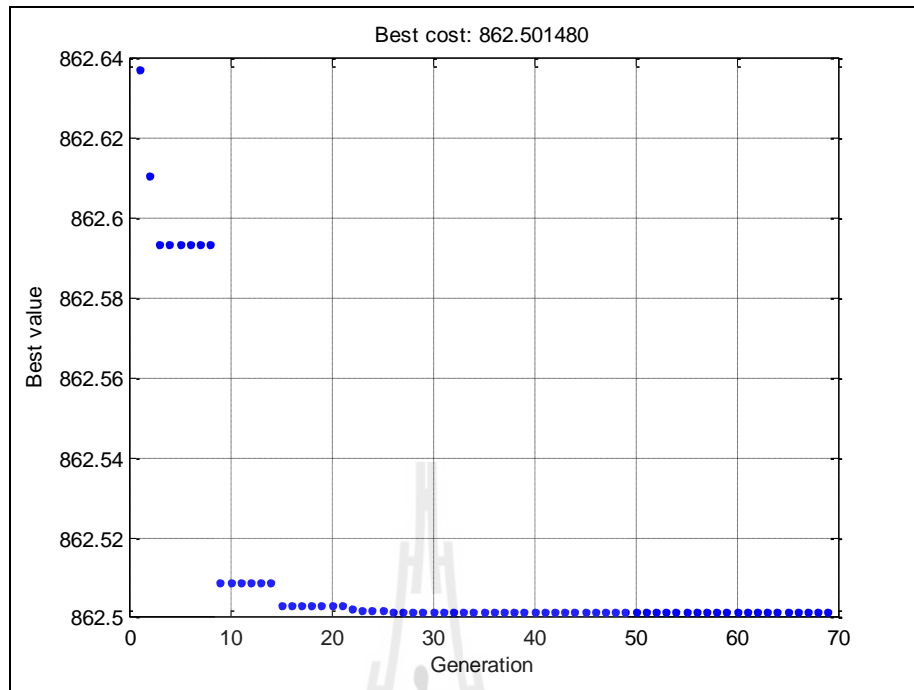
รูปที่ 4.30 การลู่เข้าของค่าตอบกรณีปลดสายส่งบัส 2 - 3 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2



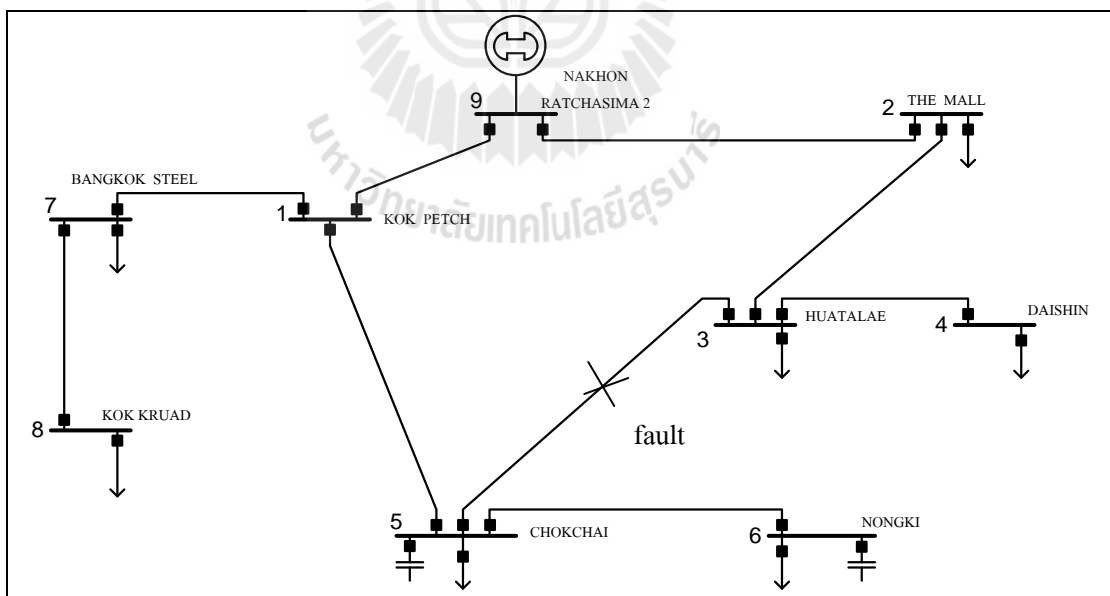
รูปที่ 4.31 การปลดสายส่งระหว่างบัส 5 และบัส 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตารางที่ 4.36 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 5 - 9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 5 - 9		
ATC = 1159.4 MW : Loss = 1.244 MW		
บัส	PG	QG
1	139.244	34.663
5	-	22.6797
6	-	19.2023



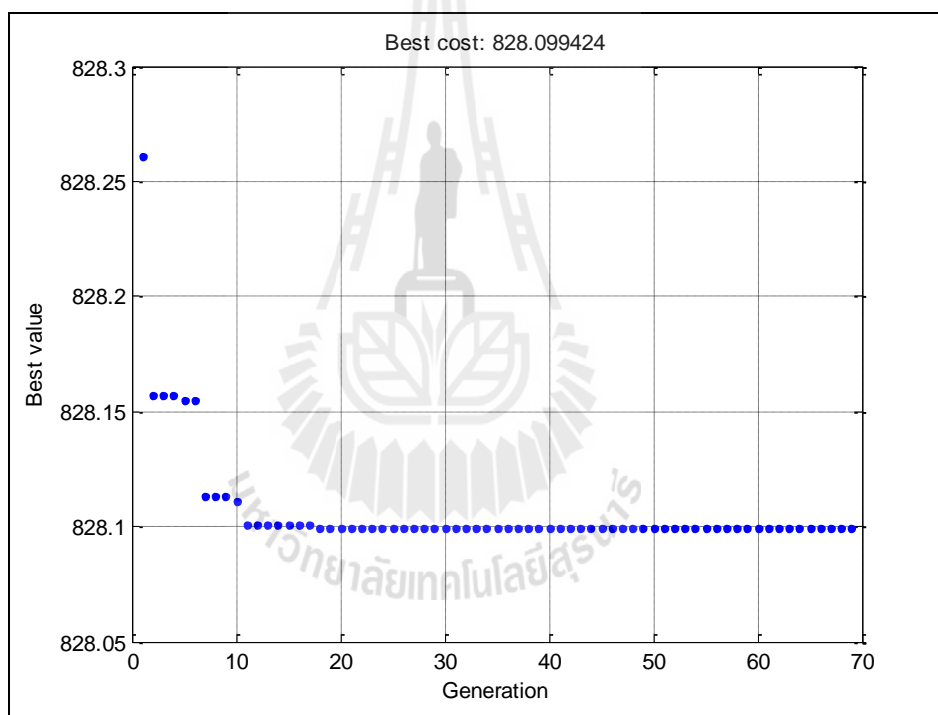
รูปที่ 4.32 การลู่เข้าของค่าตอบกรณีปลดสายส่งบัส 5 - 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2



รูปที่ 4.33 การปลดสายส่งระหว่างบัส 3 และบัส 5 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

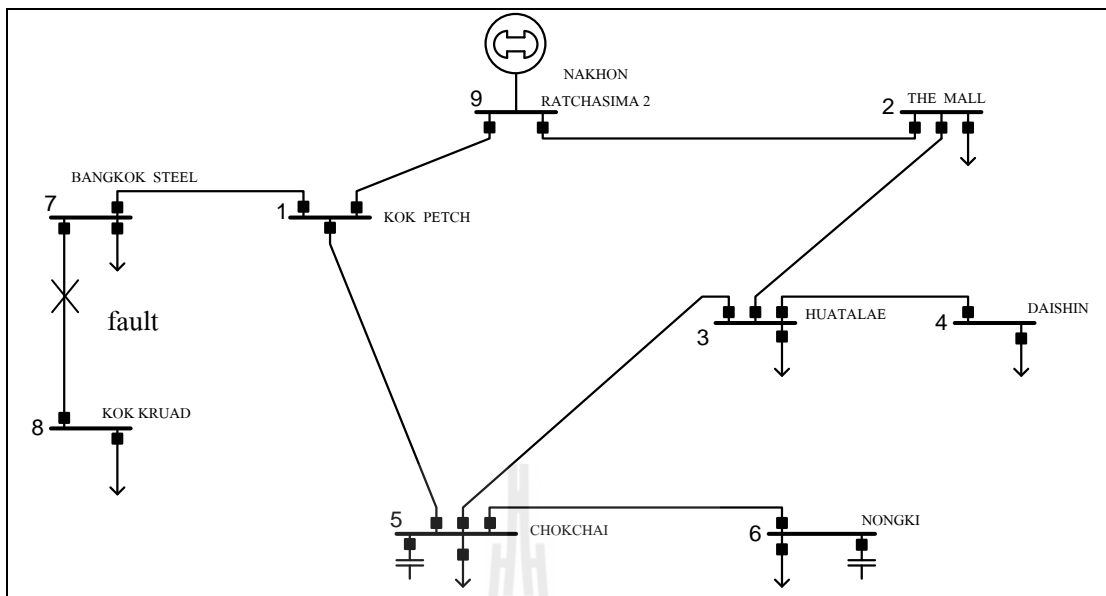
ตารางที่ 4.37 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 3 - 5 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 3 - 5		
ATC = 1,207.6 MW : Loss = 0.765 MW		
บัส	PG	QG
1	138.765	40.215
5	-	14.0002
6	-	19.1661



รูปที่ 4.34 การลู่เข้าของคำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 3 - 5 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

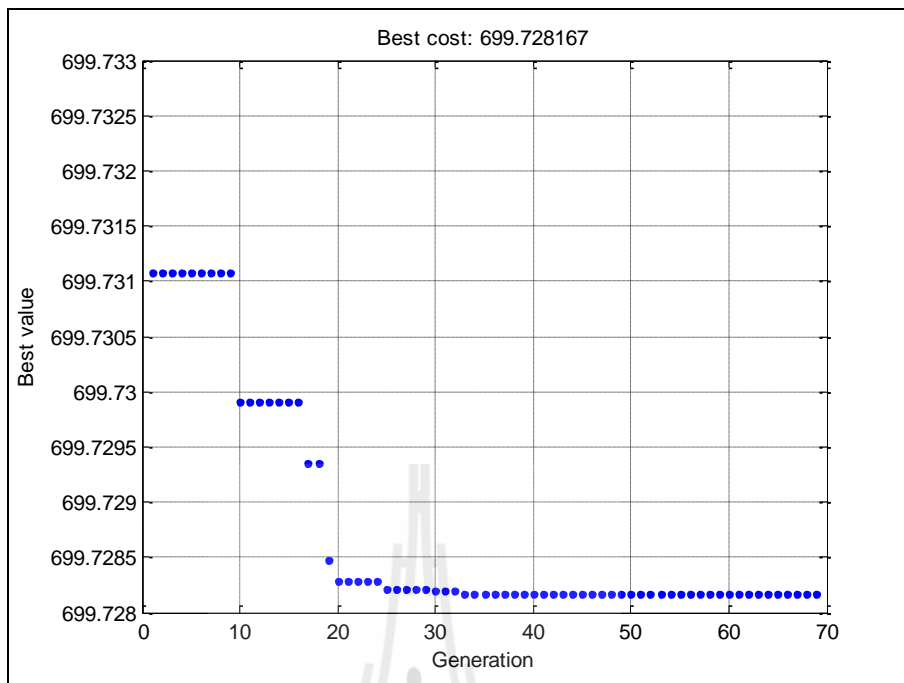




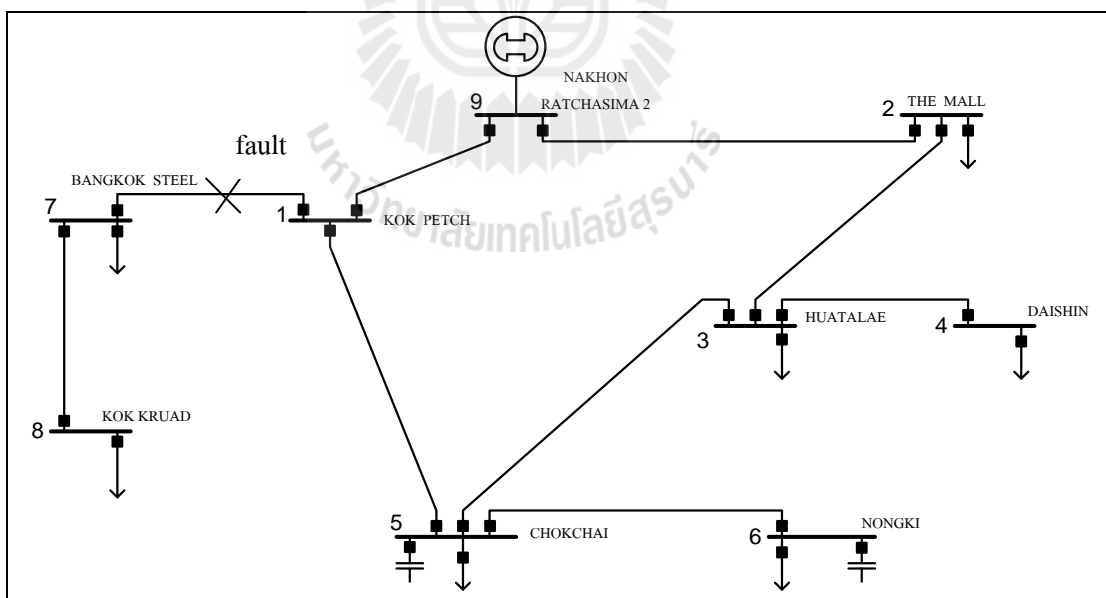
รูปที่ 4.35 การปลดสายส่งระหว่างบัส 7 และบัส 8 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตารางที่ 4.38 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 7 - 8 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 7 - 8		
ATC = 1229.1 MW : Loss = 4.3530 MW		
บัส	PG	QG
1	126.702	10.5590
5	-	32.2183
6	-	19.1458



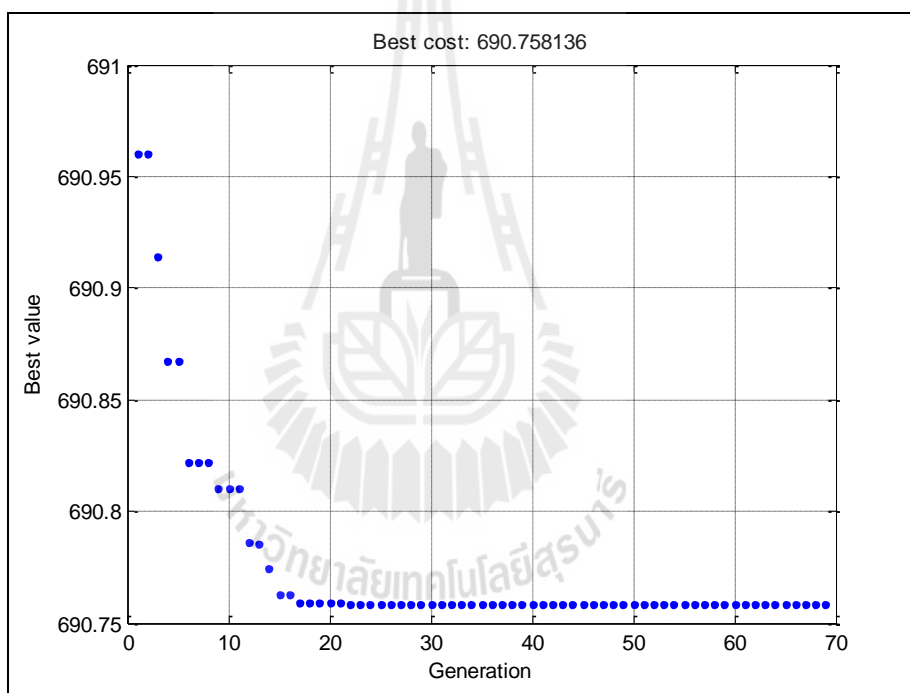
รูปที่ 4.36 การดูเข้าของคำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 7 - 8 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2



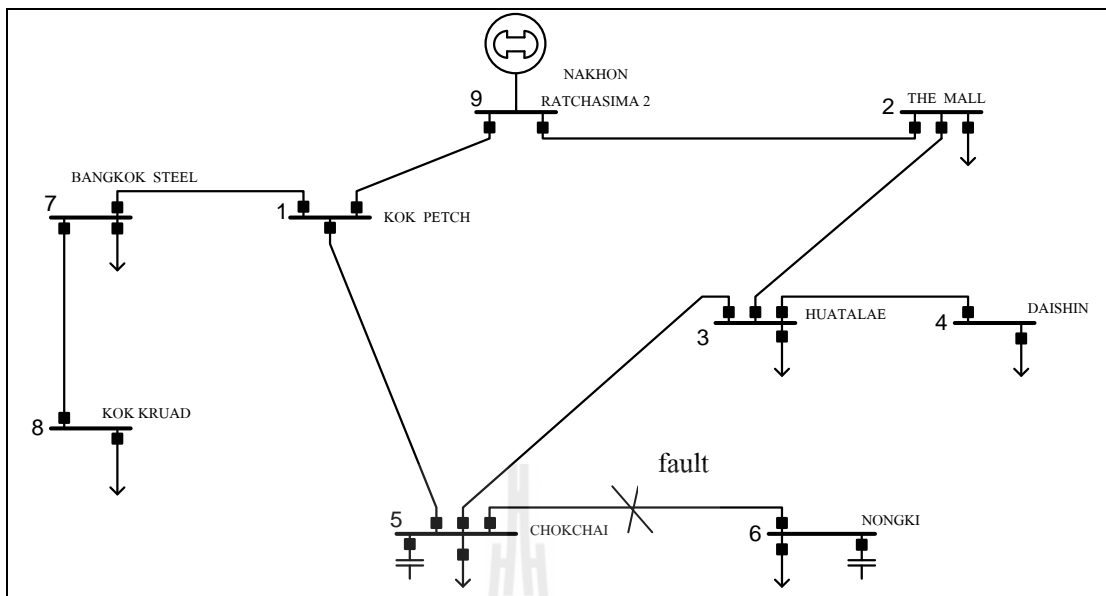
รูปที่ 4.37 การปลดสายส่งระหว่างบัส 7 และบัส 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตารางที่ 4.39 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 7 - 9 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 7 - 9		
ATC = 1,247.70 MW : Loss = 0.6882 MW		
บัส	PG	QG
1	117.688	7.019
5	-	32.6846
6	-	19.1550



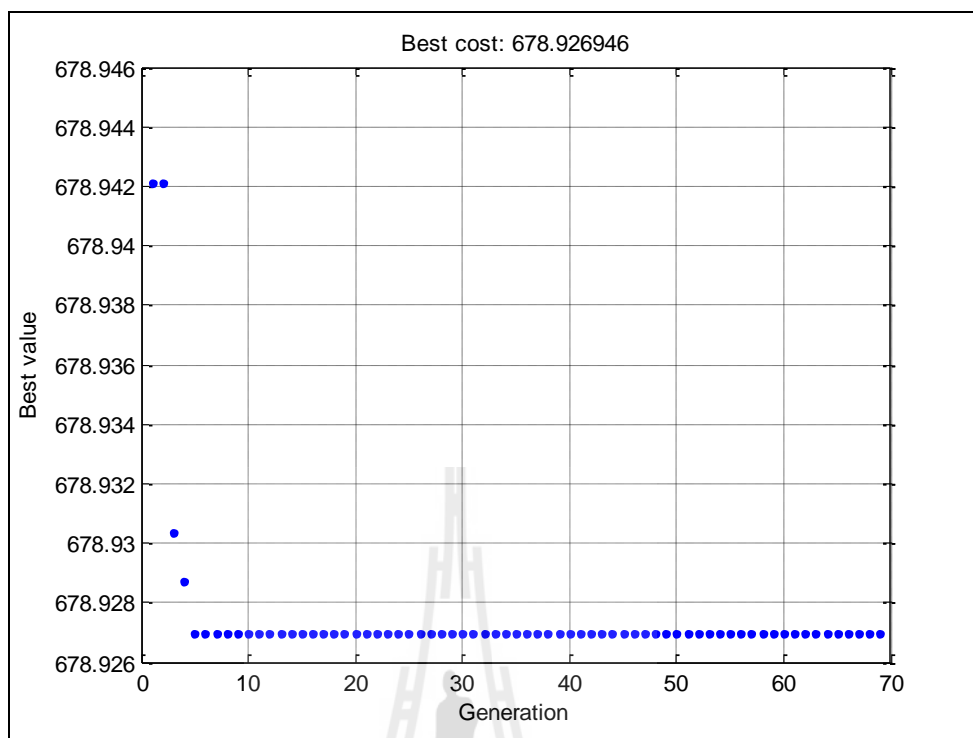
รูปที่ 4.38 การลู่เข้าของคำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 7 - 9 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2



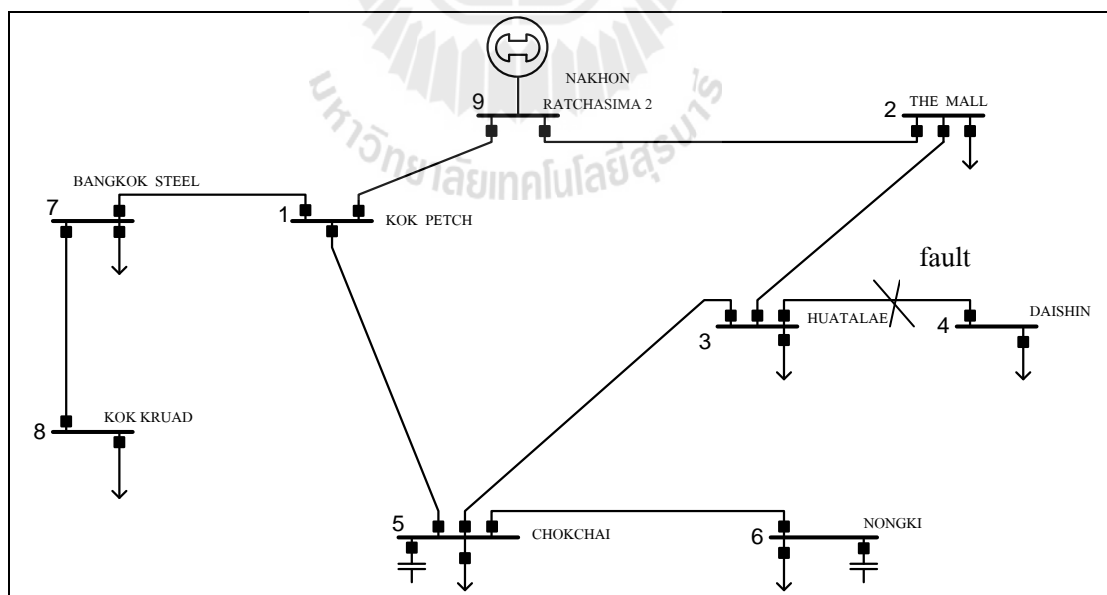
รูปที่ 4.39 การปลดสายส่งระหว่างบัส 5 และบัส 6 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตารางที่ 4.40 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 5 - 6 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 5 - 6		
ATC = 1,272.9 MW : Loss = 0.5790 MW		
บัส	PG	QG
1	111.579	44.3600
5	-	7.3978
6	-	0.0000



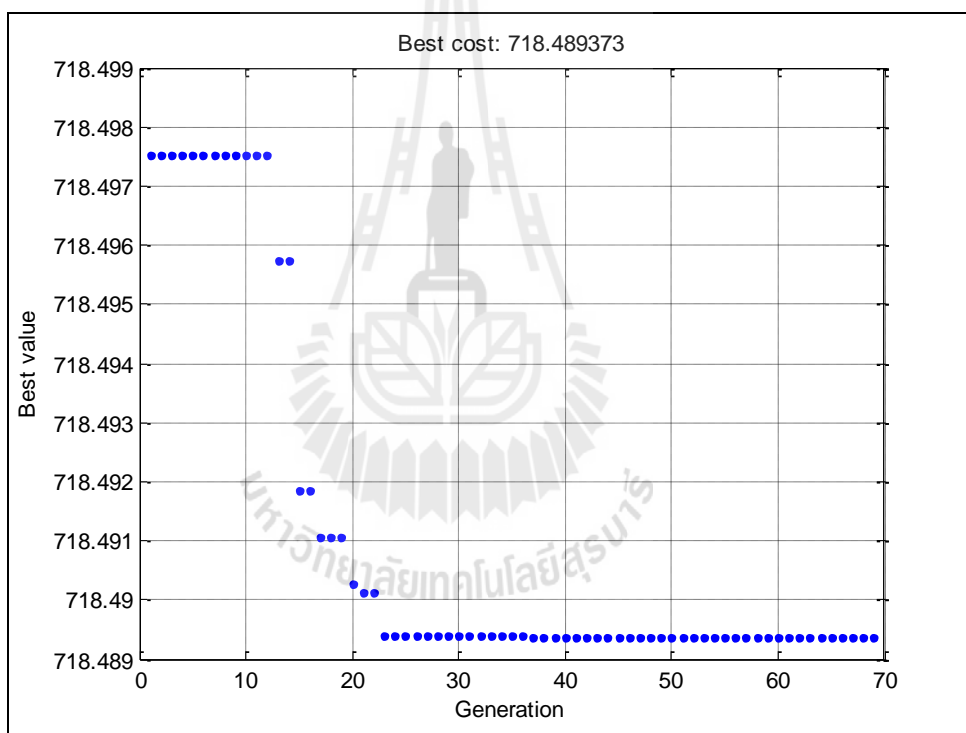
รูปที่ 4.40 การลู่เข้าของค่าตอบกรณีปลดสายส่งบัส 5 - 6 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2



รูปที่ 4.41 การปลดสายส่งระหว่างบัส 3 และบัส 4 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

ตารางที่ 4.41 จุดทำงานของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 เมื่อปลดสายส่งที่บัส 3 - 4 เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ปลดสายส่งที่บัส 3 - 4		
ATC = 1,391.8 MW : Loss = 0.9930 MW		
บัส	PG	QG
1	138.933	19.742
5	-	33.1962
6	-	19.1540



รูปที่ 4.42 การลู่เข้าของคำตอบกรณีปลดสายส่งบัส 5 - 6 ออก ของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

#### 4.8 ผลการทดสอบของระบบไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส

การทดสอบของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัสมีวิธีการทดสอบที่เหมือนกันกับกรณีของระบบทดสอบ 14 บัส 30 บัส ระบบ 57 บัส และระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 9 บัส ซึ่งแบ่งเป็นทั้งหมด 4 กรณี คือ กรณีระบบอยู่ในสภาวะปกติ ระบบถูกปลดสายส่ง ระบบถูกปลดหม้อ

แปลง และระบบถูกปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงผลดังตารางที่ 4.42 - 4.45

#### 4.8.1 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ด้วยวิธี DE

การทำงานเหมาะสมที่สุดของระบบEGAT เมื่อระบบอยู่ในสภาวะปกติ ซึ่งสามารถหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.42

ตารางที่ 4.42 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบEGAT ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

ระบบอยู่ในสภาวะปกติ							
ATC = 158,950 MW Loss = 719.439 MW							
จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	Q
1	1.0375	1.0483	1-2	1.0346	139	659.164	-140.74
2	0.9926	0.9767	59-60	1.031	140	491.6624	380.2014
3	0.9866	0.9473	142-2	0.9227	141	466.2261	-356.711
4	0.9687	0.9699	15-1	0.936	142	426.8432	378.9124
5	1.0266	0.9641	34-15	1.0053	143	499.7200	150.1652
6	1.0755	1.0879	7-8	1.0563	144	477.1646	387.073
7	1.0486	1.0926	7-10	1.0029	145	429.5019	48.5741
8	1.0681	0.9237	7-22	1.0370	146	434.6705	497.9676
9	1.0009	0.9663	9-13	0.9627	147	671.7061	-117.882
10	0.971	1.0143	9-24	0.9429	-	-	-
11	1.0017	1.0065	9-11	0.9526	-	-	-
12	1.0631	0.9774	10-20	0.9631	-	-	-
13	1.0162	1.0284	11-15	0.9206	-	-	-
14	0.915	1.0087	26-120	0.9794	-	-	-
15	1.0869	0.9552	26-33	0.9885	-	-	-
16	0.977	0.96	28-27	0.9407	-	-	-
17	0.9302	0.9233	27-109	1.0348	-	-	-
18	1.0393	1.0647	109-110	0.9549	-	-	-
19	0.9464	1.0884	110-118	0.9095	-	-	-
20	0.9806	1.0861	111-112	0.9562	-	-	-

ตารางที่ 4.42 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	Q
21	1.044	1.0314	111-31	0.9174	-	-	-
22	0.9458	1.0622	114-45	0.9784	-	-	-
23	0.926	1.0863	114-46	1.0286	-	-	-
24	1.0551	0.9183	114-49	1.026	-	-	-
25	0.949	0.9198	114-58	1.0057	-	-	-
26	1.0588	0.9753	115-116	1.0692	-	-	-
27	0.9718	0.9834	115-68	0.9912	-	-	-
28	0.9324	0.9266	116-121	1.0115	-	-	-
29	1.0542	1.0463	117-71	1.0586	-	-	-
30	1.0499	1.0179	117-35	0.9196	-	-	-
31	0.9415	0.9927	117-121	1.0495	-	-	-
32	1.0571	1.023	118-69	0.9247	-	-	-
33	0.9051	1.0315	61-62	0.9369	-	-	-
34	1.0053	1.0461	61-65	1.0595	-	-	-
35	0.9393	1.082	72-73	1.0871	-	-	-
36	0.9838	0.9165	51-64	0.9044	-	-	-
37	1.0172	1.0811	48-51	1.0577	-	-	-
38	1.0817	0.968	46-48	0.9939	-	-	-
39	0.9137	0.9181	46-57	1.0443	-	-	-
40	0.9217	0.9102	66-68	1.0145	-	-	-
41	1.043	1.0051	47-67	1.0816	-	-	-
42	0.9134	1.0527	44-22	1.003	-	-	-
43	0.942	1.0881	43-22	0.9197	-	-	-
44	1.0831	0.9273	43-22	0.9615	-	-	-
45	1.0963	1.04	31-18	0.9582	-	-	-
46	0.9083	1.0216	117-14	1.0403	-	-	-



ตารางที่ 4.42 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	Q
47	1.0011	1.0459	26-131	1.0048	-	-	-
48	0.9018	1.0797	26-132	0.9927	-	-	-
49	0.9475	1.0343	112-75	1.0752	-	-	-
50	0.9713	0.9156	112-125	0.972	-	-	-
51	1.0877	1.0462	110-127	0.9995	-	-	-
52	1.081	0.902	110-128	0.9403	-	-	-
53	1.0776	0.965	110-138	0.9432	-	-	-
54	1.0142	0.9236	31-103	0.9408	-	-	-
55	0.994	1.0367	142-6	0.9585	-	-	-
56	1.0883	1.0385	143-6	0.9954	-	-	-
57	1.0463	1.0756	115-133	1.0688	-	-	-
58	1.0071	0.9297	115-89	0.913	-	-	-
59	1.0964	1.0866	121-86	1.0393	-	-	-
60	1.0673	1.088	121-87	0.9816	-	-	-
61	0.9013	0.9718	121-88	1.0674	-	-	-
62	0.9637	1.0843	71-136	0.9072	-	-	-
63	0.9559	1.0873	71-137	0.9215	-	-	-
64	0.9275	1.0369	25-129	0.99	-	-	-
65	1.0813	0.9979	25-130	1.0883	-	-	-
66	0.9917	0.9171	25-83	1.0263	-	-	-
67	1.0893	1.0838	109-78	1.0351	-	-	-
68	0.989	0.9536	109-79	0.9642	-	-	-
69	0.9869	1.0463	109-100	0.9534	-	-	-
70	1.0174	0.9915	108-81	0.9119	-	-	-
71	1.0342	0.9299	106-6	1.0667	-	-	-
72	1.0819	1.0652	106-23	1.0951	-	-	-

ตารางที่ 4.42 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	Q
73	1.0153	0.9907	107-12	1.0529	-	-	-
74	0.9045	0.9499	4-1	1.0292	-	-	-
75	0.9041	1.0761	3-1	0.9198	-	-	-
76	1.0707	0.9556	144-19	1.0251	-	-	-
77	1.0717	0.9535	-	-	-	-	-
78	1.0845	0.9902	-	-	-	-	-
79	0.9643	1.0527	-	-	-	-	-
80	1.041	0.9541	-	-	-	-	-
81	1.0566	1.0692	-	-	-	-	-
82	0.9587	0.9169	-	-	-	-	-
83	0.9628	1.0449	-	-	-	-	-
84	1.0175	1.0754	-	-	-	-	-
85	0.9157	1.0916	-	-	-	-	-
86	0.9027	0.9433	-	-	-	-	-
87	0.9465	1.0647	-	-	-	-	-
88	0.908	1.0463	-	-	-	-	-
89	1.002	0.9863	-	-	-	-	-
90	0.9191	0.994	-	-	-	-	-
91	0.9354	1.0015	-	-	-	-	-
92	0.9684	1.025	-	-	-	-	-
93	0.9076	0.9089	-	-	-	-	-
94	0.9771	0.9569	-	-	-	-	-
95	1.0799	1.0598	-	-	-	-	-
96	0.9572	1.0519	-	-	-	-	-
97	1.0906	0.9991	-	-	-	-	-
98	1.0154	1.0222	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.42 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	Q
99	1.0449	0.9747	-	-	-	-	-
100	0.9883	1.0101	-	-	-	-	-
101	0.9225	1.0702	-	-	-	-	-
102	1.0045	0.9445	-	-	-	-	-
103	1.0902	0.9301	-	-	-	-	-
104	0.9564	1.0199	-	-	-	-	-
105	0.9351	1.087	-	-	-	-	-
106	1.0923	0.9461	-	-	-	-	-
107	0.9796	0.9434	-	-	-	-	-
108	1.0105	0.9355	-	-	-	-	-
109	1.0667	0.9491	-	-	-	-	-
110	0.938	0.9162	-	-	-	-	-
111	1.0492	1.0015	-	-	-	-	-
112	1.0495	1.0542	-	-	-	-	-
113	1.0663	1.0637	-	-	-	-	-
114	0.9847	0.9132	-	-	-	-	-
115	0.9817	1.065	-	-	-	-	-
116	0.9077	1.0876	-	-	-	-	-
117	0.9666	1.0591	-	-	-	-	-
118	1.0442	1.0812	-	-	-	-	-
119	0.9622	0.9136	-	-	-	-	-
120	0.9236	1.0905	-	-	-	-	-
121	0.9589	1.097	-	-	-	-	-
122	0.9749	1.0979	-	-	-	-	-
123	0.9445	1.0078	-	-	-	-	-
124	0.9948	0.9446	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.42 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ในสภาวะปกติ เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	Q
125	1.0184	1.0362	-	-	-	-	-
126	1.01	0.9315	-	-	-	-	-
127	0.9871	1.0612	-	-	-	-	-
128	0.9444	1.0901	-	-	-	-	-
129	1.068	1.0822	-	-	-	-	-
130	0.9322	0.9185	-	-	-	-	-
131	0.9778	0.9602	-	-	-	-	-
132	1.0849	0.9775	-	-	-	-	-
133	0.9166	0.9578	-	-	-	-	-
134	0.9207	0.9689	-	-	-	-	-
135	1.0429	1.0887	-	-	-	-	-
136	0.9215	1.035	-	-	-	-	-
137	0.954	0.9841	-	-	-	-	-
138	1.015	0.9369	-	-	-	-	-
139	0.9722	1.0791	-	-	-	-	-
140	1.0688	0.9811	-	-	-	-	-
141	1.0873	1.0411	-	-	-	-	-
142	0.9725	0.9148	-	-	-	-	-
143	0.9572	1.0806	-	-	-	-	-
144	0.9965	1.0725	-	-	-	-	-
145	0.9903	1.0488	-	-	-	-	-
146	1	1.0998	-	-	-	-	-
147	1.0955	1.0938	-	-	-	-	-

#### 4.8.2 ผลจุดทำงานเหมาะสมที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของสายส่ง ด้วยวิธี DE

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบ EGAT เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดได้ดังตารางที่ 4.43

ตารางที่ 4.43 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT เมื่อสายส่ง 16-23 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE

สายส่ง 16-23 ขาด							
ATC = 153,840 MW : Loss = 651.59 MW							
จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	Q
1	0.9273	1.0836	1-2	0.9022	139	693.6735	483.0911
2	1.0973	1.0841	59-60	1.0984	140	445.6951	152.5152
3	1.0564	1.019	142-2	0.9205	141	443.9364	394.9525
4	0.903	0.9655	15-1	0.9615	142	496.7464	386.3302
5	1.0981	0.9255	34-15	1.097	143	494.4675	-421.372
6	1.0641	0.967	7-8	1.0284	144	443.8841	496.9564
7	0.9768	1.0769	7-10	0.9604	145	497.9091	-482.731
8	1.0974	1.0943	7-22	1.0974	146	358.486	392.1998
9	0.908	0.9501	9-13	0.9356	147	661.8859	-279.565
10	1.0953	1.0184	9-24	1.0465	-	-	-
11	0.9151	0.9125	9-11	1.0371	-	-	-
12	0.9079	0.9667	10-20	0.9729	-	-	-
13	1.064	1.0881	11-15	0.9572	-	-	-
14	1.026	1.0381	26-120	0.9111	-	-	-
15	1.0921	0.969	26-33	0.9299	-	-	-
16	1.0933	0.9757	28-27	0.9943	-	-	-
17	1.0736	0.9066	27-109	1.0216	-	-	-
18	1.0889	0.9411	109-110	0.988	-	-	-
19	1.0107	0.9951	110-118	1.0945	-	-	-
20	1.0378	0.979	111-112	1.0866	-	-	-

ตารางที่ 4.43 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT เมื่อสายส่ง 16-23 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
21	0.9809	1.0998	111-31	1.0541	-	-	-
22	1.048	1.0479	114-45	1.0293	-	-	-
23	0.9772	1.097	114-46	0.9046	-	-	-
24	0.9717	0.9127	114-49	0.9384	-	-	-
25	1.0263	1.0737	114-58	0.9603	-	-	-
26	0.9716	0.9299	115-116	0.9004	-	-	-
27	1.0908	0.9904	115-68	1.0386	-	-	-
28	1.0317	1.0681	116-121	0.9412	-	-	-
29	1.0288	0.9385	117-71	0.9483	-	-	-
30	1.0598	0.9435	117-35	0.9235	-	-	-
31	0.9011	1.0944	117-121	0.9853	-	-	-
32	0.9201	1.0707	118-69	1.0997	-	-	-
33	1.0432	1.0456	61-62	0.968	-	-	-
34	0.9464	0.9307	61-65	1.0987	-	-	-
35	0.9046	0.9654	72-73	1.0024	-	-	-
36	0.9316	1.0997	51-64	1.0937	-	-	-
37	0.9094	0.9884	48-51	0.9428	-	-	-
38	1.0322	0.9847	46-48	1.094	-	-	-
39	0.9028	1.0914	46-57	0.9996	-	-	-
40	1.0775	0.994	66-68	1.0906	-	-	-
41	0.9313	1.0576	47-67	0.9003	-	-	-
42	1.0272	1.0274	44-22	0.9033	-	-	-
43	1.073	0.9002	43-22	0.9075	-	-	-
44	1.0722	0.9369	43-22	0.9402	-	-	-
45	1.0672	0.9379	31-18	1.0843	-	-	-
46	0.9652	1.0616	117-14	1.0673	-	-	-

ตารางที่ 4.43 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT เมื่อสายส่ง 16-23 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
47	1.0756	1.0272	26-131	1.0997	-	-	-
48	0.9154	1.1	26-132	1.0493	-	-	-
49	0.9046	0.9651	112-75	0.9077	-	-	-
50	0.9083	0.9746	112-125	0.9003	-	-	-
51	1.0646	1.0845	110-127	0.9647	-	-	-
52	1.0088	1.0024	110-128	1.0517	-	-	-
53	0.9043	1.0832	110-138	1.0442	-	-	-
54	1.02	1.0961	31-103	1.0303	-	-	-
55	1.1	1.0573	142-6	1.1	-	-	-
56	0.9635	0.9043	143-6	1.044	-	-	-
57	0.9052	1.0085	115-133	0.901	-	-	-
58	0.9841	0.913	115-89	0.904	-	-	-
59	1.0472	1.0729	121-86	0.9178	-	-	-
60	1.0161	1.0927	121-87	1.0635	-	-	-
61	1.085	0.9152	121-88	1.0982	-	-	-
62	1.0351	0.9162	71-136	0.9274	-	-	-
63	0.9003	1.0043	71-137	1.0534	-	-	-
64	1.0646	0.9108	25-129	1.0587	-	-	-
65	1.0983	0.9074	25-130	0.9265	-	-	-
66	0.9065	1.0252	25-83	0.9752	-	-	-
67	1.0582	1.0089	109-78	1.0987	-	-	-
68	0.9469	1.0658	109-79	0.9336	-	-	-
69	0.9001	1.0765	109-100	0.9434	-	-	-
70	0.993	1.0685	108-81	0.9248	-	-	-
71	1.0896	0.9805	106-6	1.0854	-	-	-
72	1.0383	1.09	106-23	0.9008	-	-	-

ตารางที่ 4.43 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT เมื่อสายส่ง 16-23 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
73	1.0868	1.0936	107-12	0.9044	-	-	-
74	0.9576	0.93	4-1	1.0272	-	-	-
75	1.0438	0.9897	3-1	0.9315	-	-	-
76	0.9	0.9155	144-19	0.9245	-	-	-
77	0.9738	1.0264	-	-	-	-	-
78	0.9043	0.9938	-	-	-	-	-
79	0.9647	1.0577	-	-	-	-	-
80	0.9805	0.9315	-	-	-	-	-
81	1.0888	1.0135	-	-	-	-	-
82	1.091	1.086	-	-	-	-	-
83	0.9908	0.9003	-	-	-	-	-
84	0.9768	1.0958	-	-	-	-	-
85	0.9273	1.0495	-	-	-	-	-
86	0.9686	1.0631	-	-	-	-	-
87	1.0183	1.0498	-	-	-	-	-
88	1.0955	1.0685	-	-	-	-	-
89	0.9438	0.9061	-	-	-	-	-
90	1.0079	0.9967	-	-	-	-	-
91	0.9095	1.0222	-	-	-	-	-
92	0.9821	1.097	-	-	-	-	-
93	0.9976	0.955	-	-	-	-	-
94	1.0099	0.9677	-	-	-	-	-
95	0.9213	1.0833	-	-	-	-	-
96	1.0454	0.9369	-	-	-	-	-
97	1.0399	0.9792	-	-	-	-	-
98	1.0518	0.9659	-	-	-	-	-



ตารางที่ 4.43 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT เมื่อสายส่ง 16-23 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
99	0.9842	1.0133	-	-	-	-	-
100	0.9652	1.0423	-	-	-	-	-
101	1.0961	0.9837	-	-	-	-	-
102	1.0876	0.9539	-	-	-	-	-
103	0.9516	1.0386	-	-	-	-	-
104	1.0867	1.0999	-	-	-	-	-
105	0.917	1.0722	-	-	-	-	-
106	1.0997	0.9996	-	-	-	-	-
107	0.9659	1.0993	-	-	-	-	-
108	1.0459	1.08	-	-	-	-	-
109	1.0671	0.9012	-	-	-	-	-
110	1.074	1.0168	-	-	-	-	-
111	0.9785	1.0371	-	-	-	-	-
112	1.0484	1.0488	-	-	-	-	-
113	0.9877	1.0573	-	-	-	-	-
114	0.9569	1.0475	-	-	-	-	-
115	0.9017	1.0899	-	-	-	-	-
116	0.9336	1.0997	-	-	-	-	-
117	0.9072	1.0729	-	-	-	-	-
118	1.0347	0.9378	-	-	-	-	-
119	0.9401	1.0225	-	-	-	-	-
120	1.0848	0.9078	-	-	-	-	-
121	1.0497	1.0945	-	-	-	-	-
122	1.0366	1.0398	-	-	-	-	-
123	0.9725	0.9	-	-	-	-	-
124	0.9689	0.9001	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.43 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT เมื่อสายส่ง 16-23 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
125	0.9631	1.0721	-	-	-	-	-
126	0.9084	0.9813	-	-	-	-	-
127	1.0932	1.1	-	-	-	-	-
128	0.9497	1.0867	-	-	-	-	-
129	1.0005	1.0497	-	-	-	-	-
130	1.0906	0.9006	-	-	-	-	-
131	1.0644	1.0384	-	-	-	-	-
132	1.0979	1.0614	-	-	-	-	-
133	0.9586	0.9011	-	-	-	-	-
134	0.9455	0.9453	-	-	-	-	-
135	0.9055	1.0959	-	-	-	-	-
136	1.0728	1.0965	-	-	-	-	-
137	1.0161	0.9118	-	-	-	-	-
138	1.0583	0.9	-	-	-	-	-
139	0.9771	1.0545	-	-	-	-	-
140	1.0933	1.0395	-	-	-	-	-
141	0.9247	1.089	-	-	-	-	-
142	1.0655	1.0691	-	-	-	-	-
143	0.9303	1.0182	-	-	-	-	-
144	1.0765	0.9929	-	-	-	-	-
145	0.9535	0.9974	-	-	-	-	-
146	0.925	0.938	-	-	-	-	-
147	0.9668	0.9908	-	-	-	-	-

### 4.8.3 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของหม้อแปลง ด้วยวิธี DE

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบEGAT เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.44

ตารางที่ 4.44 จุดทำงานเหมาะที่สุดระบบEGATเมื่อหม้อแปลง 10 -20 ขาด เมื่อพิจารณาด้วยวิธี DE

หม้อแปลง 10 - 20 ขาด							
ATC = 150,650 MW : Loss = 645.339 MW							
จุดทำงานเหมาะที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	Q
1	1.0697	1.0833	1-2	0.9691	139	699.1442	-117.79
2	1.0097	0.9128	59-60	0.9707	140	477.3907	-61.7611
3	1.0261	0.9246	142-2	0.9723	141	494.2409	199.9575
4	1.0978	0.9048	15-1	0.9025	142	499.5915	401.9523
5	0.9915	1.0208	34-15	1.0723	143	497.0367	237.352
6	0.904	1.0991	7-8	0.901	144	367.2625	21.5562
7	0.9908	0.9867	7-10	1.0399	145	467.3864	-364.432
8	0.9745	0.9009	7-22	0.937	146	358.5034	220.0984
9	1.0068	0.9134	9-13	1.0213	147	675.9773	87.3363
10	1.0074	1.0289	9-24	1.0521	-	-	-
11	1.0452	0.9881	9-11	1.035	-	-	-
12	1.0516	0.9467	10-20	-	-	-	-
13	0.9042	1.0996	11-15	0.9757	-	-	-
14	0.9536	1.0896	26-120	1.0415	-	-	-
15	1.0991	0.9285	26-33	0.968	-	-	-
16	1.0304	0.9461	28-27	1.0389	-	-	-
17	1.0799	1.0808	27-109	1.0999	-	-	-
18	0.934	1.071	109-110	0.9175	-	-	-
19	0.9931	1.0523	110-118	0.9701	-	-	-
20	0.9315	1.0338	111-112	0.9197	-	-	-

ตารางที่ 4.44 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบEGATหม้อแปลง 10 -20 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
21	0.9055	0.918	111-31	0.9591	-	-	-
22	0.9825	0.988	114-45	0.9763	-	-	-
23	0.9369	0.9671	114-46	0.9423	-	-	-
24	0.9002	0.9	114-49	1.079	-	-	-
25	0.9872	0.905	114-58	0.9154	-	-	-
26	1.0258	1.091	115-116	1.0493	-	-	-
27	0.9	1.0187	115-68	1.0392	-	-	-
28	0.9497	0.9669	116-121	0.9125	-	-	-
29	0.996	0.9009	117-71	1.0402	-	-	-
30	1.074	1.0332	117-35	1.035	-	-	-
31	0.907	0.91	117-121	0.9021	-	-	-
32	0.9513	0.9007	118-69	0.9011	-	-	-
33	0.9919	0.927	61-62	1.0373	-	-	-
34	0.9822	0.9329	61-65	1.0018	-	-	-
35	1.0711	0.9441	72-73	1.0945	-	-	-
36	0.9886	0.9312	51-64	0.9001	-	-	-
37	1.0687	1.0377	48-51	1.0088	-	-	-
38	1.0153	1.019	46-48	1.0441	-	-	-
39	0.9005	1.096	46-57	0.9894	-	-	-
40	0.9068	0.9737	66-68	0.971	-	-	-
41	0.972	0.9431	47-67	0.9662	-	-	-
42	1.0992	0.9012	44-22	0.9142	-	-	-
43	1.0874	1.0552	43-22	1.068	-	-	-
44	1.0168	1.0404	43-22	0.9176	-	-	-
45	1.0673	1.01	31-18	0.9017	-	-	-
46	0.9412	0.906	117-14	0.9091	-	-	-

ตารางที่ 4.44 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบEGATหม้อแปลง 10 -20 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
47	0.912	1.0832	26-131	1.0398	-	-	-
48	1.0154	1.0088	26-132	0.9468	-	-	-
49	0.9882	0.9553	112-75	1.0222	-	-	-
50	1.0626	1.0927	112-125	1.0836	-	-	-
51	0.9789	0.9141	110-127	0.9709	-	-	-
52	1.0217	0.9198	110-128	1.0626	-	-	-
53	0.937	1.0819	110-138	1.0488	-	-	-
54	1.0366	0.9548	31-103	1.0855	-	-	-
55	1.0644	1.0964	142-6	0.9746	-	-	-
56	0.9364	1.0396	143-6	0.9915	-	-	-
57	0.9723	1.0795	115-133	0.9582	-	-	-
58	1.0483	0.979	115-89	0.9006	-	-	-
59	1.0426	1.0322	121-86	1.0218	-	-	-
60	1.0525	1.0248	121-87	1.0658	-	-	-
61	1.0883	1.055	121-88	0.9293	-	-	-
62	1.0422	0.9162	71-136	1.0458	-	-	-
63	1.0563	1.0158	71-137	1.0555	-	-	-
64	0.9318	0.9258	25-129	0.928	-	-	-
65	0.9718	0.9709	25-130	0.9	-	-	-
66	0.9383	1.0308	25-83	1.0153	-	-	-
67	1.0934	0.9338	109-78	1.0455	-	-	-
68	0.934	0.912	109-79	1.0433	-	-	-
69	1.0218	0.9262	109-100	0.9713	-	-	-
70	1.0893	1.0144	108-81	0.9598	-	-	-
71	1.0153	0.9152	106-6	1.068	-	-	-
72	0.9182	0.9625	106-23	1.0732	-	-	-

ตารางที่ 4.44 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบEGATหม้อแปลง 10 -20 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
73	1.0966	1.0143	107-12	0.9268	-	-	-
74	1.0899	1.0932	4-1	0.9308	-	-	-
75	1.0445	1.0266	3-1	1.0303	-	-	-
76	0.9181	0.9315	144-19	1.0474	-	-	-
77	0.9001	1.0841	-	-	-	-	-
78	1.0871	1.0191	-	-	-	-	-
79	0.9197	1.0555	-	-	-	-	-
80	0.9332	0.954	-	-	-	-	-
81	1.0998	0.9208	-	-	-	-	-
82	0.9406	0.9205	-	-	-	-	-
83	1.0166	0.9634	-	-	-	-	-
84	1.0203	0.9832	-	-	-	-	-
85	1.0386	0.9621	-	-	-	-	-
86	1.1	0.9872	-	-	-	-	-
87	0.972	1.0696	-	-	-	-	-
88	1.055	0.944	-	-	-	-	-
89	1.0713	0.9164	-	-	-	-	-
90	0.9	0.9492	-	-	-	-	-
91	1.002	1.0898	-	-	-	-	-
92	0.9629	0.9609	-	-	-	-	-
93	0.9645	0.9094	-	-	-	-	-
94	0.9684	1.0957	-	-	-	-	-
95	1.0999	0.9714	-	-	-	-	-
96	1.0633	1.0912	-	-	-	-	-
97	0.9863	0.9006	-	-	-	-	-
98	1.0881	1.0051	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.44 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบEGATหม้อแปลง 10 -20 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
99	1.025	0.9611	-	-	-	-	-
100	1.0674	0.9016	-	-	-	-	-
101	0.9168	0.9878	-	-	-	-	-
102	1.0298	1.0929	-	-	-	-	-
103	0.9672	1.0163	-	-	-	-	-
104	0.9005	0.923	-	-	-	-	-
105	0.9834	0.9154	-	-	-	-	-
106	1.0546	1.0016	-	-	-	-	-
107	1.019	0.9378	-	-	-	-	-
108	1.1	0.9557	-	-	-	-	-
109	1.0366	0.985	-	-	-	-	-
110	1.0976	0.9	-	-	-	-	-
111	0.9257	0.9839	-	-	-	-	-
112	0.9191	1.0501	-	-	-	-	-
113	0.991	0.9842	-	-	-	-	-
114	1.014	1.0006	-	-	-	-	-
115	0.9133	0.9193	-	-	-	-	-
116	1.0134	0.9706	-	-	-	-	-
117	0.9673	1.0096	-	-	-	-	-
118	1.0213	1.0129	-	-	-	-	-
119	1.0232	0.9605	-	-	-	-	-
120	0.9673	0.9079	-	-	-	-	-
121	0.9564	1.0328	-	-	-	-	-
122	0.9239	1.0472	-	-	-	-	-
123	1.0691	1.0136	-	-	-	-	-
124	1.0814	1.0381	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.44 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบEGATหม้อแปลง 10 -20 ขาด พิจารณาด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)	Del	บัส	V (p.u.)
125	0.9764	0.9144	-	-	-	-	-
126	0.9099	0.9085	-	-	-	-	-
127	0.9294	0.9112	-	-	-	-	-
128	1.0594	0.9459	-	-	-	-	-
129	1.0355	0.9126	-	-	-	-	-
130	0.9787	0.9729	-	-	-	-	-
131	0.9016	0.9711	-	-	-	-	-
132	1.0954	1.0711	-	-	-	-	-
133	0.9044	1.0938	-	-	-	-	-
134	1.0095	1.0908	-	-	-	-	-
135	0.9203	0.9302	-	-	-	-	-
136	0.9751	1.0252	-	-	-	-	-
137	1.0998	1.0777	-	-	-	-	-
138	1.0298	0.9025	-	-	-	-	-
139	0.9349	1.096	-	-	-	-	-
140	0.9134	1.0908	-	-	-	-	-
141	1.016	1.0274	-	-	-	-	-
142	1.0843	0.9519	-	-	-	-	-
143	0.9655	0.9423	-	-	-	-	-
144	0.9364	0.936	-	-	-	-	-
145	1.0884	0.9637	-	-	-	-	-
146	0.9015	1.0115	-	-	-	-	-
147	0.9004	1.0574	-	-	-	-	-



#### 4.8.4 ผลจุดทำงานเหมาะที่สุดเมื่อเกิดการชำรุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยวิธี DE

การทำงานเหมาะที่สุดของระบบEGAT เมื่อระบบอยู่ในสภาวะผิดปกติ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้สามารถหาจุดทำงานเหมาะที่สุดได้ดังตารางที่ 4.45

ตารางที่ 4.45 จุดทำงานเหมาะที่สุดระบบ EGAT ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 143 ด้วยวิธี DE

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 143 ชำรุด							
ATC = 158,230 MW : Loss = 578.931 MW							
จุดทำงานเหมาะที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	QG
1	1.0092	0.9022	1-2	1.0833	139	685.2671	433.6072
2	1.0995	0.9113	59-60	1.0978	140	499.8608	201.896
3	1.0614	1.0739	142-2	1.0999	141	490.7318	-18.2575
4	1.0439	0.9559	15-1	0.9021	142	488.3593	-481.05
5	1.0271	0.9259	34-15	0.9009	143	0	0
6	1.0466	0.9002	7-8	1.0001	144	482.6678	-345.604
7	1.0995	1.0718	7-10	0.9067	145	499.9388	-243.126
8	0.9794	1.0749	7-22	1.0822	146	500	-499.694
9	0.9144	0.9357	9-13	0.9621	147	695.7843	402.7802
10	0.9323	1.0378	9-24	0.9082	-	-	-
11	0.9461	1.0999	9-11	1.0164	-	-	-
12	0.9732	1.0846	10-20	0.9727	-	-	-
13	1.0051	0.9006	11-15	0.922	-	-	-
14	0.985	0.9075	26-120	0.9287	-	-	-
15	0.984	0.9294	26-33	0.933	-	-	-
16	0.9139	1.012	28-27	1.0349	-	-	-
17	1.0999	1.0427	27-109	0.9253	-	-	-
18	1.0995	1.0502	109-110	0.9429	-	-	-
19	1.0889	0.919	110-118	0.9278	-	-	-
20	1.014	1.0022	111-112	1.0429	-	-	-

ตารางที่ 4.45 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 143 ด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	QG
21	1.0143	1.0987	111-31	1.0082	-	-	-
22	1.0716	1.0639	114-45	0.9819	-	-	-
23	1.0555	1.0822	114-46	0.9765	-	-	-
24	1.0594	1.0827	114-49	0.9603	-	-	-
25	0.9253	1.0977	114-58	1.084	-	-	-
26	1.0968	0.9002	115-116	1.0668	-	-	-
27	1.0277	1.0988	115-68	0.9866	-	-	-
28	0.9069	1.1	116-121	1.0146	-	-	-
29	0.9822	1.0588	117-71	0.9718	-	-	-
30	0.9922	1.0953	117-35	0.912	-	-	-
31	0.9253	0.922	117-121	1.0332	-	-	-
32	1.0632	1.0999	118-69	0.9006	-	-	-
33	0.9392	0.997	61-62	1.0902	-	-	-
34	0.9315	0.9047	61-65	1.0983	-	-	-
35	1.088	1.0619	72-73	0.9484	-	-	-
36	1.0706	1.047	51-64	1.0196	-	-	-
37	0.9864	0.9283	48-51	1.0982	-	-	-
38	0.9996	1.0997	46-48	1.0637	-	-	-
39	1.0706	0.9515	46-57	0.9398	-	-	-
40	1.002	1.0924	66-68	0.9927	-	-	-
41	1.0207	0.9347	47-67	1.0814	-	-	-
42	1.0111	1.0054	44-22	0.901	-	-	-
43	1.0758	1.0756	43-22	0.9003	-	-	-
44	0.9007	0.9	43-22	1.0669	-	-	-
45	1.0915	1.0997	31-18	0.9136	-	-	-
46	0.9443	0.9244	117-14	0.9247	-	-	-

ตารางที่ 4.45 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 143 ด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	QG
47	1.0966	1.083	26-131	0.9029	-	-	-
48	0.9335	0.948	26-132	1.0959	-	-	-
49	1.0414	0.91	112-75	1.0555	-	-	-
50	0.9565	1.0098	112-125	0.9478	-	-	-
51	1.0481	1.0456	110-127	1.0601	-	-	-
52	1.0644	0.9188	110-128	1.0524	-	-	-
53	0.9703	0.9003	110-138	1.1	-	-	-
54	0.9094	1.0884	31-103	0.9783	-	-	-
55	0.9033	1.0987	142-6	1.0424	-	-	-
56	1.0775	0.9256	143-6	0.9058	-	-	-
57	0.9456	0.9735	115-133	1.0726	-	-	-
58	0.9577	1.0275	115-89	1.0945	-	-	-
59	1.0283	1.0855	121-86	0.9195	-	-	-
60	1.0756	0.9453	121-87	0.9558	-	-	-
61	0.9026	0.917	121-88	1.0672	-	-	-
62	0.9672	1.0838	71-136	1.036	-	-	-
63	0.901	0.9198	71-137	0.9598	-	-	-
64	1.0503	0.904	25-129	1.0225	-	-	-
65	0.9489	0.962	25-130	0.9367	-	-	-
66	1.0787	1.0104	25-83	0.9363	-	-	-
67	0.9666	1.0977	109-78	0.9582	-	-	-
68	0.9166	1.0892	109-79	1.0908	-	-	-
69	1.0873	0.9587	109-100	1.0759	-	-	-
70	1.0634	0.9014	108-81	1.0959	-	-	-
71	1.0756	1.0256	106-6	1.0575	-	-	-
72	1.0447	1.06	106-23	0.9421	-	-	-

ตารางที่ 4.45 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 143 ด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	QG
73	0.9155	1.0569	107-12	1.0341	-	-	-
74	1.0984	0.9876	4-1	0.9039	-	-	-
75	0.9203	0.9426	3-1	0.9194	-	-	-
76	1.0101	1.0614	144-19	1.0373	-	-	-
77	0.9509	1.099	-	-	-	-	-
78	0.9004	1.0959	-	-	-	-	-
79	1.0801	1.0998	-	-	-	-	-
80	0.9805	1.0658	-	-	-	-	-
81	1.0559	0.9554	-	-	-	-	-
82	0.932	0.926	-	-	-	-	-
83	1.0999	1.0704	-	-	-	-	-
84	1.0934	1.0904	-	-	-	-	-
85	1.0442	1.0948	-	-	-	-	-
86	0.9321	0.9467	-	-	-	-	-
87	0.9305	0.9605	-	-	-	-	-
88	0.9109	1.004	-	-	-	-	-
89	1.0497	1.0432	-	-	-	-	-
90	0.9147	0.9015	-	-	-	-	-
91	1.0006	0.9791	-	-	-	-	-
92	0.9083	0.9132	-	-	-	-	-
93	0.9599	0.9535	-	-	-	-	-
94	1.0631	0.9116	-	-	-	-	-
95	0.9571	0.9152	-	-	-	-	-
96	0.9717	0.908	-	-	-	-	-
97	0.9024	1.0998	-	-	-	-	-
98	0.9174	1.0157	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.45 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 143 ด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	QG
99	1.0562	1.0209	-	-	-	-	-
100	1.0604	1.0975	-	-	-	-	-
101	0.9422	1.056	-	-	-	-	-
102	1.0808	1.025	-	-	-	-	-
103	0.9323	1.0276	-	-	-	-	-
104	1.0168	1.099	-	-	-	-	-
105	1.0999	1.0996	-	-	-	-	-
106	0.968	0.9036	-	-	-	-	-
107	0.9062	0.9	-	-	-	-	-
108	0.9198	1.0614	-	-	-	-	-
109	0.9546	1.036	-	-	-	-	-
110	1.1	1.0367	-	-	-	-	-
111	1.0061	1.0833	-	-	-	-	-
112	1.095	1.0922	-	-	-	-	-
113	1.0181	1.0802	-	-	-	-	-
114	1.0923	1.0017	-	-	-	-	-
115	1.0709	1.0189	-	-	-	-	-
116	0.9	1.0413	-	-	-	-	-
117	1.0913	0.976	-	-	-	-	-
118	0.9215	1.0972	-	-	-	-	-
119	1.0246	1.0518	-	-	-	-	-
120	0.9003	1.0923	-	-	-	-	-
121	1.0963	1.0901	-	-	-	-	-
122	1.0418	0.9119	-	-	-	-	-
123	0.9035	1.054	-	-	-	-	-
124	1.0124	0.9672	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.45 จุดทำงานเหมาะสมที่สุดระบบ EGAT ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 143 ด้วยวิธี DE (ต่อ)

จุดทำงานเหมาะสมที่สุด			Tap (p.u.)		Generator (MW)		
บัส	V (p.u.)	Del	Line	Tap	บัส	PG	QG
125	0.9745	0.9886	-	-	-	-	-
126	0.9467	1.1000	-	-	-	-	-
127	1.0062	0.9425	-	-	-	-	-
128	0.9309	1.0892	-	-	-	-	-
129	1.0943	0.9236	-	-	-	-	-
130	0.9508	1.053	-	-	-	-	-
131	0.9148	0.9121	-	-	-	-	-
132	0.9322	0.9703	-	-	-	-	-
133	1.068	0.9035	-	-	-	-	-
134	0.9415	1.0718	-	-	-	-	-
135	1.0929	0.9508	-	-	-	-	-
136	0.9629	0.9902	-	-	-	-	-
137	0.9187	1.099	-	-	-	-	-
138	1.0806	1.0852	-	-	-	-	-
139	1.0983	1.0994	-	-	-	-	-
140	0.9819	1.0288	-	-	-	-	-
141	1.0622	0.9178	-	-	-	-	-
142	1.0966	0.9385	-	-	-	-	-
143	0.9616	0.9009	-	-	-	-	-
144	0.9443	0.9001	-	-	-	-	-
145	0.99	0.9557	-	-	-	-	-
146	0.9009	0.9319	-	-	-	-	-
147	1.0367	0.9189	-	-	-	-	-

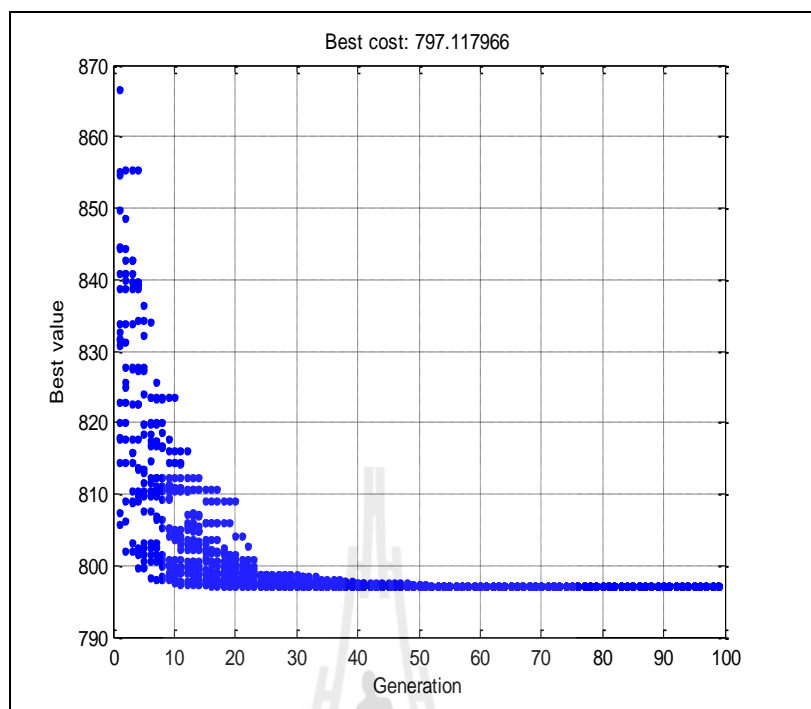
จากการทดลองเพื่อหาค่าจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์เอทีซี ในเล่มวิทยานิพนธ์นี้ได้หาจุดทำงานที่เหมาะสมของระบบทดสอบมาตรฐาน 14

บัส 30 บัส 57 บัส การไฟฟ้านครราชสีมา 2 และการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียง (EGAT) ซึ่งในการทดลองหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดนั้นได้พิจารณาการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นโดยพิจารณาการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินแบบที่ละเส้นหรือที่เรียกว่า First order contingency ซึ่งได้มีการจำลองตัดสายส่งออกทีละเส้น ตัดหม้อแปลงออกทีละเส้น และตัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกทีละตัว จากนั้นวิเคราะห์หาจุดทำงานด้วยวิธีการวนรอบวิวัฒนาการผลต่าง (DE) ซึ่งจะได้ค่าจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินในแต่ละกรณี ซึ่งถือเป็นการเพิ่มเสถียรภาพ ความน่าเชื่อถือ ความปลอดภัยและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานให้กับระบบไฟฟ้าหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินได้

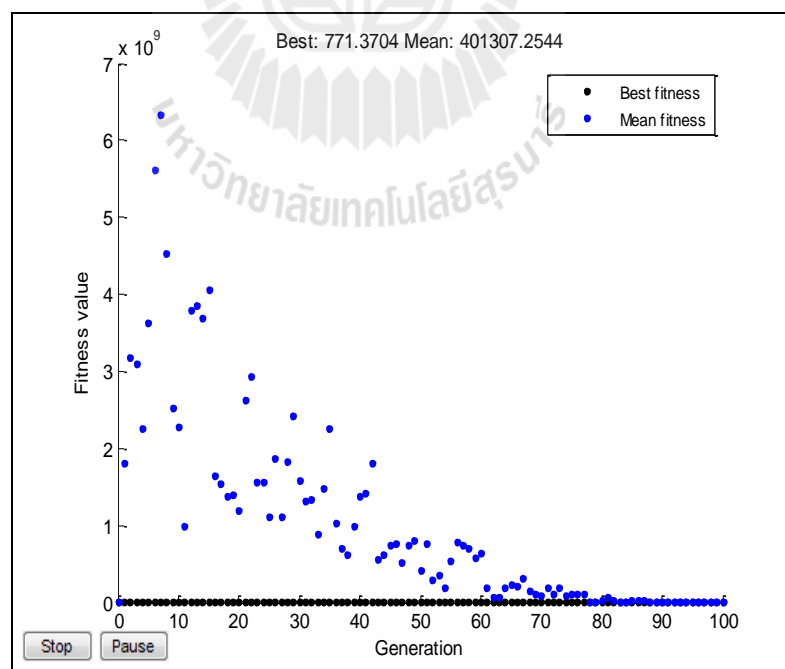
ตารางที่ 4.46 ค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน และค่าฟังก์ชันการลู่เข้าของระบบทดสอบ 14 บัส

เหตุการณ์ฉุกเฉิน	ค่าความเหมาะสม	DE	GA	SQP
ปลดสายส่งเส้นที่ 1 - 5	ค่าต่ำสุด	801.1544	801.4139	801.1544
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0009	2.1993	0.000918
	ค่าเฉลี่ย	801.1544	805.0721	801.1544
	ATC (MW)	1,250	1,250	1,250
ปลดหม้อแปลงระหว่างบัส 4-9	ค่าต่ำสุด	797.118	798.113	797.118
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	1.6262	0.0000
	ค่าเฉลี่ย	797.118	800.4885	797.118
	ATC (MW)	1,250	1,240	1,250
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 2	ค่าต่ำสุด	765.1476	819.6236	814.058
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	103.0155	0.00000
	ค่าเฉลี่ย	765.1476	889.9769	814.058
	ATC (MW)	1,310	1,230	1,230

สามารถแสดงเป็นกราฟการลู่เข้าได้ดังรูปที่ 4.43

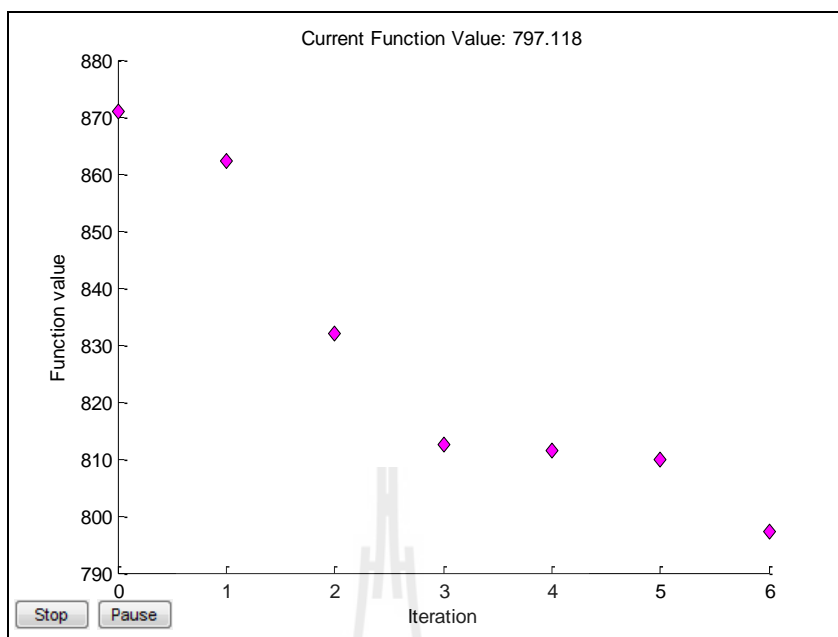


รูปที่ 4.43 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 14 บัสด้วยวิธี DE



รูปที่ 4.44 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 14 บัสด้วยวิธี GA



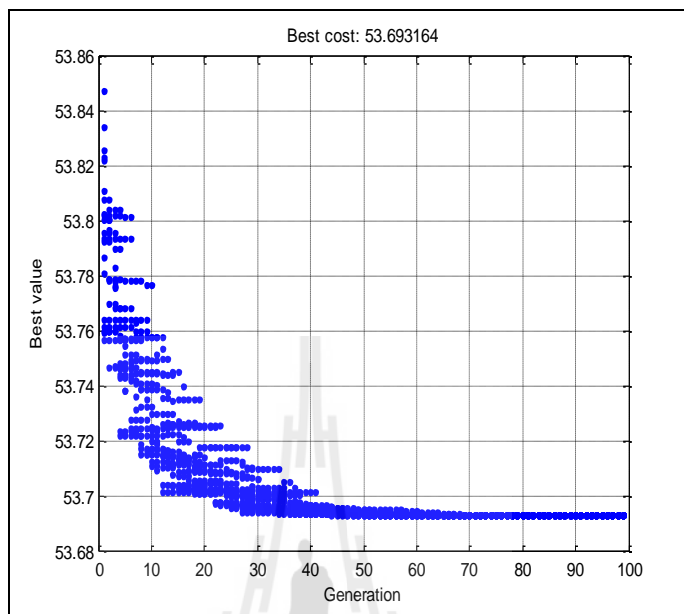


รูปที่ 4.45 การลู่เข้าของค่าตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 14 บัสด้วยวิธี SQP

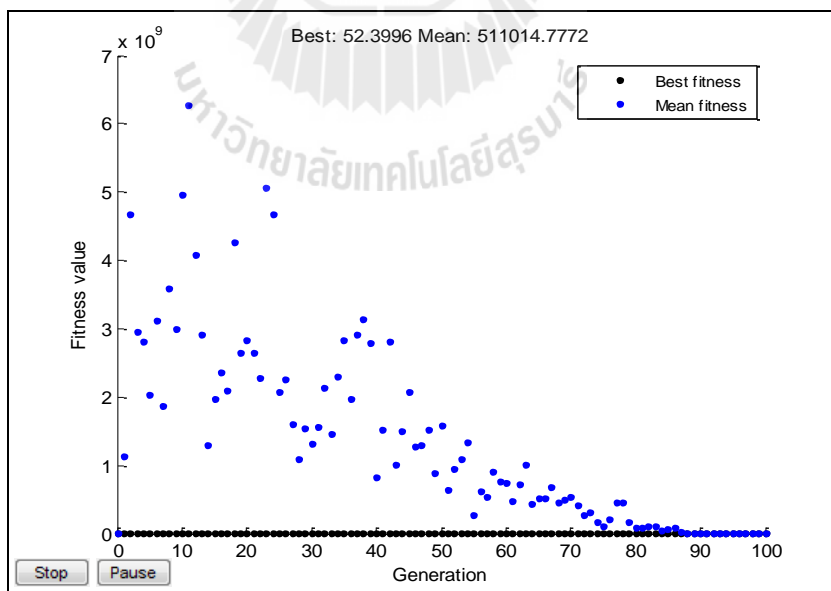
ตารางที่ 4.47 ค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน และค่าฟังก์ชันการลู่เข้าของระบบทดสอบ 30 บัส

เหตุการณ์ฉุกเฉิน	ค่าความเหมาะสม	DE	GA	SQP
ปลดสายส่งเส้น ที่บัส 24-25	ค่าต่ำสุด	53.6932	53.7285	53.6932
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	0.0061	0.0076
	ค่าเฉลี่ย	53.6932	53.7357	53.6932
	ATC (MW)	18,600	18,600	18,600
ปลดหม้อแปลง ระหว่างบัส 27-28	ค่าต่ำสุด	53.9263	53.9409	53.9263
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	0.0000	0.0000
	ค่าเฉลี่ย	53.9263	53.9409	53.9263
	ATC (MW)	18,500	18,500	18,500
ปลดเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่บัส2	ค่าต่ำสุด	52.4454	53.0514	54.0783
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	127.1074	0.0000
	ค่าเฉลี่ย	52.4454	123.3419	54.0783
	ATC (MW)	19,100	18,900	18492

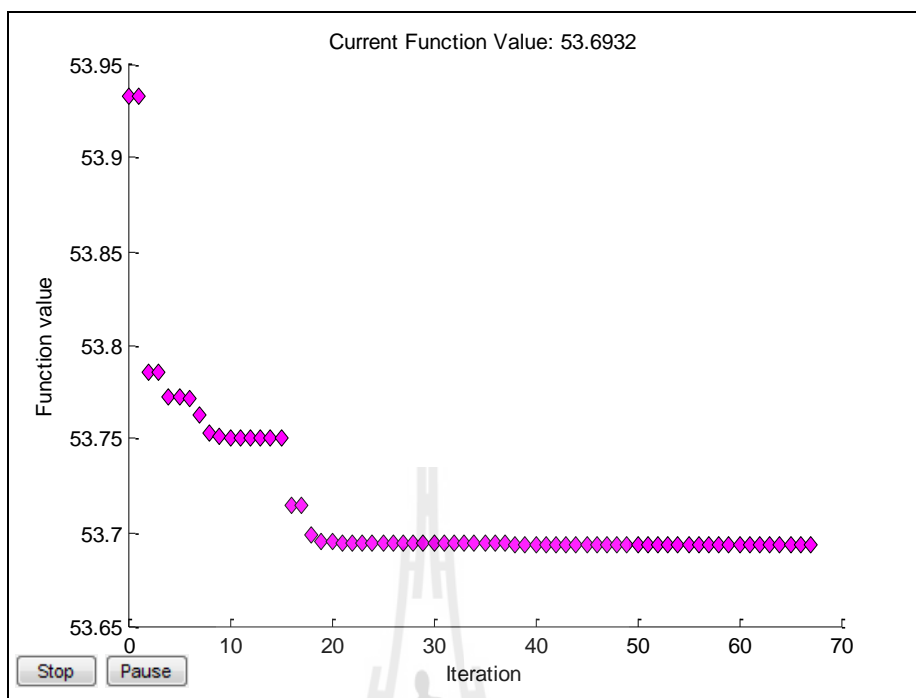
สามารถแสดงเป็นกราฟการลู่เข้าได้ดังรูปที่ 4.46



รูปที่ 4.46 การลู่เข้าของคำตอบของวิธี DE หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 30 ปี



รูปที่ 4.47 การลู่เข้าของคำตอบของวิธี GA หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 30 ปี

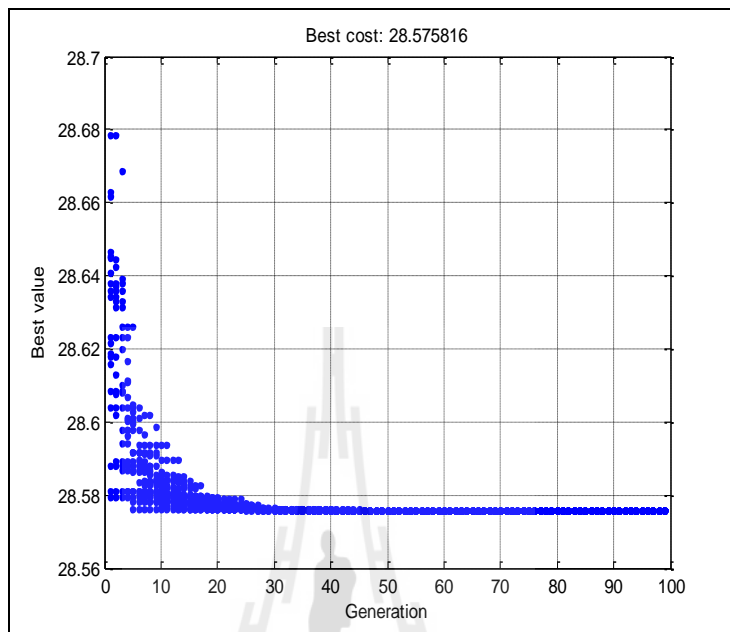


รูปที่ 4.48 การลู่เข้าของคำตอบของวิธี SQP หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 30 ปี

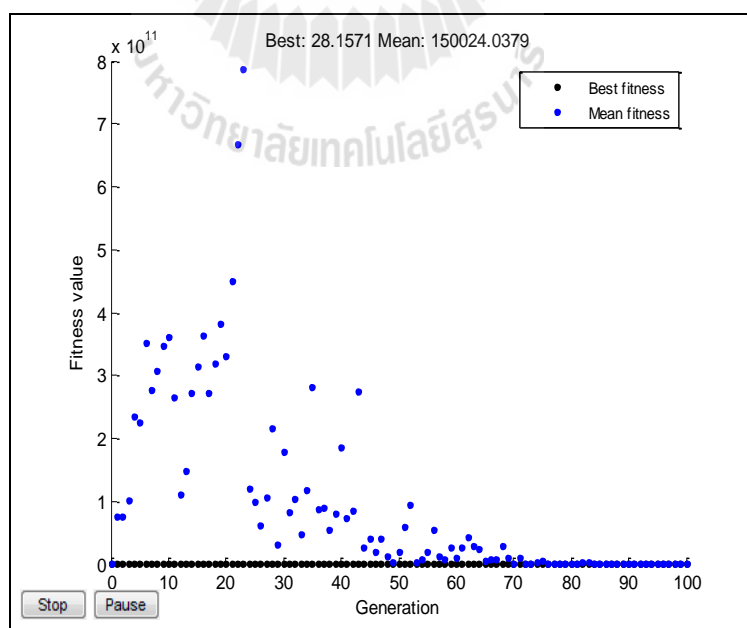
ตารางที่ 4.48 ค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน และค่าฟังก์ชันการลู่เข้าของระบบทดสอบ 57 ปี

เหตุการณ์ฉุกเฉิน	ค่าความเหมาะสม	DE	GA	SQP
สายส่งเส้นที่ 54-55 ขาด	ค่าต่ำสุด	28.5432	28.5318	28.5432
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	0.0050	0.0000
	ค่าเฉลี่ย	28.5432	28.535	28.5432
	ATC (MW)	35,000	35,000	35,000
หม้อแปลง 9-55 ขาด	ค่าต่ำสุด	28.5127	28.5759	28.5758
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	0.0236	0.0000
	ค่าเฉลี่ย	28.5127	28.5901	28.5758
	ATC (MW)	35,100	35,000	35,000
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ บัส 12 ขาด	ค่าต่ำสุด	29.1873	29.1874	29.3236
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	0.0136	0.0458
	ค่าเฉลี่ย	29.1873	29.1893	29.3815
	ATC (MW)	34,300	34,249	34,103

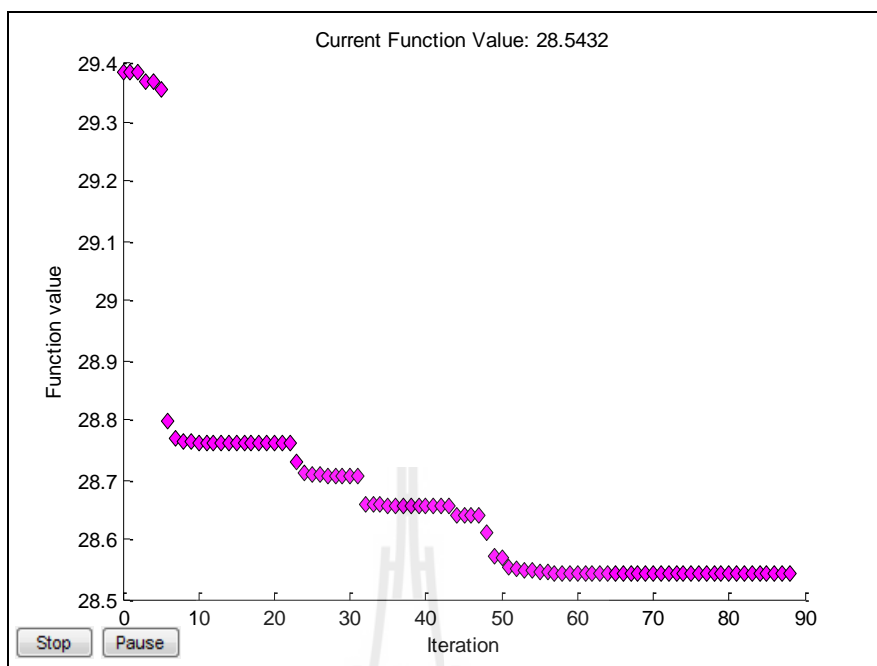
สามารถแสดงเป็นกราฟการลู่เข้าได้ดังรูปที่ 4.49



รูปที่ 4.49 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 57 บัสด้วยวิธี DE



รูปที่ 4.50 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 57 บัสด้วยวิธี GA

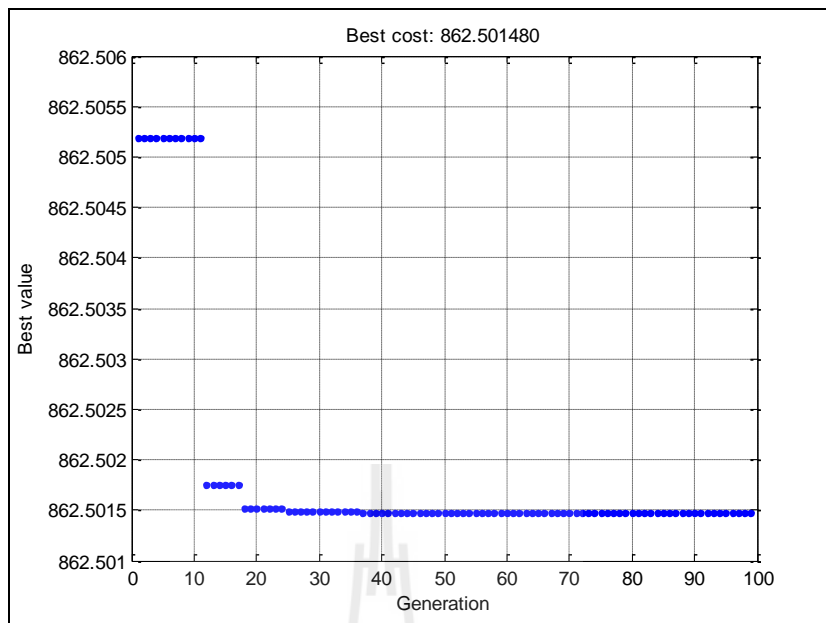


รูปที่ 4.51 การลู่เข้าของค่าตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 57 บัสด้วยวิธี SQP

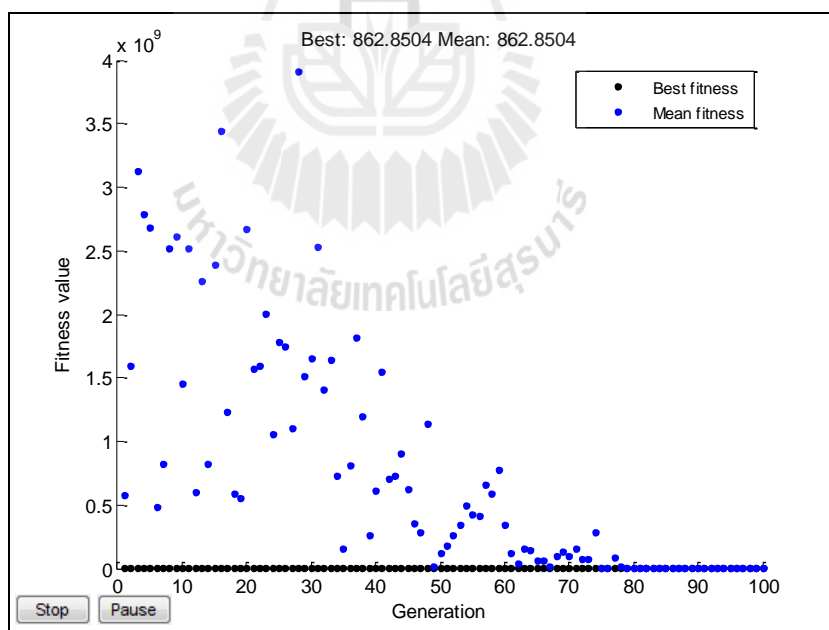
ตารางที่ 4.49 ค่าเฉลี่ย ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและฟังก์ชันลู่เข้าของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 9 บัส

เหตุการณ์ฉุกเฉิน	ค่าความเหมาะสม	DE	GA	SQP
สายส่ง เส้นที่ 9-5 ขาด	ค่าต่ำสุด	862.5015	862.8504	862.5015
	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	0.0000	0.0000	0.0000
	ค่าเฉลี่ย	862.5015	862.8504	862.5015
	ATC (MW)	1159.4	1158.9	1159.4

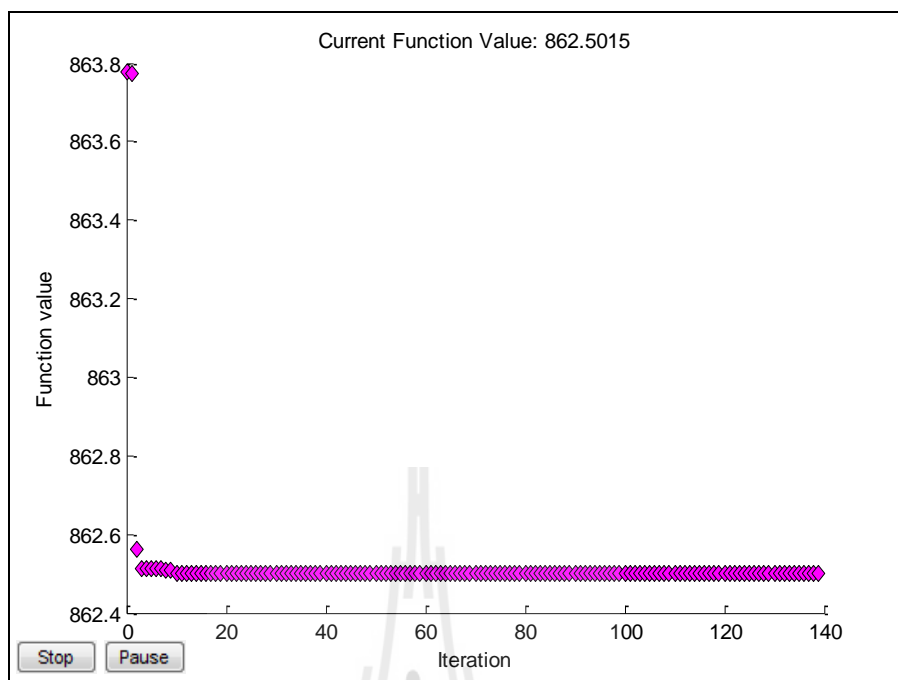
สามารถแสดงเป็นกราฟการลู่เข้าได้ดังรูปที่ 4.52



รูปที่ 4.52 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 9 บัสด้วยวิธี DE



รูปที่ 4.53 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 9 บัสด้วยวิธี GA



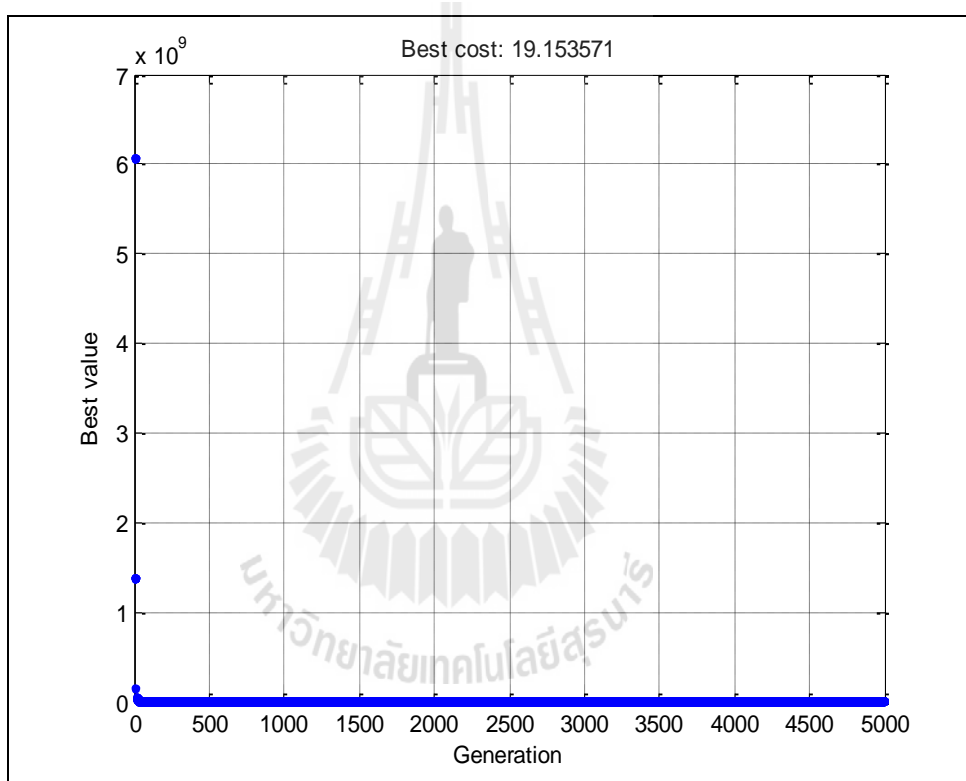
รูปที่ 4.54 การลู่เข้าของคำตอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบ 9 บัสด้วยวิธี SQP

จากผลการทดลองดังที่กล่าวมาข้างต้นสามารถสรุปจุดทำงานใหม่หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังของระบบ 14 บัส 30 บัส 57 บัส และการไฟฟ้านครราชสีมา 2 ซึ่งผลที่ได้ถือว่าเป็นผลที่มีความถูกต้องและเหมาะสม เนื่องจากผู้จัดทำได้ทำการจำลองผลการรันโปรแกรมโดยการเพิ่มจำนวนรอบการรันไปเรื่อย ๆ แล้วพบว่าค่าฟังก์ชันมีค่าไม่เปลี่ยนแปลงซึ่งนั่นหมายความว่าผลที่ได้คือผลค่าฟังก์ชันที่ต่ำที่สุดของระบบและได้ทำการรันซ้ำทั้งหมด 30 รอบเพื่อเพิ่มความแม่นยำและความน่าเชื่อถือให้กับคำตอบที่ได้ และได้มีการรันผลด้วยวิธี GA เพื่อช่วยในการยืนยันผลของคำตอบที่ได้ ผลการรันพบว่าค่าผลของฟังก์ชันและค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ได้จากการรันด้วยวิธี DE วิธี GA และวิธี SQP มีค่าใกล้เคียงกันมาก ดังนั้นการรันด้วยวิธี GA และ วิธี SQP เพิ่มจึงสามารถช่วยในการยืนยันผลความถูกต้องได้อีกทางหนึ่ง

ส่วนในการรันผลการหาจุดทำงานเหมาะที่สุดของระบบการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 147 บัส นั้น ระบบมีตัวแปรทั้งหมด 388 ตัวแปร ซึ่งในการรันผลนั้นมีความจำเป็นที่ต้องใช้ระยะเวลาในการรันค่อนข้างสูงถึงจะเกิดการลู่เข้าของคำตอบที่เป็นจุดที่ต่ำที่สุดของคำตอบ ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้จึงได้คำนวณด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่างเท่านั้น การลู่เข้าของคำตอบเข้าหาค่าต่ำที่สุดดังรูปที่ 4.55

ตารางที่ 4.50 ตารางแสดงค่าของ ATC ของระบบ 147 บัส เมื่อรันผลด้วยวิธี DE

กรณี	ผล ATC (MW) วิธีวิวัฒนาการผลต่าง (DE)
สายส่ง 16 - 23 ขาด	153,840
หม้อแปลง 10 - 20 ขาด	150,650
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 143 ขำรอด	158,230



รูปที่ 4.55 การลู่เข้าของคำตอบด้วยวิธี DE ของระบบการไฟฟ้าภาคตะวันออก 147 บัส



#### 4.9 ผลการทดสอบการจัดเรียงความสำคัญในการเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน

ในระบบไฟฟ้ากำลังนั้น โอกาสที่จะเกิดความผิดปกติขึ้นกับอุปกรณ์ไฟฟ้ามีได้ตลอดเวลา เช่น รถยนต์วิ่งชนเสาไฟฟ้า สายส่ง เป็นต้น ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่ต้องหาจุดที่มีความเสี่ยงที่สุดที่ทำให้ระบบเกิดความเสียหายได้อย่างต่อเนื่อง ซึ่งได้ประเมินค่าความเสี่ยงจากการหาค่า ATC ของระบบเมื่อระบบเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน ณ สถานการณ์ต่าง ๆ ถ้าพบว่า ATC ของระบบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินมีค่ามาก นั่นคือ ระบบมีค่าความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ดี ทำให้ระบบ ณ สถานการณ์ฉุกเฉิน ถือเป็นกรณีที่มีความเสี่ยงน้อยที่อาจเกิดไฟดับอย่างต่อเนื่องของระบบ ซึ่งวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้ทำการจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินไว้แล้ว ดังตารางที่ 4.51

ตารางที่ 4.51 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 14 บัส

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Basecase(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ในสภาวะปกติ	3136.50	-	-	-	-
ปลดสายส่งบัส 1 - 2	Over load ที่ บัส 1-5	Over load ที่ บัส 1-5	Over load ที่ บัส 1-5	14.5365	Black out
ปลดสายส่งบัส 9 - 14	2580.40	2955.50	375.10	0.3569	556.10
ปลดหม้อแปลง บัส 5 - 6	2801.70	2811.70	10.00	0.3544	334.80
ปลดสายส่งบัส 2 - 3	2822.00	2832.00	10.00	0.3379	314.50
ปลดสายส่งบัส 6 - 13	2929.60	2939.50	9.90	0.3373	206.90
ปลดหม้อแปลง บัส 4 - 9	2935.10	2945.00	9.90	0.3338	201.40
ปลดสายส่งบัส 6 - 11	2936.30	2946.10	9.80	0.3337	200.20
ปลดสายส่งบัส 2 - 4	2936.60	2946.40	9.80	0.3400	199.90
ปลดสายส่งบัส 6 - 12	2941.20	2951.20	10.00	0.3328	195.30
ปลดสายส่งบัส 10 - 11	2945.10	2954.90	9.80	0.3392	191.40
ปลดสายส่งบัส 9 - 10	2947.90	2957.90	10.00	14.5365	188.60

ตารางที่ 4.51 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 14 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Basecase(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส 13 - 14	2949.00	2956.00	7.00	0.2374	187.50
ปลดหม้อแปลง บัส 7 - 9	2959.20	2969.20	10.00	0.3379	177.30
ปลดสายส่งบัส 1 - 5	2961.70	2962.00	0.30	0.0101	174.80
ปลดหม้อแปลงที่ บัส 4 - 7	2963.10	2973.00	9.90	0.3341	173.40
ปลดสายส่งบัส 3 - 4	2976.90	2986.70	9.80	0.3292	159.60
ปลดสายส่งบัส 4 - 5	2981.70	2991.40	9.70	0.3253	154.80
ปลดสายส่งบัส 2 - 5	2993.90	3005.00	11.10	0.3708	142.60
ปลดเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าที่บัส 2	3099.20	3146.50	47.30	1.5262	37.30
ปลดหม้อแปลง บัส 7 - 8	3136.00	3146.00	10.00	0.3189	0.50

ตารางที่ 4.52 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 30 บัส

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลต่างการปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ในสภาวะปกติ	18506.00	-	-	-	-
ปลดสายส่งบัส 10 - 22	17096.00	17144.00	48.00	0.2808	1410.00
ปลดสายส่งบัส 22 - 24	17096.00	17140.00	44.00	0.2574	1410.00
ปลดเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าบัส 2	17526.00	18554.00	1028.00	5.8656	980.00

ตารางที่ 4.52 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 30 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลต่างการปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส 25 - 26	17596.00	17644.00	48.00	0.2728	910.00
ปลดสายส่งบัส 1 - 2	17756.00	17903.00	147.00	0.8279	750.00
ปลดสายส่งบัส 2 - 5	17781.00	17827.00	46.00	0.2587	725.00
ปลดหม้อแปลงบัส4-12	17883.00	17931.00	48.00	0.2684	623.00
ปลดหม้อแปลงบัส27-28	17957.00	18004.00	47.00	0.2617	549.00
ปลดสายส่งบัส 10 - 21	17995.00	18043.00	48.00	0.2667	511.00
ปลดสายส่งบัส 6 - 8	17998.00	18046.00	48.00	0.2667	508.00
ปลดสายส่งบัส 12 - 15	18010.00	18058.00	48.00	0.2665	496.00
ปลดสายส่งบัส 6 - 28	18011.00	18060.00	49.00	0.2721	495.00
ปลดสายส่งบัส 2 - 6	18015.00	18040.00	40.00	0.1388	491.00
ปลดหม้อแปลงบัส6 - 10	18017.00	18065.00	48.00	0.2664	489.00
ปลดสายส่งบัส 12 - 16	18020.00	18068.00	48.00	0.2664	486.00
ปลดสายส่งบัส 10 - 20	18020.00	18069.00	49.00	0.2719	486.00
ปลดสายส่งบัส 15 - 18	18022.00	18070.00	48.00	0.2663	484.00
ปลดสายส่งบัส 27 - 30	18022.00	18069.00	47.00	0.2608	484.00
ปลดสายส่งบัส 25 - 27	18023.00	18071.00	48.00	0.2663	483.00
ปลดสายส่งบัส 12 - 14	18024.00	18072.00	48.00	0.2663	482.00
ปลดสายส่งบัส 19 - 20	18027.00	18075.00	48.00	0.2663	479.00
ปลดสายส่งบัส 15 - 23	18027.00	18075.00	48.00	0.2663	479.00
ปลดสายส่งบัส 16 - 17	18030.00	18078.00	48.00	0.2662	476.00
ปลดสายส่งบัส 10 - 17	18030.00	18078.00	48.00	0.2662	476.00
ปลดสายส่งบัส 18 - 19	18031.00	18079.00	48.00	0.2662	475.00
ปลดสายส่งบัส 23 - 24	18031.00	18078.00	47.00	0.2607	475.00
ปลดสายส่งบัส 24 - 25	18031.00	18079.00	48.00	0.2662	475.00

ตารางที่ 4.52 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 30 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลต่างการปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส 27 - 29	18031.00	18078.00	47.00	0.2607	475.00
ปลดสายส่งบัส 21 - 23	18032.00	18079.00	47.00	0.2606	474.00
ปลดสายส่งบัส 8 - 28	18032.00	18080.00	48.00	0.2662	474.00
ปลดสายส่งบัส 14 - 15	18033.00	18080.00	47.00	0.2606	473.00
ปลดสายส่งบัส 29 - 30	18034.00	18082.00	48.00	0.2662	472.00
ปลดหม้อแปลงบัส 9 - 10	18042.00	18092.00	50.00	0.2771	464.00
ปลดหม้อแปลงบัส 6 - 9	18044.00	18092.00	48.00	0.2660	462.00
ปลดสายส่งบัส 5 - 7	18069.00	18114.00	45.00	0.2490	437.00
ปลดสายส่งบัส 2 - 4	18071.00	18121.00	50.00	0.2767	435.00
ปลดสายส่งบัส 6 - 7	18078.00	18123.00	45.00	0.2489	428.00
ปลดสายส่งบัส 1 - 3	18081.00	18125.00	44.00	0.2433	425.00
ปลดสายส่งบัส 3 - 4	18084.00	18127.00	43.00	0.2378	422.00
ปลดสายส่งบัส 4 - 6	18099.00	18145.00	46.00	0.2542	407.00
ปลดหม้อแปลง บัส 12 - 13	18505.00	18554.00	49.00	0.2648	1.00
ปลดหม้อแปลงที่ บัส 6 - 11	18506.00	18554.00	48.00	0.2594	0.00

ตารางที่ 4.53 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 57 บัส

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลต่างการปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ในสภาวะปกติ	35042.00	-	-	-	-
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า บัส 8	33173.00	33716.00	543.00	1.6369	1869.00
ปลดหม้อแปลง บัส 39 - 57	33639.00	34958.00	1319.00	3.9210	1403.00
ปลดหม้อแปลง บัส 21 - 20	33660.00	34050.00	390.00	1.1586	1382.00
ปลดสายส่งบัส 8 - 9	33812.00	34584.00	772.00	2.2832	1230.00
ปลดหม้อแปลง บัส 24 - 25	33986.00	34286.00	300.00	0.8827	1056.00
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า บัส 12	33996.00	34185.00	189.00	0.5559	1046.00
ปลดหม้อแปลงบัส 7- 29	34217.00	34596.00	379.00	1.1076	825.00
ปลดสายส่งบัส 34 - 35	34275.00	34576.00	301.00	0.8782	767.00
ปลดหม้อแปลง บัส 34 - 32	34312.00	34659.00	347.00	1.0113	730.00
ปลดสายส่งบัส 1 - 15	34317.00	34900.00	583.00	1.6989	725.00
ปลดสายส่งบัส 35 - 36	34337.00	34697.00	360.00	1.0484	705.00
ปลดสายส่งบัส 1 - 17	34348.00	34933.00	585.00	1.7032	694.00
ปลดสายส่งบัส 1 -16	34368.00	34944.00	576.00	1.6760	674.00
ปลดสายส่งบัส 3 - 4	34427.00	34923.00	496.00	1.4407	615.00
ปลดสายส่งบัส 28 - 29	34446.00	34753.00	307.00	0.8913	596.00
ปลดสายส่งบัส 7 - 8	34493.00	34873.00	380.00	1.1017	549.00
ปลดสายส่งบัส 27 - 28	34493.00	34856.00	363.00	1.0524	549.00

ตารางที่ 4.53 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 57 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลต่างการปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส 12 - 17	34499.00	34964.00	465.00	1.3479	543.00
ปลดสายส่งบัส 44 - 45	34500.00	34875.00	375.00	1.0870	542.00
ปลดหม้อแปลง บัส 15 - 45	34500.00	34955.00	455.00	1.3188	542.00
ปลดหม้อแปลง บัส 13 - 49	34505.00	34884.00	379.00	1.0984	537.00
ปลดสายส่งบัส 37 - 38	34507.00	34954.00	447.00	1.2954	535.00
ปลดหม้อแปลง บัส 10 - 51	34507.00	34857.00	350.00	1.0143	535.00
ปลดสายส่งบัส 6 - 8	34514.00	34883.00	369.00	1.0691	528.00
ปลดสายส่งบัส 12 - 16	34520.00	34974.00	454.00	1.3152	522.00
ปลดสายส่งบัส 46 - 47	34522.00	34932.00	410.00	1.1876	520.00
ปลดหม้อแปลง บัส 14 - 46	34522.00	34977.00	455.00	1.3180	520.00
ปลดสายส่งบัส 25 - 30	34524.00	34850.00	326.00	0.9443	518.00
ปลดสายส่งบัส 13 - 15	34526.00	34967.00	441.00	1.2773	516.00
ปลดสายส่งบัส 36 - 37	34537.00	34937.00	400.00	1.1582	505.00
ปลดสายส่งบัส 29 - 52	34537.00	34876.00	339.00	0.9816	505.00
ปลดสายส่งบัส 38 - 44	34541.00	34939.00	398.00	1.1523	501.00
ปลดสายส่งบัส 14 - 15	34546.00	34958.00	412.00	1.1926	496.00
ปลดสายส่งบัส 41 - 42	34549.00	34937.00	388.00	1.1230	493.00
ปลดสายส่งบัส 22 - 23	34551.00	34951.00	400.00	1.1577	491.00
ปลดสายส่งบัส 49 - 50	34552.00	34959.00	407.00	1.1779	490.00
ปลดสายส่งบัส 54 - 55	34552.00	34954.00	402.00	1.1635	490.00

ตารางที่ 4.53 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 57 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลต่างการปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส 9 - 11	34553.00	34936.00	383.00	1.1084	489.00
ปลดสายส่งบัส 26 - 27	34553.00	34987.00	434.00	1.2560	489.00
ปลดหม้อแปลง บัส 24 - 26	34553.00	34932.00	379.00	1.0969	489.00
ปลดหม้อแปลง บัส 11 - 41	34554.00	34945.00	391.00	1.1316	488.00
ปลดสายส่งบัส 9 - 10	34556.00	34964.00	408.00	1.1807	486.00
ปลดสายส่งบัส 4 - 5	34557.00	34961.00	404.00	1.1691	485.00
ปลดสายส่งบัส 22 - 38	34558.00	34956.00	398.00	1.1517	484.00
ปลดสายส่งบัส 52 - 53	34558.00	34967.00	409.00	1.1835	484.00
ปลดสายส่งบัส 56 - 41	34558.00	34945.00	387.00	1.1199	484.00
ปลดสายส่งบัส 10 - 12	34559.00	34939.00	380.00	1.0996	483.00
ปลดสายส่งบัส 4 - 6	34561.00	34959.00	398.00	1.1516	481.00
ปลดสายส่งบัส 38 - 49	34563.00	34957.00	394.00	1.1399	479.00
ปลดสายส่งบัส 38 - 48	34563.00	34973.00	410.00	1.1862	479.00
ปลดหม้อแปลง บัส 11 - 43	34563.00	34946.00	383.00	1.1081	479.00
ปลดสายส่งบัส 53 - 54	34564.00	34923.00	359.00	1.0387	478.00
ปลดสายส่งบัส 11 - 13	34565.00	34957.00	392.00	1.1341	477.00
ปลดสายส่งบัส 18 - 19	34565.00	34958.00	393.00	1.1370	477.00
ปลดสายส่งบัส 30 - 31	34565.00	34953.00	388.00	1.1225	477.00
ปลดสายส่งบัส 31 - 32	34565.00	34959.00	394.00	1.1399	477.00
ปลดสายส่งบัส 50 - 51	34565.00	34947.00	382.00	1.1052	477.00
ปลดสายส่งบัส 23 - 24	34567.00	34889.00	322.00	0.9315	475.00

ตารางที่ 4.53 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบทดสอบ 57 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ผลต่างการปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส 56 - 42	34567.00	34957.00	390.00	1.1282	475.00
ปลดสายส่งบัส 9 - 12	34568.00	34959.00	391.00	1.1311	474.00
ปลดสายส่งบัส 5 - 6	34568.00	34786.00	218.00	0.6306	474.00
ปลดสายส่งบัส 12 - 13	34568.00	34896.00	328.00	0.9489	474.00
ปลดหม้อแปลง บัส 41 - 43	34568.00	34914.00	346.00	1.0009	474.00
ปลดสายส่งบัส 48 - 49	34569.00	34970.00	401.00	1.1600	473.00
ปลดสายส่งบัส 57 - 56	34569.00	34953.00	384.00	1.1108	473.00
ปลดสายส่งบัส 37 - 39	34570.00	34958.00	388.00	1.1224	472.00
ปลดสายส่งบัส 13 - 14	34571.00	34977.00	406.00	1.1744	471.00
ปลดสายส่งบัส 9 - 13	34573.00	34960.00	387.00	1.1194	469.00
ปลดหม้อแปลงบัส 4 - 18	34573.00	34956.00	383.00	1.1078	469.00
ปลดสายส่งบัส 36 - 40	34575.00	34967.00	392.00	1.1338	467.00
ปลดหม้อแปลง บัส 40 - 56	34575.00	34966.00	391.00	1.1309	467.00
ปลดสายส่งบัส 6 - 7	34576.00	34969.00	393.00	1.1366	466.00
ปลดสายส่งบัส 19 - 20	34583.00	34976.00	393.00	1.1364	459.00
ปลดสายส่งบัส 21 - 22	34591.00	34982.00	391.00	1.1304	451.00
ปลดสายส่งบัส 47 - 48	34591.00	34997.00	406.00	1.1737	451.00
ปลดสายส่งบัส 3 - 15	34619.00	34873.00	254.00	0.7337	423.00
ปลดสายส่งบัส 1 - 2	34635.00	35015.00	380.00	1.0972	407.00
ปลดสายส่งบัส 2 - 3	34643.00	35016.00	373.00	1.0767	399.00
ปลดหม้อแปลงบัส 9 - 55	34985.00	34986.00	1.00	0.0029	57.00
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า บัส 3	34998.00	35349.00	351.00	1.0029	44.00



ตารางที่ 4.54 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 29 บัส

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ในสภาวะปกติ	1391.80	-	-	-	-
ปลดสายส่งบัส 1 - 9	1093.10	1094.80	1.70	0.1555	298.70
ปลดสายส่งบัส 1 - 2	1113.80	1115.70	1.90	0.1706	278.00
ปลดสายส่งบัส 2 - 3	1142.00	1143.60	1.60	0.1401	249.80
ปลดสายส่งบัส 5 - 9	1158.30	1159.40	1.10	0.0950	233.50
ปลดสายส่งบัส 3 - 5	1207.10	1207.60	0.50	0.0414	184.70
ปลดสายส่งบัส 7 - 8	1228.50	1229.10	0.60	0.0488	163.30
ปลดสายส่งบัส 7 - 9	1247.10	1247.70	0.60	0.0481	144.70
ปลดสายส่งบัส 5 - 6	1272.90	1272.90	0.00	0.0000	118.90

ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ในสภาวะปกติ	158950	-	-	-	-
ปลดสายส่งบัส1-2	149210	154170	4960	3.22	9740
ปลดสายส่งบัส10-20	149230	150650	1420	0.94	9720
ปลดสายส่งบัส15-1	149320	151370	2050	1.35	9630
ปลดสายส่งบัส145-20	149410	150120	710.0	0.47	9540
ปลดสายส่งบัส113-121	149530	153030	3500	2.29	9420
ปลดหม้อแปลงบัส110-128	149550	149640	90.00	0.06	9400
ปลดสายส่งบัส120-101	149550	150430	880.0	0.58	9400
ปลดสายส่งบัส108-22	149710	155960	6250	4.01	9240

ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส117-134	149990	152560	2570	1.68	8960
ปลดสายส่งบัส7-8	150020	158360	8340	5.27	8930
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 139	150100	150490	390	0.26	8850
ปลดสายส่งบัส8-11	150160	155250	5090	3.28	8790
ปลดสายส่งบัส63-72	150190	154730	4540	2.93	8760
ปลดสายส่งบัส108-99	150210	155480	5270	3.39	8740
ปลดสายส่งบัส116-117	150218	154360	4142	2.68	8732
ปลดหม้อแปลงบัส108-81	150340	155660	5320	3.42	8610
ปลดสายส่งบัส48-51	150420	154790	4370	2.82	8530
ปลดสายส่งบัส7-11	150440	155660	5220	3.35	8510
ปลดหม้อแปลงบัส121-88	150500	153200	2700	1.76	8450
ปลดสายส่งบัส118-10	150530	156930	6400	4.08	8420
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 147	150530	150940	410	0.27	8420
ปลดสายส่งบัส16-23	150570	153840	3270	2.13	8380
ปลดหม้อแปลงบัส25-83	150570	151870	1300	0.86	8380
ปลดสายส่งบัส46-57	150590	156420	5830	3.73	8360
ปลดสายส่งบัส113-85	150610	152020	1410	0.93	8340
ปลดหม้อแปลงบัส107-12	150650	151890	1240	0.82	8300
ปลดสายส่งบัส9-11	150660	151450	790	0.52	8290
ปลดสายส่งบัส118-69	150790	151190	400	0.26	8160
ปลดสายส่งบัส114-46	150820	155040	4220	2.72	8130
ปลดสายส่งบัส43-45	150870	151630	760	0.50	8080
ปลดสายส่งบัส63-73	150920	156520	5600	3.58	8030
ปลดสายส่งบัส11-15	151040	158850	7810	4.92	7910

ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดหม้อแปลงบัส71-136	151040	152510	1470	0.96	7910
ปลดสายส่งบัส140-23	151100	152460	1360	0.89	7850
ปลดสายส่งบัส6-104	151170	153610	2440	1.59	7780
ปลดสายส่งบัส111-112	151170	157720	6550	4.15	7780
ปลดสายส่งบัส34-15	151300	153380	2080	1.36	7650
ปลดสายส่งบัส36-7	151310	153980	2670	1.73	7640
ปลดสายส่งบัส6-12	151340	157160	5820	3.70	7610
ปลดหม้อแปลงบัส71-137	151340	155450	4110	2.64	7610
ปลดสายส่งบัส113-84	151340	153890	2550	1.66	7610
ปลดสายส่งบัส114-36	151370	155730	4360	2.80	7580
ปลดสายส่งบัส111-96	151410	154970	3560	2.30	7540
ปลดสายส่งบัส9-24	151430	157590	6160	3.91	7520
ปลดสายส่งบัส121-36	151540	155021	3481	2.25	7410
ปลดสายส่งบัส25-37	151640	154120	2480	1.61	7310
ปลดสายส่งบัส117-71	151640	151750	110	0.07	7310
ปลดสายส่งบัส33-40	151690	155980	4290	2.75	7260
ปลดสายส่งบัส114-121	151760	153700	1940	1.26	7190
ปลดสายส่งบัส31-18	151770	152730	960	0.63	7180
ปลดสายส่งบัส28-27	151850	155430	3580	2.30	7100
ปลดสายส่งบัส114-49	151990	155090	3100	2.00	6960
ปลดสายส่งบัส120-33	151990	154860	2870	1.85	6960
ปลดสายส่งบัส147-2	152000	152170	170	0.11	6950
ปลดสายส่งบัส104-21	152030	156380	4350	2.78	6920
ปลดสายส่งบัส26-132	152070	152650	580	0.38	6880

ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส119-12	152100	152370	270	0.18	6850
ปลดสายส่งบัส12-19	152120	152930	810	0.53	6830
ปลดสายส่งบัส27-126	152130	153100	970	0.63	6820
ปลดสายส่งบัส104-17	152310	153030	720	0.47	6640
ปลดหม้อแปลงบัส115-89	152430	152600	170	0.11	6520
ปลดสายส่งบัส7-10	152460	156310	3850	2.46	6490
ปลดสายส่งบัส109-111	152550	153810	1260	0.82	6400
ปลดสายส่งบัส108-37	152560	154120	1560	1.01	6390
ปลดสายส่งบัส33-41	152570	154680	2110	1.36	6380
ปลดสายส่งบัส104-23	152600	155360	2760	1.78	6350
ปลดสายส่งบัส26-120	152600	153360	760	0.50	6350
ปลดสายส่งบัส11-14	152650	154190	1540	1.00	6300
ปลดสายส่งบัส105-23	152670	153870	1200	0.78	6280
ปลดหม้อแปลงบัส115-133	152680	152910	230	0.15	6270
ปลดสายส่งบัส26-131	152760	156020	3260	2.09	6190
ปลดสายส่งบัส117-35	152900	154600	1700	1.10	6050
ปลดสายส่งบัส116-91	152920	153760	840	0.55	6030
ปลดสายส่งบัส5-10	152970	155060	2090	1.35	5980
ปลดสายส่งบัส114-58	153040	153600	560	0.36	5910
ปลดสายส่งบัส116-115	153050	157056	4006	2.55	5900
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 144	153100	153130	30	0.02	5850
ปลดสายส่งบัส5-8	153180	153390	210	0.14	5770
ปลดสายส่งบัส52-53	153260	153730	470	0.31	5690
ปลดหม้อแปลงบัส25-129	153290	153700	410	0.27	5660

ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส25-33	153310	153360	50	0.03	5640
ปลดสายส่งบัส120-16	153370	154330	960	0.62	5580
ปลดสายส่งบัส119-56	153420	154320	900	0.58	5530
ปลดสายส่งบัส111-52	153440	154680	1240	0.80	5510
ปลดหม้อแปลงบัส110-127	153440	153620	180	0.12	5510
ปลดสายส่งบัส109-110	153550	153650	100	0.07	5400
ปลดสายส่งบัส29-30	153580	157430	3850	2.45	5370
ปลดสายส่งบัส9-13	153590	154820	1230	0.79	5360
ปลดหม้อแปลงบัส106-23	153680	153980	300	0.19	5270
ปลดสายส่งบัส29-113	153690	155670	1980	1.27	5260
ปลดหม้อแปลงบัส109-78	153700	153730	30	0.02	5250
ปลดสายส่งบัส44-22	153740	154230	490	0.32	5210
ปลดสายส่งบัส116-90	153760	155730	1970	1.27	5190
ปลดสายส่งบัส108-25	153780	156990	3210	2.04	5170
ปลดสายส่งบัส112-123	153910	154410	500	0.32	5040
ปลดสายส่งบัส29-70	153930	154840	910	0.59	5020
ปลดสายส่งบัส3-4	153930	154385	455	0.29	5020
ปลดสายส่งบัส49-50	153940	157370	3430	2.18	5010
ปลดสายส่งบัส112-30	153950	156960	3010	1.92	5000
ปลดสายส่งบัส33-38	153980	154710	730	0.47	4970
ปลดสายส่งบัส117-135	154010	155730	1720	1.10	4940
ปลดสายส่งบัส72-73	154020	154520	500	0.32	4930
ปลดหม้อแปลงบัส3-1	154050	156320	2270	1.45	4900
ปลดสายส่งบัส117-14	154100	154230	130	0.08	4850

ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดสายส่งบัส108-28	154120	155150	1030	0.66	4830
ปลดสายส่งบัส114-45	154150	155050	900	0.58	4800
ปลดสายส่งบัส110-100	154150	157230	3080	1.96	4800
ปลดสายส่งบัส30-98	154170	155480	1310	0.84	4780
ปลดสายส่งบัส117-121	154180	155030	850	0.55	4770
ปลดหม้อแปลงบัส106-6	154260	155320	1060	0.68	4690
ปลดสายส่งบัส7-22	154270	154890	620	0.40	4680
ปลดสายส่งบัส30-97	154340	155740	1400	0.90	4610
ปลดสายส่งบัส29-76	154400	156330	1930	1.23	4550
ปลดสายส่งบัส21-23	154410	157030	2620	1.67	4540
ปลดสายส่งบัส111-77	154450	155450	1000	0.64	4500
ปลดหม้อแปลงบัส144-1	154590	157940	3350	2.12	4360
ปลดสายส่งบัส32-59	154640	154900	260	0.17	4310
ปลดสายส่งบัส25-120	154670	155450	780	0.50	4280
ปลดสายส่งบัส12-23	154720	155700	980	0.63	4230
ปลดสายส่งบัส29-74	154780	156840	2060	1.31	4170
ปลดสายส่งบัส66-68	154950	157010	2060	1.31	4000
ปลดสายส่งบัส71-92	154980	158730	3750	2.36	3970
ปลดหม้อแปลงบัส112-125	155000	155100	100	0.06	3950
ปลดสายส่งบัส119-59	155020	155440	420	0.27	3930
ปลดสายส่งบัส50-61	155030	157880	2850	1.81	3920
ปลดหม้อแปลงบัส110-138	155140	155950	810	0.52	3810
ปลดสายส่งบัส102-132	155150	155250	100	0.06	3800
ปลดหม้อแปลงบัส109-100	155210	156980	1770	1.13	3740

ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดหม้อแปลงบัส25-130	155230	156090	860	0.55	3720
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 140	155260	156990	1730	1.10	3690
ปลดสายส่งบัส141-23	155280	157520	2240	1.42	3670
ปลดหม้อแปลงบัส121-87	155290	156560	1270	0.81	3660
ปลดหม้อแปลงบัส109-79	155300	156340	1040	0.67	3650
ปลดสายส่งบัส43-22	155320	155600	280	0.18	3630
ปลดหม้อแปลงบัส121-86	155320	155630	310	0.20	3630
ปลดสายส่งบัส59-60	155340	158390	3050	1.93	3610
ปลดสายส่งบัส26-33	155360	157890	2530	1.60	3590
ปลดสายส่งบัส27-109	155360	157010	1650	1.05	3590
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 143	155360	158230	2870	1.81	3590
ปลดสายส่งบัส111-31	155390	156798	1408	0.90	3560
ปลดสายส่งบัส30-94	155490	155640	150	0.10	3460
ปลดสายส่งบัส111-53	155520	157720	2200	1.39	3430
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 142	155620	156310	690	0.44	3330
ปลดสายส่งบัส32-21	155660	156460	800	0.51	3290
ปลดสายส่งบัส51-64	155870	156980	1110	0.71	3080
ปลดสายส่งบัส111-54	155920	157860	1940	1.23	3030
ปลดหม้อแปลงบัส31-103	155990	157980	1990	1.26	2960
ปลดสายส่งบัส70-122	156020	156070	50	0.03	2930
ปลดสายส่งบัส61-65	156220	157320	1100	0.70	2730
ปลดสายส่งบัส146-20	156320	157840	1520	0.96	2630
ปลดสายส่งบัส117-93	156370	158830	2460	1.55	2580
ปลดสายส่งบัส110-118	156470	156640	170	0.11	2480

ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิด  
สถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการ ปรับปรุง (MW)	ค่าการ ปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 145	156560	157150	590	0.38	2390
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 146	156560	157460	900	0.57	2390
ปลดสายส่งบัส115-68	156720	157690	970	0.62	2230
ปลดสายส่งบัส111-104	156960	157380	420	0.27	1990
ปลดสายส่งบัส111-95	157000	157390	390	0.25	1950
ปลดสายส่งบัส70-124	157070	158110	1040	0.66	1880
ปลดหม้อแปลงบัส142-6	157080	158650	1570	0.99	1870
ปลดสายส่งบัส113-42	157120	157270	150	0.10	1830
ปลดสายส่งบัส33-39	157170	158030	860	0.54	1780
ปลดสายส่งบัส6-23	157200	158340	1140	0.72	1750
ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 141	157230	158830	1600	1.01	1720
ปลดสายส่งบัส104-18	157360	157410	50	0.03	1590
ปลดสายส่งบัส27-80	157430	157930	500	0.32	1520
ปลดสายส่งบัส47-67	157560	158000	440	0.28	1390
ปลดสายส่งบัส11-13	157610	157890	280	0.18	1340
ปลดหม้อแปลงบัส112-75	157700	158170	470	0.30	1250
ปลดหม้อแปลงบัส4-1	157710	157980	270	0.17	1240
ปลดสายส่งบัส46-48	157720	157930	210	0.13	1230
ปลดสายส่งบัส139-2	157820	158060	240	0.15	1130
ปลดสายส่งบัส121-7	157950	158000	50	0.03	1000
ปลดสายส่งบัส38-40	157980	158030	50	0.03	970
ปลดสายส่งบัส121-47	158010	158630	620	0.39	940
ปลดสายส่งบัส116-121	158140	158520	380	0.24	810
ปลดสายส่งบัส114-7	158330	158590	260	0.16	620



ตารางที่ 4.55 การจัดเรียงลำดับผลกระทบของสถานการณ์ฉุกเฉินและผลการปรับปรุงหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

สถานการณ์ฉุกเฉิน	ATC Base case(MW)	Optimize ATC (MW)	ค่าผลต่างการปรับปรุง (MW)	ค่าการปรับปรุง (%)	delta ATC (MW)
ปลดหม้อแปลงบัส143-6	158340	158350	10	0.01	610
ปลดสายส่งบัส28-23	158500	158520	20	0.01	450
ปลดสายส่งบัส61-62	158560	158860	300	0.19	390
ปลดสายส่งบัส113-115	158640	158880	240	0.15	310
ปลดสายส่งบัส46-55	158640	158740	100	0.06	310

หมายเหตุ : กรณีเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งระหว่างบัสที่ 116 - 117 จะทำให้ระบบที่อยู่บัส 122 บัส 111 และบัส 124 ไฟดับเนื่องจากเป็นบัสที่อยู่ต่อเนื่องระหว่างบัสที่ 116 - 117 โดยไม่มีเชื่อมอยู่กับบัสอื่น และไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ที่บัสนั้น ๆ ไม่มีตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าติดที่อยู่บัสนั้น ๆ จึงทำให้ระบบในบริเวณดังกล่าวไฟดับเมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งระหว่างบัสที่ 116 - 117

ตารางที่ 4.56 สรุปผลกระทบเมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ากำลังของแต่ละระบบ

ระบบ	กรณีที่ได้รับผลกระทบหนักที่สุด	กรณีที่ได้รับผลกระทบเบาที่สุด
ระบบทดสอบ 14 บัส	สายส่งที่บัส 1-2 ชำรุด	หม้อแปลงที่บัส 6-11 ชำรุด
ระบบทดสอบ 30 บัส	หม้อแปลงที่บัส 6-11 ชำรุด	สายส่งที่บัส 10-22 ชำรุด
ระบบทดสอบ 57 บัส	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 8 ชำรุด	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 3 ชำรุด
การไฟฟ้านครราชสีมา 2	สายส่งที่บัส 5-6 ชำรุด	สายส่งที่บัส 1-9 ชำรุด
การไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก	สายส่งที่บัส 1-2 ชำรุด	สายส่งที่บัส 46-55 ชำรุด

#### 4.10 สรุป

ในบทที่ 4 ได้กล่าวถึงผลการทดสอบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินและได้ยกตัวอย่างจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดในบางกรณีเมื่อระบบเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน เพื่อวางแผนเตรียมความพร้อมให้กับระบบ ซึ่งในแต่ละกรณีจะได้รับผลกระทบต่อระบบที่แตกต่างกัน ดังนั้นจึงได้ทำผลตารางเพื่อแสดงถึงว่าสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นนั้น กรณีใดมีค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

มากที่สุดคือระบบมีความเสี่ยงที่จะทำให้ระบบขาดเสถียรภาพได้น้อยที่สุด ส่วนกรณีที่มีค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าน้อย จะทำให้ระบบขาดเสถียรภาพมากที่สุด ซึ่งได้แสดงผลไว้ดังตาราง 4.56



## บทที่ 5

### สรุป และข้อเสนอแนะ

#### 5.1 สรุป

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการศึกษาค้นคว้าหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยพิจารณาวัตถุประสงค์เอทีซีเท่านั้น ซึ่งได้ทำการศึกษาทั้งหมด 5 ระบบด้วยกัน คือ ระบบทดสอบ 14 บัส ระบบทดสอบ 30 บัส ระบบทดสอบ 57 บัส ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 และระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส โดยเน้นวิธีการแก้ปัญหาโดยใช้วิธีวิวัฒนาการผลต่างในการแก้ปัญหาหลัก

ระบบทดสอบ 14 บัส ในงานวิจัยนี้ได้สนใจแก้ปัญหาของระบบนี้ด้วย 4 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ เอทีซี ดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพ กำลังงานสูญเสีย และค่าต้นทุนเชื้อเพลิง ในการแก้ปัญหานี้จำเป็นต้องใช้สมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นสมการหลักในการแก้ไขปัญหามาจากการหาฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลาย ๆ ตัวในระบบทดสอบ 14 บัสนี้ พบว่าปัญหาสำคัญที่ต้องควบคุมหรือวางแผนนั้นคือ เอทีซี เนื่องจากระบบควรอยู่ในสถานะที่สมดุลตลอดเวลา ทั้งกรณีระบบอยู่ในสถานะปกติหรือหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน และจากการทดสอบฟังก์ชัน เอทีซี นั้นทำให้พบอีกว่าเมื่อแก้ปัญหาเพื่อหาค่า เอทีซีที่สูงที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินแล้วนั้นค่ากำลังงานไฟฟ้าสูญเสียของสายส่งนั้นมีค่าต่ำด้วย ซึ่งถือเป็นผลดีต่อระบบเป็นอย่างมาก จากการทดลองนั้นในระบบทดสอบ 14 บัส พบว่าถ้าเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 2 จะส่งผลกระทบต่ออย่างหนักที่สุดต่อระบบทดสอบ และถ้าเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่หม้อแปลงระหว่างบัส 6 และ บัส 11 นั้นจะมีผลกระทบต่อระบบเบาที่สุด ซึ่งผลคำตอบที่ได้มีความน่าเชื่อถือ เนื่องจากได้ทำการรันซ้ำด้วยวิธีอื่น ๆ ด้วยได้แก่ วิธี GA และ วิธี SQP

ระบบทดสอบ 30 บัส ในระบบนี้ได้หาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยพิจารณาเอทีซีเท่านั้นเช่นกัน โดยผลกระทบต่อระบบที่หนักที่สุดคือ การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่หม้อแปลงระหว่างบัส 6 และบัส 11 และผลกระทบต่อระบบที่เบาที่สุดคือ การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งระหว่างบัสที่ 10 และบัสที่ 20 ซึ่งผลคำตอบที่ได้มีความน่าเชื่อถือเช่นกัน เนื่องจากได้ทำการรันซ้ำด้วยวิธีอื่น ๆ ด้วยได้แก่ วิธี GA และ วิธี SQP

ระบบทดสอบ 57 บัส ในระบบนี้ได้ทำการหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยพิจารณาเอทีซีเท่านั้นเช่นกัน โดยผลกระทบต่อระบบที่หนักที่สุดคือ การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 8 และผลกระทบต่อระบบที่เบาที่สุดคือ การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัส 3 ซึ่งผลคำตอบที่ได้มีความน่าเชื่อถือเช่นเดียวกัน เนื่องจากได้ทำการรันซ้ำด้วยวิธีอื่น ๆ ด้วย ได้แก่ วิธี GA และ วิธี SQP

ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 ในระบบนี้ได้หาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยพิจารณาเอทีซีเท่านั้นเช่นกัน โดยผลกระทบต่อระบบที่หนักที่สุดคือ การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งระหว่างบัส 5 และบัส 6 และผลกระทบต่อระบบที่เบาที่สุดคือ การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 9 ซึ่งผลคำตอบที่ได้มีความน่าเชื่อถือเช่นเดียวกัน เนื่องจากได้ทำการรันซ้ำด้วยวิธีอื่น ๆ ด้วย ได้แก่ วิธี GA และ วิธี SQP

ระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส ในระบบนี้ได้หาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยพิจารณาเอทีซีเท่านั้นเช่นกันแต่มีการรันเก็บผลต่างจากระบบอื่นคือ ในระบบนี้ไม่ได้รันผลซ้ำ 30 ครั้ง เนื่องจากเป็นระบบที่ใหญ่และใช้เวลาในการรันมากจึงรันผลเพียง 1 รอบ โดยผลกระทบต่อระบบที่หนักที่สุดคือ การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 2 และผลกระทบต่อระบบที่เบาที่สุดคือ การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่สายส่งระหว่างบัส 46 และบัส 55 ซึ่งผลคำตอบที่ได้มีความน่าเชื่อถือเช่นเดียวกัน

การหาคำตอบจุดทำงานเหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินและการจัดเรียงความเสี่ยงของระบบในแต่ละกรณีนั้นมีความสำคัญเป็นอย่างมากทำให้ทราบว่า การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินที่บริเวณไหนนั้นมีค่าความเสี่ยงมากที่สุด เพื่อวางแผนและป้องกันการเกิดไฟฟ้าดับแบบต่อเนื่อง ซึ่งหัวใจหลักของวิทยานิพนธ์นี้คือสามารถทำให้คงเสถียรภาพและมั่นคงสามารถใช้งานต่อไปได้อย่างดีที่สุดเมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง

## 5.2 ข้อเสนอแนะ

1. ในการรันผลเพื่อหาค่าจุดทำงานเหมาะสมที่สุดของระบบ 147 บัสด้วยวิธีวิวัฒนาการผลต่าง และวิธีเชิงพันธุกรรมสามารถปรับแต่งค่าจำนวนประชากร และสามารถเพิ่มรอบการรันให้มากขึ้น ซึ่งผู้จัดทำวิทยานิพนธ์นี้แนะนำว่าในการรันด้วยวิธีเชิงพันธุกรรมควรใช้จำนวนรอบในการรันมากกว่าวิธีวิวัฒนาการผลต่างเนื่องจากผลการทดสอบระบบทดสอบ 14 บัส 30 บัส 57 บัส และการไฟฟ้านครราชสีมา 2 นั้นทำให้สามารถสรุปได้ว่าวิธีวิวัฒนาการผลต่างใช้ระยะเวลาและจำนวนรอบในการเข้าสู่ของคำตอบเร็วกว่าวิธีเชิงพันธุกรรม และในการรันผลเพื่อหาผลของคำตอบที่ต่ำที่สุดของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออกนั้นควรเพิ่มจำนวนรอบในการรันขึ้นไป และเมื่อได้ค่า

คำตอบที่ต่ำที่สุดแล้วควรรันซ้ำอย่างน้อย 30 รอบเพื่อให้ข้อมูลที่ได้มีความแม่นยำยิ่งขึ้น ซึ่งถ้าผู้อ่านสนใจสามารถรันผลได้จาก Code MATLAB 147 bus ซึ่งได้ทำการเก็บข้อมูลไว้ใน CD เรียบร้อยแล้ว

2. การแก้ปัญหาการหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการวนรอบควรรันจำนวนรอบให้มีการลู่อเข้าจนกระทั่งค่าความต่างของค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานจะมีค่าน้อยมาก ๆ

3. สร้างโปรแกรมย่อยเพื่อกำหนดเงื่อนไขของการออกจากโปรแกรมเพิ่มขึ้นมาเช่นเงื่อนไขความคลาดเคลื่อนสูงสุดที่ยอมรับได้เพื่อให้รอบการคำนวณไม่จำเป็นต้องเท่ากับที่กำหนดไว้

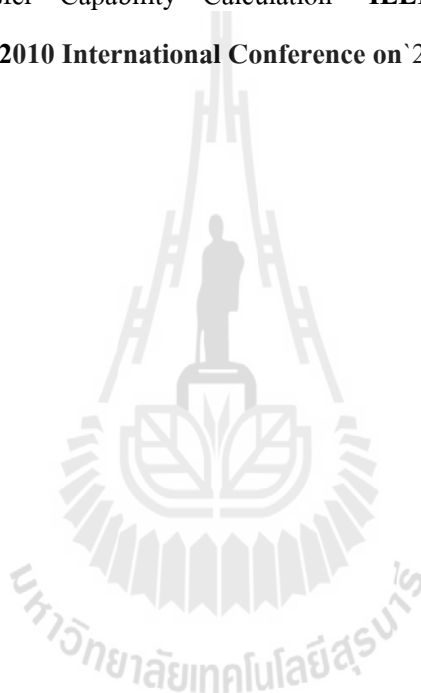
4. จำนวนชุดข้อมูลในฐานะข้อมูลต้องมีจำนวนมากพอ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้จำนวนข้อมูล 30 ชุด ต่อการทดสอบผลระบบทดสอบหนึ่งระบบ เพื่อให้การอนุมานผลของคำตอบมีความถูกต้องมากยิ่งขึ้น



## รายการอ้างอิง

- ชนิดชัย กุลวรรวานิชพงษ์ (2550). เทคนิคการหาค่าเหมาะที่สุด. เอกสารประกอบการสอน สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี. 130-139.
- ชนิดชัย กุลวรรวานิชพงษ์ (2551). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. เอกสารประกอบการสอน สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี. 130-139.
- ชนิดชัย กุลวรรวานิชพงษ์ (2542). การทำงานที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้การตัดลัดใจแบบพีชชี. วิทยานิพนธ์มหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. 21-26
- Ejebe G.C. , Tong J., Waight J.G., Frame J.G., Wang X. and Tinney W. F., (1988) "Available Transfer Capability Calculations" **IEEE Transactions on power system**, Vol. 13, No.4, November 1988
- Vonlokham M. , Hungsasutra S. , Suksri A. และ Triyangkulsri J., (2007) "Power system contingency analysis of lao PDR using Excel's solver" **KKU Engineering Journal** Vol34 No.6(707-718) November-December 2007
- Patel M.Y. and Girgis A.A. (2011) " New Iterative Method for Available Transfer Capability Calculation" **Power and Energy Society General Meeting**, 2011 IEEE on 24-29 July
- Sinsuphun N. , Leeton U. , Kwannetr U. , Uthitsunthorn D. and Kulworawanichpong T. (2010) "Application of Harmony Search to Optimal Power Flow Problem" **IEEE Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference** No.(219 - 222) on 20 June 2010
- Sinsuphun N. , Leeton U. , Kwannetr U. , Uthitsunthorn D. and Kulworawanichpong T. (2011) " Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Swarm Intelligences" **ECTI Transactions on electronics L ENG., electronics, and communications** Vol.9, No.1 February 2011
- Fischl R. , Thomas , Halpn F. and Guvenis A., (1982) "The Application of Decision Theory to Contingency Selection" **IEEE Transactions circuit and system**, Vol CAS-29, No, 11, November 1982

- umari S. M. K, Priyanka G. and Sydulu M. (2007) "Comparison of Genetic Algorithms and Particle Swarm Optimization for Optimal Power Flow Including FACTS devices" **IEEE Power Tech 2007**, pp. 1105 - 1110, 1-5 July 2007.
- Gao Y. , Zhou M. and Yang J. (2010) "Available Transfer Capability Calculation Based on Contingency Selection" **IEEE conference on Industrial Electronic and Applications** 2010
- Gao Y. , Zhou M. and Yang J., (2011) "Information Entropy Based Contingency selection for Available Transfer Capability Calculation" **IEEE Power System Technology (POWERCON) 2010 International Conference on** 26-28 Oct 2011





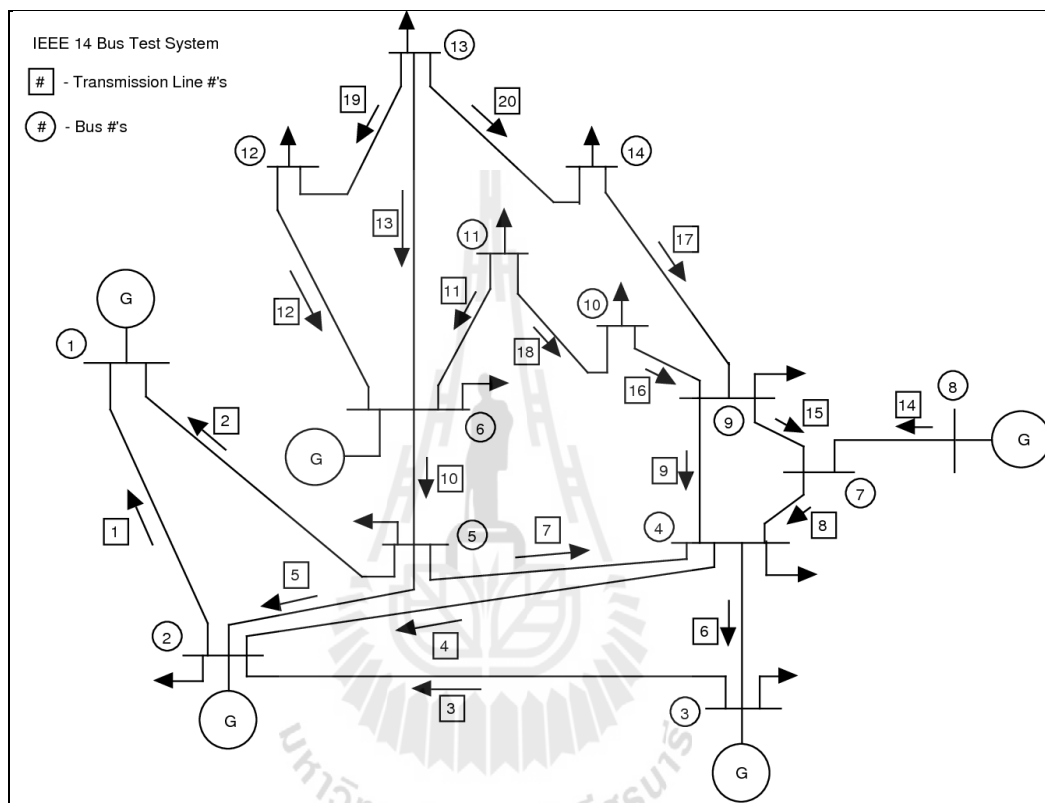
ภาคผนวก ก

ระบบทดสอบ



**ระบบทดสอบ**

ระบบทดสอบที่นำมาทดสอบในวิทยานิพนธ์นี้ ประกอบด้วยระบบทดสอบ 5 ระบบ คือ ระบบทดสอบ IEEE 14 บัส 30 บัส 57 ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 และระบบการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียง(EGAT) รายละเอียดของระบบทดสอบแสดงได้ดังนี้



รูปที่ ก.1 ระบบทดสอบมาตรฐาน IEEE 14 บัส

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลระบบทดสอบ 14 บัส

บัส	ชนิดของบัส	แรงดัน (p.u.)	กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า(MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า(MVAR)	โหลด (MW)	โหลด (Mvar)	Q min	Q max
1	1	1.060	0	0	0	0	0	0
2	2	1.045	40	42.4	21.7	12.7	-40	50

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลระบบทดสอบ 14 บัส (ต่อ)

บัส	ชนิดของบัส	แรงดัน (p.u.)	กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)	โหลด (MW)	โหลด (Mvar)	Q min	Q max
3	2	1.010	0	23.4	94.2	19.0	0	40
4	3	1.000	0	0	47.8	-3.9	0	0
5	3	1.000	0	0	7.6	1.6	0	0
6	2	1.070	0	12.2	11.2	7.5	-6	24
7	3	1.000	0	17.4	0	0	0	0
8	2	1.090	0	0	0	0	-6	24
9	3	1.000	0	0	29.5	16.6	0	0
10	3	1.000	0	0	9.0	5.8	0	0
11	3	1.000	0	0	3.5	1.8	0	0
12	3	1.000	0	0	6.1	1.6	0	0
13	3	1.000	0	0	13.5	5.8	0	0
14	3	1.000	0	0	14.9	5.0	0	0

ตารางที่ ก.2 ค่าสัมประสิทธิ์ฟังก์ชันเชิงเส้น

บัส	กำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุด (MW)	กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด (MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟต่ำสุด (MVar)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุด (MVar)	a	b	c
1	50	200	-20	150	150	2.45	0.00375
2	20	80	-20	400	44.43	3.51	0.0150
3	15	50	-15	44	55	2.75	0.0175
6	10	30	-15	62	40.63	3.89	0.013
8	10	35	-10	40	75.0	2.85	0.0275

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 14 บัส

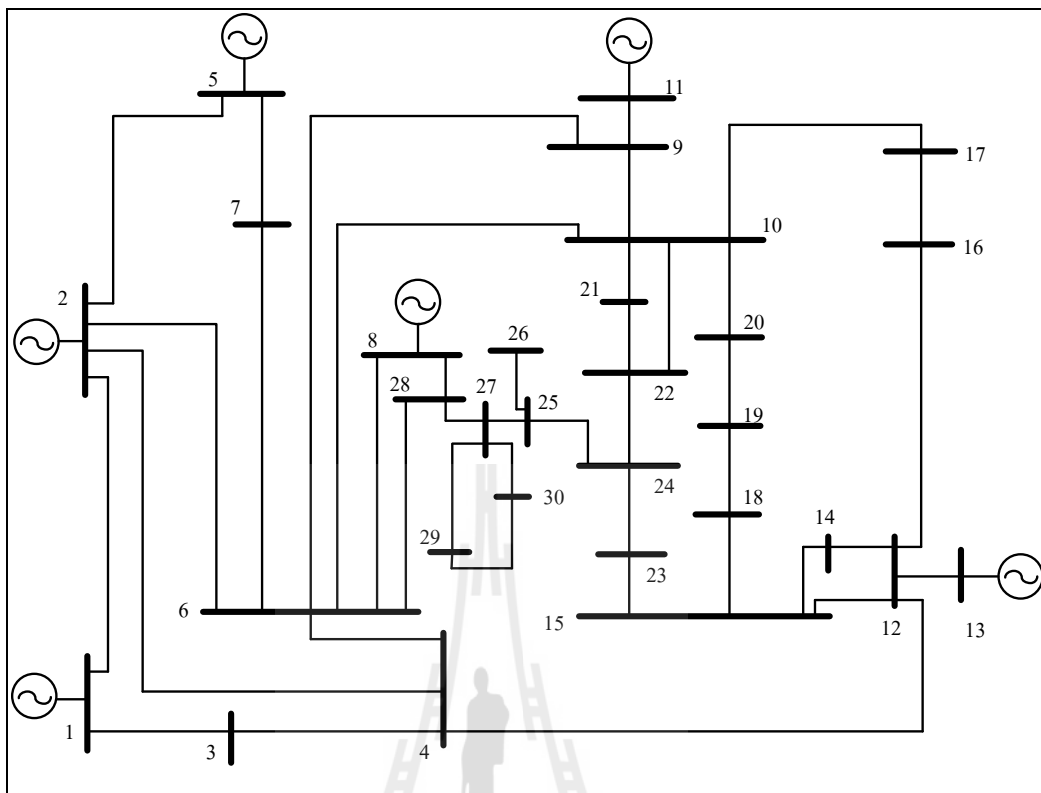
จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง	ค่าสูงสุดของสายส่ง (MW)
1	2	0.01938	0.05917	0.0264	1	200
1	5	0.05403	0.22304	0.0246	1	100
2	3	0.04699	0.19797	0.0219	1	100
2	4	0.05811	0.17632	0.0170	1	100
2	5	0.05695	0.17388	0.0173	1	100
3	4	0.06701	0.17103	0.0064	1	100
4	5	0.01335	0.04211	0	1	100
4	7	0	0.20912	0	0.978	100
4	9	0	0.55618	0	0.969	100
5	6	0	0.25202	0	0.932	100
6	11	0.09498	0.19890	0	1	50
6	12	0.12291	0.25581	0	1	50
6	13	0.06615	0.13027	0	1	100
7	8	0	0.17615	0	1	100
7	9	0	0.11001	0	1	100
9	10	0.03181	0.08450	0	1	50
9	14	0.12711	0.27038	0	1	50
10	11	0.08205	0.19207	0	1	50
12	13	0.22092	0.19988	0	1	50
13	14	0.17093	0.34802	0	1	50

หมายเหตุ

หมายเลข 1 คือ บัสที่เป็นสแล็กบัส

หมายเลข 2 คือบัสที่สามารถควบคุมแรงดัน (PV bus)

หมายเลข 3 คือบัสโหลด (PQ Bus)



รูปที่ ก.2 ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

บัส	ชนิดของบัส	แรงดัน (p.u.)	กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)	โหลด (MW)	โหลด (Mvar)	Q min	Q max
1	1	0	23.54	0	0	0	-20	150
2	2	0	60.97	0	21.7	12.7	-20	60
3	3	0	0	0	2.4	1.2	0	0
4	3	0	0	0	7.6	1.6	0	0
5	2	0	37.00	0	0	0	-15	44.7
6	3	0	0	0	0	0	0	0
7	3	0	0	0	22.8	10.9	0	0
8	2	0	21.59	0.00	30	30	-15	62.5

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 30 บัส (ต่อ)

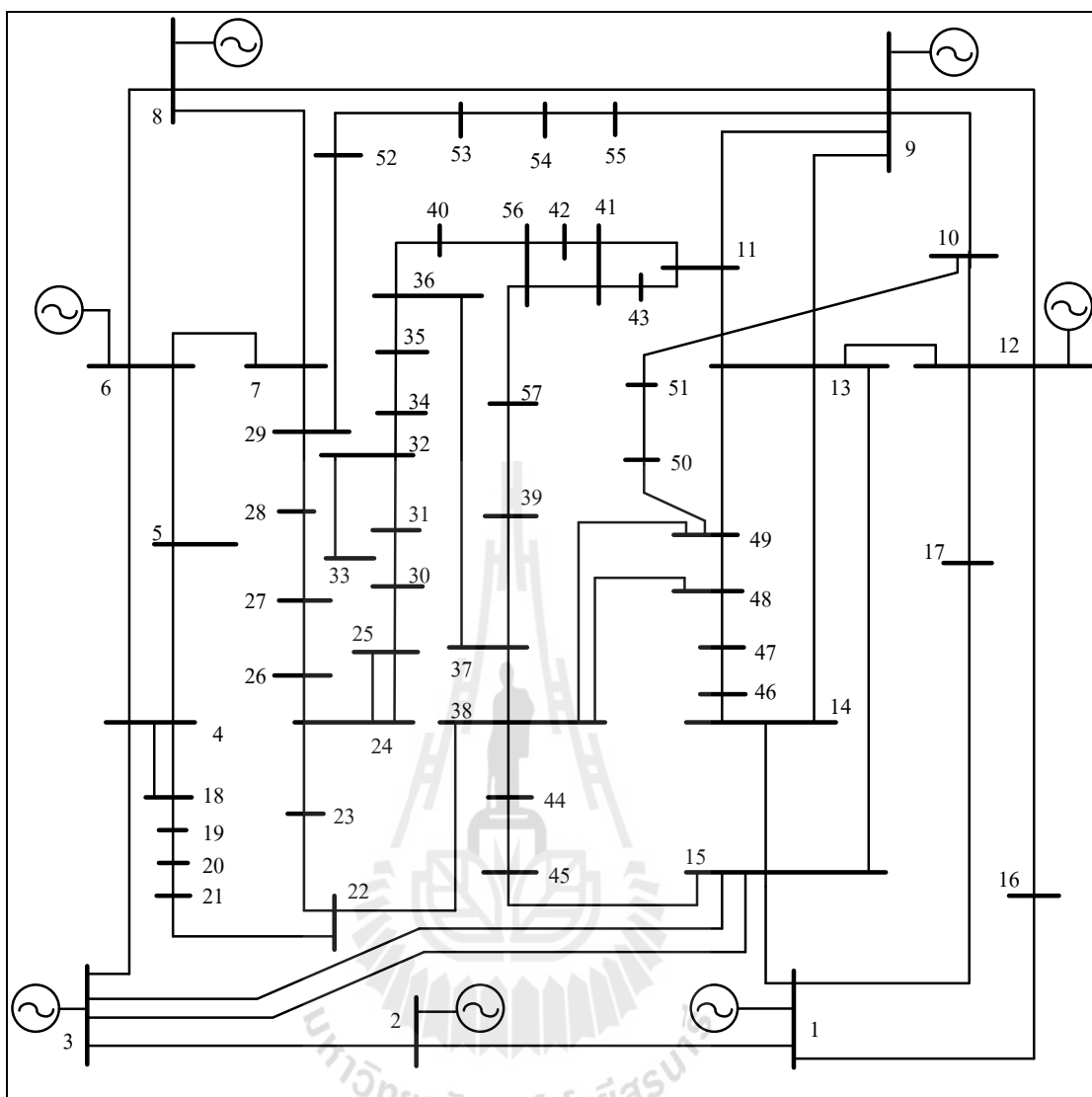
บัส	ชนิดของบัส	แรงดัน (p.u.)	กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)	โหลด (MW)	โหลด (Mvar)	Q min	Q max
9	3	0	0	0	0	0	0	0
10	3	0	0	0	5.8	2	0	0
11	2	0	19.2000	0	0	0	-10	40
12	3	0	0	0	11.2	7.5	0	0
13	2	0	26.9100	0	0	0	-15	48.7
14	3	0	0	0	6.2	1.6	0	0
15	3	0	0	0	8.2	2.5	0	0
16	3	0	0	0	3.5	1.8	0	0
17	3	0	0	0	9	5.8	0	0
18	3	0	0	0	3.2	0.90	0	0
19	3	0	0	0	9.50	3.4	0	0
20	3	0	0	0	2.20	0.7	0	0
21	3	0	0	0	17.5	11.2	0	0
22	3	0	0	0	0	0	0	0
23	3	0	0	0	3.2	1.60	0	0
24	3	0	0	0	8.7	6.70	0	0
25	3	0	0	0	0.0	0	0	0
26	3	0	0	0	3.5	2.3	0	0
27	3	0	0	0	0.0	0	0	0
28	3	0	0	0	0.0	0	0	0
29	3	0	0	0	2.40	0.9	0	0
30	3	0	0	0	10.60	1.9	0	0

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
1	2	0.02	0.06	0.03	1
1	3	0.05	0.19	0.02	1
2	4	0.06	0.17	0.02	1
3	4	0.01	0.04	0	1
2	5	0.05	0.2	0.02	1
2	6	0.06	0.18	0.02	1
4	6	0.01	0.04	0	1
4	12	0	0.26	0	1
5	7	0.05	0.12	0.01	1
6	7	0.03	0.08	0.01	1
6	8	0.01	0.04	0	1
6	9	0	0.21	0	1
6	28	0.02	0.06	0.01	1
6	10	0	0.56	0	1
8	28	0.06	0.2	0.02	1
9	11	0	0.21	0	1
9	10	0	0.11	0	1
10	20	0.09	0.21	0	1
10	17	0.03	0.08	0	1
10	21	0.03	0.07	0	1
10	22	0.07	0.15	0	1
12	13	0	0.14	0	1
12	14	0.12	0.26	0	1
12	15	0.07	0.13	0	1
12	16	0.09	0.2	0	1
14	15	0.22	0.2	0	1

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ IEEE 30 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
15	18	0.11	0.22	0	1
15	23	0.1	0.2	0	1
16	17	0.08	0.19	0	1
18	19	0.06	0.13	0	1
19	20	0.03	0.07	0	1
21	22	0.01	0.02	0	1
22	24	0.12	0.18	0	1
23	24	0.13	0.27	0	1
24	25	0.19	0.33	0	1
25	26	0.25	0.38	0	1
25	27	0.11	0.21	0	1
28	27	0	0.4	0	1
27	29	0.22	0.42	0	1
27	30	0.32	0.6	0	1
29	30	0.24	0.45	0	1



รูปที่ ก.3 ระบบทดสอบ IEEE 57 บัส



ตารางที่ ก.6 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 57 บัส

บัส	ชนิดของบัส	แรงดัน (p.u.)	กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า(MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)	โหลด (MW)	โหลด (Mvar)	Q min	Q max
1	1	1	0	478.9	-16.1	55	17	-200
2	2	1	0	0	-0.8	3	88	-17
3	2	1	0	40	-1	41	21	-10
4	3	1	0	0	0	0	0	0
5	3	1	0	0	0	13	4	0
6	2	1	0	0	0.8	75	2	-8
7	3	1	0	0	0	0	0	0
8	2	1	0	450	62.1	150	22	-140
9	2	1	0	0	2.2	121	26	-3
10	3	1	0	0	0	5	2	0
11	3	1	0	0	0	0	0	0
12	2	1	0	310	128.5	377	24	-150
13	3	1	0	0	0	18	2.3	0
14	3	1	0	0	0	10.5	5.3	0
15	3	1	0	0	0	22	5	0
16	3	1	0	0	0	43	3	0
17	3	1	0	0	0	42	8	0
18	3	1	0	0	0	27.2	9.8	0
19	3	1	0	0	0	3.3	0.6	0
20	3	1	0	0	0	2.3	1	0
21	3	1	0	0	0	0	0	0
22	3	1	0	0	0	0	0	0
23	3	1	0	0	0	6.3	2.1	0
24	3	1	0	0	0	0	0	0
25	3	1	0	0	0	6.3	3.2	0

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 57 บัส (ต่อ)

บัส	ชนิดของบัส	แรงดัน (p.u.)	กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า(MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)	โหลด (MW)	โหลด (Mvar)	Q min	Q max
26	3	1	0	0	0	0	0	0
27	3	1	0	0	0	9.3	0.5	0
28	3	1	0	0	0	4.6	2.3	0
29	3	1	0	0	0	17	2.6	0
30	3	1	0	0	0	3.6	1.8	0
31	3	1	0	0	0	5.8	2.9	0
32	3	1	0	0	0	1.6	0.8	0
33	3	1	0	0	0	3.8	1.9	0
34	3	1	0	0	0	0	0	0
35	3	1	0	0	0	6	3	0
36	3	1	0	0	0	0	0	0
37	3	1	0	0	0	0	0	0
38	3	1	0	0	0	14	7	0
39	3	1	0	0	0	0	0	0
40	3	1	0	0	0	0	0	0
41	3	1	0	0	0	6.3	3	0
42	3	1	0	0	0	7.1	4.4	0
43	3	1	0	0	0	2	1	0
44	3	1	0	0	0	12	1.8	0
45	3	1	0	0	0	0	0	0
46	3	1	0	0	0	0	0	0
47	3	1	0	0	0	29.7	11.6	0
48	3	1	0	0	0	0	0	0
49	3	1	0	0	0	18	8.5	0
50	3	1	0	0	0	21	10.5	0

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 57 บัส (ต่อ)

บัส	ชนิดของบัส	แรงดัน (p.u.)	กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า(MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)	โหลด (MW)	โหลด (Mvar)	Q min	Q max
51	3	1	0	0	0	18	5.3	0
52	3	1	0	0	0	4.9	2.2	0
53	3	1	0	0	0	20	10	0
54	3	1	0	0	0	4.1	1.4	0
55	3	1	0	0	0	6.8	3.4	0
56	3	1	0	0	0	7.6	2.2	0
57	3	1	0	0	0	6.7	2	0

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ IEEE 57 บัส

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
1	2	0.0083	0.028	0.129	1
2	3	0.0298	0.085	0.0818	1
3	4	0.0112	0.0366	0.038	1
4	5	0.0625	0.132	0.0258	1
4	6	0.043	0.148	0.0348	1
6	7	0.02	0.102	0.0276	1
6	8	0.0339	0.173	0.047	1
8	9	0.0099	0.0505	0.0548	1
9	10	0.0369	0.1679	0.044	1
9	11	0.0258	0.0848	0.0218	1
9	12	0.0648	0.295	0.0772	1
9	13	0.0481	0.158	0.0406	1
13	14	0.0132	0.0434	0.011	1
13	15	0.0269	0.0869	0.023	1
1	15	0.0178	0.091	0.0988	1

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ IEEE 57 บัส (ต่อ)

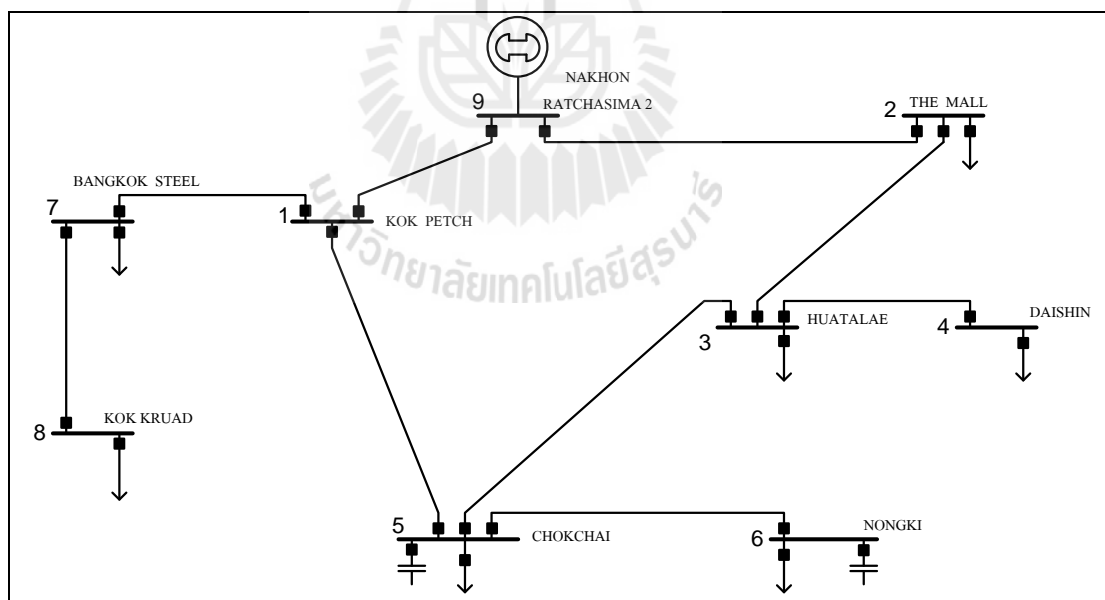
จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
1	16	0.0454	0.206	0.0546	1
1	17	0.0238	0.108	0.0286	1
3	15	0.0162	0.053	0.0544	1
4	18	0	0.555	0	0.97
5	6	0.0302	0.0641	0.0124	1
7	8	0.0139	0.0712	0.0194	1
10	12	0.0277	0.1262	0.0328	1
11	13	0.0223	0.0732	0.0188	1
12	13	0.0178	0.058	0.0604	1
12	16	0.018	0.0813	0.0216	1
12	17	0.0397	0.179	0.0476	1
14	15	0.0171	0.0547	0.0148	1
18	19	0.461	0.685	0	1
19	20	0.283	0.434	0	1
21	20	0	0.7767	0	1.043
21	22	0.0736	0.117	0	1
22	23	0.0099	0.0152	0	1
23	24	0.166	0.256	0.0084	1
24	25	0	1.182	0	1
24	26	0	0.0473	0	1.043
26	27	0.165	0.254	0	1
27	28	0.0618	0.0954	0	1
28	29	0.0418	0.0587	0	1
7	29	0	0.0648	0	0.967
25	30	0.135	0.202	0	1
30	31	0.326	0.497	0	1

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ IEEE 57 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
31	32	0.507	0.755	0	1
32	33	0.0392	0.036	0	1
34	32	0	0.953	0	0.975
34	35	0.052	0.078	0.0032	1
35	36	0.043	0.0537	0.0016	1
36	37	0.029	0.0366	0	1
37	38	0.0651	0.1009	0.002	1
37	39	0.0239	0.0379	0	1
36	40	0.03	0.0466	0	1
22	38	0.0192	0.0295	0	1
11	41	0	0.749	0	0.955
41	42	0.207	0.352	0	1
41	43	0	0.412	0	1
38	44	0.0289	0.0585	0.002	1
15	45	0	0.1042	0	0.955
14	46	0	0.0735	0	0.9
46	47	0.023	0.068	0.0032	1
47	48	0.0182	0.0233	0	1
48	49	0.0834	0.129	0.0048	1
49	50	0.0801	0.128	0	1
50	51	0.1386	0.22	0	1
10	51	0	0.0712	0	0.93
13	49	0	0.191	0	0.895
29	52	0.1442	0.187	0	1
52	53	0.0762	0.0984	0	1
53	54	0.1878	0.232	0	1

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ IEEE 57 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
54	55	0.1732	0.2265	0	1
11	43	0	0.153	0	0.958
44	45	0.0624	0.1242	0.004	1
40	56	0	1.195	0	0.958
56	41	0.553	0.549	0	1
56	42	0.2125	0.354	0	1
39	57	0	1.355	0	0.98
57	56	0.174	0.26	0	1
38	49	0.115	0.177	0.006	1
38	48	0.0312	0.0482	0	1
9	55	0	0.1205	0	0.94



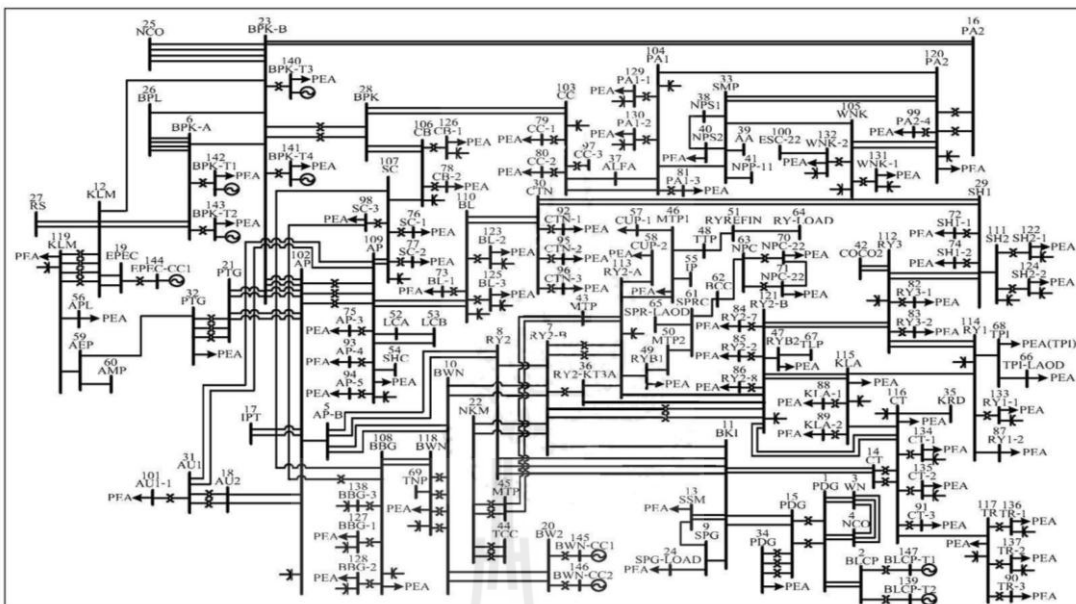
รูปที่ ก.4 ระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2 (9 บัส)

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

บัส	ชนิดของบัส	แรงดัน (p.u.)	กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)	โหลด (MW)	โหลด (Mvar)	Q min	Q max
1	1	1	0	0	0	0	0	-50
2	3	1	0	0	0	9	4	0
3	3	1	0	0	0	56	24	0
4	3	1	0	0	0	5	3	0
5	2	1	0	0	0	20	13	-50
6	2	1	0	0	0	27	20	-50
7	3	1	0	0	0	9	3	0
8	3	1	0	0	0	12	9	0
9	3	1	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ ก.9 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้านครราชสีมา 2

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
1	2	0.0026	0.0162	0.0023	1
9	1	0.0019	0.0115	0.0017	1
2	3	0.0049	0.0304	0.0043	1
3	4	0.0005	0.0024	0.0003	1
3	5	0.0104	0.0648	0.0092	1
7	9	0.0008	0.0047	0.0006	1
7	8	0.0014	0.0089	0.0013	1
9	5	0.0111	0.0688	0.0096	1
5	6	0.0156	0.0972	0.0137	1



รูปที่ ก.5 ระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก (147 บัส)

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส

bus	Type bus	V (p.u.)	del (p.u.)	PG (MW)	OG (MVAR)	PG load (MW)	PQ load (Mvar)
1	3	1.0113	-8.93	0	0	0	0
2	3	1.0185	-7.08	0	0	0	0
3	3	1.0175	-13.02	0	0	0	0
4	3	1.0111	-13.89	0	0	0	0
5	3	1.0121	-13.17	0	0	0	0
6	3	1.01	-16.81	0	0	0	0
7	3	1.005	-11.96	0	0	0	0
8	3	1.01	-11.43	0	0	0	0
9	3	1.0096	-11.52	0	0	0	0
10	3	1.0047	-11.53	0	0	0	0
11	3	1.0096	-11.52	0	0	0	0



ตารางที่ ก.10 ข้อมูลระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

bus	Type bus	V (p.u.)	del (p.u.)	PG (MW)	OG (MVAR)	PG load (MW)	PQ load (Mvar)
12	3	1.0058	-17.76	0	0	0	0
13	3	1.0095	-11.52	0	0	-10.7918	60.5662
14	3	0.9808	-17.32	0	0	0	0
15	3	1.0191	-10.69	0	0	0	0
16	3	0.9805	-18.78	0	0	0	0
17	3	1.015	-12.87	0	0	0	0
18	3	1.0121	-13.15	0	0	0	0
19	3	1.0132	-16.14	0	0	0	0
20	3	1.005	-11.34	0	0	0	0
21	3	1.0052	-15.89	0	0	0	0
22	3	1.0051	-11.61	0	0	0	0
23	3	1.006	-16.46	0	0	0	0
24	3	1	0	0	0	50	4.75
25	3	1.0261	-21.98	0	0	0	0
26	3	0.9748	-27.97	0	0	0	0
27	3	1.0066	-18.7	0	0	0	0
28	3	1.0178	-17.89	0	0	0	0
29	3	1.0067	-18.3	0	0	0	0
30	3	1.0055	-19.06	0	0	0	0
31	3	1.0386	-12.48	0	0	0	0
32	3	1.0131	-16.32	0	0	206.1451	77.7449
33	3	1.0251	-21.71	0	0	0	0
34	3	1.0093	-15.97	0	0	161.0452	95.8872
35	3	1.015	-21.33	0	0	0	0
36	3	1.0212	-16.07	0	0	0	0

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

bus	Type bus	V (p.u.)	del (p.u.)	PG (MW)	OG (MVAR)	PG load (MW)	PQ load (Mvar)
37	3	1	0	0	0	0	0
38	3	1.025	-21.62	0	0	0	0
39	3	1.0263	-21.64	0	0	0	0
40	3	1.025	-21.72	0	0	110.4485	29.7691
41	3	1.0256	-21.67	0	0	0	0
42	3	1.027	-16.01	0	0	0	0
43	3	1.0145	-9.53	0	0	0	0
44	3	1.0172	-8.23	0	0	0	0
45	3	1	0	0	0	0	0
46	3	1.0074	-12.74	0	0	152.7368	59.1346
47	3	1.0195	-16.18	0	0	200.6391	91.3998
48	3	1.0078	-12.73	0	0	0	0
49	3	1.0147	-12.42	0	0	133.0253	101.7511
50	3	1.0194	-10.99	0	0	0	0
51	3	1.0078	-12.73	0	0	0	0
52	3	1.0152	-17.79	0	0	0	0
53	3	1.015	-17.83	0	0	0	0
54	3	1.021	-17.37	0	0	0	0
55	3	1.0093	-12.34	0	0	0	0
56	3	1	0	0	0	50	15
57	3	1	0	0	0	80	30
58	3	1	0	0	0	70	20
59	3	1.0131	-16.32	0	0	0	0
60	3	1.0131	-16.32	0	0	0	0
61	3	1.0206	-10.64	0	0	0	0

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

bus	Type bus	V (p.u.)	del (p.u.)	PG (MW)	OG (MVAR)	PG load (MW)	PQ load (Mvar)
62	3	1.0215	-10.38	0	0	0	0
63	3	1.0218	-10.33	0	0	0	0
64	3	1.0078	-12.73	0	0	0	0
65	3	1.0206	-10.64	0	0	0	0
66	3	0.9823	-20.33	0	0	72.5927	14.7147
67	3	1.0229	-15.5	0	0	0	0
68	3	0.9823	-20.33	0	0	127.299	77.5246
69	3	1.025	-14.02	0	0	0	0
70	3	0.9999	-18.86	0	0	0	0
71	3	0.9959	-25.61	0	0	12.7739	1.872
72	3	1	0	0	0	9.867	4.933
73	3	1	0	0	0	9.867	4.933
74	3	1.0143	-20.71	0	0	8.259	5.506
75	3	1	0	0	0	43.005	17.314
76	3	1.0122	-22.63	0	0	14.2055	9.14
77	3	1	0	0	0	5.847	1.525
78	3	0.9942	-20.79	0	0	19.0508	6.7173
79	3	1	0	0	0	5.673	3.738
80	3	1.0233	-22.96	0	0	30.9438	16.4079
81	3	1.0196	-21.4	0	0	14.8662	3.7441
82	3	1.0146	-23.91	0	0	29.7325	9.4703
83	3	1	0	0	0	16.347	8.718
84	3	1.0141	-17.28	0	0	5.7263	2.6429
85	3	1.0232	-18.48	0	0	13.765	4.5149
86	3	1	0	0	0	11.988	7.084

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

bus	Type bus	V (p.u.)	del (p.u.)	PG (MW)	OG (MVAR)	PG load (MW)	PQ load (Mvar)
87	3	1	0	0	0	9.915	7.754
88	3	1	0	0	0	6.355	3.43
89	3	1.0263	-23.11	0	0	24.6669	9.6906
90	3	1.0231	-24.68	0	0	33.4766	17.8395
91	3	1.0248	-24.22	0	0	29.8426	17.2889
92	3	1	0	0	0	13.187	5.994
93	3	1	0	0	0	21.254	12.044
94	3	1.0221	-21.47	0	0	16.9585	10.7918
95	3	1.0225	-20.61	0	0	15.7472	7.1578
96	3	1.0169	-17.96	0	0	0	3.7441
97	3	1.0197	-21.37	0	0	5.112	2.476
98	3	1	0	0	0	15.8573	0
99	3	1	0	0	0	0	0
100	3	1.0203	-20.98	0	0	20.2621	8.0388
101	3	1.0251	-27.18	0	0	17.9496	11.5626
102	3	1	0	0	0	0	0
103	3	1	0	0	0	5.112	2.476
104	3	1.0121	-13.17	0	0	0	0
105	3	1.003	-25.22	0	0	0	0
106	3	1.0123	-22.18	0	0	0	0
107	3	1.004	-23.63	0	0	0	0
108	3	1.0167	-18.85	0	0	0	0
109	3	1.0122	-18.07	0	0	0	0
110	3	1.0167	-16.86	0	0	91.2897	38.7623
111	3	1.0143	-17.96	0	0	415.0433	272.9882

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

bus	Type bus	V (p.u.)	del (p.u.)	PG (MW)	OG (MVAR)	PG load (MW)	PQ load (Mvar)
112	3	1.0083	-19.15	0	0	0	0
113	3	1.0208	-16.43	0	0	0	0
114	3	1.0163	-12.44	0	0	0	0
115	3	0.9924	-19.63	0	0	0	0
116	3	0.9952	-20.07	0	0	11.7829	3.3036
117	3	1.0089	-21.77	0	0	167.9334	39.9736
118	3	1.0243	-14.93	0	0	335.6465	180.9276
119	3	1.0165	-23	0	0	597.4283	300.5401
120	3	1.0237	-22.38	0	0	256.2499	143.4867
121	3	1.0212	-16.07	0	0	0	0
122	3	1.0262	-21.59	0	0	19.1609	13.3246
123	3	1.0142	-24.89	0	0	38.5421	13.3246
124	3	1.0108	-20.8	0	0	12.9942	7.4882
125	3	1.0237	-23.1	0	0	27.4199	14.8662
126	3	1.02	-22.8	0	0	28.6313	11.7829
127	3	1	0	0	0	44.491	16.143
128	3	1.0159	-19.38	0	0	16.8484	3.9643
129	3	1.0163	-23.85	0	0	12.2234	2.3125
130	3	1.0231	-23.65	0	0	12.2234	4.2947
131	3	1.0249	-31.97	0	0	13.4347	6.4971
132	3	1	0	0	0	7.856	2.014
133	3	1.0111	-24.04	0	0	29.4021	10.5715
134	3	1.0207	-24.63	0	0	20.152	8.8096
135	3	1.0108	-27.11	0	0	36.67	15.1966
136	3	1.0148	-27.28	0	0	10.9019	7.7084

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

bus	Type bus	V (p.u.)	del (p.u.)	PG (MW)	OG (MVAR)	PG load (MW)	PQ load (Mvar)
137	3	1.0257	-27.28	0	0	11.012	3.8542
138	3	1.0171	-16.86	0	0	0	0
139	2	1	-0.89	659.8	149.7055	0	0
140	2	0.985	-13.06	326.6	22.9596	22.991	11.136
141	2	0.985	-13.06	326.6	22.9596	23.746	11.5
142	2	1	0	280	55.1866	17.441	8.121
143	2	1.0018	-13.49	330	97.5575	17.395	8.099
144	2	1.02	-10.14	332.5	78.861	0	0
145	2	1.03	-5.4	339.2	43.3504	0	0
146	2	1.03	-5.4	339.2	43.3504	0	0
147	2	1	-0.89	659.8	149.7056	0	0

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
1	2	0	0.1317	0	0.9422
59	60	0	0.0736	0	0.9875
147	2	0	0.0688	0	0.975
139	2	0.0006	0.0685	0	0.975
15	1	0	0.1365	0	0.9852
34	15	0	0.072	0	1
5	8	0.0012	0.0177	0.0449	1
5	10	0.0026	0.0279	0.0991	1
6	104	0.0025	0.0279	0.0542	1
6	12	0.0011	0.012	0.0914	1
6	23	0.0022	0.024	0.0457	1
104	17	0.0011	0.012	0.0914	1

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
104	18	0.0018	0.0199	0.1526	1
104	21	0.0002	0.0027	0.5504	1
104	23	0.0003	0.0035	2.9788	1
7	11	0.0011	0.0192	1.0877	1
7	8	0	0.0321	0	1.0125
7	10	0	0.016	0	0.9834
7	22	0	0.1317	0	0.9422
8	11	0.0001	0.0234	0	0.975
9	13	0	0.27	0	0.9996
9	24	0	0.2759	0	0.9852
9	11	0	0.24	0	1
10	20	0	0.1028	0	1
11	15	0	0.035	0	0.9875
11	13	0.0011	0.0117	0.0898	1
11	14	0.0013	0.014	0.1084	1
12	19	0.0011	0.012	0.0914	1
12	23	0.0022	0.024	0.0457	1
16	23	0.0011	0.012	0.0914	1
21	23	0.0018	0.0199	0.1526	1
108	25	0.0004	0.0055	0.2752	1
108	28	0.0002	0.0029	0.5777	1
108	37	0.0009	0.0157	0.7962	1
25	120	0.001	0.0169	0.9605	1
25	33	0.0011	0.0182	0.9196	1
25	37	0.0011	0.0192	1.0877	1
26	120	0	0.016	0	0.9834

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
26	33	0	0.0321	0	0.9834
28	27	0	0.1317	0	0.9422
27	109	0	0.0736	0	0.9875
109	110	0	0.0688	0	0.975
109	111	0.0004	0.0546	0	0.9996
110	118	0	0.1284	0	1
111	112	0	0.1028	0	1
111	31	0	0.035	0	0.9875
111	52	0.0021	0.0234	0.0449	1
111	53	0.0021	0.0234	0.0449	1
111	54	0.0026	0.0279	0.0542	1
112	30	0.0012	0.0129	0.0999	1
29	70	0.0022	0.024	0.0457	1
29	113	0.0011	0.012	0.0914	1
29	30	0.0014	0.015	0.122	1
113	115	0.0004	0.0048	0.3515	1
113	121	0.0002	0.0029	0.5777	1
113	42	0.0005	0.0081	0.9605	1
114	121	0.0011	0.0182	0.9196	1
114	36	0.0011	0.0192	1.0877	1
114	45	0	0.016	0	0.9834
114	46	0	0.0321	0	0.9834
114	49	0	0.2643	0	0.9709
114	58	0	0.2625	0	0.9422
115	116	0	0.0736	0	0.9875
115	68	0	0.0688	0	0.975



ตารางที่ ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
116	117	0.0006	0.0685	0	0.975
116	121	0	0.1365	0	0.9852
117	71	0	0.24	0	1
117	35	0	0.13	0	1
117	121	0	0.0601	0	0.9875
118	69	0	0.0714	0	0.9875
119	56	0.0021	0.0234	0.0449	1
119	59	0.0021	0.0234	0.0449	1
32	59	0.0026	0.0279	0.0542	1
120	33	0.0012	0.0129	0.0519	1
102	132	0.0022	0.024	0.0457	1
33	38	0.0022	0.024	0.0457	1
33	39	0.0022	0.024	0.0457	1
33	40	0.0022	0.024	0.0457	1
33	41	0.0036	0.0399	0.0763	1
121	36	0.0036	0.0398	0.0763	1
121	47	0.0004	0.0055	0.2752	1
38	40	0.0004	0.0055	0.2752	1
43	45	0.0005	0.0061	0.3025	1
43	45	0.0009	0.0157	0.7962	1
49	50	0.001	0.0169	0.9605	1
50	61	0.0011	0.0182	0.9196	1
52	53	0.0011	0.0192	1.0877	1
61	62	0	0.0321	0	1.0125
61	65	0	0.0321	0	0.9834
62	62	0	0.0321	0	0.9834

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
72	73	0	0.2643	0	0.9709
51	64	0	0.2625	0	0.9422
48	51	0	0.0736	0	0.9875
46	48	0	0.0688	0	0.975
46	55	0.0006	0.0685	0	0.975
46	57	0	0.27	0	0.9996
66	68	0	0.2759	0	0.9852
47	67	0	0.24	0	1
44	22	0	0.1028	0	1
43	22	0	0.0685	0	0.9875
43	22	0	0.035	0	0.9875
118	10	0.0007	0.0082	0.1026	1
111	104	0.0007	0.008	0.1371	1
120	16	0.0011	0.012	0.0914	1
28	23	0.0018	0.0199	0.1526	1
32	21	0.0001	0.0019	0.8529	1
119	12	0.0003	0.0056	3.764	1
31	18	0	0.016	0	0.9834
117	14	0	0.0286	0	0.9709
26	131	0	0.2625	0	0.9422
26	132	0	0.0736	0	0.9875
112	75	0	0.0688	0	0.975
112	123	0.0006	0.0685	0	0.975
112	125	0	0.27	0	0.9996
110	127	0	0.2759	0	0.9852
110	128	0	0.24	0	1

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
110	138	0	0.13	0	1
31	103	0	0.492	0	1
142	6	0	0.0685	0	0.9875
143	6	0	0.0714	0	0.9875
140	23	0.0021	0.0234	0.0449	1
141	23	0.0021	0.0234	0.0449	1
111	77	0.0026	0.0279	0.0542	1
111	95	0.0025	0.0279	0.0542	1
111	96	0.0022	0.024	0.0457	1
30	94	0.0022	0.024	0.0457	1
30	97	0.0022	0.024	0.0457	1
30	98	0.0022	0.024	0.0457	1
70	122	0.0022	0.024	0.0457	1
70	124	0.0036	0.0399	0.0763	1
29	74	0.0036	0.0398	0.0763	1
29	76	0.0004	0.0055	0.2752	1
120	101	0.0004	0.0055	0.2752	1
116	90	0.0005	0.0061	0.3025	1
116	91	0.0009	0.0157	0.7962	1
117	134	0.001	0.0169	0.9605	1
117	135	0.0011	0.0182	0.9196	1
117	93	0.0011	0.0192	1.0877	1
115	133	0	0.0321	0	1.0125
115	89	0	0.0321	0	0.9834
121	86	0	0.0321	0	0.9834
121	87	0	0.2643	0	0.9709

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบการไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
121	88	0	0.2625	0	0.9422
71	136	0	0.0736	0	0.9875
71	137	0	0.0688	0	0.975
71	92	0.0006	0.0685	0	0.975
25	129	0	0.27	0	0.9996
25	130	0	0.2759	0	0.9852
25	83	0	0.24	0	1
109	78	0	0.13	0	1
109	79	0	0.492	0	1
109	100	0	0.0685	0	0.9875
108	81	0	0.0714	0	0.9875
108	82	0.0021	0.0234	0.0449	1
108	99	0.0021	0.0234	0.0449	1
27	126	0.0026	0.0279	0.0542	1
27	80	0.0025	0.0279	0.0542	1
36	7	0.0022	0.024	0.0457	1
114	7	0.0011	0.012	0.0914	1
113	84	0.0022	0.024	0.0457	1
113	85	0.0022	0.024	0.0457	1
63	72	0.0036	0.0399	0.0763	1
63	73	0.0036	0.0398	0.0763	1
110	100	0.0004	0.0055	0.2752	1
121	7	0.0002	0.0029	0.5777	1
105	23	0.0003	0.0056	3.764	1
106	6	0	0.0107	0	0.9709
106	23	0	0.2625	0	0.9422

ตารางที่ ก.11 ข้อมูลสายส่งของระบบกรไฟฟ้าภาคกลางตะวันออก 147 บัส (ต่อ)

จาก	ถึง	ความต้านทาน	ค่ารีแอกแตนซ์	B/2	แท็ปหม้อแปลง
107	12	0	0.0356	0	0.975
3	4	0.0003	0.0456	0	0.9852
4	1	0	0.0843	0	1
3	1	0	0.0601	0	0.9875
144	19	0	0.0714	0	0.9875
145	20	0.0021	0.0234	0.0449	1
146	20	0.0021	0.0234	0.0449	1





ภาคผนวก ข

**MATLAB Code**

## การหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดด้วยวิธี DE

ระบบทดสอบที่ใช้ในการวิเคราะห์หาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้ใช้ทั้งหมด 5 ระบบ คือระบบ IEEE 14 บัส 30 บัส 57 บัส การไฟฟ้านครราชสีมา 2 และการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (EGAT) ซึ่งในการเขียนโปรแกรมผู้วิจัยได้แบ่งเป็นหลายฟังก์ชัน ได้แก่ ฟังก์ชัน busdata, linedata, myfun, DE, GA, loadflow, nrlfppg, ybusppg และ ฟังก์ชันที่ใช้ในการรันโปรแกรม ซึ่งแต่ละฟังก์ชันจะสื่อความหมายต่างกัน ฟังก์ชัน busdata จะบอกถึงข้อมูลของระบบทดสอบ ฟังก์ชัน linedata จะบอกถึงข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ ฟังก์ชัน myfun จะบอกถึงตัวแปรที่เราต้องการหาและฟังก์ชันที่เราสนใจ ฟังก์ชัน DE และ GA คือวิธีที่ใช้ในการคำนวณเพื่อหาผลของคำตอบ ฟังก์ชัน loadflow และ nrlfppg เป็นฟังก์ชันที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ฟังก์ชัน ybusppg ใช้ในการสร้าง ybus และสุดท้ายฟังก์ชัน run ใช้ในการรันผลและสามารถควบคุมตัวแปรที่ต้องการควบคุมต่าง ๆ ได้ในฟังก์ชันนี้

```

ฟังก์ชัน busdata
function busdt = busdatas()
global busdt nbus
% Type.... % 1 - Slack Bus.. % 2 - PV Bus.. % 3 - PQ Bus..
busdat9 = [ 1  1  1  0  0  0  0  0  -50 50
            2  3  1  0  0  0  9  4   0  0
            3  3  1  0  0  0  56 24   0  0
            4  3  1  0  0  0  5  3   0  0
            5  2  1  0  0  0  20 13 -50 50
            6  2  1  0  0  0  27 20 -50 50
            7  3  1  0  0  0  9  3   0  0
            8  3  1  0  0  0  12 9   0  0
            9  3  1  0  0  0  0  0   0  0];

switch nbus
case 3
    busdt = busdat3;
case 9

```

```

busdt = busdat9;
case 14
    busdt = busdat14;
case 30
    busdt = busdat30;
case 57
    busdt = busdat57;
case 118
    busdt = busdat118;
end
end

```

ฟังก์ชัน linedata

```

function linedt = linedatas()
global nbus linedt
    linedat9 = [ 1 2 0.0026 0.0162 0.0023 1
                9 1 0.0019 0.0115 0.0017 1
                2 3 0.0049 0.0304 0.0043 1
                3 4 0.0005 0.0024 0.0003 1
                3 5 0.0104 0.0648 0.0092 1
                7 9 0.0008 0.0047 0.0006 1
                7 8 0.0014 0.0089 0.0013 1
                9 5 0.0111 0.0688 0.0096 1
                5 6 0.0156 0.0972 0.0137 1 ];
switch nbus
case 3
    linedt = linedat3;
case 9
    linedt = linedat9;

```



```

case 14
    linedt = linedat14;
case 30
    linedt = linedat30;
case 57
    linedt = linedat57;
end
end

```

ฟังก์ชัน DE

```

function [FVr_bestmem,S_bestval,I_nfeval] = deopt(fname,S_struct)
% global iterloop I_NPloop
%-----This is just for notational convenience and to keep the code uncluttered.-----
I_NP    = S_struct.I_NP;
F_weight = S_struct.F_weight;
F_CR    = S_struct.F_CR;
I_D     = S_struct.I_D;
FVr_minbound = S_struct.FVr_minbound;
FVr_maxbound = S_struct.FVr_maxbound;
I_bnd_constr = S_struct.I_bnd_constr;
I_itermax  = S_struct.I_itermax;
F_VTR     = S_struct.F_VTR;
I_strategy = S_struct.I_strategy;
I_refresh  = S_struct.I_refresh;
I_plotting = S_struct.I_plotting;
iterloop = 1;
%-----Check input variables-----
if (I_NP < 5)
    I_NP=5;

```

```

fprintf(1,'I_NP increased to minimal value 5\n');
end
if((F_CR < 0) | (F_CR > 1))
    F_CR=0.5;
    fprintf(1,'F_CR should be from interval [0,1]; set to default value 0.5\n');
end
if(I_itermax <= 0)
    I_itermax = 200;
    fprintf(1,'I_itermax should be > 0; set to default value 200\n');
end
I_refresh = floor(I_refresh);

%----Initialize population and some arrays-----
FM_pop = zeros(I_NP,I_D); %initialize FM_pop to gain speed

%----FM_pop is a matrix of size I_NPx(I_D+1). It will be initialized-----
%----with random values between the min and max values of the-----
%----parameters-----

for k=1:I_NP
    FM_pop(k,:) = FVr_minbound + rand(1,I_D).*(FVr_maxbound - FVr_minbound);
end

FM_popold = zeros(size(FM_pop)); % toggle population
FVr_bestmem = zeros(1,I_D); % best population member ever
FVr_bestmemit = zeros(1,I_D); % best population member in iteration
I_nfeval = 0; % number of function evaluations

%-----Evaluate the best member after initialization-----

```

```

I_best_index = 1;           % start with first population member
S_val(1)     = feval(fname,FM_pop(I_best_index,:),S_struct);

S_bestval = S_val(1);      % best objective function value so far
I_nfeval = I_nfeval + 1;

for k=2:I_NP               % check the remaining members
    S_val(k) = feval(fname,FM_pop(k,:),S_struct);
    I_nfeval = I_nfeval + 1;
    if (left_win(S_val(k),S_bestval) == 1)
        I_best_index = k;      % save its location
        S_bestval     = S_val(k);
    end
end

FVr_bestmemit = FM_pop(I_best_index,:); % best member of current iteration
S_bestvalit   = S_bestval;             % best value of current iteration

FVr_bestmem = FVr_bestmemit;          % best member ever

%-----DE-Minimization-----
%-----FM_popold is the population which has to compete. It is-----
%-----static through one iteration. FM_pop is the newly-----
%-----emerging population.-----

FM_pm1 = zeros(I_NP,I_D); % initialize population matrix 1
FM_pm2 = zeros(I_NP,I_D); % initialize population matrix 2
FM_pm3 = zeros(I_NP,I_D); % initialize population matrix 3
FM_pm4 = zeros(I_NP,I_D); % initialize population matrix 4
FM_pm5 = zeros(I_NP,I_D); % initialize population matrix 5

```

```

FM_bm = zeros(I_NP,I_D); % initialize FVr_bestmember matrix
FM_ui = zeros(I_NP,I_D); % intermediate population of perturbed vectors
FM_mui = zeros(I_NP,I_D); % mask for intermediate population
FM_mpo = zeros(I_NP,I_D); % mask for old population
FVr_rot = (0:1:I_NP-1); % rotating index array (size I_NP)
FVr_rotd = (0:1:I_D-1); % rotating index array (size I_D)
FVr_rt = zeros(I_NP); % another rotating index array
FVr_rtd = zeros(I_D); % rotating index array for exponential crossover
FVr_a1 = zeros(I_NP); % index array
FVr_a2 = zeros(I_NP); % index array
FVr_a3 = zeros(I_NP); % index array
FVr_a4 = zeros(I_NP); % index array
FVr_a5 = zeros(I_NP); % index array
FVr_ind = zeros(4);

FM_meanv = ones(I_NP,I_D);

I_iter = 1;
while ((I_iter < I_itermax) && (S_bestval.FVr_oa(1) > F_VTR))

    FM_popold = FM_pop; % save the old population
    S_struct.FM_pop = FM_pop;
    S_struct.FVr_bestmem = FVr_bestmem;

    FVr_ind = randperm(4); % index pointer array

    FVr_a1 = randperm(I_NP); % shuffle locations of vectors
    FVr_rt = rem(FVr_rot+FVr_ind(1),I_NP); % rotate indices by ind(1) positions
    FVr_a2 = FVr_a1(FVr_rt+1); % rotate vector locations

```

```

FVr_rt = rem(FVr_rot+FVr_ind(2),I_NP);
FVr_a3 = FVr_a2(FVr_rt+1);
FVr_rt = rem(FVr_rot+FVr_ind(3),I_NP);
FVr_a4 = FVr_a3(FVr_rt+1);
FVr_rt = rem(FVr_rot+FVr_ind(4),I_NP);
FVr_a5 = FVr_a4(FVr_rt+1);

FM_pm1 = FM_popold(FVr_a1,:); % shuffled population 1
FM_pm2 = FM_popold(FVr_a2,:); % shuffled population 2
FM_pm3 = FM_popold(FVr_a3,:); % shuffled population 3
FM_pm4 = FM_popold(FVr_a4,:); % shuffled population 4
FM_pm5 = FM_popold(FVr_a5,:); % shuffled population 5

for k=1:I_NP % population filled with the best member
    FM_bm(k,:) = FVr_bestmemit; % of the last iteration
end

FM_mui = rand(I_NP,I_D) < F_CR; % all random numbers < F_CR are 1, 0 otherwise

%---Insert this if you want exponential crossover.-----
%FM_mui = sort(FM_mui'); % transpose, collect 1's in each column
%for k = 1:I_NP
% n = floor(rand*I_D);
% if (n > 0)
% FVr_rtd = rem(FVr_rotd+n,I_D);
% FM_mui(:,k) = FM_mui(FVr_rtd+1,k); %rotate column k by n
% end
%end
%FM_mui = FM_mui'; % transpose back
%---End: exponential crossover-----

```

```

FM_mpo = FM_mui < 0.5; % inverse mask to FM_mui

if (I_strategy == 1) % DE/rand/1
    FM_ui = FM_pm3 + F_weight*(FM_pm1 - FM_pm2); % differential variation
    FM_ui = FM_popold.*FM_mpo + FM_ui.*FM_mui; % crossover
    FM_origin = FM_pm3;
elseif (I_strategy == 2) % DE/local-to-best/1
    FM_ui = FM_popold + F_weight*(FM_bm-FM_popold) + F_weight*(FM_pm1 - FM_pm2);
    FM_ui = FM_popold.*FM_mpo + FM_ui.*FM_mui;
    FM_origin = FM_popold;
elseif (I_strategy == 3) % DE/best/1 with jitter
    FM_ui = FM_bm + (FM_pm1 - FM_pm2).*((1-0.9999)*rand(I_NP,I_D)+F_weight);
    FM_ui = FM_popold.*FM_mpo + FM_ui.*FM_mui;
    FM_origin = FM_bm;
elseif (I_strategy == 4) % DE/rand/1 with per-vector-dither
    f1 = ((1-F_weight)*rand(I_NP,1)+F_weight);
    for k=1:I_D
        FM_pm5(:,k)=f1;
    end
    FM_ui = FM_pm3 + (FM_pm1 - FM_pm2).*FM_pm5; % differential variation
    FM_origin = FM_pm3;
    FM_ui = FM_popold.*FM_mpo + FM_ui.*FM_mui; % crossover
elseif (I_strategy == 5) % DE/rand/1 with per-vector-dither
    f1 = ((1-F_weight)*rand+ F_weight);
    FM_ui = FM_pm3 + (FM_pm1 - FM_pm2)*f1; % differential variation
    FM_origin = FM_pm3;
    FM_ui = FM_popold.*FM_mpo + FM_ui.*FM_mui; % crossover
else % either-or-algorithm
    if (rand < 0.5); % Pmu = 0.5

```

```

FM_ui = FM_pm3 + F_weight*(FM_pm1 - FM_pm2);% differential variation
FM_origin = FM_pm3;
else
    % use F-K-Rule: K = 0.5(F+1)
    FM_ui = FM_pm3 + 0.5*(F_weight+1.0)*(FM_pm1 + FM_pm2 - 2*FM_pm3);
end
FM_ui = FM_popold.*FM_mpo + FM_ui.*FM_mui;    % crossover
end

%-----Optional parent+child selection-----

%-----Select which vectors are allowed to enter the new population-----
for k=1:I_NP

    %=====Only use this if boundary constraints are needed=====
    if (I_bnd_constr == 1)
        for j=1:I_D %----boundary constraints via bounce back-----
            if (FM_ui(k,j) > FVr_maxbound(j))
                FM_ui(k,j) = FVr_maxbound(j) + rand*(FM_origin(k,j) - FVr_maxbound(j));
            end
            if (FM_ui(k,j) < FVr_minbound(j))
                FM_ui(k,j) = FVr_minbound(j) + rand*(FM_origin(k,j) - FVr_minbound(j));
            end
        end
    end
end

%=====End boundary constraints=====

S_tempval = feval(fname,FM_ui(k,:),S_struct); % check cost of competitor
I_nfeval = I_nfeval + 1;
if (left_win(S_tempval,S_val(k)) == 1)
    FM_pop(k,:) = FM_ui(k,:);    % replace old vector with new one (for new

```

```

iteration)
    S_val(k) = S_tempval;          % save value in "cost array"

    %----we update S_bestval only in case of success to save time-----
    if (left_win(S_tempval,S_bestval) == 1)
        S_bestval = S_tempval;    % new best value
        FVr_bestmem = FM_ui(k,:); % new best parameter vector ever
    end
end
end
%   I_NPloop=k;
end % for k = 1:NP

FVr_bestmemit = FVr_bestmem;    % freeze the best member of this iteration for the coming
                                % iteration. This is needed for some of the strategies.

%----Output section-----

if (I_refresh > 0)
    if ((rem(I_iter,I_refresh) == 0) | I_iter == 1)

        if (I_plotting == 1)

            %semilogy(I_iter,ft,');
            plot(I_iter,S_bestval.FVr_oa(1),!');
            xlabel ('Generation')
            ylabel ('Best value')
            title(sprintf('Best cost: %f',S_bestval.FVr_oa(1)));
%           title(sprintf('Best cost: %f',S_bestval.FVr_oa(1)));
            %axis([1 S_struct.I_itermax S_struct.F_VTR 1]);
            grid on;

```



```

    hold on;

    %PlotIt(FVr_temp,iter,S_struct);

    %PlotIt(FVr_bestmem,I_iter,S_struct);

end

end

end

I_iter = I_iter + 1;
% iterloop = I_iter;
end %---end while ((I_iter < I_itermax) ...

end

```

ฟังก์ชัน nrlfppg

Program for Newton-Raphson Load Flow Analysis..

```

function [Pg,Qg,S]=nrlfppg()

global nbus busdt Vdel % IEEE-14, IEEE-30, IEEE-57..

Y = ybusppg(nbus); % Calling ybusppg.m to get Y-Bus Matrix..

busd = busdt; % Calling busdatas..

BMva = 100; % Base MVA..

bus = busd(:,1); % Bus Number..

type = busd(:,2); % Type of Bus 1-Slack, 2-PV, 3-PQ..

V = busd(:,3); % Specified Voltage..

% disp(V)

del = busdt(:,4); % Voltage Angle..

Pg = busdt(:,5)/BMva; % PGi..

Qg = busdt(:,6)/BMva; % QGi..

Pl = busdt(:,7)/BMva; % PLi..

Ql = busdt(:,8)/BMva; % QLi..

```

```

Qmin = busdt(:,9)/BMva;    % Minimum Reactive Power Limit..
Qmax = busdt(:,10)/BMva;  % Maximum Reactive Power Limit..

P = (Pg - Pl);            % Pi = PGi - PLi..
Q = (Qg - Ql);          % Qi = QGi - QLi..
Psp = P;                 % P Specified..
Qsp = Q;                 % Q Specified..
G = real(Y);             % Conductance matrix..
B = imag(Y);             % Susceptance matrix..

pv = find(type == 2 | type == 1); % PV Buses..
pq = find(type == 3);     % PQ Buses..
npv = length(pv);        % No. of PV buses..
npq = length(pq);        % No. of PQ buses..

Tol = 1;
Iter = 1;
while (Tol > 1e-12)      % Iteration starting..

    P = zeros(nbus,1);
    Q = zeros(nbus,1);

    % Calculate P and Q

    for i = 1:nbus
        for k = 1:nbus
            P(i) = P(i) + V(i)* V(k)*(G(i,k)*cos(del(i)-del(k)) + B(i,k)*sin(del(i)-del(k)));
            Q(i) = Q(i) + V(i)* V(k)*(G(i,k)*sin(del(i)-del(k)) - B(i,k)*cos(del(i)-del(k)));
        end
    end

    % Checking Q-limit violations..

```

```

if Iter <= 7 && Iter > 2 % Only checked up to 7th iterations..
    for n = 2:nbus
        if type(n) == 2
            QG = Q(n)+QI(n);
            if QG < Qmin(n)
                V(n) = V(n) + 0.01;
            elseif QG > Qmax(n)
                V(n) = V(n) - 0.01;
            end
        end
    end
end
end

% Calculate change from specified value
dPa = Psp-P;
dQa = Qsp-Q;

k = 1;
dQ = zeros(npq,1);
for i = 1:nbus
    if type(i) == 3
        dQ(k,1) = dQa(i);
        k = k+1;
    end
end
dP = dPa(2:nbus);
M = [dP; dQ]; % Mismatch Vector

% Jacobian
% J1 - Derivative of Real Power Injections with Angles..

```

```

J1 = zeros(nbus-1,nbus-1);
for i = 1:(nbus-1)
    m = i+1;
    for k = 1:(nbus-1)
        n = k+1;
        if n == m
            for n = 1:nbus
                J1(i,k) = J1(i,k) + V(m)* V(n)*(-G(m,n)*sin(del(m)-del(n)) + B(m,n)*cos(del(m)-
del(n)));
            end
            J1(i,k) = J1(i,k) - V(m)^2*B(m,m);
        else
            J1(i,k) = V(m)* V(n)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n)) - B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
        end
    end
end

% J2 - Derivative of Real Power Injections with V..
J2 = zeros(nbus-1,npq);
for i = 1:(nbus-1)
    m = i+1;
    for k = 1:npq
        n = pq(k);
        if n == m
            for n = 1:nbus
                J2(i,k) = J2(i,k) + V(n)*(G(m,n)*cos(del(m)-del(n)) + B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
            end
            J2(i,k) = J2(i,k) + V(m)*G(m,m);
        else
            J2(i,k) = V(m)*(G(m,n)*cos(del(m)-del(n)) + B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
        end
    end
end

```

```

end
end
% J3 - Derivative of Reactive Power Injections with Angles..
J3 = zeros(npq,nbus-1);
for i = 1:npq
    m = pq(i);
    for k = 1:(nbus-1)
        n = k+1;
        if n == m
            for n = 1:nbus
                J3(i,k) = J3(i,k) + V(m)* V(n)*(G(m,n)*cos(del(m)-del(n)) + B(m,n)*sin(del(m)-
del(n)));
            end
            J3(i,k) = J3(i,k) - V(m)^2*G(m,m);
        else
            J3(i,k) = V(m)* V(n)*(-G(m,n)*cos(del(m)-del(n)) - B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
        end
    end
end
end
% J4 - Derivative of Reactive Power Injections with V..
J4 = zeros(npq,npq);
for i = 1:npq
    m = pq(i);
    for k = 1:npq
        n = pq(k);
        if n == m
            for n = 1:nbus
                J4(i,k) = J4(i,k) + V(n)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n)) - B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
            end
            J4(i,k) = J4(i,k) - V(m)*B(m,m);
        end
    end
end

```

```

else
    J4(i,k) = V(m)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n)) - B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
end
end
end
J = [J1 J2; J3 J4]; % Jacobian Matrix..

X = inv(J)*M; % Correction Vector
dTh = X(1:nbus-1); % Change in Voltage Angle..
dV = X(nbus:end); % Change in Voltage Magnitude..

% Updating State Vectors..
del(2:nbus) = dTh + del(2:nbus); % Voltage Angle..
k = 1;
for i = 2:nbus
    if type(i) == 3
        V(i) = dV(k) + V(i); % Voltage Magnitude..
        k = k+1;
    end
end

Iter = Iter + 1;
Tol = max(abs(M)); % Tolerance..

end
Vdel=[V del];
[Pg Qg S]=loadflow(nbus,V,del,BMva); % Calling Loadflow.m..
end

```

## ฟังก์ชัน ybusppg

```

function Y = ybusppg(num) % Returns Y

linedata = linedatas(); % Calling Linedatas...
fb = linedata(:,1); % From bus number...
tb = linedata(:,2); % To bus number...
r = linedata(:,3); % Resistance, R...
x = linedata(:,4); % Reactance, X...
b = linedata(:,5); % Ground Admittance, B/2...
a = linedata(:,6); % Tap setting value...
z = r + i*x; % z matrix...
y = 1./z; % To get inverse of each element...
b = i*b; % Make B imaginary...

nb = max(max(fb),max(tb)); % No. of buses...
nl = length(fb); % No. of branches...
Y = zeros(nb,nb); % Initialise YBus...

% Formation of the Off Diagonal Elements...
for k = 1:nl
    Y(fb(k),tb(k)) = Y(fb(k),tb(k)) - y(k)/a(k);
    Y(tb(k),fb(k)) = Y(fb(k),tb(k));
end

% Formation of Diagonal Elements...
for m = 1:nb
    for n = 1:nl
        if fb(n) == m
            Y(m,m) = Y(m,m) + y(n)/(a(n)^2) + b(n);
        elseif tb(n) == m

```

```

        Y(m,m) = Y(m,m) + y(n) + b(n);

    end

end

end

% Y(1,1)=Y(1,1)-12.5i;

%Y;          % Bus Admittance Matrix

%Z = inv(Y);  % Bus Impedance Matrix

```

ฟังก์ชัน loadflow

```

function [Pg,Qg,S] = loadflow(nb,V,del,BMva)
global option busdt LOSS
Y = ybusppg(nb);          % Calling Ybus program..
lined = linedatas();      % Get linedats..
busd = busdt;            % Get busdatas..
Vm = pol2rect(V,del);     % Converting polar to rectangular..
Del = 180/pi*del;        % Bus Voltage Angles in Degree...
fb = lined(:,1);         % From bus number...
tb = lined(:,2);         % To bus number...
nl = length(fb);         % No. of Branches..
Pl = busd(:,7);          % PLi..
Ql = busd(:,8);          % QLi..

Iij = zeros(nb,nb);
Sij = zeros(nb,nb);
Si = zeros(nb,1);

% Bus Current Injections..

I = Y*Vm;
Im = abs(I);
Ia = angle(I);

```



```

%Line Current Flows..
for m = 1:nl
    p = fb(m); q = tb(m);
    Iij(p,q) = -(Vm(p) - Vm(q))*Y(p,q); % Y(m,n) = -y(m,n)..
    Iij(q,p) = -Iij(p,q);
end
Iij = sparse(Iij);
Iijm = abs(Iij);
Iija = angle(Iij);

% Line Power Flows..
for m = 1:nb
    for n = 1:nb
        if m ~= n
            Sij(m,n) = Vm(m)*conj(Iij(m,n))*BMva;
        end
    end
end
S=Sij;
Sij = sparse(Sij);
Pij = real(Sij);
Qij = imag(Sij);

% Line Losses..
Lij = zeros(nl,1);
for m = 1:nl
    p = fb(m); q = tb(m);
    Lij(m) = Sij(p,q) + Sij(q,p);
end

```

```

Lpij = real(Lij);
Lqij = imag(Lij);

% Bus Power Injections..
for i = 1:nb
    for k = 1:nb
        Si(i) = Si(i) + conj(Vm(i))* Vm(k)*Y(i,k)*BMva;
    end
end
Pi = real(Si);
Qi = -imag(Si);
Pg = Pi+Pl;
Qg = Qi+Ql;
LOSS=sum(Lpij);
if option==1
disp('#####');
#####);
disp('-----');
disp('          Newton Raphson Loadflow Analysis ');
disp('-----');
disp('| Bus | V | Angle | Injection | Generation | Load |');
disp('| No | pu | Degree| MW | MVar | MW | Mvar | MW | MVar |');
for m = 1:nb
    disp('-----');
    fprintf('%3g', m); fprintf(' %8.4f', V(m)); fprintf(' %8.4f', Del(m));
    fprintf(' %8.3f', Pi(m)); fprintf(' %8.3f', Qi(m));
    fprintf(' %8.3f', Pg(m)); fprintf(' %8.3f', Qg(m));
    fprintf(' %8.3f', Pl(m)); fprintf(' %8.3f', Ql(m)); fprintf('\n');
end
disp('-----');

```

```

fprintf(' Total          ');fprintf(' %8.3f', sum(Pi)); fprintf(' %8.3f', sum(Qi));
fprintf(' %8.3f', sum(Pi+Pl)); fprintf(' %8.3f', sum(Qi+Ql));
fprintf(' %8.3f', sum(Pl)); fprintf(' %8.3f', sum(Ql)); fprintf('\n');
disp('-----');
disp('#####');
#####');

disp('-----');
disp('          Line FLOW and Losses ');
disp('-----');
disp('|From|To| P | Q | From|To| P | Q | Line Loss |');
disp('|Bus|Bus| MW | MVar | Bus|Bus| MW | MVar | MW | MVar |');
for m = 1:nl
    p = fb(m); q = tb(m);
    disp('-----');
    fprintf('%4g', p); fprintf('%4g', q); fprintf(' %8.3f', Pij(p,q)); fprintf(' %8.3f', Qij(p,q));
    fprintf(' %4g', q); fprintf('%4g', p); fprintf(' %8.3f', Pij(q,p)); fprintf(' %8.3f', Qij(q,p));
    fprintf(' %8.3f', Lpij(m)); fprintf(' %8.3f', Lqij(m));
    fprintf('\n');
end
disp('-----');
fprintf(' Total Loss          ');
fprintf(' %8.3f', sum(Lpij)); fprintf(' %8.3f', sum(Lqij)); fprintf('\n');
disp('-----');
disp('#####');
#####');
end

```

ฟังก์ชัน myfun

```
function S_MSE= myfunDE(FVr_temp, S_struct)
```

```
global busdt linedt T TTC CBM TRM rho Amin Amax
```

```
for k=1:4
```

```
    x(k)= FVr_temp(k);
```

```
end
```

```
%P
```

```
busdt(9,5) = x(1);
```

```
% Q
```

```
busdt(5,6) = x(2);
```

```
busdt(6,6) = x(3);
```

```
busdt(9,6) = x(4);
```

```
[Pg,Qg,S] = nrlfppg;
```

```
% select sfow using +
```

```
k=0;
```

```
for i=1:length(S(:,1))
```

```
    for j=1:length(S(:,1))
```

```
        if S(i,j)>S(j,i)
```

```
            k=k+1;
```

```
            Sij(k)=S(i,j);
```

```
            from(k)=i;
```

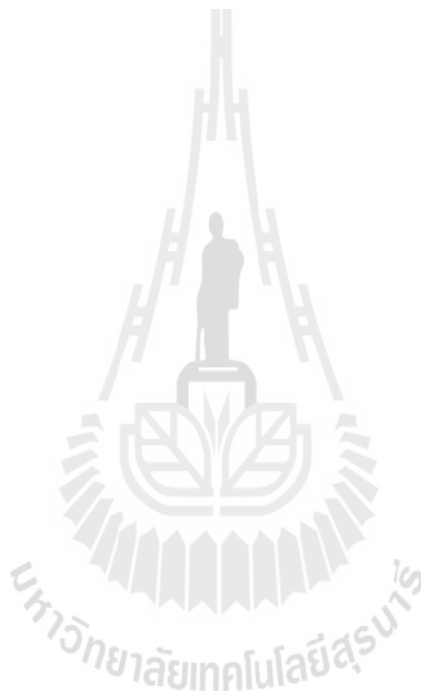
```
            to(k)=j;
```

```
        end
```

```
    end
```

```
end
```

```
Sij=[from',to',Sij'];
```



```

%Make Sij the same TTC
line = linedatas();
linedat = [line(:,1),line(:,2)];
k=0;
for i=1:length(Sij(:,1))
    for j=1:length(Sij(:,1))
        if Sij(i,1)==linedat(j,1)
            if Sij(i,2)==linedat(j,2)
                k=k+1;
                Sflow(k)=Sij(i,3);
            end
        end
        if Sij(i,1)==linedat(j,2)
            if Sij(i,2)==linedat(j,1)
                k=k+1;
                Sflow(k)=Sij(i,3);
            end
        end
    end
end

Pf = real(Sflow);
Qf = imag(Sflow);
ETC = Pf;
for k=1:length(Pf)
    ATC(k) = TTC(k) - CBM(k) - TRM(k) - ETC(k);
end
T=sum(ATC);
y = rho*(1/(sum(ATC)));

```

```

fpen1 = 0;
for i=1:length(Amax)
    up=x(i)-Amax(i);
    down=Amin(i)-x(i);
    if up<=0
        up=0;
    end
    if down<=0
        down=0;
    end
    fpen1=fpen1+rho*(up)^2+rho*(down)^2;
end

%*****end inequality Constraints*****

f = y+fpen1;
F_cost=f;
%----strategy to put everything into a cost function-----
S_MSE.I_nc    = 0;%no constraints
S_MSE.FVr_ca  = 0;%no constraint array
S_MSE.I_no    = 1;%number of objectives (costs)
S_MSE.FVr_oa(1) = F_cost;
end

```

ฟังก์ชัน run ด้วยวิธี DE

```

close all;
clear all;clc
global option TTC CBM TRM nbus rho T LOSS Vdel Amin Amax

nbus = 9;

%#####input option setting#####

```

```

run('busdatas')
run('linedatas')
numline = 9;
TTC = 200*ones(1,numline);
% TTC = [200 100 100 100 100 100 100 100 100 100 50 50 100 100 100 50 50 50 50 50];
CBM = 0*ones(1,numline);
CBM = 0*ones(1,20);
TRM = 0.05*TTC;
option = 11;
rho = 1000000;
max = 30;
F_VTR = 1.0e-006;      % F_VTR "Value To Reach" (stop when ofunc < F_VTR)
I_D = 4;              % I_D number of parameters of the objective function
FTac = inf;
Amin=[10 -50 -50 -50];
Amax=[300 50 50 50];
x0min=Amin;
x0max=Amax;
for i=1:I_D
    FVr_minbound(i) = x0min(i);
    FVr_maxbound(i) = x0max(i);
end

I_bnd_constr = 1;      % 1: use bounds as bound constraints, 0: no bound constraints
I_NP = 13;            % I_NP number of population members
I_itermax = 100;      % I_itermax maximum number of iterations (generations)
F_weight = 0.9;       % F_weight DE-stepsizes F_weight ex [0, 2]
F_CR = 0.9;           % F_CR crossover probability constant ex [0, 1]
I_strategy = 1;
I_refresh = 1;

```

```

I_plotting = 1;          % I_plotting Will use plotting if set to 1. Will skip plotting otherwise.
S_struct.I_NP      = I_NP;

S_struct.F_weight = F_weight;
S_struct.F_CR     = F_CR;
S_struct.I_D      = I_D;
S_struct.FVr_minbound = FVr_minbound;
S_struct.FVr_maxbound = FVr_maxbound;
S_struct.I_bnd_constr = I_bnd_constr;
S_struct.I_itermax  = I_itermax;
S_struct.F_VTR     = F_VTR;
S_struct.I_strategy = I_strategy;
S_struct.I_refresh  = I_refresh;
S_struct.I_plotting = I_plotting;

%*****
% Start of optimization
%*****

disp('Case7. line 5-6 out');
tic
for i=1:max
    disp(i)
    fhandle = 'myfunDE';
    [FVr_x,S_y,I_nf] = deopt(fhandle,S_struct);
    nV = length(Vdel(:,1));
    for j=1:nV
        V(j,i) = Vdel(j,1);
        del(j,i) = Vdel(j,2);
    end
    for j=1:I_D

```



```

    X(j,i) = FVr_x(j);
end
    OBJ(i) = S_y.FVr_oa;
    ATCC(i) = T;
    LOss(i) = LOSS;
end
toc
[V del];
P = X(1,:);
Q = X(2:4,:);
OBJ;
ATCC;
LOss;

%..... find.....Min obj.....AVG obj.....SD obj.....
[OBJmin,index] = sortrows(OBJ);
    a = index(1);
disp('.....');
    OBJmin = OBJmin(1)
    OBJavg = mean(OBJ)
    OBJstd = std(OBJ)
    V = V(:,a);
    del = del(:,a);
    V_del = [(1:nV)' V del]
%    Tap = TAP(:,a)
    P = P(:,a)
    Q = Q(:,a)
    ATC = ATCC(a)
    Loss = LOss(a)
disp('.....');

```

```
option =1;
[Pg,Qg,S] = loadflow(nbus,V,del,100);
```

### ฟังก์ชัน run ด้วยวิธี GA

```
close all;
clear all;clc
global option TTC CBM TRM nbus rho T LOSS Vdel Amin Amax

nbus = 9;
%#####input option setting#####
run('busdatas')
run('linedatas')
numline = 9;
TTC = 200*ones(1,numline);
%TTC = [200 100 100 100 100 100 100 100 100 50 50 100 100 100 50 50 50 50];
% CBM = 0*ones(1,numline);
CBM = 0*ones(1,9);
TRM = 0.05*TTC;
option =11;
rho =1000000;
max = 30;
F_VTR = 1.0e-006;      % F_VTR "Value To Reach" (stop when ofunc < F_VTR)
% I_D = 5 + 4 + 4 ;      % I_D number of parameters of the objective function
Cost_int = inf;

Amin=[10 -50 -50 -50];
Amax=[300 50 50 50];

for i=1:max
    disp(i)
```

```

rand('state',sum(100*clock))

fopj00 = @myfunDE;
numberOfVariables=4;
optionsGA = gaoptimset('PopulationType','doubleVector',...
    'PopInitRange',[Amin ;Amax],...
    'PopulationSize',20,...
    'EliteCount',2,...
    'CrossoverFraction', 0.8000,...
    'MigrationDirection','forward',...
    'MigrationInterval', 10,...
    'MigrationFraction', 0.2000,...
    'Generations',100,...
    'TimeLimit',Inf,...
    'FitnessLimit',-Inf,...
    'StallGenLimit',inf,...
    'StallTimeLimit',inf,...
    'TolFun',1.0000e-006,...
    'TolCon',1.0000e-006,...
    'InitialPopulation',[],...
    'InitialScores',[],...
    'InitialPenalty',10000,...
    'PenaltyFactor',10000,...
    'PlotInterval',1,...
    'CreationFcn', @gacreationuniform,...
    'FitnessScalingFcn', @fitscalingrank,...
    'SelectionFcn', @selectionstochunif,...
    'CrossoverFcn', @crossoverscattered,...
    'MutationFcn', @mutationgaussian,...
    'HybridFcn', [],...

```

```

'Display', 'final',...
'OutputFcns', [],...
'Vectorized','off');

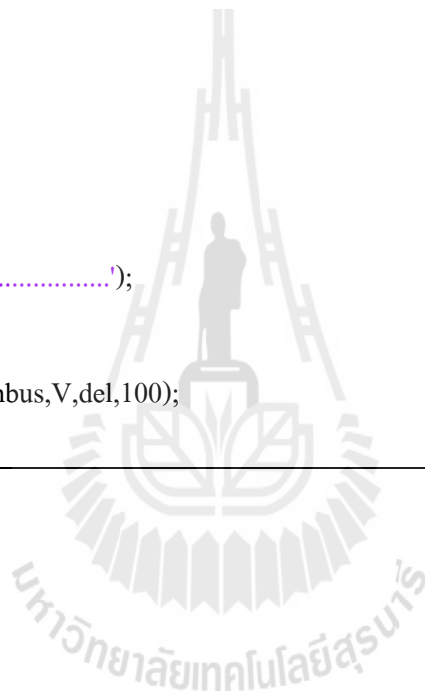
[xopt,fopt, reason, output] = ga(fopj00,numberOfVariables,[],[],[],[],[],[],optionsGA);

FVr_x = xopt;
S_y = foft;
nV = length(Vdel(:,1));
for j=1:nV
    V (j,i) = Vdel(j,1);
    del(j,i) = Vdel(j,2);
end
for j=1:4
    X(j,i) = FVr_x(j);
end
OBJ(i) = foft;
ATCC(i) = T;
LOss(i) = LOSS;
end
[V del];
P = X(1,:);
Q = X(2:4,:);
OBJ;
ATCC;
LOss;

%..... find.....Min obj.....AVG obj.....SD obj.....
[OBJmin,index] = sortrows(OBJ);
a = index(1);

```

```
disp('.....');  
OBJmin = OBJmin(1)  
OBJavg = mean(OBJ)  
OBJstd = std(OBJ)  
    V = V(:,a);  
    del = del(:,a);  
V_del = [(1:nV)' V del]  
    %Tap = TAP(:,a)  
    P = P(:,a)  
    Q = Q(:,a)  
    ATC = ATCC(a)  
    Loss = LOss(a)  
disp('.....');  
option =1;  
[Pg,Qg,S] = loadflow(nbus,V,del,100);
```



The logo of Sakon Nakhon Rajabhat University is a circular emblem. At the top, it features a stylized tower or spire. Below this, a silhouette of a person stands on a path that leads upwards. The path is flanked by two sets of stairs. The entire emblem is set against a background of radiating lines, suggesting a sun or a light source. The text 'มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี' is written in a circular path around the bottom of the emblem.

ภาคผนวก ค

บทความทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

## รายชื่อบทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

ชนากานต์ ชลสุข และ ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์. (2554). การจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมในระบบไฟฟ้ากำลัง. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 7 (ENETT2011) ณ โรงแรมภูเก็ตออร์คิดรีสอร์ทแอนด์สปา จังหวัดภูเก็ต 3 - 5 พฤษภาคม 2554

ชนากานต์ ชลสุข และ ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์. (2556). การทำงานเหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉินโดยการพิจารณาวัตถุประสงค์เอทีซี. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 9 (ENETT2013) ณ โรงแรมชลพฤกษ์รีสอร์ท จังหวัดนครนายก 8 - 10 พฤษภาคม 2556

Chanakan Cholsuk Padej Pao-Laor Thanatchai Kulworawanichpong. (2556). **ATC Based Optimal Power Flow for Contingent Power Systems Using Differential Evolution.** Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2013 10th International Conference, Krabi 15-17 May 2013

## การจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมในระบบไฟฟ้ากำลัง Simulating the Impact of Wind Power Generation in Electrical Power Systems

ชนาکانธี ชลสุข และ ชนัตชัย กุลวราวิชพงษ์  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี  
111 ถนนมหาวิทยาลัย อ.สุรนารี อ.เมือง จ. นครราชสีมา 30000 E-mail: chanakan\_na@hotmail.com, Thanatchai@gmail.com

### บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอผลกระทบของการติดตั้งกังหันลมในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้ระบบทดสอบขนาด 14 บัส แล้วทำการจำลองการเปลี่ยนแปลงโหลดใน 1 วัน โดยดำเนินการติดตั้งกังหันลมที่บัส 5 และบัส 12 ของระบบ บัสละ 2 ตัว ตัวละ 1250 kW การจำลองผลของระบบพิจารณาเป็น 4 กรณีด้วยกัน โดยการเปลี่ยนระดับการจ่ายโหลดในระบบ ให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม 0.16% 5% 10% และ 15% ตามลำดับ เมื่อทำการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งกังหันลม จะเห็นได้ว่าการติดตั้งกังหันลมที่บัส 5 และบัส 12 สามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งได้

คำสำคัญ: การไหลของกำลังไฟฟ้า กำลังงานสูญเสีย กังหันลม ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

### Abstract

This paper presents the impact of wind power generation in electric power systems. This impact used the 14-bus test system to simulate a whole day operation. A set of 2x1250 kW wind power generators was installed at bus 5 and 12. Four test cases were conducted by increasing the system load to share the power allocation of the system of 0.16%, 5%, 10% and 15%, respectively. The results showed that installing the wind power generators can reduce the power transmission losses of the entire system.

Keywords: power losses, power flow, wind turbines, power distribution system

### 1. คำนำ

ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นระบบที่ส่งกำลังงานไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเป็นระยะทางไกลหลาย 100 กม. ไปยังกลุ่มโหลดที่กระจัดกระจายอยู่ตามภูมิภาคต่างๆในรูปสถานีไฟฟ้าย่อยปลายทาง[2] ซึ่งเมื่อความต้องการโหลดเพิ่มมากขึ้นจึงต้องมีการผลิตกำลังไฟฟ้ามากขึ้นด้วย เมื่อมีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งจะทำให้เกิดปัญหาขึ้นหลายประการ เช่นแรงดันตก กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ในงานวิจัยนี้จึงพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นสำคัญ ซึ่งในปัจจุบันแหล่งเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมาจากก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน ซึ่งเชื้อเพลิงเหล่านี้วันยังมีปริมาณลดลง ส่งผลทำให้

ต้องนำเข้พลังงานเหล่านี้จึงเกิดการขาดดุลทางการค้าและผลจากการใช้พลังงานดังกล่าวก่อให้เกิดมลภาวะกับสิ่งแวดล้อม เช่น หมอกควันพิษ สภาวะเรือนกระจกซึ่งส่งผลทำให้โลกร้อนขึ้นโดยเฉพาะอย่างยิ่งน้ำมันคืออย่างจะผันผวนในทิศทางที่สูงขึ้นตามภาวะทางเศรษฐกิจและการเมืองโลก[5-6] ดังนั้นจึงต้องหาพลังงานอื่นมาทดแทน ในงานวิจัยนี้ได้ดำเนินการติดตั้งกังหันลมที่บัส 5 และบัส 12 มีความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลม ซึ่งทำการจำลองเพื่อสังเกตผลที่เกิดขึ้นต่อระบบทดสอบเช่น การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง การช่วยเพิ่มแรงดันที่บัสต่างๆ และการช่วยลดกำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าซึ่งสามารถนำไปเป็นฐานความรู้ในการออกแบบการติดตั้งกังหันลมเพิ่มขึ้นในระบบขนาดใหญ่อต่อไป

ในบทความวิจัยนี้ประกอบด้วย 5 หัวข้อ ถัดไปจะกล่าวถึงความเหมาะสมของพลังงานลมโดยจะมีอ้างอิงถึงสมการการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมและลักษณะของกังหันลมที่ใช้ในการจำลองอย่างคร่าว ๆและในส่วนถัดไปจะเป็นการกล่าวถึงระบบทดสอบขนาด 14 บัสที่ใช้ในการจำลองผลซึ่งจะบอกถึงข้อมูลบัสของระบบและข้อมูลสายส่งที่ใช้ในการทดสอบ ส่วนถัดไปจะเป็นผลของการจำลองในกรณีต่างๆโดยจะแสดงผลค่าตอบในรูปแบบของกราฟเพื่อให้เห็นผลการเปลี่ยนแปลงที่ชัดเจนมากขึ้น และในส่วนสุดท้ายจะเป็นการสรุปผลการจำลองการติดตั้งกังหันลมที่บัส 5 และบัส 12

### 2. ความเหมาะสมของพลังงานลม

พลังงานที่ผลิตได้จากกังหันลมจะเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับความเร็วลม แต่ความสัมพันธ์นี้ไม่เป็นสัดส่วนโดยตรง ที่ความเร็วลมต่ำ (1-3 เมตร/วินาที) กังหันลมจะไม่ทำงานในช่วงความเร็วลมนี้ที่กังหันลมยังไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ที่ความเร็วลมช่วงประมาณ 2.5-5 เมตร/วินาที กังหันลมจะเริ่มทำงานเรียกช่วงนี้ว่า cut in wind speed ที่ความเร็วลมช่วงประมาณ 12 - 15 เมตร/วินาที เป็นช่วงที่เรียกว่า "nominal หรือ rate wind speed" ซึ่งเป็นช่วงที่กังหันลมทำงานอยู่บนพิกัดกำลังสูงสุดของตนเอง ค่าความเร็วลมที่แน่นอนขึ้นอยู่กับอัตราส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อพื้นที่หน้าตัดของใบพัดและการออกแบบในช่วงความเร็วลมที่สูงกว่า 25 เมตร/วินาที กังหันลมจะหยุดทำงานเนื่องจากความเร็วลมที่สูงเกินไปจนอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อ



กลไกของกังหันลมได้(5-7) สำหรับหลักการทั่วไปในการนำพลังงานลม มาใช้คือ เมื่อมีลมพัดมาปะทะกับใบพัดของกังหันลม กังหันลมจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานลมที่อยู่ในรูปของพลังงานจลนให้เป็นพลังงานกล โดยการหมุนของใบพัด แรงจากการหมุนของใบพัดนี้จะถูกส่งผ่านแกน หมุนทำให้เพืองเกียร์ที่ติดอยู่กับแกนหมุนเกิดการหมุนตามไปด้วย

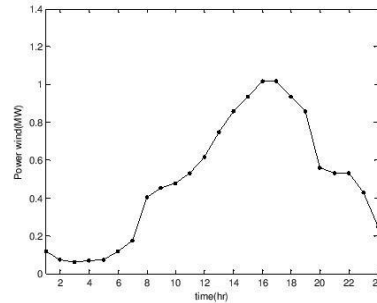
ลมเกิดจากการเคลื่อนที่ของมวลอากาศซึ่งมีอุณหภูมิแตกต่างกัน สามารถเขียนให้อยู่ในรูปของสมการทางคณิตศาสตร์ได้ดังสมการที่ 1 และความเร็วลมจะมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับระดับความสูง และสภาพภูมิประเทศ เช่นเดียวกันกับทิศทางของลม ส่วนกังหันลมจะทำงานได้ดีหรือไม่นั้นจะขึ้นอยู่กับตัวแปรทั้งสองนี้ ที่ความเร็วลมเท่าๆกัน แต่มีทิศทางลมที่แตกต่างกัน เมื่อลมเคลื่อนที่พุ่งเข้าหาแกนหมุนของกังหันลมแล้วจะส่งผลต่อแรงบิดของกังหันลมเป็นอย่างมาก ผลคือแรงลัพท์ที่ได้ออกมาจากกังหันลมแตกต่างกัน ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าปัจจัยเบื้องต้นที่เป็นตัวกำหนดในการใช้พลังงานลมคือความเร็วและทิศทางของลมนั้นเอง

$$P_w = \frac{1}{2} C_w \rho A V^3 \quad (1)$$

กำหนดให้

- $P_w$  = กำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลม(W)
- $C_w$  = ประสิทธิภาพของกังหันลม
- $\rho$  = ความหนาแน่นของอากาศ (Kg / m<sup>3</sup>)
- $A$  = พื้นที่หน้าตัด(m<sup>2</sup>)
- $V$  = ความเร็วลม (m/s)

ซึ่งการติดตั้งกังหันต้องคำนึงถึงศักยภาพของความเร็วลม ซึ่งความเร็วลมที่เหมาะสมต่อการผลิตกำลังไฟฟ้าควรมีความเร็วลมเฉลี่ย 6-7 m/s [5] ซึ่งพื้นที่บริเวณยอดเขาสูงที่มีการยกตัวของลมตามแนวเขาและพื้นที่เปิดโล่งได้แก่แนวชายฝั่งทะเลตะวันออกของภาคใต้เป็นพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งกังหันลม[7] และกังหันลมแบ่งได้เป็นหลายประเภทด้วยกันในการจำลองติดตั้งกังหันลมนี้จะใช้กังหันลมชนิดแกนนอน ประกอบด้วย ใบกังหันลม 3 ใบ เส้นผ่าศูนย์กลางการหมุนของใบกังหันลม 64 เมตร เริ่มผลิตไฟฟ้าที่ความเร็วลม 2.8 เมตรต่อวินาที และสูงสุดที่ความเร็วลม 12.5 เมตรต่อวินาที และกังหันลมจะหยุดผลิตไฟฟ้าเมื่อความเร็วลม 23 เมตรต่อวินาที ส่วนความเร็วลมสูงสุดที่กังหันลมสามารถต้านทานได้อยู่ที่ 50.5 เมตรต่อวินาที ส่วนการหมุนของกังหันลมจะใช้มอเตอร์ไฮดรอลิกส์ขับเคลื่อน ระบบเบรคจะมีทั้งแบบเบรคด้วยอากาศพลศาสตร์คือ เบรคแบบปรับมุมใบกังหันลม และเบรคโดยใช้จานเบรค[8] เพราะฉะนั้นจึงต้องมีการคิดประสิทธิภาพการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม ซึ่งการคิดประสิทธิภาพของการผลิตกำลังไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลมในภาคนิววิจัยนี้จะพิจารณาถึงประสิทธิภาพของใบกังหัน ประสิทธิภาพของเกียร์ในการทดรอบ และประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเมื่อคิดประสิทธิภาพจากใบกังหัน เกียร์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้ว เมื่อจำลองติดตั้งกังหันลมที่ติดตั้ง 5 และ บัส 12 พบว่าสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าใน 1 วันให้กับระบบไฟฟ้าทดสอบ ได้ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมใน 1 วัน

3. ระบบทดสอบขนาด 14 บัส

ระบบที่ใช้ในการจำลองการติดตั้งกังหันลมเป็นระบบ 14 บัส ซึ่งมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.8 ค่าแรงดันฐานเท่ากับ 115 KW โดยมีการติดตั้งโหลดทุกบัสยกเว้น บัส 1,7และ8 ینگตามข้อมูลเดิมของ 14 บัส IEEE[3] โดยในระบบที่ใช้ในการทดสอบมีการผลิตกำลังไฟฟ้า 40 MW ที่บัส 2 ของระบบซึ่งอิงข้อมูลเดิมของระบบทดสอบ 14 บัสIEEE[3] โดยมีข้อมูลระบบดังตารางที่ 1 และตารางที่ 2 และจำลองผลโดยการติดตั้งกังหันลมที่บัส 5และบัส 12 เนื่องจากลมมูติที่บัส 5และบัส 12 มีพื้นที่ติดตั้งเหมาะสมและมีความเร็วลมที่สามารถใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้าได้ ซึ่งทำการจำลองโดยการติดตั้งกังหันลมที่มีกำลังผลิตสูงสุดที่ 1250 KW บัสละ 2 ตัว แต่เนื่องจากคิดค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ประสิทธิภาพของเกียร์ทดรอบและประสิทธิภาพของใบกังหันพบว่ากำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตได้เฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 492.48 KW

ตารางที่ 1 ข้อมูลบัสของระบบ 14 บัส

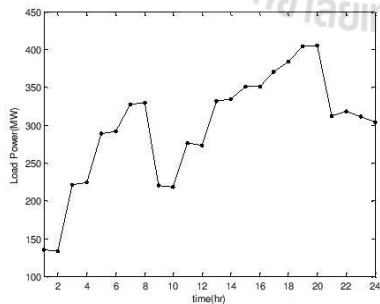
บัส	แรงดัน		ชนิดของบัส
	ขนาดแรงดัน (per unit)	มุมของแรงดัน (deg)	
1	1.06	0	Slack bus
2	1.045	0	PV bus
3	1.01	0	PV bus
4	1	0	PQ bus
5	1	0	PQ bus
6	1.07	0	PV bus
7	1	0	PQ bus
8	1.09	0	PV bus
9	1	0	PQ bus
10	1	0	PQ bus
11	1	0	PQ bus
12	1	0	PQ bus
13	1	0	PQ bus
14	1	0	PQ bus

ตารางที่ 2 ข้อมูลสายส่งของระบบ 14 บัส โดยใช้ 100 เมกะวัตต์ 115 กิโลโวลต์ เป็นค่าฐาน

จาก	ถึง	อิมพีแดนซ์ (per unit)		แอดมิตแตนซ์ (per unit)	แท็ปหม้อแปลง
		ความต้านทาน	รีแอกแตนซ์		
1	2	0.01938	0.05917	0.0264	1
1	5	0.05403	0.22304	0.0246	1
2	3	0.04699	0.19797	0.0219	1
2	4	0.05811	0.17632	0.0170	1
2	5	0.05695	0.17388	0.0064	1
3	4	0.06701	0.17103	0	1
4	5	0.01335	0.04211	0	1
4	7	0	0.20912	0	0.978
4	9	0	0.55618	0	0.969
5	6	0	0.25202	0	0.932
6	11	0.09498	0.19890	0	1
6	12	0.12291	0.25581	0	1
6	13	0.06615	0.13027	0	1
7	8	0	0.17615	0	1
7	9	0	0.11001	0	1
9	10	0.03181	0.08450	0	1
9	14	0.12711	0.27038	0	1
10	11	0.08205	0.19207	0	1
12	13	0.22092	0.19988	0	1
13	14	0.17093	0.34802	0	1

4. ผลการจำลอง

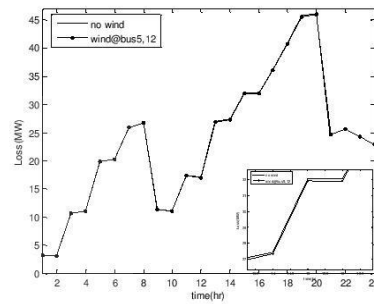
เมื่อจำลองให้บัส 5 และ บัส 12 เป็นบัสที่มีความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลม ซึ่งมีกำลังไฟรวมเฉลี่ยที่ผลิตได้เท่ากับ 492.48 kW โดยมีความต้องการโหลดที่เปลี่ยนแปลงไปใน 1 วัน ดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 2 ความต้องการกำลังไฟโหลดใน 1 วัน

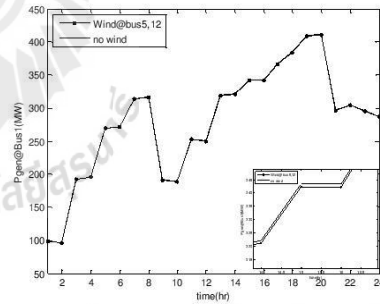
เมื่อพิจารณาให้กังหันลมมีผลต่อระบบทดสอบเป็น 0.16% 5% 10% และ 15% ของโหลด ตามลำดับเพื่อสังเกตการเปลี่ยนแปลงของกำลังงานสูญเสียในระบบ การเปลี่ยนแปลงแรงดัน และ กำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้า

กรณีที่ 1 กำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลมมีผลต่อระบบ 0.16% ของโหลดซึ่งสามารถสังเกตพฤติกรรมของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบตามความต้องการโหลดใน 1 วัน พบว่าเมื่อไม่มีการติดตั้งกังหันลมที่บัส 5 และบัส 12 จะมีค่ากำลังไฟสูญเสียมากกว่ากรณีที่ติดตั้งกังหันลม ดังรูปที่ 3



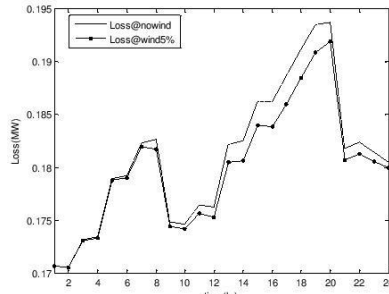
รูปที่ 3 กำลังไฟสูญเสียเมื่อติดตั้งและไม่ติดตั้งกังหันลมที่ 0.16% ของโหลด

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าเมื่อที่บัส 5 และบัส 12 ถูกติดตั้งกังหันลม ระบบทดสอบจึงสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้เองแต่เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมมีค่าไม่เพียงพอต่อระบบจึงยังทำให้มีความต้องการกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าอยู่แต่ความต้องการกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าจะน้อยลงดังรูปที่ 5



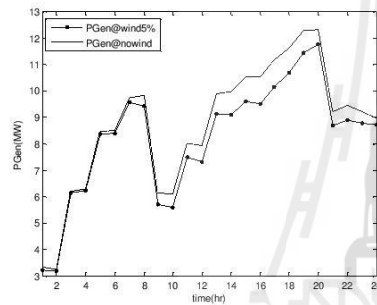
รูปที่ 5 กำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าเมื่อติดตั้งและไม่ติดตั้งกังหันลมที่ 0.16% ของโหลด

กรณีที่ 2 กำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลมมีผลต่อระบบ 5% ของโหลดวิเคราะห์โดยการลดโหลดลง 5% และลดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากบัส 2 ตามระบบทดสอบ 14 บัส ลง 5% โดยทำการลดลงในอัตราส่วนที่เท่ากัน จากนั้นทำการพิจารณากำลังไฟสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบดังรูปที่ 6



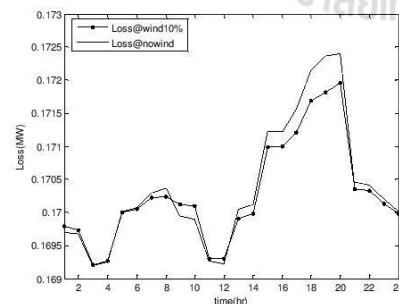
รูปที่ 6 กำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อติดและไม่ติดกังหันลมที่ 5%ของโหลด

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าเมื่อติดตั้งกังหันลมพบว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟาลดลงเนื่องจากระบบทดสอบมีการผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ดังรูปที่ 7



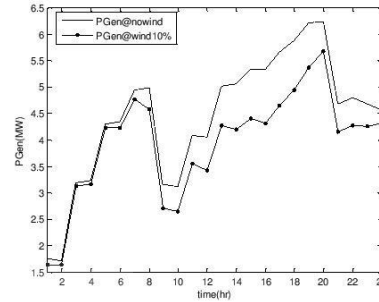
รูปที่ 7 กำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าเมื่อติดตั้งและไม่ติดกังหันลมที่ 5%ของโหลด

กรณีนี้ 3 กำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลมมีผลต่อระบบ 10%ของ โหลด วิเคราะห์โดยการลดโหลดลง10%และลดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก บัส 2 ตามระบบทดสอบ 14 บัส ลง10% โดยทำการลดลงในอัตราส่วนที่ เท่ากัน จากนั้นทำการพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบดัง รูปที่ 8



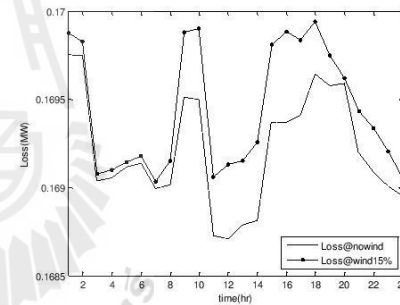
รูปที่ 8 กำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อติดและไม่ติดกังหันลมที่10%ของโหลด

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าเมื่อติดตั้งกังหันลมพบว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟาลดลงเนื่องจากระบบทดสอบมีการผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ดังรูปที่ 9



รูปที่ 9 กำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าเมื่อติดตั้งและไม่ติดกังหันลมที่ 10%ของโหลด

กรณีนี้ 4 กำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลมมีผลต่อระบบ 15%ของ โหลด วิเคราะห์โดยการลดโหลดลง15%และลดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก บัส 2 ตามระบบทดสอบ 14 บัส ลง15% โดยทำการลดลงในอัตราส่วนที่ เท่ากัน จากนั้นทำการพิจารณากำลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ ดังรูปที่ 10



รูปที่ 10 กำลังงานสูญเสียเมื่อติดและไม่ติดกังหันลมที่ 15%ของโหลด

สำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียภายใน 1 วันที่เกิดขึ้นกรณีต่างๆเมื่อมีการ ติดตั้งกังหันลมพบว่าเมื่อทำการคิดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเทียบเป็น เปอร์เซ็นต์จากสูตร

$$X = \frac{\text{Lossnowind} - \text{Loss@ Bus5,12}}{\text{Lossnowind}} \times 100\% \quad (2)$$

กำหนดให้

X = เปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลง(%)

Lossnowind = กำลังสูญเสียกรณีที่ไม่ติดกังหันลม (MW)

Loss@Bus5,12= กำลังสูญเสียกรณีติดกังหันลมที่บัส 5,12(MW)

คือเมื่อกังหันลมมีผลต่อระบบมากขึ้นไม่จำเป็นว่าค่ากำลังสูญเสียของระบบจะลดลงด้วยดังตารางที่ 3 ซึ่งกำลังงานสูญเสียจะขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆหลายอย่างด้วยกันซึ่งในบทความนี้จะสนใจผลที่ได้จากการจำลองเป็นหลัก

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบการลดลงของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง

ผลกระทบ ต่อโหลด (%)	กำลังสูญเสีย โดยไม่ติด กังหัน(MW)	กำลังสูญเสีย โดยติดกังหัน (MW)	กำลังสูญเสีย ที่ลดลง(%)
0.16	0.1703	23.3828	0.317
5.00	0.1810	0.1799	0.608
10.00	0.1704	0.1703	0.059
15.00	0.1692	0.1694	-0.1182

ตารางที่ 4 ตัวอย่างผลของแรงดันที่บัส12 เมื่อกังหันลมมีผลต่อระบบทดสอบมากขึ้นในกรณีติดกังหันลมที่บัส 5,12

ผลกระทบ ต่อโหลด (%)	แรงดันเฉลี่ย บัส12โดยไม่ ติดกังหัน(MW)	แรงดันเฉลี่ย บัส12โดยติด กังหัน(MW)	แรงดันเฉลี่ย บัส12ที่ เพิ่มขึ้น(%)
0.16	1.0010	1.0012	0.019
5.00	1.0984	1.0986	0.0182
10.00	1.0988	1.0990	0.018
15.00	1.0989	1.0991	0.018

ตารางที่ 5 เปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าเมื่อกังหันลมมีผลต่อระบบเพิ่มมากขึ้น

ผลกระทบ ต่อโหลด (%)	กำลังไฟฟ้า เฉลี่ยที่ได้รับ โดยไม่ติด กังหัน(MW)	กำลังไฟฟ้า เฉลี่ยที่ได้รับ โดยติดกังหัน (MW)	กำลังไฟฟ้า เฉลี่ยที่ได้รับ ลดลง(%)
0.16	280.1884	279.6215	0.202
5.00	8.7032	8.2096	5.671
10.00	4.4313	3.9388	11.114
15.00	2.9933	2.5010	16.446

## 5. สรุป

การติดตั้งกังหันลมเข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลังต้องคำนึงถึงความเหมาะสมต่างๆหลายประการดังที่กล่าวมาข้างต้น จากการศึกษาเมื่อติดตั้งกังหันลมเพิ่มมากขึ้นคือกังหันลมมีผลต่อระบบไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นจะทำให้สถานีไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าลดลงเนื่องจากมีการผลิตกำลังไฟฟ้าทดแทนได้เองซึ่งถือเป็นผลกระทบที่ต่อระบบเนื่องจากช่วยลดปริมาณการผลิตกำลังไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิง น้ำมัน และถ่านหิน เป็นต้น ดังนั้นเมื่อติดตั้งกังหันลมมากขึ้นจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากสถานีไฟฟ้าแปรผกผันกับการเพิ่มขึ้นของกังหันลม และจากการทดลองเมื่อมีการติดตั้งกังหันที่บัส 5,12 พบว่า ถ้าติดตั้งกังหันลมโดยให้กำลังไฟฟ้าของกังหันลมมีค่าเป็น 5% ของโหลดจะสามารถลดกำลังงานสูญเสียในสายส่งได้มากที่สุดเพราะฉะนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียไม่แปรผันตรงกับกำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันลม

## เอกสารอ้างอิง

- [1] ทรงกฤษณ์ ประภักดิ์ บทความ"กังหันลมผลิตไฟฟ้ามุมมองด้านสิ่งแวดล้อม"
- [2] ชนิดชัย กุลวรวานิชพงษ์ "การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง" สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี พิมพ์ครั้งที่ 1 มกราคม 2551
- [3] F. Mercede "Power Flow Analysis IEEE 14-bus Test System " *IEEE Power system* July 5, 2010
- [4] Stuart Major1 , Terry Commins2 and Annop Noppharata2 "Potential of wind power for Thailand" 31 March 2008
- [5] Nilpon Keijoy, Achitpon Sasiitharanuwat "Wind Energy Technology" *Journal* 2004 ; 12(2) : 57-73
- [6] วัณณะ สืบกินร.บัลลังก์ เนียมมณี "Wind turbines"ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเอเซียอาคเนย์ ปีที่ 3 ฉบับที่ 1 มิถุนายน-พฤศจิกายน 2550
- [7] กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน (2554) แผนที่ยักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย กรุงเทพฯ เข็มหรือการพิมพ์
- [8] EUnergy the alternative"Dewind D6 Technical Brochure (Datasheet 1250 KW)"www.eunrg.com
- [9] U. Leeton, D. Uthitsunthorn, U. Kwannet, N. Sinsuphun and T. Kulworawanichpong, "Power Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Particle Swarm Optimization", *ECTI-CC 2010*, pp. 469-473, 2010
- [10] The MathWorks CD-ROM Manual, 2004.

รหัสบทความ:  
EN-0247

การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 9  
8-10 พฤษภาคม 2556 จังหวัดนครนายก

การทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉิน  
โดยการพิจารณาวัตถุประสงค์เอทีซี  
Optimal Operation of Contingent Power Systems ATC Objective Consideration

นางสาวชนานานต์ ชลสุข<sup>1</sup> และ รศ.ดร.ธนัชชัย ภูลวรวานิชพงษ์<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี  
จังหวัดนครราชสีมา 30000

\*ผู้ติดต่อ: Thanatchai@gmail.com

**บทคัดย่อ**

บทความนี้นำเสนอการหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานการณ์ฉุกเฉินโดยพิจารณาวัตถุประสงค์เอทีซี เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยให้กับระบบ ซึ่งได้ทำการจำลองสถานการณ์ฉุกเฉินโดยพิจารณาการชำรุดของอุปกรณ์ สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทีละเส้น หลังจากนั้นหาจุดทำงานที่เหมาะสมในแต่ละกรณี โดยพิจารณาหาจุดทำงานที่เหมาะสม ซึ่งพิจารณาวัตถุประสงค์เอทีซีเป็นหลัก และได้พิจารณาดัชนีชี้วัดความเสี่ยง ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งและค่าต้นทุนเชื้อเพลิงด้วย บทความนี้ได้นำเสนอระบบทดสอบขนาด 14 บัส เพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้า

**คำหลัก:** ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า สถานการณ์ฉุกเฉิน ดัชนีชี้วัดความเสี่ยง กำลังสูญเสีย ต้นทุนเชื้อเพลิง

**Abstract**

In this paper, Optimal Operation of Contingent Power Systems ATC Objective Consideration. To increase the reliability and safety of the systems. The simulation first-order contingency by the damage of equipment such as transmission line, transformers and generators. Then optimal operation power systems in each case by ATC objective consideration. Furthermore, this paper considered performance index, power losses and fuel cost. This paper presents 14 bus test system for Optimal Operation of Contingent Power Systems ATC Objective Consideration.

**Keywords:** Available Transfer Capability , Contingency analysis, Performance index, fuel cost, power losses

**1. บทนำ**

ในปัจจุบันระบบไฟฟ้ากำลังมีขนาดใหญ่ ซับซ้อน และมีการถ่ายโอนกำลังงานไฟฟ้าในปริมาณสูง ทำให้การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังต้องคำนึงถึงความปลอดภัย

ต่อชีวิตและทรัพย์สินต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง และต้องคำนึงถึงเหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นได้ในระบบ เนื่องจากที่ผ่านมามีเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั่วเมืองร้ายแรงมาแล้วหลายครั้ง อย่างกรณีในนิวยอร์กวันที่ 14 สิงหาคม 2546 นั้น

## รหัสบทความ:

EN-0247

การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 9  
8-10 พฤษภาคม 2556 จังหวัดนครนายก

ถือได้ว่าเป็นไฟฟ้ดับครั้งใหญ่ที่สุดในประวัติศาสตร์ของสหรัฐอเมริกา ที่กระทบต่อชีวิตคนประมาณ 40 ล้านคน จาก 8 รัฐหลักและอีก 10 ล้านคน ที่อยู่ใน Ontario ของแคนาดา แล้วส่งผลลามไปสู่รัฐมิชิแกน จากนั้นก็ส่งผลกระทบต่อให้ระบบไฟฟ้าล้มเป็นลูกโซ่รัฐอื่นๆเคียงอื่นๆ รวมถึงเมืองใหญ่ๆ เช่น มหานครนิวยอร์ก ประเทศอิตาลี ก็ได้เคยเกิดไฟดับเป็นวงกว้างครั้งใหญ่วันที่ 28 กันยายน 2546 โดยสาเหตุเริ่มจากระบบไฟฟ้าขัดข้องในประเทศฝรั่งเศสและสวิตเซอร์แลนด์ก่อนทำให้เกิดไฟฟ้ดับที่อิตาลีด้วยซึ่งคิดเป็น 15% ของพื้นที่ ซึ่งส่งผลกระทบต่อผู้คนประมาณ 57 ล้านคน นอกจากนี้ที่ประเทศอินเดียในเดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2555 ก็ได้เกิดไฟดับครั้งใหญ่เช่นกันและ ในประเทศไทยเองก็เคยเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ดับเป็นวงกว้าง ในวันที่ 18 มีนาคม พ.ศ. 2521 เกิดการขัดข้องของเครื่องผลิตไฟฟ้ที่โรงไฟฟ้พระนครใต้ ทำให้เกิดไฟดับต่อเนื่องกันไปในแต่ละภาคทั่วประเทศไทย เราจึงจำเป็นต้องสนใจและวิเคราะห์หาจุดทำงานที่เหมาะสมของระบบ หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยให้กับระบบ ซึ่งในบทความนี้ที่พิจารณาเอทีซีเป็นหลัก และพิจารณาตัวดัชนีชี้วัดความเสี่ยง กำลังไฟฟ้สูญเสียและต้นทุนเชื้อเพลิงด้วย โดยใช้ระบบทดสอบมาตรฐานขนาด 14 บัส

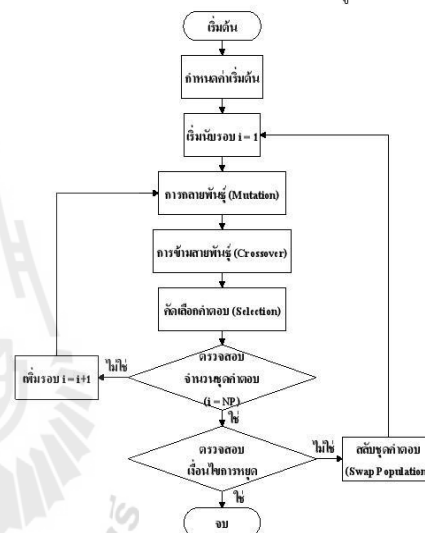
## 2. การหาค่าเหมาะที่สุด

จากที่กล่าวมาข้างต้นในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถเกิดเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดได้ในทุกเวลาและทุกอุปกรณ์ของระบบไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องให้ความสำคัญในการจำลองสถานการณ์ฉุกเฉินที่จะเกิดขึ้นได้จริงในระบบเพื่อหาผลกระทบที่จะเกิดความเสียหายในอนาคต หลังจากนั้นทำการหาจุดทำงานที่เหมาะสม [1] เพื่อเตรียมความพร้อมในการตั้งค่าอุปกรณ์หลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยทำการหาค่าเหมาะที่สุดโดยในบทความนี้ใช้วิธีวิวัฒนาการผลต่าง (Differential

Evolution, DE) เข้ามาช่วยในการหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุด

### 2.1 วิวัฒนาการผลต่าง

วิวัฒนาการผลต่าง [2] เป็นวิธีการหาค่าเหมาะแบบสโตคาสติก มีพื้นฐานจากการหาค่าตอบของปัญหา โดยวิธีสุ่มเลือก พัฒนามาจาก Genetic Algorithm (GA) แต่มีโครงสร้างที่ไม่ซับซ้อน และสามารถประยุกต์ใช้หาค่าตอบของปัญหาต่างๆ ได้รวดเร็วและมีประสิทธิภาพซึ่งมีกระบวนการทำงานดังรูปที่ 1



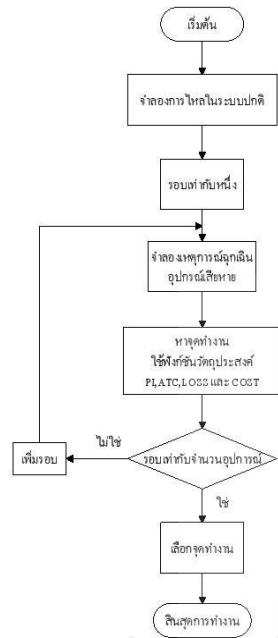
รูปที่ 1 กระบวนการทำงานวิธีวิวัฒนาการผลต่าง

## 3. สถานการณ์ฉุกเฉิน

การเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้าเกิดได้จากความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้าชำรุดหรือทำงานผิดปกติทีละตัวหรือหลาย ๆ ตัวพร้อมกัน [3] จึงแบ่งเป็นลำดับที่หนึ่ง (First-order contingency, N-1) หมายถึง การที่อุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งภายในระบบเกิดชำรุดเสียหายไม่สามารถใช้งานต่อไปได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการทดสอบเพื่อเตรียมพร้อมรับมือกับสถานการณ์

**รหัสบทความ:**  
**EN-0247**

การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 9  
8-10 พฤษภาคม 2556 จังหวัดนครนายก

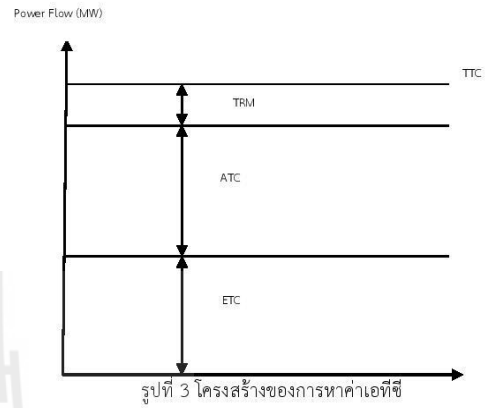


รูปที่ 2 ขั้นตอนการหาจุดทำงาน

**4. ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า(เอทีซี)**

เป็นตัวดัชนีช่วยบ่งบอกถึงค่าความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า [4-7] ซึ่งในระบบไฟฟ้ากำลังนั้น การทำงานของระบบจะต้องมีการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งการหาค่าเอทีซีสามารถทำได้โดยการหาผลต่างของค่าความจุสูงสุดของสายส่งและค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในระบบ โดยค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลจริงในระบบนั้นต้องมีค่าน้อยกว่าค่าความจุสูงสุดของสายส่ง เนื่องจากเมื่อนำมาหาค่าความแตกต่างแล้วจะยังคงเหลือค่าของความแตกต่างอยู่ซึ่งค่าความแตกต่างดังกล่าวก็คือค่าเอทีซี สามารถเขียนได้ดังสมการที่ 1

$$ATC = TTC - TRM - ETC \quad (1)$$



**5. ค่าฟังก์ชันเชิงเส้น**

การศึกษาการจ่ายไหลต่ออย่างประหยัดเป็น ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดของต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้า [8] สามารถเขียนได้ดังสมการที่ 2

$$F_T = \sum_{i=1}^{N_G} f_{G,i} = \sum_{i=1}^{N_G} (\alpha_i + \beta_i P_{G,i} + \gamma_i P_{G,i}^2) \quad (2)$$

เมื่อ  $N_G$  คือ จำนวนหน่วยการผลิตย่อยทั้งหมดของโรงไฟฟ้า

**6. กำลังงานสูญเสียในสายส่ง**

การแก้ปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด [9] นอกจากจะสามารถคำนึงถึงค่าต้นทุนต่ำสุดแล้วยังสามารถคำนึงถึงการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง ซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการที่ 3

$$F_{loss} = \sum_{i=1}^{N_L} g_{i,j} \{V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)\} \quad (3)$$

- เมื่อ  $V$  คือ ขนาดแรงดันในแต่ละบัส
- $g$  คือ ค่าconductanceของสายส่ง
- $\delta$  คือ มุมของแรงดันในแต่ละบัส
- $N_L$  คือ จำนวนสายส่ง

**รหัสบทความ:**  
**EN-0247**

การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 9  
8-10 พฤษภาคม 2556 จังหวัดนครนายก

**7. ดัชนีชี้วัดความเสี่ยง**

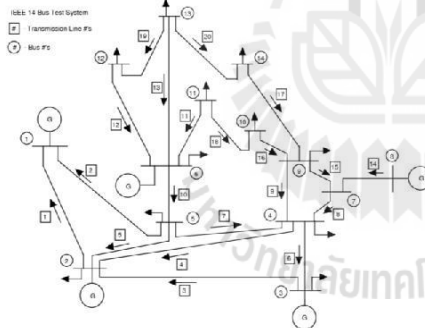
ตัวชี้วัดความเสี่ยงของระบบ(ฟิว)เป็นตัวบ่งบอกความเสี่ยงของเหตุการณ์ที่ทำให้เกิดความเสียหายในอนาคตสามารถเขียนได้ดังสมการที่ 4

$$PI = \sum_{\text{allbranch}} \left( \frac{P_{\text{flow}}}{P_{\text{max}}} \right)^n \quad (4)$$

เมื่อ  $P_{\text{flow}}$  คือกำลังไฟฟ้าจริงไหลในสายส่ง  
 $P_{\text{max}}$  คือค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของสายส่งแต่ละเส้น  
 $n$  คือจำนวนเต็มตั้งแต่ 1,2,3,...

**8. ระบบทดสอบ**

ระบบทดสอบที่ใช้ในการจำลองเพื่อหาจุดทำงานเหมาะสมที่สุดหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินในบทความนี้จะใช้ระบบทดสอบ 14 บัสซึ่งจะมีสายส่งทั้งหมด 23 เส้น หม้อแปลงทั้งหมด 5 ตัวและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 4 ตัว ดังรูปที่ 4



รูปที่ 4 ระบบทดสอบ 14 บัส

**9. ผลการทดสอบ**

จากการจำลองสถานการณ์ฉุกเฉินโดยพิจารณาให้อุปกรณ์ชำรุดทีละตัวจะได้ผลของจุดทำงานที่เหมาะสมหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินได้หลายกรณี กรณีสายส่งชำรุด 23 กรณี กรณีหม้อแปลงชำรุด 5 กรณีและกรณี

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชำรุด 4 กรณีด้วยกันรวมทั้งหมด 32 กรณี ดังตารางที่ 1 ได้แสดงจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดในกรณีสายส่ง 1-2 เกิดความเสียหายจนถูกตัดออกจากระบบจะเห็นว่าจุดทำงานที่ได้จากการใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์แต่ละฟังก์ชันจะมีจุดทำงานที่ต่างกันออกไปดังในตาราง

ตารางที่ 1 จุดทำงานหลังสายส่งขาด

กรณีที่ 1 (สายส่ง 1-2 ขาด)				
จุดทำงาน	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์			
	ATC	PI	Cost	Loss
V2	1.0996	1.0596	0.9924	1.0568
V3	1.0812	1.100	0.9787	1.0873
V6	1.0188	0.9246	1.0337	1.0880
V8	1.0993	1.0254	1.0602	1.0818
del2	-0.1300	-0.1358	-0.3468	-0.1394
del3	-0.1925	-0.1950	-0.3982	-0.1924
del6	-0.1758	-0.1782	-0.3486	-0.1860
del8	-0.0929	-0.1068	-0.2765	-0.1160
T1	1.0203	0.9000	1.0888	0.9496
T2	0.9030	0.9756	0.9111	0.9017
T3	1.0816	0.9001	0.9742	0.9082
PG2	79.9685	79.8737	22.5578	79.2534
PG3	49.9897	49.8684	43.1760	48.8879
PG6	29.9083	29.8992	29.9961	29.9982
PG8	34.9767	34.9563	34.9995	34.3586
QG2	49.4836	59.9267	19.3755	44.4658
QG3	13.6888	12.1976	36.1335	27.3331
QG6	13.1103	61.5353	11.2042	20.5677
QG8	30.0581	29.8177	8.8681	33.7794
ค่าเหมาะสม	1127	4.0928	1023	4,3555
กำลังสูญเสีย	4.8163	4.5434	13.3908	

ในบทความนี้ได้ทำการจำลองเพื่อหาจุดทำงานหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นโดยพิจารณาเอทีซีเป็นหลัก แต่



**รหัสบทความ:**  
**EN-0247**

การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 9  
8-10 พฤษภาคม 2556 จังหวัดนครนายก

ผู้วิจัยได้ทำการพิจารณาวัตถุประสงค์อื่นด้วยคือ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ต้นทุนเชื้อเพลิงและดัชนีชี้วัดความเสี่ยง ดังนั้นจึงได้ทำการจำลองเพื่อแสดงผลการเปรียบเทียบจุดทำงานของแต่ละฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 เปรียบเทียบผลแต่ละฟังก์ชันวัตถุประสงค์

สายส่งหลักที่ละเส้น					
กรณีที่ (เส้นที่)	ฟังก์ชัน	ผล			
		ATC	PI	Cost	Loss
1	ATC	1127.4	4.1892	1109.6	4.3692
	PI	1124.8	4.0670	1114.8	7.0531
	Cost	1011.3	5.5243	993.6	6.4553
	Loss	887.75	4.2002	1107.6	4.0457
2	ATC	1201.5	3.9368	1107.9	4.2948
	PI	1200.5	3.9242	1106.1	4.3720
	Cost	912.24	4.6292	999.64	7.9754
	Loss	832.71	3.9400	1107.5	4.0959
3	ATC	1153.6	4.6286	1116.1	6.3522
	PI	1154.6	4.6018	1113.3	6.3771
	Cost	944.76	5.4410	1003.1	8.3754
	Loss	870.52	4.7836	1.097.0	5.3705
4	ATC	1202.2	4.2453	1107.4	4.1579
	PI	1198.0	4.1448	1099.3	4.1351
	Cost	908.30	4.9793	992.95	6.2901
	Loss	833.62	4.2687	1107.1	3.7332

ตารางที่ 2 แสดงค่าเอทีซี ดัชนีชี้วัด ต้นทุนเชื้อเพลิงและ กำลังงานสูญเสียที่ได้จากฟังก์ชันแต่ละฟังก์ชันเพื่อใช้เปรียบเทียบ จากตารางสามารถสังเกตได้ว่าการใช้ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลักเป็น เอทีซี จะมีค่า เอทีซี ต้นทุนเชื้อเพลิง กำลังงานสูญเสียและพีไอ ใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากฟังก์ชันหลักในแต่ละแบบซึ่งถือเป็นผลที่ดี นอกจากนี้

จะได้ค่าเอทีซีที่เหมาะสมแล้วก็จะได้ค่าพีไอ ต้นทุนเชื้อเพลิง และกำลังสูญเสียที่เหมาะสมด้วย ในบทความนี้จึงเลือกเอทีซี เป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อใช้ในการหาจุดทำงานของระบบหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินต่อไป

#### 10. สรุป

จากการทดสอบเพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้าหลังเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินโดยพิจารณาเอทีซีเป็นหลัก ทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือและมีความปลอดภัยเพิ่มมากขึ้น และเมื่อระบบเกิดความผิดปกติขึ้น สิ่งแรกที่ต้องพิจารณาคือการทำให้ระบบสามารถดำเนินต่อไปได้โดยเร็วที่สุดโดยมองข้ามปัจจัยอื่นๆเช่นค่ากำลังงานสูญเสียและต้นทุนการผลิตเพราะการทำงานในสถานการณ์ฉุกเฉินจะใช้เวลาเพียงระยะเวลาสั้น ๆ ดังนั้นจึงพิจารณาการหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์เอทีซีเป็นหลัก ซึ่งการพิจารณาเอทีซียังมีผลครอบคลุมถึงกำลังงานสูญเสียและต้นทุนการผลิตให้เหมาะสมอีกด้วย

#### 11. เอกสารอ้างอิง

- [1] S. M. Kumari, G. Priyanka and M. Sydulu "Comparison of Genetic Algorithms and Particle Swarm Optimization for Optimal Power Flow Including FACTS devices," *IEEE Power Tech 2007*, pp. 1105 - 1110, 1-5 July.
- [2] S. Chittaladakorn, A. Prempre "Optimal Design of water Distribution Piping system using different evolution algorithm" การประชุมวิชาการวิศวกรรมโยธาแห่งชาติครั้งที่ 10 , พฤษภาคม 2548
- [3] Robert Fischl , Thomas , F. Halpn and Albert Guvenis "The Application of Decision Theory to Contingency

## รหัสบทความ:

EN-0247

การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 9  
8-10 พฤษภาคม 2556 จังหวัดนครนายก

- Selection" IEEE Transactions circuit and system, Vol CAS-29, No, 11, November 1982
- [4] G.C. Ejebe , J, Tong J.G. Waight J.G.Frame , X. Wang and W.F. Tinney "Available Transfer Capability Calculations" *IEEE Transactions on power system,Vol.13, No.4,November 1998*
- [5] Yajing Gao , Ming Zhou and Jin Yang " Available Transfer Capability Calculation Based on Contingency Selection" *IEEE conference on Industrial Electronic and Applications 2010*
- [6] M.Y. Patel and A.A. Girgis " New Iterative Method for Available Transfer Capability Calculation" *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE on 24-29 July 2011*
- [7] Yajing Gao , Ming Zhou and Jin Yang "Information Entropy Based Contingency selection for Available Transfer Capability Calculation" *IEEE Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on 26-28 Oct 2011*
- [8] U. Leeton, U. Kwannetr, and T. Kulworawanichpong, "Optimal power flow using artificial bees algorithm" *Advances in Energy Engineering (ICAEE), 2010 International Conference on 19-20 June 2010*
- [9] U. Leeton, D. Uthitsunthorn, U. Kwannetr, N. Sinsuphun and T. Kulworawanichpong, "Power Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Particle Swarm Optimization", *ECTI-CO 2010, pp. 469-473, 2010*

# ATC Based Optimal Power Flow for Contingent Power Systems Using Differential Evolution

Chanakan Cholsuk<sup>#</sup>, Padej Pao-Laor<sup>#</sup>, Thanatchai Kulworawanichpong<sup>#</sup>

<sup>#</sup> School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology,  
NaKhon Ratchasima, Thailand 30000

<sup>1</sup>chanakan\_na@hotmail.com

<sup>2</sup>padej@sut.ac.th

<sup>3</sup>thanatchai@gmail.com

**Abstract**— In this paper, optimal power flow based on available transfer capability (ATC) has been proposed for contingent power systems. In general, the total production cost is commonly used as the main objective for optimal power flow problems. However, in some circumstances, where the economical point of views is less important such as under an emergency state of partial blackout, the transmission security objective e.g. ATC is very useful. Maximizing the ATC implies to reduce probability of wide area blackout as a consequence. This paper performs contingency analysis of the power system. After an occurrence of some specific component failure, an ATC based optimal power flow problem has been formulated and solved by differential evolution (DE) method. To illustrate its use, the standard IEEE 14-bus test system was tested.

**Keywords**— Available Transfer Capability, Contingency analysis, Performance index, fuel cost, power losses

## I. INTRODUCTION

The current power systems are large, complex and power transfer quantities. Therefore, the power systems should be considered safe for man, equipment and environment. There were several severe blackout occurred somewhere in the world including Thailand. The case of a well-known power outage throughout New York City in August 14, 2003, affected about 40 million people. Later, the power outage in Italy was dated on September 28, 2003 and this was caused by a power failure in France and Switzerland. The 2003 Italy blackout resulted in power outage for about 15% of the whole country and approximately 57 million people experienced this effect. In Thailand, the serious blackout was taken place over three decades ago (March 18, 1978). This blackout was caused by the failure of the generator at South Bangkok Power Plant. The whole area blackout can probably be happened in future if efficient power system planning has not been done.

As mentioned, it is necessary to consider the optimal operating point after some equipment outage occurs in the power system. The planning must be done before an actual outage circumstance is really happened. Contingency analysis of power systems [1] is a powerful tool to be done under this assumption. To increase reliability and safety of the power system, contingency analysis in conjunction with ATC based optimal power flow has been proposed in this paper in order to maximize the transmission system security.

In this paper, six sections are organized. Section II illustrates the description of contingency analysis with optimal power flow based ATC. Section III reviews the theoretical background of differential evolution as a powerful searching method. Simulation results are discussed in Section IV. Section V, the last section, provides the conclusion.

## II. CONTINGENCY ANALYSIS WITH ATC-BASED OPF

The contingency occurs for any of collapsing one by one or multiple devices. In this paper, the first-order contingency is only considered. After the situation occurs it is necessary to find an optimal operation under this abnormal condition to prevent a consecutive equipment outage that might cause wide-area or complete blackout of the entire power system.

Since the contingency analysis is based on simulation of power system operation under some equipment failure, it is a time consuming process to complete this study. This process can be summarized as shown in Fig 2.

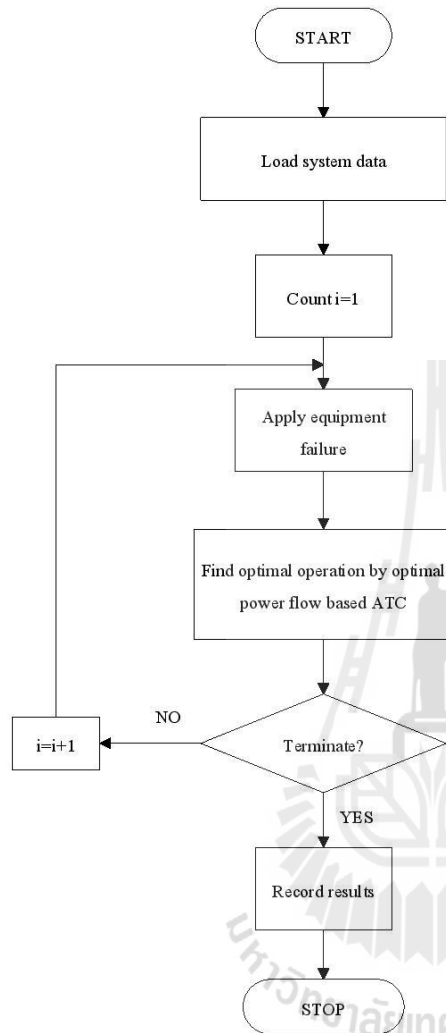


Fig. 2 Flow diagram representing contingency analysis

There are thousands of possible outages for contingency analysis to be studied. This can cause lengthy time to complete the task. One of the easiest ways is to provide the quick calculation that can evaluate transmission security performance. Some sensitivity factors e.g. generation shift factor,

line outage distribution factor, active power performance index, reactive power performance index, etc. can be employed.

In this paper, the optimal power flow problem under some equipment failure has been studied. The objective function for this case is different from that of the normal OPF problem. Available transfer capability (ATC) is chosen as the objective.

According to the report of NERC (1995) [2], transfer capability refers to the ability of transmission systems to reliably transfer power from one area to another over all transmission paths between those areas under given system conditions. The mathematical definition of ATC given in the report of NERC (1996) is ‘. . . the Total Transfer Capability (TTC) less the Transmission Reliability Margin (TRM), less the sum of existing transmission commitments and the Capacity Benefit Margin (CBM)’; that is

$$ATC = TTC - TRM - ETC \quad (1)$$

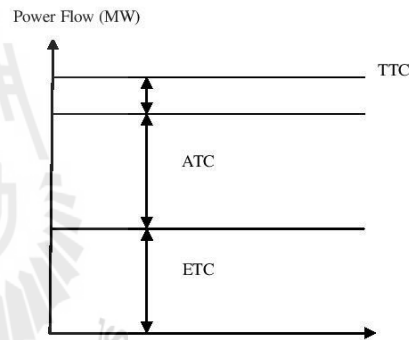


Fig. 3 Available Transfer Capability

The evaluation of ATC can be formulated as an optimization problem. The objective function to be maximized is expressed as (2) and the optimization problem is subjected to some constraints.

$$\text{Maximize } ATC \quad (2)$$

To solve this optimization problem, the efficient method of differential evolution is exploited to seek for optimal solutions.

### III. DIFFERENTIAL EVOLUTION

According to the description by Storn and Price [3], the classical differential evolution algorithm can be outlined in the following steps (see also in Fig. 4).

#### A. Initialization

Create answer to the decision variables. ( $X_i$ ) There are NP sets. The decision variables, D. The calculation of the objective function of each answer.

#### B. Mutation

Create tangent vectors of NP sets. (target vector,  $X_{i,G}$  variables, D) 3 random vector that is unique to the tangent vectors. ( $X_{r1,G}, X_{r2,G}, X_{r3,G}$ ) Mutation (Mutation.  $V_{i,G+1}$ ) by using the equation.(3)

$$V_{i,G+1} = X_{r1,G} + F(X_{r2,G} - X_{r3,G}) \quad (3)$$

F is weighing factor between 0 to 2

#### C. Crossover

The crossover Answer varied according to Equation (4).

$$U_{ji,G+1} = (U_{1i,G+1}, U_{2i,G+1}, U_{3i,G+1}, \dots, U_{Di,G+1})$$

$$U_{ji,G+1} = \begin{cases} V_{ji,G+1} & \text{if } (\text{randb}(j) \leq \text{CR} \text{ or } j = \text{rnr}(i)) \\ X_{ji,G} & \text{if } (\text{randb}(j) > \text{CR} \text{ or } j \neq \text{rnr}(i)) \end{cases} \quad (4)$$

where

$U_{ji,G+1}$  = Trial vector

$X_{ji,G+1}$  = Mutant vector

$V_{ji,G}$  = Target vector

$\text{randb}(j)$  = is a randomly chosen index to ensure that at least one of the variables should be changed between 0-1.

CR = Crossover Constant There is a real number between 0-1.

$\text{rnr}(i)$  = is the index of the random integer value between 0 – D-1.

#### D. Selection

The objective function values obtained from trial vector ( $U_{i,G+1}$ ) and target vector ( $V_{i,G+1}$ ). Vector that gives a better answer than to be stored. Repeat steps 2 through 4.

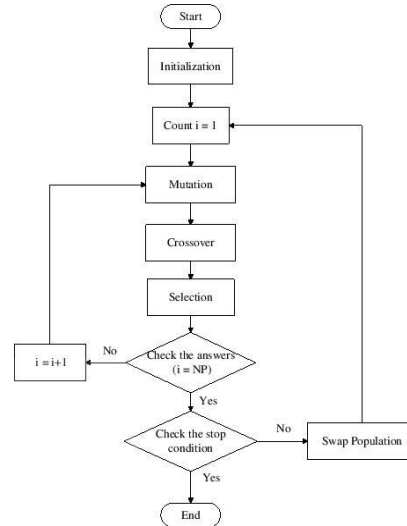


Fig. 4 Flow diagram of differential evolution

### IV. SIMULATION RESULTS AND DISCUSSION

In this paper, the standard IEEE 14-bus test system [4] was used for test as shown in Fig 5.

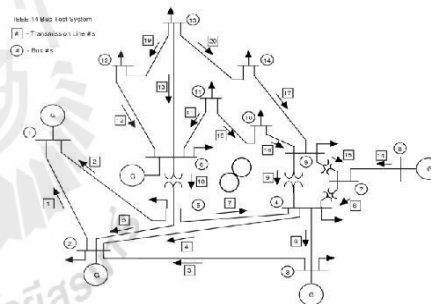


Fig. 5 IEEE 14-bus test system

In this paper, optimal operation of contingent power systems based on ATC objective consideration was investigated. The simulation was conducted by performing the first-order contingency by the outage of equipment. The transmission line outage can be considered as 23

separate cases, while generator outages and transformer outages are 4 and 3 cases respectively.

Due to the limit of spaces, only four cases of the transmission outages were discussed (case 1 – 4, see Fig. 5). When applying Case 1 for line 1-2 outage the optimal solutions for optimal power flow problem can be presented in Table I. The optimal value of control parameters is dependent on which the objective function being used. The optimal results of the four cases are summarized in Table II.

TABLE I  
OPTIMAL SOLUTION FOR CASE 1 (LINE 1-2 OUTAGE)

variable	case 1 (line 1-2 outage)			
	Objective function			
	ATC	PI	Cost	Loss
V2	1.0996	1.0596	0.9924	1.0568
V3	1.0812	1.100	0.9787	1.0873
V6	1.0188	0.9246	1.0337	1.0880
V8	1.0993	1.0254	1.0602	1.0818
del2	-0.1300	-0.1358	-0.3468	-0.1394
del3	-0.1925	-0.1950	-0.3982	-0.1924
del6	-0.1758	-0.1782	-0.3486	-0.1860
del8	-0.0929	-0.1068	-0.2765	-0.1160
T1	1.0203	0.9000	1.0888	0.9496
T2	0.9030	0.9756	0.9111	0.9017
T3	1.0816	0.9001	0.9742	0.9082
PG2	79.9685	79.8737	22.5578	79.2534
PG3	49.9897	49.8684	43.1760	48.8879
PG6	29.9083	29.8992	29.9961	29.9982
PG8	34.9767	34.9563	34.9995	34.3586
QG2	49.4836	59.9267	19.3755	44.4658
QG3	13.6888	12.1976	36.1335	27.3331
QG6	13.1103	61.5353	11.2042	20.5677
QG8	30.0581	29.8177	8.8681	33.7794
objective value	1127	4.0928	1023	4.3555

TABLE II  
SUMMARY OF THE FOUR TEST CASES

First-order contingency					
Case	Objective function	Performance			
		ATC	PI	Cost	Loss
1	ATC	1127.4	4.1892	1109.6	4.3692
	PI	1124.8	4.0670	1114.8	7.0531
	Cost	1011.3	5.5243	993.6	6.4553
	Loss	887.75	4.2002	1107.6	4.0457
2	ATC	1201.5	3.9368	1107.9	4.2948
	PI	1200.5	3.9242	1106.1	4.3720
	Cost	912.24	4.6292	999.64	7.9754

	Loss	832.71	3.9400	1107.5	4.0959
3	ATC	1153.6	4.6286	1116.1	6.3522
	PI	1154.6	4.6018	1113.3	6.3771
	Cost	944.76	5.4410	1003.1	8.3754
	Loss	870.52	4.7836	1.097.0	5.3705
4	ATC	1202.2	4.2453	1107.4	4.1579
	PI	1198.0	4.1448	1099.3	4.1351
	Cost	908.30	4.9793	992.95	6.2901
	Loss	833.62	4.2687	1107.1	3.7332

V. CONCLUSIONS

This paper proposed the ATC based optimal power flow for contingent power systems using differential evolution. When a single component outage occurs the system must be operated at a safe and secure operating point. This paper employed the IEEE 14-bus test system to distinguish the differences among four objective functions. The results showed that the ATC based optimal power flow can guarantee a safe and secure operating condition under a specific component outage.

REFERENCES

- [1] A.J. Wood and B.F. Wollenberg, Power generation, operation and control, Wiley-Interscience, 1996.
- [2] Available Transfer Capability Definitions and Determination, North American Electric Reliability Council, Reference Document, June 1996. Source: [www.westgov.org/wieb/wind/06-96NERC atc.pdf](http://www.westgov.org/wieb/wind/06-96NERC atc.pdf).
- [3] R. Storn and K. Price, "Differential evolution – A simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces", Journal of Global Optimization, vol.11, pp.341-359, 1997.
- [4] H. Sadaat, Power system analysis, McGraw-Hill, 2002.

## ประวัติผู้เขียน

นางสาวชนากานต์ ชลสุข เกิดเมื่อวันที่ 7 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2531 ที่จังหวัดสุโขทัย สำเร็จ การศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย จากโรงเรียนศรีสำโรงชนูปถัมภ์จังหวัดสุโขทัย และสำเร็จ การศึกษาระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) จากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุร นารี จังหวัดนครราชสีมา เมื่อ พ.ศ. 2552 และเข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ณ สถาบันเดิม ขณะศึกษาได้เป็นผู้สอนปฏิบัติการของสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จำนวน 2 รายวิชา ได้แก่ 1) ปฏิบัติการ ระบบไฟฟ้ากำลัง 1 2) ปฏิบัติการระบบไฟฟ้ากำลัง 2 3) ปฏิบัติการเครื่องจักรกลไฟฟ้า โดยมีความ สนใจในด้านการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุด และมีผลงานทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์ เผยแพร่ในขณะศึกษาดัง ภาคผนวก ก