



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

วิศวกรรมไฟฟ้า

ภาควิชา

เรื่อง การกำหนดตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลด
ความสูญเสีย โดยคำนึงถึงระดับความผิดปกติในระบบเครือข่ายจำหน่ายไฟฟ้า

Optimal Siting and Sizing of Distributed Generator for Loss Reduction Considering
Fault Level in Distribution Network Systems

นามผู้วิจัย นายบุญฤทธิ์ ทองพูล

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ปานจิต ดำรงกุลกำจร, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์มงคล รักษาพัชรวงค์, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญจนา ชีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การกำหนดตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดความ
สูญเสีย โดยคำนึงถึงระดับความผิดปกติในระบบเครือข่ายจำหน่ายไฟฟ้า

Optimal Siting and Sizing of Distributed Generator for Loss Reduction Considering Fault
Level in Distribution Network Systems

โดย

นายบุญฤทธิ์ ทองพูล

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

พ.ศ. 2552

บุญฤทธิ์ ทองพูล 2552: การกำหนดตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่อง
กำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดความสูญเสียโดยคำนึงถึงระดับความผิดปกติในระบบ
เครือข่ายจำหน่ายไฟฟ้า ปรินญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขา
วิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก:
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ป่านจิต ดำรงกุลกัจกร, Ph.D. 125 หน้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอวิธีกำหนดตำแหน่งและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กใน
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า (Load Flow) ร่วมกับขั้นตอนทางพันธุ
ศาสตร์ (Genetic Algorithm: GA) เพื่อให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบน้อยที่สุดในสภาวะ
โหลดที่แตกต่างกัน ซึ่งค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าต่ำสุดอยู่ภายใต้เงื่อนไขของระดับแรงดัน พิกัด
สาย และกระแสฟอลต์ โดยกระแสฟอลต์จะพิจารณาจากพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันและใช้
ความสัมพันธ์ระหว่างขนาดและค่าสับทรานเซียนรีแอคแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กใน
การคำนวณค่ากระแสฟอลต์ วิธีการในงานวิจัยนี้ใช้ทดสอบกับกรณีศึกษาระบบจำหน่าย 26 บัส
และ 59 บัส ซึ่งดัดแปลงมาจากส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลการ
วิเคราะห์แสดงให้เห็นตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ DG ซึ่งทำให้ความสูญเสีย
กำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายลดลง มีผลต่อการปรับปรุงแรงดันและยังช่วยลดกระแสในสาย แต่
เมื่อพิจารณาถึงผลกระทบทางด้านพิกัดกระแสฟอลต์รวมด้วยจะมีผลให้ขนาดของเครื่องกำเนิด
ไฟฟ้าที่คำนวณได้มีขนาดเล็กลงกว่าการที่ไม่ได้พิจารณาและอาจมีผลให้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด
ของ DG เปลี่ยนแปลงได้

Boonyarit Thongpull 2009: Optimal Siting and Sizing of Distributed Generator for Loss Reduction Considering Fault Level in Distribution Network Systems.
Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Assistant Professor Parnjit Damrongkulkamjorn, Ph.D. 125 pages.

This thesis presents a method for optimal siting and sizing of distributed generator (DG) in distribution systems. The methodology applies the Genetic Algorithm (GA) taking into account load flow analysis in order to minimize system losses under different load levels. Minimum system losses are obtained subject to voltage constraints, line flow limits and fault levels. The fault level constraints are considered from the rating of protection equipment. The fault levels are calculated from the capacity and subtransient reactance of DG. The methodology is tested on 26-bus and 59-bus radial systems modified from PEA distribution systems. The test results show that the optimal siting and sizing of DG could be found. The optimal DG therefore reduces losses in distribution system, resulting in voltage level improvement and line flow reduction. However, when fault level is taking into consideration, the optimal size of DG may be smaller, and the optimal location of DG may be differed.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

____ / ____ / ____

กิตติกรรมประกาศ

ขอกราบขอบพระคุณ ผศ.ดร.ปานจิต คำรงกุลกำจร อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์เป็นอย่างยิ่งที่ให้โอกาสในการศึกษาค้นคว้าวิจัยและให้คำปรึกษาในการจัดทำงานวิจัยชิ้นนี้ พร้อมทั้งช่วยเหลือ ติดตามการค้นคว้าวิจัยเป็นอย่างดี ตลอดจนแนะนำตรวจสอบและแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ขอกราบขอบพระคุณ ผศ.ดร.ศุภย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์ และ ผศ.ดร.กิริติ ชยะกุลศิริ ที่ให้เกียรติเป็นกรรมการสอบปากเปล่าขั้นสุดท้ายและเสียสละเวลาในการคุมสอบ ตลอดจนช่วยตรวจสอบและให้คำชี้แนะที่เป็นประโยชน์แก่ผู้วิจัยในการจัดทำวิทยานิพนธ์ให้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

ขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่าน ที่ได้อบรมสั่งสอนและมอบความรู้อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการนำไปใช้ประโยชน์ทั้งต่อตนเองและสังคมต่อไป และขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ได้ให้โอกาสในการศึกษา พร้อมทั้งสนับสนุนข้อมูลประกอบการศึกษาวิจัยในครั้งนี้เป็นอย่างดี

สุดท้ายหากมีความดีหรือประโยชน์อันใดเนื่องจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ผู้วิจัยขอมอบแด่คุณพ่อ คุณแม่ ตลอดจนผู้มีพระคุณทุกๆ ท่าน ที่ได้อบรม สั่งสอน ช่วยเหลือ สนับสนุนและให้กำลังใจผู้วิจัยตลอดมา

บุญฤทธิ์ ทองพูล
ตุลาคม 2552

สารบัญ

	หน้า
สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(3)
บทนำ	1
วัตถุประสงค์	3
การตรวจเอกสาร	4
อุปกรณ์และวิธีการ	55
อุปกรณ์	55
วิธีการ	55
ผลและวิจารณ์	80
สรุปและข้อเสนอแนะ	105
สรุป	105
ข้อเสนอแนะ	106
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	107
ภาคผนวก	110
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	125

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1 สรุปเทคโนโลยีของ DG	18
2 การเปรียบเทียบ DG แต่ละเทคโนโลยี	21
3 ข้อมูลระบบจำหน่าย 26 บัส	73
4 ข้อมูลระบบจำหน่าย 59 บัส	74
5 ข้อมูลระบบจำหน่าย 50 บัส	77
6 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส ก่อนการติดตั้ง DG	80
7 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส ก่อนการติดตั้ง DG	81
8 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส หลังจากติดตั้ง DG โดย พิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดแรงดันและพิกัดสาย	83
9 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส หลังจากติดตั้ง DG โดย พิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดแรงดัน พิกัดสาย และกระแสฟอลต์ โดย DG จ่าย ทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนที่สภาวะโหลด 100 เปอร์เซ็นต์	84
10 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส หลังจากติดตั้ง DG โดย พิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดแรงดันและพิกัดสาย	85
11 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส หลังจากติดตั้ง DG โดย พิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดแรงดัน พิกัดสาย และกระแสฟอลต์ โดย DG จ่าย ทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนที่สภาวะโหลด 100 เปอร์เซ็นต์	86
12 สัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ของระบบจำหน่าย 26 บัส	88
13 สัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ของระบบจำหน่าย 59 บัส	89
14 สัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ของระบบจำหน่าย 50 บัส	90

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	การใช้กฎ 2/3 กับ DG ด้วยตัวอย่างของระบบที่มีโหลดรวม 4 MW ซึ่งขนาดที่เหมาะสมที่สุดคือ 2.66 MW ณ ตำแหน่ง 2/3 ของระบบ	12
2	DG และ micro-grids	19
3	ระบบการจ่ายไฟฟ้าร่วมกับ DG	20
4	รูปแบบจำลองทั่วไปของหม้อแปลงสามเฟส	29
5	โพลซาร์ทการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบ Forward/Backward – Sweep	32
6	ขั้นตอนของ GA อย่างง่าย	41
7	พ่อแม่พันธุ์แบบไบนารีสตริง	43
8	รุ่นลูกที่ผลิตขึ้นมาใหม่ที่ตำแหน่งการ Crossover เท่ากับ 5	43
9	Multi-point Crossover (m=5)	43
10	การ Crossover แบบแมส	44
11	Binary Mutation	45
12	ตัวอย่างโครงสร้างโครโมโซม	46
13	ตัวอย่างค่าฟิตเนสจากหลายๆ ฟังก์ชันฟิตเนส	46
14	GA อย่างง่ายในรูปแบบไฟล์ MATLAB	47
15	โพลซาร์ทการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG	60
16	โปรแกรมหลัก ในการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสมที่สุด	62
17	ไดอะแกรมเส้นเดียวกรณีศึกษาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส	69
18	ไดอะแกรมเส้นเดียวกรณีศึกษาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส	70
19	ไดอะแกรมเส้นเดียวกรณีศึกษาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 50 บัส	71
20	แผนผังการจ่ายไฟจาก DG กรณีศึกษาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส คัดแปลงจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	72
21	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน	92

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
22	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์ หรือเป็นโหลดติดตั้ง	92
23	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์ หรือเป็นโหลดติดตั้ง	93
24	การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือโหลดติดตั้ง	94
25	การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือโหลดติดตั้ง	95
26	การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือโหลดติดตั้ง	95
27	แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือเป็นโหลดติดตั้ง	97
28	แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือเป็นโหลดติดตั้ง	97
29	แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือเป็นโหลดติดตั้ง	98
30	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ณ รอบการคำนวณใดๆ ของ GA โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและ กำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือเป็นโหลดติดตั้ง	99

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
31	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน	100
32	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์ หรือเป็นโหลดติดตั้ง	100
33	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 17 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์ หรือเป็นโหลดติดตั้ง	101
34	การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือโหลดติดตั้ง	101
35	การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือโหลดติดตั้ง	102
36	การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 17 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือโหลดติดตั้ง	102
37	แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือเป็นโหลดติดตั้ง	103
38	แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือเป็นโหลดติดตั้ง	103
39	แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 17 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซนต์หรือเป็นโหลดติดตั้ง	104

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่

หน้า

- 40 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ณ รอบการคำนวณใดๆ ของ GA โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้า
จริงและ กำลังไฟฟ้าเสมือน ลักษณะโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็น โหลดติดตั้ง 104

การกำหนดตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลด ความสูญเสีย โดยคำนึงถึงระดับความผิดพลาดในระบบเครือข่ายจำหน่ายไฟฟ้า

Optimal Siting and Sizing of Distributed Generator for Loss Reduction Considering Fault Level in Distribution Network Systems

บทนำ

ทุกวันนี้ ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ามีมากขึ้นอย่างต่อเนื่องจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งในการวางแผนเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเพียงพอ แต่จากปัญหาโลกร้อน ปัญหาสิ่งแวดล้อมและประกอบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลมีราคาสูงขึ้นอย่างมาก ดังนั้นหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทางด้านพลังงานได้พยายามส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าที่มีความหลากหลายมากขึ้น การผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generator: DG) โดยเฉพาะการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ซึ่งเป็นพลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้หมดไปแล้วสามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล เป็นต้น(การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [กฟภ.], 2549) ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ก็เป็นทางเลือกในการช่วยลดปัญหาโลกร้อน ช่วยส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ ช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าและยังเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า (กฟภ., 2549) แต่อย่างไรก็ตามในการผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าโดยการขนานเข้ากับระบบของการไฟฟ้านั้น อาจมีการพิจารณาในเรื่องความเหมาะสมของขนาดและตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะช่วยลดการสูญเสียในระบบไฟฟ้า (Losses) รวมถึงขนาดที่เหมาะสมที่สุดที่เป็นประโยชน์ต่อผู้ผลิตไฟฟ้าสำหรับแหล่งพลังงานเชื้อเพลิงนั้นๆ และการพิจารณาผลกระทบทางด้านเทคนิคต่อระบบไฟฟ้าอื่นๆ กล่าวคือ การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า ผลกระทบต่อระดับแรงดัน การรับภาระของสาย (กฟภ., 2549) เป็นต้น

สำหรับการพิจารณารับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งในปัจจุบันที่พิจารณาในลักษณะมาก่อนเชื่อมโยงก่อน (First Come-First Served) โดยที่ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้กำหนด และมักจะอยู่ใกล้แหล่งพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก แต่อาจไม่สอดคล้องกับความต้องการใช้โหลดของการไฟฟ้า ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีวิธีการหรือเครื่องมือที่จะช่วยให้การกำหนดตำแหน่งและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กให้มีความเหมาะสมที่สุดทั้งต่อการไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กเอง

วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG) ที่เหมาะสมที่สุดเพื่อช่วยลดการสูญเสียในระบบไฟฟ้าโดยคำนึงถึงระดับความผิดปกติในระบบเครือข่ายจำหน่ายไฟฟ้า

การตรวจเอกสาร

Griffin *et al.* (2000) ศึกษาการหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG) ที่ดีที่สุดเพื่อให้ได้กำลังผลิตที่เหมาะสมที่สุดและยังเป็นการช่วยลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้าโดยใช้ซอฟต์แวร์จำลองระบบไฟฟ้า (PSS/E) เป็นเครื่องมือในการศึกษา

Nara *et al.* (2001) เสนอวิธีค้นหา (Tabu Search) ในการหาขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG) ที่ดีที่สุดเพื่อช่วยลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้า

Celli *et al.* (2001) เสนอขั้นตอนทางพันธุศาสตร์ (Genetic Algorithm) ร่วมกับทฤษฎีการตัดสินใจ (Decision Theory) ในการหาขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยพิจารณาเงื่อนไขทางเทคนิค เช่น พิกัดของสาย ระดับแรงดัน กระแสลัดวงจร เป็นต้น

Greatbanks *et al.* (2003) ใช้วิธีการขั้นตอนทางพันธุศาสตร์ (Genetic Algorithm) ในการหาขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและได้นำเสนอประเด็นของการจัดความสัมพันธ์ระหว่างตำแหน่ง DG กับรีโอสเซอร์ที่เหมาะสมที่สุดเพื่อความมั่นคงของระบบ (Security)

Haesen *et al.* (2005) ใช้วิธีการขั้นตอนทางพันธุศาสตร์ (Genetic Algorithm) ในการหาขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่สุดเพื่อช่วยลดการสูญเสียในระบบไฟฟ้า ขณะเดียวกันยังรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ โดยประยุกต์ใช้กับตัวอย่างระบบไฟฟ้าในหลายๆ กรณีและ Haesen *et al.* (2005) ยังกล่าวไว้ว่าจากการกระจายศูนย์กลางการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีความสำคัญยิ่งขึ้นของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคต การเพิ่มขึ้นของการกระจายศูนย์กลางการผลิตไฟฟ้านี้ เนื่องมาจากความสามารถที่เพิ่มขึ้นของหน่วยผลิตขนาดเล็ก (ตัวอย่างเช่น เซลล์เชื้อเพลิง แผงพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบผลิตความร้อนร่วมขนาดเล็ก) และจากการเปิดเสรีของตลาดพลังงานซึ่งส่งผลโดยตรงต่อระบบไฟฟ้า ประกอบกับการส่งเสริมและสนับสนุนการพัฒนาให้มีการใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีบทบาทที่สำคัญ

สำหรับในงานของ Haesen *et al.* (2005) การหาตำแหน่งและระดับการจ่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดของรูปแบบที่แตกต่างกันของหน่วยผลิต (จนกระทั่งได้กำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อย

ที่สุด) ตั้งเป็นปัญหาค่าความเหมาะสมที่สุด โดยใช้ขั้นตอนทางพันธุศาสตร์ (Genetic Algorithms: GA) ในทางปฏิบัติเพื่อค้นหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด ข้อดีของ GA คือสามารถหลีกเลี่ยงการติดอยู่ในค่าความเหมาะสมในระดับท้องถิ่น (Local Optima) ซึ่งมีใช้ค่าความเหมาะสมที่สุด

Haesen *et al.* (2005) จะวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลางซึ่งระบบจะประกอบด้วย 3 สายและ 20 โหนดหรือบัส ด้วยกลุ่มโหนดในแต่ละโหนด แหล่งพลังงานของ DG เป็นแผงพลังงานแสงอาทิตย์ หน่วยผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จะใช้ข้อมูลค่าส่องสว่างจากการวัดจริงสำหรับแผงพลังงานแสงอาทิตย์ และหน่วยผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขึ้นอยู่กับความต้องการความร้อน ประวัติของการใช้กำลังไฟฟ้าจริงจะใช้ค่าจากการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารผู้อยู่อาศัยในช่วงคาบเวลา 1 ปี ซึ่งเก็บค่าทุกๆ 15 นาที

การนำ GA ไปใช้งาน Haesen *et al.* (2005) กล่าวถึง GA ว่าเป็นขั้นตอนการค้นหาคำตอบบนสมมติฐานของการคัดเลือกตามธรรมชาติ GA เป็นกระบวนการค้นหามูลฐานของวิวัฒนาการของประชากรซึ่งเริ่มต้นด้วยกลุ่มของคำตอบเริ่มต้นขนาดใหญ่ คำตอบเหล่านี้จะอยู่ภายใต้การคัดเลือกจากค่าฟิตเนสและตัวปฏิบัติการอื่นๆ ของ GA ซึ่งช่วยในการค้นหาคำตอบ แต่ละคำตอบเรียกว่าโครโมโซม และกลุ่มของโครโมโซมถูกสร้างผ่านตัวปฏิบัติการ GA (การ Crossover การ Mutation การ Selection เป็นต้น)

ในแต่ละรุ่นของ GA ค่าฟิตเนสของแต่ละโครโมโซมถูกกำหนดขึ้นจนกระทั่งโครโมโซมที่ค่าฟิตเนสสูงสุดเป็นตัวแทนจุดที่เหมาะสมที่สุดในพื้นที่การค้นหา ภายใต้เงื่อนไขที่แน่นอนได้รับการพิสูจน์แล้วว่าค่าฟิตเนสโดยเฉลี่ยได้รับการปรับปรุงจากรุ่นหนึ่งไปรุ่นต่อไป GA ได้นำไปประยุกต์ใช้กับงานด้านระบบไฟฟ้าในหลายๆ งานวิจัย

การเป็นตัวแทนและการนำไปใช้งาน GA สำหรับปัญหาในงานของ Haesen *et al.* (2005) มีดังนี้ สำหรับแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะแทนค่าด้วยสตริง G จำนวน 5 บิต บิตแรกแทนสถานะเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (1 คือทำงาน 0 คือไม่ทำงาน) อีก 4 บิตที่เหลือแทนระดับกำลังการผลิต ซึ่งแบ่งออกเป็นค่าอยู่ระหว่าง $\frac{1}{16}$ และ 100 เปอร์เซนต์ ตัวอย่างเช่น สตริง G = [1000] หมายถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานในสถานะที่กำลังผลิตต่ำสุด G = [00000] หมายถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีการทำงาน (หรือไม่มีเครื่องกำเนิด) G = [11111] หมายถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานเต็มพิกัดและเพื่อ

เป็นการแทนค่าชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าค่าสตริงตัวใหม่ T ได้รับการกำหนดขึ้นประกอบด้วย 2 สตริง G (ดังนั้น T จะประกอบด้วย 10 บิต) กำหนดให้ $T = G_1 G_2$ โดยที่ G_1 แทนแผงพลังงานแสงอาทิตย์ G_2 แทนเครื่องกำเนิดพลังความร้อนร่วม ด้วยวิธีการนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกำหนดโดยตำแหน่งของสตริง T สำหรับตัวอย่าง ณ โหนดที่กำหนด $T = [1111100000]$ หมายถึงมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่องในโหนดนั้น และเป็นชนิดแผงพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานเต็มพิกัด โดยสมมุติให้การแทนค่านี้ค่าสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละชนิดสามารถวางได้ ณ โหนดที่กำหนดใดๆ

ขณะที่แต่ละสตริง T แทนค่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและขนาดที่จะวางในตำแหน่งโหนดใดๆ การแทนค่าตำแหน่งที่จะวางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใน Grid ก็ใช้วิธีปกติทั่วไป สตริง S กำหนดให้มีค่าเป็น 20 T สตริง ประกอบด้วย 20 (โหนด) คูณ 10 (บิตต่อโหนด) เท่ากับ 200 บิต ขณะที่สตริง S ใดๆ อธิบายถึงตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถใช้ได้ตลอดทั้ง Grid ดังนั้นสตริง S คือโครโมโซมที่ใช้ใน GA

ข้อสรุปที่ Haesen *et al.* (2005) ได้วิจัยไว้คือผลลัพธ์ที่ได้แสดงถึงตำแหน่งการวางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แตกต่างกันสำหรับแบบจำลองโหนดใดๆ (ค่าที่ต่างจากคำตอบที่เหมาะสมที่สุด) จะทำให้ความสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้น ดังนั้นจะพบว่าการวางตำแหน่งขึ้นอยู่กับประวัติการใช้โหนดและกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมด ณ ตำแหน่งการวางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดในแต่ละรูปแบบของโหนดซึ่งจะลดลงเนื่องจากองค์ประกอบ 4 ถึง 5 ตัว เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีไม่มี DG และกรณีกำลังไฟฟ้าทั้งหมดถูกดึงมาจาก Grid ซึ่งทำให้ DG มีความสำคัญรวมทั้งตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุด

สำหรับการขยายขอบเขตการศึกษาคือการพิจารณาในแง่เศรษฐศาสตร์ โดยการลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้าซึ่งเป็นเพียงส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายหรือต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์เท่านั้น สำหรับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาอาจเพิ่มเป็น ชนิดใช้พลังงานลม พลังน้ำขนาดเล็ก ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการศึกษาชิ้นนี้เป็นแบบช่วงๆ ในกรณีที่ขนาดการผลิตมีขนาดใหญ่ช่วงของขนาดอาจลดลง ซึ่งทำให้โครโมโซมยาวขึ้นและทำให้ขั้นตอนการศึกษายุ่งยากขึ้น อีกอย่างคือการใช้ขั้นตอนการศึกษาของ GA ที่อาจใช้เป็นค่าต่อเนื่องแทนค่าที่เป็นช่วงๆ ซึ่งจะทำให้การเริ่มต้นและการค้นหาสำหรับการเบี่ยงเบนน้อยๆ ทำให้ได้ค่าความเหมาะสมที่สุดยิ่งขึ้น

Harrison and Wallace (2005) ใช้วิธีการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด (OPF) ในการหาขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG) ที่เหมาะสมที่สุดที่ระบบไฟฟ้าจะรองรับได้ โดยการจำลอง DG ในลักษณะของโหลดที่เป็นลบ (Negative load) ที่ทำให้ค่าใช้จ่ายของโหลดที่เป็นลบมากที่สุด

Harrison *et al.* (2005) ใช้เทคนิคการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด (OPF) ในการหาขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG) ที่เหมาะสมที่สุดที่ระบบไฟฟ้าจะรองรับได้และเช่นกันโดยการจำลอง DG ในลักษณะของโหลดที่เป็นลบ (Negative load) แต่พิจารณาเงื่อนไขระดับกระแสฟอลต์ที่อุปกรณ์ป้องกันทนได้เพิ่มเติม

Vovos *et al.* (2005) ได้นิยาม Capacity Allocation ว่าเป็นปัญหาของการกำหนดขนาดกำลังการผลิตใหม่ (New Generation) ณ จุดติดตั้งที่กำหนดในระบบไฟฟ้าเดิม (Existing Network) และนิยาม Optimal Capacity Allocation ว่าเป็น Capacity Allocation ซึ่งให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) สูงสุด โดยเฉพาะขนาดกำลังการผลิตรวมใหม่ (Total New Capacity) ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดของระบบไฟฟ้า

Vovos *et al.* (2005) กล่าวถึงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกระแสฟอลต์ว่ากระแสฟอลต์สามารถหาได้จากค่าแรงดันก่อนเกิดฟอลต์ (Prefault Voltage) ณ จุดที่เกิดฟอลต์และอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้า (อิมพีแดนซ์สายส่ง สายจำหน่าย หม้อแปลง โหลด และรีแอกแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) โดยทั่วไปสถิติภัยจะทำงานหลังจากเกิดฟอลต์ซึ่งอยู่ในช่วงการตอบสนองแบบสับทรานเซียนท์ (Subtransient) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นจึงกำหนดให้รีแอกแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบสับทรานเซียนท์ โดยที่ค่ารีแอกแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่จะมีค่าประมาณ 15 – 20 เปอร์เซ็นต์ของค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฐาน แต่สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กจะมีค่าประมาณ 15 เปอร์เซ็นต์ สำหรับการพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างค่ารีแอกแตนซ์ในรูปเปอร์เซ็นต์ $X_{p.u.}^g$ กับขนาด MVA ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า S^g แสดงได้ในรูปของฟังก์ชันต่อไปนี้

$$X_{p.u.}^g = f(S^g) \quad (1)$$

การเปลี่ยนค่าเปอร์ยูนิตรีแอกแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก MVA ที่มีฐาน S_b^g เป็นค่าฐาน MVA ของทั้งระบบคือ S_b

$$X_{p.u.} = X_{p.u.}^g \cdot \frac{S_b}{S_b^g} \Rightarrow X_{p.u.} = f(S^g) \cdot \frac{S_b}{S_b^g} \quad (2)$$

แต่จาก S_b^g เป็นขนาด MVA ของ S^g และ $X_{p.u.}$ เป็นฟังก์ชันของ S^g ดังนั้น

$$X_{p.u.}(S^g) = f(S^g) \cdot \frac{S_b}{S^g} \quad (3)$$

จากสมการ (3) เป็นค่าโดยประมาณของค่ารีแอกแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์ $X_{p.u.}$ สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ที่มีขนาด S^g ที่ต่อเข้าในระบบไฟฟ้า ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะมีค่ารีแอกแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์สูงและมีกระแสฟอลต์ต่ำ ขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่จะมีค่ารีแอกแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์ต่ำแต่มีผลให้เกิดกระแสฟอลต์สูง

Vovos *et al.* (2005) ได้วิเคราะห์กระแสฟอลต์และการหาขนาดสวิทช์เกียร์โดยการหาขนาดสวิทช์เกียร์ที่สามารถทนกระแสฟอลต์ได้ สิ่งแรกจำเป็นต้องประมาณค่ากระแสฟอลต์ โดยที่ตัวสวิทช์เกียร์เป็นตัวคัดต่อระหว่างสายกับบัสในระบบดังนั้นสวิทช์เกียร์จะรับกระแสฟอลต์เช่นเดียวกับสายที่สวิทช์เกียร์ต่ออยู่ สำหรับสมการทั่วไปของกระแสฟอลต์ระหว่างสาย i, j เมื่อเกิดฟอลต์ที่บัส f

$$I_{i,j}^f = \frac{(V_i - V_j(FSF_{i,f} - FSF_{j,f})) \cdot V_f}{Z_{i,j}} \quad (4)$$

โดยที่มีค่าองค์ประกอบความไวของฟอลต์ (Fault Sensitivity Factor: FSF)

$$FSF_{k,m} = \frac{Z_{k,m}}{(Z_{m,m} + Z_f)} \quad (5)$$

โดยที่ $Z_{d,g}$ คือ แถว d และหลัก g ของเมตริกอิมพีแดนซ์ของระบบ $Z_{bus} (=Y_{bus}^{-1})$

Z_f คือ ฟลท์อิมพีแดนซ์

V_b คือ แรงดันก่อนเกิดฟลท์ที่บัส b

$\hat{Z}_{q,r}$ คือ อิมพีแดนซ์ของสาย q,r

เริ่มต้นต้องมีค่าสองค่าในการกำหนดพิกัดของสวิตช์เกียร์นั้นคือ ค่าเมคกิ้งและเบรกกิ้งคาปาซิตี (Making and breaking capacity)

ค่าเบรกกิ้งคาปาซิตีของสวิตช์เกียร์ถูกกำหนดจากค่าพิกัดการลัดวงจร (Short Circuit Capacity: SCC) ของบัสที่สวิตช์เกียร์ต่ออยู่ (MVA) ค่า SCC คือ ผลคูณของค่าแรงดันสมบูรณ์ที่บัสก่อนเกิดฟลท์และค่ากระแสสมบูรณ์ระหว่างเกิดฟลท์

$$|SCC| = \left| V_{bus}^{prefault} \right| \left| I_{switchgear}^{fault} \right| \quad (6)$$

โดยที่

$V_{bus}^{prefault}$ คือ แรงดันที่ได้จากการใช้วิธี OPF

$I_{switchgear}^{fault}$ คือ กระแสฟลท์คำนวณจากสมการ (4)

กรณีค่า SCC จากการคำนวณมีค่าสูงกว่าพิกัดที่กำหนดของสวิตช์เกียร์นั้นหมายถึงสวิตช์เกียร์มีค่าเบรกกิ้งคาปาซิตีไม่เพียงพอ

Singh *et al.* (2006) ใช้วิธีการขั้นตอนทางพันธุศาสตร์ (Genetic Algorithm) ในการหาขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่สุดเพื่อช่วยลดการสูญเสียในระบบไฟฟ้า โดยการทดสอบกับตัวอย่างระบบไฟฟ้าในรูปแบบของโหลดที่แตกต่างกันสามแบบคือ โหลดสูงสุด โหลดปานกลาง และโหลดต่ำสุด

Devi and Subramanyam (2007) นำเสนอวิธีฟัซซี่ (Fuzzy Logic) ในการหาขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่สุดเพื่อช่วยลดการสูญเสียในระบบไฟฟ้า

Harrison *et al.* (2007) นำเสนอวิธีวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด (OPF) ร่วมกับขั้นตอนทางพันธุศาสตร์ (GA) ในการหาขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG) ที่เหมาะสมที่สุดเพื่อช่วยลดการสูญเสียในระบบไฟฟ้า

Sedighzadeh and Rezazadeh (2008) นำเสนอวิธีสำหรับการกำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG เพื่อปรับปรุงระดับแรงดันและลดการสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้ GA เป็นเครื่องมือสำหรับการแก้ปัญหา การพิจารณาความไวของค่าฟิตเนสใน GA จำเป็นต้องใช้วิธีวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าในการตัดสินใจ การไหลกำลังไฟฟ้าซึ่งใช้ร่วมกับ GA นั้นจะใช้ MATPOWER แพลตฟอร์มสำหรับการทดสอบความถูกต้องของผลลัพธ์ที่ได้จะใช้โปรแกรมสำเร็จรูป ETAP

ก่อนการติดตั้ง DG จะมีผลของระดับแรงดัน ความสูญเสียในสาย กระแสลัดวงจร จำนวนการจ่ายฮาร์โมนิกและความเชื่อถือได้ การวางแผนระบบไฟฟ้าที่มี DG ติดตั้งอยู่จำเป็นต้องทราบ 2-3 องค์ประกอบเช่น เทคโนโลยีที่ดีที่สุดที่จะนำมาใช้ จำนวนและขนาดการผลิต ตำแหน่งติดตั้งที่ดีที่สุด รูปแบบของเครือข่ายที่จะเชื่อมโยง ผลกระทบของ DG ต่อการปฏิบัติการในระบบไฟฟ้า อย่างเช่นความสูญเสียในระบบไฟฟ้า ระดับแรงดัน เสถียรภาพ ความเชื่อถือได้ จำเป็นต้องประเมินอย่างเหมาะสม ดังนั้นปัญหาของการกำหนดตำแหน่งและขนาดของ DG จึงมีความสำคัญยิ่ง การติดตั้ง DG ในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมจะส่งผลให้ความสูญเสียในระบบไฟฟ้าสูงขึ้น เหมือนกับการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายหรือต้นทุน

Sedighzadeh and Rezazadeh (2008) กล่าวถึง GA ว่าเป็นเทคนิคการค้นหาเพื่อวัตถุประสงค์ทั่วไป โดยใช้หลักการทางพันธุศาสตร์และกลไกของการวิวัฒนาการซึ่งเป็นการเลียนแบบธรรมชาติและการดำรงชีวิตอยู่ของประชากร หลักการพื้นฐานนี้เป็นการรักษาไว้ซึ่งประชากรที่เป็นคำตอบของปัญหาใดๆ

โดยทั่วไป GA ประกอบด้วย 3 ขั้นตอนในการค้นหา

1. ขั้นตอนการสร้างประชากรเริ่มต้น
2. การประเมินฟังก์ชันฟิตเนส
3. การผลิตประชากรรุ่นใหม่

การค้นหาค่าของ GA เริ่มต้นด้วยการสร้างประชากรเริ่มต้นแบบสุ่มโดยแต่ละอินดิวิดวลหรือโครโมโซมจะถูกประเมินด้วยค่าฟังก์ชันฟิตเนส ซึ่งอินดิวิดวลเหล่านี้ในรุ่นต่อไป จะถูกทำสำเนาหรืออาจถูกลบทิ้งโดยขึ้นอยู่กับค่าฟิตเนส และรุ่นต่อไปจะถูกสร้างด้วยการประยุกต์ใช้ตัวปฏิบัติการ GA การดำเนินการข้างต้นจะนำไปสู่อินดิวิดวลที่มีความสามารถสูงขึ้น

GA มีตัวปฏิบัติการโดยทั่วไป 3 ตัว กล่าวคือตัวแรกเป็นตัวผลิตซึ่งสร้างหนึ่งตัวหรือมากกว่าด้วยการสำเนาอินดิวิดวลที่มีค่าฟิตเนสสูงๆ ในทางกลับกันก็จะลบตัวที่มีค่าฟิตเนสต่ำๆ ในกลุ่มคำตอบออกไป ตัวปฏิบัติการตัวที่สองคือการ Crossover โดยการเลือกอินดิวิดวล 2 ตัวในรุ่นปัจจุบัน ซึ่งพื้นที่การ Crossover และมีการเคลื่อนย้ายสลับตัวสตรงบิทที่ด้านขวามือของพื้นที่การ Crossover ของทั้งสองอินดิวิดวล การ Crossover ดำเนินการสังเคราะห์จากพ่อแม่พันธุ์ที่ดีกว่าความสามารถเฉลี่ย ดังนั้นความน่าจะเป็นของรุ่นลูกที่ดีกว่าจะได้รับการส่งเสริม ตัวปฏิบัติการตัวที่สามคือการ Mutation ซึ่งเป็นเสมือนพื้นฐานและใช้ในการสำรวจบางจุดให้ครอบคลุมในพื้นที่ค้นหาโดยการสลับบิทแบบสุ่มในประชากรของสตรงบิท โดยที่มีการใช้ตัวปฏิบัตินี้บ่อยๆ จะนำไปสู่การค้นหาแบบสุ่มที่สมบูรณ์แบบ โดยทั่วไปมักจะใช้กับความน่าจะเป็นค่าต่ำๆ

Sedighizadeh and Rezazadeh (2008) ได้פורมรูปแบบของปัญหาโดยมีเป้าหมายหลักเป็นการหาตำแหน่งที่ดีที่สุดสำหรับ DG โดยการหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันคือ

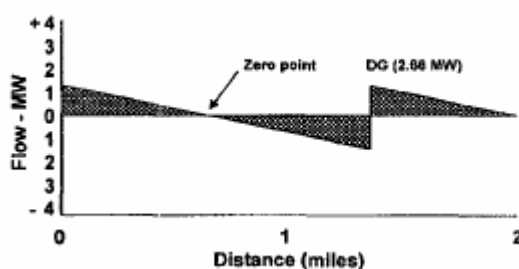
1. การลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้า
2. การปรับปรุงระดับแรงดัน

จากการศึกษาแบบจำลองของ Sedighizadeh and Rezazadeh (2008) สามารถสรุปได้ดังนี้

1. การคัดเลือกประชากรเริ่มแรกที่เหมาะสมมีผลต่อการเข้าสู่ของคำตอบดังนั้นเพื่อให้มั่นใจว่าการแปลงค่าตัวแปรระบบไฟฟ้าและค่าฟิตเนสที่ถูกต้อง
2. สำหรับการติดตั้ง DG ในระบบจำหน่ายที่มีจำนวนบัสน้อยๆ ตัวปฏิบัติการ GA ไม่สามารถใช้ได้ดีเป็นเหตุให้ต้องเปลี่ยนวิธีการจาก GA เป็นการค้นหาโดยตรง ในกรณีการเพิ่มจำนวนบัสที่ใช้ในการศึกษา การค้นหาโดยตรงก็จะใช้เวลาการคำนวณที่มากขึ้น

3. การพิจารณาวิธีการไหลกำลังไฟฟ้า วิธี GA มีข้อเสียในการคำนวณคือการเพิ่มเวลาที่ใช้ในการคำนวณ โดยเกี่ยวข้องโดยตรงกับการใช้ฟังก์ชันเอนกประสงค์ GA
4. ฐานข้อมูลที่ขาดการปรับปรุงค่าให้เป็นค่าล่าสุดและที่ยังสามารถใช้ได้ซึ่งเป็นค่าเฉพาะของระบบจำหน่ายที่แตกต่างกันในส่วนต่างๆ ของประเทศอาจไม่สามารถเชื่อมต่อระหว่าง การวิจัยในมหาวิทยาลัยและภาคอุตสาหกรรมไฟฟ้า ซึ่งการใช้ข้อมูลที่เป็นจริงในทางปฏิบัติมีความ จำเป็นในการประยุกต์สำหรับงานวิจัยระดับมหาวิทยาลัย
5. สำหรับงานวิจัยนี้กรณีที่มีจำนวนโครโมโซมมีมากกว่าจะให้ค่าการคำนวณที่ได้เข้าติด คำตอบ แต่ถ้าจำนวนโครโมโซมมีน้อยจะให้ค่าการคำนวณที่ได้เข้าใกล้คำตอบ
6. การติดตั้ง DG ในทุกๆ บัสจะปรับปรุงคุณสมบัติของระบบไฟฟ้าการติดอยู่กับบัส สุดท้ายค่าฟิตเนสจะมีความสำคัญมากขึ้น

Willis (2000) กล่าวถึงการใช้กฎ 2/3 (Analytical Methods) เพื่อศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียใน ระบบจำหน่ายโดยกำหนดให้ DG มีเพาเวอร์แฟคเตอร์เท่ากับหนึ่งซึ่งการใช้กฎ 2/3 เพื่อวางตำแหน่ง DG ในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลนี้จะพิจารณาให้การกระจายโหลดเป็นแบบยูนิฟอร์มโดยที่กฎ ดังกล่าวได้แนะนำว่าควรติดตั้ง DG ที่มีขนาดประมาณ 2/3 หรือ 67 เปอร์เซ็นต์ของกำลังไฟฟ้า ทั้งหมดที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง ณ ตำแหน่งประมาณ 2/3 ของระบบแบบเรเดียล แต่การใช้กฎ นี้ไม่ได้พิจารณาถึงข้อจำกัดของฟักัดสาย



ภาพที่ 1 การใช้กฎ 2/3 กับ DG ด้วยตัวอย่างของระบบที่มีโหลดรวม 4 MW ซึ่งขนาดที่ เหมาะสมที่สุดคือ 2.66 MW ณ ตำแหน่ง 2/3 ของระบบ

ที่มา: Willis (2000)

DG ยังมีการนิยามความหมายไว้หลากหลายโดยที่เกี่ยวกับขนาดของพิกัด พื้นที่การจ่ายไฟ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม จำนวนการติดตั้ง และจุดเชื่อมต่อ แม้ว่าหลักเกณฑ์เหล่านี้มีความจำเป็นในการใช้นิยาม DG แต่อาจไม่เพียงพอ ดังนั้นการนิยาม DG ในทางปฏิบัติจะให้ DG “เป็นเสมือนแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ต่อโดยตรงเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแต่ติดตั้งอยู่ใกล้ๆ กับผู้ใช้ไฟ และมีขนาดเล็กกว่าโรงไฟฟ้าทั่วไปแบบดั้งเดิม” (Momoh, 2008) การนิยามเช่นนี้ไม่ได้กำหนดขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ แต่ขนาดหรือพิกัดสูงสุดขึ้นอยู่กับระดับแรงดันของระบบจำหน่ายที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่

สำหรับ DG ซึ่งนิยามโดย Sedighzadeh and Rezazadeh (2008) ว่าเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ต่อโดยตรงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือด้านของผู้ใช้ไฟ ในการจำกัดความของ DG ไม่ได้กำหนดชนิดของเทคโนโลยี ขณะที่เทคโนโลยีที่ใช้มีหลากหลาย อย่างไรก็ตามการจำแนกเทคโนโลยีของ DG ที่เป็นไปได้ อย่างเช่น DG ที่ไม่ได้ใช้พลังงานหมุนเวียนกับ DG ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน พิจารณาจากมุมมองของการวางแผนระบบจำหน่าย DG เป็นทางเลือกที่เป็นไปได้สำหรับการเพิ่มกำลังการผลิตโดยเฉพาะตลาดซื้อขายพลังงานไฟฟ้าที่มีการแข่งขันและในแง่ของประโยชน์ที่จะได้รับอย่างเช่น ใช้เวลาและเงินลงทุนน้อยโดยสามารถสร้างในแบบโมดูลขนาดเล็กที่สามารถรับโหลดได้อย่างใกล้ชิด จากขนาดทางกายภาพที่เล็กสามารถติดตั้ง ณ จุดโหลดได้

Haesen *et al.* (2005) ได้นิยาม DG ว่าเป็นการผลิตความร้อนและกระแสไฟฟ้าในระดับท้องถิ่นโดยการรวมกลุ่มของ DG หลายๆ หน่วยก็จะเสมือนกับการมีโรงไฟฟ้าหนึ่งโรงซึ่งยังคงมีการควบคุมที่ส่วนกลางและมีการทำงานเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าหนึ่งโรงที่จ่ายเข้าระบบไฟฟ้า สำหรับกรณีพิเศษดังเช่นการจ่ายไฟให้กลุ่มโหลดจาก DG เป็นการเฉพาะ (Energy Island) ซึ่งการผลิตและการใช้พลังงานในระดับท้องถิ่นมีความสอดคล้องกัน พลังงานจะยังคงรักษาระดับให้อยู่ในภาวะสมดุลทั้งการสำรองอยู่ในท้องถิ่นและทางเลือกการเชื่อมต่อเข้าระบบไฟฟ้าหลัก (Grid) อย่างไรก็ตาม Energy Island ควรจะสามารถเคลื่อนจากโหมดที่ไม่มีการควบคุมไฟฟ้า (Uncontrolled Power Mode) ซึ่งต่อระบบ Grid ไปยังโหมดการปรับโหลด (Load Tracking Mode) ขณะที่อยู่ในโหมด Island

กรณีของการต่อ DG โดยพื้นฐานจะมีความแตกต่างกันเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีการผลิตแบบศูนย์กลาง ส่วนใหญ่แหล่งพลังงานแทบจะไม่มีทางเลือกซึ่งมีความจำเป็นสำหรับเหตุผลด้านเสถียรภาพ แม้ว่าการเก็บพลังงานสามารถที่จะมีบทบาทด้านเสถียรภาพ รูปแบบของโหลด

เปลี่ยนแปลงอย่างมากตามเวลาซึ่งค่าเฉลี่ยของการใช้พลังงานจะไม่ปรากฏเนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าไม่มากในระบบ Grid แรงดันต่ำสเกลเล็กๆ เมื่อเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมกับ DG อย่างเช่นแผงพลังงานแสงอาทิตย์ (ขึ้นกับความส่องสว่างของแสงอาทิตย์) หรือระบบความร้อนร่วม (ขึ้นกับการต้องการความร้อน) ไม่มีความสามารถในการส่งจ่าย

สำหรับปัญหาพื้นฐานอื่นๆ คือการเชื่อมโยงระหว่างการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและแรงดันใน Grid กรณีระบบ Grid แรงดันสูง (ส่วนใหญ่เป็นอินดักทีฟ) การจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่ไม่สมดุลจะเป็นสาเหตุให้เกิดการเบี่ยงเบนของความถี่ซึ่งเกิดขึ้นทั้ง Grid การรวมเอาระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมดเข้าด้วยกันต้องสามารถปรับค่าเพื่อรักษาความถี่ของ Grid ที่ระดับปกติ กรณีระบบ Grid แรงดันต่ำ (ค่ารีซีทีฟ) การจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจะกระทบต่อแรงดันทั้ง Grid ดังนั้นตำแหน่งที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงจะมีความสำคัญ

พิจารณาในแง่มุมมองของความแตกต่างทั้งหมดของแหล่งจ่าย DG ในระบบ Grid แรงดันต่ำปานกลาง จะมีผลกระทบต่อประเด็นปัญหาของตำแหน่งที่จะวางหน่วยผลิตไฟฟ้า ดังนั้นมีหลายๆ ฟังก์ชันที่แตกต่างกันสำหรับการแก้ปัญหาใดๆ อย่างเช่น การมีประสิทธิภาพสูงสุด (กำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุด) ค่าใช้จ่ายต่ำสุด (ค่าติดตั้งและปฏิบัติการ) ความเชื่อถือได้สูงสุดเป็นต้น ปัญหาค่าความเหมาะสมที่สุดเหล่านี้สามารถแก้ด้วยวิธีการหลายๆ แบบเช่น ลาเกรังเจียน (Lagrangian) ตามูเสริช (Tabu Searches) เอ็กซอสทีฟเสริช (Exhaustive Searches)

ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กพิจารณาจากแรงดันที่แตกต่างกัน DG ก็มีหลายขนาดดังนี้

1. DG ขนาดเล็กมาก (1 W ถึง 5 kW)
2. DG ขนาดเล็ก (3 kW ถึง 5 MW)
3. DG ขนาดกลาง (5 ถึง 50 MW)
4. DG ขนาดใหญ่ (50 ถึง 300 MW)

การนิยามนี้ไม่ได้ระบุชนิดของเทคโนโลยีที่ใช้ ดังนั้น DG ยังรวมถึงทั้งที่มีการใช้พลังงานหมุนเวียนพลังงานความร้อนร่วมการพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

1. ระดับแรงดันระหว่างสายส่งและสายจำหน่ายมีการเปลี่ยนแปลง ดังนั้น DG อาจจะต้องติดตั้งใกล้โหลด
2. ขนาดการผลิตมีความสำคัญในการจำแนก DG แต่ไม่มีการกำหนดขนาดที่ใหญ่ที่สุดเป็นการแน่นอน
3. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรจะสามารถจ่ายรีแอกทีฟเพาเวอร์หรือกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ แต่ก็มี DG บางประเภทที่ไม่สามารถจ่ายได้ ดังนั้นข้อนี้ไม่เพียงพอสำหรับเป็นเกณฑ์ในการนิยาม
4. DG บางประเภทใช้พลังงานหมุนเวียน บางประเภทไม่ได้ใช้
5. เทคโนโลยีสำหรับ DG มีหลากหลาย ดังนั้นไม่สามารถใช้ในการนิยามที่แคบได้

ประโยชน์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG) ช่วยลดขนาดการลงทุนในสายส่งและสายจำหน่าย สำหรับงานวางแผน DG สามารถติดตั้งใกล้ๆ โหลด เพื่อช่วยลดค่าใช้จ่ายทั้งด้านการปฏิบัติการและการควบคุม DG ยังสามารถช่วยลดความสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Losses) ในระบบจำหน่ายและยังสามารถเป็นตัวช่วยจ่ายไฟแบบเดี่ยว (Stand-Alone หรือ Back-Up Generation) ได้อีกด้วย

Resource Dynamics Corporation (2005) ได้แบ่งเทคโนโลยีของ DG ออกเป็น 6 ชนิดคือ

- 1) เครื่องยนต์ใช้น้ำมันดีเซลหรือก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (Reciprocating Diesel or Natural Gas Engines)

เครื่องยนต์ได้มีการพัฒนามาขึ้นมามีใช้งาน 100 กว่าปีแล้ว ซึ่งเป็นเทคโนโลยีแรกๆ ของ DG ทั้งเครื่องยนต์แบบออตโต (Otto: Spark Ignition) และแบบดีเซล (Diesel Cycle: Compression Ignition) โดยได้รับการยอมรับและนำไปใช้งานอย่างกว้างในทุกๆ ภาคส่วนของเศรษฐกิจ ขนาดที่ใช้งานก็มีหลายขนาดขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ใช้งานตามขนาดแรงม้าสำหรับการประยุกต์ใช้กับ DG จะมีตั้งแต่ขนาดเล็กๆ จนถึงขนาดใหญ่สุดที่ 60 MW สำหรับเครื่องยนต์ขนาดเล็กมักออกแบบเพื่องานด้านการขนส่งและอาจจะใช้กับชุดการผลิตไฟฟ้าในหน่วยเล็กๆ แต่ในเครื่องยนต์ขนาดใหญ่บ่อยครั้งที่ถูกออกแบบเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า การขับเคลื่อนทางกล หรืองานด้านขับเคลื่อนกลเรือ

เครื่องยนต์มีทั้งใช้เชื้อเพลิงจากน้ำมันดีเซลหรือจากก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นต้นตอในการปล่อยมลพิษเป็นจำนวนมาก เกือบทั้งหมดของเครื่องยนต์ที่ใช้ในงานด้านการผลิตไฟฟ้าจะเป็น

เครื่องยนต์ 4 จังหวะและทำงานใน 4 รอบ (Intake, Compression, Combustion และ Exhaust) กระบวนการเริ่มจากการผสมกันระหว่างเชื้อเพลิงและอากาศ ในกรณีการประยุกต์ใช้เทอร์โบชาร์จ อากาศจะถูกบีบอัดก่อนจะผสมกับเชื้อเพลิง จากนั้นส่วนผสมระหว่างเชื้อเพลิงและอากาศจะถูกส่งเข้าไปในกระบอกสูบ (Combustion Cylinder) และจุดระเบิดด้วยการสปาร์ค สำหรับเครื่องยนต์ดีเซลอากาศและเชื้อเพลิงจะแยกกันโดยที่เชื้อเพลิงจะถูกฉีดเข้าไปหลังจากการบีบอัดอากาศ เครื่องยนต์โดยทั่วไปสามารถหาได้จากผู้ผลิตหลายๆราย มีทั้งใช้กับการผลิตไฟฟ้าแบบต่อเนื่องหรือแบบสำรองจ่าย

2) ไมโครเทอร์ไบน์ (Microturbines)

Microturbines เป็นชนิดเกิดใหม่ของ DG ขนาดเล็กในย่าน 30-400 kW โดยใช้เทคโนโลยีพื้นฐานของ Microturbines จากอากาศยาน เครื่องยนต์ดีเซลเทอร์โบชาร์จเจอร์ และการออกแบบรถยนต์ ปัจจุบันมีบริษัทจำนวนมากกำลังอยู่ระหว่างทดสอบการทำงานเทคโนโลยีนี้และมีบางส่วนที่สามารถจำหน่ายได้เชิงพาณิชย์ Microturbines ประกอบด้วย Compressor, Combustor, Turbine และ Generator สำหรับตัว Compressor และ Turbine เป็นตัวอย่างการออกแบบเบเรเดียล-โฟล (Radial-Flow) และเสมือนเครื่องยนต์เทอร์โบชาร์จเจอร์ การออกแบบส่วนใหญ่เป็นแบบเพลลาเดียว (Single-Shaft) และใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบแม่เหล็กถาวรความเร็วสูงในการผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนใหญ่ชุด Microturbines ถูกออกแบบเพื่อการทำงานที่ต่อเนื่อง

3) แก๊สเทอร์ไบน์ (Combustion Gas Turbines)

Combustion Gas Turbines มีขนาดตั้งแต่ 1 MW จนถึงหลายร้อย MW โดยพัฒนามาจากชุดขับเคลื่อนเครื่องบิน แต่อย่างไรก็ตามบางครั้งก็มีการออกแบบเป็นการเฉพาะสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือการประยุกต์ใช้ในงานบีบอัดในอุตสาหกรรมน้ำมันและแก๊ส Combustion Turbines มีต้นทุนในการติดตั้งค่อนข้างต่ำ ปล่อยมลพิษน้อย และความต้องการด้านการบำรุงรักษาไม่มากนัก อย่างไรก็ตามจากประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำได้จำกัด Turbines ในการใช้งาน ดังนั้นการติดตั้ง DG แบบโคเจนเนอเรชันมีประโยชน์มากขึ้นเมื่อมีความต้องการไอน้ำหรือน้ำร้อนอย่างต่อเนื่องร่วมด้วย

4) เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cells)

ปัจจุบันเซลล์เชื้อเพลิงมีหลายชนิดอย่างเช่น Phosphoric Acid, Proton Exchange Membrane, Molten Carbonate, Solid Oxide, Alkaline และ Direct Methanol มีขนาดตั้งแต่ 5-1000+ kW แม้ว่าเซลล์เชื้อเพลิงจะต่างชนิดกันในวัสดุ Electrolytic แต่ทุกชนิดมีหลักการพื้นฐานเดียวกันโดยที่เซลล์เชื้อเพลิงประกอบด้วยอิเล็กโทรด 2 อันแยกออกจากกันด้วย Electrolyte ตัวเชื้อเพลิงไฮโดรเจนจะจ่ายเข้าขั้ว Anode ของเซลล์เชื้อเพลิง ออกซิเจนหรืออากาศเข้าสู่เซลล์เชื้อเพลิงผ่านขั้ว Cathode ด้วยการ Catalyst ทำให้อะตอมไฮโดรเจนแตกตัวเป็นโปรตอน (H^+) และอิเล็กตรอน ตัวโปรตอนผ่าน Electrolyte ไปที่ Cathode และอิเล็กตรอนวนเวียน(Travel)ในวงจรภายใน ขณะที่อิเล็กตรอนไหลผ่านการเชื่อมต่อวงจรภายในเสมือนเป็นการสร้างกระแสไฟฟ้าตรงที่ตำแหน่ง Cathode ตัวโปรตอนรวมกับไฮโดรเจนและออกซิเจนจะผลิตน้ำและความร้อนออกมา ตัวเซลล์เชื้อเพลิงทำให้เกิด NO_x และ CO ในระดับต่ำเพราะการเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าเป็นกระบวนการ Electrochemical ส่วนหนึ่งของเซลล์เชื้อเพลิงซึ่งประกอบด้วยอิเล็กโทรดและวัสดุ Electrolytic เรียกว่า Stack ซึ่งเป็นต้นทุนหลักของระบบ การเปลี่ยน Stack มีค่าใช้จ่ายมากแต่ก็จำเป็นเมื่อประสิทธิภาพเซลล์เชื้อเพลิงลดลงตามชั่วโมงการทำงานที่มากขึ้น

เซลล์เชื้อเพลิงต้องการไฮโดรเจนในการทำงาน อย่างไรก็ตามโดยทั่วไปไม่เหมาะสมในทางปฏิบัติที่จะใช้ไฮโดรเจนโดยตรงเป็นแหล่งเชื้อเพลิง ดังนั้นจำเป็นต้องดึงไฮโดรเจนจากแหล่งเชื้อเพลิงอื่นเช่น Gasoline, Propane หรือ ก๊าซธรรมชาติ

5) เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaics: PV)

โดยทั่วไปรู้จักกันดีในนามแผงโซลาร์เซลล์ ซึ่งทำจากแผ่นเซลล์ต่อเชื่อมกันซึ่งจะเปลี่ยนการฉายแสงเป็นพลังงานไฟฟ้า ตัวโซลาร์เซลล์จะผลิตกระแสไฟฟ้าตรงซึ่งมักจะถูกเปลี่ยนเป็นกระแสสลับเพื่อนำไปใช้งานระบบเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ไม่ได้ปล่อยมลพิษ มีความเชื่อถือได้ และความต้องการบำรุงรักษาค่า โดยที่มีผู้ผลิตมากมายทั้งแบบใช้กับบ้านอยู่อาศัยหรือเพื่อการพาณิชย์

6) พลังงานลม (Wind Turbines)

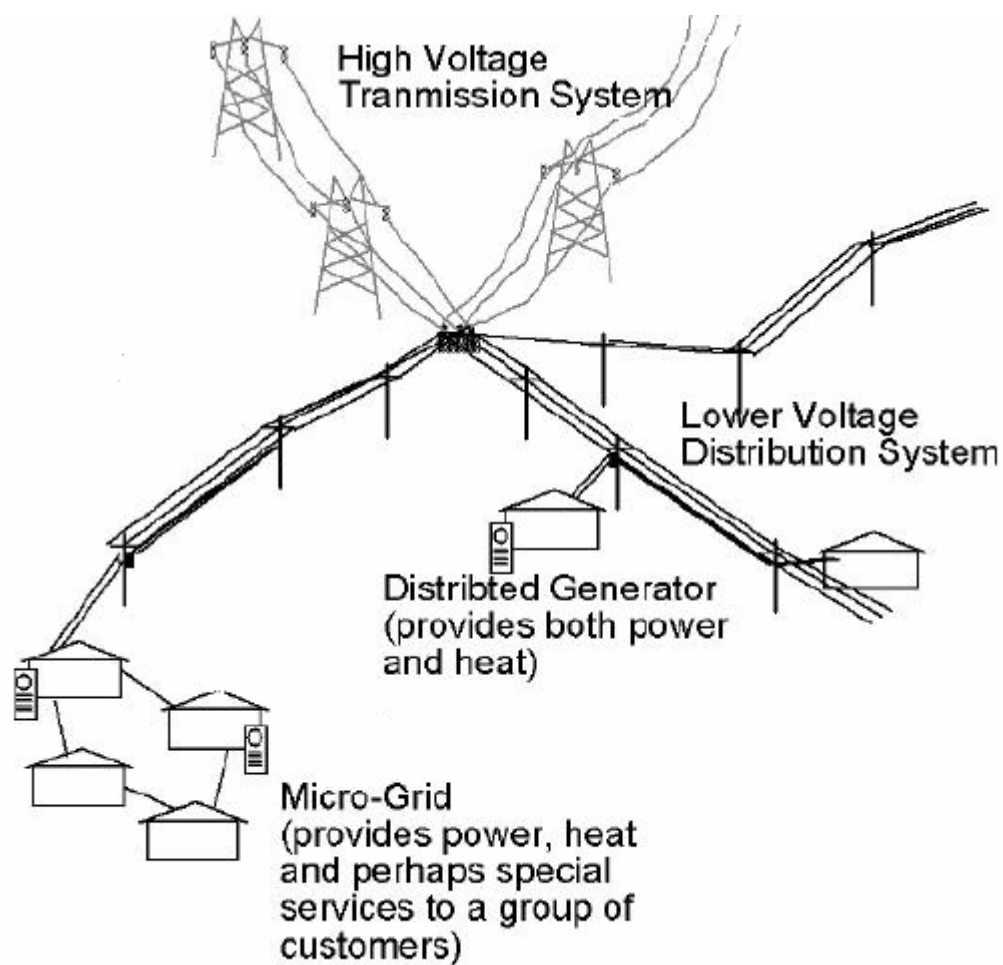
ชุด Wind Turbines ประกอบด้วยโรเตอร์ เจนเนอเรเตอร์ ใบเทอร์ไบน์ และชุดขับหรือ Coupling ขณะที่ลมพัดผ่านใบเทอร์ไบน์ทำให้ตัวโรเตอร์หมุน ขณะที่โรเตอร์หมุนความเร็วจะถูก

เปลี่ยนให้พอเหมาะกับการทำงานของเจนเนอเรเตอร์ ระบบส่วนใหญ่จะมีชุดเกียร์และเจนเนอเรเตอร์อยู่ในชุดเดียวกันซึ่งอยู่ด้านหลังใบเทอร์ไบน์

ตารางที่ 1 สรุปเทคโนโลยีของ DG

Technology	Engine: Diesel	Engine: NG	Micro turbine	Turbine	Fuel Cell
Size	.03 – 10 ⁺ MW	.05 – 6 ⁺ MW	30-200kW	.5 – 10 ⁺ MW	100-3000kW
Installed Cost (\$/kW)	300-500	500-800	500-900	400-700	900-3300
Elec. Efficiency	36-43%	28-42%	18-32%	21-40%	40-57%
Overall Efficiency	~80-85%	~80-85%	~80-85%	~80-90%	~80-85%
O&M (\$/kWh)	.005 - .015	.007-.020	.004-.01	.003-.008	.0019-.0153
Footprint (sqft/kW)	.22-.31	.28-.37	.15-.35	.02-.61	.9
Emissions (gm / bhp-hr)	NOx: 7-9 CO: .3-.7	NOx: .7-13 CO: 1-2	NOx: 9-50 CO: 9-50	NOx: <9-50 CO:<15-50	NOx: < .02 CO: < .01

ที่มา: Resource Dynamics Corporation (2005)

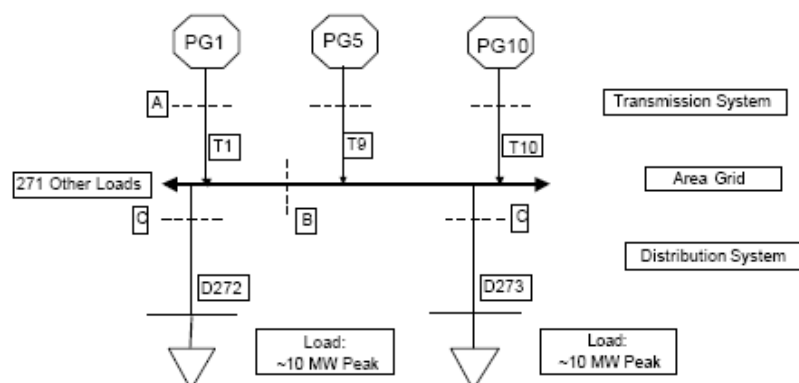


ภาพที่ 2 DG และ Micro-Grids

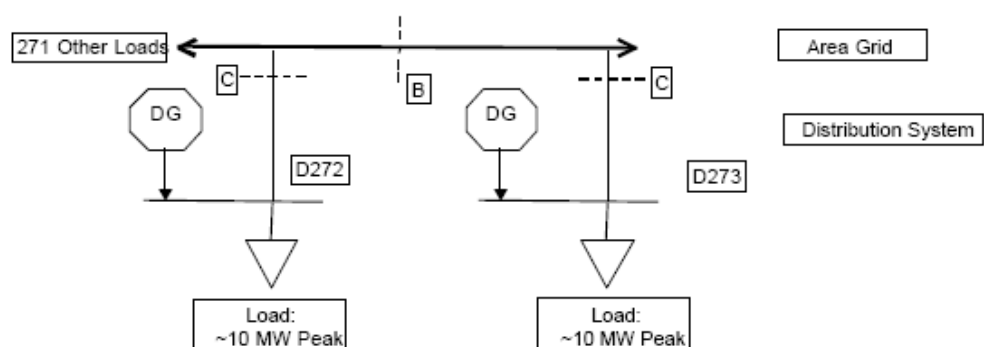
ที่มา: Apt (2004)

DG ในภาพที่ 2 สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้โหลดในพื้นที่ใกล้เคียง (Local Loads) และยังสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเสริมเข้ากับระบบจำหน่าย สำหรับ Micro-Grids ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กลุ่มผู้ใช้ไฟปลายสายระบบจำหน่ายและอาจจ่ายเข้าระบบจำหน่ายได้อีกด้วย

Centralized:



Distributed:



ภาพที่ 3 ระบบการจ่ายไฟฟ้าร่วมกับ DG

ที่มา: Apt (2004)

ตารางที่ 2 การเปรียบเทียบ DG แต่ละเทคโนโลยี

	Capacity (kW)	Capital Cost (\$/kW)	Fuel Cost (\$/kWh)	O&M Cost (\$/kWh)	Service Life (Years)	Heat Rate (Btu/kWh)
Microturbine-Power Only	100	1,485	0.075	0.015	12.5	13,127
Microturbine-CHP	100	1,765	0.035	0.015	12.5	6,166
Gas ICE-Power Only	100	1,030	0.067	0.018	12.5	11,780
Gas ICE-CHP	100	1,491	0.027	0.018	12.5	4,717
Fuel Cell-CHP	200	3,674	0.029	0.010	12.5	5,106
Solar Photovoltaic	100	6,675	0	0.005	20	n.a.
Small Wind Turbine	10	3,866	0	0.005	20	n.a.
Large Wind Turbine	1,000	1,500	0	0.005	20	n.a.
Combustion Turbine-Power Only	10,000	715	0.067	0.006	20	11,765
Combustion Turbine-CHP	10,000	921	0.032	0.006	20	5,562
Combined-Cycle System	100,000	690	0.032	0.006	20	5,642

ที่มา: Apt (2004)

Keane and Malley (2006) กล่าวว่า การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะก่อให้เกิดความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมอๆ ซึ่งสามารถแทนด้วยค่าใช้จ่าย อย่างไรก็ตามก็คล้ายคลึงกับค่าใช้จ่ายอื่นๆ ซึ่งต้องสมดุลกับค่าใช้จ่ายและวัตถุประสงค์อื่นๆ การรวมจำนวน DG ขนาดใหญ่กำลังเปลี่ยนแปลงระบบจำหน่ายจากสิ่งที่มีมาดั้งเดิมในการส่งมอบพลังงานจากเครือข่ายถึงเครือข่ายที่เป็นทั้งการส่งมอบและพลังงานที่ได้ องค์ประกอบหลักของประสิทธิภาพในการส่งจ่ายพลังงานคือความสูญเสียกำลังไฟฟ้า การพิจารณาความสูญเสียซึ่งขึ้นอยู่กับการไหลกำลังไฟฟ้าในระบบ

ผลที่เกิดจากความสูญเสียกำลังไฟฟ้าของการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นสามารถหาค่าได้จากโครงสร้างเรเดียลของเครือข่ายระบบจำหน่าย ภายใต้เงื่อนไขการจ่ายไฟปกติการไหลกำลังไฟฟ้าค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับโหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งตามลำดับของสายนั้นๆ กรณีไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดตั้งตามลำดับของสายค่าความสูญเสียจะขึ้นกับโหลด การนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดตั้งตามลำดับของสายจะทำให้ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบเปลี่ยนแปลง โดยเริ่มต้นค่าความสูญเสียจะค่อยๆ ลดลงจนกระทั่งได้ค่าโหลดที่บัสและการเพิ่มขึ้นเช่นเดียวกับการไหลกำลังไฟฟ้าส่วนเกินที่สำรองจ่ายสายในทิศทางตรงกันข้าม

การหาค่าความเหมาะสมที่สุด คือ การหาค่าตัวแปรและ/หรือ พารามิเตอร์ของระบบที่ทำให้ได้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) ที่ต่ำที่สุด (Minimize) หรือ สูงที่สุด (Maximize) โดยที่ค่าตัวแปรและ/หรือ พารามิเตอร์ยังอยู่ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด (Constraints)

ตัวอย่างของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) เพื่อหาค่าความเหมาะสมที่สุด (Optimization Problem) ในระบบไฟฟ้ากำลังตัวอย่างเช่น

- 1) การหาค่าใช้จ่ายรวมในระบบการผลิต (Total Cost of Power System Generation)
- 2) การหาลำดับไฟฟ้าจริงสูญเสียในระบบไฟฟ้า (Real Power Losses)
- 3) การหาลำดับไฟฟ้าเสมือนในระบบผลิต (Reactive Power Generation)

เงื่อนไขที่กำหนด (Constraints) ในระบบไฟฟ้ากำลังตัวอย่างเช่น

- 1) สมการไฟฟ้ากำลัง (Power Equations)

- 2) จำกัดของขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (Limits on Generation Capacity)
- 3) จำกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่ง (Limits on Transmission Line Flows)
- 4) จำกัดของขนาดแรงดันที่ยอมรับได้ (Limits on Bus Voltage)

รูปแบบพื้นฐานสำหรับการหาค่าความเหมาะสมที่สุด (Optimization Problem) แสดงได้ดังนี้

$$\min f(x, u), \quad x \in \mathcal{R}^n, \quad u \in \mathcal{R}^m \quad (7)$$

ภายใต้เงื่อนไข

$$h(x, u) = 0 \quad (8)$$

$$w(x, u) \leq 0 \quad (9)$$

โดยที่ $h(x, u)$ คือ เซตของเงื่อนไขที่เป็นสมการ (Equality Constrains)

$w(x, u)$ คือ เซตของเงื่อนไขที่เป็นอสมการ (Inequality Constrains)

x คือ เวกเตอร์ของตัวแปร

u คือ เวกเตอร์ของพารามิเตอร์

วิธีการโดยทั่วไปที่ใช้ในการหาค่าความเหมาะสมที่สุด (Optimization Problem) อย่างเช่น

- 1) Exhaustive search
- 2) Nonlinear least square estimation
- 3) Steepest descent algorithm
- 4) Dynamic programming
- 5) Linear programming
- 6) Mixed integer analysis
- 7) Neural network (Artificial intelligence)
- 8) Genetic algorithm

การหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow (OPF) Problem) คือการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยการหาค่าต่ำสุด (Minimize) ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function)

OPF คือ การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดโดยมีเงื่อนไขที่กำหนด

$$\min C(Y) \quad (10)$$

ภายใต้เงื่อนไข

$$h_i(Y) = 0; \quad i = 1, \dots, n \quad (11)$$

$$w_{i_{\min}} \leq w_i(Y) \leq w_{i_{\max}}; \quad i = 1, \dots, m \quad (12)$$

โดยที่ $Y = V, \delta, P_G, Q_G$

$h_i(Y)$ = สมการการไหลกำลังไฟฟ้า (Power Flow Equations)

$w_i(Y)$ = ค่าลิมิตของพารามิเตอร์ (Limits on Operating Parameters)

สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่มีจำนวน N บัส, N_G เจนเนอเรเตอร์บัส, และ N_l สายส่ง การหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (OPF) ได้จาก

$$\min \sum_{i=1}^{N_G} C_i(P_{Gi}) \quad (13)$$

ภายใต้เงื่อนไข

$$P_i(V, \delta) = P_{Gi} - P_{Di}; \quad i = 1, \dots, N \quad (14)$$

$$Q_i(V, \delta) = Q_{Gi} - Q_{Di}; \quad i = 1, \dots, N \quad (15)$$

$$V_{i_{\min}} \leq V_i \leq V_{i_{\max}}; \quad i = 1, \dots, N \quad (16)$$

$$P_{Gi_{\min}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi_{\max}}; \quad i = 1, \dots, N_G \quad (17)$$

$$Q_{Gi_{\min}} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_{\max}} ; i=1,...,N_G \quad (18)$$

$$|I_l(V, \mathcal{D})| \leq I_{l_{\max}} ; i=1,...,N_l \quad (19)$$

โดยที่

P_i คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าบัส i

P_{Gi} คือ กำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ผลิตจ่ายเข้าบัส i

P_{Di} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i

Q_i คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายเข้าบัส i

Q_{Gi} คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผลิตจ่ายเข้าบัส i

Q_{Di} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i

V_i คือ ขนาดแรงดันที่บัส i

$V_{i_{\min}}, V_{i_{\max}}$ คือขอบเขตต่ำสุด, สูงสุด ของแรงดันที่บัส

$P_{i_{\min}}, P_{i_{\max}}$ คือขอบเขตต่ำสุด, สูงสุด ของกำลังไฟฟ้าจริง

$Q_{i_{\min}}, Q_{i_{\max}}$ คือขอบเขตต่ำสุด, สูงสุด ของกำลังไฟฟ้าเสมือน

$|I_l(V, \mathcal{D})|$ คือ ขนาดกระแสที่ไหลในสาย l

$I_{l_{\max}}$ คือ พิกัดกระแสสูงสุดที่ไหลในสาย l

Zhu and Tomsovic (2002) ได้แสดงถึงรูปการจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบด้วย ไลน์ ชั้นคาปาซิเตอร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โหลด หม้อแปลง การจำลองระบบในแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

1. สายส่ง

อิมพีแดนซ์อนุกรมของสายส่ง (Series Impedance) l ใด ๆ จะแทนด้วยเมตริกซ์ ขนาด

$$Z_l = \begin{bmatrix} Z_{aa,l} & Z_{ab,l} & Z_{ac,l} \\ Z_{ab,l} & Z_{bb,l} & Z_{bc,l} \\ Z_{ac,l} & Z_{bc,l} & Z_{cc,l} \end{bmatrix}$$

โดยที่

Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc} คือ Self-Impedance ของเฟส A , B , C ตามลำดับ

Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ca} คือ Mutual Impedance ระหว่างเฟส

2. โหลด

ลักษณะโหลดจะประกอบด้วยโหลดแบบ Constant Power, Constant Current และ Constant Impedance โดยที่มีการต่อแบบ Y หรือแบบ Delta กำหนดให้

Li = โหลดที่ต่ออยู่ที่บัส i

V_i = แรงดันที่บัส i

I_{Li} = กระแสโหลดสามเฟส

โหลดต่อแบบ Y (Grounded-Y)

1) Constant Power

$$I_{Li} = (S_{Li} / V_i)^*$$

$$S_{Li} = \begin{bmatrix} S_{a,Li} & 0 & 0 \\ 0 & S_{b,Li} & 0 \\ 0 & 0 & S_{c,Li} \end{bmatrix}$$

2) Constant Current

$$I_{Li} = \begin{bmatrix} I_{a,Li} & I_{b,Li} & I_{c,Li} \end{bmatrix}^T$$

3) Constant Impedance

$$I_{Li} = Y_{Li} V_i$$

$$Y_{Li} = \begin{bmatrix} y_{a,Li} & 0 & 0 \\ 0 & y_{b,Li} & 0 \\ 0 & 0 & y_{c,Li} \end{bmatrix}$$

โหลดต่อแบบ Delta (Ungrounded-Delta)

1) Constant Power

$$I_{Li} = T^T \left[S_{Lppi} (TV_i)^{-1} \right]^*$$

$$T = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix},$$

$$S_{Lppi} = \begin{bmatrix} S_{ab,Li} & 0 & 0 \\ 0 & S_{bc,Li} & 0 \\ 0 & 0 & S_{ca,Li} \end{bmatrix}$$

2) Constant Current

$$I_{Li} = T^T I_{Lppi}$$

$$I_{Lppi} = \begin{bmatrix} I_{ab,Li} & I_{bc,Li} & I_{ca,Li} \end{bmatrix}^T$$

3) Constant Impedance

$$I_{Li} = T^T Y_{Lppi} V_{ppi}$$

$$Y_{Lppi} = \begin{bmatrix} Y_{ab,Li} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bc,Li} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{ca,Li} \end{bmatrix},$$

$$V_{ppi} = \begin{bmatrix} V_{ab,i} \\ V_{bc,i} \\ V_{ca,i} \end{bmatrix}$$

3. คาปาซิเตอร์ขนาน (Shunt Capacitor)

การจำลองคาปาซิเตอร์ขนานทั้งการต่อแบบ Y และ Delta จะเหมือนกับการจำลองโหลดแบบ Constant Impedance

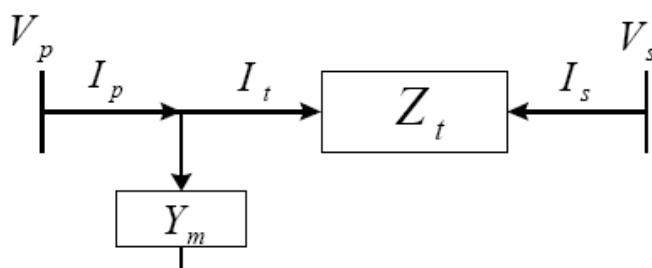
4. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถเป็นแบบ Constant PQ node หรือ Constant PV node สำหรับแบบ PQ node การจำลองจะกำหนดให้เป็นเสมือนโหลดแบบ Constant Power ยกเว้นกรณีที่กระแสจ่ายเข้าบัส สำหรับแบบ PV node การจำลองจะกำหนดให้บัสที่ต่ออยู่เป็น PV node ในการคำนวณถ้าหากค่า Q_{ig} ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกินขอบเขตที่กำหนด ค่ารีแอคทีฟเพาเวอร์จะถูกตั้งค่าที่ขอบเขตนั้นๆ จากนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะทำงานเสมือนเป็น PQ node แต่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

อาจทำงานเสมือนเป็น Constant Current node ได้เช่นเดียวกันแต่เพื่อการคำนวณ Load Flow การจำลองแบบ PQ node ก็เพียงพอ

5. หม้อแปลงระบบจำหน่าย

รูปแบบทั่วไปของการจำลองหม้อแปลงสามเฟสตามรูปข้างล่าง โดยที่แอดมิตแตนซ์ขนาน Y_m แทนการสูญเสียในแกนเหล็ก อิมพีแดนซ์อนุกรม Z_t แทนอิมพีแดนซ์รั่วไหล V_p แทนแรงดันด้านปฐมภูมิ และ V_s แทนแรงดันด้านทุติยภูมิ



ภาพที่ 4 รูปแบบจำลองทั่วไปของหม้อแปลงสามเฟส แบบจำลองนี้ใช้ได้ทั้งการต่อหม้อแปลงแบบ Y0-Y0 , Delta-Y0, Y-Delta

ที่มา: Zhu and Tomsovic (2002)

Momoh (2008) กล่าวถึงการไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายว่าจากข้อจำกัดของวิธี Fast-Decoupled Power Flow สำหรับระบบจำหน่ายที่มีอัตราส่วนของ R/X สูงจำเป็นต้องมีวิธีอื่นๆ ในการหาค่า Distribution Power Flow ในปัจจุบันมีวิธีที่ใช้งานกันสรุปได้ดังนี้

1. Forward/Backward Methods เป็นวิธีที่ใช้การคำนวณหาค่ากระแสในแต่ละสายหรือสาขา (Branch Current) การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธี Backward – Sweeping ร่วมกับการคำนวณแรงดันที่โหนดหรือบัสโดยวิธี Forward – Sweeping
2. Newton Method ใช้ค่า Power Mismatches ณ ปลายของฟีดเดอร์เพื่อคำนวณรอบสำหรับแรงดันที่โหนด

3. Gauss Method ใช้สมการ Bus-Impedance Matrix เพื่อคำนวณรอบสำหรับกระแสในสาย

สำหรับการใช้วิธี Forward/Backward Methods ในการคำนวณหาการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นวิธีที่เป็นที่นิยมในปัจจุบันและง่ายต่อการคำนวณพร้อมทั้งให้ผลลัพธ์ค่อนข้างมีประสิทธิภาพ Forward/backward Methods เป็นวิธีที่จำลองระบบจำหน่ายเสมือน Tree Network ซึ่งกำหนดให้ Slack Bus เป็นเสมือน Root Node ของ Tree และมี Branch Network เป็น Layers ซึ่งขยายห่างออกไปจาก Root Node ในระบบ Weakly Meshed Networks สามารถแปลงให้เป็นระบบเรเดียลได้ โดยการ Breaking ลูปและคำนวณกระแส Injection

Backward Sweep เป็นการรวมค่ากระแสในสายหรือการไหลกำลังไฟฟ้าทุกๆ สายจากปลายสุดของฟีดเดอร์มายัง Root Node โดยมีขั้นตอนดังนี้

1. เลือก Slack Bus และกำหนดแรงดัน มุม ของทุก ๆ Node
2. คำนวณกระแสจ่ายเข้า Node ณ รอบการคำนวณ k th ใดๆ

$$I_i^{(k)} = \left[\frac{S_i^{sch}}{V_i^{(k-1)}} \right]^* \quad (20)$$

3. เริ่มต้นจาก Root ซึ่งทราบค่าแรงดันที่ Slack-Bus และขยายออกไปตามฟีดเดอร์จนถึงปลายสาย

4. คำนวณแรงดันที่โหนด j ใดๆ

$$V_j^{k-1} = V_i^k - Z_{ij} I_{ij}^{(k)} \quad (21)$$

โดยที่

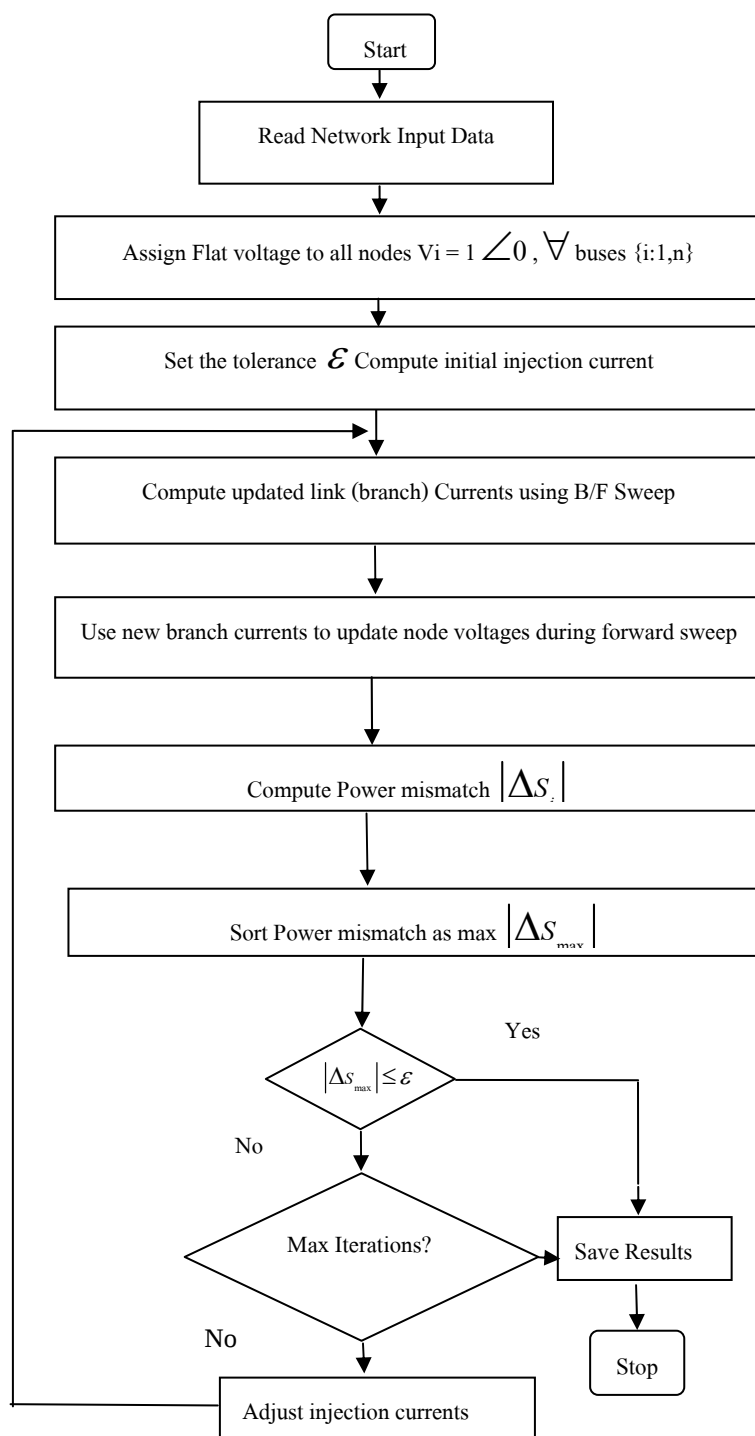
Z_{ij} คือ Branch Impedance ระหว่างบัส i และ j

V_i คือ แรงดันล่าสุดที่บัส i

5. คำนวณ Power Mismatch และตรวจสอบเงื่อนไขการสิ้นสุดการคำนวณ

$$\Delta s_i^{(k)} = s_i^{sch} - v_i^{(k)} (I_i^{(k)})^* \leq \varepsilon \quad (22)$$

6. ถ้าขั้นตอนที่ 5 ยังไม่สิ้นสุด ก็จะกลับไปขั้นตอน 2 คำนวณใหม่จนกว่าจะพบเงื่อนไขการสิ้นสุดการคำนวณ



ภาพที่ 5 โฟลชาร์ทการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบ Forward/Backward – Sweep

ที่มา: Momoh (2008)

Saadat (2004) ได้อธิบายการคำนวณความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าแบบสมดุลหรือฟอลต์แบบสมดุลว่าข้อมูลการเกิด 3 เฟสฟอลต์แบบสมดุลจะนำไปใช้ประโยชน์ในการเลือกและตั้งค่าเฟสของรีเลย์ขณะที่ค่าฟอลต์แบบเฟส-กราวด์จะนำไปใช้สำหรับตั้งค่ากราวด์ของรีเลย์ ประโยชน์อีกอย่างหนึ่งของการนำข้อมูลการเกิดฟอลต์ไปใช้งานคือการพิจารณาถึงฟิสิกส์ของอุปกรณ์ป้องกันอย่างเช่นสวิตช์เกียร์ การคำนวณแรงดันที่บัสและกระแสในสายขณะเกิดฟอลต์โดยใช้เมตริกซ์ของบัสอิมพีแดนซ์ซึ่งเมตริกซ์ดังกล่าวนี้คำนวณมาจากขั้นตอนการสร้าง (Building Algorithm)

Saadat (2004) อธิบายกระแสฟอลต์ 3 เฟสแบบสมดุลว่าโดยทั่วไปค่าสับทรานเซียนรีแอคแตนซ์จะใช้กำหนดค่า Interrupting Capacity ของ Circuit Breakers สำหรับค่าทรานเซียนรีแอคแตนซ์จะใช้ในการตั้งค่ารีเลย์หรือการวัดความสัมพันธ์รีเลย์และยังใช้เพื่อการศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าในช่วงทรานเซียนอีกด้วย สำหรับฟอลต์อิมพีแดนซ์ที่มีค่าเท่ากับศูนย์เรียกว่า Bolted Fault หรือ Solid Fault

สำหรับขนาดการลัดวงจร (Short – Circuit Capacity : SCC) Saadat (2004) อธิบายไว้ว่าขนาดการลัดวงจรหรือขนาด MVA ลัดวงจร ที่บัส k ใดๆ คำนวณมาจากผลคูณของขนาดแรงดันบัสที่ฟัลด์กับกระแสฟอลต์ สำหรับค่า MVA ลัดวงจรนี้จะนำไปใช้ในการกำหนดขนาดของบัสบาร์ และกำหนดค่า Interrupting Capacity ของ Circuit Breakers

$$SCC = \sqrt{3} V_{Lk} I_k (F) \times 10^{-3} \text{ MVA} \quad (23)$$

V_{Lk} คือแรงดันระหว่างสาย (kV)

$I_k (F)$ คือกระแสฟอลต์ที่บัส k (A)

กระแสฟอลต์ 3 เฟสแบบสมมาตรในระบบเปอรียูนิต (p.u.) Saadat (2004) ได้อธิบายว่าคำนวณได้จาก

$$I_k (F)_{p.u.} = \frac{V_k (0)}{X_{kk}} \quad (24)$$

$V_k(0)$ คือแรงดันบั๊ตก่อนเกิดฟอลต์ในรูปแบบ p.u.

X_{kk} คือรีแอคแตนซ์ในรูปแบบ p.u. ณ จุดที่เกิดฟอลต์

$$I_B = \frac{S_B \times 10^3}{\sqrt{3}V_B} \quad (25)$$

I_B คือ กระแสเบส

S_B คือ MVA เบส

V_B คือ แรงดันเบสระหว่างสาย (kV)

$$\begin{aligned} I_k(F) &= I_k(F)_{p.u.} I_B \\ &= \frac{V_k(0) S_B \times 10^3}{X_{kk} \sqrt{3}V_B} \end{aligned} \quad (26)$$

$$SCC = \frac{V_k(0)S_B}{X_{kk}} \frac{V_L}{V_B} \quad (27)$$

ถ้า $V_L = V_B$

$$SCC = \frac{V_k(0)S_B}{X_{kk}} \quad (28)$$

ถ้า $V_k(0) = 1$

$$SCC = \frac{S_B}{X_{kk}} \quad MVA \quad (29)$$

Saadat (2004) อธิบายถึงการวิเคราะห์ฟอลต์ด้วยบัลติมพีแดนซ์เมตริกซ์ว่าเมื่อพิจารณา ระบบไฟฟ้า n บั๊ต โดยสมมุติให้มีการจ่ายโหลดในลักษณะสมดุล สำหรับเครื่องจักรกลไฟฟ้าจะถูก

แทนด้วยแหล่งจ่ายแรงดันคงที่ภายใต้ค่ารีแอกแตนซ์ที่เหมาะสมซึ่งอาจเป็น X_d'', X_d' , หรือ X_d ค่าอิมพีแดนซ์ทั้งหมดจะเป็นเปอร์ยูนิตที่ MVA เบสเดียวกัน ค่าฟอลต์ 3 เฟสแบบสมมูล ณ บัส k ใดๆ ผ่านฟอลต์อิมพีแดนซ์ Z_f สำหรับค่าแรงดันที่บัสก่อนเกิดฟอลต์คำนวณจากการไหลกำลังไฟฟ้า และถูกแทนค่าอยู่ในรูปคอลัมน์เวกเตอร์

ค่าแรงดันที่บัสก่อนเกิดฟอลต์จะเท่ากับ

$$V_{bus}(0) = \begin{bmatrix} V_1(0) \\ \vdots \\ V_k(0) \\ \vdots \\ V_n(0) \end{bmatrix} \quad (30)$$

โหลดบัสซึ่งแทนค่าด้วยอิมพีแดนซ์คงที่ ณ ระดับแรงดันก่อนเกิดฟอลต์มีค่าเท่ากับ

$$Z_{iL} = \frac{|V_i(0)|^2}{S_L^*} \quad (31)$$

แรงดันในระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากฟอลต์ด้วยค่าอิมพีแดนซ์ Z_f ซึ่งเท่ากับแรงดันก่อนเกิดฟอลต์ $V_k(0)$ บวกด้วยแหล่งจ่ายลัดวงจรอื่นๆ สำหรับแรงดันในระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากฟอลต์มีค่าเท่ากับ

$$\Delta V_{bus} = \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (32)$$

สำหรับแรงดันระหว่างการเกิดฟอลต์มีค่าเท่ากับ

$$V_{bus}(F) = V_{bus}(0) + \Delta V_{bus} \quad (33)$$

และกระแสจ่ายเข้าบัสเท่ากับ

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (34)$$

โดยที่

I_{bus} คือ เวกเตอร์กระแสไหลเข้าบัส

Y_{bus} คือ เมตริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^m y_{ij} \quad j \neq i \quad (35)$$

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (36)$$

y_{ij} คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ปกติในสาย $i-j$

การพิจารณาเมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นในระบบไฟฟ้า กระแสที่จะไหลเข้าทุกๆบัส จะเท่ากับศูนย์ ยกเว้น ณ จุดที่เกิดฟอลต์ จะมีกระแสไหลออกจากบัส

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k(F) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1k} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{k1} & \cdots & Y_{kk} & \cdots & Y_{kn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nk} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (37)$$

หรือ

$$I_{bus}(F) = Y_{bus} \Delta V_{bus} \quad (38)$$

$$\Delta V_{bus} = Z_{bus} I_{bus}(F) \quad (39)$$

โดย

$$Z_{bus} = Y_{bus}^{-1} \quad (40)$$

$$V_{bus}(F) = V_{bus}(0) + Z_{bus} I_{bus}(F) \quad (41)$$

$$\begin{bmatrix} V_1(F) \\ \vdots \\ V_k(F) \\ \vdots \\ V_n(F) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1(0) \\ \vdots \\ V_k(0) \\ \vdots \\ V_n(0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1k} & \cdots & Z_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{k1} & \cdots & Z_{kk} & \cdots & Z_{kn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{n1} & \cdots & Z_{nk} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k(F) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (42)$$

จากเวกเตอร์กระแสมีเพียงค่าเดียวที่ไม่เป็นศูนย์ ดังนั้นจะได้ว่า

$$V_k(F) = V_k(0) - Z_{kk} I_k(F) \quad (43)$$

$$V_k(F) = Z_f I_k(F) \quad (44)$$

กรณี $Z_f = 0$ และ $V_k(F) = 0$

$$I_k(F) = \frac{V_k(0)}{Z_{kk} + Z_f} \quad (45)$$

พิจารณาที่สมการ ith ใดๆ

$$V_i(F) = V_i(0) - Z_{ik} I_k(F) \quad (46)$$

$$V_i(F) = V_i(0) - \frac{Z_{ik}}{Z_{kk} + Z_f} V_k(0) \quad (47)$$

เมื่อทราบแรงดันที่บัสขณะเกิดฟอลต์สามารถคำนวณกระแสฟอลต์ผ่านสาย $i-j$ ได้

$$I_{ij}(F) = \frac{V_i(F) - V_j(F)}{Z_{ij}} \quad (48)$$

Grainger and Stevenson (1994) ได้อธิบายถึงการเลือกเซอร์กิตเบรกเกอร์ (CB) ว่าการพิจารณาค่าต่างๆ เช่น ค่า Momentary current ซึ่งเป็นขนาดกระแสที่ CB ต้องทนได้ในครั้งไช่ครั้งแรกหรือกระแสลัดวงจรสูงสุดที่อุปกรณ์ทนได้

$$\begin{aligned} I_{\text{momentary}} &= I_{\text{subtransient}} + I_{dc} \\ &= 1.6 I_{\text{subtransient}} \end{aligned} \quad (49)$$

Interrupting current (IC) คือขนาดของกระแสที่ CB ต้องตัดได้ ขนาดของกระแสขึ้นอยู่กับความเร็ว CB หรือเป็นกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ตัดได้ ในการหาค่า IC จะใช้ตัวคูณ 1.0-1.4 (ตัวคูณขึ้นอยู่กับความเร็วของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานเร็วกว่า ตัวคูณจะมีค่ามากกว่า)

$$I_{\text{asymmetrical}} = I_{\text{symmetrical}} + I_{dc} \quad (50)$$

กระแสสับทรานเซียนท์เป็นค่าเริ่มต้นของกระแสลัดวงจรแบบสมมาตรและไม่รวมส่วนขององค์ประกอบ ดี.ซี. ถ้ารวมองค์ประกอบ ดี.ซี. เข้าไปจะได้ผลออกมาเป็นค่ากระแส อาร์ เอ็ม เอส ภายหลังจากเกิดฟอล์ทนั้น ซึ่งมีค่าสูงกว่าค่ากระแสสับทรานเซียนท์ สำหรับเซอร์กิตเบรกเกอร์แบบน้ำมันที่ใช้กับแรงดันสูงกว่า 5 เควี ค่ากระแสสับทรานเซียนท์คูณด้วย 1.6 จะมีค่าประมาณเท่ากับค่าที่เบรกเกอร์จะต้องทนได้ในช่วงครึ่งไซเคิลแรกเมื่อเกิดฟอล์ทขึ้น และค่ากระแสนี้เรียกว่ากระแสโมเมนทารี (Momentary Current) และค่านี้ใช้เป็นค่าที่กำหนดในตัวเบรกเกอร์ ค่าหนึ่งในจำนวนหลายๆ ค่า

Chipperfield *et al.* (n.d.) กล่าวถึงขั้นตอนทางพันธุศาสตร์ (Genetic Algorithm) ว่าเป็นวิธีการหาคำตอบที่ช่วยในการหาคำตอบของปัญหาที่มีขนาดใหญ่และซับซ้อน เนื่องจากคุณสมบัติการเลียนแบบการถ่ายทอดลักษณะทางพันธุกรรมตามธรรมชาติ ซึ่งจะนำค่าที่เหมาะสมที่สุดจากประชากรรุ่นก่อนมาใช้พิจารณาในการหาคำตอบของประชากรรุ่นถัดมา ซึ่งมีการใช้ตัวดำเนินการ (Operator) คือ การคัดเลือก (Selection), การข้ามสายพันธุ์ (Crossover) และการกลายพันธุ์ (Mutation) เป็นตัวสุ่มในการหาคำตอบในบริเวณของปัญหาซึ่งจะช่วยให้มีความหลากหลาย (Diversity) ในการหาคำตอบทุกบริเวณของปัญหา

Genetic Algorithm มีองค์ประกอบที่สำคัญ 5 ส่วนด้วยกัน (Chipperfield *et al.*, n.d.) ดังนี้

1. Chromosome Encoding หรือรูปแบบโครโมโซมที่ใช้ในการนำเสนอทางเลือกที่สามารถจะเป็นไปได้ของแต่ละปัญหา
2. Initial population คือประชากรต้นกำเนิดที่จะนำไปในกระบวนการถ่ายทอดลักษณะทางพันธุกรรม
3. Fitness Function คือฟังก์ชันสำหรับประเมินค่าความเหมาะสม เพื่อให้คะแนนแต่ละทางเลือกของคำตอบ
4. Genetic Operator ซึ่งใช้ในการปรับเปลี่ยนองค์ประกอบของข้อมูลตลอดกระบวนการ ได้แก่ Selection เป็นการคัดเลือกโครโมโซมเพื่อที่จะนำมาเป็นพ่อแม่พันธุ์ (Parent) ในการสืบสายพันธุ์ Crossover เป็นกระบวนการที่จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของสิ่งมีชีวิตที่หลากหลายขึ้นและ Mutation เป็นกระบวนการที่เกิดขึ้นหลังจากการ Crossover เสร็จสิ้นในทางพันธุศาสตร์ จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงหรือทำให้เกิดลักษณะใหม่ๆ เกิดขึ้น

5. Parameter ที่สำคัญสำหรับ Genetic Algorithm เช่น ขนาดของประชากร (Population Size) ความน่าจะเป็นของการ Crossover (Probability crossover) ความน่าจะเป็นของการ Mutation (Probability mutation) และจำนวนรุ่น

สำหรับเงื่อนไขในการหยุดกระบวนการหาคำตอบซึ่งการหยุดกระบวนการหาคำตอบของ Genetic Algorithm นั้นมีได้หลายวิธีด้วยกัน เช่น

- 1) เมื่อครบจำนวนรอบที่ได้กำหนดไว้
- 2) พบเป้าหมายหรือคำตอบที่ต้องการ
- 3) พบคำตอบที่ใกล้เคียงกับที่ต้องการ เช่น โครโมโซมมีค่า ณ ตำแหน่งของยีนส์เดียวกันเหมือนกันถึงร้อยละ 95

Chipperfield *et al.* (n.d.) ยังได้เปรียบเทียบข้อแตกต่างของ GA กับวิธีการดั้งเดิมไว้ว่า

1. GA จะค้นหาคำตอบจากกลุ่มประชากรในลักษณะคู่ขนานคือมีกลุ่มคำตอบที่มากกว่าหนึ่งคำตอบ ไม่ใช่หาแบบหนึ่งคำตอบเหมือนเทคนิคอื่นๆ ดั้งเดิม
2. GA ไม่ต้องการข้อมูลการทำอนุพันธ์หรือความรู้อื่นๆ ช่วยเว้นแต่ต้องการแค่ Objective Function และค่า Fitness ที่มีผลต่อทิศทางการค้นหาคำตอบ
3. GA ใช้หลักการของความน่าจะเป็นในการค้นหา

```

procedure GA
begin
    t = 0;
    initialize P(t);
    evaluate P(t);
    while not finished do
    begin
        t = t + 1;
        select P(t) from P(t-1);
        reproduce pairs in P(t);
        evaluate P(t);
    end
end.

```

ภาพที่ 6 ขั้นตอนของ GA อย่างง่าย

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

ตัวแทนประชากรและการเริ่มต้น GA จะดำเนินการค้นหาด้วยกลุ่มคำตอบที่มีศักยภาพหรือเรียกว่าประชากร(Population) ตัวอย่างเช่นประชากรประกอบด้วย 30 ถึง 100 สมาชิกคำตอบใดๆในประชากร (อินดิวิดวล) สำหรับตัวแทนของโครโมโซมใน GA ส่วนใหญ่จะเป็นแบบไบนารีสตริง (Binary String) และแบบค่าจำนวนจริง (Real-Valued) สำหรับการใช้ยีนส์ที่เป็นค่าจำนวนจริงมีการทดสอบแล้วว่าในการหาค่าความเหมาะสมที่สุด (Function Optimization) จะมีข้อดีมากกว่าใช้ยีนส์แบบไบนารีสตริง กล่าวคือเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของ GA โดยที่ไม่จำเป็นต้องแปลงโครโมโซมเป็นค่าตัวแปร (Decision Variable) ก่อนการประเมินค่าฟังก์ชัน ทำให้ใช้หน่วยความจำของคอมพิวเตอร์น้อยลง

เมื่อเลือกตัวแทนประชากรได้แล้วว่าเป็นแบบใด ขั้นตอนแรกของ GA คือการสร้างประชากรต้นกำเนิด (Initial Population) โดยการสร้างจากจำนวนอินดิวิดวลที่ต้องการด้วยการสุ่มจำนวนซึ่งมีการกระจายแบบยูนิฟอร์มในย่านที่ต้องการ ตัวอย่าง ประชากรแบบไบนารีมีจำนวนอินดิวิดวลเท่ากับ N_{ind} และมีความยาวของบิตเท่ากับ L_{ind} ดังนั้นจะได้จำนวนประชากรแบบสุ่มซึ่งกระจายในลักษณะยูนิฟอร์มจากเซต $\{0,1\}$ เท่ากับ $N_{ind} \times L_{ind}$

สำหรับ GA ทุบบ็อก (Toolbox) ที่ใช้งานวิจัยนี้การสร้างตัวแทนโครโมโซมมีทั้งแบบไบนารี(Binary) อินทีเจอร์ (Integer) และโพลติคิงพอย (Floating-Point) ตัวอย่างทุบบ็อกฟังก์ชันสำหรับสร้างประชากรแบบไบนารี ชื่อ crtpb และสำหรับสร้างประชากรแบบจำนวนจริงชื่อฟังก์ชัน crtrp เป็นต้น

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ใช้เพื่อวัดว่าอินดิวิดวลมีความสามารถมากน้อยต่อผลลัพธ์ของปัญหา ในกรณีการหาค่าต่ำสุดของปัญหา ค่าอินดิวิดวลที่ดีที่สุดจะเป็นตัวเลขที่น้อยที่สุดที่ได้จากค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์

ฟังก์ชันฟิตเนตโดยทั่วไปใช้แปลงค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นค่าฟิตเนตเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบให้คะแนนแต่ละทางเลือกของคำตอบ

$$F(x) = g(f(x)) \quad (51)$$

โดย f คือฟังก์ชันวัตถุประสงค์

g คือฟังก์ชันการแปลงค่าวัตถุประสงค์เป็นค่าจำนวนไม่เป็นลบ (Non-Negative Number)

F คือผลลัพธ์ของค่าฟิตเนตที่ใช้ในการเปรียบเทียบค่าในแต่ละทางเลือกของคำตอบ

การ Selection คือกระบวนการคัดเลือกที่กำหนดจำนวนครั้ง โดยเฉพาะอินดิวิดวลที่ถูกคัดเลือกเพื่อใช้ในการผลิตซ้ำ วิธีการคัดเลือกแบบต่างๆ เช่นแบบรูเลตวีล(Roulette Wheel) แบบสโตแคสติกยูนิเวอร์แซลแซมปริง (Stochastic Universal Sampling: SUS) สำหรับตัวอย่างทุบบ็อกฟังก์ชันการคัดเลือกแบบสโตแคสติกยูนิเวอร์แซลแซมปริงชื่อ sus

การ Crossover เป็นตัวปฏิบัติการพื้นฐานของ GA เป็นการผลิตอินดิวิดวลตัวใหม่จากตัวชิ้นส่วนบางส่วนของคู่พ่อแม่พันธุ์ (parents)

การ Crossover หนึ่งจุด (Single-point Crossover)
พิจารณาพ่อแม่พันธุ์แบบไบนารีสตริง

$$P_1 = 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0,$$

$$P_2 = 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0.$$

ภาพที่ 7 พ่อแม่พันธุ์แบบไบนารีสตริง

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

ถ้าตำแหน่งการ Crossover เท่ากับ 5 จะได้รุ่นลูกที่ผลิตขึ้นมาใหม่คือ

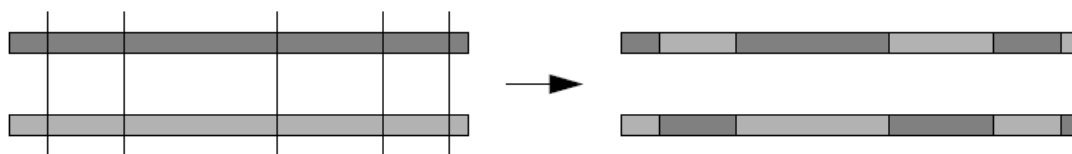
$$O_1 = 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0,$$

$$O_2 = 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0.$$

ภาพที่ 8 รุ่นลูกที่ผลิตขึ้นมาใหม่ที่ตำแหน่งการ Crossover เท่ากับ 5

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

การ Crossover แบบหลายจุด (Multi-point Crossover) สำหรับการ Crossover แบบหลายจุดมีตำแหน่งการ Crossover เท่ากับ m และ $k_i \in \{1, 2, \dots, l-1\}$ โดยที่ k_i คือ จุดการ Crossover และ l คือความยาวของโครโมโซม



ภาพที่ 9 Multi-point Crossover (m=5)

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

ข้อดีในการ Crossover แบบหลายจุดจะช่วยเพิ่มโอกาสในการค้นหาคำตอบของบริเวณปัญหาสำหรับการ Crossover แบบยูนิฟอร์มทั้งการ Crossover แบบจุดเดียวหรือหลายจุดเป็นการ

กำหนดตำแหน่งในการแยกโครโมโซมเพื่อทำการครอส (Cross) สำหรับการ Crossover แบบยูนิฟอร์ม โดยทั่วไปเป็นการสร้างจุดที่มีความสามารถ (Potential) ในการ Crossover

การ Crossover แบบแมส (Crossover Mask) จะมีความยาวเท่ากับโครโมโซมที่จะสร้างขึ้นใหม่โดยที่บิตที่ตรงกับค่าแมสจะกำหนดให้พ่อแม่พันธุ์เป็นตัวสร้างรุ่นลูกตรงตามค่าแมสนั้น ตัวอย่างเช่น

$$\begin{array}{rcl}
 P_1 & = & 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \\
 P_2 & = & 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \\
 \text{Mask} & = & 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \\
 O_1 & = & 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \\
 O_2 & = & 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 1
 \end{array}$$

ภาพที่ 10 การ Crossover แบบแมส

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

จากตัวอย่างรุ่นลูก O_1 เกิดจากบิตของพ่อแม่พันธุ์ P_1 ถ้าบิตที่ตรงกับค่าแมสเท่ากับ 1 หรือเกิดจากบิตของพ่อแม่พันธุ์ P_2 ถ้าบิตที่ตรงกับค่าแมสเท่ากับ 0 สำหรับ O_2 ก็เป็นในทางตรงกันข้าม GA ทุลบ็อกมีฟังก์ชันสำหรับการ Crossover อย่างเช่น การ Crossover แบบหนึ่งจุด xovsp, การ Crossover แบบสองจุด xovdp

การ Mutation จากวิวัฒนาการตามธรรมชาติการ Mutation คือกระบวนการแบบสุ่มซึ่งยีนส์หนึ่งตัวถูกแทนที่ด้วยตัวอื่นๆ เพื่อให้ได้โครงสร้างพันธุศาสตร์ (Genetic) ตัวใหม่ สำหรับใน GA การ Mutation เป็นการประยุกต์ใช้ค่าความน่าจะเป็นค่าน้อยๆ ในย่าน 0.001 และ 0.01 เพื่อเปลี่ยนแปลงโครโมโซม และบทบาทที่สำคัญอีกอย่างของการ Mutation คือเพื่อเป็นการรับรองว่าความน่าจะเป็นของการค้นหาคำตอบใดๆ ที่กำหนดจะไม่เป็นศูนย์และเป็นเสมือนเกราะที่ช่วยกู้คืนยีนส์ที่ดีที่อาจจะสูญหายในช่วงการคัดเลือกและการ Crossover

mutation point	→											binary	Gray
Original string -	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0		0.9659	0.6634
Mutated string -	0	0	1	1	1	0	0	0	1	0		2.2146	1.8439

ภาพที่ 11 Binary Mutation

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

การโค้ด GA ด้วยจำนวนจริงอาจได้รับประโยชน์สำหรับอัตรา Mutation ที่สูงกว่าการโค้ดแบบไบนารี ซึ่งเพิ่มระดับความเป็นไปได้ของการค้นหาในบริเวณของปัญหา (Search Space) โดยปราศจากผลกระทบต่อการเข้าสู่ของคำตอบ สำหรับอัตรา Mutation สูงๆและไม่ใช้การโค้ดแบบไบนารีจะให้ผลลัพธ์ดีกว่าวิธีอื่นๆ ตัวอย่างชื่อฟังก์ชันของค่า Mutation สำหรับจำนวนจริงคือ `mutbga` เป็นต้น

การ Reinsertion หนึ่งในครั้งที่ประชากรใหม่ได้มาจากการคัดเลือกและการ Crossover ตัวอินดิวิดวลจากประชากรเดิมซึ่งจากอินดิวิดวลในประชากรที่ได้มาใหม่อาจจะมีการหาค่าฟิตเนสใหม่ กรณีที่อินดิวิดวลได้จากการ Crossover น้อยกว่าขนาดประชากรเดิมจะเกิดส่วนต่างระหว่างขนาดประชากรเก่ากับใหม่ (เจนเนอเรชันแก๊ป) เพื่อรักษขนาดของประชากรเดิมไว้จำเป็นต้องนำอินดิวิดวลตัวใหม่หรืออินสิริทเข้าไปในประชากรเก่า ตัวอย่าง GA ทูลบ็อกสำหรับใช้รีอินสิริทอินดิวิดวลเข้าไปในประชากรหลังจากการ Crossover คือ `reins` เป็นต้น

การหยุดกระบวนการหาคำตอบโดยทั่วไปในทางปฏิบัติการเทอมิเนชันของ GA คือ หลังจากครบจำนวนเจนเนอเรชันที่กำหนดและมีการทดสอบคุณภาพของสมาชิกที่ดีที่สุดในประชากรที่มีต่อปัญหาที่กำหนดไว้

โครงสร้างข้อมูลหลักใน GA ทูลบ็อกคือ

1. โครโมโซม
2. ค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์
3. ค่าฟิตเนส

โครโมโซมสำหรับโครงสร้างข้อมูลโครโมโซมใช้เก็บค่าประชากรทั้งหมดในหนึ่งเมตริกที่มีขนาด $N_{ind} \times L_{ind}$ โดยที่ N_{ind} คือจำนวนอินดิวิดวลในประชากร และ L_{ind} คือความยาวของตัวแทนค่าโครโมโซมของอินดิวิดวล

$$\text{Chrom} = \begin{bmatrix} g_{1,1} & g_{1,2} & g_{1,3} & \cdots & g_{1,L_{ind}} \\ g_{2,1} & g_{2,2} & g_{2,3} & \cdots & g_{2,L_{ind}} \\ g_{3,1} & g_{3,2} & g_{3,3} & \cdots & g_{3,L_{ind}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ g_{N_{ind},1} & g_{N_{ind},2} & g_{N_{ind},3} & \cdots & g_{N_{ind},L_{ind}} \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{individual 1} \\ \text{individual 2} \\ \text{individual 3} \\ \vdots \\ \text{individual } N_{ind} \end{matrix}$$

ภาพที่ 12 ตัวอย่างโครงสร้างโครโมโซม

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

ค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะใช้ในการประเมินความสามารถของตัวแปรในปัญหาที่กำลังพิจารณา ค่าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สามารถเป็นได้ทั้งสเกลาร์และเวกเตอร์

ค่าฟิตเนตเป็นค่าที่ได้มาจากค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์โดยผ่านฟังก์ชันการสเกลลิ่ง (Scaling) หรือเรียงกึ่ง (Ranking) ค่าฟิตเนตจะเป็นค่า Non-Negative Scalars และจัดเก็บในคอลัมน์เวกเตอร์ที่มีความยาวเท่ากับ N_{ind}

$$\text{Fitn} = \text{FITNESS}(\text{ObjV}) \ \% \ \text{Fitness Function}$$

$$= \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ \vdots \\ f_{N_{ind}} \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{individual 1} \\ \text{individual 2} \\ \text{individual 3} \\ \vdots \\ \text{individual } N_{ind} \end{matrix}$$

ภาพที่ 13 ตัวอย่างค่าฟิตเนตจากหลายๆ ฟังก์ชันฟิตเนต

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

```

NIND = 40;           % Number of individuals
MAXGEN = 300;        % Maximum no. of generations
NVAR = 20;           % No. of variables
PRECI = 20;          % Precision of variables
GGAP = 0.9;          % Generation gap
% Build field descriptor
FieldD = [rep([PRECI],[1,NVAR]);...
  rep([-512;512],[1,NVAR]); rep([1;0;1;1],[1,NVAR])];
% Initialise population
Chrom = crtbp(NIND, NVAR*PRECI);
gen = 0;             % Counter
% Evaluate initial population
ObjV = objfun1(bs2rv(Chrom,FieldD));
% Generational loop
while gen < MAXGEN,
    % Assign fitness values to entire population
    FitnV = ranking(ObjV);
    % Select individuals for breeding
    SelCh = select('sus', Chrom, FitnV, GGAP);
    % Recombine individuals (crossover)
    SelCh = recomb('xovsp',SelCh,0.7);
    % Apply mutation
    SelCh = mut(SelCh);
    % Evaluate offspring, call objective function
    ObjVSel = objfun1(bs2rv(SelCh,FieldD));
    % Reinsert offspring into population
    [Chrom ObjV]=reins(Chrom,SelCh,1,1,ObjV,ObjVSel);
    % Increment counter
    gen = gen+1;
end

```

ภาพที่ 14 GA อย่างง่ายในรูปแบบไฟล์ MATLAB

ที่มา: Chipperfield *et al.* (n.d.)

NIND คือ จำนวนอินดิวิดวลในหนึ่งตัวแปร

MAXGEN คือ จำนวนรอบการคำนวณสูงสุด

NVAR คือ จำนวนของตัวแปร

PRECI คือ ความละเอียดของตัวแปร

GGAP คือ เจนเนอเรชั่นแก๊ป

FieldD คือ ตัวแทนของโครโมโซม

crtbp คือ ฟังก์ชันสำหรับใช้สร้างประชากรต้นกำเนิด

bs2rv คือ ฟังก์ชันสำหรับใช้แปลงค่าไบนารีสตริงเป็นค่าจำนวนจริง

objfun1 คือ ฟังก์ชันสำหรับใช้ประเมินฟังก์ชันวัตถุประสงค์

ObjV คือ เมตริกที่ใช้สำหรับเก็บค่าผลลัพธ์ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์

จาก GA อย่างง่ายในรูปไฟล์ MATLAB ข้างต้น GA จะเข้าสู่ while ลูป ขั้นตอนแรกของการวนลูป (Generational Loop) จะเป็นการกำหนดค่าฟิตเนสให้กับอินดิวิดวลอย่างเช่นการใช้แรงเบสฟิตเนส (Rank-Based Fitness) เป็นต้น

$$\text{FitnV} = \text{ranking}(\text{ObjV}) ;$$

FitnV คือ เวกเตอร์ที่ใช้เก็บผลลัพธ์ของค่าฟิตเนสซึ่งเป็นค่าจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์โดยผ่านการเรียงกิ่ง จากนั้น GA เข้าสู่การคัดเลือกโดยใช้ฟังก์ชัน select และมีการเรียกใช้ฟังก์ชัน sus

$$\text{SelCh} = \text{select}('sus', \text{Chrom}, \text{FitnV}, \text{GGAP}) ;$$

หลังจากการคัดเลือก SelCh จะเก็บค่าอินดิวิดวลมีขนาด $\text{GGAP} \times \text{NIND}$ จากประชากรเดิมใน Chrom ซึ่งอินดิวิดวลเหล่านี้ก็จะถูกนำไป Crossover โดยผ่านฟังก์ชัน recomb

$$\text{SelCh} = \text{recomb}('xovsp', \text{SelCh}, 0.7);$$

xovsp คือ ฟังก์ชันการ Crossover แบบจุดเดียวโดยใช้การ Crossover ด้วยความน่าจะเป็นเท่ากับ 0.7 เมื่อผ่านกระบวนการ Crossover แล้วจะได้กลุ่มของโครโมโซมใหม่ (Offspring) จากนั้นจะใช้ฟังก์ชันการ Mutation (mut)

$$\text{SelCh} = \text{mut}(\text{SelCh}) ;$$

เช่นเดียวกัน Offspring ที่ได้จะเก็บค่าในเมตริก SelCh

ObjVSel จะเก็บค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของ Offspring โดยคำนวณมาจาก

$$\text{ObjVSel} = \text{objfun1}(\text{bs2rv}(\text{SelCh}, \text{FieldD})) ;$$

เนื่องจากมีการใช้เงินเนอเรชั่นเก็บดังนั้นจำนวนของ Offspring จะน้อยกว่าขนาดประชากรดังนั้นจำเป็นต้องเรียกใช้ฟังก์ชัน Reinsertion (reins) เพื่อใส่ Offspring เข้าไปในประชากรปัจจุบัน

$$[\text{Chrom}, \text{ObjV}] = \text{reins}(\text{Chrom}, \text{SelCh}, 1, 1, \text{ObjV}, \text{ObjVSel}) ;$$

สุดท้ายตัวนับจำนวนเงินเนอเรชั่น (gen) โดย GA วางรูปจนกระทั่ง $\text{gen} = \text{MAXGEN}$ จากนั้น GA ก็จะหยุดกระบวนการหาคำตอบและผลลัพธ์ที่ได้ของ GA จะเก็บค่าในเมตริก ObjV

Chipperfield *et al.* (n.d.) ได้อธิบายถึงรายละเอียดของแต่ละฟังก์ชันใน GA Toolbox สำหรับ **crtrp function** เป็นฟังก์ชันที่ใช้สร้างประชากรต้นกำเนิดที่เป็นจำนวนจริง (real-valued)

$$\text{Chrom} = \text{crtrp}(\text{Nind}, \text{FieldDR})$$

ขั้นตอนแรกของ GA คือการสร้างประชากรต้นกำเนิดซึ่งประกอบด้วยอินดิวิดวลแบบสุ่ม โดย crtrp จะให้ผลลัพธ์ออกมาเป็นเมตริก Chrom ในลักษณะการสุ่มค่าซึ่งกระจายแบบยูนิฟอร์ม และ Chrom มีขนาด $N_{ind} \times N_{var}$ โดย N_{ind} คือจำนวนอินดิวิดวลในประชากร ส่วน N_{var} คือจำนวนตัวแปรในแต่ละอินดิวิดวลซึ่งได้ค่ามาจาก FieldDR นั่นคือ

$$N_{var} = \text{size}(\text{FieldDR}, 2)$$

FieldDR (FieldDescriptionRealvalue) คือเมตริกที่มีขนาด $2 \times N_{var}$ และมีสมาชิกเป็นขอบเขต (Boundary) ของแต่ละตัวแปรของอินดิวิดวลอันใดอันหนึ่งโดยแถวแรกเป็นขอบเขตล่าง

แถวที่สองเป็นขอบเขตบน สำหรับตัวอย่างการสร้างประชากรแบบสุ่มที่มี 6 อินดิวิดวลกับ 4 ตัวแปร ซึ่งการกำหนดขอบเขตตัวแปรตามตัวอย่างต่อไปนี้

```
FieldDR = [ -100 -50 -30 -20 ;    % ขอบเขตล่าง
            100  50  30  20 ];    % ขอบเขตบน
```

การสร้างประชากรเริ่มต้น

```
Chrom = crtp(6, FieldDR)
```

Chrom =

40.23	-17.17	28.95	15.38
82.06	13.26	13.35	-9.09
52.43	25.64	15.20	-2.54
-47.50	49.10	9.09	10.65
-90.50	-13.46	-25.63	-0.89
47.21	-25.29	7.89	-10.48

mutbga function เป็นฟังก์ชันที่ใช้ทำการ Mutation ประชากรที่เป็นจำนวนจริง

```
NewChrom = mutbga(OldChrom, FieldDR)
```

mutbga นำประชากรจำนวนจริงจาก OldChrom มาทำการMutationแต่ละตัวแปรด้วยความน่าจะเป็นที่กำหนดและให้ผลลัพธ์ประชากรหลังการ Mutation คือ NewChrom

ranking function เป็นฟังก์ชันที่ใช้หาฟิตเนสแบบเรียง-เบส (rank-based fitness)

```
FitnV = ranking(ObjV)
```

ranking จะจัดอันดับอินดิวิดวลตามค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (ObjV) และให้ผลลัพธ์เป็นคอลัมน์เวกเตอร์ที่มีสมาชิกตรงตามค่าฟิตเนสของอินดิวิดวล (FitnV) ซึ่งฟังก์ชันนี้จะใช้จัดอันดับอินดิวิดวลสำหรับการหาค่าต่ำสุด

recombin function เป็นฟังก์ชันใช้ทำการรีคอมบิเนชันตัวอินดิวิดวล

$$\text{NewChrom} = \text{recombin}(\text{REC_F}, \text{Chrom})$$

recombin จะทำการรีคอมบิเนชันอินดิวิดวลจากประชากรใน Chrom และให้ผลลัพธ์เป็นประชากรใหม่ NewChrom โดยที่แต่ละแถวของ Chrom และ NewChrom จะตรงกันในหนึ่งอินดิวิดวล REC_F คือสตริงซึ่งเป็นฟังก์ชันการรีคอมบิเนชันอย่างเช่น xovsp

reins function ทำหน้าที่ในการนำ Offspring ใส่เข้าไปในประชากร

$$[\text{Chrom}, \text{ObjVCh}] = \text{reins}(\text{Chrom}, \text{SelCh}, \text{SUBPOP}, \text{InsOpt}, \text{ObjVCh}, \text{ObjVSel})$$

reins ทำการใส่ Offspring เข้าไปในประชากรปัจจุบันโดยแทนที่พ่อแม่พันธุ์ (Parents) ด้วย Offspring และให้ผลลัพธ์เป็นประชากร ตัว Offspring จะเก็บอยู่ที่เมตริก SelCh สำหรับ Parents เก็บอยู่ในเมตริก Chrom ในแต่ละแถวของ Chrom และ SelCh จะตรงกันในหนึ่งอินดิวิดวล

SUBPOP เป็นออปชันพารามิเตอร์และแสดงถึงจำนวนของประชากรย่อย (Subpopulations) ใน Chrom และ SelCh

InsOpt เป็นออปชันนอลเวกเตอร์ด้วยค่าพารามิเตอร์สูงสุดเท่ากับ 2
InsOpt (1) ค่าสเกลาร์แสดงถึงวิธีที่ใช้ในการคัดเลือกสำหรับการแทนที่ Parents ด้วย Offspring

- 0 - การคัดเลือกแบบยูนิฟอร์ม Offspring แทนที่ Parents สุ่มแบบยูนิฟอร์ม
- 1 - การคัดเลือกแบบฟิตเนส-เบส Offspring แทนที่ Parents ที่มีค่าฟิตเนสน้อยสุด

InsOpt (2) ค่าสเกลาร์ของอัตราการ Reinsertion ของ Offspring ต่อประชากรย่อย เช่นเดียวกับส่วนหนึ่งของขนาดประชากรย่อยในย่าน $[0, 1]$

ObjVCh เป็นออพชันนอลคอลัมน์เวกเตอร์ที่มีสมาชิกเป็นค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอินดิวิดูวใน Chrom โดย ObjVCh มีความจำเป็นสำหรับฟิตเนส-เบส Reinsertion

ObjVSel เป็นออพชันนอลคอลัมน์เวกเตอร์ที่มีสมาชิกเป็นค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอินดิวิดูวใน SelCh โดย ObjVSel มีความจำเป็นต้องใช้ถ้าจำนวน Offspring มากกว่าจำนวน Offspring ที่จะถูกรีอินเสิร์ทเข้าไปในประชากร

rep เป็นฟังก์ชันการเรพริเคชันเมตริก MatIn โดยกำหนดจำนวนใน REPN และให้ผลลัพธ์การเรพริเคชันเมตริก MatOut

$$\text{MatOut} = \text{rep}(\text{MatIn}, \text{REPN})$$

REPN คือจำนวนการเรพริเคชันในทุกๆ ทิศทาง REPN(1) เป็นการระบุจำนวนของการเรพริเคชันในแนวตั้ง REPN(2) เป็นการระบุจำนวนของการเรพริเคชันในแนวนอน

select function เป็นการคัดเลือกอินดิวิดูวจากประชากร

$$\text{SelCh} = \text{select}(\text{SEL_F}, \text{Chrom}, \text{FitnV})$$

Select ทำการคัดเลือกอินดิวิดูวจากประชากรใน Chrom และให้ผลลัพธ์เป็นอินดิวิดูวที่ถูกคัดเลือกแล้วใส่กลับคืนเป็นประชากรใหม่ลงใน SelCh โดยในแต่ละแถวของ Chrom และ SelCh จะตรงกันในหนึ่งอินดิวิดูว

SEL_F เป็นสตริงและเก็บค่าที่เป็นชื่อของฟังก์ชันการคัดเลือกตัวอย่างเช่น sus

FitnV เป็นคอลัมน์เวกเตอร์ซึ่งเก็บค่าฟิตเนสของอินดิวิดวลใน Chrom ค่าฟิตเนสแสดงถึง ความน่าจะเป็นที่คาดหวัง (Expected Probability) ของการคัดเลือกในแต่ละอินดิวิดวล

sus function (Stochastic Universal Sampling)

$$\text{NewChrlx} = \text{sus}(\text{FitnV}, \text{Nsel})$$

sus เป็นฟังก์ชันที่มีความน่าจะเป็นในการคัดเลือกอินดิวิดวลจำนวน Nsel เพื่อการผลิตซ้ำ (Reproduction) ซึ่งสอดคล้องกับค่าฟิตเนสใน FitnV ของประชากรปัจจุบัน

xovmp function เป็นฟังก์ชันการCrossoverแบบหลายจุด

$$\text{NewChrom} = \text{xovmp}(\text{OldChrom}, \text{XOVR}, \text{Npt}, \text{Rs})$$

xovmp เป็นฟังก์ชันการCrossoverแบบหลายจุดระหว่างคู่อินดิวิดวลที่เก็บในประชากร ปัจจุบัน (OldChrom) และให้ผลลัพธ์เป็นประชากรใหม่ (NewChrom) โดยในแต่ละแถวของ OldChrom และ NewChrom จะตรงกันในหนึ่งอินดิวิดวล

XOVR เป็นออปชันนอลพารามิเตอร์ซึ่งระบุถึงอัตราการ Crossover

Npt เป็นออปชันนอลพารามิเตอร์ซึ่งเป็นการกำหนดถึงจำนวนการ Crossover

0 – ชัฟเฟิลCrossover (shuffle crossover)

1 – การCrossoverแบบจุดเดียว

2 – การCrossoverแบบสองจุด

Rs เป็นออปชันนอลพารามิเตอร์ซึ่งเป็นการกำหนดถึงการใช้การลดเซอรัโรเกท (reduced surrogate)

0 - ไม่ใช่

1 - ใช่

xovsp function เป็นฟังก์ชันการ Crossover แบบจุดเดียว

$$\text{NewChrom} = \text{xovsp}(\text{OldChrom}, \text{XOVR})$$

xovsp จะทำการ Crossover แบบจุดเดียวระหว่างคู่ของอินดิวิดวลที่เก็บอยู่ในประชากรปัจจุบัน (OldChrom) ตามค่าความน่าจะเป็นของการ Crossover (XOVR) และให้ผลลัพธ์ประชากรใหม่ (NewChrom) สำหรับ OldChrom จะเก็บโครโมโซมของประชากรปัจจุบันซึ่งแต่ละแถวจะตรงกับหนึ่งอินดิวิดวล

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

วัสดุและอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับทำงานวิจัยนี้ประกอบด้วย

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. ระบบปฏิบัติการ Window XP
3. โปรแกรม Microsoft Office
4. โปรแกรมช่วยวิเคราะห์ข้อมูลทางวิศวกรรม MATLAB 7.0
5. โปรแกรม MATPOWER

วิธีการ

จากปัญหาในการกำหนดตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่สุด เพื่อช่วยลดความสูญเสียกำลังไฟฟ้างานวิจัยนี้จะนำเสนอการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow) ร่วมกับขั้นตอนทางพันธุศาสตร์ (Genetic Algorithm: GA) ในการแก้ปัญหา โดยที่การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าเป็นการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้า ในส่วนของ GA เป็นวิธีการที่ใช้หาค่าความเหมาะสมที่สุดของปัญหา จากการที่ทราบค่าพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้าก่อนการติดตั้ง DG ทั้งหมดและโครงสร้างของวงจรก็คงที่ ดังนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่จะพิจารณาจึงขึ้นอยู่กับตำแหน่งและขนาดของ DG ซึ่งจะใช้วิธีการของ GA ในการหาค่าตำแหน่งและขนาด DG จากนั้นนำไปวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าเพื่อคำนวณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจากตำแหน่งและขนาด DG ดังกล่าว ซึ่งกระบวนการของ GA จะมีการคำนวณแบบวนรอบจนกระทั่งเข้าสู่คำตอบที่เหมาะสมที่สุดคือตำแหน่งและขนาดของ DG ที่ช่วยลดความสูญเสียกำลังไฟฟ้าให้ได้มากที่สุด

1. การกำหนดตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดความสูญเสีย โดยใช้ GA ร่วมกับ Load Flow

การกำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG ในระบบจำหน่ายที่เหมาะสมที่สุดโดยมีสมมุติฐานว่าข้อมูลทั้งหมดของระบบจำหน่ายก่อนการติดตั้ง DG อย่างเช่นลักษณะโครงสร้างวงจรที่ทราบจำนวนบัส ทราบค่าพารามิเตอร์ในหลายๆสายจำหน่าย ทุกๆบัส และกำหนดให้มีจำนวน DG เพียงตัวเดียวที่สามารถติดตั้งได้ในทุกๆ บัสในระบบจำหน่าย ยกเว้นที่บัสหนึ่งซึ่งเป็น Slack บัส ดังนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่พิจารณาก็จะขึ้นอยู่กับขนาดและตำแหน่งของ DG ที่ทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายทั้งหมดต่ำสุด

$$\min \sum_{line(i,j)=1}^n P_{loss_{line(i,j)}} \quad (52)$$

$$\text{โดยที่} \quad P_{loss_{line(i,j)}} = I_{line(i,j)}^2 R_{line(i,j)} \quad (53)$$

การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายภายใต้การประยุกต์ใช้กฎของเคอชอฟ (Kirchhoff's Current Law: KCL)

สำหรับเงื่อนไขของขอบเขตระดับแรงดัน พิกัดสาย และพิกัดกระแสฟอล์ทจะนำมาพิจารณาในระหว่างขั้นตอนการค้นหาคำตอบ

$$\text{ขอบเขตระดับแรงดัน} \quad V_{i_{\min}} \leq V_i \leq V_{i_{\max}} \quad (54)$$

$$\text{พิกัดสาย} \quad S_{line(i,j)} \leq S_{line(i,j)\max} \quad (55)$$

$$\text{พิกัดกระแสฟอล์ท} \quad I_i^f \leq I_{i_{\max}}^f \quad (56)$$

โดยที่

n คือ จำนวนสายจำหน่าย

i คือ บัส 1 ถึง N และ N คือจำนวนบัสทั้งหมด

$P_{loss_{line(i,j)}}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย $i - j$

$I_{line(i,j)}$	คือ กระแสในสาย $i-j$
$R_{line(i,j)}$	คือ ความต้านทานของสาย $i-j$
V_i	คือ ขนาดแรงดันที่บัส i ยกเว้นบัส $i=1$ ซึ่งเป็น Slack บัส
$V_{i_{min}}, V_{i_{max}}$	คือ ขอบเขตแรงดันที่บัส i
$S_{line(i,j)}$	คือ กำลังไฟฟ้าในสาย $i-j$
$S_{line(i,j)_{max}}$	คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดในสาย $i-j$
I_i^f	คือ กระแสฟอลต์ที่บัส i
$I_{i_{max}}^f$	คือ กระแสฟอลต์สูงสุดที่บัส i

จากความสัมพันธ์ระหว่างขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกระแสฟอลต์ (Vovos *et al.*, 2005) หาได้จากค่าแรงดันก่อนเกิดฟอลต์ (Prefault Voltage) ณ จุดที่เกิดฟอลต์และอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้า (อิมพีแดนซ์สายส่ง สายจำหน่าย หม้อแปลง และรีแอคแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) โดยทั่วไปอุปกรณ์ป้องกันจะทำงานหลังจากเกิดฟอลต์ซึ่งอยู่ในช่วงการตอบสนองแบบสับทรานเซียนท์ (Subtransient) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นจึงกำหนดให้ รีแอคแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบสับทรานเซียนท์

ค่ารีแอคแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่จะมีค่าประมาณ 15 – 20 เปอร์เซนต์ของค่ารีแอคแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฐาน แต่สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กจะมีค่าประมาณ 15 เปอร์เซนต์ การพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างค่ารีแอคแตนซ์ในรูปเปอร์ยูนิต $X_{p.u.}^g$ กับขนาด MVA ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า S^g แสดงได้ในรูปของฟังก์ชันต่อไปนี้

$$X_{p.u.}^g = f(S^g) \quad (57)$$

การเปลี่ยนค่าเปอร์ยูนิตรีแอคแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก MVA ที่มีฐาน S_b^g เป็นค่าฐาน MVA ของทั้งระบบคือ S_b

$$X_{p.u.} = X_{p.u.}^g \cdot \frac{S_b}{S_b^g} \Rightarrow X_{p.u.} = f(S^g) \cdot \frac{S_b}{S_b^g} \quad (58)$$

แต่จาก S_b^g เป็นขนาด MVA ของ S^g และ $X_{p.u.}$ เป็นฟังก์ชันของ S^g

$$X_{p.u.}(S^g) = f(S^g) \cdot \frac{S_b}{S^g} \quad (59)$$

จากสมการ (59) เป็นค่าโดยประมาณของค่ารีแอกแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์ $X_{p.u.}$ สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ที่มีขนาด S^g ที่ต่อเข้าไปในระบบไฟฟ้า ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีค่ารีแอกแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์สูงจะทำให้เกิดกระแสฟอลต์ต่ำ ขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่จะมีค่ารีแอกแตนซ์แบบสับทรานเซียนท์ต่ำแต่ทำให้เกิดกระแสฟอลต์สูง

จากการนำขั้นตอนทางพันธุศาสตร์มาใช้ร่วมกับการไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเพื่อกำหนดตำแหน่งและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่สุดเพื่อทำให้เกิดความสูญเสียกำลังไฟฟ้าต่ำสุด ในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล เนื่องจากการคำนวณจะใช้โปรแกรม MATLAB เป็นหลักซึ่งอาจแยกพิจารณาเป็นสองขั้นตอนคือขั้นตอนทางพันธุศาสตร์กับการไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

2. ขั้นตอนทางพันธุศาสตร์

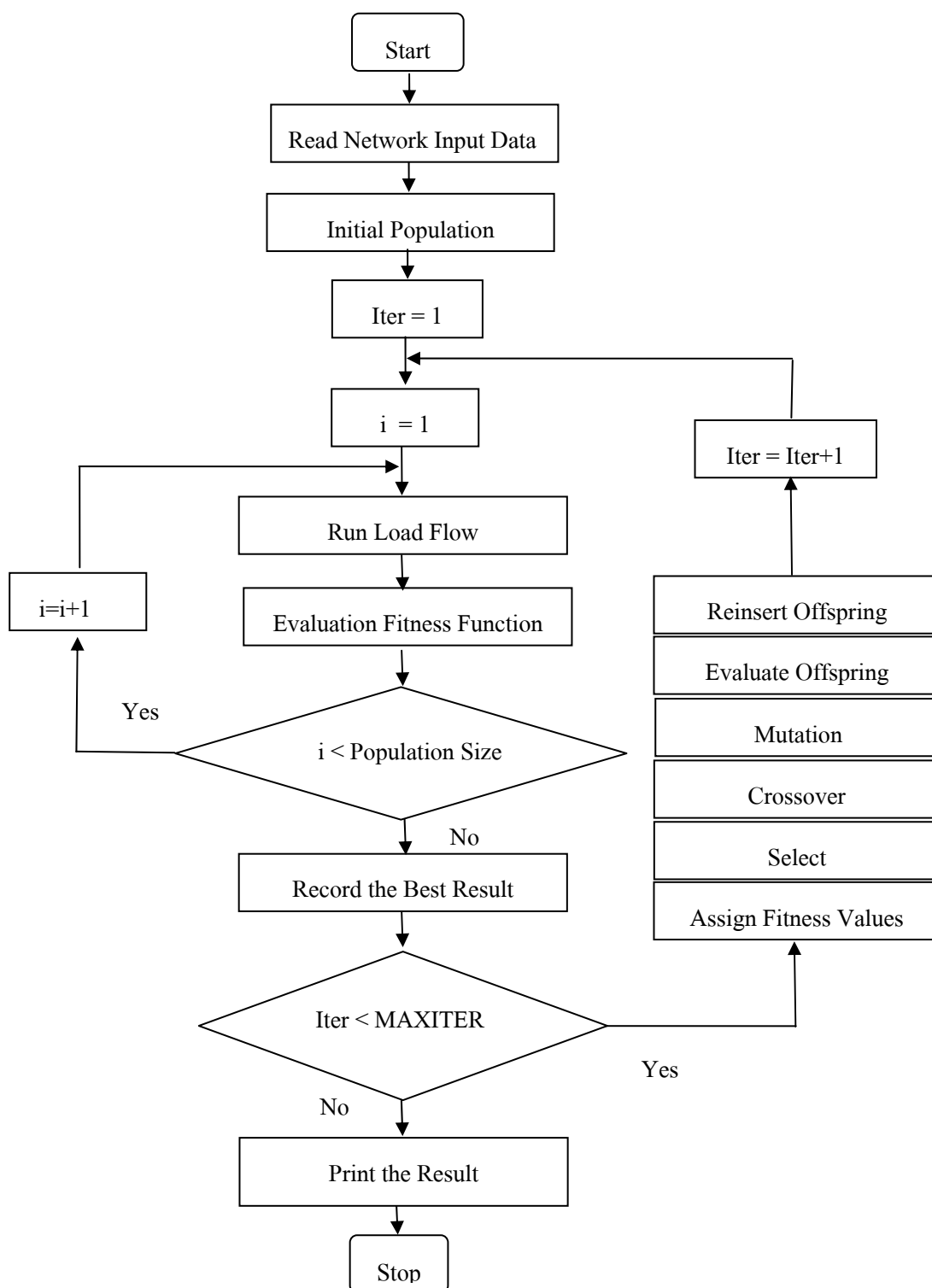
GA เป็นขั้นตอนการค้นหาซึ่งอยู่บนสมมุติฐานของการคัดเลือกตามธรรมชาติและเป็นกระบวนการค้นหามูลฐานของวิวัฒนาการของประชากรซึ่งเริ่มต้นด้วยกลุ่มของคำตอบเริ่มต้นขนาดใหญ่ คำตอบเหล่านี้อยู่ภายใต้การคัดเลือกจากค่าฟิตเนสและตัวปฏิบัติการอื่นๆ ของ GA ซึ่งช่วยในการค้นหาคำตอบ แต่ละคำตอบเรียกว่าโครโมโซม และกลุ่มของโครโมโซมถูกสร้างผ่านตัวปฏิบัติการ GA (Selection Crossover และ Mutation) ในแต่ละรุ่นของ GA ค่าฟิตเนสของแต่ละโครโมโซมจะถูกกำหนดขึ้นจนกระทั่งโครโมโซมที่มีค่าฟิตที่สุดเป็นตัวแทนจุดที่เหมาะสมที่สุดในพื้นที่การค้นหา ภายใต้เงื่อนไขที่แน่นอนได้รับการพิสูจน์แล้วว่าค่าฟิตเนสโดยเฉลี่ยได้รับการปรับปรุงจากรุ่นหนึ่งไปรุ่นต่อไป

สำหรับในงานวิจัยฉบับนี้ตัวแปรที่ต้องการหาคำตอบคือตำแหน่งบัส ขนาดกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DG ซึ่งจะพิจารณาใน 3 รูปแบบของการจ่ายกำลังไฟฟ้า คือ

1. กำหนดให้ DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน
2. กำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง
3. กำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน

3. การไหลกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

การคำนวณค่าต่างๆในระบบจำหน่ายจะมีทั้งก่อนการติดตั้ง DG และหลังจากติดตั้ง DG แล้ว เพื่อนำผลลัพธ์ที่ได้มาเปรียบเทียบกันทั้งในรูปของตารางและรูปภาพ โดยพิจารณาขนาดของโหลดในระบบจำหน่ายตามพิกัดโหลดติดตั้งนั้นคือขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ โหลด 80 เปอร์เซ็นต์และสุดท้ายเป็นขนาดโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดโหลดติดตั้งทั้งนี้เพื่อให้เกิดการเรียนรู้ครอบคลุมขนาดของโหลดที่แท้จริงซึ่งมักเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา



ภาพที่ 15 โฟลชาร์ตการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG

4. ขั้นตอนการกำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG โดยพิจารณาค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบต่ำสุด โดยใช้ GA ร่วมกับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

- 1) สร้างประชากรคำตอบของขนาดและตำแหน่ง DG แบบสุ่มค่าในย่านของขนาดและจำนวนบัสที่กำหนดพร้อมกับการกำหนดจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด
- 2) คำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าและความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจากคู่ของขนาดและตำแหน่ง DG
- 3) ตรวจสอบแรงดัน กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายและกระแสฟอลต์ซึ่งจะต้องไม่เกินพิกัดในทุกๆบัส ทุกๆ สายจำหน่ายสำหรับคู่ของขนาดและตำแหน่ง DG ที่ติดตั้งเพิ่มในระบบ
- 4) ถ้ากรณีคู่ของขนาดและตำแหน่ง DG ที่ทำให้ค่าของแรงดัน กำลังไฟฟ้าไหลในสายจำหน่ายและกระแสฟอลต์อยู่ในย่านที่ยอมรับได้ก็จะรับค่าขนาดและตำแหน่งนั้นในรอบการคำนวณถัดไปหรือไม่ก็ทิ้งขนาดและตำแหน่ง DG ที่ไม่ผ่านย่านที่กำหนดในข้อ 3) สำหรับรอบการคำนวณถัดไป จากนั้นเมื่อทำการบันทึกคำตอบของขนาดและตำแหน่งพร้อมกับค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า ณ รอบการคำนวณนั้นๆ ถ้ารอบการคำนวณเท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุดที่ตั้งค่าไว้ก็จะได้ขนาดและตำแหน่ง ณ ปัจจุบันซึ่งเป็นค่าที่ดีที่สุดจากนั้นจะจบการคำนวณ
- 5) ถ้ายังไม่ครบรอบการคำนวณก็จะนำประชากรคำตอบขนาดและตำแหน่ง DG (พ่อแม่พันธุ์) ที่มีความสามารถในการให้ผลลัพธ์ค่อนข้างดีหรือมีคุณภาพไปเข้าสู่กระบวนการของตัวปฏิบัติการ GA (Selection Crossover และ Mutation) จะได้ประชากรของคำตอบรุ่นใหม่ (รุ่นลูก) จากนั้นจะดำเนินการใส่จำนวนประชากรรุ่นลูก (Reinsert) เข้าไปในรวมกับประชากรเดิมโดยรุ่นลูกที่ดีที่สุดจะแทนที่พ่อแม่ที่ไม่มีคุณภาพแต่ยังคงมีขนาดประชากรโดยรวมเท่าเดิม
- 6) นำประชากรคำตอบที่ได้มาจากรุ่นลูกและพ่อแม่กลับไปขั้นตอนที่ 2

```

clear
clc
Nind=100;           % Number of individuals in the population
MAXGEN=25;          % Maximum no. of generations
% Input the boundaries of each value of variables for GA
Boundvar;
NUMDG=length(FieldDR); % Number of DGs
% Create a real-valued initial population
[Chrom]=crtrp(Nind,FieldDR);
gen=1;              % Counter
                    % Generational loop
while gen < MAXGEN,
    % Evaluation fitness function
    [ObjV]=objfun1(Nind,Chrom,NUMDG);
    % Record the best result in each population
    Result=restorebest(Chrom,ObjV,NUMDG);
    % Assign fitness values to entire population
    FitnV=ranking(ObjV);
    % Select individuals for breeding
    SelCh=select('sus',Chrom,FitnV);
    % Recombine individuals (crossover)
    SelCh=recombin('xovsp',SelCh,0.5);
    % Apply mutation
    SelCh=mutbga(SelCh,FieldDR);
    % Evaluate offspring , call objective function
    [ObjVSel]=objfun1(Nind,SelCh,NUMDG);
    % Reinsert offspring into population
    [Chrom ObjV]=reins(Chrom,SelCh,1,[0 0.5],ObjV,ObjVSel);
    % Increment counter
    gen=gen+1;
end
printoutdg(Result,MAXGEN,NUMDG); %Print the result

```

ภาพที่ 16 โปรแกรมหลักในการกำหนดตำแหน่งและขนาด DG ที่เหมาะสมที่สุด

5. ขั้นตอนของการคำนวณ

จากวัตถุประสงค์คือการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดโดยการค้นหาเพื่อให้ได้ค่าต่ำสุดของการสูญเสียกำลังไฟฟ้าซึ่งมีตัวแปรเป็นตำแหน่งและขนาดของ DG ดังนั้นการเริ่มต้นกระบวนการของ GA ในภาพที่ 16 จำเป็นต้องกำหนดรูปแบบตัวแทนของคำตอบที่มีคุณภาพหรือโครโมโซมซึ่ง

ในโครโมโซมจะประกอบด้วยตัวแปรของตำแหน่งบัสดัดตั้ง DG ขนาดกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน

สำหรับฟังก์ชันที่ใช้ในการสร้างประชากรต้นกำเนิดคือ *crtrp*

$$[Chrom] = crtrp(Nind, FieldDR)$$

โดยที่ ค่าอินพุตพารามิเตอร์ที่ใช้ในการสร้างประชากรคำตอบต้นกำเนิดประกอบด้วย

Nind คือ พารามิเตอร์ที่เก็บค่าสเกลาร์ของจำนวนอินดิวิดวลในประชากร

FieldDR คือ พารามิเตอร์ที่เก็บเมตริกซ์ที่มีขนาด $2 \times$ จำนวนตัวแปร (ตัวแปรเท่ากับ 3 กรณี DG หนึ่งตัว)

การกำหนดขอบเขตตัวแปรแบบจำนวนจริง (Real-Valued) ของตำแหน่งบัสดัดตั้ง DG ขนาดกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน ในรูปเมตริกซ์ชื่อ *FieldDR*

$$FieldDR = \begin{bmatrix} Locations & Real\ Power & Reactive\ Power \\ Locations & Real\ Power & Reactive\ Power \end{bmatrix} \begin{matrix} lb \\ ub \end{matrix}$$

Locations คือ ตัวแปรของตำแหน่งบัสดัดตั้ง DG

Real Power คือ ตัวแปรขนาดกำลังไฟฟ้าจริงของ DG

Reactive Power คือ ตัวแปรขนาดกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DG

lb คือ ขอบเขตล่างของตัวแปร

ub คือ ขอบเขตบนของตัวแปร

ค่าเอาต์พุตพารามิเตอร์ *Chrom* โดย *Chrom* คือ พารามิเตอร์ที่เก็บเมตริกซ์ของประชากรต้นกำเนิดที่มีขนาด $Nind \times 3$ ในแต่ละแถวจะเป็นค่าหนึ่งอินดิวิดวลโดยที่ค่าในหนึ่งคอลัมน์ใดๆเป็นค่าของตัวแปรซึ่งมีการกระจายในลักษณะยูนิฟอร์มอยู่ระหว่างค่าขอบเขตล่างและขอบเขตบนของตัวแปรซึ่งกำหนดในเมตริกซ์ ชื่อ *FieldDR* ข้างต้น

จากนั้นเริ่มเข้าสู่รอบการคำนวณของ GA ซึ่งได้มีการกำหนดรอบการคำนวณสูงสุด (*MAXGEN* หรือ *MAXITER*) ไว้แล้ว

ขั้นตอนแรกเป็นการประเมินหรือคำนวณค่าฟิตเนสด้วยฟังก์ชัน *objfun1*

$$[ObjV] = objfun1(Nind, Chrom, NUMDG)$$

โดยที่ ค่าอินพุตพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณค่าฟิตเนส คือ *Nind*, *Chrom* และ *NUMDG* โดย *NUMDG* คือจำนวน DG ที่จะติดตั้งในระบบ สำหรับค่าเอาต์พุตพารามิเตอร์ *ObjV* ซึ่ง *ObjV* คือ เมตริกซ์ที่เก็บค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์และฟังก์ชันนี้จะคำนวณค่าฟิตเนสด้วยโครโมโซมที่เป็นตัวแทนของตำแหน่งติดตั้ง DG ขนาดกำลังไฟฟ้าจริง และขนาดกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยขั้นตอนการคำนวณนี้ยังมีการเรียกใช้ฟังก์ชัน *lineflow*

$$[Ploss, Qloss, V, Ib, S, SL] = lineflow(Pg, Qg)$$

ซึ่งเป็นฟังก์ชันที่ใช้คำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าโดยมีอินพุตพารามิเตอร์คือ กำลังไฟฟ้าจริงของ DG (*Pg*) และกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DG (*Qg*) ส่วนเอาต์พุตพารามิเตอร์ คือค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (*Ploss*) ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (*Qloss*) แรงดันที่บัส (*V*) และกระแสในสายจำหน่าย (*Ib*) ผลลัพธ์จากการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าและค่าต่างๆในฟังก์ชันนี้จะนำไปใช้อีกฟังก์ชันหนึ่งคือ ฟังก์ชัน *fitnessfun*

$$[Fitn] = fitnessfun(TIfm, TIfmb, Ploss, Qloss, V, Ib, S, SL)$$

ฟังก์ชันนี้จะตรวจสอบเงื่อนไขของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) นั่นคือ ขอบเขตระดับแรงดัน กำลังไฟฟ้าในสายจำหน่ายและพิกัดกระแสฟอลต์ โดยที่ฟังก์ชันนี้จะมีค่าอินพุตพารามิเตอร์เพิ่มเติมคือ *TIfm*, *TIfmb* ซึ่งเป็นค่ากระแสฟอลต์ในแต่ละบัสและค่ากระแสฟอลต์ที่พิกัดตามลำดับ เมื่อตรวจสอบแล้วทุกค่าอยู่ภายใต้เงื่อนไขจากนั้นก็คำนวณค่าฟิตเนส จะได้เอาต์พุตพารามิเตอร์เป็นค่าฟิตเนส (*Fitn*)

$$Fitness = -\left(\frac{1}{Ploss}\right)$$

หรือกรณีที่เมื่อตรวจสอบเงื่อนไขของฟังก์ชันวัตถุประสงค์แล้วไม่ผ่านก็จะกำหนดให้ค่าฟิตเนสเท่ากับศูนย์เก็บใน (*Fitn*)

$$Fitness = 0$$

การดำเนินการในขั้นตอนของการประเมินหรือคำนวณค่าฟิตเนสนี้จะคำนวณค่าทุกๆ โครโมโซมซึ่งเป็นตัวแทนของคำตอบคือตำแหน่งบัส ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในเมตริกซ์ประชากร *Chrom* พร้อมกับเก็บค่าฟิตเนส (*Fitn*) ไว้ในเมตริกซ์ *ObjV* ณ รอบการคำนวณของ GA (Iteration) นั้นๆ

ขั้นตอนที่สองเรียกใช้งานฟังก์ชัน *restorebest* สำหรับบันทึกค่าคำตอบคือตำแหน่งบัส ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DG ณ Iteration ปัจจุบันที่ให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุด โดยบันทึกในเอาต์พุตพารามิเตอร์ *result*

$$result = restorebest(Chrom, ObjV, NUMDG)$$

ขั้นตอนที่สามหลังจากคำนวณค่าฟิตเนสของโครโมโซมในประชากรแล้วและเก็บค่าฟิตเนสไว้ในเมตริกซ์ *ObjV* ในขั้นตอนนี้จะให้คะแนนค่าฟิตเนสด้วยฟังก์ชัน *ranking*

$$FitnV = ranking(ObjV)$$

โดยที่โครโมโซมคำตอบที่ทำให้ได้ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าต่ำสุด(ค่าใน *ObjV* หรือ *Fitn* น้อยสุด) จะได้รับคะแนนค่าฟิตเนสสูงที่สุดนั้นแสดงว่าเป็นโครโมโซมที่มีคุณภาพเหมาะที่จะนำไปเป็นพ่อแม่พันธุ์ในขั้นตอนต่อไป สำหรับโครโมโซมที่ได้รับคะแนนน้อยๆ โอกาสในการนำไปเป็นพ่อแม่พันธุ์หรือนำไปใช้คำนวณในรอบถัดไปก็จะน้อยลง โดยเอาต์พุตพารามิเตอร์ *FitnV* จะเก็บคะแนนของค่าฟิตเนส

ขั้นตอนที่สี่เข้าสู่กระบวนการผ่านตัวปฏิบัติการของ GA คือ Selection Crossover และ Mutation ซึ่งมีการเรียกใช้ฟังก์ชันดังต่อไปนี้

การคัดเลือกโครโมโซมสำหรับเป็นพ่อแม่พันธุ์จะเรียกใช้ฟังก์ชัน *select* ซึ่งทำการคัดเลือกโครโมโซมใน *Chrom* ด้วยความน่าจะเป็นในการคัดเลือกจากฟังก์ชัน *sus* โดยพิจารณาจากคะแนนของค่าฟิตเนสใน *FitnV* กรณีที่โครโมโซมใดมีคะแนนค่าฟิตเนสสูงๆ ก็จะมีโอกาสที่จะได้รับการคัดเลือกมากกว่า สำหรับคะแนนค่าฟิตเนสซึ่งเก็บไว้ใน *FitnV* นี้จะสอดคล้องตรงกันกับตัวโครโมโซม นั้นๆ

$$SelCh = select('sus', Chrom, FitnV)$$

เมื่อผ่านฟังก์ชันการคัดเลือก *select* แล้วจะได้ประชากรคำตอบใหม่เก็บใน *SelCh* ซึ่งเป็นเมตริกซ์ขนาดเท่ากับ *Chrom* และภายในเมตริกซ์ก็จะประกอบด้วยประชากรคำตอบหรือโครโมโซมที่มีคุณภาพมากขึ้น

ตัวปฏิบัติการต่อมาคือการ Crossover ด้วยการเรียกใช้ฟังก์ชัน *recombin* ซึ่งจะดำเนินการ Crossover โครโมโซมใน *SelCh* ด้วยอัตราการ Crossover เท่ากับ 0.5 แบบจุดเดียว (*xovsp*) ผลลัพธ์ที่ได้ยังเก็บอยู่ที่เมตริกซ์ชื่อ *SelCh* เช่นเดิม

$$SelCh = recombin('xovsp', SelCh, 0.5)$$

ตัวปฏิบัติการอีกตัวคือการ Mutation จะเรียกใช้ฟังก์ชัน *mutbga* เพื่อทำการ Mutation โครโมโซมใน *SelCh* สำหรับอินพุตพารามิเตอร์ *FieldDR* เป็นตัวกำหนดว่าการ Mutation จะให้ผลลัพธ์ของโครโมโซมไม่ออกนอกขอบเขตที่กำหนดใน *FieldDR* หลังจากการ Mutation ผลลัพธ์ที่ได้ยังเก็บอยู่ที่เมตริกซ์ชื่อ *SelCh*

$$SelCh = mutbga(SelCh, FieldDR)$$

จบขั้นตอนที่สี่จะได้ประชากรคำตอบรุ่นลูกเก็บในเมตริกซ์ *SelCh* ซึ่งผ่านการถ่ายทอดลักษณะทางพันธุกรรมจากพ่อแม่พันธุ์ที่มีคุณภาพ

ขั้นตอนที่ห้าจะทำการประเมินหรือคำนวณค่าฟิตเนสด้วยฟังก์ชัน *objfun1* อีกครั้งหนึ่งโดยการใช้ประชากรคำตอบรุ่นลูกที่เก็บในเมตริกซ์ *SelCh*

$$[ObjV_{Sel}] = objfun1(Nind, SelCh, NUMDG)$$

ทำนองเดียวกันกับขั้นตอนแรกหลังจากคำนวณค่าฟิตเนสแล้วก็จะเก็บผลลัพธ์ไว้ใน *ObjV_{Sel}*

ขั้นตอนที่หกจะดำเนินการใส่จำนวนประชากรรุ่นลูก *SelCh* เข้าไปรวมกับประชากรพ่อแม่ *Chrom* โดยรุ่นลูกที่ดีที่สุดจะแทนที่พ่อแม่ที่ไม่มีคุณภาพแต่ยังคงมีขนาดประชากรผลลัพธ์เท่าเดิมนั่นคือจะใช้ประชากรรุ่นลูกกับประชากรพ่อแม่อย่างละครึ่ง

$$[Chrom \ ObjV] = reins(Chrom, SelCh, 1, [0 \ 0.5], ObjV, ObjV_{Sel})$$

หลังจากขั้นตอนที่หกจะได้ประชากรคำตอบเก็บในเมตริกซ์ *Chrom* พร้อมด้วยค่าฟิตเนสเก็บไว้ในเมตริกซ์ *ObjV* ณ รอบการคำนวณของ GA (Iteration) นั้นๆ จบขั้นตอนที่หกจะเพิ่มรอบการคำนวณขึ้นหนึ่งค่าแล้วเข้าสู่รอบการคำนวณใหม่ กระบวนการดำเนินไปจนกระทั่งรอบการคำนวณเท่ากับค่าสูงสุดที่ตั้งค่าไว้ (*MAXGEN* หรือ *MAXITER*) ก็จะหยุดกระบวนการค้นหาคำตอบและให้ผลลัพธ์ที่เหมาะสมที่สุด

6. กรณีศึกษา

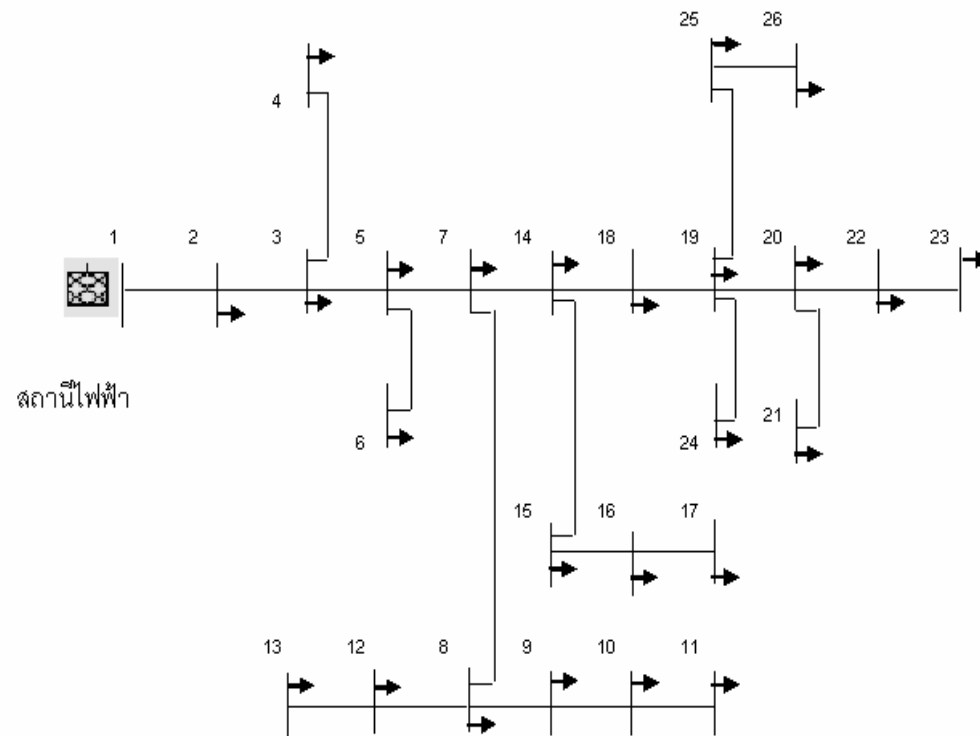
ข้อมูลระบบจำหน่ายที่ใช้เป็นกรณีศึกษาประกอบด้วย 3 ระบบโดยที่ระบบแรกที่ใช้ในการทดสอบเป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส 25 สายจำหน่าย โดยมีโหลดติดตั้งรวมทั้งหมดจำนวน 8.49 MW 5.28 MVA_r ซึ่งดัดแปลงมาจากส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำหรับความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้นในระบบมีจำนวน 11.68 kW คิดเป็น 0.14

เปอร์เซ็นต์ และความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนจำนวน 26.08 kVA_r คิดเป็น 0.5 เปอร์เซ็นต์ ลักษณะไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบแสดงดังภาพที่ 17

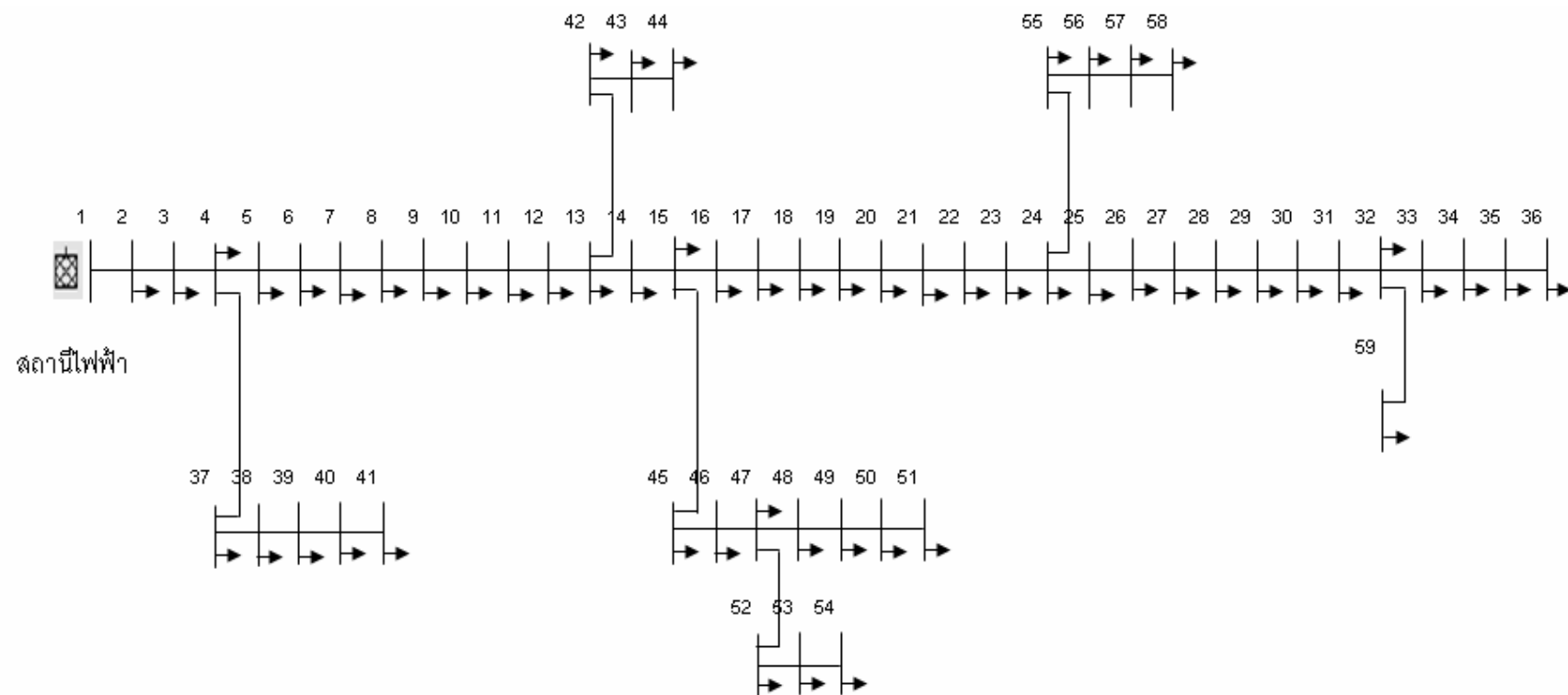
สำหรับระบบที่สองในภาพที่ 18 เป็นไดอะแกรมเส้นเดียวกรณีศึกษาาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส 58 สายจำหน่าย ซึ่งดัดแปลงมาจากส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเช่นเดียวกันกับระบบแรก โดยมีโหลดติดตั้งรวมทั้งหมดประมาณ 12.17 MW 6.71 MVA_r ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้นในระบบมีจำนวน 122.49 kW คิดเป็น 1.0 เปอร์เซ็นต์ และความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนจำนวน 279.41 kVA_r คิดเป็น 4.0 เปอร์เซ็นต์

สุดท้ายระบบที่สามในภาพที่ 19 เป็นไดอะแกรมเส้นเดียวกรณีศึกษาาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 50 บัส 49 สายจำหน่ายซึ่งดัดแปลงโดยผู้วิจัย (บุญฤทธิ์, 2552) เพื่อใช้ในการทดสอบผลการคำนวณเปรียบเทียบกับผลลัพธ์ของวิธี Analytical Methods โดยมีโหลดรวม 13.5 MW 7.4 MVA_r

ตารางที่ 3-5 เป็นข้อมูลระบบจำหน่าย 26 บัส 59 บัส และ 50 บัส ตามลำดับซึ่งประกอบด้วยขนาดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดในแต่ละบัสซึ่งเป็นขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ตามพิกัดติดตั้งโดยคิดจากจำนวนหม้อแปลงในระบบจำหน่ายที่เพาเวอร์แฟกเตอร์เท่ากับ 0.875 และข้อมูลสายจะเป็นค่าความต้านทานและค่ารีแอคแตนซ์ของสายในระบบเปอร์ยูนิตรวมถึงพิกัด MVA ของสาย

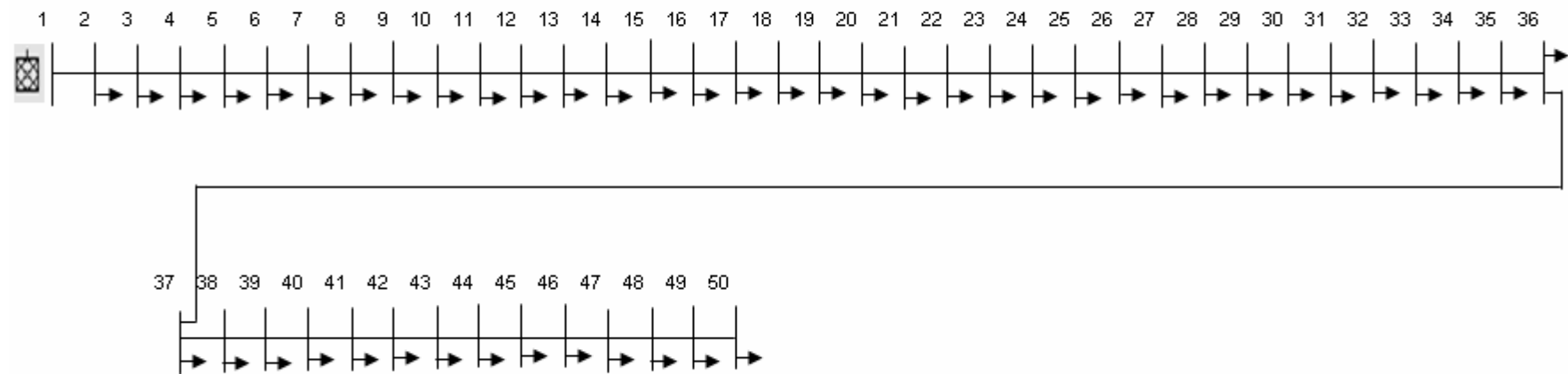


ภาพที่ 17 ไดอะแกรมเส้นเดียวกรณีศึกษาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส

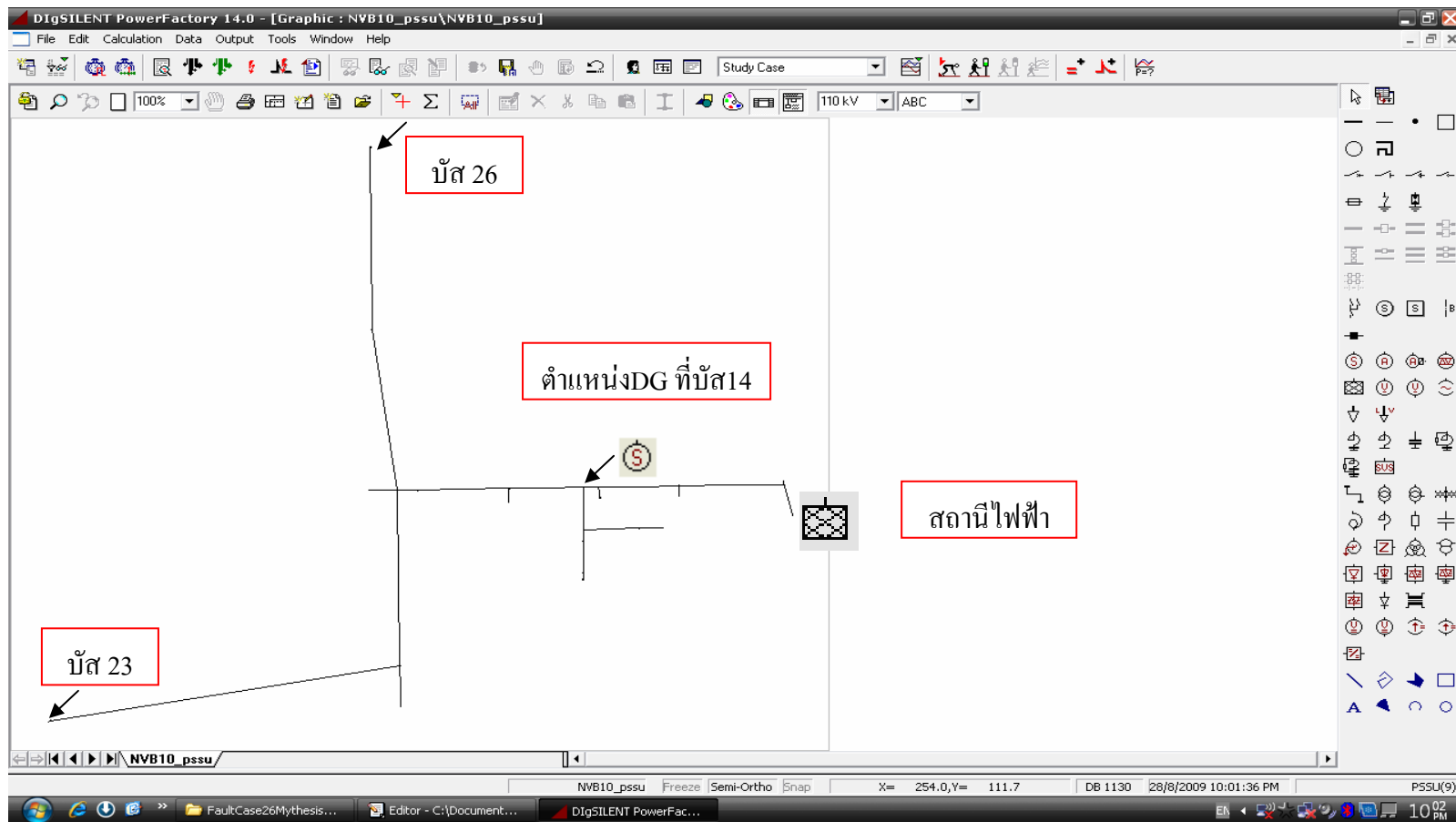


ภาพที่ 18 ไดอะแกรมเส้นเคเบิลกรณีสื่อหาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส

สถานีไฟฟ้า



ภาพที่ 19 ไดอะแกรมเส้นเดียวกรณีศึกษาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 50 บัส



ภาพที่ 20 แผนผังการจ่ายไฟฟ้าจาก DG กรณีศึกษาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส คัดแปลงจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 3 ข้อมูลระบบจำหน่าย 26 บัส ซึ่งประกอบด้วยขนาดของโหลดในแต่ละบัสทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในส่วนข้อมูลสายจำหน่ายประกอบด้วยค่าความต้านทาน ค่ารีแอคแตนซ์ ซึ่งทั้งสองค่าจะอยู่ในรูปเปอร์ยูนิต รวมถึงค่าพิกัด MVA ของสายจำหน่าย

ข้อมูลบัส			ข้อมูลสายจำหน่าย				
บัส	โหลด		จาก บัส	ถึง บัส	R (pu)	X (pu)	พิกัดสาย (MVA)
	(MW)	(MVA _r)					
1	0.000	0.000	1	2	0.000177	0.000319	20
2	0.369	0.221	2	3	0.000469	0.001089	20
3	0.369	0.221	3	4	0.000054	0.000129	20
4	0.369	0.221	3	5	0.000362	0.000840	20
5	0.369	0.221	5	6	0.000053	0.000127	20
6	0.369	0.221	5	7	0.000067	0.000156	20
7	0.369	0.221	7	8	0.000253	0.000498	16
8	0.369	0.221	8	9	0.000068	0.000134	16
9	0.369	0.221	9	10	0.000192	0.000377	16
10	0.369	0.221	10	11	0.000040	0.000078	16
11	0.369	0.221	8	12	0.000301	0.000592	16
12	0.369	0.221	12	13	0.000127	0.000250	16
13	0.369	0.221	7	14	0.000336	0.000780	20
14	0.369	0.221	14	15	0.000022	0.000054	20
15	0.369	0.221	15	16	0.000032	0.000075	20
16	0.369	0.221	16	17	0.000015	0.000036	20
17	0.214	0.076	14	18	0.000415	0.000963	20
18	0.272	0.210	18	19	0.000090	0.000210	20
19	0.369	0.221	19	20	0.000881	0.002045	20
20	0.369	0.221	20	21	0.000204	0.000473	20
21	0.369	0.221	20	22	0.001626	0.003772	20

ตารางที่ 3 (ต่อ)

ข้อมูลบัส			ข้อมูลสายจำหน่าย				
บัส	โหลด		จาก บัส	ถึง บัส	R (pu)	X (pu)	พิกัดสาย (MVA)
	(MW)	(MVA _r)					
22	0.369	0.221	22	23	0.000014	0.000034	20
23	0.250	0.200	19	24	0.000128	0.000297	20
24	0.250	0.200	19	25	0.000845	0.001960	20
25	0.250	0.200	25	26	0.000919	0.002131	20
26	0.250	0.200					

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2552)

ตารางที่ 4 ข้อมูลระบบจำหน่าย 59 บัส ซึ่งประกอบด้วยขนาดของโหลดในแต่ละบัสทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในส่วนข้อมูลสายจำหน่ายประกอบด้วยค่าความต้านทาน ค่ารีแอคแตนซ์ ซึ่งทั้งสองค่าจะอยู่ในรูปเปอร์เซ็นต์ รวมถึงค่าพิกัด MVA ของสายจำหน่าย

ข้อมูลบัส			ข้อมูลสายจำหน่าย				
บัส	โหลด		จาก บัส	ถึง บัส	R (pu)	X (pu)	พิกัดสาย (MVA)
	(MW)	(MVA _r)					
1	0.000	0.000	1	2	0.000266	0.000617	20
2	0.276	0.152	2	3	0.000217	0.000504	20
3	0.018	0.010	3	4	0.000131	0.000304	20
4	0.088	0.048	4	5	0.001818	0.004217	20
5	0.551	0.305	5	6	0.000357	0.000852	20
6	0.276	0.152	6	7	0.000350	0.000811	20
7	0.276	0.152	7	8	0.000684	0.001587	20
8	0.088	0.048	8	9	0.000075	0.000174	20

ตารางที่ 4 (ต่อ)

ข้อมูลบัส			ข้อมูลสายจำหน่าย				
บัส	โหลด		จาก บัส	ถึง บัส	R (pu)	X (pu)	พิกัดสาย (MVA)
	(MW)	(MVA _r)					
9	0.350	0.194	9	10	0.000501	0.001161	20
10	0.276	0.152	10	11	0.000642	0.001488	20
11	0.551	0.305	11	12	0.000375	0.000870	20
12	0.018	0.010	12	13	0.001092	0.002533	20
13	0.350	0.194	13	14	0.000556	0.001290	20
14	0.044	0.024	14	15	0.000482	0.001117	20
15	0.551	0.305	15	16	0.000801	0.001858	20
16	0.044	0.024	16	17	0.000551	0.001084	16
17	0.276	0.152	17	18	0.000258	0.000507	16
18	0.276	0.152	18	19	0.000576	0.001134	16
19	0.018	0.010	19	20	0.000425	0.000835	16
20	0.350	0.194	20	21	0.000472	0.000928	16
21	0.044	0.024	21	22	0.000143	0.000282	16
22	0.018	0.010	22	23	0.000151	0.000296	16
23	0.276	0.152	23	24	0.000532	0.001047	16
24	0.044	0.024	24	25	0.000214	0.000421	16
25	0.350	0.194	25	26	0.000149	0.000294	16
26	0.044	0.024	26	27	0.000149	0.000294	16
27	0.276	0.152	27	28	0.001344	0.002644	16
28	0.044	0.024	28	29	0.000475	0.000935	16
29	0.018	0.010	29	30	0.000447	0.000880	16
30	0.276	0.152	30	31	0.002009	0.003952	16
31	0.044	0.024	31	32	0.000755	0.001486	16

ตารางที่ 4 (ต่อ)

ข้อมูลบัส			ข้อมูลสายจำหน่าย				
บัส	โหลด		จาก บัส	ถึง บัส	R (pu)	X (pu)	พิกัดสาย (MVA)
	(MW)	(MVA _r)					
32	0.350	0.194	32	33	0.002040	0.004013	16
33	0.551	0.305	33	34	0.000679	0.001335	16
34	0.088	0.048	34	35	0.002319	0.004562	16
35	0.276	0.152	35	36	0.001262	0.002482	16
36	0.276	0.152	4	37	0.001210	0.000854	6
37	0.088	0.048	37	38	0.001210	0.000854	6
38	0.088	0.048	38	39	0.002456	0.001734	6
39	0.088	0.048	39	40	0.001239	0.000875	6
40	0.276	0.152	40	41	0.000146	0.000103	6
41	0.088	0.048	13	42	0.004377	0.002425	7
42	0.088	0.048	42	43	0.005415	0.003000	7
43	0.044	0.024	43	44	0.001897	0.001051	7
44	0.350	0.194	15	45	0.000436	0.001012	20
45	0.276	0.152	45	46	0.001850	0.004291	20
46	0.551	0.305	46	47	0.000437	0.001013	20
47	0.276	0.152	47	48	0.000822	0.001907	20
48	0.551	0.305	48	49	0.000505	0.001170	20
49	0.018	0.010	49	50	0.000932	0.002163	20
50	0.088	0.048	50	51	0.000453	0.000251	7
51	0.276	0.152	47	52	0.002631	0.001457	7
52	0.018	0.010	52	53	0.001095	0.000607	7
53	0.044	0.024	53	54	0.000306	0.000170	7
54	0.350	0.194	24	55	0.000205	0.000402	16
55	0.276	0.152	55	56	0.000424	0.000834	16

ตารางที่ 4 (ต่อ)

บัส	ข้อมูลบัส		จาก บัส	ถึง บัส	ข้อมูลสายจำหน่าย		พิกัดสาย (MVA)
	โหลด (MW)	(MVA _r)			R (pu)	X (pu)	
56	0.350	0.194	56	57	0.000356	0.000701	16
57	0.044	0.024	57	58	0.007182	0.005071	6
58	0.276	0.152	32	59	0.008451	0.005968	6
59	0.018	0.010					

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2552)

ตารางที่ 5 ข้อมูลระบบจำหน่าย 50 บัส ซึ่งประกอบด้วยขนาดของโหลดในแต่ละบัสทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในส่วนข้อมูลสายจำหน่ายประกอบด้วยค่าความต้านทาน ค่ารีแอคแตนซ์ ซึ่งทั้งสองค่าจะอยู่ในรูปเปอร์เซ็นต์ รวมถึงค่าพิกัด MVA ของสายจำหน่าย

บัส	ข้อมูลบัส		จาก บัส	ถึง บัส	ข้อมูลสายจำหน่าย		พิกัดสาย (MVA)
	โหลด (MW)	(MVA _r)			R (pu)	X (pu)	
1	0.000	0.000	1	2	0.000177	0.000319	20
2	0.276	0.152	2	3	0.000177	0.000319	20
3	0.276	0.152	3	4	0.000177	0.000319	20
4	0.276	0.152	4	5	0.000177	0.000319	20
5	0.276	0.152	5	6	0.000177	0.000319	20
6	0.276	0.152	6	7	0.000177	0.000319	20
7	0.276	0.152	7	8	0.000177	0.000319	20
8	0.276	0.152	8	9	0.000177	0.000319	20
9	0.276	0.152	9	10	0.000177	0.000319	20

ตารางที่ 5 (ต่อ)

ข้อมูลบัส			ข้อมูลสายจำหน่าย				
บัส	โหลด		จาก บัส	ถึง บัส	R (pu)	X (pu)	พิกัดสาย (MVA)
	(MW)	(MVA _r)					
10	0.276	0.152	10	11	0.000177	0.000319	20
11	0.276	0.152	11	12	0.000177	0.000319	20
12	0.276	0.152	12	13	0.000177	0.000319	20
13	0.276	0.152	13	14	0.000177	0.000319	20
14	0.276	0.152	14	15	0.000177	0.000319	20
15	0.276	0.152	15	16	0.000177	0.000319	20
16	0.276	0.152	16	17	0.000177	0.000319	20
17	0.276	0.152	17	18	0.000177	0.000319	20
18	0.276	0.152	18	19	0.000177	0.000319	20
19	0.276	0.152	19	20	0.000177	0.000319	20
20	0.276	0.152	20	21	0.000177	0.000319	20
21	0.276	0.152	21	22	0.000177	0.000319	20
22	0.276	0.152	22	23	0.000177	0.000319	20
23	0.276	0.152	23	24	0.000177	0.000319	20
24	0.276	0.152	24	25	0.000177	0.000319	20
25	0.276	0.152	25	26	0.000177	0.000319	20
26	0.276	0.152	26	27	0.000177	0.000319	20
27	0.276	0.152	27	28	0.000177	0.000319	20
28	0.276	0.152	28	29	0.000177	0.000319	20
29	0.276	0.152	29	30	0.000177	0.000319	20
30	0.276	0.152	30	31	0.000177	0.000319	20
31	0.276	0.152	31	32	0.000177	0.000319	20
32	0.276	0.152	32	33	0.000177	0.000319	20

ตารางที่ 5 (ต่อ)

ข้อมูลบัส			ข้อมูลสายจำหน่าย				
บัส	โหลด		จาก บัส	ถึง บัส	R (pu)	X (pu)	พิกัดสาย (MVA)
	(MW)	(MVA _r)					
33	0.276	0.152	33	34	0.000177	0.000319	20
34	0.276	0.152	34	35	0.000177	0.000319	20
35	0.276	0.152	35	36	0.000177	0.000319	20
36	0.276	0.152	36	37	0.000177	0.000319	20
37	0.276	0.152	37	38	0.000177	0.000319	20
38	0.276	0.152	38	39	0.000177	0.000319	20
39	0.276	0.152	39	40	0.000177	0.000319	20
40	0.276	0.152	40	41	0.000177	0.000319	20
41	0.276	0.152	41	42	0.000177	0.000319	20
42	0.276	0.152	42	43	0.000177	0.000319	20
43	0.276	0.152	43	44	0.000177	0.000319	20
44	0.276	0.152	44	45	0.000177	0.000319	20
45	0.276	0.152	45	46	0.000177	0.000319	20
46	0.276	0.152	46	47	0.000177	0.000319	20
47	0.276	0.152	47	48	0.000177	0.000319	20
48	0.276	0.152	48	49	0.000177	0.000319	20
49	0.276	0.152	49	50	0.000177	0.000319	20
50	0.276	0.152					

ที่มา: บุญฤทธิ์ (2552)

ผลและวิจารณ์

จากการวิจัยและทดสอบระบบจำหน่าย 2 ระบบซึ่งดัดแปลงมาจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประกอบด้วยระบบจำหน่าย 26 บัส ตามภาพที่ 17 และ 59 บัส ตามภาพที่ 18 ข้างต้นโดยที่ให้ผลลัพธ์จากการวิจัยและทดสอบดังนี้

สำหรับกรณีศึกษาในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส ก่อนมีการติดตั้ง DG ตามตารางที่ 6 ที่ขนาดพิกัดโหลดติดตั้ง 100 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งหมดจากสถานีไฟฟ้าต้นทางมายังโหลดโดยเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงประมาณ 11.68 kW เกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนประมาณ 26.08 kVAr เมื่อพิจารณาที่ขนาดโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดโหลดติดตั้งพบว่าเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงประมาณ 7.47 kW และเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนประมาณ 16.67 kVAr และที่ขนาดโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดโหลดติดตั้งพบว่าเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงประมาณ 2.91 kW และเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนประมาณ 6.50 kVAr

ตารางที่ 6 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส ก่อนการติดตั้ง DG

การจ่ายโหลด (ขนาดโหลด)	ระบบจำหน่าย 26 บัส ก่อนติดตั้ง DG					
	จ่ายจากสถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		Ploss	Qloss
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	(kW)	(kVAr)
100 %	8,509	5,311	8,497	5,285	11.68	26.08
80 %	6,801	4,249	6,794	4,232	7.47	16.67
50 %	4,242	2,659	4,239	2,652	2.91	6.50

โดยผลจากการคำนวณโดยละเอียดซึ่งได้จากโปรแกรม MATLAB ที่ผู้วิจัยในงานวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้สร้างและพัฒนาขึ้นซึ่งแสดงในภาคผนวก

ตารางที่ 7 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส ก่อนการติดตั้ง DG

การจ่ายโหลด (ขนาดโหลด)	ระบบจำหน่าย 59 บัส ก่อนติดตั้ง DG					
	จ่ายจากสถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		Ploss	Qloss
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	(kW)	(kVAr)
100 %	12,296	6,997	12,174	6,718	122.49	279.41
80 %	9,813	5,560	9,735	5,383	77.75	177.35
50 %	6,120	3,424	6,090	3,356	30.01	68.46

ทำนองเดียวกันผลของกรณีศึกษาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส ก่อนมีการติดตั้ง DG ตามตารางที่ 7 ที่ขนาดพิกัดโหลดติดตั้ง 100 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งหมดจาก สถานีไฟฟ้าต้นทางมายังโหลดโดยเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงประมาณ 122.49 kW เกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนประมาณ 279.41 kVAr เมื่อพิจารณาที่ขนาดโหลด 80 เปอร์เซ็นต์พบว่า เกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงประมาณ 77.75 kW และเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนประมาณ 177.35 kVAr และที่ขนาดโหลด 50 เปอร์เซ็นต์พบว่าเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงประมาณ 30.01 kW และเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนประมาณ 68.46 kVAr

หลังจากติดตั้ง DG สรุปผลในตารางที่ 8 โดยพิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดระดับแรงดัน และพิกัดสาย พบว่าเมื่อพิจารณาให้ DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน จ่ายเฉพาะ กำลังไฟฟ้าจริง และจ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยมีขนาดของโหลดทั้งแบบ 100 เปอร์เซ็นต์ 80 เปอร์เซ็นต์ และโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดโหลดติดตั้งจะได้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการที่จะทำให้อำนาจไฟฟ้าสูญเสียที่น้อยที่สุดคือบัสที่ 14 จากระบบที่ทำการทดสอบ 26 บัส สำหรับกรณีที่ DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนจะมีผลให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าลดลงมากที่สุด ประมาณ 85 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีก่อนที่จะมีการติดตั้ง DG ในตารางที่ 6 และความสูญเสียกำลังไฟฟ้าลดลงน้อยที่สุดประมาณ 24 เปอร์เซ็นต์เมื่อกำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือนในตารางที่ 5 เมื่อพิจารณาขนาดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG ทั้งที่กำหนดให้ DG จ่ายทั้ง กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนหรือกำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง พบว่าขนาด

ของ DG ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงให้ระบบมีขนาดเท่าๆ กันคือ ที่ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ ขนาด DG ประมาณ 6.95 MW ที่ขนาดโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ ขนาด DG ประมาณ 5.56 MW และที่ขนาดโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ ขนาด DG ประมาณ 3.46 MW ทำนองเดียวกันเมื่อพิจารณาขนาดการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DG เข้าระบบทั้งที่กำหนดให้ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนหรือกรณีกำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน พบว่าขนาดของ DG ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเข้าระบบมีขนาดใกล้เคียงกันคือ ที่ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ ขนาด DG ประมาณ 4.37 MVA_r ที่ขนาดโหลด 80 เปอร์เซ็นต์ ขนาด DG ประมาณ 3.49 MVA_r และที่ขนาดโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ ขนาด DG ประมาณ 2.19 MVA_r

การพิจารณาผลกระทบด้านพิบัติระดับแรงดัน พิกัดสาย และกระแสฟอลต์ในตารางที่ 9 เปรียบเทียบกับการพิจารณาผลกระทบเฉพาะด้านพิบัติระดับแรงดันและพิกัดสายในตารางที่ 8 พบว่าด้วยการจำกัดกระแสฟอลต์ในระบบไม่ให้เกินพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันในงานวิจัยนี้พิจารณาขนาด IC (Interrupting Capacity) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ด้วยตัวคูณ 1.1-1.4 (ตัวคูณขึ้นอยู่กับความเร็วของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานเร็วกว่า ตัวคูณจะมีค่ามากกว่า) (Mercede, 1994) มีผลให้ขนาดของ DG ที่คำนวณได้เล็กลงและตำแหน่งบัสก็อาจเปลี่ยนแปลงไปจากการพิจารณาเฉพาะพิบัติระดับแรงดันและพิกัดสายตาม ตารางที่ 8 และจากผลของการพิจารณาผลกระทบด้านพิบัติกระแสฟอลต์รวมด้วยในตารางที่ 9 นั้น เมื่อพิจารณาตัวคูณที่ 1.1 จะพบว่าตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดคือบัสที่ 19 โดย DG มีขนาดประมาณ 2.72 MW 1.90 MVA_r และมีผลให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าลดลงประมาณ 60 เปอร์เซ็นต์ เมื่อพิจารณาตัวคูณที่เพิ่มขึ้นอย่างเช่นที่ค่าตัวคูณเท่ากับ 1.4 พบว่าตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดคือบัสที่ 14 โดย DG มีขนาดประมาณ 6.94 MW 4.37 MVA_r และมีผลให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าลดลงประมาณ 85 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งโดยสรุปแล้วผลกระทบที่เกิดขึ้นคือ การที่ตัวคูณค่าน้อยๆ จะจำกัดให้ DG ที่คำนวณได้มีขนาดเล็กลง ดังนั้นในการช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ระบบก็ลดลงด้วยซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงไม่มากแต่เมื่อพิจารณาที่ตัวคูณมากขึ้นจะทำให้ DG ที่คำนวณได้มีขนาดใหญ่ขึ้นและจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ระบบได้มากขึ้นด้วยเช่นกันซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงมากกว่า

สำหรับตารางที่ 10-11 เป็นผลการทดสอบของระบบจำหน่าย 59 บัส ซึ่งให้ผลการเปรียบเทียบทำนองเดียวกันกับระบบจำหน่าย 26 บัส ในตารางที่ 8-9 แต่กรณีที่กำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือนตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามตารางที่ 10

ตารางที่ 8 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส หลังจากติดตั้ง DG โดยพิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดแรงดันและพิกัดสาย

ระบบจำหน่าย 26 บัส หลังจากติดตั้ง DG											
DG จ่าย (ขนาดโหลด)	DG	ขนาด DG		จ่ายจาก สถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		Losses		หลังติดตั้ง DG Losses เปลี่ยนแปลง (%)	
	Bus No.	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	Ploss	Qloss
P,Q(โหลด100%)	14	6,945	4,379	1,554	910	8,497	5,285	1.74	3.93	-85.10	-84.93
P,Q (โหลด80%)	14	5,562	3,493	1,234	742	6,794	4,232	1.11	2.52	-85.14	-84.88
P,Q (โหลด50%)	14	3,469	2,188	770	465	4,239	2,652	0.43	0.98	-85.22	-84.92
P (โหลด100%)	14	6,951	0	1,551	5,295	8,497	5,285	4.55	10.19	-61.04	-60.93
P (โหลด80%)	14	5,558	0	1,239	4,239	6,794	4,232	2.91	6.52	-61.04	-60.89
P (โหลด50%)	14	3,467	0	773	2,655	4,239	2,652	1.14	2.55	-60.82	-60.77
Q (โหลด100%)	14	0	4,375	8,506	930	8,497	5,285	8.86	19.78	-24.14	-24.16
Q (โหลด80%)	14	0	3,501	6,800	744	6,794	4,232	5.66	12.64	-24.23	-24.18
Q (โหลด50%)	14	0	2,191	4,241	466	4,239	2,652	2.20	4.92	-24.40	-24.31

ตารางที่ 9 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 26 บัส หลังจากติดตั้ง DG โดยพิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดแรงดัน พิกัดสาย และกระแสฟอลต์ โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนที่ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์

ระบบจำหน่าย 26 บัส หลังจากติดตั้ง DG											
ตัวคูณ * หา IC เซอร์กิต เบรกเกอร์	ตำแหน่ง DG	ขนาด DG		จ่ายจาก สถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		Losses		หลังติดตั้ง DG Losses เปลี่ยนแปลง (%)	
	(Bus No.)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	Ploss	Qloss
1.1	19	2,723	1,901	5,779	3,395			4.70	10.40	-59.76	-60.12
1.2	14	5,905	3,412	2,594	1,878	8,497	5,285	2.04	4.55	-82.53	-82.55
1.3	14	6,941	4,371	1,557	918			1.74	3.93	-85.10	-84.93
1.4	14	6,945	4,379	1,554	910			1.74	3.93	-85.10	-84.93

หมายเหตุ * ตัวคูณขึ้นอยู่กับความเร็วของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานเร็วกว่า ตัวคูณจะมีค่ามากกว่า

ตารางที่ 10 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส หลังจากติดตั้ง DG โดยพิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดแรงดันและพิกัดสาย

ระบบจำหน่าย 59 บัส หลังจากติดตั้ง DG											
DG จ่าย (ขนาดโหลด)	DG	ขนาด DG		จ่ายจาก สถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		Losses		หลังติดตั้ง DG Losses เปลี่ยนแปลง (%)	
	Bus No.	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	Ploss	Qloss
P,Q(โหลด100%)	18	9,043	5,031	3,148	1,722	12,174	6,718	16.95	34.62	-86.16	-87.61
P,Q (โหลด80%)	18	7,204	4,000	2,542	1,406	9,735	5,383	10.84	22.14	-86.06	-87.52
P,Q (โหลด50%)	18	4,508	2,497	1,586	868	6,090	3,356	4.23	8.63	-85.90	-87.39
P (โหลด100%)	18	9,024	0	3,192	6,810	12,174	6,718	41.62	91.78	-66.02	-67.15
P (โหลด80%)	18	7,213	0	2,549	5,441	9,735	5,383	26.51	58.46	-65.90	-67.04
P (โหลด50%)	18	4,509	0	1,592	3,379	6,090	3,356	10.24	22.58	-65.88	-67.02
Q (โหลด100%)	17	0	5,230	12,270	1,706	12,174	6,718	96.12	218.28	-21.53	-21.88
Q (โหลด80%)	17	0	4,157	9,796	1,365	9,735	5,383	61.23	139.04	-21.25	-21.60
Q (โหลด50%)	17	0	2,563	6,114	847	6,090	3,356	23.80	54.05	-20.69	-21.05

ตารางที่ 11 สรุปผลการทดสอบระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 59 บัส หลังจากติดตั้ง DG โดยพิจารณาผลกระทบทางด้านพิกัดแรงดัน พิกัดสาย และกระแส
ฟลักซ์ โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนที่ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์

ระบบจำหน่าย 59 บัส หลังจากติดตั้ง DG											
ตัวคูณ * หา IC เซอร์กิต เบรกเกอร์	ตำแหน่ง DG	ขนาด DG		จ่ายจาก สถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		Losses		หลังติดตั้ง DG Losses เปลี่ยนแปลง (%)	
	(Bus No.)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	Ploss	Qloss
1.1	25	1,767	1,190	10,486	5,708			79.03	180.46	-35.48	-35.41
1.2	25	3,504	2,377	8,718	4,450	12,174	6,718	48.05	109.33	-60.77	-60.87
1.3	20	5,911	3,128	6,290	3,651			27.52	60.60	-77.53	-78.31
1.4	20	7,783	4,253	4,409	2,503			18.08	37.92	-85.24	-86.43

หมายเหตุ * ตัวคูณขึ้นอยู่กับความเร็วของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานเร็วกว่า ตัวคูณจะมีค่ามากกว่า

ตารางที่ 12-13 แสดงสัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG เทียบกับจ่ายจากสถานีไฟฟ้าเป็นเปอร์เซ็นต์ให้กับระบบจำหน่ายผลของกรณีศึกษาในระบบจำหน่าย 26 บัส ตารางที่ 12 พบว่า DG มีสัดส่วนการจ่ายประมาณ 82 เปอร์เซ็นต์ ของความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าทั้งหมดและระบบจำหน่าย 59 บัส ตารางที่ 13 DG มีสัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าประมาณ 74-75 เปอร์เซ็นต์ ของความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า โดยในส่วนความต้องการกำลังไฟฟ้าที่เหลือจะจ่ายจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง

แต่อย่างไรก็ตามในงานของ Willis (2000) กล่าวถึงการใช้กฎ 2/3 หรือวิธีการวิเคราะห์ (Analytical Methods) เพื่อศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบต่ำสุดโดยกำหนดให้ DG มีเพาเวอร์แฟกเตอร์เท่ากับหนึ่งและการใช้กฎ 2/3 เพื่อวางตำแหน่ง DG ในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลจะพิจารณาให้การกระจายโหลดเป็นแบบยูนิฟอร์มซึ่งกฎดังกล่าวได้แนะนำว่าให้ติดตั้ง DG ที่มีขนาดประมาณ 2/3 หรือ 67 เปอร์เซ็นต์ของกำลังไฟฟ้าทั้งหมดที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้า ณ ตำแหน่งประมาณ 2/3 ของระบบแบบเรเดียลแต่การใช้กฎนี้ไม่ได้พิจารณาถึงข้อจำกัดของพิกัดสาย

ดังนั้นเมื่อพิจารณาจากผลการทดสอบของระบบ 26 บัส และ 59 บัส ในตารางที่ 12-13 ดังที่กล่าวข้างต้นจะพบว่าสัดส่วนของการจ่ายกำลังไฟฟ้าอาจไม่ใกล้เคียงกับกฎของ Willis (2000) ทั้งนี้เนื่องจากระบบที่ทำการทดสอบเป็นระบบซึ่งดัดแปลงมาจากบางส่วนของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งเป็นระบบที่ใช้งานจริงโดยที่ทั้งสองระบบนี้ยังมีสายจำหน่ายแยกย่อยออกไปจากสายจำหน่ายหลักและลักษณะโหลดก็กระจายไปตามบัสต่างๆ ในลักษณะที่ไม่อยู่ในรูปแบบที่ยูนิฟอร์ม รวมทั้งการทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กรณีตารางที่ 12-13 ยังพิจารณาถึงข้อจำกัดด้านแรงดัน และพิกัดของสาย ซึ่งต่างจากกฎ 2/3 ในหลายๆ ประเด็น

งานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ดัดแปลงระบบจำหน่ายแบบเรเดียล 50 บัส ในภาพที่ 19 ข้างต้นขึ้นมาเพื่อทดสอบผลการคำนวณเพิ่มเติมโดยกำหนดเงื่อนไขต่างๆ ให้ใกล้เคียงกับกฎ 2/3 กล่าวคือ ในระบบ 50 บัส นี้เป็นแบบเรเดียลเส้นเดียวตลอดสายไม่มีการแยกย่อยของสายจำหน่าย การกำหนดลักษณะโหลดเป็นแบบยูนิฟอร์มตลอดทั้งสาย และไม่พิจารณาข้อจำกัดของพิกัดสาย ผลลัพธ์ที่ได้ตามตารางที่ 14 พบว่าสัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ที่เหมาะสมที่ทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าต่ำสุดคือประมาณ 67 เปอร์เซ็นต์ โดยมีตำแหน่งบัสที่เหมาะสมคือบัส 34 ซึ่งเป็นตำแหน่งประมาณ 2/3 ของจำนวนบัสทั้งหมด 50 บัส ซึ่งสอดคล้องกับงานของ Willis (2000) ข้างต้น

ตารางที่ 12 สัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ของระบบจำหน่าย 26 บัส

ระบบจำหน่าย 26 บัส หลังจากติดตั้ง DG											
DG จ่าย (ขนาดโหลด)	DG	ขนาด DG		จ่ายจาก สถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		Losses		สัดส่วนการ จ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG	
	Bus No.	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	P (%)	Q (%)
P,Q(โหลด100%)	14	6,945	4,379	1,554	910	8,497	5,285	1.74	3.93	81.72	82.80
P,Q (โหลด80%)	14	5,562	3,493	1,234	742	6,794	4,232	1.11	2.52	81.85	82.49
P,Q (โหลด50%)	14	3,469	2,188	770	465	4,239	2,652	0.43	0.98	81.83	82.47
P (โหลด100%)	14	6,951	0	1,551	5,295	8,497	5,285	4.55	10.19	81.76	0.00
P (โหลด80%)	14	5,558	0	1,239	4,239	6,794	4,232	2.91	6.52	81.77	0.00
P (โหลด50%)	14	3,467	0	773	2,655	4,239	2,652	1.14	2.55	81.77	0.00
Q (โหลด100%)	14	0	4,375	8,506	930	8,497	5,285	8.86	19.78	0.00	82.47
Q (โหลด80%)	14	0	3,501	6,800	744	6,794	4,232	5.66	12.64	0.00	82.48
Q (โหลด50%)	14	0	2,191	4,241	466	4,239	2,652	2.20	4.92	0.00	82.46

ตารางที่ 13 สัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ของระบบจำหน่าย 59 บัส

ระบบจำหน่าย 59 บัส หลังจากติดตั้ง DG											
DG จ่าย (ขนาดโหลด)	DG	ขนาด DG		จ่ายจาก สถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		losses		สัดส่วนการ จ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG	
	Bus No.	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	P (%)	Q (%)
P,Q(โหลด100%)	18	9,043	5,031	3,148	1,722	12,174	6,718	16.95	34.62	74.18	74.50
P,Q (โหลด80%)	18	7,204	4,000	2,542	1,406	9,735	5,383	10.84	22.14	73.92	74.00
P,Q (โหลด50%)	18	4,508	2,497	1,586	868	6,090	3,356	4.23	8.63	73.97	74.21
P (โหลด100%)	18	9,024	0	3,192	6,810	12,174	6,718	41.62	91.78	73.87	0.00
P (โหลด80%)	18	7,213	0	2,549	5,441	9,735	5,383	26.51	58.46	73.89	0.00
P (โหลด50%)	18	4,509	0	1,592	3,379	6,090	3,356	10.24	22.58	73.92	0.00
Q (โหลด100%)	17	0	5,230	12,270	1,706	12,174	6,718	96.12	218.28	0.00	75.40
Q (โหลด80%)	17	0	4,157	9,796	1,365	9,735	5,383	61.23	139.04	0.00	75.28
Q (โหลด50%)	17	0	2,563	6,114	847	6,090	3,356	23.80	54.05	0.00	75.16

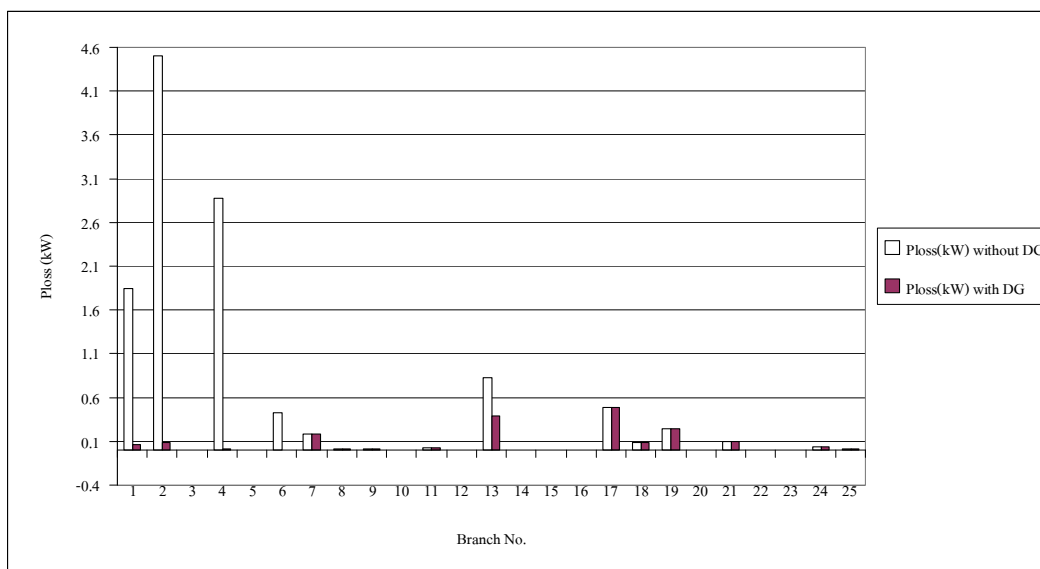
ตารางที่ 14 สัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ของระบบจำหน่าย 50 บัส

ระบบจำหน่าย 50 บัส หลังจากติดตั้ง DG											
DG จ่าย (ขนาดโหลด)	DG	ขนาด DG		จ่ายจาก สถานีไฟฟ้า		โหลดรวม		losses		สัดส่วนการ จ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG	
	Bus No.	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	P (%)	Q (%)
P,Q(โหลด100%)	34	9,119	5,034	4,413	2,429	13,524	7,448	8.23	14.83	67.43	67.59
P (โหลด100%)	34	9,112	0	4,436	7,491	13,524	7,448	23.83	42.94	67.37	0.00
Q (โหลด100%)	34	0	5,088	13,583	2,467	13,524	7,448	59.37	107.01	0.00	68.31

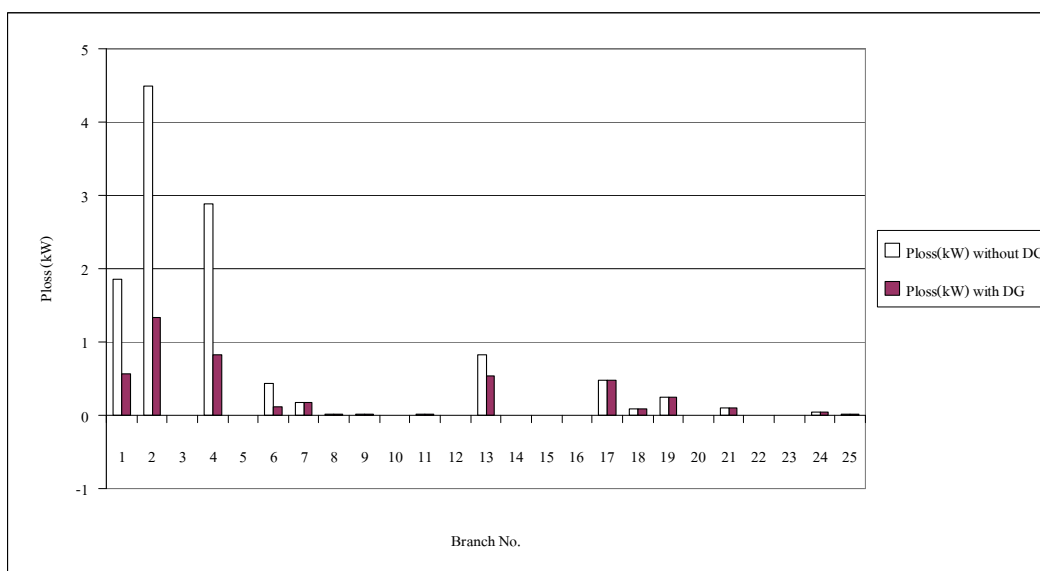
กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายของระบบจำหน่าย 26 บัส ที่กำหนดให้ DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในภาพที่ 21 โดยมีขนาดโหลด 100 เปอร์เซนต์เป็นการเปรียบเทียบกันระหว่างก่อนและหลังจากติดตั้ง DG ซึ่งหลังจากติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดคือบัส 14 จะมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมทั้งระบบลดลงค่อนข้างมีนัยสำคัญทั้งนี้เนื่องจากตำแหน่งและขนาดของ DG ที่ได้จากการทดสอบนี้จะช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าแทนการจ่ายจากสถานีไฟฟ้าต้นทางในสัดส่วนที่เหมาะสมและช่วยลดการสูญเสียในสายจำหน่ายที่เกิดขึ้นเปรียบเทียบกับก่อนการติดตั้ง DG เนื่องจากความต้านทานในสายของระบบจำหน่ายแบบเรเดียลซึ่งมีค่าค่อนข้างสูงโดยความสูญเสียนี้นอกจากจะขึ้นอยู่กับความต้านทานของสายจำหน่ายแล้วยังขึ้นอยู่กับโหลดของระบบนั้นๆ กล่าวคือยิ่งระบบมีโหลดมากการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นทางซึ่งอาจอยู่ห่างจากตำแหน่งโหลดก็จะทำให้เกิดความสูญเสียกำลังไฟฟ้ามากตามไปด้วยเพราะต้องจ่ายกระแสค่อนข้างสูงจากสถานีไฟฟ้าต้นทางไปยังโหลดที่อยู่ห่างไกลดังนั้นการกำหนดขนาดและตำแหน่ง DG ที่เหมาะสมจะช่วยลดความสูญเสียได้มาก

ภาพที่ 22 เป็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายของระบบจำหน่าย 26 บัส ที่กำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลด 100 เปอร์เซนต์เช่นเดียวกับภาพที่ 21 โดยมีตำแหน่งบัสที่เหมาะสมที่สุดคือบัส 14 เมื่อพิจารณาผลที่เกิดขึ้นจะพบว่าในภาพที่ 22 โดยเปรียบเทียบแล้วกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงใกล้เคียงกับภาพที่ 21 ที่ DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน

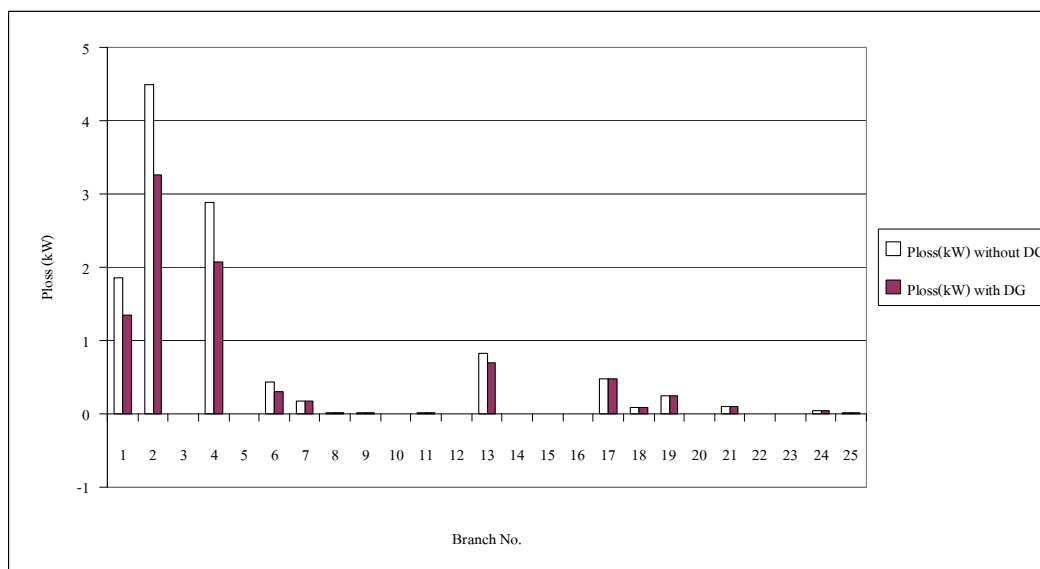
ทำนองเดียวกันสำหรับภาพที่ 23 ทั้งระบบจำหน่ายและลักษณะโหลดเหมือนกันกับภาพที่ 21-22 แต่ในภาพที่ 23 กำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือนซึ่งผลลัพธ์หลังจากติดตั้ง DG แล้วทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงน้อยที่สุดเทียบกับสองกรณีแรกในภาพที่ 21-22



ภาพที่ 21 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



ภาพที่ 22 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง

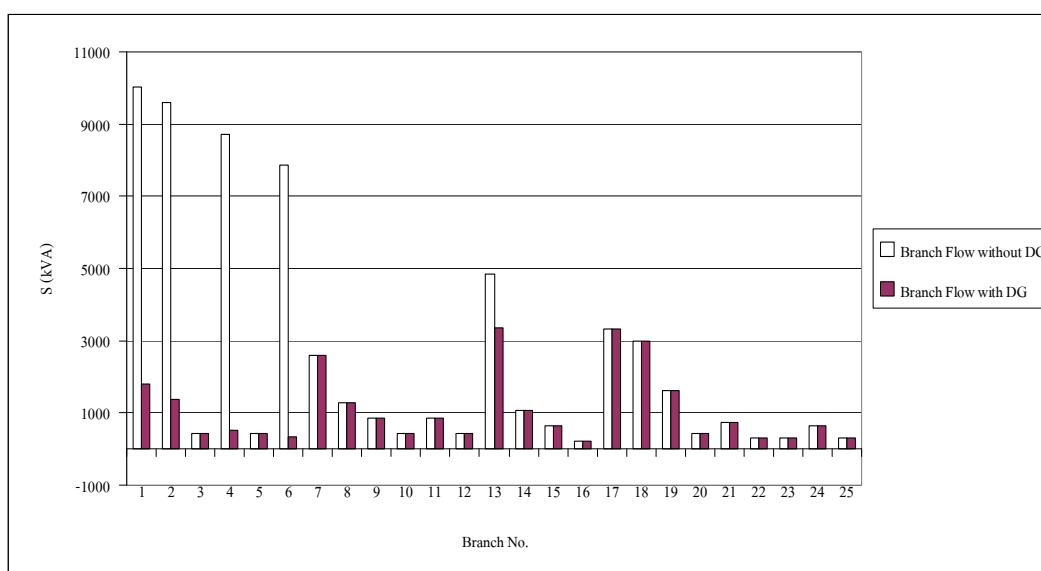


ภาพที่ 23 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง

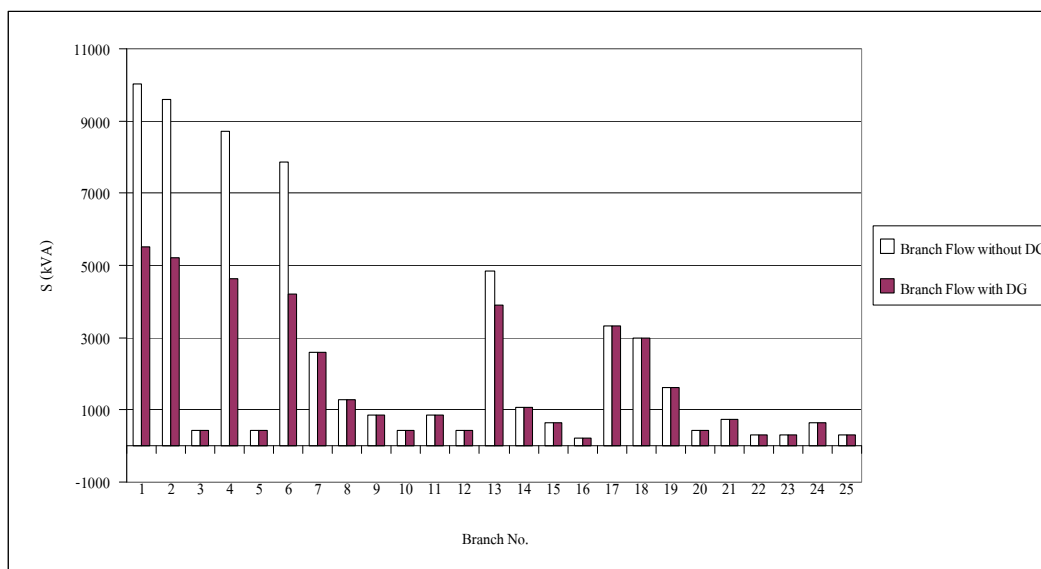
การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายทั้งก่อนและหลังติดตั้ง DG ในภาพที่ 24 กรณีศึกษาระบบจำหน่าย 26 บัส ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดคือ บัส 14 โดยที่กำหนดให้ DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน จะพบว่าสำหรับสายจำหน่าย ที่อยู่ใกล้ๆกับสถานีไฟฟ้าต้นทางหรืออยู่ในลำดับต้นๆ ก่อนตำแหน่ง DG การไหลของกำลังไฟฟ้าจะลดลงนั้นเป็นเพราะ DG ช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดทดแทนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง ซึ่งเป็นผลให้ความสูญเสียในสายลดลง ในส่วนของระบบจำหน่ายจากตำแหน่ง DG บัส 14 ไปจนถึงปลายสายการไหลของกำลังไฟฟ้าเปรียบเทียบกับก่อนและหลังติดตั้ง DG จะเท่ากัน

ภาพที่ 25 แสดงผลของกรณีศึกษาระบบเดิม 26 บัส แต่กำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าพบว่าเป็นไปทำนองเดียวกับภาพที่ 24 แต่มีข้อแตกต่างในแง่ของการลดลงของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายที่อยู่ใกล้ๆกับสถานีไฟฟ้าต้นทาง โดยเปรียบเทียบกับผลในภาพที่ 24 นั้น ภาพที่ 25 ซึ่ง DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงกระแสในสายลดลงน้อยกว่า

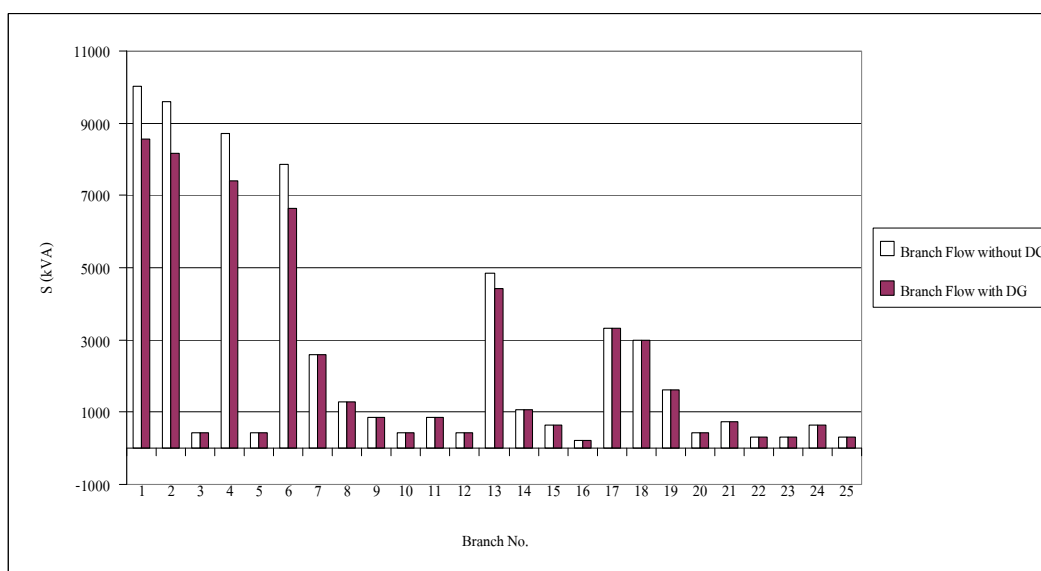
เช่นเดียวกันในภาพที่ 26 ยังคงแสดงผลของระบบ 26 บัส แต่ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือนซึ่งผลโดยรวมคล้ายคลึงกันกับภาพที่ 24-25 แต่ในแง่ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายที่อยู่ใกล้ๆกับสถานีไฟฟ้าต้นทางลดลงน้อยสุดเทียบกับสองกรณีแรก



ภาพที่ 24 การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



ภาพที่ 25 การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง

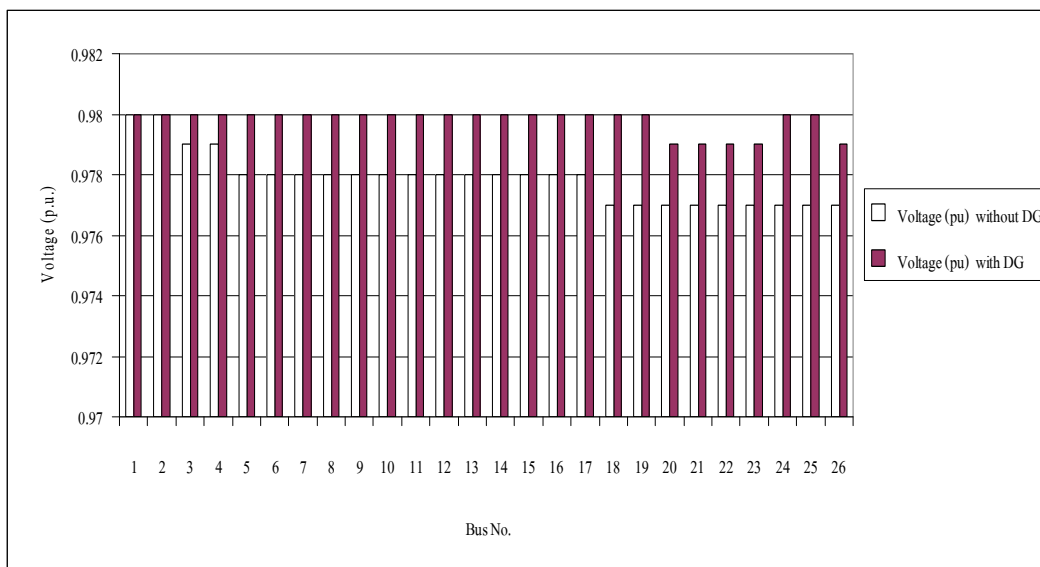


ภาพที่ 26 การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง

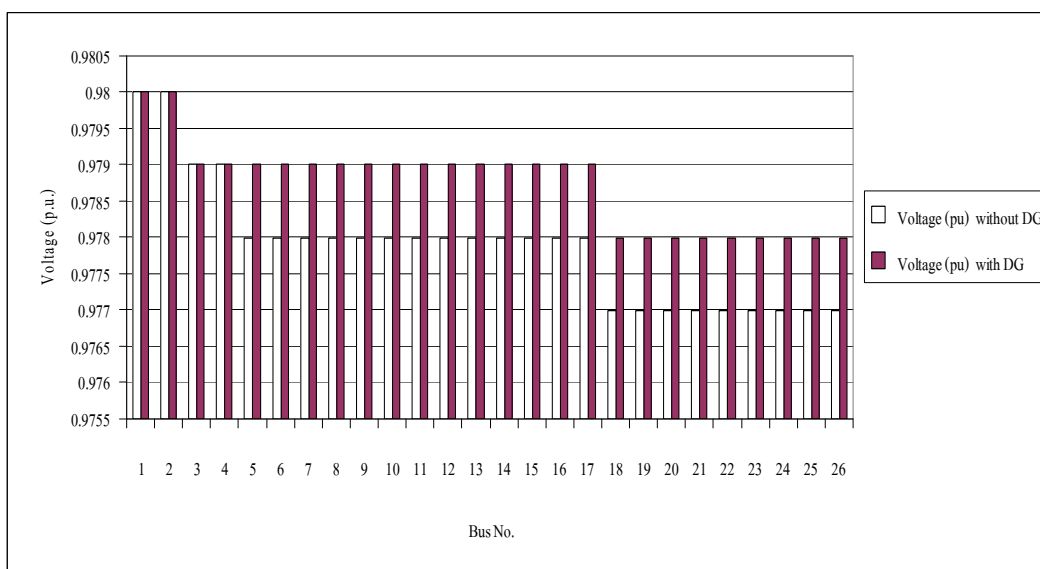
ผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นต่อแรงดันที่บัสในภาพที่ 27 กรณีศึกษาระบบจำหน่าย 26 บัส ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดคือ บัส 14 โดยที่กำหนดให้ DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน เช่นเดียวกันเป็นการเปรียบเทียบแรงดันที่บัสใดๆ ในระบบก่อนและหลังติดตั้ง DG ซึ่งพบว่าสอดคล้องกับงานวิจัย (Haesen *et al.*, 2005) ที่ระบุว่า การกำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG ในระบบจำหน่ายที่เหมาะสมจะช่วยปรับปรุงแรงดันตกที่บัสที่ติดตั้ง DG หรือใกล้เคียงกันทำให้ระดับแรงดันตกได้รับการปรับปรุงให้ดีขึ้น

แรงดันที่บัสต่างๆ ในภาพที่ 28 กรณีศึกษาระบบจำหน่าย 26 บัส เช่นเดียวกันกับภาพที่ 27 ข้างต้นตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดคือ บัส 14 แต่ในภาพที่ 28 เป็นกรณีที่กำหนดให้ DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งพบว่าหลังจากติดตั้ง DG แล้วแรงดันที่บัสต่างๆ ได้รับการปรับปรุงให้ดีขึ้น แต่จากการเปรียบเทียบกับกรณี DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ในภาพที่ 27 แล้วพบว่าแรงดันจะได้รับการปรับปรุงให้ดีขึ้นมากกว่าในภาพที่ 28 ซึ่ง DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง

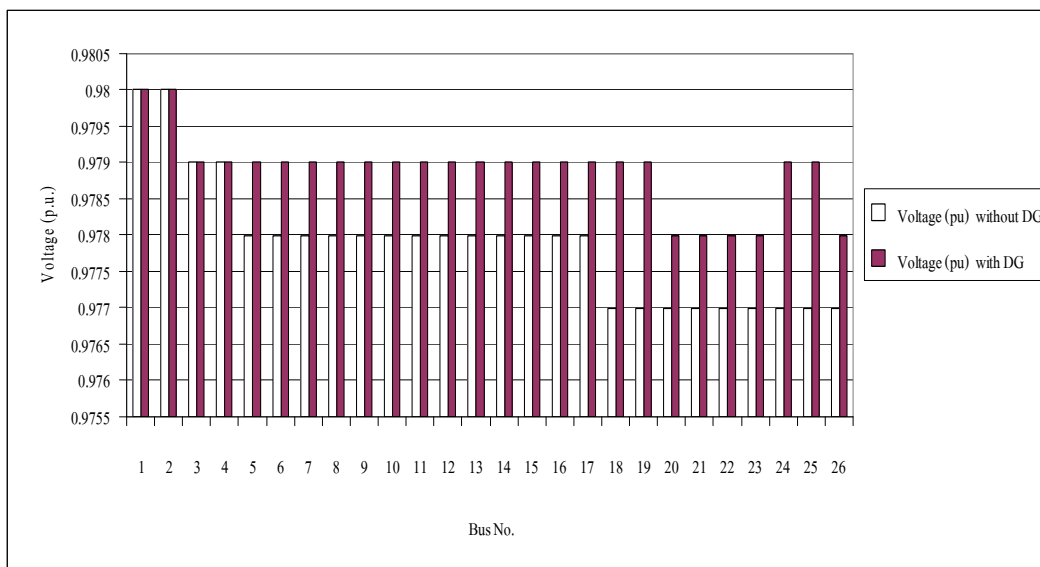
พิจารณาการปรับปรุงแรงดันที่บัสต่างๆ กรณี DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือนในภาพที่ 29 โดยเปรียบเทียบดีกว่าภาพที่ 28 ซึ่ง DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง แต่เทียบกับภาพที่ 27 แรงดันจะได้รับการปรับปรุงมากที่สุดโดยที่ DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน



ภาพที่ 27 แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง

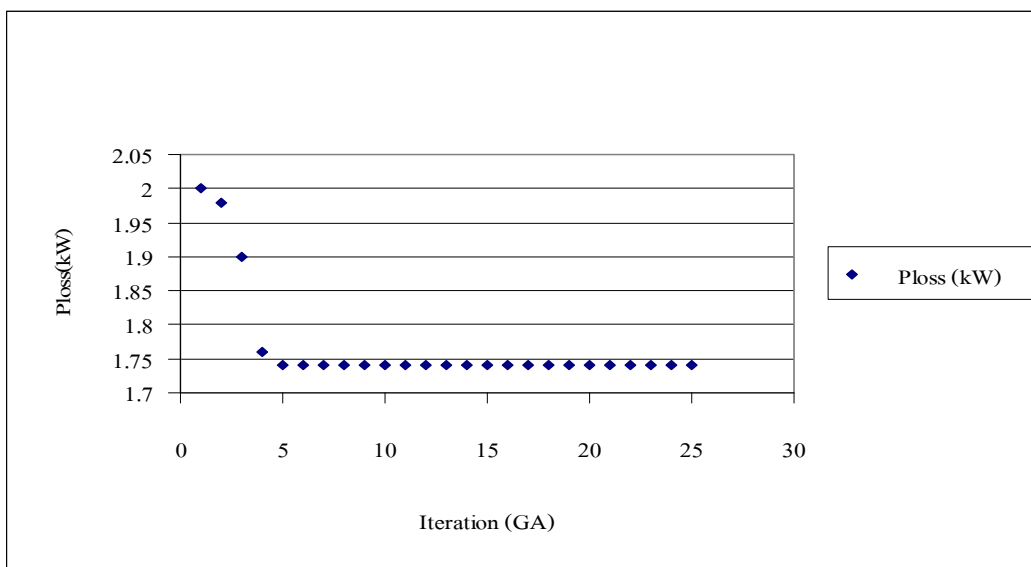


ภาพที่ 28 แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



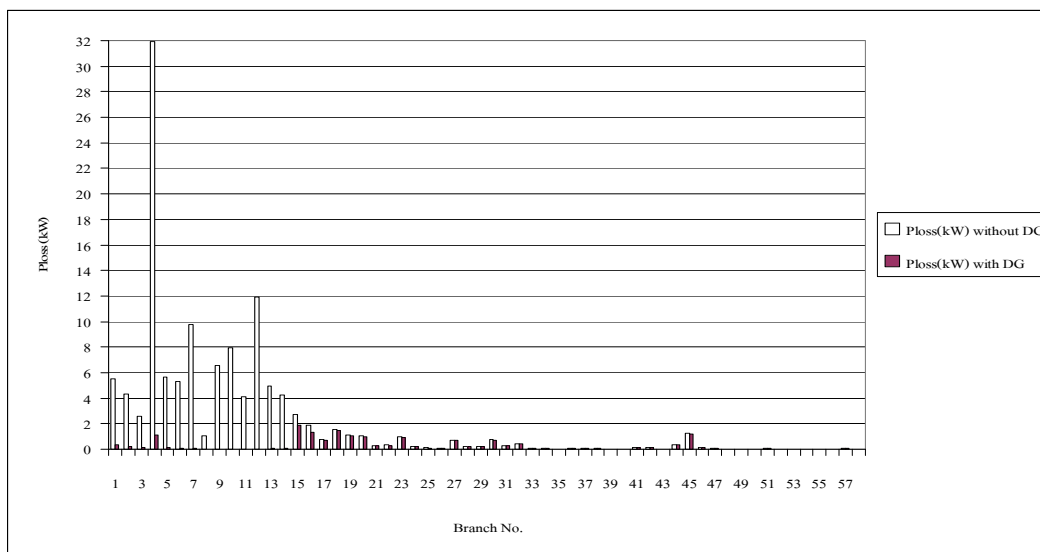
ภาพที่ 29 แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 14 ในระบบจำหน่าย 26 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง

จากภาพที่ 30 เป็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุดในแต่ละรอบการคำนวณของ GA ซึ่งในการทดสอบกับระบบจำหน่าย 26 บัส พบว่าการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดสำหรับงานวิจัยฉบับนี้คือตำแหน่งและขนาดของ DG ที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุดนั้นขึ้นอยู่กับหลายๆ ปัจจัยกล่าวคือการกำหนดจำนวนรอบการคำนวณ จำนวนประชากรคำตอบต้นกำเนิด ขนาดของระบบที่ทดสอบ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขอื่นๆ เป็นต้น ซึ่งนอกจากปัจจัยเหล่านี้จะมีผลต่อการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดแล้วยังส่งผลต่อระยะเวลาในการคำนวณอีกด้วย

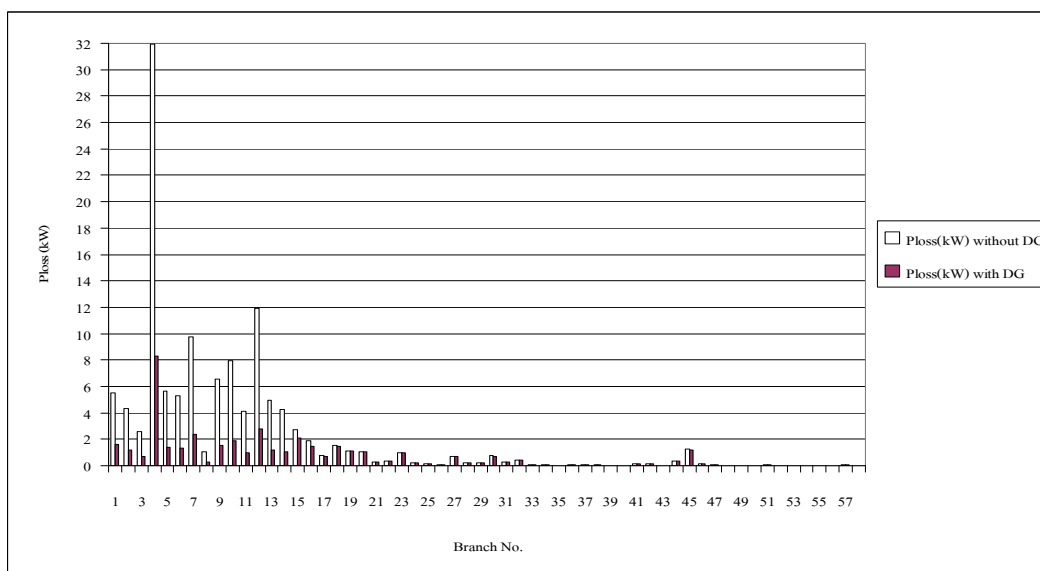


ภาพที่ 30 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ณ รอบการคำนวณใดๆ ของ GA โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง

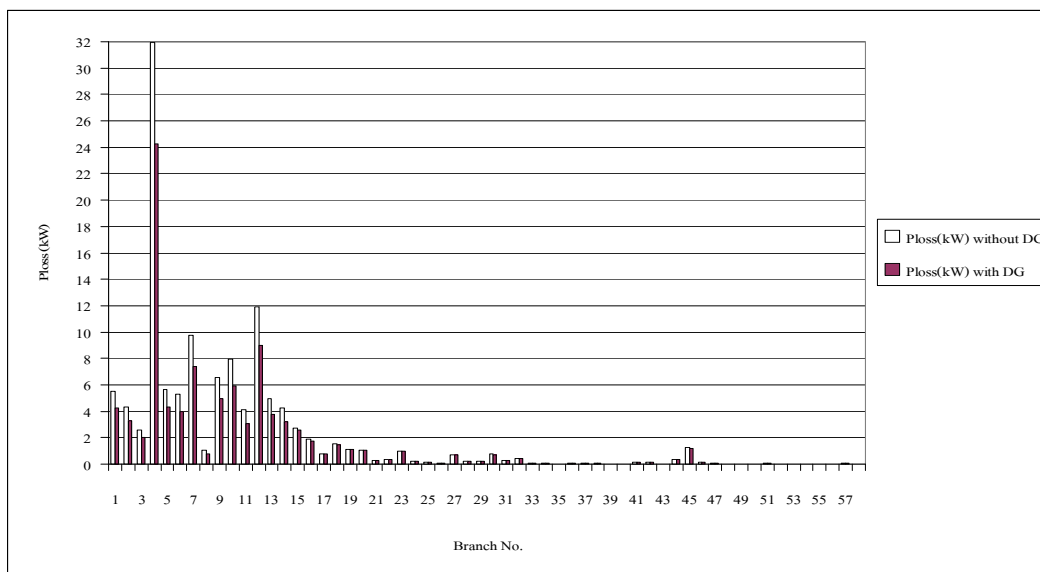
การทดสอบระบบจำหน่าย 59 บัส ให้ผลลัพธ์ในลักษณะเดียวกันกับ 26 บัส ข้างต้นนั่นคือมีการเปรียบเทียบผลลัพธ์จากการทดสอบทั้งก่อนและหลังติดตั้ง DG ซึ่งมีทั้ง ความสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายหรือไลน์ การไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่าย ระดับแรงดันในแต่ละบัส และลักษณะการลู่เข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด โดยแสดงในภาพที่ 31-40



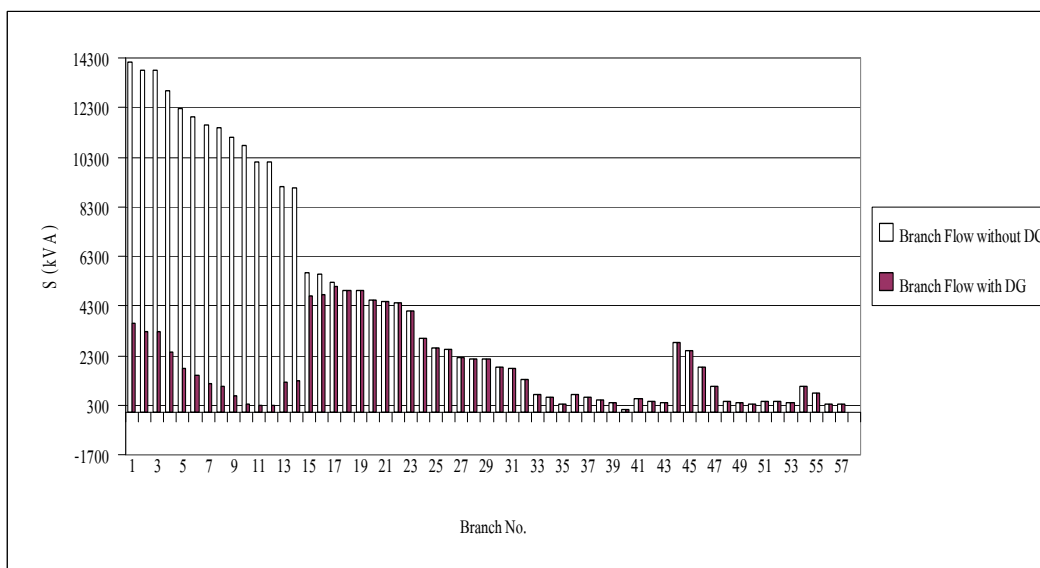
ภาพที่ 31 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



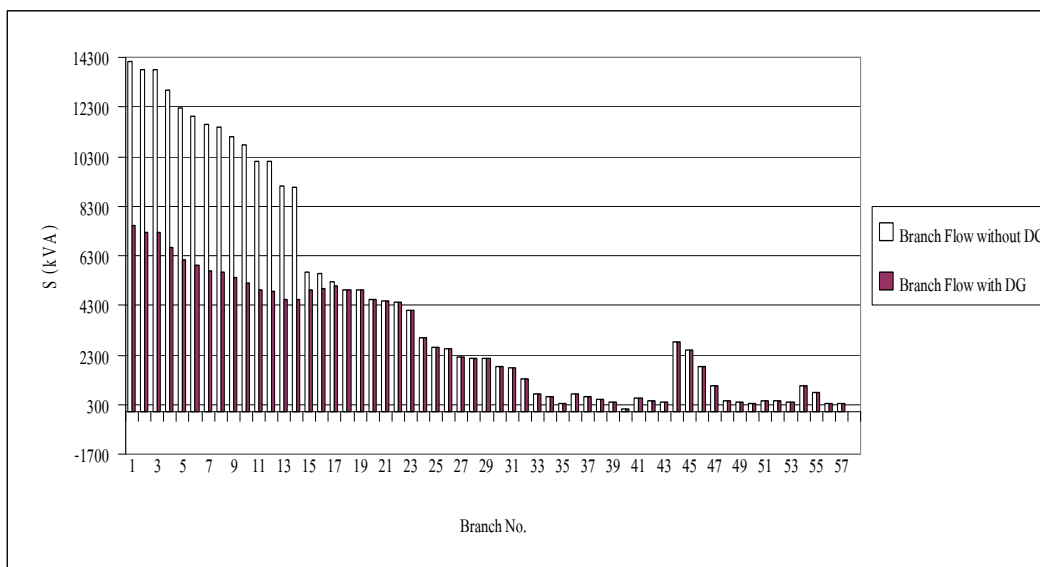
ภาพที่ 32 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



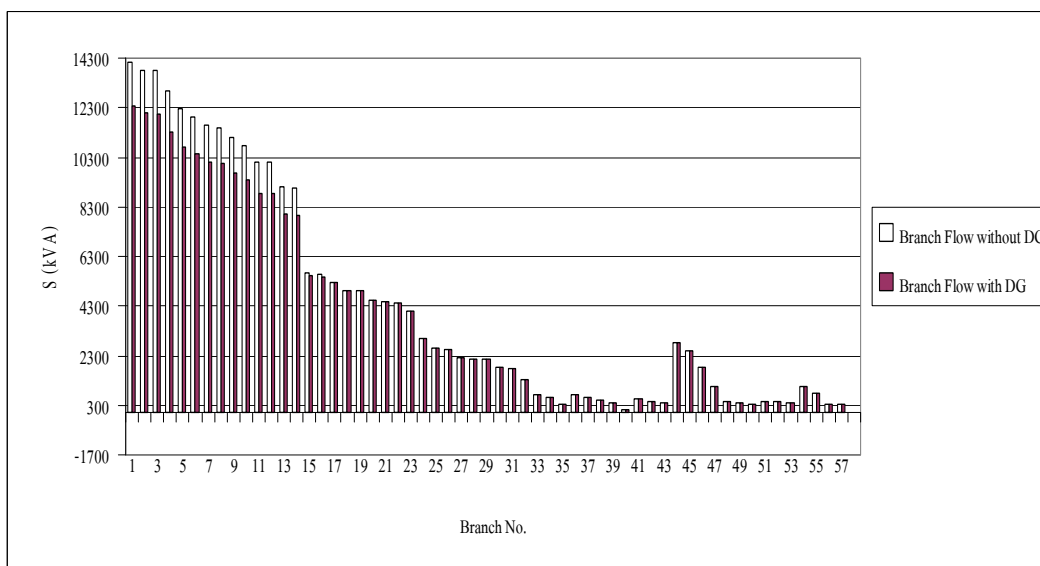
ภาพที่ 33 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 17 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



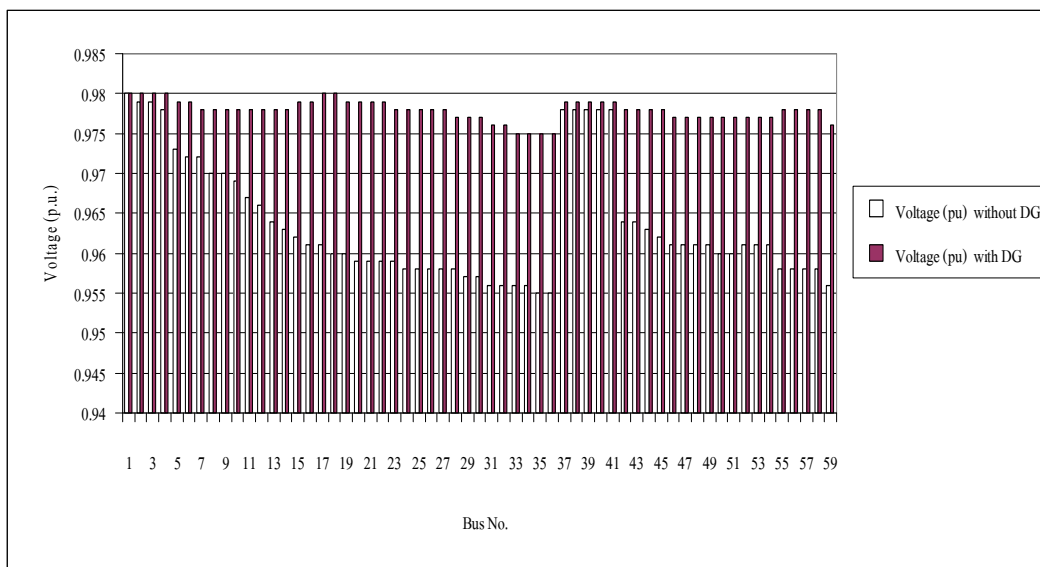
ภาพที่ 34 การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



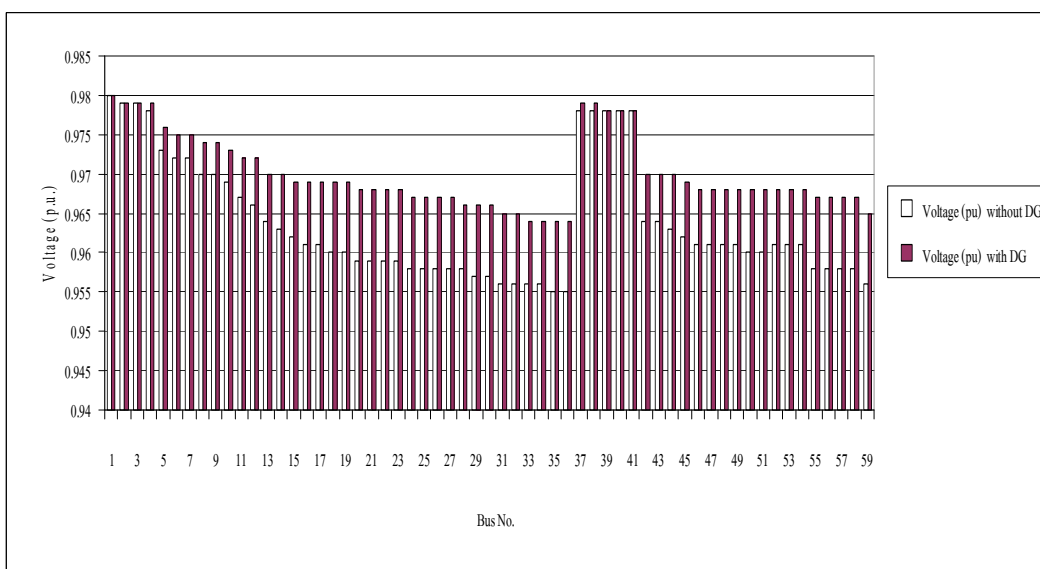
ภาพที่ 35 การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



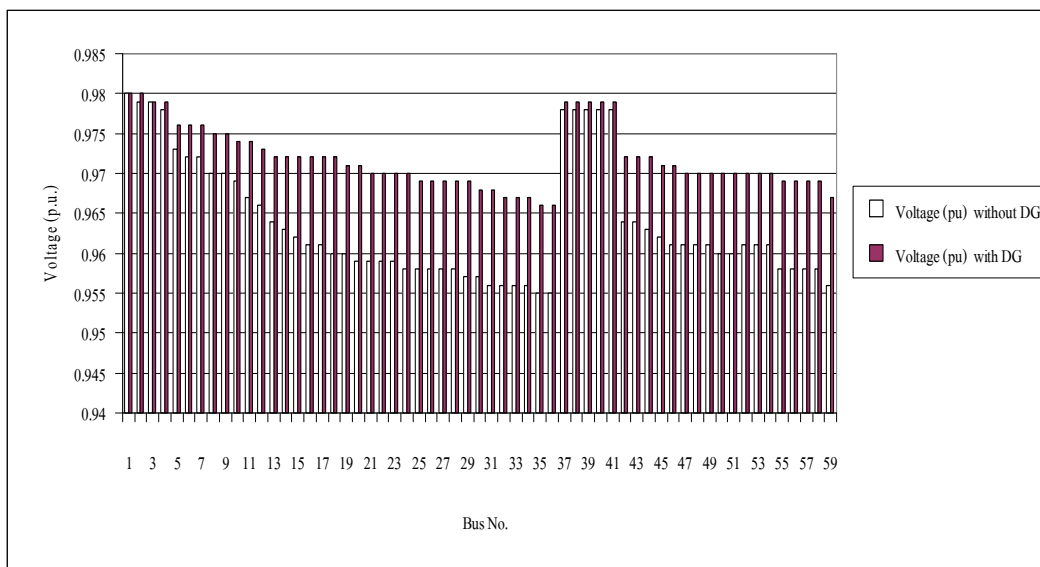
ภาพที่ 36 การไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายจำหน่ายก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 17 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



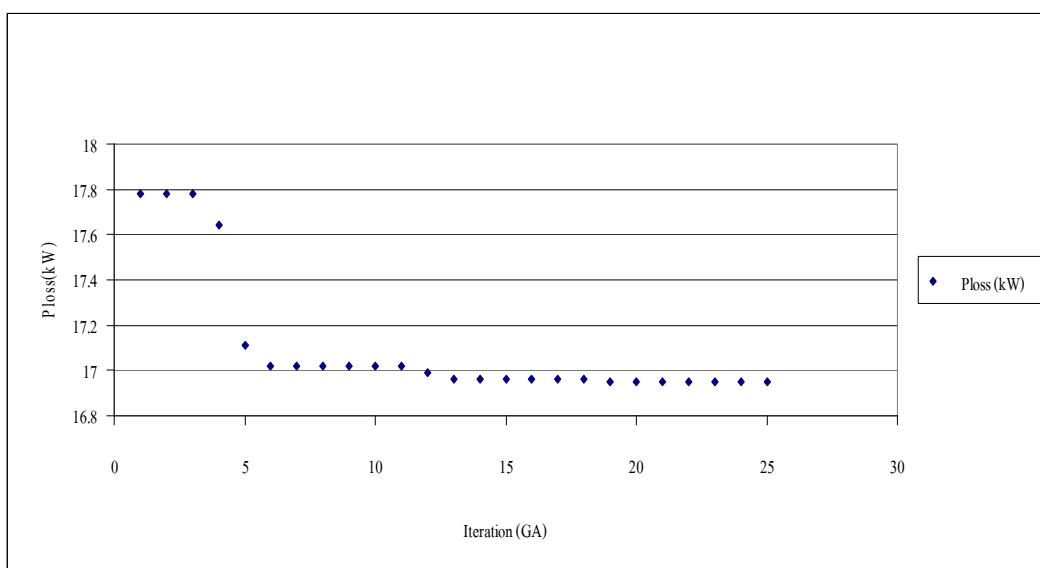
ภาพที่ 37 แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



ภาพที่ 38 แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 18 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



ภาพที่ 39 แรงดันที่บัส ก่อนและหลังติดตั้ง DG ที่บัส 17 ในระบบจำหน่าย 59 บัส โดย DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง



ภาพที่ 40 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ณ รอบการคำนวณใดๆ ของ GA โดย DG จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและ กำลังไฟฟ้าเสมือน ขนาดโหลด 100 เปอร์เซ็นต์หรือเป็นพิกัดโหลดติดตั้ง

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

จากปัญหาของการกำหนดขนาดและตำแหน่งของ DG ในระบบจำหน่ายที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งจากการที่ทราบข้อมูลของระบบจำหน่ายทั้งหมดก่อนการติดตั้ง DG ไม่ว่าจะเป็นลักษณะวงจรหรือจำนวนบัสซึ่งคงที่ รู้ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในทุกๆ สาย ทุกๆ บัส ดังนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่พิจารณาก็จะขึ้นอยู่กับขนาดและตำแหน่ง DG เป็นหลัก สำหรับการให้ GA ร่วมกับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อกำหนดขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดนั้น โดยพิจารณาให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบน้อยที่สุดด้วยการทดสอบกับระบบจำหน่าย 2 ระบบซึ่งดัดแปลงมาจากส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประกอบด้วยระบบจำหน่าย 26 บัสและ 59 บัส ซึ่งกำหนดให้มีขนาดโหลดที่ 100 เปอร์เซ็นต์ 80 เปอร์เซ็นต์ และโหลด 50 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดโหลดติดตั้งทั้งนี้เพื่อที่จะทดสอบระบบให้ครอบคลุมกับขนาดโหลดของระบบซึ่งมักจะเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา สำหรับรูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG ก็มีหลายรูปแบบกล่าวคือ ทั้งการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง และจ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับคุณลักษณะในการควบคุมหรือเทคโนโลยีของ DG ในแต่ละแบบ

ผลที่ได้จากการทดสอบระบบจำหน่ายโดยการใช้ GA ร่วมกับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อกำหนดขนาดและตำแหน่ง DG ที่เหมาะสมที่สุดเพื่อให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อยที่สุดนั้นสามารถสรุปผลที่เกิดขึ้นเป็นข้อๆ ได้ดังนี้

1. การติดตั้ง DG ในตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าลดลง
2. แรงดันที่บัสต่างๆ หลังจากติดตั้ง DG พบว่าได้รับการปรับปรุงให้ดีขึ้น
3. ช่วยลดกระแสที่ไหลในสายจำหน่ายทำให้ลดค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบจากการที่โหลดเพิ่มขึ้นในอนาคต
4. ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG มีผลต่อความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบต่างกัน กล่าวคือ DG ที่จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนทำให้ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าลดลงมากกว่ากรณี DG จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง

5. ต่อเนื่องจากข้อ 4 กรณี DG ที่จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าเสมือนทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงน้อยที่สุด

6. การพิจารณาถึงผลกระทบทางด้านแรงดัน พิกัดสาย และรวมถึงพิกัดกระแสฟอล์ทจะมีผลให้ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่คำนวณได้มีขนาดเล็กลงกว่าการที่ไม่ได้พิจารณาและอาจมีผลให้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของ DG เปลี่ยนแปลงได้

ทั้งนี้ในงานวิจัยฉบับนี้ได้ทำการทดสอบผลการคำนวณหาขนาดและตำแหน่ง DG ที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสีย最少โดยการเปรียบเทียบกับวิธี Analytical Methods ของ Willis (2000) ด้วยระบบจำหน่าย 50 บัส เพิ่มเติมก็พบว่าผลการคำนวณที่ได้สอดคล้องตรงกันกับผลลัพธ์ที่ได้จากวิธี Analytical Methods

ข้อเสนอแนะ

อย่างไรก็ตามจากการวิจัยและทดสอบกับระบบไฟฟ้ายังมีข้อที่ต้องพิจารณาในการใช้งาน นั่นคือ การสร้างประชากรคำตอบเริ่มต้น การกำหนดรอบการคำนวณของ GA ที่เหมาะสมซึ่งมีผลต่อระยะเวลาในการคำนวณ รวมทั้งเงื่อนไขอื่นๆ ที่ยังไม่ได้นำมาพิจารณาเช่น ต้นทุนที่เกิดขึ้นจาก DG หรือผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เป็นต้น

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2549. คู่มือการพิจารณาเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP). ตุลาคม 2549.

_____. 2549. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) เกี่ยวข้องกับ กฟภ. อย่างไร. เอกสารเผยแพร่ 1(1): 2-13.

_____. 2549. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก. ธันวาคม 2549.

Apt, J. 2004. **Generation III Distributed Generation**. n.p.

Chipperfield, A., P. Fleming, H. Pohlheim and C. Fonseca. n.d. **Genetic Algorithm Toolbox for Use with MATLAB**. Department of Automatic Control and Systems Engineering, University of Sheffield.

Devi, A.L. and B. Subramanyam. 2007. Optimal DG unit placement for loss reduction in radial distribution system - a case study. **ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences** 2(6): 57-61.

Haesen, E., M. Espinoza, B. Pluymers, I. Goethals, V.V. Thong, J. Driesen, R. Belmans and B.D. Moor. 2005. Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms. **Electrical Power Quality and Utilization, Journal** 11(1): 97-104.

Grainger, J. J. and W.D. Stevenson. 1994. **Power System Analysis**. McGraw-Hill, New York.

Griffin, T., K. Tomsovic, D. Secrest and A. Law. 2000. Placement of dispersed generations systems for reduced losses. **IEEE**: 1-9.

- Harrison, G.P., A. Piccolo, P. Siano and A.R. Wallace. 2007. Hybrid GA and OPF evaluation of network capacity for distributed generation connections. **ELSEVIER**: 392–398.
- Mercede, F. 1994. **Fault Calculation Of Industrial Commercial Power System**. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- Momoh, J.A. 2005. **Electric Power System Applications of Optimization**. CRC Press Taylor & Francis Group, New York.
- _____. 2008. **Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control**. CRC Press Taylor & Francis Group, New York.
- Nara, K., Y. Hayashi, K. Ikeda and T. Ashizawa. 2001. Application of Tabu search to optimal placement of distributed generators. **IEEE**: 918-923.
- Saadat, H. 2004. **Power System Analysis**. McGraw-Hill Companies, Singapore.
- Sedighzadeh, M. and A. Rezazadeh. 2008. Using genetic algorithm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile. **PWASET** 27: 251-256.
- Singh, D., D. Singh and K.S. Verma. 2006. GA based optimal sizing & placement of distributed generation for loss minimization. **International Journal of Intelligent Technology** 2 (4): 263-269.
- Vovos, P.N., G.P. Harrison, A.R. Wallace and J.W. Bialek. 2005. Optimal power flow as a Tool for fault level constrained network capacity analysis. **IEEE Trans. Power Systems** 20 (2): 734–741.

- Willis, H.L. 2000. Analytical methods and rules of thumb for modeling DG-distribution interaction. **IEEE**: 1643-1644.
- Zhu, Y. and K. Tomsovic. 2002. Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation. **IEEE Transaction on Power System** 17 (3): 822-827.
- Zimmerman, R.D., C.E. Murillo-Sánchez and D.D. Gan. 2008. MATPOWER Home Page. Available Source: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower>.

ภาคผนวก

Subject to voltage constraints and line flow limits. Load (100 %)					
System Summary without DG					
How many?		How much?	P (kW)	Q (kVar)	
Buses	59	Substation Injection	12296.49	6997.41	
DG	0	Distributed Generation	0.00	0.00	
Loads	58	Load	12174.00	6718.00	
Branches	58	Losses ($I^2 \cdot Z$)	122.49	279.41	
Bus Data without DG					
Bus #	Voltage Mag (pu)	DG		Load	
		P (kW)	Q (kVar)	P (kW)	Q (kVar)
1	0.980	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.979	0.00	0.00	276.00	152.00
3	0.979	0.00	0.00	18.00	10.00
4	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
5	0.973	0.00	0.00	551.00	305.00
6	0.972	0.00	0.00	276.00	152.00
7	0.972	0.00	0.00	276.00	152.00
8	0.970	0.00	0.00	88.00	48.00
9	0.970	0.00	0.00	350.00	194.00
10	0.969	0.00	0.00	276.00	152.00
11	0.967	0.00	0.00	551.00	305.00
12	0.966	0.00	0.00	18.00	10.00
13	0.964	0.00	0.00	350.00	194.00
14	0.963	0.00	0.00	44.00	24.00
15	0.962	0.00	0.00	551.00	305.00
16	0.961	0.00	0.00	44.00	24.00
17	0.961	0.00	0.00	276.00	152.00
18	0.960	0.00	0.00	276.00	152.00
19	0.960	0.00	0.00	18.00	10.00
20	0.959	0.00	0.00	350.00	194.00
21	0.959	0.00	0.00	44.00	24.00
22	0.959	0.00	0.00	18.00	10.00
23	0.959	0.00	0.00	276.00	152.00
24	0.958	0.00	0.00	44.00	24.00
25	0.958	0.00	0.00	350.00	194.00
26	0.958	0.00	0.00	44.00	24.00
27	0.958	0.00	0.00	276.00	152.00
28	0.958	0.00	0.00	44.00	24.00
29	0.957	0.00	0.00	18.00	10.00
30	0.957	0.00	0.00	276.00	152.00
31	0.956	0.00	0.00	44.00	24.00
32	0.956	0.00	0.00	350.00	194.00
33	0.956	0.00	0.00	551.00	305.00
34	0.956	0.00	0.00	88.00	48.00
35	0.955	0.00	0.00	276.00	152.00
36	0.955	0.00	0.00	276.00	152.00
37	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00

38	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
39	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
40	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
41	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
42	0.964	0.00	0.00	88.00	48.00
43	0.964	0.00	0.00	44.00	24.00
44	0.963	0.00	0.00	350.00	194.00
45	0.962	0.00	0.00	276.00	152.00
46	0.961	0.00	0.00	551.00	305.00
47	0.961	0.00	0.00	276.00	152.00
48	0.961	0.00	0.00	551.00	305.00
49	0.961	0.00	0.00	18.00	10.00
50	0.960	0.00	0.00	88.00	48.00
51	0.960	0.00	0.00	276.00	152.00
52	0.961	0.00	0.00	18.00	10.00
53	0.961	0.00	0.00	44.00	24.00
54	0.961	0.00	0.00	350.00	194.00
55	0.958	0.00	0.00	276.00	152.00
56	0.958	0.00	0.00	350.00	194.00
57	0.958	0.00	0.00	44.00	24.00
58	0.958	0.00	0.00	276.00	152.00
59	0.956	0.00	0.00	18.00	10.00
Total:		0.00	0.00	12174.00	6718.00

Branch Data without DG								
Branch #	From Bus	To Bus	Branch Flow			Branch Limits		Loss (I ² * Z)
			P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)
1	1	2	12296.28	6997.17	14147.75	19810	5.54	12.86
2	2	3	12014.74	6832.31	13821.52	19810	4.32	10.04
3	3	4	11992.42	6812.27	13792.21	19810	2.60	6.04
4	4	5	11273.61	6414.09	12970.54	19810	31.96	74.14
5	5	6	10690.65	6034.95	12276.43	20390	5.68	13.55
6	6	7	10408.98	5869.40	11949.76	19810	5.28	12.25
7	7	8	10127.69	5705.16	11624.07	19810	9.79	22.72
8	8	9	10029.90	5634.44	11504.17	19810	1.06	2.45
9	9	10	9678.85	5438.00	11101.89	19810	6.57	15.22
10	10	11	9396.29	5270.79	10773.65	19810	7.94	18.41
11	11	12	8837.35	4947.39	10127.96	19810	4.11	9.54
12	12	13	8815.24	4927.85	10099.12	19810	11.93	27.66
13	13	14	7971.04	4440.04	9124.22	19810	4.98	11.55
14	14	15	7922.06	4404.49	9064.13	19810	4.27	9.89
15	15	16	4916.85	2733.21	5625.47	19810	2.74	6.35
16	16	17	4870.12	2702.86	5569.87	16350	1.85	3.64
17	17	18	4592.27	2547.23	5251.41	16350	0.77	1.52
18	18	19	4315.51	2393.72	4934.92	16350	1.52	2.99
19	19	20	4295.98	2380.72	4911.55	16350	1.11	2.19
20	20	21	3944.88	2184.55	4509.36	16350	1.04	2.05
21	21	22	3899.84	2158.50	4457.34	16350	0.31	0.61
22	22	23	3881.53	2147.89	4436.18	16350	0.32	0.63
23	23	24	3605.21	1995.26	4120.51	16350	0.98	1.93
24	24	25	2614.12	1447.18	2987.97	16350	0.21	0.41

25	25	26	2263.92	1252.78	2587.43	16350	0.11	0.21
26	26	27	2219.81	1228.57	2537.11	16350	0.10	0.21
27	27	28	1943.71	1076.37	2221.84	16350	0.72	1.42
28	28	29	1898.99	1050.95	2170.40	16350	0.24	0.48
29	29	30	1880.74	1040.47	2149.37	16350	0.23	0.44
30	30	31	1604.53	888.04	1832.88	16350	0.74	1.45
31	31	32	1559.79	862.59	1782.41	16350	0.26	0.52
32	32	33	1191.54	658.08	1361.19	16350	0.41	0.81
33	33	34	640.14	352.28	730.67	16350	0.04	0.08
34	34	35	552.10	304.21	630.36	16350	0.10	0.20
35	35	36	276.01	152.02	315.10	16350	0.01	0.03
36	4	37	628.20	344.14	716.29	6480	0.06	0.05
37	37	38	540.14	296.10	615.97	6480	0.05	0.03
38	38	39	452.09	248.06	515.68	6480	0.07	0.05
39	39	40	364.02	200.02	415.35	6480	0.02	0.02
40	40	41	88.00	48.00	100.24	6480	0.00	0.00
41	13	42	482.29	266.15	550.85	7090	0.14	0.08
42	42	43	394.14	218.08	450.45	7090	0.12	0.07
43	43	44	350.03	194.01	400.20	7090	0.03	0.02
44	15	45	2449.95	1356.39	2800.36	19810	0.37	0.86
45	45	46	2173.58	1203.54	2484.55	19810	1.23	2.86
46	46	47	1621.36	895.69	1852.31	19810	0.16	0.38
47	47	48	933.12	515.28	1065.94	19810	0.10	0.23
48	48	49	382.03	210.06	435.97	19810	0.01	0.02
49	49	50	364.02	200.03	415.36	19810	0.02	0.04
50	50	51	276.00	152.00	315.09	7090	0.00	0.00
51	47	52	412.08	228.04	470.97	7090	0.06	0.04
52	52	53	394.02	218.01	450.31	7090	0.02	0.01
53	53	54	350.00	193.99	400.17	7090	0.01	0.00
54	24	55	946.11	522.14	1080.63	16350	0.03	0.05
55	55	56	670.09	370.10	765.51	16350	0.03	0.05
56	56	57	320.08	176.06	365.30	16350	0.01	0.01
57	57	58	276.07	152.05	315.17	6480	0.08	0.05
58	32	59	18.00	10.00	20.59	6480	0.00	0.00
Total:							122.49	279.41

System Summary with DG

How many?		How much?	P (kW)	Q (kVAr)
Buses	59	Substation Injection	3147.89	1722.07
DG	1	Distributed Generation	9043.06	5030.55
Loads	58	Load	12174.00	6718.00
Branches	58	Losses ($I^2 \cdot Z$)	16.95	34.62

Bus Data with DG

Bus #	Voltage Mag(pu)	DG		Load	
		P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)

1	0.980	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.980	0.00	0.00	276.00	152.00
3	0.980	0.00	0.00	18.00	10.00
4	0.980	0.00	0.00	88.00	48.00
5	0.979	0.00	0.00	551.00	305.00
6	0.979	0.00	0.00	276.00	152.00
7	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
8	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
9	0.978	0.00	0.00	350.00	194.00
10	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
11	0.978	0.00	0.00	551.00	305.00
12	0.978	0.00	0.00	18.00	10.00
13	0.978	0.00	0.00	350.00	194.00
14	0.978	0.00	0.00	44.00	24.00
15	0.979	0.00	0.00	551.00	305.00
16	0.979	0.00	0.00	44.00	24.00
17	0.980	0.00	0.00	276.00	152.00
18	0.980	9043.06	5030.55	276.00	152.00
19	0.979	0.00	0.00	18.00	10.00
20	0.979	0.00	0.00	350.00	194.00
21	0.979	0.00	0.00	44.00	24.00
22	0.979	0.00	0.00	18.00	10.00
23	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
24	0.978	0.00	0.00	44.00	24.00
25	0.978	0.00	0.00	350.00	194.00
26	0.978	0.00	0.00	44.00	24.00
27	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
28	0.977	0.00	0.00	44.00	24.00
29	0.977	0.00	0.00	18.00	10.00
30	0.977	0.00	0.00	276.00	152.00
31	0.976	0.00	0.00	44.00	24.00
32	0.976	0.00	0.00	350.00	194.00
33	0.975	0.00	0.00	551.00	305.00
34	0.975	0.00	0.00	88.00	48.00
35	0.975	0.00	0.00	276.00	152.00
36	0.975	0.00	0.00	276.00	152.00
37	0.979	0.00	0.00	88.00	48.00
38	0.979	0.00	0.00	88.00	48.00
39	0.979	0.00	0.00	88.00	48.00
40	0.979	0.00	0.00	276.00	152.00
41	0.979	0.00	0.00	88.00	48.00
42	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
43	0.978	0.00	0.00	44.00	24.00
44	0.978	0.00	0.00	350.00	194.00
45	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
46	0.977	0.00	0.00	551.00	305.00
47	0.977	0.00	0.00	276.00	152.00
48	0.977	0.00	0.00	551.00	305.00
49	0.977	0.00	0.00	18.00	10.00
50	0.977	0.00	0.00	88.00	48.00
51	0.977	0.00	0.00	276.00	152.00
52	0.977	0.00	0.00	18.00	10.00
53	0.977	0.00	0.00	44.00	24.00
54	0.977	0.00	0.00	350.00	194.00
55	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
56	0.978	0.00	0.00	350.00	194.00

57	0.978		0.00	0.00	44.00	24.00
58	0.978		0.00	0.00	276.00	152.00
59	0.976		0.00	0.00	18.00	10.00
Total:			9043.06	5030.55	12174.00	6718.00
=====						
==						
=====						
==						
Branch Data with DG						
=====						
==						
Branch #	From Bus	To Bus	Branch Flow			Loss (I ² * Z)
			P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	P (kW) Q (kVAr)

1	1	2	3147.89	1722.07	3588.14	19810 0.36 0.83
2	2	3	2871.53	1569.24	3272.34	19810 0.24 0.56
3	3	4	2853.29	1558.68	3251.27	19810 0.14 0.33
4	4	5	2136.95	1166.20	2434.45	19810 1.12 2.60
5	5	6	1584.82	858.59	1802.46	20390 0.12 0.29
6	6	7	1308.70	706.31	1487.13	19810 0.08 0.19
7	7	8	1032.62	554.12	1171.90	19810 0.10 0.23
8	8	9	944.52	505.89	1071.47	19810 0.01 0.02
9	9	10	594.51	311.87	671.35	19810 0.02 0.05
10	10	11	318.49	159.82	356.34	19810 0.01 0.02
11	11	12	-232.52	-145.20	274.13	19810 0.00 0.01
12	12	13	-250.52	-155.21	294.70	19810 0.01 0.02
13	13	14	-1082.81	-615.39	1245.47	19810 0.09 0.21
14	14	15	-1126.90	-639.60	1295.76	19810 0.08 0.20
15	15	16	-4127.91	-2301.09	4725.96	19810 1.87 4.33
16	16	17	-4173.78	-2329.43	4779.82	16350 1.31 2.58
17	17	18	-4451.09	-2484.01	5097.31	16350 0.70 1.37
18	18	19	4315.26	2393.16	4934.43	16350 1.46 2.87
19	19	20	4295.80	2380.28	4911.17	16350 1.07 2.10
20	20	21	3944.73	2184.18	4509.05	16350 1.00 1.97
21	21	22	3899.73	2158.22	4457.10	16350 0.30 0.58
22	22	23	3881.43	2147.63	4435.97	16350 0.31 0.61
23	23	24	3605.12	1995.02	4120.32	16350 0.94 1.86
24	24	25	2614.05	1447.00	2987.82	16350 0.20 0.39
25	25	26	2263.85	1252.61	2587.29	16350 0.10 0.21
26	26	27	2219.74	1228.41	2536.98	16350 0.10 0.20
27	27	28	1943.65	1076.21	2221.71	16350 0.69 1.37
28	28	29	1898.95	1050.84	2170.32	16350 0.23 0.46
29	29	30	1880.72	1040.38	2149.30	16350 0.22 0.43
30	30	31	1604.50	887.96	1833.82	16350 0.71 1.39
31	31	32	1559.79	862.56	1782.41	16350 0.25 0.50
32	32	33	1191.54	658.07	1361.19	16350 0.40 0.78
33	33	34	640.15	352.29	730.68	16350 0.04 0.07
34	34	35	552.11	304.22	630.37	16350 0.10 0.19
35	35	36	276.01	152.03	315.11	16350 0.01 0.03
36	4	37	628.20	344.14	716.29	6480 0.06 0.05
37	37	38	540.14	296.10	615.97	6480 0.05 0.03
38	38	39	452.09	248.06	515.68	6480 0.07 0.05
39	39	40	364.02	200.02	415.35	6480 0.02 0.02

40	40	41	88.00	48.00	100.24	6480	0.00	0.00
41	13	42	482.28	266.16	550.85	7090	0.14	0.08
42	42	43	394.15	218.08	450.46	7090	0.11	0.06
43	43	44	350.03	194.02	400.21	7090	0.03	0.02
44	15	45	2449.92	1356.30	2800.30	19810	0.36	0.83
45	45	46	2173.57	1203.47	2484.50	19810	1.19	2.77
46	46	47	1621.37	895.70	1852.33	19810	0.16	0.36
47	47	48	933.13	515.29	1065.95	19810	0.10	0.23
48	48	49	382.03	210.06	435.98	19810	0.01	0.02
49	49	50	364.02	200.04	415.36	19810	0.02	0.04
50	50	51	276.00	152.00	315.09	7090	0.00	0.00
51	47	52	412.09	228.05	470.98	7090	0.06	0.03
52	52	53	394.03	218.02	450.32	7090	0.02	0.01
53	53	54	350.00	194.00	400.18	7090	0.01	0.00
54	24	55	946.13	522.16	1080.65	16350	0.03	0.05
55	55	56	670.10	370.11	765.52	16350	0.03	0.05
56	56	57	320.08	176.06	365.31	16350	0.00	0.01
57	57	58	276.07	152.05	315.18	6480	0.07	0.05
58	32	59	18.00	10.00	20.59	6480	0.00	0.00

Total:							16.95	34.62

Show The Total Result with DG					
Generation	Location	DG		fitness	Ploss
GA	(Bus No.)	P (kW)	Q (kVAr)	value	P (kW)
-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	22	8200.00	5060.00	-562.56	17.78
2	22	8200.00	5060.00	-562.56	17.78
3	22	8200.00	5060.00	-562.56	17.78
4	23	8200.00	4515.67	-566.85	17.64
5	18	8762.03	5240.78	-584.20	17.11
6	18	8762.03	5052.95	-587.45	17.02
7	18	8762.03	5052.95	-587.45	17.02
8	18	8762.08	5052.95	-587.45	17.02
9	18	8762.08	5052.95	-587.45	17.02
10	18	8762.08	5052.95	-587.45	17.02
11	18	8762.03	5048.10	-587.46	17.02
12	18	8855.71	5100.75	-588.68	16.99
13	18	8949.29	5100.75	-589.48	16.96
14	18	8949.28	5052.95	-589.63	16.96
15	18	8949.28	5052.95	-589.63	16.96
16	18	8949.28	5007.15	-589.63	16.96
17	18	8949.56	5007.06	-589.63	16.96
18	18	9042.06	5100.75	-589.70	16.96
19	18	9042.06	5051.02	-589.85	16.95
20	18	9042.06	5051.02	-589.85	16.95
21	18	9042.06	5051.02	-589.85	16.95
22	18	9042.06	5051.02	-589.85	16.95
23	18	9042.06	5030.55	-589.86	16.95
24	18	9042.06	5030.55	-589.86	16.95
25	18	9042.06	5030.55	-589.86	16.95

>>

Subject to voltage constraints, line flow limits and fault levels. Load (100 %)					
System Summary without DG					
How many?		How much?		P (kW)	Q (kVAr)
Buses	59	Substation Injection	12296.49		6997.41
DG	0	Distributed Generation	0.00		0.00
Loads	58	Load	12174.00		6718.00
Branches	58	Losses ($I^2 \cdot Z$)	122.49		279.41
Bus Data without DG					
Bus #	Voltage Mag(pu)	DG		Load	
		P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	0.980	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.979	0.00	0.00	276.00	152.00
3	0.979	0.00	0.00	18.00	10.00
4	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
5	0.973	0.00	0.00	551.00	305.00
6	0.972	0.00	0.00	276.00	152.00
7	0.972	0.00	0.00	276.00	152.00
8	0.970	0.00	0.00	88.00	48.00
9	0.970	0.00	0.00	350.00	194.00
10	0.969	0.00	0.00	276.00	152.00
11	0.967	0.00	0.00	551.00	305.00
12	0.966	0.00	0.00	18.00	10.00
13	0.964	0.00	0.00	350.00	194.00
14	0.963	0.00	0.00	44.00	24.00
15	0.962	0.00	0.00	551.00	305.00
16	0.961	0.00	0.00	44.00	24.00
17	0.961	0.00	0.00	276.00	152.00
18	0.960	0.00	0.00	276.00	152.00
19	0.960	0.00	0.00	18.00	10.00
20	0.959	0.00	0.00	350.00	194.00
21	0.959	0.00	0.00	44.00	24.00
22	0.959	0.00	0.00	18.00	10.00
23	0.959	0.00	0.00	276.00	152.00
24	0.958	0.00	0.00	44.00	24.00
25	0.958	0.00	0.00	350.00	194.00
26	0.958	0.00	0.00	44.00	24.00
27	0.958	0.00	0.00	276.00	152.00
28	0.958	0.00	0.00	44.00	24.00
29	0.957	0.00	0.00	18.00	10.00
30	0.957	0.00	0.00	276.00	152.00
31	0.956	0.00	0.00	44.00	24.00
32	0.956	0.00	0.00	350.00	194.00
33	0.956	0.00	0.00	551.00	305.00
34	0.956	0.00	0.00	88.00	48.00
35	0.955	0.00	0.00	276.00	152.00
36	0.955	0.00	0.00	276.00	152.00
37	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00

38	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
39	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
40	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
41	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
42	0.964	0.00	0.00	88.00	48.00
43	0.964	0.00	0.00	44.00	24.00
44	0.963	0.00	0.00	350.00	194.00
45	0.962	0.00	0.00	276.00	152.00
46	0.961	0.00	0.00	551.00	305.00
47	0.961	0.00	0.00	276.00	152.00
48	0.961	0.00	0.00	551.00	305.00
49	0.961	0.00	0.00	18.00	10.00
50	0.960	0.00	0.00	88.00	48.00
51	0.960	0.00	0.00	276.00	152.00
52	0.961	0.00	0.00	18.00	10.00
53	0.961	0.00	0.00	44.00	24.00
54	0.961	0.00	0.00	350.00	194.00
55	0.958	0.00	0.00	276.00	152.00
56	0.958	0.00	0.00	350.00	194.00
57	0.958	0.00	0.00	44.00	24.00
58	0.958	0.00	0.00	276.00	152.00
59	0.956	0.00	0.00	18.00	10.00
Total:		0.00	0.00	12174.00	6718.00

Branch Data without DG								
Branch #	From Bus	To Bus	Branch Flow			Branch Limits	Loss ($I^2 \cdot Z$)	
			P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)
1	1	2	12296.28	6997.17	14147.75	19810	5.54	12.86
2	2	3	12014.74	6832.31	13821.52	19810	4.32	10.04
3	3	4	11992.42	6812.27	13792.21	19810	2.60	6.04
4	4	5	11273.61	6414.09	12970.54	19810	31.96	74.14
5	5	6	10690.65	6034.95	12276.43	20390	5.68	13.55
6	6	7	10408.98	5869.40	11949.76	19810	5.28	12.25
7	7	8	10127.69	5705.16	11624.07	19810	9.79	22.72
8	8	9	10029.90	5634.44	11504.17	19810	1.06	2.45
9	9	10	9678.85	5438.00	11101.89	19810	6.57	15.22
10	10	11	9396.29	5270.79	10773.65	19810	7.94	18.41
11	11	12	8837.35	4947.39	10127.96	19810	4.11	9.54
12	12	13	8815.24	4927.85	10099.12	19810	11.93	27.66
13	13	14	7971.04	4440.04	9124.22	19810	4.98	11.55
14	14	15	7922.06	4404.49	9064.13	19810	4.27	9.89
15	15	16	4916.85	2733.21	5625.47	19810	2.74	6.35
16	16	17	4870.12	2702.86	5569.87	16350	1.85	3.64
17	17	18	4592.27	2547.23	5251.41	16350	0.77	1.52
18	18	19	4315.51	2393.72	4934.92	16350	1.52	2.99
19	19	20	4295.98	2380.72	4911.55	16350	1.11	2.19
20	20	21	3944.88	2184.55	4509.36	16350	1.04	2.05
21	21	22	3899.84	2158.50	4457.34	16350	0.31	0.61
22	22	23	3881.53	2147.89	4436.18	16350	0.32	0.63
23	23	24	3605.21	1995.26	4120.51	16350	0.98	1.93
24	24	25	2614.12	1447.18	2987.97	16350	0.21	0.41

25	25	26	2263.92	1252.78	2587.43	16350	0.11	0.21
26	26	27	2219.81	1228.57	2537.11	16350	0.10	0.21
27	27	28	1943.71	1076.37	2221.84	16350	0.72	1.42
28	28	29	1898.99	1050.95	2170.40	16350	0.24	0.48
29	29	30	1880.74	1040.47	2149.37	16350	0.23	0.44
30	30	31	1604.53	888.04	1833.88	16350	0.74	1.45
31	31	32	1559.79	862.59	1782.41	16350	0.26	0.52
32	32	33	1191.54	658.08	1361.19	16350	0.41	0.81
33	33	34	640.14	352.28	730.67	16350	0.04	0.08
34	34	35	552.10	304.21	630.36	16350	0.10	0.20
35	35	36	276.01	152.02	315.10	16350	0.01	0.03
36	4	37	628.20	344.14	716.29	6480	0.06	0.05
37	37	38	540.14	296.10	615.97	6480	0.05	0.03
38	38	39	452.09	248.06	515.68	6480	0.07	0.05
39	39	40	364.02	200.02	415.35	6480	0.02	0.02
40	40	41	88.00	48.00	100.24	6480	0.00	0.00
41	13	42	482.29	266.15	550.85	7090	0.14	0.08
42	42	43	394.14	218.08	450.45	7090	0.12	0.07
43	43	44	350.03	194.01	400.20	7090	0.03	0.02
44	15	45	2449.95	1356.39	2800.36	19810	0.37	0.86
45	45	46	2173.58	1203.54	2484.55	19810	1.23	2.86
46	46	47	1621.36	895.69	1852.31	19810	0.16	0.38
47	47	48	933.12	515.28	1065.94	19810	0.10	0.23
48	48	49	382.03	210.06	435.97	19810	0.01	0.02
49	49	50	364.02	200.03	415.36	19810	0.02	0.04
50	50	51	276.00	152.00	315.09	7090	0.00	0.00
51	47	52	412.08	228.04	470.97	7090	0.06	0.04
52	52	53	394.02	218.01	450.31	7090	0.02	0.01
53	53	54	350.00	193.99	400.17	7090	0.01	0.00
54	24	55	946.11	522.14	1080.63	16350	0.03	0.05
55	55	56	670.09	370.10	765.51	16350	0.03	0.05
56	56	57	320.08	176.06	365.30	16350	0.01	0.01
57	57	58	276.07	152.05	315.17	6480	0.08	0.05
58	32	59	18.00	10.00	20.59	6480	0.00	0.00

Total: 122.49 279.41

| System Summary with DG |

How many?		How much?	P (kW)	Q (kVAr)
Buses	59	Substation Injection	8718.40	4450.07
DG	1	Distributed Generation	3503.64	2377.26
Loads	58	Load	12174.00	6718.00
Branches	58	Losses ($I^2 \cdot Z$)	48.05	109.33

| Bus Data with DG |

Bus #	Voltage Mag (pu)	DG		Load	
		P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)

1	0.980	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.979	0.00	0.00	276.00	152.00
3	0.979	0.00	0.00	18.00	10.00
4	0.979	0.00	0.00	88.00	48.00
5	0.976	0.00	0.00	551.00	305.00
6	0.975	0.00	0.00	276.00	152.00
7	0.975	0.00	0.00	276.00	152.00
8	0.974	0.00	0.00	88.00	48.00
9	0.974	0.00	0.00	350.00	194.00
10	0.973	0.00	0.00	276.00	152.00
11	0.972	0.00	0.00	551.00	305.00
12	0.972	0.00	0.00	18.00	10.00
13	0.970	0.00	0.00	350.00	194.00
14	0.970	0.00	0.00	44.00	24.00
15	0.969	0.00	0.00	551.00	305.00
16	0.969	0.00	0.00	44.00	24.00
17	0.969	0.00	0.00	276.00	152.00
18	0.969	0.00	0.00	276.00	152.00
19	0.969	0.00	0.00	18.00	10.00
20	0.969	0.00	0.00	350.00	194.00
21	0.969	0.00	0.00	44.00	24.00
22	0.969	0.00	0.00	18.00	10.00
23	0.969	0.00	0.00	276.00	152.00
24	0.969	0.00	0.00	44.00	24.00
25	0.969	3503.64	2377.26	350.00	194.00
26	0.969	0.00	0.00	44.00	24.00
27	0.969	0.00	0.00	276.00	152.00
28	0.968	0.00	0.00	44.00	24.00
29	0.968	0.00	0.00	18.00	10.00
30	0.968	0.00	0.00	276.00	152.00
31	0.967	0.00	0.00	44.00	24.00
32	0.967	0.00	0.00	350.00	194.00
33	0.967	0.00	0.00	551.00	305.00
34	0.966	0.00	0.00	88.00	48.00
35	0.966	0.00	0.00	276.00	152.00
36	0.966	0.00	0.00	276.00	152.00
37	0.979	0.00	0.00	88.00	48.00
38	0.979	0.00	0.00	88.00	48.00
39	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
40	0.978	0.00	0.00	276.00	152.00
41	0.978	0.00	0.00	88.00	48.00
42	0.970	0.00	0.00	88.00	48.00
43	0.970	0.00	0.00	44.00	24.00
44	0.970	0.00	0.00	350.00	194.00
45	0.969	0.00	0.00	276.00	152.00
46	0.968	0.00	0.00	551.00	305.00
47	0.968	0.00	0.00	276.00	152.00
48	0.968	0.00	0.00	551.00	305.00
49	0.968	0.00	0.00	18.00	10.00
50	0.968	0.00	0.00	88.00	48.00
51	0.968	0.00	0.00	276.00	152.00
52	0.968	0.00	0.00	18.00	10.00
53	0.968	0.00	0.00	44.00	24.00
54	0.968	0.00	0.00	350.00	194.00
55	0.969	0.00	0.00	276.00	152.00
56	0.969	0.00	0.00	350.00	194.00

57	0.969		0.00	0.00		44.00	24.00	
58	0.969		0.00	0.00		276.00	152.00	
59	0.967		0.00	0.00		18.00	10.00	
Total:			3503.64	2377.26		12174.00	6718.00	
=====								
==								
=====								
==								
	Branch Data with DG v							
=====								
==								
Branch #	From Bus	To Bus	Branch Flow			Branch Limits	Loss (I ² * Z)	
			P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)

1	1	2	8718.36	4450.03	9788.39	19810	2.65	6.16
2	2	3	8439.71	4291.88	9468.31	19810	2.03	4.71
3	3	4	8419.68	4277.17	9443.79	19810	1.22	2.83
4	4	5	7702.26	3882.20	8625.32	19810	14.12	32.74
5	5	6	7137.14	3544.45	7968.81	20390	2.38	5.68
6	6	7	6858.76	3386.77	7649.37	19810	2.15	4.99
7	7	8	6580.61	3229.78	7330.48	19810	3.87	8.98
8	8	9	6488.74	3172.80	7222.91	19810	0.41	0.96
9	9	10	6138.33	2977.85	6822.51	19810	2.46	5.70
10	10	11	5859.87	2820.15	6503.18	19810	2.87	6.65
11	11	12	5306.00	2508.50	5869.09	19810	1.37	3.17
12	12	13	5286.64	2495.33	5845.95	19810	3.95	9.17
13	13	14	4450.40	2026.00	4889.86	19810	1.41	3.28
14	14	15	4404.99	1998.73	4837.23	19810	1.20	2.78
15	15	16	1402.84	334.58	1442.19	19810	0.18	0.41
16	16	17	1358.66	310.17	1393.62	16350	0.11	0.22
17	17	18	1082.55	157.95	1094.01	16350	0.03	0.06
18	18	19	806.52	5.89	806.54	16350	0.04	0.08
19	19	20	788.48	-4.19	788.49	16350	0.03	0.06
20	20	21	438.45	-198.25	481.19	16350	0.01	0.02
21	21	22	394.44	-222.27	452.76	16350	0.00	0.01
22	22	23	376.44	-232.27	442.33	16350	0.00	0.01
23	23	24	100.44	-384.28	397.19	16350	0.01	0.02
24	24	25	-889.70	-930.46	1287.37	16350	0.04	0.07
25	25	26	2263.89	1252.70	2587.37	16350	0.11	0.21
26	26	27	2219.78	1228.49	2537.05	16350	0.10	0.20
27	27	28	1943.68	1076.29	2221.78	16350	0.71	1.39
28	28	29	1898.98	1050.90	2170.37	16350	0.24	0.47
29	29	30	1880.74	1040.43	2149.35	16350	0.22	0.43
30	30	31	1604.52	888.00	1833.86	16350	0.72	1.42
31	31	32	1559.80	862.58	1782.42	16350	0.26	0.50
32	32	33	1191.55	658.08	1361.20	16350	0.40	0.80
33	33	34	640.15	352.29	730.68	16350	0.04	0.08
34	34	35	552.11	304.22	630.37	16350	0.10	0.19
35	35	36	276.01	152.02	315.11	16350	0.01	0.03
36	4	37	628.20	344.14	716.29	6480	0.06	0.05
37	37	38	540.14	296.10	615.97	6480	0.05	0.03
38	38	39	452.09	248.06	515.68	6480	0.07	0.05
39	39	40	364.02	200.02	415.35	6480	0.02	0.02

40	40	41	88.00	48.00	100.24	6480	0.00	0.00
41	13	42	482.29	266.16	550.86	7090	0.14	0.08
42	42	43	394.15	218.08	450.46	7090	0.12	0.06
43	43	44	350.03	194.02	400.20	7090	0.03	0.02
44	15	45	2449.95	1356.37	2800.35	19810	0.36	0.84
45	45	46	2173.59	1203.52	2484.54	19810	1.22	2.82
46	46	47	1621.37	895.71	1852.33	19810	0.16	0.37
47	47	48	933.13	515.29	1065.95	19810	0.10	0.23
48	48	49	382.03	210.06	435.97	19810	0.01	0.02
49	49	50	364.02	200.04	415.36	19810	0.02	0.04
50	50	51	276.00	152.00	315.09	7090	0.00	0.00
51	47	52	412.09	228.05	470.98	7090	0.06	0.03
52	52	53	394.03	218.01	450.32	7090	0.02	0.01
53	53	54	350.00	194.00	400.17	7090	0.01	0.00
54	24	55	946.13	522.16	1080.65	16350	0.03	0.05
55	55	56	670.10	370.11	765.52	16350	0.03	0.05
56	56	57	320.08	176.06	365.31	16350	0.01	0.01
57	57	58	276.07	152.05	315.18	6480	0.08	0.05
58	32	59	18.00	10.00	20.59	6480	0.00	0.00
Total:							48.05	109.33

Balanced Three-Phase Fault		
bus No.	Total Fault Current with DG	Rated Total Fault Current
	Current Magnitude (kA)	Current Magnitude (kA)
1	7.105	7.715
2	7.005	7.592
3	6.925	7.494
4	6.878	7.436
5	6.285	6.707
6	6.179	6.575
7	6.080	6.454
8	5.897	6.229
9	5.878	6.205
10	5.752	6.050
11	5.600	5.862
12	5.515	5.757
13	5.283	5.471
14	5.173	5.335
15	5.082	5.223
16	4.941	5.048
17	4.862	4.950
18	4.827	4.905
19	4.749	4.808
20	4.693	4.739
21	4.633	4.664
22	4.615	4.642
23	4.597	4.619
24	4.533	4.539
25	4.508	4.508

26	4.483	4.486
27	4.458	4.465
28	4.245	4.282
29	4.174	4.221
30	4.110	4.165
31	3.842	3.929
32	3.750	3.847
33	3.522	3.642
34	3.452	3.578
35	3.232	3.377
36	3.124	3.277
37	6.717	7.279
38	6.557	7.123
39	6.240	6.813
40	6.085	6.660
41	6.067	6.643
42	4.969	5.183
43	4.595	4.840
44	4.471	4.724
45	4.976	5.127
46	4.569	4.759
47	4.482	4.679
48	4.328	4.537
49	4.238	4.454
50	4.082	4.308
51	4.061	4.288
52	4.338	4.545
53	4.278	4.490
54	4.262	4.475
55	4.498	4.510
56	4.428	4.450
57	4.371	4.401
58	3.934	4.016
59	3.359	3.493

Show The Total Result with DG					
Generation GA	Location (Bus No.)	DG P (kW)	DG Q (kVAr)	fitness value	Ploss P (kW)
1	45	2710.00	3550.00	-160.96	62.13
2	45	2710.00	3550.00	-160.96	62.13
3	31	2470.63	2470.00	-168.08	59.50
4	31	2470.63	2470.00	-168.08	59.50
5	15	4790.46	1120.00	-184.16	54.30
6	55	3280.00	1517.77	-177.84	56.23
7	22	3230.15	2704.57	-195.93	51.04
8	55	3274.96	2378.74	-196.17	50.98
9	22	4217.16	1117.86	-197.53	50.63
10	22	3409.79	2541.63	-201.06	49.74
11	55	3409.79	2446.57	-203.64	49.11
12	55	3409.79	2377.26	-202.22	49.45
13	55	3503.46	2377.26	-206.55	48.42
14	55	3503.46	2377.26	-206.55	48.42

15	55	3503.46	2377.26	-206.55	48.42
16	55	3503.46	2378.75	-206.58	48.41
17	55	3503.46	2378.75	-206.58	48.41
18	55	3503.46	2377.37	-206.55	48.41
19	25	3503.46	2377.26	-208.12	48.05
20	25	3503.46	2377.26	-208.12	48.05
21	25	3503.46	2377.26	-208.12	48.05
22	25	3503.46	2377.26	-208.12	48.05
23	25	3503.46	2377.26	-208.12	48.05
24	25	3503.46	2377.26	-208.12	48.05
25	25	3503.64	2377.26	-208.13	48.05

>>

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ –นามสกุล	นายบุญฤทธิ์ ทองพูล
วัน เดือน ปี ที่เกิด	28 มิถุนายน 2518
สถานที่เกิด	จังหวัดสงขลา
ประวัติการศึกษา	วศ.บ. (วิศวกรรมไฟฟ้า) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	วิศวกร
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคกลาง
ผลงานดีเด่นและรางวัลทางวิชาการ	-
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	-